



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título:

Optimización de proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica, basado en el riesgo de ocurrencia de fallas de sus equipos en la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autores:

Ing. Chancusig Chancusig Mario Fernando

Ing. Culqui Taco Edison Santiago

Tutor:

MSc. Suárez Vinuesa Rommel Eusebio

LATACUNGA –ECUADOR

2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A.**” presentado por **Chancusig Chancusig Mario Fernando** y **Culqui Taco Edison Santiago**, para optar por el título Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera, de que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, Mayo, 19, 2022



.....

MSc. Suárez Vinueza Rommel Eusebio
CC: 180416535-3

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “**OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A.**”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, Mayo, 12, 2022

.....
MSC. Jiménez Jiménez Diego Leonardo
CI: 050349370-2
Presidente del tribunal

.....
MSC. León Segovia Marco Aníbal
CI: 050230540-2
Lector 2

.....
MSC. Pacheco Mena Carlos Francisco
CI: 050307290-2
Lector 3

DEDICATORIA

Este proyecto de titulación la dedico, a Dios por darme toda la fuerza necesaria para ir superando cada obstáculo y por brindarme todo el conocimiento necesario para resolver y descubrir la problemática de este trabajo.

A toda mi familia en especial Jacqueline, Zoé y Sebastián que han aportado con su apoyo moral y respaldo para culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres que me inculcaron el gusto por los estudios.

A mis maestros que forman parte de mi ciclo estudiantil, su enseñanza académica, y en especial a todos los que me apoyaron en algún momento del postgrado.

Mario Fernando

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la salud y la fortaleza necesarias para llegar a lo más alto de mi carrera.

A todos aquellos funcionarios y docentes de la Universidad Técnica de Cotopaxi, que aportaron para la creación de la Maestría en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

A mi tutor MSc. Romel Suarez sus consejos y comentarios ayudaron a que este proyecto fuera un éxito.

A mis compañeros y amigos que cursaron el programa de Maestría.

También un agradecimiento fraterno a la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. que nos facilitó los datos necesarios para nuestro estudio.

Mario Fernando

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mi esposa Jeaneth Bonilla y mis hijas Felisa y Arleth Culqui, por ser el mayor logro que dios me ha permitido tener, por brindarme su apoyo incondicional lo que me ha permitido luchar siempre por mis sueños y saber que juntos comenzaremos una nueva etapa llena de éxitos en nuestras vidas.

Edison Santiago

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios por permitirme haber alcanzado este logro y poder compartirlo con las personas que más amo, a mi esposa, por siempre estar a mi lado y brindarme su apoyo, confianza y sobre todo su gran amor de manera incondicional. A mis hijas por ser la fuente de inspiración diaria las cuales llenan de amor mi vida permitiéndome superar cualquier obstáculo que se presente.

A mi Madre y hermano por siempre cuidarme, preocuparse, aconsejarme y sobre todo por brindarme su gran amor y cariño

Edison Santiago

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, Marzo, 25, de 2022



Chancusig Chancusig Mario Fernando

CC: 050351435-8



Culqui Taco Edison Santiago

CC: 050325810-5

RENUNCIA DE DERECHOS


Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, Mayo, 19, 2022



Chancusig Chancusig Mario Fernando

CC: 050351435-8



Culqui Taco Edison Santiago

CC: 050325810-5

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A.**”, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, Mayo, 19, 2022



MSc. Jiménez Jiménez Diego Leonardo

CC: 050349370-2

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A.

Autores:

Chancusig Chancusig Mario Fernando
Culqui Taco Edison Santiago

Tutor:

MSc. Rommel Eusebio Suarez Vinueza

RESUMEN

Los modelos de gestión utilizados por las empresas de distribución dejan poco margen para analizar, evaluar las necesidades y prioridades reales de sus activos para comprender de alguna manera si los recursos invertidos en programas de mantenimiento son los de mayor beneficio para el sistema. Entonces, la pregunta es cuándo y dónde invertir para obtener el máximo beneficio y cómo cuantificar los beneficios del mantenimiento. El presente proyecto de investigación, en base de la bibliografía existente, desarrolla una metodología que permita la optimización de los programas de mantenimiento considerando el riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución eléctrica en la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., a través de la evaluación del estado del equipo antes y después de las tareas de mantenimiento y así maximizar la reducción del riesgo alcanzado de esas actividades. Los sistemas de distribución de energía consisten en una gran cantidad de elementos y equipos que pueden ser analizados en el método propuesto, pero de acuerdo con su alcance, el campo analiza solo dos elementos importante: reconectores y desbroce de vegetación. Para poder realizar la optimización se usó el software IBM ILOG CPLEX, el cual permite el ingreso de la función objetiva y las restricciones como costo y mano de obra. Esta investigación tiene como objetivo encontrar herramientas de apoyo a la toma de decisiones para que los administradores de bienes o jefe de mantenimiento puedan actuar sobre la mejor solución para la planificación tareas, asignando los recursos necesarios de manera coordinada.

PALABRAS CLAVES: Sistemas; electricidad; fallo; reconectores; mantenimiento; optimización; función, objetiva.

**COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY
POSTGRADUATE ADDRESS**

**MASTER IN ELECTRICITY
ELECTRICAL POWER SYSTEMS MENTION**

TOPIC: "OPTIMIZATION OF MAINTENANCE PROJECTS FOR ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS, BASED ON THE RISK OF OCCURRENCE OF EQUIPMENT FAILURES AT EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A."

Authors: Chancusig Chancusig Mario Fernando
Culqui Taco Edison Santiago

Tutor: MSc. Rommel Eusebio Suarez Vinueza

ABSTRACT

The management models used by distribution companies leave little room to analyze, evaluate the real needs and priorities of their assets to somehow understand if the resources invested in maintenance programs are of the greatest benefit to the system. The question then becomes when and where to invest for maximum benefit and how to quantify the benefits of maintenance. The present research project, based on existing literature, develops a methodology that allows the optimization of maintenance programs considering the risk of occurrence of failures in the equipment of the electrical distribution system in Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., through the evaluation of the condition of the equipment before and after maintenance tasks and thus maximize the risk reduction achieved from these activities. Power distribution systems consist of a large number of elements and equipment that can be analyzed in the proposed method, but according to its scope, the field analyzes only two important elements: reclosers and vegetation clearing. In order to perform the optimization, the IBM ILOG CPLEX software was used, which allows the input of the objective function and constraints such as cost and labor. This research aims to find tools to support decision making so that asset managers or maintenance managers can act on the best solution for planning tasks, allocating the necessary resources in a coordinated manner.

KEYWORDS: Systems; electricity; failure; reclosers; maintenance; optimization; function, objective.

Yo, Marco Paul Beltrán Semblantes con cédula de identidad número:0502666514 Magister en Lingüística Aplicada a la Enseñanza del idioma Inglés como Lengua Extranjera con número de registro de la SENESCYT: 1020-2021-2354162; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: "**OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A.**" de: Chancusig Chancusig Mario Fernando y Culqui Taco Edison Santiago, aspirantes a Magister en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.



Mg. Marco Paul Beltrán Semblantes
0502666514



**CENTRO
DE IDIOMAS**

Latacunga, mayo, 2022

TABLA DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
AVAL DEL TUTOR	ii
AVAL DEL TRIBUNAL.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA.....	vi
AGRADECIMIENTO	vii
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA.....	viii
RENUNCIA DE DERECHOS	ix
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	x
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT.....	xii
TABLA DE CONTENIDOS	xiii
INDICE DE TABLAS	xvii
INDICE DE FIGURAS	xviii

INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento del problema.....	4
Formulación del problema	8
Objetivos General.....	8
Objetivos Específicos	8
Sistema de tareas en relación a los objetivos.....	9
Justificación	10

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA-METODOLÓGICA

1.1	Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte	12
1.1.1	Sistemas de Distribución Eléctrica.....	17
1.1.2	Características De Sistemas De Distribución Eléctrica	18
1.1.3	Generación Distribuida	18

1.1.4	Fallas en el sistema de Distribución.....	19
1.1.5	Métodos de localización de fallas	21
1.2	Fundamentación Teórica	22
1.2.1	Mantenimiento del sistema de distribución eléctrica.....	22
1.2.2	Asignación de recursos de mantenimiento del sistema de distribución basada en el riesgo.	24
1.2.3	Riesgos de ocurrencias de fallas en los equipos de sistemas de distribución	25
1.2.4	Función Objetivo.....	37
1.2.5	Prácticas de Mantenimiento	38
1.2.6	Identificación de las interrupciones	42
1.2.7	Evaluación de la confiabilidad	44
1.2.8	Evaluación de la confiabilidad histórica	45
1.2.9	Evaluación de la confiabilidad predictiva	47
1.2.10	Parámetros usados en el modelado de la confiabilidad de los elementos del sistema de distribución.	56
1.2.11	Métodos basados en simulación.....	59
1.2.12	Evaluación analítica de la confiabilidad	60
1.2.13	Validación de la evaluación de la confiabilidad	61
1.3	Fundamentación metodológica.....	62
1.3.1	Enfoque de investigación	62
1.3.2	Tipos de investigación.....	63
1.3.3	Métodos de investigación.....	64
1.3.4	Técnicas e instrumentos de investigación	65
1.4	Conclusiones Capítulo I	66

CAPÍTULO II. PROPUESTA

2.1	Título del Proyecto:	68
2.2	Objetivo del Proyecto:	68
2.3	Descripción de la propuesta.....	68
2.3.1	Sistema de subtransmisión	70

2.3.2	Optimización de la reducción del riesgo.....	72
2.3.3	Planteamiento del problema.....	72
2.3.4	Evaluación de la confiabilidad histórica	74
2.3.5	Análisis de los índices TTIK y FMIK de la empresa ELEPCO S.A. 75	
2.3.6	Análisis de los índices TTIK Y FMIK a nivel de alimentadores.	77
2.3.7	Análisis de las interrupciones dentro de cada S/E de ELEPCO S.A. 78	
2.3.8	Análisis de las causas incidentes de interrupciones en las subestaciones.	80
2.3.9	Análisis predictivo	84
2.3.10	Calculo de la reducción del riesgo	88
2.3.11	Mantenimiento reconectores	89
2.3.12	Mantenimiento desbroce de vegetación.....	96
2.4	Conclusiones Capítulo II.....	97

CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1	Optimización	98
3.2	Análisis e interpretación de resultados.....	100
3.3	Análisis de sensibilidad de la mano de obra.....	105
3.4	Análisis de los costos por fallas en los SD	106
3.5	Conclusiones Capítulo III.....	110
	Conclusiones generales	112
	Recomendaciones.....	114
	Referencias bibliográficas.....	115

ANEXOS.

ANEXO N. 1 Registro históricos Calidad del servicio técnico SISDAT ELEPCO S.A. 2019-2020-2021.....	120
ANEXO N. 2 Registro histórico FORMULARIO CAL 060 AMPLIADO Interrupciones ELEPCO S.A.	124
ANEXO N. 3 Catálogo de Interrupciones ELEPCO S.A. 2019-2020-2021	126
ANEXO N. 4 Registro Reconnectadores instalados ELEPCO S.A.	127
ANEXO N. 5 Plan de mantenimiento Alimentadores ELEPCO S.A.	130
ANEXO N. 6 Presupuesto referencial mantenimientos.	133
ANEXO N. 7 Proyecto de Ilustración para ingreso al optimizador	134
ANEXO N. 8 Reducción del riesgo manteniendo constante el número de horas disponible de la mano de Obra y variable los planes presupuestarios	135
ANEXO N. 9 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios.	140
ANEXO N. 10 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios (sin saturación en el valor de la Función Objetivo).	145
ANEXO N. 11 Precios unitarios estimados, para las tareas de mantenimiento según mercado actual.....	150
ANEXO N. 12 Certificado de validación del verificador.....	153
ANEXO N. 13 Autorización entrega de datos ELEPCO S.A.	154

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Categorías de mantenimiento.....	23
Tabla 2. Efectos de Fiabilidad de los componentes.	25
Tabla 3. Registro de puntuación de reconectores.....	48
Tabla 4. Índices de red 2019-2020-2021, SD de ELEPCO S.A.	75
Tabla 5. Índices de red en subestaciones Cotopaxi 2019-2020-2021	76
Tabla 6. Índices de alimentadores con más ocurrencia de fallas ELEPCO S.A ...	78
Tabla 7. Catálogo de interrupciones.....	81
Tabla 8. Causas de interrupciones técnicas.....	81
Tabla 9. Causas de interrupciones no técnicas.....	82
Tabla 10. Estimación de parámetros de confiabilidad líneas aéreas.....	85
Tabla 11. Estimación de parámetros de confiabilidad dispositivos de protección y conmutación.	87
Tabla 12. Reconectores instalados en la ELEPCO S.A. para el análisis.....	87
Tabla 13. Modos de fallo y tipos de mantenimiento.....	89
Tabla 14. Puntuación típica de un reconector por fallar.....	91
Tabla 15. Puntuación típica de un reconector en estado promedio.....	92
Tabla 16. Puntuación típica de un reconector después del mantenimiento.....	93
Tabla 17. Función objetivo con presupuesto variable y mano de obra fija.....	100
Tabla 18. Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable.....	101
Tabla 19. Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO.....	102
Tabla 20. Cantidad de incumplimiento y calidad del producto	107
Tabla 21. Índices FMIK - TTIK Por Alimentador (Alta Y Baja Densidad).....	108

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de Distribución Eléctrica.....	18
Figura 2. Sistema Eléctrico De Distribución con Generación Distribuida	19
Figura 3. Tipos de fallas.....	21
Figura 4. Esquema de asignación de recursos basados en el riesgo.....	24
Figura 5. Reconectador trifásico	39
Figura 6. Desbroce de vegetación de redes eléctricas.....	41
Figura 7. Datos interrupciones en el sistema de distribución eléctrica	43
Figura 8. Clasificación interrupciones ARCENNR-002/20.....	43
Figura 9. Insumos para la evaluación histórica.....	46
Figura 10. Cálculo de las reducciones de las probabilidades de contingencia.....	53
Figura 11. Sistema de prueba de confiabilidad IEEE	62
Figura 12. Límites FMIK con respecto a la regulación.	76
Figura 13. Límites TTIK con respecto a la regulación	77
Figura 14. Interrupciones presentadas en las S/E-2019.	79
Figura 15. Interrupciones presentadas en las S/E-2020.	79
Figura 16. Interrupciones presentadas en las S/E-2021.	80
Figura 17. Frecuencia de interrupciones en el año 2020.....	82
Figura 18. Frecuencia de interrupciones en el año 2021.....	83
Figura 19. Estado reconectador – tasa de falla.....	91
Figura 20. Reducción del riesgo debido al mantenimiento de reconectores....	95
Figura 21. Reducción del riesgo debido al mantenimiento por desbroce.	96
Figura 22. Algoritmo de solución.	99
Figura 23. Reducción del riesgo con presupuesto variable y mano de obra fija. 100	
Figura 24. Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable.	102
Figura 25. Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO.....	103
Figura 26. Presupuesto vs. La reducción del riesgo [48].	104
Figura 27. Curva de Presupuesto de reparto de las diferentes tareas de mantenimiento.....	105
Figura 28. La sensibilidad del Trabajo.....	105

INTRODUCCIÓN

La electricidad hoy en día, constituye una necesidad básica y esencial para el desarrollo de las naciones y la sociedad en sí, la misma que permite que la economía de un país se incremente conforme la demanda energética. Sin embargo, no es la energía eléctrica en sí misma la que tiene valor para las personas sino los servicios que presta.

En estos tiempos altamente competitivos, las empresas de servicios públicos están recurriendo a nuevas estrategias para mejorar la satisfacción del cliente y garantizar que los costos de electricidad se mantengan bajo control. El advenimiento de la computación y la automatización ha llevado a los clientes a demandar mayores niveles de confiabilidad. Esto ha llevado a la creciente importancia de las evaluaciones de confiabilidad para identificar áreas de bajo rendimiento con el fin de proponer y elegir entre varios planes de mejora de la confiabilidad. Se han realizado importantes investigaciones sobre la evaluación de la confiabilidad y el uso de varios métodos de mejora de la confiabilidad que se pueden aplicar al sistema.

Por la anterior se especifica, la importancia que tienen las redes de distribución eléctrica, que permiten que la electricidad pueda llegar a cada uno de los hogares, industria y organizaciones que lo requieran, por esta razón, es imprescindible mantener y mejorar este elemento tan esencial asegurando la continuidad del suministro y mejorar constantemente la seguridad de las instalaciones.

Estudios realizados demuestran que en los sistemas eléctricos de potencia, un sistema de distribución típico representa el 40% del costo de entrega del servicio de energía eléctrica y el 80% de los problemas de fiabilidad al cliente, lo que implica que el diseño, las operaciones y el mantenimiento del sistema de distribución sean críticos para el éxito financiero del negocio y la satisfacción de los clientes [2].

Es por esto, que la presente investigación tuvo como propósito, proponer una metodología que permita la optimización de los programas de mantenimiento considerando el riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de

distribución de energía eléctrica en la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.).

A través de la evaluación del estado del equipo antes y después de la tarea de mantenimiento específicamente en postes de madera, reconectores y poda de árboles, para maximizar la reducción del riesgo alcanzado en cada una de esas tareas, que son priorizadas sujetas a las restricciones de los recursos disponibles, utilizando técnicas de optimización adecuadas.

Lo que se pretendió es satisfacer los requisitos de confiabilidad a un costo mínimo tal como es la exigencia actual en las empresas modernas, para lo cual se utilizará la información de los históricos de interrupciones del sistema de distribución.

A partir de recopilación bibliográfica, se determinó estrategias que permiten mejorar el estado actual de la técnica de mantenimiento del sistema de distribución, que asigna los recursos de mantenimiento a los diferentes equipos en función de su probabilidad y consecuencias de fallas.

Con esta investigación se pretende encontrar herramientas, de apoyo a la toma de decisiones en base a soluciones óptimas de programas de mantenimiento que permita una distribución de los recursos necesarios de forma coordinada.

En la introducción general del presente trabajo, se definió los antecedentes del mismo, se planteó el problema a dar solución con los resultados; se formuló el mismo y se estableció los objetivos tanto general como específicos, detallando las tareas y actividades abordado por cada objetivo, así como el resultado esperado.

En el primer capítulo, se detalló la fundamentación teórica-metodológica, describiendo los principales antecedentes de la investigación, la fundamentación del estado del arte; se expone el fundamento epistemológico del estudio a través de una revisión bibliográfica exhaustiva.

Además se propuso la fundamentación metodológica, se estableció el enfoque, los tipos y métodos de investigación, la técnica e instrumentos de recolección de la información; se explicó también el proceso empleado para la obtención y análisis de la información, terminando con conclusiones del capítulo.

El segundo capítulo, muestra que mediante la recolección y análisis bibliográfico y la simulación de datos, se estableció la propuesta de investigación de realizar pruebas técnicas para medir la confiabilidad y riesgo en la ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución; los modos de falla, prácticas de mantenimiento y estimación de porcentaje de averías.

En el tercer capítulo, se realizó la aplicación e interpretación de los resultados obtenidos con la aplicación de la propuesta, evaluando la confiabilidad para los equipos del sistema de distribución, a través de los parámetros usados en el modelado de la confiabilidad de los elementos del sistema de distribución.

Se presenta los modelos utilizados para describir las características de confiabilidad de los componentes del sistema de distribución y la validación de la evaluación de la confiabilidad y optimización de la reducción del riesgo.

Antecedentes: El presente protocolo de investigación, se enmarcará dentro de la línea de investigación propuesto por la Universidad Técnica de Cotopaxi denominada “Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental”, relacionada con la sub línea de investigación de la carrera de Ingeniería en Electricidad “Conversión y uso racional de la energía eléctrica del sector industrial, comercial y residencial”.

Se ajustan al tema planteado para su accionar investigativo, que están en correspondencia con los objetivos nacionales e internacionales de investigación, desarrollo tecnológico e innovación en esta área.

Se integran todas aquellas investigaciones que busquen promover el aprovechamiento de las energías alternativas y renovables, fomentar y promocionar el uso eficiente de la energía (Eficiencia Energética) en los diferentes sectores (Industrial, Residencial, Público, Transporte y Agrícola), y reducir el impacto medioambiental derivado de la utilización de los recursos energéticos [3].

Además, se encuentra vinculada al “Plan Toda una Vida, en su objetivo 5: “Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria”, específicamente en “Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una

matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social” [4].

El mismo que se enfoca en desarrollar y fortalecer a los sectores de apoyo que brindan servicios fundamentales para el sector productivo, como es el caso del servicio energético, que actualmente satisface el requerimiento de la industria nacional y que, además, se ha empezado a exportar a países de la región.

Planteamiento del problema: La confiabilidad de los diferentes clientes al utilizar la energía eléctrica cuando lo necesiten, es fundamental en cualquier sociedad en busca o presencia del desarrollo, sumado a esto el constante avance tecnológico en lo que tiene que ver a herramientas y maquinarias electrónicas y digitales, máquinas y sistemas de automatización complejos, que son cada vez más sensibles a las perturbaciones e interrupciones eléctricas.

En el caso concreto de Ecuador al proyecto del cambio de la matriz energética y productiva, ha aumentado el requerimiento de contar con un excelente y eficiente suministro del servicio de energía eléctrica. Para esto se propone validar la evaluación de esta confiabilidad, permitiendo optimizar el riesgo por fallas en los equipos.

Los administradores de activos eléctricos o bienes afectos al servicio público de energía eléctrica, asignan los recursos entre las diversas actividades de mantenimiento, y están limitados por recursos monetarios y laborales disponibles. Esto presenta una serie de desafíos para la gestión de estos activos que se pueden dividir en tres aspectos:

- El primero es cómo identificar y justificar los recursos necesarios para la gestión de activos. Por lo general, cada administrador de activos debe realizar una evaluación anual para determinar los recursos financieros y humanos necesarios para administrar los equipos o sistemas de los que es responsable. Su argumento se basa en los beneficios derivados de los recursos asignados. Esto establece los recursos totales disponibles para cada administrador de activos.

- A continuación, cada gerente o supervisor de mantenimiento debe decidir cómo asignar los recursos disponibles a los diferentes programas. Esta asignación de recursos secundarios asigna los recursos disponibles de la primera asignación a diferentes programas de gestión de activos. Para hacer esto, los administradores de activos deben comprender cómo cambia el beneficio total de todos los proyectos a medida que los recursos se transfieren de un proyecto a otro.
- La tercera área es la selección de un conjunto de proyectos de mantenimiento a ser completados dentro de cada programa, sujeto a asignaciones presupuestarias secundarias. La solución a este problema permite a los administradores de activos comparar los beneficios de las diferentes tareas de mantenimiento disponibles en el programa y elegir la mejor opción en función de los recursos disponibles.

Además de los tres aspectos anteriores, puede haber situaciones en las que ciertas partes del sistema deban mantenerse debido a requisitos reglamentarios o de seguridad, independientemente de las ganancias de confiabilidad logradas. Tales tareas obligatorias también deben ser consideradas.

Para encontrar soluciones integrales a cada uno de los problemas anteriores, los administradores de activos necesitan herramientas para evaluar los beneficios derivados de cada tarea de mantenimiento. Una vez identificados, el costo y los requisitos de trabajo correspondientes se pueden usar para juzgar la utilidad de la actividad y priorizar el trabajo en consecuencia.

Los métodos o reglas empíricas utilizadas generalmente por las empresas de servicios públicos dan como resultado la asignación de presupuestos fijos, los cuales son establecidos para un período determinado de tiempo, lo cual ha llevado al uso ineficiente de los recursos disponibles, que a su vez se ven reflejados en menores niveles de fiabilidad para el cliente.

Este es el caso de ELEPCO SA que menciona en sus proyectos de readecuación de los Sistemas de Distribución (SD), que padecen de mala calidad de energía

eléctrica, debido al deterioro producido por los contrabandos de energía y el incremento en la demanda de energía.

Lo anterior ocasiona daño a los conductores y provocan bajas en el voltaje, esto ha provocado varios problemas en la población como son; no gozar del bienestar del buen servicio de energía eléctrica, daños en sus electrodomésticos y por ende fallas en el acceso a la tecnología, falta de integración con los beneficios que produce, etc.

Además, la demanda del sector mencionado, sobrepasa la potencia nominal de los centros de transformación instalados y sus respectivas redes de distribución, lo que hace imposible el incremento de consumo y que los usuarios registrados con tarifa residencial poseen únicamente medidores a 110 V.

Es necesario que las empresas distribuidoras realicen una evaluación y reforzamiento de la infraestructura en la red de medio voltaje, bajo voltaje y transformadores instalados en su área de concesión, así como el cambio de medidores 110 a 220 V, para garantizar un servicio de calidad.

De la misma manera se establece que los problemas existentes se deben al hurto y a la ausencia o mala calidad de la energía eléctrica, generando las siguientes situaciones:

- a) Pérdidas económicas a las empresas distribuidoras.
- b) Caídas de tensión que bajan la calidad del servicio eléctrico.
- c) Imposibilidad de emprender procesos productivos eficientes en la población.
- d) Incentivo a la migración.
- e) Limitan a la sociedad la comunicación.
- f) Limitan a la sociedad la conectividad.
- g) Limitan el proceso de desarrollo rural sostenible.
- h) Dificultan el desarrollo social, cultural y deportivo.
- i) Uso de energéticos contaminantes.

- j) Los servicios básicos: salud, educación, comunicación y conectividad son deplorables [5].

Los problemas antes mencionados, pueden ser superados en gran medida con la ejecución de los proyectos de readecuación y mantenimiento de las redes de distribución, además del mejoramiento de la infraestructura en la red de medio voltaje, bajo voltaje y transformadores instalados en las áreas de concesión.

El sistema de distribución de ELEPCO S.A., está configurado actualmente con 38 circuitos primarios o también denominados alimentadores de medio voltaje, en los cuales se encuentran distribuidos 10.069 transformadores de distribución con una potencia instalada total de 288.63 MVA, que abastecen la demanda de 152.432 clientes, a través de una red de circuitos en bajo voltaje (trifásicos y monofásicos) con una longitud total aproximada de 5.854,04 km.

El Sistema de Alumbrado Público General consta de 54.796 luminarias con una potencia instalada de 11.009 kW. Se debe destacar la asimetría de los circuitos y las cargas entre las regiones Sierra y Costa de la provincia de Cotopaxi, atravesando por zonas de gran altura con grandes distancias recorridas por los circuitos primarios y secundarios, con una carga rural extremadamente dispersa.

En términos generales, ELEPCO S.A. cuenta con una infraestructura eléctrica de distribución, en buen estado, producto de la inversión realizada. La mayoría de las redes son aéreas, a quienes está dirigido esta investigación con niveles de voltaje de 13,8 kV y 220v.

Sus líneas conductoras son soportadas por estructuras metálicas aisladas, que se encuentran instaladas en postes de hormigón. Los circuitos primarios llevan la energía eléctrica hasta los centros de transformación de medio y bajo voltaje, para de allí, mediante los circuitos secundarios llegar hasta el cliente final con la conexión de acometidas y medidores.

En la actualidad se cuenta con el sistema de distribución subterráneo que sirve específicamente a los centros urbanos consolidados, con alta densidad poblacional, como son los centros históricos de las ciudades de Latacunga, Pujilí, Salcedo y La

Maná; en los cuales se sirve a alrededor de 20.405 clientes y a los que el sistema subterráneo ha mejorado las condiciones técnicas de servicio, seguridad, confiabilidad y estética del medio urbano [2].

Formulación del problema: ¿Cómo el riesgo de ocurrencia de fallas de los equipos, permiten optimizar los proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica en ELEPCO S.A.?

Objetivos General

Proponer una metodología que permita la optimización de los programas de mantenimiento considerando el riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución de energía eléctrica de ELEPCO S.A.

Objetivos Específicos

- Recopilar información bibliográfica, en textos, artículos científicos y normativa vigente, sobre los modelos de optimización de los programas de mantenimiento, en relación al riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución de energía eléctrica.
- Determinar las principales causas de incidencias de fallas en el periodo 2019, 2020 y 2021 de ELEPCO S.A., que permita maximizar la reducción del riesgo en cada una de las tareas efectuadas en el sistema de distribución.
- Establecer a través de la evaluación, la técnica de optimización adecuada, para satisfacer los requisitos de confiabilidad del sistema de distribución de ELEPCO SA.
- Determinar los costos de fallos en los equipos, para ser utilizados en la priorización de trabajos de mantenimiento.

Sistema de tareas en relación a los objetivos:

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Recopilar información bibliográfica, en textos, artículos científicos y normativa vigente, sobre los modelos de optimización de los programas de mantenimiento, en relación al riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución de energía eléctrica.	<p>- Marco referencial a través de la información de textos, artículos especializados y normativa vigente en relación a los modelos de optimización de los programas de mantenimiento.</p> <p>- Recopilación de información existente en la Empresa Eléctrica referente a las fallas detectadas en el año 2019-2020-2021.</p>	<p>-Revisión bibliográfica, sobre la cual se fundamentará la teoría que respalda el trabajo.</p> <p>-Selección de activos y proyectos de mantenimiento de la empresa para el estudio.</p>	<p>- A través del análisis de fuentes bibliográficas en memorias internas y externas.</p> <p>-Análisis del Formulario CAL 060 AMPLIADO, SISDAT y datos de fiabilidad del sistema eléctrico.</p>
Determinar las principales causas de incidencias de fallas en el periodo 2019, 2020 y 2021 de ELEPCO SA, que permita maximizar la reducción del riesgo en cada una de las tareas efectuadas en el sistema de distribución.	<p>-Análisis de los diagramas de Pareto desarrollados identificando las causas más probables en ocurrencia de fallos o desconexiones.</p>	<p>-Metodología de los modos de falla que se pueden presentar en el mantenimiento preventivo.</p> <p>-Selección de las tareas de mantenimiento.</p>	<p>-Tabla y gráficos cuantitativos de las causas Identificadas.</p>
Establecer a través de la evaluación, la técnica de optimización adecuada, para satisfacer los requisitos de confiabilidad del sistema de distribución de ELEPCO SA.	<p>-La metodología de cálculo y formulación de evaluación de la confiabilidad se validan mediante el sistema de prueba IEEE.</p> <p>-Recolección de datos y formulación del modelo mediante ecuaciones para la función objetivo y restricciones.</p>	<p>- Tabla de resultados y gráficos de dispersión.</p> <p>- Anexos de cálculo de la reducción del riesgo presentado por cada uno de los proyectos y se obtienen los costos financieros y laborales.</p>	<p>-Software de Optimización.</p> <p>-Índices de confiabilidad y ecuaciones.</p>
Determinar los costos de fallos en los equipos, para ser utilizados en la priorización de trabajos de mantenimiento.	<p>-Identificar los equipos cuyo costo de falla es mayor que la inspección y seguimiento de los costos incurridos.</p>	<p>Costos en que incurren las fallas.</p>	<p>-Estudio de la Normativas y de penalización vigente en la ARCERNNR.</p> <p>-Precios unitarios en base al mercado actual.</p>

El Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos, se propone a través de actividades y/o tareas, se describen los resultados esperados y la descripción de las técnica e instrumentos de investigación necesarios para la consecución de los propósitos planteado.

Justificación: Debido a la necesidad de las empresas eléctricas de distribución, de mantener la calidad del servicio eléctrico fijada por las normas actuales, es necesario que estas adopten nuevas y mejores estrategias para la planificación del mantenimiento de sus SD. Esto hace necesario que operen en un ámbito de nuevos desafíos, tales como aumento de costos operativos, crecimiento de la demanda, requerimiento de elevados niveles de confiabilidad y calidad del servicio, así como la necesidad de afrontar y gestionar el envejecimiento del equipamiento instalado.

Bajo este concepto, se examinó la necesidad de replantear el marco para la gestión del mantenimiento aplicado por las empresas eléctricas, pretendiendo estrategias estables para la planificación del mantenimiento que le permita reducir sus costos operativos sin sacrificar la calidad de servicio. Los historiales de fallas expresan que los Sistemas de Distribución Eléctrica (SDE) constituyen el mayor riesgo para el suministro ininterrumpido de energía, y nos ayudan a reconocer los tipos de incidentes con mayor frecuencia en la red y el tipo de manteniendo que necesita ese circuito, sin embargo los SD han recibido menos atención que los sistemas de generación y transmisión de manera global.

El objetivo del trabajo es proponer una estrategia de asignación de recursos basada en el riesgo para el mantenimiento de los sistemas de distribución que pueda ser utilizada por las empresas de servicios públicos en este caso ELEPCO S.A. para evaluar los beneficios obtenidos de los distintos proyectos de mantenimiento y priorizarlos en consecuencia. Además, se ofrece una revisión de las diversas prácticas de mantenimiento utilizadas por las empresas de servicios públicos actuales junto con su impacto en la fiabilidad.

Esto con el fin de desarrollar una herramienta de evaluación de la fiabilidad que puede utilizarse para determinar varios índices de los equipos del sistema de distribución, junto con las sensibilidades de los índices antes y después del mantenimiento. Esto se traduce en una función objetivo que dependiendo del

presupuesto asignado y mano de obra , se traduce de manera lógica y se ingresa a un software o herramienta de optimización, en este caso IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, el cual no refleja la mejor decisión en base a los datos ingresados.

Un resultado útil del trabajo sería proporcionar al gestor de activos la capacidad de tomar decisiones resolviendo el problema de asignación de recursos para múltiples tareas de mantenimiento y proporcionando una solución óptima a los siguientes factores:

1. Identificación y justificar los recursos necesarios para la gestión de los activos.
2. Asignación de los recursos disponibles a los diferentes programas de mantenimiento.
3. Selección de los conjuntos de proyectos de mantenimiento que deben realizarse dentro de cada programa, limitados por la asignación presupuestaria y mano de obra.

Hipótesis:

La reducción del riesgo de ocurrencias de fallas presentada por cada una de las tareas de mantenimiento de los equipos, permiten optimizar los proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica.

VI: *Optimización de los programas de mantenimiento* de los SDE.

VD: *Riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos* del SDE.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA-METODOLÓGICA

1.1 Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte

En el presente proyecto, se indaga sobre trabajos previos, con relación al tema de estudio, entre los que se describe a continuación los siguientes:

En la Universidad de San Agustín del Perú, Espinoza (2019) en su tesis de Maestría en Ciencias: Ingeniería de Proyectos, con mención en Gerencia de Proyectos con el tema *“Plan de Mantenimiento en base a registros históricos de falla en Redes de Distribución Eléctrica Arequipa”*.

Tuvo como propósito, analizar el historial de fallas de los diferentes activos físicos de una red de distribución eléctrica utilizando las estadísticas para proponer un Plan de Mantenimiento óptimo. A través de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), que regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico que deben cumplir las empresas eléctricas de distribución.

Se estableció los niveles mínimos de calidad y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas. También, se establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad.

Se demuestra que es beneficioso para las decisiones de gestión de mantenimiento de activos, el procesamiento y análisis de las bases de datos de las interrupciones de las redes de MT de la empresa de distribución de energía (SEAL) del departamento Arequipa, aplicando una metodología RCM mejorada, basada en el análisis estadístico cuantitativo de los datos de interrupciones de año 2012 al 2018 de los alimentadores del Sistema Eléctrico Arequipa.

Se identificó los componentes de distribución críticos para la confiabilidad del sistema mediante el análisis de los índices de importancia, la probabilidad de falla y la confiabilidad de los componentes de las líneas de distribución eléctrica de 10 y 22.9 kV, los cuales sirvieron de base para la evaluación, por parte de la empresa de distribución, de la probabilidad de ocurrencia e impacto de un evento, necesarios para establecer un mapa de riesgos en cualquier sistema de distribución [1].

En la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Albarado (2017) en su tesis para Ingeniero en Electromecánica, con el tema ***“Elaboración de un Plan de Mantenimiento Preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la Empresa de Energía de Boyacá S.A., aplicado por la Empresa Asistencia Técnica Industrial Ltda.”***.

Trata de elaborar un plan de mantenimiento preventivo con base en las actualizaciones de las características técnicas de las subestaciones de media y alta tensión de tipo encapsuladas y tipo patio. La investigación se realizó a partir de una inspección visual de todos los equipos para conocer más de cerca todas sus características importantes y funcionamiento, acompañados de los técnicos de la cuadrilla de la empresa A.T.I., encargados de facilitar los instructivos que seguían para realizar las actividades de mantenimiento.

Al analizar las rutinas de mantenimiento, se pudo concluir que los procedimientos tanto de seguridad como de maniobra se han venido trabajando aceptablemente pero que hay actividades que no se hacen debido al corto tiempo establecido y a la falta de una guía de procedimientos de mantenimiento.

Con la visita a las diferentes subestaciones se recolectó la información de las principales características de los equipos al igual que la información de los mantenimientos previos realizados, para conocer el estado actual de estos y junto con los instructivos de los fabricantes, se determinó un método de mantenimiento que se adecue a las necesidades de los clientes, garantizando el correcto funcionamiento de los equipos.

Se concluye que los indicadores de calidad muestran los límites establecidos por la CREG en la prestación de los servicios y gracias a las actividades de mantenimiento

se reducen las intervenciones no programadas que son las que acarrearán más costos a la EBSA E.S.P. El plan de mantenimiento ayuda a cumplir las actividades de mantenimiento de una forma más segura y eficiente para el personal de campo, que en el caso de fallas serviría de guía para el diagnóstico o solución de estas, gracias también a la base de datos que hace más fácil la búsqueda de información relevante de cualquier equipo de una subestación dada [2].

Sexto y Jiménez (2020) en su Artículo Científico, con el tema ***“Mantenimiento Centrado en Contabilidad RCM; Efectos de modo de fallo y análisis de criticidad FMECA; Activo crítico; Sistema Eléctrico”***.

Se propone un plan de mantenimiento estructurado hasta el nivel de subestación de la empresa Continental Tire Andina, de acuerdo a la norma del sistema de gestión RCM aplicable a los activos críticos del sistema de distribución. Originalmente se estructuró para recopilar información sobre los elementos constitutivos del sistema que formaban parte de seis subestaciones a las que se les aplicó el análisis de criticidad.

En la segunda etapa se realiza un método RCM basado en el estándar SAE JA 1011, que permite un análisis sistemático de los activos seleccionados para examinar las formas en que puede fallar el funcionamiento de los sistemas, subsistemas y componentes.

El estudio detallado de los componentes, las probabilidades de ocurrencia de fallas y sus consecuencias, permitió asignar prioridades y estrategias de mantenimiento basadas en aspectos técnicos, económicos, de seguridad y ambiente orientadas a evitar posibles fallas mediante el planteamiento de tareas apropiadas [3].

Mosquera (2015) en su Tesis de Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad de Cuenca, con el tema ***“Proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica basado en el riesgo de la ocurrencia de fallas de sus equipos”***.

En base a la bibliografía existente se planteó como objetivo desarrollar un método que permita optimizar los planes de mantenimiento teniendo en cuenta el riesgo de falla de los equipos en los sistemas de distribución eléctrica mediante la evaluación

del estado de los equipos. Después de las tareas de mantenimiento, y maximizar el riesgo obtenido de esas tareas.

Las tareas son priorizadas sujetas a las restricciones de los recursos disponibles utilizando técnicas de optimización adecuadas; con lo que se busca satisfacer los requisitos de confiabilidad a un costo mínimo tal como es la exigencia actual en las empresas modernas.

Debido a que los índices utilizados para calcular la reducción de riesgos están asociados con los efectos de las fallas permanentes, las fallas transitorias están excluidas de este análisis. Este trabajo busca presentar una estrategia que implique un avance en el estado actual de la técnica de mantenimiento del sistema de distribución, que asigna los recursos de mantenimiento a los diferentes equipos en función de su probabilidad y consecuencias de fallas.

Con esta investigación, se determinó las herramientas de apoyo a la toma de decisiones, para que el administrador de bienes o jefe de mantenimiento pueda tomar medidas en base a soluciones óptimas de programas de mantenimiento que le permitan una distribución de los recursos necesarios de forma coordinada [4].

El inicio de la distribución de la energía y el uso de la electricidad comenzó en 1880 con Thomas Alba Edison, quién marcó el inicio de la era eléctrica con la invención de la bombilla incandescente y la apertura de la estación de Pearl Street en la ciudad de Nueva York en los Estados Unidos [7].

Con el inicio de esta era la demanda de energía comenzó a aumentar de modo tal que surgió la necesidad de construir nuevas centrales eléctricas más grandes y redes de distribución de energía más largas para poder suministrar la energía generada por estas nuevas plantas [8].

Los servicios energéticos cubren una demanda amplia y variada: iluminación, confort (calefacción, aire acondicionado), refrigeración, comunicación, tecnologías de información, producción de bienes y servicios, entre otros [9].

En las últimas décadas se ha incrementado la demanda de energía eléctrica y para atender el complejo crecimiento, es indispensable la óptima expansión de los sistemas de transmisión [9], ya que es la columna vertebral del sistema eléctrico de

potencia; el sistema de transmisión tiene que ser estructurado adecuadamente, sin embargo la problemática para los planificadores es que, tienen que analizar restricciones como: cargabilidad máxima, perfil de voltaje, desviación angular y pérdidas del sistema [10].

En muchos de los casos la óptima expansión de los sistemas de transmisión, buscan fortalecer la red para que sea estable, segura y confiable; de esta forma pudiese mantener su operatividad ante la presencia de contingencias.

La calidad de energía en el sistema de distribución ha sido objeto de varias investigaciones que prestan interés ya sea para operadores como para usuarios finales los cuales son parte fundamental de los SD, beneficiarios al mejorar la confiabilidad del sistema [11]. La continuidad del suministro de energía es el proceso que debe tender a ser el más eficiente entre otros como, valores estandarizados del servicio y mantenimientos rutinarios.

Los SD de energía eléctrica son parte esencial ante la sociedad moderna, por esta razón cuando ocurre una interrupción en el SD, es importante la localización exacta de falla para acelerar la restauración del sistema [12], con el fin de reducir el tiempo de interrupción del servicio y mediante este proceso mejorar la confiabilidad del sistema de distribución.

Las fallas más comunes que alteran la continuidad del servicio son fallas por descargas atmosféricas, averías por falta de mantenimiento, cambios repentinos de carga, maniobras inadecuadas por operadores del SD, estas fallas son determinantes en el proceso de minimizar pérdidas en el SD y así obtener la menor cantidad Energía no Suministrada (ENS), y proporcionar mayor eficiencia a la red de comercialización [13] [14].

Otro de los factores importantes para mejorar la confiabilidad del SD, es conectar la Generación Distribuida (GD) al SD, los cuales son centros de generación que se encuentran lo más cerca posible a las cargas, para mejorar las pérdidas de potencia en las cargas y reducir la ENS [15][16].

El ingreso de la GD aumenta la confiabilidad del sistema al ocurrir una falla, ya que esto mejora la flexibilidad del SD, mejora la calidad de energía y aumenta la

fiabilidad [8], pero el ingreso genera inconvenientes, ya que estos producen un cambio considerable en algunas características técnicas-operativas del SD, como la variación de voltajes y corrientes en el flujo de potencia del SD.

Algunos autores en el pasado han desarrollado varios métodos de localización de fallas, basándose en la relación de voltaje y corriente de falla, para generar una impedancia aparente y localizar la distancia de falla [2], otros localizan la sección de falla y luego estiman la distancia de falla en esa sección [3].

También utilizan los valores fundamentales de corriente y voltaje, en estado de pre y pos falla. En sí para localizar una falla se necesita obtener los valores de voltaje y corriente, estos valores pueden ser obtenidos de un flujo de potencia del SD para esto en, utiliza medidores ubicados en la red para determinar voltajes y corrientes en los puntos de falla, medidos desde las subestaciones.

En [9] se ayuda mediante los datos de monitoreo del alimentador principal, para aplicar su método de localización, la literatura es amplia al localizar una falla en SD.

1.1.1 Sistemas de Distribución Eléctrica

Son parte fundamental en los SEP, ya que luego de pasar etapas de reducción de voltaje realiza la interconexión entre la transmisión del sistema de energía eléctrica, con la red de comercialización hacia los consumidores. Las topologías son importantes y fundamentales en los SD, una de las configuraciones es la red radial, esta red es típica en los SD [10].

Ya que son redes muy sencillas en operación y control, la segunda topología es denominada anillo, la que forma un circuito cerrado, logrando que los consumidores se instalen entre los transformadores, lo que aumenta la complejidad de la red.

Estas topologías pueden ser implementadas como una red en anillo unido de forma radial, esto hace que la topología sea muy compleja, esta combinación es denominada red mallada. En la figura 1 se muestra la configuración típica de un SD.

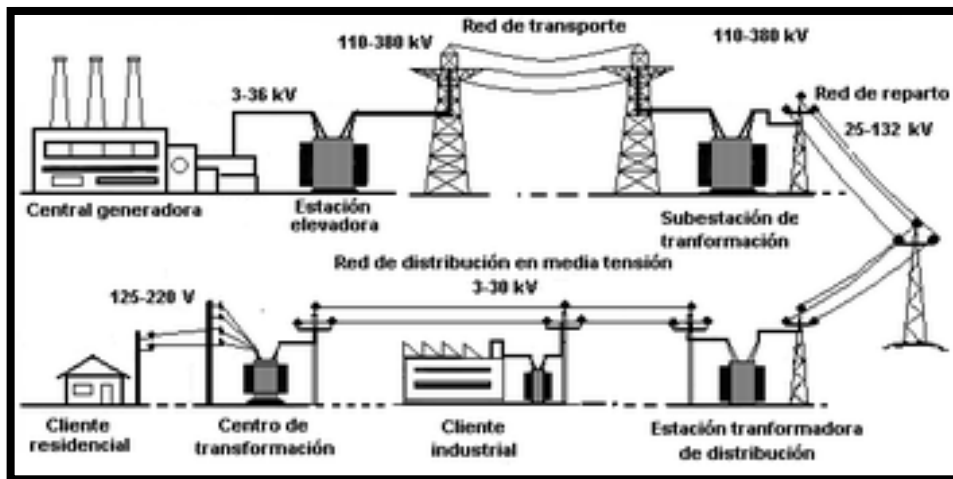


Figura 1. Sistema de Distribución Eléctrica [11].

1.1.2 Características De Sistemas De Distribución Eléctrica

La topología y configuración de los SD eléctrica son importantes al momento de determinar el punto de falla, ya sean estas de tipo operativas o físicas, por ejemplo el diseño de todos los alimentadores, longitudes de cables y otros elementos deben ser heterogéneos, así como los sistemas podrían ser balanceados o son desbalanceados, y uno de los criterios por el cual el sistema tiende a ser inestable es por el número de derivaciones que se encuentran en el SD [11].

1.1.3 Generación Distribuida

No existe una definición como tal para determinar que es la Generación Distribuida, sin embargo, la mayoría de sistemas se basan en la generación de energía eléctrica centralizada en grandes proporciones y en una sola dirección [12]. La implementación de generadores que se encuentren cercanos de la carga proporciona beneficios [13], uno de ellos es minimizar las pérdidas del sistema por lo tanto su ubicación es necesaria en el SD [14]-[15], esto ayuda a que el sistema tenga menos pérdidas, reduce la carga y mejora la calidad del servicio disminuyendo la ENS [16]-[17].

Las empresas de distribución eléctrica pueden implementar estos generadores que por lo común, utilizan fuentes de energía primaria renovable [10], de esta forma también reducen de forma significativa el nivel de contaminación y ayudan a que el sistema sea más eficiente y preste mayor seguridad al SD [18]-[19].

La generación distribuida en los sistemas de distribución, producen un cambio significativo en el análisis técnico operativo de la red, convirtiéndola en una red bidireccional, es por esta razón que la implementación representa 7 variaciones en la localización de fallas [20].

Por lo tanto, para este artículo la generación distribuida se definirán como pequeñas fuentes de generación eléctrica que se encuentran instalados en la etapa de distribución eléctrica del SEP lo más cercanos de las cargas y permiten mejorar la confiabilidad en el sistema. En la figura 2 se muestra un sistema de distribución con generación distribuida.

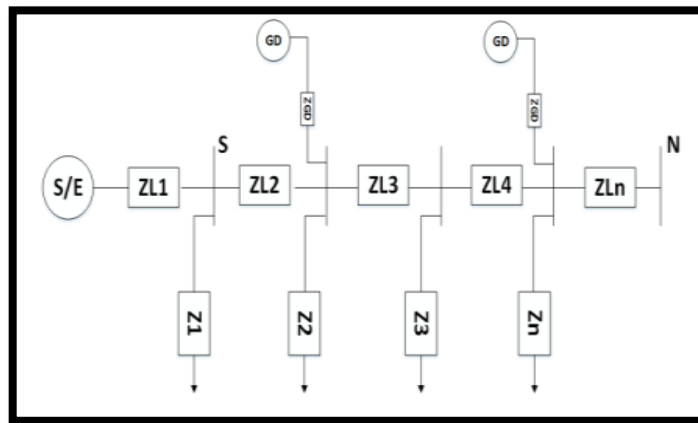


Figura 2. Sistema Eléctrico De Distribución con Generación Distribuida [12].

1.1.4 Fallas en el sistema de Distribución

Las fallas en los sistemas de distribución eléctrica, es tema que se encuentra en mucha literatura ya que la continuidad del servicio ha sido uno de los aspectos más importantes al evaluar la calidad del servicio.

En [21] esa continuidad del servicio es medido bajo parámetros que se definen como índices de continuidad, las interrupciones en el sistema eléctrico no es un tema que se puede pasar por alto ya que, el sistema se convierte en una red inestable y poco confiable, así como también produce costos a empresas distribuidoras por concepto de ENS, y afecta al consumidor final [22].

Las interrupciones del sistema de distribución pueden ser programadas y no programadas, estas últimas son producidas por fallos de tipo atmosféricos, por mala

operación técnica, por abrupta salida de carga, y las programadas son de carácter de mantenimiento. Las interrupciones no programadas pueden afectar a una o varias fases del SD, para cada caso la corriente y voltaje de corto circuito es diferente [23].

En la figura 3 se puede observar la falla que involucra una conexión entre una fase con tierra, denominada monofásica, esto hace que la fase que se encuentra en falla disminuya su voltaje con referencia a resistencia de falla, y su corriente se eleve drásticamente, por tal motivo se produce un desbalance en las otras dos fases.

Cuando dos de las fases tiene conexión entre sí, se denomina falla bifásica, esto afecta los valores de corriente y voltaje según la impedancia de falla, lo cual produce un desbalance en la fase que no es afectada, esto se puede observar en la figura 3.b.

Una falla bifásica a tierra involucra dos fases y tierra, esto produce que la corriente se eleve drásticamente en las dos fases, así como también el voltaje disminuye tomando en cuenta la resistencia de falla, por lo tanto en esta falla también se presenta un desbalance en la fase que no fue afectada, como se muestra en la figura 3.c.

Cuando en una interrupción se afectan las 3 fases ocurre una conexión directa entre las tres fases, como se muestra en 3.d, esto genera un efecto de corriente o cual genera que se eleve considerablemente y el voltaje disminuya según la impedancia de falla, así como también se puede observar la figura 3.e que muestra las tres fases involucradas con tierra, los valores de 8 voltaje y corriente se determinaran según la impedancia de falla.

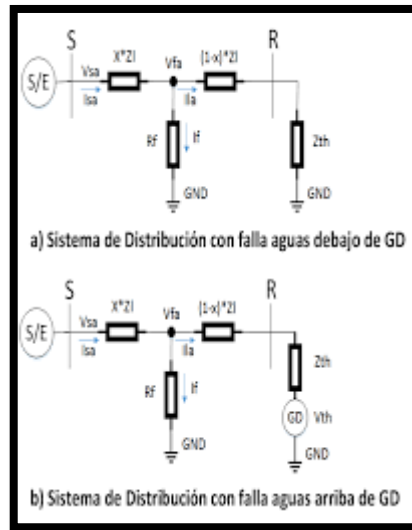


Figura 3. Tipos de fallas [13]

Notas: (a) fase a tierra, (b) fase a fase, (c) dos fases a tierra, (d) tres fases, (e) tres fases a tierra.

1.1.5 Métodos de localización de fallas

La localización de fallas en los sistemas de distribución es efectiva cuando los métodos consideran la no homogeneidad de la línea, así como la topología radial y sumamente ramificada, estos son denominados Métodos Basados en el Modelo (MBM), que tienen como principio, recoger información de diferentes puntos del SD, ya sea voltaje, corriente, caídas de voltaje de líneas, en cualquier punto del SD, para estimar una distancia de falla.

Se localiza la falla en dos etapas, en la primera etapa considera analizar el flujo de potencia del SD, con este proceso logra obtener todas las ubicaciones de las posibles fallas [24]. En esta primera etapa mediante un método algorítmico localiza todas las posibles fallas como ya se mencionó, este método se implementaría para cualquier tipo de falla en las líneas o nodos, este método toma en cuenta si el sistema es balanceado o desbalanceado, así como el efecto capacitivo de las líneas.

La segunda etapa de este método consiste en comparar el voltaje medido desde la subestación con cada nodo hasta que el error sea el mínimo y de esa forma determina la ubicación de la falla.

Además, se utiliza información adicional de los métodos comunes, esto lo hace con el fin de determinar la fuente donde se produce la falla y el alimentador a la que pertenece la línea que este en estado de falla, mediante el registro de la corriente antes y durante la falla, para esto mide los valores en la subestación, para luego clasificar el tipo de falla, posteriormente calcula la caída de voltaje, para obtener la corriente de falla en base a la resistencia de falla, para finalmente calcular una distancia estimada de falla, con referencia a la subestación de transformación. [25]

La comparación de métodos, que adicional a los MBM, utilizan otros datos como la experiencia del operador en el SD, el historial de fallos e información externa, estos métodos se denominan Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC), que son útiles al analizar las perturbaciones de las ondas, así como también la frecuencia de ocurrencia de una falla, son metodologías que permiten delimitar áreas de localización [11].

Un MCBC para la localización de fallas, mediante máquinas de soporte vectorial, la cual zonifica el SD, y permite localizar la falla con GD de forma óptima, y precisa, con la aplicación voltajes RMS, como descriptores. Nuevos métodos de localización de fallas en SD, se basan en la construcción de Redes Neuronales Artificiales (RNA), estas son un conjunto de unidades que procesan unas con otras, son entrenadas para determinar la distancia desde el punto de falla, hasta la subestación, con entradas de voltaje de fase, corrientes y potencias 9 que son medidas desde la subestación en pre y pos falla, este método no toma en cuenta las cargas de los consumidores de la red [12]-[26]-[27].

1.2 Fundamentación Teórica

1.2.1 Mantenimiento del sistema de distribución eléctrica

El mantenimiento de un componente disminuye su tasa de fallos, por tanto, la frecuencia y duración de las interrupciones que sufren los usuarios. Las empresas de servicios públicos siguen diferentes procesos o estrategias para mantener diferentes tipos de equipos. Estas prácticas de mantenimiento pueden clasificarse en dos categorías: mantenimiento correctivo y mantenimiento preventivo:

Tabla 1. Categorías de mantenimiento.

Categorías de mantenimiento	Detalle
Mantenimiento correctivo	<p>El mantenimiento correctivo significa no realizar ningún tipo de mantenimiento en el equipo hasta que falla. Una vez que falla un componente, se reemplaza con un componente nuevo o reparado. Esta estrategia puede ser desastrosa en términos de confiabilidad y puede conducir a sanciones regulatorias costosas.</p>
Mantenimiento preventivo basado en el tiempo.	<p>Realizado en el equipo antes de que ocurra la falla, mejorando así su condición e incrementando el tiempo de actividad antes de la falla. En el mantenimiento preventivo basado en el tiempo, cada equipo tiene un período de tiempo fijo después del cual se reemplaza o se le da mantenimiento. Este período se basa en un análisis de las estadísticas de fallas, que puede usar prueba y error, opinión de expertos o métodos más analíticos, para estimar la frecuencia de reparación óptima que sea tanto económica como confiable a un nivel aceptable.</p>
Mantenimiento preventivo basado en condición.	<p>Determine cuándo y qué tipo de mantenimiento se requiere mediante la asignación de recursos utilizando información sobre el estado actual del equipo. Estos métodos requieren monitoreo y vigilancia para estimar el estado y condición actual del equipo y la vida útil restante antes del mantenimiento. Los ejemplos incluyen pruebas de gas de aceite de transformador, contadores de operación de reconectador, inspección visual de alimentadores para el crecimiento de la vegetación, etc. La información de estado se utiliza para predecir la probabilidad de falla de un componente y el mantenimiento requerido para evitar fallas.</p>
Mantenimiento preventivo basado en confiabilidad ((Reliability Centered Maitenace-RCM)	<p>En este enfoque, se utilizan mediciones basadas en la condición para identificar varios componentes que requieren mantenimiento. Luego, los proyectos de mantenimiento se clasifican de acuerdo con su impacto en la mejora de los criterios seleccionados. Por lo general, se seleccionan una o más métricas de confiabilidad como criterios y se realizan proyectos de mantenimiento para lograr el nivel objetivo requerido. Los programas tradicionales de mantenimiento, como la remoción de vegetación, el mantenimiento de reconectores, el mantenimiento de interruptores, etc., se consideran programas separados y no relacionados, mientras que el mantenimiento basado en la confiabilidad brinda una forma de integrar varios programas y tareas en un método general para mejorar el rendimiento del sistema.</p>
Mantenimiento preventivo basado en el riesgo	<p>Los métodos de mantenimiento preventivo basados en el riesgo hacen evolucionar el RCM. Las probabilidades de falla estimadas por métodos de monitoreo de condición y los efectos de falla cuantificados por métodos RCM se utilizan para determinar los riesgos asociados con errores de equipos específicos. Este riesgo se combina con los requisitos de recursos financieros y humanos para priorizar los proyectos de mantenimiento para minimizar el riesgo. En el caso de los sistemas de transmisión, el riesgo se define como un producto en función del tiempo: la probabilidad de falla del equipo y sus consecuencias. Las consecuencias de la falla son la sobrecarga del equipo, la sobrecarga en cascada y la subtensión. Por lo tanto, el mantenimiento basado en riesgos es una forma de RCM.</p>

Fuente: Elaborado por los investigadores.

Fuente: [13] [14][17].

1.2.2 Asignación de recursos de mantenimiento del sistema de distribución basada en el riesgo.

Los sistemas de distribución tienen un número más elevado de componentes que los sistemas de transmisión. La consecuencia de falla en la mayoría de los componentes de distribución es por lo tanto mayor que en los componentes de transmisión. Esto implica un gran número de variables de decisión (equipos candidatos a tareas de mantenimiento) entre los que elegir, por tanto, la necesidad de técnicas de optimización que puedan manejar adecuadamente las variables de decisión.

En la figura 4 se presenta un resumen de los distintos pasos de la estrategia de asignación de recursos basada en el riesgo que se aplica a los sistemas de distribución. Se trata de utilizar los datos históricos de las interrupciones y varias mediciones del estado para desarrollar modelos que puedan predecir las características de los fallos de los equipos. Los modelos de fallos se utilizan para determinar la reducción de la tasa de fallos en los equipos debido al mantenimiento. Se desarrollan métodos para cuantificar el impacto de los errores en la fiabilidad del sistema.

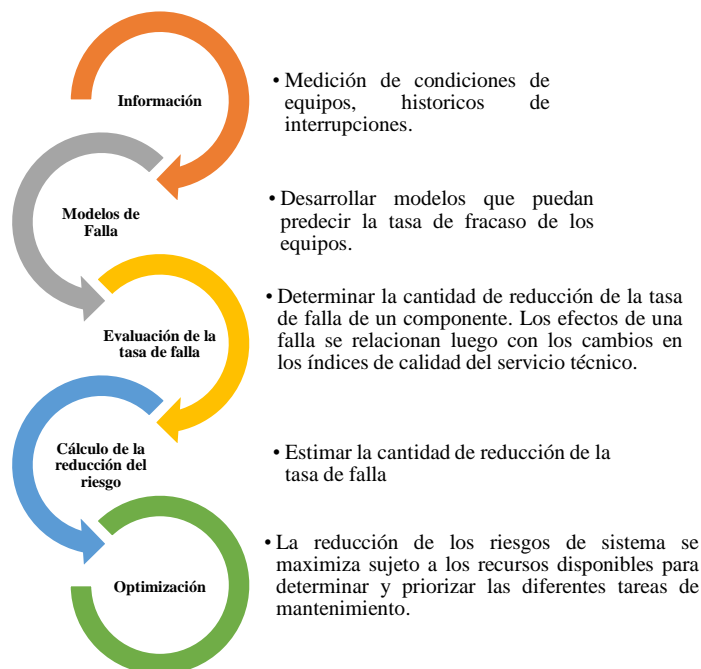


Figura 4. Esquema de asignación de recursos basados en el riesgo [4].

1.2.3 Riesgos de ocurrencias de fallas en los equipos de sistemas de distribución

1.2.3.1 Definición de Riesgo

Cada pieza de un equipo en el sistema de distribución tiene una vida útil finita, con probabilidad de falla que tiende a aumentar con el tiempo. El mantenimiento mejora el estado de los equipos y por lo tanto reduce su probabilidad de falla. En relación al riesgo, los siguientes efectos de la falla del equipo se considerarán:

- La satisfacción del cliente relacionado con la cantidad esperada y la duración de las interrupciones.
- La pérdida de ingresos debido a la energía no servida.
- El costo para reemplazar o reparar el equipo que falló.
- Sanciones reglamentarias o contractuales pagadas por la empresa distribuidora debido a los objetivos de fiabilidad perdidos [15].

La reparación y tiempos de conexión para cada componente se asumen constantes, y la configuración de la red de distribución se considera fija. Esto permite que los efectos de fiabilidad de cada componente que se expresan como contribuciones lineales a los índices generales del sistema. Estos efectos se expresan de la siguiente forma:

Tabla 2. Efectos de Fiabilidad de los componentes.

Efectos	Detalle
Sobre la satisfacción del cliente	<p>SAIFI: es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema, indica la frecuencia con la que el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para una zona determinada en el sistema y se define como:</p> $SAIFI = \frac{\# \text{ total de interrupciones del cliente}}{\# \text{ total de clientes atendidos}} \quad (1.1)$ <p>Para un período de tiempo dado Δt, en función de la tasa de fracaso $\lambda_{k,l}$, para el modo de fallo l de la componente k, la contribución de modo de fallo l de la componente k al sistema es:</p> $SAIFI(t k, l) = \lambda_{k,l} * \Delta t * \frac{nk, l}{N} \quad (1.2)$

Con las unidades del número promedio de interrupciones por cliente en un período de tiempo Δt . El índice SAIFI es la suma de estas contribuciones SAIFI individuales sobre todos los componentes de k y modos de fallo l.

SAIDI: es el índice promedio de duración de interrupción del sistema, indica la duración total de interrupción por el cliente promedio durante un período predefinido de tiempo, medido en horas de interrupción y se define como:

$$SAIDI = \frac{\text{Duración de interrupciones del cliente}}{\# \text{ total de clientes atendidos}} \quad (1.3)$$

Para un período de tiempo dado, la contribución de modo de fallo k,l de componente para el sistema es SAIDI.

$$SAIDI (tik, l) = \lambda_{k,l} * \Delta t * \frac{\sum_{j=1}^{nk,l} dj}{N} \quad (1.4)$$

Con unidades de horas promedio de interrupciones por cliente en el período de tiempo Δt . El sistema SAIDI es la suma de las contribuciones individuales de SAIDI de todos los componentes k y l de los modos de falla.

FMIK: es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el KVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para una zona determinada en el sistema y se define como:

$$FMIK = \frac{\# \text{ de KVA fuera de servicio}}{\# \text{ total de KVA instalados}} \quad (1.5)$$

Para un período de tiempo dado Δt , en función de la tasa de fracaso $\lambda_{k,l}$, para el modo de fallo l de la componente k, la contribución de modo de fallo l de la componente k al sistema es:

$$FMIK (tik, l) = \lambda_{k,l} * \Delta t * \frac{KVA_{fsk,l}}{KVA \text{ inst.}} \quad (1.6)$$

Con las unidades del número promedio de interrupciones por KVA en un período de tiempo Δt . El índice FMIK es la suma de estas contribuciones FMIK individuales sobre todos los componentes de k y modos de fallo l.

TTIK: es el índice promedio de duración de interrupción del sistema, indica la duración total de interrupción por el KVA promedio durante un período predefinido de tiempo, medido en horas de interrupción y se define como:

$$TTIK = \frac{\text{Duración interup. por KVA fuera de servicio}}{\# \text{ total de KVA instalados}} \quad (1.7)$$

Para un período de tiempo dado. La contribución de modo de fallo k, l de componente para el sistema es TTIK.

$$TTMIK (tik, l) = \lambda_{k,l} * \Delta t * \frac{\sum_{j=1}^{nk,l} KVA_{fsk,l} * Tfs}{KVA \text{ inst.}} \quad (1.8)$$

Con unidades de horas promedio de interrupciones por KVA en el período de tiempo Δt . El sistema TTIK es la suma de las contribuciones individuales de TTIK de todos los componentes k y l de los modos de falla.

Fuente: Elaborado por los investigadores [13] [16].

“De acuerdo a la Regulación ARCENNR - 002/20, la confiabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano, y por ende la satisfacción de los clientes, está en función de la duración y frecuencia de las interrupciones que se experimenta en el sistema eléctrico, y se evalúa a través de los índices de *FMIK* y *TTIK*. La confiabilidad del sistema eléctrico se evalúa en función de índices globales del sistema, que representan de la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afectan a los clientes, ponderados por kVA.” [4].

1.2.3.2 Ingresos perdidos por energía no suministrada

La energía no servida durante una interrupción provoca la pérdida de ingresos para los clientes y se puede expresar como:

$$ENS(t/k, l) = \lambda_{k,l} * \Delta t * \sum_{j=1}^{n_j} P_j dj \quad (1.9)$$

Dónde:

- ENS es la energía no servida.
- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' debido a un modo de falla mantenible ' l '.
- $(t / k, l)$ es una distribución de probabilidad de ENS obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente ' k ' en modo de fallo ' l '.
- Δt es el intervalo de tiempo considerado.
- dj es la duración de la interrupción visto por el cliente ' j ' debido a una falla del componente ' k ' en el modo ' l '.
- P_j es la carga conectada al punto ' j '.

1.2.3.3 Costo de fallas en los equipos

El costo esperado asociado a la reparación o sustitución de equipos averiados se puede expresar como:

$$\text{Costo Riesgo } (t|k, l) = \lambda_{k,l} * \Delta t * \text{Costo } k, l \quad (1.10)$$

Dónde:

- $(t / k, l)$ es una distribución de probabilidad de Costo de Riesgo obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' en modo de fallo 'l'.
- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente 'k' debido a un modo de falla mantenible 'l'.
- Δt es el intervalo de tiempo considerado.
- $\text{Costo}(k, l)$ es el costo de falla para el componente 'k' en el modo 'l'.

1.2.3.4 Sanciones regulatorias o penalizaciones

Los efectos expresados por las ecuaciones (1.2) a (1.10) se pueden calcular directamente mediante métodos analíticos estándar [17]. Sin embargo, debido a una mayor supervisión regulatoria de los índices de confiabilidad, puede ser necesario estimar también el riesgo de pagar multas que pudieran derivarse de los objetivos perdidos de fiabilidad.

En tales escenarios, se convierte necesario determinar no sólo los índices de fiabilidad media del sistema, sino también la variabilidad en los índices debido a eventos que tienen una baja probabilidad de ocurrencia sustancialmente con altas penalizaciones [16]. El riesgo de penalizaciones asociadas con cada componente se puede definir como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$PBRF (t|k, l) = \left\{ \int_{T_f}^{\infty} PBR (FMIK) * f (FMIK (t|k, l)) d(FMIK(t|k, l)) \right\} * \Delta \quad (1.11)$$

$$PBRD(tIk, l) = \left\{ \int_{Tf}^{\infty} PBR(TTIK) * f(TTIK(tIk, l)) d(TTIK(tIk, l)) \right\} * \Delta t$$

(1.12)

Dónde:

- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente 'k' debido a un modo de falla mantenible 'l'.
- Δt es el intervalo de tiempo considerado.
- KVA_{inst} Cantidad de kVA nominales instalados.
- $KVA_{fsk,l}$ es el número de kVA afectados debido a un fallo del componente 'k' en el modo 'l'.
- d_j es la duración de la interrupción visto por el cliente 'j' debido a una falla del componente 'k' en el modo 'l'.
- P_j es la carga conectada al punto 'j'.
- $Costo(k, l)$ es el costo de falla para el componente 'k' en el modo 'l'.
- $PBR(FMIK)$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una violación FMIK más allá de un umbral TF .
- $PBR(TTIK)$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una violación TTIK más allá de umbral TD .
- $f(TTIK(t | k, l))$ es una distribución de probabilidad de TTIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' en modo de fallo 'l'.
- $f(FMIK(t | k, l))$ es una distribución de probabilidad de FMIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' en modo de fallo 'l'.

Se supone que el tiempo de intervalo Δt es de un año, por lo que puede ser retirado de las ecuaciones (1.1) a (1.12) la consecuencia de la falla de un componente se supone que es constante durante todo el año. Si no se mantiene el componente, también se asume tasa de fracaso del componente a ser constante durante todo el año.

Esto elimina la programación del problema de optimización, y deja a la asignación de recursos a los programas y la selección de tareas de mantenimiento para el año. Además, el subíndice "l", que indica el modo de falla de mantener, también pueden obviarse sin pérdida de generalidad, suponiendo que cada una de las ecuaciones representa las consecuencias de una falla del equipo debido a un único modo de falla de mantener. Por lo tanto, las expresiones simplificadas para el riesgo asociado con cada componente pueden ser escritos correspondientemente, como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$FMIK(k) = \lambda_{k,l} * \frac{kVA_{fsk}}{kVA_{inst.}}$$

(1.13)

Dónde:

- *FMIK* es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el kVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para el componente *k* del sistema.
- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente '*k*' debido a un modo de falla mantenible '*l*'.
- *KVA inst.* Cantidad de kVA nominales instalados.
- *KVA_{fsk,l}* es el número de kVA afectados debido a un fallo del componente '*k*' en el modo '*l*'.

$$TTIK(t/k, l) = \lambda_k * \frac{\sum_{j=1}^{\infty} KVA_{fsk,l} * Tfs_j}{KVA_{inst.}}$$

(1.14)

Dónde:

- *TTIK (t/k, l)* es el Tiempo total de interrupciones de kVA obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente '*k*' en modo de fallo '*l*'.
- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente '*k*' debido a un modo de falla mantenible '*l*'.
- *Tfs* es Tiempo fuera de servicio, para la interrupción "*j*".

- KVA_{inst} . Cantidad de kVA nominales instalados.
- $KVA_{fsk,l}$ es el número de KVA afectados debido a un fallo del componente 'k' en el modo 'l'.

$$ENS(k) = \lambda_k * \sum_{j=1}^{n_j} P_j d_j$$

(1.15)

Dónde:

- ENS es la energía no servida del componente 'k'
- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente 'k' debido a un modo de falla mantenible de 'j'.
- n_j) números de estados fallidos 'j'.
- P_j es la carga conectada al punto 'j'.
- d_j es la duración de la interrupción visto por el cliente 'j' debido a una falla del componente 'k'.

$$Costo Risk(k) = \lambda_k * Costo k$$

(1.16)

Dónde:

- Costo Risk es el riesgo de falla componente 'k'
- $\lambda_{k,l}$ es la tasa de fracaso del componente 'k' debido a un modo de falla mantenible.
- Costo k es la falla del componente 'k'.

$$PBRF(k) = \int_{T_f}^{\infty} PBR(FMIK) * f(FMIK(k)) d(FMIK(k))$$

(1.17)

Dónde:

- $PBRF$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una falla de FMIK más allá de un umbral

- $PBR (FMIK)$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una violación FMIK más allá de un umbral TF .
- $f(FMIK) (K)$ es una distribución de probabilidad de FMIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente ' k '.
- $d(FMIK)(k)$ es una distribución de probabilidad de FMIK obtenido por la duración de la interrupción vista por el cliente para el componente ' k '.

$$PBRD (k) = \int_{TD}^{\infty} PBR (TTIK) * f (TTIK (k))d(TTIK(k))$$

(1.18)

Dónde:

- $PBRD$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a la duración de la falla de TTIK más allá de un umbral
- $PBR (TTIK)$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a la duración de la falla TTIK más allá de un umbral TF .
- $f(TTIK) (K)$ es una distribución de probabilidad de TTIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente ' k '.
- $d(TTIK)(k)$ es una distribución de probabilidad de TTIK obtenido por la duración de la interrupción vista por el cliente para el componente ' k '.

La consecuencia de fallo del equipo se puede expresar como la suma de las cantidades definidas por las ecuaciones (1.13) a (1.18). Esta suma comprende el riesgo asociado con el fracaso de un componente. El riesgo asociado con un componente varía con su probabilidad de falla. Si, durante el período de tiempo considerado, la tasa de fracaso del componente permanece constante y es suficientemente baja, la probabilidad de falla en las ecuaciones mencionadas, puede ser sustituida por la tasa de fracaso del componente. El mantenimiento reduce la tasa de falla de un componente y por lo tanto el riesgo asociado con su fracaso. Las siguientes expresiones se pueden utilizar para definir el efecto de mantenimiento de un elemento:

$$\Delta FMIK(k) = (FMIK_B(k) - FMIK_A(k)) = (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) \frac{KVAfs_k}{KVA \text{ inst.}}$$

(1.19)

Dónde:

- $\Delta FMIK$ es el efecto de mantenimiento para el componente k del sistema.
- $FMIK_B(k)$ es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el kVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para el componente k del sistema después del mantenimiento.
- $FMIK_A(k)$ es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el kVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para el componente k del sistema antes del mantenimiento.
- $\lambda_B(k)$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' después del mantenimiento.
- $\lambda_A(k)$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' antes del mantenimiento.
- $kVA \text{ inst.}$ Cantidad de kVA nominales instalados.
- $kVAfs_k$ es el número de kVA afectados debido a un fallo del componente ' k '.

$$\Delta TTIK(k) = (TTIK_B(k) - TTIK_A(k)) = (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) \frac{KVAfs_k * Tfs}{KVA \text{ inst.}}$$

(1.20)

Dónde:

- $\Delta TTIK$ es el efecto de mantenimiento en el tiempo total de interrupciones de KVA obtenido para el componente k del sistema.
- $TTIK_B(k)$ es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el kVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para el componente k del sistema después del mantenimiento.

- $TTIK_A(k)$ es el índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema que indica la frecuencia con la que el kVA promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido para el componente k del sistema antes del mantenimiento.
- $\lambda_B(k)$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' después del mantenimiento.
- $\lambda_A(k)$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' antes del mantenimiento.
- KVA_{inst} . Cantidad de kVA nominales instalados.
- Tfs es el tiempo fuera de servicio para la interrupción ' j '.
- $KVAf_{sk}$ es el número de kVA afectados debido a un fallo del componente ' k '.

$$\Delta ENS(k) = (ENS_B(k) - ENS_A(k)) = (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) * \sum_{j=1}^{nk} P_j * dj$$

(1.21)

Dónde:

- ΔENS es el efecto de la energía no servida del componente ' k '
- $(ENS_B(k))$ es el efecto de la energía no servida después del mantenimiento.
- $(ENS_A(k))$ es el efecto de la energía no servida antes del mantenimiento.
- $\lambda_B(k)$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' después del mantenimiento.
- $\lambda_A(k)$ es la tasa de fracaso del componente ' k ' antes del mantenimiento
- n_j) números de estados fallidos ' j '.
- P_j es la carga conectada al punto ' j '.
- dj es la duración de la interrupción visto por el cliente ' j ' debido a una falla del componente ' k '.

$$\begin{aligned} \Delta Costo Risk(k) &= Costo Riesgo_B(k) - Costo Riesgo_A(k) \\ &= (\lambda_B(k) - \lambda_A(k)) * Costo_k \end{aligned}$$

(1.22)

Dónde:

- $\Delta Costo Risk$ es el efecto del riesgo de falla componente ' k '

- $Costo Riesgo_B(k)$ es la tasa de fracaso del componente 'k' después del mantenimiento.
- $Costo Riesgo_A(k)$ es la tasa de fracaso del componente 'k' antes del mantenimiento.
- $\lambda_B(k)$ es la tasa de fracaso del componente 'k' después del mantenimiento.
- $\lambda_A(k)$ es la tasa de fracaso del componente 'k' antes del mantenimiento.

$$\Delta PBRF(k) = \int_{TF}^{\infty} PBR(FMIK) * f(FMIK_B(k))d(FMIK(k)) - \int_{TF}^{\infty} PBR(FMIK) * f(FMIK_A(k))$$

(1.23)

Dónde:

- $\Delta PBRF$ es el efecto de penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una falla de FMIK más allá de un umbral
- $PBR(FMIK)$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una violación FMIK más allá de un umbral TF .
- $FMIK_B(K)$ es una distribución de probabilidad de FMIK para el componente 'k' después del mantenimiento.
- $FMIK_A(K)$ es una distribución de probabilidad de FMIK para el componente 'k' antes del mantenimiento.
- $d(FMIK)(k)$ es una distribución de probabilidad de FMIK obtenido por la duración de la interrupción vista por el cliente para el componente 'k'.

$$\Delta PBRD(k) = \int_{TF}^{\infty} PBR(TTIK) * f(TTIK_B(k))d(TTIK(k)) - \int_{TF}^{\infty} PBR(TTIK) * f(TTIK_A(k))d(TTIK(k))$$

(1.24)

Dónde:

- $\Delta PBRD$ es el efecto de la penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a la duración de la falla de TTIK más allá de un umbral.
- $PBR(TTIK)$ es una penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a la duración de la falla TTIK más allá de un umbral TF .

- $f(TTIK_B)(K)$ es una distribución de probabilidad de TTIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' después del mantenimiento.
- $f(TTIK_A)(K)$ es una distribución de probabilidad de TTIK obtenido por una simulación no secuencial de Monte Carlo para el componente 'k' antes del mantenimiento.
- $d(TTIK)(k)$ es una distribución de probabilidad del tiempo total de interrupciones por KVA (TTIK) obtenido por la duración de la interrupción vista por el cliente para el componente 'k'.

Los subíndices 'B' y 'A' que se usa en las ecuaciones anteriores corresponden al estado del componente antes y después del mantenimiento, respectivamente. Por lo tanto, la reducción de riesgo general obtenido de mantener un componente 'k' puede ser escrita como una combinación lineal:

$$\Delta Riesgo(k) = \alpha_1 * \Delta FMIK(k) + \alpha_2 * \Delta TTIK(k) + \alpha_3 * \Delta ENS(k) + \alpha_4 * \Delta Costo Riesgo(k) + \alpha_5 * \Delta PBRF(k) + \alpha_6 * \Delta PBRD(k)$$

(1.25)

Dónde:

- $\Delta Riesgo$ es el efecto del riesgo de falla componente 'k'
- $\Delta Costo Riesgo_B(k)$ es el efecto de la tasa de fracaso del componente 'k' después del mantenimiento.
- α_1 es cargas que un administrador de activos asigna a los diferentes factores en función de su importancia relativa o la confianza en su exactitud
- $\Delta PBRF(k)$ es el efecto de penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a una falla de FMIK más allá de un umbral.
- $\Delta PBRD$ es el efecto de la penalización de rendimiento impuesta por el regulador en base a la duración de la falla de TTIK más allá de un umbral.
- $\Delta Costo Risk$ es el efecto del riesgo de falla componente 'k'
- ΔENS es el efecto de la energía no servida del componente 'k'
- $\Delta TTIK$ es el efecto de mantenimiento en el tiempo total de interrupciones por KVA para el componente k del sistema.

Los coeficientes (α_i) en la ecuación (1.25) corresponden a cargas que un administrador de activos asigna a los diferentes factores en función de su importancia relativa o la confianza en su exactitud. Al elegir las unidades apropiadamente para los coeficientes (α_i), la reducción de riesgo general asociado con el fracaso de un componente puede ser representado por un único valor monetario.

1.2.4 Función Objetivo

Con el fin de resolver el problema que plantea la gestión de activos, se proporciona la reducción del riesgo calculado para cada tarea de mantenimiento candidato como una entrada a un optimizador. La función objetivo de maximizar la reducción del riesgo obtenida a partir de la selección de diversas tareas de mantenimiento se puede representar matemáticamente como se muestra en las siguientes ecuaciones sujetas a las restricciones de presupuesto y de mano de obra respectivamente:

$$Max: \sum_{k=1}^{Np} \sum_{l=1}^{mk} \Delta Riesgo(k,l) Seleccionar(k,l) \quad (1.26)$$

Con las siguientes restricciones:

$$\sum_{k=1}^{Np} \sum_{l=1}^{mk} Seleccionar(k,l) Costo(k,l) \leq Presupuesto(p) \quad (1.27)$$

$$\sum_{k=1}^{Np} \sum_{l=1}^{mk} Seleccionar(k,l) Labor(k,l) \leq Total Labor(p) \quad (1.28)$$

$$\sum_{l=1}^{Mkp} Seleccionar(k,l) \leq 1; \forall k \in N_p \quad (1.29)$$

$$Seleccionar(k,l) \in [0/1] \quad (1.30)$$

1.2.5 Prácticas de Mantenimiento

A continuación se revisan las prácticas comunes de mantenimiento para los siguientes componentes de distribución, componentes incluidos en la metodología desarrollada en este proyecto: reconectores y vegetación.

1.2.5.1 Mantenimiento de reconectores

Los reconectores son dispositivos muy fiables que rara vez fallan, pero cuando esto sucede pueden dar lugar a cortes generalizados y daños que afectan significativamente a los índices de confiabilidad y costos. Por lo tanto, muchas empresas distribuidoras utilizan el mantenimiento preventivo basado en el tiempo para los reconectores, la programación de mantenimiento para los reconectores del sistema son de tres a cinco años.

La reducción de la frecuencia de mantenimiento mediante el uso de metodologías basadas en el riesgo puede disminuir significativamente los costos de mantenimiento del reconnector.

El mantenimiento de un reconnector es muy simple pero debe hacerse en un taller, Por lo tanto, el reconnector debe ser retirado de servicio. Cuando se elimina un reconnector, se debe instalar otro en su lugar. El desmontaje y montaje del reconnector es costoso, la mayoría de las empresas distribuidoras realizan un procedimiento de mantenimiento estándar en cada reconnector que entra en el taller. El procedimiento de mantenimiento estándar devuelve el reconnector a una condición de servicio renovado de su estado y reduce su tasa de falla.

Durante el mantenimiento de los reconectores, el aceite se sustituye o se filtra; piezas mecánicas como bujes, y largueros son inspeccionados y reemplazados si están dañados o excesivamente desgastados. Los contactos se inspeccionan en busca de desgaste y se reemplazan si es necesario. El aislamiento es examinado para reducir la probabilidad de fallas de re cierre internos o externos.

El mantenimiento estructural incluye la eliminación de óxido y se repinta el tanque a un espesor especificado de pintura para reducir los efectos del clima. Cuando el mantenimiento se ha completado, el reconnector se prueba para asegurar que está

funcionando de acuerdo con sus curvas de tiempo especificadas. Se devuelve entonces a la bodega para la instalación cuando sea necesario.



Figura 5. Reconectador trifásico [15].

1.2.5.1.1 Modos de falla de los reconectadores

El fallo de reconectadores puede ocurrir si sucede lo siguiente:

- Si no se abre.
- Si no se cierra / volver a cerrar (reenganche).
- Si no se bloquea.
- Falso disparo.

La mayoría de los fracasos se deben a ajustes inadecuados y las causas de la insuficiencia del reconectador se debe al ajuste dentro de estos cuatro modos de falla, y la mayoría pueden resultar en más de un tipo de modo de falla. Las causas del fracaso del reconectador se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Piezas móviles mecánicas, conteniendo el acoplamiento de disparo y contactos.
- Aislamiento eléctrico, incluyendo los bushings, soportes y aceite.
- Estructural, que se ocupa de la integridad del tanque.
- Ajuste inadecuado de parámetros eléctricos.

- Electrónica, para los reconectores electrónicos.

El mantenimiento preventivo se realiza para reducir la probabilidad de que estas fallas se produzcan.

1.2.5.2 Mantenimiento de vegetación

Las fallas por causa de la vegetación son un gran contribuyente a las interrupciones del sistema de distribución. Las empresas distribuidoras pasan fracciones considerables de sus presupuestos de mantenimiento al control de la vegetación. Debido a los altos costos, se debe evaluar la efectividad de los programas de mantenimiento destinados al control de la vegetación.

El mantenimiento correctivo se refiere a las actividades de reparación realizados para restaurar el sistema después de una falla, se envían grupos de trabajo para localizar el fallo y eliminar la rama o un árbol que se encuentre sobre la red y que esté provocando el cortocircuito. También se deben eliminar cualquier rebrote que pueden entrar en contacto con las líneas en el futuro próximo. Dicho mantenimiento es local y está dirigido a restaurar el servicio a los clientes en el menor tiempo posible.

El mantenimiento preventivo de vegetación se hace antes de que ocurra una falla y puede incluir lo siguiente:

- Poda de árboles: es la actividad de mantenimiento de la vegetación más común. La mayoría de las distribuidoras siguen un ciclo de seis meses a dos años (dependiendo del sector) de recorte, por lo que un equipo especializado identifica el crecimiento excesivo de vegetación y los ajustes a las normas prescritas.
- Control del crecimiento de árboles: Estos son los agentes químicos que se utilizan para reducir la tasa de crecimiento de la vegetación y se utilizan normalmente después del recorte para frenar el rebrote.
- Eliminación de árboles: Las empresas distribuidoras también eliminan árboles que amenazan el sistema eléctrico, a veces son sustituidos con especies más cortas y de crecimiento más lento.

- Espaciadores de árboles/cables aislados: Los conductores aéreos aislados se emplean en áreas que requieren una mayor confiabilidad y en las regiones donde acceder al derecho de paso es difícil. Estos cables permiten el crecimiento de vegetación cerca de los conductores y reducir el número de interrupciones atribuibles a esta causa [4].

1.2.5.2.1 Modos de falla de vegetación

La mayoría de los programas de poda de árboles son efectivos para mantener la vegetación lejos de las líneas de distribución. El crecimiento de los árboles hace que alrededor del 20% de los cortes en el sistema de distribución, se deba a esta causa y la mayoría de las cuales son de corta duración. Las fallas relacionadas con el crecimiento de la vegetación se pueden controlar de manera efectiva a través de la poda regular o la eliminación de árboles [16].

La falla de la vegetación ocurre cuando una rama o un árbol completo se rompen y entra en contacto con un conductor, lo que resulta en un cortocircuito. Los árboles fuera de un derecho de vía o área de servidumbre pueden causar fallas y cortes de energía, lo que dificulta el mantenimiento ya que las empresas de servicios públicos tienen autoridad limitada fuera del área y el daño resultante suele más grave y necesita más tiempo para repararse.



Figura 6. Desbroce de vegetación de redes eléctricas [17].

Algunas fallas de árboles se pueden prevenir y por lo tanto, son fáciles de mantener, es decir, si el árbol muestra signos de deterioro externo, se corrige mediante soporte

estructural o eliminación de ramas muertas o frágiles. Otros tipos de fallas en la vegetación son fallas causadas por la caída de árboles debido al clima severo y pueden causar estragos en las redes de distribución porque estas fallas no se pueden prever y por lo tanto, no se pueden mantener. Estas fallas representan aproximadamente el 40 % de todas las interrupciones relacionadas con la vegetación [11].

Las tasas de falla de vegetación relacionada de un alimentador se ven afectadas por los siguientes factores:

- Longitud de las líneas aéreas desnudas.
- La densidad de la vegetación local, medida en número de árboles por kilómetro.
- Las tasas de crecimiento y rebrote de diferentes especies de vegetación.
- El clima y otros factores ambientales [18].

Dado que estos factores pueden variar ampliamente entre los alimentadores, es apropiado modelar la tasa de falla de cada alimentador individual, con toda la información histórica disponible. Los postes también sirven como plataforma de soporte para equipos como: reguladores, reconectores, transformadores, luminarias, etc.

Teniendo en cuenta que el mundo tecnológico actual depende completamente de la continuidad de la fuente de alimentación, la energía proporcionada por dicho sistema es crucial en las actividades del usuario

Esta es una parte de gran interés para las agencias participantes, ya que se convertirá en un gran problema en el sector industrial si no se brinda un suministro continuo, facilitando la investigación de pérdidas económicas y usuarios insatisfechos, además de mejorar el análisis del sistema [21].

1.2.6 Identificación de las interrupciones

Un corte es un evento en el que el voltaje o la corriente en el punto de conexión al cliente cae a cero, es decir, estos eventos se pierden por completo sin un retorno

automático a la normalidad. Para poder medir la continuidad del servicio es necesario recolectar diversos datos que ocurren por fallas, las cuales se identifican en la figura 7 por los siguientes aspectos.

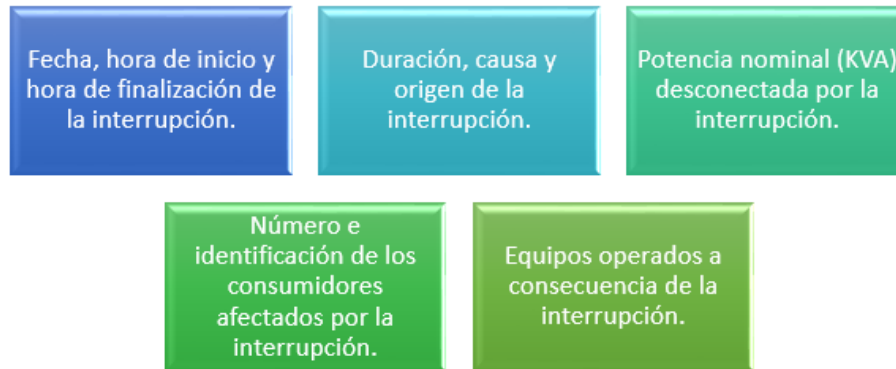


Figura 7. Datos interrupciones en el sistema de distribución eléctrica.

1.2.6.1 Clasificación de interrupciones.

De acuerdo con las normas ARCENNR - 002/20 que tratan las empresas eléctricas, las interrupciones se pueden clasificar por diferentes atributos y todas las interrupciones que ocurren deben ser registradas por:

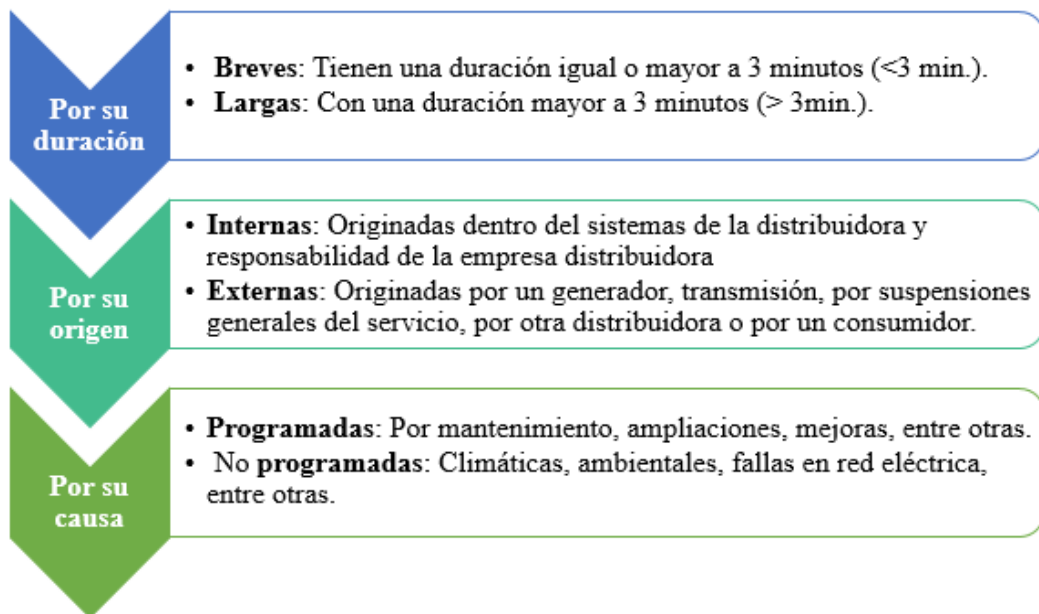


Figura 8. Clasificación interrupciones ARCENNR-002/20.

1.2.7 Evaluación de la confiabilidad

Los sistemas de distribución son responsables de la mayoría de las interrupciones que se producen en el sistema eléctrico y que repercute en el cliente. Esto pone de relieve la necesidad de una evaluación de la fiabilidad del sistema de distribución y se puede resumir de la siguiente manera.

- **Rendimiento del sistema:** La evaluación de la fiabilidad ayuda en la identificación de puntos débiles en el sistema de distribución utilizando información relacionada con la frecuencia y duración de las interrupciones experimentadas. Los Índices de rendimiento se calcula para determinar el rendimiento medio del sistema en diversos puntos de carga.
- **Satisfacción del cliente:** Los mercados eléctricos desregularizados o libres brindan a los clientes una flexibilidad de elegir a su proveedor de electricidad, en estos casos el cliente paga por una mayor o menor atención a las necesidades del cliente. El análisis de fiabilidad ayuda a identificar los posibles puntos de carga con escasa fiabilidad y a tomar las medidas necesarias para garantizar que se conserve la confianza del cliente. Se puede también utilizar para evaluar los riesgos de proporcionar a los consumidores garantías de rendimiento y la tasa de rendimiento basada en decisiones [3].
- **Expansión del sistema:** La creciente demanda de energía y el aumento de las cargas hacen necesario expandir y desarrollar los sistemas existentes. Los modelos de confiabilidad permiten a las empresas de distribución calcular los beneficios de varios proyectos propuestos y seleccionar la mejor opción después de un análisis detallado de costo-beneficio.
- **Requisitos reglamentarios:** Los organismos reguladores responsables del bienestar del cliente están implementando requisitos legales de confiabilidad que los distribuidores deben cumplir. Los entes reguladores a menudo evalúan la confiabilidad del sistema e imponen sanciones por incumplimiento de los estándares mínimos especificados y brindan incentivos para lograr niveles más altos de confiabilidad [7]. Los modelos de análisis de confiabilidad ayudan a los distribuidores a evaluar su desempeño y minimizar el riesgo de sanciones regulatorias

- **Programación de Mantenimiento y Asignación de Recursos:** Los sistemas de distribución de energía consisten en decenas de miles de componentes que son propensos a fallar y requieren mantenimiento. El análisis del modo de falla de varios equipos ayuda a determinar la causa del mal trabajo o mantenimiento, lo que puede ayudar a mejorar la confiabilidad de los componentes. Una vez que se ha determinado la eficacia del mantenimiento de cada tarea de mantenimiento propuesta, se puede priorizar en función de los recursos disponibles y los beneficios derivados de cada plan de mantenimiento.

1.2.8 Evaluación de la confiabilidad histórica

Las empresas distribuidoras mantienen registros de las interrupciones que se producen en todo el sistema eléctrico. La evaluación de la confiabilidad histórica implica el uso de la información de interrupciones para determinar las métricas de confiabilidad que se pueden utilizar para evaluar el rendimiento del sistema.

Por lo general, este tipo de análisis implica cálculos sencillos realizados mediante el uso de hojas de cálculo. La evaluación de la confiabilidad histórica es comúnmente utilizada por los servicios públicos para evaluar la confiabilidad del sistema y de informar anualmente a las autoridades reguladoras.

Con el fin de calcular los índices de confiabilidad, las empresas del sector eléctrico a menudo utilizan los Sistemas de Gestión de Interrupciones (OMS - Output Managemnet System). Estos Sistemas, forman parte de la red inteligente y está orientado a asistir al operador de la red de distribución en las labores relacionadas con la gestión de interrupciones y la restauración del servicio.

La principal información contenida por estos sistemas es la siguiente: el lugar de la interrupción, la fecha/hora, el componente fallado, el número de clientes y la carga interrumpida.

También se registra el tiempo necesario para restaurar el servicio a los clientes afectados, el tiempo para reparar/reemplazar el componente defectuoso y la causa de la interrupción. Además se registran los eventos donde el servicio fue restaurado

por etapas debido a acciones de conmutación o reconfiguración del sistema eléctrico.

Con el fin de calcular los índices de confiabilidad, los eventos se clasifican en base a las siguientes cinco formas:

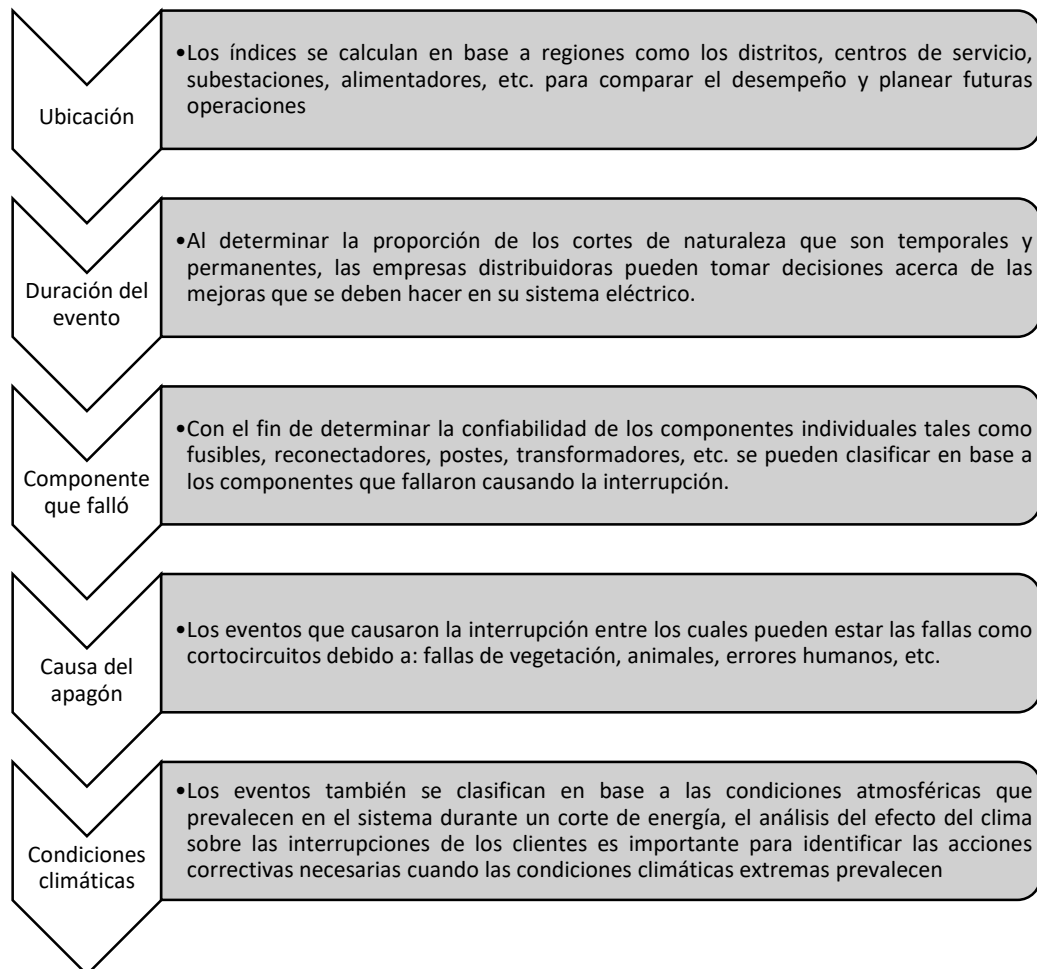


Figura 9. Insumos para la evaluación histórica [4].

Por lo tanto, el uso de la evaluación histórica constituye la base para el análisis y la comprensión de las condiciones actuales del sistema e identifica las áreas potenciales para futuras inversiones. Una aplicación importante de la evaluación histórica es su uso en la estimación de las tasas de fracaso para los diferentes componentes y procesos modelados en la evaluación predictiva de confiabilidad.

1.2.9 Evaluación de la confiabilidad predictiva

La evaluación de confiabilidad predictiva es una herramienta utilizada para evaluar el comportamiento futuro de un sistema. Esto implica el uso de modelos matemáticos para simular el comportamiento del sistema en respuesta a diversas interrupciones que pueden ocurrir. Según la respuesta del sistema a las fallas, se pueden calcular varias métricas sobre el cliente y el sistema como:

- Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)
- System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)
- System Average Interruption Duration Index (SAIDI)
- Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)
- Average Service Availability Index (ASAI), entre otras.

Los métodos de evaluación de la confiabilidad de predicción se pueden clasificar en dos categorías principales:

- Métodos analíticos
- Métodos basados en simulación.

Mientras, la evaluación analítica de la confiabilidad forma la base de la mayoría de los programas de evaluación de la confiabilidad, los métodos basados en simulación implican el uso de métodos de Monte Carlo que son más complejos y computacionalmente más intensivos.

1.2.9.1 Estimación de la tasa de fallos

1.2.9.1.1 Estimación de porcentaje de averías de reconectores

Esta sección discute la metodología para determinar la condición de un reconector mientras está en servicio. Estos datos de la condición se utilizan para estimar la tasa de fallas del reconector.

La metodología comienza con la evaluación del estado del reconector. En la Tabla 3, se muestra una hoja de puntuación que detalla las causas de fallo relevantes. Cada uno de los criterios de la hoja de puntuación contribuye a la fiabilidad de un reconector, y la mayoría puede mejorarse mediante el

mantenimiento preventivo. Los que no pueden ser mejorados siguen siendo relevantes para determinar la condición del reconector. Estos incluyen la edad del reconector, que sólo puede mejorarse reemplazando el reconector, y la tasa de ciclo de trabajo y el factor ambiental, que son una función de la ubicación en el sistema de distribución más que de cualquier mantenimiento realizado.

Para algunos reconectores, cada uno de los criterios puede ser evaluado mientras el reconector está en servicio o a partir de registros de mantenimiento anteriores. Una gran parte del costo del mantenimiento de los reconectores es su retiro del servicio. Los componentes que nunca pueden ser evaluados en servicio se omiten de la Tabla 3.

Tabla 3. Registro de puntuación de reconectores.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1) PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconector		
	Tasa de ciclo de trabajo		
	Factor ambiental		
	Experiencia con este tipo de reconector		
	Estado de las abrazaderas		
	Estado de los bushings		
	Condiciones del tanque		
Revisión en taller	Edad del aceite		
	Rigidez dielectrica del aceite		
	Estado de la hidráulica		
	Condición de los contactos		
	Condición de caja de contacto		
	Condiciones del Solenoide		
	Condiciones del revestimiento del tanque		
	Estado de los largueros		
	SUMA		
MEDIA PONDERADA			

Puntuación.- La evaluación del reconectador comienza con la selección de los criterios para un reconectador en particular, como se muestra en la Tabla 3.1. Diferentes tipos y modelos de reconectores, por ejemplo, utilizarán diferentes criterios. La puntuación de cada reconectador se normalizará dividiendo la puntuación por el máximo posible para los criterios puntuados. Por ejemplo, la evaluación de los contactos y la resistencia dieléctrica del aceite para muchos reconectores requiere la retirada del servicio. Estos criterios no se incluirán en la evaluación ni en la puntuación máxima posible para esos reconectores.

La puntuación para cada elemento es por unidad del estado restante del criterio del reconectador. Para ejemplo, si los contactos están al 60% de su tamaño original, su puntuación sería de 0,60. Un reconectador que ha completado el 75 % de su ciclo de trabajo recomendado tendría una puntuación de trabajo de $1,00 - 0,75 = 0,25$, lo que indica el 25 por ciento restante de su ciclo de trabajo. La puntuación de la condición resultante, entre 0 y 1, se denota como x_{CS} .

Peso.- La columna de peso en la Tabla 3, representa la influencia que una condición particular tiene realmente en el índice de fallas de un reconectador. Las ponderaciones se determinarán en la práctica por la opinión combinada de los fabricantes, los ingenieros de las empresas de servicios públicos y el personal de campo. Algunos elementos dependen de las empresas de servicios públicos, como el elemento de inspección del factor ambiental.

Cálculo de la tasa de fallos.- Para relacionar el puntaje de la condición de un reconectador con su tasa de fallas numéricas, se compilaron datos de la tasa de fallas históricas de varios sistemas para varios componentes del, incluyendo los reconectores. A partir de estos datos, se calcularon las tasas de falla mejor, peor y promedio de cada componente. Los valores resultantes para los reconectores son los siguientes:

$$\lambda(0) = 0.0025 \text{ (Mejor)}$$

$$\lambda(1/2) = 0.015 \text{ (Promedio)}$$

$$\lambda(1) = 0.060 \text{ (Peor)}$$

Si no existen datos históricos del sistema que se va a modelar, se pueden utilizar estos valores. Sin embargo, si hay datos históricos disponibles para el sistema, entonces esos datos pueden, y deben, ser usados para determinar las estadísticas de la tasa de fallas de los re conectadores para ese sistema. La ecuación (1.31) [32] demuestra cómo se calcula la tasa promedio de fallas de re conectadores en todo el sistema:

$$\lambda\left(\frac{1}{2}\right) = \frac{\text{Número total de fallos de re conectadores}}{(\text{Número de re conectadores}) * (\text{Periodo de tiempo})} \quad (1.31)$$

Lo ideal es que el número de re conectadores sea constante a lo largo del período de tiempo; se debe calcular una tasa de fallos para cada uno de esos períodos y, a continuación, calcular la tasa de fallos para todo el período a partir de estos valores. Los cálculos se complican por la fiabilidad inherente y las bajas tasas de fallo de los re conectadores. Por lo tanto, la precisión del cálculo depende de la disponibilidad de dichos datos y del período de tiempo en el que estén disponibles. Algunas empresas de servicios públicos ya cuentan con sistemas de recopilación de datos que pueden utilizarse para hacer un seguimiento de la fiabilidad de los componentes fiabilidad de los componentes. Las que no lo tienen deben utilizar los mejores datos disponibles mientras recopilan la información necesaria.

También a partir de los datos disponibles, las tasas de fallo más bajas y más altas de los re conectadores en el sistema se convierten en las mejores, $\lambda(0)$, y peores, $\lambda(1)$, tasas de fallo históricas. Si los valores calculados no se consideran precisos, se deben utilizar los valores publicados [21]. A partir de las tasas de fallo históricas, los coeficientes A, B y C se calculan mediante las siguientes ecuaciones[21]:

$$A = \frac{\left[\lambda\left(\frac{1}{2}\right) - \lambda(0)\right]^2}{\lambda(1) - 2\lambda\left(\frac{1}{2}\right) + \lambda(0)} \quad (1.32)$$

$$B = 2 \ln \left(\frac{\left[\lambda \left(\frac{1}{2} \right) + A - \lambda(0) \right]}{A} \right) \quad (1.33)$$

$$C = \lambda(0) - A \quad (1.34)$$

Estos coeficientes se recalculan periódicamente a medida que se dispone de datos. La ecuación (1.35) estima entonces la tasa de fallos de un reconector individual, basándose en los coeficientes y en su condición [21]:

$$\lambda(x) = Ae^{B*x} + C \quad (1.35)$$

Dónde:

$\lambda(x)$: Es la tasa de fallos del reconector.

x : Es una puntuación de condición modificada que se calculada a partir de la puntuación de la hoja de verificación x_{cs} utilizando la ecuación (1.36):

$$x = 1 - \frac{x_{cs} - x_1}{x_0 - x_1} = \frac{x_0 - x_{cs}}{x_0 - x_1} \quad (1.36)$$

Si se usa x_{cs} directamente, entonces un reconector necesitaría una puntuación de $x_{cs} = 1$ para que se le asigne la mejor tasa de fallas en el sistema, y una puntuación de $x_{cs} = 0$ para que se le asigne la peor. Un reconector con $x_{cs} = 0$ habría fallado completamente en todas las condiciones con una puntuación de cero, lo cual no es práctico. En su lugar, las mejores y peores puntuaciones del sistema deberían relacionarse con las mejores y peores tasas de fallo históricas. Por lo tanto, x_1 es el peor puntaje de condición de reconector registrado en el sistema, y x_0 es el mejor. El valor resultante se resta de 1, porque un x_{cs} alto indica una tasa de fallas baja, y un x alto en la ecuación (1.35) debe representar una tasa de fallas alta tasa de fallos.

La ecuación 1.36 producirá valores negativos cuando la puntuación del reenganche x_{cs} sea mayor que la mejor puntuación anterior o mayor que uno cuando x_{cs} es menor que la peor puntuación anterior anterior. Cuando esto ocurre, x_{cs} sustituye a la mejor puntuación histórica anterior x_1 o a la peor puntuación x_0 , como como se muestra en las ecuaciones 1.37 y 1.38 A continuación, x para el reenganche se recalcula con los nuevos valores de la siguiente manera:

Si $x < 0$, entonces x_{cs} es el x_0 , actualizado (1.37)

Si $x > 1$, entonces x_{cs} es el x_1 , actualizado (1.38)

1.2.9.1.2 Estimación del porcentaje de averías por la vegetación

En la figura 10 se ilustra otro enfoque para calcular las probabilidades de fallo, basado en un modelo de probabilidad de Markov de varios estados, en el que cada uno de los J estados se representa como un nivel de deterioro. Las condiciones límite que separan los J estados de deterioro en el componente k se definen en términos de las mediciones $c_k(t)$, utilizando la función de deterioro $g(c_k(t))$.

La función de deterioro devuelve un nivel de deterioro j identificado por $d_{j-1} < g(c_k(t)) - d_j$, donde el último estado $j=J$ representa el estado de fallo. El estado J no tiene por qué representar relativamente un fallo catastrófico, del que normalmente se dispone de muy pocos datos. Más bien, el estado J representa un conjunto de valores de medición para los que el juicio de ingeniería indica que el componente debe ser retirado del servicio. La representación particular de la figura 10, muestra $j = 4$ niveles de deterioro, y el nivel de deterioro j sólo puede alcanzarse a partir del nivel de deterioro $j-1$. Sin embargo, el modelo es flexible, de modo que puede representarse cualquier número de niveles de deterioro, y si los datos indican que se producen transiciones entre estados no (por ejemplo, del estado 1 al estado 3), el modelo puede acomodarlo fácilmente.

La transición del nivel 4 al nivel 1 representa estocásticamente los efectos del mantenimiento, y si el problema de decisión es mantener o no (un resultado determinista del problema), entonces estableceríamos $\mu_{41}=0$. Los pasos para implementar este enfoque se describen a continuación:

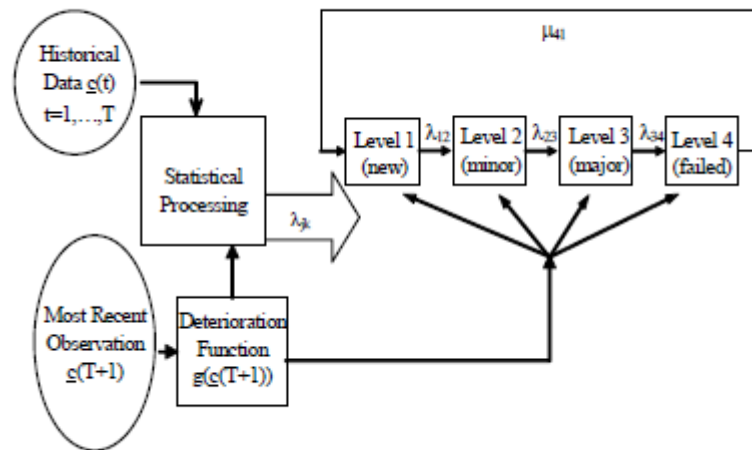


Figura 10. Cálculo de las reducciones de las probabilidades de contingencia [25].

- a. **Función Deterioro:** La función de deterioro, que se denota por $g(c_k)$, puede ser una expresión analítica, o puede ser un conjunto de reglas codificadas como un programa, es probable que consiste en un conjunto anidado si-entonces de las declaraciones que devuelve un valor escalar de evaluación. Para el modelo de la Figura 3-4, el valor de evaluación sería un nivel de deterioro 1, 2, 3, o 4. Esto representa una manera flexible y práctica de conectar nuestro acercamiento a la riqueza de conocimientos y experiencias existentes contenidas en la industria con respecto a la interpretación de las mediciones de monitoreo de condición.

A menudo, estas normas no dependen sólo de las mediciones de $c_k(t)$, sino también en las tasas de variación de tales mediciones. Estas normas, junto con la experiencia proporcionada por la industria, se utilizan para desarrollar las funciones de deterioro. Por ejemplo, haciendo referencia con los transformadores existe una recopilación exhaustiva de normas que ofrece 62 medidas diferentes para la caracterización de 23 modos de falla [26].

Ejemplos de algunos modos de falla que advierten, incluyen los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite del tanque principal (lo que indica un deterioro del aislamiento, el deterioro del sistema de refrigeración, o la falla en la bomba de aceite) y el aceite del cambiador de tomas de carga (indicando debilitamiento del aceite dieléctrico), las pruebas de la termografía (que indican sobrecalentamiento en el circuito magnético o recalentamiento en el buje), pruebas de ultrasonido (indicando fallo de la bomba de aceite), la prueba de descarga parcial (que indica sobrecalentamiento en el circuito magnético), y de bobinado y las mediciones de temperatura del aceite (que indica deterioro del sistema de enfriamiento del transformador).

Poco se ha publicado sobre la correlación de deterioro del equipo con un historial de funcionamiento, este hecho se debe a la dificultad en la obtención y la fusión de los datos de funcionamiento y estado de las maneras que caracterizan adecuadamente el deterioro. El modelado y análisis estadísticos se pueden utilizar para capturar estas tendencias, sin embargo para la vegetación, los modelos probabilísticos desarrollados de la tasa de fracaso de la vegetación en [25] y [27], se utilizan para capturar el deterioro de este tipo de avería.

- b. Intensidades de transición:** las intensidades de transición entre los diferentes estados del modelo se pueden obtener a partir de historias de vida de varias unidades del mismo fabricante y del mismo modelo. En el caso de la Figura 3-4, λ_{12} , λ_{23} , y λ_{34} son necesarios. Consideremos un conjunto de mediciones de condición $c(t) = [c_1(t), C_2(t), \dots, C_K(t)]$ para k componentes similares tomadas durante un período prolongado de tiempo $t = 0, 1, \dots, T$. Para el componente i , se calcula el nivel de deterioro indicado por cada medición. Esto da el tiempo gastado en el componente de nivel de deterioro j . La media de la duración de todos los componentes se utiliza entonces como el tiempo de permanencia previsto en el estado j . Las estimaciones razonables de las intensidades de transición deseadas se obtienen invirtiendo estos tiempos medios de duración.

Las intensidades de transición de esta forma calculan el deterioro en el estado de los equipos, pero no calculan las variaciones en la falla del equipo como una función de carga o condiciones ambientales. Para ello, es necesario modelar la dependencia de las intensidades de transición en estos parámetros. Sin embargo, la carga de los componentes y las historias ambientales normalmente residen en sistemas de bases de datos (archivos del centro de control - OMS) distintas de las historias de condición de los componentes. Esto requiere de un esfuerzo significativo en la integración de datos.

- c. Probabilidad de fallo deseado:** Para un conjunto particular de intensidades de transición, la matriz de probabilidad de transición para el caso representado en la Figura 10 está dada por la ecuación (1.39). El vector de probabilidad de estado da la probabilidad de que un componente está en cualquier nivel de deterioro en particular en un momento dado y se denota por $p(hT) = [p_1(hT) \ p_2(hT) \ p_3(hT) \ p_4(hT)]$, donde $h = 1,2,3, \dots$, y T es el paso de tiempo. Si en el tiempo $t = 0$ el componente reside en el nivel de deterioro 1, entonces el vector de probabilidad inicial estado es $p(0) = [1 \ 0 \ 0 \ 0]$.

La probabilidad de encontrar el componente en cualquier nivel de deterioro en hT tiempo, entonces está dada por $p(hT) = p(0)Ph$.

Denotamos la probabilidad de fallo de componente k como $p_k(c)$. Esta probabilidad es una función de la condición física dependiente del tiempo del equipo de $c(t)$.

$$\underline{P} = \begin{bmatrix} 1 - \lambda_{12} & \lambda_{12} & 0 & 0 \\ 0 & 1 - \lambda_{23} & \lambda_{23} & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \lambda_{34} & \lambda_{34} \\ \mu_{41} & 0 & 0 & 1 - \mu_{41} \end{bmatrix} \quad (1.39)$$

Además de la probabilidad de fallo, este modelo ofrece la posibilidad de predecir la reducción inducida por el mantenimiento, la probabilidad y hora

prevista para el fallo, las mediciones que son importantes para una serie de problemas de decisión.

1.2.10 Parámetros usados en el modelado de la confiabilidad de los elementos del sistema de distribución.

Para el análisis predictivo de confiabilidad, cada componente de un sistema de distribución de energía requiere un equivalente matemático para representar sus características de falla y reparación. Diversos componentes de modelado en sistemas de distribución de energía, tales como secciones de líneas aéreas y subterráneas, dispositivos de protección (fusibles, reconectores, disyuntores, seccionadores), interruptores de transferencia de carga, etc. Debido a que el índice de confiabilidad utilizado para calcular la reducción del riesgo está relacionado con el impacto de las fallas persistentes o permanentes, las fallas transitorias se excluyeron de este análisis. A continuación se muestra una lista de parámetros utilizados para describir la confiabilidad del equipo del sistema de distribución de energía. [38], [39].

1.2.10.1 Tasa de falla permanente.

La tasa de fallas permanentes (λ_p) es una medida del número esperado de fallas persistentes o permanentes de un componente durante un período fijo de tiempo (generalmente un año). Las fallas permanentes requieren la operación de dispositivos de protección para eliminarlas. Los clientes aguas abajo del dispositivo de protección se ven afectados por una interrupción del servicio, que a su vez experimenta una duración de interrupción igual al tiempo que lleva reparar la falla o determinar la causa de las operaciones de reconfiguración que ocurren para aislar la falla.

1.2.10.2 Tiempo medio de reparación (MTTR)

El tiempo medio de reparación (MTTR) de un componente es el tiempo que lleva reparar una falla permanente que ocurre en un componente. Incluye el tiempo que lleva identificar el componente defectuoso, mover las cuadrillas a la ubicación defectuosa, aislar la falla y realizar las reparaciones antes de volver al servicio. Sin

embargo, el tiempo medio para reparar el MTTR de protección y conmutación es la duración esperada de reparación de un componente que ha fallado debido a una falla.

1.2.10.3 Confiabilidad de la protección (PR)

La Confiabilidad de Protección (PR) de un dispositivo de protección es la probabilidad condicional de que el dispositivo de protección funcione adecuadamente para eliminar la falla. En otras palabras, es la probabilidad de que el dispositivo de protección tenga éxito en caso de falla. Por lo tanto, es una cantidad entre 0 y 1, donde un valor de 1 representa un funcionamiento 100% exitoso en caso de falla. Con respecto a las fallas, estas surgen debido a razones mecánicas, condiciones de obstrucción o configuraciones de operación incorrectas.

1.2.10.4 Confiabilidad de volver a cerrar (recierre) (RR)

Los reconectores son capaces de repetir acciones de apertura y cierre en caso de falla. Estas operaciones dan tiempo para despejar fallas temporales, evitando así interrupciones prolongadas. Un reconector con capacidad de apertura y recierre da como resultado dos modos de falla mutuamente excluyentes, a saber: no abrir y no cerrar. Ambos modos están condicionados a una falla aguas abajo del reconector. La confiabilidad del reconector es la probabilidad de que el reconector vuelva a cerrar con éxito al abrir con éxito los contactos en respuesta a una falla.

1.2.10.5 Confiabilidad de conmutación (SR)

También conocido como probabilidad de éxito de transferencia, el parámetro de confiabilidad de conmutación (SR) se define como la probabilidad condicional de realizar con éxito una acción de transferencia como parte de un esquema de aislamiento de fallas. Es posible que el cambio no sea posible debido a fallas mecánicas, incapacidad para ubicar el interruptor, incapacidad del personal para operar el interruptor o alimentadores sobrecargados. Por lo tanto, SR es la probabilidad de condiciones de conmutación condicionadas a la ocurrencia de una falla con un MTTR grande.

1.2.10.6 Probabilidad de falla (PF)

Para calcular los indicadores de confiabilidad de los equipos de protección y seccionamiento, tales como: fusibles, reconectores, interruptores, etc., el número promedio de veces que se espera que el equipo funcione y el número de operaciones correctas son datos obligatorios, generalmente porque esta información no se registra en la base de datos de datos de la empresa de distribución, por lo que los parámetros del equipo, como la Confiabilidad de protección (PR), la Confiabilidad de recierre (RR) y la Confiabilidad de conmutación (SR), se pueden aproximar a partir de los datos disponibles de la siguiente manera.

Use la relación entre el número de fallas y el número de operaciones del equipo para un tipo particular de equipo para estimar una aproximación de la probabilidad de falla del equipo. Por lo tanto, la probabilidad de falla del equipo (PF) se puede definir como:

$$PF = \frac{\text{Número de fallas de dispositivo}}{\text{Número total de operaciones del dispositivo}} \quad (1.40)$$

El número total de operaciones de dispositivos en la ecuación (1.40) incluye el número de operaciones exitosas de dispositivos y el número de fallas. Usando la probabilidad de falla (PF) definida anteriormente, se pueden estimar las métricas de confiabilidad para varias protecciones y conmutación. Para fusibles, seccionadores e interruptores de subestación donde el modo de falla principal está abierto, la confiabilidad de la protección (PR) es solo un complemento de la probabilidad de falla (PF), como se muestra en la Ecuación (1.41). Se puede usar una expresión similar para calcular la confiabilidad de conmutación de un interruptor, como se muestra en la Ecuación (1.42).

$$PR = 1 - PF \quad (1.41)$$

$$SR = 1 - PF \quad (1.42)$$

Un reconectador es un dispositivo con más de un modo de falla, a saber: no se puede abrir y no se puede reconectar, es decir, se puede calcular tanto la confiabilidad de protección (PR) como la confiabilidad de recierre (RR). Si no se dispone de datos para distinguir los modos de falla, PR y RR se pueden estimar usando PF.

1.2.11 Métodos basados en simulación

En la sección anterior, se han discutido diversos algoritmos de análisis disponibles para evaluar la fiabilidad del sistema. Estos métodos proporcionan un método rápido y eficaz para estimar la confiabilidad esperada del sistema, pero no proporcionan ninguna información sobre la variabilidad de los índices y sólo calculan los valores medios.

La confiabilidad de un sistema varía de un año a otro, aunque la confiabilidad a nivel de componente es el mismo. Dado que los niveles de confiabilidad experimentada en un año dado se determinan por los cortes que se producen durante este intervalo de tiempo, el uso de métodos de análisis en algunos casos puede dejar de representar los eventos que son constantes.

Las ventajas que se puede obtener se refieren no sólo a la mejora de los niveles de confiabilidad que se espera del sistema, sino también en la estimación del riesgo de eventos raros que pueden causar sanciones o penalizaciones reglamentarias. Por lo tanto, se hace necesario determinar no sólo los valores esperados de los índices de fiabilidad, sino también estimar de la variabilidad en los índices.

Los métodos basados en Simulación encuentran su aplicación en estas circunstancias. Otro inconveniente importante con el uso de métodos de análisis es el supuesto de que, los tiempos de fallas y reparaciones se distribuyen de manera exponencial.

Este supuesto simplificador generalmente no es representativo de las estadísticas reales observadas en las características de falla y reparación de los componentes por lo que no se hacen tales supuestos, y su aplicación es más fácil de aceptar.

Sin embargo, los métodos basados en simulación se enfrentan con el inconveniente de las inexactitudes que surgen de la variabilidad de números aleatorios y que son

computacionalmente intensivos, puesto que requieren de un número muy grande de iteraciones para calcular los índices del sistema con una precisión razonable. Para asegurar que los índices medios de fiabilidad sean representativos se requiere un gran número de años de muestra.

Dentro de estos métodos tenemos la simulación de Monte Carlo utilizados para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia se clasifican en dos grandes tipos: secuenciales y no secuenciales.

Ambos difieren en la cronología que consideran para realizar la simulación. A su vez, se han desarrollado tres principales tipos de métodos secuenciales, los que son: método síncrono, método asíncrono y método de tiempo mezclado.

1.2.12 Evaluación analítica de la confiabilidad

La evaluación analítica de confiabilidad es un método de evaluación de la confiabilidad predictiva en el que se simula cada contingencia, y el efecto sobre cada uno de los componentes del sistema se determina y se pondera por la probabilidad de ocurrencia de la contingencia.

Esto le da los valores esperados (promedio) para la frecuencia y duración de las interrupciones causadas por cada contingencia. El costo esperado de fallas en los equipos y la energía esperada no suministrada también se calculan, como lo exige la formulación para la reducción del riesgo indicada anteriormente.

Para el mantenimiento de la vegetación se supone que es realizado para todo el alimentador, por lo que la reducción de los riesgos para el crecimiento de la vegetación se calcula para todo el alimentador.

Los índices de confiabilidad son linealmente dependientes de la tasa de fracaso del poste, así que las sensibilidades se pueden calcular utilizando la diferencia en los índices de antes y después de realizar el mantenimiento.

También puede demostrarse que los índices de confiabilidad de un alimentador cambian linealmente con respecto a la tasa de fallos relacionados con la vegetación del alimentador. Si la tasa de falla de todos los segmentos de línea cambia en la misma proporción, que corresponde a la reducción de la tasa de falla debido al

mantenimiento de vegetación, entonces el cambio en los índices de confiabilidad se puede predecir usando una relación lineal.

Para [23] en un reconectador hay dos parámetros para cuantificar su confiabilidad: la confiabilidad de protección y la confiabilidad de recierre (confiabilidad de reenganche). Además, un reconectador puede funcionar en una o más de la siguiente manera durante una falla sostenida:

- Como un dispositivo de protección primaria en el caso de una falla que se produzca directamente aguas abajo.
- En conjunción con un fusible para una falla aguas abajo del fusible.
- En conjunto con un seccionalizador, interrumpiendo la falla y luego volviendo a cerrar después de la apertura del seccionalizador.

Los índices de confiabilidad no se relacionan linealmente con el PR y RR . Los índices de confiabilidad, sin embargo, se pueden aproximar con menos del 5% de error, ya que varía linealmente, suponiendo que PR del reconectador y RR son iguales. Si los índices de confiabilidad varían linealmente con la tasa de falla, la reducción del riesgo asociado con el mantenimiento de cada componente se puede conseguir mediante el cálculo de los índices de confiabilidad antes y después del mantenimiento.

1.2.13 Validación de la evaluación de la confiabilidad

La metodología de cálculo y formulación de evaluación de la confiabilidad se validan mediante el sistema de prueba IEEE [24], el cual consiste en un sistema de distribución eléctrico para uso didáctico en la enseñanza de la evaluación la confiabilidad del sistema de energía.

Incluye todos los elementos principales que se encuentran en los sistemas reales, es lo suficientemente pequeño para que los estudiantes puedan analizar utilizando cálculos manuales y, por tanto, entender completamente los modelos de confiabilidad y técnicas de evaluación.

La tasa de falla y el tiempo medio de reparación se consideran los siguientes:

- Segmentos de líneas aéreas: 0.065 fallas/km-año, 5 Horas

- Transformadores de distribución: 0.015 fallas/año, 200 horas

Se supone que el tiempo de conmutación (MTTS) es de 1 hora, mientras que todos los dispositivos de protección y de conmutación son asumidos para que funcionen con una confiabilidad del 100%. Para simplificar el cálculo, los transformadores de distribución junto con los segmentos de línea correspondientes se reducen a un solo componente equivalente, utilizando la tasa de fallas y tiempo de reparación para los componentes conectados en serie [24].

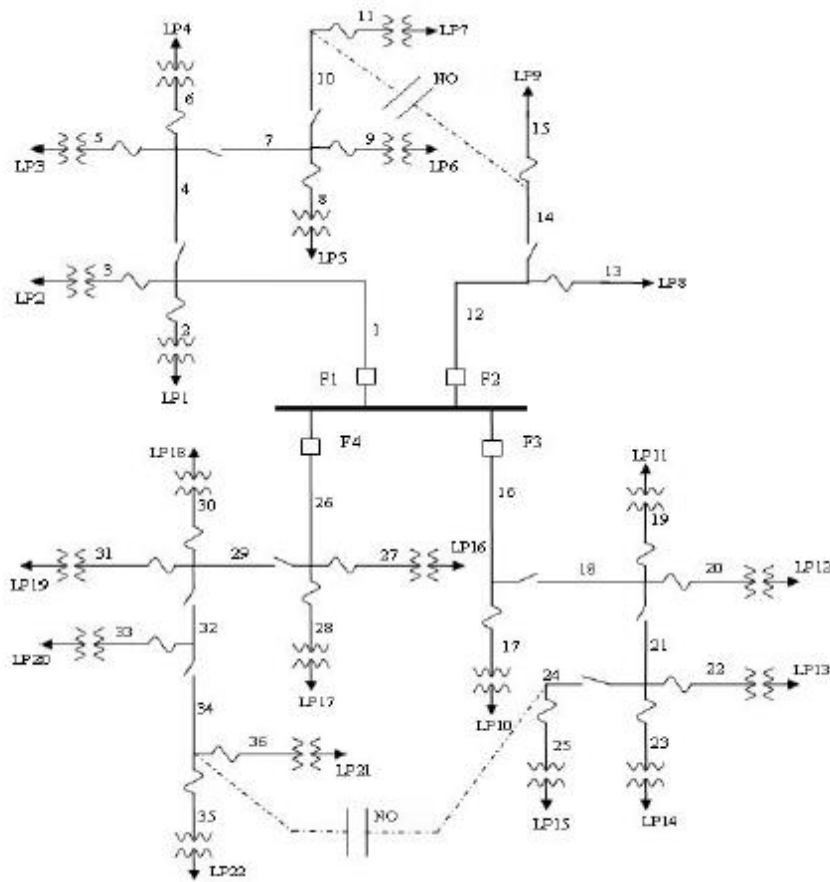


Figura 11. Sistema de prueba de confiabilidad IEEE [42].

1.3 Fundamentación metodológica

1.3.1 Enfoque de investigación

El enfoque de investigación del presente protocolo de investigación es el cuantitativo, por la razón que se utilizó herramientas numéricas para cumplir con el propósito de establecer las técnicas de optimización adecuadas; con lo que se busca

satisfacer los requisitos de confiabilidad a un costo mínimo tal como es la exigencia actual en las empresas modernas, esto por medio del cálculo matemático y estadístico, de las diferentes variables que permitan considerar el riesgo de ocurrencia de fallas.

1.3.2 Tipos de investigación

Los tipos de investigación utilizados para la consecución de la investigación son los siguientes:

- El método de investigación que se usó, es la *investigación documental y de campo*. En razón, que se indagó la bibliografía existente para el sustento documental que sirvió de base para la propuesta de un plan óptimo de mantenimiento del SD. Además, información de los históricos de las ocurrencias de fallas en los elementos de los SD que permitió proponer la optimización de los programas de mantenimiento.
- La *investigación exploratoria* que se emplea esencialmente cuando el objeto de investigación se presenta ante los investigadores como algo totalmente nuevo o insuficientemente conocido; por tanto, los estudios exploratorios tienen como función familiarizarse con objetos o fenómenos desconocidos y tratan de identificar, en estos, conceptos, características o variables promisorias que puedan potencialmente constituirse en futuras características específicas [7]. El estudio de optimización de proyectos de mantenimiento a través del historial de fallas de los activos de los SD en ELEPCO S.A. es nuevo, por lo que será necesario comenzar de cero con el proceso de optimizar los programas de mantenimiento de los SD.
- Además se utilizó la *investigación descriptiva*, que opera cuando se requiere delinear las características específicas descubiertas por las investigaciones exploratorias. Esta descripción podría realizarse en un estado superior de descripción, usando métodos cuantitativos. Con el propósito esencial de medir (de la forma más precisa posible) las características, propiedades, dimensiones o componentes descubiertos en las investigaciones exploratorias; de esta manera se interesan por descubrir, mientras que las investigaciones descriptivas, en última instancia, se interesan en medir con

la mayor precisión posible. [8] Es necesario reconocer las variables que intervienen en el estudio de las cuales se describirá las características de sus factores, la variable independiente que es la *Optimización de los programas de mantenimiento* de los SDE y la dependiente que es el *Riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos* del SDE

- Según el nivel de profundización de causa y efecto de las variables de estudio, se estableció la *investigación explicativa*, destinada al descubrimiento de las leyes esenciales que pueden dar cuenta del porqué existen tales o cuales propiedades y del porqué estas propiedades pueden asociarse entre sí. Se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno, en qué condiciones se manifiesta o por qué dos o más variables están relacionadas [9].

1.3.3 Métodos de investigación

Existen varios tipos de investigación que se clasifican dependiendo de su objetivo, la profundidad del estudio realizado, los datos que se analizan, el tiempo que requiere el estudio del fenómeno, entre otros factores [5].

El método utilizado es el *Método deductivo* que es el procedimiento racional que va de lo general a lo particular. Posee la característica de que las conclusiones de la deducción son verdaderas, si las premisas de las que se originan también lo son [6]. Se considera los modelos de mantenimiento, de fallos del sistema y la evaluación de la confiabilidad de los equipos del SD.

Adicional a esto y según el tipo de inferencia, se identificó a la *investigación de método hipotético deductivo*, esto debido a que en la formulación del problema del presente trabajo de investigación se propone una hipótesis que se pretende comprobar o descartar en función de los resultados que se obtendrán al final de este trabajo, que es la siguiente:

HI: La reducción del riesgo de ocurrencias de fallas presentada por cada una de las tareas de mantenimiento de los equipos, permiten optimizar los proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica.

Ho: La reducción del riesgo de ocurrencias de fallas presentada por cada una de las tareas de mantenimiento de los equipos, no permiten optimizar los proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica.

1.3.4 Técnicas e instrumentos de investigación

Las técnicas son el conjunto de procedimientos que permiten establecer la relación con el objeto de la investigación, mientras que los instrumentos son los mecanismos que se utilizan para recolectar , registrar y almacenar la información [7].

En el presente trabajo de investigación la información que se utilizó, proviene tanto de fuentes primarias (documentos originales, fotografías, informes técnicos de mantenimientos y datos históricos sobre las redes de distribución eléctrica y de fuentes secundarias, información de textos, tesis, artículos y las normas y métodos a ser aplicadas en la optimización de los programas de mantenimiento considerando el riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución de energía eléctrica.

Se empleó *la técnica de la observación* que sugiere y motiva los problemas y conduce a la necesidad de la sistematización de los datos. Se empleó la observación directa con el propósito de observar y recoger datos de los programas de mantenimiento considerando el riesgo de ocurrencia de fallas en los equipos del sistema de distribución de energía eléctrica.

“Es pertinente especificar que la observación indirecta, se presenta cuando el investigador corrobora los datos que ha tomado de otros, ya sea de testimonios orales o escritos de personas que han tenido contacto de primera mano con la fuente que proporciona los datos”. [9] Esta técnica se utilizó con el análisis de los registros históricos de las interrupciones correspondientes, de los últimos dos años.

Los instrumentos que se utilizarán en el presente proyecto de investigación son los de registros, documentos físicos, digitales y los de medición.

1.4 Conclusiones Capítulo I

- Se puede establecer con la indagación bibliográfica que los sistemas de distribución son responsables de la mayoría de las interrupciones que se producen en el sistema eléctrico y que repercute en el cliente. Esto demuestra la importancia y necesidad de una evaluación de la fiabilidad del sistema de distribución ya sea por el aumento del uso de los equipos de conmutación rápida (componentes electrónicos), que ha hecho a las cargas más sensibles a las perturbaciones de la fuente de alimentación. Además de los factores antes mencionados, las crecientes necesidades de energía por parte de los clientes, tienden a sobrecargar el sistema eléctrico por lo que es necesario analizar la red en términos de su capacidad para servir a sus clientes durante todo el día. Por lo tanto, la fiabilidad del sistema de distribución es un área que está ganando importancia y las ventajas se centran ahora en mejorar su desempeño, lograr una mayor satisfacción del cliente y garantizar que los costos de operación de la red se mantengan bajo control.
- Además se analiza, que los mantenimientos tanto preventivo como correctivo de los sistemas de distribución, permiten satisfacer las necesidades del cliente, el servicio brindado debe ser confiable, cumpliendo con los requisitos reglamentarios emitidos por el ente regulador, es aquí donde el mantenimiento toma un papel preponderante para el cumplimiento de estos objetivos, ya que el mantenimiento de un elemento o de un equipo reduce su tasa de fallas y, por tanto, reduce la frecuencia y la duración de las interrupciones experimentadas por los clientes, mejorando la calidad del servicio eléctrico.
- Con el fin de calcular los índices de confiabilidad, las empresas del sector eléctrico a menudo utilizan los Sistemas de Gestión de Interrupciones (OMS). Estos Sistemas, forman parte de la red inteligente y está orientado a asistir al operador de la red de distribución en las labores relacionadas con la gestión de interrupciones y la restauración del servicio. En la actualidad, se utiliza modelos que permiten describir sus características de fallo y los efectos de cada componente en el sistema, varios índices de confiabilidad

se pueden calcular. Los índices calculados utilizando los métodos analíticos representan el rendimiento promedio del sistema. Dado que los sistemas de distribución son en gran parte radial, los métodos son fáciles de entender y aplicar.

CAPÍTULO II. PROPUESTA

2.1 Título del Proyecto:

Proponer un plan de optimización de proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica basado en el riesgo de la ocurrencia de fallas de sus equipos en ELEPCO S.A., periodo 2019-2020-2021.

2.2 Objetivo del Proyecto:

- Establecer el riesgo de ocurrencia de fallas de los equipos a través de modelos que permitan predecir la tasa de fracaso de los equipos del SD.
- Estimar la tasa de fallo, para calcular la reducción de los riesgos asociados a cada tarea de mantenimiento de cada uno de los equipos del SD de ELEPCO S.A.
- Optimizar el uso de los recursos disponibles, priorizando las diferentes tareas de mantenimiento de ELEPCO S.A.

2.3 Descripción de la propuesta.

En los capítulos anteriores se han tratado los detalles del cálculo de la reducción de riesgos y una herramienta de evaluación de la fiabilidad utilizada para calcularla. Para ilustrar la estrategia propuesta de asignación de recursos basada en el riesgo, es necesario aplicar el método utilizando información de un sistema de distribución real.

En la Figura 10 se describe las diversas etapas de la aplicación del método utilizado para implementar la optimización de proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica, basado en el riesgo de la ocurrencia de fallas de los equipos de ELEPCO S.A. representado en un ciclo de bloques.

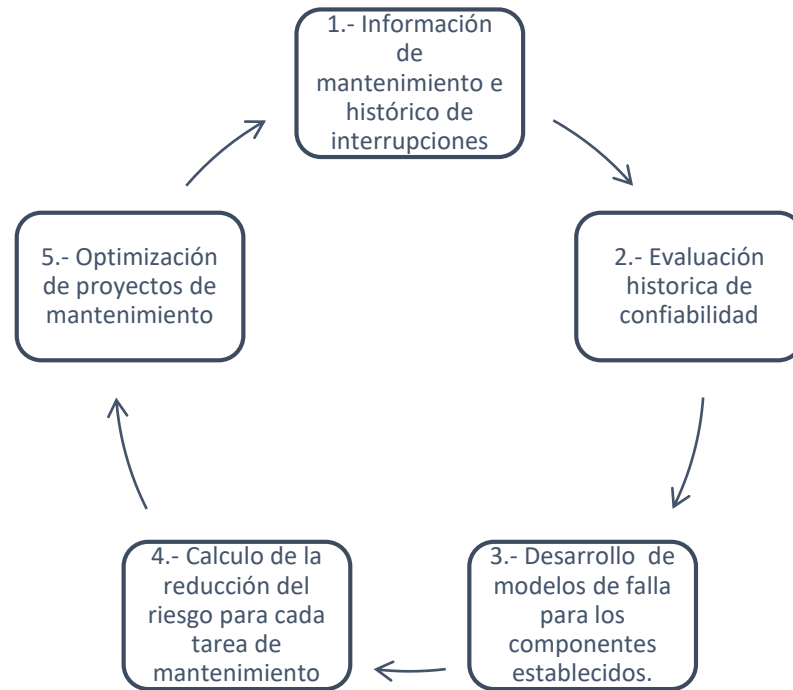


Figura 10. Procedimiento para implementar la propuesta.

Los datos históricos de averías y la topología de la red, incluida la información sobre la carga y los clientes, constituyen los principales datos para el desarrollo de este procedimiento. La información histórica sobre cortes y fallos se obtiene en forma de una base de datos conocida por el departamento de Control y Monitoreo de la empresa, esto incluye detalles de las interrupciones que se producen en un sistema.

Estos registros se utilizan para calcular los índices históricos de fiabilidad y también constituyen la base para el desarrollo de modelos estadísticos utilizados para predecir las características de los fallos de los equipos de distribución y para evaluar los efectos del mantenimiento.

La ELEPCO S.A. es considerada una empresa de distribución y comercialización, tiene su área de concesión (reconocida por los organismos de Regulación) comprendida por las siguientes zonas:

- Zona 1: Latacunga.
- Zona 2: Salcedo.

- Zona 3: Saquisilí.
- Zona 4: Pujilí.
- Zona 5: Sigchos
- Zona 6: Pangua.
- Zona 7: Zona periférica del Cantón la Maná (la cabecera cantonal está servida por la Empresa Eléctrica Guayas – Los Ríos, EMELGUR)
- Zona 8: Dos recintos vecinos al Cantón Pangua, pertenecientes a la Provincia de Bolívar.

Para la presente investigación, se enfocó en las principales zonas de influencias del SD del área de concesión de ELEPCOSA.

2.3.1 Sistema de subtransmisión

2.3.1.1 Subestaciones.

La empresa eléctrica Cotopaxi SA cuenta con 10 subestaciones de 69/13.8 kV con una capacidad total instalada de 112.5 MVA, las 10 subestaciones reductoras convierten el nivel de tensión de entrada de 69 kV al nivel de tensión de salida de 13.8 kV; además se dispone de un emplazamiento de derivación de 69 kV en la zona de Laigua. Es importante señalar que la subestación Yambo no se encuentra operativa.



Figura 11. Subestaciones de distribución.

2.3.1.2 Sistema de Distribución.

Según el informe de redición de cuentas de la empresa del año 2022, el sistema de distribución de ELEPCO S.A., está configurado con 38 circuitos primarios o también denominados alimentadores de medio voltaje, en los cuales se encuentran distribuidos 10069 transformadores de distribución con una potencia instalada total de 288,63 MVA, que abastecen la demanda de 152.432 clientes, a través de una red de circuitos en bajo voltaje (trifásicos y monofásicos) con una longitud total aproximada de 5.854,04 km.

Cabe destacar la asimetría de circuitos y cargas entre la región costanera y serrana de Cotopaxi, ya sea en altitudes elevadas los circuitos primarios y secundarios cubren grandes distancias y las cargas rurales se encuentran sumamente dispersas. En general, la infraestructura de distribución de ELEPCO S.A. se encuentra en buen estado, como resultado de la inversión.

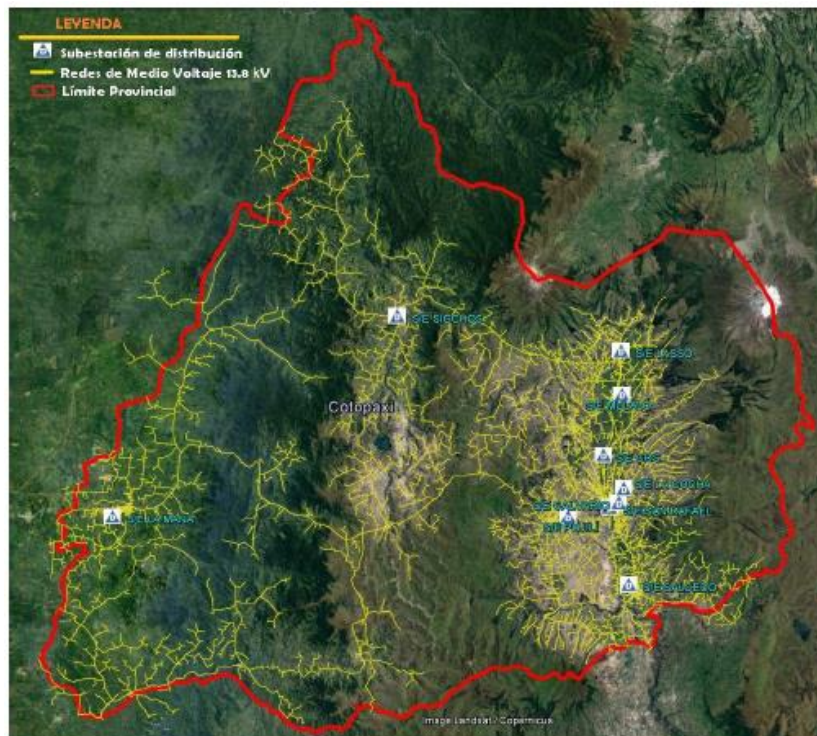


Figura 11. Diagrama unifilar ELEPCO S.A.

2.3.2 Optimización de la reducción del riesgo

Como se describe en la Sección 1.2.4, la optimización incluye minimizar el riesgo, y las soluciones se basan en determinar, el riesgo que representa cada tarea de mantenimiento y los resultados de cada tarea de mantenimiento se combinan con los recursos necesarios, como los costos financieros y laborales. Esta combinación triple es la entrada al optimizador.

2.3.3 Planteamiento del problema

En el enunciado del problema, se utilizan los siguientes términos:

P es el número de proyectos de mantenimiento.

$p = 1, \dots, P$ es el índice sobre el conjunto de proyectos.

N_p es el número de componentes candidatos dentro de la categoría p .

$k = 1, \dots, N_p$ es el índice sobre el conjunto de componentes candidatos dentro de la categoría p .

M_k es el número de tareas de mantenimiento de la componente k .

$l = 1, \dots, M_k$ es el índice sobre el conjunto de las actividades de mantenimiento de la componente k .

$\Delta\text{Riesgo}(k, l)$ es la reducción del riesgo relacionados con cada tarea candidato de mantenimiento preventivo. $\text{Costo}(k, l)$ son los recursos monetarios necesarios para cada tarea. $\text{Labor}(k, l)$ es la mano de obra necesaria para esa tarea.

Por lo tanto, cada tarea se asocia con un triplete: $\{\Delta\text{Riesgo}(k, l), \text{Costo}(k, l), \text{Labor}(k, l)\}$. Para cada tarea, $\text{Seleccionar}(k, l)$ selecciona la variable de la tarea del mantenimiento con (1) o (0) si no está seleccionada. Las tres variables son introducidas en el optimizador, que identifica los valores de $\text{Seleccionar}(k, l)$ para todas las tareas que maximizan la reducción del riesgo sujeto a las limitaciones de los recursos.

$\text{Presupuesto}(p)$ es el presupuesto asignado a la categoría de mantenimiento p . $\text{TotalLabor}(p)$ es la mano de obra disponible, en horas, en la categoría de mantenimiento p .

La formulación de la optimización tiene dos pasos.

- El primero es el subproblema selección de tareas, la cual selecciona las tareas dentro de las limitaciones de recursos en cada categoría de mantenimiento.
- El segundo es el subproblema planificación presupuestaria, que se relaciona con la asignación de los recursos presupuestados para las tareas de mantenimiento.

La formulación del subproblema de selección de tareas es la siguiente:

$$Max: \sum_{k=1}^{Np} \sum_{l=1}^{mk} \Delta Riesgo (k, l) Seleccionar (k, l) \quad (2.1)$$

Con las siguientes restricciones:

$$\sum_{k=1}^{Np} \sum_{l=1}^{mk} Seleccionar (k, l) Costo (k, l) \leq Presupuesto(p) \quad (2.2)$$

$$\sum_{k=1}^{Np} \sum_{l=1}^{mk} Seleccionar (k, l) Labor (k, l) \leq Total Labor (p) \quad (2.3)$$

$$\sum_{l=1}^{Mkp} Seleccionar (k, l) \leq 1; \forall k \in N_p \quad (2.4)$$

$$Seleccionar (k, l) \in \{0/1\} \quad (2.5)$$

El objetivo de la ecuación (2.1), es maximizar la reducción de riesgo total. La restricción de la ecuación (2.2) representa la restricción presupuestaria, y la ecuación (2.3) representa la restricción de recursos de mano de obra disponibles. La restricción representada por la ecuación (2.4) indica que cada componente se selecciona una vez en el tiempo seleccionado durante la evaluación y la ecuación (2.5) indica que es una selección binaria 0 o 1.

2.3.4 Evaluación de la confiabilidad histórica

Se considera para la evaluación de la confiabilidad histórica la información proporcionada por ELEPCO S.A. del sistema de distribución eléctrica, el cual está constituido por 38 alimentadores, cada uno clasificado como urbano o rural, para el análisis se utilizará los valores de las siguientes 9 subestaciones de la provincia:

- Calvario
- San Rafael,
- Salcedo,
- Mulaló.
- Lasso.
- La Cocha,
- Sigchos,
- La Maná y,
- Pujilí.

El historial de interrupciones se utiliza para calcular la Frecuencia Media de Interrupción por KVA Nominal Instalado (FMIK) expresado en fallas por KVA y el Tiempo Total de Interrupción por KVA Nominal Instalado (TTIK) expresado en horas por KVA y proporcionan la información para el análisis del historial de interrupciones que forma la base para la estimación de tasa de falla y duración de la interrupción media que es utilizada en el análisis predictivo presentado en secciones posteriores.

Se considera las interrupciones del servicio con duración mayor a tres minutos que se clasifican como temporales. La información en la actualidad se obtiene de manera automatizada por la implementación del Sistema SCADA, el mismo que integra a las 10 subestaciones fijas, de las cuales 9 están en operación y 1 fuera de operación (Yambo).

En la Tabla 4 se resume los índices de confiabilidad históricos de la Frecuencia Media de Interrupción por KVA Nominal Instalado (FMIK) expresado en fallas por KVA y el Tiempo Total de Interrupción por KVA Nominal Instalado (TTIK) expresado en horas, de manera individual los números de interrupciones en los años

2019 y 2020 en las subestaciones, a través de la información obtenida en la página web de la empresa, en su rendición de cuentas.

Tabla 4. Índices de red 2019-2020-2021, SD de ELEPCO S.A.

	2019	ARCONEL 005/18	DIFERENCIA
FMIK	4,08	6,00	1,92
TTIK	6,74	8,00	1,26
	2020	ARCERNNR 02/20	DIFERENCIA
FMIK	6,87	6,00	0,87
TTIK	8,57	8,00	0,57
	2021	ARCERNNR 02/20	DIFERENCIA
FMIK	5,32	6,00	-0,68
TTIK	7,61	8,00	-0,39

Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse, los índices de confiabilidad general FMIK y TTIK del 2020 supera los límites admisibles, incumpliendo los índices de calidad del servicio técnico establecidos en la Regulación No. ARCERNNR 02/20 de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, en 6,0 veces de FMIK y 8,0 horas de TTIK en la red, mientras que el 2021 estaban por debajo de la regulación.

2.3.5 Análisis de los índices TTIK y FMIK de la empresa ELEPCO S.A.

Como se discutió en secciones anteriores, estas métricas son parte de la confiabilidad del suministro de energía, ya que están directamente relacionadas con las interrupciones, incluida la duración de la interrupción y la energía que se desconectó cuando ocurrió. La toma de datos de los cortes descritos en la matriz se realiza dentro de ELEPCO S.A., detallando la causa, la potencia nominal del corte, la fecha y hora en que comenzó el corte y la hora y fecha en que finalizó el corte.

En las Tabla 5 se indican las estadísticas de confiabilidad históricos del sistema de distribución de ELEPCO S.A. del año 2019-2020-2021 considerando las interrupciones producidas por fallas en las diferentes zonas establecidas por la empresa. Los índices de confiabilidad históricos de la Frecuencia Media de Interrupción por KVA Nominal Instalado (FMIK) expresado en fallas por KVA y

el Tiempo Total de Interrupción por KVA Nominal Instalado (TTIK) expresado en horas.

Tabla 5. Índices de red en subestaciones Cotopaxi 2019-2020-2021.

S/E	ARCERNNER 002/2020		AÑO 2019		AÑO 2020		AÑO 2021	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
CALVARIO	6	8	10,91	5,55	7,33	5,54	4,96	5,47
SAN RAFAEL	6	8	13,56	14,12	7,02	6,4	7,89	6,3
SALCEDO	6	8	8,73	15,53	7,92	13,58	1,76	4,31
MULALO	6	8	9,84	19,64	8	9,94	2,83	4,08
LASSO	6	8	18,3	24,5	3,47	3,32	1,98	4,11
COCHA	6	8	6,3	9,1	6,45	8,14	5,21	8,44
SIGCHOS	6	8	16,9	13,6	8,76	20,49	6,17	16,55
LA MANA	6	8	15,3	25,1	9,34	10,74	11,57	11,03
PUJILI	6	8	11,2	33	7,02	10,13	6,88	10,08

Fuente: Elaboración propia

Se observa que algunos de los indicadores de confiabilidad calculados para cada subestación tienen valores fuera del rango determinado, ya que para límites a nivel de red FMIK establece límites para 6.0 y para TTIK 8.0, como se especifica de mejor manera en la Tabla 5.

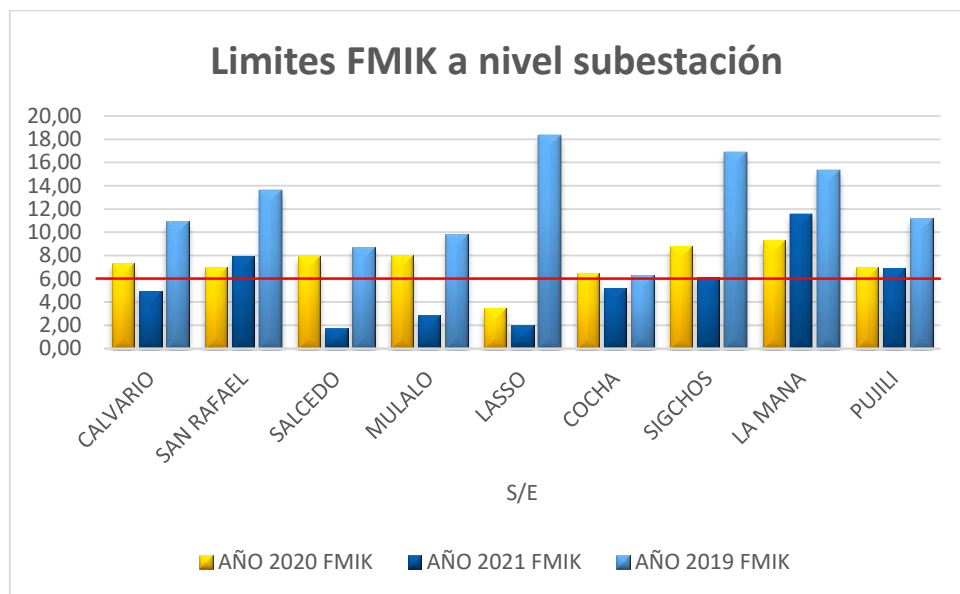


Figura 12. Límites FMIK con respecto a la regulación.

En los que se refiere al índice promedio de frecuencia de interrupciones (FMIK) de los años 2019-2020-2021, en la figura 12 se puede observar que las subestaciones de San Rafael, Sigchos, La Mana y Pujili sobrepasan los niveles o límites que se plantea en las regulaciones analizadas.

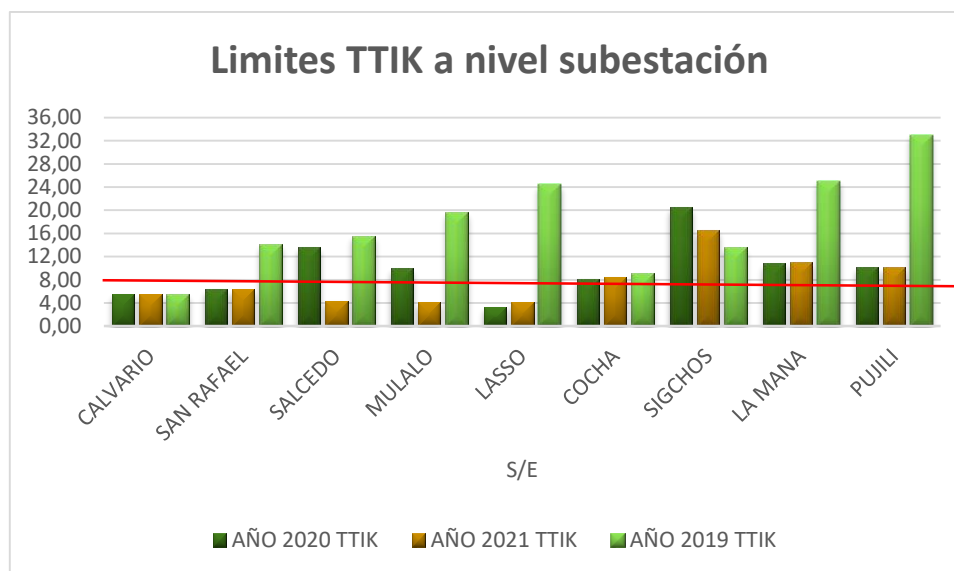


Figura 13. Límites TTIK con respecto a la regulación.

Tal como se describe en el análisis de la Tabla 5 y en la figura 13 se puede apreciar con mayor claridad cómo los índices calculados a medida que se producen cortes dentro de la subestación superan los niveles o límites especificados en la normativa analizada, dando así una idea de lo que está ocurriendo en cuanto se excede estas métricas y profundice en qué subestaciones están experimentando la mayoría de las interrupciones y cuáles son las causas de las mismas.

2.3.6 Análisis de los índices TTIK Y FMIK a nivel de alimentadores.

En el caso de estudio se ha tomado en cuenta los alimentadores con mayor índice de frecuencia y tiempo de interrupción presentado en los años 2019-2020-2021, estos se pueden detallar más ampliamente en el Anexo 1. La mayor parte de estos alimentadores se encuentran en la zona subtropical de la provincia de Cotopaxi, lo que implica mayor riesgo de ocurrencia de fallas debido a las condiciones climáticas y relieves de la región.

Tabla 6. Índices de alimentadores con más ocurrencia de fallas ELEPCO S.A.

ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN INCUMPLIDOS				INDICADOR INCUMPLIDO					
ALIMENTADOR	TIPO	LIMITE FMIK	LIMITE TTIK	2021		2020		2019	
				FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	Alta densidad	7	10	9,93	9,99	10,63	10,7	10,38	7,83
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	Alta densidad	7	10	7,36	6,81	3,73	5,25	6,87	3,44
02SR13B1S4 (024 Niagara)	Alta densidad	7	10	7,65	4,54	4,84	4,36	4,38	2,37
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	Baja densidad	9,5	16	5,21	19,74	5,17	7,53	5,07	6,12
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	Alta densidad	7	10	5,11	11,12	5,49	6,06	6,52	5,22
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	Baja densidad	9,5	16	3,49	17,63	7,31	24,05	10,37	5,77
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	Baja densidad	9,5	16	11,57	22,92	12,4	19,55	10,47	10,63
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	Baja densidad	9,5	16	10,26	12,21	10,49	9,1	14,49	19,71
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	Alta densidad	7	10	8,52	3,78	7,41	7,45	9,25	4,01
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	Baja densidad	9,5	16	10,13	5,19	6,53	7,45	12,15	8,99
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	Alta densidad	7	10	7,7	10,04	7,31	9,26	1,47	2,56
TOTAL ALIMENTADORES INCUMPLIDOS				8	5	5	3	6	1

2.3.7 Análisis de las interrupciones dentro de cada S/E de ELEPCO S.A.

Dentro de las principales causas por las cuales se presentan interrupciones en los sistemas de distribución pertenecientes a la empresa eléctrica ELEPCO S.A.

Según [46] en su investigación presenta, las interrupciones para el año 2020 mediante un orden descendente identificando que estas sean mayores a tres minutos, mostrando las causas que más sobresalen de acuerdo a la clasificación de las interrupciones, mediante el catálogo utilizadas en por la empresa clasificado de la siguiente manera.

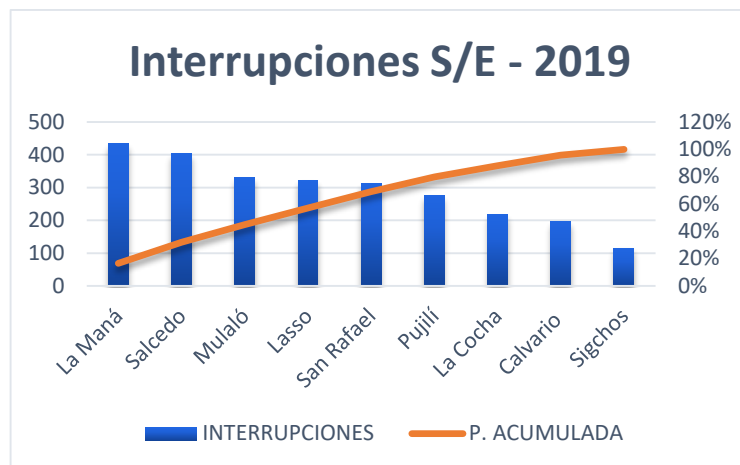


Figura 14. Interrupciones presentadas en las S/E-2019.

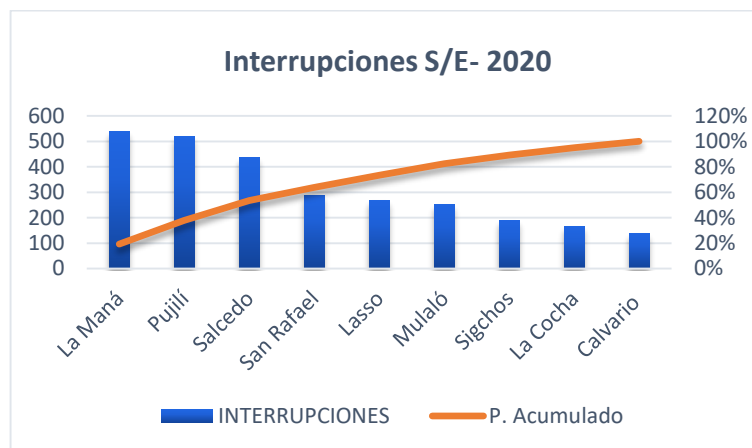


Figura 15. Interrupciones presentadas en las S/E-2020.

Se presenta la frecuencia total de cortes dentro del sistema, se desglosan un total de 2793 cortes en las diferentes subestaciones que se encuentran dentro de la empresa, como se muestra en la Figura 14, se puede determinar que en cada una de estas S/E existen cortes, siendo Maná, Pujilí y Salcedo las que más cortes supusieron, que representaron el 80% del total de cortes de la compañía.

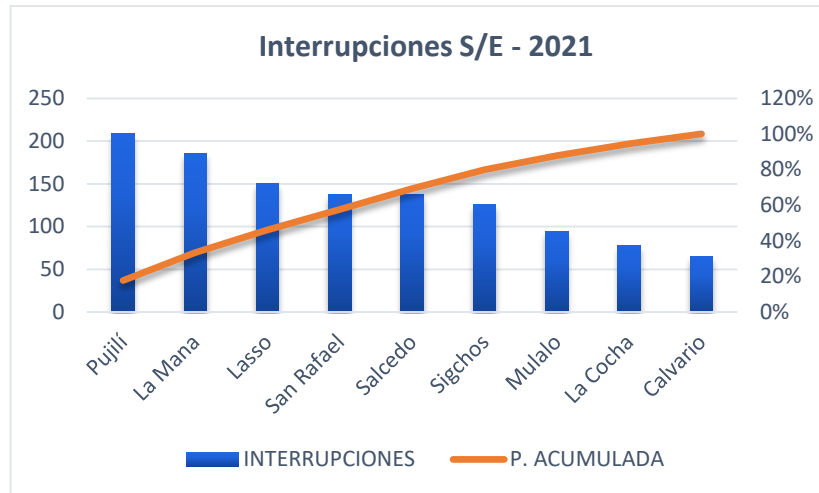


Figura 16. Interrupciones presentadas en las S/E-2021.

Adicional se desglosan un total de 1181 cortes en las diferentes subestaciones para el año 2021 que se encuentran dentro de la empresa, como se muestra en la Figura 15, se puede determinar que en cada una de estas S/E existen cortes, siendo Pujilí, La Maná, Lasso y San Rafael las que más cortes supusieron, que representaron el 70% del total de cortes de la compañía.

Para poder definir de mejores maneras las interrupciones que se presentan dentro de cada S/E se procede a realizar el desglose visto en el Anexos 2 y 3 de acuerdo al catálogo de las interrupciones utilizado en la empresa, mencionada en la Tabla 8.

2.3.8 Análisis de las causas incidentes de interrupciones en las subestaciones.

Para estimar los parámetros de confiabilidad de líneas aéreas, cables subterráneos, dispositivos de protección y de conmutación se calcula FMIK y TTIK, las interrupciones sostenidas o permanentes se clasifican en dos categorías:

- a) Interrupciones causadas por fallas en líneas aéreas o subterráneas, incluidos los causados por el clima, la vegetación, los animales, las sobrecargas y fallas en los componentes, incluyendo interruptores, reconectores, fusibles, seccionadores e interruptores de la subestación.

- b) Interrupciones debidas a otras causas, incluyendo fallo en la línea de transmisión, la interferencia pública, mantenimiento de empresas de servicios públicos, errores de personal operativo, y otros eventos.

Tabla 7. Catálogo de interrupciones.

Interrupciones técnicas	Interrupciones no técnicas
Programadas	Ambientales
Maniobra	Climáticas
Perturbación es en la red	Otros
Transmisión	

Dentro las causas de las interrupciones técnicas tenemos:

Tabla 8. Causas de interrupciones técnicas.

Interrupciones Técnicas	
Programadas	Programadas por ampliación
	Programadas por mantenimiento
Maniobra	Operaciones por seguridad
Perturbación es en la red	Estabilidad al sistema propio de la distribuidora
	Corto circuito interno
	Desconocida
	Disparo l/st 69 kv Mulaló- San Rafael
	Disparo l/st 69 kv s/e Mulaló- Lasso
	Seccionador directo
	Sobrecarga
	Disparo l/st 69 kv. San Rafael - Pujilí
	Falla de equipamiento
	Aisladores rotos
	Base portafusibles defectuosa
	Conector empalme defectuoso
	Conector dañado
	Falla de TC y TP en s/e calvario posición Illuchi 1
	Líneas dilatadas / flojas
	Líneas rotas MV.
	Material viejo mala calidad
	Material deteriorado
	Postes de hormigón mal estado
	Postes de madera mal estado
	Daño en sujeción línea 69 kv Mulaló - San Rafael (secuencia de fase r-y-b)
	Trafo dañado
	Puente aéreo desprendido
Punto caliente	
Cable secc. Suelto	
Pararrayos dañado	
Falla de pararrayos l/t 22 kv Illuchi 1	
Por generación de aceite	
Transmisión	Externas programadas
	Externas no programadas

Tabla 9. Causas de interrupciones no técnicas.

Interrupciones no Técnicas	
Ambientales	Contaminación
	Desastres naturales
	Fauna
	Vegetación
Climáticas	Descargas atmosféricas
	Vientos fuertes
Otros	Choques de vehículos
	Daños o interferencias accidental por trabajos en vías públicas o trabajos particulares
	Hurto / vandalismo / terrorismo

En la figura 16 se observa que los mayores porcentajes de causas registradas en el SD del año 2020, respecto al total de las interrupciones registradas son: las perturbaciones en la red con el 40%; climáticas 32%, las ambientales con 19%, mientras que las otras son mínimas.

De la misma manera, dentro de estas las más representativas son: la estabilidad al sistema propio de la distribución; falla de equipamiento y materiales; vegetación (sin incluir desbroce); descargas atmosféricas (rayos) y los vientos fuertes, que a su vez son materiales llevados por las corrientes del viento.

En [46] se identifica que dentro de todas las interrupciones presentes en las subestaciones, el número más alto de las causas presentadas en las subestaciones son por descargas atmosféricas, seguidas de la vegetación, fuertes vientos, cortocircuitos internos, conformando estas un 60% de todas las causas establecidas dentro del catálogo de interrupciones presentadas por la empresa.

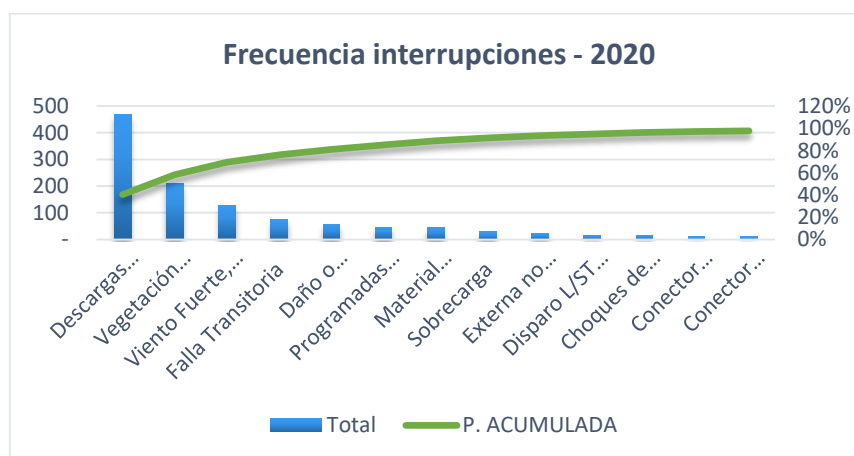


Figura 17. Frecuencia de interrupciones en el año 2020.

Como se muestra en la Figura 17, se puede observar que del total de cortes que ocurrieron en las subestaciones en el año 2021, en número mayor de causas que ocurrieron en las subestaciones fue por descargas atmosféricas, vegetación, conformando todas las causas identificadas en el catálogo de cortes proporcionado por estas empresas como el 60% del total. En el Anexo 3 se presenta la identificación general de todas las interrupciones y las razones de las interrupciones dentro de cada subestación.

Existió un total de 1181 interrupciones en la red global (a Nivel de Cabecera de Alimentador, M.V y por el Transmisor) que ingresan al cálculo de los Índices FMIK TTIK; las causas de mayor incidencia son por condiciones climáticas (596), perturbaciones en la red (227), y ambientales (209).

Para identificar cuáles son las causas más frecuentes de cortes en la subestación se utiliza un gráfico de Pareto, como ya se definió en el apartado de teoría, esto ayudará a identificar cuáles son las causas más frecuentes. , determinado por el porcentaje acumulado de todas las interrupciones presentadas y comparado con los motivos de la interrupción en orden descendente.

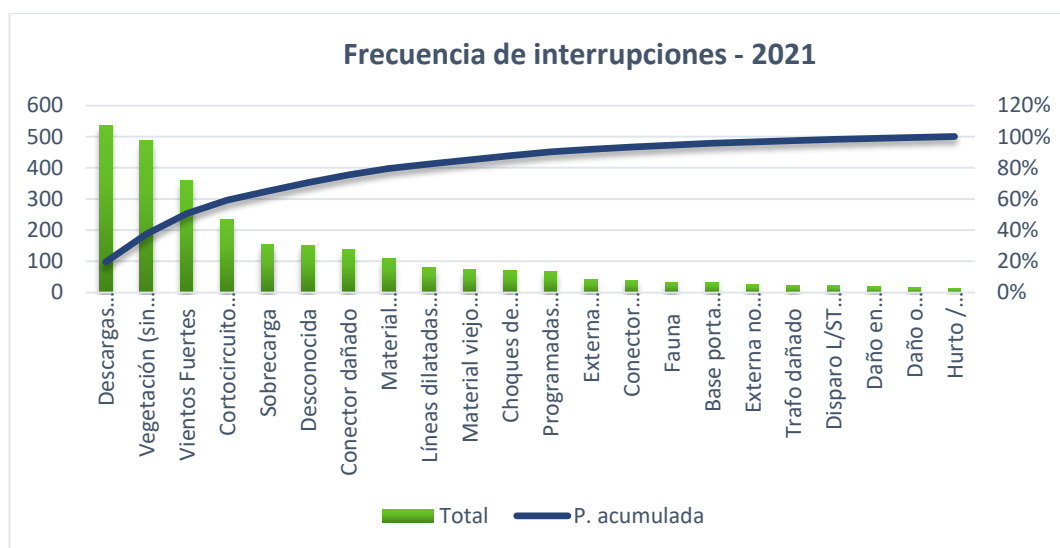


Figura 18. Frecuencia de interrupciones en el año 2021.

Se puede establecer de este análisis que existe un símil en las causas totales de los SD con las subestaciones en los años 2020 y 2021, en las que inciden

significativamente. Por lo que se establece que las siguientes causas deben ser establecidas en la propuesta de mantenimiento.

- Vegetación.
- Reconectores (debido a que las descargas atmosféricas hacen que estos equipos sean los más vulnerables).

2.3.9 Análisis predictivo

Antes de que se puedan usar los índices de pronóstico, se deben correlacionar con los índices históricos. La proporción de pronóstico se ajusta calculando las tasas de falla de los componentes y el tiempo de reparación.

2.3.9.1 Estimación de parámetros de falla y reparación para análisis predictivo.

Para predecir los índices de fiabilidad de un sistema de distribución utilizando la herramienta de evaluación de la fiabilidad desarrollada, se requiere información como los fallos y los tiempos medios de reparación (MTTR) de cada componente, a saber: líneas aéreas; cables subterráneos, fusibles, reconectores, disyuntores, seccionadores e interruptores. Para calcular la tasa de fallos de las líneas aéreas, se ha dividido el número total de cortes aéreos sostenidos observados durante el periodo 2019-2020-2021 por el número de kilómetros de circuitos aéreos y el número de años para obtener una estimación del número medio de fallos/milla-año, como se muestra en la ecuación (2.6).

El tiempo medio de reparación se determinó calculando la media del tiempo que se tardó en reparar cada una de las averías sostenidas durante el periodo de interés. Se ha seguido un procedimiento similar para los cables subterráneos. La tabla 11, resume las tasas de avería y los tiempos de reparación medios estimados para las líneas aéreas y los cables subterráneos obtenidos a partir de los datos históricos de averías del sistema de estudio para el periodo de explotación 2019-2020-2021.

$$\lambda = \frac{\text{Número total de interrupciones sufridas}}{\text{Total de kilómetros de circuitos} * \text{Número de años}} \quad \left[\frac{\text{fallas}}{\text{kilómetros} * \text{años}} \right] \quad (2.6)$$

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo total de reparación}}{\text{Número total de interrupciones sufridas}} \quad (2.7)$$

Tabla 10. Estimación de parámetros de confiabilidad líneas aéreas.

Componente	Categoría	Fase	Tasa de falla promedio (fallos/kilometro-año)	MTTR (horas)
Cables aéreos y subterráneos	Urbano	3 Fases	0,177128159	3,683971927
		2 Fases	3,154091729	2,249372385
		1 Fase	0,05979977	3,929302555
	Rural	3 Fases	0,078417512	2,380105684
		2 Fases	0,11271141	1,763423423
		1 Fase	0,11023164	4,533403122

Para calcular los parámetros de fiabilidad de los dispositivos de protección y conmutación descritos en el apartado 1.2.10, se necesita el número medio de veces que se esperaba que el dispositivo funcionara y el número de veces que lo hizo con éxito. Dado que estos datos no están disponibles directamente en la base de datos de interrupciones utilizada para este estudio, los parámetros de los dispositivos, como la fiabilidad de protección PR, la fiabilidad de reconexión RR (para los reconectores) y la fiabilidad de conmutación (SR), se han aproximado a partir de los datos disponibles. La mayoría de las bases de datos de interrupciones incluyen el número de veces que un dispositivo concreto funciona durante un periodo de tiempo. También se registra el número de veces que falló el tipo de dispositivo. La probabilidad de fallo (PF) puede estimarse mediante la ecuación (2.8):

$$PF = \frac{\text{Número de fallos de dispositivo}}{\text{Número total de operaciones del dispositivo}} \quad (2.8)$$

Los indicadores de confiabilidad de protección y conmutación se pueden estimar a partir de PF. Para fusibles, seccionadores e interruptores de subestaciones donde el modo de falla principal es una falla de falsa apertura, la confiabilidad de la

protección es complementaria a PF, como se describe en la Sección 1.2.10.6 y se muestra en la Ecuación (2.9).

$$PR = 1 - PF \tag{2.9}$$

De manera similar, la confiabilidad de conmutación del interruptor se calcula mediante la Ecuación (2.10).

$$SR = 1 - PF \tag{2.10}$$

Para el reconectador, hay dos posibles modos de falla: falla para abrir y falla para volver a cerrar. La confiabilidad de protección PR y la confiabilidad de reenganche RR se estiman como se describe en la Sección 1.2.10, como se muestra en la Ecuación (2.11).

$$PR = RR = \sqrt{1 - PF} \tag{2.11}$$

Las medidas de confiabilidad calculadas para interruptores y dispositivos de protección se enumeran en la Tabla 12.

Con base en la experiencia de campo del operador, se supone que el tiempo de conmutación promedio es de una hora. Dado que se desconoce el tiempo de conmutación del dispositivo de protección, se supone que MTT_{Sdev} es de una hora, al igual que MTT_{Sswi}. Para este ejemplo, suponga que todas las fallas de conmutación se deben a que el interruptor no realiza la operación prevista. La confiabilidad del dispositivo de protección es del 100% y la probabilidad de secuencia de conmutación es solo el SR del interruptor automático.

Tabla 11. Estimación de parámetros de confiabilidad dispositivos de protección y conmutación.

Componente	Categoría	Confiabilidad de Protección (PR)	MTTR (horas)	Confiabilidad de recierre (RR)	Confiabilidad de Conmutación (SR)
Fusible	Urbano	0,097	2,58	0,000	1,00
	Rural	0,867	3,89	0,000	1,00
Reconectador	Urbano	0,655	0,59	0,655	1,00
	Rural	0,535	0,63	0,535	1,00
Interruptor	Urbano	0,000	2,33	0,000	0,79
	Rural	0,000	2,00	0,000	0,62
Interruptor de subestación	Urbano	0,928	0,68	0,000	1,00
	Rural	0,933	1,01	0,000	1,00

De acuerdo a la recopilación de información ELEPCO S.A. cuenta al momento con 39 reconectadores instalados y en funcionamiento como se puede detallar en el Anexo 4, de los cuales se escogió 10 que forman parte de los alimentadores con mayor frecuencia de ocurrencia de falla, estos requieren un mantenimiento menor y mayor.

Tabla 12. Reconectadores instalados en la ELEPCO S.A. para el análisis.

ALIMENTADOR	Marca	Equipo de protección	Características eléctricas			
			Tensión Máx [kV]	Corriente Nominal [A]	C. de Interrupción [kA]	Corriente de cierre [kA]
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	Resead-SEL	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	Schneider	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
	Resead-SEL	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
	Schneider	reconectador monofásico	27	630	12,5	31,5
02SR13B1S4 (024 Niagara)	Resead-SEL	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
	Schneider	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5

06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	Schneider	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	Schneider	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
08SG13B1S2 (082 Las Manzananas - San Francisco)						
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)						
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	Schneider	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	Resead-SEL	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	Schneider	reconectador Trifásico	27	630	12,5	31,5
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)						

2.3.10 Calculo de la reducción del riesgo

Los cálculos de la reducción del riesgo se realizan para el sistema de ejemplo y los resultados se presentan a continuación, los cuales ingresan a un optimizador para asignar los recursos disponibles.

En la Tabla 14 se enumeran las tareas de mantenimiento disponibles, dos categorías se consideran: reconectores y poda de árboles. Cada categoría tiene sus propias cuentas de trabajo y recursos, Hay 10 tareas candidatos en la categoría reconector y 11 tareas de poda árboles (vegetación) candidatos urgentes. Esto produce un total de 21 tripletes de $\{\Delta\text{Riesgo}(k,l), \text{Costo}(k,l), \text{Labor}(k,l)\}$. Se calcula la reducción del riesgo presentado por cada uno de los proyectos y se obtienen los costos financieros y laborales. Estos son la entrada para el optimizador.

Tabla 13. Modos de fallo y tipos de mantenimiento

Contingencia	Modos de falla	Actividad de mantenimiento	Nivel de mantenimiento	Costo de falla
Salida de línea de distribución	Vegetación	Desfroce	Basado en el alimentador	Se detalla en el costo de precio unitario Anexo 11
Falla en el reconectador	Falla en la apertura y falla en el recierre	Mantenimiento menor, mantenimiento mayor y reemplazo	Basado en el componente	Se detalla en el costo de precio unitario Anexo 11

Los coeficientes para los diversos factores que contribuyen se supone que son:

- La satisfacción del cliente 100,00
- Pérdida de ingresos 10.00
- Costo de la falla de un componente 1.00
- Sanciones Regulatorias 0.01

Cada empresa especificará estos coeficientes para representar la importancia relativa o la confianza en los valores calculados. La reducción del riesgo total obtenida por el mantenimiento de un componente está dada por la ecuación (2.13).

$$\begin{aligned}
 \Delta\text{Riesgo}(k) = & \underbrace{100. (\Delta\text{FMIK}(k) + \Delta\text{TTIK}(k))}_{\text{Satisfacción del cliente}} + \underbrace{10. \Delta\text{ENS}(k)}_{\text{Energía no suministrada}} \\
 & + \underbrace{\Delta\text{CostoRiesgo}(k)}_{\text{Costo de falla del equipo}} + \underbrace{0,01. (\Delta\text{PBRF}(k) + \Delta\text{PBRD}(k))}_{\text{Sanciones regulatorias}} \quad (2.13)
 \end{aligned}$$

2.3.11 Mantenimiento reconectores

No se encontraron modelos estadísticos para reconectores en las búsquedas bibliográficas, por lo que se utilizó un enfoque determinista simple para los cálculos de reducción de riesgos, como se muestra en la Tabla 14. El mantenimiento preventivo de reconectores considera tres actividades diferentes:

- Mantenimiento menor (revisión de baterías, conectores)
- Mantenimiento mayor (recalibración - ajustes)
- Reemplazo o sustitución.

Se analizaron y utilizaron dos años de información de apagones de la base de datos de ELEPCO SA para ilustrar la metodología de evaluación del reconectador. Existen 41 reconectores en el sistema de ELEPCO S.A., de estos ocurrieron 42 fallas de reconectores durante este período, como se puede observar con mayor detalle en el Anexo 3. La tasa de falla promedio $\lambda(1/2)$ dada por la ecuación (1.31) es:

$$\lambda\left(\frac{1}{2}\right) = \frac{\text{Numero total de fallas del reconectador}}{(\text{Número de reconectores}) * (\text{Periodo de tiempo})} = 0.02439$$

Se calcula las mejores ($\lambda(0)$) y peores ($\lambda(1)$) tasas de fallas, suponiendo que cada reconectador instalado en el sistema falla 0 veces como la mejor tasa de fallas y 1 vez como la peor tasa de fallas y da los siguientes resultados :

$$\lambda(0) = \frac{0}{2} = 0,00$$

$$\lambda(1) = \frac{1}{2} = 0,5$$

Estas tasas de falla son demasiado bajas y demasiado altas, respectivamente, para ser prácticas; por lo tanto, se usarán los índices de falla recomendados de $\lambda(0)$ y $\lambda(1)$ en la Sección 1.2.9 [23], y se usará lo siguiente para el mejor y el peor valor:

$$\lambda(0) = 0.0025$$

$$\lambda\left(\frac{1}{2}\right) = 0.02439$$

$$\lambda(1) = 0.060$$

A continuación, los coeficientes A, B y C se calculan utilizando la ecuación (1.32)

$$A= 0.0349, B= 0.9732, C= -0.0324$$

$$\lambda(x) = 0.0349 * e^{0.9732*x} - 0.0324$$

La relación de la puntuación de la evaluación de la tasa de falla se muestra en la siguiente figura:

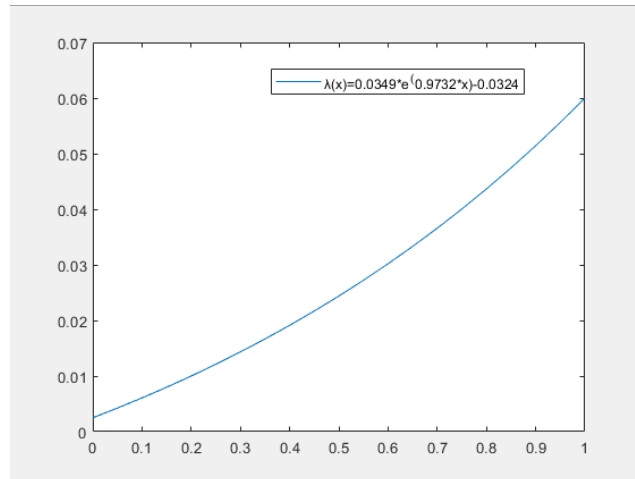


Figura 19. Estado reconector – tasa de falla.

Las mejores y peores puntuaciones en la historia de los re conectadores de ELEPCO S.A., no está disponible, por lo tanto, lo peor (x1) y el mejor (x0) se supone que las fracciones son 0,31 y 0,95, respectivamente. En la tabla 15 muestra los resultados reales de un re conector que falló mientras estaba en servicio.

Tabla 14. Puntuación típica de un re conector por fallar.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1) PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del re conector	10	0,65
	Tasa de ciclo de trabajo	20	0,5
	Factor ambiental	20	n/a
	Experiencia con este tipo de re conector	10	0,7
	Estado de las abrazaderas	5	n/a
	Estado de los bushings	10	n/a
	Condiciones del tanque	5	0,4
Revisión en taller	Edad del aceite	20	0
	Rigidez dielectrica del aceite	15	n/a
	Estado de la hidráulica	10	n/a
	Condición de los contactos	15	n/a
	Condición de caja de contacto	15	n/a
	Condiciones del Solenoide	15	n/a
	Condiciones del revestimiento del tanque	5	n/a
	Estado de los largueros	10	n/a
SUMA		65	25,5
MEDIA PONDERADA			0,392307692

Estaba considerablemente pasado su ciclo de trabajo esperado. Su puntuación de condición x_{cs} fue de 0,392. La ecuación (1.36) corrige esto a:

$$x = \frac{x_o - x_{cs}}{x_o - x_1} = \frac{0.95 - 0.392}{0.95 - 0.31}$$

$$x = 0.871875$$

Con este valor x, se calcula la tasa de falla:

$$\lambda(x) = \lambda(0.871875) = Ae^{B*x} + C = 0.0548$$

Como era de esperar, una puntuación de 0,392 en condiciones insuficientes produjo una tasa de falla superior a la normal. A continuación, se analiza las condiciones del reconectador cercanas a los valores promedio que se muestran en la Tabla 16.

Tabla 15. Puntuación típica de un reconectador en estado promedio.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1) PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconectador	10	0,65
	Tasa de ciclo de trabajo	20	0,9
	Factor ambiental	20	n/a
	Experiencia con este tipo de reconectador	10	0,9
	Estado de las abrazaderas	5	n/a
	Estado de los bushings	10	n/a
	Condiciones del tanque	5	0,65
Revisión en taller	Edad del aceite	20	0.33
	Rigidez dielectrica del aceite	15	n/a
	Estado de la hidráulica	10	n/a
	Condición de los contactos	15	n/a
	Condición de caja de contacto	15	n/a
	Condiciones del Solenoide	15	n/a
	Condiciones del revestimiento del tanque	5	n/a
	Estado de los largueros	10	n/a
SUMA	65	43.35	
MEDIA PONDERADA			0.666923077

Con la ecuación 1.36 se calcula el valor de x:

$$x = \frac{x_o - x_{cs}}{x_o - x_1} = \frac{0.95 - 0.666923077}{0.95 - 0.31} = 0.4421875$$

$$\lambda(x) = \lambda(0.4421875) = Ae^{B*x} + C = 0.033$$

El puntaje en la condición, 0.667, arroja una mejor tasa de fallas como se esperaba, en comparación con el caso anterior, la tasa de fallas del reconnector de estado intermedio es muy cercana a la tasa de fallas promedio según la puntuación de 0.036585.

La Tabla 17 a continuación analiza la fracción de un reconnector relativamente nuevos que reciben mantenimiento programado.

Tabla 16. Puntuación típica de un reconnector después del mantenimiento.

	CRITERIO	PESO (W) (PONDERACIÓN)	PUNTUACIÓN (ENTRE 0 Y 1) PRE-MANTENIMIENTO
Revisión en servicio	Edad del reconnector	10	0,95
	Tasa de ciclo de trabajo	20	1
	Factor ambiental	20	n/a
	Experiencia con este tipo de reconnector	10	0,9
	Estado de las abrazaderas	5	n/a
	Estado de los bushings	10	n/a
	Condiciones del tanque	5	0,85
Revisión en taller	Edad del aceite	20	0.66
	Rigidez dielectrica del aceite	15	n/a
	Estado de la hidráulica	10	n/a
	Condición de los contactos	15	n/a
	Condición de caja de contacto	15	n/a
	Condiciones del Solenoide	15	n/a
	Condiciones del revestimiento del tanque	5	n/a
	Estado de los largueros	10	n/a
SUMA		65	55.95
MEDIA PONDERADA			0.860769231

Con la ecuación 1.36 se calcula el valor de x:

$$x = \frac{x_o - x_{cs}}{x_o - x_1} = \frac{0.95 - 0.860769231}{0.95 - 0.31} = 0.139423077$$

Usando el valor de x , se calcula la tasa de falla por la ecuación (1.35):

$$\lambda(x) = \lambda(0.4421875) = Ae^{B*x} + C = 0.01332$$

El puntaje de condición bajo esperado de 0.86 produce una mejor tasa de falla que el caso anterior.

En resumen, el método permite una evaluación cuantitativa de la condición del reconector que se pretende realizar en el campo sin retirar el reconector del servicio, y los puntajes de la evaluación se convierten en datos de tasa de falla estimada con base en apagones históricos.

Los criterios de evaluación están directamente relacionados con las tareas de mantenimiento que se pueden realizar en el reconector. Cada tarea de mantenimiento aumenta la puntuación estándar asociada, lo que reduce la tasa de error calculada. Este enfoque se puede aplicar a otros componentes del sistema de distribución de energía.

Como se muestra en la Tabla 14, el mantenimiento del reconector considera tres actividades diferentes: mantenimiento menor (cambio de aceite), mantenimiento mayor (recalibración) y reemplazo de equipos. Como se describe en la sección 1.2.10, el reconector se modela por su confiabilidad de protección y la confiabilidad del reconector automático, asumiendo que son iguales, dando una relación lineal entre los índices de confiabilidad PR y RR.

En la Figura 19 a continuación, en la que se pueden ver las ventajas de las reparaciones menores, las reparaciones mayores y el reemplazo o sustitución de equipos; se supone que la confiabilidad del reconector antes de la reparación es un promedio calculado por el análisis predictivo desarrollado en la Sección 2.3.9. De hecho, cada reconector tiene su propio PR, y estas diferencias se pueden modelar usando el modelo estadístico en la Sección 1.2.9.1. Para determinar la tasa de falla de cada reconector. También se supone que las relaciones públicas posteriores al mantenimiento son deterministas, con una supuesta mejora de las

relaciones públicas de 0,005 después de un mantenimiento menor. Asimismo, el mantenimiento mayor incrementa el PR en 0,0125 y el reemplazo en 0,025 [48].

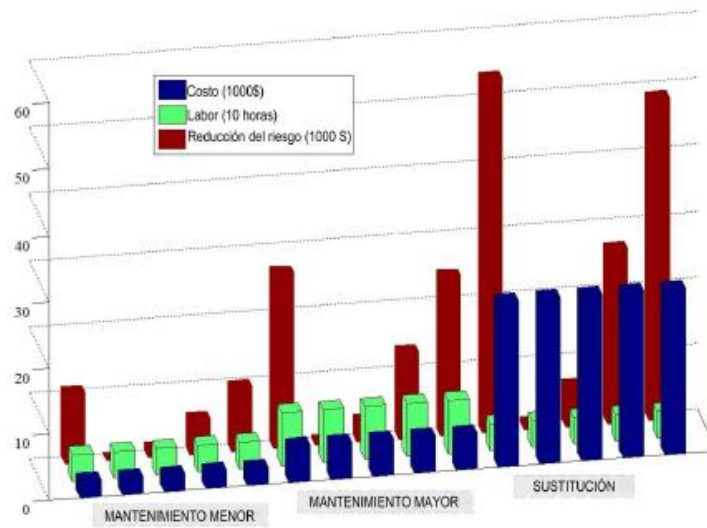


Figura 20. Reducción del riesgo debido al mantenimiento de reconectores.

La Figura 19 ilustra la reducción de riesgos asociada con el mantenimiento del reconector. Se observaron tres niveles de mantenimiento: menor, mayor y reemplazo. Se analizaron cinco reconectores para demostrar los beneficios del mantenimiento en comparación con sus recursos laborales y requisitos de gastos. Para simplificar el ejemplo, se supone que el reconector está en el mismo estado antes del mantenimiento. La figura muestra que a pesar de las mismas condiciones iniciales, la reducción de riesgo correspondiente obtenida del mantenimiento varía ampliamente para los cinco reconectores, por lo que se debe incluir la prioridad de las tareas de mantenimiento [48].

La reducción de riesgo obtenida de tareas de mantenimiento de bajo nivel puede ser mayor que la reducción de riesgo obtenida de tareas de mantenimiento de alto nivel más costosas en otro reconector. Esto demuestra la importancia de utilizar estos métodos de toma de decisiones para optimizar el uso de los recursos disponibles.

2.3.12 Mantenimiento desbroce de vegetación

Cuando se dispone de datos como la densidad de la vegetación y la precipitación fluvial, los modelos existentes pueden estimar la tasa de falla relacionada con la vegetación para cada alimentador [25]. Desafortunadamente, esta información no se aplica al sistema de distribución eléctrica de ELEPCO S.A., sino que se asume que el 35% de las fallas totales son atribuibles a la vegetación. Por lo tanto, la tasa de falla total de cada alimentador se multiplica por 0,35 para obtener la tasa de falla relacionada con la vegetación antes del mantenimiento. Después esta se al 40% de su valor original para obtener una tasa de fallas posterior al mantenimiento.

En la Figura 20 ilustra los beneficios potenciales de implementar un programa de poda de árboles en los alimentadores de distribución. Es importante señalar que el costo de mantenimiento en este caso es proporcional a la longitud del alimentador. El coste de realizar la poda de árboles en el caso del alimentador 2 es casi el doble que el del alimentador 3, aunque la reducción del riesgo obtenida puede ser comparable.

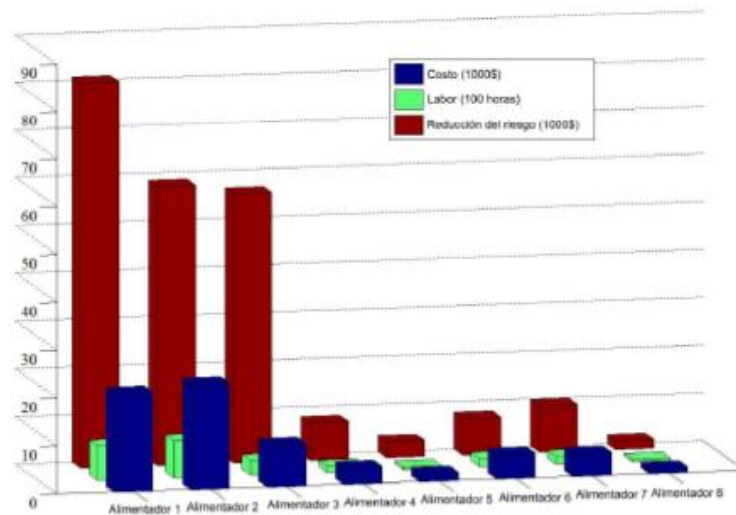


Figura 21. Reducción del riesgo debido al mantenimiento por desbroce.

2.4 Conclusiones Capítulo II

- Los índices de confiabilidad del sistema de distribución eléctrica varían linealmente con las tasas de falla, la reducción del riesgo asociado con el mantenimiento de cada componente se puede conseguir mediante el cálculo de los índices de confiabilidad antes y después del mantenimiento.
- El mantenimiento preventivo reduce la probabilidad de falla de un equipo y por lo tanto reduce el riesgo de falla. Cada tarea de mantenimiento preventivo tiene costos financieros y laborales, el objetivo de este trabajo es el de maximizar la reducción del riesgo obtenidos del mantenimiento, dentro de las limitaciones del presupuesto asignado y mano de obra disponible, lo cual es posible de acuerdo al análisis realizado.
- Con el fin de poner en relieve la necesidad del uso de técnicas de optimización y priorización de proyectos y tareas de mantenimiento, que ayuden al administrador de bienes o jefe de mantenimiento a identificar las mejores estrategias de asignación de recursos, tres escenarios diferentes pueden ser considerados: existen diferentes tipos de mantenimiento a realizar sobre un mismo componente, mantenimiento hecho en componentes similares ubicados en diferentes lugares del sistema eléctrico y el trabajo realizado sobre componentes similares pero diferentes actividades o tareas de mantenimientos efectuados ocasionan diferentes resultados de tasa de falla.

CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1 Optimización

El proceso de optimización aborda la selección de tareas de mantenimiento y la planificación presupuestaria. Una práctica común para las empresas es determinar primero un presupuesto total de mantenimiento y luego asignar ese presupuesto a los proyectos que pretende realizar. Las soluciones para los sistemas de ejemplo se presentan en este orden. De las descripciones realizadas en este trabajo se consideraron 11 ítems de mantenimiento los cuales fueron considerados a nivel de Alimentadores, ver Anexo 7 con mayor detalle.

En cada proyecto se evaluarán al menos 2 tareas de mantenimiento por el problema de optimización, que son: remoción de vegetación y reconectores. Cada tarea de mantenimiento tiene su reducción de riesgo, costo de la tarea de mantenimiento (en dólares), mano de obra requerida para realizar la tarea (en horas), mano de obra total y un presupuesto que se puede asignar a los planes de mantenimiento.

El modelo de optimización matemática propuesto es un modelo de programación lineal de enteros mixtos que garantiza una solución óptima global y se resuelve iterativamente para varios planes de presupuesto y tiempo de mano de obra. Esta solución permite a los tomadores de decisiones elegir el mejor proyecto y programa de mantenimiento en función del presupuesto y la disponibilidad de horas de trabajo.

El algoritmo de solución se ilustra en el diagrama de flujo de la figura 21.

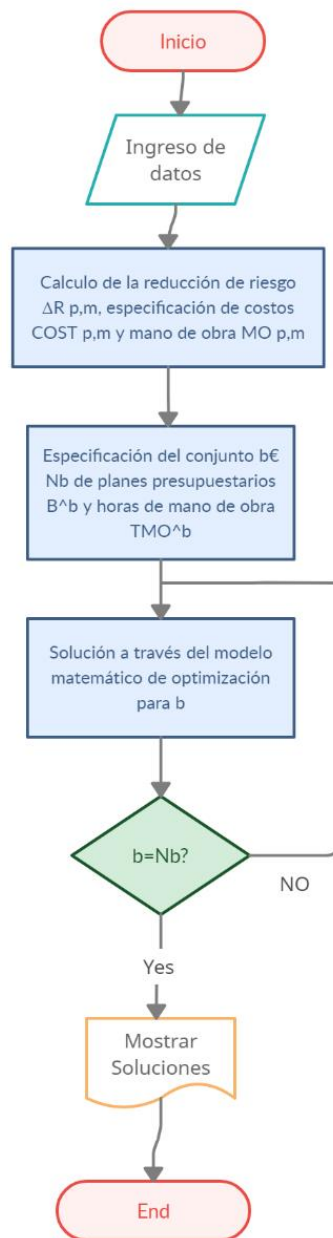


Figura 22. Algoritmo de solución.

El problema de optimización se resolvió en una computadora HP Pavilion Laptop 15-cs0xxx con 12GB de RAM bajo sistema operativo Windows 11 Procesador Intel(R) Core(TM) i7-8550U utilizando el solver de optimización CPLEX [49] Versión: 22.1.0.0ID [50].

3.2 Análisis e interpretación de resultados

Los resultados obtenidos de la optimización dan 3 tipos de soluciones: a, b y c.

- a. Cambios en el valor de la función objetivo para minimizar el riesgo, mantener constante el número de horas disponibles para trabajar y cambios el plan presupuestario:

Tabla 17. Función objetivo con presupuesto variable y mano de obra fija.

CASO	FUNCIÓN OBJETIVO	PRESUPUESTO (\$)	MANO DE OBRA (horas)
1	124123,601	20000	1500
2	130784,251	25000	1500
3	134541,8	30000	1500
4	138642,944	35000	1500
5	141317,472	40000	1500
6	143849,249	45000	1500
7	145075,166	50000	1500
8	146314,473	55000	1500
9	147551,634	60000	1500

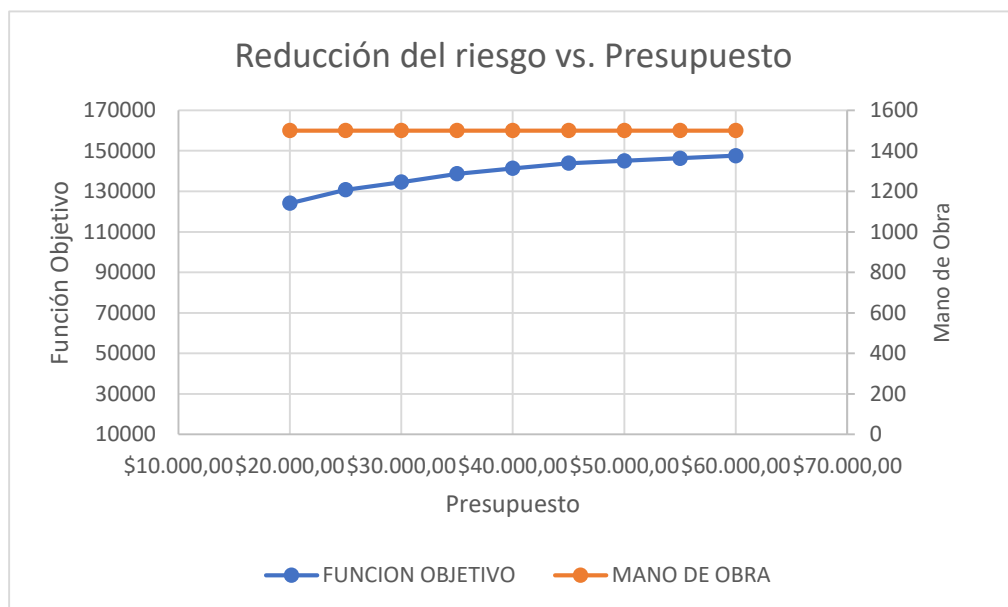


Figura 23. Reducción del riesgo con presupuesto variable y mano de obra fija.

Como se puede ver en la Figura 23 en el Caso 8, el presupuesto es mayor a \$55000, la mano de obra disponible se mantiene constante en 1500 horas y el valor de la función objetivo que maximiza la reducción del riesgo comienza a saturarse, lo que significa que al aumentar la presupuesto no reduce más el riesgo. Para obtener más detalles sobre esta solución, consulte el Anexo 8 de este trabajo.

- b. El cambio en el valor de la función objetivo para minimizar el riesgo al cambiar tanto la cantidad de horas disponibles para los planes de mano de obra como el presupuesto, teniendo en cuenta que los presupuestos más bajos requieren menos mano de obra, da como resultado lo siguiente:

Tabla 18. Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable.

CASO	FUNCION OBJETIVO	PRESUPUESTO (\$)	MANO DE OBRA (horas)
1	113118,016	\$ 20.000,00	400
2	130784,251	\$ 25.000,00	600
3	134541,8	\$ 30.000,00	700
4	138642,944	\$ 35.000,00	800
5	141317,472	\$ 40.000,00	900
6	143849,249	\$ 45.000,00	1000
7	145075,166	\$ 50.000,00	1200
8	146314,473	\$ 55.000,00	1300
9	147551,634	\$ 60.000,00	1500

En este escenario, como se muestra en la Figura 24, la saturación de los valores de la función objetivo continúa desde el caso 7, lo que significa que un aumento en el presupuesto no mejora más la reducción del riesgo, incluso si se modifica la operación. El trabajo está disponible, para más detalles sobre esta solución, consulte el Anexo 9 de este trabajo.

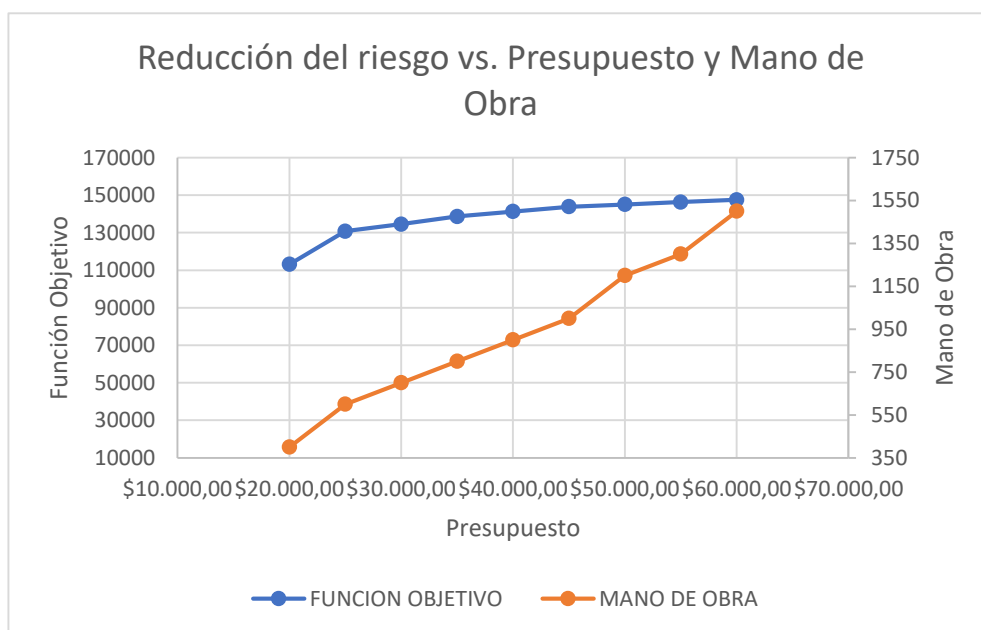


Figura 24. Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable.

- c. Cambios en el valor de la función objetivo que minimiza el riesgo al cambiar la cantidad de horas disponibles para la mano de obra y la planificación presupuestaria sin saturar el valor de la función objetivo, en este caso, tiene como objetivo ajustar el presupuesto y la mano de obra para obtener un valor óptimo de la función objetivo, los resultados son los siguientes:

Tabla 19. Función objetivo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO.

CASO	FUNCION OBJETIVO	PRESUPUESTO (\$)	MANO DE OBRA (horas)
1	90353,1349	\$ 10.000,00	400
2	110565,487	\$ 15.000,00	600
3	129741,312	\$ 24.000,00	700
4	135601,91	\$ 32.000,00	800
5	140238,216	\$ 39.000,00	900
6	141317,472	\$ 41.000,00	1000
7	143849,249	\$ 45.000,00	1200
8	145493,101	\$ 52.000,00	1300
9	147551,634	\$ 58.000,00	1500

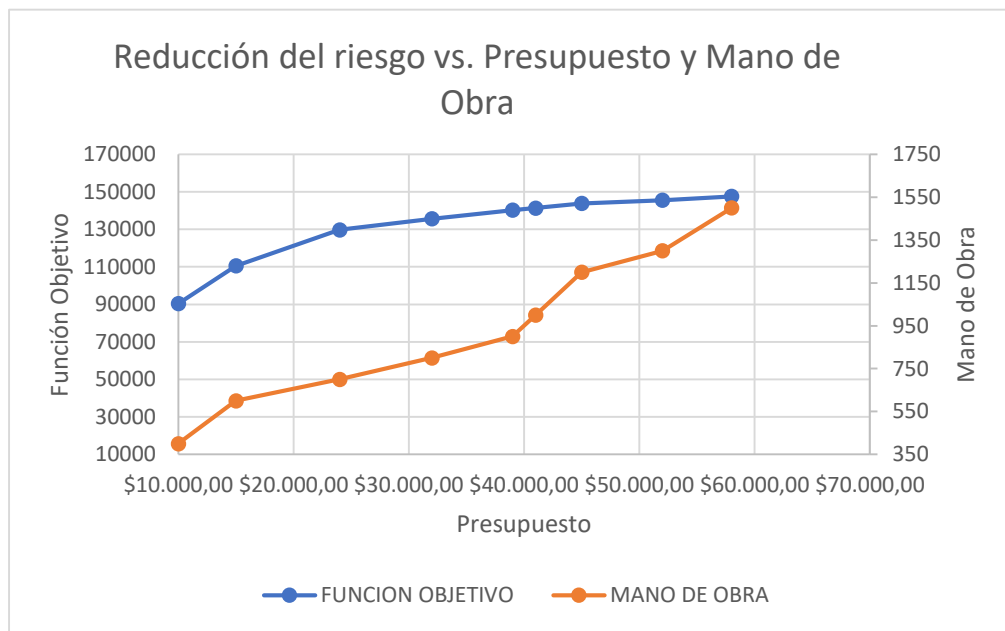


Figura 25. Reducción del riesgo con presupuesto y mano de obra variable sin saturación en el valor de la FO.

Como se muestra en la Figura 25, en este caso ya no existe una saturación de los valores de la función objetivo, se pueden considerar soluciones alternativas, luego de estos valores, los cambios en el valor del presupuesto hasta \$50000 y la maximización del riesgo laboral de alrededor de 1300 horas es mínima, con más detalles sobre esta solución se pueden encontrar en el Anexo 10 de este trabajo.

La Figura 26 muestra la reducción de riesgo calculada para el sistema de ejemplo frente al presupuesto total de mantenimiento, que es la solución al problema de planificación presupuestaria. Cada incremento del presupuesto se asigna a las actividades que producen la máxima reducción del riesgo. Este gráfico responde a la pregunta de nivel 1 de cuánto gastar en todas las actividades de mantenimiento.

La clave para responder a esta pregunta es la cantidad de reducción del riesgo obtenida por cada incremento del gasto de mantenimiento, que es la pendiente de la curva de la Figura 26 (Δ Reducción_del_riesgo/ Δ Presupuesto) en un nivel de presupuesto determinado. A medida que aumenta el gasto, la pendiente disminuye. El gestor de activos puede identificar un ratio por debajo del cual no se justifica ningún gasto de mantenimiento.

Por ejemplo, la figura 26 indica que el beneficio de la fiabilidad del SD por cada dólar adicional gastado es bajo cuando el presupuesto total aumenta más allá de 1.000.000 de dólares. La relación es mucho mejor para los presupuestos de mantenimiento de hasta unos 500.000 dólares.

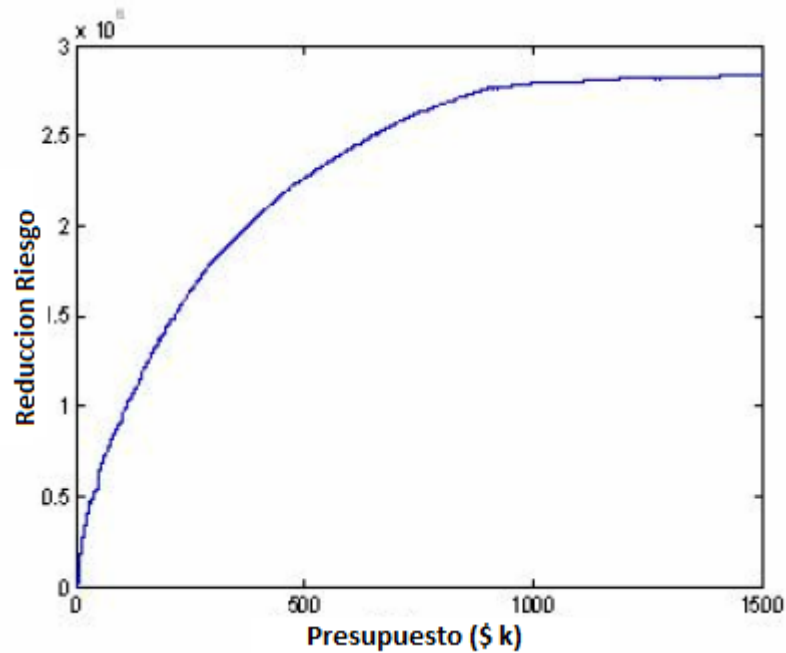


Figura 26. Presupuesto vs. La reducción del riesgo [48].

La figura 27 muestra la asignación de recursos frente al presupuesto total, que es el resultado de resolver el problema de nivel 1 para varios valores del presupuesto total. De este modo se identifica la división óptima del presupuesto entre las categorías de mantenimiento. Por ejemplo, la figura indica que para un presupuesto de 500.000 dólares, la máxima reducción del riesgo se consigue asignando unos 240.000 dólares a cada uno de los mantenimientos de los reconectores y la poda de árboles, y sólo unos 20.000 dólares al mantenimiento de los postes de madera. El gasto de mantenimiento de los postes de madera debería seguir siendo relativamente pequeño para los presupuestos inferiores a unos 850.000 dólares. Luego, el gasto en postes de madera aumenta para los presupuestos que superan los \$850 mil, cuando la reducción del riesgo por el gasto adicional en el mantenimiento de reconectores o la poda de árboles es mínima.

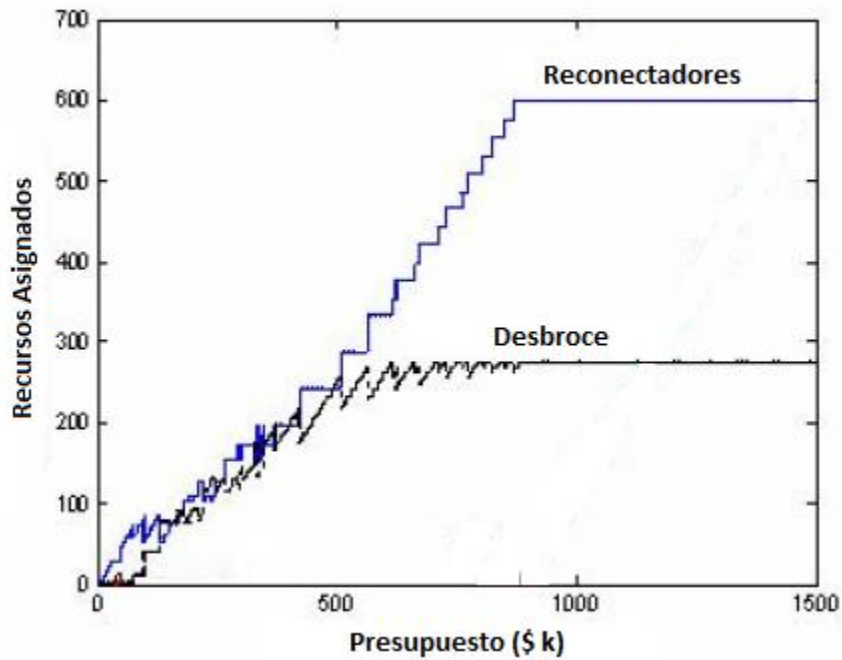


Figura 27. Curva de Presupuesto de reparto de las diferentes tareas de mantenimiento [48].

3.3 Análisis de sensibilidad de la mano de obra

Las restricciones laborales se incluyen en las figuras 26 y 27, también es útil modificar las restricciones de mano de obra para ver si el aumento o la disminución del gasto de mano de obra dan lugar a diferentes decisiones de gasto. Esta información proporciona la base para aumentar o disminuir el número de equipos de mantenimiento.

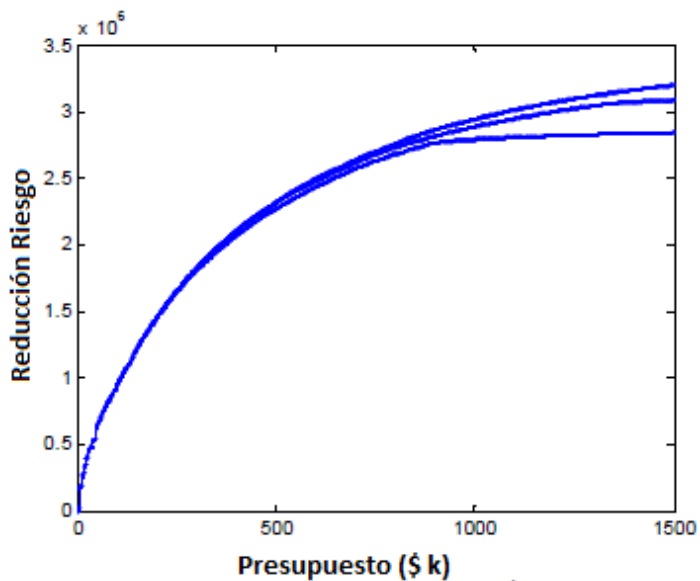


Figura 28. La sensibilidad del Trabajo [48].

La curva inferior es la misma que la de la figura 26, con las limitaciones de mano de obra existentes. La curva del medio refleja la adición de una nueva cuadrilla de mantenimiento de reconectores. La curva superior representa que no hay ninguna restricción de mano de obra. Las curvas muestran que los recursos laborales adicionales no aportan ninguna mejora significativa hasta que se alcanza un presupuesto de unos 300 mil dólares.

Si la reducción de riesgo/presupuesto deseada se produce con un nivel de presupuesto inferior a 300.000 dólares, la reducción de la mano de obra puede ser necesaria. Del mismo modo, si la reducción de riesgo/presupuesto deseada se produce para un nivel de presupuesto superior, se debe considerar un aumento de la mano de obra.

Se puede obtener información complementaria trazando la reducción del riesgo contra la mano de obra para un presupuesto monetario fijo.

3.4 Análisis de los costos por fallas en los SD

De acuerdo al literal 26 Incumplimiento de los Índices de Calidad de Producto de la regulación ARCERNNR 002/20, se estaría incurriendo en una sanción por incumplimiento parcial de 20 SBU multiplicados por los factores de reajuste FA1 (Relacionado con el porcentaje de puntos incumplidos sobre la muestra mensual) y FA2 (Relacionado con la facturación mensual por el servicio eléctrico) por cada indicador incumplido para consumidores en MV y B.V.; y para consumidores en A.V. la sanción parcial es de 20 SBU por cada indicador incumplido.

La ARCERNNR dispone las siguientes mediciones de Calidad del Producto y establece que se cumple con el índice en un punto de medición cuando el 95% o más de los valores registrados, en el período de evaluación, no inferior a siete (7) días continuos, está dentro del límite establecido.

Como se observa en la Figura anterior existen mediciones fuera de los límites establecidos y aplicando la forma de cálculo dispuesta en la Regulación ARCERNNR 002/20 se tendría una sanción económica total de los meses de

ENERO a DICIEMBRE del año 2021 de \$ 360.000,00 por incumplimiento de los indicadores, desglosada de la siguiente manera:

Tabla 20. Cantidad de incumplimiento y calidad del producto.

AÑO 2021	Nivel de Voltaje (Barras en S/Es AV/MV, Trafos-Usuarios de B.V. y Usuarios en MV.)		Flicker (Trafos B.V. y Usuarios M.V)		THDv (Trafos B.V. y Usuarios M.V)		Distorsion armónica Individual (Trafos B.V. y Usuarios M.V)		Desequilibrio de voltaje (Trafos B.V. y Usuarios M.V)		Factor reajuste FA2	Nivel de Voltaje (Barras en S/Es AV/MV, Trafos - usuarios de B.V y Usuarios en MV.)	Flicker (Trafos B.V. y Usuarios MV)	THDv (Trafos B.V. y Usuarios MV)	Distorsion armónica individual (Trafos B.V. y Usuarios MV)	Desequilibrio de voltaje (Trafos B.V. y Usuarios MV)	Flicker (AV)	Distorsion armónica individual (AV)	TOTAL SANCIÓN (USD)		
	% incumplimie nto	Factor reajuste FA1	% incumplimie nto	Factor reajuste FA1	% incumplimie nto	Factor reajuste FA1	% incumplimie nto	Factor reajuste FA1	% incumplimie nto	Factor reajuste FA1										Sanción Mensual por incumplimiento (USD)	
ENERO	0,0%		95,0%	5	5,0%	0	100,0%	5	0,0%		0,5	-	20.000	-	20.000	-	-	-	-	40.000,0	
FEBRERO	5,6%	1	100,0%	5	0,0%		80,0%	5	0,0%		0,5	4.000	20.000	-	20.000	-	-	-	-	44.000,0	
MARZO	2,8%	0	30,0%	2	0,0%		30,0%	2	0,0%		0,5	-	8.000	-	8.000	-	-	-	-	16.000,0	
ABRIL	2,8%	0	95,0%	5	0,0%		20,0%	1	0,0%		0,5	-	20.000	-	4.000	-	-	-	-	24.000,0	
MAYO	5,6%	1	95,0%	5	50,0%	3	5,0%	0	0,0%		0,5	4.000	20.000	12.000	-	-	-	-	-	36.000,0	
JUNIO	0,0%		100,0%	5	0,0%		25,0%	2	0,0%		0,5	-	20.000	-	8.000	-	-	-	-	28.000,0	
JULIO	0,0%		95,0%	5	0,0%		25,0%	2	0,0%		0,5	-	20.000	-	8.000	-	-	-	-	28.000,0	
AGOSTO	38,9%	2	25,0%	2	5,0%		70,0%	4	0,0%		0,5	8.000	8.000	-	16.000	-	-	-	-	32.000,0	
SEPTIEMBRE	0,0%		10,0%	1	0,0%		70,0%	4	0,0%		0,5	-	4.000	-	16.000	-	-	-	-	20.000,0	
OCTUBRE	2,8%	0	90,0%	5	10,0%	1	30,0%	2	0,0%		0,5	-	20.000	4.000	8.000	-	8.000	8.000	-	48.000,0	
NOVIEMBRE	0,0%		25,0%	2	0,0%		75,0%	4	0,0%		0,5	-	8.000	-	16.000	-	-	-	-	24.000,0	
DICIEMBRE	8,1%	1	60,0%	3	0,0%		15,0%	1	0,0%		0,5	4.000	12.000	-	4.000	-	-	-	-	20.000,0	
TOTALES												20.000,0	180.000,0	16.000,0	128.000,0	-	8.000,0	8.000,0	-	-	360.000,0

Como se observa en la tabla N. 20, existen mediciones fuera de los límites establecidos, se determina que de 41 alimentadores de Distribución, 8 incumplen el FMIK y 5 incumplen el TTIK, aplicando la forma de cálculo dispuesta en la Regulación ARCERNNR 002/20 se tendría una sanción económica total de los meses de ENERO a DICIEMBRE del año 2021 de \$ 104.000,00 por incumplimiento de los indicadores en alimentadores.

Tabla 21. Índices FMiK - TTIK Por Alimentador (Alta Y Baja Densidad).

ALIMENTADOR	TIPO	LIMITE FMiK	LIMITE TTIK	INTERNO			EXTERNO		TOTAL FMiK	TOTAL TTIK	
				FMiK PROG	TTiK PROG	NO PRD	NO PRD	FMiK			TTiK
01CV138151 (011 Oriental)	Alta densidad	7	10	0,00	0,01	6,10	6,54	0,00	0,00	6,10	6,55
01CV138152 (012 Industrial Sur)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	4,00	4,10	0,00	0,00	4,00	4,10
01CV138153 (013 Redes Subterráneas)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	4,00	3,62	0,00	0,00	4,00	3,62
01CV138154 (014 Latacunga Sur)	Alta densidad	7	10	0,01	0,05	3,72	7,34	0,00	0,00	3,74	7,00
01CV138155 (015 Interconexión Calvario La Cocha)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
01CV138156 (016 Interconexión Calvario San Rafael)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
02SR138151 (021 Brigada Patria - Calera)	Alta densidad	7	10	0,03	0,14	9,90	9,85	0,00	0,00	9,90	9,99
02SR138152 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	Alta densidad	7	10	0,08	0,17	7,28	6,65	0,00	0,00	7,90	6,81
02SR138153 (023 Mall Maltería)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	6,61	3,85	0,00	0,00	6,61	3,85
02SR138154 (024 Niagara)	Alta densidad	7	10	0,02	0,08	7,63	4,46	0,00	0,00	7,63	4,34
03SA138151 (031 Salcedo Norte - Oriente)	Alta densidad	7	10	0,04	0,07	2,07	5,66	0,00	0,00	2,11	5,73
03SA138152 (032 Salcedo Centro)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	0,24	0,64	0,00	0,00	0,24	0,64
03SA138153 (033 Sur Salcedo)	Alta densidad	7	10	0,14	0,41	1,41	3,73	0,00	0,00	1,55	4,14
03SA138154 (034 Salcedo Occidental)	Baja densidad	9,5	16	0,02	0,15	3,10	6,38	0,00	0,00	3,12	6,72
04ML138151 (041 Mulaló - José Guango Bajo)	Alta densidad	7	10	0,03	0,27	4,85	4,05	0,00	0,00	4,88	4,31
04ML138152 (042 Saquisilí - Guaytacama)	Alta densidad	7	10	0,07	0,08	2,64	7,07	0,00	0,00	2,71	7,15
04ML138154 (044 Provefut - Brigada Patria)	Alta densidad	7	10	0,90	0,75	0,01	0,03	0,00	0,00	0,91	0,78
05LA138151 (051 Toacazo)	Alta densidad	7	10	0,04	0,30	4,87	9,17	0,00	0,00	4,91	9,48
05LA138152 (052 Tamicuchí - Río Blanco)	Alta densidad	7	10	0,16	0,01	2,29	6,02	0,00	0,00	2,45	6,63
05LA138153 (053 Chasquí San Agustín)	Alta densidad	7	10	0,04	0,41	1,28	3,52	0,00	0,00	1,32	3,93
05LA138154 (054 Lasso Centro - Sur)	Alta densidad	7	10	0,03	0,04	0,17	0,32	0,00	0,00	0,20	0,36
05LA138155 (055 Acosa)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	1,00	0,17	0,00	0,00	1,00	0,17
05LA138156 (056 Familia Sancela)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
06CH138151 (061 Yagüeloma)	Baja densidad	9,5	16	0,01	0,01	5,20	19,73	0,00	0,00	5,21	19,74
06CH138152 (062 Interconexión)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	1,21	0,39	0,00	0,00	1,21	0,39
06CH138153 (063 Latacunga Centro Norte)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	4,17	5,70	0,00	0,00	4,17	5,70
06CH138154 (064 Fae)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	4,00	5,27	0,00	0,00	4,00	5,27
06CH138155 (065 Latacunga Norte - Aliqueza)	Alta densidad	7	10	0,12	0,73	3,00	10,40	0,00	0,00	3,11	10,31
08SG138151 (081 Sigchos Centro - Chugchilan)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	6,17	13,46	0,00	0,00	6,17	13,46
08SG138152 (082 Las Manzanas - San Francisco)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	3,49	17,63	0,00	0,00	3,49	17,63
09MA138151 (091 Moraspungo - El Corazón)	Baja densidad	9,5	16	1,14	8,34	4,43	15,18	6,00	1,40	11,57	22,92
09MA138152 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,01	4,26	10,80	6,00	1,40	10,26	12,21
09MA138153 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	2,52	2,38	6,00	1,40	2,52	3,78
09MA138154 (094 Chipeamburgo)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	4,13	3,79	6,00	1,40	10,13	5,19
10P138151 (101 Reserva 01)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
10P138152 (102 Pujilí Centro - Alpomalag)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
10P138153 (103 Reserva 03)	Baja densidad	9,5	16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
10P138251 (La Merced - Isinche)	Baja densidad	9,5	16	0,02	0,04	8,08	12,98	0,00	0,00	8,10	13,02
10P138253 (Zumbahua)	Baja densidad	9,5	16	0,02	0,02	7,25	13,89	0,00	0,00	7,27	13,90
10P138254 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	Alta densidad	7	10	0,03	0,31	7,66	9,74	0,00	0,00	7,69	10,04
10P138255 (La Victoria - Veleco Ibarra)	Alta densidad	7	10	0,00	0,00	4,46	3,37	0,00	0,00	4,46	3,37

Si se tomara en cuenta 58 usuarios entre M.V y A.V, 8 incumplen el FICc y 6 incumplen el DICc, más los 13 que incumple a nivel de alimentadores se tendría 27 procesos de sanción por incumplimiento de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico (0 a Nivel de Red, 13 a nivel de alimentador y 14 por usuarios de M.V.); de acuerdo al literal 27 Incumplimiento de los Índices de Calidad de Servicio Técnico de la regulación N° ARCERNNR 002/20, se estaría incurriendo en una sanción por incumplimiento parcial de 20 SBU por cada indicador incumplido; lo cual representaría una sanción económica de \$ 216.000,00

- Calidad del Producto \$360.000,00 y

- Calidad del Servicio Técnico \$216.000,00

3.7 Parámetros económicos en la toma de decisiones

Los costos de interrupción sufridos tanto por el consumidor como la empresa distribuidora son parámetros muy difíciles de cuantificar, razón por la cual a continuación se presenta detalladamente una serie de situaciones que se deben tener en consideración.

3.8 Costo visto por la empresa

- Pérdida de ingreso por la no-venta de energía.
- Pérdida de confianza de los consumidores.
- Pérdida de futuras ventas potenciales debido a reacción adversa.
- Incremento de gastos debido a reparación y mantenimiento.

3.9 Costo visto por el consumidor

- Costos sufridos por la industria debido a la pérdida de manufactura, productos dañados, equipos dañados, mantenimiento extra, etc.
- Costo impuesto a los consumidores residenciales debido a alimentos dañados, gasto en métodos alternativos de calentamiento y alumbrado, etc.
- Costos que son difíciles de cuantificar y que van desde los inconvenientes e imposibilidad de disfrutar los pasatiempos favoritos, hasta situaciones severas que pueden ocurrir durante las interrupciones; como: robos, asaltos, asesinatos, fallas en los servicios de hospitales, etc.

La confiabilidad del sistema actual puede ser mejorada colocando más equipos de protección y seccionamiento en la línea o simplemente haciendo un ajuste a los equipos que existen actualmente.

La propuesta se plantea y pasa a consideración de la empresa para su debida aplicación en gestiones futuras ya sea a corto, mediano o largo plazo. Este plan de mejora se realiza con la finalidad de disminuir la frecuencia de fallas en los SD proponiendo acciones de mejora, en el manejo y la atención oportuna de las fallas.

El plan de mantenimiento se propone a través de elementos básicos, la estructura del mismo será responsabilidad expresa de los autores. Consta de dos partes, la estratégica donde se formulan los objetivos (generales y particulares), las metas, los

indicadores correspondientes y las actividades; y la operativa se definen las acciones específicas o tareas, las fechas de realización, los recursos que requiere, y responsables. Se utilizará los resultados del diagnóstico, sobre todo las causas de las interrupciones en el año 2019-2020-2021 en ELEPCO SA.

3.5 Conclusiones Capítulo III

En este capítulo se explican todos los resultados obtenidos del modelo de optimización desarrollado donde:

- Los índices de confiabilidad del sistema de distribución eléctrica varían linealmente con las tasas de falla, la reducción del riesgo asociado con el mantenimiento de cada componente se puede conseguir mediante el cálculo de los índices de confiabilidad antes y después del mantenimiento. El mantenimiento preventivo reduce la probabilidad de falla de un equipo y por lo tanto reduce el riesgo de falla.

Cada tarea de mantenimiento preventivo tiene costos financieros y laborales, el objetivo de este trabajo es el de maximizar la reducción del riesgo obtenidos del mantenimiento, dentro de las limitaciones del presupuesto asignado y mano de obra disponible, lo cual es posible de acuerdo al análisis realizado.

- Es una práctica común que las empresas determinen primero un presupuesto total de mantenimiento y luego asignen ese presupuesto a los proyectos de mantenimiento que pretenden realizar en el año en curso. Esta herramienta de optimización se puede utilizar para ajustarlo y obtener un verdadero presupuesto de ejecución planificado y mano de obra, lo cual puede ser en el caso de presupuestos mayores para otros fines y en el caso de presupuestos menores, realizar las gestiones correspondientes para obtener mayores recursos, justificando técnicamente proyectos y tareas de mantenimiento con metodologías como las propuestas en este trabajo. ELEPCO S.A se plantea como objetivo, incrementar la calidad del servicio y el nivel de satisfacción de los usuarios, para esto el presente estudio, plantea realizar planes o actividades de mantenimiento planificadas, con el

fin optimizar el presupuesto asignado y de reducir el número de interrupciones y desconexiones presentes en el sistema, mejorando la incidencia de interrupciones en el sistema, como también a nivel global.

- El método propuesto utiliza la información obtenida a partir del estado del equipo, los cuales son obtenidos a partir de técnicas de inspección para determinar el estado actual de los elementos del sistema de distribución. Las tareas de mantenimiento se identifican en la inspección y la reducción del riesgo proporcionada por cada una de estas tareas se puede calcular.

El efecto de la tarea del mantenimiento se traduce en la mejora de la condición del equipo y por ende en la reducción del riesgo, con la consiguiente mejora de los índices de confiabilidad. Los proyectos y tareas de mantenimiento se priorizan sujeto a las limitaciones de los recursos económicos y de mano de obra disponibles, utilizando técnicas de optimización tal como se demuestra en la Sección 3.1.

- Una técnica de evaluación del estado actual para los reconectores fue desarrollada, en función de una hoja de verificación para evaluar la condición del equipo, ya sea en el campo o en el taller.

La calificación de la condición se correlaciona entonces con los datos históricos de interrupciones para proporcionar una estimación de la tasa de falla del reconnector. Se demostró que el mantenimiento cambia la condición del reconnector y por lo tanto su tasa de falla. Técnicas similares pueden ser aplicadas a otros equipos del sistema de distribución tales como transformadores de distribución, reguladores de tensión, etc.

Conclusiones generales

1. El presente trabajo ha incluido una revisión de las distintas técnicas de evaluación de la fiabilidad disponibles en la literatura también se propone un método de asignación de recursos basado en el riesgo. El método propuesto combina la información obtenida de la inspección para determinar el estado actual del sistema. La reducción del riesgo se calcula para cada tarea de mantenimiento y se prioriza en función de las a las limitaciones de los recursos disponibles. La estrategia propuesta se demuestra utilizando información de un sistema de distribución real.
2. De los resultados obtenidos sobre los índices de confiabilidad, se consideró las interrupciones superiores a tres minutos, dando un total de 2793 registradas en el año 2020 y 1181 interrupciones en el año 2021 dentro de las nueve subestaciones pertenecientes a ELEPCO S.A., También los análisis realizados sobre las causas que inciden en interrupciones dentro del SED, se puede determinar que los factores ambientales, climáticos y las perturbaciones en la red, representan más del 90% de las interrupciones en el sistema de distribución del servicio, observando que en todas las subestaciones consideradas para nuestro estudio al igual que los circuitos primarios se reitera las mismas causas señaladas.
3. En el desarrollo de esta investigación se pudo evidenciar que la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ecuador, actualmente están en el proceso de estandarización de la metodología de recopilación de la información (SISDAT), como es el registro de interrupciones, implantación de sistemas computacionales, etc. y cumplir con lo dispuesto en la Regulación No. ARCENNR - 002/20, y posteriormente evaluar la información y obtener datos como: costo promedio de energía asociado con interrupciones, métodos de inspección, métodos de cálculo, tasa de falla, etc., esto lamentablemente no permitió que se realizará un análisis más completo de la metodología propuesta en este trabajo para los

reconectores y desbroce de vegetación ya que no se mantienen registros en las bases de datos de información como: actuaciones de reconectores provocados por fallas del equipo y para la poda de árboles no se conoce la densidad de vegetación y la precipitación pluvial al que está sujeto el alimentador, por lo que se tuvo que asumir valores de ilustraciones encontrados en la bibliografía existente.

4. El cálculo de la reducción del riesgo de las distintas actividades de mantenimiento realizadas en los equipos permite al responsable de la toma de decisiones balancear las distintas opciones de mantenimiento en función del beneficio obtenido por la cantidad invertida. El método proporciona una plataforma para combinar las actividades de mantenimiento, que de otro modo se tratarían de forma independiente, en un único objetivo de maximizar el rendimiento del sistema con una asignación mínima de recursos. Así, se trata de una estrategia global para seleccionar el mantenimiento sólo cuando es necesario, lo que da lugar a una utilización óptima de los recursos y a la mejora del rendimiento del sistema.
5. Según los datos expuestos, se determinó que existen mediciones fuera de los límites establecidos y aplicando la forma de cálculo dispuesta en la Regulación ARCERNNR 002/20 se tendría una sanción económica total de los meses de ENERO a DICIEMBRE del año 2021 de \$ 360.000,00 dólares por incumplimiento de los indicadores. Por lo que esta estrategia global para seleccionar el mantenimiento sólo cuando es necesario ayudarían a disminuir los costos por penalización, lo que resulta en una utilización óptima de los recursos y mejora en el rendimiento del sistema.

Recomendaciones

- Los modelos de confiabilidad e inspección aplicados en este trabajo deberían ampliarse aún más, y luego adaptarse a otros equipos de distribución. En concreto, tales como interruptores, transformadores, reguladores, etc.
- Los métodos de inspección desarrolladas para reconectores deben aplicarse a otros componentes y las estimaciones de la tasa falla resultantes deben ser verificados.
- Es necesario desarrollar un sistema computacional con toda la formulación expuesta en este trabajo, para la reducción de tiempo en la obtención de resultados.

Referencias bibliográficas

- [1] ELEPCOSA, «Elepcosa.com,» 2018. [En línea]. Available: <https://elepcosa.com.ec/wp-content/uploads/2018/06/EL-CALVARIO.pdf>. [Último acceso: 4 Noviembre 2021].
- [2] Brad Joseph Retterath, “Distribution substation reliability assessment”; M.S. Dissertation, Iowa State University, 2004.
- [3] R. R. Espinoza Quispe, «Repositorio UNSA,» 2019. [En línea]. Available: <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/8535/IIMesqurr2.pdf?sequence=3&isAllowed=y>. [Último acceso: 5 Noviembre 2021].
- [4] F. D. Albarado Merchán , «Repositorio UPTC,» 2017. [En línea]. Available: https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT_1317.pdf. [Último acceso: 3 Noviembre 2021].
- [5] L. F. Sexto Cabrera y J. T. Jiménez Barrera, «Repositorio UNiversidad del Azuay,» 2020. [En línea]. Available: <https://dspace.uazuay.edu.ec/bitstream/datos/9963/1/15593.pdf>. [Último acceso: 2 Noviembre 2021].
- [6] G. A. Mosquera Avila, «Repositorio Institucional Universidad de Cuenca,» 2015. [En línea]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/23303/1/Tesis.pdf>. [Último acceso: 2 Noviembre 2021].
- [7] D. Rojas Bolaños y A. García Gualdrón, «Researchgate,» 2013. [En línea]. Available: file:///C:/Users/HP/Downloads/Articulo_Estado_Del_Arte_Redes_En_CC.pdf. [Último acceso: 5 Noviembre 2021].
- [8] IEEE, «IEEE. AC Vs. DC. The struggle for power,» Octubre 2012. [En línea]. Available: https://ethw.org/Main_Page. [Último acceso: 6 Noviembre 2021].
- [9] V. A. Carrillo E, El descubrimiento del vih en los albores de la epidemia del sida, Revista de Investigación Clínica;56(2):130-3., 2004.

- [10] R. A. Bolaños Ocampo y C. A. Correa Flores, Planeamiento de la transmisión considerando seguridad e incertidumbre de la demanda empleando programación no lineal y técnicas evolutivas, Tecnura, 2013.
- [11] E. Cedeño y S. Arora, Performance comparison of Transmission Network Expansion Planning under deterministic and uncertain conditions, Int. J. Electr. Powe Energy System, 2011.
- [12] R. d. d. e. eléctrica, «Wikipedia,» 2021. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica. [Último acceso: 6 Noviembre 2021].
- [13] J. E. Cortez Calderon, «Análisis de localización de fallas en sistemas eléctricos distribuidos con Generación Distribuida,» Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2017.
- [14] Y. Jiang, J. McCalley y T. Van Voorhis, «Risk-based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Electric Power,» Iowa State University, Las Vegas, 2002.
- [15] J. W. Goodfellow, «Applying reliability centered maintenance (RCM) to overhead electric utility distribution systems,» IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, WA, EE. UU., 2000.
- [16] Ataelectric, «Ataelectric.com,» [En línea]. Available: <https://www.ataelectric.com/productos/reconectador>. [Último acceso: 4 Noviembre 2021].
- [17] S. Cieslewicz y R. Novembri , «Fer.gov,» CN Utility Consulting, LLC, 2004. [En línea]. Available: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/uvm-final-report_0.pdf. [Último acceso: 2 Noviembre 2021].
- [18] L. Hora, «lahora.com,» La Hora, 17 Septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://lahora.com.ec/loja/noticia/1102327907/realizan-desbroce-para-cuidar-redes-electricas>. [Último acceso: 2 Noviembre 2021].
- [19] P. A. Kuntz y D. Radmer, «Predecir las tasas de fallas relacionadas con la vegetación para los alimentadores de distribución aérea,» IEEE Xplore, 2002.

- [20] J. Bodig, R. Anthony y J. Goodman, «Evaluación no destructiva de postes de madera,» Universidad del Estado de Colorado, Fort Collins (EE. UU.), Palo Alto, CA (EE. UU.), 1987.
- [21] J. S. y. T. Horsley, «Los siete tips de problemas en el suministro eléctrico,» APC by Schenelder Electric, 2010.
- [22] F. Li y R. Mi, «Un enfoque rentable para priorizar el mantenimiento de la distribución basado en la confiabilidad del sistema,» IEEE Xplore, Tennessee, 2004.
- [23] H. N. y. J. B. R.E. Brown, «Un método sistemático y rentable para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución.,» Reunión de verano de la Sociedad de Ingeniería de Energía de la IEEE de 1999, Raleigh, NC, EE. UU., 1999.
- [24] Hacer , «Metodología de confiabilidad de rama de zona para analizar sistemas eléctricos industriales,» IEEE, Edmonton, AB, Canadá, 2002.
- [25] F. Martínez y P. Andara, «cielo.cl,» 2017. [En línea]. Available: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642017000200006. [Último acceso: 15 06 2021].
- [26] R. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel y K. Entonces, «Un sistema de prueba de confiabilidad con fines educativos: datos y resultados del sistema de distribución básico,» IEEE, 1991.
- [27] S. S. Á. A. F. J. Q. A. L. C. Frómeta A, Factores de riesgo en la aparición de arritmias en la angina inestable aguda, Cuba: Revista Cubana de Medicina Interna de Emergencia, 2009.
- [28] L. Münch Galindo, Métodos y técnicas de investigación,, México: Trillas, 2001.
- [29] V. Díaz, Metodología de la investigación Científica y bioestadística para profesionales y estudiantes de Ciencias Médicas, Santiago, Chile: RiL Editores., 2009.
- [30] F. C. B. M. Hernández R, Metodología de la Investigación, México: McGraw Hill, 2014.

- [31] W.F. Horton, S. Goldberg, and C.A. Volkman, “The failure rates of overhead distribution system components,” in Proc. of Transmission and Distribution Conference, IEEE Power Engineering Society , 22-27 Sept. 1991, pp. 713-717..
- [32] E. S.A., «elepcosa.com.ec,» [En línea]. Available: <https://elepcosa.com.ec/rendicion-de-cuentas/rendicion-de-cuentas-2020/#1513362904188-5b5c088e-c7b7>. [Último acceso: 21 Diciembre 2021].
- [33] I. Campuzano, «Instituto de Investigaciones Eléctricas,» abril 2016. [En línea]. Available: <https://scielo.conicyt.cl/pdf/infotec/v27n2/art03.pdf>. [Último acceso: 11 04 2021].
- [34] J. Freile, Máquinas Eléctricas, España: McGRAW-HILL, 2008.
- [35] NMPP Energy, «NMPP Energy,» 2017. [En línea]. Available: https://www.nmppenergy.org/feature/capacity_factor. [Último acceso: 25 04 2021].
- [36] Electrical 4U, «Losses and Efficiency of Induction Motor,» 26 octubre 2020. [En línea]. Available: <https://www.electrical4u.com/losses-and-efficiency-of-induction-motor/>. [Último acceso: 12 05 21].
- [37] E. Del Rosario, «blog.espol.edu.ec,» 22 12 2017. [En línea]. Available: <http://blog.espol.edu.ec/analisisnumerico/trazadores-lineales-splines-grado1/>. [Último acceso: 16 05 2021].
- [38] S. N. d. P. y. Desarrollo, *Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021-Toda una Vida*, Quito: Senplades, 2017.
- [39] *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*, Quito: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), 2013.
- [40] E. E. C. S.A., «Plan Estratégico Institucional,» ELEPCOSA, Latacunga, 2014.
- [41] Electrical4U, «electrical4u.com,» 26 octubre 2020. [En línea]. Available: <https://www.electrical4u.com/losses-and-efficiency-of-induction-motor/>. [Último acceso: 12 07 2021].

- [42] J. Tonato, «dspace.ups.edu.e.» 2020. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18457/1/UPS-CT008706.pdf>. [Último acceso: 16 julio 2021].
- [43] P. Ochoa, «dspace.ups.edu.ec.» 2012. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1762/12/UPS-CT002331.pdf>. [Último acceso: 11 04 2021].
- [44] A. Bryman, Social research methods, Oxford: Oxford: Oxford University Press. ISBN 978-0-19-958805-3. OCLC 751832004., 2012.
- [45] P. Olea Franco, Manual de técnicas de investigación documental, México: Esfinge, 2003.
- [46] U. T. d. Cotopaxi, «Lineas y sublineas de investigación,» UTC, Latacunga, 2021.
- [47] J. L. Razo Taco, "ESTUDIO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD TTIK Y FMIK DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. EN LA PROVINCIA DE COTOPAXI EN EL AÑO 2020.", trabajo de pregrado, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2021.
- [48] Sree Rama Kumar Yeddanapudi, Yuan Li, James D. McCalley, Ali A. Chowdhury and Ward T. Jewell "Risk-Based Allocation of Distribution System Maintenance Resources", IEEE Transactions on Power Systems, 2008.
- [49] IBM Corporation, "IBM ILOG CPLEX Optimization StudioCPLEX User's Manual," International Business Machines Corporation, ver. 12, no. 8, p. 157, 2017.
- [50] R. Fourer, D. M. Gay, and B. W. Kernighan, AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming. Duxbury Press, Nov. 2002.

Año	Mes	Subestación	Alimentador	Tipo	DESGLOSE DE LOS INDICADORES												Observación	
					Internos				Externos									
					Programadas		No Programadas		Transmisor									
(1)	(2)	(1)	(2)	(3)	FMIK (18)	FAL (19)	TTIK (20)	TAL (21)	FMIK (22)	FAL (23)	TTIK (24)	TAL (25)	FMIK (26)	FAL (27)	TTIK (28)	TAL (29)	(30)	
2020	Ene	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B151 (011 Oriental)	R (Rural)		0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,3	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B152 (012 Industrial Sur)	U (Urbano)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B153 (013 Redes Subter)	U (Urbano)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B154 (014 Latacunga Sur)	U (Urbano)		0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B151 (021 Brigada Patria)	R (Rural)		-	-	-	-	1,9	-	1,4	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B152 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,1	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B153 (023 Mall La Maltita)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B154 (024 Niagara)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	03SA (E.E. Cotopaxi / Salcedo)	03SA13B151 (031 Salcedo Norte)	R (Rural)		0,0	-	0,2	-	0,1	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	03SA (E.E. Cotopaxi / Salcedo)	03SA13B152 (032 Salcedo Centro)	U (Urbano)		-	-	-	-	0,0	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	03SA (E.E. Cotopaxi / Salcedo)	03SA13B153 (033 Sur Salcedo)	R (Rural)		0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	03SA (E.E. Cotopaxi / Salcedo)	03SA13B154 (034 Salcedo Occidente)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	04ML (E.E. Cotopaxi / Mulaló)	04ML13B151 (041 Mulaló - José)	R (Rural)		-	-	-	-	0,4	-	0,5	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	04ML (E.E. Cotopaxi / Mulaló)	04ML13B152 (042 Saquisilí - Guaranda)	R (Rural)		0,0	-	0,0	-	0,1	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	04ML (E.E. Cotopaxi / Mulaló)	04ML13B154 (044 Provefrut - Balmuccia)	R (Rural)		-	-	-	-	1,0	-	1,0	-	4,8	-	-	-	-
2020	Ene	05LA (E.E. Cotopaxi / Lasso)	05LA13B151 (051 Toacazo)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,3	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	05LA (E.E. Cotopaxi / Lasso)	05LA13B152 (052 Tancuchí - Ríobamba)	R (Rural)		-	-	-	-	0,1	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	05LA (E.E. Cotopaxi / Lasso)	05LA13B153 (053 Chasquí San Antonio)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,1	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	05LA (E.E. Cotopaxi / Lasso)	05LA13B154 (054 Lasso Centro)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	05LA (E.E. Cotopaxi / Lasso)	05LA13B155 (055 Acosa)	R (Rural)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	05LA (E.E. Cotopaxi / Lasso)	05LA13B156 (056 Familia Sances)	R (Rural)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	06CH (E.E. Cotopaxi / La Cocha)	06CH13B151 (061 Yugisiloma)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,2	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	06CH (E.E. Cotopaxi / La Cocha)	06CH13B152 (062 Interconexión)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	06CH (E.E. Cotopaxi / La Cocha)	06CH13B153 (063 Latacunga Centro)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	06CH (E.E. Cotopaxi / La Cocha)	06CH13B154 (064 Fae)	U (Urbano)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	06CH (E.E. Cotopaxi / La Cocha)	06CH13B155 (065 Latacunga Norte)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	08SG (E.E. Cotopaxi / Sigchos)	08SG13B151 (081 Sigchos Centro)	R (Rural)		-	-	-	-	3,0	-	3,0	-	1,9	-	-	-	-
2020	Ene	08SG (E.E. Cotopaxi / Sigchos)	08SG13B152 (082 Las Manzanas)	R (Rural)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	45AG13B151 (Angamarca Centro)	R (Rural)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	09MA (E.E. Cotopaxi / La Maná)	09MA13B151 (091 Moraspungo)	R (Rural)		-	-	-	-	0,1	-	0,4	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	09MA (E.E. Cotopaxi / La Maná)	09MA13B152 (092 La Maná-Pucall)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	09MA (E.E. Cotopaxi / La Maná)	09MA13B153 (093 La Maná Urb)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	09MA (E.E. Cotopaxi / La Maná)	09MA13B154 (094 Chipeamburgo)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B151 (101 Reserva 01)	R (Rural)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B152 (102 Pujilí Centro)	R (Rural)		-	-	-	-	0,1	-	1,3	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B153 (103 Reserva 03)	R (Rural)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B251 (La Merced - Isinche)	R (Rural)		-	-	-	-	1,1	-	1,4	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B253 (Zumbahua)	R (Rural)		0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,1	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B254 (Cristo Rey - 11 Nov)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Ene	10PJ (E.E. Cotopaxi / Pujilí)	10PJ13B255 (La Victoria - Velasco)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B151 (011 Oriental)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B152 (012 Industrial Sur)	U (Urbano)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B153 (013 Redes Subter)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B154 (014 Latacunga Sur)	U (Urbano)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B155 (015 Interconexión)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	01CV (E.E. Cotopaxi / El Calvario)	01CV13B156 (016 Interconexión)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B151 (021 Brigada Patria)	R (Rural)		-	-	-	-	0,6	-	1,6	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B152 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	R (Rural)		-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B153 (023 Mall La Maltita)	U (Urbano)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	Feb	02SR (E.E. Cotopaxi / San Rafael)	02SR13B154 (024 Niagara)	R (Rural)		-	-	-	-	0,1	-	0,7	-	-	-	-	-	-

ANEXO N. 2 Registro histórico FORMULARIO CAL 060 AMPLIADO Interrupciones ELEPCO S.A.

Código de Interrupción	Indicador de Mantenimiento o falla	UBICACIÓN DE LA FALLA									DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO					
		Etapas funcional en la que se presentó la falla	Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Provincia	Cantón	Sector	Ubicación Estimada de la Falla	Propiedad de la Instalación / Equipo donde se presentó la	Protección que Operó	Tipo de protección que actuó	Línea de Subtransmisión	Subestación	Alimentador primario	Tipo de Alimentador primario	Nivel de Tensión (kV)	Nivel de afectación de la interrupción a la Red
(1)	(2)	(3)	(4)	(4a)	(4b)	(4c)	(5)	(11)	(12)	(13)	(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)
COT.2019.01.0001	Falla	Distribución	Red de Media Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	INGNACIO FLORES PALOPO LTGA	INGNACIO FLORES PALOPO LTGA	Público	Ninguna	Ninguna	Iluchi 1 - El Calvario (22kV) / Iluchi 2 - El	El Calvario	01CV13B1S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0002	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	ALAAQUEZ SAN MARCOS	ALAAQUEZ SAN MARCOS	Público	Principal	Fusible Cuchilla	Mulalo - Laygua - La Cocha	La Cocha	06CH13B1S5	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0003	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Pujilí	ANGAMARCA BARROLOMA SALIDA A LTGA	ANGAMARCA BARROLOMA SALIDA A LTGA	Público	Principal	Breaker Trafo	San Rafael - Pujilí	Pujilí	10PJ13B2S5	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0004	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	ALAAQUEZ SAN MARCOS	ALAAQUEZ SAN MARCOS	Público	Principal	Fusible Cuchilla	Mulalo - Laygua - La Cocha	La Cocha	06CH13B1S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0005	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	MOLALO SECTOR CHINCHIL DE	MOLALO SECTOR CHINCHIL DE	Público	Ninguna	Ninguna	Transelectric - Mulalo	Mulalo	04ML13B1S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0006	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Pujilí	ANGAMARCA TEODASIN PLAYA CUCHO LTGA	ANGAMARCA TEODASIN PLAYA CUCHO LTGA	Público	Principal	Fusible Cuchilla	San Rafael - Pujilí	Pujilí	10PJ13B2S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0007	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	TANICUCHI SECTOR DE SAN MARTIN SALCEDO	TANICUCHI SECTOR DE SAN MARTIN SALCEDO	Público	Principal	Fusible Cuchilla	Mulalo - Lasso	Lasso	05LA13B1S3	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0008	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Salcedo	ANCHILIVI SECTOR CHAYAGUA PANGUA EL	ANCHILIVI SECTOR CHAYAGUA PANGUA EL	Público	Ninguna	Ninguna	Ambato - Salcedo	Salcedo	03SA13B1S3	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0009	Falla	Distribución	Red de Media Tensión	Cotopaxi	Cantón Pangua	CORAZON CALLE BANGUA	CORAZON CALLE BANGUA	Público	Principal	Tirafusible	Calope - La Mana	La Maná	09MA13B1S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0010	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Pangua	MORASPUNGO SECTOR SAN MIGUEL LTGA	MORASPUNGO SECTOR SAN MIGUEL LTGA	Público	Principal	Fusible Cuchilla	Calope - La Mana	La Maná	09MA13B1S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0011	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	ALAAQUEZ SAN MARCOS	ALAAQUEZ SAN MARCOS	Público	Principal	Fusible Cuchilla	Mulalo - Laygua - La Cocha	La Cocha	06CH13B1S1	R (Rural)	7,96	Ramal Monofásico
COT.2019.01.0012	Falla	Distribución	Red de baja Tensión	Cotopaxi	Cantón Latacunga	LTGA POALO SAN VICENTE	LTGA POALO SAN VICENTE	Público	Principal	Fusible Cuchilla	Mulalo - San Rafael	San Rafael	02SR13B1S1	R (Rural)	13,8	Ramal trifásico

Código de Interrupción	PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO														Índices		Observación	
	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (MW)	Carga Fuera de Servicio (kVA)	Energía No Suministrada (MWh)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Fecha Fin de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Fin de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción (Horas:minutos:segundos)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk		TTIk
																(47)		(48)
(1)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(42)	(43)	(44)	(45)	(47)	(48)	(51)
COT.2019.01.0001	INTERNA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	POSTE MADEF	5757,5	10	0,0095	10,00	0,224773	2019-01-01	12:05:19	2019-01-02	11:44:56	23:39:37	23,660278	0,001737	0,041095	
COT.2019.01.0002	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Viento Fuerte, o materiales llevados por viento	FUERTES VIEF	11393	15	0,01425	15,00	0,023513	2019-01-01	15:54:32	2019-01-01	17:33:32	1:39:00	1,650000	0,001317	0,002172	
COT.2019.01.0003	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Fuerte, o materiales llevados por viento	FUERTES VIEF	2740	10	0,0095	10,00	0,041990	2019-01-02	9:07:48	2019-01-02	13:33:00	4:25:12	4,420000	0,003650	0,016131	
COT.2019.01.0004	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Fuerte, o materiales llevados por viento	RAMAS O ARB	5352,5	7,5	0,007125	7,50	0,009401	2019-01-02	18:42:04	2019-01-02	20:01:14	1:19:10	1,319444	0,001401	0,001849	
COT.2019.01.0005	INTERNA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	CONECTOR D	10050,5	15	0,01425	15	0,129073	2019-01-02	10:28:39	2019-01-02	19:32:07	9:03:28	9,057778	0,001492	0,013518	
COT.2019.01.0006	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Viento Fuerte, o materiales llevados por viento	RAMAS O ARB	5397,5	10	0,0095	10	0,036111	2019-01-03	12:15:56	2019-01-03	16:04:00	3:48:04	3,801111	0,001853	0,007042	
COT.2019.01.0007	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Fuerte, o materiales llevados por viento	FUERTES VIEF	8580	7,5	0,007125	7,5	0,009205	2019-01-03	12:59:13	2019-01-03	14:16:44	1:17:31	1,291944	0,000874	0,001129	
COT.2019.01.0008	INTERNA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	POSTE MADEF	14780	10	0,0095	10	0,021541	2019-01-03	13:43:10	2019-01-03	15:59:13	2:16:03	2,267500	0,000677	0,001534	
COT.2019.01.0009	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Fuerte, o materiales llevados por viento	OBJETO SOBR	7197,5	10	0,0095	10	0,024009	2019-01-03	14:07:42	2019-01-03	16:39:20	2:31:38	2,527222	0,001389	0,003511	
COT.2019.01.0010	INTERNA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	MATERIAL DE	7197,5	5	0,00475	5	0,008745	2019-01-03	14:48:52	2019-01-03	16:39:20	1:50:28	1,841111	0,000695	0,001279	
COT.2019.01.0011	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Viento Fuerte, o materiales llevados por viento	RAMAS O ARB	5352,5	15	0,01425	15	0,065981	2019-01-03	17:16:00	2019-01-03	21:53:49	4:37:49	4,630278	0,002802	0,012976	
COT.2019.01.0012	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Viento Fuerte, o materiales llevados por viento	FUERTES VIEF	17655	50	0,0475	50	0,135784	2019-01-04	5:35:00	2019-01-04	8:26:31	2:51:31	2,858611	0,002832	0,008096	
COT.2019.01.0013	INTERNA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Excesivo al sistema propio de la red	CORTOCIRCU	5397,5	100	0,095	100	0,098826	2019-01-04	11:50:04	2019-01-04	12:52:29	1:02:25	1,040278	0,018527	0,019273	
COT.2019.01.0014	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Viento Fuerte, o materiales llevados por viento	FUERTES VIEF	5397,5	10	0,0095	10	0,039494	2019-01-04	12:52:30	2019-01-04	17:01:56	4:09:26	4,157222	0,001853	0,007702	
COT.2019.01.0015	INTERNA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	POSTE HORM	14780	10	0,0095	10	0,034261	2019-01-04	13:53:16	2019-01-04	17:29:39	3:36:23	3,606389	0,000677	0,002440	

ANEXO N. 3 Catálogo de Interrupciones ELEPCO S.A. 2019-2020-2021

CATALOGO DE INTERRUPCIONES			
INTERRUPCIONES TECNICAS		INTERRUPCIONES NO TECNICAS	
PROGRAMADAS	PROGRAMADAS AMPLIACION	AMBIENTALES	CONTAMINACION
	PROGRAMADAS MANTENIMIENTO		DESASTRES NATURALES
MANIOBRA	OPERACIONES POR SEGURIDAD		FAUNA
PERTURBACIONES EN LA RED	ESTABILIDAD AL SISTEMA PROPIO DE LA DISTRIBUIDORA	CLIMATICAS	VEGETACION
	CORTOCIRCUITO INTERNO		DESCARGAS ATMOSFERICAS
	DESCONOCIDA		VIENTOS FUERTES
	DISPARO L/ST 69 KV MULALO- SAN RAFAEL	OTROS	CHOQUES DE VEHICULOS
	DISPARO L/ST 69 KV S/E MULALO- LASSO		DAÑOS O INTERFERENCIAS ACCIDENTAL POR TRABAJOS EN VIAS PUBLICAS O TRABAJOS PARTICULARES
	SECCIONADOR DIRECTO		HURTO / BANDALISMO / TERRORISMO
	SOBRECARGA		
	DISPARO L/ST 69 KV SAN RAFAEL - PUJILI		
	FALLA DE EQUIPAMIENTO		
	AISLADORES ROTOS		
	BASE PORTAFUGIBLES DEFECTUOSA		
	CONECTOR EMPALME DEFECTUOSO		
	CONECTOR DAÑADO		
	FALLA DE TC Y TP EN S/E CALVARIO POSICION ILLUCHI 1		
	LINEAS DILATADAS / FLOJAS		
	LINEAS ROTAS M.V		
	MAT. VIEJO MALA CALIDAD		
	MAT. DETERIORADO		
	POST. HORMIGON MAL ESTADO		
	POST. MADERA MAL ESTADO		
DAÑO EN SUECION LINEA 69 KV MULALO - SAN RAFAEL (SECUENCIA DE FASE R-Y-B)			
TRAFO DAÑADO			
PUNTE AEREO DESPRENDIDO			
PUNTO CALIENTE			
CABLE SECC. SUELTO			
PARARRAYOS DAÑADO			
FALLA DE PARARRAYOS LT 22 KV ILLUCHI 1			
POR GENERACION DE ACEITE			
TRANSMISION	EXTERNAS PROGRAMADAS		
	EXTERNAS NO PROGRAMADAS		

CANTIDAD DE INTERRUPCIONES AÑO MÓVIL ENERO 2021 - DICIEMBRE 2021 POR ALIMENTADOR MAYORES A 3 MINUTOS, AGRUPADAS SEGÚN SU CAUSA Y DESGLOSADAS POR CABECERA, RECONECTOR, M.V, y DE ORIGEN EXTERNO						
Causa Interrupción	Catalogo Interrupción	TOTAL GENERAL DESGLOSADO				
		Cabecera	Reconector	M.V.	Externo	Total
AMBIENTALES	Contaminacion (corrosión/sulfatación)	-	-	-	-	-
	Desastres naturales (Erupción volcánica, inundaciones, terrem)	-	-	1	-	-
	Fauna	-	-	-	-	-
	Vegetación (sin incluir desbroce)	4	5	199	-	-
CLIMATICAS	Descargas Atmosfericas (Rayos)	-	8	460	-	-
	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento (cometas, ra	7	9	112	-	-
MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS	Programadas por ampliaciones o mejoras en las redes	-	3	44	-	-
	Programadas para mantenimiento Preventivo / Predictivo	-	-	1	-	-
MANIOBRAS / OPERACIÓN	Operaciones sin tension por seguridad característica restrictiv	1	-	1	-	-
PERTURBACIONES EN LA RED	Estabilidad al sistema propio de la distribuidora, que incluy	26	9	99	-	-
	Cortocircuito Interno	-	2	6	-	-
	Disparo L/ST 69KV Mulalo - San Rafael	17	-	-	-	-
	Desbalance Fases	-	2	2	-	-
	Falla Transitoria	9	5	63	-	-
	Sobrecarga	-	-	28	-	-
	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14	8	71	-	-
	Aisladores rotos	2	-	-	-	-
	Conector empalme defectuoso	-	-	9	-	-
	Conector dañado	-	2	7	-	-
	Mal estado estructura soporte	-	-	2	-	-
	Lineas dilatadas / flojas	2	-	5	-	-
	Linea rota de m.v	1	-	-	-	-
	Material deteriorado	2	6	37	-	-
	Poste hormigon mal estado	-	-	2	-	-
	Poste madera mal estado	-	-	1	-	-
	Seccionador dañado	2	-	-	-	-
	Trafo dañado	-	-	1	-	-
	Punto caliente	-	-	2	-	-
Cable seccionador suelto	1	-	5	-	-	
Pararrayo dañado	4	-	-	-	-	
TERCEROS	Choques de vehiculos	-	1	16	-	-
	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o t	48	1	7	-	-
	Hurto / Bandalismo / Terrorismo	-	-	2	-	-
Transmisión	Externa no programada	-	-	-	24	-
	Externa programada	-	-	-	-	-
Total general		100	44	1.013	24	1181
Subtotales						

ANEXO N. 4 Registro Reconectores instalados ELEPCO S.A.

Marca	Equipo de protección			Características Eléctricas					Posición Normal	Poste	Fecha de Instalación	Fecha Mantenimiento
		Código Alimentador 1	Nombre del Sector	Tensión Máx [kV]	Corriente Nominal [A]	Capacidad de Interrupción [kA]	Corriente de cierre [kA]	Medio Aislante				
Schneider	reconector monofásico	01CV13B1S1	Sector de Pusuchisi monofásica a Palopo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado	106320	Instalado en 2018-2019	11-10-2021 revisado baterías bajas, conectores en mal estado, medición voltaje bajo, revisar nuevamente
Schneider	reconector monofásico	01CV13B1S1	Sector de Pusuchisi monofásica a Pusuchisi, Saragosin	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado	185842	Instalado en 2018-2019	11-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje OK
Resead-SEL	reconector Trifásico	01CV13B1S1	Sector de Locoja Latacunga	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado	180589		
Schneider	reconector Trifásico	02SR13B1S2	Sector de Santa Rosa de Pichul Latacunga	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconector Trifásico	02SR13B1S1	Sector de La Calerita	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			03-11-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Resead-SEL	reconector Trifásico	02SR13B1S2	Sector San José de Pichul	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconector monofásico	02SR13B1S2	Sector de Poalo Centro monofásica a Bellavista	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	
Resead-SEL	reconector Trifásico	02SR13B1S4	Sector de la Calle Bolivia y República del Ecuador	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			13-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Schneider	reconector Trifásico	02SR13B1S4	Sector de la Urb. Victoria Vasconez Cuvi	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	13-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Schneider	reconector Trifásico	03SA13B1S3	Sector de Anchilivi Salcedo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			23-11-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Resead-SEL	reconector Trifásico	03SA13B1S3	Sector del Puente de Panzaleo Salcedo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			Reconector Quemado
Resead-SEL	reconector Trifásico	03SA13B1S3	Sector de la Palmira Salcedo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			13-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Schneider	reconector Trifásico	04MU13B1S1	Sector de San Mateo La Avelina	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			27-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje

Resead-SEL	reconectador Trifásico	04MU13B1S1	Sector de la Playa de Lasso trif. A Mulalo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	04MU13B1S2	Sector de la Mariscal Saquisilí	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador Trifásico	04MU13B1S2	Sector de La Piedra Colorada	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Hawker Siddeley	reconectador Trifásico	04MU13B1S4	Sector de la Brigada Patria vía de	15	630	12,5	16	SF6	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	05LA13B1S1	Sector de 5 de Junio - Pesillo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			Quemado se reemplazo y se reubico al sector de Pesillo
Schneider	reconectador Trifásico	05LA13B1S1	Sector de Santana Bajo Tanicuchi	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	
Resead-SEL	reconectador Trifásico	05LA13B1S2	Sector de Rioblanco Alto tras la fábrica Aglomerados Cotopaxi	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	05LA13B1S2	Sector de la Playa de Lasso Trif. A Tanicuchi	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	05LA13B1S3	Sector de San Agustin del Callo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	05LA13B1S3	Sector de Cuiuche Salas	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador m	05LA13B1S1	Sector de Planchaloma	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	
Schneider	reconectador Trifásico	06CH13B1S5	Sector de Colaisa Bellavista	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			12-10-2021 revisado baterías bajas voltaje, conectores en mal estado, medición voltaje, se conecto a otra fuente de AC
Schneider	reconectador Trifásico	06CH13B1S1	Sector de San Buenaventura	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	12-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Resead-SEL	reconectador Trifásico	07SG13B1S1	Sector de Culacug Sigchos	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador Trifásico	07SG13B1S1	Sector salida a Chugchilan Sigchos	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			

Schneider	reconectador Monofásico	07SG13B1S2	Sector La Moya - El Arenal	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2021	
Schneider	reconectador Trifásico	08LM13B1S1	Sector de Estero Ondo - La Mana	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador monofásico	01CV13B1S1	Sector de Catazacón Monofásica a la Naranja	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	
Schneider	reconectador Trifásico	08LM13B1S2	Sector de Puento Chico - La Mana	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	08LM13B1S3	Sector de El Carmen La Mana	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador Trifásico	08LM13B1S4	Sector de El Moral La Mana	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador Trifásico	Central Catazacón	Trifásica Al Corazón	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Schneider	reconectador monofásico	01CV13B1S1	Sector de Alambulo Bajo	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado		Instalado en 2018-2019	
Resead-SEL	reconectador Trifásico	10PJ13B1S21	Sector de la Calle Gabriel Alvarez y Teofilo Segovia, Pujili	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			Quemado
Resead-SEL	reconectador Trifásico	10PJ13B1S23	Sector del Barrio Nuevo la Y	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			
Resead-SEL	reconectador Trifásico	10PJ13B1S21	Sector del Barrio Danzapamba Pujili	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			15-10-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Resead-SEL	reconectador Trifásico	10PJ13B1S21	Sector del Barrio Alpalagal Pujili	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			04-11-2021 revisado baterías, conectores, medición voltaje
Schneider	reconectador Trifásico	10PJ13B1S23	Sector de las 4 Esquinas Pujili	27	630	12,5	31,5	Vacío	cerrado			

ANEXO N. 5 Plan de mantenimiento Alimentadores ELEPCO S.A.
PLAN DE MANTENIMIENTO DISTRIBUCIÓN

POR ALIMENTADOR		NÚMERO DE MANTENIMIENTOS												
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Alimen. 01CV13B1S1 S/E El Calvario	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.		1						1					2
Alimen. 01CV13B1S2 S/E El Calvario	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.		1						1					2
Alimen. 01CV13B1S3 S/E El Calvario	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.		1						1					2
Alimen. 01CV13B1S4 S/E El Calvario	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.		1						1					2
Alimen. 02SR13B1S1 S/E San Rafael	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 02SR13B1S2 S/E San Rafael	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 02SR13B1S3 S/E San Rafael	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 03SA13B1S1 S/E Salcedo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.				1						1			2
Alimen. 03SA13B1S2 S/E Salcedo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.				1						1			2
Alimen. 03SA13B1S3 S/E Salcedo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.				1						1			2
Alimen. 03SA13B1S4 S/E Salcedo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.				1						1			2
Alimen. 04ML13B1S1 S/E Mulalo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.					1						1		2

POR ALIMENTADOR		NÚMERO DE MANTENIMIENTOS												
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Alimen. 04ML13B1S2 S/E Mulalo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.					1						1		2
Alimen. 04ML13B1S3 S/E Mulalo	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.					1						1		2
Alimen. 05LA13B1S1 S/E Lasso	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.	1						1						2
Alimen. 05LA13B1S2 S/E Lasso	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.	1						1						2
Alimen. 05LA13B1S3 S/E Lasso	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.	1						1						2
Alimen. 05LA13B1S4 S/E Lasso	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.	1						1						2
Alimen. 05LA13B1S5 S/E Lasso	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.	1						1						2
Alimen. 06LA13B1S1 S/E La Cocha	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.						1						1	2
Alimen. 06LA13B1S2 S/E La Cocha	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.						1						1	2
Alimen. 06LA13B1S3 S/E La Cocha	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.						1						1	2
Alimen. 06LA13B1S4 S/E La Cocha	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.						1						1	2
Alimen. 06LA13B1S5 S/E La Cocha	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.						1						1	2
Alimen. 08SG13B1S1 S/E Sigchos	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografia, Balance de Fases.				1						1			2

POR ALIMENTADOR		NÚMERO DE MANTENIMIENTOS 2019												Total
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
Alimen. 08SG13B1S2 S/E Sigchos	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.				1						1			2
Alimen. 09LM13B1S1 S/E La Mana	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 09LM13B1S2 S/E La Mana	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 09LM13B1S3 S/E La Mana	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 09LM13B1S4 S/E La Mana	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 10PJ13B1S1 S/E Pujilí	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Alimen. 10PJ13B1S2 S/E Pujilí	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.			1						1				2
Línea Illuchi 1 - El Calvario	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía, Balance de Fases.					1						1		2
Línea Illuchi 2 - El Calvario	Despeje Franjas de seguridad, reajuste de conectores, cambio conectores, cambio pararrayos y seccionadores, Termografía se localizó dos puntos en caliente.					1						1		2
Todo el Sistema	Restitución de servicio, reubicación de redes, cambio de postes chocados, cambio de redes destruidas, inspecciones, etc.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
TOTAL		6	5	10	7	6	6	6	5	10	7	6	6	80

ANEXO N. 6 Presupuesto referencial mantenimientos

MANTENIMIENTOS PRESUPUESTO 2019														
GENERACION	MONTO (USD.)	FRECUENCIA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MANTENIMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO CABINAS ANTIBUQUE	7.168,00	ANUAL	1											
MANTENIMIENTO GENERADOR EMERGENCIA CENTRAL EMPAQUETADA 120KVA	5.480,00	ANUAL	1											
CONSULTORIA PARA LA AUTOMATIZACION DE LA CENTRAL DE GENERACION ILLUCHE 2	17.920,00	ANUAL	1											
OBRAS CIVILES PARA ARRIBO Y MANTENIMIENTO	11.500,00	TRIMESTRAL	1	1	1									
MANTENIMIENTO MENOR DE CENTRALES DE GENERACION	143.360,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES POTENCIA	20.160,00	ANUAL	1											
PRUEBAS ELECTRICAS EN EQUIPAMIENTO SUBESTACIONES DE GENERACION	7.728,00	SEMESTRAL	1											
SERVICIO DE PINTURA EQUIPAMIENTO GRUPOS DE GENERACION	43.680,00	ANUAL	1											
SERVICIO DE ORGANOLOGIA, DESARROLLO DE CABLES Y FUMIGACION EL ESTADO Y CATAZACION	6.896,00	TRIMESTRAL	1											
SERVICIO DE MECANICA EN GENERAL INCLUIDO REPUESTOS PARA EL PARQUE AUTOMOTOR	3.640,66	SEMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DE SERVICIO DE RASTREO SATELITAL	3.784,70	ANUAL	1											
REPARACION DE ELEMENTOS MECANICOS DE LOS GRUPOS DE GENERACION PARA LAS CENTRALES DE ELEPCOSA	201.800,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS VEHICULOS CHEVROLET	20.547,00	ANUAL	1											
TOTAL	493.373,34		8	4	5	3	4	3	3	3	4	3	3	4
DISTRIBUCION														
MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE MEDIO VOLTAJE Y ALTO VOLTAJE DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	53.760,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE AUTOMATIZACION, COMUNICACION, PROTECCION Y MEDICION	168.000,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO LABORATORIO DE ALTO VOLTAJE	16.412,00	ANUAL	1											
DESARROLLO DE LA FRANJA DE SEGURIDAD DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION EN EL CANTON LA MANA	50.400,00	TRIMESTRAL	1											
EJECUCION DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS Y CORRECTIVOS EN LINEA ENERGIZADA EN TODA LA RED DE MEDIO VOLTAJE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION	350.987,87	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SERVICIO DE MECANICA EN GENERAL INCLUIDO REPUESTOS PARA EL PARQUE AUTOMOTOR	13.300,68	SEMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DE SERVICIO DE RASTREO SATELITAL	14.400,00	ANUAL	1											
CONTRATACION PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS VEHICULOS CHEVROLET	34.246,45	ANUAL	1											
CONTRATACION DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE EQUIPOS GRUAS	58.520,00	ANUAL	1											
SERVICIO DE MUESTREO Y ANALISIS COLORIMETRICO PARA EL INVENTARIO AMBIENTAL DEFINITIVO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION QUE CONTIENEN ACEITE DIELECTRICO CON PCB'S Y QUE SE ENCUENTRAN INSTALADOS EN EL AREA DE CONCESION DE ELEPCO S.A.	151.208,24	ANUAL	1											
GESTION DE DESECHOS PELIGROSOS Y ESPECIALES	11.200,00	ANUAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO PREVENTIVO EQUIPOS DE COMPUTO, IMPRESORAS, PERIFERICOS	3.152,52	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO COMPLETO	5.000,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	933.828,49		9	10	9	7	9	7	7	8	7	7	8	7
ALUMBRADO PUBLICO														
SERVICIO DE MECANICA EN GENERAL INCLUIDO REPUESTOS PARA EL PARQUE AUTOMOTOR	1.985,82	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DE SERVICIO DE RASTREO SATELITAL	2.064,58	ANUAL	1											
MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LUMINARIAS	111.188,64	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO PREVENTIVO EQUIPOS DE COMPUTO, IMPRESORAS, PERIFERICOS	840,87	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE EQUIPOS GRUAS	3.308,00	ANUAL	1											
MANTENIMIENTO COMPLETO	500,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	120.387,51		5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
COMERCIALIZACION														
SERVICIO DE MECANICA EN GENERAL INCLUIDO REPUESTOS PARA EL PARQUE AUTOMOTOR	13.569,71	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DE SERVICIO DE RASTREO SATELITAL	14.056,62	ANUAL	1											
CONTRATACION PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS VEHICULOS CHEVROLET	76.442,10	ANUAL	1											
CONTRATACION DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE EQUIPOS GRUAS	29.590,00	ANUAL	1											
MANTENIMIENTO PREVENTIVO EQUIPOS DE COMPUTO, IMPRESORAS, PERIFERICOS	9.877,90	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO COMPLETO	10.000,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	153.586,42		4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
ADMINISTRACION														
ESTUDIOS AMBIENTALES	44.800,00	ANUAL	1											
GESTION DE DESECHOS PELIGROSOS Y ESPECIALES	11.200,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
IMPLEMENTACION DE ACTIVIDADES CORRESPONDIENTES A PLANES DE ACCION Y PLANES DE MANEJO AMBIENTAL EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION Y SUBTRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA DE ELEPCO S.A.	20.160,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO Y CALIBRACION DE EQUIPOS MEDICOS	1.680,00	ANUAL	1											
SERVICIO DE MECANICA EN GENERAL INCLUIDO REPUESTOS PARA EL PARQUE AUTOMOTOR DE ELEPCO S.A.	5.626,46	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRATACION DE SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE VEHICULOS PARA ELECTRICOS 2009	3.360,00	ANUAL	1											
CONTRATACION DE SERVICIO DE RASTREO SATELITAL	5.849,00	ANUAL	1											
MANTENIMIENTO PARA LAS INSTALACIONES Y HERRAMIENTAS MENORES DE ELEPCO SA	41.066,64	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PINTURA DE LAS INSTALACIONES DE ELEPCO S.A.	49.054,00	ANUAL	1											
SERVICIO DE PINTURA DE ALTO TRAFICO	5.600,00	ANUAL	1											
CONTRATACION PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS VEHICULOS CHEVROLET	13.898,58	ANUAL	1											
SERVICIO DE REENCALCHE DE NEUMATICOS DE ELEPCO SA	7.280,00	ANUAL	1											
MANTENIMIENTO Y REPARACION DE EQUIPOS GPS	5.600,00	ANUAL	1											
SERVICIO DE SEÑALITICA	6.680,00	ANUAL	1											
SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE EXTINTORES	1.600,64	ANUAL	1											
SERVICIO DE MANTENIMIENTO CABINA ANTIBUQUE	4.000,54	ANUAL	1											
SERVICIO DE FUMIGACION	6.272,00	SEMESTRAL	1											
GESTION DE DESECHOS PELIGROSOS Y ESPECIALES	25.893,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO PARA LAS INSTALACIONES Y HERRAMIENTAS MENORES DE ELEPCO SA	35.162,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LOS SERVIDORES DE APLICACIONES DE ELEPCO S.A.	44.800,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO PREVENTIVO EQUIPOS DE COMPUTO, IMPRESORAS, PERIFERICOS	4.296,38	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MANTENIMIENTO COMPLETO	15.500,00	TRIMESTRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	360.289,29		10	15	9	9	9	15	9	10	9	9	9	9
TOTAL	2.059.484,91		36,00	43,00	29,00	26,00	28,00	32,00	28,00	29,00	26,00	26,00	28,00	26,00

ANEXO N. 7 Proyecto de Ilustración para ingreso al optimizador

ALIMENTADOR	Tarea	ΔRiesgo (F.O.)	Costo del mantenimiento (\$)	Mano de Obra (horas)	Total Mano de Obra (horas)	Total Presupuesto (\$)
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	DESB1	1329,22	\$ 6.250,00	100,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	REC1	1079,2559	\$ 2.150,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	REC1	10559,0709	\$ 2.150,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	REC3	5246,3956	\$ 2.150,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	DESB1	1237,161	\$ 5.100,00	81,60	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	REC2	1225,917	\$ 3.500,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	REC2	26522,937	\$ 2.150,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	REC1	9653,2811	\$ 2.150,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	DESB1	1595,2716	\$ 3.115,00	49,84	1500	\$ 60.000,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	DESB1	8311,718	\$ 3.500,00	90,40	1500	\$ 60.000,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	REC1	417,9352	\$ 3.500,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláq)	REC1	3065,1817	\$ 2.150,00	48,00	1500	\$ 60.000,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláq)	DESB1	2531,7774	\$ 4.635,00	74,16	1500	\$ 60.000,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Fra)	DESB1	1239,307	\$ 4.515,00	72,24	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Coraa)	DESB1	1060,1097	\$ 1.395,00	22,32	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El	REC1	13134,6691	\$ 2.150,00	72,00	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El	DESB1	1042,9391	\$ 1.190,00	19,04	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cárm)	REC1	24172,5918	\$ 3.500,00	72,00	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cárm)	DESB1	3041,0342	\$ 3.775,00	60,40	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	REC1	26522,937	\$ 2.150,00	72,00	1500	\$ 60.000,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	DESB1	2552,5294	\$ 1.630,00	26,08	1500	\$ 60.000,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre)	DESB1	3757,5494	\$ 4.630,00	74,08	1500	\$ 60.000,00

Tarea	DETALLE
DESB1	DESBROCE
REC1	MANTENIMIENTO RECONECTADOR 1
REC2	MANTENIMIENTO RECONECTADOR 2
REC3	MANTENIMIENTO RECONECTADOR 3

ANEXO N. 8 Reducción del riesgo manteniendo constante el número de horas disponible de la mano de Obra y variable los planes presupuestarios

CASO 1					
Presupuesto	\$ 20.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ -			\$ -
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -
Total general	\$ 3.500,00	\$ 12.100,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 19.900,00
MANO DE OBRA	1500 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	0			0
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	0	72			72
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	0	72			72
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0				0
Total general	90,4	312	48	48	498,4

CASO 2						
Presupuesto	\$ 25.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -	
Total general	\$ 6.320,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 24.870,00	
MANO DE OBRA	1500 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0				0	
Total general	135,52	360	48	48	591,52	
CASO 3						
Presupuesto	\$ 30.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 10.950,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 29.500,00	
MANO DE OBRA	1500 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	209,6	360	48	48	665,6	

CASO 4						
Presupuesto	\$ 35.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 16.120,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 34.670,00	
MANO DE OBRA	1500 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	292,32	360	48	48	748,32	
CASO 5						
Presupuesto	\$ 40.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	2150			2150	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	2150	0	2150	4300	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	3115	2150	2150		7415	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	3500	0			3500	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	2150			2150	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	1395				1395	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	1190	2150			3340	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	3775	3500			7275	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	1630	2150			3780	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	4630				4630	
Total general	19235	16400	2150	2150	39935	
MANO DE OBRA	1500 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	342,16	408	48	48	846,16	

CASO 6					
Presupuesto	\$ 45.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	2150			2150
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	2150	0	2150	4300
02SR13B1S4 (024 Niagara)	3115	2150	2150		7415
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	3500	0			3500
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	4635	2150			6785
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	1395				1395
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	1190	2150			3340
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	3775	3500			7275
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	1630	2150			3780
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	4630				4630
Total general	23870	16400	2150	2150	44570
MANO DE OBRA	1500 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	416,32	408	48	48	920,32
CASO 7					
Presupuesto	\$ 50.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	2150			2150
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	2150	3500	2150	7800
02SR13B1S4 (024 Niagara)	3115	2150	2150		7415
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	3500	0			3500
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	4635	2150			6785
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	1395				1395
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	1190	2150			3340
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	3775	3500			7275
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	1630	2150			3780
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	4630				4630
Total general	23870	16400	5650	2150	48070
MANO DE OBRA	1500 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	48	48	144
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	416,32	408	96	48	968,32

CASO 8					
Presupuesto	\$ 55.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	2150			2150
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	2150	3500	2150	7800
02SR13B1S4 (024 Niagara)	3115	2150	2150		7415
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	3500	0			3500
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	4635	2150			6785
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	4515				4515
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	1395				1395
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	1190	2150			3340
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	3775	3500			7275
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	1630	2150			3780
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	4630				4630
Total general	28385	16400	5650	2150	52585
MANO DE OBRA	1500 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	48	48	144
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	72,24				72,24
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	488,56	408	96	48	1040,56
CASO 9					
Presupuesto	\$ 60.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ 5.100,00	\$ 2.150,00	\$ 3.500,00	\$ 2.150,00	\$ 12.900,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ 4.515,00				\$ 4.515,00
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 33.485,00	\$ 16.400,00	\$ 5.650,00	\$ 2.150,00	\$ 57.685,00
MANO DE OBRA	1500 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	81,6	48	48	48	225,6
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	72,24				72,24
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	570,16	408	96	48	1122,16

ANEXO N. 9 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios.

CASO 1					
Presupuesto	\$ 20.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ -	\$ 2.150,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ -	\$ -			\$ -
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ -			\$ -
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -
Total general	\$ 1.630,00	\$ 12.100,00	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 15.880,00
MANO DE OBRA	400 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	0	48
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	0	0			0
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	0			0
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	0	72			72
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0				0
Total general	26,08	312	48	0	386,08

CASO 2						
Presupuesto	\$ 25.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -	
Total general	\$ 6.320,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 24.870,00	
MANO DE OBRA	600 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0				0	
Total general	135,52	360	48	48	591,52	
CASO 3						
Presupuesto	\$ 30.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 10.950,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 29.500,00	
MANO DE OBRA	700 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	209,6	360	48	48	665,6	

CASO 4					
Presupuesto	\$ 35.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 16.120,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 34.670,00

MANO DE OBRA		800 HORAS			
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48		48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	292,32	360	48	48	748,32

CASO 5					
Presupuesto	\$ 40.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 19.235,00	\$ 16.400,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 39.935,00

MANO DE OBRA		900 HORAS			
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	342,16	408	48	48	846,16

CASO 6						
Presupuesto	\$ 45.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 23.870,00	\$ 16.400,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 44.570,00	
MANO DE OBRA 1000 HORAS						
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	416,32	408	48	48	920,32	
CASO 7						
Presupuesto	\$ 50.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 3.500,00	\$ 2.150,00	\$ 7.800,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 23.870,00	\$ 16.400,00	\$ 5.650,00	\$ 2.150,00	\$ 48.070,00	
MANO DE OBRA 1200 HORAS						
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	48	48	144	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	416,32	408	96	48	968,32	

CASO 8					
Presupuesto	\$ 55.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 3.500,00	\$ 2.150,00	\$ 7.800,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ 4.515,00				\$ 4.515,00
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 28.385,00	\$ 16.400,00	\$ 5.650,00	\$ 2.150,00	\$ 52.585,00
MANO DE OBRA	1300 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	48	48	144
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	72,24				72,24
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	488,56	408	96	48	1040,56
CASO 9					
Presupuesto	\$ 60.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ 5.100,00	\$ 2.150,00	\$ 3.500,00	\$ 2.150,00	\$ 12.900,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ 4.515,00				\$ 4.515,00
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 33.485,00	\$ 16.400,00	\$ 5.650,00	\$ 2.150,00	\$ 57.685,00
MANO DE OBRA	1500 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	81,6	48	48	48	225,6
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	72,24				72,24
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	570,16	408	96	48	1122,16

ANEXO N. 10 Reducción del riesgo variando el número de horas disponible de la mano de Obra y los planes presupuestarios (sin saturación en el valor de la Función Objetivo).

CASO 1						
Presupuesto	\$ 10.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ -	\$ 2.150,00		\$ 2.150,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ -	\$ -			\$ -	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ -			\$ -	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -	
Total general	\$ -	\$ 7.800,00	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 9.950,00	
MANO DE OBRA	400 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	0	0	0	0	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	0	48		48	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	0	0			0	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	0			0	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	0	72			72	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	0	72			72	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	0	72			72	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0				0	
Total general	0	216	48	0	264	

CASO 2					
Presupuesto	\$ 15.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ -	\$ 2.150,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ -	\$ -			\$ -
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ -			\$ -
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -
Total general	\$ -	\$ 12.100,00	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 14.250,00
MANO DE OBRA	600 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	0	48
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	0	0			0
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	0			0
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	0	72			72
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	0	72			72
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0	0			0
Total general	0	312	48	0	360
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ -				\$ -
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ -				\$ -
Total general	\$ 5.130,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 23.680,00
MANO DE OBRA	700 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	0				0
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	0	72			72
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	0	72			72
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	0				0
Total general	116,48	360	48	48	572,48

CASO 4						
Presupuesto	\$ 32.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 4.300,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	\$ -	\$ 3.500,00			\$ 3.500,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 12.345,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 30.895,00	
MANO DE OBRA	800 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	0	48	48		96	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	0	72			72	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	231,92	360	48	48	687,92	
CASO 5						
Presupuesto	\$ 39.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ -			\$ -	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 19.235,00	\$ 14.250,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 37.785,00	
MANO DE OBRA	900 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	0			0	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	342,16	360	48	48	798,16	

CASO 6					
Presupuesto	\$ 41.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 19.235,00	\$ 16.400,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 39.935,00
MANO DE OBRA	1000 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	0	48			48
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	342,16	408	48	48	846,16
CASO 7					
Presupuesto	\$ 45.000,00				
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 4.300,00
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00
Total general	\$ 23.870,00	\$ 16.400,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00	\$ 44.570,00
MANO DE OBRA	1200 HORAS				
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas				
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	0	48	96
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08
Total general	416,32	408	48	48	920,32

CASO 8						
Presupuesto	\$ 52.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ -	\$ 2.150,00	\$ 3.500,00	\$ 2.150,00	\$ 7.800,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ 3.500,00			\$ 7.000,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ -				\$ -	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 23.870,00	\$ 19.900,00	\$ 5.650,00	\$ 2.150,00	\$ 51.570,00	
MANO DE OBRA	1300 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	0	48	48	48	144	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	48			138,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	0				0	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	416,32	456	96	48	1016,32	

CASO 9						
Presupuesto	\$ 58.000,00					
Suma de Costo del mantenimiento(\$)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	\$ -	\$ 2.150,00			\$ 2.150,00	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	\$ 5.100,00	\$ 2.150,00	\$ 3.500,00	\$ 2.150,00	\$ 12.900,00	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	\$ 3.115,00	\$ 2.150,00	\$ 2.150,00		\$ 7.415,00	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	\$ 3.500,00	\$ -			\$ 3.500,00	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	\$ 4.635,00	\$ 2.150,00			\$ 6.785,00	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	\$ 4.515,00				\$ 4.515,00	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	\$ 1.395,00				\$ 1.395,00	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	\$ 1.190,00	\$ 2.150,00			\$ 3.340,00	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	\$ 3.775,00	\$ 3.500,00			\$ 7.275,00	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	\$ 1.630,00	\$ 2.150,00			\$ 3.780,00	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	\$ 4.630,00				\$ 4.630,00	
Total general	\$ 33.485,00	\$ 16.400,00	\$ 5.650,00	\$ 2.150,00	\$ 57.685,00	
MANO DE OBRA	1500 HORAS					
Suma de Mano de Obra(horas)	Tareas					
Alimentadores	DESB1	REC1	REC2	REC3	Total general	
02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	0	48			48	
02SR13B1S2 (022 Sta. Rosa - Pujilí)	81,6	48	48	48	225,6	
02SR13B1S4 (024 Niagara)	49,84	48	48		145,84	
06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	90,4	0			90,4	
06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	74,16	48			122,16	
08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	72,24				72,24	
09MA13B1S1 (091 Moraspungo - El Corazón)	22,32				22,32	
09MA13B1S2 (092 La Maná-Pucayacu - El Estado)	19,04	72			91,04	
09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Cármen)	60,4	72			132,4	
09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	26,08	72			98,08	
10PJ13B2S4 (Cristo Rey - 11 Noviembre - Poaló)	74,08				74,08	
Total general	570,16	408	96	48	1122,16	

ANEXO N. 11 Precios unitarios estimados, para las tareas de mantenimiento según mercado actual.

DETALLE:		DESBROCE		UNI: KM	
EQUIPOS					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
Camioneta	1	7,00	7,00	3,00	21,00
Implementos y herramientas	1	3,75	3,75	3,00	11,25
Grua	1	25,00	25,00	3,00	75,00
SUBTOTAL M					107,25
MANO DE OBRA					
DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/H R	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
Jefe de grupo/Supervisor	1	4,08	4,08	3,00	12,24
Liniero 1	4	4,06	16,24	3,00	48,72
Ayudante de Liniero	4	4,06	16,24	3,00	48,72
Supervisor de seguridad	1	4,08	4,08	3,00	12,24
Chofer profesional TIPO C	1	5,31	5,31	3,00	15,93
Peon	4	3,62	14,48		
SUBTOTAL N					137,85
MATERIALES					
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO	
					-
SUBTOTAL O					-
TRANSPORTE		10%			
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
0	u	-		-	
SUBTOTAL P					-
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)					245,10
INDIRECTOS Y UTILIDADES %					10%
					24,51
OTROS INDIRECTOS %					10%
					24,51
COSTO TOTAL DEL					294,12
VALOR OFERTADO					294,12

DETALLE:		RECONECTADOR MANTENIMIENTO MAYOR			
EQUIPOS					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	RENDIMIENTO	COSTO
Camioneta	1	7,00	7,00	6,00	42,00
Implementos y herramientas cuadrilla	1	3,75	3,75	6,00	22,50
Grua	2	25,00	50,00	6,00	300,00
SUBTOTAL M					364,50
MANO DE OBRA					
DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/H R	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
Jefe de grupo/Supervisor	1	4,08	4,08	6,00	24,48
Liniero I	4	4,06	16,24	6,00	97,44
Ayudante de liniero	4	4,06	16,24	6,00	97,44
Peón	4	3,62	14,48	6,00	86,88
Supervisor de seguridad	1	4,08	4,08	6,00	24,48
Chofer profesional TIPO C	1	5,31	5,31	6,00	31,86
SUBTOTAL N					362,58
MATERIALES					
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO	
ABRAZ. PERNO CENTRAL SIMPLE 5 1/2	u	1,00	7,68	7,68	
AISLADOR PIN ANSI 55-5	u	3,00	10,40	31,20	
CINTA DE ARMAR 5 MM	u	3,00	1,36	4,08	
CRUCETA HIERRO "L" 1,50 MTS	u	1,00	48,80	48,80	
PIE AMIGO PLATINA 1,45 MTS.	u	1,00	24,70	24,70	
PERNO MAQUINA 1/2 X 1 1/2	u	1,00	1,04	1,04	
PERNO PIN ESPIGA CORTA 5/8" X 6"	u	3,00	5,12	15,36	
PERNO ESPARRAGO DE 5/8" X 12"	u	4,00	6,08	24,32	
PERNO "U" 5/8X70 PARA CRUCETA DE HIERRO	u	1,00	4,64	4,64	
BATERIAS DE 12V-9AMP	u	4,00	164,50	658,00	
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	u	3,00	350,00	1.050,00	
SUBTOTAL O					1.869,82
TRANSPORTE		10%			
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
ABRAZ. PERNO CENTRAL SIMPLE 5 1/2	u	1,00	-	-	
AISLADOR PIN ANSI 55-5	u	3,00	-	-	
CINTA DE ARMAR 5 MM	u	3,00	-	-	
CRUCETA HIERRO "L" 1,50 MTS	u	1,00	-	-	
PIE AMIGO PLATINA 1,45 MTS.	u	1,00	-	-	
PERNO MAQUINA 1/2 X 1 1/2	u	1,00	-	-	
PERNO PIN ESPIGA CORTA 5/8" X 6"	u	3,00	-	-	
PERNO ESPARRAGO DE 5/8" X 12"	u	4,00	-	-	
BATERIAS DE 12V-9AMP	u	4,00	-	-	
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	u	3,00	-	-	
SUBTOTAL P					-
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)					2.596,90
INDIRECTOS Y UTILIDADES %					10%
OTROS INDIRECTOS %					10%
COSTO TOTAL DEL					3.116,28
VALOR OFERTADO					3.116,28

DETALLE:		RECOENCTADOR MANTENIMIENTO MENOR			
EQUIPOS					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
Camioneta	1	7,00	7,00	10,00	70,00
Implementos y herramientas cuadrilla	1	3,75	3,75	10,00	37,50
Grua	2	25,00	50,00	10,00	500,00
SUBTOTAL M					607,50
MANO DE OBRA					
DESCRIPCION	CANTIDAD	JORNAL/H R	COSTO HORA	RENDIMIENTO	COSTO
Jefe de grupo/Supervisor	1	4,08	4,08	10,00	40,80
Liniero 1	4	4,06	16,24	10,00	162,40
Ayudante de liniero	4	4,06	16,24	10,00	162,40
Peón	4	3,62	14,48	10,00	144,80
Supervisor de seguridad	1	4,08	4,08	10,00	40,80
Chofer profesional TIPO C	1	5,31	5,31	10,00	53,10
SUBTOTAL N					604,30
MATERIALES					
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO	
SUBTOTAL O					-
TRANSPORTE		10%			
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	TARIFA	COSTO	
SUBTOTAL P					0
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)					1.211,80
INDIRECTOS Y					10%
OTROS INDIRECTOS %					10%
COSTO TOTAL DEL					1.454,16
VALOR OFERTADO					1.454,16

ANEXO N. 12 Certificado de validación del verificador



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

DIRECCIÓN DE POSGRADO

ANEXO 2:

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DEL VERIFICADOR

En mi calidad de verificador del tema del proyecto de investigación y desarrollo titulado "OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI S.A." del o la posgraduado(a):

NOMBRES: Edison Santiago.
Mario Fernando.

APELLIDOS : Culqui Taco.
Chancusig Chancusig.

PROGRAMA: Maestría en Electricidad Mención Sistemas eléctricos de Potencia.

CERTIFICO:

Que: analizado el tema del proyecto de investigación y desarrollo, presentado como requisito previo a la aprobación y desarrollo del trabajo de titulación para optar por el grado de Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Revisado por: Ing. William Paul Pazuña Naranjo Msc.

Cédula de ciudadanía N°. 050338592

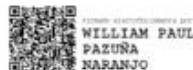
Profesión: Ingeniero Eléctrico

Posgrado: Maestría en Electricidad Mención Sistemas eléctricos de Potencia.

Sugiero su aprobación y permita continuar con el diseño del proyecto de investigación y desarrollo.

Latacunga, marzo 14, 2022

Firma



Ing. Paul Pazuña Msc.

www.utc.edu.ec

Av. Simón Rodríguez s/n Barro El Ejido /San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205

ANEXO N. 13 Autorización entrega de datos ELEPCO S.A.



Empresa Eléctrica
Provincial Cotopaxi S.A.

Oficio Nro. ELEPCOSA-PE-2022-00254-O

Latacunga, 31 de marzo de 2022

Asunto: Solicitud. Factibilidad para desarrollo de proyecto de tesis en ELEPCO S.A.

Sr. Ingeniero
Rommel Eusebio Suarez Vinuesa
En su Despacho

De mi consideración:

En atención al oficio S/N suscrito por usted; y, una vez que el señor Presidente Ejecutivo ha dado su autorización, me permito poner en su conocimiento que ELEPCOSA entregará los datos técnicos para desarrollo de tesis "OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, BASADO EN EL RIESGO DE OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS EN LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S. A.", por lo que deberá ponerse en contacto con el señor: Ing. Iván Mena, servidor del Departamento Técnico, de la Unidad de Mantenimiento, quien proporcionarán la información necesaria.

Me permito informar que una vez concluido el trabajo de la tesis, se servirá entregada una copia de la misma sin restricción de derechos de autor a la Unidad indicada, a fin de que sea utilizada para la implementación en nuestro sistema.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

Documento firmado electrónicamente

Abg. Felipe Guillermo Lopez Teran
PRESIDENTE EJECUTIVO

Referencias:
- ELEPCOSA-PE-2022-01296-E

Anexos:
- escaneo_diana.olivarez_2022-03-16-16-38-17-8.pdf

Copia:
Señorita Licenciada
Elsa Cecilia del Conzuelo Almeida G.
Archivo

Dirección: Marqués, de Maenza y Quijano y Ordóñez Código postal: 050104 / Latacunga Ecuador
Teléfono: 593-3-2994430 - 593-3-2994330 - www.elepcosa.com.ec