



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

## DIRECCIÓN DE POSGRADO

### MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

#### MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

**Título:**

---

Análisis de confiabilidad de un alimentador de la Empresa Eléctrica  
Riobamba S.A.

---

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

**Autor**

Taday Álvarez Cesar Augusto

**Tutor**

MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

**LATACUNGA – ECUADOR  
2022**

## **AVAL DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor de Trabajo de Titulación “Análisis de confiabilidad de un alimentador de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.” presentado por Taday Álvarez Cesar Augusto, para optar por el título de Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

### **CERTIFICO**

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

Latacunga, noviembre 18 de 2022



MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

C.I. 030189388-9

## AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Análisis de confiabilidad de un alimentador de la Empresa Eléctrica Riobamba 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, noviembre 18 de 2022



.....  
MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

CC: 050265642-4

Presidente del tribunal



.....  
MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

CC: 050328786-4

Lector 2



.....  
MSc. Byron Paul Corrales Bastidas

CC: 050234776-8

Lector 3

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo de investigación, producto de esfuerzo y sacrificio fue un gran reto, el mismo que ofrezco a Dios con mucho amor.

A mi madre por darme la dicha de venir a este mundo, por sus consejos, su compañía permanente, su amistad sincera y más aún su amor incondicional.

A mi esposa Mari por estar conmigo, de no ser por ella no hubiera sido posible culminar esta etapa de mi vida soy muy afortunado de tenerla a mi lado.

A mis hijos Mike, Livi y Dominick, por ser mis inspiraciones y el motor principal para alcanzar esta meta.

A mis familiares y amigos por el apoyo brindado, a mis profesores por sus conocimientos y experiencias transmitidos en beneficio de mi formación académica.

*Cesar Augusto*

## **AGRADECIMIENTO**

Un profundo agradecimiento a Dios, por su bondad, su generosidad y por concederme la oportunidad de culminar con mi meta, por las bendiciones que me ha brindado y lograr un sin número de sueños, tanto profesionales como personales.

A la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. por la apertura y la buena predisposición para el desarrollo del tema de investigación, de manera especial al Ingeniero Luis Borja director del Departamento de Construcciones Eléctricas.

A mi director de tesis, el Ingeniero Gabriel Pesantez, quien con sus conocimientos, experiencia, paciencia y motivación ha facilitado la culminación de este proyecto.

*Cesar Augusto*

## **RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA**

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

Latacunga, noviembre 18 de 2022

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Cesar Augusto Taday Álvarez', is written over a horizontal dotted line.

Cesar Augusto Taday Álvarez

CC: 060449275-1

## 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, noviembre 18 de 2022



Cesar Augusto Taday Álvarez

CC: 060449275-1

## **AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL**

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: “Análisis de confiabilidad de un alimentador de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.”, contiene las correcciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, noviembre 18 de 2022



MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

CI. 050265642-4



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI  
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD  
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**Título:** “Análisis de confiabilidad de un alimentador de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.”

**Autor:** Taday Álvarez Cesar Augusto

**Tutor:** MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

**RESUMEN**

En el presente trabajo de investigación, se optó por analizar las alternativas de repotenciación, reconfiguración y transferencia automática de carga en el alimentador 1500130T03, considerando el estudio desde la cabecera de la subestación de distribución Alao, utilizando el software CYMDIST, mediante el cual se procede a determinar la tasa de falla, la reparación, la disponibilidad e indisponibilidad.

Como punto de partida en el presente estudio se elige el tipo y duración de fallas. En el módulo “Reliability Analysis” del software CYMDIST se obtiene los índices de confiabilidad referidos al consumidor, resultados que permiten identificar una reconfiguración y ruta óptima en un tiempo prudente de análisis, el tiempo de reparación tiene que ser menor al tiempo de maniobra para una reconexión, además se determinó las condiciones que debe cumplir los alimentadores involucrados en la transferencia de carga, puesto que deben garantizar una operación adecuada antes y después, también se definió la ubicación de los equipos de reconexión automática con su comunicación. Por último, se analizó el presupuesto referencial al realizar los respectivos cambios e incorporación de estos equipos al alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

**PALABRAS CLAVE:** Confiabilidad; CYMDIST; Transferencia Automática; Tasa de Falla; Disponibilidad e Indisponibilidad.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**DIRECCION DE POSGRADO**  
**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD**  
**MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**Topic:** "A Feeder Reliability Analysis from the Riobamba S.A. Electrical Enterprise".

**Author:** Taday Álvarez Cesar Augusto

**Tutor:** MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón.

**ABSTRACT**

Into present research work, it was opted to analyze the repowering, reconfiguration and automatic load transfer alternatives in the 1500130T03 feeder, by considering the study from the Alao distribution substation head, by using the CYMDIST software, by which it proceeded to determine the rate of failure, the repair, the availability and the unavailability. As a starting point in the present study, it was chosen the type and failures duration. Into CYMDIST software "Reliability Analysis" module, it is got the reliability indexes referred to the consumer, results, what allow to identify a reconfiguration and optimal route into a prudent analysis time, the repair time must be less than the maneuver time for a reconnection, further, it was determined the conditions, which must meet the involved feeders in the load transfer, since they must warrant an adequate operation before and after, also it is defined the automatic reconnection equipment location with its communication. Finally, it is analyzed the referential budget, when making the respective changes and incorporation these equipments to the 1500130T03 feeder from Alao substation from Riobamba S.A. Electrical Enterprise.

**KEYWORDS:** Reliability; CYMDIST; Automatic Transfer; Failure Rate; Availability and Unavailability.

Yo, Beltrán Semblantes Marco Paúl 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: "ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE UN ALIMENTADOR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A." de: Taday Álvarez Cesar Augusto, aspirante a Magister en Electricidad. Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, Noviembre 18 del 2022.

Atentamente,



Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes



**DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC**

CC: 0502666514

# ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS

PORTADA.....	I
AVAL DEL TUTOR.....	II
AVAL DEL TRIBUNAL.....	III
DEDICATORIA .....	IV
AGRADECIMIENTO .....	V
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA .....	VI
RENUNCIA DE DERECHOS.....	VII
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	VIII
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS .....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVII
INTRODUCCIÓN .....	19
Formulación del problema: .....	21
Objetivo General: .....	21
Objetivos Específicos:.....	21
Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos: .....	22
Justificación.....	23
Hipótesis.....	24
CAPÍTULO I.....	25
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA - METODOLÓGIA.....	25
1.1    Antecedentes de la Investigación .....	25
1.2    Fundamentación Teórica .....	28
1.2.1    Sistema de Distribución .....	28
1.2.2    Protecciones Eléctricas en Sistemas de Distribución.....	32
1.2.3    Características Básicas de un Sistemas de Protección .....	32

1.2.4	Protección Primaria y de Respaldo .....	33
1.2.5	Reconectador Automático.....	34
1.2.6	Sistema de Transferencia de Carga Automático .....	36
1.2.7	Ubicación de Reconectores en Alimentadores Primarios .....	37
1.2.8	Criterios de la Selección del Alimentador en Transferencias de Carga.....	38
1.2.9	Criterios de Confiabilidad en Sistemas de Distribución .....	38
1.2.10	Criterios de Confiabilidad Referido a Consumidores .....	39
1.2.11	Índices de Confiabilidad Referidos al Consumidor .....	41
1.3	Regulación ARCERNNER No. 002/20.....	44
1.4	Fundamentación Metodológica .....	50
1.4.1	Tipos de Investigación .....	51
1.4.2	Métodos de Investigación .....	51
1.4.3	Técnicas e Instrumentos.....	52
1.4.4	Análisis de la Información .....	53
1.5	Conclusiones Capítulo I .....	53
CAPÍTULO II .....		54
2.1	Título del Proyecto: .....	54
2.2	Objetivos del Proyecto .....	54
2.3	Justificación de la Propuesta .....	54
2.4	Metodología de Estudio.....	55
2.4.1	Modelamiento de la red.....	55
2.4.2	Modelamiento de los componentes de la red .....	56
2.5	Interrupciones .....	56
2.5.1	Clasificación de las interrupciones.....	57
2.6	Análisis y Resultados en Condiciones Actuales.....	57

2.7	Análisis de la Confiabilidad del Alimentador 1500130T03.....	58
2.8	Análisis de Datos de los Alimentadores de la Subestación Alao .....	60
2.9	Cálculo de Índices de Calidad de Servicio Técnico .....	60
2.10	Cálculo de Índices de Confiabilidad Referidos a Consumidores .....	61
2.11	Análisis del Alimentador 1500130T03 en Estado Actual .....	63
2.12	Perfiles de Voltaje .....	68
2.13	Resumen de la Propuesta.....	68
2.14	Conclusiones Capitulo II.....	69
CAPÍTULO III.....		70
APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.....		70
3.1	Análisis de los Resultados.....	70
3.1.1	Reseña histórica de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.....	70
3.2	Sistema de Distribución Principal del Alimentador 1500130T03 y sus Derivaciones.....	73
3.3	Problemas y Soluciones Identificadas .....	75
3.3.1	Problemas relacionados con la capacidad de los conductores .....	75
3.3.2	Reconfiguración de la red .....	78
3.3.3	Efecto de la reconfiguración de la red en confiabilidad.....	78
3.4	Transferencia Automática de Carga entre Alimentadores 1500030T01 y 1500130T03.....	79
3.4.1	Valores de FMIK y TTIK propuestos .....	80
3.5	Demanda y Capacidad de las dos Subestaciones Involucradas.....	82
3.5.1	Capacidad de reserva de las dos subestaciones.....	83
3.5.2	Capacidad de reserva de las S/E con transferencia de carga.....	84
3.6	Ubicación de Reconectores .....	85
3.6.1	Lugar de los reconectores automáticos en el alimentador 1500130T03.....	86

3.6.2	Ubicación de re conectadores en el alimentador 1500130T03 .....	87
3.7	Análisis de la Comunicación de los Re conectadores .....	88
3.7.1	Integración de los re conectadores automáticos involucrados en la transferencia de carga .....	88
3.8	Análisis Técnico - Económico de las Soluciones.....	88
3.8.1	Repotenciación de conductores eléctricos de la primera zona del alimentador 1500130T03.....	89
3.8.2	Reconfiguración de la segunda zona del alimentador 1500130T03.....	90
3.9	Simulación Método Monte Carlo .....	93
3.10	Conclusiones Capítulo III.....	94
CONCLUSIONES GENERALES .....		95
RECOMENDACIONES .....		96
REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍAS .....		97
ANEXOS .....		100

# ÍNDICE DE FIGURAS

## CAPÍTULO I

<b>Figura 1.1:</b> Sistema Eléctrico de Distribución .....	28
<b>Figura 1.2:</b> Esquema Radial.....	29
<b>Figura 1.3:</b> Esquema Anillo .....	30
<b>Figura 1.4:</b> Esquema Mallado .....	30
<b>Figura 1.5:</b> Transformadores de distribución [9] .....	31
<b>Figura 1.6:</b> Reconectador Schneider Electric serie-U 27kV [12] .....	34
<b>Figura 1.7:</b> Secuencia de operación de un reconectador [13] .....	35
<b>Figura 1.8:</b> Reconectador + gabinete de comunicación [12] .....	36
<b>Figura 1.9:</b> Funcionamiento de transferencia automática de carga [11].....	36
<b>Figura 1.10:</b> Diagrama del espacio de estados [17] .....	40

## CAPÍTULO II

<b>Figura 2.1:</b> Modelo de dos estados para los componentes de la red.....	56
<b>Figura 2.2:</b> Tipos de interrupciones en el A1500130T03.....	59
<b>Figura 2.3:</b> Límites de FMIK y TTIK en el A1500130T03.....	61
<b>Figura 2.4:</b> Nodos de Interrupciones en el A1500130T03.....	62
<b>Figura 2.5:</b> Alimentador 1500130T03 de la S/E Alao .....	63
<b>Figura 2.6:</b> Recorrido del alimentador 1500130T03 de la S/E Alao .....	66

## CAPÍTULO III

<b>Figura 3.1:</b> Área de concesión de la EERSA .....	71
<b>Figura 3.2:</b> Diagrama Unifilar S/E No. 03.....	72
<b>Figura 3.3:</b> Diagrama Unifilar S/E No. 13.....	72
<b>Figura 3.4:</b> Zonas críticas del alimentador 1500130T03 de la S/E Alao .....	75
<b>Figura 3.5:</b> Cambio de conductor de aluminio ACSR # 2/0 a # 3/0 AWG .....	76
<b>Figura 3.6:</b> Segunda zona crítica del alimentador 1500130T03 .....	76

<b>Figura 3.7:</b> Cambio del calibre del conductor segunda zona critica.....	77
<b>Figura 3.8:</b> Zona más crítica del alimentador 1500130T03.....	78
<b>Figura 3.9:</b> Distribución de los alimentadores 1500130T03 y 1500030T01 .....	79
<b>Figura 3.10:</b> Sistema de alimentación con fuente alterna.....	80
<b>Figura 3.11:</b> Índices FMIK y TTIK .....	81
<b>Figura 3.12:</b> Balance de los alimentadores 1500130T03 y 150030T01 .....	82
<b>Figura 3.13:</b> Tipos de fallas en el A1500130T03 .....	85
<b>Figura 3.14:</b> Ubicación de reconectores automáticos en A1500030T01 y A1500130T03 .....	87



# ÍNDICE DE TABLAS

## CAPÍTULO I

Tabla 1.1: Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos .....	22
Tabla 1.2: Clasificación de los alimentadores.....	46
Tabla 1.3: Límites para la calidad de servicio técnico - índices globales .....	48
Tabla 1.4: Límites para la calidad de servicio técnico - indicadores individuales	50

## CAPÍTULO II

Tabla 2.1: Tipos de interrupciones en un sistema de distribución .....	57
Tabla 2.2: Escenarios de interrupciones en la S/E Alao .....	58
Tabla 2.3: Datos generales de la subestación Alao .....	58
Tabla 2.4 Datos históricos de interrupciones en el A1500130T03 .....	59
Tabla 2.5: Fallas en los tres alimentadores de la subestación Alao .....	60
Tabla 2.6: Fallas en los tres alimentadores de la subestación Alao .....	60
Tabla 2.7: FMIK y TTIK de la subestación Alao .....	61
Tabla 2.8: Disponibilidad e indisponibilidad en los tres alimentadores de la subestación Alao .....	62
Tabla 2.9: Criterios de confiabilidad en el alimentador 1500130T03 .....	63
Tabla 2.10: Resultado de flujo de carga en el poste 126952.....	64
Tabla 2.11: Resultado de flujo de carga en el poste 164821.....	64
Tabla 2.12: Resultado de flujo de carga en el poste 106599.....	65
Tabla 2.13: Resultado de flujo de carga en el poste 98551.....	65
Tabla 2.14: Condiciones anormales del alimentador 1500130T03.....	67
Tabla 2.15: Costo anual de pérdidas del A1500130T03 .....	67
Tabla 2.16 Mediciones de voltaje en el poste 126952 .....	68

## CAPÍTULO III

Tabla 3.1: Valores FMIK y TTIK con fuente alterna .....	80
---------------------------------------------------------	----

Tabla 3.2: Cálculo de índices orientados al consumidor del sistema.....	81
Tabla 3.3: Demanda máxima mensual (2021) .....	83
Tabla 3.4: Capacidad de las subestaciones .....	84
Tabla 3.5: Reserva de potencia entre subestaciones .....	84
Tabla 3.6: Reserva de potencia entre subestaciones .....	85
Tabla 3.7: Presupuesto referencial para la repotenciación primera zona.....	89
Tabla 3.8: Costo estimado de reconfiguración zona 2 alimentador 1500130T03 .....	90
Tabla 3.9: Costo estimado de reconectores .....	91
Tabla 3.10: Reconector en estructura centrada .....	91
Tabla 3.11: Reconector en estructura en volado .....	91
Tabla 3.12: Presupuesto General.....	92
Tabla 3.13: Confiabilidad a usuarios en el A1500130T03 .....	93

## INTRODUCCIÓN

### **Planteamiento del problema:**

La energía eléctrica es un servicio básico fundamental para el desarrollo de la sociedad y la economía de un sector estratégico que se incrementa a diario. Un usuario debe tener continuidad del servicio eléctrico las 24 horas del día y sin ningún tipo de corte de energía eléctrica, de llegar a producirse alguna eventualidad en el sistema debe ser restablecido en el menor tiempo posible.

La confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios es la propiedad que presenta el sistema de satisfacer de forma continua la demanda de energía que requiere el consumidor y mantener sus índices de calidad, se debe tomar en cuenta que puede adquirir todo tipo de maquinaria para que pueda montar una microempresa y así ser el sustento de muchas familias que hoy en día por la falta de emprendimientos en nuestro país exista una segunda oleada de emigrantes a otros países.

Hoy en día gracias al avance de la tecnología se ha puesto en consideración el restablecimiento del servicio de energía eléctrica lo antes posible sin provocar daños a los usuarios finales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, los dispositivos inteligentes se encargan de identificar los tipos de fallas que se produce en un sistema de distribución y de esta manera restablecer del servicio de energía eléctrica en los menores tiempos posibles.

Sin duda cabe mencionar que los índices del FMIK y TTIK en los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. son elevados mismos que no estarían cumpliendo con la regulación que solicita el ARCERNNER, las fallas son más propensas a ocurrir en sistemas de distribución, esto quiere decir que representa un costo económico representativo si se tiene a varios usuarios sin servicio durante un tiempo considerable.

El servicio de energía eléctrica brindado a un usuario debe de ser confiable, de calidad, sin interrupciones esto quiere decir que el índice de fallas debe de ser lo menos frecuente posible, esto implica tener a los alimentadores principales bien coordinados las protecciones, tener equipos de transferencia de carga ya sea monofásicos o trifásicos de ser el caso, los alimentadores principales y secundarios que se encuentren libres de vegetación, además que sean accesibles a los diferentes móviles del departamento de Operación y Mantenimiento para su respectivo mantenimiento de ser el caso.

La demanda de usuarios en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. en los últimos años ha ido creciendo de manera acelerada. Como consecuencia de esto no se han realizado los respectivos estudios que permitan mantener el flujo eléctrico de manera constante y confiable.

Al momento de salir de servicio una cantidad notable de usuarios de la red de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. significa pérdidas económicas para la distribuidora y el usuario, además que los índices de calidad (FMIK y TTIK) que le exigen mantener valores establecidos, además como usuario se genera molestias por pérdida de artefactos, equipos eléctricos y electrónicos que se quemaran por la salida repentina del flujo eléctrico, cabe mencionar que no se cuenta con ningún tipo de reconexión automática en los alimentadores rurales de la subestación Alao para la reposición del servicio eléctrico en la zona urbana del cantón Chambo, además el mal estado de las diferentes estructuras, pórticos, seccionamiento que se encuentran en toda la trayectoria del alimentador.

Al disponer bien dimensionado el calibre del conductor de la troncal principal del alimentador A1500130T03 y contar con equipos inteligentes de reconexiones automáticas los tiempos de reposición del flujo eléctrico se reducirían de manera notable mismas que no generarían pérdidas técnicas ni económicas a la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. y por ende los usuarios tendrían las 24 horas del día el servicio de energía eléctrica.

**Formulación del problema:**

¿Cómo mejorar los índices de confiabilidad del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.?

**Objetivo General:**

Realizar un análisis en el alimentador 1500130T03 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. mediante simulaciones con el fin de mejorar los índices de confiabilidad para garantizar un adecuado funcionamiento.

**Objetivos Específicos:**

- ✓ Revisar fuentes bibliográficas de temas acordes al proyecto de estudio para ordenar el marco teórico.
- ✓ Realizar la aplicación de la metodología de confiabilidad para mejorar los índices en el alimentador 1500130T03 de Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
- ✓ Analizar la confiabilidad en los diferentes nodos del alimentador 1500130T03 para observar el mejoramiento del servicio eléctrico referido al consumidor final.

En la Tabla 1.1 se detallan las actividades correspondientes a cada uno de los objetivos específicos.

## Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:

**Tabla 1.1:** Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos

Objetivos Específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Revisar fuentes bibliográficas de temas acordes al proyecto de estudio para ordenar el marco teórico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Recopilar informaciones acordes al proyecto de confiabilidad.</li> <li>✓ Investigación de artículos científicos de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución.</li> </ul>	Redacción del Marco Teórico.	Investigación bibliográfica. Análisis de contenido. Investigación de Campo.
Realizar la aplicación de la metodología de confiabilidad para mejorar los índices en el alimentador 1500130T03 de Empresa Eléctrica Riobamba S.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Clasificación de datos históricos por tipo de falla y duración.</li> <li>✓ Aplicación de la metodología de confiabilidad en el alimentador 1500130T03 de la EERSA.</li> <li>✓ Determinación de cada uno de los parámetros necesarios para la obtención de datos del alimentador.</li> </ul>	Causas que tienen mayor incidencia en las fallas del alimentador. Características de la metodología aplicada. Análisis de parámetros obtenidos del alimentador 1500130T03.	Procesar la información proporcionada por la EERSA (diagramas).
Analizar la confiabilidad	✓ Comparación de resultados	Índices de confiabilidad en el	Simulación del alimentador

en los diferentes nodos del alimentador 1500130T03 para observar el mejoramiento del servicio eléctrico referido al consumidor final.	obtenidos con el estado actual. ✓ Elaboración de presupuesto acorde a las necesidades.	alimentador 1500130T03. Evaluar la confiabilidad del alimentador considerando la propuesta de mejora.	mediante un software apropiado. Valoración técnica - económica en relación costo beneficio. Impacto económico y social.
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### **Justificación**

La presente investigación tiene como finalidad un análisis de la confiabilidad del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. en la cual se considera la reconfiguración, repotenciación de la troncal principal e implementación de reconectores automáticos, con el fin de mejorar los índices de confiabilidad FMIK y TTIK que actualmente presentan valores elevados.

La razón por la cual se realiza este proyecto, es con el objetivo de implementar nuevas tecnologías en la reposición del servicio eléctrico ante una falla o transferencia de carga desde el centro de control utilizando el sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., con esto se evitará las maniobras que se viene realizando de forma tradicional en campo y así optimizaremos el tiempo de reposición del servicio eléctrico.

La importancia del presente proyecto de investigación es lograr minimizar los tiempos de reposición ante alguna contingencia en el sistema de distribución de la

EERSA, con esto se estaría además minimizando los índices FMIK y TTIK que son contabilizados a partir de los tres minutos.

La propuesta es mejorar los niveles de voltajes, corrientes, potencia del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., optimizar las maniobras y como no mencionar los tiempos de reposición de una falla haciendo más seguro y confiable el suministro del servicio eléctrico a los usuarios que se encuentran conectados a los transformadores de distribución.

Con la propuesta mencionada se podrá tener el beneficio de transferencia de carga de forma automatizada, se plantea que los sistemas de distribución deben ser confiables para evitar un menor índice de interrupciones a los usuarios, por esa razón la prioridad de la EERSA es mantener de forma continua y segura el servicio eléctrico, además que se va a monitorear y maniobrar el sistema SCADA.

### **Hipótesis**

La repotenciación, reconfiguración y transferencia de carga del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao perteneciente a la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. puede mejorar los índices de confiabilidad mediante la implementación de reconectores automáticos.



# CAPÍTULO I

## FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA - METODOLÓGIA

Se ha visto la necesidad de proponer un tema de investigación en el cual se utilice un modelo que permita la evaluación de un alimentador de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., donde contemple los diferentes conocimientos adquiridos, softwares y metodologías en la investigación que me he propuesto realizar.

### 1.1 Antecedentes de la Investigación

Con el objetivo de mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica en el alimentador de la subestación de la empresa eléctrica Riobamba S.A. se realizará un estudio bibliográfico sobre la confiabilidad de sistemas de distribución, el estudio permitirá obtener una base metodológica, así como una idea general de la forma de analizar este tipo de problemas.

Para evitar el pago de multas y/o compensaciones tanto al organismo regulador como a los propios clientes, las distribuidoras deben invertir en mejoras de la confiabilidad de sus redes, lo que implica en la práctica la incorporación de equipos de protección y/o maniobra o elementos de mayor tecnología como los reconectores automáticos [1].

Hoy en día existen varias formas para mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución como la instalación de equipos de protección, fuentes alternativas de alimentación o con la instalación y ubicación óptima de reconectores. Esto significa, que cuando se producen cortes del suministro de energía eléctrica por alguna eventualidad, se realice la reconexión automática del sistema para obtener fluido eléctrico sin la necesidad de que cierta persona realice el trabajo, todo está bajo los parámetros necesarios que necesita el reconector para realizar el recierre con el correcto funcionamiento [2].

Con un mayor grado de automatización, las compañías electrificadoras tienen más información y un mayor control del estado operativo en todo momento, disminuyendo de esta manera los tiempos de reparación y de restauración del sistema trayendo consigo mejoras en la calidad del servicio. También con la automatización, es posible aplicar algunas técnicas del campo de la inteligencia artificial para ayudar a los operadores a mejorar la gestión de la red [3].

La introducción de los reconectores automáticos es uno de los primeros pasos para la transición hacia las redes inteligentes o smart grids. Estos dispositivos permiten de manera automática junto a otros reconectores ya instalados como elementos de protección, la restauración de usuarios mediante operaciones de cierre/apertura para la disminución de la energía no servida luego de la ocurrencia de una falla [3].

Debido a la longitud de los sistemas de distribución, la gran cantidad de ramificaciones y la diversidad de la demanda, la ubicación óptima de estos elementos de protección es considerada un problema de optimización combinatoria debido a la gran cantidad de alternativas de solución que se presentan [3].

La mejora de la calidad de servicio obtenida con la instalación de los reconectores, permite elevar la calidad de suministro que se entrega a los consumidores, mejorando los índices de confiabilidad de las empresas de distribución y produciendo un beneficio económico al disminuir la energía no suministrada [4].

En la solución del problema de la ubicación de reconectores Normalmente Abiertos (NA) en sistemas de distribución pueden involucrarse diferentes aspectos como el costo de los equipos (costos de instalación) y la confiabilidad de la red (indicadores de confiabilidad y continuidad). Si se consideran ambos objetivos (costos y confiabilidad), el problema es considerado multiobjetivo, es decir, los

objetivos están en conflicto, pues el mejoramiento de uno empeora el otro, y viceversa [5].

El problema de coordinación de los reconectores se puede formular como un problema de coordinación restringido. Esto busca optimizar los tiempos de coordinación de las protecciones optimizando el DIAL (ajuste multiplicador del tiempo). Con el propósito de garantizar los tiempos de respaldo, cada protección de respaldo junto con su protección primaria debe satisfacer restricciones [6].

El restablecimiento del servicio de energía eléctrica en un sistema de distribución es un problema complejo que se ha convertido en el foco de estudio de muchos investigadores. El problema adquiere una alta importancia ya que es un problema cotidiano que se vive a diario en la operación de un sistema de distribución local y que de dársele un manejo inadecuado puede traer consecuencias negativas para una compañía, tales como, pérdidas económicas ocasionadas por la energía que se deja de vender o por las compensaciones que se le deben pagar al cliente por la interrupción del servicio y por la mala calidad que se está prestando, así como una pérdida de imagen corporativa considerable la cual tiene muchas más consecuencias graves de fondo [7].

En el modelo Localización de la Falla se pretende que a partir de un evento que genere la apertura del circuito de distribución, se suministre una ubicación aproximada del sector donde se puede encontrar la falla en cuestión. El modelo trabaja con una información de entrada por medio de la cual se realiza una comparación basada en los niveles de cortocircuito que se pueden presentar en el alimentador principal del circuito y específicamente en cada punto donde se tiene ubicado un equipo que permita seccionar el circuito. Con esta información el modelo realiza una comparación entre la falla que registró el equipo de protección que tuvo el disparo (Valor de la corriente de falla y tipo de falla: monofásica, bifásica, trifásica, etc.) y la información de valores de cortocircuito que se tienen para cada uno de los puntos donde están ubicados los equipos de seccionamiento modelados [7].

## 1.2 Fundamentación Teórica

### Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos a grandes distancias. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia [8].

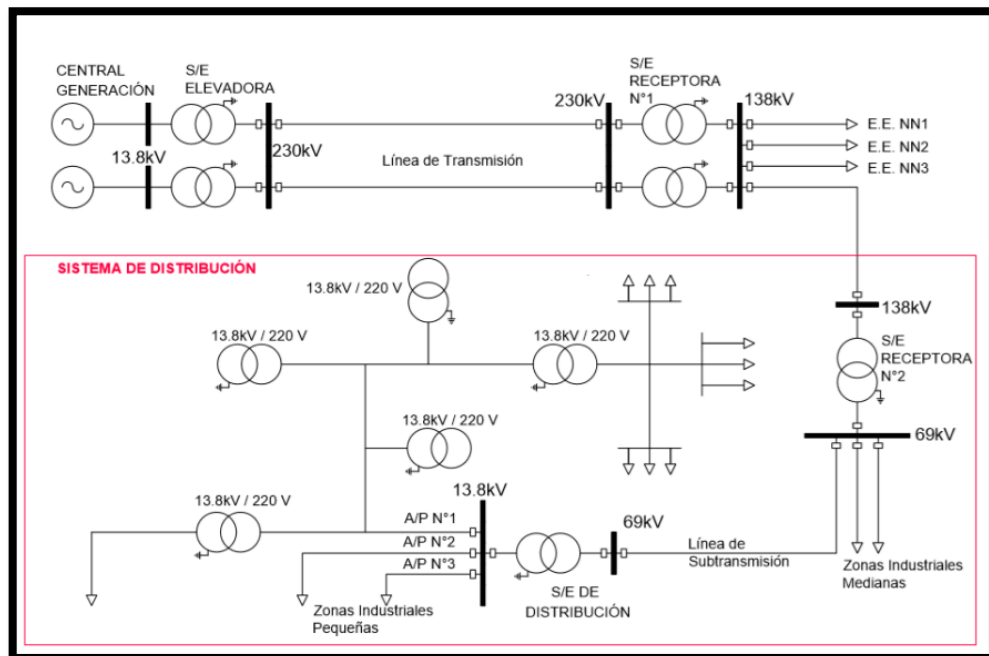


Figura 1.1: Sistema Eléctrico de Distribución

### 1.2.1 Sistema de Distribución

Puedo añadir que un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye los siguientes elementos:

- a) Sistema de subtransmisión. - Son principalmente las que llevan las líneas hacia una subestación distribución y sus niveles de voltaje pueden ser de 138 kV y 69 kV.

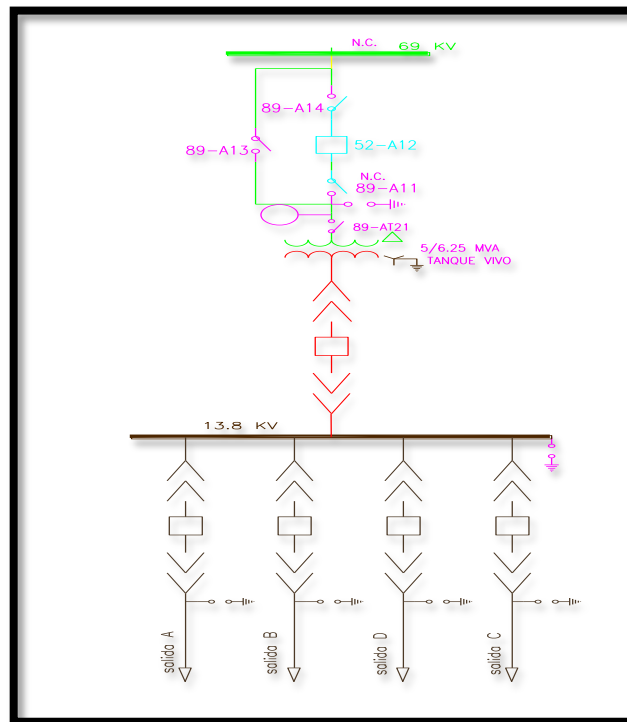
- b) Subestación de distribución. - Son las que se encargan de transformar los niveles de voltaje a 13.8 kV que es un nivel de voltaje de un alimentador principal.
- c) Alimentadores primarios. - Son los circuitos que alimentan a los transformadores de distribución ya sean estos trifásicos o monofásicos.
- d) Transformadores de distribución. - Son los elementos encargados de reducir los niveles de voltaje que el usuario final requiera para su domicilio.
- e) Estos elementos son válidos para cualquier tipo de cargas, tanto en redes aéreas como en las subterráneas.

**Estructuras de los sistemas de distribución**

A grandes rasgos, se puede afirmar que existen tres tipos fundamentales de sistemas de distribución: radiales y mallados.

a) Sistema Radial

Un sistema radial es aquel que presenta un solo camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga.



**Figura 1.2:** Esquema Radial

b) Sistema Anillo

El alimentador parte de la subestación, recorre el área de la carga y regresa a la subestación formando de esta manera un circuito cerrado (anillo).

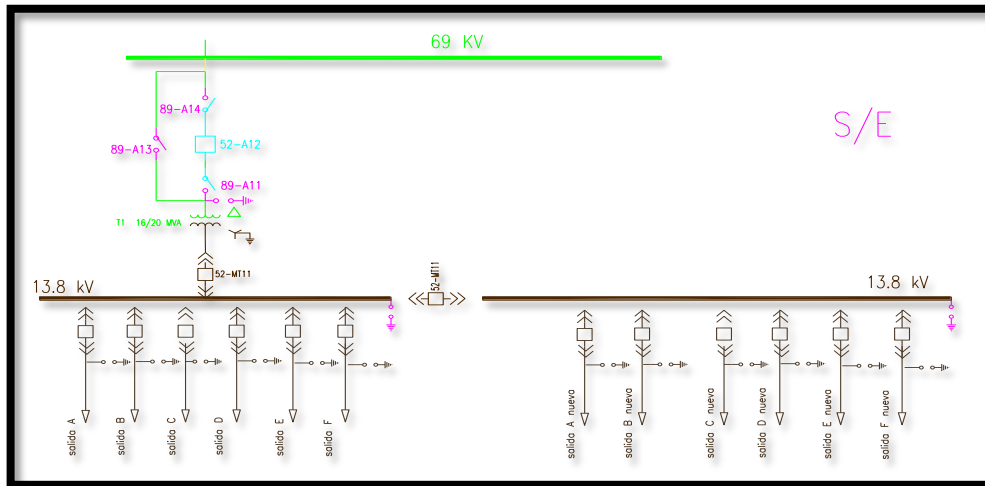


Figura 1.3: Esquema Anillo

c) Sistema Mallado

Un sistema mallado, tiene más de un camino para el flujo de potencia.

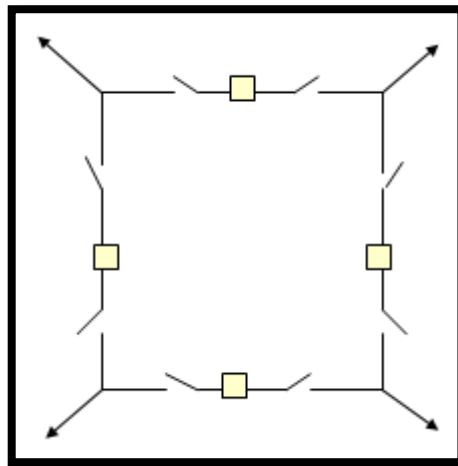


Figura 1.4: Esquema Mallado

Transformador de distribución

Es un equipo electromagnético que se encarga de transformar el voltaje de media que proviene de la red eléctrica de los diferentes tipos de alimentadores de la

EERSA, a valores que los usuarios finales los requiera, los cuales corresponde a 120/240 V de transformadores monofásicos y 127/220 V de transformadores trifásicos correspondientemente.



**Figura 1.5:** Transformadores de distribución [9]

### **Distribución secundaria**

La distribución secundaria puede ser monofásica o trifásica. En áreas rurales y residenciales la mayoría es carga monofásica, en tanto que las cargas industriales y comerciales son normalmente trifásicas.

La distribución monofásica puede ser de 120/240 voltios, tres fases. La alimentación trifásica es generalmente de 120/208 voltios, cuatro hilos en estrella. Ocasionalmente se usan 120/240 voltios, cuatro hilos en delta abierta, para obtener servicio trifásico de dos fases y neutro.

En nuestro país hasta hace algunos años se utilizaban sólo alimentadores primarios trifásicos, pero actualmente en las zonas rurales se emplean los sistemas monofásicos. La desventaja de la electrificación monofásica es que limita la influencia de la energía eléctrica en el desarrollo económico, ya que no se pueden utilizar motores trifásicos de capacidades adecuadas para talleres y pequeñas industrias.

### **Clasificación de las cargas**

La electrificación puede atender en general los siguientes tipos de cargas:

- 1) Carga Residencial (urbana, suburbana y rural). - La carga residencial tiene la menor densidad respecto a la carga comercial e industrial y decrece de la urbana a la rural, de tal forma que resulta poco económica la electrificación rural, aunque se justifica desde el punto de vista social. Actualmente en las zonas rurales se utilizan sistemas de distribución monofásicos.
- 2) Carga comercial (áreas céntricas, centros comerciales y edificios comerciales). - Las densidades de carga en estos casos son mayores.
- 3) Carga industrial (pequeñas industrias y grandes industrias). - Algunas veces la carga industrial se incluye en las cargas comerciales. La carga industrial en general puede tener grandes potencias y contratar el servicio en altos voltajes, como 13,8 KV o más niveles de voltajes.

### **1.2.2 Protecciones Eléctricas en Sistemas de Distribución**

Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes [10].

### **1.2.3 Características Básicas de un Sistemas de Protección**

Las características de un sistema de protección se analizan principalmente bajo el punto de vista de operación en condiciones de anormalidad, siendo las principales características que deben reunir y las mismas que se indican a continuación.

#### **Confiabilidad**

Representa la certeza de que la protección opere cuando deba hacerlo (dependabilidad) y así como la certeza de que no opere cuando le corresponda (seguridad). En la actualidad, los esquemas de protección se diseñan para una máxima dependabilidad, sacrificando la seguridad del esquema.



### **Selectividad**

Es cuando las protecciones les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar, de este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

### **Rapidez**

Es la capacidad de respuesta con el mínimo tiempo. La necesidad de tener una rápida respuesta, está relacionada con la minimización de los daños por causa de la falla. En todo caso se refiere a la estabilidad del sistema.

### **Exactitud**

La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 % y un 10 %.

### **Sensibilidad**

El sistema de protección y sus elementos asociados deben ser capaces de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de protección o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste.

### **Economía**

Está relacionado con el costo total de los equipos de protección, control y elementos asociados, ya que sus características de operación inciden en las alternativas de diseño y operación del sistema de protección.

#### **1.2.4 Protección Primaria y de Respaldo**

La protección de respaldo mejora la confiabilidad del sistema eléctrico. Es decir, se tiene protección primaria y de respaldo, ambas inician su funcionamiento al mismo instante de forma independiente y manteniendo entre ellas un margen de tiempo en actuación.

### **Protección primaria**

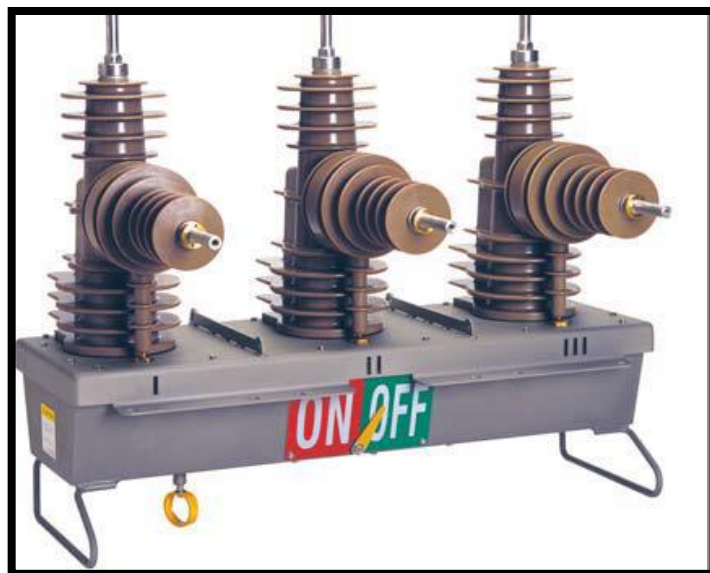
Se considera la primera línea de defensa ante las perturbaciones que se pueden presentar en el sistema eléctrico.

### **Protección de Respaldo**

Se considera la segunda línea de defensa, actúa cuando la protección primaria no ha cumplido con su función. Dependiendo de la ubicación se tiene, respaldo local la cual se ubica en la misma subestación de la protección primaria y la de respaldo remoto ubicado en una subestación diferente a donde se encuentra la protección principal; ubicadas aguas arriba de la protección principal.

### **1.2.5 Reconectador Automático**

El Reconectador es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo, además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones, además de telecontrolarlo [11].



**Figura 1.6:** Reconectador Schneider Electric serie-U 27kV [12]

### Operación del reconectador

Para una mejor comprensión de la secuencia de trabajo de un reconectador, se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Tiempo de reconexión. - Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconectador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- Tiempo de reposición. - Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
- Corriente mínima de operación. - Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconectador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada. La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente.

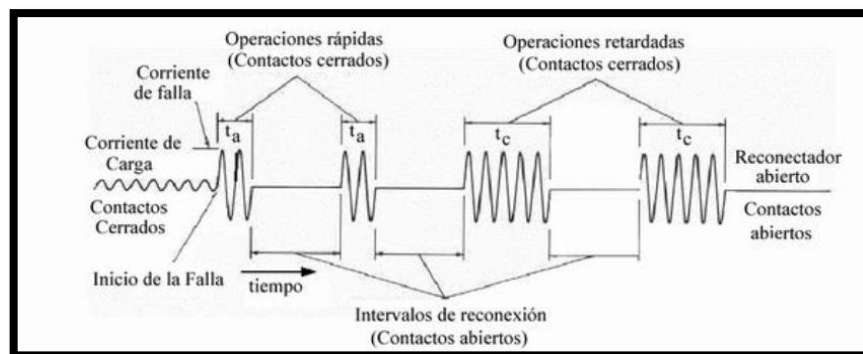


Figura 1.7: Secuencia de operación de un reconectador [13]

### Gabinete de comunicación

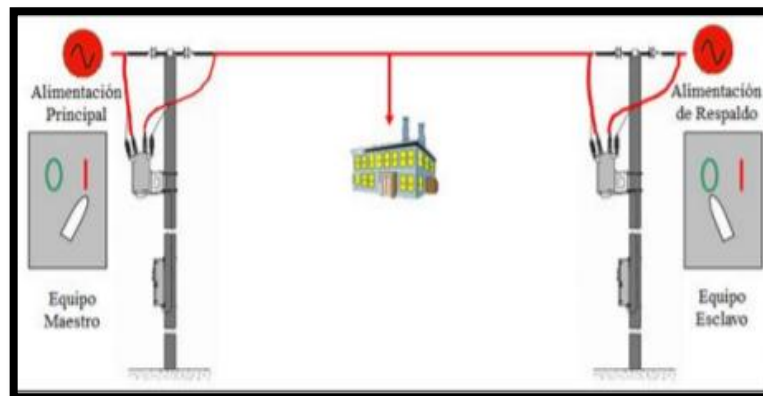
El reconectador trifásico automático de la Serie U para uso exterior, que utiliza técnica de interrupción en vacío y aislamiento en resina epóxica ciclo- alifática. Aptos para ser instalados en sistemas de distribución pública de energía y en subestaciones de distribución de Media Tensión hasta 27kV [14].



**Figura 1.8:** Reconector + gabinete de comunicación [12]

### 1.2.6 Sistema de Transferencia de Carga Automático

Un sistema automático de transferencia de energía es un conjunto de elementos que da la posibilidad de alimentar la carga desde dos o más fuentes diferentes. Los sistemas de transferencia brindan mayor confiabilidad a los sistemas de alimentación de energía eléctrica, debido a que si existiese una falla en cualquiera de ellos no causaría la pérdida total de potencia en la carga [15].



**Figura 1.9:** Funcionamiento de transferencia automática de carga [11]

Puedo argumentar que los sistemas de transferencia automática son los encargados de tomar carga o sacar carga del sistema mediante una señal emitida desde el centro de control.

### **1.2.7 Ubicación de Reconectores en Alimentadores Primarios**

Para realizar transferencia automática de carga con la ubicación de reconectores automáticos se detallan a continuación los tres tipos de enlaces que se pretende implementar en la EERS.A.

- Tipo TIE (enlace)
- Tipo Feeder (Alimentador)
- Mid point (Punto medio)

En lo que se refiere a la transferencia automática de carga entre dos alimentadores es de tipo TIE pero tiene que estar acompañado por no de punto medio para cada alimentador. Además, el Reconector Mid Point posee una configuración bidireccional de energía.

Cabe mencionar las razones que limitan la incorporación de reconectores automáticos al sistema es el esquema de protecciones, generalmente se ubican cerca, uno del otro, porque presentan traslape en sus curvas de protección, se debe evitar que las curvas se sobrepongan.

#### **Ubicación de Reconector tipo TIE**

El reconector tipo TIE se lo instalaría en un punto de enlace, como el enlace entre los dos alimentadores es distante de las fuentes hay suficiente espacio para ubicar un Mid Point y Feeder.

#### **Ubicación de Reconector tipo Feeder**

El reconector Feeder según la configuración de loop automation es el más cercano a la fuente, por lo tanto, nunca debe alimentar energía en dirección inversa, el propósito de su modo de operación dentro del esquema es aislar la fuente.

#### **Ubicación de Reconector tipo Mid Point**

El reconector denominado Mid Point según la configuración de loop automation permite el flujo de energía en ambas direcciones.

### **1.2.8 Criterios de la Selección del Alimentador en Transferencias de Carga**

Para que una transferencia de carga cumpla con el objetivo, que es el de mantener con servicio a un mayor número de usuarios en caso de ocurrir una falla en una de las fuentes de alimentación, debe cumplir con ciertas condiciones, para transferir la carga de una manera segura y confiable tanto para la empresa distribuidora como para el usuario.

Los criterios a considerar son:

- a) Los alimentadores deben tener un mismo nivel de voltaje y las subestaciones una misma secuencia de fases.
- b) Alimentadores que tengan un punto de interconexión entre ellos, preferiblemente de una red trifásica.
- c) Los alimentadores pueden ser de diferentes subestaciones, ya que de esta manera se aseguraría la disponibilidad del servicio en caso de ocurrir una falla en una de las fuentes.
- d) Por lo menos uno de los alimentadores debe cumplir con los niveles de voltaje de un  $\pm 10\%$ , establecidos en la regulación ARCERNNER 002/20.

### **1.2.9 Criterios de Confiabilidad en Sistemas de Distribución**

Dentro de los criterios de confiabilidad se consideran tres tipos los mismos que se detallan a continuación.

#### **Confiabilidad de distribución**

El sistema de distribución (SD), es aquel que está conformado por los respectivos elementos e instalaciones, donde su principal función es abastecer de energía eléctrica a todos los consumidores finales. La topología en este tipo de sistemas puede ser radial o en malla [16].

La confiabilidad en el sistema de distribución es la probabilidad que cualquier elemento o instalación que conforma al sistema ya mencionado cumpla con la única finalidad del óptimo funcionamiento; esto durante un período de tiempo

determinado. Para la respectiva evaluación de confiabilidad del sistema de distribución.

### **Parámetros de confiabilidad**

Para la evaluación de la confiabilidad, se requiere datos de cada uno de los componentes de la red de distribución, y son: la tasa de falla y el tiempo de reparación.

Es posible realizar una estimación de las tasas de fallas y los tiempos de reparación para todos los equipos que componen un sistema de distribución, a partir de datos estadísticos y de registros todas las suspensiones de servicio [4].

### **Índices de Confiabilidad**

Los índices de confiabilidad utilizados para redes eléctricas permiten representar cuantitativamente la calidad de servicio que presenta el sistema de distribución, en cualquier punto de consumo [4].

De acuerdo a la Norma IEEE 1366 – 1998, referente a índices de confiabilidad en sistemas de distribución, IEEE Trial - Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Índices, se especifican 12 índices de confiabilidad agrupados de acuerdo a la clasificación citada anteriormente, de los cuales se describen los seis índices más utilizados y que se mencionan a continuación:

## **1.2.10 Criterios de Confiabilidad Referido a Consumidores**

### **Tasa de falla**

La tasa de fallas se define como el número de fallas esperadas por unidad en un intervalo de tiempo dado por ende es solo un valor esperado. Para un grupo de equipos o componentes, el número de fallas esperadas es igual al número de unidades que el grupo fracasa en un intervalo de tiempo. Al calcular la tasa de fallas de un grupo de unidades, la operación total debe utilizarse el tiempo de las unidades en lugar del tiempo cronológico la fórmula está definida de la siguiente manera.

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Tiempo total de funcionamiento de las unidades}} \quad (1)$$

### Tasa de reparación

La tasa de reparación es el número total de reparaciones que se ha efectuado en el sistema obviamente tiene relación con las horas del elemento fallado y se determina de la siguiente manera.

Para determinar la probabilidad de la ocurrencia en un estado del elemento con una tasa de falla  $\lambda$  y una tasa de reparación  $\mu$  se puede determinar con funciones de distribución exponenciales.

$P_0(t)$ : Probabilidad de los componentes en operación en el tiempo  $t$ .

$P_1(t)$ : Probabilidad de los componentes fuera de servicio en el tiempo  $t$ .

$\mu$ : Tasa de reparación

$\lambda$ : Tasa de fallas

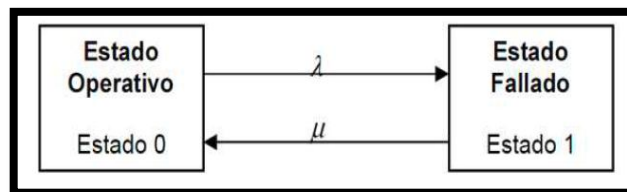


Figura 1.10: Diagrama del espacio de estados [17]

### Tiempo Medio de Fallas

Es el tiempo medio de fallo, sin posibilidad de reparación.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (2)$$

### Tiempo Medio de Reparaciones

El MTTR es un indicador de facilidad de mantenimiento mide la facilidad en que un equipo puede repararse.

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (3)$$



### **Tiempo Medio entre Fallas**

El Tiempo Medio entre Fallas representa el tiempo medio que transcurre entre dos fallas/averías de un equipo determinado. Por lo tanto, representa la fiabilidad de la operación del activo – cuanto más alto sea su MTBF, más fiable.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (4)$$

### **Disponibilidad**

Es una probabilidad de que algún equipo se energice y se calcula de la siguiente forma.

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (5)$$

### **Indisponibilidad**

Es una de la probabilidad que un equipo eléctrico no se energice y se determina de la siguiente manera.

$$U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (6)$$

## **1.2.11 Índices de Confiabilidad Referidos al Consumidor**

Los índices que a continuación se van a detallar se refieren a la confiabilidad que tiene una Empresa Distribuidora tomando en cuenta la frecuencia de las interrupciones y el tiempo que ha afectado a los consumidores.

### **SAIFI, índice de frecuencia de interrupción media del sistema.**

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema se usa comúnmente como un índice de confiabilidad por parte de las empresas de servicios públicos de energía eléctrica. SAIFI es el número promedio de interrupciones que experimentarían un cliente.

Interrupciones / año. Cliente

$$SAIFI = \frac{\text{Numero total de interrupciones a los clientes}}{\text{Numero total de clientes atendidos}}$$
$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (7)$$

**Dónde:**

$\lambda_i$ : Es la tasa de fallas del punto de carga i.

$N_i$ : Es el número de usuarios del punto de carga i.

**SAIDI, índice de duración de interrupciones promedio del sistema**

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

Horas / año. Cliente

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de la duraciones de las interrupciones}}{\text{Numero total de clientes atendidos}}$$
$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (8)$$

**Dónde:**

$U_i$ : Es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

$N_i$ : Es el número de usuarios del punto de carga i.

**CAIFI, índice medio de frecuencia de interrupción a los clientes.**

Interrupción / año. Cliente afectado

$$CAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes afectados}}$$
$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (\text{usuarios afectados})} \quad (9)$$

**Dónde:**

$\lambda_i$ : Es la tasa de fallas del punto de carga i.

$N_i$ : Es el número de usuarios del punto de carga i.

**CAIDI, índice de duración de interrupciones promedio, por cliente interrumpido.**

Indica la duración promedio de una interrupción, por cada consumidor.

Para este cálculo sólo se toman en cuenta los consumidores que han sido interrumpidos, es decir únicamente los puntos de carga donde han ocurrido interrupciones.

Horas / interrupciones

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de Interrupciones}}{\text{Número total de Interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (10)$$

**ASAI, índice de disponibilidad promedio del servicio**

Indica la disponibilidad anual del suministro de energía.

Se calcula como la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas disponibles del suministro en un año, dividido entre la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas de demanda al año.

$$ASAI = \frac{N_T * 8760 - \sum_{i=1}^n U_i * N_i}{N_T * 8760} \quad (11)$$

**Dónde:**

i: Interrupción i-esima.

U<sub>i</sub>: Es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

N<sub>t</sub>: Número total de clientes.

**ENS, energía no suministrada**

Es la energía no entregada al sistema eléctrico debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte.

MWh / año

$$ENS = \sum Dm_i U_i \quad (12)$$

**Dónde:**

D<sub>m</sub>: Demanda media en el punto de carga i.

**ENS, energía no suministrada por cliente**

MWh / cliente. Año

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} \quad (13)$$

### **1.3 Regulación ARCERNNER No. 002/20**

Expedir la siguiente Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución [18].

#### **Calidad del servicio Técnico**

##### **Identificación de las interrupciones**

Para el cálculo de los indicadores globales e individuales definidos para la evaluación de la calidad de servicio Técnico, la distribuidora deberá disponer de la información relacionada a todas las interrupciones, en, al menos, los siguientes aspectos:

- a) Fecha, hora de inicio y hora de finalización de la interrupción;
- b) Duración, causa y origen de la interrupción;
- c) Potencia nominal (KVA) desconectada por la interrupción;
- d) Número e identificación de los consumidores afectados por la interrupción; y,
- e) Equipos operados a consecuencia de la interrupción.

##### **Registro y clasificación de las interrupciones**

Todas las interrupciones deberán ser registradas por la distribuidora de acuerdo a los siguientes atributos:

- a) Por su duración
  - Breves: de duración igual o menor a tres (3) minutos.
  - Largas: de duración mayor a tres (3) minutos.
- b) Por su origen
  - Internas: originadas en el sistema de distribución de la distribuidora y de responsabilidad de la empresa de distribución.
  - Externas: originadas por un generador, por el transmisor, por suspensiones generales del servicio, por otra distribuidora o por un consumidor.
- c) Por su causa
  - Programadas: Mantenimiento, ampliaciones, mejoras, maniobras, otras.

- No programadas: Climáticas, ambientales, fallas en la red eléctrica, terceros, otras.

### Interrupciones a ser consideradas

Para el cálculo de los índices e indicadores de calidad de servicio técnico, se considerarán todas las interrupciones con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo todas las interrupciones internas y externas, programadas y no programadas. Se excluyen las siguientes:

- a) Interrupciones debido a suspensiones generales del servicio;
- b) Interrupciones debido a eventos de fuerza mayor o caso fortuito;
- c) Interrupciones de un consumidor en particular causadas por fallas de sus instalaciones o por solicitud expresa de éste, siempre y cuando aquellas no afecten a otros consumidores;
- d) Interrupciones externas calculadas individualmente con la ecuación (10) que como resultado se obtenga un valor mayor o igual de 25 minutos de TTIK. Este tipo de interrupciones serán tratadas individualmente, a fin de determinar las causas y los responsables, en caso corresponda; e,
- e) Interrupciones producidas en BV.

### Determinación del tipo de alimentador

La determinación del tipo de alimentador se realizará conforme a lo siguiente:

$$TA = \frac{kVA_{int j}}{Km_j} \quad (14)$$

#### **Dónde:**

$TA$  = Tipo de alimentador (KVA/Km)

$kVA_{int j}$  = Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador “j”, expresado en KVA.

$Km_j$  = Sumatoria de la longitud de línea monofásica, de dos fases y trifásica del alimentador “j”, expresado en Km.

La distribuidora deberá actualizar los valores de *TA* anualmente y la clasificación de los alimentadores, previo a la evaluación de los indicadores de calidad de servicio técnico.

Los alimentadores serán clasificados según la siguiente Tabla:

**Tabla 1.2:** Clasificación de los alimentadores

Tipo de alimentador	Valor ( <i>KVA/km</i> )
Baja densidad	$TA < 50$
Alta densidad	$TA \geq 50$

Elaborado por: ARCERNNER No. 002/20

### Suspensiones Generales del Servicio (SGS)

#### SGS declarados por el CENACE

Se considera como SGS aquellas interrupciones producto de:

- Deslastre de carga por cumplimiento del esquema de alivio de carga por baja frecuencia;
- Deslastre de carga por actuación de la protección sistémica del SNI;
- Desconexión de carga por racionamientos energéticos.

La calificación de las SGS antes descritas, deberá ser realizada por el CENACE y comunicada a la o las distribuidoras afectadas, y a la ARCERNNR, en un término máximo de cinco (5) días posteriores a su ocurrencia.

Para las interrupciones debido a la ejecución del esquema de alivio de carga por baja frecuencia, el CENACE deberá comunicar, en un término máximo de cinco (5) días, a todos los participantes del sector eléctrico pertinentes y a la ARCERNNR, el porcentaje de carga desconectada por la o las distribuidoras.

#### SGS declarado por la ARCERNNR

Pueden ser consideradas como SGS aquellas interrupciones producto de obras de expansión (Ingreso de elementos al SNT, y/o ingreso de centrales de generación),

sustitución de equipos en el SNT o trabajos de mantenimiento programado o emergente del SNT, siempre y cuando se justifique la inevitabilidad de cortar el servicio eléctrico. En este caso, el CENACE y/o transmisor deberá remitir la información a la ARCERNNR, dentro de un plazo de hasta diez (10) días término, que permita comprobar:

- Que la suspensión se debe a obras de expansión o reemplazo de equipo del Sistema Nacional de Transmisión;
- Que la suspensión se debe a mantenimiento programado o mantenimiento emergente de equipos del Sistema Nacional de Transmisión;
- Si existen alternativas, técnica y económicamente viables, que permitan evitar la interrupción; y,
- Si se han planificado las obras de forma de minimizar los tiempos de duración de la interrupción.

La ARCERNNR, en un término máximo de veinte (20) días, desde la recepción y validación de la documentación presentada, analizará, calificará y comunicará a la distribuidora si la interrupción se considera como una SGS. En caso que la ARCERNNR no se pronuncie en el término máximo definido, la distribuidora podrá excluir la interrupción imputada del cálculo de los índices.

## **INDICADORES GLOBALES**

### **Indicadores**

Los indicadores a calcularse son los siguientes:

- a) Frecuencia media de interrupción (*FMIK*), el cual representa el promedio de veces que cada *KVA* nominal instalado sufrió una interrupción de servicio, durante el período de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (15)$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (16)$$

b) Tiempo total de interrupción (*TTIK*), el cual representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada *KVA* nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el período de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$TTIK_i = \frac{kVA_i * t_i}{kVA_{Ti}} \quad (17)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (18)$$

**Dónde:**

*FMIK<sub>i</sub>* = Frecuencia media de interrupción por *KVA* nominal instalado por interrupción.

*TTIK<sub>i</sub>* = Tiempo total de interrupción por *KVA* nominal instalado por interrupción.

*kVA<sub>i</sub>* = *KVA* nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción *i*.

*kVA<sub>Ti</sub>* = *KVA* nominales totales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción *i*.

*t<sub>i</sub>* = Tiempo de duración de la interrupción *i*, en horas.

Límites

Los valores máximos admisibles de los índices globales de calidad del servicio técnico, para un período de evaluación de doce (12) meses continuos del año calendario (enero a diciembre), tendrán los siguientes límites:

**Tabla 1.3:** Límites para la calidad de servicio técnico - índices globales

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6.0	7.0	9.5
TTIK	8.0	10.0	16.0

Elaborado por: ARCERNNER No. 002/20



## Indicadores para Consumidores en Alto Voltaje y Medio Voltaje

### Indicadores

Se evaluará la calidad de servicio técnico en función de indicadores individuales de acuerdo a las siguientes expresiones:

- a) Frecuencia de interrupciones por consumidor ( $FIC_c$ ), el cual representa el número de veces que un consumidor sufrió interrupción del servicio durante el período de control (mensual o anual).

$$FIC_c = N_c \quad (19)$$

- b) Duración de las interrupciones por consumidor ( $DIC_c$ ), el cual corresponde a la sumatoria de las duraciones individuales en horas de todas las interrupciones del suministro de electricidad que afectaron al consumidor  $c$  durante el período de control (mensual o anual).

$$DIC_c = \sum_i k_i t_c \quad (20)$$

### **Dónde:**

$N_c$  = Número de interrupciones que afectaron al consumidor  $c$ , durante el periodo de control.

$t_c$  = Tiempo, en horas, de duración de la interrupción  $i$  del consumidor  $c$ .

$k_i$  = Factores de ponderación de las interrupciones:

$k_i = 1,0$  para interrupciones no programadas.

$k_i = 0,5$  para interrupciones programadas para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los consumidores con una anticipación mínima de veinticuatro (24) horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

$k_i = 0$  para interrupciones solicitadas por el consumidor, siempre y cuando no afecten a otros consumidores y sean coordinadas con la distribuidora.

### Limites

Los valores máximos admisibles de los indicadores individuales de calidad del servicio técnico, para un período de control de doce (12) meses continuos del año calendario (enero a diciembre), tendrán los siguientes límites:

**Tabla 1.4:** Límites para la calidad de servicio técnico - indicadores individuales

Tipo de Consumidor por nivel de voltaje	Lim <i>FICc</i>	Lim <i>DICc</i>
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	6.0	8.0
Medio Voltaje	8.0	10.0

Elaborado por: ARCERNNR No. 002/20

## **Evaluación de la Calidad del Servicio Técnico**

### Supervisión y control mensual

La ARCERNNR supervisará y controlará mensualmente el valor de los índices de calidad de servicio técnico a través del ADNS. Sin perjuicio de lo anterior, la ARCERNNR podrá solicitar, cuando considere oportuno, informes mensuales, o anual, directamente a las distribuidoras.

### Evaluación y control anual

La ARCERNNR controlará el cumplimiento de los indicadores de calidad de servicio técnico a través del ADNS, y en caso encontrarse inconformidades, inconsistencias y/o incumplimientos, podrá ejecutar las acciones y sanciones que le faculta la normativa vigente.

La ARCERNNR, como máximo, hasta el último día laborable del mes de enero del año subsiguiente al año de evaluación, notificará a las empresas distribuidoras los índices resultantes del año anterior, y en caso de incumplimientos, iniciará el procedimiento sancionatorio según la normativa vigente aplicable.

## **1.4 Fundamentación Metodológica**

Actualmente un estudio de análisis de la confiabilidad es utilizado en diferentes campos para facilitar el modelamiento de redes de distribución en alimentadores principales de una empresa eléctrica distribuidora, los proyectos citados son algunos ejemplos que se pueden realizar, en el presente proyecto de investigación se pretende aplicar diferentes tipos y métodos de investigación que se detallan a continuación.

En lo que respecta al proceso de investigación tiene como objetivo identificar los problemas técnicos – económico que se genera al momento de tener usuarios sin servicio durante una contingencia, además que se realizara una simulación antes y después del caso propuesto.

Durante el proceso de la investigación que contempla el análisis, diagnóstico y la propuesta se utiliza el método inductivo y deductivo iniciando desde la hipótesis planteada, la cual se verificara con el avance y desarrollo de la investigación, tanto en campo como en oficina.

#### **1.4.1 Tipos de Investigación**

Los tipos de investigación pueden agruparse según el objetivo que persiguen, el nivel de profundización, la forma de manipular variables, el tipo de datos o el período de tiempo de estudio.

- Investigación Bibliográfica

Este tipo de investigación se empleó para formular el marco teórico acorde al tema de trabajo planteado, además se menciona la regulación ARCERNNER 002/20 que se enfoca a la calidad de servicio eléctrico.

- Investigación de Campo

Este tipo de investigación se la realizó en campo para la implementación de un analizador de energía, para obtener datos de demanda, voltajes, corrientes, potencias del alimentador 1500130T03 que permitirá el análisis respectivo de cada una de las fases, para luego proceder a los respectivos cálculos para contribuir en la solución al problema planteado.

#### **1.4.2 Métodos de Investigación**

Los métodos de investigación se clasifican en:

- ✓ Método Cuantitativos
- ✓ Método Cualitativos

En el presente tema de investigación se empleará el método de investigación cuantitativo, el mismo que permite medir las variables del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, además con este método se logrará comprobar las mediciones realizadas en campo con las arrojadas por el software y de esta manera tomar las respectivas soluciones al problema planteado.

### **1.4.3 Técnicas e Instrumentos**

Es el conjunto de reglas y procedimientos que permiten al investigador establecer la relación con el objeto o sujeto de la investigación, también es el mecanismo que usa el investigador para recolectar y registrar la información: formularios, pruebas, test, escalas de opinión y listas de chequeo.

- Observación

Se realizó una observación directa del sistema de medio voltaje, estructuras, topología de la red, y de esta manera buscar soluciones al problema planteado.

- Modificación de Planos

Se realiza las respectivas modificaciones del alimentador 1500130T03 para su transferencia de carga automática.

- Mediciones

En base a la información proporcionada por el analizador de carga son:

- ✓ Voltaje
- ✓ Corriente
- ✓ Potencia
- ✓ Frecuencia
- ✓ Factor de potencia

- Simulación

Mediante una evaluación de confiabilidad en el software CYMDIST se probará la implementación y el funcionamiento de los reconectores automáticos normalmente abiertos en el alimentador de estudio.

#### **1.4.4 Análisis de la Información**

La información recopilada para el tema de investigación del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., que surge por la topología y características de la red eléctrica, histórico de eventos y lo relevante es el factor técnico - económico.

Para cada una de las diferentes etapas del presente tema de investigación como es: simulación, análisis, propuesta de resultados y la evaluación técnica - económica se utilizará diferentes fuentes de información que se describirán conforme se vaya avanzando el proyecto.

#### **1.5 Conclusiones Capítulo I**

- ✓ Al momento de partir con el desarrollando el marco teórico del Capítulo I, ha permitido ir ordenando de manera cuidadosa y secuencial los diferentes temas teóricos de las fuentes bibliográficas, las mismas que giran en base al planteamiento del problema de investigación propuesto.
- ✓ La fundamentación metodológica enunciada en el presente proyecto de investigación es necesario porque reúne los requerimientos indispensables como son los tipos y métodos, los mismos que van ligados de la mano con las técnicas e instrumentos que se pretende aplicar.
- ✓ Se puede concluir, que la fundamentación teórica solo contempla de conceptos necesarios que involucran en el tema de investigación, para la utilización de los diferentes parámetros enunciados es necesario determinar los alimentadores de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

## CAPÍTULO II

### PROPUESTA

#### 2.1 Título del Proyecto:

Análisis de confiabilidad de un alimentador de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

#### 2.2 Objetivos del Proyecto

- ✓ Determinar las condiciones actuales del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao mediante simulaciones para contrastar el mejoramiento de los índices de servicio técnico.
- ✓ Analizar la metodología aplicada en el alimentador 1500130T03 de la subestación Alao mediante la ubicación de reconectores automáticos para la reducción de los índices FMIK y TTIK.

#### 2.3 Justificación de la Propuesta

En los últimos años las redes eléctricas de distribución del alimentador A1500130T03 se ven afectadas por la falta de repotenciación, reconfiguraciones y condiciones adecuadas de operación del mismo, lo que ha venido provocando el alto índice de los valores de FMIK y TTIK, por tal motivo se ha seleccionado este alimentador para su respectiva evaluación y de esta manera aportar a la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. con el estudio planteado.

Para realizar el respectivo modelamiento se consideró los diferentes parámetros que a continuación se detallan:

- ✓ Distancia del Alimentador
- ✓ Carga del alimentador
- ✓ Calibre de los conductores del alimentador
- ✓ Configuración del alimentador (Trifásico o monofásico)

Estos parámetros serán tomados en cuenta como los primordiales para la simulación y reconfiguración del alimentador 1500130T03 de la subestación

Alao, la propuesta a realizar por el investigador a considerado utilizar el software CYMDIST, con licencia de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. de 64 bits, debido a la flexibilidad y a todas las ventajas que proporciona como: velocidad de resolución, estudios técnicos, protecciones y entre otras ventajas.

## **2.4 Metodología de Estudio**

En el presente estudio se enmarcará los diferentes cálculos, modelación y simulaciones, dichos cálculos están relacionados directamente con el análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la subestación Alao, por tal motivo dichos resultados me servirá como punto de partida para llegar al objetivo planteado por lo expuesto el método que se va a utilizar en el analítico.

Una vez definidas y teniendo claro las posibles causas en la troncal del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, así como en sus derivaciones monofásicas que en su mayoría es, con esto se realizara la simulación de flujos en el software CYMDIST, los resultados obtenidos se presentaran a la empresa distribuidora para que pueda realizar o tomar sus respectivas correcciones y de esta manera reducir los índices de FMIK y TTIK.

Se tomarán al momento de recolectar la información los métodos, técnicas adecuadas antes mencionadas para posterior obtener una buena simulación y que los resultados estén acorde a las mediciones realizadas en campo.

### **2.4.1 Modelamiento de la red**

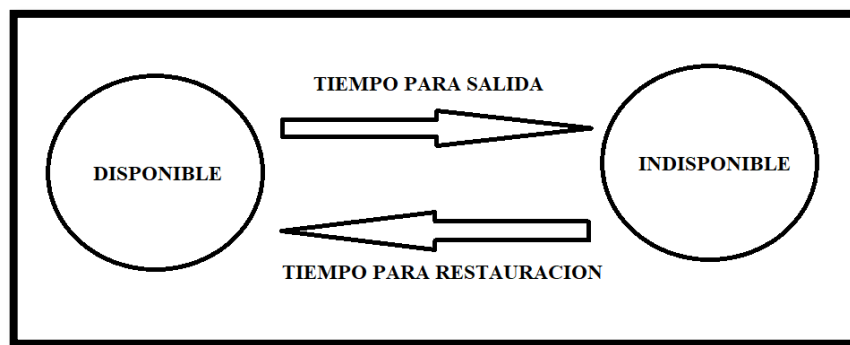
El análisis se lo realiza considerando a la red en estado balanceado, lo que permite utilizar un modelamiento monofásico. Además, se valora la confiabilidad asumiendo que el circuito primario cumple los criterios de calidad y seguridad.

Uno de los factores importantes fue obtener los planos de los alimentadores del sistema, ya que la empresa no posee actualizados la mayoría de los planos de los alimentadores. Cabe mencionar que la empresa está en proceso de mejoramiento

de los diferentes alimentadores principales por lo cual se han modificado y se han reubicado las diferentes estructuras y equipos.

#### 2.4.2 Modelamiento de los componentes de la red

En un sistema eléctrico sea este de transmisión o de distribución, donde se presente una falla de algún elemento, mismo que pueda ser reparado o a su vez remplazado, con el propósito que restablezca la mayor parte de las condiciones iniciales (normales), se considera un sistema de carácter continuo en el tiempo.



**Figura 2.1:** Modelo de dos estados para los componentes de la red

Fuente: Tomada de la tesis del Ingeniero Ríos Mario.

La construcción del modelo se hace ajustando los diferentes datos históricos operativos de tiempos de salida y restauración del componente de una función de probabilidad.

Las salidas que ocurren en un componente pueden ser no planeadas (fallas, accidentes, fenómenos naturales, etc.) o planeadas (mantenimiento preventivo, expansión, mejoramiento, etc.).

#### 2.5 Interrupciones

Una interrupción es la ausencia temporal de la energía eléctrica en un sistema. Las interrupciones se pueden clasificar tomando ciertos criterios para facilitar el análisis de los distintos tipos de interrupciones en el sistema.



### 2.5.1 Clasificación de las interrupciones

Según su duración, una interrupción se clasifica como instantánea, momentánea, temporal o sostenida. El rango de duración para los tipos de interrupción es: instantánea 0,5 a 30 ciclos, momentánea 30 ciclos a 2 segundos, temporal 2 segundos a 2 minutos y sostenida mayor a 2 minutos.

A continuación, se muestra una clasificación de manera general las interrupciones presentadas en un sistema eléctrico de distribución [19].

**Tabla 2.1:** Tipos de interrupciones en un sistema de distribución

<b>Clasificación</b>	<b>Tipo</b>	<b>Denominación</b>
Duración	Momentánea	Son menores o iguales a 3 minutos.
	Sostenida	Son mayores a 3 minutos.
Origen	Interna	Falla dentro del sistema de distribución.
	Externa	Falla que se presenta fuera del sistema.
Causas	Forzada	Por: reparación, mantenimiento, mejoramiento, ampliación, maniobra.
	Programada	Por: mejoramiento, ampliación, maniobra, suministro.

**Elaborado por:** ARCERNNER No. 002/20

En la Tabla 2.1 se detalla una clasificación general de las interrupciones que se presentan en un sistema de distribución, y porque no decir en el alimentador 1500130T03, las mismas que se deben tomar en cuenta ciertos criterios para facilitar el análisis de confiabilidad.

### 2.6 Análisis y Resultados en Condiciones Actuales

A continuación, se presenta los diferentes escenarios de interrupciones registradas en el alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la EERSA, mismo que serán analizados en los siguientes ítems del proyecto de investigación.

**Tabla 2.2:** Escenarios de interrupciones en la S/E Alao

<b>Alimentador</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tipo Densidad</b>	<b>KVA/km (&gt;50 KVA/km= Alta y &lt;50 KVA/km= Baja Densidad)</b>	<b>Configuración</b>
A1500130T01	Rural	Alta Densidad	$4626/13,082 = 353.62$	Radial
A1500130T02	Rural	Alta Densidad	$1923/10,962 = 175.42$	Radial
A1500130T03	Urbano	Alta Densidad	$9349,5/13,957 = 669.87$	Radial

En la Tabla 2.3 se puede apreciar los datos históricos del alimentador 1500130T03 como la longitud, número de usuarios conectados a la red, potencia y su respectivo factor de potencia.

**Tabla 2.3:** Datos generales de la subestación Alao

<b>S/E</b>	<b>Alimentador</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Número de Usuarios</b>	<b>Potencia (KVA)</b>	<b>FP</b>
13	A1500130T01	13,082	4364	4626	1
	A1500130T02	10,962	1744	1923	0,99
	A1500130T03	13,957	4746	9152	0,97

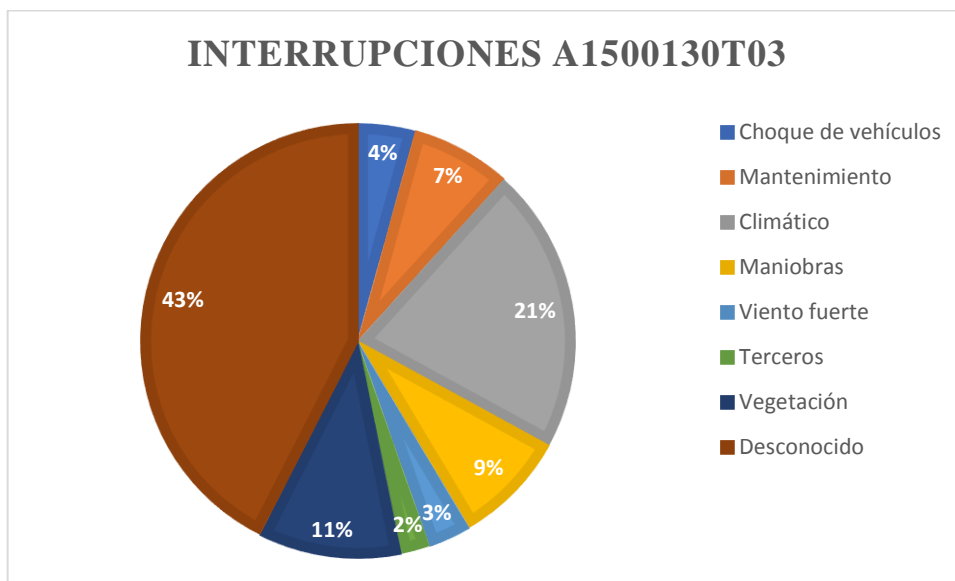
## 2.7 Análisis de la Confiabilidad del Alimentador 1500130T03

Dentro de los acontecimientos más relevantes se podría mencionar en la Tabla 2.4, donde se detallan todas las incidencias ocurridas en los tres alimentadores de la subestación Alao para posterior analizar las mismas mediante diagramas.

**Tabla 2.4** Datos históricos de interrupciones en el A1500130T03

Causas	Motivo de Interrupción	Número de Interrupciones	Porcentaje
1	Choque de vehículos	8	4%
2	Mantenimiento	15	7%
3	Climático	25	21%
4	Maniobras	15	8%
5	Viento fuerte	6	3%
6	Terceros	5	2%
7	Vegetación	20	11%
8	Desconocido	100	43%

En los datos descritos se visualiza que existen causas de interrupciones que tienen un mayor rango en comparación a las demás del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.



**Figura 2.2:** Tipos de interrupciones en el A1500130T03.

Como se puede apreciar en la Figura 2.2 las interrupciones por causas desconocidas, condiciones climáticas y por tipo climática constituyen el 43%, 21% y 11% respectivamente.

En la Tabla 2.5 se logra apreciar el número de fallas que ha ocurrido en cada uno de los tres alimentadores de la subestación Alao, observando que el alimentador 1500130T03 ha presentado mayor porcentaje de fallas.

**Tabla 2.5:** Fallas en los tres alimentadores de la subestación Alao

<b>Alimentador</b>	<b>Número de fallos</b>	<b>Porcentaje</b>
A1500130T01	3	30%
A1500130T02	1	10%
A1500130T03	6	60%

## **2.8 Análisis de Datos de los Alimentadores de la Subestación Alao**

En la Tabla 2.6 se realiza la respectiva clasificación de los datos de fallas pertenecientes a los tres alimentadores de la subestación Alao, además se obtiene el total de fallas siendo el alimentador 1500130T03 el que más fallas ha incidido.

**Tabla 2.6:** Fallas en los tres alimentadores de la subestación Alao

<b>Nombre del alimentador</b>	<b>Total, de fallas</b>	<b>Tiempo de fallas (h)</b>	<b>Carga que sale (MW)</b>	<b>Total, de usuarios sin servicio</b>
A1500130T01	3	9,217	4,44096	4364
A1500130T03	6	35,15	8,84608	4746
A1500130T02	1	1,546	1,78592	1744

Con los datos recopilados se procede a calcular la tasa de falla, la tasa de reparación, el tiempo medio de fallas y de reparaciones, tiempo medio entre fallas, disponibilidad y la indisponibilidad para ellos se utiliza la ecuación 1 hasta la ecuación 6, obteniendo los valores que se detallan en la Tabla 2.8.

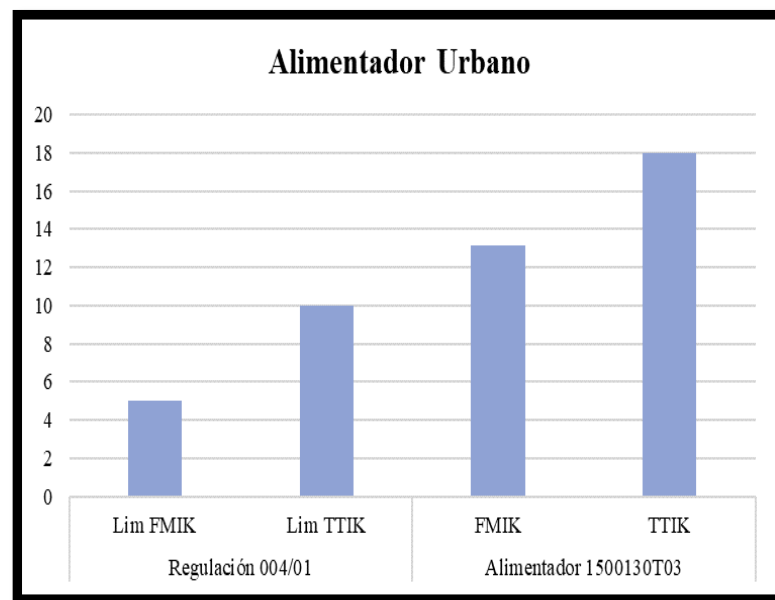
## **2.9 Cálculo de Índices de Calidad de Servicio Técnico**

En la Tabla 2.7 se procede a calcular los índices FMIK y TTIK de los tres alimentadores primarios de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., para realizar los cálculos se tomaron datos históricos, los mismos que se ve reflejado a continuación.

**Tabla 2.7:** FMIK y TTIK de la subestación Alao

<b>Alimentadores S/E 13</b>	<b>FMIK</b>	<b>TTIK</b>
A1500130T01	8,5	12,573
A1500130T03	13,12	17,98
A1500130T02	10,27	16,876

En la Figura 2.3 se realiza la comparación de los índices FMIK y TTIK de la regulación 004/01 y los calculados en la subestación Alao, donde se puede apreciar valores elevados del alimentador 1500130T03, resultados que se pretende reducir a un límite que no sea multado por el ente regulador.



**Figura 2.3:** Límites de FMIK y TTIK en el A1500130T03

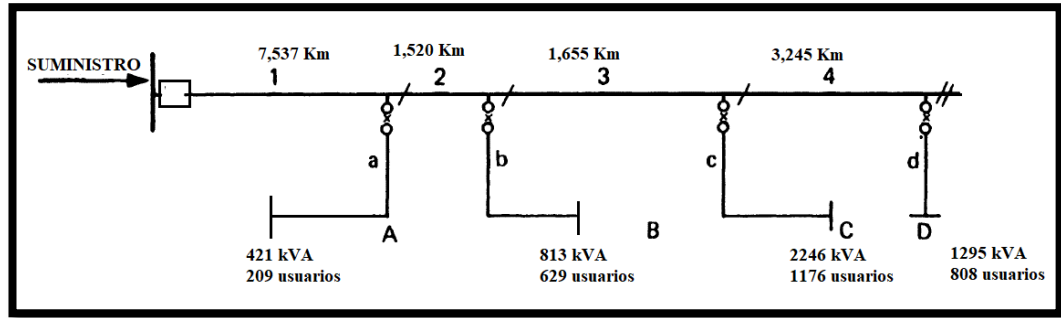
## 2.10 Cálculo de Índices de Confiabilidad Referidos a Consumidores

La importancia del estudio de la confiabilidad de los sistemas eléctricos se deriva de los efectos de las pérdidas que se originan cuando falla el suministro de energía a los consumidores finales, las cuales en ocasiones van más allá de lo que se deja de producir.

La confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los consumidores es la propiedad que presenta el sistema de satisfacer, de forma continua, la demanda de energía que requiere el consumidor y mantener sus índices de explotación en los

límites preestablecidos para regímenes y condiciones de trabajo dadas, durante un tiempo determinado.

En la Figura 2.4 se aprecia la troncal principal del alimentador 1500130T03 con sus respectivas distancias en kilómetros, para este estudio se consideró 4 nodos donde se detalla la carga y la cantidad de usuarios conectados a la misma.



**Figura 2.4:** Nodos de Interrupciones en el A1500130T03

En la Tabla 2.8 se puede apreciar al alimentador 1500130T03 presenta un valor elevado con respecto a los demás alimentadores, convirtiéndole hacer el más propenso a una falla, además el alimentador 1500130T02 presenta una tasa de reparación confiable donde se puede aseverar que se ha efectuado un mayor número de reparaciones.

**Tabla 2.8:** Disponibilidad e indisponibilidad en los tres alimentadores de la subestación Alao

Nombre del alimentador	$\lambda$ (h/año)	$\mu$ (r/año)	MTTF(h)	MTTR(h)	MTBF	A	U
A1500130T01	0,00105	3,07233	950,41771	0,32549	950,74319	0,9	0,00105
A1500130T03	0,00401	5,85833	249,21764	0,17070	249,38834	0,9	0,00401
A1500130T02	0,00018	1,54600	5666,23545	0,64683	5666,8828	0,9	0,00018

En la Tabla 2.9 se detalla de mejor manera los índices de confiabilidad en los diferentes nodos y clientes del alimentador 1500130T03 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., donde se ha considerado los números de usuarios desconectados, fallas y el tiempo que se ha demorado en reponer las mismas.

**Tabla 2.9:** Criterios de confiabilidad en el alimentador 1500130T03

	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>TOTAL</b>
Ni	209	629	1176	808	2822
$\lambda \times Ni$	209	880,6	1411,2	808	3308,8
$U_i \times Ni$	146,342	2017,5175	3880,8	2908,8	8953,46
<b>SAIFI</b>	<b>SAIDI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>ASAI</b>	<b>ASUI</b>	<b>CAIFI</b>
1,173	3,173	2,706	2,706	0,2940	1,173

### 2.11 Análisis del Alimentador 1500130T03 en Estado Actual

Para el análisis actual de confiabilidad del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao se ha tomado la información del software CYMDIST de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. y de los datos históricos de tasas de fallas.



**Figura 2.5:** Alimentador 1500130T03 de la S/E Alao

En la Figura 2.5 se puede apreciar la trayectoria del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, donde el color verde es la troncal principal, el color rojo son los ramales bifásicos y monofásicos que abastecen a los diferentes barrios, comunidades pertenecientes a los cantones de Riobamba y Chambo. Además, el

análisis de flujo de carga se realizó en el poste 126952, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 2.10 de forma detallada.

**Tabla 2.10:** Resultado de flujo de carga en el poste 126952

<b>Flujo de carga</b>							
<i>Fase</i>	$V_{base}$	$KV_{LL}$	$KV_{LN}$	$i (A)$	$KVA$	$KW$	$KVAR$
A	119.8	13.8	8.0	74.9	596.2	576.2	153.3
B	119.8	13.8	8.0	76.3	607.2	586.3	157.7
C	119.8	13.8	8.0	78.9	627.6	606.6	160.9
				<b>Total</b>	1831	1769	472

En la Tabla 2.10 es evidente el desbalance de potencia (KVA) en el alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, este fenómeno se debe a que no se está realizando las ampliaciones de redes con un estudio previo, además se debe mencionar que hay cargas monofásicas que son alimentadas por este tipo de configuración que llegan a grandes distancias para abastecer a barrios y comunidades enteras, las mismas que se han ido incrementado.

**Tabla 2.11:** Resultado de flujo de carga en el poste 164821

<b>Flujo de carga</b>							
<i>Fase</i>	$V_{base}$	$KV_{LL}$	$KV_{LN}$	$i (A)$	$KVA$	$KW$	$KVAR$
A	117.8	13.5	7.8	74.0	578.5	561.1	140.9
B	117.6	13.5	7.8	73.4	573.1	555.4	141.7
C	117.5	13.5	7.8	78.2	610.2	592.2	147.5
				<b>Total</b>	1762	1709	430

En la Tabla 2.11 se puede apreciar los valores de voltajes, potencias y corrientes en la transición del calibre del conductor de 3/0 a 2/0 ACSR AWG de las tres fases respectivamente, hasta llegar al poste 159929 donde de nuevo sufre el cambio del calibre del conductor de 2/0 a 3/0 ACSR AWG, la distancia aproximadamente es de 800 metros.



**Tabla 2.12:** Resultado de flujo de carga en el poste 106599

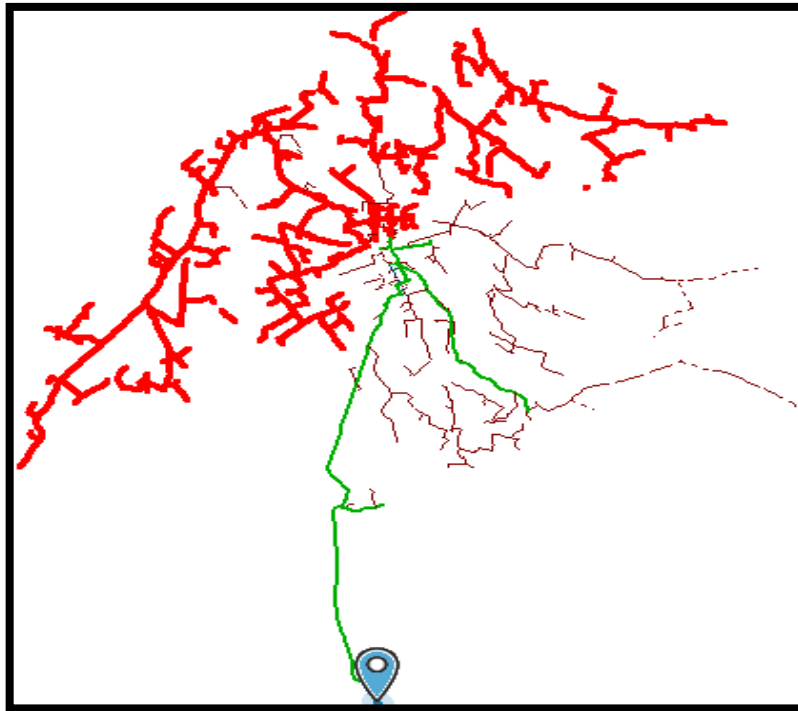
<b>Flujo de carga</b>							
<i>Fase</i>	$V_{base}$	$KV_{LL}$	$KV_{LN}$	$i$ (A)	$KVA$	$KW$	$KVAR$
A	115.2	13.2	7.6	50.8	388.6	379.7	82.5
B	114.9	13.2	7.6	54.9	418.7	406.4	100.8
C	114.3	13.2	7.6	60.9	462.2	450.2	104.6
				<b>Total</b>	1269	1236	288

En la Tabla 2.12 se puede apreciar la caída de voltaje por el calibre de conductor de 3/0 a 1/0 ACSR AWG desde el poste 106599 hasta el poste 126763 aproximadamente unos 70 metros, desde el poste 126763 hasta llegar al poste 13434 el calibre del conductor es un número 4 ACSR AWG, la distancia es aproximadamente unos 1000 metros de distancia, siendo esta la zona de mayor conflicto por ser la zona céntrica del cantón Chambo donde además se derivan redes trifásicas y monofásicas a barrios y comunidades, cabe mencionar que esta zona las redes, postes y demás materiales ya han cumplido con vida útil y necesita una reconfiguración.

**Tabla 2.13:** Resultado de flujo de carga en el poste 98551

<b>Flujo de carga</b>							
<i>Fase</i>	$V_{base}$	$KV_{LL}$	$KV_{LN}$	$i$ (A)	$KVA$	$KW$	$KVAR$
A	113.6	13.0	7.5	1.8	13.9	13.5	3.2
B	112.6	13.0	7.5	0.0	0.3	0.3	0.0
C	112.9	13.0	7.5	0.0	0.3	0.3	3.0
				<b>Total</b>	14	14	3

En la Tabla 2.13 se puede apreciar los voltajes, corrientes, potencias que llega al punto más alejado del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao obtenido mediante un flujo de carga en el software CYMDIST.



**Figura 2.6:** Recorrido del alimentador 1500130T03 de la S/E Alao

En la Figura 2.6 luego de realizar una corrida de flujo de carga se aprecia la zona crítica del alimentador (color rojo), la misma que debemos de considerar el dimensionamiento del calibre del conductor en el centro del cantón Chambo para de esta manera mejorar los niveles de voltaje en los tramos finales del alimentador.

De la misma manera se debe de considerar la incorporación de reconectores a mitad del alimentador para realizar transferencias de cargas en caso de existir alguna falla y de esta manera poder reducir los índices FMIK y TTIK que se encuentra elevado por los cortes de energía.

La simulación en CYMDIST del alimentador 1500130T03 se puede mencionar de manera general que existe una capacitancia SHUNT incorporada para compensar los reactivos en las horas picos, los tres tipos de pérdidas en el transformador de potencia de la subestación Alao y un factor de potencia considerable antes y una vez que se activa el capacitor.

En la Tabla 2.14 se apreciar un resumen de manera general la sobrecarga, la subtensión y la sobretensión de las tres fases del alimentador 1500130T03 en puntos de redundancia, donde la sobre carga por fase es notoria.

**Tabla 2.14:** Condiciones anormales del alimentador 1500130T03

<b>Condiciones anormales</b>	<b>Fase</b>	<b>Conteo</b>	<b>Peor caso</b>	<b>Valor</b>
Sobrecarga	A	12	I69643_MTA	396,03 %
	B	9	I37833_MTA	551,09 %
	C	57	I37817_MTA	433,77 %
Subtensión	A	0	I37872_MTA	96,45 %
	B	0	I37833_MTA	97,36 %
	C	15	I37872_MTA	94,15 %
Sobretensión	A	0	235122_MTA	101,97 %
	B	0	235124_MTA	101,70 %
	C	0	34546_MTA	100,88 %

En la Tabla 2.15 se describe el costo anual de las pérdidas en KW y en dólares del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao, cabe mencionar que estos valores son aproximados o calculados por el software CIMDYST.

**Tabla 2.15:** Costo anual de pérdidas del A1500130T03

<b>Costo anual de las pérdidas del sistema</b>	<b>kW</b>	<b>MW-h/año</b>	<b>k\$/año</b>
Pérdidas en las líneas	28,22	247,19	7,42
Pérdidas en los cables	0,14	1,23	0,04
Pérdidas de carga del transformador	12,84	112,5	3,38
Pérdidas en vacío del transformador	22,96	201,17	6,04
Otras pérdidas	3,74	32,74	0,98
Pérdidas totales	67,9	594,82	17,84

## 2.12 Perfiles de Voltaje

En la Tabla 2.16 se observa los valores de las mediciones realizadas en campo con los equipos eléctricos que posee la EERSA, donde los datos obtenidos se proceden a comparar con los arrojados por el software CIMDYST, donde la caída de voltaje es notoria es en la fase A porque se encuentra sobrecargada.

**Tabla 2.16** Mediciones de voltaje en el poste 126952

<b>Medición en el Poste 126952</b>			
Hora	Fase A	Fase B	Fase C
17:00	7.56 kV	7.82 kV	7.98 kV
20:00	7.20 kV	7.57 kV	7.72 kV
Flujo de Potencia	7.31 kV	7.39 kV	7.77 kV

## 2.13 Resumen de la Propuesta

La confiabilidad en sistemas de distribución es un tema de gran importancia debido a que es un eslabón que conecta el sistema de distribución con el usuario final, el cual requiere un servicio continuo y seguro.

Para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución del alimentador 1500130T03 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se ha recurrido a la propuesta que se enuncian a continuación.

### **A. Repotenciación, Reconfiguración e Instalación de Reconectores en el Alimentador 1500130T03.**

La repotenciación y reconfiguración del alimentador 1500130T03 se la puede conseguir realizando una debida reestructuración de los conductores de las tres fases, en las dos zonas donde inicia el tema de estudio, dichas propuestas aumentan la confiabilidad, reduciendo la tasa de fallas y en consecuencia reduciendo los índices de continuidad global de la zona, las medidas a tomar en este punto son:

- ✓ Cambio de calibres de conductores de las tres fases del alimentador en la primera zona de estudio.
- ✓ Balance de carga en el alimentador 1500130T03.

- ✓ Reconfiguración de 1 kilómetro de redes, postes, estructuras, alumbrado público.
- ✓ Reposición preventiva de los componentes que han alcanzado su vida útil.

Las afectaciones representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía eléctrica en las zonas afectadas por la interrupción, debido a la configuración de la red, la falla producida se puede aislar de la parte sana, por ende se necesita tener automatizado el sistema para reponer el servicio en un tiempo menor a los 3 minutos, por ultimo con la reducción de número de clientes afectados por la falla se puede conseguir con la disminución de los índices referidos a los usuarios mencionados en el marco teórico.

#### **2.14 Conclusiones Capítulo II**

- ✓ Al utilizar el software CYMDIST mediante el módulo de evaluación de confiabilidad se puede identificar los perfiles de voltaje, corriente y potencia en los diferentes equipos instalados a lo largo del alimentador lo que permite identificar zonas con posibles fallas y tiempos de respuesta.
- ✓ Debido a la continua expansión de los centros urbanos y avance tecnológico de los equipos eléctricos, se ve la necesidad de realizar una reconfiguración, repotenciación y ubicación de reconectores automáticos para transferencias de cargas en el alimentador 1500130T03 los mismos que ayudara a reducir los índices FMIK y TTIK.
- ✓ Además, la inspección visual y medidas realizadas en campo, así como la metodología de confiabilidad realizada en el alimentador 1500130T03 coinciden de forma favorable por tal motivo se afirma que está realizada en base al tema de estudio planteado.

## CAPÍTULO III

### APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

#### 3.1 Análisis de los Resultados

En este capítulo se dará a conocer el análisis y mejoras de la propuesta de la confiabilidad del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., cabe mencionar para el desarrollo del presente estudio se compilo ecuaciones teóricas, regulaciones, datos históricos, mediciones en campo con el propósito de analizar en estado actual.

A continuación, se indica la reseña histórica de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. acorde al enunciado del tema de estudio, así como las diferentes variables definidas durante el desarrollo de la presente investigación.

##### 3.1.1 Reseña histórica de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

El 3 de abril de 1963, nace la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., quien compra todos los derechos a la Empresa de Electrificación Chimborazo S.A. y para el 2 de enero de 1967 realiza la inauguración de los 2 primeros grupos de la central Alao. En el año 1977 se inaugura el tercer grupo y para 1979 el cuarto y último grupo; para 1976 la EERSA se fusionó con la Empresa Eléctrica Alausí que contaba con una Central Hidroeléctrica llamada Nizag de 300 kW.

En 1997, la EERSA inaugura la Central Hidroeléctrica Río Blanco con una potencia de 3 MW, con lo cual mejora notablemente el servicio a la ciudad de Riobamba y la provincia de Chimborazo. Se electrifica a la ciudad, todos los cantones de la provincia, muchas comunidades y lugares inaccesibles, por la accidentada geografía.

##### Sistema de distribución de la EERSA

La EERSA en una empresa pionera a nivel nacional en la zona centro del Ecuador. Cabe mencionar que la empresa al momento cuenta con 14 subestaciones y 47 alimentadores primarios de distribución de energía eléctrica,

los mismos que tienen un nivel de voltaje de 13.8 kV. La mayoría de alimentadores de la EERSA son radiales lo que dificulta una mayor afectación en caso de una falla.



**Figura 3.1:** Área de concesión de la EERSA

En la Figura 3.1 se aprecia el recorrido de las líneas de subtransmisión con sus respectivas subestaciones distribuidas en toda la provincia de Chimborazo mismas que abastecen a los 10 cantones.

Para este estudio se ha considerado las subestaciones del parque industrial (No. 03) y la Alao (No. 13) para realizar transferencias de carga en caso de fallas con esto estaríamos entregando a los usuarios energía eléctrica sin cortes las 24 horas del día, los 7 días de la semana porque no decir los 365 días del año.

### **Subestación No. 3 Parque Industrial**

La subestación No. 3 se encuentra ubicada al sureste de la ciudad de Riobamba en la Avenida Circunvalación con dirección al parque industrial, cabe mencionar que se interconecta con la subestación No. 1 y 4 respectivamente formando de esta manera un anillo, tiene un alimentador (1500030T01) que llega hasta las faldas del cantón Chambo.

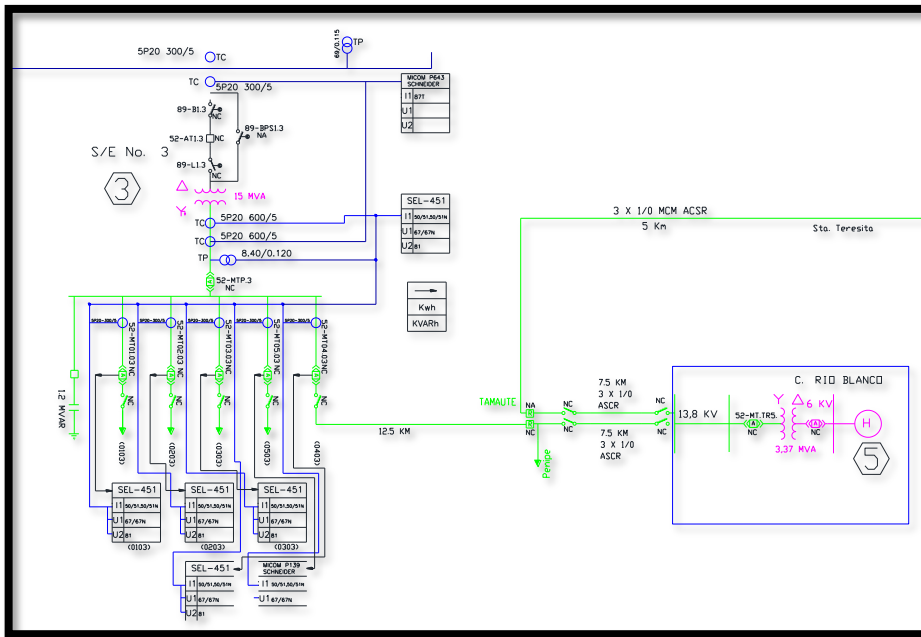


Figura 3.2: Diagrama Unifilar S/E No. 03

### Subestación No. 13 Alao

La subestación No. 13 se encuentra ubicada al sureste del cantón Riobamba en la parroquia Licto vía a la parroquia Pungala, esta interconectada con la subestación 1, tiene un alimentador (1500130T03) que abastece toda la carga del cantón Chambo y parte de la zona rural de la ciudad de Riobamba.

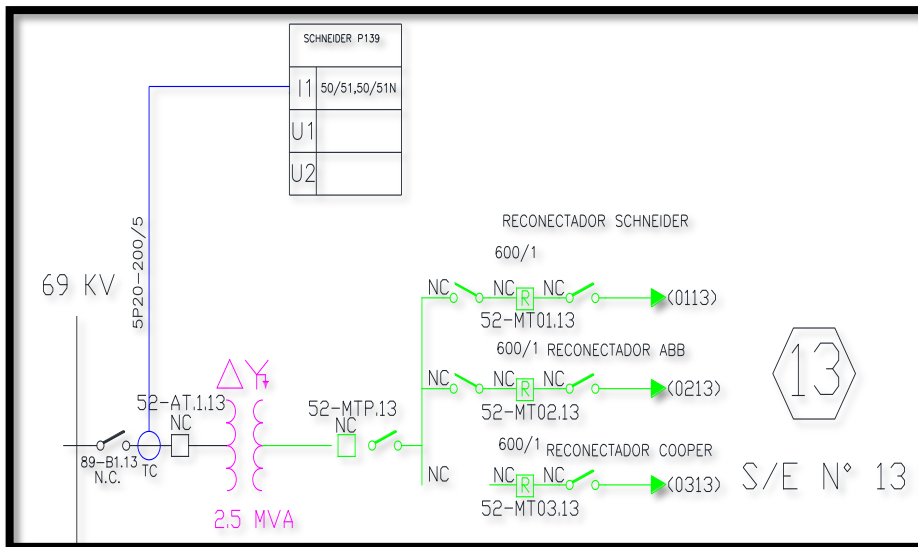


Figura 3.3: Diagrama Unifilar S/E No. 13



En la Figura 3.3 se observa el diagrama unifilar de la subestación No. 13 misma que consta de un transformador de potencia de 10 MVA, dos interruptores de 69 y 13.8 KVA y sus tres alimentadores principales.

El alimentador 1500130T03 parte desde la subestación Alao, arranca del poste 126952 con conductor aluminio ACSR # 3/0 AWG hasta llegar al poste 164821 donde se produce el primer cambio de calibre del conductor de aluminio ACSR # 3/0 a # 2/0 AWG hasta llegar al poste 159929 donde nuevamente el calibre de conductor agranda a un ACSR # 3/0 AWG, hasta llegar al poste 106599 el calibre del conductor se reduce nuevamente a un ACSR # 1/0 AWG más o menos unos 70 metros, a partir del poste 126763 al poste 13434 el calibre del conductor de las tres fases es un ACSR # 4 AWG.

### **3.2 Sistema de Distribución Principal del Alimentador 1500130T03 y sus Derivaciones**

El alimentador 1500130T03 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. pertenece a la subestación Alao, misma que se encuentra ubicada en la parroquia de Pungala perteneciente al cantón Riobamba, recorriendo aproximadamente unos 20,90 Km, cabe mencionar que abastece a toda la carga del cantón Chambo con un aproximado de 9349,5 KVA, su trayectoria es principalmente por la parroquia Licto hasta llegar a la zona de mayor demanda que es en los barrios y comunidades del cantón, cabe mencionar además el nivel de voltaje es de 13,8 kV en sistema trifásico y en monofásico es de 7,9 kV.

La topología del alimentador 1500130T03 en su troncal es trifásica, cabe mencionar que el calibre de los conductores va variando según la topología de la red y a las diferentes intervenciones por las compañías de construcciones eléctricas, también existen derivaciones monofásicas que atienden a diferentes barrios, comunidades etc. Hasta llegar al último usuario del cantón y parroquias vecinas del mismo.

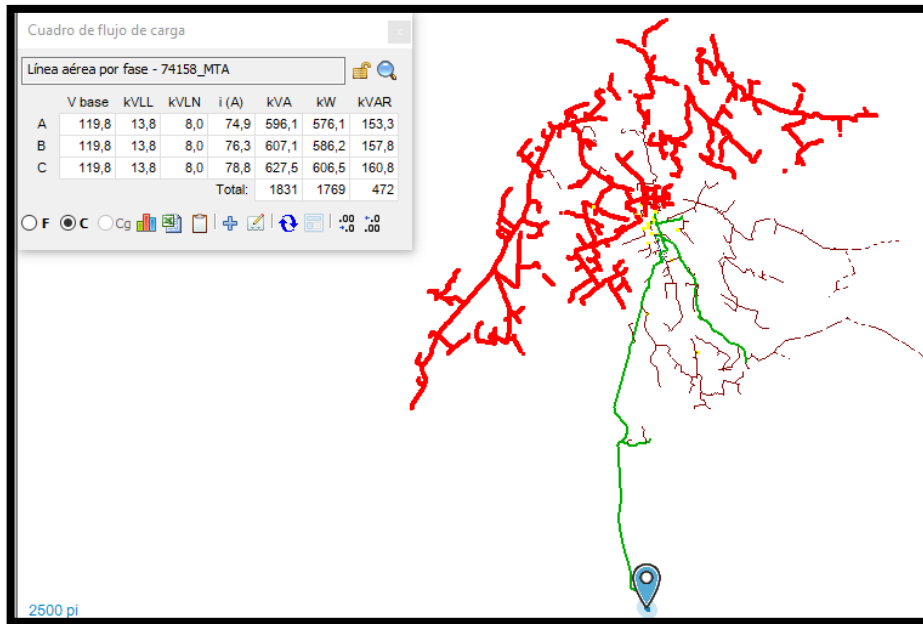
Una opción para mejorar los niveles de voltaje en este alimentador y disminuir el número de fallas es repotenciar la troncal principal en los tramos mencionados con conductor de aluminio ACSR # 3/0 para las fases y para el neutro un ACSR # 1/0 AWG como mínimo, también se ha considerado mover la red a la vía lo que implica construir un nuevo troncal a lo largo de 1 km, los resultados al hacer este cambio son:

- ✓ Mejora de los niveles de voltaje
- ✓ Balance de carga del alimentador

Los niveles de voltaje en el alimentador 1500130T03 mejoran notablemente luego de realizar los cambios de calibre de conductores respectivamente, otra alternativa para mejorar la calidad del servicio en el cantón Chambo es transferir parte de la carga a un alimentador que se encuentre en condiciones de acaparar esta potencia, el alimentador apropiado es el 1500030T01 de la subestación No. 3 (Parque Industrial) que se encuentra ubicada en la ciudad de Riobamba, además se propone el ingreso en paralelo para poder realizar alguna transferencia de carga en caso de alguna falla permanente que no pueda ser reparada desde el centro de control y la misma que tenga que ser intervenida por los móviles de operación y mantenimiento de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Se analizará los diferentes efectos encontrados en el análisis, que causan un impacto significativo en la operación del sistema. Adicionalmente se realizará un análisis en paralelo con otro alimentador que pueda suplir la carga en caso de alguna falla, para identificar dentro de esta misma teoría de esta manera mejorar la confiabilidad del sistema del alimentador.

Como se puede apreciar en la Figura 3.4 el color rojo al final del alimentador demuestra las zonas con un bajo nivel de voltaje, misma que se encuentra detallada en la regulación No. ARCERNNR 002/20 “calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” en el literal 8.2 detalla los rangos admitidos de voltaje: Alto voltaje una +- 5%; Medio voltaje +- 6% y Bajo voltaje +-8%, en este estudio la EERSA estaría fuera del rango de variación de voltaje.



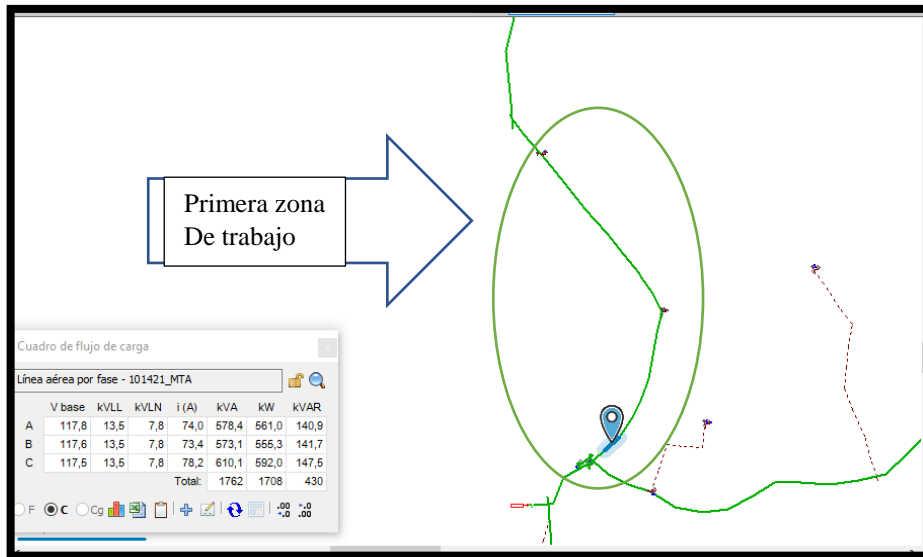
**Figura 3.4:** Zonas críticas del alimentador 1500130T03 de la S/E Alao

### 3.3 Problemas y Soluciones Identificadas

Luego de realizar el análisis del alimentador se identifica determinados inconvenientes relacionados con la confiabilidad del sistema, mismos que se detallan a continuación

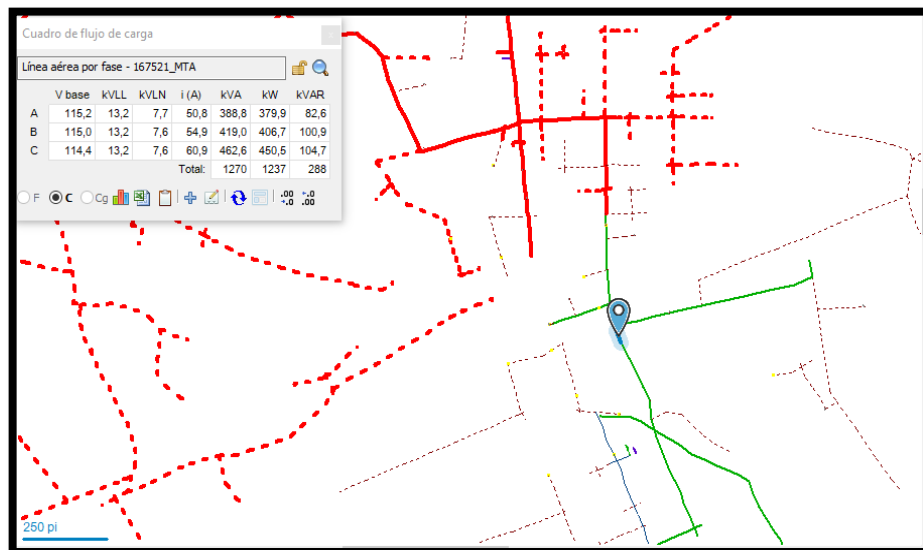
#### 3.3.1 Problemas relacionados con la capacidad de los conductores

Como primer paso se procede a realizar los respectivos cambios del calibre de conductor de aluminio ACSR # 2/0 AWG a un ACSR # 3/0 AWG en el software CIMDYST, se debe tener claro las distancias, estructuras, dirección del flujo de carga al momento de dimensionar los parámetros de las líneas, los valores se visualiza en la Figura 3.5 como los voltajes línea a línea, corrientes y las diferentes potencias, además se aprecia el mejoramiento de los diferentes parámetros eléctricos al final de los ramales del alimentador.



**Figura 3.5:** Cambio de conductor de aluminio ACSR # 2/0 a # 3/0 AWG

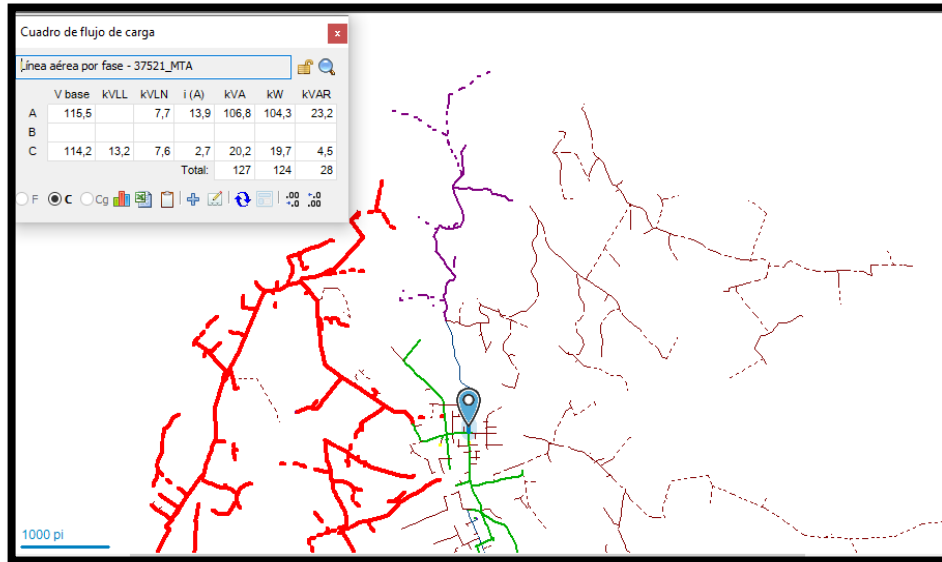
En la Figura 3.6 se aprecia los niveles de voltajes, corrientes y potencias de color rojo antes de realizar el cambio de calibre del conductor ACSR # 1/0 y # 4 a un # 3/0 AWG, en la segunda zona de la troncal del alimentador 1500130T03.



**Figura 3.6:** Segunda zona crítica del alimentador 1500130T03

En la Figura 3.7 se aprecia el cambio de niveles de voltajes y corrientes que sufre gran parte de los ramales del alimentador a medida que se va dimensionando el

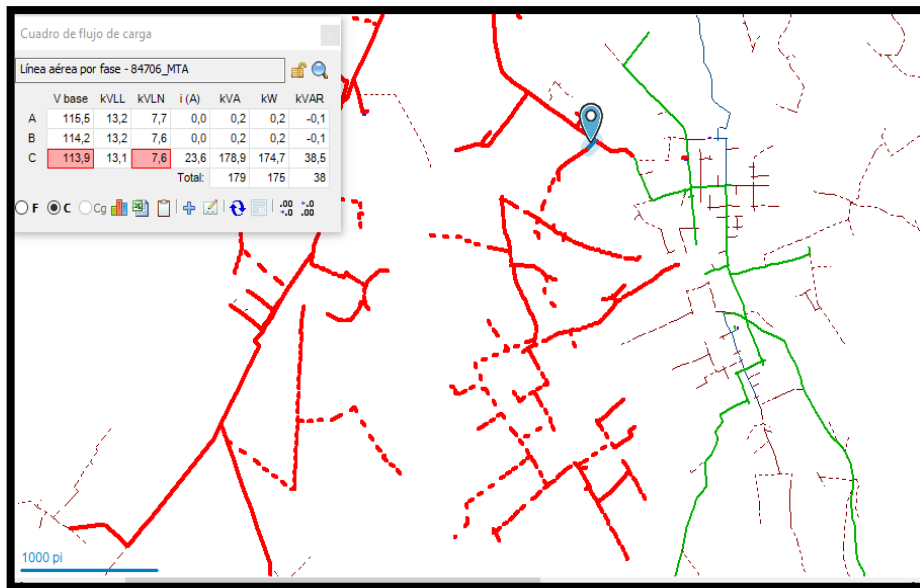
calibre del conductor de fases, para constancia cambia de colores remarcados de rojo a un color café, morado y azul respectivamente.



**Figura 3.7:** Cambio del calibre del conductor segunda zona critica

En la Figura 3.8 se apreciar de mejor manera, desde el poste 13419 existe una derivación monofásica que viene acarreado problemas a la trocal principal del alimentador 1500130T03, luego de realizar una corrida de flujos de potencia no se mejora los parámetros eléctricos con el cambio del calibre del conductor de las fases y de esta manera tener los niveles de voltaje que exige el ministerio a las empresas distribuidoras del país, la decisión que se toma en esta parte del tramo es la transferencia de la carga al alimentador 1500030T01 de la subestación No. 3 de la EERS.A.

Otro de los inconvenientes que ha presentado este alimentador es la ocurrencia de fallas que han ocasionado la interrupción del servicio de energía eléctrica, de los análisis realizados la mayoría de fallas se han presentado en zonas de difícil acceso zonas con demanda de forestación, esto se debe a que gran parte que recorre por terrenos con gran cantidad de vegetación, sembríos que dificultan el ingreso de los móviles para realizar sus respectivas manipulaciones a las estructuras eléctricas.



**Figura 3.8:** Zona más crítica del alimentador 1500130T03

### 3.3.2 Reconfiguración de la red

El objetivo principal de la reconfiguración de la red es encontrar la topología en la que se refleje las mejoras, que permitan suministrar un excelente servicio de energía eléctrica desde el punto de vista de seguridad, confiabilidad y la rentabilidad tanto para la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. como para el consumidor final.

La reconfiguración del sistema no es tan sencilla debido a muchas variables que se deben de tener en cuenta entre ellas están:

- ✓ Niveles de voltajes adecuados.
- ✓ Perdidas mínimas.
- ✓ Capacidad de las líneas y subestaciones.
- ✓ Realidad del sistema.
- ✓ Abastecimiento de la demanda.
- ✓ Confiabilidad del suministro.

### 3.3.3 Efecto de la reconfiguración de la red en confiabilidad

Cuando se reconfigura una red de distribución, esta puede cambiar drásticamente en cuanto a valores de los índices de confiabilidad ya que varía su topología, de

esta manera al realizar estas modificaciones tienen que aumentar las variables enuncias en el ítem anterior.

### 3.4 Transferencia Automática de Carga entre Alimentadores 1500030T01 y 1500130T03

En la Figura 3.9 se aprecia la topología de los alimentadores 1500030T01 y 1500130T03 respectivamente con su punto de interconexión, el enlace que se ha propuesto es en el límite cantonal, además realizando la transferencia de esta parte de la carga se logra apreciar los niveles de voltajes y corrientes mejoran notablemente en la zona y no sufre ninguna anomalía en el 1500030T01 cabe mencionar que están conformados por sectores residenciales, comerciales de modo que tiene su carga distribuida en toda su trayectoria.

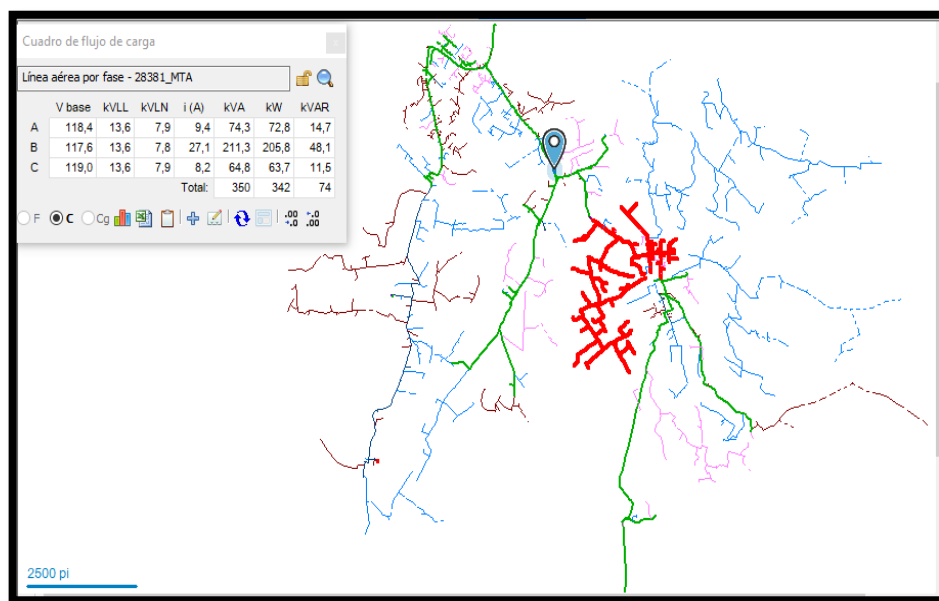
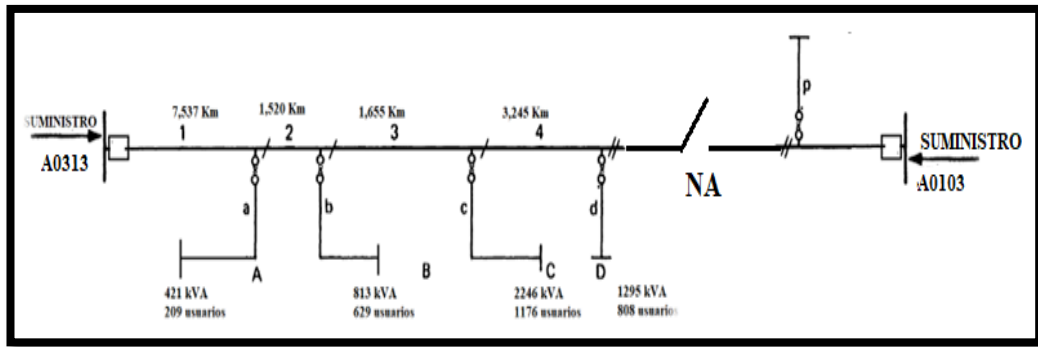


Figura 3.9: Distribución de los alimentadores 1500130T03 y 1500030T01

En la Figura 3.10 se aprecia un esquema detallado de transferencia de carga o una alimentación al A1500130T03 por el A1500030T01 dando como resultado el mejoramiento de niveles de voltaje. Los niveles que llegan a los tramos más alejados se aprecian que no sufre ninguna variación al incrementar esta carga.



**Figura 3.10:** Sistema de alimentación con fuente alterna

Además, se muestra cómo se encuentra distribuida la carga del alimentador 1500130T03, porque de esta manera se realizó el cálculo para determinar de los índices donde se encuentra detallado la distancia de las líneas, potencias de cada nodo y los usuarios en cada punto de conexión.

### 3.4.1 Valores de FMIK y TTIK propuestos

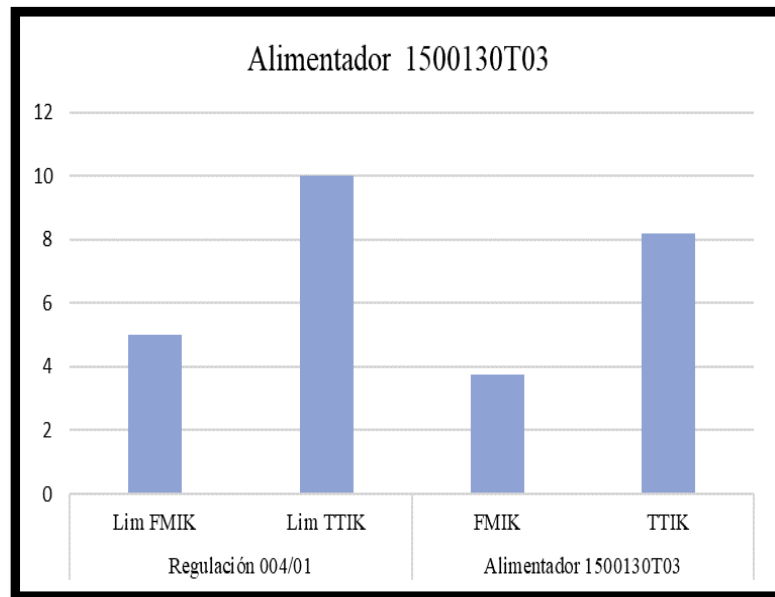
En la Tabla 3.1 se aprecia los valores de FMIK y TTIK se reducen notablemente cuando se agrega una fuente de energía con un reconectador normalmente abierto, comparando los resultados con los obtenidos previamente en el caso inicial los mismos que se muestran en la TABLA 2.8 es claro que los valores en el alimentador 1500130T03 se reduce a un 40 % y 63% respectivamente.

**Tabla 3.1:** Valores FMIK y TTIK con fuente alterna

Alimentadores	FMIK	TTIK
S/E 13		
A1500130T01	4,32	11,196
A1500130T03	4,125	8,186
A1500130T02	4,56	11,525

En la Figura 3.11 se aprecia la deducción de los índices de confiabilidad FMIK y TTIK en el alimentador 1500130T03 con la aplicación de la propuesta misma que contempla la repotenciación, reconfiguración e instalación de reconectores automáticos para la transferencia de carga en caso de alguna eventualidad.





**Figura 3.11:** Índices FMIK y TTIK

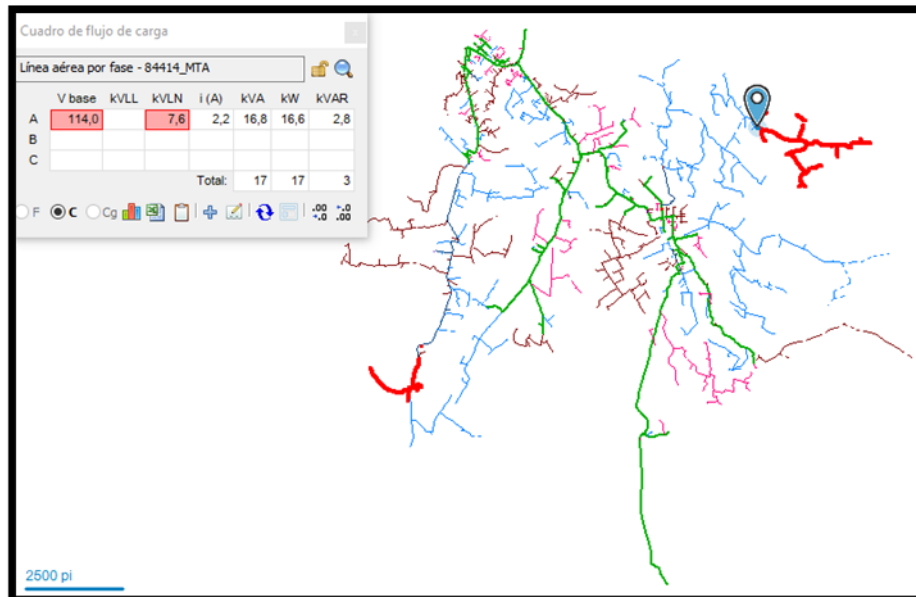
Realizando la comparación entre los dos sistemas de distribución se aprecia que la duración de las interrupciones disminuye, así como los índices orientados al consumidor final, comparando los resultados mostrados en las Tabla 2.9 y 3.2 es clara la disminución de los indicadores, el caso más relevante se da en el SAIDI donde se reduce en un 69% del valor inicial.

**Tabla 3.2:** Cálculo de índices orientados al consumidor del sistema

Punto de Carga	Número de Clientes (Ni)	Carga Media Conectada (KW)	Clientes Interrumpidos (Ni)	Carga Interrumpida (Li,KW)	Duración de Interrupción en Horas(di=xi)	Clientes afectados
1	209	796,74	209	796,74	0,47	4746
2	629	824,18	529	600	0,5	
3	1176	1376,9	1176	800	0,167	
4	808	1269,1	808	1269,1	0,42	
<b>Total</b>	<b>2822</b>	<b>4266,92</b>	<b>2722</b>	<b>3465,84</b>	<b>1,557</b>	
<b>SAIFI</b>	<b>CAIFI</b>	<b>SAIDI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>ASAI</b>	<b>ASIDI</b>	<b>ENS</b>
1,173	1,173	2,4795	2,4795	2,4795	0,314	1341,0898

De los resultados obtenidos se puede decir que el sistema al tener una interconexión normalmente abierta presenta una mejor confiabilidad producto de la existencia de un sistema mallado (parcialmente).

Además, la reducción de la energía no suministrada obtenida mediante la ubicación de reconectores automáticos es decreciente.



**Figura 3.12:** Balance de los alimentadores 1500130T03 y 150030T01

En la Figura 3.12 se aprecia los últimos 2 tramos del alimentador 1500130T03 que no mejoran sus niveles de voltajes, pero como son ramales monofásicos y finales de circuitos, con regular el TAP del transformador obtendríamos un voltaje adecuado en el secundario para los usuarios.

El análisis técnico-económico se detalla en las siguientes Tablas más a detalle considerando valores actualizados y proporcionados por los departamentos de Construcciones Eléctricas y Operación y Mantenimientos de la EERSA.

### **3.5 Demanda y Capacidad de las dos Subestaciones Involucradas**

Es importante en este punto conocer la demanda y capacidad de las dos subestaciones involucradas en la transferencia automática de carga, el resultado de este análisis definirá la capacidad de recibir más carga, además se debe de considerar el margen de reserva porque el sistema de distribución constantemente va variando su topología, ya sea por su demanda o por decisiones técnicas, por lo tanto, se debe considerar estas variables para garantizar su funcionamiento en perfectas condiciones.

**Tabla 3.3:** Demanda máxima mensual (2021)

<b>Fecha</b>	<b>Demanda Máxima Mensual (kW)</b>	
	<b>S/E Parque Industrial (03)</b>	<b>S/E Alao (13)</b>
Enero	8266,06	2037,51
Febrero	8445,30	2036,73
Marzo	8188,26	2054,47
Abril	7957,40	2052,64
Mayo	8212,70	2056,65
Junio	8062,65	203,84
Julio	8055,31	2052,79
Agosto	7999,15	2058,88
Septiembre	8345,62	2058,31
Octubre	8418,74	2041,63
Noviembre	8320,00	2106,16
Diciembre	8206,47	2201,25

En la Tabla 3.3 se aprecia las demandas máximas de las dos subestaciones involucradas, como se está realizando el estudio en el alimentador 1500130T03 y 1500010T03 la carga que se va a trasladar en el primer paso es aproximadamente 1990 KVA, en el segundo paso la carga que asumiría es 7118 KVA, estas maniobras se las realizara desde el centro de control en caso de alguna falla, trabajos de mantenimiento o repotenciación.

### **3.5.1 Capacidad de reserva de las dos subestaciones**

La capacidad de las subestaciones se determina por la potencia de los transformadores de potencia, considerando un margen de sobrecarga del 25%, no obstante, dicha capacidad se puede ver disminuida por las caídas de voltaje a nivel de subtransmisión y se las refleja en el secundario del transformador, pero eso se las realiza con las correcciones de los TAP.

Finalmente tomando estas consideraciones la capacidad de reserva de las subestaciones se muestra en la siguiente Tabla 3.4.

**Tabla 3.4:** Capacidad de las subestaciones

<b>Subestación</b>	<b>Demanda Máxima (MVA)</b>	<b>Transformador de la S/E (MVA)</b>	<b>Capacidad de la S/E (MVA)</b>	<b>Reserva de la S/E (MVA)</b>
Parque Industrial	8,401	15	15	6,599
Alao	2,053	10	10	7,947

En la Tabla 3.4 se aprecia las condiciones y capacidad de reserva de las dos subestaciones involucradas en la transferencia de carga, cada una con sus respectivos valores de potencia.

### **3.5.2 Capacidad de reserva de las S/E con transferencia de carga**

Esta acción afecta la demanda de reserva de las dos subestaciones involucradas, por lo tanto, es de suma importancia definir el estado actual, en la siguiente Tabla se puede observar los valores de reserva antes y después de los cambios.

**Tabla 3.5:** Reserva de potencia entre subestaciones

<b>Subestaciones</b>	<b>Demanda Máxima (MVA)</b>	<b>Reserva (MVA)</b>	<b>Reserva (MVA)</b>
	Estado Actual	Sin transferencia	Con transferencia
Parque industrial (No. 03)	8,401	6,599	4,609
Alao (No. 13)	2,053	7,947	4,043

En la Tabla 3.5 se observa las potencias de reserva en cabecera de los alimentadores 150030T01 y el 1500130T03 antes de realizar la transferencia de carga, después de realizar la respectiva maniobra desde el centro de control de la EERSA en el poste 188180 que ingresa en paralelo con un reconector normalmente abierto sus valores varían, cabe mencionar los transformadores de potencia de las dos subestaciones son de 10 y 15 MVA respectivamente.

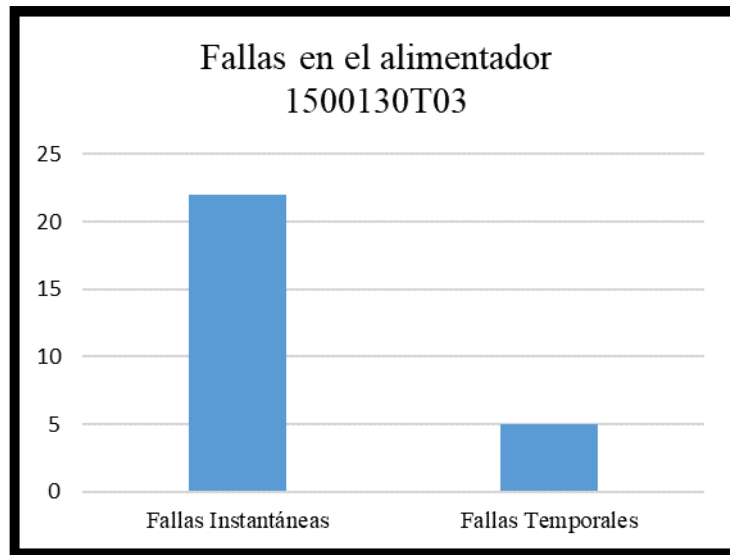
### 3.6 Ubicación de Reconectores

El alimentador 1500130T03 de la subestación Alao presenta un número elevado de fallas de estado instantáneo o momentánea lo cual amerita la instalación de reconector automático, los tipos de fallas se detallan en el presente cuadro.

**Tabla 3.6:** Reserva de potencia entre subestaciones

<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>		
<b>Fallas en el alimentador 1500130T03</b>		
Tipo de Fallas	Fallas Instantáneas	Fallas Temporales
Número	22	5

En la Tabla 3.6 y Figura 3.13 se aprecia el número de fallas que se ha suscitado en el alimentador 1500130T03, se clasifico las de estado instantánea todo lo que tenga que ver con el cambio de tirafusibles y las de estado temporal todo lo que menciona a mantenimiento de redes, cambio de postes chocados y de estado natural la falla.



**Figura 3.13:** Tipos de fallas en el A1500130T03

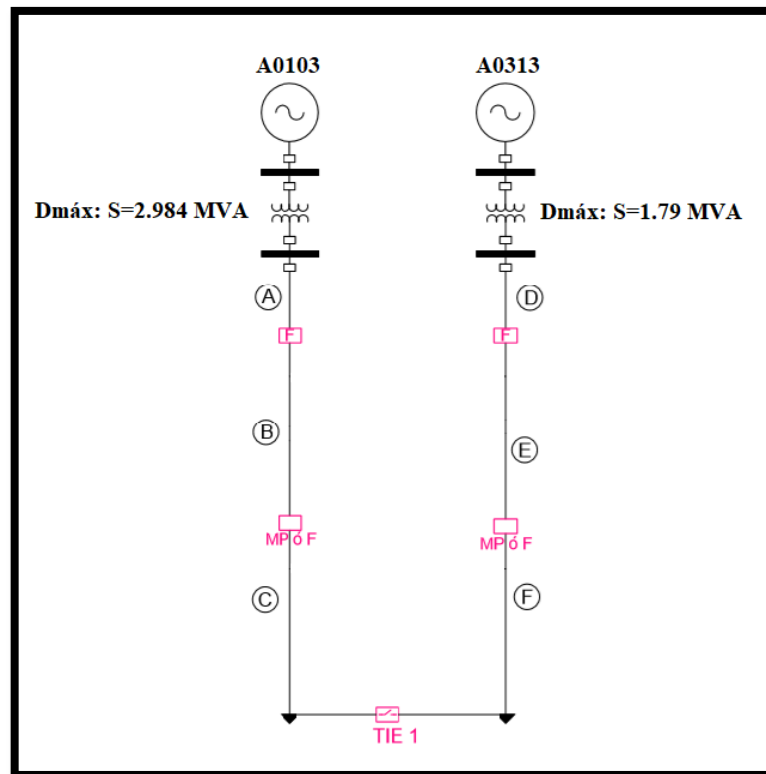
### **3.6.1 Lugar de los reconectores automáticos en el alimentador 1500130T03**

Para la implementación de reconectores se tiene previsto lugares apropiados, los equipos tienen mayor efectividad al momento de mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, se instalarán en medios vanos o finales de circuitos para hacer transferencia de cargas con alimentadores paralelos en caso de alguna eventualidad permanente.

El software CYME posee un módulo de ubicación óptima de reconectores, pero no se va a utilizar porque requiere el ingreso de parámetros de evaluación de confiabilidad, por tal motivo realiza un proceso interactivo buscando la mejor ubicación con el objetivo de mejorar los parámetros SAIDI y SAIFI, es por tal motivo que la EERSA cuenta con datos de las causas de interrupción, el lugar y tipo de protección que fue activada.

Para el estudio se opta por instalar tres tipos de reconectores en el alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la siguiente manera:

- ✓ El primer reconector se instalará en el poste 164885 de tipo FEEDER, su estado es normalmente cerrado, es el que estará lo más cerca de la subestación en caso de alguna falla el mismo no permitirá la bidireccional de la corriente.
- ✓ El Segundo reconector tipo MID POINT o más conocido punto medio se instalará en el poste 197790 por ser el que actuar en función de la carga que queremos transferir al alimentador 0103 de la subestación Parque Industrial.
- ✓ Finalmente, el tercer reconector de tipo TIE se instalará en el poste 188180 que cerrará el circuito cuando detecte la alimentación en uno de los lados de la red no está disponible, siempre que el suministro de la otra fuente esté disponible, como se puede apreciar de mejor manera en la Figura 3.14 más a detalle.



**Figura 3.14:** Ubicación de reconfiguradores automáticos en A1500030T01 y A1500130T03

La transferencia de carga permite restablecer el servicio de energía eléctrica mediante una reconfiguración de la red alimentada por una subestación aledaña, además la operación de estos equipos es desde el centro de control mediante el sistema SCADA, esta unidad es la encargada de realizar todo tipo de maniobras, con esto se reducirá la cantidad de usuarios sin servicio, limitando la cantidad de KVA desconectados y en consecuencia la energía no suministrada.

En resumen, se pretende dividir en tres secciones al alimentador 1500130T03 para realizar la transferencia de carga en caso de llegar a ocurrir una falla sea esta de estado transitorio o permanente, además se estaría suministrando el servicio de energía eléctrica a los usuarios de la EERSA.

### 3.6.2 Ubicación de reconfiguradores en el alimentador 1500130T03

La ubicación de los equipos de transferencia de carga es un aspecto muy importante al momento de evaluar o cuantificar la confiabilidad que tiene un sistema eléctrico de distribución, dicho análisis permitirá conocer el lugar exacto

donde se puede ubicar los dispositivos observando las inversiones y beneficios que tienen al momento de realizar la instalación.

Mediante la incorporación de reconectores se puede lograr que la energía no suministrada a los usuarios disminuya, puesto que forman parte de un grupo de equipos que permiten la automatización y por ende también aumentan la confiabilidad de las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

### **3.7 Análisis de la Comunicación de los Reconectores**

En esta sección se analiza la comunicación del centro de control de la EERSA con los diferentes reconectores automáticos que se disponen a instalar en campo más los que ya se encuentran instalados en la ciudad de Riobamba.

El sistema SCADA de la EERSA tiene alcance a las subestaciones, ya sea por un conductor de cobre, señales binarias cableadas o por protocolo de comunicación y por una red aérea amplia (WAN), esto puede ser por medios como: fibra óptica o por radio frecuencia, estas dos últimas son las que se va a utilizar en el presente proyecto mismas que se encuentran detalladas en los ANEXOS respectivos, donde se detalla las distancias y los perfiles de elevación entre estos dos puntos, cabe mencionar para este estudio se opta la comunicación por radio por la distancia que elevaría el presupuesto al utilizar fibra.

#### **3.7.1 Integración de los reconectores automáticos involucrados en la transferencia de carga**

Es de suma importancia la integración de los reconectores automáticos al sistema SCADA de la EERSA, porque de esta manera el centro de control tiene la información inmediata del estado de los mismos, lectura de variables del sistema eléctrico de distribución, con esto el operador puede tomar las mejores decisiones para reestablecer del servicio eléctrico.

### **3.8 Análisis Técnico - Económico de las Soluciones**

Para mejorar los niveles de voltaje y la confiabilidad del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao se ha realizado un análisis técnico – económico que



permita un mejor su funcionamiento, para lo cual se ha propuesto realizar varios cambios, como por ejemplo cambiar el calibre de los conductores de las fases en la primera zona de trabajo de un ACSR # 2/0 a # 3/0 AWG y de un calibre # 4 a un # 3/0 AWG y en la zona dos es la reconfiguración respectivamente.

Para realizar un análisis de precios unitarios se solicitó de la manera más comedida la información a los departamentos de Ingeniería y Construcciones y Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. y de esta manera apreciar los valores que asciende este proyecto, para en un futuro analizar las recomendaciones de la confiabilidad del sistema de distribución del alimentador 1500130T03, los valores de cada uno de los presupuestos generales realizados por la DIC y la DOM se pueden constatar de forma precisa y concisa en los anexos respectivos que se encuentra al final del trabajo.

### **3.8.1 Repotenciación de conductores eléctricos de la primera zona del alimentador 1500130T03**

En la Tabla 3.7 se apreciar de forma general el valor de la repotenciación del calibre de los conductores de las fases de la primera zona del alimentador 1500130T03 de la subestación Alao de la EERSA, obteniendo un valor en USD 15.025,54 incluido IVA, a medida que se avanza con la configuración se aprecia el mejoramiento de los parámetros eléctricos en la troncal y tramos finales que abastecen a barrios y comunidades del cantón.

**Tabla 3.7:** Presupuesto referencial para la repotenciación primera zona

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>				
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad (Km)</b>	<b>Subtotal</b>	<b>IVA</b>	<b>Total</b>
Repotenciación de red trifásica	0,800	13.415,66	1.609,88	15.025,54

### 3.8.2 Reconfiguración de la segunda zona del alimentador 1500130T03

En esta parte del estudio se trata de la reconfiguración de la segunda zona del alimentador 1500130T03, esta parte pertenece al centro del cantón Chambo, la distancia aproximada es de 1 km para lo cual el valor estimado asciende a USD 81.003,15 incluido IVA el mismo que se detalla en los Anexos respectivos. Cabe mencionar en esta parte se considera postes de hormigón de 12 metros, herrajes, tensores, conductores eléctricos ACSR # 3/0 para las fases de medio voltaje, cable preensamblado para el secundario con una configuración de 2x2+1/0 AWG, transformadores eléctricos de diferente potencia, luminarias de sodio de 150 Watos, estructuras en volado para tener una mejor visión estética y no tener inconvenientes a futuro con los usuarios y estaríamos respetando las franjas de seguridad que exige el ministerio de energía.

**Tabla 3.8:** Costo estimado de reconfiguración zona 2 alimentador 1500130T03

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>				
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad (Km)</b>	<b>Subtotal</b>	<b>IVA</b>	<b>Total</b>
Reconfiguración de red trifásica	1	72.324,24	8.678,91	81.003,15

Cabe mencionar que los demás trabajos consisten en un balance de las cargas mismo que se los realizara con el personal técnico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

En la Tabla 3.9 se aprecia de forma detallada los precios unitarios de los reconectores trifásicos, el total del valor descrito es solo de la adquisición, la instalación corre por cuenta de la EERSA, cabe mencionar que estos equipos tienen una garantía técnica y demás detalles que requiere la distribuidora, todos estos requisitos se deben detallar en los pliegos para publicar en la página del SERCOP.

**Tabla 3.9:** Costo estimado de reconectores

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>				
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad (Km)</b>	<b>Subtotal USD</b>	<b>IVA</b>	<b>Total USD</b>
Reconector Trifásico	3	57.256,32	7.807,68	65.064,00

En la Tabla 3.10 se puede apreciar el montaje de un reconector en estructura centrada que le cuesta a la EERSA un total de USD 21.302,05 incluido IVA, el listado de los materiales se encuentra detallado en los ANEXOS respectivos.

**Tabla 3.10:** Reconector en estructura centrada

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>				
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Materiales</b>	<b>Transporte, Mano de Obra y Dirección Técnica</b>	<b>IVA</b>	<b>Total</b>
Reconector Trifásico	20.283,59	909,34	109,12	21.302,05

En la Tabla 3.11 se detalla el valor total del montaje de un reconector en estructura en volado, el cual tiene un valor aproximado de USD 20.525,94 incluido IVA de acuerdo a los a los valores establecidos en la EERSA, de la misma manera los detalles de los materiales que se necesitan para este proyecto se encuentran de mejor manera detallados en los respectivos anexos.

**Tabla 3.11:** Reconector en estructura en volado

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>				
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Materiales</b>	<b>Transporte, Mano de Obra y Dirección Técnica</b>	<b>IVA</b>	<b>Total</b>
Reconector Trifásico	19.507,48	909,34	109,12	20.525,94

En la Tabla 3.12 se detalla de manera general el monto que asciende el proyecto que asciende a USD \$ 202.920,68 INCLUIDO IVA, el proyecto contempla la repotenciación, reconfiguración y montaje de reconectores automáticos en el alimentador 1500130T03 de Empresa Eléctrica Riobamba S.A. para garantizar la confiabilidad del sistema de distribución.

**Tabla 3.12:** Presupuesto General

<b>PRESUPUESTO REFERENCIAL</b>				
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Materiales</b>	<b>Transporte, Mano de Obra y Dirección Técnica</b>	<b>IVA</b>	<b>Total</b>
Repotenciación de red trifásica (Zona 1)	0,800 (Kilómetros)	13.415,66	1.609,88	15.025,54
Reconfiguración de red trifásica (Zona 2)	1 (Kilómetros)	72.324,24	8.678,91	81.003,15
Reconector en estructura centrada	20.283,59	909,34	109,12	21.302,05
Reconector en estructura en volado	19.507,48	909,34	109,12	20.525,94
Reconectores	3 unidades			65.064,00
Subtotal				178.570,1984
IVA				24.350,4816
<b>Total</b>				<b>202.920,68</b>

El listado de materiales que se utilizara para garantizar la confiabilidad del sistema se encuentra de forma detallada en los anexos respectivos del presente estudio.

### 3.9 Simulación Método Monte Carlo

Dentro del algoritmo a utilizar se plantea el método de Monte Carlo es cual es generar números aleatorios, consecuentemente tiempos aleatorios de fallas de los elementos del alimentador 1500130T03, dado que se ha presentado un valor elevado, es aquí donde se genera estados de operación que permita determinar los índices de confiabilidad del sistema de distribución de la EERSA, la respectiva simulación se puede apreciar en el ANEXO 39.

Las variables que se necesitan para la simulación son:

- ✓ Topología de la red.
- ✓ Ubicación de los elementos de reconexión.
- ✓ Tasa de fallas.
- ✓ Tasa de reparación.
- ✓ Longitud de los tramos de la línea de distribución.
- ✓ Carga conectada a la red.
- ✓ Tiempo de la maniobra.
- ✓ Número de consumidores por nodo.

**Tabla 3.13:** Confiabilidad a usuarios en el A1500130T03

<b>Confiabilidad alimentadora 1500130T03</b>		
<b>Índices</b>	<b>Valores Calculados</b>	<b>Valores Simulados</b>
SAIFI	1,173	1,123
CAIFI	1,17	1,163
SAIDI	2,48	2,44
CAIDI	2.479	2,345
ASAI	2,46	2,322
ASIDI	0,341	0,333
ENS	1341,089	1341,0122

En la Tabla 3.13 se aprecia los índices de confiabilidad referidos a los usuarios, tanto valores calculados como simulados, observando que no varía mucho. Además, que una reconexión mejora los tiempos en los cuales las cargas y los

usuarios estuvieron fuera de servicio, mejorando los tiempos de interrupción, la energía no suministrada, la nueva ruta está considerada como la óptima para nuestro sistema eléctrico de distribución.

### **3.10 Conclusiones Capítulo III**

- ✓ Para este estudio el presupuesto general asciende a un valor de USD 202.920,68 mismos que están comprendidos en la repotenciación, reconfiguración e implementación de reconectores en el alimentador 1500130T03 de la subestación Alao para mejorar su confiabilidad.
- ✓ La transferencia automática de carga del alimentador 1500130T03 al 1500030T01 permite disminuir los tiempos de interrupción a los usuarios, brindando un servicio continuo y de calidad.
- ✓ Los índices orientados a los clientes disminuyen al realizar los cálculos y simulación con una fuente alterna que en este caso es el alimentador 1500030T01 de la subestación Parque Industrial.
- ✓ Al realizar la incorporación de la transferencia de carga se observa una mejora los indicadores referidos al consumidor de un 40 al 63%.

## CONCLUSIONES GENERALES

- ✓ Mediante la aplicación de la regulación 004/02 en el presente informe de investigación se observa la reducción de los índices FMIK y TTIK del alimentador 1500130T03 en un 40% y 63% respectivamente, además con la repotenciación, reconfiguración e implementación de reconectores automáticos, mejora notablemente los parámetros eléctricos.
- ✓ La simulación en CYMDIST del alimentador 1500130T03, estableció los puntos para situar de manera estratégica los reconectores automáticos, al realizar la incorporación el costo de interrupción disminuye, esto hace encontrar el equilibrio entre la inversión que se realiza y el beneficio que se tiene al disminuir la energía no suministrada.
- ✓ Inicialmente se evaluó los índices de confiabilidad de los tres alimentadores de la subestación Alao, con la finalidad de determinar al menos confiable, donde el 1500130T03 presenta valores elevados de FMIK y TTIK por causas desconocidas con un 43% seguido de las climáticas en un 21%.

## RECOMENDACIONES

En relación a los resultados obtenidos en las simulaciones en el software CYMDIST se aprecia el comportamiento del alimentador 1500130T03 por lo tanto se ha planteado las soluciones para evitar pérdidas económicas en el proceso de comercialización de energía eléctrica a los usuarios conectados, lo importante es considerar el estudio que se ha planteado y de esta manera mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, por ende, se recomienda:

- ✓ El refuerzo adecuado de confiabilidad es una de los problemas fundamentales de la ingeniería en la actualidad, porque no es posible diseñar y construir un sistema confiable por la topología de los terrenos, además hay que efectuar gastos adicionales que aumentan el costo del dispositivo. Por eso existe una relación de compromiso entre el índice de confiabilidad y la economía del diseño.
- ✓ Se recomienda para este tipo de estudios de confiabilidad utilizar un software que permita determinar con veracidad las variaciones de las magnitudes eléctricas y la localización óptima de equipos eléctricos para realizar transferencias de carga que brinden continuidad de servicio a los clientes conectados a la red.
- ✓ Se recomienda que los sistemas de protección integren protocolos de comunicación afín de automatizar y de esta manera reducir los tiempos de reparación del servicio eléctrico a los usuarios no solo del alimentador 1500130T03 sino de toda la EERS.A.
- ✓ Se recomienda la inversión en la repotenciación, reconfiguración y montaje de reconectores automáticos en el alimentador 1500130T03 porque se recuperación del dinero invertido es rápido, además brindaríamos un mejor servicio a los usuarios finales, lo que le interesa a una distribuidora.
- ✓ Además, se recomienda que todas las fallas se lleven un correcto registro de los datos cuando ocurre una falla, pues esta información resulta útil para realizar futuros estudios con resultados que acerquen a la realidad con la confiabilidad de suministro de energía a los usuarios.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Reyes S, M. Morales F, L. García-Santander, y J. E. Pezoa, «UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA MINIMIZAR LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN», *Ingeniare Rev. Chil. Ing.*, vol. 17, n.º 2, pp. 205-212, ago. 2009, doi: 10.4067/S0718-33052009000200009.
- [2] C. G. C. Orbe, «LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES CON CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL», p. 107.
- [3] «84108863.pdf». Accedido: 22 de junio de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/84108863.pdf>
- [4] I. M. C. Garcés, «MÁGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA», p. 168.
- [5] C. A. Pulgarín, «Diseño y Análisis de la Automatización de la Distribución en el SDL de EDEQ SA ESP», Accedido: 22 de junio de 2021. [En línea]. Disponible en: [https://www.academia.edu/24442776/Dise%C3%B1o\\_y\\_An%C3%A1lisis\\_de\\_la\\_Automatizaci%C3%B3n\\_de\\_la\\_Distribuci%C3%B3n\\_en\\_el\\_SDL\\_de\\_EDEQ\\_SA\\_ESP](https://www.academia.edu/24442776/Dise%C3%B1o_y_An%C3%A1lisis_de_la_Automatizaci%C3%B3n_de_la_Distribuci%C3%B3n_en_el_SDL_de_EDEQ_SA_ESP)
- [6] Á. A. T. Cabrera, «Implementación de una estrategia para la ubicación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución empleando un algoritmo genético», p. 67, 2019.
- [7] «71381899.2014.pdf». Accedido: 22 de junio de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/54733/71381899.2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [8] J. Cervantes y J. Dolores, «Sistemas de distribución de energía eléctrica / José Dolores Juárez Cervantes.», p. 170.
- [9] «Snapshot». Accedido: 10 de noviembre de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.journals.elsevier.com/energy>

- [10] «MANUAL DE SISTEMAS DE PROTECCIONES.pdf». Accedido: 18 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://informacionclasesiupsm.webnode.com.ve/\\_files/200000065-6abaa6cb04/MANUAL%20DE%20SISTEMAS%20DE%20PROTECCIONES.pdf](https://informacionclasesiupsm.webnode.com.ve/_files/200000065-6abaa6cb04/MANUAL%20DE%20SISTEMAS%20DE%20PROTECCIONES.pdf)
- [11] «Reconectores», *Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica*. <https://www.sectorelectricidad.com/19183/reconectores/> (accedido 13 de marzo de 2022).
- [12] «Reconector trifásico Serie U | Schneider Electric Colombia». <https://www.se.com/co/es/product-range/1407-reconector-trif%C3%A1sico-serie-u/> (accedido 22 de junio de 2021).
- [13] D. M. D. Lechón, «ESTUDIO PARA INTEGRACIÓN DE EQUIPOS LOCALIZADORES DE FALLA Y RECONECTADORES CON EL PROPÓSITO DE MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO PARA LOS USUARIOS DE LA ZONA II DE EMELNORTE S.A.», p. 147.
- [14] «Reconector trifásico Serie U | Schneider Electric Colombia». <https://www.se.com/co/es/product-range/1407-reconector-trif%C3%A1sico-serie-u/> (accedido 22 de junio de 2021).
- [15] «Estudio de un sistema de transferencia automática de carga a través de reconectores en el sistema de distribución de Emelnorte.» <https://1library.co/document/y4mdd9y-estudio-transferencia-autom%C3%A1tica-trav%C3%A9s-reconectores-sistema-distribuci%C3%B3n-emelnorte.html> (accedido 5 de marzo de 2022).
- [16] «UPS - TTS232.pdf». Accedido: 2 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19728/1/UPS%20-%20TTS232.pdf>
- [17] «TL\_TrigosoYarlaqueJhair.pdf». Accedido: 31 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1830/1/TL\\_TrigosoYarlaqueJhair.pdf](https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1830/1/TL_TrigosoYarlaqueJhair.pdf)

- [18] «Regulacion-No.-ARCERNNR-002\_20-Calidad-de-Distribucion.pdf». Accedido: 3 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNNR-002\\_20-Calidad-de-Distribucion.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNNR-002_20-Calidad-de-Distribucion.pdf)
- [19] «84903811.pdf». Accedido: 4 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/849/84903811.pdf>

# ANEXOS

## ANEXO 1

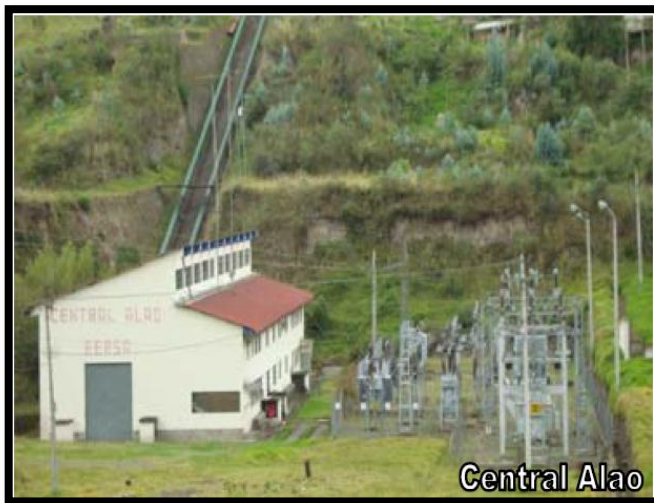
### Lista de Acrónimos

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
EERSA	Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
AMV	Alimentador de Medio Voltaje
MV	Medio Voltaje
BV	Bajo Voltaje
ENS	Energía No Suministrada
FMIK	Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal Instalado
TTIK	Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal Instalado
S/E	Subestación
SAIDI	Índice de Duración Media de Interrupción del Sistema.
SAIFI	Índice de Frecuencia Media de Interrupción del Sistema.
FO	Función Objetivo.

## ANEXO 2

### Reseña Histórica de la Central Hidroeléctrica Alao (No. 13)

La Central hidroeléctrica de Alao se encuentra ubicada en la parroquia de Pungalá del cantón Riobamba, Provincia del Chimborazo aproximadamente a 20 kilómetros de la Ciudad de Riobamba.



La Central Alao aprovecha las aguas de los ríos Alao y Maguazo, afluentes del río Chambo, perteneciente a la cuenca del río Pastaza; utilizando aproximadamente 4 metros cúbicos por segundo, En la bocatoma, donde se capta el agua, a través de las compuertas y desarenadores permiten el ingreso regulado de agua sin sólidos, desde allí, mediante un canal de conducción, el agua se traslada hasta el tanque de presión, recorriendo algo más de 12 kilómetros, pasando por 19 túneles, acueducto y canal abierto.

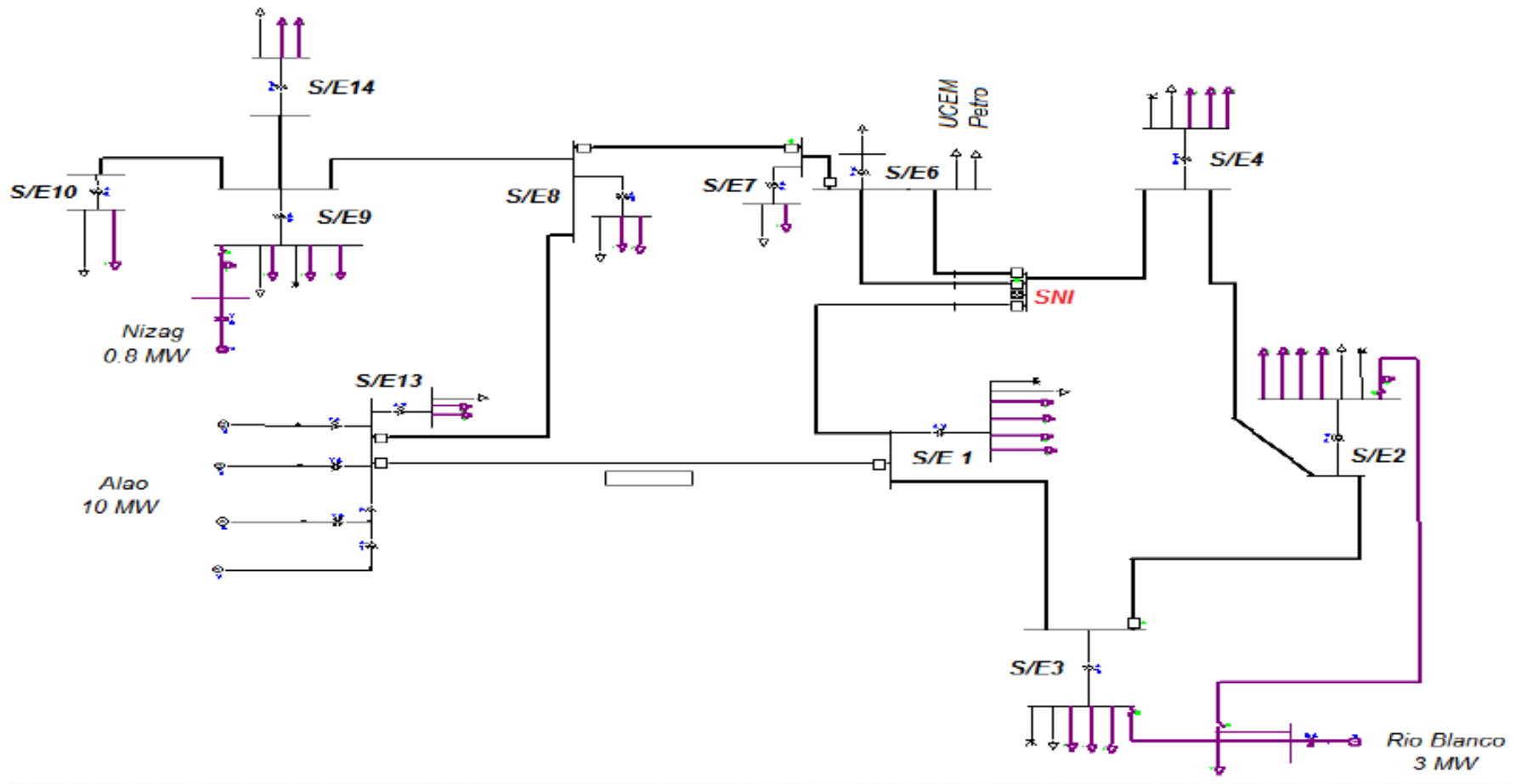
Antes de llegar el agua al tanque de presión se encuentra el canal de desfogue, el mismo que constituye el último paso de regulación del caudal necesario para la generación óptima de la central.



Al acumularse el agua en el tanque de presión se dispone de una energía potencial, la misma que a través de dos tuberías de presión de 737 metros de longitud y una altura neta de 321 metros llega a la turbina hidráulica que absorbe la energía de una corriente fluida (agua) y restituye en energía mecánica, la cual es transmitida al generador en donde la energía cinética es convertida en energía eléctrica para luego ser transformada y distribuida para ser utilizada por los clientes en sus respectivas necesidades.

### ANEXO 3

#### Diagrama Unifilar de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.



## ANEXO 4

### Indicadores De Calidad Del Servicio Técnico

S/E	Alimentador	No Programadas		Programadas		Transmisor		Total	
		Total FMIK	Total TTIK	Total FMIK	Total TTIK	Total FMIK	Total TTIK	Total FMIK	Total TTIK
1	0101	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00	0.02	0.07
	0201	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01
	0301	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
	0401	0.18	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.17
	0501	0.68	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.68	0.12
	0601	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02
2	0102	0.00	0.00	0.03	0.07	0.00	0.00	0.03	0.07
	0202	0.00	0.00	0.81	3.76	0.00	0.00	0.81	3.76
	0302	0.01	0.01	0.07	0.05	0.00	0.00	0.08	0.06
	0402	0.01	0.02	0.61	0.70	0.00	0.00	0.62	0.72
	0602	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0103	0.00	0.00	0.73	2.97	0.00	0.00	0.73	2.97
	0203	0.02	0.03	0.59	0.49	0.00	0.00	0.61	0.52
	0303	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0403	0.05	0.32	0.12	0.14	0.00	0.00	0.17	0.46
	0503	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02
4	0104	0.00	0.00	0.11	0.09	0.00	0.00	0.11	0.09
	0204	0.02	0.03	0.31	0.49	0.00	0.00	0.33	0.51
	0304	0.43	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.37
	0404	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01
6	0106	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0206	0.31	1.03	0.23	1.03	0.00	0.00	0.54	2.05
	0306	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0107	0.00	0.00	0.75	3.92	0.00	0.00	0.75	3.92
	0207	0.01	0.02	0.98	5.31	0.00	0.00	0.99	5.33
	0108	0.11	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.44
8	0208	0.24	0.99	0.38	1.89	0.00	0.00	0.63	2.88
	0308	0.08	0.23	0.29	1.19	0.00	0.00	0.37	1.42
9	0109	0.01	0.01	0.18	1.32	0.00	0.00	0.19	1.33
	0209	1.17	0.95	0.11	0.31	0.00	0.00	1.28	1.26
	0309	0.24	1.91	0.10	0.47	0.00	0.00	0.34	2.38
	0409	0.03	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.05



S/E	0110	0.01	0.06	0.03	0.15	0.00	0.00	0.04	0.21
10	0210	0.39	1.78	0.09	0.24	0.00	0.00	0.48	2.02
S/E	0113	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0213	0.01	0.04	0.38	1.47	0.00	0.00	0.39	1.51
	1500130T03	0.00	0.00	0.75	3.12	0.00	0.00	0.75	3.12
S/E	0114	0.04	0.24	0.01	0.08	0.00	0.00	0.05	0.32
14	0214	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0314	0.45	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45	1.20
Ecuaceramica		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Petrocomercial		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>TOTAL, RED</b>		0.09	0.19	0.20	0.67	0.00	0.00	0.30	0.86

## ANEXO 5

### Índices De Calidad De La EERSA

S/E	Alimentador	No Programadas		Programadas		Transmisor		Total	
		Total FMIK	Total TTIK	Total FMIK	Total TTIK	Total FMIK	Total TTIK	Total FMIK	Total TTIK
1	0101	1.10	0.24	4.91	7.47	0.00	0.00	6.02	7.71
	0201	1.41	0.73	1.77	2.43	0.00	0.00	3.17	3.16
	0301	1.20	0.30	1.30	3.14	0.00	0.00	2.50	3.45
	0401	1.65	1.19	1.28	3.28	0.00	0.00	2.93	4.47
	0501	2.25	1.18	2.86	3.85	0.00	0.00	5.10	5.03
	0601	2.27	3.38	4.31	7.45	0.00	0.00	6.58	10.83
2	0102	4.10	1.02	0.50	0.87	0.00	0.00	4.60	1.89
	0202	0.80	0.34	1.65	4.94	0.00	0.00	2.45	5.28
	0302	2.39	1.19	3.22	5.10	0.00	0.00	5.60	6.29
	0402	5.61	6.03	3.82	7.93	0.00	0.00	9.43	13.96
	0602	0.95	0.27	0.90	0.30	0.00	0.00	1.85	0.57
3	0103	3.88	1.18	3.34	10.09	0.00	0.00	7.22	11.27
	0203	1.79	0.57	0.92	1.55	0.00	0.00	2.71	2.12
	0303	0.98	0.42	0.62	1.73	0.00	0.00	1.60	2.15
	0403	9.78	12.54	5.25	15.13	0.00	0.00	15.04	27.67
	0503	1.97	1.12	1.41	3.20	0.00	0.00	3.39	4.32
4	0104	1.50	0.58	3.76	8.08	0.00	0.00	5.27	8.67
	0204	5.01	4.57	1.61	1.80	0.00	0.00	6.61	6.37
	0304	3.83	1.07	4.01	4.96	0.00	0.00	7.85	6.03
	0404	3.02	0.90	1.10	1.62	0.00	0.00	4.12	2.52
6	0106	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01
	0206	2.91	9.34	1.93	6.00	0.00	0.00	4.84	15.34
	0306	3.94	9.26	4.44	14.22	0.00	0.00	8.38	23.47
7	0107	2.31	3.74	1.77	6.77	0.00	0.00	4.08	10.51
	0207	12.75	30.73	3.78	14.12	0.00	0.00	16.53	44.85
	0108	16.65	42.89	0.99	3.88	0.00	0.00	11.64	46.77
8	0208	11.03	40.39	4.64	17.73	0.00	0.00	15.68	58.12
	0308	7.79	29.64	2.31	6.10	0.00	0.00	10.10	35.74
9	0109	3.20	7.94	5.02	22.37	0.00	0.00	8.23	30.31
	0209	11.43	22.89	5.86	33.17	0.00	0.00	17.30	56.06
	0309	12.89	54.13	2.64	7.64	0.00	0.00	15.53	61.77
	0409	6.10	1.46	1.35	6.86	0.00	0.00	7.45	8.33

S/E	0110	2.68	2.91	6.81	26.83	0.00	0.00	9.49	29.74
10	0210	7.31	15.99	6.08	31.33	0.00	0.00	13.39	47.32
S/E	0113	10.81	22.61	3.94	13.39	0.00	0.00	14.75	36.00
13	0213	9.14	46.10	4.95	18.03	0.00	0.00	14.09	64.13
	1500130T03	9.20	11.05	3.55	12.79	0.00	0.00	12.75	23.85
S/E	0114	3.90	9.78	0.62	1.55	0.00	0.00	4.52	11.33
14	0214	16.12	30.24	2.74	9.90	0.00	0.00	18.85	40.14
	0314	3.66	11.61	0.00	0.00	0.00	0.00	3.66	11.61
Ecuaceramica		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Petrocomercial		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>TOTAL, RED</b>		4.87	9.09	2.71	7.55	0.00	0.00	7.580	16.64

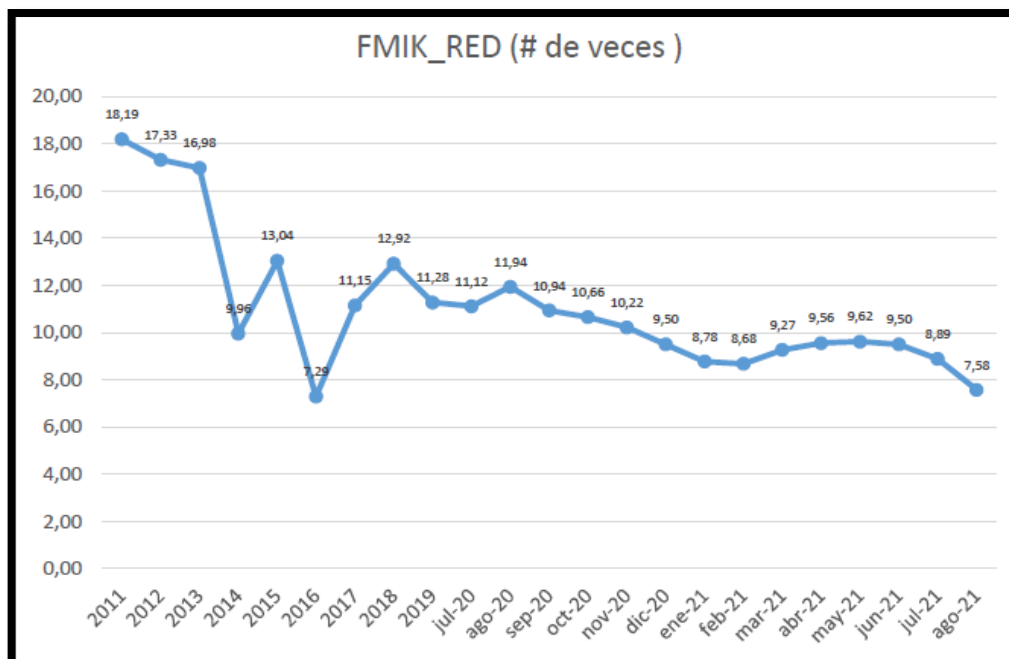
## ANEXO 6

### Número de Subestaciones y Potencias

Subestación	Potencia Nominal (MVA)	Potencia FOA (MVA)
<b>1</b>	15	18,75
<b>2</b>	15	18,75
<b>3</b>	15	18,75
<b>4</b>	15	18,75
<b>6</b>	10	12,50
<b>7</b>	5	6,25
<b>8</b>	5	6,25
<b>9</b>	5	
<b>10</b>	5	6,25
<b>13</b>	10	12,50
<b>14</b>	10	12,50

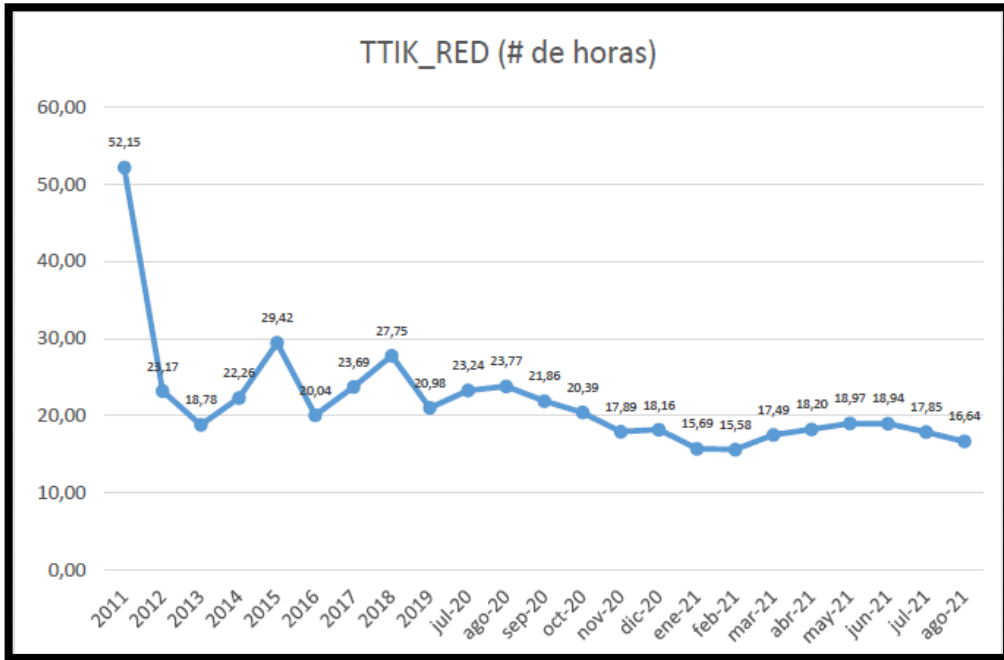
## ANEXO 7

### Número de Veces de FMIK



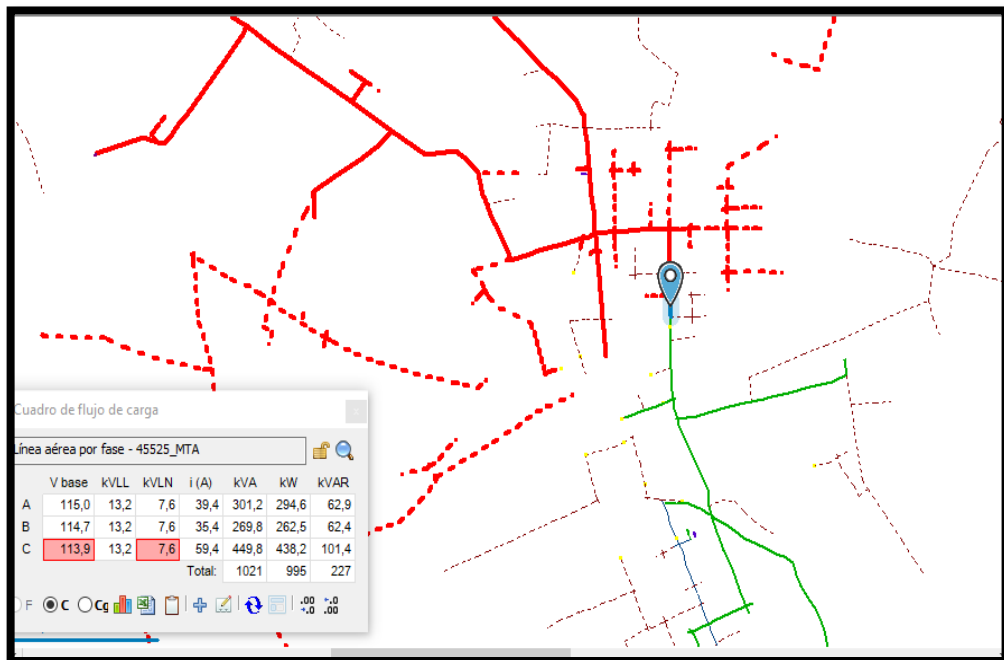
## ANEXO 8

### Número de Horas de TTIK



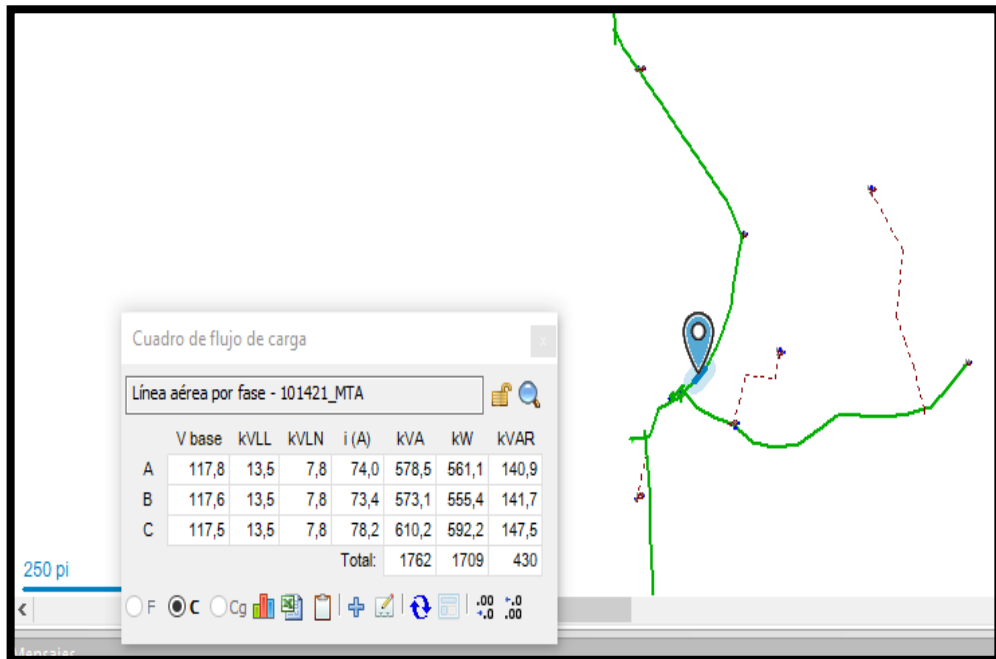
## ANEXO 9

### Problemas en la zona céntrica del alimentador 1500130T03



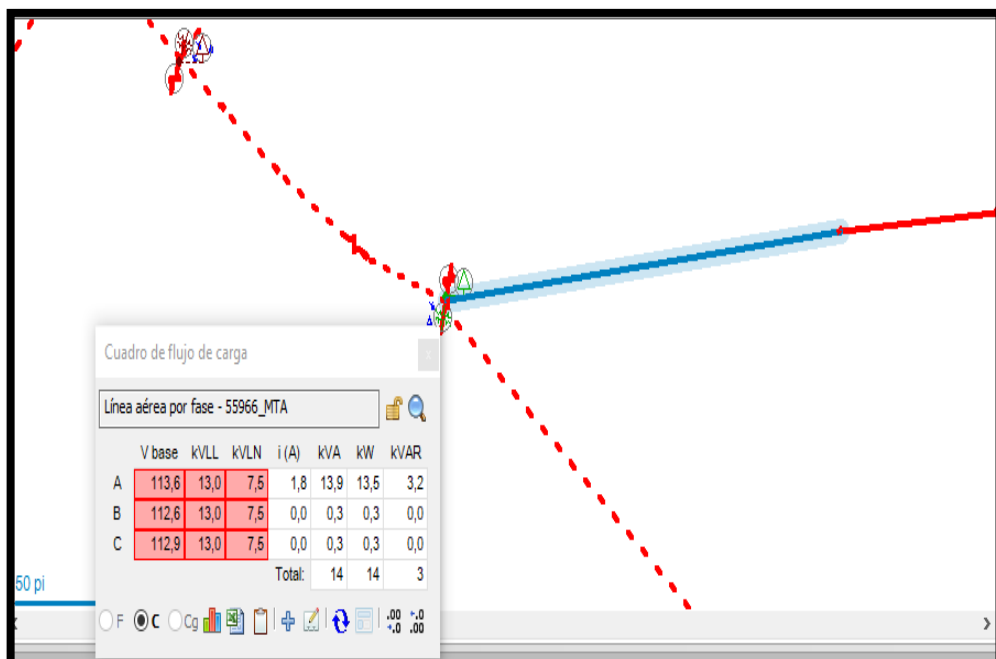
## ANEXO 10

### Primera zona cambio de configuración del alimentador 1500130T03.



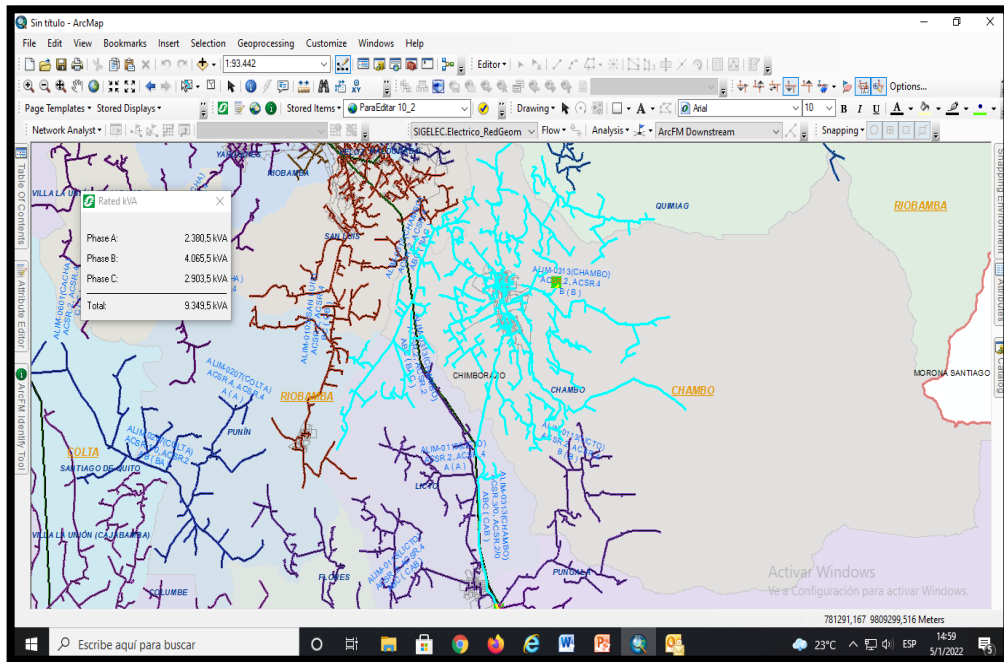
## ANEXO 11

### Fin del circuito trifásico del alimentador 1500130T03 de la S/E Alao.



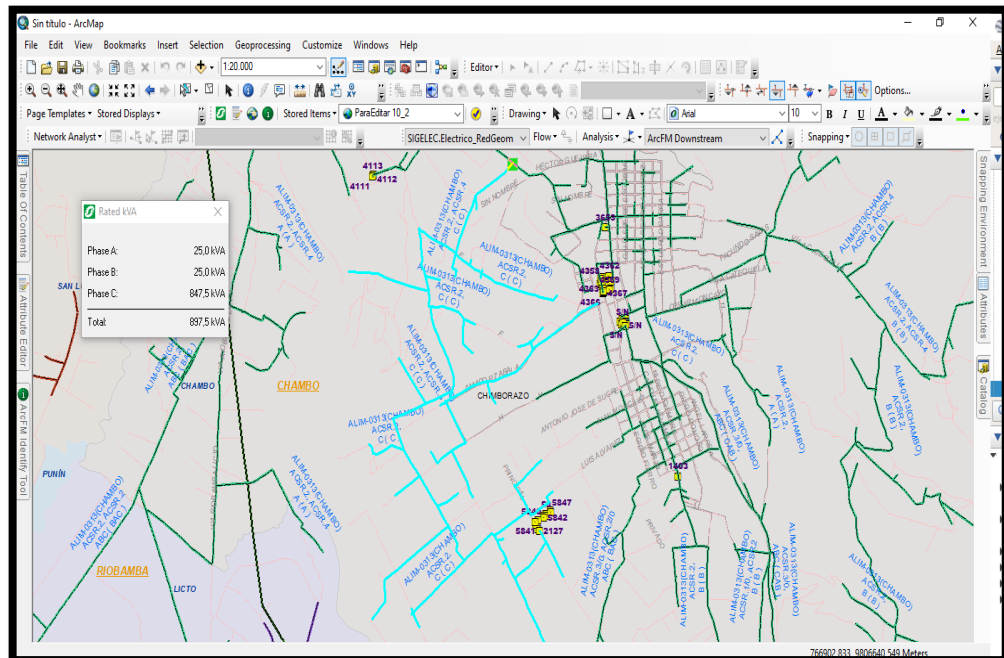
## ANEXO 12

### Carga en las tres fases del alimentador 03013 de la EERSA.



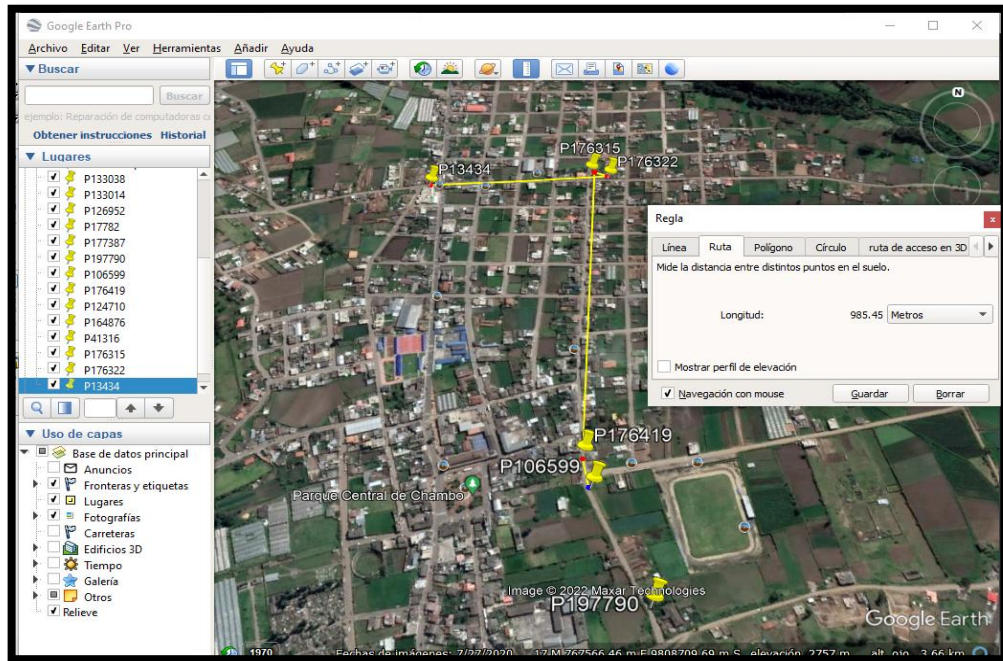
## ANEXO 13

### Zona más crítica del alimentador 1500130T03.



## ANEXO 14

Repotenciar el alimentador 1500130T03 de la S/E Alao en el cantón Chambo.



## ANEXO 15

Instalación de equipos de medición en el A1500130T03.





## ANEXO 16

**Instalación de equipos de medición en el A1500130T03.**



## ANEXO 17

**Retiro de equipos de medición del A1500130T03.**



## ANEXO 18

### Retiro de equipos de medición del A1500130T03.



## ANEXO 19

### Capacidad de Corriente en Conductores de Distribución.



**Aluminio ACSR**  
(Con alma de acero)



### CABLES DE ALUMINIO

CLAVE	CALIBRE	SECCION ALUMINIO		EQUIV EN COBRE	ALUMINIO		ACERO		DIAMETRO EXTERIOR APROX	DIAMETRO NUCLEO ACERO	TENSION RUPTURA	RESIST C.C. Y 20°C	PESO APROXIMADO			CAPAC CONDUCT
		mm <sub>L</sub>	mm <sub>T</sub>		# HILOS	DIAM HILO	# HILOS	DIAM HILO					Kg	ohm/Km	Kg/Km	
SWAN	4	21.18	24.71	13.26	6	2.12	1	2.02	6.36	2.12	843.6	1.3278	53.15	27.46	85.61	95
SPARROW	2	33.59	39.19	21.06	6	2.67	1	2.67	8.01	2.67	1292.7	0.8343	92.22	43.57	135.79	130
ROBIN	1	42.41	49.48	26.59	6	3.00	1	3.00	9.00	3.00	1610.2	0.6621	113.44	55.00	171.44	150
RAVEN	1/0	53.52	62.44	33.56	6	3.37	1	3.37	10.11	3.37	1986.6	0.5243	143.94	69.40	216.34	175
QUAIL	2/0	67.33	78.55	42.22	6	3.78	1	3.78	11.34	3.78	2403.9	0.4160	184.86	87.29	272.15	235
PIGEON	3/0	85.12	93.30	53.37	6	4.25	1	4.25	12.75	4.25	3002.6	0.3304	233.70	110.32	344.02	240
PENGUIN	4/0	107.22	125.09	67.23	6	4.77	1	4.77	14.31	4.77	3787.3	0.2618	294.38	139.03	433.41	275

**ESPECIFICACIÓN:**  
La fabricación de estos productos está basada en normas: NTC309, NTC461, ASTM B-232, ASTM B-498

**APLICACIÓN:**  
Líneas aéreas de transmisión, subtransmisión y distribución.

## ANEXO 20

### Listado de materiales de la repotenciación de conductor.

PRESUPUESTO REFERENCIAL  
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

#### CAMBIO DE CALIBRE DE CONDUCTOR ALIMENTADOR 03/13 ZONA 1

RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS UNITARIOS	PRECIO TOTAL
1	REPLANTEO GENERAL	km	0,8	228,00	182,40
2	TIPO EST-1CP	c/u	0	43,51	-
3	TIPO EST-1CA	"	0	75,85	-
4	TIPO EST-1CD	"	0	125,62	-
5	TIPO EST-1CR	"	0	52,81	-
6	TIPO EST-1VA (VP2 1 fase)	"	0	265,88	-
7	TIPO EST-3VA	"	0	345,24	-
8	TIPO EST-3VR	"	0	349,35	-
9	TIPO EST-3VD	"	0	501,82	-
10	TIPO EST-3CP	"	15	182,51	2.737,65
11	TIPO EST-3CA	"	0	327,94	-
12	TIPO EST-3CD	"	2	522,98	1.045,96
13	TIPO EST-3CR	"	2	341,31	682,62
14	TIPO EST-3VP	"	0	187,28	-
15	TIPO EST-3HD	"	0	556,50	-
16	TIPO ESD-1EP	"	15	19,60	294,00
17	TIPO ESD-1ER	"	2	28,83	57,66
18	TIPO ESD-1ED	"	2	36,39	72,78
19	TIPO ESD-3EP	"	0	14,05	-
20	TIPO ESD-3ER	"	0	32,72	-
21	TRANSPORTE DE POSTE DE MADERA	"	0	22,55	-
22	TRANSPORTE DE POSTE DE HORMIGÓN	"	0	34,03	-
23	MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE HORMIGÓN 12 M 500KG.	"	0	368,85	-
24	MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE HORMIGÓN 12 M 2000KG.	"	0	1.085,05	-
25	TRANSPORTE, MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE FIBRA DE VIDRIO DE 12 M 500KG	"	0	686,98	-
26	TRANSPORTE, MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE FIBRA DE VIDRIO DE 10 M 400KG	"	0	571,26	-
27	RETIRO DE POSTE DE MADERA	"	0	44,06	-
28	RETIRO DE POSTE DE HORMIGÓN	"	0	58,55	-
29	EXCAVACIÓN, SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE BLOQUE Y VARILLA DE ANCLAJE	"	0	40,60	-
30	REUBICACIÓN POSTE DE HORMIGÓN	"	0	167,49	-
31	REUBICACIÓN POSTE DE MADERA	"	0	74,25	-
32	ALUMINIO ACSR # 2	"	0,00	769,30	-
33	CABLE ACSR # 1/0	"	0,00	1.811,80	-
34	CABLE ACSR # 2/0	"	0,00	2.051,89	-
35	CABLE ACSR # 3/0	"	2,40	2.174,48	5.218,75
36	INCLUIDO DESARMADO DE ESTRUCTURAS ( CONDUCTOR # 4, 2, 1/0, 2/0)	"	2,40	197,31	473,54
37	REINSTALACIÓN DE RED DE BAJA TENSIÓN	"	0,00	103,28	-

38	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TTSD	c/u	0,00	35,86	-
39	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TTST	"	0,00	57,60	-
40	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TTD	"	0,00	81,67	-
41	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TFST	"	0,00	91,71	-
42	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TFD	"	0,00	114,46	-
43	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TSST	"	0,00	69,54	-
44	PUESTA A TIERRA PTO-ODC4_1	"	0,00	81,06	-
45	PUESTA A TIERRA PTDC2_1	"	0,00	144,02	-
46	Varillas de vibración	"	0,00	17,21	-
47	DESMONTAJE/MONTAJE DE TRANSFORMADOR T1(5,10,15, 25 KVA) CSP	"	0,00	123,76	-
48	SECCIONADOR FUSIBLE (SPT-1S100)	"	0,00	117,12	-
49	DESMONTAJE DE ACOMETIDAS	"	0,00	15,89	-
50	CONECTOR PARA PUENTES EN RED DE BT	"	0,00	3,30	-
51	CONECTOR PARA ACOMETIDAS	"	0,00	2,09	-
52	(Na)	"	0,00	25,82	-
53	REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR		0,00	241,51	-
54	*INSTALACIÓN DE LUMINARIA		0,00	42,12	-
55	REUBICACIÓN DE ACOMETIDA		0,00	18,56	-
56	PARARRAYOS		0,00	173,90	-
57	DESMONTAJE DE SECCIONADOR		0,00	20,82	-
58	REINSTALACIÓN DE SECCIONADOR		0,00	31,28	-
59	ENERGIZACIÓN Y PRUEBAS	día	2,00	378,69	757,38
60	LIQUIDACIÓN, MEMORIA CONSTRUCCIÓN, PLANOS "COMO CONSTRUIDO"	global	1,00	757,39	757,39
61	AMBIENTAL	global	1,00	1.135,53	1.135,53
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>13.415,66</b>
				IVA	1.609,88
				<b>TOTAL</b>	<b>15.025,54</b>

\* Corresponde al montaje de Luminarias desmontadas

## ANEXO 21

### Listado de materiales de la repotenciación del Alimentador 1500130T03.

PRESUPUESTO REFERENCIAL  
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.  
POTENCIACIÓN ALIMENTADOR 03/13 ZONA 2 CENTRO DE

RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
1	REPLANTEO GENERAL	km
2	TIPO EST-1CP	c/u
3	TIPO EST-1CA	"
4	TIPO EST-1CD	"
5	TIPO EST-1CR	"
6	TIPO EST-1VA (VP2 1 fase)	"
7	TIPO EST-3VA	"
8	TIPO EST-3VR	"
9	TIPO EST-3VD	"
10	TIPO EST-3CP	"
11	TIPO EST-3CA	"
12	TIPO EST-3CD	"
13	TIPO EST-3CR	"
14	TIPO EST-3VP	"
15	TIPO EST-3HD	"
16	TIPO ESD-1EP	"
17	TIPO ESD-1ER	"
18	TIPO ESD-1ED	"
19	TIPO ESD-3EP	"
20	TIPO ESD-3ER	"
21	TRANSPORTE DE POSTE DE MADERA	"
22	TRANSPORTE DE POSTE DE HORMIGÓN	"
23	EXCAVACIÓN; SUMINISTRO, TRANSPORTE, MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE HORMIGÓN 12 M 500KG.	"
24	EXCAVACIÓN; SUMINISTRO, TRANSPORTE, MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE HORMIGÓN 12 M 2000KG.	"
25	EXCAVACIÓN DE HUECO; SUMINISTRO, TRANSPORTE, MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE FIBRA DE VIDRIO DE 12 M 500KG	"
26	EXCAVACIÓN DE HUECO; SUMINISTRO, TRANSPORTE, MANIPULEO, ERECCIÓN, COMPACTACIÓN, POSTES DE FIBRA DE VIDRIO DE 10 M 400KG	"
27	RETIRO DE POSTE DE MADERA	"
28	RETIRO DE POSTE DE HORMIGÓN	"
29	EXCAVACIÓN , SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE BLOQUE Y VARILLA DE ANCLAJE	"
30	REUBICACIÓN POSTE DE HORMIGÓN	"
31	REUBICACIÓN POSTE DE MADERA	"
32	ALUMINIO ACSR # 2	"
33	CABLE ACSR # 1/0	"
34	CABLE ACSR # 2/0	"
35	CABLE ACSR # 3/0	"
36	DESMONTAJE DE LÍNEA DE MT Y/O BT INCLUIDO DESARMADO DE ESTRUCTURAS ( CONDUCTOR # 4, 2, 1/0, 2/0)	"
37	REINSTALACIÓN DE RED DE BAJA TENSIÓN	"

38	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TTSD	c/u
39	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TTST	"
40	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TTDT	"
41	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TFST	"
42	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TFDT	"
43	ARMADO Y REGULADO DE VIENTOS TIPO TSST	"
44	PUESTA A TIERRA PT0-0DC4_1	"
45	PUESTA A TIERRA PTDC2_1	"
46	Varillas de vibración	"
47	DESMONTAJE/MONTAJE DE TRANSFORMADOR T1(5,10,15, 25 KVA) CSP	"
48	SECCIONADOR FUSIBLE (SPT-1S100)	"
49	DESMONTAJE DE ACOMETIDAS	"
50	CONECTOR PARA PUENTES EN RED DE BT	"
51	CONECTOR PARA ACOMETIDAS	"
52	Desmontaje luminarias 125 - 175 W (Hg) 70 (Na)	"
53	REUBICACIÓN DE TRANSFORMADOR	
54	*INSTALACIÓN DE LUMINARIA	
55	REUBICACIÓN DE ACOMETIDA	
56	PARARRAYOS	
57	DESMONTAJE DE SECCIONADOR	
58	REINSTALACIÓN DE SECCIONADOR	
59	ENERGIZACIÓN Y PRUEBAS	día
60	LIQUIDACIÓN, MEMORIA CONSTRUCCIÓN, PLANOS "COMO CONSTRUIDO"	global
61	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y MANEJO AMBIENTAL	global

## ANEXO 22

### Presupuesto General de Montaje de Reconector en Estructura en Volado.

#### EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A

#### DIRECCION DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

PROYECTO: BCH000701                      USUARIOS:                      FECHA DE ELABORACION: 09/04/2021

MATERIALES A UTILIZARSE EN: RIOBAMBA, LICTO, MOLOBOG\_ INSTALACIÓN DE RECON TRIF EN VOLAD

OBSERVACIONES: INSTALACIÓN DE RECONECTOR TRIFASICO EN VOLADO POSTE 164884 INGRESO PARALELO A 1\_13 Y A 3\_13

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	V.Unitario	V.Total
<b>MATERIALES DE ALTA TENSION</b>					
0102201203	ABRAZADERA DOBLE DE PLETINA,4 PERNOS DE 6 1/2	C/U	1.00	5.37	5.37
0102205203	ABRAZADERA SIMPLE PARA TRANSFORMADOR	C/U	4.00	4.85	19.40
11882526079	AISLADOR ESPIGA, PORCELANA, ANSI 55-5	C/U	3.00	6.14	18.42
0101081133	ALAMBRE CONDUCTOR AISLADO COBRE UNIPOLAR +8	MT	15.00	0.94	14.10
0101050535	ALAMBRE DE ALUMINIO DE ATAR + 6	MT	6.00	0.23	1.38
0101200343	CABLE CONDUCTOR DE ALUMINIO ACSR 3/0	MT	9.00	1.56	14.04
10919959742	CABLE DE CU AISLADO # 1/0 TTU 2000V	MT	15.00	5.97	89.55
0111120608	CINTA AISLANTE AUTOFUNDENTE ALTO VOLTAJE #23	RLLS	1.00	11.12	11.12
CAB-CON-000	CONDUCTOR DE COBRE CONCENTRICO 3 X 12	MT	10.00	1.58	15.80
0102402235	CONECTOR ANDERSON LC-52-A	C/U	6.00	3.57	21.42
0102402212	CONECTOR HERMET CU/AL AISLADO DP5/8 4-4/0 A 1	M	1.00	2.60	2.60
0102410201	CONECTOR TIPO PERNO HENDIDO SW-7 PARA 1/0	C/U	3.00	0.16	0.48
0102500827	CRUCETA DE HIERRO GALV CANAL 2.40 MTS	C/U	2.00	0.07	0.14
1148631448	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 3/4	M	15.00	0.33	4.95
0102404614	GRAPA DERIVACION, LINEA CALIENTE A.H.6-4/0	C/U	1.00	9.60	9.60
1181275660	GRAPA TERMINAL DE BT LC-71B	C/U	9.00	2.98	26.82
1077367712	HEBILLA PARA FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 3/4	C/U	5.00	0.43	2.15
0102600405	PARARRAYO DE 10 KV.	TIRA F	6.00	49.03	294.18
0102252810	PERNO DE 5/8 " 10" R.G. ROSCA CORRIDA	C/U	2.00	1.72	3.44
0102250804	PERNO DE 5/8 " 2 " CON TUERCA Y ARANDELA	C/U	2.00	1.21	2.42
0102053206	PERNO PIN PARA CRUCETA METALICA	c/u	3.00	4.20	12.60
0102204412	PIE AMIGO DE 1.8m PARA ESTRUCTURA ENVOLADO	C/U	1.00	11.72	11.72
08100200100	RECONECTOR CONTROL ELECTRONICO TRIFASICO 27KV630	C/U	1.00	16,383.36	16,383.36
1408924094	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA UNIPOLAR, 15KV	C/U	3.00	143.21	429.63
0105104840	TAIPE PLASTICO	ROLL	1.00	0.29	0.29
0105403202	TUBO CONDUIT DE 1 "	C/U	2.00	5.26	10.52
0105404001	UNIONES CONDUIT DE 1"	C/U	1.00	0.48	0.48
0102352804	VARILLA PUESTA A TIERRA COOPERWELD 5/8 X 8"	1	1.00	11.41	11.41
					<b><u>17,417.39</u></b>

Tiempo aproximado requerido para ejecución de la obra 8.00 horas

<u>MATERIALES</u>	<b>VALOR</b>
Alta 17,417.39 Baja 0.00 IVA 12 % 2,090.09	19,507.48 (1)
<u>TRANSPORTE (Horas)</u>	
Liviano 8 Pesado 6 Canasta 6	326.46 (2)
Mano de Obra 5 personas	337.20 (3)
Dirección Técnica y Administración	245.68 (4)
Proyecto IVA 12 %	109.12 (5) (2+3+4)
Viáticos 0 días	0.00 (6)
0 KVA 0 HORAS 0 DIAS Energía no suministrada	0.00 (7)
<b>TOTAL PROYECTO</b>	<b><u>20,525.94</u></b> (1+5+6+7)

ELABORADO POR: GUERRERO LARA AUGUSTO



## ANEXO 23

### Presupuesto General de Montaje de Reconector en Estructura Centrada.

#### EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A

#### DIRECCION DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

PROYECTO: BCH000699

USUARIOS:

FECHA DE ELABORACION: 09/04/2021

MATERIALES A UTILIZARSE EN: RIOBAMBA, LICTO, POMPEA\_ INSTALACIÓN DE RECONECTOR CENTR

OBSERVACIONES: INSTALACIÓN DE RECONECTOR TRIFASICO CENTRADO (POSTE 102234) Y CAMBIO DE POSTE CON ESTRUCT

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	V.Unitario	V.Total
<b>MATERIALES DE ALTA TENSION</b>					
0102201203	ABRAZADERA DOBLE DE PLETINA,4 PERNOS DE 6 1/2	C/U	2.00	5.37	10.74
0102201003	ABRAZADERA SIMPLE DE 6 1/2 GALVANIZADA	C/U	2.00	5.06	10.12
0102205203	ABRAZADERA SIMPLE PARA TRANSFORMADOR	C/U	4.00	4.85	19.40
0102018104	AISLADOR DE PORCELANA. TIPO CARRETO DE 3"	C/U	2.00	0.88	1.76
1114452689	AISLADOR DE SUSPENSION DE SILICONA PARA 15KV	C/U	6.00	12.64	75.84
11882626079	AISLADOR ESPIGA, PORCELANA, ANSI 55-5	C/U	3.00	6.14	18.42
0101050535	ALAMBRE DE ALUMINIO DE ATAR + 6	MT	6.00	0.23	1.38
0102052111	BASTIDOR DE UNA VIA CON ABRAZADERA ADJUNTA	C/U	2.00	6.90	13.80
0101221441	CABLE CONDUCTOR DE COB.AISLADO TTU N 1/0 600V	MT	15.00	5.48	82.20
0101351539	CABLE CONDUCTOR DE COBRE AISLADO #2 PARA 15KV	MT	12.00	8.30	99.60
0101221104	CABLE CONDUCTOR.COBRE AISLADO.8 TW	MTS	15.00	0.94	14.10
10919959742	CABLE DE CU AISLADO # 1/0 TTU 2000V	MT	20.00	5.97	119.40
0101250524	CABLE DE HIERRO GALVANIZADO DE 3/8"	MT	6.00	1.42	8.52
0111120808	CINTA AISLANTE AUTOFUNDENTE ALTO VOLTAJE #23	RLLS	1.00	11.12	11.12
CAB-CON-000	CONDUCTOR DE COBRE CONCENTRICO 3 X 12	MT	10.00	1.58	15.80
0102402235	CONECTOR ANDERSON LC-52-A	C/U	6.00	3.57	21.42
0102402212	CONECTOR HERMET CU/AL AISLADO DP5/6 4-4/0 A 1	M	1.00	2.60	2.60
0102403205	CONECTOR PERNO HENDIDO K SV-23 BURNDY 8-2	C/U	3.00	1.72	5.16
0102500827	CRUCETA DE HIERRO GALV CANAL 2.40 MTS	C/U	3.00	0.07	0.21
1148631448	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 3/4	M	15.00	0.33	4.95
0102404614	GRAPA DERIVACION, LINEA CALIENTE A.H.6-4/0	C/U	1.00	9.60	9.60
0102300830	GRAPA PARALELA DE 3 PERNOS	C/U	3.00	2.33	6.99
0102101202	GRAPA TERMINAL DE A.T, CAT .PG 57N PARA 10000	C/U	6.00	13.65	81.90
1181275860	GRAPA TERMINAL DE BT LC-71B	C/U	15.00	2.98	44.70
1077367712	HEBILLA PARA FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 3/4	C/U	5.00	0.43	2.15
0102600405	PARARRAYO DE 10 KV.	TIRA F	6.00	49.03	294.18
0102254823	PERNO "U" DE 5/8 * 13"	C/U	1.00	4.20	4.20
0102252810	PERNO DE 5/8 * 10" R.G. ROSCA CORRIDA	C/U	6.00	1.72	10.32
0102250804	PERNO DE 5/8 * 2" CON TUERCA Y ARANDELA	C/U	6.00	1.21	7.26
0102051304	PERNO PIN PARA CRUCETA METALICA GALV.	C/U	2.00	4.20	8.40
0102050804	PERNO PIN TECHO	C/U	1.00	2.61	2.61
0102204008	PIE AMIGO PLETINA DE 28"	C/U	6.00	4.49	26.94
0121020214	POSTE DE HORMIGON CIRCULAR DE 12 M	C/U	1.00	232.51	232.51
08100200100	RECONECTOR CONTROL ELECTRONICO TRIFASICO	C/U	1.00	16,383.36	16,383.36

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	V.Unitario	V.Total
1408924094	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA UNIPOLAR, 15KV	C/U	3.00	143.21	429.63
0105104840	TAIPE PLASTICO	ROLL	1.00	0.29	0.29
0105403202	TUBO CONDUIT DE 1 "	C/U	2.00	5.26	10.52
0102255610	TUERCA DE OJO DE 5/8" GALV.	C/U	6.00	1.06	6.36
0105404001	UNIONES CONDUIT DE 1"	C/U	1.00	0.48	0.48
0102352804	VARILLA PUESTA A TIERRA COOPERWELD 5/8 X 8"	1	1.00	11.41	11.41
					<b><u>18,110.35</u></b>

Tiempo aproximado requerido para ejecución de la obra 8.00 horas

**MATERIALES**

**VALOR**

Alta 18,110.35 Baja 0.00 IVA 12 % 2,173.24 20,283.59 (1)

**TRANSPORTE (Horas)**

Liviano 8 Pesado 6 Canasta 6 326.46 (2)

Mano de Obra 5 personas 337.20 (3)

Dirección Técnica y Administración 245.68 (4)

Proyecto IVA 12 % 109.12 (5) (2+3+4)

Viáticos 0 días 0.00 (6)

0 KVA 0 HORAS 0 DIAS Energía no suministrada 0.00 (7)

**TOTAL PROYECTO 21,302.05 (1+5+6+7)**

ELABORADO POR: GUERRERO LARA AUGUSTO

## ANEXO 24

### Especificaciones Técnicas de Reconectores Trifásicos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	SOLICITADO
1	Fabricante:	Indicar
2	Procedencia:	Indicar
3	Modelo:	Indicar
4	Catálogo:	Incluir
5	Año de Fabricación	≥ 2021
6	Cantidad	17
7	Altura sobre el nivel del mar	3000 m
8	Temperatura Ambiente de Operación	-40 a 40 grados centígrados
9	Normas de Fabricación IEC y/o ANSI	IEC (62271-111-2012) ANSI/EEE (C37.60-2019, C37.90.1-2012)
10	Voltaje de operación kVL-L:	13,8 kV
11	Número de fases:	3
12	Operación:	Tripolar con enclavamiento
13	Nivel Básico de aislamiento (BIL):	≥ 115 kV
14	Tipo de conexión del sistema	Y con neutro sólidamente puesto a tierra
15	Frecuencia:	60 HZ
<b>Características del Switchgear</b>		
16	Material del Tanque	Acero Inoxidable clase III-AISI grado (mayor o igual a 304)
17	Grado de protección Tanque	≥ IP65
18	Bujes de MT	6
19	Aislamiento de Bujes	De Resina Epóxica hidrofóbica cicloalifáticas o aromáticas, que garantice su adecuada operación en zonas con altos niveles de lluvia, humedad y crecimiento de algas Chlorella vulgaris, alto nivel cerámico.
20	Mínima distancia de fuga	≥770 mm
21	Medio de Interrupción:	Vacío
22	Mecanismo de Apertura/Cierre	Actuador Magnético Enclavado
23	Bloqueo para evitar el cierre	Bloqueo Mecánico
24	Número de operaciones mecánicas (In=600 A)	≥10.000
25	Tiempo mínimo de Apertura	≤40 ms
26	Tiempo mínimo de Cierre	≤50 ms
27		Seis puntos, 3 lado fuente y 3 lado carga, transformador/ sensor de voltaje,

	Medición de Voltaje	embebidos en el interior del tanque, uno para cada bushing
28	Clase de precisión Voltaje	Mínimo -/+ 2.5%
29	Burden	De acuerdo a requerimientos del IED (Indicar valor)
30	Placa de datos	Si
31	Intervalo de mantenimiento	≥10 años
32	Compatibilidad con futuras versiones de la unidad de control	Al menos con la siguiente versión a partir de la presentada en el presente proceso (certificar)
<b>Accesorios del Switchgear</b>		
33	Accesorios necesarios para montaje en poste	Herrajes, pernos y accesorios para montaje en Volado
34	Indicador físico de posición del switchgear (abierto-cerrado)	Indicador reflectivo claramente visible desde el piso
35	Terminal puesta a tierra	Para cable de Cobre 4-2/0 AWG
36	Accesorios de protección Avifauna	Incluir
37	Mecanismo de operación	Actuador Magnético, libre de mantenimiento
38	Montaje:	Intemperie adecuada para poste de Distribución
39	Clase de aislamiento:	≥ 15 kV
40	Corriente nominal	≥ 600 A
41	Capacidad mínima de interrupción Icc:	≥ 12 kA
42	Secuencia de operación	O-1er tr-CO-2do tr-CO-3er tr-CO,
	Selección de Número de operaciones previo al bloqueo	01-abr
	Bloqueo automático luego del número de operaciones de Recierre programadas	Incluido
	Ajuste diferente para cada Disparo	si
	Modificación de curvas por tiempo (dial) tap de corriente y adición de tiempo definido	Incluido
43	Número de operaciones mecánicas garantizadas:	≥10000
44	Conectores adecuados para cable	sí, terminales para cable ASCR indicar
45	Identificación Electrónica en el tanque del reconectador y/o controlador del reconectador	Para el registro de: número de serie, capacidad de corto circuito, capacidad de corriente, número de operaciones mecánicas, tensión nominal y vida útil de los contactos, etc.

<b>Tipo de controles</b>		
46	Local: Apertura/Bloqueo manual, mediante pértiga	Incluido
47	Panel de control (manual o mediante PC)	Incluido
48	Remoto: mediante Scada	Incluido
49	Tiempo total máximo de apertura	3 ciclos
50	Tiempo de Recierre y paso de programación	Programable (s)
51	Grupos independientes de calibración	mínimo 3
52	Operación con línea muerta	Con batería en caso de pérdida de alimentación AC
53	Botoneras con indicadores (LEDs). Aplica a control	Incluido
54	Bloqueo de operación remota	Incluido
55	Protección de la configuración mediante contraseña	Incluido
56	Registro de eventos con estampado de fecha y hora	≥ 400 eventos
<b>Transformadores de corriente para protección:</b>		
57	Relación:	Indicar
58	Precisión para protección:	menor o igual +/- 2%
59	TC:	uno por cada polo
<b>CARACTERISTICAS DEL CONTROL ELECTRONICO</b>		
60	Fabricante	Indicar
61	Procedencia:	Indicar
62	Modelo:	Indicar
63	Catálogo:	Incluir
64	Tipo de instalación:	Intemperie, para montaje en poste
65	Grado de Protección del gabinete:	≥ IP65
66	Ubicación del relé y elementos sensibles al agua	Sin exposición a la lluvia bajo la condición de puerta abierta (evidenciar).
67	Material de fabricación	acero inoxidable de alta calidad puede ser igual o superior a grado 304
68	Almacenamiento nativo del relé	Memoria no volátil ≥ 512 MB Memoria volátil ≥ 1 GB
69	Acceso	Frontal
70	Voltaje continuo para control	120 o 240 VAC

71	Banco de Baterías y cargador asociado	24 Vdc que garanticen un respaldo continuo de 24 horas incluido la salida de comunicaciones, e indicación en el panel de control, con prueba de estado automática y desde el panel, software propietario y por protocolo.
72	Vida Útil batería	mínimo 5 años
73	Salida de alimentación auxiliar 12/24 Vdc carga externa 20/40 W	Tomada desde propio banco de baterías, controlada desde el relé para limitar en tiempo el consumo en el caso de falla de la alimentación principal (indicar niveles y tiempos).
74	Elementos de protección de sobrecorriente y sobrevoltaje	Adecuadamente dimensionados de acuerdo con el equipo (Indicar dimensiones).
75	Panel de leds y teclas de operación local y habilitación de funciones	Como mínimo las siguientes teclas de: operación y estado (abrir/cerrar) selección (modo local/remoto, grupo de protección, habilitación de reconexión, etiqueta al trabajo), de desplazamiento (arriba / abajo, izquierda/derecha, selección, retorno a menú principal)
76	Pantalla Digital	Legible con y sin presencia de luz exterior (Antirreflejo). Que permita visualizar las variables de estado y configurar parámetros de protección, comunicaciones y control
77	Cable blindado para conexión del switchgear con el gabinete de control	Longitud mínima 6 metros, con protección mecánica y compatibilidad electromagnética.
78	Placa de características	Si
79	Software de Programación y actualización a perpetuidad	Incluido, a perpetuidad a nombre de la EERSA del Software y protocolos
<b>IED Comunicaciones</b>		
80	Norma	IEC-61850-5/6/7/8/9 nivel A (presentar)
81	Puertos de comunicación Nativos (No a través de adaptadores)	- Ethernet mínimo (dos, 100MBPS) - USB mínimo (uno, 2.0) y - RS-232 mínimo (uno)
82	Protocolos de Comunicación: Nativos multisección, multiprotocolo	-IEC61850-MMS-GOOSE(TCP-IP) - DNP 3.0 (TCP-IP) - IEC 60870-5-101/104 - Modbus (TCP-IP)
83	Protocolo de sincronización de tiempo de red, sistemas de monitoreo y control maestro - esclavo	NTP y SNTP y/o PTP  (indicar protocolo y precisión de tiempo a condiciones estándar)

84	Envío de archivos Comtrade (registros oscilografías)	A través de IEC 61850-8-1
<b>Funciones de protección, mínimas requeridas:</b>		
85	Sobrecorriente	Relés 50F/51F, 50N/51N
86	Auto-Recierre	Relé 79 (secuencia 1,2,3,4)
87	Sobre y baja frecuencia	Relé 81
88	Sobre voltaje	Relé 59
89	Bajo voltaje	Relé 27
90	Direccional	Relés 67
91	Bloqueo Direccional	INCLUIDO
92	Falla Sensible a Tierra	INCLUIDO
93	Perdida de fase	INCLUIDO
94	Control de Secuencia	INCLUIDO
95	Localizador de Falla	INCLUIDO
96	Bloqueo de carga viva	INCLUIDO
97	Bloqueo a Fuente y Carga Muerta	INCLUIDO
98	Bloqueo por Alta Corriente	INCLUIDO
99	Restricción de operación por corrientes de Inrush	INCLUIDO
100	Restricción de operación por carga fría.	INCLUIDO
101	Función seccionalizador	INCLUIDO
102	Chequeo de Sincronismo	Asegurando la medición de la tensión de la carga y de la fuente, la frecuencia y fase deben sincronizarse antes del cierre del reconector
103	Valores de falla disponibles en registro de eventos y los mapas de protocolos (DNP3/MMS)	INCLUIDO
104	Curvas de Protección tiempo-corriente:	Curvas Estándar como IEC ,ANSI/ IEEE , y propias del reconector
105	Configuración de funciones de protección	Habilitación on/off/alarma de cada función de protección. Ajustes independientes de cada trip (funciones de protección, curvas, tiempos y número de reconexión 1-4). Cambio automático de grupo de protección con el flujo de corriente, independiente de la habilitación de otras funciones.

106	Configuración de curvas (Tiempo-Corriente) de disparo y restablecimiento de fallas	Selección de curva de disparo, cambio de dial, arranque, tiempo mínimo, tiempo máximo, tiempo adicional de respuesta, mínima y máxima de corriente, corriente y curva para restablecimiento de falla.
107	Módulo de inyección virtual de señales analógicas (módulo y ángulo)	Voltajes (lado fuente y carga), corrientes, y frecuencia.
<b>Funciones de medición, mínimas requeridas:</b>		
108	Medición de Parámetros Eléctricos	Corrientes de línea magnitud y ángulo, voltajes de fase y de línea, potencia activa, reactiva, frecuencia, voltaje alimentación auxiliar y baterías. temperatura unidad de control
109	Registro de Sag (caída de tensión) & Swell (aumento de tensión). El monitoreo se realiza independientemente si el reconector está cerrado o en trip	opcional
110	Registro de indicadores para posterior cálculo de SAIDI (Índice de la duración promedio de la interrupción del sistema) y SAIFI (Índice de la frecuencia promedio de la interrupción del sistema)	opcional
111	Energía	si
112	Factor de Potencia	si
113	Registro de perfil de carga	opcional
114	Captura de forma de onda	Generar un análisis vectorial y fasorial de la captura (opcional)
115	Generación de forma de onda	opcional
116	Armónicos del 2do al 16avo, y THD	Registro y gráfica en tiempo real (opcional)
117	Cálculo de parámetros Eléctricos	Demanda diaria, semanal y mensual, promedio, factor de potencia, aparente con y sin dirección, voltajes y corrientes en componentes de secuencia, corriente residual, armónicos mínimo orden 15 y potencia aparente.



118	Módulo de visualización de registros históricos	Disponible y/o compatible con software propietario, con licencia a perpetuidad de EERSA (indicar), que permita seleccionar los parámetros a registrarse, intervalo de registro e indicador de último registro corriente en memoria, con una capacidad de 100000 eventos.
<b>Funciones adicionales requeridas:</b>		
119	Automatización	Capacidad de manejar arquitecturas de automatización distribuidas
120	Corriente de Falla	sí, se requiere que los valores analógicos de la corriente de falla sean mapeables por DNP3 o IEC 61850; y que estas señales se puedan integrar al sistema SCADA, permitiéndose visualizar el valor de la falla
121	Esquemas preestablecidos de aislamiento de fallas y restablecimiento automático de carga	Restauración de (una y dos vías), Mediante la detección de pérdida de fase, comunicación punto a punto por TCP/IP entre equipos medio y enlace, cambio de grupo de protecciones, validación y restricción por sobrecarga, deslastre por baja frecuencia, operación por falla en interruptores medios adyacentes al enlace y con retardo de tiempo de restablecimiento configurable.
<b>INFORMACION TECNICA / Certificado / protocolos de pruebas</b>		
122	Certificados de cumplimiento de normas de fabricación solicitadas	Presentar
123	Certificado de calidad de materiales y calidad de procesos de fabricación ISO 9001	Presentar
124	Reporte de pruebas de fabricación	Presentar
125	Reporte de pruebas de hermeticidad swichtgear y tablero de control grado IP65.	Presentar
126	Certificados OAE	Presentar
127	Certificado de distribuidor autorizado	Presentar
128	Manual de instalación, operación y mantenimiento interruptor y controlador	En su totalidad en idioma español/inglés, en medio impreso y en archivos digitales.

129	Planos del switchgear, terminales cable de control, módulo de control, sistema de alimentación AC, DC, baterías y otros necesarios para la operación y mantenimiento	En archivo digital editable y formato (DWG/PDF)
130	Garantía	Garantía técnica por tres años
<b>Software/Firmware/Actualizaciones</b>		
131	Software propietario y módulos adicionales	Compatibles con Windows 7, 10 y posteriores versiones
132	Manejo de usuarios con diferentes privilegios	Al menos tres grupos de privilegios (Administrador, supervisor y operador)
133	Licencias de software propietario y módulos necesarios para aprovechar las funciones solicitadas en el presente pliego.	Con perpetuidad a nombre de la EERSA
<b>CARACTERISTICAS DEL CVT (TRANSFORMADORES CAPACITIVOS DE TENSIÓN)</b>		
134	Transformadores capacitivos de tensión	seis, tres en lado fuente y tres en lado carga, internos.
135	Voltaje nominal Primario	Indicar
136	Tipo de sensor	indicar
<b>TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES</b>		
137	Fabricante:	Indicar
138	Procedencia:	Indicar
139	Marca:	Indicar
140	Catálogo:	Incluir
141	Tipo:	Monofásico para conexión fase - tierra
142	Cantidad	1 por reconectador
143	Tipo de aislamiento:	En aceite o seco encapsulado en resina
144	Voltaje nominal primario:	7967 V
145	Voltaje nominal secundario:	120 o 240 Vac, según requerimiento del controlador
146	Instalación:	a la intemperie montado en poste
147	Rigidez dieléctrica a impulsos atmosféricos al nivel del mar (BIL):	≥115 kV
148	Burden	Adecuado para el equipo de control y batería ofertado (indicar valor)
149	Herraje de montaje en poste	Incluir
150	Certificados de Pruebas	Presentar

## ANEXO 25

### Especificaciones Técnicas de La Fibra Óptica Monomodo Tipo ADSS

#### G.652D.

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA
<b>1</b>	<b>Tipo</b>		
1.1	Cantidad	metros	2000
1.2	Marca	ESPECIFICAR	Especificar
1.3	Modelo	ESPECIFICAR	Especificar
1.4	Año de Fabricación	>=2022	A la entrega de los equipos, se deberá entregar un "Certificado del fabricante que indique el año de fabricación de los equipos entregados"
1.5	Condición del Equipo	Nuevo, no remanufacturados	A la entrega de los equipos, se deberá entregar un "Certificado del fabricante que indique que los equipos son nuevos, no remanufacturados"
1.6	Cumplimiento de normas	ESPECIFICAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>- IEEE Std1222</li> <li>- IEC 60793-1</li> <li>- IEC 60793-2</li> <li>- IEC 60793-3</li> <li>- IEC 60794-5</li> <li>- IEC 60793-1-1</li> <li>- IEC 60793-1-2</li> <li>- IEC 60793-1-3</li> <li>- IEC 60793-1-4</li> <li>- IEC 60793-1-5</li> <li>- IEC 60793-1-20</li> <li>- IEC 60793-1-40</li> <li>- IEC 60793-1-42</li> <li>- IEC 60793-1-44</li> <li>- IEC 60793-1-45</li> <li>- IEC 60794-1</li> <li>- TIA/EIA-455-B</li> <li>- TIA/EIA-598-A</li> <li>- ITU-T G.650</li> <li>- ITU-T G.652</li> </ul>
1.7	Construcción	ESPECIFICAR	Dieléctrico, Núcleo seco protegido con materiales hinchables, Tubos Loose, SM y NZD
1.8	Descripción	ESPECIFICAR	Cable óptico totalmente dieléctrico, con fibras ópticas monomodo revestidas en acrilato, ubicadas en tubos holgados rellenos, reunidos alrededor del elemento central. El núcleo del cable será protegido con materiales hinchables. Este conjunto es reforzado con hilaturas de aramida y recubierto con una cubierta exterior de material termoplástico de color negro.
<b>2</b>	<b>Especificaciones</b>		
2.1	Diámetro de cable	mm	Indicar referencia a catálogo o certificados del fabricante.
2.2	Peso del cable	Kg/km	Entre 125 y 170 kg/km
2.3	Temperatura de operación	°C	Entre -40° a +70°
2.4	Temperatura de instalación	°C	Entre -30° a +70°
2.5	Temperatura de almacenamiento/transporte	°C	Entre -30° a +70°
2.6	Carga nominal de tracción	KN	Mínimo 14
2.7	Carga de tracción efectiva	KN	Mínimo 6.5

2.8	Resistencia de aplastamiento	N/cm	Mínimo 2000
2.9	Radio de flexión de instalación mínima	cantidad	20 veces el diámetro del cable
2.10	Tipo	ESPECIFICAR	ADSS, doble chaqueta de protección
2.11	Chaqueta externa	ESPECIFICAR	Material termoplástico y/o polietileno de color negro con protección contra intemperie y resistente a la luz solar y rayos UV.
2.12	Chaqueta interna	ESPECIFICAR	Material termoplástico y/o polietileno de color negro con protección contra intemperie y resistente a la luz solar y rayos UV.
2.13	SPAN	metros	Mínimo 200 metros
2.14	Etiquetado de chaqueta de fibra óptica	ESPECIFICAR	Los cables serán provistos con la identificación que se indica a continuación: Nombre del fabricante. Año de fabricación Tipo de fibra La frase: EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A – EERSA Teléfono (03) 2 994000, en color blanco La misma que se efectuará en relieve o grabada en forma legible a lo largo de la superficie exterior de su cubierta y a intervalos de un (1) metro.
2.15	Unidad básica	ESPECIFICAR	Tubos de material termoplástico rellenos con compuesto hidrófugo para prevenir la entrada y migración de humedad. Los tubos holgados deben proteger las fibras de esfuerzos mecánicos.
2.16	Elemento central	ESPECIFICAR	Elemento de material dieléctrico ubicado en el centro del núcleo para prevenir los esfuerzos de contracción del cable. Como miembro central se emplea una varilla de hilos de plástico reforzado con fibra de vidrio FRP (Fiber Reinforced Plastic)
2.17	Núcleo	ESPECIFICAR	Los tubos holgados serán trenzados alrededor del miembro central para formar el núcleo del cable. El núcleo debe ser protegido con materiales hinchables para prevenir la entrada de humedad. Si el cable así lo requiera, podrán ser usados tubos de relleno de material termoplástico para lograr un núcleo cilíndrico
2.18	Elemento de tracción	ESPECIFICAR	Hilaturas de aramida deben ser aplicadas sobre el núcleo del cable para soportar esfuerzos de tracción
<b>3</b>	<b>Especificaciones del hilo de fibra óptica</b>		
3.1	Número de hilos de fibra óptica	c/u	Mínimo 24 hilos
3.2	Tipo de fibra óptica	ESPECIFICAR	Fibras ópticas tipo monomodo ITU-T G652.D
3.3	Recubrimiento de hilos de fibra óptica	ESPECIFICAR	Recubrimiento en acrilato curado por UV
3.4	Número de tubillos	c/u	Mínimo 4 tubillos con 6 hilos de fibra óptica cada uno
3.5	Longitudes de onda soportadas	nm	1310 1385 1550 1625
3.6	Coeficientes de atenuación	dB/km	Para cada longitud de onda se detallan los valores máximos de atenuación que debe tener la fibra: 1310, 0.35 1385, 0.32 1550, 0.22 1625, 0.30
<b>4</b>	<b>Carreto</b>		
4.1	Longitud del carreto	km	8 km y 5 km
4.2	Etiquetado del carreto	ESPECIFICAR	Las bobinas deberán llevar en uno de los costados la siguiente inscripción: 1. Marca. 2. Tipo de cable. 3. Longitud del cable en metros 4. Peso bruto y neto. 5. Número de bobina de cable. Cada carreto (bobina) de cable deberá ser acompañada de la documentación técnica, debiendo constar como mínimo:

			<ol style="list-style-type: none"> <li>Valores de atenuación y uniformidad de cada una de las fibras.</li> <li>Valores de dispersión de cada una de las fibras.</li> <li>Certificados de ensayos de calidad y mediciones efectuadas por el fabricante.</li> <li>La documentación deberá ser entregada en formato digital e impreso.</li> </ol>
4.3	Verificación de bobinas	ESPECIFICAR	<p>La Contratista previo a la instalación de cada una de las bobinas, deberá realizar las pruebas de reflectometría a fin de comprobar los siguientes parámetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Longitud de la fibra.</li> <li>- Atenuación total de la bobina.</li> <li>- Discontinuidades</li> </ul> <p>Este trabajo se realizará en cada una de las fibras de cada bobina, aplicada a la norma solicitada. Para las fusiones deberá utilizarse una fusionadora con tecnología de fusión de núcleo.</p>
<b>5</b>	<b>Garantía</b>		
5.1	Garantía del fabricante	años	>=3

## ANEXO 26

### Instalación de la Radio.

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA
<b>1</b>	<b>Tipo</b>		
1.1	Cantidad	c/u	2
1.2	Instalación	ESPECIFICAR	El radio instalará en los postes de propiedad de la EERSA donde se encuentran los equipos de distribución que requieren comunicación para su integración al sistema SCADA.
1.3	Proceso de instalación	ESPECIFICAR	La Contratista debe instalar los radios con la finalidad de realizar un trabajo óptimo que cumpla con lo normado y requerido por la EERS.A. Todos estos trabajos se realizarán con la coordinación y supervisión del personal técnico de la EERS.A.
1.4	Certificación de enlaces	ESPECIFICAR	Esto se realizará en conjunto con el personal de la EERSA para definir la configuración necesaria para garantizar la calidad del enlace solicitado y de acuerdo a sus requerimientos. Estos resultados deberán ser presentados por La Contratista en documentos impresos y en medio magnético.
1.5	Responsabilidades de la Contratista	ESPECIFICAR	La Contratista será la única responsable por la correcta manipulación, transporte al sitio de trabajo, instalación y pruebas del radio instalado y cualquier daño causado en alguna propiedad privada por efectos del traslado e instalación.
1.6	Planos	c/u	La EERSA entregará la ubicación de los enlaces de radio, instalación de respaldo de energía en la repetidora y otra información afin requerida por La Contratista.
1.7	Puesta a tierra	c/u	La Contratista deberá realizar la instalación en el reconector de un sistema de puesta a tierra con electrodo activo cuya medida no deberá sobrepasar los 10 ohmios.
<b>2</b>	<b>Garantía</b>		
2.1	Garantía de instalación	años	>=1

## ANEXO 27

### Instalación de La Fibra Óptica Monomodo Tipo ADSS.

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA
<b>1</b>	<b>Tipo</b>		
1.1	Cantidad	metros	2000
1.2	Instalación	ESPECIFICAR	El cable de fibra óptica ADSS se instalará por los postes de propiedad de la EERSA. La EERSA de ser necesario y para optimizar los recorridos planificados, instalará los postes necesarios para que la Contratista pueda realizar el tendido de fibra óptica.
1.3	Proceso de instalación	ESPECIFICAR	La Contratista debe instalar suspendiendo el cable en poleas pasantes, en cada poste, ubicando en cada vano (no tirando desde el extremo longitudes mayores al vano) y luego tensando el carreto debe desenvolverse girando sobre un eje y no tirando axialmente. Deben utilizarse todos los aparejos necesarios (faroles, paso americano, entre otros), con la finalidad de realizar un trabajo óptimo que cumpla con lo normado y requerido por la EERSA. Todos estos trabajos se realizarán con la coordinación y supervisión del personal técnico de la EERSA.
1.4	Proceso de sangrado de fibra óptica	ESPECIFICAR	Este proceso debe realizarse retirando las chaquetas del cable dejando expuestos únicamente los hilos a usar, en este punto se dejará pasar los hilos restantes (sin ponchado) del cable de la red troncal continuando con el trayecto planificado, de acuerdo a los planos y logística trazada por la Contratante. Este proceso se lo realizará y se alojará en la bandeja de la manga de sangrado al equipo de aplicación (reconector – eléctrico)
1.5	Certificación de enlaces y pruebas	ESPECIFICAR	Esto se realizará mediante un equipo OTDR, cada enlace debe cumplir lo que especifica la norma luego de la instalada del cable, más el error tolerable especificado por la norma. Estos resultados deberán ser presentados por La Contratista en documentos impresos y en medio magnético.
1.6	Responsabilidades de la Contratista	ESPECIFICAR	La Contratista será la única responsable por la correcta manipulación, transporte al sitio de trabajo, instalación y pruebas del cable instalado y cualquier daño causado en alguna propiedad privada por efectos del traslado e instalación.
1.7	Planos	c/u	La EERSA entregará los planos físicos de trayectorias del cable ADSS, enlaces de radio, instalación de respaldo de energía en la repetidora y otra información afín requerida por La Contratista.
1.8	Cumplimiento de normativa	ESPECIFICAR	Para mayor detalle del proceso de tendido que debe cumplir la contratista, revisar lo indicado en la NORMA TECNICA DESPLIEGUE Y TENDIDO REDES FISICAS TELECOMUNICACIONES expedida por la ARCO TEL y en las NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES DE TELECOMUNICACIONES CON FIBRA ÓPTICA expedida por la CNT.
1.9	Elementos adicionales	ESPECIFICAR	La Contratista deberá proveer todos los elementos necesarios como herrajes, faroles y elementos de sujeción para la instalación de la fibra óptica.
<b>2</b>	<b>Garantía</b>		
2.1	Garantía de instalación	años	>=1

## ANEXO 28

### Herrajes para Montaje de La Fibra Óptica Monomodo Tipo ADSS.

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA
<b>1</b>	<b>Tipo</b>		
1.1	Cantidad	c/u	60
1.2	Marca	ESPECIFICAR	Especificar
1.3	Modelo	ESPECIFICAR	Especificar
1.4	Año de Fabricación	>=2022	A la entrega de los equipos, se deberá entregar un "Certificado del fabricante que indique el año de fabricación de los equipos entregados"
1.5	Condición del Equipo	Nuevo, no remanufacturados	A la entrega de los equipos, se deberá entregar un "Certificado del fabricante que indique que los equipos son nuevos, no remanufacturados"
1.6	Cumplimiento de normas	ESPECIFICAR	INEN, ASTM
<b>2</b>	<b>Especificaciones</b>		
2.1	Dimensiones	mm	Indicar referencia a catálogo o certificados del fabricante.
2.2	Tipo	ESPECIFICAR	A
2.3	Límite de deflexión	Mpa	Mínimo 250
2.4	Capacidad de carga	KgF	Mínimo 3800
2.5	Puertos	c/u	Mínimo 6
2.6	Tipo de puertos	ESPECIFICAR	SC/UPC
2.7	Material	ESPECIFICAR	Hierro galvanizado
2.8	Recubrimiento	ESPECIFICAR	Galvanizado en caliente
2.9	Tipo de suelda	ESPECIFICAR	Mig de cordón continuo
<b>3</b>	<b>Guardacabos</b>		
3.1	Dimensiones	mm	Indicar referencia a catálogo o certificados del fabricante.
3.2	Material	ESPECIFICAR	Aluminio o aleación de aluminio
3.3	Carga de trabajo	KN	20
<b>4</b>	<b>Preformado</b>		
4.1	Dimensiones	mm	Indicar referencia a catálogo o certificados del fabricante.
4.2	Número de hilos	c/u	6
4.3	Material	ESPECIFICAR	Acero galvanizado en caliente
4.4	Recubrimiento	ESPECIFICAR	Triple galvanizado en caliente
4.5	Tensión	KN	7
4.6	Identificación	ESPECIFICAR	Color en la punta del preformado
<b>3</b>	<b>Elementos adicionales</b>		
3.1	Detalle de elementos	ESPECIFICAR	<p>La contratista deberá incluir todos los materiales necesarios para su montaje, debiendo al menos proveer los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dos (2) brazos de 10*300 mm o superior</li> <li>- Dos (2) varillas roscadas de ½ * 140 mm</li> <li>- Cuatro (4) tuercas de ½</li> <li>- Dos (2) guardacabos</li> <li>- Dos (2) preformados</li> </ul>

			En caso de no utilizarse todos los elementos provistos, deberán ser entregados a la EERSA
<b>4</b>	<b>Garantía</b>		
4.1	Garantía del fabricante	años	>=1

## ANEXO 29

### Instalación de Herrajes de La Fibra Óptica Monomodo Tipo ADSS.

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA
<b>1</b>	<b>Tipo</b>		
1.1	Cantidad	c/u	60
1.2	Instalación	ESPECIFICAR	El herraje de fibra óptica se instalará por los postes de propiedad de la EERSA. La EERSA de ser necesario y para optimizar los recorridos planificados, instalará los postes necesarios para que la Contratista pueda realizar el tendido de fibra óptica.
1.3	Proceso de instalación	ESPECIFICAR	La Contratista instalará los herrajes en cada poste con la finalidad de realizar un trabajo óptimo que cumpla con lo normado y requerido por la EERSA. Todos estos trabajos se realizarán con la coordinación y supervisión del personal técnico de la EERSA.
1.4	Responsabilidades de la Contratista	ESPECIFICAR	La Contratista será la única responsable por la correcta manipulación, transporte al sitio de trabajo, instalación y pruebas del cable instalado y cualquier daño causado en alguna propiedad privada por efectos del traslado e instalación.
1.5	Planos	c/u	La EERSA entregará los planos físicos de trayectorias del cable ADSS para la instalación de los herrajes previo al montaje de la fibra.
1.6	Cumplimiento de normativa	ESPECIFICAR	Para mayor detalle del proceso del montaje de herraje de fibra óptica que debe cumplir la contratista, revisar lo indicado en la NORMA TECNICA DESPLIEGUE Y TENDIDO REDES FISICAS TELECOMUNICACIONES expedida por la ARCOTEL y en las NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES DE TELECOMUNICACIONES CON FIBRA ÓPTICA expedida por la CNT.
<b>2</b>	<b>Garantía</b>		
2.1	Garantía de instalación	años	>=1



## ANEXO 30

### Especificaciones Técnicas de La Radio Comunicación.

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA
<b>1</b>	<b>Tipo</b>		
1.1	Cantidad	c/u	2
1.2	Marca	ESPECIFICAR	Especificar
1.3	Modelo	ESPECIFICAR	Especificar
1.4	Año de Fabricación	>=2022	A la entrega de los equipos, se deberá entregar un "Certificado del fabricante que indique el año de fabricación de los equipos entregados"
1.5	Condición del Equipo	Nuevo, no remanufacturados	A la entrega de los equipos, se deberá entregar un "Certificado del fabricante que indique que los equipos son nuevos, no remanufacturados"
1.6	Cumplimiento de normas	ESPECIFICAR	Seguridad - IEC 60950-1/22 o EN 60950-1/22 o UL 60950-1/22 o CSA-C22.2 - FIPS 197, 128-bit AES Encryption Radio - ETSI EN 302 502 - ETSI EN 301 893 Compatibilidad electromagnética - ETSI EN 301 489-1 - ETSI EN 301 489-17
<b>2</b>	<b>Especificaciones Físicas</b>		
2.1	Dimensiones	cm	Indicar referencia a catálogo o certificados del fabricante
2.2	Peso	kg	Entre 1.5 y 2 kg
2.3	Grado de protección	IP	IP66 o superior
2.4	Temperatura de operación	°C	-40° a +60°
2.5	Consumo de potencia	W	Máximo 30W
2.6	Supervivencia a la velocidad del viento	Km/h	Entre 300 y 320
2.7	Material	ESPECIFICAR	Metálico
2.8	Alimentación		Fuente de poder AC, PoE
<b>3</b>	<b>Especificaciones Radio</b>		
3.1	Frecuencia de operación	GHz	4.9 a 6.2, todo el rango disponible
3.2	Estándar	ESPECIFICAR	802.11 ac
3.3	Fuente de alimentación		Poe Gigabit, Fuente de poder de 24Vdc
3.4	Número de radios		Dos (2) radios independientes 2x2:4 transmisiones en total (4X4 MIMO)
3.5	Tamaño de canal	MHz	Canales independientes por cada radio, configurable en 10, 20, 40 y 80 MHz
3.6	Eficiencia espectral	bps/Hz	Máximo 8.5
3.7	Selección de canales	ESPECIFICAR	Frecuencia fija o selección dinámica de canales (DCS)
3.8	Modulación	ESPECIFICAR	MCS 0 to MCS 9 (256 QAM)
3.9	Tipo de antena	ESPECIFICAR	Conectorizada, soporte para antenas de polaridad simple y doble a través de conectores tipo 2 x N
3.10	Configuración de carga y descarga	ESPECIFICAR	50:50 , 70:30 y 75:25
3.11	Capacidad del canal en canal simple	Mbps	Mínimo 83

3.12	Capacidad del canal en canal dual	Mbps	Mínimo 166
3.13	Analizador de espectros	c/u	1, siempre en línea, sin impacto en la carga de tráfico
<b>4</b>	<b>Especificaciones Ethernet</b>		
4.1	Puertos Ethernet	c/u	Mínimo 1
4.2	Velocidad de los puertos Ethernet	Mbps	1000 Mbps
4.3	Puertos SPF	c/u	Mínimo 1
4.4	Soporte de puerto SPF	ESPECIFICAR	Debe soportar SPF tipo: - Monomodo - Multimodo - Cobre
4.5	Soporte de paquetes	ESPECIFICAR	Layer 2 y Layer 3 IEEE 802.1p, Ethernet priority, VLAN
4.6	Modo de operación	ESPECIFICAR	Punto de acceso y cliente
<b>5</b>	<b>Administración</b>		
5.1	Administración de red	ESPECIFICAR	In-band y Out Band
5.2	Protocolos de administración	ESPECIFICAR	- IPv6/IPv4 dual-stack management support - SNMPv2 y SNMPv3, https, WPA-PSK2
<b>6</b>	<b>Antena</b>		
6.1	Marca	ESPECIFICAR	Especificar
6.2	Modelo	ESPECIFICAR	Especificar
6.3	Tipo	ESPECIFICAR	Polarización dual
6.4	Rango de frecuencia de operación en canal simple	MHz	Entre 4900 y 5875
6.5	Rango de frecuencia de operación en canal dual	MHz	Entre 4950 y 5875
6.6	Soporte de antena	ESPECIFICAR	Antena de la misma marca del fabricante o marca soportada por parte del fabricante del radio
6.7	Impedancia	ohmios	50
6.7	Supresión de polarización cruzada	dB	>30
6.8	Lóbulos laterales		Según norma ETSI EN 302.326-3 DN1-DN5
6.9	Temperatura de operación	°C	Entre -40 a +70°
6.10	Ganancia de la antena	dBi	Mínimo 29
6.11	Amplitud	°	6°
<b>7</b>	<b>Elementos adicionales</b>		
7.1	Detalle de elementos	ESPECIFICAR	La contratista deberá incluir todos los materiales y cables necesarios para su montaje, debiendo al menos proveer los siguientes elementos: - Accesorios mecánicos y eléctricos necesarios para el montaje del equipo, de la misma marca del fabricante del radio - Cable Ethernet categoría 6 o superior para exteriores - Fuente POE de la misma marca del fabricante del radio - Polo galvanizado para poste de hormigón para montaje. - Protector contra descargas electrostáticas con puertos de entrada y salida Ethernet  En caso de no utilizarse todos los elementos provistos, deberán ser entregados a la EERSA
<b>8</b>	<b>Garantía</b>		
8.1	Garantía del fabricante	años	>=3

## ANEXO 31

### Datos del sistema IEEE con 14 nodos

Línea	Envío	Recibo	R[Ohm]	X[Ohm]	P[kW]	Q[kVAr]	$\lambda$ [fallas/año]	r[horas/falla]
1	1	2	0.075	0.1	0.02	0.016	0.2	4
2	2	3	0.09	0.18	0.02	-0.004	0.25	3
3	3	4	0.04	0.04	0.015	0.012	0.3	2
4	5	2	0.08	0.11	0.03	0.004	0.35	2.5
5	1	6	0.11	0.11	0.04	0.027	0.15	3.5
6	6	7	0.08	0.11	0.05	0.018	0.2	4
7	7	8	0.11	0.11	0.006	-0.005	0.25	3
8	7	9	0.08	0.11	0.045	-0.017	0.3	2
9	6	10	0.11	0.11	0.01	0.009	0.35	2.5
10	1	11	0.11	0.11	0.01	0.009	0.15	3.5
11	11	12	0.09	0.12	0.01	-0.011	0.2	4
12	11	13	0.08	0.11	0.01	0.009	0.25	3
13	13	14	0.04	0.04	0.021	-0.008	0.3	2
14	14	4	0.009	0.12	0.015	0.012	0.35	2.5
15	12	10	0.04	0.04	0.01	0.009	0.15	3.5
16	8	5	0.04	0.04	0.006	-0.005	0.2	4

## ANEXO 32

### Datos del sistema IEEE con 15 nodos

Línea	Envío	Recibo	R[Ohm]	X[Ohm]	P[kW]	Q[kVAr]	$\lambda$ [fallas/año]	r[horas/falla]
1	1	2	0.0236	0.233	0.02	0.016	0.2	4
2	2	3	0.0003	0.0002	0.02	-0.004	0.25	3
3	3	4	0.0051	0.0005	0.015	0.012	0.3	2
4	4	5	0.36	0.3	0.03	0.004	0.35	2.5
5	1	6	0.45	0.2	0.04	0.027	0.15	3.5
6	1	7	0.45	0.2	0.05	0.018	0.2	4
7	2	7	0.0023	0.001	0.05	0.018	0.25	3
8	3	8	0.001	0.0008	0.045	-0.017	0.3	2
9	5	10	0.26	0.2	0.01	0.009	0.35	2.5
10	6	7	0.6	0.45	0.05	0.018	0.15	3.5
11	9	8	0.8	0.5	0.045	-0.017	0.2	4
12	10	9	0.0046	0.003	0.015	0.012	0.25	3
13	6	11	0.0006	0.0005	0.021	-0.008	0.3	2
14	7	12	0.26	0.26	0.015	0.012	0.35	2.5
15	15	9	0.0051	0.0005	0.015	0.012	0.15	3.5
16	15	10	0.0003	0.0002	0.01	0.009	0.2	4
17	14	13	0.236	0.233	0.04	0.027	0.25	3
18	15	14	0.009	0.0064	0.05	0.018	0.3	2

## ANEXO 33

### Datos del sistema IEEE con 33 nodos

Línea	Envío	Recibo	R[Ohm]	X[Ohm]	P[kW]	Q[kVAr]	$\lambda$ [fallas/año]	r[horas/falla]
1	1	2	0.0009	0.0005	0.1	0.06	0.2	4
2	2	3	0.0049	0.0025	0.09	0.04	0.25	3
3	3	4	0.0037	0.0019	0.12	0.08	0.3	2
4	4	5	0.0038	0.0019	0.06	0.03	0.35	2.5
5	5	6	0.0082	0.0071	0.06	0.02	0.15	3.5
6	6	7	0.0019	0.0062	0.2	0.1	0.2	4
7	7	8	0.0171	0.0124	0.2	0.1	0.25	3
8	8	9	0.0103	0.0074	0.06	0.02	0.3	2
9	9	10	0.0104	0.0074	0.06	0.02	0.35	2.5
10	10	11	0.002	0.0006	0.045	0.03	0.15	3.5
11	11	12	0.0037	0.0012	0.06	0.035	0.2	4
12	12	13	0.0147	0.0116	0.06	0.035	0.25	3
13	13	14	0.0054	0.0071	0.12	0.08	0.3	2
14	14	15	0.0059	0.0053	0.06	0.01	0.35	2.5
15	15	16	0.0075	0.0054	0.06	0.02	0.15	3.5
16	16	17	0.0129	0.0172	0.06	0.02	0.2	4
17	17	18	0.0073	0.0057	0.09	0.04	0.2	4
18	2	19	0.0016	0.0016	0.09	0.04	0.25	3
19	19	20	0.015	0.0136	0.09	0.04	0.3	2
20	20	21	0.0041	0.0048	0.09	0.04	0.35	2.5
21	21	22	0.0071	0.0094	0.09	0.04	0.15	3.5
22	3	23	0.0045	0.0031	0.09	0.05	0.2	4
23	23	24	0.009	0.0071	0.42	0.2	0.25	3
24	24	25	0.009	0.007	0.42	0.2	0.3	2
25	6	26	0.002	0.001	0.06	0.025	0.35	2.5
26	26	27	0.0028	0.0014	0.06	0.025	0.15	3.5
27	27	28	0.0106	0.0093	0.06	0.02	0.2	4
28	28	29	0.008	0.007	0.12	0.07	0.25	3
29	29	30	0.0051	0.0026	0.2	0.6	0.3	2
30	30	31	0.0097	0.0096	0.15	0.07	0.35	2.5
31	31	32	0.0031	0.0036	0.21	0.1	0.15	3.5
32	32	33	0.0034	0.0053	0.06	0.04	0.2	4
33	21	8	0	0.02	0.2	0.1	0.2	4
34	9	15	0	0.02	0.06	0.01	0.25	3
35	12	22	0	0.02	0.09	0.04	0.3	2
36	18	33	0	0.005	0.06	0.04	0.35	2.5
37	25	29	0	0.005	0.12	0.07	0.15	3.5

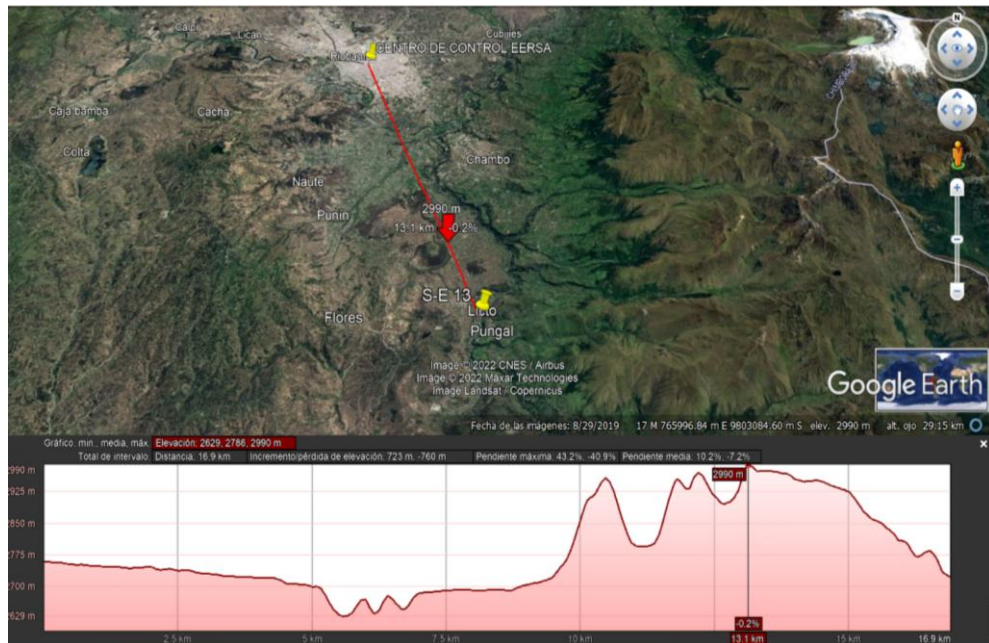
## ANEXO 34

### Datos del sistema IEEE con 29 nodos

Línea	Envío	Recibo	R[Ohm]	X[Ohm]	P[kW]	Q[kVAr]	$\lambda$ [fallas/año]	r[horas/falla]
1	1	2	0.075	0.1	0.02	0.016	0.2	4
2	2	3	0.09	0.18	0.02	-0.004	0.25	3
3	3	4	0.04	0.04	0.015	0.012	0.3	2
4	4	5	0.08	0.11	0.03	0.004	0.35	2.5
5	1	6	0.11	0.11	0.04	0.027	0.15	3.5
6	1	7	0.08	0.11	0.05	0.018	0.2	4
7	2	7	0.11	0.11	0.05	0.018	0.25	3
8	3	8	0.08	0.11	0.045	-0.017	0.3	2
9	5	10	0.11	0.11	0.01	0.009	0.35	2.5
10	6	7	0.11	0.11	0.05	0.018	0.15	3.5
11	7	8	0.09	0.12	0.045	-0.017	0.2	4
12	9	8	0.08	0.11	0.045	-0.017	0.25	3
13	10	9	0.04	0.04	0.021	-0.008	0.3	2
14	6	11	0.009	0.12	0.015	0.012	0.35	2.5
15	7	12	0.04	0.04	0.01	0.009	0.15	3.5
16	8	13	0.04	0.04	0.006	-0.005	0.2	4
17	15	9	0.075	0.1	0.021	-0.008	0.25	3
18	15	10	0.09	0.18	0.01	0.009	0.3	2
19	13	12	0.04	0.04	0.01	0.009	0.35	2.5
20	14	13	0.08	0.11	0.006	-0.005	0.15	3.5
21	15	14	0.11	0.11	0.04	0.027	0.2	4
22	11	16	0.08	0.11	0.05	0.018	0.25	3
23	12	17	0.11	0.11	0.006	-0.005	0.3	2
24	13	18	0.08	0.11	0.045	-0.017	0.35	2.5
25	15	20	0.11	0.11	0.01	0.009	0.15	3.5
26	16	17	0.11	0.11	0.006	-0.005	0.2	4
27	17	18	0.09	0.12	0.045	-0.017	0.25	3
28	18	19	0.08	0.11	0.01	0.009	0.3	2
29	19	20	0.04	0.04	0.01	0.009	0.35	2.5
30	21	16	0.009	0.12	0.05	0.018	0.15	3.5
31	21	17	0.04	0.04	0.006	-0.005	0.2	4
32	22	17	0.04	0.04	0.006	-0.005	0.25	3
33	18	23	0.075	0.1	0.02	0.016	0.3	2
34	20	25	0.09	0.18	0.01	0.009	0.35	2.5
35	21	22	0.04	0.04	0.015	0.012	0.15	3.5
36	22	23	0.08	0.11	0.02	0.016	0.2	4
37	23	24	0.11	0.11	0.04	0.027	0.25	3
38	24	25	0.08	0.11	0.01	0.009	0.3	2
39	21	26	0.11	0.11	0.006	-0.005	0.35	2.5
40	22	26	0.08	0.11	0.006	-0.005	0.15	3.5
41	23	27	0.11	0.11	0.01	0.009	0.2	4
42	25	29	0.11	0.11	0.01	0.009	0.25	3
43	26	27	0.09	0.12	0.01	-0.011	0.3	2
44	27	28	0.08	0.11	0.01	0.009	0.35	2.5
45	28	29	0.04	0.04	0.01	0.009	0.15	3.5

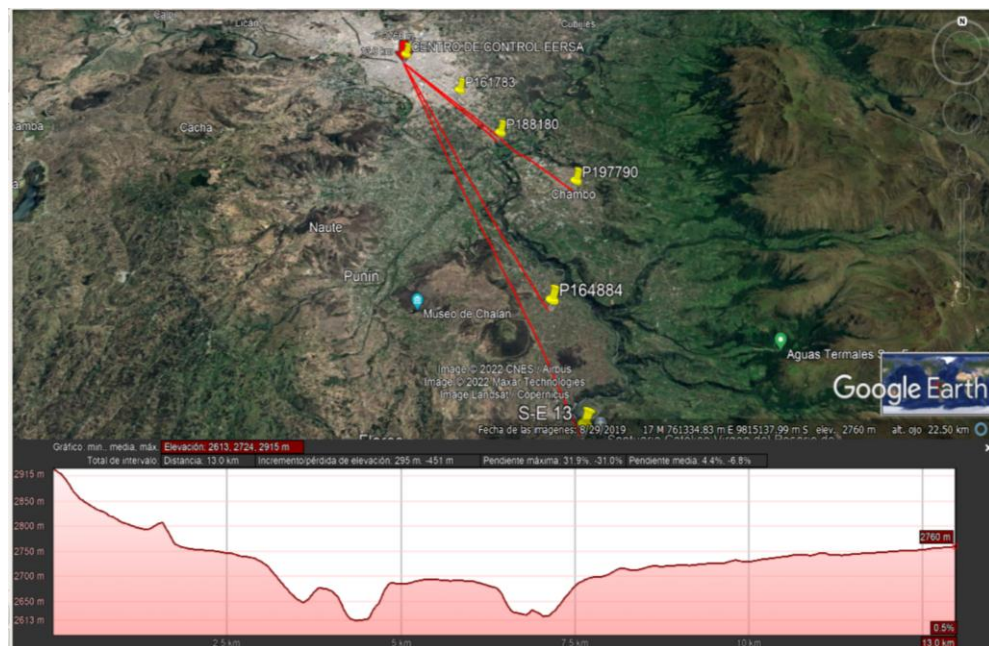
## ANEXO 35

### Distancia de Puntos de Comunicación entre Centro de Control y S/E 13.



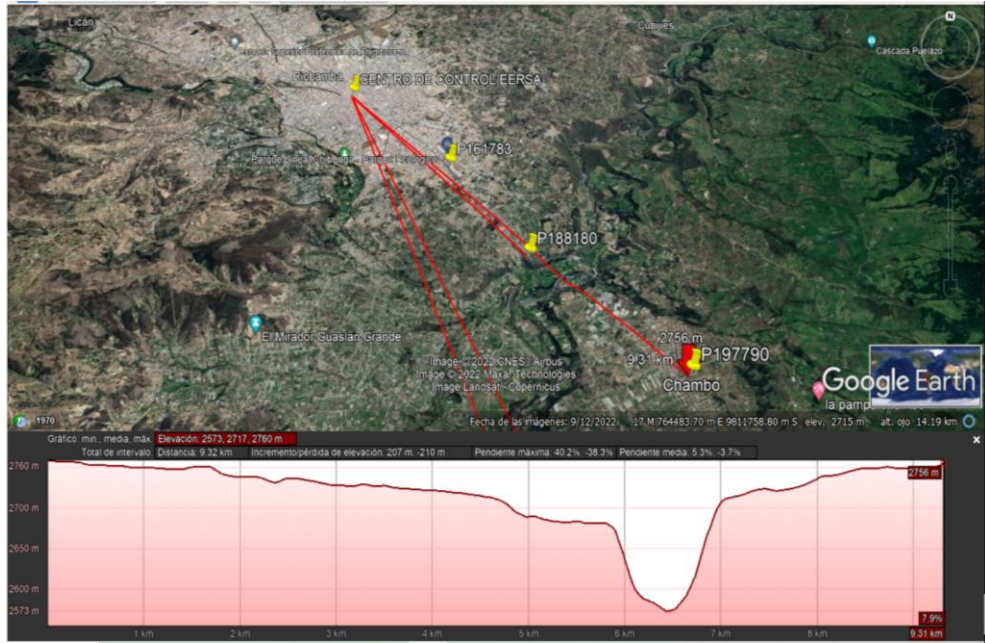
## ANEXO 36

### Distancia de Puntos de Comunicación entre Centro de Control y Primer Reconector Propuesto



### ANEXO 37

#### Distancia de Puntos de Comunicación entre Centro de Control y Segundo Reconector Propuesto



### ANEXO 38

#### Distancia de Puntos de Comunicación entre Centro de Control y Tercer Reconector Propuesto



## ANEXO 39

### Simulación Monte Carlo

```
% simulación de Monte Carlo
for c=1:1000
clear all
tic
s = [1 2 3 5 1 6 7 7 6 1 11 11 13 14 12 8]; % nodo de salida
t = [2 3 4 2 6 7 8 9 10 11 12 13 14 4 10 5]; % nodo de llegada
tf=0.00437368; % horas
tr=0.53019202; % horas
tm=1.89; % horas
T1=1; % periodo de análisis en años
TT=T1*8760;
nc=90/100; % Nivel de confianza 90%
Nm=round((0.5/(1-nc).^2)*(3*(1+(nc/2))).^2); % Cálculo del número de muestras o simulaciones
error=3*((nc+1)/2)*sqrt(0.5/(Nm)); % Cálculo del error
capalim1_18=[357 357 357 357 276 276 276 276 276 276 276 184 184 184 184 184]; % Límite de
cada línea Amp.
weights = [0.263575 0.564247 0.146378 1.680189102 0.404815371 1.912742294 ...
1.6041 1.060391 0.756034 1.421743 2.215617 3.772781 2.524237756 ...
1.238486096 6.451412 2.178922]; % longitud de las líneas
names = {'1' '2' '3' '4' '5' '6' '7' '8' '9' '10' '11' '12' '13' '14' '15' '16'}; % número de nodo
G = graph(s,t,weights,names); % se genera el grafo G
plot(G,'EdgeLabel',G.Edges.Weight); % se grafica grafo G
camroll(90);
%% matriz de Tramos
nlin=1:numnodes(G)-1;
for a=1:length(weights)
tfm(a)= tf;
trm(a)= tr;
end
mtr=[nlin' s' t' capalim1_18' tfm' trm' weights]; % almacena la matriz de tramos
%% matriz de nodos
nd=1:numnodes(G); % nodos donde se encuentran las cargas
% Vector de Potencia activa P(n)=Pg(n)-Pd(n)\n
P=[2013.66 -248 -170 -1031 -103 -355 -387 -1315 -214 -494 -342 -1377 -363 -110 -1498 -
808]/1000; % potencia servida por nodo
us=[939 870 183 571 254 336 452 377 192 729 344 441 295 212 201 156]; % número de usuarios
por nodo
mno=[nd' P' us]; % almacena la matriz de nodos, usuarios y cargas
% {Parámetros Eléctricos:
La primera columna es el nodo de salida y la segunda columna es el nodo de llegada
Desde| Hasta | R | X |
% }

%% Método de Monte Carlo para determinar el tramo menos confiable
for i=1:length(weights)
al=1; %Contador
a2=0; %Contador
a3=0; %Contador
for j=1:T
if j==1
a3=0;ttf=0;tr=0;dim1=0;dim2=0;temp=1;
end
```



```

U1 = rand();
tff(j)=-((1*log(U1))/(tf*weights(i))); % tiempo para fallar
% A1 = rand();
ttr(j)=-((1*log(U1))/(tr*weights(i))); % tiempo para reparar
dim1=length(tff)+length(ttr)-1;
dim2=length(tff)+length(ttr);
a2(1:2:dim1)=tff; % Vector de operación
a2(2:2:dim2)=tr; % Vector de operación
temp= repmat([0 cumsum(tff+ttr)],2,1)+repmat([tff 0],2,1)+[zeros(1,length(ttr)+1);ttr 0];
% tiempo de operación suma los elementos del vector de operación
a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
% al=al+1
if max(a3)>T
break
end
t(j)=j;
end
ma3(j)=max(a3);
lp=length(ttr)/sum(ttr); % Tasa de falla promedio
rp=sum(tff)/length(tff); % Tasa de reparación promedio
mp=1/lp;
up=1/rp;
Ual(i)=mp/(up+mp); % Indisponibilidad Forzada promedio
Aal(i)=up/(up+mp); % Disponibilidad Forzada promedio
end

Ual;
Aal;
format long
min(Ual);
for i=1:length(Ual)
if min(Ual)==Ual(i)
tramo=i;
end
end
tramo;
%% Se calcula la reconexión
s = [1 2 3 5 1 6 7 7 6 1 11 11 13 14 12 8]; % nodo de salida
t = [2 3 4 2 6 7 8 9 10 11 12 13 14 4 10 5]; % nodo de llegada
nabrir=[s(tramo) t(tramo)];
nabrir=[8 9]
vab1=neighbors(G,nabrir(1));
vab2=neighbors(G,nabrir(2));
vab=[vab1' vab2'];
cont=1;
mat(1,length(vab)*length(vab))=zeros;
mat2(1,length(vab)*length(vab))=zeros;
for i=1:length(vab)
if i==1
mat1=repmat(vab(i),length(vab),1);
mat(1,i:length(vab))=mat1;
mat2(1,i:length(vab))=vab;
else
mat1=repmat(vab(i),length(vab),1);
p2=((i-1)*length(vab))+1;
mat(1,(length(vab)*(i-1))+1:(i*length(vab)))=mat1;
mat2(1,(length(vab)*(i-1))+1:(i*length(vab)))=vab;
end

```

```

end
matncofig=[mat' mat2']; % Guarda una matriz de posibles configuraciones
reconfig1=[mat' mat2'];
t=0;
% Elimina configuraciones con nodos iguales o si la suma de ellos es <1
for i=1:length(matncofig(:,1))
if abs(mat(i)-mat2(i))>=0 && abs(mat(i)-mat2(i))<=1
t=t+1;
borrar(t)=i;
end
end
for i=1:length(borrar)
if i==1
matncofig(borrar(i),:)=[];
else
matncofig((borrar(i)-(i-1)),:)=[];
end
end
for i=1:length(matncofig(:,1))
matncofig(i,:)=sort(matncofig(i,:));
matncofig1(i)=matncofig(i,1)+matncofig(i,2);
end
% Almacena las configuraciones con las primeras restricciones
% Se determina si las configuraciones se repiten de ser así se eliminan las repetidas
s=0;
l=[];
for i=1:length(matncofig1)
for j=i:length(matncofig1)
if i==length(matncofig1)&&j==length(matncofig1)
break
end
if i==j
j=j+1;
end
if matncofig1(i)==matncofig1(j)
if matncofig(i,1)==matncofig(j,1)&&matncofig(i,2)==matncofig(j,2)
s=s+1;
l(s)=i;
ll(s)=matncofig1(i);
end
end
end
end
for i=1:length(l)
if i==1
matncofig(l(i),:)=[];
else
matncofig((l(i)-(i-1)),:)=[];
end
end
end
reconfig=matncofig';

%% Determinación de tiempos de falla y operación
% Con reconfiguración
r=1;
ust=7995;
for i=1:Nm
al=1; %Contador

```

```

a2=0; %Contador
a3=0; %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación con reconexión
while max(max(a3))<TT
U1 = rand();
tf1(al)=-(1/lp)*log(U1);
% A1 = rand();
top(al)=-(1/rp)*log(U1);
dim1=length(tf1)+length(top)-1;
dim2=length(tf1)+length(top);
a2(1:2:dim1)=tf1;
a2(2:2:dim2)=top;
temp= repmat([0 cumsum(tf1+top)],2,1)+repmat([tf1 0],2,1)+[zeros(1,length(top)+1);top 0];
a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
%cborrar
eleccion1 = randi([cborrar length(us)],1);
Saifi(al)=(eleccion1);
Saidi(al)=(U1*eleccion1);
% Caidi(al)=Saidi(al)/Saifi(al);
Ens(al)=(Psol(eleccion1)*U1)/1000;
al=al+1;
end
% Media aritmética del valor de cada iteración (para corrección de la simulación)
lp=length(top)/sum(top); % Tasa de falla promedio
rp=sum(tf1)/length(tf1); % Tasa de reparación promedio
mp=1/lp;
up=1/rp;
Ua(r)=mp/(rp+mp); % Indisponibilidad Forzada promedio
Aa(r)=rp/(rp+mp); % Disponibilidad Forzada promedio
Q(r)=Ua(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760)))));
R(r)=Aa(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760)))));
Saifi_a(r)=(sum(Saifi)/(ust));
Saidi_a(r)=(sum(Saidi)/(ust));
Caidi(r)=Saidi_a(r)/Saifi_a(r);
Ens_a(r)=sum(Ens);
Ut(r)=sum(Ua)/length(Ua);
At(r)=sum(Aa)/length(Aa);
Qt(r)=sum(Q)/length(Q);
Rt(r)=sum(R)/length(R);
SAIFI(r)=sum(Saifi_a)/length(Saifi_a);
SAIDI(r)=sum(Saidi_a)/length(Saidi_a);
CAIDI(r)=sum(Caidi)/length(Caidi);
ENS(r)=sum(Ens_a)/length(Ens_a);
r=r+1;
end
% Sin Reconfiguración
tf=0.00437368; % horas
tr=0.53019202; % horas
r=1;
ust=7995;
for i=1:Nm
al=1; %Contador
a2=0; %Contador
a3=0; %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación con reconexión
while max(max(a3))<TT
U_b = rand();
tf1(al)=-(1/tf)*log(U_b);

```

```

% A1 = rand();
top(al)=-(1/tr)*log(U_b);
dim1=length(tf1)+length(top)-1;
dim2=length(tf1)+length(top);
a2(1:2:dim1)=tf1;
a2(2:2:dim2)=top;
temp= repmat([0 cumsum(tf1+top)],2,1)+repmat([tf1 0],2,1)+[zeros(1,length(top)+1);top 0];
a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
%cborrar
eleccion1 = randi([cborrar length(us)],1);
Saifi1(al)=(eleccion1);
Saidi1(al)=(U_b*eleccion1);
% Caidi(al)=Saidi(al)/Saifi(al);
eleccion2 = randi([1 length(Psol1)],1);
Ens1(al)=(abs(Psol1(eleccion2))*U_b);
al=al+1;
end
% Media aritmética del valor de cada iteración (para corrección de la simulación)
lp=length(top)/sum(top); % Tasa de falla promedio
rp=sum(tf1)/length(tf1); % Tasa de reparación promedio
mp=1/lp;
up=1/rp;
Ua1(r)=mp/(rp+mp); % Disponibilidad Forzada promedio
Aa1(r)=rp/(rp+mp); % Disponibilidad Forzada promedio
Q1(r)=Ua1(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760))));
R1(r)=Aa1(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(TT/8760))));
Saifi_b(r)=(sum(Saifi1)/(ust));
Saidi_b(r)=(sum(Saidi1)/(ust));
Caidi_b(r)=Saidi_b(r)/Saifi_b(r);
Ens_b(r)=sum(Ens1);
Ut1(r)=sum(Ua1)/length(Ua1);
At1(r)=sum(Aa1)/length(Aa1);
Qt(r)=sum(Q1)/length(Q1);
Rt(r)=sum(R1)/length(R1);
SAIFI1(r)=sum(Saifi_b)/length(Saifi_b);
SAIDI1(r)=sum(Saidi_b)/length(Saidi_b);
CAIDI1(r)=sum(Caidi_b)/length(Caidi_b);
ENS1(r)=(sum(Ens_b)/length(Ens_b));
r=r+1;
end
SAIFI(length(SAIFI))
if SAIFI(length(SAIFI))>5 && SAIFI(length(SAIFI))<12
break
end
end
%% Gráficas de la disponibilidad forzada
x1=0:(length(At)-1);
figure('Name','Resultados sin neconexión','NumberTitle','off');
s(1) =subplot(2,1,1);
plot(x1,At)
xlabel('Muestras')
ylabel('Disponibilidad Forzada')
s(2) = subplot(2,1,2);
plot(x1,Ut)
xlabel('Muestras')
ylabel('Indisponibilidad Forzada')
title(s(1),'Disponibilidad Forzada sin reconexión')
title(s(2),'Indisponibilidad Forzada sin reconexión')

```

```

%% Gráficas de Índices de confiabilidad Con Reconexión
figure('Name','Índices de confiabilidad sin neconexión','NumberTitle','off');
s(3) =subplot(3,1,1);
plot(x1,SAIFI)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIFI')
s(4) =subplot(3,1,2);
plot(x1,SAIDI)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIDI')
s(5) =subplot(3,1,3);
plot(x1,CAIDI)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAIDI')
title(s(3),'SAIFI')
title(s(4),'SAIDI')
title(s(5),'CAIDI')
figure('Name','Índices de confiabilidad sin neconexión','NumberTitle','off');
plot(x1,ENS)
xlabel('Muestras')
ylabel('ENS')
title('ENS')
%% Gráficas de la disponibilidad forzada
x1=0:(length(At1)-1);
figure('Name','Resultados con neconexión','NumberTitle','off');
s(6) =subplot(2,1,1);
plot(x1,At1)
xlabel('Muestras')
ylabel('Disponibilidad Forzada')
s(7) = subplot(2,1,2);
plot(x1,Ut1)
xlabel('Muestras')
ylabel('Indisponibilidad Forzada')
title(s(6),'Disponibilidad Forzada con reconexión')
title(s(7),'Indisponibilidad Forzada con reconexión')
%% Gráficas de Índices de confiabilidad Sin Reconexión
figure('Name','Índices de confiabilidad con neconexión','NumberTitle','off');
s(8) =subplot(3,1,1);
plot(x1,SAIFI1)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIFI')
s(9) =subplot(3,1,2);
plot(x1,SAIDI1)
xlabel('Muestras')
ylabel('SAIDI')
s(10) =subplot(3,1,3);
plot(x1,CAIDI1)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAIDI')
title(s(8),'SAIFI')
title(s(9),'SAIDI')
title(s(10),'CAIDI')
figure('Name','Índices de confiabilidad con neconexión','NumberTitle','off');
plot(x1,ENS1)
xlabel('Muestras')
ylabel('ENS')
title('ENS')
tiempo = (toc)/60;

```

```

%% Impresión de resultados
fprintf('=====
=====\\n');
fprintf(' UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI\\n');
fprintf('=====
=====\\n');
fprintf(' Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas\\n');
fprintf('-----\\n');
fprintf(' Maestria en SEP\\n');
fprintf(' Proyecto de Titulación referente a:\\n');
fprintf('ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE UN ALIMENTADOR DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A\\n');
fprintf('\\n');
fprintf(' TUTOR:\\n');
fprintf(' ING. GABRIEL PEZANTES MSC \\n');
fprintf(' AUTOR:\\n');
fprintf(' CESAR TADAY ALVAREZ\\n');
fprintf('-----\\n');
fprintf('Tiempo de simulación: %d minutos\\n', tiempo);
fprintf('Periodo de simulación: %d años\\n',T1);
fprintf('Nivel de Confianza: %d\\n',90);
fprintf('Número de iteraciones (muestras): %d\\n',Nm);
fprintf('Porcentaje de error: %d\\n',error);
fprintf('Línea con mayor U: %d\\n',cborrar);
fprintf('Reconfiguración óptima: %d - %d\\n',optimarec(1),optimarec(2));
fprintf('\\n');
fprintf('Resultados.-\\n');
fprintf('-----\\n');
fprintf(' con linea en falla con reconfiguración \\n');
fprintf('A %d %d\\n',At(1,length(At)),At1(1,length(At1)));
fprintf('U %d %d\\n',Ut(1,length(At)),Ut1(1,length(Ut1)));
fprintf('SAIFI %d %d\\n',SAIFI(1,length(SAIFI)),SAIFI1(1,length(SAIFI1)));
fprintf('SAIDI %d %d\\n',SAIDI(1,length(SAIDI)),SAIDI1(1,length(SAIDI1)));
fprintf('CAIDI %d %d\\n',CAIDI(1,length(CAIDI)),CAIDI1(1,length(CAIDI1)));
fprintf('ENS %d %d\\n',ENS(1,length(ENS)),ENS1(1,length(ENS1)));

```