

DIAGNÓSTICO DE ACTIVOS DE SUBESTACIONES DE POTENCIA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN) EN LA ZONA CENTRO DE COLOMBIA MEDIANTE LA MEJORABILIDAD COMO HERRAMIENTA DE MEJORA CONTINUA.

Carlos Humberto Gélvez Ortega

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en Gestión de
Proyectos

Director:

Manuel Reina

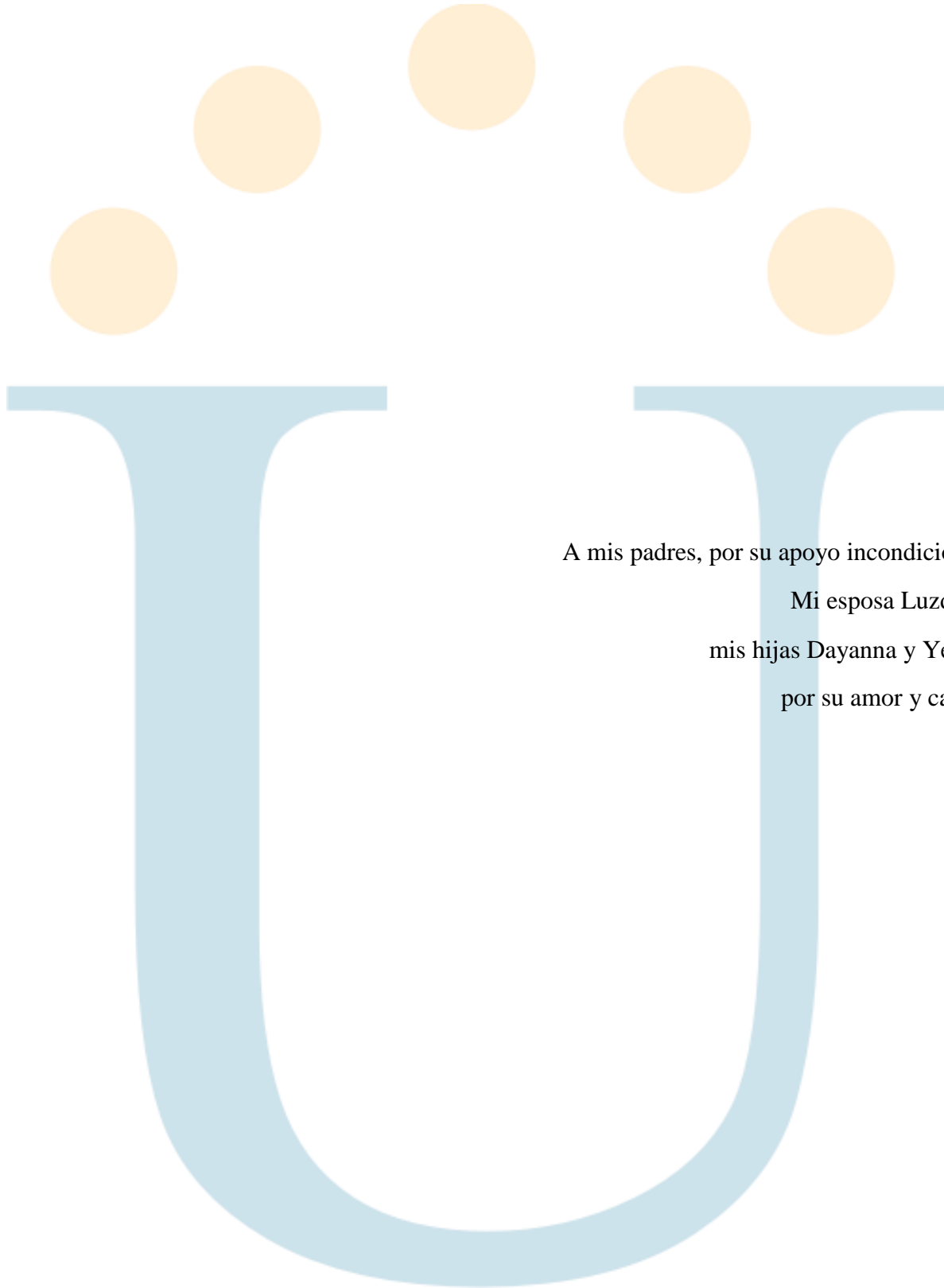
UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA – UNAD

ESCUELA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS, CONTABLES, ECONÓMICAS Y DE
NEGOCIOS - ECACEN

ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN DE PROYECTOS

2019

Dedicatoria



A mis padres, por su apoyo incondicional.

 Mi esposa Luzdary,
 mis hijas Dayanna y Yeimy
 por su amor y cariño

Agradecimientos

Agradezco de manera especial a Dios padre todo poderoso por darme la oportunidad de enfrentar nuevos retos, a la UNAD, por facilitarlos los medios y presentar una oferta para aquellas personas que por nuestras ocupaciones carecemos de la posibilidad de asistir a una aula de forma presencial, al tutor Manuel Reina por disponer su experiencia en la construcción de este proyecto, al ingeniero Carlos Mauricio Salazar por facilitar los recursos y guiarme en su construcción , al conglomerado de profesores de la especialización gestión de proyectos cuyos conocimientos forman líderes para la sociedad y a todas aquellas personas cuyos aportes al tema, contribuyeron al logro del objetivo planteado.

Contenido

Lista de Tablas	vi
Lista de Figuras.....	vii
Resumen.....	viii
Abstrac	viii
Introducción	1
1. Formulación del Problema	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Antecedentes del Proyecto	6
1.3 Localización del Proyecto	6
1.4 Sponsor del Proyecto.....	6
1.5 Stakeholders del Proyecto.....	6
1.6 Alternativas de Solución.....	8
1.7 Constricciones y Restricciones.....	8
1.7.1 Constricciones.....	8
1.7.2 Restricciones.....	11
• Alcance.....	11
• Tiempo	11
• Costo.....	11
1.8 Formulación y Sistematización del problema	12
2. Justificación.....	13
3. Objetivos.....	15
3.1 Objetivo General	15
3.2 Objetivos Específicos	15
4. Marco de Referencia.....	16

4.1	Marco Conceptual	16
4.2	Marco Teórico	19
5.	Diseño Metodológico	23
5.1	Unidades constructivas (UC)	23
5.2	Características de Calidad y Variables de Mejorabilidad en Activos del STN.....	28
5.2.1	Característica de Calidad.....	28
5.2.2.	Variables de la Mejorabilidad	30
5.2.3	Procedimiento de la Metodología	34
6.	Desarrollo	35
6.1	Activos que Impactaron el Sistema de Transmisión Nacional (STN)	35
6.2	Activos de las subestaciones que generaron ENS o pagos por compensación y costos de intervención.....	41
6.3	Impactos en seguridad Personal, medio ambiente y reputación originados por fallas ocurridas en los activos de subestaciones.	47
6.4	Cálculo del Índice de Mejorabilidad y Estimación de la Criticidad en los activos de subestaciones.....	49
6.4.1	Calculo de la Mejorabilidad	49
6.4.2	Estimación de la Criticidad	52
6.5	Matriz de Proporcionalidad	59
6.5.1	Metodología de Esfuerzo Bajo (5 ¿Por qué?)	62
6.5.2	Desarrollo de la Metodología de Esfuerzo Bajo:	63
6.6	Plan de Acción Sobre Activo Críticos.....	72
7.	Conclusiones.....	74
8.	Recomendaciones	76
	Referencias.....	77
	Bibliografía.....	79

Lista de Tablas

Tabla 1. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad de Activos.....	29
Tabla 2. Guía de Mejorabilidad	32
Tabla 3. Activos que Impactaron el STN 2016 al 2018.....	35
Tabla 4. Frecuencia de Interrupción	39
Tabla 5. Activos que Generaron Compensaciones por Indisponibilidad.....	43
Tabla 6. Costos por intervención en Activos	45
Tabla 7. Impactos Ocasionados por Fallas de Activos	47
Tabla 8. Calculo de Mejorabilidad.....	50
Tabla 9. Variables de Criticidad	52
Tabla 10. Criterio de Criticidad Por Configuración de la Subestación.....	53
Tabla 11. Criticidad de la Subestación	54
Tabla 12. Criticidad Reputacional por Cliente	55
Tabla 13. Estimación de la Criticidad sobre Activos.....	56
Tabla 14. Matriz de Proporcionalidad	60
Tabla 15. Activos Mejorables y Críticos	61
Tabla 16. Aplicación de la Matriz de Proporcionalidad	62
Tabla 17. Causa de eventos sobre el Activo BACA500C19MC	63
Tabla 18. Pareto de la Causa de las fallas del Activo BACA500C19MC	65
Tabla 19. Análisis con Herramienta de los 5 Por qué? Para las Fallas del BACA500C19MC - STATCOM	66
Tabla 20. Causa de Fallas en Activo IBAG230L19BL	68
Tabla 21 Análisis con Herramienta de los 5 Por qué? para el Activo IBAG230L19BL.....	69
Tabla 22. Causas de fallas del Activo LMES230L14BL.....	70
Tabla 23. Análisis con la Herramienta de 5 Por qué? del Activo LMES230L14BL.....	71
Tabla 24. Plan de acción del Activo BACA500C19MC	72
Tabla 25. Plan de Acción IBAG230L19BL.....	72
Tabla 26. Plan de Acción LMES230L14BL.....	73

Lista de Figuras

Figura 1. Patio de Subestación de Potencia	24
Figura 2. Interruptores de Potencia.....	24
Figura 3. Banco de Autotransformadores.....	25
Figura 4. Transformadores de Corriente.....	25
Figura 5. Transformadores de Potencial	26
Figura 6. Barraje de Subestación de Potencia.....	27
Figura 7. Impacto Operativo	31
Figura 8. Distribución de las Fallas por Departamentos.....	38
Figura 9. Activos mejorables	49
Figura 10. Activos Críticos.....	58
Figura 11. Diagrama de Pareto para BACA500C19MC.....	65

Resumen

Para lograr los objetivos estratégicos de la organización, es importante identificar los activos que impactan el negocio con el fin de implementar acciones de Mejora basado en gestión de activos.

La gestión de activos es una metodología de buenas prácticas, las cuales orientan a la organización a maximizar la inversión mediante una metodología de Costo, Riesgo y Desempeño, integrando todas las áreas en función de los objetivos estratégicos.

La Gestión de activos prioriza actividades de mantenimiento sobre activos considerados críticos para la organización, por tanto, es necesario aplicar herramientas como la Mejorabilidad la cual permite establecer cuales activos son los más críticos y que acciones requieren para mejorar su funcionalidad y generar valor velando por la seguridad operacional, seguridad para las personas, protección del medio ambiente y reputación empresarial.

Abstrac

To achieve the strategic objectives of the organization, it is important to identify the assets that impact the business in order to implement improvement actions based on asset management.

Asset management is a methodology of good practices, which guide the organization to maximize investment through a Cost, Risk and Performance methodology, integrating all areas according to strategic objectives.

Asset Management prioritizes maintenance activities over assets considered critical for the organization, therefore it is necessary to apply tools such as Improvement which allows to establish which assets are the most critical and which actions require to improve their functionality and generate value ensuring safety operational, safety for people, environmental

protection and business reputation.

Palabras Claves: Gestión de Activos, Mantenimiento, Criticidad, Mejorabilidad, Reputación, Inversión, Optimización.



Introducción

Los activos físicos dentro de las organizaciones, son importantes para llevar a cabo el cumplimiento de objetivos que garantizan la continuidad del negocio, por tanto requiere de una atención especial con el fin de mantenerlos siempre disponibles y confiables, de tal manera que generen valor en forma segura, tanto para las personas como para el medio ambiente, este principio obliga a las organizaciones establecer procedimientos que conllevan a la formulación de políticas para garantizar sus procesos con enfoque a la seguridad operacional, salud ocupacional, responsabilidad social corporativa, reputación y demás principios que enmarcan su actuación.

Los activos tangibles, cuando son de grandes proporciones, pueden estimar recursos importantes para mantener su funcionalidad, conllevando al área de mantenimiento a establecer planes y frecuencias que pueden en algún momento ahogar la capacidad financiera de la organización; por tanto, se hace necesario establecer cuales activos son los más importantes y como impactan el negocio en caso de falla, esta información la suministra la misma hoja de vida del activo, en un periodo de tiempo definido.

En Europa las empresas del sector eléctrico han venido implementando la gestión de activos con el fin de ser mayormente productivos a costos razonables, ubicándose como referentes para el resto del mundo. (PMM Institute for learning, 2017).

En América, empresas Norteamericanas y Canadienses, no han sido ajenas a esta metodología que han aumentado la eficiencia en sus procesos, desde sectores como el del petróleo hasta producción de bienes ofrecen testimonio de las bondades de la metodología.

En Colombia, varias empresas están implementando la gestión de activos como contribución para sus estrategias, es el caso del grupo Celsia, Chec e ISA. (Acosta, 2018) (PMM Institute for

learnng, 2017)

ISA, como organización responsable del transporte de la energía eléctrica, y mayor agente en cantidad de activos y presencia nacional e internacional, incorpora dentro de sus procesos la gestión de activos, representando una madurez de 3,11 en el cual apalanca su certificación en ISO 55000 de gestión de activos. (Intercolombia S.A E.S.P, 2018)

En el presente proyecto, se aplica una herramienta de mejora continua denominada “Mejorabilidad”, la cual se enfoca en determinar la causa raíz de las perturbaciones en un periodo estimado de tres años y recomienda planes de acción con el fin de optimizar el activo,

Los activos a los cuales se le aplica la mejorabilidad, son los más críticos del Sistema de Transmisión Nacional Propiedad de ISA en la zona Central del país, ubicado en las subestaciones de potencia.

1. Formulación del Problema

1.1 Planteamiento del problema

La mejorabilidad es una herramienta que nos permite determinar cuáles activos dentro de una organización son susceptible de mejora, con base en la criticidad, de acuerdo a la información de eventos que afectan los objetivos estratégicos y que están ligados a compensaciones, Energía No Suministrada (ENS), costos de intervención, impacto ambiental, afectación a la salud humana y reputación. Esta herramienta es una metodología de gestión de activos. El Sistema Transmisión Nacional (STN), tiene como función transportar la energía eléctrica en bloque a los diferentes departamentos de Colombia para dinamizar la economía nacional bajo los principios de disponibilidad y calidad, según exigencias de la resolución CREG 011 del 2009, capítulo IV.

El transporte de la energía eléctrica no solo representa un negocio con visión para generar ganancias a los inversionistas, sino que primordialmente constituye un compromiso gubernamental con la sociedad colombiana (Resolución CREG 011 , 2009), según lo establece la ley 143 de 1994 (Ley 143 , 1994):

“Artículo 4: El estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:

Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad, bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos del país.

Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;

Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Parágrafo. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de

electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.”

“Artículo 5: La generación, interconexión transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinados a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio solidario y de utilidad pública.”

“Artículo 6: Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se registrarán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.”

Bajo esta normatividad legal, las empresas involucradas están en la obligación de definir estrategias que den cumplimiento a los objetivos reglamentados en la ley 143 de 1994, por tanto, surge como una buena alternativa la gestión de activos.

Según la norma ISO 55000 (ISO 55000, 2014), define “la gestión de activos como la coordinación de actividades de una organización para crear valor a través de sus activos”.

El Sistema de Transmisión Nacional involucra gran cantidad de activos que por sus características funcionales demandan recursos (humanos, técnicos y económicos), pero estos recursos son limitados y no son suficientes para atender de manera eficiente y con calidad la intervención de los equipos, por tanto el problema es la gran tarea del área de mantenimiento en priorizar aquellos activos que representan criticidad para el negocio, los activos críticos lo definen las empresas de acuerdo al grado de importancia.

Dentro del conglomerado de empresas que participan en el negocio del STN, se destaca ISA, la cual, es una organización de carácter mixto con participación estatal del 51%, constituyéndose como el agente transportador de energía eléctrica más grande de Colombia con más del 80% de los activos del STN. Estos activos están a cargo de su filial INTERCOLOMBIA S.A (ITCO) mediante contrato AOM (Administración, Operación y Mantenimiento).

ISA definió su estrategia de negocios con visión 2030 a través de objetivos estratégicos mediante la política de gestión de activos, los que a su vez INTERCOLOMBIA S.A (ITCO) los incorpora mediante el plan estratégico de gestión de activos bajo el concepto de línea de vista. Para alinear los objetivos estratégicos y el plan de gestión de activos (PEGA), se establece la estrategia de activos identificando los más críticos para el negocio (Líneas de Transmisión, equipos inductivos, interruptores y protecciones).

Los activos críticos del STN propiedad de ISA en la zona Centro de Colombia, requieren de un plan de acción con el fin de implementar mejoras, y esto se logra aplicando la Mejorabilidad como herramienta de mejora continua.

La mayor parte de los activos críticos se localizan en las subestaciones de potencia y representan un nivel de complejidad relacionada con la disponibilidad y ENS, con impacto en el negocio.

Con el fin de realizar un aporte a la empresa, gobierno y sociedad, este proyecto se enfoca principalmente en aquellos activos presente en las subestaciones de potencia, identificados de la siguiente manera:

- Los equipos inductivos (Transformadores de potencia, autotransformadores, Reactores, transformadores de corriente, transformadores de potencial)
- Interruptores de potencia

El desarrollo de este proyecto representa una innovación en la forma de planear el mantenimiento, cuyo enfoque involucra el ciclo de vida del activo, integrando todas las áreas de la organización en función del negocio, gestionando efectivamente los costos, maximizando la inversión bajo el concepto de Costo, Riesgo y Desempeño.

ISA	X		X	Patrocinador	Establecer los objetivos estratégicos	X		Técnica
INTERCOLOMBIA S. A	X		X	Patrocinador	Formular el Plan de gestión de activos	X		Técnico - Administrativo
Empresas Generadoras y distribuidoras de energía eléctrica			X	Beneficiario	La disponibilidad de los activos, impactan positivamente el negocio	X		Son parte de STN, con los cuales se interactúa de manera directa
CREG	X			Beneficiario	Regulador	X		Entidad de regula y normaliza el negocio de la energía eléctrica entre las partes
Ciudadanía en general			X	Beneficiario	Usuarios	X		Son el objetivo por el cual ISA e INTERCOLOMBIA garantizan el suministro de energía eléctrica para contribuir a la calidad de vida

1.6 Alternativas de Solución

Dentro de las posibilidades para mantener la confiabilidad de los activos, para cumplir los requerimientos de la norma y la constitución nacional, se presentan las siguientes alternativas:

- A. Implementar un programa de mantenimiento basado en acciones correctivas sobre todos los activos sin tener en cuenta el costo, con tal de asegurar la confiabilidad y continuidad, sacrificando tareas preventivas.
- B. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo, basado en tareas definidas por el mantenimiento centrado en confiabilidad, con estimación de frecuencias y recursos, bajo recomendaciones de los fabricantes asignando los recursos necesarios con el fin de dar cumplimiento al plan semestral de mantenimiento.
- C. Implementar una metodología de gestión de activos, identificando los activos más críticos del sistema y priorizando actividades mediante aplicación de la mejorabilidad, sin dejar de atender activos que afectan en menor impacto los objetivos estratégicos de la organización.

Dentro de las posibles alternativas de solución, se define por la metodología de gestión de activos aplicando la herramienta de mejorabilidad, para establecer planes de acción que conlleva a la mejora continua de los activos.

1.7 Constricciones y Restricciones

1.7.1 Constricciones

Las constricciones que rigen el servicio de energía eléctrica en la república de Colombia de establecen mediante la siguiente normatividad:

- **Constitución Política de Colombia:**

“Artículo 78: Vigilancia a producción, bienes y servicios:

La ley regulará el control de calidad de bienes y servicios ofrecidos y prestados a la comunidad, así como la información que debe suministrarse al público en su comercialización. Serán responsables, de acuerdo con la ley, quienes en la producción y en la comercialización de bienes y servicios, atenten contra la salud, la seguridad y el adecuado aprovisionamiento a consumidores y usuarios”.

“Artículo 365: Prestación de servicios públicos:

Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del estado, es deber del estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional” (Constitución Política de Colombia, 1991).

- **Ley 143 de 1994** (Ley 143 , 1994):

“Artículo 4: El estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:

Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad, bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos del país.

Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;

Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Parágrafo. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.”

“Artículo 5: La generación, interconexión transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinados a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma

permanente, por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario y de utilidad pública.”

“Artículo 6: Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se registrarán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.”

- **CREG 011 del 2009** (Resolución CREG 011 , 2009)

“Capitulo IV: Calidad del servicio en el STN:

4.1. Características de la calidad a que está asociado el Ingreso Regulado de cada TN.

El Ingreso Regulado de cada TN calculado con la fórmula establecida en el numeral 1.1 del Capítulo de esta resolución, estará asociado a una calidad con las siguientes características:

- a) La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.
- b) Las indisponibilidades máximas permitidas de un Activo originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no superaron los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.
- c) La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.

d) A partir del momento en que las Horas de Indisponibilidad Acumulada de un activo sean mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este Activo deje no operativos otros activos”.

La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites señalados en cualquiera de estos cuatro literales, generar una reducción o Compensación en el Ingreso del TN que se calculará y aplicará en la forma prevista en este capítulo.

1.7.2 Restricciones

- **Alcance**

1. El STN (Sistema Interconectado Nacional), ubicado en la zona central de Colombia, posee muchos activos, por tanto, los activos que se clasifican como críticos para el sistema son:
 - A. Interruptores de potencia
 - B. Equipos inductivos
2. Las acciones de mejoras planteadas en el presente proyecto para los activos críticos, se someten a potestad de la organización para su aplicación a sus procesos.

- **Tiempo**

El presente proyecto, está establecido para su desarrollo en tres meses, tiempo en el cual se recolecta la información necesaria para la aplicación de la mejorabilidad.

- **Costo**

El valor estimado del proyecto es de \$37.000.000, lo cuales serán financiado por el Sponsor.

RECURSO	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO
1. Equipo Humano	Líder Metodológico	\$27.000.000
	Líder Técnico	
	Director de Proyecto	
	Estudiante	
2. Equipos y Software	Computador con licencia office	\$5.000.000
	SAP – PM	
	Power BI	
3. Viajes y Salidas de Campo	Transporte terrestre Urbano Bogotá y Transporte Terrestre Nacional	\$2.000.000
Materiales y suministros	Memoria USB 8 Gigas	\$1.500.000
	Resma de papel	
	Fotocopias	
	Impresiones	
	Empaste	
	Disco compacto	
	Internet banda ancha	
5. Viáticos	Plan de datos y voz	\$1.500.000
	Alojamiento y Manutención	

1.8 Formulación y Sistematización del problema

- Formulación del Problema**

¿Cuáles activos de las subestaciones de potencia del STN pertenecientes a ISA-INTERCOLOMBIA ubicados en la zona central del país, son susceptible de la herramienta de mejorabilidad?

- Sistematización del problema**

¿Qué factores se deben tener en cuenta para identificar la criticidad de un activo?

¿Cuáles son los activos más críticos, dentro de la selección de activos?

¿La matriz de proporcionalidad define las herramientas de calidad a aplicar según la criticidad del activo?

¿Cuáles con los planes de acción que se generan para los activos mejorables?

2. Justificación

Dentro de la cadena de suministro de la energía eléctrica (generación, transporte, distribución y comercialización), el transporte de la energía eléctrica, se convierte en un eslabón altamente relevante, puesto que la energía generada debe llegar a los centros de consumo para aportar calidad de vida a los colombianos. Los principios consagrados en la ley 143 de 1994, son una exigencia obligatoria. El incumplimiento a cualquiera de los principios de la mencionada ley repercute negativamente en el desarrollo normal del país y sus actividades económicas, exponiendo a la empresa transportadora de energía eléctrica a sanciones económicas y disciplinarias, comprometiendo la reputación, la inversión y continuidad del negocio.

Para lograr el propósito de transportar la energía a diferentes puntos del país, se requiere de activos altamente funcionales, constituido principalmente por:

Las líneas de transmisión (torres, aisladores y conductores), bahías de líneas y transformación en las subestaciones de potencia, que miden, controlan y protegen los parámetros eléctricos (pararrayos, seccionadores, interruptores, relés de protección y transformadores de corriente y tensión);

Transformadores de Potencia: donde se transforman los niveles de tensión y potencia

eléctrica.

Los clientes del STN son generalmente empresas distribuidoras de energía (por ejemplo, Codensa, CHEC, ElectroHuila, EMSA, EnerTolima) los cuales a la vez poseen usuarios regulados y clientes no regulados con contratos de prestación del servicio con cláusulas penalizadoras en caso de falla.

El negocio entre los agentes de la energía eléctrica, es regulado a través de la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), donde se definen las reglas de juego tanto para remunerar la disponibilidad como compensar por faltas a la calidad del servicio e indisponibilidad de los activos.

Este escenario de remuneraciones y compensaciones establece dentro de la organización objetivos estratégicos, asociando planes de gestión de activos, para generar valor a través de sus activos de una manera efectiva, y es por eso donde la mejorabilidad a través de la criticidad se aplica como una herramienta fundamental para implementar planes de acción que se enfocan en la mejora continua de sus activos.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Aplicar la herramienta mejorabilidad sobre los activos más críticos del STN de la Zona Centro de Colombia ubicado en las subestaciones de potencia.

3.2 Objetivos Específicos

Identificar los activos de las subestaciones que más impactan el STN.

Clasificar los activos de las subestaciones que generaron ENS o pagos por compensación y costos de intervención.

Cuantificar los impactos en seguridad Personal, medio ambiente y reputación originados por fallas ocurridas en los activos de subestaciones.

Calcular el índice de mejorabilidad y criticidad en los activos de subestaciones

Aplicar la matriz de proporcionalidad

Realizar el análisis aplicando herramientas de mejora continua

Generar plan de acción

4. Marco de Referencia

4.1 Marco Conceptual

Para mayor comprensión, se requiere definir algunos conceptos que involucran el desarrollo del proyecto.

Activo: Elemento, cosa o entidad que tiene un valor real o potencial para una organización.

Activos de Conexión al STN: Son los bienes que se requieren para que un generador, operador de red, usuario final o varios de los anteriores, se conecte físicamente al STN.

Activos de Uso del STN: Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

AOM: Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

Bahía: Conjunto conformado por los equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión o equipo de compensación, o un transformador al barraje de una subestación y los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes o para transferir la carga de un barraje a otro.

Compensación: Es el valor en que se reduce el ingreso regulado de cada TN por variaciones que excedan o superan los límites establecidos para las características de calidad a las que está asociado dicho ingreso.

CREG: Acrónimo de Comisión Reguladora de Energía y Gas

C-R-D: Criterios de optimización Costo-Riesgo-Desempeño

Criticidad: Índices de importancia basado en análisis de riesgos

Conductor Eléctrico: elemento conformado por cables con el fin de transportar la energía eléctrica

Desarrollo Sostenible: Es aquel desarrollo que es capaz de satisfacer las necesidades actuales

sin comprometer los recursos y las posibilidades futuras generaciones.

Disponibilidad: es el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de Uso del STN estuvo en servicio, o disponible para el servicio.

ECR: Acrónimo de Eliminación de la Causa Raíz

ENS: Acrónimo de Energía No Suministrada

Evento: Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso del STN.

Gestión de Activos: es un conjunto de actividades coordinadas y efectivas desarrolladas por las compañías durante el diseño, operación, mantenimiento y renovación o disposición de los equipos, enfocadas en obtener el máximo beneficio de producción.

Generación de la Energía Eléctrica: Proceso mediante el cual se obtiene energía eléctrica a partir de alguna forma de energía.

Impacto Ambiental: Acción o actividad que produce una alteración, favorable o desfavorable en el medio ambiente o en algunos de los sus componentes.

ISO 55000: Norma lanzada en 2014 para la certificación de los procesos en gestión de Activos, basada en especificaciones PAS 55.

PAS 55: Estándar de la British Standards Institution (BSI) y el Institute of Asset Management (IAM) para la gestión de Activos.

UPME: Acrónimo de Unidad de Planeación Minero Energética

Red de Transmisión: Conjunto de líneas de alta y extra alta tensión con sus equipos asociados incluyendo las interconexiones internacionales.

RETIE: Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptadas por Colombia

Subestación: Conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias,

destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): “Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV” (XM, 2017).

Sistema de Transmisión Nacional (STN): “Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones superiores o iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión”. (XM, 2017)

Tensión: La diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio.

Transmisión: Proceso mediante el cual se hace transferencia de grandes bloques de energía eléctrica, desde las centrales de generación hasta las áreas de consumo.

Torre de Transmisión: “Estructura de gran altura construida en celosía de acero, con el fin de dar soporte a los conductores que transportan energía eléctrica”. (Wikipedia, 2019)

Transmisor Nacional (TN): “Persona jurídica que realiza la actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades”. (Resolucion CREG 026, 1999)

Unidad Constructiva (UC): “Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN”. (Resolucion CREG 026, 1999)

Usuario: “Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público”.

(Ley 142, 1994)

4.2 Marco Teórico

La mejorabilidad al igual que la criticidad se pueden definir como herramientas recomendadas por el estándar PAS 55:2008 del BSI y la norma ISO 55000, para establecer que activos físicos requieren de una intervención prioritaria, basado en la gestión del riesgo mediante una metodología sistémica, metódica y sistemática, con el propósito de generar valor y contribuir a los objetivos estratégicos de la organización, teniendo en cuenta el costo/beneficio de las acciones de mejoras.

La aplicación de esta herramienta tiene como entregable la priorización de activos que son más mejorables y definen la estrategia de mantenimiento optimizando los recursos, esta estrategia está bajo un enfoque de visión conjunta de requerimientos regulatorios, ambiental, salud ocupacional y reputación con visión del cliente.

Dentro de las necesidades organizacionales para la inversión del capital, la empresa define cuales de sus activos son más importantes, pues estos trabajan en conjunto generando utilidades para la empresa, pero la diversificación de territorio Colombiano influyen en el ciclo de vida de los activos, cada equipo tiene un comportamiento diferente a las condiciones ambientales, de cargabilidad, vetustez, historial de fallas, generando un “rompecabezas” en la toma de decisiones, ya que cada área tiene su propio observador.

La mejorabilidad junto a la criticidad, aglomera los intereses de todos los grupos de trabajo de la organización ya que la decisión se genera de manera objetiva teniendo en cuenta el costo, riesgo y desempeño, alineado a través de planes estratégicos.

Para lograr lo anterior, la Mejorabilidad y criticidad se basan en los siguientes principios:

Sistemática: considera toda la base de activos de la empresa.

Sistémica: evaluación del impacto para el negocio.

Basada en riesgos: desviación de los objetivos (negativos) - cuantificación de Frecuencia X impacto / Probabilidad X Consecuencia

Aunque la Mejorabilidad y Criticidad puede entenderse como herramientas muy similares, son diferentes en su aplicación. A continuación, una explicación de cada una de ellas. (Jaramillo & Mejia, 2015).

Criticidad

Siempre existen equipos más críticos que otros, por tanto, la criticidad se puede utilizar como un indicador que prioriza el mantenimiento o mejora del activo, esta intervención define el tiempo razonable o urgencia para llevar acciones que mitiguen el impacto.

Definición de ISO55000 (ISO 55000, 2014) de Activo Crítico: “Activo que tiene el potencial de impactar significativamente el logro de los objetivos de la organización”

El índice de criticidad se puede calcular de la siguiente forma

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

Dónde:

Probabilidad: Probabilidad de falla del activo o sistema

Consecuencia: Evaluación de todas las posibles consecuencias asociadas a la materialización de una falla.

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

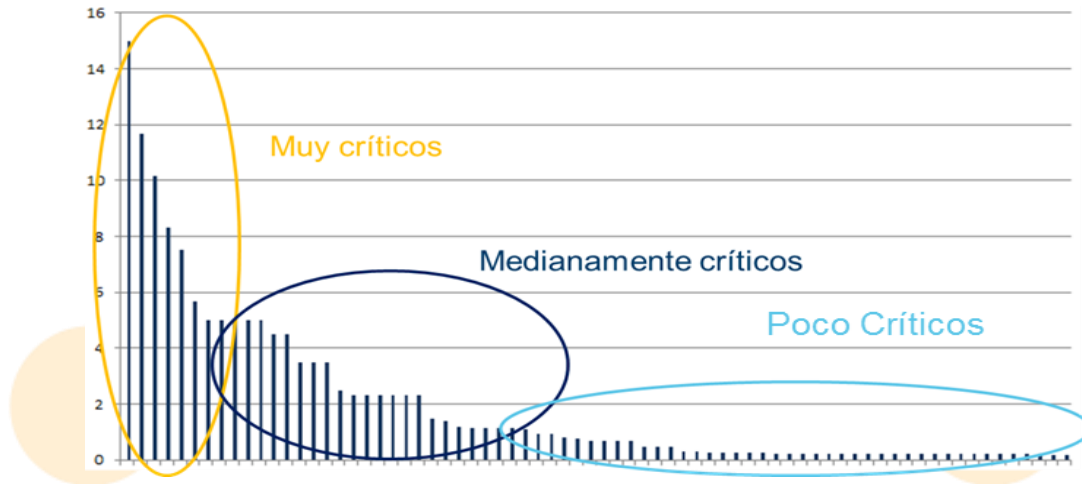


Figura 1. Curva Típica de Criticidad. Fuente: Jaramillo & Mejia, 2015

Ahora dependiendo de la forma en que se calcule la criticidad, se puede recomendar varias formas para utilizarlo:

Índice de criticidad solo como Consecuencia.

Consecuencia= indisponibilidad = aplica a mantenimiento correctivo

Índice de criticidad como Frecuencia

Frecuencia X consecuencia total: aplica a mantenimiento preventivo

Índice de criticidad como Probabilidad

Probabilidad X consecuencia total: aplica a mantenimiento predictivo

Mejorabilidad

El Análisis de Mejorabilidad surge a que el enfoque de la “Criticidad” no permite identificar que un sistema “poco importante” (no critico) sea en realidad el mayor contribuyente a las

pérdidas o es el que posee mayor capacidad de mejora.

Se busca una evaluación del riesgo asociado a cada sistema/subsistema de la planta/sistema para establecer prioridades dentro de campos de vital importancia para el mejoramiento de la confiabilidad operacional.

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

$$\text{Mejorabilidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia} + \text{Productividad} + \text{Innovación}$$

Dónde:

Frecuencia: Frecuencia de falla del activo o sistema

Consecuencia: evaluación de todas las posibles consecuencias asociadas a la materialización de una falla,

Impacto Productividad: aumento de productividad, mejor desempeño, reducción de costos, eliminación de problemas, etc.

Innovación: Dimensión positiva. Potencial para implementar acciones de mejoramiento.

Las cuales pueden ser evaluadas en las siguientes dimensiones:

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

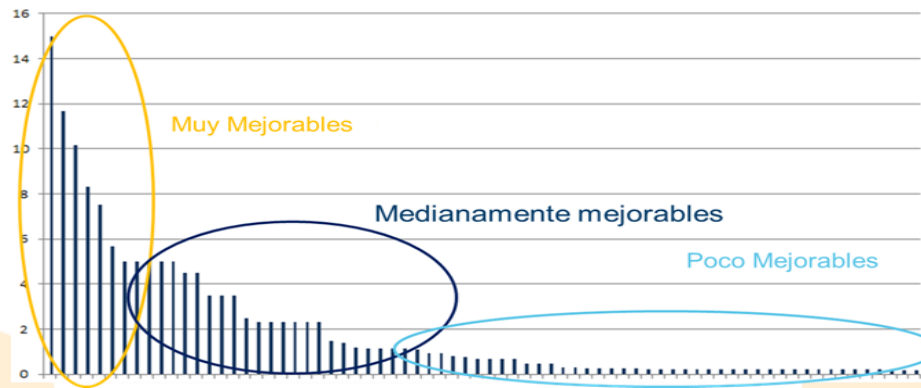


Figura 2. Resultado de mejorabilidad. Fuente: Jaramillo & Mejia, 2015

La forma de calcular esta ecuación consiste en cuantificar todas las variables en dinero (Dólares) para después llevarlas a una base en común de 1.000 USD - sistema de por unidad (p.u) – para después sumarlas todas en las mismas unidades. (Jaramillo & Mejia, 2015)

5. Diseño Metodológico

5.1 Unidades constructivas (UC)

Según la resolución CREG 026 de 1999 (Resolucion CREG 026, 1999), “es un Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN”.

- Bahía: Conjunto de equipo que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barraje, o para transferir la carga de una barraje a otro.



Figura 1. Patio de Subestación de Potencia. Fuente: Propia

Las bahías se denominan de acuerdo al activo que están conectando al barraje de la subestación y pueden ser de línea, de transformación, de compensación o de generación. Entre el conglomerado de activos, se tiene los activos más críticos para el sistema como lo son:

Interruptor:



Figura 2. Interruptores de Potencia. Fuente: Propia

Equipos Inductivos:



Figura 3. Banco de Autotransformadores. Fuente: Propia

Transformador de corriente:



Figura 4. Transformadores de Corriente. Fuente: Propia

Transformador de potencial:



Figura 5. Transformadores de Potencial. Fuente: Propia

Según la resolución CREG 026 de 1999, Las unidades constructivas de conexión para cada una de las diferentes configuraciones de barraje y todos los niveles de tensión de una subestación son las siguientes:

UC1. Módulo Común (Tipo 1 y Tipo 2).

UC2. Bahía de Línea.

UC3. Bahía de Transformación.

UC4. Bahía de Transferencia.

UC5. Bahía de Seccionamiento.

UC6. Bahía de Acople.

UC7. Bahía de Compensación.

UC8. Módulo de Compensación.

UC9. Autotransformador de Potencia.

Módulo Común Tipo 1: Subestaciones con 6 o menos Bahías

Módulo Común Tipo 2: Subestaciones con más de 6 Bahías

- **Barraje o Barra:** En subestaciones convencionales, está conformado por cables o conductores de aluminio de gran capacidad, cuya función es integrar todas las bahías en función de un único nodo, el conductor más utilizado para esta función es el calibre 2000 kcmil apodado Cowslip con diámetro de 41,42 mm

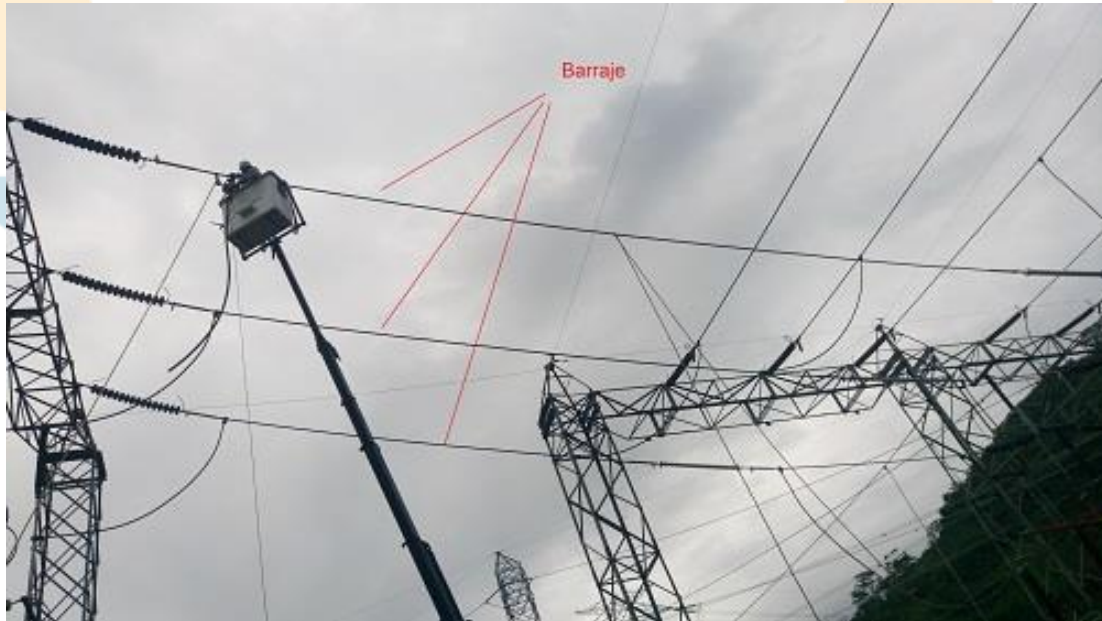


Figura 6. Barraje de Subestación de Potencia. Fuente: Propia

De acuerdo a la disposición del barraje o Barra, se denomina la configuración de la subestación:

Unidades constructivas UC1 a UC6 por tipo de configuración:

Configuración 1: Barra Sencilla (230 kV)

Configuración 2: Barra Principal y Transferencia (230 kV)

Configuración 3: Doble Barra (230 kV)

Configuración 4: Doble Barra más Seccionador de Transferencia (230 y 500 kV)

Configuración 5: Doble Barra más Seccionador de By- Pass (230 kV)

Configuración 6: Interruptor y Medio (230 y 500 kV)

Configuración 7: Anillo (230 kV)

Configuración 8: Doble Barra Encapsulada (230 kV)

Las unidades constructivas UC7 a UC8 por tipo de activo:

Activo 1: Compensación Serie 3x22 MVAR

Activo 2: Compensación Capacitiva Paralela (Interruptor y Medio) 72 MVAR

Activo 3: Compensación Capacitiva Paralela (Anillo) 20 MVAR

Activo 4: Compensación Capacitiva Paralela (Barra Principal y Transferencia) 60 MVAR

Activo 5: Compensación Capacitiva Paralela (Doble Barra + Transferencia) 60 MVAR

Activo 6: Compensación Reactiva Maniobrable (Barra Principal y Transferencia) 230 kV 20 MVAR

Activo 7: Compensación Reactiva de Línea Maniobrable 500 kV 20 MVAR

Activo 8: Compensación Reactiva Fija 500 kV 28 MVAR 2200 Ohms

Activo 9: Compensación Reactiva Fija 500 kV 28 MVAR 1100 Ohms

Activo 10: Banco Reactores para Terciario Autotransformador 50 MVAR

Activo 11: Compensación Estática Reactiva

5.2 Características de Calidad y Variables de Mejorabilidad en Activos del STN

5.2.1 Característica de Calidad

Según resolución CREG 011 del 2009, define las características de calidad, las cuales el agente Transmisor Nacional está en la obligación de mantener, de lo contrario se somete a compensar por indisponibilidad de activos y Energía no suministrada (ENS). Las características

están ligadas directamente al ingreso económico del agente, por tanto, se definen así:

- “La duración de la indisponibilidad de los activos utilizados en el STN no debe superar las horas según la siguiente tabla:

Tabla 1.
Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad de Activos

Activo	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 kV o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

Fuente: CREG Resolución 011 de 2009

- Las indisponibilidades máximas permitidas de un activo originado en catástrofes naturales, tales como erosión volcánica, fluvial o glacial, terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados, y las debidas a actos terroristas, no deberán superar los 6 meses contados a partir de la fecha de la ocurrencia.
- La Energía No suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un activo no debe superar al 2% de la predicción horaria de la demanda para el despacho económico estimada con el CND.

- A partir del momento en que las horas de indisponibilidad de un activo sean mayores que las máximas horas anuales permitidas ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este activo deje no operativos otros activos CANO”.
- **Compensación por variación en las Características de Calidad**

“La compensación es la reducción del ingreso regulado del activo perteneciente al Transmisor Nacional, impactando el negocio, y son por concepto de:

- Superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA), mediante información suministrada por el CND.
- Indisponibilidades de Activos causados por catástrofes naturales y actos terroristas superados los 6 meses después de la fecha de acontecimiento.
- Energía No suministrada o por dejar No operativos otros activos, esta ENS la estima el CND y si supera el 2%, se enviará el respectivo informe a la superintendencia de servicios públicos domiciliarios quien determinará si se presentó ENS y el agente a que se le atribuye dicho evento”.

5.2.2. Variables de la Mejorabilidad

Para cualificar y cuantificar los parámetros que definen como se puede aplicar la mejorabilidad en los activos basado en unidades constructivas, es necesario establecer una guía de referencia que permita estimar económicamente el impacto del evento ocasionado por el activo sobre el sistema y sobre el negocio, por tanto, se establece lo siguiente:

- Frecuencia es el número de fallas en los últimos tres años (2016, 2017 y 2018), las cuales afectaron el indicador de establecido por la resolución CREG 011 del 2009.
- Consecuencia: son todos los posibles impactos que tuvo la materialización de la falla

del activo teniendo en cuenta las siguientes dimensiones:

$$Consecuencia\ total = C_{financiero} + C_{humano} + C_{Reputacional} + C_{Ambiental} + C_{Operativo}$$

- Consecuencia Operativa: según la resolución CREG 011 del 2009, se resume el impacto operativo por concepto de indisponibilidad y ENS en el siguiente esquema:

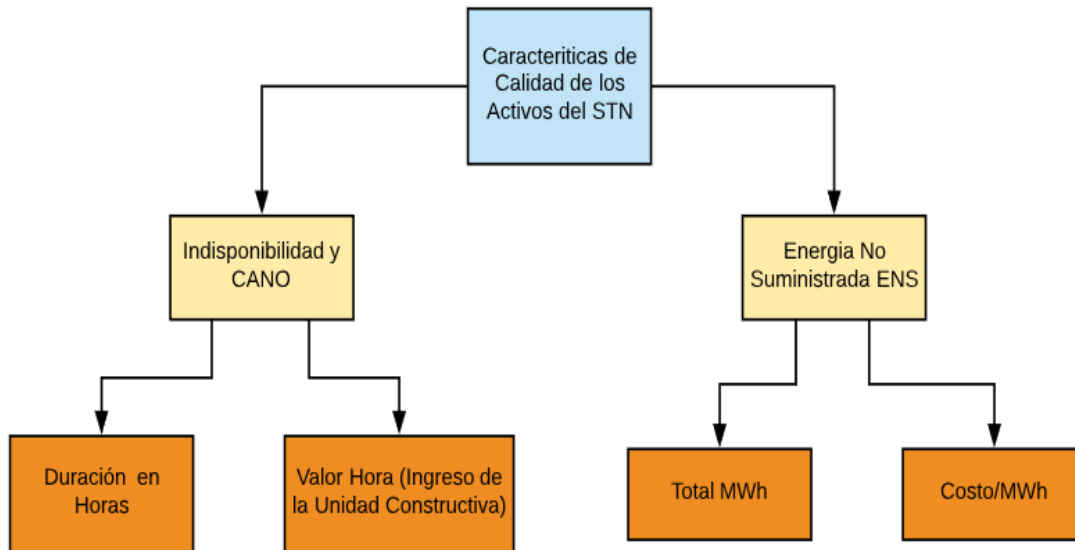


Figura 7. Impacto Operativo

- Impacto Financiero: Está representado por reparar o reemplazar, horas hombres, materiales, logística, corrección de efectos secundarios, reparación del daño ambiental, bienes y servicios.
- Impacto Reputacional: Exposición de la imagen corporativa de manera negativa ante los medios de comunicación y clientes.
- Impacto humano: Afectación sobre la integridad física de las personas, ya sean trabajadores, proveedores o clientes.
- Impacto Ambiental: Daños a terceros por derrame de aceite, combustibles al medio ambiente, costos de recuperación y penalización.

Para la cuantificación económica de todos los posibles impactos sobre el negocio, se utilizan

las matrices de riesgos definidas por la empresa en su sistema de Gestión de Riesgo y se complementó con valores típicos esperados para cada uno de ellos. A continuación, se presenta la cuantificación en puntos (1 punto = 1.000 dólares) de todos los impactos.

1 punto = 1 vez año 1 punto = 1.000 US\$

1 punto de lo mejorable = 1.000 US\$/año

1 punto = 1 Min de parada (TFS Tiempo fuera de Servicio)

Tabla 2.
Guía de Mejorabilidad

GUÍA DE MEJORABILIDAD	
1.- FRECUENCIA INTERRUPCIÓN PENALIZABLE Anual	PUNTAJE
menos de 1 por 10 años	0,1
0.1<F<0.3	0.2
0.4<F<0.7	0.55
0.8<F<1	.9
Entre 1 y 3	2
Entre 4 y 6	5
Entre 7 y 12	10
Entre 13 y 24	19
2.- CONSECUENCIAS	
2.1 Capacidad Declarada	Potencia Promedio
50 a 100 MW	75
de 100 a 200 MW	150
de 200 a 300 MW	250
300 a 1000 MW	650
1000 a 1500 MW	750
Más de 1500 MW	2200
2.2 Tiempo Fuera de Servicio Penalizable (TFSP)	Puntos/ocasión
<1 min	0,0
1- 20 min	0.2
21-60 min	0,7
1 - 12 h	6
12-36 horas	24
1.5 - 3 días	54
3 - 7 días	120
7- 20 días	320
más de 20 días	500
2.3 Impacto a la producción por evento de falla	PUNTAJE
Menos del 10 %	0,05
Entre 10 y 20 %	0,15
Entre 20 y 40 %	0,30
Entre 40 y 60 %	0,50
Entre 60 y 80 %	0,70

Entre 80 y 90 %	0,85
Mas del 90 %	1
2.4 Costo de Reparación (Totales Horas hombre + materiales, repuestos, servicios)	
	PUNTAJE
Menos de 2.000 US\$	0,7
Entre 2.001 a 5.000 USD	3,5
Entre 5.001 a 10.000 USD	7,5
Entre 10 KUSD a 20 KUSD	15,0
Entre 20 KUSD y 50 KUSD	35,0
Entre 50 KUSD y 100 KUSD	75,0
Entre 100 KUSD y 500 KUSD	300,0
Más de 500 KUSD	1000
2.5 Impacto en la seguridad de las Personas (Cualquier tipo de daños, heridas, fatalidad)	
	PUNTAJE
1. Una o más fatalidades	8000
2. Incapacidad total permanente	8000
3. Incapacidad temporal con intervención reparadora (permanente parcial)	300
4. Incapacidad temporal sin intervención reparadora	50
5. Se generan condiciones de trabajo bajo estrés o peligro	10
6. Sin impacto	0
2.6 Impacto en el medio ambiente (Daños a terceros, fuera de la instalación)	
	PUNTAJE
1. Derrame mayor de aceite, combustibles al medio ambiente, costos recuperación y penalizaciones Mayor a 1 M\$	8000
2. Derrame menor de aceite, combustible al medio ambiente, costos de recuperación y penalizaciones entre 100 KSUD y 1 MUSD	1000
3. Impacto Ambiental con costos de recuperación, penalizaciones aprox. Entre 10KUSDy 100 KUSD	100
4. Impacto ambiental con costos de recuperación, penalizaciones menores a 10 KUSD	5
5. Ninguno	0
2.7 Impacto en la Reputación	
	PUNTAJE
1. Exposición continua desfavorable local, regional nacional e internacional	5000
2. Exposición desfavorable local, regional y nacional aislada	500
3. Exposición desfavorable local, regional aislada	50
4. Sin afectación	0
2.8 Racionamiento (USD/MWh- Costo Racionamiento UPME)	
	PUNTAJE
CR01	0,41
CR02	0,75
CR03	1,3
CR04	2,6
2.9 Indisponibilidad y CANO	
	PUNTAJE
menos de 10 USD/ hora	0,01
entre 10- 50 USD/hora	0,03
entre 50- 100 USD/hora	0,07
entre 100- 200 USD/hora	0,15
entre 200-500 USD/hora	0,35
mayores 500 USD/hora	0,50

Elaboración Propia Fuente: TWPL (TWPL)

5.2.3 Procedimiento de la Metodología

Para determinar la mejorabilidad sobre los activos de unidades constructivas del STN de la zona centro de Colombia, se establece los siguientes pasos:

1. Determinar los activos por unidades constructivas que se someterá a estudio.
2. Establecer frecuencias de fallas (para el primer cálculo se tomó el promedio año de los últimos 3 años, es decir en caso de presentarse 3 fallas en los últimos 3 años el promedio es 1) – base de datos operación.
3. Establecer cuáles fueron las consecuencias de las fallas producidas en los activos:
 - a. Costos de reparación: Se asignan tantos puntos como dólares gastados de acuerdo a la tabla anterior. Esta información se obtiene de las Ordenes de trabajo
 - b. Impacto en la seguridad a las personas
 - c. Impacto en el medio ambiente
 - d. Impacto en imagen o reputación
 - e. Consecuencia operativa, la cual se obtiene de la suma del impacto por compensaciones por indisponibilidad y Energía No Suministrada (ENS)
4. Cuantificar las consecuencias aplicando los puntajes en por unidad definidos en la tabla 2. la conversión a p.u se hace con una base de 1.000 USD.
5. Se suman los puntos obtenidos por todas las consecuencias
6. Se multiplican los puntos obtenidos en los ítems 3 y 5 (probabilidad X consecuencia) y se obtiene el índice de Mejorabilidad para cada activo
7. Al aplicar el procedimiento a toda la base de activos seleccionada y organizarlos de mayor a menor índice de Mejorabilidad se obtiene la distribución de Pareto mencionada.

6. Desarrollo

6.1 Activos que Impactaron el Sistema de Transmisión Nacional (STN)

Con base en el registro de eventos que posee la organización, dentro del periodo de referencia correspondiente a una ventana de 3 años (2016, 2017 y 2018), se presentaron eventos que impactaron el Sistema de Transmisión Nacional en la zona centro, el cual se clasificó de la siguiente manera:

Tabla 3.
Activos que Impactaron el STN 2016 al 2018

Activo	Periodo 2016 al 2018		Ubicación
	Número Salidas	Promedio Anual	
BACA500C19MC	17	5,67	Cundinamarca
BETA230L21BL	7	2,33	Huila
BETA230L17BL	4	1,33	Huila
SFEL230L24BL	4	1,33	Tolima
SFEL230L22BL	4	1,33	Tolima
CHIV230L25BL	4	1,33	Boyacá
CHIV230U14BG	4	1,33	Boyacá
CHIV230U16BG	3	1,00	Boyacá
CHIV230U22BG	3	1,00	Boyacá
SFEL230ATR-1	3	1,00	Tolima
LMES230L14BL	3	1,00	Cundinamarca
CHIV230U24BG	3	1,00	Boyacá
IBAG230L19BL	3	1,00	Tolima
CHIV230U12BG	3	1,00	Boyacá
TORC230DIFBA	3	1,00	Bogotá
BETA115A15BT	2	0,67	Huila
SOCH230L25BL	2	0,67	Boyacá
SOCH230L21BL	2	0,67	Boyacá
CHIV230S20BS	2	0,67	Boyacá
TORC230A13BT	2	0,67	Bogotá
SOCH230BARR	2	0,67	Boyacá
LREF230A13BT	2	0,67	Villavicencio
SOCH230L23BL	2	0,67	Boyacá
LREF230L11BL	2	0,67	Villavicencio
CHIV230U26BG	2	0,67	Boyacá
LREF230M01ME	2	0,67	Villavicencio
TORC230L18BL	2	0,67	Bogotá
BETA115TR3BT	2	0,67	Huila
SOCH230L19BL	2	0,67	Boyacá
BETA230A26BT	2	0,67	Huila
SOCH230L22BL	2	0,67	Boyacá

BETA230BARR	2	0,67	Huila
SOCH230L24BL	2	0,67	Boyacá
SOCH230M20BA	2	0,67	Boyacá
PURN230A14BT	2	0,67	Caldas
PURN230L23BL	2	0,67	Caldas
LMES230L15BL	1	0,33	Cundinamarca
BACA500R18BC	1	0,33	Cundinamarca
TORC230A22BT	1	0,33	Bogotá
LREF230ATR-1	1	0,33	Villavicencio
CHIV230L13BL	1	0,33	Boyacá
LREF230L20BL	1	0,33	Villavicencio
IBAG230B20BF	1	0,33	Tolima
LREF230L22BL	1	0,33	Villavicencio
SFEL230L27BL	1	0,33	Tolima
LREF230M00ME	1	0,33	Villavicencio
BETA230ATR-1	1	0,33	Huila
BACA500L18BL	1	0,33	Cundinamarca
TORC230A19BT	1	0,33	Bogotá
LREF230A23BT	1	0,33	Villavicencio
MIEL230L17BL	1	0,33	Caldas
SFEL230L12BL	1	0,33	Tolima
MIEL230M20BA	1	0,33	Caldas
IBAG230L21BL	1	0,33	Tolima
MIEL230U19BG	1	0,33	Caldas
TORC230L14BL	1	0,33	Bogotá
BETA230A23BT	1	0,33	Huila
CHIV230U28BG	1	0,33	Boyacá
BETA230DIFBA	1	0,33	Huila
LMES230L19BL	1	0,33	Cundinamarca
BETA115B20BF	1	0,33	Huila
BETA115L23BL	1	0,33	Huila
TORC230A15BT	1	0,33	Bogotá
CHIV230U18BG	1	0,33	Boyacá
TORC230A21BT	1	0,33	Bogotá
IBAG230A17BT	1	0,33	Tolima
IBAG230ATR-1	1	0,33	Tolima
SFEL230A19BT	1	0,33	Tolima
BACA500C19BC	1	0,33	Cundinamarca

Elaboración Propia Fuente: ITCO

En la Tabla 3 Activos que impactaron el STN 2016 al 2018, se aprecia de manera resumida los activos que tuvieron algún tipo de falla, como se puede apreciar en la columna de activos, estos están representado como Unidades Constructivas, de acuerdo a la subestación, ejemplo

- BACA500C19MC: Subestación Bacatá 500 kV, bahía de compensación # 19
- BETA230L21BL: Subestación Betania 230 kV, Bahía de línea # 21
- SFEL230ATR-1: Subestación San Felipe 230 kV, Banco de autotransformador # 1
- CHIV230U22BG: Subestación Chivor 230kV, Bahía de Generación #2

El Sistema de Transmisión Nacional Colombiano es muy robusto, puesto que es redundante y seguro, por tanto, es poco usual que un evento afecte el suministro de energía eléctrica a alguna región del país, sin embargo, con el fin de evitar que una cadena de fallas represente un riesgo en la prestación del servicio, se debe realizar el análisis de su ocurrencia, con el fin de adoptar medidas correctivas.

Con el fin de garantizar servicio, se debe dar cumplimiento a la regulación vigente mediante acciones de mejora, que a la vez permitan la sostenibilidad y rentabilidad del negocio del transporte de energía eléctrica.

El promedio de la falla anual, se calcula en un denominador de 3 que representa el número de años del estudio:

$$\text{Promedio Anual} = \text{Número Salidas} / 3$$

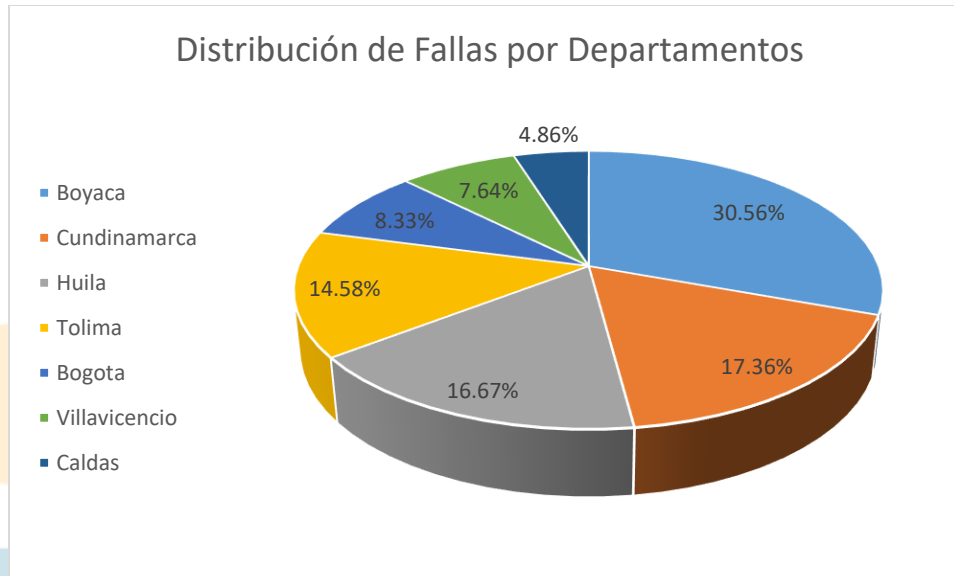


Figura 8. Distribución de las Fallas por Departamentos. *Elaboración:* Propia

En la figura 8. Distribución de fallas por departamentos, se observa que la mayor afectación de ubica en el departamento de Boyacá, representado en las subestación Chivor 230 kV y la Subestación Sochagota 230 kV, mas sin embargo dentro de este estudio, a un no conocemos el impacto que éste representa, pero ya es un indicador que se debe tener en cuenta sí es o no objeto de mejorabilidad, toda vez que esta cifra puede ser alta pero no representativa hasta tanto se analice y se identifique los activos críticos.

En segundo lugar, se ubica el departamento de Cundinamarca, representado por las Subestaciones de Bacatá 500 kV y La Mesa 230 kV, un aspecto relevante que se debe tener en cuenta es que la subestación Bacatá es de alta importancia, ya que sostiene el nivel de tensión de la Capital del país, por ser un nodo de alta demanda.

También se observa que el mayor número de fallas se establece sobre el activo denominado BACA500C19MC, el cual representa el STATCOM (Stactic Synchronous Compensator). El Compensador Estático Sincrónico fue puesto en servicio para el STN en el año 2015, como una solución al problema de la oscilación de tensión en el nodo central de Colombia (ISA, 2015)

En tercer lugar, se ubica en cantidad de fallas o eventos el departamento de Huila, lugar donde está la subestación Betania, en esta las fallas se caracterizan por estar distribuidas en varios activos, por tanto, las fallas pueden tener varios orígenes entre ellos atribuibles al factor humano.

Tabla 4.
Frecuencia de Interrupción

Ítem	Unidad Constructiva	Número Salidas	Fallas x Año	1. Frecuencia interrupción
1	BACA500C19MC	17	5,67	5,00
2	BETA230L21BL	7	2,33	2,00
3	BETA230L17BL	4	1,33	2,00
4	SFEL230L24BL	4	1,33	2,00
5	SFEL230L22BL	4	1,33	2,00
6	CHIV230L25BL	4	1,33	2,00
7	CHIV230U14BG	4	1,33	2,00
8	CHIV230U16BG	3	1,00	0,90
9	CHIV230U22BG	3	1,00	0,90
10	SFEL230ATR-1	3	1,00	0,90
11	LMES230L14BL	3	1,00	0,90
12	CHIV230U24BG	3	1,00	0,90
13	IBAG230L19BL	3	1,00	0,90
14	CHIV230U12BG	3	1,00	0,90
15	TORC230DIFBA	3	1,00	0,90
16	BETA115A15BT	2	0,67	0,55
17	SOCH230L25BL	2	0,67	0,55
18	SOCH230L21BL	2	0,67	0,55
19	CHIV230S20BS	2	0,67	0,55
20	TORC230A13BT	2	0,67	0,55
21	SOCH230BARR	2	0,67	0,55
22	LREF230A13BT	2	0,67	0,55
23	SOCH230L23BL	2	0,67	0,55
24	LREF230L11BL	2	0,67	0,55
25	CHIV230U26BG	2	0,67	0,55
26	LREF230M01ME	2	0,67	0,55
27	TORC230L18BL	2	0,67	0,55
28	BETA115TR3BT	2	0,67	0,55
29	SOCH230L19BL	2	0,67	0,55
30	BETA230A26BT	2	0,67	0,55
31	SOCH230L22BL	2	0,67	0,55
32	BETA230BARR	2	0,67	0,55
33	SOCH230L24BL	2	0,67	0,55

34	SOCH230M20BA	2	0,67	0,55
35	PURN230A14BT	2	0,67	0,55
36	PURN230L23BL	2	0,67	0,55
37	LMES230L15BL	1	0,33	0,55
38	BACA500R18BC	1	0,33	0,55
39	TORC230A22BT	1	0,33	0,55
40	LREF230ATR-1	1	0,33	0,55
41	CHIV230L13BL	1	0,33	0,55
42	LREF230L20BL	1	0,33	0,55
43	IBAG230B20BF	1	0,33	0,55
44	LREF230L22BL	1	0,33	0,55
45	SFEL230L27BL	1	0,33	0,55
46	LREF230M00ME	1	0,33	0,55
47	BETA230ATR-1	1	0,33	0,55
48	BACA500L18BL	1	0,33	0,55
49	TORC230A19BT	1	0,33	0,55
50	LREF230A23BT	1	0,33	0,55
51	MIEL230L17BL	1	0,33	0,55
52	SFEL230L12BL	1	0,33	0,55
53	MIEL230M20BA	1	0,33	0,55
54	IBAG230L21BL	1	0,33	0,55
55	MIEL230U19BG	1	0,33	0,55
56	TORC230L14BL	1	0,33	0,55
57	BETA230A23BT	1	0,33	0,55
58	CHIV230U28BG	1	0,33	0,55
59	BETA230DIFBA	1	0,33	0,55
60	LMES230L19BL	1	0,33	0,55
61	BETA115B20BF	1	0,33	0,55
62	BETA115L23BL	1	0,33	0,55
63	TORC230A15BT	1	0,33	0,55
64	CHIV230U18BG	1	0,33	0,55
65	TORC230A21BT	1	0,33	0,55
66	IBAG230A17BT	1	0,33	0,55
67	IBAG230ATR-1	1	0,33	0,55
68	SFEL230A19BT	1	0,33	0,55
69	BACA500C19BC	1	0,33	0,55

Elaboración Propia Fuente: ITCO

En la tabla 4. Frecuencia de interrupción, se calcula su valor de acuerdo al puntaje asignado en la tabla 2 de la guía de Mejorabilidad, donde se aborda el ítem 1 Frecuencia de interrupción penalizable anual, como se puede observar el activo que más alta calificación obtiene es la bahía

del STATCOM de la subestación de Bacatá 500 kV BACA500C19MC, cuyo promedio de falla anual es de 5,67 el cual si nos remitimos a la tabla 2 de la guía de mejorabilidad, se indica que para frecuencias entre 4 a 6, se aplica un puntaje de 5.

6.2 Activos de las subestaciones que generaron ENS o pagos por compensación y costos de intervención.

En las tablas 5 y 6 se determinan los costos económicos de las fallas de los equipos, tanto por indisponibilidades y sus costos para intervenirlos y dejarlos nuevamente operativos.

La moneda esta expresado en Dólares americanos con el fin de globalizar a nivel mundial su magnitud y tener coherencia con la tabla 2 de la guía de mejorabilidad, el valor de referencia del dólar es de \$3188.

El pago por compensaciones es un valor económico establecido por el Centro Nacional de Despacho, de acuerdo su fórmula tarifaria establecida en la regulación CREG 011 del 2009, en el caso del activo BACA500C19MC, totaliza un valor de \$ 42.891.498, equivalentes a 17 salidas del servicio durante los años 2016, 2017 y 2018. Esta información base, se realiza equivalencia a Dólares americanos a una tasa de \$3188, esto con el fin de determinar el costo por hora, de acuerdo al informe de indisponibilidad suministrado por el CND y con este dato, se asigna el puntaje de acuerdo a la tabla 2 de la guía de mejorabilidad para el ítem Indisponibilidad y CANO, por ejemplo, para el activo de la bahía del STATCOM cuyo informe correspondiente, arroja el siguiente resultado:

Numero salidas: 17

Tiempo de indisponibilidad: 34,6 horas

Promedio de horas Ind. x Evento: $34,6/17=2,04$

Valor total en dólares: $\$ 42.891.498/ \$3188= 13,454$

Valor promedio por evento: $\text{USD } 13,454/17=791$

Valor de la hora USD x indisponibilidad: $791/34,6= 23$

Según la tabla 2 de la guía de mejorabilidad, el puntaje corresponde a 0,03 al valor USD 23, el cual se sitúa entre USD 10 y USD 50.

En la tabla 6, costos por intervención de activos, se totaliza todas las erogaciones causadas por atención de fallas en activos, los cuales se expresan en Dólares americanos, esta información se toma de las ordenes de trabajos creadas por el área de mantenimiento, en ellas se tiene en cuenta horas hombres, materiales, servicios externos, transporte, etc.

El puntaje asignado esta descrito en la tabla 2 guía de mejorabilidad, correspondiente al ítem de costos de reparación.

Tabla 5.
Activos que Generaron Compensaciones por Indisponibilidad

Ítem	Activo	Suma de Número Salidas	Suma de Fallas x Año	Pago x Compensaciones (\$)	Valor indisponibilidad (USD)	Horas indisponibilidad	Valor indisponibilidad x hora	2.9 Indisponibilidad y CANO
1	BACA500C19MC	17	5,67	42891498	13.454	34,6	389	0,35
2	BETA230L21BL	7	2,33	0	0	24,2	0	0,01
3	BETA230L17BL	4	1,33	0	0	25,2	0	0,01
4	SFEL230L24BL	4	1,33	1902347	597	37	16	0,03
5	SFEL230L22BL	4	1,33	55911	18	22,6	1	0,01
6	CHIV230L25BL	4	1,33	0	0	33,2	0	0,01
7	CHIV230U14BG	4	1,33	0	0	65,2	0	0,01
8	CHIV230U16BG	3	1	0	0	19,2	0	0,01
9	CHIV230U22BG	3	1	0	0	14,2	0	0,01
10	SFEL230ATR-1	3	1	0	0	9,1	0	0,01
11	LMES230L14BL	3	1	168720	53	7,6	7	0,01
12	CHIV230U24BG	3	1	0	0	32,7	0	0,01
13	IBAG230L19BL	3	1	10317	3	4	1	0,01
14	CHIV230U12BG	3	1	0	0	20,3	0	0,01
15	TORC230DIFBA	3	1	135940	43	13,8	3	0,01
16	BETA115A15BT	2	0,67	0	0	0	0	0,01
17	SOCH230L25BL	2	0,67	0	0	12,6	0	0,01
18	SOCH230L21BL	2	0,67	0	0	7,6	0	0,01
19	CHIV230S20BS	2	0,67	230974	72	14,9	5	0,01
20	TORC230A13BT	2	0,67	0	0	14,5	0	0,01
21	SOCH230BARR	2	0,67	0	0	2,1	0	0,01
22	LREF230A13BT	2	0,67	616103	193	9,4	21	0,03
23	SOCH230L23BL	2	0,67	0	0	6,9	0	0,01
24	LREF230L11BL	2	0,67	0	0	8,3	0	0,01
25	CHIV230U26BG	2	0,67	0	0	14,8	0	0,01
26	LREF230M01ME	2	0,67	160824	50	9,2	5	0,01
27	TORC230L18BL	2	0,67	0	0	9,4	0	0,01
28	BETA115TR3BT	2	0,67	0	0	0	0	0,01
29	SOCH230L19BL	2	0,67	126580	40	11,9	3	0,01
30	BETA230A26BT	2	0,67	0	0	0	0	0,01
31	SOCH230L22BL	2	0,67	0	0	7,6	0	0,01
32	BETA230BARR	2	0,67	0	0	0	0	0,01
33	SOCH230L24BL	2	0,67	0	0	6,8	0	0,01
34	SOCH230M20BA	2	0,67	0	0	7,2	0	0,01
35	PURN230A14BT	2	0,67	0	0	6,5	0	0,01
36	PURN230L23BL	2	0,67	0	0	10,9	0	0,01

37	LMES230L15BL	1	0,33	0	0	6,1	0	0,01
38	BACA500R18BC	1	0,33	676499	212	0	0	0,01
39	TORC230A22BT	1	0,33	0	0	8	0	0,01
40	LREF230ATR-1	1	0,33	0	0	7,4	0	0,01
41	CHIV230L13BL	1	0,33	950858	298	12,3	24	0,03
42	LREF230L20BL	1	0,33	6152056	1.930	17,3	112	0,15
43	IBAG230B20BF	1	0,33	0	0	7,7	0	0,01
44	LREF230L22BL	1	0,33	2011375	631	1	631	0,5
45	SFEL230L27BL	1	0,33	0	0	19,8	0	0,01
46	LREF230M00ME	1	0,33	203391	64	9,2	7	0,01
47	BETA230ATR-1	1	0,33	0	0	0	0	0,01
48	BACA500L18BL	1	0,33	0	0	0	0	0,01
49	TORC230A19BT	1	0,33	0	0	7,9	0	0,01
50	LREF230A23BT	1	0,33	581236	182	29,7	6	0,01
51	MIEL230L17BL	1	0,33	0	0	14,9	0	0,01
52	SFEL230L12BL	1	0,33	0	0	0,1	0	0,01
53	MIEL230M20BA	1	0,33	2188434	686	84,2	8	0,01
54	IBAG230L21BL	1	0,33	0	0	0,2	0	0,01
55	MIEL230U19BG	1	0,33	0	0	6,7	0	0,01
56	TORC230L14BL	1	0,33	0	0	3,7	0	0,01
57	BETA230A23BT	1	0,33	0	0	0	0	0,01
58	CHIV230U28BG	1	0,33	0	0	14,7	0	0,01
59	BETA230DIFBA	1	0,33	0	0	0	0	0,01
60	LMES230L19BL	1	0,33	0	0	0	0	0,01
61	BETA115B20BF	1	0,33	0	0	0	0	0,01
62	BETA115L23BL	1	0,33	0	0	0	0	0,01
63	TORC230A15BT	1	0,33	0	0	5,6	0	0,01
64	CHIV230U18BG	1	0,33	0	0	3,3	0	0,01
65	TORC230A21BT	1	0,33	0	0	7,7	0	0,01
66	IBAG230A17BT	1	0,33	0	0	1,6	0	0,01
67	IBAG230ATR-1	1	0,33	0	0	5	0	0,01
68	SFEL230A19BT	1	0,33	0	0	8	0	0,01
69	BACA500C19BC	1	0,33	0	0	0	0	0,01

Elaboración Propia Fuente: ITCO

Tabla 6.
Costos por intervención en Activos

Ítem	Unidad Constructiva	Número Salidas	Fallas x Año	Costos x reparación en USD	2.4 Costos de reparación Puntaje
1	BACA500C19MC	17	5,67	USD 7.823	7,5
2	BETA230L21BL	7	2,33	USD 1.708	0,7
3	BETA230L17BL	4	1,33	USD 258	0,7
4	SFEL230L24BL	4	1,33	USD 3.878	3,5
5	SFEL230L22BL	4	1,33	USD 4.469	3,5
6	CHIV230L25BL	4	1,33	USD -	0
7	CHIV230U14BG	4	1,33	USD 840	0,7
8	CHIV230U16BG	3	1,00	USD 4.579	3,5
9	CHIV230U22BG	3	1,00	USD 1.303	0,7
10	SFEL230ATR-1	3	1,00	USD -	0
11	LMES230L14BL	3	1,00	USD 2.069	3,5
12	CHIV230U24BG	3	1,00	USD 3.050	3,5
13	IBAG230L19BL	3	1,00	USD 3.083	3,5
14	CHIV230U12BG	3	1,00	USD 1.449	0,7
15	TORC230DIFBA	3	1,00	USD 709	0,7
16	BETA115A15BT	2	0,67	USD -	0
17	SOCH230L25BL	2	0,67	USD -	0
18	SOCH230L21BL	2	0,67	USD 1.586	0,7
19	CHIV230S20BS	2	0,67	USD 191	0,7
20	TORC230A13BT	2	0,67	USD -	0
21	SOCH230BARR	2	0,67	USD -	0
22	LREF230A13BT	2	0,67	USD -	0
23	SOCH230L23BL	2	0,67	USD 1.536	0,7
24	LREF230L11BL	2	0,67	USD 73	0,7
25	CHIV230U26BG	2	0,67	USD 1.303	0,7
26	LREF230M01ME	2	0,67	USD -	0
27	TORC230L18BL	2	0,67	USD 262	0,7
28	BETA115TR3BT	2	0,67	USD -	0
29	SOCH230L19BL	2	0,67	USD 730	0,7
30	BETA230A26BT	2	0,67	USD -	0
31	SOCH230L22BL	2	0,67	USD 1.738	0,7
32	BETA230BARR	2	0,67	USD -	0
33	SOCH230L24BL	2	0,67	USD 1.776	0,7
34	SOCH230M20BA	2	0,67	USD -	0
35	PURN230A14BT	2	0,67	USD -	0
36	PURN230L23BL	2	0,67	USD 112	0,7
37	LMES230L15BL	1	0,33	USD -	0
38	BACA500R18BC	1	0,33	USD -	0

39	TORC230A22BT	1	0,33	USD	-	0
40	LREF230ATR-1	1	0,33	USD	-	0
41	CHIV230L13BL	1	0,33	USD	-	0
42	LREF230L20BL	1	0,33	USD	-	0
43	IBAG230B20BF	1	0,33	USD	-	0
44	LREF230L22BL	1	0,33	USD	-	0
45	SFEL230L27BL	1	0,33	USD	39	0,7
46	LREF230M00ME	1	0,33	USD	-	0
47	BETA230ATR-1	1	0,33	USD	1.832	0,7
48	BACA500L18BL	1	0,33	USD	247	0,7
49	TORC230A19BT	1	0,33	USD	-	0
50	LREF230A23BT	1	0,33	USD	27	0,7
51	MIEL230L17BL	1	0,33	USD	-	0
52	SFEL230L12BL	1	0,33	USD	-	0
53	MIEL230M20BA	1	0,33	USD	-	0
54	IBAG230L21BL	1	0,33	USD	-	0
55	MIEL230U19BG	1	0,33	USD	-	0
56	TORC230L14BL	1	0,33	USD	66	0,7
57	BETA230A23BT	1	0,33	USD	-	0
58	CHIV230U28BG	1	0,33	USD	953	0,7
59	BETA230DIFBA	1	0,33	USD	-	0
60	LMES230L19BL	1	0,33	USD	538	0,7
61	BETA115B20BF	1	0,33	USD	-	0
62	BETA115L23BL	1	0,33	USD	-	0
63	TORC230A15BT	1	0,33	USD	-	0
64	CHIV230U18BG	1	0,33	USD	79	0,7
65	TORC230A21BT	1	0,33	USD	-	0
66	IBAG230A17BT	1	0,33	USD	-	0
67	IBAG230ATR-1	1	0,33	USD	466	0,7
68	SFEL230A19BT	1	0,33	USD	-	0
69	BACA500C19BC	1	0,33	USD	-	0

Elaboración Propia Fuente: ITCO

6.3 Impactos en seguridad Personal, medio ambiente y reputación originados por fallas ocurridas en los activos de subestaciones.

Tabla 7.
Impactos Ocasionados por Fallas de Activos

Ítem	Activo	2.5 Impacto en la seguridad personal	2.6 Impacto ambiental	2.7 Impacto reputacional	2.8 Racionamiento (ENS)
1	BACA500C19MC	0	0	0	0
2	SFEL230L24BL	0	0	0	0
3	SFEL230L22BL	0	0	0	0
4	CHIV230U16BG	0	0	0	0
5	LMES230L14BL	0	0	0	0
6	CHIV230U24BG	0	0	0	0
7	IBAG230L19BL	0	0	0	0
8	BETA230L21BL	0	0	0	0
9	BETA230L17BL	0	0	0	0
10	CHIV230U14BG	0	0	0	0
11	CHIV230S20BS	0	0	0	0
12	CHIV230U22BG	0	0	0	0
13	CHIV230U12BG	0	0	0	0
14	TORC230DIFBA	0	0	0	0
15	SOCH230L21BL	0	0	0	0
16	SOCH230L23BL	0	0	0	0
17	LREF230L11BL	0	0	0	0
18	CHIV230U26BG	0	0	0	0
19	TORC230L18BL	0	0	0	0
20	SOCH230L19BL	0	0	0	0
21	SOCH230L22BL	0	0	0	0
22	SOCH230L24BL	0	0	0	0
23	PURN230L23BL	0	0	0	0
24	SFEL230L27BL	0	0	0	0
25	BETA230ATR-1	0	0	0	0
26	BACA500L18BL	0	0	0	0
27	LREF230A23BT	0	0	0	0
28	TORC230L14BL	0	0	0	0
29	CHIV230U28BG	0	0	0	0
30	LMES230L19BL	0	0	0	0
31	CHIV230U18BG	0	0	0	0
32	IBAG230ATR-1	0	0	0	0
33	LREF230L22BL	0	0	0	0
34	SOCH230BARR	0	0	0	0
35	LREF230L20BL	0	0	0	0
36	CHIV230L25BL	0	0	0	0
37	LREF230A13BT	0	0	0	0
38	CHIV230L13BL	0	0	0	0
39	SFEL230ATR-1	0	0	0	0

40	BETA115A15BT	0	0	0	0
41	SOCH230L25BL	0	0	0	0
42	TORC230A13BT	0	0	0	0
43	LREF230M01ME	0	0	0	0
44	BETA230A26BT	0	0	0	0
45	BETA230BARR	0	0	0	0
46	SOCH230M20BA	0	0	0	0
47	PURN230A14BT	0	0	0	0
48	LMES230L15BL	0	0	0	0
49	BACA500R18BC	0	0	0	0
50	TORC230A22BT	0	0	0	0
51	LREF230ATR-1	0	0	0	0
52	BETA013Y15BT	0	0	0	0
53	IBAG230B20BF	0	0	0	0
54	LREF230M00ME	0	0	0	0
55	TORC230A19BT	0	0	0	0
56	MIEL230L17BL	0	0	0	0
57	SFEL230L12BL	0	0	0	0
58	MIEL230M20BA	0	0	0	0
59	IBAG230L21BL	0	0	0	0
60	MIEL230U19BG	0	0	0	0
61	BETA230A23BT	0	0	0	0
62	BETA230DIFBA	0	0	0	0
63	BETA115B20BF	0	0	0	0
64	BETA115L23BL	0	0	0	0
65	TORC230A15BT	0	0	0	0
66	TORC230A21BT	0	0	0	0
67	IBAG230A17BT	0	0	0	0
68	SFEL230A19BT	0	0	0	0
69	BACA500C19BC	0	0	0	0

Elaboración Propia Fuente; ITCO

En la tabla 7. Impactos Ocasionados por Fallas de Activos, se evidencia que los eventos ocurridos no impactaron las personas, la reputación, el medio ambiente ni produjeron racionamiento, a excepción de SOCH230BARR, de la subestación Sochagota donde se asigna una puntuación de 0.41, la cual es despreciable.

6.4 Cálculo del Índice de Mejorabilidad y Estimación de la Criticidad en los activos de subestaciones

6.4.1 Cálculo de la Mejorabilidad

En la tabla 8 Cálculo de Mejorabilidad, se aprecia el puntaje de mejorabilidad, donde es predecible que los activos más mejorables son:

1. BACA500C19MC
2. SFEL230L24BL
3. SFEL230L22BL
4. CHIV230U16BG
5. CHIV230U24BG
6. IBAG230L19BL

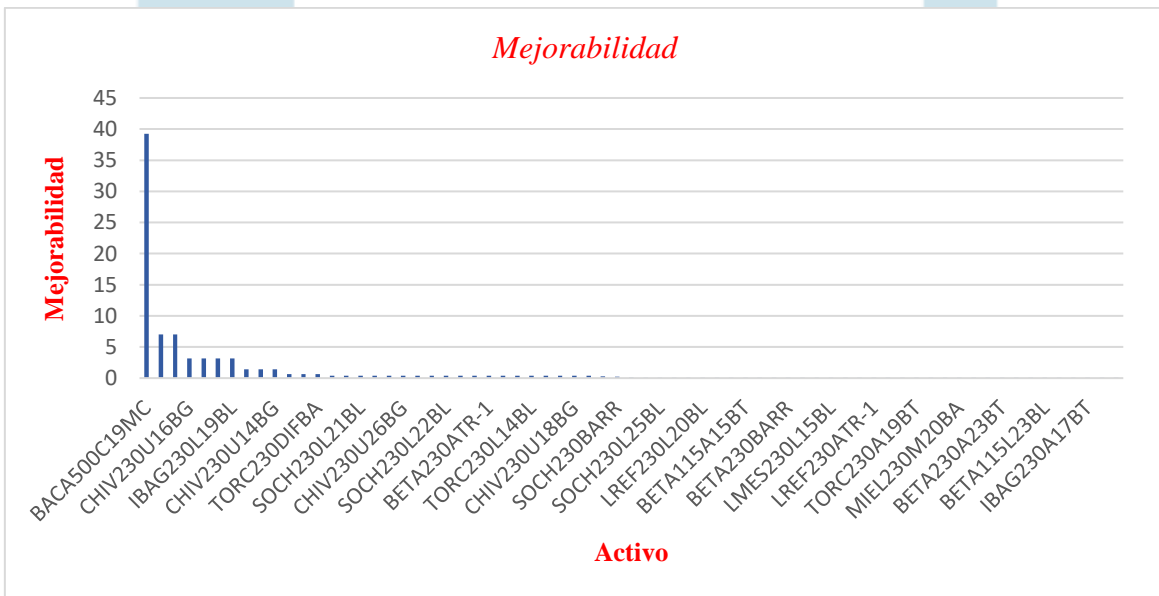


Figura 9. Activos mejorables. Elaboración: Propia. Fuente: ITCO

Tabla 8.
Cálculo de Mejorabilidad

Ítem	Activo	Número Salidas	Fallas x Año	1 frecuencia interrupción	2.4 Costo reparación	2.5 Impacto en la seguridad personal	2.6 Impacto ambiental	2.7 Impacto reputacional	2.8 Racionamiento (ENS)	2.9 Indisponibilidad y CANO	Consecuencia	Mejorabilidad
1	BACA500C19MC	17	5,67	5	7,5	0	0	0	0	0,35	7,85	39,25
2	SFEL230L24BL	4	1,33	2	3,5	0	0	0	0	0,01	3,51	7,02
3	SFEL230L22BL	4	1,33	2	3,5	0	0	0	0	0,01	3,51	7,02
4	CHIV230U16BG	3	1	0,9	3,5	0	0	0	0	0,03	3,53	3,177
5	LMES230L14BL	3	1	0,9	3,5	0	0	0	0	0,01	3,51	3,159
6	CHIV230U24BG	3	1	0,9	3,5	0	0	0	0	0,01	3,51	3,159
7	IBAG230L19BL	3	1	0,9	3,5	0	0	0	0	0,01	3,51	3,159
8	BETA230L21BL	7	2,33	2	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	1,42
9	BETA230L17BL	4	1,33	2	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	1,42
10	CHIV230U14BG	4	1,33	2	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	1,42
11	CHIV230S20BS	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
12	CHIV230U22BG	3	1	0,9	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,639
13	CHIV230U12BG	3	1	0,9	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,639
14	TORC230DIFBA	3	1	0,9	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,639
15	SOCH230L21BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
16	SOCH230L23BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
17	LREF230L11BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
18	CHIV230U26BG	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
19	TORC230L18BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
20	SOCH230L19BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
21	SOCH230L22BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
22	SOCH230L24BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,03	0,73	0,4015
23	PURN230L23BL	2	0,67	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
24	SFEL230L27BL	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
25	BETA230ATR-1	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
26	BACA500L18BL	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
27	LREF230A23BT	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
28	TORC230L14BL	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
29	CHIV230U28BG	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
30	LMES230L19BL	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
31	CHIV230U18BG	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
32	IBAG230ATR-1	1	0,33	0,55	0,7	0	0	0	0	0,01	0,71	0,3905
33	LREF230L22BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
34	SOCH230BARR	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0,41	0,01	0,42	0,231

35	LREF230L20BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
36	CHIV230L25BL	4	1,33	2	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,02
37	LREF230A13BT	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
38	CHIV230L13BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
39	SFEL230ATR-1	3	1	0,9	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,009
40	BETA115A15BT	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
41	SOCH230L25BL	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,03	0,03	0,0165
42	TORC230A13BT	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,15	0,15	0,0825
43	LREF230M01ME	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
44	BETA115TR3BT	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,275
45	BETA230A26BT	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
46	BETA230BARR	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
47	SOCH230M20BA	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
48	PURN230A14BT	2	0,67	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
49	LMES230L15BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
50	BACA500R18BC	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
51	TORC230A22BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
52	LREF230ATR-1	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
53	IBAG230B20BF	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
54	LREF230M00ME	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
55	TORC230A19BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
56	MIEL230L17BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
57	SFEL230L12BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
58	MIEL230M20BA	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
59	IBAG230L21BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
60	MIEL230U19BG	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
61	BETA230A23BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
62	BETA230DIFBA	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
63	BETA115B20BF	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
64	BETA115L23BL	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
65	TORC230A15BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
66	TORC230A21BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
67	IBAG230A17BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
68	SFEL230A19BT	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055
69	BACA500C19BC	1	0,33	0,55	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0,0055

Elaboración Propia Fuente; ITCO

6.4.2 Estimación de la Criticidad

Para estimar la Criticidad, se requiere aplicar criterios que defina probabilidad de afectación de la falla del activo de acuerdo a las variables presentadas, Configuración de la Subestación y Reputación por cliente.

Tabla 9.
Variables de Criticidad

VARIABLE	ALTO	MEDIO	BAJO	Porcentaje
Requerimiento legal	El activo presenta o tiene alta probabilidad de generar incumplimiento de algún requerimiento legal o regulatorio que pueda tener alto impacto negativo a la empresa	Existe un requerimiento legal o regulatorio que exige una tarea de mantenimiento específica y pueda tener alto impacto negativo a la empresa	NO existe incumplimiento de requerimiento legal, ni la posibilidad que se genere un evento probable y creíble que pueda generar incumplimiento de requerimiento legal.	18%
Afectación al recurso humano	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento que tenga como consecuencia la pérdida de vida de una o más personas	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento que tenga como consecuencia al menos una incapacidad total permanente o temporal con intervención reparadora	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento que tenga como consecuencia al menos una incapacidad temporal sin intervención reparadora o no presente ninguna consecuencia para la seguridad de las personas	23%
Afectación a la reputación	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento que tenga como consecuencia un concepto público desfavorable que afecta la credibilidad de la compañía y es desplegado continuamente por los medios de comunicación local, regionales, nacionales, internacional y redes sociales.	Se ha presentado o es altamente posible y creíble que se genere un evento que tenga como consecuencia un concepto público desfavorable que afecta la credibilidad de la compañía y es desplegado continuamente por los medios de comunicaciones locales y regionales y de manera aislada por los medios nacionales, internacionales y redes sociales.	Se ha presentado o es altamente posible y creíble que se genere un evento que tenga como consecuencia un concepto público desfavorable que no afecta la credibilidad de la compañía y no es desplegado por los medios de comunicación.	14%
Afectación a la remuneración mensual	Se ha generado un evento o es altamente probable y creíble que se genere un evento cuya consecuencia tenga un impacto mayor a 400 millones de pesos en la remuneración mensual	Se ha generado un evento o es altamente probable y creíble que se genere un evento cuya consecuencia tenga un impacto que esté entre 200 y 400 millones de pesos en la remuneración mensual	Se ha generado un evento o es altamente probable y creíble que se genere un evento cuya consecuencia tenga un impacto inferior a 200 millones de pesos en la remuneración mensual	8%
Afectación al medio ambiente	Se ha generado un evento o es altamente probable y creíble que se genere un evento cuya consecuencia tenga alta sensibilidad al deterioro ambiental. Los efectos	Sensibilidad media al deterioro ambiental. Efectos reversibles y requieren el manejo de medidas ambientales de carácter específico.	Baja sensibilidad al deterioro ambiental. Los efectos requieren medidas generales de manejo ambiental	18%

requieren medidas de manejo ambiental especial y muy detallado.

operativo	Afectación total / parcial No tolerable	Afecta parcialmente /aceptable	No afecta	14%
Tasa desconexiones por falla (mejorabilidad)	Líneas: > 5 veces por año Bahías: > 2 veces por año	Líneas: > 2 y <= 5 veces por año Bahías: >= 1 y <= 2 vez por año	Líneas <= 2 veces/año Bahías < 1 vez/ año	
Costo reparación o reposición	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento con consecuencia en Tiempo y/o costo de reparación alto >100 millones de pesos	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento con consecuencia en Tiempo y/o costo tolerable < 100 millones y > 10 millones	Se ha presentado o es altamente probable y creíble que se genere un evento con consecuencia en Tiempo y/o costo despreciable < 10 millones	5%

Elaboración Propia Fuente; ITCO

Tabla 10.
Criterio de Criticidad Por Configuración de la Subestación

Configuración	Criticidad
Barra Sencilla	A
Interruptor y Medio	C
Barra Principal y Transferencia	A
Barra Doble	B
Barra Doble más Transferencia	B
Anillo	C
Barra Doble más Bypass	B

Elaboración Propia Fuente: ITCO

Tabla 11.
Criticidad de la Subestación

Identificación Ajustada	Identificación	Nombre	Tensión Nominal	Tipo Configuración	Criticidad
BACA230	BACA230	Bacatá 230	230.00	Barra Doble más Transferencia	B
BETA230	BETA230	Betania 230	230.00	Barra Principal Seccionada más Transferencia	B
CHIV230	CHIV230	Chivor 230	230.00	Barra Principal Seccionada más Transferencia	B
IBAG230	IBAG230	Ibagué 230	230.00	Barra Principal y Transferencia	A
LMES230	LMES230	La Mesa 230	230.00	Barra Doble más Bypass y Seccionamiento	B
LREF230	LREF230	La Reforma 230	230.00	Interruptor y Medio	C
MIEL230	MIEL230	Miel I 230	230.00	Barra Doble más Transferencia	B
PURN230	PURN230	Purnio 230	230.00	Barra Doble más Transferencia	B
SFEL230	SFEL230	San Felipe 230	230.00	Barra Principal y Transferencia	A
SOCH230	SOCH230	Sochagota 230	230.00	Barra Doble más Transferencia	B
TORC230	TORC230	Torca 230	230.00	Barra Doble más Bypass y Seccionamiento	B
BACA500	BACA500	Bacatá 500	500.00	Barra Doble más Transferencia	B

Elaboración Propia Fuente: ITCO

Tabla 12.
Criticidad Reputacional por Cliente

Grupo Empresarial	Responsable de pago	% Conexión y Asociados	% Uso	% TOTAL	% TOTAL	Afectación Reputacional con clientes
EPM	CENTRAL					
	HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	0.794	1.405	2.199		ALTO
ENDESA-ENEL	CODENSA S.A. E.S.P.	0.697	12.953	13.650		ALTO
	EMGESA S.A. E.S.P.		4.605	4.605	19.2%	ALTO
	EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA		0.958	0.958		ALTO
* ISAGEN S.A. E.S.P.	ISAGEN S.A. E.S.P.	1.137	5.433	6.570	6.6%	ALTO
Consortio Empresa de Energía de Combeima	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA	0.411	1.568	1.979	3%	MEDIO
	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P	0.207	1.322	1.529	1.5%	BAJO
	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.	0.341	1.159	1.500	1.5%	BAJO
	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE		1.048	1.048	1.0%	BAJO
	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A.		1.028	1.028	1.0%	BAJO
	EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE	0.065	0.591	0.656	0.7%	BAJO
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.		0.645	0.645	0.6%	BAJO
	AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	0.253	0.004	0.258	0.3%	BAJO
	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	1.596	0.090	1.686	1.7%	BAJO

Elaboración Propia Fuente: ITCO

Tabla 13.
Estimación de la Criticidad sobre Activos

UBICACIÓN TÉCNICA	REQUERIMIENTO LEGAL	AFECTACIÓN AL RECURSO HUMANO	AFECTACIÓN A LA REPUTACIÓN	AFECTACIÓN A LA REMUNERACIÓN MENSUAL*	AFECTACIÓN AL MEDIO AMBIENTE	IMPACTO OPERATIVO*	TASA DE CONEXIONES POR FALLA* (Mejorabilidad)	COSTO DE REPARACIÓN O REPOSICIÓN	TOTAL	CRITICIDAD	Ranking
BETA230L21BL	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	ALTO	BAJO	0,6723	CRÍTICO	1
BACA500C19MC	BAJO	BAJO	MEDIO	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO	MEDIO	0,5752	CRÍTICO	2
BETA230ATR-1	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	MEDIO	ALTO	BAJO	MEDIO	0,56	SEMICRÍTICO	
BETA115A15BT	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,4754	SEMICRÍTICO	9
BETA115B20BF	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,4754	SEMICRÍTICO	10
BETA230L17BL	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO	0,4754	SEMICRÍTICO	11
CHIV230U14BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	MEDIO	0,4701	CRÍTICO	3
CHIV230U12BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	MEDIO	0,4701	CRÍTICO	4
BACA500R18BC	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	ALTO	0,4691	CRÍTICO	5
TORC230L14BL	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,4539	SEMICRÍTICO	13
CHIV230L25BL	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO	0,4466	CRÍTICO	6
SFEL230ATR-1	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	0,4351	SEMICRÍTICO	14
CHIV230U16BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	0,4351	SEMICRÍTICO	15
BETA230BARR1	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,4096	SEMICRÍTICO	17
BETA230BARR2	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,4096	SEMICRÍTICO	18
BETA230A23BT	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,4096	SEMICRÍTICO	19
BETA230A26BT	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,4096	SEMICRÍTICO	20
BETA013Y15BT	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,4096	SEMICRÍTICO	21
BETA230BARR3	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,4096	SEMICRÍTICO	22
IBAG230L19BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	MEDIO	0,4043	CRÍTICO	7
LMES230L14BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO	0,3808	CRÍTICO	8
SFEL230L22BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	0,3693	SEMICRÍTICO	23
IBAG230A17BT	MEDIO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	MEDIO	0,3646	SEMICRÍTICO	24
SFEL230A19BT	MEDIO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	MEDIO	0,3646	SEMICRÍTICO	25
LREF230A23BT	MEDIO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	26
LREF230A13BT	MEDIO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	27
TORC230A13BT	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	28
TORC230A19BT	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	29
TORC230A22BT	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	30
TORC230A15BT	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	31
TORC230A21BT	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	32

PURN230A14BT	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3646	SEMICRÍTICO	33
CHIV230S20BS	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	34
BACA500L18BL	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	35
CHIV230U18BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	MEDIO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	36
CHIV230U26BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	37
CHIV230U24BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	38
CHIV230U28BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	39
CHIV230U22BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	40
MIEL230U19BG	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	41
IBAG230L21BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	MEDIO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	42
IBAG230B20BF	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	MEDIO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	43
SFEL230L24BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	44
SFEL230L27BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	45
PURN230L23BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	46
LMES230L15BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO	BAJO	0,3458	BAJA CRITICIDAD	47
LREF230ATR-1	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	0,3035	BAJA CRITICIDAD	48
IBAG230ATR-1	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	MEDIO	0,28	BAJA CRITICIDAD	49
SOCH230BARR	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	50
SFEL230L12BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	51
LREF230L20BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	52
LREF230L11BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	53
LREF230M01ME	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	54
LREF230M00ME	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	55
TORC230L18BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	0,28	BAJA CRITICIDAD	56
LMES230L19BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	57
SOCH230L22BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	58
MIEL230M20BA	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	59
SOCH230L19BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	60
SOCH230L21BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	61
SOCH230L23BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	62
SOCH230L25BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	63
MIEL230L17BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	64
CHIV230L13BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	0,28	BAJA CRITICIDAD	65
SOCH230L24BL	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	66
SOCH230M20BA	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	BAJO	BAJO	0,28	BAJA CRITICIDAD	67

Elaboración Propia Fuente: ITCO

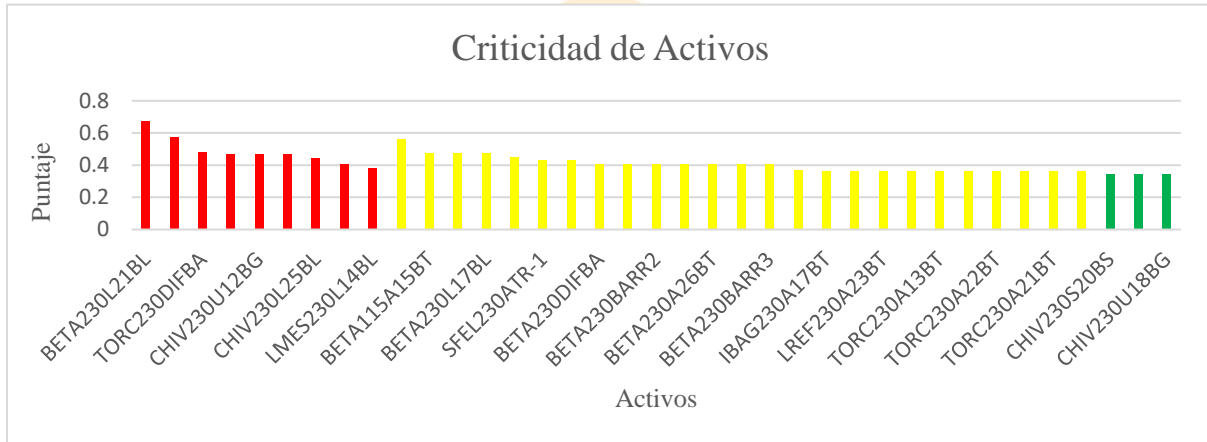


Figura 10. Activos Críticos. *Elaboración: Propia Fuente: ITCO*

De acuerdo a la tabla 13 estimaciones de la criticidad de activos y su respectivo filtro a través de la figura 10 Activos críticos, se observa que los activos más críticos son:

1. BETA230L21BL
2. BACA500C19MC
3. CHIV230U14BG
4. CHIV230U12BG
5. BACA500R18BC
6. CHIV230L25BL
7. IBAG230L19BL
8. LMES230L14BL

6.5 Matriz de Proporcionalidad

Criterios de Proporcionalidad:

Son las condiciones con las que se evalúa el nivel de complejidad asociado al análisis de mejora que se desea realizar. Estos criterios actúan como clasificadores de impacto vs esfuerzo para la selección de la metodología de análisis que se deberá aplicar, por tanto, se presenta tres metodologías aplicables a la mejora continua:

Las metodologías definidas son:

- **Metodología 1:** *ECR* (Aplicada a análisis de alto nivel de esfuerzo).
- **Metodología 2:** *Ishikagua* (Aplicada a análisis de nivel de esfuerzo medio).
- **Metodología 3:** *5 Porqués* (Aplicada a análisis de nivel de esfuerzo bajo).

Los criterios de proporcionalidad caracterizan el impacto de la situación a analizar en los siguientes aspectos considerados de interés para el negocio:

- Afectación al recurso humano en contexto laboral
- Afectación a la reputación
- Afectación a la remuneración mensual
- Afectación al medio ambiente
- Impacto operativo
- Tasa de desconexiones por falla
- Costo reparación o reposición

Para aplicar los criterios de proporcionalidad se recorre cada una de las variables descritas en la tabla 1, evaluando si la situación a analizar cumple la condición descrita en alguna de los tres niveles de impacto. La metodología a aplicar se selecciona con base en la condición más crítica

identificada. La tabla 1. Presenta los criterios de clasificación para seleccionar la metodología de análisis.

Tabla 14.
Matriz de Proporcionalidad

VARIABLE	ALTO Metodología de esfuerzo alto	MEDIO Metodología de esfuerzo medio	BAJO Metodología de esfuerzo bajo
Afectación al recurso humano en contexto laboral	Situación que tenga como consecuencia real y/o potencial la pérdida de vidas	Situación que tenga como consecuencia real y/o potencial un accidente de trabajo	Situación que tenga como consecuencia real y/o potencial un cuasi-accidente de trabajo
Afectación a la Reputación	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial un concepto de orden público que afecta la credibilidad de la compañía a nivel nacional e internacional	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial un concepto de orden público que afecta la credibilidad de la compañía a nivel regional	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial un concepto de orden público que afecta la credibilidad de la compañía a nivel local
Afectación a la remuneración	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial con impacto mayor a 400 millones de pesos en la remuneración mensual	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial con impacto entre 200 y 400 millones de pesos en la remuneración mensual	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial con impacto menor a 200 millones de pesos en la remuneración mensual
Afectación al Medio Ambiente	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial con alta sensibilidad al deterioro ambiental . Los efectos requieren medidas de manejo ambiental especiales y muy detallados	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial con alta sensibilidad al deterioro ambiental . Efectos reversibles y requieren el manejo de medidas ambientales de carácter específico	Situación que tenga como consecuencia real y/o Potencial con baja sensibilidad al deterioro ambiental . Los efectos requieren medidas generales de manejo ambiental
Operativo	<ol style="list-style-type: none"> ENS no programada con desconexión de más 20 MW Errores en operación que afectan más de un subsistema de forma simultanea 	<ol style="list-style-type: none"> Desviación en las consignaciones con ENS programada prevista, por más de 2 horas ENS No programada con desconexión de menor o igual a 20 MW Errores en la gestión de consignaciones nacionales que impida el desarrollo de la actividad de mantenimiento 	<ol style="list-style-type: none"> No detección de anomalías o recomendaciones incorrectas en el proceso de análisis pos- operativo que NO generan consecuencias. Errores en operación que NO causen desconexión del flujo de potencia, sobrecargas, sobretensiones o baja tensión Desviación en las consignaciones con ENS programada por más de 30 minutos y menos de 2 horas

<p>Costo de Reparación o Reposición</p>	<p>Situación con consecuencia potencial en Costo de reparación mayor igual 100 millones de pesos</p>	<p>4. No detección de anomalías o recomendaciones incorrectas en el proceso de análisis pos-operativo con consecuencias operativas 5. Errores en operación que afectan un subsistema Situación con consecuencia potencial en Costo de reparación menor a 100 millones de pesos y mayor igual a 20 millones de pesos</p>	<p>4. Errores en la gestión de consignaciones nacionales que NO impida del desarrollo de la actividad de mantenimiento Situación con consecuencia potencial en Costo de reparación menor a 20 millones de pesos</p>
---	---	--	--

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

Tabla 15.
Activos Mejorables y Críticos

ACTIVO	MEJORABLE	CRITICIDAD	PROPORCIONALIDAD
BACA500C19MC	ALTO	ALTO	APLICA
SFEL230L24BL	MEDIO	BAJO	N. A
SFEL230L22BL	MEDIO	MEDIO	N. A
CHIV230U16BG	MEDIO	MEDIO	N. A
CHIV230U24BG	MEDIO	BAJO	N. A
IBAG230L19BL	MEDIO	ALTO	APLICA
BETA230L21BL	BAJO	ALTO	N. A
CHIV230U14BG	BAJO	ALTO	N. A
CHIV230U12BG	BAJO	ALTO	N. A
BACA500R18BC	BAJO	ALTO	N. A
CHIV230L25BL	BAJO	ALTO	N. A
LMES230L14BL	MEDIO	ALTO	APLICA

Elaboración Propia Fuente: ITCO

La tabla 15. Activos mejorables y críticos, se construye con base en la información arrojada de la tabla 8. Cálculo de Mejorabilidad y la tabla 13. Estimación de la Criticidad sobre Activos, con el fin de determinar los activos que requieren la aplicación de la matriz de proporcionalidad y concentrar los esfuerzos por parte del área correspondiente de la empresa.

Tabla 16.
Aplicación de la Matriz de Proporcionalidad

Activo	Afectación al recurso humano en contexto laboral	Afectación a la Reputación	Afectación a la remuneración	Afectación al Medio Ambiente	Operativo	Costo de Reparación o Reposición
BACA500C19MC	N. A	N. A	BAJO	N. A	N. A	BAJO
IBAG230L19BL	N. A	N. A	BAJO	N. A	N. A	BAJO
LMES230L14BL	N. A	N. A	BAJO	N. A	N. A	BAJO

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

De la tabla 16 Aplicación de la matriz de proporcionalidad, se obtiene la información final de los activos más mejorables y críticos que requieren de un plan de acción para su mejora continua, el criterio de para aplicar la herramienta de mejora continua se basa en que cualquiera de las variables presente un nivel de criticidad y en caso de que cualquiera arrojase un valor alto, se aplica el esfuerzo más alto.

También en la tabla 16, Aplicación de la matriz de proporcionalidad, los tres activos afectaron la remuneración y tuvieron costos de intervención bajos, lo que implica que debe aplicar la metodología # 3 de los 5 por qué, la cual es de esfuerzo bajo.

6.5.1 Metodología de Esfuerzo Bajo (5 ¿Por qué?)

La metodología de los 5 ¿Por qué? En una iteración de preguntas con el fin de establecer la relación Causa y efecto de un problema y determinar la causa raíz que lo originó, para el desarrollo de esta metodología, se reúne un grupo de personas involucradas en el evento con el fin de que éstas estimen la causa y a cada respuesta generar un ¿por qué?

Para la aplicación de esta metodología se realiza los siguientes pasos:

Paso 1: Identificación y descripción de la oportunidad de mejora a analizar

a) Descripción del problema

- b) Testimonio de los participantes
- c) Definición del problema

Paso 2: Desarrollo del análisis

- a) Construir un mapa mental respondiendo el ¿Por qué?

6.5.2 Desarrollo de la Metodología de Esfuerzo Bajo:

- **BACA500C19MC (Modulo del STATCOM de la subestación Bacatá 500 kV)**

Tabla 17.
Causa de Eventos Sobre el Activo BACA500C19MC

Elemento	Fecha Salida	Hora Salida	Causa Real	Causa Regulatoria	Origen Evento
BACA500C19MC	18/08/2017	7:24:00 p. m.	Interferencia en Equipos de Protección	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	5/04/2017	2:30:00 p. m.	Falla - Controlador de Campo	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	4/04/2017	3:19:00 p. m.	Falla - Controlador de Campo	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	21/03/2017	10:45:00 a. m.	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	3/03/2017	11:16:00 a. m.	Accidental en Consignación Nacional	Mantenimiento Emergencia	Accidental Acción Humana Propios
BACA500C19MC	23/02/2017	9:52:00 a. m.	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	16/02/2017	9:52:00 a. m.	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	2/12/2016	12:21:00 p. m.	Mantenimiento Programado	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Trabajos Programados Fuera Plan
BACA500C19MC	1/12/2016	7:20:00 a. m.	Mantenimiento Programado	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Trabajos Programados Fuera Plan
BACA500C19MC	30/11/2016	1:47:00 p. m.	Mantenimiento Programado	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Trabajos Programados Fuera Plan

BACA500C19MC	29/11/2016	5:30:00 p. m.	Mantenimiento Programado	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Trabajos Programados Fuera Plan
BACA500C19MC	28/11/2016	7:51:00 a. m.	Mantenimiento Programado	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Trabajos Programados Fuera Plan
BACA500C19MC	24/11/2016	8:51:00 a. m.	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	25/10/2016	12:07:00 p. m.	No Establecida - Categoría Causa	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	6/10/2016	9:51:00 a. m.	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	18/08/2016	9:51:00 a. m.	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	Evento Forzado	Indeseada Operación Sistemas Protección-Control
BACA500C19MC	16/08/2016	12:48:00 p. m.	Falla - Controlador de Campo	Mantenimiento Programado Fuera Plan	Accidental Acción Humana Propios

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

En la tabla 17. Causa de los eventos del Activo BACA500C19MC se aprecia, la causa real y regulatoria de las fallas, se puede estimar que existen varias causales, por tanto, por Pareto se establece la que más se repiten, en este caso son:

- **Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación** (6 Repeticiones)
- **Mantenimiento Programado** (5 Repeticiones)
- **Falla - Controlador de Campo** (3 Repeticiones)
- **Interferencia en Equipos de Protección** (1 Repetición)
- **Accidental en Consignación Nacional** (1 Repetición)
- **No Establecida - Categoría Causa** (1 Repetición)

Tabla 18. Pareto de la Causa de las fallas del Activo BACA500C19MC

ID	Causa	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
1	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación	35%	35,00%
2	Mantenimiento Programado	29,40%	64,40%
3	Falla - Controlador de Campo	17,60%	82,00%
4	Interferencia en Equipos de Protección	6%	88,00%
5	Accidental en Consignación Nacional	6%	94,00%
6	No Establecida - Categoría Causa	6%	100,00%
7	TOTAL	100%	

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

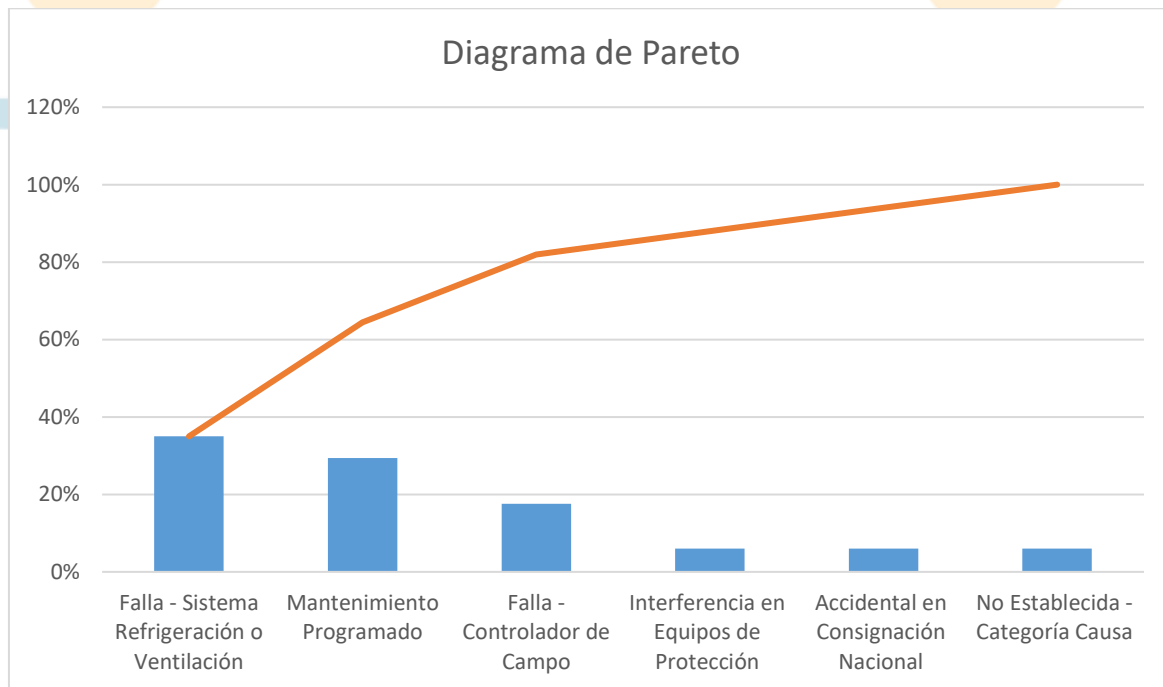


Figura 11. Diagrama de Pareto para BACA500C19MC. Elaboración: Propia

En la tabla 18, Pareto de la Causa de las fallas del activo, y figura 11. Diagrama de Pareto, se estima que el 80% de las causas son las que abarcan mayormente la pérdida de función del activo:

Falla del sistema de refrigeración, Mantenimiento programado y el controlador de campo.

El mantenimiento programado es una variable que depende de la planeación del mantenimiento de los diferentes elementos que componen el STATCOM.

Tabla 19.
Análisis con Herramienta de los 5 ¿Por qué? Para las Fallas del BACA500C19MC - STATCOM

ID	1	Falla - Sistema Refrigeración o Ventilación			
1° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Motobombas con sello mecánico Deteriorado				
→	2° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Desgaste por fricción			
→	→	3° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Partículas duras en el agua		
→	→	→	4° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Tubería contiene Arena	
→	→	→	→	5° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	La Tubería No se Limpió en el Montaje
ID	2	Mantenimiento Programado			
1° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Equipo con semáforo en Rojo				
→	2° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Por salida del servicio con frecuencia recurrente			
→	→	3° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Falta de un Mantenimiento Mayor		
→	→	→	4° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?		
→	→	→	→	5° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	

ID	2	Falla del Controlador de Campo		
1° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Se bloquea varias veces			
→	2° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Procesador o Software incompatible		
→	→	3° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Nuevo diseño	
→	→	→	4° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	
→	→	→	→	5° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?

Elaboración Propia Fuente: ITCO

- **IBAG230L19BL (Bahía de línea La Mesa 1 en Subestación Ibagué 230 kV)**

Tabla 20.

Causa de Fallas en Activo IBAG230L19BL

Elemento	Fecha Salida	Hora Salida	Causa Real	Causa Regulatoria	Origen Evento
IBAG230L19BL	30.10.2016	14:45:00	Mantenimiento Correctivo- Falla Compresor	Mantenimiento Emergencia	Trabajos de Emergencia
IBAG230L19BL	27.02.2017	18:24:00	Mantenimiento Correctivo- Falla Compresor	Mantenimiento Emergencia	Trabajos de Emergencia
IBAG230L19BL	22.10.2017	17:48:00	Mantenimiento Correctivo- Falla Compresor	Mantenimiento Emergencia	Trabajos de Emergencia

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

En la Tabla 18. Causas de fallas en Activo *IBAG230L19BL*, se aprecia que la causa real es:

Falla Compresor (del sistema Neumático del Interruptor L190)

Por lo tanto, no existe duda que la falla merece el análisis de los 5 ¿Por qué?

En la tabla 21. Análisis con Herramienta de los 5 Por qué? para el Activo *IBAG230L19BL*, se determina que la causa final de la falla es la Ausencia de repuestos nuevos, por tanto según versión del personal de mantenimiento varios compresores fueron desmontados de una familia de equipos de la misma marca ubicado de la subestación Betania, pero su vida útil había culminado por exceso de trabajo, sin embargo se procedió a recuperar mediante intervenciones especializadas, la cual no fueron efectivas por el desgaste y fatiga del material.

Tabla 21.
Análisis con Herramienta de los 5 ¿Por qué? para el Activo IBAG230L19BL

ID	1	Falla del Compresor		
	1° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	No levanta Presión de aire		
	→ 2° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Falla del empaque interno y Carter con pérdida de uniformidad		
	→ 3° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Compresores desmontados de otro activo con el mismo catálogo de fallas		
	→ 4° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	No son factibles su reparación		
	→ 5° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Ausencia de repuestos nuevos		

Elaboración Propia Fuente: ITCO

- **LMES230L14BL (Bahía de línea Ibagué 1 en Subestación LA Mesa 230 kV)**

Tabla 22.
Causas de fallas del Activo LMES230L14BL

Elemento	Fecha Salida	Hora Salida	Causa Real	Causa Regulatoria	Origen Evento
LMES230L14BL	01.07.2016	14:19:00	Mantenimiento Correctivo - Interruptor L140	Mantenimiento Emergencia	Trabajos de Emergencia
LMES230L14BL	04.11.2016	07:11:00	Mantenimiento Correctivo- Interruptor L140	Mantenimiento Emergencia	Trabajos de Emergencia
LMES230L14BL	21.04.2016	7:40:00 a. m.	Mantenimiento Correctivo - Cambio de tele protección	Mantenimiento Emergencia	Trabajos de Emergencia

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

En la Tabla 19 Causas de fallas del Activo LMES230L14BL, se identifica la falla de la causa real: **Mantenimiento Correctivo- Interruptor L140** (Asociada con falla de circuito de disparo y falla en la bobina 1).

El interruptor L140 es de la marca Magrini Galileo MHM – 1P, de accionamiento neumático, con dos bobinas de apertura y una de cierre por cada polo, la falla asociada a este equipo está relacionada con la bobina de disparo 2 fase B.

Tabla 23.
Análisis con la Herramienta de 5 ¿Por qué? del Activo LMES230L14BL

ID	1	Interruptor L140 - Falla Bobina 2 de disparo fase B		
1° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?		Bobina Quemada		
→	2° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Polaridad Positiva presente permanentemente		
→	3° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Relé TOLD - 1 falló sus contactos y cerró circuito		
→	4° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Fatiga de Material		
→	5° Por qué ¿Por qué sucede la Causa?	Vencimiento de vida Útil		

Elaboración Propia Fuente: ITCO

6.6 Plan de Acción Sobre Activo Críticos

Tabla 24.
Plan de acción del Activo BACA500C19MC

ID	Acción	Tipo de Acción	Resultado Esperado	Responsable
1	Limpia la Tubería donde circula el Agua de la Refrigeración, Cambiar Motobombas y el agua de refrigeración	Correctiva	Maximizar la vida útil de las Motobombas	GEM subestaciones CTE centro
2	Realizar Mantenimiento Mayor sobre todo el Módulo del STATCOM una vez regrese el semáforo a Verde	Preventiva - Correctiva	Realizar Mantenimiento preventivo y por oportunidad sobre todos los equipos con el fin de corregir parámetros	GEM subestaciones y SPAT CTE centro
3	Cambiar Controlador de Bahía	Correctiva	Correcto funcionamiento del Controlador	GEM SPAT CTE centro

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

Tabla 25.
Plan de Acción IBAG230L19BL

ID	Acción	Tipo de Acción	Resultado Esperado	Responsable
1	Adquirir Compresores Nuevos	Correctiva	Maximizar la operación del interruptor L190	GEM subestaciones CTE centro

Elaboración Propia. Fuente: ITCO

Tabla 26.
Plan de Acción LMES230L14BL

ID	Acción	Tipo de Acción	Resultado Esperado	Responsable
1	Por vencimiento de la Vida Útil Relés repetidores, Cambiar en los módulos respectivos.	Correctiva	interruptor L140	GEM SPAT CTE centro

Elaboración Propia. Fuente: ITCO



7. Conclusiones

- Los activos que conforman el STN, presentaron un alto dinamismo con relación a fallas de diferente índole, donde se identificaron en el periodo 2016 – 2018, aproximadamente 70 unidades constructivas con eventos sobre el sistema, representado por ubicación geográfica en 30,56% el departamento de Boyacá, 17, 36 % departamento de Cundinamarca, 16, 67% departamento del Huila y 14, 58% el departamento del Tolima, con este panorama se pudo evidenciar que las subestaciones eléctricas de Chivor, Sochagota, Betania, Bacatá, La Mesa , y San Felipe, poseen activos con necesidades de mejora.
- Se clasificó los activos con ENS y pagos por compensación a través de los informes establecidos por el CND (Centro Nacional de Despacho) y costos de intervención a través de las ordenes de mantenimiento, donde se estableció que el activo denominado BACA500C19MC correspondiente al Statcom de la subestación Bacatá posee el valor más alto.
- Los diferentes eventos ocurridos durante el periodo 2016 – 2018, no impactaron la seguridad Personal y medio ambiente, sin embargo, el activo SOCH230BARR, correspondiente a la subestación Sochagota ubicada en el municipio de Paipa departamento de Boyacá presentó un impacto reputacional muy bajo por exposición regional con la empresa electrificadora de Boyacá.
- Se determinaron los activos más mejorables basado en criticidad en donde la organización debe enfocar sus esfuerzos, los cuales se destacaron BACA500C19MC, IBAG230L19BL, LMES230L14BL.
- Teniendo en cuenta los factores más críticos para el negocio, se procedió a aplicar la

matriz de proporcionalidad, arrojando como resultado la una metodología de esfuerzo bajo.

- Se aplicó la metodología de esfuerzo bajo (5 ¿Por qué?) a los activos BACA500C19MC, IBAG230L19BL, LMES230L14BL, discriminado las fallas puntuales o más repetitivas a través de la metodología de Pareto.
- El plan de acción generado especifica actividades concretas asignadas a responsables de los grupos de mantenimiento con el fin de implementarlas y mejorar la funcionalidad de los activos más mejorables.

La metodología desarrollada por la herramienta denominada Mejorabilidad, identificó los activos que requieren una intervención priorizada con base en energía no suministrada (ENS), pagos por compensación, además con impacto en personas, medio ambiente y reputación empresarial, puesto que éstos activos representaron un efecto no deseado para el negocio de la empresa, por tal la mejorabilidad se constituye como una herramienta efectiva para la organización cuando posee una cantidad alta de activos, cuya intervención para mantenimiento tienen un fuerte impacto en los estados financieros.

8. Recomendaciones

- Para el desarrollo de la mejorabilidad es importante tener una base de datos suficientemente amplia y confiable con el fin de facilitar el estudio y enfocarse en aquellos activos que más problemas causan en el negocio, sin embargo, es necesario establecer que factores están causando la falla, ya que muchos activos pueden manifestar perturbaciones sin evidenciar su origen.
- La ocurrencia de un evento no necesariamente implica ENS, compensaciones o costos de intervención, por tanto, la organización debe mantener ese efecto positivo.
- La organización dentro de sus objetivos estratégicos establece la seguridad como un valor diferenciador y se refleja en la no materialización de efectos negativos en las personas y medio ambiente, por tal debe mantener la cultura del autocuidado.
- La reputación es uno de los activos intangibles de gran valor, y de manera acertada lo mantiene a través del relacionamiento con sus grupos de interés, es procedente que sus trabajos enfoquen esfuerzos para contribuir desde su rol.
- Es importante que el grupo de mantenimiento incluya dentro de sus planes anuales de mantenimiento aquellos activos mejorables de baja criticidad.
- las metodologías de mejora continua deben ser divulgadas a todo el personal de mantenimiento con el fin de fortalecer conocimientos.
- En el desarrollo de la metodología de esfuerzo bajo, debe participar todo el personal especializado de mantenimiento con el fin de fortalecer la lluvia de ideas.
- Los planes de acción requieren de recursos que se deben tener en cuenta en el presupuesto.

Referencias

- Acosta, C. A. (2018). *ACIEM. Congreso Internacional de Gestion de Activos. La implementación de Gestión de Activos del Rompecabezas al Ajedrez*. Obtenido de https://educacion.aciem.org/CIMGA/2018/Trabajos/2018-036%20TRA_COL_C_CUADRADO_CIMGA2018.pdf
- Constitución Política de Colombia. (1991). [Const.] *Artículo 365*. Obtenido de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/constitucion_politica_1991.html
- Intercolombia S.A E.S.P. (05 de Febrero de 2018). *Enconexion. Noticias importantes. En 2018 alcanzamos un nivel de madurez de 3,11 en gestion de activos*. Obtenido de <http://enconexion/Documents/DisenoBannerNuevoNivel.jpg>
- ISA. (21 de Septiembre de 2015). *Sala de Prensa. ISA pone en servicio el STATCOM, sistema que aumentará la confiabilidad energética en Bogotá*. Obtenido de <http://www.isa.co/es/sala-de-prensa/comunicados/isa-pone-en%20servicio-el-statcom-sistema-que-aumentara-la-confiabilidad-energetica-en-bogota-1.aspx>
- ISO 55000. (2014). *Gestión de Activos. Organización Internacional de normalización*. Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:55000:ed-1:v2:es>
- Jaramillo, E., & Mejia, H. F. (2015). *Metodología de Mejorabilidad y Criticidad*. Medellín: ISA-Intercolombia - Transelca.
- Ley 142. (11 de Julio de 1994). *Ley 142. Servicios Públicos Domiciliarios. por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. Obtenido de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html

Ley 143 . (12 de Julio de 1994). *Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.* Obtenido de

https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf

PMM Institute for learning. (2017). *PMMlearning.com. Casos de éxito aplicando la norma.[Blog]*. Obtenido de <http://www.pmmlearning.com/iso-55000/casos-de-exito/>

Resolución CREG 011 . (11 de Febrero de 2009). *Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.* Obtenido de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009>

Resolucion CREG 026. (21 de Junio de 1999). *Por la cual se adopta la metodología para establecer los costos unitarios de las unidades constructivas del STN, se fijan los costos unitarios aplicables durante el período 2000-2004 y se establecen las áreas típicas de las unidades constructivas de subes.* Obtenido de

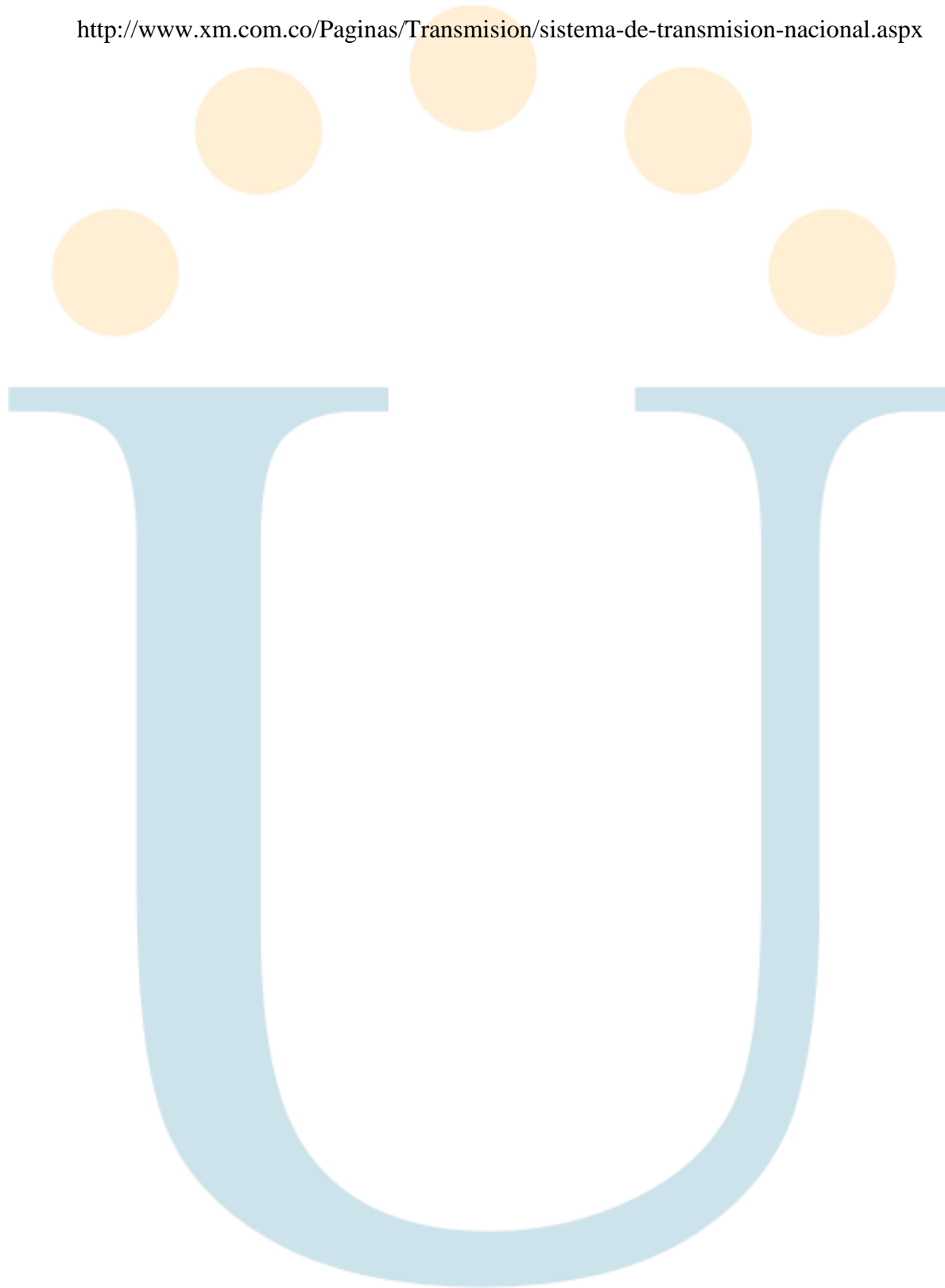
<http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG026-99?OpenDocument>

TWPL. (s.f.). *The Woodhouse Partnership Learning. Asset Management Academy.* Obtenido de <https://www.assetmanagementacademy.com/classroom-courses/>

Wikipedia. (2019). *Wikipedia. Torre electrica. [Blog]*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Torre_eléctrica

XM. (2017). *Transmision. Sistema de Transmision Nacional*. Obtenido de

<http://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/sistema-de-transmision-nacional.aspx>



Bibliografía

- Aktiv. (2014). *Aktiv. Gestion de Activos.consultoria e implementacion. [Blog]*. Obtenido de http://www.aktiv.com.co/index.php/images/PDFs/index.php?option=com_content&view=article&id=23
- Asociacion española para la Calidad. (2018). *AEC. Gestion de Activos. [Blog]*. Obtenido de <https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/gestion-de-activos>
- IAM Institute of Asset Management. (2008). *Publicly Available Specification PAS. Asset Management.[PAS 55-2:2008]*. Obtenido de <https://portal.theiam.org/Shop-Product/?item=27cea012-ece1-e711-80dc-3417ebf090b8~61121b1d-4820-e911-842a-00155d018a06>
- PAS 55-1. (2008). *Publicly Available Specification for the optimised management of physical assets.The Institute of Asset Management*. Obtenido de <https://theiam.org/knowledge/Knowledge-Base/pas/>
- PMM Institute for learning. (2017). *PMMlearning.com. Casos de éxito aplicando la norma.[Blog]*. Obtenido de <http://www.pmmlearning.com/iso-55000/casos-de-exito/>
- Portafolio. (16 de Mayo de 2015). *Mantenimeinto y Gestión de Activos: Futuros de las Empresas*. págs. <https://www.portafolio.co/opinion/redaccion-portafolio/mantenimiento-gestion-activos-futuro-empresas-33150>.
- Reliability. (2018). *Reliabilityweb.com. Gestion de Activos y el ciclo de vida. [Blog]*. Obtenido de <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-de-activos-y-ciclo-de-vida/>

Sexto, L. F. (16 de Marzo de 2017). *Familia ISO 55000 Gestión de Activos: Un Análisis crítico.*

[Blog]. *Linkedin*. Obtenido de [https://www.linkedin.com/pulse/familia-iso-55000-](https://www.linkedin.com/pulse/familia-iso-55000-gesti%C3%B3n-de-activos-un-an%C3%A1lisis-cr%C3%ADtico-sexto)

[gesti%C3%B3n-de-activos-un-an%C3%A1lisis-cr%C3%ADtico-sexto](https://www.linkedin.com/pulse/familia-iso-55000-gesti%C3%B3n-de-activos-un-an%C3%A1lisis-cr%C3%ADtico-sexto)

TWPL. (s.f.). *The Woodhouse Partnership Learning. Asset Management Academy*. Obtenido de

<https://www.assetmanagementacademy.com/classroom-courses/>

Uceda Sarmiento, K., Roman Cáceres , N., & Padilla Gutierrez, D. (9 de Mayo de 2018). *Plan*

Estatégico de Gstión de Activos PEGA. XX Congreso Internacional de mantenimiento y

Gestión de Activos.ACIEM. Obtenido de

[https://educacion.aciem.org/CIMGA/2018/Trabajos/2018-](https://educacion.aciem.org/CIMGA/2018/Trabajos/2018-045%20TRA_PER_K_UCEDA_CIMGA2018.pdf)

[045%20TRA_PER_K_UCEDA_CIMGA2018.pdf](https://educacion.aciem.org/CIMGA/2018/Trabajos/2018-045%20TRA_PER_K_UCEDA_CIMGA2018.pdf)

XM. (2019). *Parámetros Tecnicos del SIN. Lineas de Transmision por Agentes Operadores.*

Obtenido de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>