



Análisis bajo la metodología MCC para mejorar en el corte B de la subestación Sabanalarga 500KV el indicador de disponibilidad.

Arturo José Martínez Gutiérrez, 20451814765

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Mecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Puerto Colombia, Colombia

2022

Análisis bajo la metodología MCC para mejorar en el corte B de la subestación Sabanalarga 500KV el indicador de disponibilidad.

Arturo José Martínez Gutiérrez, 20451814765

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Ingeniero Mecánico

Director (a):

Jonathan Fábregas

Línea de Investigación:

Gestión de la Productividad, la Competitividad y la Innovación.

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Mecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Puerto Colombia, Colombia

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

El trabajo de grado titulado

Cumple con los requisitos para optar

Al título de _____.

Firma del Tutor

Firma Jurado

Firma Jurado

Puerto Colombia, Noviembre 2022.

Contenido

Resumen	10
Abstract	11
Introducción	12
1. Planteamiento del Problema	14
1.1. Justificación del Proyecto.....	16
1.2. Antecedentes	17
1.2.1. Internacionales.....	17
1.2.2. Nacionales	18
1.2.3. Regionales.....	19
1.3. Objetivos.....	19
1.3.1. Objetivo General.....	19
1.2.2. Objetivo Específicos	20
1.3. Delimitación del Proyecto	20
1.4. Alcance del Proyecto	20
2. Justificación	21
3. Marco Teórico	23
3.1. Bases Teóricas	23
3.1.1. Mantenimiento.....	23
3.1.2. Tipos de Mantenimiento.....	23
3.1.3. El transformador	28
3.1.4. Clasificación según su función dentro del sistema.....	33
3.1.5. Clasificación según su nivel de tensión.....	36
3.2. Contexto Operacional	36
3.2.1. Descripción del Equipo y Características Técnicas	36
4. Diseño metodológico	42
4.1. Tipo de investigación.....	42
4.2. Plan de acción para alcanzar los objetivos específicos	43
4.2.1. Fase 1 previa a la aplicación	43
4.2.2. Fase 2 de análisis de modos de causa y fallas	43
4.2.3. Fase 3 Etapa de análisis Severidad y frecuencia	43

4.2.4.	Fase 4 Etapa de categorización de efectos de falla	43
5.	Resultados y Análisis	44
5.1.	Recopilar la información de la subestación Sabanalarga 500KV, contextualizando sus funciones operacionales.....	44
5.1.1.	Ubicación de la sede	44
5.1.2.	Funciones Operacionales.....	51
5.1.3.	Estructura de la Información.....	58
5.2.	Identificar todas las causas de las fallas de acuerdo a los diferentes grupos funcionales, haciendo énfasis en la severidad, frecuencia y grado de afectación que pueda ser ocasionada sobre el normal funcionamiento y desempeño del equipo al cual pertenece.	60
5.2.1.	Fallas comunes en los diferentes tipos de interruptores.	60
5.2.2.	Función y Falla funcional.	68
5.2.3.	Falla Funcional asociado a los Modo de falla y efectos.....	69
5.2.4.	Según el efecto cuál es su severidad y causa de falla dominante.....	71
5.2.5.	Modos de Falla Análisis de Efectos y Selección de Tareas.....	75
5.3.	Proponer acciones para cada uno de los componentes de los activos del corte B del diámetro uno, para actuar de manera oportuna y eficiente sobre aquellos componentes identificados en el ejercicio de mejorabilidad.	80
5.3.1.	Método MCC - Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.....	80
5.3.2.	Acciones para cada uno de los componentes	85
	Conclusiones y Recomendaciones.....	89
	Conclusiones.....	89
	Recomendaciones.....	90
	Referencias Bibliográficas	92

Índice de Figuras

Figura 1 Diagrama de metodología de aplicación del MCC	26
Figura 2 Función, Falla funcional, Modo de falla, efectos y valor de severidad.....	27
Figura 3 Características del transformador eléctrico trifásico.....	29
Figura 4 Transformador de Potencial PT	30
Figura 5 Transformador de Corriente.....	31
Figura 6 Transformadores de Potencia	32
Figura 7 Transformadores de Conexión a Tierra	33
Figura 8 Subestación Eléctrica elevadora	34
Figura 9 Subestación eléctrica reductora	35
Figura 10 Subestación de Maniobra	35
Figura 11 Cadena de Energía	45
Figura 12 Principales Impactos en el ciclo de vida de los Activos	46
Figura 13 Esquema de interruptor y medio.....	49
Figura 14 Protección Distancia	54
Figura 15 Mímico de mando subestación SABANALARGA.....	55
Figura 16 Marshalig del corte B de la subestación Sabanalarga	55
Figura 17 Relé de sincronismo corte B	56
Figura 18 Relé de sobrecorrientes Corte B	56
Figura 19 Protección distancia Siemens sin recierre	57
Figura 20 Relé sobrecorriente direccional ABB	57
Figura 21 Protección sobre tensión 59L	57
Figura 22 Protección distancia sel 321 sin recierre	58
Figura 23 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.....	61
Figura 24 Mecanismos en Seccionadores.....	63
Figura 25 Engranajes cilíndricos de dentado recto en caja reductora de seccionador tipo SSP de 500 kv.....	63
Figura 26 Engranajes cilíndrico de dentado recto en cada reductora de seccionador tipo SSP de 500 kv.....	63
Figura 27 Engranajes cilíndrico de dentado recto seccionador Pantógrafo de 500 kv	64
Figura 28 Fallas que se producen en los sistemas mecánicos y las causas	64
Figura 29 Fallas que se producen en los sistemas mecánicos y las causas	65
Figura 30 Mantenimiento inadecuado	65
Figura 31 Falta de mantenimiento en los sistemas mecánicos	66
Figura 32 Fallas en los sistemas mecánicos	66
Figura 33 Falta de mantenimiento o mantenimiento inadecuado	67
Figura 34 Falta de mantenimiento	67

Índice de Tablas

Tabla 1 Beneficios del MCC	25
Tabla 2 Efecto, Severidad y Causa de falla	28
Tabla 3 Causa de falla dominante y estudio MCC	28
Tabla 4 Características técnicas a verificar durante mantenimiento	40
Tabla 5 Protecciones asociadas al corte A del diámetro uno 5A110	50
Tabla 6 Protecciones asociadas al corte B del diámetro uno 5M010	50
Tabla 7 Protecciones asociadas al corte C del diámetro uno 5L210	50
Tabla 8 Protecciones de línea Sabanalarga - Chinú 500KV	51
Tabla 9 Falla Funcional Seccionador	68
Tabla 10 Falla Funcional asociado a los Modo de falla y efectos Seccionadores	69
Tabla 11 Efecto cuál es su severidad y causa de falla dominante	71
Tabla 12 Análisis de los Efectos y Selección de Tareas	75
Tabla 13 Estudio MCC	80
Tabla 14 Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra Mantenimiento - 3 Años	85
Tabla 15 Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra Mantenimiento - 6 Años	86

(Dedicatoria)

A dios y todos los que me apoyaron, impulsaron, quienes confiaron en mis capacidades, quiero expresarles mis más sinceros agradecimientos, de una manera muy especial a mi familia, conformada por mi esposa y mis tres hijos, quienes en los momentos más difíciles estuvieron ahí con esa voz de aliento impulsándome para que no desfalleciera, ellos permitieron tomara parte de su valioso tiempo para dedicarlo materializar mi sueño de culminar esta carrera profesional. A una persona digna de admirar mi señora Madre, Nidia Judith, mi primer héroe, que estando en vida me guio por la senda a seguir, y luego desde el cielo me ilumino cuando las cosas no estaban de la mejor manera siempre mostrándome la mejor alternativa, sé que estaría orgullosa de este logro, a mi amigo Camilo Castro siempre dispuesto para darme una mano, pueden estar seguros que este esfuerzo valió la pena, ustedes son los actores principales de esta realización, a todos inmensas gratitudes y bendiciones.

Arturo José Martínez Gutiérrez

Agradecimientos

De manera especial a todos los Profesores, los colaboradores de la universidad, al personal de apoyo logístico, destacando en gran manera a los profesores Wilman Orozco, José Daniel Hernández y Luis Mendoza quienes con su dedicación y forma de transmitir las enseñanzas de las diferentes asignaturas permitieron ampliar y aprovechar al máximo los conocimientos impartidos, fundamentalmente en la importancia del campo de la ingeniería mecánica aplicada a la parte del diseño industrial y la rama laboral, a todos muchas GRACIAS.

Arturo Martínez G

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la aplicación metodológica para la Mejorabilidad en la gestión de activos de la subestación Sabanalarga 500KV, específicamente en el “corte B del diámetro uno asociado al campo 5M010” y la identificación de un alto índice de criticidad para consigo efectuar estrategias de mejoramiento. Basados en métodos cualitativos y de carácter descriptivo se apoya a la construcción de metodología de la Mejorabilidad. Ésta surge de estudios realizados interdisciplinariamente dentro de la organización, estudios basados en la gestión de activos, y el Mantenimiento Basado en la Confiabilidad y teniendo en cuenta que la administración y optimización de los planes de mantenimiento en ISA INTERCOLOMBIA constituye a uno de los pilares fundamentales en la gestión de los activos del Sistema de Transmisión Nacional, es por eso que la identificación temprana y la oportuna intervención de los equipos críticos de una subestación eléctrica son primordiales para garantizar la continuidad del servicio en el territorio Colombiano, con esto se logra obtener como resultados la mejora en los índices de disponibilidad, pago por compensaciones y eventos en el sistema. Además, de criterios de decisión de las herramientas utilizadas para poder diagnosticar el tipo de mantenimiento y las intervenciones que se están ejecutando. Se concluye con la correcta identificación de la matriz de Mejorabilidad y Criticidad realizada a través de insumos fundamentales como son las estadísticas y registro de fallas presentadas como producto de los eventos o de la deficiencia en la planeación y ejecución del mantenimiento en las diversas subestaciones eléctricas.

PALABRAS CLAVE: Análisis de Mejorabilidad, Gestión de Mantenimiento, Confiabilidad, Subestaciones Eléctricas, Distribución.

ABSTRACT

The objective of this work is to analyze the methodological application for the Improvement in the management of assets of the Sabanalarga 500KV substation, specifically in the Central cut of diameter one associated with field 5M010 associated with the identification of a high criticality index in order to carry out strategies of improvement. Based on qualitative and descriptive methods, it supports the construction of the Improve ability methodology. This arises from interdisciplinary studies carried out within the organization, studies based on asset management, and Reliability-Based Maintenance and taking into account that the administration and optimization of maintenance plans at ISA INTERCOLOMBIA constitutes one of the fundamental pillars in the management of the assets of the National Transmission System, that is why the early identification and timely intervention of the critical equipment of an electrical substation are essential to guarantee the continuity of the service in the Colombian territory, with this it is possible to obtain as results the improvement in the availability rates, payment for compensations and events in the system. In addition, decision criteria of the tools used to be able to diagnose the type of maintenance and the interventions that are being carried out. It concludes with the correct identification of the Criticality and Improvement Matrix carried out through fundamental inputs such as the statistics and record of failures presented as a result of events or deficiencies in the planning and execution of maintenance in the various electrical substations.

KEY WORDS: Upgradability Analysis, Maintenance Management, Reliability, Electrical Substations, Distribution

Introducción

Con el transcurso de los años la regulación eléctrica en Colombia está teniendo mayor rigurosidad en cuanto a las exigencias para los operadores, transportadores y distribuidores de la energía eléctrica, en lo referente a garantizar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión de energía [1].

Es así como, las empresas deben optar por tener un buen plan de mantenimiento el cual debe ser eficiente para poder contar con todos los activos en excelentes condiciones y evitar fallas; estas al materializarse pueden presentar salidas inesperadas del sistema provocando el no suministro de energía debido a las deficiencias o prácticas inadecuadas en el mantenimiento de esos equipos. En tal sentido, se hace necesario en estas organizaciones acudir a estrategias innovadoras enfocadas a la mejorabilidad del activo.

Estudios realizados sobre el tema en mención, han permitido identificar los puntos más álgidos a fortalecer del sistema interconectado, como acción inmediata para estos hallazgos han realizado convocatorias públicas asociadas a la creación de nuevas líneas de transmisión y subestaciones eléctricas en diferentes niveles de tensión que tienen como objetivo primordial lograr el fortalecimiento y minimizar el impacto en el suministro de energía por los diferentes eventos del sistema [2].

Por ello, las organizaciones con altos estándares de calidad que avanzan a la vanguardia de la tecnología como lo es ISA INTERCOLOMBIA se encuentran alineados en la productividad y eficiencia, identificando el constante desarrollo de estrategias que les permitan llegar a objetivos o metas trazadas a corto y largo plazo, es por esto que se han empleado insumos y herramientas como la Mejorabilidad y Criticidad cuya finalidad es determinar la priorización en la gestión de los activos y componentes de una subestación eléctrica, estos insumos permiten direccionar y concentrar los esfuerzos y recursos en aquellos activos que presentan una mayor oportunidad de mejora para así poder desarrollar las estrategias y acciones

necesarias en todo aquello que se pueda identificar como crítico para el sistema, porque esto se representara en resultados de optimización para los costos y beneficios productivos.

Cabe resaltar que la metodología que se analiza tuvo su desarrollo en el proyecto de Gestión de Activos, en el presente documento se analizó los componentes de desarrollo metodológico y todas las definiciones para las herramientas de criticidad y Mejorabilidad, para que puedan ser de uso generalizado en el grupo ISA, INTERCOLOMBIA y FILIALES.

Sin embargo, todas estas herramientas son insumos que permiten evaluar de forma minuciosa las incidencias que tienen los activos y todos aquellos eventos que se puedan generar o que tengan alguna probabilidad razonable de ocurrencia, sobre los objetivos y metas trazadas a corto y largo plazo para el negocio.

Es de anotar que la subestación Sabanalarga tiene una configuración de tipo interruptor y medio, recibe este nombre porque requieren de tener tres interruptores para poder tener dos salidas de líneas o transformadores, cada grupo está conformado por tres interruptores con sus correspondientes seccionadores conformando así lo que se llama un “diámetro”, por el cual se interconectan las dos barras principales (Barra 1 y barra 2). La subestación opera en condiciones normales con todos sus equipos cerrados y las dos barras energizadas.

Para la en primer término se numeran los diámetros, de izquierda a derecha o de adelante hacia atrás, vistos desde el edificio de control, utilizando los números naturales (1,2,3,4.....) después se numeran los interruptores de cada diámetro, así: la fila de interruptores asociadas a la barra 1, se numeran con el número del diámetro anteponiendo el número 1 y a los interruptores asociados a la barra 2, se antepone el número 2. La fila de interruptores intermedios o del centro se numeran anteponiendo al número del diámetro el cero (0). Por ejemplo, 5M010 El 5 corresponde el nivel de tensión (500kV) la letra M corresponde al medio. El primer cero (0) indica que no está asociado a ninguna barra. El numero 1 indica que está asociada al diámetro 1. Y el ultimo cero (0) indica que corresponde a un interruptor [3, 4].

1. Planteamiento del Problema

La regulación eléctrica en Colombia ha cambiado con el tiempo de tal manera que cada día se exigen estándares de calidad muy superiores, esto hace que las empresas de distribución de energía eléctrica, cuenten con equipos en óptimas condiciones [1], pero en los últimos dos años este activo ha presentado un incremento del 37% de interrupciones imprevistas al servicio eléctrico, para evitar fallas en el sistema interconectado que deriven en apagones para los usuarios y penalidades para las empresas prestadoras de este servicio, en el caso de ISA INTERCOLOMBIA se ha creado la metodología de la mejorabilidad que identifica los equipos críticos en el sistema de transmisión y que puedan afectar el normal suministro de energía, una vez identificado esto se hace necesario construir el plan de mantenimiento sobre ese activo para tomar las acciones preventivas y correctivas. Con estas variables se ha identificado que la metodología de la mejorabilidad debe aplicarse a la sección específica de la empresa ISA INTERCOLOMBIA “corte B del diámetro uno 5M010” de la subestación Sabanalarga a 500 kilovoltios, ya que por las últimas fallas presentadas en sus seccionadores 5M014 y 5M015, han originado intervenciones mayores que derivan en el pago económico de compensaciones por parte de la empresa, debido a energía no suministrada. Para desarrollar el presente trabajo se debe identificar los puntos críticos en el corte B 5M010 del diámetro uno para estructurar la intervención adecuada en los activos críticos durante el plan semestral de mantenimiento (PSM).

Cierto es que la gestión de activos apoya a los esfuerzos que desarrollan los técnicos a la mejora de la confiabilidad de los equipos, con el fin de que estos puedan desempeñarse eficientemente dentro de su propósito de creación. Actualmente, en el área de mantenimiento *“es un punto crucial el tener un buen plan, teniendo en cuenta esto, se deben aplicar herramientas que puedan buscar la mejora en esos equipos, además tenga una integridad con el medio ambiente manteniendo una buena calidad”* [5]. Sin embargo, basados en la ISO 55000 la cual define que la gestión de activos se debe tramitar y coordinar actividades las cuales creen valor a sus activos de acuerdo a sus características funcionales las cuales demanda un cuidado especial tanto de recursos humanos y económicos; siendo que estos son a veces limitados para su atención de forma eficiente y con muy buena calidad.

Dentro de este contexto, para el área de mantenimiento de la empresa ISA INTERCOLOMBIA en Sabanalarga, realizar una mejorabilidad al activo denominado Corte B diámetro uno, es de suma importancia ya que este ha adquirido gran importancia y su posición en la actualidad va de la mano de los avances de la tecnología, generando en ellos un sistema de atención automática el cual va enfocado a la disminución de los costos en la organización. Resaltando, que su medición es desarrollada por medio de indicadores reales que van convirtiendo al mantenimiento en una de las áreas más importantes dentro de la organización. Cabe resaltar que para poder mantener una *“eficiencia en la operación del equipo y la satisfacción de los clientes, se debe aplicar una técnica de mantenimiento eficiente y eficaz que contrarresten estos problemas”* [6].

Cabe destacar que en la actualidad en nuestro país el control y supervisión de las subestaciones están asociados a un sistema automático, enfocados a su optimización con el menor recurso humano, este debe evolucionar de la mano de la tecnología. Por otro lado, al permitir que los equipos y sistemas tengan una intercomunicación por puertos que puedan ser integrados o gestionados en redes de área local (LAN), además que permitan comunicaciones, mediciones y gestiones remotas en alta velocidad se pueden obtener grandes posibilidades de eficiencia y respuestas en el sistema. Sin embargo, para saber con certeza la ubicación de las fallas en líneas de transmisión se deben analizar las fallas por medio del uso de plantillas digitales registrando cada uno de los eventos presentados. Teniendo en cuenta que la mayor parte de los activos críticos están ubicados en las subestaciones como lo son los equipos inductivos (transformadores de potencia, de corriente, potencial, autotransformadores, reactores) seccionadores e interruptores de potencia, de esto podemos resaltar que uno de los principales problemas encontrados en este tipo de activos fue en la salida de la línea Sabanalarga – Chinú uno en el corte B 5M010; sabiendo que en el transporte y administración de la energía eléctrica en Colombia, ISA INTERCOLOMBIA en la actualidad como organización mixta posee el 51% de la participación en el tema de redes transportadora de energía en el territorio, constituyéndose como el agente transportador de energía eléctrica más grande de Colombia con más del 80% de los activos. Ante esto como reto y motivación de mantener de forma ágil, eficiente y eficaz, complaciendo la demanda del mercado, se opta por la implementación de un método de mejorabilidad que permita el control de los cortes y reducción de los costos por los retrabajos generados, menos tiempos en respuesta a las actividades por el área de

mantenimiento, de una manera sistemática que pueda aplicarse a procesos como procedimientos y sirva de modelo a cualquier activo de la organización, enfocándose a su visión en el 2030 mediante la política de activos.

De lo cual se plantea la siguiente pregunta problema; ¿Cómo realizar un análisis de metodologías y planificaciones de mantenimiento de los sistemas del corte B del diámetro uno 5M010 de la empresa ISA INTERCOLOMBIA con el propósito de mejora en los indicadores de disponibilidad a través de estrategias de mejorabilidad?

1.1. Justificación del Proyecto

Desde el descubrimiento de Benjamin Franklin en 1752 se ha desarrollado en el transcurso de la época aspectos claves y el aumento de conocimiento con respecto al manejo, contención y cuidado de la energía eléctrica, gracia a esos conceptos el tema de mejorabilidad y confiabilidad en los equipos que las proporcionan, atribuyendo un alto grado de confianza por el sistema bajo cierta operatividad en relación al tiempo de servicio, es decir, cuidar su vida útil a menor costo. *“Así mismo dentro de la rama de la confiabilidad, se ha desplegado la confiabilidad operacional, la cual señala que para lograrse se requiere una armonía entre la fiabilidad intrínseca de equipos, mantenibilidad, procesos y personas”* [7].

Cabe resaltar, que dichos conocimientos de los dos últimos siglos han permitido ese desarrollo científico y tecnológico permitiendo al ser humano asociarse a muchos procesos de forma ágil. Teniendo en cuenta esto, las empresas centrales de energía al poseer grandes cantidades de equipos con el fin de prestar un servicio las 24 horas del día, deben garantizar el desempeño funcional de la subestación evitando las fallas que puedan ocasionar la suspensión del servicio de energía.

Por otro lado, *“la cadena de suministro que incluye generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica”* [8]. Es una de la más importante dentro de la red energética de Colombia.

1.2. Antecedentes

1.2.1. Internacionales

Si bien es cierto la publicación de la Universidad Continental donde su investigador expresa que *“la correcta operatividad de sus equipos depende de un sistema de gestión de mantenimiento, se debe estar atento a las fallas constantes en los equipos lo que puede llevar a pérdidas económicas en la producción por paradas de los equipos”* [9]. Teniendo en cuenta esto debemos actualizar los planes de mantenimiento de los equipos de esta forma no se presentarán detenciones imprevistas a equipos.

Revisando en los estudios sobre la *“caracterización de subestaciones eléctricas”* de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas *“una subestación digital ofrece una infraestructura flexible de comunicaciones, que reduce las limitaciones de los sistemas de cableado punto a punto y permite compartir bidireccionalmente la información y el estado de los dispositivos en tiempo real, mejorando la capacidad de respuesta”* [4]. Teniendo en cuenta que hoy en día con la Industria 4.0 los avances tecnológicos han sido la innovación en diferentes empresas.

De igual manera, con la publicación de la Universidad Cesar Vallejo donde sus investigadores comentan que *“el desarrollo de una población está estrechamente ligada al acceso a servicios básicos como la prestación eléctrica, como recurso esencial para los bienes y servicios que fortalecen la economía. De igual forma es elemental para la calidad de vida”* [10]. La sociedad ha aumentado y hoy con lugares más lejanos los cuales ha sido un poco difícil poder llegar a esos lugares y suministrar energía. De igual manera esto les ayuda ante todo a cambiar su vida y a motivar a la sociedad a continuar.

Otra forma de contribuir, es la publicación de la Universidad de Carabobo su investigador manifestó que *“la empresa centrales eléctricas posee una gran cantidad de equipos, además dispone de recursos económicos y humanos que garantizan el cumplimiento de los objetivos para prestar sus servicios, se debe garantizar la disponibilidad, confiabilidad*

y el desempeño de las subestaciones” [11]. Para poder mantener el flujo constante del suministro de energía en la sociedad y suplir todas sus necesidades en temas de comodidad, se debe garantizar la mantenibilidad de esos equipos.

1.2.2. Nacionales

Si bien es cierto, la publicación en la Universidad de la Costa *“el estudio de la confiabilidad en subestaciones de distribución es un tema a considerar por operadores de red y agentes del sector de energía eléctrica, debido a que en las subestaciones de distribución reductoras o cercanas a usuarios finales debe garantizar la confiabilidad en sus elementos”* [12]. Para ello se deben aplicar metodologías como el RCM, donde esta ayuda a incrementar la disponibilidad de los equipos; además se deben comprender y analizar el funcionamiento a detalle de los componentes y sus posibles averías.

Asimismo, la publicación de la Universidad Libre de Cúcuta donde su investigador expresa que *“el mantenimiento, como sistema, tiene una función clave en el logro de las metas y objetivos de una empresa, contribuyendo a reducir costos e incrementando su productividad. Además, juega un papel importante en el ciclo de vida de los equipos”* [13]. Si el las organizaciones no podrían competir en sí, o darle una satisfacción al cliente, por ello al implementar una metodología se pueden detectar que originan ese fallo.

Por otro lado, la publicación realizada por la Universidad Tecnológica de Pereira donde sus investigadores manifiestan que *“se debe buscar nuevos enfoques que superen lo tradicional, fuertemente ligado a una orientación al servicio público y a la prevención y atención de averías, sin descuidar temas tan importantes como seguridad, calidad y protección al medio ambiente”* [14]. Además, buscar formas de medir el tiempo entre fallas y su tiempo en reparaciones, teniendo en cuenta que estos aseguran la operatividad de los equipos y el cumplimiento de la productividad.

De acuerdo con, la publicación de la Universidad Francisco José de Caldas donde sus investigadores expresan que *“el reto de las empresas del sector eléctrico ha sido poder incorporar los desarrollos tecnológicos a sus instalaciones para mejorar el servicio de*

suministro de energía a sus clientes, procurando siempre las mejores condiciones de calidad y precio” [15]. Cuando es implementado un buen plan de mantenimiento asegura que se pueda entregar a servicio unos equipos en buenas condiciones de operatividad, de lo contrario cuando no se implementa dicho plan de forma correcta se pueden presentar fallas de forma constante provocando paradas injustificadas, creando pérdidas económicas.

1.2.3. Regionales

Sin embargo, la publicación de la Universidad de la Costa su investigador comenta que *“dentro de todo el proceso que va de la generación hasta los usuarios finales, existen las subestaciones eléctricas como nodos destinados a ejercer funciones de transformación, maniobra y distribución de circuitos” [16]. De esta manera el complemento o conjunto de este sistema optimiza la prestación de un buen servicio, además fortalece los procesos técnicos de mantenibilidad.*

Otra de las publicaciones realizadas por la Universidad de la Costa donde expresa su investigador que *“durante el proceso de transmisión de energía eléctrica, desde las centrales de generación hasta el usuario final, se presentan pérdidas de energía y potencia, las cuales son causadas por las características físicas de componentes que hacen parte de la red” [17]. Por ende, se deben aplicar soluciones las cuales ayudaran a disminuir esas pérdidas hasta su control total.*

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Analizar la metodología y planificación del mantenimiento como herramienta de mejorabilidad a realizarse en el corte B del diámetro uno 5M010 para mejorar los indicadores de disponibilidad de este activo.

1.2.2. Objetivo Específicos

- Recopilar la información de la subestación Sabanalarga 5M010, contextualizando sus funciones operacionales.
- Identificar todas las causas de las fallas de acuerdo a los diferentes grupos funcionales, haciendo énfasis en la severidad, frecuencia y grado de afectación que pueda ser ocasionada sobre el normal funcionamiento y desempeño del equipo al cual pertenece.
- Establecer acciones para cada uno de los componentes de los activos del corte B del diámetro uno, para actuar de manera oportuna y eficiente sobre aquellos componentes identificados en el ejercicio de mejorabilidad.

1.3. Delimitación del Proyecto

Dicha investigación está orientada al análisis de una metodología bajo estrategias de mejorabilidad en la subestación Sabanalarga 5M010 con el fin de mejorar el indicador de disponibilidad.

1.4. Alcance del Proyecto

Como apoyo a la gestión que realiza el área de mantenimiento de este tipo de activo, se hace necesario aplicar estrategias de mejorabilidad.

2. Justificación

Esta investigación es realizada con el fin de obtener información y poder identificar las acciones a tomar debido a las frecuencias de salidas de tipo moderadas, catastróficas u operacionales de gran impacto, que puedan dar recomendaciones para la supervisión del funcionamiento de los equipos o realizar actividades especiales de mantenimiento en el activo 5M010 de la subestación Sabanalarga 500KV, esto se convierte en un insumo importante para poder realizar el cálculo de la Mejorabilidad en los equipos, identificando la severidad y el impacto que se ha presentado cada vez que se realiza o se han dejado de efectuar intervenciones o mantenimientos correctivos por fallas en un activo, para ello se utilizan los criterios de proporcionalidad que caracterizan el impacto de la situación que se va a analizar, los siguientes aspectos son considerados de interés para el negocio de transporte de energía en ISA INTERCOLOMBIA: 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 el caso del corte B de la subestación Sabanalarga 5M010, el análisis de mejorabilidad presento un alto grado de impacto para su prioritaria atención y el estudio de acciones a tomar ya que se han realizado muchas intervenciones de manera reiterada, esto por fallas funcionales que han originado salidas no planeadas, e inclusive pagos millonarios porque el equipo no está disponible cuando el sistema de trasmisión eléctrico lo necesita, dejando por fuera circuitos de suministro importantes para la costa atlántica, esto ha llevado a realizar el análisis por la condición crítica identificada. Por otro lado, y no menos importante Los estándares de calidad, la parte económica, la imagen reputacional y credibilidad de la organización podrían verse afectados si las acciones a tomar no son las adecuadas o asertivas ya que la regulación eléctrica colombiana es más exigente cada día.

Como integrante del equipo de mantenimiento de ISA INTERCOLOMBIA debo

participar en el análisis y la construcción de las oportunidades de mejora, la consolidación de análisis y definición de acciones de implementación, divulgación y verificación, esto lo realizamos construyendo un plan de acción para eliminar la causa de riesgo, elaborando una estrategia de implementación, desarrollando la divulgación interna todo esto orientado a coordinar la disponibilidad del recurso humano necesario para la implementación de las acciones seleccionadas, construyendo un plan de divulgación externo encaminado a transmitir el aprendizaje capitalizado en el análisis, esta acción está orientada a los grupos de interés identificados durante el desarrollo del análisis y construyendo el plan de verificación en el cual se define las condiciones que se validarán para confirmar la efectividad de las acciones implementadas.

3. Marco Teórico

En este capítulo se especificará todo lo referente a las bases teóricas que son necesarias para diseñar, armar o construir los cimientos de la investigación, este servirá al lector como al investigador para entender ese léxico que han podido cultivar a través del tiempo diferentes investigadores dando pie a la aplicabilidad de la metodología de apoyo al estudio.

3.1. Bases Teóricas

3.1.1. Mantenimiento

En cierta medida son las *“actividades que deben ser desarrolladas en orden lógico, con el propósito de conservar en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y económico los equipos de producción, herramientas y demás propiedades físicas de las diferentes instalaciones de una empresa”* [18]. Dichas actividades son importantes dentro de cualquier área de la organización, ya que estas fortalecen el proceso haciendo que este pueda cumplir con las metas.

3.1.2. Tipos de Mantenimiento

Cabe resaltar que el mantenimiento desde sus inicios fue una pieza clave en el desarrollo de la humanidad, sin embargo, este también evoluciono en diferentes tipos dependiendo si es *“en el sector industrial, el estado de las instalaciones y de los equipos de trabajo es fundamental, no solo para que la producción se mantenga a un ritmo estable”* [19]. Si no proteger la vida y el activo de la organización. Lo cual hace que él se divida en función de la

tarea y en función de la cualificación, es decir, dentro de la función de la tarea podemos observar el mantenimiento Preventivo, Correctivo y Predictivo; por otro lado en función de la cualificación tenemos un Mantenimiento interno y un Mantenimiento externo.

3.1.2.1. En función de la tarea

Para el mantenimiento enfocado a la función de las tareas podemos responder que:

- **Mantenimiento Preventivo:** su tendencia como objetivo principal apunta a la reducción de los riesgos, anticipándose a los fallos en el equipo o herramientas. Sin embargo, se puede decir que son actividades que tienen como finalidad evitar que los equipos fallen durante el período de vida útil. Su aplicación se basa en la experiencia del personal ejecutor, directrices del fabricante, parámetros de diseño y forma de operación y se programa como mínimo con una semana de anticipación.
- **Mantenimiento preventivo sin parada:** actividades de mantenimiento preventivo que no requiere la desenergización del equipo o componente, corresponden a inspecciones visuales, limpieza de partes no energizadas y mediciones de poca complejidad.
- **Mantenimiento preventivo con parada:** actividades de mantenimiento preventivo que requiere la desconexión del equipo, pero no requiere desmontar componentes, corresponden a operaciones de tipo manual y mediciones de cierta complejidad o actividades de mantenimiento preventivo que requieren la desenergización del equipo con desmontaje total o parcial del equipo o componente. Estas últimas actividades pueden derivarse de la condición del equipo reportada por el mantenimiento predictivo.
- **Mantenimiento Correctivo:** En este se desarrolla la actividad de reparación cuando esta se ha desarrollado y todo lo referente a él, como lo es tiempo de inactividad se transforman en el costo ocurrido por no operatividad del activo. Además, se dice que son actividades de mantenimiento programadas o no programadas, que tiene por objeto efectuar acciones remediales sobre un equipo o componente.
- **Mantenimiento Predictivo:** Este tipo se enfoca más en el análisis de la información recopilada, con ella se crean las estrategias para poder cumplir con las metas sin producir averías al proceso. Actividades que permiten anticipar o predecir fallas en los equipos,

a través de criterios de evaluación técnica asociados a las pruebas y evaluación estadística de resultados permiten inferir algún tipo de propensión a la falla. Las actividades de mantenimiento predictivo que requiere o no la desconexión del equipo con el fin de realizar pruebas que permiten evaluar su comportamiento en el tiempo y definir de manera objetiva la necesidad de una actividad de mantenimiento preventivo o correctivo. La ejecución de este tipo de mantenimiento está a cargo de Técnicos o tecnólogos del GEM (Grupo Ejecutor del Mantenimiento) bajo cuya responsabilidad se encuentra el equipo.

3.1.2.2. Mantenimiento centrado en la confiabilidad o MCC

Cabe resaltar que el MCC *“es una herramienta que permite analizar en detalle las funciones individuales de los equipos de una línea y los componentes que lo conforman, para proponer planes de mantenimiento en función de los requerimientos de cada sistema”* [20]. Como técnica puede ser aplicada de una manera eficaz a realizarle el seguimiento en su comportamiento a un equipo, subsistema, incluso a elementos que hacen parte de este.

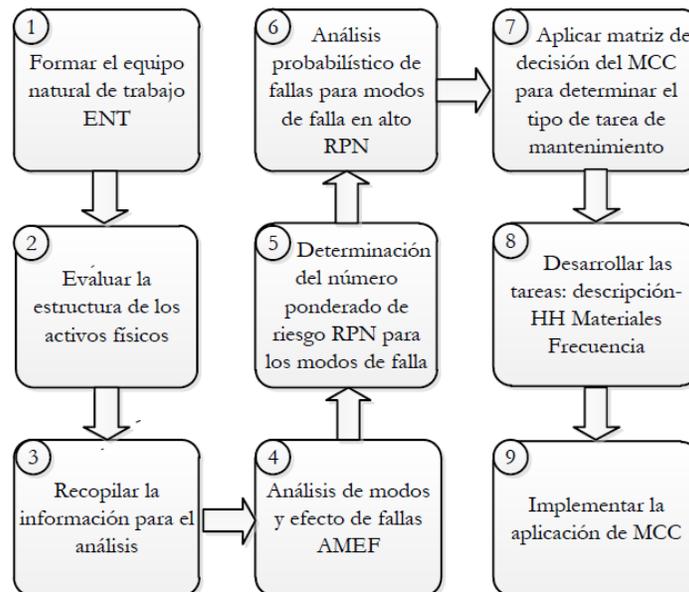
Tabla 1 Beneficios del MCC

Beneficios del MCC	
Seguridad y protección del entorno	"debido a un mejoramiento de los dispositivos de seguridad existentes, disposición de nuevos mecanismos de seguridad, la revisión sistemática de las consecuencias de cada falla, prevención de falla que puedan afectar a la seguridad, menos fallas por un mantenimiento innecesario" [20].

Rendimientos operativos	"ocasionado por un mayor énfasis del mantenimiento de elementos críticos, el más rápido de los modos de falla, menor daño secundario de las fallas de poca importancia, interrupción más corta" [20].
Contención de los costos del mantenimiento	"debido a un mantenimiento rutinario innecesario, la prevención o eliminación de las fallas, costos, políticas de funcionamiento más claras, menor necesidad de usar personal experto y pautas más claras para la adquisición de nueva tecnología de mantenimiento" [20].
Vida útil	"prolongada, se debe por el aumento del uso de técnicas de mantenimiento a condición" [20].

Fuente 1 [20].

Figura 1 Diagrama de metodología de aplicación del MCC



Fuente 2 [20].

Etapas para la implementación del MCC

Dentro de las etapas que se implementan en el MCC para un plan de mantenimiento, primero hay que realizar el estudio del equipo, identificando el sistema más crítico, luego con la

información que se recolecte se podrá desarrollar un análisis de fallas dándole un incremento a la confiabilidad de este, sin embargo, se debe definir las acciones que mejoraran la seguridad de su funcionamiento. Todo esto debe ser apoyado con un análisis de criticidad.

Análisis de criticidad

Siendo este el instrumento que garantiza que dentro del proceso pueda haber un orden de forma controlable, dándole la prioridad dentro de los planes de mantenimiento a tener en cuenta que elementos son críticos o no, ya que estos pueden ocasionar pérdida de producción, altos costos, daños a personas y medio ambiente.

Análisis de modos y efecto de fallas (AMEF).

Se debe tener en cuenta que esta *“es una herramienta muy utilizada en la elaboración de planes de mantenimiento en todo el mundo que permite identificar fallas en procesos productivos, además de clasificar los posibles efectos nocivos en los sistemas y obtener un método oportuno de prevención”* [20]. Como técnica ayuda en el análisis sistemático de forma documental y cualitativa, buscando aumentar la confiabilidad.

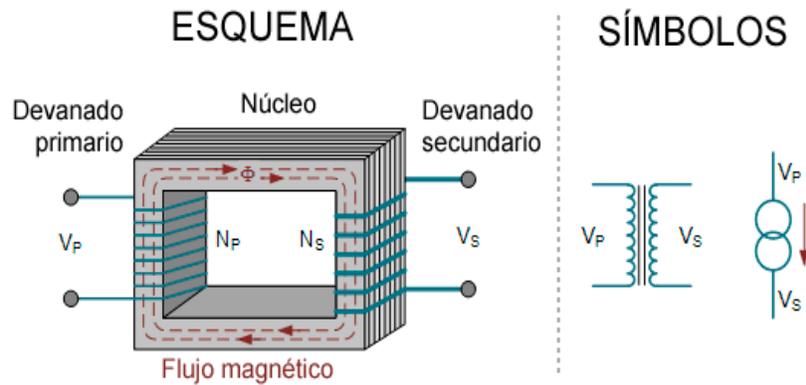
Presentación de los resultados del análisis

Para efectos de esta investigación se tomarán como apoyo las tablas relacionadas a continuación:

Figura 2 Función, Falla funcional, Modo de falla, efectos y valor de severidad

Código	Función	Código	Falla funcional	Código	Modo de falla	Efecto	Valor de la severidad								
							FO	FM	SF	MA	Re	MOV	Doe	INR	IC

Figura 3 Características del transformador eléctrico trifásico.



Fuente 6 [22].

3.1.3.1. Clasificación

a. Transformadores de Medida

* Transformador de Potencial PT

En cierta medida el Transformador de Potencial o llamado PT “es un instrumento usado para la transformación de voltaje, de un valor mayor a uno menor. Este reduce el voltaje a un límite seguro, el cual puede ser fácilmente medido por un dispositivo ordinario de bajo voltaje, como un voltímetro” [23].

Figura 4 Transformador de Potencial PT



Fuente ISA INTERCOLOMBIA

* Transformador de Corriente CT

Por otro lado, el Transformador de Corriente o el llamado “(TC o CT por sus siglas en inglés) son transformadores utilizados para aumentar o disminuir una corriente alterna (AC). Produce una corriente en el devanado secundario proporcional a la corriente del primario” [24].

Figura 5 Transformador de Corriente



Fuente 7 ISA INTERCOLOMBIA

b. Transformadores de Potencia

Al respecto de los Transformadores de Potencia ellos *“son utilizados para compatibilizar los niveles de tensión de la concesionaria de energía con aquellos de uso de los consumidores en general, o también solamente para los debidos ajustes de tensión necesarios para la funcionalidad de su propio sistema”* [25].

Figura 6 Transformadores de Potencia



Fuente 8 ISA INTERCOLOMBIA

c. Transformadores de Conexión a Tierra

Recordando que *“se diseñan para proporcionar un punto de neutro artificial para sistemas de potencia de trifásicos sin conexión a tierra, durante las fallas de línea a tierra, proporcionan un camino fácil para fallas a tierra limitando las corrientes y sobretensiones temporales”* [26].

Figura 7 Transformadores de Conexión a Tierra



Fuente 9 [26]

3.1.4. Clasificación según su función dentro del sistema

3.1.4.1. Subestación Eléctrica elevadora

Aquí se refiere “cuando se tiene banco de transformación que aumenta el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Se usa en las plantas de generación, se modifican los parámetros principales de generación de energía eléctrica por medio de transformadores de potencia” [27].

Figura 8 Subestación Eléctrica elevadora



Fuente 10 [24].

3.1.4.2. Subestación eléctrica reductora

Estas Subestaciones “tiene banco de transformación que disminuye el nivel de tensión de las fuentes de alimentación y se incrementa la corriente por medio de transformadores de potencia” [11].

Figura 9 Subestación eléctrica reductora



Fuente 11 [24].

3.1.4.3. Subestación de Maniobra

En este tipo de subestación “*se caracterizan por no tener un banco de transformación que modifique el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Se emplea cuando no se requiere cambiar el nivel de tensión de los circuitos y/o fuentes de alimentación*”.

Figura 10 Subestación de Maniobra



Fuente 12 ISA INTERCOLOMBIA

3.1.5. Clasificación según su nivel de tensión

Dentro de este grupo de clasificación tenemos las siguientes subestaciones:

- ✓ Subestación de transmisión: 500 [kV].
- ✓ Subestación de transmisión: > 230 [kV].
- ✓ Subestaciones de sub-transmisión: > 115 [kV] y < 230 [kV].
- ✓ Subestaciones de distribución primaria: > 23 [kV] y < 115 [kV].
- ✓ Subestaciones de distribución secundaria: < 23 [kV].

3.2. Contexto Operacional

3.2.1. Descripción del Equipo y Características Técnicas

La configuración de una subestación eléctrica se efectúa de acuerdo a las necesidades de explotación y por medio del seccionador se permite modificar la configuración, conectando o aislando de la red ciertos elementos, o modificando los itinerarios de tránsito de la energía. Según esté abierto o cerrado asegura el paso de la corriente de servicio al soportar las sobrecargas normales u ocasionales, además asegura el aislamiento entre las dos partes de la red a las cuales está conectada, estén o no simultáneamente bajo tensión, teniendo una función primordial de aparato de seguridad, garantizando la independencia total de las dos partes de la red cualesquiera que sean los potenciales aplicados a sus bornes, normales u ocasionales.

Una función adicional que se obtiene a través de los seccionadores es lograr que, a través de los contactos repetidores de posición del secuenciador, se pueda indicar a las protecciones los circuitos a través de los cuales hay carga para aislarlos en caso de operación de las mismas. Así, por ejemplo, para la protección 87B la posición de los seccionadores indican de qué CT's se toma corriente para su respectiva operación. En el caso de los Reactores de Línea sin interruptor, a través de los contactos repetidores de los seccionadores se habilitan o no los disparos desde el equipo.

Las principales características están asociadas a la intensidad nominal, la tensión nominal, resistencia a las sobretensiones (choques de maniobra o de rayo), capacidad de corto circuito. Adicionalmente los seccionadores están sometidos a los efectos del medio ambiente como, polución atmosférica, interferencias climáticas como temperatura, lluvia, escarcha, esfuerzos mecánicos de tracción de las conexiones y viento. Posee órganos auxiliares como son los mandos mecánicos, y eléctricos, sistemas de señalización de posición, dispositivos de cierre y bloqueo.

3.2.1.1. Partes de los Seccionadores

Los seccionadores poseen unos órganos principales como son:

Los Contactos: Se cierran al fin de carrera del aparato, deben asegurar el paso de la corriente nominal sin recalentamiento superior a los autorizados por las normas, no deben abrirse bajo el esfuerzo de las corrientes de corto circuito, funcionar en apertura y cierre en todas las condiciones, incluso en presencia de hielo.

Precontactos: No existen en todos los seccionadores. Su función básicamente es de sacrificio al permitir el arco eléctrico antes del cierre o después de la apertura, para así prolongar la vida útil de los contactos de potencia.

Los Cojinetes: Permiten el giro de las partes móviles, específicamente las columnas de mando de contactos móviles.

Las Conexiones Eléctricas: Se dispone de borneras de entrada de conexiones y del secuenciador que genera señales utilizadas para el mando, señalización y protección.

El Mando: Puede accionarse de forma manual o eléctricamente, en forma manual, donde una palanca acciona el eje de entrada del reductor o engranaje, cuya salida es el eje de mando del seccionador. Al introducir la palanca de accionamiento manual, un microsuiche automáticamente bloquea el mando del motor. De hecho, para introducir la palanca de accionamiento manual usualmente es necesario permitir su acople con el eje del mando accionando un pulsador que alimenta una solenoide la cual deja sin obstáculo la inserción de la

palanca de mando manual. En algunos casos se posee un dispositivo para enclavar el mando manual por medio de un candado.

El mando eléctrico se realiza a través de un motor el cual puede ser de AC (Corriente Alterna) o DC (Corriente directa), aunque el sistema de control para el mando de los seccionadores siempre es a través de corriente directa (DC).

Tipos de Seccionadores

En ISA se dispone, con excepción de los sistemas Compacto y Combinado, prácticamente de todo tipo convencional de seccionadores, diferenciándose por el tipo de apertura o de geometría, a saber:

Apertura Central

Básicamente están compuestos de dos columnas giratorias una de las cuales posee el contacto hembra y la otra posee el contacto macho. En la posición de seccionador abierto permiten visualizar en forma definida la distancia de aislamiento.

La desventaja de este tipo de seccionador radica en que el giro de las columnas a las cuales van los puentes o cables, pudieran crear esfuerzos debidos a torsión de los cables sobre las respectivas columnas.

Doble Apertura

Están constituidos por tres (3) columnas, de las cuales los contactos fijos están en las dos columnas externas, mientras que la columna central es giratoria y posee un brazo metálico usualmente de aluminio con sus dos extremos plateados que actúan como contactos móviles.

Tipo Pantógrafo

Posee un contracontacto que pende del barraje y debido a ello puede bajar o subir por las variaciones de carga y temperatura del cable, por lo cual el contacto móvil debe tener cierta longitud que pueda abarcar el contracontacto en las diferentes alturas que este adopte.

Cada fase posee dos columnas, una es la de soporte del equipo y la otra es giratoria con el propósito de llevar el movimiento a un tornillo sin fin para que los engranajes accionen los brazos de los contactos móviles, permitiendo su extensión o contracción dependiendo de la operación que se realice, actuando en forma de tijera.

Tipo Semipantógrafo

Es muy similar al tipo pantógrafo, y a diferencia de aquel no posee dos brazos formando tijera, sino uno sólo.

Cuchilla de Puesta a tierra

La cuchilla de puesta a tierra puede estar configurada en bastidor independiente o los seccionadores pueden estar equipados con una cuchilla de puesta a tierra montada sobre el mismo bastidor, lo cual facilita la implementación de enclavamiento mecánico entre la cuchilla de puesta a tierra con su respectivo seccionador.

Características Técnicas

Los seccionadores actualmente poseen puntos de medida en SAP, no obstante, se proponen las siguientes características técnicas a verificar durante mantenimiento:

Tabla 4 Características técnicas a verificar durante mantenimiento

Seccionador	
Tiempo de Apertura Seccionador	
Tiempo de Cierre Seccionador	
Corriente Motor	
Voltaje AC	
Voltaje DC	
Resistencia de Contacto potencia	
Resistencia cuchilla puesta tierra	
Valor ajuste del térmico	
Disipación resistencia calefacción	
Valor ajuste termohigróstato	

Fuente 13 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

Marco conceptual

Aquí se relacionan conceptos los cuales enriquecen el léxico del lector para el entendimiento de la investigación.

BAHÍA: Conjunto de equipos 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 barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro.

CONSIGNACIÓN DE EQUIPOS: Procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o de parte de ella para mantenimiento.

CONSIGNACIÓN NACIONAL: Nombre que se da al procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro operativo para el mantenimiento de los equipos del Sistema Interconectado Nacional cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del Sistema, o cuando limita la atención de la demanda.

CONSIGNAS OPERATIVAS: Procedimientos y recomendaciones técnicas necesarias para maniobrar el Sistema Interconectado Nacional en forma segura. También denominado consignas generales de operación.

INDISPONIBILIDAD: Equipo o componente que se encuentra fuera de servicio, no apto para ser operado. Para ser puesto en operación requiere el levantamiento de la consigna operativa.

CAMPO (CONJUNTO FUNCIONAL): Conjunto de equipos instalados en una subestación de energía que interactúan cumpliendo un mismo objetivo.

EQUIPO (SISTEMA): Componente de un campo que cumple función(es) definida(s).

COMPONENTE (SUBSISTEMA): Parte integral de un equipo.

GUÍA DE MANTENIMIENTO: Documento que contiene acciones secuenciales, parámetros operacionales de referencia, diagramas, instrucciones de fabricante, y las acciones de prevención, control, atención y aseguramiento de riesgos para los equipos o componentes, sobre los cuales se realizan labores de mantenimiento.

UNIDAD CONSTRUCTIVA: Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico orientada a la conexión de otros elementos de una red, o al transporte, o a la transformación de la energía eléctrica.

UBICACIÓN TÉCNICA (UBITEC): Sitio geográfico donde se encuentran instalados equipos: subestaciones, campos y sectores de línea. En el sistema aparece como un código que identifica la ubicación geográfica y el área de atención operativa.

INTERVENCIÓN: Acción de mantenimiento efectuada a un determinado equipo.

SECUENCIADOR: Elemento de control usualmente llamado mazorca, que en el caso de los seccionadores es del tipo tambor y cuya función es servir como repetidor de contactos dependientes de la posición del eje del seccionador.

COMPONENTES DE ALTA TENSIÓN: Partes del seccionador sometidas a alta tensión, como las columnas aisladoras, columnas de mando, contactos de potencia y conectores en el lado alta tensión.

NIVELES DE OPERACIÓN: Dentro de la Optimización de la Operación en ISA se han definido varios niveles de operación para los equipos de maniobra, dependiendo de dónde se produzca el mando, así Mando desde Nivel 0, implica operación en modo local desde el mando propio del equipo en el patio de la respectiva Subestación. Mando desde Nivel 1, se refiere a operación del equipo desde tableros de la Sala de Control de la Subestación, Mando desde Nivel 2, se refiere a operación del equipo desde el PLC de la Sala de Control de la Subestación y Mando desde Nivel 3, implica operación del equipo desde el CSM. Para la operación en cualquiera de estos niveles el selector en Sala de Control debe estar en modo Supervisado.

PSM: Siglas de Plan Semestral de Mantenimiento, que constituye la programación de consignaciones nacionales por espacio de un semestre, basado en los avisos con estatus usuario INI del SAP.

4. Diseño metodológico

Si bien es cierto al *“implementar una metodología dentro de un proceso de investigación, se debe tener en cuenta el léxico, donde se desglose la información más relativa, esos diferentes pasos o etapas que son realizados para llevar a cabo una investigación social y científica”* [28]. Estos deben ser almacenados en un cuadro de mando local para ser tratados y manejados con precisión, de esta forma al recopilar la información de la subestación Sabanalarga, se pueda contextualizar sus funciones operacionales. Cumpliendo de esta forma al primer objetivo.

Sin embargo, con toda esa información recolectada se debe utilizar una metodología con la cual se pueda *“realizar en el desarrollo del proyecto bajo un enfoque cualitativo, porque cada actividad a realizar nos ayuda a la obtención de información que permite determinar los requerimientos y características necesarias para analizar y discutir el estudio del proyecto ya mencionado”* [29]. Además, con el apoyo de los técnicos que han revisado dicho activo, se pueda identificar todas las causas de las fallas de acuerdo con los diferentes grupos funcionales, dándole cumplimiento al segundo objetivo.

Por otra parte, el tipo de investigación, *“es de carácter descriptivo, porque con los datos arrojados por las actividades realizadas presencialmente en cada subestación nos permite conocer información sobre el plan de mantenimiento hecho por los encargados”* [30]. Por último, se trabajará en las acciones que se debe desarrollar a cada componente recomendando una mejorabilidad a los mismos.

4.1. Tipo de investigación

Basado en la problemática de esta investigación se precede a desarrollar el proceso de investigación bajo una metodología mixta lo que hace que esta sea por una parte de tipo

cualitativo en esta se estudia la naturaleza real para luego interpretar los datos por medio de un análisis más profundo.

4.2. Plan de acción para alcanzar los objetivos específicos

Buscando la manera de cumplir con el objetivo principal se plantea una metodología dividida en cuatro fases, las cuales servirán de apoyo y seguimiento al cumplimiento del objetivo principal.

4.2.1. Fase 1 previa a la aplicación

En dicha fase se recolectará la información necesaria para poder desarrollar la investigación, contextualizando las funciones operacionales de la subestación Sabanalarga 500KV.

4.2.2. Fase 2 de análisis de modos de causa y fallas

Iniciar la implementación de la metodología RCM con el fin de Identificar todas las causas de las fallas de acuerdo con los diferentes grupos funcionales,

4.2.3. Fase 3 Etapa de análisis Severidad y frecuencia

Además, se determinará haciendo énfasis en la severidad, frecuencia y grado de afectación que pueda ser ocasionada sobre el normal funcionamiento y desempeño del equipo al cual pertenece.

4.2.4. Fase 4 Etapa de categorización de efectos de falla

Determinar el MCC para cada uno de los componentes de los activos del corte B del diámetro uno identificados en el ejercicio de mejorabilidad y su análisis.

5. Resultados y Análisis

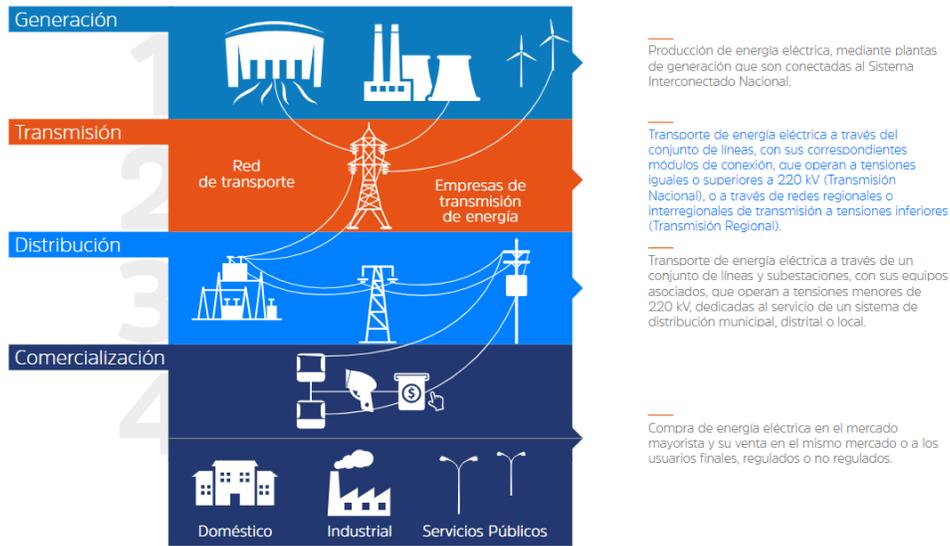
5.1. Recopilar la información de la subestación Sabanalarga 500KV, contextualizando sus funciones operacionales.

Es importante tener en cuenta que *“dentro del proceso de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica existen equipos que permiten llevar a cabo con éxito el suministro en todo un país, solventando las necesidades de abastecimiento de la población conectada a la red”* [12]. Para la empresa es muy importante poder contextualizar información de primera mano para la investigación.

5.1.1. Ubicación de la sede

La sede en la cual se aplicará la mejorabilidad se encuentra ubicada en el municipio de Sabanalarga departamento del Atlántico. Desde dichas sedes se opera y mantiene la red de energía eléctrica, los activos que la conforman y gestionamos el desarrollo de los proyectos, alcanzando una presencia nacional en 394 municipios de Colombia, más de 341 de ellos con redes en operación y 50 con ejecución de proyectos.

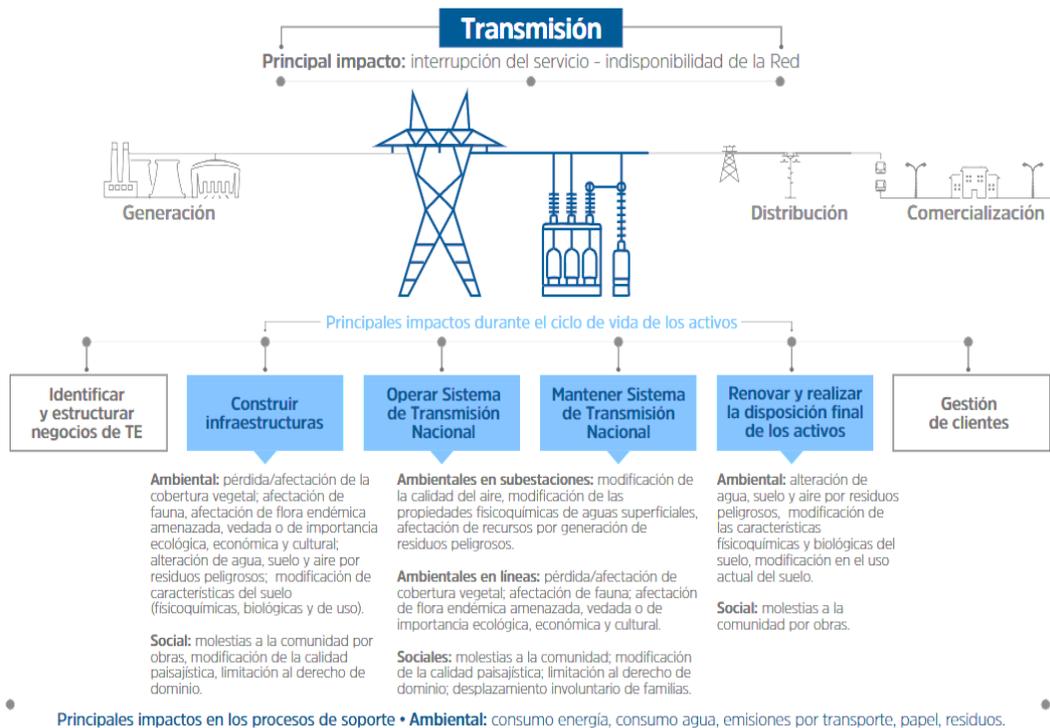
Figura 11 Cadena de Energía



Fuente 14 [31]

ISA INTERCOLOMBIA “Por su parte, en el indicador de disponibilidad total promedio de la red de transmisión para los activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional –STN–, superamos el promedio regulado de los activos de la red operada por ISA INTERCOLOMBIA, alcanzando en 2017 un valor de 99,926%” [31].

Figura 12 Principales Impactos en el ciclo de vida de los Activos



Fuente 15 [31]

El diámetro uno de la subestación Sabanalarga por ser una subestación en configuración interruptor y medio está compuesto por tres cortes:

Corte A el cual permite la conexión a la barra 1, al cual le corresponde la nomenclatura 5A110 en este se encuentran los seccionadores 5A111, 5A114, interruptor 5A110, un Marshalling Kiosks ARCA (armario de reagrupamiento de señales Corte A) también cuenta con un transformador de corriente para medida y protección CTA1.

Corte B o corte Central que es compartido con el corte A y B, al cual le corresponde la Nomenclatura operativa 5M010 en este se encuentran los seccionadores 5M014, 5M015, interruptor 5M010, un Marshalling Kiosks ARCB (armario de reagrupamiento de señales Corte B) también cuenta con un transformador de corriente CTB1.

El corte C el cual permite conexión a la barra 2, al cual le corresponde la nomenclatura 5L210 en este corte se encuentran los seccionadores 5L215, 5L212, interruptor 5L210, un

Marshalling Kiosks ARCC (armario de reagrupamiento de señales corte C) también cuenta con un transformador de corriente CTC1.

La derivación AB de este diámetro se encuentra conectada un banco de autotransformadores monofásicos identificado con la nomenclatura operativa ATR-1, este nos permite reducir el nivel de tensión de 500kV a 220kV o en su defecto de acuerdo con las necesidades y condiciones del sistema podemos elevarla de 220kV a 500kV, este banco tiene un devanado terciario a 34,5kV que permite formar una delta entre las tres fases para alimentar los servicios auxiliares de la subestación Sabanalarga. La salida de los autotransformadores por el lado de 220kV, es entregada a la subestación de Transelca la cual hace parte del grupo ISA, a través de la conexión por la derivación BC del diámetro 2 mediante los interruptores 8220 y 8230, esta subestación posee también una configuración de interruptor y medio.

Por la derivación BC del diámetro uno del lado de 500kV sale una línea de transmisión que conecta a la subestación Sabanalarga con la subestación Chinú. Esta línea se conforma por un total 373 torres de transmisión de energía eléctrica, cada una de las fases de esta línea está compuesta por cables tipo AAAC DARIEN 19/0 de 4 haces, los aisladores son Cerámicos Fog, el cable de guarda para todo el recorrido es ALUMOWELD AW 7 NUM9 7/0, la longitud total para llegar hasta la subestación chinú es de 183 kilómetros, pasando por los departamentos de Atlántico, Bolívar, sucre y Córdoba.

Protecciones asociadas a cada uno de los cortes del diámetro uno y la línea de transmisión Sabanalarga Chinú 1:

- Configuración interruptor y medio de la subestación.
- Esquema de interruptor y medio.

Este es uno de los esquemas más utilizados actualmente, en especial en subestaciones en donde se requiere un alto grado de confiabilidad de servicio. Se compone de dos circuitos que convergen en una instalación de tres interruptores, vale decir, un interruptor y medio por cada circuito, de ahí el nombre de su esquema.

En su funcionamiento normal, todos los interruptores están cerrados, con ambas barras energizadas. Para desconectar un circuito convergente, hay que abrir los dos interruptores adyacentes.

Este sistema combina la seguridad y facilidades de un sistema en malla con la flexibilidad de la doble barra, permitiendo obviar el uso de un interruptor de acoplamiento entre ambas barras. Para cubrir todas las situaciones de desconexión, los interruptores deben ser capaces de manejar corrientes combinadas de las cargas de dos circuitos. Si se presenta una falla, en el interruptor central, salen de servicio los dos circuitos, porque abren los interruptores de barra. Si en cambio falla un interruptor en barra, sale de servicio esa barra (abren todos los interruptores adyacentes a esa barra), pero permanecen en servicio los circuitos convergentes.

El servicio de mantenimiento sobre cualquiera de los interruptores puede hacerse sin producir interrupción del servicio y sin alterar los sistemas de protección.

Por su alta seguridad, este esquema se recomienda en subestaciones elevadoras asociadas a generación y transmisión, en general, a aquellas que manejan grandes cantidades de potencia sobre circuitos individuales, como se puede ver en instalaciones de 500 kV o superior, aunque, se usa ampliamente en circuitos por sobre los 220 kV.

El esquema presenta una buena seguridad en barras y en interruptores.

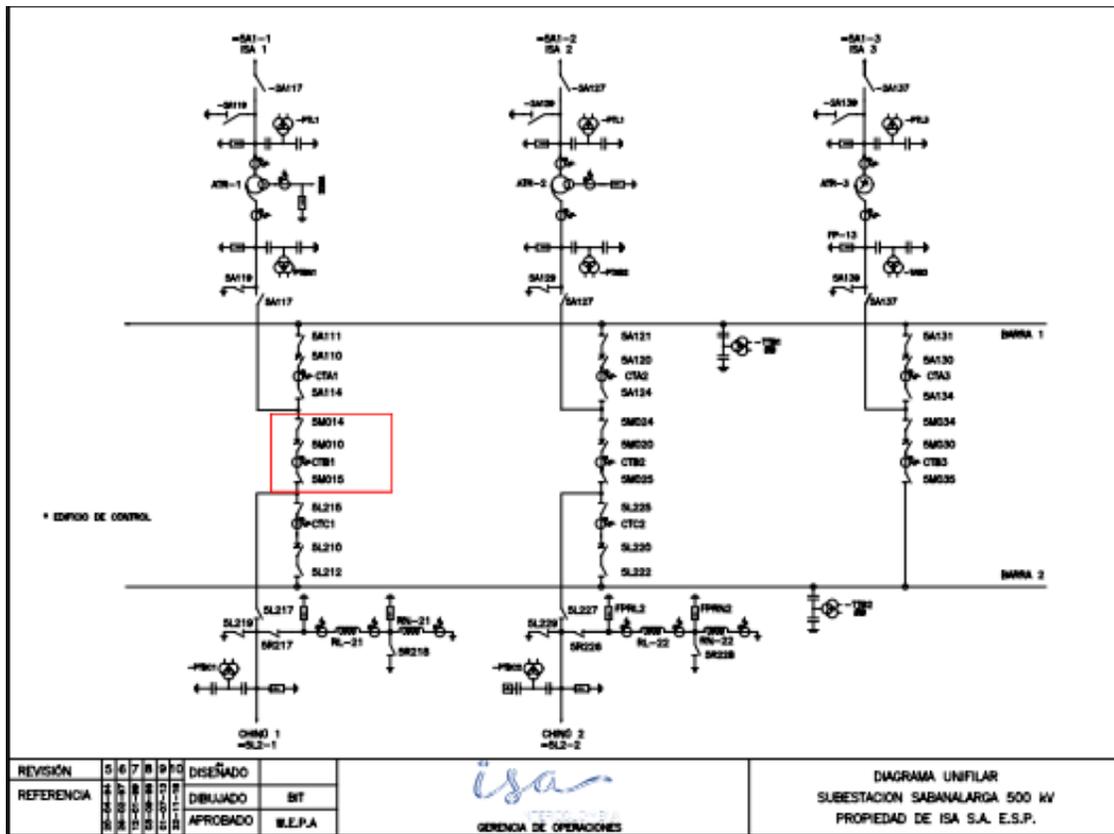
Principales ventajas:

Operación más flexible. Alta confiabilidad. La falla del interruptor del lado de la barra deja fuera de servicio a un solo circuito. Todo el traspaso se realiza con interruptores. Operación sencilla, no se requieren desconectores para la operación normal. Cualquier barra principal puede ser sacada de servicio, en cualquier momento, para mantenimiento. La falla de la barra no saca de servicio a ningún circuito alimentador. Posee gran flexibilidad al permitir que circuitos alimentadores se conecten a cualquier barra. Cualquier interruptor puede ser retirado del servicio para mantención.

Principales desventajas:

Alto costo de implementación. Se requiere de un interruptor y medio por circuito. Los relés de protección y la reconexión automática intervienen un poco, dado que el interruptor central debe responder a cualquiera de sus circuitos asociados.

Figura 13 Esquema de interruptor y medio



Fuente 16 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Tabla 5 Protecciones asociadas al corte A del diámetro uno 5A110

Nombre del relé	Función	Marca	Referencia	Serie
Relé 25	Verificación de sincronismo	AREVA	KAVS	304691J
Relé 50BF	Falla interruptor	GEC ALSTHOM	MCTI	214376J
Relé 94	Disparo sin bloqueo Fase A	GEC ALSTHOM	MVAJ11	060168N
Relé 94	Disparo sin bloqueo Fase B	GEC ALSTHOM	MVAJ11	060173N
Relé 94	Disparo sin bloqueo Fase C	GEC ALSTHOM	MVAJ11	060172N
Relé 94	Disparo sin bloqueo Reserva	GEC	MVAJ11	067110N
Relé 94	Disparo sin bloqueo 86/27	GEC	MVAJ11	264509K

Fuente 17 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Tabla 6 Protecciones asociadas al corte B del diámetro uno 5M010

Nombre del relé	Función	Marca	Referencia	Serie
Relé 50/51	Sobrecorriente	AREVA	TMA	8835347
Relé 50/51	Sobrecorriente	AREVA	TMA	8835349
Relé 25	Verificador de sincronismo	AREVA	CSR 3R	ISA 0166
Relé 50BF	Falla interruptor	SCHWEITZER	SEL 2BFR	96008012

Fuente 18 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Tabla 7 Protecciones asociadas al corte C del diámetro uno 5L210

Nombre del relé	Función	Marca	Referencia	Serie
Relé 50/51	Sobrecorriente	AREVA	TMA	8835352
Relé 50/51	Sobrecorriente	AREVA	TMA	8835348
Relé 25	Verificador de sincronismo	AREVA	CSR 3R	ISA 0171
Relé 50BF	Falla interruptor	SCHWEITZER	SEL 2BFR	96008005

Fuente 19 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

5.1.2. Funciones Operacionales

Teniendo en cuenta que “la economía de la red eléctrica está relacionada con su diseño y particularmente también son las pérdidas que se producen en esta. Desde un punto de vista de calidad de servicio, se busca mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema” [10]. Se debe conocer la Funciones operaciones de la subestación Sabanalarga 500KV.

Tabla 8 Protecciones de línea Sabanalarga - Chinú 500KV

Nombre del relé	Función	Marca	Referencia	Serie
Relé 27	Baja tensión	AREVA	TMV	13838321
Relé 46	Desbalance de corriente	AREVA	TMAIc	18831660
Relé 67	Sobrecorriente direccional	ABB	RAEPA	ISA 117186
Relé 21	Protección distancia	SCHWEITZER	SEL321	95347032
Relé 79/25	Relé recierre y sincronismo	SCHWEITZER	SEL 279H	94339020
Relé 85R	Recepción disparo directo	GEC	MVAJ14	060273N
Relé 85E	Emisión disparo directo	GEC	MVAJ11	067115N
Relé 59	Sobre tensión	SCHWEITZER	SEL 287V	96009019
Relé 21	Protección distancia	SIEMENS	7SA61	BF0705054895

Fuente 20 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Por otro lado, la bahía de línea Sabanalarga Chinu 1, en su esquema de protecciones ante eventos que se puedan presentar cuenta con dos protecciones principales denominadas PL1 y PL2 (definida por el número **ANSI: 21**), una de estas es marca Siemens referencia 7SA612, la otra protección marca SCHWEITZER referencia SEL 321, es decir se cuenta con redundancia en caso de que alguna presente algún tipo de falla, estas exigencias son de tipo regulatorias en Colombia.

Sin embargo, para la función de reconectar la bahía en caso de ser necesario ante un evento sin afectar el suministro se cuenta con un relé de recierre, referencia SEL 279H (definida por el número **ANSI: 79**) con posibilidades de hacer la reconexión de la línea ante una falla, habilitándolo mediante un selector que tiene las posibilidades llevar a entradas del

relé como son, monofásico, trifásico y la combinación de los dos que sería monofásico más trifásico.

Además, su función de verificación de sincronismo (definida por el número **ANSI: 25**) la realiza un relé AREVA referencia CSR3R, que nos permite validar condiciones para el esquema de cierre con sincronismo para la línea vivo – vivo y línea vivo - muerto garantizando así que cuando se origine el comando por cierre manual o por un recierre se cumplan una de las condiciones seleccionadas con los deltas de las variables dentro de los rangos de operación permitidos sin afectar el sistema. Los rangos máximos permitidos son: Delta de frecuencia 0,1 Hertz, diferencia angular permitida máxima 30 grados diferencia de tensión 5 voltios secundarios

Otra de las funciones de sobre tensión de la línea es realizada por una protección SCHWEITZER referencia Sel 287V (definida por el número **ANSI: 59**) la cual monitorea la señal de tensión de los transformadores de potencial instalados en la llegada de la línea y es ajustada para actuar en caso de sobre voltajes que superen el umbral permitido y pueda afectar los equipos.

Por otro lado, la función falla interruptor (definida por el número **ANSI: 50BF**) es una protección de respaldo, es decir actúa después que recibe las señales de arranque o confirmaciones de disparo de una protección principal como puede ser la protección distancia o diferencial, y también se cumpla de condición que se encuentre sobre el umbral de corriente ajustada, adicionalmente que se cumplan los tiempos ajustados 150ms para etapa 1 o disparo al interruptor propio, si el interruptor no abre por algún inconveniente sigue contando 100 milisegundos más hasta llegar a 250 y disparar los interruptores adyacentes y enviar disparos transferidos a toda fuente de alimentación que aporte corriente.

Teniendo en cuenta que la Protección direccional de corriente, es utilizada generalmente en líneas de transmisión y consiste en comparar *“la dirección de la corriente de falla en ambos extremos de la línea (se define con el número ANSI: 67). Si la medida de la dirección indica que todas las corrientes de falla circulan hacia la zona protegida”* [31]. Significa que se trata de una falla interna y que el relé debe ordenar el disparo. En cambio, si una de las medidas indica una corriente circulando hacia afuera de la zona protegida significa la existencia de una falla externa, por lo que el relé no debe ordenar el disparo.

“Los relés direccionales que detectan fallas entre fases se polarizan con tensiones de fase en el punto del relé. Mientras que los relés direccionales que detectan fallas a tierra se pueden polarizar con la tensión de secuencia cero o con alguna corriente de referencia, como, por ejemplo, la corriente de la conexión del neutro a tierra de un transformador de potencia local en el punto del relé” [31].

¿Qué es una protección distancia?

Una protección distancia es aquella que nos permite monitorear las variables de la línea de transmisión, eso lo realiza tomando señales de tensión de los transformadores de potencial o TP ubicados en la llegada de la línea y señales de corriente de los transformadores de corriente o TC asociadas a los cortes de la derivación por la cual ingresa a la subestación, en el caso de la subestación Sabanalarga corresponde a la derivación BC del diámetro 1, esto le permite al relé hacer un cálculo de impedancia (Z) el cual es igual al valor del voltaje sobre la corriente $U_L/I_L = Z_L$ y con la diferencia angular de estas magnitudes permite determinar si la falla es adelante, hacia atrás y en qué lugar específico se sitúa el evento.

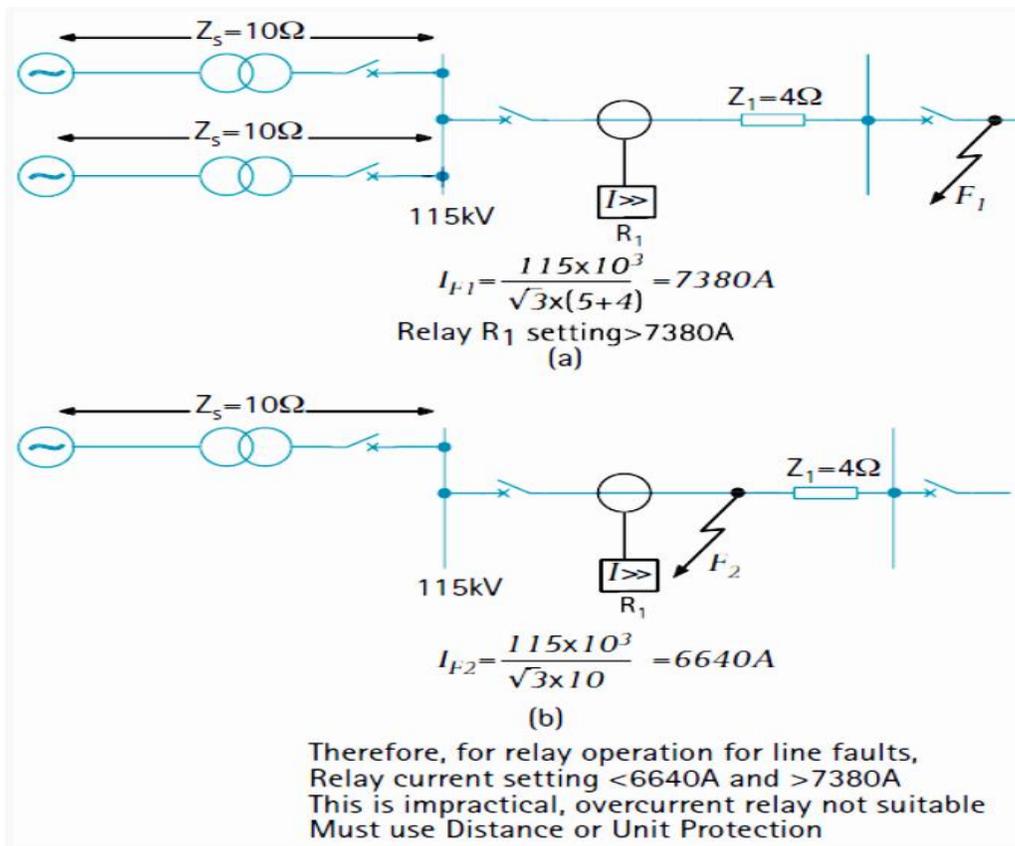
Estas protecciones *“para la zona 1 es del 80% la impedancia total de la línea sin alcanzar el extremo remoto, el ajuste para la zona 2 establecer en 120% de la impedancia total un tiempo de operación de 200 a 400 milisegundos” [31].* La Zona 3 se configuran para cubrir la totalidad de la línea más la impedancia una línea adyacente y un tiempo de operación de 1000 milisegundos, también se ajusta una zona 4 o zona reversa para fallas detrás de la subestación con poca impedancia donde juega un papel fundamental el Angulo de la línea para su detección el tiempo de operación está entre 1500 y 2000 milisegundos.

Las características para la operación más comunes de los relés de distancia pueden ser Mho, Cuadrilátera, Offset Mho. Para el caso de las características cuadrilaterales o las características mho de largo alcance, puede requerirse cuidado adicional para permanecer seguro durante una carga pesada y que no actué por cargabilidad de la línea en vez de ser una falla real.

El problema de combinar despeje rápido de fallas con disparo selectivo para la línea es un objetivo clave para la protección de los sistemas eléctricos. Para cumplir con estos requisitos,

los sistemas de protección de alta velocidad para la transmisión presentan sistemas de recierres automáticos temporizados, los cuales están en continuo desarrollo siendo muy ampliamente aplicados en las líneas de ISA INTERCOLOMBIA a un nivel de 500kV.

Figura 14 Protección Distancia



Fuente 21 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 15 Mímico de mando subestación SABANALARGA



Fuente 22 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 16 Marshalig del corte B de la subestación Sabanalarga



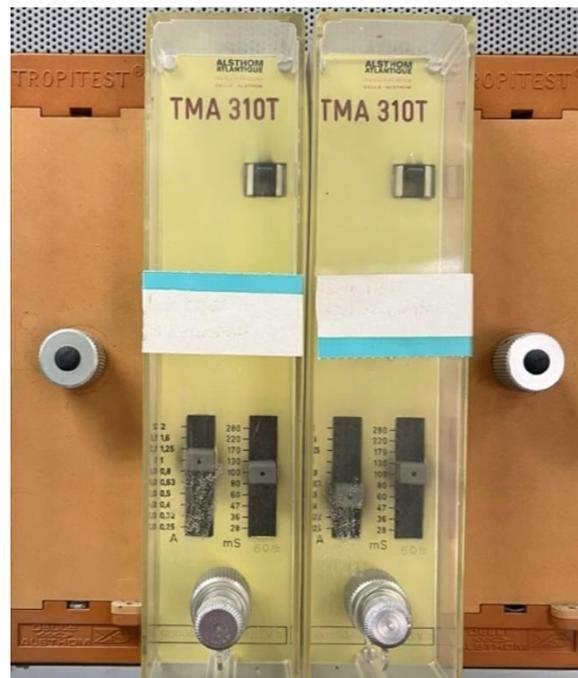
Fuente 23 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 17 Relé de sincronismo corte B



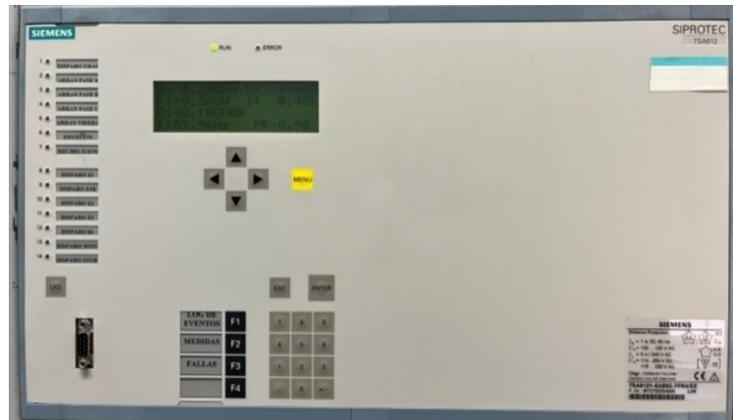
Fuente 24 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 18 Relé de sobrecorrientes Corte B



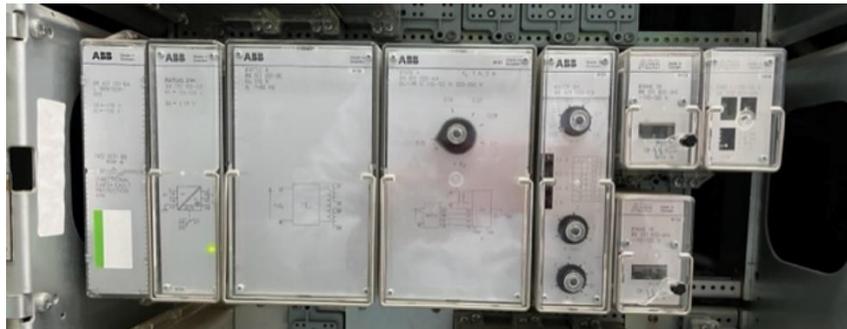
Fuente 25 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 19 Protección distancia Siemens sin recierre



Fuente 26 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 20 Relé sobrecorriente direccional ABB



Fuente 27 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 21 Protección sobre tensión 59L



Fuente 28 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 22 Protección distancia sel 321 sin recierre



Fuente 29 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

La protección a distancia es comparativamente simple desde su aplicación y puede ser de funcionamiento rápido para fallas ubicadas a lo largo de la mayor parte de un circuito protegido. *“También puede proporcionar funciones de respaldo primarias y remotas en un solo esquema. Se puede adaptar fácilmente para crear un esquema de protección de la unidad cuando se aplica con un canal de señalización”* [31].

5.1.3. Estructura de la Información

La información del mantenimiento está relacionada con el registro de las actividades que se realizan sobre los diferentes equipos o activos, con los resultados obtenidos a través de dichas actividades y los costos de éstas. Con la gestión de mantenimiento se brinda varios elementos a través de los cuales se facilita el registro de la información, pero la calidad de ésta depende en gran medida que el sistema sea estructurado de forma adecuada, de tal manera que facilite el ingreso y uso de la información. En general la información necesaria para los análisis del mantenimiento se relaciona con:

- Avisos de mantenimiento, en los cuales mediante catálogos se ingresa, según el tipo de aviso, la información del comportamiento o actividades ejecutadas.

- Puntos de medida, que permiten el ingreso de los resultados de las mediciones realizadas durante las actividades de mantenimiento (ingreso de documentos de medida), estos resultados permiten conocer la condición de los equipos, su comportamiento y evolución en el tiempo luego de ser procesados en los algoritmos de calificación de estos. En este documento sólo se menciona estos elementos, pero no se detalla nada relacionado con su estructuración.
- Órdenes de mantenimiento, en las cuales se registran los costos asociados al mantenimiento por elementos y recursos utilizados para ejecutarlo. En este documento se menciona estos elementos y su relación con los diferentes tipos de avisos, pero no se entregan detalles de su estructuración.

Como se indica anteriormente, este documento se centra en la estructura de los avisos de mantenimiento y la estructura de la información, para facilitar su registro y posterior uso para los diferentes análisis.

Con la información obtenida y los registros depositados en los avisos de mantenimiento, se podrán elaborar concretamente los planes mantenimiento periódicos o planes de acción de una manera focalizada y centralizada en las necesidades, de tal forma que la planeación sea acorde con la información resultante de la tabulación realizada para cada equipo de una manera efectiva, esto permite con un tiempo prudente preparar insumos, maquinaria, equipo, recurso humano y técnico especializado para abordar el mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, adicionalmente servirá para tomar acciones de renovación o cambio, vale la pena aclarar que las acciones reiterativas sobre un mismo equipo denota que la metodología no se esta aplicando adecuadamente o no es efectiva.

Basados en la información antes recopilada y bajo la metodología del *“Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM, son sus siglas en inglés), puede conducir a mejoras significativas en equipos y rendimiento de la planta de producción, al mismo tiempo, asegura que el dinero invertido en los programas de mantenimiento”* [32]. Se identificarán las causas y fallas de los grupos funcionales.

5.2. Identificar todas las causas de las fallas de acuerdo a los diferentes grupos funcionales, haciendo énfasis en la severidad, frecuencia y grado de afectación que pueda ser ocasionada sobre el normal funcionamiento y desempeño del equipo al cual pertenece.

Antes de estudiar todas las causas de las fallas, se debe conocer mejor cada una de ellas, *“el no tener el conocimiento apropiado sobre el procedimiento que se debe realizar y de la normativa que deben cumplir hace que aparezca fallas en el proceso, generando aumento en el mantenimiento innecesario, incremento de costos operacionales y de materiales, provocando incumplimiento en la prestación del servicio”* [13]. De estas se puede reconocer las siguientes fallas:

5.2.1. Fallas comunes en los diferentes tipos de interruptores.

- **Fallas del mecanismo de operación**

La mayoría de las fallas de interruptores, se deben a fallas del mecanismo de operación, estas se asocian a la *“Falla estando cerrado, No cierra, No cierra correctamente, No se mantiene cerrado; por ejemplo: por un comando de disparo no intencional, En posición abierto, No abre, No abre correctamente, No se mantiene abierto, por ejemplo. Por un comando de cierre no intencional”* [31].

Figura 23 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos



Fuente 30 [33]

Las fallas cuando el mecanismo se encuentra en la posición cerrada, se puede considerar de estado crítico ya que el requerir abrir el interruptor y este no obedecerá el comando de apertura se podrían llevar las fallas presentadas a otras instancias o niveles superiores muy graves como son la salida de líneas o circuitos adyacentes por la operación de protecciones de respaldo que buscan despejar las fallas sacando todos los posibles aportes de corrientes asociadas a ese interruptor en la subestación propia y adyacentes.

Hay que tener en cuenta que *“las fallas al permanecer cerrado o de no cerrar pueden deberse a problemas o defectos en los bloqueos mecánicos, las bobinas de cierre, el relé anti-bombeo, los interruptores de la alimentación auxiliar u otros componentes del sistema de control”* [24].

Las presiones adecuadas en la operación de interruptores que actúan por diferentes medios son necesarias para su óptima eficiencia y vida útil, las consecuencias generadas por deficiencias de los sistemas hidráulicos o neumáticos que sirven como actuadores para realizar las diferentes maniobras (abrir o cerrar los equipos) son los que determinan si tienen

la capacidad para responder de una manera satisfactoria ante diversas fallas o requerimientos de corto circuito del sistema, esto se ve reflejado en excesivos tiempos para operación y demora en la extinción de arco que causan desgaste de los contactos internos hasta posibles explosiones del equipo.

Por otro lado, *“la falla cuando no abre o en la que permanece abierto, puede deberse a defectos en los bloqueos mecánicos, los amortiguadores, la bobina de disparo, los interruptores de la alimentación auxiliar o a otros componentes del sistema de control”* [22].

La parte electromecánica de los actuadores del interruptor debe estar en perfectas condiciones, no se pueden dar márgenes de tolerancias por encima de lo permitido, o no atender las señales de falla en los sistemas mecánicos y los circuitos de disparo porque es allí donde incurrimos en errores que pueden ser lamentables en la vida útil del equipo o activo.

Además, *“el analista, al estilo forense, debe estudiar cuidadosamente los dibujos y diagramas del fabricante, relativos a la operación de cada mecanismo. Teniendo en cuenta siempre, el papel que juega cada parte involucrada”* [31]. Después de ciertos análisis deberá concluir dando el panorama que mejor soporte el razonamiento de las causas de la falla.

Los análisis de las causas de las fallas presentadas es el insumo adecuado para poder determinar con certeza donde y como debemos actuar de una manera asertiva, no es correcto atribuir de una manera a priori los eventos presentados sin una previa evaluación de los componentes que están relacionados tanto en la parte mecánica como en los materiales de los cuales están fabricados las diferentes piezas, es de suma relevancia al iniciar la vida útil un equipo efectuar una revisión y un registro inicial de los puntos de medidas y de todos sus componentes porque así tendremos un punto de partida y la evolución periódica e histórica de estos componentes en el tiempo, lo que permitiría tomar las mejores acciones con base en estadísticas, un incremento acelerado en los tiempos de operación es señal de desgaste o defectos en los mecanismos de operación.

Figura 24 Mecanismos en Seccionadores



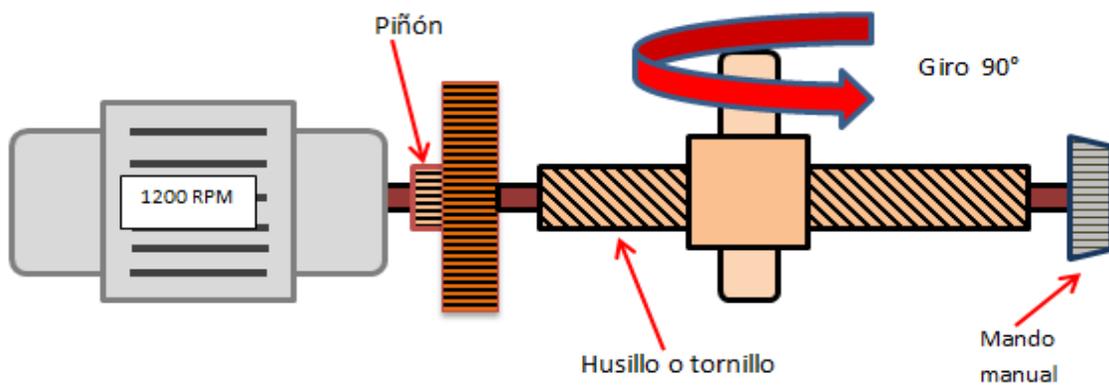
Fuente 31 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 25 Engranajes cilíndricos de dentado recto en caja reductora de seccionador tipo SSP de 500 kv



Fuente 32 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 26 Engranajes cilíndrico de dentado recto en cada reductora de seccionador tipo SSP de 500 kv



Fuente 33 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 27 Engranajes cilíndrico de dentado recto seccionador Pantógrafo de 500 kv



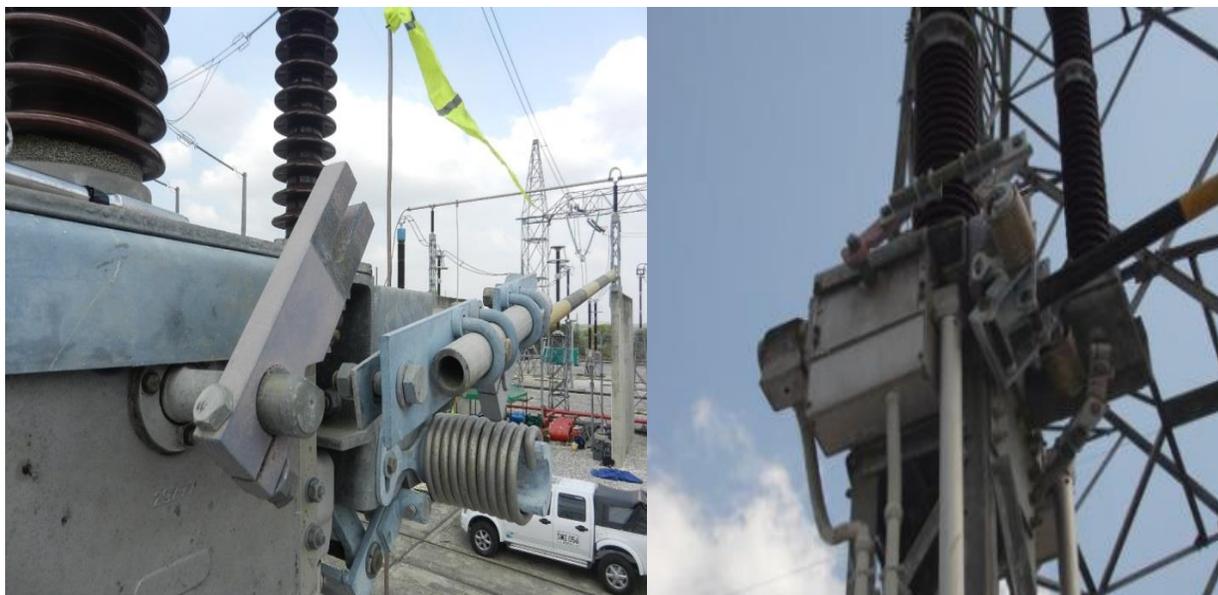
Fuente 34 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 28 Fallas que se producen en los sistemas mecánicos y las causas



Fuente 35 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 29 Fallas que se producen en los sistemas mecánicos y las causas



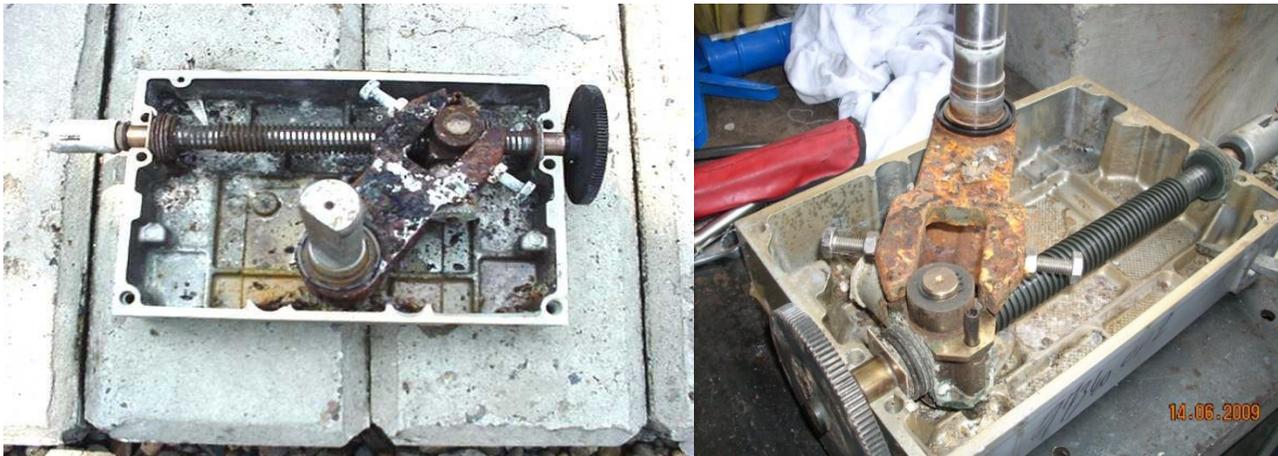
Fuente 36 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 30 Mantenimiento inadecuado



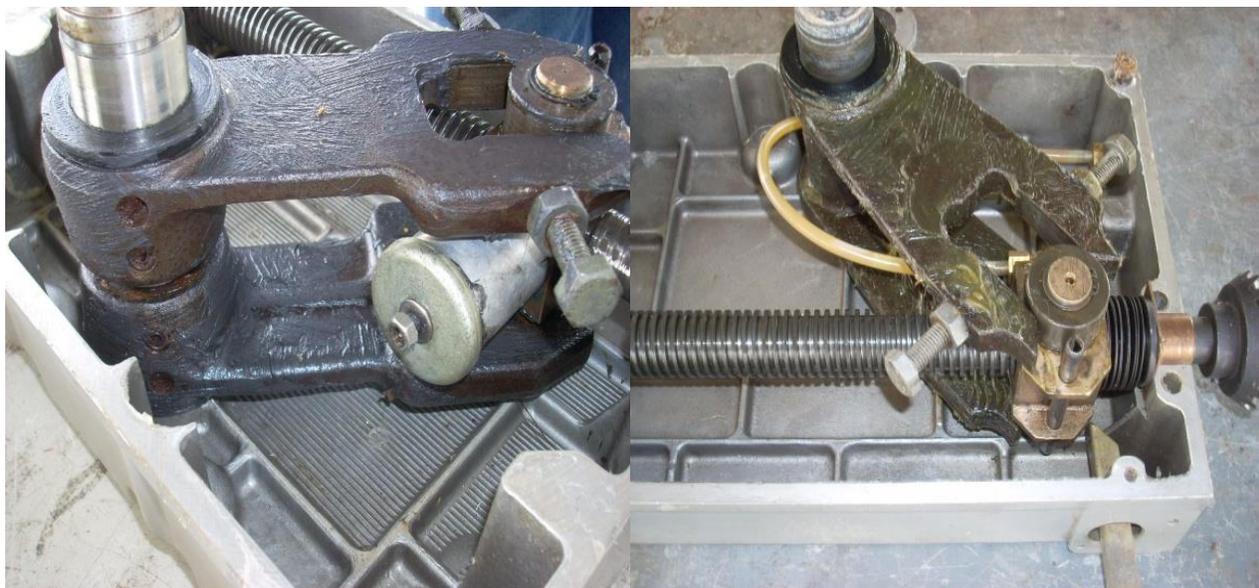
Fuente 37 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 31 Falta de mantenimiento en los sistemas mecánicos



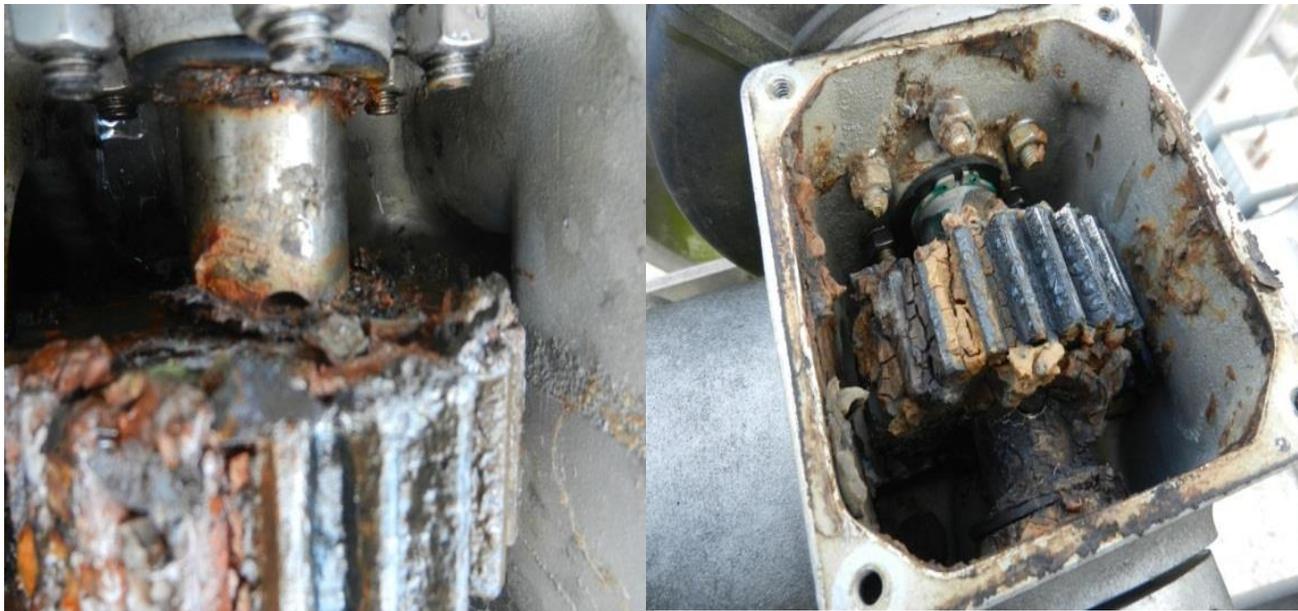
Fuente 38 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 32 Fallas en los sistemas mecánicos



Fuente 39 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 33 Falta de mantenimiento o mantenimiento inadecuado



Fuente 40 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Figura 34 Falta de mantenimiento



Fuente 41 Elaboración con información suministrada por ISA INTERCOLOMBIA

Un mecanismo es un conjunto de elementos generalmente sólidos y resistentes, móviles uno respecto al otro, que están unidos entre sí mediante diferentes tipos de uniones (pernos, uniones de contacto, pasadores, ejes etc.) cuyo propósito es transmitir o convertir la velocidad, el movimiento y fuerzas desde un elemento motriz (motor) a un elemento conducido (receptor).

5.2.2. Función y Falla funcional.

Es de resaltar que la *“falla funcional es un término de la habilidad de un activo físico para desempeñar una función requerida”* [23]. La cual depende de la función que tenga el equipo, sin embargo, hay que reconocer que la metodología de MCC o RCM puede encontrar solución a este problema. Si se identifica de una manera adecuada y correcta la caracterización de los tipos y modos de fallas funcionales, asociadas a los equipos y sus componentes se llegara a determinar de una manera oportuna y eficiente las mejores intervenciones con la mayor productividad en cuanto a soluciones de problemas presentados.

Tabla 9 Falla Funcional Seccionador

Código	Función	Código	Falla funcional
1	Abrir las tres fases. Sin Extinción de arco.	1,1	El seccionador no abre correctamente (Algunas fases o las tres fases, el tiempo de apertura está por fuera de la especificación de funcionamiento)
2	Cerrar las tres fases. Sin Extinción de arco	2,1	El seccionador no opera correctamente al cierre (Algunas fases o las tres fases, el tiempo de cierre esta por fuera de la especificación de funcionamiento)
3	Permitir el paso de corriente nominal con baja resistencia.	3,1	Presenta alta resistencia al paso de corriente (por fase)
4	Aislar el sistema de tierra.	4,1	No aísla el sistema de tierra.
5	Aislar en forma segura las dos partes del sistema.	5,1	No aísla en forma segura las dos partes del sistema.
6	Conectar a tierra la parte desenergizada del circuito en forma segura.	6,1	El seccionador de puesta a tierra no conecta en forma segura la parte desenergizada del circuito.
7	Envío de señales de estado y protección para autobloqueo y bloqueo de los equipos asociados.	7,1	No envía señales de estado y protección para autobloqueo y autobloqueo de los equipos asociados.

8	Preservar seguridad de personas y equipos bajo condiciones normales y con presencia de falla.	8,1	No preserva la seguridad en personas y equipos.
---	---	-----	---

Fuente 42 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

5.2.3. Falla Funcional asociado a los Modo de falla y efectos

Además, con la metodología de RCM se puede obtener por medio de la falla funcional los modos y sus efectos. El AMFE *“es una metodología que estima y predice los fallos que puede tener un producto que está en fase de diseño, con la finalidad de incorporar, los componentes y funciones del producto que garanticen su fiabilidad, seguridad y el cumplimiento”* [34]. Incorporar la metodología RCM es de gran utilidad porque se actúa directamente sobre la falla funcional ahorrando tiempo, dinero y recurso humano, permite adelantar a los sucesos porque actúa de una manera predictiva cumpliendo con las exigencias y estándares de calidad.

Tabla 10 Falla Funcional asociado a los Modo de falla y efectos Seccionadores

Código	Falla funcional	Código	Modo de falla	Efecto
1,1	El seccionador no abre correctamente (Algunas fases o las tres fases, el tiempo de apertura está por fuera de la especificación de funcionamiento)	1.1.1	Deterioro o falla en componentes del sistema eléctrico de accionamiento.	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 6 horas.
		1.1.2	Deterioro o falla en componentes del sistema mecánico de accionamiento.	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 6 horas.
2,1	El seccionador no opera correctamente al cierre (Algunas fases o las tres fases, el tiempo de cierre esta por fuera de la	2.1.1	Deterioro o falla en componentes del sistema eléctrico de accionamiento.	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.

	especificación de funcionamiento)	2.1.2	Deterioro o falla en componentes del sistema mecánico de accionamiento.	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.
3,1	Presenta alta resistencia al paso de corriente (por fase)	3.1.1	Mala conexión de contactos.	No se detecta normalmente, no afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar o ajustar la parte afectada demora 3 horas.
4,1	No aísla el sistema de tierra.	4.1.1	Perdida del aislamiento.	Se detecta por emisión de ruido, descarga visual y pérdida del esmalte de los primeros platos de la parte inferior y superior de la porcelana, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe limpiar la parte afectada, el trabajo demora 3 horas
5,1	No aísla en forma segura las dos partes del sistema.	5.1.1	No hace el recorrido completo para conservar la distancia mínima eléctrica de seguridad.	No se detecta normalmente, si afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente se debe cambiar/recalibrar la parte afectada demora 1 horas.
6,1	El seccionador de puesta a tierra no conecta en forma segura la parte Desenergizadas del circuito.	6.1.1	Deterioro o falla en componentes del sistema eléctrico de accionamiento de la puesta a tierra.	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.
		6.1.2	Deterioro o falla en componentes del sistema mecánico de accionamiento de la puesta a tierra.	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.
		6.1.3	La resistencia de puesta a tierra de la parte Desenergizadas del circuito es mayor a la especificada.	No se detecta normalmente, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 6 horas.
7,1	No envía señales de estado y protección para autobloqueo y autobloqueo de los equipos asociados.	7.1.1	Envía señales erróneas	No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe secar la parte afectada demora 4 horas.
		7.1.2	La cuchilla de puesta a tierra no enclava los equipos asociados.	No se detecta normalmente, si afecta la seguridad de las personas, afecta el medio ambiente se debe cambiar o recalibrar la parte afectada demora 4 horas.

8,1	No preserva la seguridad de las personas y el equipo bajo condiciones normales y de falla.	8.1.1	Alta resistencia de la conexión de puesta a tierra del seccionador (De línea, Traffo, reactor)	No se detecta en condiciones normales, SI afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, revisar las conexiones demora 1/2 hora.
-----	--	-------	--	---

Fuente 43 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

5.2.4. Según el efecto cuál es su severidad y causa de falla dominante

Sin embargo, la severidad se asocia a “*determinar la gravedad del Fallo y sus efectos*” [9]. La severidad presentada nos va a determinar qué tan grave es la afectación, por eso haber realizado los estudios y evaluaciones previas nos van preparando para la atención oportuna, inmediata y eficiente de fallas minimizando su impacto humano, técnico y reputacional.

Tabla 11 Efecto cuál es su severidad y causa de falla dominante

Efecto	Valor de la severidad										Código	Causa de falla dominante
	FO	FM	SF	MA	Re	MOV	Doe	IN R	IC	S		
No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 6 horas.	1	1	0	0	3	2	2	2	0	0,88	1.1.1.1	Falla en el control del motor de accionamiento. (Bobinas/Guarda motor, contactos de pulsadores, selectores y contactores quemados, cables de potencia sueltos.)
											1.1.1.2	Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados
											1.1.1.3	Desgaste por fatiga de rodamientos del motor.
No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 6 horas.	1	1	0	0	3	2	2	2	0	0,88	1.1.2.1	Rotura de dientes de engranaje reductor, por fatiga, corrosión, lubricación deficiente.
											1.1.2.2	Falla tornillo sin fin cojinetes bielas caja reductora. Resortes retorno, (arandela elástica) (Fatiga, corrosión, lubricación deficiente)
											1.1.2.3	Rotura o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón por fatiga o desgaste.

No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.	1	1	0	0	3	1	0	2	0	0,73	2.1.1.1	Falla en el control del motor de accionamiento. (Bobinas/Guarda motor, contactos de pulsadores, selectores y contactores quemados, cables de potencia sueltos.)
											2.1.1.2	Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados
											2.1.1.3	Desgaste por fatiga de rodamientos del motor.
No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.	1	1	0	0	3	1	0	2	0	0,73	2.1.2.1	Rotura de dientes de engranaje reductor, por fatiga, corrosión, lubricación deficiente.
											2.1.2.2	Falla tornillo sin fin cojinetes bielas caja reductora. Resortes retorno, (arandela elástica) (Fatiga, corrosión, lubricación deficiente)
											2.1.2.3	Rotura o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón por fatiga o desgaste.
											2.1.2.4	Desajustes en las pinzas de contacto por pasadores de sujeción desgastados o desgaste de mecanismo/resorte. Falla de la eje de mando tubo superior resorte rodillo.
											2.1.2.5	Excesivo torque mecánico por falta de grasa de los contactos.
No se detecta normalmente, no afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar o ajustar la parte afectada demora 3 horas.	1	1	0	0	2	1	0	2	0	0,68	3.1.1.1	Pinzas y contactos fijos desgastados/quemados recubrimiento de plata desgastados por uso.
											3.1.1.2	Desajustes en las pinzas de contacto por pasadores de sujeción desgastados o desgaste de mecanismo/resorte.
											3.1.1.3	Desconexión/alta resistencia de terminales. Por fatiga/corrosión

												3.1.1.4	Exceso de grasa en los contactos del seccionador. (no soporta las corrientes de cortocircuito)
												3.1.1.5	Desalineación y penetración del contacto móvil y el contacto fijo
Se detecta por emisión de ruido, descarga visual y pérdida del esmalte de los primeros platos de la parte inferior y superior de la porcelana, no afecta la seguridad de las personas, ni el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, se debe limpiar la parte afectada, el trabajo demora 3 horas	0	0	0	0	2	2	0	2	2	0,85	4.1.1.1	Porcelana aislante sucia o deteriorada.	
No se detecta normalmente, si afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente se debe cambiar/recalibrar la parte afectada demora 1 horas.	1	1	0	0	3	2	2	2	0	0,88	5.1.1.1	Microswitch de los fines de carrera descalibrados.	
											5.1.1.2	Rotura o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón por fatiga o desgaste.	
No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.	1	4	0	0	2	2	0	2	2	1,33	6.1.1.1	Falla en el control del motor de accionamiento de la puesta a tierra. (Bobinas/Guarda motor, contactos de pulsadores, selectores y contactores quemados, cables de potencia sueltos.)	
											6.1.1.2	Bloque de contactos auxiliares, de la puesta a tierra, quemados, sulfatados, descalibrados.	
											6.1.1.3	Desgaste por fatiga de rodamiento del motor de accionamiento de la puesta a tierra.	
No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del	1	4	0	0	2	2	0	2	2	1,33	6.1.2.1	Falla de dientes de engranaje motor/reductor de la puesta a tierra por fatiga, corrosión, lubricación deficiente.	

medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 4 horas.												6.1.2.2	Falla de tornillo sin fin cojinetes bielas de caja reductora del mecanismo de puesta a tierra. (Fatiga, corrosión, lubricación)
												6.1.2.3	Falla o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón del sistema de puesta a tierra, por fatiga o desgaste.
												6.1.2.4	Falla o desacople de: Resortes, levas o cojinetes del dispositivo de rotación, por fatiga o desgaste.
No se detecta normalmente, puede afectar la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente se debe cambiar la parte afectada demora 6 horas.	1	1	2	0	3	1	0	0	1	1,02	6.1.3.1	Falla, exceso de suciedad o desacople de: Resortes o contactos principales del seccionador de puesta a tierra.	
											6.1.3.2	Cable flexible de puesta a tierra desconectado por sobre esfuerzo mecánico, corrosión	
											6.1.3.3	Contactos principales del seccionador de puesta a tierra desgastada deteriorados por uso.	
											6.1.3.4	Contactos principales del seccionador de puesta a tierra desalineados o con penetración insuficiente. .	
No se detecta normalmente, No afecta la seguridad de las personas, ni del medio ambiente se debe secar la parte afectada demora 4 horas.	1	4	0	0	2	2	0	2	2	1,33	7.1.1.1	Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados	
											7.1.1.2	Exceso de humedad en el cubículo de control. Por deterioro de los empaque de puertas y tapas.	
No se detecta normalmente, si afecta la seguridad de las personas, afecta el medio ambiente se debe cambiar o recalibrar la parte afectada demora 4 horas.	1	1	3	0	0	0	0	0	0	1,03	7.1.2.1	Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados	
											7.1.2.2	Desacople, descalibración o rotura del mecanismo de enclavamiento por fatiga o mala operación.	
											7.1.2.3	Descalibración de microswitch de enclavamiento	

No se detecta en condiciones normales, SI afecta la seguridad de las personas, no afecta el medio ambiente, el servicio no se interrumpe, revisar las conexiones demora 1/2 hora.	1	1	3	0	0	0	0	0	1	1,12	8.1.1.1	Conexión floja por dilatación térmica/vibración/Sobre esfuerzos mecánicos
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------	---------	---

Fuente 44 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

5.2.5. Modos de Falla Análisis de Efectos y Selección de Tareas

La correcta caracterización de las fallas es la hoja de ruta para llegar a realizar una tarea exitosa, esta constituye el insumo esencial en el mantenimiento.

Tabla 12 Análisis de los Efectos y Selección de Tareas

Causa de falla dominante	Código	Tipo	Tarea
Falla en el control del motor de accionamiento. (Bobinas/Guarda motor, contactos de pulsadores, selectores y contactores quemados, cables de potencia sueltos.)	1.1.1.1.1	Búsqueda de fallas	Revisar el motor de accionamiento del seccionador y los dispositivos de control eléctrico incluyendo las conexiones eléctricas.
Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados	1.1.1.2.1	Preventivo	Limpieza y revisión del bloque de contactos auxiliares.
Desgaste por fatiga de rodamientos del motor.	1.1.1.3.1	Predictivo.	Operar el seccionador revisar ruido del motor.
Rotura de dientes de engranaje reductor, por fatiga, corrosión, lubricación deficiente.	1.1.2.1.1	Reacondicionamiento cíclico.	Re-engrase y revisión del engranaje reductor.
Falla tornillo sin fin cojinetes bielas	1.1.2.2.1	Predictivo.	Realizar prueba funcional de apertura y cierre; verificar comportamiento de componentes.
Rotura o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón por fatiga o desgaste.	1.1.2.3.1	Predictivo.	Revisión del sistema mecánico de accionamiento. Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón

Falla en el control del motor de accionamiento. (Bobinas/Guarda motor, contactos de pulsadores, selectores y contactores quemados, cables de potencia sueltos.)			
Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados			
Desgaste por fatiga de rodamientos del motor.			
Rotura de dientes de engranaje reductor, por fatiga, corrosión, lubricación deficiente.			
Falla de tornillo sin fin cojinetes bielas			
Rotura o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón por fatiga o desgaste.			
Desajustes en las pinzas de contacto por pasadores de sujeción desgastados o desgaste de mecanismo/resorte. Falla del eje de mando tubo superior resorte rodillo.	2.1.2.4.1	Predictivo.	Revisión del sistema mecánico
Excesivo torque mecánico por falta de grasa de los contactos.			
Pinzas y contactos fijos desgastados/quemados recubrimiento de plata desgastada por uso.	3.1.1.1.1	Predictivo.	Termografía
Desajustes en las pinzas de contacto por pasadores de sujeción desgastados o desgaste de mecanismo/resorte.			
Desconexión/alta resistencia de terminales. Por fatiga/corrosión	3.1.1.3.1	Predictivo.	Termografía
Exceso de grasa en los contactos del seccionador. (no soporta las corrientes de cortocircuito)			
Desalineación y penetración del contacto móvil y el contacto fijo	3.1.1.5.1	Predictivo.	Revisión operativa del alineamiento del seccionador.
Porcelana aislante sucia o deteriorada.	4.1.1.1.1	Reacondicionamiento cíclico	Limpieza de los aisladores
Microswitch de los fines de carrera descalibrados.	5.1.1.1.1	Predictivo.	Revisión de la calibración de los microswitch de fin de carrera.

Rotura o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón por fatiga o desgaste.			
Falla en el control del motor de accionamiento de la puesta a tierra. (Bobinas/Guarda motor, contactos de pulsadores, selectores y contactores quemados, cables de potencia sueltos.)	6.1.1.1.1	Predictivo.	Revisar el motor de accionamiento de la puesta a tierra y los dispositivos de control eléctrico incluyendo las conexiones eléctricas.
Bloque de contactos auxiliares, de la puesta a tierra, quemados, sulfatados, descalibrados.	6.1.1.2.1	Predictivo.	Revisión y limpieza de bloque de contactos auxiliares de la puesta a tierra.
Desgaste por fatiga de rodamiento del motor de accionamiento de la puesta a tierra.	6.1.1.3.1	Predictivo.	Operar la puesta a tierra y revisar ruido del motor.
Falla de dientes de engranaje motor/reductor de la puesta a tierra por fatiga, corrosión, lubricación deficiente.	6.1.2.1.1	Reacondicionamiento cíclico.	Re-engrase y revisión del mecanismo
Falla de tornillo sin fin cojinetes bielas	6.1.2.2.1	Predictivo.	Hacer una prueba funcional de apertura y cierre de la puesta a tierra
Falla o desacople de: Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón del sistema de puesta a tierra, por fatiga o desgaste.	6.1.2.3.1	Mantenimiento preventivo.	Revisión del sistema mecánico de accionamiento del sistema de puesta a tierra. (Eje de mando, biela de ataque para (Ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón)
Falla o desacople de: Resortes, levas o cojinetes del dispositivo de rotación, por fatiga o desgaste.	6.1.2.4.1	Predictivo.	Revisión del sistema mecánico de rotación
Falla, exceso de suciedad o desacople de: Resortes o contactos principales del seccionador de puesta a tierra.	6.1.3.1.1	Predictivo.	Revisión y limpieza de resortes y contactos
Cable flexible de puesta a tierra desconectado por sobre esfuerzo mecánico, corrosión.	6.1.3.2.1	Predictivo.	Revisión del cable de tierra.
Contactos principales del seccionador de puesta a tierra desgastada deteriorados por uso.	6.1.3.3.1	Predictivo.	Medida de la resistencia de puesta a tierra. (100 Amp.)
Contactos principales del seccionador de puesta a tierra desalineados o con penetración insuficiente. .	6.1.3.4.1	Mantenimiento preventivo.	Revisión de la penetración del contacto del sistema de puesta a tierra.(Revisión operativa)
Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados			

Exceso de humedad en el cubículo de control. Por deterioro del empaque de puertas y tapas.	7.1.1.2.1	Predictivo.	Revisar la resistencia de calefacción y el empaque de las puertas (Revisión operativa)
Bloque de contactos auxiliares quemados, sulfatados, descalibrados			
Desacople, descalibración o rotura del mecanismo de enclavamiento por fatiga o mala operación.	7.1.2.2.1	Predictivo.	Revisión del sistema mecánico del enclavamiento de la puesta a tierra.
Descalibración de microswitch de enclavamiento	7.1.2.3.1	Predictivo.	Revisión de la calibración del microswitch enclavamiento de la puesta a tierra.
Conexión floja por dilatación térmica/vibración/Sobre esfuerzos mecánicos	8.1.1.1.1	Predictivo.	Revisión de la puesta a tierra del seccionador (De línea, Traffo, reactor)

Fuente 45 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

En general, para que el esquema de control y las protecciones de una subestación eléctrica funcionen de manera correcta todos los elementos que la integran deben de estar en buenas condiciones como lo son el cableado que llevan las señales de corrientes y tensiones de los cortes asociados, las posiciones de equipos como son seccionadores e interruptores, los relés repetidores de posiciones asociados, borneras de corrientes, control y fuerza, protecciones de cableados asociados, identificaciones de equipos de una manera adecuada y correcta, contactores, relevadores, pulsadores, indicadores; es decir el esquema debe estar en óptimas condiciones, con el paso del tiempo este conjunto puede ser susceptible a mejoras para optimizar su desempeño o modernización por obsolescencia, en el caso concerniente este conjunto de equipos ha tenido un largo tiempo de trabajo y servicio que van afectando su rendimiento, es por esto que se hace necesario una renovación de los componentes tanto en sala de control como también en el patio de la subestación muy especialmente en el tablero de reagrupamiento Marshalling Kiosks, ya que es evidente en su interior el deterioro progresivo en el tiempo, al cual están expuestos los elementos especialmente borneras, identificaciones de equipos y ciertos componentes eléctricos.

En el caso de que se pueda actualizar todos los sistemas de forma automática se tendrá mayor fiabilidad y disponibilidad, con esa capacidad de autodiagnóstico la subestación aumentara su confiabilidad, así como sus funciones se estarán en constante monitoreo en tiempo real, dando un salto desde un mantenimiento predictivo a uno centrado en confiabilidad, donde se busca que se presenten apagones imprevistos y altos costos por reparaciones repentinas.

Siendo consecuente con los avances técnicos y tecnológicos, la modernización de procesos, equipos y sistemas en subestaciones eléctricas se hace sumamente prioritario, estar a la vanguardia tecnológica permite no solo estar actualizado si no también tener la opción de poder actuar en tiempo real, evitando que se desencadenen efectos lamentables sobre las personas y equipos, el monitoreo de variables y los sistemas de respuestas automáticos para control y regulación no necesitan de personal continuo en las subestaciones pero si de un sistema confiable que tome acciones en tiempos récord de milisegundos y se pueda controlar desde control de control que tienen el contexto de todo el sistema eléctrico, la inversión inicial es representativa pero los resultados a corto y largo plazo se manifiestan en utilidades operacionales y reputación empresarial para lograr posicionamiento estratégico.

5.3. Proponer acciones para cada uno de los componentes de los activos del corte B del diámetro uno, para actuar de manera oportuna y eficiente sobre aquellos componentes identificados en el ejercicio de mejorabilidad.

5.3.1. Método MCC - Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

En relación con las implicaciones, se *“utilizaron herramienta de análisis de criticidad y que permite identificar las máquinas con un nivel de criticidad seleccionándose para la propuesta de implementación únicamente las máquinas que obtengan un nivel de criticidad A”* [35] Determinar la importancia de cada uno de los equipos, elementos o componentes en el esquema funcional de una subestación eléctrica es lo que determina el nivel de criticidad para cada equipo o activo, sus intervenciones en el tiempo constituyen la esencia primordial para reducir las frecuencias de fallas y optimizar tiempos de operatividad, dentro de los Centro de transmisión de energía o los llamados CTE.

Tabla 13 Estudio MCC

Tarea	Frecuencia	Grupo trabajo	Observaciones
Revisar el motor de accionamiento del seccionador y los dispositivos de control eléctrico incluyendo las conexiones eléctricas.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla, El tiempo y la cantidad de operaciones de los componentes es baja, Se deben llevar estadísticas de estas revisiones para su posterior evaluación y ajuste de frecuencia.
Limpieza y revisión del bloque de contactos auxiliares.	3A	CTE	Este componente puede presentar fallas aleatorias. El grupo de construcción con base en algunas pocas fallas ocurridas, cree que esta periodicidad es adecuada.
Operar el seccionador revisar ruido del motor.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla, El tiempo y la cantidad de operaciones de los componentes es baja, Se deben llevar estadísticas de estas revisiones para su posterior evaluación y ajuste de frecuencia.

Re-engrase y revisión del engranaje del mecanismo reductor.	3A	CTE	Se debe establecer con mayor precisión el tiempo de vida útil de la grasa usada para la lubricación de los componentes, la periodicidad se estableció pensando en un periodo de vida de 3 años (Depende de las condiciones ambientales) pero puede ser cambiado de acuerdo con el comportamiento del equipo.
Hacer una prueba funcional de apertura y cierre para revisar comportamientos anormales de los componentes. (Tornillo sin fin cojinetes bielas de caja reductora. Resortes de retorno, arandela elástica)	3A	CTE	Los componentes del sistema mecánico de accionamiento pueden presentar fallas aleatorias, el grupo de construcción cree que esta es la periodicidad adecuada para esta revisión, sin embargo de acuerdo con el comportamiento de los componentes la periodicidad puede ser ajustada.
Revisión del sistema mecánico de accionamiento. Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón	3A	CTE	Los componentes del sistema mecánico de accionamiento pueden presentar fallas aleatorias, el grupo de construcción cree que esta es la periodicidad adecuada para esta revisión, sin embargo de acuerdo con el comportamiento de los componentes la periodicidad puede ser ajustada.
Revisión del sistema mecánico de accionamiento de las pinzas de contacto. (Pasadores de sujeción mecanismo/resorte. Eje de mando. Tuvo superior. Resorte rodillo)	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla para cada uno de los componentes de accionamiento. La periodicidad se estableció con base en unos pocos problemas que se han presentado con estos componentes. De acuerdo con el comportamiento del equipo la periodicidad puede ser ajustada
Termografía	2A	Pruebas	Los grupos de construcción y pruebas, se apoyaron en el documento EPRI Guide for the life extension of substations. P.4-10, para establecer la periodicidad, sin embargo se debe estudiar el comportamiento de los componentes con base en los problemas encontrados.

Termografía	2A	Pruebas	Los grupos de construcción y pruebas, se apoyaron en el documento EPRI Guide for the life extension of substations. P.4-10, para establecer la periodicidad, sin embargo, se debe estudiar el comportamiento de los componentes con base en los problemas encontrados. El exceso de grasa en los contactos debe ser revisado en la puesta en servicio del seccionador.
Revisión operativa del alineamiento del seccionador.	Cada vez que opere	CTE	El alineamiento del seccionador debe ser revisada cada vez que opere el seccionador, hay probabilidad de que el seccionador se desalinee.
Limpieza de los aisladores	1A	CTE	Es preferible hacer la limpieza en base al estado. La periodicidad para limpieza de porcelanas de interruptores y otros equipos debe ser diferente a aisladores soporte.
Revisión de la calibración de los microswitch de fin de carrera.	3A	CTE	No se conocen mecanismos de falla de estos dispositivos. Es posible que la condición ambiental sea determinante para la falla de estos dispositivos. Se debe evaluar el comportamiento para ajustar mejor la periodicidad.
Revisar el motor de accionamiento de la puesta a tierra y los dispositivos de control eléctrico incluyendo las conexiones eléctricas.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla, El tiempo y la cantidad de operaciones de los componentes es baja, Se deben llevar estadísticas de estas revisiones para su posterior evaluación y ajuste de frecuencia. Las condiciones ambientales pueden afectar el comportamiento de los componentes.
Revisión y limpieza de bloque de contactos auxiliares de la puesta a tierra.	3A	CTE	Este componente puede presentar fallas aleatorias. El grupo de construcción con base en algunas pocas fallas ocurridas, cree que esta periodicidad es adecuada. Las condiciones ambientales pueden afectar los componentes.
Operar la puesta a tierra y revisar ruido del motor.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla. El tiempo y la cantidad de operaciones de los componentes es baja, Se deben llevar estadísticas de estas revisiones para su posterior evaluación y ajuste de frecuencia.

Re-engrase revisión puesta a tierra.	3A	CTE	Se debe establecer con mayor precisión el tiempo de vida útil de la grasa usada para la lubricación de los componentes, la periodicidad se estableció pensando en un periodo de vida de 3 años (las condiciones ambientales pueden afectar este periodo de vida) pero puede ser cambiado de acuerdo con el comportamiento del equipo.
Prueba funcional apertura y cierre.	3A	CTE	Los componentes del sistema mecánico de accionamiento pueden presentar fallas aleatorias, el grupo de construcción cree que esta es la periodicidad adecuada para esta revisión, sin embargo, de acuerdo con el comportamiento de los componentes la periodicidad puede ser ajustada.
Revisión sistema puesta a tierra.	3A	CTE	Los componentes del sistema mecánico de accionamiento pueden presentar fallas aleatorias, el grupo de construcción cree que esta es la periodicidad adecuada para esta revisión, sin embargo de acuerdo con el comportamiento de los componentes la periodicidad puede ser ajustada.
Revisión del sistema mecánico de rotación del sistema de puesta a tierra.(Resortes, levas o cojinetes)	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla para cada uno de los componentes de accionamiento. La periodicidad puede ser ajustada cuando se tenga más información sobre los mecanismos de falla.
Revisión y limpieza de resortes y contactos del sistema de puesta a tierra. (Resortes y contactos)	3A	CTE	No se conoce los periodos de fallas para cada uno de los componentes de accionamiento. La periodicidad puede ser cambiada cuando se tenga más información sobre los mecanismos de falla. Las condiciones ambientales y el número de operaciones pueden afectar el comportamiento del equipo.
Revisión del cable de puesta a tierra del seccionador de tierra.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla de este componente, existe la posibilidad que falle, la periodicidad puede ser ajustada cuando se conozca con mayor precisión el comportamiento del equipo.
Medida de la resistencia de puesta a tierra. (100 Amp.)	6A		No se conoce el mecanismo de falla de estos componentes, pero es posible que se desgasten por uso, se deben hacer estadísticas para análisis del comportamiento de la resistencia.

Revisión de la penetración del contacto del sistema de puesta a tierra.(Revisión operativa)	Cada vez que opere		No se conoce el mecanismo de falla de estos componentes, pero se han encontrado algunos problemas de desalineamiento. Se debe analizar estadísticamente el comportamiento del equipo para ajustar mejor la periodicidad.
Revisar la resistencia de calefacción y el empaque de las puertas (Revisión operativa)	1M	CTE	No hay justificación especial para la periodicidad de la inspección. El grupo cree que puede haber ingreso de humedad a las cajas y que una inspección operativa mensual puede prevenir problemas graves.
Revisión del sistema mecánico del enclavamiento de la puesta a tierra.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla para esta parte del sistema de puesta a tierra, cuando se tenga más conocimiento del mismo se puede ajustar la periodicidad.
Revisión de la calibración del microswitch enclavamiento de la puesta a tierra.	3A	CTE	No se conoce el mecanismo de falla para esta parte del sistema de puesta a tierra, cuando se tenga más conocimiento del mismo se puede ajustar la periodicidad. Las condiciones ambientales pueden afectar este dispositivo.
Revisión de la puesta a tierra del seccionador (De línea, Traffo, reactor)	3A	CTE	No hay justificación especial para la periodicidad de la inspección. No se conocen periodos de falla de esta componente, cuando se tenga más conocimiento la periodicidad puede ser ajustada.

Fuente 46 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

5.3.2. Acciones para cada uno de los componentes

5.3.2.1 Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra

Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra Mantenimiento - 3 Años

Tabla 14 Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra Mantenimiento - 3 Años

Actividades de mantenimiento definidas por MCC	
ACTIVIDADES GAN	ACTIVIDADES DEFINIDAS POR MCC
Revisión General	"Inspección visual de las porcelanas del aislador (Operativa) para detectar niveles de suciedad" [36].
	"Revisar la resistencia de calefacción y el empaque de las puertas (Revisión operativa)" [36].
	"Limpieza y revisión del bloque de contactos auxiliares para revisar estado de contactos del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra y buen funcionamiento del mecanismo" [36].
	"Revisión del cable de puesta a tierra del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra" [36].
Prueba funcional	"Revisar el motor de accionamiento del seccionador y los dispositivos de control eléctrico incluyendo las conexiones eléctricas" [36].
	"Medir corriente del motor para mirar incremento de esta contra la nominal" [31]
	"Medir aislamiento del motor con Megger max. 500 V" [31]
	"Medir la longitud de las escobillas" [36].
	"Operar el seccionador y la puesta a tierra revisando el ruido del motor" [36].
	"Realizar prueba de la función de apertura y cierre seccionador y cuchilla de puesta a tierra para revisar comportamientos anormales de los componentes. (Tornillo sin fin cojinetes bielas de caja reductora. Resortes de retorno, arandela elástica) tanto del seccionador como de la cuchilla de puesta a tierra. Verificar los tiempos de operación" [36].
	"Revisión de la calibración de los microswitch de fin de carrera" [36].
Revisión del Mecanismo de Mando	"Verificar que el motor arranca y para correctamente en cada operación" [36].
	"Verificar señalización en los diferentes niveles de control del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra" [36].
	"Revisión del sistema mecánico de accionamiento. Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón (Oxidación, desajuste, ruptura, y torques) tanto del seccionador como la cuchilla de puesta a tierra" [36].
Revisión del Mecanismo de Mando	"Revisión del sistema mecánico de accionamiento de las pinzas de contacto. (Pasadores de sujeción mecanismo/resorte. Eje de mando. Tubo superior. Resorte rodillo) para detectar elementos flojos, corroídos, agarratados o rotos" [36].
	"Re-engrase y revisión del sistema mecánico de rotación del sistema de puesta a tierra. (Resortes, levas o cojinetes) para detectar componentes rotos, sueltos o corroídos" [36].

	"Re-engrase y revisión del engranaje del mecanismo reductor y caja de transmisión de movimiento para detectar componentes rotos, sueltos o corroídos" [36].
	"Revisión del alineamiento del seccionador y la cuchilla de puesta a tierra" [36].
	"Revisión de la penetración del contacto del seccionador y la cuchilla de puesta a tierra" [36].
	" Limpieza y revisión del sistema mecánico del enclavamiento del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra para detectar elementos oxidados, sueltos, rotos y verificar su correcta operación" [36].
	"Limpieza y revisión de resortes y contactos fijo y móvil del sistema de puesta a tierra. (Resortes y contactos) " [36].
	"Cambio de tapa protectora de caucho en el brazo del seccionador" [36].

Fuente 47 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra Mantenimiento - 6 Años

Los seccionadores y las cuchillas de puesta a tierra de una subestación no son elementos de corte o de interrupción que funcionen o se operen de una manera rutinaria, pero es de suma importancia que se encuentren en óptimas condiciones cuando sean requeridos por el sistema con el fin de evitar retrasos en maniobras que causen pago de compensaciones en la organización, un plan identificado y estructurado de mantenimiento es ideal para estos equipos.

Tabla 15 Seccionadores y Cuchilla de Puesta a Tierra Mantenimiento - 6 Años

Actividades de mantenimiento definidas por MCC	
ACTIVIDADES GAN	ACTIVIDADES DEFINIDAS POR MCC
Revisión General	"Inspección visual de las porcelanas del aislador (Operativa) para detectar niveles de suciedad" [36].
	"Revisar la resistencia de calefacción y el empaque de las puertas (Revisión operativa)" [36].
	"Limpieza y revisión del bloque de contactos auxiliares para revisar estado de contactos del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra y buen funcionamiento del mecanismo" [36].
	"Revisión del cable de puesta a tierra del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra" [36].
Prueba funcional"	"Revisar el motor de accionamiento del seccionador y los dispositivos de control eléctrico incluyendo las conexiones eléctricas" [36].
	"Medir corriente del motor para mirar incremento de esta contra la nominal" [36].
	"Medir aislamiento del motor con Megger max. 500 V" [36].
	"Medir la longitud de las escobillas" [36].
	Operar el seccionador y la puesta a tierra revisando el ruido del motor" [36].

	<p>“Hacer una prueba funcional de apertura y cierre del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra para revisar comportamientos anormales de los componentes. (Tornillo sin fin cojinetes bielas de caja reductora. Resortes de retorno, arandela elástica) tanto del seccionador como de la cuchilla de puesta a tierra. Verificar los tiempos de operación” [36].</p>
	“Revisión de la calibración de los microswich de fin de carrera” [36].
	“Limpieza y revisión de la calibración del microswitch enclavamiento de la cuchilla de puesta a tierra” [36].
	“Verificar que el motor arranca y para correctamente en cada operación” [36].
	“Verificar señalización en los diferentes niveles de control del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra” [36].
	“Verificar enclavamientos mediante la simulación de la operación y comprobación de las señales de salida” [36].
Revisión del Mecanismo de Mando	“Revisión del sistema mecánico de accionamiento. Eje de mando, biela de ataque para (ajuste fino), engranaje de plato superior, aislador, barra tensora, cremallera y/o bulón (Oxidación, desajuste, ruptura, y torques) tanto del seccionador como la cuchilla de puesta a tierra” [36].
	“Revisión del sistema mecánico de accionamiento de las pinzas de contacto. (Pasadores de sujeción mecanismo/resorte. Eje de mando. Tubo superior. Resorte rodillo) para detectar elementos flojos, corroídos, agarrotados o rotos” [36].
	“Re-engrase y revisión del sistema mecánico de rotación del sistema de puesta a tierra.(Resortes, levas o cojinetes) para detectar componentes rotos, sueltos o corroídos” [36].
	“Re-engrase y revisión del engranaje del mecanismo reductor y caja de transmisión de movimiento para detectar componentes rotos, sueltos o corroídos” [36].
	“Revisión del alineamiento del seccionador y la cuchilla de puesta a tierra” [36].
	“Revisión de la penetración del contacto del seccionador y la cuchilla de puesta a tierra” [36].
	“Limpieza y revisión del sistema mecánico del enclavamiento del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra para detectar elementos oxidados, sueltos, rotos y verificar su correcta operación” [36].
	“Limpieza y revisión de resortes y contactos fijo y móvil del sistema de puesta a tierra. (Resortes y contactos)” [36].
	“Cambio de tapa protectora de caucho en el brazo del seccionador” [36].
Medida Resistencia Contactos	“Medida de resistencia de contactos principales del seccionador y de la cuchilla de puesta a tierra” [36]
	“Medida de la resistencia de puesta a tierra. (100 Amp.) ” [36].

Fuente 48 Elaboración con información suministrada por isaintercolombia

El análisis histórico y las pruebas de cada uno de los componentes que integran los diferentes equipos del corte B, permiten identificar cual ha sido su desempeño y rendimiento en su vida útil, realizar análisis periódicos para comprobar si los materiales empleados son los idóneos es una acción que nos permite ser efectivos a la hora de hacer un buen análisis, no solo se trata de cambiar componentes sin no ir más allá, conocer e identificar la causa raíz del problema facilitaría las acciones a tomar, también socializar con los diversos equipos de mantenimiento las experiencias y los análisis causa raíz e implementarlos adecuadamente garantiza una

trasferencia tecnología para equiparar conocimiento en los grupos que realizan y analizan los mantenimientos.

Por otro lado, cuando se propone el análisis de cada uno de los componentes que hacen parte de este corte, se puede verificar como esta su función, permitiendo comprobar el rendimiento que tienen, esto puede dar mayor seguridad, reduciendo los costos, gracias a la capacidad y condición que tienen con este activo en materia de operatividad.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

Es claro que en ISA INTERCOLOMBIA, está estructurada e identificada una metodología MCC para la atención y prevención las diversas fallas que se puedan presentar en la organización, dentro del diagnóstico reveló donde se deberían realizar esfuerzos presentados en los activos asociados al corte B del diámetro uno de la subestación Sabanalarga 5M010, en especial los seccionadores 5M014 y 5M015, han impactado los indicadores de disponibilidad máximos permitidos por la regulación eléctrica colombiana, para los activos de este corte, generando efectos considerables para tener en cuenta como son el pago de compensaciones económicas por el aumento de fallas en este, por energías que se han dejado de suministrar en el sistema, en consecuencia para el futuro puede verse afectada también la parte reputacional y humana de la organización.

Los equipos de este corte tienen una vida de servicio bastante considerable, hay activos de más de 30 años de funcionamiento y que su deterioro es notable, los repuestos ya no se consiguen y son bastante onerosos, las reiteradas intervenciones no han sido las más acertadas y salen considerables para la empresa. Los beneficios que se podrían obtener si se implementara estratégicamente la MCC en toda la empresa, podría reducir costos en todas sus áreas.

Por otro lado, el sistema de protección y control tiene muchos años en funcionamiento, algunos relés de protección ya no se consiguen en el mercado ni tienen repuestos, son análogos, no están en la vanguardia en cuanto a la actualización tecnológica y no es posible integrarlos a una red de protecciones y control para su gestión remota y descarga de eventos, como insumo esencial para análisis de fallas y eventos.

El mando desde la sala de control para seccionadores e interruptores es un mando en mímico convencional local, no tiene mando a través de HMI (Interfaz Hombre Maquina) lo cual facilitaría las maniobras y visualización de los equipos de manera digital y animada, también permitiría la visualización y el registro de los tiempos de operación de los equipos de manera real e inmediata

Para el personal de mantenimiento se debe realizar la actualización tecnología para los equipos que se adquieran, de manera que se tenga un conocimiento equilibrado y repartido que permitan realizar las mejores acciones o tomar decisiones oportunas y acertadas. La participación en los grupos de análisis y lecciones aprendidas es una buena herramienta para el desarrollo del recurso humano tanto nuevo como antiguo.

Recomendaciones

Como recomendaciones de este trabajo y con base en los análisis efectuados las intervenciones los avisos de mantenimiento recurrentes para la parte de potencia y mando sería oportuno cambiar las tres fases de los seccionadores del corte B del diámetro uno 5M014 y 5M015, con su correspondiente sistema de control asociado, para evitar fallas en el circuito de potencia y mandos de cierre o apertura, en la parte de control para el mando de los seccionadores contamos con circuitos que tienen componentes con muchos años de funcionamiento y servicio, que han cumplido su ciclo o vida útil y que siguen presentado fallas es por esto que la parte de control también debe modernizarse.

Por otro lado, para la parte de control y protecciones asociadas se propone una renovación de las protecciones distancias principal y respaldo PL1 y PL2, por relés multifuncionales que no solo tengan habilitadas la función distancia, sino también la función de sobre y baja tensión, la función de recierre y sincronismo, la función 67N, y discrepancia de polos, la función 50TM, y sobre corriente, con esto se suplen muchas funciones que ahora se realizan de con relés externos de manera independiente, adicional a esto se podría tener acceso, gestionar y ajustar los relés de protección de una manera remota.

También se propone integrar el control del corte B del diámetro Uno, a un HMI existen en la subestación y que solo esta usado para el diámetro 3, de esta manera tendríamos un control actualizado digital, con posibilidades de gestión remota.

Además, el armario de reagrupamiento del corte B Marshalling Kiosks ARCB (armario de reagrupamiento de señales Corte B) tiene una antigüedad considerable y sus componentes no se

encuentran en las mejores condiciones hay que cambiar estructuras de soporte metálico que presentan bastante oxido y borneras de corrientes que podrían fallar o aislarse en cualquier momento.

Como lecciones aprendidas de este análisis podemos destacar que no se pueden cambiar los diseños originales de los equipos, las mejoras o propuestas deben ser sustentadas y soportadas con argumentos técnicos después de estudios y pruebas rigurosas, pues en los seccionadores que se encuentran instalados se realizaron variaciones y modificaciones del diseño original cuyo objetivo era mejorar la lubricación pero no se logró llegar a una solución asertiva o adecuada , y desencadenaron otro tipo de inconveniente por falta o exceso de lubricación que afectaron la vida útil de otros componentes por aceleración corrosiva y desgastes no detectados a tiempo.

Referencias Bibliográficas

- [1] S. R. Matias Camargo, «Los servicios públicos domiciliarios en Colombia: su prestación, regulación y control,» *Revista del CLAD Reforma y Democracia*, vol. 63, pp. 163-194, 2015.
- [2] J. C. Silva Muñoz, Eficiencia en la gestión comercial de convocatorias públicas en el mercado de energía mayorista, Pontificia Universidad Javeriana, 2020.
- [3] W. Osorio Patiño y C. A. Culma Ramírez, Manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115 kV, 33 kV, 13,2 kV, Universidad Tecnológica de Pereira, 2017.
- [4] RAPE, Caracterización de subestaciones eléctricas, Universidad Distrital Fransico José de Caldas, 2020.
- [5] F. Marin y B. Herrera, Mantenimiento de Líneas Aéreas Desenergizadas con Operación Normal a 13.2 Kv, Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2017.
- [6] S. Pedraza y C. Páez, Propuesta de Mejoramiento del Plan De Mantenimiento en Equipo Transmisor BE FM10S, Bogota, Colombia: Universidad ECCI, 2020.
- [7] J. López y J. Durán, *Confiabilidad Organizacional: BEPRO – Método para mejorar los procesos que afectan a la Confiabilidad Operacional*, 2022.
- [8] R. Torres, Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los equipos de subestaciones mediante inspección termográfica, Guayaquil: Universidad Catolica de Santiago de Guayaquil, 2021.
- [9] M. Gamarra, Propuesta de mejora en la gestión de mantenimiento de la bomba pistón-diafragma en empresa del rubro minero basado en la metodología RCM Marcona, Arequipa, Peru: Universidad Continental, 2020.
- [10] J. Cerna y I. Jara, Plan de Mantenimiento Preventivo RCM en la Red de Media Tensión 22.9Kv en la Provincia de Cajabamba para la Mejora de la Confiabilidad en el Consorcio SESGA-REYSER S.R.L, Trujillo, Perú: Universidad César Vallejo, 2022.
- [11] M. Terán, Análisis RAM de la Subestación Eléctrica Guacara I, 115Kv/34.5-13.8 Kv, usando distribución exponencial y de Weibull, Valencia, Venezuela: Universidad de Carabobo, 2018.
- [12] G. Segura, Propuesta de Mejora de La Confiabilidad en Subestación 20 de Julio Asociada Al SI De La Ciudad de Barranquilla, Barranquilla, Colombbia: Universidad de la Costa, 2018.
- [13] M. Ibarra, Propuesta de una Metodología que permita optimizar el uso de los recursos asociados al plan de Mantenimiento de la Subestación la Ínsula de la Empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Cucuta, Colombia: Universidad Libre Cucuta, 2018.

- [14] F. Marin y B. Herrera, Mantenimiento de Líneas Aéreas Desenergizadas con Operación Normal a 13,2 kV, Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2017.
- [15] F. Florez y R. García, Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que hagan parte del SIN, del STR o del SDL dentro de la Región Central, Bogotá, Colombia: Universidad Francisco José de Caldas, 2020.
- [16] G. Segura, Propuesta de mejora de la Confiabilidad en Subestación 20 de julio asociada al SDL de la ciudad de Barranquilla, Barranquilla, Colombia: Universidad de la Costa, 2018.
- [17] S. Díaz, Propuesta de mejoras para reducir las pérdidas de Energía Eléctrica en la Red de Subtransmisión del departamento del Atlántico, Barranquilla, Atlántico: Universidad de la Costa, 2022.
- [18] economipedia.com, «economipedia.com,» 2022. [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/mantenimiento.html>.
- [19] envira.es, 2021. [En línea]. Available: <https://envira.es/es/diferentes-tipo-de-mantenimiento-existen-empresa/>.
- [20] C. Naula y J. Tapia, Propuesta de una metodología para el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad en la línea de corte de materia prima en la empresa TUGALT, Cuenca, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [21] J. Moubray, Reliability Centered Maintenance RCM2, North Carolina, USA: Aladon LLC, 2004.
- [22] «transformadoresiosac.com,» 2021. [En línea]. Available: <https://transformadoresiosac.com/definicion-transformador-electrico/>.
- [23] «tecsaqro.com.mx,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/transformador-de-potencial/>.
- [24] «deelectricos.com.co,» 2021. [En línea]. Available: <https://jdeelectricos.com.co/transformadores-de-corriente-funcionamiento/>.
- [25] «weg.net,» 2022. [En línea]. Available: https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%20Transmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Transformadores-y-Reactores-en-Aceite/Transformador-de-Poder-en-Aceite/3-001-a-50-000-kVA/Transformadores-de-Potencia-Peque%C3%B1os-%28hasta-50-000-kVA%29/p/MKT_W.
- [26] hilkar.com, 2021. [En línea]. Available: <http://www.hilkar.com/es/transformadoresdepuestaatierra.html#:~:text=Los%20transformadores%20de%20puesta%20a,trif%C3%A1sicos%20sin%20conexi%C3%B3n%20a%20tierra..>

- [27] fundacionendesa.org, 2022. [En línea]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/subestaciones-electricas>.
- [28] R. Sampieri, Metodología de la Investigación, México: Mc Graw Hill, 2014.
- [29] J. Hurtado, Metodología de la Investigación, Bogota: Quiron, 2010.
- [30] J. Ingaroca, Propuesta de Mejora del Servicio de Mantenimiento Preventivo Eléctrico en Media Tensión Para Reducir los Tiempos de ejecución del Servicio en una Red de Agencias Banca A Nivel Nacional, Lima: Universidad Privada del Norte, 2021.
- [31] isaintercolombia.com, 2022. [En línea]. Available: <https://www.isaintercolombia.com/>.
- [32] cursosaula21.com, 2022. [En línea]. Available: <https://www.cursosaula21.com/que-es-el-mantenimiento-centrado-en-la-confiabilidad-rcm/>.
- [33] automatismoindustrial.com, 2021. [En línea]. Available: <https://automatismoindustrial.com/curso-carnet-instalador-baja-tension/motores/1-3-6-transformadores/1-3-6-13-protecciones-propias-de-transformador/>.
- [34] progressalean.com, 2021. [En línea]. Available: <https://www.progressalean.com/analisis-de-modos-de-fallo-y-efectos-amfe/#:~:text=El%20AMFE%2C%20o%20An%C3%A1lisis%20de,seguridad%20y%20el%20cumplimiento%20de>.
- [35] E. Aguilar y A. Quiroz, Propuesta de implementación de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad para incrementar la disponibilidad de las máquinas en una empresa de fabricación de fósforos, Lima, peru: Universidad Tecnológica de Peru, 2020.
- [36] ISA, «Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad,» ISA InterColombia, Puerto Colombia, 2022.
- [37] uan.edu.co, 2022. [En línea]. Available: <https://www.uan.edu.co/component/k2/itemlist/category/97->.
- [38] J. Mayta, Plan de Mantenimiento para Reducir las Interrupciones Imprevistas de la Línea de Transmisión de 60 KV, L-6021 S.E. Azángaro, Lima, Perú: Universidad Tecnológica del Perú, 2018.