

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

Trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

AUTOR.

Cristian Libardo Tapia Taramuel.

DIRECTOR.

MSc. Olger Gilberto Arellano Bastidas.

ASESORES

MSc. Eliana Carolina Ormeño Mejía.

MSc. Claudio Otero Sierra.

Ibarra- Ecuador

2019



UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1.- IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La Universidad Técnica del Norte dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
Cedula de Identidad	040145773-0
Apellidos y Nombres	Tapia Taramuel Cristian Libardo
Dirección	Jorge Guzmán Rueda y Marco Tulio Nieto Sector La Victoria
Email	cristianolib_live89@hotmail.com
Telefono Movil	990570517
DATOS DE LA OBRA	
Título	ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE
Autor	Tapia Taramuel Cristian Libardo
Fecha	Enero del 2019
Programa	Pregrado
Título por el que aspira	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
Director	Msc. Olger Arellano

2.- AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, Cristian Libardo Tapia Taramuel, con cédula de identidad No. 0401459730, en calidad de autor y titulares de los derechos Patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en forma digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad de materia y como apoyo a la educación, investigación y extensión, en concordancia de la ley de Educación Superior artículo 144.

3.- CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrollo sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad Técnica del Norte, en caso de reclamación por parte de terceros.



Firma

Nombre: Cristian Libardo Tapia Taramuel

Cédula: 040145973-0

Ibarra, Enero del 2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, Cristian Libardo Tapia Taramuel, con cedula de identidad No. 040145973-0, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la ley de propiedad intelectual del Ecuador, articulo 4, 5 y 6 en calidad de autor del trabajo de grado denominado: “ **ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE**”. Que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes mencionada, aclarando que el trabajo aquí descrito es de mi autoría y que no ha sido previamente presentando para ningún grado o calificación profesional. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Firma

Nombre: Cristian Libardo Tapia Taramuel

Cédula: 040145973-0

Ibarra, Enero del 2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Msc. Olger Arellano

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante; Tapia Taramuel Cristian Libardo certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE"**. Para la obtención de título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

Msc. Olger Arellano

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

El presente estudio es dedicado con mucho cariño a mi madre Ariolfa quien es la persona más importante que con su infinito amor, dedicación y cariño ha sabido guiarme a lo largo de mi vida, por su gran esfuerzo y trabajo me sacó adelante y cuyos consejos hicieron nunca darme por vencido, a mi abuelito Celimo y a mis hermanos Gabriel y Santiago.

De manera especial va dedicado aquellas personas que siempre me apoyaron y aconsejaron incondicionalmente en los momentos más difíciles, por extenderme su mano de ayuda y confiar en mi hasta llegar a ser muy importantes en mi vida.

Se lo dedico aquella persona que desde la conocí paso a ser mi confidente y de plena confianza durante mi etapa universitaria, cuyas palabras de aliento me ayudaron a no desistir de mis metas y por eso doy gracias por haberme dado su tiempo, compañía comprensión y por estar a mi lado por muchos años convirtiéndose en parte de mi familia.

Cristian L. Tapia

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por sus infinitas bendiciones que ha derramado sobre mi familia y en mi persona, a mi madre, hermanos y familiares que me apoyaron y por su confianza depositada en mí.

Agradezco de todo corazón de manera especial al Sr. Héctor Guerrero y la Sra. Patricia Baldeón, por haberme brindado la oportunidad formar parte de su equipo de trabajo en su establecimiento, por su total apoyo en los buenos y malos momentos, por sus consejos y sabiduría me ayudaron a crecer como persona.

A la Universidad Técnica del Norte y a sus docentes y darme la oportunidad de formarme profesionalmente, además mi eterna gratitud a la Jefatura de Estudios Eléctricos de la Empresa Eléctrica EMELNORTE por su acogida y facilitarme la información requerida para llevar a cabo este estudio.

Agradezco infinitamente a mi tutor Msc. Olger Arellano por su gran ayuda, por su confianza depositada en mí, por brindarme sus conocimientos y su tiempo siendo pilar y guía fundamental a lo largo elaboración de este estudio. También un gran agradecimiento a mis asesores Msc. Eliana Ormeño y Msc. Claudio Otero por su aporte en la elaboración del presente trabajo de investigación.

Cristian L. Tapia

RESUMEN

El presente estudio tiene la finalidad de realizar una evaluación de confiabilidad en los 5 alimentadores primarios de la Subestación Cayambe con los datos comprendidos entre el 1 de marzo del 2017 al 28 de febrero del 2018 para mejorar la continuidad de servicio eléctrico. Para llevar a cabo esta tarea se realizó dos estudios, siendo el primero el análisis Histórico de Confiabilidad el cual requiere datos de las causas que ocasionaron las interrupciones en las líneas de Media Tensión de 13,8 kV y en los transformadores de distribución con la acción de los elementos de protección existentes los cuales son visualizados en el programa Arc Gis; y el segundo estudio mediante la implementación de Nueva Coordinación de Protecciones propuesta por la Empresa Eléctrica EMELNORTE que se enfocará en el uso de fusibles tipo T para las líneas de Media Tensión y tipo Slow Fast para transformadores. El Cymdist es la herramienta informática que realiza los cálculos de los dos estudios mencionados, el cual proporciona los valores de índices confiabilidad tales como TTIK, FMIK, SAIDI, SAIDI, CAIDI, LEI, CEMI, CELID, ENS, AENS, ASAI y longitud de línea en cada uno de los estudios. Al obtener estos valores se realiza un posterior análisis para conocer los índices que pueden ser aceptables o perjudiciales, y finalmente se llega a la conclusión que la implementación de Nueva Coordinación de Protecciones resulta ser favorable reduciendo el número de clientes afectados y el tiempo de desconexión, y los valores de los índices TTIK y FMIK resultantes están por debajo de los límites establecidos por la Regulación CONELEC 004-01.

Palabras claves: Confiabilidad, continuidad, interrupciones, Cymdist, ArcGis, TTIK, FMIK, CONELEC.

ABSTRACT

The objective of this study is to conduct a reliability assessment in the 5 primary feeders of the Cayambe Substation with the data included between March 1, 2017 and February 28, 2018 to improve the continuity of electric service. To carry out this task, we developed two studies, the first one is the Reliability Historical Analysis which requires data on the causes of the interruptions in the Medium Voltage lines of 13.8 kV and in the distribution transformers with the action of the existing protection elements which are displayed in the Arc Gis program; and the second study through the implementation of New Protections Coordination proposed by the Emelnorte Electric Company that will focus on the use of Type T fuses for the Medium Voltage and Slow Fast type transformer lines. The Cymdist is the computer tool that performs the calculations of the two mentioned studies, which provides the reliability index values such as TTIK, FMIK, SAIDI, SAIDI, CAIDI, LEI, CEMI, CELID, ENS, AENS, ASAI and length of line in each of the studies. When these values are obtained, a subsequent analysis is made to know the indices that may be acceptable or harmful, and finally it is concluded that the implementation of the New Coordination of Protections turns out to be favorable, reducing the number of affected clients and the time of disconnection, and the values of the resulting TTIK and FMIK indices are below the limits established by Regulation CONELEC 004-01

Keywords: Reliability, continuity, interruptions, Cymdist, ArcGis, TTIK, FMIK, CONELEC.

TABLA DE CONTENIDO

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN	II
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	II
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	IV
ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
INDICE DE FIGURAS	XVII
INDICE DE TABLAS	XX
INTRODUCCIÓN	XXI
A1.- ANTECEDENTES	XXI
A2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XXII
A3.- JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	XXII
A4.- ALCANCE DEL TRABAJO	XXIII
A5.- VIABILIDAD DEL TRABAJO	XXIV
A6.- OBJETIVO GENERAL.....	XXIV
A7.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XXIV
CAPÍTULO 1	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 CONCEPTOS GENERALES DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	1
1.2.-INTRODUCCION A LA CONFIABILIDAD.....	1
1.3 CONCEPTO GENERAL DE CONFIABILIDAD	2
1.4 ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	3

1.4.1 Subestación de Distribución.....	3
1.4.2 Sistema de Distribución Primarios	3
1.4.3 Transformadores de Distribución	3
1.4.4 Sistemas de Distribución Secundario.....	4
1.5 CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA CONFIABILIDAD	4
1.5.1 Contingencia.....	4
1.5.2 Circuito abierto.....	4
1.5.3 Error.....	5
1.5.4 Interrupción.....	5
1.6 INTERRUPCIONES CONSIDERADAS	5
1.6.1 Según su duración	5
1.6.2 Según su origen.....	5
1.6.3 Clasificación según la causa.....	5
1.6.4 Clasificación según las condiciones climáticas	6
1.6.5 Clasificación según la tensión	6
1.6.6 Transferencia de Carga	7
1.7 PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA.....	7
1.7.1 Tasa de falla (λ)	7
1.7.2 Tiempo de reparación (r).....	8
1.7.3 Tiempo anual de desconexión esperado (U).....	8
1.7.4 Carga promedio desconectada (L).....	9
1.8 IMPORTANCIA DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	9
1.9 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	10
1.9.1 Método de Monte Carlo.....	10
1.9.2 Método de Markov	11

1.9.3 Reducción de Red	13
1.9.4 Técnica de Frecuencia y Duración.....	14
1.9.5 Modo de Fallas y Análisis de Defectos.....	15
1.10 CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD.....	16
1.10.1 Componentes en serie.....	16
1.10.2 Componentes en paralelo.....	18
1.11 INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO	19
1.11.1 Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado (FMIK)	19
1.11.2 Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK).....	19
1.12 INDICADORES ORIENTADOS AL USUARIO.....	20
1.12.1 SAIFI.....	20
1.12.2 SAIDI	21
1.12.3 CAIFI	21
1.12.4 CAIDI.....	21
1.12.5 ASAI	22
1.12.6 CTAIDI.....	22
1.12.7 ASUI	22
1.12.8 DAIC.....	22
1.12.9 MAIFI	23
1.12.10 CEMIn.....	23
1.12.11 CELID	23
1.12.12 LEI	24
1.13 INDICADORES ORIENTADOS EN POTENCIA INSTALADA.....	24
1.13.1 ISS.....	24
1.13.2 TIEPED.....	24
1.14 INDICADORES ORIENTADOS A ENERGIA	25

1.14.1 Cm.....	25
1.14.2 ASCI	25
1.14.3 ACCI	25
1.12 .4 ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS)	26
CAPÍTULO 2	28
INFORMACIÓN DE LOS ALIMENTADORES Y METODOLOGÍAS DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	28
2.1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE	28
2.1.1 Nuevas Subestaciones	28
2.1.2 Nuevas Líneas de Subtransmisión.....	29
2.1.3 Sistema de subtransmisión	29
2.1.4 Redes primarias, transformadores y redes secundarias.....	29
2.2 INFORMACIÓN ACERCA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE.....	30
2.2.1 Circuito Alimentador 1- Numeración en el Cymdist 1300020T01	31
2.2.2 Circuito Alimentador 2 - Numeración en el Cymdist 1300020T02	32
2.2.3 Circuito Alimentador 3- Numeración en el Cymdist 1300020T03	33
2.2.4 Circuito Alimentador 4 –Numeración en el Cymdist 1300020T04.....	35
2.2.5 Circuito Alimentador 5- Numeración en el Cymdist 1300020T05	36
2.3 FALLAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD	37
2.3.1 Circuito Alimentador 1- Numeración en el Cymdist 1300020T01	37
2.3.2 Circuito Alimentador 2- Numeración en el Cymdist 1300020T02	39
2.3.3 Circuito Alimentador 3- Numeración en el Cymdist 1300020T03	41
2.3.4 Circuito Alimentador 4- Numeración en el Cymdist 1300020T04	43
2.3.5 Circuito Alimentador 5- Numeración en el Cymdist 1300020T05	45
2.4 HERRAMIENTA INFORMÁTICA CYMDIST 8.1	47
2.4.1 Definiciones	48
2.4.2 Tiempo de Restauración	49

2.4.3 Cálculo de Índices de Confiabilidad	50
2.4.4 Cálculo de índices de carga	50
2.5 SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (GIS).....	51
2.5.1 Distribución, comercialización y planimetría.....	51
2.5.2 Avalúo.....	51
2.5.3 Líneas de transmisión.....	51
2.6 METODOLOGÍAS DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	52
2.6.1 ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD	53
2.6.2 NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES IMPLEMENTADA POR EMELNORTE	66
2.7 CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE.	75
2.7.1 Circuito Alimentador 1-1300020T01.....	75
2.7.2 Circuito Alimentador 2-1300020T02.....	77
2.7.3 Circuito Alimentador 3-1300020T03.....	78
2.7.4 Circuito Alimentador 4-1300020T04.....	80
2.7.5 Circuito Alimentador 5-1300020T05.....	81
CAPÍTULO 3	83
ANÁLISIS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE.	83
3.1 SAIFI	83
3.2 MAIFI	84
3.3 SAIDI.....	85
3.4 CAIDI	86
3.5 ASAI.....	87
3.6 TTIK y FMIK.....	87
3.7 ENS y AENS	89

3.8 LEI.....	90
3.9 Longitud de línea.....	91
3.10 CEMI	91
3.11 CELID.....	92
3.12 ANÁLISIS DE MEJORAS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD	93
CONCLUSIONES.....	96
RECOMENDACIONES	98
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
ANEXOS	101
ANEXO 1.- FORMULARIO CAL 060 AMPLIADO-AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD ARCONEL	101
Circuito Alimentador 1-1300020T01	101
Circuito Alimentador 2-1300020T02	102
Circuito Alimentador 3-1300020T03	105
Circuito Alimentador 4-1300020T04	109
Circuito Alimentador 5-1300020T05	112
ANEXO 2.- Manual de elaboración de la base de datos en el sistema Cymdist para el ingreso de fallas	117
ANEXO 3.-FUSIBLES UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD	127
Circuito Alimentador 1-1300020T01	127
Circuito Alimentador 2-1300020T02	127
Circuito Alimentador 3-1300020T03	128
Circuito Alimentador 4-1300020T04	128
Circuito Alimentador 5-1300020T05	129
ANEXO 4.- FUSIBLES IMPLEMENTADOS MEDIANTE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	130
Circuito Alimentador 1-1300020T01	130

Circuito Alimentador 2-1300020T02	130
Circuito Alimentador 3-1300020T03	131
Circuito Alimentador 4-1300020T04	131
Circuito Alimentador 5-1300020T05	132
ANEXO 5.- UBICACIÓN DE FUSIBLES DE LA NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LOS 5 CIRCUITOS ALIMENTADORES PRIMARIOS	133

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.Funcion de Confiabilidad	3
Figura 2.Diagrama de un sistema eléctrico de distribución	4
Figura 3.Sistema con dos componentes en paralelo	12
Figura 4.Método de Reducción de red.....	14
Figura 5.Diagrama de espacio de estado de un componente y representación del ciclo operación- falla- reparación-operación	14
Figura 6.Sistema de distribución simple con dos líneas.....	16
Figura 7.Dos Componentes en Configuración Serie	16
Figura 8.Dos Componentes en Configuración Paralelo	18
Figura 9. Diagrama Unifilar de la subestación Cayambe	30
Figura 10. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 1	31
Figura 11. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 2	32
Figura 12 Continuación del Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 2	33
Figura 13.Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 3	34
Figura 14.Continuación del Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 3	34
Figura 15.Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 4	35
Figura 16.Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 5	36
Figura 17.Continuación del Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 5	37
Figura 18.Tiempo y Causas de Interrupciones Circuito Alimentador 1.....	38
Figura 19.Tiempo total de las Interrupciones Circuito Alimentador 1	38
Figura 20.Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 1 ..	38
Figura 21.Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 2 ..	39
Figura 22.Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 2	39
Figura 23.Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 2	40
Figura 24.Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 3 ..	41
Figura 25.Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 3	41
Figura 26.Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 3	42
Figura 27.Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 4 ..	43
Figura 28.Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 4	43
Figura 29.Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 4	44
Figura 30.Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 5 ..	45
Figura 31.Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 5	45

Figura 32.Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 5	46
Figura 33.Zonas y Subzonas del Cymdist	48
Figura 34.Interruptor y transformador en un conjunto mínimo de cortes en Cymdist	50
Figura 35.Subestación Cayambe en el sistema Arc Gis	52
Figura 36.Localizar los elementos que presentaron fallas	54
Figura 37.Ingreso de coordenadas X, Y	54
Figura 38.Fusible de línea que presento falla	55
Figura 39.Pestaña de Ingreso de fallas	55
Figura 40.Ingreso de los parámetros de falla del elemento de red	56
Figura 41.Botón Aceptar para guardar los cambios.....	56
Figura 42.Fusibles de protección que se encuentran actualmente en la red de Distribución	57
Figura 43.Localización del fusible de línea de media tensión mediante coordenadas X, Y en el sistema Arc Gis	57
Figura 44.Localización del fusible de línea de media tensión mediante coordenadas X, Y en el programa Cymdist.....	58
Figura 45.Pestaña Mostrar Equipo	59
Figura 46.Seleccionar Fusible según las características requeridas para líneas de media tensión	59
Figura 47.Botón Aceptar para guardar cambios	60
Figura 48.Localización del fusible de transformador de distribución mediante coordenadas X, Y en el sistema Arc Gis	60
Figura 49.Localización del fusible de transformador de distribución mediante coordenadas X, Y en el sistema Cymdist	61
Figura 50.Pestaña Mostrar Equipo	61
Figura 51.Botón Aceptar para guardar cambios	62
Figura 52.Opción Evaluación de Confiabilidad	62
Figura 53.Ejecutar Simulación.....	63
Figura 54.Seleccionar Alimentadores primarios	63
Figura 55.Opción Análisis Histórico.....	64
Figura 56.Calibración de fecha de inicio y fin de análisis histórico de confiabilidad	64
Figura 57.Botón Ejecutar para iniciar simulación.....	65
Figura 58.Índices de confiabilidad resultantes de la simulación de análisis histórico de confiabilidad	65
Figura 59.Nombre asignado al nuevo proyecto	67

Figura 60. Conectar la nueva base de datos al sistema Cymdist.....	67
Figura 61. Opción Seleccionar redes.....	68
Figura 62. Selección de alimentadores primarios de la Subestación Cayambe	68
Figura 63. Visualización de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe en el programa Cymdist	69
Figura 64. Localizar los elementos que presentaron fallas	69
Figura 65. Fusible de línea que presento falla	70
Figura 66. Pestaña Mostrar Equipo	70
Figura 67. Seleccionar Fusible de línea de media tensión según las características requeridas	71
Figura 68. Guardar cambios mediante botón Aceptar	71
Figura 69. Localización del fusible de transformador de distribución mediante coordenadas X, Y en el sistema Cymdist	72
Figura 70. Pestaña Mostrar Equipo	73
Figura 71. Seleccionar fusible del transformador de distribución según las características requeridas	73
Figura 72. Guardar cambios mediante botón Aceptar	74
Figura 73. Índices de confiabilidad resultantes de la simulación de análisis con la implementación de la nueva coordinación de protecciones	75
Figura 74. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 1.....	75
Figura 75. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 1.....	76
Figura 76. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 2.....	77
Figura 77. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 2.....	77
Figura 78. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 3.....	78
Figura 79. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 3.....	79
Figura 80. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 4.....	80
Figura 81. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 4.....	80
Figura 82. Índice del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 5	81
Figura 83. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 5.....	82

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores admisibles para la calidad de servicio técnico Regulación CONELEC 004-01 .	26
Tabla 2. Tipos y número de abonados de EMELNORTE.....	28
Tabla 3. Subestaciones de distribución	29
Tabla 4. Resumen de las características de los Circuitos Alimentadores	37
Tabla 5. Sectores con elevados tiempos de desconexión	47
Tabla 6. Índices de confiabilidad	50
Tabla 7. Corrientes de cortocircuito máxima.....	66
Tabla 8. Fusibles que protegen y no protegen a los transformadores de distribución con distintos niveles de tensión.....	72
Tabla 9. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones Circuito Alimentador 1	76
Tabla 10. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 2	78
Tabla 11. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 3	79
Tabla 12. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 4	81
Tabla 13. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 5	82
Tabla 14. Índice SAIFI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios.....	83
Tabla 15. Índice MAIFI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios.....	84
Tabla 16. Índice SAIDI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios	85
Tabla 17. Índice CAIDI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios.....	86
Tabla 18. Índice ASAI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios	87
Tabla 19. Valores FMIK y TTIK comparados con los índices admisibles	88
Tabla 20. Valores de los índices FMIK y TTIK totales, y sin considerar Mantenimientos anuales de la subestación y fallas en la línea de 69 kV	88
Tabla 21. Valores FMIK y TTIK obtenidos en el Estudio Histórico de confiabilidad y la Nueva Coordinación de protecciones	89
Tabla 22. Valores de los Índices ENS y AENS	90
Tabla 23. Índice LEI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios	90
Tabla 24. Parámetros de cada Circuito Alimentador.....	91
Tabla 25. Índice CEMI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios.....	91
Tabla 26. Índice CELID de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios.....	92

INTRODUCCIÓN

A1.- ANTECEDENTES

Un sistema eléctrico de distribución está conformado por circuitos alimentadores primarios, secundarios y derivaciones por ende un adecuado diseño del mismo permite que opere en las condiciones más óptimas siendo una de sus prioridades que el abonado tenga el menor número de interrupciones del servicio eléctrico; la mayoría de cortes de suministro se producen por fenómenos atmosféricos por lo que los componentes y equipos de protección tienen una vida útil limitada por agentes externos de operación.

Los circuitos en distribución están en constante crecimiento y cambios en su topología y esto conlleva a elevar la fiabilidad de la operatividad de los equipos de protección, maniobra Y materiales para los cuales correcto análisis y ubicación de estos pueden aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Con el fin de minimizar las fallas se debe tener bien claro el “porque” y “como” ocurren, esto la finalidad de maximizar el rendimiento del sistema haciendo énfasis en diferentes parámetros establecidos para la continuidad de servicio así como las variaciones de voltaje, frecuencia, corriente y armónicos que son factores en la definición la calidad del servicio técnico eléctrico.

La confiabilidad en los sistemas de distribución se relaciona directamente con cortes o suspensiones de equipos y/o servicios hacia los clientes prestando un mejor servicio eléctrico continuo de mejor calidad. También se define como la probabilidad de que un sistema o componente desempeñe satisfactoriamente las funciones para los cuales fue diseñado y bajo condiciones de operación establecidas y un entorno adecuado” (Jorge Luis Zaruma Villamarín, 2012).

Con estos antecedentes predeterminados se establece la relevante importancia del mejoramiento del diseño y operación en los sistemas de distribución, debido al gran índice de fallas e interrupciones que afectan la continuidad del servicio eléctrico. (Sinchez, 2015).

Se puede también hacer énfasis también algunos parámetros adicionales influyentes en el nivel de confiabilidad teniendo en cuenta el criterio de cargas conectadas de forma simultánea como lo son la disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad. (Orjuela, 2008).

Por lo tanto la confiabilidad se relaciona directamente con la continuidad del servicio eléctrico.

A2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En muchas ocasiones se presentan eventos inesperados que ocasionan cortes de energía a los usuarios, también los elementos que conforman el sistema de distribución son perjudicados por fenómenos atmosféricos, la operación prolongada y deterioro del aislamiento provocando el incorrecto funcionamiento sistema eléctrico de distribución o de potencia (variaciones de voltaje y/o corriente), cortocircuitos, entre otros que originan interrupciones en el servicio eléctrico que puede ocasionar averías en motores, parada en los procesos de producción y por ende pérdidas económicas.

La falta de suministro del servicio eléctrico puede poner en riesgo vidas humanas como puede ser si esta ocurre en instantes en que se está realizando operaciones quirúrgicas por lo que determinados consumidores requieren un suministro continuo de energía eléctrica, para esto se provee de sistemas alternos de alimentación como: UPS (Unidades de Retroalimentación Ininterrumpidas), plantas de emergencia entre otras para garantizar la continuidad de servicio, ya que de no cumplirse tiene como consecuencias repercusiones económicas y sanciones dependientes del daño causado.

Las variables más importantes que se producen en el corte de suministro de energía eléctrica que afecta a todos los usuarios con graves alteraciones en el desarrollo habitual de cualquier actividad son: el número de ocurrencias de fallas y sus respectivas duraciones. Por ende el poder estimar estos datos se torna una misión indispensable. Esta estimación presenta cierta complejidad debido a que la ocurrencia de una falla es un hecho fortuito, difícil, e incluso imposible de anticipar. Los factores atmosféricos como cambios de clima por ejemplo lluvias torrenciales son causas importantes de falla en los suministros eléctricos, que aún no se pueden predecir con cierto grado de certeza.

A3.- JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

Uno de los estándares a tomar en consideración en un sistema de distribución ha sido el mejoramiento de la calidad de servicio eléctrico, esto se lleva a cabo con el registro de las causantes de las interrupciones que puedan afectar a los abonados y técnicas para el mejoramiento de la continuidad del suministro eléctrico. La eficiencia de la distribución está relacionada con la calidad y la disponibilidad del suministro eléctrico.

Dado la relevancia de estos conceptos de calidad y continuidad de servicio es de suma importancia la realización de un estudio confiabilidad en los alimentadores aéreos primarios de la subestación Cayambe y para eso se utilizará el programa CYMDIST proporcionado por CYME.

Reducir el número de interrupciones por medio de este estudio ayudará a la Empresa Eléctrica distribuidora EMELNORTE a mejorar los índices de calidad de servicio eléctrico hacia sus abonados y aumentando los estándares: eficiencia, calidad que son monitoreados mensualmente por el ente regulador ARCONEL.

Según lo establecido las fallas o cortes de suministro eléctrico no deben superar el tiempo máximo de 3 minutos también denominadas fallas sostenidas, lo que hace necesario una intervención lo más pronto y priorizando que el área afectada sea la mínima y restablecer el servicio de manera casi inmediata.

A4.- ALCANCE DEL TRABAJO

El presente estudio tiene la finalidad de hacer un análisis de la confiabilidad del sistema de distribución en los alimentadores primarios aéreos de la subestación Cayambe.

Se tendrá en cuenta los datos tales como: tiempo de duración de fallas, tasa de fallas, parámetros de las líneas, tasa de reparación, indisponibilidad anual, los cuales serán determinantes en la toma de acciones sobre la configuración de la red, protecciones, manuales de mantenimiento.

El análisis está orientado a los 5 alimentadores con el propósito de generalizar el procedimiento de cálculo de la confiabilidad de los mismos y establecer una metodología para recopilar la información necesaria para el estudio de confiabilidad.

La mayor parte de cargas que contienen los alimentadores primarios son: cargas industriales, residenciales, comerciales y especiales como hospitalarias los cuales deben tener un alto nivel de confiabilidad y una continuidad estable por ello la empresa concesionaria de distribución estimó conveniente analizar la alternativa de confiabilidad del suministro eléctrico a los clientes y a su vez disminuir las penalidades que el ARCONEL le impone a la empresa distribuidora por la energía no suministrada (ENS).

A5.- VIABILIDAD DEL TRABAJO

Para llevar a cabo este estudio se contara con datos estadísticos proporcionados por la Empresa Eléctrica EMELNORTE y para el análisis de datos se contará con el software informático CYMDIST.

Esto conllevara al desarrollo de una metodología para elevar la confiabilidad en los alimentadores de la subestación Cayambe reduciendo los índices de fallas, el tiempo y frecuencia de sucesos de cortes de energía.

La relevante importancia de la calidad de servicio hace que este trabajo será de gran importancia para la empresa distribuidora y la comunidad en sí.

A6.- OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio de confiabilidad en los alimentadores primarios de la subestación Cayambe para optimizar la continuidad de servicio eléctrico.

A7.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1.- Determinar el estado actual de los alimentadores primarios que componen la red de distribución en media tensión tales como conductores, seccionadores, reconectadores, fusibles cuya coordinación y correcto funcionamiento son esenciales en la continuidad de servicio eléctrico.

2.- Determinar el grado de confiabilidad de los alimentadores mediante datos estadísticos proporcionados por la Empresa Eléctrica EMELNORTE.

3.- Evaluar mediante una metodología los índices de falla en los alimentadores primarios de la subestación Cayambe y la velocidad de respuesta ante interrupciones.

4.- Dar a conocer un plan de mejoras para elevar el nivel de confiabilidad de suministro eléctrico y disminuir el índice de falla.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 CONCEPTOS GENERALES DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Históricamente se ha hecho énfasis en la planificación y mejoramiento en la calidad del servicio eléctrico y esto fue proporcional a los niveles de voltaje requeridos para las utilidades y con esto dando lugar a los estudios de confiabilidad en los sistemas de generación, transmisión y distribución. Sin embargo, se ha informado en la literatura técnica que aproximadamente el 80% de las interrupciones de servicio hacia el cliente se producen debido a los problemas en el sistema de distribución. (Chowdhury A & Koval D., 2009).

Debido en gran parte a su naturaleza cambiante, la confiabilidad de la distribución ha sido difícil para las empresas de servicios abordar de una manera preferencial. La mayoría de los departamentos, si abordan la confiabilidad en absoluto, lo hacen de forma aislada sin considerar el cómo sus acciones pueden relacionarse con otras áreas de la empresa en la búsqueda de soluciones en lo referente al análisis de continuidad de servicio eléctrico. (Brown R., 2002).

En los últimos años, reducir al mínimo el tiempo y frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico ha sido una de las problemáticas que ha tenido que afrontar las empresas eléctricas de distribución por su amplio campo de estudio y complejidad. Uno de los objetivos de un estudio de confiabilidad es determinar parámetros que conlleven a mejorar la fiabilidad de un sistema mediante políticas establecidas como las características de los elementos que conforman dicho sistema y haciendo énfasis en el parámetro beneficio- costo para conseguir un punto de la continuidad de suministro dirigido al cliente. (Moscoso D., 2017).

Estos factores están bien conocidos para los ingenieros y especialistas en sistemas eléctricos de potencia. El desarrollo histórico de los escenarios actuales dentro de las compañías eléctricas es, sin embargo, relevante para una apreciación de por qué y cómo para evaluar la confiabilidad de los sistemas complejos de energía eléctrica. (Billinton R & Allan R., 1996).

1.2.-INTRODUCCION A LA CONFIABILIDAD

La confiabilidad del servicio eléctrico es un tema importante en la distribución de energía eléctrica ya que es un indicador de número de interrupciones, cortes o falla cuya y principal

finalidad será de ayuda a las empresas distribuidoras a mejorar el impacto en costos relacionados con multas o sanciones a la continuidad y calidad de energía.

En el caso de un equipo aislado ésta función corresponde a una exponencial decreciente, en donde la probabilidad de operar en óptimas condiciones se produce a inicios de su vida útil y a medida que transcurre el tiempo la probabilidad de que opere correctamente se reduce debido a que el componente se encuentra expuesto a factores externos con lo que la vida útil y el correcto funcionamiento de éste disminuyen.” (Arriagada A., 1994)

La calidad de servicio eléctrico está estrechamente ligada a tres subíndices: Calidad Comercial, Continuidad y Calidad Técnica del producto siendo estos los que se entrega a los abonados, estos parámetros se ven influenciados por la frecuencia de salidas y duración de estas. (Brown R., 2002).

Por varios motivos de operatividad o de fuerza mayor los elementos que conforman un sistema eléctrico de distribución tienden a fallar, lo que desencadenan en desconexiones o salidas de servicio que directamente afectan a los usuarios.

1.3 CONCEPTO GENERAL DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad se define como la probabilidad de que un equipo del sistema de distribución desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que ha sido diseñado durante un periodo de tiempo especificado y bajo las condiciones de operación ambientales y de entorno adecuadas; en otras palabras es la probabilidad de que un sistema eléctrico que se encuentre operando bajo ciertas condiciones técnicas o no técnicas y de presentarse una falla, el tiempo de respuesta sea lo más corto posible ,” (Chowdhury A & Koval D, 2009).

Un concepto general puede establecerse que la confiabilidad de la función $R(t)$ expresa la probabilidad de supervivencia del sistema a través del tiempo, que tenga relación con la operatividad de un equipo de distribución durante un tiempo o periodo especificado presentando el mínimo número de fallas.

En la Fig. 1 indica la función de confiabilidad, que establece de que un equipo opere en óptimas condiciones en el tiempo $t = 0$ es 1, que equivale al 100%, mientras que la posibilidad de que funcione correctamente en el tiempo $t = \infty$ tiende hacia cero. Por lo tanto mientras mayor sea el tiempo transcurrido, mayor será la posibilidad de que falle el equipo (Villamarín J & Blacio D., 2012).

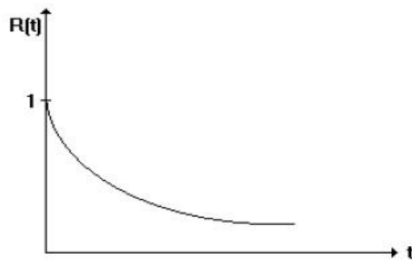


Figura 1. Funcion de Confiabilidad
Fuente: Zaruma J., Blacio D., 2012

La posibilidad de que un elemento falle es directamente proporcional al tiempo que se encuentre operando en el sistema es decir, entre más tiempo funcione mayor es la probabilidad que esté presente fallas, ya sea por su vida útil o el desgaste que ocasiona su uso continuo.

Todo sistema eléctrico está diseñado para una cierta vida útil, no obstante cada cierto periodo de tiempo se presentan situaciones que afecten el suministro eléctrico como son condiciones de operación, descargas atmosféricas, accidentes ocasionales, los cuales deterioran los elementos y reducen su vida útil.

1.4 ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

1.4.1 Subestación de Distribución

Es un conjunto de elementos, equipos e instalaciones que se encarga de recibir la potencia de los circuitos de transmisión o subtransmisión, y por medio de un transformador de potencia se logra reducir el voltaje de acuerdo al caso requerido de los alimentadores primarios de la empresa eléctrica de distribución.

1.4.2 Sistema de Distribución Primarios

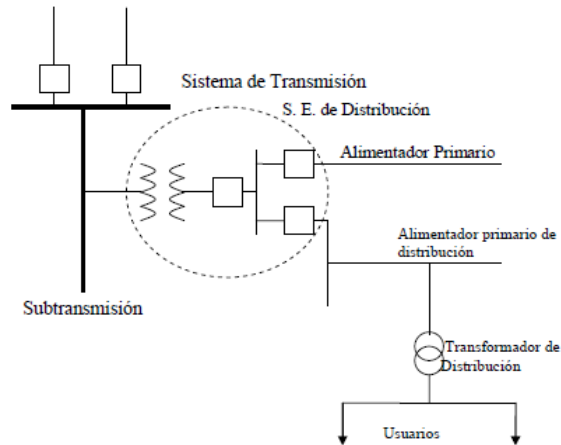
Son circuitos alimentadores que salen desde las subestaciones hasta los transformadores de distribución, los voltajes que se manejan en esta etapa son de 6,3 kV, 13,8 kV y 22,8 kV.

1.4.3 Transformadores de Distribución

Mediante efecto de inducción, los transformadores de distribución reducen el voltaje primario de distribución a voltajes bajos óptimos. Estos transformadores normalmente tienen rangos de potencia desde 3 kVA hasta 1000 kVA en el medio local dependiendo de la potencia requerida por los usuarios.

1.4.4 Sistemas de Distribución Secundario

Son las entradas de servicio eléctrico a los clientes y usuarios, los voltajes de distribución en BT son: 120 / 240V en transformadores monofásicos a 3 hilos, 127/ 220V, 120 /208 en transformadores trifásicos. En la Fig.2 se aprecia el diagrama unifilar de un sistema de distribución.



*Figura 2. Diagrama de un sistema eléctrico de distribución
Fuente: Moscoso, 2007*

1.5 CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA CONFIABILIDAD

Brown (2002) afirma: “En situaciones funcionales el sistema eléctrico de distribución está operativo, es decir con constante flujo de energía y así mismo alimentando de suministro energético a los abonados”.

Esto se puede ver afectado por eventos programados o no programados que provocan cortes o interrupciones. Algunos conceptos relacionados con la confiabilidad de continuidad de servicio son:

1.5.1 Contingencia

Se lo determina como un suceso o evento inesperado que puede ser una falla o un circuito abierto, otro término para una contingencia es un evento no programado.

1.5.2 Circuito abierto

Es cuando en lugar de un circuito cerrado existe una apertura que provoca la interrupción del flujo de la corriente hacia la carga.

1.5.3 Error

Es aquel cuando las fallas son causadas por la ruptura dieléctrica del aislamiento de un elemento del sistema y se pueden categorizar como autorregulación, temporal y permanente.

Una falla de autorregulación se extinguirá sin ninguna intervención es decir que persiste hasta que se despeja y el sistema se vuelve a estabilizar. Una falla temporal es un cortocircuito se despejará si se desenergiza y luego se vuelve a energizar y una falla permanente sucede cuando la falla no ha sido despejada o reparada y la única manera de reparación será por la intervención del contingente humano.

1.5.4 Interrupción

Es un caso fortuito en el cual un equipo o elemento queda sin servicio o se desactiva, existen interrupciones programadas como por ejemplo en procesos de mantenimiento correctivo y no programadas cuando suceda alguna contingencia de fuerza mayor como puede ser fenómenos atmosféricos.

1.6 INTERRUPCIONES CONSIDERADAS

Se consideran aquellas que fueron provocadas por cortes o salidas que afectaron directamente a los consumidores del sistema eléctrico dependiendo de la causa de origen. Dichas interrupciones se pueden clasificar mediante los siguientes parámetros:

1.6.1 Según su duración

- a) **Momentáneas:** son aquella cuyo tiempo de desconexión fue menor o igual a 3 minutos.
- b) **Permanentes:** se define como las interrupciones mayores a 3 minutos.

1.6.2 Según su origen

- a) **Externa al sistema:** se puede definir como las interrupciones que se presentaron en algún componente ajeno al sistema. Por ejemplo, en la red de subtransmisión de 69 Kv.
- b) **Interna al sistema:** es aquella cuyo origen se da en los componentes que conforman el sistema eléctrico objeto del estudio.

1.6.3 Clasificación según la causa

Dentro de esta clasificación se consideran los motivos o causas que ocasionaron la interrupción y según esto se dividen en:

- **Programadas:** se definen como aquellas interrupciones que están planificadas ya sea por mantenimiento correctivo o preventivo, reparación de elementos defectuosos, ampliar o mejorar los circuitos primarios y además los abonados son comunicados previamente.
- **No programadas:** son aquellas provocadas por eventos fortuitos o de fuerza mayor. Se subdividen en:
 - a) **Medio Ambiente:** Son producto de sucesos atmosféricos tales como lluvia, fuertes vientos, caída de rayos, vegetación, incendios, animales, erupciones volcánicas, etc.
 - b) **Propias del sistema:** son aquellas que se originan por maniobras para localizar fallas en media o baja tensión, o acciones de seguridad de los elementos.
 - c) **Falla del componente:** estas se dan cuando un elemento del sistema de deteriora o presenta falla en su funcionamiento ya sea por envejecimiento, falta de mantenimiento, uso incorrecto entre otras.
 - d) **Falla humana:** se originan por mala operación o accidentes tanto de la compañía distribuidora o por contratistas ocasionando daños en el sistema eléctrico.
 - e) **Terceros:** son por la interferencia voluntaria de la empresa o contratistas, así como por interferencia accidental (choques de vehículos, etc.).
 - f) **Desconocidas:** en esta categoría se ubican las interrupciones cuya naturaleza sea desconocida o aquellas cuyas causas no concuerde con los anteriores ítems.

1.6.4 Clasificación según las condiciones climáticas

Según el grado de intervención, las condiciones climáticas intervienen en el número de fallas y el tiempo de duración. Para esto existen dos sub clasificaciones:

- a) **Tiempo Adverso:** son aquellas condiciones climáticas que desencadenan un gran número de cortes y dificultando su tiempo de reparación de los elementos afectados y reparación del suministro eléctrico. Estas pueden ser lluvia, tormentas, vientos fuertes, etc.
- b) **Tiempo Normal:** son las condiciones en las que el clima no tuvo una interferencia significativa.

1.6.5 Clasificación según la tensión

Según el nivel de tensión, estas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Transmisión 138 kV, 230 kV, 500 kV

- b) Subtransmisión: abarca los voltajes de 69 kV,
- c) Voltaje media tensión: 6,3 kV 13,2 kV 13,8 kV, 34,5 kV
- d) Secundario en transformadores trifásicos de distribución: 220/127 V, 208/120V, en monofásicos 240/120 V.

1.6.6 Transferencia de Carga

Es un procedimiento fundamental en lo que se refiere a evaluación de confiabilidad, debido a que las cargas afectadas durante una falla pueden ser transferidas a otro circuito alimentador, hasta reparar la falla y así evitando que quede fuera de servicio. Esto es muy frecuente en sistemas de distribución con configuración radial los cuales operan con puntos abiertos que pueden cerrarse y cuya finalidad es de proteger componentes y aislar la falla.

1.7 PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA

1.7.1 Tasa de falla (λ)

Según Zaruma (2012), la tasa de falla se define como la cantidad de veces que ocurre una falla en un equipo del sistema de distribución durante un determinado periodo de análisis. Se puede expresar como la cantidad de fallas que un equipo tuvo en el periodo de un año (fallas/ año). La función inversa de la tasa de falla ($1/\lambda$) se conoce como MTTF (Mean Time To Failure), y expresa el tiempo promedio en que el equipo presentara una falla.

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} = \frac{1}{m}$$

Formula #1.1

m= Promedio de todos los tiempo de operación

Según la Regulación CONELEC 004/01, la tasa de interrupción puede calcularse tanto en momentáneas como en interrupciones permanentes haciendo referencias en estas últimas por su mayor duración equivalente a 3 minutos y mediante estas interrupciones se realizan el cálculo de la tasa de interrupción.

En el cálculo de la tasa de fallas, el tiempo de operación total de las unidades de los componentes debe ser usado en lugar del tiempo cronológico.

$$\lambda = \frac{\text{numero de fallas}}{\text{Longitud del Circuito} * \text{Tiempo (años)}}$$

Formula# 1.2

1.7.2 Tiempo de reparación (r)

Representa la acción de cambio o relación del elemento causante del problema. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en hora. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación (μ). (Arriagada A., 1994).

Es el tiempo medio que tarda la empresa de distribución para restablecer el servicio eléctrico y regresar el sistema a las mismas condiciones de funcionamiento. También se le conoce como MTTR (Mean Time To Repair). Otros autores definen al tiempo de reparación como tiempo de restauración de servicio.

1.7.3 Tiempo anual de desconexión esperado (U)

Es la indisponibilidad forzada total de servicio durante un año y es medido en horas. Es el resultado de la multiplicación de tasa de falla del equipo por el tiempo de reparación del mismo.

$$U = \lambda * r$$

Formula# 1.3

La disponibilidad forzada (A) es el complemento del tiempo anual de desconexión esperado (U), y está definida como el lapso de tiempo que el elemento estuvo en operación durante un intervalo de tiempo.

$$A = 1 - U = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{r}{m+r}$$

Formula# 1.4

Según un determinado tiempo, la disponibilidad y la indisponibilidad pueden determinarse mediante las siguientes ecuaciones.

$$P(O, t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda P(O, 0) - \mu P(F, 0)}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}$$

Formula# 1.5

$$P(F, t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda P(O, 0) - \mu P(F, 0)}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t}$$

Formula# 1.6

Donde

$P(O, t)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en operación en el tiempo t . Representa la disponibilidad del elemento en el instante t .

$P(F, t)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en estado de falla en el tiempo t . Representa la indisponibilidad del elemento en el instante t .

$P(F, 0)$ = Probabilidad que el elemento se encuentre en estado de falla en el tiempo $t = 0$.

$P(O, 0)$ = Probabilidad de que el elemento se encuentre en operación en el tiempo $t = 0$.

λ = Tasa de falla

μ = Tasa de reparación

1.7.4 Carga promedio desconectada (L)

Es la cantidad de abonados perjudicados por los cortes de suministro.

1.8 IMPORTANCIA DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Se puede definir como confiabilidad de un sistema eléctrico al número de fallas que este presente en un determinado intervalo de lapso y su tiempo de duración de estas, lo cual afecta directamente el servicio hacia los abonados.

Los principales objetivos a alcanzarse mediante estudios de confiabilidad:

- Ayuda en la localización de lugares que presenten mayor número de interrupciones y la frecuencia de las mismas y analizar alternativas que conlleven una solución para mejorar la continuidad de servicio.
- Para aquellos puntos de carga que presentan un bajo nivel de confiabilidad se presentará una solución de tal manera que aumente su nivel de continuidad de servicio eléctrico, y por consiguiente, aumentando la calidad de servicio hacia los abonados.

- En lo que se relaciona al análisis costo-beneficio, un estudio de confiabilidad es determinante en la expansión de una red eléctrica siendo fundamental la mejor estrategia de proporcione continuidad de servicio.
- El Mantenimiento Centrado de Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance-RMC), es propio de cada empresa distribuidora, es una herramienta que se basa en la administración de recursos (materiales, elementos, personal, etc.),y todo esto para los programas de mantenimientos preventivos o correctivos destinados a elementos que tienden a fallas continuamente o que presenten tasa de falla elevada.
- Por último, cada empresa distribuidora de suministro eléctrico, está en el compromiso de garantizar la calidad de servicio, caso contrario recibirá penalizaciones por el ente regulador por la Energía No Suministrada (ENS).

1.9 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para la evaluación de confiabilidad, existen dos clases de metodologías cuya principal finalidad será de proyectar los índices de comportamiento futuros, entre estos métodos resaltan los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. (Erazo F., 2005).

Dentro de los métodos de simulación estocásticos resalta el de Monte Carlo y en los métodos de análisis se encuentra el de Márkov, el estudio de fallas y análisis, métodos de reducción de redes, modo de fallas y análisis de defectos y método de frecuencia y duración. (Elmakias D., 2008).

Para elevar la eficiencia de los resultados de estos métodos dependerá de la cantidad de datos que se dispone, es decir a mayor cantidad de datos aumentara el nivel de confiabilidad, disminuyendo el margen de error.

1.9.1 Método de Monte Carlo

Según Piñeros L. (2003), este método estocástico se basa en la simulación de una gran variedad de circunstancias, generadas de manera fortuitas, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad.

La simulación de Monte Carlo (MCS) se aplica a problemas que involucran al azar variables con distribuciones de probabilidad conocidas o supuestas, este proceso utiliza un conjunto particular de valores de variables aleatorias generadas de acuerdo con las correspondientes distribuciones de probabilidad en cada simulación.

El proceso se repite usando diferentes conjuntos de valores del azar variables, los resultados de MCS se presentan en la forma de histograma que es especialmente útil para una evaluación estadística de fallas.

1.9.2 Método de Markov

Un sistema de distribución es considerado como un sistema reparable, es decir cuando un elemento falla, este es reparado o reemplazado considerando la naturaleza del elemento en cuestión y restableciendo la condición de operación normal de la red de distribución.

De esta manera el sistema es continuo en el tiempo con estados discretos definidos, y esto se ajusta a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

Considérese un sistema conformado por dos elementos los cuales presentan dos posibles estados: operación o falla y serán conocidos como “espacio de estados”, donde las transiciones de estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez (ON-OFF), siendo este método independiente de la forma de conexión de los elementos de la red de distribución en estudio. Este método se utiliza tanto en sistemas en serie como en paralelo, a continuación se detalla cada uno de estas configuraciones con su nivel de confiabilidad.

De acuerdo a Zaruma J & Blacio D (2012), Para un sistema radial o en serie el procedimiento a seguir en este método son 4 que se detalla a continuación.

1. Enumeración de los estados del sistema: Se determina a partir de las combinaciones o transiciones de los estados de cada elemento.
2. Determinación de las velocidades de transición: Se determinan λ y μ .
3. Determinación de las probabilidades de estado: Se aplica la regla del producto de probabilidades individuales.
4. Determinación de la confiabilidad: Depende si los elementos están en serie, paralelo o alguna combinación de ellos; adicionalmente se debe definir los estados de éxito y de falla del sistema. Si los componentes no se pueden reducir a serie o paralelo hay que aplicar el método de reducción de redes.

Para entender mejor este procedimiento se aplicará en el siguiente ejemplo como se indica en la Fig. 3.

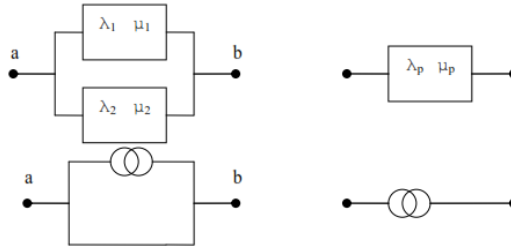


Figura 3. Sistema con dos componentes en paralelo
Fuente. Moscoso, 2007

La ecuación que determina el estado de falla del este sistema es la siguiente:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + U_1)(\lambda_2 + U_2)}$$

Formula# 1.7

La probabilidad de que un solo componente falle.

$$P_{fa} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + U_p}$$

Formula# 1.8

Donde U_p es la frecuencia de transición desde el estado de falla del sistema de dos componentes, se representa mediante:

$$U_p = U_1 + U_2$$

Formula# 1.9

Otra manera de hallar la frecuencia de transición es por medio del periodo promedio de tiempo r_p :

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2}$$

Formula# 1.10

El periodo promedio de tiempo en que ambos componentes quedan fuera de servicio o fallan al mismo tiempo se representa como r_p , también es conocida como el tiempo de salida o reparación de los componentes 1y 2. En caso de la falla de los dos elementos se conoce como falla superpuesta.

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{r_1 + r_2}$$

Formula# 1.11

Entonces de forma resumida queda:

$$r_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}$$

Formula# 1.12

En la mayor parte de casos se tiene que: $\lambda_1 r_1 \ll 1$

De una manera más simplificada, se obtiene la siguiente expresión:

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$$

Formula# 1.13

En el caso de sistema radial se encontró U_s , para el sistema paralelo se obtiene U_p .

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2$$

Formula# 1.14

1.9.3 Reducción de Red

Según Moncayo I, (1987), los sistemas eléctricos de potencia y como un subconjunto se encuentra el sistema de distribución, el mismo está conformado por grupos de elementos que actúan en serie o paralelo o ambos a la vez para suministrar la energía desde los centros de transformación hasta los consumidores, estos sistemas pueden representarse como un grupo de caminos dirigidos hacia un punto de carga. Esta metodología se aplica para transformar un sistema complicado en un sistema equivalente simple y fácil para determinar los índices de confiabilidad.

Para llevar a cabo esta transformación de redes se considera las siguientes ecuaciones, que conllevan a un solo componente con una tasa de falla (λ) y un tiempo reparación (r) equivalente al sistema inicial. El circuito inicial y el circuito resultante se observa en la Fig. 4.

$$\lambda_1(t) = \lambda_1 = cte$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_1}$$

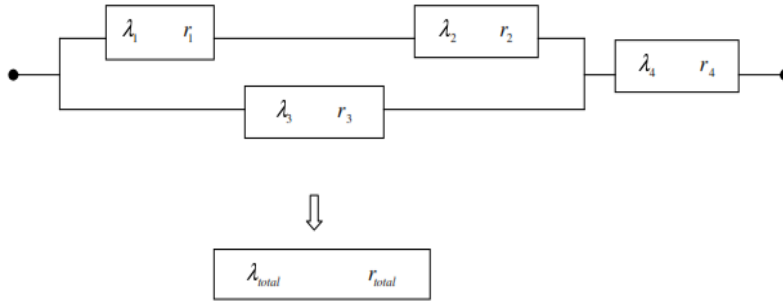


Figura 4. Método de Reducción de red
Fuente. Moncayo I, 1987

λ_{total} = Tasa de falla equivalente

r_{total} = Tasa de reparación equivalente

1.9.4 Técnica de Frecuencia y Duración

Según Arias A, (2007), El método de Márkov indica la probabilidad de cada estado del sistema, ya sea en operación o falla, con el método de frecuencia y duración permite evaluar la cantidad de ocasiones que se dan estos cambios de estado y su tiempo de duración”.

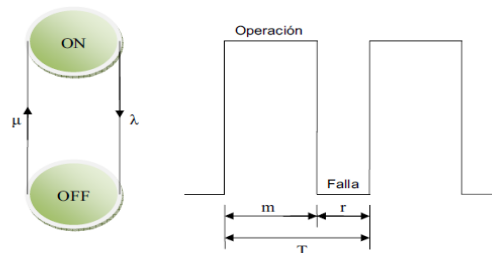


Figura 5. Diagrama de espacio de estado de un componente y representación del ciclo operación- falla- reparación-
operación
Fuente. Arias A, 2007

La posibilidad de operación de dicho elemento se da por la ecuación.

$$P_{(op)} = \frac{m}{m + r}$$

Formula# 1.15

Donde: $m = \frac{1}{\lambda}$

El tiempo medio de operación es.

$$r = \frac{1}{\mu}$$

Y el tiempo medio de reparación se obtiene mediante:

$$T = m + r$$

Formula# 1.16

De una manera más simplificada, la frecuencia resulta del producto entre la posibilidad de operación y la tasa de falla del elemento.

$$f = P_{(op)} * \lambda$$

Formula# 1.17

Además se considera como base de estudio, a un sistema conformado por un solo elemento reparable, por lo tanto la frecuencia se determina mediante:

$$f = \frac{A}{m} = \frac{U}{r} = A * \lambda = U * \mu$$

Formula# 1.18

Donde

U = Indisponibilidad o probabilidad de falla

λ = Tasa de falla

r = Tiempo medio de reparación (MTTR)

m = Tiempo medio de falla (MTTF)

A = Probabilidad de operación

1.9.5 Modo de Fallas y Análisis de Defectos

Según Billinton R (1996), señala que se trata de un método relacionado de la reducción de redes cuya aplicación se basa en la identificación de eventos superpuestos entre si y posteriores efectos en un punto de carga en estudio.

Este método hace énfasis en los sistemas en paralelo, pero visto desde un punto de vista de confiabilidad se considera que las fallas o eventos de desconexión se hallan en un sistema en serie. A continuación en la Fig.6 se muestra un ejemplo de un sistema de distribución simple con dos líneas.

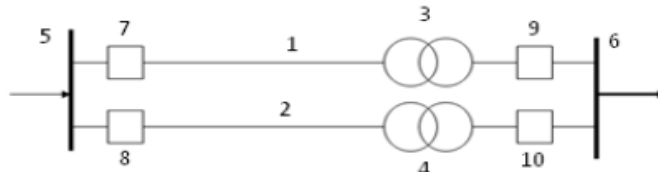


Figura 6. Sistema de distribución simple con dos líneas
Fuente. Billinton R, 1996

1.10 CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

Básicamente los elementos que conforman un sistema eléctrico están conectados o relacionados entre sí por medio de dos configuraciones: serie o radial y paralelo

Uno de los aspectos más poderosos del modelado de confiabilidad del sistema de distribución es la capacidad de calcular fácilmente la fiabilidad asociada con diferentes configuraciones de sistema. (Brown, 2009).

1.10.1 Componentes en serie

También conocido como sistema radial, cuya principal característica es poseer una sola vía de alimentación de energía entre la subestación y los abonados. Otra forma de definir a esta configuración es que es aquella en la cual una falla en cualquiera de los componentes del sistema produce la falla de todo el sistema. Un sistema en serie es no redundante y se caracteriza porque la confiabilidad disminuye a medida que se incrementa el número de elementos en serie. (Billinton, 1994).

A continuación en la Fig.7 se detalla el diagrama de bloques para la configuración de los componentes en serie, dichos elementos se consideran que son reparables e independientes.

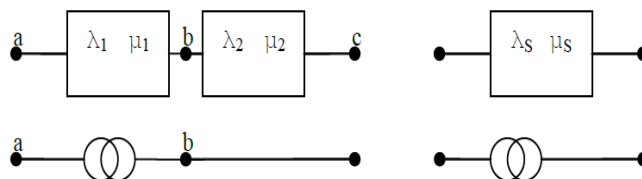


Figura 7. Dos Componentes en Configuración Serie
Fuente: Moscoso, 2007

En donde se puede observar los parámetros correspondientes a dos elementos que conforman una red de distribución. Para este ejemplo se utilizará una línea de transmisión y un transformador distribución de los cuales se conoce la tasa de fallas (λ) y el tiempo de reparación (μ). Para encontrar la tasa de falla total del sistema (λ_s), se sumará las tasas de fallas individuales de cada elemento.

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n$$

Formula# 1.19

De igual manera, se procede para el tiempo de reparación total del sistema (μ_s), con la sumatoria de los tiempos de reparación individuales de cada elemento.

$$\mu_s = \mu_1 + \mu_2 + \dots + \mu_n$$

Formula# 1.20

Una vez establecidos la tasa de fallas y los tiempos de reparación, se procede a determinar la probabilidad de que un solo elemento se encuentre en estado de operación, y esto se logra con la siguiente ecuación.

$$P_{(op)} = \frac{\mu_s}{\mu_s + \lambda_s}$$

Formula# 1.21

Así mismo para hallar la duración de la falla promedio del sistema (r_s), se da por la siguiente ecuación.

$$r_s = \frac{1}{u_s}$$

Formula# 1.22

Otra manera de determinar dicha tasa promedio de falla es mediante la ecuación:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s}$$

Formula# 1.23

En donde:

r_1 = Duración de la falla del elemento 1 en horas

r_2 = Duración de la falla del elemento 2 en horas

Para conocer el tiempo de interrupción del sistema, está dado por:

$$\mu_s = \lambda_s * r_s$$

Formula# 1.24

La indisponibilidad del sistema se obtiene mediante:

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$$

Formula# 1.25

1.10.2 Componentes en paralelo

Un sistema paralelo o anillo, en el sentido de confiabilidad, significa que solo uno de los componentes conectados en esta configuración tiene que permanecer en servicio para que el sistema funcione. Esquemáticamente, hay varias rutas alternativas para ir desde el lado de entrada del sistema al lado de salida como se observa en la Fig. 8. En general este sistema tiene una alta fiabilidad porque para que falle todos los elementos en la conexión en paralelo tienen fallar. (Chowdhury, A & Koval, O. 2009).

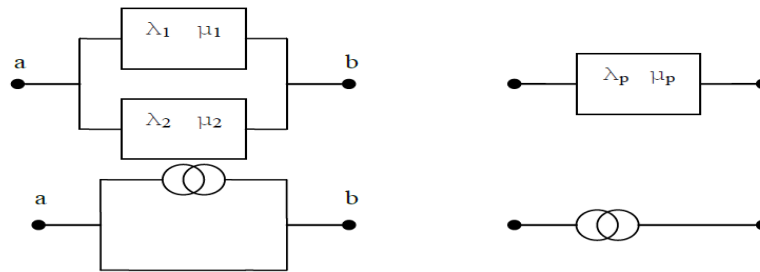


Figura 8. Dos Componentes en Configuración Paralelo
Fuente: Chowdhury, A., Koval, O. 2009

Un sistema conectado en configuración paralelo presenta los siguientes parámetros para su análisis de confiabilidad, al igual que la configuración en serie. La tasa de falla total de este sistema (λ_p) se conoce mediante la siguiente ecuación.

$$\lambda_p = \lambda_1 * \lambda_2 (r_1 + r_2)$$

Formula# 1.26

Otro parámetro que se determina es el tiempo total de interrupción del sistema.

$$u_s = \lambda_p * r_p$$

Formula# 1.27

Así mismo, la probabilidad que el sistema entre en estado de falla de este sistema se da por la siguiente ecuación.

$$P_{(fa)} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p}$$

Formula # 1.28

La duración de la falla promedio del sistema.

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{r_1 + r_2}$$

Formula# 1.29

1.11 INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO

Según la Regulación CONELEC 004/01, los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

1.11.1 Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado (FMIK)

Es un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f_{Si}}{kVA_{inst}}$$

Formula# 1.30

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVA f_{Si Aj}}{kVA_{inst Aj}}$$

Formula# 1.31

1.11.2 Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK)

Es un periodo determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f_{Si} * T f_{Si}}{kVA_{inst}}$$

Formula# 1.32

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVA f_{Si Aj} * T f_{Si Aj}}{kVA_{inst Aj}}$$

Formula# 1.33

Donde

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en horas por kVA.

\sum_i = Sumatoria de todas interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el periodo de análisis.

\sum_i^{Aj} = Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el periodo de análisis.

$kVAf_{s_i}$ = Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i.

kVA_{inst} = Cantidad de kVA nominales instalados.

Tf_{s_i} = Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción i.

R_d = Red de distribución global.

A_j = Alimentador primario de medio voltaje "j".

1.12 INDICADORES ORIENTADOS AL USUARIO

En base al conocimiento de la tasa de falla, tiempo de reparación y el tiempo anual de desconexión esperado, se pueden definir otros índices los cuales están enfocados en el número de consumidores o abonados y el tiempo que son afectados por el corte o suspensión del servicio eléctrico.

Según Rodríguez J, (2016) los índices basados en clientes son fáciles de interpretar, aunque pueden inducir a confusión ya que se trata no de índices individuales que el cliente tendrá sino el promedio de nivel de continuidad que experimentar los clientes del sistema. Estos índices se aplican a interrupciones sostenidas, es decir las que duran más de 3 minutos.

1.12.1 SAIFI

Por sus siglas en inglés System Average Interruption Frequency Index o Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (FIE), es el promedio de interrupciones de un cliente del sistema y es aplicable en todos los niveles de tensión. Se mide en interrupciones/ año.

$$SAIFI = \frac{\text{Suma de interrupciones por abonado}}{\text{Numero total de abonados}}$$

Formula# 1.34

1.12.2 SAIDI

Por sus siglas en inglés System Average Interruption Duration Index o Duración Media de Interrupción del Sistema, se refiere al tiempo promedio que el abonado ha estado sin servicio eléctrico debido a una interrupción. Se mide horas/ año.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a abonados de Baja Tension}}{\text{Numero total de abonados de Baja Tension}}$$

Formula# 1.35

1.12.3 CAIFI

Por sus siglas en inglés Customer Average Interruption Fall Index o Frecuencia de Interrupción Media por usuario afectado. Es la cantidad promedio de interrupciones por abonado afectado. Se mide en 1/ año.

$$CAIFI = \frac{\text{Numero total de interrupciones a clientes}}{\text{Numero total de clientes afectados}}$$

Formula# 1.36

1.12.4 CAIDI

Por sus siglas en inglés Customer Average Interruption Duration Index o Duración Media de la Interrupción Equivalente. Se relaciona con la duración promedio de interrupciones por consumidor afectado. Se mide en hora/ año.

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones a los clientes}}{\text{Numero total de interrupciones a clientes}}$$

Formula# 1.37

O También se puede determinar mediante.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Formula# 1.38

1.12.5 ASAI

Por sus siglas en inglés Average System Availability Index o Disponibilidad media del Servicio. Utiliza los mismos parámetros del SAIDI e indica el porcentaje de minutos de servicio interrumpidos sobre el total de minutos de servicio demandados.

$$ASAI = \frac{\text{Suma de minutos de interrupcion a abonados}}{\text{Numero Total de minutos demandados}} * 100$$

Formula# 1.39

1.12.6 CTAIDI

Por su siglas en ingles Customer Total Average Interruption Duration Index. Representa el tiempo total promedio que los consumidores experimentaron una interrupción, es muy similar al CAIDI con la diferencia que los consumidores que experimentaron varias interrupciones se cuenta una sola vez. Se mide en hora/ año.

$$CTAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores afectados}}$$

Formula#1.40

1.12.7 ASUI

Por sus siglas en inglés Average Service Unavailability o Indisponibilidad media del servicio. No tiene unidad de medida, se expresa de porcentaje o p.u.

$$ASUI = 1 - ASAI$$

Formula# 1.41

1.12.8 DAIC

Duración de Interrupciones por Consumidor, es la sumatoria de los períodos de las interrupciones individuales ponderadas de servicio eléctrico al usuario, durante la etapa de registro y se mide en horas. Para obtener este indicador, se cuenta con las siguientes constantes, dependiendo del tipo de interrupciones, ya sean programadas o no programadas.

$K_i = 1.0$ para interrupciones no programadas.

$K_i = 0.5$ para interrupciones programadas. Se notificará a los usuarios 48 horas antes de realizar labores de mantenimiento o ampliación de redes.

$$DAI_c = \sum_i K_i * di_c$$

Formula# 1.42

Donde

K_i = Factor de ponderación de las interrupciones.

di_c = Duracion individual de la interrupción i del consumidor en horas.

1.12.9 MAIFI

Por sus siglas en inglés Momentary Average Interruption Frecuency Index, indica el promedio de interrupciones momentáneas, es decir menores a 3 minutos, que presentaron los usuarios en un determinado tiempo. Su unidad de medida es interrupciones /cliente-año.

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectador por interrupciones momentaneas}}{\text{Total de consumidores del circuito}}$$

Formula# 1.43

1.12.10 CEMIn

Por sus siglas en inglés Customer Experiencing Multiple Interruptions. Es la relación de entre el número de clientes que experimentan n o más (k) interrupciones sostenidas en un lapso de un año y el número de clientes servidos. Se excluye interrupciones ocasionadas por eventos de fuerza mayor desastres naturales, tormentas eléctricas etc.

$$CEMI_n = \frac{(\text{Total de consumidores afectados})k > n}{\text{Suma de todos los consumidores}}$$

Formula# 1.44

1.12.11 CELID

Por sus siglas en ingles Customer Experiencing Longest Interruption Duration.Representa la relación de los consumidores con interrupciones mayores a 3 minutos (interrupciones sostenidas) de m horas o más l . Así mismo se descarta eventos atmosféricos.

$$CELID = \frac{(\text{Total de consumidores afectados})l > m}{\text{Suma de todos los consumidores}}$$

Formula# 1.45

1.12.12 LEI

Es el Índice de exposición de la carga, a nivel de los equipos de protección, representa el producto del número de consumidores que serán interrumpidos cuando el equipo de protección actúa multiplicado por la longitud del circuito, desde el equipo hasta el próximo equipo situado aguas abajo. Puede calcularse para cada equipo de protección y a nivel del alimentador. El LEI para un alimentador, es la sumatoria de los índices de exposición a la carga de todos los equipos del alimentador. Se mide en consumidores*km.

$$LEI_{equipo} = Longitud_{zona} * Consumidores_{zona}$$

Formula# 1.46

$$LEI_{alimentador} = \sum_{zona} LEI_{zona}$$

Formula# 1.47

1.13 INDICADORES ORIENTADOS EN POTENCIA INSTALADA

Los indicadores de potencia serán de utilidad para clientes de potencia significativa. Cabe resaltar que dentro de esta categoría se encuentran los indicadores TTIK y FMIK mencionados anteriormente.

1.13.1 ISS

Índice de Disponibilidad de la Potencia Instalada. Representa en tiempo equivalente en horas de haber interrumpido a toda la potencia instalada.

$$ISS = \frac{Potencia\ Instalada\ interrumpida\ (kVA)\ por\ las\ horas\ interrumpidas}{Potencia\ Instalada\ (kVA)\ por\ horas\ totales\ del\ periodo}$$

Formula# 1.48

1.13.2 TIEPED

Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada. Es el tiempo en minutos que no se ha podido alentar la potencia demandada en la zona, este índice es aplicable en Media Tensión y Alta Tensión. Se mide en minutos/ año.

$$TIEPED = \frac{Potencia\ demandada\ interrumpida\ por\ los\ minutos\ interrumpidos}{Potencia\ total\ demandada}$$

Formula# 1.49

1.14 INDICADORES ORIENTADOS A ENERGIA

Necesariamente han de hacer suposiciones en cuanto a la energía no suministrada, ya sea por proyecciones de la energía consumida en el momento de la interrupción, por registros históricos de consumo, o por curvas de demanda típicas (para los clientes domésticos).

1.14.1 Cm

Carga media en cada punto de carga, es el resultado de la división entre la energía total en kWh en un lapso de tiempo t .

$$C_m = \frac{\text{Energía Total}}{\text{Tiempo}}$$

Formula# 1.50

Otra manera de obtener este indicador es mediante la multiplicación del factor de carga f_c por la demanda máxima D_{max} .

$$C_m = f_c * D_{max}$$

Formula# 1.51

1.14.2 ASCI

Por sus siglas en inglés Average System Curtailment Index. Representa la totalidad de energía no suministrada en las interrupciones con relación al número total de clientes, se mide en kWh/clientes.

$$ASCI = \frac{\text{Suma de energía no suministrada en todas las interrupciones}}{\text{Número total de clientes}}$$

Formula# 1.52

1.14.3 ACCI

Por sus siglas en inglés Average Customer Curtailment Index o Energía Media No Suministrada por Usuario. Proviene del total de energía no suministrada por causa de las interrupciones dividido para el número de clientes afectados, se mide en kWh/clientes.

$$ACCI = \frac{\text{Suma de energía no suministrada en todas las interrupciones}}{\text{Número total de clientes afectados}}$$

Formula# 1.53

1.12 .4 ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS)

Es la cantidad de energía que la empresa distribuidora pierde al vender como consecuencia de alguna falla en el sistema, y suele ser un parámetro fundamental en la decisión de evaluar la calidad de servicio y alternativas para mejorar la confiabilidad de la red de distribución.

Para el cálculo de la Energía no suministrada se debe considerar los factores FMIK y TTIK que proporciona el análisis histórico de confiabilidad y la relación con los valores límites para los índices de calidad de servicio técnico establecidos para alimentadores primarios urbanos y rurales por la Regulación CONELEC 004/01, estos valores se observan en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores admisibles para la calidad de servicio técnico Regulación CONELEC 004-01

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Fuente: Regulación CONELEC 004-01

Con los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico y los Índices proporcionados por los análisis histórico y la implementación de la Nueva Coordinación de Protecciones, se puede calcular la ENS mediante las siguientes fórmulas:

- a) Si: $FMIK > Lim FMIK$ y $TTIK < Lim TTIK$

$$ENS = (FMIK - Lim FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

Formula#1.54

- b) Si: $FMIK < Lim FMIK$ y $TTIK > Lim TTIK$

$$ENS = (TTIK - Lim TTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Formula# 1.55

- c) Si: $FMIK > Lim FMIK$ y $TTIK > Lim TTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{Lim TTIK}{Lim FMIK}$

$$ENS = (FMIK - Lim FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

Formula# 1.56

d) Si: $FMIK > Lim FMIK$ y $TTIK > Lim TTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{Lim TTIK}{Lim FMIK}$

$$ENS = (TTIK - Lim TTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Formula# 1.57

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo de análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia Media de Interrupción por kVA.

TTIK: Índice de Tiempo Total de Interrupción por kVA.

Lim FMIK: Limite Admisible de FMIK.

Lim TTIK: Limite Admisible de TTIK.

CAPÍTULO 2

INFORMACIÓN DE LOS ALIMENTADORES Y METODOLOGÍAS DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE

EMELNORTE, es una empresa que brinda el servicio de distribución de energía eléctrica, a diciembre de 2017 cuenta con **239.646 abonados**, dentro de su área de concesión que comprende las provincias de Imbabura, Carchi, los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo, parte del cantón Sucumbíos de la provincia del mismo nombre y los sectores de Durango y Alto Tambo de la provincia de Esmeraldas, cuya extensión es de **11.979 Km²**, el detalle de sus abonados se presenta en el siguiente cuadro.

Tabla 2. Tipos y número de abonados de EMELNORTE

ABONADOS	NÚMERO	PORCENTAJE
Residencial	208.635	87,10%
Comercial	23.721	9,90%
Industrial	2.937	1,20%
Otros	4.339	1,80%
TOTAL	239.646	100%

Fuente: Emelnorte

2.1.1 Nuevas Subestaciones

- a) Construcción de la S/E La Florida 20 MVA – 69/13,8 kV en la ciudad de Ibarra.
- b) Repotenciación de la S/E El Ángel 20 MVA - 69/13,8 kV en la ciudad de El Ángel.
- c) Construcción de la S/E Cananvalle 20 MVA - 69/13,8 kV en el Cantón Cayambe.
- d) Construcción de la S/E Santa Bárbara 20 MVA - 69/13,8 kV en el Cantón Sucumbíos.
- e) Construcción de la S/E El Rosal en la ciudad de Tulcán.

La cobertura a diciembre de 2017 es de 98.27%, con una proyección al 2018 de 98,40%, para esto EMELNORTE cuenta con la siguiente infraestructura:

Tabla 3. Subestaciones de distribución

No.	SUBESTACIÓN	INICIO DE OPERACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE DE OPERACIÓN	POTENCIA NOMINAL MVA
1	Ajaví	23/03/2013	13,8/69 kV	10.00
2	Alpachaca	09/09/2011	13,8/69 kV	20.00
3	Atuntaqui	01/06/2015	13,8/69 kV	20.00
4	Cayambe	01/01/1994	13,8/69 kV	20.00
5	Cotacachi	01/01/2004	13,8/69 kV	5.00
6	El Angel	01/01/1994	13,8/69 kV	2.50
7	El Chota	01/01/1994	13,8/69 kV	10.00
8	El Retorno	01/01/1989	13,8/69 kV	10.00
9	La Carolina	01/01/2012	13,8/69 kV	5.00
10	La Esperanza	01/01/2006	13,8/69 kV	10.00
11	Otavalo	01/01/1990	13,8/69 kV	10.00
12	San Agustín	01/01/2000	13,8/69 kV	10.00
13	San Gabriel	01/01/1994	13,8/69 kV	10.00
14	San Vicente	24/10/2010	13,8/69 kV	10.00
15	Tulcán	01/01/1994	13,8/69 kV	10.00
16	El Rosal	01/01/1995	-	-

Fuente: Emelnorte

Nota: La potencia nominal definida para el tipo de enfriamiento normal (OA);
La subestación el Rosal es de paso (no tiene transformador de distribución).

2.1.2 Nuevas Líneas de Subtransmisión

- a) Derivación de la línea de subtransmisión Otavalo Cayambe para enlazar al nuevo punto de conexión del Sistema Nacional de Transmisión en la S/E Cajas de CELEC TRANSELECTRIC E.P.
- b) Construcción de la línea de subtransmisión Cotacachi – Vacas Galindo a 69 kV.
- c) Construcción de la línea de subtransmisión Tulcán – Santabárbara de 69 kV.

2.1.3 Sistema de subtransmisión

Todo el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, transmite potencia a un nivel de voltaje 69 kV, consta de 16 subestaciones de 69/13,8 kV con una potencia nominal para el tipo de enfriamiento normal OA de 162,50 MVA, y 20 líneas de subtransmisión que operan a un nivel de voltaje de 69 kV con una longitud de 256,11 km.

2.1.4 Redes primarias, transformadores y redes secundarias

EMELNORTE cuenta con 66 redes primarias a un nivel de voltaje de 13,8 kV con una extensión de 5.795,66 km, un total de 6.286,30 km de redes secundarias entre aéreas, preensambladas y subterráneas, 16.039 transformadores de distribución con una capacidad instalada de 441,37 MVA. A diciembre de 2017 cuenta con 82.558 medidores monofásicos, 152.595 medidores bifásicos y 3.202 medidores trifásicos y se registra 914 servicios ocasionales, conectados con 186.191 acometidas con una longitud 4.777,9 Km.

2.2 INFORMACIÓN ACERCA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

El presente estudio de confiabilidad está dirigido a los 5 alimentadores primarios de la subestación Cayambe, los cuales suministran servicio eléctrico a los abonados residentes en el área urbana y rural, y con cargas residenciales, comerciales, industriales y especiales del Cantón Cayambe, Provincia de Pichicha. Para abastecer la demanda de los consumidores, la Subestación Cayambe posee una capacidad de 10/12 MVA cuyo diagrama unifilar se observa en la Fig.9 y de la cual partes los 5 circuitos alimentadores primario. A continuación, algunas características de estos circuitos.

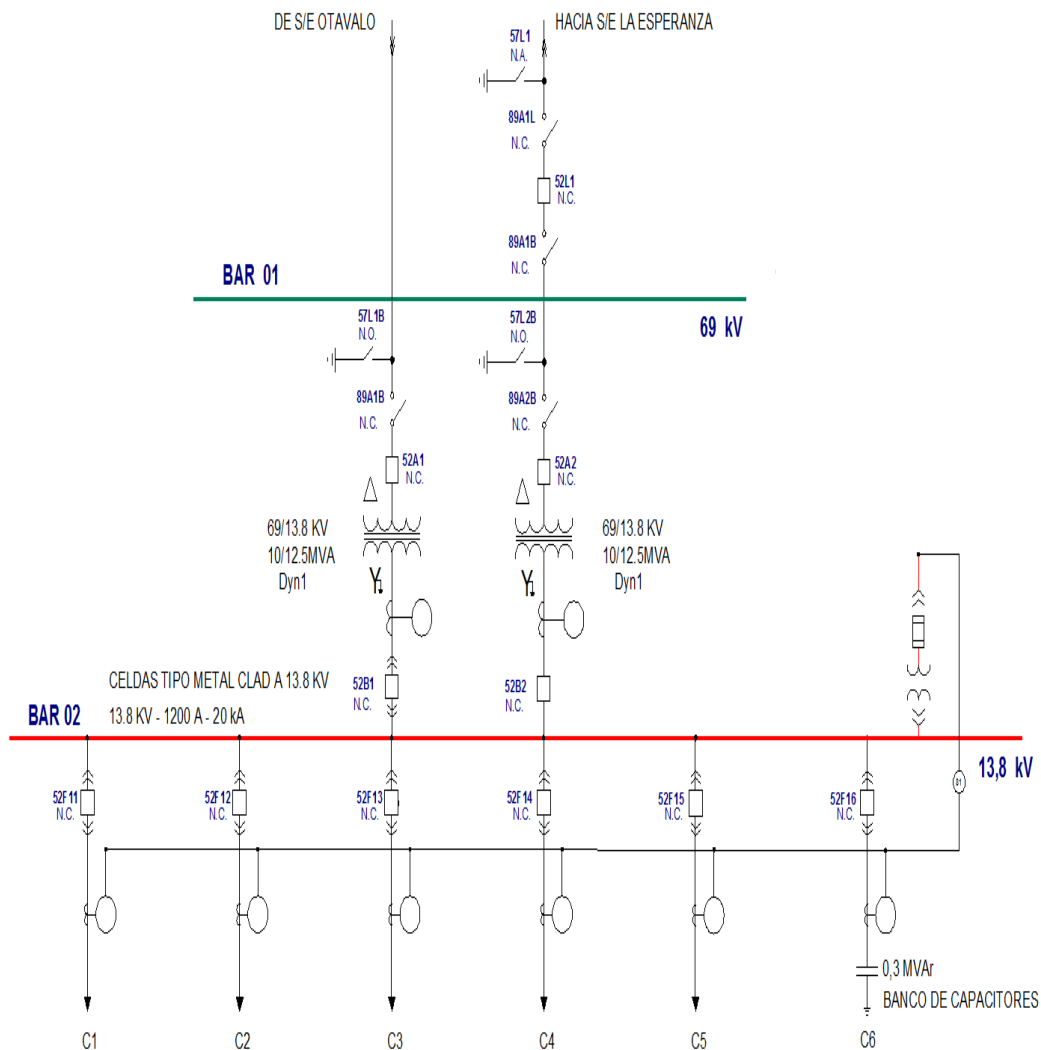


Figura 9. Diagrama Unifilar de la subestación Cayambe
Fuente. Autor

2.2.1 Circuito Alimentador 1- Numeración en el Cymdist 1300020T01

La Troncal Principal inicia en la subestación, posteriormente se dirige por la calle Ascázubi, calle Junín y calle Rocafuerte, sus derivaciones continúan por la calle 24 de mayo, calle Vivar, Av. Restauración, calle Bolívar, calle Sucre, Av. Natalia Jarrin. Su carga total instalada es de 8442,5 kVA distribuida en 256 transformadores monofásicos y 41 transformadores trifásicos, se trata de un circuito netamente urbano que posee 5087 abonados que oscilan entre cargas predominantes residenciales y comerciales y una longitud de 14,04km. En la Fig. 9 esta detallado el diagrama unifilar de este circuito alimentador con su respectivo recorrido a través de la zona urbana.



Figura 10. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 1

Fuente. Autor.

2.2.2 Circuito Alimentador 2 - Numeración en el Cymdist 1300020T02

La Troncal Principal inicia en la subestación, su trayectoria empieza por la Av. Víctor Cartagena, Av. Córdova Galarza, sigue por las calles Juan Montalvo, Molinos La Unión, Guáchala y la Compañía, sus derivaciones van por El Sigal, Loma Larga, Huacho-Huacho, Yanacocha, El Hato, Chita Chaca, Comunidad Carrera, Porotog, Santa Rosa y Santa Marianita de Pingulmi, Pitana, La Compañía y Larcachaca. La carga total instalada es de 15665 kVA mediante 375 transformadores monofásicos y 59 transformadores trifásicos, se define como un circuito urbano, residencial y rural industrial, con un número de 7425 abonados y una longitud de 144,40 km, siendo en el área rural donde más extensión presenta y en las Fig., 10 y 11 se presenta el diagrama unifilar de este circuito alimentador.



Figura 11. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 2

Fuente. Autor.



*Figura 12 Continuación del Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 2
Fuente. Autor.*

2.2.3 Circuito Alimentador 3- Numeración en el Cymdist 1300020T03

La Troncal Principal parte de la subestación, se dirige en paralelo por la avenida de unión entre Cayambe y Tabacundo, terminando a 500m de la "Y", finaliza encontrándose con el Circuito 3 de la subestación La Esperanza durante su recorrido salen derivaciones trifásicas dirigidas hacia Cananville y Granobles, debido que estos sectores tienen un elevado número de cargas por la presencia de florícolas. Las derivaciones monofásicas más extensas son las encargadas de abastecer de suministro eléctrico a las zonas de Tupigachi, Milán, San Isidro, Cajas, Santa Mónica, San Pablito de Agualongo. Se trata de un circuito urbano residencial y rural industrial, con una longitud de 104,24km, siendo en el área rural donde más se extiende de una manera desorganizada. Su carga total instalada está distribuida en 218 transformadores monofásicos 93 transformadores trifásicos siendo una potencia total de 13162,5 kVA y 2124 el número de consumidores dependientes de este circuito, el diagrama unifilar de este circuito se encuentra en las Fig. 12 y 13.

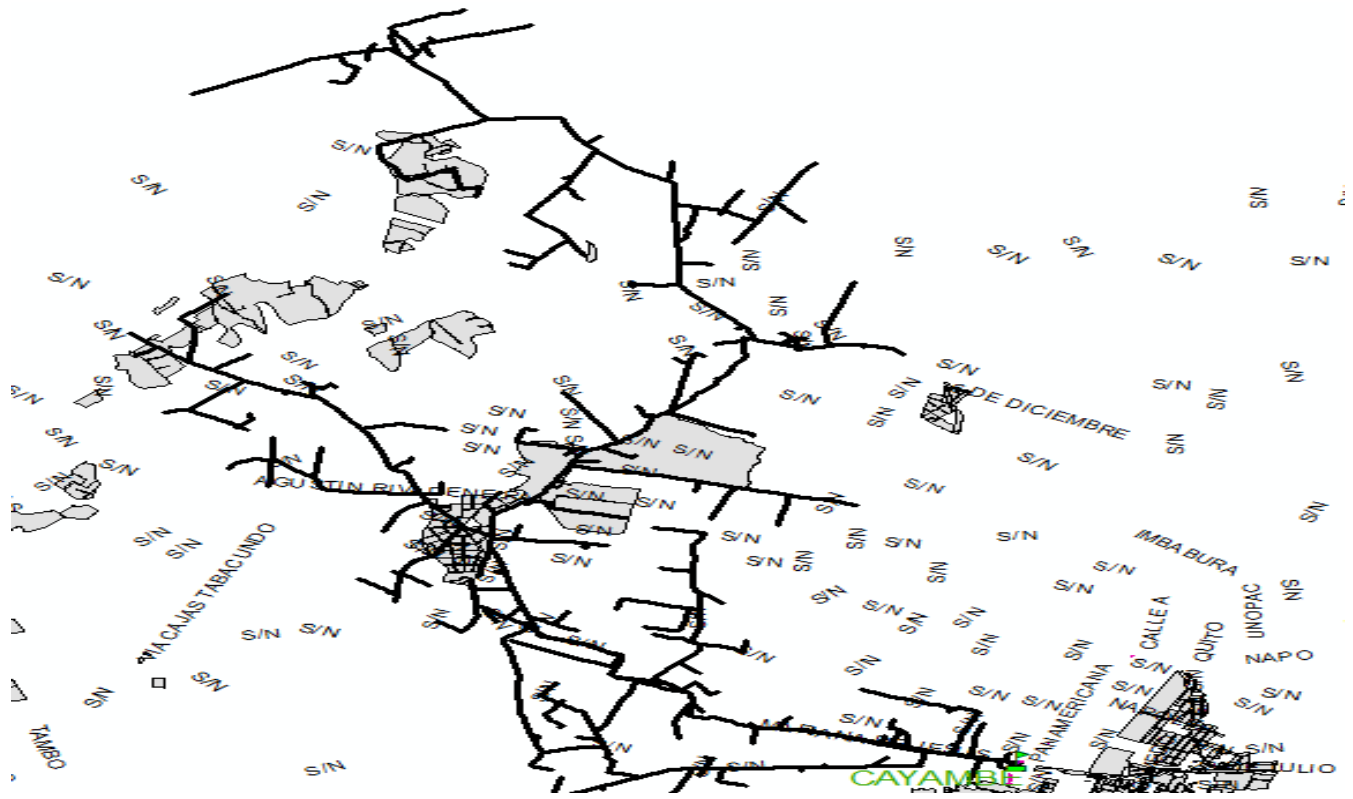


Figura 13. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 3

Fuente. Autor.

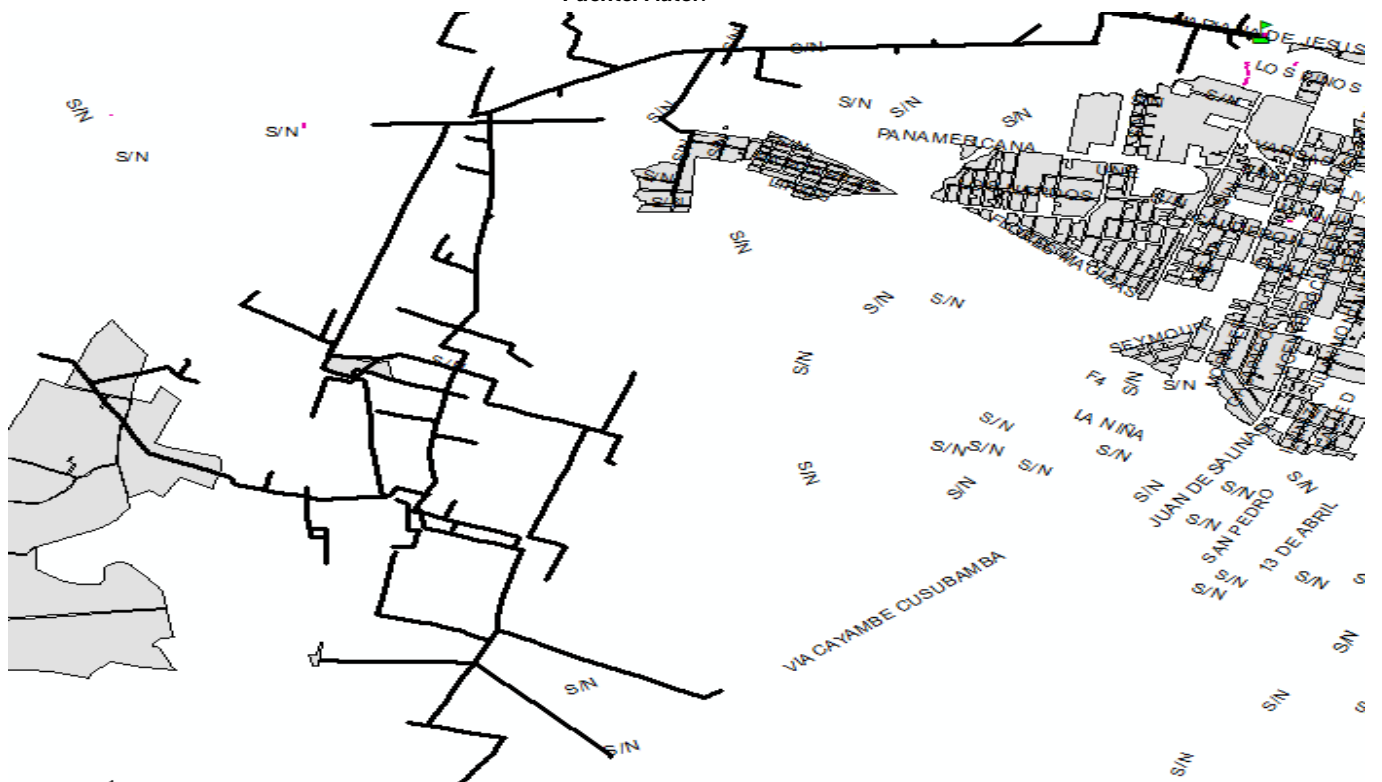


Figura 14. Continuación del Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 3

Fuente. Autor.

2.2.4 Circuito Alimentador 4 –Numeración en el Cymdist 1300020T04

La Troncal Principal inicia en la subestación, se dirige por la calle Olmedo, calle Independencia, calle Montalvo y por la calle Primero de Mayo, sus derivaciones salen por las calles 24 de mayo, calle Terán, calle 9 de Octubre, calle Vargas, Av. Libertad, calle Sucre, calle Panamá, calle 12 de Octubre, calle Bellavista, calle Tnte. Hugo Ortiz. Las derivaciones monofásicas se dirigen hacia Santo Domingo de Guzmán, Santo Domingo #1 y Santo Domingo #2. Se extensión en la zona urbana es más corta referida a el área rural, siendo en esta última donde más cargas posee este circuito. En las áreas urbano y rural abarca cargas residenciales, siendo las cargas industriales en un menor porcentaje. Este circuito tiene una extensión de 43,49 km y una potencia nominal instalada de 6572 kVA distribuida en 139 transformadores monofásicos y 22 transformadores trifásicos con un número aproximado de 5544 abonados. El diagrama unifilar de este circuito alimentador se detalla en la Fig. 14

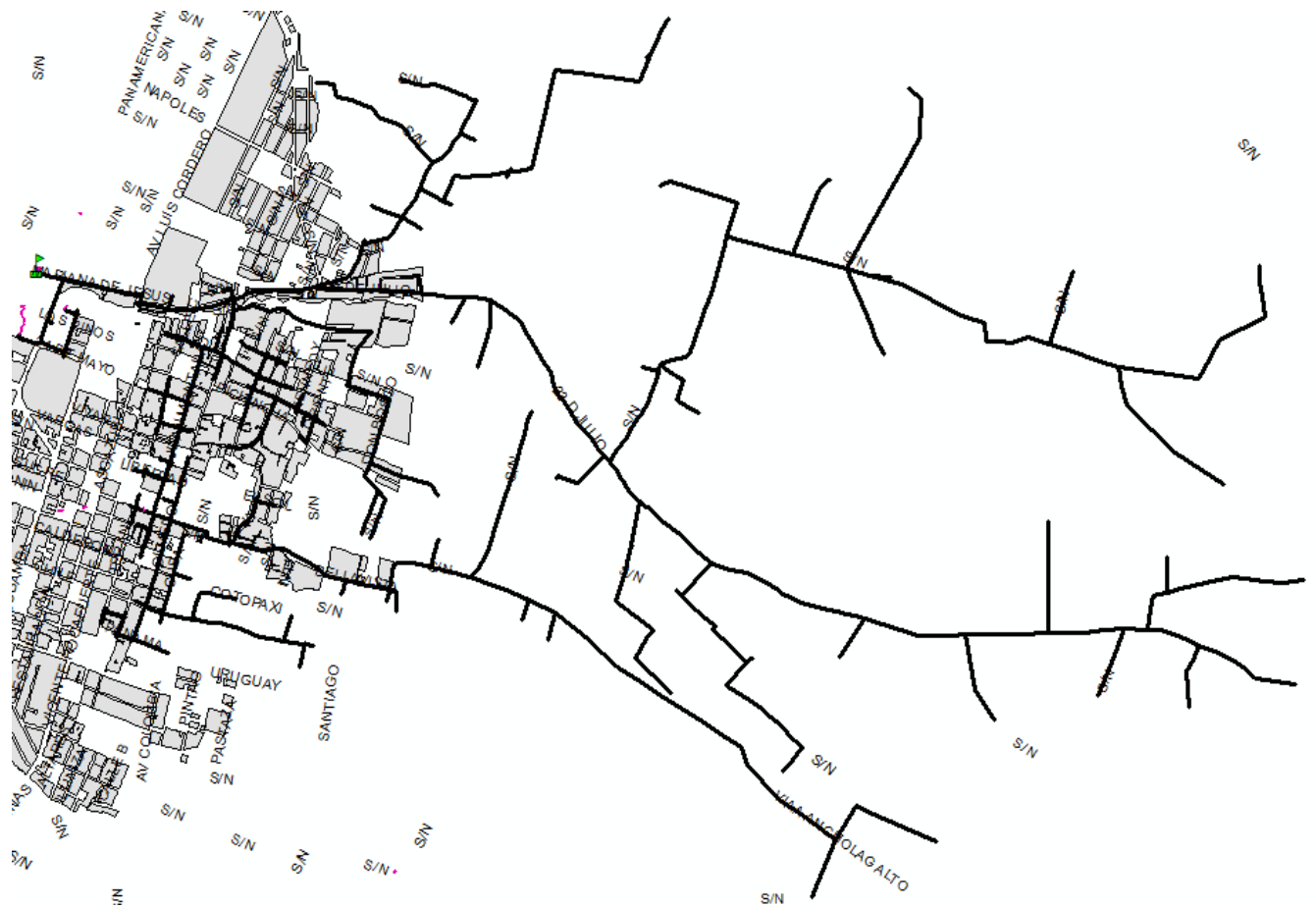


Figura 15. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 4

Fuente. Autor.

2.2.5 Circuito Alimentador 5- Numeración en el Cymdist 1300020T05

La Troncal principal se dirige a Ayora por la Av., Pichincha, avanza por la calle Imbabura con dirección a Nuevos Horizontes, las derivaciones trifásicas se dirigen a Nápoles, Paquistancia, Cariacu, Tajamar, Rosamont. En cuanto se refiere a las derivaciones monofásicas van hacia Santa Rosa de Ayora, Muyurco, Caucho Alto, Chaupi, San Esteban, La Compañía, San Francisco, Santa Clara, La Tola. Se trata de un circuito residencial urbano e industrial y residencial rural, y posee una extensión de 228,14 km siendo el más extenso de los alimentadores, la potencia nominal instalada abarca a 479 transformadores monofásicos y 46 transformadores trifásicos sumando un total de 15717,5 kVA y 6621 son el número de abonados dependientes de este circuito. La Tabla 4 es un resumen de las características de los circuitos alimentadores y en las Fig. 15 y 16 se observa el diagrama unifilar de este circuito alimentador.

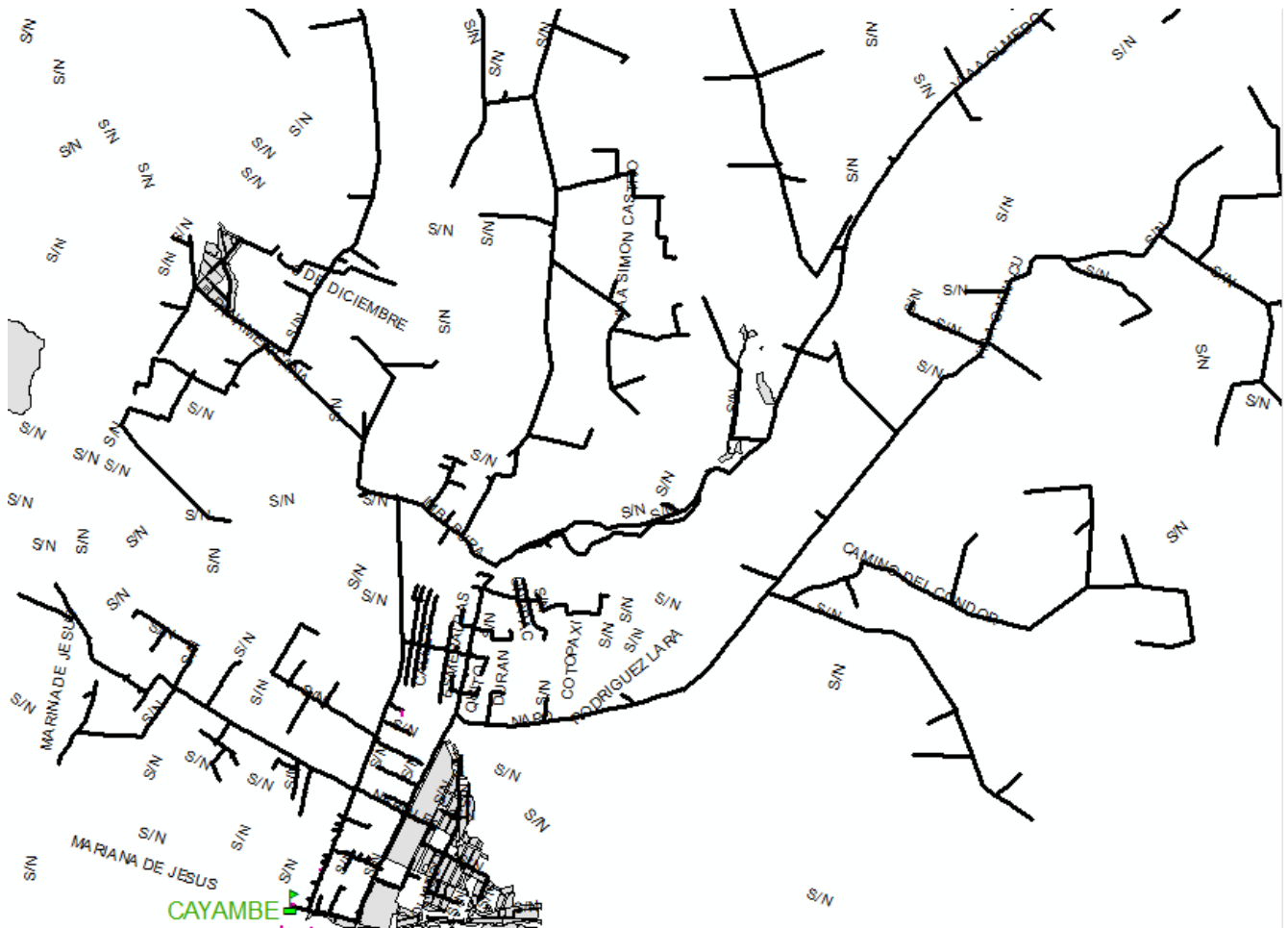


Figura 16. Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 5

Fuente. Autor.



Figura 17. Continuación del Diagrama Unifilar del Circuito Alimentador 5

Fuente. Autor.

Tabla 4. Resumen de las características de los Circuitos Alimentadores

Circuito- Alimentador	Tipo de carga predominante	Longitud de línea (millas)	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Nro de consumidores conectados
1300020T01	Urbano, Industrial, Comercial	8,71 (14,01 km)	8442,5	5087
1300020T02	Urbano, Industrial/ Rural, Residencial	89,75 (144,40Km)	15665	7425
1300020T03	Urbano, Industrial/ Rural, Residencial	64,79 (104,24Km)	13162,5	2124
1300020T04	Urbano, No Industrial/ Rural, Residencial	27,03 (43,49Km)	6572,5	5544
1300020T05	Urbano, Industrial/ Rural, Residencial	141,79 (228,14Km)	15717,5	6621

Fuente. Autor

2.3 FALLAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

Para el presente estudio solo se van a considerar aquellas fallas que ocasionaron suspensión del suministro eléctrico en la red de medio voltaje de 13,8 kV y en los transformadores de distribución cuyas especificaciones se detallan en el Anexo 1, y descartando a aquellas fallas ocasionadas por mantenimiento anual programado de la subestación y de pérdida de señal de la línea de subtransmisión de 69 kV.

2.3.1 Circuito Alimentador 1- Numeración en el Cymdist 1300020T01

En el circuito alimentador 1, solo se presentaron dos fallas durante el periodo de análisis siendo una falla de línea y otra falla de un transformador de distribución siendo en los meses de diciembre y enero concordantes con la época invernal que ocasionaron daños en los

elementos de red siendo estos los únicos causantes de las interrupciones. La tasa de falla de este circuito se encuentra aplicando la Fórmula# 1.2:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Longitud} * T} = \frac{2}{14,01 * 1} = 0,1427 \text{ fallas}/(\text{km} - \text{año})$$

La baja tasa de falla se debe que se trata de un circuito urbano residencial y de muy poca extensión, además una de las ventajas que presenta es la transferencia de carga con los circuitos de subestación La Esperanza lo cual disminuye significativamente las interrupciones. Los sectores afectados por los cortes de energía fueron Calderón y 13 de agosto.

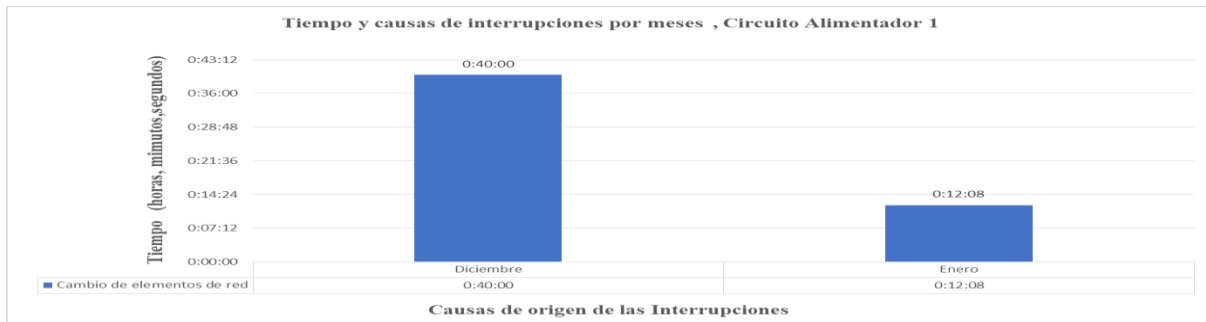


Figura 18. Tiempo y Causas de Interrupciones Circuito Alimentador 1
Fuente. Autor

En la siguiente figura 10 se observa el tiempo total de las interrupciones de una manera global y las causas que desencadenaron las fallas.

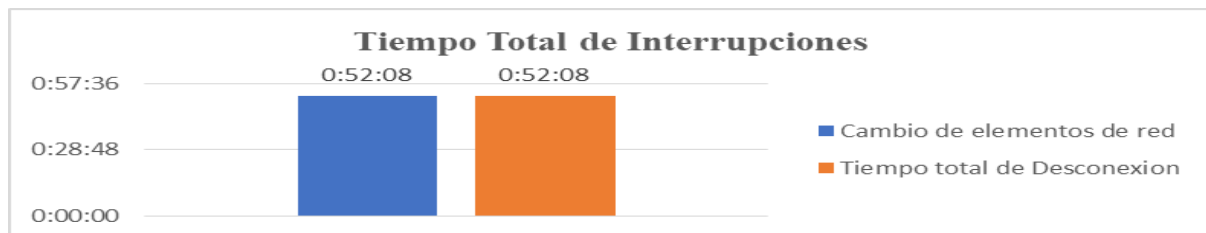


Figura 19. Tiempo total de las Interrupciones Circuito Alimentador 1
Fuente. Autor.

El número de interrupciones que se presentaron durante el periodo de análisis, que vendría desde el mes de febrero 2017 a marzo 2018 se visualizan en la figura 11.

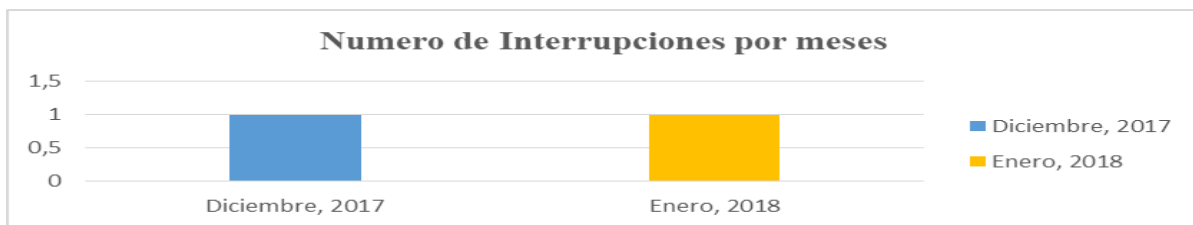


Figura 20. Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 1
Fuente. Autor

2.3.2 Circuito Alimentador 2- Numeración en el Cymdist 1300020T02

Un total de 16 fallas fueron las que se presentaron durante el periodo de análisis, estas son más frecuentes durante los meses de julio, agosto, diciembre y enero fueron críticas por su alta presencia de interrupciones, esto debido a la época invernal y de fuertes vientos que ocasionaron de daños en los elementos que conforman la red de distribución.

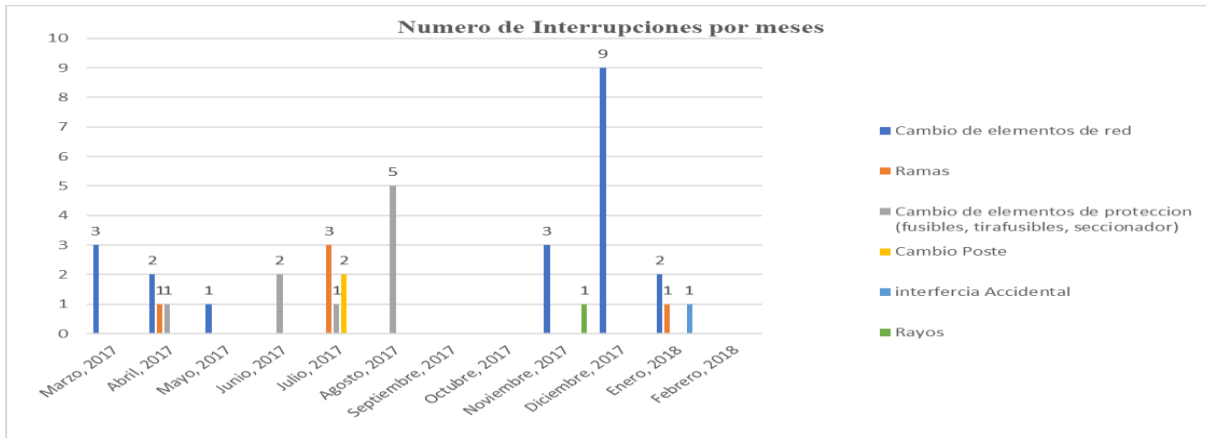


Figura 21. Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 2
Fuente. Autor

Los mayores tiempos de desconexión en este alimentador fueron provocados por cambio de elementos de red tales como fusibles, tirafusibles, seguido por caída de ramas en las líneas y otros factores producto de accidentes e interferencia accidental.

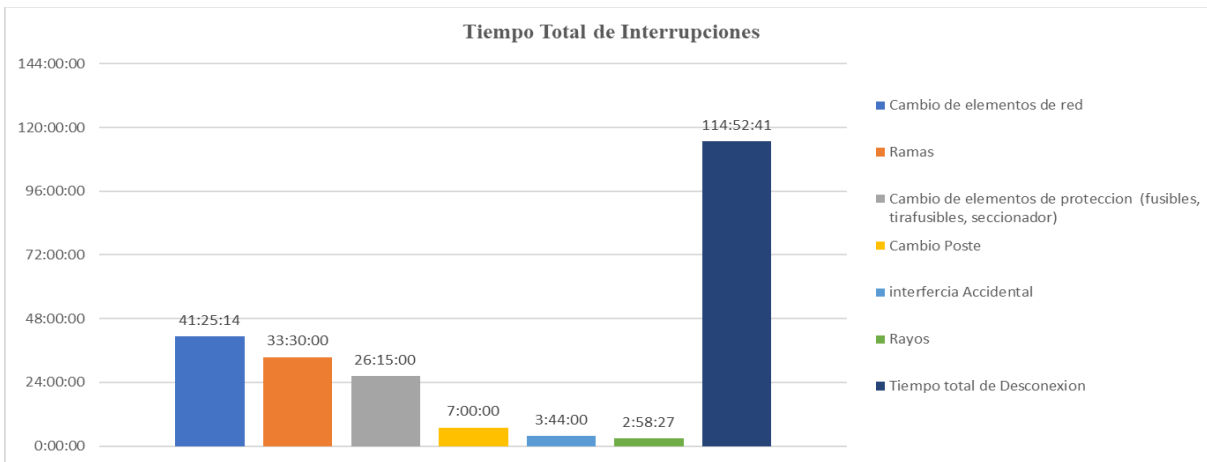


Figura 22. Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 2
Fuente. Autor

La tasa de falla de este circuito se encuentra aplicando la fórmula# 2:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Longitud} * T} = \frac{16}{144,40 * 1} = 0,1108 \text{ fallas}/(\text{km} - \text{año})$$

Los sectores con mayor número de fallas fueron La Urbanización Primero de Mayo, Vía a Refugio, Juan Montalvo, Hato Chaupiloma, Florícola Flores Mágicas, Vía Cayambe- Cusubamba, Calle S/N paralela a 13 de abril.



Figura 23. Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 2
Fuente. Autor

2.3.3 Circuito Alimentador 3- Numeración en el Cymdist 1300020T03

En número de fallas que se presentaron durante el periodo de análisis son un total de 41 siendo los meses con mayor índice de presencia de interrupciones diciembre, enero y febrero esto debido también a la presencia de lluvias y vientos fuertes.

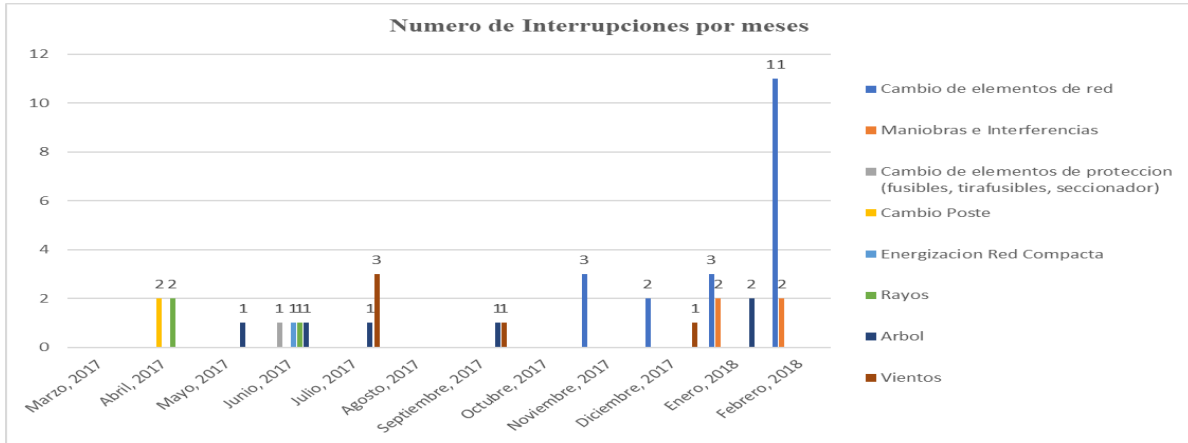


Figura 24. Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 3
Fuente. Autor

Los tiempos de desconexión más elevados fueron producto de cambio de elementos de red, maniobras e interferencias, energización de red compacta y ramas de árboles. Los sectores con mayor índice de fallas fueron Tupigachi, Mariana de Jesús y San Isidro.

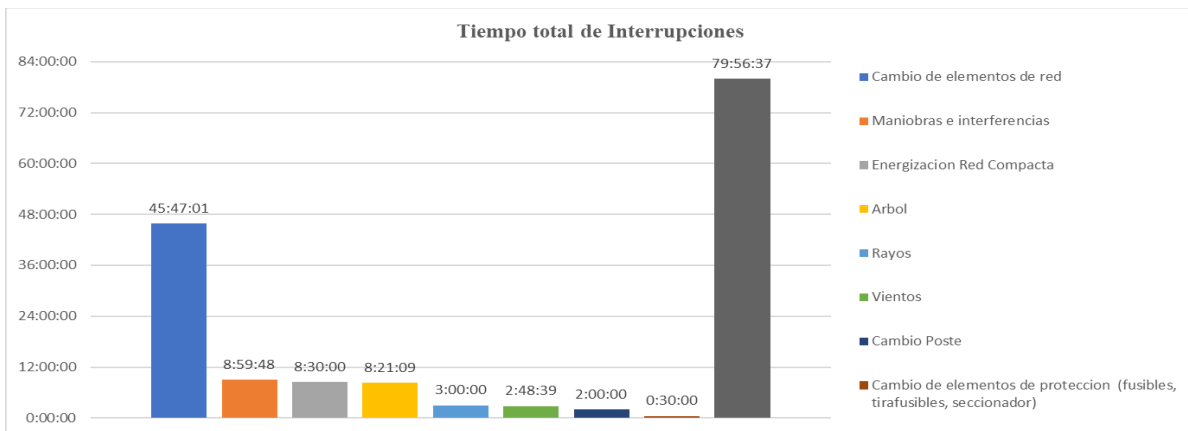


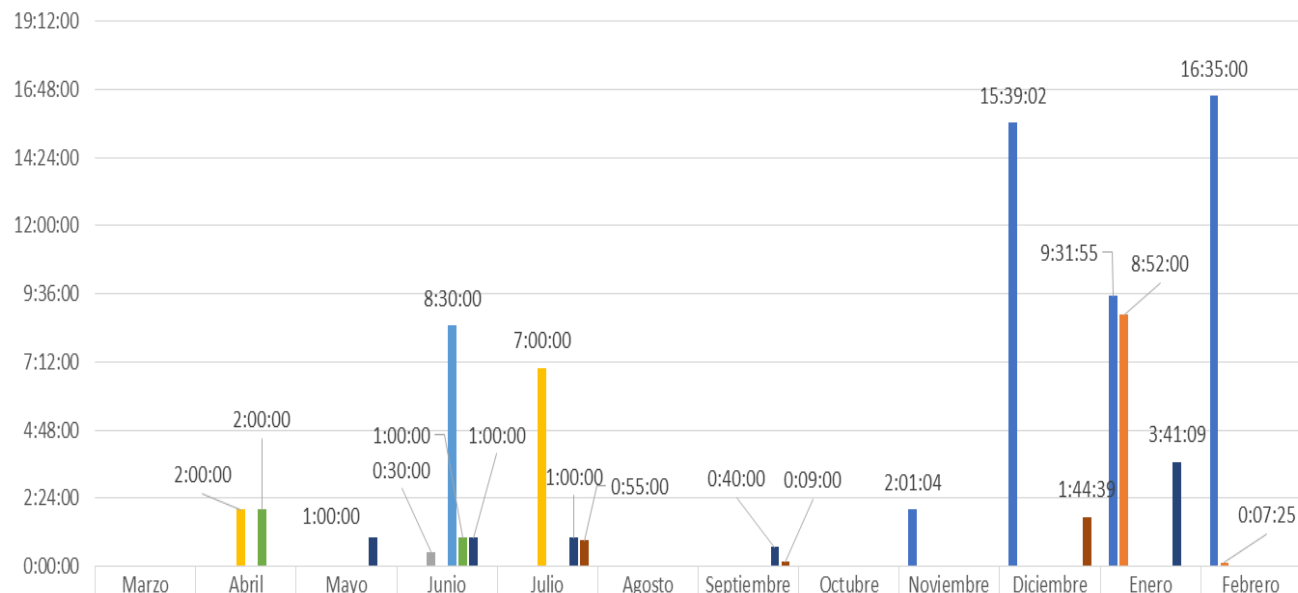
Figura 25. Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 3
Fuente. Autor

La tasa de falla de este circuito se encuentra aplicando la fórmula# 2:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Longitud} * T} = \frac{41}{104,24 * 1} = 0,3933 \text{ fallas}/(\text{km} - \text{año})$$

Tiempo y causas de interrupciones por meses - Circuito Alimentador 3

Tiempo (horas, minutos, segundos)



■ Cambio de elementos de red										2:01:04	15:39:02	9:31:55	16:35:00
■ Maniobras e Interferencias												8:52:00	0:07:25
■ Cambio de elementos de proteccion (fusibles, tirafusibles, seccionador)				0:30:00									
■ Cambio Poste		2:00:00			7:00:00								
■ Energizacion Red Compacta				8:30:00									
■ Rayos		2:00:00		1:00:00									
■ Arbol			1:00:00	1:00:00	1:00:00		0:40:00					3:41:09	
■ Vientos						0:55:00	0:09:00				1:44:39		

Causas de origen de Interrupciones

Figura 26. Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 3
Fuente. Autor

2.3.4 Circuito Alimentador 4- Numeración en el Cymdist 1300020T04

Durante el periodo de análisis en este circuito alimentador se presentaron 28 fallas siendo abril, marzo y noviembre fueron los meses en que se presentaron un número elevado de fallas mayormente ocasionadas por cambio de elementos de red siendo los elementos de protección los más vulnerables a daños.

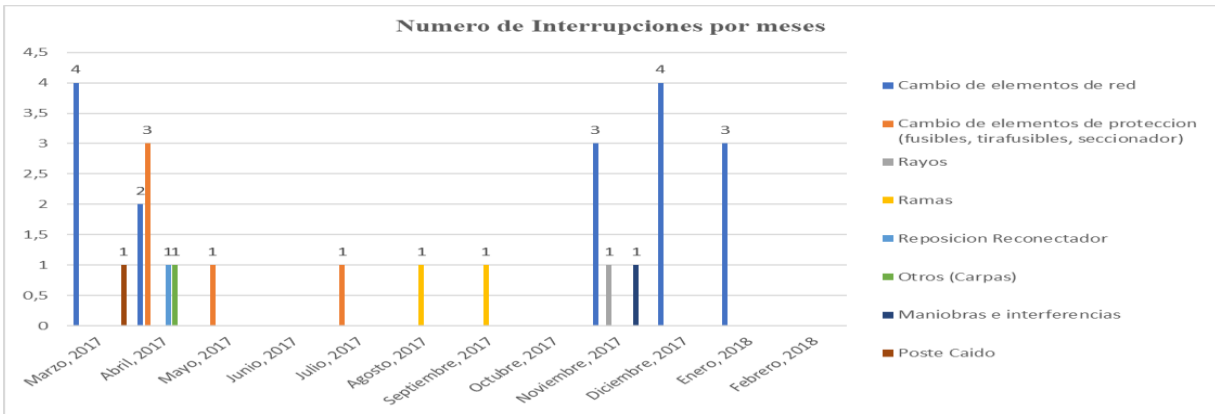


Figura 27. Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 4
Fuente. Autor

En los meses de marzo y abril se hace evidente la presencia de época de verano y en el mes de noviembre es característico por fuertes lluvias ocasionan desgastes y acortan la vida útil de los dispositivos eléctricos.

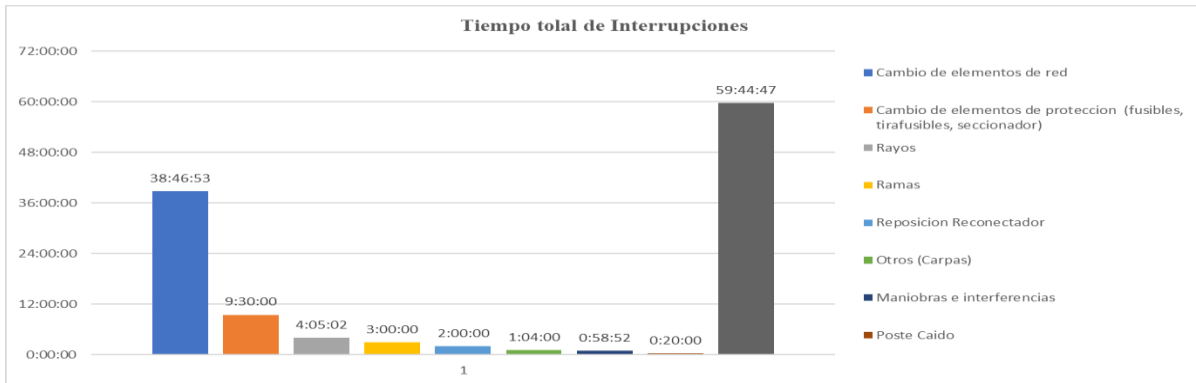
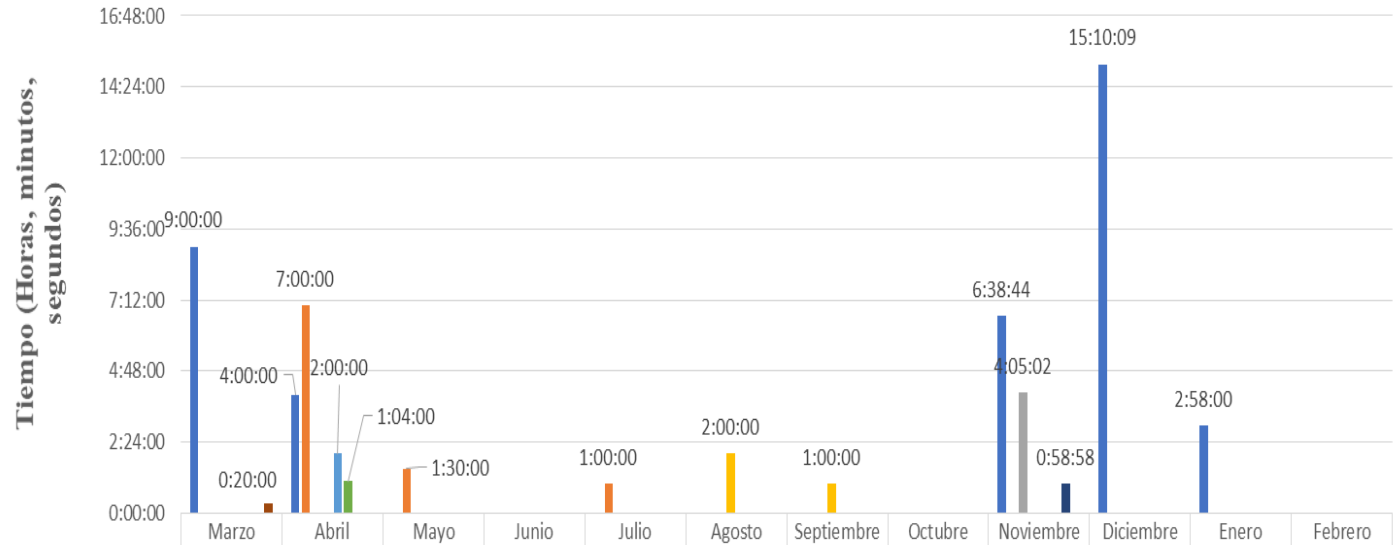


Figura 28. Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 4
Fuente. Autor

La tasa de falla de este circuito se encuentra aplicando la fórmula# 2:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Longitud} * T} = \frac{28}{43,49 * 1} = 0,6438 \text{ fallas}/(\text{km} - \text{año})$$

Tiempo y causas de interrupciones por meses - Circuito Alimentador 4



	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero
■ Cambio de elementos de red	9:00:00	4:00:00							6:38:44	15:10:09	2:58:00	
■ Cambio de elementos de proteccion (fusibles, tirafusibles, seccionador)		7:00:00	1:30:00		1:00:00							
■ Rayos									4:05:02			
■ Ramas						2:00:00	1:00:00					
■ Reposicion Reconector		2:00:00										
■ Otros (Carpas)		1:04:00										
■ Maniobras e interferencias									0:58:58			
■ Poste Caído	0:20:00											

Causas de origen de Interrupciones

Figura 29. Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 4

Fuente. Autor

2.3.5 Circuito Alimentador 5- Numeración en el Cymdist 1300020T05

Un total de 49 fallas son las que se presentaron en este circuito alimentador, siendo en su mayoría resultado de cambio de elementos de red y protección, ramas y arboles sobre las líneas de subtransmisión y líneas rotas entre otros factores.

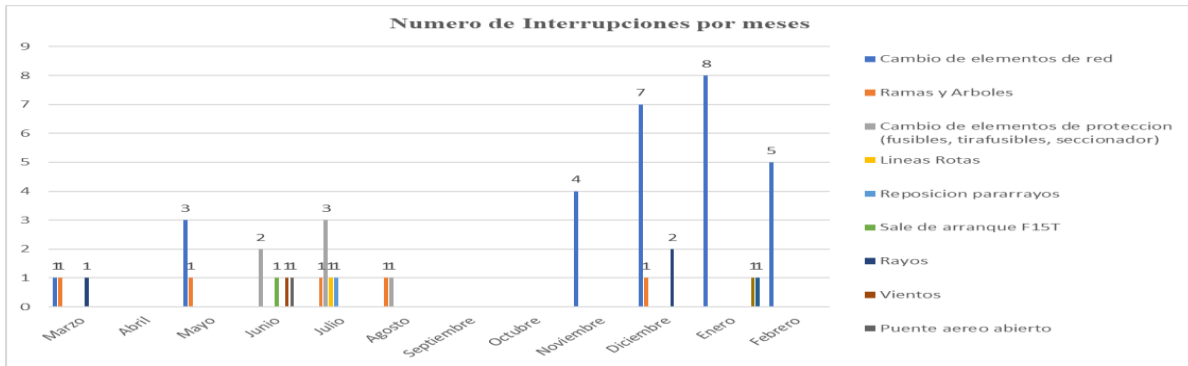


Figura 30. Interrupciones por meses dentro del periodo de análisis del Circuito Alimentador 5
Fuente. Autor

Los meses con mayor número de fallas fueron junio y julio por temporada de verano y diciembre, enero, febrero por época invernal lo que por lluvias, caída de rayos y fuertes vientos ocasionan la caída de ramas en las líneas provocando interrupciones.

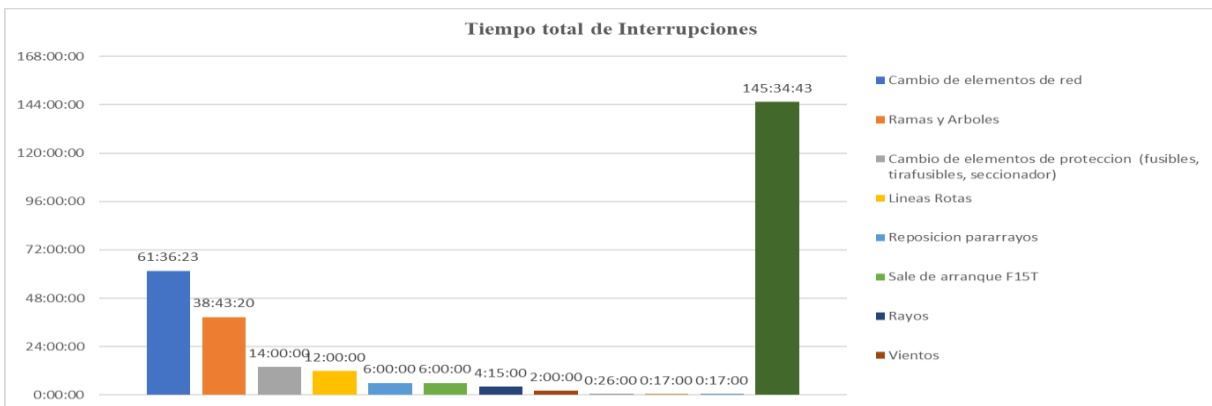


Figura 31. Tiempo total de las Interrupciones del Circuito Alimentador 5
Fuente. Autor

La tasa de falla de este circuito se encuentra aplicando la fórmula# 2:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Longitud} * T} = \frac{49}{228,14 * 1} = 0,2147 \text{ fallas}/(\text{km} - \text{año})$$

Los sectores con mayor número de interrupciones son calle Imbabura, Santa Rosa, Vía a San Esteban, Vía a Olmedo, calle y conjunto residencial Nápoles, La Chimba y Caucho Alto, Av. Napo.

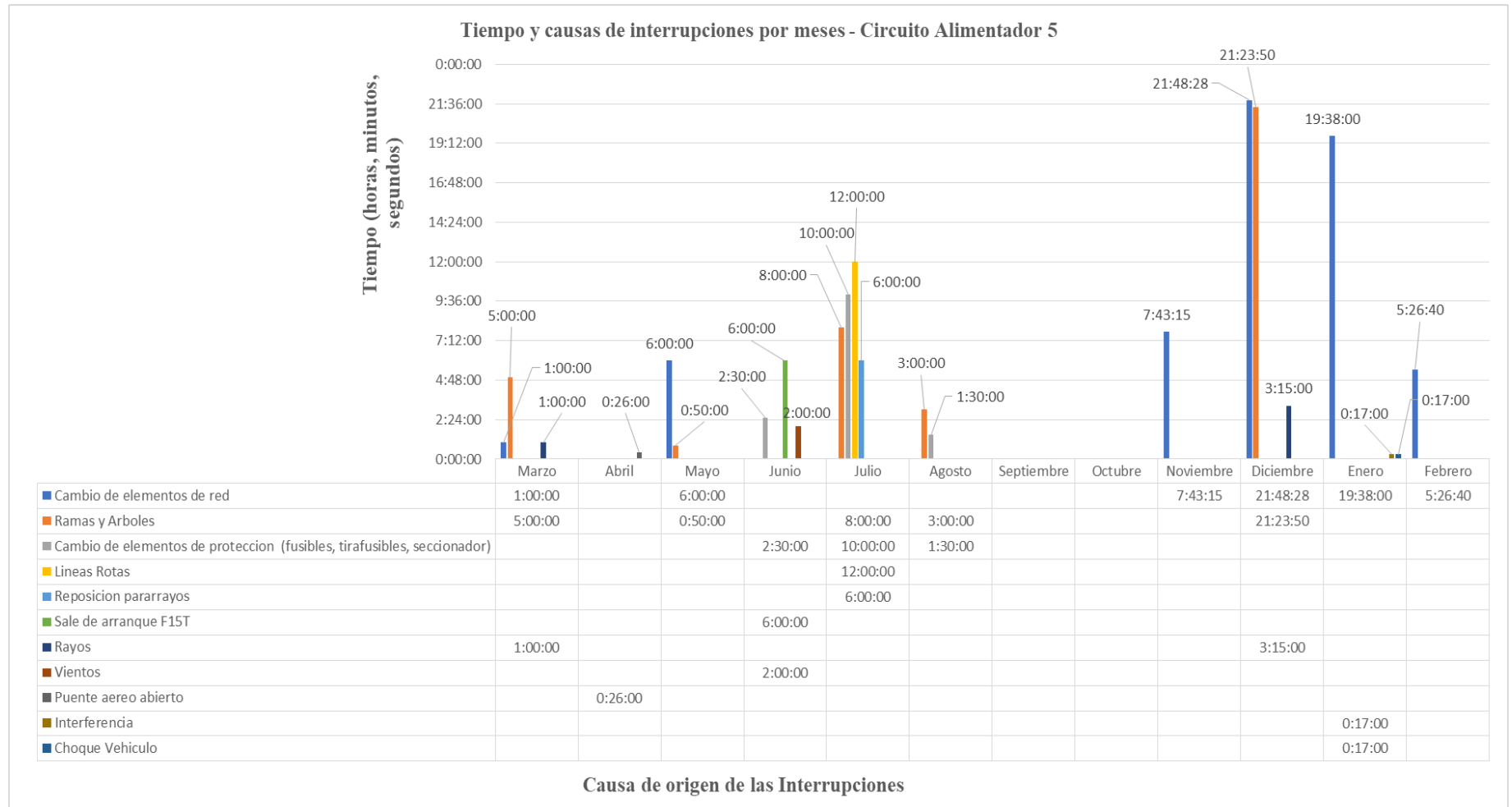


Figura 32. Tiempo y Causas de Interrupciones del Circuito Alimentador 5
Fuente. Autor

Para complementar con los anteriores datos, en la Tabla 5 se detalla los lugares que presentaron tiempos de desconexiones muy elevados por cada circuito alimentador.

Tabla 5. Sectores con elevados tiempos de desconexión

SECTORES CON TIEMPOS CONTINUOS DE DESCONEXION ELEVADOS POR CIRCUITO ALIMENTADOR							
Circuito Alimentador 2		Circuito Alimentador 3		Circuito Alimentador 4		Circuito Alimentador 5	
Vía a Refugio, Cayambe	19:01:00	Victor Manuel Mantilla	15:20:25	Vía a la Finca Valle Verde	10:15:03	Vía Simón Castro	21:23:50
Juan montalvo	8:15:00	Tupigachi	8:30:00	Orongoloma	5:00:00	Vía a Olmedo	10:14:23
Santa Isabel	6:00:00	Mariana de Jesús	5:51:00	Sol Pacific	5:00:00	San Estebal	8:00:00
Vía al Refugio Cayambe	5:49:25	Vía a Tola	5:41:00	Vía Sto. Domingo	4:05:02	Santa Rosa	6:30:00
Chiriboga J M	5:00:00	Cajas	4:51:42	La Tola, Intipungo	3:40:32	Av. Napo	6:00:00
El Sigzal	5:00:00	Vía a Sta. Clara	4:00:41	Alberto Espinoza	2:10:38	Av. Napo	6:00:00
Pisambilla	5:00:00	Vía Cajas, Tabacundo	3:11:55	Snt. Domingo de Guzman	2:00:00	Calle Napo	5:36:58
Santa Isabel	5:00:00	Vía Cajas, Tabacundo	2:29:00	Santo Domingo 1	2:00:00	Santa Rosa	5:30:00
Loma Larga	4:00:00	San Isidro	2:27:13	Santo Domingo 1-2	2:00:00	Ayora	5:00:00
9 de Octubre	4:00:00	Mariana de Jesús	2:04:17	Puente Nuevo Calle Olmedo	2:00:00	Imbabura	5:00:00

Fuente. Autor

2.4 HERRAMIENTA INFORMÁTICA CYMDIST 8.1

En lo que se refiere al estudio de confiabilidad, la herramienta informática Cymdist proporcionada por Cyme es de suma importancia, ya que facilita el análisis de fallas de un sistema distribución.

El propósito del módulo de Evaluación de Confiabilidad es ayudar a la evaluación predictiva de las redes de distribución eléctrica. Este programa calcula los conjuntos de índices de la evaluación predictiva de confiabilidad tales como SAIFI, SAIDI, CAIDI, MAIFI, ASAI, ENS, LEI, CEMI, CELID, TIEPI (TTIK) y NIEPI(FMIK) así mismo los indicadores de longitud de línea, longitud de cable y el número de consumidores conectados a la red.

Además el módulo proporciona un alto grado de flexibilidad para analizar las configuraciones del sistema de distribución. Además de los datos del equipo ya modelados en

CYME (clasificaciones, impedancias), los datos de corte para el diferente componente deben ser especificados como son:

- a) Tasa de falla (momentánea y sostenida).
- b) Tiempo de reparación.
- c) Tiempo de conmutación / aislamiento.
- d) Probabilidad de transferencia de carga exitosa.
- e) Atasco de probabilidad de dispositivos de protección y conmutación.

La evaluación de confiabilidad se ha convertido en un tema importante para los planificadores de servicios públicos en los últimos años mejorado la fiabilidad del servicio podría estar motivada por la regulación gubernamental o por la competencia del mercado, pero proporcionando un servicio superior a un precio atractivo redunda en interés tanto de la empresa como del cliente.

2.4.1 Definiciones

- **Zona**

Un circuito aguas abajo de un dispositivo de protección (interruptor, reconectador o fusible). Por ejemplo Zona Z1, Z2 y Z3.

- **Subzona**

Un circuito dentro de una Zona, y aguas abajo de un dispositivo seccionador (interruptor o seccionador), por ejemplo la Zona Z1 contiene 4 subzonas: Z1.0; Z1.1; Z1.2 y Z1.3. Estas Zonas y subzonas se observan en la Fig. 24.

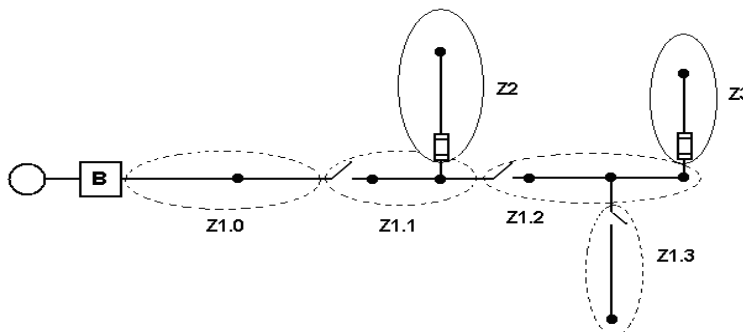


Figura 33. Zonas y Subzonas del Cymdist
Fuente: Cyme 8.1, Users Guide

2.4.2 Tiempo de Restauración

El tiempo requerido para restaurar el servicio eléctrico después que el dispositivo de protección de la zona se abre para eliminar una falla permanente. Es tiempo requerido para hallar, reparar o reemplazar el componente con presente una falla.

Otro método para minimizar el tiempo de falla es aislar el elemento defectuoso o transferir la carga a fuentes alternativas de alimentación mientras se realizan las tareas de reparación (r) o maniobras de dispositivos de conmutación (t).

Ejemplo:

Falla en la zona Z2.

- El fusible de la Zona Z2 opera causando la interrupción a los clientes en esta zona.
- Tiempo de restauración para Zona 2: tiempo de reparación.

Falla en la zona Z1.1

- El interruptor principal funciona causando la interrupción a todos los clientes del alimentador.
- Falla aislada al abrir el interruptor Z1.1 de la zona.
- Como no existe una fuente alternativa, las zonas y subzonas aguas abajo de la zona Z1.1 solo pueden restaurado después de la reparación de fallas.
- Tiempo de restauración para la zona 1.1 y todas las zonas aguas abajo = tiempo de reparación.
- Tiempo de restauración para la zona Z1.0 = tiempo de conmutación para aislar la falla o el tiempo de reparación de la falla.

Falla en la zona Z1.0

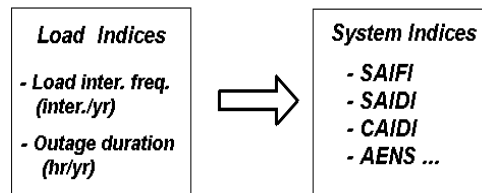
- El interruptor principal funciona causando la interrupción a todos los clientes del alimentador.
- Como no hay una fuente alternativa, ninguna de las zonas o subzonas puede restaurarse, hasta que se repare la falla.
- Tiempo de restauración para todas las zonas y subzonas = tiempo de reparación.

2.4.3 Cálculo de Índices de Confiabilidad

El módulo calcula los índices de confiabilidad del sistema mediante la frecuencia de interrupción y la duración de la interrupción experimentada en un punto de carga y estos se calculan para cada "subzona" en el alimentador.

Todas las cargas de los clientes dentro de una subzona experimentan la "misma" frecuencia de interrupción y la duración de la interrupción y como llevan un registro en cada punto de carga en el alimentador el sistema indicara los índice tales como SAIFI, SAIDI, CAIDI etc como se indica en la Tabla 6.

Tabla 6. Índices de confiabilidad



Fuente: Cyme 8.1, Users Guide

2.4.4 Cálculo de índices de carga

El módulo calcula los índices de carga utilizando el método de "conjunto mínimo de cortes" que consiste en la eliminación de un grupo de dispositivos de la red y posterior consecuencia que desencadenaría una interrupción.

Por ejemplo en la Fig. 25, el interruptor y el transformador están componiendo cada uno un conjunto mínimo de cortes, ya que la falla de uno u otro causa una falla en el punto de carga.

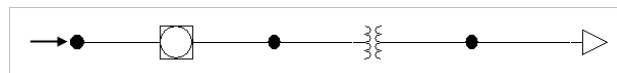


Figura 34. Interruptor y transformador en un conjunto mínimo de cortes en Cymdist
Fuente. Cyme 8.1, Users Guide

La probabilidad de que varios equipos fallen al mismo tiempo es mínima, por lo tanto se supone que la interrupción es causada por la falla de un solo equipo, en otras palabras que el mínimo conjunto de corte es de orden "1".

Usando datos históricos, el usuario asigna tasas de falla y tiempo de reparación a cada tipo de equipo.

2.5 SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (GIS)

Se trata de un sistema computacional utilizada principalmente para el análisis y edición de información geográfica, este software almacena información útil para mantenimiento y operación de sistema de comercialización, subtransmisión y distribución. Entre los múltiples usos de Gis se encuentran:

- Soporte de actividades a través de mapas.
- Provee un ámbito grafico integrado para la planificación, diseño y operación.
- Inventario y avaluó de todo el sistema eléctrico, soporte para los valores de activos fijos.
- Administración y análisis de las rutas de lectura.
- Ayuda a evaluar el servicio: calidad de productos, servicio técnico y comercial.
- Soporte para la factibilidad de servicio.
- Ayuda para la atención a nuevos clientes.

Además, el software Gis tiene 3 módulos, cada uno con diferente información del sistema eléctrico:

2.5.1 Distribución, comercialización y planimetría

Indica las zonas de lectura o rutas de lectura, realiza la búsqueda por calles e intersecciones. Puede ubicar geográficamente abonados, elementos de red (transformadores, fusibles, reconectores, etc.). Se puede identificar los usuarios conectados a un transformador, ingresar o actualizar datos e información de postes, líneas de media baja tensión, alumbrado, acometidas y abonados, datos de rutas de lectura, manzanas, lotes etc.

2.5.2 Avaluó

Define los materiales de cada estructura y los precios, calcula el costo de una estructura a valor nuevo y valor actual. Consolida los valores por subcuentas contables.

2.5.3 Líneas de transmisión

Indica el recorrido y características propias de las líneas, y torres de subtransmisión. En la Fig. 34 se indica la topología de los alimentadores primarios de la subestación Cayambe vista en el Arc Gis.

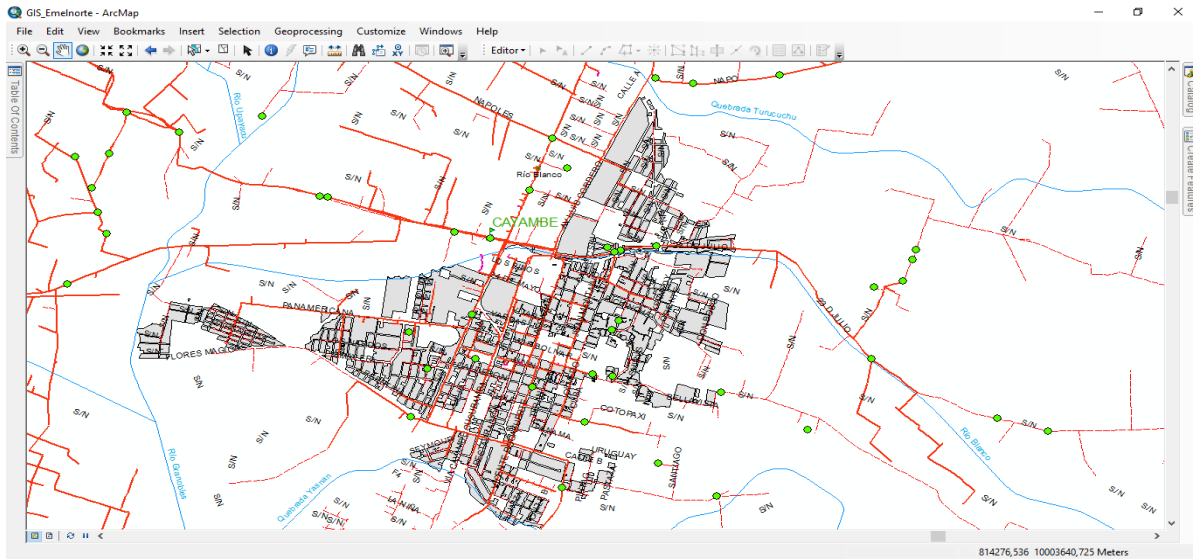


Figura 35. Subestación Cayambe en el sistema Arc Gis
Fuente. Arc Gis

2.6 METODOLOGÍAS DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Para este estudio no se tomarán en cuenta aquellas interrupciones causadas por mantenimientos programados de la subestación, Transferencia de carga y las fallas en la línea de Subtransmisión de 69 kV así como sus respectivos índices FMIK y TTIK, solo se tomará en cuenta aquellas interrupciones que sucedieron en la línea de 13,8 kV y en transformadores de distribución. Una vez establecidos los parámetros de fallas de cada circuito alimentador y cantidad de información que se tiene se puede llevar a cabo dos tipos de estudios para evaluación de confiabilidad y contribuir a mejorar continuidad de servicio eléctrico.

Estos tipos de estudios son:

- **Estudio Histórico de Confiabilidad.**
- **Implementación de la Nueva Coordinación de Protecciones.**

2.6.1 ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD

Para llevar a cabo esta tarea, se utilizara una base de datos en el programa Cymdist cuyo proceso para crear se encuentra en el Anexo 2 que contiene los equipos y elementos de red de los circuitos alimentadores de la subestación Cayambe que serán necesarios para evaluar los índices de confiabilidad. Una vez creada esta base de datos los requerimientos para realizar un estudio histórico de confiabilidad es la información acerca de las fallas que ocasionaron suspensiones del servicio eléctrico tales como:

- Coordinadas de ubicación geográfica de la falla.
- Ubicación.
- Hora y fecha de la interrupción.
- Tipo de protección que actuó.
- Si la falla se presentó en la línea de media tensión o en un transformador de distribución.
- Cambios de elementos o casos fortuitos.
- El tiempo de restauración.

Con todos estos datos se puede determinar el funcionamiento pasado en una red y los índices de confiabilidad, esto permite establecer la tasa de falla de varios elementos para su posterior corrección en una red futura. Las causas que ocasionaron las interrupciones pueden derivarse como fallas de los equipos, cambios de elementos de red, energización de red compacta, por condiciones climáticas, por vegetación, maniobras, choques de vehículos, cambios o repotenciación de transformadores.

Toda esta información se puede encontrar en el Formulario CAL Ampliado de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) que se adjunta en el Anexo 1.

a) Ingreso de los parámetros de las fallas en el Programa Cymdist

Los datos mencionados anteriormente y requeridos para el ingreso de los datos de las fallas en el programa Cymdist están detallados en el Anexo 1 y por consiguiente se detalla el procedimiento para dichos ingresos.

1.- En la pestaña Mostrar se selecciona la opción Zoom y posteriormente Localizar.

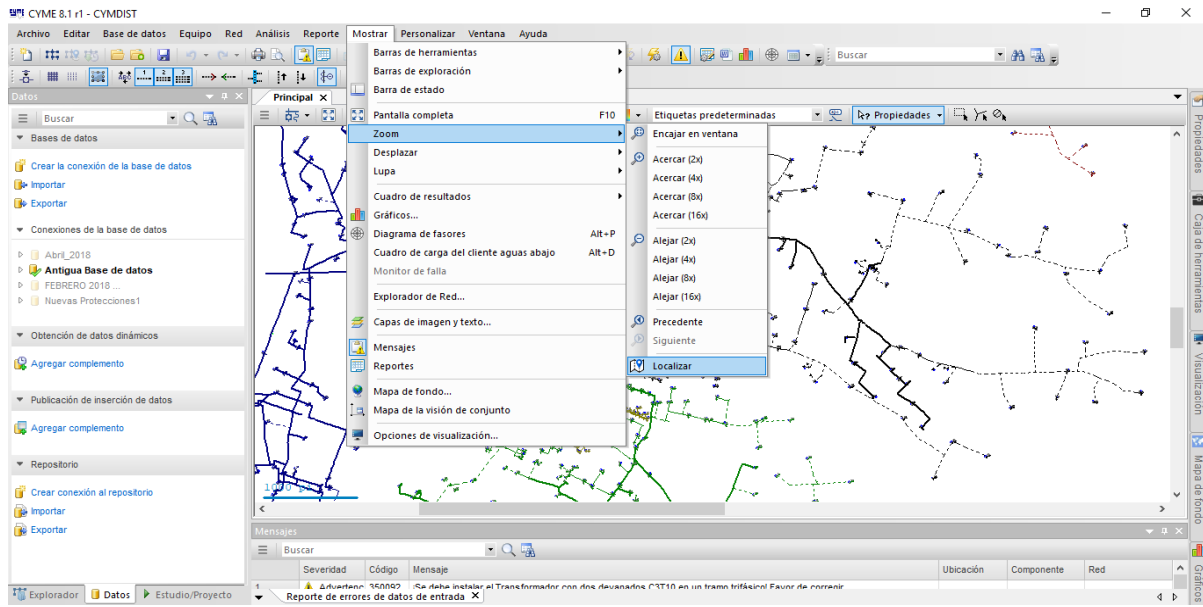


Figura 36. Localizar los elementos que presentaron fallas
Fuente. Autor.

2.- Cada interrupción tiene una ubicación en el sistema eléctrico y la opción Localizar brinda la ayuda de colocar la falla mediante coordenadas X, Y.

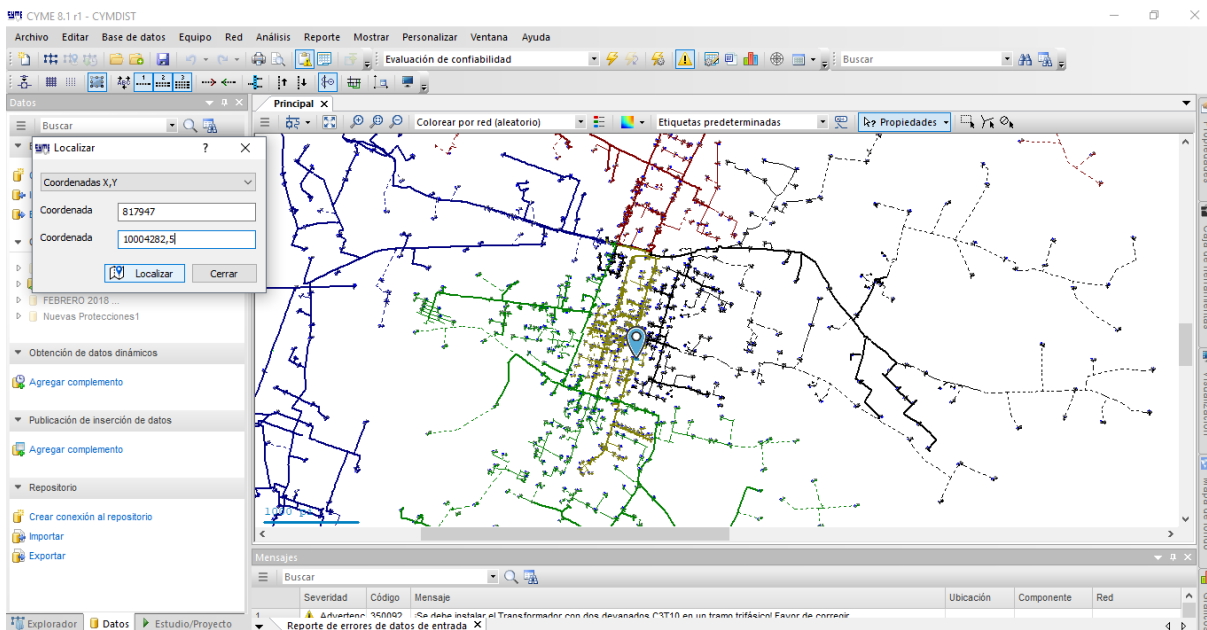


Figura 37. Ingreso de coordenadas X, Y
Fuente. Autor.

3.- La ubicación de la falla puede darse ya sea en fusible del transformador, fusible de línea o en las líneas de alimentación del circuito dependiendo de las causas que ocasionaron la interrupción.

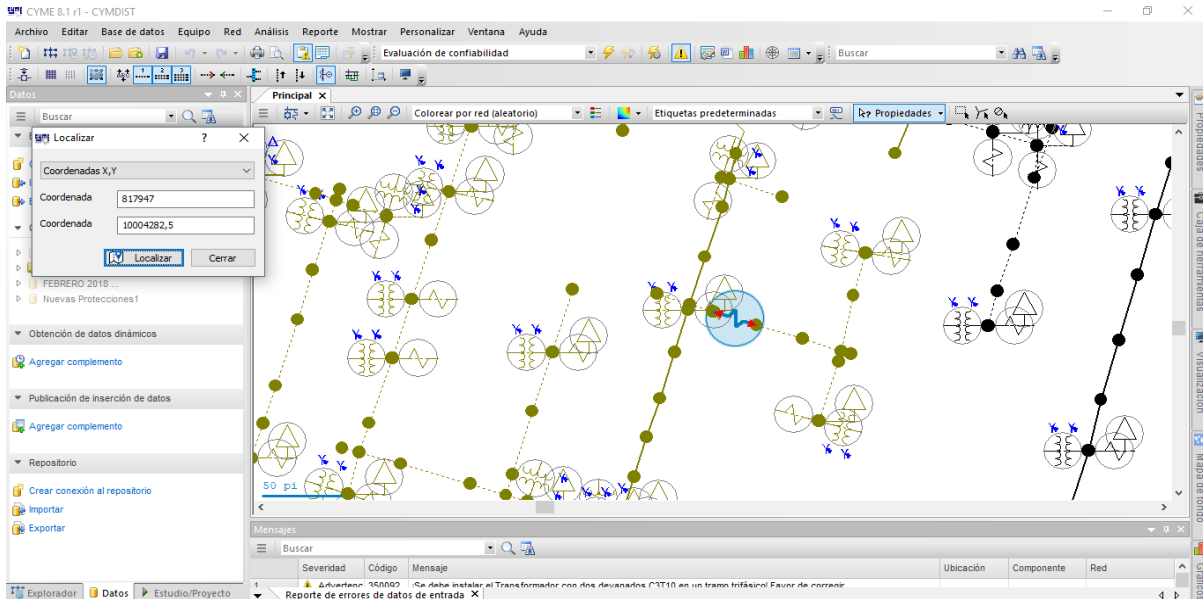


Figura 38. Fusible de línea que presenta falla
Fuente. Autor.

4.- Una vez hallado el punto de falla, se selecciona el elemento y se despliega la ventana de los parámetros de dicho elemento donde se escoge la pestaña Falla para ingresar los parámetros de la interrupción.

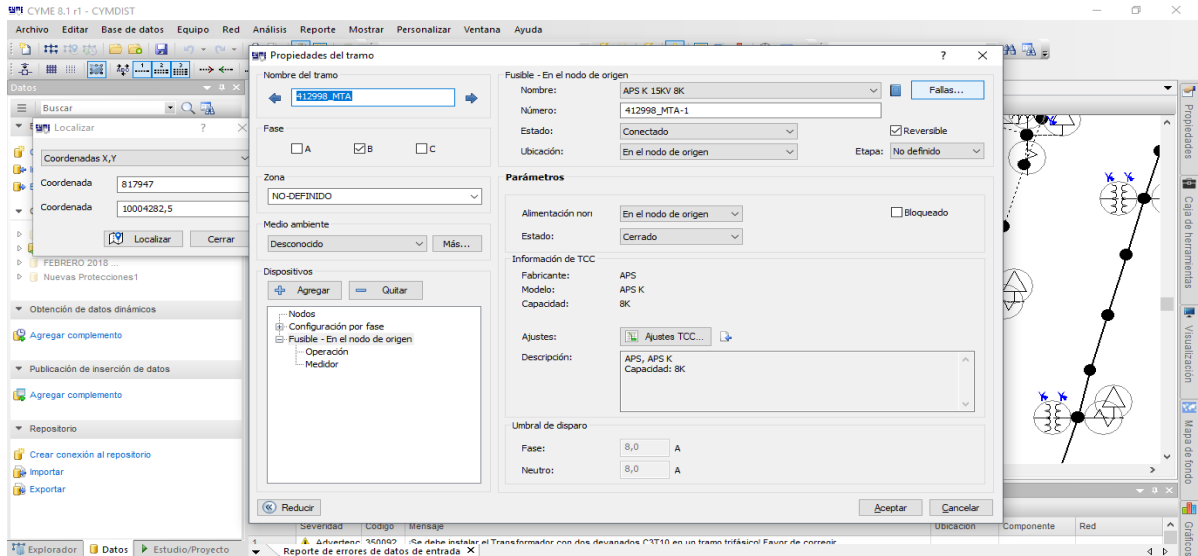


Figura 39. Pestaña de Ingreso de fallas
Fuente. Autor.

5.- Se procede al ingreso de hora y fecha de la falla, a cada evento el sistema le asigna un nombre, si la interrupción fue en las líneas del circuito se especificará en cual fase, el nombre de la causa que puede ser por mantenimiento, caída de ramas, rayos, interferencias, choques de vehículos, el tiempo de duración de la interrupción.

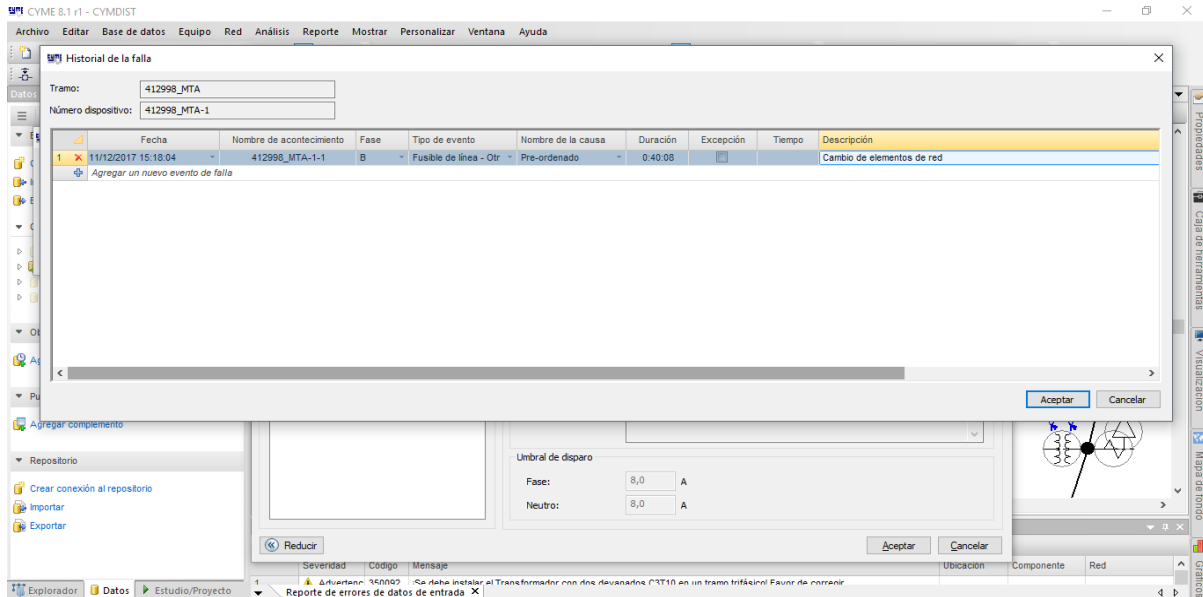


Figura 40. Ingreso de los parámetros de falla del elemento de red
Fuente. Autor.

6.- Y como último se procede a guardar los cambios mediante el botón Aceptar.

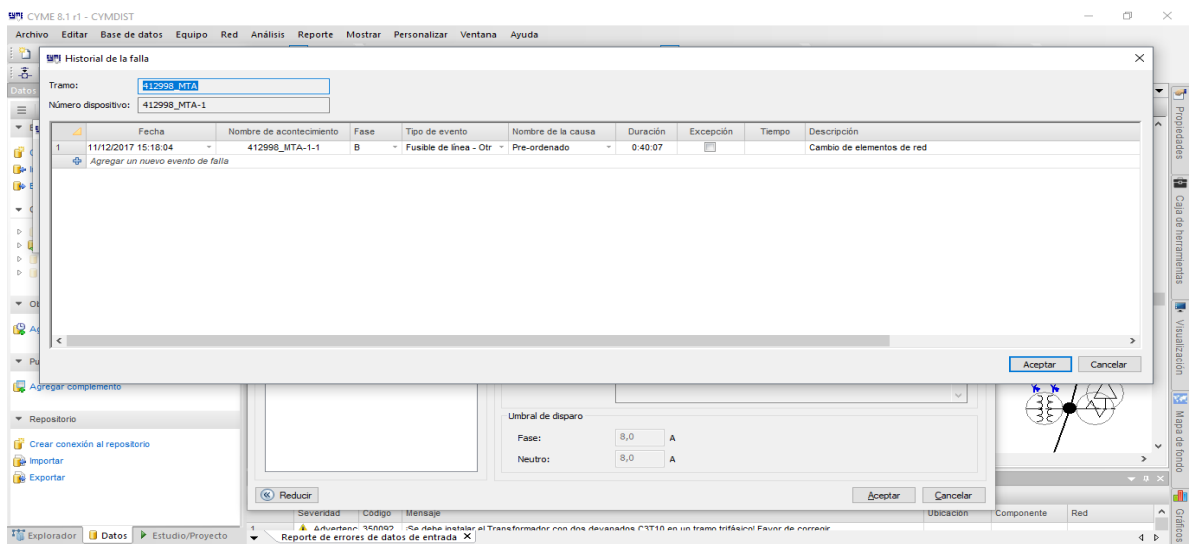


Figura 41. Botón Aceptar para guardar los cambios
Fuente. Autor.

b) Ubicación de elementos de protección para el Estudio Histórico de Confiabilidad

Para el estudio histórico se utilizará los datos de las fallas ingresados en el programa Cymdist y los elementos de protección que se encuentran en el Arc Gis en el que prevalecen fusibles tipo H y K como actuales elementos de protección para las líneas de los circuitos y transformadores, y luego hacer una comparación con la Coordinación de Protecciones que actualmente se encuentra implementando la Empresa Eléctrica EMELNORTE.

A continuación se describe el proceso para el cambio de valores de los fusibles en el programa Cymdist de acuerdo a los valores que se encuentran en el Arc Gis.

1.- Se procede habilitar las opciones de seccionador fusible el cual contiene los tipos de tirafusibles presentes en la red que pueden ser tipo H y tipo K, si se trata de un seccionador unipolar abierto, unipolar abierto con dispositivo rompe arco o unipolar cerrado.

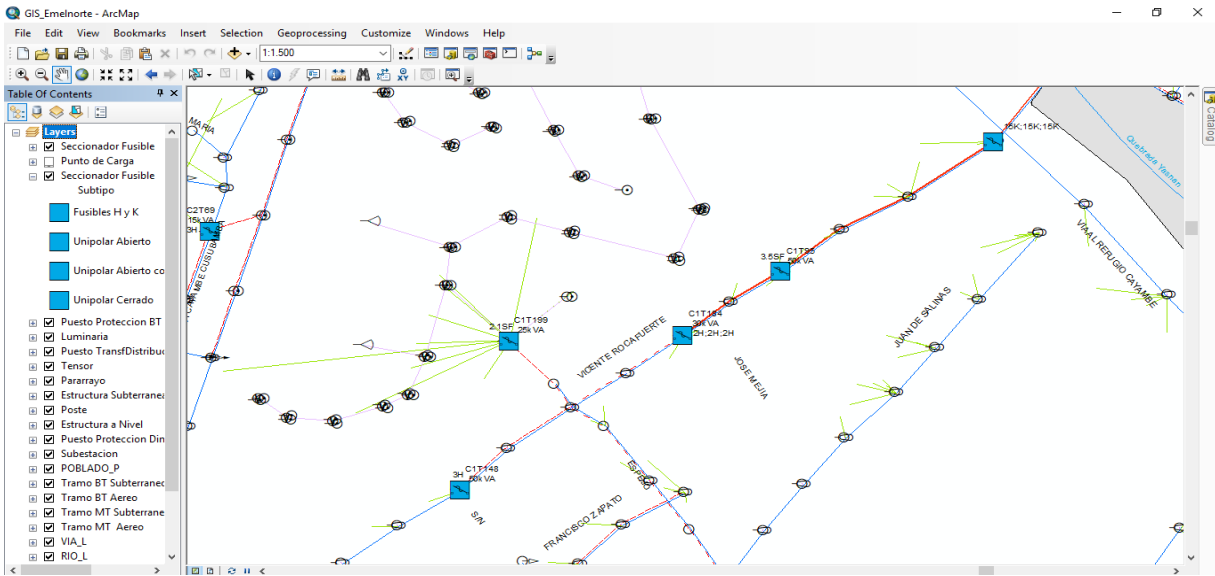


Figura 42. Fusibles de protección que se encuentran actualmente en la red de Distribución Fuente. Autor.

2.- Para la ubicación de los elementos de protección que actuaron durante una falla, se utiliza una vez más las coordenadas X, Y que darán a conocer la numeración y el tipo de fusible.

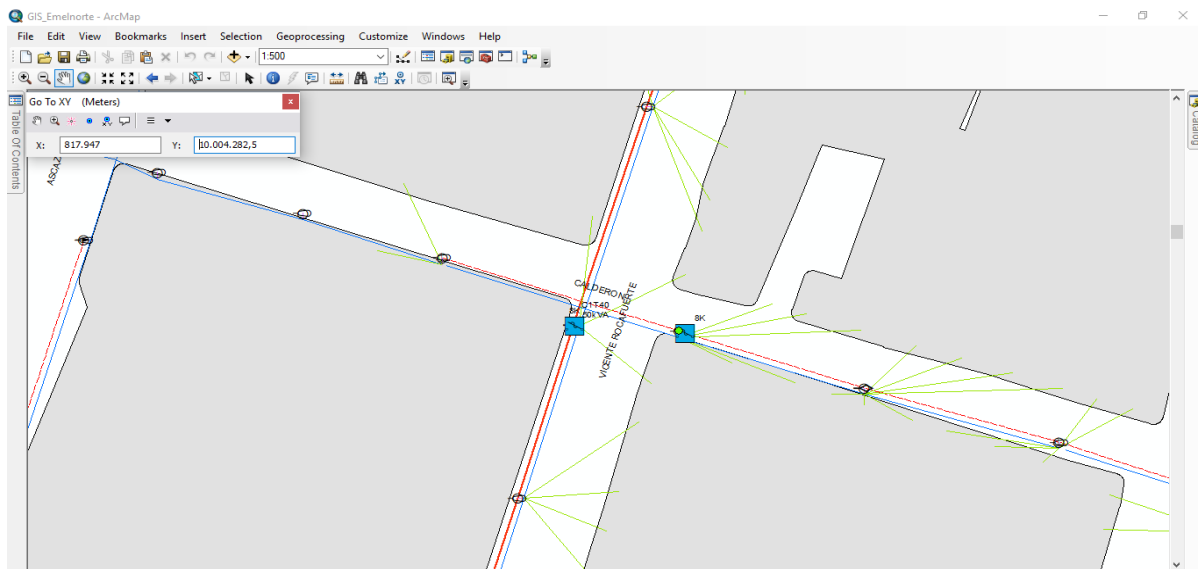


Figura 43. Localización del fusible de línea de media tensión mediante coordenadas X, Y en el sistema Arc Gis Fuente. Autor.

3.- Una vez conocido la capacidad y el tipo de fusible se procede a realizar el cambio en el Cymdist, así mismo ubicando la falla mediante las coordenadas X, Y. Para este ejemplo, se trata de un fusible de línea identificado como Tipo K capacidad: 8.

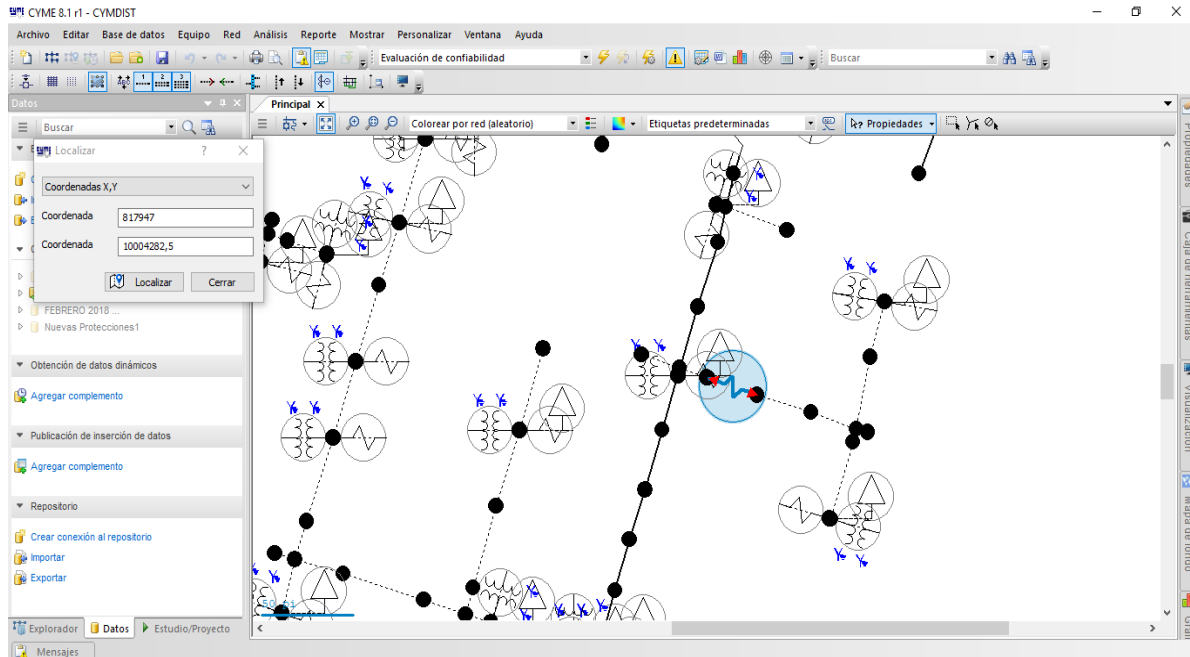


Figura 44. Localización del fusible de línea de media tensión mediante coordenadas X, Y en el programa Cymdist
Fuente. Autor.

4.- El programa Cymdist ofrece un amplio catálogo de elementos de protección con especificaciones técnicas: tipo, diferente capacidad, niveles de voltaje que soportan, fabricante, etc. Así mismo este sistema tiene valores asignados por default a cada elemento componente del sistema y estos valores pueden ser cambiados o sustituidos.

En la misma base de datos donde se ingresó los datos de las interrupciones se procede al cambio de valores de los fusibles de las líneas de los circuitos y de los fusibles de los transformadores de distribución según los valores establecidos en el programa Arc Gis.

Cuando se selecciona el elemento a ser intervenido se despliega la pestaña Mostrar Equipo y se observará la diferente gama de elementos que pueden ser escogidos según las especificaciones del caso.

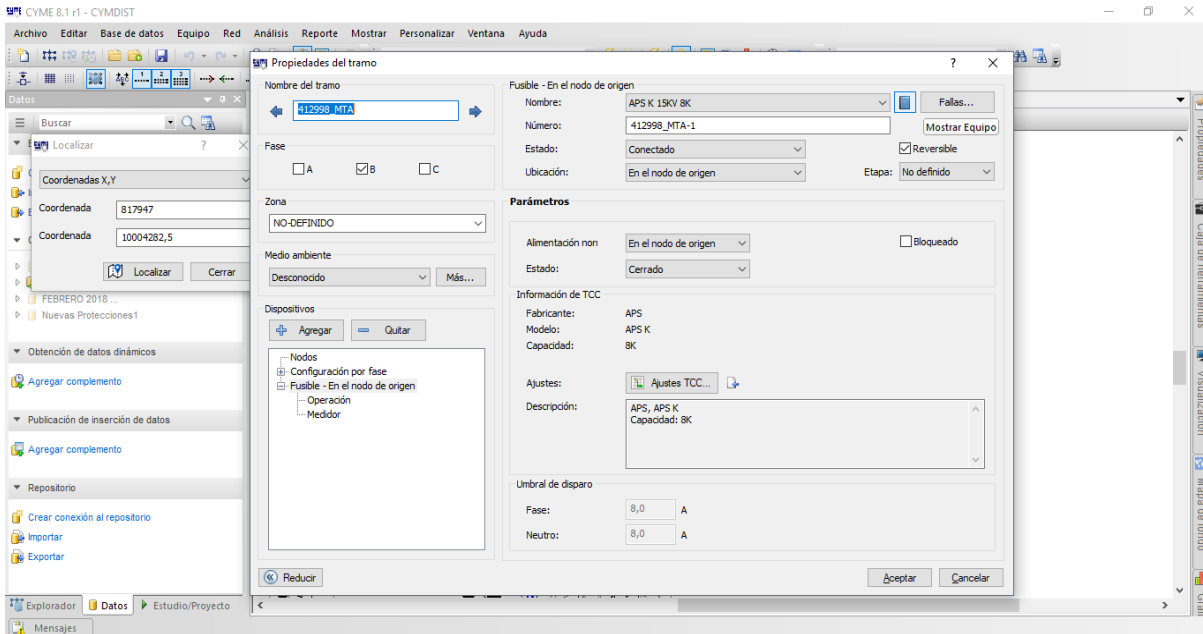


Figura 45. Pestaña Mostrar Equipo
Fuente. Autor.

5.- En el siguiente literal se ubica el valor del fusible y el nivel de voltaje, esto es de suma importancia para evitar daños por niveles de tensión elevados.

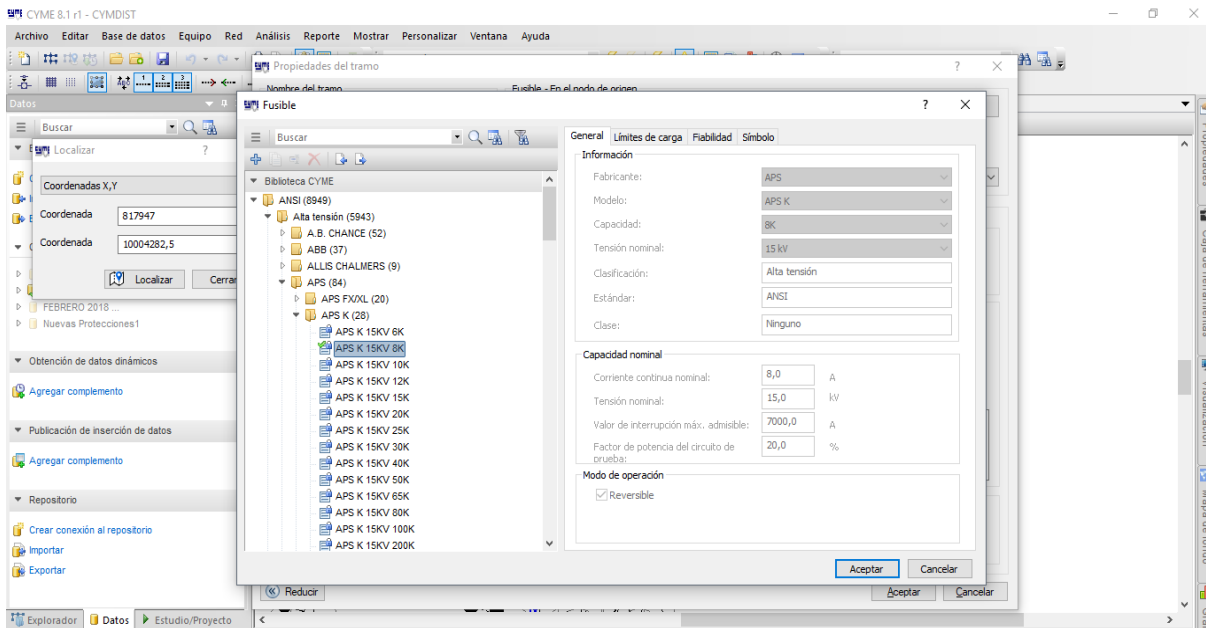


Figura 46. Selección Fusible según las características requeridas para líneas de media tensión
Fuente. Autor.

6.- Ya con el fusible seleccionado se procede a guardar los cambios mediante el botón Aceptar e inmediatamente el valor y el tipo del fusible cambiara en la red.

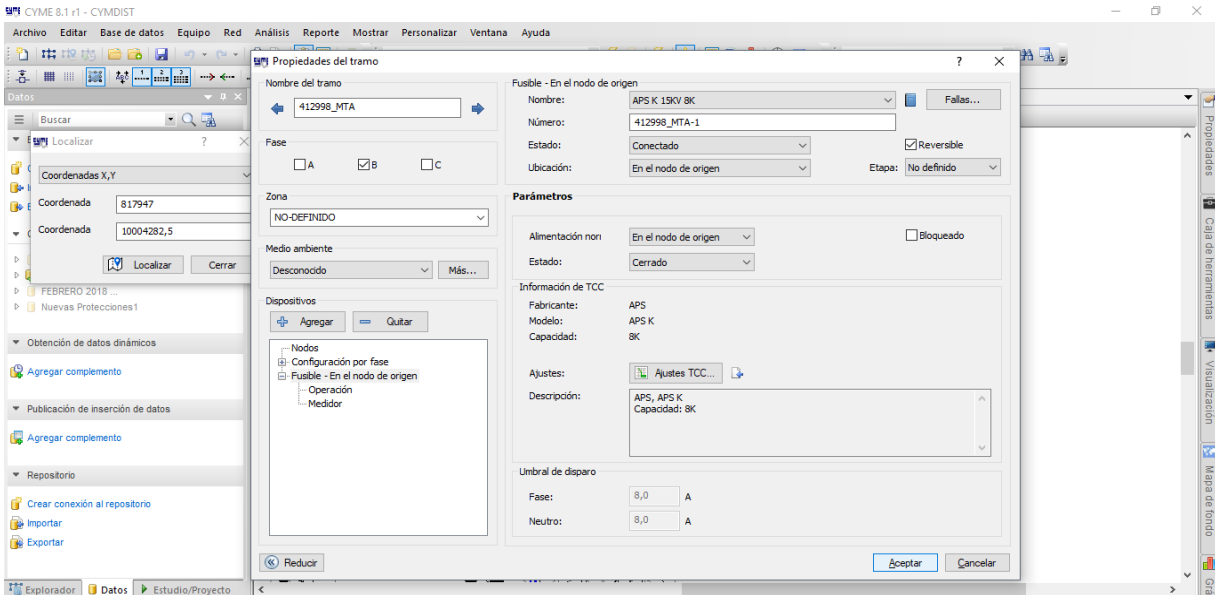


Figura 47. Botón Aceptar para guardar cambios
Fuente. Autor.

7.- Para transformadores de distribución, el proceso es el mismo que para las líneas de alimentadores. Se puede observar que se trata de un transformador de 50 kVA con un fusible tipo K, capacidad: 8.

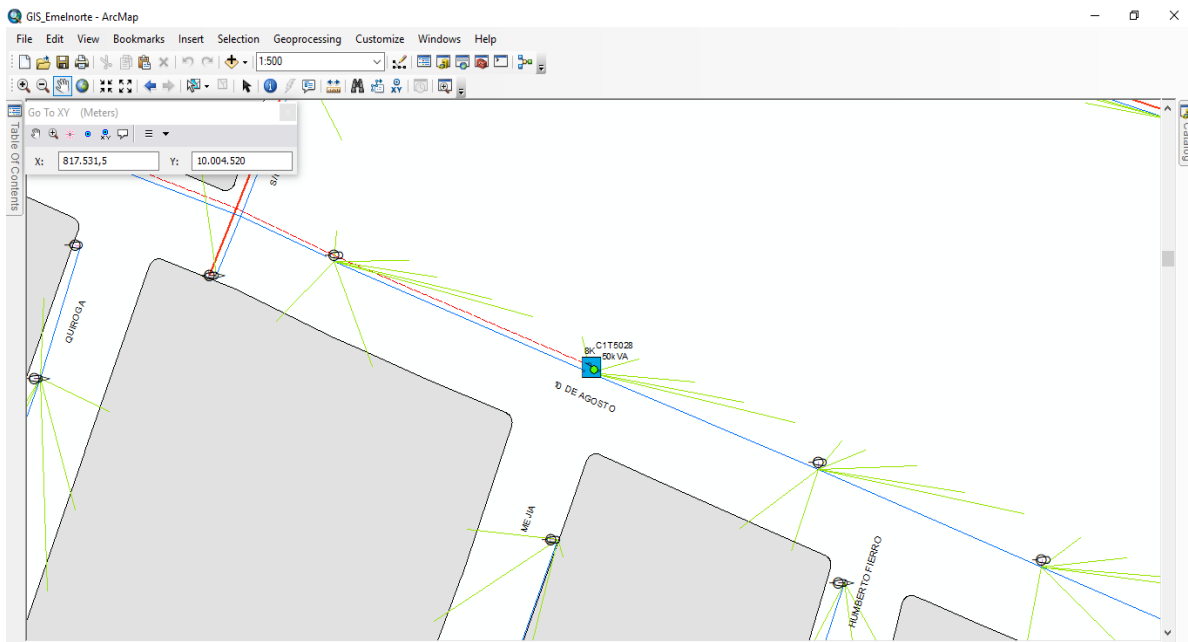


Figura 48. Localización del fusible de transformador de distribución mediante coordenadas X, Y en el sistema Arc Gis
Fuente. Autor.

8.- Este valor será sustituido en el Cymdist una vez ubicado el transformador de distribución, el cambio será en el fusible.

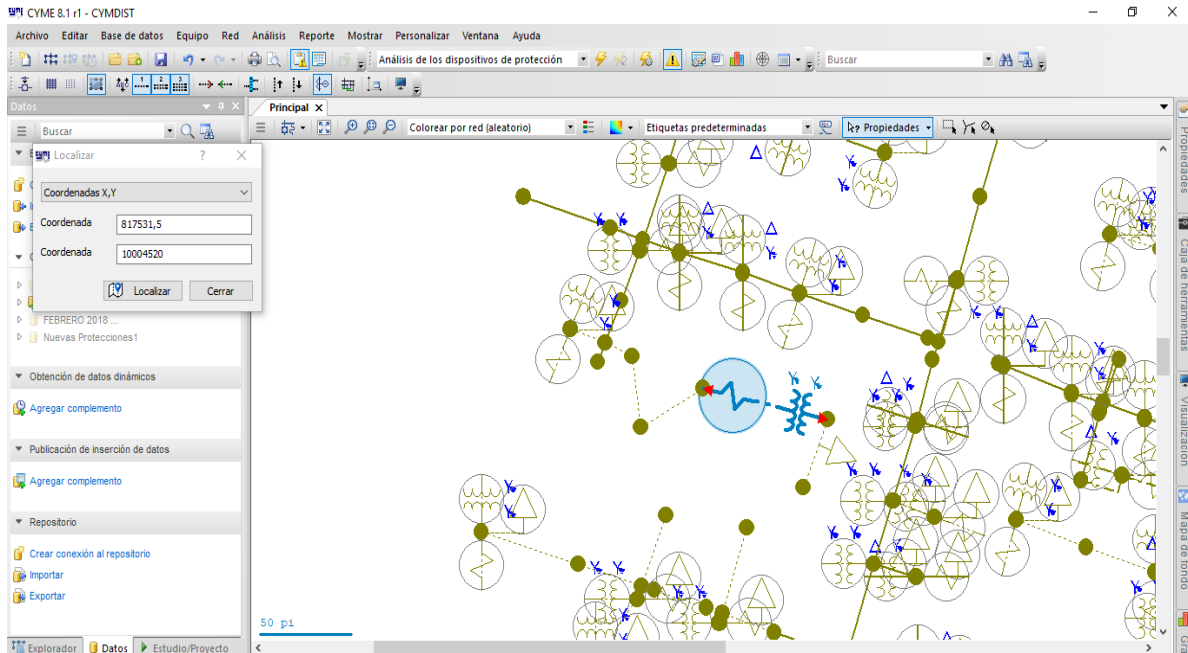


Figura 49. Localización del fusible de transformador de distribución mediante coordenadas X, Y en el sistema Cymdist
Fuente. Autor.

9.- Se ingresa a la ventana de propiedad del fusible y buscar el valor establecido para su posterior cambio.

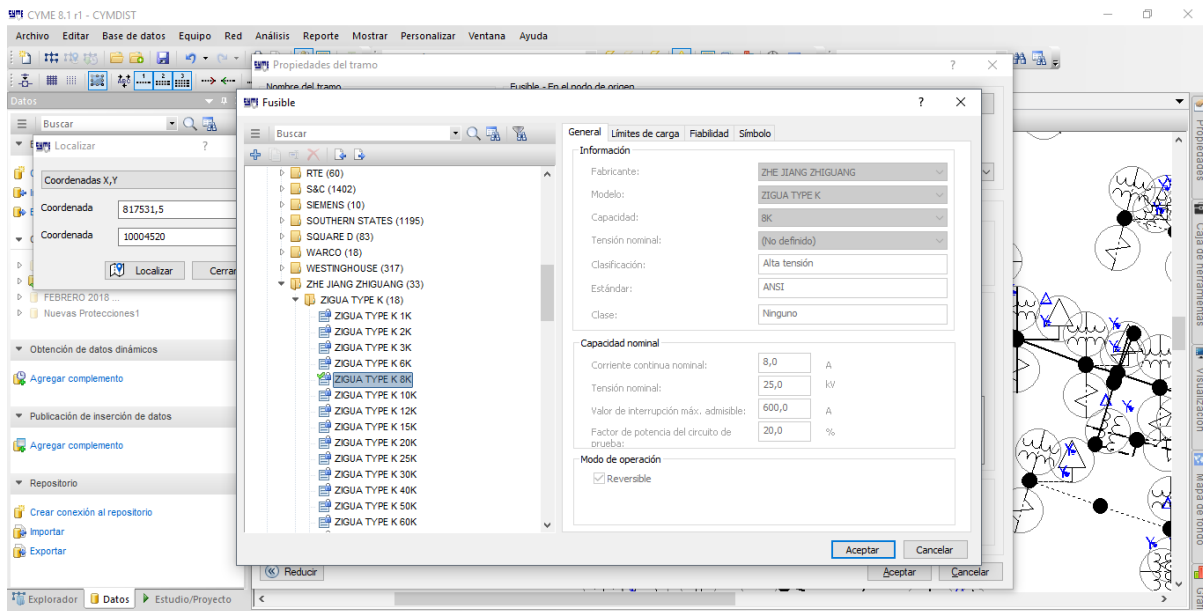


Figura 50. Pestaña Mostrar Equipo
Fuente. Autor.

10.- Una vez hallado el valor del fusible y su nivel de voltaje se procede a guardar los cambios mediante el botón Aceptar.

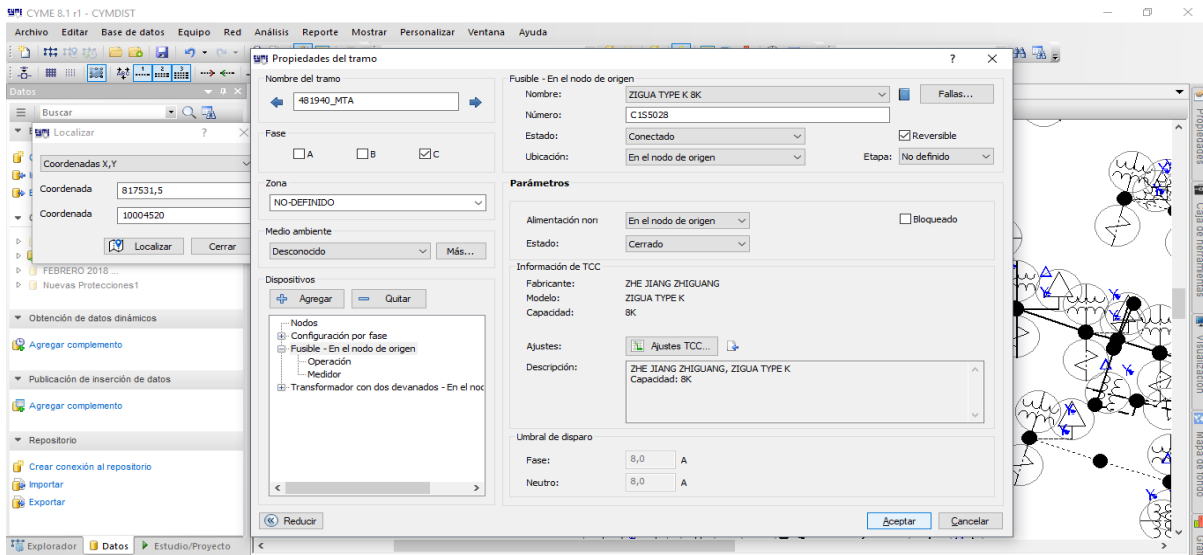


Figura 51. Botón Aceptar para guardar cambios Fuente. Autor.

Las coordenadas y los fusibles utilizados para la evaluación Histórico de confiabilidad se encuentran detallados en el Anexo 3.

c) Evaluación de los parámetros en el análisis Histórico de Confiabilidad

Ya con el ingreso de los parámetros de las fallas y los cambios de valores de los elementos protección se da paso a la evaluación de confiabilidad con el siguiente procedimiento.

1.-Se selecciona la opción Evaluación de Confiabilidad, y posteriormente el botón Ejecutar la simulación para empezar el análisis de la red y equipos que presentaron fallas.

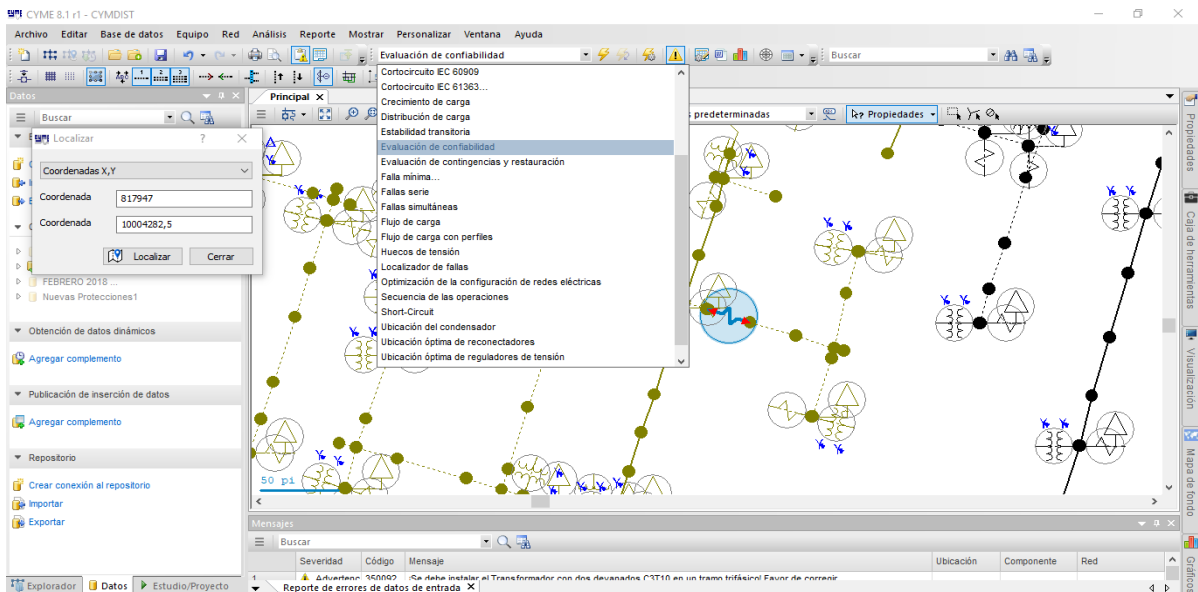


Figura 52. Opción Evaluación de Confiabilidad Fuente. Autor.

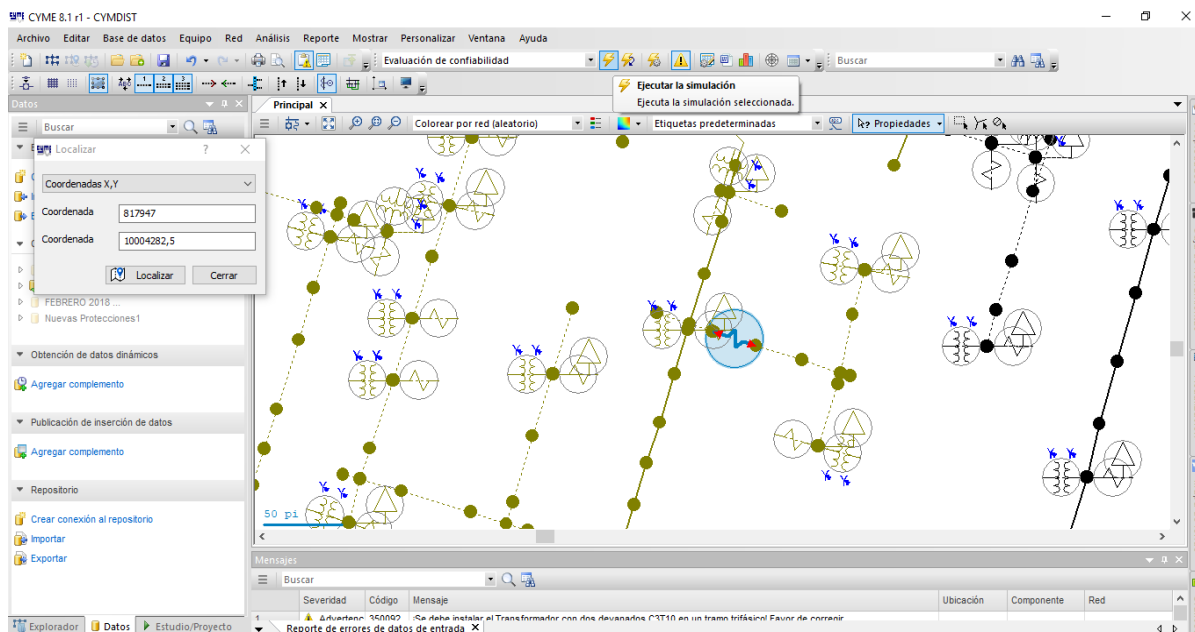


Figura 53. Ejecutar Simulación
Fuente. Autor.

2.- Se despliega la opción para escoger los alimentadores ALIM-1300020T01, ALIM-1300020T02, ALIM-1300020T03, ALIM-1300020T04, ALIM-1300020T05.

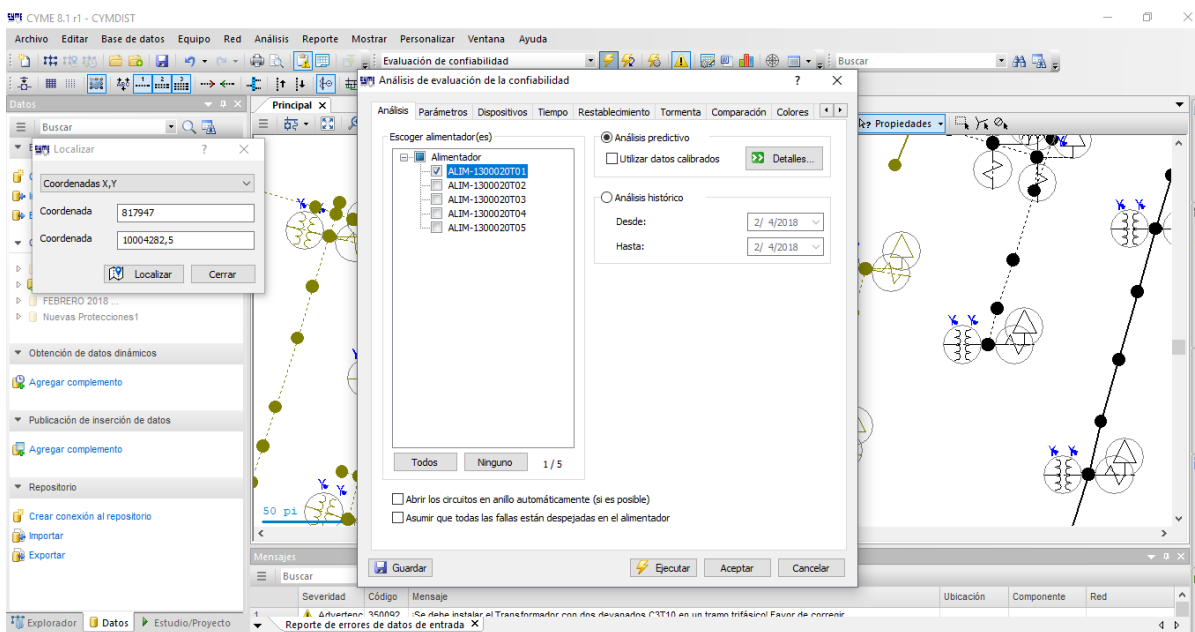


Figura 54. Seleccionar Alimentadores primarios
Fuente. Autor.

3.- Para llevar a cabo la simulación se utilizará la opción Análisis histórico.

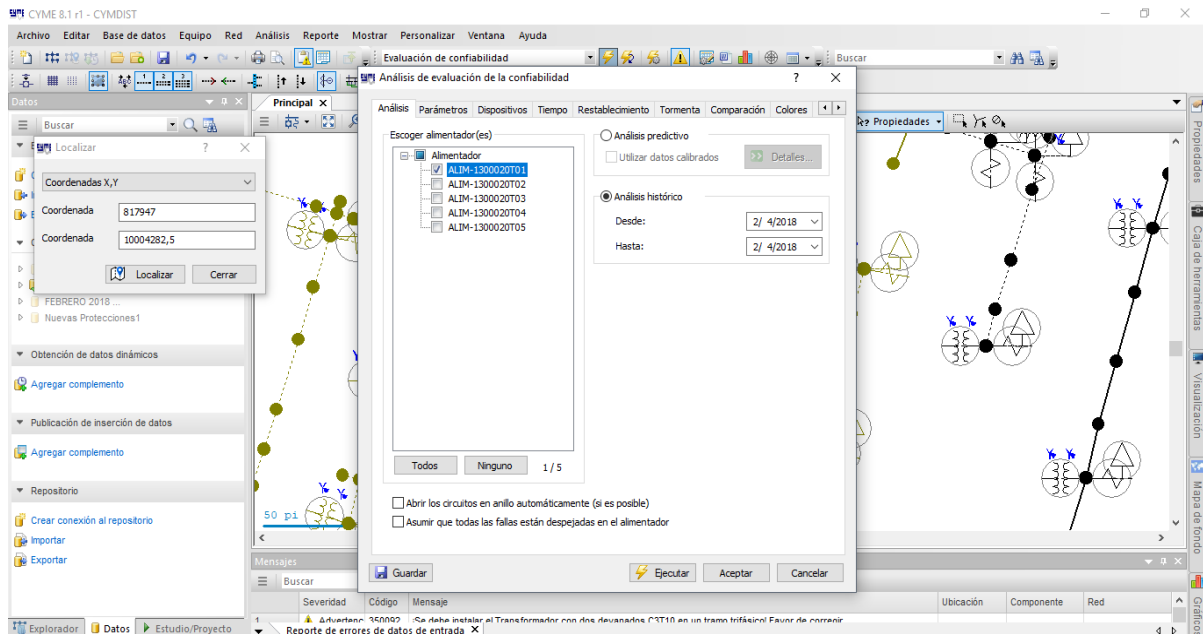


Figura 55. Opción Análisis Histórico
Fuente. Autor.

5.- Se calibra la fecha, desde cuando se requiere que el programa considere los valores de las fallas ingresadas previamente al sistema para la evaluación de confiabilidad. En este caso se ubica como fecha de inicio el 1/3/2017, y como fecha de finalización el 28/02/2018.

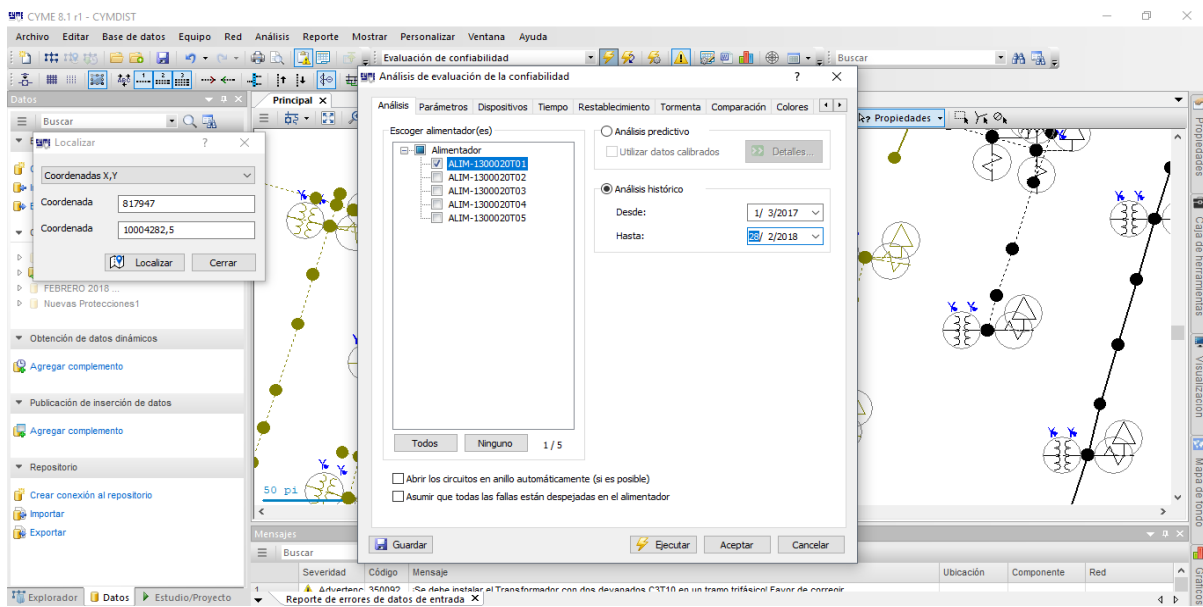


Figura 56. Calibración de fecha de inicio y fin de análisis histórico de confiabilidad
Fuente. Autor.

6.- Y posteriormente el botón Ejecutar, para iniciar la simulación del sistema para los calcular los índices de confiabilidad.

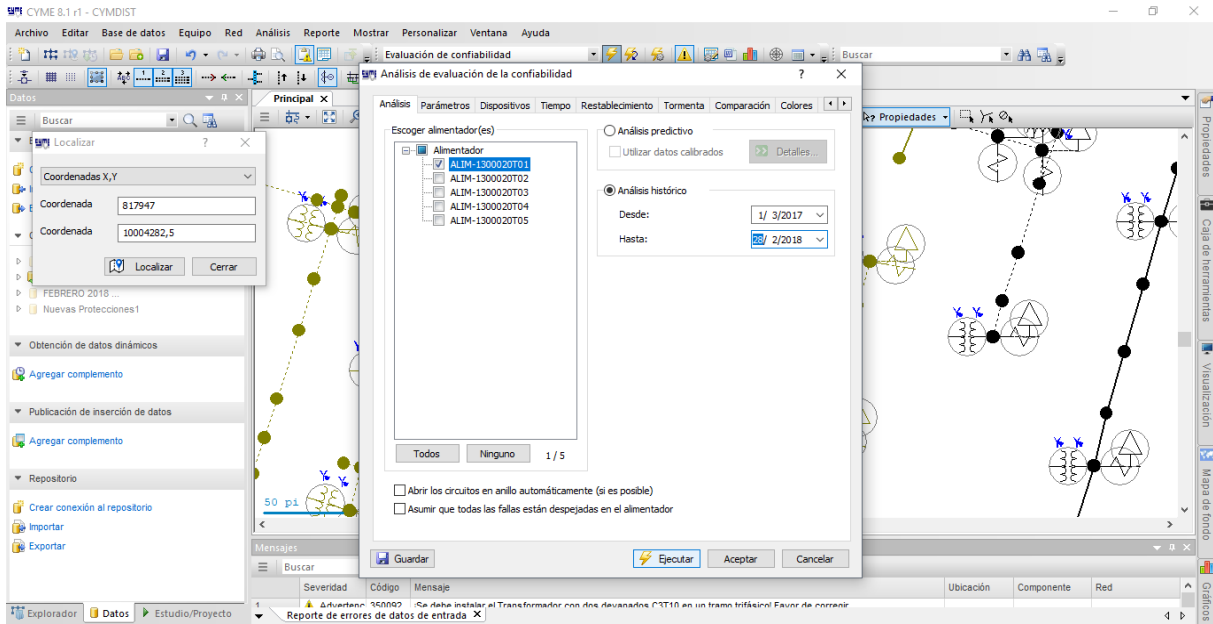


Figura 57. Botón Ejecutar para iniciar simulación
Fuente. Autor.

Por último, el sistema dará a conocer los índices de confiabilidad más relevantes, dirigidos a número de consumidores, potencia, energía no suministrada y parámetros del circuito. Se considerará los valores que se muestran en la cabecera o subestación, ya que estos representaran el estado actual de todo el circuito alimentador.

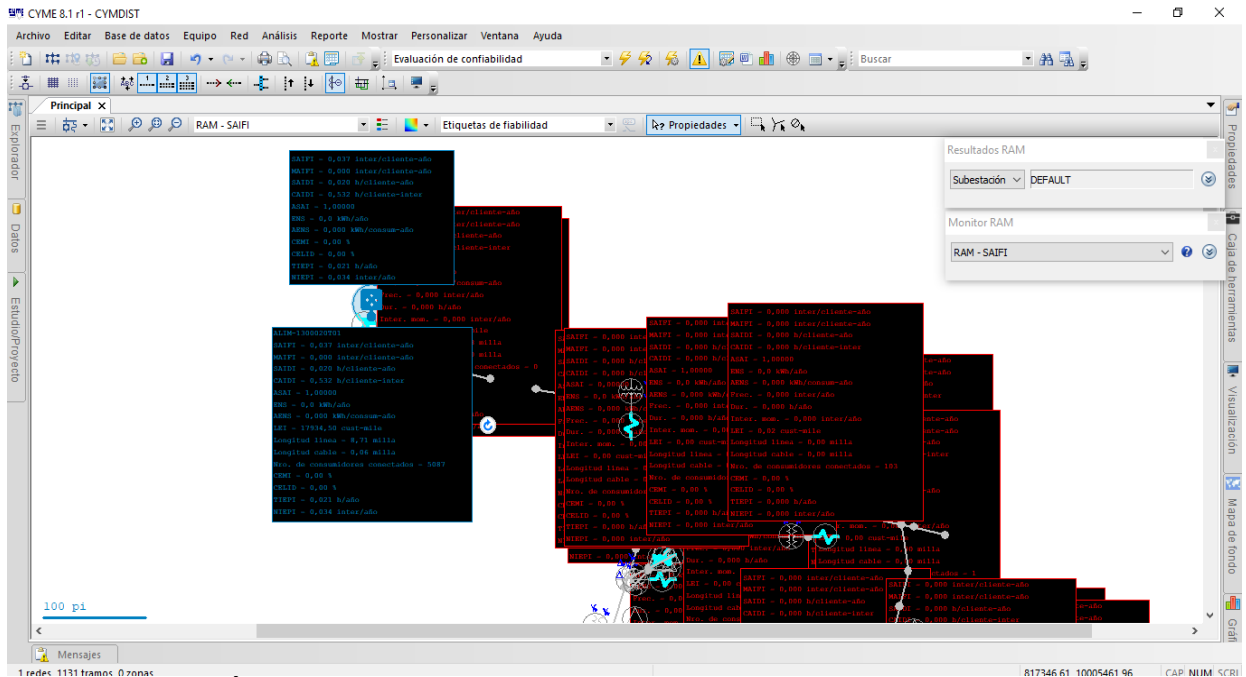


Figura 58. Índices de confiabilidad resultantes de la simulación de análisis histórico de confiabilidad
Fuente. Autor.

Estos valores entraran análisis con la nueva propuesta de coordinación de protecciones dirigidos a estos circuitos alimentadores, y conocer si esto es beneficioso o perjudicial en lo que se refiere a mejorar la confiabilidad del sistema y por ende la calidad de servicio eléctrico.

2.6.2 NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES IMPLEMENTADA POR EMELNORTE

En esta metodología contribuirá a mejorar la respuesta del sistema mediante reconfiguración de la red con equipos de protección (fusibles, reconectores), un aspecto muy importante dentro de este tipo de estudios es la información acerca de las fallas y los elementos afectados por fallas que pueden ser los Circuitos alimentadores o en los transformadores.

En lo que se refiere a los elementos de protección es importante la utilización de fusibles tipo T haciendo posible la creación de derivaciones primarias, secundarias y terciarias siempre y cuando las corrientes de corto circuito y la potencia de los transformadores instalados lo permitan, minimizando el tiempo de reposición del servicio en especial en aquellas áreas rurales de difícil acceso, mientras que los fusibles tipo Slow Fast (SF) protegerán a los transformadores de distribución. En la Tabla 7 se observa el tipo de fusible tipo T con su respectiva corriente de corto circuito máxima, estos datos son proporcionados por el estudio de protecciones de EMELNORTE.

Tabla 7. Corrientes de cortocircuito máxima

SF	Corriente de cortocircuito máxima																	
	FUSIBLES TIPO T																	
	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0.2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2.1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4.2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5.2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6.3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10.4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

Fuente: Estudio de Protecciones EMELNORTE

Para llevar a cabo una segunda evaluación de confiabilidad, se utilizará una réplica de la anterior base de datos la cual almacena los parámetros de las fallas y los elementos de protección para realizar los cambios de valores propuesta por la nueva coordinación de protecciones.

1.- El proceso para crear esta nueva base de datos es el mismo detallado en el Anexo 2 con la única diferencia que llevara otro nombre para su identificación, para este caso se llamara Nuevas Protecciones1.

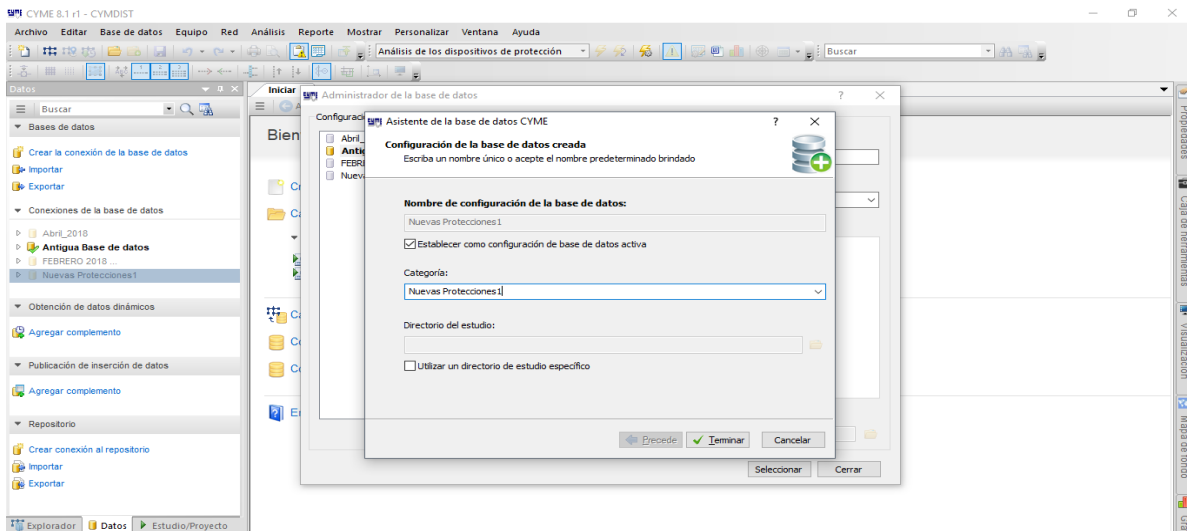


Figura 59. Nombre asignado al nuevo proyecto
Fuente. Autor.

2.- Y posteriormente, se conectará la nueva base de datos al sistema para cargar las redes de los alimentadores primarios.

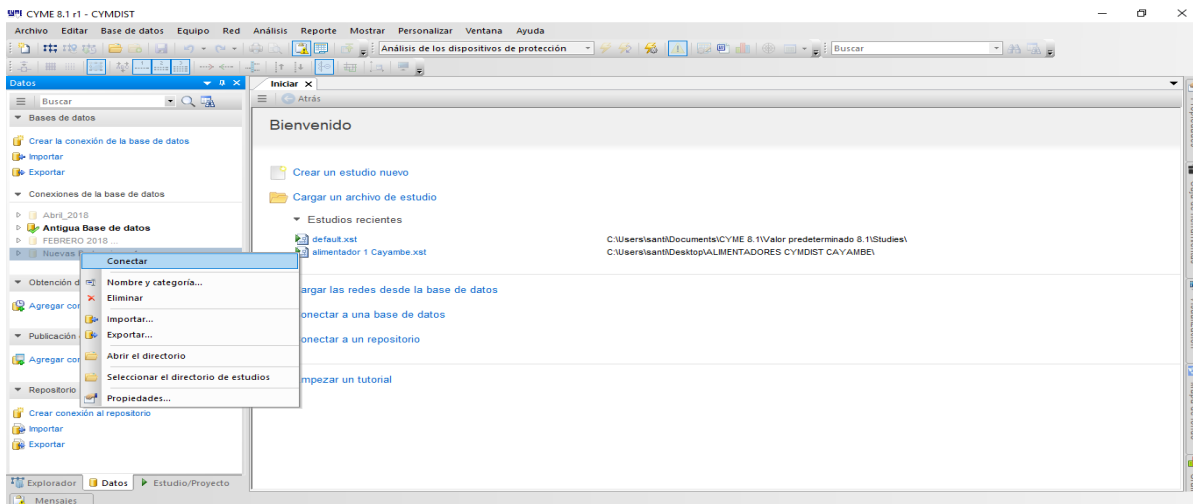


Figura 60. Conectar la nueva base de datos al sistema Cymdist
Fuente. Autor.

3.- En la opción de Seleccionar redes, se encuentran disponibles los circuitos primarios y los elementos que los conforman.

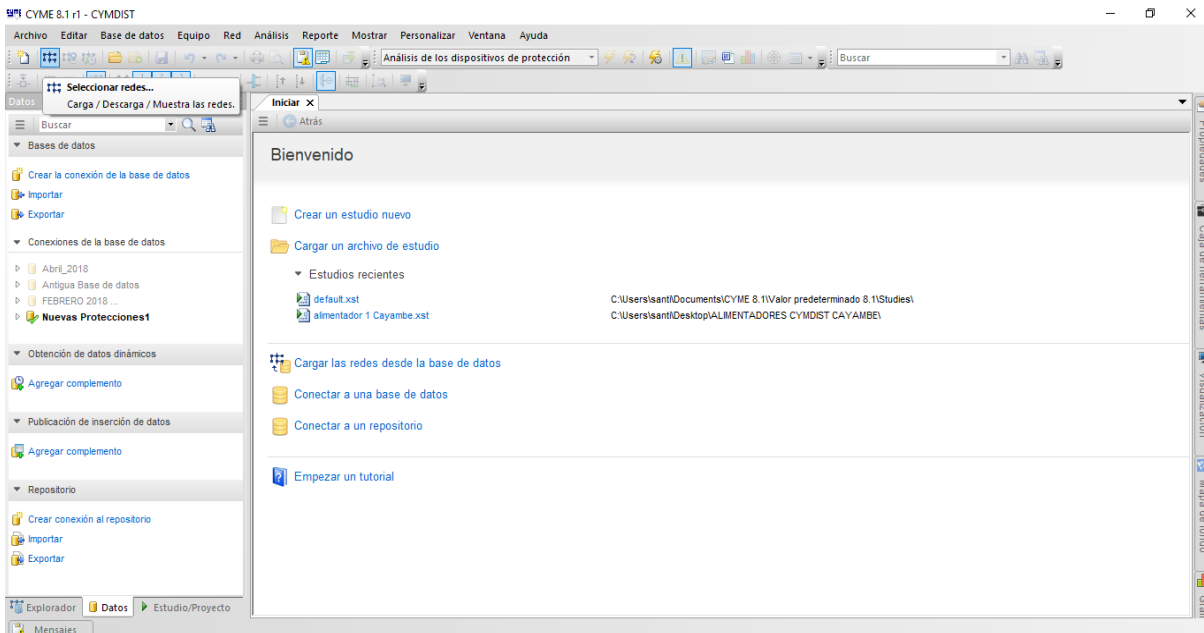


Figura 61. Opción Seleccionar redes
Fuente. Autor.

4.- Una vez más la selección será en los circuitos ALIM-1300020T01, ALIM-1300020T02, ALIM-1300020T03, ALIM-1300020T04, ALIM-1300020T05, que son los pertenecientes a la subestación Cayambe.

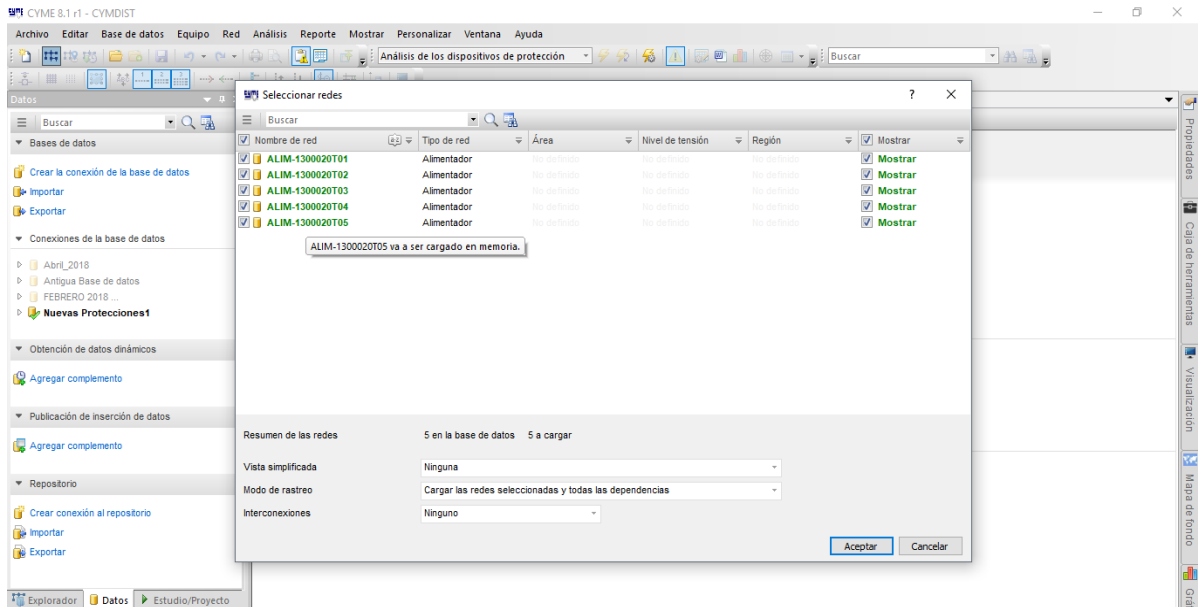


Figura 62. Selección de alimentadores primarios de la Subestación Cayambe
Fuente. Autor.

5.- Con el botón Aceptar, el sistema cargara automáticamente los circuitos primarios.

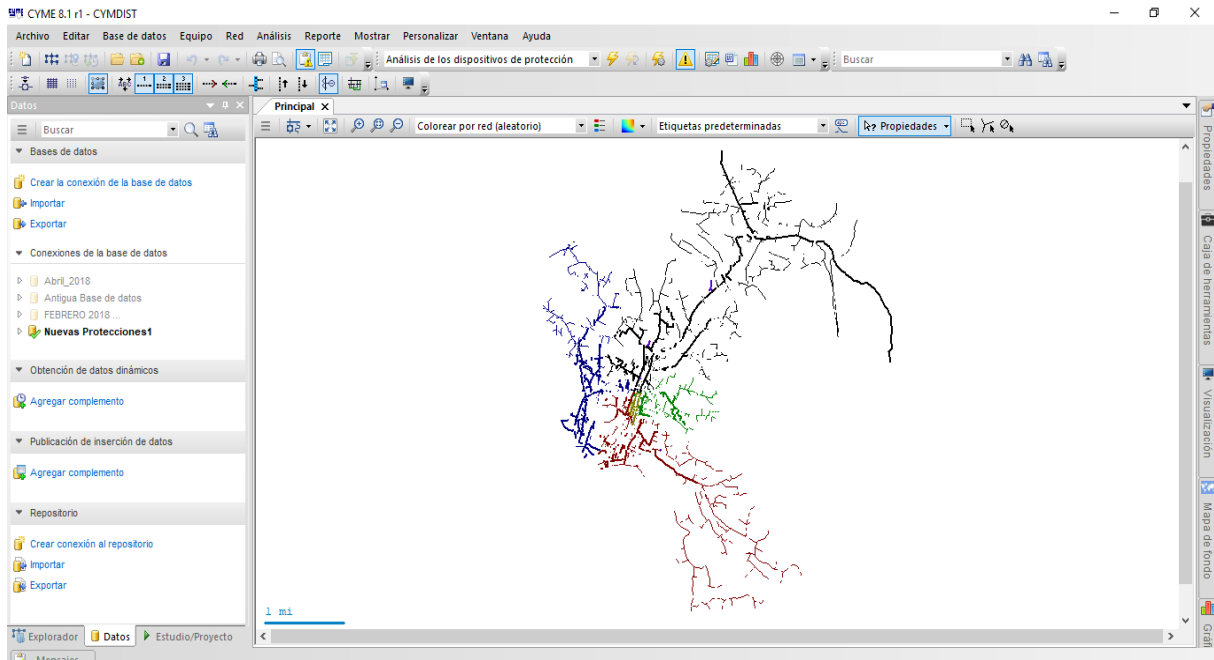


Figura 63. Visualización de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe en el programa Cymdist
Fuente. Autor.

6.- En la nueva base de datos, se ubicará nuevamente mediante coordenadas X, Y los puntos en que ocurrieron las fallas con la opción que proporciona Cymdist de Localizar.

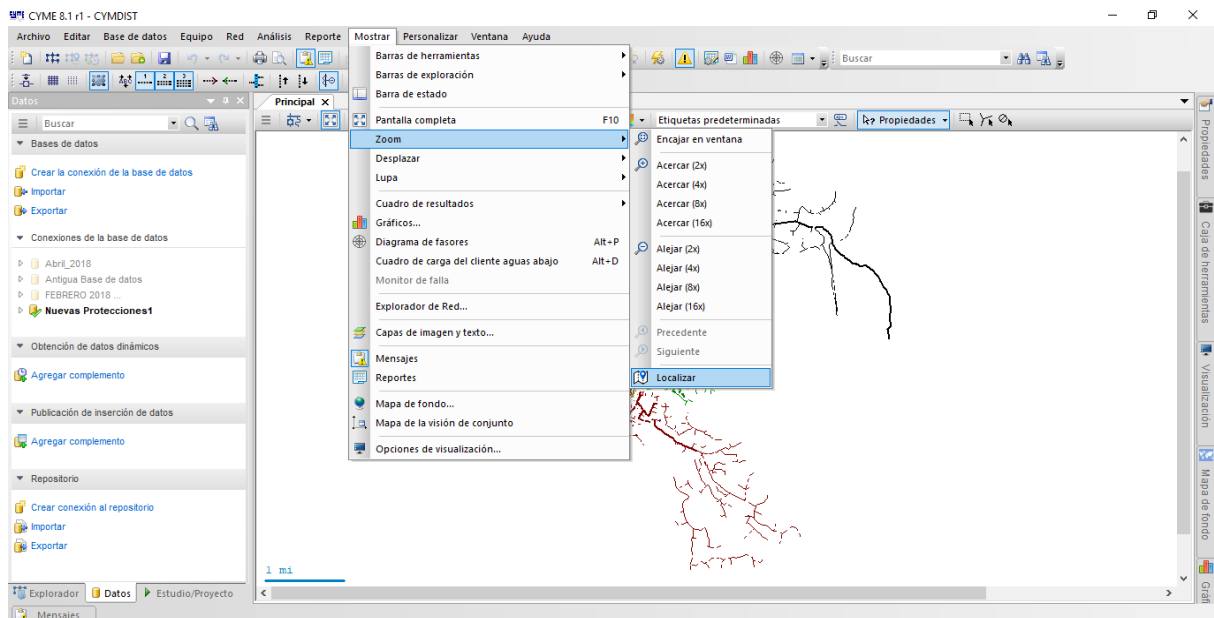


Figura 64. Localizar los elementos que presentaron fallas
Fuente. Autor.

7.- Como se ya menciona, en esta ocasión se utilizará fusibles tipo T cuando se trate de proteger una línea de distribución.

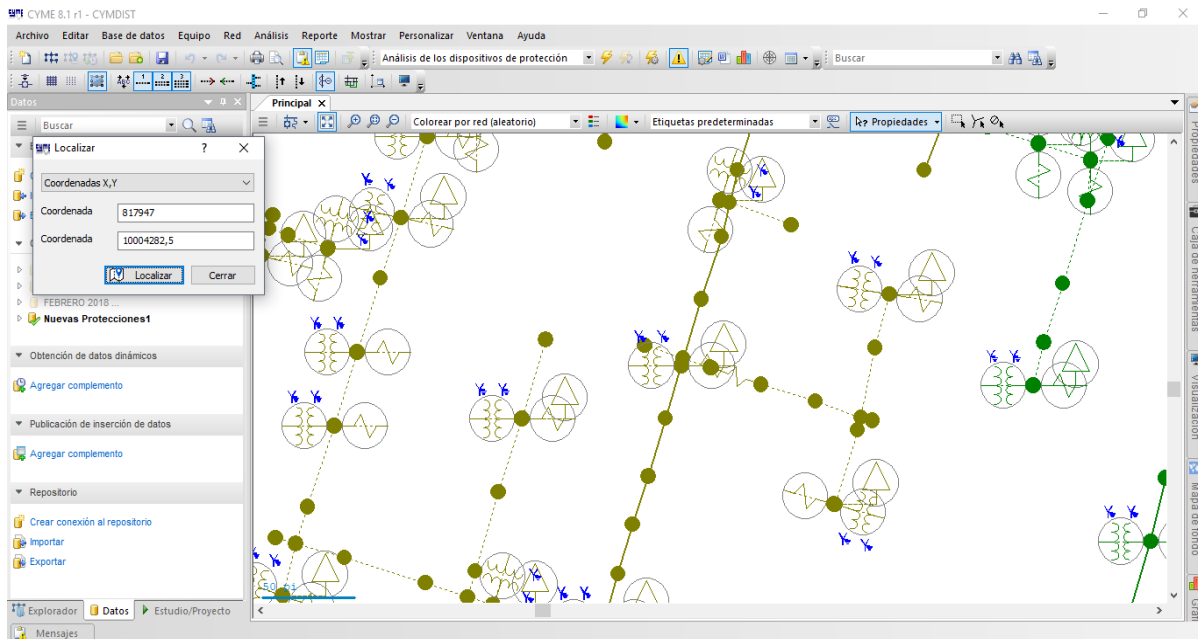


Figura 65. Fusible de línea que presento falla
Fuente. Autor.

8.- El cambio se realiza mediante la ventana de atributos del elemento que se despliega una vez que se haya seleccionado el fusible y en la opción Mostrar Equipo es donde se almacena los múltiples tipos de fusibles existentes en el sistema.

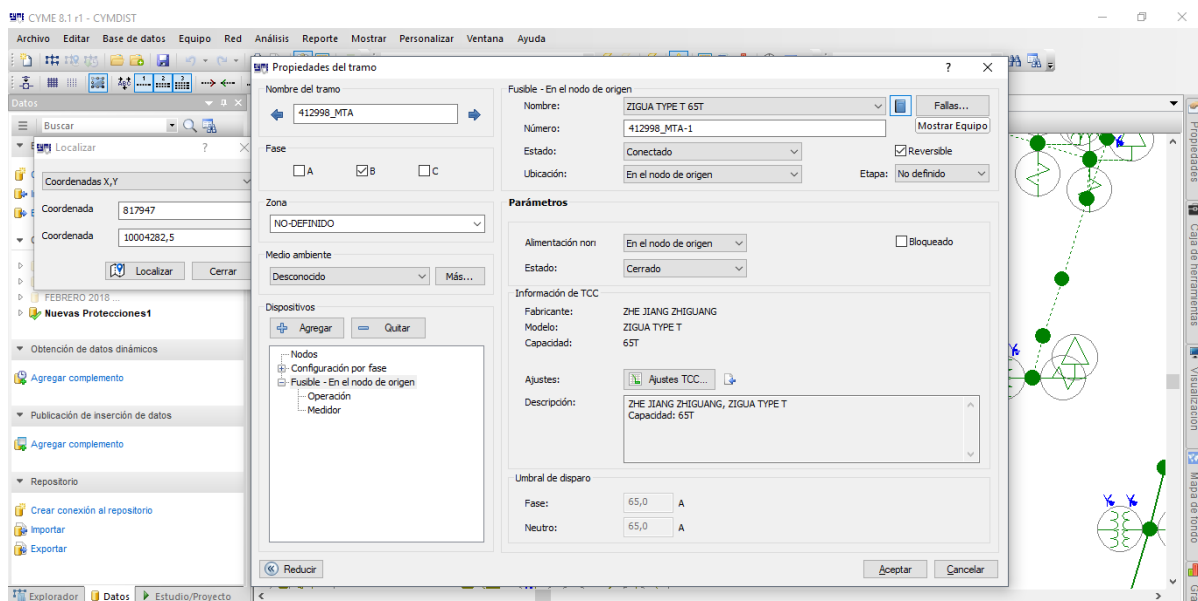


Figura 66. Pestaña Mostrar Equipo
Fuente. Autor.

9.- Dentro de esta amplia gama de tipos de fusibles, se buscará los tipos T y el nivel de voltaje que exige la red. Por ejemplo se requiere un fusible tipo T capacidad: 65, su nivel de tensión nominal de tensión es de 25 kV y una corriente nominal de 65 A.

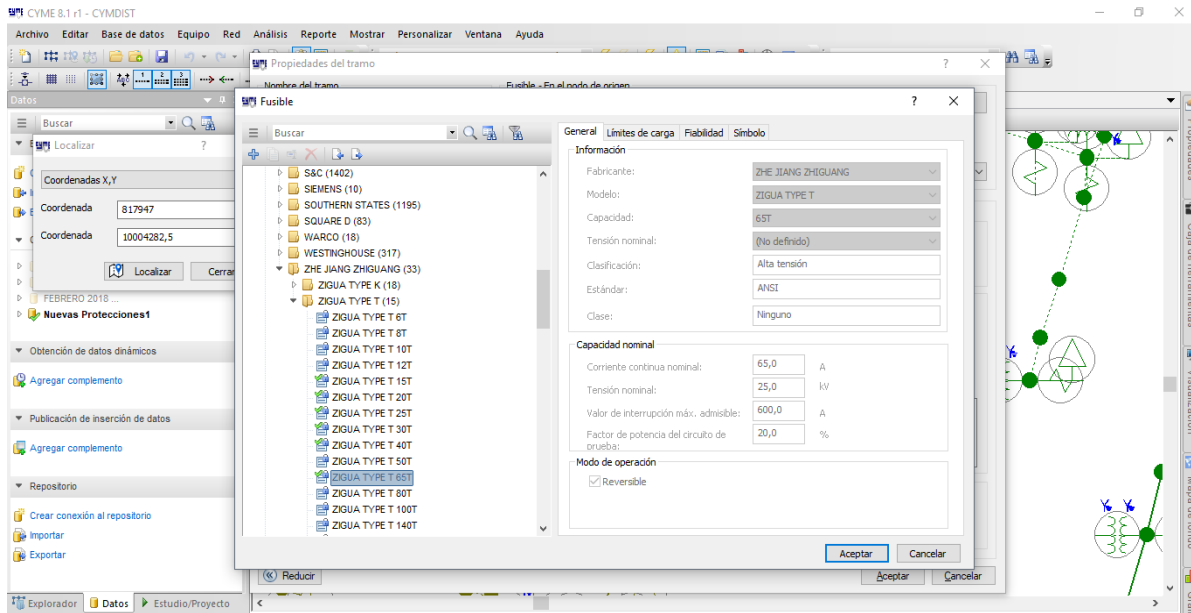


Figura 67. Seleccionar Fusible de línea de media tensión según las características requeridas
Fuente. Autor.

10.- Se selecciona el fusible y se guardan los cambios mediante el botón Aceptar.

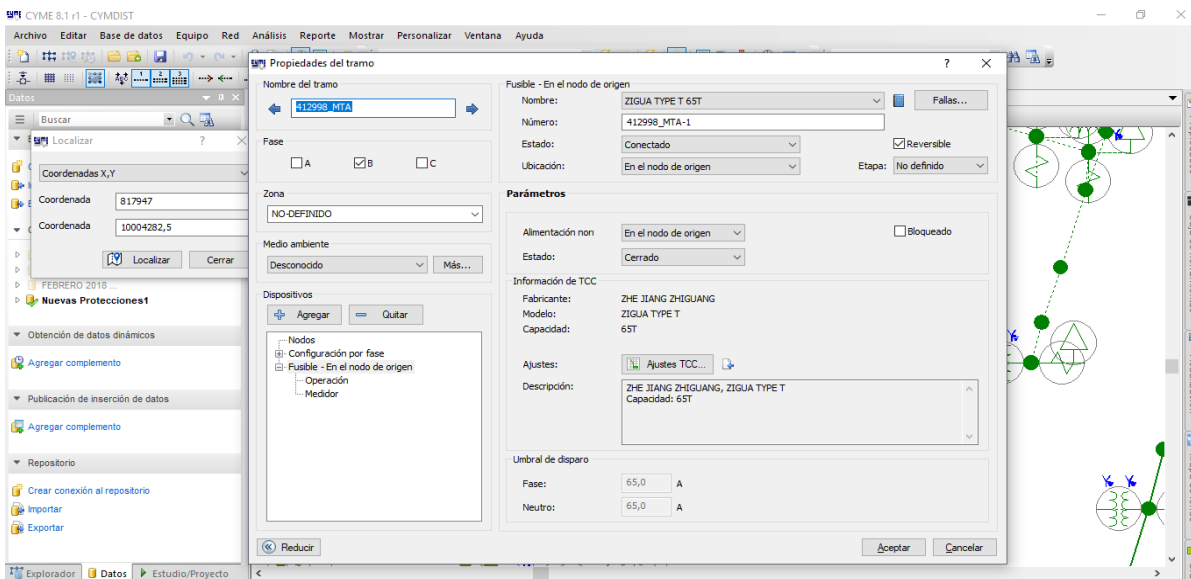


Figura 68. Guardar cambios mediante botón Aceptar
Fuente. Autor.

Los fusibles para los transformadores de distribución serán Tipo Slow Fast para los, estos serán seleccionados según la potencia nominal (kVA) y de acuerdo a la Tabla 8.

Tabla 8. Fusibles que protegen y no protegen a los transformadores de distribución con distintos niveles de tensión

TRANSFORMADORES MONOFASICOS													
KVA	VPN	IN	F(H)	F(K)	F(T)	F(SF)	KVA	VPN	IN	F(H)	F(K)	F(T)	F(SF)
3	7.62	0.39	1*	1*	1*	0.2	3	3.64	0.82	2*	2*	2*	0.4**
5	7.62	0.66	2*	2*	2*	0.4	5	3.64	1.37	3*	3*	3*	0.7**
7.5	7.62	0.98	3*	2*	2*	0.6	7.5	3.64	2.06	8*	6*	6*	1.3
10	7.62	1.31	3*	2*	2*	0.7	10	3.64	2.75	15*	6*	6*	1.6
15	7.62	1.97	8*	3*	3*	1.0	15	3.64	4.12	20*	8*	6*	3.1
25	7.62	3.28	15*	6*	6*	2.1	25	3.64	6.87	30*	10*	8	4.2
37.5	7.62	4.92	25*	8*	6	3.1	37.5	3.64	10.31	45*	15*	12	6.3
50	7.62	6.56	30*	10*	8	3.5	50	3.64	13.75	50*	20*	15	7.8
75	7.62	9.84	40*	15*	12*	6.3	75	3.64	20.62	75*	30*	25*	14
TRANSFORMADORES TRIFASICOS													
30	13.2	1.31	3*	2*	2*	0.7	30	6.3	2.75	15*	6*	6*	1.6
45	13.2	1.97	8*	3*	3*	1.0	45	6.3	4.12	20*	8*	6*	3.1
50	13.2	2.19	8*	6*	6*	1.3	50	6.3	4.58	20*	8*	6*	3.1
75	13.2	3.28	15*	6*	6*	2.1	75	6.3	6.87	30*	12*	8	4.2
100	13.2	4.37	20*	8*	6*	3.1	100	6.3	9.16	40*	15*	10	6.3
112.5	13.2	4.92	25*	8*	6	3.1	112.5	6.3	10.31	45*	15*	12	6.3
125	13.2	5.47	25*	10*	6	3.1	125	6.3	11.46	45*	20*	12	7.8
150	13.2	6.56	30*	10*	8	3.5	150	6.3	13.75	50*	20*	15	7.8
200	13.2	8.75	40*	15*	10	5.2	200	6.3	18.33	60*	25*	20	10.4
300	13.2	13.12	50*	20*	15	7.8	300	6.3	27.49	85*	40*	30	21

* No protege al transformador para corrientes de sobrecarga

** Existe el riesgo que se funda con corriente de carga fría

Fuente: Estudio de Protecciones EMELNORTE

11.- Se localiza el fusible del transformador de distribución que presento fallas y se procede al cambio de fusible.

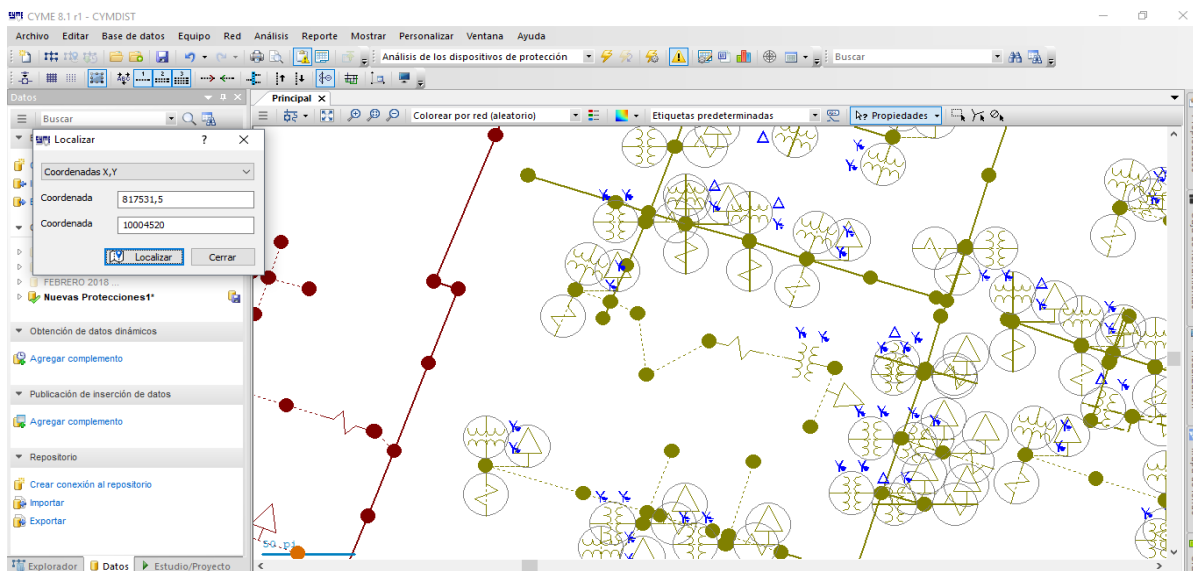


Figura 69. Localización del fusible de transformador de distribución mediante coordenadas X, Y en el sistema Cymdist Fuente. Autor.

12.- En la ventana de propiedades del fusible, se selecciona la opción Mostrar Equipo para escoger el nuevo fusible.

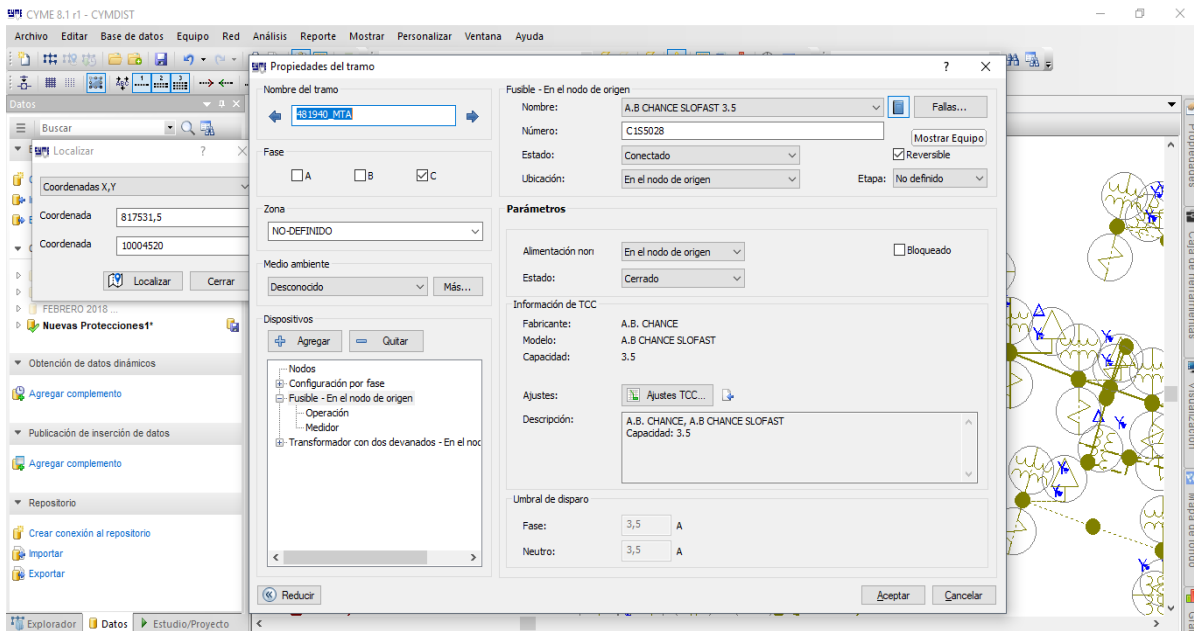


Figura 70. Pestaña Mostrar Equipo
Fuente. Autor.

13.- Para este estudio se utilizó los fusibles existentes en la carpeta A.B CHANCE SLOW FAST, la cual contiene los fusibles de las características requeridas por el transformador de distribución.

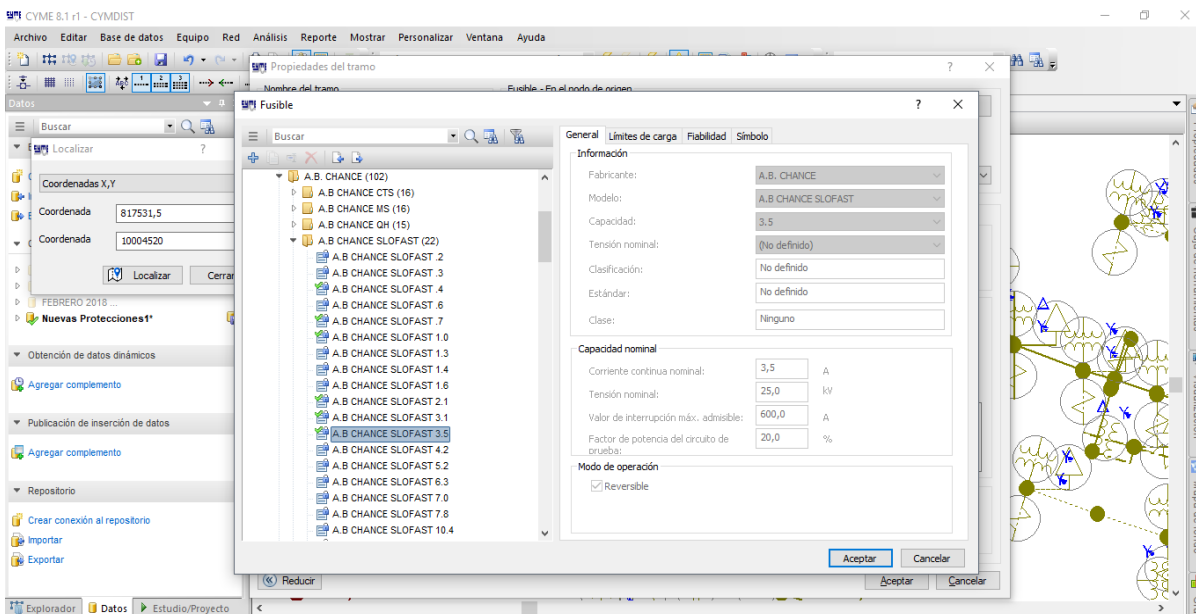


Figura 71. Seleccionar fusible del transformador de distribución según las características requeridas
Fuente. Autor.

14.- Y mediante el botón Aceptar se guardan los cambios en la red con las nuevas especificaciones del fusible Tipo SF.

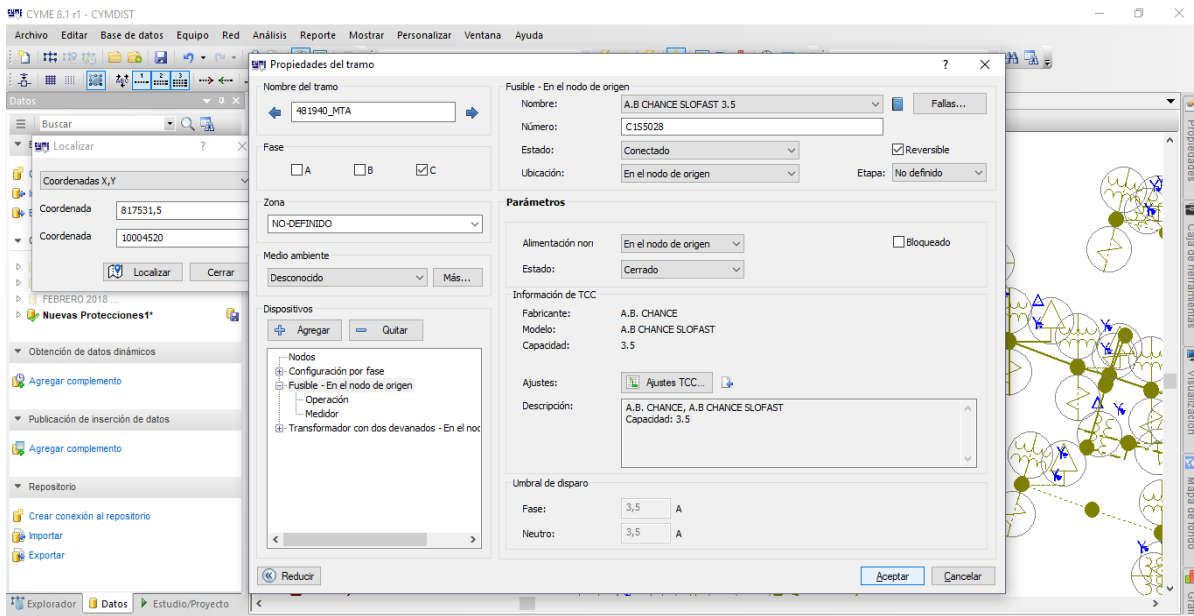


Figura 72. Guardar cambios mediante botón Aceptar
Fuente. Autor

15.- Con la Implementación del nuevo esquema de Coordinación de protecciones, y realizados los cambios de los nuevos valores de los fusibles en el programa Cymdist, se procede a realizar la evaluación de confiabilidad siguiendo los pasos anteriormente detallados en el análisis histórico de confiabilidad. Los fusibles que fueron utilizados en la Nueva Coordinación de protecciones están especificados en el Anexo 4.

El programa Cymdist dará a conocer los nuevos índices de confiabilidad que es el resultado del nuevo esquema de protecciones, como en la anterior evaluación se tomara en cuenta los índices calculados en la cabecera o subestación para un posterior análisis si se presentan mejoras o existen algún perjuicio.

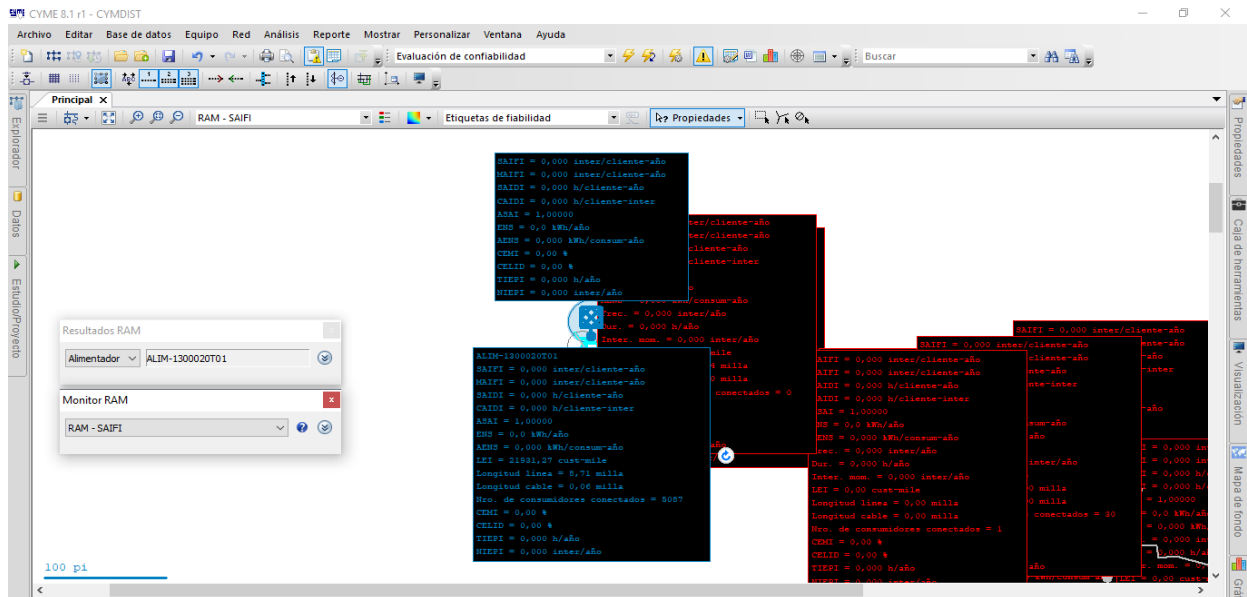


Figura 73. Índices de confiabilidad resultantes de la simulación de análisis con la implementación de la nueva coordinación de protecciones
Fuente. Autor.

2.7 CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE.

2.7.1 Circuito Alimentador 1-1300020T01

En las siguientes Fig. 65 y 66 se visualizan los índices de confiabilidad resultados de los estudios de Histórico y Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito 1.



Figura 74. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 1
Fuente. Autor.

```

ALIM-1300020T01
SAIFI = 0,037 inter/cliente-año
MAIFI = 0,000 inter/cliente-año
SAIDI = 0,020 h/cliente-año
CAIDI = 0,532 h/cliente-inter
ASAI = 1,00000
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
LEI = 14552,88 cust-mile
Longitud línea = 8,71 milla
Longitud cable = 0,06 milla
Nro. de consumidores conectados = 5087
CEMI = 0,00 %
CELID = 0,00 %
TIEPI = 0,021 h/año
NIEPI = 0,034 inter/año

```

Figura 75. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 1
Fuente. Autor.

En la tabla 9 se indica un resumen de los indicadores y su variación de un estudio a otro en el Circuito 1.

Tabla 9. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones Circuito Alimentador 1

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 1-1300020T01					
CABECERA					
Índices de confiabilidad calculados	Unidad de medida	Análisis histórico de Confiabilidad	Nueva Coordinación de Protecciones	Variación	Aumenta/ Disminuye
SAIFI	Int/cliente-año	0,037	0,037	0,000	Disminuye
MAIFI	Int/cliente-año	0	0		
SAIDI	h/cliente-año	0,02	0,02	0,000	Disminuye
CAIDI	h/cliente-int	0,532	0,532	0,000	Disminuye
ASAI		1,00000	1,00000	0,00000	Aumenta
ENS	kWh/año	0,0	0,0		
AENS	kWh/consum-año	0,0000	0,0000		
LEI	cust-mile	12208,53	14552,88	-133344,4	Aumenta
Longitud línea	milla	8,71	8,71		
longitud cable	milla	0,06	0,06		
Nro de cons conectados		5087	5087		
CEMI		0,00%	0,00%	0,00%	Disminuye
CELID		0,00%	0,00%	0,00%	Disminuye
TIEPI (TTIK)	h/año	0,021	0,021	0,000	Disminuye
NIEPI (FMIK)	int/año	0,034	0,034	0,000	Disminuye

Fuente. Autor.

2.7.2 Circuito Alimentador 2-1300020T02

En las siguientes Fig. 67 y 68 se visualizan los índices de confiabilidad resultados de los estudios de Histórico y Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito 2.

```

CAIDI = 1,782 inter/cliente-inter
ASAI = 1,00000
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
ALIM-1300020T02
SAIFI = 1,279 inter/cliente-año
MAIFI = 0,000 inter/cliente-año
SAIDI = 6,163 h/cliente-año
CAIDI = 4,817 h/cliente-inter
ASAI = 0,99930
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
LEI = 51855,44 cust-mile
Longitud línea = 89,75 milla
Longitud cable = 0,03 milla
Nro. de consumidores conectados = 7425
CEMI = 9,80 %
CELID = 25,43 %
TIEPI = 6,417 h/año
NIEPI = 1,345 inter/año
  
```

Figura 76. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 2
Fuente. Autor.

```

CAIDI = 3,128 h/cliente-inter
AENS = 0,000 kWh/consum-año
MAIFI = 0,000 inter/cliente-año
SAIFI = 0,692 inter/cliente-año
MAIFI = 0,000 inter/cliente-año
SAIDI = 2,452 h/cliente-año
CAIDI = 3,542 h/cliente-inter
ASAI = 0,99972
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
LEI = 52256,22 cust-mile
Longitud línea = 89,75 milla
Longitud cable = 0,03 milla
Nro. de consumidores conectados = 7425
CEMI = 0,39 %
CELID = 16,46 %
TIEPI = 2,825 h/año
NIEPI = 0,726 inter/año
  
```

Figura 77. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 2
Fuente. Autor.

En la tabla 10 se indica un resumen de los indicadores y su variación de un estudio a otro en el Circuito 2.

Tabla 10. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 2

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 2-1300020T02					
CABECERA					
Índices de confiabilidad calculados	Unidad de medida	Análisis histórico de Confiabilidad	Nueva Coordinación de Protecciones	Variación	Aumenta/ Disminuye
SAIFI	Int/cliente-año	1,279	0,692	0,587	Disminuye
MAIFI	Int/cliente-año	0	0		
SAIDI	h/cliente-año	6,163	2,452	3,711	Disminuye
CAIDI	h/cliente-int	4,817	3,542	1,275	Disminuye
ASAI		0,99930	0,99972	-0,00042	Aumenta
ENS	kWh/año	0,0	0,0		
AENS	kWh/consum-año	0,0000	0,0000		
LEI	cust-mile	51855,44	52256,22	-400,78	Aumenta
Longitud línea	milla	89,75	89,75		
longitud cable	milla	0,03	0,03		
Nro de cons conectados		7425	7425		
CEMI		9,80%	0,39%	9,41%	Disminuye
CELID		25,43%	16,46%	8,97%	Disminuye
TIEPI (TTIK)	h/año	6,417	2,825	3,592	Disminuye
NIEPI (FMIK)	int/año	1,345	0,726	0,619	Disminuye

Fuente. Autor.

2.7.3 Circuito Alimentador 3-1300020T03

En las siguientes Fig. 69 y 70 se visualizan los índices de confiabilidad resultados de los estudios de Histórico y Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito 3.

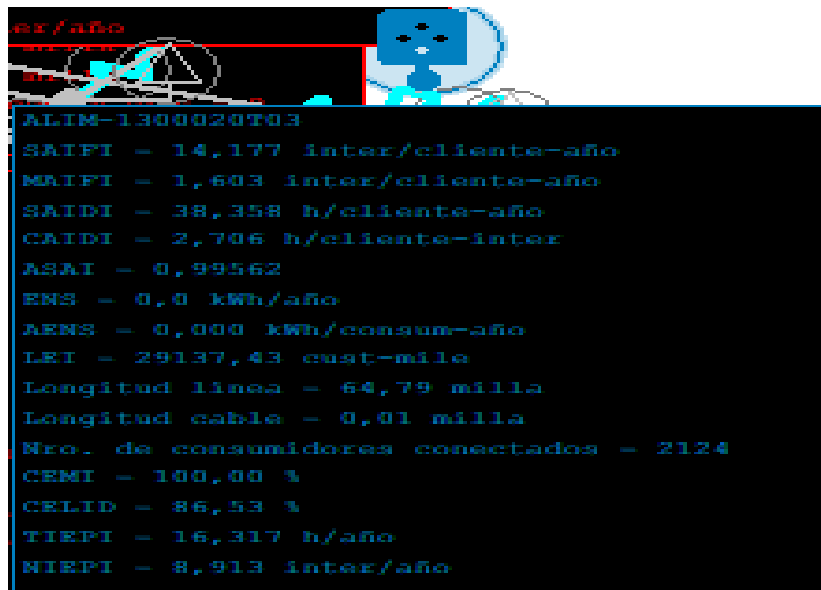


Figura 78. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 3
Fuente. Autor.

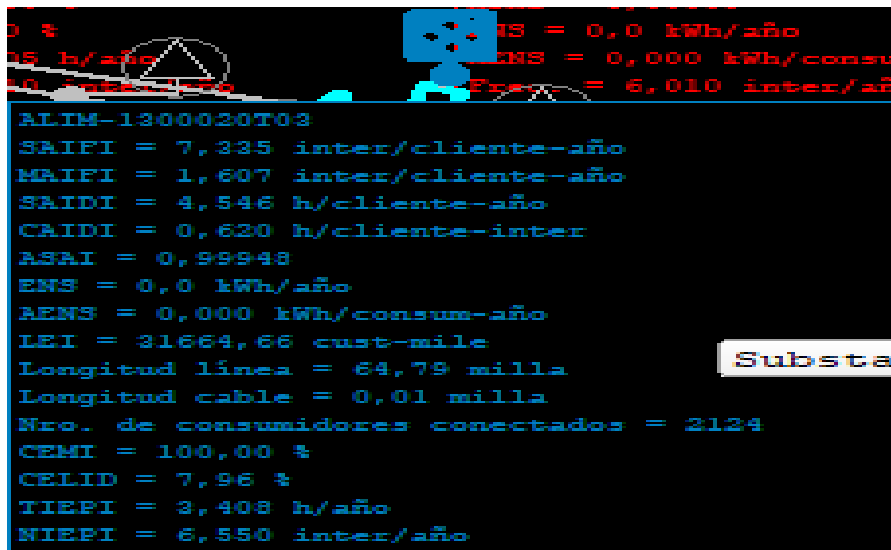


Figura 79. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 3
Fuente. Autor

En la tabla 11 se indica un resumen de los indicadores y su variación de un estudio a otro en el Circuito 3.

Tabla 11. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 3

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 3-1300020T03					
CABECERA					
Índices de confiabilidad calculados	Unidad de medida	Análisis histórico de Confiabilidad	Nueva Coordinación de Protecciones	Variación	Aumenta/ Disminuye
SAIFI	Int/cliente-año	14,177	7,335	6,842	Disminuye
MAIFI	Int/cliente-año	1,603	1,607		
SAIDI	h/cliente-año	38,385	4,546	33,839	Disminuye
CAIDI	h/cliente-int	2,706	0,620	2,086	Disminuye
ASAI		0,99562	0,99948	-0,00386	Aumenta
ENS	kWh/año	0,0	0,0		
AENS	kWh/consum-año	0,0000	0,0000		
LEI	cust-mile	29137,43	31664,66	-2527,23	Aumenta
Longitud línea	milla	64,79	64,79		
longitud cable	milla	0,01	0,01		
Nro de cons conectados		2124	2124		
CEMI		100,00%	100,00%	0,00%	Disminuye
CELID		86,53%	7,96%	78,57%	Disminuye
TIEPI (TTIK)	h/año	16,317	3,408	12,909	Disminuye
NIEPI (FMIK)	int/año	8,913	6,550	2,363	Disminuye

Fuente. Autor

2.7.4 Circuito Alimentador 4-1300020T04

En las siguientes Fig. 71 y 72 se visualizan los índices de confiabilidad resultados de los estudios de Histórico y Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito 4.

```

cliente-año      CELMI = 0,00
cliente-inter    CELID = 0,00
                 TIEPI = 1,067 h/año
                 NIEPI = 1,000 inter/año

ALIM-1300020T04
SAIFI = 2,020 inter/cliente-año
MAIFI = 0,000 inter/cliente-año
SAIDI = 2,918 h/cliente-año
CAIDI = 1,444 h/cliente-inter
ASAI = 0,99967
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
LEI = 18444,46 cust-mile
Longitud línea = 27,03 milla
Longitud cable = 0,14 milla
Nro. de consumidores conectados = 5544
CEMI = 16,36 %
CELID = 24,03 %
TIEPI = 2,411 h/año
NIEPI = 1,627 inter/año

```

Figura 80. Índices del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 4
Fuente. Autor

```

cliente-año      CAIDI = 1,067 h/cliente-año
cliente-inter    ASAI = 0,99988
                 ENS = 0,0 kWh/año
                 Substation: DEFAULT

ALIM-1300020T04
SAIFI = 1,235 inter/cliente-año
MAIFI = 0,000 inter/cliente-año
SAIDI = 1,742 h/cliente-año
CAIDI = 1,410 h/cliente-inter
ASAI = 0,99980
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
LEI = 27177,44 cust-mile
Longitud línea = 27,03 milla
Longitud cable = 0,14 milla
Nro. de consumidores conectados = 5544
CEMI = 0,00 %
CELID = 8,66 %
TIEPI = 1,777 h/año
NIEPI = 1,204 inter/año

```

Figura 81. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 4
Fuente. Autor

En la tabla 12 se indica un resumen de los indicadores y su variación de un estudio a otro en el Circuito 4.

Tabla 12. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 4

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 4-1300020T04					
CABECERA					
Índices de confiabilidad calculados	Unidad de medida	Análisis histórico de Confiabilidad	Nueva Coordinación de Protecciones	Variación	Aumenta/ Disminuye
SAIFI	Int/cliente-año	2,02	1,235	0,785	Disminuye
MAIFI	Int/cliente-año	0	0		
SAIDI	h/cliente-año	2,918	1,724	1,194	Disminuye
CAIDI	h/cliente-int	1,444	1,410	0,034	Disminuye
ASAI		0,99967	0,99980	-0,00013	Aumenta
ENS	kWh/año	0,0	0,0		
AENS	kWh/consum-año	0,0000	0,0000		
LEI	cust-mile	18444,46	27177,44	-8732,98	Aumenta
Longitud línea	milla	27,03	27,03		
longitud cable	milla	0,14	0,14		
Nro de cons conectados		5544	5544		
CEMI		16,36%	0,00%	16,36%	Disminuye
CELID		24,03%	8,66%	15,37%	Disminuye
TIEPI (TTIK)	h/año	2,411	1,777	0,634	Disminuye
NIEPI (FMIK)	int/año	1,627	1,204	0,423	Disminuye

Fuente. Autor

2.7.5 Circuito Alimentador 5-1300020T05

En las siguientes Fig. 73 y 74 se visualizan los índices de confiabilidad resultados de los estudios de Histórico y Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito 5.

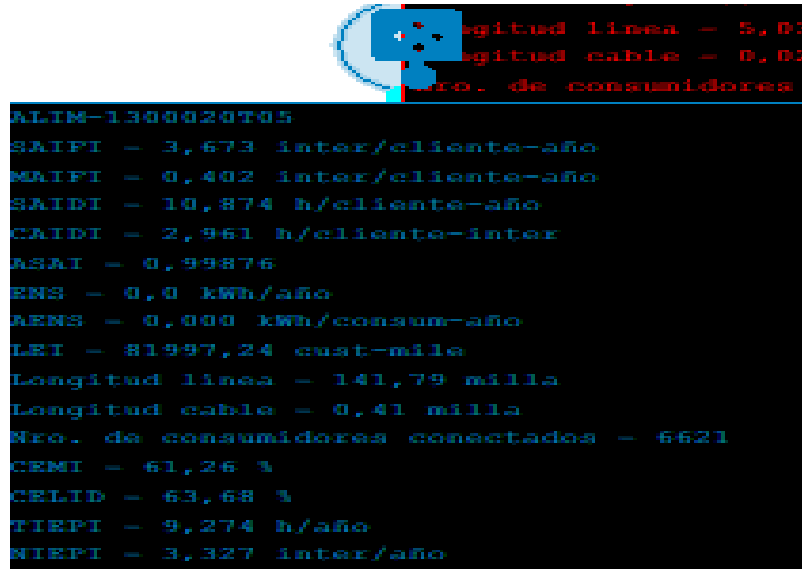


Figura 82. Índice del Análisis Histórico de Confiabilidad del Circuito Alimentador 5
Fuente. Autor

```

ALIM-1300020T05
SAIFI = 2,330 inter/cliente-año
MAIFI = 0,402 inter/cliente-año
SAIDI = 8,428 h/cliente-año
CAIDI = 3,617 h/cliente-inter
ASAI = 0,99904
ENS = 0,0 kWh/año
AENS = 0,000 kWh/consum-año
LEI = 93894,10 cust-milla
Longitud línea = 141,79 milla
Longitud cable = 0,41 milla
Nro. de consumidoras conectadas = 6621
CEMI = 15,27 %
CELID = 89,47 %
TIEPI = 8,056 h/año
NIEPI = 2,624 inter/año

```

Figura 83. Índices de la Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 5
Fuente. Autor

En la tabla 13 se indica un resumen de los indicadores y su variación de un estudio a otro en el Circuito 5.

Tabla 13. Índices de evaluación de Confiabilidad en Estudio Histórico e Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones del Circuito Alimentador 5

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 5-1300020T05					
CABECERA					
Índices de confiabilidad calculados	Unidad de medida	Análisis histórico de Confiabilidad	Nueva Coordinación de Protecciones	Variación	Aumenta/ Disminuye
SAIFI	Int/cliente-año	3,673	2,33	1,343	Disminuye
MAIFI	Int/cliente-año	0,402	0,402		
SAIDI	h/cliente-año	10,874	8,428	2,446	Disminuye
CAIDI	h/cliente-int	2,961	3,617	-0,656	Aumenta
ASAI		0,99876	0,99904	-0,00028	Aumenta
ENS	kWh/año	0,0	0,0		
AENS	kWh/consum-año	0,0000	0,0000		
LEI	cust-mile	81997,24	93894,1	-11896,86	Aumenta
Longitud línea	milla	141,79	141,79		
longitud cable	milla	0,41	0,41		
Nro de cons conectados		6621	6621		
CEMI		61,26%	15,27%	45,99%	Disminuye
CELID		63,68%	89,47%	-25,79%	Aumenta
TIEPI (TTIK)	h/año	9,274	8,056	1,218	Disminuye
NIEPI (FMIK)	int/año	3,327	2,624	0,703	Disminuye

Fuente. Autor

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE.

Una vez obtenidos los índices de confiabilidad en los dos estudios mediante el programa Cymdist, se procede a la interpretación de cada uno de ellos haciendo una comparación con un antes y un después para determinar una posible mejoría o en si algún índice presenta deficiencias. A continuación se analiza cada uno de estos índices:

3.1 SAIFI: Es el número promedio de interrupciones por cada usuario dependiente del circuito, y para encontrar los parámetros de este índice se utilizara la fórmula# 1.34 y en la Tabla 14 están publicados los resultados de este índice.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

Tabla 14. Índice SAIFI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

SAIFI (Int/clientes-año)						
Circuito Alimentador Primario	No. de Clientes conectados al circuito	Estudio Historico de confiabilidad	No. de Clientes Afectados por fallas	Nueva Coordinacion de Protecciones	No. de Clientes Afectados por fallas	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	5087	0,037	188	0,037	188	0,000
Circuito 2-1300020T02	7425	1,279	9496	0,692	5138	4358
Circuito 3-1300020T03	2124	14,177	30111	7,335	15579	14532
Circuito 4-1300020T04	5544	2,020	11198	1,235	6846	4352
Circuito 5-1300020T05	6621	3,673	24318	2,330	15426	8892

Fuente. Autor

Mediante la aplicación de la fórmula 1.34 se determina que el número de clientes afectados por interrupciones en el Circuito 1 es de 188 en los dos estudios; la baja frecuencia de fallas se debe principalmente a que se trata de un circuito urbano.

En el Circuito 2 se observa que el número de clientes afectados supera al número de clientes dependientes del alimentador primario, la diferencia son de aproximadamente 2071 clientes, esto significa que presentaron más de una interrupción.

Se puede interpretar que todos los abonados tuvieron algún corte de suministro eléctrico mientras que 2071 clientes presentaron más de dos fallas por distintas causas. Con la Nueva

Coordinación de Protecciones el número de clientes afectados fue de 5138 lo que hace visible una mejoría del 45,9%.

En el Circuito 3 con el Estudio Histórico de Confiabilidad presenta un índice SAIFI muy elevado, con el resultado obtenido y el número de abonados conectados hace una referencia que en promedio cada usuario presento 14 fallas y 376 abonados tuvieron 15 fallas durante el periodo de análisis, mientras que en la Nueva Coordinación de Protecciones se conoce que cada usuario sufrió un promedio de 7 fallas y 335 tuvieron 8 fallas durante el periodo de análisis, en comparación con el anterior resultado se obtiene una mejoría considerable del casi 48,27%.

Con el primer estudio en el Circuito 4 cada abonados presento un promedio de dos fallas y 110 presento tres fallas haciendo referencia al número total de consumidores dependientes del circuito alimentador, con la Nueva Coordinación de Protecciones se mira una clara mejoría, se indica que todos los abonados sufrieron una sola interrupción mientras que 1302 abonados presentaron 2 fallas durante el periodo de análisis y esto significa una mejoría del 38,87%.

En el estudio Histórico de confiabilidad en el Circuito 5 haciendo referencia con el número de abonados dependientes del circuito, se conoce que cada usuario presento 3 fallas y 4455 usuarios presentaron 4 fallas y en la Nueva Coordinación de Protecciones de los 6621 abonados, cada uno presento 2 fallas y 2184 presentaron 3 fallas o más lo cual representa una mejora del 36,57%.

3.2 MAIFI: Frecuencia promedio de interrupciones momentáneas y para este índice se aplica la fórmula# 1.43, y se obtiene los siguientes indicadores que se encuentran publicados en la Tabla 15

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectador por interrupciones momentaneas}}{\text{Total de consumdores del circuito}}$$

Tabla 15. Índice MAIFI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

MAIFI (interrupciones/clientes-año)						
Circuito Alimentador Primario	No. de Clientes conectados al circuito	Estudio Historico de confiabilidad	No. de Clientes Afectados por fallas	Nueva Coordinacion de Protecciones	No. de Clientes Afectados por fallas	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	5087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 2-1300020T02	7425	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 3-1300020T03	2124	1,603	3405	1,607	3413	8
Circuito 4-1300020T04	5544	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 5-1300020T05	6621	0,402	2661	0,402	2661	0,000

Fuente. Autor

En el Circuito 3 este indicador revela que todos los usuarios de este alimentador presentaron por lo menos una falla momentánea mientras que 1280 usuarios tuvieron dos fallas o más durante el periodo de análisis, con la implementación de la Nueva Coordinación de Protecciones, el MAIFI tuvo un incremento dando como resultado que igualmente todos los usuarios presentaron alguna falla menor de 3 minutos mientras que 1288 usuarios tuvieron más de dos fallas.

Mientras que en el Circuito 5, el número de usuarios que presentaron fallas momentáneas fueron 2661 durante el periodo de análisis tanto como en el estudio Histórico de confiabilidad y Nueva Coordinación de Protecciones

3.3 SAIDI: Es la duración promedio de cada interrupción en relación al número de consumidores dependiente del circuito. Para calcular este índice se aplica la fórmula# 1.35 y los resultados están en la Tabla 16.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a abonados de Baja Tensión}}{\text{Número total de abonados de Baja Tensión}}$$

Tabla 16. Índice SAIDI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

SAIDI (Horas/clientes-año)						
Circuito Alimentador Primario	No. de Clientes conectados al circuito	Estudio Historico de confiabilidad	Horas/ año	Nueva Coordinacion de Protecciones	Horas/ año	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	5087	0,02	101,74	0,02	101,74	0
Circuito 2-1300020T02	7425	6,163	45760,275	2,452	18206,1	27554,175
Circuito 3-1300020T03	2124	38,385	81529,74	4,546	9655,704	71874,036
Circuito 4-1300020T04	5544	2,918	16177,392	1,724	9557,856	6619,536
Circuito 5-1300020T05	6621	10,874	71996,754	8,428	55801,788	16194,966

Fuente. Autor

En el Circuito 1 este indicador revelo que existió un tiempo de interrupción de 101 horas, valor que no presento variaciones en los dos estudios

En el Circuito 2, durante el Estudio Histórico de confiabilidad se presentó un tiempo 45760, 27 horas siendo un tiempo relativamente muy alto, mientras que en la Nueva Coordinación de Protecciones este tiempo se redujo a 18206,10 horas teniendo una mejora significativa del 60,22%.

Mientras que en el Circuito 3, durante el Estudio Histórico de confiabilidad dio como resultado un tiempo de 81529,74 horas y el tiempo se redujo a 9655,70 horas con la Nueva Coordinación de Protecciones dando una mejoría del 88,16%.

Los clientes del Circuito 4 soportaron un total de 16177,39 horas durante el Estudio Histórico de confiabilidad, pero con la Nueva Coordinación de Protecciones este tiempo disminuyó a 9557,856 y esto representa una rebaja del 40,92%.

Finalmente el Circuito 5, en su primer análisis dio como resultado un tiempo de 71996,75 horas mientras que en la Nueva Coordinación de Protecciones este tiempo se redujo a 55801,78 habiendo una mejoría del 22,50%.

3.4 CAIDI: Es la duración promedio de las interrupciones por cada cliente afectado, para determinar este índice se procede a aplicar la fórmula# 1.38 y los resultados están publicados en la Tabla 17.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Tabla 17. Índice CAIDI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

CAIDI (Horas/año)			
Circuito Alimentador Primario	Estudio Historico de confiabilidad	Nueva Coordinacion de Protecciones	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	0,532	0,532	0
Circuito 2-1300020T02	4,817	3,542	1,275
Circuito 3-1300020T03	2,706	0,62	2,086
Circuito 4-1300020T04	1,444	1,41	0,034
Circuito 5-1300020T05	2,961	3,617	-0,656

Fuente. Autor

En el Circuito Alimentador 1, se presentó un tiempo de interrupción por cliente afectado de apenas 0,53 horas en el Estudio Histórico de confiabilidad y este valor se mantuvo en la Nueva Coordinación de Protecciones.

Mientras que en el Circuito 2, el tiempo que resultó en el Estudio Histórico de confiabilidad fue de 4,81 horas, este tiempo disminuyó a 3,54 con la Nueva Coordinación de protecciones mejorando en 26,46% horas entre estudios.

En el Circuito 3 este tiempo fue de 2,70 horas en el Estudio Histórico de confiabilidad pero se redujo a 0,62 horas con Nueva Coordinación de Protecciones, la mejoría fue del 77,08%.

Mientras que en el Circuito 4, en el Estudio Histórico de confiabilidad este tiempo fue de 1,444 horas, con la Nueva Coordinación de Protecciones este tiempo mejoro a 1,41 horas solo mejorando en 2,35%.

Y por último en el Circuito 5 se presentaron resultados desfavorables, ya que en el Estudio Histórico de confiabilidad el tiempo fue de 2,96 horas y este se elevó a 3,61 con la Nueva Coordinación de Protecciones esto significó un incremento del 22,15%.

3.5 ASAI: Indica el porcentaje de minutos de servicio interrumpidos sobre el total de minutos de servicio demandados, este índice se calcula mediante la fórmula# 1.39 cuyos resultados están en la Tabla 18.

$$ASAI = \frac{\text{Suma de minutos de interrupcion a abonados}}{\text{Número Total de minutos demandados}} * 100$$

Tabla 18.Índice ASAI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

ASAI (p.u)			
Circuito Alimentador Primario	Estudio Historico de confiabilidad	Nueva Coordinacion de Protecciones	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	1	1	0
Circuito 2-1300020T02	0,9993	0,9997	-0,0004
Circuito 3-1300020T03	0,99562	0,99948	-0,00386
Circuito 4-1300020T04	0,99967	0,9998	-0,00013
Circuito 5-1300020T05	0,99876	0,99904	-0,00028

Fuente. Autor

El porcentaje de minutos de interrupciones en todos los Circuitos presentaron un resultado un poco desfavorable para la Nueva Coordinación de Protecciones, es decir presentaron ligeros aumentos en lo que se refiere al porcentaje de minutos de requeridos sobre los minutos de servicio eléctrico entregados por la empresa distribuidora, pero no deja de ser un resultado aceptable ya que su valor se aproxima mucho a la unidad siendo esta una eficiencia del 100%.

3.6 TTIK y FMIK: Estos indicadores se basan en el tiempo de desconexión y el número de interrupciones que se presentaron en el lapso de un año, haciendo referencia en el kVA nominal instalado que quedo fuera de servicio. Además son los indicadores que tienen un mayor control por la Regulación CONELEC 004-01 en lo que se refiere a Calidad de Servicio Técnico para Circuito Alimentadores urbanos y rurales que para esto tiene establecidos varios límites admisibles especificados en la Tabla.1.

Los valores totales de los índices FMIK y TTIK están por encima de los límites establecidos por la Regulación CONELEC 004-01 y esto da como resultado una pronta intervención para mejorar estos índices hasta niveles permisibles y mejorar la calidad de servicio. En la Tabla 19 hace una comparación de los valores TTIK y FMIK de los Circuitos Alimentadores y los valores permitidos.

Tabla 19. Valores FMIK y TTIK comparados con los índices admisibles

LIMITES ADMISIBLES PARA INDICES FMIK Y TTIK				
Circuito Alimentador Primario (zona urbana)	FMIK	TTIK	Regulacion CONELEC 004-01	
Circuito 1-1300020T01	5,47	11,63	No Cumple	No Cumple
Circuito 2-1300020T02	6,22	17,06	No Cumple	No Cumple
Circuito 3-1300020T03	28,28	34,57	No Cumple	No Cumple
Circuito 4-1300020T04	9,01	16,69	No Cumple	No Cumple
Circuito 5-1300020T05	10,92	22,33	No Cumple	No Cumple
Circuito Alimentador Primario (zona rural)				
Circuito 2-1300020T02	6,22	17,06	No Cumple	Cumple
Circuito 3-1300020T03	28,28	34,57	No Cumple	No Cumple
Circuito 4-1300020T04	9,01	16,69	No Cumple	Cumple
Circuito 5-1300020T05	10,92	22,33	No Cumple	No Cumple

Fuente. Autor

En la Tabla 20 se hace una comparación de indicadores FMIK y TTIK que fueron producto totales durante el tiempo considerado para este estudio y aquellos resultantes sin considerar los Mantenimientos Programados y las fallas en las líneas de 69 kV y por ultimo con resultados del Estudio Histórico de confiabilidad y la Nueva Coordinación de protecciones

Tabla 20. Valores de los índices FMIK y TTIK totales, y sin considerar Mantenimientos anuales de la subestación y fallas en la línea de 69 kV

FACTORES FMIK y TTIK				
Indices	Totales durante un año	Sin Mantenimientos, fallas de línea de 69 kV	Estudio Historico de Confiabilidad	Nueva Coordinacion de Protecciones
Circuito 1-1300020T01				
FMIK	5,473	0,016	0,021	0,021
TTIK	11,626	0,008	0,034	0,034
Circuito 2-1300020T02				
FMIK	6,225	1,225	1,345	0,726
TTIK	17,062	5,412	6,417	2,825
Circuito 3-1300020T03				
FMIK	28,282	16,099	8,913	6,55
TTIK	34,571	13,255	16,317	3,408
Circuito 4-1300020T04				
FMIK	9,014	3,817	1,627	1,204
TTIK	16,694	4,993	2,41	1,777
Circuito 5-1300020T05				
FMIK	10,925	4,921	3,327	2,624
TTIK	22,328	10,888	9,274	8,056

Fuente. Autor

Ahora solo se hará énfasis en los valores obtenidos en el Estudio Histórico de confiabilidad y la Nueva Coordinación de Protecciones detallados en la Tabla 21, y como se puede observar estos índices presentan valores relativamente pequeños que están por debajo de los límites admisibles por la Regulación CONELEC 004-01 lo cual significa un tiempo y una frecuencia de interrupciones relativamente corto.

Tabla 21. Valores FMIK y TTIK obtenidos en el Estudio Histórico de confiabilidad y la Nueva Coordinación de protecciones

Circuito- Alimentador Primario	TIEPI oTTIK (horas/año)			NIEPI o FMIK (interrupciones/año)		
	Estudio Historico de confiabilidad	Coordinacion de Protecciones	Diferencia	Estudio Historico de confiabilidad	Coordinacion de Protecciones	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	0,021	0,021	0	0,034	0,034	0
Circuito 2-1300020T02	6,417	2,825	3,592	1,345	0,726	0,619
Circuito 3-1300020T03	16,317	3,408	12,909	8,913	6,550	2,363
Circuito 4-1300020T04	2,411	1,777	0,634	1,627	1,204	0,423
Circuito 5-1300020T05	9,274	8,056	1,218	3,327	2,624	0,703

Fuente. Autor

Todos los Circuitos presentaron una clara mejoría, siendo en los Circuito 2 y 3 los más beneficiados con una clara mejora en los índices TTIK y FMIK, con esto también se redujo la tasa de falla.

3.7 ENS y AENS: La ENS (Energía No Suministrada) hace referencia a la energía que quedo fuera de servicio por alguna interrupción y esta se puede calcular siempre y cuando los límites FMIK y TTIK resultantes de los estudios Histórico y Nueva Coordinación de protecciones sean superiores a los límites permitidos en la Regulación CONELEC 004-01 para dichos índices, esta comparación se la realiza con la Tabla 1 y la Tabla 21. Cuando los valores FMIK y TTIK resultantes son superiores se puede calcular la ENS aplicando las fórmulas 1.54, 1.55, 1.56 y 1.57

La AENS (Energía Media No suministrada por Usuario) es el cociente entre la ENS y el número total de consumidores dependientes del cada circuito, entonces cuando la ENS es nula la AENS también será nula.

En la Tabla 22 se observa que los valores que ENS y AENS nos nulos, esto debido a que los índices calculados de FMIK y TTIK están muy por debajo de los límites establecidos.

Tabla 22. Valores de los Índices ENS y AENS

Circuito Alimentador Primario	ENS (kWh/año)		AENS(kWh/consumidor)	
	Estudio Historico de confiabilidad	Nueva Coordinacion de Protecciones	Estudio Historico de confiabilidad	Nueva Coordinacion de Protecciones
Circuito 1-1300020T01	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 2-1300020T02	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 3-1300020T03	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 4-1300020T04	0,000	0,000	0,000	0,000
Circuito 5-1300020T05	0,000	0,000	0,000	0,000

Fuente. Autor

3.8 LEI: (Índice de exposición de la Carga), hace referencia al número de consumidores que tendrán alguna interrupción por la acción de un elemento de protección multiplicado por la longitud de circuito comprendido entre dos elementos de protección, para esto se utiliza la fórmula 1.46 y los resultados se visualizan en la Tabla 23.

$$LEI_{equipo} = Longitud_{zona} * Consumidores_{zona}$$

Tabla 23. Índice LEI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

Circuito Alimentador Primario	LEI (consumidores*km)					
	Longitud del circuito (Km)	No. de Clientes conectados al circuito	Estudio Historico de confiabilidad	No. de usuarios afectados por la actuacion de un elemento de proteccion	Nueva Coordinacion de Protecciones	No. de usuarios afectados por la actuacion de un elemento de proteccion
Circuito 1-1300020T01	14,01	5087	122208,53	8723	145552,88	10389
Circuito 2-1300020T02	144,4	7425	51855,44	359	52256,22	362
Circuito 3-1300020T03	104,24	2124	29173,43	280	31664,66	304
Circuito 4-1300020T04	43,49	5544	18444,46	424	27177,44	625
Circuito 5-1300020T05	228,14	6621	81997,24	359	93894,1	412

Fuente. Autor

En forma general este índice presento resultados negativos con la Nueva Coordinación de Protecciones, incrementado el número de consumidores por km que presentaron una o más fallas, esto es debido principalmente a que se retiraron fusibles lo cual incremento la distancia entre elementos de protecciones dejando a un mayor número de clientes expuestos a fallas.

El Circuito 1 es el más afectado, el índice LEI señala que el número de consumidores expuestos a fallas se incrementó, siendo mucho mayor al número de abonados dependientes del circuito, mientras que en el Circuito 2 existió un incremento de apenas 3 consumidores, mientras que en el Circuito 3 fueron 24 los clientes. El Circuito 4 presenta un elevado aumento en este índice siendo 201 clientes que quedaran expuestos por esta Nueva Coordinación de protecciones y por último en el Circuito 5 son 52 los consumidores que aumentaron en comparación con el Estudio Histórico de confiabilidad

3.9 Longitud de línea: Es la extensión del circuito, el número de usuarios conectados y el tipo de carga predominante y del tipo de Circuito alimentador, en la Tabla 24 se aprecia estos valores.

Tabla 24. Parámetros de cada Circuito Alimentador

Longitud de línea (millas)			
Circuito- Alimentador Primario	No. de Clientes conectados al circuito	Tipo de carga predominante	Longitud de línea (millas)
Circuito 1-1300020T01	5087	Urbano, Industrial, Comercial	8,71 (14,01 km)
Circuito 2-1300020T02	7425	Urbano, Industrial/ Rural, Residencial	89,75 (144,40Km)
Circuito 3-1300020T03	2124	Urbano, Industrial/ Rural, Residencial	64,79 (104,24Km)
Circuito 4-1300020T04	5544	Urbano, No Industrial/ Rural, Residencial	27,03 (43,49Km)
Circuito 5-1300020T05	6621	Urbano, Industrial/ Rural, Residencial	141,79(228,14Km)

Fuente. Autor

3.10 CEMI: Es la relación entre usuarios que experimentaron más de una interrupción y el número usuarios servidos, dichas fallas son el resultado de distintas causas pero sin incluir fenómenos atmosféricos. Se indica en porcentajes y se determina mediante la fórmula# 1.44 y los resultados se visualizan en la Tabla 25.

$$CEMI_n = \frac{(Total\ de\ consumidores\ afectados)k > n}{Suma\ de\ todos\ los\ consumidores}$$

Tabla 25. Índice CEMI de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

CEMI(1/año)						
Circuito- Alimentador Primario	No. de Clientes conectados al circuito	Estudio Historico de confiabilidad	No. de clientes con η o mas κ interrupciones	Nueva Coordinacion de Protecciones	No. de clientes con η o mas κ interrupciones	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	5087	0,00%	0,000	0,00%	0,000	0,000
Circuito 2-1300020T02	7425	9,30%	727	0,39%	28	699
Circuito 3-1300020T03	2124	100%	2124	100%	2124	0,000
Circuito 4-1300020T04	5544	16,36%	906	0,00%	0,000	906
Circuito 5-1300020T05	6621	61,26%	4056	15,27%	1011	3045

Fuente. Autor

En el Circuito 1, no presentó ninguna variación de este índice en los dos estudios, esto se debe que las fallas fueron producto solo de una causa y fue por cambios de elemento de red como está especificado en la Figura 9.

En el Circuito 2 mediante el Estudio Histórico de confiabilidad indica un porcentaje del 9,30% lo cual significa que del número total de abonados del circuito, 727 de estos tuvieron más de una interrupción y la Nueva Coordinación de Protecciones este índice disminuyó 0,39% que representan 28 abonados con presentaron más de una falla, en la Figura 14 se observan dichas causas.

Para el Circuito 3 este índice fue del 100% en los dos estudios es decir que todos los usuarios presentaron más de una falla y esto se debió principalmente a que fueron ocasionadas por causas que ocasionaron daños en la red de suministro eléctrico y están especificadas en la Figura 17.

En el Circuito 4 durante el Estudio Histórico de confiabilidad fue del 16,36% de los abonados que representan 906 tuvieron más de una interrupción y con Nueva Coordinación de Protecciones este índice se redujo a cero siendo solo factores climáticos los ocasionantes de fallas, dichos factores se hallan en la Figura 20

Finalmente en el Circuito 5, con el Estudio Histórico de confiabilidad se observó que el CEMI fue de 61,26 que representa a 4056 abonados con más de una interrupción mientras que con la Nueva Coordinación de protecciones fue de solo 15,27% que significan 1011 abonados existiendo una notable diferencia de usuarios afectados por fallas, así mismo estos factores pueden ser observados en la Figura 23

3.11 CELID: Representa el número de usuario que presentaron interrupciones de más de una hora de duración por distintas causas sin contar aquellos factores atmosféricos, se representa con la fórmula# 1.45 y los valores resultantes se detallan en la Tabla 26

$$CELID = \frac{(Total\ de\ consumidores\ afectados)l > m}{Suma\ de\ todos\ los\ consumidores}$$

Tabla 26.Índice CELID de todos los Circuitos Alimentadores en los dos estudios

CELID						
Circuito- Alimentador Primario	No. de Clientes conectados al circuito	Estudio Historico de confiabilidad	No. de clientes con interrupciones de η o mas η horas	Nueva Coordinacion de Protecciones	No. de clientes con interrupciones de η o mas η horas	Diferencia
Circuito 1-1300020T01	5087	0,00%	0,000	0,00%	0,000	0,000
Circuito 2-1300020T02	7425	25,43%	1888	16,46%	1222	666
Circuito 3-1300020T03	2124	86,53%	1837	7,96%	169	1668
Circuito 4-1300020T04	5544	24,03%	1332	8,66%	480	852
Circuito 5-1300020T05	6621	63,68%	4216	89,47%	5923	-1707

Fuente. Autor

En el Circuito 1, el CELID fue cero es los dos estudios esto debido a que su tiempo de desconexión fue menos de una hora como se indica en la Figura 10.

El CELID en el Circuito 2 fue de 25, 43% es decir 1888 abonados que presentaron más de una hora de desconexiones en el Estudio Histórico de confiabilidad, después con la Nueva

Coordinación de Protecciones este índice fue del 16,46% que representan a 1222 abonados, estos tiempos de desconexiones pueden ser apreciados en la Figura 13.

El Circuito 3 durante el Estudio Histórico de confiabilidad presentó un CELID de 86,53% que representan a 1837 abonados con suspensiones del servicio eléctrico mayor a una hora mientras que este índice disminuyó a 7,96% con la Nueva Coordinación de Protecciones que representa 169 abonados, estos datos también pueden ser observados en la Figura 16.

El CELID en el Circuito 4 fue de 24,03% durante el Estudio Histórico de confiabilidad, este porcentaje representa a 1332 abonados con interrupciones mayores a una hora, con la implementación de Nueva Coordinación de Protecciones este índice fue de 8,66% que representa a 480 usuarios aproximadamente, estos tiempos de desconexión se observan en la Figura 19.

Finalmente en el Circuito 5 el CELID fue de 63,68% en el Estudio Histórico de confiabilidad que significa alrededor de 4216 abonados que presentaron fallas superiores a una hora y con Nueva Coordinación de Protecciones este índice aumentó a 89,47% haciendo que el número de usuarios sean 5923.

3.12 ANÁLISIS DE MEJORAS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD

Una mejora del SAIDI implica beneficios en lo que se relaciona el sentido económico, ya que al reducir el tiempo de duración de las interrupciones, la Energía No Suministrada también disminuye.

Con la Nueva Coordinación de protecciones, el SAIDI presentó una notable mejoría en todos los Circuitos alimentadores disminuyendo el tiempo de desconexión como se puede observar en la Tabla 20.

Si el SAIDI mejora también lo hará el SAIFI, al reducirse la frecuencia de falla también beneficiará a la duración de las mismas, esta relación esto es de amplia utilidad cuando se trata de clientes residenciales, pero siendo perjudiciales para clientes industriales y comerciales. Claramente el SAIFI presentó valores más bajos con la Nueva Coordinación de Protecciones reduciendo en número de los clientes afectados en los cinco Circuitos alimentadores.

En lo que se refiere a fallas momentáneas, es decir menor a 3 minutos, son representadas con el índice MAIFI. Estas fallas son resultado de la actuación de conmutación

inmediata y reconexión resolviendo el problema de manera automática convirtiendo fallas sostenidas en momentáneas sin la necesidad de desplazar personal de la empresa. Esta acción de reconexión automática ayuda a que las fallas se despejen por si mismas ayudando al sistema a reducir su tasa de fallas en un 60% y 80 %.

El MAIFI en zonas residenciales puede pasar casi desapercibido, pero en zonas industriales y comerciales puede ser perjudicial porque una falla corta de un minuto puede paralizar maquinas eléctricas o procesos significando perdidas económicas y pérdida de tiempo hasta el restablecimiento de funcionamiento de las elementos afectados.

Solo en el Circuito 3 se presentó este índice dando a conocer que durante el periodo de evaluación todos los usuarios presentaron una falla y dos usuarios dos fallas momentáneas, como este circuito tiene recorrido urbano comercial entonces una de sus consecuencias fueron las interrupciones a los usuarios comerciales significando perdidas a estos, como se puede observar en la Tabla 19.

El SAIDI y el SAIFI están relacionados estrechamente con el número de consumidores de los circuitos alimentadores, es decir su mejoría ayuda considerablemente al mayor de consumidores siendo los Circuitos con mayor número de clientes el Circuito 2, Circuito 5 y Circuito 4 pero en relación de mejoría de estos índices fue el Circuito 3 que redujo considerablemente estos valores. Los circuitos alimentadores con mayor número de consumidores presentan una mayor confiabilidad, como se observa en la Tabla 18.

En lo que se refiere al índice CAIDI este es directamente proporcional al tiempo de respuesta de la empresa ante una falla, además como se pudo apreciar en la fórmula 1.38, es decir si el SAIFI mejora más rápido que el SAIDI, el CAIDI se incrementara

Los Circuitos alimentadores mejoraron en este índice como lo indica la Tabla 2 a excepción del Circuito 5 este presento un incremento de 0,65 horas en lo que se refiere a la duración de interrupción con relación al número de clientes afectados.

En varias ocasiones las empresas se enfocan en aquellas fallas más frecuentes cuya reparación sea fácil y rápida pero descuidando las fallas que quedan en el sistema y aumentando su tiempo de reparación y por ende causan que el CAIDI aumente también.

Los índices CEMI y CELID solo indican porcentajes de número de consumidores afectados por fallas y tiempos de desconexión pero no pueden ser relacionados con otros

indicadores y por lo tanto no contribuye información para futuros proyectos destinados a disminuir tiempos de desconexión, pero de igual manera estos índices presentaron una mejoría como se aprecia en las Tablas 29 y 30.

Los factores FMIK y TTIK que son regulados por el Regulación CONELEC 004-01 en lo que se refiere a Calidad de Servicio Técnico presentan valores por debajo de los límites establecidos por la tanto como Circuitos alimentadores urbanos como para Circuito Rurales, dichos valores se pueden visualizar en la Tabla 23.

Debido a que los valores FMIK y TTIK están por debajo de los límites establecidos, esto hace que los índices de ENS y AENS sean nulos porque no se pueden aplicar las fórmulas 1.54, 1.55, 1.56 y 1.57

Al reducir la tasa de falla, todos los índices de orientados al consumidor también disminuyen los índices relacionados como son el FMIK, TTIK, SAIDI, SAIFI, CAIDI.

Simultáneamente al reducir el tiempo de reparación mejoran los índices TTIK, SAIDI y CAIDI, este tiempo se logra reducir con la implementación de nuevos elementos de protección que ayuden a aislar la falla disminuyendo el área y el número de clientes afectados y la rápida respuesta de la empresa para restablecer el suministro eléctrico.

Otra opción para mejorar el número de clientes afectados por fallas es la reconfiguración de la red, mejorando los sistemas de puesta a tierra y por ultimo como se hizo en este estudio mediante la implementación de una Nueva Coordinación de Protecciones.

Como un punto adicional muchas empresas está ubicando reconectores de manera estratégica para ayudar a disminuir el índice de fallas, así por ejemplo la correcta ubicación de un reconector reduce el índice de fallas hasta en un 50% y esto también mejora el SAIFI y el SAIDI en un 25%.

Para una correcta utilización de los reconectores se debe tener en cuenta que estos tienen dos funciones: la primera como conservación de fusible siendo la más viable en lo que se refiere a coordinación de protecciones, y la segunda como despeje de fusibles que actúa cuando la corriente de falla sea muy alta como por ejemplo cerca de las subestaciones.

CONCLUSIONES

- Durante el periodo de evaluación (1 de marzo 2017 al 28 de febrero 2018) los circuitos alimentadores de la Subestación Cayambe presentaron índices FMIK y TTIK por encima de los límites establecidos por la Regulación CONELEC 004-01, estos fueron causados en su mayoría por mantenimientos anuales de la subestación, fallas en la línea de 69 kV siendo los circuitos primarios 3 y 5 los más críticos, estos datos están detallados en la Tabla 20.
- La metodología para realizar la evaluación de confiabilidad fue la utilización del programa Cymdist, en el cual se procedió a crear dos bases de datos y con esto hacer dos estudios: el primero haciendo referencia a un Estudio Histórico de Confiabilidad, el cual necesito datos proporcionados el Formulario CAL Ampliado de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y el segundo un estudio con la Implementación de Nueva Coordinación de Protecciones propuesta por EMELNORTE y evaluar los índices resultantes en cada estudio para conocer sus mejoras o deficiencias .
- Mediante análisis se determinó que los resultados de los índices de confiabilidad por la Nueva Coordinación de Protecciones propuesta por EMELNORTE mostraron una disminución significativa, indicando que el número de usuarios afectados con una elevada frecuencia y tiempos de fallas disminuyeron, igualmente los valores de los índices FMIK y TTIK están debajo de los límites establecidos por la Regulación CONELEC 004-01.

El Circuito Alimentador 1 cuyo recorrido es netamente urbano presento los mismos valores de confiabilidad en los dos estudios por su baja tasa de falla y los tiempos de desconexión fueron cortos, en los Circuitos Alimentadores 2, 3 y 4 son los más beneficiados con la Nueva Coordinación de Protecciones con menores valores en los índices TTIK, FMIK, SAIFI, SAIDI, CEMI y CAIDI, y esto es beneficioso debido a que estos circuitos abarcan un mayor número de clientes en áreas urbanas y carga total instalada.

Por otra parte el Circuito primario 5 presento valores de confiabilidad desfavorables en CAIDI, CELID y TTIK, esto debido a su larga longitud especialmente en el área rural, lo cual hizo que los tiempos de reparación sean elevados y las causas de fallas fueron en su mayoría por defectos de elementos de red como líneas rotas.

El indicador LEI indica valores negativos en la Nueva Coordinación de Protecciones, esto es porque se retiraron fusibles existentes en la red aumentando la distancia entre elementos de protección.

En contraste, los dos estudios dieron como resultados que los índices ENS y AENS dan un valor igual a cero esto debido a que los índices FMIK y TTIK no superan los límites establecidos por la Regulación CONELEC 004-01.

- Dentro del presupuesto para mejorar la calidad de servicio técnico se debe incluir el costo por la adquisición de elementos de protección de la Implementación de la Nueva Coordinación de protecciones, así como turnos de mantenimientos pasivos para retirar dispositivos eléctricos defectuosos y reemplazarlos por nuevos

RECOMENDACIONES

- Se recomienda que los tiempos de desconexión por Mantenimiento Anual Programado sea lo más corto posible en especial en aquellos circuitos primarios con mayor carga y número de usuarios. Otra posibilidad para mejorar la continuidad de servicio sería la transferencia de carga hacia otros alimentadores de subestaciones cercanas como por ejemplo de las subestaciones La Esperanza y Otavalo, esto contribuye a una disminución de los índices TTIK y FMIK
- Se recomienda la instalación de elementos de protección en aquellos lugares que sean más alejados de la subestación, para aislar la falla y el disminuir el número de clientes afectados, estas protecciones se instalarán siempre y cuando las corrientes de corto circuito de las líneas lo permitan y coordinen con fusibles aguas arriba.
- Se recomienda tener un plan de mantenimiento preventivo por ejemplo poda de ramas, mejorar puestas a tierra con una baja resistencia en lugares propensos a caída de rayos y la instalación de pararrayos para proteger exclusivamente las líneas de distribución.
- Realizar estudios de confiabilidad periódicas, así como el ingreso de datos más precisos ya que solo se consideren a aquellas fallas sostenidas, es decir con duración mayor a 3 minutos y esto ayuda a detectar con exactitud los puntos de la red más críticos esto con el fin de conocer los índices de confiabilidad con valores deficientes y para tomar medidas correctivas. .
- Se recomienda efectuar evaluaciones de confiabilidad en circuitos de otras subestaciones con elevados índices TTIK y TTIK mediante la utilización del sistema Cymdist, esto con la finalidad de mejorar la calidad de servicio y por ende la imagen de la empresa distribuidora de energía evitando penalizaciones del ente regulador ARCONEL

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BROWN R. "Electric Power Distribution Reliability", CRC Press Taylor & Francis Group, Power Engineering, 2 Edition, 2009.
2. CHODHURY A. KOVAL D., "Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications", IEEE Press Series on Power Engineering, Jhon Wiley & Sons, New York, 2009.
3. BILLINTON R., ALLAN R., "Reliability Evaluation of Power Systems" Plenum Press, 2 Edition, New York (1996).
4. RODRIGUEZ J. (2016)"Curso de Capacitación en Redes de Distribución: Calidad de Suministro", Dispositivos de Power Point, Instituto Ingeniería Académica, Universidad Politécnica de Valencia.
5. VILLAMARIN J. BLACIO D.,(2012), "Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional Centro sur C.A", Universidad de Cuenca, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Cuenca.
6. ARRIAGADA A. (1994), "Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución", Pontificia Universidad Católica de Chile, Tesis previa a la obtención del título de Magister en Ciencia de Ingeniería, Santiago de Chile.
7. MOSCOSO D. (2007), "Análisis de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A ", Escuela Politécnica del Ejército ESPE, Proyecto de Grado para optar el título de Ingeniero en Electromecánica, Latacunga.
8. MONCAYO I. (1987), "Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Distribución", Escuela Politécnica Nacional, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Quito
9. ARIAS A. (2007), "Mejoramiento de la Confiabilidad en Sistemas de Distribución mediante reconfiguración de circuitos primarios", Universidad Tecnológica de Pereira, Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero Electricista, Pereira.
10. PIÑEROS L. CASTAÑO D.,(2003), "Estudio de Confiabilidad del Sistema de Distribución de Pereira usando el método de Simulación de Montecarlo", Universidad Tecnológica de Pereira, Proyecto de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista, Pereira.
11. ELMAKIAS D. "New Computational Methods in Power System Reliability", Springer Editorial, (2008).

12. ERAZO F. (2005), "Análisis de Confiabilidad en la Subestación Santa Rosa", Escuela Politécnica Nacional, Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero Eléctrico, Quito
13. CONELEC, "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Regulación 004-01, 2001.

ANEXOS

ANEXO 1.- FORMULARIO CAL 060 AMPLIADO-AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD ARCONEL

Circuito Alimentador 1-1300020T01

Coordenada de la falla X (UTM)	Coordenada de la falla Y (UTM)	Canton	Sector	Ubicación Estimada de la Falla	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción	Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción	Duración de Interrupción (Horas)	FMIK	TTIK
817947	10004282,5	Cantón Cayambe	Calderón	CIP262	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Mono-fásico	8442,5	87,5	11/12/2017	15:18:04	0:40:08	0,668888889	0,01036423	0,0069325
817531,5	10004520	Cantón Cayambe	13 de Agosto, Mejía	CIP403	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Mono-fásico	8442,5	50	3/1/2018	10:38:00	0:12:00	0,2	0,00592242	0,0011845

Circuito Alimentador 2-1300020T02

Coordenada de la falla X (UTM)	Coordenada de la falla Y (UTM)	Canton	Sector	Ubicación Estimada de la Falla	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción	Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción	Duración de Interrupción (Horas)	FMIK	TTIK
817087,329	10004598,13	Cantón Cayambe	El Sigzal	El Sigzal	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15040	15	23/3/2017	6:00:00	5:00:00	5	0,00099734	0,0049867
821782,146	9993825,051	Cantón Cayambe	Pisambilla	Pisambilla	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15040	120	19/3/2017	6:00:00	5:00:00	5	0,00797872	0,0398936
822233,993	10000012,93	Cantón Cayambe	Convalescencia	Convalescencia	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15040	20	31/3/2017	9:00:00	4:00:00	4	0,00132979	0,0053191
817241,6004	10001798,84	Cantón Cayambe	Juan Montalvo	Juan Montalvo	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de arboles caídas	Ramal trifásico	15040	25	2/4/2017	8:00:00	1:30:00	1,5	0,00166223	0,0024934
817570,27	10002361,99	Cantón Cayambe	Flores de la Montaña	Flores de la Montaña	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15040	50	4/4/2017	9:00:02	1:30:00	1,5	0,00332447	0,0049867
817191,414	10001438,58	Cantón Cayambe	Primero de Mayo	Primero de Mayo	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15040	37,5	4/4/2017	11:00:02	1:00:00	1	0,00249335	0,0024934
816275,242	10002066,26	Cantón Cayambe	Primero de Mayo	Primero de Mayo	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de 1 TF 6 (Sr. Jarrin)	Ramal Monofásico	15040	1547,5	12/4/2017	11:00:03	1:00:00	1	0,10289229	0,1028923
819478,779	10001723,76	Cantón Cayambe	Santa Isabel	Santa Isabel	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15040	15	29/5/2017	19:00:00	1:00:00	1	0,00099734	0,0009973
817113,331	10001129,9	Cantón Cayambe	Juan montalvo	C2P1281 Reponicion reconectador	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de 1 Tirafusibles MT 65T	Ramal Trifásico	15060	200	7/6/2017	8:00:03	1:00:00	1	0,01328021	0,0132802
817113,331	10001129,9	Cantón Cayambe	Juan montalvo	C2P1281 Reponicion reconectador	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de 1 Tirafusibles MT 65T	Ramal Trifásico	15060	200	12/6/2017	0:00:00	8:15:00	8,25	0,01328021	0,1095618
825884,12	9995137,972	Cantón Cayambe	Santa Isabel	C2P4332	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la línea de MT	Ramal Monofásico	15060	907,5	4/7/2017	8:00:00	5:00:00	5	0,06025896	0,3012948
825884,12	9995137,972	Cantón Cayambe	Pie Monte	C2P4332	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la línea de MT	Ramal Monofásico	15060	10	5/7/2017	9:00:00	2:00:00	2	0,00066401	0,001328

816722,749	10001191,03	Cantón Cayambe	1° de Mayo	C2P2039	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de fusibles	Ramal Monofásico	15060	10	13/7/2017	9:00:00	2:00:00	2	0,00066401	0,001328
818387,4846	10001925,07	Cantón Cayambe	9 de Octubre	c2P 1078	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de postes por aumento de potencia	Ramal Monofásico	15060	10	15/7/2017	10:00:00	4:00:00	4	0,00066401	0,002656
817315,9781	10001764,3	Cantón Cayambe	Chiriboga J M	C2P 1286	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de poste chocado	Ramal Monofásico	15060	10	17/7/2017	11:00:05	5:00:00	5	0,00066401	0,0033201
825502,021	9996071,813	Cantón Cayambe	Santa Isabel	C2P4342	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la línea de MT	Ramal Monofásico	15060	907,5	27/7/2017	8:00:00	6:00:00	6	0,06025896	0,3615538
816324,256	10001109,07	Cantón Cayambe	Carlos Duval finca JosarFlor	C2P2030 Tormenta eléctrica	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosfericas (Rayos)	Cambio de 2 Tirafusibles M/T 20T	Ramal trifásico	15120	25	8/8/2017	14:00:01	2:00:00	2	0,00165344	0,0033069
822105,865	9998204,044	Cantón Cayambe	Hato ChaupiLoma Pisambilla	C2P994 Revision de Línea M/T, cambio FMT 25A	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de FMT 25T	Ramal Monofásico	15120	932,5	10/8/2017	8:00:02	3:30:00	3,5	0,06167328	0,2158565
822105,865	9998204,044	Cantón Cayambe	Hato ChaupiLoma Pisambilla	C2P994 Revision de Línea M/T, cambio de FMT	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de Tirafusible MT 25T	Ramal Monofásico	15120	907,5	20/8/2017	15:00:00	2:00:00	2	0,06001984	0,1200397
819283,698	10003375,68	Cantón Cayambe	Loma Larga	C2P600 Seccionador defectuoso Hda. Via Loma Larga	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de seccionador en mal estado	Ramal Monofásico	15120	7920	23/8/2017	12:00:01	4:00:00	4	0,52380952	2,0952381
817065,94	10004033,78	Cantón Cayambe	Flores Magicas	C2P324 Revision de Línea M/T, cambio de 2 FMT 15A	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de Fusibles M/T 15A	Ramal trifásico	15120	252,5	30/8/2017	10:00:00	1:30:00	1,5	0,01669974	0,0250496
815738	10002330	Cantón Cayambe	Ishigto	Ishigto,C2P1677	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosfericas (Rayos)	Descargas Atmosfericas (Rayos)	Ramal trifásico	15627,5	990	2/11/2017	16:01:33	2:58:27	2,974166667	0,06334986	0,1884131
816320	10000785	Cantón Cayambe	La Josefina, Ayora	La Josefina, Ayora, C2P2191	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15627,5	10	9/11/2017	15:35:08	0:18:59	0,316388889	0,0006399	0,0002025
818048,5	10001495,5	Cantón Cayambe	Chiriboga	Chiriboga, C2P1328	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15627,5	15	30/11/2017	15:25:00	0:24:00	0,4	0,00095985	0,0003839
817347,526	10004468,59	Cantón Cayambe	Une, Eloy Alfaro	Une, Eloy Alfaro, C2P264	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15627,5	487	23/11/2017	13:19:21	0:30:39	0,510833333	0,03116301	0,0159191

817765	10000718,5	Cantón Cayambe	Huyculata	C2P2148	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	5	2/12/2017	17:01:58	1:58:36	1,976666667	0,00031918	0,0006309
817507	10004886	Cantón Cayambe	Vía Cayambe-Cusubamba	C2P89	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15665	30	8/12/2017	8:51:03	1:46:57	1,7825	0,0019151	0,0034137
816050,5	10002139,5	Cantón Cayambe	Vía Cayambe-Cusubamba	C2P1533	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15665	182	21/12/2017	8:26:31	1:00:57	1,015833333	0,01161826	0,0118022
817608,5	10001703	Cantón Cayambe	Ca S/N paralela a 13 de Abril	C2P1298	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	15	6/12/2017	7:08:00	2:56:00	2,933333333	0,00095755	0,0028088
817182,5	10004432,5	Cantón Cayambe	Ca. Eugenio Espejo	C2P178	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	37,5	7/12/2017	8:14:00	2:01:00	2,016666667	0,00239387	0,0048276
818048,5	10001495,5	Cantón Cayambe	Ca S/N paralela a 13 de Abril	C2P1328	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	15	7/12/2017	18:58:26	1:48:43	1,811944445	0,00095755	0,001735
819177,5	10001757,5	Cantón Cayambe	Vía al Refugio Cayambe	C2P4610	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15665	1102	13/12/2017	7:54:51	5:49:25	5,823611111	0,07034791	0,4096789
817376,5	10002364,5	Cantón Cayambe	San Pedro	C2P6938	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	25	23/12/2017	9:34:00	0:06:53	0,114722222	0,00159591	0,0001831
822650,5	9997260,5	Cantón Cayambe	Vía al Refugio Cayambe	C2P4464	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15665	265	30/12/2017	8:08:30	2:03:21	2,055833333	0,01691669	0,0347779
820630	10000249,5	Cantón Cayambe	Vía a Refugio, Cayambe	C2P982	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la red	Ramal trifásico	15665	1027,5	23/1/2018	14:59:00	19:01:00	19,01666667	0,06559208	1,2473428
819872	10001984,5	Cantón Cayambe	Vía a Refugio, Cayambe	C2P809	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	10	16/1/2018	18:35:50	2:09:10	2,152777778	0,00063837	0,0013743
818863	10003647,5	Cantón Cayambe	Ca. Uruguay y Santiago	C2P621	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Ramal trifásico	15665	287,5	18/1/2018	8:22:00	3:44:00	3,733333333	0,01835302	0,0685179
815891,5	10001935,5	Cantón Cayambe	Urb. Primero de Mayo, Cayambe	C2P1542	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15665	25	21/1/2018	16:58:00	1:01:14	1,020555556	0,00159591	0,0016287

Circuito Alimentador 3-1300020T03

X (UTM)	Y (UTM)	Canton	Sector	Ubicación Estimada de la Falla	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción	Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción	Duración de Interrupción (Horas)	FMIK	TIIK
813998,65	10008278,33	Cantón Cayambe	Tupigachi	Tupigachi	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de poste de 11m	Ramal trifásico	12410	12345	13/4/2017	14:00:00	1:00:00	1	0,99476229	0,9947623
814606,622	10009294,14	Cantón Pedro Moncayo	Tupigachi	Tupigachi	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	poste caído por la humedad	Ramal Monofásico	12410	95	2/4/2017	12:00:00	1:00:00	1	0,00765512	0,0076551
814748,967	10005936,36	Cantón Pedro Moncayo	4 Esquinas	4 Esquinas	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Ramal trifásico	12410	5365	25/4/2017	15:20:00	1:00:00	1	0,43231265	0,4323127
814788,734	10005734,7	Cantón Pedro Moncayo	4 Esquinas	4 Esquinas	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Ramal trifásico	12410	6995	26/4/2017	14:30:00	1:00:00	1	0,56365834	0,5636583
814854,68	10005556,62	Cantón Pedro Moncayo	Tupigachi	Tupigachi	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Arbol cae y rompe línea	Ramal trifásico	12570	7092,5	2/5/2017	12:30:00	1:00:00	1	0,56424025	0,5642403
814001,969	10008277,84	Cantón Cayambe	Tupigachi	C3P1599 Energización de red compacta	Interna No Programada	Maniobras	Por trabajos en líneas energizadas	Energización red compacta	Ramal Trifásico	12590	1552,5	22/6/2017	10:00:00	8:30:00	8,5	0,12331215	1,0481533
814084,358	10002895,83	Pedro Moncayo	Cananvale	Junto a la Florícola Marledian C3P2841	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Caída de rayo. Cambio de fusible de expulsión 15T.	Ramal Trifásico	12590	730	2/6/2017	8:00:05	1:00:00	1	0,05798253	0,0579825
814624,903	10006198,36	Pedro Moncayo	Tupigachi	Junto a la Florícola Niña María C3P1542	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Rama cae sobre la línea M/V y se queda quemándose. Se abre disyuntor en la Subestación	Ramal Trifásico	12590	12337,5	8/6/2017	16:00:00	2:00:00	2	0,9799444	1,9598888
814789,209	10005735,08	Pedro Moncayo	Granobles	Junto a la Florícola Joy Garden C3P1448	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Aislador dañado. Cambio de fusible de expulsión 25T.	Ramal Trifásico	12590	6937,5	12/6/2017	11:45:00	0:30:00	0,5	0,55103257	0,2755163
815382,101	10006405,5	Cantón Cayambe	Cayambe	Tupigachi	Interna No Programada	Climaticas	Viento Fuerte	Tope de líneas de MT por vano flojo	Cabecera	12750	12750	17/7/2017	0:22:00	0:04:00	0,06666667	1	0,0666667

814871,289	10006224,75	Cantón Cayambe	Cayambe	Mariana de Jesús	Interna No Programada	Climaticas	Viento Fuerte	Tope de líneas de MT por vano flojo	Cabecera	12750	12750	17/7/2017	2:26:00	0:11:00	0,183333333	1	0,1833333
814084,358	10002895,83	Cantón Pedro Moncayo	Canarvalle	Junto a la Florícola Marledian C3P2841	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la línea de MT	Ramal trifásico	12750	730	12/7/2017	8:30:00	1:00:00	1	0,0572549	0,0572549
814344,778	10008928,17	Cantón Pedro Moncayo	Tupigachi	Por el adoquinado C3P1599	Interna No Programada	Climaticas	Viento fuerte	Fuertes vientos	Ramal trifásico	12750	15	26/7/2017	13:50:00	0:40:00	0,666666667	0,00117647	0,0007843
816459,376	10005860,5	Cantón Cayambe	Cayambe	Mariana de Jesús	Interna No Programada	Climaticas	Viento Fuerte	Tope de líneas de MT por fuertes vientos	Cabecera	13030	13030	4/9/2017	15:15:00	0:09:00	0,15	1	0,15
814083,856	10002894,59	Cantón Pedro Moncayo	Canarvalle	Marledian Manuela	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles topan la línea	Ramal trifásico	13030	30	21/9/2017	14:00:00	0:40:00	0,666666667	0,00230238	0,0015349
816754,5	10010788,5	Cantón Cayambe	Panamericana Norte, km 179	Panamericana Norte, km 179, C3P2195	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13125	15	11/11/2017	10:55:56	0:28:57	0,4825	0,00114286	0,0005514
816775	10006084,5	Cantón Cayambe	Granobles , Tupigachi	Granobles , Tupigachi, C3P4114	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	13125	125	21/11/2017	11:39:05	0:08:52	0,147777778	0,00952381	0,0014074
814567,5	10005139	Cantón Cayambe	Cayambe	Cayambe, C3P2683	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Cabecera	13125	13125	24/11/2017	13:40:48	1:23:15	1,3875	1	1,3875
815827,5	10010895	Cantón Cayambe	Vía Tupigachi	C3P2263	Interna No Programada	Ambientales	Materiales llevados por el viento (cometas, ramas, plásticos etc)	Materiales llevados por el viento (cometas, ramas, plásticos etc)	Ramal trifásico	13162,5	807	23/12/2017	7:20:21	1:44:39	1,744166667	0,06131054	0,1069358
816775	10006084,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P4114	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	13162,5	125	27/12/2017	8:24:43	0:18:37	0,310277778	0,00949668	0,0029466
813998,5	10008278,5	Cantón Cayambe	Victor Manuel Mantilla	C3P1599	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	13162,5	1647	28/12/2017	19:16:50	15:20:25	15,34027778	0,12512821	1,9195014

812588	10010206	Cantón Cayambe	Vía Cajas, Tabacundo	C3P3186	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13117,5	15	7/1/2018	8:51:00	3:11:55	3,198611111	0,00114351	0,0036576
813337,5	10014803	Cantón Cayambe	Cajas	C3P3645	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Ramal Monofásico	13117,5	25	23/1/2018	13:54:00	4:51:42	4,861666667	0,00190585	0,0092656
813753	10014022,5	Cantón Cayambe	La Playita	C3P2506	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13117,5	15	10/1/2018	19:32:00	0:39:00	0,65	0,00114351	0,0007433
815226,5	10009969	Cantón Cayambe	Vía a Sta. Clara	C3P4172	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Ramal trifásico	13117,5	1102,5	11/1/2018	11:04:19	4:00:41	4,011388889	0,08404803	0,3371493
816402,5	10005868	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P33. Se cambio un tranformador de 75kVA por uno de 1000kVA	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13117,5	7,5	16/1/2018	19:05:52	1:47:08	1,785555556	0,00057176	0,0010209
814999,5	10006569,5	Cantón Cayambe	Vía a Tola	C3P4126	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	13117,5	3885	18/1/2018	15:11:00	5:41:00	5,683333333	0,29616924	1,6832285
811927	10010599	Cantón Cayambe	Vía Cajas, Tabacundo	C3P1950	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la red	Ramal Monofásico	13117,5	25	31/1/2018	8:18:00	2:29:00	2,483333333	0,00190585	0,0047329
815267	10012880	Cantón Cayambe	San Miguel de Prado	C3P2325	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la red	Ramal trifásico	13117,5	1580	31/1/2018	11:48:00	1:12:09	1,2025	0,12044978	0,1448409
815387,5	10007756,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P3384	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	13130	305	10/2/2018	11:54:00	5:51:00	5,85	0,02322925	0,1358911
815387,5	10007756,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P3384	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	13130	305	11/2/2018	7:40:43	2:04:17	2,071388889	0,02322925	0,0481168
816498,5	10011617,5	Cantón Cayambe	Vía a Sta. María de Milán	C3P2246	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13130	10	11/2/2018	14:32:00	1:49:13	1,820277778	0,00076161	0,0013864

814999,5	10006570	Cantón Cayambe	Tupigachi, San Miguel del Prado	C3P4126	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Cabecera	13130	13130	21/2/2018	14:46:28	00:33:1	0,058611111	1	0,0586111
813986,5	10013681	Cantón Cayambe	Vía Cananvalle, San Isidro	C3P2473	Interna No Programada	Maniobras	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.	Cabecera	13130	13130	21/2/2018	17:31:16	00:4:14	0,070555556	1	0,0705556
813986,5	10013681	Cantón Cayambe	Vía Cananvalle, San Isidro	C3P2473	Interna No Programada	Maniobras	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.	Cabecera	13130	13130	21/2/2018	18:14:24	00:3:11	0,053055556	1	0,0530556
813820,5	10008508,5	Cantón Cayambe	Tupigachi, Ba. La Estación	C3P1627	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13130	15	5/2/2018	8:23:00	1:25:00	1,416666667	0,00114242	0,0016184
817640	10005522,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P2	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Cabecera	13130	13130	6/2/2018	19:02:18	0:32:27	0,540833333	1	0,5408333
817640	10005522,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P2	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Cabecera	13130	13130	6/2/2018	19:34:51	0:12:25	0,206944444	1	0,2069444
817640	10005522,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P2	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Cabecera	13130	13130	6/2/2018	23:31:01	0:06:37	0,110277778	1	0,1102778
817640	10005522,5	Cantón Cayambe	Mariana de Jesús	C3P2	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Cabecera	13130	13130	6/2/2018	23:37:54	0:03:26	0,057222222	1	0,0572222
814500	10012943,5	Cantón Cayambe	San Isidro	C3P4230	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13130	10	20/2/2018	17:47:47	2:27:13	2,453611111	0,00076161	0,0018687
812959	10009981	Cantón Cayambe	Ñaño Loma	C3P1877	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	13130	10	26/2/2018	8:23:00	1:59:50	1,997222222	0,00076161	0,0015211

Circuito Alimentador 4-1300020T04

Coordenada de la falla X (UTM)	Coordenada de la falla Y (UTM)	Canton	Sector	Ubicación Estimada de la Falla	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción	Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción	Duración de Interrupción (Horas)	FMIK	TTIK
821625,462	10005470,73	Cantón Cayambe	Cayambe	Anchola	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Poste caído	Cabecera	6520	6520	27/3/2017	8:56:00	02:00:00	0,333333333	1	0,3333333
820412,965	10004511,5	Cantón Cayambe	Santo Domingo 1	Santo Domingo 1	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6520	30	15/3/2017	15:00:00	1:00:00	1	0,00460123	0,0046012
820412,965	10004511,5	Cantón Cayambe	Santo Domingo 1	Santo Domingo 1	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6520	30	17/3/2017	9:00:00	1:00:00	1	0,00460123	0,0046012
818543,916	10005404,67	Cantón Cayambe	Puente Nuevo Calle Olmedo	Puente Nuevo Calle Olmedo	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6520	15	27/3/2017	8:30:00	2:00:00	2	0,00230061	0,0046012
818387,405	10004387,59	Cantón Cayambe	Orongoloma	Orongoloma	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6520	462,5	27/3/2017	9:00:00	5:00:00	5	0,07093558	0,3546779
817652,2281	10005550,05	Cantón Cayambe	Cayambe	En la salida de la S/E	Interna No Programada	Ambientales	Materiales llevados por el viento (cometas, ramas, plásticos etc)	Una carpa se encontro sobre la linea de MV a la salida de la S/E	Cabecera	6520	6520	16/4/2017	13:25:00	1:04:00	1,066666667	1	1,0666667
820469,6569	10005003,6	Cantón Cayambe	Snt. Domingo de Guzman	Snt. Domingo de Guzman	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6520	15	7/4/2017	19:00:02	2:00:00	2	0,00230061	0,0046012
820813,67	10005692,31	Cantón Cayambe	Santo Domingo 1	Santo Domingo 1	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6520	205	7/4/2017	19:00:00	2:00:00	2	0,03144172	0,0628834
818849,738	10005454,21	Cantón Cayambe	Barrio 23 de Julio	Barrio 23 de Julio	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Reposicion Reconector	Ramal trifásico	6520	1755	10/4/2017	10:00:00	2:00:00	2	0,26917178	0,5383436

818585,904	10005418,66	Cantón Cayambe	Barrio Amazonas	Barrio Amazonas	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de 1 TF 25T(secc principal)	Ramal trifásico	6520	1770	12/4/2017	11:00:00	1:00:00	1	0,27147239	0,2714724
820411,344	10004513,86	Cantón Cayambe	Sol Pacific	Sol Pacific	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de 1 TF 10T	Ramal trifásico	6520	780	26/4/2017	9:00:00	5:00:00	5	0,1196319	0,5981595
818544,166	10005405,15	Cantón Cayambe	Barrio Amazonas	Barrio Amazonas	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio 1T/F 20 T	Ramal trifásico	6520	15	26/4/2017	12:00:03	1:00:00	1	0,00230061	0,0023006
821692,705	10003913,98	Cantón Cayambe	Snt. Domingo #1 Barrio El Bosque	Snt. Domingo #1 Barrio El Bosque	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de transformador	Ramal Monofásico	6520	15	19/5/2017	9:00:00	1:30:00	1,5	0,00230061	0,0034509
821326,991	10004020,23	Cantón Cayambe	Barrio 23 de Julio	Barrio 23 de Julio	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6520	15	30/5/2017	11:00:00	1:00:00	1	0,00230061	0,0023006
819950,156	10003928,77	Cantón Cayambe	Barrio 23 de Julio	C4P490	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de fusibles	Ramal trifásico	6560	25	6/7/2017	11:00:02	1:00:00	1	0,00381098	0,003811
820733,434	10005427,27	Cantón Cayambe	Santo Domingo 1-2	C4P771 Rama sobre línea de M/T	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Retiro de ramas y cambio de 1 Tirafusibles M/T 10A	Ramal Monofásico	6570	230	2/8/2017	8:00:06	2:00:00	2	0,03500761	0,0700152
819316,9067	10004238,43	Cantón Cayambe	Cruz Loma	C4P1215 Ancholag	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles topan la línea	Ramal Monofásico	6570	227,5	22/9/2016	15:00:00	1:00:00	1	0,03462709	0,0346271
818544	10005405	Cantón Cayambe	Ca. Terán y Sucre	Ca. Terán y Sucre, C4P16	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Ramal trifásico	6572,5	1342	10/11/2017	16:18:55	0:58:58	0,982777778	0,2041841	0,2006676
820706,5	10005340,5	Cantón Cayambe	Vía Sto. Domingo	Vía Sto. Domingo, C4P780	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Ramal Monofásico	6572,5	25	17/11/2017	17:26:59	4:05:02	4,083888889	0,00380373	0,015534

820707	10005340	Cantón Cayambe	Vía Sto. Domingo	Vía Sto. Domingo, C4P771	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6572,5	230	21/11/2017	19:45:20	1:00:58	1,016111111	0,03499429	0,0355581
818496	10005445	Cantón Cayambe	Ayora, Barrio 23 de Julio	Ayora, Barrio 23 de Julio, C4P1371	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6572,5	4370	22/11/2017	8:15:38	1:57:14	1,953888889	0,66489159	1,2991243
818528	10004373,5	Cantón Cayambe	La Tola, Intipungo	La Tola, Intipungo, C4P898	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6572,5	15	29/11/2017	6:46:49	3:40:32	3,675555556	0,00228224	0,0083885
818577	10004834,5	Cantón Cayambe	Alberto Espinoza	C4P114	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6572,5	25	21/12/2017	8:10:49	2:10:38	2,177222222	0,00380373	0,0082816
821447,5	10003993,5	Cantón Cayambe	Vía a la Finca Valle Verde	C4P726	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6572,5	15	21/12/2017	10:34:57	10:15:03	10,25083333	0,00228224	0,0233948
820428,5	10005111,5	Cantón Cayambe	Vía Sto. Domingo	C4P780	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6572,5	15	6/12/2017	10:20:37	1:35:23	1,589722222	0,00228224	0,0036281
819995	10003898,5	Cantón Cayambe	Vía a Hacienda San Agustín	C4P488	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6572,5	10	6/12/2017	19:08:13	1:09:05	1,151388889	0,00152149	0,0017518
820641,5	10005164,5	Cantón Cayambe	Santo Domingo 1	C4P771	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	6647,5	230	3/1/2018	15:58:00	0:52:00	0,866666667	0,03459947	0,0299862
818327,5	10003990,5	Cantón Cayambe	Ca. Chile y Uruguay	C4P412	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6647,5	25	10/1/2018	8:27:00	1:13:00	1,216666667	0,00376081	0,0045757
818522	10004756	Cantón Cayambe	Ca. Olmedo y Cardenal de la Torre	C4P281	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	6647,5	15	18/1/2018	8:07:00	0:53:00	0,883333333	0,00225649	0,0019932

Circuito Alimentador 5-1300020T05

Coordenada de la falla X (UTM)	Coordenada de la falla Y (UTM)	Canton	Sector	Ubicación Estimada de la Falla	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción	Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción	Duración de Interrupción (Horas)	FMIK	TTIK
818139,6	10006344,73	Cantón Cayambe	Floreca-Jardines	Floreca-Jardines	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Ramal trifásico	14090	25	22/3/2017	14:00:00	1:00:00	1	0,00177431	0,0017743
819376,075	10009015,81	Cantón Cayambe	Imbabura	Imbabura	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Árbol sobre la línea de MT	Ramal trifásico	14090	965	23/3/2017	6:00:01	5:00:00	5	0,06848829	0,3424414
818859,6192	10008139,11	Cantón Cayambe	Imbabura	Imbabura	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	14090	10	28/3/2017	12:00:00	1:00:00	1	0,00070972	0,0007097
817655,2281	10005550,05	Cantón Cayambe	Cayambe	En la salida de la S/E	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Puente aereo abierto en la salida de la S/E	Cabecera	14260	14260	17/4/2017	7:49:00	02:6:00	0,433333333	1	0,4333333
819445,76	10009618,68	Cantón Cayambe	San Esteban	San Esteban	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15040	25	22/5/2017	11:00:11	1:00:00	1	0,00166223	0,0016622
828880,763	10015081,11	Cantón Cayambe	Turucucho	Turucucho	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15040	30	25/5/2017	19:00:00	2:00:00	2	0,00199468	0,0039894
823300,633	10007782,27	Cantón Cayambe	Paquiestancia	Paquiestancia	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15040	30	1/5/2017	8:00:00	3:00:00	3	0,00199468	0,005984
818090,54	10006355	Cantón Pedro Moncayo	Cabañas de Napoles	Cabañas de Napoles	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la línea de MT	Ramal trifásico	15040	5035	22/5/2017	14:40:00	0:50:00	0,833333333	0,33477394	0,2789783
818845,2886	10006856,7	Cantón Cayambe	Av. Napo	C5p2745 aertura de fase A via canacu	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	sale arranque barrio Oriente Paquiestancia 15T	Ramal Trifásico	15270	945	2/6/2017	8:00:02	6:00:00	6	0,06188605	0,3713163

818770,179	10008199,06	Cantón Cayambe	San Esteban	CSP1332 Revision linea M/T	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Cambio de 1 Trafusibles M/T 15T	Ramal Trifásico	15270	1032,5	8/6/2017	11:00:00	13:00:00	1,5	0,06761624	0,1014244
818989,695	10007733,5	Cantón Cayambe	Ayora	CSP1084 Cambio FMV lineas M/T	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de FMT 50T	Ramal Trifásico	15270	4185	13/6/2017	9:00:00	1:00:00	1	0,2740668	0,2740668
818770,179	10008199,06	Cantón Cayambe	San Esteban	CSP1332 Revision linea M/T	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Fuertes vientos y cambio de FMT 25T	Ramal Trifásico	15270	4185	20/6/2017	12:00:00	2:00:00	2	0,2740668	0,5481336
817930,804	10005919,55	Cantón Cayambe	Cayambe	Río Blanco. Falla momentanea, menor a 3 minutos	Interna No Programada	Climaticas	Viento Fuerte	Fuertes vientos	Cabecera	15270	15270	19/7/2017	7:06:00	0:01:00	0	0	0
818859,6192	1000813,9	Cantón Cayambe	IMBABURA	CSP1332	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de fusibles	Ramal trifásico	15270	10	18/7/2017	13:00:00	2:30:00	2,5	0,00065488	0,0016372
820242,831	10010255,18	Cantón Cayambe	Tajamar	CSP1416	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Ramal trifásico	15270	10	17/7/2017	7:30:00	2:30:00	2,5	0,00065488	0,0016372
819745,059	10006879,56	Cantón Cayambe	Av. Napo	C5T285	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Reposicion de pararrayos quemado	Ramal trifásico	15270	10	21/7/2017	16:00:00	6:00:00	6	0,00065488	0,0039293
818306,416	10009149,42	Cantón Cayambe	San Estebal	CSP1596	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la línea de MT	Ramal trifásico	15270	1497,5	26/7/2017	8:00:06	8:00:00	8	0,09806811	0,7845449
819475,146	10009422,9	Cantón Cayambe	Ayora	CSP1356	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de fusibles	Ramal trifásico	15270	10	26/7/2017	11:00:00	5:00:00	5	0,00065488	0,0032744
834226,798	10011727,23	Cantón Cayambe	Santa Rosa	CSP11399	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Líneas rotas	Ramal trifásico	15270	9165	27/7/2017	7:30:00	5:30:00	5,5	0,60019646	3,3010806
834226,798	10011727,23	Cantón Cayambe	Santa Rosa	CSP11399	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Líneas rotas	Ramal trifásico	15270	760	28/7/2017	7:30:00	6:30:00	6,5	0,04977079	0,3235102

823384,35	10012180,06	Cantón Cayambe	Caucho Alto	C5P798 Revisión de Línea M/T	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de 1 Tirafusibles M/T	Ramal Monofásico	15420	120	7/8/2017	11:00:00	13:00:00	1,5	0,0077821	0,0116732
823384,35	10012180,06	Cantón Cayambe	Caucho Alto	C5P798 Corte arboles sobre Línea M/T	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Corte de arboles sobre línea M/T y reposición secc.	Ramal Monofásico	15420	140	8/8/2017	8:00:01	3:00:00	3	0,00907912	0,0272374
828710	10015396,5	Cantón Cayambe	Turucucho	Turucucho, C5P11148	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15635	445	9/11/2017	9:19:13	1:52:13	1,870277778	0,02846178	0,0532314
827386,5	10015454	Cantón Cayambe	La Chimba	La Chimba, C5P11690	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15635	2877	9/11/2017	15:41:52	0:40:01	0,666944444	0,18401023	0,1227246
819003,5	10011579,5	Cantón Cayambe	La Compañía, Sta. Rosa	La Compañía, Sta. Rosa, C5P1526	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15635	15	17/11/2017	7:29:45	2:44:15	2,7375	0,00095939	0,0026263
824692	10015209	Cantón Cayambe	Pesillo, Puliza	Pesillo, Puliza, C5P2744	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15635	77	22/11/2017	7:42:09	2:26:46	2,446111111	0,00492485	0,0120467
818845	10006857	Cantón Cayambe	Ca. Napo	C5P2745	Interna No Programada	Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Ramal trifásico	15717,5	1077	1/12/2017	16:32:32	3:11:52	3,197777778	0,06852235	0,2191192
817078	10009917	Cantón Cayambe	Sara Guarderas	C5P2027	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	25	15/12/2017	18:07:41	1:22:13	1,370277778	0,00159058	0,0021795
821525	10007557,5	Cantón Cayambe	Paquestancia	C5P340	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	15	10/12/2017	19:17:11	1:28:49	1,480277778	0,00095435	0,0014127
819116,5	10006807	Cantón Cayambe	Calle Napo	C5P278	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	37,5	11/12/2017	10:33:59	5:36:58	5,616111111	0,00238588	0,0133993
824516	10009816	Cantón Cayambe	Sta. Ana Bajo	C5P627	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	10	11/12/2017	18:48:27	3:01:15	3,020833333	0,00063623	0,001922

822402,5	10011323	Cantón Cayambe	Vía a Olmedo	C5P2639	Interna No Programada	Climaticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Cabecera	15717,5	15717,5	12/12/2017	8:39:52	003:33	0,059166667	1	0,0591667
818563	10008363	Cantón Cayambe	Ca Imbabura	C5P1562	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	15	24/12/2017	17:07:00	3:36:32	3,608888889	0,00095435	0,0034441
815985	10006539	Cantón Cayambe	Mariana de Jesus	C5P2243	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	10	25/12/2017	12:58:00	4:31:52	4,531111111	0,00063623	0,0028828
819886	10009405	Cantón Cayambe	Vía Simón Castro	C5P2189	Interna No Programada	Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Ramas de árboles sobre la red	Ramal Monofásico	15717,5	40	28/12/2017	15:16:10	21:23:50	21,39722222	0,00254493	0,0544545
818563	10008363	Cantón Cayambe	Ca Imbabura	C5P1562	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15717,5	10	31/12/2017	8:54:11	2:10:49	2,180277778	0,00063623	0,0013872
818181	10011640	Cantón Cayambe	Simón Castro	C5P1688	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	85	5/1/2018	10:15:00	1:26:00	1,433333333	0,00540283	0,0077441
817445,5	10009481	Cantón Cayambe	La Buena Esperanza, Jesús del Gran Poder	C5P1624	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	512,5	5/1/2018	19:05:00	2:42:33	2,709166667	0,03257588	0,0882535
826406,5	10015190	Cantón Cayambe	La Chimba	C5P11818	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	2992,5	23/1/2018	15:36:00	2:59:58	2,999444444	0,19021135	0,5705284
818083	10006355	Cantón Cayambe	Ca. Napoles y Panamericana	C5P2835	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	205	11/1/2018	15:08:00	0:17:00	0,283333333	0,01303035	0,0036919
819489,5	10010087	Cantón Cayambe	Vía a Simón Castro	C5P1372	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	1350	13/1/2018	13:22:07	1:37:53	1,631388889	0,08580963	0,1399889
819896	10013221	Cantón Cayambe	Vía a San Esteban	C4P1469. Se removio transformador de 25kV	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15732,5	25	14/1/2018	9:54:59	1:11:54	1,198333333	0,00158907	0,0019042

817186	10010122	Cantón Cayambe	Jaime Zalkumbide	C5P1770	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	80	19/1/2018	10:20:00	1:35:00	1,583333333	0,00508502	0,0080513
818348,5	10008420,5	Cantón Cayambe	Ca. Imbabura y Panamericana	C5P1584	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	1522,5	20/1/2018	7:21:00	2:27:00	2,45	0,09677419	0,2370968
826766,5	10015334,5	Cantón Cayambe	La Chimba	C5P11428	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15732,5	25	21/1/2018	16:38:00	4:41:01	4,683611111	0,00158907	0,0074426
827676	10016158	Cantón Cayambe	Turucucho	C5P11213	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15732,5	10	22/1/2018	15:35:00	2:08:41	2,144722222	0,00063563	0,0013632
821130	10009167	Cantón Cayambe	Vía a Olmedo	C5P2575	Interna No Programada	Terceros	Choques de vehiculos	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15732,5	3660	31/1/2018	10:49:37	10:14:23	10,23972222	0,23263944	2,3821633
818858,5	10008139,5	Cantón Cayambe	Ca. Imbabura	C5P1332	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15770	1072,5	8/2/2018	10:44:00	0:27:00	0,45	0,06800888	0,030604
823036,5	10011864	Cantón Cayambe	Vía a Olmedo	C5P737	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15770	65	9/2/2018	11:21:40	2:28:20	2,472222222	0,00412175	0,0101899
817445,5	10009481	Cantón Cayambe	Ca. Imbabura, San Esteban	C5P1624	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal trifásico	15770	415	14/2/2018	15:05:00	0:55:00	0,916666667	0,02631579	0,0241228
818198,5	10006104,5	Cantón Cayambe	Napoles, Conjunto Residencial	C5P2825	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15770	25	14/2/2018	19:10:00	0:45:39	0,760833333	0,00158529	0,0012061
819708,5	10007608	Cantón Cayambe	Ca. Orellana y Cotopaxi	C5P1163	Interna No Programada	Red de alto voltaje/Red de medio voltaje/Red de bajo voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Cambio de elementos de red	Ramal Monofásico	15770	25	27/2/2018	20:52:19	0:50:41	0,844722222	0,00158529	0,0013391

ANEXO 2.- Manual de elaboración de la base de datos en el sistema Cymdist para el ingreso de fallas

1.- Cymdist es un software que necesita una red de Ethernet para iniciar su funcionamiento en este caso se usara la red interna de la Empresa Electrica EMELNORTE.

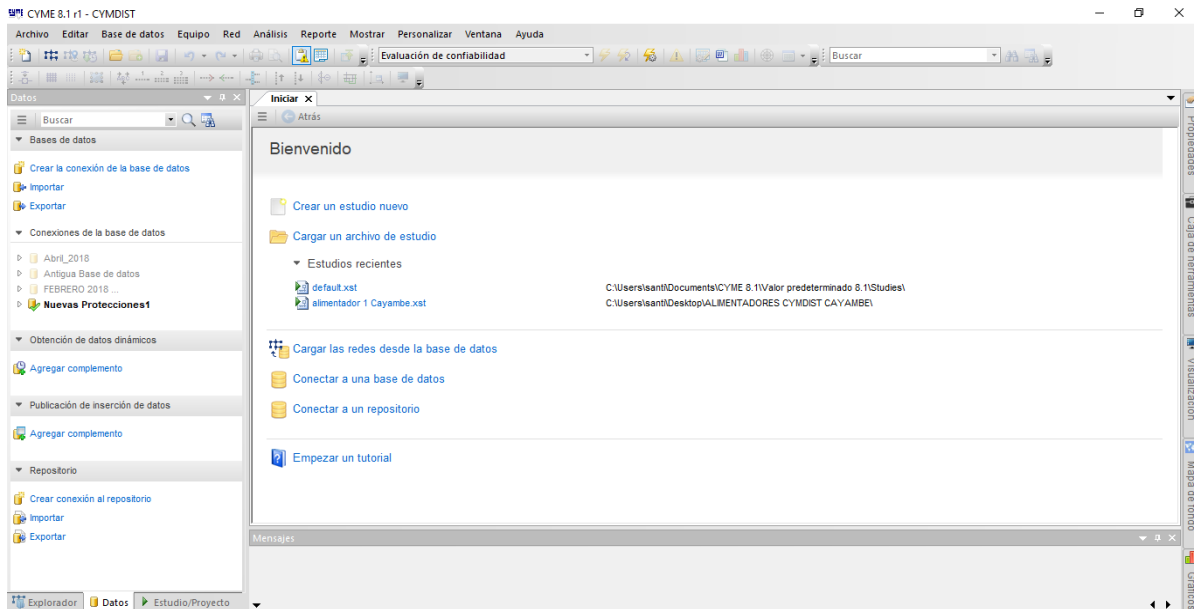


Figura 1: Página principal de Cymdist
Fuente. Autor

2.- Se elige la pestaña Administrados de base de datos y es donde se almacenan las bases de datos creadas.

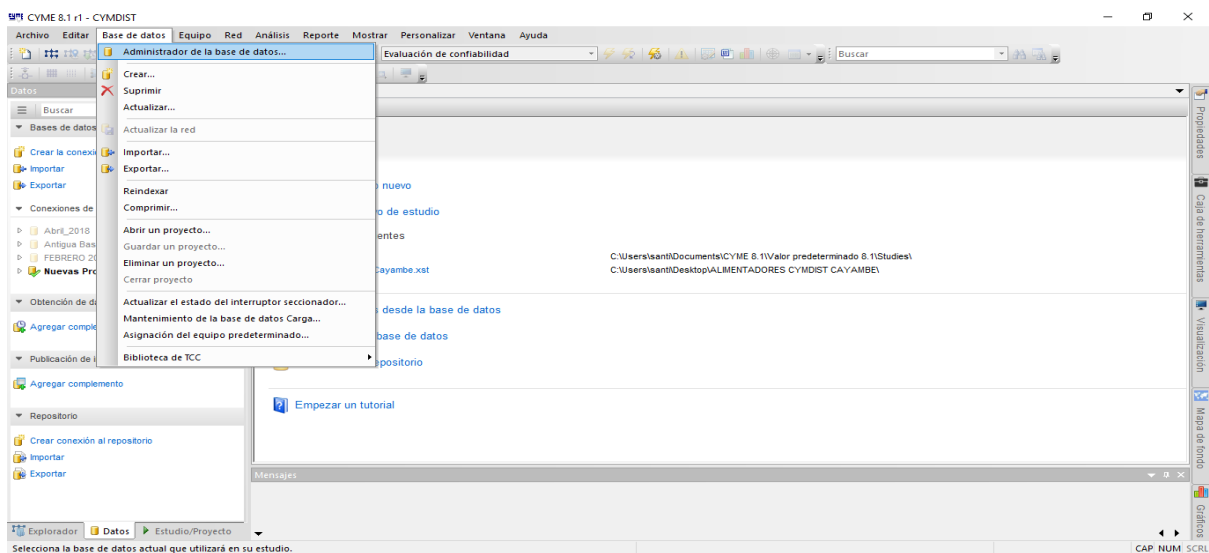


Figura2: Administrador de la base de datos
Fuente. Autor

3.- Como se trabajará en una nueva base de datos, se selecciona el botón Agregar.

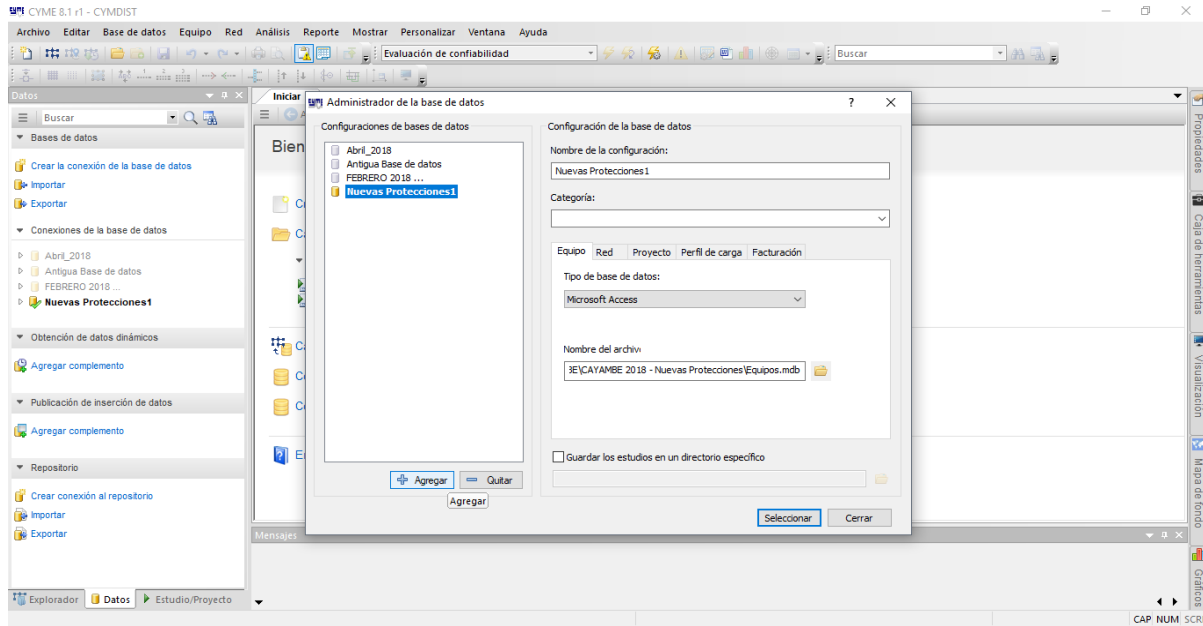


Figura 3: Agregar nueva base de datos
Fuente. Autor

4.- Entre las opciones de base de datos, se escoge Base de datos distintas.

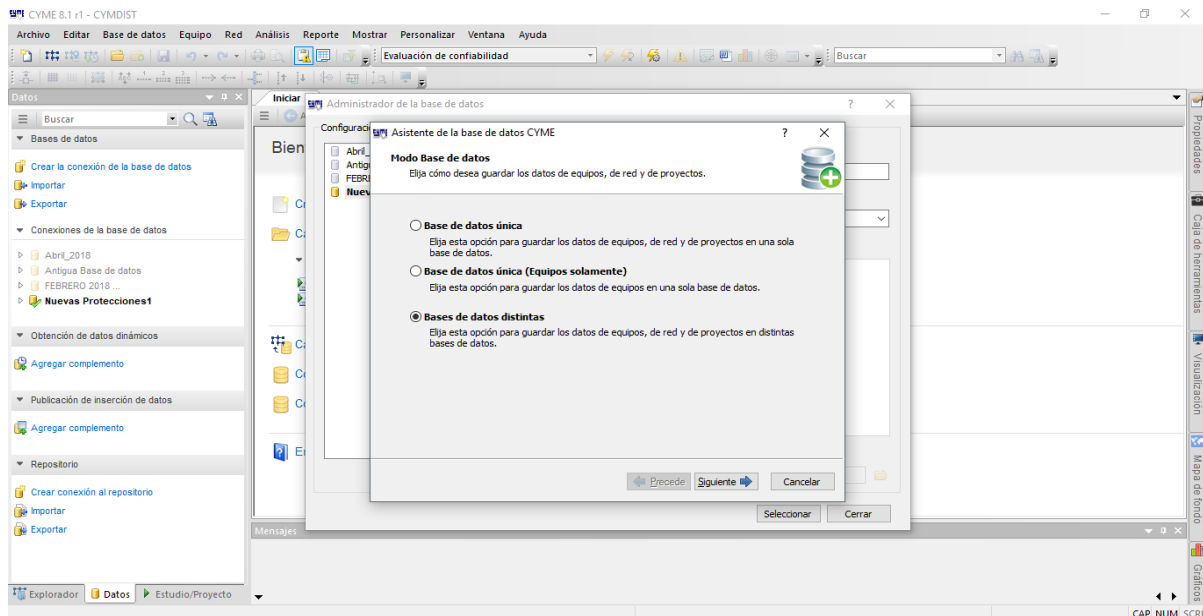


Figura 4: Base de datos distintas
Fuente. Autor

5.- Para el almacenamiento de datos el software Cymdist ofrece algunas alternativas, se selecciona la opción Microsoft Access por ser la disponible y de fácil acceso en el sistema operativo.

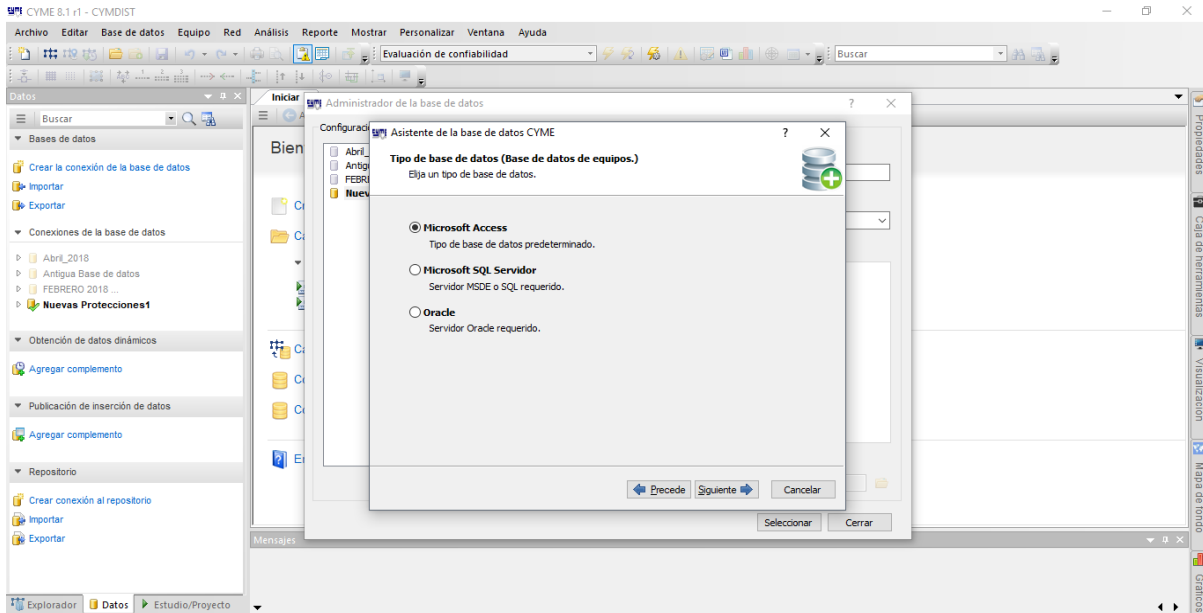


Figura 5: Base de datos Microsoft Access
Fuente. Autor

6.- Se despliega la opción para escoger donde se encuentran los equipos y red del sistema de distribución que serán objeto del estudio de confiabilidad.

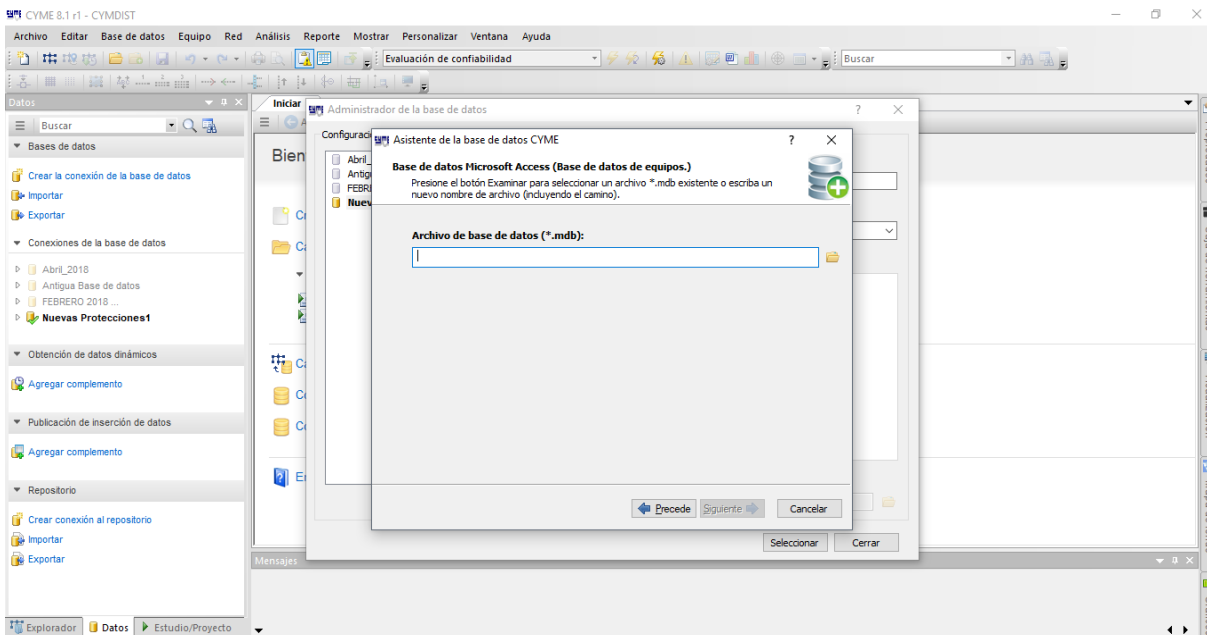


Figura 6: Base de datos de equipos
Fuente. Autor

7.- Primeramente, se escogen la opción equipos, que es donde se almacenan los elementos componentes del sistema de distribución.

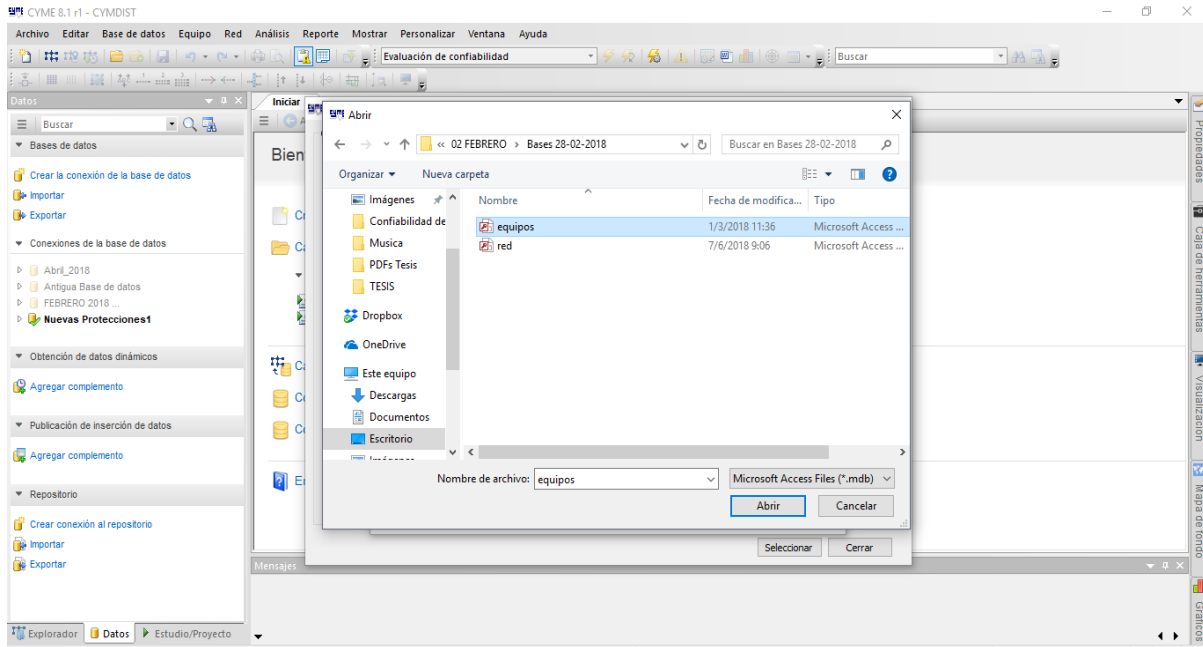


Figura 7: Base de datos Access para equipos del sistema de distribución
Fuente. Autor

8.- Ya seleccionada la opción de equipos, aparece la carpeta específica donde se almacena dicha información.

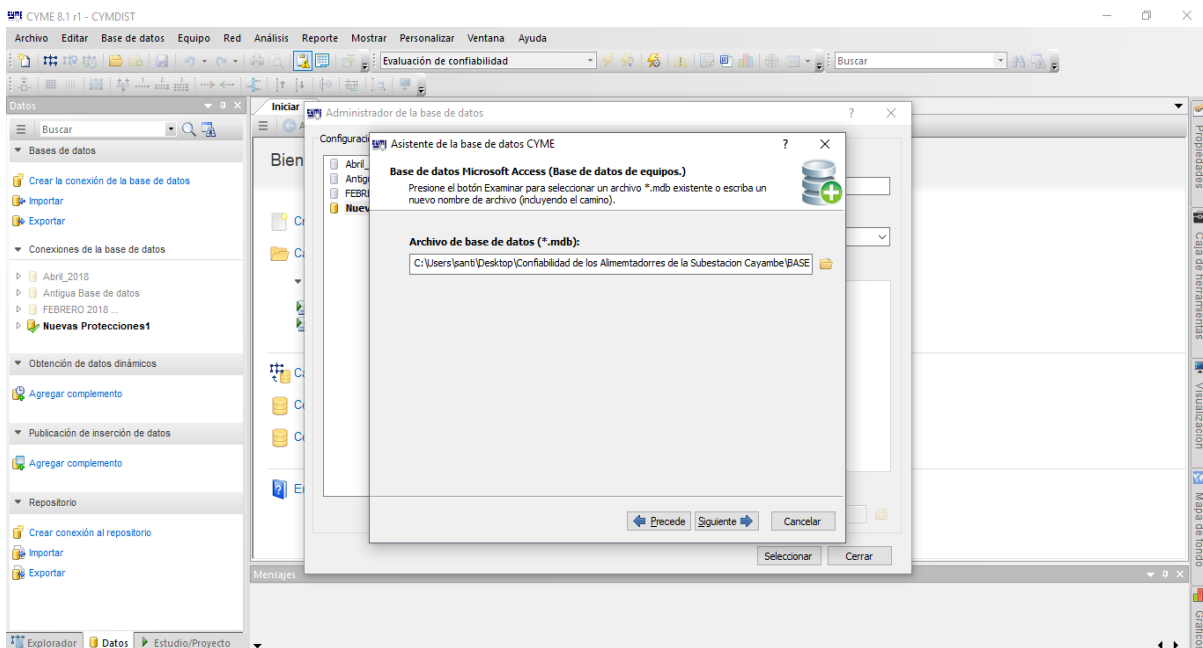


Figura 8: Almacenamiento de la base de datos de los equipos
Fuente. Autor

9.-Una vez más se selecciona la base de datos Microsoft Access y la opción Siguiente.

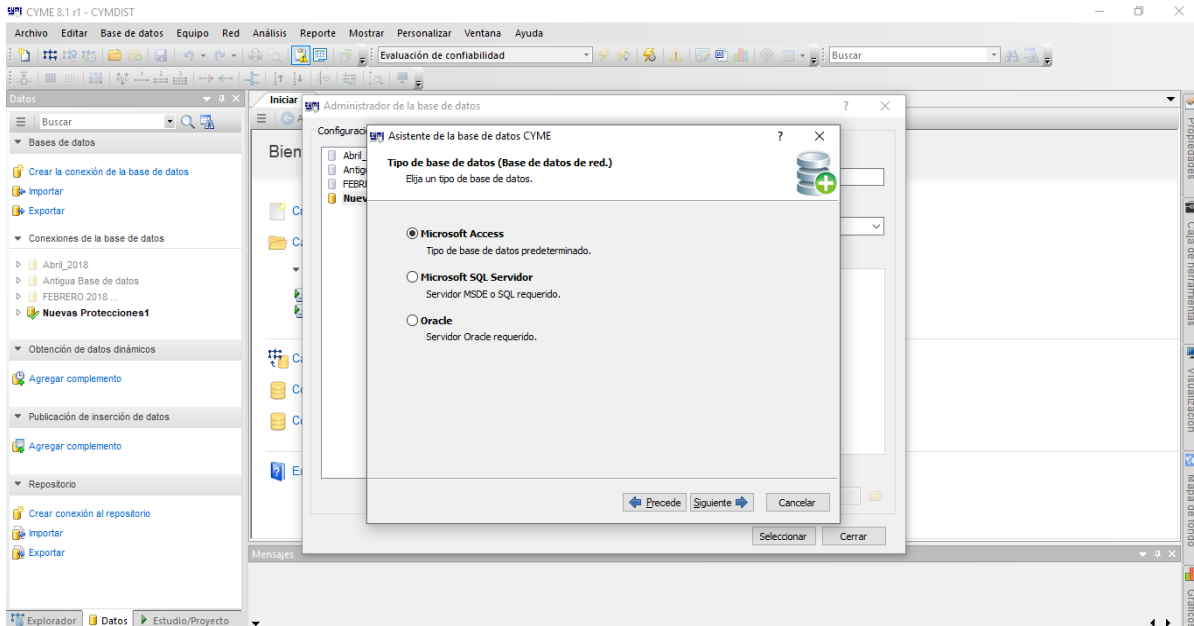


Figura 9: Base de datos Microsoft Access para los datos de red
Fuente. Autor

10.- Como siguiente paso, se procede a seleccionar la carpeta donde se encuentran los datos correspondientes a la red.

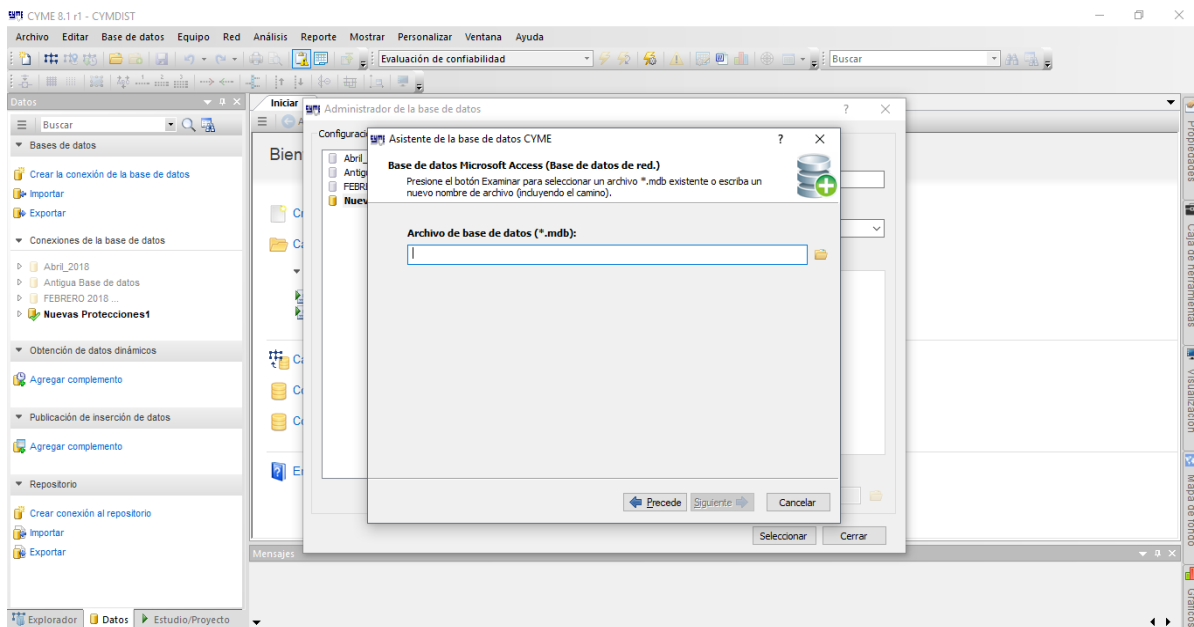


Figura 10: Base de datos de red
Fuente. Autor

11.- En esta ocasión, se selecciona el archivo Red, para complementar con el archivo de los Equipos.

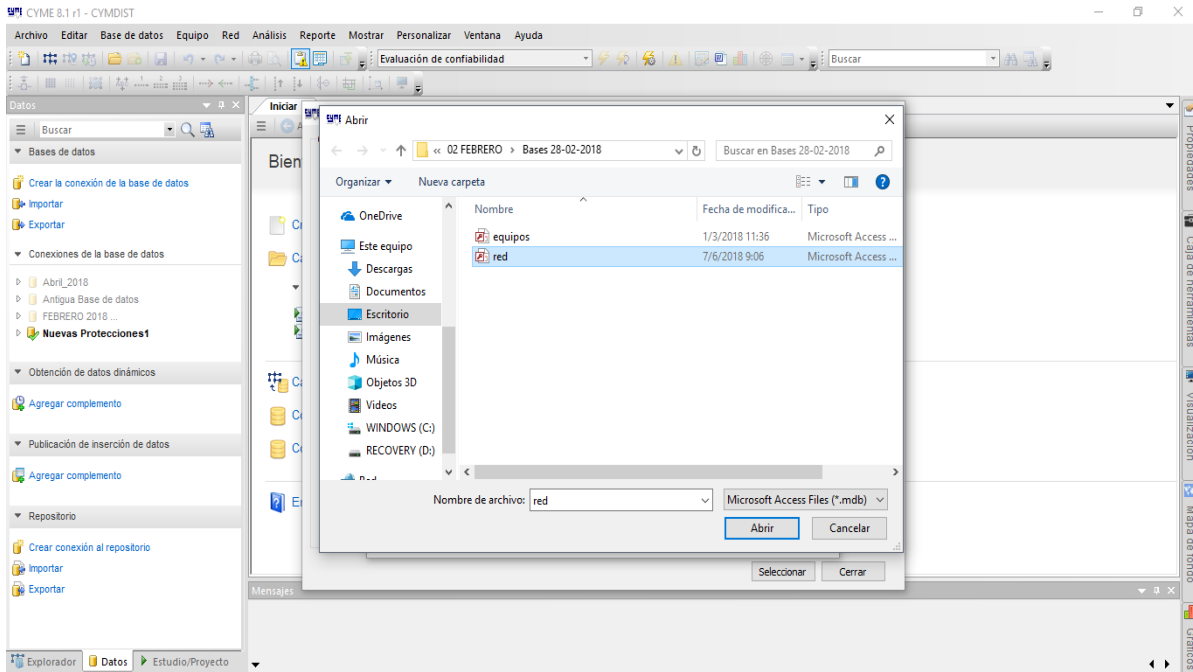


Figura 11: Base de datos Access para red del sistema de distribución
Fuente. Autor

12.- Así mismo se asignará una carpeta específica que contiene los datos propios de la Red.

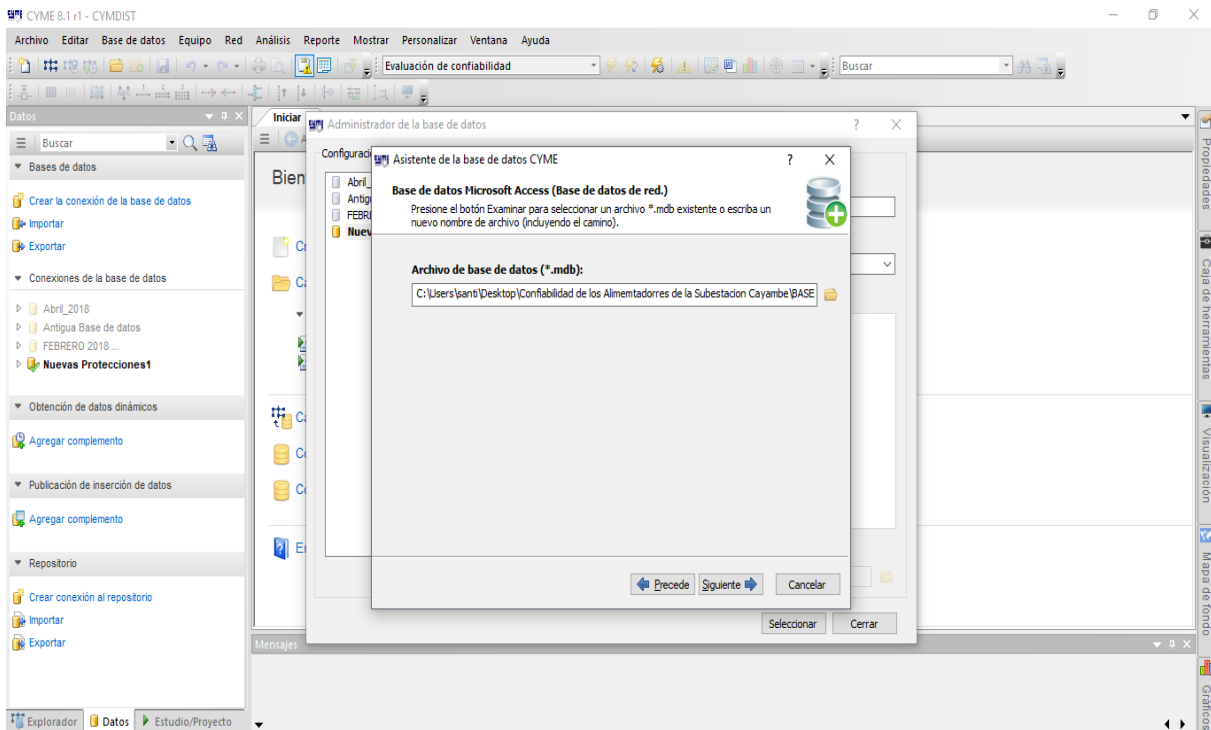


Figura 12: Almacenamiento de la base de datos de red
Fuente. Autor

13.- Se indica la opción Microsoft Access que es la base datos del proyecto.

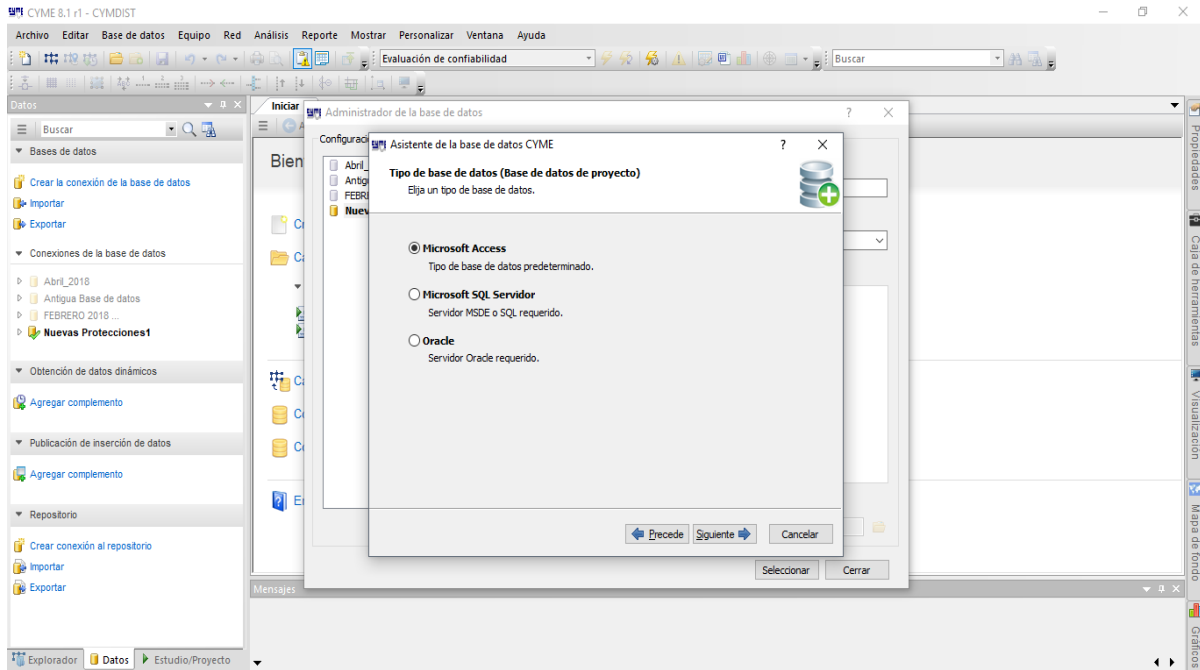


Figura 13: El proyecto se almacenara en la base de datos Microsoft Access
Fuente. Autor

14.- Aparecerá una ventana indicando la carpeta donde se almaceno la base de datos recién creada.

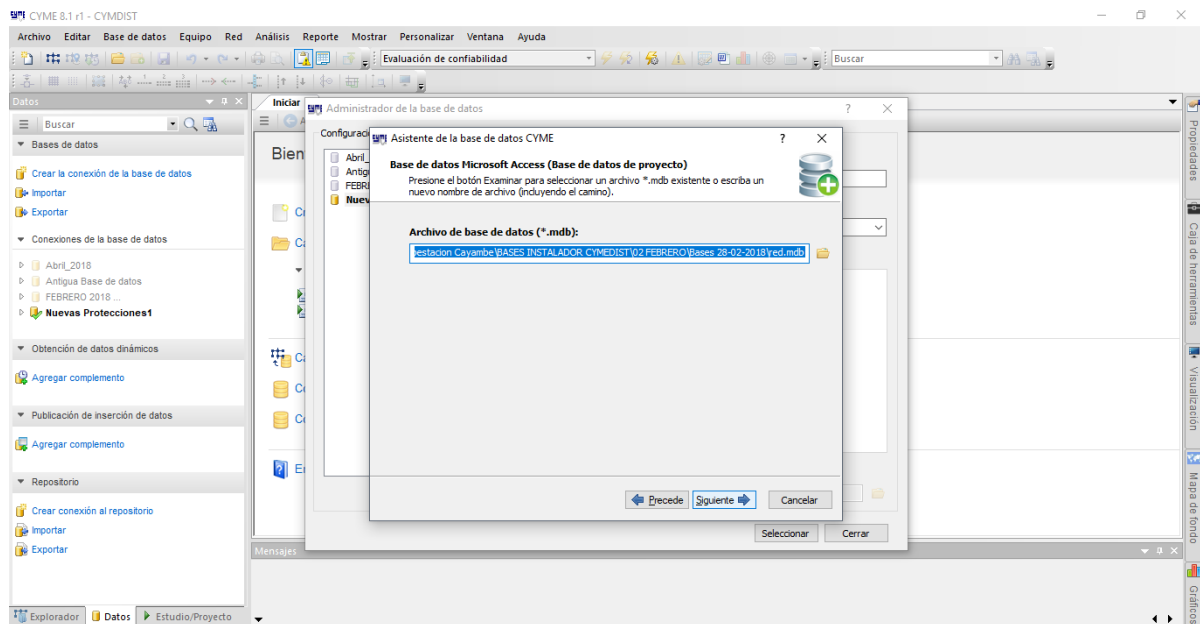


Figura 14: Base de datos Microsoft Access para el proyecto
Fuente. Autor

15.- Se despliega una ventana que proporciona información acerca de la base de datos, tanto de los equipos, red y del proyecto.

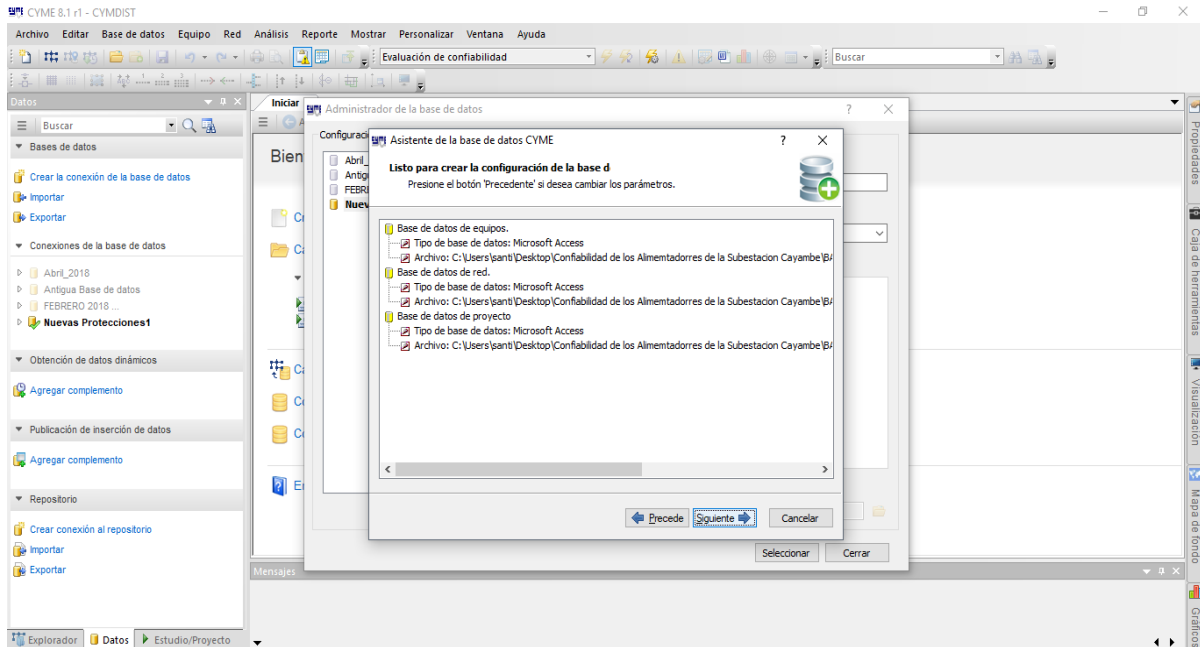


Figura 15: Información acerca de los parámetros del proyecto
Fuente. Autor

16.- Para concluir, se asignará un nombre específico para identificar el proyecto, que para este caso será Antigua Base de Datos.

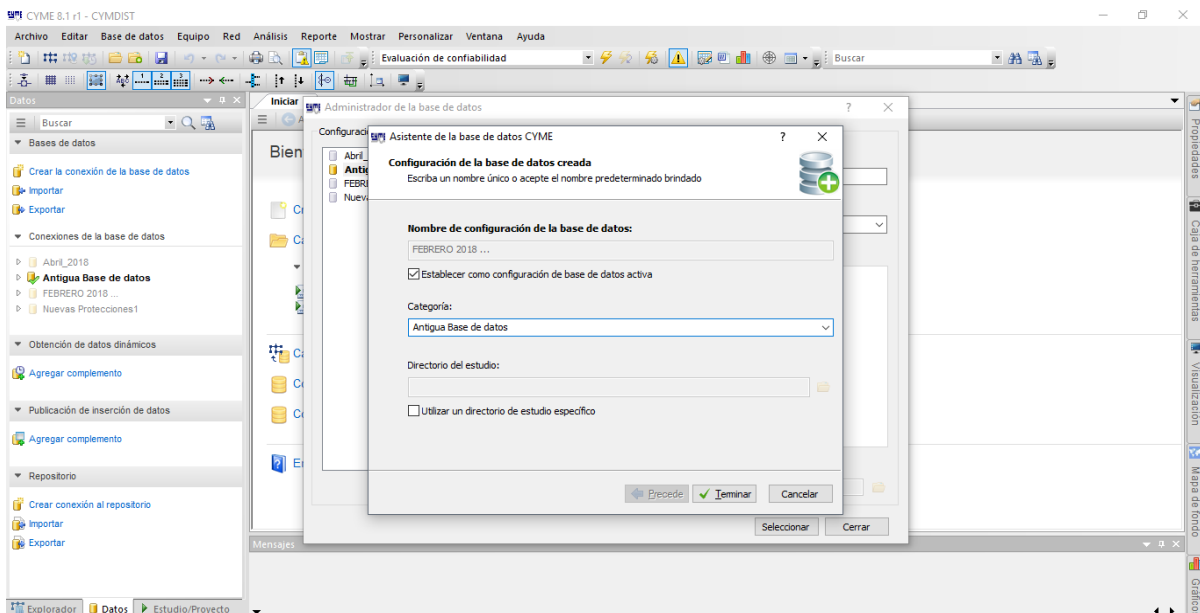


Figura 16: Nombre asignado al proyecto
Fuente. Autor

17.- Con la base de datos creada, se procede a seleccionar la carpeta que contiene el proyecto y conectarla con el sistema.

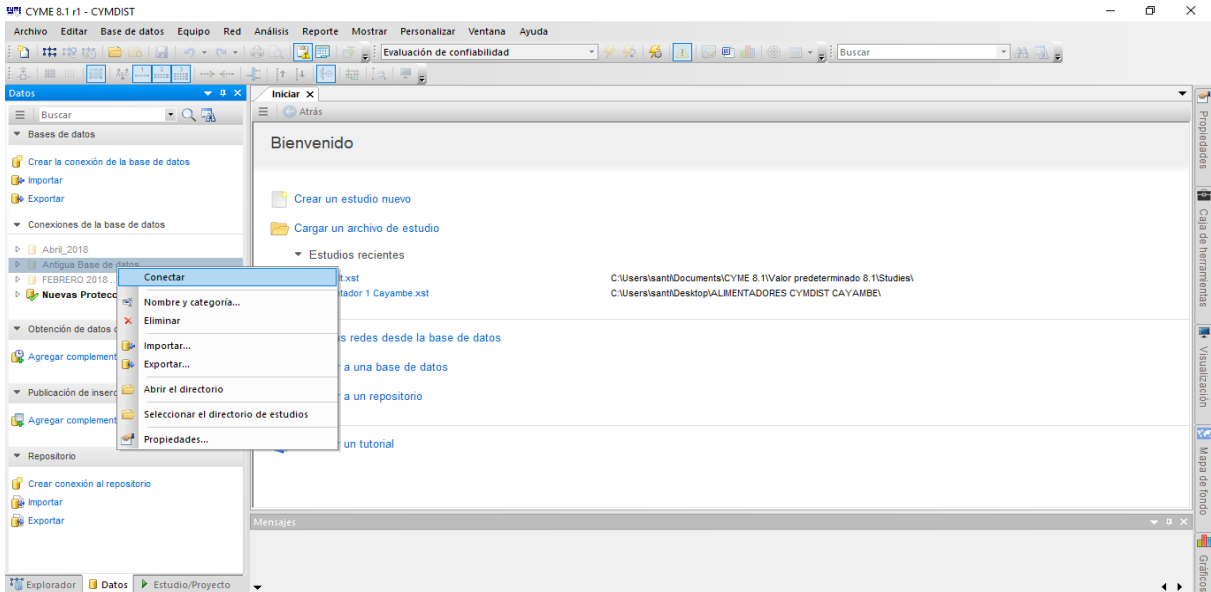


Figura 17: Conectar la base de datos creada al sistema Cymdist
Fuente. Autor

18.- Ya con la base de datos conectada, se habilita la opción Seleccionar Redes, la cual contiene la estructura de la red objeto del estudio de confiabilidad con sus respectivos elementos y circuitos de distribución.

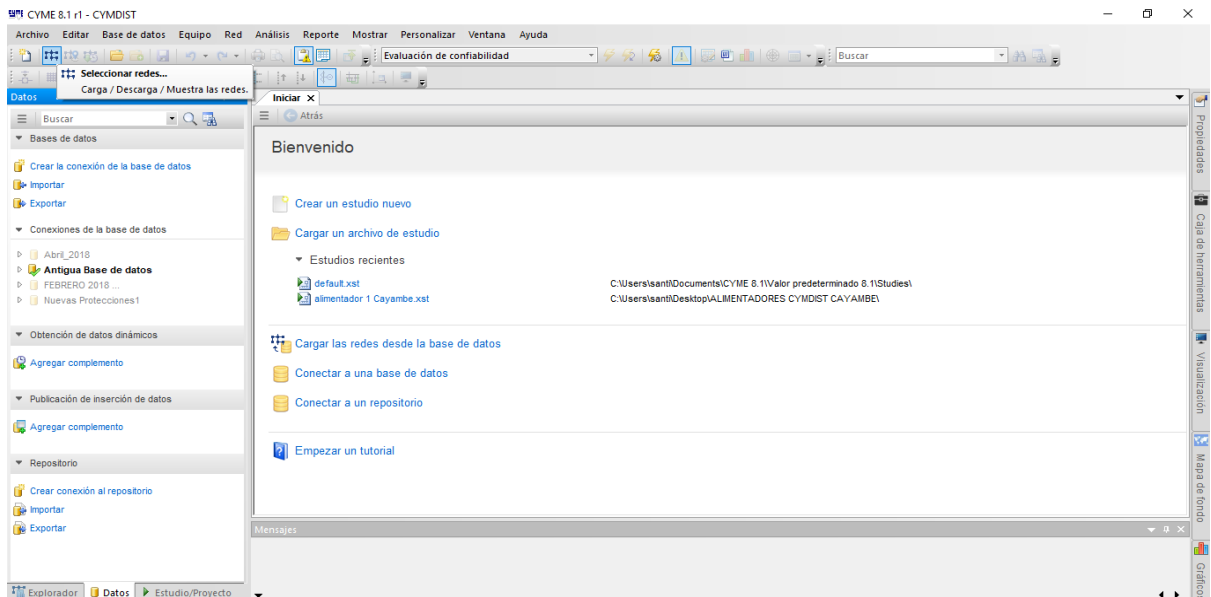


Figura 18: Seleccionar las redes
Fuente. Autor

19.- Para el estudio histórico de confiabilidad, se procede a seleccionar los alimentadores de la Subestación Cayambe que son identificados mediante la numeración ALIM-1300020T01, ALIM-1300020T02, ALIM-1300020T03, ALIM-1300020T04, ALIM-1300020T05.

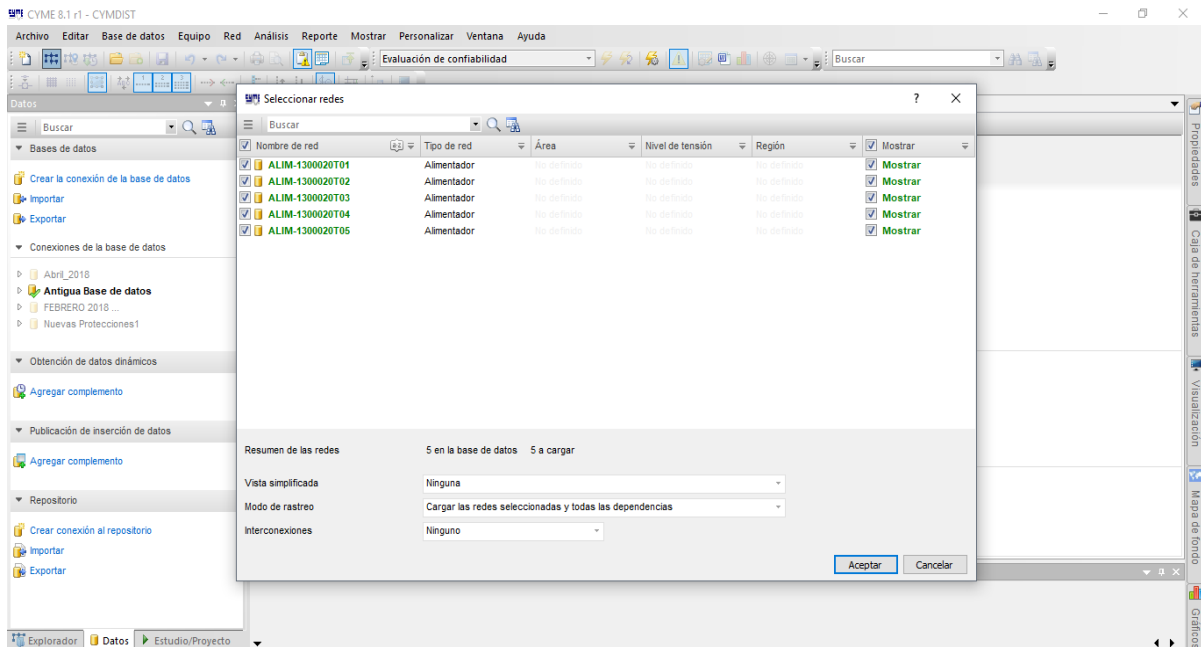


Figura 19: Selección de alimentadores primarios de la Subestación Cayambe
Fuente. Autor

20.- Se visualiza la red y los elementos componentes de cada circuito, con un color diferente que identificara cada uno de los alimentadores.

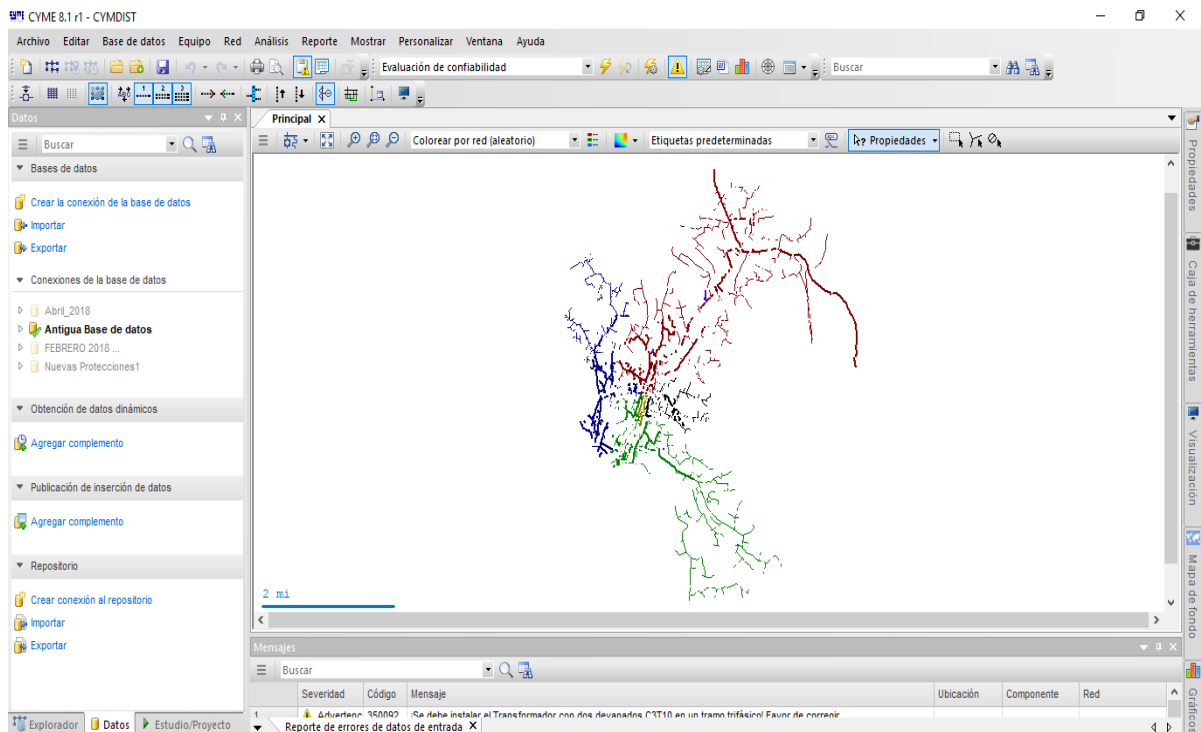


Figura 20: Visualización de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe
Fuente. Autor

ANEXO 3.-FUSIBLES UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD

Circuito Alimentador 1-1300020T01

X (UTM)	Y (UTM)	Estudio Historico de Confiabilidad
817947	10004282,5	APS, APS K Capacidad: 8
817531,5	10004520	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 8K

Circuito Alimentador 2-1300020T02

X (UTM)	Y (UTM)	Estudio Historico de Confiabilidad
817.083,91	10004569,56	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 8
822.650,02	9997259,627	APS, APS K Capacidad: 8K
821.968,18	10000094,39	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
817.313,22	10001848,13	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
817.418,82	10002458,37	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.5
817.178,32	10001379,18	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 6K
816275,24	10002066,26	APS, APS K Capacidad: 8
819.479,55	10001724,74	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
817.142,58	10001203,67	APS, APS K Capacidad: 15K
822.339,69	9.999.496,94	APS, APS K Capacidad: 8K
825.583,63	9995148,313	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
816.611,65	10001168,24	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
818.365,23	10001994,85	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
817.211,76	10001703,2	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
824.108,17	9996617,971	APS, APS K Capacidad: 8K
816.332,33	10001118,2	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 15K
818.161,45	10003444,48	APS, APS K Capacidad: 8K
817.065,11	10004034,43	APS, APS K Capacidad: 15K
815.738,65	10002331,44	APS, APS K Capacidad: 15K
816.319,87	10000785,13	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
818.048,37	10001495,1	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
817.347,58	10004468,57	APS, APS K Capacidad: 8K
817.902,05	10000713,1	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 1
817.506,45	10004886,4	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
816.049,91	10002138,75	APS, APS K Capacidad: 15K
817.608,70	10001702,41	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
817.183,10	10004432,7	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 6K
819.177,46	10001755,8	APS, APS K Capacidad: 15K
817.375,91	10002364,3	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
820.630,87	10000249,06	APS, APS K Capacidad: 15K
820.186,17	10001980,53	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
815891,77	10001935,24	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5

Circuito Alimentador 3-1300020T03

X (UTM)	Y (UTM)	Estudio Historico de Confiabilidad
813998,72	10008279,32	Interruptor Subestación
814607,41	10009293,97	APS, APS K Capacidad: 8K
814724,43	10005921,32	APS, APS K Capacidad: 15K
814787,06	10005735,6	APS, APS K Capacidad: 15K
814852,02	10005555,9	APS, APS K Capacidad: 15K
813998,71	10008279,32	APS, APS K Capacidad: 15K
814083,18	10002894,42	APS, APS K Capacidad: 15K
814345,15	10008928,13	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
813903,01	10002883,61	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
816574,1	10010788,1	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
816775,13	10006084,89	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 8K
815827,14	10010895,86	APS, APS K Capacidad: 8K
812589,11	10010206,37	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
813338,17	10014802,91	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
813752,34	10014022,1	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0
815227,31	10009969,68	APS, APS K Capacidad: 15K
814999,55	10006569,41	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
811926,6	10010599,13	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
815387,23	10007757,25	APS, APS K Capacidad: 15K
816499	10011617,34	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
813820,62	10008508,26	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 8K
814499,89	10012942,97	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
812959,32	10009980,89	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2

Circuito Alimentador 4-1300020T04

X (UTM)	Y (UTM)	Estudio Historico de Confiabilidad
820377,7	10004314,36	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad:2
818495,84	10005445,56	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
818387,41	10004387,59	APS, APS K Capacidad: 8K
817652,23	10005550,05	Interruptor Subestación
820500,36	10005088,31	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
820640,35	10005165,45	APS, APS K Capacidad: 8
818893,11	10005458,56	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
818586,63	10005419,34	APS, APS K Capacidad: 15
820447,88	10004485,18	APS, APS K Capacidad: 15K
818496,24	10005444,81	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
821284,02	10004030,97	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0
819870,52	10003987,77	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 6K
820641,53	10005166,05	APS, APS K Capacidad: 8K
818586,6	10005419,39	APS, APS K Capacidad: 15K
820707,03	10005340,91	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1
818893,13	10005458,55	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
818528,52	10004373,56	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
818577,58	10004834,5	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
820428,26	10005111,26	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
819995,2	10003898,26	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
818327,67	10003989,68	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
818522,12	10004755,98	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 8K

Circuito Alimentador 5-1300020T05

X (UTM)	Y (UTM)	Estudio Historico de Confiabilidad
818143,61	10006341,44	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 15
819239,32	10008677,17	APS, APS K Capacidad:15K
818858,4	10008139,44	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
817655,23	10005550,05	Interruptor Subestación
819471,72	10009885,44	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
828980,09	10015283,79	APS, APS K Capacidad: 8K
828880,76	10015081,11	APS, APS K Capacidad: 8K
818062,85	10006370,05	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
818846,14	10006856,28	APS, APS K Capacidad: 15K
818989,93	10007734,46	APS, APS K Capacidad: 15K
819059,82	10001840,53	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad:2.1
820368,42	10010105,69	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
819745,67	10006880,32	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
818348,34	10008420,29	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
819184,1	10008719,67	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
828710,87	10015396,26	APS, APS K Capacidad: 15K
823411,28	10012168,41	APS, APS K Capacidad: 15K
824691,8	10015208,63	APS, APS K Capacidad: 15K
827387,03	10015454,11	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
819360,36	10011245,8	APS, APS K Capacidad: 8K
817078,08	10009917,4	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad:5
821525,27	10007557,34	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
819116,13	10006806,84	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 6K
824516,27	10009815,42	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
821130,25	10009167,21	Reconectador
815985,27	10006538,84	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
818562,74	10008362,74	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 2
819491,21	10010085,82	APS, APS K Capacidad: 15K
818210,74	10011491,91	APS, APS K Capacidad: 8K
826340,05	10015128,7	APS, APS K Capacidad: 8K
818348,32	10008420,27	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
826766,67	10015334	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
827676,17	10016156,84	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5
821130,07	10009166,7	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 3
823027,09	10011858,02	APS, APS K Capacidad: 8K
818198,58	10006104,41	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type K Capacidad: 8K
819708,69	10007607,55	A.B. Chance, A.B Chance Type H Capacidad: 5

ANEXO 4.- FUSIBLES IMPLEMENTADOS MEDIANTE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Circuito Alimentador 1-1300020T01

X (UTM)	Y (UTM)	Nueva Coordinacion de Protecciones	Elemento que protege
817947	10004283	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 65T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase B)
817531,5	10004520	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.5	Transformador de 50 kVa Monofasico

Circuito Alimentador 2-1300020T02

X (UTM)	Y (UTM)	Nueva Coordinacion de Protecciones	Elemento que protege
817087,33	10004598	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
821312	9997341,3	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase B)
821964,91	10000090	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
817313,22	10001848	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
817418,82	10002458	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.5	Transformador de 50 kVa Monofasico
817178,32	10001379	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.1	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
816275,24	10002066	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 30T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase C)
819479,55	10001725	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
817142,58	10001204	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 65T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
822339,69	9999496,9	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase B)
825583,63	9995148,3	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
816611,65	10001168	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
818365,23	10001995	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
817211,76	10001703	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
824.241,89	9996743,9	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase B)
816333,23	10001117	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 30T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase A)
818161,45	10003444	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 65T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase A)
817178,27	10003991	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 65T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
817294,69	10001803	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 65T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
816319,87	10000785	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
818048,37	10001495	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
817347,58	10004469	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 65T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase C)
817902,05	10000713	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .4	Transformador de 5 kVa Monofasico
817506,45	10004886	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 30 kVa Trifasico
816049,91	10002139	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 30T	Derivacion Secundaria Trifasico (Fase ABC)
817608,7	10001702	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
817183,1	10004433	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.1	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
818636,64	10002119	Reconectador	Troncal Principal
817375,91	10002364	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
820186,17	10001981	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
815891,77	10001935	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
819.059,82	10001841	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10kVa Monofasico

Circuito Alimentador 3-1300020T03

X (UTM)	Y (UTM)	Nueva Coordinacion de Protecciones	Elemento que protege
813.998,65	10008278	Cabecera, Rele 51	Troncal Principal
814.606,62	10009294	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 30T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase B)
814.788,73	10005735	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase BAC)
813.998,71	10008279	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 30T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase C)
814.173,82	10002925	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 30T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
814.344,78	10008928	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
816.946,45	10005688	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 40T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
813.903,01	10002884	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: .7	Transformador de 30 kVa Trifasico
816.574,10	10010788	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
816.775,00	10006085	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 3.1	Transformador de 125 kVa Trifasico
815.827,14	10010896	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 30T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
812.589,11	10010206	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
813.337,50	10014803	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
813.752,34	10014022	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
815.226,50	10009969	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T. Capacidad: 30T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
814.999,50	10006570	Reconectador 2	Troncal Principal
811.927,00	10010599	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
816.498,50	10011618	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
813.820,50	10008509	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
814.500,00	10012944	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
812.959,00	10009981	A.B. Chance, A.B Chance Slofast. Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico

Circuito Alimentador 4-1300020T04

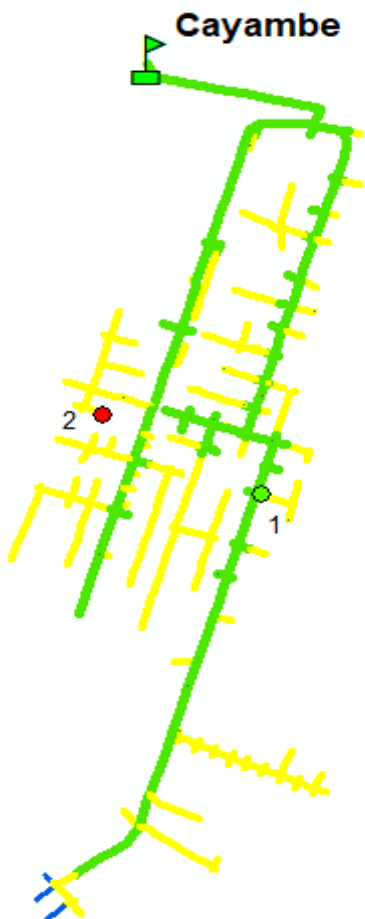
X (UTM)	Y (UTM)	Nueva Coordinacion de Protecciones	Elemento que protege
821.625,46	10005471	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 20T	Derivacion Secundaria Monofasica (Fase B)
820.377,70	10004314	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 30 kVa Trifasico
818.495,84	10005446	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
818.387,41	10004388	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 40T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase A)
817652,23	10005550	Cabecera, Rele 51	Rele 51
820500,36	10005088	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
820.282,21	10004680	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
818.893,11	10005459	Reconectador	Troncal Principal
821.442,99	10003986	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
819.870,52	10003988	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.1	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
818.586,60	10005419	Cabecera, Rele 51	Troncal Principal
820.707,03	10005341	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
818.528,52	10004374	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
818.577,58	10004835	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
820.428,50	10005112	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
819.995,00	10003899	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
818.327,50	10003991	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
818.522,00	10004756	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico

Circuito Alimentador 5-1300020T05

X (UTM)	Y (UTM)	Nueva Coordinacion de Protecciones	Elemento que protege
818.143,61	10006341	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
818.857,95	10008138	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
818.859,62	10008139	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
817.655,23	10005550	Cabecera, Rele 51	Troncal Principal
819.471,72	10009885	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
828.980,09	10015284	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase C)
823.300,63	10007782	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 20T	Derivacion Secundaria Monofasica (Fase C)
818.062,85	10006370	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
818.117,80	10005476	Reconectador 1	Troncal Principal
820.368,42	10010106	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 75 kVa Trifasico
819.745,67	10006880	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 30 kVa Trifasico
818.348,34	10008420	Reconectador 2	Troncal Principal
819.184,10	10008720	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
821.132,72	10009171	Reconectador 3	Troncal Principal
823.384,35	10012180	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
824.692,00	10015209	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
827.387,03	10015454	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
819.523,54	10010583	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 20T	Derivacion Secundaria Monofasica (Fase B)
817.078,00	10009917	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
821.525,00	10007558	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
819.116,50	10006807	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 3.1	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
824.516,00	10009816	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
815.985,00	10006539	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 1.0	Transformador de 15 kVa Monofasico
818.563,00	10008363	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
819.491,21	10010086	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 20T	Derivacion Secundaria Trifasica (Fase ABC)
817.445,45	10009481	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase C)
826.340,05	10015129	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
826.766,50	10015335	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
827.676,00	10016158	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: .7	Transformador de 10 kVa Monofasico
823.027,09	10011858	Zhe Jiang Zhiguang, Zigua Type T Capacidad: 25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
818.198,50	10006105	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico
819.708,50	10007608	A.B. Chance, A.B Chance Slofast Capacidad: 2.1	Transformador de 25 kVa Monofasico

ANEXO 5.- UBICACIÓN DE FUSIBLES DE LA NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LOS 5 CIRCUITOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 1-1300020T01
SUBESTACION CAYAMBE



No	Color	Fusible	Elemento que Protege
1	●	65T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase B)
2	●	3,1 SF	Tranformador 50 kVa Monofasico

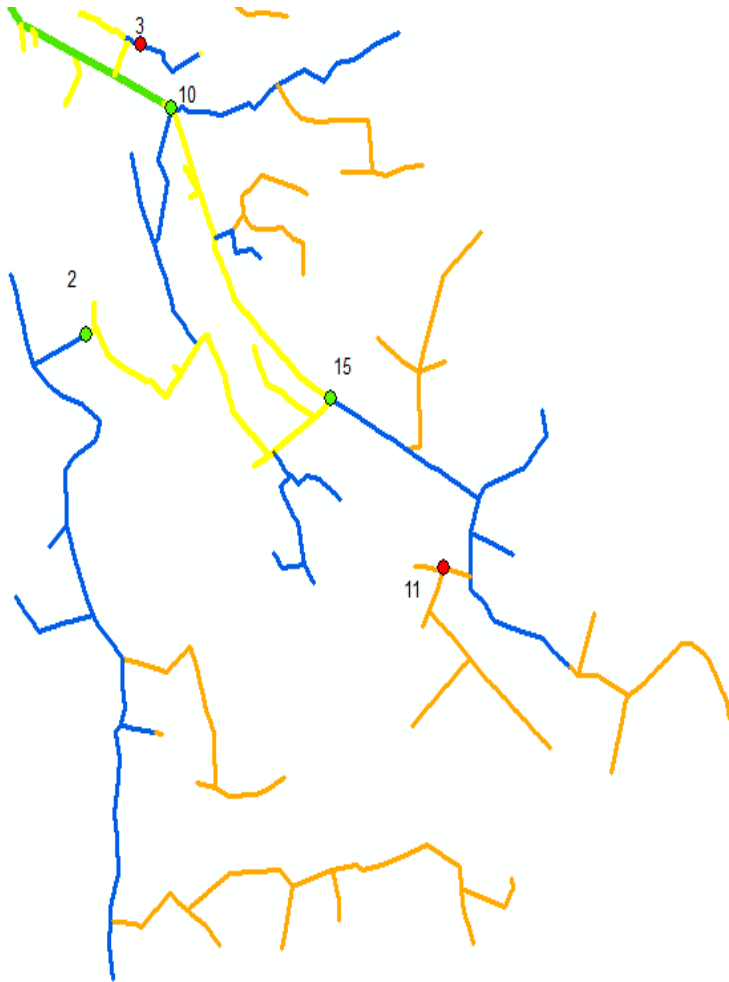
CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 2-1300020T02
SUBESTACION CAYAMBE

Cayambe



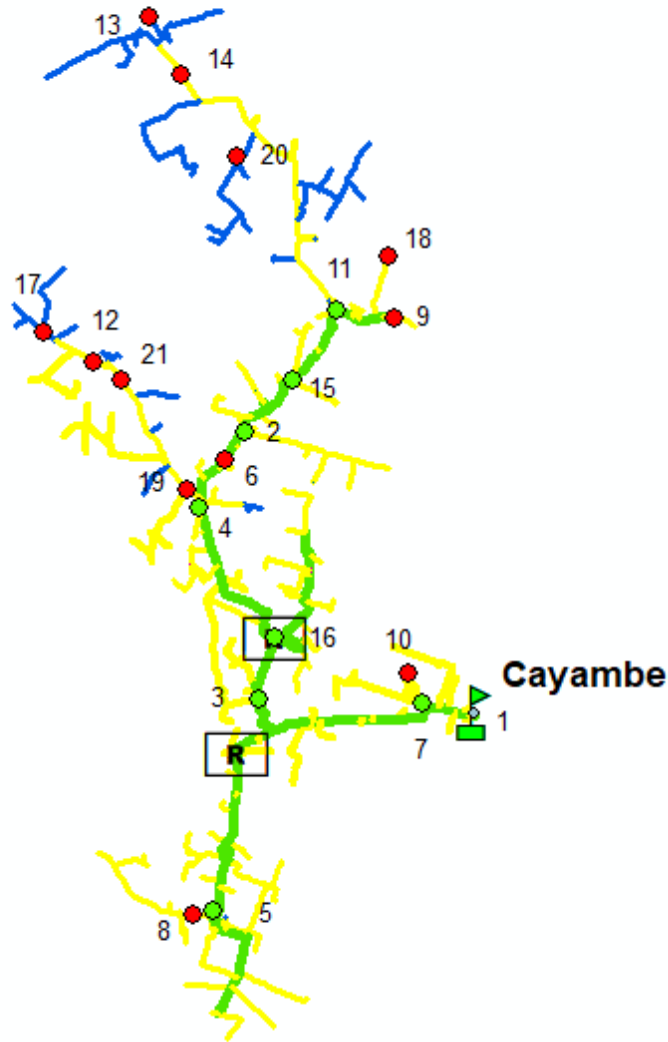
No	Color de Referencia	Fusible	Elemento que Protege
1	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
2	●	25 T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase B)
3	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
4	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
5	●	3,5 SF	Transformador de 50 kVa Monofasico
6	●	3,1 SF	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
7	●	30 T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase C)
8	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
9	●	65T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
10	●	25T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase B)
11	●	0.7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
12	●	0.7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
13	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
14	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
15	●	25T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase B)
16	●	30T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase A)

Continuación Circuito Alimentador 2:



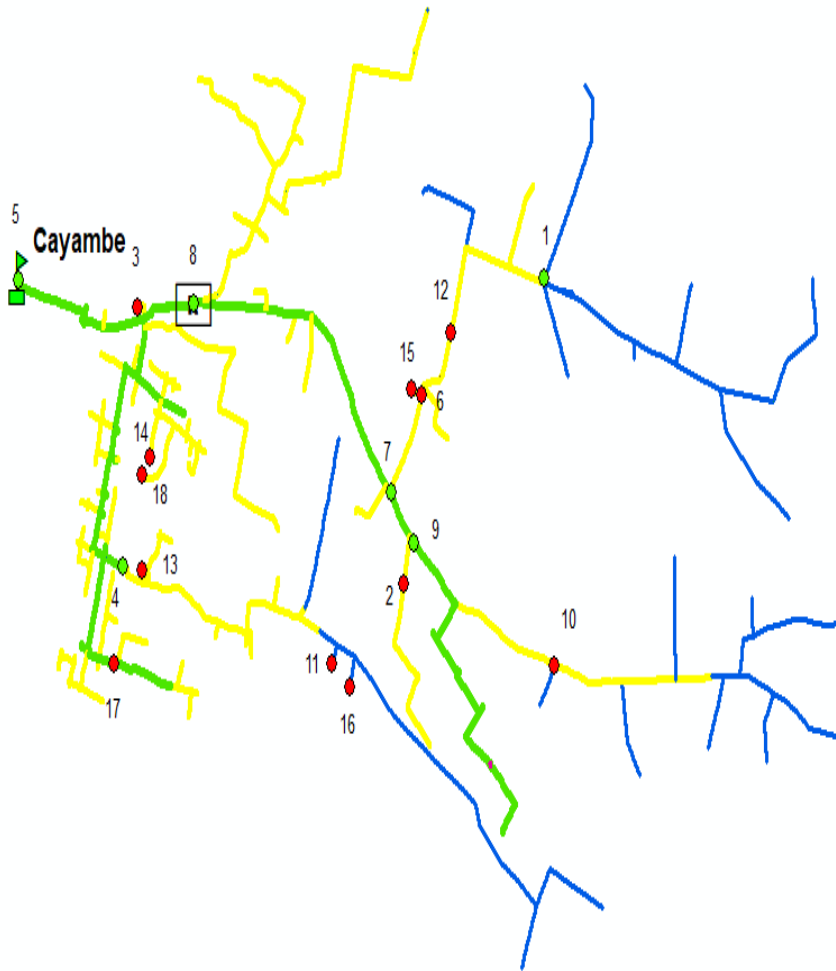
17	●	65T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase A)
18	●	65T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
19	●	65T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
20	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
21	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
22	●	65T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase C)
23	●	0,4 SF	Transformador de 5 kVa Monofasico
24	●	0,7 SF	Transformador de 30 kVa Trifasico
25	●	30T	Derivacion Secundaria Trifasico (Fase ABC)
26	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
27	●	3,1 SF	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
28	●	Reconectador	Troncal Principal
29	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
30	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
31	●	30T	Derivacion Secundaria Monofasico (Fase A)
32	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
33	●	0,7 SF	Transformador de 10kVa Monofasico

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 3-1300020T03
SUBESTACION CAYAMBE



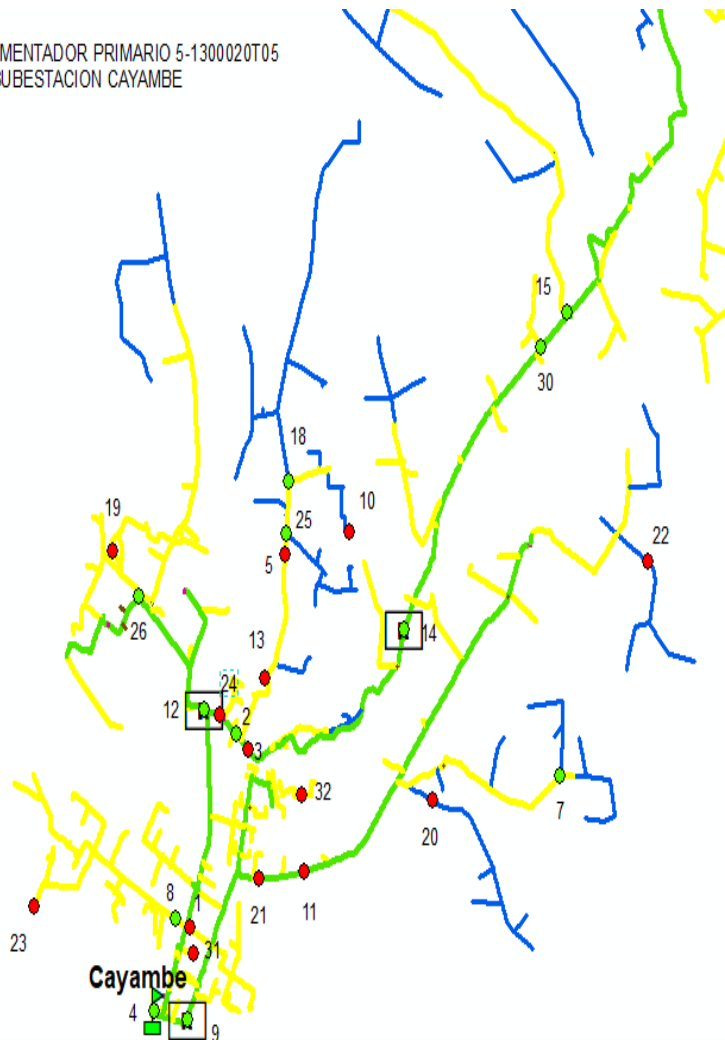
No	Color	Fusible	Elemento que Protege
1	●	Rele 51	Troncal Principal
2	●	30T	Derivacion Primaria Monofasico (Fase B)
3	●	40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase BAC)
4	●	30T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase C)
5	●	30T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
6	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
7	●	40T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
8	●	0,7 SF	Transformador de 30 kVa Trifasico
9	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
10	●	3,1 SF	Transformador de 125 kVa Trifasico
11	●	30T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
12	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
13	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
14	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
15	●	30T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
16	●	Reconector 2	Troncal Principal
17	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
18	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
19	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
20	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
21	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 4- 1300020T04
SUBESTACION CAYAMBE



No	Color	Fusible	Elemento que Protege
1	●	20T	Derivacion Secundaria Monofasica (FaseB)
2	●	0,7 SF	Transformador de 30 kVa Trifasico
3	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
4	●	40T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase A)
5	●	Rele 51	Troncal Principal
6	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
7	●	40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
8	●	Reconectador	Troncal Principal
9	●	40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
10	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
11	●	3,1 SF	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
12	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
13	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
14	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
15	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
16	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
17	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
18	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico

CIRCUITO ALIMENTADOR PRIMARIO 5-1300020T05
SUBESTACION CAYAMBE



No	Color de Referencia	Fusible	Elemento que Protege
1	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
2	●	40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
3	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
4	●	Rele 51	Troncal Principal
5	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
6	●	25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase C)
7	●	20T	Derivacion Secundaria Monofasica (Fase C)
8	●	40T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)
9	●	Reconector 1	Troncal Principal
10	●	2,1 SF	Transformador de 75 kVa Trifasico
11	●	0,7 SF	Transformador de 30 kVa Trifasico
12	●	Reconector 2	Troncal Principal
13	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
14	●	Reconector 3	Troncal Principal
15	●	25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
16	●	25T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase CBA)

Continuacion Circuito Alimentador 5:



17	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
18	●	20T	Derivacion Secundaria Monofasica (Fase B)
19	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
20	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
21	●	3,1 SF	Transformador de 37.5 kVa Monofasico
22	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
23	●	1,0 SF	Transformador de 15 kVa Monofasico
24	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
25	●	25T	Derivacion Secundaria Trifasica (Fase ABC)
26	●	25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase C)
27	●	25T	Derivacion Primaria Trifasica (Fase ABC)
28	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
29	●	0,7 SF	Transformador de 10 kVa Monofasico
30	●	25T	Derivacion Primaria Monofasica (Fase B)
31	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico
32	●	2,1 SF	Transformador de 25 kVa Monofasico