

PLAN DE MEJORAMIENTO DE LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENEL-CODENSA S.A E.S.P.



PLAN DE MEJORAMIENTO DE LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENEL-CODENSA S.A E.S.P.

CARLOS EDINSON POLANCO PUENTES

LUIS EDUARDO POLANCO PUENTES

Corporación Universitaria Minuto de Dios

Rectoría Sede Principal

Bogotá D.C. - Sede Principal

Especialización en Gerencia de Proyectos

noviembre de 2020

PLAN DE MEJORAMIENTO DE LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENEL-CODENSA S.A E.S.P.

CARLOS EDINSON POLANCO PUENTES

LUIS EDUARDO POLANCO PUENTES

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en Gerencia de
Proyectos

Asesor(a)

WILSON CAMILO VARGAS

Candidato a Doctor en administración

Corporación Universitaria Minuto de Dios

Rectoría Sede Principal

Bogotá D.C. - Sede Principal

Programa Especialización en Gerencia de Proyectos

noviembre de 2020

Plan de mejoramiento de la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de la empresa Enel Codensa S.A E.S.P.

Dedicatoria

“A mis padres que han sido motivadores constantes de mi crecimiento profesional, mis hijos que han compartido sus conocimientos y tiempo, Andrea Daniels que me ha enseñado en este caminar juntos por la vida que todo es posible cuando lo haces con el corazón. A Enel- Codensa, por permitirnos realizar un plan de mejora que traerá beneficios a todos los capitalinos y en especial al área de influencia”

CARLOS EDINSON POLANCO PUENTES

“A papá Dios, por permitirme llegar hasta esta instancia tan especial en mi vida. de igual forma dedico esta tesis a mi madre y mi padre quienes me han inculcado valores de responsabilidad y respeto que son primordiales para llegar muy lejos. A mi esposa quien me apoyo y dio su voz de aliento para continuar, cuando parecía que me iba a rendir. A mis hijas que con su ternura me inspiran a seguir luchando y a mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional”

LUIS EDUARDO POLANCO PUENTES

Plan de mejoramiento de la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de la empresa Enel Codensa S.A E.S.P.

Agradecimientos

“A Dios, primeramente, mi familia, mi puchis por su tiempo y conocimiento, a Santi por su capacidad de análisis y Andre mi soporte, mi motivadora, compañera de trasnochos, que ha sido mi motivación constante a pesar de las dificultades”

CARLOS EDINSON POLANCO PUENTES

“Agradezco a Dios la oportunidad de brindarme este espacio dedicado a adquirir nuevos conocimientos importantes en el desarrollo de mi vida laboral. Gracias a mis padres por el apoyo, a mis hijas por entender cuando no podía estar con ellas y, de manera especial a mi esposa quien me impulsó a tomar la decisión de emprender este camino de aprendizaje, gracias por ayudarme y hacerme creer que era posible. Hoy recibo el resultado del esfuerzo, dedicación y de las ganas de querer vencer todos los obstáculos”

LUIS EDUARDO POLANCO PUENTES.

Contenido

Lista de tablas	8
Lista de figuras.....	9
Resumen.....	10
Abstract.....	11
Introducción	12
CAPÍTULO I	14
1 PROBLEMA	14
1.1 Descripción del problema.....	14
1.1.1 Formulación del problema	16
1.2 OBJETIVOS.....	17
1.2.1 Objetivo general.....	17
1.2.2 Objetivos específicos	17
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	18
CAPÍTULO II.....	20
2 MARCO TEÓRICO.	20
2.1 Estado del arte.	20
2.1.1 Modelo Eléctrico.....	21
2.2 Métodos para la localización de fallas en líneas de transmisión.....	22
2.2.1 Método de reactancia simple	27
2.2.2 Método de Takagi	29
2.2.3 Método de Eriksson	31
2.2.4 Método de Novosel.....	32
2.2.5 Método de localización de dos extremos sincronizados	33
2.2.6 Método de dos extremos desincronizados	36
2.3 DISEÑO METODOLÓGICO.	38
2.3.1 Población y muestra.....	39
2.3.2 Alcance.	40
2.3.3 Instrumentos.....	41

Plan de mejoramiento de la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de la empresa Enel Codensa S.A E.S.P.

2.3.4	Procedimientos.....	43
CAPITULO III.....		44
3	RESULTADOS	44
3.1	Diagnóstico y análisis.....	44
3.1.1	Análisis de la información.	48
3.2	Identificación de acciones y alternativas.....	54
3.3	Presentación del problema a resolver.....	55
3.3.1	Percepción de la comunidad implicada frente a la solución.	56
CAPITULO IV.....		58
4	PROPUESTA DEL PROYECTO O ESTRATEGIA PARA EL MEJORAMIENTO.....	58
4.1	Reseña histórica de la organización.	58
4.2	Ficha de presentación de la organización.....	60
4.2.1	Plataforma estratégica de la organización.....	61
4.2.2	Misión	62
4.2.3	Visión.....	63
4.2.4	Valores	64
CAPITULO V.....		66
5	POLÍTICAS DE LA ORGANIZACIÓN	66
5.1	Política integrada.....	66
5.2	Estructura organizacional: organigrama.....	68
5.2.1	Mapa de procesos de la organización.	69
CAPITULO VI.....		71
6	PLAN DE MEJORA.	71
6.1	Objetivos del plan de mejora.....	73
	73
6.2	Fases para la implementación del plan de mejora.....	74
6.3	Diagrama de flujo del proyecto.....	74
CAPITULO VII.....		75
7	PLAN DE ACCIÓN PARA EL SEGUIMIENTO DE LAS ACTIVIDADES A PROPONER EN EL PLAN DE MEJORA.....	75

Plan de mejoramiento de la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de la empresa Enel Codensa S.A E.S.P.

7.1 Balance de los flujos financieros que se incurrirá en la implementación y puesta en marcha del plan de mejoramiento. 78

Conclusiones 91

Recomendaciones 95

Referencias..... 96

Lista de tablas

Tabla 1. Cálculo de impedancia para los diferentes tipos de falla.....	29
Tabla 2. Resumen de resultados.....	42
Tabla 3. Fallas presentadas las líneas de Enel Codensa S.A E.S.P.....	46
Tabla 4. Costo de modernizar localizadores de fallas en 100 líneas de transmisión.....	49
Tabla 5. Costo de la mano de obra, montaje, pruebas y puesta en servicio.....	50
Tabla 6. Costo del Desarrollo de la herramienta.....	52
Tabla 7. Costo total desarrollo de la herramienta	53
Tabla 8. Plan de acción para la localización de fallas de líneas de transmisión y subtransmisión en Codensa.	76
Tabla 9. Inversión General.....	79
Tabla 10. Inversión total	80
Tabla 11. Costos de la actualización de herramienta anualmente	81
Tabla 12. Resumen Histórico IPC, en Colombia.....	82
Tabla 13. Proyección del IPC	83
Tabla 14. Resumen de Inversión.....	84
Tabla 15. Estadística de Fallas en líneas Radiales	85
Tabla 16. Promedio de fallas en un año y duración	85
Tabla 17. Promedio de ahorro de tiempo.....	86
Tabla 18. Máxima potencia registrada en líneas radiales	86
Tabla 19. Impuesto de renta.....	87
Tabla 20. Tarifas de energía eléctrica (\$/kwh) reguladas por la comisión de regulación de energía y gas (creg) junio de 2020.....	88
Tabla 21. Ahorros en energía anual.	89
Tabla 22. Total flujos netos en millones de pesos	89

Lista de figuras

Figura 1 . Medida de Tensión y Corriente para la localización de fallas.....	23
Figura 2. Representación Unifilar de una línea de transmisión en falla	25
Figura 3. Errores causados por la resistencia de falla, Representación Unifilar de una línea de transmisión en falla	27
Figura 4. Equivalente de una línea de transmisión	34
Figura 5. Equivalente en redes de secuencia de una falla monofásica	36
Figura 6. Posicionamiento de Enel en el mundo.....	40
Figura 7. Efectividad de la respuesta de las protecciones en líneas de transmisión	41
Figura 8. Diagrama de diagnóstico en Enel Codensa S.A E.S. P.	45
Figura 9. Protección de línea de referencia con localizador de fallas de alta precisión	49
Figura 10. Prioridades Estratégicas por La línea de Negocio	61
Figura 11. Prioridades en Infraestructura y Redes.....	61
Figura 12. Estructura accionaria de Enel-Codensa.	68
Figura 13. Sistema de Gestión Integrado	70
Figura 14. Proceso del plan de mejora.....	73
Figura 15. Diagrama de flujo del proyecto	74

Resumen

Las empresas comercializadoras de energía, en el desarrollo de sus actividades, se enfrentan a problemáticas relacionadas con los sistemas de localización de fallas en las líneas de transmisión y subtransmisión, por ende, deben aplicar un sistema óptimo que permita abordar la problemática mencionada. Enel-Codensa S.A E.S.P, actualmente presenta una afectación en el indicador de la continuidad del suministro de energía eléctrica, que mide la calidad y confiabilidad del fluido de la misma, puesto que, los relés de protección instalados no brindan resultados precisos durante las fallas presentadas sobre las líneas de transmisión, producto de la desviación entre el dato arrojado por los relés versus la ubicación real de la falla, lo que incide en los tiempos de reparación para retornar a la condición normalmente operativa. Con base en la información arrojada por los equipos de protección instalados en ambos extremos de las líneas de transmisión, el presente estudio busca encontrar un nuevo método de cálculo para la localización de fallas de dichas líneas, a fin de conseguir mejores resultados comparados con los obtenidos; para ello, se aplicará un diseño metodológico con enfoque cualitativo, realizando un diagnóstico de las variables eléctricas y el porcentaje de error de todas las fallas del sistema de transmisión y subtransmisión de la empresa, para luego sugerir un plan de acción que permita una mayor precisión en la ubicación de las fallas mediante un Sistema de Gestión del Rendimiento, comprendido por un equipo de trabajo para el desarrollo y seguimiento de las actividades establecidas.

Palabras clave: Energía eléctrica, líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, relés, fallas.

Abstract

Energy trading companies, in the development of their activities, face problems related to systems for fault finding in transmission and subtransmission lines, therefore they must apply an optimal system to address the above-mentioned problem. Enel-Codensa S.A E.S.P, currently has an impact on the indicator of the continuity of the electricity supply, which measures the quality and reliability of the power supply fluid, since, the protection relays installed do not provide accurate results during the failures presented on the transmission lines, result of the deviation between the data thrown by the relays versus the actual location of the fault, which affects repair times to return to the normally operational condition. Based on the information provided by the protective equipment installed at both ends of the transmission lines, this study seeks to find a new method of calculation for the location of faults of these lines, in order to achieve better results compared to those obtained; for it, a methodological design with a qualitative approach will be applied, making a diagnosis of the electrical variables and the error rate of all faults of the company's transmission and subtransmission system, To then suggest an action plan that allows for greater accuracy in the location of faults through a Performance Management System, comprising a task force for the development and monitoring of established activities.

Keywords: Power flow, transsmision lines, subtransmission lines, failure, relay.

Introducción

Enel Codensa S.A E.S.P es la comercializadoras de energía con mayor cobertura en Colombia, que comprende alrededor del 25% de la población del país, en vista de ello y en miras a un desarrollo sostenible, la empresa anualmente realiza una revisión de su Plan de Expansión teniendo en cuenta los criterios de atención de la demanda, adaptabilidad, flexibilidad del plan, viabilidad ambiental, eficiencia económica, normas y permisos, coordinación con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), calidad y continuidad del suministro establecido en el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070, 1998).

El plan de expansión establecido, busca perspectivas de crecimiento de la ciudad-región Bogotá-Cundinamarca, soportadas por indicadores tales como población, número de clientes y el Producto Interno Bruto (PIB); así mismo dentro del plan se dispuso de programas orientados con la “confiabilidad del Sistema”, la cual está relacionada con la continuidad del suministro de energía eléctrica de manera eficiente, entregando un producto de calidad continuo y confiable a todos los usuarios.

En lo concerniente al sistema de localización de fallas, la información es tomada de los relés instalados para proteger las líneas de transmisión y subtransmisión, estos dispositivos además de salvaguardar la infraestructura eléctrica, incluyen una función de calcular la distancia de falla. Sin embargo, la información suministrada por los relés, resulta en el peor de los casos hasta del 80% alejado de la ubicación real de la falla.

Considerando lo anterior, para el equipo de mantenimiento de líneas de transmisión de Alta Tensión, es muy importante obtener mayor precisión de este cálculo, para poder dirigir al personal al punto más exacto posible para la reparación del daño.

Actualmente, la empresa Enel Codensa, atraviesa por una problemática en el sistema de localización de fallas en las líneas de subtransmisión y transmisión debido a que el método actualmente empleado es impreciso en los datos arrojados, ocasionando problemas en las actividades operativas de la empresa y ocasionando falta de confianza y credibilidad en la prestación del servicio.

La presente investigación, consiste en desarrollar un plan de mejoramiento donde se aplique un nuevo método de cálculo para corregir los errores que presentan las protecciones actuales con los localizadores de falla, optimizando los tiempos de respuesta y atención de daños sobre la infraestructura, para ello se diseñara un plan de acción encaminado a generar métodos alternativos que logren una mayor precisión en la ubicación de las fallas en líneas de transmisión y subtransmisión, para ello se plantearan tres alternativas a fin de que la empresa dirima cual se ajusta a sus objetivos y presupuesto, dichas propuestas deberán ser adoptadas por un grupo de especialistas que a su vez serán supervisados por un comité de vigilancia.

CAPÍTULO I

1 PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

La empresa Enel Codensa S.A E.S. P, compañía del Grupo Enel en Colombia, es una comercializadora de energía, con una participación del 25% de cobertura en el país predominando en más de 100 municipios de departamento de Cundinamarca, la cual propende por el cumplimiento de propósitos tales como: Incorporación de innovación y tecnología, construcción de proyectos de infraestructura eléctrica, mejora de la Calidad del Servicio, entre otros. (Enel Codensa, s.f.)

Dentro de los planes estratégicos de Enel Codensa S.A ESP, se encuentran los programas de inversión, que buscan mediante proyectos asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, por consiguiente a través de los involucrados se dio inicio a la etapa de planeación, donde se implementaron estrategias específicas para modernizar los relés de protección en la líneas de transmisión; actividades que se han venido desarrollando en todas las subestaciones eléctricas de Enel Codensa S.A ESP, mediante la asignación de presupuesto a los proyectos establecidos, con el propósito de mejorar las condiciones de operabilidad de las protecciones. Los proyectos de modernización de protecciones asignados a las áreas o divisiones correspondientes, han sido dirigidos por profesionales expertos en la materia, quienes por medio de sus aliados buscaron lograr los objetivos propuestos en la planeación y de esta manera se han venido ejecutado obteniendo un gran resultado en cuanto a la respuesta selectiva y correcta de las

protecciones, al momento de presentarse fallas, pero el dato que arroja en cuanto a las distancia de localización de la falla, no ha sido preciso; es importante mencionar que la infraestructura eléctrica se encuentra expuesta a todo tipo de fallas ocasionadas por el entorno. Estas fallas normalmente son despejadas por un sistema de protección de manera automática, causando la salida del servicio de la línea en falla y cuando el recurso de mantenimiento se ha desplazado al sitio (distancia) que la protección ubicó para reparar el daño, ellos mismos indican que la falla no se encuentra en el lugar señalado.

Es por esto que se ha evidenciado que actualmente, el método de cálculo de la distancia de los dispositivos de protección instalados en la infraestructura, arrojan un resultado de localización de la falla imprecisa, causan desconfianza y pérdida de credibilidad, producto de la desviación entre el dato arrojado por la protección versus la ubicación real de la falla.

Además, esta condición ocasiona pérdida de tiempo valioso en normalizar a la condición normalmente operativa y por ende expone al sistema de transmisión a una condición N-1 haciéndolo más vulnerable y sometiéndola a posibles sobrecargas en horas pico de carga, lo que significa un gran riesgo para la operación.

En el mercado actual existe una gran variedad de desarrollos tecnológicos, tales como los que aplican el concepto o principio de onda viajera que requieren de alta resolución de muestreo de las señales analógicas de corriente y tensión. Otras soluciones, ofrecen la localización de falla en sistemas anillados con el método de cálculo de doble fuente (que requieren de un canal de comunicaciones entre los dos dispositivos), los cuales arrojan

una ubicación precisa, porque eliminan de esta manera los errores que se presentan en el cálculo de localización por los efectos que se presentan durante una falla eléctrica.

Los desarrollos mencionados implican modernizar las protecciones en las empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica, con localizadores de fallas de última tecnología, lo cual requiere de una alta inversión en equipos y mano de obra.

Conociendo los diversos dispositivos de protección numéricos actualmente instalados en la infraestructura actual en las empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica, con sus propias herramientas en la gestión remota de las protecciones implementadas, se busca analizar, mediante un plan de mejoramiento la viabilidad de aplicar un cálculo de localización de fallas con algoritmos de doble fuente para el contexto operacional actual.

De esta manera se esperan lograr mejores resultados en la localización de fallas, utilizando la infraestructura actual de protecciones implementada en las empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica, sin la necesidad por realizar una gran inversión en la modernización de los equipos.

1.1.1 Formulación del problema

A. ¿A qué se deben los errores en el cálculo de localización de fallas en los sistemas de protección, actualmente instalados en la infraestructura de transmisión y subtransmisión?

B. ¿Cuáles son los efectos en los sistemas de transmisión que pueden incidir o afectar el cálculo de la localización de fallas?

C. ¿Cómo podemos aprovechar mejor la infraestructura actual de las empresas, para lograr corregir los errores en los cálculos presentes?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Desarrollar un método del cálculo para la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión, utilizando los equipos de protección actuales instalados en las empresas de transmisión y distribución de energía.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar un diagnóstico del estado actual de los valores calculados por los sistemas de protecciones.
- Analizar el comportamiento de las variables eléctricas y todos los posibles efectos que se presentan en los sistemas de potencia, durante la presencia de una falla, que pueden incidir en el cálculo de la localización de fallas.
- Seleccionar el método o algoritmo para el posterior desarrollo de la herramienta que plantee el cálculo, alcanzando mejores resultados que los obtenidos directamente de las protecciones existentes.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En un mercado eléctrico regulado como en el caso colombiano, así como en la mayoría de países, se deben llevar indicadores que garanticen la disponibilidad de sus activos incluidas sus líneas de transmisión, porque de lo contrario dejan de ser remunerados y por ende trae como consecuencia menores ingresos para las compañías eléctricas cuando superan el máximo tiempo permitido de indisponibilidad.

Toda la infraestructura se encuentra expuesta a todo tipo de fallas, como descargas atmosféricas, viento, caídas de torres, interferencia de fauna flora y de particulares, el desgaste natural o prematuro de todos sus componentes, etc. Estas fallas normalmente son despejadas por un sistema de protección de manera automática, causando la salida del servicio de la línea en falla.

Lo ideal para un sistema eléctrico es aislar de manera selectiva la línea fallada, por tratarse de un sistema interconectado con muchas líneas, sin embargo, esto produce un efecto adicional que es la reducción de la capacidad de transmisión, lo que puede originar una incidencia directa en otros agentes del mercado como son los Generadores, Trasmisores, Distribuidores y Consumidores.

Los equipos de protección instalados para salvaguardar las líneas de transmisión y subtransmisión, actúan de manera exitosa cuando se presenta un evento aislando la falla; sin embargo al momento de verificar la distancia donde ocurrió, encontramos que los resultados obtenidos desde los relés de protección, no coinciden con la ubicación de la

falla, debido a que el recurso que se desplaza para ubicar y reparar el daño, señalan que para algunos casos la ubicación calculada por estos dispositivos no corresponde con la real.

Estos desplazamientos del personal para corregir la falla, generan incertidumbre en los tiempos de respuesta para normalizar la operatividad del sistema de transmisión o distribución, sometiendo a la infraestructura eléctrica a ser más vulnerable, ya que se tienen que en horas pico de carga se pueden presentarse sobrecarga en algunos puntos del sistema, generando riesgo y estrés en la operación del sistema eléctrico.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO.

2.1 Estado del arte.

Buscando entender cómo hacen el cálculo de localización de falla los dispositivos de protección instalados en el sistema de transmisión y subtransmisión de distintos fabricantes, nos hemos sorprendido con la variedad de métodos existentes a nivel internacional. De esta manera, pretendemos abordar cuáles son esas tendencias en el mercado para lograr encontrar la mayor precisión.

Por otro lado, y como punto de partida se debe considerar un dato de entrada muy importante que incide con la localización de fallas y tiene que ver con el cálculo de los parámetros eléctricos de las líneas de alta tensión, por tanto, nuestro modelo de red debe tener la mayor aproximación versus la realidad instalada en la infraestructura eléctrica.

La información consignada en el sustento teórico que se expresará a continuación estuvo fundada en la investigación realizada por William Elías Padilla Almeida en el 2016, denominada Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión, como requisito para optar al título de Magister en Ingeniería en la Universidad Nacional de Colombia

2.1.1 Modelo Eléctrico

Para poder obtener el modelo equivalente de las líneas de transmisión se debe tener en cuenta los parámetros físicos, tales como calibre del conductor, longitud de la línea, material del conductor (Cobre o Aluminio, reforzados en acero), altura de cada fase con referencia al piso o tierra, separación de conductores, temperatura ambiente, resistividad del terreno, etc. (Paul C, 2009, citado por Padilla W. 2016)

Otro método utilizado para lograr obtener estos parámetros es realizando una medida real de la tensión y la corriente de cada línea de transmisión para obtener la impedancia de línea, pero no es tan sencillo sacarlas de operación para validar los parámetros eléctricos para este fin, porque esto puede afectar el indicador de disponibilidad del activo e incidir en su reconocimiento económico y por ende en una reducción de las ganancias de las compañías eléctricas, considerando el marco legal y regulatorio vigente.

Es importante indicar también que obtener los parámetros eléctricos a partir de su medida debe considerar los errores o ruidos presentes en los equipos de protecciones o de medida, adicionalmente los errores presentes en los transformadores de tensión y corriente, que pueden afectar el cálculo de estos parámetros, pero que también pueden incidir al final en el cálculo del localizador de fallas

2.2 Métodos para la localización de fallas en líneas de transmisión

Para la empresa Fonkel mexicana (2015), el localizador de falla fundado en la onda viajera tiene como propósito medir el tiempo que tarda una perturbación desde el punto de la falla hasta la posición de medida, a fin de estipular la distancia a la falla. Ahora bien, existen gran variedad de métodos utilizados para la localización de las fallas, sin embargo, el más simple y usado por la excelente fiabilidad y precisión de los resultados de operación en campo, corresponde al método del tipo D (Doble Final), el cual se encarga de controlar los tiempos de llegada de los impulsos generados por la falla a 2 (dos) puntos sincronizados en tiempo, normalmente los extremos de la línea. La distancia de la falla se determina en términos de la diferencia de los tiempos de llegada y éstos dependen de la velocidad de la onda (la cual se aproxima a la velocidad de la luz para líneas aéreas) y de la longitud de la línea.

Se investigó en el mercado, el estado del arte para localizadores de fallas de alta precisión, existiendo una gran variedad de desarrollos tecnológicos:

- Lo más comúnmente utilizado encontrado en el mercado y los que están instalados en la infraestructura de Enel-Codensa corresponden a los que procesan los valores de corrientes y tensiones medidas en cada extremo de la línea a la frecuencia fundamental,
- Los métodos basados en el uso de corriente y tensiones de alta frecuencia, que requieren de un canal de comunicaciones entre los dos dispositivos, por toman para el cálculo de la localización de fallas, las señales de corriente y tensión tanto del dispositivo local como del remoto.

- Lo que más ha evolucionado en esta era digital corresponde a localizadores de falla bajo el principio de las ondas viajeras, que requieren de alta resolución de muestreo de las señales analógicas de corriente y tensión. Los frentes de ondas viajeras son impulsos transitorios de tensión y corriente que se propagan a través de la línea, que surgen de las perturbaciones del sistema de potencia como cortocircuitos, operaciones de conmutación, rayos, etc.

Considerando que todo el universo de equipos instalados por Enel-Codensa en su infraestructura se pretende analizar los errores encontrados en el cálculo de la localización de falla por estos dispositivos para ello analizaremos, nos enfocaremos en la primera metodología.

Este método normalmente considera la medida directa de las variables de corriente y tensión de un solo extremo de la línea y de manera independiente, como se puede apreciar en la figura 1.

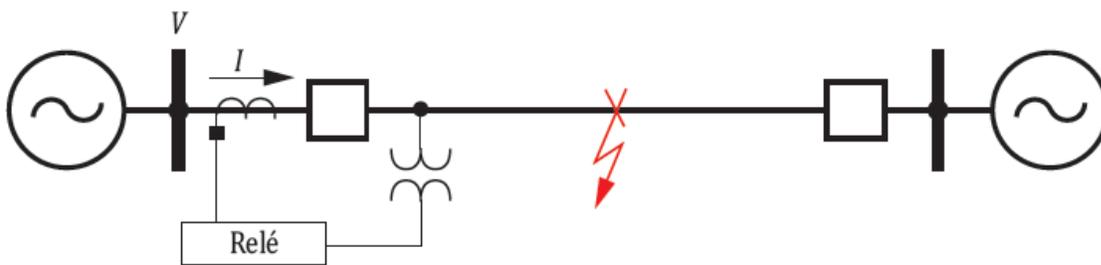


Figura 1 . Medida de Tensión y Corriente para la localización de fallas, elaborada por los autores, 2020.

Para Padilla W. (2016) en cuanto a los localizadores de fallas, frecuentemente se ha tenido en cuenta la publicación “IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines (IEEE Std C37.114™-2014)” publicada en el año 2015, la cual ha servido como premisa fundamental y guía en la implementación de métodos de localización de falla en los sistemas, para los ingenieros de protecciones, actividades de mantenimiento de líneas de alta tensión y operadores de las empresas de transporte de energía.

Las fuentes de error de los métodos de localización de fallas de un solo terminal, se describen de la siguiente manera: Efecto combinado de la resistencia de falla, el flujo de potencia de pre-falla y la no-homogeneidad del sistema.

Fuentes intermedias del sistema:

- Fuente intermedia remota o de un tercer terminal.
 - Cargas en derivación con fuentes de secuencia cero.
 - Acoplamiento mutuo de secuencia cero.
 - Inexactitud de los parámetros de la línea.
-
- Inexactitud de medición del relé y de los transformadores de instrumentos.

Para poder entender la metodología del cálculo de la localización de fallas. La figura 2, muestra la representación gráfica para una falla en una línea de transmisión.

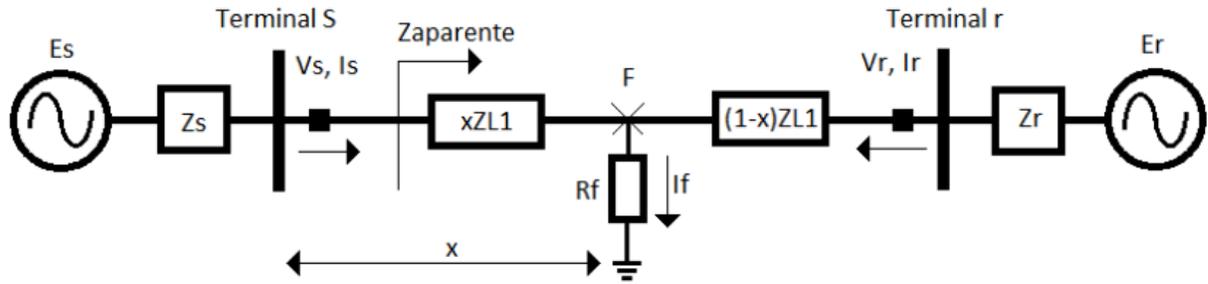


Figura 2. Representación Unifilar de una línea de transmisión en falla. Tomada de la tesis de magister denominada Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión, elaborado por William Elías Padilla Almeida, 2016.

Según S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad (2014), citado por Padilla W. (2016), se puede ver que la línea tiene una impedancia $ZL1$, los terminales S y R representan cada extremo de la línea y se puede reducir un sistema de potencia mediante el equivalente Thevenin conectado a cada terminal. La variable “x” representa la distancia a la falla en por unidad desde el terminal S y R_F la resistencia de la falla. Una vez precisado lo anterior y aplicando las leyes Kirchhoff, la tensión en el extremo S se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_S = xZ_{L1}I_S + R_F I_F$$

Dividiendo por I_S se tiene lo siguiente:

$$Z_{aparente} = \frac{V_S}{I_S} = xZ_{L1} + R_F \left(\frac{I_F}{I_S} \right)$$

Este resultado muestra que los algoritmos que utilizan la medida de las señales de tensión y corriente de una sola fuente, cuenta con muchas incógnitas x , R_F e I_F ; por lo

cual el propósito de los distintos métodos de localización de un extremo es eliminar los valores de R_F y I_F con el fin de poder calcular el valor de x . (Padilla W, 2016)

Otro aspecto importante es el concerniente al término $R_F \left(\frac{I_F}{I_S}\right)$, “el cual depende de la relación entre la corriente a través de la resistencia de falla I_F y la corriente medida en el terminal S, I_S , debido a que si estas dos corrientes no están en fase la resistencia de falla puede ser vista como una impedancia ($Z_F = R_F + jX_F$)” (IEE 2015 citado por Padilla W, 2016)

Ahora bien, según lo expuesto por el IEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) (2015) citado por Padilla (2016), al momento de examinar que parámetros afectan el ángulo resultante de la relación $\left(\frac{I_F}{I_S}\right)$, se efectúa una separación de las componentes con relación a la pre-falla y falla, mediante el principio de superposición, generando la siguiente ecuación:

$$Z_{aparente} = \frac{V_S}{I_S} = xZ_{L1} + R_F \left(\frac{1}{d_S n_S}\right)$$

Factor de distribución de corriente:

$$d_S = \frac{\Delta I_G}{I_F} = \frac{Z_R + (1-x)Z_{L1}}{Z_R + Z_{L1} + Z_S} = |d_S| \angle \beta$$

Factor de carga del circuito:

$$n_S = \frac{I_G}{\Delta I_G} = \frac{I_G}{I_G + I_L} = |n_S| \angle \gamma$$

De lo anterior se evidencia que el factor de distribución de corriente obedece a las impedancias del sistema y, en cuanto al factor de carga del circuito, se encuentra relacionado con la corriente de carga que se alimenta a través de la línea de transmisión. La sumatoria de los ángulos β y γ es la que definirá la parte imaginaria del segundo término de la ecuación.

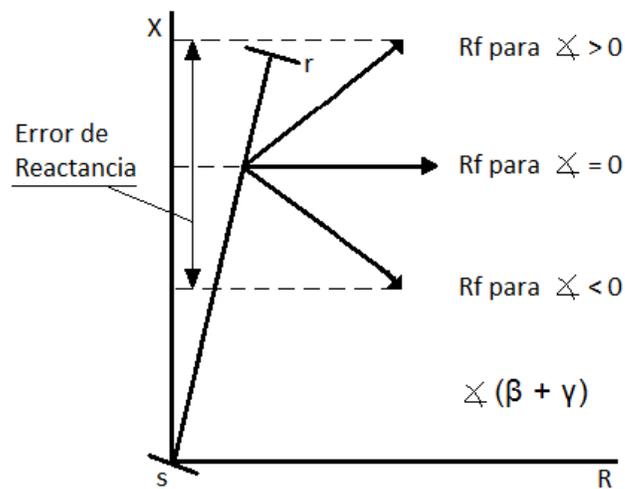


Figura 3. Errores causados por la resistencia de falla, Representación Unifilar de una línea de transmisión en falla. tomada de la tesis de magister denominada Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión, elaborado por William Elías Padilla Almeida, 2016.

A continuación, se presenta una pequeña descripción de los diferentes métodos y algoritmos para el cálculo de la localización de falla, tanto de una fuente como de doble fuente.

2.2.1 Método de reactancia simple

Aplica para estimar la reactancia de la sección de línea fallada la siguiente ecuación:

$$m = \frac{Im \left[\frac{\bar{V}}{\bar{I}} \right]}{X_{1L}}$$

Solamente utiliza la parte imaginaria del cálculo de la impedancia y permite calcular la distancia m a la falla en p.u. donde:

\bar{V} es la señal medida de Voltaje

\bar{I} es la señal medida de Corriente

X_{1L} es la reactancia inductiva de secuencia positiva de la línea (Ajuste dado al relé y corresponde al parametro de reactancia correspondiente a la línea)

Este algoritmo de reactancia no tiene errores para fallas sólidas o para fallas en líneas radiales. En sistemas con dos fuentes, el algoritmo es exacto si la línea no tiene carga y el sistema es homogéneo, es decir, que este método asume que la corriente en el punto de la falla está en fase con la corriente medida en el extremo del circuito, lo cual no siempre es cierto. Sin embargo, si la resistencia de falla aumenta (diferente de cero), se pueden introducir errores grandes en la localización debido al efecto reactancia.

En la siguiente tabla se presentan las ecuaciones para calcular la distancia, dependiendo del tipo de falla:

Tabla 1. Cálculo de impedancia para los diferentes tipos de falla

Ecuación	Tipo de falla	Impedancia aparente medida
6	Fase A a tierra	$\frac{V_a}{I_a + k0 \cdot I_E}$
7	Fase B a tierra	$\frac{V_b}{I_b + k0 \cdot I_E}$
8	Fase C a tierra	$\frac{V_c}{I_c + k0 \cdot I_E}$
9	Fases A-B y A-B a tierra	$\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}$
10	Fases B-C y B-C a tierra	$\frac{V_b - V_c}{I_b - I_c}$
11	Fases C-A y C-A a tierra	$\frac{V_c - V_a}{I_c - I_a}$
	Fases A-B-C	Se puede utilizar cualquiera de las ecuaciones 9, 10 y 11 de esta tabla.
<p>Donde:</p> $k0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 \cdot Z_{1L}} \quad (12)$ <p>Z_{1L} = Impedancia de secuencia positiva de la línea</p> <p>Z_{0L} = Impedancia de secuencia cero de la línea</p> <p>I_E = Corriente residual (3I0)</p>		

Nota: Recuperado de la tesis de magister, Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión, elaborada por William Elías Padilla Almeida en 2016.

2.2.2 Método de Takagi

Utiliza cantidades incrementales para eliminar el error que el flujo de potencia provoca en el algoritmo de reactancia. La siguiente ecuación da la corriente incremental:

$$\Delta \bar{I} = \bar{I} - \bar{I}_{PF}$$

Donde:

$\Delta \bar{I}$ es la señal de entrada de corriente del elemento durante la falla

\bar{I}_{PF} es la corriente de pre-falla.

Para Padilla W. (2016) el prenombrado método propone una mejora con respecto al método de reactancia simple, considerando que corrige los errores producidos por el flujo de carga de pre-falla, la resistencia de falla y la disposición asimétrica de la línea de transmisión. El método de Takagi esboza para el cálculo de la localización de falla, la siguiente ecuación:

$$x = \frac{\text{Im}(V_s \cdot \Delta I_s^*)}{\text{Im}(Z_L \cdot I_s \cdot \Delta I_s^*)}$$

Donde:

V_s es la tensión durante la falla

ΔI_s^* es la diferencia entre la corriente durante la falla y la corriente de pre-falla

I_s es la corriente durante la falla

Z_L es la impedancia de la línea de transmisión.

Para S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad (2014), citado por Padilla W. (2016), la anterior ecuación de Takagi supone que la red de transmisión es homogénea, lo que quiere decir; que el ángulo de las impedancias que equivale a cada extremo de la línea es igual al ángulo de la impedancia de línea, por lo tanto, el porcentaje de error será proporcional al grado de no homogeneidad del sistema bajo análisis.

Con base en lo anterior, se evidencia que la ventaja que posee el método Takagi frente al método de reactancia simple reside simplemente, en que Takagi elimina la corriente de carga del sistema.

2.2.3 Método de Eriksson

Este método propende por eliminar los errores causados por la resistencia de falla, la carga y la no homogeneidad del sistema, usando como dato de entrada la impedancia fuente, no obstante, sumado a ello, muestra una alternativa para el cálculo resistencia de falla. (S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad (2014), citado por Padilla W. (2016).

Reordena y simplifica las ecuaciones planteadas inicialmente:

$$Z_{aparente} = \frac{V_S}{I_S} = xZ_{L1} + R_F \left(\frac{1}{d_S n_S} \right)$$

$$d_S = \frac{\Delta I_G}{I_F} = \frac{Z_R + (1-x)Z_{L1}}{Z_R + Z_{L1} + Z_S} = |d_S| \angle \beta$$

Dando como resultado la siguiente ecuación cuadrática:

$$x^2 - k_1 x + k_2 - k_3 R_F = 0$$

Donde:

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{Z_{R1}}{Z_{L1}} + \frac{V_S}{Z_{L1} \cdot I_S}$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_S}{Z_{L1} \cdot I_S} \cdot \left(1 + \frac{Z_{R1}}{Z_{L1}} \right)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta I_s}{Z_{L1} \cdot I_s} \cdot \left(1 + \frac{Z_{R1} + Z_{S1}}{Z_{L1}} \right)$$

Al resolver la ecuación cuadrática:

$$x = \frac{\left(a - \frac{eb}{f} \right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{eb}{f} \right)^2 - 4 \left(c - \frac{ed}{f} \right)}}{2}$$

2.2.4 Método de Novosel

Por medio de este método, además de calcular la localización de falla, asimismo se puede establecer la resistencia de la falla, lo cual resulta importante, puesto que, a través de la resistencia de falla es posible identificar la causa de la falla (quema de vegetación, vegetación, descarga atmosférica, entre otras causas). Según lo manifestado por (S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad (2014), citado por Padilla W. (2016), el primer paso para la implementación de este método es el cálculo de la impedancia de carga, por medio de la siguiente expresión:

$$Z_{Load} = \frac{V_{s1_prefalla}}{I_{s1_prefalla}} - Z_{L1}$$

Y una vez obtenido el valor de la impedancia de carga, con los siguientes valores de a, b, c, d, e y f, de la ecuación cuadrática de Eriksson.

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{Z_{Load}}{Z_{L1}} + \frac{V_s}{Z_{L1} \cdot I_s}$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_s}{Z_{L1} \cdot I_s} \cdot \left(1 + \frac{Z_{Load}}{Z_{L1}} \right)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta I_s}{Z_{L1} \cdot I_s} \cdot \left(1 + \frac{Z_{Load} + Z_{S1}}{Z_{L1}} \right)$$

Teniendo en cuenta esta referenciación inicial, podemos indicar que se cuenta con diferentes métodos que permiten realizar la localización de fallas en sistemas de transmisión que seguramente se encuentran implementados en los diferentes tipos de protección instalados en los sistemas de protección y que en el caso particular de Enel – Codensa, corresponden a algoritmos de una sola fuente o extremo.

Continuamos con otros métodos, los cuales requieren de la información de los dos extremos de la línea de transmisión, que entendemos son los equipos de protecciones que han evolucionado y que tienen un canal de comunicaciones exclusivo para poder compartir las señales medidas desde el extremo remoto, para considerar en sus cálculos de localización de fallas.

2.2.5 Método de localización de dos extremos sincronizados

A través de este método, también se calculan la impedancia, se pueden clasificar en sincronizados y no sincronizados, pero ambos se basan en el mismo principio matemático que se muestra a continuación:

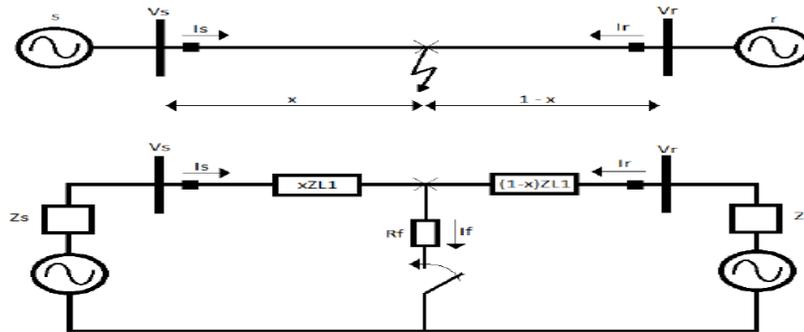


Figura 4. Equivalente de una línea de transmisión. Tomada de la tesis de magister denominada Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión, elaborado por William Elías Padilla Almeida, 2016.

Se obtienen 2 ecuaciones a partir de las dos mallas que se presentan a lado y lado de la falla.

$$V_S = xZ_{L1}I_S + V_F$$

$$V_R = (1 - x)Z_{L1}I_R + V_F$$

Donde V_F es la tensión en el punto donde se presenta la falla. Al tener dos ecuaciones con dos incógnitas V_F y x , reemplazamos V_F y se obtiene la siguiente ecuación:

$$x = \frac{V_S - V_R + Z_{L1}I_R}{Z_{L1}(I_S + I_R)}$$

Con la anterior ecuación se puede determinar el valor de la localización (x) de una falla en una línea de transmisión, debido a que todos los valores de la ecuación son

conocidos, sin embargo, para poder llegar a un resultado veraz, los valores de corrientes y tensiones de ambos extremos deben estar sincronizados. (Padilla W, 2016)

No obstante, para realizar el cálculo es viable utilizar las componentes simétricas (secuencia cero, positiva y negativa) y dependiendo de la componente que se utilice se tendrán unos u otros beneficios.

Al utilizar los valores, que corresponden a las tensiones y corrientes de secuencia positiva no se necesita conocer de ante mano el tipo de falla que se presentó para poder realizar el cálculo, a diferencia de los métodos de un extremo explicados con anterioridad, sin embargo, dado que la red de secuencia negativa es la que más ventajas ofrece debido a que no se tiene que lidiar con problemas de carga del circuito, acoples mutuos, entre otros inconvenientes, este es el más recomendado para efectuar el cálculo de localización, con el percance que la red de secuencia negativa se encuentra en todas las fallas menos en la falla trifásica, por ende, resulta necesario que para este tipo de falla se usen exclusivamente valores de corriente y tensión de secuencia positiva. (S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad (2014), citado por Padilla W. (2016)

Dado lo planteado anteriormente, dentro de este trabajo se aplicará este procedimiento utilizando los valores de secuencia negativa para calcular la localización de fallas monofásicas y bifásicas aisladas y a tierra y valores de secuencia positiva para calcular la localización de fallas trifásicas.

Aunado a lo anterior, se puede precisar que es muy sencillo realizar el cálculo respecto a la localización a través de los registros sincronizados, teniendo en cuenta que

generalmente en las subestaciones se cuenta con GPS, los cuales cuentan con una misma referencia y por lo tanto registradores de fallas como relés de protección se encuentran sincronizados a este, pero la realidad es un poco distinta.

Ahora bien, en lo concerniente a la realización del análisis de fallas, teniendo GPS en las subestaciones, los registros oscilográficos ocasionados por relés de protección habitualmente no están sincronizados con el nivel de precisión necesario para poder realizar el cálculo de la Métodos de localización de fallas.

2.2.6 Método de dos extremos desincronizados

Según lo esbozado por M. M. Saha, J. Izykowski, y E. Rosolowski (2010), citado por Padilla (2016), al contrario del método analizado anteriormente, se expresa un método de localización que elimina la necesidad de sincronizar los registros de fallas, el cual encuentra fundamento en la siguiente figura.

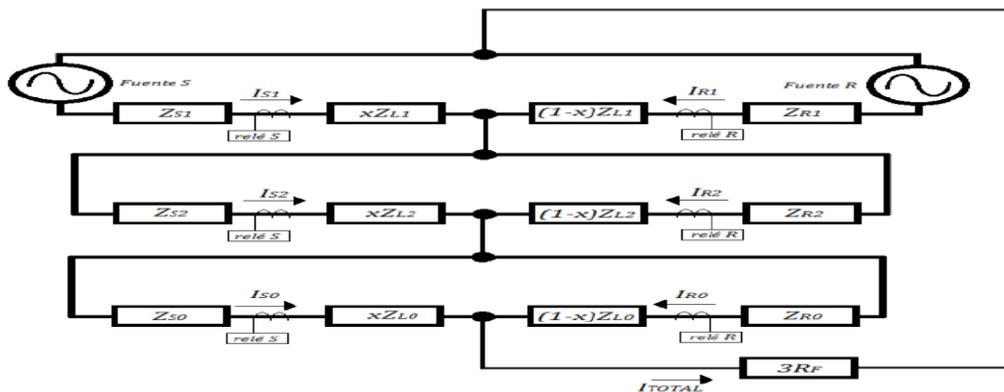


Figura 5. Equivalente en redes de secuencia de una falla monofásica. Tomada de la tesis de magister denominada Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión, elaborado por William Elías Padilla Almeida, 2016.

Teniendo una ecuación queda de la forma $ax^2+bx+c=0$, puede ser resuelta por medio de la solución de la ecuación cuadrática

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

De la solución se toma el resultado que está entre 0 y 1.

Los resultados derivados a través de la aplicación de este método, suelen tener errores muy bajos y tampoco es necesario establecer el tipo de falla para poder realizar el cálculo de la localización, sin embargo, por la utilización de la secuencia negativa, el presente método no es rentable para fallas trifásicas, por ende, en cuanto a las fallas trifásicas, es posible realizar el mismo método, pero con la red de secuencia positiva. Así mismo, otra de las desventajas que suele presentar este método, radica en que para poder realizar el cálculo de la localización de la falla, los fasores de corriente y tensión deben ser tomados en el estado estable de la falla y en el evento de que la resistencia de la falla sea variable en el tiempo, se hace indispensable sincronizar los registros, puesto que de lo contrario los valores de tensión y corriente medidos en ambos extremos tendrán magnitudes y ángulos diferentes, a su vez la formulación matemática está fundamentada en la tensión en el punto de la falla en un instante de tiempo específico, por lo tanto es necesario que los datos sean sincronizados, trabajo que está adelantando Enel-Codensa para lograr la precisión requerida. (IEE 2015 citado por Padilla W, 2016)

Existen variedades de investigaciones y estudios afines con este tema, las cuales han llegado a la conclusión que los porcentajes de error de los métodos de un extremo

tienden a aumentar, ya que al tener sistemas enmallados, se presenta el efecto reactancia y trata de calcular una impedancia con la información de un solo extremo, es por ello que antes de buscar el mejor método de localización, lo que debe hacerse es precisar y determinar cuál método es el que mejor se adapta a las características propias del sistema de potencia sobre el cual se trabaja.

No obstante, precisar un sistema de potencia se convierte en un tema complejo y se encuentra limitado por las diferentes variables eléctricas que deben tenerse en cuenta, así mismo, no hay que olvidar que es el sistema que está evolucionando permanentemente con los proyectos de expansión, por ende es muy dinámico, también hay que considerar las cargas no lineales en la demanda, además de las fuentes de energía no convencionales, por tanto, no se recomienda seguir considerando esta opción, para plantear en las especificaciones técnicas de los dispositivos de protección.

De todo lo precisado, las investigaciones y estudios han evidenciado que los mejores resultados han emanado de métodos que usan información de los dos extremos de la línea, sin embargo, su desventaja radica en la sincronización de la que dependen, inclusive los métodos desincronizados igualmente requieren de sincronización cuando existen variaciones en el tiempo de la resistencia de falla.

2.3 DISEÑO METODOLÓGICO.

Con el propósito de enfatizar en el problema identificado en el presente plan de mejoramiento, se llevará a cabo mediante la realización de un estudio de tipo exploratorio, donde se profundizará en el tema de estudio y en el estado del arte del

cálculo de localización de falla los dispositivos de protección instalados en el sistema de transmisión y subtransmisión de distintos fabricantes, con la información obtenida del estudio exploratorio, se generará una investigación descriptiva, que permitirá organizar la información base para elaborar una investigación explicativa que permita identificar un método para la elaboración del cálculo de la localización de fallas que brinde un resultado exacto de la ubicación donde se presentó la falla.

Ahora bien, vemos la importancia de la investigación cualitativa como lo menciona Sampieri, Fernández y Baptista (2014) al manifestar que “la investigación cualitativa proporciona profundidad a los datos, dispersión, riqueza interpretativa, contextualización del ambiente o entorno, detalles y experiencias únicas. Asimismo, aporta un punto de vista “fresco, natural y holístico” de los fenómenos, así como flexibilidad”, a su vez “estas actividades sirven, primero, para descubrir cuáles son las preguntas de investigación más importantes; y después, para perfeccionarlas y responderlas” Por lo cual este estudio se enmarca en dicho método, y así dar respuesta a las necesidades de Enel – Codensa.

2.3.1 Población y muestra.

El plan de mejoramiento va dirigido para el sistema de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa S.A ESP, cuya zona de influencia corresponde a Bogotá, Capital de Colombia y todo el Departamento de Cundinamarca, es decir, una cobertura en número de clientes correspondiente al 25% de la demanda del país. (Enel Codensa, pagina web, s.f)

Enel - Codensa S.A ESP opera en 97 municipios del departamento de Cundinamarca, 8 municipios del departamento de Boyacá y un municipio del departamento del Tolima. Cuenta con más de 120 subestaciones y más de 45.000Km de redes de media y baja tensión con una participación del más del 22% del mercado nacional atiende a 3,3 millones de clientes.

La intención es extender la solución a todas las empresas del grupo de Enel en el mundo, a continuación, se expone el posicionamiento de la empresa en el mundo:

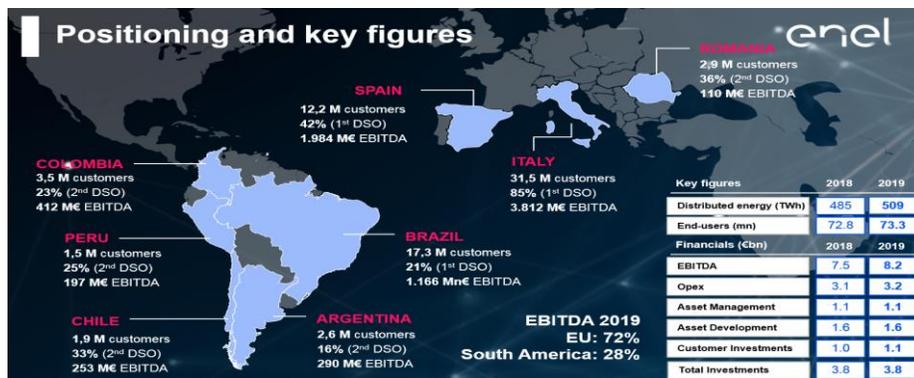


Figura 6. Posicionamiento de Enel en el mundo.

2.3.2 Alcance.

Desarrollar un diagnóstico de la precisión actual de la función de localización de falla en los equipos instalados en la infraestructura de Enel-Codensa, luego determinar la mejor opción técnica para determinar los mejores equipos a futuro y por último diseñar el respectivo plan de mejoramiento con una herramienta que permita tener una mejor aproximación de este cálculo y así ser más eficientes y eficaces con los dispositivos

actuales para optimizar la infraestructura actual en impactar en la reducción de tiempo del ciclo: Identificación de falla-reparación y normalización del servicio.

2.3.3 Instrumentos.

Teniendo en cuenta la importancia del soporte para la investigación se toma como instrumento las estadísticas e indicadores de calidad relacionadas con la efectividad en la respuesta selectiva de las protecciones y el porcentaje de exactitud calculado con las fallas ocurridas en 2019.

Desde finales del año 2018, se ha establecido un indicador de efectividad en la respuesta selectiva de las protecciones en líneas de trasmisión de ENEL- CODENSA, que acorde con nuestras estadísticas alcanza una efectividad actual del 96%, superando la meta objetiva que es del 90%, tal como se demuestra en la siguiente figura:

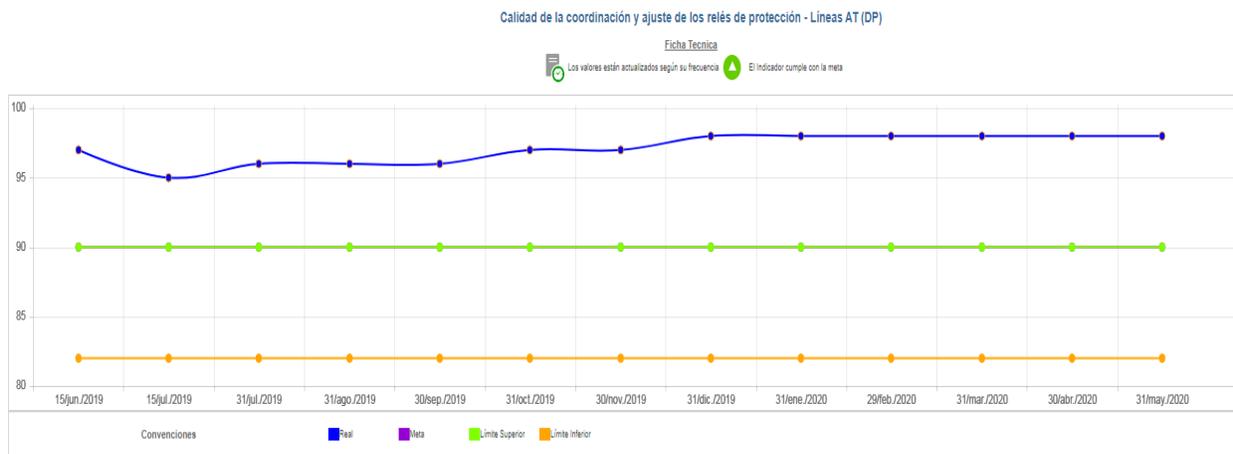


Figura 7. Efectividad de la respuesta de las protecciones en líneas de transmisión. tomada de la Información suministrada por Enel Codensa S.A E.S.P.

Considerando que el indicador de la “calidad de la coordinación y ajuste de los relés de protección en Línea AT” se encuentra cumpliendo, superando la meta y por lo tanto controlado, es necesario buscar nuevos atributos a evaluar, de acuerdo a lo exigido en un sistema de calidad.

Considerando que el indicador de la “calidad de la coordinación y ajuste de los relés de protección en Línea AT” se encuentra cumpliendo, superando la meta y por lo tanto controlado, es necesario buscar nuevos atributos a evaluar, de acuerdo a lo exigido en un sistema de calidad. En la siguiente tabla se exponen los resultados generados, teniendo en cuenta los indicadores prenombrados, acorde con la mitad del año pasado y al principio de este año.

Tabla 2. Resumen de resultados

Resumen

Valores	Valor	Fecha
Inicial	97	15/jun./2019
Final	98	31/may./2020
Máximo	98	31/may./2020
Mínimo	95	15/jul./2019
Variación del período	1,03%	15/jun./2019 - 31/may./2020
Fórmula	$\text{Efectividad} = [1 - (\text{Error ajuste o coordinación} / \text{Numero total de eventos de salida de líneas AT})] * 100$ $\text{Efectividad}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \text{Efectividad}_j$	

Nota: Recuperado de la información suministrada por Enel Codensa S.A E.S.P.

Siempre deseosos por la mejora continua se ha planteado llevar un nuevo indicador relacionado con la precisión de la localización de falla.

2.3.4 Procedimientos.

Conocer el resultado de las estadísticas e indicadores, nos ha mostrado señales claves frente a la promesa de valor esperada de los localizadores de fallas que vienen incluidos en los dispositivos de protección instalados en la infraestructura de Enel-Codensa, permitiendo enfocar nuestros esfuerzos en lograr mejorar la precisión para el sistema de transmisión y subtransmisión.

A continuación, se describen los pasos a seguir para el cumplimiento de dichos objetivos, y por ende, solucionar el problema planteado:

- En el mercado se encuentra disponible nueva tecnología que puede lograr una mayor precisión en el cálculo de la localización de falla, por tanto, es necesario evaluar y valorar la inversión que se requiere para modernizar todo el sistema de protecciones de la infraestructura relacionada con transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa.
- Partiendo del estudio realizado en el marco de referencia y del estado del arte relacionado con localizadores de fallas, el resultado de la investigación puede sugerirnos seleccionar los que ofrezcan al final los mejores resultados.

CAPITULO III

3 RESULTADOS

3.1 Diagnóstico y análisis

Para aquellas organizaciones que se encuentran certificadas en sistemas de calidad, su gestión siempre debe buscar o propender por la mejora continua y cualquier proyecto e iniciativa debe conectar con los objetivos estratégicos. Considerando el entorno cambiante de los mercados, se deben estar revisando los proyectos y su alineación con la estrategia de la compañía, en cada periodo de tiempo definido.

Es importante realizar un diagnóstico de los sistemas de protecciones que permita establecer el estado actual del mismo y así poder determinar cuál será la estrategia a seguir para prestar un servicio que esté alineado con la confiabilidad requerida.

La presentación del siguiente documento es con el objetivo que sirva de apoyo para Enel-Codensa y basado en el mismo, se pueda tomar una decisión para mejorar el cálculo de la localización de fallas en los sistemas de protección, teniendo en cuenta la Misión, Visión y Objetivos estratégicos.

Para desarrollar el diagnóstico, se siguió la siguiente estructura:

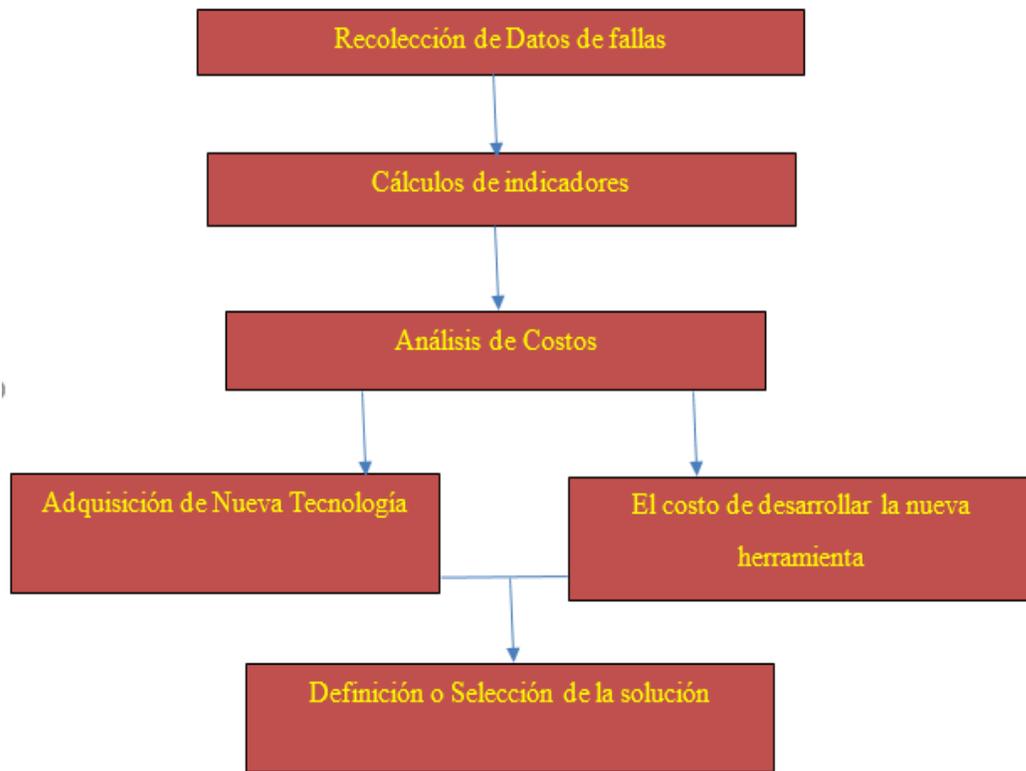


Figura 8. Diagrama de diagnóstico en Enel Codensa S.A E.S. P, elaborado por los autores, 2020.

En el proceso de diagnóstico inicia con la recolección de datos de fallas, lo cual forma parte de la preparación de datos, posterior a esto se realizará el cálculo del indicador de precisión, para su análisis inicial, para el análisis principal se tendrá en cuenta el análisis de costos de modernizar todo el sistema de protecciones y los costos asociados a desarrollar una herramienta de que realice el cálculo paralelamente; como resultado de esto se entregaran los resultados, como costos y definiciones de la opción seleccionada.

La información de fallas se recolectó desde finales del año 2019, correspondiendo a los meses de octubre y septiembre y principios del presente año en los meses de febrero,

abril y mayo, de dichos datos recolectados se ha podido localizar la falla por el personal de mantenimiento de líneas AT, la cual se almacenó y se organizó, como se presenta a continuación los datos obtenidos:

Tabla 3. Fallas presentadas las líneas de Enel Codensa S.A E.S.P.

INFORMACION GENERAL					TIPO DE FALLAS		LOCALIZACION (KMS)		CALCULO DE ERRORES	FALLA
Fecha- Hora de inicio	Mes del evento	Línea	Nivel de tensión	Subestación (extremo)	Tipo de fallas	fases	RELÉ	REAL	REAL VS RELÉ	NUMERO DE FALLA
18/09/2019 15:58	SEPTIEMBRE	BACATA CODENSA- EL SOL 1	115 KV	BACATA (CODENSA)	Monofásica	C-G	16.88	14.28	18.21%	1
18/09/2019 15:58	SEPTIEMBRE	BACATA CODENSA- EL SOL 1	115 KV	-EL SOL 1	Monofásica	C-G	21.35	22	2.95%	
23/10/2019 15:12	OCTUBRE	NORESTE- TIBABUYES 1	115KV	NORESTE	Bifásica	B-C	13.1	12.45	-5.22%	2
23/10/2019 15:f	OCTUBRE	NORESTE- TIBABUYES 1	115KV	-TIBABUYES 1	Bifásica	B-C	0.714	0.75	4.80%	
26/10/2019 07:00	OCTUBRE	BALSILLAS- COLEGIO 1	115KV	BALSILLAS	Monofásica	A-G	10.82	5.99	-80.63%	3
26/10/2019 07:00	OCTUBRE	BALSILLAS- COLEGIO 1	115KV	COLEGIO 1	Monofásica	A-G	19.01	18.3	-3.88%	
26/10/2019 07:17	OCTUBRE	LAGUNETA- NUEVA ESPERANZA 1	115KV	LAGUNETA	Bifásica	A-B	7.1	6.54	-8.56%	4
26/10/2019 07:17	OCTUBRE	LAGUNETA- NUEVA ESPERANZA 1	115KV	NUEVA ESPERANZA 1	Bifásica	A-B	2.6	1.89	-37.57%	

31/10/2019 10:49	OCTUBRE	BOSA- NUEVA ESPERANZA 1	115KV	BOSA	Monofásica	C-G	6	4.71	-27.39%	5
31/10/2019 10:49	OCTUBRE	BOSA- NUEVA ESPERANZA 1	115KV	NUEVA ESPERANZA 1	Monofásica	C-G	2.6	13	80.00%	
21/02/2020 10:34	Febrero	MUZU- SAN CARLOS (BOGOTA) 1	115 KV	MUZU	Monofásica	A-G	0.42	0.5	16.00%	6
21/02/2020 10:34	Febrero	MUZU- SAN CARLOS (BOGOTA) 1	115 KV	SAN CARLOS (BOGOTA)	Monofásica	A-G	2.7	2.23	-21.08%	
07/04/2020 00:44	Abril	CIRCO- USME 1	115KV	CIRCO	Monofásica	A-G	4.87	5.02	2.99%	7
07/04/2020 00:44	Abril	CIRCO- USME 1	115KV	USME 1	Monofásica	A-G	9.1	7.21	-26.21%	
09/05/2020 07:57	Mayo	CALLE 67- CIRCO 1	115KV	CALLE 67	Bifásica	B-C	6.6	5.1	-29.41%	8
09/05/2020 07:57	Mayo	CALLE 67- CIRCO 1	115KV	CIRCO 1	Bifásica	B-C	4.5	5.6	19.64%	
23/05/2020 12:06	Mayo	COMPATIR- NUEVA ESPERANZA	115KV	COMPARTIR	Bifásica	A-C	4.8	5.1	5.88%	9
23/05/2020 12:06	Mayo	COMPATIR- NUEVA ESPERANZA	115KV	NUEVA ESPERANZA	Bifásica	A-C	5.7	5.6	-1.79%	

Nota: Recuperado de la información suministrada por Enel Codensa S.A E.S.P.

En la anterior tabla se relacionaron todas las fallas registradas en las líneas de Enel Codensa, a finales del año 2019 y comienzo de la presente anualidad, en ellas se indica la hora y la fecha de concurrencia, línea donde se presentó el evento, nivel de voltaje, tipo de falla localización de la falla calculada por el relé, la localización real ubicada por el personal de líneas y el respectivo error calculado con respecto al real.

3.1.1 Análisis de la información.

Con la estadística anterior se pudieron observar los errores del cálculo de la localización de falla en los dispositivos de protecciones instalados en la infraestructura, encontrándose errores hasta del 80%, en el peor de los casos. Lo anterior quiere decir que es casi revisar y recorrer el 100% de la longitud de la línea, para poder ubicar la falla.

A continuación, queremos presentar el monto de inversión requerido para efectuar la modernización de protecciones tomando como referencia el costo de un dispositivo de protección moderno que ejecute una mayor precisión en el cálculo de la localización de falla:

SEL-T400L

Protección de línea de dominio del tiempo



Utilice la protección de línea de dominio de tiempo SEL-T400L para la protección ultrarrápida de las líneas de transmisión. Gracias a las tecnologías de vanguardia de dominio del tiempo, el SEL - T400L dispara de manera segura en tan solo 1 milisegundo, registra eventos con una frecuencia de muestreo a 1 MHz y detecta fallas hasta la torre más cercana. Al agregar el SEL-T400L al sistema de protección de su línea, puede reducir considerablemente el tiempo de eliminación de fallas y obtener los numerosos beneficios asociados con la velocidad.

[¡Ahora con reproducción de eventos!](#)

[Vea reportes de eventos del SEL-T400L en el mundo real](#)

Precios desde

USD 12,000

Figura 9. Protección de línea de referencia con localizador de fallas de alta precisión. Tomada de la página web de schweitzer engineering laboratorios.

Considerando que se deben modernizar alrededor de 100 líneas de transmisión y subtransmisión,

Tabla 4. Costo de modernizar localizadores de fallas en 100 líneas de transmisión.

Numero de líneas	Total dispositivos a modernizar	Valor Unitario US \$	SubTotal US\$	IVA US\$	Total US\$
100	200	\$ 12,000.00	\$ 2,400,000.00	\$ 456,000.00	\$ 2,856,000.00

Nota: tabla elaborada por los autores, 2020.

El valor el peso tomando como referencia la TRM de 3.800, 00: Col \$ 10,852,800,000.00

En la siguiente tabla, se discriminan los valores que corresponde al costo de Mano de Obra por la ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, determinando las cifras correspondientes a las actividades pretendidas en los relés.

Tabla 5. Costo de la mano de obra, montaje, pruebas y puesta en servicio

GOM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	V. UNIT.	V. TOTAL	OBSERVACIONES
DESMONTAJE DE RELES						
HOM94	Desmontaje de relés de protección	C/U	200	\$ 956,668	\$ 191,333,535	
NOM161	Montaje y alambrado de relé multifunción	C/U	200	\$ 3,437,357	\$ 687,471,378	
NOM170	Pruebas (PES) relé distancia	C/U	200	\$ 868,592	\$ 173,718,433	
NOM171	Pruebas (PES) relé sobre corriente	C/U	200	\$ 912,662	\$ 182,532,325	
MTO39	Actualización de Planos de Control y Protecciones en Modulo de Línea o transformación entre 11,4 kV y 500kV	Módulo	200	\$ 2,793,465	\$ 558,693,050	levantamiento e ingeniería para el reemplazo de rele
MTO71	Pruebas de Control Modulo	Global	200	\$ 344,309	\$ 68,861,748	
OBR21	Adecuación de un módulo en tablero de control existente	Módulo	200	\$ 3,255,454	\$ 651,090,848	
SUBTOTAL					\$ 2,513,701,315	
SUBTOTAL					\$ 2,513,701,315	
NOTA:				Con IVA	\$ 2,991,304,565	
- El IVA se cobrará adicional y vigente a la fecha de factura.						

Nota: Tabla elaborada por los autores, 2020.

Así las cosas, modernizar las protecciones a partir de localizadores de fallas de última tecnología y para toda la infraestructura de transmisión existente en nuestro sistema de alta tensión, requiere de una inversión en equipos y mano de obra, estimado en \$ 13,844,104,564.85 Millones de pesos aproximadamente (alrededor de 3,643 millones de Dólares– 1US\$ = 3800 pesos) y un tiempo de ejecución de 5 años.

Otra posible solución de localización de fallas precisas con una herramienta de cálculo en el mercado se pudo establecer como referencia que la firma norteamericana SEL, ofrece un producto llamado TEAM ofrece una solución, pero es exclusiva para los equipos de protección de su manufactura. Por tal razón, está limitada su solución al universo de equipos de su gama de productos.

Este Software tiene un costo indicado en la página de internet www.selinc.com; de un valor US \$ 3,050,00 una licencia para conectar 25 dispositivos.

Considerando que el alcance es para 100 líneas de transmisión para Enel-Codensa, es decir; para el total de dispositivos de protección principal y respaldo, son un total de 200 equipos de protección, el costo total sería de US \$48,800, 00, (considerando una TRM Col \$ 3,800,00 por US\$1, el costo total con IVA Col \$ 220,673,600.00) pero no todos los dispositivos de protección son de marca SEL, por tanto su aplicación es limitada.

En nuestro caso de estudio existe un universo diverso de fabricantes de dispositivos de protección, cada fabricante tiene su solución particular, para su producto. Lo que resulta complejo el manejo de muchas herramientas.

El desarrollo de una herramienta de cálculo, con personal propio especialista se presenta como una opción válida a considerar. Para este caso no es necesaria la utilización de insumos para lograr los resultados esperados, únicamente se requiere de dedicación de tiempo de recurso humano como de profesionales especialistas en protecciones eléctricas y en líneas de transmisión.

A continuación, relacionamos los costos estimados, relacionados con la disposición de tiempo requerido de los especialistas eléctricos, donde se contempla una dedicación de 2 días por semana durante un periodo de ocho (8) meses:

Tabla 6. Costo del Desarrollo de la herramienta

CALCULO DE MANO DE OBRA CON CARGA LABORAL Y FACTOR PRESTACIONAL							
AUX TRANSP		\$ 102.854,00	\$980.657,00	CON CARGA PRESTACIONAL CONTRACTUAL			
MINIMO		\$ 877.803,00		Sueldo	Factor Prestacional	MES CON CARGA PRESTACIONAL	DIA CON CARGA PRESTACIONAL
	CUADRILLAS	\$ HORA	\$ DIA				
1	INGENIERO ELECTRICISTA DE PROTECCIONES	\$ 68.425,00	\$ 547.400,00	\$ 10.200.000,00	61%	\$ 16.422.000,00	\$ 547.400,00
2	INGENIERO ELECTRICISTA DE LÍNEAS	\$ 65.741,67	\$ 525.933,33	\$ 9.800.000,00	61%	\$ 15.778.000,00	\$ 525.933,33
	ESPECIALISTAS ELÉCTRICOS	\$ 134.166,67	\$ 1.073.333,33	MANO DE OBRA POR MES		\$ 32.200.000,00	

DESCRIPCIÓN	# MESES	# HORAS AL MES	ESPECIALISTA X HORA	VALOR TOTAL
HORA ESPECIALISTAS	8	64	\$ 134.166,67	\$ 68.693.333,33
TOTAL MANO DE OBRA				\$ 68.693.333,33

Nota: Tabla elaborada por los autores, 2020.

De los datos suministrados por la tabla, la cual se elaboró bajo las premisas de aplicar actividades ejecutadas por profesionales especialistas en protecciones eléctricas y en líneas de transmisión, se evidencia que el valor de la mano de obra diseñada para el término de los 8 meses corresponde a un total de \$ 68.693.333,33, teniendo en cuenta que se fortalece la adopción de actividades del recurso humano adoptadas por ingenieros proteccionistas, de líneas y especialistas eléctricos, sin ser necesario el uso de insumos para alcanzar los resultados esperados.

Ahora bien, a continuación, se relacionará la tabla que consta de los valores que comprenden el costo total de la implementación y desarrollo de la herramienta propuesta, teniendo en cuenta los datos suministrados en la tabla anterior que solo correspondían al recurso humano del personal especialista requerido.

Tabla 7. Costo total desarrollo de la herramienta

RUBROS		Fuentes de Financiamiento	
		Enel - Codensa S.A ESP	Total
1.	Honorarios Personal	\$ 68.693.333,33	\$ 68.693.333,33
1.1.	Profesionales especialistas	\$ 68.693.333,33	-
2.	Equipos de cómputo	\$ 5.540.000,00	\$ 5.540.000,00
2.1.	Computador	\$ 4.700.000,00	-
2.2.	Internet	\$ 280.000,00	-
2.3.	Impresora	\$ 560.000,00	-
3.	Materiales	\$ 64.000,00	\$ 64.000,00
3.1.	Hojas para impresión	\$ 64.000,00	-
4.	Salidas de campo	\$ 307.200,00	\$ 307.200,00

4.1.	Transporte	\$ 307.200,00	-
5.	Viajes corroborar localización falla	\$ 3.320.000,00	\$ 3.320.000,00
5.1.	Viáticos (Alimentación + hidratación)	\$ 1.120.000,00	-
5.2.	Transporte (combustible, peajes, etc)	\$ 2.200.000,00	-
6.	Material bibliográfico	\$ 243.700,00	\$ 243.700,00
6.1.	Libros	\$ 197.300,00	-
6.2.	Revistas	\$ 46.400,00	-
7.	Software	\$ 198.000,00	\$ 198.000,00
7.1.	Paquete de office	\$ 198.000,00	-
8.	Publicaciones	\$ 336.000,00	\$ 336.000,00
8.1.	Publicaciones de la investigación	\$ 336.000,00	-
9.	Administración	\$ 3.767.578,33	\$ 3.767.578,33
10.	Imprevistos	\$ 2.260.547,00	\$ 2.260.547,00
TOTAL		\$ 84.730.358,67	\$ 84.730.358,67

Nota: Tabla elaborada por los autores, 2020.

De la anterior tabla se evidencia que el costo total de la proyección de las actividades pretendidas, incluyendo los insumos requeridos por los especialistas, así como los gastos de administración y eventos imprevistos se tiene que el costo total equivale a la suma de \$84.730.358,67.

3.2 Identificación de acciones y alternativas.

Para realizar la identificación de acciones y alternativas, se definieron las funcionalidades que debe considerar el cálculo preciso de localización de fallas en las líneas de transmisión para asegurar la precisión requerida en un sistema de protecciones con tecnología de última

generación; primero se presentará los requisitos técnicos generales y a continuación se presentará la descripción y cantidad de lo requerido por cada servicio:

- a. Descargar registros de perturbaciones de una variedad de dispositivos de protección (varios proveedores y modelos).
- b. Procesar y publicar estos registros de perturbaciones para un uso fácil e inmediato.
- c. Sincronizar los registros por hora del evento.
- d. Recrear la secuencia completa de eventos que condujeron a la falla, con un registro cronológico detallado.
- e. Procesamiento del cálculo de una localización de fallas rápida y confiable y envíe el resultado a los operadores casi en tiempo real.
- f. Ayudar al análisis post falla proporcionando varios detalles sobre el evento.

3.3 Presentación del problema a resolver.

Una vez realizado el análisis de la información resultante del diagnóstico, a continuación, se presentan los problemas evidenciados:

- Mejorar la precisión en el cálculo de la localización de fallas con los dispositivos de protección actuales, teniendo como referencia que en el peor de los casos obtenidos fue del 80%.

- Se requiere de un elevado monto de inversión necesario para que la empresa reemplace los dispositivos de protecciones actuales, para poder lograr la precisión deseada.
- Diversidad de fabricantes y tecnologías, lo que genera dificultades en el área técnica, para poder plantear una solución que considere el universo diverso de dispositivos de protecciones.

Por consiguiente y una vez identificado el problema, el presente trabajo presenta como alternativa de solución, un plan de mejoramiento para la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa S.A ESP.

De acuerdo con lo anterior el plan de mejoramiento debe incluir lo planteado en el numeral 3.2, independientemente de la modernización o desarrollo de la herramienta.

3.3.1 Percepción de la comunidad implicada frente a la solución.

El área de mantenimiento de Líneas AT, Centro de Control y el Departamento de Protecciones son todos los usuarios que tienen interacción directa o indirectamente con el sistema de gestión de protecciones, sin embargo, para definir la percepción de la comunidad, es necesario realizar la siguiente división entre los tipos de usuarios:

- Usuarios Finales. Son todos aquellos clientes internos y externos (contratista o colaboradores) que disfrutan de los servicios que va a ofrecer el plan de mejora, entre los cuales se encuentran, funcionarios de Enel-Codensa de todos los niveles.

Estos usuarios tienen una gran expectativa, teniendo en cuenta la promesa de valor relacionadas con mejoras en el cálculo de la localización de fallas.

Es importante la socialización de la solución, para que estén enterados de las mejoras que se esperan y así no generar falsas expectativas.

- Usuarios Técnicos. Son todos aquellos conocedores del plan, encargados de brindar soporte al Sistema de Gestión de protecciones y realizar los cambios o actualización de tecnología e infraestructura cuando sea requerida.

CAPITULO IV

4 PROPUESTA DEL PROYECTO O ESTRATEGIA PARA EL MEJORAMIENTO.

4.1 Reseña histórica de la organización.

La historia de la Empresa de Energía de Bogotá, EEB, está directamente relacionada con la historia de la ciudad, es decir, el progreso de la ciudad ha sido paralelo al desarrollo de EEB. La empresa de energía de Bogotá “EEB”, fue fundada en 1896 por los hermanos Samper Brush, la cual se caracterizó por ser pionera en Colombia en la generación de energía eléctrica, debido a que inició con la iluminación de las calles más concurridas de Bogotá.

Cabe destacar, que, en la primera mitad del siglo XX, la Empresa en mención experimentó varias transformaciones jurídicas, sin embargo, mantuvo siempre su evolución técnica, convirtiéndose en la única proveedora del servicio de energía en la capital del país.

En el momento en que la ciudad consiguió la totalidad de sus acciones, en 1959, la Empresa había desarrollado un gran plan de expansión que le permitió, en sus primeros 63 años, tener seis unidades hidráulicas y concluir la represa de El Muña, en ese momento su principal fuente de generación. (Grupo energía Bogotá, s.f)

Hasta 1997, la EEB era una empresa integrada verticalmente, cuyo objetivo era generar, transportar y distribuir energía en la ciudad de Bogotá y en la zona rural de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Meta, con más de 96 municipios. Ese año tenía una capacidad de generación de 2.515 MW, equivalente a 23% de la capacidad total, siendo la mayor empresa generadora del país, con ocho centrales hidroeléctricas y una central termoeléctrica. De las ocho

hidroeléctricas, siete son filo de agua, y la otra es el segundo mayor embalse del país (El Guavio). La capacidad hidráulica instalada estaba compuesta por la Cadena antigua (548,8 Mw), que incluye las centrales de Canoas (50 Mw), Laguneta (72 Mw), Salto I (56,8 Mw), Salto II (70 Mw) y Colegio (300 Mw); la Cadena Nueva (580,5 Mw), compuesta por las centrales de La Guaca (310,5 Mw), Paraíso (270 Mw); y la Central del Guavio (1.150 Mw). Las dos cadenas son alimentadas por el río Bogotá, aguas abajo de la ciudad, lo que les permite contar con un caudal bastante estable. La capacidad térmica estaba dada por la central térmica Martín del Corral (Termozipa, 235,5 Mw) que contaba con cuatro unidades. Las dos cadenas utilizan agua del sistema agregado de embalses que conforman los embalses de El Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y El Muña. En transmisión, la EEB tenía en 1997 un total de 692 km de líneas de 230 Kv (aproximadamente 8% del total nacional). En distribución cubría un área de 14.087 km², de los cuales 1.587 km² corresponden a zonas urbanas; y tenía un total de 1'536.036 suscriptores, equivalentes a 21,7% del total nacional. Además, brindaba el servicio de comercialización de energía a un grupo de grandes clientes en diferentes partes del país, conectados a redes de distribución de otras empresas. (Grupo energía Bogotá, s.f)

Una vez concluida la capitalización en octubre de 1997, la EEB experimentó un cambio radical en su misión y en sus objetivos, como organización y como negocio. En efecto, la reorganización de su estructura corporativa y su capitalización por parte de agentes privados condujeron a que el negocio operativo se concentrara en la transmisión de energía eléctrica. Por otra parte, los servicios de generación, distribución y comercialización quedaron en manos de Emgesa y Codensa, las nuevas empresas.

La colombiana Codensa S.A. ESP se dedica a la distribución y comercialización de energía eléctrica. Es propiedad del grupo italiano Enel a través de holding chileno Enersis S.A. (21,7%) y tiene una cartera de 3,2 millones de clientes. Sus operaciones abarcan 116 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Meta y Tolima. (bnaamericas, 2019)

4.2 Ficha de presentación de la organización

Los accionistas son Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (51,5%) y las chilenas Enersis S.A. (39,1%) y Chilectra S.A. (9,35%). En el año 2016, Codensa se fusionó por absorción con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP (DECSA), uno de los vehículos de inversión de Codensa y EEB, y Empresa de Energía de Cundinamarca SA ESP (CEE), filial de DECSA, que sumó 280.000 usuarios a la cartera de clientes de la empresa. Codensa fue fundada en 1997 después de un proceso de capitalización de Empresa de Energía de Bogotá y tiene su sede en Bogotá.

4.2.1 Plataforma estratégica de la organización.



Figura 10. Prioridades Estratégicas por La línea de Negocio, tomada del plan de infraestructura y redes de Codensa 2020-2024, información suministrada por la empresa.



Figura 11. Prioridades en Infraestructura y Redes. Tomada de la información suministrada por la empresa Enel Codensa SA. E.S.P.

4.2.2 Misión

Superar las expectativas de nuestros clientes, desarrollar y dar reconocimiento a los trabajadores y brindar rentabilidad a los accionistas. Así las cosas, dentro de los proyectos del Grupo Enel se encuentran:

4.2.2.1 Open Power desea abrir el acceso a la energía

Se trata de un proyecto ambicioso en el que trabajamos con el entusiasmo de quien desea cambiar el mundo. En concreto, nuestra misión es la siguiente:

4.2.2.2 Abrir el acceso a la energía a un mayor número de personas

Ampliamos nuestras dimensiones para alcanzar y conectar un mayor número de personas a una energía segura y sostenible, especialmente en Sudamérica y África.

4.2.2.3 Abrir el mundo de la energía a nuevas tecnologías

Dirigimos el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías para generar y distribuir la energía de forma más sostenible, sobre todo a través de fuentes renovables y de redes inteligentes.

4.2.2.4 Abrir a nuevos métodos de gestionar la energía para las personas

Desarrollamos nuevos métodos que se ajustan a las necesidades efectivas de las personas, para ayudarlas a utilizar y gestionar la energía de manera más eficiente, sobre todo recurriendo a los contadores inteligentes y a la digitalización.

4.2.2.5 Abrir a la posibilidad de nuevos usos de la energía

Desarrollamos nuevos servicios que emplean la energía para hacer frente a desafíos de carácter mundial dedicando una atención especial a la conectividad y a la movilidad eléctrica.

4.2.2.6 Abrir a nuevas alianzas

Nos unimos a una red de colaboradores en la investigación, en la tecnología y en el diseño de nuevos productos, así como en el marketing, para desarrollar nuevas soluciones de forma conjunta.

4.2.3 Visión

La visión de Codensa S.A. ESP es ser reconocida como la mejor empresa de servicios públicos del país, mejorando la calidad en el servicio de energía y en los procesos de atención y relacionamiento con clientes. Nuestro compromiso es brindar productos y servicios de calidad que satisfagan las necesidades de los usuarios a través de una mejora continua y la innovación.

(Grupo Enel, s.f)

4.2.4 Valores

Dentro de las premisas propuesta por el Grupo Enel, se encuentra como pilar fundamental trabajar a diario para mejorar la calidad de vida en el planeta. Así mismo en su página web principal, conciben los siguientes valores:

- **Confianza**

El trabajo de Enel se funda en la transparencia: en las plantas y las redes de distribución, en las oficinas y las tiendas donde encontramos a nuestros clientes. Nuestro éxito depende de la confianza que logramos construir día tras día con las comunidades y las personas con que trabajamos. (Grupo Enel, s.f)

- **Responsabilidad**

Buscamos personas que desean mejorar la calidad de vida en el planeta y plantear soluciones al reto del cambio climático y a la demanda creciente de energía limpia, suministrando energía a más de mil millones de personas que todavía no la tienen. (Grupo Enel, s.f)

- **Innovación**

Enel promueve la innovación para que las ideas mejores y más creativas no se queden en el papel, sino que ayuden a mejorar la vida de la gente. Si quieres marcar la diferencia y la innovación pertenece a tu forma de pensar, Enel es el lugar para ti. (Grupo Enel, s.f.)

- **Proactividad**

Nuestra ambición es mejorar la calidad de vida produciendo energía de forma sostenible. Para lograrlo necesitamos personas creativas y capaces de pensar fuera de la caja, que sigan planteándose preguntas y consideren cada reto como una oportunidad. (Grupo Enel, s.f)

CAPITULO V

5 POLÍTICAS DE LA ORGANIZACIÓN

5.1 Política integrada

ENEL–CODENSA en su línea de negocio de Infraestructura y Redes (I&N), para el desarrollo de sus actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, está COMPROMETIDA con la gestión de la salud y la prevención de riesgos en el trabajo, orientado al objetivo de cero accidentes, el desarrollo de procesos efectivos, la prevención de la contaminación, la mejora continua del desempeño energético, la prohibición del soborno, la gestión eficaz de los activos y el cumplimiento de los requisitos regulatorios, legales, normativos y otros aplicables, en todos sus servicios, sedes y con la permanente consulta y participación de los trabajadores, para:

1. Satisfacer los requisitos de los servicios prestados a nuestros clientes.
2. Fomentar una colaboración continua con las partes interesadas de la organización, para el desarrollo de las actividades del negocio.
3. Promover y mantener en el personal de la compañía y terceros, la comunicación, la cultura y la formación necesarios para alcanzar los objetivos del Sistema de Gestión Integrado.
4. Verificar periódicamente los principios de la política y la gestión de los procesos, en coherencia con los objetivos estratégicos y lineamientos del Grupo Enel.

5. Asegurar la disponibilidad de información y de los recursos necesarios para alcanzar los objetivos del Sistema de Gestión Integrado.

6. Buscar permanentemente objetivos para la mejora de la prestación de los servicios, empleando nuevas tecnologías disponibles.

7. Identificar, evaluar, controlar, reducir, eliminar y prevenir los riesgos, aspectos e impactos, y optimizar el uso y consumo de energía en nuestras actividades.

8. Apoyar el desarrollo de iniciativas ambientales desde el punto de vista del desarrollo sostenible, buscando el compromiso en la excelencia de la gestión ambiental y en las acciones de mitigación y adaptación al cambio climático y de protección a la biodiversidad.

9. Preservar la salud de nuestros empleados y prevenir el riesgo cardiovascular y otras enfermedades crónicas no trasmisibles, a través del fomento de estilos de vida saludables enfocados en alimentación, actividad física y espacios libres de humo.

10. Apoyar la adquisición de productos y servicios energéticamente eficientes y desarrollar proyectos para mejorar el desempeño energético.

11. Gestionar de manera integrada en su ciclo de vida los activos industriales con el propósito de cumplir los objetivos organizacionales, teniendo en cuenta los costos, riesgos y el desempeño de los mismos.

12. Promover entre las empresas contratistas y proveedores una gestión adecuada y eficaz de calidad, medio ambiente, salud, seguridad en el trabajo, eficiencia energética, proporcionando valor a los activos.

5.2 Estructura organizacional: organigrama.

Enel Codensa S.A ESP está constituida como empresa prestadora de servicios públicos, dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica, con origen de capital mixto y su estructura accionaria está compuesta por:

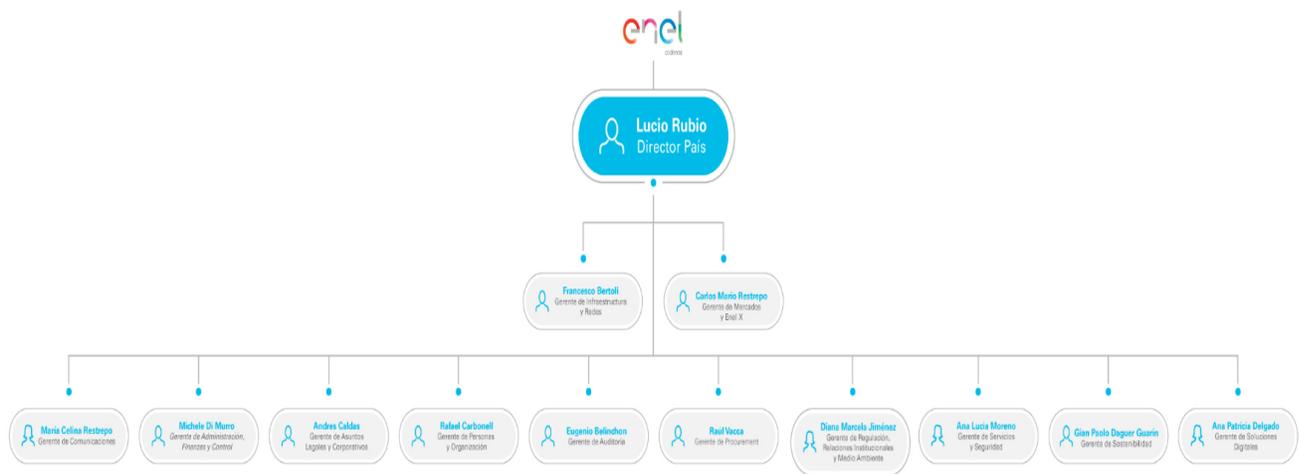


Figura 12. Estructura accionaria de Enel-Codensa. Tomada de la página web de condensa S.A E.S.P.

La estructura administrativa de la empresa Enel - Codensa, se encuentra conformada por una asamblea general de accionistas, junta directiva, revisor fiscal, comités de apoyo a la junta directiva y los representantes legales. En cuanto a la primera, cabe destacar que es reconocida como el órgano supremo de gobierno de toda empresa, debido a que así se encuentra estipulado en el reglamento interno de la organización, dentro de las reuniones realizadas por la misma se toman decisiones de gran importancia, por lo cual se propende porque estén presente la mayoría a fin de que todos puedan acceder a la información estudiada. Por su parte, la junta directiva de Enel – Codensa se encuentra conformada por personal, cuyo nombramiento está supeditado a

premisas como el conocimiento y experiencia en el sector eléctrico, conocimiento, así como también en el ámbito de las finanzas, derecho o ciencias afines, por último, se tiene en cuenta la imagen profesional, a su vez, el reconocimiento en cuanto a la idoneidad requerida para el cargo. Dentro de los comités de apoyo a la junta directiva, se encuentran el de buen gobierno y evaluación, el cual, tiene como fin principal asesorar a la junta directiva en la supervisión y cumplimiento de las normas de gobierno corporativo, así como el comité de auditoría, el cual, tiene como fin mediato supervisar el cumplimiento del programa de auditoría interna, así mismo, la revisión de los estados financieros que se presentaron ante la junta directiva, como también velar porque la preparación y presentación financiera este acorde a la ley (Enel – Codensa, s.f.).

5.2.1 Mapa de procesos de la organización.

A continuación se esbozara el sistema de gestión integrado de Enel Codensa S.A E.S.P, comprendido de todos los procesos de dirección y apoyo desplegados en el desarrollo de las actividades ejecutadas por la empresa. Comprende la parte administrativa de la empresa y las actividades para con los usuarios que reciben el servicio prestado.

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO I&N DE CODENSA

PROCESO DE DIRECCIÓN



CADENAS DE VALOR



PROCESOS DE APOYO



CADENA DE VALOR INFRAESTRUCTURA Y REDES



Figura 13. Sistema de Gestión Integrado. Tomada de la información suministrada por Enel Codensa S.A E.S.

CAPITULO VI

6 PLAN DE MEJORA.

Teniendo como referencia la problemática planteada en los ítems anteriores y el diagnóstico desarrollado, con el objetivo de brindar a Enel-Codensa una solución para que se logre una mayor precisión en la localización de fallas en el sistema de transmisión y subtransmisión que permita cumplir los requerimientos tanto técnicos indicados, a continuación, se presenta las diferentes opciones e identifica la mejor de ellas y la manera óptima de ser implementado.

Por consiguiente, se han presentado tres opciones:

1. Modernizar las protecciones a partir de localizadores de fallas de última tecnología y para toda la infraestructura de transmisión existente en nuestro sistema de alta tensión, requiere de una inversión en equipos y mano de obra, estimado en Col \$ 13,844,104,564.85 aproximadamente (alrededor de 3,643 millones de Dólares– 1US\$ = 3800 pesos) y un tiempo de ejecución de 5 años.
2. Adquirir una herramienta de localización de fallas, con un proveedor que ofrece un producto llamado TEAM, pero que es exclusiva para los equipos de protección de su manufactura, siendo de entrada una solución para un porcentaje del universo de dispositivos de protección y costo aproximado de Col \$ 220,673,600.00, periodo de puesta en servicio de 12 meses.

3. El desarrollo de una herramienta de cálculo “in-house”, con personal propio, dedicando un espacio de tiempo del recurso humano, como de profesionales especialistas en protecciones eléctricas y en líneas de transmisión, cuyo costo aproximado es de Col \$ 68.693.333,33,

Como se puede evidenciar, con las opciones expuestas, que la tercera opción ofrece ventajas en costo y tiempo, se pueden recoger frutos en un corto periodo de tiempo, el “know how” queda en la empresa y se vuelve un activo organizacional importante y que genera valor.

En la implementación del plan de mejora, es necesario plantear la hoja de ruta para obtener el cumplimiento de los objetivos trazados, por lo cual para este trabajo se contemplaron las siguientes posibilidades:

- Partiendo del marco de referencia, se logró determinar técnicamente lo que ocurre en un sistema de transmisión y todas las variables eléctricas que pueden afectar la precisión y que se deben considerar en los cálculos para lograr conseguir el mejor resultado en el cálculo de la localización de fallas.
- Considerando lo anterior, se ha seleccionado el método que requiere de la información de los extremos desincronizados, en donde los resultados obtenidos por medio de este algoritmo tienen errores muy bajos y tampoco se requiere determinar el tipo de falla para poder realizar el cálculo de la localización.
- Considerando lo expresado anteriormente en el diagnóstico y análisis del proyecto planteado está enfocado en un Plan de Mejoramiento orientado a la localización de fallas en líneas de transmisión, mediante el desarrollo de una herramienta de cálculo más precisa.

6.1 Objetivos del plan de mejora.

A continuación, se presentan los objetivos a seguir para cumplir con la solución de la problemática relacionada con el error actual en la localización de fallas:

- Lograr mayor precisión en la ubicación de las fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa.
- Desarrollar la herramienta que nos brinde la promesa de valor esperada, superando una precisión mayor al 95%.

Dichos objetivos se llevarán a cabo teniendo en cuenta el siguiente esquema que parte de la identificación del proceso a mejorar tal como radica en la etapa de diagnóstico, la detención del problema, formulación de los objetivos, tal como se enunciaron anteriormente y el plan de acción encaminado a mitigar, compensar y mejorar la problemática planteada, y así implementar un seguimiento a dicho plan.



Figura 14. Proceso del plan de mejora, esquema formulado por los autores, 2020

6.2 Fases para la implementación del plan de mejora.

Para la propuesta del plan de mejora a implementar se muestra las fases en la anterior imagen, partiendo del proceso a mejorar y detección del problema, a partir de esto se formulan objetivos, se propone el plan de acción y posterior se hacen los seguimientos a las actividades propuestas.

6.3 Diagrama de flujo del proyecto

A continuación, se expresa el diagrama de flujo que comprende las actividades generales pretendidas en el presente proyecto de investigación, las cuales se discriminan de la siguiente manera:

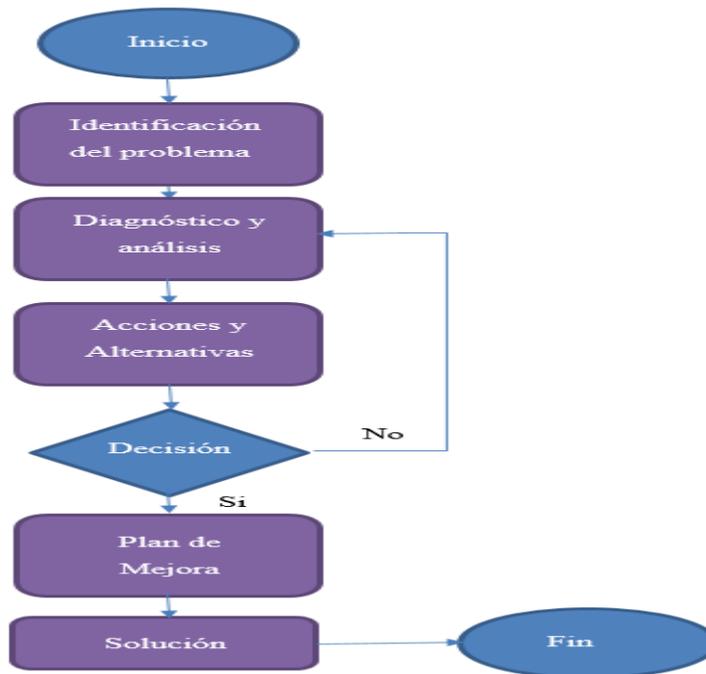


Figura 15. Diagrama de flujo del proyecto

CAPITULO VII

7 PLAN DE ACCIÓN PARA EL SEGUIMIENTO DE LAS ACTIVIDADES A PROPONER EN EL PLAN DE MEJORA.

En la tabla, se propone como herramienta las acciones necesarias para lograr los objetivos planteados en el presente proyecto, la cual, consiste en una serie de tareas organizadas cronológicamente, recursos e indicadores propuestos para su medición y las posibles limitaciones y/o riesgos identificados para cada actividad:

Tabla 8. Plan de acción para la localización de fallas de líneas de transmisión y subtransmisión en Codensa.

Plan de acción para: La localización de fallas de líneas de transmisión y subtransmisión de Enel - Codensa S.A ESP												
PROYECTO	OBJETIVOS ESATRATEGICOS	FORMULACIÓN DE LA (S) ESTRATEGIA	ACTIVIDADES ESTRATEGICAS PARA LOGRAR EL OBJETIVO	INICIO DE LA ACTIVIDAD	FIN DE LA ACTIVIDAD	INDICE	META	INDICADOR	FRECUENCIA DE MEDICION	RESPONSABLE	RECURSOS NECESARIOS	LIMITACIONES Riesgo
Plan de acción para mejorar el cálculo de La localización de fallas de líneas de transmisión y subtransmisión de Enel - Codensa S.A ESP	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de la herramienta de localización de fallas, de mayor precisión. 	Realizar un diagnóstico del estado actual de los valores calculados por los sistemas de protecciones instalados en la infraestructura	Análisis y aprendizaje de los métodos de localización de fallas utilizados por la mayoría de las protecciones instaladas en la infraestructura.	01-may-20	06-jun-20	(Métodos estudiados)/(Métodos de cálculo en las protecciones instaladas en Enel Codensa)	Lograr comprender los diferentes métodos en el cálculo de la localización de falla para líneas de transmisión y subtransmisión.	Conocimiento de los métodos de localización de fallas que poseen los equipos de protecciones de Codensa	Semanal	Especialista de protecciones.	Horas hombre especialista de protecciones.	Que los manuales de los fabricantes de protecciones no incluyan o compartan el método utilizado para el cálculo de la localización de falla.
			Cálculo de los parámetros eléctricos de las líneas de Transmisión y Subtransmisión de Enel-Codensa.	01-may-20	06-jun-20	Parámetros Eléctricos de líneas calculados/Parámetros Eléctricos del total de líneas de transmisión y subtransmisión de Enel Codensa.	Conocer el detalle de la infraestructura eléctrica del sistema de transmisión y subtransmisión.	Lograr tener el modelo de la red eléctrica de todas las líneas de Enel-Codensa.	Semanal	Especialista de Líneas	Horas hombre especialista de líneas.	Lograr la precisión del cálculo de los parámetros considerando todo el detalle de vanos, flecha, estructuras compartidas, que inciden en el modelo eléctrico.
			Conocer el error en la localización de falla con el método inherente a los dispositivos de protección actuales.	25-may-20	30-jun-20	Número de eventos con error calculado //Total número de eventos en líneas de transmisión y subtransmisión Enel Codensa	Analizar todos los eventos ocurridos en el sistema para el primer semestre de 2020.	Calcular el error para todas las fallas ocurridas en el sistema de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa, desde Enero de 2020 a la fecha	Mensual	Especialista de protecciones y líneas eléctricas.	Horas hombre especialista de protecciones y líneas.	Disponibilidad de los registros de fallas de eventos en la memoria de los dispositivos de protecciones, particularmente para los primeros eventos.
			Revisión de los inconvenientes actuales con el método inherente de los dispositivos de protección actuales.	01-jun-20	11-jul-20	Localización Calculada/Localización real	Determinar el % de error con los métodos de cálculo de localización de falla, con los dispositivos instalados en la infraestructura.	Formato de comparación de fallas (Relé vs Real).	Mensual	Especialista de protecciones y líneas eléctricas.	Hora hombre especialista de protecciones y de líneas.	Pérdida de comunicación con los dispositivos de protección y no se pueda descargar la información tan pronto se presente la falla.
			Analizar el comportamiento de las variables eléctricas y todos los posibles efectos que se presentan en los sistemas de potencia, durante la presencia de una falla, que pueden incidir en el cálculo de la localización de fallas.	15-jun-20	25-jul-20	Variables analizadas/Variables totales que influyen en el cálculo	Evaluar los fenómenos eléctricos presentes en las líneas de transmisión y subtransmisión	Conocer teóricamente los fenómenos eléctricos y determinar cómo pueden afectar el cálculo de localización de falla para su corrección.	Semanal	Especialista de protecciones y líneas eléctricas.	Hora hombre especialista de protecciones y de líneas.	Parámetros técnicos de impedancia que requieren ajuste. Distancias de conductores mayores o menores a las actualmente definidas, para las líneas.
		Seleccionar el método o algoritmo para el posterior desarrollo de la herramienta que plantee el cálculo, alcanzando mejores resultados que los obtenidos directamente de las protecciones existentes. La herramienta determina geográficamente la ubicación de la falla y establece una ruta rápida de llegada.	Conocer el estado del arte y lo último desarrollado para lograr mejorar la precisión en el cálculo de la localización de falla	25-jul-20	31-ago-20	Métodos estudiados/Métodos disponibles (máximo 3)	Conocimiento de algoritmos disponibles	Conceptualización e interiorización de las alternativas propuestas	Semanal	Especialista de protecciones y líneas eléctricas.	Hora hombre especialista de protecciones y de líneas.	Que los métodos utilicen variables diferentes a las disponibles que ofrecen los dispositivos de protección actuales.
			Pruebas de Métodos Estudiados	24-ago-20	30-sep-20	Algoritmos probados/Total Algoritmos estudiados	Implementación de algoritmos para su validación en la precisión.	Pruebas de algoritmos	Mensual	Especialista de protecciones y líneas eléctricas.	Hora hombre especialista de protecciones y de líneas.	Que no se tenga claridad del procesamiento a desarrollar.
			Desarrollo de la herramienta	30-sep-20	31-dic-20	Localización Calculada Herramienta/Localización real	Determinar el % de error con los métodos de cálculo de localización de falla, con los métodos analizados en la infraestructura.	Formato de comparación de fallas (Relé vs Real) y (Métodos vs Real).	Por evento	Especialista de protecciones y líneas eléctricas.	Hora hombre especialista de protecciones y de líneas.	Que se requieran de diferentes métodos y algoritmos dependiendo del tipo de falla.

Nota: Elaboración propia, 2020.

De acuerdo con la información del diagnóstico, al análisis realizado y al identificar como mejor opción la selección y desarrollo de la herramienta, a continuación, se presentan los hitos a seguir:

- Obtener los parámetros técnicos de las líneas de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa.
- Identificar las variables eléctricas de entrada, comunes en todos los dispositivos para que la herramienta pueda efectuar el cálculo.
- Garantizar la conexión remota con los dispositivos de protecciones del sistema de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa.
- Pruebas de escritorio con eventos de fallas ocurridos previamente, para corroborar su efectividad.
- Plantear el indicador que nos permita corroborar la efectividad de la herramienta.
- Posibilidad de descargar registros de perturbaciones de una variedad de dispositivos de protección (varios proveedores y modelos).
- Procesar estos registros de perturbaciones para uso fácil e inmediato.
- Sincronizar los registros por hora del evento.
- Procesamiento del cálculo de una localización de fallas rápida y confiable y envíe el resultado a los operadores casi en tiempo real.
- Ayudar al análisis post falla proporcionando varios detalles sobre el evento.

Teniendo las actividades a realizar para llevar a cabo el plan de mejora propuesto, es necesario que el área técnica designe un equipo de trabajo para el desarrollo y seguimiento de las diferentes actividades establecidas.

Dicho equipo debe estar encabezado por el Jefe de la Unidad Operativa de Alta Tensión, teniendo en cuenta la prioridad del éxito del desarrollo de la mejora en el ámbito técnico, planteándolo como un objetivo en Sistema de Gestión del Rendimiento, que mide el cumplimiento de la meta.

Una vez, seleccionado el equipo para el seguimiento y control de las actividades a ejecutar durante la implementación del presente plan de mejora, se debe establecer comités de seguimiento para cada una de las etapas del proyecto, con reuniones semanales y de las cuales debe quedar actas firmadas por cada uno de los miembros del equipo, donde se establezcan objetivos y compromisos claros.

Resultado de este seguimiento y de las actas, el director del área deberá presentar los avances quincenalmente a la junta directiva de la entidad con el fin de tener un control y poder tomar decisiones en caso de ser requeridas.

7.1 Balance de los flujos financieros que se incurrirá en la implementación y puesta en marcha del plan de mejoramiento.

Teniendo en cuenta lo presentado en el diagnóstico y análisis, donde se conocieron los costos asociados al desarrollo de la herramienta con personal propio, se obtiene un valor de Col \$68.693.333,33, con disposición de dos (2) profesionales expertos, dedicados dos (2) días a la semana durante ocho (8) meses, este valor incluye el factor prestacional donde contempla, cesantías, interés de cesantías, primas, vacaciones, dotaciones, seguridad social de pensión,

seguridad social de salud, seguridad social de ARL y aportes parafiscales de caja de compensación y demás que se apliquen.

Otros rubros que deben ser considerados y hacen parte de la implementación del plan de mejora, se describen a continuación, los cuales se tomaron con un periodo de duración 8 meses:

Tabla 9. Inversión General.

Equipos de cómputo	Costo x mes	Cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Computador	\$ 293.750,00	2	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 587.500,00	\$ 4.700.000,00
Internet	\$ 35.000,00	1	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	\$ 280.000,00
Impresora	\$ 70.000,00	1	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 560.000,00
Materiales	Costo x mes	Cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Hojas para impresión - resma	\$ 8.000,00	1	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 8.000,00	\$ 64.000,00
Salidas de campo	Costo x mes	cantidad de personas	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Transporte	\$ 19.200,00	2	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 38.400,00	\$ 307.200,00
Viajes corroborar localización falla	Costo x mes	cantidad de personas	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Viáticos (Alimentación + hidratación)	\$ 70.000,00	2	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 140.000,00	\$ 1.120.000,00
(combustible, peajes, etc)	\$ 275.000,00	1	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 275.000,00	\$ 2.200.000,00
Material bibliográfico	Costo x mes	cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Libros	\$ 24.662,50	1	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 24.662,50	\$ 197.300,00
Revistas	\$ 5.800,00	1	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 5.800,00	\$ 46.400,00
Software	Costo x mes	cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Paquete de Office	\$ 24.750,00	1	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 24.750,00	\$ 198.000,00
Publicaciones	Costo x mes	cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Publicaciones de la investigación	\$ 42.000,00	1	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 42.000,00	\$ 336.000,00
Administración	Costo x mes	cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Administración	\$ 470.947,29	1	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 470.947,29	\$ 3.767.578,33
Imprevistos	Costo x mes	cantidad a utilizar	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	TOTAL
Imprevisto	\$ 282.568,38	1	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 282.568,38	\$ 2.260.547,00

Nota: Elaboración propia, 2020.

El presupuesto requerido para el desarrollo del plan de mejoramiento se muestra a continuación:

Tabla 10. Inversión total

RUBROS		Fuentes de Financiamiento	
		Enel - Codensa S.A ESP	Total
1.	Honorarios Personal	\$ 68.693.333,33	\$ 68.693.333,33
1.1.	Profesionales especialistas	\$ 68.693.333,33	-
2.	Equipos de cómputo	\$ 5.540.000,00	\$ 5.540.000,00
2.1.	Computador	\$ 4.700.000,00	-
2.2.	Internet	\$ 280.000,00	-
2.3.	Impresora	\$ 560.000,00	-
3.	Materiales	\$ 64.000,00	\$ 64.000,00
3.1.	Hojas para impresión	\$ 64.000,00	-
4.	Salidas de campo	\$ 307.200,00	\$ 307.200,00
4.1.	Transporte	\$ 307.200,00	-
5.	Viajes corroborar localización falla	\$ 3.320.000,00	\$ 3.320.000,00
5.1.	Viáticos (Alimentación + hidratación)	\$ 1.120.000,00	-
5.2.	Transporte (combustible, peajes, etc)	\$ 2.200.000,00	-
6.	Material bibliográfico	\$ 243.700,00	\$ 243.700,00
6.1.	Libros	\$ 197.300,00	-
6.2.	Revistas	\$ 46.400,00	-
7.	Software	\$ 198.000,00	\$ 198.000,00
7.1.	Paquete de office	\$ 198.000,00	-
8.	Publicaciones	\$ 336.000,00	\$ 336.000,00
8.1.	Publicaciones de la investigación	\$ 336.000,00	-
9.	Administración	\$ 3.767.578,33	\$ 3.767.578,33
10.	Imprevistos	\$ 2.260.547,00	\$ 2.260.547,00
TOTAL		\$ 84.730.358,67	\$ 84.730.358,67

Nota: Elaboración propia, 2020.

La inversión inicial que se requiere, contemplando los gastos generales y los gastos de personal necesario es de Col \$ 84.730.358,00.

Ahora calculamos el valor de mantener la herramienta actualizada anualmente, debido a los cambios en la topología por la entrada de nuevos proyectos. Se dispondrá del mismo personal con disposición de un (1) días mensuales durante cada año y el plan de acción se considera con una duración de 10 años.

En cuanto a los costos de la actualización que requiere el recurso humano utilizado en las actividades a desarrollar se encuentran las horas a pagar a los especialistas, las cuales se discriminaran de la siguiente forma:

Tabla 11. Costos de la actualización de herramienta anualmente

DESCRIPCIÓN	# MESES	# HORAS AL MES	ESPECIALISTAS X HORA	VALOR TOTAL
HORA ESPECIALISTAS	12	8	\$ 134.166,67	\$ 12.880.000,00
TOTAL MANO DE OBRA				\$ 12.880.000,00

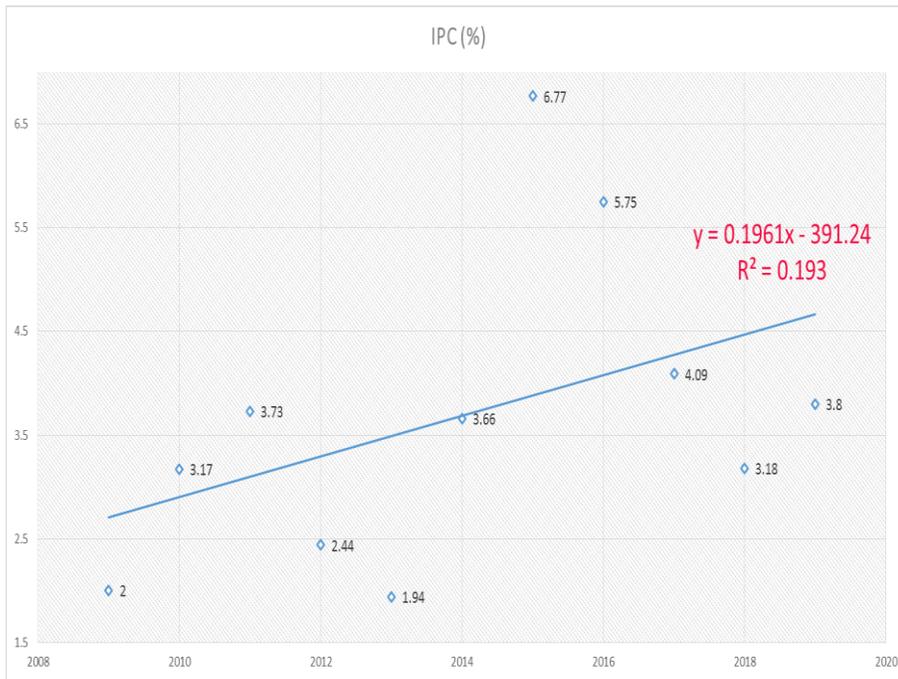
Nota: Elaboración propia, 2020.

Ahora bien, existen varios factores que inciden en la implementación de nuevos métodos y herramientas que propendan por el mejoramiento de la problemática abordada, por ello en los costos evaluados debe tenerse en cuenta el IPC en Colombia, el cual desde el año 2009 hasta el 2018 tuvo el siguiente comportamiento:

Tabla 12. Resumen Histórico IPC, en Colombia

Resumen Histórico	
IPC	
Indice de Precios al Consumidor	
COLOMBIA	
AÑO	IPC (%)
2009	2
2010	3.17
2011	3.73
2012	2.44
2013	1.94
2014	3.66
2015	6.77
2016	5.75
2017	4.09
2018	3.18
2019	3.8

Puntualizado lo anterior, cabe precisar que en estadística la regresión lineal o ajuste lineal es un modelo matemático usado para aproximar la relación de dependencia entre una variable dependiente Y , las variables independientes X_i y un término aleatorio ϵ . Este modelo puede ser expresado como: variable dependiente, explicada o regresando.



Utilizando la ecuación lineal anteriormente descrita, se proyectó el IPC, para los siguientes años, obteniendo los siguientes valores:

Tabla 13. Proyección del IPC

Resumen Histórico	
IPC	
Indice de Precios al Consumidor	
COLOMBIA	
AÑO	IPC (%)
2009	2
2010	3.17
2011	3.73
2012	2.44
2013	1.94
2014	3.66
2015	6.77
2016	5.75
2017	4.09
2018	3.18
2019	3.8
2020	4.882
2021	5.0781
2022	5.2742
2023	5.4703
2024	5.6664
2025	5.8625
2026	6.0586
2027	6.2547
2028	6.4508
2029	6.6469

Teniendo en cuenta lo anterior se tendrían los siguientes egresos identificados por parte de Enel Codensa SA. ESP:

Tabla 14. Resumen de Inversión

	INVERSIÓN	INCREMENTO IPC	EGRESOS CALCULADOS
Inversión inicial	-\$ 84,730,358.67		-\$ 84,730,358.67
Año 1 (2021)	-\$ 12,880,000.00	4.882	-\$ 13,508,801.60
Año 2 (2022)	-\$ 13,508,801.60	5.0781	-\$ 14,194,792.05
Año 3 (2023)	-\$ 14,194,792.05	5.2742	-\$ 14,943,453.78
Año 4 (2024)	-\$ 14,943,453.78	5.4703	-\$ 15,760,905.53
Año 5 (2025)	-\$ 15,760,905.53	5.6664	-\$ 16,653,981.48
Año 6 (2026)	-\$ 16,653,981.48	5.8625	-\$ 17,630,321.14
Año 7 (2027)	-\$ 17,630,321.14	6.0586	-\$ 18,698,471.78
Año 8 (2028)	-\$ 18,698,471.78	6.2547	-\$ 19,868,005.09
Año 9 (2029)	-\$ 19,868,005.09	6.4508	-\$ 21,149,650.37
Año 10 (2030)	-\$ 21,149,650.37	6.6469	-\$ 22,555,446.48

Ahora bien, se desea conocer el ahorro en energía teniendo como referencia que, con la herramienta de localización de fallas, considerando que puede llegar más rápido al sitio que origina el daño.

Para ello tenemos como referencia la estadística de fallas en líneas radiales, que afectan a clientes, por tanto, la empresa deja de recibir ingresos mientras se encuentre por fuera la línea. Para poder valorar el ahorro en energía con la herramienta tenemos la estadística de fallas en líneas de transmisión radial.

Tabla 15. Estadística de Fallas en líneas Radiales

Nombre Activo Nivel de Tensión 4	Tipo de Elemento	Fallas 01/Mar/2011 - 31/Ago/2019		
		#	Total (h)	Promedio (h)
AGAFANO - TLEONA 1 115 kV	Linea	1	2.50	2.50
BALSILLAS - FACATATIVA 1 115 kV	Linea	9	27.12	3.01
BOSA - PAVCO 1 115 kV	Linea	2	2.98	1.49
CANOAS - MUÑA 1 115 kV	Linea	6	24.28	4.05
CHARQUITO - MUÑA 2 1 57.5kV	Linea	2	50.47	25.23
CHARQUITO - TINDUMIL 1 57.5 kV	Linea	11	716.08	65.10
DORADA - GUADUERO 1 115 kV	Linea	5	40.12	8.02
EL SOL - ZIPAQUIRA 1 115 kV	Linea	3	1.13	0.38
FACATATIVA - VILLETA 1 115 kV	Linea	5	18.27	3.65
GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	Linea	14	127.52	9.11
GUAVIO - UBALA 1 115 kV	Linea	50	83.73	1.67
INDUMIL - TINDUMIL 1 57.5 kV	Linea	2	9.02	4.51
MAMBITA - SANTA MARIA 1 115 kV	Linea	42	150.03	3.57
MUÑA - SIDEMUÑA 1 115 kV	Linea	3	16.65	5.55
SAUCES - MUÑA 1 115 kV	Linea	17	41.63	2.45
SESQUILE - TERMOZIPA 1 115 kV	Linea	13	56.28	4.33
SIMIJACA - UBATE 1 115 kV	Linea	8	4.10	0.51
TINDUMIL - TVERAGUAS 57.5 kV	Linea	7	37.00	5.29
TPELDAR - UBATE 1 115 kV	Linea	12	58.17	4.85
TPELDAR - ZIPAQUIRA 1 115 kV	Linea	28	52.80	1.89

Nota: Tabla suministrada por la empresa Enel Codensa S.A E.S.P.

Podemos observar que el número de fallas promedio año desde 1 de marzo de 2011 a 31 de agosto de 2019, es de 28.23 veces/año, con una duración promedio de 7.86 horas

Tabla 16. Promedio de fallas en un año y duración

Frecuencia Veces/año	Tiempo de afectación promedio (Horas)
28.235	7.86

Nota: Tabla elaborada por los autores, 2020.

Consideramos que el impacto sobre el total de tiempo promedio, utilizando una herramienta precisa de localización de fallas es del 8%.

Tabla 17. Promedio de ahorro de tiempo

DESCRIPCIÓN	Ahorro en tiempo (%)
Ahorro en tiempo estimado con la herramienta de localización de fallas	8%
DESCRIPCIÓN	Ahorro en tiempo (horas)
Ahorro en tiempo – horas	0,628645310

Nota: Tabla elaborada por los autores, 2020.

El ahorro en tiempo convirtiéndolo a horas, es de 0.628 horas, sobre el total de duración del ciclo:

Ubicación-Reparación-Normalización del servicio.

Tabla 18. Máxima potencia registrada en líneas radiales

HV Line (1)		¿Aerial (A) / Underground (U)? (2)	¿Radial (Yes / No)? (2)	Length [km]	Nominal Capacity 2019		Nominal Capacity 2020 (3)		Nominal Voltage [kV]	Max. Load 2019	
Id. HV Line	HV Line name				[Amp]	[MVA]	[Amp]	[MVA]		[Amp]	[MVA]
BA-FA	Balsillas-Faca	A	Y	21.0	480	96	480	96	115	366.8559875	73.1
CA-MU	Canoas-Muñia	A	Y	7.1	400	80	400	80	115	207.4530029	41.3
ES-ZP	El_Sol-Zipaquirá	A	Y	8.5	562	112	562	112	115	464.0570068	92.4
FA-VI	Faca-Villeta	A	Y	27.3	480	96	480	96	115	250.4539948	49.9
GE-MB	Guavio-Mambita	A	N	5.0	220	44	220	44	115	121.4520035	24.2
GE-UL	Guavio-Ubala	A	Y	18.2	220	44	220	44	115	21.75	4.3
IN-T.IN	Indumil- T.Indumil	A	Y	0.0	300	30	300	30	57.5	190.2569885	18.9
M2-T.IN	Muñia2-T.Indumil	A	Y	7.2	400	40	400	40	57.5	3	0.3
SQ-TZ	Sesquile-Termoz	A	Y	19.3	800	159	800	159	115	283.8540039	56.5
SK-UB	Simijaca-Ubaté	A	Y	27.2	562	112	562	112	115	24.35000038	4.9
PD-T.PD	Peldar- T Peldar	A	Y	2.4	400	80	400	80	115	52.5388745	10.5
FM-RF	Familia-Refisal	A	Y	1.7	200	40	200	40	115	71.97290994	14.3
LE-T.LE	Leona-T_Leona	A	Y	0.1	562	112	562	112	115	85.58439573	17.0
AG-T.LE	Agafano-T_Leona	A	Y	0.9	562	112	562	112	115	1.996621568	0.4
BO-PV	Bosa - Pavco	A	Y	1.1	150	30	150	30	115	43.72800734	8.7
MJ-SD	Muñia -SideMuñia	A	Y	0.8	100	20	100	20	115	19.10979187	3.8
MJ-UC	Muñia -Sauces	A	Y	25.7	200	40	200	40	115	180.753006	36.0
LD-GUD	La Dorada - Gud	A	Y	42.1	424	84	424	84	115	25	5.0
MB-STAM	Mambita -Santa	A	N	13.4	200	40	200	40	115	25	5.0
ZP-TPD	Zipaquirá- T Peldar	A	Y	8.6	400	80	400	80	115	299.355011	59.6
UB-T.PD	Ubaté- T Peldar	A	Y	30.5	562	112	562	112	115	381.4559937	76.0
T.IN-T_VE	T.Indumil-T_Verd	A	Y	17.2	400	40	400	40	57.5	195.4580078	19.5
									Total promedio Potencia en MVA		28.3

Adicionalmente tenemos que relacionar el tiempo con la carga máxima de potencia de las líneas radiales analizadas.

Se puede apreciar que la potencia promedio en KVA es de 28,257.93 kVA

Utilizando un factor de diversidad de carga del 60% considerando no todo el tiempo las líneas están en su carga máxima y un factor de potencia de 0.93 se obtiene un valor de 15,767,9 kW.

Convirtiendo la potencia en Energía, para poder valorar el ahorro, obtenemos que el ahorro en energía año es de 279,880.48 kWh.

Ahora para poder valorar el costo de esa energía ahorrada tomamos como referencia el costo por kWh, aplicable al valor de Distribución, obtenido de “TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (\$/kWh) REGULADAS POR LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.

Al final el ahorro anual por incidir en el 8% del total de tiempo con una herramienta de localización de fallas más precisa es de Col \$51'923,428.00.

Para la evaluación de los ingresos durante los 10 años se tomó el impuesto de renta de la siguiente manera:

Tabla 19. Impuesto de renta

Año 2020	32%
Año 2021	31%

Año 2022 en adelante	30%
-----------------------------	-----

Tabla 20. Tarifas de energía eléctrica (\$/kwh) reguladas por la comisión de regulación de energía y gas (creg) junio de 2020

COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO -CU- (\$/kWh), Resolución CREG -119 de 2007								
	Generación Gm,jj	Transmisión Tm	Distribución Dn,m	Comercialización Cvm,jj***	Pérdidas PRn,m,jj	Restricciones Rm,jj	CUvn,m,i,j Calculado	CUvn,m,i,j Opción Tarifaria
NIVEL 1 PROPIEDAD DE CODENSA	216,6960	43,1002	185,5209	51,5442	39,7929	1,7633	538,4175	538,4175
NIVEL 1 PROPIEDAD COMPARTIDA	216,6960	43,1002	166,1964	51,5442	39,7929	1,7633	519,0930	519,0930
NIVEL 1 PROPIEDAD DEL CLIENTE	216,6960	43,1002	146,8719	51,5442	39,7929	1,7633	499,7685	499,7685
NIVEL 2	216,6960	43,1002	106,2960	51,5442	10,8031	1,7633	430,2028	430,2028
NIVEL 3	216,6960	43,1002	74,3371	51,5442	10,3810	1,7633	397,8218	397,8218
NIVEL 4	216,6960	43,1002	25,0272	51,5442	4,9299	1,7633	343,0608	343,0608
Cfmj (\$/factura)***	7136,5274							

Nota: Tabla tomada de la página web de Enel Codensa S.A E.S.P

En la anterior tabla, se establecieron los valores que corresponden a las tarifas de energía eléctrica correspondientes al periodo de junio de la presente anualidad, con fundamento en la resolución 119 de 2007

Considerando la inversión versus los ingresos esperados con el plan de mejora, se tiene los siguientes datos de entrada:

El punto de partida de la evaluación es el presente año 2020, considerando que en el presente año se espera el desarrollar y culminar la herramienta.

Tabla 21. Ahorros en energía anual.

	INGRESOS	INCREMENTO IPC	INGRESOS CALCULADOS	IMPUESTOS DE RENTA	TOTAL INGRESOS
Año 0					
Año 1 (2021)	\$ 51,923,428.00	4.882	\$ 54,458,329.75	\$ 17,426,665.52	\$ 37,031,664.23
Año 2 (2022)	\$ 54,458,329.75	5.0781	\$ 57,223,778.20	\$ 17,739,371.24	\$ 39,484,406.96
Año 3 (2023)	\$ 57,223,778.20	5.2742	\$ 60,241,874.71	\$ 18,072,562.41	\$ 42,169,312.30
Año 4 (2024)	\$ 60,241,874.71	5.4703	\$ 63,537,285.98	\$ 19,061,185.79	\$ 44,476,100.19
Año 5 (2025)	\$ 63,537,285.98	5.6664	\$ 67,137,562.75	\$ 20,141,268.83	\$ 46,996,293.93
Año 6 (2026)	\$ 67,137,562.75	5.8625	\$ 71,073,502.37	\$ 21,322,050.71	\$ 49,751,451.66
Año 7 (2027)	\$ 71,073,502.37	6.0586	\$ 75,379,561.58	\$ 22,613,868.48	\$ 52,765,693.11
Año 8 (2028)	\$ 75,379,561.58	6.2547	\$ 80,094,327.02	\$ 24,028,298.11	\$ 56,066,028.92
Año 9 (2029)	\$ 80,094,327.02	6.4508	\$ 85,261,051.87	\$ 25,578,315.56	\$ 59,682,736.31
Año 10 (2030)	\$ 85,261,051.87	6.6469	\$ 90,928,268.73	\$ 27,278,480.62	\$ 63,649,788.11

Nota: Tabla elaborada por los autores 2020.

Teniendo en cuenta lo anterior, calculamos el presupuesto donde se identifican los flujos netos:

Tabla 22. Total flujos netos en millones de pesos

	INGRESOS	INVERSIÓN	TOTAL FLUJOS NETOS
Año 0 (inversión)		-\$ 84.73	-\$ 84.73
Año 1 (2021)	\$ 37.03	-\$ 13.51	\$ 23.52
Año 2 (2022)	\$ 39.48	-\$ 14.19	\$ 25.29
Año 3 (2023)	\$ 42.17	-\$ 14.94	\$ 27.23
Año 4 (2024)	\$ 44.48	-\$ 15.76	\$ 28.72
Año 5 (2025)	\$ 47.00	-\$ 16.65	\$ 30.34
Año 6 (2026)	\$ 49.75	-\$ 17.63	\$ 32.12
Año 7 (2027)	\$ 52.77	-\$ 18.70	\$ 34.07
Año 8 (2028)	\$ 56.07	-\$ 19.87	\$ 36.20

Plan de mejoramiento de la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de la empresa Enel Codensa S.A E.S.P.

90

Con	Año 9 (2029)	\$ 59.68	-\$ 21.15	\$ 38.53
	Año 10 (2030)	\$ 63.65	-\$ 22.56	\$ 41.09

los flujos netos por año calculamos el Valor Presente Neto (VPN), con una Tasa Interna de Oportunidad de 13%, que es la tasa con la que se remuneran los activos a Enel Codensa S.A ESP:

- **VPN:** 77,3

Considerando que la VPN es mayor que cero, superando la rentabilidad mínima esperada, siendo un plan de mejora que genera valor, lo cual indica la conveniencia de su realización.

La inversión inicial, las inversiones durante el proceso, la diferencia entre ingresos y gastos que se preveen durante el horizonte de 10 años con la tasa de oportunidad del 13% esperada, se obtiene al final un resultado superior al esperado.

- **TIR**

Para el cálculo de la TIR en ingresos e inversión efectuada en horizonte de 10 años. Al realizar el cálculo se obtuvo una TIR de 30.81%, la cual supera las expectativas, considerando que supera la rentabilidad esperada del proyecto, ante una baja inversión, para desarrollar la herramienta.

Considerando el resultado donde la $TIR > 0$, se concluye que el plan de mejora ofrece un rendimiento interno superior a la Tasa mínima de rentabilidad esperada del 13%.

Conclusiones

El plan de mejora diseñado para la localización de fallas en líneas de transmisión y subtransmisión de Enel-Codensa, pretende seguir mejorando nuestra gestión y apunta al cumplimiento de los objetivos de los sistemas integrados relacionado con la mejora continua del desempeño energético, la gestión eficaz de los activos y el cumplimiento de los requisitos regulatorios, legales, normativos y otros aplicables, en todos sus servicios; además con el objetivo de mejorar la precisión en el cálculo de la ubicación de la falla.

Frente a: diagnóstico y análisis.

Considerando el resultado del diagnóstico se puede concluir que existen errores en el cálculo de la localización de fallas con los dispositivos instalados en la infraestructura, los cuales requieren de la ejecución del plan de mejora para lograr obtener la precisión deseada.

Se identificaron las siguientes afectaciones:

Tomando como referencia, el grado de error detectado para fallas con impedancia, se pudo establecer en el marco de referencia el comportamiento de las fallas en los sistemas de transmisión y todas las variables y efectos que puedan incidir en el cálculo de la localización de las fallas son los siguientes:

- El efecto de las corrientes de carga presentes, antes de la falla.
- El efecto de la resistencia en fallas de alta impedancia (generalmente resistencia) en el cálculo.

- La impedancia mutua de secuencia cero en líneas que comparten estructura con otras líneas.
- El efecto Infeed de la secuencia cero en las líneas de transmisión.

Para los usuarios:

- Demora en la atención de fallas.
- Indisponibilidad de los activos, poniendo en riesgo la remuneración de a través de la factura.
- Pérdida de credibilidad y desconfianza considerando el error del dato arrojado por los equipos actuales y dudas sobre el trabajo realizado en lo referente a la parametrización del localizador de fallas de los dispositivos de protecciones instalados.

Adicionalmente, el diagnostico permitió identificar las necesidades requeridas para lograr ejecutar el plan de mejora, relacionado con los atributos que debe considerar la herramienta a desarrollar.

Frente a: Propuesta del proyecto o estrategia para el mejoramiento.

Se determinó que la mejor alternativa para lograr el plan de mejora, es la relacionada con el desarrollo de la herramienta, considerando el impacto financiero y los beneficios a nivel técnico, a realizar por personal propio.

La mejora continua permite a los procesos, definir nuevos desarrollos, apostando al “know how” del personal especializado que son activos no tangibles, pero de un gran valor organizacional.

Frente a: Plan de mejora.

Teniendo en cuenta la mejor opción identificada, se diseñó un plan de mejoramiento que cumpliera con los requerimientos técnicos, con las especificaciones tecnológicas exigidas y las funcionalidades adicionales requeridas para lograr desarrollar la herramienta.

Frente a: Plan de acción para el seguimiento de las actividades a proponer en el plan de mejora.

Se estableció como plan de acción para el seguimiento, la asignación a un equipo del área técnica bajo la dirección del el Jefe de la Unidad Operativa de Alta Tensión, el cual se encargará de realizar el seguimiento del cumplimiento de cada una de las actividades establecidas en el plan de acción.

El equipo de seguimiento del plan de acción mediante reuniones semanales, realizarán el seguimiento a los compromisos y las actividades que permitirán la implementación del plan y el Jefe de la Unidad Operativa de Alta Tensión, se encargará de mantener informado a los líderes de Infraestructura y redes.

Frente a: Balance de los flujos financieros que se incurrirá en la implementación y puesta en marcha del plan de mejoramiento.

El valor del desarrollo de la herramienta con personal propio una vez hecho el análisis de los costos permite ser la mejor opción de inversión, mediante la implementación y desarrollo de la nueva herramienta.

La adopción de la nueva propuesta permite obtener resultados en un menor tiempo a un costo más bajo, además con la ventaja de no incurrir en costos adicionales que puedan llegar a ser proporcionados por imprevistos en la puesta en marcha.

Para el cálculo de la TIR en ingresos e inversión efectuada en horizonte de 10 años. Al realizar el cálculo se obtuvo una TIR de 30.81%, la cual supera las expectativas, considerando la rentabilidad del proyecto, ante una baja inversión, para desarrollar la herramienta.

Recomendaciones

La empresa no concibe por el momento, iniciar un proyecto de modernización de lo que ya está modernizado, por tal razón, seguirá conservando los sistemas de protección actuales. Por tal razón, solamente se plantea su reemplazo, cuando superen el periodo de garantía o cuando cumplan el ciclo de vida esperado para estos activos o basados en la condición.

Realizar comités de seguimientos para lograr el éxito esperado con el plan de mejoramiento propuesto y así garantizar que se cumplan las actividades definidas.

Referencias

Bnamericas (2019) Perfil de la compañía Codensa S.A E.S.P. Recuperado de:
<https://www.bnamericas.com/es/perfil-empresa/codensa-sa-esp-codensa>

Comisión de regulación de energía y gas. Resolución 011 de 2009 (11 de febrero de 2009)
Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional. Recuperado de:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009>

Enel Codensa (s.f) Sobre Enel Codensa. Recuperado de:
<https://www.enel.com.co/es/conoce-enel/enel-codensa.html>.

Fonkel mexicana (2015). Sistema de Localización de Fallas por Onda Viajera. Recuperado de: <https://www.fonkel.com.mx/detalleproducto.php?id=463>

Grupo energía Bogotá (s.f) Historia de la empresa. Recuperado de:
<https://www.grupoenergiabogota.com/eeb/index.php/empresa/historia>

Grupo Enel (s.f) Visión, nueva era, nueva energía. Recuperado de:
<https://www.enel.com/es/nuestra-compania/quienes-somos/vision>

(IEE 2015 citado por Padilla W, 2016) Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. Recuperado de:
<http://bdigital.unal.edu.co/56978/1/73201202.2016.pdf>

Ministerio de minas y energía, resolución 070 de 1998 (28 de mayo de 1988). Por la cual se establece el reglamento de distribución de energía eléctrica, como parte del reglamento de operación del sistema de interconectado nacional. Recuperado de: https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/resolucion_070_de_1998.pdf

M. M. Saha, J. Izykowski, y E. Rosolowski (2010), citado por Padilla (2016) Fault Location on Power Networks. [electronic resource]. Recuperado de: <http://bdigital.unal.edu.co/56978/1/73201202.2016.pdf>

Padilla Almeida, W. (2016) Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión. (Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia). Recuperado de: <http://bdigital.unal.edu.co/56978/1/73201202.2016.pdf>

Paul C, 2009, citado por Padilla W. 2016. Analysis of Multiconductor Transmission Lines. Recuperado de: <http://bdigital.unal.edu.co/56978/1/73201202.2016.pdf>

Sampieri, R. Fernández, C. Baptista M. (2014). Metodología de la investigación. 6ta edición, México. Recuperado de: <http://observatorio.epacartagena.gov.co/wp-content/uploads/2017/08/metodologia-de-la-investigacion-sexta-edicion.compressed.pdf>

S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad (2014) citado Padilla Almeida, W. (2016). “Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application. Recuperado de: <http://bdigital.unal.edu.co/56978/1/73201202.2016.pdf>