

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA FRECUENCIA DE EJECUCIÓN DE LAS
ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS LINEAS DE
TRANSMISIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA BACATA-NOROESTE 230 KV Y
BACATA-TORCA 230 KV DE ISA-INTERCOLOMBIA

CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2023

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA FRECUENCIA DE EJECUCIÓN DE LAS
ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BACATA-NOROESTE 230 KV Y
BACATA-TORCA 230 KV DE ISA-INTERCOLOMBIA

CAROS RAFAEL PUELLO PALOMINO

Plan de Trabajo de Grado para optar el título de Magister en Gerencia de
Mantenimiento

Director

Jorge Antonio Jaimes Baez

Magister en potencia electrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIA FISICOMECHANICAS

ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA

MAESTRIA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

BUCARAMANGA

2023

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su apoyo incondicional.

A mi director de proyecto

A ISA-Intercolombia que me ha permitido crecer como persona y como profesional

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN.....	12
1. OBJETIVOS.....	14
1.1. Objetivo General:	14
1.2. Objetivos Específicos:	14
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1. Clasificación del Mantenimiento.....	17
2.2. Algunos indicadores de gestión utilizados en mantenimiento y aplicados a líneas de transmisión de energía eléctrica	18
2.2.1. Disponibilidad	19
2.2.2. Confiabilidad	20
2.2.3. Mantenibilidad.....	20
2.4. Gestión de activos y su aplicación en las líneas de transmisión de energía eléctrica en ISA-Intercolombia	21
2.5. Descripción general y componentes de líneas de transmisión de energía eléctrica	27
2.6. La corrosión y su impacto en las líneas de transmisión de energía eléctrica	36
2.7. Modos de falla en una línea de transmisión de energía eléctrica.....	39
2.8. Actividades de mantenimiento aplicadas en líneas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión	41
2.8.1. Actividades de mantenimiento inspección general	41
2.8.2. Actividad de mantenimiento en servidumbre.....	45
2.8.3. Actividad de mantenimiento de medición del sistema de puesta a tierra.....	47
3. ESTRATEGIA GENERAL DE MANTENIMIENTO APLICADA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ISA-INTERCOLOMBIA	49
3.1. Situación de los activos	49
3.1.1. Perfil de criticidad.....	49
3.1.2. Perfil de Edad	50

3.1.3. Diversidad de líneas	51
3.2. Desempeño del activo	52
3.2.1. Confiabilidad	52
3.2.2. Condición.....	53
3.2.3. Expectativa de vida o índice de salud	54
3.2.4. Seguridad y desempeño ambiental	55
3.2.5. Referenciamiento.....	55
3.2.6. Riesgos relacionados con el activo	56
3.3 Mantenimiento.....	56
3.3.1. Planeación del mantenimiento	56
3.3.2. Ejecución del mantenimiento	57
3.3.3. Evolución del mantenimiento	57
4. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO APLICADAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN EN ISA-INTERCOLOMBIA...	58
5. INFORMACION TÉCNICA DE LAS LÍNEAS TOMADAS EN ESTUDIO	62
5.1. Características técnicas.....	64
5.2. Analisis de riesgo y estimación de beneficios para la propuesta de modificación de la frecuencia de las actividades mantenimiento de las líneas de transmisión de energía eléctrica bacatá-noroeste 230 kv y bacatá – torca a 230 kv	64
5.2.1. Entorno operacional de las líneas de transmisión en estudio	64
5.2.2. Análisis de los reportes de anomalías, fallas y disponibilidad en líneas de transmisión en estudio	65
5.2.3. Análisis de los impactos económico que se pueden obtener por el cambio de la frecuencia de las actividades de mantenimiento	70
5.2.4. Análisis de riesgo	75
5.3 Resultados.....	77
5.3.1. Mantenimiento de servidumbre.....	77
5.3.2. Inspección general	78

5.3.3. Medición del sistema de puesta a tierra.....	78
5.3.4. Análisis de resultados.....	79
6. CONCLUSIONES	80
7. BIBLIOGRAFÍA.....	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Torre de transmision de energía electrica a 500 kV.....	15
Figura 2: Evolución del mantenimiento según MOUBRAY.....	18
Figura 3: Modelo del sistema de gestión de ISA-Intercolombia.....	25
Figura 4: Activos declarados estratégicos en ISA-Intercolombia.....	25
Figura 5: Etapas ciclo de vida activos según gestion de activos en ISA-Intercolombia.....	28
Figura 6: Ilustración de modelo de aplicación de RCM a componentes de líneas.....	29
Figura 7: Componentes de una línea de transmisión de energía.....	31
Figura 8: Cable de guarda.....	32
Figura 9: Herrajes y accesorios.....	33
Figura 10: Cable conductor de potencia.....	34
Figura 11: Aislamiento fabricado en porcelana.....	34
Figura 12: Torre fabricada en estructura metálica.....	35
Figura 13: Aterrizaje de una torre.....	36
Figura 14: Sitio de Torre.....	37
Figura 15 : Ilustración de tipos de cimentación típicas.....	38
Figura 16: Ilustración franja de servidumbre.....	38
Figura 17: Ancho de franja de servidumbre según RETIE.....	39
Figura 18: Efectos de la corrosión en elementos de líneas.....	40
Figura 19: Ilustración de atmósferas rural.....	40
Figura 20: Ilustración de atmósferas industrial.....	41
Figura 21: Ilustración de atmósferas marinas.....	42
Figura 22: Ilustración de atmósferas marina-industrial.....	49
Figura 23: Ilustración de vegetación en la zona de servidumbre.....	50

Figura 24: Perfil de criticidad en las líneas de transmisión de ISA-Intercolombia.....	54
Figura 25: Distribución de perfil de edad de las líneas de transmisión en ISA-Intercolombia...	54
Figura 26: Cantidad de km de línea por nivel de tensión en ISA-Intercolombia.....	55
Figura 27: Principales causas asociadas a eventos de líneas de transmisión de energía.....	56
Figura 28: Causas de condición 0,1 y 2 por año.....	57
Figura 29: Cálculo de índices de Salud en activos de líneas de transmisión.....	58
Figura 30: Evolución del desempeño de líneas de transmisión en ISA-Intercolombia.....	59
Figura 31: Panorámica del trazado de las líneas en estudio.....	65
Figura 32: Reporte de avisos LT Bacatá-Noroeste 230 Kv.....	68
Figura 33: Distribución de avisos de mantenimiento LT Bacatá-Noroeste 230 kV.....	69
Figura 34: Reporte de avisos LT Bacatá-Torca 230 kV.....	69
Figura 35: Distribución de avisos de mantenimiento LT Bacatá-Torca 230 kV.....	70
Figura 36: Reporte de disponibilidad LT Bacata-Noroste 230 kV.....	71
Figura 37: Reporte de disponibilidad LT Bacatá-Torca 230 kV.....	72
Figura 38: Relación de costos por km de las líneas en estudio.....	73
Figura 39: Relación de los componentes de una UBS.....	79
Figura 40: Referenciamiento de ejecución de Inspección General según ITOMS.....	79
Figura 41: Reporte de mantenimiento de servidumbre LT Bacatá-Noroeste 230 kV.....	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Indicie y metas de disponibilidad resolución 011 de 2009 CREG	21
Tabla 2: Horas máximas de indisponibilidad activos del STN según CREG	22
Tabla 3: Clasificación líneas de transmisión de energía por su ubicación respecto al nivel del mar según la CREG	28
Tabla 4: Algunos modos de fallas en elementos electromecánicos de una línea de transmisión de energía eléctrica	31
Tabla 5: Modos de fallas en franja de servidumbre	37
Tabla 6: Modos de fallas en sistema de puesta tierra	51
Tabla 7: Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra según RETIE	61
Tabla 8: Estrategia mantenimiento para actividades de mantenimiento de servidumbre	63
Tabla 9: Estrategia para actividades de mantenimiento de inspección general	62
Tabla 10: Estrategia para actividades de mantenimiento medición del sistema de puesta a tierra	63
Tabla 11: Información técnica de las líneas en estudio.	76
Tabla 12: Análisis proyección de costos LT Bacatá-Noroeste 230 kV	76
Tabla 13: Análisis proyección de costos LT Bacatá-Torca 230 kV	76
Tabla 14: Análisis de riesgo en las líneas en estudio	77
Tabla 15: Modificación de la frecuencia de las actividades de mantenimiento	82

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA FRECUENCIA DE EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BACATA- NOROESTE 230 KV Y BACATA -TORCA 230 KV DE ISA-INTERCOLOMBIA

AUTOR: CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO

PALABRAS CLAVE: MANTENIMIENTO. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. ENERGÍA ELÉCTRICA. INSPECCIÓN GENERAL. SERVIDUMBRE. MODOS DE FALLA. TORCA.BACATA.NOROESTE.

DESCRIPCIÓN: Interconexión Eléctrica S.A E.S.P ISA es el mayor transportador de energía eléctrica de alta tensión en Colombia con presencia en varios países Latinoamericanos. En Colombia es propietario de más de diez mil kilómetros de líneas de transmisión de energía eléctrica y más de sesenta subestaciones eléctricas con niveles de tensión de 115 kV, 230 kV y 500 kV. En Colombia sus activos son administrados, operados y mantenidos por su filial ISA-Intercolombia.

Con la ejecución de este trabajo de aplicación se propuso una modificación en la frecuencia de la ejecución de las actividades de mantenimiento de las líneas Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV apalancado en los históricos de la tasa de falla presentada desde la puesta en servicio y el entorno de operación en donde se encuentran.

Luego de analizar los históricos de fallas y con la propuesta presentada (modificación en la frecuencia de la ejecución de las actividades de mantenimiento) se observó que se obtienen una reducción del costo de mantenimiento sin comprometer la disponibilidad de los activos.

ABSTRACT

Interconnection Electrica S.A. E.S.P. ISA is the largest transporter of high voltage electrical energy in Colombia with presence in several Latin American countries. In Colombia it owns more than ten thousand kilometers of power transmission lines and more than sixty electrical substations with voltage levels of 115 kV, 230 kV and 500 kV. In Colombia its assets are managed, operated and maintained by its subsidiary ISA-Intercolombia.

With the execution of this application work, a modification in the frequency of the execution of maintenance activities of the Bacatá-Noroeste 230 kV and Bacatá-Torca 230 kV lines was proposed, based on the historical failure rate presented since the commissioning and the operating environment where they are located.

After analyzing the historical failures and with the proposal presented (modification in the frequency of the execution of the maintenance activities) it was observed that a reduction in the maintenance cost is obtained without compromising the availability of the assets.

INTRODUCCIÓN

Interconexión Eléctrica S.A E.S.P ISA es el mayor transportador de energía eléctrica de alta tensión en Colombia con presencia en varios países Latinoamericanos. En Colombia es propietario de más de diez mil kilómetros de líneas de transmisión de eléctrica y más de sesenta subestaciones eléctricas con niveles de tensión de 115 kV, 230 kV y 500 kV. En Colombia sus activos son administrados, operados y mantenidos por su filial ISA-Intercolombia. Para cumplir con esta responsabilidad ISA-Intercolombia tiene cuatro sedes tecnicoadministrativas distribuidas en puntos estratégicos del país. Estas sedes se denominan CTE (centro de transmisión de energía): CTE Centro, CTE Noro-Occidente, CTE Oriente y CTE Suroccidente. Desde el CTE Centro se atienden aproximadamente 2300 kilómetros de líneas de transmisión de energía eléctrica con niveles de tensión de 230 kV y 500 kV.

Las líneas de transmisión de energía eléctrica instaladas en el CTE Centro tienen un índice de salud entre cinco y cuarenta años. De acuerdo con los históricos de fallas la causa predominante de la tasa de falla es por descargas atmosféricas, deslizamientos de terrenos y actos mal intencionados. Por estar a más de cien kilómetros del mar las líneas son consideradas como las de menor riesgo por incidencia de la corrosión.

Dentro de las líneas de transmisión de energía asignadas al CTE Centro se encuentran las líneas Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV. Estas dos líneas están ubicadas en la sabana de Bogotá, con más de cuarenta años de servicios desde la puesta en servicio tienen una tasa de falla entre el 1% y 5% atribuible a factores externos y no a los modos de falla según estrategia de mantenimiento aplicada.

Desde la puesta en servicio a estas dos líneas se les ha aplicado la misma estrategia de mantenimiento que se le aplican a todas las líneas de sus mismas características técnicas; consistente en el mantenimiento de la franja de servidumbre (despeje de vegetación) con periodicidad de un año, inspección general (inspección visual de los componentes de electromecánicos y sitio de torre) de dos a cuatro años y medición de los sistemas de puesta a tierra con una periodicidad de doce años. Esas estrategias se han aplicado sin tener en cuenta el entorno operacional.

Motivado en los lineamientos de gestión de activos y con el objeto de contribuir a los objetivos estratégicos para el año 2030¹ en donde la empresa se ha trazado como objetivo, lograr eficiencias de USD 70 millones en el TOTEX de procesos core y soporte de la empresa, se tomaron para estudio las dos líneas referenciadas con el fin de analizar su comportamiento operativo desde la puesta en servicio y proponer una modificación en la frecuencia de las actividades de mantenimiento preventivo teniendo como apalancamiento los pilares de Gestión de activos (Costo-Riesgo y Desempeño).

Haciendo un análisis de la información histórica del mantenimiento ejecutado, los modos de fallas presentados y el entorno operativo, se pretende analizar la información recolectada para proponer modificación de la frecuencia de ejecución de mantenimiento preventivo. Se hace análisis de los riesgos en que se incurrirían por la modificación de la frecuencia y beneficios económicos que se obtendrían con la implementación de la propuesta. Para la elaboración de la propuesta también se tuvo como argumento los referenciamiento con empresas del mismo sector de otros países según reportes de consultores internacionales.

Al final lo que se espera con la presentación de la propuesta es que sea analizada mediante una técnica como es un SALVO y se pueda implementar y replicar a otros activos con las mismas características técnicas y entorno operativo.

Figura 1: Torre de transmision de energía electrica a 500 kV



Fuente: Archivo Autor

¹ ISA-Intercolombia:<http://enconexion/Documents/Mapa20Estrategico20Negocio20Energia.pdf>

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo General:

Generar propuesta de modificación de las frecuencias de mantenimiento preventivo de las líneas de transmisión de energía eléctrica Bacatá - Noroeste 230 kV y Bacatá - Torca 230 kV de propiedad de ISA y administradas, operadas y mantenidas por ISA-Intercolombia.

1.2. Objetivos Específicos:

- Revisar la estrategia de mantenimiento aplicada a las líneas de transmisión en estudio y conocer cuáles son las variables operacionales de las líneas que han definido su aplicación.
- Recopilar, clasificar y analizar los tipos de mantenimiento ejecutados desde la puesta en servicio de las dos líneas de transmisión en estudio, con el fin de conocer las tasas de fallas presentadas.
- Conocer el estado actual de las líneas de transmisión de energía Bacatá-Noroeste 230 kV, y Bacatá-Torca 230 kV, mediante la consulta en el sistema de información de la empresa para determinar cuál es el estado de salud de cada uno de los componentes que la conforman.
- Conocer cuáles son las principales dificultades que se han identificado en los corredores de servidumbre de las dos líneas y como han influido (costos, indisponibilidad, entre otros) en la ejecución del mantenimiento preventivo y correctivo.

2. MARCO TEÓRICO

Hablar de mantenimiento es referirse al conjunto de acciones de preservación de los activos, en un determinado sector productivo, satisfaciendo estándares de calidad, seguridad o servicio. Estas acciones permiten obtener la más alta disponibilidad con calidad de todos los activos de una compañía.

Se debe considerar el mantenimiento como una acción ligada a la existencia de las máquinas. En las líneas de transmisión de energía eléctrica las actividades enfocadas en detectar y corregir fallas funcionales hacen parte de un plan de mantenimiento como se aplicaría a cualquier otra máquina. El mantenimiento tiene sus inicios en la época de los años treinta y se ha evidenciado su evolución en cuatro generaciones. La primera generación se desarrolló entre los años de 1940 y 1960, la estrategia que se aplicaba era el mantenimiento correctivo, “reparar cuando se rompe”. La segunda generación data de 1960 a 1985 aproximadamente. La tercera generación inicia en 1985 y continúa hasta la actualidad, los cambios en el mantenimiento se han clasificado en tres grupos: nuevas expectativas, nuevas investigaciones, y nuevas técnicas. Lo que se busca con el mantenimiento, es que proporcione mayor confiabilidad y disponibilidad, más seguridad, ningún daño al medio ambiente, mayor vida de los equipos, menor costo y mayor eficacia. Las nuevas investigaciones han revelado que existen seis patrones de falla, que realmente ocurren en la práctica, y no como se creía, que las fallas estaban vinculadas solamente a la edad del activo. En cuanto a las técnicas que se desarrollaron en la tercera generación están: las herramientas de soporte para la toma de decisiones, nuevos métodos de mantenimiento, diseño de equipos y un drástico cambio en cuanto a la organización. (MOUBRAY, 1997).

Figura 2: Evolución del mantenimiento según MOUBRAY

				Tercera Generación		
		Segunda Generación		✓ Mayor disponibilidad y confiabilidad de las plantas. ✓ Mayor seguridad. ✓ Mejor calidad del producto. ✓ No perjudican el medioambiente.		
Primera Generación		✓ Mayor disponibilidad de plantas. ✓ Vida de equipos más extensa.		✓ Mejor calidad del producto. ✓ Mas extensa vida de los equipos.		
✓ Reparar cuando se rompe		✓ Costos más bajos.		✓ Mejor relación costo-efectividad.		
1940	1950	1960	1970	1980	1990	2000

Fuente: MOUBRAY, J., (1997)

Dentro de la evolución del mantenimiento se han desarrollado nuevas herramientas de soporte para tomar decisiones:

- Big Data: es un término que se utiliza para describir el gran volumen de datos (estructurado y no estructurado) que forman parte de la información de las empresas y de acuerdo con su manejo pueden ser útil para la toma de decisiones y optimizar las estrategias del negocio².

- Internet de las cosas: Esta tecnología hace referencia a la capacidad de asignar a equipos una conexión permanente a internet con el fin de intercambiar información en tiempo real³.

² <https://www.powerdata.es/big-data>

³ <https://www.redhat.com/es/topics/internet-of-things/what-is-iot>

- Inteligencia Artificial: Cada vez más las empresas hacen inversión en nuevas tecnologías para apoyar el mantenimiento, por ejemplo la tecnología LIDAR⁴ que consiste en sensores instalados en drones con los que se puede medir la distancia que separa la superficie terrestre y un objeto en referencia (por ejemplo un cable de transporte de energía eléctrica).

- Computación en la nube: Hace referencia a la provisión de servicios de computación incluyendo grandes servidores para el almacenamiento de grandes volúmenes de información (imagenes) con el fin que sirvan de suministro de datos para el análisis de fallas.

2.1. Clasificación del Mantenimiento⁵

Cuando se trata de clasificar el mantenimiento debemos referirnos a dos tipos específicamente:

Mantenimiento Proactivo y Mantenimiento Reactivo.

El mantenimiento Reactivo es el conjunto de actividades programadas para recuperar la función principal del activo ante la ocurrencia de una falla, y el mantenimiento Proactivo son aquellas actividades encaminadas a anticipar la ocurrencia de las fallas de manera preventiva y predictiva. Las acciones del mantenimiento Proactivo se pueden dividir en:

- Mantenimiento preventivo: Es el que se aplica de manera periódica con el fin de evitar que una falla aparezca en el activo y ocasione que éste pierda su función principal. Requiere sacar de servicio el activo. Es un mantenimiento invasivo.

- Mantenimiento Predictivo: Este mantenimiento consiste en determinar en todo momento la condición real de la maquinaria mientras se encuentra en funcionamiento. Para lo cual se utiliza un programa sistemático de mediciones de los parámetros más relevantes

⁴ <https://www.motorpasion.com/tecnologia/que-es-un-lidar-y-como-funciona-el-sistema-de-medicion-y-deteccion-de-objetos-mediante-laser>

⁵ Pinilla, C. B. (2016). Técnicas Avanzadas de Mantenimiento. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander

del equipo. El mantenimiento predictivo tiene como objetivo disminuir los paros por mantenimiento preventivo, optimizar costos de producción y minimizar costos por mantenimiento.

- Mantenimiento Detectivo: Búsqueda de fallas, consiste en la inspección de las funciones ocultas, a intervalos regulares, para ver si han fallado y reacondicionarlas en caso de falla. Este tipo de mantenimiento es que se aplica en las líneas de transmisión de energía eléctrica.

Del mismo modo, las acciones del mantenimiento Reactivo se pueden dividir en:

- Mantenimiento Reparativo: Es el que se ejecuta para recuperar parcialmente la función principal del activo

- Mantenimiento de emergencia: el objetivo es recuperar la condición normal del equipo fallado para evitar riesgo para el equipo, las personas y medio ambiente. Se caracteriza por que el equipo queda programado para una nueva intervención.

- Mantenimiento Correctivo: Es el que se ejecuta inmediatamente aparece una falla y que ocasiona que el activo pierda su función principal, una vez se logra recuperar la función del equipo se desatiende hasta que se vuelva a presentar una nueva falla. Este tipo de mantenimiento es que se aplica en las líneas de transmisión de energía eléctrica.

- Mantenimiento Reconstructivo: Es recuperar la condición principal del activo mediante la utilización de componentes externos.

2.2. Algunos indicadores de gestión utilizados en mantenimiento y aplicados a líneas de transmisión de energía eléctrica⁶

Los indicadores de mantenimiento son parámetros que nos permiten estadísticamente medir el comportamiento de un activo en el tiempo. Dentro de los indicadores de gestión que se

⁶ Pinilla, C. B. (2016). Técnicas Avanzadas de Mantenimiento. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander

pueden aplicar a las líneas de transmisión de energía eléctrica los más representativos son los siguientes:

2.2.1. Disponibilidad

La disponibilidad de un activo es el tiempo total durante el cual el este se encuentran en funcionamiento continuo más el tiempo que estando en parada puede trabajar sin anomalías en un periodo de tiempo. Con las estrategias de mantenimiento lo que se busca es obtener la máxima disponibilidad del activo.

En Colombia el ente encargado de establecer las metas de disponibilidad que deben cumplir las líneas de transmisión de energía eléctrica es la comisión de regulación de energía y gas (CREG) entidad adscrita al ministerio de minas y energía. La CREG en su resolución 011 del 2009 define disponibilidad como: El tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Conexión o de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación. Y la Indisponibilidad como: el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Conexión o de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio.

En la misma resolución (011 de 2009) se define el índice de indisponibilidad como: El porcentaje de tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) o de Uso del STN, estuvo en servicio o disponible para el servicio. En la tabla No 1 se muestra el índice de disponibilidad anual que toda línea de transmisión de energía según nivel de tensión debe cumplir al igual que las metas acumuladas de indisponibilidad incluida las horas de mantenimiento.

Tabla 1: Indicie y metas de disponibilidad resolución 011 de 2009 CREG

Metas Año 2009	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad <i>MHAI</i>
<i>Circuitos de 500 Kv</i>	99.18%	72
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud > 100 km</i>	99.59%	36
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud ≤ 100 km</i>	99.73%	24

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009

2.2.2. Confiabilidad

Quizás uno de los indicadores que toma alta relevancia en las líneas de transmisión de energía eléctrica es la confiabilidad. Teniendo en cuenta que confiabilidad es definida como la probabilidad de que el activo no falle en servicio durante un periodo de tiempo encontramos que las líneas son diseñadas para tener una confiabilidad muy alta.

El tiempo promedio trascendido entre fallas (TPEF) es un indicador de la confiabilidad, entre más alto sea el TPEF mayor será la confiabilidad del activo.

2.2.3. Mantenibilidad

La mantenibilidad se define como la probabilidad de que un activo pueda ser puesto en servicio en condiciones operacionales nuevamente cuando ha sido sometido a una rutina estándar de mantenimiento o que haya presentado una falla.

El tiempo requerido para poner nuevamente en servicio el activo depende de muchos factores que pueden estar asociados a la destreza del personal, procedimientos de mantenimiento, condiciones del entorno de operación del equipo o políticas de calidad establecidas por la empresa o entes reguladores.

En Colombia los agentes transportadores de energía eléctrica deben cumplir un tiempo establecido por la CREG para ejecutar mantenimiento a sus activos. Si esos tiempos no se cumplen los ingresos que reciben mensualmente se ve disminuido mediante una compensación (la CREG en su resolución 011 del 2009 define la compensación como el valor en que se reduce los ingresos del transportador por la variación que excede o supera los límites establecidos para las características de calidad a la que está asociada dicho ingreso).

Según la resolución 011 del 2009 de la CREG, las horas de mantenimiento para líneas de transmisión de energía eléctrica está relacionada con el nivel de tensión.

Tabla 2: Horas máximas de indisponibilidad activos del STN según CREG

Activos	Maximas Horas Anuales (MHA)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformacion	15
Bahía de Compensacion	16
Modulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009

2.4. Gestión de activos y su aplicación en las líneas de transmisión de energía eléctrica en ISA-Intercolombia

Para entender que es gestión de activos debemos partir por definir que es un activo; podemos decir que es todo el conjunto de recursos tangibles e intangibles de una compañía y que tienen valor, actual o potencial, para ayudarle a cumplir con sus objetivos organizacionales.

La cláusula 2.4.2 de ISO 55000 afirma que la gestión de activos está basada en cuatro principios: valor, alineación, liderazgo y aseguramiento; además de tener dos características especiales como son su enfoque en todo el ciclo de vida del activo y su enfoque para la toma de decisiones.

Es por esa razón que el propósito de la gestión de activos es que las empresas gestionen sus activos con una visión integral durante todo su ciclo de vida. Con miras a optimizar los costos, aumentar el desempeño y administrar los riesgos con el fin de contribuir a la obtención de los objetivos estratégicos de compañía de manera sostenible. En el ciclo de vida de cualquier activo se distinguen cuatro etapas (Creación-Operación-Mantener y Disposición final), cada una debe ser administrada bajo los tres pilares de gestión de activos; Costo, Riesgo y Desempeño.

ISA-Intercolombia está certificada en la norma ISO-55000 por lo que aplica gestión de activos en el ciclo vida de sus activos que han sido definidos como críticos para el negocio siendo las líneas de transmisión uno de ellos. En la figura No 3 está representado el modelo de gestión de ISA-Intercolombia.

Figura 3: Modelo del sistema de gestión de ISA-Intercolombia



Fuente: ISA-Intercolombia

Figura 4: Activos declarados estratégicos en ISA-Intercolombia



Fuente: ISA-Intercolombia

En ISA-Intercolombia se tienen en cuenta tres conceptos definidos y recomendados por la norma ISO-55000 la toma de decisiones:

- ✓ La criticidad: Que es un índice de la importancia de un activo en el contexto operacional donde se encuentra.

Es recomendable utilizar la criticidad como indicador que refleja la importancia o urgencia de realizar una tarea en particular. Por ejemplo, cuando se tenga restricción de recursos y no es posible realizar todas las actividades planeadas, se debe entonces priorizar utilizando el índice de criticidad de los activos, además sirve para priorizar la solicitud de intervención que se van presentando. El índice de criticidad se puede calcular de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = \text{Probabilidad} * \text{Consecuencia}$$

Dónde la Probabilidad se refiere a la Probabilidad de falla del activo o sistema y la

Consecuencia: Evaluación de todas las posibles consecuencias asociadas a la materialización de una falla, las cuales pueden ser evaluadas en las siguientes dimensiones

$$\text{Consecuencia total} = \text{C-financiero} + \text{C-humano} + \text{C-Reputacional} + \text{C-Ambiental} + \text{C-Operativo}$$

- ✓ La Mejorabilidad se usa para priorizar la gestión de mejora en la gestión de los activos. Esta puede ser calculada de la siguiente forma:

Mejorabilidad = Frecuencia de falla *Consecuencia + impacto productividad + innovación

Dónde la Frecuencia hace referencia a la Frecuencia de falla del activo o sistema.

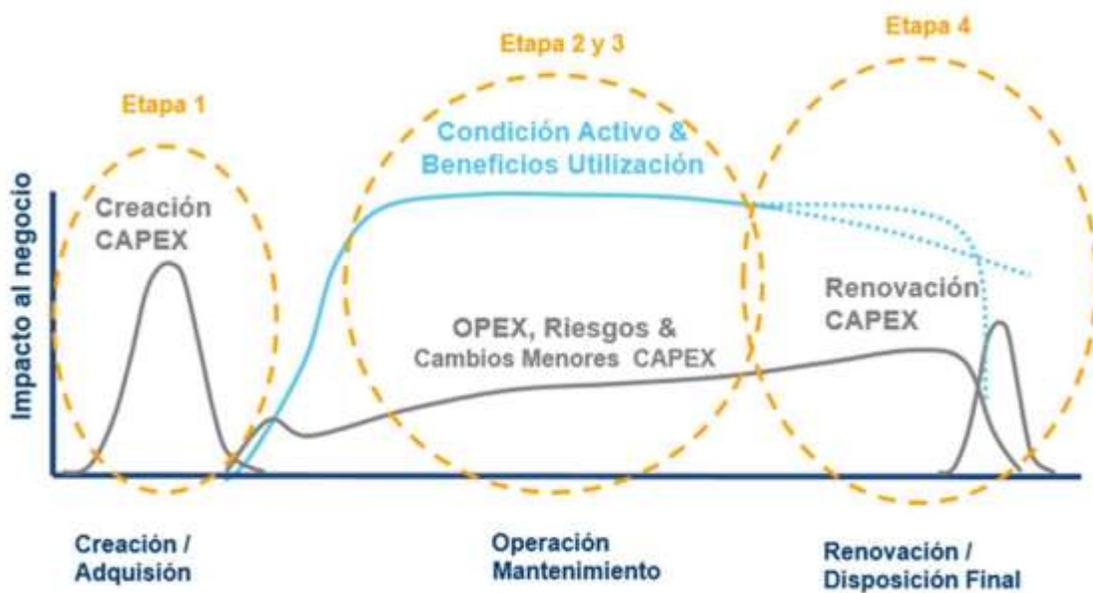
Consecuencia: Evaluación de todas las posibles consecuencias asociadas a la materialización de una falla, las cuales pueden ser evaluadas en las siguientes dimensiones:

Consecuencia total= C-financiero+ C-humano + C-Reputacional + C-Ambiental + C-Operativo

- ✓ El índice de salud se emplea para determinar el grado de deterioro de un equipo de acuerdo con el estado de las variables que evidencian la reducción de su vida útil. Para el caso de las líneas de transmisión, el índice de salud permite establecer prioridades de reemplazo que definen un tiempo de intervención.
En ISA-Intercolombia la condición de la línea se da de acuerdo con la condición más crítica de una de las torres. En la figura 4 se muestra los activos que ISA-Intercolombia ha declarado estratégicos.

En la figura 5 se hace referencia a las cuatro etapas del ciclo de vida de un activo y se muestra como han sido adoptadas en ISA-Intercolombia para administrar los activos de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Figura 5: Etapas ciclo de vida de los activos según gestión de activos en ISA-Intercolombia



Fuente: ISA-Intercolombia

✓ **Creación**

Dentro de la planeación estratégica de los negocios de líneas de transmisión y con el fin de optimizar los recursos requeridos para la preparación de las ofertas, se deben priorizar las ofertas de líneas de transmisión en función de su relevancia y riesgos para la organización. Es importante que el área de adquisición reciba y tenga en cuenta las recomendaciones de las áreas de operación y mantenimiento.

✓ **Operación**

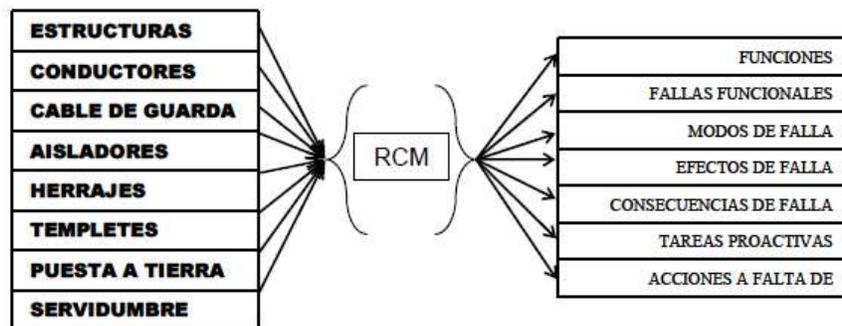
Durante la etapa de operación del activo es necesario realizar la medición de los objetivos mediante el cálculo y análisis de los indicadores definidos en los procesos de Transporte de energía, dando señales para la definición de planes de acción.

Se debe calificar periódicamente el desempeño de la red y sus componentes, considerando aspectos técnicos, financieros y de riesgos.

✓ **Mantenimiento**

Para establecer las actividades de mantenimiento a ejecutar en las líneas de transmisión, en ISA-Intercolombia se empleó la metodología de análisis del mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC), con la que se buscó identificar todos los hechos que de manera razonablemente posible, pueden causar un estado de falla en el activo, con el fin de asignar tareas de mantenimiento preventivo o correctivo que permitan manejar las consecuencias de las fallas y reducir sus riesgos.

Figura 6: Ilustración del modelo de aplicación de RCM a componentes de líneas



Fuente: ISA-Intercolombia

De acuerdo con los estudios de MCC llegaron a dos tipos de estrategias de mantenimiento generales: Las líneas que no son afectadas por corrosión como lo son las líneas del centro del país y aquellas que son afectadas por corrosión como las líneas ubicadas en la zona costera.

✓ **Renovación y disposición final**

La planeación de la renovación de las líneas de transmisión en ISA-Intercolombia se realiza con base en los criterios consignados en el documento “Estrategia de Renovación de Líneas de Transmisión”.

Para el proceso de disposición final de los diferentes componentes de las líneas de transmisión, se debe seguir los lineamientos contenidos en documento interno denominado “Guía para la recepción, almacenamiento y entrega de materiales” GAN-M-B-25.42-P-21472

Una vez el componente haya sido dado de baja, la dirección abastecimiento de ISA-Intercolombia coordina con el almacén la entrega de estos materiales para su respectivo manejo y disposición final.

2.5. Descripción general y componentes de líneas de transmisión de energía eléctrica

Una línea de transmisión de energía eléctrica es un conjunto de elementos físico que permiten el transporte de energía de un punto A un punto B de manera segura y confiable para las personas el medio ambiente y el sistema eléctrico al que pertenece.

Según la comisión de regulación de energía y gas (CREG) las líneas de transmisión de energía eléctrica están definidas en “km de línea” y se clasifican en tres niveles dependiendo de la altura sobre el nivel del mar donde están ubicadas⁷.

Tabla 3: Clasificación líneas de transmisión de energía por su ubicación respecto al nivel del mar según la CREG.

Nivel	Altura sobre el nivel del mar
1	Hasta 500 m
2	Desde 500 m hasta 2000 m
3	Más de 2000 m

Fuente: CREG

Los componentes de una línea de transmisión de energía eléctrica de alta tensión son los mismos sin importar el nivel de tensión ni el nivel en donde estén instaladas. En la figura 7 se pueden observar los diferentes componentes.

⁷ <https://www.creg.gov.co/>

Figura 7: Componentes de una línea de transmisión de energía

COMPONENTES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
Cable de Guarda
Herrajes y accesorios de Guarda
Cables Conductores
Herrajes y accesorios del cable conductor
Cadenas de Aislamiento
Estructura
Sitio de Torre
Franja de Servidumbre
Sistema de Puesta a Tierra

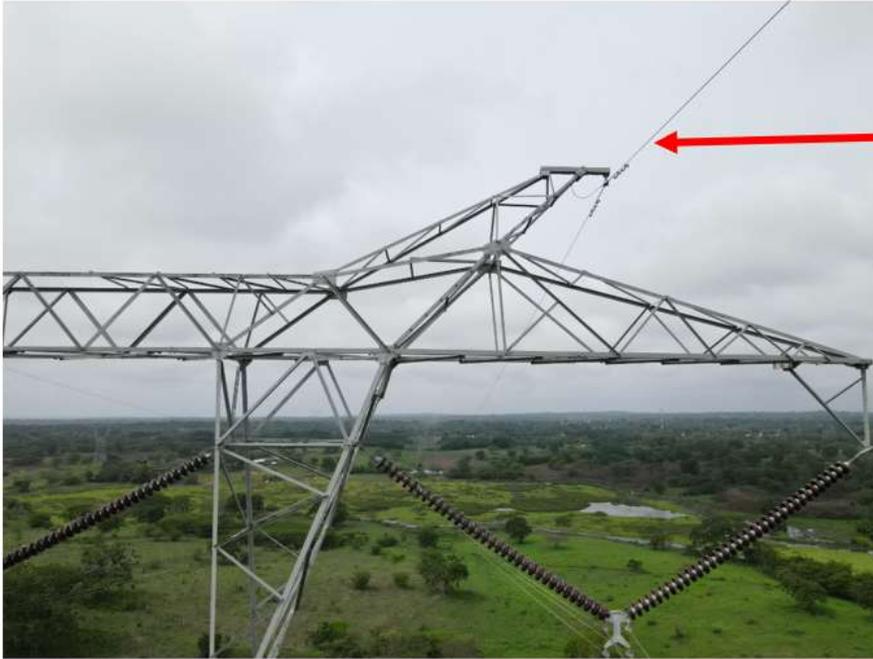
Fuente: Archivo Autor

✓ **Cable de Guarda**

Llamado de guarda por su ubicación en la parte más alta de la estructura y porque sirven como protección (apantallamiento) de los conductores de la línea de transmisión contra las descargas eléctricas atmosféricas. Adicionalmente, permiten disipar corrientes de falla en las líneas. Son cables desnudos. Están ubicados en la parte más alta de la torre. Dependiendo del diseño de la línea pueden estar aterrizados a la estructura o aislados de la misma.

Normalmente están compuestos de alambres de acero recubierto con aluminio o zinc o aleaciones de aluminio. Existe un tipo de cable de guarda, denominado OPGW, que cumple funciones eléctricas, mecánicas y de transmisión de datos. Ver figura 8.

Figura 8: Cable de guarda



Fuente: Archivo Autor

✓ **Herrajes y accesorios de cables**

Se consideran herrajes todos los elementos utilizados para fijar los conductores y cables de guarda a la estructura como grilletes, prolongas, Ues, pines, amortiguadores, desviadores de vuelo, balizas, entre otros, también se incluyen algunos elementos de las grapas de suspensión y retención de los conductores de fase con los aisladores y del cable de guarda. Ver figura 9.

Figura 9: Herrajes y accesorios de una línea de transmisión



Fuente: Archivo Autor

✓ **Cables conductores**

Como muy bien lo indica su nombre son cables por los que fluye la energía eléctrica. Se fabrican de material metálico de único o combinaciones de varios metales lo que permite construir alambres o cables de características eléctricas y mecánicas adecuadas. En el mercado se encuentra de aleaciones de aluminio o con refuerzos de acero. Una de las características técnicas de los conductores es que deben tener una alta resistencia a la corrosión atmosférica. Ver figura 10.

Figura 10: Cable conductor de potencia

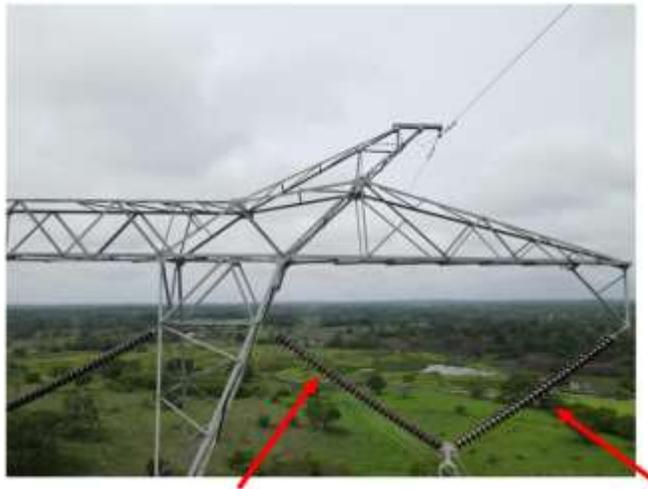


Fuente: Archivo Autor

✓ **Sistema de aislamiento (cadenas de aisladores)**

Los aisladores son elementos que sirven para mantener fijo y aislar los cables conductores y de guarda de la estructura y soportarlos mecánicamente. Su configuración puede ser en suspensión o retención. El material más utilizado para los aisladores es la porcelana, el vidrio y materiales sintéticos como resinas epóxicas y siliconadas. Ver figura 11.

Figura 11: Aislamiento fabricado en porcelana



Fuente: Archivo Autor

✓ **Estructura**

Se denomina estructura al “cuerpo de la torre” o conjunto de perfiles y platinas metálicas fabricados generalmente en acero galvanizado en caliente de media y alta resistencia mecánica. El cuerpo de la torre también puede ser fabricado en madera o concreto.

Figura 12: Torre fabricada en estructura metálica



Fuente: Archivo Autor

El tipo de material utilizado en las torres depende del diseño de la línea, la ubicación geográfica en donde va a quedar instalada y las normativas de cada país.

✓ **Sistema de puesta a tierra**

Es el conductor o conjunto de conductores que permiten establecer una conexión con la tierra, de tal forma que cualquier anomalía producto de una descarga atmosférica o una falla a tierra de la línea de transmisión de energía eléctrica sea disipada adecuadamente. Ver figura 13. A su vez permite controlar las tensiones de paso, de contacto transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

Figura 13: Aterrizaje de una torre



Fuente: Archivo Autor

De acuerdo con el RETIE en su Artículo 15: “Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética. Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

✓ **Sitio de torre**

Es el lugar geográfico en donde se localiza o desplanta una estructura (Torre). Para análisis de estabilidad se recomienda un radio de acción mínimo de 50 metros. Incluye la cimentación de la torre.

La cimentación de una torre se puede construir en concreto o en parrilla metálica. El tipo de cimentación se selecciona con base en criterios de capacidad portante, PH, resistividad y posición del nivel freático del suelo. En la figura 14 se observa el sitio de torre y en la figura 15 se muestra el proceso constructivo de una cimentación.

Figura 14: Sitio de Torre



Fuente: Archivo Autor

Figura 15 : Ilustración de tipos de cimentación típicas



Fuente: Archivo Autor

✓ **Franja de Servidumbre**

Corresponde al entorno debajo de los conductores de la línea, limitado por su ancho de servidumbre de acuerdo con nivel de tensión⁸. En esta variable se considera todo aquello que pudiera pasar debajo de los conductores (incumplimiento de distancias de seguridad, invasión de la zona de servidumbre, cambio del uso del terreno, entre otros). En la figura 19 se observa la representación de la franja de servidumbre de una línea de transmisión de energía.

Figura 16: Ilustración franja de servidumbre

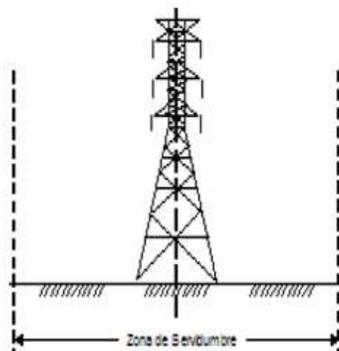


Fuente: Archivo Autor

⁸ <https://WWW.minenergía.gov.co/retie2013>

La servidumbre de una línea de transmisión de energía tiene como objetivo limitar el uso del terreno bajo los conductores, de forma que se administren riesgos para las personas y la misma línea de transmisión. El ancho de servidumbre depende de la regulación de cada país. En la figura 17 se muestran los valores de tensión y el ancho de servidumbre según RETIE que deben ser aplicados en Colombia.

Figura 17: Ancho de franja de servidumbre según RETIE



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: RETIE

2.6. La corrosión y su impacto en las líneas de transmisión de energía eléctrica⁹

Cuando queremos abordar el impacto que tiene la corrosión sobre los componentes de las líneas de transporte de energía eléctrica es necesario definir que es corrosión. Partiendo de la definición de oxidación cuya definición se puede expresar como el proceso mediante el cual los metales abandonan paulatinamente el estado y la forma como el hombre los transformo, para volver a su estado inicial como se encuentran en la naturaleza; el proceso se presenta por la reacción química o electroquímica que se origina con el medio ambiente que lo rodea.

En las líneas de transmisión de energía eléctrica, se debe entender la corrosión como el mismo proceso de oxidación pero con una dinámica diferente (superior); es decir, es un proceso de deterioro del metal que se presenta de manera acelerada por agentes contaminantes agresivos contenidos en las atmósferas en donde opera la línea. De acuerdo con los

⁹ Juan Guillermo Maya Montoya. (2008).

contaminantes agresivos que se pueden identificar en el ambiente es posible clasificar los diferentes tipos de atmosferas. En la figura 18 se ilustran cables conductores y componentes de aislamiento tipo porcelana con procesos de corrosión.

Figura 18: Efectos de la corrosión en elementos de líneas



Fuente: Archivo Autor

✓ **Atmosfera rural**

Se caracteriza por la baja presencia de contaminantes volátil. Es rica en oxígeno y humedad relativa alta. Varía de acuerdo con la ubicación geográfica. Ver figura 19.

Figura 19: Ilustración de atmósferas rural.



Fuente: Archivo Autor

✓ **Atmosferas industriales**

Su composición está influenciada por la presencia de hollín, compuestos azufrados, cenizas y productos químicos que resultan de los procesos industriales y que se ven incrementados si no existen filtros a la salida de las fábricas. Ver figura 20.

Figura 20: Ilustración de atmósferas industrial



Fuente: Archivo Autor

✓ **Atmosferas marinas**

Se caracteriza por la alta humedad y la presencia de sales y arenas abrasivas. Se diferencia de las otras atmósferas porque puede llegar a recorrer grandes distancias. Es quizás una de las atmósferas más agresiva con los componentes estructurales y electromecánicos de una línea de transmisión de energía eléctrica.

Figura 21: Ilustración de atmósferas marinas



Fuente: Archivo Autor

✓ **Atmósferas marina-industrial**

Este tipo de atmosfera se caracteriza por ser la responsable de los casos más crítico de corrosión ambiental en estructuras eléctricas.

Figura 22: Ilustración de atmósferas marina-industrial



Fuente: Archivo Autor

La estrategia de mantenimiento de ISA-Intercolombia clasifica los activos de líneas de transmisión y energía eléctrica en dos grupos: las líneas que están ubicadas con distancia mayor a 50 km y las que están a menos de 50 km del mar tomando especial importancia la corrosión como variable determinante para la frecuencia de las actividades del mantenimiento preventivo.

2.7. Modos de falla en una línea de transmisión de energía eléctrica

Conocer la condición de los equipos con base en sus modos de falla permite determinar las intervenciones que estos requieren. Establecer reglas que clasifiquen estas anomalías ayudan a establecer el tiempo de intervención para administrar el riesgo.

En las empresas transportadoras de energía eléctrica a niveles de alta tensión se desarrollan rutinas de mantenimiento para administrar los anteriores modos de falla. En ISA-Intercolombia se tienen reglas de diagnóstico que permiten priorizar la atención de acuerdo con

la criticidad y condición de la línea. En las tablas 4, 5 y 6 se muestran algunos modos de fallas catalogados en ISA-Intercolombia.

Tabla 4: Algunos modos de fallas en elementos electromecánicos de una línea de transmisión de energía eléctrica.

Modo de falla	Comentarios	Acción por realizar
Aislador fallado por descarga atmosférica.	Corresponde a falla del cemento de la campana por la descarga.	Tener cadenas de repuesto en almacenes.
Aislamiento fallado por actos mal intencionados	Corresponde a falla del cemento de la campana por el impacto.	Tener cadenas de repuesto en almacenes.
Aislamiento fallado por incendio.	Corresponde a la quema total del aislador	Tener cadenas de repuesto en almacenes.
Aislamiento fallado por mala manipulación.	Para los aisladores poliméricos que ya están instalados y su núcleo esté afectado por mala manipulación.	Tener cadenas de repuesto en almacenes.
Anillo anti-corona mal diseñado	Su diseño no permite redistribución de campos y tarde que temprano se afecta el núcleo del aislador.	Tener cadenas de repuesto en almacenes. Retroalimentar a diseño - proyectos.
Bajante, cierre o montante doblado por acto mal intencionado.	Generalmente por sobre esfuerzos mecánicos por caídas de torres adyacentes.	Inspeccionar las torres adyacentes con el fin de encontrar ángulos doblados y reemplazarlos durante las revisiones por acto mal intencionado. Reforzar las torres de acuerdo con los criterios de vanos especiales.
Bajante, cierre o montante reventado por acto mal intencionado.	Asociado a la caída de la torre por acto mal intencionado	Mediante la inspección sin ascenso e inspección aérea se pretende prevenir la ocurrencia del modo de falla. Tener estructura disponible para la reconstrucción de la torre.
Cable conductor reventado por descarga atmosférica.	Corresponde al conductor reventado por la descarga.	Tener empalmes de repuesto en almacenes.
Cable conductor reventado por incendio.	Corresponde a la quema del cable hasta el punto de fusión.	Tener disponibilidad de cables para la corrección.
Descarga atmosférica de gran intensidad.	Corresponde a unas descargas atmosféricas fuera del diseño.	No se realiza nada.
Herraje con señales de fusión.	Corresponde a impactos por descargas atmosférica.	No se realiza nada. No compromete la resistencia mecánica del herraje
Herraje fallado por actos mal intencionados.	Corresponde a un herraje reventado por el impacto.	Tener cadenas de repuesto en almacenes.
Herraje fallado por descarga atmosférica.	Corresponde a un herraje reventado por la descarga.	Tener herrajes de repuesto en almacenes.

Tabla 5: Modos de fallas en franja de servidumbre y sitios de torre

Modos de fallas	Comentarios	Acción por realizar
Incendio bajo la línea.	Corresponde a disparo de la línea sin afectación a cables, aisladores o herrajes.	Relacionamiento con la comunidad.
Torre caída por terremoto	Evento no previsible.	Tener estructura disponible para la reconstrucción de la torre.
Torre inclinada por terremoto.	Evento no previsible.	Verificar inclinación de las torres con inspección aérea en la zona del terremoto.

Tabla 6: Modos de falla en sistema de puesta a tierra

Modo de falla	Comentarios	Acción para realizar
Magnitudes de rayo inferiores a +10 kA.	Descargas que debido al diseño no pueden ser drenadas a tierra.	Realizar estudio especializado e instalar descargadores en la zona.

2.8. Actividades de mantenimiento aplicadas en líneas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión

Las actividades que se describen a continuación se pueden ejecutar en el mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica, en operación (energizadas). En ISA-Intercolombia se han clasificado en tres grupos las actividades de mantenimiento que se ejecutan en las líneas de transmisión de energía, cada una con una frecuencia determinada de acuerdo con los estudios de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM o MCC) de líneas.

2.8.1. Actividades de mantenimiento inspección general

Consiste en la evaluación detallada del estado de los componentes del conjunto torre-vano, que hace parte de la línea de transmisión energía eléctrica. Es una actividad que se ejecuta en búsqueda de fallas. Las actividades específicas de esta tarea incluyen la inspección de:

- Cadena de aislamiento
- Herrajes
- Elementos estructurales
- Cables conductores y de guarda
- Cables aéreos de fibra óptica
- Cable subterráneo
- Sitio de torre y obras civiles
- Conexiones a tierra
- Vano
- Zona fuera del corredor de servidumbre
- Sistema de iluminación para señalización aeronáutica
- Descargadores de Sobretensión
- Pararrayos Desionizadores de Carga Electrostática (PDCE).

✓ **Inspección cadenas de aisladores:**

Esta actividad consiste en la revisión visual detallada, desde la estructura, de las cadenas de aisladores, identificando el tipo de aislador, evaluación de la condición y cantidad de elementos afectados en cada cadena, indicando si están quebrados, flameados, corroídos, contaminados y cambios de color.

Adicionalmente se debe verificar la verticalidad de las cadenas y la condición de los pasadores. También se debe verificar si los anillos corona presentan deformaciones, están mal instalados o no están instalados.

✓ **Inspección de herrajes:**

Esta actividad consiste en la revisión de los herrajes, con el fin de detectar corrosión, contaminación, desgaste, deformaciones, fisuras o evidencias del arco de potencia mediante quemones o fundiciones en el material, elementos faltantes, flojos, instalación incorrecta de elementos, instalación de elementos inadecuados. Se debe observar la correcta posición y configuración de amortiguadores y espaciadores amortiguadores.

En las líneas que poseen cables de fibra óptica (OPGW y ADSS) existen tareas adicionales que consisten en la revisión de las cajas de empalme, evaluando que ésta se encuentre sellada herméticamente, sin problemas de corrosión y firmemente sujetadas a la torre, así como la condición de los elementos de fijación del cable a la estructura en los conjuntos de suspensión y retención, escoltas y fijación de las mismas y colillas de puesta a tierra. Esta actividad incluye la instalación o ajuste de tuercas y pines en herrajes del lado frío.

✓ **Inspección de elementos estructurales:**

Consiste en la inspección visual de los diferentes componentes de la estructura de la torre, las placas y demás elementos de señalización instalados en la torre para la búsqueda de elementos con presencia de corrosión, deformados, agrietados, sueltos, flojos y faltantes. Esta actividad incluye la evaluación de la condición del recubrimiento galvanizado y las pinturas y materiales aplicados sobre los elementos estructurales, placas y elementos de señalización. La

instalación o ajuste de tornillos y tuercas faltantes en la estructura y elementos estructurales menores previamente identificados.

Adicionalmente, se debe verificar el estado del sistema de iluminación de señalización aeronáutica, realizando pruebas de funcionalidad y limpieza de paneles solares. En el caso de los pararrayos desionizadores de carga electrostática (PDCE) se debe verificar que esté conectado adecuadamente.

✓ **Inspección de cables conductores, de guarda y fibra óptica**

Esta actividad consiste en la revisión detallada del estado de cables conductores, de guarda y de fibra óptica. Esta se puede hacer tanto desde el suelo como desde la torre, en busca de acercamientos fase-tierra, hilos rotos, estado de empalmes, deformaciones, hilos fundidos o con corrosión, estado y fijación de escoltas y cajas de empalme.

Se deberá especificar cantidad de hilos afectados, ubicación (distancia referida a una de las torres), midiendo distancias de seguridad, evidencias de corrosión en cables, grapas y empalmes, indicando severidad y afectación. Esta revisión incluye la verificación de los elementos ubicados sobre los cables conductores y de guarda como amortiguadores de vibración, espaciadores amortiguadores, balizas de señalización, desviadores de vuelo, dispositivos antiaves y descargadores de sobretensión. Así mismo realizar el reporte de elementos extraños adheridos a los cables.

✓ **Inspección de cable subterráneo**

Consiste en un recorrido pedestre a los tramos y tendido de cable de fibra óptica o eléctrico subterráneo, que incluye inspección del estado del terreno del trazado canalizado, obras civiles, cámaras, estructuras en cruces especiales.

✓ **Inspección del sitio de torre y obras civiles**

Consiste en la revisión visual en un radio mínimo de cincuenta (50) metros del centro de la torre para determinar: formación de cárcavas, surcos, erosiones, aguas superficiales, empozamientos, deslizamientos, movimiento del terreno, grietas y hundimientos en sitio de torre.

Adicionalmente incluye la revisión del estado de las obras de protección como: canaletas, cunetas, tubería, trinchos, gaviones, muro de concreto, filtros, empradizaciones y cualquier otra obra en la torre. Si se observa algún problema fuera de este radio, que se considere de riesgo potencial para la estabilidad de la torre, también deberá ser inspeccionado y reportado. Esta actividad requiere la medición de distancias a cauces de ríos y quebradas en un radio de 100 metros alrededor del sitio de torre y la estimación del ancho de este, cuando se identifiquen riesgos potenciales.

En caso de encontrar cualquier anomalía, se deberá tomar el registro fotográfico y elaborar un esquema en planta y perfil (mano alzada) con todos los datos de distancia a la torre, dimensiones generales de ancho, profundidad y longitud.

✓ **Inspección de las conexiones a tierra**

Esta actividad comprende la revisión de los elementos metálicos para fijación a la torre, tales como colillas de puestas a tierra, conectores, soldaduras y cables de contrapesos. También incluye la revisión de elementos metálicos externos a la línea que son influenciados por la inducción de esta, tales como cercas, rejas, puertas, techos, tanques, mallas y otros elementos metálicos. De estos elementos se verificará el estado general de las conexiones, afectación por corrosión, elementos faltantes o deformados. Esta actividad incluye de instalación o ajuste de tornillería, tuercas del sistema de puesta a tierra y corrección de colillas de puesta a tierra.

✓ **Inspección del vano**

Consiste en la inspección del corredor de servidumbre establecido para cada línea de transmisión. En esta actividad se deberá identificar la vegetación dentro de la franja de servidumbre que por su crecimiento represente riesgo inmediato o futuro para la operación de la línea, para lo cual se deberá tener en cuenta lo indicado en los anexos del área ambiental y predial.

✓ **Inspección por fuera del corredor de servidumbre**

Esta actividad consiste en la inspección de la vegetación fuera de los corredores de servidumbre, identificando la vegetación con riesgo inmediato o futuro de caer y/o acercarse a los conductores y la medición de la distancia a los mismos.

✓ **Inspección específica**

Corresponde a una inspección específica por condición de alguna parte o conjunto del vano-torre. Esta clase de inspección aplicará en aquellos casos puntuales cuando hay eventos de fallas reales o potenciales, requerimientos de terceros.

2.8.2. Actividad de mantenimiento en servidumbre

De acuerdo a lo expresado por el reglamento de RETIE en donde define que toda línea de transmisión de energía superior a 57,5 kV debe tener una zona de seguridad o franja de servidumbre y que el operador de dicha línea debe hacer uso periódico de esta franja ya sea haciéndole mantenimiento a la línea o poda a la vegetación para impedir el crecimiento natural de los árboles o arbustos que con el transcurrir del tiempo puedan comprometer la distancia de seguridad y poner en riesgo a las personas, medio ambiente y el mismo sistema la actividad de mantenimiento de servidumbre consiste en el mantenimiento y conservación de las zonas y franjas de servidumbre de las líneas de transmisión y sitios de torre. En ISA-Intercolombia se tiene definido que se debe inspeccionar la franja de servidumbre, realizar los cortes, podas y talas de la vegetación dentro de la franja de servidumbre que sean necesarios, para lo cual se deberá recorrer el vano para identificar la vegetación dentro de la franja de servidumbre o por fuera de la misma, con proyección de caída o que por su crecimiento represente riesgo inmediato o futuro para la operación de la línea. Para la intervención de la vegetación se identifican tres tipos de actividades:

- ✓ Rocería: Consiste en cortar la vegetación herbácea y la arbustiva menor a cuatro metros de altura y/o con diámetro menor a diez centímetros, al nivel del suelo usando machete o guadañadora.

- ✓ Poda: Se trata de retirar la parte superior de la copa de un árbol para controlar su crecimiento vertical. Existe la poda de seguridad.
- ✓ Tala: Consiste en eliminar la vegetación a nivel del suelo. Es una actividad que causa impacto al medio ambiente.

Figura 23: Ilustración de vegetación en la zona de servidumbre



Fuente: Archivo Autor

En Colombia La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) es la encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible del País. Dentro de sus mandatos expresa que ningún transportador de energía eléctrica puede realizar tala de individuos arbóreos durante el mantenimiento de la vegetación presente en los sitios de torre y servidumbre de las líneas sin antes contar con el respectivo permiso de aprovechamiento forestal otorgado por la autoridad ambiental competente (ANLA o corporaciones ambientales regionales).

En países como Estados Unidos de América para el mantenimiento de las franjas de servidumbre se aplica la norma A300, Parte 1 del Instituto Nacional de Normalización Estadounidense (ANSI): Mantenimiento de árboles, arbustos y otros tipos de plantas leñosas:

prácticas normativas, poda. Teniendo en cuenta lo ordenado por la ANLA y para ser consecuente con la conservación del medio ambiente en ISA-Intercolombia el mantenimiento de servidumbre se realiza anualmente y en algunas regiones por el tipo de vegetación y la rata de crecimiento se hace cada Seis o Tres meses.

La actividad de mantenimiento de servidumbre incluye la revisión desde el piso de los cables conductores, herrajes, aisladores, puestas a tierra y estructura además se debe realizar la limpieza de las obras de protección de los sitios de torres cómo cunetas y trinchos. Ejemplo de vegetación en zona de servidumbre se observa en la figura 23.

2.8.3. Actividad de mantenimiento de medición del sistema de puesta a tierra.

En la tabla 7 se observan los valores en ohmios que se debe garantizar según RETIE debe tener el sistema de puesta a tierra de una torre de transmisión de energía eléctrica.

Tabla 7: Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra según RETIE

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

Fuente: RETIE 2013

Para la realización de la actividad de medición de la puesta a tierra no es necesario interrumpir la operación de la línea. Según RETIE un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas.

✓ **Medición de resistencia de puesta a tierra**

Esta actividad consiste en la medición de la resistencia de puesta a tierra de la torre utilizando el equipo con calibración vigente y procedimiento aprobado para este fin.

✓ **Medición de resistividad de terrenos**

Esta actividad consiste en la medición de la resistividad de terrenos en la zona de influencia de sitios de torre, utilizando el equipo con calibración vigente y procedimiento aprobado para este fin.

✓ **Medición de distancias eléctricas**

Consiste en las mediciones realizadas en la torre o vano, entre la fase inferior de la línea al terreno, entre fases, a obstáculos, entre cables de guarda y fase superior. La medición se debe realizar con equipos de medida de distancia digitales, sin contacto físico con el conductor.

✓ **Medición de corriente de fuga**

Consiste en realizar mediciones en los equipos de transición de línea aérea a subterránea con el fin de determinar el grado de contaminación en el aislamiento.

3. ESTRATEGIA GENERAL DE MANTENIMIENTO APLICADA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ISA-INTERCOLOMBIA¹⁰

ISA-Intercolombia tiene establecido para sus líneas transmisión de energía eléctrica una estrategia general de mantenimiento con el objetivo de aplicar a lo largo de del ciclo de vida de estos activos y en la medida que va incorporando nuevos proyectos aplica y la ajusta dependiendo del entorno de operación de la línea de transmisión. El alcance de la estrategia general incluye los activos de líneas de transmisión aéreas y las estrategias específicas de todos sus componentes ubicados en el territorio colombiano con tensiones iguales o superiores a 13,2 kV y hasta 500 kV. La construcción de la estrategia general estuvo apalancada en los estudios de MCC. A continuación se presentan los aspectos que se tuvieron en cuenta:

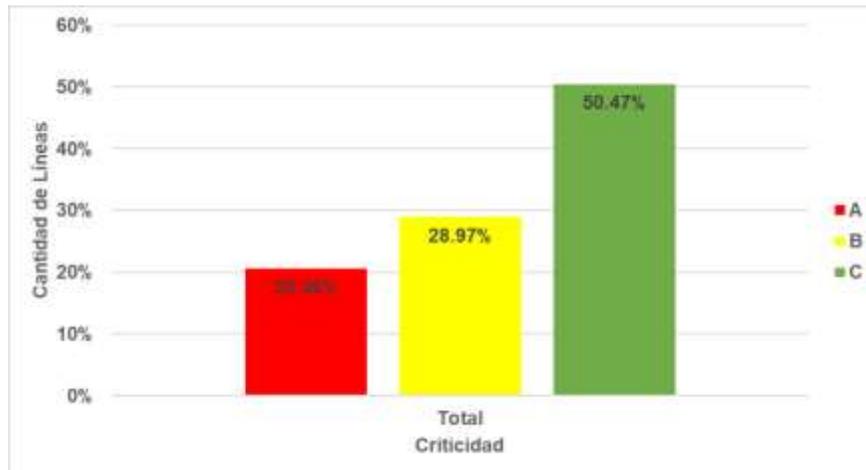
3.1. Situación de los activos

3.1.1. Perfil de criticidad

La empresa hizo un cálculo de la criticidad de sus activos con fin de conocer cuál sería el impacto generado a la compañía, a causa de la afectación de sus activos. En el caso de las líneas de transmisión se clasificaron con base en el potencial que tienen para impactar en el logro del plan estratégico organizacional. Se aplicó la metodología para el cálculo de la criticidad centrada en la valoración de las variables como afectación de recurso humano, afectación al medio ambiente, requerimientos legales, impacto operativo, afectación de la reputación, afectación a la remuneración, costo de reparación y reposición, con esta caracterización las líneas de transmisión fueron clasificadas en: Activo Crítico (A), Activo Semicrítico (B) y Activo de Baja Criticidad (C). En la figura 24 se puede observar el porcentaje de líneas en cada una de la clasificación definida.

¹⁰ Dirección Mantenimiento ISA-Intercolombia. (s.f.). Estrategia de Activos Líneas de Transmisión.

Figura 24: Perfil de criticidad en las líneas de transmisión de ISA-Intercolombia

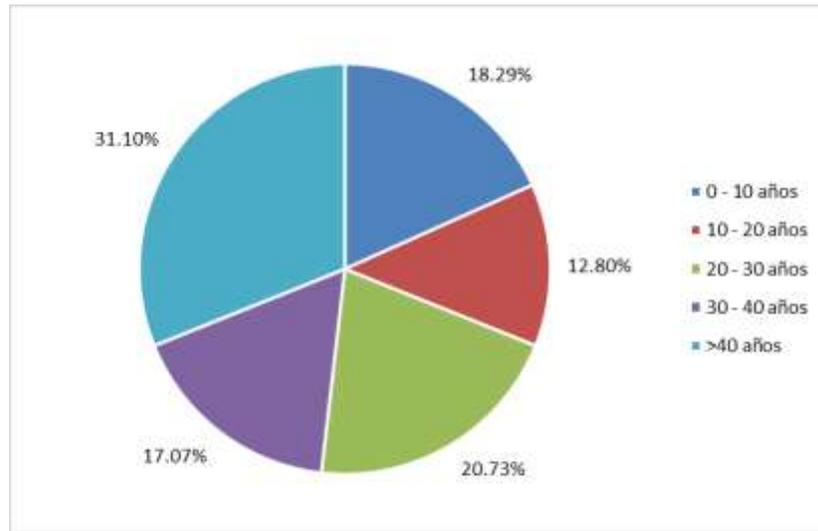


Fuente: ISA-Intercolombia

3.1.2. Perfil de Edad

Para la construcción de la estrategia general de mantenimiento fue importante conocer cuál es el promedio de antigüedad de las líneas. Se encontró que aproximadamente el 48.17% de las líneas tienen más de 30 años de servicio. Este perfil de edad fue obtenido con base en la fecha de puesta en servicio de las líneas reportadas en el sistema y en el caso de reconfiguraciones de líneas, se tomó la fecha de puesta en servicio como la del tramo más antiguo. En la figura 25 se puede observar que del total de las líneas de propiedad de ISA-Intercolombia el 31% tiene más de 40 de servicio.

Figura 25: Distribución de perfil de edad de las líneas de transmisión en ISA-Intercolombia



Fuente: ISA-Intercolombia

3.1.3. Diversidad de líneas

En la figura 26 se muestra que la mayor cantidad de kilómetros de líneas que se tiene en la red de propiedad de ISA-Intercolombia corresponden a un nivel de tensión de 220-230 kV, las cuales representan aproximadamente el 75.52%.

Figura 26: Cantidad de km de línea por nivel de tensión en ISA-Intercolombia.



Fuente: ISA-Intercolombia

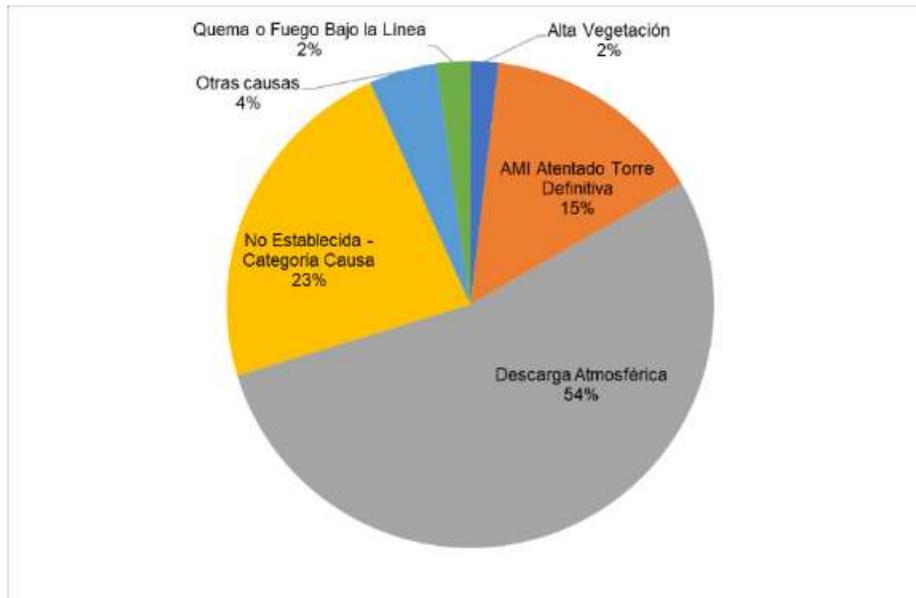
Se resalta que para las líneas de transmisión de ISA-Intercolombia no se tienen estrategias de mantenimiento diferenciadas por nivel de tensión. Las estrategias de mantenimiento tienen variaciones en la frecuencia de ejecución de algunas actividades como la inspección general (IG) y el mantenimiento de servidumbres dependiendo la ubicación de la línea, por ejemplo, en zonas de alta agresividad desde el punto de vista de la corrosión, la IG se realiza cada dos años y en otras zonas normalmente se realiza cada cuatro años.

3.2. Desempeño del activo

3.2.1. Confiabilidad

De acuerdo con la información consignada en el sistema de información de la empresa en cuanto a estadísticas de fallas de las líneas de transmisión, se tomó la información de los eventos en líneas entre enero de 2000 a julio de 2019 y se encontró que el 54% de las fallas corresponden a descarga atmosférica, el 23% corresponden a una causa que no fue establecida, un 2% fueron producto de quemados bajo la línea, otro 2% a vegetación y un 4% restante a otras causas. Ver figura 27.

Figura 27: Principales causas asociadas a eventos de líneas de transmisión de energía



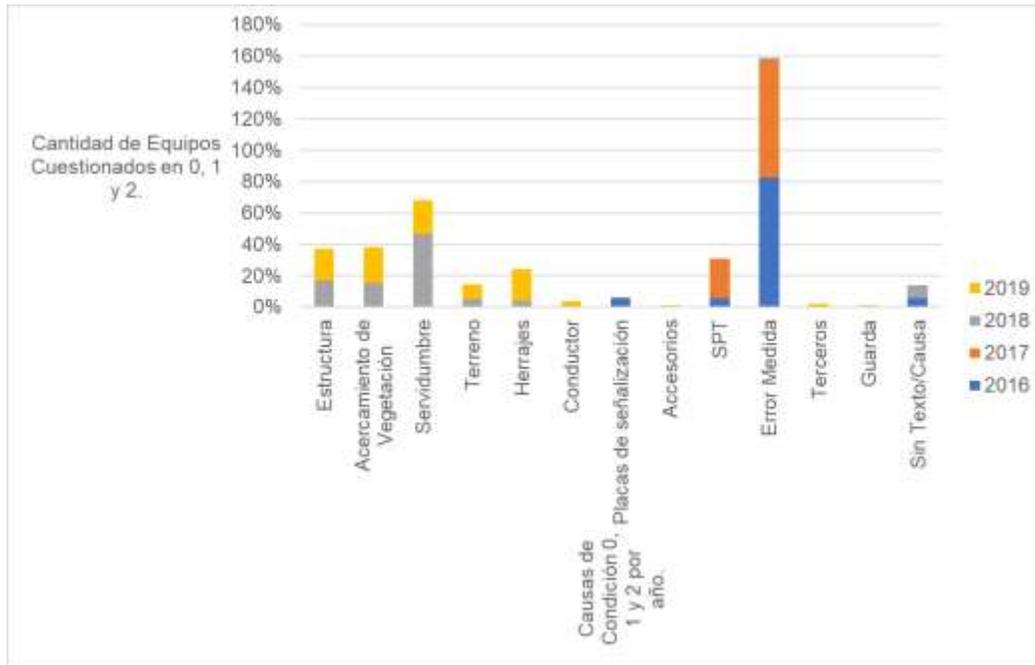
Fuente: ISA-Intercolombia

3.2.2. Condición

La condición es una jerarquización numérica que permite determinar la percepción de riesgo de falla del equipo. En el caso de las líneas de transmisión en ISA-Intercolombia se determinó que el estado 0 (cero) es cuando el activo perdió su función principal (transmitir energía eléctrica). El resto de las condiciones son la valoración del riesgo de llegar a esta condición o poner en peligro a las personas, el medio ambiente y el sistema. En el caso de las líneas la calificación se hace por torre y la calificación de la línea de transmisión corresponde al menor valor de calificación que haya tenido cualquiera de las torres pertenecientes a la línea. Esta consideración se hizo porque el sistema se considera en serie.

En ISA-Intercolombia se tienen catalogadas las diferentes causas de fallas que se presentan en las líneas de transmisión lo que permite obtener la calificación de los equipos. En la figura 28 se muestran las principales causas y porcentaje de los equipos cuestionados.

Figura 28: Causas de condición 0, 1 y 2 por año

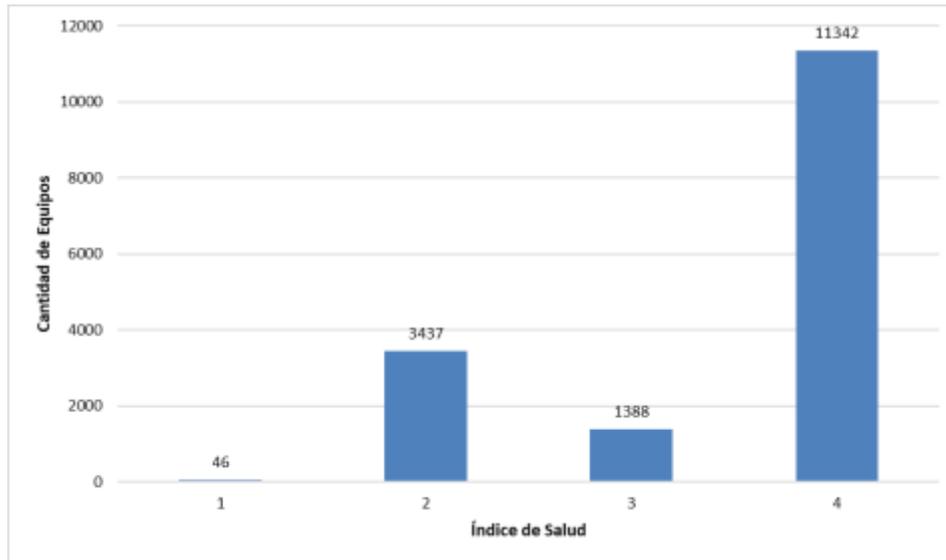


Fuente: ISA-Intercolombia

3.2.3. Expectativa de vida o índice de salud

El índice de salud es un término utilizado para determinar el grado de envejecimiento de un equipo de acuerdo con el estado de las variables que evidencian la reducción de su vida útil. En la figura 29 se muestra el cálculo de índices de salud por el número de activos. El índice de salud es utilizado como insumo para elaborar el plan de inversión de las líneas de transmisión y se proyecta con una ventana de tiempo de 10 años.

Figura 29: Cálculo de índices de Salud en activos de líneas de transmisión



Fuente: ISA-Intercolombia

3.2.4. Seguridad y desempeño ambiental

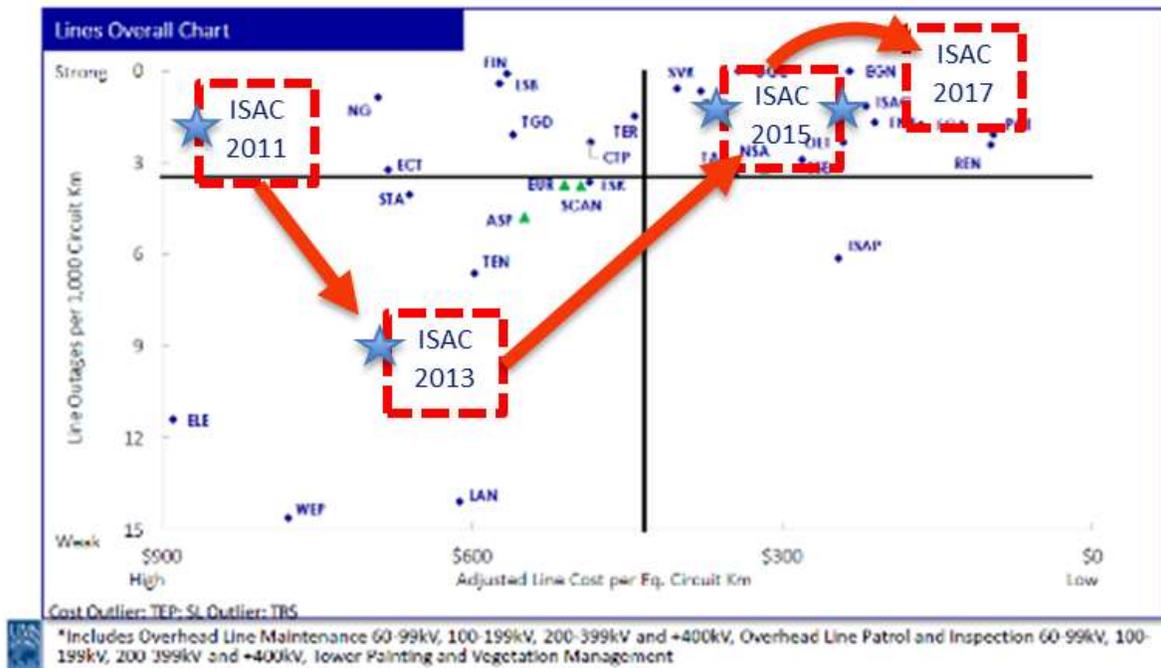
En ISA-Intercolombia la estrategia general está alineada con la estrategia funcional de mantenimiento para asegurar que las actividades de mantenimiento definidas desde la planeación y programación cumplan con los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente vigentes.

3.2.5. Referenciamiento

ISA-Intercolombia considera importante su referenciamiento con otras empresas del sector de transmisión de energía. Es por eso por lo que participa en el Referenciamientos ITOMS (International Transmisión Operations & Maintenance Study), con lo cual busca medir y comparar el desempeño de sus activos en términos de servicio y costos. A partir de este referenciamiento en ISA-INTERCOLOMBIA se construyen planes de mejoramiento con el fin de llegar al cuadrante superior derecho (cuadro de mejores prácticas) elaborado por ITOMS. En la figura 30 se observa la evolución que ISA-Intercolombia ha tenido desde el año 2011.

Figura 30: Evolución del desempeño de líneas de transmisión en ISA-Intercolombia (ISAC)

Overall Cost and Faults Comparison – Lines



3.2.6. Riesgos relacionados con el activo

En ISA-Intercolombia se tienen identificados los riesgos propios de las líneas de transmisión y se administran en todas las etapas del ciclo de vida. En la etapa de mantenimiento se lleva un registro de los mismos.

3.3 Mantenimiento

En ISA-Intercolombia existen estrategias para las siguientes etapas del mantenimiento

3.3.1. Planeación del mantenimiento

La estrategia de planeación del mantenimiento está basada en una planeación operativa y táctica.

3.3.2. Ejecución del mantenimiento

Para la ejecución del mantenimiento se tiene procedimientos estandarizados denominadas: Rutinas Estándares de Mantenimiento (REMs), Guías de Aplicación Normalizada (GANs) y Manuales Técnicos Normalizados (MTNs). Para el mantenimiento de las líneas existe un contrato mediante la modalidad de outsourcing.

3.3.3. Evaluación del mantenimiento

Para la evaluación del mantenimiento se tienen reglas de diagnóstico y algoritmos de calificación. La priorización de las acciones correctivas se realizará utilizando el resultado del cálculo de condición del activo y su criticidad.

4. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO APLICADAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN EN ISA-INTERCOLOMBIA

Las actividades de mantenimiento que ISA-Intercolombia aplica a los activos de líneas de transmisión está soportada en la estrategia general de mantenimiento de líneas.

Es de resaltar que en ISA-Intercolombia no se tiene una estrategia de mantenimiento por nivel de tensión. De acuerdo con los modos de falla y enmarcados en un contexto operacional se tienen dos tipos de estrategias de mantenimiento de líneas: Una estrategia para los activos de líneas ubicados a menos de cincuenta kilómetros del mar y una estrategia para los activos de línea ubicados a más de cincuenta kilómetros del mar. Esta estrategia hace que exista una variación en la frecuencia de ejecución de las actividades de mantenimiento (inspección general, servidumbre y medición del sistema de puesta a tierra). En las tablas 8, 9 y 10 se muestran las estrategias para cada una de las actividades de mantenimiento definidas.

Tabla 8: Estrategia para actividades de mantenimiento de servidumbre

MANTENIMIENTO DE SERVIDUMBRE		
COMPONENTES	TAREA	FRECUENCIA
VANO	Intervenir la vegetación con técnicas de rocerías, podas o talas dentro de las zonas y franjas de servidumbre de la línea y sitios de torre, considerando y aplicando la normatividad vigente (autoridad ambiental).	1 año
	Inspeccionar y reportar la vegetación fuera de la franja de servidumbre con proyección de caída o que por su crecimiento represente riesgo inmediato o futuro para la operación de la línea.	
	Revisar desde el piso los cables conductores y cables de guarda, herrajes, aisladores, puestas a tierra y estructura.	
	Revisar visualmente en un radio mínimo de cincuenta (50) metros del centro de la torre para determinar: formación de cárcavas, surcos, erosiones, aguas superficiales, empozamientos, deslizamientos, movimiento del terreno, grietas y hundimientos en sitio de torre.	
	Revisar el estado de las obras de protección como: canaletas, cunetas, tubería, trinchos, gaviones, muro de concreto, filtros, empradizaciones y cualquier otra obra en la torre. Si se observa algún problema fuera de este radio, que se considere de riesgo potencial para la estabilidad de la torre, también deberá ser inspeccionado y reportado.	
	Medir las distancias a cauces de ríos y quebradas en un radio de 100 metros alrededor del sitio de torre y la estimación del ancho de este, cuando se identifiquen riesgos potenciales.	
	Tomar el registro fotográfico de riesgos potenciales y elaborar un esquema en planta y perfil (mano alzada) con todos los datos de distancia a la torre, dimensiones generales de ancho, profundidad y longitud.	
Realizar la limpieza de las obras de protección.		

Tabla 9: Estrategia para actividades de mantenimiento de inspección general

INSPECCIÓN GENERAL		
COMPONENTE	TAREA	FRECUENCIA
Aisladores	Identificar el tipo de aislador, evaluación de la condición y cantidad de elementos afectados en cada cadena, indicando si están quebrados, flameados, corroídos, contaminados y cambios de color.	4 años
	Verificar la verticalidad de las cadenas y la condición de los pasadores.	
	Verificar si los anillos corona presentan deformaciones, están mal instalados o no están instalados.	
Herrajes	Revisar con el fin de detectar corrosión, contaminación, desgaste, deformaciones, fisuras o evidencias del arco de potencia mediante quemones o fundiciones en el material, elementos faltantes, flojos, instalación incorrecta de elementos, instalación de elementos inadecuados	4 años
Estructura	Hacer inspección visual de los diferentes componentes de la estructura de la torre, las placas y demás elementos de señalización instalados en la torre para la búsqueda de elementos con presencia de corrosión, deformados, agrietados, sueltos, flojos y faltantes.	4 años
	Evaluar la condición del recubrimiento galvanizado y las pinturas y materiales aplicados sobre los elementos estructurales, placas y elementos de señalización.	
	Instalar o ajustar los tornillos y tuercas faltantes en la estructura y elementos estructurales menores previamente identificados.	
	Verificar el estado del sistema de iluminación de señalización aeronáutica, realizando pruebas de funcionalidad y limpieza de paneles solares. En el caso de los pararrayos desionizadores de carga electrostática (PDCE) se debe verificar que esté conectado adecuadamente.	
Cables conductores, de guarda y fibra óptica.	Revisar el estado de cables conductores, de guarda y de fibra óptica. Esta actividad se hará tanto desde el suelo como desde la torre, en busca de acercamientos fase-tierra, hilos rotos, estado de empalmes, deformaciones, hilos fundidos o con corrosión, estado y fijación de escoltas y cajas de empalme. Se deberá especificar cantidad de hilos afectados, ubicación (distancia referida a una de las torres), midiendo distancias de seguridad, evidencias de corrosión en cables, grapas y empalmes, indicando severidad y afectación.	4 años
	Verificar elementos ubicados sobre los cables conductores y de guarda como amortiguadores de vibración, espaciadores amortiguadores, balizas de señalización, desviadores de vuelo, dispositivos anti-aves y descargadores de sobretensión.	
	Realizar reporte de elementos extraños adheridos a los cables.	

Sitio de torre	Hacer inspección visual en un radio mínimo de cincuenta (50) metros del centro de la torre para determinar: formación de cárcavas, surcos, erosiones, aguas superficiales, empozamientos, deslizamientos, movimiento del terreno, grietas y hundimientos en sitio de torre.	4 años
	Revisar el estado de las obras de protección como: canaletas, cunetas, tubería, trinchos, gaviones, muro de concreto, filtros, empradizaciones y cualquier otra obra en la torre. Si se observa algún problema fuera de este radio, que se considere de riesgo potencial para la estabilidad de la torre, también deberá ser inspeccionado y reportado.	
	Medir las distancias a cauces de ríos y quebradas en un radio de 100 metros alrededor del sitio de torre y la estimación del ancho de este, cuando se identifiquen riesgos potenciales. En caso de encontrar cualquier anomalía, se deberá tomar el registro fotográfico y elaborar un esquema en planta y perfil (mano alzada) con todos los datos de distancia a la torre, dimensiones generales de ancho, profundidad y longitud.	
Sistema de puesta a tierra	Revisar los elementos metálicos para fijación a la torre, tales como colillas de puestas a tierra, conectores, soldaduras y cables de contrapesos.	4 años
	Revisar de elementos metálicos externos a la línea que son influenciados por la inducción de esta, tales como cercas, rejas, puertas, techos, tanques, mallas y otros elementos metálicos. De estos elementos se verificará el estado general de las conexiones, afectación por corrosión, elementos faltantes o deformados.	
	Instalar o ajustar la tornillería, tuercas del sistema de puesta a tierra y corrección de colillas de puesta a tierra.	
Vano	Inspeccionar el corredor de servidumbre establecido para cada línea de transmisión.	4 años
	Identificar la vegetación dentro y fuera de la franja de servidumbre que por su crecimiento represente riesgo inmediato o futuro para la operación de la línea, para lo cual se deberá tener en cuenta lo indicado en el anexo ambiental y predial.	

Tabla10: Estrategia para actividades de mantenimiento medición del sistema de puesta a tierra

MANTENIMIENTO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA		
COMPONENTE	TAREA	FRECUENCIA
Sistema de puesta a Tierra	Medir la resistencia de puesta a tierra de la torre utilizando el equipo con calibración vigente y procedimiento aprobado para este fin.	12 años

5. INFORMACION TÉCNICA DE LAS LÍNEAS TOMADAS EN ESTUDIO

5.1. Características técnicas

A continuación se presentan las principales características técnicas de las líneas tomadas en estudio con el fin de correlacionar los modos de fallas y las actividades mantenimiento aplicado de acuerdo con el entorno en donde opera para tener como insumo en la propuesta de modificación de la frecuencia de las actividades de mantenimiento. Ver tabla 11 y figura 31

Tabla 11: Información técnica líneas tomadas en estudio

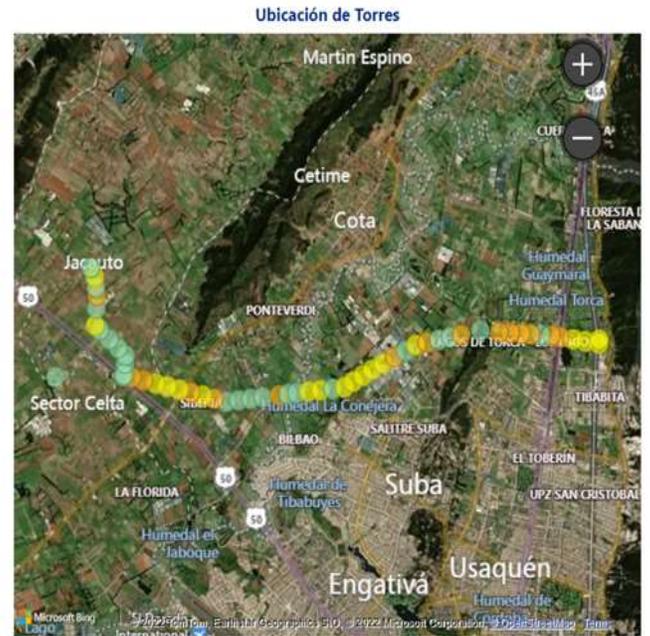
Características Técnicas	Línea Bacatá-Noroeste 230 kV	Línea Bacatá-Torca 230 kV
Nivel de tensión	230 kV	230 kV
Estructura	Auto soportada en Acero galvanizado	Auto soportada en Acero galvanizado
Cadenas de Aislamiento	Porcelana	Porcelana
Cable conductor	Conductores de aluminio con alma de acero de alta resistencia mecánica. Referencia PEACOCK 24/7	Conductores de aluminio con alma de acero de alta resistencia mecánica. Referencia PEACOCK 24/7
Cable de guarda	Conductores de aluminio con alma de acero de alta resistencia mecánica. Referencia MINORCA 12/7	Conductores de aluminio con alma de acero de alta resistencia mecánica. Referencia MINORCA 12/7
Tipo de línea	Circuito 230 kV ≤ 100 km	Circuito 230 kV ≤ 100 km
Longitud	5,461 km	16,170 km
Numero de torres	19	56
Fecha de PES	1976	1976
Ubicación geográfica	> a 50 km del mar	> a 50 km del mar
Ubicación respecto al nivel del mar	2600 m	2600 m
Características topográficas	Suelo tipo Sabana	Suelo tipo Sabana
Clasificación de las líneas de transmisión de energía por su ubicación respecto al nivel del mar según la CREG	Nivel 3	Nivel 3
Vegetación predominante en la franja de servidumbre	Potreros y arboles aislados introducidos (eucaliptos, acacias y pinos)	Potreros, bosques nativos y árboles aislados introducidos (eucaliptos, acacias y pinos)
Clasificación índice de Criticidad	B	A
Clasificación índice de Condición	4	4

Figura 31: Panorámica del trazado de las líneas en estudio



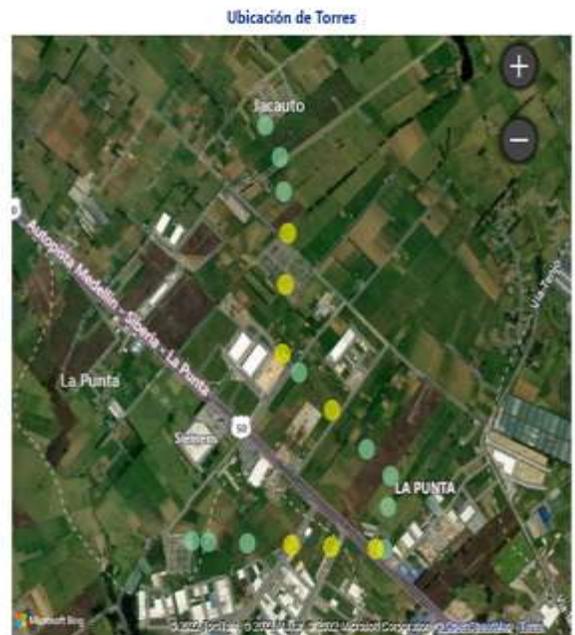
Longitud de Circuitos

Línea de Transmisión	km de Circuito
BACANORO2301	10,73
BACAPRIM5001	114,74
BACATORC2301	39,71
BETAIBAG2301	413,05
CHINGUAV2301	42,23
CHIVSOCH2301	232,05
CHIVTORC2301	204,02
CHIVTUN1151	3,66
CMAQMIEL2301	2,48
CMAQMIEL2302	3,78
GUATSESQ1151	43,51
GUATTUN1151	13,82
GUAVLREF2301	0,69
GUAVTORC2301	165,91
GUAVLREF2302	172,33
Total	2.161,03



Longitud de Circuitos

Línea de Transmisión	km de Circuito
BACANORO2301	10,73
BACAPRIM5001	114,74
BACATORC2301	39,71
BETAIBAG2301	413,05
CHINGUAV2301	42,23
CHIVSOCH2301	232,05
CHIVTORC2301	204,02
CHIVTUN1151	3,66
CMAQMIEL2301	2,48
CMAQMIEL2302	3,78
GUATSESQ1151	43,51
GUATTUN1151	13,82
GUAVLREF2301	0,69
GUAVTORC2301	165,91
GUAVLREF2302	172,33
Total	2.161,03



Fuente: Archivo Autor

5.2 Analisis de riesgo y estimación de beneficios para la propuesta de modificación de la frecuencia de las actividades mantenimiento preventivo de las líneas de transmisión de energía eléctrica Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá –Torca a 230 kV

A continuación se presenta el análisis de riesgo y estimación de costos realizado para determinar la posibilidad de cambio de la frecuencia de las actividades de mantenimiento (inspección general, mantenimiento de servidumbre y medición del sistema de puesta a tierra) que por estrategia ISA-Intercolombia tiene establecido para las líneas en estudio. El análisis se basa en el entorno operacional de las líneas, en la estadística de las causas y modos de fallas y en el modo de contratación que se tiene para la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo. Para el análisis se tomó el año 2006 como punto de partida teniendo en cuenta que desde ese año la antigua línea Torca-Noreste 230 kV hizo parte de proyecto UPME -03 y su reconfiguración por la entrada en servicio de la subestación Bacatá 230 kV se crearon las líneas Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV.

5.2.1 Entorno operacional de las líneas de transmisión en estudio

Las líneas Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV operan a más de 100 km de distancia de las costas marinas de Colombia por lo que no están sometidas a atmosferas corrosivas marinas que pongan en riesgo la funcionalidad de sus componentes. Esta condición de operación hace que dentro de las estadísticas de fallas de estas líneas ninguna sea atribuible a procesos corrosivos. Otra condición del entorno operacional de las líneas es la humedad relativa que también es otro factor que contribuye al deterioro de los componentes, la humedad relativa promedio del entorno está entre el 50% y 60% lo que se puede considerar un clima seco beneficioso para la vida útil de los elementos electromecánicos.

Los corredores de servidumbre se encuentran coexistiendo con diferentes infraestructuras tales como colegios, universidades, empresas manufactureras, empresas de transportes, vías

principales y secundarias, conjuntos residenciales, entidades gubernamentales por lo que la posibilidad de invasión de la franja de servidumbre y el hurto de estructura es de riesgo bajo.

En algunos vanos dentro de la franja de servidumbre se tiene identificado vegetación nativa la cual se puede mantener con la técnica de rocería (actividad forestal técnica realizada sobre la vegetación de habito arbustal y herbazal con la finalidad de reducir la altura de los individuos vegetales) o poda (arreglo técnico de árboles o vegetación y consiste en el corte de ramas para reducir la densidad de la copa del árbol) o con podas de seguridad que consisten en eliminar riesgos de vegetación en cercanía a los conductores eléctricos.

Los accesos a los sitios de torres son favorables debido a que los vehículos en donde se transporta el personal de mantenimiento pueden llegar a una distancia entre cien y quinientos metros de las torres lo que repercute en el rendimiento de la ejecución de las actividades de mantenimiento.

5.2.2. Análisis de los reportes de anomalías, fallas y disponibilidad en las líneas en estudio

Con base a la información de los reportes de mantenimiento que se encuentran almacenados en el sistema de información (SAP R3) utilizado por ISA-Intercolombia para sus activos se identificó que entre los años 2006 y 2021 el número de avisos (solicitud de ejecución de actividad de mantenimiento preventivo o correctivo) de mantenimiento en la línea Bacatá-Noroeste 230 kV fue de 101 avisos y en la línea Bacatá-Torca 230 kV fue de 292.

Con base a esta información se estableció que en la línea Bacatá-Noroeste 230 kV el 5% de los avisos correspondió a mantenimiento correctivo por falla en los componentes electromecánicos atribuibles a fallas externas impredecibles (explotación de fabrica ilegal de pólvora y acercamiento de vehículo de transporte de material para construcción fuera de la franja de servidumbre). Para lo cual fue necesario sacar la línea de servicio por emergencia. El 95% de

los avisos corresponden a mantenimiento preventivos y a mantenimientos correctivos planeados.

Ver figuras 32 y 33.

Figura 32: Reporte de avisos LT Bacatá-Noroeste 230 kV

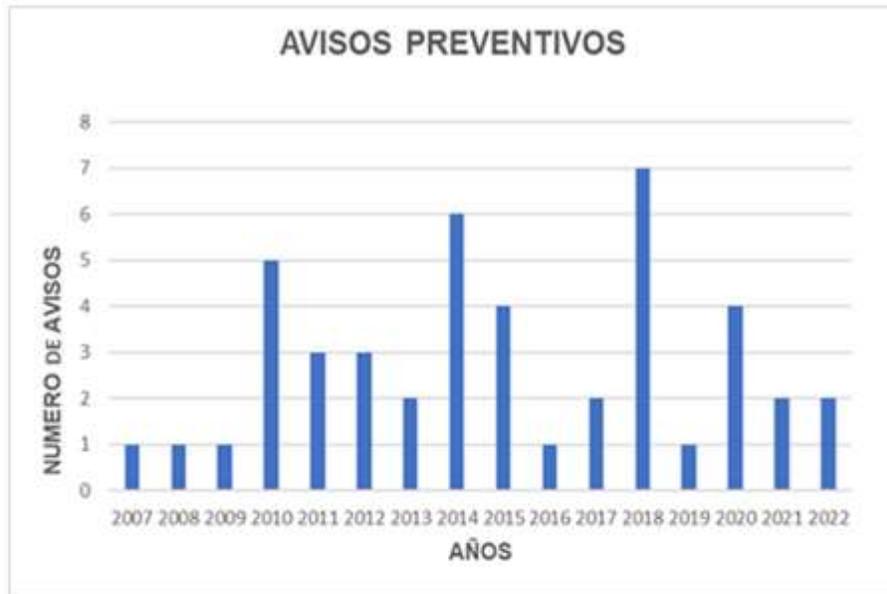
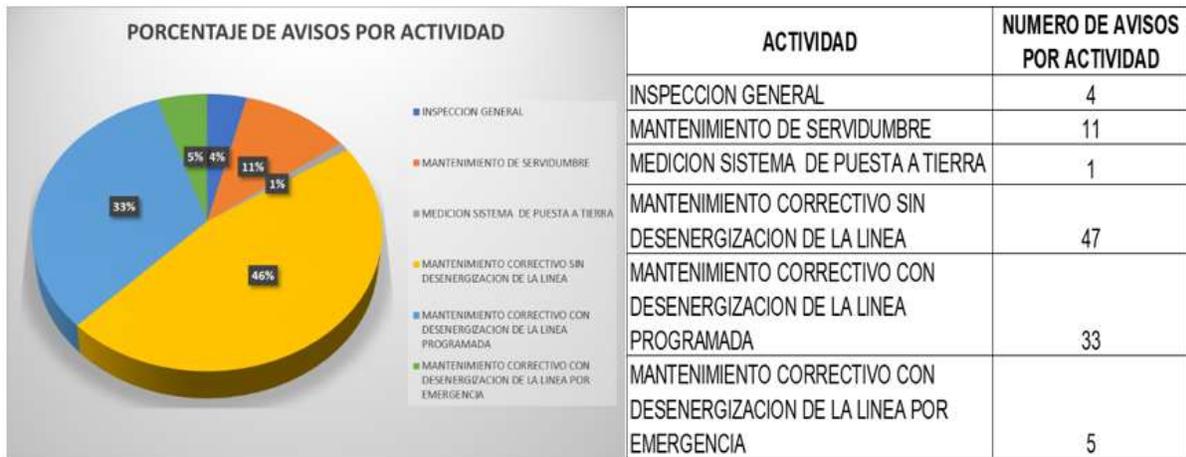


Figura 33: Distribución de avisos de mantenimiento LT Bacatá-Noroeste 230 kV



Para la línea Bacatá-Torca 230 kV se identificó que el 1% de los avisos correspondió a mantenimiento correctivo por falla en los componentes electromecánicos atribuibles a fallas externas impredecibles (explotación de fabrica ilegal de pólvora fuera de la franja de servidumbre) para lo cual fue necesario sacar la línea de servicio por emergencia. El 99% de los avisos corresponden a manteamiento preventivos y a mantenimientos correctivos planeados. Ver figura 34.

Figura 34: Reporte de avisos LT Bacatá-Torca 230 kV

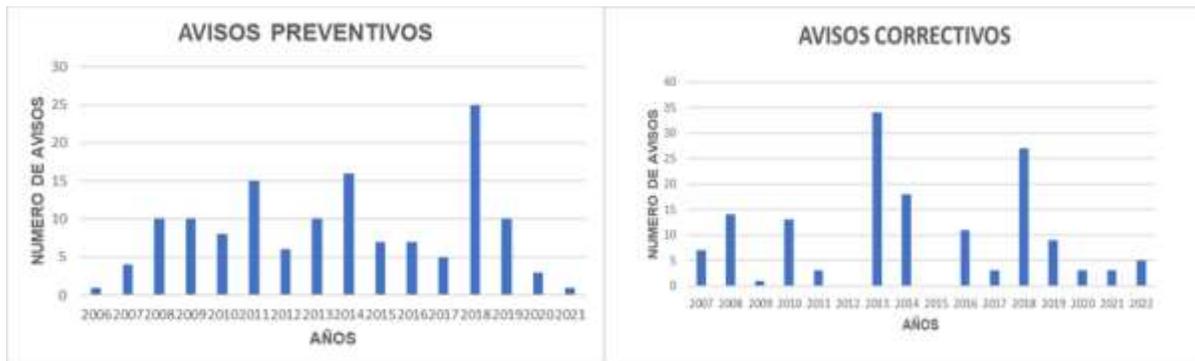
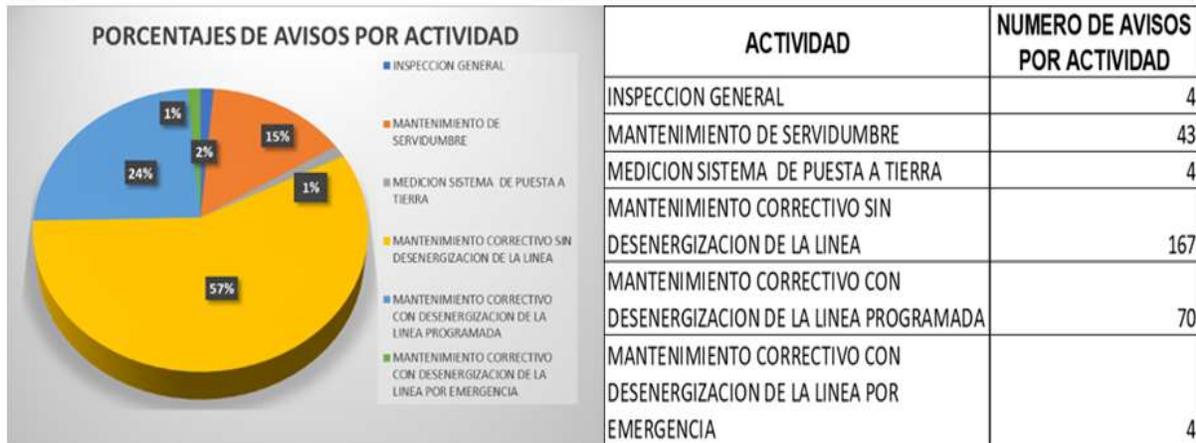


Figura 35: Distribución de avisos de mantenimiento LT Bacatá-Torca 230 kV



Fuente: ISA-Intercolombia

ISA-Intercolombia como transportador de energía eléctrica debe cumplir con las metas de disponibilidad exigidos por la CREG y como miembro de CIER, publica la disponibilidad de sus activos. En las figuras 36 y 37 se muestra la disponibilidad de las líneas en estudio en donde se puede observar que estos activos en los últimos tres años han tenido una disponibilidad por encima de las metas exigidas por la CREG. Esta información demuestra que son líneas “electromecánicamente sanas”

En la figura 37 se observa que la línea Bacatá – Noroeste 230-1 kV tuvo dos salidas programadas fuera del plan semestral de mantenimiento revisado y aprobado por el centro nacional de despacho (CREG-CND) en los años 2020 y 2022 afectando únicamente sus horas asignadas para mantenimiento.

Figura 36: Reporte de disponibilidad LT Bacatá-Noroeste 230 kV



En la figura 37 se observa que las líneas Bacatá – Torca 230 kV 1 y 2 tuvieron una salida programada fuera del plan semestral de mantenimiento, revisado y aprobado por el centro nacional de despacho (CREG-CND) en el año 2021 afectando únicamente sus horas asignadas para mantenimiento.

Figura 37: Reporte de disponibilidad LT Bacatá-Torca 230 kV



5.2.3. Análisis de los beneficios económicos que se pueden obtener por el cambio de la frecuencia de las actividades de mantenimiento

Desde el año 2014 ISA-Intercolombia tomó la decisión de tercerizar el mantenimiento de sus líneas de transmisión a través de la modalidad de contratación tipo outsourcing en donde el contratista coloca las herramientas, mano de obra e infraestructura administrativa para atender los requerimientos de mantenimiento preventivo y correctivo que sean solicitados por ISA-Intercolombia durante la vigencia del contrato. Para el desarrollo del contrato se pactaron unos valores fijos para soportar los costos fijos (bodegas, sedes administrativas, personal administrativo y técnico y herramientas, entre otros).

El mantenimiento preventivo (mantenimiento de servidumbre, inspección general y medición de los sistemas de puesta a tierra) se liquida por kilómetro de línea y se cancela de acuerdo con la cantidad de kilómetros ejecutados. Ver figura 38.

Figura 38: Relación de costos por km de las líneas en estudio

CODIGO	UBICACIÓN_TÉCNICA	km	UNIDAD	ACTIVIDAD 1_OFERTA	ACTIVIDAD 2_OFERTA	ACTIVIDAD 3_OFERTA	ACTIVIDAD 4_OFERTA
C_BN	LT Bacatá - Noroeste 230 kV - 1	5.461	COP/km	\$650,689	\$568,671	\$743,645	\$991,527
C_BP	LT Bacatá - Primavera 500 kV_C	114.739	COP/km	\$714,603	\$473,177	\$975,385	\$1,028,522
C_BT	LT Bacatá - Torca 230 kV - 1	16.17	COP/km	\$907,614	\$679,895	\$1,037,273	\$1,185,456
C_BI	LT Betania-Ibagué 230 kV - 1	204.022	COP/km	\$467,848	\$369,466	\$586,219	\$837,456
C_CHG	LT Chivor-Guavio 230 kV - 1	22.69	COP/km	\$1,010,284	\$686,730	\$769,740	\$855,267
C_CHS	LT Chivor-Sochagota 230 kV - 1	115.195	COP/km	\$579,322	\$437,649	\$639,639	\$908,960
C_CHT	LT Chivor-Torca 230 kV - 1	102.838	COP/km	\$749,446	\$505,269	\$758,623	\$1,003,339
C_CMU1M	LT C.Maq Unidad 1-Miel I 230 kV 1	0.457	COP/km	\$5,912,687	\$7,751,094	\$6,757,356	\$6,757,356
C_CMU2M	LT C.Maq Unidad 2-Miel I 230 kV 2	0.484	COP/km	\$5,582,846	\$7,318,698	\$6,380,396	\$6,380,396
C_GR	LT Guavio-La Reforma 230 kV - 1	0.305	COP/km	\$2,214,834	\$2,903,484	\$2,531,239	\$2,531,239
C_GT	LT Guavio-Torca 230 kV - 1	83.618	COP/km	\$774,196	\$515,032	\$765,943	\$924,414
C_IM	LT Ibagué-La Mesa 230 kV - 1	86.79	COP/km	\$717,491	\$544,545	\$805,604	\$1,078,934
C_LMN	LT La Mesa-Noroeste 230 kV - 1	40.032	COP/km	\$645,185	\$455,425	\$680,635	\$935,872
C_LMS	LT La Mesa-San Felipe 230 kV - 1	77.198	COP/km	\$666,058	\$464,443	\$583,054	\$745,013
C_LRT	LT La Reforma-Tunal 230 kV - 1	0.839	COP/km	\$805,154	\$1,055,498	\$920,177	\$920,177

El mantenimiento correctivo se liquida de acuerdo con las tarifas preestablecidas por el suministro de personal técnico con dotación de herramientas básicas, vehículo para el transporte del personal y por el suministro de herramientas especializadas bajo una modalidad de unidad básica salarial (UBS -1). Ver figura 39.

Figura 39: Relación de los componentes de una UBS

2. UBS_1							
Recurso	Unidad de Med	FM	Tarifa Unita	Cantidad Recur	Tarifa Tot	Cantidad U	
Servicios Tecnólogo	Dia	1.79	\$89,119	1	\$159,442.913	0.1440000	
Servicios de Liniero I	Dia	2.42	\$86,116	1	\$208,181.399	0.1880000	
Servicios de Liniero II	Dia	2.50	\$75,780	1	\$189,237.987	0.1710000	
Servicios de Ayudante	Dia	2.06	\$41,334	1	\$85,025.028	0.0760000	
Gastos de Viaje	Dia	1.14	\$94,727	1	\$107,644.019	0.0970000	
Transporte Camperero o Camioneta 4X4 doble cabina	Dia	1.28	\$280,830	1	\$360,037.872	0.3240000	
Total Tarifa de la UBS					\$1,109,569.22	1.000	

Dentro de las cláusulas del contrato ISA-Intercolombia se reserva el derecho de seleccionar la forma de pago por valor fijo y/o por UBS (unidad básica salarial previamente acordada para la ejecución de las actividades) objeto del Contrato, considerando la mejor alternativa a los intereses de ISA-Intercolombia por tanto, las actividades cotizadas por valor fijo podrán ser canceladas por UBS, si así lo decidiera ISA-Intercolombia.

Para obtener las posibles reducciones de los costos de mantenimiento con la propuesta de cambio de la frecuencia de ejecución de las actividades de mantenimiento es necesario cuantificar cuanto es valor que se pagaría si las actividades se ejecutan de acuerdo con la frecuencia que por plan de mantenimiento que se tiene proyectada y cuanto serían los costos de acuerdo con la modificación de la frecuencia. Para el análisis se tomó una ventana de catorce años iniciando en el año 2023 y finalizando en el año 2036 con el fin de dejar incluido mínimo dos veces cada una de las actividades de mantenimiento preventivo que se tiene establecidas en la estrategia de mantenimiento.

En las tablas 12 y 13 se observan los valores que se deberían cancelar si el mantenimiento se ejecuta de acuerdo con la frecuencia actual y el valor que se cancelara si se introduce la

propuesta de modificación. Para la obtención de los costos se tuvo una proyección de incremento anual del 10% por la variación del salario mínimo mensual decretado por el gobierno nacional a partir del 1 de enero de cada año. Las siguientes consideraciones fueron tenidas en cuenta para la estimación de costos:

- Desde el año 2023 hasta el año 2036 se contempla hacer mantenimiento de servidumbre en vanos seleccionados y cancelar los servicios por UBS.
- Se proyectaron los días de ejecución con una duración de 6 días. Para la LT Bacatá-Torca 230 kV y tres días para la línea Bacatá-Noroeste 230 kV, pero se contempla que se pueden presentar variaciones en los costos por el retiro de material vegetal producto del mantenimiento de servidumbre en algunas áreas en donde no se puede dejar el material vegetal en el vano por ser zonas habitacionales o complejos empresariales por lo que se hará la recomendación de ejecutar las actividades en periodo de verano.

De acuerdo con el análisis realizado para la línea Bacatá – Noroeste 230 kV se estima una optimización del 50% y en la línea Bacatá -Torca 230 kV se estima una optimización del 40% sobre el valor a cancelar en la venta de los catorce años.

Tabla 12: Análisis proyección de costos LT Bacatá-Noroeste 230 kV

PROYECCIÓN DE LAS REDUCCIONES DE COSTOS EN EL MANTENIMIENTO CON EL CAMBIO DE LA FRECUENCIA EN EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES				
AÑO	VALOR MANTENIMIENTO SIN MODIFICACIÓN	VALOR MANTENIMIENTO CON MODIFICACIÓN	REDUCCIÓN	PORCENTAJE DE LA REDUCCIÓN
2023	\$ 4,651,417.13	\$ 1,776,316.93	\$ 2,875,100.20	62%
2024	\$ 7,796,668.21	\$ 5,861,845.86	\$ 1,934,822.35	25%
2025	\$ 5,628,214.73	\$ 2,149,343.48	\$ 3,478,871.25	62%
2026	\$ 7,075,474.02	\$ 4,728,555.66	\$ 2,346,918.36	33%
2027	\$ 6,810,139.82	\$ 2,600,705.61	\$ 4,209,434.21	62%
2028	\$ 7,491,153.80	\$ 2,860,776.17	\$ 4,630,377.63	62%
2029	\$ 8,240,269.18	\$ 3,146,853.79	\$ 5,093,415.39	62%
2030	\$ 10,359,201.52	\$ 3,461,539.17	\$ 6,897,662.35	67%
2031	\$ 9,970,725.71	\$ 3,807,693.09	\$ 6,163,032.63	62%
2032	\$ 10,967,798.28	\$ 4,188,462.40	\$ 6,779,335.89	62%
2033	\$ 12,064,578.11	\$ 4,607,308.64	\$ 7,457,269.48	62%
2034	\$ 15,166,906.94	\$ 10,136,079.00	\$ 5,030,827.94	33%
2035	\$ 14,598,139.52	\$ 5,574,843.45	\$ 9,023,296.07	62%
2036	\$ 24,469,284.76	\$ 18,396,983.38	\$ 6,072,301.37	25%
VALOR TOTAL	\$ 145,289,971.75	\$ 73,297,306.63	\$ 71,992,665.12	50%

Tabla 13: Análisis proyección de costos LT Bacatá-Torca 230 Kv

PROYECCIÓN DE LAS REDUCCIONES DE COSTOS EN EL MANTENIMIENTO CON EL CAMBIO DE LA FRECUENCIA EN EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES				
AÑO	VALOR MANTENIMIENTO SIN MODIFICACIÓN	VALOR MANTENIMIENTO CON MODIFICACIÓN	REDUCCIÓN	PORCENTAJE DE LA REDUCCIÓN
2023	\$ 19,211,038.96	\$ 10,657,901.56	\$ 8,553,137.40	45%
2024	\$ 27,601,188.99	\$ 18,258,772.80	\$ 9,342,416.18	34%
2025	\$ 23,245,357.14	\$ 12,896,060.89	\$ 10,349,296.25	45%
2026	\$ 29,222,730.67	\$ 22,093,115.09	\$ 7,129,615.57	24%
2027	\$ 28,126,882.14	\$ 15,604,233.68	\$ 12,522,648.46	45%
2028	\$ 30,939,570.35	\$ 17,164,657.04	\$ 13,774,913.31	45%
2029	\$ 34,033,527.39	\$ 18,881,122.75	\$ 15,152,404.64	45%
2030	\$ 42,784,999.97	\$ 20,769,235.02	\$ 22,015,764.95	51%
2031	\$ 41,180,568.14	\$ 22,846,158.53	\$ 18,334,409.62	45%
2032	\$ 45,298,624.96	\$ 25,130,774.38	\$ 20,167,850.58	45%
2033	\$ 49,828,487.45	\$ 27,643,851.82	\$ 22,184,635.63	45%
2034	\$ 62,641,518.45	\$ 47,358,554.29	\$ 15,282,964.16	24%
2035	\$ 60,292,469.82	\$ 33,449,060.70	\$ 26,843,409.12	45%
2036	\$ 86,624,354.75	\$ 57,303,850.69	\$ 29,320,504.05	34%
VALOR TOTAL	\$ 581,031,319.18	\$ 350,057,349.25	\$ 230,973,969.92	40%

5.2.4. Análisis de riesgo

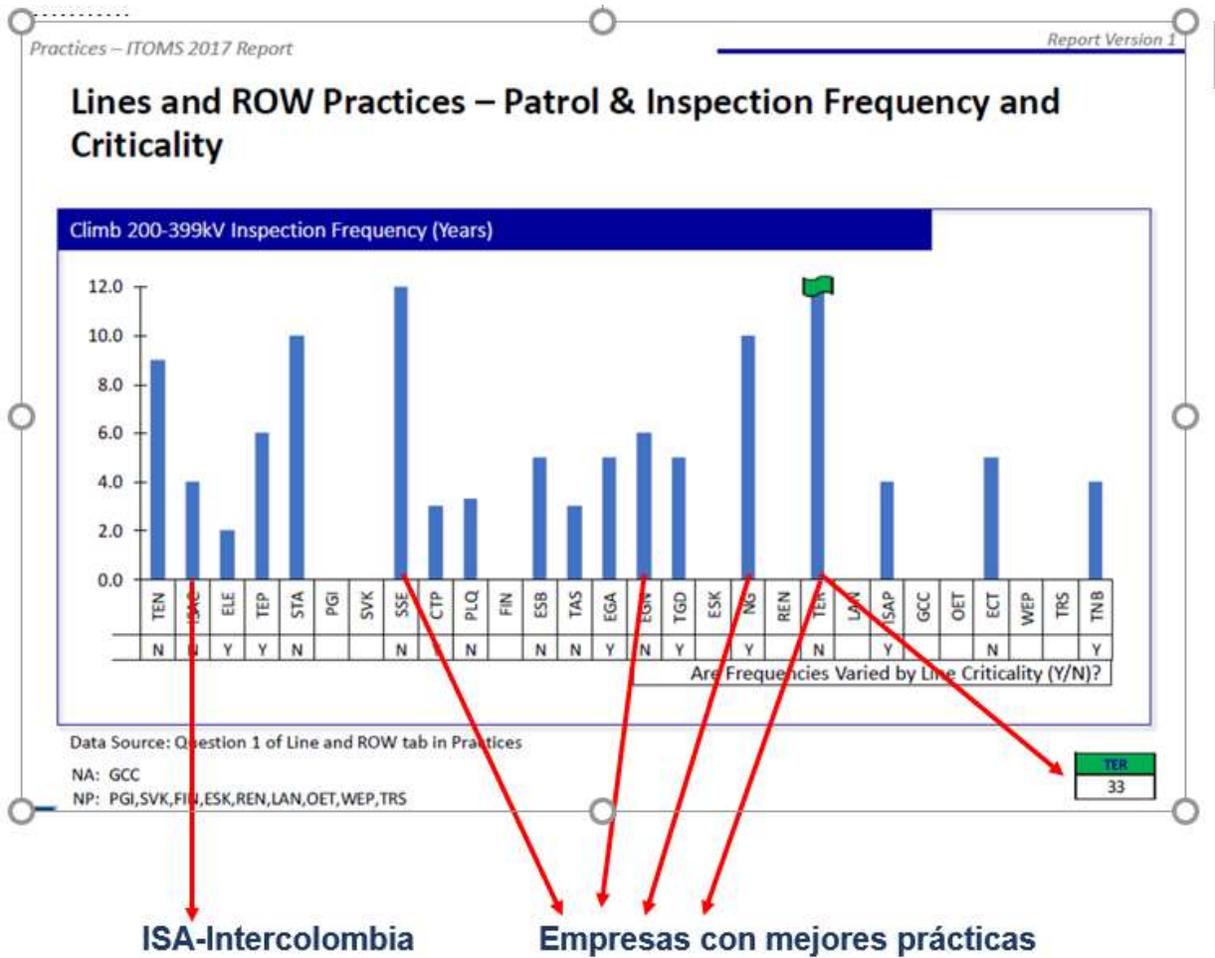
Con el fin de administrar los riesgos que se pueden presentar por la modificación de la frecuencia para la ejecución de las actividades de mantenimiento se hizo el siguiente análisis mostrado en la tabla 14.

Tabla 14: Análisis de riesgo en las líneas en estudio

CONSIDERACIÓN ESPECIAL	SI	NO	ANÁLISIS	RIESGO
La operación de la línea es en atmosfera corrosiva tipo marina?		X	Las líneas se encuentran a más de 100 km de la costa marina por lo tanto los elementos electromecánicos no son sometidos a procesos de deterioro por el fenómeno de corrosión salina.	BAJO
La operación de la línea es en zona de orden público con alteraciones?		X	Normalmente en zonas de orden público con alteraciones, los cables conductores, cadenas y aislamiento, cables de guarda y fibra óptica son impactados por proyectiles o vandalismo (actos mal intencionados).	BAJO
Existe dificultad para ingreso a los sitios de torres por la topografía del terreno?		X	Las torres se encuentran en suelo tipo sabana lo que hace fácil el acceso en cualquier hora del día.	BAJO
La línea opera en zonas con asentamientos poblacionales irregular (invasiones)?		X	Cuando existen asentamientos producto de invasiones de terrenos se presentan hurto de estructuras, invasión de zonas de servidumbre y cultivos debajo de los cables conductores, esta situación pone en riesgo la estabilidad de la torre ye imposibilita el ingreso para ejecutar mantenimiento.	BAJO
Sitios de torres con predominio de suelos inestables (deslizamientos, hundimientos, inundaciones, ente otros)?		X	Los suelos en donde están instaladas las torres son ciento por ciento sabanas con drenajes de aguas de correctivas definidas, se pueden presentar empozamiento de agua de manera transitoria por el desnivel que existe con los caños y ríos que circulan la zona de influencia.	BAJO

Haciendo un referenciamiento con los tableros que comparte ITOMS con sus afiliados se pudo observar que a nivel mundial las actividades de mantenimiento cuya finalidad es hacer inspección general de los componentes de las líneas, algunas empresas están por encima de los cuatro años que sería el caso de ISA-Intercolombia llegando a registrar empresas con frecuencias mayores a 12 años. Ver figura 40

Figura 40: Referenciamiento de ejecución de Inspección General según ITOMS



5.3 RESULTADOS

Las actividades de mantenimiento que se realizan en las líneas de transmisión de energía eléctrica en ISA-Intercolombia son:

- Mantenimiento de servidumbre.
- Inspección general (IG).
- Medición del sistema de puesta a tierra.

5.3.1. Mantenimiento de servidumbre

La frecuencia de ejecución del mantenimiento de servidumbre según la estrategia de mantenimiento es anual. Para las dos líneas en estudio se tiene contemplado el mantenimiento de servidumbre en toda la longitud de las líneas. Revisando los históricos de mantenimiento se encontró que la intervención no es en todos los vanos porque la vegetación existente es tipo sabana en donde la vegetación es escasa, tipo nativa y con alturas que no ponen en riesgo la disponibilidad del servicio. En la figura 41 se observa un reporte de ejecución de la actividad.

Figura 41: Reporte de mantenimiento de servidumbre LT Bacatá-Noroeste 230 kV

LINEA: BACANDRO2301		SECTOR: BOGOT				PLAN DE TRABAJO: 00054886 AVISO: 5469444	
Torre (Vano adyacente)	Fecha	Actividad	Tipo de vegetación (cantidad de árboles)	Mediciones	Especie	Propietario	Observaciones
1	07.01.20	Limpieza de base Limpieza de cumes Vegetación que impide permiso Tala de vegetación en el vano Foda de vegetación en el vano Mantenimiento: Altura menor a 3m y abarcadura menor a 32 cm Árboles aislados Bosque plantado Bosque natural: Altura mayor a 3m y abarcadura mayor a 32 cm Cerca viva Cultivo agrícola	X	Zona de servidumbre (SI - No) Distancia al eje de la línea (m) Abarcadura - perímetro (cm) Altura (m) Altura promedio Área intervenida (m ² o ha) Distancia entre árboles (plantación) o cultivos	Nombre común: Si la especie no es conocida tomar fotos del árbol: hojas, tronco árbol, flores, frutos *Distancia Copia - Circuito (m)	Datos de propietario o responsable del predio (cédula, teléfono) - localización del predio (vereda, municipio, como se puede llegar)	Registrar actividades realizadas, información importante. Pendientes: colocar si se requiere con dignidad nacional para la sala y/o poder, riesgo que representa la vegetación, tiempo aproximado en que se debe talar o podar, existencia en el vano ríos, quebradas, nacimientos de agua cerca de la vegetación que requiere permiso. Quejas o solicitudes.
							Base: pasto Vano: pastos Acceso: carretera Se observa mala de cemento de la SE a una distancia de 7m de la torre, distancia del cable de guarda a la mala 25m, esta mala está atenuada visita en 12 meses cruce de Línea baja- 2

De acuerdo con los registros de las tasas de falla presentada en las dos líneas en estudio ninguna fue atribuible a vegetación.

Durante la ejecución del mantenimiento de servidumbre de acuerdo con la estrategia de mantenimiento se deben inspeccionar los componentes de las líneas sin ascenso a la estructura

pero si se deben utilizar medios tecnológicos (binóculos, cámaras fotográficas, telemetro GPS) con el fin de detectar cualquier anomalía.

5.3.2. Inspección general

La actividad de mantenimiento denominada inspección general según estrategia de mantenimiento de ISA-Intercolombia se hace cada cuatro años con ascenso a la estructura. De acuerdo con los registros de las tasas de falla presentada en las dos líneas en estudio ninguna fue atribuible a la materialización de la causa del modo de falla definidos en la estrategia de mantenimiento.

Según la estrategia de mantenimiento se tiene definido que durante la actividad de mantenimiento de servidumbre que se debe ejecutar anualmente se hace inspección visual con ayudas de medios tecnológicos de cada uno de los componentes de la línea de transmisión. Esta acción garantiza que los componentes de la línea son inspeccionados durante todo el ciclo de vida del activo.

También se encontró que la estrategia de mantenimiento aplicado en la línea transporte de energía eléctrica en estudio es un mantenimiento Detectivo (búsqueda de falla).

Según referenciamiento con otras empresas se encontró que ISA-Intercolombia se encuentran dentro de las empresas con mayor frecuencia de inspección general de sus activos que no se encuentran cerca al mar.

Según referenciamiento de ITOMS existen empresas con más de diez años de frecuencia para realizar la inspección de sus activos. Las líneas de transmisión y energía eléctrica Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV operan dentro de un entorno libre de corrosión cuya consideración es determinante en las actividades de mantenimiento según estrategia.

5.3.3. Medición del sistema de puesta a tierra

Esta actividad de mantenimiento está definida en la estrategia de mantenimiento para ser ejecutada cada doce años. Según la estrategia de mantenimiento se tiene definido que durante

la actividad de mantenimiento de servidumbre que se ejecuta anualmente se deben inspeccionar el estado de los componentes del sistema de puesta tierra.

5.3.4. Análisis de resultados

Para las líneas en estudio es necesario que la ejecución del mantenimiento de servidumbre se continúe haciendo anualmente pero con una planeación de actividades teniendo como insumo los vanos en donde realmente se necesite intervención de vegetación incluyendo en la programación un recorrido de toda la línea para hacer inspección visual sin ascenso a las torres con el fin de ejecutar todas las actividades definidas en la estrategia de mantenimiento. Al contratista se le debe cancelar esta actividad por UBS (Unidad básica salarial).

La actividad de inspección general se puede modificar teniendo en cuenta que las condiciones del entorno de operación de las dos líneas favorecen la salud de los componentes, los antecedentes de las tasas de falla presentada en los últimos quince años y el aseguramiento con la actividad de mantenimiento de servidumbre de la inspección de los componentes electromecánicos.

La actividad de mantenimiento de medida del sistema de puesta tierra se debe continuar con la actual frecuencia definida por a la estrategia de mantenimiento teniendo en cuenta que con la actividad de mantenimiento de servidumbre se tiene control del estado de los componentes. En la tabla 15 se hace un resumen de la propuesta de modificación de las actividades de mantenimiento preventivo.

Tabla 15: Propuesta de modificación de la frecuencia de las actividades de mantenimiento

ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	FRECUENCIA ACTUAL	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
Mantenimiento de Servidumbre	1 año	1 año Con recorrido de toda la línea y selección de vano para intervención.
Inspección General	4 años	8 años
Medición del Sistema de Puesta a Tierra	12 años	12 años

8. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis de los históricos de las tasas de fallas, la creación de solicitudes de mantenimiento correctivo (avisos N2), la disponibilidad anual de los últimos quince años, en las líneas Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV se pudo identificar que es posible modificar la frecuencia de la ejecución de la actividad de mantenimiento denominada inspección general (IG) pasando de cuatro a ocho años sin que se ponga en riesgo la condición de los activos porque anualmente se hace inspección visual de los componentes y la línea opera en un entorno libre de corrosión marina que es la variable determinante en la implementación de la estrategia de mantenimiento que ISA-Intercolombia tiene establecido para mantener sus activos de líneas de transmisión de energía eléctrica.

De acuerdo a los reportes de ejecución del mantenimiento de la servidumbre de las líneas Bacatá-Noroeste 230 kV y Bacatá-Torca 230 kV se evidenció que todos los vanos para despejar vegetación no son intervenidos porque lo que predominan son especies tipo sabana cuyo crecimiento y follaje no ponen en riesgo la disponibilidad de las líneas por acercamiento con vegetación la frecuencia de la actividad de medición del sistema de puesta a tierra se puede mantener con la frecuencia definida teniendo en cuenta que los elementos que conforman el sistema son inspeccionados anualmente. De acuerdo con el levantamiento de información y a los

históricos de fallas las dificultades para ejecutar las actividades de mantenimiento y que se traducen en incrementos en los costos se pudo evidenciar que estas se deben a la dificultad de ingresar a los predios en donde están las torres en los horarios programados y el retiro del material vegetal que se origina en la actividad de mantenimiento de servidumbre.

Teniendo en cuenta que el mercado existe tecnologías (Drones, LIDAR) que pueden ser de apoyo para la ejecución de las actividades de mantenimiento como la inspección general es posible que se puedan obtener otras reducciones en el costo de mantenimiento.

Con la ejecución de este proyecto se resalta que puede ser aplicado a otras líneas de transmisión de energía y donde el contexto operacional permita proponer modificaciones en la frecuencia de la ejecución del mantenimiento como base la estrategia general que ISA.- Intercolombia tiene para los activos de líneas y las tareas de mantenimiento definidas en la estrategia de mantenimiento.

9. BIBLIOGRAFÍA

Checa, L. M. (2000). Líneas de Transporte de Energía . México: Alfaomega Grupo Editor.

Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (2003). Análisis de Sistemas de Potencia. México: McGraw-Hill.

HMV Ingenieros. (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión segunda edición. Medellín: Mejía Villegas S. A.

Palvik, B. L. (1989). Tecnologia da Ferragem para Linhas de AT e EAT. Sao Paulo: Ediciones Gente.

Stevenson, W. D. (1977). Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. México: McGraw-Hill.

Ministerio de Minas y Energía. (2008). REQUISITOS OBLIGATORIOS PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN COLOMBIA. Bogotá:RETIE

Pinilla, C. B. (2013). Mantenimiento Preventivo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Pinilla, C. B. (2013). Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Pinilla, C. B. (2016). Técnicas Avanzadas de Mantenimiento. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander .

The institute of Asset Management. (2015). Gestión de activos: una anatomía.

Amendola, L. (2015). Maintance & Reliability Strategy Series - Confiabilidad *Humana*. Valencia - España: PMM Institute For Learning.

MOUBRAY, J., (1997). *RCM 2*. Segunda Edición. New York - Estados Unidos: Industrial Press Inc. pp. 1-300.

Juan Guillermo Maya Montoya. (2008). EVALUACIÓN DE CONDICIÓN POR CORROSIÓN DE COMPONENTES DE TORRES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA. Medellín, Colombia

Direccion Mantenimiento ISA-Intercolombia. (s.f.). Estrategia de Activos Lineas de Transmisión.