

**METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO
PREDICTIVO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
DE MEDIO VOLTAJE POR MEDIO DE
TÉCNICA DE ESTUDIO TERMOGRÁFICO**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO
PREDICTIVO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
DE MEDIO VOLTAJE POR MEDIO DE
TÉCNICA DE ESTUDIO TERMOGRÁFICO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: ERIK ISMAEL MOLINA QUIROZ

TUTOR: MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE

Quito -Ecuador

2023

Erik Ismael Molina Quiroz

METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE POR MEDIO DE TÉCNICA DE ESTUDIO TERMOGRÁFICO

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Erik Ismael Molina Quiroz (28-04-1994). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Ramon Barba Naranjo de la ciudad de Latacunga. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. El desarrollo de su proyecto técnico se basa en la evaluación del estado de los elementos de las redes de distribución de medio voltaje mediante técnica de análisis termográfico para proponer un esquema de mantenimiento que detalle las anomalías encontradas y posibles mejoras.
emolinaq@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Manuel Dario Jaramillo Monge (Y'1990). Realizó sus estudios superiores en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE de Quito, donde se graduó de Ingeniero Electrónico en Automatización y Control en el 2014. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Newcastle, Reino Unido, donde obtuvo el título en Máster en Electrical Power. Actualmente es profesor a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.
mjaramillo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO – ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Erik Ismael Molina Quiroz con documento de identificación N° 0503793812 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 16 de Marzo del año 2023

Atentamente,



Erik Ismael Molina Quiroz

0503793812

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Erik Ismael Molina Quiroz con documento de identificación No. 0503793812, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico: “Metodología de mantenimiento predictivo en redes de distribución de medio voltaje por medio de técnica de estudio termográfico”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 16 de marzo del año 2023

Atentamente,



Erik Ismael Molina Quiroz

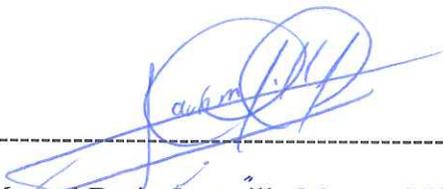
0503793812

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Manuel Dario Jaramillo Monge con documento de identificación N° 1714298005, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE POR MEDIO DE TÉCNICA DE ESTUDIO TERMOGRÁFICO, realizado por Erik Ismael Molina Quiroz con documento de identificación N° 0503793812, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 16 de marzo del año 2023

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Manuel Dario Jaramillo Monge', is written over a horizontal dashed line.

Ing. Manuel Dario Jaramillo Monge, MSc
1714298005

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Objetivos del trabajo	5
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. Modelo del sistema de energía eléctrica	7
2.1.1. Sistema de distribución en los sistemas de energía eléctrica	9
2.1.2. Unidades que completan un sistema de distribución	10
2.2. Mantenimiento en los sistemas eléctricos	16
2.2.1. Generalizaciones sobre el mantenimiento	17
2.2.2. Definición del mantenimiento	17
2.2.3. Importancia de implementar un plan mantenimiento	18
2.2.4. Componentes para la planificación del mantenimiento	19
2.2.5. Categorización del mantenimiento	20
2.3. Mantenimiento predictivo en sistemas eléctricos	24
2.3.1. Cualidades y beneficios de la aplicación del mantenimiento predictivo	24
2.3.2. Sistema o programación del mantenimiento predictivo	26
2.3.3. Técnicas aplicables en el mantenimiento predictivo	27
2.3.4. Mantenimiento predictivo aplicado en S/E y redes eléctricas	28
2.4. Técnicas predictivas aplicadas a las redes de distribución de medio voltaje	30
2.4.1. Inspección visual	30
2.4.2. Termografía	31
2.4.3. Ultrasonido	36
2.4.4. Efecto corona	37
3. MARCO METODOLÓGICO	40
3.1. Factores influyentes en la termografía	40
3.2. Condiciones para la realización de la termografía	42
3.3. Acciones en los puntos calientes	43
3.4. Correcciones de temperatura de punto caliente	44
3.5. Acciones mediante cronograma de trabajo	45
3.6. Procedimiento de la Termografía y mantenimiento predictivo	46
4. INSPECCIÓN TÉCNICA	54
4.1. Equipos a usar	54
4.2. Determinación del equipo de trabajo	56
4.3. Procedimiento de inspección termográfica	57

4.4. Parámetros usados en la inspección	58
4.5. Ruta de Inspección	59
4.6. Red Inspeccionada.....	60
5. ANÁLISIS.....	61
5.1. Anomalía Crítica: Estructura de 13 kV trifásica Semicentrada	62
5.2. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica centrada de retención.....	63
5.3. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica centrada pasante	64
5.4. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica semicentrada doble retención	65
5.5. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica semicentrada doble retención	66
5.6. Propuesta de plan de mantenimiento basado en el método GUT.....	67
6. CONCLUSIONES	70
7. RECOMENDACIONES	72
8. BIBLIOGRAFÍA.....	73
9. ANEXOS.....	77
9.1. ANEXO I: Información Cámara Termográfica	77
9.2. ANEXO II: Resultados del análisis Termográfico.....	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Lugar de reconocimiento Viche – El Roto, Quininde (CNEL Esmeraldas).....	5
Figura 2 Esquema general los SEP.	8
Figura 3 Componentes de la etapa distribución.	11
Figura 4 Seccionador.....	13
Figura 5 Cruceta.	14
Figura 6 Aislador de espiga.....	14
Figura 7 Transformador de potencia en la red de distribución.	15
Figura 8 Metas y actividades del mantenimiento.	18
Figura 9 Estructura del mantenimiento.	20
Figura 10 Ventajas para del mantenimiento predictivo.	25
Figura 11 Fallas detectadas con inspección visual en aisladores.	31
Figura 12 Explicación del mantenimiento predictivo con termografía.	36
Figura 13 Efecto corona V – I.	37
Figura 14 Cámara CoroCam 6D.....	38
Figura 15 Flujograma del proceso de termografía.	50
Figura 16 Flujograma del proceso de mantenimiento predictivo.....	51
Figura 17 Mapa conceptual de las etapas de mantenimiento predictivo.....	52
Figura 18 Diagrama georreferenciado del Alimentador S/E Viche – El Roto.....	54
Figura 19 Cámara termográfica FLUKE.....	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Mantenimiento preventivo en redes eléctricas de medio voltaje.	22
Tabla 2 Técnicas de Mantenimiento preventivo en componentes del SEP.....	29
Tabla 3 Acciones sugeridas por el ANSI basadas en la diferencia temperatura.	44
Tabla 4 Frecuencia de inspecciones a los elementos.	51
Tabla 5 Ejemplo de identificación de prioridades – Método GUT	53
Tabla 6 Características de la cámara termográfica.....	55
Tabla 7 Parámetros para diagnóstico	60
Tabla 8 Resumen de análisis termográfico	61
Tabla 9 Criterios de ponderación	68
Tabla 10 . Hipótesis.....	68
Tabla 11 Valoración de las hipótesis por criterio y actividad – Matriz GUT	69
Tabla 12 Priorización según Matriz GUT.	69

RESUMEN

Las empresas eléctricas de distribución para prestar un servicio eléctrico de calidad, eficiente y confiable, requiere implementar programas de mantenimiento donde se evalúan los componentes involucrados en la operación. Dentro de la ejecución sobresale el tipo predictivo, porque disminuye el costo que conlleva ejecutar el mantenimiento correctivo y preventivo, se dirige específicamente hacia la falla antes de su ocurrencia, esto brinda un lapso temporal para actuar y realizar una corrección previa al posible perjuicio al servicio o detención parcial. Para la predicción se hace uso de herramientas especializadas y pruebas de diagnóstico que no afectan a la operación.

El presente trabajo se enfoca en la aplicación del estudio termográfico por su amplio campo de aplicación, mínimo riesgo y costo, por lo tanto, se propone un esquema de mantenimiento predictivo que permite en las redes eléctricas de medio voltaje analizar anomalías, evaluar su estado y plantear posibles mejoras operativas. Mediante esta metodología, en primera instancia se procede con la evaluación y análisis del estado actual de los componentes de las redes bajo el uso de la cámara de termografía, determinándose la condición y posible deterioro para establecer aspectos técnicos para el desarrollo de una metodología con la finalidad de mejorar en los componentes sus características físicas y eléctricas que integralmente favorecen a la operación de las redes de distribución.

Palabras clave: Sistemas eléctricos de distribución, mantenimiento predictivo, termografía, fallas en la distribución de energía.

ABSTRACT

In order to provide a quality, efficient and reliable electric service, electric distribution companies need to implement maintenance programs where the components involved in the operation are evaluated. Within the execution, the predictive type stands out, because it reduces the cost of executing corrective and preventive maintenance, it is specifically directed towards the failure before its occurrence, this provides a temporary lapse to act and make a correction prior to the possible damage to the service or partial stoppage. For prediction, use is made of specialized tools and diagnostic tests that do not affect the operation.

The present work focuses on the application of the thermographic study due to its wide field of application, minimum risk and cost, therefore, a predictive maintenance scheme is proposed that allows analyzing anomalies in medium voltage electrical networks, evaluating their condition and proposing possible operational improvements. By means of this methodology, in first instance we proceed with the evaluation and analysis of the current state of the components of the networks under the use of the thermography camera, determining the condition and possible deterioration to establish technical aspects for the development of a methodology with the purpose of improving in the components their physical and electrical characteristics that integrally favor the operation of the distribution networks.

Key words: Electrical distribution systems, predictive maintenance, thermography, power distribution faults.

1. INTRODUCCIÓN

El servicio ofrecido por las empresas eléctricas pretende satisfacer con electricidad a la demanda, la misma que día a día es más amplia y su consumo es variado por lo tanto los operadores deben planificar el abasteciendo energético para la sociedad en crecimiento ya que esto representa una señal para su evolución en todos los sentidos desde las necesidades básicas de iluminación, comunicación, producción hasta las innovadoras tecnologías que por este servicio básicos se ha tenido acceso.

Con base a lo descrito es indispensable contar con un recurso energético de alta calidad y disponibilidad para el consumo de la demanda debido a la dependencia que mantiene con su desarrollo. Es el motivo por el que la matriz energética del sector eléctrico de cada región requiere contar con planes que fortalezcan cada una de sus etapas, para el caso del sistema de distribución en específico por su importancia debido a la relación directa con los consumidores, el mantenimiento es la clave para cumplir con un servicio de alta confiabilidad [1].

Para las redes de distribución y en general para todo el sistema los distintos tipos de mantenimiento cumplen un papel fundamental pero el predictivo y preventivo son los que mayores beneficios económicos y técnicos brindan acorde a los elementos y procedimientos que se utilizan. Entonces sobre lo expuesto se resalta al predictivo debido a su alta seguridad y minimización de cotos para el sistema, dentro de los varios procedimientos derivados de este mantenimiento el surgimiento de la técnica de termografía es la de más amplia aplicación y es formulada a través de la tecnología del infrarrojo para ejecutar la inspección del estado de los sistemas previo a su posible afección o daño, de esta forma se reduce en un futuro las fallas inminentes de dicha instalación [2].

Los dispositivos usados para el mantenimiento predictivo mediante termografía son cámaras térmicas capaces de detectar distintas condiciones atmosféricas (humedad, trayecto, viento, temperatura y radiación) por medio de la irradiación infrarroja, estos datos son necesarios para la

definición de la temperatura a cierta distancia sin tratamiento físico con el factor u objeto de análisis.

La detección de la variación de la condición térmica de los dispositivos y equipos es el factor determinante en la termografía para identificar anomalías previas a la ocurrencia de fallas en los sistemas eléctricos. De acuerdo a lo planteado se concluye que mediante este proceso en el mantenimiento se logra que los sistemas eléctricos operen de forma óptima y continua pese a los cambios frecuentes del consumo de la demanda y se consigue que los mismos estén preparados frente posibles perturbaciones en sus componentes; estas técnicas además están sometidas a un esfuerzo constante de mejoras con el propósito estratégico en común del sector eléctrico de abastecer con electricidad confiable, económica y segura a los usuario a pesar de cualquier afección interna o externa que sufra el sistema [3], [4].

Sin duda alguna la presencia de estas tecnologías para la ejecución de planes de mantenimiento y formulación de metodologías marcan en la conservación y buen funcionamiento de los sistemas eléctricos. El mantenimiento oportuno eleva en la industria energética la operación eficiente, eficaz y adecuada en sus actividades. Derivado de la importancia de aplicar la termografía en el mantenimiento como medio de predicción de fallos, este estudio plantea una metodología para la evaluación de los componentes en las redes de medio voltaje de una empresa eléctrica de distribución (CNEL ESMERALDAS), la cual está constituida por diferentes dispositivos sometidos a diferentes condiciones ambientales que afectan a su vida útil. En consecuencia, el objetivo actual trabajo es trazar y presentar técnicamente una guía práctica para el seguimiento directo como sistema de mantenimiento predictivo por medio de la técnica moderna termográfica que mitiga fallos o pérdidas del servicio de energía eléctrica.

El presente trabajo está contenido por secciones que exponen diferentes planteamientos investigados y resultados obtenidos, su distribución empieza por la **Sección 1** donde se presenta la introducción, planteamiento de la problemática, el alcance del trabajo y sus respectivos objetivos generales y específicos a cumplir; en la **Sección 2** se desarrolla el marco referencial a los conceptos base dirigidos al mantenimiento en los sistemas eléctricos y sus generalidades, en especial el

mantenimiento predictivo junto con los tipos, objetivos y ventajas, también se integra la teoría de las técnicas y aspectos característicos de este tipo de mantenimiento específicamente de la termografía que es la herramienta de interés de este estudio; en la **Sección 3** especifica el arco metodológico que consiente este estudio con sus respectivas definiciones, recursos, técnicas, herramientas, recolección de información y demás factores necesarios para conformar la investigación ejecutada; se detalla en la **Sección 4** la inspección técnica in situ para la adquisición e interpretación de datos requeridos para el análisis y evaluación de los componentes de la red eléctrica de medio voltaje que es objeto de estudio; se establece un diseño de la metodología para la ejecución del mantenimiento predictivo en dicha red de distribución en la **Sección 5**; la **Sección 6** evalúa dicha metodología para validar el procedimiento y sus resultados o alternativas frente a problema trazado y previo a concluir el trabajo en la **Sección 7 y 8** se exteriorizan las conclusiones y recomendaciones respectivamente para establecer un sistema de mantenimiento predictivo para las redes específicas de la empresa de distribución; y para finalizar se encuentra la bibliografía y anexos del estudio.

1.1. Planteamiento del problema

El esfuerzo permanente por alcanzar altos índices de calidad cuando se presta el servicio de energía eléctrica debido a las exigencias establecidas para llegar la demanda energética, impulsa a los operadores y planificadores de cada fase del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución) a crear condiciones para garantizar una transferencia de electricidad continua.

La entrega del suministro de energía eléctrica a los consumidores depende de redes de transporte que trasladen dicha energía desde las unidades de generación hasta los puntos de consumo, pero éstas requieren de estructuras que se vayan adecuando las necesidades de cada etapa, región y usuario característico como es el caso del nivel de voltaje. Por lo tanto, los agentes que operan el sistema deben encargarse de que las condiciones técnicas sean adecuadas a través del control y monitoreo constante de las redes y demás equipos para que el servicio sea de calidad y sin interrupciones.

Como todo proceso de producción los sistemas eléctricos también están expuestos a incidencias que afectan la operación normal o también eventos que interrumpen el servicio siendo este el peor escenario. Esta es la motivación por la que las empresas invierten constantemente en nueva tecnología que ayude a advertir, medir, manejar los parámetros que caracterizan a las redes del sistema; la complejidad de las redes y la incertidumbre en la ocurrencia de perturbaciones en las mismas han hecho que el mantenimiento sea indispensable en todo el proceso y sus estructuras. Frente a la circunstancia presentada la mejor alternativa de solución es implementar un mantenimiento predictivo que enfrente eficazmente a la amenaza de fallas que afecta a la estabilidad del sistema y por ende se ve afectado el suministro que simbolizan pérdidas económicas, y afectaciones sociales ya que todo se ve reflejado en las tarifas al usuario y la inestabilidad del servicio afecta a sus actividades cotidianas.

Las actividades ejecutadas por empresas son analizadas previamente para asegurarse que los costos de inversión instituyan verdaderos beneficios que contribuyan con la calidad del servicio entregado, y la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo son una de esas actividades que mejoran eficazmente los procesos de distribución de electricidad al predecir fallas antes de que estén afecten al sistema pero son un complemento a cada uno de los demás tipos de mantenimientos también indispensables para obtener un resultado en la calidad de la energía.

La ejecución de una metodología de mantenimiento predictivo en las redes de distribución de medio voltaje que cumpla con parámetros de seguridad, calidad y eficiencia es un objetivo que se logra alcanzar por medio de la termografía infrarroja debido a que simboliza un procedimiento oportuno al ser una técnica que no es invasiva en las operaciones normales de las redes ni tampoco es necesario detener servicio eléctrico al ejecutar los ensayos; lo garantiza un servicio de energía eléctrica continuo, y en el sistema la mejora de la fiabilidad [5].

En base a la descripción de la problemática presentada, se propone en el presente proyecto técnico la preparación de una metodología general de mantenimiento predictivo que aplica como herramienta las técnicas de termografía en redes de medio voltaje que operan a 13,8 kV, este

esquema propuesto constituye una guía que permite conocer la condición del sistema, detalla las anomalías y plantea posibles mejoras operativas que contribuyen a aumentar la calidad del servicio.



Figura 1 Lugar de reconocimiento redes de distribución Viche – El Roto, Quinindé (CNEL Esmeraldas).

1.2. Objetivos del trabajo

Alcance

El presente trabajo se analizará el comportamiento de los elementos de las redes de distribución de medio voltaje a 13,8 kV mediante técnicas de termografía considerando condiciones ambientales severas como la salinidad y la humedad.

El caso de estudio se plantea en el uso de las redes de distribución ubicadas en la provincia de Esmeraldas que se encuentra al norte de la región litoral del Ecuador, a una altura de 15 msnm con clima tropical alrededor de 25 °C, donde los aisladores y herrajes al estar sometidos a la salinidad sufren deterioro con el tiempo, debido a diferentes condiciones eléctricas, tensiones mecánicas y las condiciones climáticas adversas.

Objetivo Principal

- Evaluar el estado de los elementos y componentes de las redes de medio voltaje mediante técnicas de análisis termográfico considerando el efecto de la salinidad.

Objetivos específicos

- Analizar las redes de distribución de medio voltaje en condiciones actuales, determinando los principales equipos y componentes a analizarse.
- Comparar los resultados obtenidos por técnicas de termografía en distintas condiciones ambientales y de carga.
- Proponer un esquema de mantenimiento, que detalle las anomalías encontradas y sus posibles mejoras operativas.

2. MARCO TEÓRICO

Para impedir la pérdida del suministro energético o entregar un servicio con bajo índice de calidad, es importante la implementación de un mantenimiento predictivo que permite anticipadamente conocer las condiciones y posibles afecciones en los componentes del sistema y poder establecer un plan de mejoras operativas según la prioridad de los requerimientos. Los usuarios tienen una dependencia directa con las empresas distribuidoras ya que son quienes dotan con electricidad por medio de las redes de distribución a los hogares negocios e industrias, debido a esta relación existe la obligación de atender a la demanda con un óptimo servicio.

Esta es la motivación del presente proyecto para generar un método de análisis a través del mantenimiento predictivo para mitigar efectos negativos por deterioros en las redes de distribución, eventos que son posibles prevenir con la técnica de análisis termográfico que consigue datos relacionados a la condición térmica de los elementos de las redes como: torres con su infraestructura, seccionadores, crucetas, transformadores, conectores, bushing, tirafusibles, aisladores, estribos, conductores, entre otros para posteriormente evaluar su condición en situaciones de máxima demanda y definir si existe excesivo calentamiento u otras averías y así extender su vida útil evitando que el servicio de energía se vea afectado. Este mantenimiento requiere de estrategias definidas en un plan que puedan ser aplicadas periódicamente con el fin de que se ponga en conocimiento el estado de cada componente y que por medio de una evaluación se proceda a la corrección y mitigación de daños por fenómenos térmicos amorales; es fundamental señalar que existen diferentes técnicas usadas en el mantenimiento predictivo pero la más desarrollada y de mayor beneficio es la realizada a través de cámaras termográficas recalando que es un medio de detección de manifestaciones térmicas externas mientras que existen técnicas son complementarias para diagnósticos internos en equipos del sistema eléctrico [6], [7].

2.1. Modelo del sistema de energía eléctrica

El esquema del sector eléctrico se lo denomina como sistema eléctrico de potencia (SEP) y está constituido por tres etapas como se visualiza en la Figura 2, la primera inicia con la producción de

energía que se origina por medio de plantas de generación provenientes de diversas fuentes primarias de energía (hidráulica, solar, eólica, biomasa, térmica, etc.).

La siguiente etapa es la de transmisión que es el medio físico por donde se transporta la energía y se produce a elevados niveles de voltaje por temas de eficiencia, esta fase recorre extensas longitudes llevando a granel diferentes cargas de energía hacia las subestaciones o puntos de conexión que dirigirán la energía hacia los consumidores por las redes de distribución, aunque también las redes de transmisión tienen la posibilidad de abastecer directamente a la demanda que requiere de grandes consumos.

La siguiente y la última etapa del sistema es la distribución o etapa de consumo que es donde se localizan los usuarios finales; en la siguiente sección se detallará más a profundidad esta etapa donde se focaliza el presente proyecto [8], [9].

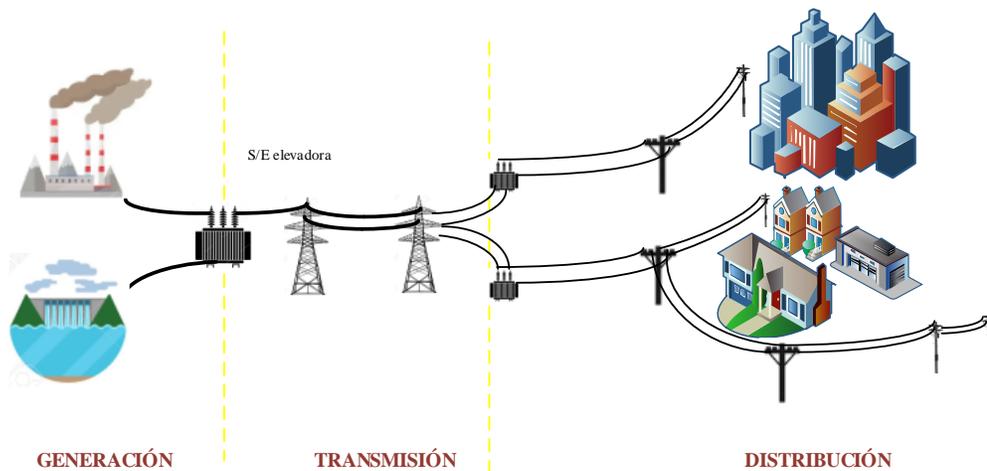


Figura 2 Esquema general los SEP.

Cabe resaltar que los consumidores son la parte más importante del sistema de potencia ya que en función de su comportamiento se diseña, se planifica y opera, con el objetivo principal de abastecer a la demanda con energía eléctrica de calidad, confiable, segura y al mínimo costo.

Los sistemas eléctricos tradicionales se caracterizan por ser equilibrados e instantáneos ya que tanto la producción como el consumo ocurren de forma simultánea lo que significa que lo que se produce de energía debe equivaler a lo consumido más las respectivas pérdidas, esto es debido a que actualmente los sistemas energéticos no están diseñados para disponer de un almacenamiento, pero si existen pocos y pequeños sistemas que han ido evolucionando [10].

2.1.1. Sistema de distribución en los sistemas de energía eléctrica

La etapa de repartición o distribución de energía es la parte responsable entregar energía a los usuarios finales de modo seguro y de calidad. En otras palabras, un sistema de distribución de energía es un sistema que transporta energía eléctrica a industrias, hogares, iluminación de ciudades, etc. Esto ocurre a través de redes físicas de transporte, transformadores y otros componentes que posteriormente se detalla.

Los sistemas de distribución son estudiados y diseñados, centrándose principalmente en la carga. Este análisis es complicado ya que se consideran diversos aspectos, entre ellos: características de gasto energético, ubicaciones descentralizadas y capacidad de carga para la operación óptima, conjunta, coordinada y segura y confiable de los componentes de la red de distribución en el proceso de ser energizados en paralelo a toda la red eléctrica centralizada. Las medidas de ajuste basadas en la carga para facilitar la distribución de energía son [11], [12]:

- Variación de voltaje
- Implementación de equipos de compensación
- Examen de elementos presentes en el sistema

Invertir en esta fase del sistema, dependiendo si se trata de líneas aéreas, bajo tierra o sistemas híbridos, se da en función de cómo se adecúa el arreglo de distribución de las redes para brindar servicios de energía y guardan relación económica directa debido a la participación de hasta el 80 por ciento junto con la generación de la inversión general motivo por el que requieren amplios

estudios y planeamiento óptimo. Las investigaciones técnicas y económicas inician con la especificación de los tipos de carga que perfilan el gasto de energía; estas cargas son [13]:

- Residenciales con consumos de carga reducida, y la delineación de los tramos son monofásicas.
- Comerciales donde es mediano el gasto de potencia, son de arreglo trifásico en su mayoría y demandan seguridad frente a posibles fallos por ser cargas significativas
- Industriales son de gran potencia de consumo, algunos tienen la posibilidad de producir energía para autoconsumo o energía adicional para entregar a la red.

También es posible clasificar a la carga según la densidad de la carga, según el establecimiento del esquema de tarifas de energía, dependiendo del factor de utilización, y también la catalogación se da en base a la sensibilidad en el consumo. Esta clasificación permite realizar un diseño de las redes que sea acorde a las exigencias actuales y futuras de las cargas y del sistema eléctrico central [14].

2.1.2. Unidades que completan un sistema de distribución

La topología de las redes en la distribución se caracteriza por ser radial, abierta y en malla. El esquema radial llega a las cargas por tramos lineales donde solo existe una forma de energizar la carga, típicamente está destinado a dar servicio a áreas rurales y el consumo energético es menor. La segunda topología proporciona energía a través de dos rutas, la primera se usa para el servicio directo, y la segunda ruta está disponible y es destinada para uso de emergencia. Y el esquema de malla se caracteriza por tener varias rutas por las que circula la energía a los varios puntos de consumo, lo que reduce la congestión y da respaldo al sistema. Los elementos diseñados para permitir el transporte y entrega de energía eléctrica, independientemente de la topología utilizada son característicos en la distribución se detallan más adelante y se esquematizan de la siguiente figura dentro del sistema eléctrico de potencia [15], [16]:

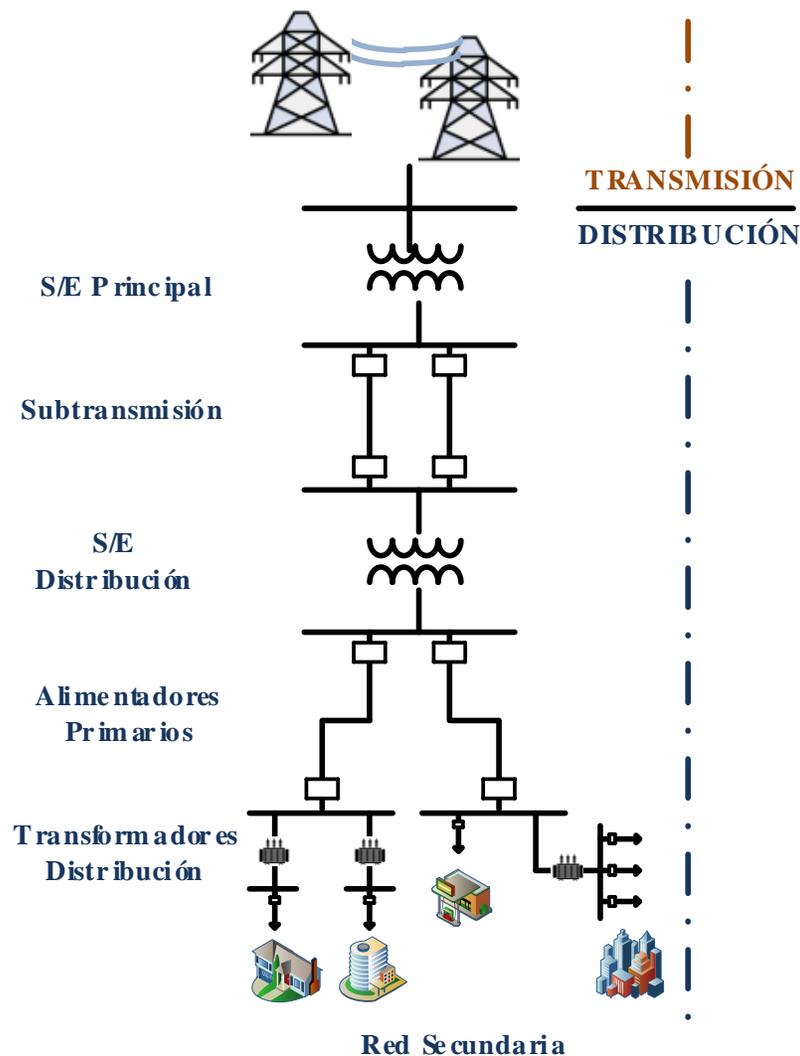


Figura 3 Componentes de la etapa distribución.

a) Subestación de potencia

Aquí inicia la fase de distribución de energía, es donde se convierte el nivel voltaje de energía recibida de las redes de transporte de alto voltaje haciéndola apta para la subtransmisión. Consiste en transformadores de gran tamaño disminuyen los voltajes de la etapa de transmisión a voltajes inferiores en el rango de 69, 22 o 13,8 kV. Las subestaciones también incluyen dispositivos de protección, de corte y reconexión, seccionadores y relés en cada lado es decir en la transmisión y distribución, así como interruptores automáticos. Además, se cuenta también con dispositivos de

medida que aquí consta tanto el transformador de corriente y el transformador de tensión, y capacitores especializados para ajustar el factor de carga [17].

b) Subtransmisión

Estas son las mallas que operan en alta tensión y parten de la subestación de potencia central, está compuesto por líneas y elementos (seccionadores, relés, entre otros) que sirven para suministrar energía al siguiente nivel, que es realmente donde inicia el sistema primario de distribución.

c) Sistema primario de distribución

Aquí llega la carga de potencia de la etapa anterior a un nivel elevado de voltaje y ajusta dicho voltaje a un nivel medio para entregarlo en el principal alimentador. La configuración más habitual es la de bucle, que se conecta con al menos dos fuentes energéticas que son los alimentadores y pueden ser extendidos en la superficie o bajo la tierra. La red de distribución primaria está formada por extensos alimentadores encargados de suministrar energía a una red secundaria modificando los voltajes por medio de los transformadores de distribución. Estos alimentadores están soportados por arreglos monofásicas o trifásicas y adosados a columnas de hormigón, madera o fibra.

Los niveles de tensión especificados para los equipos de distribución de energía dependen del tipo de demanda de energía de los consumidores, por lo que los voltajes se establecen de forma óptima teniendo en cuenta factores técnico /económico de la demanda y de la red. Esta red primaria la componen los siguientes elementos [18]:

- Alimentadores: cumplen la función de transmitir la media tensión desde la S/E hacia los transformadores de distribución, y sus circuitos pueden ser de construcción mono, trifilar o bifilar, y sus conexiones son toroidales, trefiladas, malladas y radiales. Son los elementos principales y mayormente usados en el sistema de distribución, estos alimentadores están conformados por múltiples segmentos con diferentes componentes. Por lo tanto, se puede entender que la línea primaria tiene múltiples elementos, que en su mayoría se conectan en cadena y se distribuyen en un área extensas. Por lo que, el flujo de energía va en una sola

dirección, lo que significa que múltiples cargas se adhieren en la extensión del alimentador. Un corte de energía puede deshabilitar todos los clientes al final del componente fallido.

- Postes: sostienen los conductores y otros equipos de los tramos superficiales, apartándolos del suelo, que están sujetos a fuerzas que los comprimen o flexionan de acuerdo al peso del material montado, generalmente son de forma circular de hormigón y plástico, y cumplen con estándares requeridas para la distribución.
- Conductores: en las redes de transmisión y distribución de aluminio desnudo. Existen dos tipos referenciales, el ACSR para áreas urbanas y periféricas, es de poca resistencia al movimiento de las cargas, y por eso en ciertas condiciones tiene aleaciones con acero para mayor sobre esfuerzo de tensión. En algunos casos se utilizan varias configuraciones en función de la tensión nominal requerida. El conductor semi aislados es el segundo tipo que brinda alta fiabilidad operativa y afinidad ambiental al ser ecológico, se utilizan en áreas con mucha vegetación y fauna por lo que se adapta a condiciones atmosféricas severas.

d) Equipo de seccionamiento

Se usa un disyuntor para encender o apagar el vacío con una palanca que se usa para operar manualmente el circuito.



Figura 4 Seccionador.

Fuente: Autor (Foto de campo Circuito 6 Red 13,8 kV Viche – El Roto).

e) Estructuras en redes distribución aéreas

Las crucetas son los elementos que componen estas estructuras son rangos específicos entre 1,5 a 2,4 metros y los aisladores se sujetan en estas crucetas. Los aisladores en las redes son comúnmente de los siguientes materiales: caucho de silicona, porcelana en cadena y de terminal de espiga, estos aisladores están diseñados para resistir esfuerzos ambientales, mecánicos y eléctricos según las características del medio de aplicación [19].

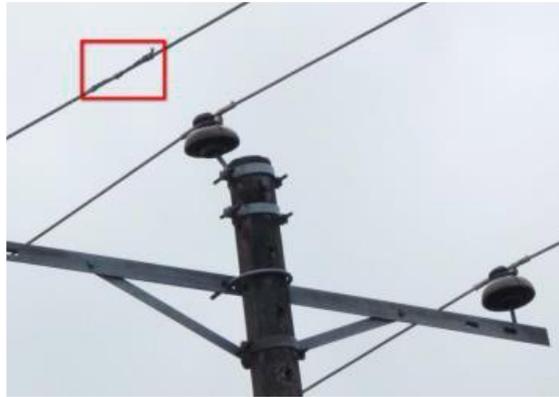


Figura 5 Cruceta. .

Fuente: Autor (Foto de campo Circuito 6 Red 13,8 kV Viche – El Roto).

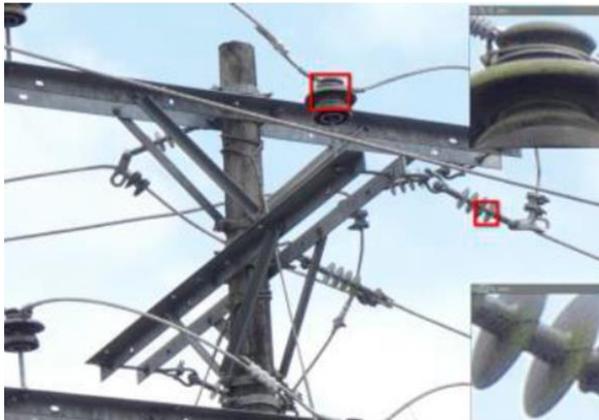


Figura 6 Aislador de espiga.

Fuente: Autor (Foto de campo Circuito 6 Red 13,8 kV Viche – El Roto).

f) Transformadores de potencia de distribución

Desde el punto de vista técnico, es bien sabido que la función del transformador es cambiar la magnitud del voltaje recibido en la bobina principal de acuerdo con el fenómeno de inducción electromagnética y proporcionar el voltaje necesario a través de su bobina secundaria.

Se transfiere energía sin cambiar sus características de frecuencia se cambia el nivel de voltaje recibido del suministro primario reduciéndose a un voltaje más bajo accesible a los usuarios y sistemas secundarios. Su diseño es apto para la instalación en postes eléctricos o en cuartos de transformación ya que son de pequeña capacidad [20].



Figura 7 Transformador de potencia en la red de distribución.
Fuente: Autor (Foto de campo Circuito 6 Red 13,8 kV Viche – El Roto).

Aunque es un dispositivo estacionario, es muy importante mantenerlo o realizar actividades que cuiden su integridad debido al proceso termoeléctrico dinámico que tiene lugar en su interior. Su sistema de aislamiento está compuesto líquidos (aceite) y sólidos (celulosa), el material sufre un cambio químico sometido a factores de humedad, alta temperatura y aire que son estimulados por los materiales de la bobina. Por lo tanto, es indispensable verificar regularmente la temperatura de y revisar el aceite aislador para tomar las medidas necesarias para extender su tiempo de vida [6].

g) Conectores

Son elementos que se utilizan para conectar circuitos. En cuanto a los conectores, los mayormente manejados para redes media y baja tensión son los de presión, dentados simples y dobles.

h) Sistema secundario de las redes de distribución

Los transformadores de potencia es el inicio de la red de distribución secundaria hasta las estaciones de consumo. Los consumidores se unen a las redes por conductores, esto simboliza que en esta fase se incluyen a los tramos que distribuyen la electricidad directamente a los usuarios finales y demás servicios donde se une la red es el punto de consumo. El voltaje que llega a los consumidores es de bajo nivel y dependiendo de los servicios pueden ser público, residencial, comercial e industrial, y su estructura es monofásica (120–240 V) y trifásica (127–220 V) aterrizados [21].

2.2. Mantenimiento en los sistemas eléctricos

En la actualidad, las empresas del sector eléctrico, dedicadas a la generación, transporte o distribuidoras del suministro de electricidad, se han convertido en más que un agente para cumplir con un servicio más bien su reto es ofrecer una fiabilidad elevada igualmente disponibilidad global para garantizar a los usuarios el acceso pleno y confiable a la energía. El mantenimiento es el camino para alcanzar el objetivo de los sistemas eléctricos de potencia y esta actividad se aplica en cada uno de sus equipos, instalaciones, herramientas que lo componen [22].

Existe 3 tipos de mantenimiento más conocidos, el primero realiza acciones de corrección es decir que cuando se origina una falla en un dispositivo o equipo en particular del sistema se puede producir la pérdida del mismo o un paro parcial en la operación, para el efecto este mantenimiento ejecuta acciones que corrigen o sustituyen al elemento dañado. La siguiente alternativa de mantenimiento corresponde al preventivo en el cual se realizan actividades que minimizan la posibilidad de irreparables deterioros sobre los equipos relacionados a los diferentes procedimientos, en efecto los costos derivados del mantenimiento se verán reducidos. Por otra

parte, el tercero es el predictivo que como su nombre lo dice prevé la ocurrencia de fallas analizando el estado de cada componente más adelante se detalla los tipos existentes.

2.2.1. Generalizaciones sobre el mantenimiento

El mantenimiento es el trabajo ineludible para mantener en buen estado cualquier clase de bien. En la mayor parte de las disciplinas técnicas, consideran la aplicación de sistemas de mantenimiento esto se debe a que representa un conjunto de estrategias para salvaguardar y garantizar el funcionamiento óptimo y sin interrupciones de los dispositivos tecnológicos. Hoy en día, los procesos de mantenimiento han incorporado equipos que facilitan el cumplimiento de metas, que se pueden resumir en que el mantenimiento pretende reducir costos, niveles de afectación al medio ambiente y a la operación normal de los sistemas para alcanzar la máxima eficiencia productiva.

Mantenimiento, por tanto, es el conjunto de conocimientos, habilidades y técnicas para el manejo de instrumentos y equipos de un sistema o medio, aplicando con el objetivo de mejorar efectivamente los procesos de manufactura, los recursos humanos y demás actividades o factores relacionados. Por lo tanto, el mantenimiento debe verse como una herramienta valiosa dentro del proceso de producción sin perder su propósito: maximizar el uso de los componentes y recursos disponibles de los sistemas durante el máximo tiempo viable con un número mínimo de intromisiones y a costo mínimo [23].

2.2.2. Definición del mantenimiento

El mantenimiento es un procedimiento relacionado a todo tipo de funciones empresariales y productivas en las que se supervisa el estado de las instalaciones. En esta dirección, podemos decir que el mantenimiento conlleva la ejecución de un grupo de ejercicios elementales para mantener o devolver al sistema a un estado en el que se pueda garantizar su operación al menor costo posible. En función de esta definición es posible distinguir actividades y metas del mantenimiento:

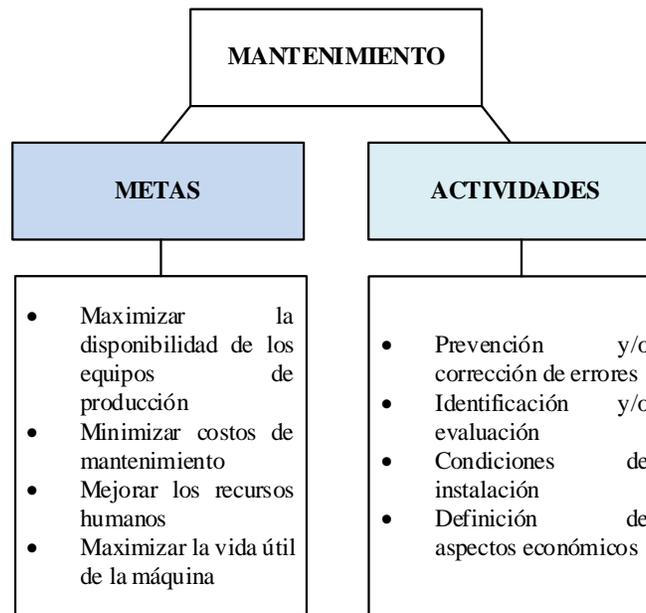


Figura 8 Metas y actividades del mantenimiento.
Fuente: [23]

2.2.3. Importancia de implementar un plan mantenimiento

Un programa de mantenimiento adecuadamente estructurado conlleva a la aplicación correcta de la misma sobre todos los equipos y estructuras, por ende, su ejecución y operación corresponderá al plan. Los resultados más importantes del mantenimiento son lograr la extensión de la vida útil del componente y disminuir los costos de mantenimiento o reparación del equipo para el reintegro en el proceso de operación. El mantenimiento se complementa con la actividad recurrente de inspección lo que facilita la detección de fallas que ocasionan daños en los equipos o incluso daños y accidentes que afectan el panorama financiero o incluso al recurso humano. Por lo tanto, el mantenimiento no se ejecuta inesperadamente si no que sigue un cronograma a través de una metodología que ha sido planificada, y gracias a diversos eventos consumados se obtiene el resultado de mejorar la labor de todo el sistema [24]. Las funciones, componentes, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución eléctrica se discuten en detalle a continuación.

2.2.4. Componentes para la planificación del mantenimiento

La gestión del mantenimiento debe ser un plan integral donde se deben evaluar las actividades en función de la condición de los equipos para organizar de mayor y menor prioridad de las tareas con el fin de que los resultados buenos y se reflejen en una óptima operación. Las más sobresalientes tareas dentro de la planificación del mantenimiento son [25]:

- Evaluación ciertos equipos cuando operar continuamente en condiciones normales y anormales.
- Reemplazo inmediato o temporal ciertas partes afectadas evitando la perdida de marcha del proceso.
- Reprogramación de inspección de la instalación.
- Monitoreo frecuente por investigación, comprobación, justificación y evidencia.
- Ejecución de inventario para identificar y hacer recomendaciones para la adquisición de nuevos componentes, piezas y demás suministros.
- Determinación de un cronograma técnico y económico.

La estructura conceptual del mantenimiento es la siguiente:



Figura 9 Estructura del mantenimiento.

Fuente: [24]

El esquema muestra la organización de la gestión del mantenimiento, para generar o ejecutar un plan coordinadamente, de modo que cada tarea o fase se corresponda en secuencia y adicionalmente puedan ser controladas.

2.2.5. Categorización del mantenimiento

Dentro de los tipos de mantenimientos existentes se tiene los siguientes.

a) Mantenimiento de rutina

Se trata de una programación de inspección periódica del establecimiento o instalación donde se identifican los componentes a examinar para establecer y evaluar si cumplen con las condiciones del medio en el que se encuentran como las infraestructuras eléctricas, esto afirma una protección firme ante dificultades (descargas, corriente de fuga, sobretensiones, etc.).

b) Mantenimiento programado

La principal función de este tipo de mantenimiento es sistematizar completamente las tareas a ejecutarse, un ejemplo de ellas es el montaje, restauración y/o cambio de algún componente.

c) Mantenimiento preventivo

Es un método pre-implementado para prevenir fallas de diversos dispositivos, esto quiere decir que es un mantenimiento planificado diseñado para reducir la posibilidad de ocurrencia de fallas y conservar las condiciones de trabajo seguras durante la vida útil especificada por el fabricante. Las formas de realización de este mantenimiento son [26]:

1. Periódico programado por condición, se produce sobre el equipo que está fuera de servicio.
2. Periódico programado, se produce sobre el equipo en servicio activo.
3. No periódico programado.

Durante la implementación se deben realizar las siguientes acciones:

- Reconocimiento: para comprobar el estado del dispositivo y comparar las propiedades actuales con parámetros especificados.
- Asistencia: son las acciones de complemento en la operación como reposición de líquidos, lubricantes, limpieza, etc.
- Calibración: se hace la comparación de datos de los elementos con parámetros especificados de forma periódica.
- Ensayos: es la evaluación del trabajo que hacen los elementos para detectar defectos.

- Ajustes e instalación: es alinear o cambiar oportunamente el dispositivo para perfeccionar su labor y también en los equipos fuera de servicio para conservar su estado.

El desempeño de estas tareas de mantenimiento preventivo se calcula utilizando métricas que miden el efecto de estos procedimientos en la condición del equipo usado. Estas mediciones son valiosas ya que en base a los resultados se pueden elaborar cronogramas, proyección de costos, tiempo de reparación y de trabajo, adecuados a las circunstancias dadas [27].

Mantenimiento preventivo en instalaciones eléctricas

El mantenimiento preventivo en las estructuras de los sistemas eléctricos se puede planificar mes a mes, considerando que la inspección visual es fundamental para identificar el estado de sus elementos y no es necesario desmontar la instalación para realizarlo [28].

Tabla 1 Mantenimiento preventivo en redes eléctricas de medio voltaje.

Elemento	Descripción
Elementos de corte, maniobra y protección	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de tornillos. • Limpieza y lubricación sistema mecánico. • Limpieza de aisladores • Limpieza de aisladores, cuba y zona circundante.
Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de las zonas circundantes al transformador y demás elementos en media tensión. • Ajuste de tornillería.
Redes Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de cámara, cajas de paso y canalización. • Limpieza de los cables y demás elementos eléctricos
Otras actividades	<ul style="list-style-type: none"> • Los terminales premoldeados se deben limpiar

Nota: Fuente: [28].

d) Mantenimiento predictivo

Este mantenimiento ejecuta pruebas sobre los elementos para comprender la condición actual y predecir posibles averías. Y como resultado se tiene acceso a realizar operaciones correctivas y/o preventivas para mejorar su operación.

En el estudio se examina los parámetros de actividad, lo que permite identificar errores antes de su ocurrencia para así evitar en su medida consecuencias más graves. Es posible estudiar la evolución de los parámetros para saber el desenlace de posibles eventos en un determinado tiempo, con esta información se puede programar tareas e intervenciones en un periodo oportuno. En la sección a continuación se expone ampliamente este tipo de mantenimiento [29].

e) Mantenimiento correctivo

Es la forma más sencilla de mantenimiento y como su nombre lo indica su principal actividad es corregir defectos existentes en equipos o instalaciones, el proceso consiste en ubicar donde se encuentran los defectos y luego rectificarlos o remediarlos.

Este es el mantenimiento que se realiza después de que se ha presentado la perturbación y se ha designado la restauración del objeto a un estado en el que pueda realizar la ocupación que se requiere, se puede realizar de dos modos el mantenimiento correctivo [30]:

- i. Programado:** es aquella falla que a pesar del efecto que pueda tener permite que el componente o proceso relacionado permanezca operativo, aunque no esté realizando íntegramente sus funciones o de las partes que lo integran.
- No programado: dentro de esta categoría se definen dos actividades de mantenimiento en función de su gravedad, cuando es de emergencia significa que el arreglo o reemplazo debe ser breve debido a que la falla amenaza la integridad del elemento y demás partes, mientras que es de urgencia debe ser atendido de inmediato ya que causa un mal funcionamiento.

- ii. **Condicional:** se llama a este mantenimiento a la totalidad de las acciones que se realizan durante la comprobación o búsqueda de errores. Esta tecnología permite revelar fallas escondidas.

2.3. Mantenimiento predictivo en sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos tienen como objetivo minimizar costos (operación – mantenimiento) para entregar un servicio de energía eléctrica confiable y de calidad por lo tanto este es el objetivo que también fomenta y adopta el mantenimiento predictivo y trabaja sobre los procesos y componentes para mejorar estos objetivos. El monitoreo del sistema es el fundamento del mantenimiento predictivo, y se genera midiendo y evaluando parámetros durante el funcionamiento de los equipos sin la necesidad interrumpir actividades o detener la operación del equipo. Esto significa que puede conocer el estado de los equipos, máquinas o elementos cuando se encuentran en funcionamiento. Muchas industrias aplican los programan trabajos de mantenimiento en días donde existe la posibilidad de realizar cortes en la producción, lo que no es posible en el sector eléctrico debido a que este es el peor panorama para el sistema por lo que interrumpir el suministro eléctrico es imposible, la alternativa es ejecutar estos trabajos implementando técnicas varias en momentos adecuados cuando el gasto de energía es bajo. Existen estos tipos de mantenimiento predictivo [4]:

- En servicio: como su nombre lo dice se produce en servicio es así que el comportamiento normal del mismo no se ve afecta por lo tanto el activo puede entrar en mantenimiento.
- En salida de servicio: es contrario al anterior comprende en la paralización del servicio para realizar el mantenimiento sobre el o los elementos.

2.3.1. Cualidades y beneficios de la aplicación del mantenimiento predictivo

En primera instancia se pueden detallar específicas características que definen al mantenimiento predictivo que aplicado a las redes eléctricas conllevan a ventajas como las mostradas en la Figura 10 que mejoran los procesos del sistema, estas son:

- Se realiza mediante monitoreo de registros continuo y periódico, este último se guía según el programa sugerido por el constructor o estándares propios del equipo en análisis; y la inspección preventiva puede ser o no en el lugar de operación.
- Desarrollar criterios de comparación para identificar rápidamente fallas en componentes.
- Reduce significativamente el riesgo de errores al configurar la determinación de fallas.
- Utiliza técnicas especializadas no complejas de uso para la localización y el estudio por lo que los datos obtenidos informan el estado del dispositivo detalladamente.
- Identifica errores con mucha rapidez.
- Especifica con precisión cuándo reemplazar un elemento o dispositivo.
- A partir de la información obtenida se genera una base de datos para facilitar las tareas de mantenimiento para actividades y predicción de fallas futuras.

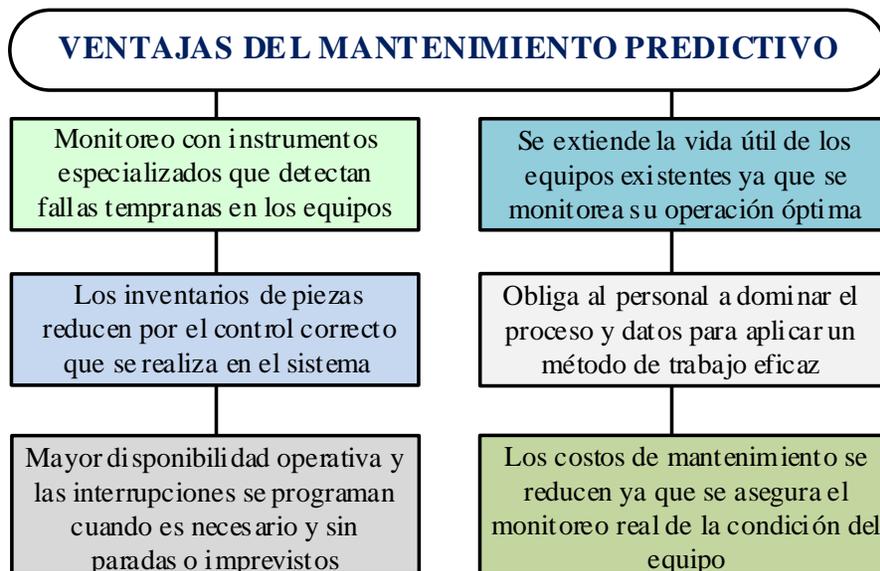


Figura 10 Ventajas para del mantenimiento predictivo.

2.3.2. Sistema o programación del mantenimiento predictivo

Como puede verse, un seguimiento extenuante y continuo de los parámetros de los equipos desde el punto de vista del mantenimiento previene fallas y paros en el proceso de producción. Al mismo tiempo, como se mencionó en las ventajas se reduce el costo de cambio programado de piezas o dispositivos, lo que les permite continuar operando óptimamente hasta que su vida útil lo permita.

Los siguientes pasos son importantes al instituir y aumentar la eficacia del mantenimiento preventivo:

- a) Identificación: inicialmente es necesario reconocer las necesidades y habilidades del sistema o industria que depende de la relevancia, del tipo y cantidad de equipos involucrados.
- b) Elección: considerando la capacidad, costo, dificultad y trabajo que realizan se ubica a los equipos o parte más relevantes en el proceso, que para el caso de sistemas eléctricos pueden ser plantas de generación, S/E, transformadores, entre otros, que son revisados según un cronograma especificado.
- c) Determinar la mejor técnica de validación: aquí se determina qué, cómo, cuándo y lugar donde medir.
- d) Fijación de pronósticos: aquí consta el plan de ejecución del mantenimiento predictivo donde se incluye los equipos del sistema seleccionados para estudio e instrumentos para medir, recolectar y examinar datos.
- e) Revisión de datos e implantación rangos: los límites se basan en la experiencia o en una base de datos previamente obtenida donde se analizan y se fija un promedio para dar un rango de valores que puedan calificarse de normales o que la operación es aceptable.

- f) Referenciación es el proceso en el cual se compara los datos medidos o tomados con punto de referencia con esto se sabe se encuentra en los límites admisibles.
- g) Acopio, registro y evaluación: los fallos de funcionamiento de la máquina se intentan identificar por tendencias en función de la información recopilada.
- h) Análisis del equipo: aquí se corrobora defectos, cual es la causa y como va progresando.
- i) Como último paso se enmienda la falla.

2.3.3. Técnicas aplicables en el mantenimiento predictivo

Son los ensayos sobre ciertos dispositivos para conocer cuál es su estado actual y pronosticar los defectos que pueda presentar. Lo que resulta de estas pruebas de mantenimiento permiten mejorar la operación por las acciones correctivas o preventivas o las dos acciones juntas que se han tomado. Las técnicas de mantenimiento preventivo en los sistemas eléctricos son las siguientes [31]:

- a. Inspección visual: corresponde a la revisión directa o indirecta de los terminados o apariencia de componentes. Como por ejemplo la alineación, pintura y nivel de fluidos.
- b. Imagen térmica o termografía: se basa en la medida del factor calorífico disipado a través de los componentes de los sistemas de energía y se perciben con mayor facilidad en condiciones extremas o de demanda máxima. Así es posible revelar altas temperaturas, uniones desacopladas o dañadas, desequilibrios de carga o de circuitos, daños del aislamiento.
- c. Prueba de aislamiento: se aplica a los bobinados del transformador donde se mide la mínima resistencia que el aislamiento soporta durante el servicio.

- d. Pruebas de Relación y Resistencia Óhmica: Estas pruebas verifican la salud de los bobinados del transformador en alto y bajo voltaje, así se halla si hay cortocircuitos en los espirales del devanado.
- e. Prueba de rigidez dieléctrica: se realiza en los transformadores específicamente en el aceite comprueba el voltaje de ruptura del fluido aislante.
- f. Calidad energética: permite ver el estado de las variables eléctricas en relación a perturbaciones que afectan la calidad y poder formular posturas que definen dicho comportamiento.
- g. Estudio de carga: este tipo de medición se realiza en el transformador para saber la curva de carga y establecer la potencia de operación que tiene con el fin de conocer si la demanda supera los límites del transformador y realizar acciones de ser preciso.
- h. Prueba mecánica: se verifica el mecanismo de trabajo de los componentes, como ejemplo en un interruptor la apertura y cierre.
- i. Disparo de protecciones: este ensayo evalúa el sistema de protección como fusibles quemados.
- j. Otras técnicas son las de efecto corona, ultrasonido, vibraciones, frecuencia, etc.

2.3.4. Mantenimiento predictivo aplicado en S/E y redes eléctricas

En función de las técnicas anteriores, como se pudo observar se puede efectuar en varios componentes del sistema eléctrico. Este enfoque se presenta seguidamente cuando se aplica específicamente en subestaciones y redes eléctricas de medio voltaje [26]:

Tabla 2 Técnicas de Mantenimiento preventivo en componentes del SEP [29].

Elemento	Actividad de mantenimiento predictivo
Elementos de corte, maniobra y protección	<ul style="list-style-type: none">• Revisión visual del sistema• Prueba de aislamiento en bobinados• Termografía• Limpieza de aislantes y piezas metalizadas• Lubricación de fragmentos móviles• Ensayo mecánico• Disparo de protecciones y fusible• Revisión de contactos, aislantes.• Revisión de los niveles aislamiento.• Reconocimiento visual del sistema en general• Examen termográfico.• Prueba rigidez dieléctrica en lubricantes y aislantes
Transformadores	<ul style="list-style-type: none">• Prueba de aislamiento en bobinados• Prueba de resistencia óhmica en bobinados• Prueba de relación de número de vueltas en bobinados• Estudio de carga en los transformadores• Prueba de calidad energética• Prueba termografía en cada terminal
Redes Eléctricas	<ul style="list-style-type: none">• Revisión de los niveles de aislamiento en cada enlace• Análisis de los sistemas de puesta a tierra, aterramiento de las redes• Inspección y revisión con telurómetro de la resistencia del sistema de puesta a tierra
Sistema de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none">• Visualización de electrodos de mallas en las cámaras donde se localizan

Después de ejecutarse el mantenimiento preventivo y sus respectivas labores, este entrega resultados que dan pautas para impulsar a labores correctivas que resguardan a cada elemento y equipo que integra el sistema eléctrico de media tensión. Debido a los beneficios de predecir riesgos, minimizar costos, entre otros mencionados se reitera que las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo se complementan con el predictivo y este se ejecuta en primera instancia.

2.4. Principales técnicas predictivas aplicadas a las redes de distribución de medio voltaje

En función de las actividades de mantenimiento predictivo que se presentaron anteriormente tienen un área de aplicación o varias dependiendo del dispositivo del sistema, las acciones y resultados se complementan y por tanto las técnicas se integran. Dentro de la presente sección se muestra un resumen que detalla las técnicas de mantenimiento predictivo más importantes como son la termografía, la inspección visual, el efecto corona y los ultrasonidos, ya que forman parte importante del objetivo que se va a estudiar dirigido al mantenimiento predictivo a las redes de distribución de medio voltaje de este proyecto técnico.

2.4.1. Inspección visual

Corresponde a una de las técnicas que se usan con mayor frecuencia para evidenciar anomalías en el estado de los elementos de las redes, recorriendo las extensiones de las líneas. Esta técnica depende del nivel de visión y experiencia del personal que ejecuta la actividad además se sustenta en la luminosidad y herramientas básicas que permiten la visualización como cámaras y drones, pero la herramienta esencial sobre todas es la visión humana [2].

Se puede resumir ventajas y desventajas que definen esta técnica, como ventaja se resalta que es un tipo de inspección muy económica y funciona para dar datos informativos sobre varios componentes de las redes. Y como desventaja es que requiere de personal preparado para el análisis visual, sin embargo, a pesar de reconocer el estado de los componentes este tipo de técnica no aporta con información precisa lo que no permite generar una comparativa y dificulta la localización de deterioros peligrosos a simple vista [32]. Por lo tanto, se reducen los tipos de defectos que son posibles de divisar por inspección visual los cuales son:

- i. Deterioro ocasionado por efectos corrosivos y de polución.
- ii. Avería, visualización de rotura o desgarró, etc.

Algunos ejemplos de defectos visibles a simple vista por el personal especializado en los aisladores se pueden apreciar en Figura 11 [33]:



Figura 11 Fallas detectadas con inspección visual en aisladores.

Fuente [33]

2.4.2. Termografía

a) Termografía y el mantenimiento predictivo: Fundamentos

Con la tecnología de imágenes térmicas, la medición de las temperaturas de manera superficial es una realidad y se realiza de manera muy precisa para identificar los elementos eléctricos y mecánicos que están con un nivel de calor más elevado del rango normal o descubre las pérdidas caloríficas en exceso, como resultado el tiempo de inactividad de los equipos tiene la posibilidad de disminuirse al igual que el tiempo de inactividad accidental o no planificado. En resumen, esta técnica deja conocer detalladamente un examen del estado de las partes que intervienen en un

determinado proceso productivo, esto se debe a que la termografía le permite ver las alteraciones de temperatura que pueden significar la presencia de fallas o mal funcionamiento o la posibilidad de la existencia de una.

La termografía ha tenido un rol importante en el mantenimiento en los últimos años y, como se ha mencionado en varias ocasiones, es una de las tecnologías mayormente conocida y aceptada porque no requiere que la máquina esté apagada o que pare su operación debido a que examina el estado de la temperatura durante el funcionamiento normal sin tener un relación físico.

Es preciso mencionar que otro de los factores que favorecen la inserción de esta técnica es el ahorro de costos, por el adecuado cuidado a equipos que realizan procesos importantes, agiliza el examen y el diagnóstico sin paradas de producción por paradas no planificadas. Esto también supondrá en una optimización de costes para el sector o empresa, ya que limita al mantenimiento preventivo y más aún llegar al escenario de la ejecución correctiva [34].

b) Relevancia de la técnica termográfica

Todos los equipos y sistemas tienden a ser sometidos a esfuerzos dependiendo de su proceso productivo y por ende esto resulta en pérdidas de flujo de corriente, alta cargabilidad, la vibración, agotamiento de los abastos y por las características atmosféricas esta energía se convierte en calor. El calor en exceso puede ocasionar deterioro de la superficie y fallas eléctricas o mecánicas del sistema, es aquí donde se resalta la importancia de incorporar cámaras termográficas, ya que pueden detectar anomalías y visualizar puntos críticos de fallo [3].

c) Categorización de la termografía

- **Cualitativa:** es la inspección que detecta anomalías térmicas que dependen del tipo de operación que hace. La termografía identifica puntos calientes o fríos donde la temperatura difiera del escenario normal.

- Cuantitativa: primero se localiza la alteración térmica, se mide la temperatura. Y dichos datos obtenidos se pueden usar para crear un historial, que permita comparar y determinar si hay un aumento en la temperatura y predecir fallas.

d) Proceso para la ejecución de un análisis termográfico [35]

- i. Análisis previo: recopilación de la información sobre el proceso productivo en el que se empleará la cámara termográfica, es necesaria para hacer coincidir la cámara con la aplicación de escaneado porque ninguna cámara es estándar si no que depende del área de aplicación.
- ii. Inspecciones Programada: estas inspecciones deben ejecutarse cuando la planta o equipo está en máxima carga, también en fechas previas a una parada integral y en situaciones de emergencia para poder sistematizar las actividades con los involucrados.
- iii. Realización de pruebas de imágenes térmicas: las imágenes son capturadas por una cámara térmica, guardadas y luego examinadas en el programa que corresponde a la tecnología de la cámara.
- iv. Informes: recopile toda la información para verificar anomalías térmicas y finalmente cree una orden de trabajo para que el personal calificado realice reparaciones o correcciones.

e) Beneficios que tiene el mantenimiento predictivo con la termografía

Hoy en día, las cámaras térmicas son relevantes en los programas de mantenimiento preventivo, por la posibilidad de detección de averías antes de que se produzcan e igualmente se puede planificar previamente el mantenimiento correspondiente. Al detectar condiciones anormales en los sistemas eléctricos de potencia, se pueden evitar las paradas no planificadas que perjudican su estabilidad. Se pueden destacar las ventajas de esta tecnología, a saber [36]:

- El método de imagen térmica se puede realizar sin interrumpir al sistema eléctrico.
- Identificación precisa de zonas calientes y las temperaturas correspondientes.
- Bajo riesgo para los operadores del instrumento de medida porque cámaras térmicas no demandan contacto directo con el equipo a analizarse en las instalaciones eléctricas.
- Localizar exactamente la avería esto facilita la reparación reduciendo el tiempo de parada.
- Facilitar al personal la ubicación precisa de las averías para el respectivo mantenimiento
- Facilitar el seguimiento de las labores de reparación de mantenimiento.

Por ejemplo, el análisis a través de la técnica de termografía en los componentes y equipos de las redes eléctricas que pueden ser analizados son:

- Subestaciones: alimentadores, conectores, barras, cuchillas seccionadoras, interruptores, transformadores, reconectores, reguladores.
- Redes: aisladores, conectores, capacitores, reguladores, interruptores.

f) Criterios de análisis de temperatura en la termografía

La cara mediante la irradiación de infrarrojos permite monitorear y diagnosticar el estado de los componentes y relacionar los datos obtenidos con criterios estándares o generados de un histórico.

La referencia de temperatura y los criterios de evaluación están relacionados por temperatura histórica en condiciones ideales operativas. En los criterios de evaluación se debe tener en cuenta la temperatura publicada por el fabricante.

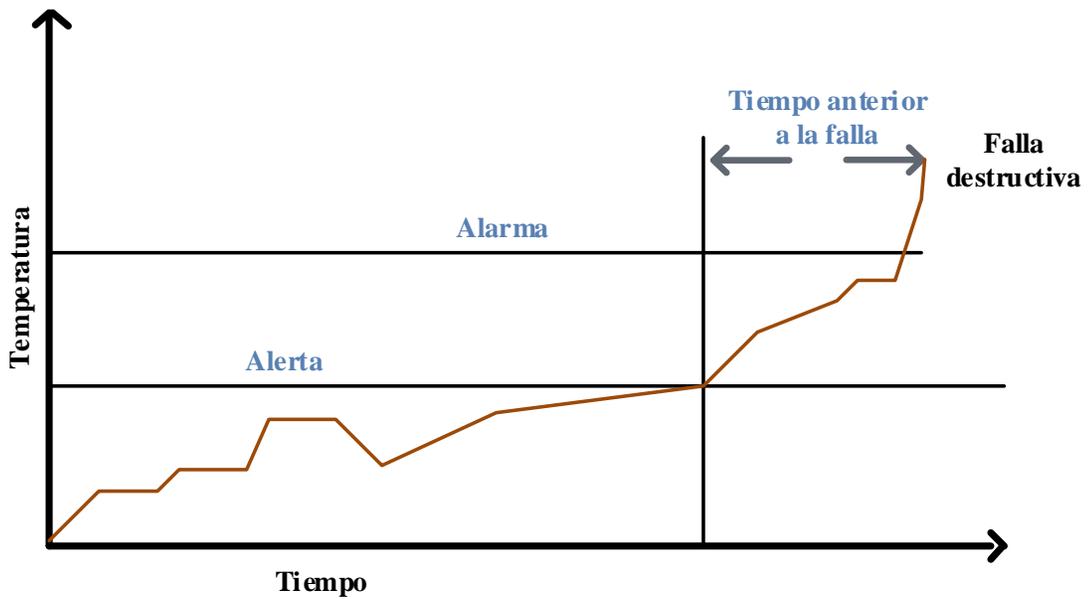


Figura 12 Explicación del mantenimiento predictivo con termografía.

Fuente: [37]

2.4.3. Ultrasonido

Hay muchas formas de crear ultrasonido; se aplica el mismo procedimiento para la generación de sonido audible, siempre que el oscilador se genere a una frecuencia natural alta.

Los equipos electrónicos que convierten señales eléctricas en vibraciones mecánicas o viceversa se denominan transductores. Para entregar o recibir ultrasonido, a menudo se utilizan transductores hechos de materiales piezoeléctricos como cristales de cuarzo, sulfato de litio y cerámica polarizada.

En general, el estudio de ultrasonido es el análisis de las señales acústicas emitidas por una herramienta o medio para detectar escenarios no deseados, como fallas tempranas, que son la primera advertencia de fallas más graves en el futuro. Las personas en buenas condiciones físicas realizan un análisis conductual en el rango audible a través de un aparato auditivo o del mismo órgano biológico.

Se usa en la industria, pero aquí la señal recibida debe procesarse para que las fallas se puedan identificar visualmente en lugar de usar una visualización auditiva directa de los datos. Cualquier sistema que se mueve produce sonido. Si el sistema funciona correctamente, la señal emitida puede denominarse "huella digital acústica" del sistema. Así, las huellas dactilares acústicas identifican la normalidad; Así, cualquier anomalía afecta a la naturaleza del sonido emitido [38].

El análisis de la ruta de audio se realiza comparando las rutas naturales conocidas con los sonidos producidos por el sistema operativo, utilizando un equipo de ultrasonido [37].

2.4.4. Efecto corona

El efecto corona se muestra como fluorescencia en torno a un aislador debido a la ionización del aire que se difunde en el conductor debido al alto voltaje, y estos son rechazados y captados por el conductor a muy altas velocidades, esto da origen a iones de colisión dando un voltaje de disrupción crítico donde el aire se ioniza [33].

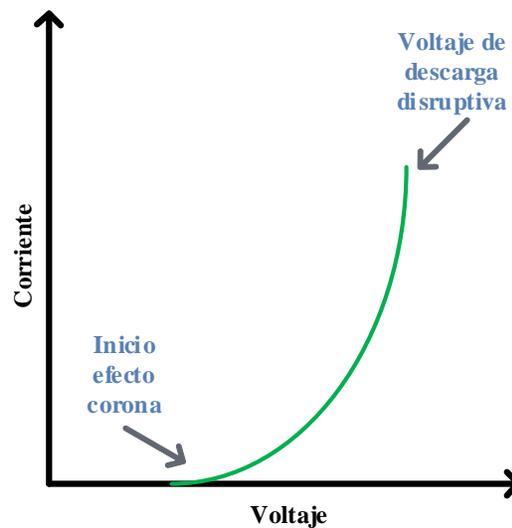


Figura 13 Efecto corona V – I .
Fuente: [33]

Las líneas eléctricas están diseñadas para minimizar el efecto corona, ya que el efecto corona crece cuando mayor son los niveles de voltaje en la línea esto hace que el gradiente eléctrico sea más alto en la superficie del conductor y ocasiona este efecto. Hay factores que promueven a la aparición del efecto corona como humedad, impurezas, asperezas, deformidades, etc. Los efectos del efecto corona son fenómenos como ruido, interferencia de frecuencia, formación de ozono, pérdida de energía, viento ionizante. Los efectos se pueden minimizar con el uso de los conocidos anillos anti corona.

La tecnología para medir el efecto corona es la CoroCAM que se muestra en la Figura 14 es un ejemplo de un modelo diseñado para inspección a la luz del sol. Las principales aplicaciones son:

- Inspección de redes de transmisión y distribución de energía.
- Inspección de la S/E.
- Examen de componentes de alta tensión.
- Examen de generadores y motores eléctricos



Figura 14 Cámara CoroCam 6D.
Fuente: [33]

Dentro de las diferentes técnicas estudiadas de mantenimiento predictivo las mayormente aplicadas corresponden a la termografía y ultrasonido ya que representan una teoría de cierta complejidad debido a la interpretación de diversos fenómenos que por medio de los sentidos (visión y audición)

no pueden ser distinguidos, por lo tanto estas técnicas deben ser muy objetivas y el reto está en el personal que realiza las pruebas de los fenómenos que no se perciben directamente y cuál es la interpretación de los resultados. Es importante resaltar que estas dos técnicas se complementan en general en las pruebas realizadas debido a que en los sistemas eléctricos la termografía es esencial en la detección externa de fallas que han empezado a manifestarse en los elementos, mientras que internamente el diagnóstico es difuso y es ahí donde el análisis por ultrasonido es útil, así como también otros análisis como el de vibraciones, gases, etc.

3. MARCO METODOLÓGICO

La termografía es una técnica no destructiva que puede ser aplicada a los elementos que conforman el sistema eléctrico. A través de la termografía se localizan puntos que alcanzan una temperatura anormal, conocidos como “*Puntos Calientes*”. Estos puntos están ubicados tanto en los equipos como en las instalaciones. Las conexiones entre elementos son los lugares donde suelen aparecer y se producen principalmente por una conexión floja o un par de apriete incorrecto en el momento del montaje. Esta anomalía puede provocar un deterioro del elemento y provocar una avería.

Como se ha descrito, la termografía tiene ventajas como poder realizar la inspección con la instalación energizada; bajo costo; ejecución rápida; y eficacia de los resultados. Por todo ello, es una técnica aplicada para el mantenimiento y la cual es muy apreciada. Además, hay que tener en cuenta que lo importante de la inspección termográfica es la determinación de los denominados “*Puntos Calientes*”, sobre la base de parámetros o indicadores, todo esto dado que, al tratarse de un trabajo de campo, se requiere tener rangos para la evaluación correspondiente.

3.1. Factores influyentes en la termografía

Para realizar una correcta inspección termográfica, se deben considerar algunos factores que pueden influir en la precisión de los resultados obtenidos. Estos factores pueden ser procedimentales, técnicos y ambientales [39]. Los factores enfocados a los aspectos procedimentales son aquellos que son consecuencia de la inspección termográfica, razón por la cual la inspección debe ser efectuada adecuada y articuladamente por un operador calificado [40]. Por otra parte, los factores técnicos más importantes son la emisividad de los elementos inspeccionados, la corriente que circula por el circuito, la distancia al elemento objetivo y las especificaciones de la cámara utilizada; y, finalmente, en cuanto a los factores ambientales, los más distinguidos son la temperatura ambiente, la lluvia, el viento y la radiación solar [41].

Con respecto a los factores técnicos, es necesario la utilización de cámaras lo suficientemente precisas para realizar la termografía las que se usarán a distancias referenciales, ya que el operario

debe garantizar su seguridad dado que los equipos y elementos eléctricos están energizados y situados a cierta altura; por este motivo, se debe utilizar una cámara termográfica con una resolución que permita obtener una imagen clara y precisa. La resolución permitirá una calidad de imagen y precisión suficiente para detectar los puntos calientes a las distancias seguras a las que se debe realizar la termografía. Además, las cámaras termográficas deben compensar estos factores para proporcionar valores correctos de las mediciones, por tal razón, es necesario introducir parámetros que permitan obtener valores lo más cercanos posible a la realidad, ya que de lo contrario los resultados obtenidos pueden diferir y causar interpretaciones erróneas [41].

Así mismo se debe considerar que la obtención de un valor de emisividad exacto para los equipos inspeccionados es complejo, dado la existencia de elementos diversos cuya emisividad cambiará con el tiempo a medida que envejezca, además, son equipos sometidos a alta tensión, por lo que normalmente no son accesibles. Por lo tanto, no es posible utilizar alguna metodología que permitan obtener un valor exacto en relación a la emisividad. Además, sería necesario obtener este valor para cada elemento, y para cada vez que se vaya a realizar la inspección termográfica (lo que puede ocurrir varias veces al año). Por esta razón, cuando se van a realizar inspecciones termográficas, las cámaras de termografía disponen de una tabla de emisividad para que el operador incluya el valor exacto del elemento, si lo conoce, o asigne el valor del grupo al que puede asociarse.

Por la otra parte, los factores ambientales que afectan en la medición durante las inspecciones termográficas. Para corregir su influencia se han diseñado métodos que consiguen obtener el valor exacto. Sin embargo, algunos de ellos no son aplicables en elementos energizados. Otras condiciones climáticas, como lluvia, granizo, niebla o tormenta, no se consideran en este trabajo. El motivo es que las instalaciones con equipos energizados en un área delimitada y sujetas a distancias de seguridad. Por este motivo, y por motivos de seguridad, cuando existan dichas condiciones atmosféricas, no se podrán realizar trabajos de mantenimiento. Por lo tanto, las inspecciones termográficas no se pueden realizar en tales condiciones [42].

Con base a lo citado, las empresas eléctricas establecen sus procedimientos de inspección con valores referenciales de los parámetros que influyen en las mediciones. De esta forma se establecen los parámetros para todos los elementos a ser evaluados, independientemente del año en que se realice la inspección termográfica. Así, el trabajo de termografía que realiza es sistemático y oportuno.

3.2. Condiciones para la realización de la termografía

Las inspecciones termográficas se realizan con la instalación energizada tomando en cuenta los elementos de las redes de distribución de medio voltaje. Por lo tanto, se deben cumplir una serie de requisitos para realizar el trabajo: el personal que pueda trabajar debe estar calificado; y con condiciones ambientales adversas no se puede realizar las acciones que sean planificadas (viento, niebla, lluvia, granizo o tormenta).

El operador que realiza la termografía debe tener identificados los elementos a inspeccionar conforme la planificación. Dependiendo de la hora del día, la semana del año e incluso el día de la semana, las condiciones de carga del circuito variarán. La condición más favorable para la detección de puntos calientes es cuando la corriente nominal circula por el elemento, esta corriente es la máxima que puede circular por ese circuito y corresponde a la instalación trabajando a plena carga. Sin embargo, eso no siempre puede suceder. Por tanto, se deben cumplir una serie de requisitos mínimos en el elemento inspeccionado para la correcta detección de puntos calientes [43]: la corriente que circula debe ser superior al 20% de la máxima que puede circular; la medición debe realizarse al menos 15 min después de ser energizado; y se debe cumplir con el apriete de las conexiones recomendado por el fabricante. De lo contrario, es posible que no se identifiquen los puntos críticos y se llegue a conclusiones erróneas.

En cuanto a la carga, probablemente cuando se realiza la inspección termográfica, la corriente nominal no circula. Sin embargo, se puede llegar en cualquier momento. Además, se debe considerar que cuanto mayor sea la corriente a través del elemento, mayor será la temperatura. Por

tanto, los resultados obtenidos con una corriente dada deben extrapolarse al caso en el que circula la corriente nominal.

3.3. Acciones en los puntos calientes

El objetivo de las técnicas de mantenimiento es mantener los equipos en condiciones de funcionamiento, evitar posibles fallas y mantener las condiciones de seguridad para las personas y las instalaciones, aumentando de esta forma la vida útil. Los resultados obtenidos permitirán decidir qué acciones tomar, básicamente, se pueden reducir a tres: los parámetros del equipo son adecuados, por lo que no hay acción a tomar; hay alguna variación en los parámetros que indican que es necesario un monitoreo más continuo del equipo; o los resultados de los parámetros llevan a realizar una intervención en el equipo para devolverlo a su condición normal de servicio. Algo similar sucede con la termografía.

El objetivo de la termografía como técnica de mantenimiento no es adquirir el valor de la temperatura de un punto caliente identificado. El objetivo es discernir si tomar alguna medida al respecto. La Tabla 3 muestra las acciones sugeridas por el American National Standards Institute [44]. Se basa en la diferencia de temperatura entre el punto caliente y una referencia. La referencia puede ser la temperatura del aire ambiente o la de otro punto de similares características, como el correspondiente a otra fase eléctrica. En cada caso, los rangos de variación de temperatura son diferentes, siendo menores cuando la diferencia es entre el punto caliente y otro elemento. Las recomendaciones varían entre un posible defecto a observar, un seguimiento del punto caliente mediante inspecciones termográficas con distintas frecuencias temporales, o la reparación inmediata para evitar un defecto mayor.

Tabla 3 Acciones sugeridas por el American National Standards Institute basadas en la diferencia de temperatura [44].

Diferencia de temperatura (ΔT) Basado en comparaciones entre componentes similares bajo cargas similares	Diferencia de temperatura (ΔT) Basado en comparaciones entre las temperaturas del aire ambiente y de los componentes	Acción recomendada en el componente	Calificación
1 - 3 °C	1 - 10 °C	Posible deficiencia; amerita investigación – Mayor información	Falta posible
4 - 15 °C	11- 20 °C	Indica probable deficiencia; reparar cuando el tiempo lo permita – Reparar en próxima parada	Falta muy probable
-	21 - 40 °C	Monitorear hasta que se puedan lograr las medidas correctivas – Reparar tan pronto sea posible	Falta
> 15 °C	> 40 °C	Gran discrepancia; reparar inmediatamente	Reparar

Nota: Fuente:[44].

Otro tema importante es que la precisión de las mediciones ocupa un segundo lugar en términos de prioridad porque involucra inspecciones de campo, lo que no ocurriría en las pruebas de laboratorio, aspecto relevante para que en los procedimientos de evaluación de los elementos sean incorporados estas particularidades.

3.4. Correcciones de temperatura de punto caliente

Casi todos los factores que influyen en la inspección termográfica están determinados en los procedimientos de las empresas eléctricas operadoras de sus redes eléctricas. De este modo, el operario puede realizar la inspección con relativa rapidez sin tener que cambiarlos. Hay que recordar que el objetivo es la detección de puntos calientes para tomar las medidas o acciones sobre ellos. Por lo tanto, la precisión de la temperatura tiene una importancia secundaria, ya que los valores de los parámetros introducidos están del lado de la seguridad.

Sin embargo, hay dos factores que suelen modificarse. Estas modificaciones no se realizan en campo, sino más tarde, cuando se procesan los resultados obtenidos, dichos parámetros se trata de la corriente que circula por el circuito y la velocidad del viento en el momento de la inspección.

Para identificar correctamente un punto caliente, debe circular por él una corriente mínima. Sin embargo, el elemento está dimensionado para que circule por él la corriente nominal. Cuando el operario realiza la inspección termográfica, la corriente que circula suele ser inferior a la nominal. Con la temperatura medida, se obtendría la acción recomendada. Sin embargo, cuanto mayor sea la corriente, mayor será la temperatura, y cuando la corriente nominal circule a través del elemento, la temperatura del punto caliente será mayor. Por lo tanto, la acción recomendada con la temperatura medida puede no ser correcta ya que la temperatura del punto caliente puede ser mayor [45].

Algo similar ocurre con la velocidad del viento, pero a la inversa: cuanto mayor es la velocidad del viento, menor es la temperatura del punto caliente identificado. Por tanto, el punto caliente y la acción a considerar pueden quedar disfrazados. En presencia de viento en el momento de la inspección, un punto que no alcanza el umbral para ser considerado punto caliente puede ser considerado cuando no hay viento. Por tanto, la acción a considerar debe ser cuando no hay viento, ya que es una circunstancia que puede darse en cualquier momento. Ese momento puede ser también cuando el circuito esté al máximo de carga.

Para garantizar que la decisión tomada sea la correcta, hay que efectuar una extrapolación de la temperatura medida a la que alcanzaría cuando circula la corriente nominal y, en ausencia de viento. Así, la acción recomendada sería la correcta cuando la instalación está a plena carga y en ausencia de viento.

3.5. Acciones mediante cronograma de trabajo

Cuando se realiza una inspección termográfica es necesario recoger cuatro datos de interés para dilucidar la actuación recomendada sobre el elemento, los cuales corresponden a:

- i. temperatura del aire ambiente;
- ii. temperatura del punto caliente;
- iii. corriente que circula por el elemento; y velocidad del viento.

Con esta información, se puede extrapolar la temperatura detectada a las condiciones más desfavorables: la corriente nominal circula por el elemento y la velocidad del viento es nula. La diferencia de esta nueva temperatura con la del aire ambiente cuando se realizó la inspección permite determinar la acción recomendada.

Bajo las premisas, se elabora una hoja de trabajo con la información relevante sobre el punto caliente. Como mínimo, debe contener los siguientes datos del elemento en el que se ha encontrado: datos de identificación del elemento; posición del punto caliente en el elemento; imágenes termográficas y visibles; corriente a través del elemento, velocidad del viento y temperatura ambiente del aire en el momento de la inspección; temperatura detectada en el punto caliente; temperatura extrapolada del punto caliente; recomendación de actuación sobre el elemento. De este modo, el operador podrá decidir el momento adecuado para actuar y el posible alcance de la acción, lo cual permitirá realizar la planificación de los mantenimientos correspondientes.

3.6. Procedimiento de la Termografía y mantenimiento predictivo

Como ya se ha citado, la termografía es una técnica de ensayo empleada para demostrar la temperatura de un objeto puntual sin la necesidad de realizar un contacto de forma física. Por tanto, esta técnica crea una imagen térmica con base a la emisión de la radiación infrarroja de los puntos calientes. Por lo expuesto, para las redes eléctricas, la inspección termográfica se realiza por segmento de distancia o por tipo de elemento, para lo cual se usará una cámara termográfica misma que registrará los datos de temperatura de los elementos que se encuentran en la ruta preestablecida.

En el caso de descubrir un punto caliente en los elementos que están sometidos al análisis, se ejecuta una serie de actividades sistemáticas, comenzando con el registro de la imagen térmica, posteriormente se efectúa un análisis detallado y de forma complementaria se compila y inspecciona el elemento a través del registro de la imagen real de campo para ubicar correctamente el o los elementos defectuosos.

Por lo manifestado, la técnica de la termografía permite evaluar y analizar de un modo oportuno y en tiempo real los elementos eléctricos tales como: líneas de transmisión, transformadores, entre otros, que pueden tener probables fallas, logrando de esta forma implementar medidas de mantenimiento y por tanto se puede incrementar la confiabilidad y disponibilidad de todos los elementos y equipos mitigando los riesgos de desabastecimiento a la carga.

Para realizar la termografía, esta técnica debe sujetarse al acatamiento de una sucesión de actividades, mismas que son descritas de forma general como se muestra:

- a) Determinar la ruta en la que constarán los elementos eléctricos a ser sujetos a la termografía, para el efecto se puede usar distintas formas o medios para determinar dicho recorrido, entre estas se puede citar: la distancia del alimentador, tasa de fallas, densidad de carga, entre otras.
- b) Establecimiento de grupos o cuadrillas de trabajo y sus líderes, a fin de poder cumplir con las mediciones en la ruta establecida.
- c) Calibración de las cámaras termográficas conforme a los estándares y procedimientos propios de dichos aparatos.
- d) Una vez cumplidos las actividades anteriores, se procede con los grupos de trabajo a realizar el trabajo de inspección, utilizando cámaras termográficas por cada uno de los elementos definidos.

- e) Con las mediciones efectuadas se procede a ejecutar el proceso de procesamiento de información obtenida de la cámara, resultado de lo cual se obtendrán los cálculos, reportes y análisis de gran importancia.
- f) Una vez que se tenga todas las hojas de reportes de las inspecciones realizadas en condiciones normales, se toma como referencia la norma (ANSI/NETA ATS-2009), para definir los criterios de severidad a los están sujetos los componentes eléctricos de análisis.

Para el cumplimiento de las actividades generales detalladas anteriormente se pueden ejecutar acciones previas, entre las más relevantes se señala las siguientes:

- a) Proceso para determinación de rutas con base al criterio técnico y económico.
- b) Coordinación de actividades de los funcionarios para ejecutar las medición y generación de cronogramas de trabajos en función de los grupos designados.
- c) Procedimiento definido a ejecutar cada líder del grupo de trabajo para calibrar las cámaras y la constatación de los demás equipos a usar para cumplir satisfactoriamente la medición.
- d) Procedimiento llevar a cabo las mediciones, entre ellas regulaciones sobre distancias de seguridad y cumplimiento de normas de seguridad industrial.
- e) Procesamiento para el llenado de información con respecto a las mediciones obtenidas tomando en cuenta estándares y formatos preestablecidos.
- f) Diseño y presentación del informe resultante contrastado con la norma ANSI/NETA ATS-2009 por tipo de elemento.

Considerando el proceso y subproceso, en la

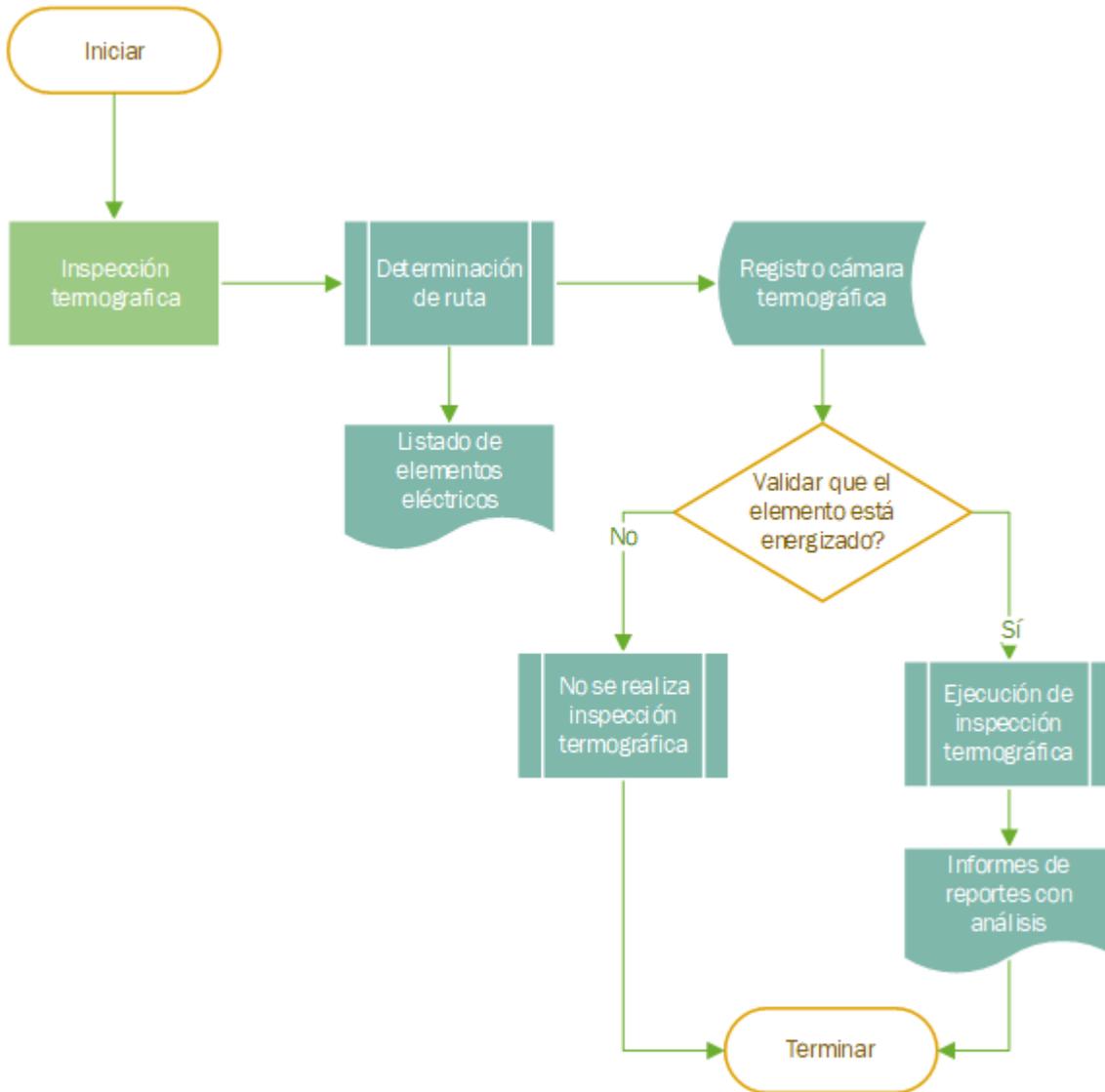


Figura 15 se presenta un flujograma para el procedimiento de la termografía.

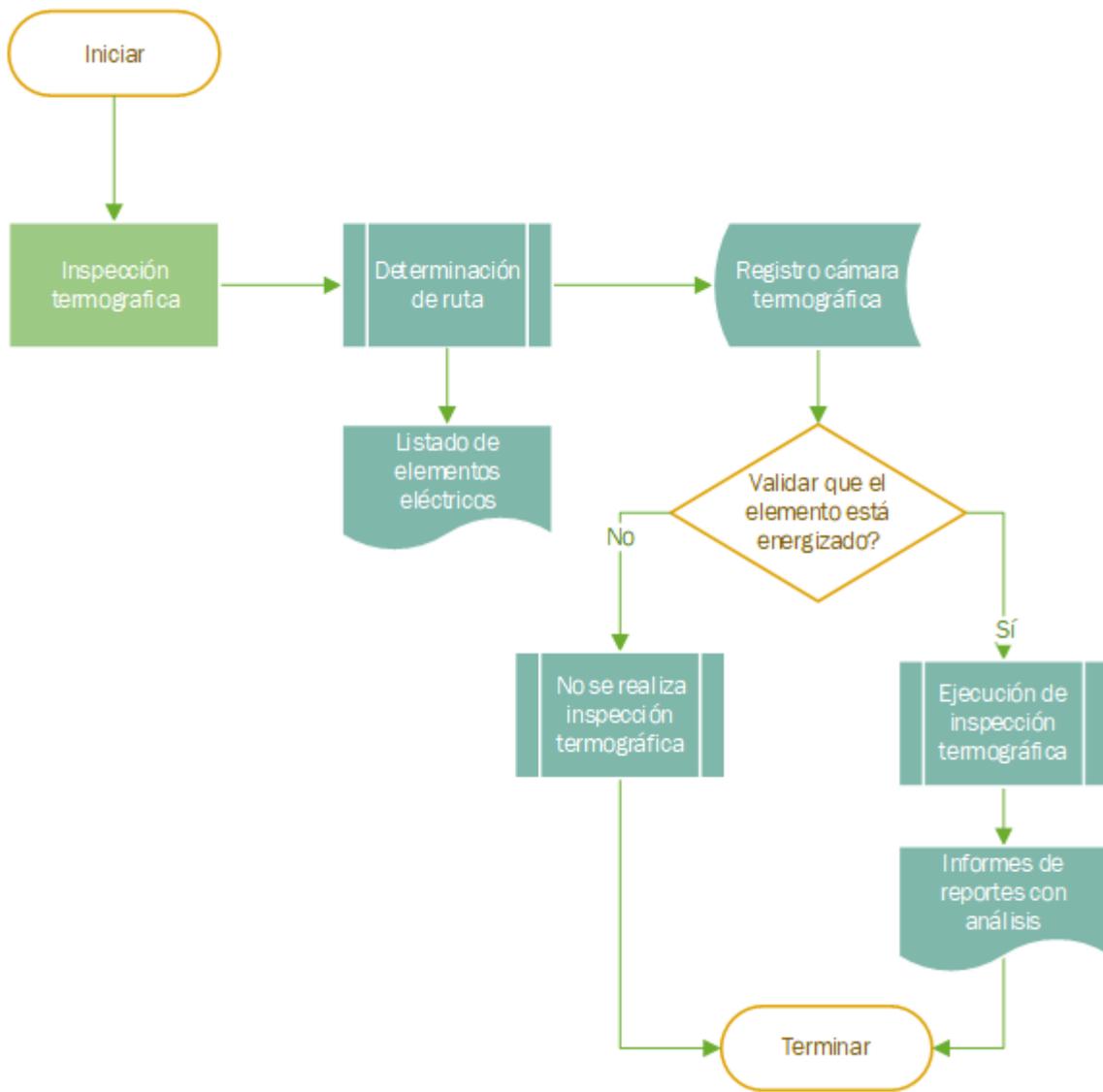


Figura 15 Flujograma del proceso de termografía.

Para iniciar el proceso del mantenimiento predictivo se requiere el cumplimiento y validación de actividades, el flujograma siguiente muestra de forma conceptual el programa de mantenimiento predictivo, en la Figura 16:

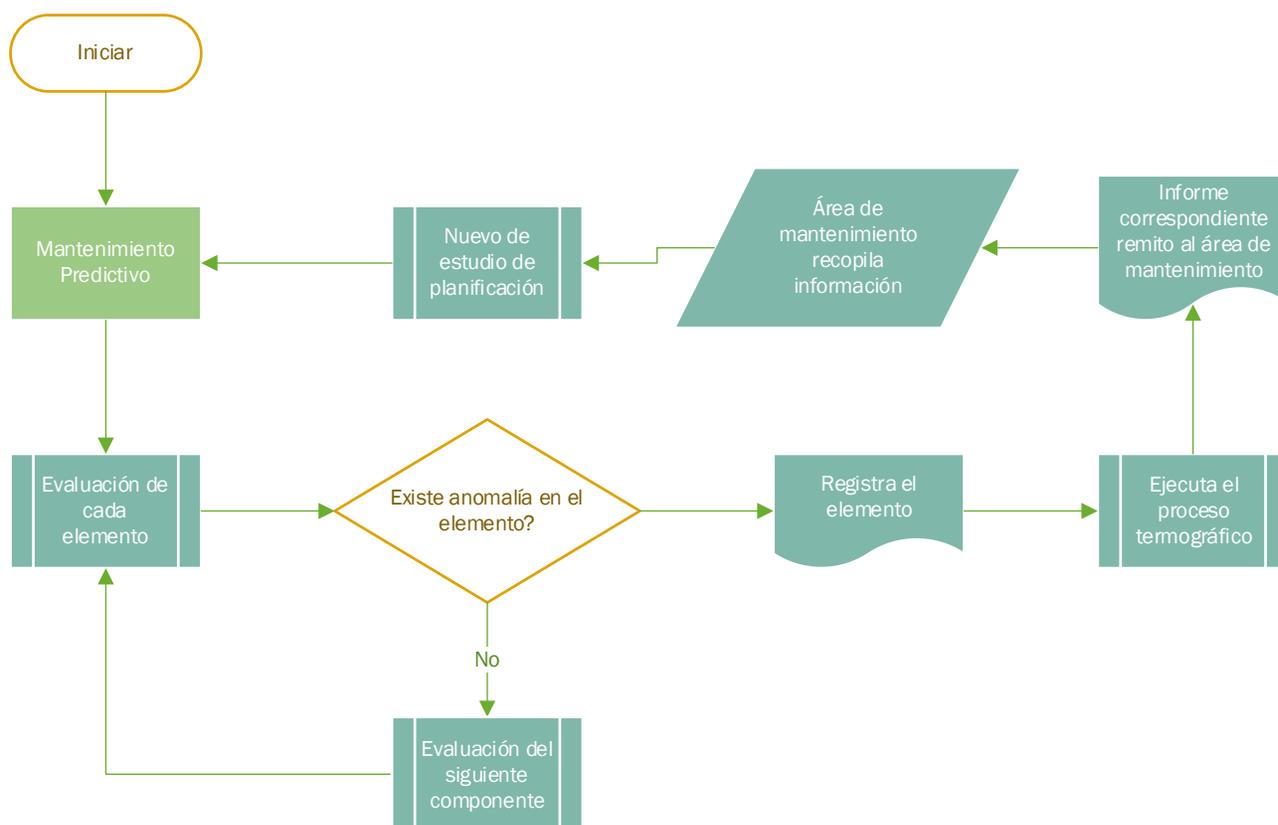


Figura 16 Flujograma del proceso de mantenimiento predictivo.

Las inspecciones y su frecuencia de realización, depende de algunos factores, tales como: i) la criticidad de los equipos; ii) la seguridad; iii) el costo y la frecuencia con que los problemas afecten la transmisión de energía eléctrica o el mantenimiento de los elementos debido a sus propiedades. Una vez finalizada la fase correspondiente al plan de mantenimiento, es importante indicar la frecuencia de las comprobaciones termográficas a ser aplicada a los elementos analizados. La siguiente tabla se describe la frecuencia sugerida con base a [43].

Tabla 4 Frecuencia de inspecciones a los elementos [43].

Inspecciones	Frecuencia
Patio de subestaciones	1 / año
Salidas de alimentadores	1 / año
Seccionadores	2 / año – recomendable cada 6 meses
Puntos de conexión MV	2 / año – recomendable cada 6 meses
Transformadores	2 / año – recomendable cada 6 meses
Puntos de conexión BV	2 / año – recomendable cada 6 meses

Finalmente, y en la línea de lo que propone el presente estudio de investigación, las etapas para un plan de mantenimiento predictivo se presentan en la figura siguiente.

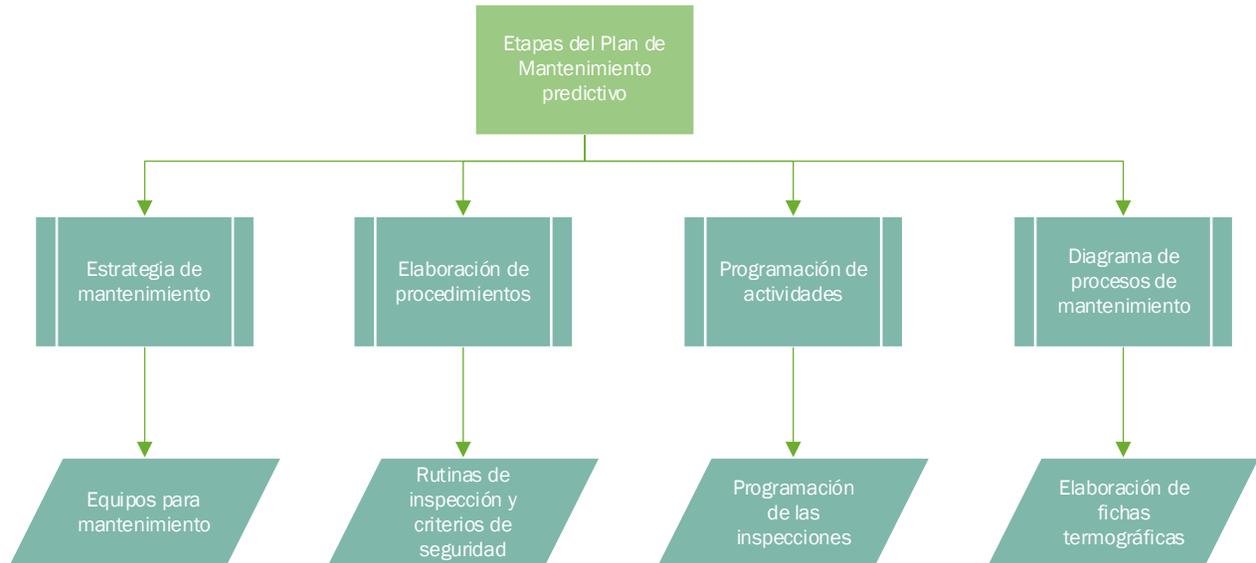


Figura 17 Mapa conceptual de las etapas de mantenimiento predictivo.

A fin de ejecutar el mantenimiento predictivo, se usará los conceptos aplicados a la administración moderna del mantenimiento a través de la aplicación del Método GUT [46], el cual se enfoca en la priorización de actividades para la resolución de problemas tomando en cuenta los parámetros siguientes:

- Gravedad- G: Evalúa si dicho problema puede dañar o averiar el equipo o instalación
- Urgencia – U: Valora la temporalidad del problema y si este puede o genera perjuicios al servicio, asociado intrínsecamente a la evaluación de costos e índices de calidad de la empresa de distribución
- Tendencia – T: Tasa si el problema puede progresar o degenerarse con el paso de tiempo

La valoración o ponderación de cada uno de los parámetros descritos anteriormente se basa sobre una asignación cuantitativa a cada una de los parámetros G, U, T, complementando dicho análisis el personal que ejecuta la evaluación [47].

De conformidad a la metodología propuesta, a continuación, se presenta la Tabla 5 la que presenta un ejemplo de la cuantificación de GUT, usando la información contenida en [46]:

Tabla 5 Ejemplo de identificación de prioridades – Método GUT [46].

Equipo	Caldera				Disyuntor				Fan coil			
Personal de evaluación	G	U	T	G*U*T	G	U	T	G*U*T	G	U	T	G*U*T
Rivera	4	3	2	24	4	4	4	64	2	3	3	18
Martínez	5	4	3	60	5	4	4	80	3	3	3	27
Ortega	4	4	3	48	4	5	5	100	3	2	2	12
Calderón	4	3	3	36	4	4	4	64	4	3	3	36
PRIORIDAD	2° lugar =216				1° lugar =388				3° lugar =117			

La evaluación se hace por parámetro con una ponderación de 1 a 5, estos valores son multiplicados, su resultado acumulado determina el valor total de GUT y este valor define la atención y la secuencia de importancia.

4. INSPECCIÓN TÉCNICA

La realización de la inspección técnica toma en cuenta la ejecución de actividades secuenciales, para el efecto el presente trabajo de investigación considerará la infraestructura eléctrica de redes de distribución de medio voltaje ubicada en el área de servicio de la empresa eléctrica denominada Corporación Nacional de Electricidad – CNEL, Unidad de Negocio Esmeraldas, en particular se considerará los elementos ubicados en el alimentador primario “ S/E VICHE – EL ROTO”, cuyo diagrama georreferenciado ha sido obtenido del geo portal de CNEL y se presenta en la Figura 18.

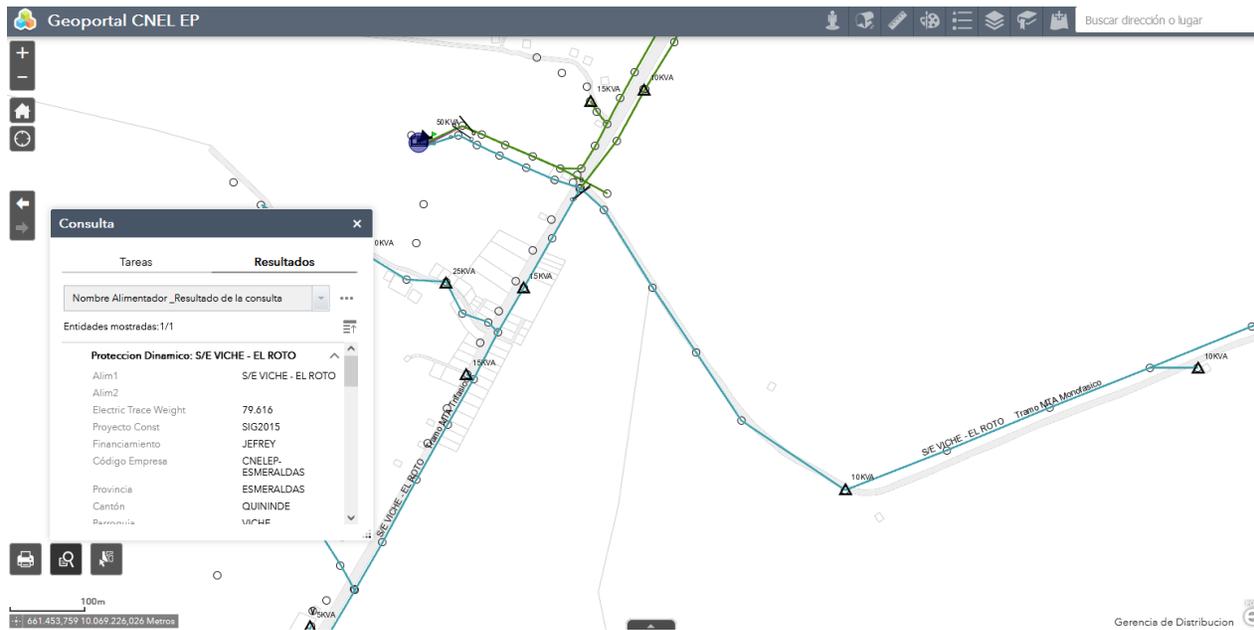


Figura 18 Diagrama georreferenciado del Alimentador S/E Viche – El Roto.

4.1. Equipos a usar

Para la realización de la técnica de la termografía en campo y el levantamiento de la información se empleó la cámara Ti401 PRO FLUKE, cuyos datos técnicos de detalle se presentan en el Anexo I, de los cuales se extraen los más relevantes:

Tabla 6 Características de la cámara termográfica

Item	Característica
Resolución infrarroja	640 x 480 (307,200 pixels)
IFOV con lente estándar (resolución espacial)	0.93 mRad, D:S 1065:1
Distancia mínima de enfoque	15 cm (approx. 6 in)
Autoenfoco LaserSharp	Aplica para obtener imágenes siempre enfocadas.
Medidor de distancia láser	Aplica y calcula la distancia al objetivo para obtener imágenes enfocadas con precisión y muestra la distancia en pantalla
Sensibilidad térmica (NETD)	$\leq 0,075$ °C a 30 °C objetivo temp (75 mK)
Rango de medición de temperatura (no calibrado por debajo de -10 °C)	-20 °C to +650 °C (-4 °F to 1,832 °F)
Precisión	± 2 °C o 2 % (a 25 °C nominales, lo que sea mayor)
Banda espectral infrarroja	7.5 μm a 14 μm (onda larga)
Temperatura de funcionamiento	-10 °C to +50 °C (14 °F to 122 °F)
Humedad relativa	10 % a 95 % sin condensación
Seguridad	IEC 61010-1: Categoría de sobretensión II, Grado de contaminación 2
Compatibilidad electromagnética	IEC 61326-1: Basic EM environment. CISPR 11: Group 1, Class A
Tamaño (H x W x L)	27.7 cm x 12.2 cm x 16.7 cm
Peso incluido baterías	1.04 kg (2.3 lb)



Figura 19 Cámara termográfica FLUKE.

4.2. Determinación del equipo de trabajo

De conformidad a procedimientos internos de la empresa distribuidora, se establece un grupo de trabajo responsable de la inspección termográfica conformado por un mínimo de tres funcionarios como se muestra:

- **Líder del grupo:** Profesional capaz de lidera grupos y tener conocimiento de la actividad, el cual tiene por objeto cumplir con los procedimientos y cumplimientos de metas
- **Tomador de lectura capacitado:** Especialista técnico capacitado para la toma y recolección de datos termográficos

- **Técnico especialista:** Especialista técnico que resguarda el cumplimiento de procedimientos técnicos para garantizar el cumplimiento de la norma eléctrica a nivel de distancia de seguridad y demás norma interna relacionada.

4.3. Procedimiento de inspección termográfica

A fin de establecer una guía a ser aplicada por las empresas de distribución para ejecutar la inspección termográfica en redes de distribución de medio voltaje y cuyos resultados sirvan para mitigar las desconexiones no programadas y afectar los índices de calidad, se ha propuesto las siguientes actividades:

- El grupo responsable encargado de las inspecciones termográficas, con base a un requerimiento obtenido de la planificación anual de mantenimiento, programa el recorrido en el lugar para efectuar el trabajo encomendado de forma diaria.
- Previo a la visita en situ, el Tomador de lectura capacitado cumple la calibración de los parámetros que demanda la cámara termográfica considerando las condiciones ambientales, aspectos que se reflejarán en el informe correspondiente.
- En el campo, el Técnico especialista, conjuntamente con el Líder, son los encargados de hacer cumplir con las normas interna de seguridad y el uso apropiado de los equipos de protección personal, incluyendo mantener las distancias de seguridad.
- El Tomador de lectura capacitado realiza la inspección y registra las novedades encontradas en un reporte que debe tener al menos la siguiente información:
 - **Contabilización de la actividad:** Enumeración de las actividades realizadas en la inspección
 - **Fecha:** Campo donde se establece la fecha en la que fue efectuada la inspección

- **Ubicación del elemento:** Campo donde se describe la coordenada o ubicación georreferenciada del elemento al que se realizó la inspección
 - **Elemento:** Campo en el que se describe el elemento que fue sujeto a la inspección, conforme al código establecido por la empresa distribuidora.
 - **Novedad:** Campo donde se describe la novedad encontrada con base a la comparación de los resultados obtenidos de la inspección, incluyéndose la recomendación.
- El Tomador de lectura capacitado descarga los resultados de la inspección termográfica mediante el software de la cámara, la información es procesada, para posteriormente entregar al Líder un informe conforme el formato correspondiente.
 - El Líder con base a la información entregada, realiza el análisis de la información y con base al nivel de criticidad, informa al jefe inmediato, para que este informe al área de mantenimiento los hallazgos y se establezca las acciones posteriores en la realización de los trabajos preventivos y/o correctivos que correspondan.

4.4. Parámetros usados en la inspección

La inspección termográfica se ha realizado en el mes de octubre de 2022 durante las horas donde la demanda superó el 80% de carga, bajo este contexto se ha considerado los siguientes parámetros:

- Distancia conforme a la Regulación No. ARCONEL 001/18 denominada «*Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones*»
- Emisividad del 85%
- Temperatura ambiente entre los 24°C y 29°C.

- Humedad relativa entre los 72 y 87 %

4.5. Ruta de Inspección

A fin de poder realizar la inspección de los elementos que conforman la red de medio voltaje, se estableció la siguiente serie de actividades encaminadas a medir la temperatura en:

- Salida de los alimentadores.
- Los seccionadores tipos barras.
- Los puntos de conexión de las redes en medio y bajo voltaje.
- Los aisladores del alimentador
- Los puentes aéreos en MV y de retención
- Los portafusibles de MV y de transformadores
- Los bushing de los reconectores
- El transformador y sus componentes
- Los estribos de derivación
- Los conectores de pararrayos
- Los bushing de salida
- Los fusibles NH en el lado secundario.

Conforme a las actividades hechas y contando con los resultados, se procede a establecer la criticidad de los elementos considerando la norma (ANSI/NETA ATS-2009), para lo cual se establece la Tabla 7:

Tabla 7 Parámetros para diagnóstico [46].

Nivel	Diferencia de temperatura	Nivel de Criticidad	Acción
1	1 – 10 °C	Nulo	Recopilación de información adicional
2	11 – 20 °C	Bajo	Etapas de observación
3	21 – 40 °C	Medio	Reparar en próximo mantenimiento
4	> 40 °C	Alto	Reparar inmediatamente

4.6. Red Inspeccionada

A fin de poder aplicar el procedimiento planteado y de conformidad a lo establecido para el presente estudio, se ha realizado la inspección a la red de distribución de medio voltaje ubicada en el área de servicio de la empresa eléctrica denominada Corporación Nacional de Electricidad – CNEL, Unidad de Negocio Esmeraldas, en particular se considerará los elementos ubicados en el alimentador primario “ S/E VICHE – EL ROTO”, cuyos resultados se muestran en el Anexo II.

5. ANÁLISIS

Culminada la etapa de relevamiento de información en campo de los elementos evaluados a lo largo de la red de medio voltaje a través de la técnica de termografía, el siguiente paso es la elaboración de un documento minucioso que evalúa y establece aspectos relevantes de los datos recolectados, resultado de lo cual se determina de forma cuantificada e identificada las potenciales anomalías manifestadas, las mismas que serán catalogadas de acuerdo a la criticidad que han presentado.

Con los resultados presentados, se alcanza la identificación, localización y estimación de las potenciales averías, lo cual permite establecer un proceso que establezca acciones para mitigar las posibles averías, proceso que toma como nombre mantenimiento predictivo el cual a través de metodologías estadísticas o de optimización, se puede generar un plan de mantenimiento para que los índices de calidad en el servicio se encuentren dentro del rango regulado, animando la priorización del mantenimiento antes que la falla de los elementos.

Los resultados que se obtienen al analizar 82 puntos inspeccionados en el alimentador primario “S/E VICHE – EL ROTO”, reflejan un 6,1% requieren una acción de corto plazo, llámese reparación o mantenimiento programado para poder disminuir las salidas forzadas de dichos elementos, mientras que 93,9% de los elementos no requieren una acción en el corto plazo. En la Tabla 8 se muestra el resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 8 Resumen de análisis termográfico

Grado de Criticidad	Acción	No de anomalías
Alto	Reparación Inmediata	1
Medio	Mantenimiento programado	4
Bajo	Observación	24
Nulo	Estado Normal	53

Como se observa, existe 1 anomalía crítica que requiere atención prioritaria y 4 a realizarse un mantenimiento programado, en tal sentido, a continuación, se describen las anomalías sea esta crítica o la que requiere mantenimiento programado, según los resultados obtenidos del análisis termográfico.

5.1. Anomalía Crítica: Estructura de 13 kV trifásica Semicentrada

IDENTIFICACIÓN				
INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3SD+PO	Via Viche-Quininde	Grillete U de 5/8"	Fase A , Fase C , Fase B

TERMOGRAMA

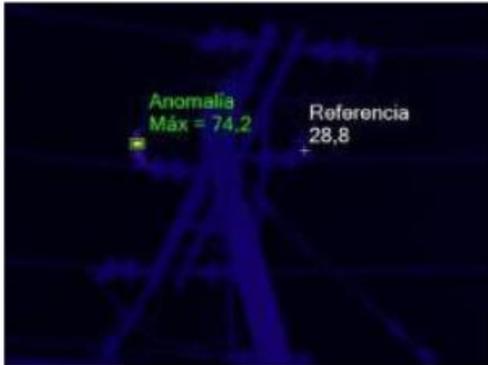


FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	28,2
T. Max. °C:	74,2
T. Ref. °C:	28,8
Delta T. °C:	45,4

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8
Humedad relativa: (%):	70,8
Velocidad del viento (m/s):	6

Del análisis termográfico, se puede observar que el elemento que se encuentra con anomalía dentro de la estructura semicentrada corresponde al grillete U de 5/8" que afecta a las tres fases, de lo que se aprecia es un contacto deficiente entre el conductor y el conector de la línea, en este contexto,

al evaluar la temperatura se denota un registro de 74,2 °C, la misma que al comparar a la temperatura de referencia que asciende a 28,8 °C, se obtiene una diferencia de 45,4 °C, lo que lleva a concluir que el elemento se encuentra en una condición crítica, por lo que es pertinente realizar el cambio correspondiente.

5.2. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica centrada de retención

IDENTIFICACIÓN				
INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST- 3CR+PO+3CR+3CR+SPT- 3E100	S/E Viche.	Seccionador	Fase A , Fase B

TERMOGRAMA

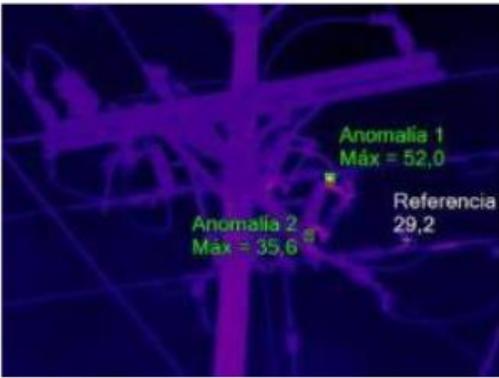


FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	24,7
T. Max. °C:	52
T. Ref. °C:	29,2
Delta T. °C:	22,8

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8
Humedad relativa: (%):	82,2
Velocidad del viento (m/s):	1,2

De los resultados termográficos, se puede observar que el elemento que se encuentra con anomalía dentro de la estructura centrada de retención corresponde al seccionador que afecta a la fase A y B, de lo que se aprecia es un contacto deficiente en el terminal superior e inferior del seccionador, en

este contexto, al evaluar la temperatura se denota un registro de 52 °C, la misma que al comparar a la temperatura de referencia que asciende a 29,2 °C, se obtiene una diferencia de 22,8 °C, lo que lleva a concluir que el elemento debe ser reparado en el próximo mantenimiento programado, por lo que es pertinente reemplazar seccionador y asegurar buen contacto entre las partes.

5.3. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica centrada pasante

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3CP+PO+1CR+TRT-1A15	Via Viche-Quininde	Transformador	No aplica

TERMOGRAMA

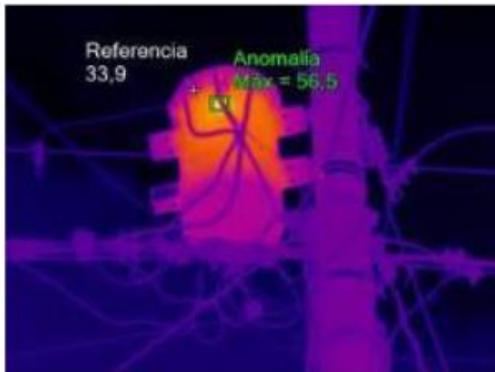


FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	28
T. Max. °C:	56,5
T. Ref. °C:	33,9
Delta T. °C:	22,6

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8
Humedad relativa: (%):	74
Velocidad del viento (m/s):	1

De los resultados termográficos, se puede observar que el elemento que se encuentra con anomalía dentro de la estructura centrada pasante corresponde al transformador, de lo que se aprecia es un contacto deficiente en el bushing de baja tensión, en este contexto, al evaluar la temperatura se

denota un registro de 56,5 °C, la misma que al comparar a la temperatura de referencia que asciende a 33,9 °C, se obtiene una diferencia de 22,6 °C, lo que lleva a concluir que el elemento debe ser reparado en el próximo mantenimiento programado, por lo que es pertinente reemplazar el bushing de baja tensión.

5.4. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica semicentrada doble retención

IDENTIFICACIÓN				
INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3SD+PO+SPT-1S100+TRT-1A5	Vía Viche-Quininde	Perno "U"	No aplica

TERMOGRAMA

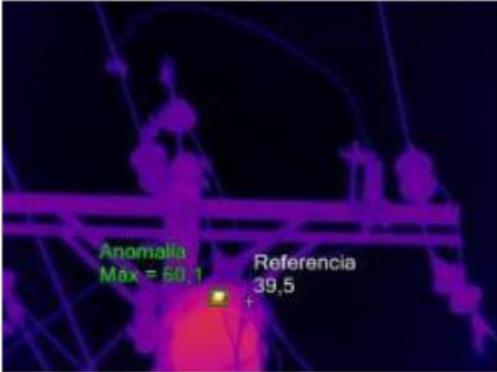


FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	27,6
T. Max. °C:	60,1
T. Ref. °C:	39,5
Delta T. °C:	20,6

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8
Humedad relativa: (%):	71,2
Velocidad del viento (m/s):	1

De los resultados termográficos, se puede observar que el elemento que se encuentra con anomalía dentro de la estructura semicentrada de doble retención corresponde al perno U, de lo que se aprecia

es un contacto deficiente entre conductor y bushing de baja, en este contexto, al evaluar la temperatura se denota un registro de 60,1 °C, la misma que al comparar a la temperatura de referencia que asciende a 39,5 °C, se obtiene una diferencia de 20,6 °C, lo que lleva a concluir que el elemento debe ser reparado en el próximo mantenimiento programado, por lo que es pertinente reemplazar el conductor de baja y el cambio de conector y bushing de baja.

5.5. Mantenimiento Programado: Estructura de 13 kV trifásica semicentrada doble retención

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3SD+PO+1CR+SPT-1S100	Via Viche-Quininde	Seccionador	No aplica

TERMOGRAMA



FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	26,6
T. Max. °C:	70,7
T. Ref. °C:	45,2
Delta T. °C:	25,5

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8
Humedad relativa: (%):	71
Velocidad del viento (m/s):	2

De los resultados termográficos, se puede observar que el elemento que se encuentra con anomalía dentro de la estructura semicentrada de doble retención corresponde al seccionador, de lo que se aprecia es un contacto deficiente entre portafusibles y contactos de los seccionadores, en este contexto, al evaluar la temperatura se denota un registro de 70,7 °C, la misma que al comparar a la temperatura de referencia que asciende a 45,2 °C, se obtiene una diferencia de 25,5 °C, lo que lleva a concluir que el elemento debe ser reparado en el próximo mantenimiento programado, por lo que es pertinente reemplazarlo y asegurar el contacto adecuado entre las partes.

5.6. Propuesta de plan de mantenimiento basado en el método GUT

Como parte del presente trabajo de titulación, se ha propuesto una metodología para la planificación de las actividades de mantenimientos para las redes de medio voltaje de los sistemas de distribución, para el efecto la metodología se sustenta en la administración moderna de mantenimientos, misma que reúne las modernas prácticas enfocadas al incremento de la productividad y disponibilidad.

De acuerdo con la gestión de mantenimientos, el método denominado GUT (Gravedad, Urgencia y Tendencia) es una técnica que define prioridades para la resolución y atención de problemas, por tanto, es una herramienta para gestionar los activos cumpliendo índices para evaluar metas y objetivos planificados. Bajo este contexto, el método puede ser aplicado por las empresas de distribución para que puedan priorizar las acciones y solventar los problemas que pueden causar potenciales indisponibilidades e interrupciones de servicio, a través de la ejecución de trabajos de mantenimiento de una manera estratégica, lo cual ayudaría de forma directa al cumplimiento de índices de calidad establecidos en la normativa ecuatoriana y que se encuentran en la Regulación Nro. ARCONEL 005/18.

El método busca evaluar cada una de las actividades de mantenimiento bajo tres criterios, Gravedad, Urgencia y Tendencia, cuyo registro se lo realiza en una matriz. Para evaluar el criterio de Gravedad es recomendable que el profesional que evalúe corresponda al encargado de los procesos de seguridad por el conocimiento de identificación de riesgos; para valorar el criterio de

Urgencia es recomendable que el funcionario encargo de la valoración de los índices de calidad o en su defecto un funcionario responsable de la parte operativa; y, finalmente para tasar el criterio de Tendencia se sugiere sea evaluado por personal con conocimiento de mantenimiento.

Para la ponderación de los casos de Gravedad, Urgencia y Tendencia, se requiere criterios de ponderación, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 9 Criterios de ponderación [44]

Gravedad		Urgencia		Tendencia	
Criterio	Valoración	Criterio	Valoración	Criterio	Valoración
Sin Gravedad	1	Sin Prisa	1	No empeora	1
Poco Grave	2	Puede esperar	2	Empeora en largo plazo	2
Grave	3	Lo más rápido	3	Empeora en mediano plazo	3
Muy Grave	4	Con Urgencia	4	Empeora en poco tiempo	4
Extremis Grave	5	Inmediato	5	Empeora rápidamente	5

Con la obtención del grado de ponderación de cada uno de los criterios, estos valores serán multiplicados consiguiendo como el orden de prioridad de cada una de las actividades. Para lograr lo indicado y dependiendo del tipo de actividad se consideran variables de análisis las cuales contendrán hipótesis, que por lo general deben ser planteadas por los especialistas en su campo de conocimiento, entre más sean las variables más preciso será la priorización.

Para el caso presentado en este trabajo y para los elementos que se encuentran en un estado crítico y requieren mantenimiento programado, se han planteado las siguientes hipótesis por cada uno de los criterios previamente definidos:

Tabla 10. Hipótesis

Criterio	Hipótesis
Gravedad	- Clima - Obsolescencia del elemento
Urgencia	- Índice de Calidad - FMIK - TTIK - ENS
Tendencia	- Temperatura

Una vez definido los criterios y las hipótesis, se procede a la valoración correspondiente, cuyo resultado se presenta a continuación:

Tabla 11 Valoración de las hipótesis por criterio y actividad – Matriz GUT

Actividad	Gravedad		Urgencia		Tendencia	Total
	Clima	Obsolescencia del elemento	Índice de Calidad	Energía No Suministrada	Temp	
Cambio Grillete U 5/8 "	5	5	5	4	5	2500
Reemplazar Seccionador	5	4	5	4	4	1600
Reemplazar Bushing	5	3	4	4	3	720
Reemplazo Perno U	5	3	3	2	2	180
Reemplazar Seccionador - Portafusible	5	4	5	2	5	1000

Con base a la matriz GUT, se determina la priorización de las actividades tomando en cuenta el valor obtenido, el resultado de dicha priorización se muestra a continuación:

Tabla 12 Priorización según Matriz GUT.

Actividad	Valorización	Priorización	Acción
Cambio Grillete U 5/8 "	2500	1	Reparación Inmediata
Reemplazar Seccionador	1600	2	Mantenimiento Programado
Reemplazar Seccionador - Portafusible	1000	3	Mantenimiento Programado
Reemplazar Bushing	720	4	Mantenimiento Programado
Reemplazo Perno U	180	5	Mantenimiento Programado

Por lo citado y una vez evaluado los criterios e hipótesis, se observa que la acción inmediata es cumplir con el cambio del Grillete U 5/8” que está en la línea del análisis termográfico, posteriormente, debe efectuarse el mantenimiento programado en el siguiente orden: i) Reemplazar Seccionador ubicado en la estructura de 13 kV trifásica centrada de retención; ii) Reemplazar Seccionador – Portafusible ubicado estructura de 13 kV trifásica semicentrada doble retención; iii) Reemplazar Bushing ubicado en la estructura de 13 kV trifásica centrada pasante; y, iv) Reemplazo Perno U ubicado en la estructura de 13 kV trifásica semicentrada doble retención.

6. CONCLUSIONES

Del estudio realizado se puede señalar que, el método de análisis termográfico ha demostrado ser una herramienta eficaz para la monitoreo de la condición y el diagnóstico de los elementos que conforman la red de medio voltaje aplicable a la empresa de distribución CNEL Unidad de Negocio Esmeraldas, dicho método no es invasivo y registra la temperatura en tiempo real de los objetivos, cuyas mediciones al ser contrastadas con la norma internacional ANSI/NETA ATS-2009, se establece niveles de criticidad de los elementos.

Para el caso de análisis, el de análisis termográfico fue efectuado al alimentador al alimentador primario “S/E VICHE – EL ROTO”, en el cual se han evaluado 82 puntos inspeccionados, de los cuales un 6,1% requieren una acción de corto plazo, llámese reparación o mantenimiento programado para poder disminuir las salidas forzadas de dichos elementos, mientras que 93,9% de los elementos no requieren una acción en el corto plazo

El método de análisis termográfico es especialmente útil para programas de mantenimiento preventivo y monitoreo de los elementos a lo largo de redes de medio voltaje, ya que proporciona datos precisos y fiables. Adicional y en función del avance tecnológico, las metodologías de medición o las acciones para el registro de medición pueden ser acopladas o ajustadas, para garantizar la sensibilidad a la temperatura, resolución espacial y el análisis de resultados mediante inteligencia artificial que proporcionará información útil a las empresas de distribución.

En la línea de lo citado, los análisis termográficos continuos ofrecen ventajas en lo que respecta a la fiabilidad de los equipos eléctricos, es decir que la supervisión continua conlleva a obtener beneficios, ya que los defectos pueden producirse en cualquier momento y dichas señales pueden activar alertas, lo que permite realizar simultáneamente las acciones necesarias para mantener el abastecimiento a la demanda, aspecto que redundará más cuando existe la integración con los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

Una vez obtenido los resultados del análisis termográfico, el presente trabajo ha propuesto un método para definir las prioridades para la atención de problemas y la realización de los mantenimientos predictivos, dicho método se denomina GUT (Gravedad, Urgencia y Tendencia), la cual es una herramienta para gestionar el mantenimiento de activos de las empresas basándose principalmente en las modernas y mejores prácticas, cuyo resultado es las acciones y actividades a ser realizadas y ejecutadas de acuerdo al grado de prioridad, permitiendo de esta manera formular un plan de mantenimiento.

Para aplicar el método GUT en el presente trabajo, a cada criterio se establece hipótesis o variables sobre las cuales se procederá a una ponderación, la cual brindará como resultado final la priorización de las acciones, definiéndose los trabajos a ser efectuados de forma inmediata y los que se deberán ejecutar mediante mantenimientos programados ordenadamente.

7. RECOMENDACIONES

Con el afán de que los elementos que constituyen las redes de medio voltaje, se recomienda mantener un registro sobre los elementos y su evaluación de criticidad determinado a través de los análisis termográficos, ya que esto facilita el control y mantenimiento de forma continua de los elementos, garantizando el abastecimiento de la demanda y tener un registro de los elementos intervenidos y por intervenir.

Para realizar el análisis termográfico es recomendable en primera instancia que el grupo de trabajo designado sea capaz de ejecutar las tareas encomendadas, aspecto por el cual deben estar capacitados no solo con los instrumentos de medida, sino también con la normativa para resguardar la seguridad de los profesionales y la normativa técnica relacionada con el tema.

Se recomienda familiarizarse con los parámetros del equipo de medida y las posibles correcciones y/o calibraciones que deben realizarse, ya que el análisis de los resultados obtenidos en la termografía debe servir para la toma de decisiones enfocadas a la ejecución de los mantenimientos o acciones inmediatas, por lo que una mala interpretación de los datos o resultados erróneos de las medidas, pueden causar perjuicios importantes a la empresa de distribución.

Es importante que las empresas de distribución mantengan homologadas las unidades de propiedad y unidades de construcción asociados a la red de medio voltaje a fin de facilitar el trabajo de mantenimiento y el control subsecuente.

Bajo las condiciones actuales asociadas al mantenimiento, se sugiere que las empresas de distribución implementen un programa de gestión de activos, lo que brindará información relevante para la ejecución o revisión de mantenimientos. Así mismo es importante la sugerencia de implementar un método como el GUT para determinar la priorización de los mantenimientos, pero para su aplicación es importante la capacitación y trabajo mancomunados de los funcionarios.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Sun, N. Wang, L. Ma, and P. Xue, “Research on maintenance strategy of multi-component parallel repairable with the goal of cost-effectiveness,” in *2016 Prognostics and System Health Management Conference (PHM-Chengdu)*, 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/PHM.2016.7819853.
- [2] H. Meng, X. Liu, J. Xing, and E. Zio, “A method for economic evaluation of predictive maintenance technologies by integrating system dynamics and evolutionary game modelling,” *Reliab Eng Syst Saf*, vol. 222, p. 108424, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ress.2022.108424>.
- [3] M. S. Jadin and S. Taib, “Recent progress in diagnosing the reliability of electrical equipment by using infrared thermography,” *Infrared Phys Technol*, vol. 55, no. 4, pp. 236–245, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2012.03.002>.
- [4] W. Shin, J. Han, and W. Rhee, “AI-assistance for predictive maintenance of renewable energy systems,” *Energy*, vol. 221, p. 119775, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119775>.
- [5] A. S. N. Huda and S. Taib, “Application of infrared thermography for predictive/preventive maintenance of thermal defect in electrical equipment,” *Appl Therm Eng*, vol. 61, no. 2, pp. 220–227, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.07.028>.
- [6] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Installation, Application, Operation, and Maintenance of Dry-Type Distribution and Power Transformers,” *IEEE Std C57.94-2015 (Revision of IEEE Std C57.94-1982)*. pp. 1–29, 2016. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7419215.
- [7] S. Pérez, “Gestión del mantenimiento preventivo para centrales eléctricas. Aplicación a un caso real ilustrativo del sistema eléctrico español de generación,” *Revista Europea de Dirección y Economía de la Empresa*, vol. 17, pp. 145–154, 2008, [Online]. Available: [file:///C:/Users/Core i3/Downloads/Dialnet-GestionDelMantenimientoPreventivoParaCentralesElec-2725333.pdf](file:///C:/Users/Core%20i3/Downloads/Dialnet-GestionDelMantenimientoPreventivoParaCentralesElec-2725333.pdf)
- [8] Y. Tang and S. P. Corporation, “Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization,” vol. 11, no. 1, pp. 181–189, 1996.
- [9] M. J. Ghadi, S. Ghavidel, A. Rajabi, A. Azizivahed, L. Li, and J. Zhang, “A review on economic and technical operation of active distribution systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 38–53, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.010>.
- [10] B. Li and X. Li, “Distributed generation sources and their effects on distribution networks,” *International electric power for China*, vol. 9, no. 3, pp. 45–49, 2005.
- [11] L. Willisl, H. Tram, M. v Enge, and L. Finleyj, “Optimization Applications to Power Distribution”.
- [12] Electric Utility Engineers of the Westinghouse Electric, *Electric Utility Engineering Reference Book: Distribution Systems*, Electric U. 1965.
- [13] A. Primadianto and C. Lu, “A Review on Distribution System State Estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, 2017.
- [14] L. Kong, J. Xiao, H. Zhou, and B. Wang, “Planning method for distribution networks based on load growth characteristics of the industry,” *China International Conference on*

- Electricity Distribution, CIGRE*, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/CIGRE.2016.7576332.
- [15] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2014. doi: 10.1201/B16455.
- [16] Distribution System Analysis Subcommittee Report, “Radial Distribution Test Feeders,” *Journal Technique*, 2011.
- [17] Alexander Publications, “Distribution Transformer Handbook for Lineworkers,” *Book*, no. October 2006, pp. 1–35, 2010, [Online]. Available: http://www.amazon.com/Distribution-Transformer-Handbook-Lineworkers-ALEXANDER/dp/B007UIIWDC/ref=sr_1_1?s=books&ie=UTF8&qid=1411771936&sr=1-1&keywords=distribution+transformer
- [18] W. J. Denton and D. N. Repe, “Distribution-Substation and Primary-Feeder Planning,” *Electrical Engineering*, vol. 74, pp. 804–809, doi: 10.1109/EE.1955.6439555.
- [19] M. Li *et al.*, “Distribution Network Optimize Planning Based on Operation Efficiency and Benefits,” *China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE*, no. Ciced, pp. 10–13, 2016.
- [20] Samuel Ramirez Castaño, “Redes de Distribución de Energía,” *Journal of Electrical and Computer Engineering*, pp. 10–38, 2012.
- [21] J. de Hoog *et al.*, “Distribution Network Constraints Into Account,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 365–375, 2015.
- [22] Z. Liu, P. Wang, and A. Zhang, “Research on equipment maintenance management based on the total quality management theory,” in *2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, 2012, pp. 1372–1374. doi: 10.1109/ICQR2MSE.2012.6246476.
- [23] S. García, *Organización y gestión integral de mantenimiento*. Madrid, 2003.
- [24] U. Ahmed, S. Carpitella, and A. Certa, “An integrated methodological approach for optimising complex systems subjected to predictive maintenance,” *Reliab Eng Syst Saf*, vol. 216, p. 108022, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ress.2021.108022>.
- [25] Z. Liu, P. Wang, and A. Zhang, “Research on equipment maintenance management based on the total quality management theory,” in *2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, 2012, pp. 1372–1374. doi: 10.1109/ICQR2MSE.2012.6246476.
- [26] P. Nunes, J. Santos, and E. Rocha, “Challenges in predictive maintenance – A review,” *CIRP J Manuf Sci Technol*, vol. 40, pp. 53–67, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cirpj.2022.11.004>.
- [27] M. Erfanian and M. Pirayesh, “Integration aggregate production planning and maintenance using mixed integer linear programming,” in *2016 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM)*, 2016, pp. 927–930. doi: 10.1109/IEEM.2016.7798013.
- [28] X. Xing, Y. Xiao, W. Chang, L. Zhao, and J. Cao, “The establishment of a preventive maintenance period optimum model,” in *2011 IEEE 18th International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management*, 2011, vol. Part 2, pp. 1169–1172. doi: 10.1109/ICIEEM.2011.6035364.
- [29] A. Gorenstein and M. Kalech, “Predictive maintenance for critical infrastructure,” *Expert Syst Appl*, vol. 210, p. 118413, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2022.118413>.

- [30] B. Gao, L. Guo, L. Ma, and K. Wang, “Corrective maintenance process simulation algorithm research based on process interaction,” in *Proceedings of the IEEE 2012 Prognostics and System Health Management Conference (PHM-2012 Beijing)*, 2012, pp. 1–5. doi: 10.1109/PHM.2012.6228942.
- [31] R. A. M. Ferreira, B. P. A. Silva, G. G. D. Teixeira, R. M. Andrade, and M. P. Porto, “Uncertainty analysis applied to electrical components diagnosis by infrared thermography,” *Measurement*, vol. 132, pp. 263–271, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.09.036>.
- [32] K. A. Pareek, D. May, M. A. Ras, and B. Wunderle, “Towards development of an intelligent failure analysis system based on infrared thermography,” *Microelectronics Reliability*, vol. 139, p. 114823, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.microrel.2022.114823>.
- [33] E. Caluña and D. Lopez, “Aplicación de técnicas predictivas en aisladores inspección visual, efecto corona y termografía en líneas de subtransmisión de la zona costera del país para establecer un plan de mantenimiento y evaluación técnica-económica,” Latacunga, 2019.
- [34] D. Zhou and M. Chi, “Pulse-coupled neural network and its optimization for segmentation of electrical faults with infrared thermography,” *Appl Soft Comput*, vol. 77, pp. 252–260, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2018.10.056>.
- [35] V. Bossio and A. Ruiz, “Termografía en el mantenimiento de equipos instalados en subestaciones de potencia convencionales,” Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena, 2008.
- [36] A. S. N. Huda and S. Taib, “Suitable features selection for monitoring thermal condition of electrical equipment using infrared thermography,” *Infrared Phys Technol*, vol. 61, pp. 184–191, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2013.04.012>.
- [37] C. J. F. Ochoa, J. A. Valencia, and M. De, “Procedimiento para el mantenimiento predictivo en termografía y ultrasonido. caso de estudio,” Valencia, 2008.
- [38] S. Tisalema, “Mantenimiento predictivo en subestación de distribución de UCSG – Facultad Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker,” Guayaquil, 2018.
- [39] A. D’Annibale, A. di Ilio, M. Trozzi, and L. Bonaventura, “The Use of Infrared Thermography for Maintenance Purposes in the Production Process of Components for Automotive Alternators,” *Procedia CIRP*, vol. 38, pp. 143–146, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2015.08.087>.
- [40] A. Dutta, M. Shah, G. Swathi, and R. A. Parekhji, “Design techniques and tradeoffs in implementing non-destructive field test using logic BIST self-test,” in *2009 15th IEEE International On-Line Testing Symposium*, 2009, pp. 237–242. doi: 10.1109/IOLTS.2009.5196022.
- [41] J. Snell and J. Renowden, “Improving results of thermographic inspections of electrical transmission and distribution lines,” in *2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings. ESMO 2000 Proceedings. Global ESMO 2000. The Pow*, 2000, pp. 135–144. doi: 10.1109/TDCLLM.2000.882811.
- [42] H. A. Smolleck and J. P. Sims, “Guidelines for the selection and operation of bare ACSR conductors with regard to current-carrying capacity,” *Electric Power Systems Research*, vol. 5, no. 3, pp. 179–190, 1982, doi: [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(82\)90013-X](https://doi.org/10.1016/0378-7796(82)90013-X).
- [43] P. J. Zarco-Periñán, J. L. Martínez-Ramos, and Fco. J. Zarco-Soto, “A novel method to correct temperature problems revealed by infrared thermography in electrical substations,”

- Infrared Phys Technol*, vol. 113, p. 103623, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2020.103623>.
- [44] ANSI/NETA, “Standard for acceptance testing specifications for Electrical Power Equipment and Systems ATS-2009,” 2009. [Online]. Available: www.netaworld.org
- [45] C. Dollinger, N. Balaesque, N. Gaudern, D. Gleichauf, M. Sorg, and A. Fischer, “IR thermographic flow visualization for the quantification of boundary layer flow disturbances due to the leading edge condition,” *Renew Energy*, vol. 138, pp. 709–721, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.116>.
- [46] M. Pilar Lambán, P. Morella, J. Royo, and J. Carlos Sánchez, “Using industry 4.0 to face the challenges of predictive maintenance: A key performance indicators development in a cyber physical system,” *Comput Ind Eng*, vol. 171, p. 108400, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cie.2022.108400>.
- [47] K. Velmurugan, S. Saravanasankar, and S. Bathrinath, “Smart maintenance management approach: Critical review of present practices and future trends in SMEs 4.0,” *Mater Today Proc*, vol. 62, pp. 2988–2995, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.02.622>.

9. ANEXOS

9.1. ANEXO I: Información Cámara Termográfica

FLUKE®

TECHNICAL DATA

Ti401 PRO, Ti480 PRO, TiX501 and TiX580 Infrared Cameras



Fluke Connect™ compatible

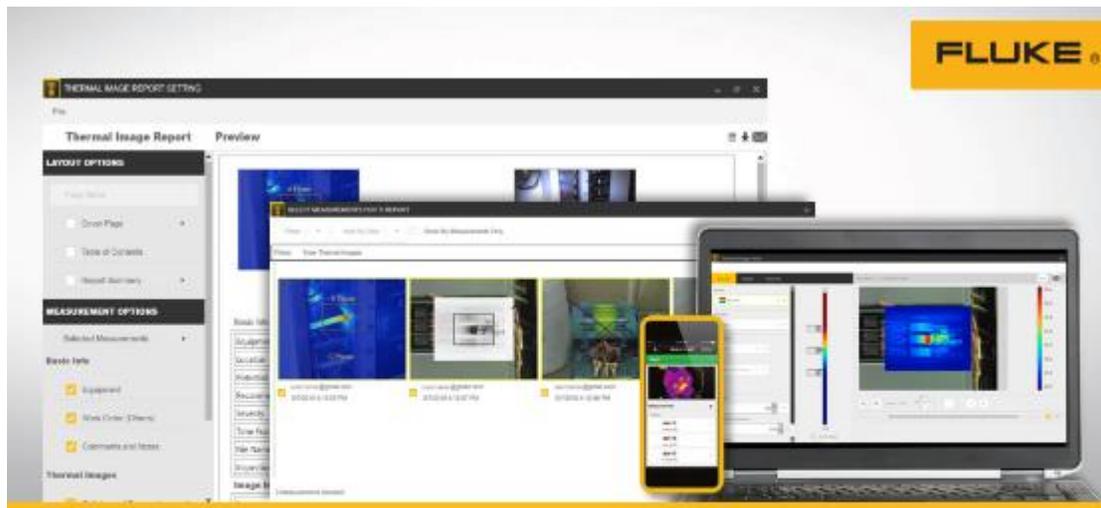
We recognize that it's not one approach for all—each industry, business and success measure is unique. Optimally engineered, Fluke cameras are aligned to drive efficiency through the latest in thermography technology advancements. They offer everything needed for industrial professionals to safely, quickly and easily find, assess and solve mission-critical problems before they result in downtime, become costly or even disastrous.

- In-focus images in a matter of seconds. **LaserSharp™ Auto Focus** uses a built-in laser distance meter that calculates and displays the distance from your designated target and immediately adjusts the focus.
- Shoot images near...and far. Interchangeable **Smart Lenses** require no calibration and give you the versatility and image quality needed to conduct inspections in almost any environment.
- Simply the best optics to transmit energy and produce high quality infrared images. Fluke uses only 100 % diamond-turned germanium lenses with specialty coatings.
- See more details when you adjust the level of infrared and visible light with patented IR-Fusion™ technology.
- Edit and analyze images on camera—edit emissivity, enable color alarms and markers, and adjust IR-Fusion™ visual and infrared image blending.
- Manage data, capture multiple measurements (mechanical, electrical and thermal) and organize them by piece of equipment with Fluke Connect™ software.
- Inspect multiple complex targets or targets from varying distances. Capture a clear, accurate image focused throughout the field of view with **MultiSharp™ Focus**. The camera automatically processes a stack of images focused near and far with the Ti480 PRO and TiX580.

SUPERIOR IMAGE QUALITY

RESOLUTION
640 x 480 (307,200 pixels)

SPATIAL RESOLUTION
0.93 mRad



Powerful, easy-to-use Fluke Connect™

A comprehensive and connected software platform that represents the future of integrated equipment maintenance, monitoring, analysis and reporting. It's easier than ever to optimize thermal images, perform analytics, generate quick, customizable, robust reports, and export images to the format of your choice in the cloud. And you will be able to integrate with Fluke Connect—the largest integrated system of maintenance software and tools in the world.

- Modern visual design
- Intuitive navigation—easier to learn, easier and faster to work in
- Simplified work flows
- Simplified reporting workflow and better report templates
- Fluke Connect Cloud storage

Download at flukeconnect.com

Fluke Connect and Fluke Connect cloud storage not available in all countries.

100% Focused—Every object. Near and far. MultiSharp™ Focus.



Manual focus



MultiSharp Focus

Detailed specifications

	TI401 PRO	TI480 PRO	TIK501	TIK580
Key Features				
Infrared resolution	640 x 480 (307,200 pixels)			
Superresolution	No	Yes, in software. Captures and combines 4x the data to create a 1280 x 960 image	No	Yes, in software. Captures and combines 4x the data to create a 1280 x 960 image
IFOV with standard lens (spatial resolution)	0.93 mRad, D:5 1065:1			
Field of view	34 °H x 24 °V			
Minimum focus distance	15 cm (approx. 6 in)			
MultiSharp Focus	No	Yes, focused near and far, throughout the field of view	No	Yes, focused near and far, throughout the field of view
LaserSharp Auto Focus	Yes, for consistently in-focus images. Every. Single. Time			
Laser distance meter	Yes, calculates distance to the target for precisely focused images and displays distance on screen			
Advanced manual focus	Yes			
Wireless connectivity	Yes, to PC, iPhone® and iPad® (iOS 4s and later), Android™ 4.3 and up, and WiFi to LAN (where available)			
Fluke Connect app compatible	Yes*, connect your camera to your smartphone, and images taken automatically upload to the Fluke Connect app for saving and sharing			
Fluke Connect Assets	Through the desktop, assign images to assets, easily compare measurement types in one location and create reports.		Future**, Automatically assign images to assets, easily compare measurement types in one location and create reports through a cloud-based system.	
Fluke Connect instant cloud upload	Yes*, connect your camera to your building's WiFi network, and images taken automatically upload to the Fluke Connect system for viewing on your smartphone or PC			
Fluke Connect instant server upload	Yes**	Yes**	Yes**	Yes**
IR-Fusion technology	Yes, adds the context of the visible details to your infrared image			
Suggested touchscreen display	3.5 inch (landscape), 640 x 480 LCD		5.7 inch (14.4 cm) landscape 640 x 480 LCD	
Ergonomic design	Pistol-grip design for one-handed use		240 ° rotatable (articulating) lens	
Thermal sensitivity (NETD)**	≤ 0.075 °C at 30 °C target temp (75 mK)	≤ 0.05 °C at 30 °C target temp (50 mK)	≤ 0.075 °C at 30 °C target temp (75 mK)	≤ 0.05 °C at 30 °C target temp (50 mK)
Level and span	Smooth auto and manual scaling			
Touchscreen adjustable level/span	Yes. Span and level can be easily and quickly set by simply touching the screen			
Fast auto toggle between manual and auto modes	Yes			
Fast auto-pan/scan in manual mode	Yes			
Minimum span (in manual mode)	2.0 °C (3.6 °F)			
Minimum span (in auto mode)	3.0 °C (5.4 °F)			
Built-in digital camera (visible light)	5MP			
Frame rate	60 Hz or 9 Hz versions			
Laser pointer	Yes			
LED light (torch)	Yes			
Digital Zoom	No	2x and 4x	2x	2x, 4x, 8x
Data storage and image capture				
Extensive memory options	Removable 4 GB micro SD memory card, 4 GB internal flash memory, save to USB flash drive capability, upload for permanent storage			
Image capture, review, save mechanism	One-handed image capture, review, and save capability		Yes, edit and analyze captured images on camera	
Image file formats	bmp, jpeg, tiff	bmp, jpeg, tiff, tiff3, AVI	bmp, jpeg, tiff, tiff3, AVI	bmp, jpeg, tiff, tiff3, AVI
Memory review	Thumbnail and full screen review			
Software	Full analysis and reporting software with access to the Fluke Connect system			
Analyze and store radiometric data on a PC	Yes			
Export file formats with Fluke Connect software	Bitmap (.bmp), GIF, JPEG, PNG, TIFF			
Voice annotation	60 seconds maximum recording time per image; reviewable playback on camera, optional Bluetooth headset available but not required			
IR-PhotoNotes	Yes - 2 images	Yes - 5 images	Yes - 2 images	Yes - 5 images
Text annotations	Yes, including standard shortcuts as well as user programmable options			
Video recording and formats	No	Standard and radiometric	Standard	Standard and radiometric
Remote control operations	Remote display through Fluke Connect	Remote display and control operation through Fluke Connect	Remote display through Fluke Connect	Remote display and control operation through Fluke Connect
Auto capture (temperature and interval)	No	Yes	No	Yes
MATLAB® and LabVIEW® tool boxes	-	Integrate camera data, infrared video and images into software to support FAD analysis		

Detailed specifications

	T1401 PRO	T1480 PRO	T1X501	T1X580
Battery				
Batteries (field-replaceable, rechargeable)	Two lithium ion smart battery packs with five-segment LED display to show charge level			
Battery life	2-3 hours per battery (actual life varies depending on settings and usage)			
Battery charging time	2.5 hours to full charge			
Battery charging system	Two-bay battery charger or in-linager charging. Optional 12 V automotive charging adapter			
AC operation	AC operation with included power supply (100 VAC to 240 VAC, 50/60 Hz)			
Power saving	User selectable sleep and power off modes			
Temperature measurement				
Temperature measurement range (not calibrated below -10 °C)	-20 °C to +650 °C (-4 °F to +1,202 °F)	-20 °C to +1,000 °C (-4 °F to 1,832 °F)	-20 °C to +650 °C (-4 °F to +1,202 °F)	-20 °C to +1,000 °C (-4 °F to 1,832 °F)
Accuracy	± 2 °C or 2 % (at 25 °C nominal, whichever is greater)			
On-screen emissivity correction	Yes (both value and table)			
On-screen reflected background temperature compensation	Yes			
On-screen transmission correction	Yes			
Line temperature graph	No	Yes	No	Yes
Color palettes				
Standard palettes	9: Rainbow, Ironbow, Blue-Red, High Contrast, Amber, Amber Inverted, Hot Metal, Grayscale, Grayscale Inverted		8: Ironbow, Blue-Red, High Contrast, Amber, Amber Inverted, Hot Metal, Grayscale, Grayscale Inverted	
Ultra Contrast palettes	9: Rainbow, Ironbow, Blue-Red, High Contrast, Amber, Amber Inverted, Hot Metal, Grayscale, Grayscale Inverted		8: Ironbow Ultra, Blue-Red Ultra, High Contrast Ultra, Amber Ultra, Amber Inverted Ultra, Hot Metal Ultra, Grayscale Ultra, Grayscale Inverted Ultra	
Smart lenses				
Macro-25 micron lens: 25 MAC2	Yes			
2 x telephoto lens: TELE 2	Yes			
4 x telephoto lens: TELE4	Yes			
Wide angle lens: WIDE 2	Yes			
General specifications				
Color alarms (temperature alarms)	High temperature, low temperature, and isotherms (within range)			
Infrared spectral band	7.5 µm to 14 µm (long wave)			
Operating Temperature	-10 °C to +50 °C (14 °F to 122 °F)			
Storage Temperature	-20 °C to +50 °C (-4 °F to 122 °F) without batteries			
Relative humidity	10 % to 95 % non-condensing			
Center-point temperature measurement	Yes			
Spot temperature	Hot and cold spot markers		Hot and cold spot markers, individually enabled	
User-definable spot markers	No	3 user-definable spot markers	2 user-definable spot markers	3 user-definable spot markers
User defined measurement boxes	1 expandable-contractible measurement box with MIN-MAX-AVG temp display	Up to 3 expandable-contractible measurement box with MIN-MAX-AVG temp display	1 expandable-contractible measurement box with MIN-MAX-AVG temp display	3-Expandable-contractible measurement box with MIN-MAX-AVG temp display
Hard Case	Rugged, hard carrying case; soft transport bag	Rugged, IP67 rated, airtight hardcase with custom foam insert		
Safety	IEC 61010-1: Overvoltage category II, Pollution Degree 2			
Electromagnetic compatibility	IEC 61326-1: Basic EM environment, CISPR 11: Group 1, Class A			
Australian PCM	IEC 61326-1			
US FCC	CFR 47, Part 15 Subpart B			
Vibration	0.03 g2/Hz (3.8 g), 2.5 g IEC 60068-2-6			
Shock	25 g, IEC 68-2-29			
Drop	Engineered to withstand 2 meter (6.5 feet) drop with standard lens		Engineered to withstand 1 meter (3.3 feet) drop with standard lens	
Size (H x W x L)	27.7 cm x 12.2 cm x 16.7 cm (10.9 in x 4.8 in x 6.5 in)		27.3 cm x 15.9 cm x 9.7 cm (10.8 in x 6.3 in x 3.8 in)	
Weight (battery included)	1.04 kg (2.3 lb)		1.54 kg (3.4 lb)	
Enclosure rating	IEC 60529: IP54 (protected against dust, limited ingress; protection against water spray from all directions)			
Warranty	Two-years (standard), extended warranties are available			
Recommended calibration cycle	Two-years (assumes normal operation and normal aging)			
Supported languages	Czech, Dutch, English, Finnish, French, German, Hungarian, Italian, Japanese, Korean, Polish, Portuguese, Russian, Simplified Chinese, Spanish, Swedish, Traditional Chinese, and Turkish			
RoHS compliant	Yes			

Please Note: Fluke Connect analysis and reporting software is available in all countries but Fluke Connect is not. Please check availability with your authorized Fluke distributor. *Indicates Fluke Connect™ features that will be available soon. Watch the Fluke website for software and firmware updates.

© 2023 Fluke Corporation T1401 PRO, T1480 PRO, T1X501 and T1X580 Infrared Cameras

Ordering information

- FLK-TI401 PRO 60 Hz Infrared Camera
- FLK-TI401 PRO 9 Hz Infrared Camera
- FLK-TI480 PRO 60 Hz Infrared Camera
- FLK-TI480 PRO 9 Hz Infrared Camera
- FLK-TIX501 60 Hz Infrared Camera
- FLK-TIX501 9 Hz Infrared Camera
- FLK-TIX380 60 Hz Infrared Camera
- FLK-TIX380 9 Hz Infrared Camera

Included

Included infrared camera with standard infrared lens; AC power supply and battery pack charger (including universal AC adapters); two rugged lithium ion smart battery packs; USB cable; HDMI video cable; 4GB micro SD card; and adjustable hand strap. **Available by free download:** Fluke Connect™ desktop software and user manual

TI401 PRO only

Rugged, hard carrying case, soft transport bag

TI480 PRO, TIX501, TIX380 only

Rugged, IP67 rated, airtight hard carrying case

TIX501, TIX380 only

Adjustable neck strap

Optional accessories

- FLK-LENS/TELE2 Infrared Telephoto Lens (2X magnification)
- FLK-LENS/4XTELE2 Infrared Telephoto Lens (4X magnification)
- FLK-LENS/WIDE2 Infrared Wide Angle Lens
- FLK-LENS/25MAC2 25 Micron Macro Infrared Lens
- TI-CAR-CHARGER Car Charger
- FLK-TI-VISOR3 Sun Visor
- BOOK-ITP Introduction to Thermography Principles Book
- TI-TRIP0D3 Tripod Mounting Accessory
- FLK-TI-BLUETOOTH Bluetooth headset
- FLK-TI-SBP3 Additional Smart Battery
- FLK-TI-SBC3B Additional Smart Battery Charger
- FLK-TIX5XX-SBP4 Additional Smart Battery
- FLK-TI-SBC3B Additional Smart Battery Charger



Preventive maintenance simplified. Rework eliminated.

Save time and improve the reliability of your maintenance data by wirelessly syncing measurements using the Fluke Connect™ system.

- Eliminate data-entry errors by saving measurements directly from the tool and associating them with the work order, report or asset record.
- Maximize uptime and make confident maintenance decisions with data you can trust and trace.
- Move away from clipboards, notebooks and multiple spreadsheets with a wireless one-step measurement transfer.
- Access baseline, historical and current measurements by asset.
- Share your measurement data using ShareLive™ video calls and emails.
- The PRO series infrared cameras are part of a growing system of connected test tools and equipment maintenance software. Visit the website to learn more about the Fluke Connect™ system.

Find out more at flukeconnect.com



All trademarks are the property of their respective owners. WiFi or cellular service required to share data. Smartphones, wireless service and data plan not included with purchase. First 5GB of storage is free. Phone support details can be viewed at fluke.com/phones.

Smart phone wireless service and data plan not included with purchase. Fluke Connect is not available in all countries.

9.2. ANEXO II: Resultados del análisis Termográfico

Punto de Inspección No:	4
--------------------------------	----------



Nº POSTE / TORRE:	272875
LOCALIZACIÓN UTM:	31 N 166021 0

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3SR+PO+3CR+SPT-3E100	S/E Viche.	Perno máquina	No aplica

TERMOGRAMA

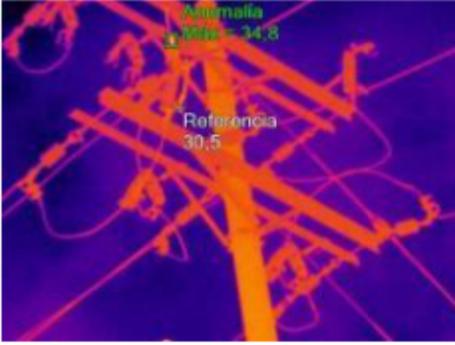


FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	24,7
T. Max. °C:	34,8
T. Ref. °C:	30,5
Delta T. °C:	4,3

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8
Humedad relativa: (%):	83
Velocidad del viento (m/s):	0,1

GRADO DE SEVERIDAD:	Grado 1
POSIBLES CAUSAS DE LA ANOMALÍA:	Conductor canastillado
COMENTARIOS:	Etapa de Observación
RECOMENDACIONES A SEGUIR:	Se sugiere cambio de puentes de la parte superior e inferior de los mismos.

Punto de Inspección No: 6

Nº POSTE / TORRE:	602216
LOCALIZACIÓN UTM:	31 N 166021 0

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST- 3CR+PO+3CR+3CR+SPT- 3E100	S/E Viche.	Seccionador	Fase A , Fase B

TERMOGRAMA



FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	24,7
T. Max. °C:	52
T. Ref. °C:	29,2
Delta T. °C:	22,8

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8

Humedad relativa: (%):	82,2
Velocidad del viento (m/s):	1,2

GRADO DE SEVERIDAD:	Grado 2
POSIBLES CAUSAS DE LA ANOMALÍA:	Contacto deficiente en el terminal superior e inferior del seccionador.
COMENTARIOS:	Reparar en el próximo mantenimiento programado
RECOMENDACIONES A SEGUIR:	Reemplazar seccionador y asegurar buen contacto entre las partes.

Punto de Inspección No: 7

Nº POSTE / TORRE:	s/n
LOCALIZACIÓN UTM:	31 N 166021 0

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3CP+PO+1CR+TRT-1A15	Via Viche-Quininde	Transformador	No aplica

TERMOGRAMA



FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	28
T. Max. °C:	56,5
T. Ref. °C:	33,9
Delta T. °C:	22,6

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8

Humedad relativa: (%):	74
Velocidad del viento (m/s):	1

GRADO DE SEVERIDAD:	Grado 1
POSIBLES CAUSAS DE LA ANOMALÍA:	Contacto deficiente en el Bushing de baja tensión.
COMENTARIOS:	Reparar en el próximo mantenimiento programado
RECOMENDACIONES A SEGUIR:	Cambio de bushing de baja tensión. Realizar mantenimiento proactivo.

Punto de Inspección No: 10

Nº POSTE / TORRE:	s/n
LOCALIZACIÓN UTM:	31 N 166021 0

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3CD+PO	Vía Viche-Quininde	Conector	Fase A , Fase C , Fase B

TERMOGRAMA



FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	24,7
T. Max. °C:	38,4
T. Ref. °C:	29,3
Delta T. °C:	9,1

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8

Humedad relativa: (%):	82,2
Velocidad del viento (m/s):	6

GRADO DE SEVERIDAD:	Grado 1
POSIBLES CAUSAS DE LA ANOMALÍA:	Contacto deficiente entre la línea y el conector.
COMENTARIOS:	Etapas de Observación
RECOMENDACIONES A SEGUIR:	Reemplazar grapa para derivación de línea en caliente.

Punto de Inspección No: 14

Nº POSTE / TORRE:	s/n
LOCALIZACIÓN UTM:	31 N 166021 0

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3CP+PO+SPT-15100+TRT-1C10	Vía Viche-Quininde	Seccionador	No aplica

TERMOGRAMA

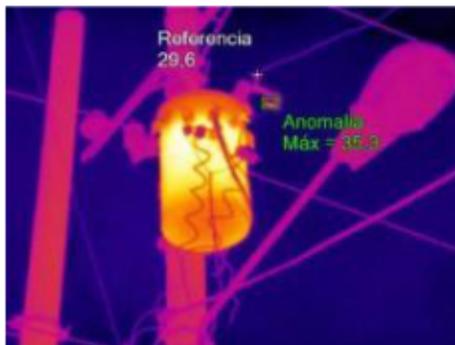


FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	28,3
T. Max. °C:	35,3
T. Ref. °C:	29,6
Delta T. °C:	5,7

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8

Humedad relativa: (%):	72
Velocidad del viento (m/s):	1,2

GRADO DE SEVERIDAD:	Grado 1
POSIBLES CAUSAS DE LA ANOMALÍA:	Contacto deficiente entre portafusibles y contactos del seccionador.
COMENTARIOS:	Etapas de Observación
RECOMENDACIONES A SEGUIR:	Reemplazar seccionador y asegurar buen contacto entre las partes.

Punto de Inspección No: 32

Nº POSTE / TORRE:	s/n
LOCALIZACIÓN UTM:	31 N 166021 0

IDENTIFICACIÓN

INSTALACIÓN:	TIPO DE ESTRUCTURA:	UBICACIÓN:	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON ANOMALÍA:	COMPONENTE CON DEFECTO:
El Roto	EST-3SD+PO+SPT-1S100+TRT-1A5	Via Viche-Quininde	Perno "U"	No aplica

TERMOGRAMA



FOTO DE CAMPO



T. Amb. °C:	27,6
T. Max. °C:	60,1
T. Ref. °C:	39,5
Delta T. °C:	20,6

Emisividad:	0,85
Nivel de Tensión (Kv.):	13,8

Humedad relativa: (%):	71,2
Velocidad del viento (m/s):	1

GRADO DE SEVERIDAD:	Grado 2
POSIBLES CAUSAS DE LA ANOMALÍA:	Contacto deficiente entre conductor y bushing de baja.
COMENTARIOS:	Reparar en el próximo mantenimiento programado
RECOMENDACIONES A SEGUIR:	Reemplazar conductor de baja. Cambio de conector y bushing de baja. Realizar mantenimiento proactivo.

Estadísticas y Recuento de Anomalías Termográficas

CIRCUITO	EL ROTO
TOTAL PUNTOS INSPECCIONADOS	82

Grado de severidad	Acción	Nº de anomalías
Grado 1	Etapa de Observación	77
Grado 2	Reparar en el próximo mantenimiento programado	4
Grado 3	REPARAR INMEDIATAMENTE	1

