



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

**TRABAJO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO.**

TEMA:

**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS
CINCO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN
VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE
(EMELNORTE)”.**

AUTOR: DARWIN ANDRES CUASAPAZ E.

DIRECTOR: ING. CLAUDIO OTERO

IBARRA – ECUADOR

2016



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN

A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

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

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

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	0401632534
APELLIDOS Y NOMBRES:	CUASAPAZ ESCOBAR DARWIN ANDRES
DIRECCIÓN:	LOS OLIVOS
EMAIL:	Andres_imeutn@hotmail.com
TELÉFONO MÓVIL:	0997273957
DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	"ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CINCO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)".
AUTOR:	DARWIN ANDRES CUASAPAZ ESCOBAR
FECHA:	NOVIEMBRE DEL 2016
PROGRAMA:	PREGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
DIRECTOR:	ING. CLAUDIO OTERO

2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, Darwin Andrés Cuasapaz Escobar, con cedula de identidad N° 0401632534, en calidad de autor y titulares de los derechos Patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en forma digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad del material y como apoyo a la educación, investigación y extensión; en concordancia con la Ley de Educación Superior, Artículo 144.

3. CONSTANCIA

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



Firma

Nombre: Darwin Andrés Cuasapaz Escobar

Cedula: 0401632534

Ibarra, Noviembre del 2016



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

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

Yo, Darwin Andrés Cuasapaz Escobar, con cedula de identidad N° 0401632534, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la ley de propiedad intelectual del Ecuador, articulo 4, 5 y 6, en calidad de autor del trabajo de grado denominado: **“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CINCO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)”**.. Que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes mencionada, aclarando que el trabajo aquí descrito es de mi autoría y que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la biblioteca de la Universidad Técnica del Norte

.....
Firma

Nombre: Darwin Andrés Cuasapaz Escobar

Cedula: 0401632534

Ibarra, Noviembre del 2016



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Ing. CLAUDIO OTERO

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante; CUASAPAZ ESCOBAR DARWIN ANDRES, certifico que ha cumplido con las normas y las leyes de la Universidad Técnica del Norte, Facultad de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, en la elaboración de este Trabajo de Grado pudiendo este realizar la defensa de la misma para la obtención del Título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

Ing. Claudio Otero
DIRECTOR DE TESIS



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

DEDICATORIA

Esta investigación es dedicada a mi madre Nidia quien cada día con su ejemplo entrega, dedicación y esfuerzo me enseñó que, quien obra bien es bendecido, que las adversidades te hacen más fuerte, a mi abuelita Esperanza mis hermanos Sofía y Gabriel que con su cariño y fe me dieron fuerzas para dar todo de mí.

Darwin Andrés Cuasapaz



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

AGRADECIMIENTO

A Dios por haber derramado bendiciones sobre mi familia y mi persona, a mi madre abuelita y demás familiares por haber confiado en mí, a todos los miembros del departamento de planificación de EMELNORTE S.A. precedido por el Ing. Mauricio Vásquez y el Ing. Hernán Pérez quienes me acogieron con voluntad, consideración y aprecio, a mi tutor Ing. Claudio Otero quien desde el primer día supo motivarme y enaltecer mi trabajo, a mi querida Universidad por haberme abierto sus puertas y a través de sus Docentes hacerme comprender que en la vida “Hay que mirar alto y lejos”

Darwin Andrés Cuasapaz

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo realizar el estudio de coordinación de protecciones para los cuatro alimentadores de la Subestación San Vicente, con lo que se pretende disminuir los elevados índices de desconexión, así como mitigar los efectos de las fallas en la red, considerando además la homologación de fusibles en las derivaciones. Los estudios muestran que las corrientes de cortocircuito tienen una relación directamente proporcional con la impedancia del sistema eléctrico de potencia y a su vez disminuyen dependiendo de la extensión del alimentador, por tanto, las fallas que ocurren en zonas muy distantes pueden ser no censadas por los reconectores. De igual manera la inexistencia de un estudio previo para la coordinación de protecciones en el área de influencia de la subestación no augura la solución a mediano plazo del problema. De esto se deriva la importancia de generalizar la solución obtenida con el presente trabajo.

SUMMARY

This work is focus on carrying out the study for coordinating protections applied to the four feeders in San Vicente Substation, which aims to reduce the high disconnection rates and mitigate the effects of network failures, also considering the standardization of fuses in shunts. Studies show that short-circuit currents have a correlation with the impedance of the electric power system which decrease depending on the length of the feeder, by which, failures which occurring in very remote areas may not be surveyed by reclosers. Similarly, the absence of a preliminary study for the coordination of protection in the area of influence of the substation does not predict the medium-term solution to the problem. From this derives the importance of generalizing the solution obtained with this work.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN.....	II
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	IV
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DELNORTE.....	IV
ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
RESUMEN.....	VIII
SUMMARY.....	IX
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XVIII
CAPÍTULO I.....	1
1 EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.4 DELIMITACIÓN.....	3
1.4.1 DELIMITACIÓN ESPACIAL.....	3
1.4.2 DELIMITACIÓN TEMPORAL.....	3
1.5 OBJETIVOS.....	3
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.6 JUSTIFICACIÓN.....	4
CAPÍTULO II.....	5
2 MARCO TEÒRICO.....	5

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	5
2.2 DEFECTOS Y REGÍMENES FUNDAMENTALES.....	6
2.2.1 RÉGIMEN NORMAL TRANSITORIO.....	6
2.2.1.1 CORRIENTE DE INRUSH.	6
2.2.1.2 CORRIENTE DE CARGA FRÍA.	9
2.3 REGÍMENES ANORMALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	10
2.3.1 SOBRECARGA.	11
2.3.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	11
2.3.3 TIPOS DE FALLA Y CORTOCIRCUITO.	11
2.3.3.1 FALLAS ASIMÉTRICAS.	11
2.3.3.1.1 CORTOCIRCUITO BIPOLAR SIN CONTACTO A TIERRA (LL).	12
2.3.3.1.2 CORTOCIRCUITO BIPOLAR CON CONTACTO A TIERRA (LLT).	13
2.3.3.1.3 CORTOCIRCUITO UNIPOLAR A TIERRA (LT).	13
2.3.3.2 FALLAS SIMÉTRICAS TRIFÁSICAS.	14
2.3.3.2.1 CORTOCIRCUITO TRIPOLAR (LLL).	14
2.4 PROTECCIONES ELÉCTRICAS	14
2.4.1 REQUERIMIENTOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.	15
2.5 EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	15
2.5.1 RELÉ DE SOBRE CORRIENTE.	15
2.5.1.1 RELÉS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO.	16
2.5.1.1.1 AJUSTE INSTANTÁNEO DEL RELÉ 50.	17
2.5.1.2 RELÉS DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO.	17
2.5.1.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO.	17
2.5.1.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.	17
2.5.2 SECCIONADOR.	19
2.5.3 DISYUNTOR O INTERRUPTOR.	19
2.5.4 RECONECTADOR SCHNEIDER SERIE U.	20
2.5.4.1 FUNCIONAMIENTO.	20

2.5.4.2 POSICIONES DE LOS RECONECTADORES EN EL SISTEMA.	21
2.5.4.3 OPERACIÓN DEL RECONECTADOR.	21
2.5.5 SECCIONALIZADOR.....	22
2.5.5.1 CONSIDERACIONES PARA SU APLICACIÓN.	22
2.5.6 FUSIBLES.	23
2.5.6.1 TIPOS DE FUSIBLES.	24
2.5.6.2 SENSIBILIDAD DE LOS FUSILES.....	27
2.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	27
2.6.1 COORDINACIÓN ENTRE EL FUSIBLE Y EL TRANSFORMADOR.....	28
2.6.3 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES T Y SLOW-FAST.....	29
2.6.3.1 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES TIPO T.	31
2.6.4 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES TIPO T Y CONDUCTORES	32
CAPÍTULO III.....	33
3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	33
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	33
3.1.1 INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA	33
3.1.2 INVESTIGACIÓN DESCRIPTIVA.	33
3.2 MÉTODOS	33
3.2.1 MÉTODO DEDUCTIVO	33
3.2.2 MÉTODO INDUCTIVO.....	33
3.2.3 MÉTODO ANALÍTICO SINTÉTICO.....	34
3.2.4 INSTRUMENTOS	34
3.3 POBLACIÓN.....	34
CAPÍTULO IV	35
4 PROPUESTA	35
4.1 TÍTULO DE LA PROPUESTA.....	35
4.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	35
4.3 FUNDAMENTACIÓN DE LA PROPUESTA.....	36

4.4 OBJETIVOS.....	36
4.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	36
4.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	36
4.5 UBICACIÓN SECTORIAL Y FÍSICA.....	36
4.6 DESARROLLO DE LA PROPUESTA.....	37
4.6.1 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 3.....	37
4.6.1.1 AJUSTE DE RELÉS.....	37
4.6.1.2 AJUSTE DE LOS RELÉS GENERALAS 51 Y 51N.....	37
4.6.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	40
4.6.2.1.1 AJUSTES DE LOS RECONECTADORES.....	44
4.6.2.2 SELECCIÓN DE FUSIBLES EN LOS TRANSFORMADORES.....	44
4.6.2.4 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES TIPO T.....	49
4.6.2.4.1 PRIMER ANÁLISIS.....	50
4.6.2.4.2 SEGUNDO ANÁLISIS.....	52
4.6.2.4.3 TERCER ANÁLISIS.....	53
4.6.3 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 1.....	55
4.6.4 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 2.....	58
4.6.4.1 PRIMER ANÁLISIS.....	59
4.6.4.2 SEGUNDO ANÁLISIS.....	61
4.6.5 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 4.....	63
4.6.5.1 PRIMER ANÁLISIS.....	65
4.6.5.2 SEGUNDO ANÁLISIS.....	66
4.6.6 ALIMENTADOR 1.....	72
4.6.7 ALIMENTADOR 2.....	73
4.6.8 ALIMENTADOR 3.....	74
4.6.9 ALIMENTADOR 4.....	75
CAPÍTULO V.....	77
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	78

5.1 CONCLUSIONES.....	78
5.2 RECOMENDACIONES.....	79
5.3 BIBLIOGRAFÍA.....	79

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: Probabilidad de ocurrencia de los tipos de cortocircuitos.....	12
TABLA 2: Característica de tiempo de operación de los relés de sobrecorriente	16
TABLA 3: Corrientes de fusión de los fusibles tipo T	23
TABLA 4: Corrientes de fusión de los fusibles tipo SF	24
TABLA 5: Índice de desconexiones.....	35
TABLA 6: Ajustes para la configuración de los relés generales 51 y 51N.....	37
TABLA 7: Ajustes para la configuración de los relés 51 y 51N en el alimentador 3.....	39
TABLA 8: Impedancias equivalentes de la Subestación San Vicente	40
TABLA 9: Demandas del alimentador 3	40
TABLA 10: Ajustes en los reconectores del alimentador tres	43
TABLA 11: Fusibles que protegen y no protegen a los transformadores de distribución con distintos niveles de tensión.....	46
TABLA 12: <i>Corrientes de cortocircuito máxima</i>	47
TABLA 13: Corrientes de cortocircuito máximas para fusibles T.....	49
TABLA 14: Fusibles propuestos	51
TABLA 15: Ajustes para el primer reconector	52
TABLA 16: Fusibles propuestos.....	52
TABLA 17: Ajustes del segundo reconector.....	54
TABLA 18: Fusibles propuestos.....	54
TABLA 19: Ajustes de los relés.....	56
TABLA 20: Valores de la demanda del alimentador 1	56
TABLA 21: Fusibles propuestos.....	56
TABLA 22: Ajustes de los relés en el alimentador.....	59
TABLA 23: Ajustes de los reconectores	59
TABLA 24: Valores de la demanda del alimentador 2.....	59

TABLA 25: Fusibles propuestos.....	60
TABLA 26: Fusibles propuestos.....	63
TABLA 27: Ajustes de los relés del alimentador.....	64
TABLA 28: Ajustes de los reconectores	64
TABLA 29: Ajustes para obtener las demandas del alimentador 4.....	65
TABLA 30: Fusibles propuestos.....	65
TABLA 31: Fusibles propuestos.....	67
TABLA 32: Fusibles propuestos.....	68

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: Sistema radial	5
FIGURA 2: Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (LL)	12
FIGURA 3: Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (LL)	13
FIGURA 4: Cortocircuito unipolar a tierra (LT)	13
FIGURA 5: Cortocircuito tripolar	14
FIGURA 6: Comportamiento del reconectador	20
FIGURA 7: Topología del alimentador 3.....	41
FIGURA 8: Topología del alimentador 1.....	55
FIGURA 9: Topología del alimentador 2.....	58
FIGURA 10: Topología del alimentador 4.....	63

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA 1: Ondas de las corrientes durante el Inrush	7
GRÁFICA 2: Formas de onda de la corriente de Inrush de un transformador.....	8
GRÁFICA 3: Pico de la corriente de carga fría	10
GRÁFICA 4: Curvas normalizadas de tiempo inverso	18
GRÁFICA 5: Curvas de los fusibles H, K, T, Slofast.....	25
GRÁFICA 6: Curva de fusión del fusible (tiempo máximo y mínimo)	26
GRÁFICA 7: Curva de fusión del fusible (tiempo máximo y mínimo)	28
GRÁFICA 8: Coordinación entre un fusible 3.1SF Y un 10T.....	30
GRÁFICA 9: Coordinación entre fusibles tipo T.....	31
GRÁFICA 10: Curvas de los relés generales	38
GRÁFICA 11: Curva de los relés del alimentador 3.....	39
GRÁFICA 12: Coordinación entre reconectadores y relés.....	43
GRÁFICA 13: Coordinación de un fusible SF con el transformador.....	45
GRÁFICA 14: Coordinación de un fusible SF y un T	48
GRÁFICA 15: Coordinación de fusibles 80.40 y 20T	51
GRÁFICA 16: Coordinación de fusibles 65.40,25 y 12T	53
GRÁFICA 17: Coordinación de fusibles 25.15 y 10T	54
GRÁFICA 18: Coordinación de fusibles 80T y 40T.....	57
GRÁFICA 19: Coordinación de fusibles con el relé	60
GRÁFICA 20: Coordinación del relé y el reconectador.....	61
GRÁFICA 21: Coordinación de fusibles y el reconectador.....	62
GRÁFICA 22: Coordinación del relé y los reconectadores	64
GRÁFICA 23: Coordinación del relé y los fusibles 80T y 50T.....	66
GRÁFICA 24: Coordinación del reconectador y los fusibles 65T, 30T y 12T	67
GRÁFICA 25: Coordinación del reconectador y los fusibles 50T, 30T y 20T	68

CAPÍTULO I

1 EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. EMELNORTE, se constituye en 1975, siendo INECEL el accionista mayoritario y las Empresas Eléctrica Ibarra, Montufar y Tulcán como accionistas minoritarios cuyo objeto social es la distribución y comercialización del servicio eléctrico de consumidores industriales, comerciales y residenciales.

En la actualidad cuenta como accionista mayoritario el Estado Ecuatoriano a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, y se encuentra en etapa de entrega de acciones por parte de los consejos, municipios y accionistas particulares.

Su área de concesión es de 11.900 km², y comprende las provincias de Imbabura y Carchi, así como los cantones, Pedro Moncayo y Cayambe de la provincia de Pichincha, y el cantón Sucumbíos de la provincia del mismo nombre.

EMELNORTE debe brindar energía eléctrica con calidad, en el marco de las regulaciones y controles establecidos por ARCONEL (Agencia de Regulación y control de electricidad) en virtud de lo señalado por la Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica.

ARCONEL anteriormente CONELEC, mediante la Regulación CONELEC 004/01 indica que para cuantificar la calidad de servicio eléctrico se evaluará la frecuencia de interrupciones y la duración de las mismas, por tanto, la empresa comercializadora debe disminuir las mismas.

La Subestación San Vicente cuenta con cinco posiciones para alimentadores de los cuales cuatro se encuentran operativos, la descoordinación de sus protecciones contribuye a mantener un elevado índice de desconexiones en el área de influencia de dicha subestación, por ende, ante una corriente de falla el número de abonados sin servicio eléctrico es alto.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sector eléctrico es regulado y controlado por ARCONEL y dentro de esta la supervisión de los aspectos técnicos económicos y operativos además en las empresas eléctricas se requiere que el suministro de energía eléctrica sea de calidad, precios justos, y responsabilidad socio - ambiental.

Los esfuerzos de repotenciación, así como los estudios de rediseño realizados por EMELNORTE deben orientarse en mejorar la calidad de servicio eléctrico, aplicando nuevas tecnologías y nuevos equipos disponibles en el mercado. La correcta coordinación de las protecciones es fundamental para garantizar la selectividad ante condiciones de falla, independientemente de su causa una corriente de falla o cortocircuito debe ser aislada y despejada en el menor tiempo posible evitando desconexiones indebidas por una inadecuada selección de las protecciones.

En la coordinación de protecciones se tiene que tomar en consideración a los relés de protección en la cabecera de los alimentadores, fusibles en sus derivaciones, fusibles en los transformadores, y de existir reconectores y seccionadores en la red.

En la Subestación San Vicente se presentan problemas en la coordinación de protecciones provocando desconexiones innecesarias en el área de influencia. Para la realización de este proyecto es necesario apoyarse en las herramientas tecnológicas e información con que cuenta la empresa que permita realizar una selección adecuada de equipos de protección y su correcta calibración mediante una simulación previa.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo realizar una óptima coordinación de protecciones en los alimentadores de la Subestación San Vicente, de EMELNORTE que permita disminuir los indicadores de interrupciones por una inadecuada operación de las protecciones?

1.4 DELIMITACIÓN

1.4.1 DELIMITACIÓN ESPACIAL.

La coordinación de protecciones se realizará a lo largo de los alimentadores de la subestación San Vicente, los mismos que se encuentran en servicio dentro de la ciudad de Otavalo y cubren las comunidades de Chical, Bajo Pucara de Velásquez, Cubilche, San Juan de Ilumán, Cuicocha, Quiroga, Muraspungo, Chontal y comunidades aledañas a Intag.

1.4.2 DELIMITACIÓN TEMPORAL.

El estudio y posterior propuesta se realizará a partir del mes de febrero a agosto del 2016

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL.

Realizar un estudio de coordinación de protecciones para los cinco alimentadores primarios de la subestación San Vicente.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Analizar la coordinación actual de las protecciones en la Subestación San Vicente y determinar sus limitaciones.
- Realizar la simulación correspondiente para obtener las corrientes de cortocircuito en los alimentadores.
- Seleccionar los equipos de protección que permitan proteger el sistema ante fallas y mantener una adecuada coordinación.

- Realizar un estudio técnico económico de la implementación del sistema de coordinación de protecciones.

1.6 JUSTIFICACIÓN

La calidad del servicio eléctrico está ligado a la topología o diseño del sistema eléctrico, a su vez el nivel de confiabilidad se encuentra en función de la infraestructura de dicho sistema y un correcto sistema de protecciones el mismo que contribuye a un apropiado aislamiento de las fallas, evitando desconectar ha abonados que se encuentren fuera de la zona de influencia de la falla.

EMELNORTE requiere disminuir el índice de desconexiones debido a la operación indebida de los equipos de protección correspondientes a la subestación San Vicente, de tal forma que exista mayor continuidad del servicio eléctrico en esa zona, mitigando así los indicadores de interrupción de acuerdo a las regulaciones de ARCONEL, lo cual beneficiara directamente tanto a sus abonados como a la empresa.

Mediante un estudio de coordinación de protecciones y la implementación por parte de EMELNORTE, se logrará reducir la frecuencia de interrupción por fallas ocurridas en elementos del sistema, contribuyendo a mejorar los índices de calidad, de servicio eléctrico en dicha área.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La energía eléctrica es entregada a los usuarios luego de pasar tres etapas principales generación, transmisión y distribución.

En la etapa de distribución la empresa comercializadora se encarga de llevar la energía eléctrica hacia los abonados, mediante un conjunto de elementos que lo constituyen como estructuras, redes, equipos de protección, transformadores de distribución etc. (GRAINGER J.J, 1996)

Una correcta coordinación de protecciones contribuye al cumplimiento de las regulaciones establecidas por ARCONEL.

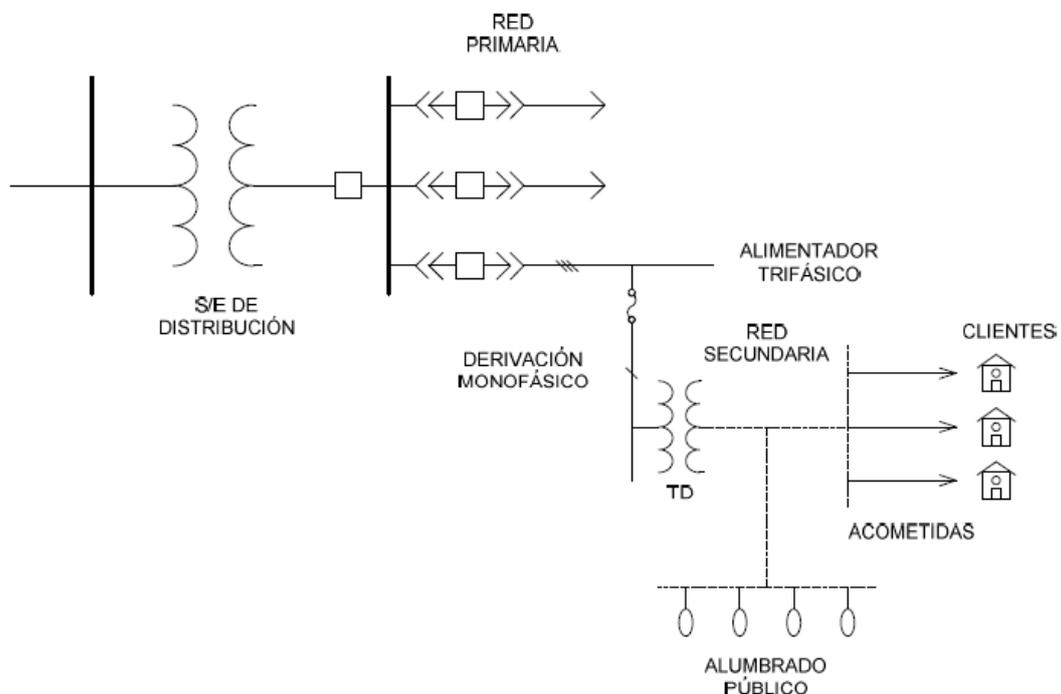


FIGURA 1: Sistema radial

Fuente: Tomada de LOPEZ, A (2008)

2.2 DEFECTOS Y RÉGIMENES FUNDAMENTALES

La presencia de una variación anormal de parámetros eléctricos voltaje (v), corriente (i), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), frecuencia (f) conllevan efectos adversos al sistema, dichas alteraciones podrían presentarse en condiciones de régimen normal o un régimen anormal.

En las redes de distribución existen tres reglas básicas:

1. Las protecciones deben ser ajustadas para que despejen fallas transitorias, dado que la mayoría de las averías entre un 70 y 80% de las mismas son transitorias.
2. Las protecciones deben operar cuando la falla sea permanente.
3. En caso de una desconexión la protección debe actuar únicamente cuando la falla se da en su zona de protección, y por lo tanto solo se vean afectados los abonados en el área de influencia.

2.2.1 RÉGIMEN NORMAL TRANSITORIO.

Los regímenes normales transitorios como las corrientes de Inrush y las corrientes de carga fría (Could Load Pickup), se caracterizan por ser asimétricos respecto al eje de la abscisa, debido a la presencia de una componente continua de corriente de tipo exponencial, los valores de corrientes pueden aumentar bruscamente y las tensiones pueden disminuir ligeramente, por tanto las protecciones pueden operar incorrectamente provocando desconexiones durante el funcionamiento normal de los sistemas eléctricos de potencia. (ENRIQUEZ HARPER, 2006)

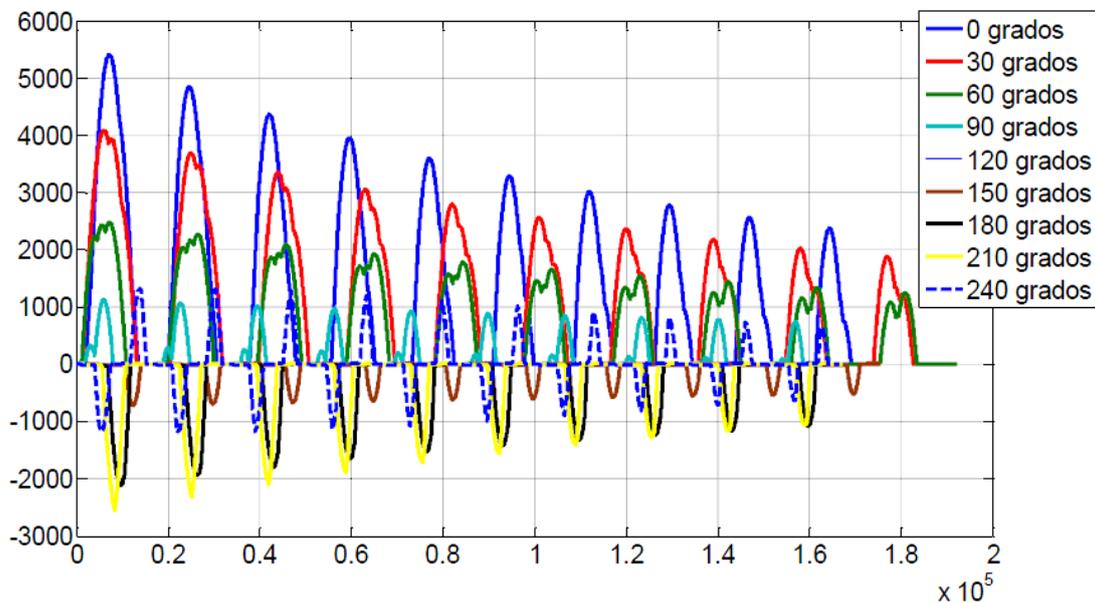
2.2.1.1 CORRIENTE DE INRUSH.

Es una condición transitoria y aleatoria, puede alcanzar corrientes instantáneas de 5 a 8 veces la nominal, pueden ser causadas por:

- Energización del transformador

- Conexión de otro transformador en paralelo (Inrush por simpatía)
- Recuperación de la tensión luego de un cortocircuito en el primario (Inrush por recuperación)
- Cuando se conecta un generador fuera de paso o fuera de sincronismo en un bloque de generador – transformador.

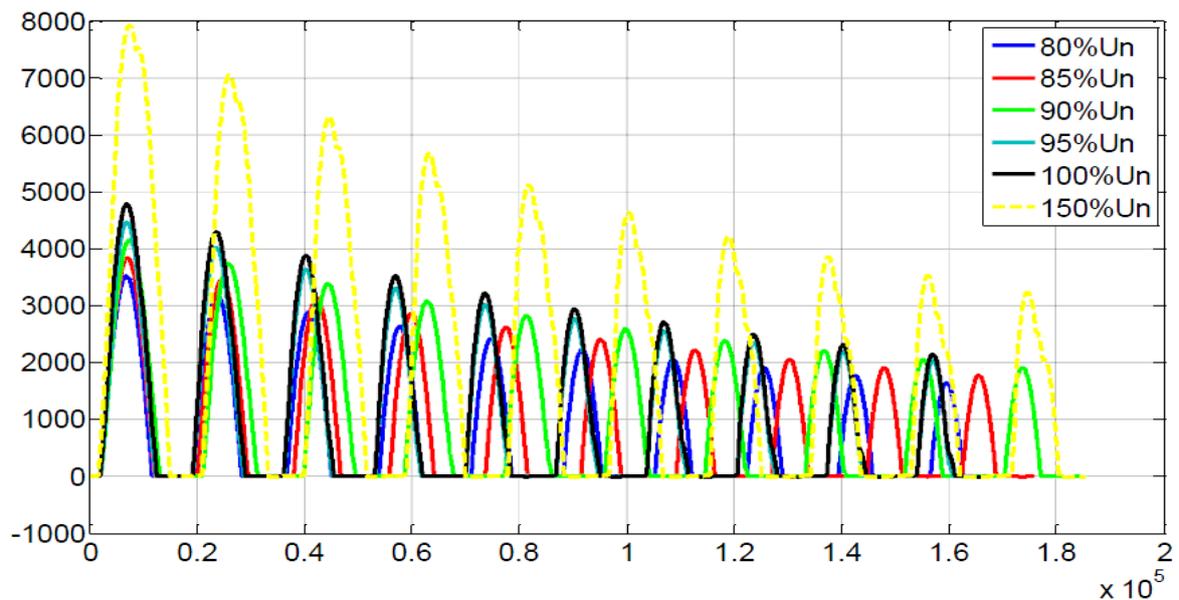
Las corrientes alcanzan valores extremadamente elevadas en los primeros ciclos y rápidamente comienzan a disminuir hasta alcanzar los valores de corrientes de vacío o de trabajo según como estén operando el transformador de potencia.



GRÁFICA 1: Ondas de las corrientes durante el Inrush

Fuente: Tomado de TORRES B., Orlys E., (2012)

En la gráfica N°1 se muestra para la fase A, diferentes valores del ángulo de la tensión en el momento de la energización. La forma de onda de estas corrientes durante un Inrush, para ángulos de 0 grados, las corrientes alcanzan valores positivos elevados, mientras que, para ángulos de 120 grados, no ocurre ningún incremento en la corriente. Para valores de ángulo de 240 grados o mayores de 150, las corrientes o los picos de Inrush son negativos (TORRES, 2012).



GRÁFICA 2: Formas de onda de la corriente de Inrush de un transformador

Fuente: Tomado de (TORRES, 2012)

La corriente de Inrush es menor para condiciones de trabajo a máxima carga de la línea, y es mayor para condiciones de mínima demanda.

Otro factor que provoca que las corrientes de Inrush varíen su magnitud inicial es el nivel de la tensión en el momento de la energización misma que es totalmente variable. En la gráfica N°2 se observa la dependencia entre la magnitud de la corriente de Inrush y los niveles de tensión en el momento de la energización (TORRES, 2012).

Cuando se conecta un alimentador en una subestación, todos los transformadores conectados en esa línea pueden generar un Inrush y, por tanto, provocar un incremento elevado de las corrientes a niveles del alimentador.

El conjunto de transformadores ubicados en una red de distribución conlleva a la suma de estas corrientes, es importante señalar que no es una suma algebraica debido a cada Inrush es aleatorio. Para ello hay que tener mucho cuidado en el ajuste de las protecciones instantáneas de los alimentadores de la subestación de tal forma que no puedan ser superadas por estos picos de corrientes y, por tanto, producir desconexiones incorrectas del alimentador.

Mientras tanto los transformadores que estén más alejados en las redes, donde la tensión es mucho menor, tendrán un Inrush de menor magnitud por ende si se emplean los transformadores de mayor potencia al principio de las redes, estos harán corrientes mayores que si están conectados al final de las líneas.

Es importante considerar los ajustes de las protecciones instantáneas debido a que las elevadas corrientes de Inrush pueden provocar el disparo de las protecciones en los alimentadores. (TORRES, 2012)

Las corrientes de Inrush comúnmente provocan en las protecciones:

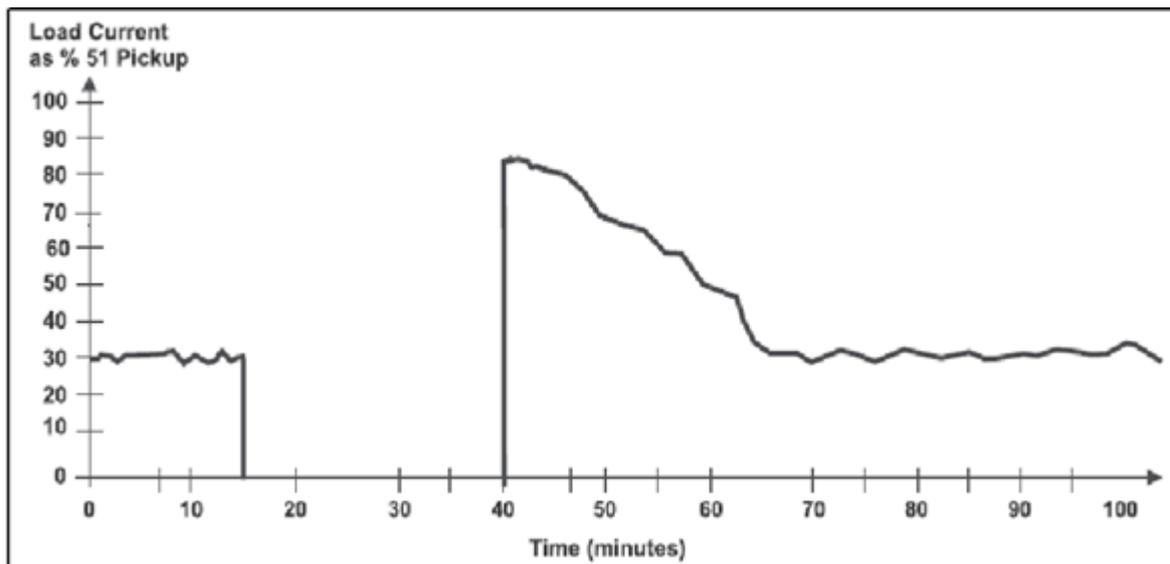
- Fundición de los fusibles de los transformadores de distribución.
- Disparo de los interruptores de los alimentadores de las subestaciones.

2.2.1.2 CORRIENTE DE CARGA FRÍA.

También conocida como “Pico de Carga Fría” esta gran corriente se presenta cuando se energiza una línea eléctrica a nivel de la subestación o un ramal secundario que alimenta a muchos abonados previa a una desconexión de tiempo prolongado.

Cuando se desconecta un alimentador por mucho tiempo, las neveras y refrigeradores pueden perder el nivel de temperatura óptimo. Cuando se energiza nuevamente el alimentador, entonces todas las neveras y refrigeradores arrancarían y como son moto-compresores que en el arranque suelen incrementar la corriente entre 3 y 6 veces el valor nominal del motor, entonces provocan a nivel de línea de una corriente que puede ser bastante elevada con respecto al nivel máximo esperado. Debido a que este tipo de corrientes es principalmente producido por neveras y refrigeradoras, se ha denominado a este fenómeno “Pico de Carga Fría”.

En la gráfica N°3 se muestra un gráfico con los valores eficaces de la corriente en una fase de un alimentador, antes y después de una desconexión prolongada. Se observa que antes de la desconexión prolongada de unos 25 minutos, la corriente que está circulando por el alimentador solo alcanzaba un 30% de la corriente de ajuste de las protecciones temporizadas del alimentador, pero, una vez que se volvió a energizar, la corriente alcanzó el 90 % del ajuste. Es decir, creció 3 veces más que el valor que tenía antes de la desconexión.



GRÁFICA 3: Pico de la corriente de carga fría

Fuente: Tomado de (TORRES, 2012)

Este ejemplo anterior representa un ajuste correcto de las protecciones del alimentador porque, aunque creció la corriente tres veces más del valor que tenía el alimentador antes de la avería, nunca alcanzó los niveles de ajustes de las protecciones lo cual nos permite concluir que para todos los casos la corriente de carga fría (ICF) debe ser menor a la corriente de fusión del fusible (IF).

2.3 REGÍMENES ANORMALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Si la variación del parámetro eléctrico por encima o por debajo del valor nominal establecido, resulta peligrosa para la estabilidad y la vida útil de los equipos que integran el sistema, a este régimen se le conoce como un Régimen Anormal del Sistema Eléctrico de Distribución.

En los sistemas eléctricos de distribución suelen ocurrir numerosos regímenes anormales, pero los más frecuentes son:

- Sobrecargas
- Descargas atmosféricas.
- Cortocircuitos.

2.3.1 SOBRECARGA.

La sobrecarga es la demanda excesiva de carga en un sistema eléctrico de potencia, sobrepasando la capacidad permisible de intensidad del elemento por donde está atravesando la energía y se refleja por el calentamiento en dichos elementos causando así el deterioro y disminuyendo el tiempo de vida útil de los mismos.

2.3.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

Es un evento natural, que genera excesivos niveles de voltaje y corriente en la red. La adecuada coordinación de protecciones contribuye a evitar daños en todos los elementos que conforman al sistema como también del personal técnico.

2.3.3 TIPOS DE FALLA Y CORTOCIRCUITO.

Cuando dos o más puntos con diferencia de potencial entran en contacto se produce una corriente de cortocircuito o falla la cual es muy superior a la corriente de carga en condiciones normales de servicio, dicha conexión tiene una baja impedancia o resistencia, provocando efectos adversos en el sistema como sobrecalentamientos, esfuerzos electrodinámicos, caídas de tensión y desbalance de tensiones.

2.3.3.1 FALLAS ASIMÉTRICAS.

Representan la mayor parte de las fallas mediante impedancias (cortocircuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra) o de conductores abiertos (una y dos fases abiertas).

Este tipo de fallas producen un gran desbalance que se verá reflejado en las corrientes y tensiones del sistema poniendo en riesgo la operatividad del mismo. (GRAINGER J.J, 1996)

TABLA 1: Probabilidad de ocurrencia de los tipos de cortocircuitos

Tipo de cortocircuito	Monofásica	Bifásica	Bifásica aterrada	Trifásica
Porcentaje de ocurrencia	65-70	20-25	20-25	3-5

2.3.3.1.1 CORTOCIRCUITO BIPOLAR SIN CONTACTO A TIERRA (LL).

Se presenta una falla solo en dos de las fases. La magnitud de las corrientes iniciales simétricas depende de la distancia respecto a máquinas asíncronas y/o síncronas, si se encuentra alejado su corriente será menor que la de un circuito tripolar, pero si está en las proximidades puede llegar a ser mucho mayor. (ROEPER, 1985)

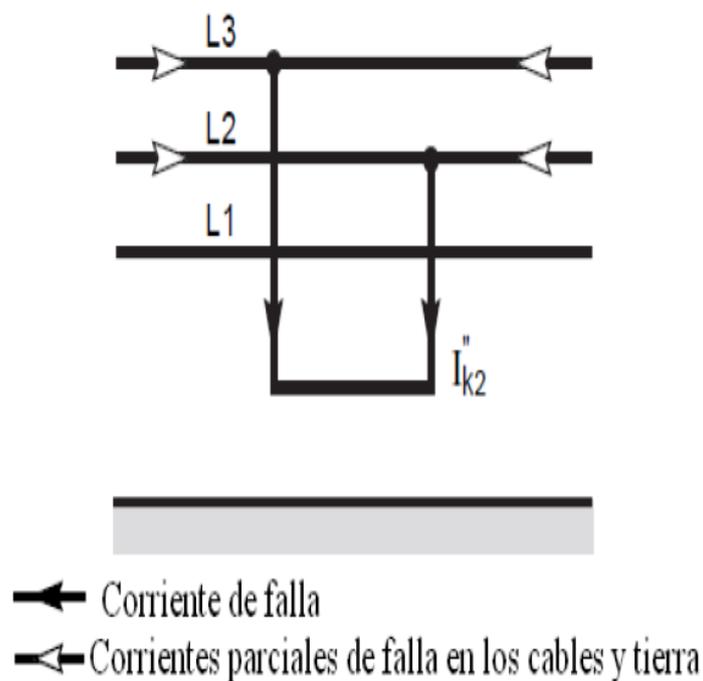


FIGURA 2: Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (LL)

Fuente: Tomado de: (ROEPER, 1985)

2.3.3.1.2 CORTOCIRCUITO BIPOLAR CON CONTACTO A TIERRA (LLT).

Sucede en las mismas circunstancias que el caso anterior, solo que las fases involucradas en la falla se encuentran en contacto con tierra. (ROEPER, 1985)

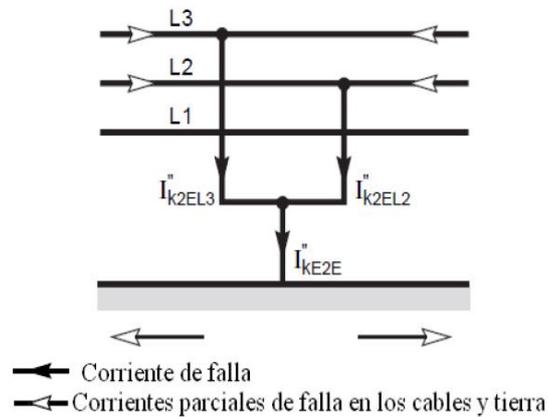


FIGURA 3: Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (LL)

Fuente: Tomado de (ROEPER, 1985)

2.3.3.1.3 CORTOCIRCUITO UNIPOLAR A TIERRA (LT).

Son los cortocircuitos más frecuentes, se presentan cuando una de las fases se cortocircuita de alguna manera con la referencia. La corriente que se presenta en estos casos puede superar a la mayor corriente de cortocircuito tripolar; esta falla se presenta en las redes con puesta a tierra rígida o con puesta a tierra a través de una impedancia muy pequeña. (ROEPER, 1985)

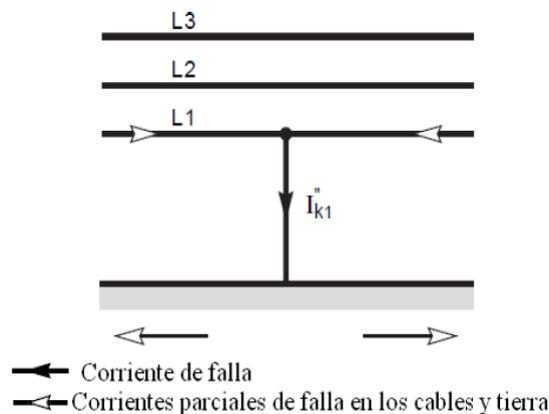


FIGURA 4: Cortocircuito unipolar a tierra (LT)

Fuente: (ROEPER, 1985)

2.3.3.2 FALLAS SIMÉTRICAS TRIFÁSICAS.

Se produce por la falla del aislante en las tres fases, la mayoría de las fallas que se consideran trifásicas, inician como fallas de simple línea a tierra o de línea a línea, instantes después se involucran las fases no falladas, sin embargo, son poco frecuentes debido a que suceden generalmente por el descuido del personal de mantenimiento o factores físicos en las estructuras de soporte. (GRAINGER J.J, 1996)

2.3.3.2.1 CORTOCIRCUITO TRIPOLAR (LLL).

En este tipo de cortocircuito las tres tensiones en el punto de cortocircuito son nulas a su vez los tres conductores están simétricamente cargados por corrientes equilibradas. En este tipo de casos el cálculo de la corriente solo se realiza para una fase. (ROEPER, 1985)

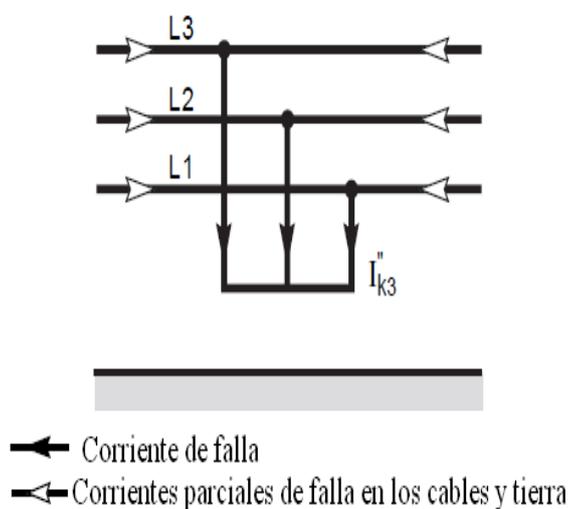


FIGURA 5: Cortocircuito tripolar

Fuente: Tomado de (ROEPER, 1985)

2.4 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Ante una falla las protecciones eléctricas cumplen la función de proteger al sistema eléctrico, mediante el aislamiento de la misma, por tanto, se genera una desconexión la cual debe dejar sin suministro de energía a la menor carga posible

2.4.1 REQUERIMIENTOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

Confiabilidad: Debe actuar siempre que ocurra una falla, efectuando la acción requerida bajo condiciones anormales, en un periodo de tiempo requerido. Esta directamente ligada con la seguridad, la simplicidad y robustez del equipo de protección.

Selectividad: Cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la misma desconectando la menor carga posible, sin afectar el suministro de la energía eléctrica en otras áreas del sistema de distribución, asegurando la continuidad del servicio donde la red se encuentra en un régimen normal.

Sensibilidad: Deberá detectar y responder sin problema a cualquier condición de falla sea de máxima o de mínima corriente y de acuerdo a un rango determinado para la operación, en el caso de los relés se encuentra en función de los ajustes mínimos del mismo.

Rapidez: En caso de una falla los equipos de protección deben actuar en el menor tiempo posible, esta característica está en función de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones. En los relés esta característica evita que el sistema salga de sincronismo, así como también daños en los elementos de protección y maniobra.

2.5 EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO

2.5.1 RELÉ DE SOBRE CORRIENTE.

Los relés son dispositivos conectados a los sistemas de potencia, que pueden discriminar entre condiciones anormales o normales, dentro de un área asignada, por su funcionamiento pueden ser eléctricos, estado sólido, electromecánicos, numéricos y digitales.

Los relés de sobrecorriente actúan cuando la corriente que censa es mayor a la corriente de Pick Up. Tienen que ser ajustados en función de los siguientes parámetros:

. El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pick up). Que se refiere a la corriente en la cual el relé empieza a operar.

- La característica de tiempo de operación, se refiere a la característica de tiempo en qué el relé opera para una corriente determinada.

Por el tiempo de operación de los relés de sobrecorriente son: de operación instantánea y de operación retardada.

TABLA 2: Característica de tiempo de operación de los relés de sobrecorriente

Tiempos de relés		
<i>Instantáneos</i>	<i>Retardados</i>	
	<i>Tiempo Definido</i>	<i>Tiempo Inverso</i>
		Inverso
		Muy inverso
		Extremadamente inverso

Estas características quedan definidas por las siguientes expresiones:

Instantáneos: $t = 0$ para $I \geq I_{op}$

Tiempo definido $t = K$ para $I \geq I_{op}$

Tiempo inverso $t = K / I$ (3.1)

Tiempo muy inverso $t = K / I^2$

Tiempo extremadamente inverso $t = K / I$

2.5.1.1 RELÉS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO.

Operan con un retardo despreciable, aproximadamente de 0,05 segundos, cuando la corriente excede de un valor preestablecido.

2.5.1.1.1 AJUSTE INSTANTÁNEO DEL RELÉ 50.

Es necesario calibrar la corriente de arranque, una vez que este valor sea ajustado los contactos de disparo del relé se cierran tan pronto la corriente de entrada supera éste valor. Dicho ajuste puede ser porcentual o directo, de la corriente nominal del relé o del Tap.

Los relés de sobrecorriente de fase instantáneos (50) pueden operar durante una oscilación de potencia si la corriente que circula por la línea durante la oscilación supera el valor de ajuste del relé.

2.5.1.2 RELÉS DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO.

Permiten establecer un tiempo de retardo a su operación, a su vez se subdividen en relé de tiempo definido y relé de tiempo inverso.

2.5.1.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO.

Es posible que se quiera que el relé opere en un mismo tiempo para cualquier valor de sobrecorriente, en este caso la curva deja de ser de tiempo inverso para llamarse de tiempo definido y el ajuste del DIAL corresponde a ese valor de tiempo de operación.

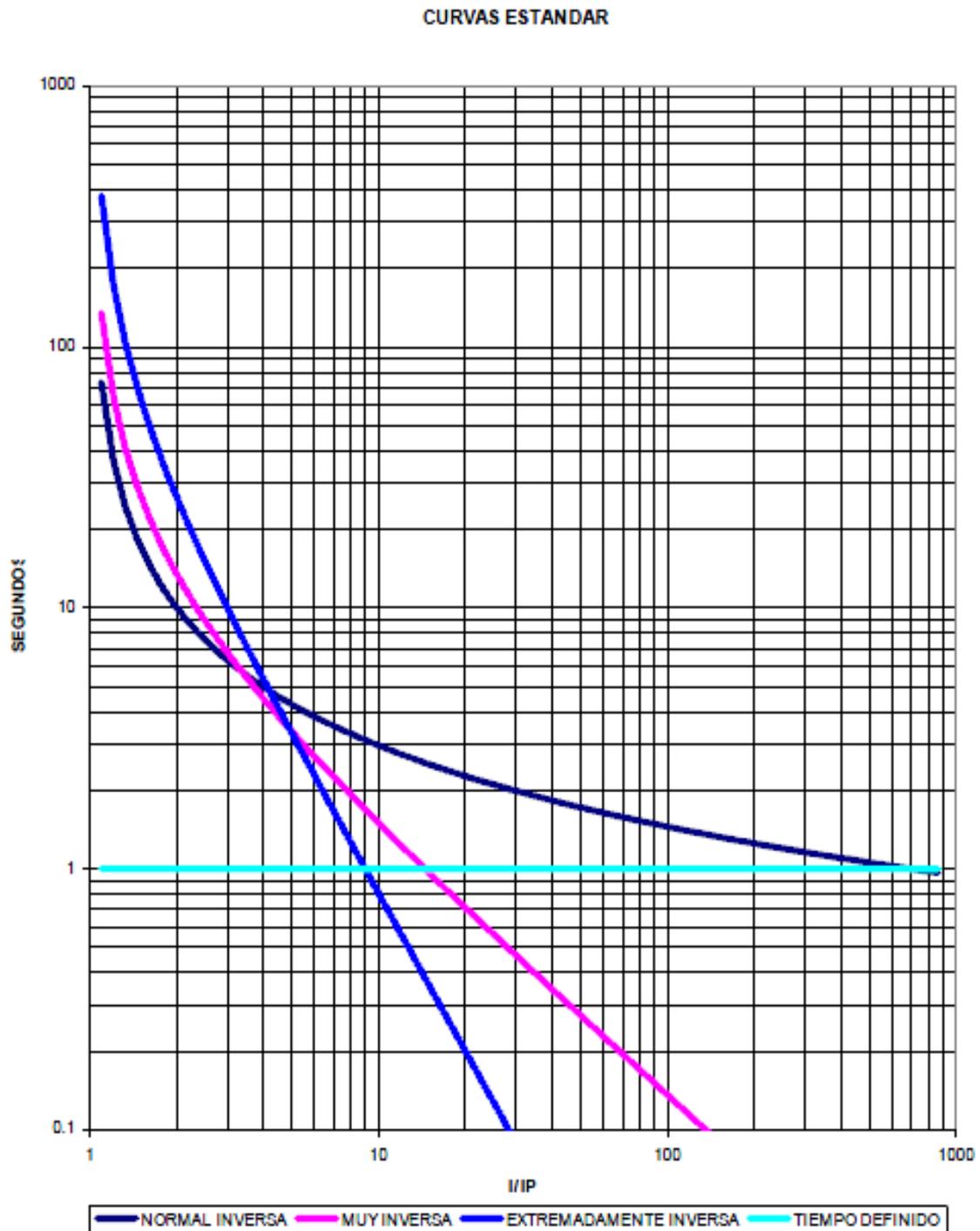
2.5.1.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.

Se efectúa mediante el relé 51, la principal característica de este tipo de relé es que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación.

Dentro de las características normalizadas de tiempo inverso tenemos:

- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

En general, en los sistemas de potencia se usan las curvas Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, especialmente ésta última cuando se está coordinando con fusibles de distribución.



GRÁFICA 4: Curvas normalizadas de tiempo inverso

Fuente: Tomado de (TAMASCO A, 2007)

Las curvas son del tipo tiempo-corriente, donde el eje vertical corresponde al tiempo de operación del relé en segundos y el eje horizontal corresponde a la corriente en número de veces el ajuste del TAP.

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

Dónde:

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

A= Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s= Corriente de Arranque del Relé

TMS= Constante de ajuste del Relé

K= Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

C= Constante de ajuste del Relé.

2.5.2 SECCIONADOR.

Un seccionador es un dispositivo de apertura, debe operar siempre con el circuito desenergizado, este equipo no está diseñado para cortar corrientes de falla, si no para aislar sistemas durante procesos de mantenimiento, permite a los operarios constatar la desconexión de forma visual.

2.5.3 DISYUNTOR O INTERRUPTOR.

Son equipos de corte de energía, se ubican en las subestaciones con la finalidad de aislar los equipos en condiciones de operación normal, anormal o de emergencia, pueden actuar con carga gracias a uno de los medios de extinción del arco eléctrico, los más comunes son de aceite, vacío y aire.

Mediante el sistema de control, el relé censa al sistema eléctrico, en caso de una falla, el relé envía una señal para que opere el disyuntor, también es posible operarlo manualmente cuando se desea realizar mantenimiento.

2.5.4 RECONECTADOR SCHNEIDER SERIE U

Es un equipo trifásico optimizado para automatización, monitoreo y control remoto, tiene la función de reducir el impacto de los tiempos muertos ocurridos por las fallas eléctricas, permite establecer o predefinir sus parámetros de operación como, protección avanzada, general y número de desconexiones - reconexiones, si la falla es permanente el interruptor del reconectador queda abierto y deberá ser cerrado manualmente. (Schneider, 2013)

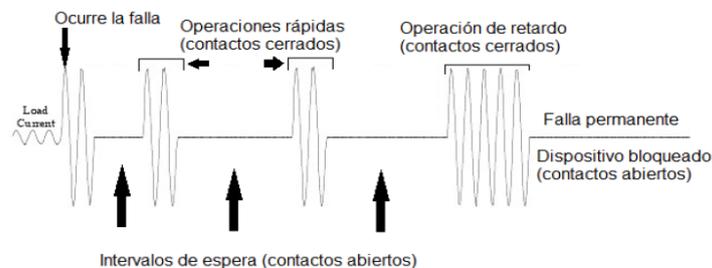


FIGURA 1: Comportamiento del reconectador

Fuente: tomado de Fuente: (GRAINGER J.J, 1996)

2.5.4.1 FUNCIONAMIENTO.

El monitoreo y control del reconectador es efectuado por el gabinete de control y comunicaciones para poste (PTCC), el PTCC contiene el Panel de Control del Operador y la microelectronica que proporciona las funciones de proteccion. El interruptor y el PTCC en conjunto forman un reconectador.

El interruptor es operado por un actuador magnetico que produce una firme accion de apertura y cierre. La comunicaci3n ocurre cuando se envia, desde un capacitor de almacenamiento en el PTCC, un pulso controlado ya sea a traves de la bobina de apertura o de la de cierre.

Cuando esta cerrado, el mecanismo es trabado magneticamente. Las barras de empuje accionadas por los resortes ejercen la fuerza sobre los contactos de los

interruptores. La posición de los contactos del reconector es mostrada a través de un indicador de posición externo claramente visible.

El PTCC es interconectado con el interruptor a través del cable de control y se conecta al Módulo de Entrada de Control del Reconector (SCEM) en la base del tanque. La tarjeta SCEM utiliza una memoria EEPROM para almacenar todos los datos relevantes de la calibración, valores y cantidad de operaciones realizadas.

La SCEM también proporciona la primera etapa de aislamiento eléctrico y la electrónica necesaria para cortocircuitar los transformadores de corriente u los transformadores capacitivos de tensión en el caso que el cable de control sea desconectado mientras circula corriente a través del reconector.

Las señales de la línea de AT son transmitidas al módulo de la electrónica por una conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 1A a 12500 A. para medición y protección.

2.5.4.2 POSICIONES DE LOS RECONECTADORES EN EL SISTEMA.

Usualmente es utilizado en una de las dos posiciones que se describen a continuación:

- a) A gran distancia de las subestaciones para separar grandes alimentadores, así prevenir la interrupción total de la línea de distribución si se presenta una falla aguas abajo del reconector.
- b) En los troncales de los alimentadores principales, para proteger a estos de averías aguas abajo del reconector.

2.5.4.3 OPERACIÓN DEL RECONECTOR.

Para abrir y bloquear al reconector desde el piso se puede utilizar una pértiga para enganchar al anillo de apertura manual.

El anillo de apertura mecánica tiene dos posiciones. En la posición “arriba” se lleva a cabo la operación normal. En la posición “abajo” el reconectador es bloqueado tanto mecánicamente como electrónicamente.

Mediante el panel de control del operador el usuario puede acceder y programar las funciones de medición y protección disponibles. Se proporciona tres niveles de interfaz entre el usuario y el panel de control del operador

- *Nivel Operador*: Permite la operación básica abrir, cerrar, mostrar las configuraciones
- *Nivel Técnico*: Este nivel está protegido por una contraseña a criterio del usuario “Nivel Ingeniero” y permite la configuración de todos los parámetros relacionados a protección
- *Nivel Ingeniero*: Únicamente se puede ingresar con una Pc y permite una personalización avanzada del panel del operador

2.5.5 SECCIONALIZADOR.

Es un equipo de apertura, capaz de funcionar con corrientes de hasta su valor nominal de ruptura, está diseñado para distinguir entre fallas transitorias y permanentes, operan de acuerdo a un conteo de desconexiones del reconectador instalado aguas arriba es importante mencionar que no tienen curvas de coordinación, pueden instalarse tanto en funcionamiento monofásico como trifásico. Seccionan la línea solamente cuando la falla es permanente.

2.5.5.1 CONSIDERACIONES PARA SU APLICACIÓN.

1. Nunca debe ser usado entre dos reconectadores
2. El dispositivo de protección de respaldo tiene que ser capaz de censar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionalizador.
3. La corriente mínima de falla tiene que ser más grande que la corriente actuante mínima del seccionalizador.
4. Bajo ninguna circunstancia debe exceder los valores nominales momentáneos y de corto tiempo del seccionalizador.

2.5.6 FUSIBLES.

Su función principal es de protección contra sobrecorrientes, opera cuando la corriente que circula por el fusible es mayor a la corriente de fusión (I_f), provocando su fundición y por ende cortando el flujo de corriente. No necesita mantenimiento, sumado su bajo costo lo convierten en uno de los elementos más básicos y confiables de protección.

Un fusible debe especificarse por los siguientes parámetros: corriente nominal, voltaje nominal, frecuencia nominal y capacidad de ruptura, es importante tener en cuenta que las condiciones de operación pueden variar debido a factores como precarga mismas que disminuyen la capacidad del fusible ante corrientes de cortocircuito, referente a la temperatura es importante tener en cuenta que son diseñados en base a una temperatura ambiente de 25 °C, la variación de esta temperatura tiene un efecto directo sobre la curva de tiempo mínimo de fusión

A una mayor temperatura el elemento se funde ante corrientes menores, por otro lado a temperaturas menores a los 25°C el elemento fusible puede soportar corrientes de cortocircuito mayores.

Se emplean ampliamente en aquellos puntos de un ramal donde se pueda seccionar el abastecimiento con el menor número de abonados en caso que se produzca una falla.

TABLA 3: Corrientes de fusión de los fusibles tipo T

T	IF Corriente de fusión (A)	T	IF Corriente de fusión (A)	T	IF Corriente de fusión (A)
1	1.92	12	24.68	50	98.9
2	4.17	15	30.48	65	125.4
3	6.09	20	39.9	80	158.2
6	11.94	25	49.7	100	196.91
8	15.31	30	61.94	140	301.7
10	19.63	40	78.2	200	473.2

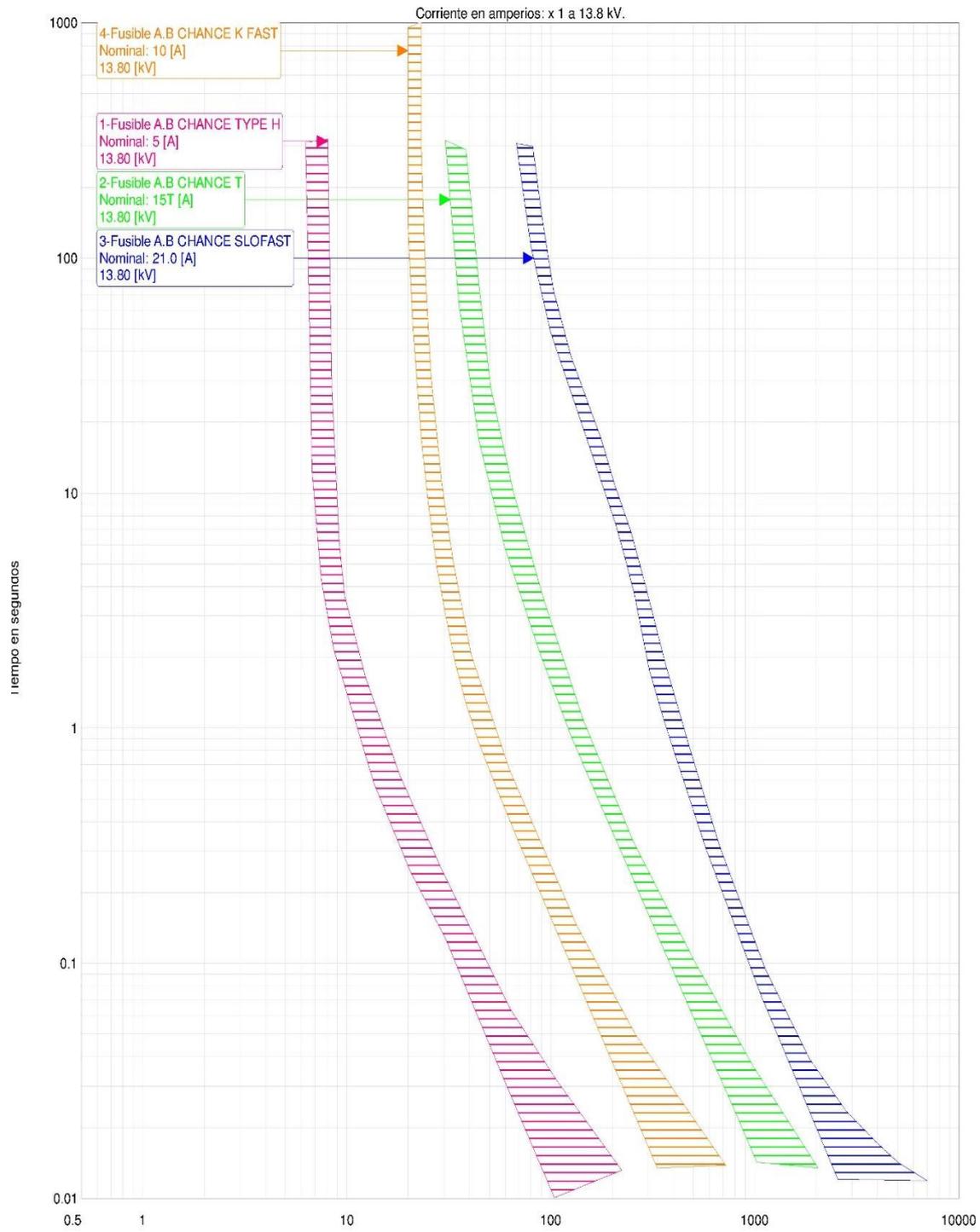
TABLA 4: Corrientes de fusión de los fusibles tipo SF

SF	IF Corriente de fusión (A)	SF	IF Corriente de fusión (A)	SF	IF Corriente de fusión (A)
0.2	0.62	1.6	4.8	7.8	23.9
0.3	1.1	2.1	6.3	10.4	29
0.4	1.25	3.1	9.8	14	43.5
0.6	1.9	3.5	10.9	21	63.8
0.7	2.1	4.2	13.2	32	89.5
1	3.1	5.2	15.6		
1.3	3.95	6.3	18.5		
1.4	4.2	7	20.3		

2.5.6.1 TIPOS DE FUSIBLES.

En el mercado podemos encontrar diferentes formas y calibres que están bajo las normas ANSI, y NEMA, que responden a diferentes niveles de corriente según sea la intensidad para la que deben fundirse, la tensión de los circuitos donde se empleen y el lugar donde se coloquen.

- **Tipo K:** Conducen hasta 150% de su I_n sin daños (relación de velocidades 6 a 8s).
- **Tipo T:** Más lentos que los K (relación de velocidad 10 a 13s).
- **Tipo H:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daño; tienen característica de fusión muy rápida (relación de velocidad 7 a 11s).
- **Tipo N:** Conducen hasta el 100% de su I_n sin daños. Son más rápidos aún que los H
- **Fusible tipo Slofast:** Tiempo-Corriente menor (más lentas) al tipo T y K - Para aplicación en protección de transformadores de potencia.

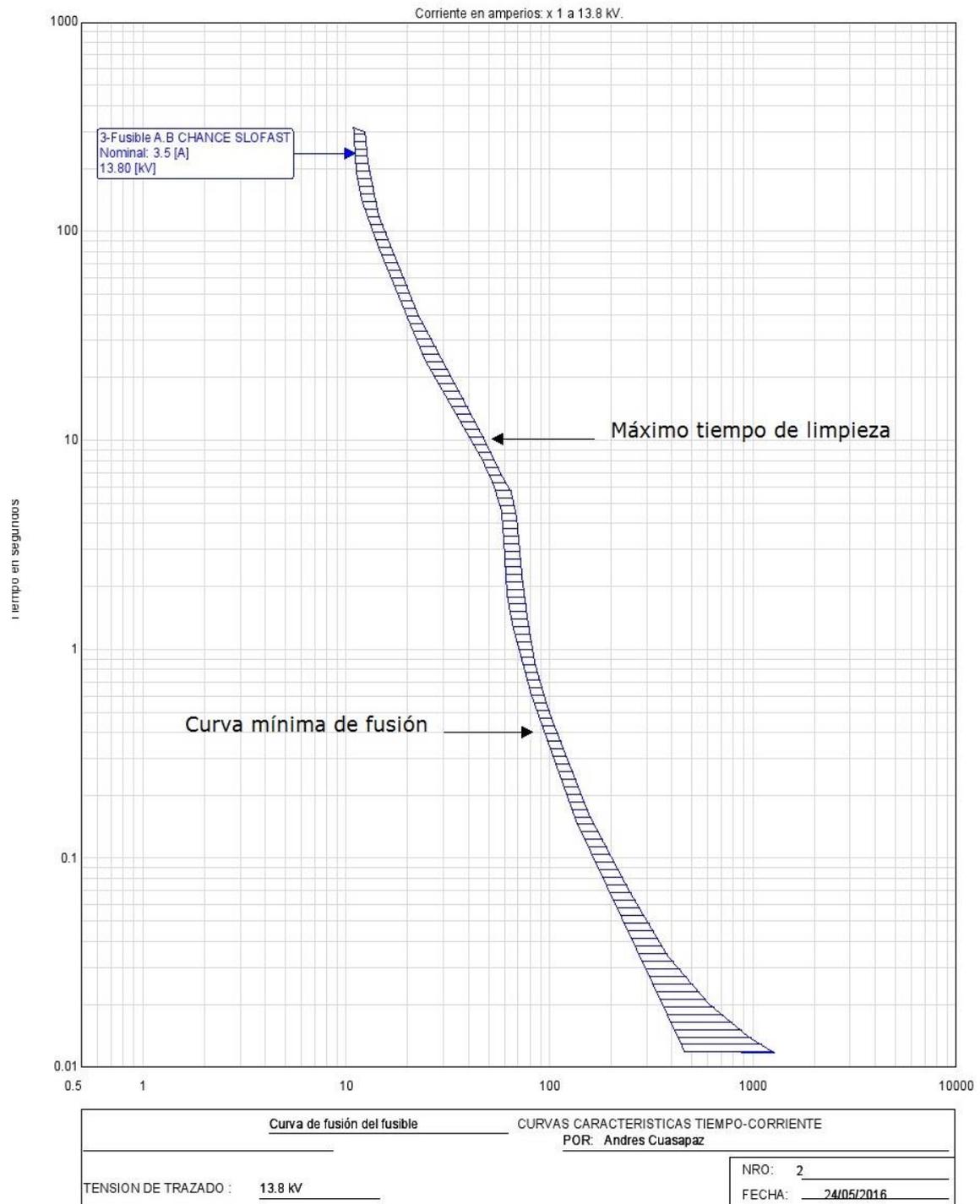


Curvas de los fusibles H,K,T,SF		CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE	
		POR: Andres Cuasapaz	
TENSION DE TRAZADO :	13.8 kV	NRO:	1
		FECHA:	24/05/2016

Estudio: C:\Users\Usuario\Desktop\Avances\San Vicente 3\coordinacionSFT.icc

GRÁFICA 1: Curvas de los fusibles H, K, T, Slofast

En la gráfica N° 6 se visualizan las curvas de comportamiento de un fusible tipo SF; la curva máxima de limpieza o despeje de la falla y la curva mínima de fusión, que representa el instante en el cual el fusible empieza a fundirse.



Estudio: C:\Users\Usuario\Desktop\Avances\San Vicente 3\coordinacionSFT.tcc

GRÁFICA 2: Curva de fusión del fusible (tiempo máximo y mínimo)

2.5.6.2 SENSIBILIDAD DE LOS FUSIBLES.

Para saber si todos los fusibles seleccionados son sensibles, la curva característica del fusible no debe estar por encima de la curva característica de conducción de corriente que soporta el cable y además la mitad de la mínima corriente de cortocircuito del ramal debe ser mayor a la corriente de fusión para que el fusible pueda detectar una falla, por esto mencionado y por experiencia se ha determinado que el coeficiente de sensibilidad será dividido para dos, debido a que en las protecciones contra sobrecorrientes el factor de sensibilidad se calcula mediante la fórmula:

$$K_s = \frac{I_{cc \text{ min}}}{I_{ajuste}}$$

Dónde:

KS: coeficiente de sensibilidad.

I cc min: corriente mínima de cortocircuito.

I ajuste: valor de ajuste de corriente de la protección

2.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

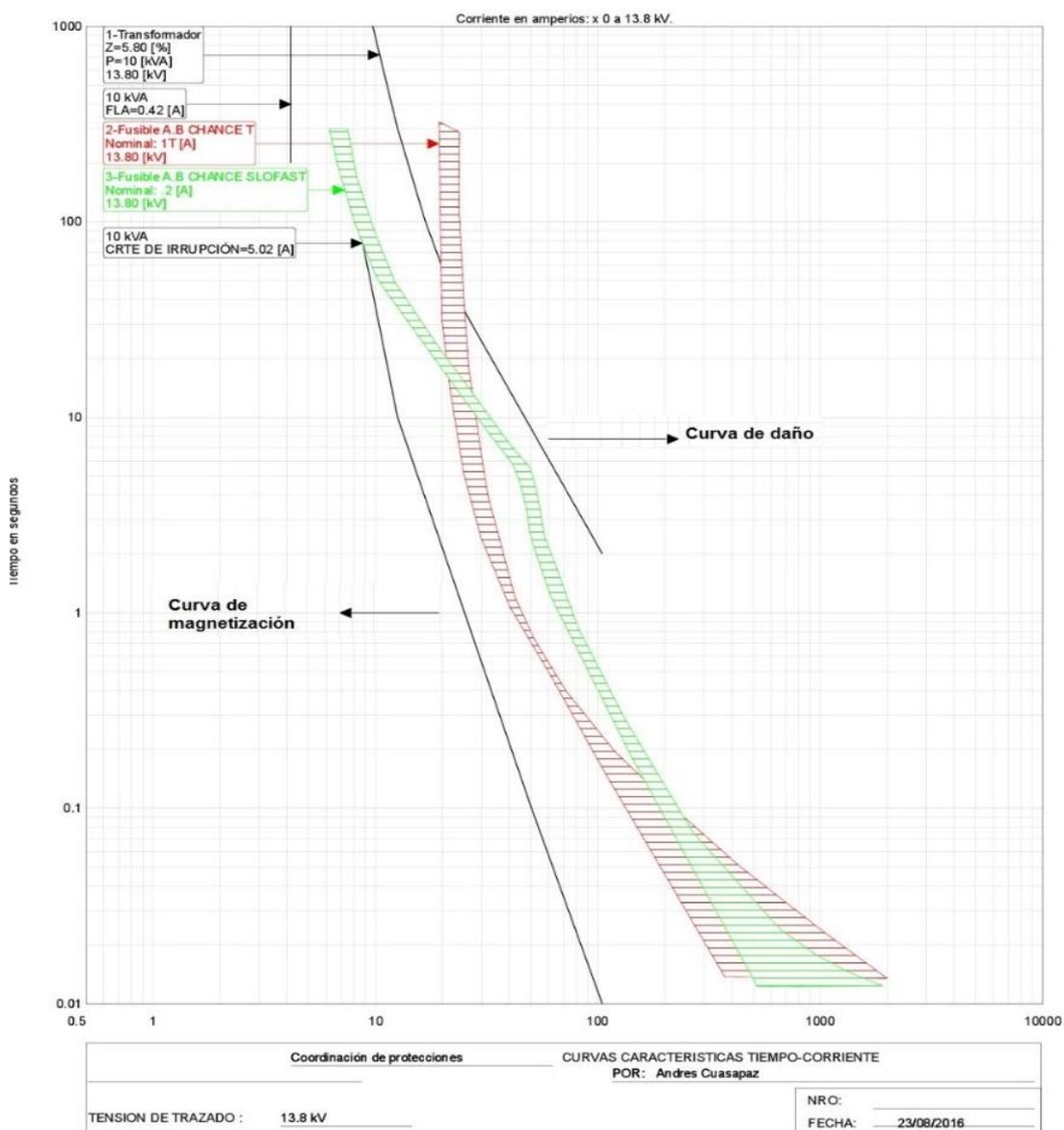
Para que exista una coordinación de equipos de protección y protecciones, en caso de una falla en una derivación secundaria el orden de actuación para evitar una desconexión total debe ser:

1. Fusible que protege la derivación secundaria
2. Fusible que protege la derivación primaria
3. Reconectador (De existir)
4. Relé del alimentador
5. Relé general

2.6.1 COORDINACIÓN ENTRE EL FUSIBLE Y EL TRANSFORMADOR.

El transformador tiene dos curvas, curva de magnetización y curva de daño, para que exista coordinación la curva del fusible debe ajustarse entre estas dos curvas.

Cabe mencionar que, si la curva del fusible se encuentra bajo la curva de magnetización, este actuará en condiciones normales transitorias como la corriente de Inrush o corrientes de carga fría a su vez si esta sobre la corriente de daño el fusible no protegerá al transformador ante sobrecorrientes.



GRÁFICA 3: Curva de fusión del fusible (tiempo máximo y mínimo)

Mediante un estudio de coordinación de protecciones EMELNORTE determinó que la opción más eficiente de protección para sus transformadores de distribución son los fusibles slow-fast.

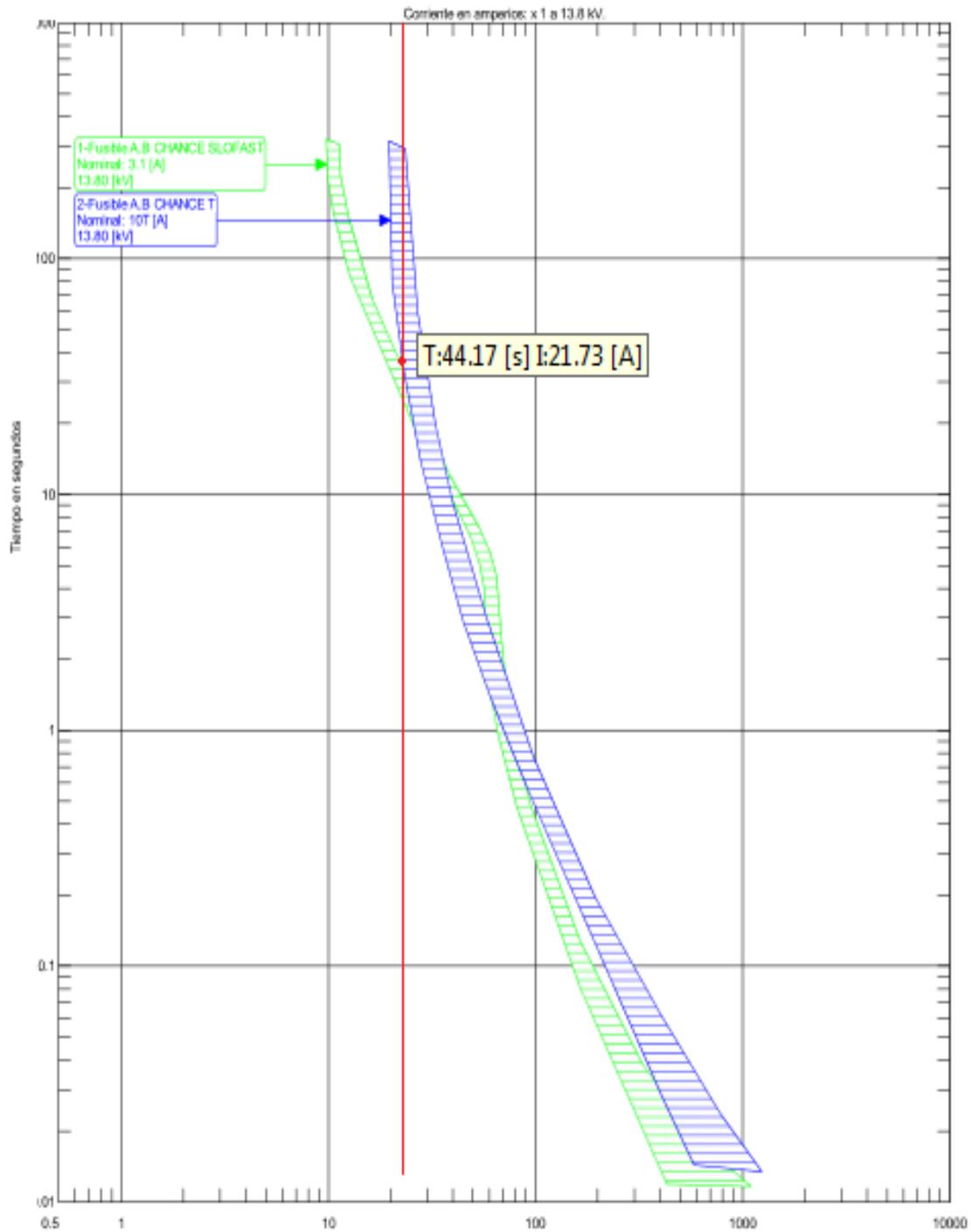
Como ejemplo podemos tomar un transformador de 10KvA a una tensión primaria de 13.8 Kv, como se muestra en la gráfica 7, la curva del fusible 0.2SF se ajusta perfectamente entre las curvas del transformador, a su vez también observamos que un fusible tipo 1T, deja de proteger al transformador a partir de 2.7A.

2.6.2 Coordinación entre fusibles.

La coordinación entre fusibles se efectúa en cascada, si las curvas de los fusibles a coordinar se sobreponen, se considera que no existe coordinación.

2.6.3 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES T Y SLOW-FAST.

Para que exista coordinación entre estos dos tipos de fusibles, el fusible T siempre debe ubicarse aguas arriba.

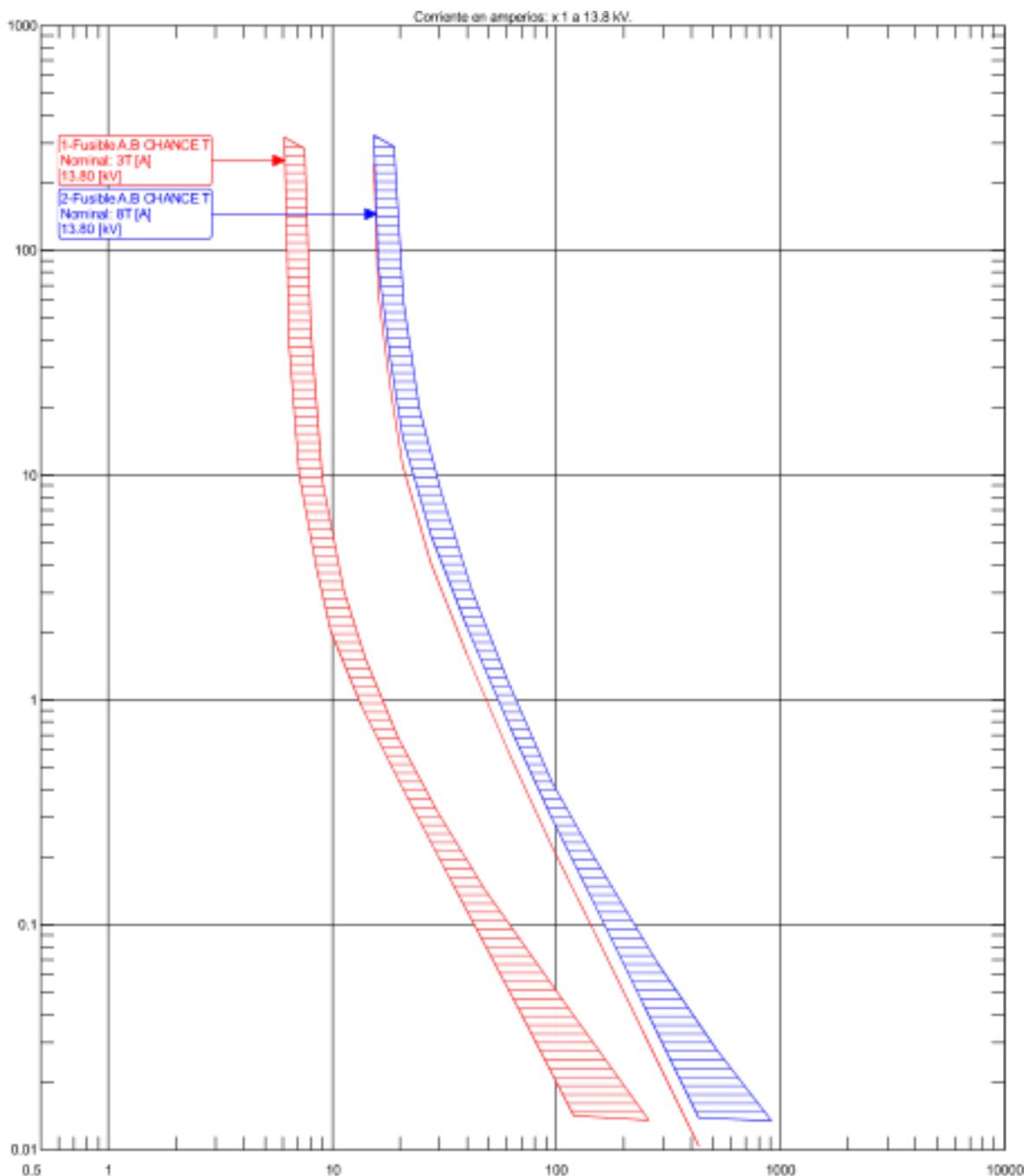


GRÁFICA 4: Coordinación entre un fusible 3.1SF Y un 10T

En la gráfica 8 se observa la coordinación entre un fusible 3.1SF y un 10T, la línea roja representa el límite de corriente hasta la cual coordinan estos fusibles es decir 21A.

2.6.3.1 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES TIPO T.

De igual manera se deben ubicar en cascada en función de su capacidad es decir de mayor a menor. Mantenemos el criterio de sobreposición mencionado anteriormente, es por ello que si los dos fusibles son de un mismo valor no existirá coordinación.



GRÁFICA 9: Coordinación entre fusibles tipo T

En la gráfica 9 observamos la coordinación entre un fusible tipo 3T y 8T, misma que tiene un límite de hasta 265A.

2.6.4 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES TIPO T Y CONDUCTORES

Los fusibles tipo T se seleccionarán para proteger el conductor en las derivaciones y debe cumplir las siguientes condiciones:

- La corriente de fusión del fusible, debe ser menor a la corriente máxima que soporta el conductor.
- La corriente de fusión del fusible, debe ser mayor a la corriente de carga fría.

Para mayor comprensión se ha planteado los siguientes ejemplos:

Si seleccionamos un fusible 100T cuya I_f es de 196.91A para proteger una derivación cuyo conductor es 2AWG con una corriente máxima de conducción de 180A, no existirá coordinación y por ende se fundirá el conductor ante una falla que supere el valor máximo de conducción del conductor.

Una derivación construida con conductor 2AWG, se encuentra protegida con un fusible 10T cuya I_f es de 19.63A, luego de una desconexión se produce una ICF de 25A, evidentemente el fusible operara erróneamente fundiéndose ante esta condición transitoria.

CAPÍTULO III

3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Por las características del problema planteado, tomando en cuenta que se realizarán vistas técnicas con el objetivo de conocer el estado actual de la subestación, se seleccionará tanto la investigación tecnológica como la descriptiva ya que se ajustan de mejor manera a nuestras necesidades.

3.1.1 INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA

Este tipo de investigación sustentará la aplicación del conocimiento científico y tecnológico en la modelación de coordinación de protecciones para la subestación San Vicente.

3.1.2 INVESTIGACIÓN DESCRIPTIVA.

Mediante este tipo de investigación se identificará y determinará las características de los dispositivos de protección, facilitando así su selección, de igual manera se localizarán la troncal y sus derivaciones a lo largo de los alimentadores.

3.2 MÉTODOS

3.2.1 MÉTODO DEDUCTIVO

Este método se caracteriza por pasar de lo general a lo particular, lo cual contribuirá a estructurar el presente trabajo de investigación en función de la información obtenida, metodologías, procedimientos y normas.

3.2.2 MÉTODO INDUCTIVO

Este método nos permitirá observar las particularidades que generan los altos índices de desconexiones, obteniendo conclusiones basadas en el método anterior y facilitando la formulación de una hipótesis.

3.2.3 MÉTODO ANALÍTICO SINTÉTICO.

Este método nos permitirá realizar un estudio profundo del comportamiento de los elementos físicos e intangibles que conforman el sistema en condiciones normales y anormales, permitiéndola obtención tanto de conclusiones como de resultados

3.2.4 INSTRUMENTOS

La información verbal y documental será proporcionada por la Dirección de Planificación de EMELNORTE.

3.3 POBLACIÓN

La investigación, así como la coordinación de protecciones se realizará a lo largo de los alimentadores de la subestación San Vicente, los mismos que se encuentran en servicio dentro de la ciudad de Otavalo y cubren las comunidades de Chical, Bajo Pucara de Velásquez, Cubilche, San Juan de Ilumán, Cuicocha, Quiroga, Muraspungo, Chontal y comunidades aledañas a Intag.

CAPÍTULO IV

4 PROPUESTA

4.1 TÍTULO DE LA PROPUESTA.

“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)”.

4.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En el área de influencia de la Sub estación “San Vicente” se presenta un alto índice de desconexiones (Ver Tabla 5), debido a cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas sobre todo por la extensión del alimentador tres, lo cual afecta a la continuidad del servicio de los abonados y el prestigio de la empresa distribuidora.

TABLA 5: Indices de desconexiones

ALIMENTADOR	COD.	FMIK	LIMITE FMIK	TTIK	LIMITE TTIK
0401 (San Vicente Alimentador 1)	401	6,50	5	7,87	10
0402 (San Vicente Alimentador 2)	402	13,32	5	13,08	10
0403 (San Vicente Alimentador 3)	403	13,13	5	11,06	10
0404 (San Vicente Alimentador 4)	404	14,29	5	15,47	10

Fuente: Tomado de EMELNORTE SA.

En la tabla 5 se observa como los límites correspondientes a la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) son superados en todos los alimentadores.

El alimentador tres comprende 65Km en su troncal, por tanto, dicha distancia ocasiona que, en la derivación más alejada, las corrientes de cortocircuito disminuyan hasta 60A, por lo cual el segundo reconectador no tiene la capacidad de censar las fallas en las áreas más distantes del mismo, con los actuales ajustes.

El presente estudio mejorará la calidad y continuidad del servicio eléctrico, y permitirá adicionalmente la homologación de fusibles a lo largo de los alimentadores, lo cual contribuirá a evitar posibles sanciones a la empresa, y reducirá el tiempo de respuesta de los trabajadores ante una eventual desconexión.

4.3 FUNDAMENTACIÓN DE LA PROPUESTA.

Mitigar el efecto de las fallas en la red de distribución, mediante una eficiente coordinación de protecciones que cumpla eficientemente con los criterios de selectividad y permita disminuir el tiempo de desconexión.

4.4 OBJETIVOS

4.4.1 OBJETIVO GENERAL.

Disminuir el elevado índice de desconexiones en la subestación San Vicente

4.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Realizar un estudio de coordinación de protecciones para los cinco alimentadores primarios de la subestación San Vicente.
- Homologar los fusibles, para las derivaciones primarias, secundarias, terciarias y cuaternarias de existir
- Mitigar los efectos de las fallas en la red de distribución, mediante una adecuada coordinación de protecciones.
- Realizar un estudio técnico económico de la implementación del sistema de coordinación de protecciones.

4.5 UBICACIÓN SECTORIAL Y FÍSICA

El proyecto se realizó en la provincia de Imbabura en los cantones Ibarra y Otavalo en este último es el lugar donde se encuentra la subestación San Vicente.

4.6 DESARROLLO DE LA PROPUESTA.

Para la coordinación de los equipos de protección y protecciones en los alimentadores uno, dos y cuatro se utilizó la metodología efectuada en el alimentador tres misma que se detalla a continuación.

4.6.1 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 3.

4.6.1.1 AJUSTE DE RELÉS.

Es importante mencionar que los ajustes tanto del relé general como de los relés en los alimentadores se establecieron mediante un estudio previo por parte de EMELNORTE S.A, dichos relés son de sobrecorriente con curvas de tiempo inverso, marca Schneider tipo SEPAM, el ajuste del DIAL se encuentra bajo norma IEC.

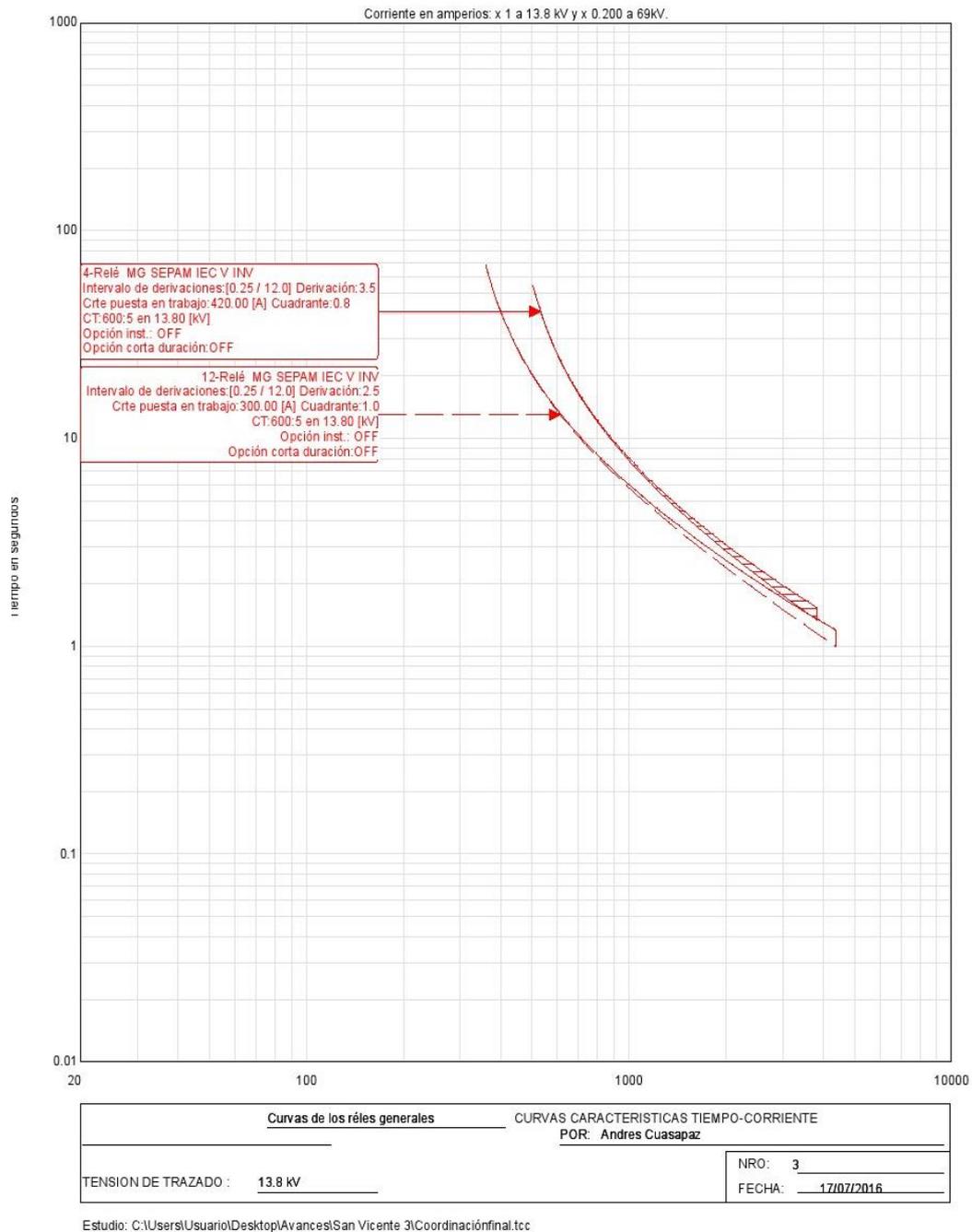
4.6.1.2 AJUSTE DE LOS RELÉS GENERALAS 51 Y 51N.

Los relés generales utilizan una curva muy inversa, la cual se ajusta de mejor manera a las curvas de daño y magnetización del transformador.

Los ajustes de los mismos se detallan en la tabla N^o 6, los cuales permiten un mayor margen de coordinación de equipos de protección y protecciones aguas abajo.

TABLA 6: Ajustes para la configuración de los relés generales 51 y 51N

Subestación	Protección	Voltaje(Kv)	Marca	Tipo	RTC Protección	Línea	Tap	Dial	Corriente de cortocircuito máxima
San Vicente	GENERAL	13.8	SHNEIDER	SEPAM	600/5	Fase	3,5	0,8	3820
						Neutro	3	1	4380



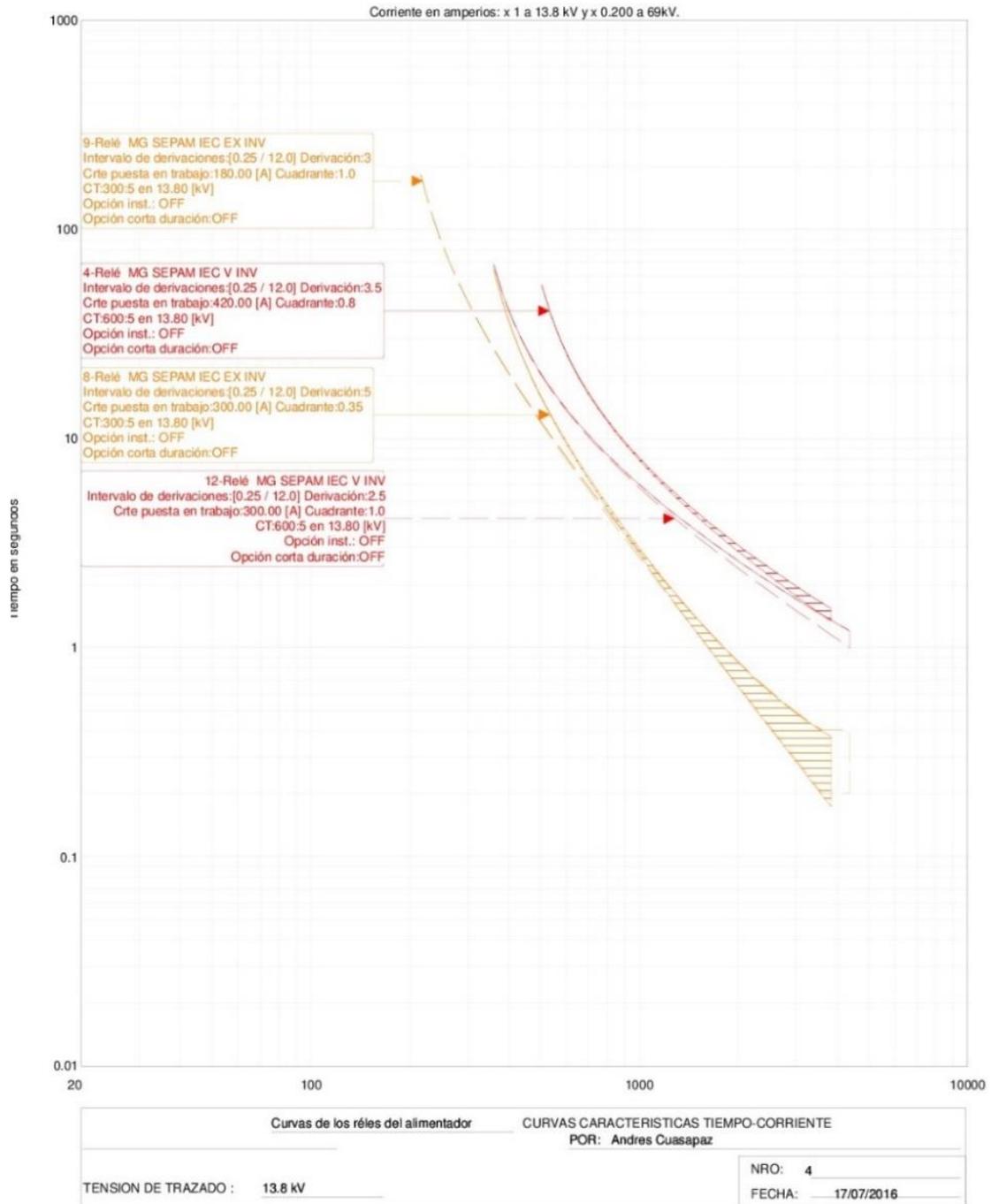
GRÁFICA 10: Curvas de los relés generales

4.6.1.3 Ajustes de los relés de protección 51 y 51N

Los relés de los alimentadores utilizan curvas extremadamente inversas, dichas curvas no deben cruzarse con las curvas de los relés generales, para que exista una coordinación entre los mismo

TABLA 7: Ajustes para la configuración de los relés 51 y 51N en el alimentador 3

Subestación	Protección	Voltaje(Kv)	Marca	Tipo	RTC Protección	Línea	Tap	Dial	Corriente de cortocircuito máxima
San Vicente	C3	13,8	SHNEIDER	SEPAM	300/5	Fase	5	0,6	3820
						Neutro	3	1	4380



GRÁFICA 11: Curva de los relés del alimentador 3

Debido a la extensión del alimentador tres, las curvas de los relés del mismo se encuentran en el límite permisible de distancia con respecto a las curvas de los relés generales, con la finalidad de aumentar el margen de coordinación tanto con reconectores como con fusibles.

4.6.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Previo al proceso de coordinación se ingresaron al programa CYMDIST las impedancias equivalentes de la Subestación (Ver tabla 8) y la demanda de cada alimentador con lo cual, se obtuvieron los siguientes datos:

- Corrientes de cortocircuito en los transformadores, reconectores y arranques de las derivaciones.
- Flujos de carga con lo cual se realizó la aproximación para el análisis de ICF (corriente de carga fría).

TABLA 8: Impedancias equivalentes de la Subestación San Vicente

Z	R	X
Z0	0	1,472
Z1	0,274	2,371
Z2	0,273	2,366

Tomada de EMELNORTE

TABLA 9: Demandas del alimentador 3

Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)
126,9324	155,677	158,1387
Fp		
99,0256	98,4855	97,6383
Vab (p.u)	Vbc (p.u)	Vca (p.u)
0,931169	0,932265	0,947026

Posteriormente se identificaron las posibles derivaciones primarias, secundarias, terciarias y cuaternarias, tomando en cuenta la sensibilidad de los relés y reconectores en las áreas más distantes.

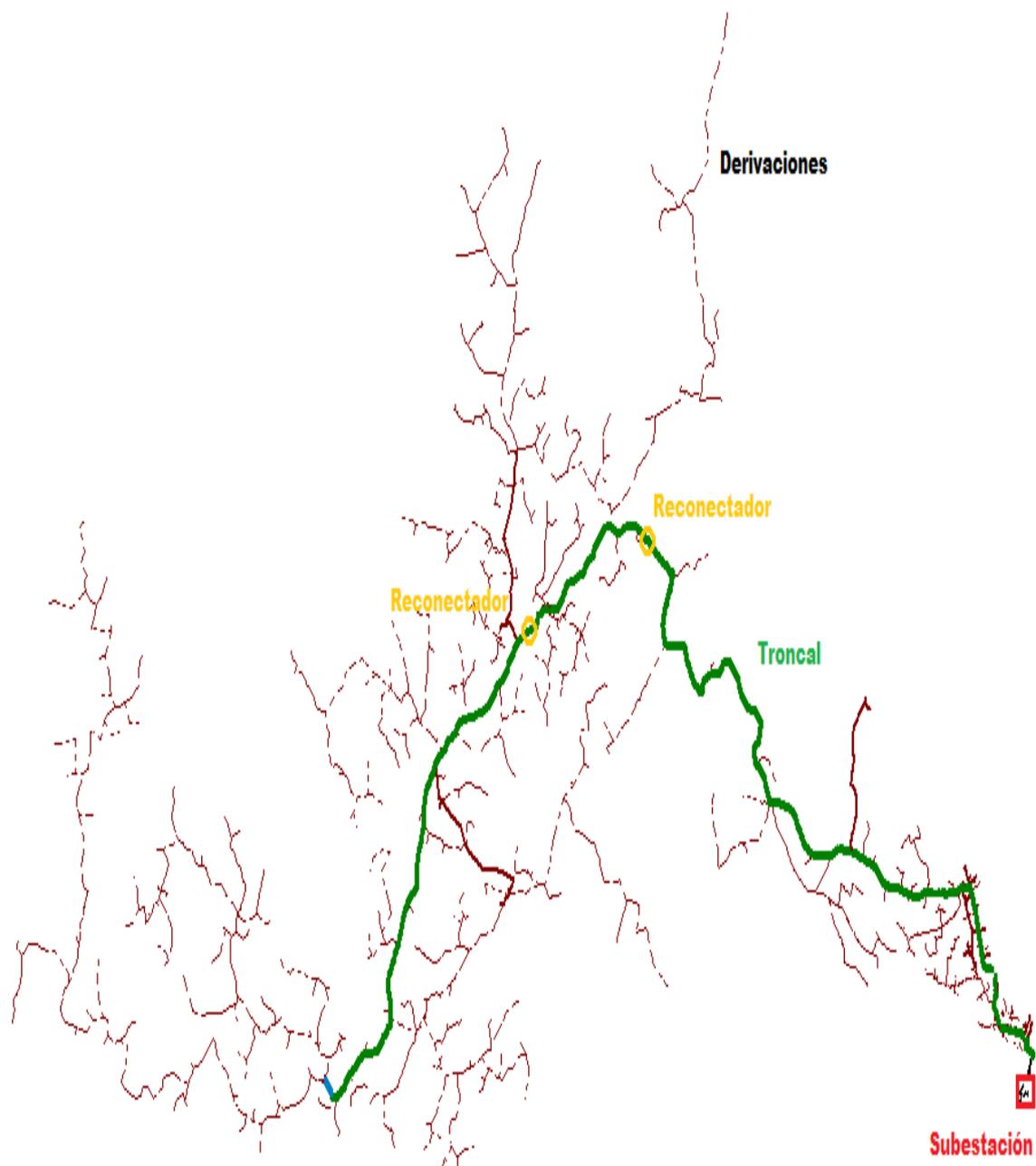
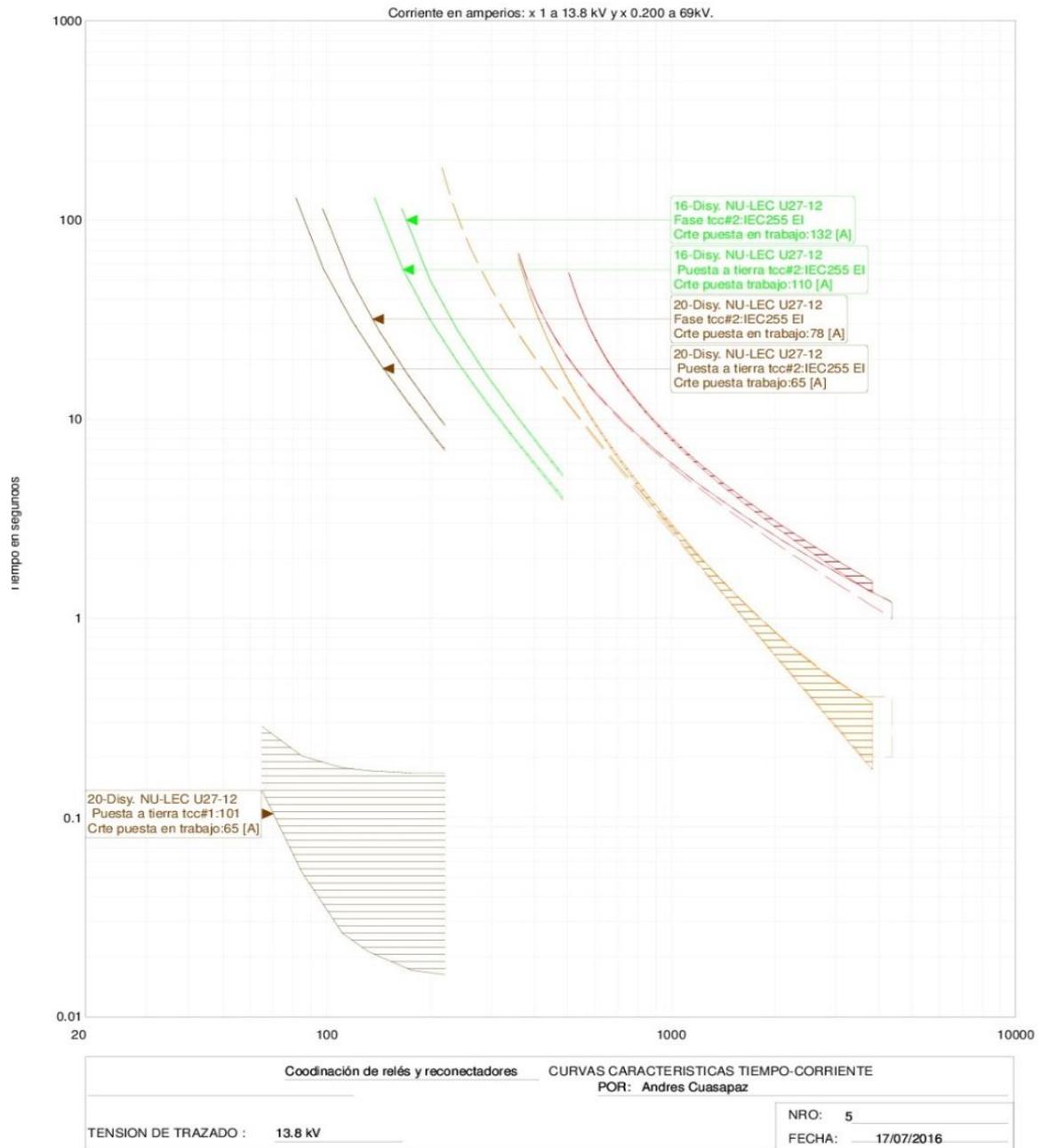


FIGURA 7: Topología del alimentador 3

4.6.2.1 Coordinación entre relés, reconectores.

Para realizar la coordinación de reconectores se ha tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las curvas de los reconectores no deben interferir con las curvas de los relés aguas arriba.
- Debido a que el presente trabajo se ha realizado bajo normas IEC el límite de ajuste del dial es 0,05 hasta 1,00.
- El ajuste debe ser capaz de censar las corrientes de cortocircuito, en las áreas más alejadas correspondientes a su zona de protección.
- Únicamente se debe activar la curva rápida en el último reconector, con el objetivo de que los reconectores aguas arriba actúen como interruptores
- La curva rápida en el último reconector debe dar la oportunidad a las fallas de ser transitorias y evitar que las fusibles aguas abajo actúen.
- Las curvas de los fusibles en el último reconector, preferiblemente no deben entrar en el área de protección de la curva rápida



GRÁFICA 12: Coordinación entre reconectores y relés

TABLA 10: Ajustes en los reconectores del alimentador tres

Alimentador	Nº de reconectores	Tipo	Voltaje(Kv)	Corriente fase	Corriente tierra	Curva rápida activada	Corriente de cortocircuito máxima (A)	Dial
C3	R1	Electrónico	13,8	132	110	NO	485	Fase:0,8
								Tierra:0,9
	R2	Electrónico	13,8	78	65	SI	220	Fase:0,8
								Tierra:0,9

4.6.2.1.1 AJUSTES DE LOS RECONECTADORES.

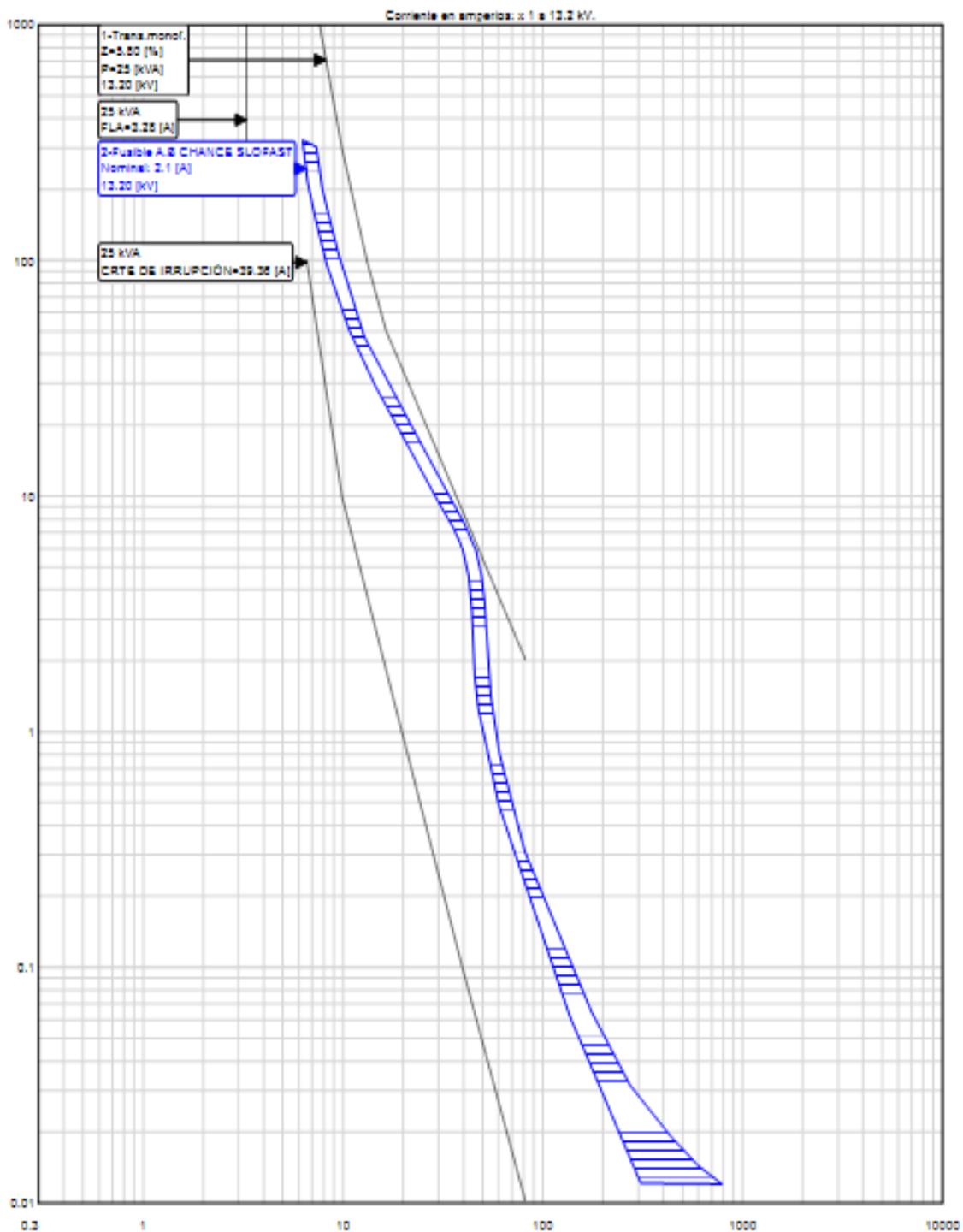
En la tabla N^o10 se detallan los ajustes correspondientes a los reconectores del alimentador tres.

La corriente de fase se ha considerado en 180 A en los alimentadores uno, dos y cuatro por la razón de que esta corriente es la máxima que soporta el conductor 2 AWG que es el menor calibre del que está construido el neutro de la mayor parte de los alimentadores, dicha corriente se ha disminuido en un 20% para la corriente a tierra con la finalidad de tener un mayor margen de coordinación, sin embargo, en el alimentador tres se han disminuido las corrientes con la finalidad de aumentar la sensibilidad en su último reconector.

4.6.2.2 SELECCIÓN DE FUSIBLES EN LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores de distribución serán protegidos con fusibles SF, debido a que las curvas de dicho fusible se ajustan de mejor manera entre la curva de magnetización como de daño del transformador, a su vez cumplimos con la homologación de fusibles.

Si las curvas del fusible están bajo la curva de magnetización del transformador, el fusible se fundirá ante fallas transitorias, a su vez si sobrepasan la curva de daño el transformador, el fusible no protegerá al transformador ante una falla y se quemará de igual manera se tomó en cuenta cumplir con $ICF < IF$.



GRÁFICA 13: Coordinación de un fusible SF con el transformador

En la gráfica N^o 13 podemos observar como un fusible SF 2.1 cumple con los criterios de coordinación con las curvas de un transformador monofásico de 25kVA, estos valores pueden ser verificados en la tabla 5.

Producto de un estudio previo por parte de EMELNORTE S.A se obtuvo la tabla 11 donde podemos seleccionar el fusible en función de la potencia y el voltaje primario del transformador.

TABLA 11: Fusibles que protegen y no protegen a los transformadores de distribución con distintos niveles de tensión

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

* No protege al transformador para corrientes de sobre carga.

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

Nota: Tomada de (Estudio de Protecciones EMELNORTE.)

4.6.2.3 Coordinación entre el fusible tipo T y SF.

En función de la corriente de cortocircuito y el fusible SF en el transformador, se seleccionará el fusible tipo T, mismo que será ubicado en el arranque de las derivaciones. Se debe considerar que las curvas del fusible tipo T deben estar sobre las curvas del fusible SF.

La selección del fusible tipo T se realiza mediante la utilización de la tabla N° 12.

TABLA 12: Corrientes de cortocircuito máxima

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

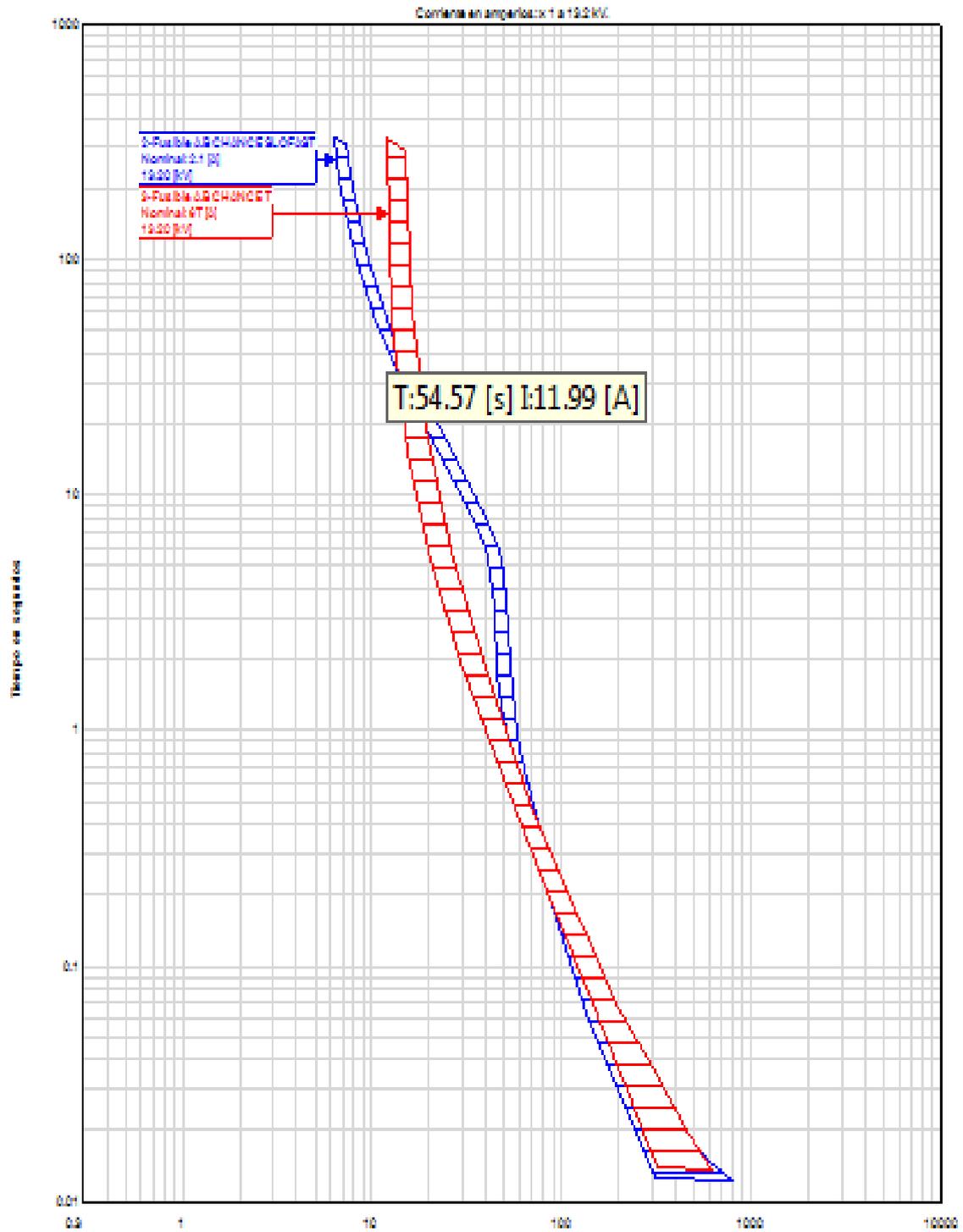
Fuente: Tomada de (Estudio de Protecciones EMELNORTE.)

Como ejemplo proponemos un transformador monofásico de 15kVA protegido con un fusible SF 1.0 acorde a la tabla 11, con una corriente de cortocircuito de 2125A.

Proceso de coordinación:

- Nos ubicamos en el fusible SF 1.0 y ubicamos en la fila correspondiente una corriente igual o superior a 2125
- Observamos que para dicho valor como mínimo es necesario un fusible 40T ya que coordina con el fusible SF 1.0 hasta 2765A.

En la gráfica N° 12 se observa que un fusible SF 2.1 coordina con un fusible T a partir de una corriente de 12.



GRÁFICA 14: Coordinación de un fusible SF y un T

En la gráfica N° 14 se observa que un fusible SF 2.1 coordina con un fusible T a partir de una corriente de 12A

4.6.2.4 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES TIPO T.

Los fusibles tipo T se encargan de proteger las derivaciones ya sean primarias secundarias terciarias o cuaternarias, han sido ubicados en el arranque de las mismas, cabe recalcar que la troncal debe estar libre de fusibles como también que todo el circuito debe ser homologado.

El análisis para la selección de los fusibles tipo T se realizó tomando en cuenta las corrientes de cortocircuito en las derivaciones y transformadores ubicados en las mismas, debido a que dichas corrientes aumentan en relación a la cercanía del alimentador.

Las curvas de los fusibles T seleccionados, no deben toparse entre sí, con ayuda de la tabla 13, se puede verificar las corrientes de cortocircuito máximas a las cuales es posible efectuar la coordinación.

TABLA 13: Corrientes de cortocircuito máximas para fusibles T

Protecting Fuse-Link EEI- NEMA Type "T"	Protected Fuse Links - EEI-NEMA Type "T"														
	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
	Maximum Short - Circuit rms Amperes to which Co-ordination is Possible														
1 } L-M 2 } High 3 } Surge 5 } Links	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
6T	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
8T	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10T	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12T	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15T	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20T	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25T	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200
40T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200
50T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200
65T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200
80T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200
100T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800
140T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

Fuente: Tomada de (Estudio de Protecciones EMELNORTE.)

4.6.2.4.1 PRIMER ANÁLISIS

El primer análisis se realizó hasta el primer reconectador, en la derivación primaria, se consideró la corriente de cortocircuito más elevada en el arranque con mayor proximidad a la subestación misma que es de 2941A, por tanto, se seleccionó el fusible 80T.

La elección del fusible para derivaciones secundarias, tomó en cuenta una corriente de cortocircuito de 2754A la cual se detectó mediante el programa CYMDIST en un transformador de 10KVA, monofásico protegido con un fusible SF 1.0 dicha corriente es la más elevada considerando el parámetro de mayor cercanía a la subestación, por tanto, se seleccionó el fusible 40T, ya que coordina con el SF 1.0 hasta 2765A y con el 80T hasta 3700A.

Para las derivaciones terciarias se siguió el mismo procedimiento antes descrito obteniendo una corriente de cortocircuito de 1237A en un transformador de 10kVA protegido con un fusible SF 0,7 se seleccionó un fusible de 20T ya que coordina con el fusible SF 0,7 hasta 1270A, y a su vez coordina con el fusible 40T hasta 2000A.

Dichos valores para la coordinación pueden ser corroborados en las tablas 12 y 13 proporcionadas por EMELNORTE.

Para obtener una ICF más real se realizó un flujo de carga con los datos proporcionados en la tabla N^o 9 en el arranque de las derivaciones con mayor carga, dicho valor se multiplico por cuatro, en las derivaciones donde no se registraron corrientes, se procedió a aplicar la siguiente formula:

$$ICF= 4 \times \sum IN$$

Donde:

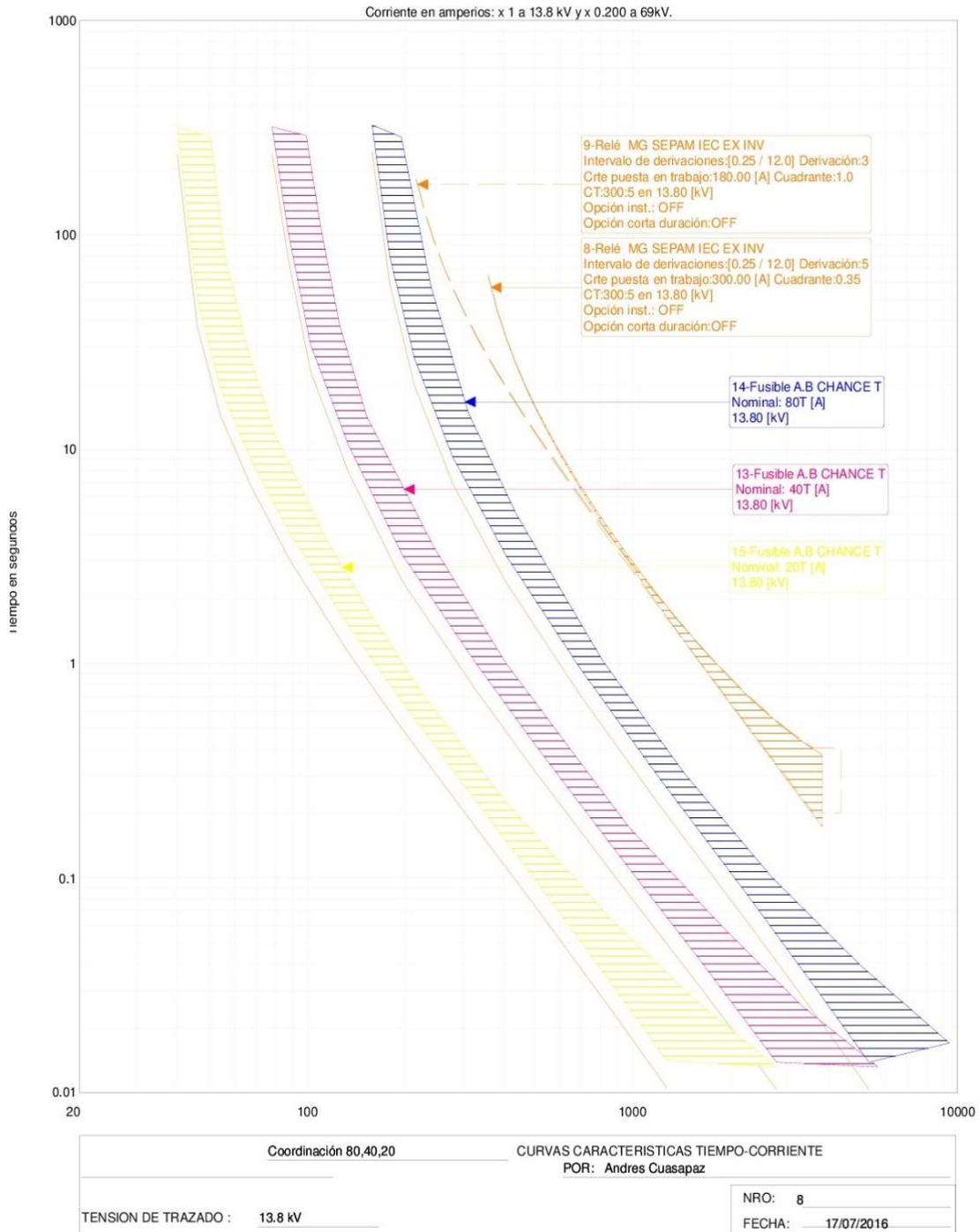
ICF= Corriente de carga fría

$\sum IN$ = Sumatoria de las corrientes nominales de los transformadores en la derivació

Para verificar si cumplimos con $ICF < IF$, verificamos IF en la tabla 3

TABLA 14: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	2941	110	158.2	80T	SI
Secundaria	2754	21,2	78.2	40T	SI
Terciaria	1237	2,4	39,9	20T	SI



GRÁFICA 15: Coordinación de fusibles 80.40 y 20T

4.6.2.4.2 SEGUNDO ANÁLISIS

Parte desde el primer reconectador hasta el último reconectador, una vez realizados los ajustes (Ver tabla N°15) se procedió a realizar la coordinación bajo la curva lenta del mismo, se realiza el mismo proceso descrito en el primer análisis donde se deben considerar las corrientes de cortocircuito, así como la coordinación respectiva entre fusibles.

TABLA 15: Ajustes para el primer reconectador

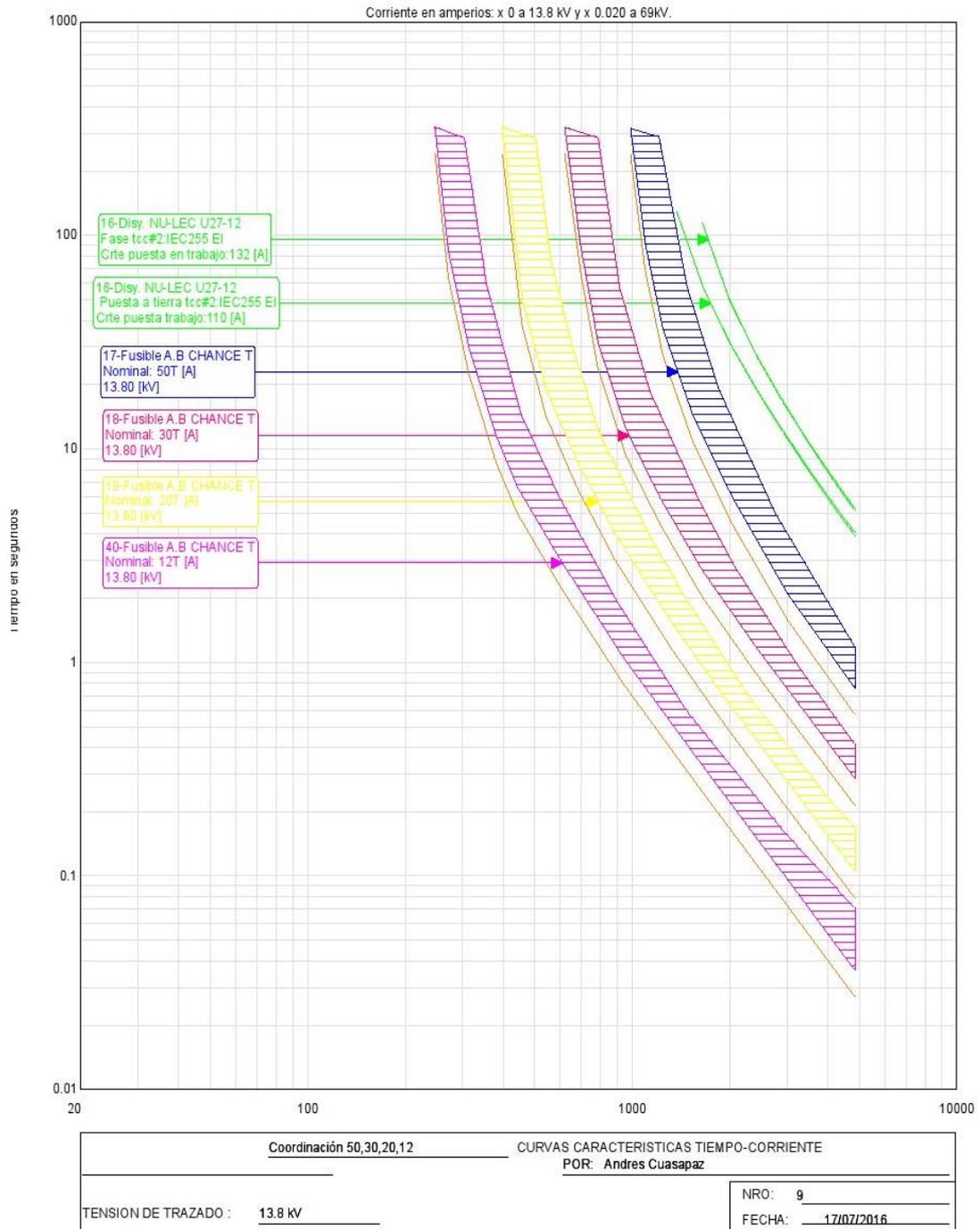
Alimentador	N° de reconectores	Tipo	Voltaje(Kv)	Corriente fase	Corriente tierra	Curva rápida activada	Corriente de cortocircuito máxima (A)	Dial
C3	R1	Electrónico	13,8	132	110	NO	485	Fase:0,8 Tierra:0,9

Como se mencionó anteriormente dicho alimentador es demasiado extenso y tomando en cuenta la sensibilidad del reconectador se plantea la posibilidad de tener derivaciones cuaternarias con la finalidad de aumentar selectividad

TABLA 16: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF	IF	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	323	14,8	125.4	65T	SI
Secundaria	295	11,2	78.2	40T	SI
Terciaria	121	2,89	49.7	25T	SI
Cuaternaria	120	2,89	4,4	12T	SI

En la gráfica 16 podemos observar como en el primer análisis existe coordinación entre los fusibles seleccionados.



GRÁFICA 16: Coordinación de fusibles 65.40,25 y 12T

4.6.2.4.3 TERCER ANÁLISIS

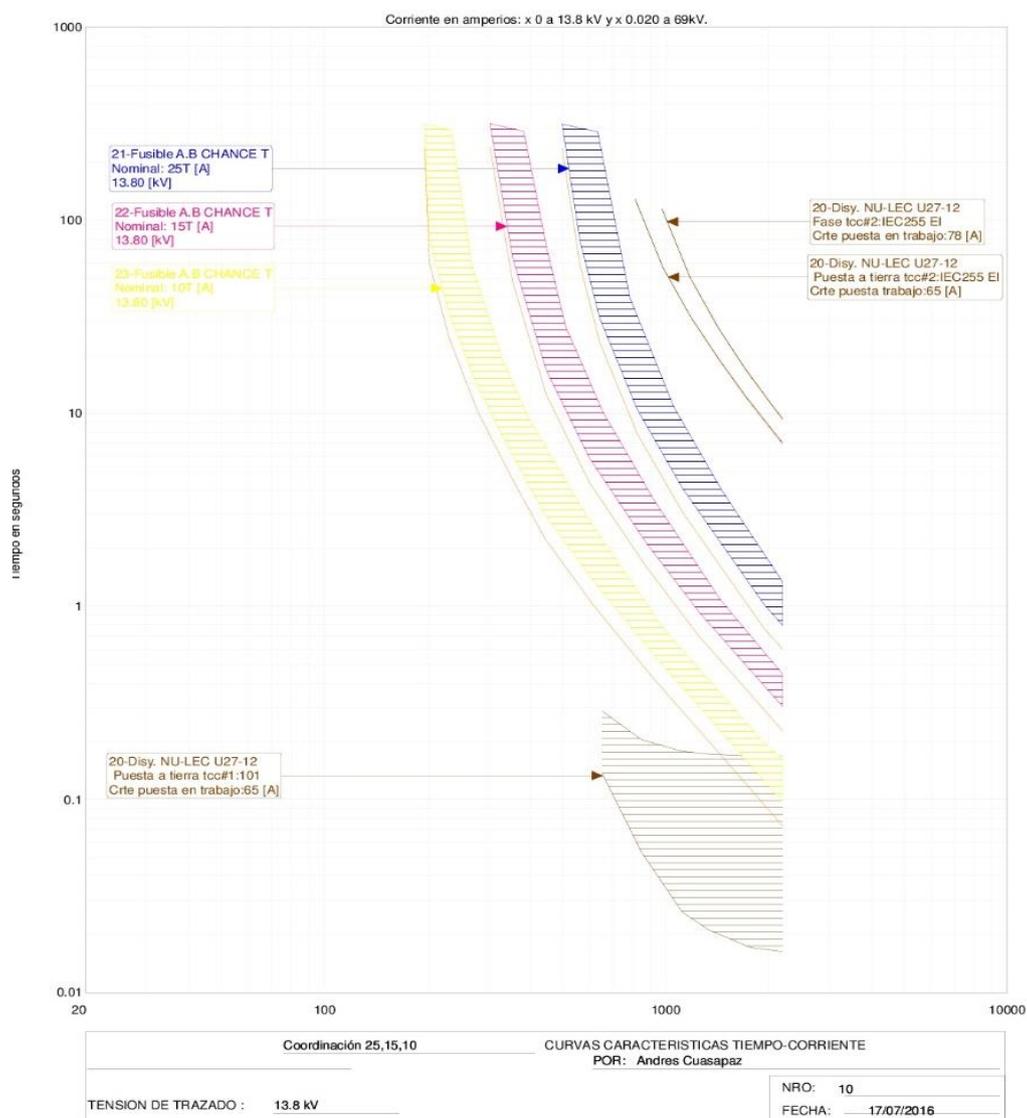
Corresponde al último reconectador hasta el punto más retirado del alimentador, para el análisis y selección de fusibles se mantienen los mismos parámetros y criterios previamente mencionados.

TABLA 17: Ajustes del segundo reconfigurador

Alimentador	Nº de reconfiguradores	Tipo	Voltaje(Kv)	Corriente fase	Corriente tierra	Curva rápida activada	Corriente de cortocircuito máxima (A)	Dial
C3	R2	Electrónico	13,8	78	65	SI	220	Fase:0,8 Tierra:0,9

TABLA 18: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	152	11,2	49.7	25T	SI
Secundaria	149	7,6	30.48	15T	SI
Terciaria	146	0,8	19.63	10T	SI



GRÁFICA 17: Coordinación de fusibles 25.15 y 10T

4.6.3 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 1

El alimentador uno se encuentra brindando servicio dentro de la ciudad de Otavalo su troncal abarca 1,7km aprox.

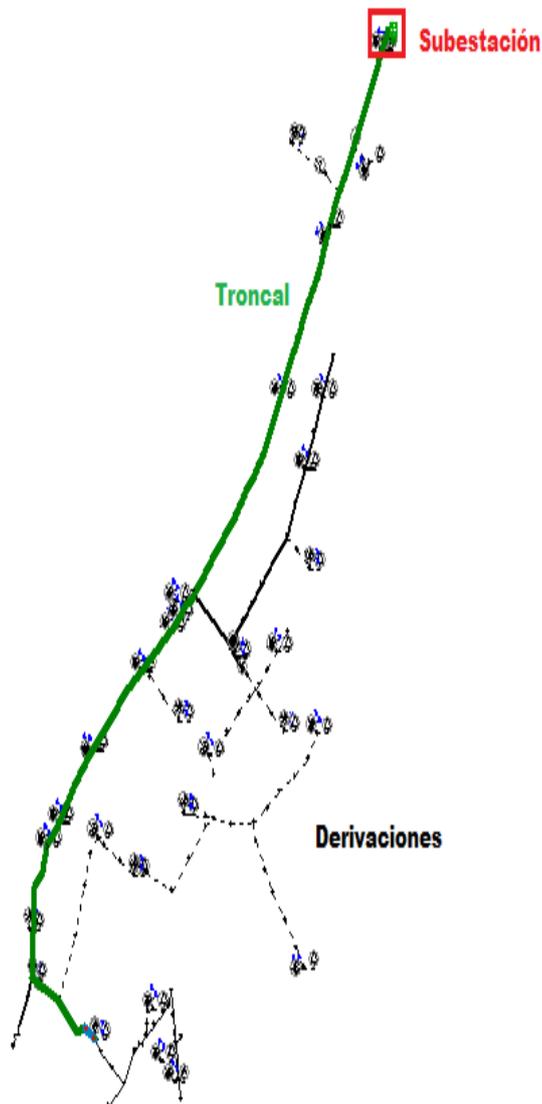


FIGURA 8: Topología del alimentador 1

Los ajustes de los relés en el alimentador se detallan en la tabla N^o 19, este alimentador no cuenta con reconectores debido a que no es demasiado extenso y a que el relé del alimentador puede censar las fallas en los puntos más alejados del mismo, únicamente cuenta con derivaciones primaria y secundaria.

TABLA 19: Ajustes de los relés

Protección	Voltaje(Kv)	Marca	Tipo	RTC Protección	Línea	Tap	Dial	Corriente de cortocircuito máxima
C1	13,8	SHNEIDER	SEPAM	300/5	Fase	3,92	0,6	3820
					Neutro	3	1	4380

En la tabla N^o 20 se detallan los valores de la demanda en la cabecera del alimentador uno para realizar la distribución de carga obteniendo así los flujos de potencia.

TABLA 20: Valores de la demanda del alimentador 1

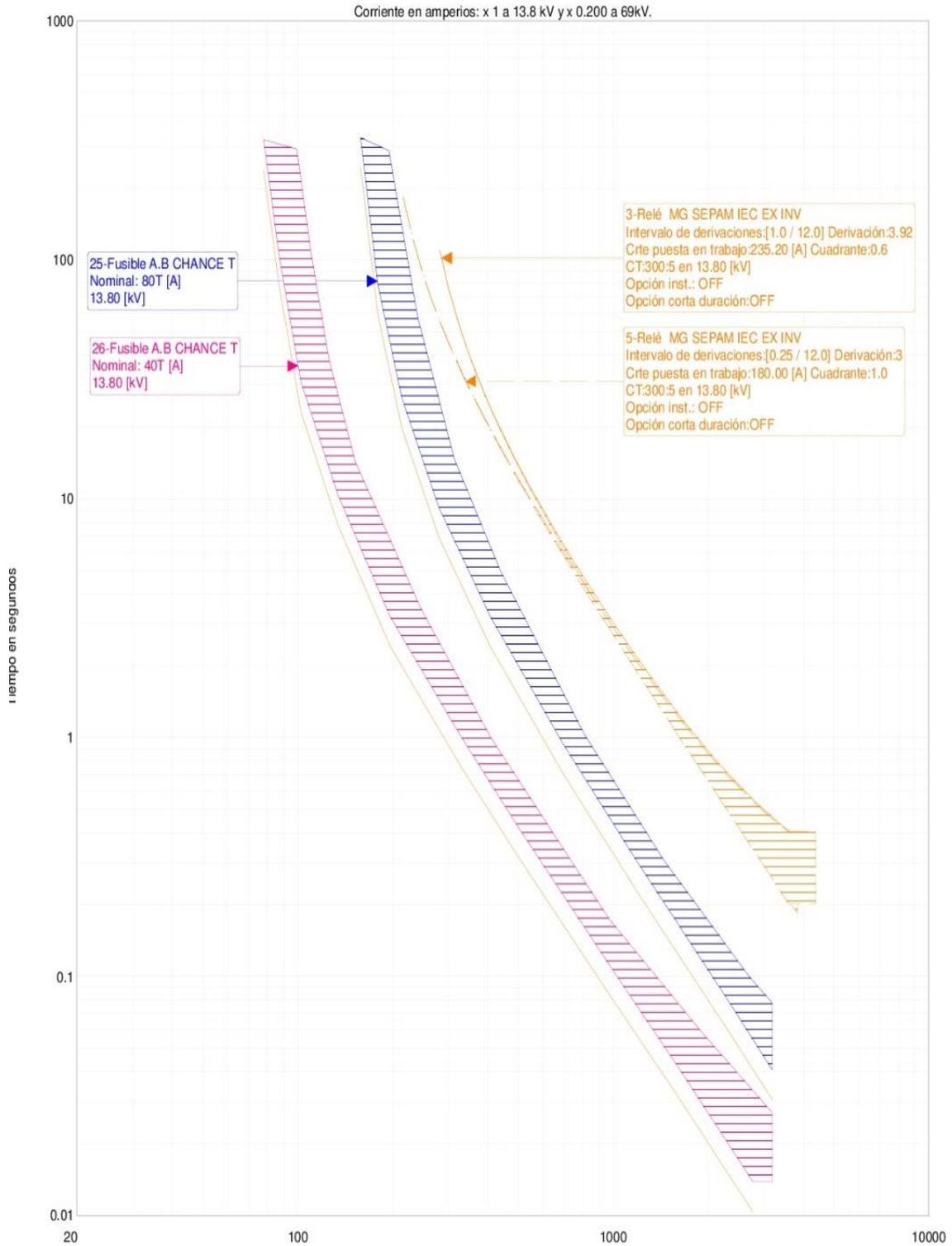
la (A)	lb (A)	lc (A)
8,37267	19,94435	7,164256
Fp		
97,3159	97,548	96,5558
Vab (p.u)	Vbc (p.u)	Vca (p.u)
0,944391	0,944887	0,960835

La coordinación de fusibles se realizó aplicando la metodología usada en el alimentador tres producto de ello se determinó la utilización de los fusibles detallados en la tabla N^o21.

TABLA 21: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	2697		158,2	80T	SI
Secundaria	2632		78,2	40T	SI

En la Grafica N^o 18 podemos observar cómo los fusibles coordinan con el relé del alimentador, cumpliendo con los criterios de coordinación.



Coordinación 80,40		CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE	
		POR: Andres Cuasapaz	
TENSION DE TRAZADO :	13.8 kV	NRO:	10
		FECHA:	17/07/2016

GRÁFICA 18: Coordinación de fusibles 80T y 40T

4.6.4 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 2

El alimentador dos se encuentra brindando servicio dentro de la ciudad de Otavalo y se extiende hasta las poblaciones rurales aledañas como San Juan de Ilumán, San Luis de Agualongo, etc. Su troncal abarca 6,5km aprox.

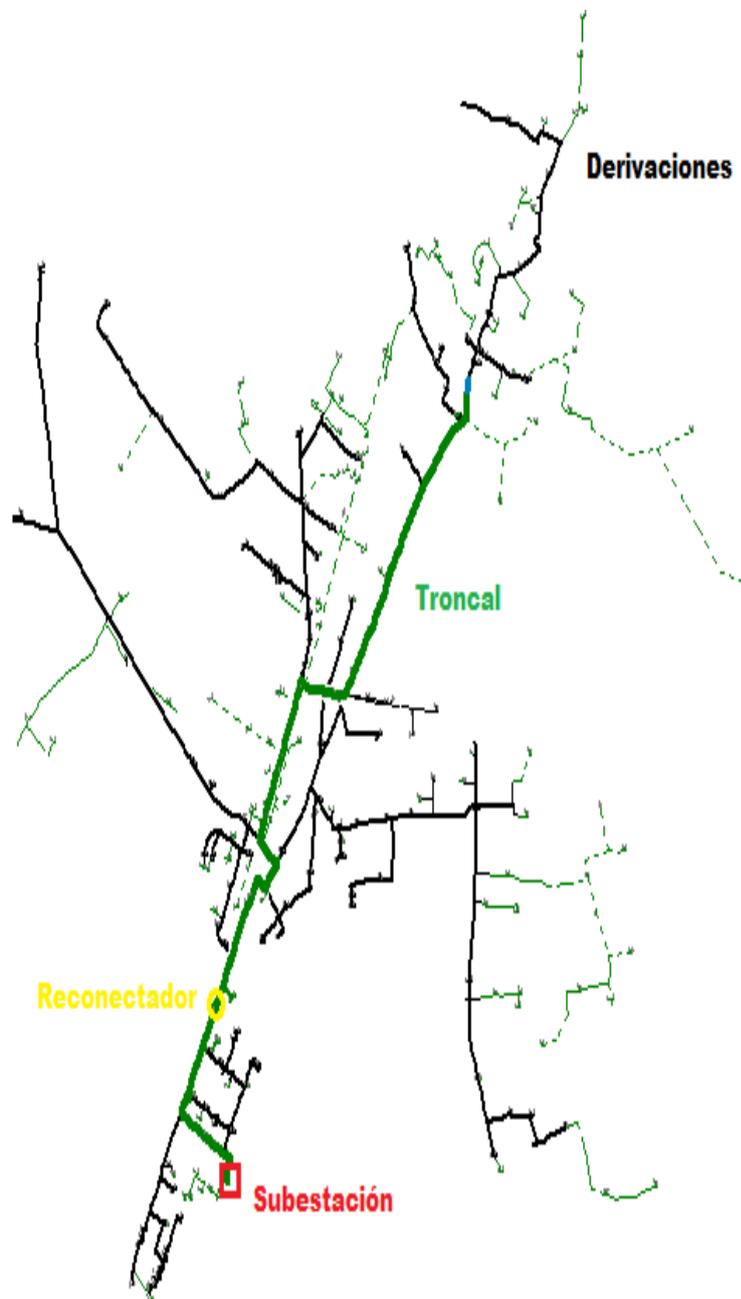


FIGURA 9: Topología del alimentador 2

Este alimentador cuenta con un reconectador cuyos ajustes se detallan en la tabla N° 23.

TABLA 22: Ajustes de los relés en el alimentador

Subestación	Protección	Voltaje(Kv)	Marca	Tipo	RTC Protección	Línea	Tap	Dial	Corriente de cortocircuito máxima
San Vicente	C2	13,8	SHNEIDER	SEPAM	300/5	Fase	3.92	0,6	3820
						Neutro	3	1	4380

TABLA 23: Ajustes de los reconectadores

Alimentador	N° de reconectadores	Tipo	Voltaje(Kv)	Corriente fase	Corriente tierra	Curva rápida activada	Corriente de cortocircuito máxima (A)	Dial
C2	R1	Electrónico	13,8	180	144	NO	2564	Fase:0,7 Tierra:0,9

Los valores de la demanda a nivel de cabecera del alimentador dos se observan en la tabla N° 24.

TABLA 1: Valores de la demanda del alimentador 2

Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)
73,89523	87,81046	65,45747
Fp		
98,1199	97,6807	98,0517
Vab (p.u)	Vbc (p.u)	Vca (p.u)
0,940314	0,939196	0,955359

4.6.4.1 PRIMER ANÁLISIS.

El primer análisis se realizó hasta el reconectador, en la derivación primaria, se consideró la corriente de cortocircuito más elevada en el arranque de mayor proximidad a la subestación misma que es de 3241A, por tanto, se seleccionó el fusible 80T

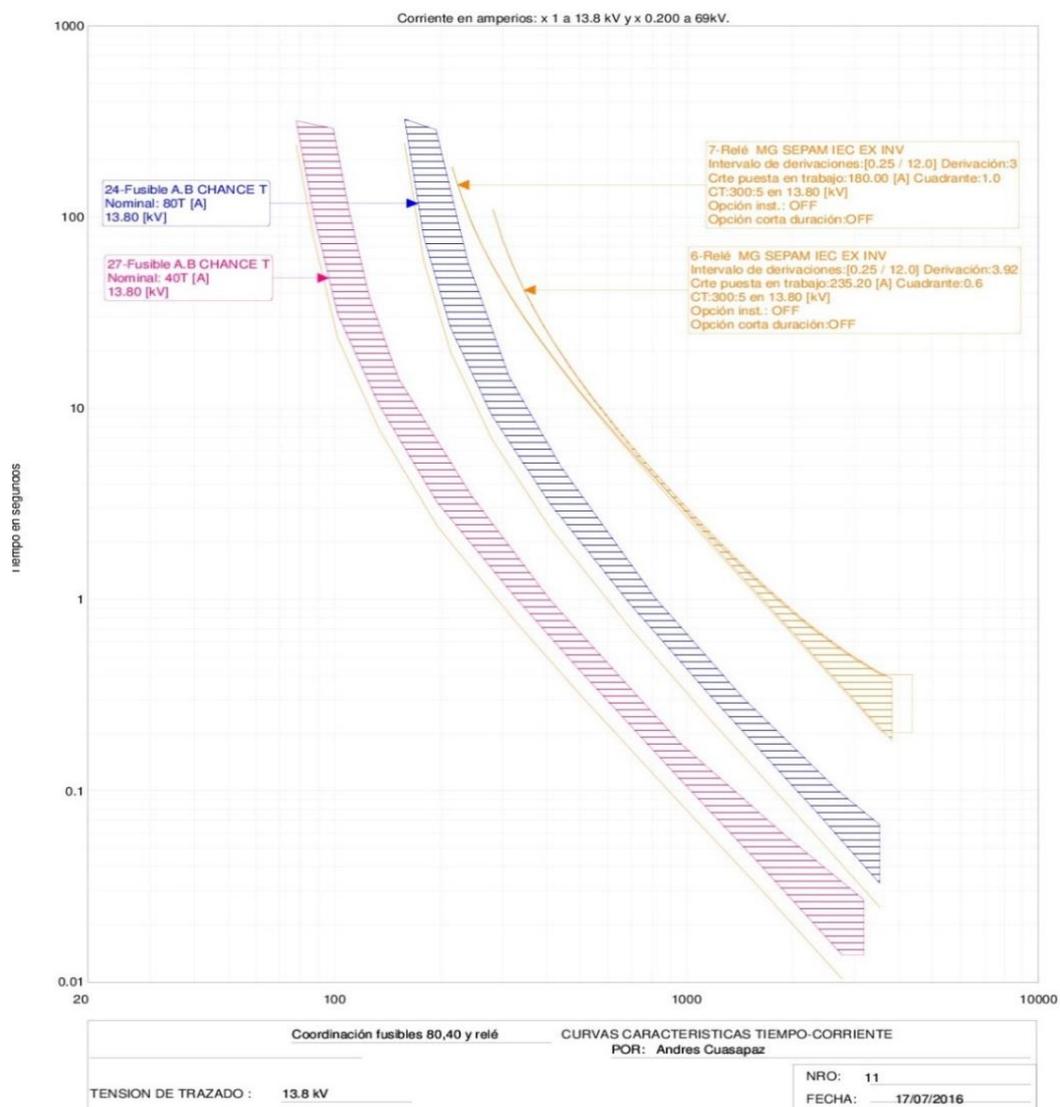
La elección del fusible para derivaciones secundarias, tomó en cuenta una corriente de cortocircuito de 2355A la cual se detectó mediante el programa CYME en un transformador de 50KVA, trifásico protegido con un fusible SF 1.3.

Se seleccionó el fusible 40T ya que coordina con el fusible SF 1,3 hasta 2765A, y a su vez coordina con el fusible 80T hasta 3700A.

Debido a las elevadas corrientes de cortocircuito no es posible considerar derivaciones terciarias y mucho menos cuaternarias. Los fusibles que se plantean se detallan

TABLA 25: Fusibles propuestos

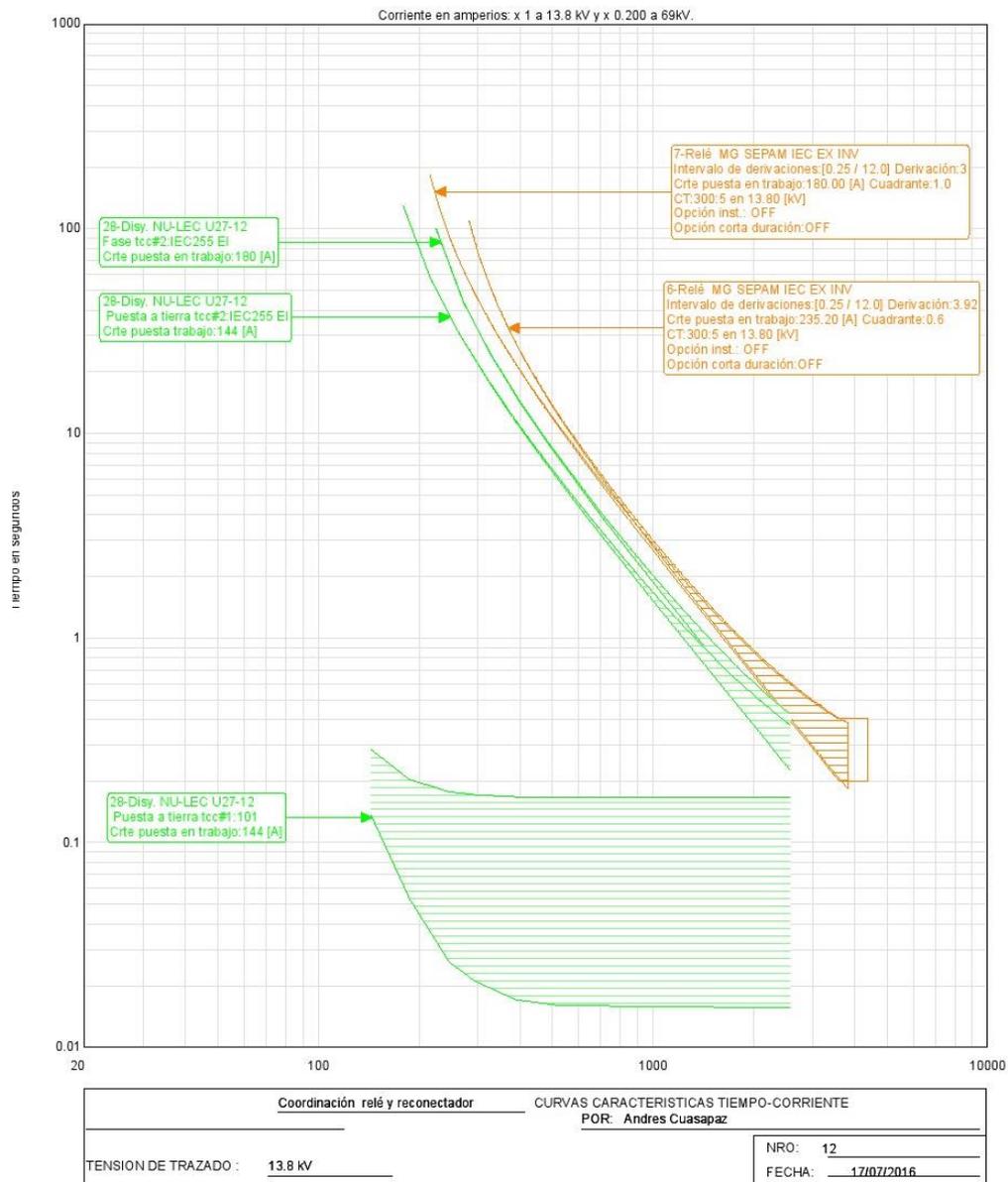
Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	3241		158.2	80T	SI
Secundaria	2355		78.2	40T	SI



GRÁFICA 19: Coordinación de fusibles con el relé

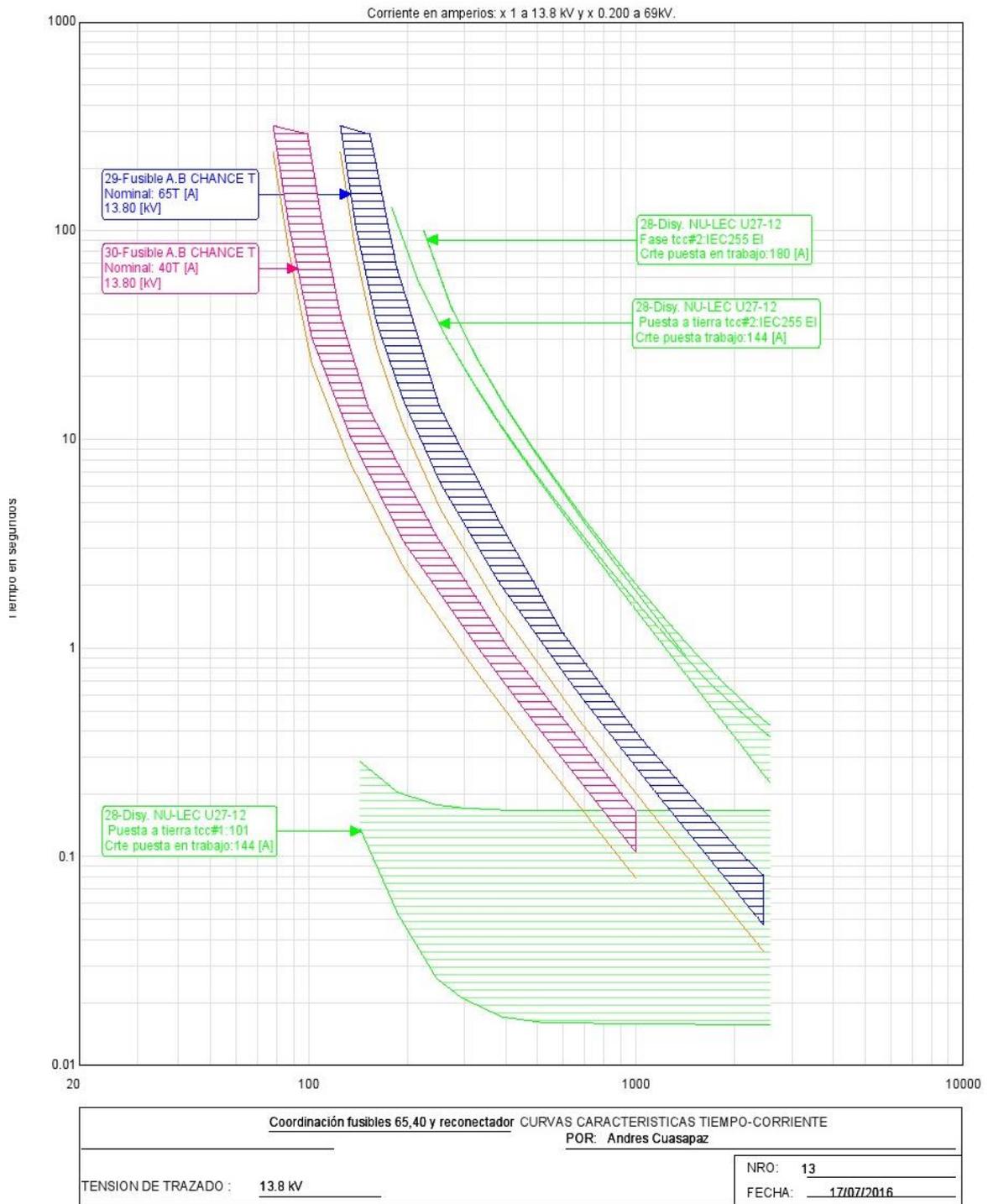
4.6.4.2 SEGUNDO ANÁLISIS.

Tomamos en cuenta las consideraciones en el alimentador tres, realizamos los ajustes del reconnector acorde a la tabla N° 23.



GRÁFICA 20: Coordinación del relé y el reconnector

Como se mencionó con anterioridad las curvas de los fusibles deben estar bajo la curva lenta del reconnector y en lo posible sobre la curva rápida del mismo para que haya una mejor coordinación con el fusible de mayor valor.



GRÁFICA 21: Coordinación de fusibles y el reconector

Debido a las elevadas corrientes y con el objetivo de aumentar la selectividad únicamente se pudo realizar derivaciones secundarias en los tramos con una corriente igual o menor a 1000A, producto de ello se plantean los siguientes fusibles tabla N°26.

TABLA 26: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	2452	60,36	125.4	65T	SI
Secundaria	1000	56,96	78.2	40T	SI

4.6.5 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 4

El alimentador cuatro se extiende a poblaciones rurales como Bajo Pucara de Velázquez, Eugenio Espejo, Cubilche, Casco Valenzuela y las comunidades aledañas a dichas poblaciones, su troncal abarca 15Km aprox.

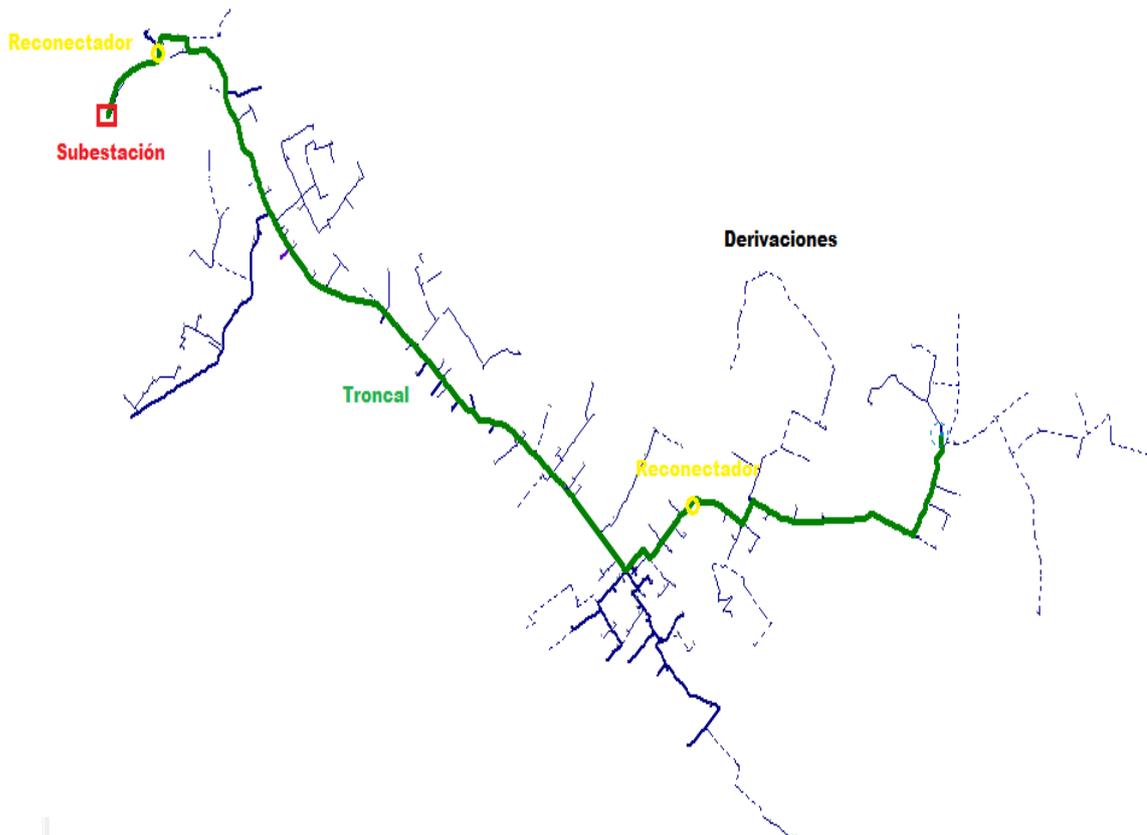


FIGURA 10: Topología del alimentador 4

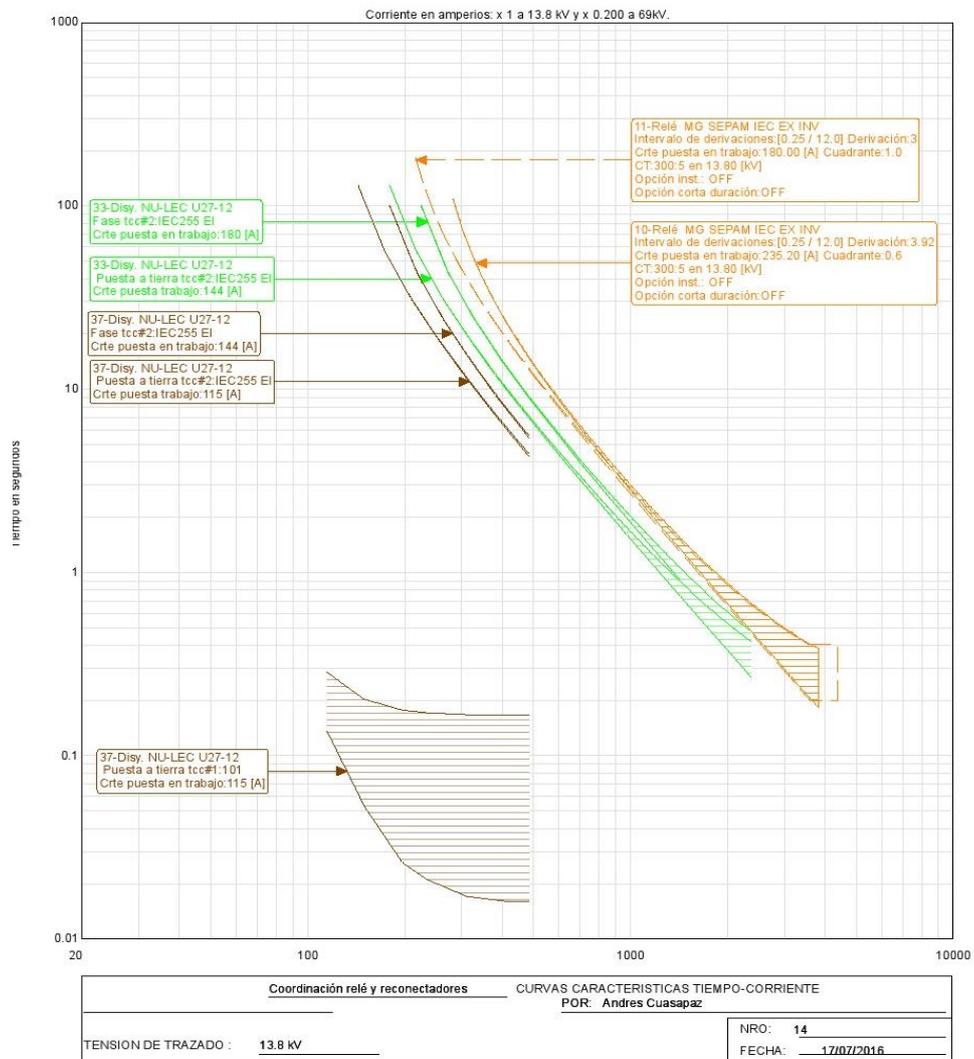
Los ajustes de los relés, así como de los reconectores se observan en la tabla N° 27 y 28 respectivamente, cuenta con derivaciones primaria, secundaria y terciaria.

TABLA 27: Ajustes de los relés del alimentador

Subestación	Protección	Voltaje(Kv)	Marca	Tipo	RTC Protección	Línea	Tap	Dial	Corriente de cortocircuito máxima
San Vicente	C4	13,8	SHNEIDER	SEPAM	300/5	Fase	3.92	0,6	3820
						Neutro	3	1	4380

TABLA 28: Ajustes de los reconectores

Alimentador	Nº de reconectores	Tipo	Voltaje(Kv)	Corriente fase	Corriente tierra	Curva rápida activada	Corriente de cortocircuito máxima (A)	Dial
C4	R1	Electrónico	13,8	180	144	NO	2365	Fase:0,7
								Tierra:0,9
	R2	Electrónico	13,8	144	115	SI	819	Fase:0,7
								Tierra:0,9



GRÁFICA 22: Coordinación del relé y los reconectores

En la gráfica N° 22 se observa la coordinación entre los relés del alimentador y los reconectores ubicados en la troncal del alimentador.

En la tabla 29 se observan los ajustes para obtener la demanda.

TABLA 29: Ajustes para obtener las demandas del alimentador 4

Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)
109,057	90,7896	92,4266
Fp		
96,4266	95,9068	94,8261
Vab (p.u)	Vbc (p.u)	Vca (p.u)
0,93812	0,93888	0,95402

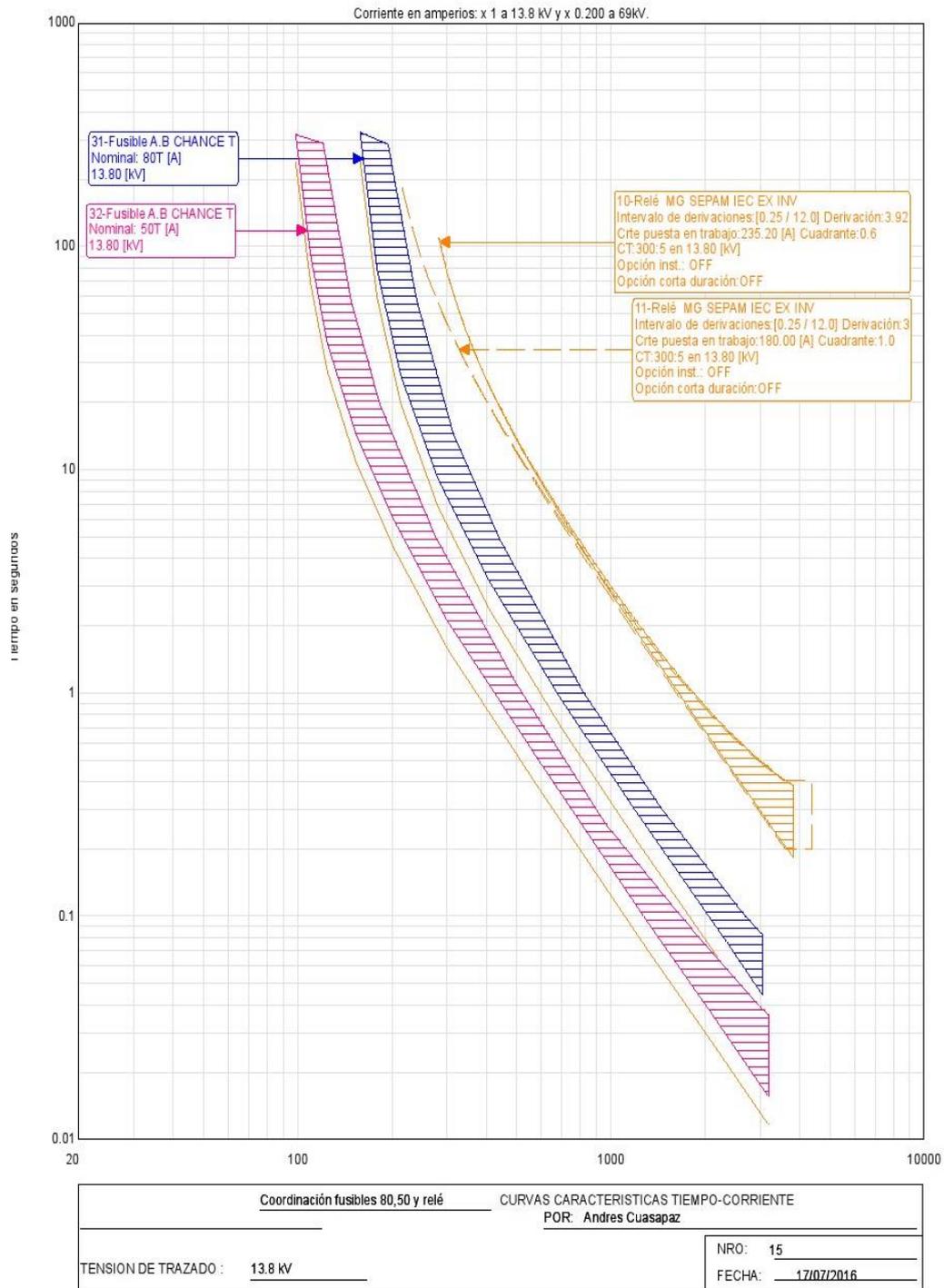
4.6.5.1 PRIMER ANÁLISIS.

La distancia entre el alimentador y el primer reconector es muy corta, teniendo en cuenta aquello y las corrientes, podemos tener únicamente derivaciones primarias, sin embargo, si el objetivo es aumentar la selectividad es posible tener derivaciones secundarias, los fusibles que se plantean se detallan en la tabla N°30.

TABLA 30: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	3041	39,36	158.2	80T	SI
Secundaria	1000	8,76	98.9	50T	SI

En la gráfica 23 podemos observar la coordinación entre el relé y los fusibles, nótese que no se encuentran sobrepuestas entre si.



GRÁFICA 23: Coordinación del relé y los fusibles 80T y 50T

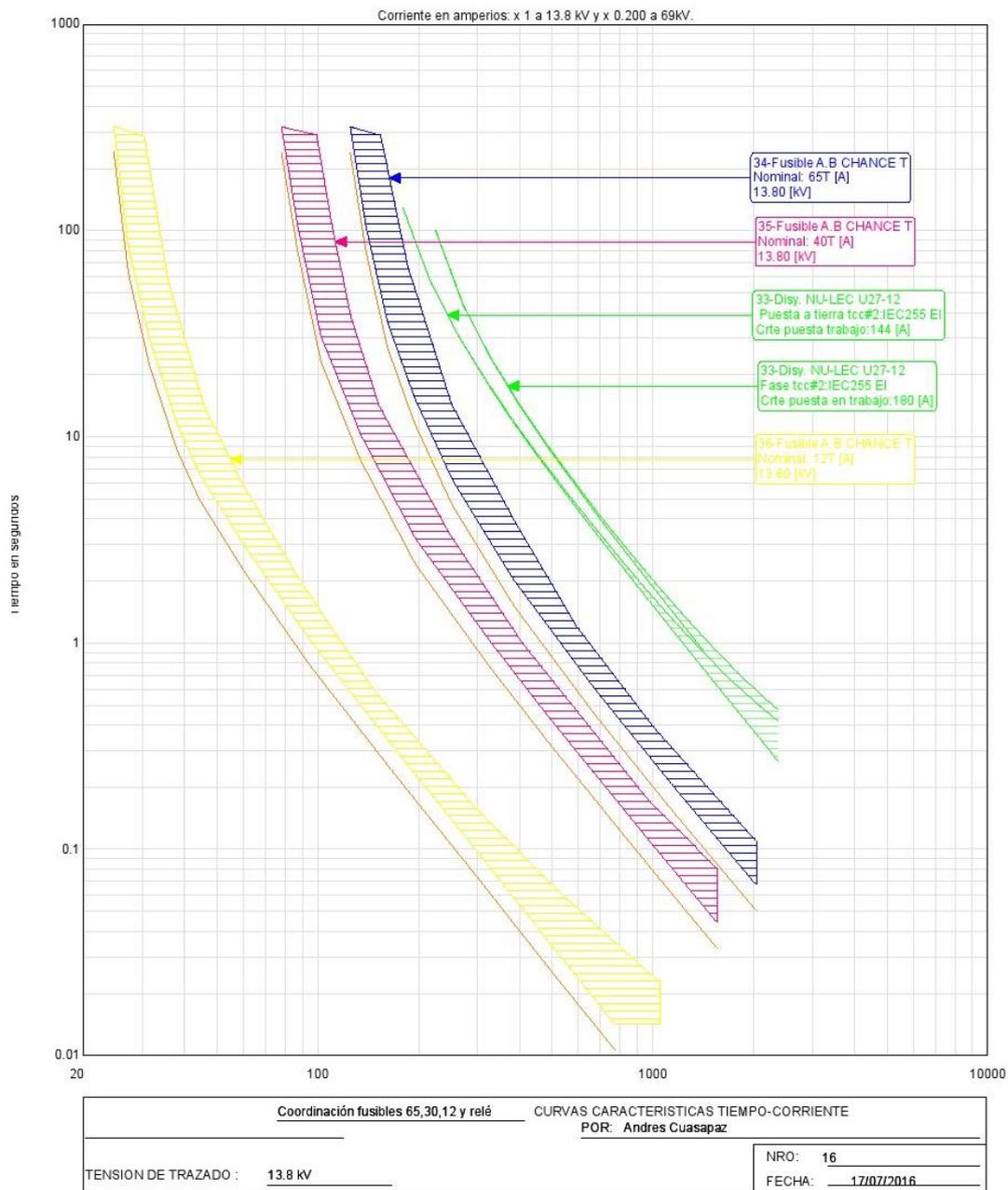
4.6.5.2 SEGUNDO ANÁLISIS.

Tomamos en cuenta las consideraciones en el alimentador tres, los ajustes del reconector se observan en la tabla N°28, los fusibles planteados se detallan a continuación (Ver tabla 31).

TABLA 31: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	2041	60,36	125.4	65T	SI
Secundaria	1555	18,36	61.94	30T	SI
Terciaria	1058	18,36	24.68	12T	SI

En la gráfica 24 podemos observar la coordinación existente entre los fusibles planteados y el reconfigurador.



GRÁFICA 24: Coordinación del reconfigurador y los fusibles 65T, 30T y 12T

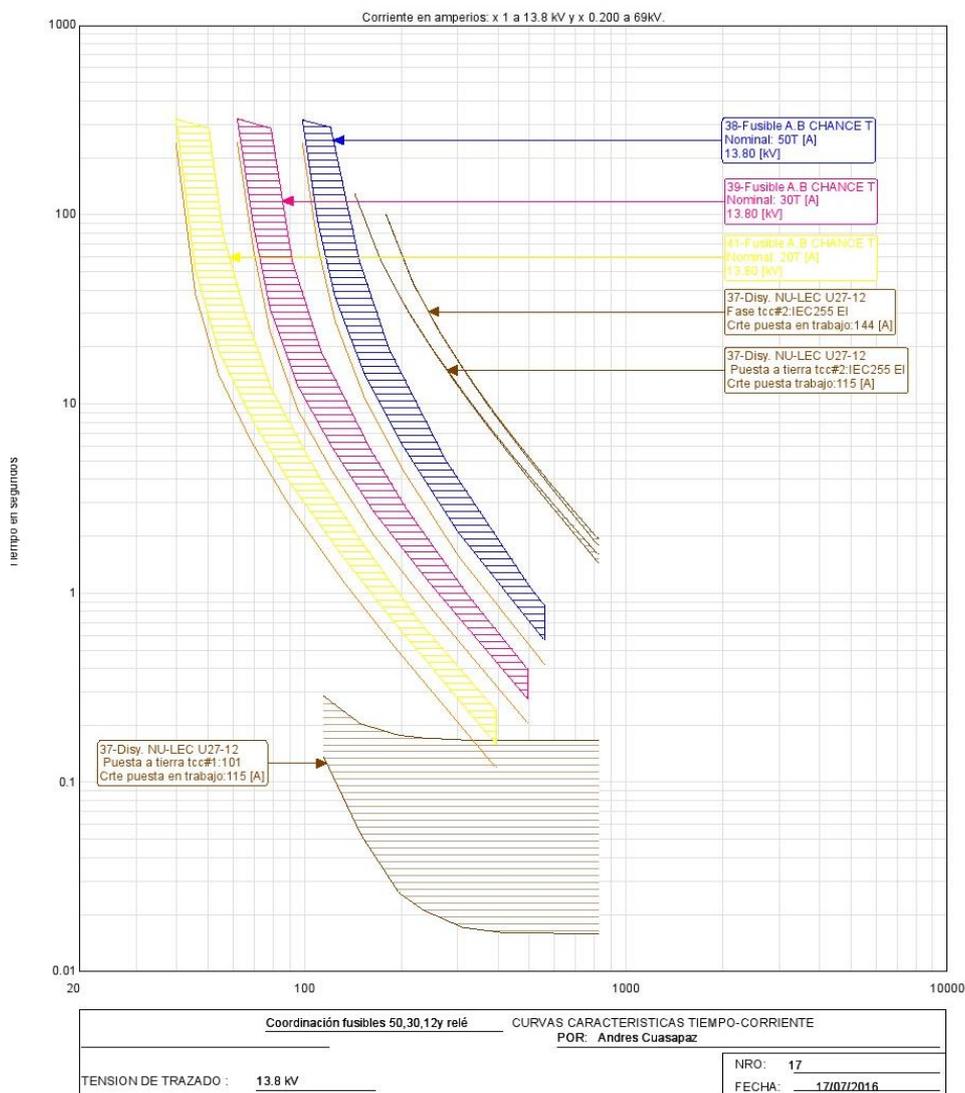
4.6.5.3 Tercer análisis.

Debido a que las corrientes en las zonas más alejadas son bajas es posible tener derivaciones primarias, secundarias y terciarias en la tabla N°32 se detallan los fusibles propuestos.

TABLA 32: Fusibles propuestos

Derivación	Corriente de cortocircuito (A)	ICF(A)	IF(A)	Fusible seleccionado	ICF<IF
Primaria	558	15,76	98.9	50T	SI
Secundaria	494	18,4	61.94	30T	SI
Terciaria	395	21	39.9	20T	SI

En la gráfica 18, podemos observar la coordinación de los fusibles planteados.



GRÁFICA 25: Coordinación del reconectador y los fusibles 50T, 30T y 20T

Análisis Técnico Económico.

DATOS BASICOS

Tasa de Actualización	12,00	%
Costo de Energía no Suministrada	153,00	[¢SU/kWh]
Costo medio de generación	3,80	[¢SU/kWh]
Costo de transmisión	0,60	[¢SU/kWh]
Costo de distribución	5,30	[¢SU/kWh]
Costo de comercialización	2,15	[¢SU/kWh]
Precio medio aplicado	10,15	[¢SU/kWh]

Variación de Pérd. en el sistema

-%

AÑO	DEMANDA	VARIACION DE PÉRDIDAS	ENERGÍA [MWh]								
	[MW]	[MW]	ENERGIA EN BARRAS DEL SIN 69 kV	ENERGÍA EN BARRA DE S/E	CONSUMO	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	AHORRO DE ENERGÍA	ENERGÍA NO SUMINISTRADA ANTES	ENERGÍA NO SUMINISTRADA DESPUES	RECUPERACIÓN DE ENERGÍA CONSUMIDA	COMPRA ADICIONAL POR ENERGÍA RECUPERADA
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]
0				22,34							
1	8,42	-	38.898,97	38.341,66	34.801,78	4.097,19	-	32,47	12,49	19,99	22,34
2	9,82	-	45.371,66	44.721,62	40.592,71	4.778,96	-	37,88	14,56	23,31	26,06
3	5,18	-	23.944,95	23.601,89	21.422,85	2.522,10	-	19,99	7,69	12,30	13,75
4	5,93	-	27.422,68	27.029,80	24.534,28	2.888,41	-	22,89	8,80	14,09	15,75
5	6,71	-	30.997,82	30.553,72	27.732,85	3.264,97	-	25,88	9,95	15,93	17,80
6	7,41	-	34.260,95	33.770,09	30.652,27	3.608,67	-	28,60	11,00	17,60	19,68
7	8,00	-	36.952,11	36.422,69	33.059,97	3.892,13	-	30,85	11,86	18,99	21,22
8	8,62	-	39.854,29	39.283,29	35.656,47	4.197,82	-	33,27	12,79	20,48	22,89
9	9,21	-	42.548,41	41.938,81	38.066,82	4.481,59	-	35,52	13,66	21,86	24,44
10	9,84	-	45.463,85	44.812,48	40.675,18	4.788,67	-	37,95	14,59	23,36	26,11
11	9,00	-	41.595,54	40.999,60	37.214,32	4.381,22	-	34,72	13,35	21,37	23,89
12	9,20	-	42.508,99	41.899,96	38.031,56	4.477,43	-	35,49	13,64	21,84	24,41
13	9,40	-	43.422,44	42.800,32	38.848,79	4.573,65	-	36,25	13,94	22,31	24,94
14	9,59	-	44.335,89	43.700,69	39.666,03	4.669,86	-	37,01	14,23	22,78	25,46
15	9,79	-	45.249,34	44.601,05	40.483,27	4.766,07	-	37,77	14,52	23,25	25,99
16	9,99	-	46.162,79	45.501,41	41.300,50	4.862,29	-	38,54	14,82	23,72	26,51
17	10,19	-	47.076,24	46.401,77	42.117,74	4.958,50	-	39,30	15,11	24,19	27,04
18	10,38	-	47.989,69	47.302,14	42.934,98	5.054,71	-	40,06	15,40	24,66	27,56
19	10,58	-	48.903,14	48.202,50	43.752,21	5.150,92	-	40,82	15,70	25,13	28,09

Año	EGRESOS [USD]				
	INVERSION	COMPRA DE ENERGÍA	MULTAS POR ENS	O&M	TOTAL
	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]
0	1.949.236				1.949.236
1		2.937.992	19.104	2.594	2.959.689
2		3.426.867	22.282	2.905	3.452.054
3		1.808.533	11.760	3.254	1.823.546
4		2.071.202	13.467	3.644	2.088.314
5		2.341.228	15.223	4.082	2.360.533
6		2.587.688	16.826	4.571	2.609.085
7		2.790.948	18.147	5.120	2.814.215
8		3.010.146	19.573	5.734	3.035.453
9		3.213.629	20.896	6.422	3.240.948
10		3.433.829	22.328	7.193	3.463.350
11		3.141.661	20.428	8.056	3.170.145
12		3.210.653	20.876	9.023	3.240.552
13		3.279.644	21.325	10.106	3.311.075
14		3.348.636	21.774	11.319	3.381.728
15		3.417.628	22.222	12.677	3.452.527
16		3.486.620	22.671	14.198	3.523.488
17		3.555.611	23.119	15.902	3.594.632
18		3.624.603	23.568	17.810	3.665.981
19		3.693.595	24.017	19.947	3.737.559

INGRESOS [USD]		BENEFICIOS NETOS [USD]	VALORES ACTUALIZADOS [USD]		
VENTA DE ENERGÍA	TOTAL		COSTOS	BENEFICIOS	B. NETOS
[17]	[18]	[19]	[20]	[21]	[22]
		-			-
		1.949.236	1.949.236		1.949.236
3.535.135,30	3.535.135	575.446	2.642.580	3.156.371	513.791
4.123.373,21	4.123.373	671.319	2.751.957	3.287.128	535.171
2.176.115,24	2.176.115	352.569	1.297.964	1.548.916	250.952
2.492.171,34	2.492.171	403.858	1.327.161	1.583.820	256.659
2.817.079,83	2.817.080	456.547	1.339.430	1.598.487	259.057
3.113.632,10	3.113.632	504.547	1.321.844	1.577.463	255.619
3.358.204,52	3.358.205	543.989	1.273.008	1.519.081	246.073
3.621.954,62	3.621.955	586.501	1.225.969	1.462.847	236.878
3.866.795,67	3.866.796	625.848	1.168.718	1.394.405	225.687
4.131.750,99	4.131.751	668.401	1.115.106	1.330.313	215.207
3.780.199,52	3.780.200	610.055	911.341	1.086.717	175.376
3.863.213,74	3.863.214	622.662	831.769	991.591	159.822
3.946.227,97	3.946.228	635.153	758.813	904.374	145.561
4.029.242,19	4.029.242	647.514	691.969	824.463	132.494
4.112.256,42	4.112.256	659.730	630.764	751.294	120.530
4.195.270,64	4.195.271	671.782	574.757	684.340	109.582
4.278.284,87	4.278.285	683.652	523.538	623.108	99.570
4.361.299,09	4.361.299	695.318	476.723	567.142	90.419
4.444.313,32	4.444.313	706.755	433.956	516.015	82.059
	VALOR PRESENTE--->		26.643.344	29.424.296	2.780.952

4.6.6 ALIMENTADOR 1

DATOS PARA EL CALCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	SIN PROYECTO		CON PROYECTO
Frecuencia Media de Interrupción FMIK	6,498560694	#	4
Límite de Frecuencia Media de Interrupción Lim FMIK		5 #	5
Tiempo Medio de Interrupción TTIK	7,869853565	[7
		Horas	
]	
Limite de Tiempo Medio de Interrupción Lim TTIK	18	[18
		Horas	
]	
Tiempo en Horas en el período de Análisis THPA	8760	[8760
		Horas	
]	
TTIK/FMIK	1,211014859		1,75
Lim TTIK/Lim FMIK		3,6	3,6
ETF/THPA	3,9728055		3,9728055

	Antes	Después
VAN	2.841.826	2.935.919
TASA INTERNA DE RETORNO [TIR]	28,00%	28,53%
RELACION BENEFICIO/COSTO [B/C]	1,11	1,11
RETORNO ECONÓMICO	29.405.420	29.412.229
RECUPERACION DE LA INVERSIÓN EN AÑOS	5	5

EQUIPO O ELEMENTO DE PROTECCIÓN	TIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Porta-fusible	-	48	62	2976
Fusible	80T	7	3,4	23,8
Fusible	40T	10	1,97	19,7
Fusible	0.4SF	1	3,43	3,43
Fusible	0.7SF	4	3,83	15,32
Fusible	1.0SF	10	3,76	37,6
Fusible	1.3SF	2	3,92	7,84
Fusible	2.1SF	10	3,92	39,2
Fusible	3.1SF	4	4,27	17,08
			TOTAL	3139,97

Mano de obra	Precio unitario	Precio total
Montaje- desmontaje Portafusibles	62	2976

Resumen general del presupuesto	
Materiales	3139,97
Mano de obra	2976
Total	6115,97

4.6.7 ALIMENTADOR 2

DATOS PARA EL CALCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	SIN PROYECTO	CON PROYECTO
Frecuencia Media de Interrupción FMIk	13,3246 #	7,0000
Límite de Frecuencia Media de Interrupción Lim FMIk	5 #	5
Tiempo Medio de Interrupción TTIk	13,0831 [Horas]	11,0000
Limite de Tiempo Medio de Interrupción Lim TTIk	18 [Horas]	18
Tiempo en Horas en el período de Análisis THPA	8.760 [Horas]	8.760
TTIk/FMIk	0,98	1,57
Lim TTIk/Lim FMIk	3,60	3,60
ETF/THPA	3,97	3,97

	ANTES	DESPUES
VAN	2.520.108	2.935.919
TASA INTERNA DE RETORNO [TIR]	26,21%	28,53%
RELACION BENEFICIO/COSTO [B/C]	1,09	1,11
RETORNO ECONÓMICO	29.405.420	29.412.229
RECUPERACION DE LA INVERSIÓN EN AÑOS	5	5

Equipo o elemento de protección	Tipo	Cantidad	Precio unitario	Precio Total
Reconectador	Schneider serie U	1	2000	2000
Porta-fusible		463	62	28706
Fusible	80T	7	3,4	23,8
Fusible	65T	15	2,77	41,55
Fusible	40T	36	1,97	70,92
Fusible	0.4SF	9	3,43	30,87
Fusible	0.7SF	108	3,83	413,64
Fusible	1.0SF	117	3,76	439,92
Fusible	2.1SF	93	3,92	364,56
Fusible	3.1SF	30	4,27	128,1
Fusible	1.3SF	42	3,92	164,64
Fusible	3.6SF	2	4,27	8,54
Fusible	3.5SF	1	4,27	4,27
Fusible	4.6SF	1	4,3	4,3
Fusible	5.2SF	1	5,79	5,79
Fusible	15.6	1	6,18	6,18
			Costo Total	32413,08

MANO DE OBRA	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Montaje- desmontaje Portafusibles	21,51	463
Montaje- desmontaje Reconectador	3000	3000
Total		3463

RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO	
Materiales	45413,08
Mano de obra	3463
Total	48876,08

4.6.8 ALIMENTADOR 3

DATOS PARA EL CALCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

	SIN PROYECTO	CON PROYECTO
Frecuencia Media de Interrupción FMIk	13,1328 #	7,0000
Límite de Frecuencia Media de Interrupción Lim FMIk	5 #	5
Tiempo Medio de Interrupción TTIk	11,0576 [Horas]	11,0000
Limite de Tiempo Medio de Interrupción Lim TTIk	18 [Horas]	18
Tiempo en Horas en el período de Análisis THPA	8.760 [Horas]	8.760
TTIk/FMIk	0,84	1,57
Lim TTIk/Lim FMIk	3,60	3,60
ETF/THPA	3,97	3,97

	ANTES	DESPUES
VAN	2.587.198	2.779.287
TASA INTERNA DE RETORNO [TIR]	26,58%	27,65%
RELACION BENEFICIO/COSTO [B/C]	1,10	1,10
RETORNO ECONÓMICO	29.405.420	29.419.321
RECUPERACION DE LA INVERSIÓN EN AÑOS	5	5

Equipo o elemento de protección	Tipo	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Reconectador	Schneider serie U	2	15000	30000
Portafusibles		1416	62	87792
Fusible	80T	54	3,4	183,6
Fusible	50T	22	2,47	54,34
Fusible	40T	90	1,97	177,3
Fusible	30T	18	1,47	26,46
Fusible	25T	32	1,22	39,04
Fusible	20T	24	0,98	23,52
Fusible	15T	57	0,73	41,61
Fusible	12T	12	0,58	6,96
Fusible	10T	57	0,49	27,93
Fusible	0.4SF	418	3,43	1433,74
Fusible	0.6SF	2	3,7	7,4
Fusible	0.7SF	271	3,83	1037,93
Fusible	1.0SF	158	3,76	594,08
Fusible	2.1SF	109	3,92	427,28
Fusible	3.0SF	16	4,2	67,2
Fusible	3.1SF	46	4,27	196,42
Fusible	1.3SF	17	3,92	66,64
Fusible	4.6SF	1	4,3	4,3
Fusible	5.6SF	4	5,82	23,28
Fusible	3.5SF	1	4,27	4,27
Fusible	7.6SF	1	5,58	5,58
Fusible	7.8SF	2	5,8	11,6
Fusible	8.1SF	1	6,23	6,23
Fusible	8.5SF	1	6,43	6,43
Fusible	8.9SF	2	6,86	13,72
			Total	122278,86

Mano de obra	Precio unitario	Precio total
--------------	-----------------	--------------

Montaje- desmontaje Reconnectadores	137,24	18834,8176
Montaje- desmontaje Porta-fusibles	21,51	30458,16
Total		49292,9776

Resumen general del presupuesto	
Materiales	96278,86
Mano de obra	49292,9776
Total	145571,8376

4.6.9 ALIMENTADOR 4

DATOS PARA EL CALCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

SIN PROYECTO

CON PROYECTO

Frecuencia Media de Interrupción FMIk	14,2935 #	7,0000
Límite de Frecuencia Media de Interrupción Lim FMIk	5 #	5
Tiempo Medio de Interrupción TTIk	15,4706 [Horas]	11,0000
Limite de Tiempo Medio de Interrupción Lim TTIk	18 [Horas]	18
Tiempo en Horas en el periodo de Análisis THPA	8.760 [Horas]	8.760
TTIk/FMIk	1,08	1,57
Lim TTIk/Lim FMIk	3,60	3,60
ETF/THPA	3,97	3,97

	ANTES	DESPUES
VAN	2.424.737	2.783.319
TASA INTERNA DE RETORNO [TIR]	25,68%	27,68%
RELACION BENEFICIO/COSTO [B/C]	1,09	1,10
RETORNO ECONÓMICO	29.405.420	29.431.369
RECUPERACION DE LA INVERSIÓN EN AÑOS	6	5

Equipo o elemento de protección	Tipo	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Reconectador	Schneider serie U	2	2000	4000
Porta fusibles		395	62	24490
Fusible	80T	4	3,4	13,6
Fusible	65T	49	2,77	135,73
Fusible	50T	14	2,47	34,58
Fusible	40T	45	1,97	88,65
Fusible	30T	11	1,47	16,17
Fusible	20T	2	0,98	1,96
Fusible	12T	16	0,58	9,28
Fusible	0.4SF	9	3,43	30,87
Fusible	0.6SF	4	3,7	14,8
Fusible	0.7SF	59	3,83	225,97
Fusible	1.0SF	90	3,76	338,4
Fusible	20SF	1	5	5
Fusible	2.1SF	54	3,92	211,68
Fusible	3.1SF	17	4,27	72,59
Fusible	1.3SF	10	3,92	39,2
Fusible	3.5SF	3	4,27	12,81
Fusible	60trifasicoSF	1	5	5
Fusible	6.3SF	2	6	12
Fusible	192trfasico SF	1	6,82	6,82
Fusible	7.8SF	2	5,8	11,6
Fusible	400SF	1	7	7
Costo Total				29783,71

Mano de obra	Precio unitario	Precio total
---------------------	------------------------	---------------------

Montaje- desmontaje Reconectores	137,24	274,48
Montaje- desmontaje Porta- fusibles	21,51	8496,45
Total		8770,93

Resumen general del presupuesto	
Materiales	55783,71
Mano de obra	14496,45
Total	70280,16

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES.

- Actualmente no existe coordinación de protecciones en los alimentadores de la subestación, por lo cual los índices de desconexión son elevados.
- Las corrientes de cortocircuito tienen una relación directamente proporcional con la impedancia del sistema eléctrico de potencia y a su vez disminuyen dependiendo de la extensión del alimentador.
- Las curvas de coordinación de los relés de la subestación están ajustadas de acuerdo a un estudio previo que establece la coordinación del sistema de subtransmisión hasta las barras de 69 kV de los puntos de conexión con el Sistema Nacional de Transmisión por lo que estas sirven de referencia para poder coordinar los equipos de protección de los alimentadores de la subestación San Vicente.
- Cuando en una troncal se encuentra más de un reconectador, únicamente se debe activar la curva rápida del último reconectador aguas debajo de la subestación, para que el reconectador aguas arriba opere como un interruptor automático en el momento que se produce una falla entre estos dos reconectadores pues de lo contrario existirían operaciones indebidas entre estos dos equipos y no se estarían cumpliendo los criterios de coordinación.
- No existe problema alguno de coordinación en colocar transformadores convencionales o auto protegidos, ya que estos últimos tienen una protección magneto térmica para fallas internas y para fallas externas un fusible NH y en su lado secundario, el fusible SF se ubica en el primario.
- La fusión de un fusible depende tanto de la duración como de la magnitud de la corriente de falla que circula por el mismo.

- La curva del fusible SF, es la que mejor se ajusta entre la curva de daño y de magnetización en los transformadores de distribución, lo cual garantiza una mayor protección ante corrientes de falla.
- Con la homologación de fusibles se disminuye el tiempo de respuesta por parte del personal de mantenimiento, ante una eventual falla.
- Una vez realizados los presupuestos y proyecciones económicas hasta 19 años a partir de la presente fecha se determinó que el proyecto es factible desde el punto de vista económico y técnico,

5.2 RECOMENDACIONES.

- Previo a realizar el flujo de carga en CYMDIST se debe tener en cuenta las unidades en las que se encuentran dichos valores.
- El conductor 2AWG soporta una corriente máxima de 180A, con dicha corriente se realizan los ajustes de sensibilidad en los reconectores, sin embargo, debemos considerar que las corrientes decrecen a medida que se alejan de la subestación y que, al disminuir dicha corriente en función de la corriente de cortocircuito, podemos aumentar la sensibilidad de los reconectores en las zonas más alejadas.
- En el alimentador tres se debe retirar el reconector que no se encuentra operativo.
- En la construcción de redes eléctricas, se debe tomar en cuenta la metodología de coordinación de protecciones que se está aplicando para todas la subestaciones de EMELNORTE.

5.3 BIBLIOGRAFÍA

1. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto (2006) Protecciones de sistemas eléctricos, Edit. Limusa, Bogotá, Colombia.
2. TORRES BREFFE, Orlys E. (Tutor). Trabajo de Diploma. Instituto Superior Minero Metalúrgico, 2001.
3. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, (2007) Desarrollo de herramientas para la creación, modelación y comprobación de protecciones eléctricas, Edit. Edum, Santiago de Cuba, Cuba. p. 41
4. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, (2012) Procesos transitorios, Métodos de componentes simétricos para el análisis de fallas asimétricas, Material 2, Cenase, Ecuador. P. 21
5. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, (2012) Protecciones Eléctricas de las Redes de Distribución, Conferencia 1, Cenase, Ecuador.15p.
6. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, (2012) Regímenes anormales de los sistemas de distribución, Conferencia 3, Cenase, Ecuador.
7. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, (2012) Selección de breakers y su coordinación, Conferencia 4, Cenase, Ecuador.
8. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, (2012) Selección de fusibles y su coordinación, Conferencia 5, Cenase, Ecuador.
9. TORRES BREFFE, Orlys Ernesto, Regímenes normales de los sistemas de distribución, Conferencia 2, Cenase, Ecuador.

5.4 LINKOGRAFIA

1. GRUPO TEI MÉXICO, Aprovechamiento de la energía - reconectores, disponible en: http://grupoteimexico.com.mx/restauradores_en_sf6.php, acceso 2012-05-28.
2. INSTITUTO DE EDUCACIÓN SECUNDARIA "LAS LAGUNAS", El Relé, disponible en: <http://www.exatecno.net/ampliacion/rele/rele.swf>, acceso 2012-05-28.
3. MENDIVELSO D., Héctor, Protecciones relés, disponible el 2011, en <http://200.69.103.48/comunidad/grupos/gipud/documentos/reles.pdf>, acceso 2012-05-28.
4. TAMASCO AMADOR, Renzo, en Sistemas eléctricos de potencia, disponible en: <http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/ese/material/Curso%20estabilidad,%20Protecciones.pdf>, acceso 2012-05-28.
5. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Sistemas de coordinación, disponible en: http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/309/3/Capitulo1_Estudio_de_coordinacion_de_protecciones_en_alta_y_media_tension_subestacion_Machala_CNEL.pdf, acceso 2012-04-15.

Alimentador 3

Derivación primaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización	Observaciones
80T	462894	I3P16	805.577,454 10.026.558,943 Meters	
80T	462894	I3P303	805.577,454 10.026.558,943 Meters	
80T	479474	I3P332	805.428,895 10.026.839,577 Meters	
80T	479474	I3P332	805.428,895 10.026.839,577 Meters	
80T	479474	I3P671	805.428,895 10.026.839,577 Meters	
80T	441757	I3P670	805.052,023 10.026.898,487 Meters	
80T	441757	I3P717	805.052,023 10.026.898,487 Meters	
80T	411805	I3P731	804.404,964 10.026.997,513 Meters	Puente aéreo, 4m
80T	478606	I3P732	804.417,199 10.027.019,442 Meters	Puente aereo,20m
80T	478606	I3P812	804.417,199 10.027.019,442 Meters	
80T	410741	I3P815	804.056,775 10.027.051,894 Meters	
80T	462895	I3P817	804.024,483 10.027.075,237 Meters	
80T	462895	I3P817	804.024,483 10.027.075,237 Meters	
80T	402206	I3P891	803.855,348 10.027.358,125 Meters	
80T	478874	I3P896	803.847,372 10.027.377,512 Meters	
80T	472931	I3P904	803.821,390 10.027.411,088 Meters	
80T	402205	I3P915	803.766,425 10.027.514,667 Meters	
80T	402202	I3P923	803.712,925 10.027.599,285 Meters	
80T	478871	I3P926	803.657,410 10.027.761,076 Meters	

80T	414546	I3P930	803.792,804	10.028.014,240 Meters	
80T	480343	I3P933	803.762,882	10.028.216,328 Meters	puente aereo,26m
80T	387312	I3P935	803.806,472	10.028.300,270 Meters	puente aéreo ,68m
80T	363040	I3P1360	802.994,384	10.029.099,366 Meters	
80T	359970	I3P1367	802.913,012	10.029.367,842 Meters	
80T	359967	I3P1370	802.867,834	10.029.520,771 Meters	
80T	444501	I3P1535	802.626,667	10.030.299,287 Meters	
80T	366833	I3P1549	802.593,394	10.030.415,728 Meters	
80T	425272	I3P1567	802.547,044	10.030.497,908 Meters	puente aereo,13m
80T	371063	I3P1566	802.576,465	10.030.513,730 Meters	puente aereo,19m
80T	378865	I3P1591	802.508,512	10.030.628,091 Meters	
80T	378831	I3P1649	802.300,069	10.031.126,982 Meters	puente aereo,23m
80T	378850	I3P1633	802.258,562	10.031.113,025 Meters	Puente aereo,20m
80T	362384	I3P1648	802.213,345	10.031.259,201 Meters	
80T	362384	I3P1855	802.213,345	10.031.259,201 Meters	
80T	365215	I3P1862	801.883,352	10.031.153,829 Meters	
80T	365219	I3P1866	801.785,629	10.031.151,634 Meters	
80T	365219	I3P1868	801.785,629	10.031.151,634 Meters	
80T	405177	I3P1888	801.495,182	10.031.085,190 Meters	puente aéreo ,4,38
80T	405179	I3P1889	801.513,385	10.031.040,687 Meters	puente aéreo ,43m
80T	372833	I3P2293	801.230,267	10.031.001,630 Meters	
80T	372833	I3P2350	801.230,161	10.031.001,736 Meters	
80T	468831	I3P2486	799.592,648	10.031.041,283 Meters	
80T	362408	I3P2532	798.807,446	10.030.934,018 Meters	
80T	412904	I3P2559	798.657,260	10.030.972,715 Meters	
80T	403719	I3P2586	798.137,823	10.031.108,462 Meters	
80T	377159	I3P2616	797.245,302	10.031.247,069 Meters	

80T	379978	I3P2642	796.445,930 10.031.853,850 Meters
80T	377347	I3P2646	795.915,713 10.032.033,872 Meters
80T	380591	I3P2671	795.255,373 10.032.223,594 Meters
80T	380591	I3P2671	795.255,373 10.032.223,594 Meters
80T	380591	I3P2744	795.255,373 10.032.223,594 Meters
80T	380591	I3P2748	795.255,373 10.032.223,594 Meters
80T	360122	I3P2761	794.036,690 10.032.116,874 Meters
80T	360091	I3P3136	792.935,968 10.032.165,875 Meters

Derivación secundaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización	Observaciones
40T	475711	I3P19	805.505,366 10.026.620,399 Meters	puente aéreo/ 30m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	475710	I3P31	805.481,070 10.026.599,404 Meters	puente aéreo/ 10m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	480502	I3P52	805.458,656 10.026.491,902 Meters	
40T	0	I3P53	805.438,716 10.026.499,241 Meters	
40T	412756	I3P74	805.378,384 10.026.521,895 Meters	puente aéreo/ 11.36m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	412751	I3P73	805.389,293 10.026.545,928 Meters	puente aéreo/ 14m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	412743	I3P111	805.283,417 10.026.567,258 Meters	puente aéreo/ 16m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	455999	I3P155	805.223,697 10.026.602,912 Meters	puente aéreo/ 14m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	387793	I3P153	805.247,471 10.026.647,418 Meters	puente aéreo/ 35m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque

40T	387795	I3P176	805.191,058	10.026.633,701 Meters	
40T	387796	I3P201	805.200,398	10.026.650,281 Meters	puede aéreo/ 31m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	405704	I3P205	805.172,833	10.026.640,494 Meters	puede aéreo/ 6m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	475754	I3P219	805.125,941	10.026.691,115 Meters	puede aéreo/ 14m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	480549	I3P335	805.086,902	10.026.721,502 Meters	puede aéreo/ 13m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	478881	I3P223	805.110,558	10.026.660,630 Meters	puede aéreo/ 23m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	478881	I3P223	805.110,558	10.026.660,630 Meters	
40T	365730	I3P237	805.068,812	10.026.688,810 Meters	puede aéreo/ 19m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	471214	I3P251	805.044,013	10.026.717,349 Meters	
40T	480535	I3P125	805.307,715	10.026.611,587 Meters	puede aéreo/ 33m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	387795	I3P173	805.191,138	10.026.633,744 Meters	puede aéreo/ 3m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	387796	I3P175	805.200,398	10.026.650,281 Meters	puede aéreo/ 14m hasta el primer poste/ Colocar poste en el arranque
40T	400876	I3P311	805.830,599	10.027.030,640 Meters	
40T	475729	I3P317	805.863,752	10.027.092,751 Meters	
40T	472948	I3P391	805.554,448	10.027.027,735 Meters	Puede aereo,37m
40T	472949	I3P384	805.595,511	10.027.000,430 Meters	Puede aereo,11m
40T	480543	I3P419	805.609,460	10.027.116,395 Meters	Puede aereo,28m
40T	0	I3P412	805.657,244	10.027.091,948 Meters	Puede aereo,24m

40T	362501	I3P433	805.687,915	10.027.199,472 Meters
40T	378346	I3P440	805.388,717	10.026.866,480 Meters
40T	378335	I3P446	805.188,467	10.026.901,988 Meters
40T	472952	I3P487	804.978,377	10.026.934,403 Meters
40T	474389	I3P513	804.585,806	10.026.993,240 Meters
40T	481155	I3P734	804.443,399	10.027.085,487 Meters
40T	359851	I3P753	804.375,923	10.026.972,892 Meters
40T	478600	I3P754	804.398,518	10.026.957,652 Meters
40T	477408	I3P775	804.330,746	10.026.918,755 Meters
40T	472518	I3P767	804.347,216	10.026.905,658 Meters
40T	472521	I3P793	804.256,800	10.026.790,772 Meters
40T	472521	I3P793	804.256,800	10.026.790,772 Meters
40T	471520	I3P649	804.216,504	10.027.041,959 Meters
40T	479443	I3P827	803.656,563	10.027.121,735 Meters
40T	479439	I3P839	803.614,296	10.027.123,388 Meters
40T	365323	I3P853	803.386,621	10.027.111,601 Meters
40T	381440	I3P872	802.925,473	10.027.103,256 Meters
40T	381440	I3P872	802.925,473	10.027.103,256 Meters
40T	475751	I3P893	803.747,199	10.027.317,124 Meters
40T	475751	I3P893	803.747,199	10.027.317,124 Meters
40T	479686	I3P5180	804.074,560	10.027.523,109 Meters
40T	478875	I3P842	803.159,807	10.028.131,442 Meters
40T	478875	I3P842	803.159,807	10.028.131,442 Meters
40T	478865	I3P1040	802.646,911	10.028.513,914 Meters
40T	480531	I3P1113	801.391,793	10.028.331,064 Meters
40T	498338	I3P5168	801.394,333	10.028.305,082 Meters
40T	403750	I3P1132	801.302,489	10.028.312,130 Meters

Puente aéreo, 9m
Puente aéreo, 17m

40T	468933	I3P1163	801.065,341	10.028.267,980 Meters
40T	472767	I3P1178	800.842,953	10.028.280,479 Meters
40T	472767	I3P1178	800.842,953	10.028.280,479 Meters
40T	377358	I3P1678	802.635,605	10.031.265,268 Meters
40T	377358	I3P1690	802.635,605	10.031.265,268 Meters
40T	377358	I3P1690	802.635,605	10.031.265,268 Meters
40T	365186	I3P1778	802.187,973	10.031.332,174 Meters
40T	365187	I3P1779	802.145,904	10.031.312,384 Meters
40T	378806	I3P1784	802.139,537	10.031.457,596 Meters
40T	473956	I3P1822	802.092,216	10.031.435,609 Meters
40T	365177	I3P1762	802.077,022	10.031.551,274 Meters
40T	459329	I3P1812	801.957,717	10.031.791,699 Meters
40T	359809	I3P1516	801.919,516	10.030.861,531 Meters
40T	359809	I3P1516	801.919,516	10.030.861,531 Meters
40T	370586	I3P1506	801.980,579	10.030.721,868 Meters
40T	370576	I3P1476	802.142,572	10.030.333,374 Meters
40T	381068	I3P1399	802.353,675	10.029.858,234 Meters
40T	377695	I3P1401	802.357,651	10.029.548,303 Meters
40T	467444	I3P1409	802.359,027	10.029.481,919 Meters
40T	467444	I3P1409	802.359,027	10.029.481,919 Meters
40T	377718	I3P1432	802.364,784	10.029.201,123 Meters
40T	374078	I3P2021	802.503,967	10.028.924,832 Meters
40T	369436	I3P2024	802.562,103	10.028.957,548 Meters
40T	372561	I3P2025	802.539,237	10.028.868,423 Meters
40T	372993	I3P1945	800.549,516	10.030.038,709 Meters
40T	377376	I3P2029	800.492,459	10.030.020,818 Meters
40T	378072	I3P2108	800.069,568	10.029.936,408 Meters

Puente aereo, 60m

Puente aereo, 7m

40T	414047	I3P2429	798.901,192 10.032.561,851 Meters
40T	414047	I3P2429	798.901,192 10.032.561,851 Meters
40T	403695	I3P2589	798.222,437 10.031.610,444 Meters
40T	375138	I3P2722	795.955,279 10.036.678,449 Meters
40T	375144	I3P2737	796.046,117 10.036.789,769 Meters
40T	382584	I3P2771	793.029,731 10.031.073,003 Meters
40T	373049	I3P3079	790.321,055 10.033.640,334 Meters
40T	361538	I3P3087	788.636,830 10.032.558,620 Meters
40T	359307	I3P3092	788.305,993 10.032.358,217 Meters

Derivación terciaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización	Observaciones
20T	417416	I3P1230	801.325,476 10.029.419,286 Meters	
20T	417416	I3P1230	801.325,476 10.029.419,286 Meters	
20T	374596	I3P1258	800.265,165 10.028.448,497 Meters	
20T	374620	I3P1265	800.096,194 10.028.534,318 Meters	
20T	387768	I3P1437	802.216,402 10.029.292,510 Meters	
20T	388160	I3P1458	802.138,643 10.029.471,332 Meters	
20T	366884	I3P1951	800.436,490 10.030.568,221 Meters	
20T	371332	I3P1976	800.357,730 10.030.544,204 Meters	
20T	406159	I3P2066	800.194,839 10.029.289,725 Meters	
20T	383009	I3P2131	799.103,681 10.029.799,177 Meters	
20T	372602	I3P2142	798.921,294 10.029.768,839 Meters	
20T	374059	I3P2167	798.598,062 10.029.644,697 Meters	
20T	369597	I3P2787	793.819,674 10.030.887,389 Meters	
20T	10657	I3P2865	794.442,020 10.030.625,859 Meters	
20T	378103	I3P2966	796.428,410 10.029.239,968 Meters	

Primer reconector

Derivación primaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización
50T	361571	I3P3178	791.822,480 10.033.310,138 Meters
50T	438783	I3P3206	789.709,313 10.034.773,497 Meters
50T	438761	I3P3235	789.597,526 10.036.356,833 Meters
50T	363411	I3P3278	786.763,683 10.037.497,621 Meters
50T	375157	I3P3316	784.166,315 10.038.390,533 Meters
50T	375183	I3P3368	783.994,907 10.038.831,798 Meters
50T	375180	I3P3372	784.012,998 10.039.019,154 Meters
50T	375177	I3P3382	784.161,146 10.039.490,342 Meters
50T	375177	I3P3382	784.161,146 10.039.490,342 Meters
50T	375200	I3P3397	784.585,020 10.040.519,821 Meters
50T	456259	I3P3432	782.548,641 10.041.819,177 Meters
50T	421520	I3P3465	781.497,392 10.041.702,236 Meters
50T	360266	I3P3473	781.352,033 10.041.680,351 Meters
50T	360254	I3P3529	780.590,609 10.041.882,585 Meters
50T	474080	I3P3855	780.308,475 10.041.577,123 Meters
50T	361162	I3P3883	779.231,562 10.040.450,472 Meters
50T	365242	I3P3915	777.664,228 10.039.431,304 Meters
50T	365242	I3P3915	777.664,228 10.039.431,304 Meters
50T	402286	I3P4058	777.142,971 10.039.435,994 Meters
50T	402286	I3P4058	777.142,971 10.039.435,994 Meters
50T	402286	I3P4058	777.142,971 10.039.435,994 Meters
50T	372894	I3P4103	776.767,328 10.039.293,106 Meters

Derivación secundaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización
30T	390396	I3P3343	781.696,206 10.036.030,342 Meters
30T	427894	I3P3482	781.511,497 10.040.833,549 Meters
30T	363402	I3P3531	780.940,220 10.042.271,036 Meters
30T	363390	I3P3637	783.477,862 10.045.110,644 Meters
30T	363385	I3P3656	783.723,378 10.045.178,097 Meters
30T	363448	I3P3667	785.332,875 10.045.868,489 Meters
30T	363375	I3P3703	786.234,211 10.045.752,152 Meters
30T	363453	I3P3702	786.217,436 10.045.713,443 Meters
30T	362361	I3P3927	778.950,297 10.038.840,639 Meters
30T	362373	I3P3947	779.145,423 10.038.689,707 Meters
30T	362373	I3P3947	779.145,423 10.038.689,707 Meters
30T	362377	I3P3960	779.222,861 10.038.641,244 Meters
30T	467906	I3P4080	777.701,270 10.039.130,218 Meters
30T	449301	I3P4021	777.383,992 10.038.285,652 Meters
30T	449307	I3P4027	777.155,917 10.037.798,543 Meters
30T	405463	I3P4136	776.814,702 10.039.733,590 Meters
30T	406225	I3P4203	776.437,716 10.039.897,209 Meters
30T	406230	I3P4214	776.469,532 10.040.097,764 Meters

Observaciones

Puente aereo,8m
Puente aereo,34m

Derivación terciaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización
20T	474077	I3P3760	786.915,598 10.047.212,420 Meters
20T	436414	I3P3800	785.123,782 10.051.460,239 Meters
20T	436414	I3P3800	785.123,782 10.051.460,239 Meters
20T	0	I3P3536	779.899,138 10.043.070,697 Meters

Observaciones

20T	426167	I3P3537	778.273,514 10.043.468,685 Meters
20T	408437	I3P4162	777.927,746 10.040.768,166 Meters
20T	406267	I3P4240	776.980,408 10.041.204,824 Meters
20T	456194	I3P3991	778.757,221 10.037.717,741 Meters
20T	449320	I3P4040	777.032,512 10.036.783,781 Meters

Derivación cuaternaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización	Observaciones
12T	455483	IP33830	786.672,978 10.053.505,991 Meters	
12T	436423	IP33803	784.872,771 10.051.301,246 Meters	
12T	436423	IP33803	784.872,771 10.051.301,246 Meters	
12T	0	IP33540	780.146,648 10.043.413,707 Meters	
12T	407077	IP33546	780.428,075 10.043.909,750 Meters	
12T	425758	IP33596	778.795,107 10.044.192,604 Meters	
12T	425758	IP33596	778.795,107 10.044.192,604 Meters	
12T	445422	IP34184	779.074,438 10.041.806,826 Meters	
12T	445426	IP34188	778.955,703 10.042.047,903 Meters	
12T	445426	IP34188	778.955,703 10.042.047,903 Meters	
12T	434250	IP34255	777.105,829 10.041.985,683 Meters	
12T	434250	IP34255	777.105,829 10.041.985,683 Meters	

Segundo reconector

Derivación primaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización	Observaciones
25T	365200	IP34297	775.399,710 10.038.456,442 Meters	
25T	365200	IP34297	775.399,710 10.038.456,442 Meters	
25T	383100	IP310202	774.607,877 10.037.435,195 Meters	

25T	416563	IP310210	774.253,824	10.037.204,895 Meters
25T	376696	IP310307	772.637,755	10.036.235,601 Meters
25T	376695	IP310309	772.504,644	10.036.205,620 Meters
25T	386745	IP310341	771.718,237	10.035.819,641 Meters
25T	386751	IP310398	771.519,296	10.035.655,982 Meters
25T	386769	IP310421	770.893,492	10.035.175,375 Meters
25T	386775	IP310706	770.613,695	10.034.512,327 Meters
25T	0	IP35309	770.867,400	10.033.779,497 Meters
25T	0	IP35309	770.867,400	10.033.779,497 Meters
25T	365556	IP310724	770.873,817	10.033.775,521 Meters
25T	365556	IP310724	770.873,817	10.033.775,521 Meters
25T	436901	IP310881	774.888,081	10.031.020,825 Meters
25T	434853	IP310882	774.884,059	10.031.018,840 Meters
25T	417045	IP311098	774.822,728	10.030.989,809 Meters
25T	365463	IP311105	774.531,792	10.030.715,885 Meters
25T	365463	IP311105	774.531,792	10.030.715,885 Meters
25T	360374	IP310835	769.888,594	10.033.778,254 Meters
25T	358821	IP310841	769.842,548	10.033.069,721 Meters
25T	363474	IP311617	768.820,681	10.030.655,235 Meters
25T	366372	IP311646	768.246,697	10.029.479,358 Meters
25T	371152	IP311727	767.724,362	10.028.587,717 Meters
25T	470206	IP311739	767.858,544	10.027.581,721 Meters
25T	360345	IP311767	767.843,793	10.027.282,988 Meters
25T	450358	IP311804	766.256,202	10.026.274,747 Meters
25T	416543	IP311812	765.406,865	10.025.658,394 Meters
25T	416537	IP311844	764.810,307	10.025.093,883 Meters
25T	416535	IP311851	764.630,972	10.024.972,439 Meters

25T	388485	IP311852	764.563,847	10.024.740,232 Meters
25T	388485	IP311852	764.563,847	10.024.740,232 Meters

Derivación secundaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización
15T	402306	IP34303	774.768,827 10.039.164,166 Meters
15T	363495	IP34435	774.877,877 10.039.297,873 Meters
15T	383174	IP34446	775.045,742 10.040.484,615 Meters
15T	372868	IP34466	774.827,888 10.041.083,360 Meters
15T	362785	IP34592	774.518,590 10.041.522,975 Meters
15T	377137	IP34617	775.172,674 10.043.053,989 Meters
15T	377136	IP34655	775.176,096 10.043.094,720 Meters
15T	362436	IP34731	775.283,801 10.044.128,971 Meters
15T	470193	IP34732	775.325,340 10.044.132,543 Meters
15T	414317	IP310219	774.439,452 10.036.171,104 Meters
15T	414322	IP310239	774.253,537 10.035.758,878 Meters
15T	414329	IP310258	774.727,786 10.034.901,773 Meters
15T	414329	IP310258	774.727,786 10.034.901,773 Meters
15T	391500	IP310346	772.173,588 10.037.120,892 Meters
15T	4229	IP310371	772.164,817 10.037.256,116 Meters
15T	410874	IP310423	770.496,709 10.035.498,266 Meters
15T	11974	IP310436	769.592,409 10.036.098,422 Meters
15T	410848	IP310482	769.500,209 10.036.220,192 Meters
15T	410832	IP310506	768.899,551 10.036.958,954 Meters
15T	410835	IP310507	768.880,516 10.037.065,941 Meters
15T	416504	IP310899	776.640,013 10.031.292,184 Meters
15T	416514	IP310932	777.237,686 10.030.898,712 Meters

Observaciones

Puente aereo, 19m
Puente aereo, 23m

15T	398726	IP310960	778.125,055	10.033.886,853 Meters	
15T	398726	IP310960	778.125,055	10.033.886,853 Meters	
15T	407973	IP310962	778.696,330	10.034.231,536 Meters	
15T	407981	IP310972	779.312,161	10.034.845,964 Meters	
15T	407995	IP310993	779.558,201	10.035.810,778 Meters	
15T	369513	IP311121	772.468,854	10.029.304,201 Meters	
15T	369937	IP311188	771.625,017	10.028.541,379 Meters	
15T	369931	IP311191	771.421,713	10.028.351,490 Meters	
15T	362657	IP311196	770.711,119	10.028.027,919 Meters	
15T	363852	IP311219	769.919,258	10.027.452,734 Meters	
15T	363828	IP311247	769.377,741	10.026.959,504 Meters	
15T	363828	IP311247	769.377,741	10.026.959,504 Meters	
15T	363825	IP311248	769.342,224	10.026.893,751 Meters	
15T	416544	IP311814	765.846,391	10.025.281,276 Meters	
15T	416534	IP311856	764.541,905	10.024.661,004 Meters	puente aereo, 28m
15T	405155	IP311915	763.893,460	10.025.578,120 Meters	puente aereo, 28m
15T	405150	IP311894	763.900,762	10.025.541,369 Meters	
15T	409279	IP311901	763.829,396	10.025.520,906 Meters	
15T	416491	IP312405	763.100,871	10.025.625,746 Meters	
15T	427344	IP312413	762.696,239	10.024.973,748 Meters	
15T	427384	IP312437	761.190,277	10.024.703,396 Meters	
15T	427384	IP312437	761.190,277	10.024.703,396 Meters	
15T	427411	IP312460	760.161,646	10.024.195,050 Meters	
15T	432936	IP312465	759.695,872	10.024.303,606 Meters	
15T	427419	IP312478	759.245,762	10.024.463,283 Meters	
15T	439890	IP312526	758.453,787	10.025.054,932 Meters	
15T	439890	IP312553	758.453,787	10.025.054,932 Meters	

15T	438125	IP312556	755.728,974	10.025.122,728 Meters
15T	447720	IP312614	751.802,993	10.026.695,207 Meters
15T	446401	IP312633	751.009,000	10.026.827,015 Meters
15T	13189	IP312640	750.784,181	10.027.347,679 Meters
15T	446411	IP312646	750.171,718	10.027.275,994 Meters
15T	460880	IP312663	749.180,309	10.027.056,511 Meters
15T	434734	IP312685	748.719,602	10.028.380,028 Meters
15T	434735	IP312735	748.995,198	10.028.718,880 Meters

Derivación terciaria

Fusible	Codigo MIOID	Codigo GISS	Localización
10T	378852	I3P4364	774.200,422 10.038.637,726 Meters
10T	470178	I3P4365	774.242,068 10.038.616,876 Meters
10T	470179	I3P4363	774.186,971 10.038.603,441 Meters
10T	378853	I3P4379	774.165,518 10.038.570,066 Meters
10T	358866	I3P4474	774.182,570 10.041.168,924 Meters
10T	365756	I3P4475	774.140,025 10.041.216,470 Meters
10T	362770	I3P4487	773.866,943 10.041.316,472 Meters
10T	362765	I3P4520	773.735,127 10.041.524,040 Meters
10T	389863	I3P4550	771.289,275 10.041.071,027 Meters
10T	434702	I3P4555	771.209,584 10.041.434,140 Meters
10T	433529	I3P10460	770.018,922 10.037.832,450 Meters
10T	433818	I3P10487	768.729,948 10.035.701,769 Meters
10T	439766	I3P10541	767.221,196 10.035.828,019 Meters
10T	400563	I3P10575	766.910,627 10.037.513,042 Meters
10T	400563	I3P10575	766.910,627 10.037.513,042 Meters
10T	400579	I3P10607	764.002,049 10.036.424,107 Meters

Observaciones

Puente aereo, 8,42m
Puente aereo, 35m

10T	400579	I3P10607	764.002,049	10.036.424,107 Meters
10T	427937	I3P10614	764.013,310	10.035.952,092 Meters
10T	388909	I3P11128	771.914,635	10.029.491,270 Meters
10T	365120	I3P11273	770.413,158	10.026.596,296 Meters
10T	365120	I3P11273	770.413,158	10.026.596,296 Meters
10T	365141	I3P11306	770.693,020	10.026.130,184 Meters
10T	379344	I3P11326	770.721,451	10.025.908,328 Meters
10T	363783	I3P11344	771.153,808	10.025.643,533 Meters
10T	363783	I3P11344	771.153,808	10.025.643,533 Meters
10T	435160	I3P11377	771.777,560	10.025.710,835 Meters
10T	436729	I3P11432	772.549,420	10.025.883,387 Meters
10T	474010	I3P11441	773.216,763	10.026.188,874 Meters
10T	437378	I3P11487	773.517,067	10.026.327,331 Meters
10T	407961	I3P11545	767.500,804	10.025.033,333 Meters
10T	407961	I3P11545	767.500,804	10.025.033,333 Meters
10T	407961	I3P11545	767.500,804	10.025.033,333 Meters
10T	426271	I3P11698	767.454,958	10.031.293,421 Meters
10T	403780	I3P11937	764.117,042	10.026.161,736 Meters
10T	403780	I3P11980	764.117,042	10.026.161,736 Meters
10T	400618	I3P12019	763.071,963	10.026.789,568 Meters
10T	412414	I3P12027	761.879,336	10.026.914,342 Meters
10T	412414	I3P12027	761.879,336	10.026.914,342 Meters
10T	412400	I3P12043	761.278,938	10.027.286,748 Meters
10T	412392	I3P12053	760.978,271	10.027.175,517 Meters
10T	405740	I3P12092	759.799,841	10.027.178,480 Meters
10T	411963	I3P12131	758.790,826	10.027.974,304 Meters
10T	411963	I3P12131	758.790,826	10.027.974,304 Meters

10T	412380	I3P12186	758.358,304	10.029.746,901 Meters
10T	408293	I3P12205	758.683,694	10.029.836,803 Meters
10T	473965	I3P12217	758.735,066	10.030.377,134 Meters
10T	473965	I3P12217	758.735,066	10.030.377,134 Meters
10T	432990	I3P12271	758.887,246	10.030.519,225 Meters
10T	433790	I3P12701	745.950,856	10.029.156,258 Meters
10T	436344	I3P12712	745.897,392	10.028.598,240 Meters
10T	442690	I3P12792	749.320,781	10.033.367,664 Meters
10T	442690	I3P12792	749.320,781	10.033.367,664 Meters
10T	474041	I3P12803	749.604,596	10.034.585,216 Meters
10T	474041	I3P12803	749.604,596	10.034.585,216 Meters
10T	474044	I3P12815	750.861,239	10.036.105,303 Meters
10T	452212	I3P12818	751.514,259	10.036.528,298 Meters
10T	474045	I3P12820	752.058,723	10.036.647,268 Meters

