



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA**

TEMA:

**Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los equipos de  
subestaciones mediante inspección termográfica**

AUTOR:

**Torres Leones, Richard Rodrigo**

Trabajo de Titulación previo a la obtención del grado de  
**INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN  
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

TUTOR:

**Ing. Philco, Luis Orlando M.Sc., M.Sc.**

Guayaquil, Ecuador

20 de septiembre del 2021



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

**CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el Sr. **Torres Leones, Richard Rodrigo**, como requerimiento para la obtención del título de **INGENIERO EN ELÉCTRICO-MECÁNICA**.

TUTOR

---

Ing. Philco Asqui Luis Orlando M. Sc

DIRECTOR DE CARRERA

---

M. Sc. Heras Sánchez, Miguel Armando

Guayaquil, a los 20 días del mes de septiembre del año 2021



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

**Yo, Torres Leones, Richard Rodrigo**

**DECLARÓ QUE:**

El trabajo de titulación **Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los equipos de subestaciones mediante inspección termográfica** previo a la obtención del Título de **Ingeniería en Eléctrico–Mecánica**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

Guayaquil, a los 20 días del mes de septiembre del año 2021

EL AUTOR

---

TORRES LEONES, RICHARD RODRIGO



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

**AUTORIZACIÓN**

Yo, **Torres Leones, Richard Rodrigo**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: **Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los equipos de subestaciones mediante inspección termográfica** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 20 días del mes de septiembre del año 2021

EL AUTOR

---

TORRES LEONES, RICHARD RODRIGO

# REPORTE DE URKUND

**URKUND** Orlando Philco Asqui (orlando.philco)

**Documento:** [Tesis Richard Torres Final.docx](#) (D111797918)

**Presentado:** 2021-08-29 12:39 (-05:00)

**Presentado por:** orlandophilco07@gmail.com

**Recibido:** orlando.philco.ucsg@analysis.urkund.com

**Mensaje:** Fwd: Tesis Completa [Mostrar el mensaje completo](#)

1% de estas 60 páginas, se componen de texto presente en 2 fuentes.

| Lista de fuentes | Bloques   |
|------------------|---|
| Categoría        | Enlace/nombre de archivo  |
|                  | <a href="#">Tesis Richard Torres V4 (1) (1) (2) (1) (2) (6615).docx</a> |
|                  | <a href="#">Tesis Richard Torres V4 (1) (1) (2) (1) .docx</a>           |
|                  | 1436411656_12. MEMORIA TÉCNICA TORRES LEONES.docx                       |
|                  | <a href="#">dreyes_tesis4_.pdf.pdf</a>                                  |

1 Advertencias. Reiniciar. Exportar. Compartir.

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA

ELECTRICO-MECÁNICA

TEMA:

Diseño De Un Plan De Mantenimiento Predictivo Para Los Equipos De Subestaciones Mediante Inspección Termográfica

AUTOR: Torres Leones, Richard Rodrigo

Trabajo de Titulación previo a la obtención del grado de INGENIERO EN ELECTRICO MECÁNICA CON MENCION EN GESTION EMPRESARIAL INDUSTRIAL

TUTOR: Ing. Philco, Luis Orlando M.Sc., M.Sc.

Guayaquil, Ecuador

28 de agosto de 2021



## **DEDICATORIA**

El presente trabajo va dedicado en primer lugar a Dios que en todo momento estuvo ahí dándome sabiduría y fuerzas necesarias para poder lograr alcanzar la meta fijada años atrás y que por su obra y gracia la estoy cumpliendo.

A mi madre Gloria Leones, mi esposa Yiraika Capote, mis hijas Ariana Torres Gavilanes y Cattleya Torres Capote que con su amor y paciencia estuvieron de cerca en el proceso de poder lograr cumplir esta meta.

EL AUTOR

TORRES LEONES, RICHARD RODRIGO

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi ferviente agradecimiento a Dios todo Poderoso, que gracias a su obra y gracia me ha dado la oportunidad de llegar a cumplir mi meta.

Agradezco de manera especial a la Universidad Católica Santiago de Guayaquil por brindarme la oportunidad de formar parte de su comunidad estudiantil.

Agradezco de manera profunda a mi Tutor Ing. Luís Orlando Philco., MSC, que gracias a sus consejos y valiosas opiniones he podido culminar mi tesis.

Agradezco a las mujeres de mi vida, mi madre Gloria Leones, mi esposa Yiraika Capote y mis hijas Ariana Torres Gavilanes y Cattleya Torres Capote que con amor y ternura estuvieron siempre a mi lado.

EL AUTOR

TORRES LEONES, RICHARD RODRIGO



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f.

**M. Sc. ROMERO PAZ, MANUEL DE JESUS**

DECANO

f.

**M. Sc. PALACIOS MELÉNDEZ, EDWIN FERNANDO**

COORDINADOR DEL ÁREA

f.

**MGS. HIDALGO AGUILAR, JAIME RAFAEL**

OPONENTE



## ÍNDICE

|  |      |
|--|------|
| CERTIFICACIÓN .....  | II   |
| DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....  | III  |
| AUTORIZACIÓN .....   | IV   |
| REPORTE DE URKUND.....   | V    |
| DEDICATORIA .....  | VI   |
| AGRADECIMIENTOS .....  | VII  |
| RESUMEN.....   | XVI  |
| ABSTRACT .....   | XVII |
| CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN....  | 2    |
| 1.1. Introducción .....  | 2    |
| 1.2. Justificación y Antecedentes .....  | 3    |
| 1.3. Definición del Problema .....   | 3    |
| 1.4. Objetivos del Problema de Investigación.....  | 4    |
| 1.4.1. Objetivo General .....  | 4    |
| 1.4.2. Objetivos Específicos.....  | 4    |
| 1.5. Tipo de Investigación .....   | 4    |
| 1.6. Metodología de Investigación .....  | 5    |
| CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....  | 6    |
| 2. Conceptualización del mantenimiento .....   | 6    |
| 2.1. Misión del Mantenimiento .....  | 6    |
| 2.2. Tipos de Mantenimiento .....  | 7    |
| 2.2.1. Mantenimiento Correctivo .....  | 7    |
| 2.2.2. Mantenimiento Preventivo .....  | 8    |
| 2.2.3. Mantenimiento Periódico .....   | 9    |
| 2.2.4. Mantenimiento Predictivo.....   | 9    |
| 2.3. Aspectos por considerar dentro de la calidad del suministro Calidad del<br>servicio eléctrico ..... | 9    |
| 2.4. Sanciones por incumplimiento de la calidad de servicio .....  | 10   |
| 2.5. Subestaciones Eléctricas .....  | 10   |
| 2.5.1. Seccionadores de Aire Principal .....   | 11   |
| 2.5.1.1. Seccionador de aire principal de 69 Kv con cuchillas a tierra. ....                             | 11   |
| 2.5.1.2. Seccionador principal de 15 Kv. ....  | 12   |

|   |           |
|---|-----------|
| 2.5.2. Pararrayos.....  | 12        |
| 2.5.3. Fusibles de Potencia.....  | 13        |
| 2.5.4. Disyuntor de Potencia .....  | 14        |
| 2.5.5. Transformador de Poder.....  | 14        |
| 2.5.5.1. Estructura de un Transformador de Poder. ....  | 15        |
| 2.5.5.2. Funciones del aceite dieléctrico y el papel en los transformadores. ....                 | 16        |
| 2.5.5.3. Deficiencias que presentan los transformadores de poder. ....                            | 17        |
| 2.6. Cuchillas Seccionadoras Monopolares 15 Kv. ....  | 17        |
| 2.7. Reconectores. ....   | 18        |
| 2.9. Aisladores.....  | 25        |
| 2.10. Sistema de Puesta a Tierra .....  | 26        |
| 2.11. Esquema Unifilar de una Subestación Eléctrica .....   | 27        |
| 2.12. Principios de la Termografía Infrarroja.....  | 27        |
| 2.12.2. Técnica de la Termografía Infrarroja .....  | 30        |
| 2.12.3. Principios, Magnitudes y Leyes Físicas de la Termografía .....                            | 30        |
| 2.12.4. Importancia de la Inspección Termográfica en la Industria Eléctrica.....                  | 32        |
| 2.12.5. Formas de Transferencia de Calor .....  | 33        |
| 2.12.6. Factores que repercuten en el análisis termográfico .....                                 | 34        |
| 2.12.7. Ventajas y Desventajas de la Termografía Infrarroja .....                                 | 35        |
| 2.12.8. La utilización de la Termografía Infrarroja en el Mantenimiento de<br>Subestaciones. .... | 36        |
| 2.12.9. Cámara Termográfica.....  | 37        |
| 2.13 Inspección Termográfica cualitativa .....  | 38        |
| <b>CAPÍTULO 3: DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS .....</b>                                      | <b>41</b> |
| 3.1.Levantamiento de Información .....  | 41        |
| 3.2.Situación Geográfica de la Subestación en estudio.....  | 41        |
| 3.3.Curva de Demanda.....   | 43        |
| 3.4.Histórico de Cargabilidad en Alimentadoras de Estudio .....                                   | 46        |
| 3.5.Análisis de Historial de Termografías ejecutadas en equipos de la<br>subestación .....        | 47        |
| 3.6.Técnicas de Mantenimiento Predictivo adicionales a la Termografía .....                       | 57        |
| 3.7.Ensayos de Resistencia de Aislamiento .....   | 61        |
| 3.8.Ensayos de Factor de Potencia.....  | 66        |
| 3.9.Ensayos de Relación de Transformación .....   | 71        |

|  |    |
|--|----|
| CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....                                    | 74 |
| 4.1.Análisis Estudio Termográfico .....  | 74 |
| 4.2.Análisis de pruebas realizadas con otras técnicas de Mantenimiento         |    |
| Predictivo. ....   | 78 |
| CONCLUSIONES .....   | 83 |
| RECOMENDACIONES .....  | 85 |
| Anexo .....  | 86 |
| Anexo 1: Factores de Corrección de Temperatura (Resistencia de Aislamiento...) | 86 |
| Anexo 2: Factores de Corrección de Temperatura (Factor de Potencia) .....      | 87 |
| Anexo 3: Valores permitidos en Ensayos de Rigidez Dieléctrica.....             | 88 |
| Anexo 4: Emisividades de los materiales más importantes .....                  | 89 |
| Bibliografía .....   | 90 |

## Índice de Figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 2. 1. Características del mantenimiento preventivo y correctivo.....                         | 8  |
| Figura 2. 2. Seccionador de 69 Kv (Soto, 2013).....   | 12 |
| Figura 2. 3. Seccionador de 15 Kv y de transferencia. ....  | 12 |
| Figura 2. 4. Pararrayos .....   | 13 |
| Figura 2. 5. Fusible de Potencia SMD .....  | 13 |
| Figura 2. 6. Disyuntor de Potencia ABB .....  | 14 |
| Figura 2. 7. Circuitos del transformador .....  | 15 |
| Figura 2. 8. Estructura de un transformador .....   | 15 |
| Figura 2. 9. Cuchilla Seccionadora Monopolar .....  | 17 |
| Figura 2. 10. Reconectador tipo VWE automático de circuito trifásico de interrupción al vacío ..... | 18 |
| Figura 2. 11. Control Form 6 Recloser .....   | 19 |
| Figura 2. 12. Transformadores de Corriente .....  | 19 |
| Figura 2. 13. Transformadores de Potencial .....  | 20 |
| Figura 2. 14. Cargador de Baterías.....   | 22 |
| Figura 2. 15. Banco de Baterías .....   | 22 |
| Figura 2. 16. Capacitores Cooper Power .....  | 23 |
| Figura 2. 17. Banco de Capacitores Fijos .....  | 24 |
| Figura 2. 18. Banco de Capacitores Automáticos .....  | 25 |
| Figura 2. 19. Diferentes tipos de aisladores .....  | 26 |
| Figura 2. 20. Configuración Típica de una Subestación Eléctrica.....                                | 26 |
| Figura 2. 21. Diagrama Unifilar de SE de 69 kV.....   | 27 |
| Figura 2. 22. Termografía .....   | 32 |
| Figura 2. 23. Transferencia de Calor.....   | 34 |
| Figura 2. 24. Energía Infrarroja reflejada en la superficie de un cuerpo .....                      | 35 |
| Figura 2. 25. Cámara FLIR T660.....   | 38 |
| <br>  |    |
| Figura 3. 1. Transformador de Poder S/E Alborada 1.....   | 42 |
| Figura 3. 2. Mapa Ubicación Subestación Residencial.....  | 42 |
| Figura 3. 3. Cargas en MVA Transformador Residencial .....  | 43 |
| Figura 3. 4. Curvas de Cargas en Amperios Transformador Residencial.....                            | 44 |
| Figura 3. 5. Perfil de Carga Alimentadora Benjamín Carrión .....                                    | 44 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 3. 6. Perfil de Carga Alimentadora Satirión .....          | 44 |
| Figura 3. 7. Perfil de Carga Alimentadora Tanca Marengo.....      | 45 |
| Figura 3. 8. Perfil de Carga Alimentadora Alborada .....          | 45 |
| Figura 3. 9. Demanda Coincidente MAX en MVA S/E Alborada 1 .....  | 47 |
| Figura 3. 10. Demanda Coincidente MAX en MVA S/E Residencial..... | 47 |
| Figura 3. 11. Curvas de Energía y Temperatura .....               | 48 |
| Figura 3. 12. Cantidad de Causas de Fallas S/E Residencial .....  | 56 |
| Figura 3. 13. Cantidad de Causas de Fallas S/E Residencial .....  | 56 |
| Figura 3. 14. Equipo de Rigidez Dieléctrica .....                 | 57 |
| Figura 3. 15. Resistencia de Aislamiento.....                     | 58 |
| Figura 3. 16. Resistencia de Aislamiento (Gavilánez, 2009).....   | 59 |
| Figura 3. 17. Relación de Transformación TTR .....                | 60 |
| Figura 3. 18. Prueba de factor de potencia.....                   | 61 |
|   |    |
| Figura 4. 1. Paso 1 de simulación de Proyección.....              | 75 |
| Figura 4. 2. Modelo de proyección estadístico Uniform.....        | 75 |
| Figura 4. 3. Modelo de proyección estadístico ExtValueMin.....    | 76 |
| Figura 4. 4. Modelo de proyección estadístico Levy .....          | 76 |
| Figura 4. 5. Modelo de proyección estadístico Laplace.....        | 77 |
| Figura 4. 6. Curvas de Ensayos de Aislamiento año 2020.....       | 79 |
| Figura 4. 7. Análisis de Curvas IP.....                           | 80 |
| Figura 4. 8. Análisis de Curvas IA.....                           | 81 |
| Figura 4. 9. Análisis de ensayo Relación de Transformación.....   | 82 |

## Índice de Tablas

|   |    |
|---|----|
| Tabla 2. 1. Configuración de Servicios Auxiliares con sus ventajas y desventajas..    | 22 |
| Tabla 2. 2. Magnitudes y Unidades de la Termografía .....                             | 31 |
| Tabla 2. 3. Inspección Visual e Imagen Termografía Infrarroja.....                    | 33 |
| Tabla 2. 4. Norma ANSI NETA ATS-2009 100,18, Mediciones del grado de temperatura..... | 38 |
| Tabla 2. 5. Inspección Termográfica a un Transformador de Poder,.....                 | 39 |
| Tabla 2. 6. Inspección Termográfica a un Disyuntor de Potencia. ....                  | 40 |
|   |    |
| Tabla 3. 1. Histórico de Parámetros Eléctrico.....                                    | 46 |
| Tabla 3. 2. Temperatura de elementos de subestación año 2018 .....                    | 49 |
| Tabla 3. 3. Temperatura de elementos de subestación año 2019.....                     | 50 |
| Tabla 3. 4. Temperatura de elementos de subestación año 2020.....                     | 51 |
| Tabla 3. 5. Temperatura de elementos de subestación año 2021 .....                    | 52 |
| Tabla 3. 6. Histórico de Temperatura por Equipo.....                                  | 53 |
| Tabla 3. 7. Causas de Fallas Históricas en Subestación Residencial .....              | 55 |
| Tabla 3. 8. Valores Recomendados del IP y el IA .....                                 | 60 |
| Tabla 3. 9. Rango de Tensión de Prueba.....   | 61 |
| Tabla 3. 10. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2014 .....                      | 62 |
| Tabla 3. 11. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2016 .....                      | 63 |
| Tabla 3. 12. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2018 .....                      | 64 |
| Tabla 3. 13. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2020 .....                      | 65 |
| Tabla 3. 14. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2021 .....                      | 66 |
| Tabla 3. 15. Prueba de Factor de Potencia año 2014 .....                              | 67 |
| Tabla 3. 16. Prueba de Factor de Potencia año 2016 .....                              | 68 |
| Tabla 3. 17. Prueba de Factor de Potencia año 2018 .....                              | 69 |
| Tabla 3. 18. Prueba de Factor de Potencia año 2020 .....                              | 70 |
| Tabla 3. 19. Prueba de Factor de Potencia año 2020 .....                              | 71 |
| Tabla 3. 20. Prueba de Relación de Transformación año 2014 .....                      | 71 |
| Tabla 3. 21. Prueba de Relación de Transformación año 2016 .....                      | 72 |
| Tabla 3. 22. Prueba de Relación de Transformación año 2018 .....                      | 72 |
| Tabla 3. 23. Prueba de Relación de Transformación año 2020 .....                      | 73 |
| Tabla 3. 24. Prueba de Relación de Transformación año 2021 .....                      | 73 |

|   |    |
|---|----|
| Tabla 4. 1. Resumen de variación de temperatura en equipos de subestaciones ..... | 74 |
| Tabla 4. 2. Datos Proyectados periodo 2020 - 2026 .....                           | 77 |
| Tabla 4. 3. Prioridad de Equipos según Proyección.....                            | 78 |
| Tabla 4. 4. Análisis de Ensayos de Aislamiento año 2021 .....                     | 78 |
| Tabla 4. 5. Resultados de Ensayos Índice de Polarización .....                    | 79 |
| Tabla 4. 6. Resultados de Ensayos Índice de Absorción.....                        | 80 |
| Tabla 4. 7. Resultados de Ensayos Relación de Transformación .....                | 81 |
|   |    |
| Tabla A. 1. Factores de corrección por temperatura (IR) .....                     | 86 |
| Tabla A. 2. Factores de corrección por temperatura (FP) .....                     | 87 |
| Tabla A. 3. Valores Permisibles (RD) ASTM .....                                   | 88 |
| Tabla A. 4. Tabla de Emisividades .....   | 89 |

## **Resumen**

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal el Diseño de un Plan de Mantenimiento Predictivo para las subestaciones eléctricas principalmente a su componente más importante como lo es el transformador de potencia, mediante análisis estadísticos de los datos de temperatura obtenidos en estudios termográficos con el fin de establecer la importancia existente de las empresas distribuidoras en disminuir los indicadores de calidad, identificados y normados en las regulaciones del Arconel. Los objetivos establecidos permitieron conocer la realidad relacionada al tratamiento de los mantenimientos Predictivos para las subestaciones eléctricas y sus componentes mediante análisis estadísticos de los datos de temperatura obtenidos en estudios termográficos, confrontadas con las teorías que respaldan la gestión. Además, se analizaron las actividades realizadas por una empresa distribuidora para alcanzar los indicadores normados. La metodología que se va a aplicar en este análisis es de carácter descriptivo ya que se van analizar el estado de cada uno de los componentes instalados. También se desarrollará el método exploratorio, puesto que se obtendrá información de datos y se podrá clasificarlos según su orden o plan efectivo para futuros mantenimientos. Como conclusión se indicará la planificación más asertiva para corregir posibles fallas, dando recomendaciones para un ahorro en la versatilidad de los tiempos de respuesta en los mantenimientos futuros.

**Palabras claves:** MANTENIMIENTO PREDICTIVO, TERMOGRAFÍA, SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, PLANIFICACIÓN.



## **Abstract**

The main objective of this degree work is the design of a Predictive Maintenance Plan for electrical substations, mainly its most important component, the power transformer, through statistical analysis of temperature data obtained in thermographic studies in order to establish the existing importance of distribution companies in reducing quality indicators, identified and regulated in the Arconel regulations. The established objectives allowed to know the reality related to the treatment of Predictive maintenance for electrical substations and their components through statistical analysis of temperature data obtained in thermographic studies, confronted with the theories that support the management. In addition, the activities carried out by a distribution company to achieve the standard indicators were analyzed. The methodology to be applied in this analysis is descriptive, since the status of each of the installed components will be analyzed. The exploratory method will also be developed, since data information will be obtained and it will be possible to classify them according to their order or effective plan for future maintenance. As a conclusion, the most assertive planning to correct possible failures will be indicated, giving recommendations for a saving in the versatility of response times in future maintenance.

**Keywords:** ANALYSIS, THERMOGRAPHY, PREDICTIVE MAINTENANCE, FAULTS, CRITICAL EQUIPMENT, ELECTRICAL SUBSTATION.

# **CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **1.1. Introducción**

En las últimas estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano se ha presentado un porcentaje de pérdidas de energía en la subetapa de la distribución en alrededor del 11.39% al 11.95% del total suministrado anualmente entre CNEL EP y todas las Empresas Eléctricas a nivel Nacional, el valor de pérdidas de energía en GHz por año se debe a diversos factores como:

- Fallas durante la operación.
- Desconexión del sistema por evento atmosférico.
- Falla en el transformador de poder por exceso de vida útil.
- Sobrecargas, entre otros.

Tomando en consideración el aumento de la demanda anual en el Ecuador y el tiempo de operación de las subestaciones actuales, existe como resultante sobrecargas periódicas que van deteriorando los equipos en las subestaciones, por lo tanto, estas deben ser sometidas a mantenimientos más frecuentes para prevenir desconexiones por mantenimientos correctivos.

Existen varias técnicas de mantenimiento predictivo como son: Pruebas de Resistencia de Aislamientos, Pruebas de Resistencia de Contactos, Relación de Transformación (TTR), Factor de Potencia, entre otras.

Hoy en día una de las técnicas de mantenimiento preventivo que se ha incrementado en los últimos años es la Termografía Infrarroja la cual facilita la localización de los puntos calientes a una distancia segura, midiendo el grado de irradiación de la superficie de un objeto, al interior de las subestaciones reductoras.

Se sabe que antes de que ocurra una falla electromecánica se manifiesta produciendo e intercambiando calor, el cual se traduce como una elevación de temperatura en algún componente de la subestación reductora y/o del transformador de poder que puede ser repentino. Generalmente, la temperatura empieza a manifestarse con mínimas variaciones; si se detecta, compara y determina estas variaciones, tendría como resultado detectar fallas que pueden ocurrir en un futuro.

Al considerar alguna novedad en este tema se realizan planificaciones al interior de la empresa distribuidora y en la ejecución de la misma se deben autorizar por los entes reguladores como el ARCONEL para coordinar las desconexiones que no afecten al sistema de distribución.

Por esta razón se realiza el estudio de termografía para evidenciar las posibles fallas en tiempo real por incremento de temperatura en los transformadores de potencia y demás equipos de la subestación reductora, sus causas pueden ser: Conexiones flojas en sus pasatapas, conexiones con corrosión, suciedad en los contactos, deterioro de materiales aislantes, entre otras causas.

## **1.2. Justificación y Antecedentes**

Con la finalidad de mejorar la continuidad del servicio a través de la operación satisfactoria de las subestaciones reductoras mediante el diagnóstico termográfico a su infraestructura y equipos, así como también a su elemento más importante como lo es el transformador de poder.

A nivel de empresa el no contar con un plan de mantenimiento predictivo para equipos de subestaciones basado en datos de informes termográficos para mitigar la frecuencia de interrupción de energía eléctrica, se estarían logrando esfuerzos sin dirección mal logrando los recursos propios del estado.

La trazabilidad continua y la de una base estadística de cómo se comporta la subestación reductora dará una mejor visión de cuando realizar un mantenimiento sin interrupciones no planificadas y con esto mejorar los factores de confiabilidad.

Como referencia la termografía infrarroja es la más utilizada en el campo de la industria y en el campo eléctrico sin riesgos de trabajo, menores costos por transferencias de cargas o paros no programados en situaciones no destructivas.

## **1.3. Definición del Problema**

El sistema de Distribución en la ciudad de Guayquil está conformado por 41 Subestaciones Reductoras pertenecientes a CNEL EP unidad de negocios Guayaquil, ubicadas estratégicamente dentro y fuera de la ciudad, a fin de cubrir la demanda de energía. Mientras más tiempo de servicio tiene una subestación reductora, el transformador de potencia va perdiendo su vida útil, sus partes se deterioran y la posibilidad de alguna falla grave se acrecienta.

Un daño o avería del componente principal de una subestación reductora como lo es el transformador de potencia conllevaría a que su área de influencia quede fuera de servicio, sobre cargar a otro equipo reductor debido a la transferencia de carga y cuantiosas pérdidas por concepto de reparación o reemplazo del mismo, además, una interrupción en la energía eléctrica significa la paralización de actividades de primera necesidad, representa pérdidas para las empresas por el atraso de la producción, trabajadores inactivos en horario de trabajo, o que se estropeen algunos insumos o productos en proceso.

#### **1.4. Objetivos del Problema de Investigación**

##### **1.4.1. Objetivo General**

Diseñar un plan de mantenimiento predictivo basado en la confiabilidad y la continuidad de servicio en las subestaciones, considerando las temperaturas de sus elementos utilizando estudios termográficos y las estadísticas de temperatura.

##### **1.4.2. Objetivos Específicos.**

- Describir la infraestructura de una Subestación Eléctrica.
- Enumerar los elementos más relevantes a ser considerados en un plan de mantenimiento predictivo de una subestación.
- Efectuar la inspección termográficas en la subestacion.
- Enunciar los rangos de temperatura aceptables para realizar los mantenimientos futuros de una subestación reductora.

#### **1.5. Tipo de Investigación**

Para el presente trabajo se utilizará un tipo de investigación de campo ya que se realizarán inspecciones termográficas a los elementos de la subestación eléctrica y del transformador de poder.

Las inspecciones se las realizará mediante un estudio de los parámetros a examinar mediante un cronograma de trabajo mensual, semestral o anual establecido de los equipos de mayor riesgo; es decir esos componentes cuya falla o avería represente pérdidas cuantiosas a la empresa y mayor tiempo fuera de servicio una subestación.

## **1.6. Metodología de Investigación**

La metodología a ser considerada es de tipo documental ya que se evidencia los fundamentos de la termografía en el campo, y también la de las subestaciones y sus componentes al interior.

El método empírico debido a que la experiencia es soportada por profesionales que buscan identificar un diagnóstico acertivo en cuanto a el día de las posibles fallas por puntos de alta temperaturas que se pudieran presentar.

Por último se aplica el método analítico para visualizar todas las variables a ser consideradas en los parámetros termográficos, además de la base de datos históricos de los elementos de la subestación y reportes que pudieran ser motivo de alguna falla o avería presentadas recientemente. En este ultimo análisis aportará en los planes de acciones para futuros mantenimientos.

## **CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

### **2. Conceptualización del mantenimiento**

En la actualidad la Corporación Nacional de Electricidad CNEL, Unidad de Negocios Guayaquil cuenta con 41 Subestaciones de distribución ubicadas a lo largo y ancho de la ciudad, las mismas suministran de energía a los diferentes sectores por medio de sus alimentadoras.

“Si uno de sus elementos falla (transformador de poder, disyuntor de potencia, etc), provocaría una falla en el sistema de red, causando pérdidas cuantiosas a la empresa distribuidora, por tal motivo los planes de mantenimiento a las subestaciones eléctricas deben acortar el peligro de cortes de energía inesperados a través del reconocimiento y prevención de los contratiempos latentes”. (SMC int, 2019).

Por lo antes mencionado, es de suma importancia el mantenimiento frecuente a las subestaciones eléctricas que tiene como finalidad el buen funcionamiento de las mismas.

“El mantenimiento tiene como objetivo detectar fallas con anticipación, con esto las subestaciones estarán funcionando continuamente libres de desperfectos y paras innecesarias la frecuencia de mantenimiento en las subestaciones eléctricas es de un año, si esto se respeta se mantendrá información reciente y confiable del estado de funcionamiento del transformador de poder y demás equipos que integran una subestación de distribución y se puede tomar de manera inmediata acciones cuando se detecte alguna falla inminente con el fin de evitar que ésta no escale y se convierta en una falla grave” (Electric System México, 2018).

#### **2.1.Misión del Mantenimiento**

Por lo general el mantenimiento tiene como misión un sin número de faenas de las cuales destacan las siguientes:

- Optimización de la disponibilidad del equipo (transformador de poder, disyuntores de potencia, etc.).
- Garantizar el funcionamiento de la subestación eléctrica consiguiendo la reducción de tiempo por paradas no programadas e incrementar la capacidad disponible de los equipos que conforman una subestación de distribución.
- Disminución de costos por concepto de mantenimiento.

- Optimización de recursos humanos.
- Maximización de la vida de los elementos principales (transformador de poder, disyuntor de potencia, switches principales, Reconectores, etc.).
- Disminución de la gravedad de fallas que no se llegue a evitar.
- Reducción de incidentes y aumento de la seguridad para las personas.
- Cumplimiento de todas las normas de seguridad y medio ambiente.
- Mayor competitividad en el campo eléctrico, mejor servicio a menor costo y con alta calidad. (Neita, 2011).

## **2.2. Tipos de Mantenimiento**

En la actualidad hay diferentes tipos de mantenimiento, sin embargo, todos tienen un objetivo en común; que es de incrementar la vida útil de los equipos que conforman una subestación eléctrica.

Estos tipos de mantenimiento están en función del momento en que se realizan, el objetivo particular para el que son puestos en marcha, y en función de equipos utilizados. En los siguientes párrafos se describirá cuatro tipos de mantenimiento. (Neita, 2011).

### **2.2.1. Mantenimiento Correctivo**

El grupo de tareas que se ejecutan para reparar anomalías en el sistema se denomina Mantenimiento Correctivo, llamado también mantenimiento reactivo, el mismo procede solo cuando aparece un error en el sistema, de lo contrario el mantenimiento es invalidado.

A continuación, se indica algunas consecuencias durante la ejecución del mantenimiento correctivo:

- Paros inesperados en el proceso de distribución de energía o en procesos productivos.
- El proceso de fabricación se verá afectado en espera de que corrijan el daño a los equipos.
- Altos costos por concepto de repuestos y reparaciones no previstas ni presupuestadas.
- El tiempo de reparación es incierto. (Duván Alvarado, 2017)

En la figura 2.1 se muestra los ciclos del mantenimiento preventivo y correctivo, antes de y después de cualquier daño



Figura 2. 1. Características del mantenimiento preventivo y correctivo  
Fuente: (Educagratis, 2014)

### 2.2.2. Mantenimiento Preventivo

Su principal objetivo es alargar el tiempo de funcionamiento del equipo optimizando su rendimiento, sin la necesidad de interrumpir las operaciones por mantenimiento correctivo.

Los trabajos de mantenimiento se los realiza previo a una planificación en la que no ha sucedido una falla durante su operación normal, presentando las siguientes características:

- Se lo efectúa cuando los equipos de la planta no están en funcionamiento, aprovechando este lapso de tiempo para cumplir con lo planificado.
- Se lo ejecuta según lo planificado con antelación, indicando los procedimientos de cada una de las actividades a ejecutar con la finalidad de tener los materiales de trabajo y equipos de protección personal a disposición.
- Cronograma de trabajo con fecha, hora de inicio y hora de finalización programados y aprobados por las Jefaturas a cargo del mantenimiento.
- Plan de mantenimiento destinado a un punto específico o ciertos equipos en particular.
- El mantenimiento preventivo facilita a la empresa contar con un historial de todos las maquinarias y actualización de los datos técnicos de los equipos (Renove Tecnología S.L., 2018).



### **2.2.3. Mantenimiento Periódico**

Su finalidad es prevenir o corregir el deterioro de los equipos que impiden su normal funcionamiento, generalmente se lo realiza dos o tres veces al año y puede ser parcial o total de acuerdo a la necesidades o estado del equipo.

### **2.2.4. Mantenimiento Predictivo**

El mantenimiento predictivo aplicado a subestaciones eléctricas lleva consigo un estudio detallado y complejo de los equipos, en el que se utilizan datos de mantenimientos anteriores y se analiza cuidadosamente los datos para determinar una posible falla que cada equipo pueda llegar a tener bajo distintas condiciones durante su operación.

Para este tipo de mantenimiento, se utilizan métodos más sofisticados y precisos como la aplicación de tecnología termográfica y otras técnicas como la de ultrasonido, prueba de resistencia de aislamiento, prueba de resistencia de contactos, relación de transformación, factor de potencia, prueba de rigidez dieléctrica, entre otras.

De esta forma es posible reducir el tiempo de trabajo del personal al enfocarse directamente a la posible causa de una falla, sin requerir a futuro reemplazar los equipos o planificar nuevos mantenimientos. Así también, el tiempo de vida útil de los equipos en la subestación, se optimiza y se reduce los cortes de servicio por fallas.

Por lo antes dicho se puede definir que el mantenimiento predictivo ayuda a diagnosticar la funcionalidad del equipo tomando en consideración la información obtenida referente al tiempo en base a los límites definidos en las diferentes normas internacionales tales como: ASTM, IEEE, ANSI, ETC (Vélez, 2010).

## **2.3. Aspectos por considerar dentro de la calidad del suministro Calidad del servicio eléctrico**

Según el ARCONEL, la calidad del servicio eléctrico prestado por la distribuidora, se considera los siguientes aspectos:

- Calidad del producto: nivel de voltaje y perturbaciones de la onda de voltaje;
- Calidad del servicio técnico: Frecuencia y duración de las interrupciones y

- Calidad del servicio comercial: Atención a solicitudes y reclamos de los consumidores y aspectos relacionados con la satisfacción al consumidor y el proceso de facturación.
- Confiabilidad: Se define confiabilidad como la capacidad que tiene un sistema eléctrico para suministrar energía de forma continua, esto se encuentra estrechamente relacionado con el posible número de fallas y la disponibilidad de los equipos que componen la subestación que permiten el suministro eléctrico satisfaciendo estándares de operación, seguridad y calidad del servicio.
- Cargabilidad: La Cargabilidad es atribuida comúnmente a equipos en las subestaciones como los transformadores o en líneas de transmisión y se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que puede soportar el equipo o las líneas en el que se mantiene las condiciones operacionales normales del sistema eléctrico.
- Cargas singulares: En el sistema eléctrico existen distintos tipos de carga como lo es la carga residencial que comprende zonas urbanas, zonas suburbanas y zonas rurales. Las cargas comerciales que se encuentran en zonas céntricas de las ciudades, zonas y edificios comerciales. También se dispone de cargas industriales en el que se encuentran pequeñas plantas y grandes industrias.

#### **2.4.Sanciones por incumplimiento de la calidad de servicio**

Según el ARCONEL, “En caso de la determinación de incumplimientos en uno o varios índices, según corresponda, la ARCONEL iniciará el procedimiento de imposición de sanción a la distribuidora por cada índice incumplido, mismo que, de ser el caso, se establecerá a la distribuidora una sanción de 20 SBU por cada índice incumplido, multiplicado los factores de ajuste.” Y se calculará mediante la siguiente expresión: *Valor de la sanción=SBU\*FA1\*FA2*

Donde:

- SBU = Salario Básico Unificado. Puede ser 20, 30 o 40 según corresponda
- FA1 = Factor de ajuste 1
- FA2 = Factor de ajuste 2

#### **2.5.Subestaciones Eléctricas**

Una subestación se conforma por todo el equipo eléctrico necesario para el suministro, transporte y distribución de los niveles de tensión adecuados para el sector industrial, comercial y residencial; son una parte esencial en el sistema de potencia que

tiene como principal objetivo la transformación de tensión, transferencia de energía, modificación de frecuencia y conexión de más circuitos en el sistema de potencia.

Una subestación se conforma de los siguientes equipamientos más básicos para su operación.

- Transformador de poder
- Disyuntor de Potencia (GCB)
- Seccionador de 69 Kv
- Transformadores de Potencial
- Transformadores de corriente
- Transformador convencional
- Seccionador principal de 13.8 Kv y de Transferencia
- Cuchillas Seccionadoras Monopolares de 15 Kv.
- Switches de Transferencia
- Reconectores tipo VWE
- Fusibles de Potencia
- Banco de Capacitores
- Pararrayos
- Aisladores
- Sistema de Malla a Tierra

### **2.5.1. Seccionadores de Aire Principal**

Los seccionadores de aire se los utiliza básicamente para abrir o cerrar determinado circuito, sea de 69 Kv o 13.8 Kv dentro de una subestación eléctrica para fines de mantenimiento. Aísla determinado circuito dentro de una red. (Sector Electricidad, 2018).

#### **2.5.1.1. Seccionador de aire principal de 69 Kv con cuchillas a tierra.**

Este tipo de seccionador está diseñado para la apertura o cierre de la barra principal de 69 Kv, dispone de un switch tripolar motorizado con cuchillas de tierra de operación manual agrupadas, de montaje horizontal y apertura vertical, inter bloqueos, aisladores, y sus respectivos terminales de entrada y salida. Su objetivo es aislar tramos del circuito y visible por el operador, además el equipo está puesto a tierra en la subestación.

La figura 2.2 muestra un seccionador de 69 Kv instalado sobre una estructura metálica en la bahía de alta tensión.



Figura 2. 2. Seccionador de 69 Kv (Soto, 2013)

### **2.5.1.2. Seccionador principal de 15 Kv.**

Son dispositivos tripolares que se utilizan para la conexión y desconexión de la bahía de 13.8 Kv para fines de mantenimiento o para efectuar alguna maniobra de transferencia de carga.

La figura 2.3 muestra un Seccionador Tripolar de 15Kv instalado verticalmente sobre una estructura metálica en la bahía de 13.8 Kv.



Figura 2. 3. Seccionador de 15 Kv y de transferencia.

Fuente: (Soto, 2013)

### **2.5.2. Pararrayos**

Los pararrayos son dispositivos eléctricos que están formados por un sin número de componentes resistivos no rectilíneos y explosores, ofrecen solución óptima para las subestaciones de potencia, ante eventos como sobretensión producidos por maniobras de apertura o cierre; o del tipo atmosférico.

Existen desde 10 Kv hasta 800 Kv con clases de descarga hasta nivel 4, para voltajes superiores a 220 Kv. (Electrowerke, 2016).

La figura 2.4 muestra dos tipos de pararrayos, uno que puede ser instalado en líneas de media tensión y el otro en transformadores de poder.

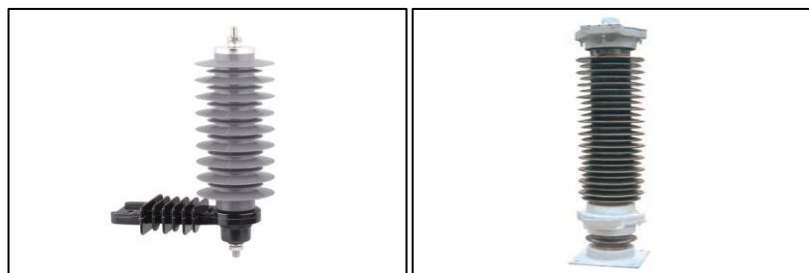


Figura 2. 4. Pararrayos  
Fuente. (Electrowerke, 2016)

### 2.5.3. Fusibles de Potencia

Los fusibles de potencia son capaces de interrumpir todo tipo de fallas, sean estas grandes, medianas y pequeñas, además de interrumpir hasta la corriente de fusión mínima. Comúnmente se los utiliza en las subestaciones de hasta 138 Kv para la protección de transformadores y bancos de capacitores, son confiables y económicos.

Los fusibles de potencia SMD incorporan elementos fusibles de plata o níquel – cromo, se caracterizan por su precisión de tiempo – corriente que se mantienen de manera permanente, asegurando un rendimiento y planes de coordinación del sistema confiables. Los dispositivos del lado de la fuente se pueden configurar para una operación más rápida que otras protecciones (otros fusibles o disyuntores), proporcionando mejor protección al sistema sin comprometer la coordinación. (S&C Electric Company, 2021).

La figura 2.5 muestra una porta fusible de alta tensión de 200 A, que va instalado en el pórtico de 69 Kv.



Figura 2. 5. Fusible de Potencia SMD  
Fuente. (S&C Electric Company, 2021)

#### 2.5.4. Disyuntor de Potencia

Los disyuntores de potencia de alta tensión están diseñados para interrumpir los circuitos eléctricos (corrientes de fuga y corrientes de trabajo), en términos más simples se encuentran destinados para la apertura o cierre en la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones normales (con carga) y principalmente bajo condiciones de cortocircuito. Su capacidad de interrupción puede ir de 20 a 40 KA en los niveles de una subestación reductora que es de 69 Kv a 13.8 Kv (ABB Inc, 2016).

Los más utilizados por la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP Unidad de Negocios Guayaquil son los disyuntores de potencia con transformadores de corriente incorporados (tipo Bushings).

La figura 2.6 muestra un disyuntor de potencia marca ABB con sus partes principales.

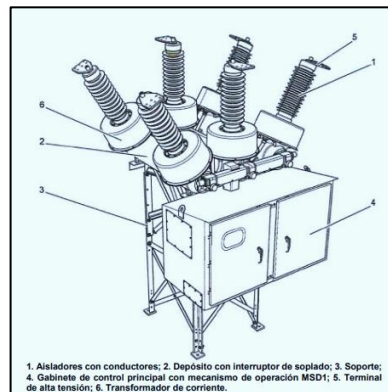


Figura 2. 6. Disyuntor de Potencia ABB  
Fuente. (ABB Inc, 2016)

#### 2.5.5. Transformador de Poder

Los transformadores de potencia juegan una parte importante en el crecimiento del sector eléctrico, gracias a su funcionamiento se puede transportar energía eléctrica a grandes extensiones de manera ágil y práctica, son equipos estacionarios que funcionan con corriente alterna.

Dentro de sus diferentes componentes, destacan los devanados de alta y los devanados de baja, así como también su núcleo.

El núcleo está compuesto por láminas de acero al silicio aisladas una de otras, por su parte los devanados son hilos de cobre que van enrollados a través del núcleo recubiertos por barniz. (Fundación Endesa, 2019)

La figura 2.7 muestra los circuitos de un transformador de potencia.

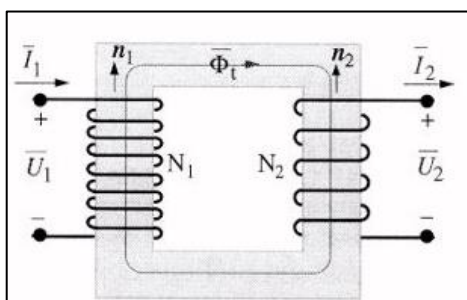


Figura 2. 7. Circuitos del transformador  
Fuente. (Vélez, 2010)

### 2.5.5.1. Estructura de un Transformador de Poder.

La estructura de un transformador de poder está compuesta por varios componentes, mostrados en la figura 2.8.

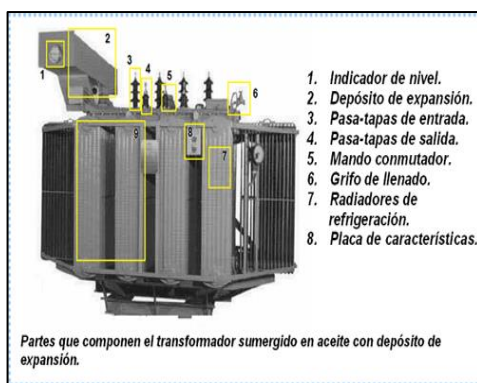


Figura 2. 8. Estructura de un transformador  
Fuente. (Marcos Tosatado, 2008)

- Bushings de alta: conecta el transformador de poder con la línea de 69 Kv por medio de tres líneas 4/0 de cobre desnudo.
- Bushings de baja: de sus tres salidas se derivan 3 líneas de cable 1000 MCM de cobre desnudo, mismo están conectados con la bahía de 13.8 Kv de la subestación.
- Tanque principal: depósito en el cual reposa el aceite dieléctrico o refrigerante, dentro de este compartimiento van inmersos los devanados de alta, baja y el núcleo del transformador de poder.
- Tanque elevado: Sirve para recibir el incremento del volumen por el recalentamiento del aceite dieléctrico.
- Medidor de nivel de aceite: muestra el nivel de aceite del transformador de poder.
- Relé Buchholz: dispositivo de protección, se activa cuando sucede una falla en el dieléctrico del transformador, emitiendo una señal de disparo a los dispositivos de protección.

- Deshidratador: evita la entrada de humedad al depósito de expansión mediante su absorción.
- Termoregulador: calcula la temperatura interna del transformador, si esta no es la adecuada emite una señal de alarma.
- Regulador de voltaje: acopla el nivel de voltaje del transformador, según las necesidades.
- Placa característica: muestra los datos técnicos más relevantes del transformador de poder.
- Válvula de ingreso: donde se realiza el llenado de aceite dieléctrico a la cuba del transformador.
- Radiadores: dispersan el calor que puede producirse en la carcasa del transformador. (Marcos Tosatado, 2008).

#### **2.5.5.2. Funciones del aceite dieléctrico y el papel en los transformadores.**

El aceite dieléctrico y el papel son partes fundamentales del transformador de poder en la parte refrigerante y en la parte de aislamiento respectivamente.

El Aceite dieléctrico: se comporta como refrigerante (transfiere el calor), elemento aislante y dieléctrico capaz de soportar voltajes entre los devanados del transformador de poder, evitando arcos y descargas eléctricas. Actúa como protección entre el papel y las consecuencias negativas del oxígeno y la humedad. Por medio de las pruebas de rigidez dieléctrica, se puede saber en qué condiciones se encuentra el transformador de poder en su interior. Actúa como instrumento de diagnóstico para la valoración del aislamiento sólido. (Kelly, 2005).

El papel: dentro del sistema de aislamiento del transformador es el más importante, protege a los devanados, separándolos de la parte activa, si el papel se deteriora o daña se acorta el funcionamiento del equipo.

Para que sea considerado un buen papel aislante debe ejecutar 3 funciones básicas:

- Oposición eléctrica: Capacidad para tolerar altas tensiones.
- Resistencia mecánica: Soportar los esfuerzos axiales producidos por cortocircuitos.
- Buena dispersión de calor. (Vélez, 2010)



### 2.5.5.3. Deficiencias que presentan los transformadores de poder.

A medida que pasa el tiempo de servicio del transformador de potencia, su capacidad de funcionamiento decrece y su fin se avecina, sus componentes sufren daños y su posibilidad de falla se acrecienta.

Las fallas más comunes en un transformador de poder son las siguientes:

- Subida de tensión a causa de maniobras o descargas atmosféricas.
- Cortocircuitos al interior del transformador.
- Daño de la celulosa y la actividad del núcleo y de los devanados.
- Pérdida o deformación de las partes del cambiador de tomas bajo carga y el aflojamiento de las conexiones.
- Problemas con la parte aislante de los bushings.
- Alto grado de humedad (Kelly, 2005).

### 2.6. Cuchillas Seccionadoras Monopolares 15 Kv.

Las cuchillas seccionadoras Monopolares son utilizadas en el lado de alta, media o baja tensión de acuerdo a las especificaciones eléctricas y mecánicas donde se vallan a utilizar.

También llamadas cuchillas reconectores Monopolares sirven para aislar o seccionar circuitos de las alimentadoras o en un sistema de distribución, se las opera manualmente con pértiga, sin carga, se las puede montar vertical y horizontal invertido. (Hernandez María, 2011).

La figura 2.9 muestra una cuchilla seccionadora monopolar de 15 Kv, la misma va instalada de manera vertical en la entrada y salida de las alimentadoras de la subestación en estudio.



Figura 2. 9. Cuchilla Seccionadora Monopolar  
Fuente. (Hernandez María, 2011).

## 2.7. Reconectores.

Son mecanismos auto controlados que protegen las líneas de distribución y al equipo en sí, están dispuestos de un control electrónico y un cable tipo plus, el control detecta las corrientes de falla. En general el reconector está diseñado para interrumpir el circuito.

Al momento de una falla causada por sobre corriente, el reconector se dispara y se cierra automáticamente. Si la sobre corriente es temporal, la función de cierre automático restaura el servicio normal. Si la falla es permanente, la unidad ejecuta un número determinado de operaciones de disparo y de cierre antes de bloquearse. Las tres fases de los Reconectores tipos VWE y VWVE se abren, se cierran y se bloquean de modo simultáneo.

La figura 2.10 muestra un reconector tipo VWE automático de circuito trifásico de interrupción al vacío, el mismo va instalado sobre una estructura metálica de cada alimentadora de la subestación en estudio.



Figura 2. 10. Reconector tipo VWE automático de circuito trifásico de interrupción al vacío  
Fuente. (Cooper Industries, Inc, 1995)

La figura 2.11 muestra un control tipo F6-Y2 Forma 6, el que va mostrar por medio de su display, las fallas y los históricos de las operaciones o eventos que suceden en las alimentadoras, donde se realizará la apertura y cierre del reconector.



Figura 2. 11. Control Form 6 Recloser  
Fuente. (EATON Powering Business Worldwide, 2020)

Este control proporciona detección de corrientes de fase y de tierra, detección de voltajes trifásicos, y puede calcular valores de potencia, energía, factor de potencia y el sentido de flujo de la potencia a partir de las corrientes y voltajes detectados. (Cooper Industries, Inc, 1995)

## 2.8. Elementos de Soporte y Respaldo de una Subestación Eléctrica.

Todas las subestaciones eléctricas deben tener elementos de soporte y elementos de respaldos, así como también los llamados servicios auxiliares.

- **Transformadores de corriente de medida.**

El propósito de estos equipos es dar alimentación a los equipos de medida, es por esta razón que la magnitud y el ángulo de fase de la corriente debe ser garantizada y precisa desde una carga mínima de Inominal del 10% hasta una carga máxima de Inominal del 20%.

La figura 2.12 muestra diferentes tipos de transformadores de corriente que se encuentran en el mercado y que sirven para las mediciones de corriente dentro de una subestación eléctrica.



Figura 2. 12. Transformadores de Corriente  
Fuente. (Patricio Concha, 2003)

- **Transformadores de Potencial de medida.**

En las subestaciones eléctricas, los niveles de tensión son muy elevados, por tal motivo los instrumentos de medición y los relés de protección no se los puede instalar de manera directa, dicho esto se utilizan los Transformadores de Potencial.

Se puede considerar que una de sus características principales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio, su grado de exactitud se mide por su clase y precisión, indicándonos el mayor porcentaje de error que ocurre en la medida. Cabe recalcar que los transformadores de tensión tienen las siguientes funciones:

- Separar los instrumentos de baja tensión con los circuitos de alta tensión.
- Ajustar los altos voltajes a valores acordes con los instrumentos que trabajan los equipos de medición y los relés de protección.

Proporcionar aislamiento a los equipos de medición y los relés de protección con relación a la alta tensión del circuito de potencia. (Ledezma, 2017).

La figura 2.13 muestra tres transformadores de potencia (uno por cada fase) instalados en una subestación a 69 Kv, los cuales se los utiliza para las mediciones de las cargas en MVA y la ampicidad de la subestación.



Figura 2. 13. Transformadores de Potencial  
Fuente. (Ledezma, 2017)

- **Servicios Auxiliares.**

En una subestación reductora, los servicios auxiliares no dejan de ser menos importantes ya que de ellos depende en su mayoría la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico para los abonados. Dicho esto, se puede mencionar los servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua.

#### Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

Los servicios auxiliares alimentados con corriente alterna, son importantes y necesarios para el funcionamiento continuo de una subestación de distribución, por lo antes dicho su importancia y necesidad están directamente relacionados con la complejidad del diagrama de conexiones en una subestación eléctrica (Tingo, 2001).

Los cálculos de los servicios auxiliares de corriente alterna, deben realizarse de manera independiente debido a que suministran energía a una gran cantidad de equipos como: Sistema de enfriamiento (ventiladores), Sistema de iluminación interno, Iluminación del cuarto de control y cuarto del operador, Iluminación de los paneles de control adosados al transformador de poder, GCB, controles de alimentadoras, etc., Alimentación del sistema DC (cargador de baterías) (Medina, 2018).

#### Servicios Auxiliares de Corriente Continua

Este tipo de servicio tiene el mismo grado de importancia y necesidad en una subestación eléctrica, son utilizados para la operación y supervisión de la subestación, por lo antes dicho el buen funcionamiento y operación de los circuitos auxiliares de corriente continua depende de los controles de operaciones vitales (Tingo, 2001).

Como, por ejemplo; por medio de los controles se puede visualizar el estado de funcionamiento de los equipos de las subestaciones, la conexión o desconexión automática de los seccionadores, Reconnectadores, incluyen además señales de alarma, protecciones, alumbrado de emergencia y comunicaciones. El sistema de corriente continua debe ser de diferentes configuraciones, manteniendo siempre a estos elementos que se muestran en las figuras 2.14 y 2.15 que muestran a un cargador de baterías y a un banco de baterías instalados en la Subestación Alborada 1.

## Cargador de baterías



Figura 2. 14. Cargador de Baterías  
Fuente: (Medina, 2018).

## Banco de Baterías



Figura 2. 15. Banco de Baterías  
Fuente. (Medina, 2018).

La tabla 2.1 muestra diferentes configuraciones de los servicios auxiliares con sus ventajas y desventajas.

Tabla 2. 1. Configuración de Servicios Auxiliares con sus ventajas y desventajas.

| Tipo                                   | Ventajas  | Desventajas   |
|--|---|---|
| Una batería 100%, Un cargador 100%     | Costo bajo  | Pérdida total de la fuente DC en caso de da daño.<br>Ante un mantenimiento es necesario aislar la combinación Cargador / Baterías |
| Dos baterías 50%; Dos Cargadores 100%  | Costo medio.<br>Ante la pérdida de un cargador, la fuente DC no es interrumpida.<br>Cada banco de batería puede ser aislado sin afectar la salida de voltaje DC | 50% de pérdida de la capacidad ante una pérdida de un banco de batería durante una falla.   |
| Dos Baterías 100%, Dos Cargadores 100% | 100% de capacidad ante la salida de un banco de baterías  | Alto Costo.<br>Mayor espacio.<br>Incremento en los costos de mantenimiento  |

Fuente. (Medina, 2018) .

- **Banco de Capacitores**

Los bancos de capacitores se han usado por más de 40 años, es un equipo eléctrico cuya función básica es suministrar parte o el total de energía reactiva que demanda una carga. Estos equipos tienen la capacidad de almacenar energía electrostática, regularmente se instalan en los sistemas eléctricos tanto en baja, media y alta tensión y se los utiliza para corregir el bajo factor de potencia. Los bancos de capacitores utilizados en las redes de media tensión y subestaciones pueden ser de dos tipos: bancos de capacitores fijos y bancos de capacitores automáticos estos dependen mucho de los ciclos de trabajo para el cual los requiera el usuario, ayudan a la estabilidad del sistema de suministro eléctrico y disminuye las pérdidas. Los bancos de capacitores son equipos que tienen como característica almacenar energía eléctrica, principalmente tienden a reducir la tensión ya que poseen una resistencia de descarga interna. Al armar un banco, los capacitores son tanques metálicos sellados, ser monofásicos, y ser estáticos poseer una manija para su manipulación o traslado. (Sánchez, 2015).

La figura 2.16 muestra capacitores de 300, 200, y 100 Kvar, normalmente utilizados en las subestaciones de distribución y en las redes de media tensión de CNEL, EP



Figura 2. 16. Capacitores Cooper Power  
Fuente. (Eaton Powering Business Worldwide, 2021)

#### Banco de Capacitores Fijos

Estos bancos de capacitores fijos a diferencia de los bancos de capacitores automáticos independientemente si el usuario requiera o no la carga, suministran siempre la misma potencia reactiva, ya que estos tienen una conexión constante a la línea de distribución de media tensión.

Los bancos de capacitores fijos dependiendo del material dieléctrico que utilizan se clasifican en: a. Capacitores fijos de plástico b. Capacitores fijos de papel c. Capacitores fijos de cerámica d. Capacitores fijos de mica e. Capacitores fijos de vidrio f. Capacitores fijos de poliéster. Poseen un amplio rango de voltaje estos van desde los 220V hasta 1000V, con una frecuencia de 50Hz y 60Hz en conexiones trifásica (con opción a monofásica sobre pedido) (Sánchez, 2015).

La figura 2.17 muestra un banco de capacitor fijo de 3x200 Kvar instalado sobre un poste de media tensión, con sus respectivas protecciones fusibles.



Figura 2. 17. Banco de Capacitores Fijos  
Fuente. (Equipos para Redes Eléctricas S.A. Eprecsa, 2021)

A continuación, se detalla algunas de sus ventajas:

- Vida útil larga. Los materiales de construcción de los bancos de capacitores fijos son resistentes y les permiten optimizar su vida útil.
- Seguridad. Los bancos de capacitores tienen medidas de seguridad que evitan descargas o cualquier inconveniente que pudiera afectar el suministro eléctrico.
- Mantenimiento sencillo. Si se presenta algún problema con los bancos de capacitores fijos, pueden solucionarse por personal con un mínimo de capacitación por la sencillez de sus procesos de mantenimiento.
- Durabilidad. Los materiales con los que se fabrican las gavetas o gabinetes de los bancos de capacitores fijos protegen a los capacitores para evitar contratiempos (Sánchez, 2015)



### Banco de Capacitores Automáticos

Estos bancos de capacitores tienen un sistema la cual tiene la opción de compensar según requerimientos específicos del usuario o la carga a la que va a suministrar potencia reactiva, entre sus funciones principales se tiene: medición de voltaje, medición de corriente, medición de temperatura, potencia aparente, potencia reactiva entre otros.

La figura 2.18 muestra las partes principales de un banco de capacitor automático, instalado en la parte superior de un poste de energía eléctrica.

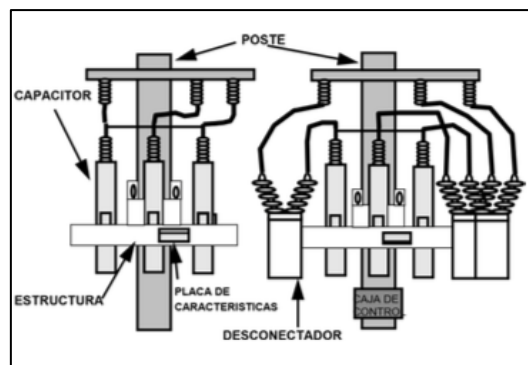


Figura 2. 18. Banco de Capacitores Automáticos  
Fuente. (Grupo Tei México, 2016)

Para mantener el factor de potencia, la capacitancia se ajusta automáticamente cuando cambia la carga. Su programación la realiza a través de una PC (Sánchez, 2015)

### **2.9. Aisladores**

Los aisladores son:

Elementos que están compuestos por un material aislante, los cuales tienen como función dar soporte rígido o flexible a los conductores que van dentro y fuera de una subestación de distribución, suministran el grado de aislamiento exigido por el sistema. Soportan sobretensiones producidas por fallas en el circuito o fallas atmosféricas, así como también a esfuerzos mecánicos para los cuales será sujeta la subestación eléctrica en situaciones normales de trabajo (Mosquera, 2018).

La figura 2.19 muestra los diferentes tipos de aisladores que se encuentran en el mercado, en donde se encuentran algunos que van instalados al interior de una subestación eléctrica.



Figura 2. 19. Diferentes tipos de aisladores  
Fuente. (Zhengzhou Orient Power Co., Ltd, 2011)

## 2.10. Sistema de Puesta a Tierra

Se denomina Sistema de Puesta a Tierra al conjunto de medidas que se ejecutaran para conectar un elemento electromecánico conductor a tierra, siendo una parte importante en las Subestaciones Eléctricas.

Por lo antes dicho el sistema de puesta a tierra está diseñado bajo el criterio de la mínima resistencia de aterrizamiento, sin embargo, esto no garantiza la seguridad debido a que no hay un enlace simple entre la resistencia de conexión a tierra y la corriente de falla máxima a la que un individuo puede estar propenso (Garzón, 2021).

La figura 2.20 muestra la configuración típica de un sistema de puesta a tierra al interior de una subestación eléctrica.

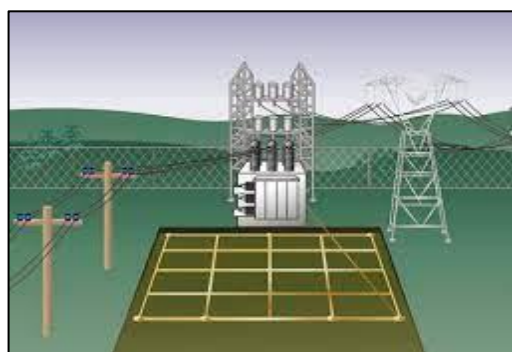


Figura 2. 20. Configuración Típica de una Subestación Eléctrica  
Fuente. (Fluke Corporation, 2017)

Por consiguiente, los sistemas de puestas a tierra en las subestaciones eléctricas tienen la finalidad de afianzar la seguridad de las personas y además permite que el sistema de protecciones de la subestación eléctrica despeje rápidamente las fallas y servir como referencia al sistema eléctrico. (Garzón, 2021).

## 2.11. Esquema Unifilar de una Subestación Eléctrica

La configuración eléctrica de una subestación se expresa mediante su esquema unifilar (en el cual se disponen los elementos eléctricos constitutivos de cada uno de sus circuitos). (Trabajo de Titulación, s.f.)

En la figura 2.21 se muestra un esquema representativo de la subestación de transformación de 69 kV, el mismo que muestra una bahía como línea de entrada a la barra 69 kV de características simple y una bahía de transformación.

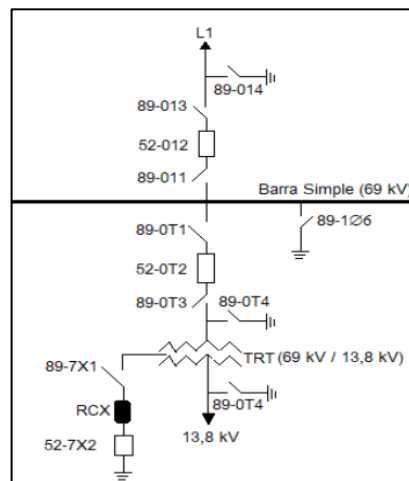


Figura 2. 21. Diagrama Unifilar de SE de 69 kV  
Fuente. (Arboleda, 2013)

## 2.12. Principios de la Termografía Infrarroja

La termografía infrarroja es una técnica de gran utilidad que se basa en el análisis de la superficie de un cuerpo o componentes de instalaciones de alguna empresa, sin la necesidad de interrumpir sus operaciones, se trata de una tecnología poco invasiva porque permite realizar las mediciones sin contacto.

Cabe recalcar que los equipos eléctricos cuando tienen algún defecto, por lo general se manifiestan por una elevación de su temperatura, por tal motivo los fabricantes envían manuales de funcionamiento donde indica el rango de operación normal del equipo; dicha información es utilizada como referencia para detectar alguna anomalía en el equipo.

En la actualidad la técnica de la Termografía Infrarroja es cada vez más utilizada, por cuanto proporciona una nueva visión en los estudios predictivos y preventivos convirtiéndose en una técnica que brinda valiosa información del estado de funcionamiento de maquinarias y equipos eléctricos. (Olarte William, 2011)

### 2.12.1. Normativas y requisitos del estudio termográfico

Las subestaciones eléctricas son ambientes de trabajo peligrosos, por tal motivo se han establecido normas, estándares y publicaciones técnicas para el análisis termográfico y así reducir los peligros durante las operaciones en el mantenimiento predictivo. A continuación, se nombran algunas normas:

- **American Society for Testing a Materials (ASTM Internacional). Sociedad Americana para pruebas y materiales.**

Particularmente en los trabajos ejecutados a los equipos eléctricos y mecánicos utilizando la técnica de la termografía destaca la norma ASTM E1934: Guía para examinar equipo eléctrico y mecánico con termografía infrarroja, esta normativa nos orienta detalladamente los pasos a seguir al ejecutar una inspección termográfica.

- **National Fire Protection Association (NFPA).**

Dentro de las varias normas desarrolladas por esta organización, existen dos normas que se las puede asociar a los mantenimientos de los equipos eléctricos y además la seguridad del trabajar en el ambiente de trabajo al momento de realizar los estudios termográficos.

NFPA 70 E. Esta normativa incluye 4 etapas que abarcan todo lo relacionado con la seguridad eléctrica, las exigencias de seguridad en las instalaciones, exigencias relacionadas con la seguridad durante los mantenimientos y así mismo las exigencias de seguridad con los equipos especiales. Dentro de esta normativa existen tres condiciones específicas sobre los estudios o análisis termográficos con los equipos energizados.

NFPA 70 B. Normativa encamina a las exigencias relacionadas con los mantenimientos de los equipos y los mantenimientos en las instalaciones eléctricas, además de incluir datos importantes para la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo que incluye los equipos críticos e importantes, capacitación del personal técnico, etc.

- **Occupational Safety Health Administration (OSHA) Administración de Seguridad y Salud Ocupacional.**

Como su nombre lo indica, su objetivo principal es velar por la seguridad y salud del personal.

OSHA 18001 (Occupational Health and Safety Zone): normativa encaminada para disminuir riesgos del personal especializado en las termografías al momento de

ejecutar un análisis, donde hace recomendaciones sobre los escenarios de peligro como caídas, espacios confinados y descargas eléctricas.

El peligro inminente y las heridas que puede causar un arco eléctrico se los puede minimizar colocándose a una distancia segura. (Neita, 2011).

- **International Electrical Testing Association (NETA).**

En la normativa Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems de NETA, esta aplicada a las exploraciones en las instalaciones eléctricas con cámaras termográficas donde recalca los siguientes criterios: inspección visual y mecánica, parámetros de prueba, valores de prueba.

- **International Organization for Standardization (ISO).**

La organización ISO tiene a su haber varias normativas que hacen referencias a las certificaciones y a los trabajos de inspecciones termográficas como las que se detallan a continuación:

ISO 18434-1: 2008: Normativa que exige el diagnóstico y vigilancia de equipos (Termografía Primera Parte: Procedimientos Generales).

ISO 18436-1: 2004: Normativa que exige la supervisión del estado de funcionamiento y diagnóstico de equipos, certificación del personal Primera Parte: Requisitos para certificar organismos y el proceso de certificación.

ISO 18436-7: 2008: Supervisión del estado de funcionamiento y diagnóstico de equipos – Requisitos para la calificación y la evaluación del personal – Parte 7 Termografía

ISO/DIS 18436-8: Condición de vigilancia y diagnóstico de máquinas (Requisitos de formación y certificación del personal Parte 8: Comportamiento Térmico).

ISO 9712:2005: Test no destructive – Calificación y certificación del personal.

- **National Eléctrica Safety Code (NESC) – ANSI C2.**

Esta normativa dirigida a la reglamentación que da garantías a la seguridad del personal técnico durante las operaciones de mantenimiento e instalación de redes eléctricas y de comunicaciones y su equipo asociado.

### **2.12.2. Técnica de la Termografía Infrarroja**

Esta técnica se basa en la radiación infrarroja que emite o refleja la superficie de un cuerpo en forma de ondas electromagnéticas relacionándose directamente con su temperatura, dicho esto mientras más caliente se encuentra una superficie u objeto habrá mayor cantidad de radiación y menor longitud de onda, la temperatura será menor.

Gracias a la utilización de esta técnica se obtiene una imagen térmica que se la denomina termograma, esta imagen contiene un alto valor informativo de la superficie u objeto inspeccionado con la cámara termográfica que mediante su posterior análisis e interpretación se pueden tomar decisiones acertadas para mejorar la eficiencia del objeto o equipo inspeccionado.

La norma ISO1834-1 determina un termograma como un mapa térmico o imagen de un objeto donde los tonos grises o matices de color representan la estructura de infrarrojos o energía térmica radiante sobre una superficie u objeto. (Revista de Tecnología e Innovación, 2017).

La utilización de la técnica de la termografía infrarroja es aplicable por medio de los siguientes métodos: Técnica Activa y Técnica Pasiva.

**Técnica Activa:** Es una forma de inspeccionar la superficie de un objeto ocasionando una circulación de calor mediante estimulación externa. En los sistemas eléctricos, el aumento de la resistencia produce el aumento de temperatura en la superficie de un elemento, este aumento de temperatura es un indicador de una futura falla eléctrica. Este método es utilizado cuando el equipo a inspeccionar no provoca calor por sus propios medios.

**Técnica Pasiva:** Este método no necesita de una estimulación externa para el análisis de la superficie de un elemento, durante la inspección de su estado de funcionamiento se puede visualizar por medio de la cámara termográfica patrones de temperatura que se pueden medir, dicho esto se puede decir que un defecto o mal funcionamiento del equipo se podría determinar como una distribución anormal de temperaturas. (Morales Juan, 2018).

### **2.12.3. Principios, Magnitudes y Leyes Físicas de la Termografía**

Para darse cuenta físicamente lo referente a la termografía, se dará una breve explicación de los principios, magnitudes y leyes físicas que la enmarcan.

La tabla 2.2 nos muestra diferentes magnitudes y unidades de la termografía infrarroja.

Tabla 2. 2. Magnitudes y Unidades de la Termografía

| MAGNITUDES                    | UNIDADES               |
|-------------------------------|------------------------|
| Intensidad Radiante           | W/sr (estereorradián)  |
| Radiancia Integrada en Tiempo | J/(sr*m <sup>2</sup> ) |
| Flujo Radiante                | W                      |
| Irradancia                    | W/m <sup>2</sup>       |
| Dosis                         | J/m <sup>2</sup>       |
| Radiancia (L)                 | W/(sr*m <sup>2</sup> ) |

Fuente. (Arango, 2008)

Los métodos de generación de radiación óptica son:

- Excitación Térmica, está dado por la ecuación de Stefan Boltzman

$$M(T) = 5.67 * 10^{-8} * T^4$$

- Descarga Gaseosa
- Amplificación de la Luz por emisión estimulada de radiación

La Radiancia está dada la ley de Planck.  $L = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 * \exp(bc/\lambda KT) - 1}$

Ley de Wien para la emisión máxima.  $\lambda_{max} = 2.898 * 10^{-3}/T$  (Arango, 2008).

La importancia de la termografía dentro del mantenimiento predictivo radica en la facilidad con la que se puede aplicar dicho estudio dentro de un sistema que se encuentra funcionando de forma normal y así poder detectar fallas sin interrumpir el suministro de energía y a su vez poder programar el mantenimiento debido en horas que no representen grandes pérdidas tanto como para el consumidor como para la empresa eléctrica.

La termografía puede llegar a ser un aliado fundamental al momento de realizar los mantenimientos predictivos en una subestación, pues al medir la temperatura de una superficie o elemento con gran precisión, se pueden identificar los componentes eléctricos y mecánicos que están sufriendo estrés por temperatura, es decir componentes que se han visto sobrecalentados durante su operación (Arango, 2008).

La figura 2.22 muestra una cámara termográfica, indicando la posición y el ángulo de cómo deben realizarse las tomas.

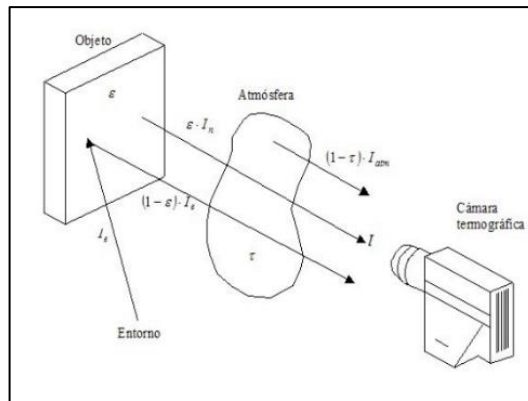


Figura 2. 22. Termografía  
Fuente. (Juan Palacios, 2015)

Existen dos formas de análisis utilizando la tecnología infrarroja:

Inspección Termográfica Cualitativa: En esta técnica se hace un estudio de la imagen térmica con la finalidad de ubicar anomalías y evaluarlas, en síntesis con la imagen captada se puede hacer un análisis para encontrar posibles problemas.

Inspección de Termográfica Cuantitativa: Método por el cual emplea la medida de la temperatura de una superficie u objeto como perspectiva con el objetivo de realizar una valoración de los potenciales problemas detectados. (Innovative WordPress Theme, 2012).

#### 2.12.4. Importancia de la Inspección Termográfica en la Industria Eléctrica.

La inspección termográfica en el campo eléctrico es una herramienta no invasiva fundamental para la inspección y análisis del estado de funcionamiento de los equipos que se encuentra dentro de una subestación de distribución, detectando de manera temprana problemas, de tal manera que se puedan identificar y corregir antes de una falla total o grave al equipo bajo análisis evitando cortes de suministros o paros de una producción. Por lo anterior dicho la utilización de la termografía infrarroja en subestaciones eléctricas proporciona datos importantes acerca del estado de funcionamiento del equipo mientras está en pleno funcionamiento.

Por consiguiente, ningún sistema eléctrico es totalmente seguro debido a la cantidad de energía que se transforman en calor por el flujo de la corriente eléctrica, a medida que pasa el tiempo, las cargas elevadas, desgaste de materiales y el clima provocan deterioro en los equipos incrementando su resistencia eléctrica, esto implica aumento de temperatura del componente, provocando fallos o cortocircuitos en la


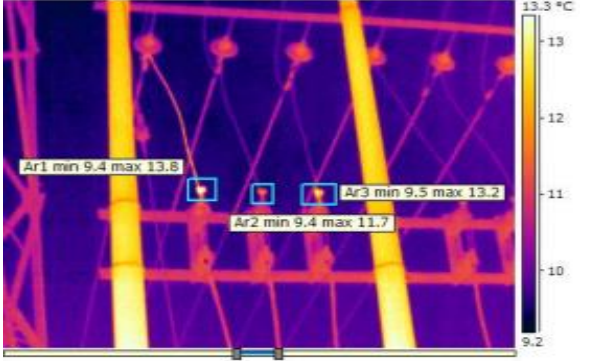


alimentación de los diferentes sistemas, que podrían ocasionar incendios o daños a los equipos.

Con la inspección termográfica se puede predecir mediante el estudio del objeto las posibles fallas a futuro, convirtiéndose en una técnica eficaz dentro del mantenimiento predictivo. (KAPTER, 2019).

La tabla 2.3 muestra una inspección visual y térmica de la seccionadora fase que se encuentra al interior de la subestación en estudio.

Tabla 2. 3. Inspección Visual e Imagen Termografía Infrarroja

|  |  |
|--|--|
|    |   |
| <p><b>Análisis:</b> En la salida del seccionador, fase A se encontró un punto caliente.<br/> <b>Posibles Causas:</b> Desequilibrio de polos, contactos flojos, calibre del conductor-<br/> <b>Sugerencias:</b> Balance de carga y reajuste de sus terminales</p> | <p><b>Descripción de imagen:</b> Seccionador Barra Salida Fase 1, Fase 2, Fase 3</p> |

Fuente. (Gallo Diego, 2018)

### 2.12.5. Formas de Transferencia de Calor

El calor se trasfiere desde los elementos u objetos más calientes a elementos más fríos, en el caso de haber objetos con temperaturas diferentes haciendo contacto entre sí, los que están más calientes se enfrían; así mismo los objetos más helados se calientan. Existen tres maneras de transferir calor:

- **Radiación:** La transferencia de calor por radiación no necesita el roce o la fricción de la fuente de calor con el elemento que desea calentar, es la forma de transmitir calor más rápido y a la velocidad de la luz, debido a que todos los cuerpos tienen radiación térmica, emite una radiación, dicho esto se puede decir que el principal origen de la radiación infrarroja es la radiación térmica o el calor.

- **Convección:** La transferencia de calor por convección se origina solamente a través de materiales, la ebullición del agua o fluidos, en síntesis, es el transporte de calor a través del movimiento de los fluidos.
- **Conducción.** La transferencia de calor por conducción se basa únicamente en el contacto de los cuerpos sin intercambio de sustancias. Lo que quiere decir que el calor fluye desde un elemento con alta temperatura a otro con baja temperatura.

La característica física de una superficie u objeto que establece su facultad para canalizar calor es la conductividad térmica, lo inverso sería la resistencia térmica que es la facultad del objeto para resistir la transmisión de calor. (Gallo Diego, 2018).

La figura 2.23 las tres formas de transferir calor, como son: Convección, Conducción y Radiación.

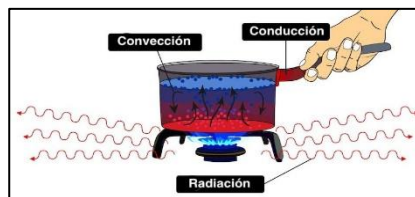


Figura 2. 23. Transferencia de Calor  
Fuente. (Raffino María, 2021)

### 2.12.6. Factores que repercuten en el análisis termográfico

Los siguientes factores que repercuten en el análisis de termográfico.

- **Carga:** Cuando se presenta una falla en algún componente de la subestación eléctrica, el impacto del calentamiento se incrementa de manera general con el valor de la carga elevada al cuadrado. Se ha evidenciado que un equipo con elevada temperatura, aumenta directamente con el efecto desarrollado.
- **Atenuación atmosférica:** La atmósfera no es clara en su totalidad a la emisión infrarroja, por tal motivo dicha referencia puede ser contrarrestada por medio de ella, de la misma manera puede producir radiación. Por tal motivo existen unos factores de corrección como los de emisividad (Ver Tabla A.4) que dependerán de una serie de parámetros que se indican a continuación:

Distancia del material, Humedad Relativa y la Temperatura ambiente en grados °C, °F o °K, basado al tipo de instrumento. (Arango, 2008).

- **Velocidad del Viento:** La velocidad del viento incide en el análisis termográfico, debido a que produce un efecto refrigerante, por tal motivo es uno de los factores que hay que tomar en cuenta durante la inspección termográfica.
- **Emisividad:** La emisividad es la característica propia de un cuerpo de emitir energía térmica, sin embargo, no todos los cuerpos pueden irradiar energía de la misma manera cuando aumenta su temperatura. Varios son los elementos como la superficie de materia brillante que tienen buena capacidad de reflexión, mostrando brillos que se reflejaran como puntos calientes. (Arango, 2008).

La figura 2.24 muestra la energía infrarroja reflejada en un cuerpo o superficie, donde claramente denota que no todos los cuerpos son emisores idóneos de energía infrarroja.

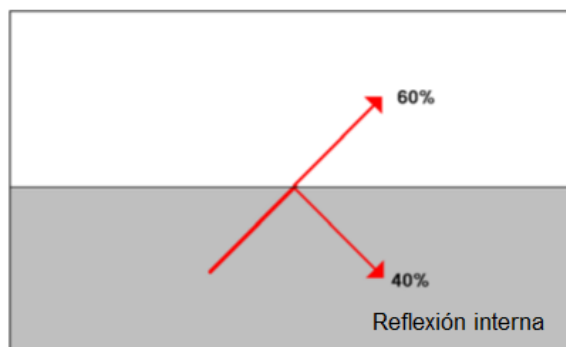


Figura 2. 24. Energía Infrarroja reflejada en la superficie de un cuerpo  
Fuente. (Izquierdo Ismael, 2019)

Una vez que la energía se direcciona hacia la superficie una parte se refleja de nuevo hacia el interior sin poder salir por medios radioactivos. O sea que solo el 60% de la energía disponible se emite realmente.

La emisividad es expresada por la siguiente fórmula:

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

### 2.12.7. Ventajas y Desventajas de la Termografía Infrarroja

La tecnología infrarroja tiene sus pros y sus contras, su severidad depende de la percepción por la cual se la analice, también de la urgencia de un análisis efectivo y detallado de una subestación eléctrica y de su transformador de poder.

A continuación, se detalla las bondades que nos brinda la termografía infrarroja, así como también de sus inconvenientes.

### **2.12.7.1. Ventajas**

- **Disminuye las Interrupciones en el Suministro de Energía.**

Debido a que la técnica de la termografía se la realiza con los equipos de subestaciones en funcionamiento, es más fácil detectar el incremento de temperatura o puntos calientes, esto puede ser un claro indicativo de un mal funcionamiento del equipo al cual se está realizando las tomas termográficas.

Esto ayuda a tomar decisiones que permiten determinar el daño del objeto analizado y planificar de manera óptima el mantenimiento del equipo.

- **Detección exacta de daños en los equipos.**

Gracias al incremento de temperatura de los objetos detectados durante el mantenimiento predictivo es más sencillo planificar los trabajos de reparación.

- **Alarga la vida útil de los equipos, sobre todo el transformador de potencia.**

Mediante las mediciones termográficas que no son destructivas se realiza un seguimiento del estado de funcionamiento del transformador de poder y demás componentes de la subestación, evitando daños permanentes a los equipos, sobrecargar otro transformador de potencia por transferencia de carga, etc.

### **2.12.7.2. Desventajas**

- Capacidad escasa para identificar daños internos mientras que el defecto no se presente por el aumento de temperatura.
- La luz solar puede ocultar o confundir defectos de la superficie bajo análisis.
- Cuando la superficie que está siendo analizada tiene una carga muy baja es difícil determinar las anomalías.

### **2.12.8. La utilización de la Termografía Infrarroja en el Mantenimiento de Subestaciones.**

La importancia de la termografía dentro del mantenimiento predictivo radica en la facilidad con la que se puede aplicar dicho estudio dentro de un sistema que se encuentra funcionando de forma normal y así poder detectar fallas sin interrumpir el suministro de energía y a su vez poder programar el mantenimiento debido en horas

que no representen grandes pérdidas tanto como para el consumidor como para la empresa eléctrica.

La termografía puede llegar a ser un aliado fundamental al momento de realizar los mantenimientos predictivos en una subestación, pues al medir la temperatura de una superficie o elemento con gran precisión, se pueden identificar los componentes eléctricos y mecánicos que están sufriendo estrés por temperatura, es decir componentes que se han visto sobrecalentados durante su operación. Para una subestación de distribución típica, los componentes que más se pueden ver afectados en su operación y que podrían detectarse problemas a través de las imágenes térmicas son:

- Seccionadores de 69 Kv y 15 Kv.
- Transformador de Potencia.
- Interruptores de Potencia (GCB)
- Reconectores.
- Punto de conectividad.
- Cuchillas seccionadoras y de transferencia
- Entre otras.

#### **2.12.9. Cámara Termográfica**

Las cámaras termográficas son equipos sofisticados de uso complejo, cuya función es registrar la radiación infrarroja emitida, reflejada y transmitida por un objeto dentro del campo de visión de la cámara realizando un procesamiento digital de las señales censadas.

Algunas de sus características se las denota a continuación:

Alta resolución en temperaturas: tan fina como 0.1°C.

Resolución espacial alta: se pueden medir temperaturas tan pequeñas como 100 mm<sup>2</sup> hasta en amplias regiones espaciales.

- Precisión:  $\pm 2^{\circ}\text{C}$  ó 2% de lectura.
- Medición de un amplio rango de temperaturas:  $-20^{\circ}\text{C}$  hasta  $2500^{\circ}\text{C}$ .
- Seguridad y velocidad en las inspecciones.
- Exactitud para localizar problemas.
- Software para el análisis de termograma. (Neita, 2011).

La figura 2.25 muestra una cámara termográfica marca FLIR modelo T660, la cual es utilizada por personal capacitado del Dpto. de Subestaciones.



Figura 2. 25. Cámara FLIR T660  
Fuente. (FLIR Systems, Inc, 2021)

### 2.13 Inspección Termográfica cualitativa

En este punto se analizará algunas imágenes tomadas en la Subestación en estudio utilizando la técnica de Termografía comparativa cualitativa, donde se analizarán los bushings de alta y los bushings de baja del transformador de potencia y los bushings de entrada y salida del disyuntor de potencia o GCB.

El diagnóstico de las imágenes térmicas se las realiza en base al aumento de temperatura según la Norma ANSI NETA indicada en la Tabla 2.4, donde de acuerdo al grado de temperatura se mide el nivel de criticidad donde el color naranja indica nivel bajo (etapa de observación), color amarillo indica nivel medio (reparar el próximo mantenimiento) y el color rojo indica nivel alto (reparar inmediatamente).

Tabla 2. 4. Norma ANSI NETA ATS-2009 100,18, Mediciones del grado de temperatura

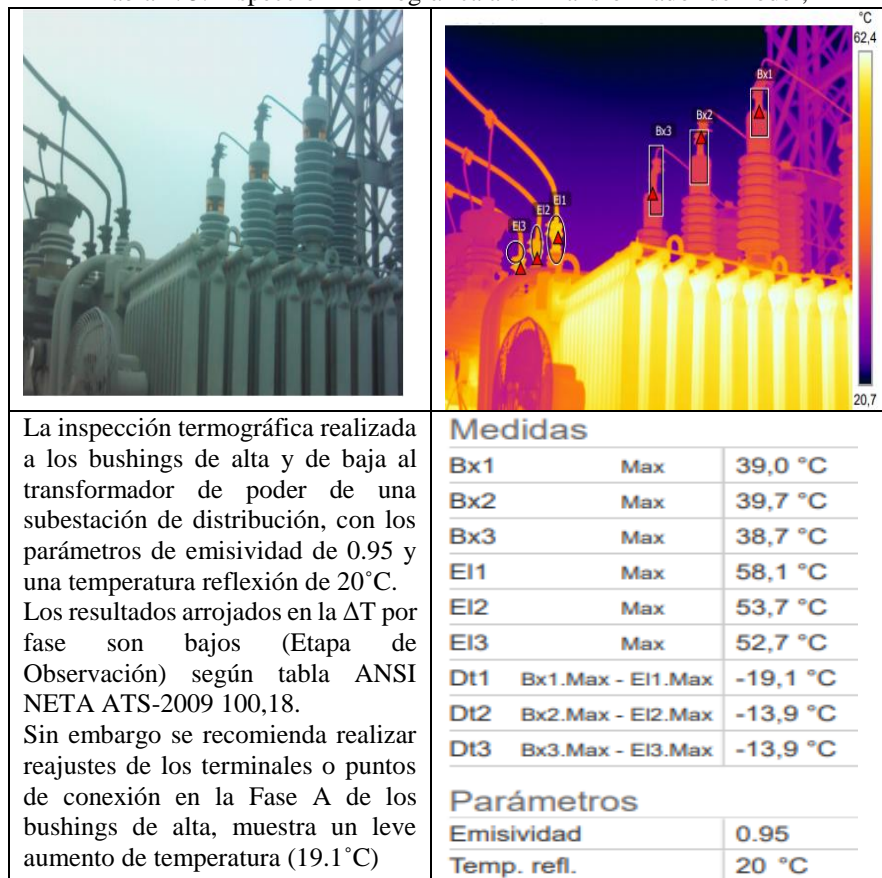
| <b>Diagnóstico Basado en el Aumento de la Temperatura según ANSI NETA tabla ATS-2009 100,18</b> |           |                            |                                  |
|---|-----------|----------------------------|----------------------------------|
| <b>NIVEL</b>  |           | <b>Nivel de Criticidad</b> | <b>Acción</b>                    |
| 1   | 14 a 20°C | BAJO                       | Etapa de Observación             |
| 2   | 21 a 60°C | MEDIO                      | Reparar el próximo Mantenimiento |
| 3   | ≥ a 61°C  | ALTO                       | Reparar Inmediatamente           |

Fuente. (Galarza, 2021)

- **Inspección termográfica a los bushings de Alta y bushings de baja del Transformador de Poder de la Subestación Reductora Alborada 1.**

La tabla 2.5 muestra la imagen normal y la imagen termográfica de los bushings del transformador de poder de la subestación en estudio donde se puede apreciar una diferencia de temperatura de 19.1 °C en la fase A en relación a las otras dos fases.

Tabla 2. 5. Inspección Termográfica a un Transformador de Poder,


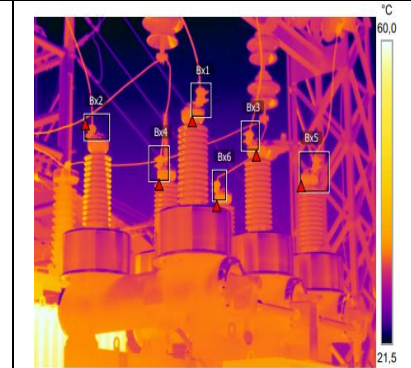


Fuente, (Galarza, 2021)

- **Inspección termográfica a un Disyuntor de Potencia (GCB) de una Subestación de Distribución.**

La tabla 2.6 muestra la imagen normal y la imagen termográfica de un disyuntor de potencia, donde se puede apreciar que los niveles de temperatura en cada uno de sus bushings están dentro de los parámetros establecidos.

Tabla 2. 6. Inspección Termográfica a un Disyuntor de Potencia.

|   |    |         |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
|--|--|---------|--|--|-----|-----|---------|-----|-----|---------|-----|-----|---------|-----|-----|---------|-----|-----|---------|-----|-----|---------|-----|-------------------|---------|-----|-------------------|--------|-----|-------------------|---------|------------|--|------------|------|-------------|-------|
| <p>La inspección termográfica de rutina que se le realizó a los bushings de entrada y salida al disyuntor de potencia de una subestación de distribución con los parámetros de emisividad de 0.95 y una temperatura reflexión de 20°C, los resultados arrojados en la <math>\Delta T</math> por fase son bajos (Etapa de Observación) según tabla ANSI NETA ATS-2009 100,18.</p> | <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Medidas</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bx1</td> <td>Max</td> <td>34,3 °C</td> </tr> <tr> <td>Bx2</td> <td>Max</td> <td>35,2 °C</td> </tr> <tr> <td>Bx3</td> <td>Max</td> <td>34,4 °C</td> </tr> <tr> <td>Bx4</td> <td>Max</td> <td>37,8 °C</td> </tr> <tr> <td>Bx5</td> <td>Max</td> <td>34,6 °C</td> </tr> <tr> <td>Bx6</td> <td>Max</td> <td>36,5 °C</td> </tr> <tr> <td>Dt3</td> <td>Bx5.Max - Bx6.Max</td> <td>-1,9 °C</td> </tr> <tr> <td>Dt2</td> <td>Bx4.Max - Bx3.Max</td> <td>3,4 °C</td> </tr> <tr> <td>Dt1</td> <td>Bx1.Max - Bx2.Max</td> <td>-0,9 °C</td> </tr> </tbody> </table><br><table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Parámetros</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Emisividad</td> <td>0.95</td> </tr> <tr> <td>Temp. refl.</td> <td>20 °C</td> </tr> </tbody> </table> | Medidas |  |  | Bx1 | Max | 34,3 °C | Bx2 | Max | 35,2 °C | Bx3 | Max | 34,4 °C | Bx4 | Max | 37,8 °C | Bx5 | Max | 34,6 °C | Bx6 | Max | 36,5 °C | Dt3 | Bx5.Max - Bx6.Max | -1,9 °C | Dt2 | Bx4.Max - Bx3.Max | 3,4 °C | Dt1 | Bx1.Max - Bx2.Max | -0,9 °C | Parámetros |  | Emisividad | 0.95 | Temp. refl. | 20 °C |
| Medidas  |  |         |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Bx1  | Max  | 34,3 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Bx2  | Max  | 35,2 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Bx3  | Max  | 34,4 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Bx4  | Max  | 37,8 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Bx5  | Max  | 34,6 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Bx6  | Max  | 36,5 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Dt3  | Bx5.Max - Bx6.Max  | -1,9 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Dt2  | Bx4.Max - Bx3.Max  | 3,4 °C  |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Dt1  | Bx1.Max - Bx2.Max  | -0,9 °C |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Parámetros   |  |         |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Emisividad   | 0.95   |         |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |
| Temp. refl.  | 20 °C  |         |  |  |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |     |         |     |                   |         |     |                   |        |     |                   |         |            |  |            |      |             |       |

Fuente. (Galarza, 2021)



## **CAPÍTULO 3: DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS**

### **3.1. Levantamiento de Información**

La información recabada para el estudio termográfico en la subestación reductora Alborada 1, se basa en algunos parámetros tales como la curva de demanda en MVA y las curvas de los Amperajes por cada una de las alimentadoras de la subestación en referencia, históricos de parámetros eléctricos donde destacan los MVA y MW del transformador de poder, históricos de Cargabilidad de las alimentadoras en estudio: Alimentadora Tanca Marengo, Alimentadora Satirión, Alimentadora Alborada y Alimentadora Benjamín Carrión

Además, se analizará el historial de las mediciones termográficas realizadas a los equipos con mayor incidencia, tales como: transformador de poder, disyuntor de potencia, seccionadores, cuchillas de entrada y salida de alimentadoras, Reconectores, entre otros desde el año 2018 hasta la actualidad, así como también se analizará los meses del año con mayor temperatura, los días hábiles y el horario idóneo para realizar una buena toma termográfica.

### **3.2. Situación Geográfica de la Subestación en estudio**

Para realizar el análisis termográfico se toma como objeto de estudio la subestación residencial Alborada 1 de la ciudad de Guayaquil, ubicada en el sector norte que en su mayor parte posee cargas residenciales para así estimar un comportamiento de usuario final residencial.

El sector residencial a realizar el estudio termográfico se extiende por el sector norte de la ciudad de Guayaquil, nace de la Subestación Alborada 1, Ciudadela Alborada Sexta Etapa Av. Benjamín Carrión y C.B. Lavallen frente al Centro Comercial City Mall la cual posee un Transformador de Potencia de 18/24 [MVA] cuya relación de transformación es 69[Kv]/13.8[kV] (OA/FA) sirviendo a lo largo de la Avenida Tanca Marengo, a varias ciudadelas de la Alborada, y parte de las ciudadelas Urdenor y Satirión.

La figura 3.1 muestra el Transformador de poder marca ABB de la Subestación Alborada 1, con personal técnico realizándole pruebas eléctricas de campo.



Figura 3. 1. Transformador de Poder S/E Alborada 1  
Fuente: El autor, (2021)

Su zona de captación está compuesta por la Alimentadora Tanca Marengo, Alimentadora Satirión, Alimentadora Benjamín Carrión y Alimentadora Alborada.

La figura 3.2 muestra el mapa de ubicación de la Subestación Alborada 1 y el área de captación de sus 4 alimentadoras.

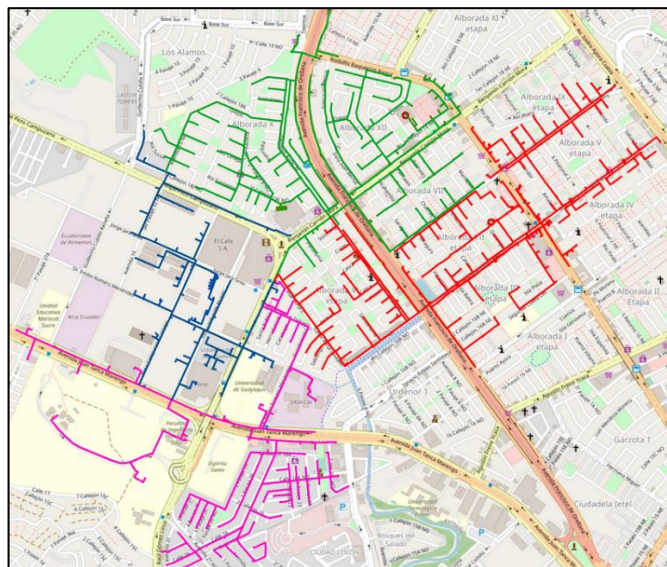


Figura 3. 2. Mapa Ubicación Subestación Residencial  
Fuente: El autor, (2021)

Alimentadora Benjamín Carrión: Las líneas de color naranja indican el área de influencia de la Alimentadora, que corresponde a la Ciudadela Alborada etapas: Tercera, Cuarta, Quinta, Sexta, Séptima, Octava y Novena.

Alimentadora Alborada: Las líneas de color rojo indican el área de influencia de la Alimentadora, que corresponde a la Ciudadela Alborada etapas: Sexta, Séptima,

Alimentadora Satirión: Las líneas de color azul indican el área de influencia de la Alimentadora, que corresponde a los sectores Lotes de Satirión y Parque Industrial Sra. Pareja.

Alimentadora Tanca Marengo: Las líneas color morado indican el área de influenciad de la Alimentadora, que corresponde a la ciudadela Alborada Sexta Etapa, Av. Juan Tanca Marengo desde IASA hasta el Colegio Mariscal Sucre.

### 3.3. Curva de Demanda

El análisis de las curvas de demanda se las realizará en base a las cargas en MVA y las cargas en Amperios del Transformador de Poder y de cada una de sus cuatro alimentadoras, en donde por medio de sus gráficas se podrá apreciar en que rango de operación se encuentra trabajando el Transformador y sus Alimentadoras.

La figura 3.3 muestra por medio de sus curvas que el transformador residencial está exigido en una capacidad de 12 MVA dentro de los rangos de su operación.

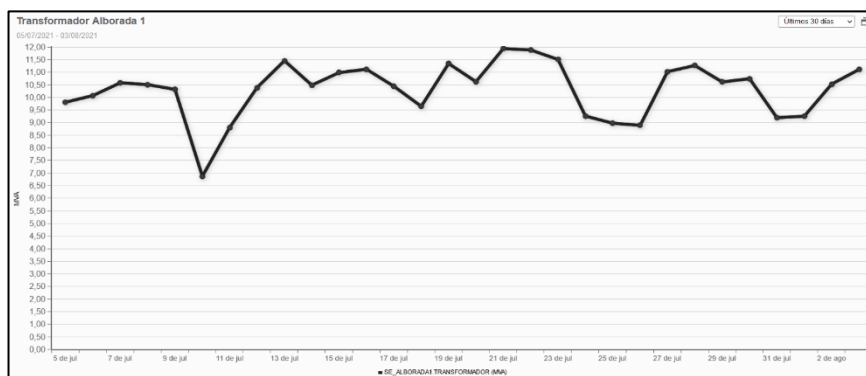


Figura 3. 3. Cargas en MVA Transformador Residencial  
Fuente: El autor, (2021)

La Figura 3.4 muestra mediante sus curvas de carga en amperios, que el transformador residencial se encuentran dentro de los límites de corrientes por fase entre 250 y 800 [A] entre cada una de las fases A, B y C.

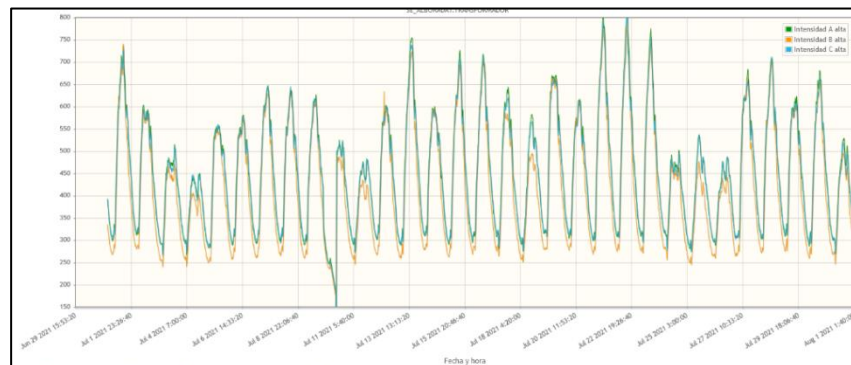


Figura 3. 4. Curvas de Cargas en Amperios Transformador Residencial  
Fuente: El autor, (2021)

### Alimentadora Residencial Benjamín Carrión

En el último mes de julio del 2021 se presenta la siguiente curva de carga en MVA donde el análisis que se puede observar en la Figura 3.5 en cuanto a los días hábiles (lunes - viernes) y semihábiles (sábado-domingo).

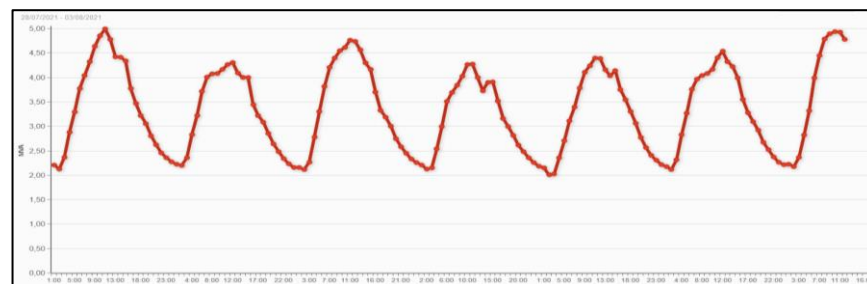


Figura 3. 5. Perfil de Carga Alimentadora Benjamín Carrión  
Fuente: El autor, (2021)

### Alimentadora Residencial Satirión

En el último mes de julio del 2021 se presenta la siguiente curva de carga en MVA donde el análisis que se puede observar en la Figura 3.6 en cuanto a los días hábiles (lunes - viernes) y semihábiles (sábado-domingo) es el siguiente:

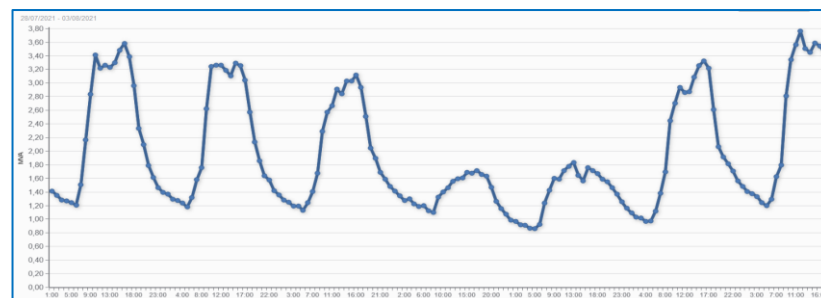


Figura 3. 6. Perfil de Carga Alimentadora Satirión  
Fuente: El autor, (2021)

### Alimentadora Residencial Tanca Marengo

En el último mes de julio del 2021 se presenta la siguiente curva de carga en MVA donde el análisis que se puede observar en la Figura 3.7 en cuanto a los días hábiles (lunes - viernes) y semihábiles (sábado-domingo) es el siguiente:

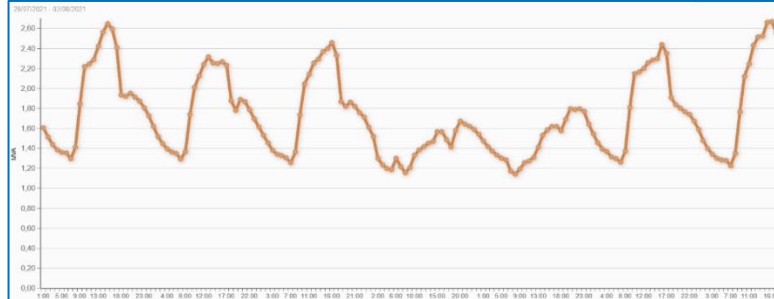


Figura 3. 7. Perfil de Carga Alimentadora Tanca Marengo  
Fuente: El autor, (2021)

### Alimentadora Residencial Alborada

En el último mes de julio del 2021 se presenta la siguiente curva de carga en MVA donde el análisis que se puede observar en la Figura 3.8 en cuanto a los días hábiles (lunes - viernes) y semihábiles (sábado-domingo) es el siguiente:

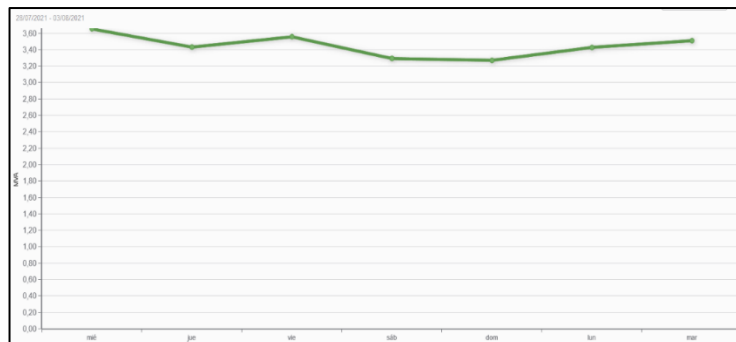


Figura 3. 8. Perfil de Carga Alimentadora Alborada  
Fuente: El autor, (2021)

En las curvas de las cuatro alimentadoras presentadas se observa un bajo consumo de carga en los días semihábiles (fines de semana), por lo que es conveniente realizar los estudios termográficos en días hábiles (lunes a viernes). Sin embargo, en el perfil de carga de la alimentadora Alborada su Cargabilidad es plana en comparación con las demás.

Por otro lado, se aprecia que las curvas presentadas, a tener un tipo de demanda residencial el mayor consumo prevalece en el horario desde las 17h00 hasta las 19h00.

### 3.4.Histórico de Cargabilidad en Alimentadoras de Estudio

Uno de los factores importantes a considerar en el análisis termográfico en subestaciones es el de llevar un buen control en los parámetros eléctricos de la subestación en estudio, para ello se utilizará los datos estadísticos e históricos de los mencionados parámetros para en el momento de detectar alguna novedad conocer en el contexto que se está evaluando la medición térmica.

En la Tabla 3.1, se identificarán los diferentes parámetros eléctricos para cada una de las alimentadoras que comprenden en el estudio de la subestación Alborada 1. De entre los parámetros se destacarán la máxima demanda en términos de MVA y MW registrada en la subestación, las corrientes por cada una de las fases en las alimentadoras residenciales pertenecientes a la subestación y la demanda coincidente del sistema que servirá como referencia para establecer cuál fue la contribución de la subestación en estudio.

Por otro lado, una variable importante a considerar es la hora de alta incidencia en cuya demanda es la máxima tanto de la subestación en estudio como la del sistema.

Tabla 3. 1. Histórico de Parámetros Eléctrico

| Año  | Fecha     | Alimentador | Promedio de DEMANDA MAX REGISTRADA MES (MVA) | Suma de Demanda Máxima [MW] | FASE A Amperios | FASE B Amperios | FASE C Amperios | DEMANDA COINCIDENTE DEL SISTEMA (MW) |
|------|-----------|-------------|--|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|
| 2017 | dic       | ALBORADA    | 20   | 7                           | 314             | 276             | 312             | 21/12/2016<br>15:15:00               |
|      |           | BENJAMIN    |  | 6                           | 284             | 283             | 270             |                                      |
|      |           | CARRION     |  | 4                           | 210             | 180             | 172             |                                      |
|      |           | SATRION     |  | 4                           | 169             | 138             | 173             |                                      |
|      |           | T.MARENGO   |  | 4                           | 169             | 138             | 173             |                                      |
|      | Total dic |             | 20   | 21                          | 977             | 876             | 928             |                                      |
| 2018 | dic       | ALBORADA    | 19   | 6                           | 284             | 295             | 265             | 11/12/2018<br>14:30:00               |
|      |           | BENJAMIN    |  | 6                           | 257             | 261             | 236             |                                      |
|      |           | CARRION     |  | 6                           | 282             | 222             | 299             |                                      |
|      |           | SATRION     |  | 9                           | 395             | 370             | 406             |                                      |
|      |           | T.MARENGO   |  | 9                           | 395             | 370             | 406             |                                      |
|      | Total dic |             | 19   | 27                          | 1217            | 1148            | 1205            |                                      |
| 2019 | dic       | ALBORADA    | 21   | 7                           | 319             | 320             | 298             | 19/12/2019<br>15:15:00               |
|      |           | BENJAMIN    |  | 6                           | 299             | 289             | 270             |                                      |
|      |           | CARRION     |  | 4                           | 201             | 179             | 183             |                                      |
|      |           | SATRION     |  | 8                           | 351             | 357             | 365             |                                      |
|      |           | T.MARENGO   |  | 8                           | 351             | 357             | 365             |                                      |
|      | Total dic |             | 21   | 26                          | 1170            | 1145            | 1117            |                                      |
| 2020 | dic       | ALBORADA    | 20   | 7                           | 294             | 304             | 289             | 9/12/2020<br>14:30:00                |
|      |           | BENJAMIN    |  | 6                           | 301             | 268             | 261             |                                      |
|      |           | CARRION     |  | 4                           | 161             | 180             | 173             |                                      |
|      |           | SATRION     |  | 7                           | 299             | 303             | 310             |                                      |
|      |           | T.MARENGO   |  | 7                           | 299             | 303             | 310             |                                      |
|      | Total dic |             | 20   | 24                          | 1054            | 1054            | 1033            |                                      |
| 2021 | jun       | ALBORADA    | 18   | 6                           | 254             | 256             | 249             | 10/6/2021<br>14:45:00                |
|      |           | BENJAMIN    |  | 7                           | 298             | 308             | 302             |                                      |
|      |           | CARRION     |  | 7                           | 279             | 291             | 284             |                                      |
|      |           | SATRION     |  | 3                           | 134             | 110             | 133             |                                      |
|      |           | T.MARENGO   |  | 3                           | 134             | 110             | 133             |                                      |

Fuente: El autor, (2021)

La figura 3.9 muestra el valor máximo de demanda registrada en la subestación en estudio, que fue en el año 2019 con una demanda coincidente de 21 MVA, sin embargo, en el año 2018 (un año antes) se obtuvo la menor demanda en lo que respecta a los -5- años de referencia.

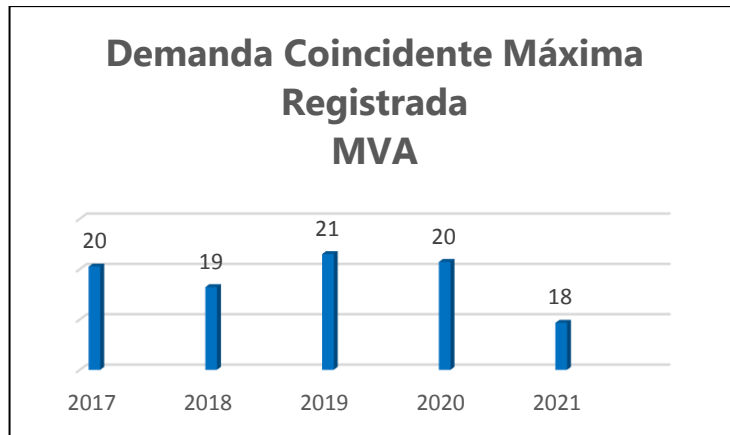


Figura 3. 9. Demanda Coincidente MAX en MVA S/E Alborada 1  
Fuente: El autor, (2021)

La figura 3.10 muestra el histórico de las corrientes por fase en cada uno de los años. Como se puede apreciar el mayor amperaje se dio en el año 2018 cuyos valores fueron:  $I_a=1217$  A,  $I_b=1148$  A,  $I_c=1205$ . Al conocer los valores mencionados, registra una estadística de referencia para determinar la hora adecuada para realizar los estudios termográficos y el comportamiento de la demanda en la subestación de estudio, debido a que como se estudiará más adelante la existencia de una correlación entre la corriente y temperatura es alta.

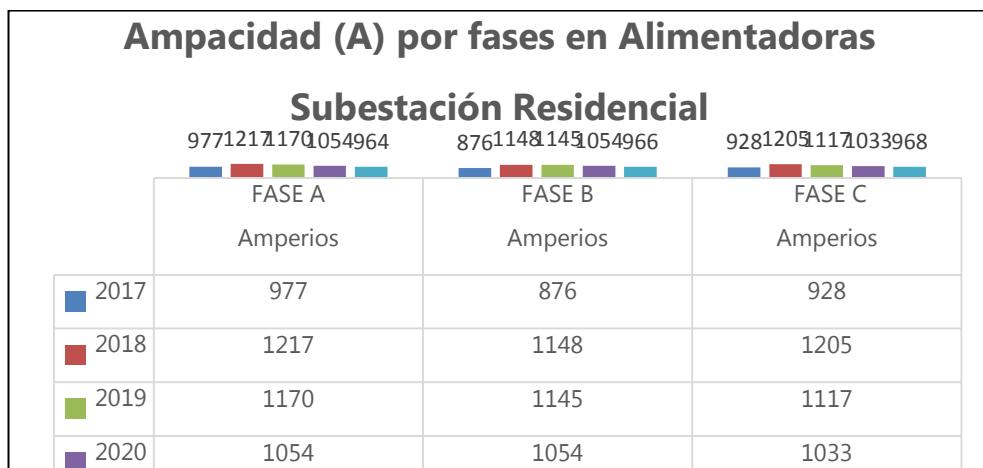


Figura 3. 10. Histórico de Corrientes por fase S/E Residencial  
Fuente: El autor, (2021)

### 3.5. Análisis de Historial de Termografías ejecutadas en equipos de la subestación

Una de las variables asociadas al estudio termográfico es la estacionalidad de la región donde se los aplique.



En meses de invierno o verano en lo que respecta a energía se puede observar un desplazamiento horario estacional que presumiblemente está correlacionado con las horas de luz de cada día, ya que en los meses de invierno el aumento de la potencia ocurre más temprano que en los meses de verano. Otro resultado observable corresponde a la estacionalidad del uso medio de la potencia, ya que se observa que en los meses de verano las curvas tienden a ser más planas.

Según estudios anteriores, en la ciudad de Guayaquil, el comportamiento de la demanda depende directamente del comportamiento de la temperatura.

La Fig. 3.11 muestra el uso de la energía eléctrica de cada uno de los clientes residenciales que está íntimamente ligado a la temperatura (Categ, 2007).

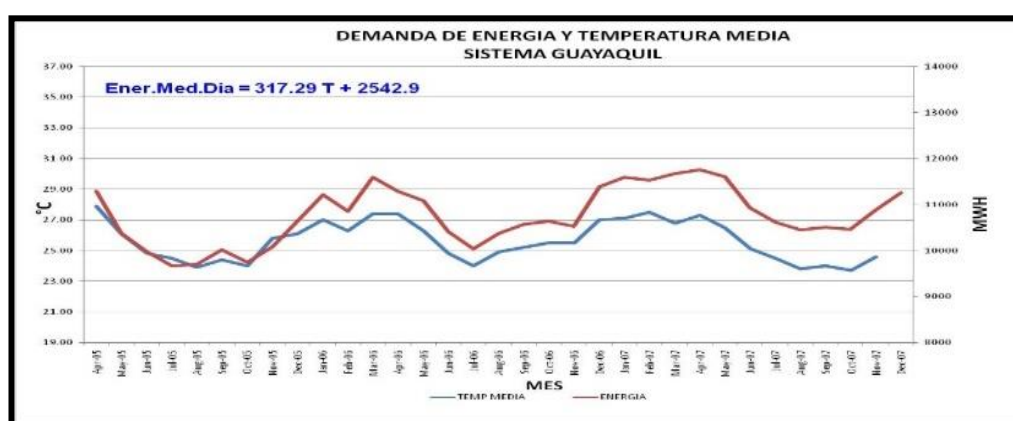


Figura 3. 11. Curvas de Energía y Temperatura  
Fuente. (Categ, 2007)

Partiendo de lo citado, a continuación, se ha elaborado las siguientes tablas por año de los valores históricos estadísticos resultantes de cada uno de los componentes existentes más relevantes al interior de la subestación, donde;

A1, B1, C1: son los valores de temperaturas (°C) por cada fase en la entrada del equipo de la subestación.

A2, B2, C2: son los valores de temperaturas (°C) por cada fase en la salida del equipo de la subestación.

Delta: son la diferencia entre los valores de entrada y salida por cada fase.

### Año 2018

La tabla 3.2 indica un leve cambio de temperatura en los siguientes equipos:

- Transformador de Poder, fase C 6,90°C.



- Cuchillas de entrada del Reconectador #1, 7,55°C.

Sin embargo, según la Norma ANSI NETA ATS-2009 100,18 están dentro de los valores normales permitidos, mostrado en la tabla 2.4.

Tabla 3. 2. Temperatura de elementos de subestación año 2018

| Equipos de la Subestación           | FASE A1       | FASE A2      | Delta Fase A | FASE B1      | FASE B2      | Delta Fase B | FASE C1      | FASE C2      | Delta Fase C | Delta Total |
|-------------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| <b>2018</b>                         | <b>518,87</b> | <b>54,40</b> | <b>3,25</b>  | <b>58,70</b> | <b>58,70</b> | <b>4,52</b>  | <b>54,20</b> | <b>60,90</b> | <b>1,85</b>  | <b>4,52</b> |
| Seccionador de 69 Kv                | 36,20         | 36,40        | 0,20         | 58,70        | 58,70        | 0,00         | 33,40        | 33,95        | 0,55         | 0,55        |
| Pararrayos de 69 kV                 | 34,00         | 34,20        | 0,20         | 34,00        | 34,50        | 0,50         | 36,00        | 36,95        | 0,95         | 0,95        |
| Fusibles de 69 kV                   | 37,30         | 37,35        | 0,05         | 36,90        | 37,10        | 0,20         | 41,50        | 41,75        | 0,25         | 0,25        |
| GCB                                 | 43,40         | 38,10        | 5,30         | 38,90        | 37,70        | 1,20         | 38,30        | 37,10        | 1,20         | 5,30        |
| Transformador de Poder              | 61,30         | 54,40        | 6,90         | 54,20        | 54,50        | 0,30         | 54,20        | 60,90        | 6,70         | 6,90        |
| Seccionador de 15 Kv                | 44,40         | 44,60        | 0,20         | 43,50        | 43,60        | 0,10         | 42,30        | 43,50        | 1,20         | 1,20        |
| Cuchillas de Entrada Reconectador 1 | 32,29         | 39,84        | 7,55         | 31,99        | 32,49        | 0,50         | 35,74        | 32,49        | 3,25         | 7,55        |
| Cuchillas de Salida Reconectador 1  | 33,99         | 37,64        | 3,65         | 35,54        | 33,44        | 2,10         | 36,99        | 34,34        | 2,65         | 3,65        |
| Cuchillas de Entrada Reconectador 2 | 32,04         | 32,29        | 0,25         | 31,59        | 33,94        | 2,35         | 32,94        | 33,19        | 0,25         | 2,35        |
| Cuchillas de Salida Reconectador 2  | 34,84         | 31,79        | 3,05         | 32,39        | 33,64        | 1,25         | 36,14        | 36,89        | 0,75         | 3,05        |
| Cuchillas de Entrada Reconectador 3 | 32,09         | 32,04        | 0,05         | 36,14        | 31,74        | 4,40         | 37,14        | 32,24        | 4,90         | 4,90        |
| Cuchillas de Salida Reconectador 3  | 32,44         | 37,09        | 4,65         | 36,14        | 32,74        | 3,40         | 34,49        | 35,84        | 1,35         | 4,65        |
| Cuchillas de Entrada Reconectador 4 | 32,79         | 33,64        | 0,85         | 32,96        | 34,04        | 1,08         | 33,49        | 33,09        | 0,40         | 1,08        |
| Cuchillas de Salida Reconectador 4  | 31,79         | 32,74        | 0,95         | 34,09        | 34,39        | 0,30         | 31,29        | 33,54        | 2,25         | 2,25        |

Fuente. El autor, (2021)

## Año 2019

La tabla 3.3 muestra que en las tomas termográficas del año 2019 en los equipos de subestaciones, el Transformador de poder fase C presenta un aumento de temperatura de 19°C y en las cuchillas de entrada fase A del Reconectador #1 evidencia un aumento de temperatura de 13°C. Sin embargo, en el caso del transformador de poder según la Norma ANSI NETA ATS-2009 100,18, está dentro del rango bajo que es de 14 a 20°C, mostrado en la tabla 2.4.

Tabla 3. 3. Temperatura de elementos de subestación año 2019

| Equipos de la Subestación         | FASE A1 | FASE A2 | Delta Fase A | FASE B1 | FASE B2 | Delta Fase B | FASE C1 | FASE C2 | Delta Fase C | Delta Total |
|-----------------------------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|-------------|
| 2019                              | 501,10  | 52,90   | 26,59        | 42,20   | 53,70   | 13,54        | 41,80   | 58,10   | 19,84        | 26,59       |
| Seccionador de 69 kV              | 31,90   | 32,74   | 0,84         | 36,50   | 37,34   | 0,84         | 36,00   | 36,07   | 0,07         | 0,84        |
| Pararrayos de 69 Kv               | 33,40   | 34,24   | 0,84         | 33,20   | 34,04   | 0,84         | 33,20   | 33,27   | 0,07         | 0,84        |
| Fusibles de 69 kV                 | 35,40   | 35,10   | 0,30         | 34,40   | 34,80   | 0,40         | 34,80   | 39,60   | 4,80         | 4,80        |
| GCB                               | 38,10   | 37,10   | 1,00         | 37,80   | 36,50   | 1,30         | 36,60   | 34,60   | 2,00         | 2,00        |
| Transformador de Poder            | 37,10   | 52,90   | 15,80        | 39,00   | 53,70   | 14,70        | 38,40   | 58,10   | 19,70        | 19,70       |
| Seccionador de 15 kV              | 42,40   | 42,90   | 0,50         | 42,20   | 41,50   | 0,70         | 40,40   | 41,30   | 0,90         | 0,90        |
| Cuchillas de Entrada              | 34,70   | 48,30   | 13,60        | 34,50   | 34,50   | 0,00         | 41,80   | 34,10   | 7,70         | 13,60       |
| Reconector 1 Cuchillas de Salida  | 37,40   | 35,20   | 2,20         | 39,80   | 35,50   | 4,30         | 37,60   | 35,60   | 2,00         | 4,30        |
| Reconector 1 Cuchillas de Entrada | 34,20   | 34,50   | 0,30         | 33,70   | 37,30   | 3,60         | 33,20   | 35,20   | 2,00         | 3,60        |
| Reconector 2 Cuchillas de Salida  | 35,80   | 34,40   | 1,40         | 35,00   | 37,10   | 2,10         | 41,50   | 42,40   | 0,90         | 2,10        |
| Reconector 2 Cuchillas de Entrada | 34,20   | 34,30   | 0,10         | 37,60   | 33,80   | 3,80         | 34,60   | 33,60   | 1,00         | 3,80        |
| Reconector 3 Cuchillas de Salida  | 36,30   | 35,20   | 1,10         | 37,80   | 35,30   | 2,50         | 38,00   | 41,90   | 3,90         | 3,90        |
| Reconector 3 Cuchillas de Entrada | 35,90   | 34,90   | 1,00         | 36,34   | 37,40   | 1,06         | 36,70   | 36,00   | 0,70         | 1,06        |
| Reconector 4 Cuchillas de Salida  | 34,30   | 35,90   | 1,60         | 34,50   | 37,10   | 2,60         | 34,00   | 34,90   | 0,90         | 2,60        |
| Reconector 4                      |         |         |              |         |         |              |         |         |              |             |

Fuente: El autor, (2021)

Es importante recalcar que, en estos casos, la impericia y la experiencia del profesional a cargo de las tomas termográficas es importante en la toma de decisiones en base a la temperatura dada, con el de enviar a examinar y/o reparar en el próximo mantenimiento programado o reparación inmediata.

### Año 2020

La Tabla 3.4 correspondiente al año 2020 muestra un leve cambio de temperatura en la cuchilla de salida fase A del Reconector #3, Sin embargo, según la Norma ANSI NETA ATS-2009 100,18 están dentro de los valores normales permitidos, Ver tabla 2.4.

Tabla 3. 4. Temperatura de elementos de subestación año 2020

| Equipos de la Subestación         | FASE A1 | FASE A2 | Delta Fase A | FASE B1 | FASE B2 | Delta Fase B | FASE C1 | FASE C2 | Delta Fase C | Delta Total |
|-----------------------------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|-------------|
| 2020                              | 584,55  | 49,50   | 6,03         | 49,70   | 49,00   | 7,44         | 50,50   | 51,63   | 3,58         | 7,44        |
| Seccionador de 69 kV              | 38,90   | 33,02   | 5,88         | 41,30   | 37,62   | 3,68         | 42,70   | 36,35   | 6,35         | 6,35        |
| Pararrayos de 69 kV               | 40,10   | 34,52   | 5,58         | 40,00   | 34,32   | 5,68         | 39,60   | 33,55   | 6,05         | 6,05        |
| Fusibles de 69 kV                 | 32,33   | 32,98   | 0,65         | 31,83   | 32,53   | 0,70         | 31,98   | 34,43   | 2,45         | 2,45        |
| GCB                               | 34,63   | 36,93   | 2,30         | 38,03   | 37,18   | 0,85         | 33,33   | 33,28   | 0,05         | 2,30        |
| Transformador de Poder            | 47,00   | 47,98   | 0,98         | 46,40   | 48,08   | 1,68         | 46,10   | 51,63   | 5,53         | 5,53        |
| Seccionador de 15 kV              | 47,60   | 43,30   | 4,30         | 49,70   | 46,80   | 2,90         | 50,50   | 50,50   | 0,00         | 4,30        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 1 | 42,00   | 43,70   | 1,70         | 44,30   | 43,40   | 0,90         | 41,90   | 42,80   | 0,90         | 1,70        |
| Cuchillas de Salida Reconector 1  | 47,30   | 43,60   | 3,70         | 48,40   | 43,00   | 5,40         | 47,00   | 43,40   | 3,60         | 5,40        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 2 | 40,20   | 40,80   | 0,60         | 42,00   | 41,30   | 0,70         | 41,00   | 41,10   | 0,10         | 0,70        |
| Cuchillas de Salida Reconector 2  | 45,50   | 42,40   | 3,10         | 41,60   | 40,50   | 1,10         | 41,10   | 42,00   | 0,90         | 3,10        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 3 | 41,20   | 42,20   | 1,00         | 41,60   | 45,50   | 3,90         | 40,50   | 40,20   | 0,30         | 3,90        |
| Cuchillas de Salida Reconector 3  | 40,80   | 49,50   | 8,70         | 45,20   | 49,00   | 3,80         | 45,80   | 46,70   | 0,90         | 8,70        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 4 | 43,70   | 43,90   | 0,20         | 43,80   | 45,10   | 1,30         | 43,10   | 42,90   | 0,20         | 1,30        |
| Cuchillas de Salida Reconector 4  | 43,30   | 43,70   | 0,40         | 43,40   | 45,80   | 2,40         | 42,50   | 44,70   | 2,20         | 2,40        |

Fuente: El autor, (2021)

### Año 2021

La tabla 3.5 muestra que, en las tomas termográficas del presente año en los equipos de subestaciones, el Transformador de poder fase C presenta un aumento de temperatura de 10,10°C y en las cuchillas de salida fase A del Reconector #3 evidencia un aumento de temperatura de 10,40°C. Sin embargo, en ambos casos según la Norma ANSI NETA ATS-2009 100,18, está dentro del rango bajo que es de 14 a 20°C, Ver tabla 2.4.

Tabla 3. 5. Temperatura de elementos de subestación año 2021

| Equipos de la Subestación         | FASE A1 | FASE A2 | Delta Fase A | FASE B1 | FASE B2 | Delta Fase B | FASE C1 | FASE C2 | Delta Fase C | Delta Total |
|-----------------------------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|-------------|
| 2021                              | 420,40  | 42,50   | 39,00        | 37,70   | 41,90   | 1,30         | 39,50   | 44,60   | 3,30         | 39,00       |
| Seccionador de 69 kV              | 27,30   | 27,30   | 0,00         | 26,70   | 26,70   | 0,00         | 26,70   | 26,70   | 0,00         | 0,00        |
| Pararrayos de 69 kV               | 28,40   | 28,40   | 0,00         | 28,70   | 28,70   | 0,00         | 28,10   | 28,10   | 0,00         | 0,00        |
| Fusibles de 69 kV                 | 28,70   | 30,30   | 1,60         | 28,70   | 29,70   | 1,00         | 28,60   | 28,70   | 0,10         | 1,60        |
| GCB                               | 30,60   | 36,20   | 5,60         | 37,70   | 37,30   | 0,40         | 29,50   | 31,40   | 1,90         | 5,60        |
| Transformador de Poder            | 33,50   | 42,50   | 9,00         | 34,00   | 41,90   | 7,90         | 34,50   | 44,60   | 10,10        | 10,10       |
| Seccionador de 15 kV              | 31,60   | 34,70   | 3,10         | 32,40   | 32,80   | 0,40         | 32,50   | 33,20   | 0,70         | 3,10        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 1 | 29,70   | 31,20   | 1,50         | 29,30   | 30,30   | 1,00         | 29,50   | 30,70   | 1,20         | 1,50        |
| Cuchillas de Salida Reconector 1  | 30,40   | 39,90   | 9,50         | 31,10   | 31,20   | 0,10         | 36,20   | 32,90   | 3,30         | 9,50        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 2 | 29,70   | 29,90   | 0,20         | 29,30   | 30,40   | 1,10         | 32,50   | 31,00   | 1,50         | 1,50        |
| Cuchillas de Salida Reconector 2  | 33,70   | 29,00   | 4,70         | 29,60   | 30,00   | 0,40         | 30,60   | 31,20   | 0,60         | 4,70        |
| Cuchillas de Entrada Reconector 3 | 29,80   | 29,60   | 0,20         | 34,50   | 29,50   | 5,00         | 39,50   | 30,70   | 8,80         | 8,80        |
| Cuchillas de Salida Reconector 3  | 28,40   | 38,80   | 10,40        | 34,30   | 30,00   | 4,30         | 30,80   | 29,60   | 1,20         | 10,40       |
| Cuchillas de Entrada Reconector 4 | 29,50   | 32,20   | 2,70         | 29,40   | 30,50   | 1,10         | 30,10   | 30,00   | 0,10         | 2,70        |
| Cuchillas de Salida Reconector 4  | 29,10   | 29,40   | 0,30         | 33,50   | 31,50   | 2,00         | 28,40   | 32,00   | 3,60         | 3,60        |

Fuente. El autor, (2021)

En resumen, de las tablas expuestas se puede evidenciar que los elementos mayormente sensibles a tender a un aumento de temperatura en sus terminales son los siguientes:

- Transformador de Poder
- Cuchillas de Entrada Reconector 1
- Cuchillas de Salida Reconector 3
- Cuchillas de Salida Reconector 1
- Cuchillas de Entrada Reconector 3
- Seccionador de 69 kV
- Pararrayos de 69 kV
- GCB

En la siguiente tabla se expone en orden de mayor afectación en cuanto a la sensibilidad de temperatura en los equipos de la subestación.

Tabla 3. 6. Histórico de Temperatura por Equipo

| Prioridad | Equipo de Subestación Residencial | Valor Delta T °C | Factor de Participación |
|-----------|-----------------------------------|------------------|-------------------------|
| 1         | Transformador de Poder            | 19,7             | 32%                     |
| 2         | Cuchillas de Entrada Reconector 1 | 13,6             | 22%                     |
| 3         | Cuchillas de Salida Reconector 3  | 10,4             | 17%                     |
| 4         | Seccionador de 69 kV              | 6,4              | 10%                     |
| 5         | Pararrayos de 69 kV               | 6,1              | 10%                     |
| 6         | GCB                               | 5,6              | 9%                      |

Fuente: El autor, (2021)

En la Tabla 3.6 se observa que la mayor participación de equipos en cuanto a tener un mayor histórico de alta temperatura son: a) Transformador de Poder con un 32%, b) las cuchillas de entrada y salida de las alimentadoras con un 22% y 17 % y c) Seccionador de 69 kV y Pararrayos con un 10%.

Dentro de las posibles causas de altas temperatura en terminales de los equipos de las subestaciones están las fallas originadas aguas arriba o debajo de una subestación. Por ello a continuación se mencionarán las más comunes de la subestación residencial en estudio:

1. Animal hizo contacto accidental con línea de 13.8 KV
2. Desconexión por Baja Frecuencia por actuación del EAC
3. Problemas en Transelectric
4. Objeto cayó o hizo contacto accidental con línea de 69 KV
5. Objeto cayó sobre línea de distribución de 13.8KV
6. Animal hizo contacto accidental con línea de 69 KV
7. Árbol o ramas topan accidentalmente con línea de 13.8 KV
8. Instalaciones o equipos particulares de media tensión en mal estado
9. Rama cayó sobre línea de alta
10. Pararrayo dañado
11. Problemas, Solicitudes o Desconexiones en Agente Generador
12. Eventos ocasionados por la Naturaleza
13. Acometida de 15 KV picada o en mal estado
14. Desconexión a pedido del CENACE
15. Persona hizo contacto accidental con línea de 69 KV
16. Transformador de distribución en mal estado o quemado
17. Aislador en mal estado o quemado

18. Puente arrancado en línea de distribución 13.8 KV
19. Para cortar, instalar, reparar o retirar puentes primarios
20. Línea de distribución de 13.8 KV salida de la copa
21. Personal contratista lanzó objeto en línea de 13.8 KV
22. Tormenta eléctrica o rayo provocó desconexión
23. Daño en el control del recloser
24. Problemas en Línea de Transmisión de Agente
25. Puente de alta de transformador picado o salido del Bushing
26. Se abrió manualmente para normalizar alimentadora
27. Punta terminal a tierra o en mal estado
28. Hilo de guarda de línea de 69 KV arrancado
29. Al Maniobrar Cajas Portafusibles
30. Poste chocado de línea de distribución de 13.8 KV
31. Puente de la parte superior o inferior de la caja portafusible salido del sitio
32. Transferencia de cargas entre alimentadoras
33. Línea de distribución de 13.8 KV topó con poste
34. Lluvia
35. Persona hizo contacto accidental con línea de 13.8 KV
36. Caja porta fusible en mal estado, quemada o a tierra
37. Daño en banco de capacitores
38. Transformador de distribución particular en mal estado o quemado
39. Línea de 13.8 KV arrancada por contacto con objeto
40. Línea de 13.8 KV arrancada por contacto con ramas

En relación a estas -40- causas que originaron interrupciones, cabe mencionar que al interior de la subestación se detectan automáticamente a nivel de cabecera de alimentador mediante el Reconectador principal cuando este realiza su apertura de contactos cuando la falla es permanente, caso contrario la despeja.

Para el caso de fallas permanentes la activación de los relés de protección de cada uno de los equipos de la subestación, en especial del transformador, son de alta importancia, ya que en caso de que no tenga el grado de sensibilidad apropiado, la falla viajaría en cada uno de los elementos de la subestación sobrecargándolos y originando tensión en los contactos presentes y futuros puntos calientes.

A continuación, se presenta la siguiente tabla con la cantidad total de interrupciones en el período de análisis 2016-2021 (abril).

Tabla 3. 7. Causas de Fallas Históricas en Subestación Residencial

| <i>Descripción de Causas</i>   | <i>2017</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>Total general</i> |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------------|
| <i>Animal hizo contacto accidental con línea de 13.8 KV</i>                            | 8           | 3           | 8           | 8           | 2           | 29                   |
| <i>Desconexión por Baja Frecuencia por actuación del EAC</i>                           | 3           | 13          |             |             |             | 16                   |
| <i>Problemas en Transelectric</i>  | 2           |             |             | 8           | 4           | 14                   |
| <i>Objeto cayó o hizo contacto accidental con línea de 69 KV</i>                       | 8           | 5           |             |             |             | 13                   |
| <i>Objeto cayó sobre línea de distribución de 13.8KV</i>                               | 5           |             |             | 4           |             | 9                    |
| <i>Animal hizo contacto accidental con línea de 69 KV</i>                              |             | 4           |             | 4           |             | 8                    |
| <i>Árbol o ramas topan accidentalmente con línea de 13.8 KV</i>                        | 2           | 2           | 2           | 1           |             | 7                    |
| <i>Instalaciones o equipos particulares de media tensión en mal estado</i>             | 1           | 2           | 1           | 1           |             | 5                    |
| <i>Rama cayó sobre línea de alta</i>   |             | 3           | 1           |             | 1           | 5                    |
| <i>Pararrayo dañado</i>  | 1           |             | 1           | 3           |             | 5                    |
| <i>Problemas, Solicitudes o Desconexiones en Agente Generador</i>                      |             |             |             | 4           |             | 4                    |
| <i>Eventos ocasionados por la Naturaleza</i>   |             | 4           |             |             |             | 4                    |
| <i>Acometida de 15 KV picada o en mal estado</i>                                       |             | 2           |             | 2           |             | 4                    |
| <i>Desconexión a pedido del CENACE</i>   |             |             |             | 4           |             | 4                    |
| <i>Persona hizo contacto accidental con línea de 69 KV</i>                             |             | 4           |             |             |             | 4                    |
| <i>Transformador de distribución en mal estado o quemado</i>                           | 1           | 1           |             | 1           |             | 3                    |
| <i>Aislador en mal estado o quemado</i>  |             | 1           |             | 2           |             | 3                    |
| <i>Puente arrancado en línea de distribución 13.8 KV</i>                               |             | 3           |             |             |             | 3                    |
| <i>Para cortar, instalar, reparar o retirar puentes primarios</i>                      |             | 2           |             | 1           |             | 3                    |
| <i>Línea de distribución de 13.8 KV salida de la copa</i>                              |             | 1           |             | 1           |             | 2                    |
| <i>Personal contratista lanzó objeto en línea de 13.8 KV</i>                           | 1           | 1           |             |             |             | 2                    |
| <i>Tormenta eléctrica o rayo provocó desconexión</i>                                   | 1           |             |             | 1           |             | 2                    |
| <i>Daño en el control del recloser</i>   | 2           |             |             |             |             | 2                    |
| <i>Problemas en Línea de Transmisión de Agente</i>                                     |             | 2           |             |             |             | 2                    |
| <i>Puente de alta de transformador picado o salido del Bushing</i>                     |             |             | 1           |             |             | 1                    |
| <i>Se abrió manualmente para normalizar alimentadora</i>                               |             |             |             | 1           |             | 1                    |
| <i>Punta terminal a tierra o en mal estado</i>   |             |             | 1           |             |             | 1                    |
| <i>Hilo de guarda de línea de 69 KV arrancado</i>                                      |             |             |             |             | 1           | 1                    |
| <i>Al Maniobrar Cajas Portafusibles</i>  |             |             |             | 1           |             | 1                    |
| <i>Poste chocado de línea de distribución de 13.8 KV</i>                               |             | 1           |             |             |             | 1                    |
| <i>Puente de la parte superior o inferior de la caja portafusible salido del sitio</i> |             |             |             | 1           |             | 1                    |
| <i>Transferencia de cargas entre alimentadoras</i>                                     | 1           |             |             |             |             | 1                    |
| <i>Línea de distribución de 13.8 KV topó con poste</i>                                 |             |             |             | 1           |             | 1                    |
| <i>Lluvia</i>  |             |             | 1           |             |             | 1                    |
| <i>Persona hizo contacto accidental con línea de 13.8 KV</i>                           |             | 1           |             |             |             | 1                    |
| <i>Caja portafusible en mal estado, quemada o a tierra</i>                             |             |             |             | 1           |             | 1                    |
| <i>Daño en banco de capacitores</i>  |             |             | 1           |             |             | 1                    |
| <i>Transformador de distribución particular en mal estado o quemado</i>                |             |             |             |             | 1           | 1                    |
| <i>Línea de 13.8 KV arrancada por contacto con objeto</i>                              |             |             | 1           |             |             | 1                    |
| <i>Línea de 13.8 KV arrancada por contacto con ramas</i>                               |             |             | 1           |             |             | 1                    |
| <b>Total general</b>   | <b>36</b>   | <b>55</b>   | <b>19</b>   | <b>50</b>   | <b>9</b>    | <b>169</b>           |

Fuente: El autor, (2021)

Como se pudo apreciar en la Tabla 3.7, el mayor número de fallas se dio en el año 2018, y el total acumulado de fallas en el período de análisis (2017-2021) suman un total de -169-.

En el gráfico 3.12 muestra la cantidad total de operaciones producidas por diferentes tipos de fallas durante los años 2017 – 2018 – 2019 – 2020 – 2021 total a nivel de cabecera en la subestación de estudio.

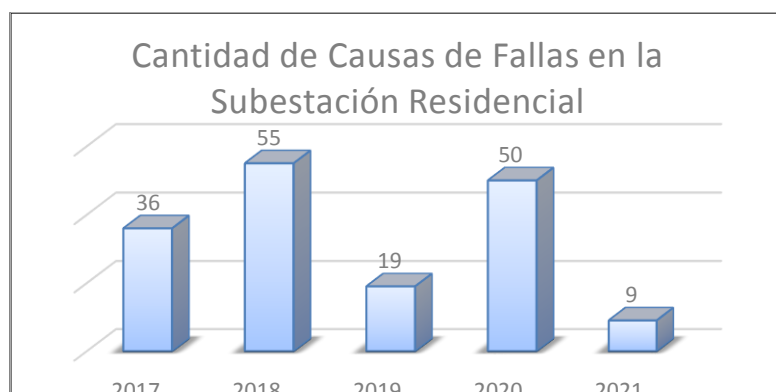


Figura 3. 12. Cantidad de Causas de Fallas S/E Residencial  
Fuente: El autor, (2021)

Dentro de las principales causas se presentan la de tipo Fauna (animales hacen contacto con redes eléctricas), Externos (Empresas Generadoras y Transmisoras con problemas de baja frecuencia, además de objetos que caen sobre las redes eléctricas). La figura 3.13 muestra en detalle las causas más frecuentes de las fallas en la subestación en estudio.

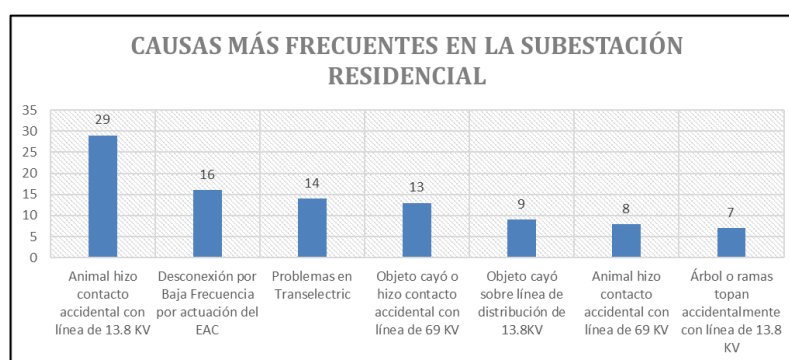


Figura 3. 13.Cantidad de Causas de Fallas S/E Residencial  
Fuente: El autor, (2021)



### 3.6. Técnicas de Mantenimiento Predictivo adicionales a la Termografía

Existen varias técnicas para realizar mantenimiento predictivo, las cuales nos pueden dar un diagnóstico del estado de degradación del aceite, el nivel de resistencia de los aisladores, falsos contactos, corto circuitos en las espiras, entre otras.

Estas técnicas se las realiza previo a una planificación del mantenimiento y con los equipos desenergizados, a excepción de la prueba de rigidez dieléctrica.

- **Prueba de Rigidez Dieléctrica**

El aceite dieléctrico cumple dos funciones fundamentales en los transformadores de potencia, siendo parte fundamental del sistema de aislamiento y, además ejerce otra función que es la de refrigerante, disipando a la parte exterior el calor causado por el enrollamiento y el núcleo.

En el caso de los Reconectores e interruptores de aceite utilizados en la subestación en estudio, el aceite dieléctrico actúa como aislante y también extingue el arco durante la apertura de sus contactos. La figura 3.14 muestra el equipo con el cual se realizan las pruebas de rigidez dieléctrica en el laboratorio del Dpto. de Subestaciones.



Figura 3. 14. Equipo de Rigidez Dieléctrica  
Fuente: El autor, (2021)

El ensayo de rigidez dieléctrica al aceite es la característica del aceite para tolerar un voltaje a determinado incremento del mismo sin fallar. La prueba se ejecuta administrando de manera progresiva determinado voltaje a dos electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma fijada inmersos en el aceite sometido a ensayo. (Vélez, 2010).

- **Prueba de Resistencia de Aislamiento**

El objetivo de esta prueba es de comprobar las condiciones de aislamiento de los arrollamientos de alta y baja dentro de un transformador de poder, así mismo nos muestra información importante sobre desperfectos no visibles en los pasa tapas. La figura 3.15 muestra el equipo marca MEGGER con el cual se realizan las pruebas de resistencia de aislamiento.



Figura 3. 15.Resistencia de Aislamiento  
Fuente: El autor, (2021)

Para realizar esta prueba es necesario que el equipo este desenergizado, se deberá cortocircuitar los bobinados de alta y baja incluida la tierra. Se efectúan tres tipos de pruebas:

Alta – Baja: El conector positivo del medidor de aislamiento se lo conecta a uno de los bushings de alta y el conector negativo del medidor de aislamiento se lo conecta a uno de los bushings de baja.

Alta – Tierra: El conector positivo del medidor de aislamiento se lo conecta a tierra y el conector negativo se lo conecta a uno de los bushings de alta.

Baja – Tierra: El conector positivo del medidor de aislamiento se lo conecta a tierra y el conector negativo se lo conecta a uno de los bushings de baja.

La figura 3.16 muestra de que manera deben ir conectados los conectores del equipo de medición con el transformador de poder.

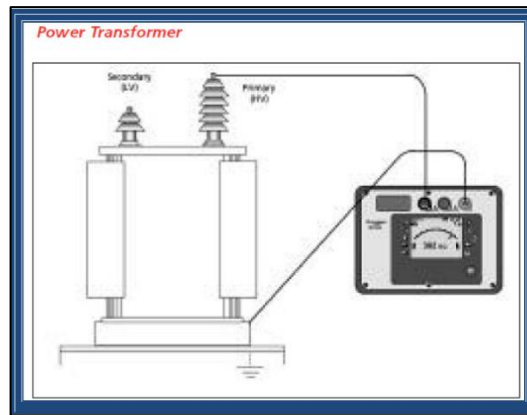


Figura 3. 16. Conexiones Resistencia de Aislamiento (Gavilánez, 2009)  
Fuente. El autor

Antes de realizar las pruebas de resistencia de aislamiento es recomendable limpiar los bushings de alta y de baja con la finalidad de obtener resultados positivos.

Así mismo existen dos índices: índice de Absorción dieléctrica e índice de polarización que proporcionan datos para poder estimar la existencia de exceso de humedad en el transformador de potencia y también un avanzado envejecimiento del aceite que compromete a todo el aislamiento.

Índice de Absorción: Está determinado por el resultado de la división de las medidas de resistencia de aislamiento en Gigaohmios de 60 segundos y de 30 segundos, lo que representa el grado de absorbencia que tienen los aislamientos. Si el cálculo del índice de absorción es mayor a 1.5 significa que las condiciones de operatividad del aislamiento se encuentran en buen estado (más seco y poca contaminación), dicho esto las pruebas realizadas al transformador de poder son satisfactorias.

$$IA = \frac{R \text{ 1 min}}{R \text{ 30 seg}}$$

Índice de Polarización: Está determinado por el resultado de la división de las medidas de resistencia de aislamiento en Gigaohmios de 10 minutos y de 1 minuto. Si el cálculo del índice de polaridad es mayor a 2 significa que las condiciones de operatividad del aislamiento se encuentran en buen estado (más seco y poca contaminación). (Vélez, 2010)

$$IP = \frac{R \text{ 10 min}}{R \text{ 1 min}}$$

La Tabla 3.8 muestra una guía de evaluación del Índice de Polarización y el Índice de Absorción, donde indica la condición del aislamiento en base a los valores de los ensayos realizados.

Tabla 3. 8. Valores Recomendados del IP y el IA

| Condición del Aislamiento | Índice de Absorción Dieléctrica | Índice de Polarización |
|---------------------------|---------------------------------|------------------------|
| Peligroso                 | -----                           | < 1                    |
| Cuestionable              | > 1,0; < 1,25                   | 1,1 ; < 1,25           |
| Aceptable                 | 1,25 a 1,6                      | 1,25 a 2               |
| Excelente                 | > 1,6                           | > 2                    |

Fuente: El autor, (2021)

- **Medición de Relación de Transformación**

En los transformadores de potencia la relación de transformación (TTR), es el número de espiras del bobinado primario sobre el número de espiras del bobinado secundario. Su objetivo es determinar cortos entre espiras, deterioro en el TAP y posiciones incorrectas del mismo, además de constatar el conjunto de conexiones del transformador.

La figura 3.17 muestra el equipo de prueba para realizar los ensayos de Relación de Transformación.



Figura 3. 17.Relación de Transformación TTR

Fuente: El autor, (2021)

Los datos arrojados en la prueba se los analiza haciendo una paridad con los valores arrojados por la prueba y los valores calculados; siendo su margen de error de +/- 0.5%.

- **Ensayo de Factor de Potencia.**

El factor de Potencia permite conocer el estado funcional del aislamiento del transformador de potencia, identificando alteraciones en sus propiedades dieléctricas producidas por la humedad y suciedad en los mismos.

La figura 3.18 muestra un equipo para realizar los ensayos de Factor de Potencia marca Megger.



Figura 3. 18. Prueba de factor de potencia  
Fuente: El autor, (2021)

Los resultados arrojados por los ensayos se contrastan a una temperatura de 20°C, debido a que el FP varía dependiendo de la temperatura. En los ensayos es recomendable que el factor de potencia este con valores menores a 0.5%.

La tabla 3.9 indica el rango de tensión de prueba para realizar los ensayos de factor de potencia.

Tabla 3. 9. Rango de Tensión de Prueba

| Rango de tensión del Devanado (KV) | Tensión de Prueba (KV) |
|------------------------------------|------------------------|
| 12 o más                           | 10                     |
| 4.04 a 8.72                        | 5                      |
| 2.4 a 4.8                          | 2                      |
| Debajo de 2.4                      | 1                      |

Fuente: El autor, (2021)

### 3.7. Ensayos de Resistencia de Aislamiento

Para tener una idea de los ensayos realizados al transformador de poder de la Subestación Alborada 1, se tomó en consideración pruebas ejecutadas en años anteriores y las realizadas en el presente año con la finalidad de observar el comportamiento del sistema de aislamiento del transformador, así como también de su refrigerante.

- **Año 2014**

La Tabla 3.10 muestra los ensayos de Resistencia de aislamiento del transformador de poder de la Subestación Alborada 1, en donde se ve el aumento progresivo del aislamiento dado en gigaohms; no obstante, un buen aislamiento no significa que vaya a tener un buen índice de absorción o un buen índice de polarización

(Ver tabla 3.8), como lo indica el resultado del índice de absorción en la relación Alta – Tierra (1.03)

Tabla 3. 10. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2014

| <b>EQUIPO UTILIZADO: megger - AVO S1-5010 Diagnostic insulation tester</b> |  |                                      |   |  |           |            |
|--|--|--------------------------------------|---|--|-----------|------------|
| <b>VOLTAJE DE PRUEBA: 5000V</b>  |  |                                      |   |  |           |            |
| <b>TEMPERATURA AMBIENTE: 34°C</b>  |  |                                      |   |  |           |            |
| <b>PRUEBA</b>  |  |                                      | <b>RESISTENCIA EN GIGA-OHMS</b>                         |  |           |            |
|  |  |                                      | <b>30"</b>  | <b>60"</b>                               | <b>5'</b> | <b>10'</b> |
| <b>a 34 C°</b>   | <b>DEV. ALTA – TIERRA</b>                          |                                      | 4,40  | 4,51                                     | 5,90      | 6,27       |
|  | <b>DEV. BAJA – TIERRA</b>                          |                                      | 1,64  | 2,06                                     | 3,12      | 3,55       |
|  | <b>DEV. ALTA - DEV. BAJA</b>                       |                                      | 2,83  | 3,62                                     | 5,80      | 6,82       |
| <b>Fcorr = 2,6<br/>a 20 C°</b>   | <b>DEV. ALTA – TIERRA</b>                          |                                      | 11,44   | 11,73                                    | 15,34     | 16,30      |
|  | <b>DEV. BAJA – GROUND</b>                          |                                      | 4,26  | 5,36                                     | 8,11      | 9,23       |
|  | <b>DEV. ALTA - DEV. BAJA</b>                       |                                      | 7,36  | 9,41                                     | 15,08     | 17,73      |
| <b>INDICE DE ABSORCION DIELECTRICA E INDICE DE POLARIZACION</b>            |  |                                      |   |  |           |            |
| <b>RELACION</b>  | <b>60/30 seg ratio<br/>ABSORC.<br/>DIELECTRICA</b> | <b>CONDICION DEL<br/>AISLAMIENTO</b> | <b>10/1 minuto ratio<br/>INDICE DE<br/>POLARIZACION</b> | <b>CONDICION<br/>DEL<br/>AISLAMIENTO</b> |           |            |
| <b>DEV. ALTA -<br/>TIERRA</b>  | 1,03   | CUESTIONABLE                         | 1,39  | ACEPTABLE                                |           |            |
| <b>DEV. BAJA -<br/>GROUND</b>  | 1,26   | ACEPTABLE                            | 1,72  | ACEPTABLE                                |           |            |
| <b>DEV. ALTA -<br/>DEV. BAJA</b>   | 1,28   | ACEPTABLE                            | 1,88  | ACEPTABLE                                |           |            |

Fuente: El autor, (2021)

- **Año 2016**

La Tabla 3.11 muestra los ensayos de Resistencia de aislamiento del transformador de poder de la Subestación Alborada 1, en donde se ve el aumento progresivo del aislamiento dado en gigaohms; no obstante, un buen aislamiento no significa que vaya a tener un buen índice de absorción o un buen índice de polarización (Ver tabla 3.8), como lo indica el resultado del índice de absorción en la relación Baja – Tierra (1.20).

Tabla 3. 11. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2016

| EQUIPO UTILIZADO: megger - AVO S1-5010 Diagnostic insulation tester |   |                              |  |                              |       |
|---|---|------------------------------|--|------------------------------|-------|
| VOLTAJE DE PRUEBA: 5000V  |   |                              |  |                              |       |
| TEMPERATURA AMBIENTE: 28°C  |   |                              |  |                              |       |
| PRUEBA  |   | RESISTENCIA EN GIGA-OHMS     |  |                              |       |
|   |   | 30"                          | 60"  | 5'                           | 10'   |
| a 28 C°   | DEV. ALTA – TIERRA                        | 4,00                         | 5,00   | 7,20                         | 8,20  |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        | 2,00                         | 2,40   | 3,50                         | 4,00  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     | 5,00                         | 6,50   | 8,80                         | 9,80  |
| Fcorr = 1,7<br>a 20 C   | DEV. ALTA – TIERRA                        | 6,80                         | 8,50   | 12,24                        | 13,94 |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        | 3,40                         | 4,08   | 5,95                         | 6,80  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     | 8,50                         | 11,05  | 14,96                        | 16,66 |
| INDICE DE ABSORCION DIELECTRICA E INDICE DE POLARIZACION            |   |                              |  |                              |       |
| RELACION  | 60/30 seg ratio<br>ABSORC.<br>DIELECTRICA | CONDICION DEL<br>AISLAMIENTO | 10/1 minuto ratio<br>INDICE DE<br>POLARIZACION | CONDICION DEL<br>AISLAMIENTO |       |
| DEV. ALTA -<br>TIERRA   | 1,25                                      | ACEPTABLE                    | 1,64   | ACEPTABLE                    |       |
| DEV. BAJA -<br>GROUND   | 1,20                                      | CUESTIONABLE                 | 1,67   | ACEPTABLE                    |       |
| DEV. ALTA -<br>DEV. BAJA  | 1,30                                      | ACEPTABLE                    | 1,51   | ACEPTABLE                    |       |

Fuente: El autor, (2021)

- **Año 2018**

La Tabla 3.12 muestra los ensayos de Resistencia de aislamiento del transformador de poder de la Subestación Alborada 1, en donde se ve el aumento progresivo del aislamiento dado en gigaohms; no obstante, un buen aislamiento no significa que vaya a tener un buen índice de absorción o un buen índice de polarización (Ver tabla 3.8), como lo indica el resultado del índice de absorción en la relación Baja – Tierra (1.17).

Tabla 3. 12. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2018

| EQUIPO UTILIZADO: megger - AVO S1-5010 Diagnostic insulation tester |   |                              |  |                              |      |       |
|---|---|------------------------------|--|------------------------------|------|-------|
| VOLTAJE DE PRUEBA: 5000V  |   |                              |  |                              |      |       |
| TEMPERATURA AMBIENTE: 28°C  |   |                              |  |                              |      |       |
| PRUEBA  |   |                              | RESISTENCIA EN GIGA-OHMS                       |                              |      |       |
|   |   |                              | 30''   | 60''                         | 5'   | 10'   |
| a 28 C°   | DEV. ALTA – TIERRA                        |                              | 1,87   | 2,35                         | 3,45 | 3,97  |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        |                              | 1,18   | 1,38                         | 1,91 | 2,27  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     |                              | 3,13   | 3,85                         | 5,37 | 6,01  |
| Fcorr = 1,7<br>a 20 C   | DEV. ALTA – TIERRA                        |                              | 3,18   | 4,00                         | 5,87 | 6,75  |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        |                              | 2,01   | 2,35                         | 3,25 | 3,86  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     |                              | 5,32   | 6,55                         | 9,13 | 10,22 |
| INDICE DE ABSORCION DIELECTRICA E INDICE DE POLARIZACION            |   |                              |  |                              |      |       |
| RELACION  | 60/30 seg ratio<br>ABSORC.<br>DIELECTRICA | CONDICION DEL<br>AISLAMIENTO | 10/1 minuto ratio<br>INDICE DE<br>POLARIZACION | CONDICION DEL<br>AISLAMIENTO |      |       |
| DEV. ALTA -<br>TIERRA   | 1,26                                      | ACEPTABLE                    | 1,69   | ACEPTABLE                    |      |       |
| DEV. BAJA -<br>GROUND   | 1,17                                      | CUESTIONABLE                 | 1,64   | ACEPTABLE                    |      |       |
| DEV. ALTA -<br>DEV. BAJA  | 1,23                                      | ACEPTABLE                    | 1,56   | ACEPTABLE                    |      |       |

Fuente: El autor, (2021)

- **Año 2020**

La Tabla 3.13 muestra los ensayos de Resistencia de aislamiento del transformador de poder de la Subestación Alborada 1, en donde se ve el aumento progresivo del aislamiento dado en gigaohms; no obstante, un buen aislamiento no significa que vaya a tener un buen índice de absorción o un buen índice de polarización (Ver tabla 3.8), como lo indica el resultado del índice de absorción en la relación Baja - Tierra (1.03); Alta – Baja (1.20).



Tabla 3. 13. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2020

| EQUIPO UTILIZADO: megger - AVO S1-5010 Diagnostic insulation tester |   |                              |  |                              |       |
|---|---|------------------------------|--|------------------------------|-------|
| VOLTAJE DE PRUEBA: 5000V  |   |                              |  |                              |       |
| TEMPERATURA AMBIENTE: 28°C  |   |                              |  |                              |       |
| PRUEBA  |   | RESISTENCIA EN GIGA-OHMS     |  |                              |       |
|   |   | 30"                          | 60"  | 5'                           | 10'   |
| a 30 C°   | DEV. ALTA – TIERRA                        | 3,10                         | 3,73   | 5,40                         | 5,43  |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        | 1,20                         | 1,23   | 1,46                         | 1,57  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     | 4,49                         | 5,40   | 6,51                         | 7,03  |
| Fcorr = 1,98<br>a 20 C  | DEV. ALTA – TIERRA                        | 6,14                         | 7,39   | 10,69                        | 10,75 |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        | 2,38                         | 2,44   | 2,89                         | 3,11  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     | 8,89                         | 10,69  | 12,89                        | 13,92 |
| INDICE DE ABSORCION DIELECTRICA E INDICE DE POLARIZACION            |   |                              |  |                              |       |
| RELACION  | 60/30 seg ratio<br>ABSORC.<br>DIELECTRICA | CONDICION DEL<br>AISLAMIENTO | 10/1 minuto ratio<br>INDICE DE<br>POLARIZACION | CONDICION DEL<br>AISLAMIENTO |       |
| DEV. ALTA -<br>TIERRA   | 1,20                                      | CUESTIONABLE                 | 1,46   | ACEPTABLE                    |       |
| DEV. BAJA -<br>GROUND   | 1,03                                      | CUESTIONABLE                 | 1,28   | ACEPTABLE                    |       |
| DEV. ALTA -<br>DEV. BAJA  | 1,20                                      | CUESTIONABLE                 | 1,30   | ACEPTABLE                    |       |

Fuente: El autor, (2021)

- **Año 2021**

La Tabla 3.14 muestra los ensayos de Resistencia de aislamiento del transformador de poder de la Subestación Alborada 1, en donde se ve el aumento progresivo del aislamiento dado en gigaohms; no obstante, un buen aislamiento no significa que vaya a tener un buen índice de absorción o un buen índice de polarización (Ver tabla 3.8), como lo indica el resultado del índice de absorción en la relación Alta - Tierra (1.22).

Tabla 3. 14. Prueba de Resistencia de Aislamiento año 2021

| EQUIPO UTILIZADO: megger - AVO S1-5010 Diagnostic insulation tester |   |                                 |  |                                 |       |
|---|---|---------------------------------|--|---------------------------------|-------|
| VOLTAJE DE PRUEBA: 5000V  |   |                                 |  |                                 |       |
| TEMPERATURA AMBIENTE: 28°C  |   |                                 |  |                                 |       |
| PRUEBA  |   | RESISTENCIA EN GIGA-OHMS        |  |                                 |       |
|   |   | 30"                             | 60"  | 5'                              | 10'   |
| a 30 C°   | DEV. ALTA – TIERRA                        | 4,90                            | 6,00   | 8,60                            | 9,40  |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        | 1,90                            | 2,40   | 3,60                            | 4,20  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     | 3,20                            | 4,20   | 7,80                            | 9,20  |
| F <sub>corr</sub> = 1,98<br>a 20 C                                  | DEV. ALTA – TIERRA                        | 9,70                            | 11,88  | 17,03                           | 18,61 |
|   | DEV. BAJA – TIERRA                        | 3,76                            | 4,75   | 7,13                            | 8,32  |
|   | DEV. ALTA - DEV. BAJA                     | 6,34                            | 8,32   | 15,44                           | 18,22 |
| INDICE DE ABSORCION DIELECTRICA E INDICE DE POLARIZACION            |   |                                 |  |                                 |       |
| RELACION  | 60/30 seg ratio<br>ABSORC.<br>DIELECTRICA | CONDICION<br>DEL<br>AISLAMIENTO | 10/1 minuto ratio<br>INDICE DE<br>POLARIZACION | CONDICION<br>DEL<br>AISLAMIENTO |       |
| DEV. ALTA<br>- TIERRA   | 1,22                                      | CUESTIONABLE                    | 1,57   | ACEPTABLE                       |       |
| DEV. BAJA<br>- GROUND   | 1,26                                      | ACEPTABLE                       | 1,75   | ACEPTABLE                       |       |
| DEV. ALTA<br>- DEV.<br>BAJA   | 1,31                                      | ACEPTABLE                       | 2,19   | EXCELENTE                       |       |

Fuente: El autor, (2021)

### 3.8. Ensayos de Factor de Potencia

El objetivo de realizar los ensayos de Factor de Potencia es saber la condición operacional del sistema de aislamiento del transformador de poder, además de identificar las alteraciones en sus características dieléctricas producidas por el deterioro o agentes contaminantes, para ello se recabó información importante de pruebas realizadas en años anteriores y las ejecutadas en el presente año, con la finalidad de ver el estado operacional del aislamiento del transformador de poder. Para que una prueba de como satisfactoria, los resultados no deben ser mayores a 0.5%

- **Año 2014**

La tabla 3.15 muestra los ensayos de factor de potencia de aislamiento al transformador de poder de la subestación en estudio a una temperatura ambiente de 31°C, inducido a un voltaje de 10Kv en cada una de sus tres pruebas (UST; GST – GROUND; GST – GUARD). Los resultados de las pruebas no sobrepasan al valor máximo recomendado ( $\leq 0.5\%$ ), por lo tanto, el resultado es satisfactorio.

Tabla 3. 15. Prueba de Factor de Potencia año 2014

| EQUIPO UTILIZADO: AVO DELTA - 2000 10-KV Automated Insulation Test Set<br>TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C |               |               |                |                    |                    |                    |
|---|---------------|---------------|----------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>  | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P MED. %</b>  | <b>F.P 20 C %</b>  | <b>CAPACIT. Pf</b> |
| UST   | <b>HV</b>     | LV            | 10,04          | 0,36               | 0,29               | 6864,3             |
| GST-GROUND  | <b>HV</b>     | LV            | 10,05          | 0,37               | 0,30               | 10285,0            |
| GST-GUARD   | <b>HV</b>     | LV            | 10,04          | 0,38               | 0,30               | 3419,8             |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>  | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P. MED. %</b> | <b>F.P. 20 C %</b> | <b>CAPACIT. Pf</b> |
| UST   | <b>LV</b>     | HV            | 10,01          | 0,36               | 0,29               | 6864,8             |
| GST-GROUND  | <b>LV</b>     | HV            | 9,99           | 0,75               | 0,60               | 20195,0            |
| GST-GUARD   | <b>LV</b>     | HV            | 10,04          | 0,96               | 0,77               | 13328,0            |

Fuente: El autor, (2021)

- **Año 2016**

La tabla 3.16 muestra los ensayos de factor de potencia de aislamiento al transformador de poder de la subestación en estudio a una temperatura ambiente de 31°C, inducido a un voltaje de 10Kv en cada una de sus tres pruebas (UST; GST – GROUND; GST – GUARD).

Tabla 3. 16. Prueba de Factor de Potencia año 2016

| EQUIPO UTILIZADO: AVO DELTA - 2000 10-KV Automated Insulation Test Set |               |               |                |                            |                            |                        |
|--|---------------|---------------|----------------|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C  |               |               |                |                            |                            |                        |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>   | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P<br/>MED.<br/>%</b>  | <b>F.P<br/>20 C<br/>%</b>  | <b>CAPACIT.<br/>Pf</b> |
| UST  | <b>HV</b>     | LV            | 10,06          | 0,30                       | 0,21                       | 6872,5                 |
| GST-GROUND   | <b>HV</b>     | LV            | 10,02          | 0,31                       | 0,22                       | 10293,0                |
| GST-GUARD  | <b>HV</b>     | LV            | 10,00          | 0,33                       | 0,23                       | 3420,1                 |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>   | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P.<br/>MED.<br/>%</b> | <b>F.P.<br/>20 C<br/>%</b> | <b>CAPACIT.<br/>Pf</b> |
| UST  | <b>LV</b>     | HV            | 10,05          | 0,31                       | 0,22                       | 6872,4                 |
| GST-GROUND   | <b>LV</b>     | HV            | 10,03          | 0,67                       | 0,47                       | 20194,0                |
| GST-GUARD  | <b>LV</b>     | HV            | 10,02          | 0,87                       | 0,61                       | 13322,0                |

Fuente: El autor, (2021)

Los resultados de las pruebas no sobrepasan al valor máximo recomendado ( $\leq 0.5\%$ ), por lo tanto, el resultado es satisfactorio.

- **Año 2018**

La tabla 3.17 muestra los ensayos de factor de potencia de aislamiento al transformador de poder de la subestación en estudio a una temperatura ambiente de 31°C, inducido a un voltaje de 10Kv en cada una de sus tres pruebas (UST; GST – GROUND; GST – GUARD).

Tabla 3. 17. Prueba de Factor de Potencia año 2018

| EQUIPO UTILIZADO: AVO DELTA - 2000 10-KV Automated Insulation Test Set |               |               |                |                    |                    |                    |
|--|---------------|---------------|----------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C  |               |               |                |                    |                    |                    |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>   | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P. MED. %</b> | <b>F.P. 20 C %</b> | <b>CAPACIT. Pf</b> |
| UST  | <b>HV</b>     | LV            | 10,06          | 0,31               | 0,22               | 6847,1             |
| GST-GROUND   | <b>HV</b>     | LV            | 10,00          | 0,34               | 0,24               | 10270,0            |
| GST-GUARD  | <b>HV</b>     | LV            | 10,00          | 0,40               | 0,28               | 3422,5             |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>   | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P. MED. %</b> | <b>F.P. 20 C %</b> | <b>CAPACIT. Pf</b> |
| UST  | <b>LV</b>     | HV            | 5,03           | 0,30               | 0,21               | 6846,8             |
| GST-GROUND   | <b>LV</b>     | HV            | 5,02           | 0,67               | 0,47               | 20192,0            |
| GST-GUARD  | <b>LV</b>     | HV            | 5,04           | 0,87               | 0,86               | 13345,0            |

Fuente: El autor, (2021)

Los resultados de las pruebas no sobrepasan al valor máximo recomendado ( $\leq 0.5\%$ ), por lo tanto, el resultado es satisfactorio.

- **Año 2020**

La tabla 3.18 muestra los ensayos de factor de potencia de aislamiento al transformador de poder de la subestación en estudio a una temperatura ambiente de 31°C, inducido a un voltaje de 10Kv en cada una de sus tres pruebas (UST; GST – GROUND; GST – GUARD).

Tabla 3. 18. Prueba de Factor de Potencia año 2020

| EQUIPO UTILIZADO: AVO DELTA - 2000 10-KV Automated Insulation Test Set |               |               |                |                    |                    |                    |
|--|---------------|---------------|----------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C  |               |               |                |                    |                    |                    |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>   | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P MED. %</b>  | <b>F.P 20 C %</b>  | <b>CAPACIT. Pf</b> |
| UST  | <b>HV</b>     | LV            | 10,19          | 0,28               | 0,24               | 6852,0             |
| GST-GROUND   | <b>HV</b>     | LV            | 10,02          | 0,34               | 0,29               | 10290,0            |
| GST-GUARD  | <b>HV</b>     | LV            | 10,06          | 0,44               | 0,37               | 3439,9             |
| <b>SELECCIÓN A 10 KV</b>   | <b>ENERG.</b> | <b>GROUND</b> | <b>VOLTAJE</b> | <b>F.P. MED. %</b> | <b>F.P. 20 C %</b> | <b>CAPACIT. Pf</b> |
| UST  | <b>LV</b>     | HV            | 9,99           | 0,29               | 0,24               | 6851,6             |
| GST-GROUND   | <b>LV</b>     | HV            | 10,08          | 1,06               | 0,89               | 20475,0            |
| GST-GUARD  | <b>LV</b>     | HV            | 10,04          | 1,44               | 1,21               | 13630,0            |

Fuente: El autor, (2021)

Los resultados de las pruebas no sobrepasan al valor máximo recomendado ( $\leq 0.5\%$ ), por lo tanto, el resultado es satisfactorio.

- **Año 2021**

La tabla 3.19 muestra los ensayos de factor de potencia de aislamiento al transformador de poder de la subestación en estudio a una temperatura ambiente de 31°C, inducido a un voltaje de 10Kv en cada una de sus tres pruebas (UST; GST – GROUND; GST – GUARD). Los resultados de las pruebas no sobrepasan al valor máximo recomendado ( $\leq 0.5\%$ ), por lo tanto, el resultado es satisfactorio.

Tabla 3. 19. Prueba de Factor de Potencia año 2020

| EQUIPO UTILIZADO: AVO DELTA - 2000 10-KV Automated Insulation Test Set<br>TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C |        |        |         |             |             |             |
|---|--------|--------|---------|-------------|-------------|-------------|
| SELECCIÓN A 10 KV   | ENERG. | GROUND | VOLTAJE | F.P. MED. % | F.P. 20 C % | CAPACIT. Pf |
| UST   | HV     | LV     | 10,00   | 0,29        | 0,25        | 6861,0      |
| GST-GROUND  | HV     | LV     | 10,00   | 0,31        | 0,26        | 10275,9     |
| GST-GUARD   | HV     | LV     | 10,00   | 0,34        | 0,29        | 3424,5      |
| SELECCIÓN A 10 KV   | ENERG. | GROUND | VOLTAJE | F.P. MED. % | F.P. 20 C % | CAPACIT. Pf |
| UST   | LV     | HV     | 7,00    | 0,29        | 0,25        | 6856,7      |
| GST-GROUND  | LV     | HV     | 7,00    | 0,67        | 0,57        | 20214,6     |
| GST-GUARD   | LV     | HV     | 7,00    | 0,86        | 0,73        | 13363,9     |

Fuente: El autor, (2021)

### 3.9. Ensayos de Relación de Transformación

El ensayo de Relación de Transformación tiene como objetivo comprobar la polaridad del transformador de poder a fin de garantizar que las conexiones en los pasa tapas y derivaciones estén correctas; así mismo de que no haya cortos entre sus espiras. En las siguientes tablas se analizará los ensayos de relación de transformación de algunos años atrás, incluido los realizados en este año.

- **Año 2014**

La tabla 3.20 muestra los resultados de la prueba realizada con la fórmula y los resultados arrojados por el equipo de prueba.

Tabla 3. 20. Prueba de Relación de Transformación año 2014

| EQUIPO UTILIZADO: BIDDLE INSTRUMENTS THREE PHASE TTR<br>TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C |                      |                      |                     |                  |        |        |         |
|---|----------------------|----------------------|---------------------|------------------|--------|--------|---------|
| POS   | VOLTAGE A.T. NOMINAL | VOLTAGE B.T. NOMINAL | RELACION DE VUELTAS | MEDICION CON TTR |        |        | % ERROR |
|   |                      |                      |                     | FASE A           | FASE B | FASE C |         |
| 3   | 67000                | 13800                | 8,4090              | 8,4145           | 8,4145 | 8,4145 | -0,0656 |

Fuente: El autor, (2021)

Lo recomendable es que los resultados sean menores a 0.5%, por tal motivo el resultado es satisfactorio.

$$TTR = \frac{67000}{13800 * \sqrt{3}} = 8,4090$$

### Año 2016

La tabla 3.21 muestra los resultados de la prueba realizada con la fórmula y los resultados arrojados por el equipo de prueba.

Tabla 3. 21. Prueba de Relación de Transformación año 2016

| EQUIPO UTILIZADO: BIDDLE INSTRUMENTS THREE PHASE TTR |                            |                            |                           |                  |        |        |            |
|--|----------------------------|----------------------------|---------------------------|------------------|--------|--------|------------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 31 °C                          |                            |                            |                           |                  |        |        |            |
| POS.   | VOLTAGE<br>A.T.<br>NOMINAL | VOLTAGE<br>B.T.<br>NOMINAL | RELACION<br>DE<br>VUELTAS | MEDICION CON TTR |        |        | %<br>ERROR |
|  |                            |                            |                           | FASE A           | FASE B | FASE C |            |
| 3  | 67000                      | 13800                      | 8,4090                    | 8,4100           | 8,4120 | 8,4130 | -0,0319    |

Fuente: El autor, (2021)

Lo recomendable es que los resultados sean menores a 0.5%, por tal motivo el resultado es satisfactorio.

$$TTR = \frac{67000}{13800 * \sqrt{3}} = 8,4090$$

### Año 2018

La tabla 3.22 muestra los resultados de la prueba realizada con la fórmula y los resultados arrojados por el equipo de prueba, tanto en TAP 2 como en TAP 3.

Tabla 3. 22. Prueba de Relación de Transformación año 2018

| EQUIPO UTILIZADO: BIDDLE INSTRUMENTS THREE PHASE TTR |                            |                            |                           |                  |        |        |            |
|--|----------------------------|----------------------------|---------------------------|------------------|--------|--------|------------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 28 °C                          |                            |                            |                           |                  |        |        |            |
| POS.   | VOLTAGE<br>A.T.<br>NOMINAL | VOLTAGE<br>B.T.<br>NOMINAL | RELACION<br>DE<br>VUELTAS | MEDICION CON TTR |        |        | %<br>ERROR |
|  |                            |                            |                           | FASE A           | FASE B | FASE C |            |
| 2  | 68680                      | 13800                      | 8,6200                    | 8,6230           | 8,6230 | 8,6230 | -0,0348    |
| 3  | 67000                      | 13800                      | 8,4090                    | 8,4100           | 8,4120 | 8,4120 | -0,0277    |

Fuente: El autor, (2021)

Lo recomendable es que los resultados sean menores a 0.5%, por tal motivo el resultado es satisfactorio.

$$TTR = \frac{68680}{13800 * \sqrt{3}} = 8,6200$$

$$TTR = \frac{67000}{13800 * \sqrt{3}} = 8,4090$$

### Año 2020

La tabla 3.23 muestra los resultados de la prueba realizada con la fórmula y los resultados arrojados por el equipo de prueba en todas sus derivaciones (1-2-3-4-5). Lo recomendable es que los resultados sean menores a 0.5%, por tal motivo los resultados son satisfactorios.



Tabla 3. 23. Prueba de Relación de Transformación año 2020

| EQUIPO UTILIZADO: BIDDLE INSTRUMENTS THREE PHASE TTR |                      |                      |                     |                  |        |        |         |
|--|----------------------|----------------------|---------------------|------------------|--------|--------|---------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 32 °C                          |                      |                      |                     |                  |        |        |         |
| POS.   | VOLTAGE A.T. NOMINAL | VOLTAGE B.T. NOMINAL | RELACION DE VUELTAS | MEDICION CON TTR |        |        | % ERROR |
|  |                      |                      |                     | FASE A           | FASE B | FASE C |         |
| 1  | 70600                | 13800                | 8,861               | 8,6230           | 8,6230 | 8,6230 | -0,0348 |
| 2  | 68800                | 13800                | 8,635               | 8,4100           | 8,4120 | 8,4120 | -0,0277 |
| 3  | 67000                | 13800                | 8,409               | 8,4100           | 8,4120 | 8,4120 | -0,0277 |
| 4  | 65200                | 13800                | 8,183               | 8,4100           | 8,4120 | 8,4120 | -0,0277 |
| 5  | 63400                | 13800                | 7,957               | 8,4100           | 8,4120 | 8,4120 | -0,0277 |

Fuente: El autor, (2021)

$$TTR = \frac{70600}{13800 * \sqrt{3}} = 8,861$$

$$TTR = \frac{68800}{13800 * \sqrt{3}} = 8,635$$

$$TTR = \frac{67000}{13800 * \sqrt{3}} = 8,409$$

$$TTR = \frac{65200}{13800 * \sqrt{3}} = 8,183$$

$$TTR = \frac{63400}{13800 * \sqrt{3}} = 7,957$$

### Año 2021

La tabla 3.24 muestra los resultados de la prueba realizada con la fórmula y los resultados arrojados por el equipo de prueba.

Tabla 3. 24. Prueba de Relación de Transformación año 2021

| EQUIPO UTILIZADO: BIDDLE INSTRUMENTS THREE PHASE TTR |                      |                      |                     |                  |        |        |         |
|--|----------------------|----------------------|---------------------|------------------|--------|--------|---------|
| TEMPERATURA AMBIENTE: 32 °C                          |                      |                      |                     |                  |        |        |         |
| POS.   | VOLTAGE A.T. NOMINAL | VOLTAGE B.T. NOMINAL | RELACION DE VUELTAS | MEDICION CON TTR |        |        | % ERROR |
|  |                      |                      |                     | FASE A           | FASE B | FASE C |         |
| 2  | 68800                | 13800                | 8,635               | 8,623            | 8,626  | 8,627  | 0,11    |

Fuente: El autor, (2021)

Lo recomendable es que los resultados sean menores a 0.5%, por tal motivo el resultado es satisfactorio.

$$TTR = \frac{68800}{13800 * \sqrt{3}} = 8,635$$

## CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

### 4.1. Análisis Estudio Termográfico

El capítulo III, se establecieron los resultados basados en los diferentes criterios que están entorno a la medición de la termografía. En el siguiente capítulo se realizará un breve estudio de los datos encontrados para establecer un patrón de comportamiento y mediante un modelo de predicción ajustado a los datos, se encontrarán los valores proyectados en caso de que no se realizarían futuros mantenimientos preventivos ni correctivos.

Como la mayoría de casos según la tabla de termografías establecidas en el capítulo anterior varían su delta, ya que pueden como no pueden aparecer puntos calientes.

La tabla 4.1 muestra el resumen de variación de temperatura (DELTAS) con lo que se realizará una modelo de proyección para los siguientes cinco (5) años.

Tabla 4. 1. Resumen de variación de temperatura en equipos de subestaciones

| Equipos de la Subestación         | 2018  | 2019  | 2020    | 2021 |
|-----------------------------------|-------|-------|---------|------|
| Seccionador de 69 Kv              | 0,55  | 0,844 | 6,35372 | 0,1  |
| Pararrayos de 69 Kv               | 0,954 | 0,844 | 6,05372 | 0,1  |
| Fusibles de 69 Kv                 | 0,25  | 4,8   | 2,45    | 1,6  |
| GCB                               | 5,3   | 2     | 2,3     | 5,6  |
| Transformador de Poder            | 6,9   | 19,7  | 5,52628 | 10,1 |
| Seccionador de 15 Kv              | 1,2   | 0,9   | 4,3     | 3,1  |
| Cuchillas de Entrada Reconector 1 | 7,55  | 13,6  | 1,7     | 1,5  |
| Cuchillas de Salida Reconector 1  | 3,65  | 4,3   | 5,4     | 9,5  |
| Cuchillas de Entrada Reconector 2 | 2,35  | 3,6   | 0,7     | 1,5  |
| Cuchillas de Salida Reconector 2  | 3,05  | 2,1   | 3,1     | 4,7  |
| Cuchillas de Entrada Reconector 3 | 4,9   | 3,8   | 3,9     | 8,8  |
| Cuchillas de Salida Reconector 3  | 4,65  | 3,9   | 8,7     | 10,4 |
| Cuchillas de Entrada Reconector 4 | 1,08  | 1,06  | 1,3     | 2,7  |
| Cuchillas de Salida Reconector 4  | 2,25  | 2,6   | 2,4     | 3,6  |

Fuente: El autor, (2021)

El modelo de proyección se lo ejecutará mediante software llamado DTSuite8-cust-Setup de Paladise, se procederá a escoger mediante los datos obtenidos el modelo óptimo al ajuste de cada uno de los datos con el menor error.

El primer paso requiere estimar el mejor modelo a través del botón “**Ajustar**”

Después del primer paso mostrado en la Figura 4.1, los modelos de proyección más destacados para cada uno de los equipos de la subestación se reflejan a través de las siguientes gráficas:

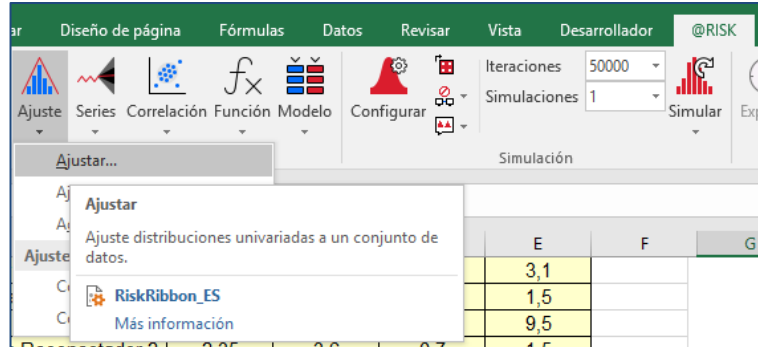


Figura 4. 1. Paso 1 de simulación de Proyección  
Fuente: El autor, (2021)

La figura 4.2 muestra un modelo de proyección estadístico Uniform para comparación de ajustes de determinado conjunto de datos.

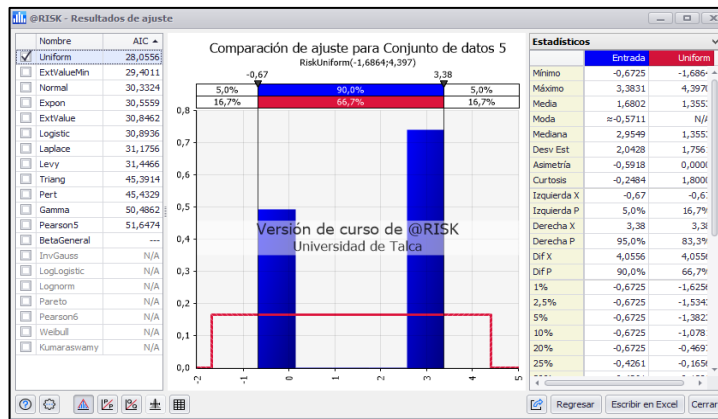


Figura 4. 2. Modelo de proyección estadístico Uniform  
Fuente: El autor, (2021)

La figura 4.3 muestra un Modelo de proyección estadístico llamado ExtValueMin que indica al igual que el modelo anterior numerosos resultados posibles.

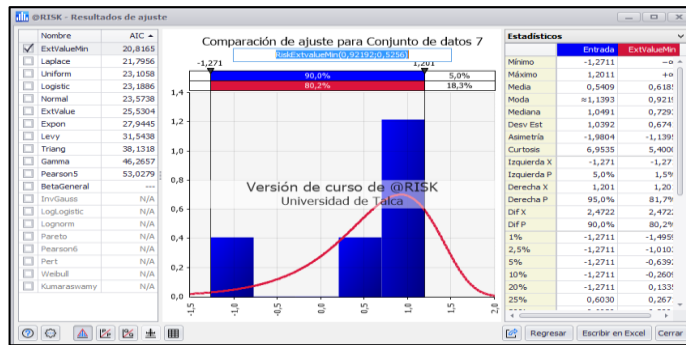


Figura 4. 3. Modelo de proyección estadístico ExtValueMin  
Fuente: El autor, (2021)

La figura 4.4 muestra un Modelo de proyección estadístico llamado Levy que indica al igual que el modelo anterior numerosos resultados posibles y en base a estos resultados puede denotar la probabilidad con que puedan ocurrir.

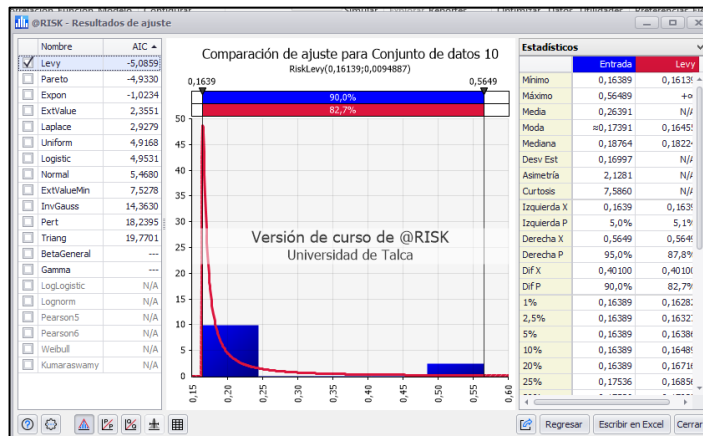


Figura 4. 4. Modelo de proyección estadístico Levy  
Fuente: El autor, (2021)

La figura 4.5 muestra un Modelo de proyección estadístico llamado Laplace, que al igual de los anteriores nos denota en base a los resultados las posibles fallas a futuro en los diferentes equipos de subestaciones, basándose en los promedios DELTA de temperatura.

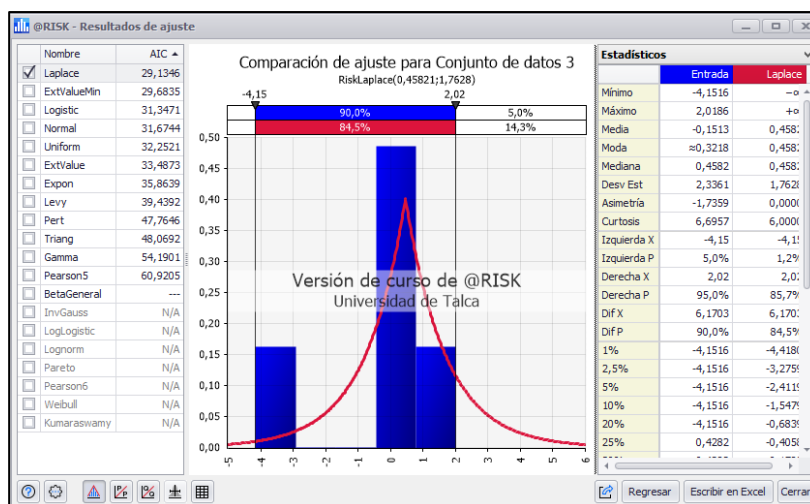


Figura 4. 5. Modelo de proyección estadístico Laplace  
Fuente: El autor, (2021)

Como resultante de los modelos aplicados a los datos se muestra la siguiente tabla donde se han proyectado los deltas de temperatura de cada equipo de la subestación en el periodo 2022-2026.

Tabla 4. 2. Datos Proyectados periodo 2020 - 2026

| Equipos de la Subestación         | 2018  | 2019  | 2020    | 2021 | 2022  | 2023  | 2024  | 2025   | 2026    |
|-----------------------------------|-------|-------|---------|------|-------|-------|-------|--------|---------|
| Seccionador de 69 kV              | 0,55  | 0,844 | 6,35372 | 0,1  | 0,16  | 0,25  | 0,40  | 0,63   | 0,99    |
| Pararrayos de 69 kV               | 0,954 | 0,844 | 6,05372 | 0,1  | 0,09  | 0,08  | 0,07  | 0,06   | 0,05    |
| Fusibles de 69 kV                 | 0,25  | 4,8   | 2,45    | 1,6  | 6,20  | 24,06 | 93,31 | 361,84 | 1403,19 |
| GCB                               | 5,3   | 2     | 2,3     | 5,6  | 3,20  | 1,83  | 1,04  | 0,60   | 0,34    |
| Transformador de Poder            | 6,9   | 19,7  | 5,52628 | 10,1 | 18,75 | 34,80 | 64,60 | 119,90 | 222,56  |
| Seccionador de 15 kV              | 1,2   | 0,9   | 4,3     | 3,1  | 3,05  | 3,00  | 2,95  | 2,91   | 2,86    |
| Cuchillas de Entrada Reconector 1 | 7,55  | 13,6  | 1,7     | 1,5  | 1,53  | 1,56  | 1,59  | 1,62   | 1,65    |
| Cuchillas de Salida Reconector 1  | 3,65  | 4,3   | 5,4     | 9,5  | 11,40 | 13,68 | 16,41 | 19,69  | 23,63   |
| Cuchillas de Entrada Reconector 2 | 2,35  | 3,6   | 0,7     | 1,5  | 2,37  | 3,74  | 5,90  | 9,31   | 14,69   |
| Cuchillas de Salida Reconector 2  | 3,05  | 2,1   | 3,1     | 4,7  | 4,05  | 3,49  | 3,01  | 2,59   | 2,24    |
| Cuchillas de Entrada Reconector 3 | 4,9   | 3,8   | 3,9     | 8,8  | 8,33  | 7,89  | 7,47  | 7,07   | 6,70    |
| Cuchillas de Salida Reconector 3  | 4,65  | 3,9   | 8,7     | 10,4 | 10,68 | 10,96 | 11,25 | 11,55  | 11,85   |
| Cuchillas de Entrada Reconector 4 | 1,08  | 1,06  | 1,3     | 2,7  | 3,09  | 3,54  | 4,06  | 4,65   | 5,32    |
| Cuchillas de Salida Reconector 4  | 2,25  | 2,6   | 2,4     | 3,6  | 4,20  | 4,91  | 5,73  | 6,68   | 7,80    |

Fuente: El autor, (2021)

La tabla 4.2 muestra los datos proyectados comprendido en el periodo 2020 – 2026. Como resultado de la proyección se establece que los -5- equipos a ser considerados para futuros mantenimientos preventivos serían los siguientes, debido a

que presentan los mayores deltas tendenciales con los diferentes modelos de proyección.

Tabla 4. 3. Prioridad de Equipos según Proyección

| Orden de Prioridad | Equipos de la Subestación           |
|--------------------|-------------------------------------|
| 1                  | Fusibles de 69 Kv                   |
| 2                  | Transformador de Poder              |
| 3                  | Cuchillas de Salida Reconectador 1  |
| 4                  | Cuchillas de Entrada Reconectador 2 |
| 5                  | Cuchillas de Salida Reconectador 3  |

Fuente: El autor, (2021)

La tabla 4.3 indica claramente en orden prioritario de los futuros mantenimientos según las proyecciones dadas con antelación.

#### 4.2. Análisis de pruebas realizadas con otras técnicas de Mantenimiento

##### Predictivo.

Las siguientes tablas mostraran el análisis de resultados de otras técnicas de mantenimiento predictivo realizadas al Transformador de poder de la Subestación Alborada 1.

##### Análisis de Ensayo de Resistencia de Aislamiento

Tabla 4. 4. Análisis de Ensayos de Aislamiento año 2021

|                          |  |                      |                    |
|--------------------------|--|----------------------|--------------------|
| Equipo de Prueba         | AVO S1 5010 Diagnostic Insulation Tester |                      | Marca:<br>MEGGER   |
| Temp. Devan/Aceite       | 34°C                                     | Fecha: 17-Enero-2021 |                    |
| Temp. Ambiente           | 34°C                                     |                      |                    |
| F corrección             | 20°C – 1,98                              |                      |                    |
| <b>Conexión</b>          | <b>Alta - Tierra</b>                     | <b>Baja – Tierra</b> | <b>Alta - Baja</b> |
| <b>Voltaje de Prueba</b> | <b>5 Kv</b>                              | <b>5 Kv</b>          | <b>5 Kv</b>        |
| <b>Tiempo</b>            | <b>(GΩ)</b>                              | <b>(GΩ)</b>          | <b>(GΩ)</b>        |
| 30"                      | 9,7                                      | 3,76                 | 6,34               |
| 1"                       | 11,88                                    | 4,75                 | 8,32               |
| 5"                       | 17,03                                    | 7,13                 | 15,44              |
| 10"                      | 18,61                                    | 8,32                 | 18,22              |
| Índice de Polarización   | 1,57                                     | 1,75                 | 2,19               |
| Índice de Absorción      | 1,22                                     | 1,26                 | 1,31               |

Fuente: El autor, (2021)

La tabla 4.4 muestra los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento realizadas al transformador de poder en estudio indicando los valores del índice de polaridad e índice de absorción dieléctrica.

La Figura 4.6 muestra una curva en subida, con mediciones dadas en GΩ, dicho esto el aislamiento del transformador de poder se encuentra en buen estado.

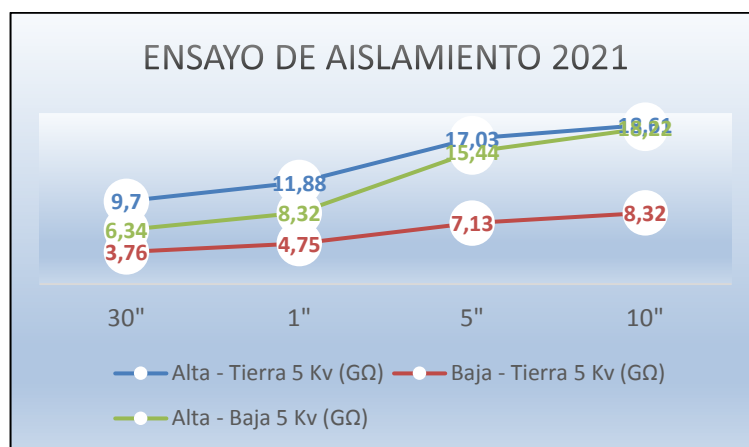


Figura 4. 6. Curvas de Ensayos de Aislamiento año 2020  
Fuente: El autor, (2021)

### Análisis de Pruebas (Índice de Polarización).

La tabla 4.5 muestra los resultados del Índice de Polarización de 5 años.

Tabla 4. 5. Resultados de Ensayos Índice de Polarización

| ÍNDICE DE POLARIZACIÓN |              | Relación      |               |             |
|------------------------|--------------|---------------|---------------|-------------|
| Año                    | Rango Mínimo | ALTA - TIERRA | BAJA - TIERRA | ALTA - BAJA |
| 2014                   | 1            | 1,39          | 1,72          | 1,88        |
| 2016                   | 1            | 1,64          | 1,67          | 1,51        |
| 2018                   | 1            | 1,69          | 1,64          | 1,56        |
| 2020                   | 1            | 1,45          | 1,27          | 1,3         |
| 2021                   | 1            | 1,57          | 1,75          | 2,19        |

Fuente: El autor, (2021)

El gráfico 4.7 muestra la trayectoria de la curva en alza hasta el año 2018, teniendo una ligera baja en el año 2020 y recuperándose en alza en el año 2021.

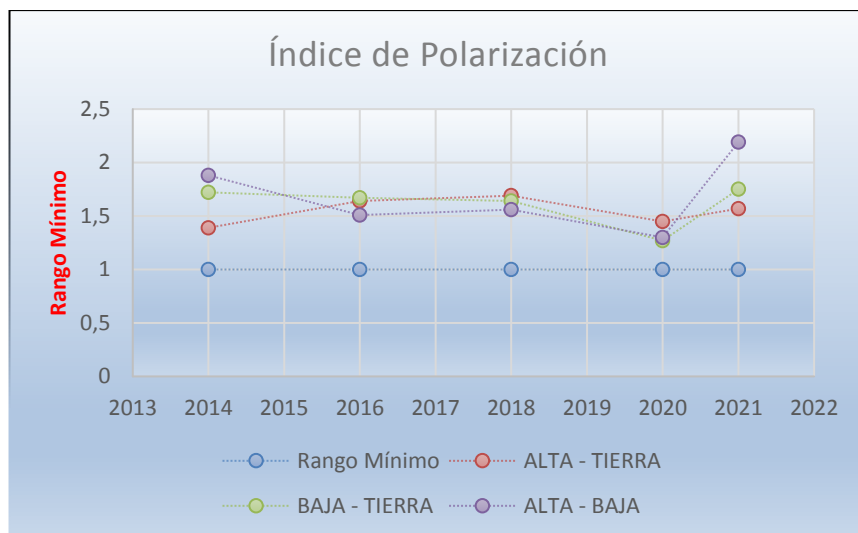


Figura 4. 7. Análisis de Curvas IP

Fuente: El autor, (2021)

Cabe recalcar que el rango mínimo es del IP es 1 y para el año 2021 el rango mínimo fue de 1.57 y el máximo de 2.19. Dicho esto, el estado del aislamiento está aceptable.

#### Análisis de Pruebas (Índice de Absorción).

La tabla 4.6 muestra los resultados del Índice de Absorción de 5 años.

Tabla 4. 6. Resultados de Ensayos Índice de Absorción

| ÍNDICE DE ABSORCIÓN |              | Relación      |               |             |
|---------------------|--------------|---------------|---------------|-------------|
| Año                 | Rango Mínimo | ALTA - TIERRA | BAJA - TIERRA | ALTA - BAJA |
| 2014                | 1            | 1,03          | 1,26          | 1,28        |
| 2016                | 1            | 1,25          | 1,2           | 1,3         |
| 2018                | 1            | 1,26          | 1,17          | 1,23        |
| 2020                | 1            | 1,2           | 1,03          | 1,2         |
| 2021                | 1            | 1,22          | 1,26          | 1,31        |

Fuente: El autor, (2021)

La figura 4.8 muestra la trayectoria de las curvas que sobrepasan el rango mínimo (1), indicándonos una condición de aislamiento aceptable.



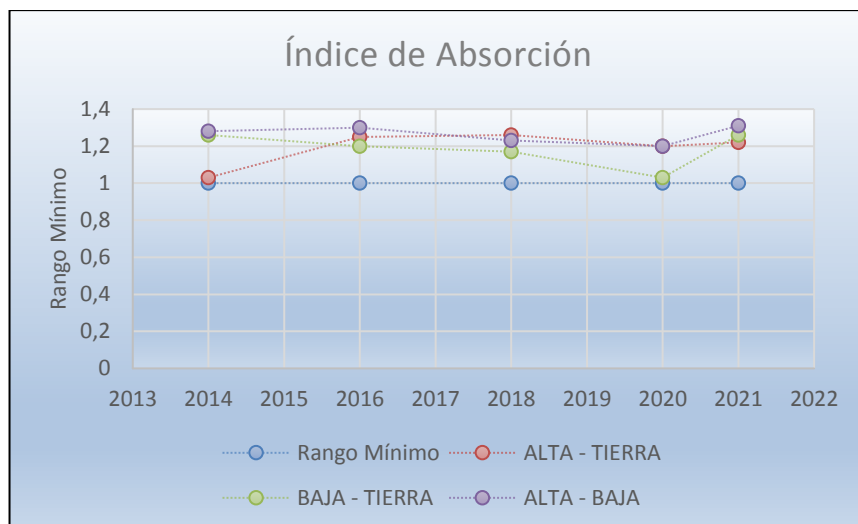


Figura 4. 8. Análisis de Curvas IA  
Fuente: El autor, (2021)

### Análisis de Pruebas Relación de Transformación

La tabla 4.7 muestra los resultados de las mediciones de Relación de Transformación en el transcurso de 5 años, tanto el resultado por medio de fórmula como la que arroja el equipo de medición en cada una de sus fases.

Tabla 4. 7. Resultados de Ensayos Relación de Transformación

| Ensayo TTR |                                     |        |        |        |         |
|------------|-------------------------------------|--------|--------|--------|---------|
| Año        | Relación de Vueltas (TTR) a = N1/N2 | Fase A | Fase B | Fase C | % Error |
| 2014       | 8,4090                              | 8,4145 | 8,4145 | 8,4145 | -0,0654 |
| 2016       | 8,4090                              | 8,4100 | 8,4120 | 8,4130 | -0,0317 |
| 2018       | 8,6200                              | 8,6230 | 8,6230 | 8,6230 | -0,0348 |
| 2020       | 8,6350                              | 8,6230 | 8,6260 | 8,6270 | 0,1119  |
| 2021       | 8,6200                              | 8,6356 | 8,6297 | 8,6350 | -0,1558 |

Fuente: El autor, (2021)

La Figura 4.9, muestra la barra de Relación de Transformación (cálculo teórico) en comparación con cada una de las fases (A – B – C) está precisa, teniendo en cuenta que el margen de error permitido en los Ensayos TTR es del  $\pm 0.5\%$ .

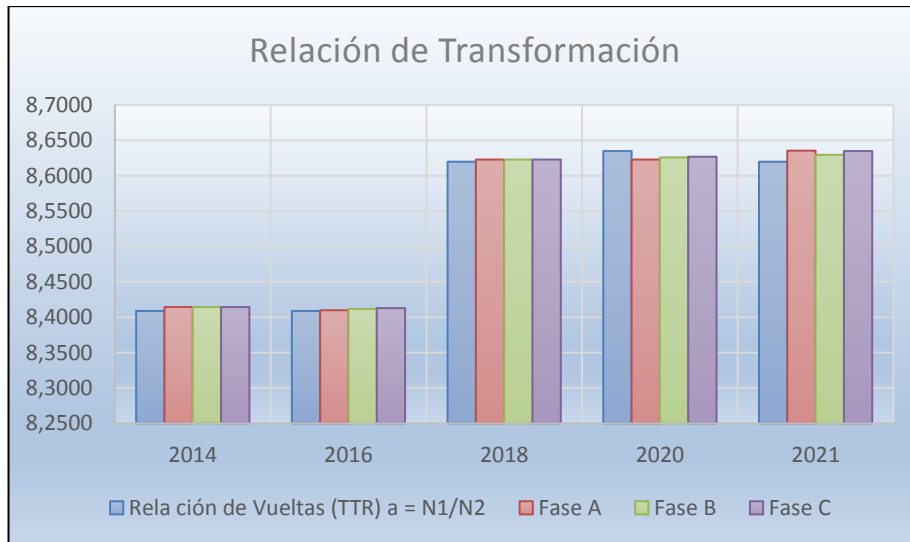


Figura 4. 9. Análisis de ensayo Relación de Transformación  
Fuente: El autor, (2021)

## CONCLUSIONES

En términos generales, la infraestructura de la subestación en estudio, está comprendida por: seccionadores de 69 Kv, pararrayos de 69 Kv, fusibles de 69 Kv, disyuntores de potencia, transformador de poder, seccionador principal de 13.8 Kv, seccionadores de entrada y salida de alimentadoras y reconectores.

Los elementos más relevantes en un plan de mantenimiento de subestaciones son: seccionadores e interruptores de 69 Kv y el transformador de poder, por tener mayores voltajes nominales de operación y un alto costo en relación al resto de equipos instalados en la subestación. Por otro lado, de los resultados obtenidos se pueden apreciar que los desgastes en estos elementos son mayores a los de voltaje nominal de 13.8 Kv.

Dentro del diseño de procedimientos para la inspección termográfica en subestaciones se encuentran en realizar al sitio de trabajo las inspecciones de acuerdo al día y hora de mayor cargabilidad en la subestación, para poder identificar la mejor concentración de calórica en los diferentes elementos del sitio. Además, de llevar el registro estadístico de los elementos de mayor sensibilidad o última novedad termográfica en cada elemento a realizar el estudio de termografía. Por otro lado, en la metodología de identificación de valores termográficos en los diferentes elementos en la subestación, se evidenció que para cada una de las fases se establecen los diferenciales de temperatura ( $\Delta$ ) lo que ayudará en el análisis de variantes en el histórico de dicho elemento.

En el presente trabajo se destacó que los rangos aceptables de temperatura por elemento o equipo de la subestación durante un periodo de 5 años son los siguientes:

Los pararrayos de 69 Kv, Fusibles de 69 Kv están en un rango de temperatura de 33°C. Seccionadores de 69 Kv con un rango de temperatura de 34°C. El interruptor de potencia, seccionadores de entrada y salida de alimentadores y sus reconectores están en un rango de temperatura de 36°C

Los valores de temperatura indicados en párrafos anteriores, podrían ser utilizados en algunos softwares de simulación de potencia, para simular flujos de potencia a nivel de red de distribución.

Los principales elementos de mayor afectación en cuanto a la sensibilidad de temperatura en los equipos de la subestación fueron el transformador de poder, seccionadores de entrada y salida de reconectores y seccionadores de 69 Kv. El

seccionador de principal de 13.8Kv está en un rango de temperatura de 42°C y por último está el transformador de poder que está en un rango de temperatura de 47°C

De acuerdo al método de proyección empleado en los elementos como fusibles de 69 KV, transformador de poder y seccionadores de entrada y salida cuya estadística obtuvieron mayor afectación en temperatura según estudios termográficos, se pudo observar que en 5 años horizonte tienen una mayor tendencia a daños por sobrecalentamiento.

## RECOMENDACIONES

Ejecutar y coordinar planes de acción en los elementos cuya proyección de temperatura se ha determinado una mayor tendencia a sobrecalentamiento.

Realizar otros tipos de técnicas de mantenimiento predictivos tales como: Factor de Potencia de Aislamiento y Factor de Potencia del Aceite, Relación de Transformación (TTR), Resistencia de Aislamiento, Resistencia de Devanados, entre otras; que permitan corroborar la existencia de novedades obtenidas en las estadísticas de los informes termográficos.

Realizar estudios termográficos a las demás subestaciones que están en la ciudad de Guayaquil que pertenecen a CNEL y así levantar una base de datos integral de todos los equipos que integran las subestaciones, basado en la proyección de temperatura con la finalidad de poder elaborar planes de acción inmediata o futura, según sea la urgencia.

El aceite dieléctrico es un componente importante para el buen funcionamiento del transformador de poder, reconectores e interruptores bañados en aceite, debido a que la temperatura de estos equipos va ligada con el estado del aislamiento; el buen control y cuidado del sistema de aislamiento es vital para su normal operación.

Capacitar a profesionales en el área de potencias para el uso y manejo de las cámaras termográficas, con la finalidad de que los estudios de termografía en las 41 subestaciones que pertenecen a la Corporación Nacional de Electricidad sean en el menor tiempo posible.

## Anexo

### Anexo 1: Factores de Corrección de Temperatura (Resistencia de Aislamiento)

Tabla A. 1. Factores de corrección por temperatura (IR)

| Temp. del Transformador °C | Factor de Corrección | Temp. del Transformador °C | Factor de Corrección |
|----------------------------|----------------------|----------------------------|----------------------|
| 90                         | 66.0                 | 35                         | 2.5                  |
| 85                         | 49.0                 | 30 →                       | 1.8                  |
| 80                         | 36.2                 | 25                         | 1.1                  |
| 75                         | 26.8                 | 20                         | 1.0                  |
| 70                         | 20.0                 | 15                         | .75                  |
| 65                         | 14.8                 | 10                         | .59                  |
| 60                         | 11.0                 | 5                          | .4                   |
| 55                         | 8.1                  | 0                          | .3                   |
| 50                         | 6.0                  | -5                         | .22                  |
| 45                         | 4.5                  | -10                        | .16                  |
| 40                         | 3.3                  | -15                        | .12                  |

Fuente: El autor, (2021)

La tabla A1 muestra los diferentes factores de corrección para los ensayos de Resistencia de Aislamiento. Antes de realizar el análisis de los resultados de las pruebas de Resistencia de aislamiento, se debe hacer una conversión de todos los valores a 20°C utilizando la tabla.

Por ejemplo, si los ensayos se los realiza a una temperatura de 30°C, todos los valores tomados desde los 30 segundos hasta los 10 minutos, deben ser multiplicados por 1.8.

## Anexo 2: Factores de Corrección de Temperatura (Factor de Potencia)

Tabla A. 2. Factores de corrección por temperatura (FP)

| Temp. del Transformador °C | Factor de Corrección | Temp. del Transformador °C | Factor de Corrección |
|----------------------------|----------------------|----------------------------|----------------------|
| 60                         | .41                  | 28                         | .84                  |
| 58                         | .43                  | 26 →                       | .88                  |
| 56                         | .45                  | 24                         | .92                  |
| 54                         | .47                  | 22                         | .96                  |
| 52                         | .49                  | 20                         | 1.00                 |
| 50                         | .51                  | 18                         | 1.05                 |
| 48                         | .54                  | 16                         | 1.09                 |
| 46                         | .56                  | 14                         | 1.14                 |
| 44                         | .59                  | 12                         | 1.19                 |
| 42                         | .62                  | 10                         | 1.25                 |
| 40                         | .65                  | 8                          | 1.31                 |
| 38                         | .67                  | 6                          | 1.37                 |
| 36                         | .70                  | 4                          | 1.44                 |
| 34                         | .73                  | 2                          | 1.50                 |
| 32                         | .76                  | 0                          | 1.57                 |
| 30                         | .80                  | -                          | -                    |

Fuente: El autor, (2021)

La tabla A2 muestra los diferentes factores de corrección para los ensayos de factor de potencia. Antes de realizar el análisis de los resultados de las pruebas, se debe hacer una conversión de todos los valores a 20°C utilizando la tabla.

Por ejemplo, si los ensayos se los realiza a una temperatura de 26°C, los resultados de las mediciones, deben ser multiplicados por 0.88.

### Anexo 3: Valores permitidos en Ensayos de Rigidez Dieléctrica

Tabla A. 3. Valores Permisibles (RD) ASTM

| Norma      | Valores Rigidez (mínimo)       |
|------------|--------------------------------|
| ASTM D877  | Aceites usados: 25 Kv – Mínimo |
|            | Aceites nuevos: 35 Kv - Mínimo |
| ASTM D1816 | Aceites usados: 20 Kv – Mínimo |
|            | Aceites nuevos: 30 Kv - Mínimo |

Fuente. (Súarez Julio, 2020),



## Anexo 4: Emisividades de los materiales más importantes

Tabla A. 4. Tabla de Emisividades

| Material (temperatura)                         | Emisividad |
|--|------------|
| Aluminio laminado sin tratamiento (170 °C)     | 0,04       |
| Aluminio, no oxidado (25 °C)                   | 0,02       |
| Aluminio, no oxidado (100 °C)                  | 0,03       |
| Aluminio, muy oxidado (93 °C)                  | 0,2        |
| Aluminio muy pulido (100 °C)                   | 0,09       |
| Hierro esmerilado (20 °C)                      | 0,24       |
| Hierro con costra de fundición (100 °C)        | 0,8        |
| Hierro con costra de laminación (20 °C)        | 0,77       |
| Hierro de fundición oxidado (200 °C)           | 0,64       |
| Cobre ligeramente deslustrado (20 °C)          | 0,04       |
| Cobre oxidado (130 °C)                         | 0,76       |
| Cobre, pulido (40 °C)                          | 0,03       |
| Cobre, laminado (40 °C)                        | 0,64       |
| Acero superficie tratada térmicamente (200 °C) | 0,52       |
| Acero oxidado (200 °C)                         | 0,79       |
| Acero laminado en frío (93 °C)                 | 0,75-0,85  |
| Cinc oxidado                                   | 0,1        |

Fuente. (Testo SE & CO, 2021)

## **BIBLIOGRAFÍA**

- ABB Inc. (2016). *Manual del Interruptor del circuito de Alta Tensión ABB 72PM40C*. Mount Peasant, Pennsylvania. Recuperado el julio de 2021
- Arango, V. B. (febrero de 2008). *Repositorio Universidad Tecnológica de Bolívar*. Recuperado el julio de 2021, de <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/1581/0043907.pdf?sequence=1>
- Arboleda, D. (2013). *Universidad Politécnica Salesiana Repositorio Institucional*. Recuperado el 16 de 07 de 2021, de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4333/1/UPS-CT002624.pdf>
- Cooper Industries, Inc. (1995). *Reconectores Tipo VWE y VWVE Instrucciones de Mantenimiento*. Waukesha, WI, Estados Unidos. Recuperado el agosto de 2021
- Duván Alvarado. (febrero de 2017). *Repositorio de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia*. Recuperado el agosto de 2021, de [https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT\\_1317.pdf](https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT_1317.pdf)
- EATON Powering Business Worldwide. (17 de enero de 2020). *Eaton*. Recuperado el 17 de Julio de 2021, de <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/medium-voltage-power->
- Eaton Powering Business Worldwide. (2021). *Eaton Powering Business Worldwide*. Recuperado el 19 de julio de 2021, de <https://www.eaton.com/us/en-us/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/unfused-capacitor-units.html>
- Educagratis. (2014). *Diagrama de Causa Efecto Ishikawa en Curso de Mantenimiento*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/educagratis/diagrama-de-causa-efecto-ishikawa-en-curso-de-mantenimiento>

Electric System México. (2018). Mantenimiento de Subestaciones. Recuperado el julio de 2021, de <http://electric-system.mx/servicios/mantenimiento-de-subestaciones/>

Electrowerke. (2016). Pararrayos de Subestación. Recuperado el julio de 2021, de <https://www.electrowerke.com.pe/productos/alta-tension/pararrayos/pararrayos-de-subestacion/>

Equipos para Redes Eléctricas S.A. Eprecsa. (2021). *Eprecsa*. Recuperado el 19 de julio de 2021, de <https://www.eprecsa.mx/bancos-capacitores-fijos/>

FLIR Systems, Inc. (julio de 2021). *Newark AN avnet Company*. Recuperado el 28 de julio de 2021, de <https://www.newark.com/es/flir/flir-t660/thermal-imager-25-x-19deg-25cm/dp/66Y6973>

Fluke Corporation. (2017). *Dam-assets. fluke*. Recuperado el 19 de julio de 2021, de [https://dam-assets.fluke.com.cn/s3fs-public/9902802\\_ENG\\_A\\_W.PDF](https://dam-assets.fluke.com.cn/s3fs-public/9902802_ENG_A_W.PDF)

Fundación Endesa. (agosto de 2019). *Fundación Endesa*. Recuperado el agosto de 2021, de <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>

Galarza, L. (2021). *Inspección Termográfica a cuchillas de salida Alimentadora Alborada*. Reporte de Novedades, CNEL, Unidad de Negocios Guayaquil, Subestaciones, Guayaquil. Recuperado el 28 de julio de 2021

Gallo Diego. (2018). *Repositorio Institucional Universidad de Cuenca*. Recuperado el 26 de julio de 2021, de <https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/31314/1/Trabajo%20de%20Titulaci%C3%B3n.pdf>

- Gallo Diego. (marzo de 2018). *Repositorio Institucional Universidad de Cuenca*.  
Recuperado el julio de 2021, de  
<http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/31314>
- Garzón, J. (2021). *Prezi Inc*. Recuperado el julio de 2021, de  
<https://prezi.com/nbeqivc5ubhj/sistema-de-puesta-a-tierra-en-subestaciones/?frame=0ef634dba3d4f27de6add9f7c5b8b89ca8baae96>
- Gavilánez, C. (2009). *Procedimientos para pruebas a Transformadores de Potencia*.  
Manual, INSELECTRIC Ingeniería de Sistemas Eléctricos, Guayaquil.  
Recuperado el 29 de julio de 2021
- Grupo Tei México. (2016). *Grupo Tei México*. Recuperado el 19 de Julio de 2021, de  
[https://www.grupoteimexico.com.mx/movil/bancos\\_de\\_capacitores.php](https://www.grupoteimexico.com.mx/movil/bancos_de_capacitores.php)
- Hernandez María. (mayo de 2011). *Blogger*. Recuperado el julio de 2021, de  
<http://grupo2tecnologiasenacodensa.blogspot.com/2011/05/>
- Innovative WordPress Theme. (noviembre de 2012). *Neohabitat Reform SL*.  
Recuperado el julio de 2021, de <http://www.neohabitat.com/web/termografia/>
- Izquierdo Ismael. (15 de marzo de 2019). *Repositorio Universidad Católica Santiago de Guayaquil*. Recuperado el 28 de julio de 2021, de  
<http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12480/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-169.pdf>
- Juan Palacios. (diciembre de 2015). *Análisis Termográfico - Juan Palacios*.  
Recuperado el 23 de julio de 2021, de <https://www.juanpalacios.es/wp-content/uploads/2015/12/servicio-analisis-termografico.pdf>

KAPTER. (2019). *Kapter Expertos en Termografía*. Recuperado el julio de 2021, de <https://www.kapter.mx/blog/por-que-es-importante-la-inspeccion-termografica-en-la-industria-electrica/>

Kelly, M. H. (2005). *Guía para el Mantenimiento del Transformador*. Estados Unidos de América: Transformer Maintenance Institute, Division de S.D. Myers, Inc. Recuperado el julio de 2021, de [www.sdmyers.com](http://www.sdmyers.com)

Ledesma, F. M. (Marzo de 2017). *Repositorio Digital UCSG FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica Trabajos de Titulación - Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica*. Recuperado el julio de 2021, de Repositorio Digital UCSG FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica Trabajos de Titulación - Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/7741/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-96.pdf>

Marcos Tosatado. (09 de 2008). *Mailxmail.com*. Recuperado el 06 de 2021, de <http://www.mailxmail.com/curso-estaciones-energia/estaciones-transformador-potencia-sumergido-aceite>

Medina, G. J. (septiembre de 2018). *Repositorio Digital UCSG FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica*. Recuperado el agosto de 2021, de Repositorio Digital UCSG FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO Carrera de Ingeniería en Eléctrico-Mecánica: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/11357/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-154.pdf>

- Morales Juan. (agosto de 2018). *Repositorio Digital UCSG*. Recuperado el julio de 2021, de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/11358/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-155.pdf>
- Mosquera, F. (Febrero de 2018). Diseño de un plan de Mantenimiento basado en la cargabilidad y análisis de resultados termográficos predictivos, para las subestaciones de la Unidad de Negocios Bolívar. Recuperado el agosto de 2021, de <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4557/1/PI-000722.pdf>
- Neita, L. (2011). *Universidad Pontificia Bolivariana*. Recuperado el 07 de 2021, de [http://biblioteca.upbbga.edu.co/docs/digital\\_20999.pdf](http://biblioteca.upbbga.edu.co/docs/digital_20999.pdf)
- Olarte William. (agosto de 2011). *Dialnet*. Recuperado el julio de 2021, de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4725625.pdf>
- Patricio Concha. (12 de 06 de 2003). *Transformadores*. Recuperado el 19 de 07 de 2021, de Transformadores: <http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/default.htm>
- Raffino María. (16 de julio de 2021). *Transferencia de Calor*. Recuperado el 26 de 26 de 2021, de <https://concepto.de/transferencia-de-calor/>
- Renove Tecnología S.L. (2018). *Energiza*. Obtenido de Energiza: [http://www.energiza.org/index.php?option=com\\_k2&view=item&id=581:tipos-y-pol%C3%ADticas-de-mantenimiento](http://www.energiza.org/index.php?option=com_k2&view=item&id=581:tipos-y-pol%C3%ADticas-de-mantenimiento)
- Revista de Tecnología e Innovación. (junio de 2017). *ECORFAN*. Recuperado el julio de 2021, de [https://www.ecorfan.org/bolivia/researchjournals/Tecnologia\\_e\\_innovacion/vol4num11/Revista\\_de\\_Tecnologia\\_e\\_Innovacion\\_V4\\_N11\\_3.pdf](https://www.ecorfan.org/bolivia/researchjournals/Tecnologia_e_innovacion/vol4num11/Revista_de_Tecnologia_e_Innovacion_V4_N11_3.pdf)

S&C Electric Company. (2021). *S&C Electric Company*. Recuperado el julio de 2021, de S&C Electric Company: <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/fusibles-de-potencia-smd-transmision-en-exteriores/>

Sánchez, J. L. (Junio de 2015). *Guía de Mantenimiento Preventivo de un Banco de Capacitores del Sistema Eléctrico de Media Tensión de CNEL Unidad de Negocios Guayaquil*. Guayaquil. Recuperado el Julio de 2021

Sector Electricidad. (17 de junio de 2018). *Sector Electricidad*. Recuperado el 16 de agosto de 2021, de <https://www.sectorelectricidad.com/20135/seccionadores/>

SMC int. (2019). Soluciones para mantenimiento de subestaciones. Recuperado el 18 de 07 de 2021, de <https://smcint.com/es/soluciones-de-mantenimiento-de-subestaciones/>

Soto, M. P. (2013). *Repositorio de ESPOL*. Recuperado el 30 de 06 de 2021, de Repositorio de ESPOL: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/102578/D-84285.pdf>

Súarez Julio. (febrero de 2020). *Repositorio Universidad Técnica de Cotopaxi*. Recuperado el 20 de agosto de 2021, de <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/6821/1/T-001521.pdf>

Testo SE & CO. (2021). *Testo be Sure*. Recuperado el 20 de agosto de 2021, de <https://www.testo.com/es-MX/servicio/knowledgeable-thermography-emissivity-table>

Tingo, F. L. (Mayo de 2001). *Escuela Politécnica Nacional Repositorio Digital*. Recuperado el julio de 2021, de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6041/1/T1774.pdf>

Trabajo de Titulación. (s.f.). Recuperado el mayo de 2021, de Base de datos urkund del Ing. Luis Vallejos

Vélez, E. G. (Marzo de 2010). *Universidad Politécnica Salesiana Repositorio*

*Institucional*. Recuperado el 06 de 2021, de Universidad Politécnica

Salesiana Repositorio Institucional:

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2109/14/UPS-GT000148.pdf>

Zhengzhou Orient Power Co., Ltd. (2011). *Orient Power*. Recuperado el 19 de julio

de 2021, de <https://www.orientaisladores.com/modelo/Tipo-aislador.html>

Galarza Luís (año 2018). Repositorio Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Recuperado en mayo 2021, Ahorro y Eficiencia de Energía en el sector Residencial de Guayaquil,

<https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/24296?mode=full>

Galarza Luís (año 2017). Repositorio Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Recuperado en mayo 2021, Diseño de un Mecanismo de Automatización,

<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/38879>

Vinueza Angel (año 2019). Repositorio Universidad Católica Santiago de Guayaquil.

Recuperado en agosto 2021, Estudio de las Interrupciones de servicio.

<http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/12518>





Presidencia  
de la República  
del Ecuador



Plan Nacional  
de Ciencia, Tecnología,  
Innovación y Saberes



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

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Richard Rodrigo Torres Leones** con C.C: # 091912581-5 autor del Trabajo de Titulación: **Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los equipos de subestaciones mediante inspección termográfica** previo a la obtención del título de **Ingeniería en Eléctrico-Mecánica** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

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

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

Guayaquil, 20 de septiembre del 2021

f. \_\_\_\_\_

Nombre: Torres Leones, Richard Rodrigo

C.C: 091912581-5



Presidencia  
de la República  
del Ecuador



Plan Nacional  
de Ciencia, Tecnología,  
Innovación y Saberes



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

## **REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA**

### **FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN**

|   |  |   |    |
|---|--|---|----|
| <b>TÍTULO Y SUBTÍTULO:</b>  | Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los equipos de subestaciones mediante inspección termográfica                   |   |    |
| <b>AUTOR(ES)</b>  | TORRES LEONES RICHARD RODRIGO  |   |    |
| <b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b>  | ING. PHILCO , LUÍS ORLANDO M.SC.   |   |    |
| <b>INSTITUCIÓN:</b>   | Universidad Católica de Santiago de Guayaquil  |   |    |
| <b>FACULTAD:</b>  | Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo   |   |    |
| <b>CARRERA:</b>   | Ingeniería en Eléctrico-Mecánica   |   |    |
| <b>TITULO OBTENIDO:</b>   | Ingeniero en Eléctrico-Mecánica  |   |    |
| <b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>  | 20 de Septiembre del 2021  | <b>No. DE PÁGINAS:</b>  | 96 |
| <b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>   | Estudios Termográficos, Pruebas Eléctricas de Campo, Ensayos de Rigidez Dieléctrica, Estudios de Demanda, Mantenimiento Predictivo |   |    |
| <b>PALABRAS CLAVES/<br/>KEYWORDS:</b>   | Mantenimiento Predictivo, Termografía, Subestación Eléctrica, Planificación,   |   |    |
| <b>RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):</b>   |  |   |    |
| <p>El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal el Diseño de un Plan de Mantenimiento Predictivo para las subestaciones eléctricas principalmente a su componente más importante como lo es el transformador de potencia, mediante análisis estadísticos de los datos de temperatura obtenidos en estudios termográficos con el fin de establecer la importancia existente de las empresas distribuidoras en disminuir los indicadores de calidad, identificados y normados en las regulaciones del Arconel. Los objetivos establecidos permitieron conocer la realidad relacionada al tratamiento de los mantenimientos Predictivos para las subestaciones eléctricas y sus componentes mediante análisis estadísticos de los datos de temperatura obtenidos en estudios termográficos, confrontadas con las teorías que respaldan la gestión. Además, se analizaron las actividades realizadas por una empresa distribuidora para alcanzar los indicadores normados. La metodología que se va a aplicar en este análisis es de carácter descriptivo ya que se van analizar el estado de cada uno de los componentes instalados. También se desarrollará el método exploratorio, puesto que se obtendrá información de datos y se podrá clasificarlos según su orden o plan efectivo para futuros mantenimientos. Como conclusión se indicará la planificación más asertiva para corregir posibles fallas, dando recomendaciones para un ahorro en la versatilidad de los tiempos de respuesta en los mantenimientos futuros.</p> |  |   |    |
| <b>ADJUNTO PDF:</b>   | <input type="checkbox"/> SI  | <input type="checkbox"/> NO   |    |
| <b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>   | <b>Teléfono:</b> +593983575652   | <b>E-mail:</b> <a href="mailto:torresleones1978@hotmail.es">torresleones1978@hotmail.es</a> |    |
| <b>CONTACTO CON LA<br/>INSTITUCIÓN:<br/>COORDINADOR DEL PROCESO<br/>DE UTE</b>  | <b>Nombre:</b> Palacios Meléndez, Edwin Fernando   |   |    |
|   | <b>Teléfono:</b> +593-9-67608298   |   |    |
|   | <b>E-mail:</b> <a href="mailto:edwin.palacios@cu.ucsg.edu.ec">edwin.palacios@cu.ucsg.edu.ec</a>                                    |   |    |
| <b>SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA</b>   |  |   |    |
| <b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>   |  |   |    |
| <b>Nº. DE CLASIFICACIÓN:</b>  |  |   |    |
| <b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>   |  |   |    |