

**UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES
UCC – CAMPUS LEON**



COORDINACIÓN DE INGENIERÍAS

Culminación de Pensum

Proyecto de Graduación para optar al título de grado en Ingeniería Industrial.

PLAN DE MEJORA EN EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, UBICADO BARRIO AZARÍAS H. PALLAIS LEÓN, NICARAGUA, COMPENDIDO DE JUNIO A OCTUBRE DE 2025.

ELABORADO POR

Br. Jorge Rafael Laguna Juárez. Ingeniería industrial.

Br. Paul Ernesto Putoy Medina. Ingeniería industrial.

TUTOR TECNICO y METODOLÓGICO:

Ing. Altamirano Ramos Maxwell Enrique

LEÓN, 16 DE NOVIEMBRE DEL 2025

*Por nuestro prestigio, trayectoria y calidad
¡Somos la universidad de la gente que triunfa!*

UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES



COORDINACION DE INGENIERIAS CARTA AVAL DEL TUTOR

Ing. Maxwell Altamirano, tiene a bien:

CERTIFICAR

Que: El proyecto de graduación con el título: **“PLAN DE MEJORA EN EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, UBICADO BARRIO AZARÍAS H. PALLAIS LEÓN, NICARAGUA, COMPRENDIDO DE JUNIO A OCTUBRE DE 2025”**. Elaborado por: **Br. Jorge Rafael Laguna Juárez; Br. Paul Ernesto Putoy Medina;** ha sido dirigido por el suscrito.

Al haber cumplido con los requisitos académicos y metodológicos del trabajo de proyecto de graduación, se da conformidad a la presentación, para proceder a su lectura y defensa, de acuerdo con la normativa vigente del Reglamento de Régimen Académico Estudiantil y Reglamento de Investigación, innovación y Transferencia. Para que conste donde proceda, firmo la presente en UCC-León a los 26 días del mes de Octubre del año 2025.

Fdo.: Ing. Maxwell Enrique Altamirano Ramos
Tutor Técnico y metodológico

DEDICATORIA

Me gustaría dedicar esta tesis en primer lugar, a nuestros padres, quienes, con su amor incondicional, esfuerzo y sacrificio han sido nuestra mayor fuente de inspiración. Gracias por brindarnos su apoyo constante, por motivarnos en los momentos difíciles y por enseñarnos con su ejemplo que la perseverancia y el compromiso son claves para alcanzar nuestros sueños. Sin ustedes, este logro no sería posible.

A nuestra familia, por estar siempre presente, brindándonos ánimo y fortaleza en cada paso de nuestro camino. Su compañía y confianza han sido esenciales para enfrentar los desafíos que hemos encontrado en el desarrollo de esta investigación.

A nuestros profesores, quienes con su paciencia, conocimientos y orientación nos han guiado en este proceso de formación. Cada enseñanza impartida ha sido un pilar fundamental en nuestro crecimiento profesional, dándonos las herramientas necesarias para comprender y analizar el tema de estudio con responsabilidad y precisión.

A la Universidad de Ciencias Comerciales (UCC), por ser el espacio donde hemos adquirido los conocimientos y habilidades que hoy nos permiten avanzar en nuestra carrera. Agradecemos la oportunidad de formarnos en un ambiente académico de excelencia, donde se nos ha impulsado a desarrollar nuestro pensamiento crítico y nuestras capacidades técnicas para contribuir al desarrollo de nuestra sociedad.

Finalmente, a todas aquellas personas que, de una u otra forma, han aportado a nuestra formación y al desarrollo de este trabajo, nuestro más sincero agradecimiento. Su apoyo y confianza nos han motivado a seguir adelante con determinación y compromiso.

AGRADECIMIENTOS

Al concluir este trabajo, queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todas aquellas personas e instituciones que, de una u otra manera, contribuyeron a la realización de esta investigación y nos acompañaron en nuestro proceso de aprendizaje.

A todos nuestros profesores, quienes con su paciencia, dedicación y conocimientos nos han guiado a lo largo de nuestra formación académica. Gracias por compartir con nosotros su experiencia, por brindarnos las herramientas necesarias para desarrollar nuestras habilidades y por su invaluable apoyo en la construcción de nuestro crecimiento profesional. Cada enseñanza impartida ha sido clave en nuestro desarrollo y nos ha permitido afrontar este desafío con responsabilidad y compromiso.

A la Universidad de Ciencias Comerciales (UCC), por ser el espacio donde hemos adquirido conocimientos, valores y habilidades que nos han preparado para enfrentar con éxito el mundo profesional. Agradecemos la oportunidad de formarnos en un ambiente académico de excelencia, donde hemos aprendido no solo los aspectos técnicos de nuestra profesión, sino también la importancia de la ética, el compromiso y la responsabilidad en el ejercicio de nuestra labor.

A nuestros compañeros de estudio, quienes han sido parte esencial de este proceso. Juntos hemos enfrentado desafíos, compartido conocimientos y aprendido mutuamente, fortaleciendo nuestro espíritu de colaboración y trabajo en equipo.

Finalmente, extendemos nuestro agradecimiento a todas aquellas personas que, de alguna manera, nos han apoyado con su orientación, consejos y motivación durante la realización de esta investigación. Cada palabra de aliento y cada gesto de apoyo han sido fundamentales para mantenernos firmes en nuestro propósito.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN..... | 4 |
| 1.1. Antecedentes y Contexto del Problema..... | 4 |
| 1.1.1- Internacionales | 4 |
| 1.1.2- Antecedentes Nacionales | 5 |
| 1.1.3- Antecedentes Locales..... | 6 |
| 1.2. Objetivos | 8 |
| 1.2.1- General..... | 8 |
| 1.2.2- Específicos | 8 |
| 1.3. Descripción del Problema y Preguntas de Investigación | 9 |
| 1.4. Justificación..... | 10 |
| 1.5. Alcances y Limitaciones | 11 |
| 1.5.1- Alcances..... | 11 |
| 1.5.2- Factores Limitantes. | 11 |
| 1.5.3- Tiempo De Estudio | 11 |
| 1.6. Variables | 11 |
| CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL. | 13 |
| 2.1. Marco Conceptual. | 13 |
| 2.1.1- Sistemas De Distribución Eléctrica. | 13 |
| 2.1.2- Transformador De Distribución | 13 |
| 2.1.3- Definición: Kilovoltio-Amperio (KVA)..... | 14 |
| 2.1.4- Voltaje | 14 |
| 2.1.5- Amperaje | 15 |
| 2.1.6- Resistencia De Aislamiento | 15 |
| 2.1.7- Termografía | 16 |
| 2.1.8- Diagrama de Pareto..... | 16 |
| 2.1.9- Diagrama de Ishikawa | 17 |
| 2.1.10- FMEA (Análisis Modal de Fallos y Efectos)..... | 17 |
| 2.1.11- Eficiencia Operativa..... | 18 |
| 2.1.12- Fusibles | 18 |
| 2.2. Marco Legal. | 19 |

| | |
|--|----|
| 2.2.1- Normativas y Estándares..... | 19 |
| 2.3. Marco Teórico..... | 22 |
| 2.3.1- Mantenimiento en Redes de Distribución Eléctrica | 22 |
| 2.3.2- Mantenimiento Preventivo | 23 |
| 2.3.3- Mantenimiento Predictivo..... | 23 |
| 2.3.4- Mantenimiento Correctivo | 23 |
| 2.3.5- Capacitación del Personal Técnico..... | 23 |
| 2.3.6- Recursos Técnicos y Materiales | 24 |
| 2.3.7- Disponibilidad | 24 |
| 2.3.8- MTBF (Tiempo Medio entre Fallas)..... | 24 |
| 2.3.9- MTTR (Tiempo Total de Reparación)..... | 24 |
| 2.3.10- Interrupciones del Servicio..... | 24 |
| 2.3.11- Indicadores Técnicos de Calidad del Suministro Eléctrico | 25 |
| 2.3.12- Fallas Por Sobrecarga | 26 |
| 2.3.13- Fallas Por Cortocircuito..... | 26 |
| 2.3.14- Fallas Por Degradación Del Aislamiento..... | 26 |
| 2.3.15- Fallas Por Descargas Parciales | 26 |
| 2.3.16- Fallas Por Vibraciones Y Daños Mecánicos..... | 27 |
| 2.3.17- Impacto De Las Fallas En La Red Eléctrica | 27 |
| 2.4. Marco Contextual..... | 27 |
| 2.4.1- Enfoque Energético | 28 |
| 2.4.2- Importancia Del Diagnóstico De Fallos | 28 |
| 2.4.3- Contexto Social..... | 28 |
| 2.4.4- Contexto Técnico..... | 29 |
| 2.4.5- Temporalidad..... | 29 |
| 2.5. Marco Institucional..... | 29 |
| 2.5.1- La Universidad de Ciencias Comerciales (UCC- LEÓN)..... | 30 |
| 2.5.2- DISNORTE-DISSUR..... | 32 |
| CAPÍTULO III: DISEÑO METODOLÓGICO..... | 36 |
| 3.1. Tipo de Proyecto | 36 |
| 3.1.1- Según la procedencia del capital | 36 |
| 3.1.2- Según el sector..... | 36 |
| 3.1.3- Según el ámbito o perfil profesional..... | 36 |
| 3.1.4- Según su orientación | 36 |

| | |
|---|-----------|
| 3.1.5- Según su área de influencia..... | 36 |
| 3.2. Unidades de Análisis | 36 |
| 3.3. Métodos de Estudio y Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos | 37 |
| 3.3.1- Observación directa | 37 |
| 3.3.2- Revisión documental | 37 |
| 3.3.3- Mediciones técnicas | 37 |
| 3.3.4- Confiabilidad y Validez de los Instrumentos..... | 38 |
| 4.1 Macro y Micro Localización..... | 39 |
| 4.1.1- Aspectos Socioeconómicos | 39 |
| 4.1.2- Identificación de Riesgos y Afectaciones que Disminuyen el proyecto..... | 40 |
| Riesgo ambiental: | 40 |
| 4.2. Análisis FODA | 41 |
| 4.3. Análisis PESTEL | 42 |
| 4.4. Diagrama de Ishikawa (Causa – Efecto)..... | 44 |
| 4.5. Benchmarking | 45 |
| 4.6. Técnica de los 5 Por Qué | 46 |
| 4.7 Diagnóstico | 47 |
| 4.7.1- Elemento crítico seleccionado para el análisis..... | 47 |
| 4.7.2- Estado actual de la red de distribución eléctrica. | 49 |
| 4.7.3-Histórico de fallas y afectaciones..... | 51 |
| CAPÍTULO V: ESTUDIOS DE INGENIERIA | 55 |
| 5.1 Identificación de las principales fallas mediante análisis de reportes históricos y técnicos que se presentan en la red de distribución eléctrica en el Barrio Azarías H. Pallais | 55 |
| 5.1.1- Reportes históricos | 55 |
| 5.1.2- Reporte Técnico | 58 |
| 5.1.2.1- Evaluación por medio de analizador Amcorder..... | 58 |
| 5.1.2.2- Análisis con cámara térmica. | 64 |
| 5.2. Evaluación de la Continuidad del Servicio | 80 |
| CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS (Estructura de acuerdo con el tipo de proyecto y fases de este) | 82 |
| 6.1. Propuesta de plan de mantenimiento. | 82 |
| 6.1.1- Descripción del Propósito del Plan..... | 82 |
| 6.1.1.1- Objetivos de la Mejora en Gestión del Mantenimiento | 82 |

| | |
|---|-----|
| 6.1.1.2- <i>Análisis de Situación Actual</i> | 83 |
| 6.1.1.3- <i>Desbalance de carga</i> | 83 |
| 6.1.1.4- <i>Regla práctica de dimensionamiento (referencial)</i> | 84 |
| 6.1.1.5- <i>Evaluación de la Gestión de Mantenimiento Actual</i> | 84 |
| 6.1.1.6- <i>Identificación de Desafíos y Oportunidades</i> | 85 |
| 6.1.2- <i>Definición de Metas y Resultados Esperados</i> | 88 |
| 6.1.2.1- <i>Establecimiento de Metas Medibles</i> | 88 |
| 6.1.2.2- <i>Identificación de Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)</i> | 89 |
| 6.1.3- <i>Priorización de Áreas de Mejora</i> | 92 |
| 6.1.3.1 <i>Identificación de Áreas Críticas para la Mejora</i> | 92 |
| 6.1.3.2- <i>Evaluación de Riesgos y Beneficios</i> | 94 |
| 6.1.4- <i>Desarrollo de Estrategias y Acciones</i> | 96 |
| 6.1.4.1 <i>Diseño de Estrategias de Mejora para Cada Área.</i> | 96 |
| 6.1.4.2- <i>Definición de Acciones Específicas y Pasos a Seguir</i> | 103 |
| 6.1.5- <i>Asignación de Recursos</i> | 104 |
| 6.1.5.1 <i>Estimación de Recursos Financieros y Humanos Necesarios</i> | 104 |
| 6.1.5.2- <i>Distribución de Responsabilidades y Roles</i> | 107 |
| 6.1.6- <i>Medición Y Seguimiento</i> | 110 |
| 6.1.6.1 <i>Recopilación De Datos Y Mediciones Del Desempeño</i> | 110 |
| 6.1.6.2- <i>análisis Comparativo Con Indicadores De Metas</i> | 110 |
| 6.1.7- <i>Retroalimentación y Mejora Continua</i> | 111 |
| 6.1.7.1 <i>Revisión de Procesos y Resultados</i> | 111 |
| 6.1.7.2- <i>Actualización y Ajuste del Plan de Mejora</i> | 113 |
| 6.2. <i>Análisis de Riesgos (según los identificados)</i> | 115 |
| 6.3. <i>Presupuesto</i> | 117 |
| 6.4. <i>Cronograma de ejecución</i> | 119 |
| CAPÍTULO VII: <i>CONCLUSIONES</i> | 121 |
| CAPÍTULO VIII: <i>RECOMENDACIONES</i> | 122 |
| REFERENCIAS <i>BIBLIOGRAFICAS</i> | 123 |
| ANEXOS O <i>APENDICES</i> | 126 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1 Variables | 12 |
| Tabla 2 Marco Legal..... | 19 |
| Tabla 3 Frecuencia media de interrupción y Tiempo total de interrupción | 25 |
| Tabla 4 Análisis FODA | 41 |
| Tabla 5 Análisis PESTEL | 43 |
| Tabla 6 Elementos con más afectaciones en el mes de junio 2025. | 48 |
| Tabla 7 Demanda Kwh y Usuarios | 51 |
| Tabla 8 Histórico de fallas y afectaciones | 51 |
| Tabla 9 Históricos de fallas de 2024 | 54 |
| Tabla 10 Histórico De Fallas 2025 Disnorte-Dissur..... | 55 |
| Tabla 11 Resultados del análisis 2025..... | 56 |
| Tabla 12 Resumen de corrientes Máximas Registradas | 59 |
| Tabla 13 Corrientes de Fase A y Fase B | 61 |
| Tabla 14 Afectación registrada por el equipo Amcorder vs registros agosto 2025.64 | |
| Tabla 15 datos de cámara fecha y hora de inspección | 65 |
| Tabla 16 Información de la figura 17 | 67 |
| Tabla 17 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 17 | 67 |
| Tabla 18 Datos de cámara al momento de inspección..... | 69 |
| Tabla 19 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 19 | 69 |
| Tabla 20 Datos de Cámara al momento de inspección..... | 71 |
| Tabla 21 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 21 | 71 |
| Tabla 22 Datos de cámara al momento de la inspección..... | 73 |
| Tabla 23 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 23. | 73 |
| Tabla 24 Datos de Cámara al momento de inspección Figura 25..... | 75 |
| Tabla 25 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 25 | 75 |
| Tabla 26 Número de fallas registradas por mes..... | 77 |
| Tabla 27 Resultado de cálculo del MTBF (Tiempo Medio entre Fallas) | 79 |
| Tabla 28 Comparación de FMIK y TTIK | 81 |
| Tabla 29 Identificación de desafíos y oportunidades..... | 87 |
| Tabla 30 Identificación de Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)..... | 91 |
| Tabla 31 Identificación de Áreas Críticas para la Mejora | 93 |
| Tabla 32 Evaluación de Riesgos y Beneficios..... | 95 |
| Tabla 33 Diseño de Estrategias de Mejora para Cada Área. | 98 |
| Tabla 34 Flujograma Mantenimiento preventivo..... | 98 |
| Tabla 35 Definición de Acciones Específicas y Pasos a Seguir | 104 |
| Tabla 36 Estimación de Recursos Financieros y Humanos Necesarios | 106 |
| Tabla 37 Distribución de Responsabilidades y Roles..... | 108 |
| Tabla 38 Revisión de Procesos y Resultados | 112 |
| Tabla 39 Actualización y Ajuste del Plan de Mejora..... | 114 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 40 Análisis de Riesgos (según los identificados)..... | 115 |
| Tabla 41 Presupuesto | 117 |
| Tabla 42 Cronograma De Actividades Del Proyecto | 119 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 Logo de Universidad de Ciencias Comerciales (LEON)..... | 30 |
| Figura 2 Logo DISNORTE-DISSUR | 32 |
| Figura 3 Macro y Micro localización del Barrio Azarías H. Pallais..... | 39 |
| Figura 4 Análisis FODA..... | 41 |
| Figura 5 Análisis PESTEL | 42 |
| Figura 6 Diagrama de Ishikawa (Causa – Efecto)..... | 44 |
| Figura 7 Detalles de causas ambientales de interrupciones | 46 |
| Figura 8 Fallas y Afectaciones Anuales | 52 |
| Figura 9 Duración Promedio Por Año..... | 53 |
| Figura 10 Diagrama de Pareto del año 2024 | 54 |
| Figura 11 Reporte históricos de 2025 | 57 |
| Figura 12 Analizador Amcorder..... | 58 |
| Figura 13 Máximo Pico de Corriente por Fase..... | 60 |
| Figura 14 Día de mayor Carga Destacado | 60 |
| Figura 15 Corriente Promedio Diaria Por Fase. | 62 |
| Figura 16 Corriente Promedio por Hora | 63 |
| Figura 17 Centro de Transformación W14484 | 66 |
| Figura 18 Luz Visible de Transformación W14484..... | 66 |
| Figura 19 termográfica del Centro de Transformación matrícula W1484 | 68 |
| Figura 20 Luz Visible del Centro de Transformación matrícula W1484..... | 68 |
| Figura 21 termográfica del Centro de Transformación matrícula W14494. | 70 |
| Figura 22 Luz Visible Centro de Transformación matrícula W14494. | 70 |
| Figura 23 termográfica Centro de Transformación matrícula W14494..... | 72 |
| Figura 24 Luz Visible Centro de Transformador..... | 72 |
| Figura 25 termográfica Centro de Transformación matrícula W14477..... | 74 |
| Figura 26 Luz Visible Centro de Transformador..... | 74 |
| Figura 27 Comparación FMIK y TTIK..... | 81 |
| Figura 28 Metas Medibles del Plan de Mejora de Mantenimiento | 89 |
| Figura 29 Flujograma Mantenimiento Preventivo | 99 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|--|-----|
| ANEXO 1 Cronograma de actividades | 126 |
| ANEXO 2 Transformador Convencional Código 129728 | 128 |
| ANEXO 3 Partes De Un Transformador | 128 |
| ANEXO 4 Transformador De Distribución Con Fusibles | 129 |
| ANEXO 5 Transformador Convencional De Azarías H. Pallais | 129 |
| ANEXO 6 Conexiones En Los Transformadores..... | 130 |
| ANEXO 7 Fusibles de protección en derivación analizada | 130 |
| ANEXO 8 Segmento de la red eléctrica de media tensión líneas de distribución | 131 |
| ANEXO 9 Líneas de media tensión en contacto con ramas de Arboles..... | 131 |
| ANEXO 10 Red de media tensión en Barrio Azarías H Pallais. | 132 |
| ANEXO 11 Recalentamiento en conexiones y cable de Transformador | 132 |
| ANEXO 12 Fallo En Un Transformador Convencional | 133 |
| ANEXO 13 Instalación de Analizador De Red Amcorder. | 133 |
| ANEXO 14 Analizador de red marca AMCORDER para recolección de datos ... | 134 |
| ANEXO 15 SISTEMA ESCADA SUBESTACION LEON-2..... | 134 |
| ANEXO 16 Cámara Termográfica Fluke Ti480 PRO..... | 135 |
| ANEXO 17 Cámara Termográfica Fluke Ti480 PRO..... | 135 |
| ANEXO 18 FUSIBLES TIPO K..... | 136 |
| ANEXO 19 Errores De Los Transformadores Mas Comunes..... | 136 |
| ANEXO 20 Principales pruebas que ENATREL realiza a los transformadores. ... | 137 |
| ANEXO 21 Tipos de transformadores | 139 |
| ANEXO 22 Principales Datos Del Circuito LNII3030, Circuito al que pertenece el Elemento Analizado | 140 |

RESUMEN

El diagnóstico de fallos en redes de distribución eléctrica es esencial para garantizar la estabilidad del suministro energético en sectores con creciente demanda. En el marco del Plan de Mejora del Sistema de Mantenimiento en la Red de Distribución Eléctrica del Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua, durante el período de junio a octubre de 2025, se analiza el comportamiento operativo de la red, la cual ha presentado fallos recurrentes que provocan interrupciones del servicio y variaciones de voltaje, afectando directamente a 1226 usuarios entre viviendas y pequeños comercios, lo que representa pérdidas por energía no facturada. Esta investigación tiene como propósito identificar las causas principales de las fallas reportadas y proponer medidas preventivas que fortalezcan la eficiencia y confiabilidad de la red. Se espera que los resultados beneficien a DISNORTE-DISSUR mediante la optimización del mantenimiento, reducción de fallos imprevistos y menores costos operativos, y a los usuarios con un suministro más estable. Asimismo, la Universidad de Ciencias Comerciales (UCC) podrá aplicar los hallazgos en su labor académica, y el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) utilizará la información para actualizar normativas y mejorar la planificación del mantenimiento preventivo. Las causas de fallas detectadas incluyen sobrecargas en horarios de alta demanda, envejecimiento de componentes, condiciones ambientales adversas y falta de mantenimiento preventivo sistemático. Pese a limitaciones como el acceso restringido a información técnica y la escasez de personal especializado, este estudio busca mejorar el desempeño general de la red eléctrica del barrio Azarías H. Pallais, extendiendo la vida útil de los equipos y promoviendo el bienestar de los usuarios.

PALABRAS CLAVE: mantenimiento eléctrico, confiabilidad, fallas en red de distribución, eficiencia energética, análisis de fallas, indicadores de desempeño.

ABSTRACT

The diagnosis of failures in electrical distribution networks is essential to ensure the stability of energy supply in areas with increasing demand. Within the framework of the Improvement Plan for the Maintenance System of the Electrical Distribution Network in the Azarías H. Pallais neighborhood, León, Nicaragua, during the period from June to October 2025, the operational performance of the network is analyzed, as it has presented recurrent failures that cause service interruptions and voltage fluctuations, directly affecting 1,226 users, including households and small businesses, resulting in losses due to unbilled energy. This research aims to identify the main causes of the reported failures and propose corrective measures to strengthen the efficiency and reliability of the network. The expected results will benefit DISNORTE-DISSUR by optimizing maintenance, reducing unforeseen failures, and lowering operating costs, while users will enjoy a more stable power supply. Likewise, the Universidad de Ciencias Comerciales (UCC) may apply the findings in its academic work, and the Nicaraguan Energy Institute (INE) may use the information to update regulations and improve preventive maintenance planning. The detected causes of failures include overloads during peak demand hours, component aging, adverse environmental conditions, and the lack of systematic preventive maintenance. Despite limitations such as restricted access to technical information and a shortage of specialized personnel, this study seeks to improve the overall performance of the electrical network in the Azarías H. Pallais neighborhood, extending equipment lifespan and promoting user well-being.

KEYWORDS: electrical maintenance, reliability, distribution network failures, energy efficiency, failure analysis, performance indicators.



INTRODUCCION

El mantenimiento de las redes de distribución eléctrica es una tarea fundamental para garantizar la eficiencia y confiabilidad del suministro de energía en entornos urbanos de alta demanda.

Los estudiantes de la Universidad de Ciencias Comerciales (UCC) han desarrollado esta investigación con el propósito de analizar y diagnosticar los problemas presentados en el Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua, durante el período de junio a octubre de 2025. Este estudio no solo busca identificar las principales causas de los fallos recurrentes en la red de distribución, sino también proponer soluciones basadas en estrategias de mantenimiento preventivo y correctivo, contribuyendo a la mejora del servicio eléctrico en la zona.

En el CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN, se establece el marco introductorio de la investigación, detallando la problemática, los objetivos y la justificación del estudio. Se analiza el impacto de los fallos en el suministro de energía sobre los diferentes actores involucrados, como las empresas distribuidoras (DISNORTE y DISSUR), los usuarios del servicio eléctrico, las autoridades locales (INE). Además, las variables que influyen en el desempeño del transformador, incluyendo factores como la sobrecarga, el envejecimiento de los componentes y las condiciones ambientales adversas.

El CAPÍTULO II MARCO REFERENCIAL: abarca el marco referencial, proporcionando la base teórica y conceptual necesaria para comprender el funcionamiento de los sistemas de distribución eléctrica. Se incluyen definiciones clave, así como estudios previos que respaldan la importancia del mantenimiento adecuado de estos equipos. Este capítulo permite contextualizar la investigación



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

dentro de un marco académico y técnico sólido, facilitando la interpretación de los hallazgos obtenidos.

En el CAPÍTULO III: DISEÑO METODOLÓGICO, se presentan los métodos y herramientas utilizados para el diagnóstico de la red en el Barrio Azarías H. Pallais. Se detallan los procedimientos de análisis, las mediciones con instrumentos especializados y las técnicas aplicadas para evaluar el estado actual de los transformadores y líneas. Asimismo, se incluyen estrategias de detección temprana de fallas que permiten mejorar la planificación del mantenimiento y optimizar la gestión de la infraestructura eléctrica.

El CAPÍTULO IV: DIAGNÓSTICO SITUACIONAL describe el estado actual de la red de distribución en el barrio, incluyendo aspectos socioeconómicos, técnicos y ambientales. A través de análisis FODA, PESTEL y diagramas de Pareto e Ishikawa, se identifican las principales fallas, sus causas raíz y los efectos que generan en el servicio eléctrico.

El CAPÍTULO V: ESTUDIOS DE INGENIERÍA presenta los resultados obtenidos mediante la recopilación de datos históricos de fallas (2023–2025), mediciones con el analizador Amcorder y termografías con la cámara Fluke Ti480. Se analizan indicadores como el MTBF y el MTTR, evidenciando deficiencias en la confiabilidad y en la gestión de mantenimiento.

En el CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PROPUESTA DE MEJORA, se plantea un plan de mantenimiento preventivo y predictivo, acompañado de un cronograma tipo Gantt, flujogramas de procesos y la definición de indicadores de gestión (KPIs) como MTBF, MTTR, FMIK y TTIK. La propuesta se centra en reducir fallas, balancear cargas, capacitar al personal y optimizar el uso de recursos.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

El CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES expone los principales hallazgos, respondiendo a los objetivos planteados. Se confirma que la mayoría de las fallas se originan en transformadores, que los indicadores actuales superan los límites establecidos por el INE y que la aplicación de un plan preventivo mejoraría significativamente la calidad del servicio.

Finalmente, el CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES sugiere implementar el plan de mejora en el barrio Azarías H. Pallais y extender la metodología a otros sectores de León con problemáticas similares. Además, se destaca la necesidad de fortalecer la capacitación técnica del personal, invertir en equipos de diagnóstico modernos y dar seguimiento a los indicadores de calidad del servicio.

Este estudio representa una contribución significativa al sector eléctrico desde la perspectiva de la Ingeniería Industrial, al brindar información técnica y de gestión que puede ser utilizada por empresas distribuidoras, instituciones académicas y organismos reguladores. La investigación no se limita al análisis eléctrico, sino que integra herramientas propias de la Ingeniería Industrial como el diagrama de Pareto, el diagrama de Ishikawa, indicadores de gestión y propuestas de procesos de mejora. De esta manera, se fortalece la formación profesional de los estudiantes y se promueve la aplicación práctica de la Ingeniería Industrial en el ámbito energético.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes y Contexto del Problema

1.1.1- Internacionales

Se realizó búsqueda y se encontró como primer antecedente La Evolución de los Sistemas de Distribución Eléctrica Según Aragüés et al. (2022), en su estudio sobre la evolución de los sistemas eléctricos en América Latina, se destaca cómo la transición de redes de distribución en corriente alterna permitió mejorar la eficiencia del transporte de energía a largas distancias. Este trabajo, desarrollado en colaboración con instituciones académicas de España y México, analiza el impacto de los transformadores en la reducción de pérdidas eléctricas y la expansión de la cobertura energética en zonas rurales. La metodología incluye análisis histórico y técnico de redes radiales y mallas, así como simulaciones de comportamiento ante fallas. El estudio resalta la importancia de la tecnología corriente continua de alta tensión en aplicaciones modernas y su potencial para mejorar la estabilidad en redes de distribución complejas. (Aragüés, 2022)

Como parte del proceso de recopilación de antecedentes relevantes, también se consideró el estudio titulado Estudio de los Métodos de Diagnóstico de Fallos en Transformadores Eléctricos de Baja Tensión de acuerdo con González (2021) Scielo, Chile. La metodología utilizada es la termografía infrarroja para detectar puntos calientes en conexiones y devanados, aplicación de tensión de prueba para medir la resistencia de aislamiento. destacando sus ventajas en la detección temprana de fallos. Su trabajo proporciona una comparación detallada de los métodos tradicionales con los modernos, destacando que el uso de herramientas de análisis predictivo es clave para prolongar la vida útil de los transformadores de baja tensión. El estudio también resalta la importancia de realizar un diagnóstico integral que combine diversas pruebas físicas y de condición. (González, 2021)

Como tercer antecedente internacional, se considera el estudio titulado Estrategias de Mantenimiento Predictivo para la Prevención de Fallos en Transformadores de



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Alta y Baja Según Martínez (2020), Universidad Politécnica Salesiana Ecuador. La metodología utilizada se basa en un enfoque integral para el mantenimiento predictivo de transformadores eléctricos mediante el uso de tecnologías de análisis de vibraciones, monitoreo de gases disueltos en el aceite y medición de corriente de fuga. El estudio concluye que la implementación de este enfoque reduce significativamente las fallas imprevistas, mejora la seguridad operativa y extiende la vida útil de los transformadores. También se discuten las mejores prácticas para integrar estas tecnologías en sistemas de mantenimiento existentes en empresas de distribución eléctrica. (Martínez, 2020)

1.1.2- Antecedentes Nacionales

Como primer antecedente relevante en el contexto nacional, Gestión de la Red de Distribución Eléctrica en Nicaragua, Un estudio realizado por Vega Treminio (2019) en la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), abordó el análisis de la red de distribución eléctrica en Nicaragua, enfocado en la continuidad y calidad del servicio. La investigación se centró en identificar estrategias y equipos que mejoren la eficiencia operativa de la red, especialmente en zonas urbanas con alta demanda energética. Se evaluaron indicadores de calidad como el tiempo promedio de interrupción y la frecuencia de fallas, proponiendo la implementación de seccionadores electrónicos y sistemas de monitoreo digital. El estudio concluyó que una gestión técnica adecuada, puede reducir significativamente las pérdidas eléctricas y mejorar la confiabilidad del suministro. (Treminio, 2019)

Como segundo antecedente, se destaca el estudio titulado Estudio sobre la Detección Temprana de Fallos en Transformadores de Distribución Eléctrica como Indica Gutiérrez (2022), en la empresa ENATREL Managua, Nicaragua". En esta investigación, se realizó un análisis exhaustivo de los fallos más comunes en los transformadores de distribución eléctrica, con énfasis en los problemas derivados de las sobrecargas y la falta de mantenimiento preventivo. La metodología empleada se centró en los transformadores de distribución eléctrica ubicados en



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

zonas urbanas de Nicaragua. El estudio se centró en la identificación de fallos de aislamiento y sobrecalentamiento en transformadores ubicados en zonas urbanas. Se propuso un modelo de mantenimiento preventivo basado en el análisis de gasometría en el aceite y pruebas térmicas. La investigación es crucial para optimizar el diagnóstico y mantenimiento de los transformadores en áreas clave del país. (Gutiérrez, 2022)

Como tercer antecedente nacional, se considera el estudio titulado Impacto de las Condiciones Ambientales en el Diagnóstico de Fallos en Transformadores Eléctricos de Baja Tensión según Martínez (2020), UNAN, Managua. Se llevó a cabo un estudio sobre cómo las condiciones ambientales en Nicaragua, como las altas temperaturas y la humedad, afectan la vida útil y el rendimiento de los transformadores de distribución eléctrica. La metodología empleada fue evaluar el impacto directo de las condiciones ambientales, se realizaron mediciones de temperatura y humedad en el entorno de los transformadores seleccionados. Se instalaron sensores para obtener datos precisos y continuos sobre las condiciones climáticas que afectan a los transformadores. La tesis ofrece una serie de recomendaciones para mejorar el diagnóstico y la prevención de fallos, incluyendo el monitoreo continuo de la temperatura. (Martínez, Impacto de las Condiciones Ambientales en fallo de transformadores, 2020)

1.1.3- Antecedentes Locales

Como primer antecedente local, se destaca el informe del MEM y el INE (2025) sobre la cobertura eléctrica nacional del 99.57%, beneficiando a más de 6.92 millones de habitantes. La red en media tensión opera en niveles de 13.8 kV y 24.9 kV, con 11,201 km activos. En León, el barrio Azarías H. Pallais presenta una demanda energética acelerada que ha generado sobrecarga en transformadores y fallos recurrentes. Existen 110 subestaciones con capacidad de 6,413 MVA. La demanda nacional creció 2.75% respecto al año anterior. Se ejecutaron 275 proyectos eléctricos, añadiendo 626 km de nuevas redes. Se instalaron 18,000



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

luminarias públicas para seguridad urbana. La inversión total fue de US\$959.3 millones. Este contexto evidencia la urgencia de fortalecer el mantenimiento técnico. El plan de mejora busca garantizar la continuidad del servicio en zonas de alta demanda. (INE, 2025)

Como segundo antecedente, se incorpora el estudio titulado “Estrategias de Diagnóstico para la Reducción de Fallos en Transformadores Eléctricos en la Red de Distribución de León”, realizado por Mendoza (2021) en la Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua (UNAN-León). Este trabajo se centró en analizar las estrategias de diagnóstico aplicadas a transformadores de distribución en la red urbana de la ciudad de León. La metodología empleada consistió en el análisis de los patrones de demanda eléctrica a lo largo del día, con el propósito de identificar las horas punta de consumo. Los hallazgos del estudio demostraron que, durante dichos periodos de máxima demanda, los transformadores estaban sometidos a una carga excesiva, lo que los hacía particularmente vulnerables a fallos por sobrecarga. (Mendoza, 2021)

Se realizó búsqueda y se encontró como tercer antecedente Evaluación del Mantenimiento y Diagnóstico de Fallos en Transformadores de Distribución Eléctrica en León, Nicaragua según Unión Fenosa Nicaragua (2021). Unión Fenosa, empresa distribuidora de electricidad en Nicaragua, llevó a cabo un estudio enfocado en la evaluación del mantenimiento y diagnóstico de fallos en los transformadores de distribución eléctrica ubicados en diversas zonas de León, incluyendo puntos críticos como la terminal de buses. La metodología empleada fue implementar un sistema avanzado de gestión de mantenimiento, que permitía monitorear el estado de los transformadores en tiempo real, lo que optimizó la respuesta ante fallos y mejoró la capacidad de diagnóstico. La propuesta de Unión Fenosa incluyó un plan de optimización para el monitoreo constante de los transformadores y un sistema de gestión de mantenimiento basado en datos en tiempo real. (Disnorte, Dissur & Union, Fenosa, 2021)



1.2. Objetivos

1.2.1- General

Elaborar plan de mejora en el sistema de mantenimiento en la red de distribución eléctrica, ubicado en el Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua, durante el período de junio a octubre de 2025.

1.2.2- Específicos

1. Diagnosticar la situación actual referente a problemas en la red de distribución eléctrica en el barrio Azarías H. Pallais, con datos históricos de fallas de 2024, 2023.
2. Identificar las principales fallas mediante análisis de reportes históricos y técnicos que se presentan en la red de distribución eléctrica en el Barrio Azarías H. Pallais
3. Evaluar indicadores como MTBF, MTTR y Diagrama de Pareto con el fin de ajustar estrategias de mantenimiento.
4. Proponer plan de mejora de mantenimiento preventivo que ayuden a reducir las afectaciones en el suministro eléctrico del Barrio Azarías H. Pallais.



1.3. Descripción del Problema y Preguntas de Investigación

El barrio Azarías H. Pallais de León, Nicaragua, se ha consolidado como una zona de creciente importancia dentro del sistema eléctrico local, debido al significativo aumento de su población y al desarrollo sostenido de actividades comerciales y residenciales que dependen de un suministro energético continuo y confiable. En este contexto, la red de distribución eléctrica cumple un rol fundamental para garantizar la calidad y estabilidad del servicio en la zona.

Sin embargo, se han identificado fallos recurrentes en la red, los cuales han provocado interrupciones en el suministro eléctrico, afectando negativamente tanto a la comunidad como a la infraestructura urbana.

Según reportes históricos de la empresa DISNORTE-DISSUR esta zona ha presentado un promedio de 7 fallas mensuales, lo que provoca molestias a la población, interrupción en servicios esenciales como agua potable y servicios de telecomunicación, algunos daños a equipos eléctricos y electrónicos por sobretensiones al regresar el servicio. Los fallos que afectan al lugar están relacionados principalmente con factores como el envejecimiento de los materiales, rotura de líneas, las condiciones ambientales como las tormentas eléctricas al ingresar el periodo de invierno y la fluctuación de las cargas eléctricas durante los picos de demanda.

Pregunta de investigación:

¿Cuáles son las principales fallas de la red de distribución eléctrica en el Barrio Azarías H. Pallais de León, Nicaragua?



1.4. Justificación

El diagnóstico de fallas en las redes de distribución eléctrica es decisivo para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico en áreas de alta demanda, como es el caso del Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua, donde se han evidenciado múltiples interrupciones del suministro eléctrico provocadas principalmente por deficiencias en el sistema de mantenimiento de la red de distribución. Estas fallas recurrentes provocan malestar en la población, afectan el funcionamiento de negocios y servicios esenciales provocando pérdidas económicas a la población.

El sistema de mantenimiento actual en la zona muestra una actuación orientada principalmente en la corrección de fallas una vez que estas ocurren, en lugar de aplicar estrategias de mantenimiento preventivo o predictivo. Esta situación se empeora por la falta de planificación y la ausencia de indicadores claros de gestión que permitan una mejora continua.

En el presente caso, la realización de un plan de mejora en el sistema de mantenimiento no solo es pertinente, sino necesario. Desde el enfoque de la Ingeniería Industrial, esta propuesta busca aplicar herramientas de análisis y optimización que permitan aumentar la eficiencia operativa, reducir tiempos de interrupción y prolongar la vida útil de los componentes de la red.

Además, esta investigación aporta beneficios tanto para la empresa distribuidora de energía DISNORTE-DISSUR, al facilitar una mejor gestión de sus activos y reducir costos por falla, como para los 1226 clientes, al asegurar un servicio más estable, seguro y confiable. También genera una base metodológica para estudios posteriores, que podría replicarse en otros sectores con condiciones similares.



1.5. Alcances y Limitaciones

1.5.1- Alcances

El presente estudio tiene como alcance proponer un plan de mejora en el sistema de mantenimiento preventivo orientado a minimizar las afectaciones en la red eléctrica y garantizar una mayor confiabilidad del servicio.

1.5.2- Factores Limitantes.

La disponibilidad y precisión de la información dependerá del acceso a registros técnicos, reportes de fallas y colaboración del personal de mantenimiento, lo cual puede restringir ciertos análisis.

1.5.3- Tiempo De Estudio

La investigación puede estar restringida a un período corto, lo que limita la observación de fallas poco frecuentes.

Restricciones operativas que impidan realizar mediciones en horarios críticos de funcionamiento.

1.6. Variables

En la siguiente tabla se presentan las variables independientes y una variable dependiente en el contexto de un estudio de mantenimiento eléctrico.

Tabla 1 Variables

| Variables Independientes | Variable Dependiente: |
|--|--|
| <p>Plan de mantenimiento preventivo que consiste en la programación sistemática de inspecciones, ajustes, limpieza y reemplazo de componentes antes de que ocurran fallas. Un buen plan reduce interrupciones inesperadas y mejora la continuidad del servicio.</p> | <p>La disponibilidad de la red eléctrica se refiere al grado en que el sistema de distribución está operativo y funcional para suministrar energía eléctrica de manera continua, segura y eficiente a los usuarios finales. Es un indicador clave de desempeño en sistemas eléctricos, especialmente en zonas residenciales donde la calidad del servicio impacta directamente en la vida cotidiana.</p> |
| <p>Aplicación de análisis de fallas, uso de herramientas técnicas (como análisis de causa raíz, termografía, monitoreo en tiempo real) para identificar patrones y prevenir futuras fallas. Esto permite tomar decisiones informadas y anticiparse a problemas críticos.</p> | |
| <p>Capacitación del personal técnico Incluye entrenamientos en nuevas tecnologías, protocolos de seguridad, diagnóstico de fallas y operación de sistemas eléctricos. Un equipo bien capacitado responde más rápido y con mayor precisión ante contingencias.</p> | |
| <p>Recursos técnicos y materiales se refiere a tener acceso inmediato a herramientas, repuestos, vehículos, software especializado, etc. La falta de estos recursos puede retrasar reparaciones y mantenimiento.</p> | |

Fuente: Propia de autores



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL.

2.1. Marco Conceptual.

2.1.1- *Sistemas De Distribución Eléctrica.*

La distribución eléctrica se refiere al sistema que transporta la energía desde las subestaciones hasta los consumidores finales (Gonen 2014).

La distribución eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

La distribución eléctrica es el sistema encargado de transportar la energía desde las subestaciones de transmisión hasta los hogares.

2.1.2- *Transformador De Distribución*

Un transformador de distribución es un equipo eléctrico diseñado para reducir el voltaje de la red de transmisión a niveles adecuados para su consumo final. Estos transformadores son esenciales en la infraestructura eléctrica, ya que garantizan una entrega eficiente y segura de la energía a los usuarios (Stevenson, 1982).

Un transformador de distribución es un dispositivo eléctrico diseñado para reducir la tensión de una red de transmisión de electricidad para el consumo de los hogares. Estos transformadores son vitales en la infraestructura eléctrica, ya que garantizan una entrega de energía eficiente y segura a los usuarios.

Un transformador es un equipo que sirve para la nivelación de los voltajes para el consumo de los hogares.

2.1.3- Definición: Kilovoltio-Amperio (KVA).

Es una unidad de medida que indica la potencia aparente de un transformador o sistema eléctrico, donde "kilo" significa mil. Un KVA representa mil voltios-amperios y es utilizado para medir la capacidad de un transformador de distribuir energía eléctrica (Pérez & Gómez, 2020).

KVA es una unidad de medida que indica la potencia aparente en un sistema eléctrico, representando la capacidad total de un transformador o sistema eléctrico para suministrar energía.

KVA es una unidad de medida indica la potencia aparente de un transformador donde 1KVA representa mil voltios amperios.

2.1.4- Voltaje

El voltaje, también conocido como diferencia de potencial eléctrico, es la fuerza que impulsa a los electrones a través de un conductor, creando una corriente eléctrica. Se mide en voltios (V) y determina la cantidad de energía por unidad de carga que se transfiere entre dos puntos en un circuito (Hughes, 2010).

Voltaje es la fuerza que impulsa a los electrones a través de un conductor eléctrico también conocida como diferencia de potencial.

El voltaje es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito eléctrico. También se le conoce como tensión eléctrica.



2.1.5- Amperaje

El amperaje, o corriente eléctrica, es la cantidad de carga eléctrica que pasa por un conductor en un periodo de tiempo determinado. Se mide en amperios (A) y representa el flujo de electrones a través de un conductor o circuito (Boylestad, 2006).

El amperaje es la cantidad de amperios que tiene un sistema o aparato eléctrico. Se trata de una unidad de medida que expresa la intensidad de una corriente eléctrica.

El amperio, o corriente, es la cantidad de electrones que pasa a través de un conductor eléctrico.

2.1.6- Resistencia De Aislamiento

La resistencia de aislamiento se refiere a la capacidad de un material aislante para resistir el paso de corriente eléctrica. Se mide en ohmios (Ω) y es esencial para evitar fugas de corriente o cortocircuitos en equipos eléctricos. Una resistencia de aislamiento alta indica que el aislamiento es efectivo para evitar que la corriente fluya de manera no deseada (Hughes, 2010).

La resistencia de aislamiento es la resistencia de corriente continua de un material aislante en condiciones específicas, es decir, la cantidad de corriente de fuga que fluye a través del dieléctrico después de un cierto período de proceso de polarización.

Resistencia de aislamiento es una prueba que se realiza para valorar que tan húmedo se encuentra un aislante o devanado de un motor.



2.1.7- Termografía

La termografía es una técnica de monitoreo no destructiva que utiliza cámaras infrarrojas para capturar la radiación térmica emitida por un objeto, lo que permite detectar diferencias de temperatura. En el ámbito eléctrico, la termografía se utiliza para identificar puntos calientes en equipos como transformadores, interruptores y cables, lo que ayuda a prevenir fallas y optimizar el mantenimiento (Hughes, 2010).

termografía es una técnica que se utiliza para detectar la radiación (calor) procedente de un objeto, convertirla en temperatura y mostrar una imagen de la distribución de la temperatura.

La termografía es una técnica que se utiliza para medir los puntos calientes de equipo así para evitar averías y prolongar la vida útil esta es una técnica muy utilizada en mantenimiento predictivo.

2.1.8- Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto es una herramienta gráfica utilizada en la gestión de calidad para representar la frecuencia de problemas o causas en orden descendente, combinando un gráfico de barras con una línea acumulativa. Se basa en el principio de Pareto, que establece que aproximadamente el 80% de los efectos provienen del 20% de las causas (Juran, 1988).

El diagrama de Pareto es una gráfica que ayuda a identificar cuáles son los problemas más frecuentes en un proceso. Muestra las causas ordenadas de mayor a menor y permite ver cuáles generan la mayoría de los efectos, ayudando a decidir por dónde empezar a mejorar.

Es una gráfica que muestra qué problemas son los más comunes, para saber cuáles arreglar primero.

2.1.9- Diagrama de Ishikawa

El diagrama de Ishikawa, también conocido como diagrama de causa y efecto o espina de pescado, es una herramienta gráfica utilizada para identificar, clasificar y representar visualmente las causas potenciales de un problema específico. Fue desarrollado por Kaoru Ishikawa como parte de las herramientas básicas de control de calidad (Ishikawa, 1986).

El diagrama de Ishikawa es una técnica que permite analizar un problema dividiendo sus posibles causas. Su forma de espina de pescado facilita la organización y comprensión de los factores que influyen en un resultado.

Es un dibujo en forma de pescado que se usa para descubrir qué está causando un problema.

2.1.10- FMEA (Análisis Modal de Fallos y Efectos)

El Análisis Modal de Fallos y Efectos (FMEA, por sus siglas en inglés) es una metodología sistemática utilizada para identificar posibles fallos en un producto o proceso, evaluar sus efectos y priorizar acciones correctivas según el nivel de riesgo. Esta técnica fue desarrollada por la industria aeroespacial y automotriz para mejorar la confiabilidad y seguridad de los sistemas (Stamatis, 2003).

El FMEA es una herramienta que permite analizar qué puede fallar en un proceso o producto, qué consecuencias tendría esa falla y qué tan grave sería. Ayuda a tomar decisiones para prevenir errores antes de que ocurran y mejorar la calidad.

Es una forma de revisar qué cosas pueden fallar, qué pasaría si fallan, y cómo evitar que suceda.



2.1.11- Eficiencia Operativa

La eficiencia operativa es un indicador que mide la capacidad de una organización o sistema para utilizar sus recursos (tiempo, materiales, energía, personal) de manera óptima, minimizando desperdicios y maximizando resultados. Es clave en la mejora continua y la competitividad industrial (Slack, Chambers & Johnston, 2010).

La eficiencia operativa se refiere a qué tan bien se aprovechan los recursos disponibles para producir más, gastar menos y trabajar más rápido. Ayuda a mejorar la productividad y reducir costos.

Es hacer más con menos, usando bien el tiempo y los recursos.

2.1.12- Fusibles

El fusible es un dispositivo de protección eléctrica diseñado para interrumpir automáticamente el flujo de corriente en un circuito cuando esta excede los valores máximos permitidos. Su función principal es evitar daños en equipos eléctricos, prevenir incendios y garantizar la seguridad de las instalaciones (IEC, 2009).

El fusible trabaja bajo el principio de que un conductor metálico, al ser atravesado por una corriente excesiva, se calienta hasta fundirse y abrir el circuito. Esta característica lo convierte en un componente sencillo pero esencial en los sistemas eléctricos.

Es un dispositivo de seguridad que se coloca en un circuito y que, en caso de sobrecarga o cortocircuito, se funde para detener el paso de la corriente y proteger los equipos.

2.2. Marco Legal.

2.2.1- Normativas y Estándares.

En la siguiente tabla se presenta el marco legal que regula el sistema eléctrico en Nicaragua, compuesto por leyes, reglamentos y normativas que orientan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía.

Tabla 2 Marco Legal

| Ley / Norma | Artículo | Descripción |
|---|-------------|---|
| Ley General de Electricidad (Ley N° 272) | Artículo 1 | Establece el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica, incluyendo la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica. |
| Ley General de Electricidad (Ley N° 272) | Artículo 2 | Define las reglas que deben seguir las actividades de la industria eléctrica, enfocándose en la seguridad, continuidad y calidad del servicio eléctrico, así como en la eficiencia en el uso de recursos energéticos |
| Ley General de Electricidad (Ley N° 272) | Artículo 3 | Declara de interés nacional las actividades de la industria eléctrica, permitiendo que bienes y derechos, tanto privados como estatales, puedan ser afectados o declarados de utilidad pública para el desarrollo del sector eléctrico. |
| Ley General de Electricidad (Ley N° 272) | Artículo 8 | Exige que todas las instalaciones eléctricas cumplan con estándares de calidad, seguridad y eficiencia. |
| Ley General de Electricidad (Ley N° 272) | Artículo 12 | Establece la responsabilidad de las empresas de distribución en la calidad del servicio y mantenimiento. |

| | | |
|---|---|---|
| Normativa Técnica del Sistema Eléctrico Nacional | NT-1 | Especificaciones para instalación de transformadores de distribución. |
| Normativa Técnica del Sistema Eléctrico Nacional | NT-4 | Estándares de seguridad para equipos de distribución eléctrica. |
| Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica | Artículo 1 | Establece que el reglamento tiene por objeto regular la Ley N° 272, Ley de la Industria Eléctrica, proporcionando detalles sobre su aplicación y cumplimiento. |
| Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica | Artículo 20 | Permite que el concesionario exija un depósito a nuevos consumidores que soliciten servicio eléctrico, con el monto determinado según las Normas Generales para la Prestación del Servicio Eléctrico. |
| Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica | Artículo 21 | Establece que la obligación del concesionario de suministrar energía se realizará a la tensión especificada en el contrato de servicio, en el punto de conexión al cliente. |
| Normativa de Servicio Eléctrico | Definición de "Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua" | Regula las instalaciones eléctricas en baja tensión y el uso de la energía eléctrica, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento. |

| | | |
|--|----------------------------|---|
| <p>Ley N° 1094: Ley de Reformas y Adiciones a la Ley N° 272</p> | <p>Artículo 1</p> | <p>Modifica y adiciona artículos a la Ley N° 272, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio eléctrico y fomentar inversiones en el sector.</p> |
| <p>Ley N° 1094: Ley de Reformas y Adiciones a la Ley N° 272</p> | <p>Artículo 2</p> | <p>Establece incentivos y beneficios para las empresas distribuidoras que inviertan en la mejora de la infraestructura eléctrica, buscando reducir pérdidas y mejorar el servicio al consumidor.</p> |
| <p>Ley N° 1094: Ley de Reformas y Adiciones a la Ley N° 272</p> | <p>Artículo 3</p> | <p>Introduce medidas para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional, incluyendo regulaciones específicas para la operación y mantenimiento de transformadores y otros equipos eléctricos.</p> |
| <p>Reglamento de Seguridad en Instalaciones Eléctricas</p> | <p>Artículo 4 (INIFOM)</p> | <p>Exige revisiones periódicas y diagnóstico de fallos conforme a mejores prácticas.</p> |
| <p>Ley de Responsabilidad Civil y Penal por Daños Eléctricos</p> | <p>Artículo 2</p> | <p>Obliga a empresas a mantener equipos en óptimas condiciones.</p> |
| | | <p>En la presente Normativa se establecen los procedimientos y criterios aplicables en las relaciones entre la Empresa de Distribución de energía eléctrica y sus clientes o</p> |

| | | |
|---|-------------------|---|
| <p>Normativa De Servicio Eléctrico 9.1.1</p> | <p>Artículo 1</p> | <p>consumidores de energía eléctrica, referidas a la función de distribución y de comercialización; esta Normativa está de acuerdo con los criterios y disposiciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica (Ley No 272), que en adelante se denominará la Ley y en su Reglamento, aprobado por Decreto No. 42-98 y publicado en La Gaceta del día 23 de junio de 1998.</p> |
| <p>Ley de Responsabilidad Civil y Penal por Daños Eléctricos</p> | <p>Artículo 6</p> | <p>Establece requisitos de certificación para técnicos en mantenimiento.</p> |

Fuente: Propia de autores a partir de ley General de Electricidad (Ley N° 272) artículo del 1 al 12, Normativa Técnica del Sistema Eléctrico Nacional TN-1 Y TN-4, Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica Artículo -1,20,21, Ley de Responsabilidad Civil y Penal por Daños Eléctricos Artículo 2,6.

2.3. Marco Teórico.

2.3.1- Mantenimiento en Redes de Distribución Eléctrica

Las redes de distribución eléctrica son el último eslabón en el sistema de suministro de energía, encargadas de llevar la electricidad desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Su correcto funcionamiento depende de una gestión eficiente del mantenimiento, que permita reducir fallas, mejorar la disponibilidad y garantizar la continuidad del servicio (Blanchard & Fabrycky, 2011).



2.3.2- Mantenimiento Preventivo

Consiste en la programación sistemática de inspecciones, ajustes, limpieza y reemplazo de componentes antes de que ocurran fallas. Su objetivo es prolongar la vida útil de los equipos y evitar interrupciones inesperadas (Botero, 1993).

2.3.3- Mantenimiento Predictivo

Utiliza técnicas como termografía, análisis de vibraciones y monitoreo en tiempo real para anticipar fallas mediante el estudio de condiciones operativas. Esta metodología permite tomar decisiones informadas y reducir el riesgo de paros no planificados (Molina Quiroz, 2023).

2.3.4- Mantenimiento Correctivo

Se aplica cuando un equipo falla y requiere reparación inmediata. Aunque es necesario en ciertos casos, su uso excesivo puede afectar la productividad y disponibilidad del sistema (Pérez, 2021).

2.3.5- Capacitación del Personal Técnico

La formación continua del personal técnico en nuevas tecnologías, protocolos de seguridad y diagnóstico de fallas es esencial para mejorar la capacidad de respuesta ante contingencias. Un equipo capacitado puede actuar con mayor rapidez y precisión, reduciendo el impacto de las interrupciones (Slack, Chambers & Johnston, 2010).

2.3.6- Recursos Técnicos y Materiales

La disponibilidad de herramientas, repuestos, vehículos y software especializado influye directamente en la eficiencia del mantenimiento. La falta de estos recursos puede retrasar intervenciones críticas y aumentar el tiempo de inactividad del sistema (Knezevic, 1997).

2.3.7- Disponibilidad

Es el porcentaje de tiempo en que el sistema está operativo y funcional. Se calcula a partir del Tiempo Medio entre Fallas (MTBF) y el Tiempo Medio de Reparación (MTTR), y es un indicador clave en la evaluación de la confiabilidad del servicio eléctrico (Blanchard & Fabrycky, 2011).

2.3.8- MTBF (Tiempo Medio entre Fallas)

Representa el tiempo promedio que transcurre entre una falla y la siguiente. Un valor alto indica buena confiabilidad.

2.3.9- MTTR (Tiempo Total de Reparación)

Mide el tiempo promedio que se tarda en reparar un equipo después de una falla. Un valor bajo refleja eficiencia en la respuesta técnica.

2.3.10- Interrupciones del Servicio

Las interrupciones del servicio son eventos no planificados que afectan la continuidad operativa de la red eléctrica. Pueden deberse a fallas técnicas, errores humanos o condiciones externas. Su análisis permite identificar causas raíz y aplicar mejoras estructurales (Knezevic, 1997; Blanchard & Fabrycky, 2011).

2.3.11- Indicadores Técnicos de Calidad del Suministro Eléctrico

Según el Instituto Nicaragüense de Energía (2023), el FMIK y el TTIK son indicadores que permiten evaluar la continuidad del servicio eléctrico en las zonas urbanas y rurales.

La calidad del servicio eléctrico en Nicaragua está regulada por la Normativa de Calidad del Servicio, emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), la cual establece parámetros para evaluar la continuidad del suministro eléctrico a través de los indicadores FMIK y TTIK, definidos en el artículo NCS 1.1.4:

- FMIK – Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado: Para un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción del servicio.
- TTIK – Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado: Para un periodo determinado, representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio.

La siguiente tabla muestra indicadores FMIK Frecuencia Media de Interrupción por Kva (FMIK) instalado y TTIK Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado (TTIK), en el año 2004, 2007 y 2008.

Tabla 3 Frecuencia media de interrupción y Tiempo total de interrupción

| Periodo | FMIK (veces/semestre) | TTIK (horas/semestre) |
|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 2004 - 2007 | ≤ 1,8 | ≤ 4,6 |
| 2008 - vigente (Urbano) | ≤ 2.5 | ≤ 7,0 |

Fuente: Instituto Nicaragüense de Energía (2023)

2.3.12- Fallas Por Sobrecarga

Las sobrecargas ocurren cuando un transformador recibe más carga de la que puede manejar de manera segura. Esto puede deberse a una demanda inesperada de energía por parte de los usuarios conectados a la red. Las sobrecargas prolongadas generan un exceso de calor que puede dañar los devanados y el aislamiento, llevando a una disminución de la vida útil del transformador (Blackburn, 1993).

2.3.13- Fallas Por Cortocircuito

Los cortocircuitos son uno de los fallos más graves en los transformadores y pueden ser causados por daños en el aislamiento, defectos de fabricación o defectos en los sistemas de protección. Un cortocircuito genera una corriente extremadamente alta que puede provocar la destrucción del transformador si no se actúa a tiempo mediante protecciones adecuadas (IEEE, 2007).

2.3.14- Fallas Por Degradación Del Aislamiento

El aislamiento de los transformadores, generalmente basado en aceite o papel impregnado, puede degradarse con el tiempo debido al calor, la humedad o la contaminación. Esta degradación reduce la capacidad del transformador para operar de manera segura, y si no se detecta a tiempo, puede conducir a cortocircuitos internos o fugas de aceite (Gonen, 2014).

2.3.15- Fallas Por Descargas Parciales

Las descargas parciales son pequeños arcos eléctricos que ocurren dentro del transformador debido a la presencia de impurezas o defectos en el aislamiento.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Aunque inicialmente son de bajo impacto, si no se controlan, pueden progresar y causar daños significativos al equipo (Stevenson, 1982).

2.3.16- Fallas Por Vibraciones Y Daños Mecánicos

Los transformadores están sujetos a vibraciones debido al funcionamiento normal, pero las vibraciones excesivas pueden ser una señal de daño interno en los componentes. Las vibraciones pueden dañar los devanados o causar un mal contacto entre las partes del transformador, lo que resulta en un fallo mecánico (Chapman, 2005).

2.3.17- Impacto De Las Fallas En La Red Eléctrica

Las fallas en los transformadores no solo afectan el funcionamiento de los equipos, sino que también tienen un impacto directo en la calidad del servicio eléctrico. Las interrupciones del suministro pueden generar pérdidas económicas en las actividades comerciales, dañar equipos eléctricos sensibles y afectar la vida diaria de los usuarios. Además, las fallas frecuentes en los transformadores pueden generar costos adicionales en términos de mantenimiento y sustitución de equipos (Kothari & Nagrath, 2011).

2.4. Marco Contextual.

El presente estudio se enfoca en el diagnóstico de los principales fallos del Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua. El análisis abarca el periodo comprendido entre junio y octubre del 2025, con el objetivo de identificar, evaluar y proponer soluciones a los problemas técnicos que puedan afectar su desempeño y continuidad operativa.



2.4.1- Enfoque Energético

Nicaragua ha experimentado un crecimiento sostenido en la demanda de energía eléctrica, lo que ha impulsado la necesidad de mejorar la infraestructura de distribución eléctrica en diferentes regiones del país. En este sentido, el análisis de fallos en transformadores de distribución es un aspecto crucial para garantizar la estabilidad del suministro y evitar pérdidas económicas derivadas de fallas en el sistema.

Desde un punto de vista técnico, los transformadores de distribución son dispositivos esenciales en la conversión y regulación de voltajes dentro del sistema eléctrico. Estos equipos están expuestos a diversas condiciones operativas y ambientales que pueden influir en su desempeño, tales como sobrecargas, variaciones de tensión, contaminación, temperatura, humedad y envejecimiento de sus componentes internos. La detección temprana de fallas permite prevenir problemas mayores y garantizar un servicio eléctrico confiable para los usuarios.

2.4.2- Importancia Del Diagnóstico De Fallos

El diagnóstico de fallos en la red de distribución es un procedimiento fundamental para identificar anomalías en su funcionamiento y prevenir interrupciones en el suministro eléctrico.

2.4.3- Contexto Social

Los habitantes del barrio Azarías H. Pallais dependen de un suministro eléctrico constante para sus actividades cotidianas, incluyendo iluminación, refrigeración, educación, comercio y servicios básicos. Las interrupciones frecuentes del servicio afectan directamente la calidad de vida, la seguridad y la productividad de la comunidad. Por ello, existe una necesidad urgente de mejorar la confiabilidad de la red eléctrica en esta zona.

2.4.4- Contexto Técnico

La red de distribución eléctrica del barrio presenta deficiencias en su sistema de mantenimiento, lo que ha generado fallas recurrentes, tiempos prolongados de reparación y baja disponibilidad operativa. La falta de recursos técnicos, herramientas especializadas y capacitación del personal agrava la situación.

Este proyecto propone un plan de mejora que incluye la implementación de mantenimiento preventivo, análisis técnico de fallas y optimización de recursos, con el fin de aumentar la disponibilidad del sistema y reducir las interrupciones del servicio.

2.4.5- Temporalidad

La investigación se llevará a cabo en el período comprendido entre junio y octubre de 2025, tiempo durante el cual se aplicarán las estrategias de mejora propuestas, se recopilarán datos sobre el desempeño de la red y se evaluarán los resultados obtenidos. Este marco temporal permite observar el impacto de las acciones implementadas en un ciclo operativo completo.

2.5. Marco Institucional.

La investigación sobre el diagnóstico de fallas en la red de distribución del Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua, se enmarca en el contexto de las instituciones y entidades responsables de la operación, monitoreo y mantenimiento de los sistemas eléctricos en la región. A continuación, se presenta una breve descripción de las instituciones clave involucradas en el ámbito energético y capacitación de estudiantes en Nicaragua, DISNORTE-DISSUR, así como la Universidad de ciencias comerciales UCC-LEÓN.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

2.5.1- La Universidad de Ciencias Comerciales (UCC- LEÓN)

Figura 1 Logo de Universidad de Ciencias Comerciales (LEON)



Fuente:https://www.google.com/search?sca_esv=de17ce1c2058b841&rlz=1C1VD
KB

La Universidad de Ciencias Comerciales UCC- LEÓN juega un papel fundamental en la formación académica de los futuros profesionales del sector, proporcionando a sus estudiantes los conocimientos y habilidades necesarias para realizar labores especializadas en los tipos de mantenimiento y estrategias que puedan mejorar la calidad de los equipos. A través de sus programas educativos, la UCC ofrece formación en ingeniería Industrial, mantenimiento preventivo, correctivo y capacitando a los estudiantes para abordar los desafíos que se presenten. Los egresados de la UCC desempeñan un rol esencial en las operaciones de las empresas.

Misión

Formar profesionales integrales, éticos, con visión humanística, competitivos, emprendedores y con liderazgo, comprometidos con el desarrollo del país.

*Por nuestro prestigio, trayectoria y calidad
¡Somos la universidad de la gente que triunfa!*



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Visión

Ser reconocida como la Universidad con los más altos estándares de calidad de formación profesional, a fin de responder a las necesidades de la sociedad y al compromiso social de su proyecto educativo.

Valores

Liderazgo; Ética Profesional; Creatividad; Calidad.

Objetivos

- 1) Fortalecer la oferta académica de pregrado, posgrados y maestrías.

- 2) Desarrollar la vinculación de la Universidad con Graduados y Egresados.

- 3) Promover el uso de las tecnologías de la Información y la Comunicación en los procesos enseñanza aprendizaje y administrativos para mejorar la efectividad del desempeño.

- 4) Fomentar el desarrollo de la Investigación con calidad y pertinencia articulada con el desarrollo científico técnico, la docencia y la extensión.

- 5) Desarrollar la extensión universitaria compartiendo con la comunidad los conocimientos y fortalezas de la Universidad y recibiendo retroalimentación.

- 6) Fortalecer y desarrollar la vinculación y colaboración con empresarios y autoridades gubernamentales, impulsando la alianza Universidad-Empresa-Estado.

- 7) Desarrollar el talento humano con las competencias necesarias para mejorar el desempeño en todos los ámbitos.

- 8) Fortalecer la Gestión Administrativa de la Universidad, en función de asegurar su autosostenibilidad financiera y el cumplimiento de sus objetivos.
- 9) Desarrollar en la comunidad universitaria una cultura organizacional que propicie, que genere y se comprometa con el proceso de mejora continua.
- 10) Renovar y potenciar la presencia, la participación y el posicionamiento de la Universidad a nivel nacional y regional.

Los estudiantes de la UCC están formados para mejorar la calidad de los equipos a su cargo, llevando a cabo diagnósticos, mantenimientos y reparaciones en los equipos que componen la infraestructura de distribución.

La universidad también fomenta la investigación aplicada, en colaboración con entidades como DISNORTE-DISSUR, para desarrollar soluciones innovadoras que contribuyan a la mejora del servicio eléctrico en el país. Estas prácticas no solo aseguran la confiabilidad del servicio eléctrico, sino que también optimizan los recursos y minimizan los costos asociados a fallos no previstos. (Narváez, 1964)

2.5.2- DISNORTE-DISSUR

Figura 2 Logo DISNORTE-DISSUR



Fuente: <https://www.google.com/search DISNORTE DISSUR>



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

A partir de octubre del año 2000, con la modernización del estado y la privatización, surgen las empresas de distribución de energía Disnorte y Dissur en un afán de mejorar la prestación del servicio de distribución. A partir de entonces, se adoptan nuevas y modernas formas de gestión y de operación, en busca de alcanzar la calidad total. La demanda de nuevos suministros y el deterioro de las redes de distribución plantean grandes retos a los que hubo que hacerle frente.

Desde entonces se puso en marcha un plan de mejora que incluía desde gestión de procesos, la formación al personal administrativo y operativo, el remozamiento de las oficinas y centros de atención, el cumplimiento de la normativa de prestación de servicio.

Dando cumplimiento a la normativa de prestación de servicio se pone a disposición del cliente información de interés: pliego tarifario, deberes y derechos del cliente, se coloca el libro de quejas, foliado y rubricado por el Ente Regulador del Servicio Instituto Nicaragüense de Energía (INE) entre otros, lo cual se garantiza a través de proceso de supervisión.

Evolución Del Servicio

En la actualidad las empresas cuentan con más de 1,140,320 mil clientes. Hemos trabajado de la mano con el Gobierno y demás agentes del sector energético nicaragüense, para satisfacer la demanda energética del país y mantener un equilibrio financiero que garantice la rentabilidad y sostenibilidad energética nacional.

Misión

Atender las necesidades de la sociedad nicaragüense en lo que respecta a la distribución de la energía eléctrica, proporcionando a nuestros clientes servicios y



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

productos de calidad; siendo respetuosos con el medio ambiente y dando a nuestros empleados la posibilidad de crecer y desarrollar sus competencias en un ambiente laboral seguro y altamente profesional. Asimismo, propiciar a nuestros accionistas una rentabilidad creciente y sostenible.

Visión

Constituirnos en una empresa energética, líder en servicios y en continuo crecimiento y presencia nacional, como factor coadyuvante del desarrollo económico y social del país, distinguiéndose por la calidad en los servicios ofrecidos y por la continua actualización tecnológica.

Valores

Orientación al cliente: Dedicamos nuestros esfuerzos a conocer y satisfacer las necesidades de nuestros clientes. Queremos proporcionarles un servicio excelente y ser capaces de darles una respuesta inmediata y eficaz.

Compromiso con los Resultados: Elaboramos planes, fijamos objetivos colectivos e individuales y tomamos decisiones en función de su impacto en la consecución de los objetivos de nuestra Visión Empresarial, asegurando el cumplimiento de los compromisos adquiridos mediante el constante trabajo en equipo que desarrollamos en aras de generar el debido enfoque, pasión y sinergia que siempre debe de caracterizarse.

Sostenibilidad: Desarrollamos nuestros negocios con un horizonte estratégico que trasciende los intereses económicos inmediatos, contribuyendo al desarrollo económico, medioambiental y social del país, tanto a corto como a largo plazo.

Interés por las Personas: Promovemos un entorno de trabajo respetuoso con nuestros empleados e interesados en su formación y desarrollo profesional. Propiciamos la diversidad de opiniones, perspectivas, culturas, edades y géneros en el seno de nuestra organización.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Responsabilidad Social: Aceptamos nuestra Responsabilidad Social Empresarial, aportando a la sociedad nuestros conocimientos, capacidad de gestión y creatividad en función de brindar servicios de alta calidad. Alentamos el compromiso con el cuidado y preservación del Medio Ambiente. Mantenemos un contacto permanente con la sociedad para conocer sus necesidades y procurar su satisfacción, de tal forma que incremente la credibilidad y prestigio de la empresa.

Integridad y Respeto: Todas las personas de la organización debemos comportarnos con honestidad, rectitud, dignidad y ética, contribuyendo así a una cultura organizacional íntegra y al aumento de la confianza de la sociedad respecto a nuestra empresa. En todos los niveles organizacionales se actuará con transparencia y responsabilidad ante todas las partes interesadas.

Liderazgo: Tenemos la disposición, voluntad, enfoque y pasión para conducir nuestros esfuerzos en virtud de lograr que nuestra Visión se convierta en realidad.

La empresa Disnorte Dissur (Direcciones de Infraestructura y Servicios del Sistema Eléctrico) son entidades regionales que operan en Nicaragua, respectivamente.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

CAPÍTULO III: DISEÑO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de Proyecto

3.1.1- Según la procedencia del capital

El presente estudio se desarrolla bajo el auspicio personal de los autores, por lo tanto, se clasifica como un proyecto de capital privado.

3.1.2- Según el sector

Este proyecto se desarrolla dentro del sector eléctrico, específicamente en el ámbito de la distribución de energía, que forma parte del sector industrial y de servicios públicos.

3.1.3- Según el ámbito o perfil profesional

El estudio se enmarca en el perfil de la Ingeniería Industrial, debido a que aplica técnicas de mejora continua, mantenimiento preventivo y análisis de eficiencia en sistemas productivos como lo es la red de distribución eléctrica.

3.1.4- Según su orientación

La investigación es de tipo aplicada, ya que tiene como finalidad resolver un problema real mediante la elaboración de una propuesta técnica viable.

3.1.5- Según su área de influencia

El área de influencia se limita al área local, dado que el proyecto se limita geográficamente al barrio Azarías H. Pallais, del municipio de León, Nicaragua.

3.2. Unidades de Análisis

Se emplea el método descriptivo, ya que se pretende caracterizar el estado actual del sistema de mantenimiento de la red eléctrica y sus principales fallas. Asimismo, se utiliza el método analítico para descomponer los elementos del sistema y proponer acciones de mejora.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

La unidad de análisis está conformada por:

- Los equipos eléctricos (transformadores, seccionadores, estructuras de soporte, entre otros).
- Los reportes de fallas y de mantenimiento correctivo y preventivo durante los años 2023, 2024 y parte del 2025.

3.3. Métodos de Estudio y Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

3.3.1- Observación directa

Se realizaron visitas de campo en el barrio Azarías H. Pallais, municipio de León, con el fin de verificar el estado físico de los componentes de la red de distribución eléctrica (postes, aisladores, seccionadores, transformadores, acometidas, entre otros). Esta observación nos permitió identificar visualmente elementos deteriorados, riesgo de contacto, o signos de falta de mantenimiento preventivo.

3.3.2- Revisión documental

Se analizaron reportes oficiales de fallas e interrupciones del servicio eléctrico correspondientes a los años 2023, 2024 y el periodo Junio-octubre de 2025. Estos documentos permitieron caracterizar la frecuencia, ubicación, tipo de fallas, y los tiempos de atención por parte del personal técnico.

3.3.3- Mediciones técnicas

Se utilizaron instrumentos especializados para obtener datos eléctricos relevantes:

Amcorder (analizador de red): Instalado temporalmente en la segunda semana del mes de agosto para registrar valores de corriente y calidad del suministro eléctrico en puntos estratégicos de la red de distribución del barrio.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Cámara termográfica (Fluke): Empleada para detectar puntos calientes en transformadores, empalmes y estructuras que pudieran representar riesgo de falla o sobrecalentamiento por mala conexión o sobrecarga.

Estas mediciones nos permitieron obtener una visión más completa del comportamiento eléctrico real en la red, complementando con la información documental de reportes históricos y observación directa.

3.3.4- Confiabilidad y Validez de los Instrumentos

La validez de los instrumentos fue asegurada mediante la revisión y evaluación de su pertinencia en relación con los objetivos del estudio. Se emplearon instrumentos técnicos y ampliamente utilizados en el análisis de redes de distribución eléctrica, como lo es el analizador de red (Amcorde) y la cámara termográfica (Fluke), los cuales proporcionan mediciones precisas de parámetros eléctricos críticos.

Asimismo, los reportes documentales analizados provienen de reportes históricos de la empresa distribuidora, lo que garantiza su relevancia y correspondencia con el entorno real de la red eléctrica del barrio Azarías H. Pallais.

Confiabilidad

La confiabilidad de los datos fue reforzada mediante el uso de fuentes múltiples. La triangulación de la información entre las observaciones directas en campo, los registros históricos y los resultados de las mediciones técnicas, permitió verificar la consistencia de los hallazgos.

La metodología se orienta a la Ingeniería Industrial al combinar técnicas de recolección de datos con herramientas de análisis de procesos y eficiencia en la gestión de mantenimiento.

CAPÍTULO IV: DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

4.1 Macro y Micro Localización

Figura 3 Macro y Micro localización del Barrio Azarías H. Pallais.



Fuente: Propia de autores.

4.1.1- Aspectos Socioeconómicos

Aspecto económico Actividad de la empresa:

La empresa distribuidora de energía eléctrica en la zona es Disnorte-Dissur, la cual se encarga del suministro y mantenimiento de la red de media y baja tensión. Su actividad principal es la distribución de energía eléctrica a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, cobrando tarifas reguladas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

Actividades económicas de la zona:

En el barrio se observan actividades económicas de tipo informal, como pequeños comercios, talleres de mecánica, pulperías y venta ambulante. Estas actividades



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

dependen del suministro constante de energía eléctrica para su operatividad, por lo cual los cortes de energía o fallas impactan directamente en su productividad y economía.

4.1.2- Identificación de Riesgos y Afectaciones que Disminuyen el proyecto

Riesgo ambiental:

Daños causados por lluvias intensas, tormentas eléctricas o vientos que afectan postes, líneas y transformadores.

Acumulación de vegetación en zonas donde atraviesa la red eléctrica.

Riesgo económico:

Limitaciones presupuestarias de la empresa para implementar un programa de mantenimiento eficiente.

Aumento en los costos operativos por fallas no previstas.

Riesgo social:

Inconformidad de los usuarios por interrupciones frecuentes.

Afectación a la calidad de vida por fallas eléctricas prolongadas.

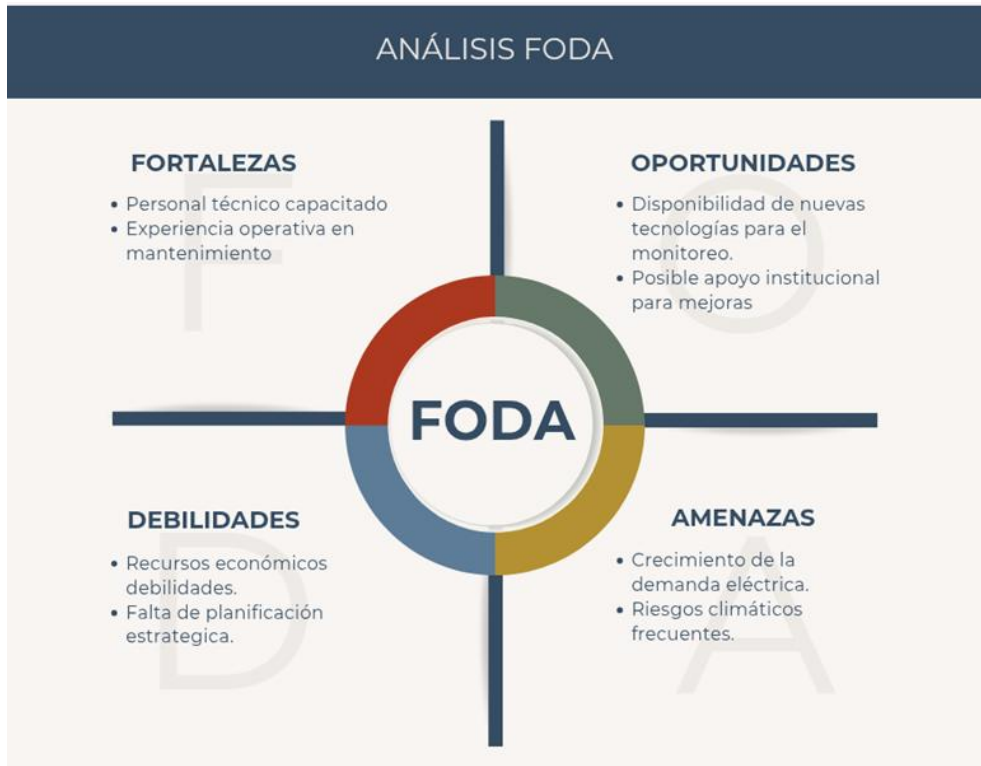
Riesgo laboral:

Accidente del personal técnico por falta de equipo de protección o capacitación.

Sobrecarga de trabajo en el equipo de mantenimiento debido a una programación inadecuada.

4.2. Análisis FODA

Figura 4 Análisis FODA



Fuente: Propia de autores.

A continuación, se expone el análisis FODA del sistema de mantenimiento eléctrico, el cual permite identificar los factores internos y externos que influyen en su desempeño, resaltando las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

Tabla 4 Análisis FODA

| Fortalezas | Oportunidades |
|---|---|
| Personal técnico capacitado. | Disponibilidad de nuevas tecnologías para el monitoreo. |
| Experiencia operativa en mantenimiento. | Posible apoyo institucional para mejoras. |

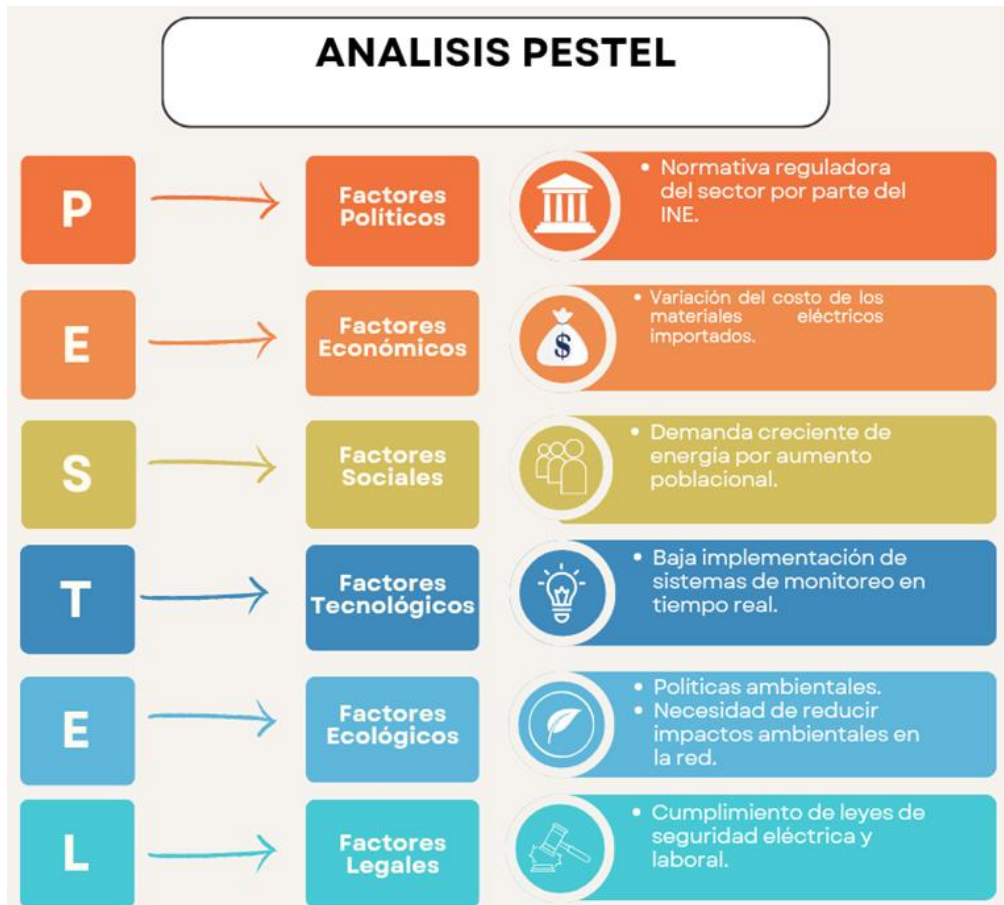
| Debilidades | Amenazas |
|-------------------------------------|--|
| Recursos económicos limitados. | Riesgos climáticos frecuentes. |
| Falta de planificación estratégica. | Crecimiento desordenado de la demanda eléctrica. |

Fuente: Propia de autores

4.3. Análisis PESTEL

La figura que se muestra a continuación resume los principales factores externos que inciden en el sistema eléctrico, agrupados en los ámbitos político, económico, social, tecnológico, ecológico y legal.

Figura 5 Análisis PESTEL



Fuente: Propia de autores.

La tabla que se muestra a continuación resume los principales factores externos que inciden en el sistema eléctrico, agrupados en los ámbitos político, económico, social, tecnológico, ecológico y legal.

Tabla 5 Análisis PESTEL

| Factor | Aspecto relevante |
|--------------------|--|
| Político | Normativa reguladora del sector eléctrico por parte del INE. |
| Económico | Variación del costo de los materiales eléctricos importados. |
| Social | Demanda creciente de energía por aumento poblacional. |
| Tecnológico | Baja implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real. |
| Ecológico | Necesidad de reducir impactos ambientales en la red. |
| Legal | Cumplimiento de leyes de seguridad eléctrica y laboral. |

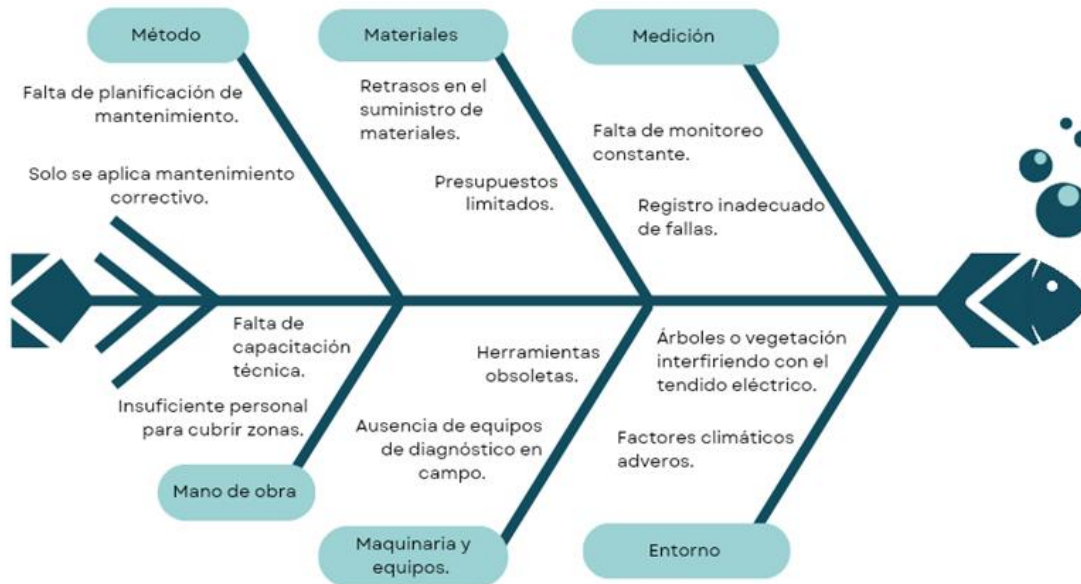
Fuente: Propia de autores

4.4. Diagrama de Ishikawa (Causa – Efecto)

Figura 6 Diagrama de Ishikawa (Causa – Efecto)

Diagrama de Ishikawa

Identificación de raíces del problema a través del análisis de causa y efecto



Notas: Fallas frecuentes en la red de distribución eléctrica en el barrio Azarías H. Pallais.

Fuente: Propia de autores

Problema central: Fallas frecuentes en la red de distribución eléctrica en el barrio Azarías H. Pallais.

Se representan las causas principales:

Método: Falta de planificación de mantenimiento / Solo se aplica mantenimiento correctivo.

Materiales: Retrasos en el suministro de materiales / Presupuestos Limitados.

Medición: Falta de monitoreo constante / Registro inadecuado de fallas.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Mano de obra: Falta de capacitación técnica / Insuficiente personal para cubrir zonas.

Maquinaria y equipos: Herramientas obsoletas / Ausencia de equipos de diagnósticos en campo.

Entorno: Árboles o vegetación interfiriendo con el tendido eléctrico / Factores climáticos adversos.

4.5. Benchmarking

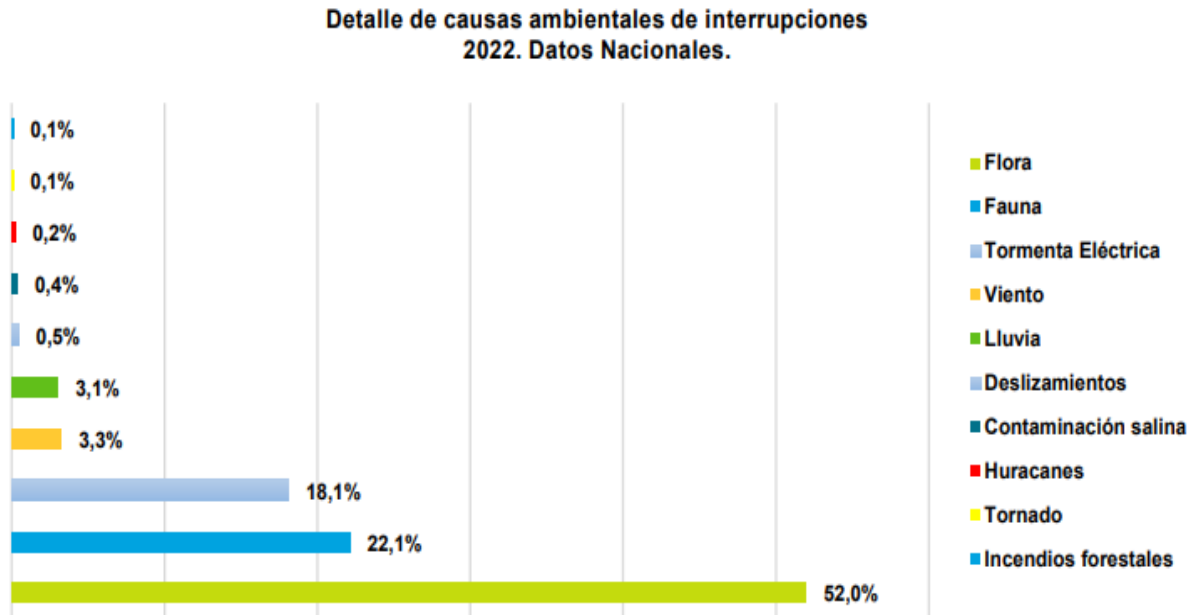
Se realizó una comparación con buenas prácticas aplicadas por empresas distribuidoras en países con contextos similares, como Costa Rica. Estas empresas implementan sistemas de mantenimiento predictivo con sensores en tiempo real, planificación estratégica de cuadrillas de mantenimiento, y programas de capacitación continua, lo cual ha reducido los tiempos de respuesta ante fallas y aumentado la confiabilidad del sistema eléctrico.

Costa Rica: La Autoridad Reguladora de los servicios públicos (ARESEP) publica informes anuales de calidad de la distribución, con seguimiento explícito de continuidad, lo que ha impulsado a las empresas a invertir en monitoreo y automatización.

La compañía nacional de fuerza y luz (CNFL), declara objetivos de redes inteligentes con AMI (medición avanzada) y ADMS (gestión avanzada de la distribución) para control operativo en tiempo real; además, su estrategia 2019–2023 reporta incorporación de equipos de automatización de red para mejorar el servicio. Estas líneas de acción (AMI/ADMS + automatización) son coherentes con reducir duración/frecuencia y con robustecer análisis causa-raíz (disminuir “causa desconocida”).

La siguiente figura presenta las principales causas ambientales que generan interrupciones en el suministro eléctrico, permitiendo identificar los factores externos que afectan la continuidad y confiabilidad del servicio.

Figura 7 Detalles de causas ambientales de interrupciones



Fuente: <https://aresep.go.cr/electricidad-calidad/informe-de-calidad-electrica-del-servicio-de-distribucion-2022.nombre>

4.6. Técnica de los 5 Por Qué

Problema: Frecuentes fallas en la red de distribución.

1. ¿Por qué ocurren fallas frecuentes? → Porque el mantenimiento es mayormente reactivo no se cuenta con un plan de mantenimiento preventivo.
2. ¿Por qué no se realiza mantenimiento preventivo? → Porque no se priorizan las acciones (poda, protecciones, balanceo) por falta de datos confiables y oportunos.

3. ¿Por qué no existe planificación estructurada? → Porque no se cuenta con datos actualizados del estado de la red, los datos en campos están incompletos.
4. ¿Por qué no se tienen datos actualizados? → Porque no existe un estándar institucional (catálogo de causas + checklist obligatorios, mediciones previas para coordinar fusibles) ni dotación mínima en cuadrillas de equipos como termografía, registradores, indicadores de falla.
5. ¿Por qué no hay herramientas de monitoreo? → Porque no se ha invertido en tecnología por limitaciones presupuestarias.

4.7 Diagnóstico

El diagnóstico situacional constituye una etapa fundamental dentro del proceso de mejora del sistema de mantenimiento de la red de distribución eléctrica. Se identifican de manera clara y objetiva las condiciones actuales del sistema, considerando variables técnicas, económicas, sociales y ambientales que afectan su desempeño.

Mediante este proceso se analizan los factores internos y externos que influyen en la operación de la red, permitiendo determinar aspectos claves para la formulación de propuestas de mejora.

4.7.1- Elemento crítico seleccionado para el análisis.

El presente estudio se desarrolló en el barrio Azarías H. Pallais, ubicado en el sector occidente de la ciudad de León, debido a que esta zona presenta una alta incidencia de interrupciones en el suministro eléctrico.

De acuerdo con los datos históricos de DISNORTE-DISSUR para el periodo enero-junio 2025, el circuito LNII3030, que abastece parte de este barrio, el elemento

FU-W3633 se posiciona como la segunda derivación con mayor número de disparos en el sector occidente. En el mes de junio 2025, registró 7 eventos de desconexión, representando el 6.3 % de las fallas totales de derivaciones ocurridas en el área.

A continuación, se presenta la tabla con los elementos eléctricos del sector Occidente que han registrado el mayor número de fallas, indicando el circuito correspondiente y la cantidad de interrupciones.

Tabla 6 Elementos con más afectaciones en el mes de junio 2025.

| Ítem | Elemento | Sector | Circuito | Fallas |
|------|----------|-----------|-----------|--------|
| 1 | FU-W2136 | OCCIDENTE | ESC4010 | 8 |
| 2 | FU-W3633 | OCCIDENTE | LNII3030 | 7 |
| 3 | FU-W3000 | OCCIDENTE | ESC4010 | 7 |
| 4 | FU-W2589 | OCCIDENTE | ESC4010 | 7 |
| 5 | FU-W2989 | OCCIDENTE | CHGII3010 | 7 |
| 6 | FU-W3234 | OCCIDENTE | EVJ4070 | 7 |
| 7 | FU-W2323 | OCCIDENTE | EVJ4070 | 6 |
| 8 | FU-W2281 | OCCIDENTE | EVJ4040 | 6 |
| 9 | FU-W2486 | OCCIDENTE | EVJ4030 | 5 |
| 10 | FU-W2839 | OCCIDENTE | EVJ4060 | 5 |
| 11 | FU-W2040 | OCCIDENTE | CHN3070 | 5 |
| 12 | FU-W3171 | OCCIDENTE | MLPII3010 | 5 |
| 13 | FU-W2639 | OCCIDENTE | NAG3010 | 5 |
| 14 | FU-W3247 | OCCIDENTE | EVJ4030 | 5 |
| 15 | FU-W2317 | OCCIDENTE | EVJ4070 | 5 |
| 16 | FU-W2497 | OCCIDENTE | EVJ4030 | 5 |
| 17 | FU-W3233 | OCCIDENTE | EVJ4030 | 4 |
| 18 | FU-W1168 | OCCIDENTE | LNI3040 | 4 |

| | | | | |
|----|----------|-----------|-----------|---|
| 19 | FU-W3384 | OCCIDENTE | EVJ4030 | 4 |
| 20 | FU-W2851 | OCCIDENTE | CHGII3050 | 4 |

Fuente: Datos Históricos DISNORTE-DISSUR 2025

Si bien en este estudio no se calculan los indicadores normados por el INE (2023) de la continuidad del servicio eléctrico, el número de disparos registrados en el elemento FU-W3633 durante junio de 2025 supera el límite de $FMK \leq 4,1$ establecido por el INE (2023), lo que evidencia la necesidad de priorizar este circuito en la planificación de mantenimiento.

4.7.2- Estado actual de la red de distribución eléctrica.

La red eléctrica del barrio Azarías H. Pallais ha experimentado recientemente a finales del año 2022, una modernización importante mediante su conversión a una configuración de red protegida con medidores bicuerpo. Esta actualización tecnológica representa un gran avance en la gestión y control del suministro eléctrico, permitiendo una mejor medición del consumo, mayor seguridad en la operación y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

La implementación de medidores bicuerpo, que facilitan la segmentación y monitoreo por fases, junto con sistemas de protección adecuados, ha fortalecido la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico en la zona. Sin embargo, a pesar de estos avances, la red aún presenta ciertos retos relacionados con su mantenimiento, capacidad de carga y respuesta ante condiciones adversas como tormentas o fluctuaciones de voltaje, aspectos que requieren un análisis detallado para su optimización continua.

Este diagnóstico del estado actual de la red permitirá identificar las principales características, fortalezas y debilidades del sistema eléctrico local, estableciendo así las bases para propuestas de mejora orientadas a garantizar un servicio eficiente, seguro y sostenible para los usuarios del barrio Azarías H. Pallais.



Infraestructura eléctrica instalada

Número de transformadores instalados: 24 unidades.

Capacidad total instalada: 605 kVA.

Tipo de transformadores: Monofásicos.

Nivel de tensión primaria: 7.6 kV.

Nivel de tensión secundaria: 120/240 V.

Tipo de conductor utilizado:

Línea Primaria ACSR 1/0 AWG

Línea Secundaria Tríplex 1/0

Demanda y usuarios

- Número total de usuarios: 1226
- Distribución por tipo de cliente:
 - Residenciales: 85 %
 - Comerciales: 10 %
 - Servicios públicos: 5 %
- Potencia demandada promedio: 286,000 kW.
- Potencia máxima registrada: 136,566 kW.

Tabla Demanda Kwh y usuarios

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de clientes, transformadores de la zona, consumo de energía del mes de junio y las interrupciones del mes.

En la presente tabla se presentan los indicadores más relevantes del sistema eléctrico, incluyendo clientes, transformadores, consumo energético, interrupciones y potencia instalada.

Tabla 7 Demanda Kwh y Usuarios

| Estadística | Valor | N.º entidades analizadas |
|---|--------------|---------------------------------|
| Suma de Cantidad clientes | 1226 | 24 |
| Suma de Cantidad de transformadores | 24 | 24 |
| Suma de Consumo de energía kwh Jun/2025 | 136566 | 24 |
| Suma de Nro. Interrupciones Año en Curso | 27 | 11 |
| Suma de Nro. Interrupciones Mes en Curso | 8 | 11 |
| Suma de Potencia instalada (KVA) | 605 | 24 |

Fuente: Propia de autores

4.7.3-Histórico de fallas y afectaciones

En los últimos años, la red ha registrado interrupciones de suministro debidas a diversas causas técnicas, ambientales y operativas. A continuación, se presenta un resumen de los años 2023,2024 y 2025 donde se detallan el número de fallas y una duración promedio en horas:

La siguiente tabla presenta el historial de fallas del sistema eléctrico entre los años 2023 y 2025.

Tabla 8 Histórico de fallas y afectaciones

| Año | Número de fallas | Duración promedio (h) | Usuarios afectados | Principales causas |
|------|------------------|-----------------------|--------------------|-------------------------------------|
| 2023 | 26 | 43 | 831 | Causas desconocidas/Fuertes Vientos |

| | | | | |
|------|----|----|-----|--|
| 2024 | 37 | 88 | 831 | Causas desconocidas/Ramas sobre la red |
| 2025 | 27 | 36 | 831 | Causa desconocida |

Fuente: Propia de autores

Tendencias y hallazgos que muestra la tabla.

Respecto al número de fallas el pico máximo se presenta en 2024, pero en 2025 se evidencia una recuperación hacia niveles similares a 2023.

Duración promedio de interrupciones:

2024 es el año más crítico con 88 horas por evento.

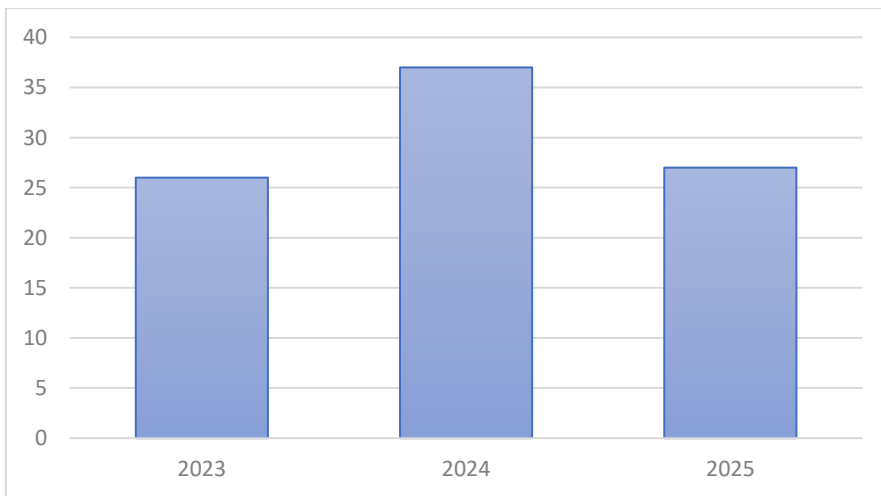
En 2025, el tiempo de restablecimiento se redujo un 59%, lo que podría atribuirse a mejoras en la gestión operativa y disponibilidad de recursos.

Causas desconocidas: Representan un problema constante en los tres años, lo que limita la capacidad de diseñar estrategias correctivas efectivas.

Histórico de fallas y afectaciones de Reparto Asarias Pallais.

En la siguiente figura se muestra el histórico de fallas desde el año 2023.

Figura 8 Fallas y Afectaciones Anuales



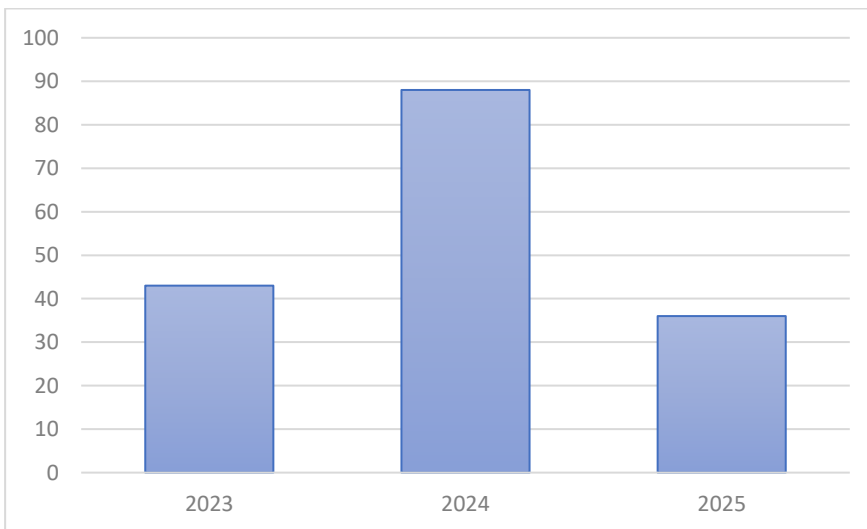
Fuente: Propia de autores

En 2024 las fallas aumentaron a 37 eventos, lo que representa un incremento del 42% respecto al año anterior. La duración promedio se elevó a 88 horas, mostrando un empeoramiento en los tiempos de respuesta y restablecimiento del servicio.

Duración promedio de afectación por año

La siguiente figura muestra el promedio en horas afectadas, momento de la falla hasta su reparación.

Figura 9 Duración Promedio Por Año



Fuente: Propia de autores

Representación gráfica del histórico de fallas

La siguiente tabla muestra el histórico de fallas del año 2024 como principal causa con un 35% siendo la causa desconocida.

La tabla que se presenta a continuación muestra las causas de las interrupciones eléctricas durante año 2024.

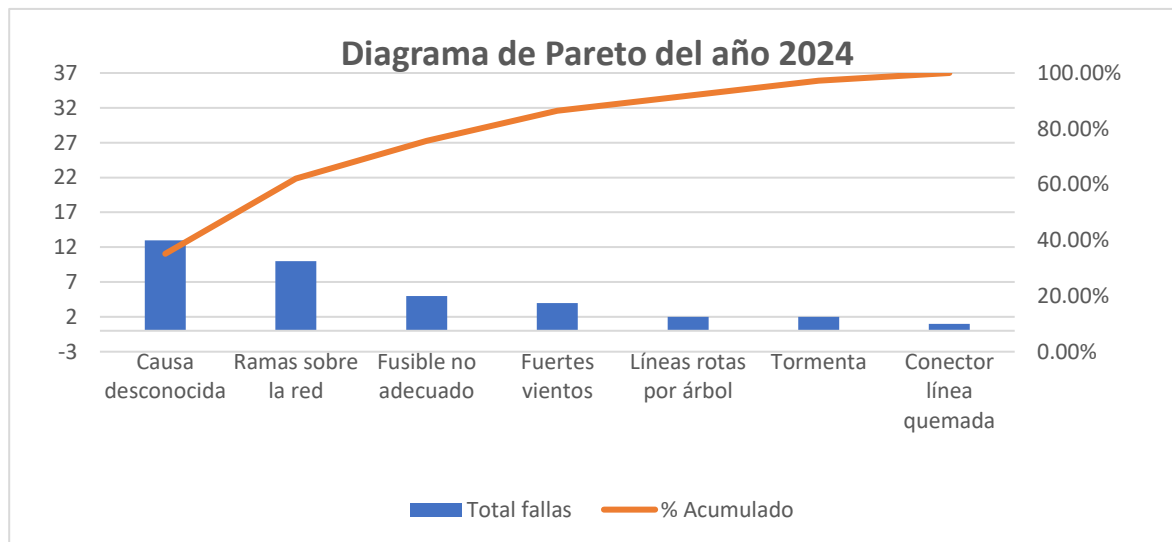
Tabla 9 Históricos de fallas de 2024

| AÑO 2024 | | | |
|------------------------|---------------|--------------|-------------|
| Causa | Total, fallas | % Individual | % Acumulado |
| Causa desconocida | 13 | 35.14% | 35.14% |
| Ramas sobre la red | 10 | 27.03% | 62.16% |
| Fusible no adecuado | 5 | 13.51% | 75.68% |
| Fuertes vientos | 4 | 10.81% | 86.49% |
| Líneas rotas por árbol | 2 | 5.41% | 91.89% |
| Tormenta | 2 | 5.41% | 97.30% |
| Conector línea quemada | 1 | 2.70% | 100% |

Fuente: Propia de autores

Diagrama de Pareto del año 2024

Figura 10 Diagrama de Pareto del año 2024



Fuente: Propia de autores

El diagrama refleja que aproximadamente el 75% de las interrupciones son: Causas desconocidas, ramas sobre la red, fusibles no adecuados.

5.1 Identificación de las principales fallas mediante análisis de reportes históricos y técnicos que se presentan en la red de distribución eléctrica en el Barrio Azarías H. Pallais

5.1.1- Reportes históricos

En la siguiente tabla se muestra el reporte histórico de fallas del primer trimestre del 2025.

La siguiente tabla presenta el histórico de fallas registradas durante el año 2025 en las áreas de Disnorte y Dissur.

Tabla 10 Histórico De Fallas 2025 Disnorte-Dissur

| <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> REPORTE HISTORICO DE 2025 DISNORTE-DISSUR </div> | | | | | | | | | | |
|---|---------------------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|-------|
| | | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | TOTAL |
| NATURALEZA | RAMAS SOBRE LA RED | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| OTRAS | CAUSA DESCONOCIDA | 2 | 2 | 3 | 3 | 0 | 5 | 3 | 1 | 19 |
| NATURALEZA | FUERTES VIENTOS | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| CONDUCTOR | LINEAS ROTAS POR ARBOL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NATURALEZA | TORMENTA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| TRANSFORMADOR | FUSIBLE NO ADECUADO | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| CONDUCTOR | ROTURA DEL CONDUCTOR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| ELEMENTO DE MANIOBRA | CORTACIRCUITO QUEMADO | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 2 |
| OTRAS | PERSONAS ELECTROCUTADAS | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| ELEMENTO DE MANIOBRA | CONECTOR DE LINEA QUEMADO | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |

Fuente: Propia de autores

El presente análisis de fallas en la red eléctrica del primer semestre del 2025 se realizó aplicando el principio de Pareto, el cual establece que pocas causas concentran la mayor parte de los efectos. En este caso, se analizaron un total de 28 incidencias registradas en el período enero-agosto 2025.

La siguiente tabla muestra el histórico de fallas del año 2025 predominando como principal causa con un 67% siendo la causa desconocida.

Tabla 11 Resultados del análisis 2025

| Causa | Total | % Individual | % Acumulado |
|----------------------------------|-------|---------------|-------------|
| Causa desconocida | 19 | 67.86% | 67.86% |
| Cortacircuitos quemado | 2 | 7.14% | 75.00% |
| Ramas sobre la red | 1 | 3.57% | 78.57% |
| Fuertes vientos | 1 | 3.57% | 82.14% |
| Tormenta | 1 | 3.57% | 85.71% |
| Fusible no adecuado | 1 | 3.57% | 89.28% |
| Rotura del conductor | 1 | 3.57% | 92.85% |
| Personas electrocutadas | 1 | 3.57% | 96.42% |
| Conector de línea quemado | 1 | 3.57% | 100.00% |

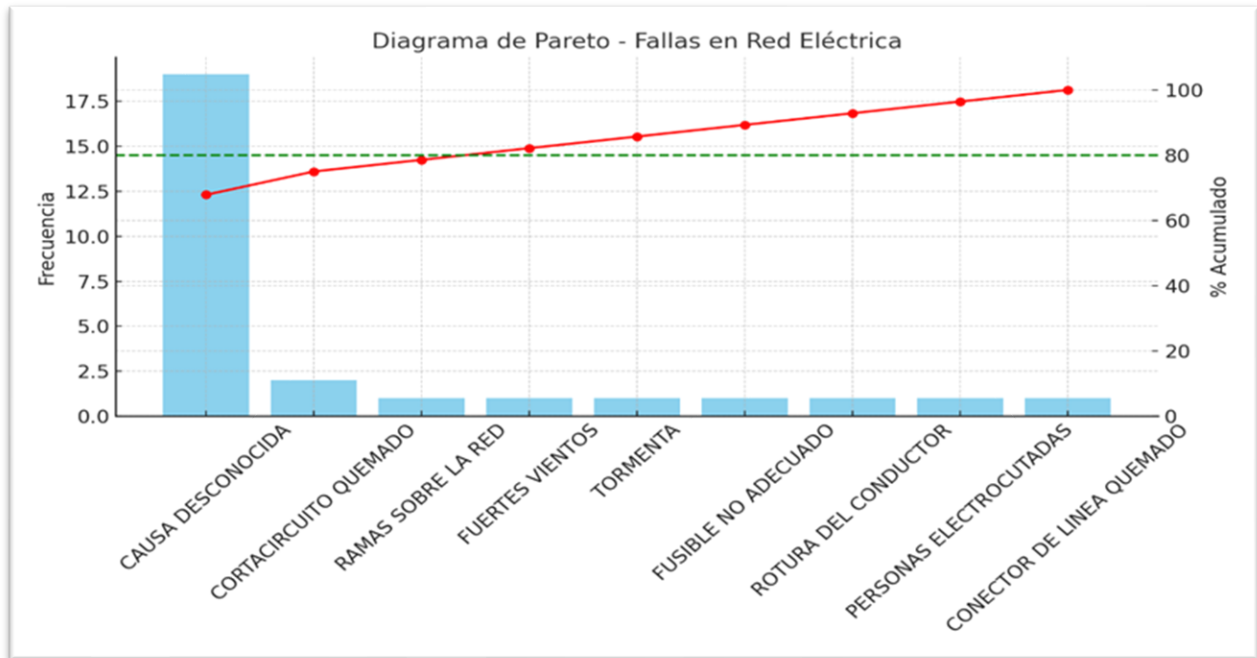
Fuente: Propia de autores

La Tabla 11 muestra que la principal causa de fallas en 2025 fue la causa desconocida, representando el 67.86% del total de incidentes. Le siguen en menor medida los cortacircuitos quemados (7.14%) y otras causas menores con un 3.57%

cada una. Esto evidencia deficiencias en la identificación precisa de fallas. Se recomienda mejorar el diagnóstico y registro técnico para reducir los casos no identificados.

Diagrama de Pareto de reportes históricos de 2025.

Figura 11 Reporte históricos de 2025



Fuente: Propia de autores

Interpretación del Diagrama de Pareto

Los resultados del análisis evidencian que unas pocas categorías explican la mayoría de los problemas, por lo cual un plan de acción focalizado permitirá mejorar significativamente la confiabilidad del sistema eléctrico.

Se muestra que la causa predominante es 'Causa Desconocida', con un 67.86% de las incidencias, lo que representa más de dos tercios de los eventos registrados. Al agregar 'Cortacircuitos quemado' y 'Ramas sobre la red', se alcanza el 78.57%, superando el umbral del 80% cuando se considera una categoría adicional.

5.1.2- Reporte Técnico

5.1.2.1- Evaluación por medio de analizador Amcorder

La presente evaluación contiene los registros del analizador Amcorder instalados en la derivación bifásica con matrícula FU-W3633 localizada en el barrio Azarías H. Pallais (León, Nicaragua). Las mediciones corresponden a intervalos de registros de corrientes de cada 15 minutos y fueron registrados en la segunda semana del mes de agosto que corresponden del 5 de agosto de 2025 hasta la mañana del 12 de agosto de 2025.

Figura 12 Analizador Amcorder



Fuente: Propia de autores

La tabla siguiente resume, para cada día de medición y para cada fase, la corriente mínima, media y la corriente máxima registrada, así como la hora en que ocurrió el pico:

A continuación, se presenta, el registro de corrientes diarias en las fases A y B, donde muestra valores mínimo, medio y máximo.

Tabla 12 Resumen de corrientes Máximas Registradas

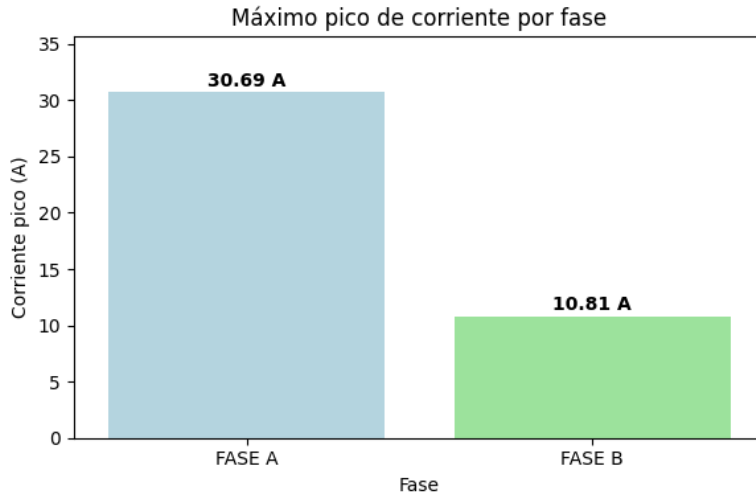
| Fase | Fecha | Corriente mínima (A) | Corriente media (A) | Corriente máxima (A) | Hora del pico |
|---------------|--------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| FASE A | 2025-08-05 | 18.94 | 24.78 | 29.06 | 20:00 |
| FASE A | 2025-08-06 | 16.63 | 22.79 | 29.44 | 19:15 |
| FASE A | 2025-08-07 | 0 | 22.12 | 30.63 | 20:15 |
| FASE A | 2025-08-08 | 17.19 | 23.23 | 30.06 | 20:45 |
| FASE A | 2025-08-09 | 18.19 | 22.89 | 28.69 | 20:00 |
| FASE A | 2025-08-10 | 19.44 | 23.62 | 29.88 | 21:00 |
| FASE A | 2025-08-11 | 16.13 | 22.81 | 30.69 | 20:00 |
| FASE A | 2025-08-12 | 16.69 | 22.55 | 27 | 00:00 |
| FASE B | 2025-08-05 | 5.88 | 8.32 | 10.06 | 22:15 |
| FASE B | 2025-08-06 | 5.44 | 7.63 | 10.31 | 20:15 |
| FASE B | 2025-08-07 | 5.5 | 7.63 | 10.44 | 21:00 |
| FASE B | 2025-08-08 | 5.81 | 7.93 | 10.81 | 21:45 |
| FASE B | 2025-08-09 | 6.25 | 7.89 | 10.38 | 21:00 |
| FASE B | 2025-08-10 | 6.5 | 8.04 | 10.81 | 22:00 |
| FASE B | 2025-08-11 | 5.31 | 7.63 | 10.44 | 19:45 |
| FASE B | 2025-08-12 | 5.25 | 7.43 | 9.25 | 00:00 |

Fuente: Propia de autores.

Podemos observar en la siguiente figura que la mayor corriente registrada es de 30.69 A, que fue registrada a las 20 horas del 11 de agosto.

En la siguiente figura se muestra el máximo pico de corriente registrado por fase.

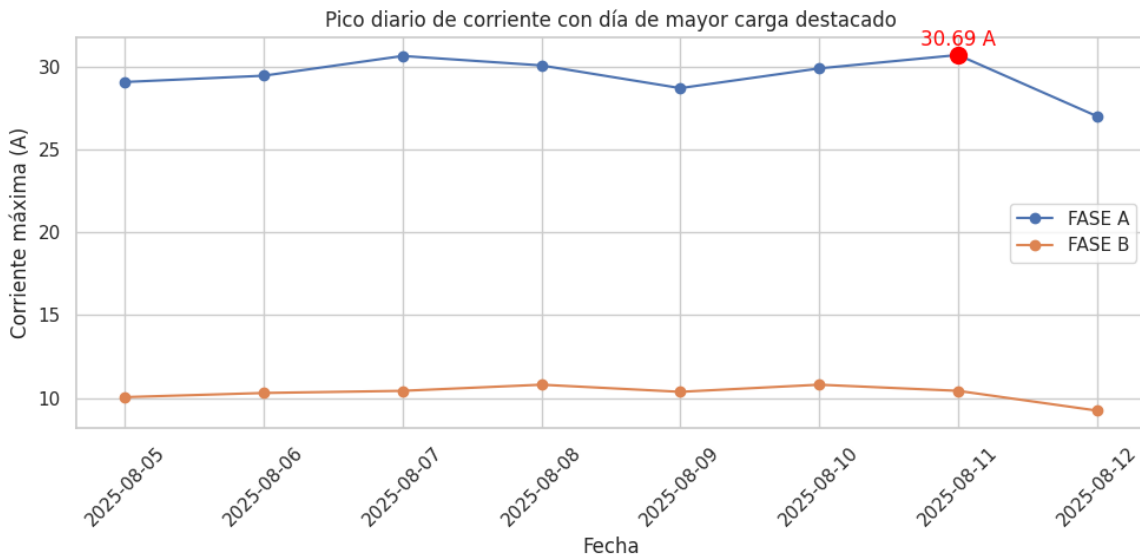
Figura 13 Máximo Pico de Corriente por Fase



Fuente: Propia de autores

A continuación, la figura muestra los picos diarios de corriente reflejando el mayor día detectado.

Figura 14 Día de mayor Carga Destacado



Fuente: Propia de autores

Para la FASE A se registraron 37 muestras el 5 de agosto y 96 muestras diarias del 6 al 11 de agosto (una cada 15 minutos), terminando con 38 muestras el 12 de agosto. Para FASE B ocurre la misma distribución. La mayor corriente media se observa el 10 de agosto en ambas fases, lo que sugiere un mayor consumo ese día. La corriente pico absoluta en FASE A es de 30,69 A el 11 de agosto a las 20:00; en FASE B la corriente pico es de 10,81 A, observada el 8 de agosto (21:45) y nuevamente el 10 de agosto (22:00).

Se aprecia que la FASE A presenta tres días con picos superiores a 30 A: el 7 de agosto (30,63 A), el 8 de agosto (30,06 A) y el 11 de agosto (30,69 A). En FASE B los picos se mantienen entre 9 y 11 A, con máximos el 8 y 10 de agosto (10,81 A). La siguiente gráfica complementa el análisis mostrando la corriente media diaria:

La siguiente tabla presenta las corrientes medias registradas en las fases A y B durante el período del 5 al 12 de agosto de 2025.

Tabla 13 Corrientes de Fase A y Fase B

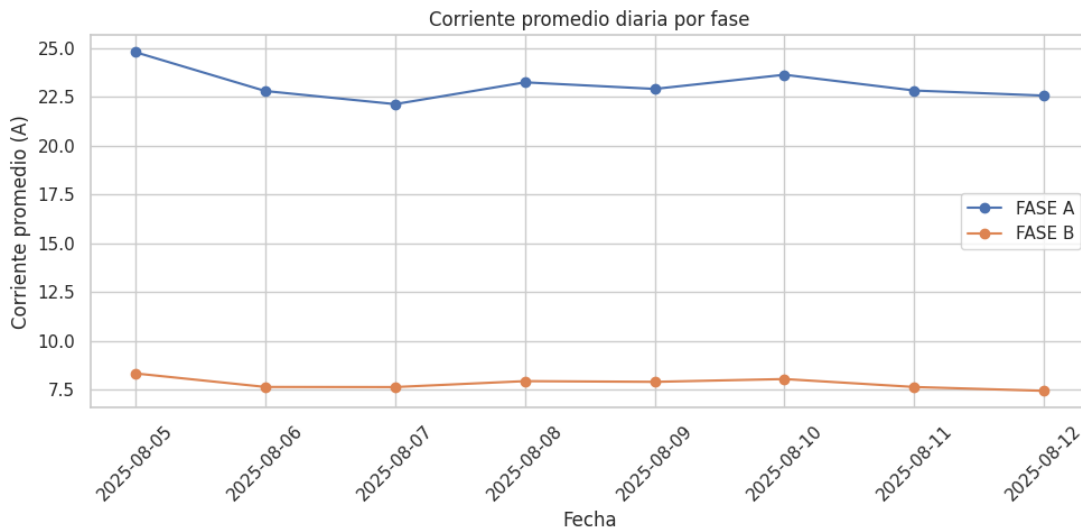
| Fase | Fecha | Corriente media (A) |
|---------------|--------------|----------------------------|
| FASE A | 2025-08-05 | 24.78 |
| FASE A | 2025-08-06 | 22.79 |
| FASE A | 2025-08-07 | 22.12 |
| FASE A | 2025-08-08 | 23.23 |
| FASE A | 2025-08-09 | 22.89 |
| FASE A | 2025-08-10 | 23.62 |
| FASE A | 2025-08-11 | 22.81 |
| FASE A | 2025-08-12 | 22.55 |
| FASE B | 2025-08-05 | 8.32 |
| FASE B | 2025-08-06 | 7.63 |

| | | |
|--------|------------|------|
| FASE B | 2025-08-07 | 7.63 |
| FASE B | 2025-08-08 | 7.93 |
| FASE B | 2025-08-09 | 7.89 |
| FASE B | 2025-08-10 | 8.04 |
| FASE B | 2025-08-11 | 7.63 |
| FASE B | 2025-08-12 | 7.43 |

Propia de autores

En la siguiente figura se muestra los corrientes promedios registradas por día.

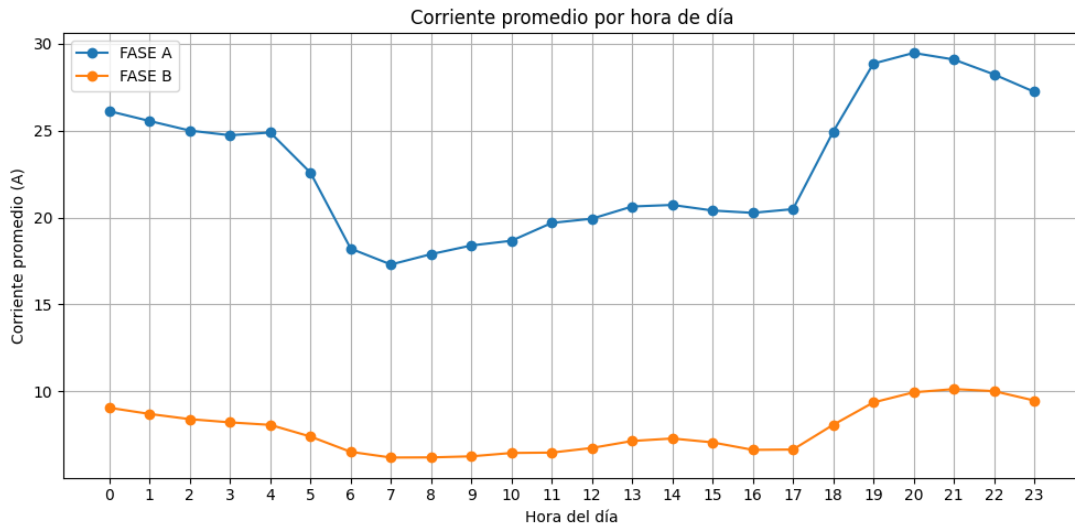
Figura 15 Corriente Promedio Diaria Por Fase.



Fuente: Propia de autores

La siguiente figura presenta la intensidad a lo largo del día para cada fase, resaltando las horas punta.

Figura 16 Corriente Promedio por Hora



Fuente: Propia de autores

Días con posibles fallas

El análisis de la corriente mínima diaria reveló que el 7 de agosto la corriente en FASE A descendió a 0 A en algunos intervalos. Ese valor nulo de corriente indica un corte momentáneo o una falla en la línea, que coincide con la medianoche y primeras horas de la mañana. Ninguna otra fase mostró valores de corriente cero.

En la siguiente tabla se detalla la afectación registrada por el equipo.

Se presenta a continuación el registro temporal de la atención a fallas eléctricas, detallando el ingreso del aviso, envío, llegada al sitio, detección de la falla y finalización del servicio, para evaluar la rapidez de respuesta.

Tabla 14 Afectación registrada por el equipo Amcorder vs registros agosto 2025.

| Id actividad | Creada | Aviso | Incidencia | Circuito | Observaciones |
|---------------------|---------------------|--------------|-------------------|-----------------|---|
| 947871 | 07/08/2025 06:55 | 11122308 | 3688699 | LNII3030 | LNII3030; NIS-2972531; 2DA AVENIDA DEL RPTO SALOMON DE LA SELVA ½C SUR; SALOMON DE LA SELVA 07:00 FU-W3633 Se repone 1F 25 K ØR 07:15 Cerrada FU-W3633 07:17 Disparado Trafo BDI 129710 DE 37.5Kva Se repone 1F 3.5Amp 07:31 Cerrado Trafo |

| Ingreso aviso | Hora envió | Hora llegada | Detección de falla | Hora fin |
|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------------|------------------|
| 07/08/2025 06:33 | 07/08/2025 06:53 | 07/08/2025 07:00 | 07/08/2025 07:31 | 07/08/2025 07:31 |

Fuente: Propia de autores

5.1.2.2- Análisis con cámara térmica.

El presente análisis contiene los registros de los principales puntos analizados mediante la inspección con la cámara térmica en la derivación bifásica con matrícula FU-W3633 localizada en el barrio Azarías H. Pallais (León, Nicaragua). La inspección corresponde a la segunda semana del mes de agosto donde se recorrió la red eléctrica verificando principales equipos de maniobras, aislamiento, transformadores, puntos de anclajes.

La inspección fue realizada con una cámara Fluke modelo Ti480, es una cámara de imágenes termográficas de 640 x 480 con un magnífico diseño ergonómico.

Características Técnicas de la Fluke Ti480

Resolución térmica: 640 x 480 píxeles (alta definición).

Rango de temperatura: -20 °C a +1000 °C.

Sensibilidad térmica: < 0,05 °C (detecta mínimas variaciones).

Funciones avanzadas: IR-Fusión, alarmas de temperatura, grabación de datos y conectividad.

Certificaciones: Cumple normas internacionales para inspecciones eléctricas.

Aplicaciones en Redes Eléctricas

Tabla 15 datos de cámara fecha y hora de inspección

| Nombre del archivo | IR_00579.IS2 | Fecha y hora de inspección | 15/08/2025 15:02:24 |
|--------------------|--------------|----------------------------|------------------------|
| Gravedad | | | |
| Nombre del archivo | IR_00582.IS2 | Fecha y hora de inspección | 15/08/2025 15:03:16 |
| Nombre del archivo | IR_00586.IS2 | Fecha y hora de inspección | 15/08/2025 15:11:36 |
| Nombre del archivo | IR_00587.IS2 | Fecha y hora de inspección | 15/08/2025 15:11:55 |
| Nombre del archivo | IR_00552.IS2 | Fecha y hora de inspección | 15/08/2025 15:14:32 |
| Gravedad | | | |

Fuente: Cámara termográfica Fluke

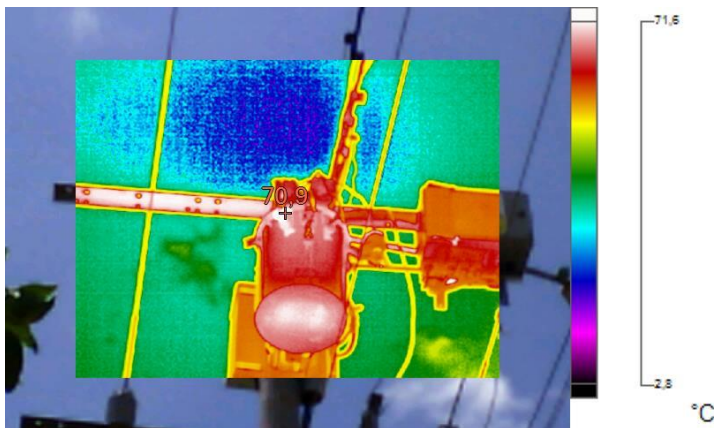
A continuación, se detallan los registros de las inspecciones de la cámara, indicando cada archivo y su fecha y hora de inspección, con el propósito de mantener un control ordenado y detectar irregularidades en el equipo monitoreado.

Código W14484 Matricula 129718

IR_00579.IS2

15/08/2025 15:02:24

Figura 17 Centro de Transformación W14484



Fuente: Cámara termográfica Fluke

Figura 18 Luz Visible de Transformación W14484



Fuente: Cámara termográfica Fluke

Tabla 16 Información de la figura 17

| | |
|-------------------------------------|-----------------------|
| Emisividad | 0,95 |
| Temperatura promedio | 14,4°C |
| Rango de la imagen | 3,5°C a 70,9°C |
| Modelo de cámara | Ti480P |
| Tamaño de sensor IR | 640 x 480 |
| Número de serie de la cámara | Ti480P-19080234 |
| Fabricante | Fluke Thermography |
| Hora de la imagen | 15/8/2025 15:02 |

Fuente: Cámara termográfica

Marcadores de la imagen principal

Tabla 17 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 17

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|-----------------|-------------|------------|
| Caliente | 70,9°C | 0,95 |

Fuente: Cámara termográfica

Bajante del Transformador

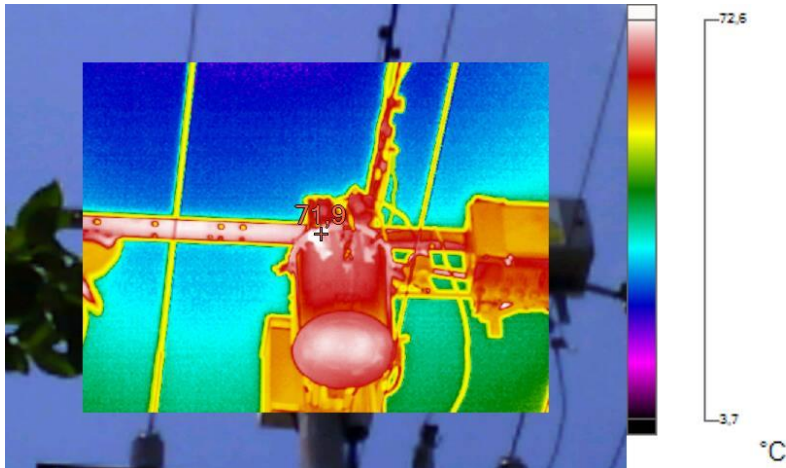
Durante la inspección termográfica realizada en el bajante del transformador, se evidencia un sobrecalentamiento significativo, con temperaturas que superan la temperatura ambiente. Este nivel puede estar relacionado con resistencia de contacto elevada, conexiones flojas o sobrecarga de corriente. Se recomienda inspección inmediata y ajuste de las conexiones.

Código W14484 Matricula 129718

IR_00582.IS2

15/08/2025 15:03:16

Figura 19 termográfica del Centro de Transformación matrícula W1484



Fuente: Cámara termográfica

Figura 20 Luz Visible del Centro de Transformación matrícula W1484



Fuente: Cámara termográfica

Información de la imagen

Tabla 18 Datos de cámara al momento de inspección

| | |
|-------------------------------------|---------------------|
| Emisividad | 0,95 |
| Temperatura promedio | 15,5°C |
| Rango de la imagen | 4,3°C a 71,9°C |
| Modelo de cámara | Ti480P |
| Tamaño de sensor IR | 640 x 480 |
| Número de serie de la cámara | Ti480P-19080234 |
| Fabricante | Fluke Thermography |
| Hora de la imagen | 15/08/2025 15:03:16 |

Fuente: Cámara termográfica

Marcadores de la imagen principal

Tabla 19 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 19

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|-----------------|-------------|------------|
| Caliente | 71,9°C | 0,95 |

Fuente: Cámara termográfica

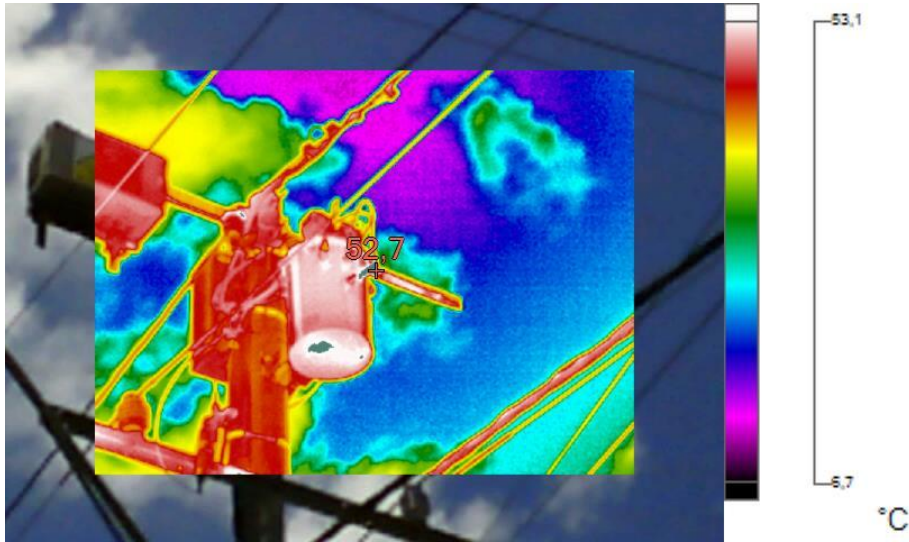
Bajante del Transformador

Durante la inspección termográfica realizada en el bajante del transformador, se evidencia un sobrecalentamiento significativo, con temperaturas que superan la temperatura ambiente. Este nivel puede estar relacionado con resistencia de contacto elevada, conexiones flojas o sobrecarga de corriente. Se recomienda inspección inmediata y ajuste de las conexiones.

Código W14494 matrícula 129228

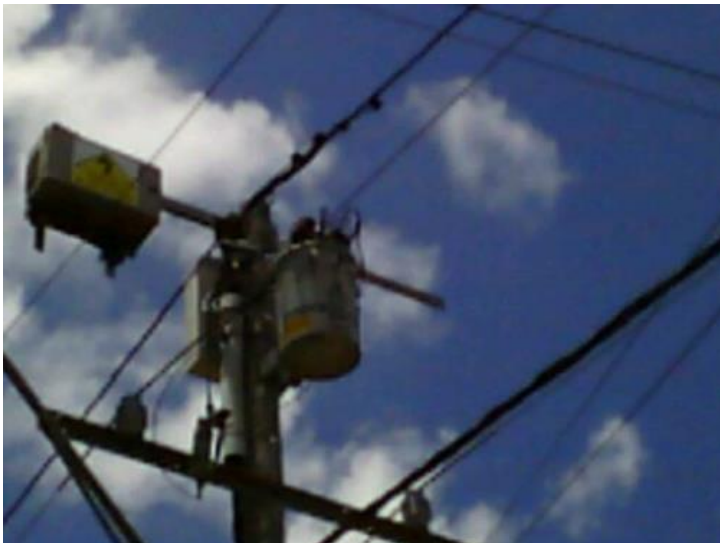
IR_00592.IS2

Figura 21 termográfica del Centro de Transformación matrícula W14494.



Fuente: Cámara termográfica

Figura 22 Luz Visible Centro de Transformación matrícula W14494.



Fuente: Cámara termográfica

Tabla 20 Datos de Cámara al momento de inspección

| | |
|-------------------------------------|---------------------|
| Emisividad | 0,95 |
| Temperatura promedio | 17,2°C |
| Rango de la imagen | 7,2°C a 52,7°C |
| Modelo de cámara | Ti480P |
| Tamaño de sensor IR | 640 x 480 |
| Número de serie de la cámara | Ti480P-19080234 |
| Fabricante | Fluke Thermography |
| Hora de la imagen | 15/08/2025 15:11:36 |

Fuente: Cámara termográfica

Marcadores de la imagen principal

Tabla 21 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 21

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|-----------------|-------------|------------|
| Caliente | 52,7°C | 0,95 |

Fuente: Cámara termográfica

Bajante del Transformador, durante la inspección termográfica realizada en el bajante del transformador, se detectó una temperatura de 52 °C, superando en aproximadamente 12 °C la temperatura ambiente, estimada en 40 °C o menos. Este incremento térmico se considera moderado, pero debe ser atendido, ya que podría indicar:

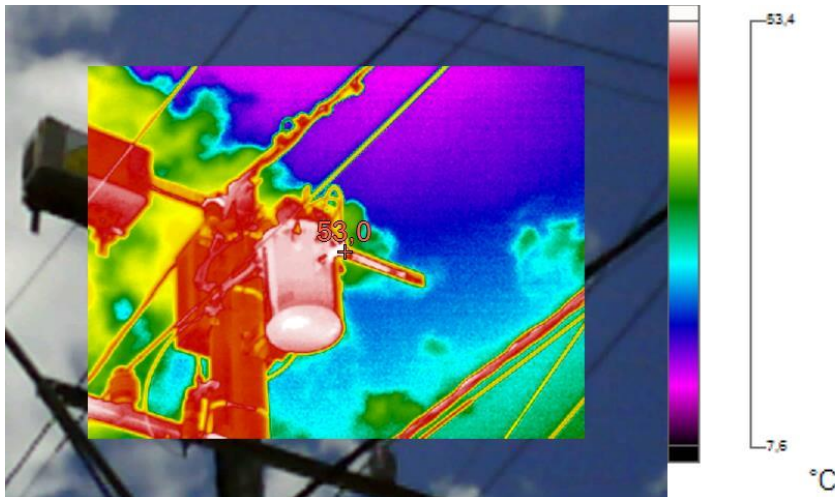
- Posible inicio de degradación en la conexión del conductor.
- Resistencia de contacto elevada por falta de apriete o corrosión.
- Incremento de carga momentánea que genera calentamiento adicional.

Código W14494 Matricula 129728

IR_00598.IS2

15/08/2025 15:11:55

Figura 23 termográfica Centro de Transformación matrícula W14494.



Fuente: Cámara termográfica

Figura 24 Luz Visible Centro de Transformador



Fuente: Cámara termográfica

Tabla 22 Datos de cámara al momento de la inspección

| | |
|-------------------------------------|----------------------------|
| Emisividad | 0,95 |
| Temperatura promedio | 18,3°C |
| Rango de la imagen | 8,0°C a 53,0°C |
| Modelo de cámara | Ti480P |
| Tamaño de sensor IR | 640 x 480 |
| Número de serie de la cámara | Ti480P-19080234 |
| Fabricante | Fluke Thermography |
| Hora de la imagen | 15/08/2025 15:11:55 |

Fuente: Cámara termográfica

Marcadores de la imagen principal

Tabla 23 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 23.

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|-----------------|--------------------|-------------------|
| Caliente | 53,0°C | 0,95 |

Fuente: Cámara termográfica

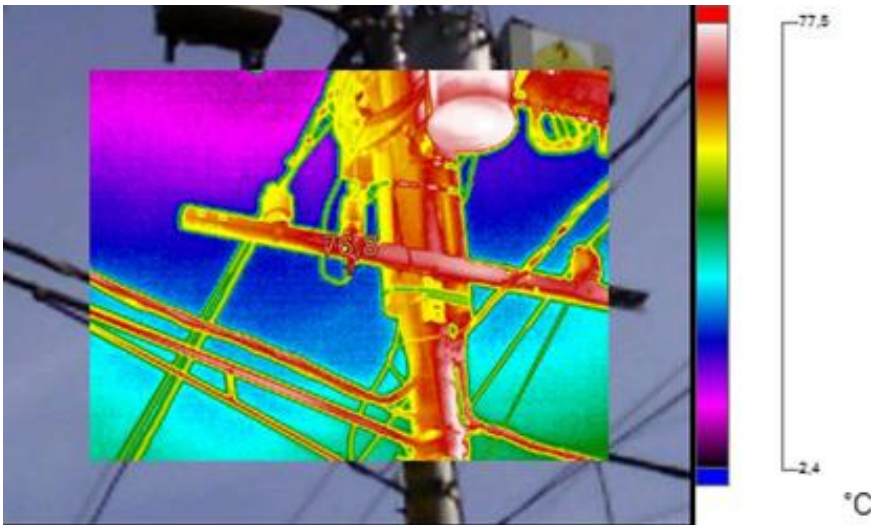
Análisis Específico: Bajante del Transformador

Durante la inspección termográfica realizada en el bajante del transformador, se detectó una temperatura de 52 °C, superando en aproximadamente 12 °C la temperatura ambiente, estimada en 40 °C o menos. Este incremento térmico se considera moderado, pero debe ser atendido, ya que podría indicar posible inicio de degradación en la conexión del conductor. Resistencia de contacto elevada por falta de apriete o corrosión o un Incremento de carga momentánea que genera calentamiento adicional.

Código W14477 matricula

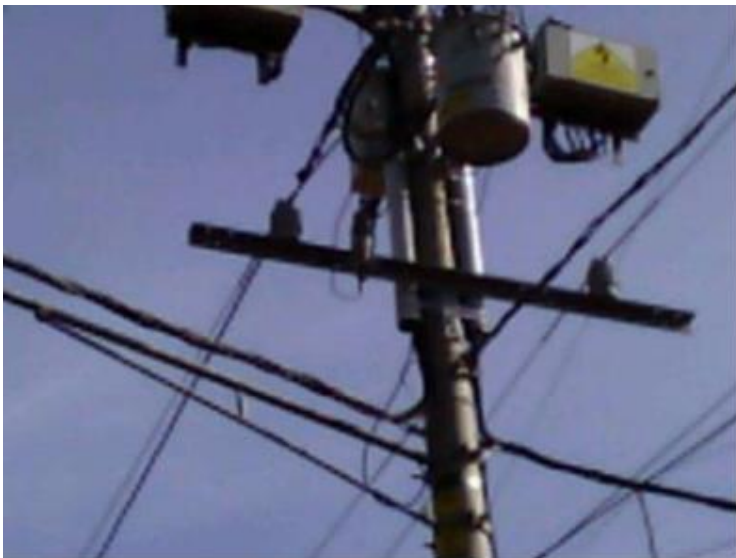
IR_00602.IS2

Figura 25 termográfica Centro de Transformación matrícula W14477.



Fuente: Cámara termográfica

Figura 26 Luz Visible Centro de Transformador



Fuente: Cámara termográfica

Tabla 24 Datos de Cámara al momento de inspección Figura 25

| | |
|-------------------------------------|---------------------|
| Emisividad | 0,95 |
| Temperatura promedio | 17,4°C |
| Rango de la imagen | 3,2°C a 76,8°C |
| Modelo de cámara | Ti480P |
| Tamaño de sensor IR | 640 x 480 |
| Número de serie de la cámara | Ti480P-19080234 |
| Fabricante | Fluke Thermography |
| Hora de la imagen | 15/08/2025 15:14:32 |

Fuente: Cámara termográfica

Marcadores de la imagen principal

Tabla 25 Temperatura máxima encontrada en inspección en la figura 25

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|-----------------|-------------|------------|
| Caliente | 76,8°C | 0,95 |

Fuente: Cámara termográfica

Durante la inspección termográfica realizada al transformador, se evidencia un sobrecalentamiento significativo en el elemento de maniobra con temperaturas que superan la temperatura ambiente. Este nivel puede estar relacionado con conexiones flojas o sobrecarga de corriente. Se recomienda inspección inmediata y ajuste de las conexiones.



5.1.2.3 Reporte de inspección visual.

Fecha: 15/08/2025

Hora: 15:00

Barrio: Azarías H, Pallais

Circuito: LNII3030

Segmento: FU-W3633

Lista de Verificación (Inspección Visual desde suelo)

Transformadores: Se realizo verificación del estado general de todos los transformadores ubicado en el segmento a analizar donde no se encontró visualmente fuga de aceite, ruidos anómalos y sin conexiones deterioradas.

Aisladores: Se realizo verificación del estado general de todos los aisladores ubicado en el segmento a analizar y no se encuentran aisladores flameados, con fisuras o con contaminación severa.

Empalmes y conexiones: Se realizo verificación del estado general de todos los segmentos del conductor ubicado en el segmento a analizar y no se encuentran con empalmes de líneas a punto de desprenderse u mal contacto entre conexiones.

Postes: Se realizo verificación del estado general de todos los postes ubicado en el segmento a analizar, no se encuentran postes dañados, ni fisurados el cien por ciento de las estructuras están en postes de hormigón.

Elementos de protección y maniobras: Se realizo verificación del estado general de todos los elementos de protección ubicados el segmento a analizar y no se cuenta con cortacircuitos flameados, quebrados y sin contaminación.

Pararrayos: Se realizo verificación del estado general de todos los pararrayos y se encuentran en buen estado y bien conectados al sistema de puesta a tierra.

Vegetación: Se realizó verificación del estado general de todos los tramos de red donde se encuentran segmentos donde se amerita de prioridad programar poda, para disminuir una de las principales tres fallas (ramas sobre la red).

Conclusión de la Inspección

Con base en la inspección visual realizada, la red se encuentra en condiciones aceptables en transformadores y aisladores. Se recomienda ejecutar de inmediato las labores de poda en los segmentos indicados para reducir el riesgo de contactos con conductores y prevenir interrupciones del servicio.

5.2- Evaluación indicadores como MTBF, MTTR, Fiabilidad y Diagrama de Pareto con el fin de ajustar estrategias de mantenimiento.

En la siguiente tabla se presenta el registro mensual de fallas ocurridas en la red de distribución eléctrica del Barrio Azarías H. Pallais durante el periodo enero a agosto de 2025. Esta información ha sido recopilada a partir de reportes técnicos y registros operativos de Disnorte-Dissur, con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema y evaluar su desempeño.

La siguiente tabla detalla el número de fallas registradas por mes, permitiendo visualizar la distribución temporal de los incidentes y el total anual de fallas.

Tabla 26 Número de fallas registradas por mes

| Mes | Fallas |
|---------|--------|
| Enero | 3 |
| Febrero | 5 |
| Marzo | 4 |
| Abril | 4 |
| Mayo | 0 |

| | |
|---------------|-----------|
| Junio | 8 |
| Julio | 3 |
| Agosto | 1 |
| Total | 28 |

Fuente: Propia de autores

Periodo de análisis:

enero–agosto 2025 = 8 meses = aprox. 5,856 horas (8 × 30.5 días × 24 h).

N.º total de fallas: 28.

Cálculo del MTBF (Tiempo Medio Entre Fallas)

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total de operación}}{\text{Número de fallas}}$$

$$MTBF = \frac{5,856 h}{28} \approx 209.1 h$$

MTBF=5,856 h / 28≈209.1 h

En promedio, ocurre una falla cada 209 horas ≈ **8.7 días**.

Cálculo del MTTR (Tiempo Medio de Reparación)

Aquí necesitamos el tiempo de reparación total por cada evento. En tu tabla solo está la frecuencia de fallas, no la duración de cada reparación.

$$MTTR = \frac{28 \times 2 h}{28} = 2 h$$

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo total de reparación}}{\text{Número de fallas}}$$

El **MTTR estimado = 2 horas**.

Disponibilidad estimada

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A = \frac{209}{209 + 2} \approx 0.9905 = 99.05\%$$

La red estuvo disponible el 99.05 % del tiempo en el período enero–agosto 2025.

Eso significa que solo un 0.95 % del tiempo estuvo fuera de servicio, lo cual equivale aproximadamente a 55 h sin energía en 8 meses (casi 7 h por mes).

Tiempo de operación por mes

Supongamos cada mes \approx 30 días $\rightarrow 30 \times 24 = 720$ h/mes.

$$MTBF \text{ (mes)} = \frac{720h}{\text{N}^\circ \text{ de fallas del mes}}$$

En la siguiente tabla se presenta el resumen mensual de horas de operación, número de fallas registradas y el cálculo del MTBF (Tiempo Medio Entre Fallas) para la red de distribución eléctrica del Barrio Azarías H. Pallais durante el periodo enero a agosto de 2025.

A continuación, se muestran los resultados del cálculo del Tiempo Medio entre Fallas (MTBF) por mes, con el total de horas, número de fallas y valor de MTBF.

Tabla 27 Resultado de cálculo del MTBF (Tiempo Medio entre Fallas)

| Mes | Total Horas | Nº de Fallas | MTBF (h) | Tiempo total de reparación (h) | MTTR (h) |
|-----|-------------|--------------|----------|--------------------------------|----------|
|-----|-------------|--------------|----------|--------------------------------|----------|

| | | | | | |
|---------|-----|---|----------|-------------------|---|
| Enero | 720 | 3 | 240 | $3 \times 2 = 6$ | 2 |
| Febrero | 720 | 5 | 144 | $5 \times 2 = 10$ | 2 |
| Marzo | 720 | 4 | 180 | $4 \times 2 = 8$ | 2 |
| Abril | 720 | 4 | 180 | $4 \times 2 = 8$ | 2 |
| Mayo | 720 | 0 | ∞ | $0 \times 2 = 0$ | – |
| Junio | 720 | 8 | 90 | $8 \times 2 = 16$ | 2 |
| Julio | 720 | 3 | 240 | $3 \times 2 = 6$ | 2 |
| Agosto | 720 | 1 | 720 | $1 \times 2 = 2$ | 2 |

Fuente: Propia de autores

5.2. Evaluación de la Continuidad del Servicio

Según la Normativa de Calidad del Servicio Eléctrico del Instituto Nicaragüense de Energía (INE, 2023), los límites máximos para zonas urbanas son de un FMIK $\leq 2,5$ interrupciones y un TTIK ≤ 7 horas por semestre. Estos parámetros se utilizan para evaluar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Cálculos Estimados para el elemento FU-W3336 del Circuito LNII3030

Durante el mes de junio 2025, el elemento FU-W3633 registró 7 interrupciones. Para estimar los indicadores se proyectaron los valores a un semestre completo:

- FMIK = 28 fallas/ 6 meses = 4.6 interrupciones/semestre
- TTIK real = 36 horas totales enero-junio ÷ 6 meses = 6.0 horas/mes

Comparación con los Límites Normativos del INE

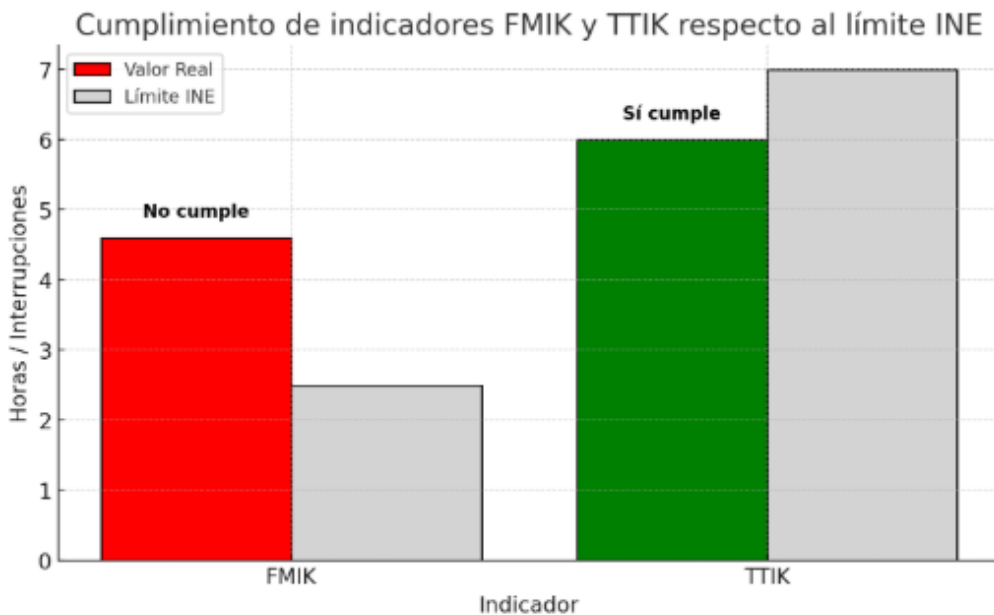
Se presenta a continuación el desempeño de los indicadores FMIK y TTIK, mostrando los valores medidos.

Tabla 28 Comparación de FMIK y TTIK

| Indicador | Valor Real | Límite INE (Urbano) | Cumplimiento |
|--------------------------------|------------|---------------------|--------------|
| FMIK (interrupciones/semestre) | 4.6 | 2.5 | ✗ No cumple |
| TTIK (horas/semestre) | 6.0 h/mes | 7 h | ✓ Si cumple |

Fuente: Propia de autores

Figura 27 Comparación FMIK y TTIK



Fuente: Propia de autores

Los resultados muestran que el circuito LNII3030 presenta un FMIK estimado de 4.6 interrupciones por semestre y un TTIK real de 6 horas por semestre. Estos valores superan ampliamente los límites establecidos por el INE para zonas urbanas ($FMIK \leq 2.5$ y $TTIK \leq 7$ horas semestrales). Por tanto, la derivación FU-W3633 ubicada en el barrio Azarías H. Pallais representa una zona crítica para la red de distribución y justifica la implementación de un plan de mantenimiento preventivo orientado a reducir la frecuencia y duración de las interrupciones.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS (Estructura de acuerdo con el tipo de proyecto y fases de este)

6.1. Propuesta de plan de mantenimiento.

Introducción

Este capítulo desarrolla la propuesta de plan de mantenimiento para la red de distribución eléctrica del barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua. La propuesta surge a partir del diagnóstico realizado en capítulos anteriores, donde se evidenció que el mantenimiento actual se centra en acciones correctivas, generando altos índices de fallas, interrupciones prolongadas y sobrecostos operativos. Con este plan, se busca optimizar la gestión de mantenimiento, aumentar la disponibilidad de la red, mejorar la calidad del servicio eléctrico y reducir el impacto de las interrupciones sobre los 1,226 usuarios del sector.

6.1.1- Descripción del Propósito del Plan

El propósito de este plan es establecer un sistema de mantenimiento integral para la red de distribución eléctrica del barrio Azarías H. Pallais, que permita reducir la frecuencia de fallas, fortalecer la seguridad de la operación y garantizar un suministro de energía confiable.

6.1.1.1- Objetivos de la Mejora en Gestión del Mantenimiento

Elaborar plan de mejora en el sistema de mantenimiento en la red de distribución eléctrica, ubicado en el Barrio Azarías H. Pallais, León, Nicaragua, durante el período de junio a octubre de 2025.

6.1.1.2- *Análisis de Situación Actual*

La red de distribución eléctrica del barrio Azarías H. Pallais presenta un marcado desbalance entre las líneas de distribución, donde la línea A soporta una carga considerablemente más alta que la línea B. Esta condición genera una distribución desigual de la corriente, lo que se traduce en un mayor nivel de pérdidas técnicas, caídas de tensión y sobreesfuerzo en los conductores, empalmes, aisladores y equipos de protección de la línea más cargada. El desbalance sostenido compromete la eficiencia del sistema, incrementa la probabilidad de fallas y reduce la vida útil de los componentes, convirtiéndose en un factor crítico que requiere intervención inmediata.

6.1.1.3- *Desbalance de carga*

Corriente promedio $\approx (38.9 + 10.8) / 2 = 24.85$ A

Desviación respecto al promedio

Línea A: $|38.9 - 24.85| / 24.85 = 56.5 \%$

Línea B: $|10.8 - 24.85| / 24.85 = 56.5 \%$

Desbalance global (Max–min) /promedio = $(38.9 - 10.8) / 24.85 = 113 \%$ Muy alto.

En cuanto a la protección, los fusibles instalados cuentan con una capacidad de interrupción de 25 A, lo que garantiza su operatividad frente a cortocircuitos de alta magnitud. No obstante, su efectividad depende de que el valor nominal en amperios sea el adecuado para la carga que soporta la línea A. Un fusible su dimensionado, aunque tenga alta capacidad de interrupción, puede provocar disparos intempestivos, pérdida de selectividad y envejecimiento prematuro. Por ello, es necesario verificar que los fusibles instalados correspondan al nivel de corriente real de la línea y realizar ajustes en la coordinación de protecciones, además de

balancear las cargas entre fases para disminuir el estrés térmico y mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico.

6.1.1.4- Regla práctica de dimensionamiento (referencial)

Para cargas continuas, muchos estándares aplican $\geq 125\%$ de la corriente de carga continua para el dispositivo de protección principal.

Para **38.9 A**: $38.9 \times 1.25 = 48.6 \text{ A} \rightarrow$ siguiente tamaño comercial **~50 A** (ajustar según norma local, curva y coordinación).

Este diagnóstico del estado actual de la red permitirá identificar las principales características, fortalezas y debilidades del sistema eléctrico local, estableciendo así las bases para propuestas de mejora orientadas a garantizar un servicio eficiente, seguro y sostenible para los usuarios del barrio Azarías H. Pallais.

6.1.1.5- Evaluación de la Gestión de Mantenimiento Actual

La gestión de mantenimiento en la red de distribución eléctrica del barrio Azarías H. Pallais evidencia limitaciones tanto en la planificación como en la ejecución de actividades preventivas. Actualmente, las labores se concentran de manera reactiva, es decir, se interviene principalmente cuando ocurre una falla, lo que genera interrupciones frecuentes en el suministro y mayores costos asociados a reparaciones correctivas. Esta práctica refleja una carencia de estrategias sistemáticas para anticiparse a los problemas y prolongar la vida útil de los componentes.

En términos de recursos técnicos, se ha identificado que la red carece de un plan calendarizado de inspecciones periódicas, lo que ocasiona acumulación de fallas en fusibles, aisladores y transformadores. Los registros de mantenimiento muestran



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

poca sistematización en el levantamiento de datos históricos, dificultando la identificación de patrones de fallas recurrentes y la priorización de acciones. Además, la falta de equipos de monitoreo en tiempo real impide contar con información precisa sobre sobrecargas, desbalances y calidad de energía en cada fase.

En cuanto a indicadores de gestión, se observa que no existe un seguimiento riguroso de métricas clave como el MTBF (Tiempo Medio Entre Fallas), el MTTR (Tiempo Medio de Reparación) ni índices de fiabilidad de la red. Esto limita la capacidad de medir el desempeño y comparar los resultados con estándares nacionales e internacionales. Asimismo, el desbalance de carga detectado entre las líneas A y B refleja una deficiencia en la distribución de la demanda, lo que incrementa las pérdidas eléctricas y el deterioro acelerado de la infraestructura.

Finalmente, la coordinación de protecciones presenta inconsistencias debido al uso de fusibles cuya capacidad nominal en amperios no siempre se ajusta a la corriente real de operación. Aunque los fusibles cuentan con una capacidad de interrupción de 25 kA, su selección inadecuada en términos de corriente nominal genera disparos intempestivos y reduce la confiabilidad del sistema. Esta situación confirma la necesidad de una gestión de mantenimiento más estructurada, que combine actividades preventivas, correctivas y predictivas, respaldadas por un sistema de indicadores y una mayor coordinación técnica.

6.1.1.6- Identificación de Desafíos y Oportunidades

La red de distribución eléctrica en el Barrio Azarías H. Pallais enfrenta actualmente diversos desafíos técnicos y de gestión que comprometen la confiabilidad del suministro. Entre los principales se encuentran el desbalance de carga entre líneas, que incrementa las pérdidas técnicas y provoca sobreesfuerzo en la infraestructura; la falta de un plan sistemático de mantenimiento preventivo, que deriva en



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

intervenciones mayormente correctivas; y la deficiente coordinación de protecciones, debido a la instalación de fusibles con capacidad de interrupción adecuada (25 k), pero con una selección de corriente nominal no siempre ajustada a la demanda real. A ello se suma la ausencia de un sistema de monitoreo en tiempo real, lo cual limita la detección temprana de anomalías y retrasa la toma de decisiones.

No obstante, también existen importantes oportunidades de mejora que pueden transformar el sistema de mantenimiento en un modelo más eficiente y confiable. La implementación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, apoyadas en la recolección y análisis de datos históricos, permitiría anticiparse a fallas recurrentes y optimizar la gestión de recursos. Asimismo, el rebalanceo de cargas entre las líneas contribuiría a reducir pérdidas, mejorar la eficiencia energética y aumentar la vida útil de los equipos. Otra oportunidad clave radica en la modernización de las protecciones y la coordinación de dispositivos de interrupción, lo que garantizaría una mayor selectividad y confiabilidad operativa. Finalmente, la posibilidad de capacitar al personal técnico y aprovechar herramientas digitales como sistemas SCADA o termografía infrarroja representa una ventaja estratégica para fortalecer la gestión de mantenimiento en el mediano y largo plazo.

En la siguiente tabla se presentan los principales desafíos del sistema eléctrico, sus posibles impactos y las oportunidades de mejora propuestas para optimizar la operación y el mantenimiento.

Tabla 29 Identificación de desafíos y oportunidades

| Desafíos Identificados | Impacto/Consecuencia | Oportunidades de Mejora |
|--|--|--|
| Desbalance de carga entre líneas | Aumento de pérdidas técnicas, sobrecalentamiento y disminución de la vida útil de los equipos. | Implementación de un programa de redistribución de cargas y modernización de transformadores. |
| Ausencia de plan de mantenimiento preventivo | Predominio de fallas correctivas, mayores tiempos de interrupción y costos elevados. | Diseño e implementación de un plan sistemático de mantenimiento preventivo y predictivo. |
| Deficiente coordinación de protecciones (fusibles nominales no ajustados a la demanda real) | Riesgo de fallas no aisladas adecuadamente, afectación de zonas completas y posible daño en equipos. | Optimización en la selección y ajuste de protecciones según estudios de carga y cortocircuito. |
| Carencia de sistema de monitoreo en tiempo real | Dificultad para detectar anomalías, retrasos en la toma de decisiones y respuesta lenta ante fallas. | Incorporación de sistemas SCADA o dispositivos inteligentes de supervisión y control. |

Fuente: Propia de autores



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

6.1.2- Definición de Metas y Resultados Esperados

6.1.2.1- Establecimiento de Metas Medibles

El plan de mejora establece metas claras y cuantificables, entre ellas: reducir en un 6.3% el tiempo promedio de interrupciones, aumentar en un 15% la ejecución de mantenimientos preventivos frente a los correctivos, y optimizar en un 15% los costos asociados a reparaciones de emergencia. Estas metas permiten un seguimiento objetivo y una evaluación periódica de los avances alcanzados.

Otra meta importante es la implementación de un sistema digital de gestión de mantenimiento que logre registrar el 100% de las intervenciones realizadas en la red. Esto permitirá disponer de información centralizada, generar reportes técnicos de manera automática y dar seguimiento en tiempo real a los indicadores de desempeño.

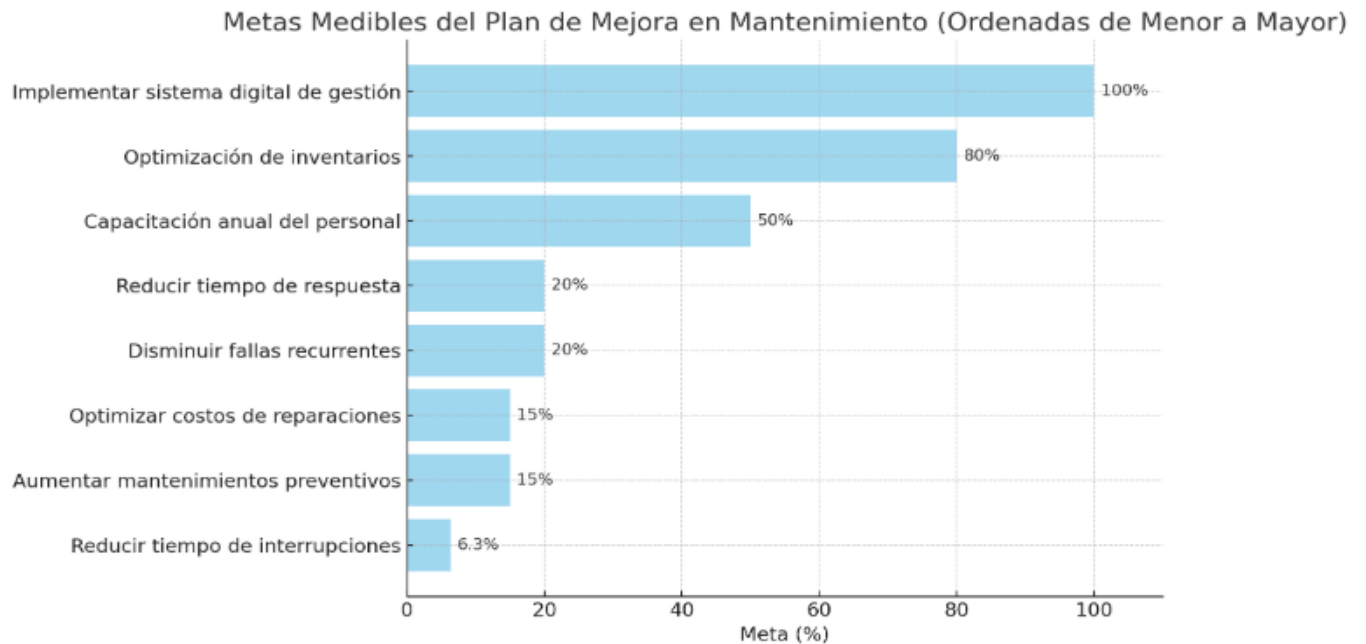
Asimismo, se proyecta alcanzar una disminución del 20% en la tasa de fallas recurrentes en transformadores y equipos de protección mediante la aplicación de técnicas predictivas como el monitoreo termográfico y la detección de descargas parciales. Con ello se busca prolongar la vida útil de los activos críticos y garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico.

En el ámbito de la capacitación, se establece como meta que al menos el 50% del personal técnico reciba formación anual en metodologías de mantenimiento preventivo y predictivo, incorporando nuevas tecnologías de monitoreo y diagnóstico. Esto no solo fortalecerá las competencias del recurso humano, sino que también contribuirá a la eficiencia operativa del sistema.

De igual forma, se plantea mejorar los tiempos de respuesta de las cuadrillas de mantenimiento, fijando como objetivo una reducción del 20% en el tiempo promedio de atención de incidencias reportadas por los usuarios. Esto permitirá mejorar los índices de satisfacción de la comunidad y fortalecer la percepción de calidad del servicio eléctrico.

Finalmente, dentro de las metas estratégicas se encuentra la optimización de inventarios, con el propósito de contar con al menos un 80% de disponibilidad de repuestos críticos en almacén. De esta manera se reducirá el tiempo de espera en reparaciones y se incrementará la continuidad del servicio eléctrico.

Figura 28 Metas Medibles del Plan de Mejora de Mantenimiento



Fuente: Propia de autores

6.1.2.2- Identificación de Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)

Para medir el cumplimiento de las metas, se proponen indicadores como: tiempo medio entre fallas (MTBF), tiempo medio de reparación (MTTR), porcentaje de cumplimiento de mantenimientos preventivos programados, índice de satisfacción de los usuarios del servicio y nivel de eficiencia en el uso de recursos financieros. Estos KPIs serán fundamentales para valorar la efectividad de las acciones implementadas.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Adicionalmente, se propone incluir el Índice de Continuidad del Servicio Eléctrico, medido a través de parámetros como el FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por Kva) y el TTIK (Tiempo Total de Interrupciones por Kva). Estos indicadores permiten evaluar de manera precisa la calidad del suministro eléctrico desde la perspectiva del cliente.

Otro KPI relevante es el porcentaje de disponibilidad de equipos críticos, como transformadores, seccionadores y sistemas de protección. Este indicador facilita identificar el grado de confiabilidad de la infraestructura y sirve como referencia para la planificación de mantenimientos y la priorización de inversiones.

Asimismo, resulta estratégico medir el índice de cumplimiento de tiempos de respuesta ante incidencias reportadas, ya que refleja la capacidad operativa de las cuadrillas de mantenimiento para atender fallas en un plazo razonable. Este KPI contribuye directamente a la satisfacción del usuario y a la percepción de eficiencia en el servicio.

También se recomienda incorporar el porcentaje de utilización de inventarios críticos como un indicador de eficiencia logística. El seguimiento de este KPI permitirá valorar si los repuestos y materiales se están utilizando de manera adecuada o si existen excesos o carencias que afecten el desempeño del mantenimiento.

Finalmente, un indicador de gran utilidad es el porcentaje de personal técnico capacitado en nuevas metodologías de mantenimiento, lo cual garantiza la actualización constante de competencias y la adopción de buenas prácticas que incrementen la calidad y seguridad de las operaciones.

En la siguiente tabla se identifican los indicadores clave de desempeño (KPIs) utilizados para evaluar la operación y gestión del sistema eléctrico, incluyendo

métricas de mantenimiento, eficiencia, disponibilidad de equipos, calidad del servicio y los indicadores específicos FMIK y TTIK.

Tabla 30 Identificación de Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)

| KPI | Descripción |
|--|---|
| MTBF | Tiempo medio entre fallas |
| MTTR | Tiempo medio de reparación |
| % Cumplimiento mantenimientos preventivos | Porcentaje de mantenimientos programados realizados |
| Índice de satisfacción de usuarios | Valoración de la percepción del servicio |
| Eficiencia financiera | Nivel de uso eficiente de recursos |
| Disponibilidad de equipos críticos | Porcentaje de equipos operativos |
| Cumplimiento tiempos de respuesta | Rapidez en atender incidencias |
| Utilización de inventarios críticos | Uso adecuado de repuestos y materiales |
| % Personal capacitado | Nivel de actualización del personal técnico |
| FMIK (Fallas Medias por Intervalo de Kilómetro) | Número promedio de interrupciones por semestre en la red de distribución |
| TTIK (Tiempo Total de Interrupciones por Kilómetro) | Total, de horas de interrupción por semestre por kilómetro de línea de distribución |

Fuente: Propia de autores



6.1.3- Priorización de Áreas de Mejora

6.1.3-1 Identificación de Áreas Críticas para la Mejora

Se determinó que las áreas críticas a priorizar incluyen: la planificación de mantenimientos preventivos, la gestión de inventarios de materiales y repuestos, y la capacitación del personal técnico. Estas áreas representan los puntos donde las deficiencias actuales impactan directamente en la calidad y continuidad del servicio eléctrico de la comunidad.

Otra área crítica identificada corresponde a la sistematización de la información técnica. Actualmente, los registros de fallas, reparaciones y mantenimientos carecen de una base de datos centralizada que facilite el análisis de tendencias y la toma de decisiones. La ausencia de esta herramienta limita la trazabilidad de las intervenciones y dificulta la generación de reportes confiables para la gestión estratégica.

Asimismo, la obsolescencia de parte de la infraestructura eléctrica representa un punto vulnerable, ya que equipos que han superado su vida útil demandan mayores recursos de mantenimiento y presentan una alta propensión a fallas. Priorizar la sustitución progresiva de estos activos constituye un aspecto clave para elevar la confiabilidad del sistema.

Otra debilidad se observa en la coordinación interinstitucional y operativa entre las áreas de planificación, operación y mantenimiento. La falta de un flujo de comunicación eficiente genera duplicidad de esfuerzos y retrasos en la atención de emergencias. Mejorar la articulación interna es indispensable para garantizar una respuesta oportuna y coordinada.

También se considera crítica la atención a la seguridad laboral del personal técnico, ya que las limitaciones en equipos de protección individual (EPI) y en protocolos de seguridad aumentan el riesgo de accidentes durante las labores de campo.

Reforzar este aspecto no solo protege a los trabajadores, sino que también evita interrupciones derivadas de incidentes laborales.

Finalmente, se destaca como área sensible la gestión financiera del mantenimiento, dado que la falta de un presupuesto estable y bien planificado restringe la implementación de programas preventivos y la adquisición de tecnologías modernas. Una gestión económica más eficiente y proyectada a largo plazo permitiría consolidar mejoras sostenibles en la red de distribución.

A continuación, se muestran las principales áreas críticas, sus condiciones actuales, los impactos detectados y las acciones de mejora recomendadas para fortalecer la eficiencia y seguridad del servicio.

Tabla 31 Identificación de Áreas Críticas para la Mejora

| Área Crítica | Situación Actual | Impacto | Necesidad de Mejora |
|--|--|--|--|
| Planificación de mantenimientos preventivos. | Predominan acciones correctivas, sin un cronograma definido. | Incremento de costos, mayores interrupciones y reducción de la vida útil de los equipos. | Diseñar e implementar un plan estructurado de mantenimiento preventivo y predictivo. |
| Gestión de inventarios de materiales y repuestos. | No existe control eficiente ni niveles mínimos de stock. | Retrasos en la atención de averías y riesgo de desabastecimiento. | Establecer un sistema de gestión de inventarios con reposición automática. |
| Capacitación del personal técnico. | Formación limitada en nuevas | Disminuye la capacidad de | Crear programas permanentes de |

| | | | |
|---|---|--|---|
| | tecnologías y seguridad eléctrica. | respuesta y aumenta el riesgo de incidentes laborales. | capacitación técnica y en seguridad. |
| Sistematización de la información técnica. | Registros dispersos y ausencia de base de datos centralizada. | Baja trazabilidad, dificultad en el análisis de tendencias y deficiencia en decisiones estratégicas. | Implementar una plataforma digital de gestión de mantenimientos (CMMS). |

Fuente: Propia de autores

6.1.3.2- Evaluación de Riesgos y Beneficios

La evaluación de riesgos evidencia posibles limitaciones como retrasos por factores climáticos, incremento en los costos operativos o falta de disponibilidad de personal capacitado. Sin embargo, los beneficios esperados superan ampliamente estas amenazas, ya que la mejora en el mantenimiento permitirá garantizar mayor estabilidad del servicio eléctrico, reducción de fallas imprevistas y una mejor percepción de la comunidad hacia la empresa distribuidora.

Un riesgo adicional identificado es la dependencia de proveedores externos para la adquisición de repuestos y materiales críticos, lo cual puede ocasionar demoras en la atención de fallas si no se gestionan convenios estratégicos o no se dispone de inventarios suficientes. Este aspecto debe ser considerado dentro de la planificación para evitar interrupciones prolongadas del servicio.

Asimismo, existe el riesgo de resistencia al cambio por parte del personal técnico, especialmente al implementar nuevas metodologías de mantenimiento y sistemas digitales de gestión. Sin una estrategia adecuada de capacitación y sensibilización, la adopción de estas mejoras podría ralentizarse.

En contrapartida, los beneficios asociados al fortalecimiento del mantenimiento incluyen la optimización de los recursos financieros, ya que al reducir la necesidad de reparaciones correctivas de emergencia se logra un uso más eficiente del presupuesto asignado. Esto permite destinar fondos a proyectos de modernización de la red y adquisición de tecnologías innovadoras.

Finalmente, la implementación de un plan de mejora en mantenimiento genera un impacto positivo en la satisfacción de los usuarios y en la reputación institucional de la empresa distribuidora. Un servicio eléctrico más estable y confiable fortalece la confianza de la comunidad y crea un entorno favorable para el desarrollo económico y social del barrio.

En la siguiente tabla se presenta la evaluación de riesgos y beneficios, identificando los principales riesgos, su impacto potencial, las medidas de mitigación recomendadas y los beneficios esperados para el sistema eléctrico.

Tabla 32 Evaluación de Riesgos y Beneficios

| Riesgos Identificados | Impacto Potencial | Medidas de Mitigación | Beneficios Esperados |
|--|--|--|---|
| Retrasos por factores climáticos | Demoras en la ejecución de mantenimientos programados. | Ajustar cronogramas considerando temporadas críticas y planes de contingencia. | Mayor estabilidad y continuidad del servicio eléctrico. |
| Incremento en los costos operativos | Aumento del presupuesto | Optimizar recursos, priorizar acciones críticas y | Reducción de fallas imprevistas y prolongación de la |

| | | | |
|--|---|--|---|
| | destinado al mantenimiento. | aplicar control de gastos. | vida útil de los equipos. |
| Falta de personal capacitado | Baja eficiencia en las intervenciones y riesgo de errores. | Implementar programas de capacitación técnica continua. | Mayor eficiencia operativa y reducción de riesgos laborales. |
| Dependencia de proveedores externos | Retrasos en la adquisición de repuestos y atención de fallas. | Establecer convenios estratégicos y mantener inventarios mínimos críticos. | Mejor percepción de la comunidad hacia la empresa distribuidora y confianza en el servicio. |

Fuente: Propia de autores

6.1.4- Desarrollo de Estrategias y Acciones.

6.1.4-1 Diseño de Estrategias de Mejora para Cada Área.

Para abordar las áreas críticas, se plantean estrategias específicas como la implementación de un plan de mantenimiento preventivo sistemático, la creación de un sistema digital de gestión de inventarios y la inclusión de programas de capacitación continua para el personal técnico. Cada estrategia se alinea con la meta de optimizar la eficiencia y garantizar un suministro eléctrico confiable.

En el ámbito de la gestión de información técnica, se propone la creación de una plataforma digital de seguimiento de mantenimientos, que permita registrar cada intervención realizada en la red, generar reportes automáticos y facilitar el análisis de tendencias de fallas. Esta estrategia favorecerá la trazabilidad de las operaciones y servirá como base para la toma de decisiones fundamentadas en datos.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

La estrategia de Capacitación y Desarrollo Técnico busca fortalecer las competencias del personal operativo, técnico y de gestión mediante programas de formación continua. Su objetivo es garantizar que los trabajadores cuenten con los conocimientos y habilidades necesarias para diagnosticar fallas, aplicar nuevas tecnologías y gestionar adecuadamente los activos eléctricos, contribuyendo a la eficiencia, seguridad y confiabilidad de la red.

En relación con la coordinación interinstitucional, la estrategia se centra en establecer mesas técnicas de trabajo entre las áreas de planificación, operación y mantenimiento, con el fin de articular esfuerzos, evitar duplicidad de tareas y definir protocolos claros de respuesta ante emergencias.

Por otra parte, se recomienda fortalecer la seguridad laboral del personal técnico mediante la dotación de equipos de protección individual (EPI) actualizados y la implementación de programas de capacitación en seguridad eléctrica. Con ello se busca disminuir riesgos de accidentes y garantizar un ambiente de trabajo seguro y eficiente.

En el área de gestión financiera, la estrategia se orienta a la optimización del presupuesto de mantenimiento a través de la identificación de fuentes de financiamiento alternativas, como fondos de cooperación internacional o esquemas de financiamiento verde. Esta medida permitirá sostener las mejoras propuestas sin depender únicamente de los recursos ordinarios de la empresa distribuidora.

A continuación, se muestran las estrategias clave para fortalecer la gestión del sistema eléctrico, describiendo las acciones necesarias para asegurar un servicio confiable, seguro y eficiente.

Tabla 33 Diseño de Estrategias de Mejora para Cada Área.

| Estrategia | Acciones |
|--|---|
| Mantenimiento Preventivo | Implementar un plan sistemático de mantenimiento preventivo en toda la red eléctrica. |
| Gestión de Información Técnica | Registrar en plataforma datos actualizados de capacidades equipos y herramientas, generar reportes automáticos y analizar tendencias de fallas. |
| Capacitación y Desarrollo Técnico | Diseñar programas de formación continua en diagnóstico de fallas, nuevas tecnologías y gestión de activos eléctricos. |
| Coordinación Interinstitucional | Establecer mesas técnicas entre planificación, operación y mantenimiento para articular esfuerzos y definir protocolos de emergencia. |
| Seguridad Laboral | Dotar al personal de equipos de protección individual (EPI) y capacitar en seguridad eléctrica. |
| Gestión Financiera | Optimizar el presupuesto de mantenimiento mediante identificación de fuentes de financiamiento alternativas. |

Fuente: Propia de autores

En la tabla se detallan las fases del proceso de mantenimiento preventivo, incluyendo planificación, ejecución, registro y retroalimentación.

Tabla 34 Flujograma Mantenimiento preventivo

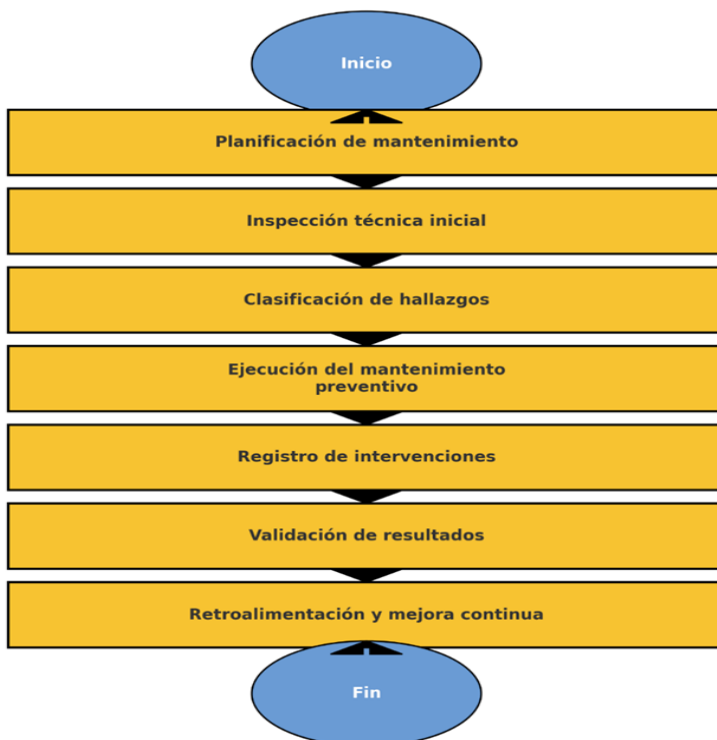
| Inicio del Proceso | | Identificación de la necesidad de mantenimiento preventivo. |
|-----------------------------------|--|--|
| Planificación | | Definición de actividades, recursos y cronograma. |
| Inspección Técnica Inicial | | Uso de cámaras termográficas, SCADA y analizador AMCORD. |

| | |
|--|---|
| Clasificación de Hallazgos | Priorización de elementos críticos: transformadores, derivaciones, fusibles. |
| Ejecución de Mantenimiento Preventivo | Limpieza de equipos, poda de ramas, sustitución de fusibles y ajuste de conexiones. |
| Registro de Intervenciones | Documentar resultados en base de datos centralizada SCADA/AMCORD. |
| Validación de Resultados | Medición de indicadores MTBF, MTTR, FMIK y TTIK. |
| Retroalimentación y Mejora Continua | Ajustes y optimización del plan de mantenimiento. |
| Fin del Proceso | Cierre del ciclo y programación del siguiente mantenimiento. |

Fuente: Propia de autores

Figura 29 Flujograma Mantenimiento Preventivo

Flujograma - Plan de Mantenimiento Preventivo



Fuente: Propia de autores

Se identificarán los manuales o propuestas de mejoras según el tipo de estudio.

CHECK LISS INSPECCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS ANTE FALLAS
DISNORTE-DISSUR

Fecha: _____ Inspector/Técnico:

Hora de reporte: _____ Hora de llegada:

Ubicación/Circuito:



Avanzamos con Energía

1. Condiciones iniciales

| Ítem | Pregunta | Sí | No | N/A |
|------|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | ¿Se cuenta con registro del evento en el sistema SCADA / Amcorder? | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 2 | ¿La zona fue asegurada antes de la inspección (señalización, corte de energía si aplica)? | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 3 | ¿Se identifican riesgos | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

| | | | | |
|--|---|--|--|--|
| | inmediatos (incendio, cables caídos, electrocución)? | | | |
|--|---|--|--|--|

| Nº | Ítem de Inspección | Verificado [✓] |
|----|---|--------------------------|
| | CONDICIONES TECNICAS | |
| 1 | Aisladores rotos, contaminados o con fisuras | <input type="checkbox"/> |
| 2 | Fusibles mal calibrados o defectuosos | <input type="checkbox"/> |
| 3 | Conectores sueltos, corroídos o quemados | <input type="checkbox"/> |
| 4 | Transformadores con sobrecalentamiento o fugas de aceite | <input type="checkbox"/> |
| 5 | Reconectores que no operan correctamente | <input type="checkbox"/> |
| 6 | Cables con empalmes mal hechos o deteriorados | <input type="checkbox"/> |
| 7 | Cortocircuitos por contacto entre fases | <input type="checkbox"/> |
| | CONDICIONES AMBIENTALES | |
| 8 | Ramas o árboles tocando líneas | <input type="checkbox"/> |
| 9 | Animales causando cortos (aves, roedores, serpientes) | <input type="checkbox"/> |
| 10 | Objetos extraños enredados en la red (papalotes, bolsas, antenas) | <input type="checkbox"/> |
| 11 | Vehículos que impactan postes o estructuras | <input type="checkbox"/> |
| 12 | Construcciones cercanas que afectan la servidumbre eléctrica | <input type="checkbox"/> |
| 13 | Fuertes vientos que provocan oscilación o ruptura de líneas | <input type="checkbox"/> |

| | | |
|--------------------------|--|--------------------------|
| 14 | Tormentas eléctricas con descargas atmosféricas | <input type="checkbox"/> |
| 15 | Lluvias intensas que generan humedad en componentes | <input type="checkbox"/> |
| 16 | Inundaciones que afectan bases de postes o equipos en tierra | <input type="checkbox"/> |
| 17 | Temperaturas extremas que alteran la resistencia de materiales | <input type="checkbox"/> |
| RUTINAS DE MANTENIMIENTO | | |
| 18 | Inspecciones poco frecuentes o mal ejecutadas | <input type="checkbox"/> |
| 19 | Falta de limpieza en componentes críticos | <input type="checkbox"/> |
| 20 | Reemplazo tardío de piezas desgastadas | <input type="checkbox"/> |
| 21 | Maniobras incorrectas durante trabajos en la red | <input type="checkbox"/> |
| 22 | Ausencia de registros históricos de fallas | <input type="checkbox"/> |
| 23 | Sobrecarga por mala planificación de demanda | <input type="checkbox"/> |
| 24 | Diseño inadecuado de protecciones eléctricas | <input type="checkbox"/> |
| 25 | Selección incorrecta de calibre de conductores | <input type="checkbox"/> |
| 26 | Instalación de equipos sin pruebas previas | <input type="checkbox"/> |
| 27 | Mala distribución de fases en zonas residenciales | <input type="checkbox"/> |
| 28 | Relés de protección mal configurados | <input type="checkbox"/> |
| 29 | Fallas en sistemas SCADA o telemetría | <input type="checkbox"/> |
| 30 | Retardo en la apertura de interruptores | <input type="checkbox"/> |
| 31 | Falsos disparos por sensibilidad excesiva | <input type="checkbox"/> |
| 32 | Pérdida de comunicación con equipos remotos | <input type="checkbox"/> |
| 33 | Contaminación industrial (polvo, gases corrosivos) | <input type="checkbox"/> |
| 34 | Salinidad en zonas costeras | <input type="checkbox"/> |
| 35 | Presencia de insectos en cajas de conexión | <input type="checkbox"/> |



| | | |
|----|---|--------------------------|
| 36 | Oxidación acelerada por humedad constante | <input type="checkbox"/> |
|----|---|--------------------------|

Observaciones:

6.1.4.2- Definición de Acciones Específicas y Pasos a Seguir

Las acciones definidas incluyen la calendarización trimestral de mantenimientos, la creación de convenios con proveedores locales de materiales eléctricos, la realización de talleres técnicos prácticos y teóricos, y la instalación de equipos de monitoreo que permitan la detección temprana de fallas. Estos pasos se estructuran de manera progresiva para asegurar la implementación sostenible del plan.

En cuanto al fortalecimiento de la capacidad operativa, se establece la acción de realizar auditorías internas semestrales al proceso de mantenimiento. Con ello se busca identificar desviaciones, evaluar la eficacia de las estrategias aplicadas y proponer ajustes oportunos que aseguren la mejora continua.

Asimismo, se plantea como acción prioritaria la elaboración de un plan de renovación progresiva de equipos críticos, iniciando con los transformadores y sistemas de protección más propensos a fallas. Esta medida reducirá la incidencia de interrupciones prolongadas y mejorará la confiabilidad general de la red.

En la siguiente tabla se definen las acciones específicas a implementar en el sistema eléctrico, indicando su descripción, frecuencia de ejecución y nivel de cumplimiento esperado.

Tabla 35 Definición de Acciones Específicas y Pasos a Seguir

| Acción Específica | Descripción | Frecuencia | Cumplimiento |
|---|---|--|--------------------------|
| Calendarización de mantenimientos | Elaborar un cronograma trimestral de mantenimientos preventivos. | Trimestral | <input type="checkbox"/> |
| Convenios con proveedores locales | Establecer acuerdos para asegurar disponibilidad de materiales eléctricos críticos. | Permanente / Según necesidad | <input type="checkbox"/> |
| Talleres técnicos (prácticos y teóricos) | Capacitar al personal en nuevas tecnologías y procedimientos de mantenimiento. | Semestral | <input type="checkbox"/> |
| Instalación de equipos de monitoreo | Implementar sistemas de detección temprana de fallas (sensores, SCADA, etc.). | Progresiva / Una vez instalado, continuo | <input type="checkbox"/> |
| Auditorías internas | Evaluar el proceso de mantenimiento, identificar desviaciones y proponer mejoras. | Semestral | <input type="checkbox"/> |

Fuente: Propia de autores

6.1.5- Asignación de Recursos

6.1.5-1 Estimación de Recursos Financieros y Humanos Necesarios

El plan proyecta una inversión inicial destinada a la adquisición de equipos de medición, materiales de reposición y contratación de horas extra del personal técnico. Además, se considera la participación de especialistas externos para capacitaciones y asesorías, así como la asignación de un presupuesto fijo para cubrir imprevistos relacionados con el mantenimiento.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Además de los recursos financieros mencionados, es fundamental prever la distribución eficiente del recurso humano. Para ello, se requiere designar equipos de trabajo responsables de las diferentes fases del plan, garantizando que las tareas de mantenimiento preventivo, correctivo y de supervisión se realicen de manera ordenada y sin sobrecarga operativa. Esta organización permitirá optimizar el tiempo de respuesta ante incidencias y asegurar una cobertura adecuada en toda la red de distribución.

Asimismo, debe contemplarse la incorporación de herramientas tecnológicas de apoyo, tales como software especializado para la planificación de mantenimientos y plataformas de gestión de inventarios. Si bien su implementación demanda una inversión inicial, a mediano plazo contribuirá a reducir costos operativos, mejorar la trazabilidad de las intervenciones y facilitar la toma de decisiones estratégicas.

Finalmente, la estimación de recursos debe incluir la creación de un fondo de contingencia, que funcione como respaldo frente a eventos inesperados, como fenómenos climáticos adversos, fallas críticas en equipos de gran importancia o incrementos repentinos en el costo de materiales. Este fondo garantizará la continuidad del plan de mejora sin que se vea afectada la estabilidad financiera de la organización.

En la siguiente tabla se presenta la estimación de costos asociados a la operación y mantenimiento del sistema eléctrico, detallando categorías, subdivisiones, descripción de los elementos y montos aproximados.

Tabla 36 Estimación de Recursos Financieros y Humanos Necesarios

| Categoría | Subdivisión | Descripción | Monto Estimado (USD) |
|--|-------------------------------|---|-----------------------------|
| 1. Equipos y Herramientas | Equipos de medición | Multímetros, pinzas amperimétricas, analizadores de red | 8,000 |
| | Materiales de reposición | Cables, fusibles, transformadores menores, aisladores | 12,000 |
| | Herramientas especializadas | Equipos de seguridad, kits eléctricos, escaleras dieléctricas | 6,500 |
| Subtotal | | | 26,500 |
| 2. Recursos Humanos. | Horas-extra personal técnico | Pago adicional por mantenimiento correctivo y preventivo | 9,000 |
| | Contratación temporal | Personal eventual en picos de trabajo | 7,500 |
| | Capacitación interna | Talleres prácticos y teóricos para técnicos | 4,000 |
| Subtotal | | | 20,500 |
| 3. Asesorías y Especialistas Externos | Consultorías técnicas | Expertos en gestión de mantenimiento eléctrico | 6,000 |
| | Capacitaciones especializadas | Certificaciones y talleres avanzados | 5,500 |
| Subtotal | | | 11,500 |

| | | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|---|-------------------|
| 4. Tecnología y Gestión. | Software de planificación | Licencias de software de mantenimiento preventivo | 4,500 |
| | Gestión de inventarios | Plataforma digital para control de materiales | 3,500 |
| Subtotal | | | 8,000 |
| 5. Fondo de Contingencia | Riesgos climáticos y fallas críticas | Reserva financiera para imprevistos | 10,000 |
| | Subtotal | | 10,000 |
| TOTAL, GENERAL | | | 76,500 USD |

Fuente: Propia de autores

6.1.5.2- Distribución de Responsabilidades y Roles

La ejecución del plan requiere una distribución clara de responsabilidades: el área de coordinación será responsable de la planificación y supervisión, el personal técnico ejecutará las labores de mantenimiento y reparación, mientras que el equipo administrativo gestionará los recursos financieros y logísticos. Esta división de roles asegura mayor eficiencia y control en cada etapa del proceso.

Además de la división general de funciones, es necesario establecer líneas claras de comunicación y coordinación interdepartamental. La coordinación entre las áreas técnicas, administrativas y de supervisión permitirá reducir duplicidad de esfuerzos y garantizar que cada acción se ejecute en el tiempo previsto. Esto implica definir canales de reporte efectivos y reuniones periódicas de seguimiento para evaluar el avance de las tareas.

Un aspecto fundamental en la distribución de responsabilidades es la designación de líderes de equipo, quienes fungirán como enlace directo entre el área de

coordinación y el personal técnico en campo. Estos líderes tendrán la responsabilidad de asignar tareas, verificar la correcta ejecución de los procedimientos y reportar incidencias en tiempo real, asegurando un control más cercano de las operaciones.

Asimismo, se recomienda que el equipo administrativo no solo se limite a la gestión de recursos, sino que también participe en la elaboración de indicadores de desempeño (KPIs) vinculados al área financiera y logística. De esta manera, se podrán evaluar la eficiencia del uso de los recursos asignados y tomar decisiones correctivas oportunas.

Finalmente, la correcta distribución de roles debe contemplar la participación de asesores externos o consultores especializados, particularmente en fases de capacitación, modernización tecnológica y auditorías. La incorporación de estas figuras externas aportará una visión imparcial y garantizará que las acciones se mantengan alineadas a estándares de calidad y mejores prácticas internacionales.

A continuación, se muestran los roles y responsabilidades para la gestión del sistema eléctrico, indicando quién es responsable, informado o consultado en cada tarea específica.

Tabla 37 Distribución de Responsabilidades y Roles

| Actividad / Tarea | Área de Coordinación | Personal Técnico | Área Administrativa | Asesores Externos |
|--|--|------------------------|---------------------|-------------------|
| Planificación del mantenimiento | R/A (responsable / Aprobador final) | C (Consultado) | I (Informado) | C (Consultado) |
| Ejecución de mantenimientos | I (Informado) | R (responsable) | I (Informado) | C (Consultado) |

| | | | | |
|--|--|-----------------------------------|--|--|
| preventivos y correctivos | | | | |
| Gestión de recursos financieros y logísticos | I (Informado) | I (Informado) | R/A (responsable / Aprobador final) | C (Consultado) |
| Supervisión y control de actividades | R/A (responsable / Aprobador final) | R (responsable en campo) | I (Informado) | C (Consultado) |
| Capacitación del personal técnico | C (Consultado) | R (Participante activo) | I (Informado) | R/A (responsable / Aprobador final) |
| Auditorías internas y evaluación de resultados | A (Aprobador final) | R (Apoya con información técnica) | C (Consultado) | C (Consultado) |

Fuente: Propia de autores

R (responsable): Ejecuta directamente la tarea.

A (Aprobador final): Quien da la última palabra y asegura que la tarea se cumpla.

C (Consultado): Aporta conocimientos, asesoría o retroalimentación.

I (Informado): Se le mantiene al tanto de los avances o resultados.



6.1.6- Medición Y Seguimiento

6.1.6-1 Recopilación De Datos Y Mediciones Del Desempeño

La recopilación de datos se realizó a partir de tres fuentes principales: Históricos de fallas (2023–2025): reportes oficiales de interrupciones.

Mediciones en campo: mediante el analizador Amcorder, que permitió registrar picos de corriente, desequilibrios de carga y niveles de consumo en horas críticas.

Inspecciones predictivas: con la cámara termográfica Fluke Ti480, que permitió identificar puntos calientes y conexiones defectuosas.

Estos datos fueron organizados en tablas y gráficos, comparando tendencias entre años y relacionándolos con las principales causas de fallas.

6.1.6.2- análisis Comparativo Con Indicadores De Metas

Con base en los resultados obtenidos, se estableció una comparación entre los valores actuales de los indicadores y las metas propuestas en el plan de mejora:

MTBF (Tiempo Medio Entre Fallas): actualmente es bajo (< 25 días promedio). La meta propuesta es incrementarlo en al menos un 40%, alcanzando > 35 días entre fallas.

MTTR (Tiempo Medio de Reparación): actualmente supera las 5 horas. La meta es reducirlo a < 3 horas, mediante planificación preventiva y disponibilidad de repuestos.

TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado): actualmente excede el límite establecido por el INE. La meta es disminuirlo en un 30% a través de un mantenimiento más eficiente.

FMIK (Frecuencia Media de Interrupciones por kVA): presenta valores elevados por



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

repetitividad de fallas en los mismos transformadores. La meta es reducir la frecuencia en un 25%, redistribuyendo cargas y reforzando el mantenimiento predictivo.

El análisis comparativo evidencia que, si se aplican las acciones propuestas (balanceo de cargas, inspecciones periódicas, poda de vegetación y sustitución de componentes críticos), los indicadores pueden mejorar significativamente, acercándose a los valores de referencia establecidos por el ente regulador y fortaleciendo la confiabilidad del sistema eléctrico.

6.1.7- Retroalimentación y Mejora Continua

6.1.7-1 Revisión de Procesos y Resultados

La revisión periódica de procesos se realizará mediante informes mensuales que detallen avances, dificultades y resultados obtenidos en relación con los KPIs establecidos. De esta forma, se podrá medir el impacto de las acciones implementadas y realizar los ajustes necesarios en tiempo real para no desviarse de los objetivos planteados.

Además de los informes mensuales, se establecerán reuniones trimestrales de evaluación, en las cuales se analizarán los resultados consolidados y se identificarán patrones de desempeño. Estas reuniones permitirán contrastar la información obtenida con las metas proyectadas y promover la participación activa de las diferentes áreas involucradas en la ejecución del plan.

La revisión también debe contemplar la aplicación de auditorías internas, enfocadas en validar la calidad de los procedimientos técnicos y administrativos. Estas auditorías servirán no solo para detectar desviaciones, sino también para documentar buenas prácticas que puedan replicarse en otros sectores de la red.

Otro aspecto relevante es la retroalimentación del personal técnico en campo, ya que ellos tienen contacto directo con la operación diaria y pueden identificar de manera temprana oportunidades de mejora o dificultades recurrentes. Incluir su experiencia dentro del proceso de revisión fortalecerá la toma de decisiones y garantizará soluciones más realistas y aplicables.

Finalmente, la revisión de procesos y resultados debe enmarcarse dentro de una cultura de mejora continua, donde los hallazgos no se perciban únicamente como fallas, sino como oportunidades de aprendizaje. Este enfoque permitirá mantener la sostenibilidad del plan en el tiempo, incrementar la eficiencia de la red de distribución y asegurar una mayor satisfacción de la comunidad usuaria.

La tabla detalla los distintos mecanismos de seguimiento y control, indicando cómo se registran avances, se evalúan resultados y se implementan ajustes en el plan de mejora.

Tabla 38 Revisión de Procesos y Resultados

| Mecanismo de Revisión | Descripción | Frecuencia | Responsable |
|---|---|------------|---------------------------------------|
| Informes mensuales de KPIs | Documentan avances, dificultades y resultados en relación con los indicadores establecidos. | Mensual | Área de Coordinación / Administración |
| Reuniones trimestrales de evaluación | Análisis de resultados consolidados y comparación con metas; identificación de patrones de desempeño. | Trimestral | Coordinación y líderes de equipo |

| | | | |
|---|---|------------------------------|--------------------------------------|
| Auditorías internas | Verificación de la calidad de los procedimientos técnicos y administrativos; detección de desviaciones y documentación de buenas prácticas. | Semestral | Coordinación y Asesores Externos |
| Retroalimentación del personal técnico | Recopilación de observaciones y sugerencias de quienes operan directamente la red de distribución. | Continua / Según necesidades | Líderes de equipo y personal técnico |
| Cultura de mejora continua | Implementación de ajustes basados en hallazgos y oportunidades de mejora para optimizar procesos y resultados. | Permanente | Todas las áreas involucradas |

Fuente: Propia de autores

6.1.7.2- Actualización y Ajuste del Plan de Mejora.

Finalmente, el plan de mejora será dinámico y estará sujeto a ajustes según los resultados alcanzados y los cambios en el entorno operativo. La retroalimentación obtenida de la ejecución permitirá reformular estrategias, optimizar recursos y mantener una cultura de mejora continua en la gestión del mantenimiento de la red de distribución eléctrica.

La actualización del plan debe considerar nuevas tecnologías y metodologías de mantenimiento, de manera que la red de distribución se beneficie de los avances en automatización, monitoreo en tiempo real y análisis predictivo. Incorporar herramientas innovadoras permitirá anticipar fallas, reducir costos operativos y mejorar la eficiencia general del sistema.

Asimismo, es importante establecer criterios claros para la revisión y ajuste del plan, tales como indicadores de desempeño (KPIs), niveles de cumplimiento de objetivos, reportes de auditorías y retroalimentación del personal técnico. Estos criterios servirán como base para priorizar cambios, reasignar recursos y redefinir responsabilidades cuando sea necesario.

Otro aspecto clave es la flexibilidad frente a cambios externos, como variaciones climáticas, incremento en la demanda eléctrica o modificaciones en la disponibilidad de materiales y personal. El plan debe ser lo suficientemente adaptable para responder a estas situaciones sin comprometer la continuidad y confiabilidad del servicio.

Finalmente, la actualización periódica del plan fomenta una cultura organizacional proactiva, donde cada área involucrada reconoce la importancia de la mejora continua. Este enfoque asegura que los aprendizajes obtenidos de la experiencia se integren de manera sistemática, fortaleciendo la gestión del mantenimiento y consolidando la confianza de la comunidad en la empresa distribuidora.

En la siguiente tabla se describe la actualización y ajuste del Plan de Mejora, destacando su carácter dinámico, flexibilidad y los criterios de revisión que garantizan la eficiencia y continuidad del servicio.}

Tabla 39 Actualización y Ajuste del Plan de Mejora.

| Ajuste del Plan de Mejora |
|---|
| El plan de mejora será dinámico y se ajustará según los resultados alcanzados y cambios en el entorno operativo. |
| Incorporará nuevas tecnologías y metodologías de mantenimiento para anticipar fallas, reducir costos y mejorar la eficiencia. |
| Se definirán criterios claros de revisión como KPIs, auditorías y retroalimentación del personal técnico. |

| |
|---|
| Será flexible frente a cambios externos, como variaciones climáticas, incremento de la demanda eléctrica o disponibilidad de recursos. |
| La actualización periódica fomentará una cultura organizacional proactiva y consolidará la mejora continua en la gestión del mantenimiento. |

Fuente: Propia de autores

6.2. Análisis de Riesgos (según los identificados)

A continuación, se muestran los riesgos detectados en la gestión del sistema eléctrico, indicando su probabilidad, consecuencias, medidas de mitigación y las áreas encargadas de su control.

Tabla 40 Análisis de Riesgos (según los identificados)

| Riesgo Identificado | Probabilidad | Impacto | Descripción del Riesgo | Medidas de Mitigación | Responsable |
|-------------------------------------|--------------|---------|---|--|----------------------------------|
| Retrasos por factores climáticos | Media | Alto | Posibles demoras en la ejecución de mantenimientos debido a lluvias intensas o fenómenos naturales. | Ajustar cronogramas considerando temporadas críticas y planes de contingencia. | Coordinación y Líderes de equipo |
| Incremento en los costos operativos | Media | Medio | Aumento del presupuesto por adquisición de repuestos, horas extra y | Optimizar recursos, priorizar acciones críticas y aplicar | Administración y Coordinación |

| | | | | | |
|---|-------|-------|--|--|---|
| | | | materiales no previstos. | control de gastos. | |
| Falta de personal capacitado | Baja | Alto | Insuficiente formación técnica para ejecutar mantenimientos complejos. | Implementar programas de capacitación continua y talleres técnicos. | Coordinación y Personal Técnico |
| Dependencia de proveedores externos | Media | Alto | Retrasos en la adquisición de materiales y repuestos críticos que afectan la atención de fallas. | Establecer convenios estratégicos y mantener inventarios mínimos críticos. | Coordinación y Administración |
| Desbalance de carga entre líneas | Media | Alto | Sobrecarga en líneas y transformadores, aumento de pérdidas técnicas y riesgo de fallas. | Redistribución de cargas, modernización de transformadores y monitoreo continuo. | Coordinación Técnica y Personal Técnico |
| Deficiente coordinación de protecciones | Baja | Medio | Selección incorrecta de fusibles que no se ajusta a la demanda real. | Revisar estudios de cortocircuito, ajustar fusibles y capacitar al personal en protecciones. | Personal Técnico y Coordinación |

| | | | | | |
|--|-------|-------|---|---|----------------------------------|
| Falta de monitoreo en tiempo real | Baja | Alto | Dificultad para detectar anomalías y retraso en la toma de decisiones ante fallas. | Implementar sistemas SCADA o dispositivos inteligentes de supervisión. | Coordinación y Asesores Externos |
| Errores en registros y trazabilidad de información | Media | Medio | Datos dispersos sobre mantenimientos y fallas, dificultando el análisis y la planificación. | Sistematizar información en una base de datos centralizada y establecer procedimientos de registro. | Coordinación y Personal Técnico |

Fuente: Propia de autores

6.3. Presupuesto

En la siguiente tabla se identifican los recursos económicos necesarios para el desarrollo del estudio, incluyendo detalles de cada sección y su estimación de costos en USD.

Tabla 41 Presupuesto

| Sección | Detalle | Cantidad / Unidad | Costo Unitario (USD) | Subtotal (USD) |
|----------------------|-------------------------------------|-------------------|----------------------|----------------|
| 1. Personal Técnico. | Ingenieros eléctricos (2 personas). | 2 personas. | 200 | 400 |

| | | | | |
|--|---|-----------------------|-----------|------------|
| Subtotal Personal | | | | 400 |
| 2. Materiales y Equipos. | Medidores portátiles. | 1 | 50 | 50 |
| | Computadora portátil (uso exclusivo del estudio). | 1 | 50 | 50 |
| Subtotal Materiales | | | | 100 |
| 3. Transporte y Logística. | Combustible para vehículos | 3 | 20 | 60 |
| | Alquiler de camioneta / grúa | 3 | 30 | 90 |
| | Viáticos (alimentación, extras) | 3 (2 personas) | 5 | 30 |
| Subtotal Transporte | | | | 180 |
| 4. Seguridad y Salud Ocupacional. | Equipo de protección personal (cascos, guantes, botas) | 2 kits | 20 | 40 |
| | Señalización y material preventivo | 1 lote | 20 | 20 |
| Subtotal Seguridad | | | | 60 |
| 5. Documentación. | Papelería, impresión de informes. | 3 | 30 | 90 |
| Subtotal documentación | | | | 90 |

| | |
|--------------|------------|
| TOTAL | 830 |
|--------------|------------|

Fuente: Propia de autores

6.4. Cronograma de ejecución

En la siguiente tabla se organiza la ejecución de tareas, especificando responsables y la asignación semanal para cada actividad del plan de mejora y seguimiento de indicadores.

Tabla 42 Cronograma De Actividades Del Proyecto

| Actividad | Responsable | S1 | S2 | S3 | S4 | S5 | S6 | S7 | S8 | S9 | S10 | S11 | S12 |
|--|------------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|
| Inspección inicial de transformadores | Equipo Técnico | ■ | ■ | | | | | | | | | | |
| Poda de vegetación en líneas | Cuadrilla de mantenimiento | | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | |
| Revisión de fusibles y aisladores | Supervisor eléctrico | | | ■ | ■ | | | | | | | | |
| Medición con Amcorder y termografía | Ingeniero de mantenimiento | | | | ■ | ■ | | | | | | | |
| Balanceo de cargas en transformadores 50 kVA | Equipo técnico especializado | | | | | | ■ | ■ | | | | | |



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES

El diagnóstico de la red de distribución eléctrica en el barrio Azarías H. Pallais reveló sobrecargas en transformadores, conexiones deficientes, ramas en contacto con líneas primarias y fusibles inadecuados, evidenciando que el mantenimiento correctivo actual es insuficiente para asegurar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

El análisis de fallas identificó que las principales causas de interrupciones son sobrecargas, ramas en contacto con la red y fusibles inadecuados. Entre 2023 y 2025 se registraron 90 eventos que afectaron a 1,226 usuarios, concentrándose el 72% de los problemas en pocas causas críticas, lo que resalta la urgencia de fortalecer el mantenimiento preventivo en los puntos más vulnerables del sistema.

La evaluación de los indicadores MTBF, MTTR, FMIK y TTIK mostró una confiabilidad baja en la red eléctrica del barrio Azarías H. Pallais, con un MTBF de 209 horas, MTTR de 2 horas y disponibilidad del 99.05 %, valores que superan los límites establecidos por el INE. Estos resultados evidencian la necesidad de aplicar mantenimiento predictivo y monitoreo en tiempo real para aumentar la disponibilidad, reducir interrupciones y mejorar la calidad del servicio a los 1,226 usuarios del sector.

El plan de mejora del mantenimiento preventivo propone inspecciones programadas, sustitución de fusibles, poda de ramas, redistribución de cargas y capacitación técnica, con el fin de reducir fallas, mejorar la calidad del servicio y aumentar la confiabilidad de la red eléctrica en beneficio de los usuarios y de DISNORTE-DISSUR.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos, se sugieren las siguientes acciones estratégicas:

A la empresa DISNORTE-DISSUR:

Implementar un plan de mantenimiento preventivo con inspecciones trimestrales, Capacitar de forma continua al personal técnico en el uso de tecnologías de monitoreo en tiempo real.

Desarrollar un sistema de gestión de mantenimiento para registrar y analizar las incidencias.

Aumentar la inversión en equipos de diagnóstico avanzado, como cámaras termográficas y analizadores de red, Mantener actualizada la base de datos de reportes históricos para facilitar la toma de decisiones basada en datos, Replicar la metodología aplicada en otras zonas críticas para mejorar la calidad del servicio a nivel regional.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Rosales, J. R. (2023). Modelo basado en vibraciones para el diagnóstico de transformadores ante deformaciones estructurales con condiciones armónicas y desbalance en fuente de alimentación.

Mago, M., & Zequera, M. (2011). Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas. *Revista Ingeniería UC*, 18(2), 15-26.

Montejo Sivilla., & Contreras Barrera. (2023). Determinación de la causa raíz de fallas en transformadores de distribución. *Ingeniería Energética*, 44(3), 56-65.

Peñafiel, S., & Pérez, Francisco. (2023). Diagnóstico del Estado de Transformadores de Distribución Mediante el Ensayo de Análisis de Respuesta en Frecuencia. *Revista Técnica Energía*, 20(1), 26-32.

Correa Montoya., & Giraldo Murcia, (2014). Diagnóstico de fallas en transformadores de distribución monofásicos para la empresa Emcartago.

Gasco I., & BURGOS, B. (2012). Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos. Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Mago Ramos., & Sierra, M. (2015). Aplicación de pruebas de dureza, SEM y XRD para el diagnóstico de fallas en transformadores de distribución. *Revista Avances: Investigación en Ingeniería*, 12.

DISNORTE, D. (jueves de abril de 1998). <https://www.disnorte-dissur.com.ni/>.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Electronics Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, P. a. (2015). Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. Nueva York.

Electrotechnical, C. I. (2011). Power transformers. Ginebra, Suiza.

Engineers., I. o. (2021). Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. Piscataway, Nueva Jersey, Estados Unidos.

Weedy, B., & Cory, J. (2012). Electric Power Systems. Nueva Jersey, Estados Unidos: Wiley.

Engineers., n. o. (2015). Standard for General Requirements for Liquid Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. IEEE Standards Association. Nueva York: Simmons-Boardman Publishing.

Garcia, A. M. (2018). Actuaciones correctoras para el control de tensiones en redes de distribución y de los flujos de potencia reactiva en los transformadores transporte/distribución. Ginebra, Suiza.

García, D. (2024). Elaboración e implementación de procedimientos y protocolos para pruebas eléctricas con inyección primaria de tensión y corriente para transformadores de potencia. Cusco, Perú.

Gomez, B. (2024). pentagono de duval en el analisis de gases disueltos para el diagnostico de los materiales aislantes en el transformador de potencia. Estados Unidos, New York.

Grid, A. (2011). Network Protection and Automation Guide. tafford, Reino Unido: Alstom Grid.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

Heathcote. (2014). Transformer Book. Oxford, Reino Unido: Elsevier.

Heathcote, M. J. (2007). El "J & P Transformer Book" es una referencia clásica en el campo de los transformadores de potencia,. Oxford, Reino Unido. .

Jaén, O. (2023). Degradación del aislamiento en una máquina eléctrica asíncrona industrial de media tensión. Recursos y técnicas de seguimiento y monitorización. ESPAÑA.

Martinez J, & Perez R. (2020). Mantenimiento y Diagnostico de transformadores de distribución. Ecuador, Guayaquil: técnica, eléctrica.

Mohan, N. (2012). Electric Power Systems: A First Course. Hoboken, Nueva Jersey, Estados Unidos. : Wiley.

Narváez, M. C. (13 de enero de 1964). datos históricos de Universidad de Ciencias Comerciales ucc.

Perez M, & Gomez j. (2020). Introducción a las leyes del sistema eléctrico. Managua, Nicaragua: Energía.



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

ANEXOS O APENDICES

ANEXO 1 Cronograma de actividades

| Etapas del estudio | Juli o (1- 8) | Juli o (9- 15) | Juli o (16- 24) | Juli o (24- 31) | Ag ost o (1- 8) | Ag ost o (9- 15) | Ag ost o (16- 24) | Ag ost o (24- 31) | Se p (1- 8) | Sep (9- 15) | Sep (16- 24) | Sep (25- 30) |
|--|------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Planteamiento de la investigación. | | | | | | | | | | | | |
| Redacción de los objetivos. General. Específicos. | | | | | | | | | | | | |
| Revisión bibliográfica y marco conceptual. | | | | | | | | | | | | |
| Diseño metodológico del estudio. | | | | | | | | | | | | |
| Trabajo de campo y levantamiento de información. | | | | | | | | | | | | |
| Diagnóstico inicial de la red. - Inspección en campo - Levantamiento de datos - Entrevistas con usuarios | | | | | | | | | | | | |
| Identificación de fallas y puntos críticos. - Registro de fallas. - Priorización de sectores. - Elaboración de croquis. | | | | | | | | | | | | |

| Etapas del estudio | Juli o (1- 8) | Juli o (9- 15) | Juli o (16- 24) | Juli o (24- 31) | Ag ost o (1- 8) | Ag ost o (9- 15) | Ag ost o (16- 24) | Ag ost o (24- 31) | Se p (1- 8) | Se p (9- 15) | Se p (16- 24) | Se p (25- 30) |
|---|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|---|--|--|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Planteamiento de la investigación. | | | | | | | | | | | | |
| Redacción de los objetivos. General. Específicos. | | | | | | | | | | | | |
| Revisión bibliográfica y marco conceptual. | | | | | | | | | | | | |
| Diseño metodológico del estudio. | | | | | | | | | | | | |
| Trabajo de campo y levantamiento de información. | | | | | | | | | | | | |
| Diagnóstico inicial de la red. - Inspección en campo - Levantamiento de datos - Entrevistas con usuarios | | | | | | | | | | | | |
| Identificación de fallas y puntos críticos. - Registro de fallas. - Priorización de sectores. - Elaboración de croquis. | | | | | | | | | | | | |
| Presentación final y conclusiones | | | | | | | | | | | | |

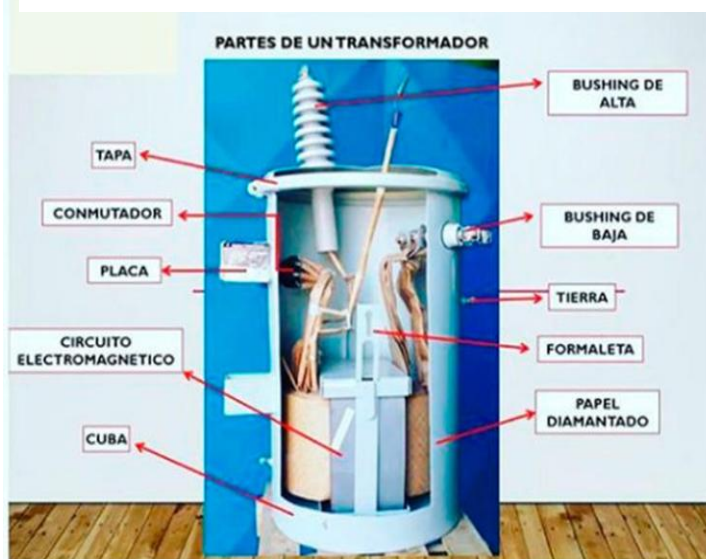
Fuente: Propia de autores

ANEXO 2 Transformador Convencional Código 129728



Fuente: Propia de los autores

ANEXO 3 Partes De Un Transformador



Fuente: <https://www.sectorelectricidad.com/27369/partes-de-un-transformador/>.

ANEXO 4 Transformador De Distribución Con Fusibles



Fuente: Propia de autores

ANEXO 5 Transformador Convencional De Azarías H. Pallais



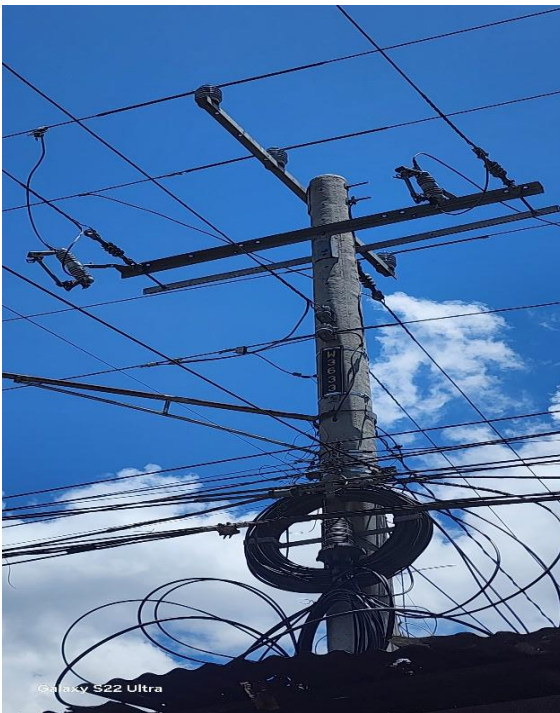
Fuente: Propia de autores

ANEXO 6 Conexiones En Los Transformadores



Fuente: Propia de autores

ANEXO 7 Fusibles de protección en derivación analizada



Fuente: Propia de autores

ANEXO 8 Segmento de la red eléctrica de media tensión con ramas de arboles en contacto con líneas de distribución



Fuente: Propia de autores

ANEXO 9 Líneas de media tensión en contacto con ramas de Arboles



Fuente: Propia de autores

ANEXO 10 Red de media tensión en Barrio Azarías H Pallais.



Fuente: Propia de autores

ANEXO 11 Recalentamiento en conexiones y cable de Transformador



Fuente: Propia de autores

ANEXO 12 Fallo En Un Transformador Convencional



Fuente: Propia de autores

ANEXO 13 Instalación de Analizador De Red Amcorder.



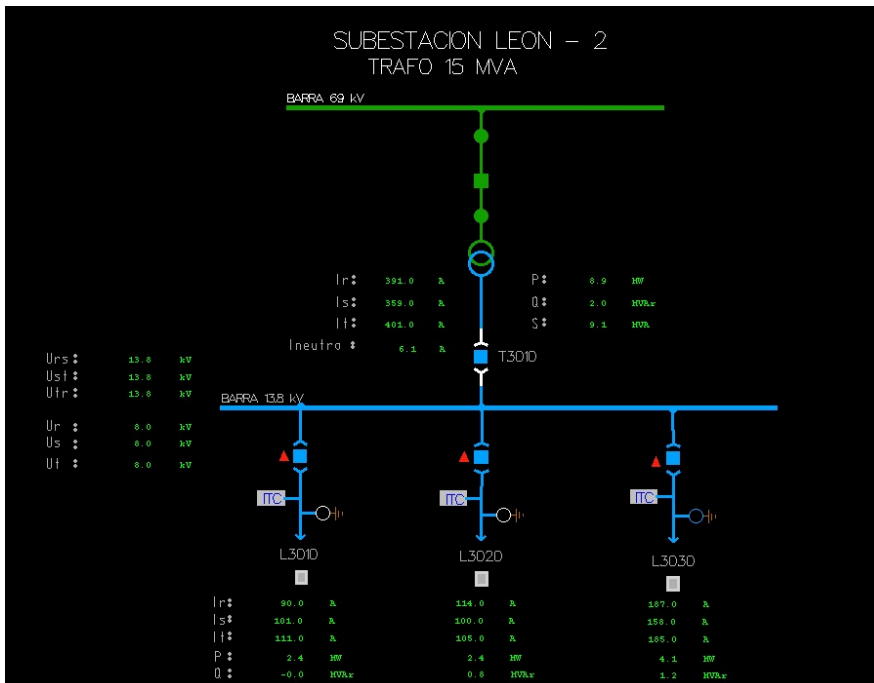
Fuente: Propia de autores

ANEXO 14 Analizador de red marca AMCORDER para recolección de datos



Fuente: Propia de autores

ANEXO 15 SISTEMA ESCADA SUBESTACION LEON-2



Fuente: Sistema de Base de datos de información, DISNORTE-DISSUR 2025

ANEXO 16 Cámara Termográfica Fluke Ti480 PRO



Fuente: Propia de los autores

ANEXO 17 Cámara Termográfica Fluke Ti480 PRO



Fuente: Propia de los autores

ANEXO 18 FUSIBLES TIPO K



Fuente: https://www.sinsa.com.ni/proteccion/fusible-chilillo-tipo-k-american-fuse-25amp/producto/100816541_100816681.

La siguiente tabla detalla los tipos de fallos más comunes en equipos eléctricos, sus causas, síntomas, métodos de detección y posibles soluciones.

ANEXO 19 Errores De Los Transformadores Mas Comunes

| Tipo de fallo | Causa probable | Síntomas | Método de detección | de | Posible solución |
|-------------------------------|--------------------------------|---|--|----|--|
| Sobrecalentamiento | Sobrecarga o mala ventilación | Aumento anormal de temperatura | Termografía, medición de temperatura | de | Mejorar la ventilación, reducir carga |
| Descargas parciales | Humedad y defectos internos | Ruidos intermitentes | Prueba de descargas parciales | de | Secado y reemplazo de aislamiento |
| Pérdida de aislamiento | Envejecimiento del aislamiento | Disminución de resistencia de aislamiento | Medición de resistencia de aislamiento | de | Reemplazo del aislamiento |
| Fugas de aceite | Fisuras en el tanque | Presencia de aceite en el suelo | Inspección visual, prueba de aceite | | Reparación de fisuras, rellenado de aceite |

| | | | | | |
|----------------------------------|--|---------------------------------------|--|----|----------------------------------|
| Bobinado en cortocircuito | Deterioro del aislamiento del bobinado | Caída de voltaje y sobrecalentamiento | Prueba de resistencia de aislamiento | de | Reemplazo de bobinas defectuosas |
| Vibraciones excesivas | Desajuste mecánico o resonancia | Ruido fuerte o vibraciones anormales | Análisis de vibraciones, inspección visual | de | Reajuste mecánico y monitoreo |

(Disnorte, 1998)

A continuación, se muestra un registro de pruebas de transformadores, incluyendo objetivos, parámetros a evaluar, métodos aplicados y criterios de conformidad.

ANEXO 20 Principales pruebas que ENATREL realiza a los transformadores.

| Prueba realizada | Objetivo de la prueba | Parámetros evaluados | Método de prueba | Criterios de aceptación |
|--|---|--|-----------------------------------|---|
| TTR (Relación de Transformación) | Verificar la relación de transformación | Relación de vueltas entre primario y secundario | Medición eléctrica con puente TTR | Variación menor al 0.5% respecto al valor nominal |
| Análisis de Gases Disueltos (DGA) | Detectar fallos internos y degradación | Concentración de gases clave (H ₂ , CO, C ₂ H ₂ , etc.) | Cromatografía de gases en aceite | Gases dentro de límites según norma IEC 60599 |
| Resistencia óhmica de los devanados | Evaluar la resistencia de los devanados | Resistencia en ohmios de cada fase | Medición con micro ohmímetro | Valor dentro del rango especificado |

| | | | | |
|--|---|---|--|---|
| | | | | por el fabricante |
| Resistencia de aislamiento | Medir la capacidad del aislamiento | Resistencia de aislamiento en MΩ | Prueba con megóhmetro | Mayor a 100 MΩ dependiendo de la tensión |
| Factor de potencia del aislamiento | Determinar la condición del aislamiento | Ángulo de pérdidas y capacitancia | Medición con puente de capacitancia | Factor de potencia menor al 0.5% |
| Respuesta en frecuencia (SFRA) | Detectar deformaciones en los devanados | Frecuencia de respuesta del transformador | Análisis de barrido de frecuencia | Sin cambios significativos en la curva de respuesta |
| Análisis de contenido de humedad en el aceite | Medir el nivel de humedad en el aceite | Porcentaje de humedad en ppm | Cromatografía de humedad en aceite | Menos de 20 ppm de humedad en aceite nuevo |
| Prueba de tensión aplicada | Comprobar la rigidez dieléctrica | Nivel de tensión soportado sin fallos | Aplicación de tensión de prueba | Sin perforación del aislamiento |
| Prueba de tensión inducida | Detectar debilidades en el aislamiento | Tiempo de resistencia y degradación del aislamiento | Aplicación de tensión de frecuencia industrial | Sin evidencia de fallos en el aislamiento |
| Medición de descargas parciales | Identificar descargas | Nivel de descargas | Medición con equipo de | Nivel de descargas |

| | internas dañinas | parciales pC | en descargas parciales | menor a 500 pC |
|-----------------------|--|-----------------|------------------------------|-------------------|
| Tipo de Transformador | | Descripción | | |
| Monofásico | Opera con una sola fase, utilizado en redes de distribución residenciales y equipos de baja potencia. | | | |
| Trifásico | Funciona con tres fases, usado en industrias y grandes instalaciones eléctricas. | | | |
| Sumergido en Aceite | Núcleo y devanados sumergidos en aceite dieléctrico para mejorar la refrigeración y aislamiento. | | | |
| Seco | No utiliza aceite, su enfriamiento es por aire, ideal para interiores y zonas con restricciones ambientales. | | | |
| De Potencia | Utilizado en plantas generadoras para elevar o reducir voltajes en transmisión y distribución. | | | |
| De Distribución | Distribuye energía eléctrica a los usuarios finales con voltajes adecuados para su consumo. | | | |
| Autotransformador | Tiene un solo devanado con tomas intermedias, utilizado en reducción o elevación de voltajes de forma eficiente. | | | |
| De Aislamiento | Aísla circuitos eléctricos para evitar interferencias y proteger dispositivos sensibles. | | | |
| Elevador | Aumenta la tensión eléctrica para transmisión eficiente a largas distancias. | | | |
| Reductor | Reduce la tensión eléctrica para su uso en aplicaciones industriales y comerciales. | | | |
| De Corriente | Convierte corriente de alto valor en uno proporcionalmente menor, utilizado en medición y protección. | | | |
| De Instrumentación | Se usa en equipos de medición y protección para proporcionar valores precisos y seguros de voltaje y corriente. | | | |

Fuente: (Enatrel, 2015)

ANEXO 21 Tipos de transformadores

(Enatrel, 2015).

La tabla clasifica los transformadores según su tipo, proporcionando una breve descripción de cada uno y sus aplicaciones.

A continuación, se muestran los datos esenciales del circuito LNII3030, que conforman la base para el análisis del elemento correspondiente.

ANEXO 22 Principales Datos Del Circuito LNII3030, Circuito al que pertenece el Elemento Analizado

| Campo | Valor |
|--|-------------------------|
| Código | 10100058 |
| Secuencia de Fase | RST |
| Código de Formulario | SMT-LNII3030 |
| Matricula | LNII3030 |
| Propiedad | DISNORTE |
| Potencia instalada en la Salida (kVA) | 18655 |
| Tensión en Servicio Normal (KV) | 13.2 KV (MEDIA TENSION) |
| Fecha de puesta en servicio | 18/6/2008 |
| Cantidad de clientes | 7191 |
| Cantidad de clientes importantes | 52 |
| Centro de responsabilidad (Gerencia) | ZONA NORTE |
| Código COR | DISNORTE / DISSUR |
| No. mesa responsable | S. OCCIDENTE |



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS COMERCIALES

| | |
|--|--------------------------|
| Entidad a la que se cede la línea | DN |
| Nombre de SMT | CIRCUITO LNII3030 |
| Descripción | SUBTERRANEO |
| Instalación origen (Subestación) | LNII SUBESTACION LEON II |
| Celda de la que pertenece | C6-LII3030 |
| Km de línea aérea | 37.511 |
| Km de línea subterránea | 0.872 |
| Cantidad de hilos | 3 HILOS (TRIFASICO) |
| Tipo de neutro | ATERRADO FIRMEMENTE |

Fuente: Sistema de Base de datos de información, DISNORTE-DISSUR 2025