

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN  
CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA AL ACTIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE  
ENERGÍA A 115 KV PAIPA – DIACO PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE  
ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

WILMAR ARLEY RODRIGUEZ DIAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2018

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN  
CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA AL ACTIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE  
ENERGÍA A 115 KV PAIPA – DIACO PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE  
ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

WILMAR ARLEY RODRIGUEZ DIAZ

Monografía de Grado presentada como requisito para optar por el título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director  
DANIEL ORTÍZ PLATA  
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2018

## **DEDICATORIA**

A Dios por sobre todas las cosas.

A mis Padres Oscar y Martha por la educación y formación que permitieron llegar a cumplir mis objetivos.

A mi esposa Yeny y mis hijos Wilmar Alejandro y Manuel Eduardo por su amor incondicional, fortaleza y fuente de inspiración.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Director de Proyecto Ingeniero Daniel Ortiz Plata por su permanente colaboración y aporte de conocimiento al desarrollo de este.

A la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. por permitir la participación y suministrar el conocimiento tácito del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por la labor académica que desarrolla en la escuela de posgrados fortaleciendo las competencias profesionales de los ingenieros.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	17
1. GENERALIDADES .....	19
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	19
1.1.1 Reseña histórica de la Empresa.....	19
1.1.2 Imagen corporativa.....	20
1.1.3 Misión .....	20
1.1.4 Visión 2019.....	20
1.1.5 Política de Gestión de la Calidad .....	20
1.1.6 Objeto social.....	21
1.1.7 Valores corporativos.....	21
1.1.8 Normatividad en transmisión de energía eléctrica en Colombia.....	22
1.1.9 Principales activos eléctricos.....	24
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	26
1.3 OBJETIVOS .....	28
1.3.1 Objetivo General .....	28
1.3.2 Objetivos Específicos .....	28
2. JUSTIFICACIÓN .....	29
3. MARCO TEÓRICO.....	30
3.1 ACTUALIDAD DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA..	30
3.2 DESARROLLO DE METODOLOGÍA RCM EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ....	33
4. MARCO CONCEPTUAL.....	35
4.1 FUNDAMENTOS DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD .....	35
4.2 BASES CONCEPTUALES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	41
4.2.1 Estructuras y apoyos .....	42
4.2.2 Excavaciones y cimentaciones.....	43
4.2.3 Aisladores.....	45

4.2.4 Herrajes y accesorios.....	46
4.2.5 Conductores de potencia.....	49
4.2.6 Conductor de guarda.....	50
4.2.7 Sistema de puesta a tierra.....	50
4.2.8 Señalización.....	51
4.2.9 Zona de servidumbre.....	52
5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM).....	54
5.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO.....	54
5.1.1 Definición de Fronteras e interfaces.....	55
5.2 DEFINICIÓN CONTEXTO OPERATIVO Y PARÁMETROS TÉCNICOS. .....	57
5.3 TAXONOMÍA.....	60
5.4 FUNCIONES Y ANÁLISIS DE FALLAS FUNCIONALES .....	61
5.5 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA Y SUS EFECTOS .....	62
5.6 ANALISIS DE RIESGO .....	64
5.7 SELECCIÓN DE TAREAS .....	65
5.8 PLAN DE MANTENIMIENTO .....	67
6. CONCLUSIONES .....	68
BIBLIOGRAFÍA.....	70
ANEXOS.....	73

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Principales Activos Eléctricos .....	24
Tabla 2. Líneas de Transmisión propiedad de EBSA .....	24
Tabla 3. Máximas horas anuales de indisponibilidad.....	31
Tabla 4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.....	51
Tabla 5. Ancho de la Zona de servidumbre de líneas de transmisión.....	53
Tabla 6. Interfases del sistema.....	56
Tabla 7. Contexto operativo.....	57
Tabla 8. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.....	57
Tabla 9. Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.....	58
Tabla 10. Parámetros técnicos línea 115 kV Paipa – Diaco.....	58
Tabla 11. Ancho de la zona de servidumbre de líneas de transmisión.....	59
Tabla 12. Definición de funciones.....	62
Tabla 13. Modo de falla función 2.....	63
Tabla 14. Análisis de efectos .....	64
Tabla 15. Matriz de Riesgo – Mantenimiento del Sistema.....	65

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Logotipo corporativo .....	20
Figura 2. Diagrama Unifilar EBSA.....	25
Figura 3. Diagrama de flujo de las actividades de RCM .....	37
Figura 4. Modelo Diagrama de decisión. ....	39
Figura 5. Estructura metálica de retención .....	42
Figura 6. Estructura metálica de suspensión .....	43
Figura 7. Cimentación.....	44
Figura 8. Proceso de curado de cimentación.....	44
Figura 9. Aisladores de vidrio.....	45
Figura 10. Aisladores de porcelana. ....	46
Figura 11. Grapa de suspensión.....	47
Figura 12. Grapa de retención. ....	48
Figura 13. Conector de ranuras paralelas.....	48
Figura 14. Conductor ACSR 336.4 LINNET.....	49
Figura 15. Medición de sistema de puesta a tierra. ....	51
Figura 16. Señalización de seguridad.....	52
Figura 17. Frontera inicial del sistema. ....	55
Figura 18. Frontera final del sistema.....	55
Figura 19. Cartografía Línea 115 kV Paipa - Diaco .....	56
Figura 20. Taxonomía del sistema.....	60
Figura 21. Diagrama unifilar línea 115 kV Paipa - Diaco. ....	61
Figura 22. Diagrama de decisión SAE JA1012.....	66

## LISTA DE ANEXOS

**Pág.**

ANEXO A. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA RCM APLICADA AL ACTIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA A 115 KV PAIPA – DIACO PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. ....	73
ANEXO B. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA 115 KV PAIPA – DIACO DESARROLLADO A TRAVÉS DE RCM .....	83
ANEXO C. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA VANOS DE LA LÍNEA 115 KV PAIPA – DIACO DESARROLLADO A TRAVÉS DE RCM.....	84

## GLOSARIO

**Activos de conexión a un STR o a un SDL:** son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o aun Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

**Activos de uso de STR y SDL:** son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.

**AOM:** valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL.

**Carga o Capacidad Instalada:** es la carga instalada o la capacidad nominal, declarada al momento de efectuar una conexión a un sistema determinado, que puede superar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

**Centro nacional de despacho, CND:** entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CON.

**Consejo Nacional de Operación (CNO):** Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea

segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

**Consignación Nacional:** Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de la demanda.

**Disponibilidad:** se define como el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio o cuando, sin estar en servicio, el agente lo declara disponible y el CND no instruye su conexión por condiciones de topología, seguridad, confiabilidad o calidad del SIN.

**Energía no suministrada, ENS:** estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema, realizada con base en las disposiciones que para tal fin se establecen en la regulación vigente. <sup>[6]</sup>

**Evento:** situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada. <sup>[7]</sup>

**Frecuencia de Mantenimientos:** Es la periodicidad con la cual se efectúan mantenimientos programados a los equipos del SIN. Se mide en horas de operación.

**Impacto de falla:** Efecto de una falla en la función(es) de un equipo o en la planta.

**Indisponibilidad:** se define como el tiempo durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio total o parcialmente. Un activo estará indisponible, y se seguirá

considerando en esta condición, aunque su función esté siendo suplida por otro activo del SIN.

**Plan de mantenimiento:** Serie de tareas estructuradas y documentadas que incluye las actividades, procedimientos, recursos y la escala de tiempo requerida para llevar a cabo el mantenimiento.

**Operador de red de STR y SDL, OR:** persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen sus cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de Transmisión Regional (STR), los sistemas de Distribución Local, subestaciones y equipos asociados y las cargas eléctricas de los usuarios conforme a la ley 143 de 1994.

**Sistema de Transmisión Regional (STR):** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

**Zona de servidumbre:** Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte o distribución de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA AL ACTIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA A 115 KV PAIPA – DIACO PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

**AUTOR:** WILMAR ARLEY RODRIGUEZ DIAZ

**PALABRAS CLAVE:** TRANSMISIÓN, DISPONIBILIDAD, GESTION DE ACTIVOS, CONFIABILIDAD, PLAN DE MANTENIMIENTO, PRODUCTIVIDAD.

### DESCRIPCIÓN:

El mercado eléctrico colombiano como actor principal en el desarrollo productivo del país, continuamente ajusta sus exigencias en cuanto a la calidad del servicio que los Operadores de Red deben suministrar a sus clientes. En la actualidad es difícil concebir que cualquier actividad económica se desarrolle sin la participación de la energía eléctrica, por lo anterior se identificó la necesidad por parte de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. de explorar una manera diferente de planificar las actividades de mantenimiento sobre el activo línea de transmisión 115 kV Paipa – Diaco que suministra el servicio a una de las empresas industriales más importantes del departamento.

Proyectar la disponibilidad del activo objeto de estudio, así como la continuidad del servicio de energía eléctrica motivo una forma diferente de planificar las actividades, por lo que se orientó la aplicación de cada una de las etapas de la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad buscando definir mejores prácticas de gestionar los activos en concordancia a las funciones que desempeñan.

Como resultado del desarrollo de la metodología RCM se buscó obtener un plan de mantenimiento óptimo, ajustado a los requerimientos operativos de funcionamiento de la línea de transmisión y orientado garantizar la confiabilidad, continuidad y mantenibilidad del activo.

---

\*Monografía de grado

\*\*Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.  
Director: Daniel Ortiz Plata

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT OF THE RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE METHODOLOGY (RCM) APPLIED TO THE ACTIVE ENERGY TRANSMISSION LINE AT 115 KV PAIPA - DIACO PROPERTY OF THE ENERGY COMPANY OF BOYACÁ S.A. E.S.P.

**AUTHOR:** WILMAR ARLEY RODRIGUEZ DIAZ

**KEYWORDS:** TRANSMISSION, AVAILABILITY, ASSET MANAGEMENT, RELIABILITY, MAINTENANCE PLAN, PRODUCTIVITY.

### DESCRIPTION:

The Colombian electricity market, as the main player in the productive development of the country, continually adjusts its requirements regarding the quality of service that Network Operators must provide to their customers. At present, it is difficult to conceive that any economic activity is developed without the participation of the electric power, on that account, the Energy Company of Boyacá S.A. E.S.P. identified the need to explore a different way of planning maintenance activities on the active 115 kV Paipa- Diaco transmission line that provides the service to one of the most important industrial companies in the department.

Projecting the availability of the asset under study, as well as the continuity of the electric power service motivated a different way of planning the activities, consequently the application of each one of the stages of the maintenance methodology, focused on reliability, was oriented, seeking to define best practices to manage the assets in accordance to the functions they perform.

As a result of the development of the RCM methodology, an optimal maintenance plan was sought, adjusted to the operational requirements of the transmission line and aimed at guaranteeing the reliability, continuity and maintainability of the asset.

---

\*Monograph

\*\*School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization.  
Director: Daniel Ortiz Plata

## INTRODUCCIÓN

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. denominada en adelante como EBSA, participa en el mercado eléctrico colombiano desarrollando actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento del cual toma su nombre, constituyéndose como motor impulsor del progreso de sus clientes industriales, residenciales, comerciales, institucionales, etc., prestando un servicio con altos estándares de calidad, continuidad y confiabilidad de sus activos.

Para ello debe contar con una infraestructura sólida en cuanto a la suficiencia para satisfacer las necesidades que le demanda el mercado y de seguridad consistente en la capacidad de garantizar la continuidad del servicio ante eventos exógenos que pongan en riesgo la continuidad de este.

Dentro de los principales clientes con los que cuenta la compañía se encuentra la empresa siderúrgica GERDAU DIACO, quienes demandan un alto consumo de energía eléctrica para el desarrollo de sus procesos misionales en la industria del acero. El proceso de transformación del mineral de acero no permite que se presenten interrupciones súbitas en el fluido eléctrico, ya que dicha situación detiene la operación del alto horno eléctrico ocasionándoles eventuales pérdidas económicas y operacionales que impactan directamente en su productividad.

Por lo anterior, la siderúrgica GERDAU DIACO se encuentra alimentada a través de una línea de transmisión en nivel de tensión de 115 kV con una longitud de 11 kilómetros desde la Subestación Paipa, infraestructura propiedad de EBSA y sobre la cual se debe garantizar la continuidad del servicio. Con las anteriores exigencias fue necesario desarrollar una estrategia que permitiera la optimización de las actividades de mantenimiento, basadas en la aplicación de los principios de la

metodología de RCM, que permitan la adecuada gestión de un activo de vital importancia para el desarrollo económico y social de la región.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

**1.1.1 Reseña histórica de la Empresa.** La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. es una de las principales empresas del sector eléctrico a nivel nacional, creada por iniciativa del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico mediante escritura pública 268 del 9 de febrero de 1955 como una sociedad anónima que se denominó “Centrales Eléctricas de Tunja S.A.” Hacia el año 1960 efectuó el cambio de su razón social por el de “Electrificadora de Boyacá S.A.” y desde 1995 adopta su actual nombre de “Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (EBSA).

EBSA es una empresa de servicios públicos domiciliarios, de propiedad mixta y sometida al régimen general de servicios públicos domiciliarios desarrollando actividades en el ámbito del derecho privado como empresa mercantil. Las principales actividades que desarrolla son la transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, basada en el desarrollo de proyectos de inversión, mantenimiento del capital y generación de valor para sus acciones, logrando excelentes resultados en lo económico y un importante crecimiento en infraestructura y mejoramiento en la prestación del servicio de energía eléctrica.

En la actualidad hace presencia en los 123 municipios que conforman el departamento de Boyacá atendiendo cerca de 450.000 usuarios con una planta de personal propia de 550 trabajadores y un número casi igual de colaboradores tercerizados.

**1.1.2 Imagen corporativa.** El logo de la compañía es su símbolo más representativo y es de fácil recordación e identificación en la sociedad boyacense.

Figura 1. Logotipo corporativo



**1.1.3 Misión.** Suministramos servicios de energía eléctrica con calidad e innovación, para generar progreso y calidad de vida a las partes interesadas, en equilibrio con la seguridad, lo ambiental y lo social. <sup>1</sup>

**1.1.4 Visión 2019.** En el 2023 seremos líderes en calidad del servicio y en el desarrollo energético de la región en equilibrio con la seguridad, lo ambiental y lo social. <sup>1</sup>

**1.1.5 Política de Gestión de la Calidad.** En EBSA empresa de servicios públicos, nuestro compromiso es asegurar la prestación de servicios con calidad que satisfacen las necesidades y expectativas de las partes interesadas. <sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ. Misión, Visión, Objeto social, Valores. [En línea]. Consultado el 16 de junio de 2018. Disponible: <https://www.ebsa.com.co/web/2017/misi%c3%b3n%2c-visi%c3%b3n.html>

**1.1.6 Objeto social.** Es la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica con base en el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y los servicios conexos y relacionados con estas actividades.

La EBSA, como empresa integrada del sector eléctrico colombiano alcanzará en 2015 ingresos de USD 200 millones, mediante la participación en la actividad de generación de energía eléctrica con una oferta mínima de 50 MW, y el posicionamiento dentro de las tres empresas, distribuidoras – comercializadoras de energía eléctrica con mayor rentabilidad neta del País. <sup>1</sup>

**1.1.7 Valores corporativos.** Compromiso: Sentimos propios los objetivos de la Empresa, buscando permanentemente la excelencia en la prestación de nuestros servicios. <sup>1</sup>

- Integridad: Actuamos conforme a principios éticos y sociales, haciendo siempre lo correcto, sin obtener ventajas particulares derivadas del desarrollo de nuestra labor. <sup>1</sup>
- Respeto: Reconocemos y apreciamos el valor de las personas, la comunidad y el medio ambiente, promoviendo en todas las relaciones nuestra más alta consideración y cuidado sin exclusiones ni discriminaciones. <sup>1</sup>
- Seguridad: Protegemos la vida y promovemos la seguridad de las personas y el entorno, mediante la prevención de situaciones de riesgo, como parte fundamental de nuestras actividades y procesos. <sup>1</sup>
- Vocación del servicio: Damos respuesta oportuna a las necesidades de nuestros clientes y demás grupos de interés, de forma amable y efectiva. <sup>1</sup>

- Trabajo en equipo: Integramos nuestros esfuerzos y reconocemos el trabajo de los demás para el logro exitoso de los objetivos de EBSA; tenemos claridad sobre lo que cada colaborador y/o proveedor debe aportar, manteniendo altos niveles de rendimiento y calidad. <sup>1</sup>

**1.1.8 Normatividad en transmisión de energía eléctrica en Colombia.** La transmisión de energía eléctrica como actividad primaria del activo en estudio, compone un actor dentro de un mercado regulado y administrado por el estado colombiano. Es así como el Ministerio de Minas y Energía a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Consejo Nacional de Operación (CNO), El administrador del mercado energético y operador del Sistema Interconectado Nacional (XM) entre otros, han definido mediante diferentes resoluciones, acuerdos y reglamentos los lineamientos que se deben cumplir para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica en el mercado eléctrico colombiano, citando los más relevantes a continuación:

- **Resolución CREG 098 de 2014:** Normativa que establece la metodología para la remuneración económica de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional para el periodo 2015 – 2019. Establece el modelo de los criterios tarifarios y la regulación de la calidad del servicio, así como el método de reporte de los eventos de pérdida de energía que ocurren en el STN.
- **Resolución CREG 097 de 2008:** Normativa que establecía los principios y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de transmisión Regional y Distribución Local. Por estos días se encuentra en transición para dar paso a su actualización mediante la Resolución CREG 015 de 2018.

- **Resolución CREG 015 de 2018:** Normativa en la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. A partir de la base regulatoria de los activos en los diferentes niveles de tensión aplica las tarifas de cargos que se remuneran a los operadores de red por el uso de la infraestructura y los gastos de AOM en los que se incurren para la transmisión de energía eléctrica.
- **Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE:** Establece los lineamientos tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la fauna, flora y preservación del medio ambiente que interactúa con instalaciones y equipo eléctrico. Además, fija las especificaciones mínimas de seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su funcionamiento, confiabilidad, calidad y utilización.
- **Acuerdo CNO No. 976 de 2017:** Establece el procedimiento y los tiempos para la realización de maniobras de apertura y cierre de activos del Sistema de Transmisión Nacional en los eventos de Consignación Nacional por Mantenimiento o ante la ocurrencia de eventos de desenergización no programados.
- **Resolución CREG 025 de 1995:** Mediante esta resolución se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Está compuesto por el Código de planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, el Código de Conexión, el Código de Operación y el Código de Medida.

**1.1.9 Principales activos eléctricos.** La Empresa de Energía de Boyacá cuenta con una infraestructura sólida distribuida en activos eléctricos (líneas, transformadores, subestaciones, etc.) y en diferentes niveles de tensión, principalmente como se muestra a continuación:

Tabla 1. Principales Activos Eléctricos

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>SUBESTACIONES</b>	<b>KILÓMETROS DE LÍNEAS</b>
115 kV	11	467
34,5 kV	76	1.340
13,8 kV	13.000	11.745

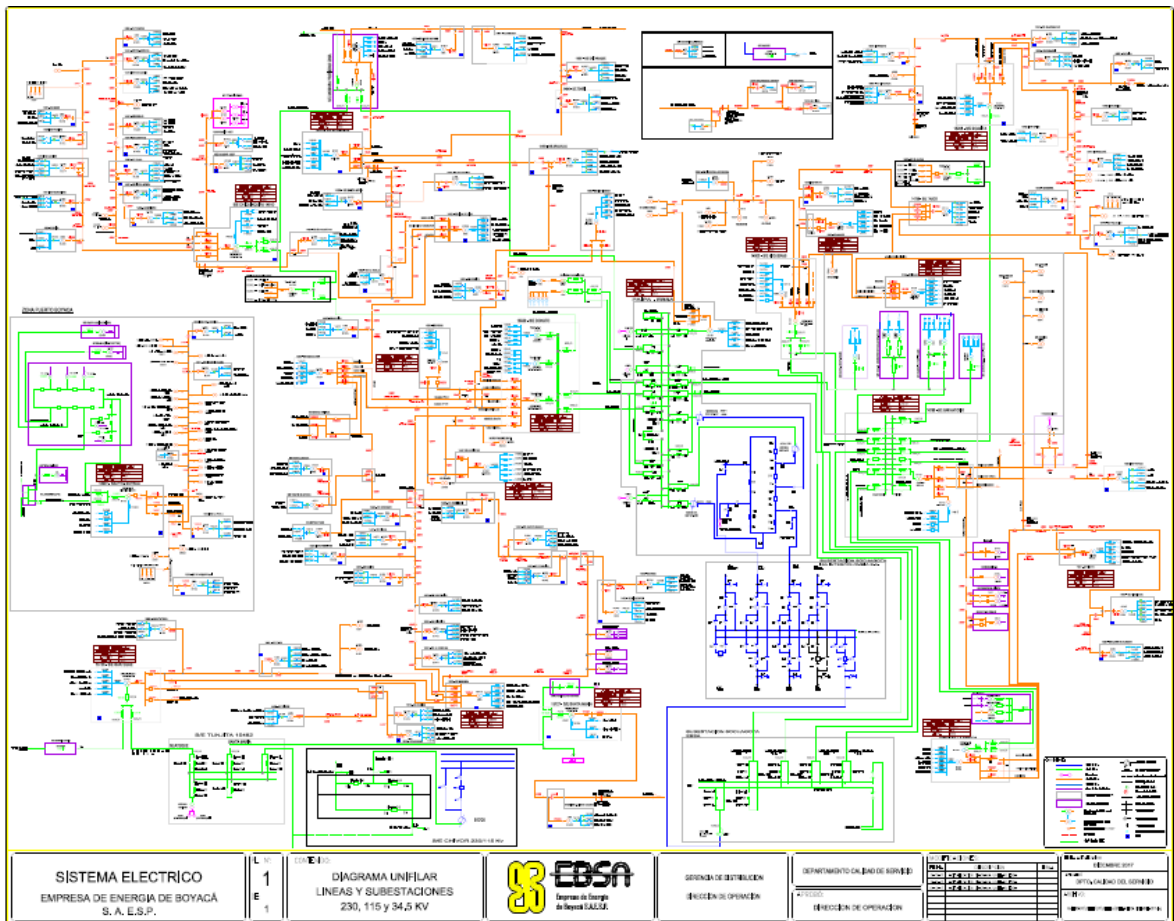
Los activos de nivel de tensión de 115 kV constituyen el Sistema de Transmisión Regional (STR), en el cual EBSA tiene participación con los siguientes circuitos:

Tabla 2. Líneas de Transmisión propiedad de EBSA

<b>ITEM</b>	<b>TRAMOS DE LINEA</b>	<b>LONGITUD (km)</b>
1	PAIPA - SAN ANTONIO	30,7
2	PAIPA - HIGUERAS - SAN ANTONIO	36,9
3	PAIPA - BELENCITO - SAN ANTONIO	37,8
4	PAIPA - DIACO	11,0
5	PAIPA - DONATO I	33,1
6	PAIPA - DONATO II	34,6
7	SAN ANTONIO - BOAVITA	78,1
8	SAN ANTONIO - SIDENAL - LA RAMADA	3,2
9	GUATEQUE - SESQUILE - STA MARIA	81,9
10	DONATO - CHIQUINQUIRA	57,7
11	CHIQUINQUIRA - BARBOSA	43,0
12	COCORNA - PTO BOYACÁ - VASCONIA	19,2
<b>TOTAL</b>		<b>467,0</b>

Los principales activos del Sistema de Transmisión Regional junto con los activos del Sistema de Distribución Local son monitoreados de manera continua por un Centro de Control ubicado en la ciudad de Sogamoso, el cual, a través de un SCADA opera, monitorea y controla los eventos de desconexión automática, las consignaciones de trabajos programados y el comportamiento de variables como tensión, frecuencia y potencia de los circuitos.

Figura 2. Diagrama Unifilar EBSA



Fuente: Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (EBSA) es una de las principales empresas del sector eléctrico colombiano cuya área de influencia se concentra en el departamento de Boyacá y en algunas zonas menores de Santander, Cundinamarca y Casanare. Ejerce actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en varios niveles de tensión teniendo como principales activos los conectados al Sistema de Transmisión Regional en nivel de tensión IV (115 kV).

Este sistema permite la cobertura del servicio de energía eléctrica a las diferentes regiones del departamento de Boyacá y permite el transporte de energía desde la generación hasta la transformación para el uso final de la misma. El Sistema de Transmisión Regional se encuentra conformado entre otros activos por cerca de 467 kilómetros de línea en nivel de tensión IV distribuidas en cerca de 1.465 estructuras constituyendo una importante infraestructura que requiere de altos indicadores de disponibilidad que, a su vez, permitan garantizar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Actualmente EBSA cuenta con un plan de mantenimiento predictivo que permite desarrollar actividades como inventarios forestales, inspecciones exhaustivas, predictivas mediante termografía y ultrasonido de cuyos resultados se gestionan acciones preventivas que buscan dar solución a los hallazgos, programando paradas de mantenimiento en las que son intervenidas y eliminadas.

Esta estrategia ha permitido mantener dentro de indicadores mínimos de disponibilidad las líneas de transmisión de 115 kV operadas por la compañía sin que sea la mejor alternativa para la gestión adecuada de dichos activos.

Específicamente se requiere concentrar la atención en la línea de transmisión de 115 kV PAIPA – DIACO, debido a que la carga que atiende es de una siderúrgica de gran consumo de energía eléctrica y que depende exclusivamente de esta única línea de alimentación para el desarrollo de su actividad económica. Eventos de interrupción en el servicio de este activo han generado importantes pérdidas en los procesos de producción del cliente industrial que concentra su consumo de energía en el funcionamiento de un alto horno de arco eléctrico que requiere de tratamiento especial en los tiempos requeridos para el desarrollo de su proceso productivo.

Como antecedente se referencia que durante el año 2.017 se presentaron dos eventos de desenergización sobre la línea 115 kV PAIPA – DIACO en un periodo no mayor a quince (15) días que generaron una pérdida total de la disponibilidad del activo por cerca de 27 horas y una demanda no atendida de dicha siderúrgica de 35 MW/h.

Teniendo en cuenta lo anterior se han identificado oportunidades de mejora que hacen necesario el diseño de un cambio metodológico de las actuales actividades de mantenimiento para migrar a un modelo centrado en confiabilidad que permita minimizar el impacto de paradas de mantenimiento prolongadas, eventos de desenergización no programados y permitiendo obtener un alto indicador de disponibilidad de este activo.

## 1.3 OBJETIVOS

**1.3.1 Objetivo General.** Diseñar un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad a partir del análisis de los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología RCM para la línea de transmisión de energía de 115 kV Paipa – Diaco de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

**1.3.2 Objetivos Específicos.** Realizar el análisis de fallas funcionales y modos de falla mediante la identificación de los componentes que constituyen la línea de transmisión de 115 kV PAIPA – DIACO, describiendo sus funciones, requerimientos de operación y consecuencias que pueden presentarse sobre el activo.

Identificar y seleccionar las tareas de mantenimiento adecuadas mediante la técnica del diagrama de decisiones de RCM para los componentes del activo objeto de estudio.

Generar un programa de mantenimiento basado en la metodología RCM para el activo línea de transmisión de 115 kV PAIPA - DIACO.

## 2. JUSTIFICACIÓN

La disponibilidad de los activos del Sistema de Transmisión Regional (STR), específicamente lo concerniente a las líneas de 115 kV tienen un alto impacto económico y social con la ocurrencia de eventos de desenergización no programados debidos a fallas inesperadas las cuales son de difícil identificación. Cuando se presentan este tipo de eventos es requerido el despliegue de una logística operativa importante para determinar la localización del tipo de falla además de los tiempos que pueda tardar en ser determinada, realizada la normalización y la entrega disponible del activo ante el Centro Nacional de Despacho para reanudar la operación de actividades del cliente industrial.

La línea de transmisión 115 kV PAIPA – DIACO es un activo propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. que fue puesto en operación en el año 1.985, cuenta con una longitud de 11,3 kilómetros recorriendo los municipios de Paipa y Tuta. Este activo se encarga del suministro de energía eléctrica a la empresa siderúrgica GERDAU DIACO PLANTA TUTA cuya actividad económica es la producción de hierro y acero contando con una capacidad instalada cercana a los 60 MVA.

Para desarrollar su proceso productivo GERDAU DIACO depende exclusivamente del suministro de energía eléctrica a través de la línea de transmisión objeto de estudio, por lo que es imperativo contar con un alto indicador de disponibilidad del servicio. Es de suma importancia que mediante el diseño de un programa de mantenimiento centrado en confiabilidad se minimice la ocurrencia de modos de falla y se garantice la operatividad del activo.

### **3. MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 ACTUALIDAD DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA.**

La transmisión de la energía eléctrica es una de las actividades fundamentales del mercado eléctrico no solo en Colombia sino a nivel mundial, dadas las necesidades de llevar la energía producida en centrales generadoras, sean térmicas, hidráulicas y las cada vez más popularizadas energías no convencionales, todas requieren de las líneas de transmisión para cumplir con su objetivo, la transformación y distribución permitiendo cubrir la creciente demanda de las sociedades.

En Colombia, el organismo normalizador de la actividad de transmisión de energía es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), quien a través de la emisión de regulaciones y circulares propende por garantizar condiciones igualitarias para los agentes participantes en cuanto a las remuneraciones económicas que se perciben por la disponibilidad de los activos, así como garantizar condiciones de calidad en el servicio para los usuarios.

Actualmente se encuentra vigente la Resolución CREG 097 emitida en el año 2008, en la cual se plantean los cargos de remuneración para los Operadores de Red que constituyen los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL). Esta normatividad define entre otros la confirmación de los STR, el cálculo de los cargos de remuneración por disponibilidad de los activos y remuneración de los gastos por administración, operación y mantenimiento (AOM), las unidades constructivas que conforman los sistemas y la determinación de su vida útil reconocida y especialmente para el caso de estudio la calidad del servicio en los STR.

En el capítulo 11 se establecen los parámetros de calidad del servicio de los activos de los STR parametrizados en horas anuales máximas de indisponibilidad, es decir, al presentarse un evento de desconexión de un activo por causas exógenas o propias y este pierda la capacidad de reestablecer su operatividad se considerará como indisponible y se empezará a contabilizar dicha duración. Si la indisponibilidad del activo supera el parámetro establecido, el Operador de Red dejará de percibir ingresos económicos por cargos de remuneración proporcionales. También se consideran tiempos de indisponibilidad los que se generan a partir de mantenimientos programados que excedan la duración planeada.

De tal forma que para un Operador de Red del STR desde el punto de vista financiero y operativo es sumamente desfavorable superar los tiempos máximos permitidos de indisponibilidad.

Tabla 3. Máximas horas anuales de indisponibilidad

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad
Conexión al STN	51
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Módulo de Barraje	15

Fuente: Resolución CREG 097 - 2008

Como se observa en la Tabla 3 para el caso de las líneas de 115 kV (nivel de tensión IV) se determinó un máximo de 38 horas anuales máximas de indisponibilidad, un parámetro exigente teniendo en cuenta que ante eventuales fallas de este tipo de

activos los tiempos de reacción y reparación están sujetos a la identificación de la condición de falla.

Teniendo en cuenta que los requerimientos regulatorios día a día se hacen más exigentes, actualmente se encuentra en transición la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 del 2018, la cual sustituirá la CREG 07 de 2008, enfocando la estrategia de remuneración de los cargos a la gestión óptima de los activos, es así como se reajustarán entre otras variables, la vida útil de las unidades constructivas, la base remuneratoria de los Operadores de Red y la inclusión dentro de los tiempos de indisponibilidad las modificaciones que se presenten a los Planes Semestrales de Mantenimiento.

Lo anterior genera la necesidad de rediseñar las actuales estrategias de mantenimiento y orientarlas específicamente a la ejecución de actividades enmarcadas dentro de un plan de mantenimiento detalladamente programado que permita garantizar la confiabilidad de los activos.

### **3.2 DESARROLLO DE METODOLOGÍA RCM EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

La metodología de mantenimiento basado en confiabilidad (RCM) es una de las técnicas más aceptadas en sectores industriales como en la aviación, de donde surgió, pero no tan diversificada en el sector energético colombiano, el cual ha desconocido el valor que su implementación puede aportar a la gestión de los activos.

Específicamente para la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia, Gutiérrez Jaramillo<sup>2</sup> desarrollo la metodología de RCM para un conjunto de líneas de 115 kV propiedad de CODENSA en el año 2008 cuando la reglamentación vigente era la Resolución CREG 025 de 1995 y no se encontraba en aplicación la Resolución CREG 097 de 2008 que estableció requerimientos más exigentes para el sector. Adicionalmente Gutiérrez Jaramillo<sup>2</sup> planteó el desarrollo de la metodología para la totalidad de las líneas de transmisión de 115 kV, generalizando aspectos que debieron considerarse como diferenciales, ya que podrían producir diversos modos de falla producto de longitudes de circuitos variables, condiciones ambientales diferentes, niveles de riesgo cerámico entre otros aspectos.

Patiño Rodríguez<sup>3</sup> nuevamente trata el tema para las líneas de transmisión de la empresa CODENSA, globalizando la totalidad de los activos que según el estudio

---

<sup>2</sup> GUTIERREZ GALLEGU, Jaime Andrés. Desarrollo de una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para líneas de transmisión en alta tensión. Pereira: Proyecto de grado (Ingeniería eléctrica). Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación, 2008. 94 p.

<sup>3</sup> PATIÑO RODRIGUEZ, Mauricio. Metodología de implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad para las líneas de transmisión de energía eléctrica de propiedad de CODENSA S.A.

del documento se trató de cerca 1.226 kilómetros de líneas de 115 kV, infraestructura en una cantidad importante que hubiese ameritado un tratamiento sectorizado o asociativo basado en las condiciones ambientales, sociales, regulatorias, etc., completamente diferentes que se pueden encontrar.

Teniendo en cuenta los antecedentes presentados se desarrolló la metodología RCM para un activo específico, seleccionado a partir de la criticidad que representa, debidamente identificado y delimitado y sobre el cual se genere la base de estudio para un futuro proyecto de ampliación a la infraestructura restante.

---

E.S.P. Bucaramanga: Proyecto de grado (Especialista en gerencia de mantenimiento). Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería mecánica. 2011. 109 p.

## 4. MARCO CONCEPTUAL

### 4.1 FUNDAMENTOS DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

La comisión de mantenimiento y mecánica de la Asociación Colombiana de Ingenieros ACIEM define en el glosario básico de términos de mantenimiento en Colombia, el mantenimiento centrado en confiabilidad como la “filosofía de gestión del mantenimiento en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.”<sup>4</sup> La definición que da Moubray en RCM II lo establece como el “proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”.<sup>5</sup>

Básicamente el concepto es igual, el mantenimiento centrado en confiabilidad es una estrategia que permite a través de la aplicación de un método, la preservación de las funciones del activo o sistema mediante la gestión de los modos de falla razonablemente probables de ocurrir si no se realiza ningún tipo de actividad,

---

<sup>4</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS - ACIEM. COMISIÓN DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS. Glosario de términos de mantenimiento en Colombia. Bogotá. Asociación colombiana de ingenieros – ACIEM Capítulo Cundinamarca, 2018. 45 p

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad - RCM II. Buenos Aires: Edición en español por Aladon LLC, 2004. p.p. 1-21

reduciendo o eliminando las consecuencias ocasionadas por una eventual falla funcional.<sup>6</sup>

El método consiste inicialmente en resolver siete preguntas enfocadas en el activo o sistema objeto de estudio dentro de las cuales se tienen:

1. ¿Cuáles son las funciones y los estándares de funcionamiento de los elementos que conforman el activo objeto de estudio dentro de su contexto de operación?
2. ¿En qué forma falla el activo o deja de cumplir la función para la cual fue diseñado?
3. ¿Qué causa la falla funcional?
4. ¿Qué sucede al producirse la falla?
5. ¿Qué ocurre ante la presencia de la falla?
6. ¿Qué puede hacerse para evitar o prevenir la falla?
7. ¿Qué actividad puede realizarse si no es posible la intervención apropiada que evite la falla?

El proceso de dar respuesta a cada uno de los interrogantes que plantea el estándar no garantiza que puede resolver los cuestionamientos frente a las necesidades especiales de la técnica centrada en confiabilidad, es por eso, que para cada uno de los interrogantes se generarán actividades, tareas y productos antes, durante y después del desarrollo del proceso que en sí mismos irán dando forma al plan de mantenimiento centrado en confiabilidad esperado.

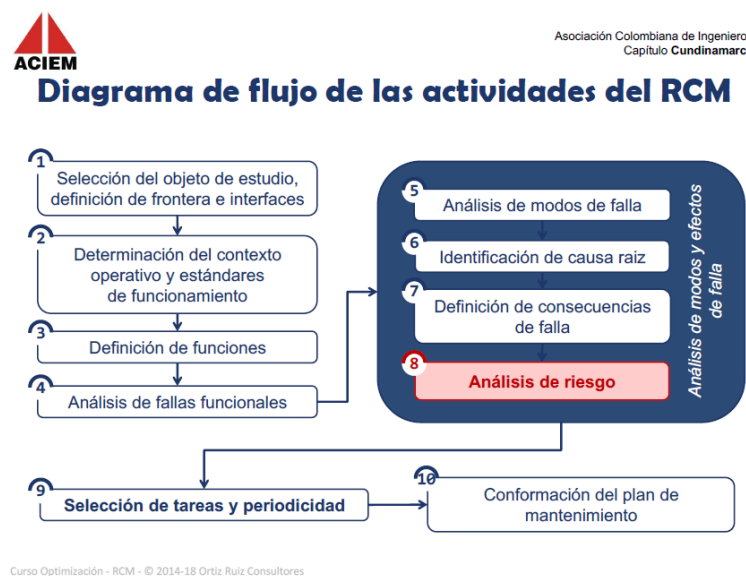
Para dar respuesta a estos interrogantes es necesario el desarrollo de la metodología de forma ordenada y analítica, en donde tengan participación todas las

---

<sup>6</sup>ORTIZ PLATA, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Bogotá. Especialización de gerencia de mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2017.

dependencias que intervengan el objeto de estudio, de tal forma que a partir del trabajo de este equipo interdisciplinario se obtengan los múltiples resultados esperados como la mejora en la confiabilidad y disponibilidad de los equipos, eficiencia en los cada vez más limitados recursos de mantenimiento y priorización de tareas de mantenimiento entre mucho otros.

Figura 3. Diagrama de flujo de las actividades de RCM



Fuente: ORTIZ PLATA, Daniel. Memorias curso optimización del plan de mantenimiento aplicando RCM. - Bogotá. Asociación Colombiana de Ingenieros – ACIEM. 2018.

La primera pregunta del método debe resolverse a partir de la definición del objeto de estudio, qué función desea el usuario realice el equipo y en qué contexto operacional y parámetros de funcionamiento debe realizarla, también las fronteras e interfaces del sistema y el modelo de valoración de riesgos a considerar. Las funciones deben diferenciarse en primarias como la razón de ser de la adquisición del equipo y secundarias asociadas al soporte de la función primaria o a funciones relacionadas con seguridad y protección.

La segunda pregunta se orienta a determinar los estados en los que el activo pierde total o parcialmente la capacidad de desarrollar las funciones identificadas y/o presenta un funcionamiento erróneo de acuerdo con sus parámetros de diseño. El proceso debe permitir individualizar las condiciones durante la operación, en un momento determinado y cuando no se requiere que opere para identificar que puede llevar el equipo a fallar o a que presente un desempeño inaceptable de acuerdo a lo configurado por el usuario como no deseable.

La tercera pregunta permitirá identificar la ocurrencia de sucesos razonablemente probables sobre el activo que podrían llegar a desencadenar en una falla funcional. Como tal el modo de falla es el evento que causa la falla funcional, de ahí que la determinación de los modos de falla permitirá direccionar las actividades de mantenimiento que permitan garantizar la confiabilidad del equipo. Además de analizar los posibles modos de falla ligados a los materiales, se deben incluir los asociados a fallas en la operación y en el diseño de los equipos.

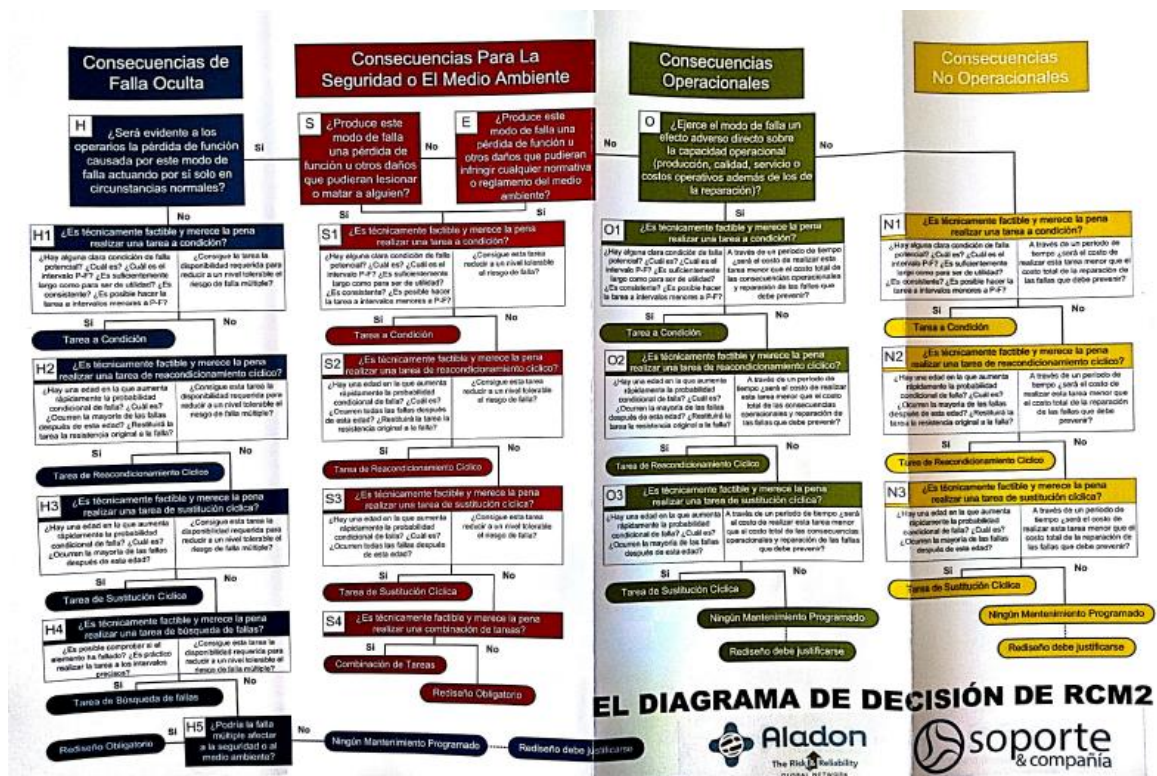
Las preguntas cuarta y quinta consideran los efectos de la falla es decir lo que ocurre al interior y al exterior del equipo cuando se presenta el modo de falla y sus consecuencias. El efecto de la falla permite analizar el comportamiento al interior del equipo buscando recopilar información que soporte la evaluación de las consecuencias. En este análisis surge el concepto de falla oculta consistente en aquella que no es detectable por quien opera el equipo y que también debe ser considerada.

Las consecuencias se evalúan en los criterios que cada organización gestione en su matriz de riesgo, en la cual se delimitan los rangos a los cuales una consecuencia pueda ser tolerable, inadmisible o que permita que el equipo o componente pueda llevarse a falla. Se deben considerar los impactos que se presenten a nivel medioambiental, económico, en seguridad, en pérdida de imagen corporativa y los que considere prioritarios para cada organización. Esta actividad además permitirá

identificar la criticidad de los equipos analizando que si uno solo de los modos de falla se localiza en un nivel de riesgo alto este equipo se convierte en crítico para la organización.

La pregunta seis busca responder que hacer para evitar una falla, de tal forma que se realiza la selección de tareas de mantenimiento, frecuencias y recursos: con los productos de las anteriores etapas del proceso y determinado el nivel de riesgo se hace necesaria la toma de decisiones basadas en la previa construcción de un diagrama que permita establecer la tarea adecuada que haga frente al modo de falla que se desea intervenir.

Figura 4. Modelo Diagrama de decisión.



Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad - RCM II.

Los tipos de tareas de mantenimiento a seleccionar previa definición del diagrama de decisión presentan como primera opción el monitoreo en línea, el análisis de condición, la recuperación de la condición, el cambio de partes, la búsqueda de fallas ocultas, el correr a falla y el rediseño del componente, equipo o sistema.

La determinación de la frecuencia de dicha actividad también deberá construirse facilitando la utilización de recursos y la efectividad de la periodicidad. Adicionalmente se deberá definir el perfil y la idoneidad del talento humano necesario junto con los demás recursos requeridos que permitan la ejecución de lo planteado. De tal fin que se podrá establecer un principio de política de mantenimiento que permita comprometer los recursos necesarios para tolerar el riesgo asumible.

La pregunta siete cuestiona el qué hacer si no se puede evitar la falla con ninguna de las tareas de mantenimiento. Para tal fin se cuenta con alternativas como el reacondicionamiento cíclico, la sustitución cíclica indiferente del estado, la búsqueda de fallas a partir de la construcción de curvas de probabilidad que puedan estimar tiempos entre intervenciones y el “correr a falla” para cuando una actividad de mantenimiento no sea técnicamente factible y/o el riesgo sea bajo.

Finalmente, se define el plan de mantenimiento previa consolidación de la información recolectada y concluyente del proceso de investigación junto con las actividades desarrolladas. Deberá estar orientado a la optimización de la disponibilidad de los equipos, el balance de costo de ciclo de vida óptimo en su ejecución y la posibilidad de retroalimentación y mejora continua a partir de los resultados de su ejecución.

## 4.2 BASES CONCEPTUALES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Un Sistema de Transmisión Regional de energía eléctrica está conformado por los módulos de conexión dispuestos en las subestaciones y el conjunto de líneas con sus componentes asociados que operan a niveles de tensión superiores a 57,6 kV e inferiores a 220 kV. Específicamente para el caso de estudio se considerará una línea de transmisión de 115 kV, sin embargo, los componentes que permiten la transmisión de energía son similares, indiferentes del nivel de tensión de operación.

Una línea de transmisión es el elemento del sistema de potencia encargado en transportar la energía eléctrica desde el sitio donde se genera hasta el sitio donde se distribuye o se consume.<sup>7</sup> El conjunto de componentes que permiten la transmisión de energía a través de las líneas se conforma así:

- Estructuras y apoyos.
- Excavaciones y cimentaciones.
- Aisladores.
- Herrajes y accesorios.
- Conductores de potencia.
- Conductor de guarda.
- Sistema de puesta a tierra.
- Señalización.
- Zona de servidumbre.

---

<sup>7</sup> GONZALEZ – LONGATT, Francisco M. Elementos de líneas de transmisión aéreas. Consultado el 27 de julio de 2018.

Disponible:

[https://www.researchgate.net/publication/296282681\\_Capitulo\\_1\\_Elementos\\_de\\_Lineas\\_de\\_Transmision\\_Aereas](https://www.researchgate.net/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas)

**4.2.1 Estructuras y apoyos.** Previa al inicio de cualquier tipo de obra civil se debe contar con un estudio topográfico y geotécnico, el cual debe garantizar la estabilidad de la estructura que soportará los demás componentes de la línea y en caso contrario, realizar los trabajos de adecuación correspondientes. El estudio topográfico determina el tipo de estructura que deberá construirse, teniendo en cuenta el entorno existente como el perfil del terreno, construcciones, zonas de reserva forestal, cuencas de ríos, etc.

Las estructuras se pueden clasificar de acuerdo al material del cual se construyen, siendo las más comunes las torres metálicas, la postería de ferroconcreto y la de acero galvanizado. La disposición en la que se instalan los conductores también permite establecer estructuras de tipo suspensión para trazados cortos y que solo requieren garantizar la altura de los conductores y de retención para esfuerzos mecánicos axiales producidos por vanos largos o por ángulos derivados de cambios geográficos.

Figura 5. Estructura metálica de retención



Figura 6. Estructura metálica de suspensión



**4.2.2 Excavaciones y cimentaciones.** . El diseño del tipo de estructura dimensiona las excavaciones y cimentaciones necesarias que permitan soportar los arboles de carga, los momentos de fuerza horizontal y la capacidad de rotura de los materiales. Como cualquier tipo de estructura debe considerar la actividad sísmica del entorno, por ende, el cumplimiento de la Norma Técnica Colombiana de diseño y construcción sismorresistente. Por último, el tipo de suelo determinará si se requieren labores adicionales de compactación de taludes, gaviones, mallas, etc., que refuercen la condición del suelo.

La cimentación de la estructura comprende la colocación de formaletas para luego verter concreto reforzado recubriendo la base soporte de la estructura, transcurrido un tiempo de curado se requiere dar acabado a las superficies que quedaran expuestas, dando la forma de una punta de diamante la cual permitirá el drenaje de la estructura.

Figura 7. Cimentación.



Figura 8. Proceso de curado de cimentación

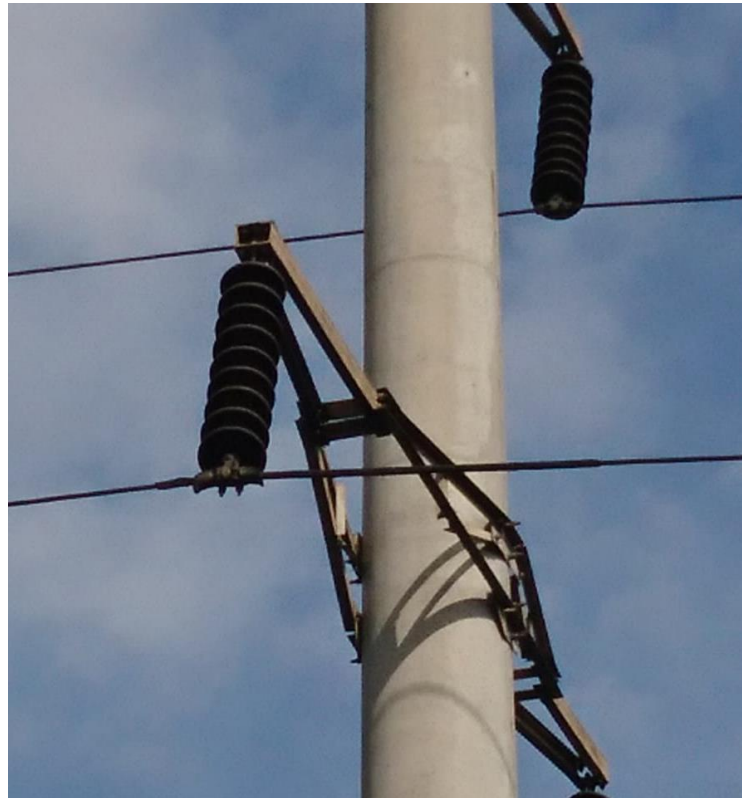


**4.2.3 Aisladores.** Como parte fundamental del sistema de transmisión, estos elementos permiten dar la resistencia mecánica que requiere el conductor de potencia para apoyarse a la estructura y a su vez limita la presencia de puntos de concentración del flujo de corriente evitando el contacto entre las partes metálicas por su alta capacidad dieléctrica. Los materiales aislantes con los que se fabrican las cadenas son el vidrio templado, la porcelana y recientemente los polímeros. El vidrio y la porcelana deben tener su superficie totalmente lisa, sin reaccionar a los cambios de temperatura y permanecer impermeable a la humedad. Los poliméricos tienen como ventaja una reducción de peso importante respecto al vidrio y la porcelana por lo que facilitan su transporte e instalación en zonas de difícil acceso, manteniendo las características mecánicas.

Figura 9. Aisladores de vidrio.



Figura 10. Aisladores de porcelana.



**4.2.4 Herrajes y accesorios.** Los herrajes son los elementos dan soporte a la estructura, sus características mecánicas permiten que tanto los conductores de potencia, el conductor de guarda, los aisladores, la fibra óptica, etc., permanezcan en la disposición adecuada para cumplir con su función. Los herrajes están en la capacidad de soportar los esfuerzos mecánicos a los que se someten los componentes, así como la de no reaccionar ante los cambios atmosféricos que puedan producir efectos como la corrosión por acción galvánica.

Las conexiones que se realizan con herrajes como las grapas de retención, de suspensión y de ranuras paralelas deben garantizar la distribución uniforme en el área de contacto evitando así que se presenten fenómenos disruptivos (descargas

parciales, arco eléctrico, puntos calientes, etc.). Los herrajes son construidos para soportar esfuerzos mecánicos superiores a los de las cadenas de aisladores, por ello las normas técnicas de fabricación exigen la aplicación de ensayos que permitan garantizar su resistencia a la tracción y a cargas mecánicas de rotura.

Figura 11. Grapa de suspensión



Figura 12. Grapa de retención.



Figura 13. Conector de ranuras paralelas.



**4.2.5 Conductores de potencia.** Para las líneas de transmisión de energía son utilizados conductores con una capacidad de conducción superior del tipo compuestos, que son construidos con dos tipos de alambres de distintas características (aluminio y acero). Los conductores ACSR (**Aluminum Conductor Steel Reinforce**) o aluminio reforzado con acero y ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced Concentric-Lay-Stranded) o Aleación de aluminio reforzado son los tipos más comunes en líneas de transmisión.<sup>8</sup>

Los conductores son sometidos a distintas pruebas bajo la Norma de fabricación correspondiente entre otras la verificación de masa y dimensiones, ensayos mecánicos y ensayos eléctricos previos a su aceptación para posterior instalación. Las principales características para tener en cuenta en un conductor son el diámetro exterior del conductor, la resistencia mínima a la rotura, la resistencia eléctrica máxima c.c. a 20 °C y su coeficiente de dilatación lineal. En el caso específico del objeto de estudio se tiene instalado conductor ACSR 336.4 LINNET.

Figura 14. Conductor ACSR 336.4 LINNET



<sup>8</sup> RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de distribución de energía. Manizales: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004. p. 74-81.

#### **4.2.6 Conductor de guarda**

Este conductor cumple con la función de transmitir al sistema de puesta a tierra toda sobrecorriente a la que pueda estar sometida la línea producto de descargas atmosféricas protegiendo a los conductores de potencia de eventuales impactos. El tipo de conductor más utilizado como guarda es el de acero extraresistente galvanizado. Los conductores de guarda deben ser sometidos a ensayos de verificación de resistencia mínima a la rotura, ensayos eléctricos y ensayos del galvanizado.

El tendido de este conductor se dispone en la parte superior de la estructura, de tal forma que genere un efecto de campana protectora que cubrirá hasta el conductor dispuesto en la parte inferior sea este de potencia o fibra óptica.

#### **4.2.7 Sistema de puesta a tierra**

Este sistema está compuesto por los electrodos, conectores, contrapesos y conductores que permiten la disipación de corrientes transitorias a través del conductor de guarda o directamente sobre la estructura. El óptimo estado de este sistema es fundamental para que en el evento de presentarse una sobrecorriente sobre la línea de transmisión esta sea disipada eficazmente sin poner en riesgo los equipos, las personas y el medio ambiente.

De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), en su artículo 15, se establecen los requisitos generales con los que debe contar el sistema de puesta a tierra, los métodos de conexión, diseño de sistemas, materiales, mantenimiento, etc. Adicionalmente se presenta en la tabla 15.4 los valores de referencia para la resistencia de puesta a tierra para garantizar el control de las tensiones de paso, contacto y transferidas, la cual se presenta a continuación:

Tabla 4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$
Protección contra rayos.	10 $\Omega$
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – Tabla 15.4

Figura 15. Medición de sistema de puesta a tierra.



#### 4.2.8 Señalización.

Las estructuras de líneas de transmisión deben contar con señalización de seguridad indicando la existencia de riesgo eléctrico tal como lo indica el artículo 6 del Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Aunque por si solas las señales no eliminan el riesgo, si constituyen una medida de prevención e información para poder gestionarlo.

Adicionalmente las estructuras pueden contar con señalización de identificación del circuito al cual se encuentran conectadas, el nivel de tensión que transporta, la propiedad de la infraestructura y el número de estructura correspondiente, información que facilita su identificación y localización.

Adicionalmente se puede señalar la estructura de apoyo con pintura a la altura de los cierres superiores del tronco de la torre, así como en vanos en donde se presente tránsito por espacio aéreo, deben instalarse boyas de señalización que informen a lo largo del tramo, la presencia de los conductores de potencia.

Figura 16. Señalización de seguridad.



#### **4.2.9 Zona de servidumbre**

Teniendo en cuenta los impactos ante las comunidades y el medio ambiente que la construcción, operación y mantenimiento de una línea de transmisión pueda ocasionar, se debe tener en cuenta en la etapa de diseño la consecución de licencias ambientales y planes de manejo ambiental según el tipo de proyecto. Estos requerimientos de tipo legal y ambiental permiten que una vez aprobados se puedan adquirir y legalizar los predios por donde tendrá libre paso la línea de transmisión.

Esto incluye el establecimiento de una zona o franja de servidumbre sobre la cual no se podrán edificar construcciones, sembrar plantaciones de árboles que alcancen una altura considerable, permitir el paso de accesos vehiculares que no cumplan con las distancias de seguridad mínimas que salvaguarden la seguridad de las personas y la confiabilidad de la línea.

A continuación, se citan los valores mínimos requeridos de acuerdo con las tensiones normalizadas en el país para la zona de servidumbre, tal como lo establece el numeral 22.2 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, resaltando que, para el caso de estudio al corresponder a estructuras tipo torre en tensión de 115 kV, 2 circuitos el ancho mínimo debe ser de 20 metros.

Tabla 5. Ancho de la Zona de servidumbre de líneas de transmisión.

TIPO DE ESTRUCTURA	TENSION (kV)	ANCHO MINIMO (m)
Torres/postes	500 (2 Ctos.)	65
	500 (1 Cto.)	60
Torres/postes	400 (2 Ctos.)	55
	400 (1 Cto.)	50
Torres	220/230 (2 Ctos.)	32
	220/230 (1 Cto.)	30
Postes	220/230 (2 Ctos.)	30
	220/230 (1 Cto.)	28
Torres	110/115 (2 Ctos.)	20
	110/115 (1 Cto.)	20
Postes	110/115 (2 Ctos.)	15
	110/115 (1 Cto.)	15
Torres/postes	57,5/66 (1 o 2 Ctos.)	15

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – Tabla 22.1

## **5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)**

El desarrollo de la metodología RCM planteo como objetivo el diseño de un plan de mantenimiento para la línea de 115 kV Paipa – Diaco, teniendo en cuenta como antecedentes, repetidos eventos de desenergización del activo con pérdidas económicas para el cliente industrial y el Operador de Red, actividades de mantenimiento erráticas y desconocimiento de la condición real de la infraestructura.

La aplicación de la metodología arrojó en cada una de sus etapas importante información que debió ser analizada y que constituye el insumo que permitió identificar la respuesta adecuada a los planteamientos formulados en las siete preguntas. Por lo anterior, el RCM desarrollado para la línea de transmisión de energía 115 kV Paipa – Diaco de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. permitirá direccionar la toma de decisiones hacia el mejoramiento de la confiabilidad y disponibilidad del activo evidenciada en la gestión adecuada de su mantenimiento. A continuación, se presentan los aspectos y criterios que fueron considerados en el desarrollo de la metodología y que permitieron definir el alcance del Plan de Mantenimiento obtenido.

### **5.1 SELECCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO.**

El sistema objeto de estudio seleccionado fue la línea de transmisión de energía eléctrica con tensión de 115 kV Paipa – Diaco ubicada en el departamento de Boyacá, con una longitud de 11 kilómetros, 36 estructuras metálicas con sus correspondientes vanos y elementos asociados.

**5.1.1 Definición de Fronteras e interfases.** Frontera inicial del sistema: vano de conductor conectado desde el pórtico de salida de la bahía de línea a través de cadena de aisladores hacia la primera estructura ubicada en la Subestación Paipa.

Frontera final del sistema: vano de conductor conectado desde la última estructura de la línea de transmisión hacia el pórtico de llegada a través de cadena de aisladores hacia la bahía de línea ubicada en la subestación Diaco.

Figura 17. Frontera inicial del sistema.



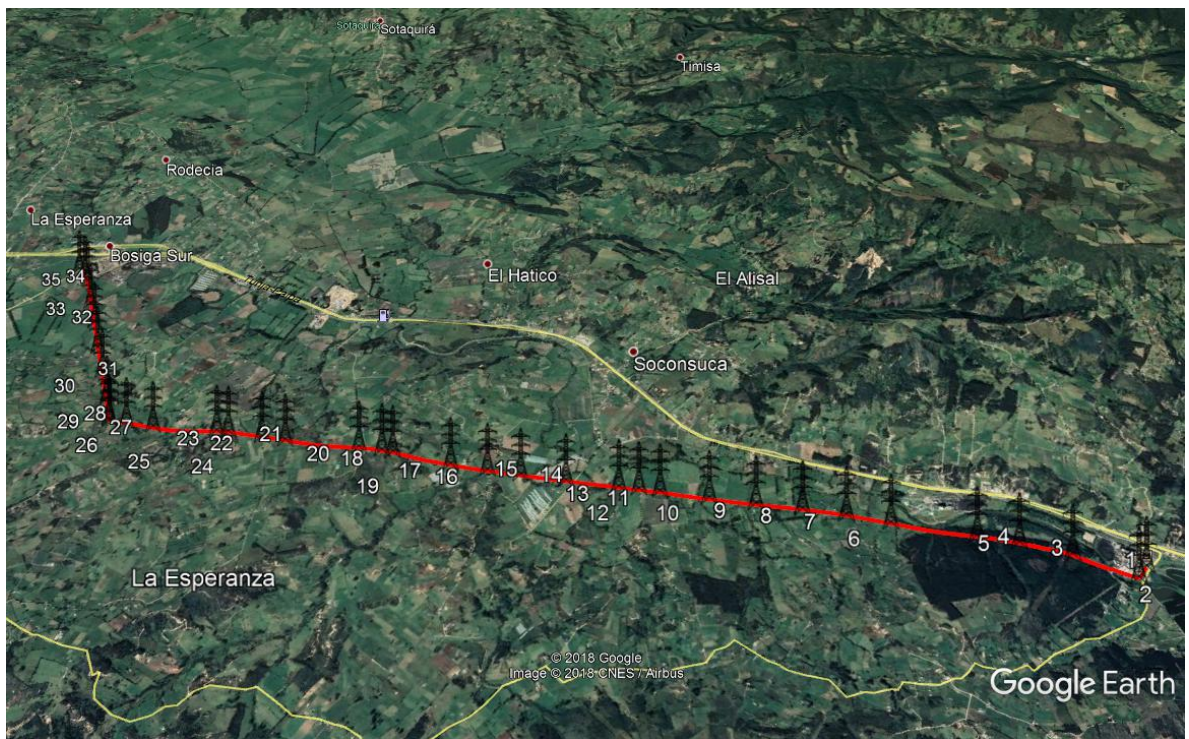
Figura 18. Frontera final del sistema.



Tabla 6. Interfases del sistema.

INTERFASE	RANGO
Tensión	$\pm 10\%$ de la tensión nominal de la barra de alimentación
Frecuencia	entre 59,8 Hz y 60,2 Hz
Transporte de corriente	300 amperios $\pm 20\%$ en casos de emergencia

Figura 19. Cartografía Línea 115 kV Paipa - Diaco



Fuente: Google Earth, Tomado el 7 de agosto de 2018.

## 5.2 DEFINICIÓN CONTEXTO OPERATIVO Y PARÁMETROS TÉCNICOS.

El contexto de operación de la línea de transmisión de 115 kV Paipa - Diaco se delimita en el departamento de Boyacá, con un trazado que recorre los municipios de Paipa y Tuta en una longitud de 11 kilómetros por lo que se considera técnicamente como una línea corta. Las 36 estructuras que lo conforman junto a sus componentes se encuentran sometidos a condiciones ambientales similares.

Tabla 7. Contexto operativo.

VARIABLE OPERATIVA	VALOR
Altitud min/máx. (msnm)	2509 - 2654
Temperatura min/máx. (°C)	16 - 26
Humedad relativa min/máx. (%)	37 - 67
Velocidad del viento (m/s)	3 a 13 km/h
Nivel de contaminación (Norma IEC 60815)	Ligero
Radiación solar (w/m <sup>2</sup> )	< 1000
Nivel cerámico (días de tormenta/año)	120
Índice de Riesgo de falla	12,1 - BAJO

Tabla 8. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas - RETIE

Tabla 9. Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.

TIPO DE EXPOSICIÓN	INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO(kV/m)	DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO ( $\mu$ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas.	8,3	1000
Exposición del público en general hasta ocho horas continuas	4,16	200

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas - RETIE

Tabla 10. Parámetros técnicos línea 115 kV Paipa – Diaco.

PARÁMETRO TÉCNICO	VALOR
Nivel de tensión (kV)	115
Frecuencia del sistema	60
Longitud (km)	11
Capacidad transporte nominal (A)	300
Capacidad transporte térmico (A)	528
Capacidad transporte emergencia (A)	360
Resistencia R1 ( $\Omega$ /km)	0,203
Reactancia X1 ( $\Omega$ /km)	0,497
Tipo de conductor	ACSR
Calibre conductor	336,4
Fecha entrada en operación	31/12/1985

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas - RETIE

Tabla 11. Ancho de la zona de servidumbre de líneas de transmisión.

TIPO DE ESTRUCTURA	TENSIÓN (kV)	ANCHO MÍNIMO (m)
Torres/postes	500 (2 Ctos.)	65
	500 (1 Cto.)	60
Torres/postes	400 (2 Ctos.)	55
	400 (1 Cto.)	50
Torres	220/230 (2 Ctos.)	32
	220/230 (1 Cto.)	30
Postes	220/230 (2 Ctos.)	30
	220/230 (1 Cto.)	28
Torres	110/115 (2 Ctos.)	20
	110/115 (1 Cto.)	20
Postes	110/115 (2 Ctos.)	15
	110/115 (1 Cto.)	15
Torres/postes	57,5/66 (1 o 2 Ctos.)	15

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas - RETIE

### 5.3 TAXONOMÍA

La definición de la taxonomía consideró la línea de transmisión de 115 kV Paipa - Diaco como un conjunto de componentes que interactuando entre si constituyen un sistema y que el objetivo del desarrollo de la metodología es proporcionar un alcance que permita la toma de decisiones adecuada para gestionar un plan de mantenimiento. Al ser considerada como una línea de corta longitud y verificar que las estructuras están ubicadas en condiciones atmosféricas y sociales similares, que en su recorrido no se presentan consideraciones especiales que requieran definir una clasificación especial se definió la taxonomía de la línea de transmisión como se presenta a continuación:

Figura 20. Taxonomía del sistema.

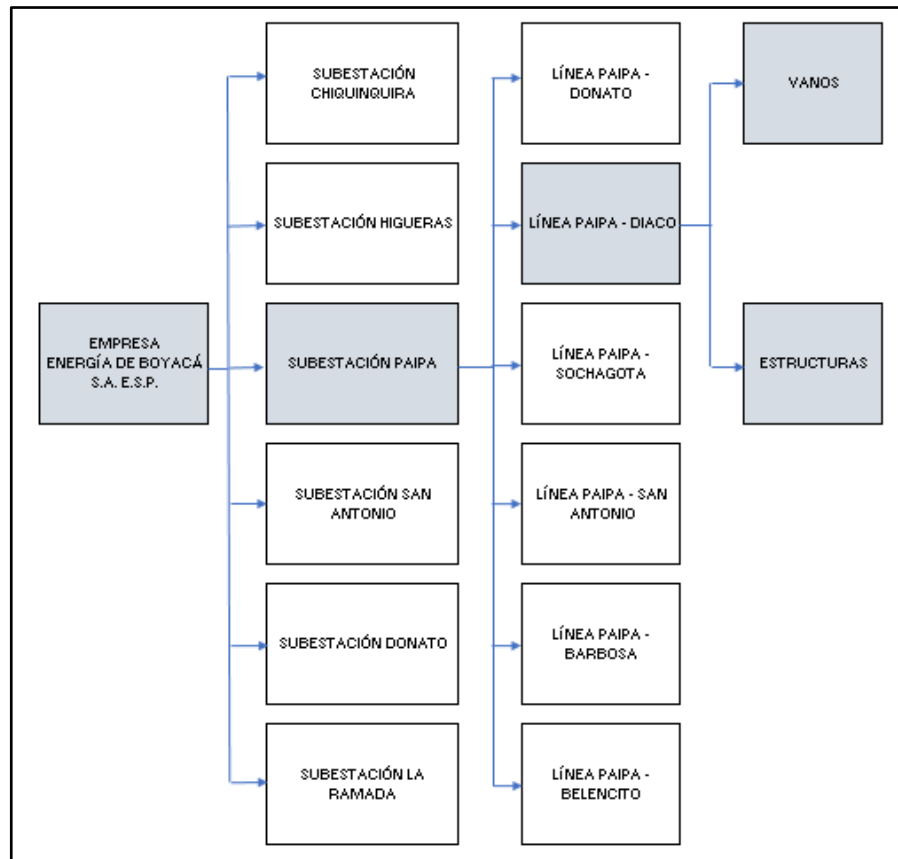
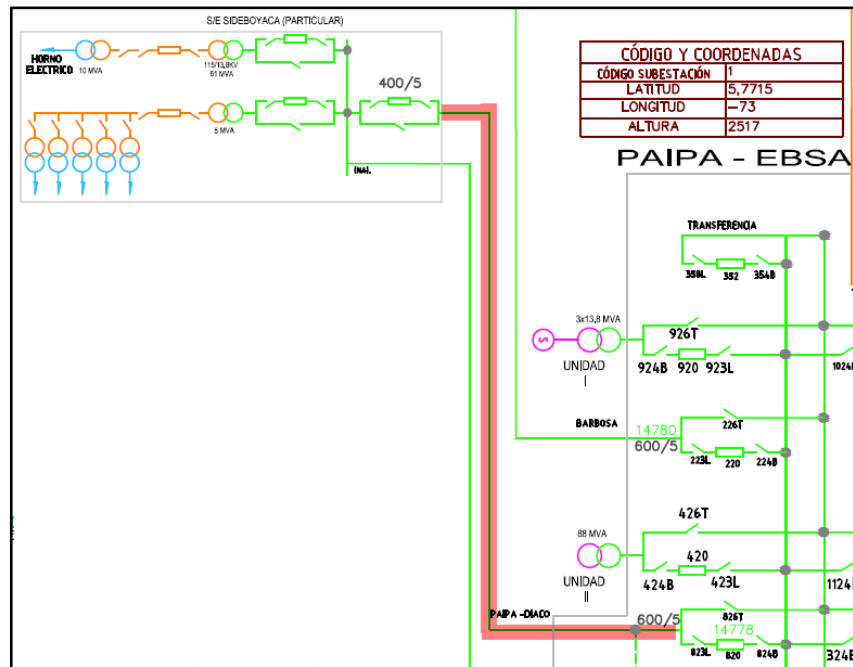


Figura 21. Diagrama unifilar línea 115 kV Paipa - Diaco.



Fuente: Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

## 5.4 FUNCIONES Y ANÁLISIS DE FALLAS FUNCIONALES

Con el principio que el activo objeto de estudio debe cumplir con unos parámetros de funcionamiento deseado por los usuarios dentro de las condiciones de diseño y el contexto operativo se definieron la función primaria y las funciones secundarias. Ver Tabla 12. Definición de funciones.

La falla funcional de un equipo es la pérdida de la capacidad de desarrollar su principio de funcionamiento de forma total, parcial o desarrollar un funcionamiento erróneo. Estos eventos deben ser analizados en cada una de las condiciones de operación del equipo.

Tabla 12. Definición de funciones.

ELEMENTO DE ESTUDIO	FUNCIONES
Vanos y Estructuras de Línea 115 kV Paipa - Diaco	Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año
	Disipar las descargas atmosféricas aceptando un nivel de desenergización del activo en razón de no más de tres (3) salidas de la línea por cada 100 km al año
	Posibilitar la comunicación de señales de teleprotección entre subestaciones y hacia el Centro de Control a través de conductor de Fibra Optica en un nivel de disponibilidad mínimo de 99,9%
	Advertir la presencia de conductores de transporte de energía y cable de guarda en zonas de incidencia de tráfico aéreo en cumplimiento de la reglamentación aeronáutica
	Comunicar el potencial riesgo eléctrico por la presencia de infraestructura en forma clara a las personas
	Informar a los trabajadores la numeración de las estructuras e identificación del circuito a las que pertenecen
	Cumplir con las distancias de seguridad de la línea de transmisión y las zonas de servidumbre de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Artículo 13 del RETIE
	Asegurar el cumplimiento de los niveles mínimos de campos electromagnéticos y de radio interferencia permisibles en las zonas de servidumbre de acuerdo con lo establecido en el RETIE
Proteger la integridad de las personas mediante la evaluación de riesgos eléctricos por tensiones de paso y de contacto de acuerdo con lo establecido en el RETIE	

## 5.5 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA Y SUS EFECTOS

El modo de falla definido como el evento o mecanismo que causa la falla funcional fue descrito para cada una de ellas en el desarrollo de la metodología, presentando como referencia los siguientes modos para la falla funcional número 2.

Mediante este análisis se permitió describir los efectos que se producen a partir de la ocurrencia de los modos de falla. La descripción del efecto contempló aspectos

como la incidencia que el efecto podría causar a la seguridad de las personas y el medio ambiente, las consecuencias operacionales, los daños físicos a la infraestructura, al medio y las posibles intervenciones correctivas que se requerirían para la corrección de la condición junto a la proyección económica. Adicionalmente se efectuó el análisis de si la falla por si misma era evidente para el operador en las condiciones normales, lo cual responde al primer cuestionamiento del diagrama de decisión utilizado, consignando su resultado en la hoja de trabajo como Falla Oculta

Tabla 13. Modo de falla función 2.

ELEMENTO DE ESTUDIO	COD. FUNC.	FUNCIONES	COD. FAIL. FUNC.	DESCRIPCIÓN FALLA FUNCIONAL	COD. MODE. FAIL.	MODO DE FALLA
Vanos y Estructuras de Línea 115 kV Paipa - Diaco	2	Disipar las descargas atmosféricas aceptando un nivel de desenergización del activo en razón de no más de tres (3) salidas de la línea por cada 100 km al año	A	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	1	Cable de guarda suelto por vibración y/o mal ajuste
			A	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	2	Cable de guarda roto por impacto de descarga atmosférica
			A	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	3	Conductor bajante de estructura desconectado del sistema de puesta a tierra por rotura
			A	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	4	Estructura en terreno altamente resistivo superior a 20 $\Omega$

Tabla 14. Análisis de efectos

MODO DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)
Conductor de potencia roto por impacto de descarga atmosférica	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv.	N

## 5.6 ANALISIS DE RIESGO

La valoración de riesgo permite establecer si los modos de falla son tolerables, inadmisibles o si puedan ser llevados a falla. Identificados los efectos que se producen sobre la seguridad de las personas, el medio ambiente, los impactos económicos, a la imagen corporativa o al contexto operacional se valoran frente a la “Matriz de Riesgo” y son ponderados por el mayor de los impactos.

En el presente desarrollo, se verificó al interior de la Empresa de Energía de Boyacá la existencia de la matriz de riesgo para las actividades de Mantenimiento del Sistema, que se encuentra en aprobación como requisito dentro del proceso de recertificación de la ISO 9001:2015 y que se presenta a continuación:

Tabla 15. Matriz de Riesgo – Mantenimiento del Sistema.

METODOLOGÍA DE RIESGOS					MATRIZ DE RIESGO PROCESOS				
TABLA PARA VALORACIÓN DE LA PROBABILIDAD					Mantenimiento del Sistema				
Probabilidad	Definición	Probabilidad estadística	Frecuencia	Valor	A	B	C	D	E
Frecuente	Alta probabilidad de ocurrencia; es probable que ocurra muchas veces.	> 84% <= 100	Más de 10 veces al año.	5	Medio	Alto	Alto	Muy Alto	Muy Alto
Probable	Significativa probabilidad de ocurrencia; es probable que ocurra varias veces.	> 50% <= 84%	Entre 1 vez y 10 veces al año.	4	Medio	Medio	Alto	Alto	Muy Alto
Ocasional	Mediana probabilidad de ocurrencia; es probable que ocurra algunas veces.	>16% <= 50%	Una vez entre 1 y 5 años.	3	Bajo	Medio	Medio	Alto	Alto
Remota	Baja probabilidad de ocurrencia; es poco probable que ocurra pero es posible.	>2% <= 16%	Una vez entre los 5 y los 20 años.	2	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Alto
Improbable	Es casi imposible que ocurra; puede ocurrir en circunstancias excepcionales.	0% <= 2%	Una vez en 20 o más años.	1	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio
CATEGORÍA					Insignificante	Menor	Moderada	Mayor	Catastrófica
SEGURIDAD					Ningún tipo de lesión	Incapacidad temporal (> 1 día)	Incapacidad temporal (entre 2 y 5 días)	Incapacidad permanente (parcial o total)	Muertes
AMBIENTAL					Ningún efecto	Efecto leve	Contaminación localizada	Contaminación mayor	Contaminación irreparable
FINANCIERA					Ninguna	Menor a \$ 10 M	Entre \$10 M y \$ 100 M	Entre \$100 M y \$1.000 M	Mayor a \$ 1.000 M
IMAGEN CORPORATIVA					Ningún impacto	Difusión interna del evento	Difusión Local del evento	Difusión Regional del evento	Difusión Nacional del evento
OPERACIONAL					Interrupción de servicio acumulada >1 hora/año	Interrupción de servicio acumulada entre 1 y 3 h/año	Interrupción de servicio acumulada entre 3 y 6 h/año	Interrupción de servicio acumulada entre 6 y 12 h/año	Interrupción de servicio acumulada superior a 12 h/año

Fuente: Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P

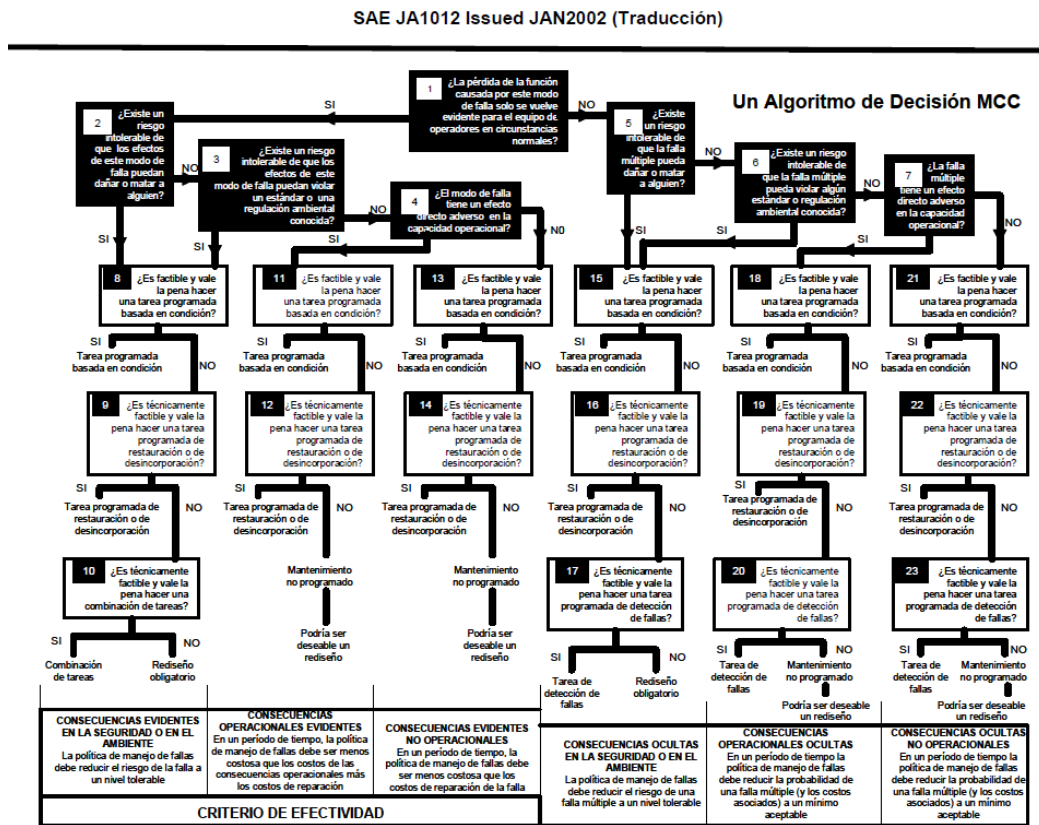
## 5.7 SELECCIÓN DE TAREAS

El desarrollo de la metodología ha permitido que con la información recopilada se puedan tomar decisiones frente a los riesgos de los modos de falla estudiados. Los tipos de tareas seleccionados fueron priorizados de acuerdo a las siguientes posibles opciones:

1. Monitoreo o análisis de condición.
2. Recuperación de la condición.
3. Cambio de partes.
4. Búsqueda de fallas.
5. Correr a falla.
6. Rediseño.

Como medio de integración para la selección de las tareas considerando las consecuencias en un único estándar se seleccionó el uso del “Diagrama de Decisión” propuesto por la SAE JA1012, el cual se utilizó con fines pedagógicos y bajo los principios de conocimiento recibidos como material de clase.

Figura 22. Diagrama de decisión SAE JA1012



Fuente: Material de clase. RCM. Especialización Gerencia de Mantenimiento

## **5.8 PLAN DE MANTENIMIENTO**

Con la selección adecuada de las tareas se procedió a la estructuración del Plan de Mantenimiento, mediante la determinación de intervalos de intervención basados en la criticidad del riesgo evaluado, la frecuencia de la tarea basada en la condición, los costos y tiempos de intervención de tal forma que puedan ser ajustables en la medida que se evalué el comportamiento en la eficiencia y efectividad en los resultados. La estructuración del Plan incluyó la definición de la responsabilidad de las actividades de mantenimiento basado en los conocimientos técnicos y específicos que sobre el objeto de estudio se debe tener y adicionalmente se elaboró listado de materiales y herramientas eventualmente necesarios en la ejecución del plan.

## 6. CONCLUSIONES

Los activos de transmisión de energía eléctrica y específicamente las líneas, son de vital importancia dentro del sistema eléctrico nacional y mundial, dado que son las que permiten el transporte de energía desde las generadoras a los centros de transformación y distribución. De tal forma que la disponibilidad de estas debe tender a ser la máxima posible, en atención a la proporcionalidad de costos que implica esta condición. Estos costos están sujetos a dimensionar adecuadamente las actividades de mantenimiento y los tiempos de indisponibilidad por intervenciones programadas, de allí la importancia que recobra el estructurar un eficiente Plan de Mantenimiento.

El desarrollo de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM permitió mediante la resolución de los cuestionamientos planteados definir y analizar las fallas funcionales, los modos de falla, los riesgos en seguridad, medio ambiente, operacionales y las consecuencias con probabilidad de ocurrencia sobre la línea de transmisión a 115 kV Paipa - Diaco, de forma que el planteamiento de estos escenarios permitió la toma de decisiones frente a las tareas óptimas de mantenimiento requeridas para el mencionado activo.

Partiendo de los resultados de la aplicación del RCM se obtuvo insumo suficiente para el diseño de un Plan de Mantenimiento específico para la línea 115 kV Paipa – Diaco de propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá, en donde se listaron el grupo de actividades de mantenimiento necesarias, el responsable calificado para liderar su ejecución y la periodicidad de intervención estimada de acuerdo con la criticidad de los riesgos evaluados y los intervalos de la tarea con base en la condición de los componentes.

El diseño del Plan de Mantenimiento estructurado mediante la aplicación de la metodología RCM está orientado al cumplimiento de los requerimientos regulatorios y establece bases sólidas para la gestión eficiente del activo en procura de minimizar la probabilidad de materialización de los modos de falla analizados.

## BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS - ACIEM. COMISIÓN DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS. Glosario de términos de mantenimiento en Colombia. Bogotá. Asociación colombiana de ingenieros – ACIEM Capitulo Cundinamarca, 2018. 45 p

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ. Misión, Visión, Objeto social, Valores. [En línea]. Consultado el 16 de junio de 2018. Disponible: <https://www.ebsa.com.co/web/2017/misi%c3%b3n%2c-visi%c3%b3n.html>

ENGINEERING SOCIETY FOR ADVANCING MOBILITY LAND SEA AIR AND SPACE. Norma SAE JA1011, Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad, 1999.

GONZALEZ – LONGATT, Francisco M. Elementos de líneas de transmisión aéreas. [En línea]. Consultado el 27 de julio de 2018. Disponible: [https://www.researchgate.net/publication/296282681\\_Capitulo\\_1\\_Elementos\\_de\\_Lineas\\_de\\_Transmision\\_Aereas](https://www.researchgate.net/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas)

GUTIERREZ GALLEGO, Jaime Andrés. Desarrollo de una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para líneas de transmisión en alta tensión. Pereira: Proyecto de grado (Ingeniería eléctrica). Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación, 2008. 94 p.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DE COLOMBIA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. RETIE. [En línea]. Consultado el 30 de septiembre de 2018.

Disponible:

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/712360/Anexo+General+del+RETIE+2013.pdf/14fa9857-1697-44ed-a6b2-f6dc570b7f43>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DE COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 097 del 26 de septiembre de 2008.

[En línea]. Consultado el 15 de julio de 2018. Disponible:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dba6c9018b37ce0525785a007a709b/\\$FILE/Creg097-2008.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dba6c9018b37ce0525785a007a709b/$FILE/Creg097-2008.pdf)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DE COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 015 del 29 de enero de 2018. [En

línea]. Consultado el 20 de agosto de 2018. Disponible:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad - RCM II. Buenos Aires:

Edición en español por Aladon LLC, 2004. p.p. 1-21.

ORTIZ PLATA, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Bogotá. Especialización de gerencia de mantenimiento.

Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas.

Escuela de Ingeniería Mecánica. 2017.

ORTIZ PLATA, Daniel. Memorias Curso optimización del plan de mantenimiento aplicando RCM. - Bogotá. Asociación Colombiana de Ingenieros – ACIEM. 2018.

PATIÑO RODRIGUEZ, Mauricio. Metodología de implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad para las líneas de transmisión de energía eléctrica de propiedad de CODENSA S.A. E.S.P. Bucaramanga: Proyecto de grado (Especialista en gerencia de mantenimiento). Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería mecánica. 2011. 109 p.

RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de distribución de energía. Manizales: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004. p. 74-81.

## ANEXOS

### ANEXO A. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA RCM APLICADA AL ACTIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA A 115 KV PAIPA – DIACO PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de potencia roto por impacto de descarga atmosférica	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv	N	MEDIO	CORRER A FALLA			Coordinador de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de potencia roto por contacto y/o caída de árbol	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv	N	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre - Ante la presencia de vegetación realizar la intervención forestal que corresponda (tala - poda)	12	Ingeniero Forestal
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de potencia roto por contacto y/o acercamiento con otros conductores	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, sobretensiones en conductor de menor nivel de tensión, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv	N	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo - Si se reporta condición realizar actividad de tensionado de conductores	12	Ingeniero de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de potencia en contacto y/o acercamiento con partes metálicas	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 3 horas; costo estimado de reparación: 20 a 35 smmlv.	N	MEDIO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura identificando condiciones de riesgo - Si se reporta condición realizar intervención preventiva	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de potencia deformado por procedimiento de instalación inadecuado	El sistema eléctrico de potencia no se ve interrumpido, no hay pérdida en el flujo de energía, la línea de transmisión continua energizada, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, no se producen efectos negativos en la producción del cliente industrial, daño físico: degradación y debilitamiento del conductor; tiempo mínimo de localización del modo de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con puentes de derivación cambio de conductor ante deterioro acelerado	12	Inspector Ultrasonido
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de potencia deformado por modos de falla previos	El sistema eléctrico de potencia no se ve interrumpido, no hay pérdida en el flujo de energía, la línea de transmisión continua energizada, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, no se producen efectos negativos en la producción del cliente industrial, daño físico: degradación y debilitamiento del conductor; tiempo mínimo de localización del modo de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con puentes de derivación cambio de conductor ante deterioro acelerado	12	Inspector Ultrasonido
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Cable de guarda roto en cortocircuito con conductor de potencia	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, sobretensiones en conductor de menor nivel de tensión, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv.	N	ALTO	CORRER A FALLA			Coordinador de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Herrajería de retensión y/o suspensión rota por fatiga del material	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, sobretensiones en conductor de menor nivel de tensión, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50	N	BAJO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Herrajería de retensión y/o suspensión rota por corrosión del material	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel medio de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, sobretensiones en conductor de menor nivel de tensión, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50	N	BAJO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Herrajería suelta por vibración y/o mal ajuste	El sistema eléctrico de potencia no se ve interrumpido, no hay pérdida en el flujo de energía, la línea de transmisión continua energizada, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, no se producen efectos negativos en la producción del cliente industrial, daño físico: degradación y debilitamiento del conductor, incremento de la tensión mecánica; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv.	S	BAJO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Aisladores de cadena rotos y/o fisurados por impactos de descargas atmosféricas	El sistema eléctrico de potencia posiblemente pueda verse interrumpido por la disminución del BIL de aislamiento, si la condición es crítica la probabilidad de desenergización de la línea de transmisión es alta, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, podrían producirse efectos negativos en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, daño físico: degradación del sistema de aislamiento, aparición de fenómenos de descargas parciales, tracking, efecto corona y pérdidas de energía; costo estimado de reparación: 20 a 35 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura - reposición de aisladores fallados	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Aisladores de cadena rotos y/o fisurados por actos vandálicos	El sistema eléctrico de potencia posiblemente pueda verse interrumpido por la disminución del BIL de aislamiento, si la condición es crítica la probabilidad de desenergización de la línea de transmisión es alta, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, podrían producirse efectos negativos en la producción del cliente industrial por eventual desconexión de la línea, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, daño físico: degradación del sistema de aislamiento, aparición de fenómenos de descargas parciales, tracking, efecto corona y pérdidas de energía; costo estimado de reparación: 20 a 35 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura - reposición de aisladores fallados	12	Ingeniero de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año.	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Aisladores de cadena rotos y/o fisurados por carbonización del aislamiento	El sistema eléctrico de potencia posiblemente pueda verse interrumpido por la disminución del BIL de aislamiento, si la condición es crítica la probabilidad de desenergización de la línea de transmisión es alta, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, podrían producirse efectos negativos en la producción del cliente industrial por eventual desconexión de la línea, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, daño físico: degradación del sistema de aislamiento, aparición de fenómenos de descargas parciales, tracking, efecto corona y pérdidas de energía; costo estimado de reparación: 20 a 35 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura - reposición de aisladores fallados	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año.	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Aisladores de cadena sucios por polución en el medio	El sistema eléctrico de potencia no se ve interrumpido, disminución del BIL de aislamiento, la línea de transmisión continua energizada, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, no se producen efectos negativos en la producción del cliente industrial, degradación del sistema de aislamiento, aparición de fenómenos de descargas parciales, tracking, efecto corona y pérdidas de energía; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con ambientes contaminados - limpieza de aisladores	12	Inspector Ultrasonido
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año.	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de puente de derivación roto por efecto de punto caliente	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas por ruralidad del circuito, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente por trazado rural del circuito, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: rotura de conductor, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 20 a 35 smmlv.	N	ALTO	MONITOREO	Inspección predictiva mediante termografía a estructuras con puentes de derivación abiertos - ante la condición realizar retorque de grapas o reposición de las mismas	6	Inspector Termográfico
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año.	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de puente de derivación deformado por instalación inadecuada	El sistema eléctrico de potencia no se ve interrumpido, no hay pérdida en el flujo de energía, la línea de transmisión continua energizada, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, no se producen efectos negativos en la producción del cliente industrial, daño físico: degradación y debilitamiento del conductor; tiempo mínimo de localización del modo de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv.	S	BAJO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año.	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Conductor de puente de derivación deformado por efecto de sobrecargas	El sistema eléctrico de potencia no se ve interrumpido, no hay pérdida en el flujo de energía, la línea de transmisión continua energizada, nivel bajo de amenaza para la seguridad de las personas, nivel bajo de amenaza para el medio ambiente, no se producen efectos negativos en la producción del cliente industrial, daño físico: degradación y debilitamiento del conductor; tiempo mínimo de localización del modo de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con puentes de derivación - cambio de conductor ante deterioro acelerado	12	Inspector Ultrasonido

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/NI)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Estructura metálica colapsada por fallas geológicas	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, potencial amenaza para la seguridad de las personas, potencial amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, elaboración de presupuestos, reserva de recursos económicos, tiempos de espera de diseño y fabricación de la estructura, daño físico: finalización de la vida útil de la estructura, tiempo mínimo de localización de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 semanas; costo estimado de reparación: 150 a 250 smmlv	N	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura	12	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Estructura metálica averiada o colapsada por corrosión de las bases metálicas	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, potencial amenaza para la seguridad de las personas, potencial amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, elaboración de presupuestos, reserva de recursos económicos, tiempos de espera de diseño y fabricación de la estructura, daño físico: finalización de la vida útil de la estructura, tiempo mínimo de localización de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 semanas; costo estimado de reparación: 150 a 250 smmlv	N	MEDIO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la estructura - limpieza, lijado y pintura de montantes afectados	18	Ingeniero de Mantenimiento
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Estructura metálica averiada o colapsada por caída de árbol	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, potencial amenaza para la seguridad de las personas, potencial amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, elaboración de presupuestos, reserva de recursos económicos, tiempos de espera de diseño y fabricación de la estructura, daño físico: finalización de la vida útil de la estructura, tiempo mínimo de localización de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 semanas; costo estimado de reparación: 150 a 250 smmlv	N	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre - Ante la presencia de vegetación realizar la intervención forestal que corresponda (tala - poda)	12	Ingeniero Forestal
Mantener la disponibilidad para el transporte de energía de la línea 115 kV PAIPA - DIACO desde el vano que conecta el pórtico de salida de la subestación PAIPA hasta el vano delante de la última estructura que conecta con el pórtico de la subestación DIACO, con un nivel de indisponibilidad máximo de 12 horas/año	Totalmente incapaz de transportar energía eléctrica con un nivel de indisponibilidad superior a 15 horas/año.	Estructura metálica caída por terrorismo o actos vandálicos	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, potencial amenaza para la seguridad de las personas, potencial amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, elaboración de presupuestos, reserva de recursos económicos, tiempos de espera de diseño y fabricación de la estructura, daño físico: finalización de la vida útil de la estructura, tiempo mínimo de localización de falla: 2 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 semanas; costo estimado de reparación: 150 a 250 smmlv	N	MEDIO	CORRER A FALLA	Restauración de la función mediante intervención correctiva- Reposición de la estructura		Ingeniero de Mantenimiento
Disipar las descargas atmosféricas aceptando un nivel de desenergización del activo en razón de no más de tres (3) salidas de la línea por cada 100 km al año	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	Cable de guarda suelto por vibración y/o mal ajuste	El sistema de puesta a tierra se encuentra deshabilitado, imposibilidad de facilitar la descarga a tierra de las sobretensiones originadas por la descarga atmosférica, posible interrupción transitoria del fluido eléctrico, indisponibilidad de corta duración del activo, restauración del sistema en pocos minutos, potencial amenaza para la seguridad de las personas por potencial riesgo eléctrico, potencial amenaza para el medio ambiente, pérdida momentánea de la capacidad productiva del cliente industrial, requiere preparación para el arranque y toma progresiva de carga, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio daño físico: deterioro del sistema de puesta a tierra y del sistema de aislamiento, tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv	S	MEDIO	CORRER A FALLA			Coordinador de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Disipar las descargas atmosféricas aceptando un nivel de desenergización del activo en razón de no más de tres (3) salidas de la línea por cada 100 km al año	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	Cable de guarda roto por impacto de descarga atmosférica	El sistema de puesta a tierra se encuentra deshabilitado, imposibilidad de facilitar la descarga a tierra de las sobretensiones originadas por la descarga atmosférica, posible interrupción transitoria del fluido eléctrico, indisponibilidad de corta duración del activo, restauración del sistema en pocos minutos, potencial amenaza para la seguridad de las personas por potencial riesgo eléctrico, potencial amenaza para el medio ambiente, pérdida momentánea de la capacidad productiva del cliente industrial, requiere preparación para el arranque y toma progresiva de carga, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio daño físico: deterioro del sistema de puesta a tierra y del sistema de aislamiento, tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv	S	MEDIO	CORRER A FALLA			Coordinador de Mantenimiento
Disipar las descargas atmosféricas aceptando un nivel de desenergización del activo en razón de no más de tres (3) salidas de la línea por cada 100 km al año	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	Conductor bajante de estructura roto y desconectado del sistema de puesta a tierra	El sistema de puesta a tierra se encuentra deshabilitado, imposibilidad de facilitar la descarga a tierra de las sobretensiones originadas por la descarga atmosférica, posible interrupción transitoria del fluido eléctrico, indisponibilidad de corta duración del activo, restauración del sistema en pocos minutos, potencial amenaza para la seguridad de las personas por potencial riesgo eléctrico, potencial amenaza para el medio ambiente, pérdida momentánea de la capacidad productiva del cliente industrial, requiere preparación para el arranque y toma progresiva de carga, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio daño físico: deterioro del sistema de puesta a tierra y del sistema de aislamiento, tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv	S	ALTO	MONITOREO	Medición de valores de resistencia del sistema de puesta a tierra	24	Coordinador de Mantenimiento
Disipar las descargas atmosféricas aceptando un nivel de desenergización del activo en razón de no más de tres (3) salidas de la línea por cada 100 km al año	Incapacidad de evitar la desenergización del activo por la no disipación de descargas atmosféricas a una tasa superior de la aceptada.	Sistema de puesta a tierra ineficiente por resistencia de terreno superior a 20 Ω	El sistema de puesta a tierra es ineficiente, imposibilidad de facilitar la descarga a tierra de las sobretensiones originadas por la descarga atmosférica, posible interrupción transitoria del fluido eléctrico, indisponibilidad de corta duración del activo, restauración del sistema en pocos minutos, potencial amenaza para la seguridad de las personas por factor de riesgo eléctrico, potencial amenaza para el medio ambiente, pérdida momentánea de la capacidad productiva del cliente industrial, requiere preparación para el arranque y toma progresiva de carga, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, se requiere realizar mediciones para determinar el tipo de tratamiento de optimización de la condición, daño físico: deterioro del sistema de puesta a tierra y del sistema de aislamiento, tiempo mínimo de reparación: 1 hora; costo estimado de	S	ALTO	MONITOREO	Medición de la resistividad del terreno - Tratamiento de mejoramiento del SPT	12	Coordinador de Mantenimiento
Posibilitar la comunicación de señales de teleprotección entre subestaciones y hacia el Centro de Control a través de conductor de Fibra Óptica en un nivel de disponibilidad mínimo de 99.9%	No permite el enlace de comunicación de señales.	Conductor de Fibra Óptica roto por inadecuado proceso de instalación	Enlace de comunicación inhabilitado, se produce indisponibilidad del sistema de comunicaciones imposibilitando la supervisión y maniobrabilidad remota del activo, bajo nivel de amenaza para la seguridad de las personas, bajo nivel de amenaza para el medio ambiente, pérdida de la capacidad operativa, requiere activación de plan de contingencia para monitoreo/maniobras de activos a través de la operación local, daño físico: rotura del conductor de F.O., tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv	S	BAJO	CORRER A FALLA			Coordinador de Mantenimiento
Posibilitar la comunicación de señales de teleprotección entre subestaciones y hacia el Centro de Control a través de conductor de Fibra Óptica en un nivel de disponibilidad mínimo de 99.9%	No permite el enlace de comunicación de señales.	Conductor de Fibra Óptica roto por caída de árbol	Enlace de comunicación inhabilitado, se produce indisponibilidad del sistema de comunicaciones imposibilitando la supervisión y maniobrabilidad remota del activo, bajo nivel de amenaza para la seguridad de las personas, bajo nivel de amenaza para el medio ambiente, pérdida de la capacidad operativa, requiere activación de plan de contingencia para monitoreo/maniobras de activos a través de la operación local, daño físico: rotura del conductor de F.O., tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv	S	BAJO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre - Ante la presencia de vegetación realizar la intervención forestal que corresponda (tala - poda)	12	Ingeniero Forestal
Posibilitar la comunicación de señales de teleprotección entre subestaciones y hacia el Centro de Control a través de conductor de Fibra Óptica en un nivel de disponibilidad mínimo de 99.9%	No permite el enlace de comunicación de señales.	Empalme de conductor de Fibra Óptica abierto por inadecuado proceso de instalación	Enlace de comunicación inhabilitado, se produce indisponibilidad del sistema de comunicaciones imposibilitando la supervisión y maniobrabilidad remota del activo, bajo nivel de amenaza para la seguridad de las personas, bajo nivel de amenaza para el medio ambiente, pérdida de la capacidad operativa, requiere activación de plan de contingencia para monitoreo/maniobras de activos a través de la operación local, daño físico: rotura del conductor de F.O., tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 10 a 20 smmlv	S	BAJO	CORRER A FALLA			Coordinador de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/NI)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Advertir la presencia de conductores de transporte de energía y cable de guarda en zonas de incidencia de tráfico aéreo en cumplimiento de la reglamentación aeronáutica	No permite advertir la presencia de conductores de transporte de energía eléctrica.	Balizas de señalización inexistentes al no considerarse el tráfico aéreo en la etapa de diseño	Deficiencia en sistema de señalización del obstáculo en los conductores de potencia y/o guarda, incumplimiento de requerimientos legales en cuanto a seguridad aérea, nivel de amenaza para la seguridad de las personas de acuerdo con tránsito aéreo de la zona, bajo nivel de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial caída de conductores de potencia y/o guarda, posible indisponibilidad del sistema eléctrico; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente.	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección de los elementos de señalización existentes - reposición de faltantes	12	Coordinador de Mantenimiento
Advertir la presencia de conductores de transporte de energía y cable de guarda en zonas de incidencia de tráfico aéreo en cumplimiento de la reglamentación aeronáutica	Advierte parcialmente la presencia de conductores.	Balizas de señalización sueltas y/o caídas por inapropiado sistema de fijación	Deficiencia en sistema de señalización del obstáculo en los conductores de potencia y/o guarda, nivel de amenaza para la seguridad de las personas de acuerdo con tránsito aéreo de la zona, bajo nivel de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial caída de conductores de potencia y/o guarda, posible indisponibilidad del sistema eléctrico, requiere la reposición o mejoramiento del sistema de fijación de la baliza en sí; tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación 5 a 10 smmlv.	S	BAJO	MONITOREO	Inspección de los elementos de señalización existentes - reposición de faltantes	12	Coordinador de Mantenimiento
Advertir la presencia de conductores de transporte de energía y cable de guarda en zonas de incidencia de tráfico aéreo en cumplimiento de la reglamentación aeronáutica	Advierte parcialmente la presencia de conductores.	Balizas de señalización deterioradas por degradación del material	Deficiencia en sistema de señalización del obstáculo en los conductores de potencia y/o guarda, nivel de amenaza para la seguridad de las personas de acuerdo con tránsito aéreo de la zona, bajo nivel de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial caída de conductores de potencia y/o guarda, posible indisponibilidad del sistema eléctrico, requiere la reposición o mejoramiento del sistema de fijación de la baliza en sí; tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación 5 a 10 smmlv.	S	BAJO	MONITOREO	Inspección y seguimiento del proceso de degradación	24	Coordinador de Mantenimiento
Advertir la presencia de conductores de transporte de energía y cable de guarda en zonas de incidencia de tráfico aéreo en cumplimiento de la reglamentación aeronáutica	Advierte parcialmente la presencia de conductores.	Balizas de señalización sucias por polución en el ambiente	Deficiencia en sistema de señalización del obstáculo en los conductores de potencia y/o guarda, incumplimiento de requerimientos legales en cuanto a seguridad aérea, nivel de amenaza para la seguridad de las personas de acuerdo con tránsito aéreo de la zona, bajo nivel de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial caída de conductores de potencia y/o guarda, posible indisponibilidad del sistema eléctrico, requiere intervenciones de limpieza; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente. tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación 5 a 10 smmlv.	S	BAJO	MONITOREO	Inspección y seguimiento del proceso de degradación	24	Coordinador de Mantenimiento
Comunicar el potencial riesgo eléctrico por la presencia de infraestructura en forma clara a las personas	No puede comunicar el potencial riesgo eléctrico a las personas.	Señales de seguridad inexistentes por no cumplimiento de reglamentación	Deficiencia en sistema de señalización de seguridad, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, nivel alto de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente, pérdidas económicas para la organización representativas, tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: ante pérdidas humanas es incalculable	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección de los elementos de seguridad existentes - reposición de los elementos faltantes	12	Coordinador de Mantenimiento
Comunicar el potencial riesgo eléctrico por la presencia de infraestructura en forma clara a las personas	No puede comunicar el potencial riesgo eléctrico a las personas.	Señales de seguridad hurtadas en actos vandálicos	Deficiencia en sistema de señalización de seguridad, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, nivel alto de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente, pérdidas económicas para la organización representativas, requiere la adquisición e instalación de la señalización, tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: ante pérdidas humanas es incalculable	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección de los elementos de seguridad existentes - reposición de los elementos faltantes	12	Coordinador de Mantenimiento
Comunicar el potencial riesgo eléctrico por la presencia de infraestructura en forma clara a las personas	Comunica parcialmente el potencial riesgo eléctrico a las personas.	Señales de seguridad deterioradas por efecto de exposición a la intemperie	Deficiencia en sistema de señalización de seguridad, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento parcial de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, nivel alto de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente, pérdidas económicas para la organización representativas, requiere la reposición y/o restauración de la señalización, tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: ante pérdidas humanas es incalculable	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección y seguimiento del proceso de degradación	12	Coordinador de Mantenimiento
Comunicar el potencial riesgo eléctrico por la presencia de infraestructura en forma clara a las personas	Comunica parcialmente el potencial riesgo eléctrico a las personas.	Señales de seguridad sueltas y/o caídas por inapropiado sistema de fijación	Deficiencia en sistema de señalización de seguridad, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento parcial de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, nivel alto de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente, pérdidas económicas para la organización representativas, requiere la reposición y/o restauración de la señalización, tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: ante pérdidas humanas es incalculable	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección de los elementos de seguridad existentes - Retorque o cambio del sistema de fijación	12	Coordinador de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/NI)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Comunicar el potencial riesgo eléctrico por la presencia de infraestructura en forma clara a las personas	Comunica parcialmente el potencial riesgo eléctrico a las personas.	Señales de seguridad violentadas con pintura, adhesivos, rayones distorsionando el mensaje	Deficiencia en sistema de señalización de seguridad, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento parcial de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, nivel alto de riesgo para el medio ambiente, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente, pérdidas económicas para la organización representativas, requiere la reposición y/o restauración de la señalización, tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: <del>ante pérdidas humanas es incalculable</del>	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección de los elementos de seguridad existentes - reposición de los elementos deteriorados	12	Coordinador de Mantenimiento
Informar a los trabajadores la numeración de las estructuras e identificación del circuito a las que pertenecen	No permite informar la numeración de las estructuras ni la identificación del circuito.	Señales informativas inexistentes por no cumplimiento de reglamentación	Deficiencia en sistema de información, potencial riesgo de equivocación en el desplazamiento de personal técnico a la infraestructura, nivel de riesgo bajo para la integridad de las personas, cualquier intervención sobre la infraestructura debe cumplir con reglas de oro en donde se podrá identificar factor de riesgo eléctrico minimizando la incidencia del evento, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos sancionatorios, costo medio por pérdida de la imagen corporativa, nivel bajo de riesgo para el medio ambiente, requiere la adquisición e instalación de la señalización, tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 5 a 10 smmly	S	MEDIO	MONITOREO	Inspección de los elementos informativos existentes - reposición de los elementos faltantes	12	Coordinador de Mantenimiento
Informar a los trabajadores la numeración de las estructuras e identificación del circuito a las que pertenecen	No permite informar la numeración de las estructuras ni la identificación del circuito.	Señales informativas hurtadas en actos vandálicos	Deficiencia en sistema de información, potencial riesgo de equivocación en el desplazamiento de personal técnico a la infraestructura, nivel de riesgo bajo para la integridad de las personas, cualquier intervención sobre la infraestructura debe cumplir con reglas de oro en donde se podrá identificar factor de riesgo eléctrico minimizando la incidencia del evento, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos sancionatorios, costo medio por pérdida de la imagen corporativa, nivel bajo de riesgo para el medio ambiente, requiere la adquisición e instalación de la señalización, tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 5 a 10 smmly	S	BAJO	MONITOREO	Inspección de los elementos informativos existentes - reposición de los elementos faltantes	12	Coordinador de Mantenimiento
Informar a los trabajadores la numeración de las estructuras e identificación del circuito a las que pertenecen	Informa parcialmente la numeración de las estructuras y la identificación del circuito.	Señales informativas deterioradas por efecto de exposición a la intemperie	Deficiencia en sistema de información, potencial riesgo de equivocación en el desplazamiento de personal técnico a la infraestructura, nivel de riesgo bajo para la integridad de las personas, cualquier intervención sobre la infraestructura debe cumplir con reglas de oro en donde se podrá identificar factor de riesgo eléctrico minimizando la incidencia del evento, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos sancionatorios, costo medio por pérdida de la imagen corporativa, nivel bajo de riesgo para el medio ambiente, requiere la reposición y/ restauración de la señalización, tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 5 a 10 smmly	S	BAJO	MONITOREO	Inspección y seguimiento del proceso de degradación	12	Coordinador de Mantenimiento
Informar a los trabajadores la numeración de las estructuras e identificación del circuito a las que pertenecen	Informa parcialmente la numeración de las estructuras y la identificación del circuito.	Señales informativas sueltas y/o caídas por inapropiado sistema de fijación	Deficiencia en sistema de información, potencial riesgo de equivocación en el desplazamiento de personal técnico a la infraestructura, nivel de riesgo bajo para la integridad de las personas, cualquier intervención sobre la infraestructura debe cumplir con reglas de oro en donde se podrá identificar factor de riesgo eléctrico minimizando la incidencia del evento, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos sancionatorios, costo medio por pérdida de la imagen corporativa, nivel bajo de riesgo para el medio ambiente, requiere la reposición y/ restauración de la señalización, tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 5 a 10 smmly	S	BAJO	MONITOREO	Inspección de los elementos informativos existentes - Retorque o cambio del sistema de fijación	12	Coordinador de Mantenimiento
Informar a los trabajadores la numeración de las estructuras e identificación del circuito a las que pertenecen	Informa parcialmente la numeración de las estructuras y la identificación del circuito.	Señales informativas violentadas con pintura, adhesivos, rayones distorsionando el mensaje	Deficiencia en sistema de información, potencial riesgo de equivocación en el desplazamiento de personal técnico a la infraestructura, nivel de riesgo bajo para la integridad de las personas, cualquier intervención sobre la infraestructura debe cumplir con reglas de oro en donde se podrá identificar factor de riesgo eléctrico minimizando la incidencia del evento, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos sancionatorios, costo medio por pérdida de la imagen corporativa, nivel bajo de riesgo para el medio ambiente, requiere la reposición y/ restauración de la señalización, tiempo mínimo de reparación: 2 horas; costo estimado de reparación: 5 a 10 smmly	S	BAJO	MONITOREO	Inspección de los elementos informativos existentes - reposición de los elementos deteriorados	12	Coordinador de Mantenimiento
Cumplir las distancias de seguridad de la línea de transmisión y de las zonas de servidumbre de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Artículo 13 del RETIE	Distancias de seguridad infringidas por edificaciones, construcciones y/o vegetación	Zona de servidumbre invadida por edificaciones y construcciones desconociendo los POT	Potencial interrupción del sistema eléctrico de potencia, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, potencial efecto negativo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, reporte a las entidades estatales por la infracción a las disposiciones del POT, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente, es necesaria la reubicación del factor invasor de la zona de servidumbre; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: <del>ante pérdidas humanas es incalculable</del>	S	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo	6	Ingeniero de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODOS DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/NI)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Cumplir las distancias de seguridad de la línea de transmisión y de las zonas de servidumbre de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Artículo 13 del RETIE	Distancias de seguridad infringidas por edificaciones, construcciones y/o vegetación	Zona de servidumbre invadida por edificaciones y construcciones desconociendo los POT	Limitación de la gestión administrativa y operativa del activo, potencial evento de interrupción del sistema eléctrico de potencia, imposibilidad de ingresar a los predios para la ejecución de actividades sobre el activo, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos civiles y penales, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, reporte a las entidades judiciales para garantizar el accionamiento legal que permita el uso de la zona de servidumbre de mutuo acuerdo o mediante expropiación, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: <b>ante pérdidas humanas es incalculable</b>	S	ALTO	REDISEÑO	Reubicación de la infraestructura		Ingeniero de Mantenimiento
Cumplir las distancias de seguridad de la línea de transmisión y de las zonas de servidumbre de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Artículo 13 del RETIE	Distancias de seguridad infringidas por edificaciones, construcciones y/o vegetación	Zona de servidumbre invadida por presencia y acercamiento de especies forestales	Potencial interrupción del sistema eléctrico de potencia, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, nivel alto de amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, incumplimiento de requerimientos legales, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, alto costo por pérdida de la imagen corporativa, potencial efecto negativo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, reporte a las entidades estatales por la infracción a las disposiciones del POT, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente; costo estimado de reparación: <b>ante pérdidas humanas es incalculable</b>	S	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre - Ante la presencia de vegetación realizar la intervención forestal que corresponda (tala - poda)	12	Ingeniero Forestal
Cumplir las distancias de seguridad de la línea de transmisión y de las zonas de servidumbre de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Artículo 13 del RETIE	Distancias de seguridad infringidas entre los conductores	Conductores de potencia con pérdida de distancia de seguridad por cambio de condiciones de operación	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel alto de amenaza para la seguridad de las personas, nivel alto de amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv.	S	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo - Si se reporta condición realizar actividad de tensionado de conductores	6	Ingeniero de Mantenimiento
Cumplir las distancias de seguridad de la línea de transmisión y de las zonas de servidumbre de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Artículo 13 del RETIE	Distancias de seguridad infringidas entre los conductores	Conductores de potencia con pérdida de distancia de seguridad por inestabilidad de estructuras	El sistema eléctrico de potencia se interrumpe, no hay flujo de energía, la línea de transmisión queda desenergizada, se reporta ante el Centro Nacional de Despacho el estado de indisponibilidad del activo, nivel alto de amenaza para la seguridad de las personas, nivel alto de amenaza para el medio ambiente, posibilidad de generación de incendio forestal de acuerdo a la condición del suelo, efecto negativo directo en la producción del cliente industrial por pérdida de la capacidad de sus procesos de transformación, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, coordinación inmediata para la localización del punto de falla, gestión de la disponibilidad de personal técnico para la atención del evento, puesta en seguridad de la línea de transmisión mediante operaciones en las subestaciones de origen y fin, daño físico: caída de conductor, posible rotura de herrajería, colapsos de la estructura; tiempo mínimo de localización de falla: 3 horas; tiempo mínimo de reparación: 4 horas; costo estimado de reparación: 35 a 50 smmlv.	S	ALTO	MONITOREO	Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo - Traslado de la infraestructura	6	Ingeniero de Mantenimiento

FUNCIONES	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	DESCRIPCION DE EFECTOS	FALLA OCULTA (S/N)	NIVEL RIESGO	TIPO DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FREC. (MESES)	PERSONAL RESPONSABLE
Asegurar el cumplimiento de los niveles mínimos de campos electromagnéticos y de radio interferencia permisibles en las zonas de servidumbre de acuerdo con lo establecido en el RETIE	Niveles de campos electromagnéticos y radio interferencia superiores a los establecidos en el RETIE	Zona de servidumbre invadida por edificaciones y construcciones en exposición continua	Exposición prolongada a campos electromagnéticos y radio interferencia con incidencia directa sobre la salud de las personas, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, incumplimiento de los requerimientos legales, se requiere el aseguramiento de la zona de seguridad para las personas y el medio, reducción de los tiempos de permanencia en estas zonas, nivel de riesgo alto para la integridad de las personas, medición y evaluación periódica de los parámetros y trazabilidad de resultados; daño físico: directo a la integridad de las personas.	S	ALTO	MONITOREO	Mediciones de campos electromagnéticos y radio frecuencia en zona de servidumbre	24	Coordinador de Mantenimiento
Proteger la integridad de las personas mediante la evaluación de riesgos eléctricos por tensiones de paso y de contacto de acuerdo con lo establecido en el RETIE	Niveles de tensiones de paso y contacto superiores a los establecidos en el RETIE	Sistema de puesta a tierra aislado por oxidación de las partes de conexión	Potencial interrupción del sistema eléctrico de potencia, sistema de puesta a tierra es ineficiente, nivel alto de amenaza para la seguridad de las personas, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, incumplimiento de los requerimientos legales, pérdida momentánea de la capacidad productiva del cliente industrial, requiere preparación para el arranque y toma progresiva de carga, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, se requiere garantizar la seguridad de las personas mediante un adecuado sistema de puesta a tierra, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente: costo estimado de reparación: ante pérdidas humanas es incalculable	S	ALTO	MONITOREO	Medición de la resistividad del terreno - Tratamiento de mejoramiento del SPT	12	Coordinador de Mantenimiento
Proteger la integridad de las personas mediante la evaluación de riesgos eléctricos por tensiones de paso y de contacto de acuerdo con lo establecido en el RETIE	Niveles de tensiones de paso y contacto superiores a los establecidos en el RETIE	Sistema de puesta a tierra desconectado de la estructura metálica	Potencial interrupción del sistema eléctrico de potencia, sistema de puesta a tierra es ineficiente, nivel alto de amenaza para la seguridad de las personas, posibles procesos civiles, penales y sancionatorios, incumplimiento de los requerimientos legales, pérdida momentánea de la capacidad productiva del cliente industrial, requiere preparación para el arranque y toma progresiva de carga, pérdida económica al Operador de Red por energía no suministrada dejada de facturar, percepción negativa en la imagen y calidad del servicio, se requiere garantizar la seguridad de las personas mediante un adecuado sistema de puesta a tierra, daño físico: potencial desarrollo de factores de riesgo eléctrico, peligro inminente para la vida de las personas y el medio ambiente; tiempo mínimo de reparación: sujeto a potencialidad del evento que se presente: costo estimado de reparación: ante pérdidas humanas es incalculable	S	ALTO	MONITOREO	Medición de valores de resistencia del sistema de puesta a tierra	12	Coordinador de Mantenimiento

**ANEXO B. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA 115 KV PAIPA – DIACO DESARROLLADO A TRAVÉS DE RCM**

PLAN DE MANTENIMIENTO								
LÍNEA 115 KV PAIPA - DIACO								
TIPO DE DECISIÓN: MONITOREO	PERIODICIDAD (MESES)							
ESTRUCTURA	6	12	18	24	30	36	42	48
Inspección de los elementos de seguridad existentes - reposición de los elementos deteriorados								
Inspección de los elementos de seguridad existentes - reposición de los elementos faltantes								
Inspección de los elementos de seguridad existentes - Retorque o cambio del sistema de fijación								
Inspección de los elementos informativos existentes - reposición de los elementos deteriorados								
Inspección de los elementos informativos existentes - reposición de los elementos faltantes								
Inspección de los elementos informativos existentes - Retorque o cambio del sistema de fijación								
Inspección exhaustiva de la estructura								
Inspección exhaustiva de la estructura - limpieza, lijado y pintura de montantes afectados								
Inspección exhaustiva de la estructura - reposición de aisladores fallados								
Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre - Ante la presencia de vegetación realizar la intervención forestal que corresponda (tala - poda)								
Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con ambientes contaminados - limpieza de aisladores								
Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con puentes de derivación - cambio de conductor ante deterioro acelerado								
Inspección y seguimiento del proceso de degradación								
Medición de la resistividad del terreno - Tratamiento de mejoramiento del SPT								
Medición de valores de resistencia del sistema de puesta a tierra								

**ANEXO C. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA VANOS DE LA LÍNEA 115 KV PAIPA – DIACO DESARROLLADO A TRAVÉS DE RCM**

PLAN DE MANTENIMIENTO								
LÍNEA 115 KV PAIPA - DIACO								
TIPO DE DECISIÓN: MONITOREO	PERIODICIDAD (MESES)							
VANO	6	12	18	24	30	36	42	48
Inspección de los elementos de señalización existentes - reposición de faltantes								
Inspección exhaustiva de la estructura identificando condiciones de riesgo - Si se reporta condición realizar intervención preventiva								
Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre - Ante la presencia de vegetación realizar la intervención forestal que corresponda (tala - poda)								
Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo								
Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo - Si se reporta condición realizar actividad de <u>tensionado de conductores</u>								
Inspección exhaustiva de la zona de servidumbre identificando condiciones de riesgo - Traslado de la infraestructura								
Inspección predictiva mediante termografía a estructuras con puentes de derivación abiertos - ante la condición realizar retorque de grapas o <u>reposición de las mismas</u>								
Inspección predictiva mediante ultrasonido a estructuras con puentes de derivación - cambio de conductor ante deterioro acelerado								
Inspección y seguimiento del proceso de degradación								
Mediciones de campos electromagnéticos y radio frecuencia en zona de servidumbre								