

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

## **Propuesta de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para reducir las fallas en la línea de transmisión de 220KV Carhuaquero-Chiclayo**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Fredy Abraham Bonilla Mayta

 [0009-0002-6320-1590](https://orcid.org/0009-0002-6320-1590)

Asesor

Dr. Gilberto Becerra Arévalo

 [0000-0002-7576-9194](https://orcid.org/0000-0002-7576-9194)

LIMA – PERÚ

2025

---

Citar/How to cite	(Bonilla, 2025)
Referencia/Reference	Bonilla, F. (2025). <i>Propuesta de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para reducir las fallas en la línea de transmisión de 220KV Carhuaquero-Chiclayo</i> . [Trabajo de Suficiencia de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

## **Dedicatoria**

*A Dios, por siempre mostrarme el camino para lograr mis metas y por darme fuerzas para afrontar todos los desafíos y llegar hasta aquí.*

*A mi madre Cecilia, por su amor incondicional y su apoyo y aliento durante todas las etapas de mi vida y sobre todo en mi carrera universitaria, sin el cual no hubiera conseguido este logro.*

## **Agradecimientos**

A mi familia, por su apoyo incondicional y por creer en mí en cada paso de este camino académico. Sus palabras de ánimo y sus buenos deseos han sido fundamentales para la realización de este trabajo.

A mi asesor, Dr. Gilberto Becerra, por su valioso asesoramiento en la presente tesis, el cual ha sido esencial para la culminación de este trabajo.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, por brindarme la oportunidad de crecer académica y personalmente. Agradezco a todos los profesores de la Facultad de Ingeniería Mecánica que me han acompañado en este camino, proporcionando conocimientos, orientación y motivación en cada etapa de mi formación.

## Resumen

El presente trabajo de suficiencia profesional se enfoca en reducir la cantidad de fallas presentadas en una línea de transmisión, que no contaba con un plan de mantenimiento adecuado, proponiendo una metodología de mantenimiento como lo es el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) con el fin de asegurar la operación de la línea de transmisión de una manera óptima y confiable.

En el desarrollo del presente trabajo se recopiló la información de una línea de transmisión eléctrica en el nivel de tensión de 220 kV, con el fin de estudiar su contexto operacional, así como la cantidad de fallas que ha presentado, todo esto con el fin de evaluar y proponer tareas preventivas y predictivas que reduzcan su indisponibilidad.

Se desarrolló y se respondió a las 7 preguntas básicas del mantenimiento centrado en confiabilidad con el fin de desarrollar el plan de mantenimiento adecuado de la línea de transmisión en estudio que incluye a todos sus componentes.

Finalmente, se estudió y se hizo una comparación de la situación antes y después de aplicado el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) a través de sus métricas de mantenimiento y costos incurridos en su implementación.

Palabras clave – Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), línea de transmisión eléctrica, fallas en líneas de transmisión, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, métricas de mantenimiento, costos de mantenimiento.

## **Abstract**

The present professional proficiency work focuses on reducing the number of failures in a transmission line that did not have an adequate maintenance plan, by proposing a maintenance methodology such as Reliability Centered Maintenance (RCM) to ensure the optimal and reliable operation of the transmission line.

In the development of this work, information was collected from a 220 kV voltage level transmission line to study its operational context and the number of failures it has presented, all with the aim of evaluating and proposing preventive and predictive tasks to reduce its unavailability.

The seven basic questions of reliability centered maintenance are developed and answered to create the appropriate maintenance plan for the transmission line under study, including all its components.

Finally, a comparison of the situation before and after the implementation of Reliability Centered Maintenance (RCM) was studied through its maintenance metrics and the costs incurred in its implementation.

**Keywords** – Reliability-Centered Maintenance (RCM), electric transmission line, transmission line failures, preventive maintenance, corrective maintenance, maintenance metrics, maintenance costs.

## Tabla de Contenido

Dedicatoria .....	iii
Agradecimientos .....	iv
Resumen .....	v
Abstract .....	vi
Introducción.....	xiii
Capítulo I. Generalidades .....	1
1.1. Antecedentes Investigativos.....	1
1.2. Descripción de la Realidad Problemática .....	2
1.3. Formulación del problema .....	5
1.3.1. <i>Problema General</i> .....	5
1.3.2. <i>Problemas Específicos</i> .....	6
1.4. Objetivos .....	6
1.4.1. <i>Objetivo General</i> .....	6
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i> .....	6
1.5. Justificación e importancia de la Investigación .....	6
1.6. Metodología de la Investigación .....	7
1.6.1. <i>Unidad de Análisis</i> .....	7
1.6.2. <i>Tipo, enfoque, nivel y diseño de Investigación</i> .....	7
1.6.3. <i>Periodo de Análisis</i> .....	7
1.6.4. <i>Fuentes de Información e instrumentos utilizados</i> .....	8
Capítulo II. Marco teórico y marco conceptual.....	9
2.1. Marco Teórico .....	9
2.1.1. <i>Líneas de Transmisión y sus Componentes</i> .....	9
2.1.2. <i>Problemas que ocasionan fallas en una Línea de Transmisión</i> .....	13
2.1.3. <i>Tipos de mantenimiento de una línea de transmisión</i> .....	17
2.1.4. <i>Métricas de mantenimiento en líneas de transmisión</i> .....	18

2.1.5. <i>Mantenimiento Centrado en confiabilidad (RCM)</i> .....	19
2.2. Marco conceptual .....	25
Capítulo III. Desarrollo Del Trabajo.....	27
3.1. Estado situacional de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste .....	27
3.1.1. <i>Especificaciones técnicas</i> .....	27
3.1.2. <i>Condición de los componentes</i> .....	27
3.1.3. <i>Mantenimientos realizados</i> .....	29
3.1.4. <i>Historial de fallas</i> .....	30
3.2. Determinación del estado situacional de las métricas de mantenimiento de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste .....	31
3.2.1. <i>Tiempo medio entre fallas</i> .....	31
3.2.2. <i>Tiempo medio de reparación</i> .....	33
3.2.3. <i>Disponibilidad</i> .....	34
3.2.4. <i>Costos incurridos por fallas</i> .....	35
3.3. Diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para la línea de transmisión.....	37
3.3.1. <i>Descripción del contexto operativo</i> .....	37
3.3.2. <i>Desarrollo de las siete preguntas para el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)</i> .....	41
3.3.3. <i>Definición de tareas y su frecuencia</i> .....	53
3.3.4. <i>Propuesta del plan de mantenimiento centrado en confiabilidad</i> .....	55
3.4. Costos del mantenimiento centrado en confiabilidad proyectados.....	58
3.4.1. <i>Costo de las tareas preventivas</i> .....	58
3.4.2. <i>Costo proyectado de las tareas correctivas</i> .....	58
Capítulo IV. Resultados Y Discusión De Resultados .....	60
Conclusiones.....	64

Recomendaciones.....	65
Referencias bibliográficas.....	66

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Descripción de fallas en línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste .....	4
Tabla 2: Reporte fotográfico de inspección minuciosa realizado en diciembre 2020 .....	28
Tabla 3: Historial de fallas de la línea L-2240, período 2021-2022.....	30
Tabla 4: Lista de fallas de la línea L-2240, período 2021-2022 .....	32
Tabla 5: Tiempo indisponible para cada falla en la línea L-2240, período 2021-2022 ....	33
Tabla 6: Costos de reparación por fallas en LT-2240 período 2021-2022.....	35
Tabla 7: Costos de correctivos post-falla en LT-2240 período 2021-2022.....	35
Tabla 8: Costos de incurridos en inspección por falla en LT-2240 período 2021-2022...	36
Tabla 9: Contexto operativo de la línea de transmisión en estudio.....	39
Tabla 10: Fallas funcionales de una línea de transmisión .....	42
Tabla 11: Fallas funcionales por componente de la línea de transmisión LT-2240.....	42
Tabla 12: Análisis de modos de falla de la línea LT-2240 .....	43
Tabla 13: Efectos de falla por modo de falla de la LT-2240.....	44
Tabla 14: Análisis de consecuencias por cada modo de falla de la línea LT-2240 .....	46
Tabla 15: Tipos de tareas para consecuencias por fallas ocultas.....	48
Tabla 16: Tipos de tareas para consecuencias de seguridad.....	49
Tabla 17: Selección de categoría de tareas para consecuencias operativas .....	50
Tabla 18: Tipos de tareas para consecuencias operativas.....	52
Tabla 19: Selección de categoría de tareas para consecuencias operativas .....	53
Tabla 20: Tipos de tareas para consecuencias no operativas.....	53
Tabla 21: Selección de tareas y su frecuencia .....	54
Tabla 22: Plan RCM de línea de transmisión L-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste....	56
Tabla 23: Costos de tareas de RCM en un período de 2 años.....	58
Tabla 24: Costos de tareas correctivas en un período de 2 años.....	59
Tabla 25: Resultados del cálculo del MTBF .....	60
Tabla 26: Resultados del cálculo del MTTR.....	60

Tabla 27: Resultados del cálculo de disponibilidad .....	61
Tabla 28: Análisis de beneficios del RCM de línea de transmisión L-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste .....	62
Tabla 29: Comparación de costos por aislamiento antes y después del RCM .....	63

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Recorrido de línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste .....	3
Figura 2: Registro de fallas en línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste .....	4
Figura 3: Estructura metálica de una línea de 220kV .....	9
Figura 4: Cadena de aisladores de una línea de 220kV .....	10
Figura 5: Herrajería lado estructura de una línea de 220kV .....	11
Figura 6: Amortiguador de una línea de transmisión .....	11
Figura 7: Bobinas de conductor de aluminio usado en una línea de transmisión .....	12
Figura 8: Conector de puesta a tierra de una línea de transmisión .....	13
Figura 9: Aislador flameado por falla por acumulación de contaminantes .....	14
Figura 10: Estructura de madera inclinada por quema de vegetación .....	14
Figura 11: Cadena de aislador rota por descarga atmosférica .....	15
Figura 12: Herrajes lado estructuras afectados por la corrosión .....	16
Figura 13: Vegetación en crecimiento en contacto con una línea de 220kV .....	17
Figura 14: Selección de tareas según evaluación de consecuencias de las fallas .....	24
Figura 15: Grupo típico de revisión de RCM .....	25
Figura 16: Escala de multas y sanciones en electricidad .....	37
Figura 17: Mapa de procesos empresarial REP .....	38

## Introducción

El presente trabajo de suficiencia profesional está desarrollado en cinco capítulos, en los cuales se describen conceptos de mantenimiento centrado en confiabilidad aplicado a una línea de transmisión, de tal manera que se mejore su disponibilidad.

En el capítulo uno se muestran los antecedentes investigativos, se detalla la realidad problemática a estudiar, se describen los objetivos de este trabajo y se finaliza con la justificación del porqué se desarrolla este trabajo.

En el capítulo dos se detalla el marco teórico y conceptual, para el marco teórico se describe los fundamentos de una línea de transmisión, del mantenimiento y los principios del mantenimiento centrado en confiabilidad, en el marco conceptual se especifica los términos con la interpretación que se va a utilizar en el presente trabajo.

En el capítulo tres se detalla el desarrollo del trabajo de investigación, se realiza el cálculo de las métricas de mantenimiento antes de aplicada la propuesta, se detallan los costos por reparaciones y se realiza la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad a la línea de transmisión en estudio. También se realiza un estimado de los costos de la implementación de las tareas preventivas y correctivas del RCM.

En el capítulo cuatro se realiza la discusión de resultados, donde se interpretan y analizan los datos obtenidos y además se realizan comentarios con el fin de comparar los resultados con los objetivos planteados.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo de investigación y las referencias bibliográficas utilizadas como sustento del estudio.

# Capítulo I. Generalidades

## 1.1. Antecedentes Investigativos

**GUTIERREZ et al. (2009)**<sup>1</sup>, presentaron una aplicación de la metodología de mantenimiento basado en confiabilidad (RCM), a las líneas de transmisión de 115 kV. Realizaron una división de la línea en 8 partes para realizar la división de funciones, de esta manera se realizan los análisis de modos de falla y efectos, obteniéndose las tareas preventivas, predictivas y otras acciones. Todos los modos de falla fueron evaluados con un diagrama de decisión para que, a partir de este, se puedan establecer las tareas de mantenimiento y tiempos de intervención. El estudio concluyó en que se logró la aplicación de la teoría RCM a un sistema de líneas de transmisión de 115kV, lo cual permitió realizar el plan de mantenimiento y además de que se puede aplicar a activos de niveles de tensión superiores (220 kV) y en cualquier sistema de potencia.

**ZORRILLA SALAS (2019)**<sup>2</sup>, planteó implementar un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en una línea de transmisión de 500kV propiedad de Engie Energía Perú, teniendo como objetivo mejorar la confiabilidad de la línea y optimizar costos de mantenimiento. El estudio concluye en que la propuesta de RCM considera un mayor costo, sin embargo, existe un mejoramiento en la calidad y soporte Técnico validado con la optimización de las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo, y nuevas actividades que no fueron consideradas en el sistema actual, con esto se logra los reclamos y penalidades a que la empresa puede estar sujeto, por las deficiencias que pueda prestar el servicio a los usuarios.

---

<sup>1</sup> Gutierrez, J. et al. (2009). Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de 115kV. Universidad Tecnológica de Pereira.

<sup>2</sup> Zorrilla Salas, J. (2019). Propuesta de implementación del plan de mantenimiento basado en criterios de RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) para una línea de transmisión de 500kV [Tesis de grado, Universidad San Agustín de Arequipa].

**SANTANA SANCHEZ (2022)**<sup>3</sup>, planteó implementar un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en la red de transmisión eléctrica de alta tensión de la empresa Southern Perú Copper Corporation, la cual está conformado por 14 líneas de transmisión de 138kV y dos líneas de transmisión de 220kV y que suministran energía eléctrica a las unidades operativas de Ilo, Toquepala y Cuajone. El problema radicaba en los excesivos costos anuales de mantenimiento debido a los lavados en caliente debido al excesivo alquiler de los camiones lavadores. Con el análisis de criticidad, análisis FMEA, análisis FMECA, análisis costo riesgo beneficio y el análisis RCM de las líneas de transmisión de la empresa SPCC, logró reducir a la mitad la frecuencia de lavados en caliente, con lo cual se obtuvo un ahorro de US\$ 69,550 dólares por año equivalente a un ahorro del 20.8% anual en el costo de mantenimiento de las líneas de transmisión, logrando de esta manera optimizar el plan de mantenimiento actual de SPCC.

## **1.2. Descripción de la Realidad Problemática**

En agosto del año 2020, la empresa Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. realizó la compra de un grupo de líneas de alta tensión y muy alta tensión. Estas líneas tienen un tiempo desde su puesta en servicio mayor a los 20 años, por lo que ya contaban con una estrategia de mantenimiento a cargo de la empresa anterior.

En el caso de la línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste, que es una línea instalada en la costa y parte de la sierra, el mantenimiento que se venía realizando era un lavado con equipos especiales para esta actividad, que se realizaba cada 6 meses. Con el lavado se buscaba mitigar el avance de la contaminación en los aisladores.

Red de Energía del Perú S.A. no aplica la tarea de lavado de aisladores en las líneas de transmisión que opera debido a los altos costos que conlleva, además, otro factor que dificulta esta tarea es la dificultad de los accesos que se van perdiendo con el tiempo

---

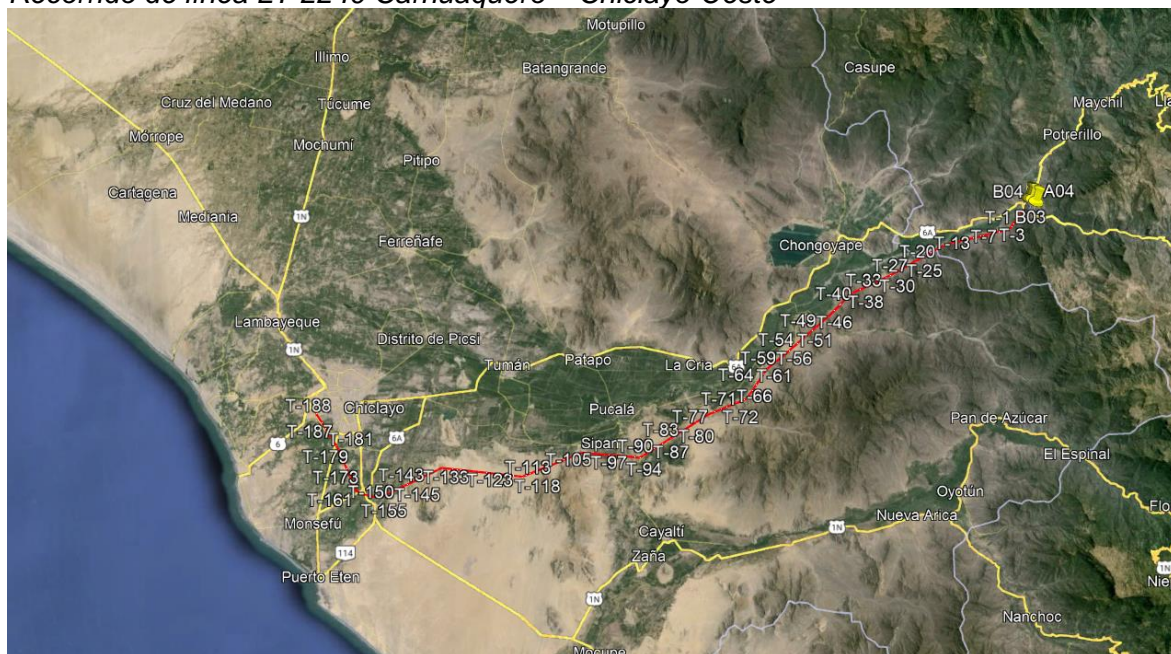
<sup>3</sup> Santana Sánchez, L. (2022). Plan de mantenimiento basado en RCM para mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión, caso: southern peru copper corporation-spcc. [Tesis de maestría, Universidad San Agustín de Arequipa].

debido al avance del crecimiento poblacional. Debido a esto fue necesario buscar una nueva estrategia de mantenimiento para aplicarla en esta línea de transmisión.

Debido a que la línea tenía un recorrido que iba alejándose de la costa peruana, se planteó inicialmente realizar mantenimiento de los aisladores, únicamente al tramo más cercano a la costa, ya que, por experiencia, en esta zona se presenta en mayor manera la contaminación salina por la cercanía al mar. En la figura 1 se muestra el recorrido de la línea con vista satelital.

**Figura 1**

*Recorrido de línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste*



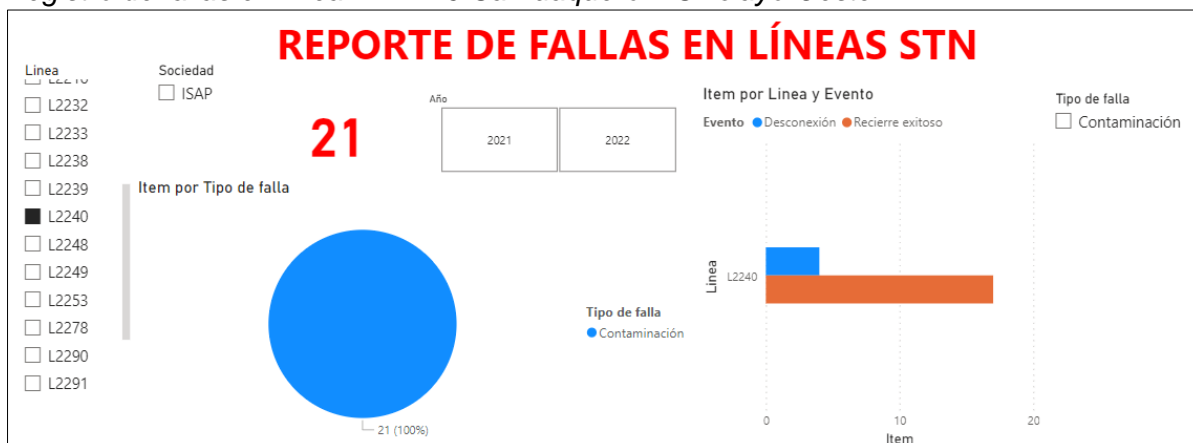
*Nota.* Coordenadas de estructuras de línea LT-2240 propiedad de ISAREP

Durante los años 2021 y 2022 se tuvieron un total de 21 fallas en la LT-2240, entre desconexiones y recierres exitosos, lo cual muestra que la estrategia planteada inicialmente no fue exitosa. Además, estas fallas se estuvieron reparando inmediatamente después de presentarse con el fin de que el servicio de transmisión continúe, por lo que el costo de mantenimiento únicamente fue por reparaciones.

En la figura 2 se muestra que hubo 21 eventos en esta línea entre los años 2021 y 2022 y en la tabla 1 se describe cada uno de los eventos presentados.

**Figura 2**

*Registro de fallas en línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste*



Nota: Power BI elaborado con los datos de falla de las líneas de ISAREP

**Tabla 1**

*Descripción de fallas en línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste*

LÍNEA	ESTRUCTURA	FECHA	HORA	TIPO DE FALLA	CAUSA
L2240	T62	15/08/2022	04:15	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores de vidrio
L2240	T60	14/08/2022	06:38	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores de vidrio
L2240	T64	14/08/2022	06:06	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores de vidrio
L2240	T64	14/08/2022	04:34	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores de vidrio
L2240	T64	13/08/2022	06:58	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores de vidrio
L2240	T62	12/08/2022	04:20	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores de vidrio, distancia corregida de 52.7km
L2240		26/07/2022	05:43	Contaminación	Acumulación de contaminantes n aisladores debido a presencia de cantera cerca de la línea
L2240		26/07/2022	04:45	Contaminación	Acumulación de contaminantes en aisladores debido a presencia de cantera cerca de la línea
L2240	T82	25/07/2022	00:21	Contaminación	42.4 km desde Carhuaquero. Se encontró descargas en torre 82
L2240	T82	24/07/2022	23:23	Contaminación	Recierre exitoso distancia falla 44 km desde la SE Chiclayo Oeste. Se encontró descargas en torre 82

L2240		6/05/2022	7:53	Contaminación	Presencia de neblina y humedad con alta densidad en zona lo que ocasiona la falla por acumulación de contaminantes
L2240	T127	11/10/2021	05:24	Contaminación	Aisladores con acumulación de contaminantes.
L2240	T66	11/10/2021	03:49	Contaminación	Se ubicaron aisladores con acumulación de contaminantes.
L2240	T51	9/10/2021	04:24	Contaminación	Falla en la fase R cerca de la torre T51
L2240	T66	5/10/2021	5:14	Contaminación	Se ubicó en la torre T66 se ubicó descargas, acumulación de contaminantes por excremento de aves.
L2240	T66	5/10/2021	05:53	Contaminación	Se ubicó la falla en la torre T66, con acumulación de contaminantes por excremento de aves.
L2240	T178	2/10/2021	06:16	Contaminación	Se ubicó falla en el aislador polimérico de la torre T178, en la fase "T", por acumulación de contaminantes.
L2240	T158	1/10/2021	03:03	Contaminación	Se ubicó aislador fogoneado en la torre T158 en el aislador de la fase "R", falla por acumulación de contaminantes.
L2240	T158	1/10/2021	02:11	Contaminación	Se ubicó aislador fogoneado en la fase "R" en la torre T158, falla por acumulación de contaminantes
L2240		17/06/2021	04:55	Contaminación	Posible acumulación de contaminantes en aisladores
L2240		17/06/2021	03:11	Contaminación	Posible acumulación de contaminantes en aisladores

*Nota:* En esta tabla se describe la causa de las fallas en la línea de transmisión LT-2240

Debido a la cantidad de fallas presentadas se concluye que hay un deficiente mantenimiento en esta línea de transmisión porque solamente se realiza mantenimiento correctivo, por lo que, surge la necesidad de implementar un plan de mantenimiento planificado para garantizar la confiabilidad de la línea.

### **1.3. Formulación del problema**

#### **1.3.1. Problema General**

¿De qué manera el deficiente mantenimiento de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste viene ocasionando continuas fallas de desconexión y recierre?

### **1.3.2. Problemas Específicos**

- a) ¿Será la falta de mantenimiento planificado la que viene impactando negativamente en la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste a través de las desconexiones y recierres?
- b) ¿Serán las métricas de mantenimiento actuales las que vienen ocasionando las fallas en la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste?
- c) ¿En qué medida el mantenimiento correctivo que se viene realizando en la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste impacta negativamente en la economía de la empresa?

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo General**

Proponer un plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para reducir las fallas en la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- a) Evaluar el estado situacional de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste.
- b) Determinar las métricas de mantenimiento actuales de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste
- c) Evaluar los costos de mantenimiento correctivo que se implementan en la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste

## **1.5. Justificación e importancia de la Investigación**

La presente investigación se justifica por los siguientes motivos:

Justificación técnica: Se están planteando acciones para mejorar la disponibilidad de la línea LT-2240 la cual es de vital importancia para la estabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional. Actualmente la línea de transmisión LT-2240 es una de las líneas por donde inyecta energía la central hidroeléctrica Carhuaquero, por lo que alivia la sobrecarga de la zona norte del Perú.

Justificación económica: Permitirá optimizar los recursos y el costo de mantenimiento al plantear un mantenimiento planificado. Esto puede conducir a una mayor eficiencia operativa y una mejor asignación de recursos dentro de la empresa, evitando gastos innecesarios.

Justificación social: Al reducir las fallas de la línea de transmisión LT-2240 se busca tener un sistema eléctrico más confiable beneficiando a la población y a las empresas que dependen de la energía eléctrica. También se reduce el riesgo de fallas catastróficas que pueden afectar la seguridad de las personas.

## **1.6. Metodología de la Investigación**

El diseño es cuantitativo, ya que su propósito es la recolección de datos estadísticos de fallas registradas en la línea de transmisión en estudio.

### **1.6.1. Unidad de Análisis**

La línea de transmisión en 220kV, LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste, desde su puesta en servicio, ha presentado eventos de falla de diferentes tipos, para este estudio se está considerando todas las fallas presentadas en la línea.

### **1.6.2. Tipo, enfoque, nivel y diseño de Investigación**

La investigación es aplicada dado que se resolverá un problema real utilizando conocimientos disponibles en la ciencia, el enfoque es cuantitativo porque se van a manejar cantidades numéricas además se formulará y demostraran hipótesis.

El nivel descriptivo pues se basa en la medición y observación de las variables para determinar cómo se manifiestan; correlacional por la relación entre variables basada en el método científico mostrando datos estadísticos; el diseño es no experimental, ya que su propósito es la recolección de datos estadísticos de fallas registradas en la línea de transmisión en estudio.

### **1.6.3. Periodo de Análisis**

La presente investigación se realiza con el análisis de los eventos de falla de los últimos 3 años.

#### **1.6.4. Fuentes de Información e instrumentos utilizados**

**Fuentes Primarias.** Registros de eventos de falla de la línea de transmisión en estudio en los últimos 3 años y reportes e informes de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de la línea de transmisión en estudio.

**Técnicas e Instrumentos de Recolección de la Información de Datos.** El registro de fallas fue obtenido de la base de datos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y el Sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP-SAP R/3 Production) del que se obtiene información de los mantenimientos planeados y correctivos efectuados en la línea de transmisión.

## Capítulo II. Marco teórico y marco conceptual

### 2.1. Marco Teórico

#### 2.1.1. Líneas de Transmisión y sus Componentes

La línea de transmisión es el elemento del sistema de potencia que se encarga de transportar la energía eléctrica desde el sitio en donde se genera hasta el sitio donde se consume o se distribuye. (Gonzalez-Longatt, 2007).

Podemos definir los siguientes componentes de un sistema de transmisión:

**Estructuras o soportes.** La función de los soportes es mantener los conductores alejados entre sí y con el suelo, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de estos. La naturaleza de los soportes es muy variada, en los sistemas de transmisión suelen ser metálicos, concreto o madera, y su selección depende de un análisis económico. (Gonzalez-Longatt, 2007).

#### Figura 3

*Estructura metálica de una línea de 220kV*

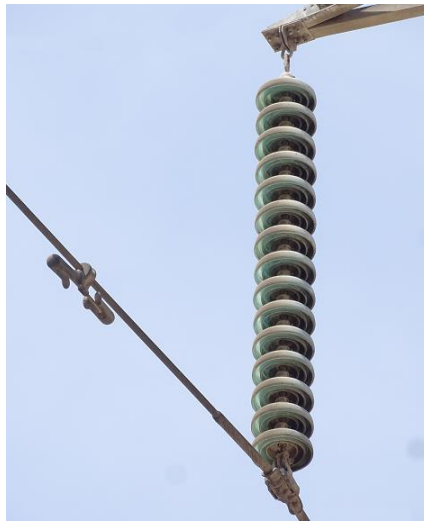


*Nota: Elaboración propia*

**Cadena de aisladores.** Sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema. (Gonzalez-Longatt, 2007).

#### **Figura 4**

*Cadena de aisladores de una línea de 220kV*



*Nota: Elaboración propia*

**Herrajería o grampas.** Son elementos que mantienen juntos los conductores a la cadena de aisladores y estas a su vez a la estructura. Su material se basa en aluminio anticorrosivo y de alta resistencia. Cabe mencionar que los componentes que contienen estas grampas como los pernos, tuercas, olías etc., por lo general, son de acero galvanizado. (Cesti, 2020).

## Figura 5

*Herrajería lado estructura de una línea de 220kV*



*Nota: Elaboración propia*

**Amortiguadores.** Tienen por objeto evitar que, al presentarse vibraciones en los conductores, estas sucedan ininterrumpidamente. El principio de casi todos los tipos es el de introducir un elemento diferente en una curda homogénea, con lo cual el movimiento armónico simple se rompe; también es posible utilizar el golpe directo en la onda vibratoria cuando la elasticidad del amortiguador lo permite. (Gonzalez-Longatt, 2007).

## Figura 6

*Amortiguador de una línea de transmisión*



*Nota: Elaboración propia*

**Conductor.** Consiste en un cuerpo o un medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales. Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero. (Gonzalez-Longatt, 2007).

### **Figura 7**

*Bobinas de conductor de aluminio usado en una línea de transmisión*



*Nota:* Elaboración propia

**Sistema de puesta a tierra.** Un sistema de puesta a tierra es la conexión intencional a tierra de los elementos conductores de un sistema eléctrico, con la finalidad de proporcionar los medios para disipar las corrientes eléctricas en la tierra en condiciones normales y de falla, sin exceder los límites de operación de los equipos, ni afectar adversamente la continuidad del servicio. Además, para asegurar que una persona cercana a instalaciones con conexión a tierra no esté expuesta al peligro de una descarga eléctrica crítica. (Sinchi, 2007).

## Figura 8

*Conector de puesta a tierra de una línea de transmisión*



*Nota:* Elaboración propia

### **2.1.2. Problemas que ocasionan fallas en una Línea de Transmisión**

En la actualidad, los Sistemas Eléctricos de Potencia, se ven altamente afectados por fenómenos de diferente índole, tales como las descargas atmosféricas, alta vegetación, quemas o fuego bajo la línea, atentados terroristas entre otros, los cuales se traducen en numerosas fallas ocasionadas sobre el sistema, bien sea de tipo trifásico, bifásico o monofásico. (Peña, 2008).

Las fallas que pueden presentarse en una línea de transmisión son causadas por diversos factores, los cuales se clasifican de la siguiente manera:

**Fallas por contaminación del aislamiento.** Estos problemas se presentan generalmente por la acumulación de partículas en las cadenas de aisladores, perforaciones o pérdida del aislamiento, esto puede ocurrir en donde la zona por donde pasa la línea es muy contaminada o cuando se han presentado flameos directos o inversos que perforan los mismos reduciendo su capacidad aislante, o por rompimiento de aisladores por vandalismo. (Peña, 2008).

### Figura 9

*Aislador flameado por falla por acumulación de contaminantes*



*Nota: Elaboración propia*

**Fallas por actos mal intencionados.** Estos orígenes son actos vandálicos que hacen referencia a la voladura de una o varias torres sobre un circuito, provocando en la mayoría de los casos desconexiones de forma inmediata. (Peña, 2008).

También pueden ser actos por desconocimiento de la población aledaña a la línea de transmisión como quemas de vegetación, acercamiento al conductor o construcciones cerca al conductor.

### Figura 10

*Estructura de madera inclinada por quema de vegetación*



*Nota: Elaboración propia*

**Fallas por condiciones atmosféricas.** Están incluidos los vientos fuertes que provocan el rozamiento o acercamiento entre algunas partes energizadas de la línea con elementos pertenecientes a ella o a su entorno, y las descargas eléctricas atmosféricas en conjunto con parámetros técnicos y de diseño como malas puestas a tierra, fallas en el aislamiento, o con falencias de diseño. (Peña, 2008).

**Figura 11**

*Cadena de aislador rota por descarga atmosférica*



*Nota: Elaboración propia*

**Fallas por corrosión.** Produce daños que se manifiestan con la pérdida de material, generando pérdidas económicas e inversiones para la reparación o remplazo de la infraestructura afectada. Se identifica que los principales aspectos de la corrosión atmosférica sobre las estructuras de transmisión de energía eléctrica son los contaminantes atmosféricos, cloruros ( $\text{Cl}^-$ ) y sulfatos (dióxido de azufre -  $\text{SO}_2$ ), y variables climáticas como la humedad relativa, la temperatura y el tiempo de humectación. (Molina et al., 2009).

## Figura 12

*Herrajes lado estructuras afectados por la corrosión*



*Nota: Elaboración propia*

**Fallas por vegetación.** El problema de las interrupciones por vegetación en los sistemas eléctricos hoy en día es más común de lo que parece. La diversidad de especies arbóreas existentes bajo las líneas aéreas puede provocar diferentes tipos de fallas (temporales o permanentes) en el servicio, esto es debido al rápido crecimiento del arbolado que puede llegar hacer contacto con las líneas energizadas o tormentas que conllevan fuertes vientos y provoca que las ramas del árbol hagan contacto con los conductores. (García, J. y Giraldo, J., 2013).

## Figura 13

*Vegetación en crecimiento en contacto con una línea de 220kV*



*Nota: Elaboración propia*

### **2.1.3. Tipos de mantenimiento de una línea de transmisión**

El mantenimiento de una línea de transmisión es fundamental para garantizar la continuidad, seguridad y eficiencia del suministro eléctrico. Existen diferentes enfoques de mantenimiento que permiten anticipar fallas, corregir problemas existentes y optimizar la vida útil de los componentes del equipo. A continuación, se describen los principales tipos de mantenimiento utilizados en las líneas de transmisión.

**Mantenimiento preventivo.** Mantenimiento programado que se efectúa a la instalación con el propósito de reducir la probabilidad de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes. El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de evitar que el equipo o elemento falle durante el periodo de su vida útil: y la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo o elemento, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus posibilidades de falla. (Espinal, 2023).

**Mantenimiento correctivo.** Es la reparación que se realiza al bien, servicio o instalación una vez que se ha producido el fallo con el objetivo de restablecer el

funcionamiento y eliminar la causa que ha producido la falla. El mantenimiento correctivo tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados y que no pueden funcionar operativamente, el reemplazo también se da cuando los equipos han cumplido las horas de trabajo o vida útil para las que fue fabricado. (Espinal, 2023).

**Mantenimiento predictivo.** Pruebas que se realizan a los equipos o elementos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas que se podrían ocasionar. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento. (Espinal, 2023).

#### **2.1.4. Métricas de mantenimiento en líneas de transmisión**

Se muestran los principales indicadores o métricas de mantenimientos aplicables en una línea de transmisión:

**MTBF: Mean Time Between Failures (Tiempo Medio Entre Fallas).** Es el tiempo promedio de que un equipo, maquina, línea o planta cumple su función sin interrupción debido a una falla funcional, este tiempo es posible hallarlo dividiendo el tiempo total de operación entre el número de paros por fallas. (Crismatt y Valencia, 2012)

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total de operación}}{\text{N}^\circ \text{ de paros por fallas}}$$

**MTTR: Mean Time To Repair (Tiempo Medio Para Reparar).** Es el tiempo promedio para reparar la función de un equipo, línea, maquinaria o proceso después de una falla funcional, este incluye el tiempo para analizar y diagnosticar la falla, se obtiene dividiendo el tiempo total de reparaciones entre el número total de fallas de un sistema. (Crismatt y Valencia, 2012)

$$MTTR = \frac{\text{Horas de falla}}{\text{N}^\circ \text{ de fallas}}$$

**Disponibilidad.** La disponibilidad cuantitativa es la probabilidad de que una unidad desempeñe una función requerida en cualquier punto del tiempo, cuando es usada bajo condiciones establecidas, donde el tiempo considerado es tiempo operativo y tiempo de

reparación de activo para ello puede representarse de la siguiente forma. (Crismatt y Valencia, 2012)

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

### **2.1.5. Mantenimiento Centrado en confiabilidad (RCM)**

El mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) es “un proceso para determinar cuáles son las operaciones que debemos hacer para que un equipo o sistema continúe desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional, siempre y cuando estas funciones sean rentables para la empresa”. (Gonzalez, 2009, p. 88, 89).

El RCM se convierte en una estrategia clave cuando se aplica a las líneas de transmisión eléctrica para garantizar la continuidad del suministro de energía y evitar interrupciones no planificadas.

**Las siete preguntas básicas del RCM.** Según Moubray (2004), el proceso de RCM incita a responder las siguientes siete preguntas sobre el bien o sistema bajo revisión:

1. ¿Cuáles son las funciones y respectivos estándares de desempeño de este bien en su contexto operativo presente?
2. ¿En qué aspecto no responde al cumplimiento de sus funciones?
3. ¿Que ocasiona cada falla funcional?
4. ¿Qué sucede cuando se produce cada falla en particular?
5. ¿De qué modo afecta cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra el plan de acción apropiado?

**Contexto operativo.** Se puede definir como el conjunto de condiciones reales del proceso bajo las cuales opera el equipo, también incluye todos los criterios y parámetros de desempeño deseados por el usuario. Este contexto se puede definir a partir de los diagramas y descripciones del proceso en el que opera el equipo, así como de las entrevistas con el personal de producción, operación y mantenimiento. Es importante analizar y comprender el contexto operativo antes de iniciar el RCM. (Campos, 2018).

**Principios del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.** El RCM se basa en varios principios fundamentales, como la identificación de fallas funcionales, identificación de los modos de falla, sus efectos y sus consecuencias, y la selección de tareas adecuadas. A continuación, se describen cada uno de los principios:

**Identificación de funciones y niveles de desempeño.** Según Moubray (2004), el primer paso del RCM es definir las funciones de cada bien en su contexto operativo, como así también los estándares de desempeño deseados. Las funciones que los usuarios pretenden que sus bienes desempeñen pueden dividirse en dos categorías:

- Funciones primarias: Sintetizan por que el bien fue adquirido en primer lugar. Esta categoría de funciones cubre temas tales como velocidad, rendimiento, capacidad de transportación o almacenamiento, calidad del producto y servicio al cliente.
- Funciones secundarias: Indican que se espera que todo bien produzca más que simplemente su función primaria como seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia de operación, cumplimiento con las normas medioambientales, y hasta la estética o apariencia del bien.

**Identificación de fallas funcionales.** Se refiere a “identificar una a una las posibilidades de fallo de cada elemento o equipo, entendiendo como fallo dejar de realizar las funciones requeridas” (Gonzalez, 2009, p.90).

Según Moubray (2004), es necesario identificar el tipo de fallas que pueden presentarse y el proceso de RCM realiza esto en dos niveles:

- Primero, identificando qué circunstancias llevaron a un estado fallido
- Luego investigando qué situaciones son las causantes de que un bien caiga en ese estado de falla.

Además, en el mundo de RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales, porque ocurren cuando un bien es incapaz de cumplir una función a un nivel de desempeño que sea aceptable por el usuario

**Identificación de los modos de falla:** Se refiere a responder la siguiente pregunta: ¿Qué ocurre cuando falla?, para esto hay que identificar la causa más probable de cada falla funcional. (Gonzalez, 2009, p.90).

Según Moubray (2004), es también de suma importancia identificar la causa en detalle de modo que no se desperdicien tiempo ni esfuerzo en tratar síntomas en lugar de causas. Por otro lado, es también de suma importancia asegurar que el tiempo no se desperdicia en el análisis mismo, por concentrarse en demasiados detalles.

**Identificación de efectos de fallas:** Se refiere a responder la siguiente pregunta: ¿Qué efectos tienen los fallos?, para ello se debe registrar qué pasa si ocurre una determinada avería y, además, qué pasaría si ocurriera un modo de fallo o avería asociada. (Gonzalez, 2009, p.90).

Según Moubray (2004), esta descripción debe incluir toda la información necesaria para respaldar la evaluación de las consecuencias de las fallas, como:

- Evidencias, (si las hubiera), de que la falla ocurrió
- En qué manera, (si las hubiera), representa una amenaza para la seguridad del medioambiente.
- De qué modo, (si los hubiera) afecta la producción u operaciones.
- Que debe hacerse para reparar la falla.

**Identificación de consecuencias de fallas:** Se refiere a responder la siguiente pregunta: ¿Qué ocurre si falla?, y según Gonzalez (2009) las consecuencias se dividen de mayor a menor gravedad como: consecuencias en la seguridad y medio ambiente, consecuencias de los fallos ocultos, consecuencias operacionales y consecuencias no operacionales.

Moubray (2004), describe cada consecuencia de la siguiente manera:

- Consecuencias de fallas ocultas: Las fallas ocultas no causan un impacto directo, pero exponen a la empresa a fallas múltiples, con consecuencias serias y

frecuentemente catastróficas. (La mayoría de estas fallas están asociadas con sistemas de protección no libres de fallas)

- Consecuencias medioambientales y de seguridad: Una falla trae consecuencias de seguridad si potencialmente puede dañar o causar la muerte. Tiene consecuencias medioambientales si provoca la violación de cualquier norma medioambiental corporativa, regional, nacional o internacional.
- Consecuencias operativas: Una falla trae consecuencias operativas cuando afecta la producción (rendimiento, calidad del producto, servicio al cliente o costos operativos, además del costo directo de reparación.)
- Consecuencias no operativas: Las fallas evidentes que conforman esta categoría, no tienen consecuencias ni de seguridad, ni de protección, de modo que solo implican el costo de reparación.

**Selección de tareas adecuadas:** Se refiere a responder la siguiente pregunta: ¿Qué se puede hacer para prevenir los fallos?, además a ello se debe realizar un análisis costo-beneficio y ponderar qué sucede si no se puede prevenir el fallo. (Gonzalez, 2009, p.91).

Según Moubray (2004), las técnicas del manejo de fallas se dividen en 2 categorías:

- Tareas proactivas: Previenen que el estado de falla ocurra, se dividen en tareas de restauración programada, descarte programado y mantenimiento en condición
- Acciones de omisión: Utilizadas cuando no es posible identificar una consigna proactiva efectiva, se dividen en tareas de búsqueda de falla, rediseño y mantenimiento no programado.

El proceso de selección de tareas se puede asociar con las consecuencias, siendo la esencia del proceso el siguiente:

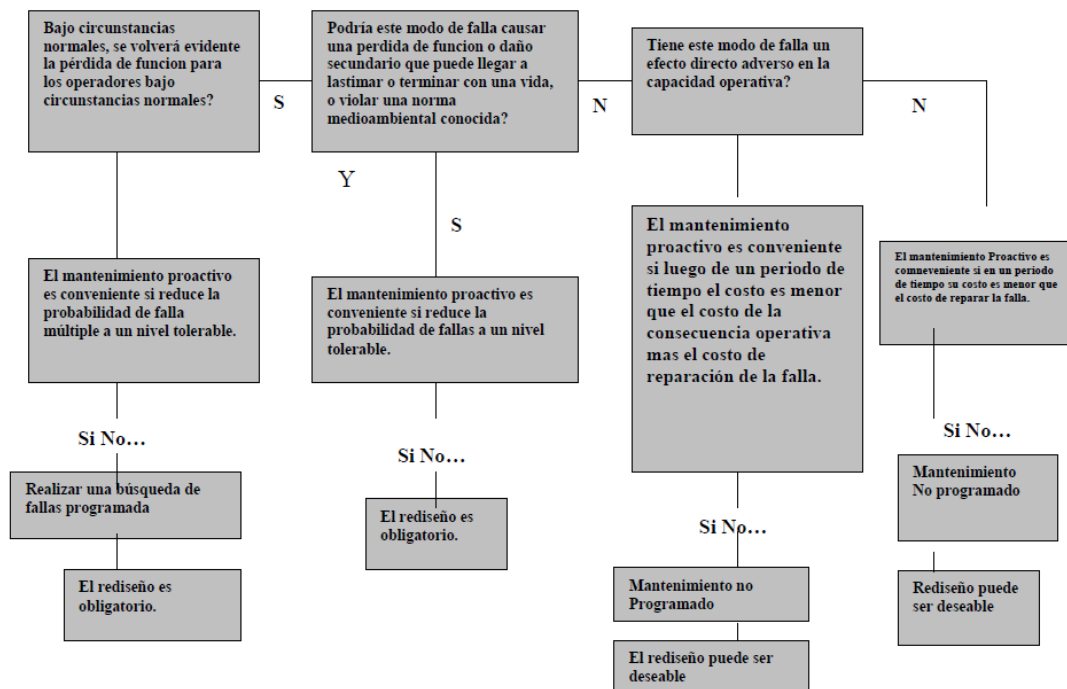
- Para fallas con consecuencias ocultas: Realizar una tarea proactiva si esta va a reducir el riesgo de fallas múltiples asociadas con esa función, a un nivel tolerablemente bajo. Si hay seguridad en elegir la tarea adecuada, entonces se

debe llevar un proceso de detección de fallas. Si el proceso adecuado para esto no se puede determinar, la decisión secundaria de omisión es que el ítem, deba ser rediseñado (dependiendo de las consecuencias de fallas múltiples).

- Para fallas con consecuencias medioambientales y de seguridad: Solo es válido realizar una tarea proactiva, si esta reduce el riesgo de ese problema en sí mismo, a un nivel muy bajo, de no eliminarlo directamente. Si no se encuentra una solución que disminuya el riesgo a un nivel tolerablemente bajo, el ítem debe ser rediseñado, o se debe cambiar de proceso.
  - Para fallas con consecuencias operativas: Solo vale la pena realizar una tarea proactiva si el costo total de realizarla durante un periodo de tiempo determinado es menor que los costos de las consecuencias operativas y de reparación durante el mismo periodo. En otras palabras, la tarea debe tener un justificativo económico. Si no tiene esta justificación, la decisión de default inicial es mantenimiento no programado (Si esto ocurre, y las consecuencias operativas son aún inaceptables, entonces la segunda decisión de default es nuevamente el rediseño.)
  - Para fallas con consecuencias no operativas: Solo vale la pena realizar una tarea proactiva, si el costo de ésta sobre un determinado periodo de tiempo es menor, al costo de reparación durante el mismo periodo. De modo que estas tareas también deben tener un justificativo económico. Si no lo tuviera, la decisión va a ser nuevamente un mantenimiento no programado, y si los costos de reparación fueran demasiado altos, la decisión de default secundaria es nuevamente el rediseño.
- En la figura 14 se muestra un esquema del proceso de decisión para la selección de tareas adecuadas.

**Figura 14**

*Selección de tareas según evaluación de consecuencias de las fallas*



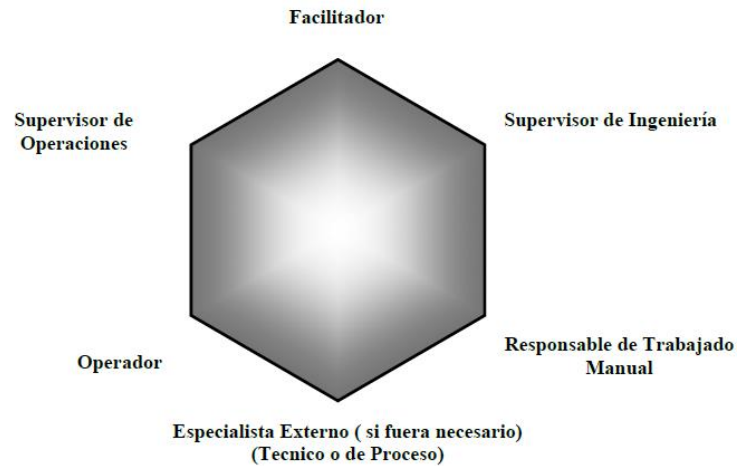
*Nota:* Moubray, J. "Reliability Centred Maintenance" Año 2004

**Grupos de revisión del proceso de RCM.** Según Moubray (2004), el personal de mantenimiento simplemente no puede responder a las 7 preguntas por si solos. Esto es porque muchas de las respuestas solo pueden ser provistas por personal de operación o producción. Esto se aplica especialmente a preguntas con respecto a funciones, desempeño deseado, efectos y consecuencias de las fallas.

Por esta razón se debe realizar una revisión de los requisitos de mantenimiento, esto debe ser realizado por grupos pequeños, que incluyan al menos una persona responsable de mantenimiento y una persona de la función operativa. En la figura 14 se muestra un ejemplo típico de grupo de revisión.

## Figura 15

### Grupo típico de revisión de RCM



Nota: Moubray, J. "Reliability Centred Maintenance" Año 2004

## 2.2. Marco conceptual

- a) **Línea de transmisión:** Un conjunto de estructuras y conductores eléctricos utilizados para transportar electricidad de una ubicación a otra, generalmente a largas distancias. Consiste en conductores eléctricos soportados por torres o postes y puede incluir aisladores para evitar pérdidas de energía.
- b) **Falla en una línea de transmisión:** Interrupción de transmisión en una línea de transmisión eléctrica que impide su correcto funcionamiento y la transferencia de energía eléctrica, causada por diversos factores como daños mecánicos, condiciones climáticas adversas o fallas en el equipo.
- c) **Aisladores de una línea de transmisión:** Dispositivos utilizados para mantener los conductores eléctricos separados de las estructuras de soporte, evitando así la pérdida de energía debido a cortocircuitos o descargas eléctricas. Por lo general, están hechos de materiales no conductores como polímero, porcelana o vidrio.
- d) **Contaminación de una línea de transmisión:** Acumulación de sustancias no deseadas en los componentes de una línea de transmisión, especialmente en los aisladores donde se producen fallas. Esta contaminación puede ser causada por

factores ambientales y humanos como los son la contaminación marina, la contaminación industrial, la contaminación agrícola, la contaminación desértica.

- e) **Desconexión de una línea de transmisión:** Proceso de interrumpir el flujo de electricidad a través de una línea de transmisión, el cual puede ser por diversas razones como el mantenimiento de la línea, emergencias en el sistema interconectado, o por operación u optimización del sistema.
- f) **Recierre de una línea de transmisión:** Proceso de volver a conectar automáticamente una línea de transmisión inmediatamente después de que se haya abierto debido a una falla, con el fin de mantener conectada la línea ante fallas de rápido despeje, se dice que el recierre fue exitoso cuando la línea se mantiene en servicio y que fue no exitoso cuando en el proceso de reconexión la falla se mantiene. Este procedimiento es crucial para restaurar rápidamente el servicio eléctrico y minimizar el tiempo de interrupción.

## Capítulo III. Desarrollo Del Trabajo

### 3.1. Estado situacional de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste

#### 3.1.1. Especificaciones técnicas

La línea de transmisión LT-2240 de nivel de tensión de 220kV, que tiene salida en la subestación Carhuaquero y llegada en la subestación Chiclayo Oeste, tiene las siguientes especificaciones:

Longitud de línea:	82.78 km
Número de estructuras:	188
Circuito:	Simple terna
Configuración:	Triangular
Conductor:	Aleación de aluminio AAAC
Tipo de estructuras:	Torres metálicas
Tipo de aisladores:	Vidrio y poliméricos

#### 3.1.2. Condición de los componentes

Cuando la empresa ISA REP realiza la compra de la línea de transmisión, se realizó inspección minuciosa en el mes de diciembre de 2020, que consistió en una inspección con escalamiento en búsqueda de anomalías, donde se tomó conocimiento del estado de los componentes.













- El conductor se encontraba en buen estado en toda la línea y no requiere mayores reparaciones a corto plazo.
- El aislamiento se encontró con niveles de contaminación media en el sector de estructuras T01-T100 y alta en el sector T101-T188.
- Los herrajes se encontraron con niveles de corrosión baja en el sector de estructuras T01-T150 y media en el sector T151-T188, se identificó los herrajes que requieren cambio.

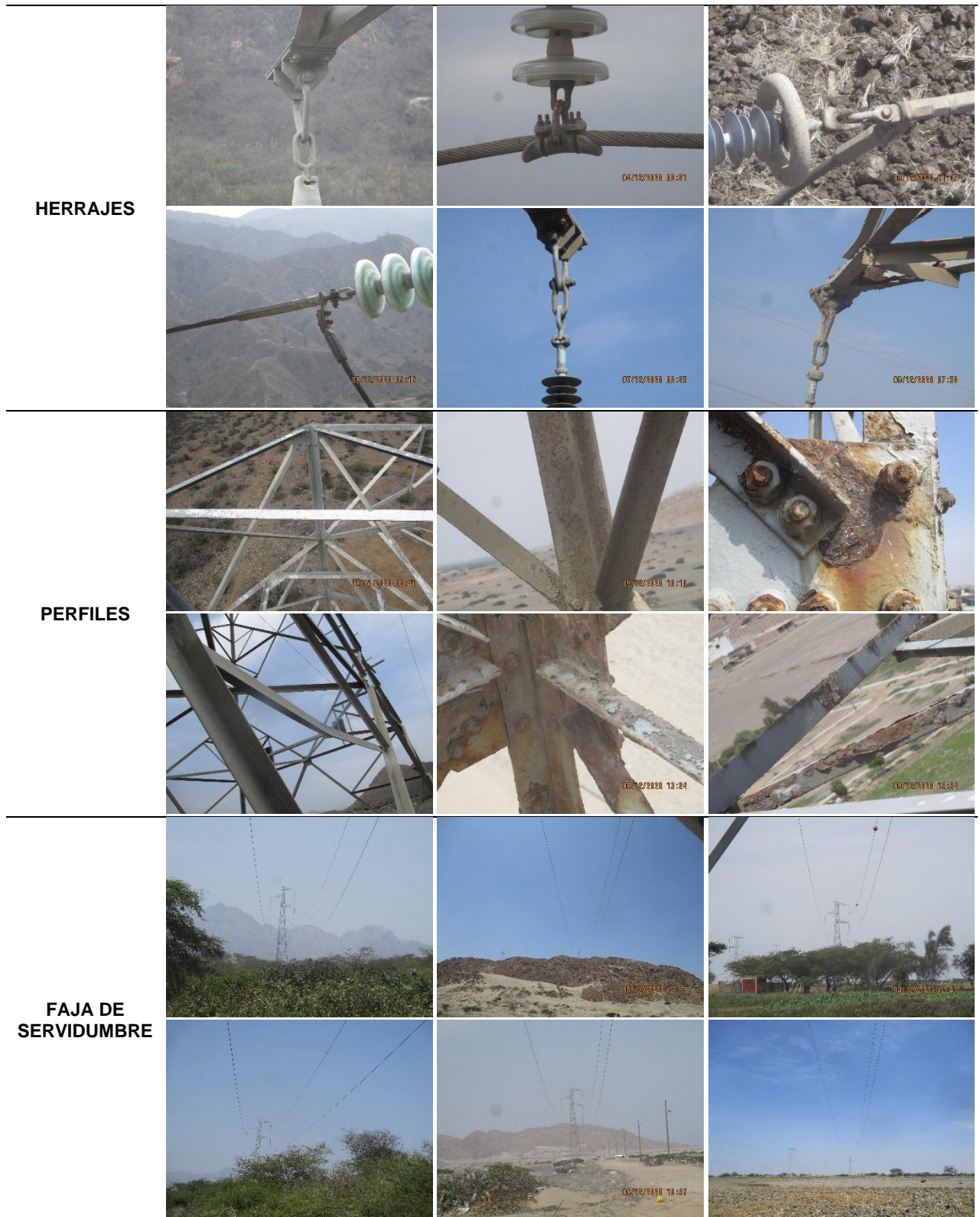
- Las estructuras metálicas se encontraron con perfiles de corrosión cero en las primeras 100 torres, corrosión media en las siguientes 50 y corrosión alta en las últimas 38.
- La faja de servidumbre se encontró con presencia de vegetación en los sectores de T86-108 y T150-188.

En la tabla 2 se muestra un resumen del reporte fotográfico obtenido de la inspección minuciosa realizada, se dividió en 3 sectores ya que en la inspección se visualiza una diferencia en estos sectores.

**Tabla 2**

*Reporte fotográfico de inspección minuciosa realizado en diciembre 2020*

COMPONENTE	SECTOR T01-T100	SECTOR T101-T150	SECTOR T151-T188
CONDUCTOR			
			
AISLAMIENTO			
			



Nota: Imágenes de propiedad de ISA REP

### 3.1.3. **Mantenimientos realizados**

Se toma de conocimiento que la empresa anterior que operaba la línea realizaba los siguientes mantenimientos:

- Mantenimientos preventivos de inspecciones ligeras y minuciosas para identificación de anomalías y mantenimiento preventivo de lavado en frío de aislamiento, siendo este último de costo excesivo.
- Mantenimiento correctivo de reemplazo de componentes de acuerdo con lo encontrado en las inspecciones ligeras y minuciosas.

Durante los años 2021 y 2022, la empresa ISA REP realiza los siguientes mantenimientos:

- Mantenimientos preventivos de inspecciones de línea (ligeras y minuciosas) e inspección termográfica.
- Mantenimientos correctivos de cambio de herrajes, corte de vegetación, reparación de punto caliente, de acuerdo con lo encontrado en las inspecciones preventivas.

#### **3.1.4. Historial de fallas**

La línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste ha presentado fallas durante los años 2021 y 2022 que incluye 4 desconexiones y 17 recierres exitosos y todas las fallas fueron debido a la contaminación de aisladores por un deficiente mantenimiento como se muestra en la tabla 3.

**Tabla 3**

*Historial de fallas de la línea L-2240, período 2021-2022*

FECHA	HORA	CAUSA	TIPO DE FALLA
15/08/2022	04:15	Contaminación	Recierre exitoso
14/08/2022	04:34	Contaminación	Recierre exitoso
14/08/2022	06:06	Contaminación	Recierre exitoso
14/08/2022	06:38	Contaminación	Desconexión
13/08/2022	06:58	Contaminación	Recierre exitoso
12/08/2022	04:20	Contaminación	Recierre exitoso
26/07/2022	04:45	Contaminación	Recierre exitoso
26/07/2022	05:43	Contaminación	Recierre exitoso
25/07/2022	00:21	Contaminación	Recierre exitoso
24/07/2022	23:23	Contaminación	Recierre exitoso
6/05/2022	7:53	Contaminación	Recierre exitoso

11/10/2021	03:49	Contaminación	Recierre exitoso
11/10/2021	05:24	Contaminación	Recierre exitoso
9/10/2021	04:24	Contaminación	Recierre exitoso
5/10/2021	05:53	Contaminación	Recierre exitoso
5/10/2021	5:14	Contaminación	Recierre exitoso
2/10/2021	06:16	Contaminación	Desconexión
1/10/2021	02:11	Contaminación	Desconexión
1/10/2021	03:03	Contaminación	Desconexión
17/06/2021	03:11	Contaminación	Recierre exitoso
17/06/2021	04:55	Contaminación	Recierre exitoso

*Nota:* Información propiedad de ISA REP

### **3.2. Determinación del estado situacional de las métricas de mantenimiento de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste**

Para realizar el cálculo de las métricas de mantenimiento actuales se debe considerar ambos tipos de fallas ya que ambos tipos afectan la disponibilidad de la línea de transmisión. Se considera a las desconexiones ya que son las que han generado interrupción del servicio de transmisión eléctrica. Si bien es cierto, los recierres exitosos no afectan la disponibilidad de la línea, ya que permiten restablecer el servicio rápidamente después de una interrupción temporal, la ocurrencia de estos recierres indica la presencia de alguna anomalía en la línea al ser señales tempranas de problemas que, si no se abordan, podrían llevar a fallas más graves en el futuro. Los recierres sirven como indicios importantes de que la línea de transmisión está experimentando dificultades que requieren atención y mantenimiento para asegurar su funcionamiento óptimo y evitar interrupciones prolongadas.

#### **3.2.1. Tiempo medio entre fallas**

Para calcular el MTBF se considera una operación de 2 años, correspondiente a los años 2021 y 2022, y se va a considerar las 21 fallas presentadas en la línea de transmisión en estudio. En la tabla 4 se resume la cantidad de fallas que se han presentado.

**Tabla 4***Lista de fallas de la línea L-2240, período 2021-2022*

N°	FECHA	HORA	TIPO DE FALLA
1	15/08/2022	04:15	Contaminación
2	14/08/2022	06:38	Contaminación
3	14/08/2022	06:06	Contaminación
4	14/08/2022	04:34	Contaminación
5	13/08/2022	06:58	Contaminación
6	12/08/2022	04:20	Contaminación
7	26/07/2022	05:43	Contaminación
8	26/07/2022	04:45	Contaminación
9	25/07/2022	00:21	Contaminación
10	24/07/2022	23:23	Contaminación
11	6/05/2022	7:53	Contaminación
12	11/10/2021	05:24	Contaminación
13	11/10/2021	03:49	Contaminación
14	9/10/2021	04:24	Contaminación
15	5/10/2021	5:14	Contaminación
16	5/10/2021	05:53	Contaminación
17	2/10/2021	06:16	Contaminación
18	1/10/2021	03:03	Contaminación
19	1/10/2021	02:11	Contaminación
20	17/06/2021	04:55	Contaminación
21	17/06/2021	03:11	Contaminación

*Nota: Información propiedad de ISA REP*

Por lo tanto, calculando el MTBF:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total de operación}}{\textit{N° de paros por fallas}}$$

$$MTBF = \frac{2 \textit{ años} \times 8760 \textit{ horas/año}}{21}$$

$$MTBF = 834.29 \textit{ horas}$$

### 3.2.2. Tiempo medio de reparación

Para realizar el cálculo del MTTR es necesario contar con el tiempo que se indispuso la línea durante la reparación de las desconexiones y recierres exitosos, esto se muestra en la tabla 5.

**Tabla 5**

*Tiempo indisponible para cada falla en la línea L-2240, período 2021-2022*

FECHA	HORA	FECHA REPARACIÓN	INICIO REPARACIÓN	FIN REPARACIÓN	TIEMPO INDISPONIBLE	OBSERVACIÓN
17/06/2021	03:11	17/06/2021	03:11	03:11	00:00	Se reparó el 17/06/2021
17/06/2021	04:55	17/06/2021	07:40	15:07	07:27	Limpieza de aisladores
1/10/2021	02:11	1/10/2021	02:11	03:03	00:52	Se reparó el 02/10/2021
1/10/2021	03:03	1/10/2021	03:03	15:39	12:36	Limpieza de aisladores
2/10/2021	06:16	2/10/2021	06:16	17:14	10:58	Limpieza de aisladores
5/10/2021	05:14	5/10/2021	05:14	05:14	00:00	Se reparó el 05/10/2021
5/10/2021	05:53	5/10/2021	09:12	16:01	06:49	Limpieza de aisladores
9/10/2021	04:24	9/10/2021	04:24	04:24	00:00	Se reparó el 11/10/2021
11/10/2021	03:49	11/10/2021	08:21	16:31	08:10	Limpieza de aisladores
11/10/2021	05:24	12/10/2021	08:16	15:50	07:34	Limpieza de aisladores
6/05/2022	07:53	15/05/2022	08:28	16:09	07:41	Limpieza de aisladores
24/07/2022	23:23	24/07/2022	23:23	23:23	00:00	Se reparó el 27/07/2022
25/07/2022	00:21	25/07/2022	00:21	00:21	00:00	Se reparó el 27/07/2022
26/07/2022	04:45	27/07/2022	08:16	15:52	07:36	Limpieza de aisladores
26/07/2022	05:43	26/07/2022	05:43	05:43	00:00	Se reparó el 27/07/2022
12/08/2022	04:20	12/08/2022	04:20	04:20	00:00	Se reparó el 15/08/2022
13/08/2022	06:58	13/08/2022	06:58	08:08	01:10	Se reparó el 15/08/2022
14/08/2022	04:34	14/08/2022	04:34	04:34	00:00	Se reparó el 15/08/2022
14/08/2022	06:06	14/08/2022	06:06	06:06	00:00	Se reparó el 15/08/2022
14/08/2022	06:38	14/08/2022	06:38	06:38	00:00	Se reparó el 15/08/2022
15/08/2022	04:15	15/08/2022	04:15	15:52	11:37	Limpieza de aisladores
<b>TOTAL DE HORAS</b>					<b>82.50</b>	

*Nota:* Información propiedad de ISA REP

Se observa que no todas las fallas tienen un tiempo de reparación, esto es debido a que para cada falla que se presentó no se realiza reparación en todas debido a los siguientes motivos:

- Se presentaron eventos consecutivos en un mismo día, por lo tanto, la reparación de la falla es única.
- Se espera que la reparación se realice el mismo día de producida la falla, sin embargo, se debe contar con la aprobación del COES (Comité de Operación Económica del Sistema) quién bajo su análisis de riesgo del sistema, opta por mantener en servicio la línea para evitar colapsos en el sistema eléctrico. El COES luego reevalúa las condiciones y programa el corte para los próximos días a la falla.

Por lo tanto, calculando el MTTR:

$$MTTR = \frac{\text{Horas de falla}}{\text{Nº de fallas}}$$

$$MTTR = \frac{82,5}{21}$$

$$MTTR = 3.75 \text{ horas}$$

### **3.2.3. Disponibilidad**

La disponibilidad actual de la línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste se calcula a partir del MTBF y MTTR obtenido, con la siguiente fórmula:

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

$$Di = \frac{834.29}{834.29 + 3.75}$$

$$Di = 99.55\%$$

### 3.2.4. Costos incurridos por fallas

Las fallas producidas en los 2 años de estudio de la línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste, han ocasionado altos costos de mantenimiento correctivo, de acuerdo con la tabla 6 se puede mostrar los costos de reparación.

**Tabla 6**

*Costos de reparación por fallas en LT-2240 período 2021-2022*

LÍNEA	FECHA	HORA	FECHA REPARACIÓN	ACTIVIDAD	COSTO POR REPARACIÓN (US\$)
L2240	17/06/2021	04:55	17/06/2021	Limpieza de aisladores	9,222.36
L2240	1/10/2021	03:03	1/10/2021	Limpieza de aisladores	1,001.05
L2240	2/10/2021	06:16	2/10/2021	Limpieza de aisladores	1,035.11
L2240	5/10/2021	05:53	5/10/2021	Limpieza de aisladores	3,130.33
L2240	11/10/2021	03:49	11/10/2021	Limpieza de aisladores	2,853.13
L2240	11/10/2021	05:24	12/10/2021	Limpieza de aisladores	2,853.13
L2240	6/05/2022	07:53	15/05/2022	Limpieza de aisladores	2,547.40
L2240	26/07/2022	04:45	27/07/2022	Limpieza de aisladores	2,384.46
L2240	15/08/2022	04:15	15/08/2022	Limpieza de aisladores	2,319.27
<b>TOTAL</b>					<b>27,346.24</b>

*Nota.* Información propiedad de ISA REP

En adición a los correctivos implementados durante los años 2021 y 2022, se llevaron a cabo actividades de engrasado de aisladores de vidrio en los sectores afectados, con el objetivo de mitigar las fallas ocasionadas por la contaminación. Es importante señalar que, hasta las fechas de dichas actividades, no se ha establecido una periodicidad definida para estos mantenimientos de engrasado. Estos mantenimientos correctivos de aislamiento se muestran en la tabla 7 como correctivos post-falla.

**Tabla 7**

*Costos de correctivos post-falla en LT-2240 período 2021-2022*

LÍNEA	FECHA	ACTIVIDAD	COSTO DE MANTENIMIENTO (US\$)
L2240	2/07/2021	Engrasado de aisladores	5,985.65
L2240	3/06/2022	Engrasado de aisladores	7,823.70
<b>TOTAL</b>			<b>13,809.35</b>

*Nota:* Información propiedad de ISA REP

También se añaden los cortos incurridos en inspecciones diurnas y nocturnas por falla, las cuales son necesarias de realizar cuando no se tiene certeza de la causa de falla o para definir el sector de la línea a la cual se debe realizar el mantenimiento correctivo, estos costos se muestran en la tabla 8.

**Tabla 8**

*Costos de incurridos en inspección por falla en LT-2240 período 2021-2022*

LÍNEA	FECHA	ACTIVIDAD	COSTO DE MANTENIMIENTO (US\$)
L2240	18/06/2021	Inspección por falla por recierre	336.06
L2240	18/06/2021	Inspección nocturna por recierres	309.24
L2240	1/10/2021	Inspección por falla	354.01
L2240	9/10/2021	Inspección nocturna por falla	948.02
<b>TOTAL</b>			<b>1,947.33</b>

*Nota:* Información propiedad de ISA REP

Además de los costos de las reparaciones o mantenimientos correctivos que se realizaron en la línea de transmisión, cabe mencionar que la empresa estuvo expuesta a asumir mayores costos por conceptos de compensaciones y multas debido a las fallas constantes. Estos riesgos que se pueden dividir en los siguientes:

- Costos por energía no suministrada: La línea LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste es una de las dos que conectan la Central Hidroeléctrica Carhuaquero al sistema. Una desconexión durante alta demanda puede causar inestabilidad y rechazos de carga en usuarios libres y regulados. La interrupción puede ser temporal o permanente, y el costo de la energía no suministrada, compensado por el titular de la línea, varía según el estado del sistema interconectado en el momento de la falla.
- Multas de organismos fiscalizadores: Antes fallas recurrentes en un equipo que causa un riesgo al sistema, organismos como el OSINERGMIN inicia procesos sancionadores que pueden conllevar multas hacia la empresa. En la figura 16 se muestra un extracto de la Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG N° 028-2003-OS/CD, sección

ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE ELECTRICIDAD. El monto en multa puede llegar hasta las 1000 UIT.

**Figura 16**

*Escala de multas y sanciones en electricidad*

ANEXO 1

N°	TIPIFICACIÓN DE INFRACCION	BASE LEGAL	SANCIÓN	E.Tipo 1	E.Tipo 2	E.Tipo 3	E.Tipo 4
1.1	Cuando las personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras operen sin la respectiva concesión o Autorización.	Art. 3°, 4° de la Ley. Art. 201° Inc. a) del Reglamento.	(P.A.) De 1 a 500 UIT	-(P.A.) (M)Hasta 100 UIT	-(P.A.) (M)Hasta 200 UIT	-(P.A.) (M)Hasta 350 UIT	-(P.A.) (M)Hasta 500 UIT
1.2	Incumplir lo dispuesto en el contrato de concesión o en la Resolución Ministerial de Autorización.	Art. 101 inc. a) de la Ley.	De 1 a 1000 UIT	-(M)Hasta 200 UIT	-(M)Hasta 300 UIT	-(M)Hasta 500 UIT	-(M)Hasta 1000 UIT
1.3	Por no remitir a OSINERG los contratos de los clientes libres sujetos a un régimen de libertad de precios, en el plazo establecido la Ley.	Art. 8° de la Ley.	De 1 a 100 UIT	-(M)Hasta 20UIT	-(M)Hasta 30 UIT	-(M)Hasta 50 UIT	-(M)Hasta 100 UIT
1.4	Por no efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión.	Art. 31° inc. a) de la Ley.	De 1 a 1000 UIT	-(M)Hasta 200 UIT	-(M)Hasta 300 UIT	-(M)Hasta 500 UIT	-(M)Hasta 1000 UIT
1.5	Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la ley.	Art. 31° inc. b) de la Ley.	De 1 a 1000 UIT	-(M)Hasta 200 UIT	-(M)Hasta 300 UIT	-(M)Hasta 500 UIT	-(M)Hasta 1000 UIT
1.6	Cuando los concesionarios no cumplan con lo dispuesto en el Código Nacional de Electricidad y las normas técnicas del Sub Sector Eléctrico.	Art.31° inc. e) de la Ley.	(P.A.) De 1 a 1000 UIT	-(M)Hasta 100 UIT	-(M)Hasta 250 UIT	-(M)Hasta 300 UIT	-(M)Hasta 1000 UIT

Nota: Tomado de OSINERGMIN

### 3.3. Diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para la línea de transmisión

#### 3.3.1. Descripción del contexto operativo

Antes de definirse las funciones y desempeño esperado de la línea de transmisión se debe empezar por conocer cuál es el contexto operativo actual asociado a la línea en estudio para así desarrollar una estrategia adecuada para su mantenimiento.

**Contexto operativo del grupo empresarial.** ISA, directamente y a través de sus 30 filiales y subsidiarias, adelanta importantes proyectos en sistemas de infraestructura lineal que impulsan el desarrollo en el continente. Para lograrlo, focaliza sus actividades en los negocios de Transporte de Energía Eléctrica, Transporte de Telecomunicaciones, Concesiones Viales y Gestión Inteligente de Sistemas de Tiempo Real.

Los sistemas de infraestructura lineal de ISA se extienden de ciudad en ciudad y de país en país, punto a punto, contribuyendo al desarrollo de los habitantes de Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina, Panamá y América Central.

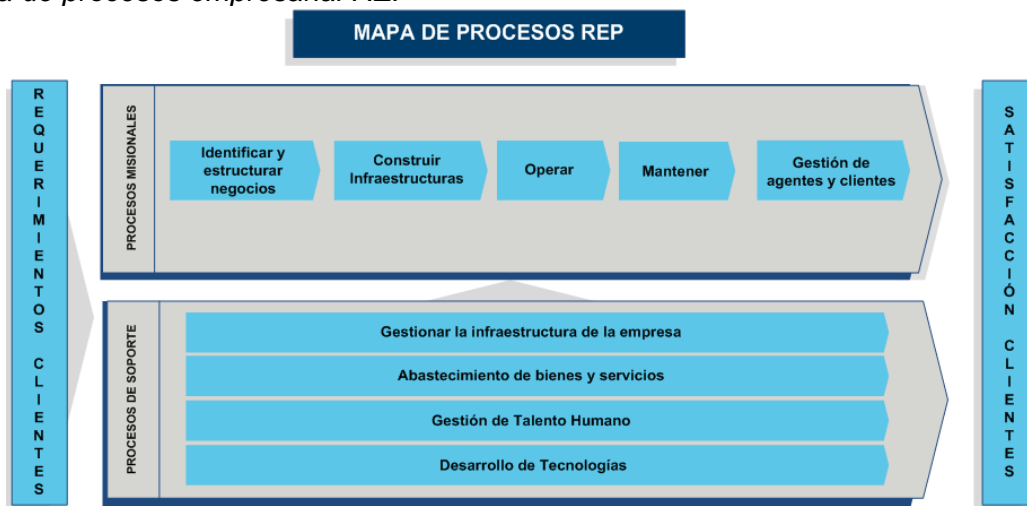
**Contexto operativo del grupo en Perú.** En el Perú las empresas subsidiarias del grupo ISA en el Transporte de Energía son: Red de Energía del Perú REP, ISA-Perú y CTM. REP, brinda el servicio de Operación y Mantenimiento a ISA-Perú y CTM.

**Contexto operativo de Red de Energía del Perú.** Red de energía del Perú presta el servicio de transporte de energía de los activos entregados en concesión en el 2002 por el Estado Peruano pertenecientes a ETECEN y ETESUR. REP adicionalmente da el servicio de Operación y Mantenimiento a las otras empresas subsidiarias del grupo ISA en Peru: ISA-Perú y CTM, así como a terceros. Por lo cual es responsable por el transporte de energía en 500, 220, 138 y 60 kV de más 10,850 kilómetros de líneas de transmisión.

**Contexto operativo de la Gerencia de Operación y Mantenimiento.** La función principal de la Gerencia de Operación y Mantenimiento es prestar el servicio de transporte de energía, utilizando como criterio, el seguimiento al mapa de procesos mostrado en la figura 17.

**Figura 17**

*Mapa de procesos empresarial REP*



*Nota:* Procesos ISA REP

Para la ejecución del mantenimiento, REP está estructurado en tres Subgerencias de Transmisión que son: La subgerencia de transmisión norte, la subgerencia de

transmisión centro y la subgerencia de transmisión sur, en función de la ubicación geográfica de los equipos en la extensión del territorio del Perú.

REP actualmente está certificada en el sistema de calidad ISO 9001, OHSAS 18000. Adicionalmente, REP, ISA-Perú y CTM deben cumplir la regulación del COES - Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, quien limita los tiempos de indisponibilidad de los activos.

**Contexto operativo de la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste.** En la tabla 9 se muestran las condiciones en la cuales opera la línea de transmisión en estudio, el cual es información de entrada para el desarrollo de las 7 preguntas básicas del RCM.

**Tabla 9**

*Contexto operativo de la línea de transmisión en estudio*

---

<b>Código operativo</b>	L-2240
<b>Nivel de tensión</b>	220 kV
<b>Nombre</b>	Carhuaquero – Chiclayo Oeste
<b>Sistema</b>	Sin redundancia
<b>Criticidad</b>	Media
<b>Mejorabilidad</b>	Alta
<b>Año de puesta en servicio</b>	1991
<b>Longitud (Km)</b>	82.78
<b>Región</b>	Costa
<b>Circuito</b>	Sencillo - Simple terna
<b>Configuración</b>	Triangular

---

---

<b>Altitud mínima (msnm)</b>	20
<b>Altitud máxima (msnm)</b>	450
<b>Tipo de estructuras</b>	100% torres metálicas
<b>Torres pintadas</b>	No
<b>Tipo de fundación</b>	Torres con zapatas
<b>Cantidad de estructuras</b>	188
<b>Cantidad de estructuras de anclaje con jumper (7-8 cadenas)</b>	14
<b>Cantidad de estructuras de anclaje de amarre (6 cadenas) (sin ángulo)</b>	62
<b>Cantidad de estructuras de suspensión</b>	112
<b>Cantidad de estructuras tipo bandera (ángulo pequeño)</b>	0
<b>Numeración de estructuras (De -- a)</b>	T-1 a T-188
<b>Tipo de aisladores</b>	Vidrio desnudo, vidrio engomado y poliméricos
<b>Meses de alta humedad del medio ambiente (Para Inspección Nocturna)</b>	Agosto-Noviembre
<b>Tipo de conductor</b>	Aleación de aluminio AAAC 507 mm <sup>2</sup> de sección y 29.26mm de diámetro
<b>Tipo de cable de guarda</b>	Ninguno
<b>Tipo de cable de fibra óptica</b>	Ninguno
<b>Número de conductores por fase</b>	1
<b>Número de cables de guarda</b>	0
<b>Renovación 1(elemento/porcentaje/año)</b>	No se ha realizado renovaciones de conductor
<b>Renovación 2(elemento/porcentaje/año)</b>	Se ha realizado renovaciones de aisladores de vidrio antiguos por poliméricos en algunos tramos, entre los años 2008 y 2013.

---

<b>Sector de descargas atmosféricas</b>	Sólo en FEN eventuales, sin afectar a la línea.
<b>Sector con riesgo de invasión de servidumbre</b>	En la zona Pampa Grande, Collique, Pampas de Reque, Ciudad de Reque, Chacupe y Chiclayo
<b>Sector de vegetación</b>	T86-108; T150-188
<b>Tipo de vegetación</b>	Árboles silvestres de crecimiento medio
<b>Sector de contaminación</b>	Toda la línea
<b>Año de última medición de puesta a tierra</b>	No se tiene información
<b>Sector de contaminación por excremento de aves</b>	Ninguno
<b>Sector con dificultad de accesos en mal estado</b>	T01 – T50, zona de cerros con dificultad de acceso
<b>Sectores con dificultad de acceso por permisos de propietarios</b>	Con las solicitudes de ingreso con anticipación no hay mayor problema
<b>Cuenta con balizas</b>	SI
<b>Cuenta con pararrayos</b>	NO
<b>Estructuras con riesgo de colapso</b>	T160 en riesgo de colapso ante crecida del río Reque
<b>Sectores con riesgo por quema de caña</b>	Ninguna
<b>Observaciones</b>	Ninguna

*Nota:* Información propiedad de ISA REP

### **3.3.2. Desarrollo de las siete preguntas para el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)**

**Descripción de las funciones (Pregunta 1).** Para una línea de transmisión en general se cuentan con las siguientes funciones:

***Función primaria.*** Transmitir energía eléctrica de manera segura y eficiente desde la planta generadora hasta los centros de consumo, manteniendo sus parámetros de funcionamiento nominales: Voltaje, corriente, capacidad de carga, frecuencia, y continuidad del servicio.

**Funciones secundarias.** Son las siguientes:

- Integridad medio ambiental: Operación y mantenimiento de la línea de transmisión de acuerdo con la normativa ambiental vigente.
- Seguridad: Garantizar la operación y el mantenimiento de la línea de transmisión de manera segura, protegiendo a la población cercana.
- Eficiencia: A través de la optimización de la operación, minimizando pérdidas y mejorando la eficiencia del sistema además de contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico, evitando fluctuaciones y caídas de tensión.

**Descripción de fallas funcionales (Pregunta 2).** Para una línea de transmisión en general se realiza el desarrollo de las fallas funcionales para cada una de las funciones de la línea de transmisión.

**Tabla 10**

*Fallas funcionales de una línea de transmisión*

N°	FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES
1	Transmitir energía	La línea deja de transmitir energía
2	Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo
3	Amortiguar conductor	El conductor presenta vibraciones
4	Mantener estabilidad de torre	La torre deja de ser estable
5	Proteger a las personas de tensión inducida	La torre presenta inducción
6	Soportar al conductor	El conductor no está soportado

*Nota:* Elaboración propia

Para la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste, se realiza el análisis de RCM por sistema, subsistema y componente, por lo tanto, se detalla las funciones y fallas funcionales de cada componente en la tabla 11.

**Tabla 11**

*Fallas funcionales por componente de la línea de transmisión LT-2240*

SISTEMA	COMPONENTE	FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL
Sistema de protección	Aislador polimérico	Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo
	Aislador de vidrio engomado	Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo

	Aislador de vidrio sin recubrimiento	Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo
	Puesta a tierra	Proteger a las personas de tensión inducida	La torre presenta inducción
Sistema de transmisión	Pin de aislador de vidrio	Soportar al conductor	El conductor no está soportado
	Torre metálica	Mantener estabilidad de torre	La torre deja de ser estable
	Herraje	Soportar al conductor	El conductor no está soportado
	Conductor	Transmitir energía	La línea deja de transmitir energía
	Amortiguador	Amortiguar conductor	El conductor presenta vibraciones

*Nota:* Elaboración propia

**Descripción de los modos de falla (Pregunta 3).** Para la línea de transmisión LT-2240 se realiza un análisis de modos de falla para cada componente, asimismo en el capítulo 2 se indicó la utilidad de identificar la causa de los modos de falla para el análisis de RCM. Se muestra lo obtenido en la tabla 12.

**Tabla 12**

*Análisis de modos de falla de la línea LT-2240*

SISTEMA	COMPONENTE	MODO DE FALLA	CAUSA RAÍZ
Sistema de protección	Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental
		Rotura de núcleo	Pérdida de propiedades mecánicas
	Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental
		Rotura de elementos	Desgaste por operación
		Pérdida de aislamiento	Medio ambiente salino o industrial y humedad
	Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental
Rotura de elementos		Desgaste por operación	
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	Corrosión de componentes por suelo agresivo	
Sistema de transmisión	Pin de aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	Corrosión salina
	Torre metálica	Corrosión de perfiles y pernos	Corrosión salina
		Falta de perfiles	Vandalismo
	Herraje	Desprendimiento	Pin faltante incompleto
		Rotura	Corrosión salina
	Conductor	Rotura	Corrosión salina
		Desprendimiento	Fundición por punto caliente

	Falla monofásica	Acercamiento de construcción en faja de servidumbre por desconocimiento
	Falla monofásica	Acercamiento de maquinaria pesada
	Falla monofásica	Acercamiento de vegetación
Amortiguador	Corrosión	Corrosión salina

*Nota:* Elaboración propia

**Descripción de efectos de modos de falla (Pregunta 4).** Según lo indicado en el capítulo 2, se describen todos los efectos que ocasiona cada modo de falla, de esta manera se tendrá una mayor información al momento de evaluar las consecuencias.

Para la línea de transmisión LT-2240 Carhuaquero - Chiclayo Oeste se ha considerado los siguientes parámetros:

- Horas de parada afectando el sistema: Se indica el número de horas en las cuales la línea está fuera de servicio en una reparación.
- Tarea de reparación a realizarse: Indica la tarea inmediata a realizarse para que la línea entre en operación luego de una falla.
- Costos de reparación incurridos: Indica el costo de reparación de la tarea inmediata de reparación
- Frecuencia anual en la que ocurre la falla: Indica la cantidad de fallas en un año que se presentan en caso no se realice una tarea preventiva.
- Síntomas de falla: Indica la manera en como se muestra cada componente antes de una falla

**Tabla 13**

*Efectos de falla por modo de falla de la LT-2240*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	HFS	TAREA DE REPARACIÓN	COSTO DE REPARACIÓN (USD)	FRECUENCIA ANUAL	SÍNTOMAS
Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	6	Limpiar los aisladores	1200	1.00	Contaminación en aisladores, ruido, efluvios nocturnos
	Rotura de núcleo	10	Cambio de cadena	1500	0.08	Tracking en núcleo
Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	6	Limpiar los aisladores	1200	0.33	Contaminación en aisladores, ruido, efluvios nocturnos

	Rotura de elementos	6	Reponer elementos	1500	0.08	Ninguno
	Pérdida de aislamiento	6	Limpiar los aisladores	1200	0.33	Fisuras en goma silicona, ruido, efluvios nocturnos
Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	6	Limpiar los aisladores	1200	3.00	Contaminación en aisladores, ruido, efluvios nocturnos
	Rotura de elementos	6	Reponer elementos	1500	0.08	Ninguno
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	0	Mejorar PAT	7000	0.08	Ninguno
Aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	10	Cambio de cadena	1500	0.08	Corrosión en herraje
Torre metálica	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	24	Cambio de torre	50000	0.05	Corrosión inicial de perfiles y pernos
	Colapso por falta de perfiles	24	Cambio de torre	50000	0.04	Ninguno
Herraje	Desprendimiento	12	Reponer línea	2000	0.17	Ninguno
	Rotura	12	Reponer línea	2000	0.17	Corrosión en herraje
Conductor	Rotura	12	Cambio de conductor	10000	0.04	Hebras rotas
	Desprendimiento	12	Cambiar empalme	1500	0.08	Punto caliente
	Falla monofásica	5	Paralizar construcción	5000	0.08	Nuevas lotizaciones
	Falla monofásica	3	Suspender trabajos	600	0.33	Ninguno
	Falla monofásica	3	Corte de vegetación	1500	0.50	Presencia de árboles de altura
Amortiguador	Corrosión	3	Instalación de amortiguador	400	0.33	Corrosión en herraje

*Nota:* Elaboración propia

**Determinación de las consecuencias (Pregunta 5).** Según lo indicado en el capítulo 2, se clasifica a las consecuencias en cuatro grupos, para cada grupo de detalla las principales fallas que puedan ocurrir en la línea de transmisión en orden de importancia.

**Consecuencias medioambientales y de seguridad.** Incluye a todos los modos de falla que pueden causar algún daño a las personas o al medio ambiente:

- Cualquier caída de componente como conductor, herraje, etc.
- Pérdidas en el aislamiento que puede inducir corriente en la estructura.
- Inadecuada protección del sistema de puesta a tierra.
- Cualquier acercamiento al conductor como construcciones, maquinaria o vegetación.

**Consecuencias de fallas ocultas.** Incluye los modos de falla que no se pueden detectar en una inspección visual sino requieren una medición o condición específica:

- Desprendimiento de conductor por punto caliente
- Sistema de puesta a tierra con alta resistencia
- Pérdida de aislamiento de una cadena de aisladores

**Consecuencias operativas.** Incluye a los modos de falla que ocasionan una desconexión de la línea de transmisión.

- Todas las fallas por aislamiento
- Todas las fallas por desprendimiento o acercamiento al conductor
- Todas las fallas por herrajes

**Consecuencias no operativas.** Incluye los modos de falla cuya que no ocasionan una desconexión de la línea de transmisión.

- Fallas del amortiguador
- Alta resistencia de puesta a tierra

En la tabla 14 se muestra el tipo de consecuencia por cada modo de falla.

**Tabla 14**

*Análisis de consecuencias por cada modo de falla de la línea LT-2240*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	CAUSA RAÍZ	TIPO DE CONSECUENCIA
Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental	Consecuencia operativa
	Rotura de núcleo	Pérdida de propiedades mecánicas	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental	Consecuencia operativa
	Rotura de elementos	Desgaste por operación	Consecuencia operativa
	Pérdida de aislamiento	Medio ambiente salino o industrial y humedad	Consecuencia de falla oculta / Consecuencia operativa
Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental	Consecuencia operativa
	Rotura de elementos	Desgaste por operación	Consecuencia operativa
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	corrosión de componentes por suelo agresivo	Consecuencia de seguridad / Consecuencia de falla oculta / Consecuencia no operativa
Aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	Corrosión salina	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa

Torre metálica	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	Corrosión salina	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
	Colapso por falta de perfiles	Vandalismo	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
Herraje	Desprendimiento	Pin faltante incompleto	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
	Rotura	Corrosión salina	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
Conductor	Rotura	Corrosión salina	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
	Desprendimiento	Fundición por punto caliente	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa / Consecuencia por falla oculta
	Falla monofásica	Acercamiento de construcción en faja de servidumbre por desconocimiento	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
	Falla monofásica	Acercamiento de maquinaria pesada	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
	Falla monofásica	Acercamiento de vegetación	Consecuencia de seguridad / Consecuencia operativa
Amortiguador	Corrosión	Corrosión salina	Consecuencia no operativa

*Nota:* Elaboración propia

**Selección de los tipos de tareas adecuadas (Preguntas 6 y 7).** Según lo indicado en el capítulo 2, se desarrolla el diagrama de decisión de tareas de acuerdo con el tipo de consecuencias de los modos de falla. Se realiza la evaluación de tareas para cada tipo de consecuencia:

***Evaluación para consecuencias de fallas ocultas.*** Para consecuencias de fallas ocultas ante una falta de tarea proactiva adecuada, se puede realizar una búsqueda de falla o recurrir al rediseño.

En líneas de transmisión una tarea de búsqueda de fallas implicaría alguna prueba de laboratorio, lo cual no es conveniente si es que no se quiere indisponer la línea. Asimismo, el rediseño no aplicaría porque los armados de una línea de transmisión son similares e incluso si se tuviera otro diseño, esto ocasionaría un alto costo. Por lo tanto, para este tipo de consecuencias únicamente se debe realizar una tarea proactiva.

Para el modo de falla de pérdida de aislamiento se puede controlar con una tarea de restauración programada como limpieza periódica, sin embargo, debido a que la goma silicona del aislador tiene una alta durabilidad es conveniente realizar una limpieza por condición a partir de una inspección nocturna periódica, es decir limpiar únicamente los

aisladores que presente mayor cantidad de efluvios, según lo encontrado en la inspección nocturna.

Para el modo de falla de alta resistencia de puesta a tierra, una tarea de restauración programada implicaría un alto costo para toda la línea y según la experiencia en torres metálicas, el sistema de puesta a tierra no suele presentar fallas por lo tanto se decide realizar un mantenimiento en condición a partir de una actividad periódica de medición de resistencia de puesta a tierra.

Para el modo de falla de desprendimiento de conductor por punto caliente, únicamente se puede realizar un mantenimiento en condición a partir de una actividad predictiva como es la medición termográfica.

En la tabla 15 se muestra el resumen para el tipo de consecuencia por fallas ocultas.

**Tabla 15**

*Tipos de tareas para consecuencias por fallas ocultas*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	TIPO DE CONSECUENCIA	CATEGORÍA DE TAREA	TIPO DE TAREA
Aislador de vidrio engomado	Pérdida de aislamiento	C. de falla oculta / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	C. de seguridad / C. de falla oculta / C. no operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Conductor	Desprendimiento por punto caliente	C. de seguridad / C. operativa / C. por falla oculta	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición

*Nota:* Elaboración propia

**Evaluación para consecuencias de seguridad.** Para consecuencias de fallas ocultas ante una falta de tarea proactiva adecuada, únicamente se puede recurrir al rediseño. Debido a que el rediseño no es opción por lo indicado en el tipo de consecuencia anterior, solamente se puede optar por tareas proactivas.

Para el modo de falla de rotura de núcleo del aislador polimérico, debido a que no es muy común, se puede controlar con un mantenimiento en condición a partir de una inspección con escalamiento del núcleo del aislador y con línea desenergizada.

Para el modo de falla de alta resistencia de puesta a tierra, la tarea de definió en la consecuencia anterior.

Para los modos de falla de ocasionados por la corrosión ya sea del aislador, conductor, herraje o estructura, se puede controlar con un mantenimiento en condición a partir de una inspección minuciosa periódica, la cual consiste en una inspección con escalamiento con línea en servicio de todos los componentes.

Para el modo de falla de colapso por falta de perfiles, se controla con un mantenimiento en condición a partir de una inspección ligera periódica, la cual consiste en una inspección a nivel de suelo, no es necesario realizar escalamiento ya que los perfiles sustraídos siempre son los de la base de la estructura.

Para el modo de falla de desprendimiento por falta de pin, se controla con un mantenimiento en condición a partir de una inspección minuciosa periódica.

Para el modo de falla de desprendimiento por punto caliente, la tarea de definió en la consecuencia anterior.

Para los modos de falla por acercamiento al conductor por maquinaria o construcciones, se controla con un mantenimiento en condición a partir de una inspección ligera periódica.

Para el modo de falla de acercamiento al conductor por vegetación, se controla con un mantenimiento de descarte programado, siendo la tarea adecuada el corte de vegetación únicamente en el sector de vegetación identificado.

En la tabla 16 se muestra el resumen para el tipo de consecuencia de seguridad.

**Tabla 16**

*Tipos de tareas para consecuencias de seguridad*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	TIPO DE CONSECUENCIA	CATEGORÍA DE TAREA	TIPO DE TAREA
Aislador polimérico	Rotura de núcleo	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	C. de seguridad / C. de falla oculta / C. no operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Torre metálica	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Colapso por falta de perfiles	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición

Herraje	Desprendimiento	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Rotura	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Conductor	Rotura	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Desprendimiento por punto caliente	C. de seguridad / C. operativa / C. por falla oculta	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Falla monofásica por construcción	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Falla monofásica por maquinaria	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Falla monofásica por vegetación	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Descarte programado

Nota: Elaboración propia

**Evaluación para consecuencias operativas.** Para consecuencias operativas el mantenimiento proactivo es conveniente si en un periodo de tiempo su costo es menor que el costo de las consecuencias operativas más el costo de reparación de la falla, de lo contrario realizar un mantenimiento no programado. Para decidir la tarea adecuada se utiliza el costo de reparación analizado en los efectos de falla más el costo de la consecuencia operativa.

Se analiza los modos de falla con consecuencias operativas que no fueron analizados como consecuencias por falla oculta o como consecuencias de seguridad, en la tabla 17 se muestra el resultado de la comparación entre el costo de reparación más consecuencia y el costo de la tarea, con lo cual se obtiene que en todos los casos es conveniente realizar una tarea proactiva.

**Tabla 17**

*Selección de categoría de tareas para consecuencias operativas*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	COSTO DE REPARACIÓN + CONSECUENCIA (USD)	TAREA PROPUESTA	COSTO DE TAREA (US\$)	CATEGORÍA DE TAREA
Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	11200	Limpieza de aisladores poliméricos	3000	Tarea proactiva
Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	11200	Inspección ligera	7000	Tarea proactiva
	Rotura de elementos	11500	Inspección ligera	7000	Tarea proactiva

Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	11200	Aplicación de grasa silicona	5000	Tarea proactiva
	Rotura de elementos	11500	Inspección ligera	7000	Tarea proactiva

*Nota:* Elaboración propia

Una vez decido la categoría de tarea a realizar, se analiza cada uno de los modos de falla para determinar las tareas adecuadas.

Para el modo de falla de contaminación de aisladores poliméricos, se controla con un mantenimiento de restauración programada, siendo la tarea adecuada la limpieza de aisladores poliméricos.

Para el modo de falla de contaminación de aisladores de vidrio engomado, se puede controlar con una tarea de restauración programada como limpieza periódica, sin embargo, debido a que la goma silicona del aislador tiene una alta durabilidad es conveniente realizar una limpieza por condición a partir de una inspección ligera periódica, es decir limpiar únicamente los aisladores que presente alta contaminación, según lo encontrado en la inspección ligera.

Para el modo de falla de rotura de aisladores de vidrio engomado o vidrio sin recubrimiento, se controla con un mantenimiento por condición a partir de una inspección ligera periódica.

Para el modo de falla de contaminación de aislador de vidrio sin recubrimiento, se puede controlar de varias maneras, como se indicó en el planteamiento del problema, se estuvo realizando el lavado de aislamiento, sin embargo, el equipo de lavado no podría acercarse a todas las estructuras por lo que se debe cambiar de estrategia. La limpieza manual es conveniente, sin embargo, por la alta contaminación se debe realizar con una alta frecuencia, lo cual incrementa los costos, por lo tanto, se decide por realizar la aplicación de grasa silicona la cual tiene propiedades de hidrofobicidad y tiene una alta duración. Esta actividad es del tipo de restauración programada.

En la tabla 18 se muestra el resumen para el tipo de consecuencia operativas.

**Tabla 18**

*Tipos de tareas para consecuencias operativas*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	TIPO DE CONSECUENCIA	CATEGORÍA DE TAREA	TIPO DE TAREA
Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	C. operativa	Tarea proactiva	Restauración programada
	Rotura de núcleo	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Rotura de elementos	C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Pérdida de aislamiento	C. de falla oculta / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	C. operativa	Tarea proactiva	Restauración programada
	Rotura de elementos	C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Torre metálica	Colapso por falta de perfiles	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Desprendimiento	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Herraje	Rotura	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Rotura	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Conductor	Desprendimiento por punto caliente	C. de seguridad / C. operativa / C. por falla oculta	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Falla monofásica	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Falla monofásica	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
	Falla monofásica	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Descarte programado
	Falla monofásica	C. de seguridad / C. operativa	Tarea proactiva	Descarte programado

*Nota:* Elaboración propia

**Evaluación para consecuencias no operativas.** Para consecuencias operativas el mantenimiento proactivo es conveniente si se logra encontrar una tarea proactiva que en determinado periodo de tiempo tenga un costo menor que una falla con consecuencias no operativas, de lo contrario realizar un mantenimiento no programado. Para decidir la tarea adecuada se utiliza el costo de reparación analizado en los efectos de falla más el costo de la consecuencia operativa.

Se analiza el único modo de falla con consecuencias no operativas que no fue analizados como consecuencias por falla oculta o como consecuencias de seguridad, en la tabla 19 se muestra el resultado de la comparación entre el costo de reparación más consecuencia y el costo de la tarea, con lo cual se obtiene que es conveniente realizar un mantenimiento no programado.

**Tabla 19**

*Selección de categoría de tareas para consecuencias operativas*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	COSTO DE REPARACIÓN + CONSECUENCIA (USD)	TAREA PROPUESTA	COSTO DE TAREA (US\$)	CATEGORÍA DE TAREA
Amortiguador	Corrosión	400	Inspección ligera	21000	Acciones de omisión

*Nota:* Elaboración propia

Por lo tanto, para el modo de falla de corrosión de amortiguador, no se tiene una tarea adecuada y se opta por el mantenimiento no programado, es decir dejarlo fallar. En la tabla 20 se muestra el resumen para el tipo de consecuencia no operativas.

**Tabla 20**

*Tipos de tareas para consecuencias no operativas*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	TIPO DE CONSECUENCIA	CATEGORÍA DE TAREA	TIPO DE TAREA
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	C. de seguridad / C. de falla oculta / C. no operativa	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición
Amortiguador	Corrosión	C. no operativa	Acciones de omisión	Mantenimiento no programado

*Nota:* Elaboración propia

**3.3.3. Definición de tareas y su frecuencia**

Una vez definidos los tipos de tareas a realizarse con el análisis realizado, se procede a definir las tareas de mantenimiento su frecuencia, también se define algunas precisiones a realizarse en base a su contexto operativo.

Las tareas de mantenimiento y su frecuencia se han decidido en base a criterios históricos en base a la experiencia del personal de mantenimiento que participa en el análisis RCM y en base a información técnica con la que se cuenta como lo son los catálogos de mantenimiento o recomendaciones de los fabricantes.

**Tabla 21**

*Selección de tareas y su frecuencia*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA	SELECCIÓN DE TAREA	FRECUENCIA (AÑOS)	OBSERVACIONES
Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	Restauración programada	Limpieza de aisladores poliméricos	2	Todo el sector de poliméricos
	Rotura de núcleo	Mantenimiento en condición	Inspección de aisladores poliméricos Cambio de aislador	2	Todo el sector de poliméricos
Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Limpieza de aislador	1	Programar renovación para antigüedad >10años
	Rotura de elementos	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reposición de aisladores	1	Reposición a partir de 4 elementos, de lo contrario mantenimiento no programado
	Pérdida de aislamiento	Mantenimiento en condición	Inspección nocturna Limpieza de aislador	1	Para aisladores nuevos realizar a partir del año 5, de lo contrario mantenimiento no programado
Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	Restauración programada	Aplicación de grasa silicona	3	
	Rotura de elementos	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reposición de aisladores	1	Reposición a partir de 4 elementos, de lo contrario mantenimiento no programado
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	Mantenimiento en condición	Medición de PAT Mejoramiento de PAT	6	Para resistencia mayor a 25ohm
Aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Cambio de aislador	3	Para grado de corrosión nivel 3, de lo contrario mantenimiento no programado
Torre metálica	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Cambio de perfiles	3	Para grado de corrosión nivel 3, de lo contrario mantenimiento no programado

	Colapso por falta de perfiles	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reposición de perfiles	1	Perfiles que comprometan la integridad estructural, de lo contrario mantenimiento no programado
Herraje	Desprendimiento	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Instalación de pin	3	
	Rotura	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Cambio de herraje	3	Para grado de corrosión nivel 3, de lo contrario mantenimiento no programado
Conductor	Rotura	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reparación de conductor	1	
	Desprendimiento por punto caliente	Mantenimiento en condición	Medición termográfica Reparación de punto caliente	1	Para diferencia de temperatura mayor a 20°C, de lo contrario mantenimiento no programado
	Falla monofásica	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Retiro de construcción	1	
	Falla monofásica	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Sensibilización a población	1	
	Falla monofásica	Descarte programado	Corte de vegetación	1	Solo el sector de vegetación, el resto a condición con la inspección ligera
Amortiguador	Corrosión	Mantenimiento no programado	Dejar fallar	NA	

*Nota:* Elaboración propia

### **3.3.4. Propuesta del plan de mantenimiento centrado en confiabilidad**

Del análisis del Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) desarrollado, se obtiene el siguiente plan:

**Tabla 22**

*Plan RCM de línea de transmisión L-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste*

SISTEMA	COMPONENTE	FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA RAIZ	HFS	TAREA DE REPARACIÓN	COSTO DE REPARACIÓN (USD)	FRECUENCIA ANUAL	SÍNTOMAS	TIPO DE CONSECUENCIA	COSTO DE CONSECUENCIA (US\$)	CATEGORÍA DE TAREA	TIPO DE TAREA	SELECCIÓN DE TAREA	FRECUENCIA (AÑOS)	OBSERVACIONES
Sistema de protección	Aislador polimérico	Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental	6	Limpiar los aisladores	1200	1.00	Contaminación en aisladores, ruido, efluvios nocturnos	C. operativa	10000	Tarea proactiva	Restauración programada	Limpieza de aisladores poliméricos	2	Todo el sector de poliméricos
				Rotura de núcleo	Pérdida de propiedades mecánicas	10	Cambio de cadena	1500	0.08	Tracking en núcleo	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección de aisladores poliméricos Cambio de aislador	2	Todo el sector de poliméricos
	Aislador de vidrio engomado	Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental	6	Limpiar los aisladores	1200	0.33	Contaminación en aisladores, ruido, efluvios nocturnos	C. operativa	10000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Limpieza de aislador	1	Programar renovación para antigüedad >10años
				Rotura de elementos	Desgaste por operación	6	Reponer elementos	1500	0.08	Ninguno	C. operativa	10000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reposición de aisladores	1	Reposición a partir de 4 elementos, de lo contrario mantenimiento no programado
				Pérdida de aislamiento	Medio ambiente salino o industrial y humedad	6	Limpiar los aisladores	1200	0.33	Fisuras en goma silicona, ruido, efluvios nocturnos	C. de falla oculta / C. operativa	10000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección nocturna Limpieza de aislador	1	Para aisladores nuevos realizar a partir del año 5, de lo contrario mantenimiento no programado
	Aislador de vidrio sin recubrimiento			Aislar tensión de tierra	El aislamiento deja de ser efectivo	Contaminación salina e industrial	Contaminación ambiental	6	Limpiar los aisladores	1200	3.00	Contaminación en aisladores, ruido, efluvios nocturnos	C. operativa	10000	Tarea proactiva	Restauración programada	Aplicación de grasa silicona
	Rotura de elementos	Desgaste por operación	6			Reponer elementos	1500	0.08	Ninguno	C. operativa	10000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reposición de aisladores	1	Reposición a partir de 4 elementos, de lo contrario mantenimiento no programado	
	Puesta a tierra	Proteger a las personas de tensión inducida	La torre presenta inducción	Alta resistencia de PAT	corrosión de componentes por suelo agresivo	0	Mejorar PAT	7000	0.08	Ninguno	C. de seguridad / C. de falla oculta / C. no operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Medición de PAT Mejoramiento de PAT	6	Para resistencia mayor a 25ohm
Sistema de transmisión	Aislador de vidrio	Soportar al conductor	El conductor no está soportado	Corrosión de pin o vástago	Corrosión salina	10	Cambio de cadena	1500	0.08	Corrosión en herraje	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Cambio de aislador	3	Para grado de corrosión nivel 3, de lo contrario mantenimiento no programado
	Torre metálica	Mantener estabilidad de torre	La torre deja de ser estable	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	Corrosión salina	24	Cambio de torre	50000	0.05	Corrosión inicial de perfiles y pernos	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Cambio de perfiles	3	Para grado de corrosión nivel 3, de lo contrario mantenimiento no programado

			Colapso por falta de perfiles	Vandalismo	24	Cambio de torre	50000	0.04	Ninguno	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reposición de perfiles	1	Perfiles que comprometan la integridad estructural, de lo contrario mantenimiento no programado
Herraje	Soportar al conductor	El conductor no está soportado	Desprendimiento	Pin faltante incompleto	12	Reponer línea	2000	0.17	Ninguno	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Instalación de pin	3	
			Rotura	Corrosión salina	12	Reponer línea	2000	0.17	Corrosión en herraje	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección minuciosa Cambio de herraje	3	Para grado de corrosión nivel 3, de lo contrario mantenimiento no programado
			Rotura	Corrosión salina	12	Cambio de conductor	10000	0.04	Hebras rotas	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Reparación de conductor	1	
Conductor	Transmitir energía	La línea deja de transmitir energía	Desprendimiento por punto caliente	Fundición por punto caliente	12	Cambiar empalme	1500	0.08	Punto caliente	C. de seguridad / C. operativa / C. por falla oculta	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Medición termográfica Reparación de punto caliente	1	Para diferencia de temperatura mayor a 20°C, de lo contrario mantenimiento no programado
			Falla monofásica	Acercamiento de construcción en faja de servidumbre por desconocimiento	5	Paralizar construcción	5000	0.08	Nuevas lotizaciones	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Retiro de construcción	1	
			Falla monofásica	Acercamiento de maquinaria pesada	3	Suspender trabajos	600	0.33	Ninguno	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Mantenimiento en condición	Inspección ligera Sensibilización a población	1	
			Falla monofásica	Acercamiento de vegetación	3	Corte de vegetación	1500	0.50	Presencia de árboles de altura	C. de seguridad / C. operativa	100000	Tarea proactiva	Descarte programado	Corte de vegetación	1	Solo el sector de vegetación, el resto a condición con la inspección ligera
			Corrosión	Corrosión salina	3	Instalación de amortiguador	400	0.33	Corrosión en herraje	C. no operativa	0	Acciones de omisión	Mantenimiento no programado	Dejar fallar	NA	

Nota: Elaboración propia

### 3.4. Costos del mantenimiento centrado en confiabilidad proyectados

#### 3.4.1. Costo de las tareas preventivas

Con las tareas definidas se realiza un costo estimado de la implementación del plan de RCM, debido a que el período de análisis es en los años 2021 a 2022, se considera los costos promedios de los 2 primeros años.

La empresa ISA REP cuenta con contratos marco de mantenimiento que abarcan la mayoría de sus actividades, por lo que el costo ya se encuentra establecido, y se realiza el cálculo en base a los costos contratados. En el caso de las actividades preventivas, el costo de las actividades es por cadena de aisladores para actividades de aislamiento y por estructura para las demás actividades.

**Tabla 23**

*Costos de tareas de RCM en un período de 2 años*

TAREA	FRECUENCIA (años)	#ESTRUCTURAS	#CADENAS	PRECIO CONTRATADO (US\$)	COSTO TOTAL x 2 AÑOS (US\$)
Inspección minuciosa	3	102	-	70	4,760.00
Inspección ligera	1	188	-	15	5,640.00
Inspección nocturna	1	188	-	5	1,880.00
Medición termográfica	1	188	-	5	1,880.00
Limpieza e inspección de aisladores poliméricos	2	-	400	50	20,000.00
Medición de PAT	6	188	-	45	2,820.00
Engrasado de aislador de vidrio	3	-	289	100	19,266.67
Corte de vegetación	1	62	-	10	1,240.00
				<b>TOTAL</b>	<b>57,486.67</b>

*Nota:* Elaboración propia

#### 3.4.2. Costo proyectado de las tareas correctivas

Dentro de los resultados del análisis RCM obtenido se consideró unas tareas correctivas que pueden requerirse realizar producto de anomalías detectadas en las tareas preventivas.

Dentro de los contratos de mantenimiento con los que cuenta la empresa ISA REP, se establece que, para las actividades correctivas, el costo es en base a unidades

básicas de servicio (UBS), el cual es el costo total de un grupo de trabajo (supervisor + liniero + ayudante + camioneta + herramientas), la cantidad de UBS va a depender de la cantidad de estructuras en las cuales intervenir.

Una vez establecido el costo, se realiza un proyectado de actividades correctivas que pueden presentarse en los primeros 2 años luego de establecido el RCM. Este proyectado se basa en la experiencia en el mantenimiento de otras líneas.

**Tabla 24**

*Costos de tareas correctivas en un período de 2 años*

TAREA	AÑOS	#ANOMALIAS	UBS	COSTO DE UBS (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)
Cambio de aislador polimérico	2	2	1	258.06	516.12
Limpieza de aislador engomado	2	2	1	258.06	516.12
Reposición de aisladores de vidrio	2	1	1	258.06	258.06
Mejoramiento de PAT	2	1	1	258.06	258.06
Cambio de perfiles	2	3	2	258.06	1,548.36
Reposición de perfiles sustraídos	2	1	2	258.06	516.12
Instalación de pin en herrajes	2	1	1	258.06	258.06
Cambio de herrajes	2	10	1	258.06	2,580.60
Reparación de conductor	2	1	2	258.06	516.12
Reparación de punto caliente	2	2	1	258.06	516.12
Retiro de construcción	2	1	1	258.06	258.06
				<b>TOTAL</b>	<b>7,741.80</b>

*Nota:* Elaboración propia

## Capítulo IV. Resultados Y Discusión De Resultados

Según el portal de información del COES, desde agosto del 2022 donde se decidió implementar esta metodología y durante los años 2023 y 2024, no se han presentado fallas por desconexiones o cierres exitosos. Por lo tanto, las métricas de mantenimiento han mejorado considerablemente.

Se muestran los resultados de las métricas de mantenimiento para el período total de 4 años (2021-2024) y el período de 2 años (2023-2024) a partir de la fecha de implementación del RCM y se compara con el período de 2 años ya calculado en la problemática en estudio (2021-2022)

- En el caso del MTBF, en la tabla 25 se muestran los resultados donde se observa un incremento del tiempo luego de aplicado el RCM donde se obtiene el máximo tiempo disponible en 2 años sin presentarse fallas.

**Tabla 25**

*Resultados del cálculo del MTBF*

	2021-2022 (Antes del RCM)	2021-2024 (Antes y después del RCM)	2023-2024 (Después del RCM)
<b>MTBF (horas)</b>	834.21	1668.42	17520.00

*Nota:* Elaboración propia

- En el caso del MTTR, debido a que no han presentado fallas luego de aplicado el RCM, se obtiene un valor de 0. En la tabla 26 se muestran los resultados para los 3 períodos.

**Tabla 26**

*Resultados del cálculo del MTTR*

	2021-2022 (Antes del RCM)	2021-2024 (Antes y después del RCM)	2023-2024 (Después del RCM)
<b>MTTR (horas)</b>	3.75	3.75	0

*Nota:* Elaboración propia

- En el caso de la disponibilidad, en la tabla 27 se muestran los resultados de los 3 períodos de tiempo, se observa un incremento de la disponibilidad al 100% luego de aplicado el RCM. Inclusive considerando el período total de 4 años se obtiene un valor de 99.78% que supera al valor promedio de disponibilidad de una línea de transmisión.

**Tabla 27**

*Resultados del cálculo de disponibilidad*

	2021-2022 (Antes del RCM)	2021-2024 (Antes y después del RCM)	2023-2024 (Después del RCM)
<b>Disponibilidad (%)</b>	99.55	99.78	100

*Nota:* Elaboración propia

Además de la mejora en las métricas de mantenimiento se puede confirmar los beneficios de la aplicación del RCM en la línea de transmisión en estudio, realizando la comparación entre el costo total de la reparación de cada modo de falla con la tarea preventiva propuesta. Esto se muestra en la tabla 28 y se comprueba que en todos los casos se tiene un ahorro con la aplicación del RCM y por lo tanto se justifica la implementación.

**Tabla 28**

*Análisis de beneficios del RCM de línea de transmisión L-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste*

COMPONENTE	MODO DE FALLA	TAREA	FRECUENCIA (AÑOS)	FRECUENCIA ANUALIZADA	FRECUENCIA ANUAL DE FALLA	POR EVENTO		HORAS PARADA EVITABLES AL AÑO	PERDIDA POR HORA DE PARADA US\$	% FALLAS AFECTANDO PRODUCCIÓN	BENEFICIOS DEL MEJORAMIENTO		COSTOS DE LAS MEJORAS ANUALIZADA	SE JUSTIFICA
						REPARACIÓN (US\$)	HORAS DE PARADA				EN PRODUCCIÓN	REPARACIONES EVITADAS (US\$)		
Aislador polimérico	Contaminación salina e industrial	Limpieza e inspección de aisladores poliméricos	2	0.50	1.00	1,200	6	6.00	0	0%	-	1200.00	102	SI
	Rotura de núcleo	Limpieza e inspección de aisladores poliméricos	2	0.50	0.08	1,500	10	0.83	0	0%	-	125.00	102	SI
Aislador de vidrio engomado	Contaminación salina e industrial	Inspección ligera	1	1.00	0.33	1,200	6	2.00	0	0%	-	400.00	29	SI
	Rotura de elementos	Inspección ligera	1	1.00	0.08	1,500	6	0.50	0	0%	-	125.00	29	SI
	Pérdida de aislamiento	Inspección nocturna	1	1.00	0.33	1,200	6	2.00	0	0%	-	400.00	50	SI
Aislador de vidrio sin recubrimiento	Contaminación salina e industrial	Aplicación de grasa silicona	3	0.33	3.00	1,200	6	18.00	0	0%	-	3600.00	226	SI
	Rotura de elementos	Inspección ligera	1	1.00	0.08	1,500	6	0.50	0	0%	-	125.00	29	SI
Puesta a tierra	Alta resistencia de PAT	Medición de PAT	6	0.17	0.08	7,000	0	0.00	0	0%	-	583.33	59	SI
Aislador de vidrio	Corrosión de pin o vástago	Inspección minuciosa	3	0.33	0.08	1,500	10	0.83	0	0%	-	125.00	67	SI
Torre metálica	Colapso por corrosión de perfiles y pernos	Inspección minuciosa	3	0.33	0.05	50,000	24	1.20	0	0%	-	2500.00	67	SI
	Colapso por falta de perfiles	Inspección ligera	1	1.00	0.04	50,000	24	1.00	0	0%	-	2083.33	29	SI
Herraje	Desprendimiento	Inspección minuciosa	3	0.33	0.17	2,000	12	2.00	0	0%	-	333.33	67	SI
	Rotura	Inspección minuciosa	3	0.33	0.17	2,000	12	2.00	0	0%	-	333.33	67	SI
Conductor	Rotura	Inspección ligera	1	1.00	0.04	10,000	12	0.50	0	0%	-	416.67	29	SI
	Desprendimiento por punto caliente	Medición termográfica	1	1.00	0.08	1,500	12	1.00	0	0%	-	125.00	50	SI
	Falla monofásica	Inspección ligera	1	1.00	0.08	5,000	5	0.42	0	0%	-	416.67	29	SI
	Falla monofásica	Inspección ligera	1	1.00	0.33	600	3	1.00	0	0%	-	200.00	29	SI
	Falla monofásica	Corte de vegetación	1	1.00	0.50	1,500	3	1.50	0	0%	-	750.00	200	SI

Nota: Elaboración propia

Asimismo, se muestra el costo total de las actividades de mantenimiento de aislamiento. En la tabla 29, se muestra el costo incurrido tanto antes de la implementación del RCM, las cuales son los correctivos por aislamiento desarrollado en el capítulo 3.2.4, y también se muestra el costo proyectado del mantenimiento de aislamiento en un período de 2 años desarrollado en el capítulo 3.4.1.

**Tabla 29**

*Comparación de costos por aislamiento antes y después del RCM*

TAREA	COSTO ANTES DEL	COSTO DESPUÉS DEL
	RCM 2021-2022	RCM PROYECTADO 2 AÑOS
Mantenimiento correctivo por falla	27,346.24	
Mantenimiento post-falla	13,809.35	
Inspecciones por falla	1,947.33	
Engrasado de aislador de vidrio		19,266.67
Limpieza e inspección de aisladores poliméricos		20,000.00
<b>TOTAL</b>	<b>43,102.92</b>	<b>39,266.67</b>

*Nota:* Elaboración propia

Hay una diferencia de 3,836.25 dólares en beneficio de la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad, lo cual si bien es cierto no es una diferencia significativa, la diferencia radica en el riesgo al que se expone la empresa cuando se presentan fallas, como se indicó en el capítulo 3.2.4, solo en multas que puede imponer el Osinergmin son de hasta 1000UIT (5' 350,000 dólares). Por lo tanto, el gran beneficio de la aplicación del RCM es que plantea una estrategia efectiva que elimina todo tipo de riesgos y mantiene operativa a la línea de transmisión.

## Conclusiones

1. La aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) a la línea de transmisión resultó en una mejora significativa en la disponibilidad del sistema, ya que el nivel de disponibilidad mejoró hasta el 100%, lo que demuestra la efectividad de esta metodología en la gestión de mantenimiento.
2. Se evidenció un beneficio económico al implementar el RCM, ya que los costos asociados al mantenimiento preventivo del aislamiento fueron menores en comparación con los costos de reparación después de una falla, además de que se evitan multas y compensaciones, lo que justifica la inversión en esta estrategia de mantenimiento.
3. Los indicadores de mantenimiento, como el Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF) y el Tiempo Medio de Reparación (MTTR), al no tener fallas en los años 2023 y 2024 se mostraron mejoras notables tras la implementación del RCM, tanto en el período 2021-2024 como en el período 2023-2024.
4. El marco teórico y conceptual desarrollado en el trabajo proporcionó una base sólida para la aplicación del RCM, asegurando que los términos y principios utilizados fueran claramente definidos y comprendidos.
5. La investigación abordó una problemática real y relevante en el ámbito del mantenimiento de líneas de transmisión, y los resultados obtenidos justifican la importancia de continuar explorando y aplicando el RCM en otros contextos similares para mejorar la eficiencia y reducir costos.

## Recomendaciones

1. Desarrollar estrategias de mantenimiento para cada línea de transmisión, esto con el fin de reducir las fallas que pueden afectar la operación de estos equipos y del sistema interconectado nacional.
2. Hacer una revisión periódica anual del mantenimiento centrado en confiabilidad implementado en la línea de transmisión con el fin de evaluar mejoras a la estrategia de mantenimiento ya que las condiciones de la línea pueden ir cambiando con el tiempo.
3. Realizar capacitaciones a todo el personal de mantenimiento acerca de los principios del mantenimiento centrado en confiabilidad ya que si la línea base tiene el conocimiento suficiente puede proporcionar información valiosa sobre la efectividad de las tareas de mantenimiento y sugerir mejoras.

## Referencias bibliográficas

- Campos, O. et al. (2018). Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) considerando taxonomía de equipos, base de datos y criticidad de efectos. [Artículo científico, Instituto Politécnico Nacional, México]. <https://www.redalyc.org/journal/614/61458265006/html/>
- Cesti, S. (2020). Propuesta de implementación de equipo RPA para mejorar la productividad de inspección de una línea de transmisión eléctrica en alta tensión. [Tesis de grado, Universidad Ricardo Palma]. <https://repositorio.urp.edu.pe/handle/20.500.14138/3920>
- Crismatt, Y. y Valencia, D. (2012). Análisis de confiabilidad y disponibilidad de las líneas de producción en la empresa COMAI LTDA. [Tesis de grado, Universidad Tecnológica de Bolívar]. <https://repositorio.utb.edu.co/handle/20.500.12585/1156>
- Espinal, C. (2023). Mantenimiento en líneas de transmisión y subestaciones de transformación de Hidrandina S. A. por medio de Gigawatt S. A. C. [Tesis de grado, Universidad Continental]. <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/14506>
- García, J. y Giraldo, J. (2013). Control del mantenimiento de la vegetación en el sistema de distribución eléctrico. [Tesis de grado, Universidad Tecnológica de Pereira]. <https://core.ac.uk/download/pdf/71397565.pdf>
- González, F. (2009). Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado. Madrid, España. [https://books.google.com.pe/books?id=OzwXOAKv\\_QAC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.pe/books?id=OzwXOAKv_QAC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false)
- Gonzalez-Longatt. (2007). Capítulo 1: Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas. Loughborough University. [https://www.researchgate.net/publication/296282773\\_Capitulo\\_1\\_Elementos\\_de\\_Lineas\\_de\\_Transmision\\_Aereas](https://www.researchgate.net/publication/296282773_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas)

- Gutierrez, J. et al. (2009). Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de 115kV. Universidad Tecnológica de Pereira.  
[https://www.researchgate.net/publication/277152060\\_Desarrollo\\_de\\_una\\_estrategia\\_de\\_mantenimiento\\_basada\\_en\\_RCM\\_para\\_lineas\\_de\\_transmision\\_de\\_115kV](https://www.researchgate.net/publication/277152060_Desarrollo_de_una_estrategia_de_mantenimiento_basada_en_RCM_para_lineas_de_transmision_de_115kV)
- Moubray, J. (2004). Reliability Centred Maintenance. Madrid, España.  
<https://predictiva21.com/libro-rcm-moubray/>
- Molina, J. et al. (2011). La corrosión atmosférica en sistemas de transporte de energía eléctrica: modelo de vida útil y su remuneración en Colombia. Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, núm. 59, junio, 2011, pp. 257-266.  
<https://www.redalyc.org/pdf/430/43021205024.pdf>
- Peña, J. (2008). Análisis de fallas en las líneas de transmisión del grupo empresarial ISA. [Tesis de grado, Universidad Tecnológica de Pereira].  
<https://core.ac.uk/download/pdf/71395442.pdf>
- Santana Sánchez, L. (2022). Plan de mantenimiento basado en RCM para mejorar la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica de alta tensión, caso: southern peru copper corporation-spcc. [Tesis de maestría, Universidad San Agustín de Arequipa].  
<https://repositorio.unsa.edu.pe/server/api/core/bitstreams/b3eee5cb-c520-4f7a-bc7d-db70a98f6ee8/content>
- Sinchi Sinchi F. (2017). Diseño y determinación de sistemas de puesta a tierra mediante pruebas de campo con elementos comunes utilizados en la región, incluyendo GEM y electrodo químico. [Tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana].  
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14487/5/UPS-CT007132.pdf>

Zorrilla Salas, J. (2019). Propuesta de implementación del plan de mantenimiento basado en criterios de RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) para una línea de transmisión de 500kV [Tesis de grado, Universidad San Agustín de Arequipa].

<https://repositorio.utp.edu.pe/handle/20.500.12867/5064>