



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ACTUALES EN LA CABECERA DE LA SUBESTACIÓN 21“EPICLACHIMA” DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”.

AUTORES:

Silva Morales Carlos Andrés

Verdezoto Cabrera Jonnathan Emilio

TUTOR:

Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso. Mg.C.

LATACUNGA - ECUADOR

2020

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS, por cuando, el o los postulantes: Silva Morales Carlos Andrés, Verdezoto Cabera Jonnathan Emilio con cédulas de identidad 172204930-9 y 172448746-5 respectivamente, con el título de Proyecto de titulación: **“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ACTUALES EN LA CABECERA DE LA SUBESTACIÓN 21“EPICLACHIMA” DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la norma institucional.

Latacunga, 18 septiembre 2020.

Para constancia firman:

Lector 1 (presidente)

Nombre: Pesántes Palacios
Gabriel Napoléon
CC: 030189388-9

Lector 2

Nombre: Guamán Cuenca Willian
Patricio
CC: 060357895-6

Lector 3

Nombre: Toaza Iza Jimmy
Xavier
CC: 1724487465-5

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ACTUALES EN LA CABECERA DE LA SUBESTACIÓN 21“EPICLACHIMA” DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”, de los señores estudiantes: Silva Morales Carlos Andrés, Verdezoto Cabera Jonnathan Emilio de la carrera Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 18 septiembre del 2020.

El Tutor

.....
Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso MG. C.

C.I: 050265642-4

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros Carlos Andrés Silva Morales y Jonnathan Emilio Verdezoto Cabrera con cédula de identidad 172204930-9 y 172448746-5 respectivamente declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ACTUALES EN LA CABECERA DE LA SUBESTACIÓN 21“EPICLACHIMA” DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”**, siendo el Ing. Xavier Proaño tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

.....
Silva Morales Carlos Andrés
C.I. 172204930-9

.....
Verdezoto Cabrera Jonnathan Emilio
C.I. 172448746-5

AGRADECIMIENTOS

Carlos Andrés Silva Morales.

Agradezco, a mis padres, hermanos y familia por haber contribuido con su apoyo, respaldo y confianza en mi formación profesional, a la Universidad Técnica de Cotopaxi quien me ha brindado el conocimiento teórico y práctico para mi desempeño como profesional, a mi compañero Jonnathan Verdezoto por su trabajo y compromiso en esta investigación, de la misma manera al Ing., Xavier Proaño quien ha sido un profesional íntegro y una guía en el desarrollo de este trabajo un Dios le pague y muchos éxitos en su noble labor como docente.

DEDICATORIA

La presente investigación está dedicada a mis padres que me han enseñado que las cosas se obtienen con esfuerzo, a mis hermanos por su compañía y cariño, a mi abuela Martha y mi tía Laura por su respaldo incondicional.

Finalmente, el presente trabajo se lo dedicado a Maggie K., por su amor y apoyo durante todo este tiempo, en especial por siempre creer en mí

AGRADECIMIENTOS

Jonnathan Emilio Verdezoto Cabrera.

Agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por brindarme la oportunidad de llevar a cabo mis estudios profesionales y contar con docentes de alta calidad los cuales han sido un pilar fundamental a lo largo de mi carrera.

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mi madre quien ha sido fuente de inspiración y apoyo, a mis hermanas por su respaldo y a cada una de las personas que fueron parte de mi formación académica

ÍNDICE

1. INFORMACIÓN GENERAL.....	22
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	23
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	24
4. BENEFICIARIOS.....	24
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	25
6. OBJETIVOS.....	26
6.1. General.....	26
6.2. Específicos.....	26
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.....	27
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA.....	28
8.1. Sistema de Potencia.....	28
8.1.1. Sistema de Subtransmisión.....	28
8.1.2. Subestación Eléctrica.....	28
8.1.2.1. Clasificación de las Subestaciones.....	29
8.1.2.2. Subestaciones variadoras de tensión.....	29
8.1.2.3. Subestaciones de maniobra seccionadoras de circuito.....	29
8.1.3. Sistema de distribución.....	30
8.1.3.1. Alimentador primario de distribución.....	30
8.1.3.2. Transformadores de distribución.....	30
8.1.4. Régimen transitorio normal.....	31
8.1.5. Fallas.....	32
8.1.5.1. Tipos de Fallas.....	32
8.1.5.2. Consecuencia de las fallas.....	33

8.1.5.3.	Métodos para calcular la corriente de fallas.	33
8.1.5.3.1.	Falla Trifásica	33
8.1.5.3.2.	Falla Bifásica a Tierra.....	34
8.1.5.3.3.	Falla Bifásica	34
8.1.5.3.4.	Falla Monofásica a Tierra	34
8.2.	Protecciones Eléctricas.	35
8.2.1.	Consideraciones para un sistema de protecciones.	35
8.2.1.1.	Origen de las fallas.....	35
8.2.1.2.	Categoría de las fallas.	35
8.2.2.	Elementos de Protección empleados en el sistema de Distribución.....	36
8.2.2.1.	Relés.....	36
8.2.2.1.1.	Relé de Distancia (21).....	37
8.2.2.1.2.	Interconexión de Barras (24).	38
8.2.2.1.3.	Relé para sincronización o sincronizador (25).....	38
8.2.2.1.4.	Relé de mínima tensión (27).	39
8.2.2.1.5.	Direccional de Potencia (32).....	39
8.2.2.1.6.	Relé de excitación o campo (40).....	39
8.2.2.1.7.	Relé de corriente para inversión o equilibrio de fase (46).	39
8.2.2.1.8.	Relé voltímetro de secuencia de fase (47).	39
8.2.2.1.9.	Relé térmico de máquina (49).....	39
8.2.2.1.10.	Relé de sobrecorriente instantáneo de fase (50).	39
8.2.2.1.11.	Relé de sobrecorriente temporizado de fase (51).....	40
8.2.2.1.11.1.	Relé temporizado (51) de tiempo definido.....	40
8.2.2.1.11.2.	Relé temporizado (51) de tiempo inverso.	41
8.2.2.1.12.	Relé de sobrecorriente instantáneo de neutro (51N).....	42

8.2.2.1.13. Relé de sobrecorriente temporizado de fase (51N).	43
8.2.2.1.14. Sobre Voltaje (59).	44
8.2.2.1.15. Relé balance o equilibrio de tensiones (60).	44
8.2.2.1.16. Direccional sobre corriente (67).	44
8.2.2.1.17. Relé de Frecuencia (81).	44
8.2.2.1.18. Relé de bloqueo o enclavamiento fuera de servicio (86).	44
8.2.2.1.19. Relé protección Diferencial (87).	44
8.2.2.2. Reconectador.	45
8.2.2.3.1. Fusibles K.	47
8.2.2.3.2. Fusibles T.	47
8.2.2.3.3. Fusibles H.	47
8.2.2.3.4. Fusibles Sft.	47
8.2.2.3.5. Sensibilidad de un fusible	50
8.2.2.4. Coordinación de Protecciones.	50
8.2.2.4.1. Coordinación del fusible y el transformador.	50
8.2.2.4.2. Coordinación entre fusibles.	51
8.2.2.5. Principales funciones de un sistema de Protecciones.	54
8.2.2.6. Principios Frecuentes.	54
8.2.3. Períodos para eliminación de las fallas.	54
8.2.4. Filosofía para el despeje de fallas.	54
8.2.4.3. Disparo indeseado.	54
8.2.4.4. Negligencia en el disparo durante cortocircuito	55
8.2.4.5. Operación incorrecta.	55
8.2.4.6. Confiabilidad, fiabilidad y seguridad.	55
8.2.4.7. Diseños de sistemas de potencia desde el punto de vista de confiabilidad.	55

8.2.4.7.1.	Redes redundantes o enmalladas.	55
8.2.4.8.	Respaldo remoto.	56
8.2.4.9.	Respaldo local.	56
8.2.4.10.	Respaldo local del interruptor.	57
8.2.5.	Sistemas de Protecciones.	58
8.2.5.3.	Protecciones absolutamente selectivas (protección por unidad).	58
8.2.5.4.	Protecciones relativamente selectivas (protección escalonada).	58
8.2.6.	Diseño de sistemas de protección con reveladores.	59
8.2.6.3.	Compromisos del sistema de protecciones.	59
8.2.6.4.	Criterios de diseño.	59
8.2.6.5.	Desempeño del sistema de protecciones.	60
8.2.7.	Aplicación de los sistemas de protección.	60
8.3.2.	Definición de confiabilidad enfocada a sistemas de distribución eléctricos.	61
8.3.3.	Método Markov.	62
8.3.4.	Procedimiento de frecuencia y duración.	66
8.3.5.	Método de cortes aplicado en la evaluación de confiabilidad de redes eléctricas.	67
8.3.6.	Análisis de los efectos producidos por las fallas.	68
8.3.6.1.	Seguimiento de la falla.	69
8.3.6.2.	Sistema de monitoreo.	70
8.3.6.3.	Estudios de confiabilidad.	71
8.3.7.	Índices de confiabilidad.	73
8.3.7.1.	Índices de confiabilidad basados en el cliente.	73
8.3.7.2.	Índices basados en la carga.	75
8.3.7.3.	Índices de confiabilidad para los elementos de la red.	75
8.3.7.4.	Índices de confiabilidad a nivel de Ecuador.	76

8.3.7.4.1.	Frecuencia media de interrupción de la red (FMIK)	77
8.3.7.4.2.	Tiempo de interrupción total por KVA nominal instalado.	77
8.3.8.	Como evaluar la confiabilidad	77
8.3.8.1.	Dificultades al modelar.	78
8.3.8.2.	Sistemas de distribución.....	79
8.3.8.3.	Optimización aspecto socioeconómico.....	79
8.3.8.4.	Procedimiento.	80
8.3.8.4.1.	Modelado de la red (proceso de cálculo)	81
8.3.8.4.2.	Método Enumeración de contingencia (CEM).	82
9.	HIPÓTESIS.....	83
10.	METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL	83
10.1.	Metodología de la investigación.	83
10.2.	Análisis del sistema de Protecciones en la subestación 21	85
10.2.1.	Características de la Subestación 21 Epiclachima.	85
10.2.2.	Estado de configuración actual de las protecciones.....	86
10.2.3.	Ajuste de la protección general de la subestación.	87
10.2.1.	Relés de los alimentadores primarios de la subestación 21 Epiclachima.	88
10.2.2.	Curvas de operación para los re conectadores dispuestos en los alimentadores...	91
10.2.3.	Fusibles en las derivaciones.....	92
11.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	94
11.1.	Análisis de resultados en el sistema de protecciones.	94
11.1.1.	Coordinación de re conectadores.	98
11.2.	Análisis de los índices de confiabilidad para los alimentadores de la Subestación 21	100
11.2.1.	Alimentadores pertenecientes a la subestación 21.....	101

11.2.2.	Acumulación de datos respecto de las interrupciones	108
11.2.3.	Análisis histórico de confiabilidad.....	109
11.2.3.1.	Recopilación de información	109
11.2.3.2.	Definir grupos sobre los equipos que intervienen en el SD.....	111
11.2.3.3.	Clasificar los registros por los cuales los grupos se mantuvieron fuera.	112
11.2.4.	Cálculo de los índices de confiabilidad para equipos del sistema de distribución. 112	
11.2.4.1.	Tasas de falla y de interrupción.	113
11.2.5.	Análisis predictivo de confiabilidad.	126
11.2.5.1.	Dependencia recíproca entre índices de confiabilidad.....	126
11.2.5.2.	Problemas en los índices al mejorar la confiabilidad de un sistema.....	127
11.2.5.3.	Cálculo de índices de confiabilidad en los primarios de la subestación.	128
10.3.5.4	Análisis de confiabilidad mediante Pareto.....	133
11.2.6.	Análisis histórico de confiabilidad.....	140
11.2.6.1	Análisis predictivo de confiabilidad.....	146
11.2.6.2.	Análisis y discusión Fusibles.	148
11.2.7.	Análisis para disminuir tiempos de reparación.....	155
11.2.7.2.	Situación Actual.....	155
11.2.7.3.	Estudio mejoras índices de confiabilidad.	156
11.2.7.3.1.	Escenario 1.....	157
11.2.7.3.2.	Escenario 2.....	160
11.2.3	Extensión de los estudios de confiabilidad hacia otros alimentadores.	165
12.	IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS).....	168
12.1.	Estudio técnico de protecciones.....	168
12.1.1.	Sistemas de protecciones.	168

12.2.1. Energía no suministrada.....	169
13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	170
14. BIBLIOGRAFÍA.....	171
15. ANEXOS.....	174

ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Figura 1: Esquema simplificado del sistema eléctrico de potencia.....	28
Figura 2: Sistema de distribución Radial.	30
Figura 3: Forma de onda de la corriente de Inrush de un transformador	31
Figura 4: Curva representativa de la corriente de pico carga fría.	32
Figura 5: Características típica de tiempo/distancia para la protección de distancia.	38
Figura 6: Relé de sincronismo.....	38
Figura 7: Características de funcionamiento relé instantáneo.....	40
Figura 8: Curvas normalizadas de tiempo inverso.	42
Figura 9: Esquema de coordinación del relé A con el relé B.	44
Figura 10: Ciclo de trabajo de un reconectador.	46
Figura 11: Secuencia completa de operación de un reconectador.	46
Figura 12: Curvas de los fusibles H, K, T, Slowfast.....	48
Figura 13: Curvas de fusibles tipo T Y K.	49
Figura 14: Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen	49
Figura 15: Curva de fusión del fusible para protección en transformador.....	51
Figura 16: Curvas de coordinamiento entre un fusible SF y un T.	52
Figura 17: Curvas de coordinación entre fusibles T.	53
Figura 18: Diagrama de flujos respaldo remoto.....	56
Figura 19: Sistema general de Protecciones.....	57
Figura 20: Protección Absolutamente selectiva.	58
Figura 21: Protección relativamente Selectiva.....	59
Figura 22: Diagrama de estados de un sistema de dos elementos.....	62
Figura 23: Estados de un sistema de un elemento.....	63
Figura 24: Representación del ciclo de operación de un componte.....	66
Figura 25: Ren en malla, para agrupación de método de cortes.	67
Figura 26: Conjuntos de corte mínimo para la red.	68
Figura 27: Seguimiento de una interrupción	69
Figura 28: Sistema de Control de tiempo real.....	70

Figura 29: Niveles óptimos socio económico.	80
Figura 30: Componentes serie y paralelo.	82
Figura 31: Características de enfoque cuantitativo.	84
Figura 32: Curvas características de la cabecera de la subestación	88
Figura 33: Curvas de la protección actual de alimentadores y relé de cabecera	90
Figura 34: Curva de protección reconectador.	92
Figura 35: Curva de protección con fusibles tipo K en la derivación.	93
Figura 36: Curva de protección en transformadores de distribución.	94
Figura 37: Proceso para coordinación de protecciones.	95
Figura 38: Relé general de la subestación.	95
Figura 39: Esquema protección Alimentador.	96
Figura 40: Análisis de las protecciones de los primarios.	97
Figura 41: Calibración reconectador con fusible tipo K.	98
Figura 42: Calibración reconectador con fusible tipo T.	99
Figura 43: Comportamiento S/E 21 año 2015.	105
Figura 44: Comportamiento S/E 21 año 2016.	106
Figura 45: Comportamiento S/E 21 año 2017.	107
Figura 46: Comportamiento S/E 21 año 2018.	107
Figura 47: Comportamiento S/E 21 año 2019.	108
Figura 48: Se elige la base de estudios de la Subestación 21 en CYMDIST.	128
Figura 49: Pestaña análisis de Evaluación de la confiabilidad.	129
Figura 50: Pestaña parámetros de Evaluación de la confiabilidad.	130
Figura 51: Pestaña dispositivos de Evaluación de la confiabilidad.	131
Figura 52: Pestaña tiempo de Evaluación de la confiabilidad.	131
Figura 53: Pestaña reportes de evaluación de la confiabilidad.	132
Figura 54: Causa básica de desconexión mediante Pareto.	134
Figura 55: Causas básica de desconexión.	134
Figura 56: Origen básico de desconexión mediante Pareto.	136
Figura 57: Origen básico de desconexión.	136
Figura 58: Interrupciones por causas propias de la red en base a Pareto.	138

Figura 59: <i>Tasas de falla para los equipos del sistema de distribución.</i>	141
Figura 60: Tasas de fallas calculadas para el estudio correspondiente a los equipos de la S/E 21.	142
Figura 61: Indicador FMIK de los primarios de la S/E 21 en el periodo de estudio.....	143
Figura 62: Indicador TTIK primarios de la S/E 21 en el periodo de estudio.....	144
Figura 63: Tiempos de reparación para equipos del sistema de distribución.....	144
Figura 64: Tiempos de reparación, calculados para equipos del sistema de distribución.....	146
Figura 65: FMIK actual para la subestación 21.	147
Figura 66: Curva derivación con fusible tipo K.....	149
Figura 67: Curva derivación con fusible tipo T	150
Figura 68: Curva de protección transformador de distribución Fusible K.....	151
Figura 69: Curva de protección transformador de distribución Fusible H.....	152
Figura 70: Curva de protección transformador de distribución Fusible T	153
Figura 71: Curva de protección transformador de distribución Fusible Dual.....	154
Figura 72: Unifilar actual de los primarios.	155
Figura 73: Unifilar primarios B, D, E con nuevos equipos reconectores.....	157
Figura 74: Gráfica Escenario 1.....	158
Figura 75: Reducción de la zona de falla en el Primario “E” (21).....	160
Figura 76: Gráfica Escenario 2.....	161
Figura 77: Zonas afectada sin servicio posterior a la falla.	161
Figura 78: Reducción de la zona de falla en el Primario “D” (21).	163

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Actividades y sistema de tareas.....	27
Tabla 2: Tipo de relés, numeración y uso.....	36
Tabla 3: Elementos de un sistema General de Protección,.....	58
Tabla 4: Conjunto de corte para la red de la figura 21.....	68
Tabla 5: Límites para la calidad de servicio técnico.	76
Tabla 6: Características de enfoque cuantitativo.....	84
Tabla 7: Subestación Epiclachima y sus Primarios	85
Tabla 8: Energía, demanda y factor de carga de los alimentadores de la subestación Epiclachima.	85
Tabla 9: Características de longitud, transformadores, usuarios de cada alimentador.....	86
Tabla 10: Ajustes relé sobrecorriente general de la Subestación 21 Epiclachima.	87
Tabla 11: <i>Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera en los alimentadores.</i>	89
Tabla 12: Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera transformador 1 relé de tierra.....	89
Tabla 13: Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera alimentadores del transformador 2.....	89
Tabla 14: Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera transformador 2 relé de tierra.....	90
Tabla 15: Distancia re conectadores.....	91
Tabla 16: Corrientes de cortocircuito en re conectadores.	100
Tabla 17: Clasificación de los alimentadores ARCONEL.....	101
Tabla 18: Límites para FMIK y TTIK ARCONEL.....	102
Tabla 19: Índices FMIK y TTIK en la subestación 21 de la EEQ.	102
Tabla 20: Potencia instalada de los alimentadores de la subestación 21 de la EEQ.	103
Tabla 21: Componentes de cada alimentador primario pertenecientes a la subestación 21.....	105
Tabla 22: Valores comunes sobre tasas de falla en el sistema de distribución para alimentadores primarios.....	113

Tabla 23: Registro de fallas por alimentador primario.....	116
Tabla 24: Tasa de falla e interrupciones por alimentador.	117
Tabla 25: Registro de fallas por alimentador primario.....	117
Tabla 26: Tasa de falla en Transformadores	118
Tabla 27: Tasa de falla en Seccionador Rompe Arco.	118
Tabla 28: Tasa de falla en Seccionador Fusible	119
Tabla 29: Tasa de falla en Seccionador Fusible MV.....	119
Tabla 30: Valores para la distribución Chi cuadrado con diferente probabilidad crítica y diferentes grados de libertad.....	120
Tabla 31: Valores para la distribución Chi cuadrado con diferente probabilidad crítica y diferentes grados de libertad.....	121
Tabla 32: Tasas de falla calculadas para los dispositivos de distribución en los alimentadores de la subestación 21.....	122
Tabla 33: Tasas de falla calculadas para los dispositivos de distribución en los alimentadores de la subestación 21.....	122
Tabla 34: MTTR de los distintos componentes en los primarios de la subestación de la subestación 21.	125
Tabla 35: Datos estándar de los dispositivos del sistema de distribución CYME.	130
Tabla 36: Índices de confiabilidad para los primarios de la subestación 21.	132
Tabla 37: Causa básica de desconexión en porcentajes de acuerdo a la ARCONEL.	133
Tabla 38: Origen básico de desconexión en porcentajes de acuerdo a la ARCONEL.....	135
Tabla 39: Interrupciones por causas propias de la red.	137
Tabla 40: Valores máximos y mínimos de tasas de falla para sistemas de distribución.	140
Tabla 41: Intervalos reducidos en las tasas de falla para sistemas de distribución por año.	141
Tabla 42: Tasas de falla calculadas en los alimentadores de la subestación 21	142
Tabla 43: Tiempos de reparación para sistemas de distribución.....	144
Tabla 44: Tiempos de reparación en los alimentadores de la subestación 21 calculados para el estudio.....	145
Tabla 45: Detalle condiciones actuales de los primarios.....	156
Tabla 46: Parámetros nuevos equipos.	157

Tabla 47: Detalle resultados posterior a estudio.....	164
Tabla 48: Resultados mejoras índices de confiabilidad.	164
Tabla 49: ENS primarios de la subestación 21.....	169
Tabla 50: Costo en base a la ENS primarios de la subestación 21.....	169
Tabla 51: Costo en base a la ENS primarios de la subestación 21 posterior al análisis.....	169

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS (CIYA)

TITULO:

“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ACTUALES EN LA CABECERA DE LA SUBESTACIÓN 21 EPICLACHIMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal evaluar el sistema de protecciones e índices de confiabilidad actuales de la subestación 21 Epiclachima de la Empresa Eléctrica Quito, con esto se pretende disminuir los índices de desconexión, así como mejorar la calidad del servicio eléctrico, considerando además una posible homologación en el uso de fusibles para las derivaciones primarias y secundarias de la red.

La coordinación de protecciones y el análisis de confiabilidad del sistema ha sido desarrollada con la ayuda de los softwares CYMEDIST y CYME y se realizó un estudio para determinar una posible mejora para ambos aspectos a los que refiere este trabajo de la misma forma se verifico los puntos en donde, tanto las protecciones y confiabilidad del sistema cumplen con los estándares exigidos por las agencias reguladoras.

Palabras claves: Protecciones Eléctricas, Índices de Confiabilidad, Cabecera de la Subestación.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

SCHOOL OF SCIENCES AND APPLIED ENGINEERING

TITLE:

“EVALUATION OF THE PROTECTION SYSTEM AND THE RELIABILITY INDEXES AT THE HEAD OF SUBSTATION 21 EPICLACHIMA OF THE QUITO ELECTRIC COMPANY”

ABSTRACT

The objective of this investigation is to evaluate the protection system and the reliability indexes of Substation 21 Epiclachima of the Quito Electric Company, with the intent to reduce disconnection rates, improve the quality of the electrical service, and consider a possible homologation in the use of fuses for the primary and secondary branches in the network.

The protection coordination and the reliability analysis of the system has been completed using the CYMEDIST and CYME software, and a study was carried out to determine a possible improvement for the disconnection rates and the quality of the electrical service.

The same software was used to verify the ways in which the protection and reliability systems fulfill the standards of regulatory agencies.

Keywords: Electrical Protections, Reliability Indexes, Substation Head.

1. INFORMACIÓN GENERAL.

1.1. Título del Proyecto.

Evaluación del sistema de protecciones e índices de confiabilidad actuales en la subestación 21 Epiclachima de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

1.2. Fecha de inicio: 04 de mayo 2020.

1.3. Fecha de finalización. 17 de agosto 2020.

1.4. Lugar de ejecución. Argelia - Argelia - Quito - Pichincha - Subestación 21 “Epiclachima” de la Empresa Eléctrica Quito.

1.5. Facultad que auspicia. Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

1.6. Carrera que auspicia. Ingeniería Eléctrica.

1.7. Equipo de Trabajo.

Tutor: Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado.

Investigador 1: Silva Morales Carlos Andrés

Investigador 2: Verdezoto Cabrera Jonnathan Emilio

1.8. Área de Conocimiento: Ingeniería Eléctrica

1.9. Línea de Investigación. Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

1.9.1. Sub líneas de investigación de la Carrera. Explotación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el análisis tanto del sistema de protecciones actual, así como de los índices de calidad, con el fin de incorporar mejoras en el sistema de distribución de energía eléctrica y, por ende, minimizar las pérdidas que se generan a causa de las desconexiones de los alimentadores primarios en la subestación 21 “Epiclachima”, las cuales se ven reflejadas en los índices.

Por ello, se debe analizar las causas por las que se han generado las interrupciones del servicio, evaluar los porcentajes en que se han visto afectados los índices de confiabilidad por dichas interrupciones, además de verificar la funcionalidad de los parámetros de calibración en el sistema de protecciones, para ello una investigación explicativa cuantitativa es fundamental.

Los resultados que se desea obtener es un sistema de distribución óptimo, con una reducción al mínimo de las interrupciones de servicio y por ende mejorar la confiabilidad del sistema a nivel de distribución para garantizar un servicio continuo y confiable a los usuarios.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Existen eventos no planeados en las variables de operación del sistema de distribución denominadas fallas, dichas fallas alteran el equilibrio del sistema interrumpiendo la continuidad del servicio, las mismas que causan grandes pérdidas tanto a la distribuidora como para los clientes ya sean estos residencial, comercial o industrial.

Las desconexiones que presentan los alimentadores primarios debido a las fallas temporales o permanentes, se ven reflejadas en los índices de confiabilidad, dichas desconexiones causan incomodidad, pérdidas económicas, prolongados cortes de energía, daños graves tanto a personas como equipos así como la falta de eficiencia y calidad al suministrar el servicio de energía eléctrica, por ello es imprescindible un análisis de las desconexiones en la cabecera de la subestación 21 “Epiclachima” y la evaluación del sistema de protecciones ya que están íntimamente relacionados con su actuación.

Lo que se pretende conseguir, es reducir al mínimo las interrupciones del servicio y consecuentemente mejorar los índices de confiabilidad, proporcionar un servicio óptimo, con eficiencia, calidad y continuidad, encontrando así beneficios notables tanto para los usuarios como la distribuidora, además puede ser replicado en otras distribuidoras con el fin de estar comprometidos con la satisfacción del cliente, contribuir al desarrollo del sector eléctrico y la edificación del buen vivir.

4. BENEFICIARIOS

Beneficiarios directos:

- Empresa Eléctrica Quito
- Usuarios de la Empresa Eléctrica Quito
- Empresas distribuidoras del servicio eléctrico

Beneficiarios indirectos:

- Estudiantes de la facultad de Ingeniería Eléctrica

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.

5.1. Situación problemática.

La confiabilidad del servicio eléctrico y el sistema de protecciones, son dos aspectos que van estrechamente ligados para un óptimo funcionamiento del sistema de distribución, cuando se presentan fallas en los alimentadores primarios, dichas fallas se reflejan en los reportes que la distribuidora presenta al ente regulador en los índices de calidad, además de registrar pérdidas energéticas y económicas para la distribuidora, también presenta pérdidas para los usuarios en sus distintos niveles residencial, comercial e industrial.

Las interrupciones del servicio, así como la creciente demanda son aspectos que han experimentado cambios en los niveles de confiabilidad, el impacto considerable que esto produce en los usuarios y en la Empresa Eléctrica, presenta la necesidad de evaluar tanto el sistema de protecciones, así como los índices de calidad en la subestación 21 “Epiclachima” de la Empresa Eléctrica Quito.

5.2. Formulación del problema

Las interrupciones del servicio eléctrico en la subestación 21 “Epiclachima” tanto internas como externas y el crecimiento de la demanda de energía eléctrica asociado al incremento de la población, del consumo e incorporación de nuevas cargas importantes, son factores que afectan tanto la eficiencia de la empresa lo que se ve reflejado en los índices de confiabilidad, así como al usuario residencial, comercial e industrial en la productividad de sus actividades, de ahí la clara necesidad de realizar una evaluación para ofrecer un servicio público de mayor calidad.

6. OBJETIVOS

6.1. General.

Analizar el desempeño del sistema de protecciones y los índices de confiabilidad en la subestación 21 “Epiclachima” de la Empresa Eléctrica Quito S.A., examinando los datos estadísticos referentes a dicha subestación para proveer un servicio óptimo con eficiencia, calidad y confiabilidad.

6.2. Específicos.

- Analizar las causas por las que se han generado las interrupciones del servicio en los alimentadores pertenecientes a la Subestación 21 “Epiclachima”.
- Verificar la funcionalidad de los parámetros de calibración ingresados en el sistema de protecciones de la subestación 21 “Epiclachima” a nivel de cabecera para una óptima operación.
- Evaluar los porcentajes en los que se han visto afectados los índices de confiabilidad por las interrupciones de servicio.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.

Tabla 1: Actividades y sistema de tareas.

OBJETIVO	ACTIVIDAD	RESULTADO DE LA ACTIVIDAD	MEDIO DE VERIFICACIÓN
<p>Objetivo específico 1:</p> <p>Analizar las causas por las que se han generado las interrupciones del servicio en los alimentadores pertenecientes a la Subestación 21 “Epiclachima”.</p>	<p>Estudio de causas e índices de desconexión de cada uno de los primarios de la subestación.</p>	<p>Clasificación de las causas que generan interrupciones en los alimentadores del sistema.</p>	<p>Reporte de índices de calidad.</p>
<p>Objetivo específico 2:</p> <p>Verificar la funcionalidad de los parámetros de calibración ingresados en el sistema de protecciones de la subestación 21 “Epiclachima” a nivel de cabecera para una óptima operación.</p>	<p>Análisis de los niveles de calibración de protecciones existentes en la cabecera de la subestación.</p>	<p>Cuadro comparativo de los parámetros ingresados en el sistema versus los encontrados en el mismo.</p>	<p>Investigación bibliográfica de parámetros de calibración para protecciones en una subestación, en relación con las características de la subestación.</p>
<p>Objetivo específico 3:</p> <p>Evaluar los porcentajes en los que se han visto</p>		<p>Cuadro de resultados de niveles</p>	<p>Regulación de calidad del servicio eléctrico</p>

afectados los índices de confiabilidad por las interrupciones de servicio.	Análisis porcentual de interrupciones del servicio.	porcentuales de la confiabilidad del servicio.	establecidos por el ARCONEL.
--	---	--	------------------------------

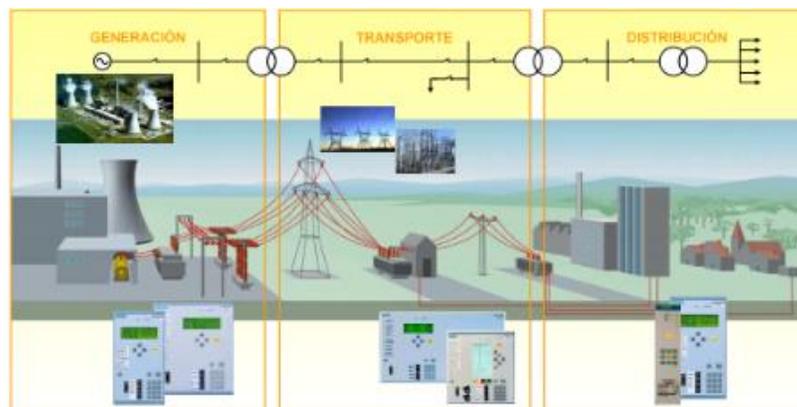
Fuente: [1]

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

8.1. Sistema de Potencia.

Según [2], se denomina al sistema de potencia al conjunto de formado por: generación, transmisión, distribución, que tienen como objeto establecer un encadenamiento para el transporte de la energía eléctrica desde la fuente hacia los consumidores.

Figura 1: Esquema simplificado del sistema eléctrico de potencia.



Fuente: [2]

8.1.1. Sistema de Subtransmisión.

Es el conjunto formado por las líneas y elementos que unen las subestaciones de distribución, y son los puntos de alimentación de las centrales, para el caso de la subestación 21 Epiclachima el nivel de voltaje es 22,86 KV a nivel de distribución.

8.1.2. Subestación Eléctrica

De acuerdo [3], uno de los principales componentes de los Sistemas Eléctricos de Potencia son las Subestaciones Eléctricas, las cuales están constituidas por: los transformadores de

potencia, equipos de protección, seccionamiento, medición, así como circuitos de control, dichos elementos interactúan entre sí para calibrar los parámetros que involucran a la potencia eléctrica, tales como el voltaje y la intensidad, tanto para la transmisión así como para la distribución de energía eléctrica, proporcionando seguridad en el sistema eléctrico para los equipos y personal encargado de la operación y el mantenimiento.

8.1.2.1. Clasificación de las Subestaciones.

Las Subestaciones de acuerdo con su función se clasifican en:

- Subestaciones variadoras de tensión.
- Subestaciones de maniobra seccionadoras de circuito.
- Subestaciones mixtas, que se define como la combinación de las dos anteriores.

8.1.2.2. Subestaciones variadoras de tensión.

Según [4], en este tipo de clasificación, se tiene subestaciones de elevación las cuales están ubicadas adyacentes a la central eléctrica modificando los parámetros de potencia, las subestaciones receptoras primarias las cuales reciben las líneas de transmisión con el propósito de acercar la potencia de generación con la menor cantidad de pérdidas, subestaciones receptoras secundarias o distribución, las cuales se alimentan por medio de los sistemas de transmisión, a diferencia de las otras dos, esta reduce los niveles de tensión para alimentar los sistemas de distribución.

8.1.2.3. Subestaciones de maniobra seccionadoras de circuito.

Según [4], su funcionamiento se basa en un diagrama unifilar, determinando la cantidad de equipos que se instalara, la extensión de terreno, el costo de la subestación y la función que desempeñara dicha subestación. Sus principales características son: Tanto la versatilidad en la operación, así como la continuidad del servicio, el mantenimiento en los equipos que se realiza con mayor facilidad y costo de los equipos eléctricos, así como su capacidad.

Los diagramas de conexiones más comunes son:

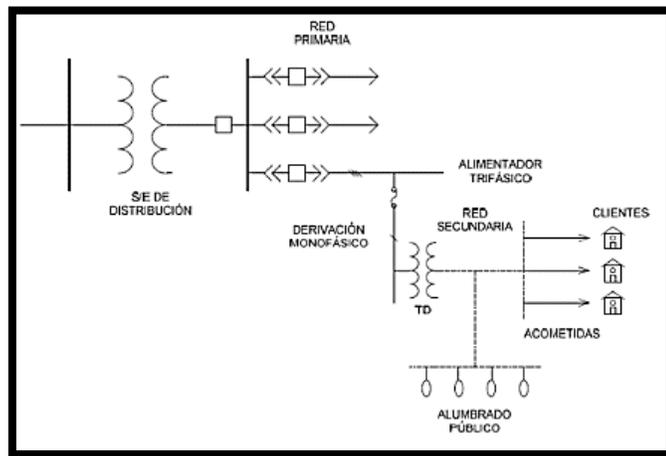
- Diagramas de conexión de un solo juego de barra.
- Diagrama con juego de barras principales y uno de barras de transferencia.

- Diagrama conexión anillo.

8.1.3. Sistema de distribución.

Parte del sistema eléctrico de potencia que tiene como objeto el transporte de energía desde la barra de una subestación, hasta el punto de consumo o usuarios finales que pueden ser clientes residenciales, comerciales, industriales y especiales, los componentes principales del sistema de distribución se tiene: alimentadores primarios, transformadores de distribución y red secundaria [5].

Figura 2: Sistema de distribución Radial.



Fuente: [5]

8.1.3.1. Alimentador primario de distribución.

Circuitos encargados del transporte de energía desde las barras de una subestación hacia los alimentadores de distribución, se forma por líneas principales denominadas “troncales”, las líneas secundarias denominadas “ramales”, seccionamientos y protecciones que unen la subestación con los transformadores.

8.1.3.2. Transformadores de distribución.

Son transformadores que abarcan una potencia considerable de cientos KVA, estos reciben la potencia de un alimentador primario y transfieren potencia a la red secundaria en donde los rangos de voltajes se encuentran entre 120-240 y 127-220 V.

8.1.4. Régimen transitorio normal.

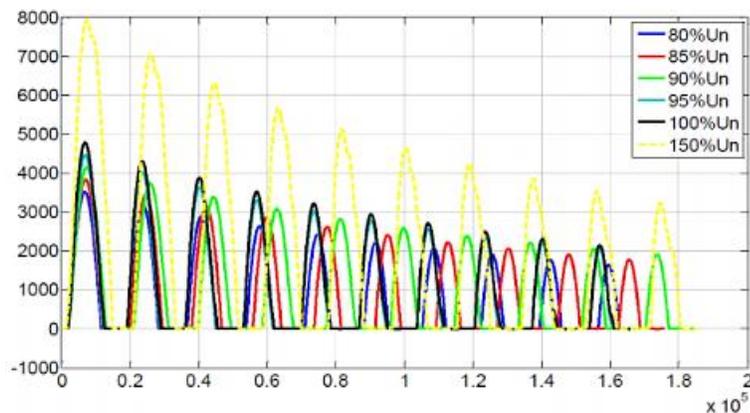
Según [6], son corrientes que se caracterizan por ser asimétricos respecto al eje de la abscisa, este fenómeno es a causa de una componente de corriente continua de forma exponencial, los rangos de corrientes por lo general aumentan manera brusca mientras que las tensiones pueden disminuir, de esta manera las protecciones dentro del sistema pueden

8.1.4.1. Inrush

Se denomina una condición transitoria y aleatoria que alcanza corrientes instantáneas de 5 a 8 veces el valor nominal, este fenómeno alcanza los valores elevados en los primeros ciclos, y empieza a disminuir hasta alcanzar los valores de corrientes de vacío o de trabajo según el funcionamiento del transformador, las causas para que se presente pueden ser:

- Energización del transformador.
- Conexión de transformadores en paralelo.
- recuperación de la tensión luego de un cortocircuito en el primario.

Figura 3: Forma de onda de la corriente de Inrush de un transformador



Fuente: [6]

En la figura 3, se observa la relación de dependencia entre las corrientes de Inrush y los niveles de tensión de la energización, al tener conectados los transformadores de una subestación a un alimentador en una subestación.

8.1.4.2.Carga Fría.

Es un fenómeno de régimen normal transitorio y ocurren durante la desconexión prolongada y posterior reconexión de una troncal o de una derivación de un alimentador primario, se denomina carga fría debido a los equipos domésticos que provocan este fenómeno son refrigeradores y congeladores ya que los motores de estos provocan corrientes de 3 a 6 veces a la corriente nominal de operación del motor. Pese a ser un rango de corrientes elevadas respecto a valores referenciales, no deja de ser una condición normal de operación del alimentador [6].

Figura 4: Curva representativa de la corriente de pico carga fría.



Fuente: [6]

8.1.5. Fallas

De acuerdo con [7], el concepto de falla se basa en cualquier cambio no planeado en los parámetros de funcionamiento de un sistema de potencia, dicho de otra manera, es una perturbación que puede tener distintas causas.

8.1.5.1.Tipos de Fallas

El concepto de fallas hace referencia a cualquier cambio no planeado en los parámetros de operación de un sistema de potencia, o dicho de otra manera a las perturbaciones que pueden ser causadas por [3] [6] [7]:

- Cortocircuito, que suele ocurrir con frecuencia y es una falla del sistema de potencia.
- Falla extraña al sistema de potencia.
- Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos entre otros.

Una de las características en los sistemas de distribución es por el nivel de voltaje y la cantidad de dispositivos que se encuentran involucrados, se tiene:

Fallas tipo derivación: Flameos.

- El 72% de las fallas son monofásicas.
- El 22% de las fallas involucradas dos fases.
- El 6% de las fallas son trifásicas.

Fallas tipo serie: fase abierta, en este caso alguno de los polos de un interruptor se encuentra abierto o en su defecto una posible rotura en un conductor de fase [6] [7].

8.1.5.2. Consecuencia de las fallas.

Cuando en sistema las condiciones han sido sujetas a perturbaciones o fallas eléctricas, se pueden presentar alegaciones en el equilibrio del sistema que pueden ser las siguientes [2] [7].

- Fluctuaciones de voltajes.
- Desbalances que se derivan en operaciones erróneas de los equipos.
- Inestabilidad del sistema.
- Cortocircuitos que causan sobrecalentamiento y la quema de equipos y conductores.
- Cortes de energía prolongada, que pueden generar grandes pérdidas económicas a los usuarios dependiendo el tipo de estos.

8.1.5.3. Métodos para calcular la corriente de fallas.

8.1.5.3.1. Falla Trifásica

En este tipo de falla interactúan las tres fases de la red cuando estas hacen contacto entre sí, dentro de un margen de probabilidad de ocurrencia son los menos frecuentes con un porcentaje aproximado al 5%, en esta clase el sistema se comporta en condiciones equilibradas y balanceadas, en donde todas las fases se encuentran afectadas por igual, se lo puede calcular como muestra la ecuación [8].

$$|I| = \left| \frac{Vf}{Z_1 + Z_f} \right| \quad 1$$

8.1.5.3.2. Falla Bifásica a Tierra

Es tipo de falla es cuando dos de las fases del sistema entran en contacto incluyendo al neutro, así como el contacto directo con la tierra, para el análisis se debe considerar las redes de secuencia positiva, negativa y cero por existir energía que se dispersa en la tierra, la ecuación es la siguiente.

$$|I| = \left| -j \sqrt{3} Vf \frac{Z_0 + 3Z_f + aZ_2}{Z_1Z_2 + (Z_1+Z_2)(Z_0+3Z_f)} \right| \quad 2$$

8.1.5.3.3. Falla Bifásica

Para los sistemas bifásicos o trifásicos, cuando dos fases del sistema entran en contacto en sí, de este modo dan como resultado un sistema en estado de desequilibrio, influyendo en el cálculo de las redes de secuencia positiva y negativa, la ecuación de cálculo es la siguiente [8].

$$|I| = \left| \pm j \frac{3 Vf}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \right| \quad 3$$

8.1.5.3.4. Falla Monofásica a Tierra

Estadísticamente este tiene una probabilidad de ocurrencia que va desde el 70 al 80%, los valores de corriente de este tipo de falla varían tomando en cuenta la longitud de la falla en relación con el principio del alimentador, es decir que la impedancia equivalente es pequeña tomando en cuenta con la impedancia que podía tener al final del alimentador, en este caso se toma en cuenta la secuencia positiva, negativa y cero ya que se trata de un sistema desequilibrado [8].

$$|I| = \left| \frac{3 Vf}{Z_1+Z_2+Z_0+3Z_f} \right| \quad 4$$

8.2. Protecciones Eléctricas.

De forma general se puede afirmar que el sistema de protecciones comprende un conjunto de dispositivos que se encuentran adecuadamente calibrados y coordinados, el objetivo principal de este es detectar una falla, localizarla y aislarla de manera eficiente, permitiendo que el resto del sistema siga operando con normalidad, mientras protege a los operadores, usuarios y equipos fundamentales. [2] [6] [7] [8].

8.2.1. Consideraciones para un sistema de protecciones.

Para diseñar un sistema eléctrico que se encuentre dotado de un sistema de protecciones adecuados capaz de salvaguardar tanto las condiciones de los equipos y cada uno de sus componentes y el de las personas se debe considerar las siguientes características detalladas en los siguientes subtemas [7] [8] [9].

8.2.1.1. Origen de las fallas.

Según [7] [9], las causas más frecuentes de las fallas en un sistema de potencias son las siguientes.

- Sobrevoltajes a causa de descargas atmosféricas
- Sobrevoltajes debido a maniobra.
- Rompimiento de conductores, y estructuras debido a vientos, sismo, hielo, entre otros.
- Daño de aislamientos causado por roedores, aves, etc.
- Incendios.

8.2.1.2. Categoría de las fallas.

La clasificación principal de las fallas en un sistema de potencia está relacionada al tiempo de las mismas, dentro de este concepto tenemos la siguiente clasificación.

- **Fallas temporales.**

Este tipo de falla tiene la característica de ser despejada antes de ocasionar daños severos, pueden ser despejados de forma autónoma y por el caso contrario por dispositivos de despeje de falla que trabajan de forma eficaz reduciendo los daños. Por citar un ejemplo,

uno de los más comunes es cuando los conductores se balancean generando contactos momentáneos [7] [9] .

- **Fallas permanentes.**

La característica principal de este tipo de falla es que persiste pese a que la velocidad con la que se realice la desconexión sea la apropiada, por otra parte no es importante el número de desconexiones ya que aún existe la perturbación, uno de los ejemplos más comunes es cuando dos o más conductores entran en contacto debido a roturas de conductores, postes y estructuras [7] [9] [9].

8.2.2. Elementos de Protección empleados en el sistema de Distribución.

8.2.2.1. Relés.

Son dispositivos conectados en los sistemas de potencia, con la capacidad de discernir entre las condiciones normales o anormales del sistema, debido a la forma en la que estos funcionan pueden ser eléctricos, de estado sólido, electromecánicos, numéricos y digitales, por lo general los relés actúan cuando la corriente que censa es mayor a la corriente de pick up.

Tabla 2: Tipo de relés, numeración y uso.

Relé y numeración	Protección y Función
21	Distancia
24	Voltaje/ Hertz (sobre excitación)
25	Sincronización
27	Bajo Voltaje Mínima tensión.
32	Direccional de Potencia
40	Perdida de excitación (campo)
46	Equilibrio de fase (balance de corriente, secuencia negativa de corriente)

47	Fase; Tensión de secuencia (Voltaje reverso de fase)
49	Térmico (Generalmente sobrecargas térmicas)
50	Instantáneos de sobrecorriente
51	Temporizado sobrecorriente
59	Sobre Voltaje
60	Balance de voltaje entre dos circuitos
67	Direccional sobre corriente
81	Frecuencia (baja y alta frecuencia)
86	Bloqueo
87	Diferencial

Fuente: [10]

8.2.2.1.1. Relé de Distancia (21)

Es un dispositivo que actúa cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito aumenta o disminuye los límites determinados.

Por lo general una protección de distancia consta de una zona 1 instantánea y una o más zonas temporizadas.

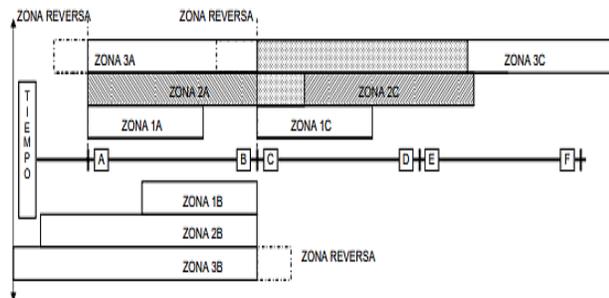
Zona 1: Generalmente los relés electromecánicos y estáticos tienen un alcance del 80% de la impedancia de la línea protegida para la zona en forma instantánea. Se debe considerar un margen del 15 al 20% para asegurar que no exista riesgo en la zona 1 sobre el alcance de la línea por errores en ajuste y medida de los T_c o T_p .

Zona 2: Esta zona es para asegurar el cubrimiento total de la línea tomando en cuenta los errores enumerados anteriormente, el alcance de la zona 2 debe estar al menos en el 120% de la impedancia de la línea protegida, una práctica común es ajustar la zona 2 igual a la impedancia de la línea más un 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta, para evitar que la zona dos se extienda a la zona 1.

Zona 3: Es una protección de respaldo para la falla en las líneas adyacentes por medio de la Zona 3, esta es temporizada para discriminar con la zona 2 de la protección de la línea adyacente, el tiempo de operación se ajusta entre 650-1000 mseg.

Zona de reversa: es usada para las fallas en la barra local, con una calibración no direccional entre el 25% del ajuste de la zona 1.

Figura 5: Características típica de tiempo/distancia para la protección de distancia.



Fuente: [9]

8.2.2.1.2. Interconexión de Barras (24).

Este tipo de relé permite la conexión entre barras de un sistema, las magnitudes que miden son voltaje y frecuencia en valores previamente determinados.

8.2.2.1.3. Relé para sincronización o sincronizador (25).

Este dispositivo funciona cuando dos circuitos de corriente alterna están con el mismo rango de frecuencia, fase o tensión, permitiendo la conexión en paralelo de estos.

Figura 6: Relé de sincronismo.



Fuente: [9]

8.2.2.1.4. Relé de mínima tensión (27).

Para el caso de este relé su accionamiento es cuando la tensión cae por debajo de un valor determinado.

8.2.2.1.5. Direccional de Potencia (32).

Se acciona a un valor determinado del flujo de energía en una dirección o por arco inverso en un circuito anódico o catódico de un rectificador.

8.2.2.1.6. Relé de excitación o campo (40).

Este relé se acciona a un valor de dado de la corriente de una máquina, o por otro parte cuando se interrumpe, o si la componente reactiva en el inducido es excesiva, en consecuencia, una excitación baja para el equipo.

8.2.2.1.7. Relé de corriente para inversión o equilibrio de fase (46).

Para este caso, el relé se acciona cuando las corrientes de un sistema trifásico están desequilibradas un contienen componentes de secuencia negativa cuyo valor excede un valor determinado de la calibración de la protección.

8.2.2.1.8. Relé voltímetro de secuencia de fase (47).

Dispositivo que actúa con un valor determinado de la tensión de un sistema trifásico con una secuencia de fase dada.

8.2.2.1.9. Relé térmico de máquina (49).

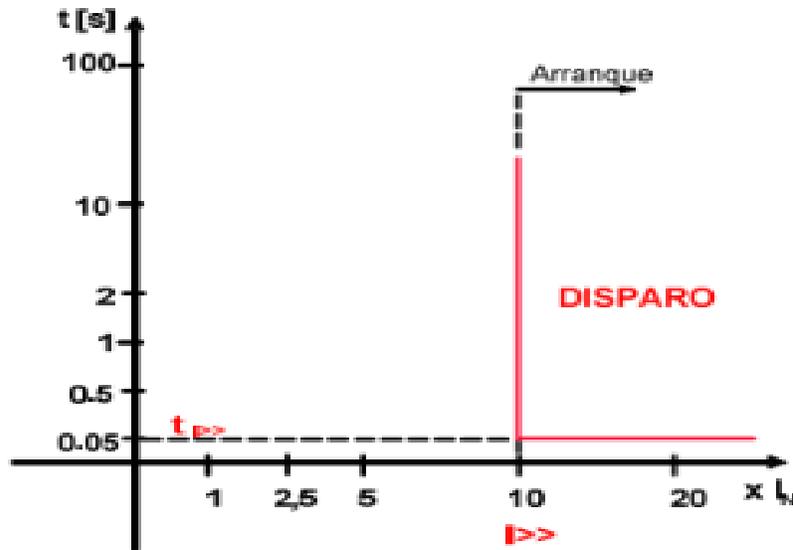
Este tipo de relé sustenta su accionar con la temperatura de un inducido que se encuentra bajo carga excede un valor determinado.

8.2.2.1.10. Relé de sobrecorriente instantáneo de fase (50).

Los relés instantáneos no tienen dispositivo un elemento o dispositivo para realizar el retardo, por lo tanto, el actuar de este elemento se da cuando la magnitud eléctrica alcanza el valor de ajuste.

Si la intensidad es menor o igual a I el relé no dispara, si la intensidad es mayor que I el relé dispara trascurrido un tiempo igual a t_1 , en donde el orden del tiempo viene dado en milisegundos.

Figura 7: Características de funcionamiento relé instantáneo.



Fuente: [10].

8.2.2.1.11. Relé de sobrecorriente temporizado de fase (51).

Conocido como una protección de sobre corriente, es decir para un nivel de corriente alto, el relé, “cuenta” cierto tiempo y luego envía una señal de disparo o alarma para proteger el sistema de distribución.

8.2.2.1.11.1. Relé temporizado (51) de tiempo definido

Un tipo de protección que se puede obtener usando un relé instantáneo en conjunto con un elemento temporizador que produzca el retardo necesario, en la práctica se usa muy poco la solución con elementos independientes, se usa un relé del tipo disco de inducción cuya curva sea muy poco inversa, de tal modo llamarse de tiempo definido, el tiempo se define para valores 10 veces de la corriente de operación, en adelante.

8.2.2.1.11.2. Relé temporizado (51) de tiempo inverso.

La característica de este relé va en función de la corriente aplicada, mientras mayor sea la corriente menor será el tiempo de operación.

Las características principales para el relé de tiempo inverso son:

- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

Para los sistemas de potencia se usan estas tres curvas, siendo la curva extremadamente inversa de suma importancia cuando esta se coordina con los fusibles de distribución.

$$t = TMS \left[\frac{k}{I^\alpha} + C \right]$$

5

t= Tiempo de operación del relé.

I= Corriente que mide el relé.

A= Parámetro que define la curva característica de operación del relé.

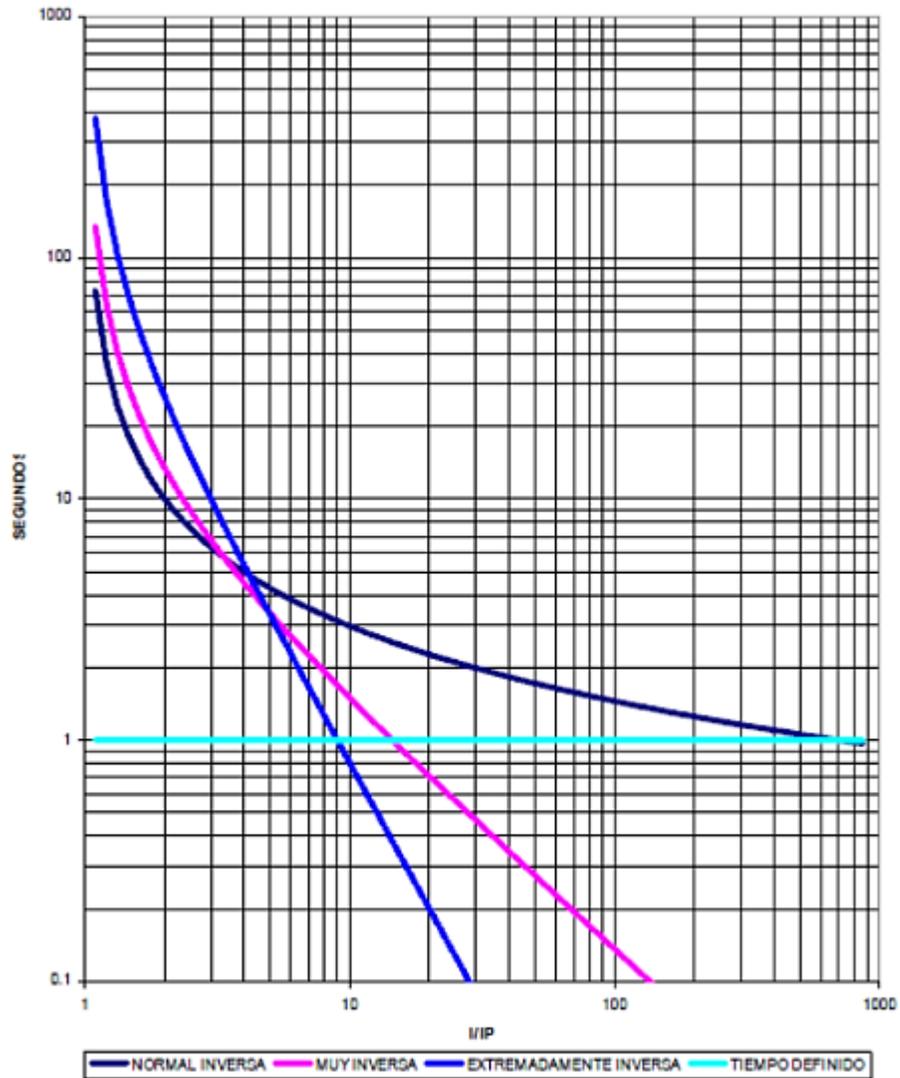
Is= Corriente de arranque del relé

TMS= Constante de ajuste del Relé.

K= parámetro que define la curva característica de operación.

C= Constante de ajuste del relé.

Figura 8: Curvas normalizadas de tiempo inverso.



Fuente: [10]

8.2.2.1.12. Relé de sobrecorriente instantáneo de neutro (51N)

Esta clase de ajuste no debe estar calibrado con demasiada sensibilidad que los otros dispositivos, “aguas abajo”, este implicaría que la coordinación no sea posible en tiempo, de esta manera se define que:

$$INST = 1.25 * \frac{I_{cc} 1\phi}{CT}$$

6

Con I_{cc1} es la corriente en cortocircuito monofásico, en caso de tener grandes industrias con cargas importantes el ajuste deberá estar entre 3 a 8 veces la corriente nominal del alimentador.

8.2.2.1.13. Relé de sobrecorriente temporizado de fase (51N).

Según [9], para que exista este tipo de coordinación entre las protecciones que ordenan la apertura de los interruptores A y B, se debe tener que para las barras 1 y 2, la zona de protección del relé B, el Interruptor B opere más rápido que el relé que maneja el interruptor A, matemáticamente este procedimiento se lo expresa de la siguiente manera:

$$top\ relé\ A = top\ relé\ B + MC$$

7

En donde:

Top relé A: es el tiempo de operación del relé A para una falla en la zona de protección del relé B.

Top relé B: es el tiempo de operación del relé A para una falla en la zona de protección del mismo.

MC: margen de coordinación, que viene expresado de la siguiente manera:

$$MC = topint\ B + tsv\ relé\ A + ts$$

8

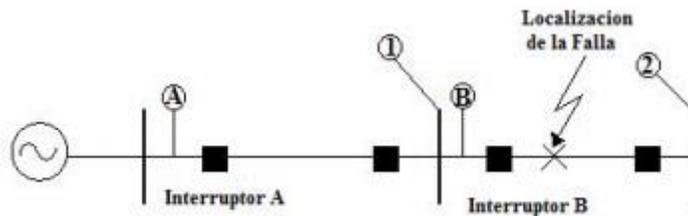
En donde:

Topinte B: tiempo de operación del interruptor B.

Tsv relé A: tiempo de sobre viaje del relé A, para relés electromecánicos este tiempo es de 0.1 s.

Ts: factor de seguridad, por lo general su margen se encuentre entre 0.1 y 0.3 s.

Figura 9: Esquema de coordinación del relé A con el relé B.



Fuente [9]

8.2.2.1.14. Sobre Voltaje (59).

Este actúa cuando la tensión excede valores determinados en el sistema de protecciones y en la calibración del mismo dispositivo.

8.2.2.1.15. Relé balance o equilibrio de tensiones (60).

Sustenta su accionar comparando tensiones en dos circuitos, es decir ante una diferencia de voltajes este actúa.

8.2.2.1.16. Direccional sobre corriente (67).

Dispositivo que actúa a un valor determinado de sobrecorriente en una dirección dada.

8.2.2.1.17. Relé de Frecuencia (81).

Este relé compara el valor de la frecuencia en diferentes circunstancias con un valor determinado, es decir, cuando tenga un valor mayor o menor, o cuando la frecuencia varía a una velocidad dada.

8.2.2.1.18. Relé de bloqueo o enclavamiento fuera de servicio (86).

Es un relé que su accionamiento es eléctrico su reconexión puede ser eléctrica o manual que se mantiene desconectado un equipo después de condiciones anormales.

8.2.2.1.19. Relé protección Diferencial (87).

Relé que acciona bajo la diferencia porcentual o de fase u otra diferencia cuantitativa de dos corrientes y otras magnitudes eléctricas.

8.2.2.2. Reconectador.

Son dispositivos usados en el sistema de distribución para realizar cierres de forma automática en un circuito cuando en estos se presenta una falla temporal. Dentro de sus características esta soportar corrientes de cortocircuito en la línea que protegen, al presentarse una falla estos abren y cierran el circuito de forma predeterminada, en caso de persista la falla el circuito permanecerá abierto [7] [9].

Estos dispositivos se clasifican de acuerdo al mecanismo con el que eviten el arco, dentro de los más comunes se tiene los de aceite mineral y los de vacío, otra de las clasificaciones que existen para este equipo es el tipo de control para realizar el cierre del circuito, suelen ser electrónico o hidráulico [9].

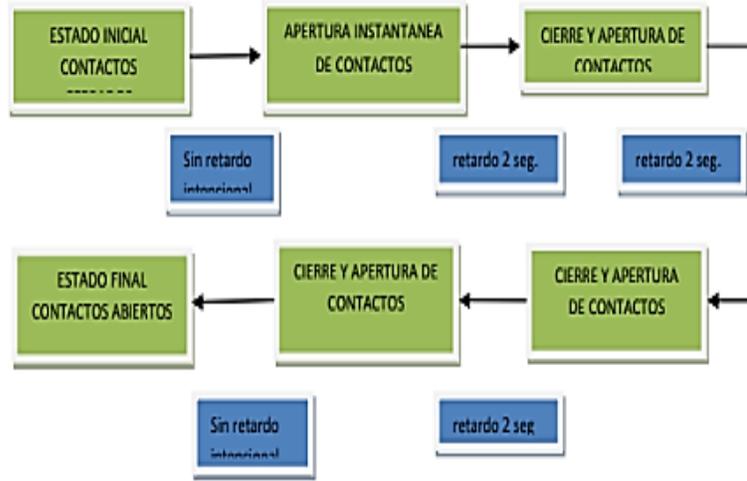
Generalmente se usan en una de las siguientes posiciones:

- A una gran distancia de la subestación para separar grandes alimentadores, y prevenir la interrupción total de la línea de distribución al encontrar una falla aguas abajo del reconectador [8] [9] .
- En las troncales de los alimentadores principales, al presentarse daños aguas abajo del reconectador [6] [9].

Las características principales del Reconectador son:

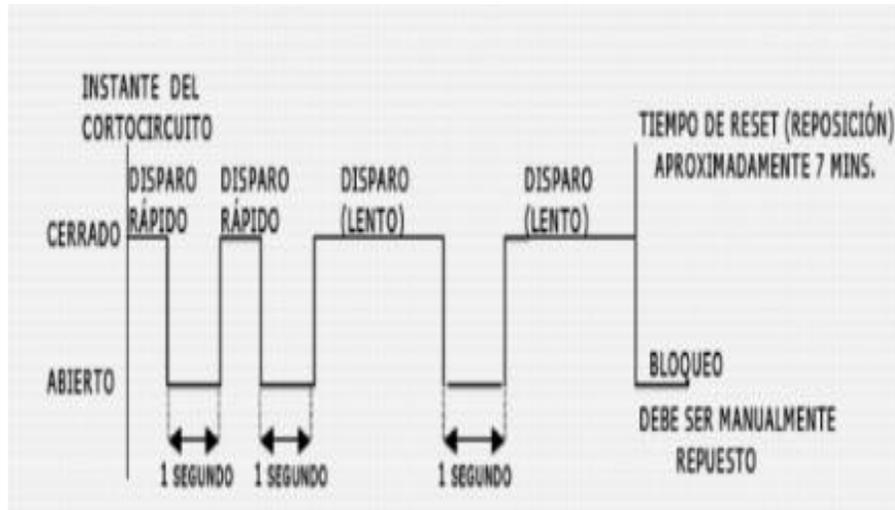
- **Corriente de Interrupción:** Considerado la máxima corriente simétrica RMS, con la que el reconectador puede interrumpir.
- **Ciclo de trabajo:** Es la secuencia de operación que utiliza para despejar una falla, esto permite determinar la vida útil del equipo en función del ciclo de trabajo.
- **Tensión de servicio:** Considerado como el voltaje nominal de operación del equipo, por lo general el voltaje que soporta es superior al voltaje de línea del sistema.

Figura 10: Ciclo de trabajo de un reconector.



Fuente: [9]

Figura 11: Secuencia completa de operación de un reconector.



Fuente: [9]

8.2.2.3. Fusibles.

Denominado como el elemento de sobrecorriente más común y económico en la protección de los sistemas de distribución, una de las ventajas que estos presentan es brindar el servicio sin necesitar un mantenimiento. Su objetivo principal es crear un ambiente dieléctrico para evitar el restablecimiento del arco cuando la corriente para por cero, su proceso es el siguiente [7] [10];

- Detección: Calentamiento y Fusión
- Iniciación del arco: Separación.
- Manipulación del Arco: Alargamiento, refrigeración desionización, presurización
- Interrupción de corriente: Corriente Cero.

8.2.2.3.1. Fusibles K.

Conducen hasta 150% de la In sin presentar un daño, poseen una relación de velocidad de 6 a 8.

8.2.2.3.2. Fusibles T.

En relación a los fusibles del tipo T, su tiempo de operación es más lento y su velocidad de operación es de 10 a 13.

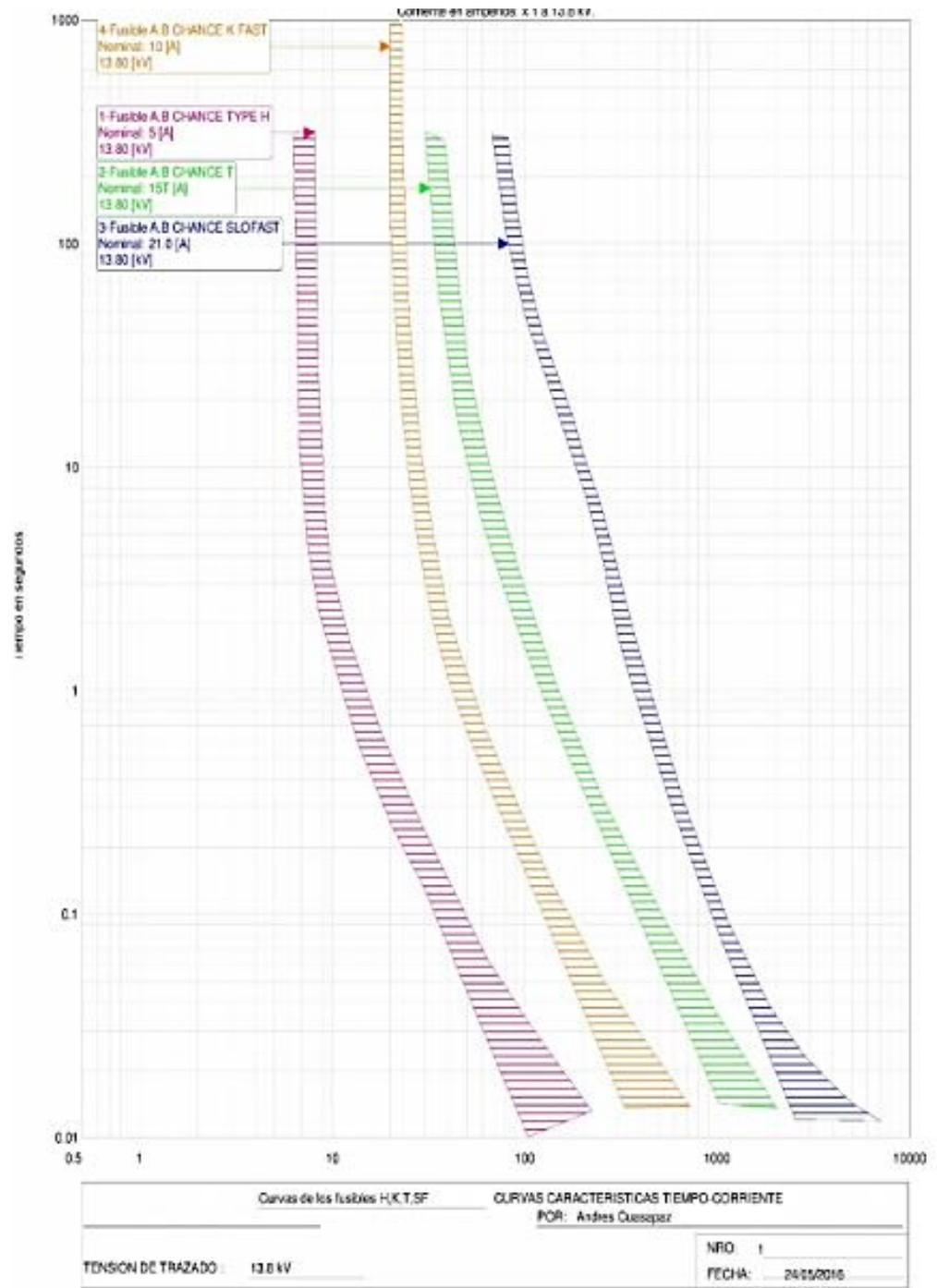
8.2.2.3.3. Fusibles H.

Su característica es conducir el 100 % de la In sin percibir daño alguno, su característica de fusión muy rápida y la relación de velocidad es de 7 a 11.

8.2.2.3.4. Fusibles Sft.

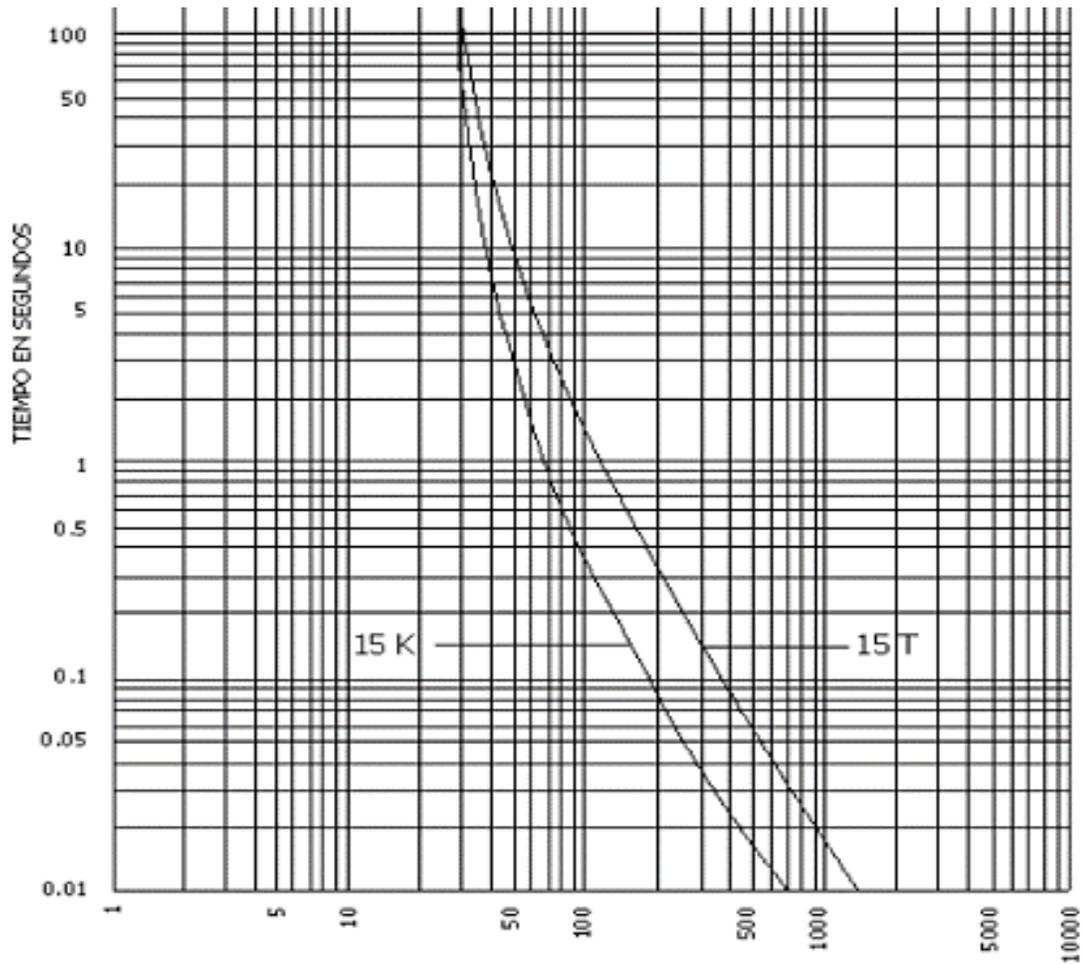
Elemento dual, no actúan ante fallas temporarias en transformadores, son fusibles considerados lentos y su relación de velocidad es de 13 y 20.

Figura 12: Curvas de los fusibles H, K, T, Slowfast.



Fuente: [7, 10].

Figura 13: Curvas de fusibles tipo T Y K.



Fuente: [7]

Figura 14: Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen



Fuente: [10]

8.2.2.3.5. Sensibilidad de un fusible

Según [6] [7], para conocer si un fusible es sensible este no debería tener su curva característica por encima de la curva de conducción del conductor, y la mínima corriente de cortocircuito del ramal debe ser mayor a la corriente de fusión para que se pueda detectar la falla, el coeficiente de sensibilidad se determina mediante la siguiente fórmula.

$$Ks = \frac{I_{cc \min}}{I_{ajuste}}$$

9

En donde:

KS: coeficiente de sensibilidad

I ccmin: Corriente mínima de cortocircuito

I ajuste: valor de ajuste de la protección.

8.2.2.4. Coordinación de Protecciones.

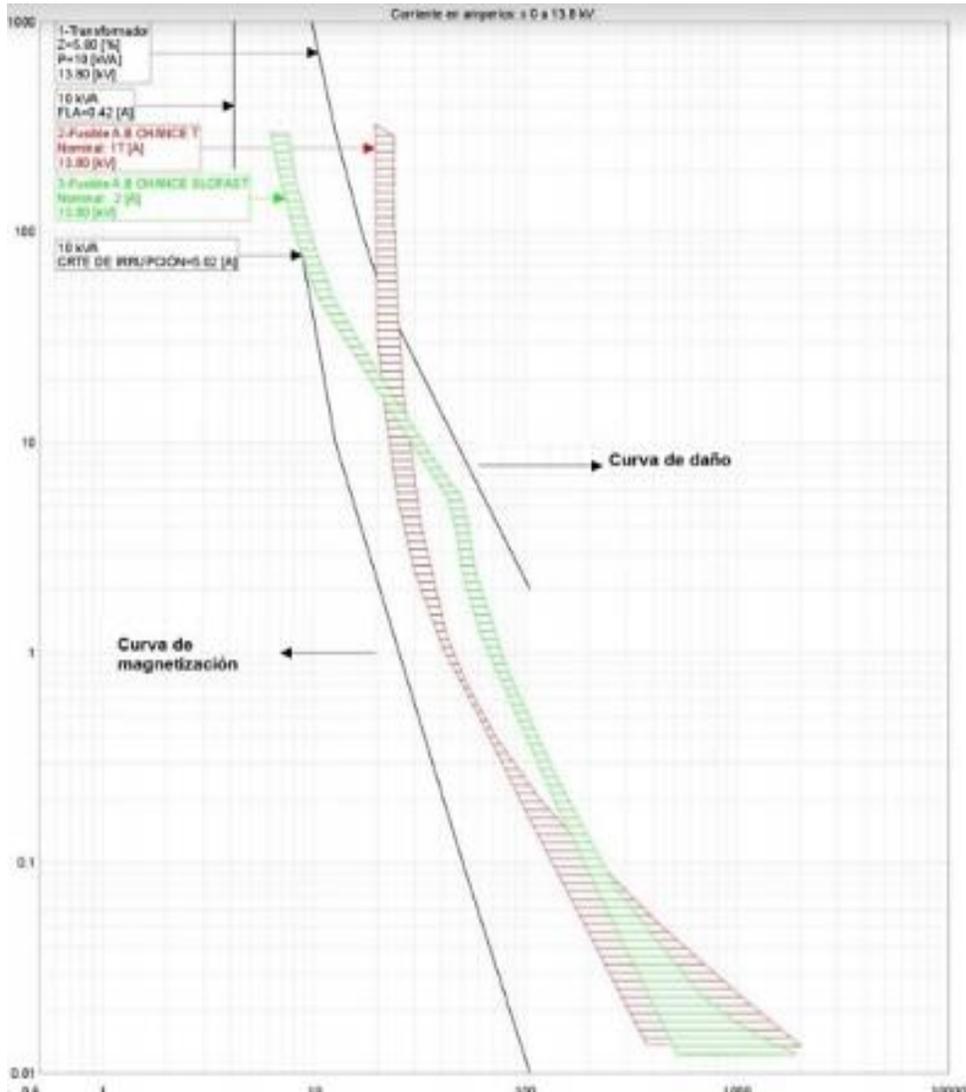
Para tener una coordinación adecuada, en una derivación secundaria el orden de actuación para evitar una falla debe ser el siguiente:

- Fusible que se protección para derivación secundaria
- Fusible que proteja la derivación primaria
- Reconnectador “si es existente”
- Relé del alimentador
- Relé general.

8.2.2.4.1. Coordinación del fusible y el transformador.

Según [6] [7], los transformadores poseen dos curvas una de estas es la curva de magnetización y la otra es la curva de daño, el fusible de estar calibrado para estas dos curvas. Si el fusible se encuentra bajo la curva de magnetización, este actuará para las condiciones normales y transitorias, en corrientes de carga fría, corrientes Inrush en caso de estar sobre la corriente de daño el transformador no tendrá protección alguna.

Figura 15: Curva de fusión del fusible para protección en transformador.



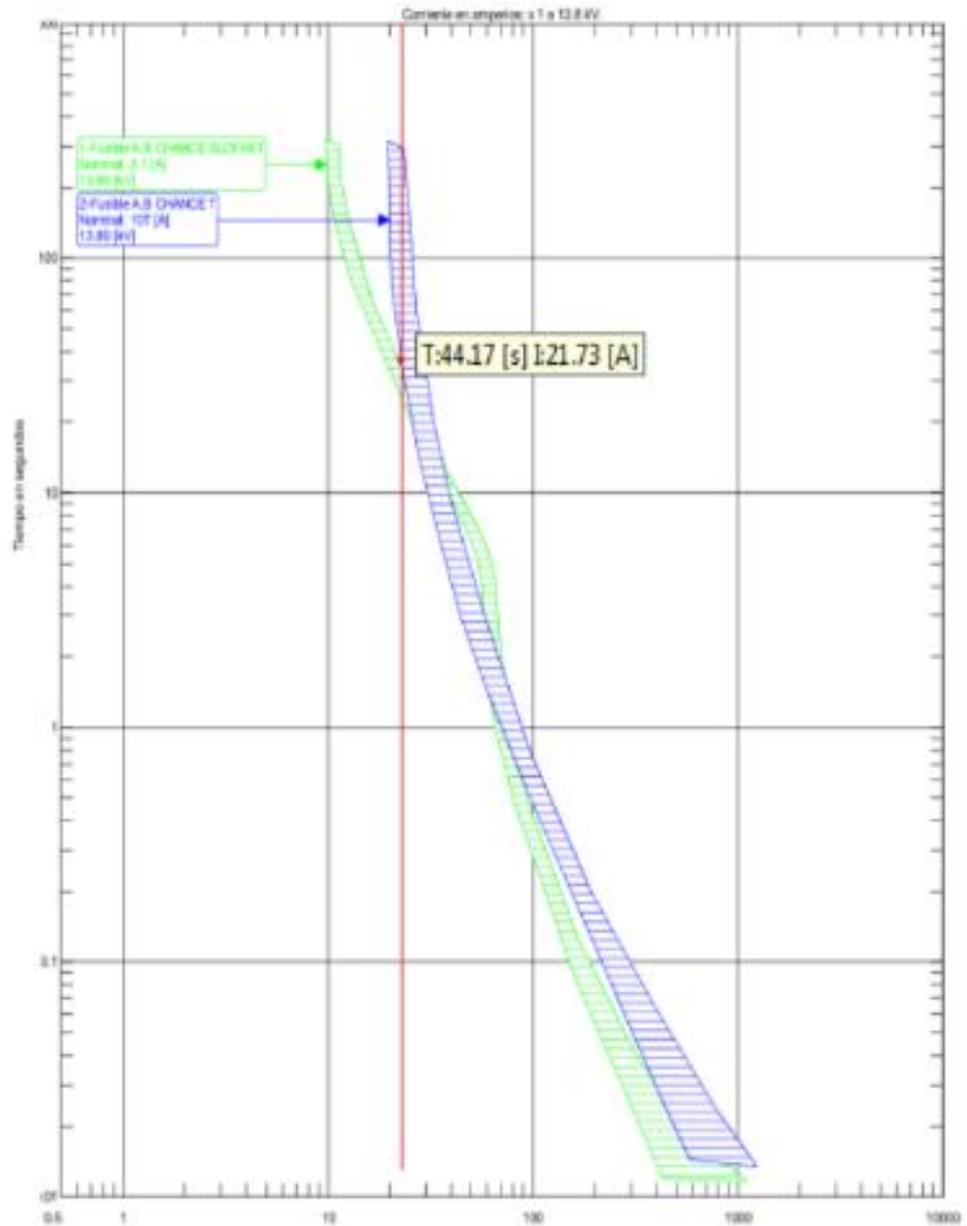
Fuente [11]

8.2.2.4.2. Coordinación entre fusibles.

Este tipo de coordinación se lo realiza en cascada, en caso de que las curvas sean mayores al otro fusible la protección del sistema pasa a ser inexistente.

- **Entre fusible T y Slow-fast.** Este tipo de coordinación siempre debe estar colocada aguas arriba, en la figura 16, se aprecia que la línea roja existente para las dos curvas es el punto de coordinamiento entre estos dos fusibles.

Figura 16: Curvas de coordinamiento entre un fusible SF y un T.

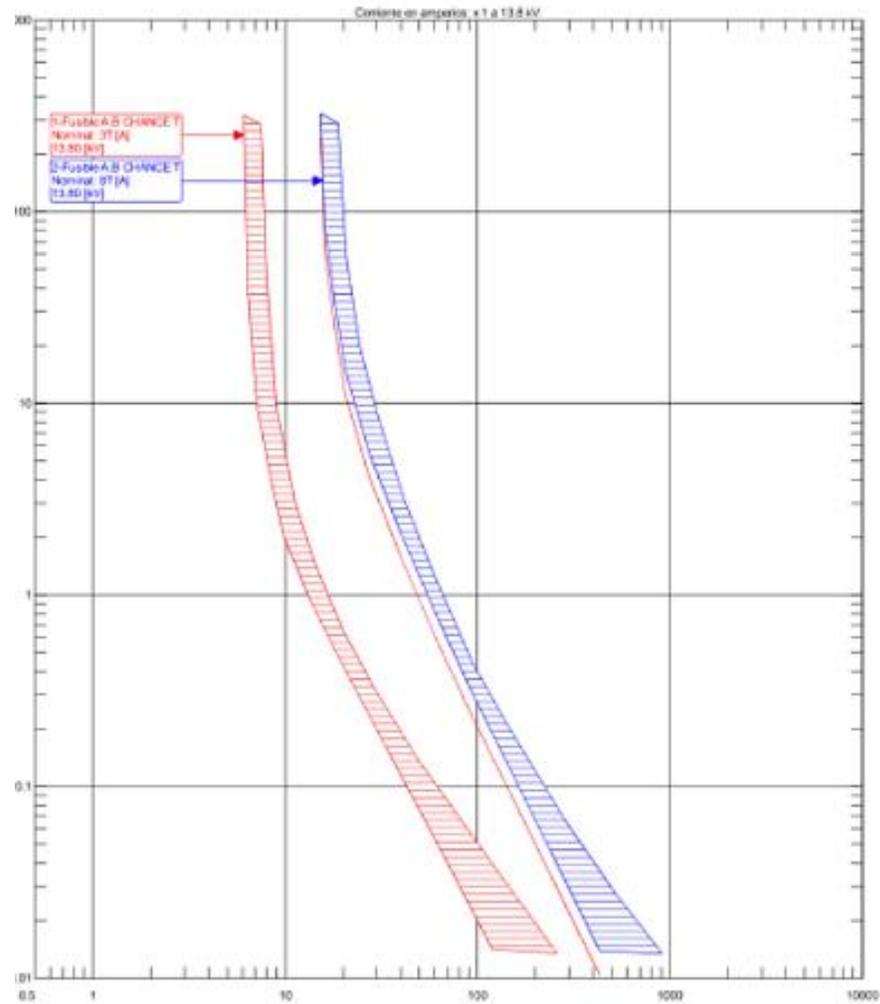


Fuente: [11]

- **Coordinación de fusibles tipo T.**

Se los coloca en cascada, sin sobreponer ni igualar los valores de los otros fusibles, evitando sobreponer ni tampoco igualar valores de curvas características ya que esto no permite tener una coordinación adecuada en los fusibles.

Figura 17: Curvas de coordinación entre fusibles T.



Fuente: [11]

En la figura se muestra, dos fusibles tipo T, cumpliendo las características de sobreposición.

- **Coordinación de un fusible T y un Conductor.**

Para cumplir este tipo de coordinación se debe cumplir con lo siguiente:

- La corriente de fusión del fusible debe ser menor a la corriente máxima soportada por el conductor.
- La corriente de fusión debe ser mayor a la corriente de la carga fría.

8.2.2.5. Principales funciones de un sistema de Protecciones.

Las funciones principales que debe cumplir un sistema de protección son [7] [11] [12]:

- Aislar las fallas permanentemente
- Minimizar el número de salidas de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de fallas.
- Prevenir daños a los equipos.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar riesgos.

8.2.2.6. Principios Frecuentes.

Tengo como parámetros de funcionamiento al conocer las corrientes de falla, se determinan las características nominales requeridas de los equipos por lo tanto saber si las protecciones están adecuadamente coordinadas. Sin embargo, se consideran como otras técnicas que no están muy bien definidas como las reglas para especificar las zonas de protección como la localización y naturaleza de las cargas y las condiciones ambientales del circuito [11] [12].

8.2.3. Períodos para eliminación de las fallas.

El tiempo para el despeje de una falla está relacionada con la clase de tecnología que tiene un sistema de protecciones, por lo general el tiempo total del despeje deber menor a 100 ms incluyendo el tiempo requerido por el revelador que es de 10 a 40 ms, mientras que para el caso de un sistema de tele protecciones hay que agregar de 10 a 30 ms, finalmente para los sistemas que emplean modernidad el tiempo máximo es de 50 ms [11] [12].

8.2.4. Filosofía para el despeje de fallas.

8.2.4.3. Disparo indeseado

Este tipo de falla considerada severa en una línea adyacente a la línea fallada, un sistema de potencia de estar en condiciones de soportarlo, por lo general no obedece a una falla real y puede ser el resultado de un sistema de protecciones mal calibrado.

En supuesto caso de tener una carga alta, la pérdida de dos líneas puede ocasionar un desbalance de la estabilidad del sistema de potencia, en consecuencia, por seguridad de la protección la probabilidad de un disparo no deseado debe ser mínimo [7] [11] [12].

8.2.4.4. Negligencia en el disparo durante cortocircuito

Considerado como la peor forma de las operaciones incorrectas, ocasionada por fallas del sistema de protección o del interruptor que deriva en problemas de estabilidad y apagones. En seguridad de un sistema de protecciones es preferible un disparo indeseado a una negligencia u omisión en el disparo [7] [11] [12] .

8.2.4.5. Operación incorrecta.

Como concepto la operación incorrecta es la combinación de disparo indeseado con la negligencia de un disparo durante un cortocircuito, como característica de seguridad que debe entregar un sistema de protecciones no debería existir la posibilidad de tener una operación incorrecta [7] [11] [12].

8.2.4.6. Confiabilidad, fiabilidad y seguridad.

Según [7] [11] [12] [13], un sistema de protecciones debe estar diseñado con alta fiabilidad y el sistema de protecciones en una barra debe tener alta seguridad. Una ecuación matemática, permite conocer cuál es el lineamiento correcto en función de estos tres aspectos.

Alta fiabilidad + Alta seguridad = Confiabilidad.

8.2.4.7. Diseños de sistemas de potencia desde el punto de vista de confiabilidad.

Para realizar un diseño de un sistema de potencia existen dos clasificaciones en función de un punto de vista.

8.2.4.7.1. Redes redundantes o enmalladas.

- El enlace se puede abrir sin consecuencias para el usuario.

- Un disparo indeseado no tiene una consecuencia severa.
- La fiabilidad debe ser alta con la prioridad sobre la seguridad.
- EN sistemas de subestación de doble barra e interruptor y media la fiabilidad deber ser alta e igual a los estándares de seguridad.

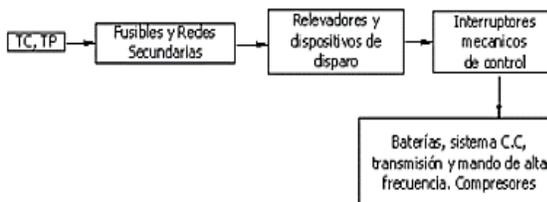
8.2.4.7.2. Redes no redundantes o radiales.

- Un disparo indeseado causaría interrupción del servicio y pérdidas de generación.
- Para evitar daños severos en un disparo indeseado es necesario la función de respaldo para despejar fallas.
- En barrajes la fiabilidad tiene menor prioridad que la seguridad.

8.2.4.8. Respaldo remoto.

Consiste en un sistema de protecciones en donde, el prime tipo de protección es el respaldo remoto en el cual, la segunda o tercera zona de la protección será capaz de despejar la falla en una sección de la línea adyacente, con esta clase de respaldo los tiempos de interrupción son largos, la selectividad no suele ser satisfactoria [12] [14].

Figura 18: Diagrama de flujos respaldo remoto.



Fuente: [12]

8.2.4.9. Respaldo local.

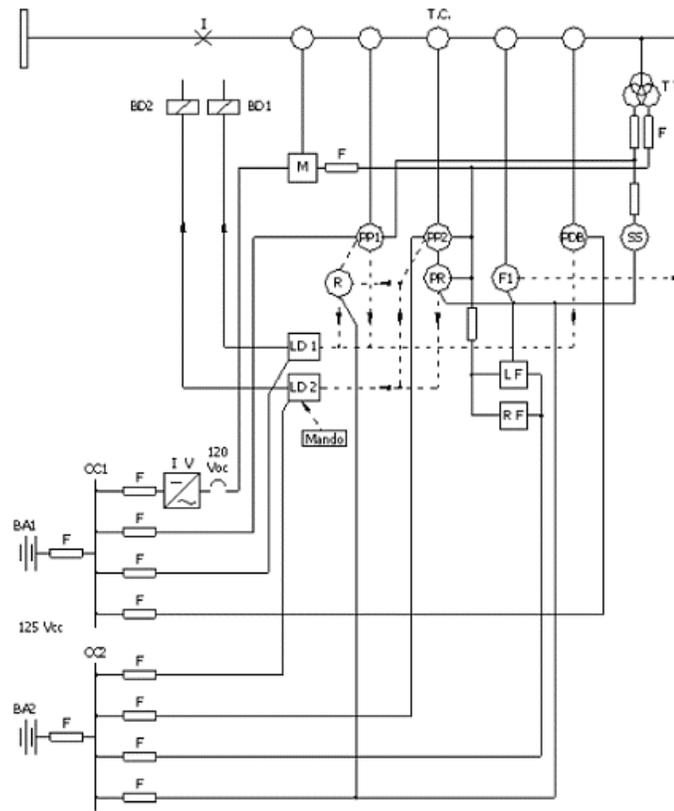
La característica principal de este tipo de sistema es su conexión en paralelo con el sistema de protección principal, el respaldo remoto no suele ser suficiente ya que carece de una buena selectividad en el disparo.

Para este tipo de protecciones no se duplican los interruptores ni los transformadores de medida, los interruptores tendrá una doble bobina de disparo, el cableado y suministro de energía son independientes, actualmente el respaldo local tiene las mismas funciones y características del sistema de protecciones por lo que se los denomina como protección principal 1 y 2, para este tipo de respaldo se tendrá una baja fiabilidad y alta seguridad ya que la probabilidad de operación incorrecta se reduce a un revelador [7] [12] [13].

8.2.4.10. Respaldo local del interruptor

Para el esquema de protección redundante, se utiliza una protección de falla del interruptor, lo que asegura el disparo del interruptor para despejar la falla [7] [10] [13].

Figura 19: Sistema general de Protecciones.



Fuente: [13].

Simbología:

Tabla 3: Elementos de un sistema General de Protección,

I	Interruptor	SS	Sistema de sincronismo
TC	Transformador de Corriente	LD	Lógica de disparo
TT	Transformado de Tensión	LF	Localizador de fallas
BD	Bobina de disparo	RF	Registrador de fallas
F	Fusible	CC	Sistema de corriente continua
PP	Protección Principal	BA	Batería
PR	Protección de Respaldo	IV	Inversor
FI	Protección de falla del interruptor	M	Medida
PDB	Protección de barras.		

Fuente: [13].

8.2.5. Sistemas de Protecciones.

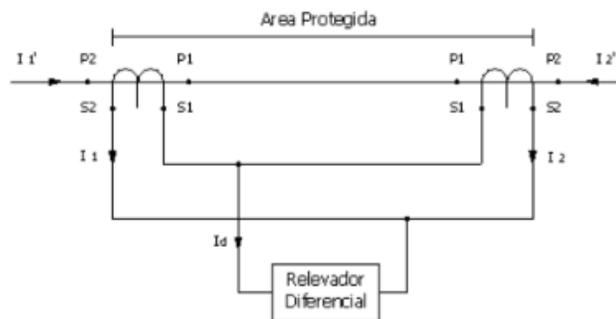
Según [13] [14], los sistemas de protecciones más empelados son los siguientes.

8.2.5.3. Protecciones absolutamente selectivas (protección por unidad)

Hace el uso de un revelador diferencial, este detecta la corriente dada por:

$$I_d = I_1 + I_2 = \text{corriente diferencial} \quad \text{Ecuación: 10}$$

Figura 20: Protección Absolutamente selectiva.



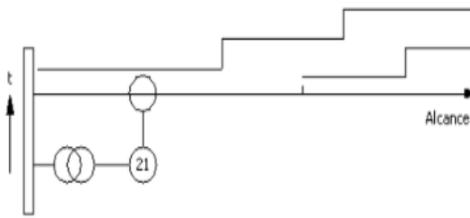
Fuente: [14].

8.2.5.4. Protecciones relativamente selectivas (protección escalonada).

Según [14], este tipo de protección puede ser de tres tipos:

- Sobrecorriente
- Impedancia
- Tiempo

Figura 21: Protección relativamente Selectiva.



Fuente: [14].

8.2.6. Diseño de sistemas de protección con reveladores.

Según [14] [15], para el diseño de sistemas de protección con reveladores se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros:

8.2.6.3. Compromisos del sistema de protecciones.

El compromiso de un sistema de protección debe estar basado en los siguientes aspectos que influyen cualquier aplicación.

- Economía inicial de operación y mantenimiento.
- Estadísticas disponibles de fallas o dificultades: magnitud y localización de transformadores.
- Prácticas de operación: conforme normas.

8.2.6.4. Criterios de diseño.

Según [7] [14] [15], son:

- **Confiabilidad:** Capacidad del sistema de protección de realizar su función correctamente cuando se le requiera y evitar operaciones innecesarias.

- **Velocidad:** Tiempo mínimo de falla y daño mínimo del Equipo, rapidez para el despeje de falla.
- **Selectividad:** Manteniendo la continuidad del suministro desconectando una sección mínima del circuito para aislar la falla.
- **Seguridad:** Para que no cause desconexiones del circuito debido a desbalances de carga, corrientes, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras, condiciones de estado estable y transitorias.
- **Sensitividad:** Debe tener la capacidad de detectar las fallas temporales, permanentes y diferenciarlas así estén en puntos alejados del interruptor principal del circuito.
- **Economía:** Nivel de protección maximizado al menor costo.
- **Simplicidad:** Equipo y circuitería mínima para tener certeza de operación correcta del sistema de protecciones.

8.2.6.5. Desempeño del sistema de protecciones

Según [14] [15], se clasifican como:

- Correcto
- Inconcluso
- Incorrecto, disparo errado u omisión de disparo por (aplicación de dispositivos de mala calidad, calibración y ajuste incorrecto, error de personal, mal funcionamiento de equipos del sistema).

8.2.7. Aplicación de los sistemas de protección.

Según [14] [15] [16], para realizar una aplicación correcta de los sistemas de protecciones se debe conocer información previa como:

- Configuración del sistema.
- Sistema de protección existente y sus dificultades.
- Configuración del sistema.

- Procedimiento y prácticas de operación existentes y expansiones futuras posibles
- Grado de protección requerido
- Estudio de Fallas.
- Carga máxima, relaciones de los transformadores de corriente.
- Localización, conexiones y relaciones de los transformadores de potencia.
- Impedancia de las líneas y de los transformadores.

8.3. Confiabilidad

Al mencionar la confiabilidad como un concepto en cualquier ámbito en el que se lo desee aplicar, este se enfoca en la habilidad de realizar una tarea específica, por otra parte, la fiabilidad de un sistema se lo puede expresar en índices que reflejen su eficiencia de forma numérica o porcentual y compararlo con un valor establecido bajo una normativa

Al usar términos eléctricos bajo la confiabilidad en distribución eléctrica es: como la capacidad que tiene un sistema para operar de forma continua sin inconveniente alguno, durante un tiempo específico.

8.3.2. Definición de confiabilidad enfocada a sistemas de distribución eléctricos

Según [17] , para definir una la confiabilidad en un sistema de distribución es necesario conocer los siguientes conceptos.

- **Contingencia:** por definición es un evento inesperado, entre los cuales se puede encontrar una falla o un circuito abierto.
- **Circuito abierto:** Un lugar de un circuito del sistema de distribución en donde el flujo ja sido interrumpido.
- **Falla:** Se considera fallas, a cortocircuitos, a contingencias ocasionad-os por rompimientos de los dieléctricos del sistema de aislamiento y pueden ser clasificados como autolibreamiento, temporales y permanentes.

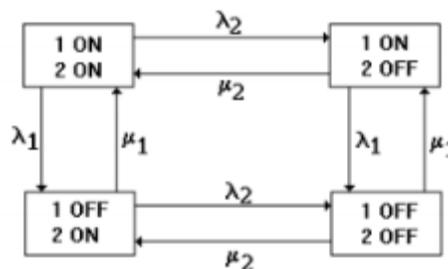
- **Salida de servicio Interrupciones:** Cuando un equipo es desenergizado de forma programada o de manera inesperada a causa de una contingencia.
- **Interrupciones Momentáneas.** Cuando un usuario se encuentra desenergizado por un periodo de tiempo corto, por lo general este tipo de interrupción suele ser ocasionada por cierres automáticos.

8.3.3. Método Markov.

Según [18], para un sistema de distribución la consideración principal es que este sea reparable, lo que implica que cualquier elemento o componente está sujeto a reparaciones o reemplazos, dependiendo del tipo de elemento en cuestión, restableciendo las condiciones de operación del sistema a las condiciones normales, de tal manera el sistema es continuo en el tiempo, con estados finitos, calibrándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

Para tener una idea más clara de cómo funciona es método, se toma en cuenta un sistema compuesto por dos elementos “2 alimentadores”, y se supone que cada uno de estos puede encontrarse en dos posiciones posibles “operando o en falla” y cuya transición o cambio de estado se logra cambiando el estado de un elemento a la vez.

Figura 22: Diagrama de estados de un sistema de dos elementos.



Fuente: [18],

En donde;

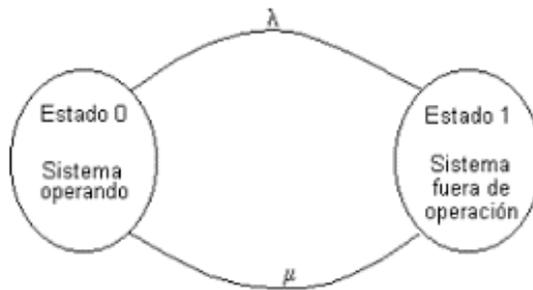
λ_i es la tasa de falla del componente i y se expresa en fallas/unidad de tiempo

μ_i es la tasa de reparación, expresada en unidad de Horas.

Para efectuar el análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema, para lo cual es pertinente definir las condiciones de operación de los elementos y características generales. Criterio de éxito se considera un servicio continuo y se asume que las líneas de distribución tienen la capacidad de soportar toda la carga, por lo que los estados del sistema tienen una relación directa de la forma de conexión. Por ejemplo, cuando el sistema se encuentra en paralelo, el sistema llegará a un estado de falla cuando ambos elementos están fuera de servicio, en caso de que un sistema se encuentra en serie cuando cualquiera de los componentes se encuentra en estado de falla, por las propiedades que posee este tipo de conexión.

El método de Markov permite obtener, una precisión de la probabilidad de un sistema y sus posibles estados posibles, sin embargo, este método no suele ser muy atractivo ya que se presenta una gran cantidad de estados posibles y para un sistema que crece, la cantidad de estados hará los mismo notablemente con tanto añadir una variable. Para determinar la probabilidad se debe considerar un sistema compuesto de un único elemento, reparable, y que tenga dentro de sus características la tasa de falla λ y una tasa de reparación μ , con función exponencial en la distribución. Además, se consideran $P_0(t)$ y $P_1(t)$ probabilidades cuando el sistema está operando y fuera de operación respectivamente, en un periodo de tiempo determinado.

Figura 23: Estados de un sistema de un elemento.



Fuente: [18]

$$P_0(t + dt) = P_0(t) (1 - \lambda dt) + P_1(t) \mu dt$$

11

$$P1(t + dt) = P0(t)\lambda dt + P1(t)(1 - \mu dt) \quad 12$$

De otra forma.

$$P0(t + dt) - P0(t) = -P0(t)\lambda dt + P1(t)\mu dt \quad 13$$

$$P1(t + dt) - P1(t) = P0(t)\lambda dt - P1(t)\mu dt \quad 14$$

Dividiendo para dt:

$$\frac{P0(t + dt) - P0(t)}{dt} = \lambda P0(t) + \mu P1(t) \quad 15$$

$$\frac{P1(t + dt) - P1(t)}{dt} = \lambda P0(t) - \mu P1(t) \quad 16$$

Cuando dt tiende a cero, las ecuaciones (13) y (14), dejan resultados como:

$$P'0(t) = \lambda P0(t) + \mu P1(t) \quad 17$$

$$P'1(t) = \lambda * P0(t) - \mu P1(t) \quad 18$$

estas ecuaciones representan unas ecuaciones diferenciales lineales, con coeficientes constantes, posibles de solucionar por cualquier método.

$$P0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P0(0) + P1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P0(0) - \mu P1(0)] \quad 19$$

$$P0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P0(0) + P1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P0(0) - \lambda P1(0)] \quad 20$$

En donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$ corresponden a las condiciones iniciales., y se tiene:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1 \quad 21$$

El análisis se inicia cuando el sistema está en operación se obtiene:

$$P_0(0) = 1$$

$$P_1(0) = 1$$

En consecuencia, las ecuaciones se transforman:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad 22$$

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad 23$$

Al tomar en consideración que el tiempo tiende al infinito, las probabilidades de estado son:

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad 24$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad 25$$

Al usar los conceptos de tiempo medio para la falla T_1 y el tiempo medio de reparación T_2 , se obtiene.

$$T_1 = \frac{1}{\lambda} \quad 26$$

$$T_2 = \frac{1}{\mu} \quad 27$$

Por lo tanto, las probabilidades de operación y falla, en estado de régimen permanente, en función de los tiempos de operación y reparación son:

$$P_o = \frac{T_1}{(T_1 + T_2)} \quad 28$$

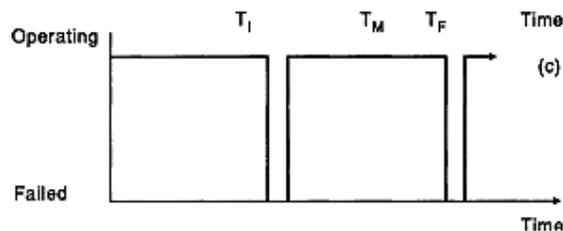
$$P_1 = \frac{T_2}{(T_1 + T_2)} \quad 29$$

Las ecuaciones 22 y 23, tanto como la 26 y 27, permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y el de falla.

8.3.4. Procedimiento de frecuencia y duración.

Según [18], el concepto principal para la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico es la adquisición de información cuantitativa, que refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega, la frecuencia la cual se encuentra en un estado determinado y la duración promedio de residencia con el estado de la frecuencia, nos permiten conocer más información que la probabilidad que se encuentra por el método de Markov. Es decir, la técnica de frecuencia y duración pretende encontrar la relación de la cantidad de veces que un consumidor quedará sin suministro de energía eléctrica y el tiempo que puede durar las fallas de servicio.

Figura 24: Representación del ciclo de operación de un componte.



Fuente: [18]

El proceso operación – falla – reparación – operación, en donde la frecuencia es $f= 1/T$, al aplicar el concepto de probabilidad, se obtiene que la relación está dada por:

$$P (op) = m / (m + r)$$

30

En donde,

$m = 1 / \lambda =$ tiempo promedio de operación

$r = 1 / \mu =$ tiempo promedio de reparación

Entonces:

$T = m + r$, se obtiene lo siguiente:

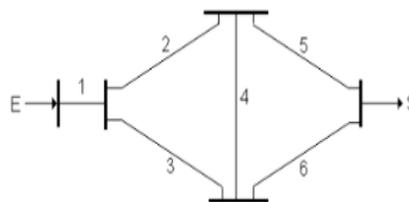
$$P (op) = m / T = 1 / \lambda T = f / \lambda$$

31

8.3.5. Método de cortes aplicado en la evaluación de confiabilidad de redes eléctricas.

Según, [19], es un proceso metodológico que utiliza los conjuntos de corte para determinar los índices de confiabilidad, frecuencia y duración de fallas, para tal motivo se usa el criterio de continuidad de servicio en los puntos que se consideren de interés, la salida de los elementos que forman parte de un conjunto de corte mínimo al entrar en corte forman dos subsistemas conectados, en donde una de sus partes contiene las fuentes o entradas y el otro contiene el punto en estudio “nudo de carga”. Una de las características de los conjuntos de corte, permite realizar la representación serie y paralelo de la red que se encuentra en estudio, dicha red puede tener cualquier tipo de configuración, entonces el conjunto de corte consiste en un proceso en donde se agrupa los elementos que puedan ser retirados de la red producen una apertura en el circuito de la red.

Figura 25: Red en malla, para agrupación de método de cortes.



Fuente: [19]

Los cortes mínimos posibles serían: (1), (2,3), (5,6), (2,4,6), (3,4,5), entonces para realizar este procedimiento los conjuntos o grupos de corte se los coloca en paralelo, en vista de que al generarse una falla en cualquiera de estos existiría una corte de energía en el sistema, de la misma forma para los cortes se los coloca en serie, ya que cualquiera de estos ocasionará la apertura en el sistema. Por lo tanto, el paso inicial de este análisis es determinar los grupos de corte mínimo.

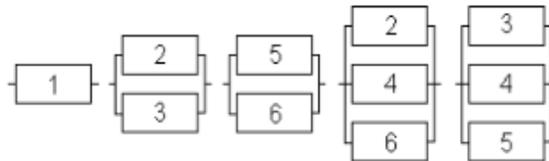
Tabla 4: Conjunto de corte para la red de la figura 21.

Conjunto	Elementos	Conjunto	Elementos
1	1	6	2 – 3 – 4
2	2 – 3	7	4 – 5 – 6
3	5 – 6	8	2 – 4 – 6
4	1 – 2 – 3	9	3 – 4 – 5
5	1 – 5 – 6	10	2 - 3 - 5 - 6

Fuente: [19]

En consecuencia, la agrupación de los cortes es la siguiente.

Figura 26: Conjuntos de corte mínimo para la red.



Fuente: [19]

8.3.6. Análisis de los efectos producidos por las fallas

Según [18] [19], determinar los nudos comunes en donde existe fallas y analizar el efecto de estos es una práctica común para un sistema eléctrico, esta técnica tiene como característica principal modelar las fallas que se vean relacionada con la acción de los dispositivos de protección. Para la evaluación de la confiabilidad se debe considerar los cortes mínimos conectados en cascada y se consideran las contingencias simples o dobles,

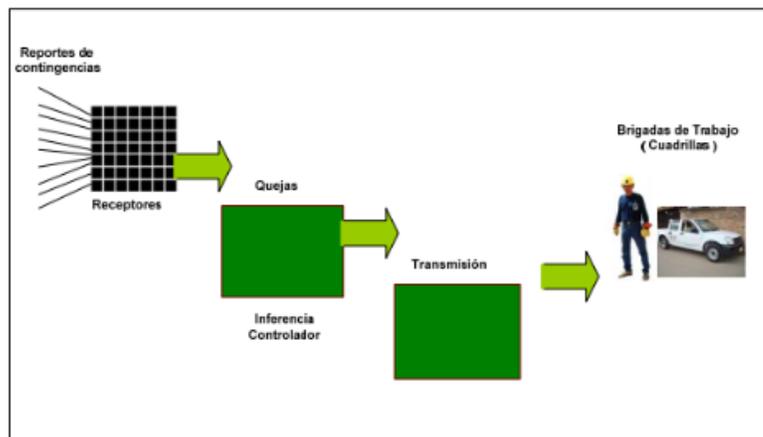
ya que tiene un índice alto de improbabilidad de que estas ocurran con simultaneidad en el mismo intervalo de tiempo.

Sim embargo, un tipo de falla puede ocasionar la pérdida del servicio en determinado punto de la carga, por lo que este método pretende analizar este tipo de situaciones en distintas formas de falla en los elementos que forman parte de la red de distribución. Otro de los parámetros que se consideran son las sobrecargas el exceso del límite de tensión analizando la salida de un alimentador o una línea por causas que no sean conjuntos de corte.

8.3.6.1. Seguimiento de la falla.

Según [18] [19], es un proceso para atender las fallas en un sistema de distribución, este es distinto en cada país,

Figura 27: Seguimiento de una interrupción



El proceso del control de fallas se lo realiza a tiempo real, por los operadores de cada empresa distribuidora, cada uno de ellos se encuentra a cargo de una región para su monitoreo, mediante el uso del SCADA “Control superior de adquisición de datos”, así como la alimentación y los dispositivos de alarma.

Este sistema SCADA, está encargado de supervisar los parámetros que se encuentran en la red de distribución en cada uno de los equipos de seccionamiento automáticos, de la misma manera tiene la función de abrir y cerrar el circuito de la red, con equipos electrónicos que permiten transferir la información requerida para la red para ejecutar una acción local y

remota según corresponda. En caso de ocurrir una falla, el operador encargado de una sección trata de restablecer el servicio a la mayor cantidad de usuarios como sea posible, por otra parte, las cuadrillas son grupos capacitados para realizar cualquier acción dentro de los sistemas de distribución aéreos o subterráneos, localizan la falla, realizan apertura y cierre de circuito, mantenimientos de rutina, construcción de nuevas instalaciones y reparación de elementos en avería.

El procedimiento por lo general es el siguiente:

- Operador recibe la llamada de contingencia en los clientes, por falta de servicio
- Operador identifica circuito asociado al cliente
- Operador envía de cuadrilla para localizar falla
- Cuadrilla identifica y reporta la falla, y espera instrucciones.
- Cuadrilla abre el circuito, lo repara y restaura su funcionamiento

8.3.6.2. Sistema de monitoreo.

Según [19], los procesos que se realizan de forma simultánea para mantener un sistema de distribución monitoreado de forma permanente, con el objeto de controlar el flujo de energía, las fallas que se producen, las contingencias y cada parámetro que sea de utilidad en el sistema de distribución. Los datos que se generan y registran en el sistema de monitoreo, dan lugar a mantener registros históricos y entender cómo se comporta el sistema de distribución.

Figura 28: Sistema de Control de tiempo real.



Fuente: [19].

8.3.6.3. Estudios de confiabilidad

Según [20], Para realizar estudios de la confiabilidad de un sistema eléctrico los principales aspectos a considerar son:

- Calidad de tensión y corriente
- Niveles de corriente en falla
- Coordinación de los dispositivos de protección
- Calidad de los elementos que componen la red de distribución.

Este conjunto de factores tiene una relación, ya que para determinar índices de frecuencia y duración de fallas algunas empresas distribuidoras lo hacen a base de estos parámetros, estos estudios incluyen los costos de la interrupción al cliente, de la misma forma la frecuencia y duración de interrupciones al cliente será estimada por año, otros aspectos a considerar son:

- **Demanda:** se debe tomar en cuenta para modelar en las redes de distribución, tomando en cuenta un valor constante como potencia instalada por el factor de demanda.
- **Curva de carga:** Muestran las expectativas y comportamiento de la carga en un tiempo determinado, se debe considerar la demanda simultánea, dividir las con el número de clientes que se encuentren en dicha curva.
- **Carga atendida:** Se lo puede definir como el grupo de clientes quienes gozan de forma continua del suministro eléctrico, son clasificados por zonas y se los evalúa con índices de distribución.

Zona A: Sus características son:

- Consumidores mínimos mayor a 50,000
- Consumo industrial > 100,000 MWh/año
- Densidad demográfica 2000 hab/ km²
- Área urbana > 100 km²
- Densidad de carga > 1.5 MVA/ km²
- Grandes centros industriales.

Zona B: Sus características son:

- Consumidores entre 15,000 y 50,000
- Consumo industrial entre 25,000 y 100,000 MWh/año
- Densidad demográfica entre 1500 y 2000 hab/ km²
- Área urbana entre 40 a 100 km²
- Construcciones industriales y crecimientos verticales con edificios de cinco niveles.

Zona C: Sus características son:

- Consumidores entre 5,000 y 15,000
- Consumo industrial entre 10,000 y 25,000 MWh/año
- Densidad demográfica entre 1000 y 1500 hab/ km²
- Área urbana entre 10 a 40 km²

Zona D: Sus características son:

- Consumidores entre 1000 y 5000
- Consumo industrial entre 2500 y 10,000 MWh/año
- Densidad demográfica entre 1000 y 1500 hab/ km²
- Área urbana entre 10 a 40 km²

Zona E: Sus características son:

- Consumidores entre 200 y 1000
- Densidad demográfica entre 500 y 1000 hab/ km²
- Área urbana entre 1 a 3 km²

Zona F: Sus características son:

- Consumidores < entre 200
- Densidad demográfica entre < 500 hab/ km²
- Área urbana < 1 km²

8.3.7. Índices de confiabilidad

Según [17] [19], son una recopilación de datos estadísticos de confiabilidad, de las combinaciones de cargas, componentes y clientes en cualquier parte de la red, por lo general son los valores promedios de una característica particular de la confiabilidad de un sistema.

Existen dos clasificaciones existentes de los índices confiabilidad:

- **Modo histórico:** calculando las estadísticas de interrupciones a los usuarios, registros de incidencias de la empresa a partir de datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo, esta información permite evaluar el servicio proporcionado y realizar un análisis del mismo.
- **Predictivo:** es el cálculo de los valores medios y máximos esperados, que se obtiene de los modelos de fiabilidad que se aplican a un sistema eléctrico en un lapso de tiempo determinado en el futuro. Este análisis predictivo permite identificar los puntos débiles de la red, realizar análisis en caso de expansión de la red y evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad.
- **Índices individuales de clientes:** Nivel de calidad de forma particular.
- **Indicis de sistema:** muestran el comportamiento promedio de la calidad del servicio.

8.3.7.1. Índices de confiabilidad basados en el cliente.

Son promedios determinados de cada cliente, en este caso se toman se considera con el mismo grado importancia los clientes de tipo industriales como los grandes clientes como las industrias, su aplicación es consideradas como un buen conjunto de medidas de confiabilidad y las fórmulas para determinar los parámetros de cada cliente son:

- **Índice de frecuencia Promedio de interrupciones (SAIFI):** Es el promedio del número de interrupciones que experimenta un cliente en un año, la mejorar este

índice lo recomendable es reducir las interrupciones experimentadas por cada cliente.

$$SAIFI = \frac{\text{Suma total de interrupciones x Cliente}}{\text{Número de clientes alimentados}} \quad 32$$

- **Índice de duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI):** Es el promedio de las horas de interrupción de un cliente durante un año, las dos alternativas que para mejorar este índice es reducir el número de interrupciones o la duración de las mismas.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de la duración de las interrupciones x Cliente}}{\text{Número de clientes alimentados}} \quad 33$$

- **Índice de duración de Interrupciones al cliente (CAIDI):** Promedio de cuanto duran las interrupciones, este es de suma importancia ya que refleja el tiempo en el que la empresa distribuidora tarda en resolver una contingencia. Se mejora reduciendo el tiempo de las interrupciones largas y en el caso contrario incrementando el número de las interrupciones que se consideren cortas.

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de la duración de interrupciones x Cliente}}{\text{Número total de interrupciones x Cliente}} \quad 34$$

- **Índice de disponibilidad Promedio del Servicio (ASAI):** Ponderación para el cliente de la continuidad del sistema, y entrega información similar a la del SAIDI.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de servicio Promedio disponible x Cliente}}{\text{Demanda de Horas de servicio x Clientes}} \quad 35$$

Por otra parte, existen índices de confiabilidad menos comunes que se basa en el número total de clientes atendidos.

- **Índice de frecuencia de interrupciones de los usuarios (CAIFI):** de gran parecido al SAIFI, la diferencia es que para el SAIFI el valor más bajo es cero mientras que para el CAIFI es uno.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones de los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad 36$$

- **Índice de frecuencia de interrupciones de los usuarios (CAIFI):** de mucha similitud al CAIFI, se puede mejorar incrementando el número de clientes que experimentan una sola interrupción.

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones por usuario}}{\text{Número total de interrupciones por usuario}} \quad 37$$

8.3.7.2. Índices basados en la carga

Existen dos índices que permiten conocer la confiabilidad y se basan en los KVA instalados en la red,

- **Índice de frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (ASIFI):** Tiene una visión de compañía y posiblemente representa mejores mediciones de confiabilidad que SAIFI.
- **Índice de duración Promedio de las interrupciones del sistema (ASIDI):** Tiene una visión de compañía y posiblemente representa mejores mediciones de confiabilidad que SAIDI.

Estos índices en empresas varían por las siguientes razones.

- Estado del tiempo.
- Entorno Físico
- Densidad de la carga
- Voltaje de distribución
- Años de la red
- Método de registrar interrupciones

8.3.7.3. Índices de confiabilidad para los elementos de la red.

Según [19] [20], los parámetros de confiabilidad que se usan para las redes eléctricas tienen por objeto cuantificar la calidad del servicio, en cualquier punto de consumo, estos lo calculan la empresa distribuidora para su propio conocimiento y son los siguientes:

- **Tasa de falla (λ):** Por definición este índice representa el número en que un consumidor se encuentra sin el suministro de electricidad, su base para evaluar esto está definido en el tiempo de un año, en vista que la disponibilidad de las empresas distribuidoras actualmente es alta. La inversa de este representa el tiempo promedio que existe entre fallas.
- **Tiempo de reparación (r):** Es una denominación que representa la gestión de cambio o corrección del motivo que fue causante de una falla, viene expresado en horas y la inversa de este se denomina como tasa de reparación.
- **Energía no suministrada (ENS):** Conocida como la cantidad de energía que a empresa distribuidora deja de vender hacia el consumidor, este parámetro es de suma importancia para el distribuidor ya que permite evaluar un procedimiento para el mejoramiento de la calidad de servicio, y reducir este índice.
- **Carga promedio desconectada (L):** Es la sumatoria o cálculo de la cantidad de usuarios que se encuentran fuera de servicio a causa de la ausencia del suministro.
- **Tiempo anual de desconexión (U):** Es el número total de horas sin el servicio de electricidad, este es la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

8.3.7.4. Índices de confiabilidad a nivel de Ecuador.

De acuerdo con [21], los indicadores del servicio técnico y cálculos de los índices de calidad vienen establecidos por la regulación No. ARCONEL 005/18, donde se detalla que los límites establecidos de forma global son:

Tabla 5: Límites para la calidad de servicio técnico.

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6	7	9.5
TTIK	8	10	16

Fuente: [21]

8.3.7.4.1. Frecuencia media de interrupción de la red (FMIK)

Es un periodo de tiempo específico que puede ser mensual, trimestral o anual, este refleja la cantidad de KVA promedio que haya sufrido una interrupción del servicio de energía.

$$FMIK_i = \frac{KVA_i}{KVA \cdot t_i} \quad 38$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad 39$$

8.3.7.4.2. Tiempo de interrupción total por KVA nominal instalado.

Es un periodo de tiempo específico que puede ser mensual, trimestral o anual, en donde se representa el tiempo medio en el KVA promedio no tuvo servicio eléctrico.

$$TTIK_i = \frac{KVA_i' * t_i}{KVA \cdot \tau_i} \quad 40$$

$$TTIK = \sum_t FMIK_t \quad 41$$

Donde:

$FMIK_i$ = Frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado por interrupción.

$TTIK_i$ = Tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado por interrupción.

KVA_i = KVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución por causa de una interrupción i .

$KVA \cdot \tau_i$ = KVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en la interrupción i .

T_i = Tiempo de interrupción i , en horas.

8.3.8. Como evaluar la confiabilidad

Según [19] [20], los índices evaluados en un sistema se pueden utilizar de varias maneras con la finalidad en función de un mejoramiento en la calidad del servicio eléctrico.

- Comparar diseños alternativos

- Comparar la confiabilidad del sistema contra valores normalizados por ente regulador y empresa distribuidora.
- Búsqueda de un balance entre costo beneficio.

Sin embargo, en la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico se pueden encontrar dificultades que se pueden categorizar de la siguiente manera:

- Problemas conceptuales
- Dificultades del modelado
- Problemas en la solución del modelo de confiabilidad
- La relación con las necesidades de datos.

8.3.8.1. **Dificultades al modelar.**

Según [20], la característica principal del modelo es representar, matemáticamente, todos los factores que se consideren importantes, los efectos de los mismos sin hacer que el modelo resulte difícil de manejar, para esto lo pertinente es tomar en cuenta las siguientes variables.

- Modos de falla de cada componente
- Fallas dependientes
- Características de la carga
- Modelo de la demanda
- Restricciones de la energía
- Modo de respuestas del sistema en caso de contingencias
- Despacho de generación
- Efectos de las condiciones atmosféricas y lo que puede representar en las líneas.
- Mantenimiento planeado

Normalmente, la resolución de problemas en confiabilidad requiere el uso de algoritmos, que pueden ser lo siguiente:

- Selección de contingencias
- Evaluación de contingencias seleccionadas

- Acciones de corrección
- Cálculo de índices

Las técnicas que se usan para obtener soluciones rápidas que o reducen la precisión, por lo tanto, el objetivo del modelado consiste en balancear la rapidez y la precisión de tal forma que ambos se encuentren en los márgenes aceptables bajo normativa y parámetros de calidad.

8.3.8.2. Sistemas de distribución.

Según [20] [22], una de las alternativas más prácticas para un sistema de distribución al medir la confiabilidad del sistema es tomando como concepto base las interrupciones a los consumidores individuales, la frecuencia y duración de las interrupciones del sistema. Pues un índice de confiabilidad puede ser usado como un parámetro de planificación, en la medida que refleje las metas que están tratando de alcanzar y mejorar. Por otra parte, las interrupciones en los usuarios originadas por equipos dentro del sistema de distribución, permite mantener un registro histórico del equipo, posiblemente calcular fácilmente la confiabilidad en redes futuras.

8.3.8.3. Optimización aspecto socioeconómico

Para las empresas distribuidoras, mejorar la confiabilidad en el sistema de distribución puede llegar a ser un proceso que represente un valor económico significativo, por tal razón los entes reguladores deben usar un procedimiento matemático para llegar a un nivel óptimo del aspecto socioeconómico [22].

Figura 29: Niveles óptimos socio económico.



Fuente: [22]

Para determinar el valor óptimo socioeconómico se debe considerar los siguientes aspectos:

- La falla de un sistema de distribución es la ausencia del servicio a los consumidores.
- Los eventos que causan la falla del tienen una relación con interrupciones identificadas en los equipos.

Un claro caso para estimar un balance óptimo socioeconómico se basa en la energía no suministrada (ENS) y costos de interrupciones promedio para cada categorización de consumidores en el sistema de distribución, se el año se calculan los costos de interrupción (CI) por cada empresa, el ENS de la misma forma se calculan para cada compañía tomando valores de años anteriores y de esta el nivel esperado de IC. Si el costo de la ENS y el IC son mayores que las inversiones en calidad, es una manera de avalar las nuevas acciones económicas.

8.3.8.4. Procedimiento.

Según [22], existen dos grupos que permiten el procedimiento de cálculo, los primeros corresponden a las máquinas que resuelven los problemas en términos matemáticos y el segundo grupo lo constituyen los dispositivos que constituyen un modelo físico de los sistemas, en los que las mediciones de cantidades apropiadas en el modelo producen las

soluciones mediante simuladores. Sin embargo, existe otro tipo de categorización que corresponde a dispositivos de propósito general, lo que implica que pueden usarse para resolver una gran cantidad de problemas y los dispositivos de propósito especial, usados para problemas más específicos.

Dispositivos analíticos:

- Computadora digital de propósito general (Secuencial)
- Computadora digital de propósito general (paralelo)
- Computadora digital de propósito general (procesador en paralelo)
- Computadora analógica de propósito general, construida con componente electromecánicos y electrónicos de tal manera que los valores en determinados lugares de la maquina dan las soluciones del problema.

Simuladores: Todos los simuladores son equipos de propósito específico o especial, por tanto, solo pueden ser usado para el tipo de problema para el cual se ha diseñado.

- Simulador analógico
- Simulador digital
- Simulador híbrido

8.3.8.4.1. Modelado de la red (proceso de cálculo)

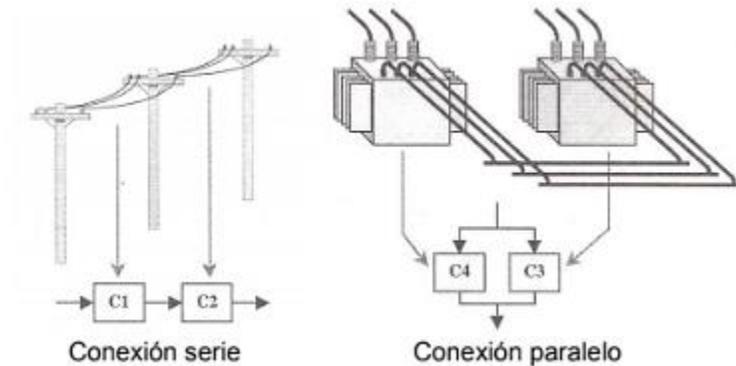
Según [22], se fundamenta en más en los componentes que en el estado de operación de estos, en donde cada componente esta descrito por una probabilidad de estar disponible P y al no estar en dicha condición es representado por Q . En Donde, $Q = 1 - P$, por otra parte, una tasa de falla anual (λ) y un tiempo promedio de reparación en horas (MTTR).

$$P = \frac{8760 * \lambda * MTTR}{8760} \quad 42$$

Para modelar redes, las dos formas existentes de conexión son serie y paralelo. En este caso, el concepto básico para definir la disponibilidad de componentes en serie es “si uno se

encuentra en esta “P” el otro también se encuentra en el mismo estado y viceversa”. Para el caso de componentes que se encuentran en paralelo, la disponibilidad de este solo requiere de uno de los componentes.

Figura 30: Componentes serie y paralelo.



Fuente: [22]

Cada una de las conexiones en las gráficas tiene modelos de red bastante simples, en donde, cada uno de estos posee dos componentes. Para el modelo en serie la probabilidad de una ruta disponible es igual al producto de la disponibilidad individual de los componentes y para la red en paralelo la probabilidad de ruta no disponible es igual al producto de la indisponibilidad individual de los componentes.

$$P_{\text{serie}} = \pi P_{\text{componente}} \quad 43$$

$$Q_{\text{paralelo}} = \pi Q_{\text{componente}} \quad 44$$

En conclusión, los componentes en serie reducen la disponibilidad mientras que los componentes en paralelo la mejoran.

8.3.8.4.2. Método Enumeración de contingencia (CEM).

Este método realiza una mezcla de los aspectos técnicos con la evaluación de costos, la idea general es la siguiente “enumerar varios componentes en estados de interrupción, para

conocer los índices en el punto de carga del cliente en relación con los costos”. Los índices de suficiencia de punto de carga de clientes primarios son:

- la tarifa de falla promedio (a)
- la duración de interrupción promedio (r)
- la duración de interrupción anual (U).

Este método se lo realiza de dos formas:

- **Evaluando cada contingencia:** para la carga señalada, estimar la energía no suministrada (EENS) y costo de interrupción (ECOST), tomando en cuenta la carga promedio conectada en el punto señalado, a través de funciones de daño por sector y los rangos de falla e indisponibilidad para cada contingencia.
- **Evaluar puntos de carga:** se debe estimar el EENS, y ECOST y la tarifa de energía interrumpida (IEAR).

Para ambos casos el problema es el cálculo de esos tres valores.

9. HIPÓTESIS

“Valorar las condiciones actuales del Sistema de Protecciones y los índices de confiabilidad en los alimentadores primarios de la subestación Epiclachima 21, para determinar si existe una correcta coordinación en el sistema de protecciones e implementar mejoras en los índices de confiabilidad por parte de la empresa distribuidora si existiera el caso”.

10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL

10.1. Metodología de la investigación.

Según [23], la investigación, es un conjunto de procesos sistemáticos, críticos y empíricos que se aplican al estudio de un fenómeno o problema.

La investigación científica es organizada, rigurosa y se elabora cuidadosamente con notables características, de ahí que es empírica, sistemática, así como crítica y son aplicativos a estudios tanto cuantitativos como cualitativos, o si el caso lo amerita a estudios mixtos. En otras palabras, la investigación requiere de disciplina sin dejar hechos casuales, denotando que es necesario la recolección y análisis de datos, con el fin de evaluar y mejorar

constantemente, de ahí que podemos orientarnos por una investigación básica o una investigación aplicada.

- **Enfoque cuantitativo.**

Este enfoque se caracteriza en la acumulación de datos con el fin de probar hipótesis, basándose en la medición numérica, así como el análisis estadístico para incorporar patrones de comportamiento y demostrar teorías [23] .

Tabla 6: Características de enfoque cuantitativo.

Características	Proceso
Planteamientos acotados	Deductivo
Mide fenómenos	Secuencial
Utiliza estadística	Probatorio
Prueba de hipótesis y teoría	Analiza la realidad objetiva

Fuente: [23]

- **Enfoque cualitativo.**

Dicho enfoque maneja adquisición y análisis de datos para ajustar las interrogantes de la investigación o revelar otras nuevas en el proceso de interpretación [23].

Figura 31: Características de enfoque cuantitativo.

Características	Proceso
Planteamientos abiertos que tienden enfocarse	Inductivo
Se conduce en ambientes naturales	Recurrente
Los significados se extraen en base a los datos	Analiza múltiples realidades subjetivas
No se fundamenta en la estadística	No tiene secuencia línea

Fuente: [23]

- **Enfoque Mixto.**

Es básicamente un enfoque que combina tanto la investigación en el aspecto cuantitativo como cualitativo [23].

10.2. Análisis del sistema de Protecciones en la subestación 21.

10.2.1. Características de la Subestación 21 Epiclachima.

La subestación Epiclachima de la Empresa Eléctrica Quito, ubicada en el sector de la Av. Maldonado, en el sector industrial de la capital consta actualmente de:

Tabla 7: Subestación Epiclachima y sus Primarios.

Subestación	Transformador	Alimentador primario	Nivel de Voltaje
EPICLACHIMA	TRANSFORMADOR 1 - 33 MVA	S10-S40 46 kV	22.86 kv
EPICLACHIMA		152-1 ALIM 23 kV-1	22.86 kv
EPICLACHIMA		A	22.86 kv
EPICLACHIMA		D	22.86 kv
EPICLACHIMA		F	22.86 kv
EPICLACHIMA		TROLEBUS	22.86 kv
EPICLACHIMA		CAP 1	22.86 kv
EPICLACHIMA	TRANSFORMADOR 2 -33 MVA	S30-S60 46 kV	22.86 kv
EPICLACHIMA		152-2 ALIM 23 kV-2	22.86 kv
EPICLACHIMA		B	22.86 kv
EPICLACHIMA		C	22.86 kv
EPICLACHIMA		E	22.86 kv
EPICLACHIMA		CAP 2	22.86 kv

Fuente: [1]

Tabla 8: Energía, demanda y factor de carga de los alimentadores de la subestación Epiclachima.

S/E Epiclachima	Energía Total Mwh	Demanda Máxima Kw	Demanda Promedio Mw	Carga Instalada KVA
Alimentador A	148.514	6489.15	4248.4	22682,08
Alimentador B	226.353	9937	6158.55	22512,5
Alimentador C	160.82	9171.72	4600.60	32232,92
Alimentador D	131.234	6739.34	3760.33	14355,83
Alimentador E	131.718	10260.43	3767.99	20840,83
Alimentador F	134.597	6457.27	3850.36	22380
Valores Totales.				135004.16

Fuente: [1]

Tabla 9: Características de longitud, transformadores, usuarios de cada alimentador.

S/E	PRIMARIO	LONGITUD	TRANSFORMADORES				USUARIOS
			MONOFASICOS		TRIFASICOS		
			CANT	KVA	CANT	KVA	
EPICLACHIMA	A	10.31	12	437.5	94	24268	4502
	B	26.36	188	8708	61	13730	19469
	C	12.2	23	785	118	31450	3027
	D	55.83	285	10505	32	3945	18681
	E	8.77	11	402.5	65	20680	3274
	F	49.98	186	6380	125	14200	16373

Fuente: [1]

10.2.2. Estado de configuración actual de las protecciones.

Actualmente el sistema de protecciones en la subestación 21 Epiclachima para los alimentadores es el punto de partida inicial para poder garantizar una coordina y correcta operación de los elementos dispuestos para la protección en la cabecera de la subestación y equipos constituidos de la red de distribución. Esta situación, al constatar con la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Quito, en donde pude existir un uso inadecuado de varios tipos de fusibles para las derivaciones como para los trasformadores de distribución, en consecuencia, se tendría en las derivaciones y en transformadores fusibles del tipo K y H. tro de los aspectos, a analizar es la información proporciona con respecto a los reconectores dispuestos para cada uno de los alimentadores de la

subestación, reconocer si están configurados como interruptores manuales o si su operación es de forma automática, ya que disponer este equipo como interruptores manuales no es el uso adecuado para dicha unidad.

10.2.3. Ajuste de la protección general de la subestación.

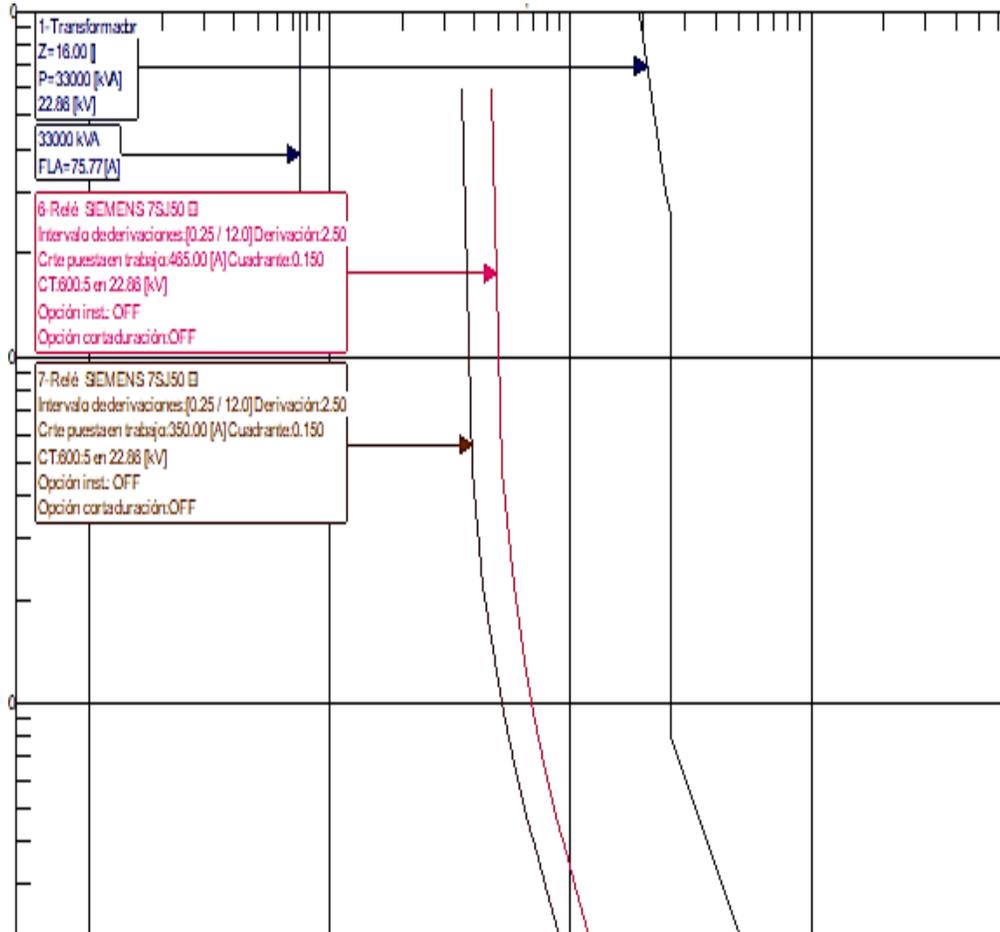
Los ajustes que se muestra en la siguiente tabla, determinan tendencia en las curvas características de fase y neutro a la protección del transformador de potencia que está en la subestación, esta clase de ajustes son valores previamente definidos, y no es posible una modificación, en vista que el propósito es la coordinación de los elementos aguas arriba y de la misma poder garantizar la coordinación aguas debajo de la subestación.

Tabla 10: Ajustes relé sobrecorriente general de la Subestación 21 Epiclachima.

<i>Dato</i>	Fase	Neutro
<i>Voltaje (Kv)</i>	22.8	22.8
<i>Relé</i>	51 F	51 N
<i>Marca</i>	ABB	SIEMENS
<i>Tipo</i>	SPAJ	SPAJ
<i>TC relación</i>	1200/5	1200/5
<i>Tipo de Curva</i>	Muy inversa	Muy inversa
<i>TC relación</i>	500/5	500/5
<i>Tap</i>	2.07	0.52
<i>Tap Primario</i>	497	125

Fuente: [1]

Figura 32: Curvas características de la cabecera de la subestación



Fuente: [1]

Para la imagen, 31 las curvas de protección de los relés o totalizadores de los transformadores, cumplen con la protección de las unidades, pero no es el punto óptimo de protección en vista que estas curvas deben acoplarse lo más cerca de las curvas de daño de los transformadores.

10.2.1. Relés de los alimentadores primarios de la subestación 21 Epiclachima.

La subestación 21 Epiclachima, consta de dos transformadores de 33 MVA y un total de seis alimentadores considerados para el presente análisis, al conocer la curva de la protección correspondiente para los transformadores, lo pertinente es evaluar las curvas de operación para los alimentadores y verificar si existe una coordinación adecuada, la

consideración para la curva de protección del relé en los alimentadores es que la curva se encuentre cerca de la curva general anteriormente estudiada.

Tabla 11: *Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera en los alimentadores.*

TRANSFORMADOR 1										
Alimentador Primario	Relacion TC		RELE DE FASE							
			MARCA	TIPO	TAP		LEVER	CURVA	INSTANTANEO	
A	300	5	SIEMENS	7SJ	5	300	0.29	VI-IEC	83.34	5000
D	300	5	SIEMENS	7SJ	5	300	0.23	VI-IEC	68.6	4116
F	300	5	SIEMENS	7SJ	5	300	0.23	VI-IEC	73.93	4436

Fuente: [1]

Tabla 12: *Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera transformador 1 relé de tierra.*

TRANSFORMADOR 1									
Alimentador Primario	RELE DE TIERRA								
	MARCA	TIPO	TAP		LEVER	CURVA	INSTANTANEO		
A	SIEMENS	7SJ	2.5	150	0.49	VI-IEC	69.67	4180	
D	SIEMENS	7SJ	2.5	150	0.48	VI-IEC	60.42	3625	
F	SIEMENS	7SJ	2.5	150	0.48	VI-IEC	76.18	4571	

Fuente: [1]

2.

Tabla 13: *Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera alimentadores del transformador*

TRANSFORMADOR 2										
Alimentador Primario	Relacion TC		RELE DE FASE							
			MARCA	TIPO	TAP		LEVER	CURVA	INSTANTANEO	
B	300	5	SIEMENS	7SJ	5	300	0.3	VI-IEC	75	4500
C	300	300	SIEMENS	7SJ	5	300	0.19	VI-IEC	75	4500
E	300	300	SIEMENS	7SJ	5	300	0.19	VI-IEC	73.03	4382

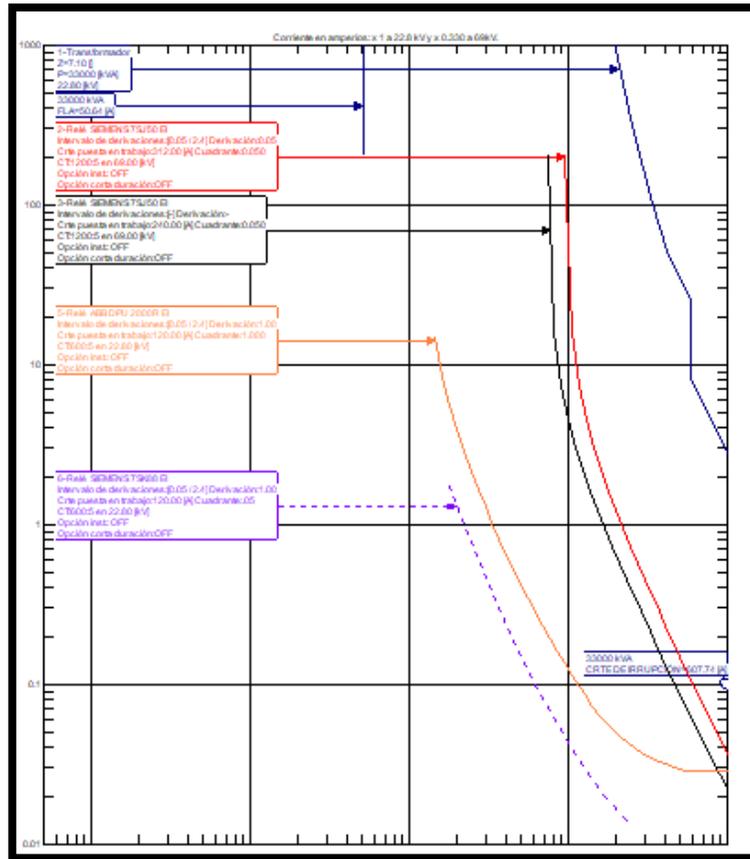
Fuente: [1]

Tabla 14: Parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente de cabecera transformador 2 relé de tierra.

TRANSFORMADOR 2									
Alimentador Primario	RELE DE TIERRA								
	MARCA	TIPO	TAP		LEVER	CURVA	INSTANTANEO		
B	SIEMENS	7SJ	2.5	150	0.58	VI-IEC	70		4200
C	SIEMENS	7SJ	2.5	150	0.54	VI-IEC	70		4200
E	SIEMENS	7SJ	2.5	150	0.54	VI-IEC	60		3600

Fuente: [1] , datos tomados de la Empresa Eléctrica Quito

Figura 33: Curvas de la protección actual de alimentadores y relé de cabecera



Fuente: [1]

En la figura 32, se realiza un solo análisis ya que las características para cada alimentador en la configuración de los relés tienen características similares, en función de lo que se pretende demostrar es la existencia de una correcta calibración de las protecciones.

En la presente gráfica, pues se verifico que existe una coordinación con respecto a las protecciones del transformador, posterior las curvas de protecciones de los alimentadores se ubican en un rango menor al de relé principal, cabe recalcar que la coordinación no es la más adecuada ya que las curvas de protección deben estar casi acopladas a la curva de protección anterior.

10.2.2. Curvas de operación para los reconectores dispuestos en los alimentadores.

Cabe recalcar que para el caso de la subestación 21 Epiclachima, ambos transformares para cada uno de sus alimentadores durante el recorrido constan de por lo menos una unidad de reconexión, es conveniente verificar que la operación de estas unidades sea practica y eficiente para la subestación

Los alimentadores se encuentran en un recorrido lineal con una distancia diferente para cada uno de los alimentadores, la característica principal de esta coordinación es que las curvas rápidas y lentas del reconector deban ajustarse lo más cercano a las características de curvas anteriormente para el relé de cabecera de los alimentadores.

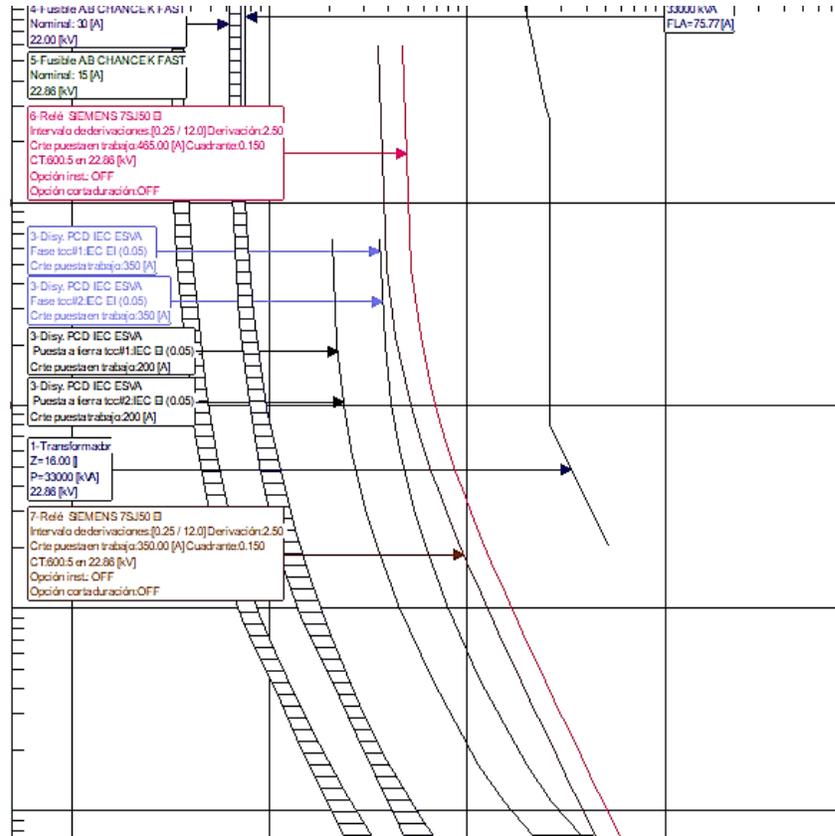
Tabla 15: Distancia reconectores

S/E	PRIMARIO	DISTANCIA Km A RECONECTOR (R1)	DISTANCIA Km A RECONECTOR (R2)	DISTANCIA Km A RECONECTOR (R3)
EPICLACHIMA	A	1.65V- R000670		
	B	1.41 - R000683	1.79	
	C	1.24 R000575	1.51	2.1 - R000504
	D	1.54 - R000625	2.53	
	E	1.68 - R000506		
	F	0.77 - R000457	0.86	

Fuente: [1] , datos tomados de la Empresa Eléctrica Quito.

Las características, de la configuración actual de los reconectadores se las puede verificar en el anexo 7.

Figura 34: Curva de protección reconector.



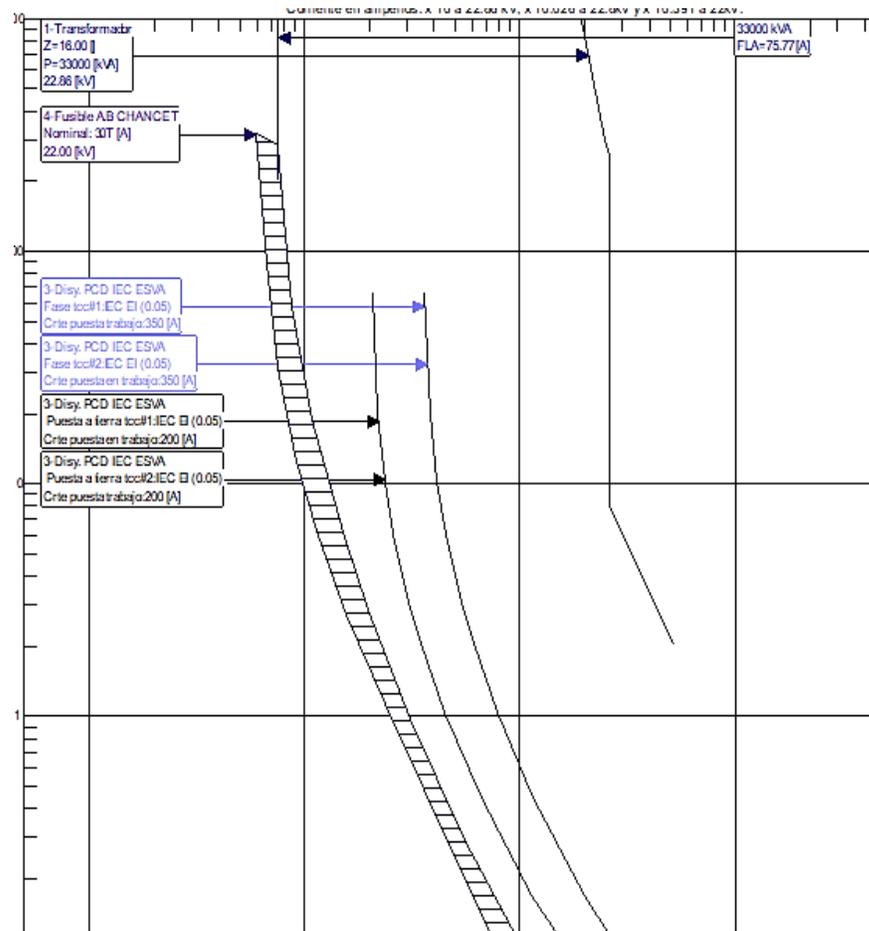
Fuente: [1]

10.2.3. Fusibles en las derivaciones.

Actualmente, en la Subestación Eléctrica Epiclachima por datos proporcionados de la empresa distribuidora consta que los fusibles instalados en las derivaciones del sistema de distribución son fusibles del tipo K. Al ser considerado un equipo de protección rápida, el mismo puede presentar ciertas desventajas en eventos de origen transitorio como es una sobrecorriente. En este caso, la salida innecesaria del elemento representaría una variación en los índices de confiabilidad para el sistema de distribución. Este tipo de fusible, como protección para sobrecargas no es el más adecuado puesto que en el mejor de los casos puede soportar un 25% de la de sobrecarga del transformador en una cantidad de tiempo determinado.

Son fusibles con una relación de velocidad de las características de fusión tiempo-corriente desde 6 para los fusibles de 6 A, hasta 8 para los de 200 A. Estos funcionan bastante bien donde se requiera una acción rápida, por ejemplo, en protección de banco de capacitores.

Figura 35: Curva de protección con fusibles tipo K en la derivación.

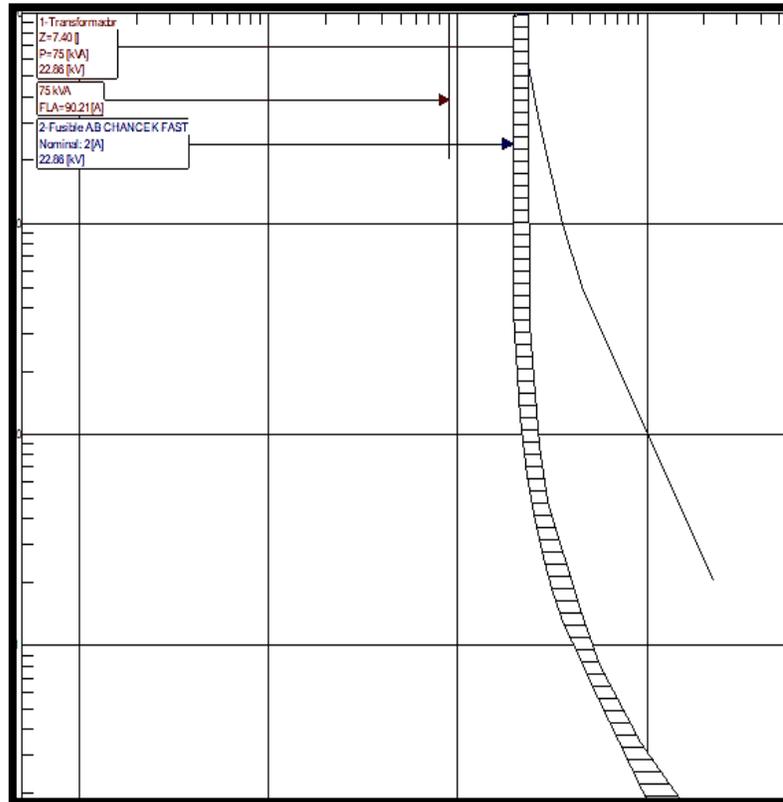


Fuente: [1]

10.2.4. Fusibles en los transformadores de distribución

Según [21], los datos proporcionados en relación a los fusibles instalados en los transformadores de distribución corresponden a fusibles tipo K, en la siguiente gráfica se detalla la curva de protección de este elemento de protección.

Figura 36: Curva de protección en transformadores de distribución.



Fuente: [1]

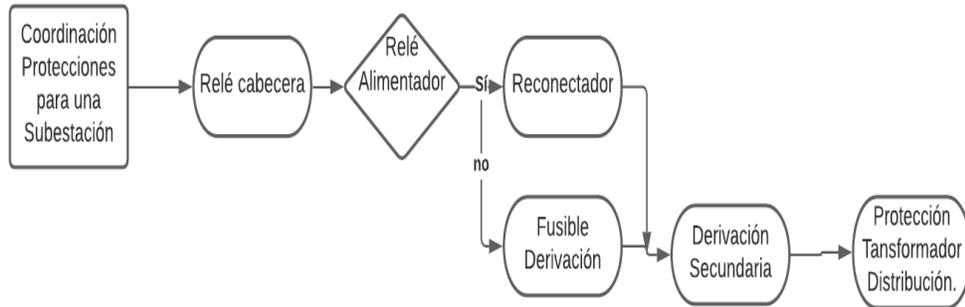
Para este tipo de protección, el fusible actuara en caso de encontrar un fenómeno transitorio, la desventaja que presenta este tipo de fusible es el que el fusible por ser de actuación rápida ante cualquier falla de tipo transitorio abrirá el circuito del transformador, lo que en ocasiones puede verse reflejado como desconexiones innecesarias.

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

11.1. Análisis de resultados en el sistema de protecciones.

Para el análisis, del presente estudio se toma en cuenta la coordinación de las protecciones en base a la información que la empresa Eléctrica ha proporcionado para dicho fin, de la misma manera la coordinación de las protecciones tiene la siguiente secuencia.

Figura 37: Proceso para coordinación de protecciones.

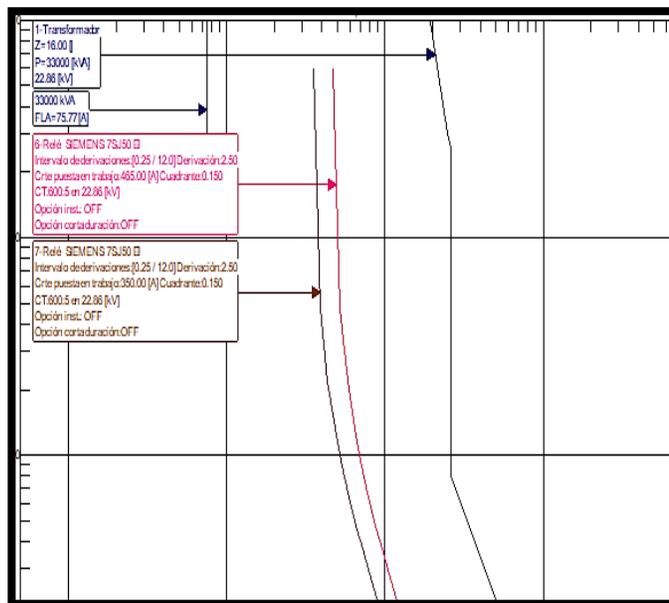


Fuente: [1]

- **Análisis Protección General Transformador.**

Para el presente análisis, se toma en cuenta los parámetros para la coordinación de la protección para el relé general y se comprueba si la curva genera una coordinación adecuada, a la curva debajo de la curva de daño del transformador, en el caso del neutro es de un 30% a la de fase.

Figura 38: Relé general de la subestación.



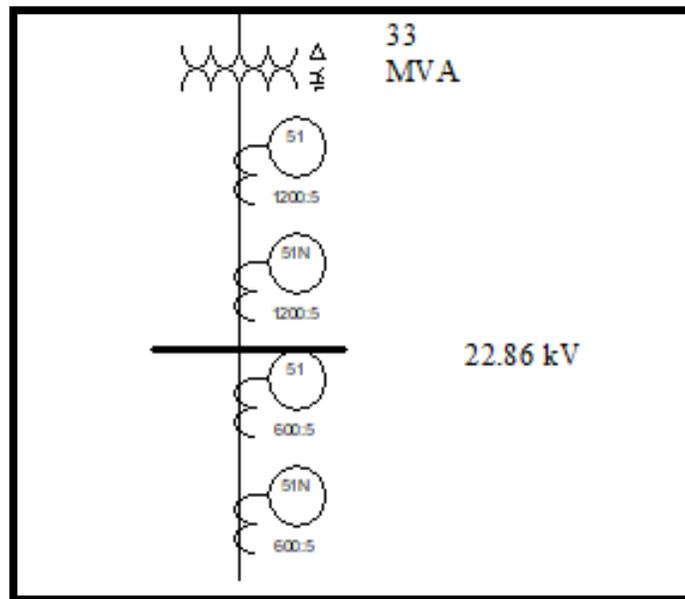
Fuente: [1]

En la figura 38, la curva de protección se encuentra situada adecuadamente con respecto a la curva de daño del transformador, tanto para la curva que protege la fase y el neutro del equipo.

- **Análisis Protección Primarios.**

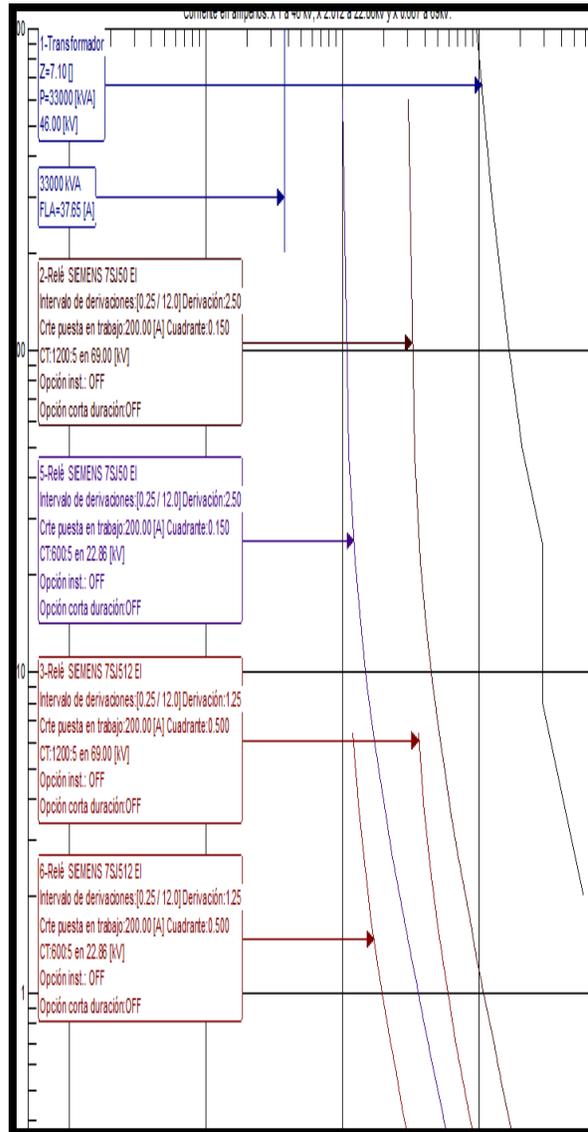
La curva de protección para los primarios de la subestación, se si sitúa posterior a la curva del relé general de la subestación.

Figura 39: Esquema protección Alimentador.



Fuente: [1]

Figura 40: Análisis de las protecciones de los primarios.



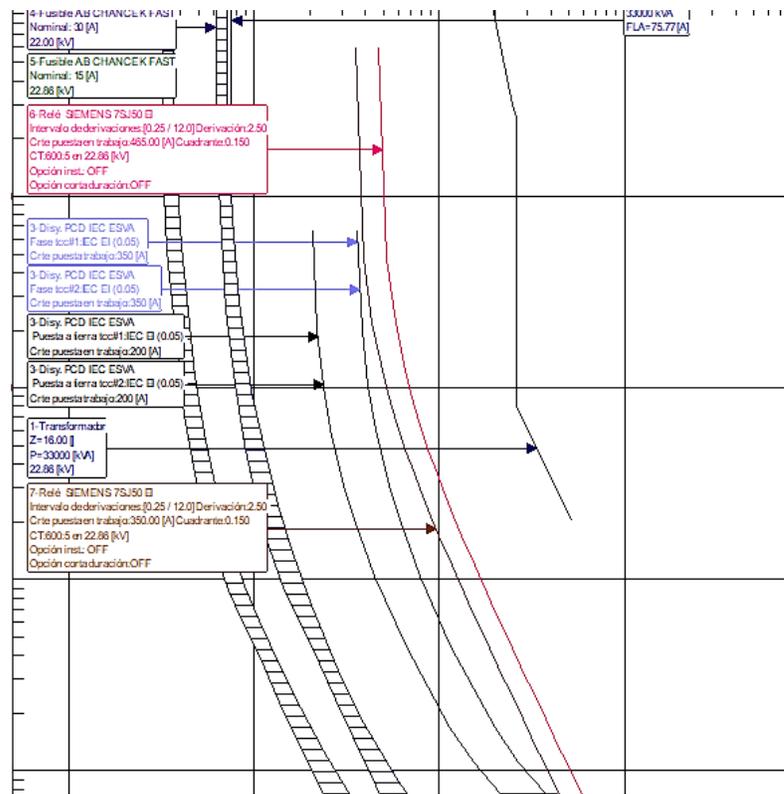
Fuente: [1]

En la coordinación de estas dos curvas no se presenta ninguna anomalía en vista que la protección del alimentador no se cruza con la curva general del transformador, esto quiere decir que para el caso de la subestación Epiclachima, un daño implica que un solo alimentador queda fuera de servicio y no toda la subestación.

11.1.1. Coordinación de reconectores.

Cuando se desea coordinar, un reconector uno de los parámetros a considerar es la distancia que tiene que cubrir esta unidad, conocer el nivel de protecciones anterior que este caso es el relé de protección contra corrientes y la protección aguas abajo del reconector, al verificar los fusibles aguas debajo de la unidad se encontró que se encuentran instalados fusibles tipo K.

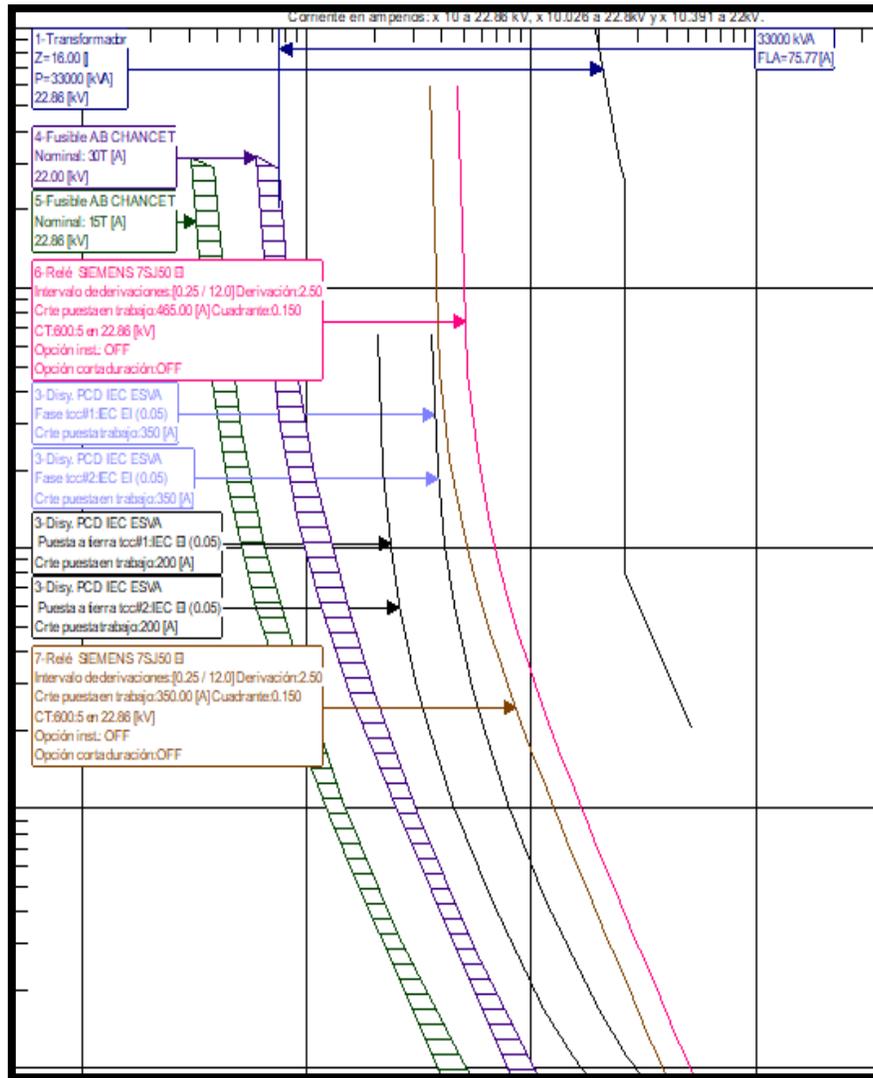
Figura 41: Calibración reconector con fusible tipo K.



Fuente: [1]

En la figura 41, se detalla la coordinación reconector – fusible tipo K, en donde se evidencia que dicho fusible por ser de actuación rápida (6-8), este elemento no diferencia una falla temporal de una permanente ya que únicamente se limita a operar en para sobre corrientes sin distinguir el origen de estas.

Figura 42: Calibración reconector con fusible tipo T.



Fuente: [1]

En la figura 42, se identificó el inconveniente de uso que presenta el fusible tipo K, por sus características de operación y diseño, para lo cual se plantea la coordinación que se detalla con el tipo de fusible T, ya que un tipo T se acopla de manera eficaz a las fallas temporales que se presentan en el sistema, además, por ser un elemento denominado de actuación lenta (10-13) la curva de operación corriente-tiempo evita la salida de una derivación por falla temporal.

Tabla 16: Corrientes de cortocircuito en reconectores.

PRIMARIO	CYME ID	CORRIENTES DE CC			
		ILLL	ILLT	ILL	ILT
A	R556	4251	4143	3668	4024
	R559	3891	3728	3350	3506
	R670	3906	3745	3362	3525
B	R683	4057	3903	3497	3719
	R2	3857	3683	3320	3448
	R721	3864	3685	3327	3448
C	R575	4175	4030	3600	3870
	R504	3752	3566	3226	3285
D	R505	3156	2941	2710	2597
	R626	3976	3814	3425	3568
	R427	3516	3305	3021	2954
	R3	3147	2920	2701	2561
E	R506	3956	3784	3406	3583
	R4	3590	3375	3084	3086
	R697	3112	2872	2667	2518
F	R457	4368	4273	3773	4140
	R378	4322	4206	3732	4065

Fuente: [1].

11.2. Análisis de los índices de confiabilidad para los alimentadores de la Subestación

21

Los índices de confiabilidad que se utilizan en el sistema de distribución buscan cuantificar la calidad con que se ofrece el servicio indistintamente de cuál sea el punto de consumo, además para un análisis riguroso de la confiabilidad en el sistema de distribución, se requiere mediciones bien definidas y aunque antes el tema de confiabilidad no era regularmente utilizado, ahora todas sus definiciones son están siendo aceptadas.

11.2.1. Alimentadores pertenecientes a la subestación 21.

El sistema de distribución en la subestación 21 “Epiclachima” cuentan con un nivel de voltaje de 22.8 kV nominales, sus redes son normalmente de tipo anillo abierto, a pesar de su operación, protección y alto costo, además cuenta con siete alimentadores primarios, seis de los cuales prestan servicio a clientes industrial, comercial y residencial, denominados: A, D, C, D, E, F y un alimentador particular para el servicio del Trolebús de Quito (inhabilitado), todos los alimentadores se encuentran dentro de la zona urbana, cuenta con dos transformadores de potencia de 33 MVA cada uno, en el T1 se encuentran los alimentadores A, D, F, Trolebús y al T2 se encuentran los primarios B, C, E.

Toda la información para realizar el estudio de confiabilidad fue obtenida de los registros que se encuentran en la base de datos de la Empresa Eléctrica Quito. El ARCONEL es el ente regulador en el sector eléctrico del Ecuador, el mismo que determina el tipo de alimentador ya sea este de baja densidad o de alta densidad y para ello relaciona la potencia instalada (KVA) con la longitud del alimentador (km), el ARCONEL clasifica a los alimentadores como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 17: Clasificación de los alimentadores ARCONEL.

Tipo de Alimentador	Valor
Baja densidad	$TA < 50$
Alta densidad	$TA \geq 50$

Fuente: [24]

Los alimentadores pertenecientes a la subestación 21 son todos aéreos, no se toma en cuenta una subestación con alimentadores subterráneos ya que las tasas de interrupción son muy bajas, se analizará por ello si los alimentadores cumplen con la regulación, además de incorporar mejoras para reducir al mínimo la tasa de interrupción.

Índices de Confiabilidad: Se analizará los índices tanto el FMIK, así como el TTIK, ya que es uno de los principales criterios para el análisis, la regulación del ARCONEL 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” que se encuentra vigente, establece que los límites para el FMIK y el TTIK como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 18: Límites para FMIK y TTIK ARCONEL.

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

Fuente: [24]

Los datos que servirán de base para el análisis fueron proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito, para poder realizar un análisis minucioso de la subestación 21, se tomara los datos a partir del año 2015, en la tabla 19 se clasifica por año, por mes, tipo de alimentador, índices tanto el FMIK como el TTIK y la regulación 005/18 de la ARCONEL para observar si cumple los parámetros establecidos.

Tabla 19: Índices FMIK y TTIK en la subestación 21 de la EEQ.

Año	S/E	Primario	Tipo	FMIK	TTIK	REGULACIÓN 005/18	
						FMIK	TTIK
2015	21	A	AD	10	5,56	No cumple	Cumple
2015	21	B	AD	8	3,13	Cumple	No cumple
2015	21	C	AD	7	1,94	No cumple	No cumple
2015	21	D	AD	10	11,08	No cumple	No cumple
2015	21	E	AD	9	2,34	No cumple	No cumple
2015	21	F	AD	5	6,67	No cumple	No cumple
2016	21	A	AD	2	0,18	No cumple	No cumple
2016	21	B	AD	5	1,55	No cumple	No cumple
2016	21	C	AD	3	0,99	No cumple	No cumple
2016	21	D	AD	4	1,48	No cumple	No cumple
2016	21	E	AD	3	1,01	No cumple	Cumple
2016	21	F	AD	2	0,19	Cumple	No cumple

2017	21	A	AD	3	3,22	No cumple	Cumple
2017	21	B	AD	6	1,17	Cumple	Cumple
2017	21	C	AD	1	0,07	Cumple	Cumple
2017	21	D	AD	1	0,27	Cumple	Cumple
2017	21	E	AD	2	0,27	Cumple	Cumple
2017	21	F	AD	0	0	Cumple	Cumple
2018	21	A	AD	3	2,86	Cumple	Cumple
2018	21	B	AD	2	2,53	Cumple	Cumple
2018	21	C	AD	2	2,02	Cumple	Cumple
2018	21	D	AD	2	2,41	Cumple	Cumple
2018	21	E	AD	5	6,42	Cumple	Cumple
2018	21	F	AD	1	1,01	Cumple	Cumple
2019	21	A	AD	0	0	Cumple	Cumple
2019	21	B	AD	0	0	Cumple	Cumple
2019	21	C	AD	1	4,84	Cumple	Cumple
2019	21	D	AD	1	0,91	Cumple	Cumple
2019	21	E	AD	0	0	Cumple	Cumple
2019	21	F	AD	0	0	Cumple	Cumple
2020	21	A	AD	2	1,57	Cumple	Cumple
2020	21	B	AD	1	1,22	Cumple	Cumple
2020	21	C	AD	2	6,38	Cumple	Cumple
2020	21	D	AD	3	3,26	Cumple	Cumple
2020	21	E	AD	2	1,03	Cumple	Cumple
2020	21	F	AD	2	2,35	Cumple	Cumple

Fuente: [25].

Registros históricos. - Es de vital importancia la disponibilidad de los datos o registros históricos, acompañado de los índices de confiabilidad, ya que en base a esa información se podrá seleccionar los alimentadores que serán objeto de análisis, así también el estudio de confiabilidad tendrá veracidad. Para los estudios de confiabilidad se requiere de la potencia instalada de cada alimentador de la subestación 21, en la tabla 20 se muestra la potencia en KVA de cada alimentador desde el año 2015.

Tabla 20: Potencia instalada de los alimentadores de la subestación 21 de la EEQ.

Año	S/E	Primario	Tipo	Carga instalada (kVA)
2015	21	A	AD	22161,42
2015	21	B	AD	19510
2015	21	C	AD	30212,33

2015	21	D	AD	15163,75
2015	21	E	AD	17903,13
2015	21	F	AD	18685,63
2016	21	A	AD	22175,13
2016	21	B	AD	19413,13
2016	21	C	AD	30365,5
2016	21	D	AD	14903,33
2016	21	E	AD	17341,67
2016	21	F	AD	18711,25
2017	21	A	AD	24097,08
2017	21	B	AD	22562,29
2017	21	C	AD	30978,33
2017	21	D	AD	13899,58
2017	21	E	AD	16581,04
2017	21	F	AD	20376,04
2018	21	A	AD	20532,5
2018	21	B	AD	22427,71
2018	21	C	AD	31105,42
2018	21	D	AD	14058,96
2018	21	E	AD	19855
2018	21	F	AD	21876,88
2019	21	A	AD	21033,13
2019	21	B	AD	22512,5
2019	21	C	AD	32222,92
2019	21	D	AD	14079,38
2019	21	E	AD	21510,42
2019	21	F	AD	22255
2020	21	A	AD	22682,08
2020	21	B	AD	22512,5
2020	21	C	AD	32232,92
2020	21	D	AD	14355,83
2020	21	E	AD	20840,83
2020	21	F	AD	22380

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

El estudio de confiabilidad también requiere de otros datos importantes que son representativos de cada alimentador primario como su longitud, topología, centros de transformación, equipos tanto de seccionamiento como de protección y el número de usuarios como se detalla en la tabla 21.

Tabla 21: Componentes de cada alimentador primario pertenecientes a la subestación 21.

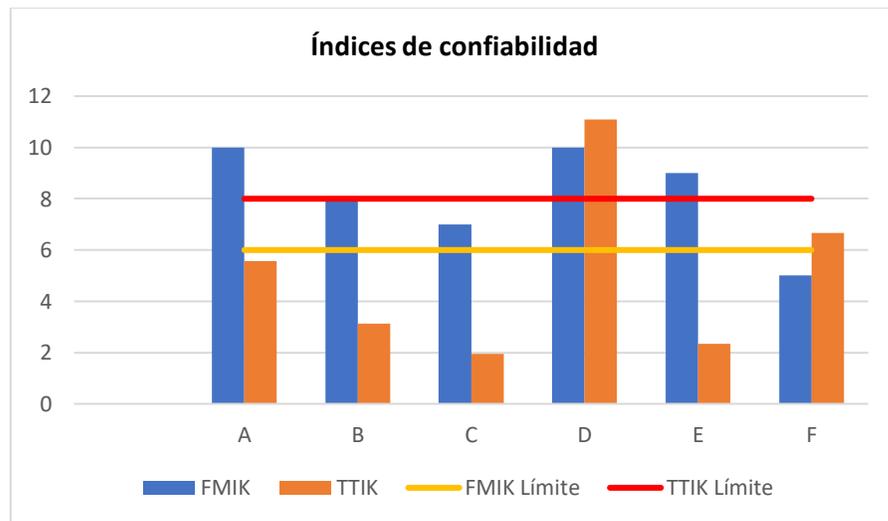
S/E	Primario	Longitud [km]		Transformadores				Tipo Secc.		Equipos de protección	Usuarios
		Red Aérea	Red Subterránea	Monofásicos		Trifásicos		SB	SF		
				Cant.	kVA	Cant.	kVA				
Epiclachima (21)	A	6,32	3,99	12	437,5	94	24268	35	32	7	4502
	B	22	4,36	188	8708	61	13730	23	77	4	19469
	C	10,6	1,88	23	785	118	31450	16	48	7	3027
	D	55,2	0,63	285	10505	32	3945	20	75	4	18681
	E	6,53	2,24	11	402,5	65	20680	11	20	6	3274
	F	49,3	0,68	186	6380	125	14200	12	79	2	16373

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Manteniendo de base la información obtenida de la Empresa Eléctrica Quito, clasificando y organizando detalladamente, a partir del año 2015 se obtiene:

- En el año 2015 los alimentadores A, B, D y E de la subestación 21 no cumplen con la regulación de la ARCONEL 005/18 respecto del FMIK, y en lo que respecta al TTIK el primario “D” es el que no cumple, de entre estos alimentadores el que posee mayor carga instalada es el primario “A” con 22 161,42kVA (Fig. 43).

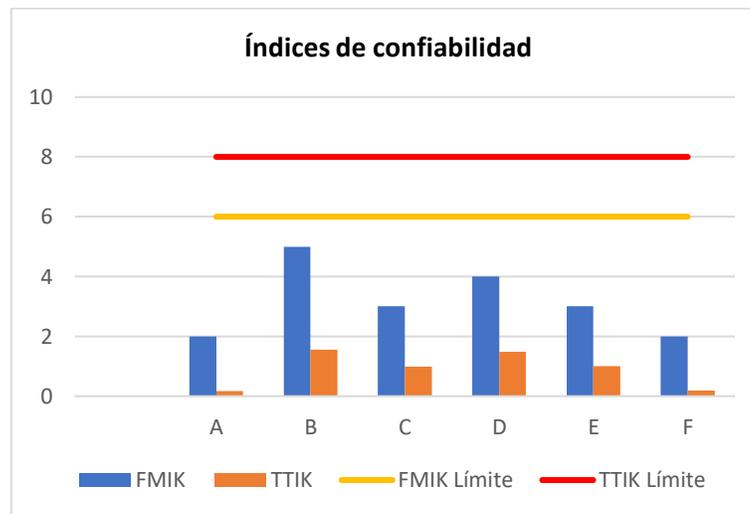
Figura 43: Comportamiento S/E 21 año 2015.



Fuente: [1]

- El primario “C” con una carga instalada de 30 212,33kVA, sirve casi en su totalidad al sector industrial y se encontraba en los límites que exige la regulación, así mismo el primario “B” es el que posee el mayor número de usuarios, seguido del primario “D”, luego el “F”, “A”, “E” y por último el “C” (Fig. 43).
- Para el año 2016 los alimentadores A, B, C, D, E y F cumplen con los parámetros que se estipula en la regulación mediante la ARCONEL, de entre estos primarios el que posee un mayor rango en cuanto al FMIK es el alimentador “B” (Fig. 44).

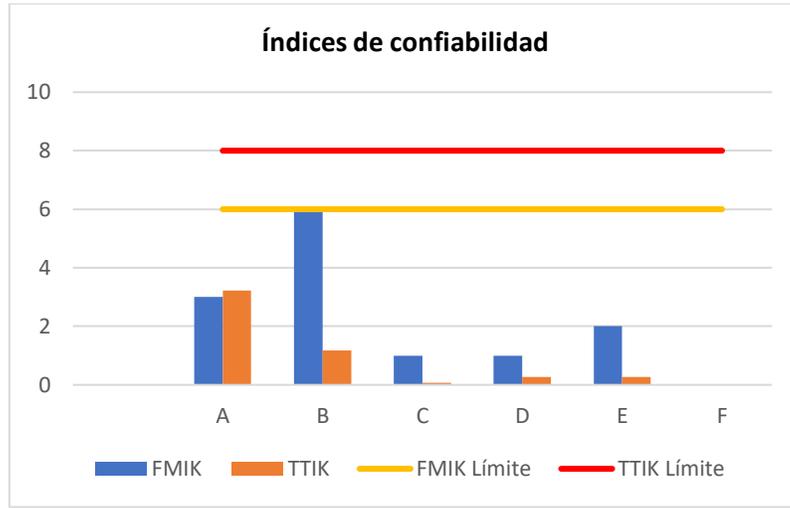
Figura 44: Comportamiento S/E 21 año 2016.



Fuente: [1]

- Año 2017 mejora considerablemente ya que cumplen con los parámetros de la regulación de la ARCONEL, de entre estos primarios el que representa un mayor rango en cuanto al FMIK es el alimentador “B”, con los demás se cumple con la regulación muy por debajo de los límites (Fig. 45).

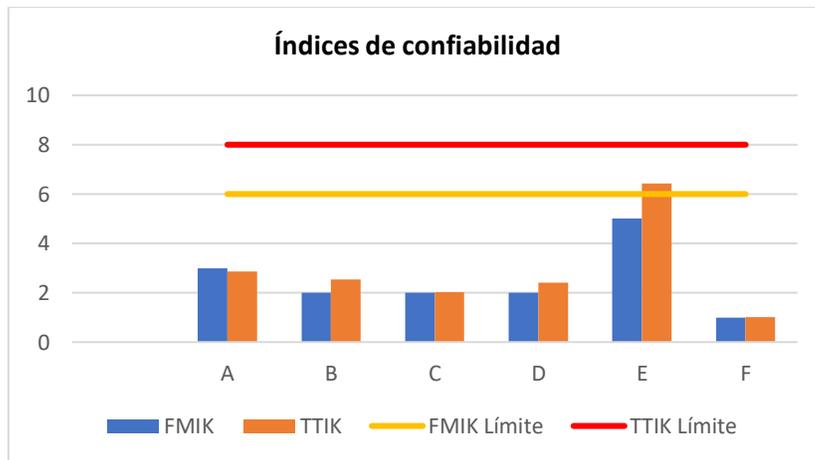
Figura 45: Comportamiento S/E 21 año 2017.



Fuente: [1]

- Los valores más altos a pesar de cumplir con los parámetros de la regulación en los años 2018, 2019 se registra con el primario “E” (Fig. 46), tanto en el FMIK como en el TTIK correspondiente al año 2018.

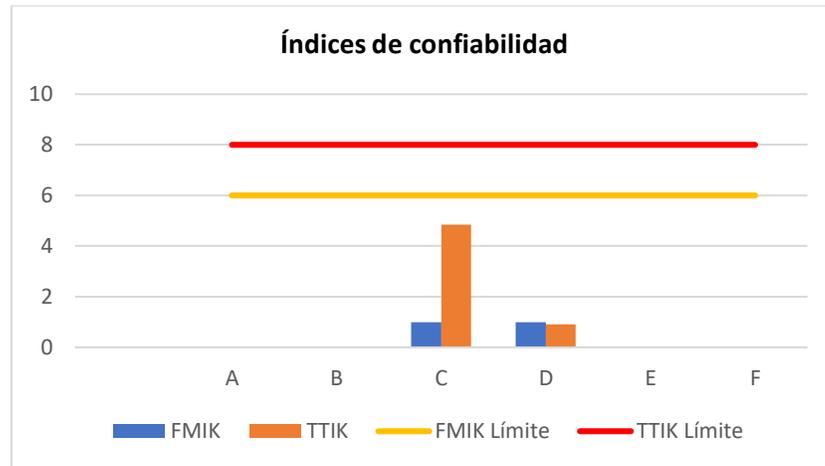
Figura 46: Comportamiento S/E 21 año 2018.



Fuente: [1]

- Años 2018 (Fig. 46), 2019 (Fig. 47) y hasta abril del 2020 los registros muestran, que en todos los alimentadores primarios de la subestación “Epiclachima” los índices de confiabilidad han mejorado notablemente, pues todos cumplen con la regulación 005/18.

Figura 47: Comportamiento S/E 21 año 2019.



Fuente: [1]

11.2.2. Acumulación de datos respecto de las interrupciones

Al realizar un estudio de confiabilidad se requiere recolectar de la mayor cantidad de datos posibles, es importante obtener tasas de falla parciales de acuerdo a los elementos del sistema de distribución en lugar de una general, el origen de la información es exclusiva de cada distribuidora y su recopilación se basará en la regulación 005/18 de la ARCONEL con los siguientes parámetros:

- Fecha, hora inicial y hora final de la interrupción
- Origen, causa y duración de la interrupción
- Potencia nominal (kVA) desconectada a causa de la interrupción.
- Número e identificación de consumidores afectados.
- Equipos operados por consecuencia de la interrupción.

La Empresa Eléctrica Quito recepta los reclamos por medio de: Call Center, vía telefónica, app Móvil y whatsapp, una vez filtrada la información se redirecciona al Centro de Control – Despacho de distribución, el mismo que asigna los reclamos en línea a los grupos de operadores. El operador encargado del trabajo es el responsable de registrar la información perteneciente al trabajo realizado en los llamados partes diarios del sistema de la EEQ llamado SDI.

11.2.3. Análisis histórico de confiabilidad

El análisis consiste en determinar los índices de confiabilidad (tasas de falla y tiempos de reparación), para los alimentadores pertenecientes a la subestación 21 “Epiclachima” en base a los datos de la EEQ en un intervalo de tiempo, para ello la metodología contiene puntos como:

- a) Recolectar información
- b) Definir grupos sobre los equipos que intervienen en el SD.
- c) Clasificar los registros por los cuales los grupos se mantuvieron fuera.
- d) Cálculo de los índices de confiabilidad

11.2.3.1. Recopilación de información

La EEQ proporciona información sobre los alimentadores, la misma que comprende desde el año 2015 hasta abril del 2020, las falla o interrupciones con todos sus detalles se muestran en documentos proporcionados por la EEQ

Alimentador: Primarios del sistema de distribución pertenecientes en la subestación 21 “Epiclachima”.

Zona: La subestación 21 “Epiclachima” abarca parte de la zona sur oriental de la ciudad de Quito.

Mes: El mes en que se suscitó la falla. El tiempo de análisis es de 64 meses.

kVA instalados: kVA instalados en el alimentador. La potencia instalada de los alimentadores primarios A: 24705kVA, B: 22437,5kVA, C: 32235kVA, D: 14450kVA, E: 21082,5kVA y F: 20580kVA para abril del 2020.

Nodo: Número de nodo al que pertenece el alimentador donde ocurrió la falla.

Fecha desconexión y conexión: Hora y fecha tanto de la desconexión, así como de la conexión.

Núm Int: Número de interrupción en el sistema de distribución.

Transformador: Se refiere al número de transformadores donde se suscitó la interrupción, cuando está se prolonga a varios transformadores se denomina con un cero

(0). Los alimentadores tienen un total de transformadores A: 106, B: 249, C: 141, D: 317, E: 76, F: 311 para abril del 2020

kVA desconectados: La Potencia que se encuentra fuera de servicio debido a la interrupción en el sistema.

Origen de Falla: Se refiere al tipo de falla codificada según se muestra para la EEQ, la clasificación de las fallas según su origen se define en el Anexo 8

1. Interconexión o externa a la empresa

0 Interconexión o externa a la empresa

2. Generación del sistema

0 Generación del sistema

3. Subtransmisión del sistema

0 Subtransmisión 46 KV, 138 KV

1 Líneas de 138 KV

2 Líneas de 46 KV

3 Líneas de 69 KV

4. Distribución primaria del sistema

1 Líneas de 22 KV

2 Líneas de 13.8 KV

3 Líneas de 6.3 KV

4 Líneas de 2.3 – 4.16 KV

5. Distribución Secundaria

0 Distribución secundaria

Tiempo en horas: Corresponde a la duración de la interrupción. Es la diferencia entre la hora en que suscita la desconexión y la hora en que se reestablece el servicio medido en horas, y se considera únicamente las fallas de larga duración.

Código de las causas:

Causa: Es una clasificación más general, puede ser por ampliaciones, externas, climáticas, maniobras, mantenimiento, red, terceros u otras, su clasificación se muestra en el anexo 9.

11.2.3.2. Definir grupos sobre los equipos que intervienen en el SD

Establecer los grupos de una manera homogénea y precisa es necesario, para poder ejecutar los cálculos de una manera correcta, cuando no se dispone de la información suficiente como para poder establecer grupos, se debe utilizar los datos de todos los equipos que existen en el SD aunque este hecho puede producir mayores errores de cálculos en los índices de confiabilidad, un ejemplo sería generalizar los transformadores ya sean estos triásicos, bifásicos o monofásicos. Los grupos de equipos que pertenecen al sistema de distribución para determinar los índices básicos correspondientes a confiabilidad son los siguientes:

- Disyuntores: Su agrupación puede depender de las propias características del equipo (In, V, Icc, etc.), así como del medio con el cual se extingue el arco (Sf6 y aire, entre los actuales), se unificará la tasa de fallo en estos dispositivos.
- Alimentador o Primario: Se puede clasificar por el troncal del primario y sus derivaciones, tramos aéreos y subterráneos, en función del conductor y el número de fases. En este caso se determinará una tasa de falla para red aérea y otra para la red subterránea, manteniendo una tasa de falla para el troncal y sus derivaciones.
- Reconectores: Estos se puede agrupar por sus características de operación, fabricantes, aunque no se han registrado eventos en estos dispositivos.
- Seccionadores: Se determinará tazas de falla tanto para seccionadores fusible como para seccionadores con cámara rompe arco, aunque se podría basar por el funcionamiento del dispositivo o las especificaciones del fabricante.
- Fusibles: En base a la velocidad de actuación podría definirse un grupo (T, H, K, Sft), o características de construcción por el fabricante, se evaluará una tasa de falla para los fusibles en general en los alimentadores a tratarse.
- Transformador: Se puede determinar en base al tipo de transformador, relación de transformación, número de fases, potencia, tipo de conexión, fabricante. En el análisis se agrupará a los transformadores para una única tasa de falla.

11.2.3.3. Clasificar los registros por los cuales los grupos se mantuvieron fuera.

La regulación actual vigente de la ARCONEL 005/18 es la que clasifica las interrupciones, estas ser internas o externas y programadas o no programadas como se muestra a continuación:

Se deberá registrar todas las interrupciones de acuerdo a:

- a) Su duración
 - Largas: Duración mayor de tres minutos
 - Breves: Duración menor o igual a tres minutos.
- b) Su origen
 - Externas: Las origina un generador, transmisor, otra distribuidora, un consumidor o debido a suspensiones generales de servicio.
 - Internas: Se originan en el sistema de distribución y la distribuidora es la única responsable.
- c) Su causa
 - No Programadas: Ambientales, climáticas, terceros, falla en la red eléctrica, otras.
 - Programadas: Mejoras, ampliaciones, mantenimiento, maniobras, otras.

11.2.4. Cálculo de los índices de confiabilidad para equipos del sistema de distribución.

La tasa de falla y tiempo de reparación, son los parámetros de los alimentadores primarios de la subestación 21 que se calcularan para obtener los índices de confiabilidad además se calculara la tasa de interrupción de los alimentadores en cuestión.

11.2.4.1. Tasas de falla y de interrupción.

Para ello se analiza la cantidad de fallas que se han producido, se incluyen también mantenimientos programados o trabajos de mejoras en el sistema donde exista la pérdida de servicio, además se usara información sobre tasas de falla disponibles de equipos como catálogos o biografías que nos puedan ser de utilidad. El lapso de estudio comprende de enero de 2015 hasta abril del 2020 lo que equivale a 5.33 años, en la tabla 22 se detalla tasas de falla por año en el SD las cuales fueron obtenidas de contenidos científicos, cabe aclarar que las líneas aéreas y subterráneas se miden en fallas / (km-año) y los demás componentes en fallas / año. Los datos de esta tabla se utilizar únicamente cuando la información proporcionada no sea suficiente.

Tabla 22: Valores comunes sobre tasas de falla en el sistema de distribución para alimentadores primarios.

Componente	Tasas de falla λ_f (fallas /año)			
	Máxima	Mínima	Típica	Promedio
Disyuntor	0,02	0,003	0,003	0,0115
Línea aérea	0,112	0,019	0,056	0,065
Línea subterránea	0,025	0,003	0,018	0,014
Reconectador	0,015	0,005	0,015	0,01
Seccionador Fusible	0,014	0,004	0,003	0,009
Seccionador Tipo Cuchilla	0,14	0,004	0,004	0,072
Fusible de Medio Voltaje	0,06	0,004	0,004	0,032
Transformador de Distribución	0,03	0,004	0,004	0,017

Fuente: [26]

Para realizar los cálculos se detallarán en que sistema ocurre la falla, es decir sea en Bajo Voltaje (BV), Transformador de Distribución (TD), Medio Voltaje (MV) o Subestación (ST), [24], menciona se considerarán para los cálculos todas las interrupciones con una duración mayor a tres minutos, y deben incluirse todas las interrupciones sean estas interna y externas, programadas y no programadas, excluyendo únicamente:

- a) Interrupciones por suspensiones generales de servicio.
- b) Interrupciones por eventos de fuerza mayor o debido a un caso fortuito.

- c) Interrupciones de un consumidor puntual causada por fallas en sus instalaciones, cuando éstas no afecten otras instalaciones.
- d) Interrupciones externas calculadas manera individual (TTIK) quede como resultado un valor igual o mayor de 25 minutos en $TTIK_i$. A las interrupciones de este tipo se las tratara individualmente, con el fin de determinar causas y responsables.

Varios elementos pueden implicar una sola falla por ello se establecerá criterios complementarios para las tasas de falla en sus cálculos.

- Falla se llamará a toda interrupción que no sea programada y de manera general el término interrupción como tal se utilizara para referirse tanto a interrupciones programadas como no programadas.
- Las interrupciones que intervendrán en el cálculo para las tasas de falla serán no programadas, en cambio todas las interrupciones programadas y no programadas, serán usadas para el cálculo de las tasas de interrupción.
- A la interrupción no programada se le asociara con el elemento donde se origina la falla ya sean estos: Alimentador primario, seccionador, fusibles, transformador, etc.
- A la interrupción programada se la asociara a un elemento en el que se produce la interrupción, limitándose a: red de MV, derivación o red de BV.
- Fallas en general a nivel de MV se consideran fallas en el alimentador primario.
- A la interrupción puntual en el centro de transformación (CT), será considerada a nivel de BV.

Para obtener un MTTF (Tiempo promedio transcurrido antes de una falla) se debe disponer de la tasa de falla λ_f , y para ello se requiere de una distribución exponencial la que se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f} \quad 45$$

El MTTF será muy grande cuando existan tasas de falla muy pequeñas, excediendo considerablemente el tiempo de vida útil de los equipos del SD, ya que el MTTF se lo

define como el tiempo promedio transcurrido antes de que una falla se produzca en un equipo que aún se localiza en el periodo de vida útil. El equipo puede encontrarse en una etapa de obsolescencia antes de que se produzca la falla y por lo tanto no se podrá aplicar el MTTF, si su etapa de vida útil es extensa la falla se podrá observar.

En el caso de un transformador se pueden presentar fallas a causa de su envejecimiento en lugar de fallas aleatorias, por ejemplo, su vida útil puede ser de 60 años, aunque su MTTF sea de 500 años, en este caso no es aplicable y para evitar este tipo de inconveniente se alcanzara un MTTF de los equipos en conjunto de cada alimentador y no por separado, para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda f * \text{Num equipos}} \quad 46$$

En un alimentador con 200 seccionadores tipo fusibles y con una tasa de 0.003 fallas/año, si aplicamos la ecuación (45) se obtendrá un MTFF de 333 años, mientras que si se aplica la ecuación (46) con los mismos datos se obtendrá un MTTF de 1,67 años en el alimentador, con lo que se puede manifestar que a lo largo del primario ocurrirá una falla en uno de los seccionadores fusible como promedio cada 1,67 años. Se detalla a continuación los cálculos tanto de tasas de falla como de interrupción en el periodo de estudio mencionado anteriormente 5,33 años.

- **Disyuntores:** La obtención de las tasas de falla en el caso de los disyuntores se basará en la tabla 10.3.6. para cuestión de todos los alimentadores de la subestación 21, además los primarios pertenecientes a dicha subestación poseen un disyuntor por primario así que se realizará un solo cálculo, ya que obtendrá el mismo valor.
- **Primario:** La tasa de falla es el cociente entre las fallas y el producto entre la longitud del alimentador (km) y el período de estudio (años) como indica la ecuación 47. La tasa de interrupción equivale al cociente entre las interrupciones y el producto entre la longitud del primario (km) y el período de estudio (años), ver ecuación 48, los datos que se utilizaran para los siguientes cálculos corresponde enero 2015- abril 2020 y se registran en la tabla 24.

$$\lambda f = \frac{\text{fallas}}{\text{longitud} * T} \quad 47$$

$$\lambda f = \frac{\text{interrp.}}{\text{longitud} * T} \quad 48$$

Tabla 23: Registro de fallas por alimentador primario.

S/E	Primario	Longitud [km]	Tot. fallas Primario	Tot. fallas Derivaciones	Tot. Interrupciones.	Tot. Interrupciones.
		Red				
Epiclachima (21)	A	10,31	32	20	48	35
	B	26,4	34	20	50	35
	C	12,5	19	10	34	25
	D	55,86	32	24	48	39
	E	8,77	30	10	45	25
	F	49,96	17	18	33	33

Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Si la obtención de la tasa de falla en los alimentadores sobre pasa los límites estipulada por las normas tabla 23, se tomará estos valores para el cálculo del MTTF.

Primario A:

$$Tasa\ de\ falla = \lambda f = \frac{\text{fallas}}{\text{longitud} * T} = \frac{32 + 30}{10,31 * 4,33} = 1,16\ \text{fallas}/(\text{Km año})$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda f} = \frac{1}{1,16 * 10,31} = 0,08\ \text{años} = 30,39\ \text{días} \approx 30\ \text{días}$$

$$Tasa\ de\ interrupción = \lambda i = \frac{\text{interrp.}}{\text{longitud} * T} = \frac{48 + 35}{10,31 * 4,33} = 1,86\ \text{interrp.}/(\text{Km año})$$

Se muestra el resultado de cada uno de los alimentadores en la siguiente tabla.

Tabla 24: Tasa de falla e interrupciones por alimentador.

TASA DE FALLA E INTERRUPCIÓN			
S/E	Primario	MTTF	MTTF
EPICLACHIMA	A	30 días	1,86 <i>interrp./ (Km año)</i>
	B	29 días	0,74 <i>interrp./ (Km año)</i>
	C	55 días	1,09 <i>interrp./ (Km año)</i>
	D	28 días	0,33 <i>interrp./ (Km año)</i>
	E	40 días	1,84 <i>interrp./ (Km año)</i>
	F	45 días	0,31 <i>interrp./ (Km año)</i>

Fuente: Empresa Eléctrica Quito, [1]

- **Transformador de distribución:** Se obtendrá una tasa común para los transformadores de distribución en base a la tabla 25 y según la ecuación 49, la cual es aplicable a todos los equipos en el sistema de distribución excepto a los alimentadores primarios, tanto la tabla como la ecuación nos servirá para realizar calcular los valores de todos los equipos.

$$\lambda f = \frac{\text{fallas}}{\text{Equipos} * T}$$

49

Tabla 25: Registro de fallas por alimentador primario.

S/E	Primario	Trafos	fallas	SF	fallas	SRA	fallas	Fusible MV	fallas
Epiclachima	A	106	8	326	3	35	6	361	5
	B	249	11	448	7	23	4	471	7
	C	141	9	425	3	16	4	441	6
	D	317	14	456	5	20	6	476	3
	E	76	6	226	2	11	3	237	4
	F	311	13	640	6	12	4	652	5

Fuente: [1]

Primario A:

$$\text{Tasa de falla} = \lambda f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} * T} = \frac{8}{106 * 4,33} = 0,017 \text{ fallas /año}$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda f * \text{equipos}} = \frac{1}{0,017 * 106} = 0,541$$

El resultado de las tasas de falla por alimentadores se lo detalla en la siguiente tabla.

Tabla 26: Tasa de falla en Transformadores

TASA DE FALLA POR TRANSFORMADORES			
S/E	Primario	TASA DE FALLA	MTTF
EPICLACHIMA	A	0,017 fallas /año	0.541 años
	B	0,010 fallas /año	0.3974 años
	C	0,015 fallas /año	0.481 años
	D	0,010 fallas /año	0.309 años
	E	0,018 fallas /año	0.722 años
	F	0,010 fallas /año	0.333 años

Fuente: Empresa Eléctrica Quito, [1]

- **Seccionador tipo cuchilla (SRA):**

Primario A:

$$Tasa\ de\ falla = \lambda f = \frac{fallas}{equipos * T} = \frac{6}{35 * 4,33} = 0,040\ fallas\ /año$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda f * equipos} = \frac{1}{0,040 * 35} = 0,722\ año$$

Los valores por alimentador se detallan en la presenta la tabla.

Tabla 27: Tasa de falla en Seccionador Rompe Arco.

TASA DE FALLA POR SRA			
S/E	Primario	TASA DE FALLA	MTTF
EPICLACHIMA	A	0.040 fallas /año	0.721 años
	B	0.0401 fallas /año	1.0825 años
	C	0.057 fallas /año	1.0825 años
	D	0.069 fallas /año	0.721 años
	E	0.0629 fallas /año	1.443 años
	F	0.0769 fallas /año	1.0825 años

Fuente: [1]

- **Seccionador Fusible:**

Primario A:

$$Tasa\ de\ falla = \lambda f = \frac{fallas}{equipos * T} = \frac{3}{326 * 4,33} = 0,002\ fallas\ /año$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda f * equipos} = \frac{1}{0,002 * 326} = 1,443\ años$$

Los valores por alimentador se detallan en la presenta la tabla.

Tabla 28: Tasa de falla en Seccionador Fusible

TASA DE FALLA POR SECCIONADOR FUSIBLE			
S/E	Primario	TASA DE FALLA	MTTF
EPICLACHIMA	A	0.00212 <i>fallas /año</i>	1.443 años
	B	0.0036 <i>fallas /año</i>	0.6185 años
	C	0.00163 <i>fallas /año</i>	1.4433 años
	D	0.00253 <i>fallas /año</i>	0.866 años
	E	0.0020 <i>fallas /año</i>	2.165 años
	F	0.00216 <i>fallas /año</i>	0.7216 años

Fuente: [1]

- **Fusible MV:**

Primario A:

$$Tasa\ de\ falla = \lambda f = \frac{fallas}{equipos * T} = \frac{7}{361 * 4,33} = 0,004\ fallas\ /año$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda f * equipos} = \frac{1}{0,004 * 361} = 0,619\ años$$

Los valores por alimentador se detallan en la presenta la tabla.

Tabla 29: Tasa de falla en Seccionador Fusible MV

TASA DE FALLA POR FUSIBLE MV			
S/E	Primario	TASA DE FALLA	MTTF
EPICLACHIMA	A	0.004 <i>fallas /año</i>	0.6185 años
	B	0.0044 <i>fallas /año</i>	0.481 años
	C	0.00471 <i>fallas /año</i>	0.4811 años
	D	0.00485 <i>fallas /año</i>	0.433 años
	E	0.0058 <i>fallas /año</i>	0.721 años
	F	0.0053 <i>fallas /año</i>	0.288 años

Fuente: [1]

- **Reconectores:** En el periodo de análisis los reconectores de la subestación 21 no registran fallas por ello, se opta por estimar mediante un procedimiento estadístico, el cual permite estimar tasas de falla en ausencia de datos o cuando estos son pocos. Se puede aproximar a base de una distribución Chi cuadrado o una distribución Poisson,

en cualquier caso, el error porcentual que presentan es despreciable en eventos donde se introduzcan dos fallas dentro del periodo de estudio. De existir tres fallas en un periodo mayor a 10 años igualmente el error es despreciable, caso contrario cuando el periodo es menor se presenta un error cercano al 85%. Alineándose a la distribución Chi, la tasa de falla se puede aproximar para los equipos que pertenecen al sistema de distribución, mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda f = \frac{X_{a/2v}^2}{2 * k * T} \quad 50$$

Donde:

El valor distribución Chi cuadrado con (v) grados de libertad y una probabilidad crítica (a).

K : número de equipos analizados

T : periodo de análisis (años)

v : número de grados de libertad, para n fallas, por ello:

$$v = 2(n + 1) \quad 51$$

Se asume establecer $a = 5\%$, con lo cual una en un intervalo de confianza de 95% permite la veracidad de este porcentaje respecto de la tasa de falla del equipo.

Tabla 30: Valores para la distribución Chi cuadrado con diferente probabilidad crítica y diferentes grados de libertad.

v	a						
	0,001	0,0025	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1
1	10,8274	9,1404	7,8794	6,6349	5,0239	3,8415	2,7055
2	13,8150	11,9827	10,5965	9,2104	7,3778	5,9915	4,6052
3	16,2660	14,3202	12,8381	11,3449	9,3484	7,8147	6,2514
4	18,4662	16,4238	14,8602	13,2767	11,1433	9,4877	7,7794
5	20,5147	18,3854	16,7496	15,0863	12,8325	11,0705	9,2363
6	22,4575	20,2491	18,5475	16,8119	14,4494	12,5916	10,6446

Fuente: [1]

En la tabla 31 se detalla el número de reconectores por primario, intervalos de confianza, así como del grado de libertad parámetros de distribución Chi cuadrado, con los datos anteriormente mencionados, se aplica la ecuación 50 para obtener la tasa de falla como se muestra en la tabla ya antes citada y posteriormente se calcula el MTTF.

Tabla 31: Valores para la distribución Chi cuadrado con diferente probabilidad crítica y diferentes grados de libertad.

S/E	Primario	Reconector (k)	Fallas (n)	Intervalo de confianza (a)	Grados de libertad	Tasa de falla (fallas/año)	MTTF (años)	MTTF Val. T
Epiclachima (21)	A	3	0	5%	2	0,187	1,779	22,222
	B	2	0	5%	2	0,281	1,779	33,333
	C	2	0	5%	2	0,281	1,779	33,333
	D	2	0	5%	2	0,281	1,779	33,333
	E	1	0	5%	2	0,562	1,779	66,667
	F	3	0	5%	2	0,187	1,779	22,222

Fuente: [1]

Ya que el estudio sobre pasa los dos años, la distribución Chi cuadrado muestra un error del 85% por lo que se desestima dicha aproximación y ya que los reconectores no han presentado ninguna falla, se registra como tasa de falla al mínimo valor mínimo proporcionado en las tablas de fallas de equipos de distribución. La tabla 32, está conformada por los distintos valores en los elementos que fueron sometidos al cálculo de las tasas de falla de cada primario de la subestación 21, se ordenara por primario y cada equipo que intervino para el cálculo de las tasas de falla.

Tabla 32: Tasas de falla calculadas para los dispositivos de distribución en los alimentadores de la subestación 21.

S/E	Primario	Disyuntores (fallas / año)	Líneas MV subterráneas fallas/(km.año)	Líneas MV aéreas fallas/(km.año)	Reconector (fallas / año)	Seccionador Tipo Cuchilla (fallas / año)	Seccionador Fusible (fallas / año)	Fusible MV (fallas / año)	Transformador (fallas / año)
Epilachima (21)	A	0,003	0,018	0,95	0,187	0,032	0,002	0,004	0,014
	B	0,003	0,018	0,38	0,281	0,033	0,003	0,004	0,008
	C	0,003	0,018	0,44	0,281	0,047	0,001	0,004	0,012
	D	0,003	0,018	0,19	0,281	0,056	0,002	0,004	0,008
	E	0,003	0,018	0,86	0,562	0,051	0,002	0,005	0,015
	F	0,003	0,018	0,13	0,187	0,063	0,002	0,004	0,008

Fuente: [1]

11.2.4.2. Tiempo de Reparación.

Determinar o estimar los tiempos de reparación a partir de los datos que se encuentran disponibles es dificultoso, ya que varían en gran magnitud dependiendo del daño, los elementos involucrados y el tiempo que transcurre en la movilizarse entre otros, por ello, se emplea la tabla 33 la cual se obtiene a partir de publicaciones científico-técnicas en donde los tiempos de reparación son usados frecuentemente.

Tabla 33: Tasas de falla calculadas para los dispositivos de distribución en los alimentadores de la subestación 21.

Componente	Tiempo de reparación (horas)			
	Mínimo	Típico	Máximo	Promedio
Disyuntor	6	8	17	11,5
Línea aérea	4	4	8	6
Línea subterránea	3	6	12	7,5
Reconector	3	3	4,3	3,65
Secc Fusible	1	3	4	2,5
Secc tipo Cuchilla	1,5	2,5	12	7
Fusible de MV	1	1	3,6	2,3
Trans Distribución	3	5	8	5,5

Fuente: [2].

Se le llama tiempo de reparación al período invertido en eliminar la falla, de manera tal, que el sistema de distribución vuelva a sus condiciones normales de operación antes de suscitada la falla, sin embargo se requiere datos adicionales correspondientes al tiempo de desplazamiento (el tiempo transcurrido en el que el grupo de señores operadores tarda en llegar al lugar de la falla) y el denominado tiempo de inspección (es el tiempo que toma el grupo de los señores operadores en encontrar donde exactamente se ubica la falla). El tiempo de restauración o restablecimiento del servicio corresponde a la sumatoria de los tiempos de reparación, desplazamiento y de inspección

Para el cálculo de los tiempos de reparación se considera:

- El tiempo de reparación será la diferencia entre los tiempos de desconexión y conexión, es decir el tiempo de restablecimiento.
- Para el cálculo se emplea el tiempo de duración de las fallas contabilizado en horas, tanto del troncal como de las derivaciones del alimentador primario.
- El tiempo denominado de reparación calculado para los equipos del SD, será un promedio sobre los tiempos de reparación de cada falla que ocurra, se debe aplicar la ecuación que se muestra a continuación en todos los elementos equipos sometidos al presente análisis.

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n}$$

52

Tiempo de reparación Primario A

Total, de fallas en el primario: 32

Total, de fallas en las derivaciones: 20

Duración (horas) total de las fallas en el alimentador primario: 15,9 horas

Duración (horas) total de las fallas en las derivaciones: 47,65 horas

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n} = \frac{15,9 + 47,65}{32 + 20} = 1,22 \text{ horas}$$

Tiempo de reparación Primario B

Total, de fallas en el primario: 34

Total, de fallas en las derivaciones: 20

Duración (horas) total de las fallas en el alimentador primario: 11,4 horas

Duración (horas) total de las fallas en las derivaciones: 34,15 horas

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n} = \frac{11,4 + 34,15}{34 + 20} = 0,84 \text{ horas}$$

Tiempo de reparación Primario C

Total, de fallas en el primario: 19

Total, de fallas en las derivaciones: 10

Duración (horas) total de las fallas en el alimentador primario: 9,03 horas

Duración (horas) total de las fallas en las derivaciones: 27,1 horas

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n} = \frac{11,4 + 34,15}{19 + 10} = 1,25 \text{ horas}$$

Tiempo de reparación Primario D

Total, de fallas en el primario: 34

Total, de fallas en las derivaciones: 24

Duración (horas) total de las fallas en el alimentador primario: 22,1 horas

Duración (horas) total de las fallas en las derivaciones: 66,15 horas

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n} = \frac{22,1 + 66,15}{23 + 24} = 1,58 \text{ horas}$$

Tiempo de reparación Primario E

Total, de fallas en el primario: 30

Total, de fallas en las derivaciones: 10

Duración (horas) total de las fallas en el alimentador primario: 12,8 horas

Duración (horas) total de las fallas en las derivaciones: 25,5 horas

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n} = \frac{12,8 + 25,5}{30 + 10} = 0,96 \text{ horas}$$

Tiempo de reparación Primario F

Total, de fallas en el primario: 17

Total, de fallas en las derivaciones: 18

Duración (horas) total de las fallas en el alimentador primario: 9,92 horas

Duración (horas) total de las fallas en las derivaciones: 29,75 horas

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTRi}{n} = \frac{9,92 + 29,75}{17 + 18} = 1,13 \text{ horas}$$

La misma ecuación se aplica para reconectores, seccionadores fusible o tipo cuchilla, transformadores, fusibles y disyuntores, los resultados de los cálculos para todos los equipos en cada primario se lo detalla en la tabla 34.

Tabla 34: MTTR de los distintos componentes en los primarios de la subestación de la subestación 21.

MTTR		Red aérea (horas)	Disyuntor (horas)	Reconector (horas)	Sec. Tipo Cuchilla (horas)	Sec. Fusible (horas)	Fusible (horas)	Transformador (horas)	Red Subterránea (horas)
Subestación (21) Primarios	A	1,22	8	3	0,171	0,33	0,14	0,50	4
	B	0,84	8	3	0,13	0,43	0,11	0,36	4
	C	1,25	8	3	0,375	1,00	0,17	0,59	4
	D	1,58	8	3	0,1	0,40	0,10	0,24	4
	E	0,96	8	3	0,182	1,00	0,17	0,50	4
	F	1,13	8	3	0,167	0,17	0,07	0,23	4

Fuente: [1]

11.2.5. Análisis predictivo de confiabilidad.

11.2.5.1. Dependencia recíproca entre índices de confiabilidad

Para un análisis predictivo de confiabilidad se puede analizar varios índices, lo que hace que el estudio resulte complejo, a diferencia de involucrar en el estudio un solo índice como por ejemplo el SAIDI en la cual la tasa costo – beneficio puede ser optimizado adecuadamente. Habitualmente las empresas priorizan su mejora en el SAIDI, hay que saber que cada mejora en el SAIFI involucra una mejora en el SAIDI, por lo que lo importante es determinar si el costo en la mejora de confiabilidad es proporcional a las interrupciones continuas de corta duración. Por ejemplo, si se asume una interrupción continua de una hora, una interrupción de dos horas debe ser costosa en dos veces más que la de interrupción una hora mejorando el SAIDI y por tanto el SAIFI, caso contrario, si la interrupción de dos horas resulta ser la mitad del costo de la interrupción de una hora una mejora en el SAIDI no representara necesariamente una mejora en el SAIFI.

Ya que un gran porcentaje de clientes en las empresas distribuidoras pertenecen al sector residencial, se podría aplicar lo anteriormente mencionado en cuanto al SAIDI en interrupciones cortas, resultando de manera diferente para clientes comerciales o industriales pues dichas interrupciones podrían causar un colapso en sus sistemas. Otro índice de confiabilidad es el MAIFI_E el cuál no necesariamente mejora así lo haga el SAIDI a diferencia del SAIFI. Por ejemplo, cuando en los reconectores se deshabilita el disparo instantáneo se reduce el MAIFI_E pero empeora el SAIDI, sucede lo contrario si se habilita el disparo automático pues mejor el SAIDI pero empeora el MAIFI_E.

Las interrupciones momentáneas son producidas por reconexión y conmutación automática, dispositivos que permite la reconexión automática del servicio y tiene como principal objetivo cambiar la interrupción de continua o sostenida a una momentánea, además, permite que las fallas temporales que en un sistema aéreo son de entre un 60 a 80 % sean despejadas automáticamente. El SAIFI, MAIFI_E y el SAIDI son índices de confiabilidad que están interrelacionados, pues una mejora en el SAIDI del SD implica una mejora en el SAIFI y a la vez empeora el MAIFI_E.

11.2.5.2. Problemas en los índices al mejorar la confiabilidad de un sistema

SAIDI y SAIFI: La reducción de dichos índices son proporcionales al número de consumidores por lo que es preferible que estos índices se apliquen a proyectos que involucran muchos consumidores, de ahí que el SAIDI y SAIFI conducen a mejoras en áreas densamente pobladas.

CAIDI: Es una medición en la eficiencia operacional, cuando una distribuidora responde en el menor tiempo a una interrupción el CAIDI disminuye, matemáticamente el CAIDI es igual a la razón entre el SAIDI y el SAIFI, por ende, el CAIDI incrementara si el SAIFI lo hace más aceleradamente que el SAIDI, además la frecuencia y la duración de la confiabilidad se podrá mejorar, pero el CAIDI aumentaría. Las actividades de mejora más efectivas se enfocan en las fallas frecuentes, fáciles y rápidas de reparar como por ejemplo animales o vegetación, cuando dichos problemas son solucionados los inconvenientes que quedan en el sistema requieren de más tiempo para solucionarse y con lleva a que el CAIDI aumente, hay que aclarar que la confiabilidad mejora, pero el CAIDI aumenta por tal razón es mejor utilizar el SAIDI y el SAIFI por separado para evitar inconvenientes.

CEMIn: Se basa en los consumidores que presentan más interrupciones que las determinadas en un umbral específico, no se puede aplicar en conjunto con los demás índices ya que se acota por dichos índices y además no aporta información respecto de la duración de las interrupciones, el **CEMIn:** es una medición de frecuencia estrictamente y por tanto no ayuda en la reducción del tiempo de las interrupciones. Existen mejoras que no producen impacto en el CEMIn, entre ellas transferencias, seccionamientos manuales, tiempos más acelerados para restaurar el servicio e indicadores de circuitos de falla, incluso cuando existen una problemática en el sistema este índice no aporta con ningún valor para solucionar.

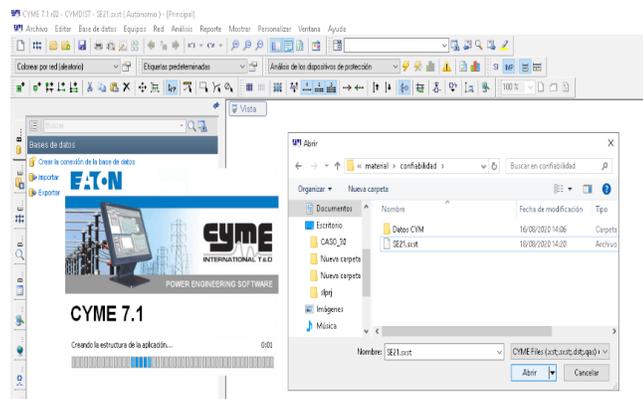
MAIFIE: Es semejante al SAIDI y SAIFI pues tiene a conducir a mejoras en áreas densamente pobladas, desestima utilizar mejoras que involucran a equipos automáticos, un gran número de distribuidoras calculan en SAIFI o MAIFI en base a información de subestaciones sin incluir reconectores de línea o interruptores y el impacto que estos producirían.

El SAIDI y el SAIFI en general son buenas medidas de confiabilidad, pueden disponer mejoramiento en áreas que tengan un nivel adecuado respecto a la confiabilidad, cuando el CAIDI mejora puede representar o no un progreso en el sistema de distribución por ello puede ser confuso, el CEMI es un índice que carece de eficacia pues puede conducir mejoras en áreas que se encuentran lejos de aquellas que realmente posee peores niveles de confiabilidad, el MAIFIE puede resultar confuso también ya que al mejorar los índices generales de confiabilidad puede que este no mejore.

11.2.5.3. Cálculo de índices de confiabilidad en los primarios de la subestación.

Se calcularán índices de potencia y energía, así como los orientados al consumidor, siendo estos el SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI, ENS, entre otros, dando mayor énfasis al NIEPI (FMIK) y el TIEPI (TTIK) que la regulación 005/18 de la ARCONEL, institución que rige al sector eléctrico en el Ecuador, establece límite para estos indicadores a nivel de medio voltaje. Se hará uso para ello del software CYME 7.1 CYMDIST, está despliégala ventana que se muestra en la figura 48, se creará un nuevo estudio en la pestaña archivo y luego se abrirá la base de datos de la subestación en estudio en este caso es la subestación 21 Epiclachima, las tasas de fallas varían entre alimentadores así que es recomendable realizar un estudio por cada primario.

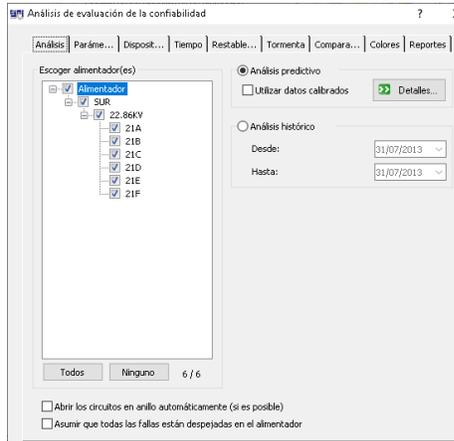
Figura 48: Se elige la base de estudios de la Subestación 21 en CYMDIST.



Fuente: [22]

Una vez que se cargue la base de datos de la subestación 21, se selecciona la pestaña análisis posteriormente la opción evaluación de la confiabilidad y ejecutar para lo cual se presentara una pantalla como la que se ilustra en la figura 49, está opción le permite elegir los alimentadores primarios uno a uno o todos a la vez.

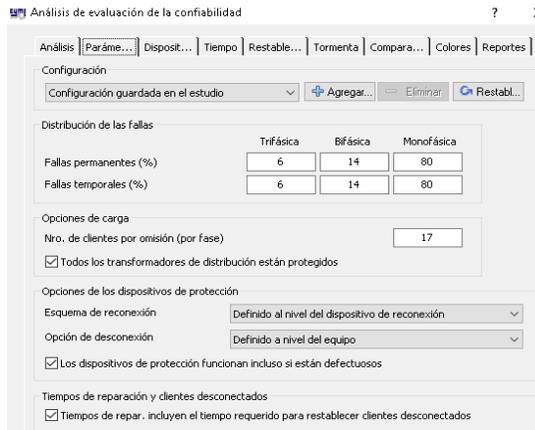
Figura 49: Pestaña análisis de Evaluación de la confiabilidad.



Fuente: [22]

Como siguiente paso se configura los parámetros, en esta opción existe la distribución de fallas en porcentaje, tanto de fallas temporales como permanentes, para ubicar el porcentaje de fallas se utilizara como base las publicaciones en libros, las cuales a través del estudio a lo largo de años se han podido determinar entre un 70 y 80% fallas monofásicas, entre un 5 y 6% fallas trifásicas y entre un 14 y 25% fallas bifásicas, de ahí se asumirá los valores de falla 80% monofásicas, 14% bifásicas y el 6% a trifásicas, además se ingresara el número de usuarios por omisión (por fase), para lo cual se referirá a la información proporcionada por la E.E.Q.S.A., lo cual indica que por transformador existe un promedio de 50 usuarios en alimentadores de alta densidad, lo que equivale aproximadamente a 17 usuarios por fase.

Figura 50: Pestaña parámetros de Evaluación de la confiabilidad.



Fuente: [22][Software CYMDIST]

Para la configuración de los dispositivos se iniciara en base a las tasas de falla obtenidas anteriormente así como los tiempos de reparación, para las tasas de falla de tipo permanente la base serán las calculadas en la tabla 33 y los tiempos de reparación se citan en la tabla 34, en lo perteneciente a las fallas de tipo temporales o momentáneas, se incluirá los valores por defecto del software pero no se realizara un análisis ya que la regulación 005/18 de la ARCONEL estipula sanciones solo para fallas permanentes que sobre pasen los límites. Los datos que se muestran en la figuraba continuación son los que por defecto vienen en CYMDIST.

Tabla 35: Datos estándar de los dispositivos del sistema de distribución CYME.

Componente	Tasas de fallas momentáneas (fallas/año/km)	Tiempo de maniobra (horas)	Probabilidad de falla
Línea subterránea	0,1609	0	0
Línea aérea	0,0804	0	0
Fusible	0,002	1	0,005
Relé	0,002	1	0,005
Reconectador	0,002	1	0,005
Seccionador	0,002	1	0,005
Interruptor	0,002	1	0,005
Disyuntor	0,002	1	0,005
Regulador	0,0075	0	0
Transformador	0,015	0	0
Subestación	0	0	0

Fuente: [1]

Figura 51: Pestaña dispositivos de Evaluación de la confiabilidad.

Equipo	Tasa de fallas (estables)	Tasa de fallas momentáneas (estables)	Tiempo de reparación mayor (h)	Tiempo de reparación menor (h)	Proporción de falla mayor (%)	Tiempo de maniobra (h)
Línea subterránea (B)	0,1000344407	0,1000344407	10,00	0,00	100	
Línea subterránea (B)	0,1000344407	0,1000344407	10,00	0,00	100	
Línea subterránea (mono)	0,1000344407	0,1000344407	10,00	0,00	100	
Línea aérea (B)	0,0004072240	0,0004072240	0,00	0,00	100	
Línea aérea (B)	0,0004072240	0,0004072240	0,00	0,00	100	
Línea aérea (mono)	0,0004072240	0,0004072240	0,00	0,00	100	
Fusible	0,002		4,00	0,00	100	1,00
Reconector	0,002	0,02	4,00	0,00	100	1,00
Seccionador	0,002	0,02	4,00	0,00	100	1,00
Interruptor seccionador	0,002	0,02	4,00	0,00	100	1,00
Interruptor automático	0,002	0,02	4,00	0,00	100	1,00
Interruptor automático de baja	0,002	0,02	4,00	0,00	100	1,00
Otro	0	0	0,00	0,00	0	
Regulador	0,0075	0,02	4,00	0,00	100	
Transformador	0,015	0,05	4,00	0,00	100	
Carga	0	0	0,00	0,00	0	

Fuente: [22]

Se considera solo fallas permanentes dentro del marco de la regulación la cual indica que son superiores a los tres minutos. Los tiempos de desplazamiento y de interrupción están incluidos en el tiempo de la reparación.

Figura 52: Pestaña tiempo de Evaluación de la confiabilidad.

Interrupción momentánea
Duración máxima: 0:03:00 (h:mm:ss)

Tiempo de desplazamiento
Tiempo inicial del trayecto hacia el lugar de la falla: 0:00 (h:mm)

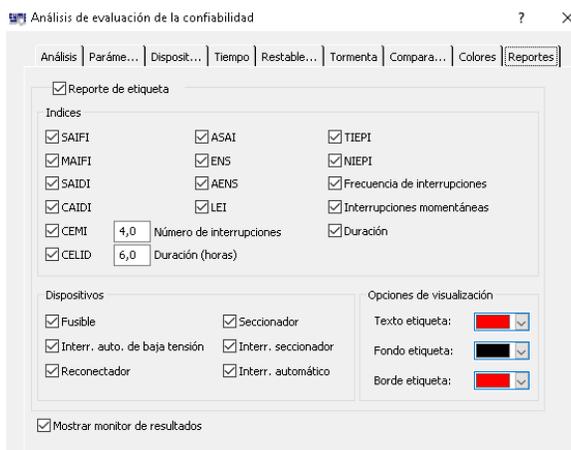
Tiempo de inspección
Líneas aéreas (horas / milla): 0:00 (h:mm)
Cables subterráneos (horas / milla): 0:00 (h:mm)
Exposición de la zona a la inspección: 100,0 (%)
Tiempo de inspección mínimo: 0:00 (h:mm)

Tiempo de maniobra
Dispositivos automatizados: 0:01:00 (h:mm:ss)
Dispositivos telemandados: 0:08:00 (h:mm:ss)

Fuente: [22][Software CYMDIST]

Se realizará el cálculo para todos los índices de confiabilidad priorizando el TIEPI y NIEPI que vienen a ser el TTIK y FMIK respectivamente.

Figura 53: Pestaña reportes de evaluación de la confiabilidad.



Fuente: [22][Software CYMDIST]

En la tabla a continuación se muestra los resultados de los índices de confiabilidad obtenidos para los alimentadores primarios de la subestación 21, se detallarán cada uno de los índices por alimentador primario incluidos los de la regulación 005/18 como lo son el TTIK y el FMIK.

Tabla 36: Índices de confiabilidad para los primarios de la subestación 21.

SUBESTACIÓN 21	ALIMENTADORES PRIMARIOS					
	A	B	C	D	E	F
SAIFI (inter/consm-año)	0,33392	0,72766	0,47785	0.55567	0,32572	0,56697
MAIFI (inter/consm-año)	0,5076	0,22418	0,13306	0.60988	0,45577	0,42596
SAIDI (hr/consm-año)	0,9358	1.86202	1.31011	1.2825	0,90875	1.32662
CAIDI (hr/consm-ltr)	2.8027	2.55891	2.74166	2,30817	2.79	2.33984
ASAI	0,9989	0,99979	0,99985	0,99985	0,990	0,99985
ASUI	0,00011	0,00021	0,00015	0,00015	0,00010	0,00015
ENS (kWh/año)	3145.8	11905.2	6425.1	10958.4	7336.2	6915.2
ENS media (kWh/consu-año)	0.69659	0.61165	2.10040	0.58686	2.23733	0,42215

LEI (consum/milla)	11236,75	60979.13	7066,91	79015.97	8823,45	64236,47
CEMI (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CELID (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TIEPI (h/año)	0.957	1.654	1.312	1,58	0,735	1.230
NIEPI (inter/año)	0.336	0.632	0.477	0,617	0,251	0,509
Longitud de la línea (milla)	3,9	13,01	6,53	32,38	4,04	30,6
Longitud del cable (milla)	2,46	3,29	1,14	0,25	1,37	0,42

Fuente: Software CYMDIST

10.3.5.4 Análisis de confiabilidad mediante Pareto.

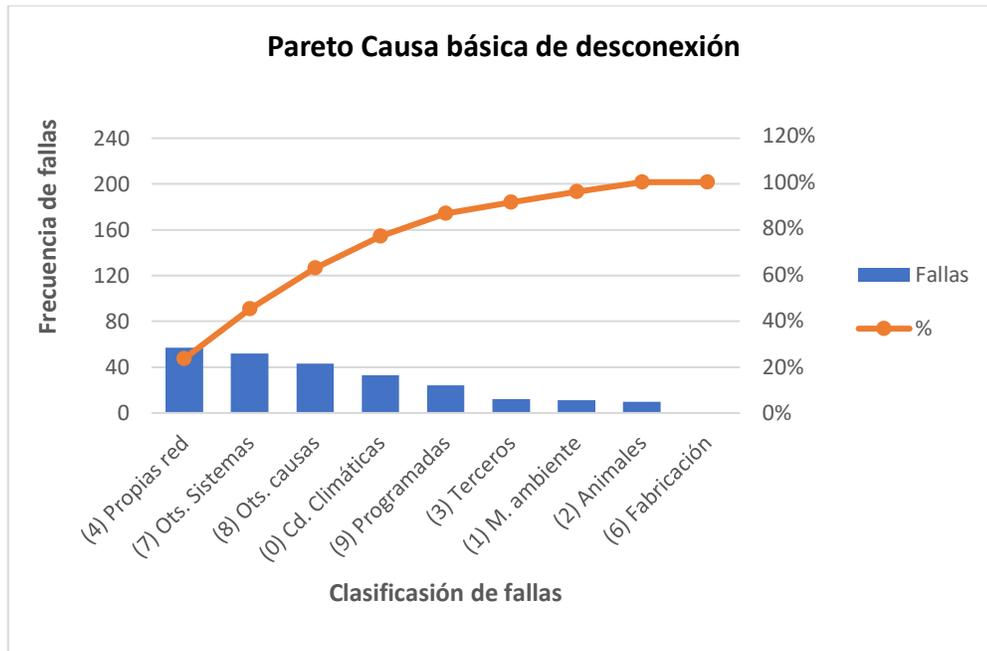
Se han enumerado todas las fallas encontradas en la subestación 21 sobre el periodo de análisis mediante el principio de Pareto 80 / 20, el mismo que sostiene que el 20% de las causas produce el 80 % de las fallas, la ARCONEL clasifica las interrupciones por su origen y por su causa, es por ello que en base a esta clasificación se realiza el análisis mediante el principio de Pareto como se muestra a continuación.

Tabla 37: Causa básica de desconexión en porcentajes de acuerdo a la ARCONEL.

Principio de Pareto Causa básica de desconexión				
Equipo	Fallas	%	Acumulado	%
(4) Propias red-	57	24%	57	24%
(7) Ots. Sistemas	52	21%	109	45%
(8) Ots. causas	43	18%	152	63%
(0) Cd. Climáticas	33	14%	185	76%
(9) Programadas	24	10%	209	86%
(3) Terceros	12	5%	221	91%
(1) M. ambiente	11	5%	232	96%
(2) Animales	10	4%	242	100%
(6) Fabricación	0	0%	242	100%
Total	242	100%		

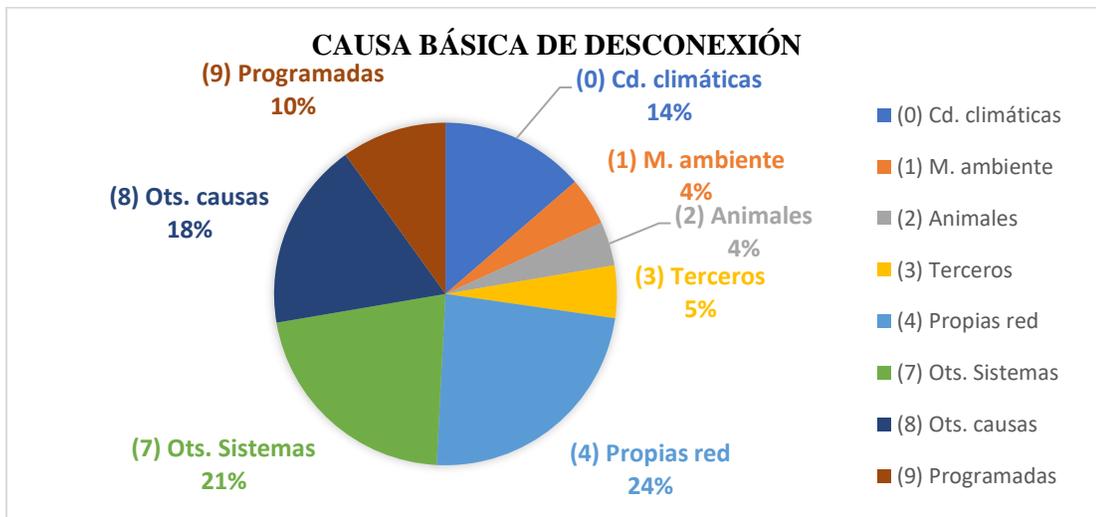
Fuente: [1]

Figura 54: Causa básica de desconexión mediante Pareto.



Fuente: [1]

Figura 55: Causas básica de desconexión.



Fuente: [1] [22]

- El 14% de las desconexiones fueron a causa de las condiciones climáticas (Lluvia, nieve, hielo, viento fuerte, descargas atmosféricas, neblina, calor solar), entre los registros de este porcentaje las desconexiones de deben netamente a descargas atmosféricas lo cual no es controlable, pero se debería realizar un análisis costo

beneficio para determinar si pudieran existir mejoras en el sistema de mallado a tierra a nivel del SD.

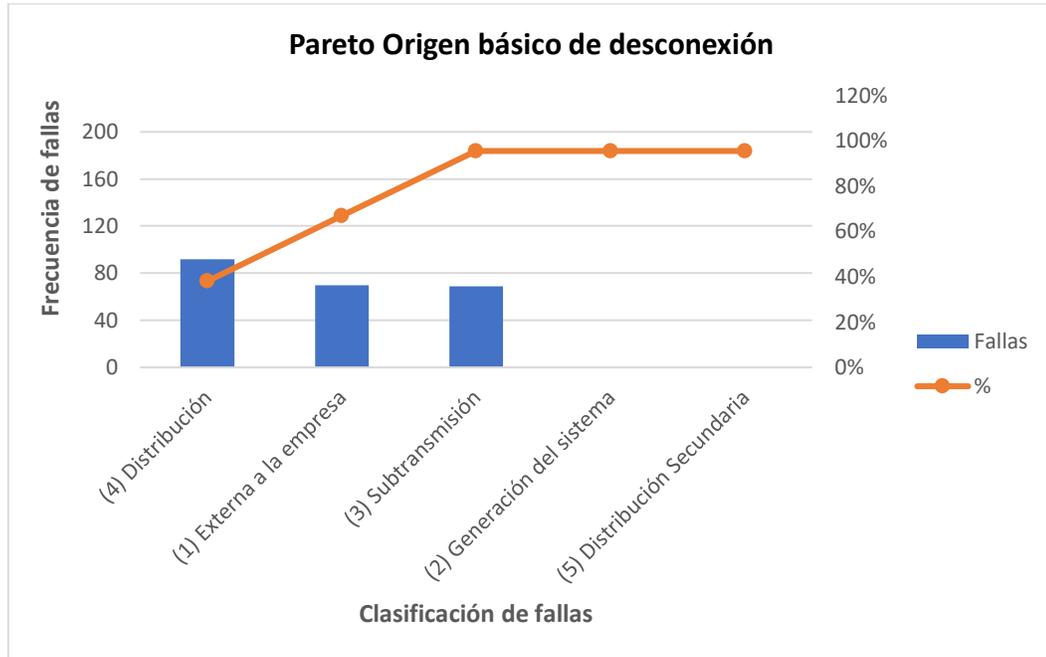
- El 4% se debe a condiciones medio ambientales de entre las cuales predominan, arboles sin poda y materiales llevados por el viento, la empresa actualmente no cuenta con un registro o cronograma periódico para la poda de árboles por primario, ya que debido al efecto “isla de calor” los árboles en la ciudad crecen con mayor velocidad que en campo, contar con el cronograma o registro antes mencionado eliminaría este porcentaje de desconexiones.
- El 4% de desconexiones son a causa de animales por lo general aves, el cual también se podría reducir localizando las zonas óptimas e implementando cable aislado.
- Los porcentajes como el 5% debido a terceros, el 21% debido a otros sistemas y el 18% debido a otras causas son más dificultosas para emitir correcciones.
- El 10% debido a desconexiones programadas para trabajos de reparación, mantenimiento, mejoras, remodelación o transferencias.

Tabla 38: Origen básico de desconexión en porcentajes de acuerdo a la ARCONEL.

Principio de Pareto Origen básico de desconexión				
Equipo	Fallas	%	Acumulado	%
(4) Distribución	92	38%	92	38%
(1) Externa a la empresa	70	29%	162	67%
(3) Subtransmisión	69	29%	231	95%
(2) Generación del sistema	0	0%	231	95%
(5) Distribución Secundaria	0	0%	231	95%
Total	231	95%		

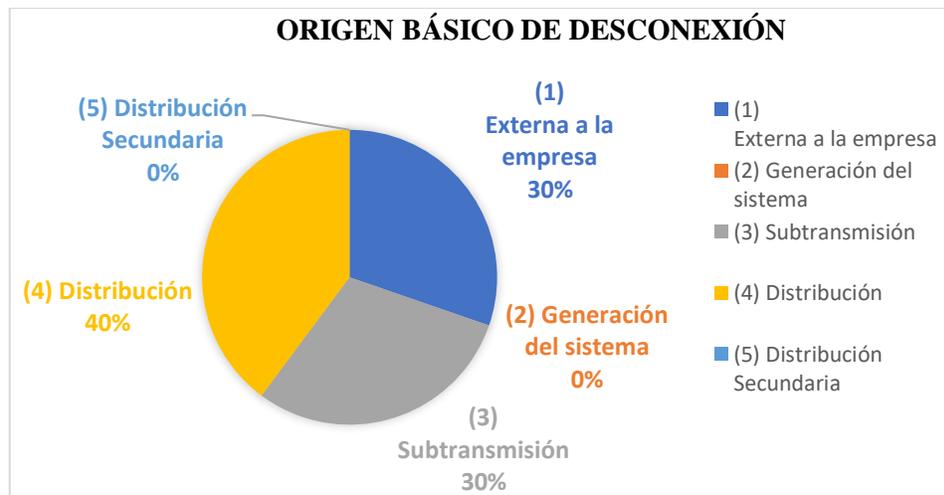
Fuente: [1]

Figura 56: Origen básico de desconexión mediante Pareto.



Fuente: [1]

Figura 57: Origen básico de desconexión.



Fuente: [1] [22]

En el periodo de estudio el 60% corresponde a un origen externo a la empresa y el sistema de Subtransmisión donde no se tiene injerencia para mejorar, el 40% del origen de

desconexión corresponde al sistema de distribución propiamente, por lo que se verifica los porcentajes de las causas de desconexión para la subestación 21.

(4) Propias red

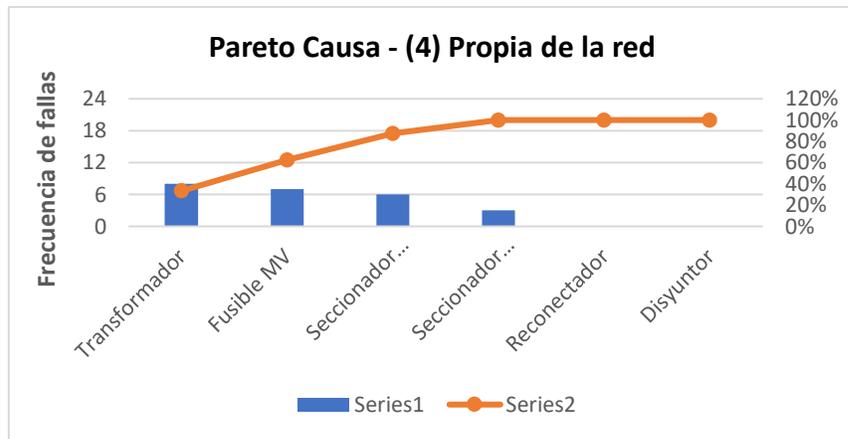
Según la causa de la interrupción mediante Pareto, la primera causa que hay que corregir son propias de la red con un 24 % de afectación al sistema de distribución, únicamente se refiere a: equipamiento, materiales y accesorios (deterioro de equipamiento por envejecimiento, desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.) para delimitar más el área de falla y realizar una eficaz mejora se realiza un nuevo diagrama de Pareto en el que se involucra los equipos del sistema de distribución para evaluar la frecuencia de falla y determinar en cuales debe existir mejoras. Las causas de interrupción como (7) otros sistemas con 21% y (8) otras causas con el 18 % son difícilmente susceptibles a mejora ya que al no tener conocimiento de ello la distribuidora no tiene injerencia, y por último (0) condiciones climáticas con 14% de entre las cuales lluvia, nieve, hielo, viento fuerte, neblina predomina casi en su totalidad descargas atmosféricas por lo que se optaría por realizar un estudio en el diseño de puesta a tierra futuro.

Tabla 39: Interrupciones por causas propias de la red.

Principio de Pareto Causa - (4) Propias de la red				
Equipo	Fallas	%	Acumulado	%
Transformador	8	33%	8	33%
Fusible MV	7	29%	15	63%
Seccionador Tipo Cuchilla	6	25%	21	88%
Seccionador Fusible	3	13%	24	100%
Reconector	0	0%	24	100%
Disyuntor	0	0%	24	100%
Total	24	100%		

Fuente: [1]

Figura 58: Interrupciones por causas propias de la red en base a Pareto.



Fuente: [1]

Según el principio de Pareto las frecuencias de fallas respecto de los transformadores afectan al sistema en un 33% mientras que los fusibles en un 29% siendo éstas las principales causas que afectan la continuidad del servicio, en base a los datos suministrados por la distribuidora los fusibles instalados en el sistema de distribución son de tipo K los cuales son fusibles de actuación rápida los cuales son ideales en sistemas sin equipos de reconexión y actúan ante cualquier tipo de falla sin distinción, a diferencia de los fusibles T que son de actuación lenta, son de tipo expulsión, presentan mayores ventajas en la coordinación de protecciones con fusibles de su mismo tipo por el mismo hecho de ser fusibles lentos, no actúan ante fallas temporales, se coordinan de mejor manera que otros fusible con dispositivos de reconexión automática.

Lo ideal es instalar en la principales derivaciones del troncal, y en los transformadores a nivel de medio voltaje otro tipo de fusibles de acción lenta que no actúan ante fallas temporales son los fusible tipo dual o Slow fast, los mismos que se adaptan a estados transitorios del transformador como son: capacidad de sobrecarga, soportabilidad a corriente de Inrush de magnetización, Inrush debido arranques por carga en caliente (Hot Load Inrush), Inrush debido arranques por carga en frío (Cold Load Inrush), temperatura, tolerancia, efectos de precarga y efectos previos al daño, de ahí la necesidad de reemplazar los fusibles tipo “K” instalados en los transformadores por los tipo Dual, además de un

nuevo dispositivo electrónico funcional que permita evaluar si un transformador se encuentra en buen estado o no.

Todos los aspectos antes mencionados sobre transformadores y fusibles de MV disminuirán la frecuencia de falla en dichos equipos y consecuentemente existirá una mejora en la causa básica de desconexiones propias de la red y por ende una mejora en el porcentaje del origen básico de desconexión.

(7) Otros sistemas

Para el 21% de la causas por consecuencia de otros sistemas tenemos a fallas en el sistema de alimentación externa (baja frecuencia) desconexión automática de la L/T de 500 kV S/E El Inga TRANSELECTRIC – S/E San Rafael disparo de cuatro unidades (julio) o tres unidades (octubre) de la central Coca Codo Singular provoca la desconexión automática de los primarios por actuación del esquema de baja frecuencia (relé 81), disparo de generación en el sistema eléctrico Colombiano (relé 81) (septiembre y noviembre), disparo del circuito 2 L/T San Rafael – El Inga 500 kV (relé 81) (noviembre), Desconexión L/T 230 kV S/E Pomasquí – S/E Jamondino (Interconexión Colombia) (relé 81), desconexión línea de 500 kV S/E El Inga TRANSELECTRIC, Disparo de la central Coca Codo Singular desconexión automática de L/T 230 kV (relé 81) estos eventos se produjeron entre los años 2016 y 2018.

(8) Otras causas

Representa el 18% y este apartado se refiere netamente a causas desconocidas, por ejemplo: Colapso en el Sistema Nacional Interconectado, desconexión automática de la barra de 138 kV S/E TRANSELECTRIC – Santa Rosa quedan desenergizado los transformadores de potencia y provoca la desconexión de los disyuntores en 46 kV: 52-1 S/E San Roque (07), Barrio Nuevo (03), Epiclachima (21), Sur (20) y quedan desenergizada las S/E Barrio Nuevo (03), Epiclachima (21), Machachi (34), Santa Rosa (37), Sangolqui (55) por bajo voltaje (relé 27) (octubre) así como desconexión de los primarios por causas desconocidas.

(0) Condiciones climáticas

Representa la causa de desconexión con un 14% y se refiere en su totalidad a descargas atmosféricas ya que no existen reportes por lluvia, nieve, hielo, neblina, viento fuerte, calor solar en el período de estudio y para determinar mejoras sería necesario un estudio para evaluar el sistema de puesta a tierra.

11.2.6. Análisis histórico de confiabilidad

Tasas de falla

Se realizará un comparativo entre las tasas de falla calculadas y las que se encuentre en publicaciones y normas internacionales, las líneas aéreas y subterráneas se encuentran en fallas / (km año), para los demás componentes la tasa de falla será fallas / año, los datos tomados a partir de las publicaciones mencionadas anteriormente se muestran en la siguiente tabla, el valor mínimo y máximo pertenecen a los valores máximo y mínimo de las publicaciones mencionadas.

Tabla 40: Valores máximos y mínimos de tasas de falla para sistemas de distribución.

Componente	Tasas de falla λ_f (fallas /año)			
	Máxima	Mínima	Típica	Promedio
Disyuntor	0,06	0,0005	0,003	0,0303
Línea aérea	0,373	0,00622	0,056	0,190
Línea subterránea	0,365	0,000727	0,017	0,183
Reconector	0,06	0,00144	0,015	0,0307
Seccionador Fusible	0,28	0,000775	0,003	0,140
Seccionador Tipo Cuchilla	0,32	0,00015	0,004	0,160
Fusible de Medio Voltaje	0,06	0,00087	0,004	0,030
Transformador de Distribución	0,03	0,000271	0,004	0,0151

Fuente: [1][2][4][9][23] [26]

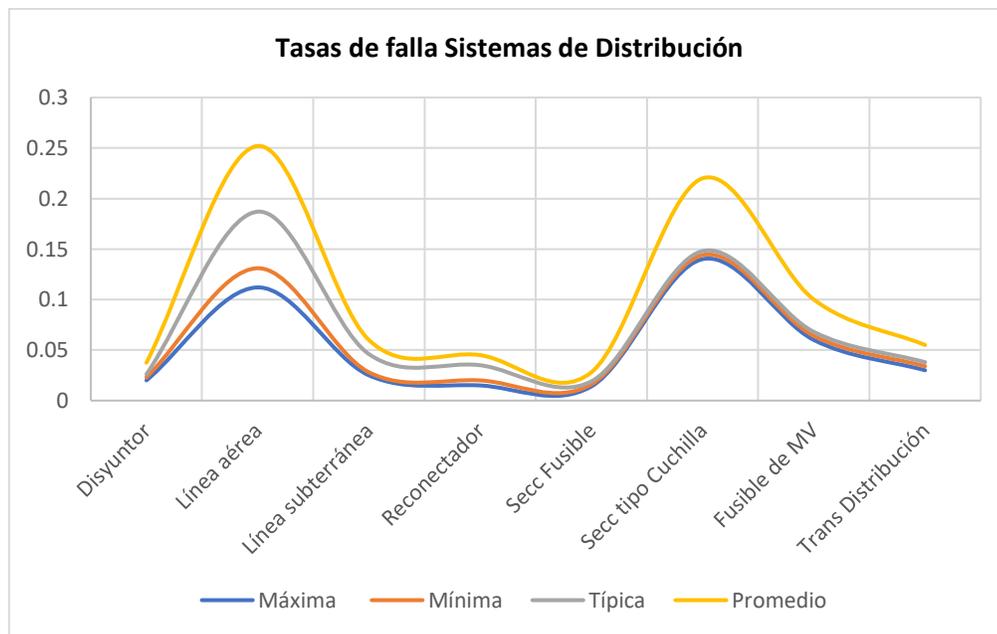
Con la finalidad de reducir los intervalos en las tasas falla, se optó por elegir de todos los valores mínimos el mayor, y dentro de los valores máximos en las tasas de falla se eligió el menor valor, los mismos que se utilizaron en los cálculos.

Tabla 41: Intervalos reducidos en las tasas de falla para sistemas de distribución por año.

Componente	Tasas de falla λ_f (fallas /año)			
	Máxima	Mínima	Típica	Promedio
Disyuntor	0,02	0,003	0,003	0,0115
Línea aérea	0,112	0,019	0,056	0,065
Línea subterránea	0,025	0,003	0,018	0,014
Reconectador	0,015	0,005	0,015	0,01
Seccionador Fusible	0,014	0,002	0,003	0,009
Seccionador Tipo Cuchilla	0,14	0,004	0,004	0,072
Fusible de Medio Voltaje	0,06	0,004	0,004	0,032
Transformador de Distribución	0,03	0,004	0,004	0,017

Fuente: [1][2][4][9][23] [26]

Figura 59: Tasas de falla para los equipos del sistema de distribución.



Fuente: [1] [22]

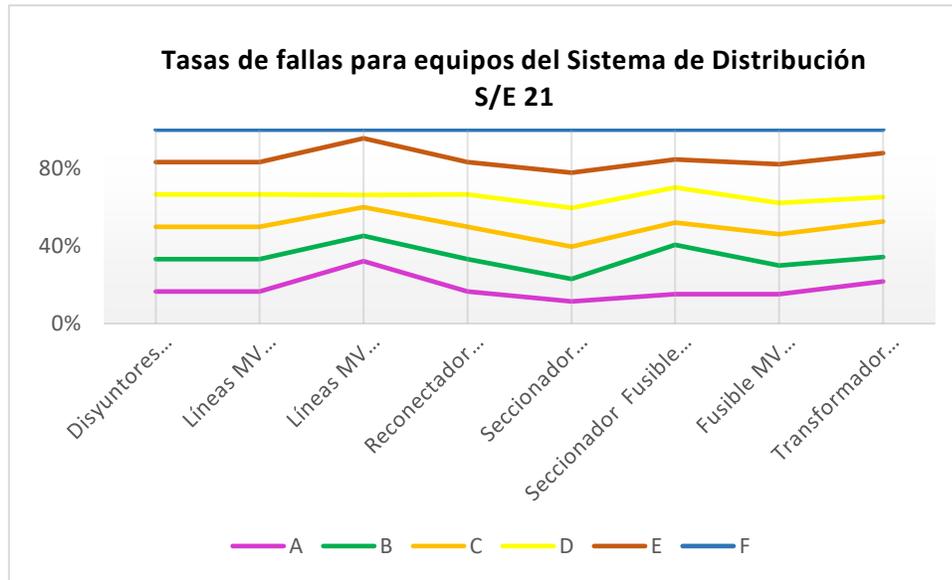
En la tabla 42 se muestra los resultados las tasas de fallas calculadas a partir de los datos proporcionados por la E.E.Q.S.A para los elementos en cada primario de la subestación.

Tabla 42: Tasas de falla calculadas en los alimentadores de la subestación 21

S/E	Primario	Disyuntores (fallas / año)	Líneas MV subterráneas fallas/(km.año)	Líneas MV aéreas fallas/(km.año)	Reconector (fallas / año)	Seccionador Tipo Cuchilla (fallas / año)	Seccionador Fusible (fallas / año)	Fusible MV (fallas / año)	Transformador (fallas / año)
Epilachima (21)	A	0,003	0,018	0,95	0,187	0,032	0,002	0,004	0,014
	B	0,003	0,018	0,38	0,281	0,033	0,003	0,004	0,008
	C	0,003	0,018	0,44	0,281	0,047	0,001	0,004	0,012
	D	0,003	0,018	0,19	0,281	0,056	0,002	0,004	0,008
	E	0,003	0,018	0,86	0,281	0,051	0,002	0,005	0,015
	F	0,003	0,018	0,13	0,187	0,063	0,002	0,004	0,008

Fuente: [1].

Figura 60: Tasas de fallas calculadas para el estudio correspondiente a los equipos de la S/E 21.



Fuente: [1], [22]

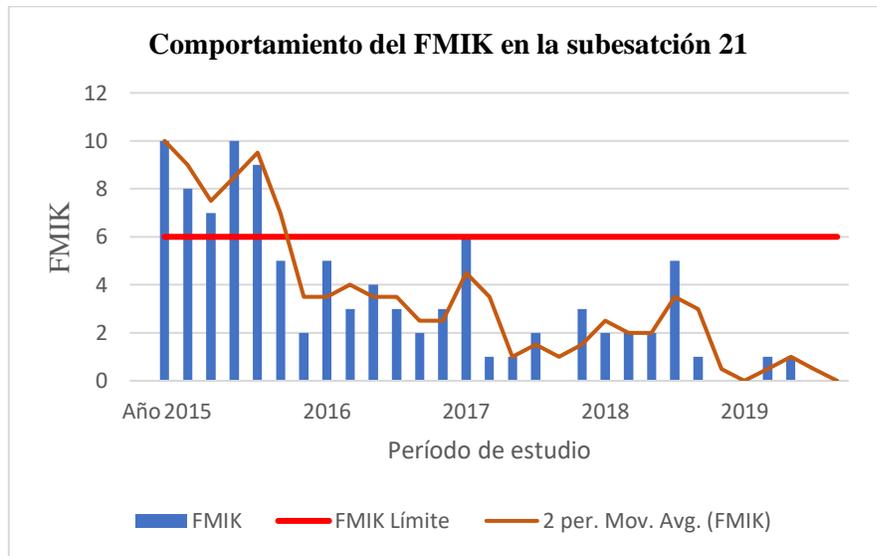
Todos los equipos involucrados en el estudio que forman parte de los alimentadores de la subestación 21 cumplen con los límites establecidos para las tasas de falla establecidas en la tabla 42, a excepción de la línea aérea en primarios que son relativamente cortos en trayectoria pero sirven a cargas importantes como son el caso del primario A que la su

principal carga es el nuevo hospital del IESS sur y el centro comercial el Recreo, el primario C que es un 90% industrial y el primario E que entre sus cargas principales está el centro comercial Quicentro Sur.

Índices de confiabilidad

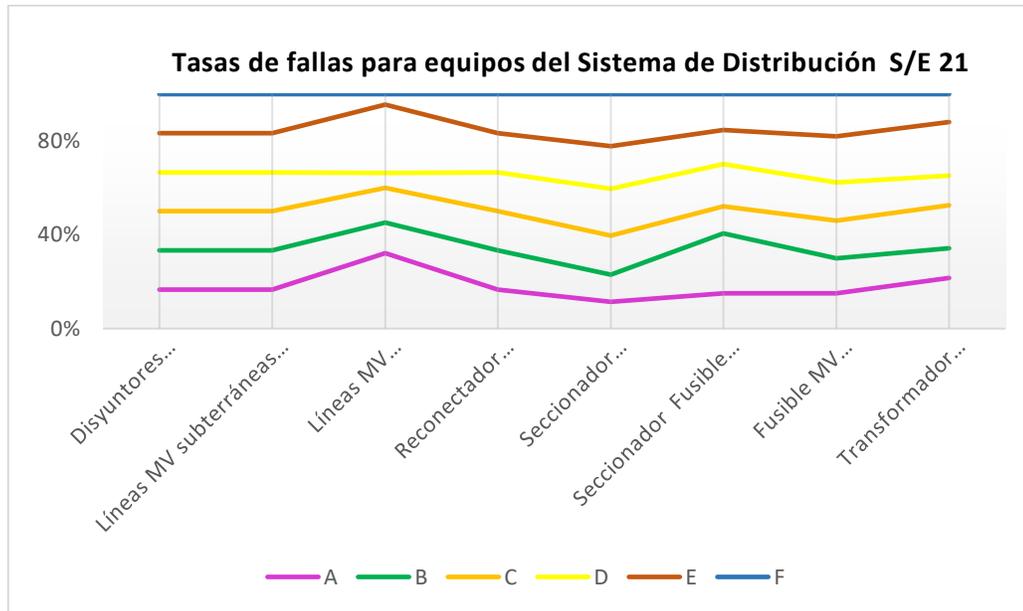
El FMIK muestra al inicio del periodo de estudio, es decir el año 2015 que sobre pasaba los límites registrados en la regulación 005/18 de la ARCONEL, todos los primarios de la subestación 21, a partir del año 2016 en adelante la media móvil tiende a bajar notablemente lo que representa una mejora para este índice de confiabilidad.

Figura 61: Indicador FMIK de los primarios de la S/E 21 en el periodo de estudio.



Fuente: [1], [22]

Para el TTIK en el periodo de estudio no sobre pasa los límites impuestos por la regulación 005/18 de la ARCONEL, a excepción del primario D en el año 2015, salvo el caso antes mencionado el índice TTIK se encuentra muy por debajo de los valores que se estipula para cumplir con la ARCONEL.



Fuente: [1] [22]

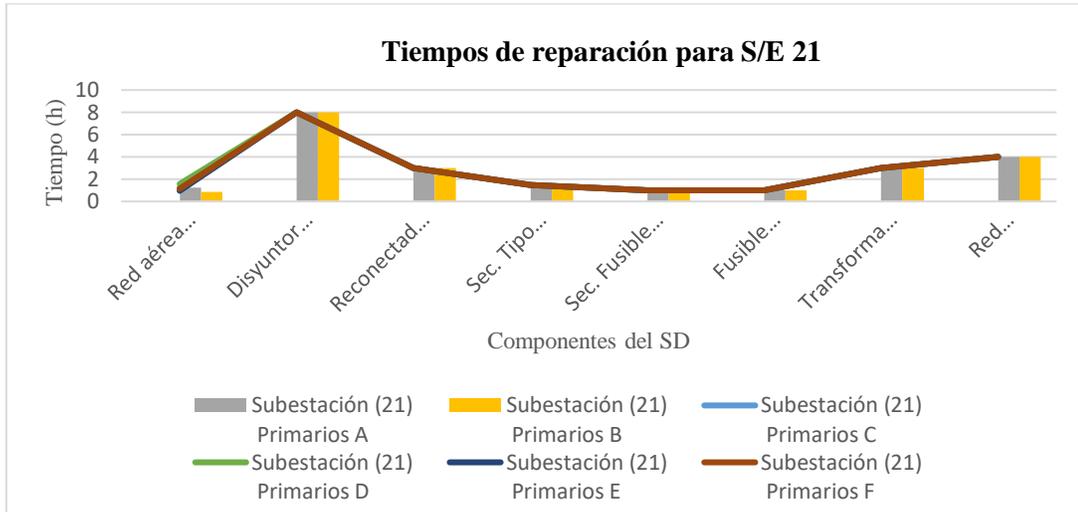
A continuación, se muestra la tabla y gráfico de los tiempos de reparación calculados para los equipos del sistema de distribución pertenecientes a la subestación 21, los cuales fueron sometidos al estudio en un periodo de 5.33 años en los cuales se puede apreciar que cumplen límites estipulados en las publicaciones científicas, a excepción del tiempo de reparación para la red aérea, dicho tiempo es inferior a los mínimos establecidos, pero se obtuvieron a partir de datos reales.

Tabla 44: Tiempos de reparación en los alimentadores de la subestación 21 calculados para el estudio.

MTTR		Red aérea (horas)	Disyuntor (horas)	Reconector (horas)	Sec. Tipo Cuchilla (horas)	Sec. Fusible (horas)	Fusible (horas)	Transformador (horas)	Red Subterránea (horas)
Subestación (21) Primarios	A	1,22	8	3	2	1	1	3	4
	B	0,84	8	3	2	1	1	3	4
	C	1,25	8	3	2	1	1	3	4
	D	1,58	8	3	2	1	1	3	4
	E	0,96	8	3	2	1	1	3	4
	F	1,13	8	3	2	1	1	3	4

Fuente: [1]

Figura 64: Tiempos de reparación, calculados para equipos del sistema de distribución.



Fuente: [1]

11.2.6.1 Análisis predictivo de confiabilidad

Existen factores que influyen para que los índices de confiabilidad presenten notables diferencias, a pesar de que el sistema de distribución sea muy parecido al de otros países, dichos factores son:

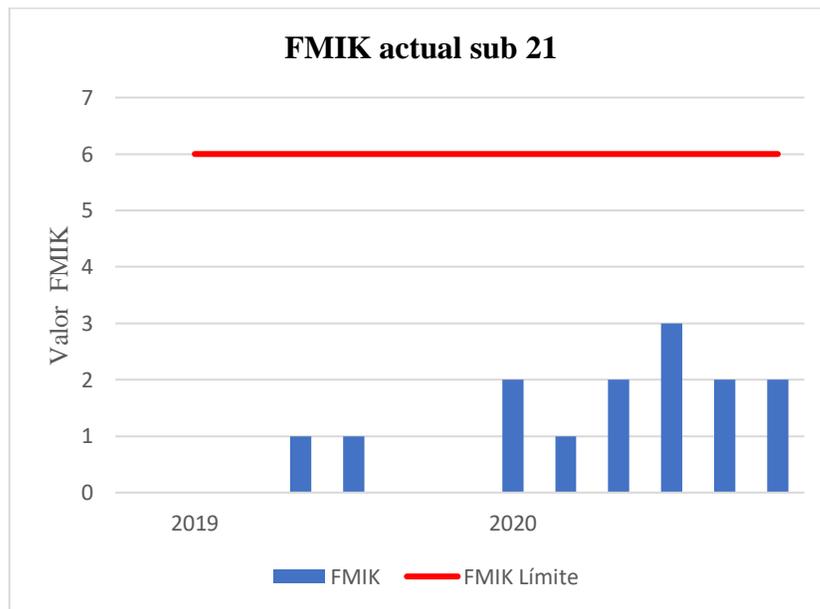
- **Inherentes o Intrínsecos:** Tiene que ver con las características geográficas y demográficas que son estrictamente de cada zona y es limitada la posibilidad de corregir, entre ellos se tiene lo siguiente:
 - Factores climáticos.
 - Descargas atmosféricas.
 - Flora y fauna (árboles y animales).
 - Densidad de la población.
- **Históricos:** Tienen que ver con el diseño, características y configuración de la red.
 - Nivel de tensión
 - Configuración de la red
 - Coordinación de protecciones
 - Puestas a tierra
 - Interconexión entre primarios

- Automatización y monitoreo de la red.

Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad FMIK y TTIK para los cuales la regulación 005/18 de la ARCONEL establece límites, determinan que la subestación 21 perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito cumple en cuanto se refiere a continuidad de servicio eléctrico, con valores los cuales demuestran que los índices de confiabilidad a nivel de cabecera son los mejores del país, no por ello hay dejar de buscar alternativas que permitan mejorar cada vez. El ARCONEL realiza el seguimiento del control de calidad del servicio técnico y presenta su informe de actividades y gestión sobre el año móvil, donde se muestran los índices de confiabilidad TTIK y FMIK que cada distribuidora posee, para el año 2019 la subestación 21 actualmente cumple con los parámetros establecidos para confiabilidad del servicio eléctrico por el ente regulador, presenta los siguientes índices: el FMIK tiene como máximo valor tres que corresponde a la mitad del parámetro establecido y el TTIK, tiene como máximo valor 6.38 cuando el límite es de 8.

Figura 65: FMIK actual para la subestación 21.



Fuente: [1] [22]

Para seguir liderando el mercado eléctrico y cumpliendo con las normas establecidas se debe emplear establecer mejoras con respecto a las fallas que fueron determinadas en el periodo de estudio, ya sean fallas determinadas por su origen o causa de desconexión que afectan a los índices de confiabilidad, para ello se presenta el origen de las desconexiones.

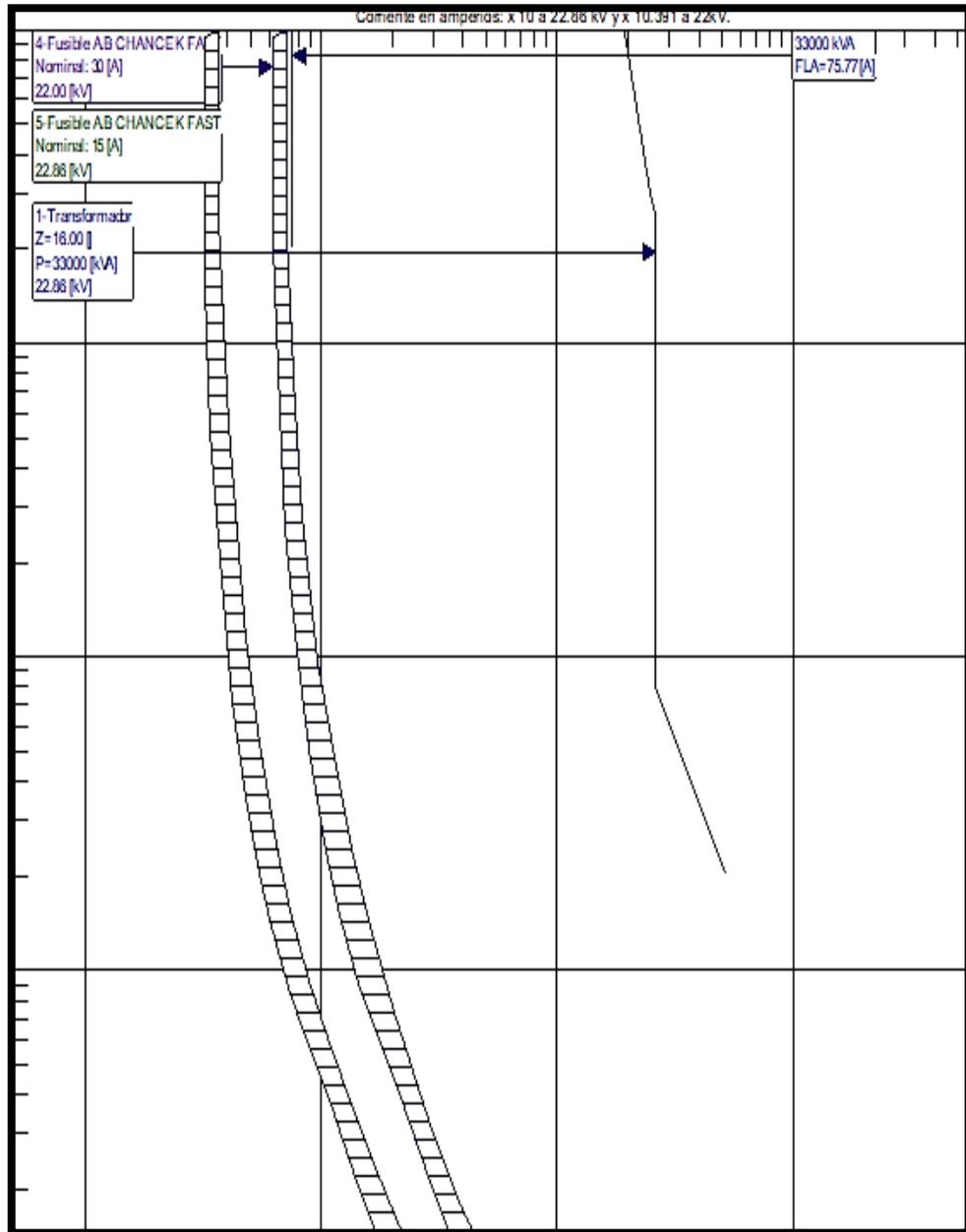
11.2.6.2. Análisis y discusión Fusibles.

Según [21], el 90% de los fusibles existentes en los tramos de la subestación 21 Epiclachima corresponden a fusibles tipo K, y un 10 % restante son fusibles tipo H, estos fusibles como se ha mencionado presentan desconexiones bajo fallas transitorias, esto se ve reflejado en las desconexiones del sistema y en consecuencia en los tiempos de desconexión y reparación.

En el análisis mediante el método de Pareto se determinó que las desconexiones por motivos de la red corresponden a un 24%. De dicho porcentaje al hacer un estudio más detallado se determina que los transformadores y fusibles representan el 33% y 29 % respectivamente, estos porcentajes se encuentran dentro del 80% del análisis de Pareto y son los mayores causantes de las desconexiones.

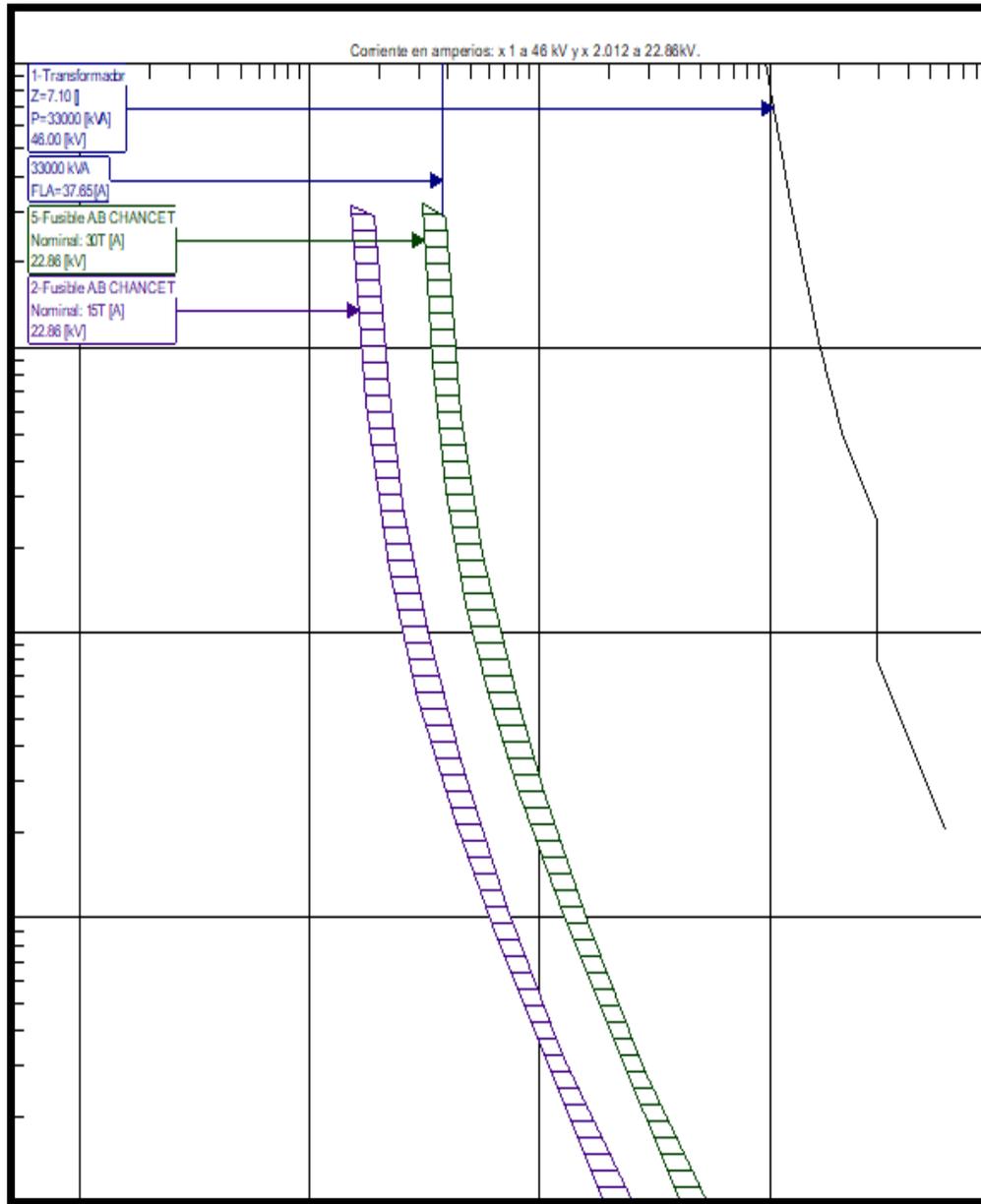
Se conoce que el transformador y el fusible son elementos estrictamente ligados en su funcionamiento, razón por la cual se realiza el presente análisis con la capacidad del transformador y los fusibles con la finalidad de hacer uso de una variedad de elementos que puedan solventar las fallas existentes. A continuación, se presenta curvas comparativas con los tipos de fusibles existentes, que pueden ser usados en sistemas de distribución, al determinar cuál de estos es el más apropiado tanto para las derivaciones, y transformadores.

Figura 66: Curva derivación con fusible tipo K



Fuente: [1].

Figura 67: Curva derivación con fusible tipo T



Fuente: [1].

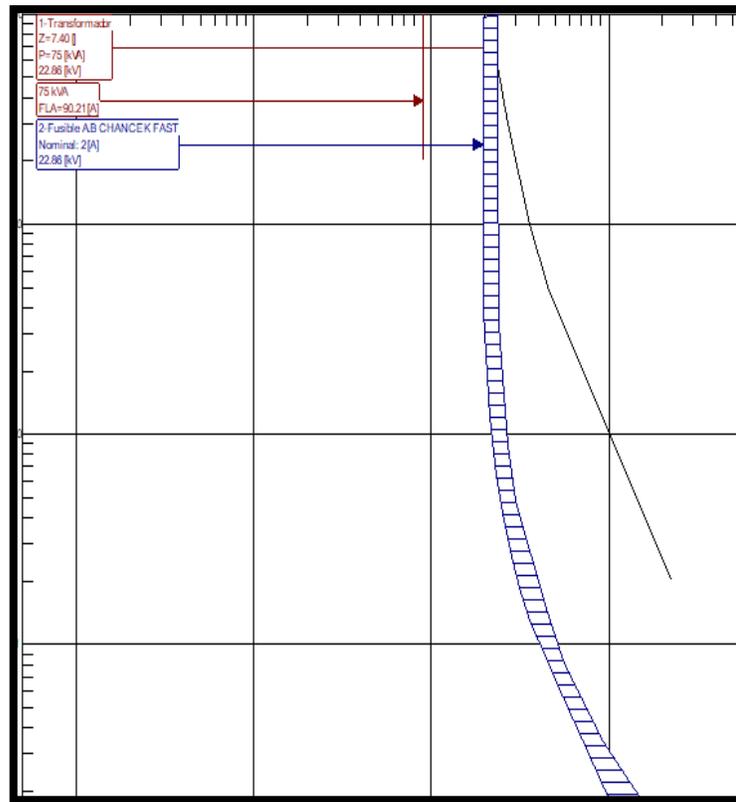
En la figura 66, se muestra la situación actual de las curvas de protección de las derivaciones, al mirar detenidamente la figura podemos ver que el fusible tiene una protección apropiada para la derivación, sin embargo al realizar el estudio de Pareto se determinó que las causantes de las interrupciones fueron entre fusibles y transformadores, por lo que se plantea el uso de un fusible tipo T en las derivaciones, al mirar ambas figuras

se aprecia que la curva de protección de los fusibles tipo T representa un mayor margen de protección y maneja de mejor forma las corrientes transitorias.

- **Análisis para protecciones transformadores de distribución**

En el sistema de protecciones de la subestación, la mayoría de las protecciones es a base del fusible tipo K, el presente análisis hace una comparación entre los tipos de fusibles existentes para un transformador de distribución.

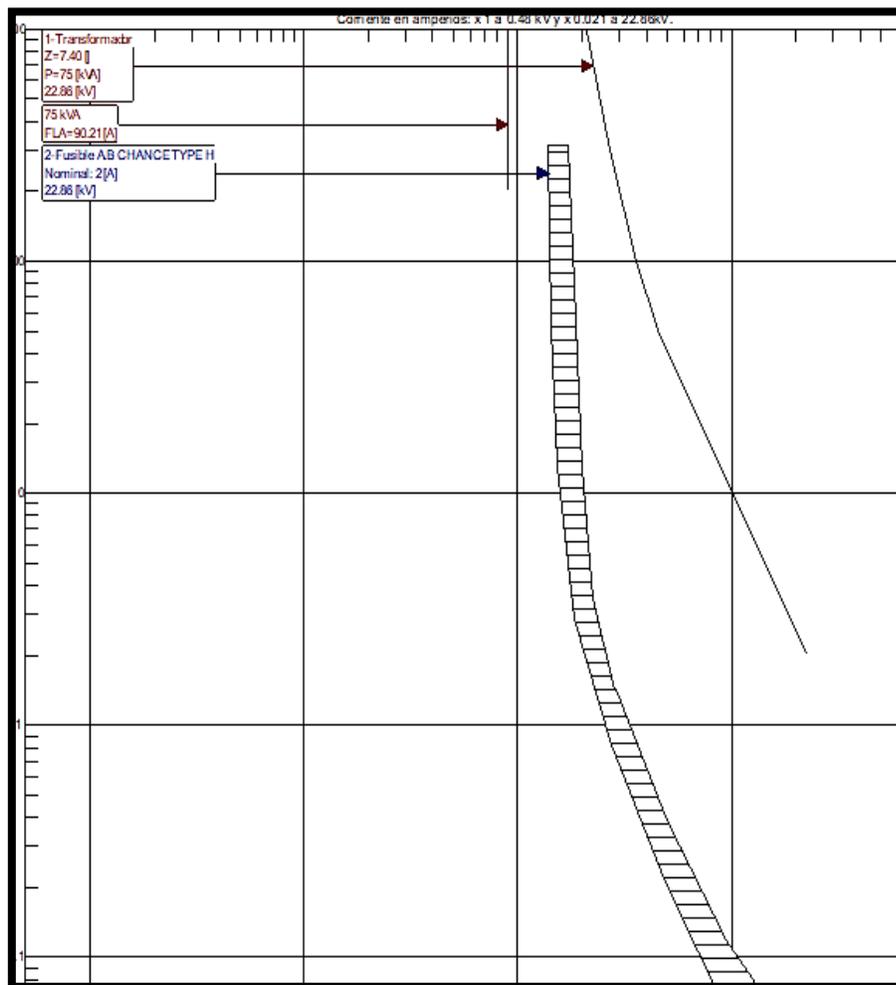
Figura 68: Curva de protección transformador de distribución Fusible K



Fuente: [1].

En la figura 68, se muestra la condición actual de la protección que posee uno de los transformadores de distribución del sistema. Al mirar la curva de protección existe una coordinación con respecto al transformador, sin embargo, el presente estudio pretende determinar un tipo de fusible que presente mejores ventajas y disminuya los índices de desconexión. En consecuencia, se plantea como situación inicial la protección con el fusible tipo K.

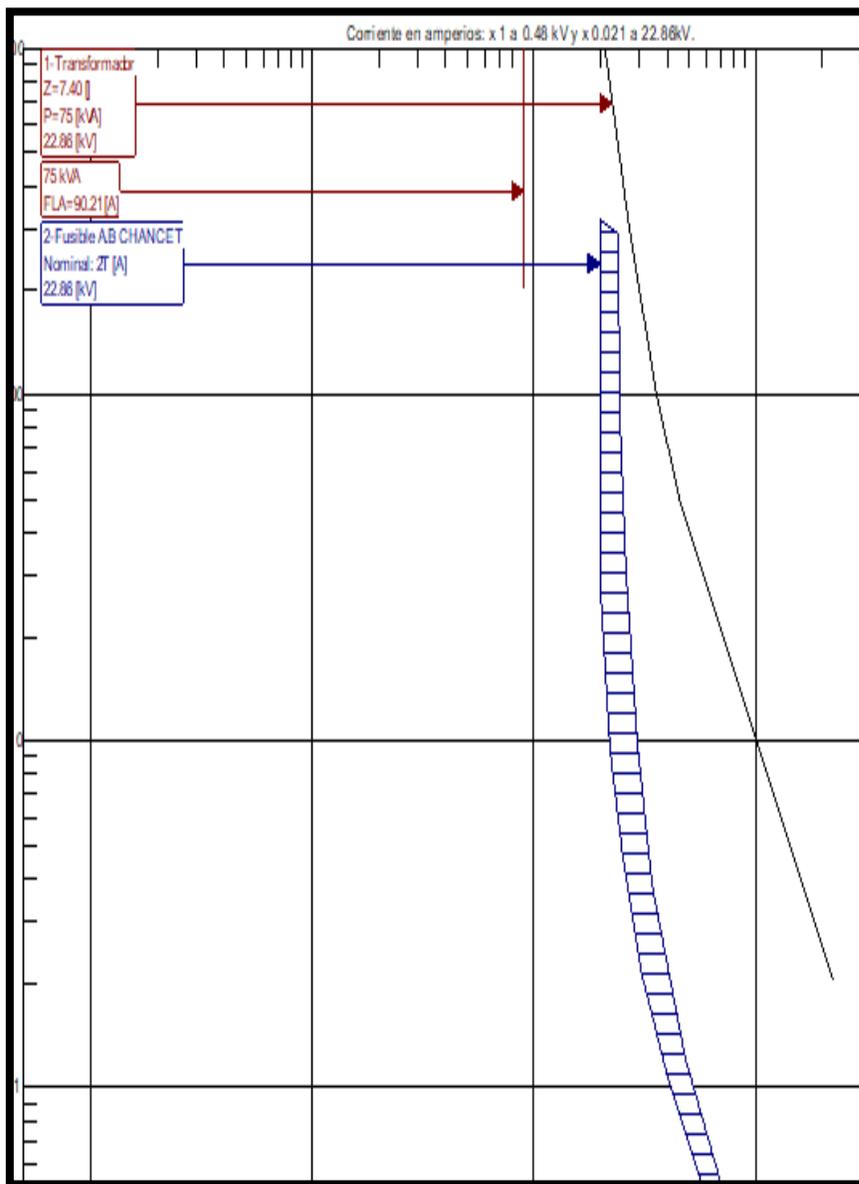
Figura 69: Curva de protección transformador de distribución Fusible H.



Fuente: [1].

Al analizar la imagen 69, con respecto a la 68 es notable que las condiciones de protección para el transformador por parte del fusible tipo H, son peores a la anterior, pues tenemos una curva de protección mucho más alejada de la curva de daño del transformador, esto representa una actuación mucho más rápida con respecto a corrientes transitorias, en vista que los fusibles del tipo H son considerados extra rápidos, en consecuencia, no existiría mejoría al estado actual.

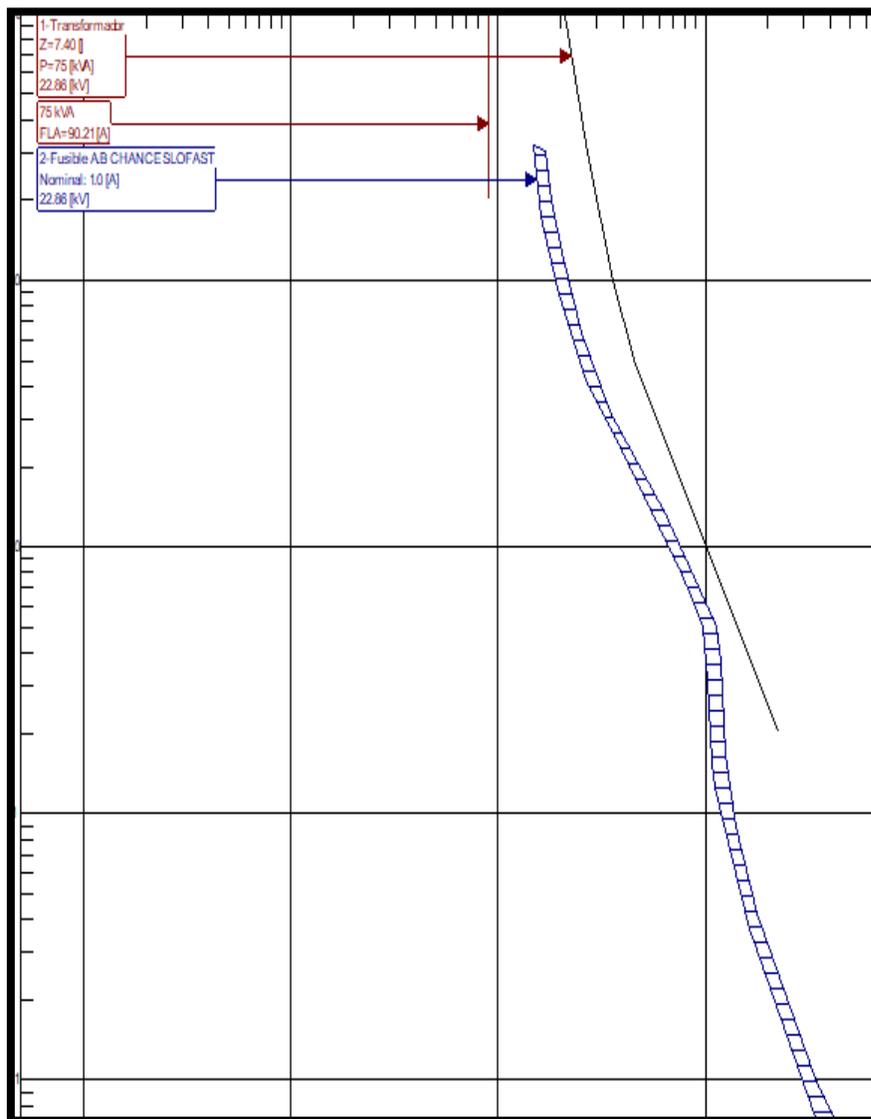
Figura 70: Curva de protección transformador de distribución Fusible T



Fuente: [1].

La presente figura es la curva de protección de un fusible tipo T, con respecto a la situación actual este tipo de dispositivo se acopla de mejor manera hacia la curva de daño del transformador, su tiempo de operación es considerado lento lo que significa que no se vería una desconexión en fallas transitorias, además las características de este fusible son facilita la coordinación con respecto a otros elementos de protección.

Figura 71: Curva de protección transformador de distribución Fusible Dual



Fuente: [1].

Finalmente, la presente figura muestra la curva de protección de un tipo Slow Fast o dual, al mirar evaluar la curva de protección de esta unidad con respecto a las otras tres, es evidente que este tipo de Fusible adapta su curva de protección lo más cercana a la curva de daño del transformador, se lo considera un fusible de actuación muy lenta. Si se desea proteger un transformador se debe tomar en cuenta dos cosas: sobrecorriente, y sobrecarga, y para realizar este tipo de protección serian necesaria dos unidades de fusibles cada una destinada a una función en específico. La ventaja de este elemento al denominarse Dual es

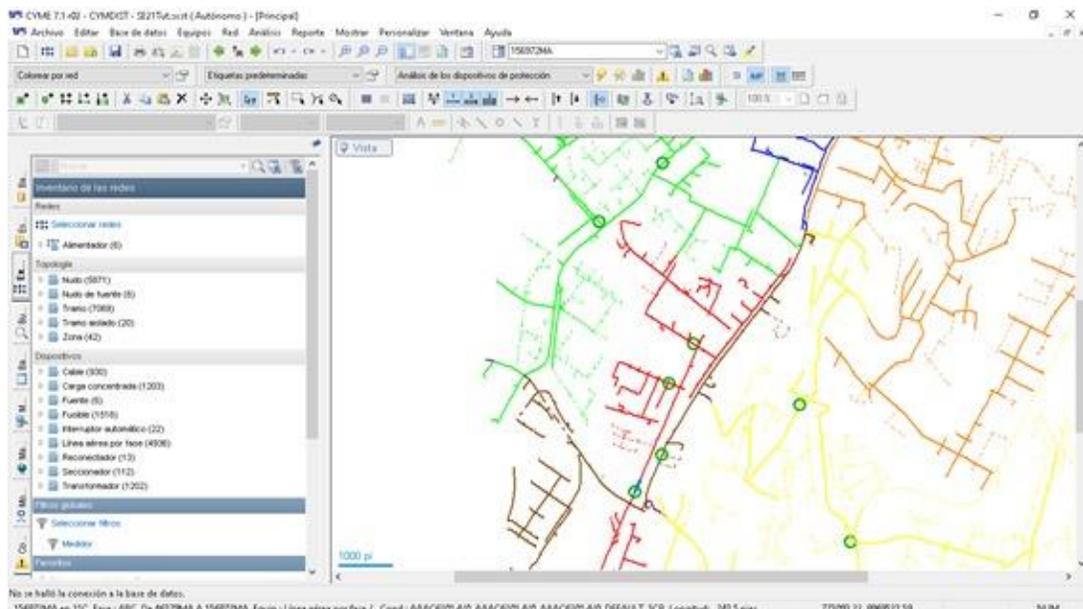
incluir dos secciones de protección una de tiempo rápido la que está destinada a la protección contra sobrecalientes, y la restante es la protección de tiempo lento encargada de identificar la sobrecarga, esto quiere decir que garantiza la remoción del transformador en caso de sobrecarga o falla transitoria evitando el daño de este, presentando la mejor característica en la relación tiempo-corriente. En conclusión, este tipo de fusible garantiza una protección completa al transformador de distribución y minimiza la salida del equipo por corrientes transitorias, disminuyendo el tiempo de interrupción y reparación del servicio.

11.2.7. Análisis para disminuir tiempos de reparación

11.2.7.2.Situación Actual

En la figura 72, se muestra el estado actual de los primarios de la subestación 21, con cada uno de seccionamiento y equipos reconexión actuales, los círculos que muestra la figura son los puntos en donde se encuentran los reconectores actuales.

Figura 72: Unifilar actual de los primarios.



Fuente: CYME, [1]

Tabla 45: Detalle condiciones actuales de los primarios.

ESTADO	kV	PRIMARIO	PARÁMETRO	PUNTO A	PUNTO B
				INICIO PRIMARIO	MAYOR CAÍDA DE VOLTAJE
ORIGINAL	22.8	21B	CORRIENTE (A)	184.60	4.89
			VOLTAJE (PU)	1.0132	0.9850
			VARIACIÓN DE VOLTAJE (%)	1.32%	-1.50%
			LONGITUD DESDE LA S/E (m)	0	5647.70
ORIGINAL	22.8	21D	CORRIENTE (A)	219.70	0.60
			VOLTAJE (PU)	1.0175	0.9760
			VARIACIÓN DE VOLTAJE (%)	1.75%	-2.40%
			LONGITUD DESDE LA S/E (m)	0	16297.80
ORIGINAL	22.8	21E	CORRIENTE (A)	265.20	0.90
			VOLTAJE (PU)	1.0000	0.9670
			VARIACIÓN DE VOLTAJE (%)	0.00%	-3.30%
			LONGITUD DESDE LA S/E (m)	0	10062.00

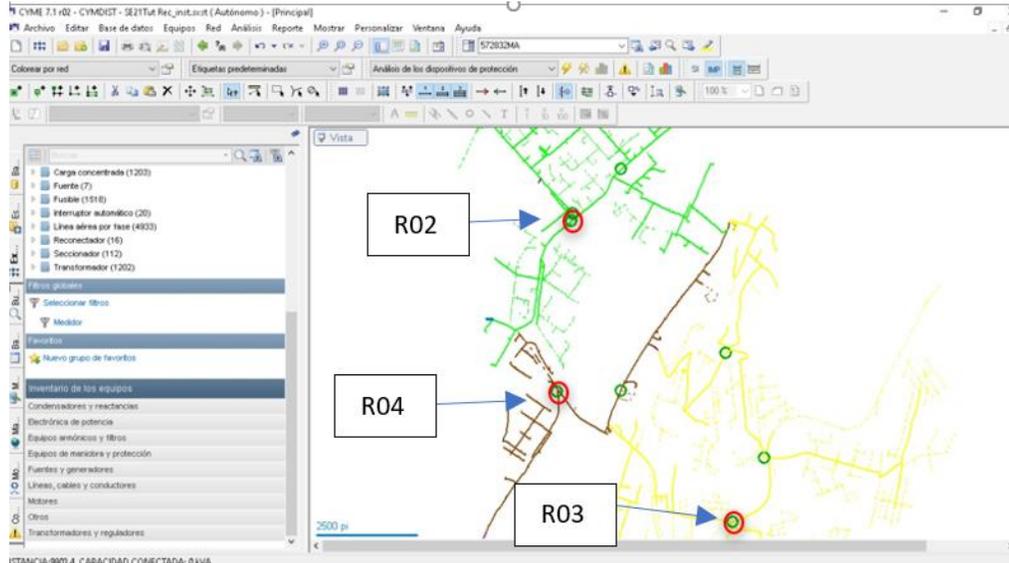
Fuente: CYME, [1].

En la tabla 45, se muestra los parámetros de funcionamiento de los primarios, al verificar cada uno de los parámetros del sistema estos se encuentran cumpliendo los parámetros de la regulación establecida por [25], en donde detalla que la caída de tensión para media tensión está dentro 6%, y la carga que se maneja para cada alimentador detalla que para el caso del primario E es el cual maneja una carga mayor, con respecto a los otros dos.

11.2.7.3. Estudio mejoras índices de confiabilidad.

La tabla 46, muestra las coordenadas específicas y corrientes de cortocircuito de los equipos reconectores a instalarse, dichos datos fueron obtenidos a partir de simulaciones y distintos escenarios, en donde es conveniente la implementación de los equipos tomando en cuenta la topografía de la red, cargas a alimentar, y posibles contingencias.

Figura 73: Unifilar primarios B, D, E con nuevos equipos reconectores



Fuente: CYME, [1]

Tabla 46: Parámetros nuevos equipos.

EQUIPO	PRIMARIO	COORDENADAS		CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO				EQUIPO
		X	Y	ILL	ILLT	ILL	ILT	ACTUAL
R02	B	773742	9969556	3857	3683	3320	3448	I000064
R03	D	774901	9967273	3147	2920	2701	2561	3C300V (SB3)
R04	E	773636	9968229	3590	3375	3084	3086	I28805

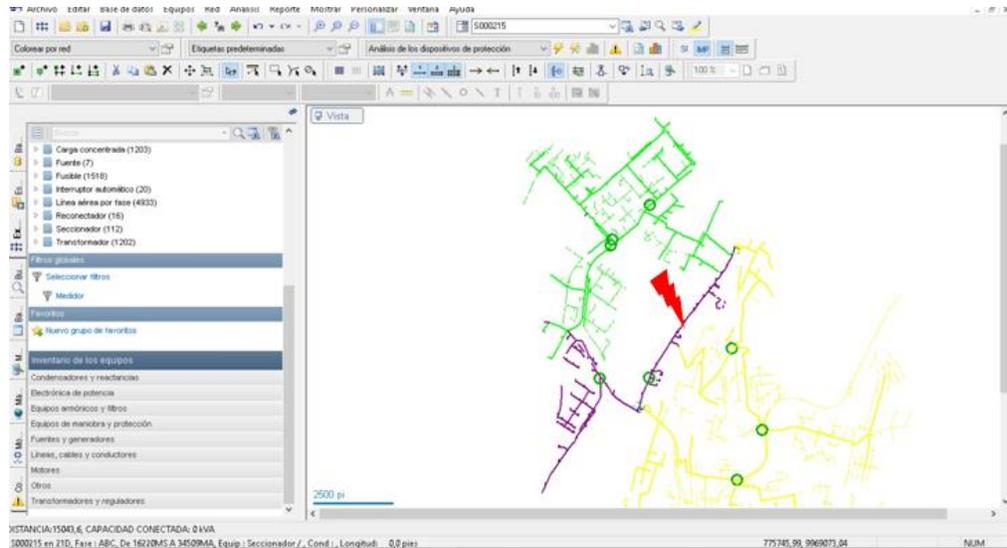
Fuente: CYME, [1]

11.2.7.3.1. Escenario 1.

En el primer escenario, se simula una falla permanente en el troncal del primario “E” 21, el cual tiene una demanda máxima de 10219,08 kW y para ello se hará uso del nuevo equipo R02 instalado en el primario “B” 21, los dos primarios mencionados anteriormente pertenecen al mismo transformador de potencia, haciendo uso de una potencia de 18013,17 KVA, si se transfiriera toda la carga del primario, para transferir parte de la carga del primario “E” 21 hacia “B” 21, se realizara las transferencias operando los seccionadores necesarios e involucrando al nuevo reconector para disminuir el MTTR, estos parámetros deben encontrarse dentro del rango del tap del transformador de potencia, caso contrario deberá realizarse el incremento para cubrir la necesidad de carga. Se realizará la simulación

para escenario más crítico y la secuencia de operaciones se mostrará de manera detallada, cabe aclarar que la línea de color morado es la causa de la desconexión, la línea de color verde es el primario “B”, la línea de color amarillo es el primario “D”, la línea de color café es el primario “E”.

Figura 74: Gráfica Escenario 1.



Fuente: CYME, [1]

Transferencia de parte de carga del primario “E” S/E Epiclachima (21) al primario “B” S/E Epiclachima (21).

1. Desconectar SBRA3 (S002297), en la Manglar Alto y Moran Valverde lado sur (personal operativo)
2. Deshabilitar función reconexión automática (función 79) del primario “B” S/E Epiclachima (21) SCADA.
3. Desconectar reconectador de la Av. Teniente Hugo Ortiz y Av. Solanda lado Sur **(R 02) SCADA.**
4. Cerrar los SBRA3 (S00002), Av. Moran Valverde lado sur y Av. Teniente Hugo Ortiz
5. Conectar reconectador de la Av. Teniente Hugo Ortiz y Av. Solanda lado Sur **(R 02) SCADA.**
6. Habilitar función reconexión automática entre (función 79) del primario “B” S/E Epiclachima (21) SCADA.

PRIMARIO		U (A)	V (A)	W (A)
PARTE DE	21E	93	96	95
A	21B	157	151	154
TOTAL	21B	250	247	249

TC: 300/5

TAP: 5 (300 A).

Transferencia de parte de carga del primario “E” S/E Epiclachima (21) al primario “D” S/E Epiclachima (21).

- Desconectar reconectador de la Av. P V Maldonado y Borbón (R 000506)

SCADA.

- Deshabilitar función reconexión automática (función 79) del primario “D” S/E Epiclachima (21) SCADA.
- Desconectar reconectador de la Av. Simón Bolívar y calle A **(R 03) SCADA.**
- Cerrar los SBRA3 (S000215), Av. P V Maldonado y Av. Moran Valverde lado norte (personal operativo)
- Conectar reconectador de la Av. Simón Bolívar y calle A **(R 03) SCADA.**
- Abrir los SBRA3 (S1083238), Av. P V Maldonado y Ayapamba lado norte (personal operativo)
- Conectar el disyuntor del primario “E” S/E Epiclachima (21) SCADA.

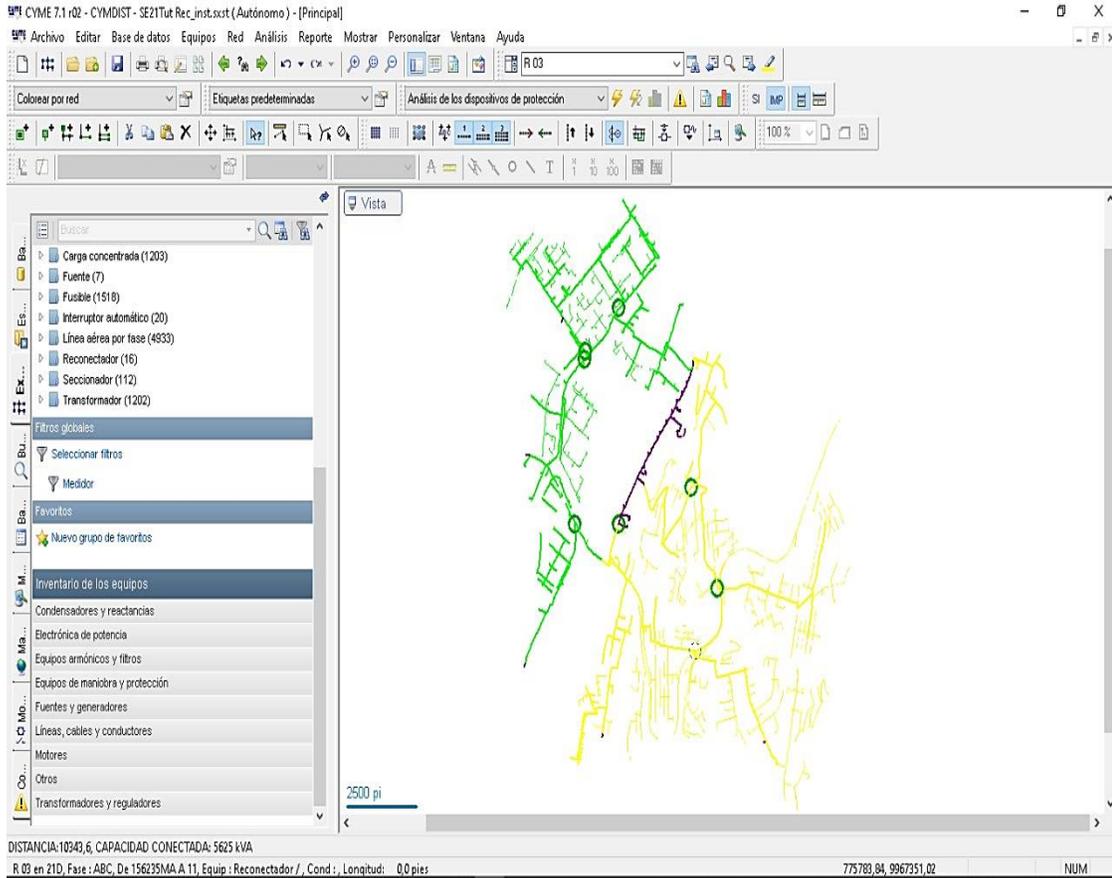
PRIMARIO		U (A)	V (A)	W (A)
PARTE DE	21E	55	45	40
A	21D	135	133	141
TOTAL	21D	190	178	181

TC: 300/5

TAP: 5 (300 A)

En la secuencia de operaciones en los puntos 3, 5, 9, 11 actúan los nuevos reconectores, en dichos puntos al no necesitar personal de operación para su actuación ya que el manejo de los reconectores es vía SCADA, se reduce el tiempo de reparación ya que se evita la movilización del personal técnico en el cual se emplea como un mínimo de 20 minutos hasta llegar al lugar donde para realizar la operación de reconexión, al reducir estos tiempos cuando los reconectores operan mediante SCADA los índices de confiabilidad mejoran automáticamente.

Figura 75: Reducción de la zona de falla en el Primario “E” (21).



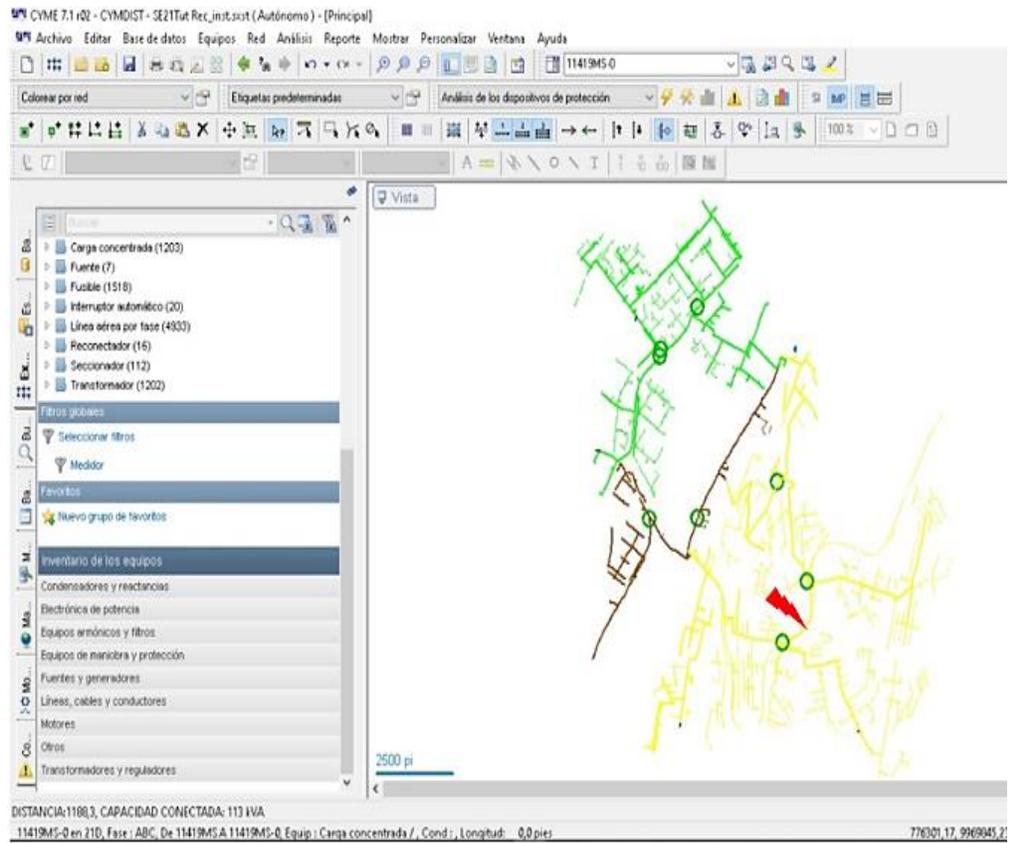
Fuente: CYME, [1].

En la figura 75, se muestra la reducción de la zona de falla al transferir parte de la carga del primario 21 “E” al 21 “B” y otra parte de carga del primario 21 “E” al 21 “D”.

11.2.7.3.2. Escenario 2.

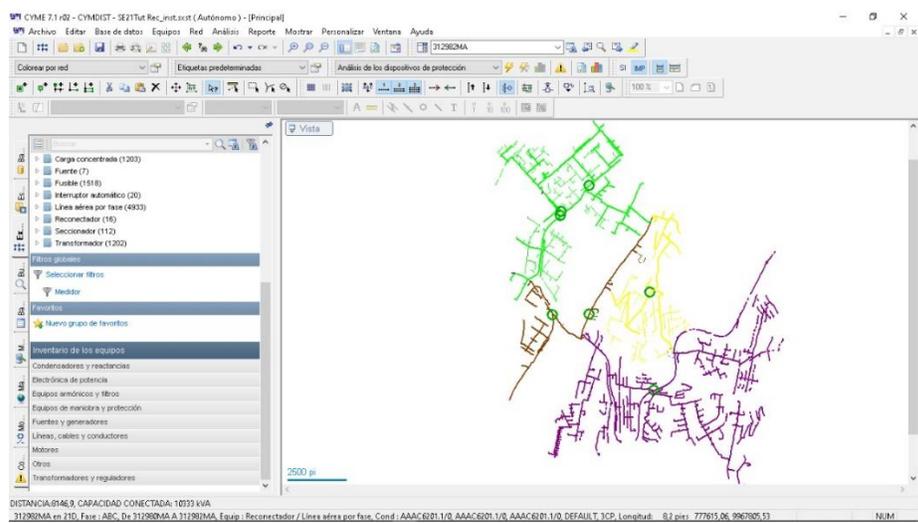
En el presente escenario, se suscita una falla en el troncal del primario “D” 21 (figura 65), lo cual deja una gran zona afectada sin servicio y se muestra en la figura 76, dicha zona de afectación se detalla con de color violeta.

Figura 76: Gráfica Escenario 2.



Fuente: CYME, [1]

Figura 77: Zonas afectada sin servicio posterior a la falla.



Fuente: CYME, [1]

1. Abrir SB3 (S008523) Av. Simón Bolívar lado occidental y 21 de agosto (personal operativo).
2. Conectar reconectador Av. Simón Bolívar lado occidental y 21 de agosto (R000427) SCADA.

Transferencia de parte de carga del primario “E” S/E Epiclachima (21) al primario “B” S/E Epiclachima (21).

3. Deshabilitar función reconexión automática (función 79) del primario “E” S/E Epiclachima (21) SCADA.
4. Deshabilitar las protecciones del reconectador de la Av. Teniente Hugo Ortiz y Av. Solanda lado Sur (**R 02**) SCADA.
5. Deshabilitar las protecciones del reconectador de la Av. P V Maldonado y Borbón (R 000506) SCADA.
6. Cerrar anillo entre los primarios “B” S/E Epiclachima (21) y “E” S/E Epiclachima (21), SBRA3 (S00002), Av. Moran Valverde lado sur y Av. Teniente Hugo Ortiz
7. Abrir anillo entre los primarios “B” S/E Epiclachima (21) y “E” S/E Epiclachima (21), SBRA3 (S002297), Av. Moran Valverde lado sur y Manglar Alto.
8. Habilitar las protecciones del reconectador de la Av. Teniente Hugo Ortiz y Av. Solanda lado Sur (**R 02**) SCADA.
9. Habilitar función reconexión automática (función 79) del primario “B” S/E Epiclachima (21) SCADA.

PRIMARIO		U (A)	V (A)	W (A)
PARTE DE	21E	97	92	98
A	21B	157	151	154
TOTAL	21B	254	243	252

TC: 300/5 TAP: 5 (300 A).

Transferencia de parte de carga del primario “D” S/E Epiclachima (21) al primario “E” S/E Epiclachima (21).

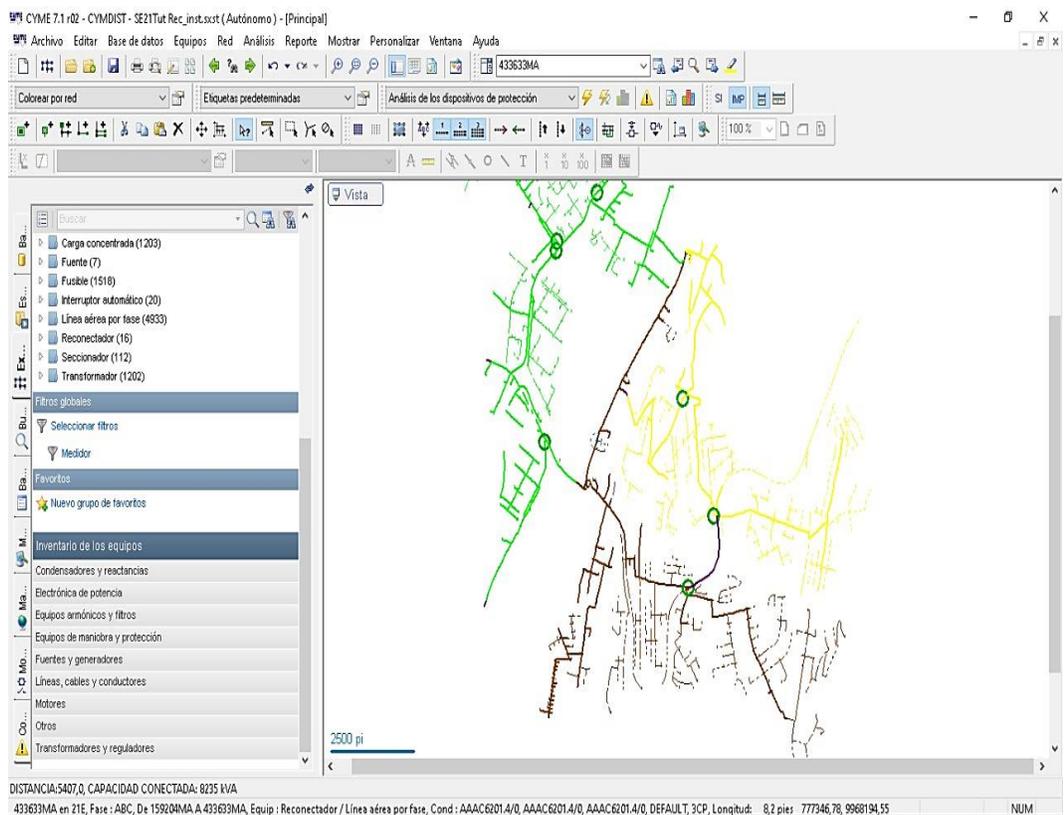
10. Desconectar reconectador de la Av. P V Maldonado y Borbón (R 000506) SCADA.
11. Cerrar los SBRA3 (S000215), Av. P V Maldonado y Av. Moran Valverde lado norte (personal operativo).
12. Cerrar los SB3 (S156235), Av. Simón Bolívar y calle A (personal operativo).

13. Conectar reconectador de la Av. P V Maldonado y Borbón (R 000506) SCADA.
14. Habilitar función reconexión automática (función 79) del primario “E” S/E Epiclachima (21) SCADA.

PARTE DE	21D	96	89	97
A	21E	129	128	118
TOTAL	21E	225	217	215

TC: 300/5 TAP: 5 (300 A)

Figura 78: Reducción de la zona de falla en el Primario “D” (21).



Fuente: CYME, [1].

En la figura 78, se muestra la reducción de la zona de falla al transferir parte de la carga del primario 21 “E” al 21 “B” y otra parte de carga del primario 21 “D” al 21 “E”, el análisis que se realiza para reducir la zona de falla sin poner en riesgo al sistema por alguna sobrecarga, contempla los tiempos de reparación en un margen menor al actual, ya que se opera equipos reconectadores nuevos con sistema SCADA reduciendo el tiempo de desplazamiento de los grupos, que operarían de no existir esta conexión remota.

Tabla 47: Detalle resultados posterior a estudio.

ESTADO	kV	PRIMARIO	PARÁMETRO	PUNTO A	PUNTO B
				INICIO PRIMARIO	MAYOR CAÍDA DE VOLTAJE
ESCENARIO	22.8	21B	CORRIENTE (A)	254.60	5.85
			VOLTAJE (PU)	1.0122	0.9868
			VARIACIÓN DE VOLTAJE (%)	1.32%	-1.46%
			LONGITUD DESDE LA S/E (m)	0	9847.70
ESCENARIO	22.8	21D	CORRIENTE (A)	189.70	0.82
			VOLTAJE (PU)	1.0176	0.9760
			VARIACIÓN DE VOLTAJE (%)	1.75%	-2.42%
			LONGITUD DESDE LA S/E (m)	0	10207.80
ESCENARIO	22.8	21E	CORRIENTE (A)	225.20	1.106
			VOLTAJE (PU)	1.0000	0.976
			VARIACIÓN DE VOLTAJE (%)	0.00%	-3.37%
			LONGITUD DESDE LA S/E (m)	0	15042.00

Fuente: Datos CYME respecto a los alimentadores en estudio.

Después del análisis tanto en la utilización óptima de los fusibles tipo T y dual con mejores características en reemplazo de los fusibles tipo K, como la reducción del tiempo de reparación al implementar reconectores en sitios estratégicos ayudan a mejorar los índices de confiabilidad, los mismos que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 48: Resultados mejoras índices de confiabilidad.

SUBESTACIÓN 21	ALIMENTADORES PRIMARIOS					
	A	B	C	D	E	F
SAIFI (inter/consm-año)	0,33015	0,7259	0,46879	0,6046	0,3206	0,5495
MAIFI (inter/consm-año)	0,5076	0,2241	0,13306	0,6998	0,4557	0,4259
SAIDI (hr/consm-año)	0,6977	1,5911	0,8996	1,4847	0,5319	1,1679
CAIDI (hr/consm-ltr)	2,113	2,1919	1,9189	2,4556	1,6597	2,1252

ASAI	0,999	0,999	0,999	0,9998	0,9999	0,9998
ASUI	0,00012	0,00018	0,00010	0,00017	0,00006	0,00013
ENS (kWh/año)	2329,1	9718,2	4272,2	12846,8	4553,5	5495,8
ENS media (kWh/consu-año)	0,51576	0,4992	1,3966	0,68799	1,3886	0,3355
LEI (consum/milla)	11236,75	60982,26	7066,91	91965,68	8823,45	64236,47
CEMI (%)	0,00	0	0	0	0	0
CELID (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TIEPI (h/año)	0,78	1,35	0,873	1,29	0,456	1,002
NIEPI (inter/año)	0,332	0,629	0,468	0,558	0,249	0,491
Longitud de la línea (milla)	3,9	13,01	6,53	32,38	4,04	30,6
Longitud del cable (milla)	2,46	3,29	1,14	0,25	1,37	0,42

Fuente: CYME, [1].

11.2.3 Extensión de los estudios de confiabilidad hacia otros alimentadores.

Este apartado se enfocará en detallar en base a los criterios de la investigación, el procedimiento que compete al cálculo tanto de las tasas de falla como las de interrupción de los equipos instalados en el sistema de distribución, para que se los pueda aplicar a otros alimentadores. Para ello es necesaria la información obtenida por parte de la empresa distribuidora, la misma que se clasificara según la regulación 005/18 de la ARCONEL, y se describe a continuación:

1. Definir el periodo de análisis en años, es decir 5.33 años para este caso.
2. Compilar las interrupciones de cada primario en tablas debe constar el año
3. Recopilar los datos como número de equipos de cada primario, longitud de dicho primario y sus derivaciones.
4. Clasificar las fallas asignándolas al equipo donde ocurrió y posteriormente al primario al que pertenece.

5. Clasificar todas las interrupciones tanto en el troncal del primario como en sus derivaciones.
6. Contabilizar (previo paso 4) el número de fallas ocurridas en el primario, derivaciones, seccionadores, fusibles, transformadores para cada alimentador, sirve para calcular las tasas de falla.
7. Contabilizar el número de interrupciones (previo paso 5) tanto en el troncal como en las derivaciones.
8. Calcular las tasas de falla tanto en el troncal del alimentador como en sus derivaciones (previo paso 6), se define como la razón entre el número de fallas y el producto de la longitud (km) del primario por el período (años) de análisis para el caso de los alimentadores, para los demás equipos la tasa de falla es la razón entre el número de fallas y el producto del número de equipos con respecto al período de análisis.
9. Calcular las tasas de interrupción (previo el paso 7) en el troncal, así como en las derivaciones, la cual se obtiene al dividir el número de interrupciones para el producto entre la longitud (km) y el periodo de estudio (años).
10. Se calcula el MTTF siendo el inverso de la tasa de falla, si aplicamos la ecuación (45) obtenemos tiempos muy elevados y otro inconveniente es que el MTTF en ocasiones puede ser mayor a la vida útil del equipo. Por ello el MTTF se calculó aplicando la ecuación (46) en alimentadores corresponde al inverso del producto entre la tasa de falla y la longitud (km), para los equipos corresponde al inverso del producto entre la tasa de falla y el número de equipos.

Tiempos de reparación

Los tiempos de reparación no son más que los tiempos en restauración o restablecimiento del servicio eléctrico, para su cálculo se aplicaran los mismos criterios que en el apartado 10.3.3.4.2, es necesaria la información proporcionada por la empresa distribuidora y el proceso de cálculo es el mismo que para las tasas de falla e interrupción:

1. Definir el periodo de análisis en años, es decir 5.33 años para este caso.
2. Compilar las interrupciones de cada primario en tablas debe constar el año
3. Recopilar los datos como número de equipos de cada primario, longitud de dicho primario y sus derivaciones.
4. Clasificar las fallas asignándolas al equipo donde ocurrió y posteriormente al primario al que pertenece.
5. Clasificar todas las interrupciones tanto en el troncal del primario como en sus derivaciones.
6. Contabilizar (previo paso 4) el número de fallas ocurridas en el primario, derivaciones, seccionadores, fusibles, transformadores para cada alimentador, sirve para calcular las tasas de falla.
7. Contabilizar el número de interrupciones (previo paso 5) tanto en el troncal como en las derivaciones.
8. Obtener de los tiempos de falla el total (previo paso 4), es la sumatoria de la duración de cada falla en cada equipo del sistema de distribución y asignándola al primario al que pertenece.
9. Total, de los tiempos de interrupción (previo paso 5), es la sumatoria de los tiempos de las interrupciones programadas y no programadas en el troncal y sus derivaciones.
10. Tiempos medios de reparación MTTR, consiste en la razón entre el total de los tiempos de falla (previo paso 8) y el número de fallas que tuvo cada equipo (previo paso 6), si no existe la suficiente información acerca de las tasas de falla se puede usar la información disponible en publicaciones, libros o catálogos del fabricante.
11. Cálculo de los tiempos medios de interrupción en el troncal y las derivaciones del primario, el cual es la razón entre el total de los tiempos de interrupción (previo paso 9) y el total de las interrupciones (previo paso 7), la tasa de interrupción será la misma para el primario y sus derivaciones.

12. IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS)

12.1. Estudio técnico de protecciones.

Para mantener la continuidad del servicio eléctrico y disminuir el riesgo de daño en las instalaciones, y tener ausencia del suministro eléctrico, se toma en cuenta de forma necesaria proteger la cabecera de la subestación contra sobrecorriente, en vista de que estas generan incidencias en la red, como se conoce las sobretensiones pueden alcanzar valores que dañen el aislamiento de los equipos que están dentro de la subestación, produciendo tensiones de flameo derivando en fallas del sistema y una incidencia en la continuidad del servicio de distribución, de este modo coordinar las protecciones dentro de una subestación puede minimizar las incidencias en la subestación.

12.1.1. Sistemas de protecciones.

Un aspecto importante en la confiabilidad es el factor económico que tiene que ver con el costo que tiene una interrupción, al costo se denomina Valor de la Pérdida de Carga por siglas en inglés (VOLL Value of Loss of Load), la unidad de medida del VOLL es en \$/kW o en \$/kWh. El costo que se emplea en cualquier alternativa para mejorar la confiabilidad debe a futuro transformarse en beneficios económicos, resultar en beneficio para los consumidores y para la distribuidora, además no debe representar un costo excesivo y ello se obtiene a través de un análisis costo beneficio, el mismo que nos muestra la tasa marginal de mejoramiento. Factores alternos que se consideran en un estudio de confiabilidad, pero no menos importantes que el económico son: prestigio de la distribuidora, aspectos técnicos, político, entre otros.

El informe de sustento para el proyecto de regulación denominado “Garantías financieras para proyectos de generación promovidas por empresas privadas de economía popular y solidaria y empresas mixtas” determina que la cuantificación del CENS es compleja, pero un método simple para su consideración es la utilidad del producto interno bruto (PIB), el

mismo que determina que este parámetro para Ecuador es de 0.646 USD/kWh para un consumidor residencial pero con un medio entre los consumidores de 0.153 USD.

12.2.1. Energía no suministrada.

La ENS (Energía No Suministrada) señala la cantidad de energía (kWh) que permanecieron fuera de servicio a causa de las interrupciones su unidad de medida es kWh/año, el dato de energía permite determinar el VOLL para el análisis económico.

Tabla 49: ENS primarios de la subestación 21.

SUBESTACIÓN 21	ALIMENTADORES PRIMARIOS					
	A	B	C	D	E	F
ENS (kWh/año)	2329,1	9718,2	4272,2	12846,8	4553,5	5495,8

Fuente: [1]

Para determinar el costo debemos obtener el valor de la ENS en kWh/año y una vez obtenido el valor se multiplica por el valor del CENS como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{Costo} = \text{ENS} * \text{CENS}$$

53

Tabla 50: Costo en base a la ENS primarios de la subestación 21.

SUBESTACIÓN 21	ALIMENTADORES PRIMARIOS					
	A	B	C	D	E	F
COSTO (USD/año)	2044,77	7738,38	4176,32	7122,96	4768,53	4494,88

Fuente: [1]

Posterior al análisis de confiabilidad se determina que los costos en USD en todos los primarios de la subestación 21 son reducidos.

Tabla 51: Costo en base a la ENS primarios de la subestación 21 posterior al análisis.

SUBESTACIÓN 21	ALIMENTADORES PRIMARIOS					
	A	B	C	D	E	F
COSTO (USD/año)	1513,915	6316,83	2776,93	8350,42	2959,775	3572,27

Fuente: [1]

13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las causas por las cuales se generaron interrupciones del servicio en los alimentadores de la subestación 21, fueron determinadas mediante el Principio de Pareto, el mismo que detalla que un 24 % de causas son propias de la red en donde intervienen los equipos de distribución, entre los cuales presentan un mayor índice de afectación en los transformadores con un 33% y en los fusibles de MV con un 29% respecto del 24% antes mencionado.
- Los fusibles que constan en el sistema son de tipo K los cuales son de actuación rápida y por ende no distingue una falla temporal o transitoria de una permanente, los fusibles de tipo T y tipo Dual son de actuación lenta, permite una mejor coordinación que el tipo K con los reconectadores y además no actúan ante fallas temporales las cuales se manejan en un rango del 80% , esto debido a su característica de construcción por ello la necesidad de incorporar al sistema de distribución este tipo de fusibles ya que presenta mayores ventajas que el tipo K instalado actualmente.
- El 21% y el 18% de las fallas corresponden a sistemas externos y causas desconocidas respectivamente, estos porcentajes se encuentran fuera del alcance de la distribuidora y por ello no se puede realizar mejoras.
- Al desarrollar el estudio se comprueba que los índices de confiabilidad a la actualidad cumplen con lo que establece el ente regulador ARCONEL (FMIK= 6 y TTIK = 8), el valor máximo hallado es de 1,58 para FMIK (NIEPI) y de 0.63 para el TTIK (TIEPI), lo que indica que la distribuidora cumple con la normativa.
- Se incorpora tres reconectadores R02 (4530 kVA), R03 (4352 kVA) y R04 (4412 kVA) controlaran cargas importantes y al estar ubicados estratégicamente a futuro se abrirá la posibilidad para automatizar la S/E 21, se plantea dos posibles escenarios de falla en los primarios D y E que se encuentran cerca y sobrepasan los límites confiabilidad en el año 2015 y 2018 respectivamente a causa del número de fallas, la conexión remota con estos equipos reducirá el tiempo de desplazamiento del personal al operarse de manera remota, se reducirá la zona de falla y para ello se debe realizar transferencia de carga las cuales se detallan en el documento.

RECOMENDACIONES.

- Las empresas eléctricas distribuidoras deben tener una actualización constante de los equipos de protección que se encuentran instalados en el sistema de distribución, para identificar si los tiempos de desconexión corresponden a una falla permanente o a una mala utilización de los fusibles de protección.
- Implementar un cronograma y llevar un registro de poda de arbolado, ya que la empresa no cuenta con uno, además existe en corte de vegetación una vez ocurrida la falla no de manera predictiva, tomar en cuenta que un estudio de la Universidad Técnica de Múnich determino que los árboles crecen más rápido en la ciudades y zonas metropolitanas que en los bosques o áreas rurales debido al efecto llamado “isla de calor”.
- Se recomienda a la Universidad la implementación de equipos de pruebas para fusibles de protecciones en transformadores de distribución, con la finalidad de permitir al estudiante entender el funcionamiento las ventajas y desventajas de los fusibles al proteger un transformador de distribución.
- Para complementar la investigación es recomendable investigar el sistema de puesta a tierra ya que una instalación óptima se encargará de minimizar el impacto de las descargas atmosféricas en los sistemas de distribución.

14. BIBLIOGRAFÍA

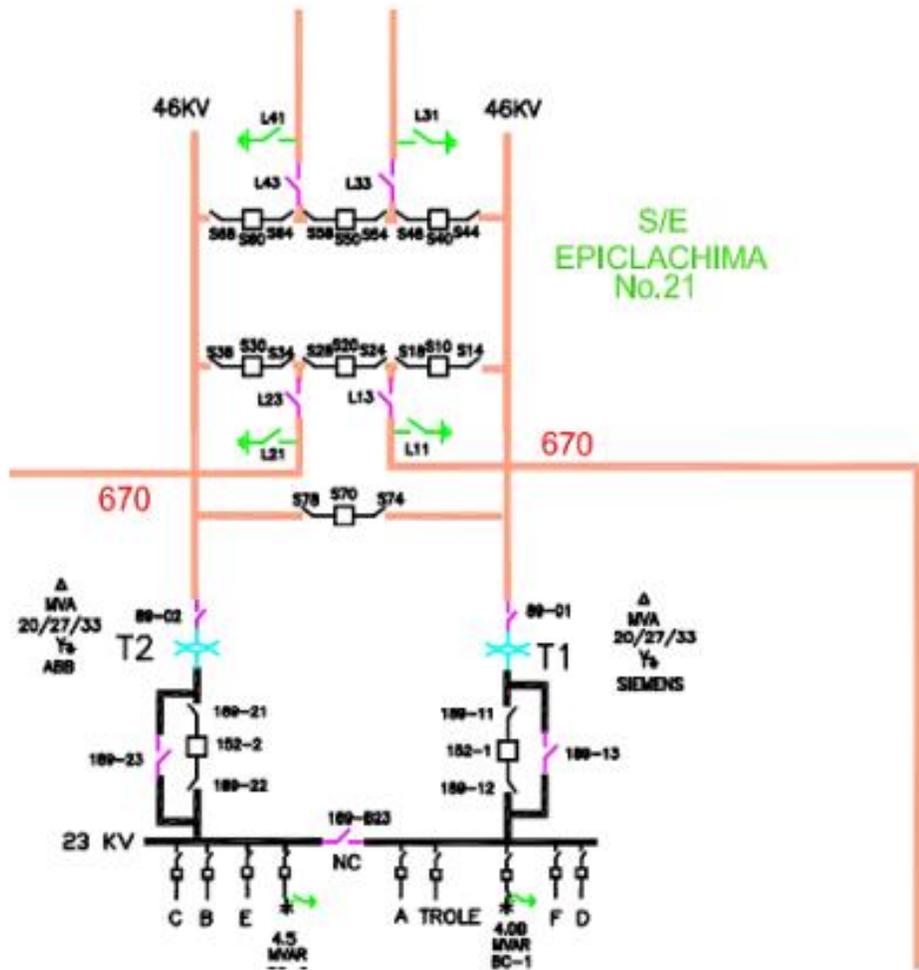
- [1] S. C. Verdezoto J., EVALUACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES E INDICES DE CONFIABILIDAD EN LA CABECERA DE LA SUBESTACION 21 EPICLACHIMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO., Latacunga, 2020.
- [2] C. Cruz, DISEÑO DE LA COORDINACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELECTRICAS EN LOS ALIMENTADORES INTERCONECTADOS URBANOS DE LA EERSA., Quito, 2015.
- [3] C. Alomoto, RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL MEDIANTE RELÉS ALFANUMÉRICOS PARA MODERNIZAR LA SUBESTACIÓN NORTE DE LA EEQ.SA., Quito, 2010, p. 31.

- [4] E. Arce, ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN ALTA Y MEDIA TENSION DE LA SUBESTACION MACHALA PROPIEDAD DE LA CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. REGIONAL EL ORO, Cuenca, 2010.
- [5] L. Barrantes, DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELECTRICAS, Leganéz, 2011.
- [6] D. Cuasapaz, ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CINCO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE, Ibarra, 2016.
- [7] S. Castaño, Protección de Sistemas Eléctricas, Bogota, 2012.
- [8] D. China, Ajustes de las Protecciones de la Subestación Tuinucú de la Provincia Sancti Spíritus., Santa Clara , 2015.
- [9] X. Estévez, ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI, CONSIDERANDO LA NUEVA FILOSOFIA DE PORTECCIONES DE EMELNORTE S.A., Quito, 2019.
- [10] C. Palacios, Estudio de Coordinación de Protecciones por Métodos Computacionales, Guayaquil, 2018.
- [11] A. Furgensio, M. Mejía y C. Gerardo, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPO PRIMARIO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS CONVENCIONALES, MÉXICO, DF., 2012.
- [12] J. Romero, Protecciones Eléctricas, Bogotá, 2015.
- [13] M. Martínez, M. Cardona y J. Camargo, Curso sobre conceptos básicos de protecciones en sistemas de potencia, Caldás, 1982.
- [14] A. Rodas, ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE, Guatemala, 2010.
- [15] E. Ing. Ocampo, FILOSOFÍA PROTECCIONES REDES DE DISTRIBUCIÓN EEQ, Quito, 2017.
- [16] IEEE, APPLICATION AND COORDINATION OF RECLOSERS, SECCIONALIZERS AND FUSES, USA.

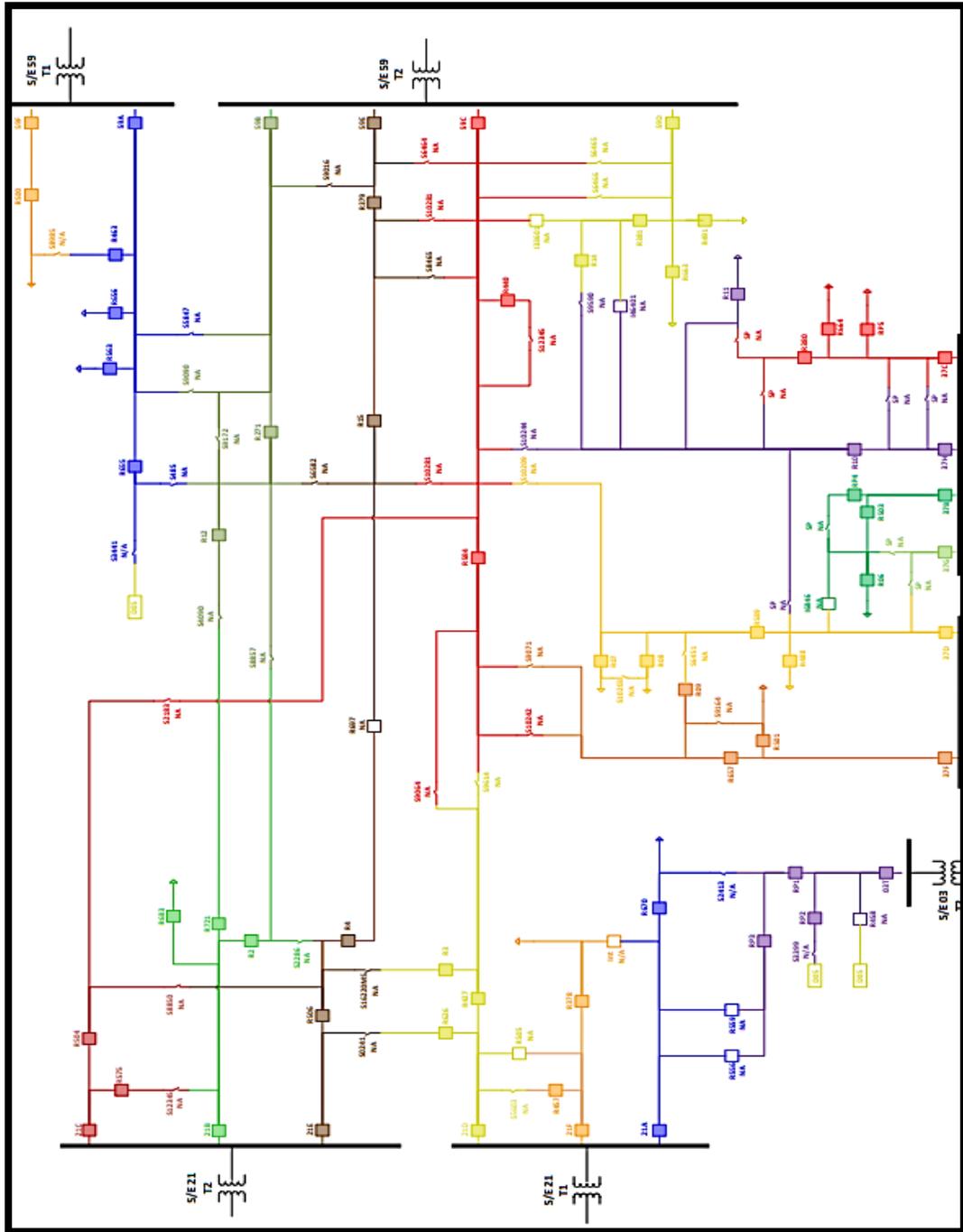
- [17] R. Mijangos, DISEÑO IDEALIZADO DE UN PROGRAMA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA EN MÉXICO., México, 2008.
- [18] A. Arriagada, EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION, Santiago de Chile, 1994.
- [19] W. Quispe, Mejoramiento de la confiabilidad mediante la reubicacion de seccionadores en el alimentador A4803 de la Subestación Chanchamayo, Huancayo, 2019.
- [20] E. M. Riera Rafael, EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN LAS UNIDADES GENERADORAS DE CELEC EP - HIDROPAUTE (MAZAR & MOLINO) UTILIZANDO EL METODO DE SIMULACION DE MONTECARLO, Cuenca, 2013.
- [21] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, INSTRUCTIVO DE CALCULO DE ÍNDICES DE CALIDAD, Quito.
- [22] C. Samuerl, Confiabilidad de Subestaciones, Manizales , 2002.
- [23] R. Sampieri, METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN, México, 2018.
- [24] ARCONEL, «Regulación 005/18,» Quito, 20018.
- [25] ARCONEL, «Infoorme de Actividades y gestión 2019.,» Quito, 2020.
- [26] Z. Jorge, ANALISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A., Cuenca, 2016.
- [27] V. Marcos, GESTIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD DE LAS RESDE DEL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE 22.9/13.2KV DE SAN GABÁN - OLLACHEA, Puno, 2017.
- [28] G. Mosquera, OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS BASADO EN EL RIESGO DE LA OCURRENCIA DE FALLAS DE SUS EQUIPOS., Cuenca, 2015.

15. ANEXOS

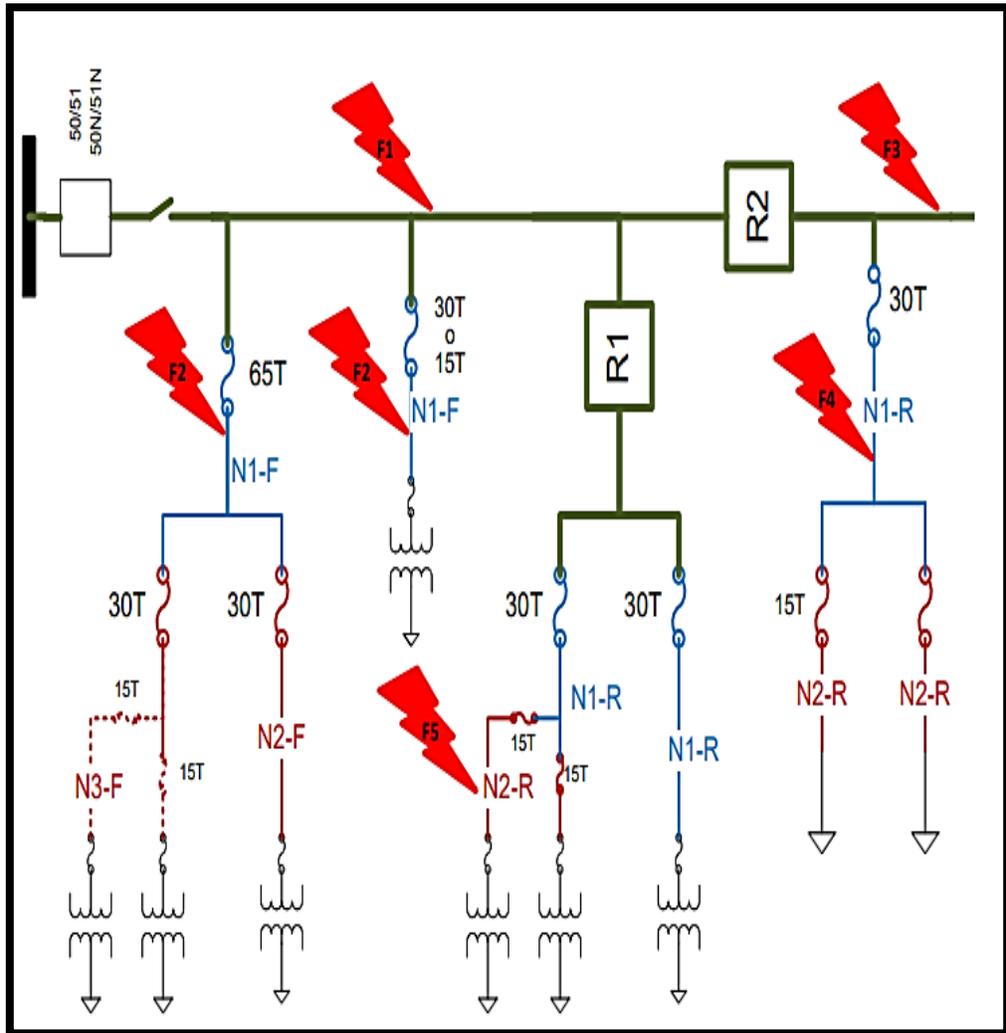
ANEXO 1: Diagrama Unifilar Subestación 21 Epiclachima.



ANEXO 2. Diagrama unifilar reconectores.



ANEXOS 3. Diagrama unifilar de la filosofía de Protecciones fusibles tipo T.



ANEXOS 4. Protecciones por primarios

Subestacion : 21 EPICLACHIMA	
Primario :	- CAPACITORES Voltaje : 22.8
Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA
Subestacion : 21 EPICLACHIMA	
Primario :	A Voltaje : 22.8
Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA
Subestacion : 21 EPICLACHIMA	



EMPRESA
ELÉCTRICA
QUITO S.A.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

Fecha Emisión: 2020/06/12

Página: 55 de 77

SDI_R_PROTECCION

PROTECCIONES POR PRIMARIO

SETEMA DE
INFORMACION DE
DISTRIBUCION

Subestacion : 21 EPICLACHIMA

Primario : C Voltaje : 22.8

Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA

Subestacion : 21 EPICLACHIMA

Primario : F Voltaje : 22.8

Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA

Subestacion : 21 EPICLACHIMA

Primario : - ALIMENTADOR 1 22.8 KV Voltaje : 22.8

Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA

Subestacion : 21 EPICLACHIMA



EMPRESA
ELECTRICA
QUITO S.A.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

PROTECCIONES POR PRIMARIO

Fecha Emisión: 2020/05/12

Página: 56 de 77

ESTIMA DE
INFORMACION DE
DISTRIBUCION

SDI_R_PROTECCION

Subestacion : 21 EPICLACHIMA

Primario : - TROLE Voltaje : 22.8

Subestacion : 21 EPICLACHIMA

Primario : D Voltaje : 22.8

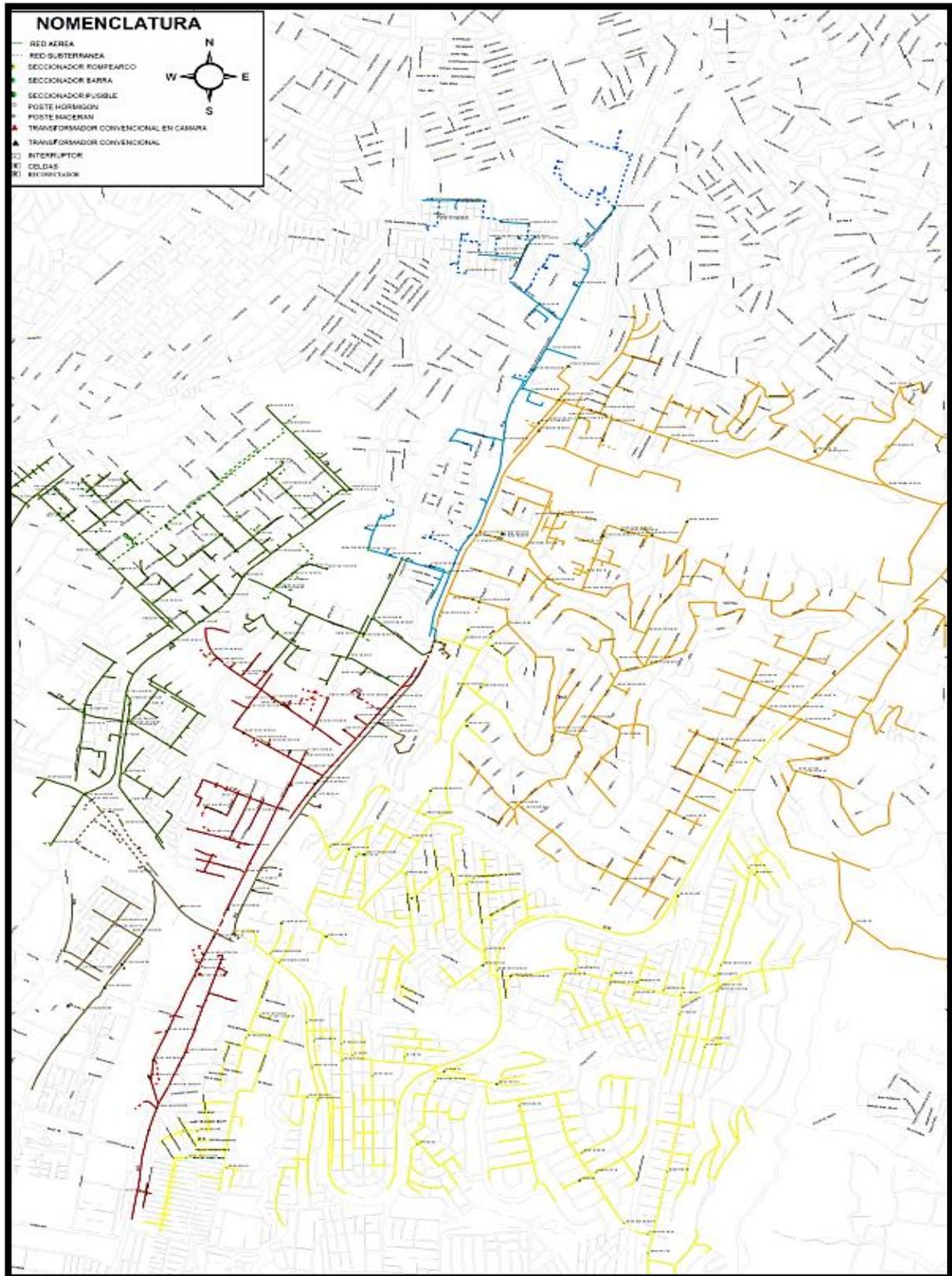
Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA

Subestacion : 21 EPICLACHIMA

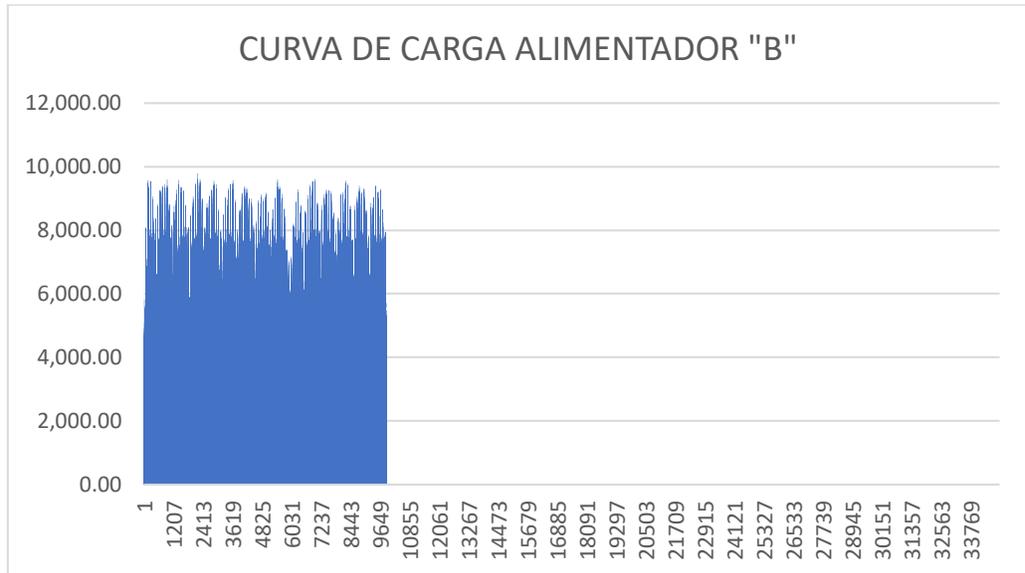
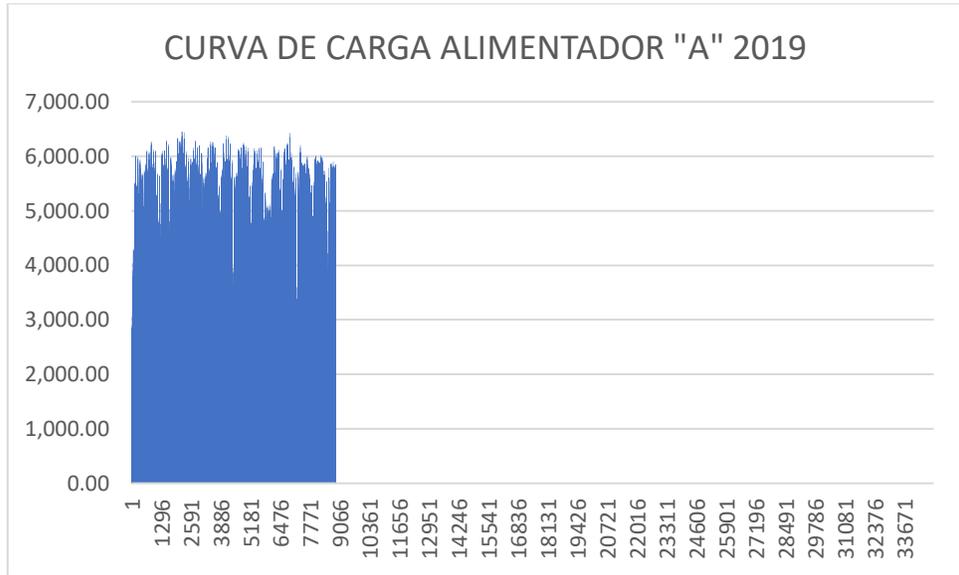
Primario : E Voltaje : 22.8

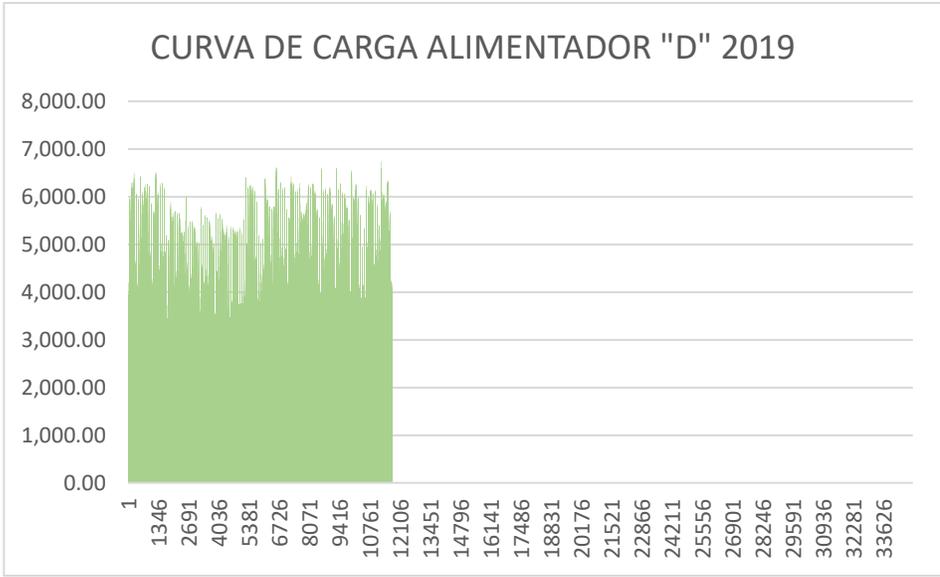
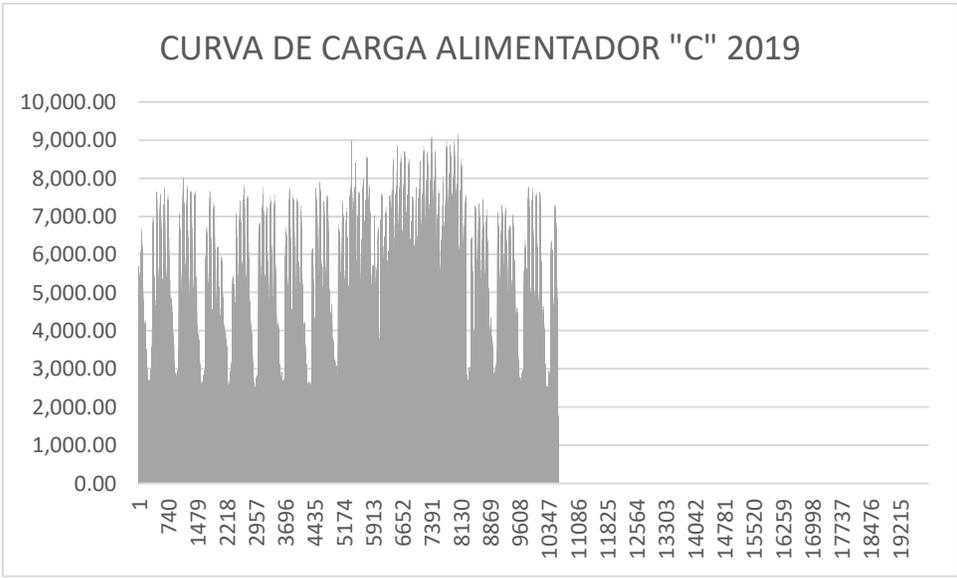
Codigo	Protecciones
27	RELE DE BAJO VOLTAJE
50U	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE U
50V	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE V
50W	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE W
50G	RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE TIERRA
51U	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - U - A. C.
51V	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - V - A. C.
51W	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE - W - A. C.
51G	RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE TIERRA A.C.
81	RELE DE BAJA FRECUENCIA

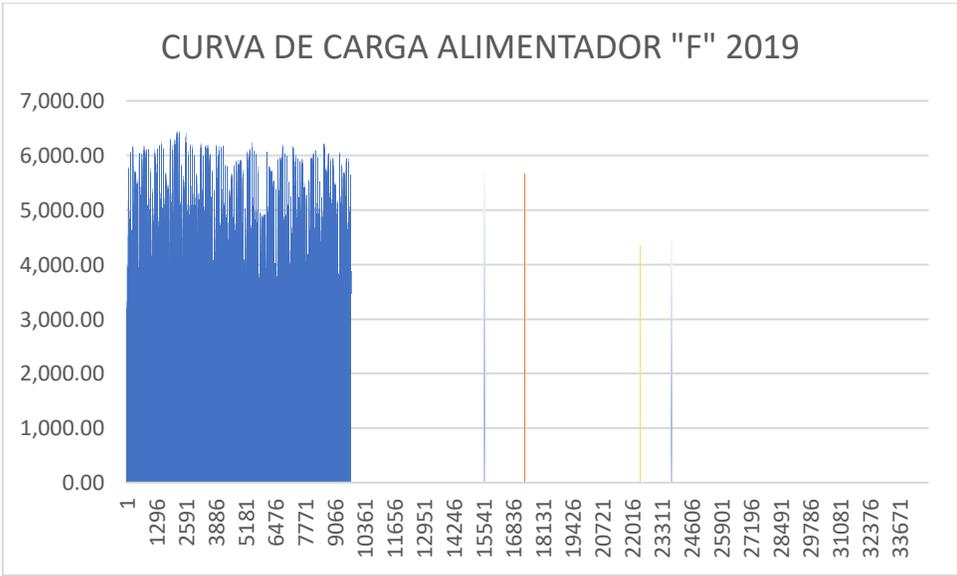
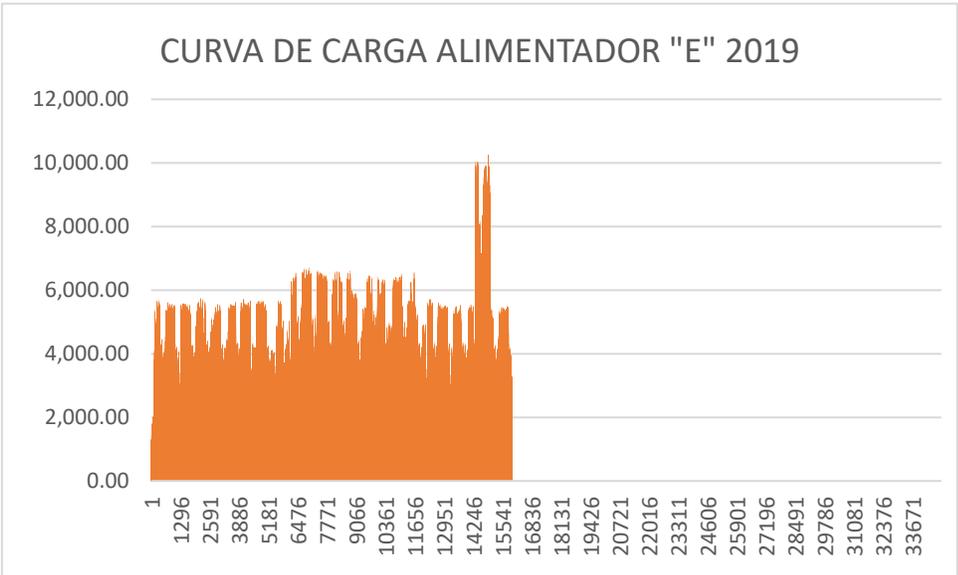
ANEXOS 5. Seccionadores fusibles subestación 21.



ANEXO 6. Curvas de demanda por Primarios.







ANEXO 7.

Características de los reconectores.

EQUIPO	PRIMARIO	CYME ID	COORDENADAS		CORRIENTES CC			
			X	Y	ILLL	ILLT	ILL	ILT
R559	03T	R000559	775299	9970961	2852	2692	2455	2432
	21A				3891	3728	3350	3506
R556	03T	R000556	775113	9970322	2626	2471	2259	2151
	21A				4251	4143	3668	4024
R670	21A	R000670	775389	9970967	3906	3745	3362	3525
R683	21B	R000683	774117	9969950	4057	3903	3497	3719
R02	21B	I000064	773742	9969556	3857	3683	3320	3448
R721	21B	R000721	773752	9969614	3864	3685	3327	3448
R575	21C	R000575	774300	9968904	4175	4030	3600	3870
R504	21C	R000504	773958	9968050	3752	3566	3226	3285
R505	21D	R000505	775313	9969055	4267	4151	3684	4017
	21F				3156	2941	2710	2597
R626	21D	R000626	774917	9968553	3976	3814	3425	3568
R427	21D	R000427	775207	9967756	3516	3305	3021	2954
R03	21D	71015MA	774901	9967273	3147	2920	2701	2561
R506	21E	R000506	774116	9968262	3956	3784	3406	3583
R04	21E	I28805	773636	9968229	3590	3375	3084	3086
R697	21E	R000697	773088	9967184	3112	2872	2667	2518
	59E				3135	2854	2681	2339
R457	21F	R000457	775176	9970116	4368	4273	3773	4140
R378	21F	R000378	775191	9970230	4322	4206	3732	4065

S/E	TRANSFORMADOR	ALIMENTADOR O PRIMARIO	RELE		PROTECCIÓN	RELACION		TAP		LEVER	CURVA	INSTANTANEO	
			MARCA	TIPO		TC	PRIM	SEC	PRIM			SEC	
													PRIM
21 EPICLACHIMA	T1 (33MVA)	S10-S20 ALIM 46 KV-1	SIEMENS	7SJ	FASE	1200	5	2.07	497	0.26	NI-IEC	14.80	3552
					TIERRA			0.52	125		0.10	NI-IEC	15.70
		152-1 ALIM 23 KV-1	SIEMENS	7SJ	FASE	1200	5	4.15	996	0.19	NI-IEC	INF	INF
					TIERRA			1.05	252		1.40	VI-IEC	INF
		A	SIEMENS	7SJ	FASE	600	5	2.50	300	0.63	VI-IEC	39.25	4710
					TIERRA			1.25	150		1.20	VI-IEC	37.50
		D	SIEMENS	7SJ	FASE	600	5	2.50	300	0.39	VI-IEC	39.25	4710
					TIERRA			1.25	150		0.80	VI-IEC	39.16
		F	SIEMENS	7SJ	FASE	600	5	2.50	300	0.45	VI-IEC	39.25	4710
					TIERRA			1.25	150		0.80	VI-IEC	39.25
	T2 (20MVA)	S30-S60 ALIM 46 KV-2	SIEMENS	7SJ	FASE	1200	5	2.07	497	0.23	NI-IEC	14.80	3552
					TIERRA			0.52	125		0.09	NI-IEC	15.70
		152-2 ALIM 23 KV	SIEMENS	7SJ	FASE	1200	5	4.15	996	0.15	NI-IEC	INF	INF
					TIERRA			1.05	252		0.85	NI-IEC	INF
		B	SIEMENS	7SJ	FASE	600	5	2.50	300	0.32	VI-IEC	38.75	4650
					TIERRA			1.25	150		0.58	VI-IEC	38.33
		C	SIEMENS	7SJ	FASE	600	5	2.50	300	0.35	VI-IEC	38.75	4650
					TIERRA			1.25	150		0.55	VI-IEC	38.75
		E	SIEMENS	7SJ	FASE	600	5	2.50	300	0.46	VI-IEC	37.58	4509
					TIERRA			1.25	150		0.92	VI-IEC	37.47

PRIMARIO	EQUIPO	MARCA	MODELO	PROTECCIÓN	LENTA/ RÁPIDA	TAP [Aprim]	LEVER	ADD	CURVA	INSTANT		
										Mult	[Aprim]	T [s]
21A	R670	NOJA	OSM27	FASE	LENTA	250	0.52	-	VI - IEC	15.52	3880	0
				TIERRA	LENTA	110	1.1	-	VI - IEC	34.05	3750	0
					RÁPIDA	-	-	-	-	-	-	-
21B	R02	ENTEC	EPR	FASE	LENTA	250	0.13	-	VI - IEC	15.40	3850	0
				TIERRA	LENTA	110	0.34	0.1	EI - IEC	33.60	3700	0
					RÁPIDA	110	0.04	-	EI - IEC	-	-	-
21B	R683	NOJA	OSM27	FASE	LENTA	150	0.24	-	VI - IEC	27.00	4050	0
				TIERRA	LENTA	90	0.31	0.1	EI - IEC	43.40	3910	0
					RÁPIDA	90	0.04	-	EI - IEC	-	-	-
21B	R721	ENTEC	EPR	FASE	LENTA	250	0.13	-	VI - IEC	15.40	3850	0
				TIERRA	LENTA	110	0.34	0.1	EI - IEC	34.00	3740	0
					RÁPIDA	110	0.04	-	EI - IEC	-	-	-
21C	R504	NOJA	OSM27	FASE	LENTA	250	0.13	-	VI - IEC	15.00	3750	0
				TIERRA	LENTA	100	0.35	0.1	EI - IEC	36.00	3600	0
					RÁPIDA	100	0.04	-	EI - IEC	-	-	-
21C	R575	NOJA	OSM27	FASE	LENTA	250	0.14	-	VI - IEC	16.60	4150	0
				TIERRA	LENTA	90	0.35	0.11	EI - IEC	44.50	4000	0
					RÁPIDA	90	0.04	-	EI - IEC	-	-	-
21D/21F	R505	TAVRIDA	RC05	SIN PROTECCIONES / INTERCONEXIÓN 21F								
21D	R626	NOJA	OSM27	FASE	LENTA	200	0.17	-	VI - IEC	19.00	3800	0
				TIERRA	LENTA	80	0.45	-	VI - IEC	46.25	3700	0
					RÁPIDA	80	0.03	-	EI - IEC	-	-	-
21D	R427	NOJA	OSM27	FASE	LENTA	250	0.28	-	VI - IEC	14.00	3500	0
				TIERRA	LENTA	110	0.62	-	VI - IEC	31.80	3500	0
					RÁPIDA	110	0.04	-	EI - IEC	-	-	-
21D	R03	ENTEC	EPR	FASE	LENTA	200	0.14	-	VI - IEC	15.00	3000	0
				TIERRA	LENTA	90	0.29	-	VI - IEC	32.22	2900	0
					RÁPIDA	-	-	-	-	-	-	
21E	R506	TAVRIDA	RC05	FASE	LENTA	250	0.33	-	VI - IEC	15.60	3900	0
				TIERRA	LENTA	110	0.77	-	VI - IEC	33.64	3700	0
					RÁPIDA	110	0.03	-	EI - IEC	-	-	-

ANEXO 8. Origen Básico de desconexiones.



EMPRESA
ELÉCTRICA
QUITO S.A.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.
GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

Fecha Emisión: 2020/05/27
Página: 1 de 1

SDLR_ORIGEN_BASICO

ORIGEN BASICO DE LAS DESCONEXIONES

SISTEMA DE
INFORMACION DE
DISTRIBUCION

1 Interconexion o externa a la empresa

0 Interconexion o externa a la empresa

2 Generacion del sistema

0 Generacion del sistema

3 Subtransmision del sistema

0 Subtransmisión 46 KV, 138 KV

1 Líneas de 138 KV

2 Líneas de 46 KV

3 Líneas de 69 KV

4 Distribucion primaria del sistema

1 Líneas de 22 kv

2 Líneas de 13.8 kv

3 Líneas de 6.3 kv

4 Líneas de 2.3 - 4.16 kv

5 Distribucion secundaria

0 Distribucion secundaria

Anexo 9. Causas básicas de desconexión.



EMPRESA
ELECTRICA
QUITO S.A.

SDLR_CAUSA_BASICA

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

CAUSA BASICA DE DESCONEXIONES

Fecha Emision 20200527
Página: 1 de 2

SISTEMA DE
INFORMACION DE
DISTRIBUCION

0 Condiciones climaticas

- 1 Descargas Atmosfericas (Rayos)
- 2 Lluvia
- 3 Nieve o granizo
- 4 Hielo
- 5 Viento Fuerte
- 6 Neblina
- 7 Calor Solar (lineas se expanden)

1 Medio ambiente

- 10 Deposito Salino
- 11 Contaminacion Industrial
- 12 Corrosion
- 13 Vibracion
- 14 Incendio no ocasionado por fallas
- 15 Deslizamiento de tierra o excavacion
- 16 Inundacion
- 17 Terremoto
- 18 Arboles (sin incluir podas)
- 19 Materiales llevados por el viento, cometas

2 Animales

- 20 Pajaros
- 21 Insectos
- 22 Otros animales

3 Terceros

- 30 Daños o interferencia intencional
- 31 Daño o interferencia accidental de particulares (Excp.35)
- 32 Daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas de servicio publico o sus contratistas
- 33 Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores de otros concesionarios.
- 34 Error de operacion en equipamientos, instalaciones de consumidores o de otros concesionarios
- 35 Choques de vehiculos

4 Propias de la red

- 40 Problemas en trabajos en lineas energizadas
- 41 Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas, de la misma (excluye casua 40).
- 42 Errores en supervision de la operacion del sistema
- 43 Circuito de distribucion incorrectamente identificado por personal de operacion.
- 44 Condiciones anormales de operacion (sobrecarga, oscilacion de potencia, falta de tension, etc)
- 45 Instalacion o construccion deficiente
- 46 Aplicacion incorrecta de equipamientos
- 47 Diseño o proyecto inadecuado
- 48 Protección, medición, supervisión (operación inadecuada, falla de equipamiento, ruidos, armónicas, etc.) errores de cableado y/o protección, errores de relación, de calibración y aplicación de ajuste,



4 Propias de la red

etc.

- 49 Equipamiento, materiales y accesorios (deterioro de equipamiento por envejecimiento, desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc)
- 50 Defectos, fallas o mantenimiento inadecuado de líneas de distribución.
- 51 Maniobras sin tensión por seguridad características restrictivas del equipamiento.
- 52 Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.
- 53 Problemas en circuitos de control (fortuitos).
- 54 Errores en la operación de equipamiento.
- 55 Elementos de maniobra incorrectamente identificado.

6 Fabricación

- 60 Falla en el proyecto del fabricante
- 61 Falla en materiales
- 62 Falla de montaje en fábrica

7 Otros sistemas

- 70 Falla en el sistema de alimentación externa a la empresa (baja frecuencia)
- 72 Desconexión deliberada (manual o automática) debido a problemas en generación Restricción de carga
- 73 Otra distribuidora
- 74 Transmisor
- 75 Generador
- 76 Otros

8 Otras causas

- 80 No clasificadas
- 81 No determinadas, causa desconocida

9 Programadas

- 90 Programadas por aplicaciones o mejoras, remodelación de redes
- 91 Programadas para reparaciones (Mantenimiento Correctivo)
- 92 Programadas para mantenimiento Preventivo (mantenimiento de disyuntores, otros)
- 93 Programadas propias no clasificadas, transferencia de carga

Anexo 10. Tasas de falla componentes en los alimentadores de la S/E 21.

S/E	Primario	Longitud [km]	Tot. fallas Primario	Tot. fallas Derivaciones	Tot. interrup. Primario	Tot. Interr. Derivación	Tasa de falla	MTTF	MTTF días	Tasa de Interrup.
		Red								
Epiclachima (21)	A	10,31	32	20	48	35	1,16	0,08	30,39	1,86
	B	26,4	34	20	50	35	0,47	0,08	29,27	0,74
	C	12,5	19	10	34	25	0,54	0,15	54,50	1,09
	D	55,86	32	24	48	39	0,23	0,08	28,22	0,36
	E	8,77	30	10	45	25	1,05	0,11	39,51	1,84
	F	49,96	17	18	33	33	0,16	0,12	45,16	0,31

S/E	Primario	Trafos	fallas	Tasa de falla	MTTF
Epiclachima (21)	A	106	8	0,017	0,541
	B	249	11	0,010	0,394
	C	141	9	0,015	0,481
	D	317	14	0,010	0,309
	E	76	6	0,018	0,722
	F	311	13	0,010	0,333

S/E	Primario	SF	fallas	Tasa de falla	MTTF
Epiclachima (21)	A	326	3	0,002	1,443
	B	448	7	0,004	0,619
	C	425	3	0,002	1,443
	D	456	5	0,003	0,866
	E	226	2	0,002	2,165
	F	640	6	0,002	0,722

S/E	Primario	SRA	fallas	Tasa de falla	MTTF
Epiclachima (21)	A	35	6	0,040	0,722
	B	23	4	0,040	1,083
	C	16	4	0,058	1,083
	D	20	6	0,069	0,722
	E	11	3	0,063	1,443
	F	12	4	0,077	1,083

S/E	Primario	Fusible MV	fallas	Tasa de falla	MTTF
Epiclachima (21)	A	361	7	0,004	0,619
	B	471	9	0,004	0,481
	C	441	9	0,005	0,481
	D	476	10	0,005	0,433
	E	237	6	0,006	0,722
	F	652	15	0,005	0,289

Anexo 11. Tiempos de reparación

Tiempo de falla	Primarios	Primario (h)	Derivaciones (h)	Disyuntor (h)	Reconectador (h)	S Fusible (h)	S. Tipo Cuchilla (h)	Transformador (h)
Epiclachima (21)	A	15,88	47,65	8	3	3	9	24
	B	11,38	34,15	8	3	7	6	33
	C	9,033	27,1	8	3	3	6	27
	D	22,05	66,15	8	3	5	9	42
	E	12,75	25,5	8	3	2	4,5	18
	F	9,917	29,75	8	3	6	6	39

Tiempo de falla	Primarios	Fusible	Primario Min	SF Min	SRA Min	TRAF0 Min
Epiclachima (21)	A	7	953	60	360	120
	B	9	683	180	180	120
	C	9	542	180	360	160
	D	10	1323	120	120	100
	E	6	765	120	120	90
	F	15	595			120

Anexo 12. Tiempos de reparación componentes del SD

TIEMPO DE REPARACIÓN									
MTTR		Red aérea (horas)	Disyuntor (horas)	Reconectador (horas)	Sec. Tipo Cuchilla (horas)	Sec. Fusible (horas)	Fusible (horas)	Transformador (horas)	Red Subterránea (horas)
Subestación (21) Primarios	A	1,22	8	3	1,5	1,00	1,00	3,00	4
	B	0,84	8	3	1,5	1,00	1,00	3,00	4
	C	1,25	8	3	1,5	1,00	1,00	3,00	4
	D	1,58	8	3	1,5	1,00	1,00	3,00	4
	E	0,96	8	3	1,5	1,00	1,00	3,00	4
	F	1,13	8	3	1,5	1,00	1,00	3,00	4

Anexo 13. Clasificación Origen básico de desconexiones

Origen básico de desconexiones						
Año	(1) Externa a la empresa	(2) Generación del sistema	(3) Subtransmisión	(4) Distribución	(5) Distribución Secundaria	Total
2015			35	50		85
2016	42		22	10		74
2017	15		3	15		33
2018	12		6	10		28
2019	1			3		4
2020			3	4		7
Totales	70	0	69	92	0	

Anexo 14. Clasificación causa básica de desconexión

Año	(0) Cd. climáticas	(1) M. ambiente	(2) Animales	(3) Terceros	(4) Propias red	(7) Ots. Sistemas	(8) Ots. causas	(9) Programadas
2015	27	3	3	3	21		15	11
2016	5	1	1	2	18	21	19	7

2017		7	3	1	9	21	2	3
2018			1	3	6	10	7	1
2019			1	2				1
2020	1		1	1	3			1
Totales	33	11	10	12	57	52	43	24

