



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI, CONSIDERANDO LA NUEVA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES DE EMELNORTE S.A.

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

XAVIER ALEJANDRO ESTÉVEZ MARTÍNEZ

xavier.estevez@epn.edu.ec

DIRECTOR: FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

fabian.perez@epn.edu.ec

Quito, julio de 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Xavier Alejandro Estévez Martínez bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Xavier Alejandro Estévez Martínez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Xavier Alejandro Estévez Martínez

DEDICATORIA

A mis padres, mi familia y todos quienes estando a mi lado estos años, han sumado y han aportado para la consecución de este logro.

AGRADECIMIENTO

Al Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE por las enseñanzas, los aportes y las facilidades para el desarrollo de este estudio.

A la vida, por tanto. A la Escuela Politécnica Nacional por todo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.2 ALCANCE	3
1.3 MARCO TEÓRICO.....	5
1.3.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	5
1.3.1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución en Ecuador.....	6
1.3.1.2 Sistema Eléctrico de Distribución EMELNORTE S.A.....	6
1.3.2 CONFIGURACIÓN Y ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	8
1.3.2.1 Configuración de Sistemas Eléctricos de Distribución	8
1.3.2.2 Elementos Constitutivos de un Sistema de Distribución	10
1.3.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	12
1.3.3.1 Conceptos Generales	12
1.3.3.2 Objetivo de las Protecciones.....	13
1.3.3.3 Propiedades de las Protecciones.....	13
1.3.3.4 Regímenes Normales de Operación.....	15
1.3.3.5 Regímenes Anormales de Operación	16
1.3.3.6 Características de los Dispositivos de Protección	17
1.3.4 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	22
1.3.4.1 Impacto debido a la localización de la Generación Distribuida en la red de distribución.....	23
1.3.4.2 Impacto debido a la capacidad de la Generación Distribuida en la red de distribución.....	23

1.3.4.3	Formación de islas debido al ingreso de Generación Distribuida	24
2	FILOSOFÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE EMELNORTE	25
2.1	GENERALIDADES Y METODOLOGÍA.....	25
2.2	EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA RED	26
2.2.1	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	26
2.2.2	PROTECCIÓN EN CABECERA DE ALIMENTADORES (TRONCAL PRINCIPAL)	26
2.2.3	PROTECCIÓN EN RECORRIDO DE ALIMENTADORES (TRONCAL PRINCIPAL).....	27
2.2.4	PROTECCIÓN DE DERIVACIONES	28
2.2.5	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	33
2.3	CONSIDERACIONES PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	37
2.3.1	PROTECCIONES EN LA SUBESTACIÓN.....	38
2.3.2	COORDINACIÓN RELÉ GENERAL – RELÉ ALIMENTADOR.....	39
2.3.3	COORDINACIÓN RELÉ ALIMENTADOR (TRONCAL PRINCIPAL) – RECONECTADOR ..	40
2.3.4	COORDINACIÓN RELÉ ALIMENTADOR (TRONCAL PRINCIPAL) – FUSIBLE DE DERIVACIONES	41
2.3.5	COORDINACIÓN FUSIBLE DE DERIVACIONES (AGUAS ARRIBA) – FUSIBLE DE DERIVACIONES (AGUAS ABAJO)	43
2.3.6	COORDINACIÓN FUSIBLE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN – FUSIBLE DE DERIVACIONES	44
2.3.7	COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE DE DERIVACIONES	45
2.4	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	46
2.5	SELECCIÓN DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN	46
2.6	DEFINICIÓN DE RANGOS DE CORRIENTE PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	47
2.7	IDENTIFICACIÓN GRÁFICA Y GEORREFERENCIACIÓN DEL TRONCAL PRINCIPAL, DERIVACIONES Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN SELECCIONADOS EN LA COORDINACIÓN.....	48
2.8	VERIFICACIONES A LA FILOSOFÍA.....	48
2.8.1	POR CORRIENTES DE INRUSH.....	49
2.8.2	POR PICOS DE CARGA FRÍA.....	49
2.8.3	POR CALIBRE DE CONDUCTOR	49
2.8.4	POR CORRIENTE DE FALLA MÍNIMA.....	50
3	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI	51

3.1	CARACTERÍSTICAS, CONFIGURACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI.....	51
3.2	CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LAS PROTECCIONES	53
3.3	AJUSTES DEL RELÉ GENERAL DE LA SUBESTACIÓN.....	54
3.4	AJUSTES DE LOS RELÉS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS... ..	56
3.5	DETERMINACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA TRONCAL, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES H1, H2 Y H3	59
3.5.1	FUSIBLES SELECCIONADOS PARA DERIVACIONES	60
3.5.2	CORRIENTES MÁXIMAS DE COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES DE DERIVACIONES Y FUSIBLES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	61
3.5.3	RANGOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA DERIVACIONES.....	62
3.5.4	ANÁLISIS DE ACTIVACIÓN DE CURVAS DE OPERACIÓN PARA LOS RECONECTADORES DISPUESTOS EN LOS ALIMENTADORES H1 Y H2	64
3.6	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H1	66
3.6.1	CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR	66
3.6.2	CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS	68
3.6.3	DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR	72
3.6.4	VERIFICACIONES	77
3.7	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H2	82
3.7.1	CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR	82
3.7.2	CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS	84
3.7.3	DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR	88
3.7.4	VERIFICACIONES	91
3.8	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H3	96
3.8.1	CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR	96
3.8.2	CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS	98
3.8.3	DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR	101
3.8.4	VERIFICACIONES.....	104
4	CONSIDERACIÓN DEL INGRESO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR H4.....	110
4.1	CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H4.....	110
4.2	DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	112

4.3	EFFECTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	113
4.3.1	MODELACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	114
4.3.2	ESTUDIO DE CARGA.....	117
4.3.3	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	121
4.4	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H4	123
4.4.1	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE PROTECCIÓN	123
4.4.1.1	Fusible tipo H en el nodo de inicio de la línea de interconexión	124
4.4.1.2	Fusible tipo T en el inicio de la línea de interconexión con Fusible tipo T en el lado de alto voltaje del transformador	130
4.4.2	CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS	134
4.4.3	DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR	142
4.4.4	VERIFICACIONES	145
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
5.1	CONCLUSIONES.....	151
5.2	RECOMENDACIONES	153
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	154
	ANEXOS	156
	ANEXO A. FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS	157
	ANEXO B. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS	169
	ANEXO C. TOPOLOGÍAS COORDINADAS DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS	173

RESUMEN

El presente estudio técnico está referido al estudio de coordinación de protecciones de los cuatro alimentadores primarios de la subestación Cotacachi de propiedad de EMELNORTE, está fundamentado en las consideraciones propuestas por la nueva filosofía de protecciones de esta empresa distribuidora y atiende a los requerimientos técnicos de su sistema de distribución. La filosofía que fundamenta este estudio ha sido consolidada por el Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE.

La coordinación de protecciones ha sido desarrollada mediante herramientas computacionales que facilitan el manejo de sistemas de distribución. Se contó con los modelos en CYMDIST de los cuatro alimentadores primarios proporcionados por EMELNORTE, en el caso del alimentador primario H4 que tiene conectada generación distribuida en su troncal principal, se propuso un modelo útil para la simulación de flujos de potencia y cortocircuitos con el fin de determinar la mejor alternativa de protección considerando el ingreso de las unidades de generación.

Se ejecutó para cada alimentador un estudio de cortocircuitos en escenario de demanda máxima, posteriormente y en función de las recomendaciones de la filosofía de protecciones y con el uso del complemento CYMTCC se seleccionaron las curvas características de los dispositivos de protección en función de los ajustes propuestos para garantizar la correcta operación del sistema de protecciones. Finalmente, para cada alimentador primario se presenta la propuesta gráfica de topología coordinada en el software ArcGIS, con los recorridos de troncal principal y derivaciones, así como la ubicación de los equipos de protección seleccionados.

PALABRAS CLAVE: Coordinación de protecciones, filosofía de protecciones, alimentador primario, topología coordinada.

ABSTRACT

This technical study refers to the protections coordination of the four primary feeders of Cotacachi substation owned by EMELNORTE, is based on the technical considerations proposed by the new protection philosophy of this distribution company and satisfies the technical requirements of its distribution system. The philosophy that bases this study has been consolidated by Energy Quality and Electrical Studies Department of EMELNORTE.

The protections coordination has been developed by computational tools that facilitate management distribution systems. The electrical models in CYMDIST of the four primary feeders provided by EMELNORTE were counted, in the case of the primary feeder H4 that has connected distributed generation in its main trunk, a useful model was proposed for the simulation of load flows and short circuits studies in order to determine the most appropriate protective alternative for the generation units.

A short circuit study was simulated for each primary feeder in maximum demand scenario, after that, according to the recommendations of the protection philosophy and using CYMTCC complement, the characteristic curves of protection devices were selected according to the proposed adjustments, in order to guarantee the correct operation of protective system. Finally, for each primary feeder, the coordinated topology graphic is presented in ArcGIS, with the main trunk routes and derivations, as well as the location of the selected protection equipment.

KEYWORDS: Protective coordination, protection philosophy, primary feeder, coordinated topology graphic.

1 INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE S.A.) con el objeto de garantizar la calidad del suministro de energía eléctrica dentro de un marco técnico-económico y cumpliendo con las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) según lo señalado por la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica [1]; dirige sus esfuerzos a la realización de un análisis completo de las condiciones actuales del sistema eléctrico, dando especial atención a los sistemas de protecciones a nivel de distribución. Como resultado se determinó la necesidad de establecer estudios eléctricos en el ámbito de la coordinación y operación de los equipos de protección de los alimentadores primarios de las subestaciones de la zona de influencia, posteriormente y en virtud del cumplimiento de lo señalado con anterioridad, decidió especializar los estudios técnicos a fin de superar las falencias encontradas, a través del Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos, que será el encargado del rediseño integral de los sistemas de protecciones.

Con el rediseño del sistema ha surgido la necesidad de implementar y consolidar una nueva y propia filosofía de coordinación de protecciones, resultante de la investigación, experiencia y la adaptación de criterios técnicos que respondan a las condiciones y requerimientos del sistema eléctrico de EMELNORTE. Dicha filosofía será la base técnica para el presente estudio de coordinación, referido a los equipos de protección (relé general, relé de cabecera, fusibles de derivaciones; y, de ser el caso reconectores y seccionalizadores) de los alimentadores primarios de la Subestación Cotacachi.

Si bien la situación actual del sistema de protecciones de los alimentadores primarios de la Subestación Cotacachi no es crítica, hay situaciones que requieren especial atención, una de ellas obedece al elevado índice de interrupciones prolongadas de servicio que no responden a condiciones de falla como tal, sino a condiciones de operación normal del sistema como son las corrientes de inrush y las corrientes de carga fría [2]. Con el presente estudio, se reducirá el tiempo de dichas interrupciones porque se garantizará la selectividad del sistema de protecciones.

Otro factor de atención es la indebida selección de los dispositivos de protección, que provoca la desadaptación de la red y la recopilación inapropiada de información de la situación del sistema de protecciones; es decir, se desconoce en gran parte las características de los equipos utilizados en cada alimentador, específicamente de los fusibles en cabecera de derivaciones. Dicho antecedente promueve la homologación de los equipos de protección a usarse en cada alimentador, garantizando confiabilidad y

seguridad de cada dispositivo; y, con su instalación la operación adecuada del sistema. Un caso particular y que se tratará en el estudio de coordinación, es la modelación para el alimentador H4 de la generación distribuida, modelación con la que actualmente no se cuenta, partiendo de este punto se realizará el estudio de protecciones más adecuado para la correcta operación del alimentador para el caso de entrada y salida de las unidades de generación.

EMELNORTE ha migrado la responsabilidad de emisión de cartas de factibilidad de servicio al Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos, siendo necesaria la elaboración del presente estudio para establecer los lineamientos técnicos para aprobación de proyectos de expansión, repotenciación y reposición, en base a la topología coordinada y la base de datos que se entregará en donde se presentarán los tramos de red, los dispositivos y equipos que deberán usarse para la protección de los alimentadores.

La presente propuesta de estudio técnico tiene el auspicio total de EMELNORTE S.A., que brinda todo el apoyo de su equipo de trabajo encomendado al Departamento de Estudios Eléctricos y Calidad de Energía Eléctrica, así como también el acceso a la información necesaria y al uso de las licencias de software a usarse para la correcta realización del trabajo. Así, de no existir el estudio de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi, se mantendría un sistema no coordinado, que al no ser selectivo esté propenso a interrupciones de servicio prolongadas en zonas donde la falla no se encuentra localizada, así también al no garantizar la confiabilidad y seguridad de los equipos de protección se tendrían salidas de servicio innecesarias de las derivaciones en las que la falla no se ha suscitado. Todo lo mencionado anteriormente provoca la atención, operación y movilización de personal, el descontento de los abonados y el incremento de pérdidas económicas por energía no suministrada.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Desarrollar el estudio de coordinación de protecciones a nivel de distribución para los cuatro alimentadores primarios de la Subestación Cotacachi utilizando la nueva filosofía de protecciones de EMELNORTE S.A. para garantizar la adecuada operación del sistema de protecciones bajo condiciones normales y de falla.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Detallar los fundamentos técnicos de la filosofía de coordinación de protecciones a nivel de distribución desarrollada por EMELNORTE, bajo el respaldo de investigaciones anteriores realizadas en el Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos.
- Realizar la modelación de las unidades de generación distribuida asociadas al alimentador H4 en el software CYMDIST para la ejecución de estudios relacionados a flujos de potencia y cortocircuitos como base para la coordinación de protecciones analizando los distintos escenarios de operación.
- Determinar adecuadamente los equipos de protección a seleccionarse y sus ajustes para garantizar la operación coordinada del sistema de protecciones a fin de precautelar la correcta operación de los alimentadores primarios en condiciones normales y de falla, mediante el uso de CYMDIST, CYMTCC y ArcGIS.

1.2 ALCANCE

El presente trabajo de titulación consiste en el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la Subestación Cotacachi operada por la Empresa Eléctrica Regional Norte, dicho nodo del sistema presenta cuatro alimentadores primarios con topologías radiadas, tramos urbanos, rurales y de longitud considerable [5], con la característica de que en el Alimentador (H4) se tiene Generación Distribuida con dos unidades hidroeléctricas conectadas al troncal principal.

En base a la apertura de EMELNORTE hacia el desarrollo de este proyecto técnico, se ha dispuesto de toda la información necesaria para la ejecución del mismo, en la que consta la modelación completa en CYMDIST de los cuatro alimentadores primarios (H1, H2, H3, H4) y exceptúa la modelación de la generación distribuida asociada al cuarto alimentador (H4), por lo que para efecto del estudio se facilitarán los datos y características de los equipos para la modelación del alimentador junto con la central de generación Cotacachi. Adicionalmente, se tienen los reportes de los eventos suscitados en cada alimentador en los últimos años, así como también estudios previos de confiabilidad y calidad de servicio que serán la base del estudio de coordinación de protecciones.

En primera instancia se presentará la modelación del tramo de red y de las unidades de generación conectadas al troncal principal del alimentador H4 en el software CYMDIST con las especificaciones técnicas requeridas por EMELNORTE, con esto se tendrán los cuatro alimentadores primarios correctamente modelados para la realización del estudio de

coordinación. Se tendrán distintos escenarios de coordinación para cada alimentador por la configuración propia del sistema; es decir, cada alimentador tiene sus propias características que incidirán en los ajustes de las protecciones, refiriéndose específicamente a qué: el Alimentador H1 y el alimentador H2 disponen de reconectores en el recorrido y se analizará el estado de su instalación y el ajuste más apropiado en función de su ubicación actual respecto a la subestación (la ubicación óptima del reconector no es pertinente del presente estudio); el alimentador H3 no dispone de equipos de protección especiales, solo mantiene la disposición de fusibles en las cabeceras de las derivaciones; finalmente, en el alimentador H4 con generación distribuida se ejecutarán estudios de cortocircuito tomando en cuenta la entrada y salida de las unidades hidroeléctricas, cabe mencionar que la prioridad en la coordinación de protecciones la tendrá el alimentador; es decir, la generación no tiene que soportar la carga y tendría que salir de operación.

El estudio se fundamentará en la filosofía de protecciones de EMELNORTE, resultante de la experiencia, investigación y adaptación de los requerimientos propios de la empresa; en tal virtud y procurando asegurar la fidelidad del mismo, se han puesto a mano todas las herramientas necesarias, la licencia del software CYMDIST, en el que se ejecutará el estudio de cortocircuitos para cada alimentador, los datos arrojados serán depurados para ser migrados al software ArcGIS, en donde se tendrá la topología actual del alimentador con la ubicación georreferenciada de cada elemento de protección. Posteriormente, en el complemento CYMTCC se realizará la coordinación de las curvas características de los dispositivos de protección, desde el relé general de la subestación previamente seteado y definido por TRANSELECTRIC, pasando por el relé de cabecera del troncal principal, hasta los fusibles de las derivaciones terciarias de ser el caso; de existir reconectores en el tramo del alimentador se analizará la posibilidad de activar las curvas lentas y rápidas del mismo para operarlo como tal, y de no existir dicha posibilidad se presentarán los ajustes para establecerlo como interruptor o relé de ser necesario. Finalmente, en ArcGIS se presentará la propuesta de topología coordinada en base a consideraciones técnicas propias y a directrices de la filosofía de la empresa como tal, en dicha topología se mostrará mediante el manejo de un código de colores propio de la metodología la selección del troncal principal y de todas las derivaciones propuestas, así como también la ubicación real y tipo de los equipos usados para la protección del alimentador.

1.3 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los conceptos y definiciones que fundamentan y mejoran la comprensión del presente estudio técnico. En éste se encuentran especificados aspectos teóricos de los sistemas de distribución y sistemas de protecciones, con el fin de introducir al desarrollo del estudio planteado.

1.3.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia se forma en gran parte por un conglomerado de sistemas de distribución, que son los encargados de llevar la energía desde las subestaciones de subtransmisión hasta los centros de consumo o usuarios finales, tal como lo ejemplifica la Figura 1.1.

El servicio de suministro de energía eléctrica debe enmarcarse en parámetros de calidad; es decir, el usuario debe recibir un servicio confiable e ininterrumpido y un producto técnico adecuado, que permita el desempeño eficiente de las actividades cotidianas que requieran el uso de energía eléctrica.

Adicionalmente, los sistemas de distribución deben planificarse contemplando escenarios de corto, mediano y largo plazo; con el fin de permitir el crecimiento adecuado y programado de la carga, que representará el índice de desarrollo industrial y tecnológico de la zona de concesión.

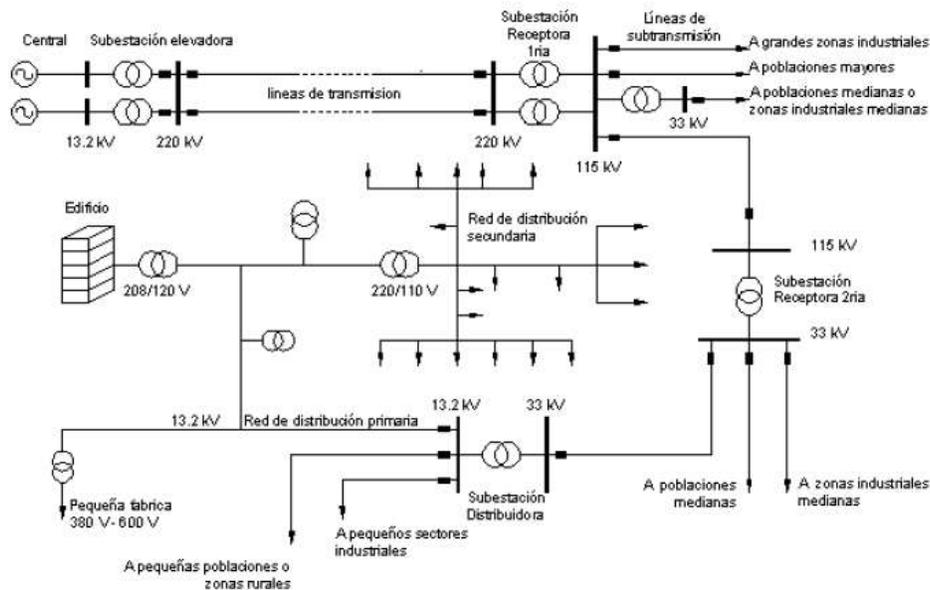


Figura 1.1. Ubicación de un Sistema de Distribución dentro de un SEP [1].

1.3.1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución en Ecuador

En el Ecuador, las empresas encargadas del suministro de energía eléctrica son de carácter público, sin embargo, se tienen empresas distribuidoras de carácter mixto en donde hay participación privada y pública.

Para lograr su cometido primordial, que es dotar del servicio de energía eléctrica, dichas empresas han sido dispuestas en el territorio nacional mediante zonas de concesión; donde cada una maneja su propia infraestructura administrativa, eléctrica, civil y mecánica.

Específicamente, las empresas distribuidoras se encuentran conectadas en uno o varios nodos al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC, esta empresa pública tiene subestaciones de transmisión dispuestas en todo el territorio nacional, en estas se encuentran posiciones de salida que alimentan a las Subestaciones de Subtransmisión, que mayoritariamente son de propiedad de las empresas de distribución; asimismo, las subestaciones de subtransmisión cuentan con posiciones de salida para alimentar otras subestaciones dentro de la misma red de distribución. Este constituye el punto de inicio de los sistemas de distribución en el Ecuador.

Posterior a las subestaciones de subtransmisión, se tienen miles de kilómetros de líneas de distribución aéreas y subterráneas, conocidas como redes primarias y secundarias, que alimentan a los transformadores de distribución para posteriormente llegar por kilómetros de acometida a los usuarios o consumidores finales.

Como se mencionó anteriormente, el Sistema de Distribución tiene una extensa infraestructura eléctrica y mecánica, que requiere de especial atención tanto en la planificación, diseño y construcción como en la operación y supervisión. Por lo que el manejo y la administración de un sistema de distribución se considera de suma complejidad, pero de gran trascendencia [2].

El eslabón de la distribución de energía eléctrica constituye un gran reto por la extensión de éste, lo que lleva al estudio del comportamiento de la carga por su acelerado crecimiento y su comportamiento aleatorio; así como también al manejo de una gran gama de voltajes y al estudio para la selección de los equipos más adecuados que garanticen la correcta operación del sistema de manera integral.

1.3.1.2 Sistema Eléctrico de Distribución EMELNORTE S.A.

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. – EMELNORTE, fue constituida como una Sociedad Anónima Civil y Mercantil en la ciudad de Ibarra en el año 1975, actualmente sigue operando como compañía anónima, regulada por la ley de compañías para asuntos

de orden societario y por la ley de empresas públicas para asuntos tributarios, fiscales, laborales, control y funcionamiento [3].

EMELNORTE, es una empresa pública de carácter mixto destinada a proveer del servicio público de energía eléctrica dentro de parámetros de calidad a los usuarios dentro de su zona de concesión [4]. El área de concesión comprende: los cantones de Pedro Moncayo y Cayambe en la provincia de Pichincha, las provincias de Imbabura y Carchi, cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y parte de la provincia de Esmeraldas, específicamente los sectores de Durango y Alto Tambo. La extensión de su zona de concesión es de 11.979 km² en la que se disponen 245.360 abonados, cuyo detalle se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Detalle de abonados de la zona de concesión de EMELNORTE S.A. [3].

ABONADOS	NÚMERO	PORCENTAJE
Residencial	213.559	87%
Comercial	25.077	10%
Industrial	2.902	1%
Otros	3.821	2%
TOTAL	245.360	100%

El Alumbrado Público no se contabiliza en la Tabla 1.1 puesto que se considera de manera global dentro del cálculo por la empresa distribuidora. Según cifras oficiales con cierre a diciembre de 2018, la cobertura de abonados con el servicio de suministro de energía eléctrica es de 98,81%. Para lograr dicho cometido, el sistema eléctrico de distribución cuenta con la siguiente infraestructura:

EMELNORTE tiene tres puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, dos posiciones se encuentran en la S/E Bellavista de la ciudad de Ibarra, y el tercer nodo de interconexión se encuentra en la S/E Tulcán de la ciudad del mismo nombre; todos de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC [3].

En cuanto a redes primarias, transformadores, redes secundarias, acometidas y medidores, EMELNORTE según cifras oficiales con cierre 2018, cuenta con 68 redes primarias a nivel de voltaje 13,8kV con una longitud de 5.854,98 km; de los cuales, 4.186,89 km son ramales monofásicos, 44,60 km son ramales bifásicos y 1.623,49 km son ramales trifásicos. Cuenta con 16.469 transformadores de distribución dispuestos en los recorridos de los alimentadores primarios; de los cuales, 14.010 son transformadores monofásicos y

2.459 son trifásicos. El total de los transformadores de distribución dan una potencia total instalada de 460,96 MVA, donde 266,32 MVA corresponde a transformadores monofásicos y 194,64 MVA a transformadores trifásicos.

Haciendo referencia a las redes secundarias y acometidas, se cuenta con un total de 4.683,29 km de redes secundarias; de las cuales, 4.155,30 km son aéreas, 500,62 km son preensambladas, y 27,36 km son subterráneas; adicionalmente cuenta con 77.048 medidores monofásicos, 164.303 medidores bifásicos y 3.393 medidores trifásicos, que se encuentran conectados mediante 188.620 acometidas [3]. En cuanto a centrales de generación propias de la empresa distribuidora y autogeneradores privados, se tiene el reporte de que al año 2017, la energía generada fue de 57.299,14 MWh.

Finalmente, EMELNORTE cuenta con 16 subestaciones de distribución (13.8/69 kV) para la transformación y transporte de energía eléctrica; entre ellas la subestación Cotacachi objeto del presente estudio.

1.3.2 CONFIGURACIÓN Y ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución tiene su punto de inicio en el nodo de entrega de energía desde el sistema nacional de transmisión hacia las subestaciones de subtransmisión de las empresas distribuidoras. Desde estas subestaciones se tienen las salidas hacia el usuario final mediante recorridos aéreos o subterráneos de los circuitos (comúnmente llamados alimentadores primarios), que con trazado urbano o rural y a niveles de medio voltaje (13.8 kV), suministran energía a los transformadores de distribución dispuestos en los centros de carga, para posteriormente llegar hacia el consumidor mediante circuitos o redes secundarias en bajo voltaje.

El trazado desde las subestaciones de subtransmisión hasta el punto de entrega de energía con los usuarios finales tiene algunas configuraciones o topologías de red, que se determinan según los requerimientos y características del servicio de cada empresa distribuidora, en función de consideraciones y agentes técnico – económicos. La selección de cierta configuración determinará también los equipos y elementos que constituyen la red de distribución.

1.3.2.1 Configuración de Sistemas Eléctricos de Distribución

El sistema de distribución de EMELNORTE S.A maneja dos tipos de configuraciones para los trazados urbanos y rurales de los alimentadores primarios de las subestaciones de su zona de concesión, es importante mencionar que la mayor parte de sus alimentadores tienen configuración radial, sin embargo, existen zonas con cargas industriales en donde

se tiene configuración en anillo, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía a dichas cargas importantes.

- **Sistema Radial**

Se denomina sistema radial puesto que sólo se tiene un punto de alimentación y desde las posiciones de la subestación (fuente) salen los circuitos en recorrido unidireccional, ramificándose a lo largo de su trazado en circuitos laterales, consiguiendo abarcar toda la zona de servicio.

La configuración radial para alimentadores primarios es la más usada en la zona norte del país debido a su simplicidad y su bajo costo de instalación y operación, tales cualidades determinan que este tipo de configuración tenga una baja confiabilidad de servicio; es decir, ante la ocurrencia de una falla en algún punto del trazado radial, el número de usuarios desconectados puede ser considerable o bien puede perderse la totalidad de los usuarios servidos por el alimentador [1]. La Figura 1.2 presenta una de las configuraciones recomendadas para incrementar la confiabilidad de un sistema radial común, en donde se instalan interruptores o seccionadores de enlace, consiguiendo una pronta restauración del servicio al conectarse a alimentadores primarios cuyo recorrido se encuentre en la cercanía del alimentador fallado.

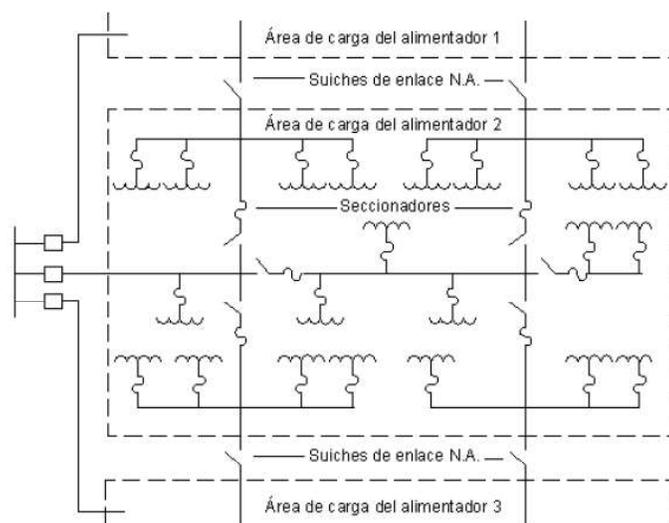


Figura 1.2. Alimentador Primario de Distribución en Configuración Radial con interruptores de enlace Normalmente Abiertos (NA) [1].

En el presente caso de estudio, los alimentadores de la subestación Cotacachi tienen configuración radial sin interruptores de enlace; es decir, no existe interconexión alguna entre los alimentadores por lo que no se estudian casos de transferencia de carga.

- **Sistema en Anillo**

La configuración en anillo para alimentadores primarios de distribución se diferencia del sistema radial, en el hecho de que el recorrido del alimentador ya no es unidireccional, sino que tiene dos o más trayectorias desde el nodo fuente hacia los nodos de entrega. Adicionalmente provee la capacidad de realizar transferencias de carga cuando se realiza la conmutación de uno o varios interruptores de enlace. Para ello, cada segmento del alimentador debe tener la capacidad de abastecer a la carga a ser transferida, consecuentemente los dispositivos y equipos de la red deben ser capaces de soportar la transferencia [1].

Con esas características se logra disminuir el número de usuarios no servidos e inclusive minimizar el tiempo de operación para restauración del servicio del alimentador en condición de falla. Como se mencionó anteriormente los alimentadores que tienen trazado en anillo en la zona de concesión de EMELNORTE son muy pocos, puesto que si bien es cierto incrementan la confiabilidad del servicio presentan inconvenientes en la operatividad del sistema e incluso incrementan costos de instalación, operación y mantenimiento.

1.3.2.2 Elementos Constitutivos de un Sistema de Distribución

Se considera como sistema de distribución al conjunto de infraestructura eléctrica, civil y mecánica que permite la transformación y el transporte de energía desde el nodo de enlace con el Sistema Nacional de Transmisión hasta el usuario o consumidor final; a continuación, se presentan los elementos más representativos de la red de distribución.

- **Subestación de Distribución**

Constituye el conjunto de equipos eléctricos que permiten la recepción de energía desde el nodo de enlace con el SNT, su función principal es adaptar el voltaje de recepción (para subestaciones de EMELNORTE es 69 kV) para su posterior transporte mediante alimentadores primarios a nivel de distribución (13,8 kV) hasta los transformadores de distribución.

- **Alimentadores Primarios de Distribución**

Se encuentran en las posiciones de salida de las subestaciones de distribución, son líneas eléctricas trifásicas (aéreas y subterráneas) con trazados urbanos y rurales a niveles adaptados de voltaje, que se encargan de transportar la energía eléctrica hacia los transformadores de distribución para posteriormente suministra la demanda de los abonados.

- **Troncal Principal**

Se considera como troncal principal al tramo trifásico más extenso en el recorrido del alimentador primario, adicionalmente es el tramo con el conductor de mayor capacidad de conducción de corriente, se encarga de transportar la energía eléctrica por todo el trazado del alimentador para abastecer de energía eléctrica a las posibles derivaciones o ramales [5].

- **Derivación Primaria**

Son tramos trifásicos o monofásicos que se alimentan del troncal principal; es decir, su arranque viene de una sección trifásica del alimentador y se encargan de transportar la energía eléctrica por todo su recorrido para alimentar las derivaciones secundarias y los posibles transformadores de distribución que se encuentren instalados.

- **Derivación Secundaria**

Son tramos trifásicos o monofásicos que se alimentan de una derivación primaria y se encargan de transportar la energía eléctrica por todo su recorrido para abastecer a las derivaciones terciarias y los posibles transformadores de distribución que se encuentren instalados.

- **Derivación Terciaria**

Son tramos monofásicos que se alimentan de una derivación secundaria y se encargan de transportar la energía eléctrica por todo su recorrido para abastecer a los posibles transformadores de distribución que se encuentren instalados.

- **Transformadores de Distribución**

Son los equipos de distribución por excelencia, puesto que hacen posible la adaptación de voltajes de distribución a voltajes típicos para el funcionamiento de la carga. Se encuentran instalados tanto en el troncal principal del alimentador primario como en sus respectivas derivaciones, y son el enlace entre la red de distribución y el consumidor final.

- **Redes de Bajo Voltaje**

De carácter polifásico, su arranque ocurre en el secundario de los transformadores de distribución, se encargan de transportar la energía eléctrica a niveles deseados para la carga hasta las acometidas domiciliarias.

- **Acometidas**

Es la conexión física del sistema de distribución con el usuario final, constituye la alimentación eléctrica a niveles adaptados de voltaje según el requerimiento de la carga mediante redes aéreas o subterráneas.

- **Consumidor Final**

Son todos los abonados conectados en la zona de concesión de la empresa distribuidora que requieren el suministro de energía eléctrica para uso residencial, comercial, industrial; incluso se consideran consumidores finales los usuarios que requieren alimentadores expresos para el abastecimiento de energía.

1.3.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.3.3.1 Conceptos Generales

Un sistema de distribución debido a su naturaleza mecánica y eléctrica siempre se encuentra expuesto a eventos que pueden afectar su correcto funcionamiento. Estos eventos no sólo pueden ocurrir debido a agentes internos constitutivos de los equipos (generadores, transformadores, aisladores, conductores, etc.), sino a agentes externos que involucren la manipulación, operación y maniobra de equipos o del sistema en conjunto, incluso a agentes naturales ambientales; la consecuencia de dichas perturbaciones además de afectar el correcto funcionamiento del sistema, puede provocar daños temporales; y, en ocasiones definitivos a los equipos que constituyen el sistema de distribución [6].

Para disminuir el impacto de la ocurrencia de los eventos perjudiciales, se necesita el diseño y la implementación de un sistema de protecciones que actúe a la par del sistema de distribución, conformando un sistema eléctrico integral. Este sistema es el encargado de proteger de manera eficaz y eficiente al personal operativo y los elementos fundamentales del sistema eléctrico de potencia, idealmente detecta las fallas que se puedan provocar en el sistema y acciona a fin de despejar y sanear dichas perturbaciones para disminuir la influencia de estas en la operación del sistema [6].

Por ello, la importancia del diseño y la implementación de un sistema de protecciones que, en un marco de seguridad, eficiencia y confiabilidad, garantice la operación normal del sistema eléctrico tras la ocurrencia de una falla.

1.3.3.2 Objetivo de las Protecciones

El objetivo fundamental de un sistema de protecciones es la protección integral del sistema eléctrico; es decir, proteger a los operadores, a los usuarios y a los equipos fundamentales, ante la ocurrencia de fallas de cualquier carácter y origen [6].

Con ello, para garantizar la disminución del impacto y la influencia de las perturbaciones sobre la red de distribución, el sistema de protecciones que permanentemente se encuentra en monitoreo de las variables de estado, debe desconectar los tramos bajo condiciones de falla de la manera más rápida y segura posible; y, evitar que los daños en elementos o en zonas puedan propagarse hacia otras partes del sistema; así mismo, debe procurar la reducción del número de fallas y el número de usuarios desconectados del suministro [7].

Además de los objetivos, es importante destacar algunas de las funciones de las protecciones en un sistema de distribución:

- Aislar fallas permanentes y temporales
- Minimizar el número de fallas permanentes y de desconexiones innecesarias
- Minimizar el tiempo de localización de fallas
- Prevenir contra daño al equipo
- Minimizar la probabilidad de caída de conductores
- Minimizar las fallas internas de los equipos

1.3.3.3 Propiedades de las Protecciones

- **Sensitividad**

El sistema de protecciones debe ser capaz de detectar y diferenciar entre condiciones anormales y normales de operación del sistema; asimismo, debe tener la cualidad de distinguir tanto fallas temporales como permanentes, incluso si dichos puntos de falla se encuentran en lugares remotos a la subestación y consecuentemente al dispositivo de acción (interruptor) [7].

- **Selectividad**

La coordinación del sistema de protecciones debe garantizar la actuación en orden jerárquico de distancia al punto de falla; es decir, la protección que debe operar como primaria es la protección que se encuentre más cerca al elemento fallado; adicionalmente,

la protección debe considerar su modo de actuación (instantánea o temporizada) para mantener la continuidad de servicio, desconectando la menor cantidad de usuarios al aislar la falla [1].

- **Seguridad**

Esta propiedad hace alusión coloquialmente a la capacidad del sistema de protecciones de distinguir la condición de operación y no operación; coloquialmente, las protecciones deben operar cuando deben operar y no deben operar cuando no deben operar. Lo mencionado anteriormente hace referencia a que el sistema de protecciones debe garantizar la operación ante condiciones de falla en el sistema, y no debe operar ante condiciones normales de operación que presenten elevados índices de corriente (corrientes de inrush, picos de carga fría, armónicos, desbalances de carga, etc.), pudiendo estas ser de origen de estado estable o transitorio.

- **Confiabilidad**

Es una propiedad de característica probabilística del sistema de protecciones, que hace referencia a la capacidad de un elemento que lo compone de operar de manera correcta cuando su operación es requerida y en las condiciones o ajustes que fueron para él establecidos, y de evitar la operación innecesaria o incorrecta ante la ocurrencia de una falla; visto desde otro punto de análisis, cuando un elemento de protección carece de confiabilidad, ante una condición de falla se desconectan elementos no fallados en el sistema, puesto que operan innecesariamente como protecciones de respaldo remoto [8].

- **Rapidez**

Consiste básicamente en la selección adecuada del tiempo de operación de cada elemento de protección asignado a cada elemento constitutivo del sistema de distribución, proporcionándole al mecanismo de acción un margen de tiempo a fin de que la operación del elemento protector logre detectar y aislar la falla lo más pronto posible, para minimizar los efectos de la perturbación en el sistema, y posteriormente despejarla y restaurar el servicio.

- **Simplicidad**

El sistema de protecciones debe ser lo más simple posible para garantizar la correcta operación de éste; es decir, a menor número de equipos de protección, menor es la lógica de cableado y ajustes requeridos para la coordinación, por lo que mayor será la confiabilidad.

1.3.3.4 Regímenes Normales de Operación

Es necesario comprender que en todo sistema eléctrico de potencia las variables eléctricas importantes se encuentran en constante variación, sin embargo, cuando dichas variaciones no superan umbrales límites o aquellas desviaciones no son representativas o son despreciables, se considera que el Sistema de Distribución se encuentra operando en estado de régimen normal [9].

Adicionalmente, existen regímenes normales de operación que tienen característica transitoria, en donde las variables de estado se alejan de los valores nominales o de los valores umbral. Específicamente, existen condiciones de corrientes elevadas en el sistema que aumentan súbitamente en un lapso determinado, que pueden afectar a la operación confiable, sensitiva, segura y selectiva del sistema de protecciones. Dichas condiciones no son deseadas por lo que las protecciones deben estar calibradas y coordinadas a fin de operar correctamente. Existen dos regímenes normales transitorios que eventualmente pueden provocar la descoordinación y la inadecuada operación del sistema de protecciones, son conocidos como: corrientes de inrush en los transformadores de potencia y distribución, y las corrientes pico de carga fría [9].

- **Corrientes de Inrush**

Es una condición normal, transitoria y de carácter aleatorio que sucede en el transformador posterior a su energización. Este fenómeno provoca que la corriente alcance valores extremadamente elevados respecto a la nominal, en períodos cortos de tiempo; posterior a ello y súbitamente dichas corrientes disminuyen hasta llegar a valores de vacío o nominales según la operación del transformador [9].

Existen factores que pueden alterar la magnitud de la corriente de inrush, y de aquellos agentes se comprende su carácter aleatorio, como son: valor del ángulo y magnitud de voltaje en el momento de la energización.

Es importante la consideración de las corrientes de inrush puesto que afectan la selección de los ajustes de las protecciones; es decir, pueden provocar la operación indebida de los dispositivos de protección y consecuentemente la desconexión total o parcial del alimentador primario; de tal manera, los equipos a disponerse para la protección de los transformadores de potencia y distribución deben ver a la corriente de inrush como una condición normal y no operar ante ella. Al actuar el fusible ante una condición de inrush, sería una operación incorrecta puesto que la corriente de energización no provoca daño en los transformadores, sino que son condiciones permisibles.

- **Picos de Carga Fría**

Constituyen otro fenómeno de régimen normal transitorio y ocurren durante la salida, desconexión prolongada y posterior reconexión del troncal principal o de una derivación de un alimentador primario. La Figura 1.3 presenta una curva característica de una condición de carga fría.



Figura 1.3. Curva representativa de la corriente de pico de carga fría [9].

Se conocen como carga fría debido a que la gran mayoría de los equipos domésticos que provocan dicho fenómeno, son los refrigeradores y congeladores. Y es que al momento de reconectar o re-energizar el alimentador, el arranque de los motores de estos equipos provocan corrientes del orden de 3 a 6 veces la corriente nominal de operación del motor; dichas corrientes vistas desde la línea de alimentación constituyen valores extremadamente elevados respecto a un valor referencial esperado; sin embargo pese a que las corrientes llegan a tener ese comportamiento, no deja de ser una condición normal de operación del alimentador, situación por la cual las protecciones en derivaciones del alimentador primario deben estar calibradas a fin de no operar ante dicha condición de corriente elevada [9].

1.3.3.5 Regímenes Anormales de Operación

A diferencia de los regímenes normales de operación, es evidente que un régimen anormal es aquella condición transitoria de las variables de estado que se encuentra alejada de los valores nominales establecidos o de valores umbral, dicha variación puede provocar anomalías en el funcionamiento del sistema, específicamente en la estabilidad de las variables importantes del sistema, pudiendo éstas regresar o no a un valor cercano al nominal, y provocar daño a los equipos constitutivos del sistema. Existen algunos fenómenos anormales en la operación de los sistemas de distribución, pero para efecto del presente estudio, se hablará exclusivamente de las sobrecargas y los cortocircuitos.

- **Fallas Permanentes**

Son aquellas fallas que se mantienen presentes en la red de distribución y su duración es prolongada, generalmente las fallas de carácter permanente en redes aéreas se producen cuando existe contacto entre conductores de fase, ruptura de las estructuras de soporte de la línea o de la línea como tal; mientras que, en redes subterráneas se producen con el deterioro del aislamiento de conductores apantallados o por el mal estado de los sistemas de conducción (pozos y ductos) [10].

- **Fallas Transitorias**

Son las fallas que ocurren con mayor frecuencia en los sistemas de distribución de configuración aérea, tienen la característica de corta duración pues el tiempo de exposición y afectación no sobrepasa el orden de los segundos. Ante esta condición, los equipos de protección pueden detectar la corriente de falla y despejarla de manera automática, reduciendo el impacto de la perturbación, minimizando el deterioro de los equipos. Generalmente son producidas por el desbroce de vegetación en el recorrido del sistema, por descargas atmosféricas o animales que se exponen al contacto con los conductores de fase. Se conoce que, pese a su característica de duración rápida, si una falla transitoria no es despejada a tiempo puede convertirse en una falla de carácter permanente [10].

1.3.3.6 Características de los Dispositivos de Protección

Para lograr una coordinación de protecciones exitosa que garantice la correcta operación del sistema de distribución, es importante conocer las características determinantes de los dispositivos de protección que se tienen instalados en el recorrido de un alimentador primario, con el fin de proponer ajustes que atiendan los requerimientos de protección para la operación del sistema. En la Figura 1.4 se presenta un ejemplo de un sistema de distribución y su respectivo sistema de protecciones.

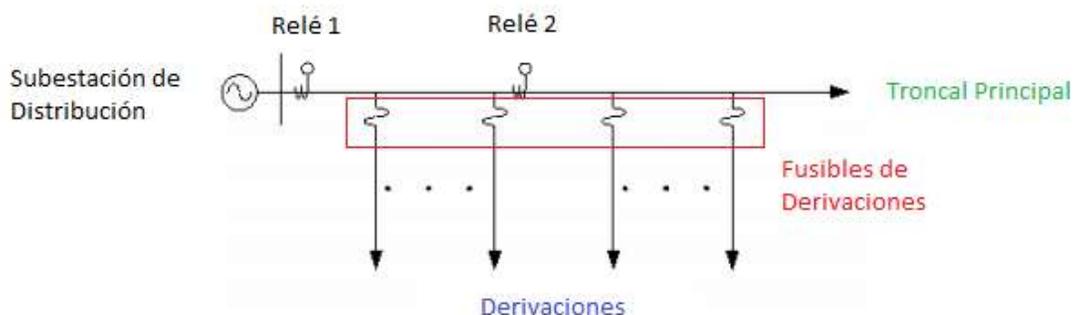


Figura 1.4. Ejemplo de configuración de protecciones en un alimentador primario de Distribución [11].

En los alimentadores de la subestación Cotacachi, se tienen instalados genéricamente cuatro tipos de dispositivos de protección; relé de sobrecorriente para la protección del transformador de potencia (Relé General de la Subestación), relé de sobrecorriente en cabecera de los alimentadores (Relé de Cabecera), reconectores automáticos tripolares para la protección del troncal principal del alimentador; y, finalmente seccionadores fusibles para las derivaciones o ramales del troncal.

- **Interruptores**

Son los dispositivos actuadores por excelencia, son de característica robusta por lo que son capaces de soportar corrientes de operación nominal y corrientes de falla durante ciertos períodos de tiempo para los que se encuentran especificados. Su funcionamiento se basa en la recepción de una señal de operación proveniente de un dispositivo de detección de corrientes anormales o sobrecarga (relés), para posteriormente a la recepción de dicha señal, accionar mecanismos de apertura o cierre de manera automática, el accionamiento de la parte mecánica también puede realizarse de forma manual (mantenimiento) [1].

Su función principal es la desenergización de los alimentadores primarios de distribución con el fin de aislar los equipos constitutivos en condiciones de operación normal, falla o emergencia del sistema; hasta que la falla o la condición anormal sea despejada para su posterior acción de cierre automático o manual.

- **Relé de Sobrecorriente**

De manera general, los relés son dispositivos electromecánicos, electrónicos, estado sólido y numéricos, debido a su característica de operación en bajo voltaje se conectan al sistema de distribución mediante transformadores de corriente; la función principal de los relés es monitorear permanentemente el sistema con el fin de detectar condiciones de operación especificadas según su aplicación. Al detectar valores de operación de variables eléctricas o mecánicas que se encuentran fuera de umbrales establecidos, envían señales de acción (cierre o apertura) hacia el interruptor.

En sistemas de distribución, los relés de sobrecorriente se encuentran instalados en el lado de bajo voltaje del transformador de potencia con la denominación de Relé General de la Subestación; adicionalmente se encuentran instalados en las posiciones de salida de las subestaciones de distribución para la protección de los alimentadores primarios (Relé de Cabecera).

Para efecto de coordinación de las protecciones de sobrecorriente, estos dispositivos tienen parámetros característicos que se definen según su aplicación y los requerimientos del sistema donde se instalarán o se encuentran instalados, así como curvas características de operación.

Los parámetros que se ajustarán en el presente estudio son la corriente de arranque y el dial; el valor a partir del cual el relé comienza su operación temporizada se denomina corriente de arranque o “pick up”, y generalmente se expresa como múltiplos o submúltiplos de la corriente nominal de operación del transformador de corriente asociado al relé; mientras que el dial es un valor ajustable que permite obtener diferentes tiempos de operación para una familia del mismo tipo de curvas [11].

En la Figura 1.5. se distinguen los tipos de relé de sobrecorriente que se disponen para la protección de los sistemas de distribución, en los alimentadores primarios de la S/E Cotacachi se tienen instalados relés de tipo temporizado de característica tiempo inverso.

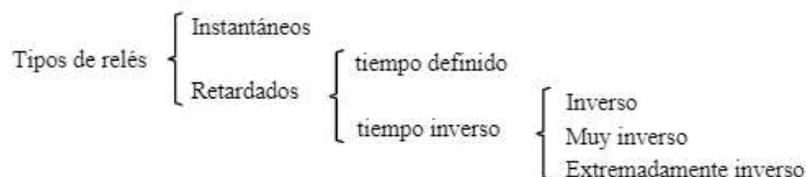


Figura 1.5. Tipos de relés según su característica de tiempo de operación

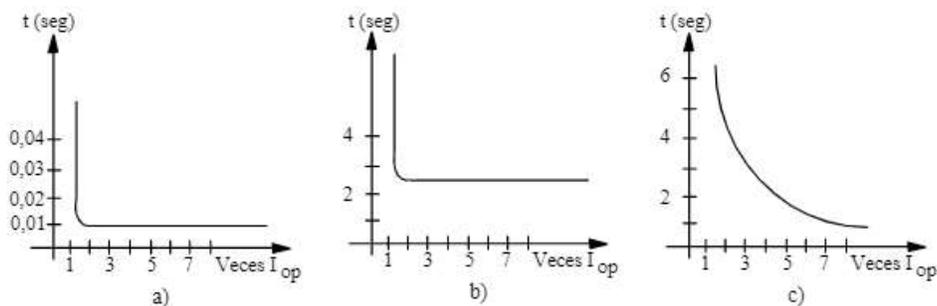


Figura 1.6. Curvas de tiempo vs. corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso [12]

En la Figura 1.6 donde se presentan las curvas características de operación (tiempo vs. corriente) de los diferentes tipos de relés; se tiene que, la característica instantánea (Figura 1.6. a.) opera enviando la señal de apertura al interruptor tras superar una corriente establecida de arranque, generalmente en el orden de 10 a 60 milisegundos; la

característica de tiempo definido proporciona mayor margen de tiempo respecto a la característica instantánea por la activación de un elemento temporizado; la característica de tiempo inverso opera de tal manera que a mayor corriente menor es el tiempo de actuación del relé o viceversa, esta condición es usada generalmente por ser el tipo de relé que permite la selección de curvas para la coordinación, como se presenta en la Figura 1.7.

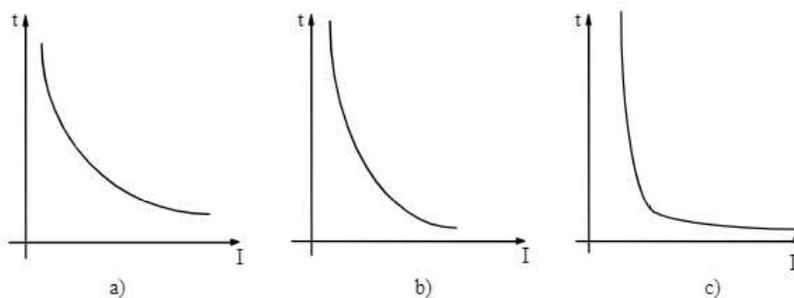


Figura 1.7. Curvas características del relé temporizado por curva: a) Inverso; b) Muy Inverso; c) Extremadamente Inverso [12]

Para efecto del presente estudio, la selección de la curva característica de operación se determina mediante la norma IEC y se aplica en función del requerimiento del sistema de distribución para la operación y coordinación de las protecciones; es importante destacar que en la S/E Cotacachi el relé general tiene configuración de curva Muy Inversa, mientras que para los relés de cabecera de alimentadores tienen configuración de curva Extremadamente Inversa, más adelante se presentarán dichos ajustes.

- **Fusibles**

En sistemas de distribución, constituye el dispositivo de protección contra sobrecorrientes más usado, debido a su simplicidad de instalación y operación, así como su ventaja económica respecto a otros dispositivos de protección. Entre sus ventajas, se destaca su confiabilidad, tras ofrecer servicio continuo sin necesidad de mantenimiento en períodos prolongados de tiempo. Adicionalmente ofrece la posibilidad de seccionar la red bajo falla de manera eficaz por su elevado rango de ruptura ante corrientes anormales en el sistema [7].

Para la coordinación en el presente estudio, se han considerado tres curvas importantes del fusible; la primera es la curva de corriente mínima de fusión, que representa el tiempo con el que el dispositivo empieza su proceso de fundición; la segunda es la curva de corriente máxima de despeje, que representa el tiempo con el que dispositivo se habrá

fundido completamente; y, la tercera se considera como curva de coordinación por representar el margen de actuación de los fusibles dispuestos aguas debajo del fusible seleccionado. La Figura 1.8. representa mediante un ejemplo, las tres curvas importantes del fusible consideradas para este estudio de coordinación.

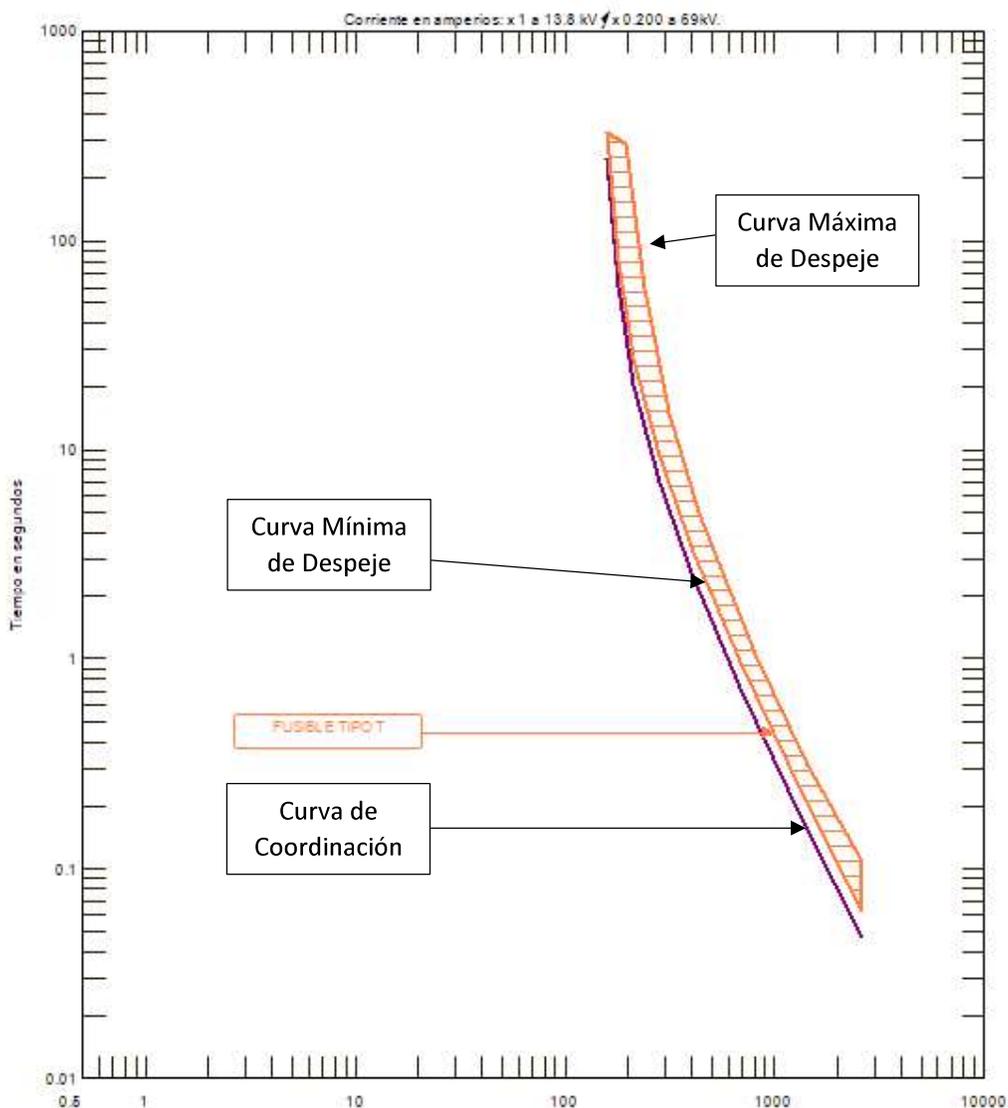


Figura 1.8. Ejemplo de Curvas Características de Protección de un Fusible

En sistemas de distribución generalmente se emplean fusibles tipo K, H y T, cada uno con sus respectivas características operativas debido a su diferente construcción, sin embargo, cumplen la misma función que es la de protección de ramales.

El presente estudio considera la selección de fusibles tipo T para la protección de derivaciones en el recorrido del alimentador primarios, se hablará a detalle de lo mencionado, en el capítulo siguiente.

- **Reconectores**

Son los dispositivos de protección especificados para aquellas fallas de carácter temporal que son las de mayor ocurrencia y frecuencia en sistemas eléctricos de distribución.

Son equipos capaces de detectar una condición de sobrecorriente, interrumpir seccionando el circuito fallado y reconectar el sistema posterior al despeje de la falla. Su sistema de operación funciona a través de un conteo de reconexiones sucesivas para poder determinar el carácter de la falla, el seteo de operaciones se programa de acuerdo con el requerimiento del operador.

La función principal de este equipo de protección es operar diferenciando la falla, sea ésta de carácter temporal o permanente, dándole al sistema un margen de operación para despejar la falla. La Figura 1.9 presenta las curvas tiempo – corriente de un reconector en tanto el equipo abra sus contactos para determinado valor de corriente de falla. Se presentan las curvas tanto como para operación rápida (A), operación temporizada (B) y operación auxiliar (C) [5].

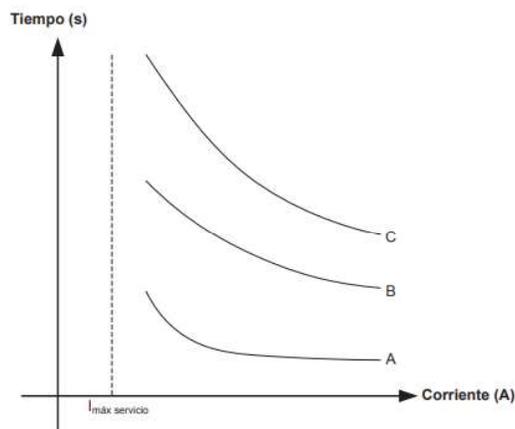


Figura 1.9. Curvas de operación de un reconector [13]

1.3.4 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El ingreso de Generación Distribuida (GD) en los sistemas de distribución acarrea consigo un importante beneficio tanto para la infraestructura eléctrica como para los usuarios de la zona de influencia de la generación. Con su ingreso, surgen también problemas; uno de ellos es la inadecuada coordinación y operación de los sistemas de protecciones puesto que se ven influenciados por el cambio en la magnitud y dirección de la corriente de

cortocircuito ocasionado por el ingreso de las unidades de generación conectadas a la red y su ubicación en el recorrido del alimentador, respectivamente [2].

En tal virtud, en el presente estudio se analizará el impacto que tiene la GD en la coordinación de protecciones del alimentador primario, para que, en función de la incidencia en el sistema del alimentador, se validen los dispositivos y los ajustes seleccionados, o se puedan proponer nuevos ajustes a dichos dispositivos.

1.3.4.1 Impacto debido a la localización de la Generación Distribuida en la red de distribución

Como se mencionó anteriormente la localización de la Generación Distribuida constituye un factor importante en el impacto de su ingreso en sistemas de distribución. Típicamente, se conoce que en una red de distribución el suministro a las cargas es proporcionado por un punto en común, dicho punto se lo conoce como Subestación de Distribución; y, mediante alimentadores primarios hasta los centros de carga (transformadores de distribución) para posteriormente con acometidas en bajo voltaje, realizar el suministro de energía a los usuarios finales.

En un sistema de distribución con GD, las redes de distribución toman diferentes características o condiciones de operación, puesto que su ingreso implica que el suministro de energía no sea único, sino que existen dos o más nodos de abastecimiento, lo que provoca una redistribución de la carga junto con el cambio en la dirección y duración de las corrientes de falla.

Básicamente, si la direccionalidad de la corriente de falla se ve afectada, los ajustes de los dispositivos de protección que en principio estaban configurados para una condición de corriente unidireccional, se ven afectados por el cambio debido a la GD, con ello se pueden presentar alteraciones en la coordinación de protecciones y su consecuente indebida operación [11].

1.3.4.2 Impacto debido a la capacidad de la Generación Distribuida en la red de distribución

Cuando de capacidad de generación se trata, el impacto en los sistemas de protecciones se da básicamente por dos factores, el primero es el número de unidades de GD y el segundo la capacidad de las unidades de GD; estos factores inciden directamente en la magnitud de corriente de falla en el sistema, puesto que a mayor capacidad de generación en la red de distribución, mayor será la corriente de falla que aportan las unidades [11].

En sistemas de distribución, la capacidad de generación distribuida instalada en un sistema radial es menor que la capacidad de la subestación de suministro. Fundamentalmente, la afectación cuando se incrementan las corrientes de falla por el incremento de la capacidad de la Generación Distribuida se da en la respuesta en tiempo de los dispositivos de protección asociados al alimentador; así, a mayor corriente circulante por los dispositivos de protección, menor será el tiempo de respuesta, situación que se verá reflejada en la inadecuada coordinación del sistema de protecciones antes del ingreso de generación.

1.3.4.3 Formación de islas debido al ingreso de Generación Distribuida

Anteriormente se mencionaron tres factores de atención en cuanto a impacto de ingreso de generación se refiere, pero uno de los problemas de carácter eléctrico más considerable es el efecto isla. Este efecto ocurre cuando una parte del sistema de distribución a la cual está asociada una o más unidades de Generación Distribuida se desacopla eléctricamente del resto del sistema, quedando la parte desacoplada energizada mediante la GD. Este desacoplamiento en ocasiones puede ser de beneficio para la empresa distribuidora y el usuario final puesto que la porción de energía no suministrada se reduce, pero así mismo puede ser perjudicial puesto que generalmente los sistemas de distribución, precisamente los alimentadores primarios, no se encuentran dimensionados para operar de manera aislada como tal, en dicha condición se procura la desconexión inmediata de las posibles islas o zonas energizadas que se produjeran.

En referencia a los sistemas de protección, actualmente son diseñados y ajustados para que la formación de islas alimentadas por unidades de generación distribuida, sean desconectadas y eliminadas [11].

2 FILOSOFÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE EMELNORTE

En el presente capítulo se abordan los aspectos más relevantes que considera la filosofía de protecciones en la que se enmarca el estudio. Se presentan las consideraciones técnicas para la selección de los equipos de protección y sus ajustes, y los fundamentos para la coordinación entre dos dispositivos de protección (coordinación de protecciones en pares).

2.1 GENERALIDADES Y METODOLOGÍA

EMELNORTE S.A. en atención a las condiciones y requerimientos de su sistema eléctrico de distribución propone el rediseño integral de los sistemas de protecciones, y con ello la implementación y consolidación de una nueva y propia filosofía de coordinación. Dicha filosofía, es resultado de la investigación, experiencia y adaptación de criterios técnicos.

La filosofía a la cual se hace mención en este capítulo tiene como objetivo primordial, el correcto funcionamiento del sistema de protecciones a nivel de distribución de los alimentadores primarios de las subestaciones del área de concesión. Así como también, la homologación de los dispositivos dispuestos a proteger el sistema de distribución; y, con ello lograr suplir las falencias que una inadecuada selección y operación demande.

Se plantea una filosofía de coordinación de protecciones que brinde a la carga un margen de crecimiento dentro de un horizonte de mediano y largo plazo, para lo cual basa su fundamento técnico en las capacidades máximas de los equipos componentes de la red; una filosofía cuyo principio fundamental es el manejo radial o en cascada de las protecciones; es decir que, su orden jerárquico empieza en las protecciones de la subestación y continúa aguas abajo hasta los fusibles en el inicio de derivaciones terciarias de ser el caso.

Un caso para considerar por parte de la filosofía de protecciones y específicamente en el presente estudio, es la selección de la protección más adecuada a nivel de salida de la Generación Distribuida de la Microcentral Cotacachi en el alimentador primario H4 de la S/E Cotacachi de la zona de concesión de EMELNORTE. Se analiza en primera instancia las características propias de la Microcentral Cotacachi, así como también la incidencia de ésta dentro del sistema de distribución; y, bajo fundamentos técnicos propios de la experiencia de EMELNORTE en el manejo de generación distribuida y mediante fundamentos teóricos, establecer la alternativa pertinente a cada caso con el fin de atender los requerimientos de la empresa distribuidora, las empresas generadoras y el usuario.

2.2 EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA RED

La metodología propuesta por EMELNORTE fija los parámetros de los equipos que conforman el sistema de protecciones para satisfacer los requerimientos de los equipos que constituyen el sistema de distribución. Este apartado hace referencia a la selección de cada equipo de protección pertinente a cada elemento del sistema según la filosofía en cuestión, adicionalmente se realizan verificaciones pertinentes con el fin de demostrar la funcionalidad del equipo y los ajustes seleccionados.

2.2.1 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La coordinación establecida en estudios anteriores a nivel de subtransmisión constituye el punto de partida para la coordinación de protecciones a nivel de distribución. Específicamente, la configuración de las protecciones del transformador de potencia de la subestación debe utilizar criterios acordes a las configuraciones de los equipos que se conectan aguas abajo (relés de cabecera de alimentadores).

Para la coordinación de los transformadores de potencia se emplean “totalizadores” que son equipos de protección dispuestos en el lado de bajo voltaje de los transformadores; para lo cual, se emplean únicamente relés de sobrecorriente (51F) con característica temporizada; y, cuyo seteo inicial está por encima de la capacidad nominal en corriente del transformador, estando en la etapa de enfriamiento forzado, adicionalmente el ajuste destinado para el dial del relé debe ubicar la curva característica por debajo de la curva de daño del transformador. El relé de sobrecorriente de neutro (51N) es ajustado en función de un factor del 30% de la corriente con la que se calibra el relé de fase.

2.2.2 PROTECCIÓN EN CABECERA DE ALIMENTADORES (TRONCAL PRINCIPAL)

El inicio del troncal principal conocido como cabecera del alimentador se protege mediante un relé de sobrecorriente (51F y 51N) con característica temporizada. A fin de lograr la coordinación del relé en cabecera con los equipos de protección aguas abajo ubicados en los puntos de partida de derivaciones, no se admite la instalación de fusibles en el recorrido del troncal principal, pero sí la instalación de reconectores.

Los ajustes del relé de sobrecorriente en cabecera del alimentador (fase/neutro) han sido dispuestos en estudios anteriores, pero se han basado en tres criterios que son detallados a continuación, cabe mencionar que muchos de los criterios de la filosofía de protecciones

de EMELNORTE S.A manejan un método gráfico mediante la disposición de curvas características y su ajuste en función de los requerimientos:

- El tap del relé no superará la capacidad de corriente máxima que soporta el conductor de menor calibre dispuesto como troncal.
- El dial del relé no superará la curva del relé general del transformador de potencia de la subestación.
- Las curvas características de los dispositivos de fase y neutro tendrán un margen de seguridad y operación de 200 milisegundos (señal del relé - operación del interruptor).

Como un criterio adicional e importante para garantizar la correcta coordinación del relé general y los relés dispuestos en cabecera de los alimentadores, se elimina la característica instantánea de los mismos, posteriormente se presentará el análisis de dicho criterio.

2.2.3 PROTECCIÓN EN RECORRIDO DE ALIMENTADORES (TRONCAL PRINCIPAL)

La selección de los dispositivos de protección para el troncal principal en su recorrido van de la mano con garantizar la operatividad y la selectividad del alimentador ante la presencia de fallas permanentes y transitorias, así como también el criterio de eliminar la disposición de fusibles sobre el mismo.

Pese a su funcionalidad el reconectador no es un dispositivo con el que dispongan todos los alimentadores para su protección; y en los alimentadores en donde se encuentra instalado, comúnmente su ubicación no es óptima. De todas maneras, para la operación del reconectador se han de considerar los siguientes aspectos:

- Rapidez en la operación para disminuir el número de usuarios afectados con la desconexión.
- Margen de tiempo para operación de apertura, a fin de permitir la extinción del arco y la recuperación de las propiedades dieléctricas del equipo; así como también garantizar la operación normal de los equipos de accionamiento del reconectador.

Para la selección de los ajustes del reconectador en función de la presente filosofía se deben tomar las siguientes consideraciones:

- Se han de activar las curvas de fase y tierra para el reconectador en todos los casos de coordinación.

- Se debe analizar la posibilidad de activación de las curvas rápidas y lentas del equipo en función de las corrientes de cortocircuito máximas a considerarse en el punto de instalación.
- El tipo de curva para fase y tierra será la IEC Extremadamente Inversa en todos los casos de activación del reconectador.
- Se mantiene la selección gráfica de los ajustes, por lo que la curva característica del reconectador debe estar por debajo de la curva del relé de sobrecorriente ubicado en cabecera del troncal.
- En operación, la corriente de seteo del reconectador será el 80% de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente de la cabecera.

De la posible activación de las curvas rápidas y lentas del reconectador, dependerá la selección de los equipos de protección aguas abajo, específicamente de los fusibles de derivaciones.

Asimismo, de encontrarse un reconectador en el recorrido del troncal y al no ser posible la activación de sus curvas, se ha de seleccionar la operación como interruptor manual para seccionar el alimentador en operaciones de mantenimiento.

2.2.4 PROTECCIÓN DE DERIVACIONES

La protección de las derivaciones dispuestas en el recorrido del troncal principal del alimentador primario es uno de los puntos más importantes de esta filosofía, cuyo objetivo primordial es procurar la homologación de los dispositivos de protección a usarse en derivaciones y transformadores de distribución.

Dicho antecedente promueve el uso del seccionador fusible como principal equipo de protección en sistemas de distribución para derivaciones primarias, secundarias o terciarias. Para que la coordinación de protecciones tenga el efecto deseado que pretende la presente filosofía, se debe usar en el nodo de salida de las derivaciones: Seccionadores Fusibles de Expulsión tipo T.

Cabe mencionar, que la función del fusible es proteger al conductor de la derivación de posibles sobrecorrientes; por lo que, la curva característica del fusible debe estar por debajo de la curva de daño del conductor (capacidad de corriente máxima), esto garantizará la operación selectiva de las protecciones. Este tema se tratará más adelante cuando se establezcan las verificaciones a la filosofía.

Se ha considerado pertinente la inclusión de las causas que han llevado a consolidar la idea de la selección de fusibles tipo T para protecciones de derivaciones, dicho hecho se basa en la experiencia en coordinación y en la investigación de normas internacionales que tratan el tema de dispositivos de protección.

Entre los dos tipos de fusibles de expulsión determinados por la norma EEI-NEMA, la diferencia radica en la relación de velocidad, que se define como la relación existente entre la corriente de fusión a un tiempo establecido de 0,1 segundos y 300 segundos para fusibles de capacidades nominales que oscilen por debajo de los 100 A; y, para fusibles cuyas capacidades nominales oscilen por encima de los 100 A, es la relación entre la corriente de fusión a un tiempo establecido de 0,1 segundos y 600 segundos.

Estos datos son generalizados por la norma y se presentan en dos tablas (Tipo T y Tipo K) concebidas para mostrar la relación de velocidad de todos los fusibles estandarizados a instalarse en cabeceras de derivaciones, a partir de sus capacidades de corriente nominales y las corrientes de fusión (0,1 s y 300 s).

Las características de operación y las relaciones de velocidad de los fusibles tipo K se presentan en la Tabla 2.1, mientras que para los fusibles tipo T en la Tabla 2.2.

Tabla 2.1. Características de operación de los fusibles Tipo K [14]

Corriente Nominal Permanente [A]	Corriente de Fusión – 300/600 [s] [A]		Corriente de Fusión - 0,1 [s] [A]		Relación de Velocidad
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
1	2	2,4	**	58	**
2	4	4,8	**	58	**
3	6	7,2	**	58	**
6	12	14,4	72	86	6
8	11	18	97	166	6,5
10	19,5	23,4	128	154	6,6
12	25	30	166	199	6,6
15	31	37,2	215	258	6,9
20	39	47	237	328	7
25	50	60	344	420	7
30	63	76	447	546	7,1
40	80	96	565	680	7,1
50	101	121	719	862	7,1
65	128	153	918	1100	7,2
80	160	192	1180	1420	7,4
100	200	240	1520	1820	7,6
140	310	372	2470	2970	8
200	480	576	3880	4650	8,1

** No se indica ningún valor puesto que el requisito es que los valores nominales de 1,2, 3 A deben coordinar con el valor de 6 A, pero no necesariamente entre ellos.

Tabla 2.2. Características de operación de los fusibles Tipo T [14]

Corriente Nominal Permanente	Corriente de Fusión – 300/600 [s]		Corriente de Fusión - 0,1 [s]		Relación de Velocidad
	[A]		[A]		
[A]	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
1	2	2,4	**	100	**
2	4	4,8	**	100	**
3	6	7,2	**	100	**
6	12	14,4	120	144	10,0
8	11	18	166	199	11,1
10	19,5	23,4	224	269	11,5
12	25	30	296	355	11,8
15	31	37,2	388	466	12,5
20	39	47	496	595	12,7
25	50	60	635	762	12,7
30	63	76	812	975	12,9
40	80	96	1040	1240	13,0
50	101	121	1310	1570	13,0
65	128	153	1650	1975	12,9
80	160	192	2080	2500	13,0
100	200	240	2620	3150	13,1
140	310	372	4000	4800	12,9
200	480	576	6250	7470	13,0

** No se indica ningún valor puesto que el requisito es que los valores nominales de 1,2, 3 A deben coordinar con el valor de 6 A, pero no necesariamente entre ellos.

A continuación, se presenta un ejemplo representativo para validar el hecho de que, en la presente filosofía de protecciones, se determine el fusible tipo T como el equipo más adecuado para proteger las derivaciones del alimentador en base a la filosofía planteada.

Considerando:

- *Fusible Tipo K – Fusible Tipo T*
- *Capacidad de Corriente Nominal de los fusibles: 15 A*
- *Fusible Tipo K*
 - *Corriente de Fusión Máxima – 0,1 s: 258 A*
 - *Corriente de Fusión Máxima – 300 s: 37,2 A*
- *Fusible Tipo T*
 - *Corriente de Fusión Máxima – 0,1 s: 466 A*
 - *Corriente de Fusión Máxima – 300 s: 37,2 A*

En la Figura 2.1 se presentan las curvas características de protección de dos fusibles de igual capacidad, pero de distinto tipo (T y K) para su posterior comparativa.

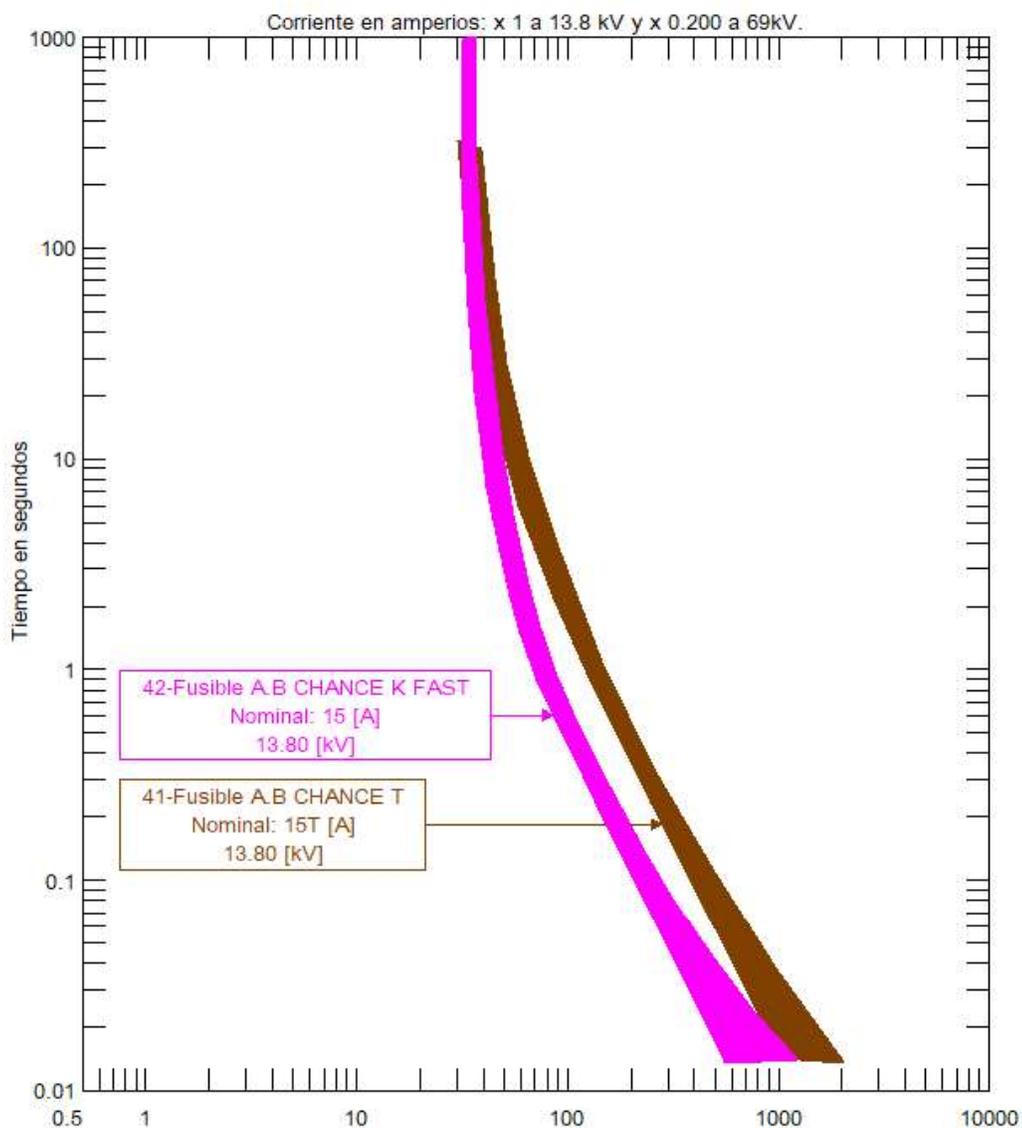


Figura 2.1. Comparativa de curvas características Fusible Tipo T - Fusible Tipo K

Para Fusible Tipo K:

$$Rel. \text{ Velocidad (Tipo K)} = \frac{I \text{ de fusión a } 0,1 [s]}{I \text{ de fusión a } 300 [s]} \text{ para fusibles } < 100 [A]$$

$$Relación \text{ de velocidad (Tipo K)} = \frac{258}{37,2}$$

Relación de velocidad (Tipo K) = 6,9

Para Fusible Tipo T:

$$\text{Rel. Velocidad (Tipo T)} = \frac{I \text{ de fusión a } 0,1 \text{ [s]}}{I \text{ de fusión a } 300 \text{ [s]}} \text{ para fusibles } < 100 \text{ [A]}$$

$$\text{Relación de velocidad (Tipo T)} = \frac{466}{37,2}$$

$$\text{Relación de velocidad (Tipo T)} = 12,5$$

Por lo tanto:

Relación de velocidad (Tipo T) > Relación de velocidad (Tipo K)

Los fusibles tipo K tienen relaciones de velocidad desde 6 a 8,1 mientras que los fusibles tipo T tienen relaciones de velocidad desde los 10 a los 13 [7] .

Siendo así, los fusibles tipo T y K de igual capacidad de corriente nominal, tienen la misma corriente de fusión a los 300 s, pero tienen diferentes curvas características debido a sus diferencias constructivas y operativas.

Después de haber determinado la relación de velocidad y haber analizado la respuesta tiempo vs. corriente de cada fusible, se determina que:

Si dos fusibles (Tipo T y Tipo K) de la misma capacidad en corriente nominal son expuestos a altas corrientes, el fusible tipo T es más lento que el fusible Tipo K; es decir, tardará más tiempo en llegar al punto de fusión, lo que se traduce en margen de tiempo para la operación.

En la Tabla 2.3 se presentan los fusibles tipo T a usarse en derivaciones de los alimentadores primarios de distribución de EMELNORTE, según la presente filosofía, los fusibles vienen dados en orden de su corriente de fusión mínima a 300/600 segundos. Con esos valores de corriente de fusión se realizarán las verificaciones a la selección de los dispositivos para la protección de los conductores de derivaciones; siendo así, la corriente de fusión del fusible de derivación seleccionado debe ser menor a la corriente máxima que soporta el conductor de la derivación.

Tabla 2.3. Corriente de Fusión mínima de Fusibles Tipo T recomendado por EMELNORTE [Fuente: EMELNORTE].

Fusible Tipo T	Corriente de Fusión [A]
1	1,92
2	4,17
3	6,09
6	11,94
8	15,31
10	19,63
12	24,68
15	30,48
20	39,9
25	49,7
30	61,94
40	78,2
50	98,9
65	125,4
80	158,2
100	196,91
140	301,7
200	473,2

Nota: Los valores de corriente de fusión expuestos en esta tabla corresponden a la corriente mínima de fusión (300/600 s) para los fusibles de expulsión tipo T A.B. CHANCE seleccionados por EMELNORTE para el análisis en el módulo CYMTCC.

2.2.5 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución son equipos sobre los cuales la filosofía de protecciones da especial atención debido a la importancia de estos en el sistema.

Siguiendo la línea de homologación para los equipos de protección, se decide que para proteger a los transformadores de distribución se dispondrán fusibles en el lado de alto voltaje de estos. Para la selección de la protección para transformadores de distribución es importante entender que la prioridad del sistema es precautelar la vida útil de los equipos; en tal virtud, la protección destinada a los transformadores debe desconectarlos del sistema de distribución ante la ocurrencia de una falla.

Los transformadores de distribución son equipos que están expuestos a condiciones anormales (factores) de origen interno y externo. Entre los factores internos que afectan su operación dentro del sistema, están:

- Elevaciones de temperatura descontroladas causadas por sobrecorrientes de duración prolongada, cuya consecuencia es el deterioro del material dieléctrico de los devanados del transformador.

- Cortocircuitos en los bobinados, causados por contactos indebidos entre los mismos por materiales aislantes deteriorados, cuya consecuencia es el daño total o parcial del transformador fallado.

Los cortocircuitos que ocurren fuera del transformador constituyen el factor externo más importante, estos repercuten directamente en los esfuerzos electrodinámicos y térmicos del elemento, que a la larga incidirán en la vida útil del mismo.

Como la filosofía de protecciones considera el uso de fusibles en el lado de alto voltaje del transformador de distribución, es importante mencionar la funcionalidad de estos equipos de protección ante condiciones normales y anormales de operación; es decir, idealmente deben considerar los siguientes aspectos:

- Aislar del sistema de distribución el transformador bajo falla
- Prevenir fallas disruptivas en bornes del transformador
- Proteger los devanados del transformador de sobrecargas severas
- Resistir corrientes de energización
- Resistir picos de carga fría
- Resistir la inclemencia de sobrevoltajes en terminales
- Coordinar con los dispositivos de protección a disponerse aguas arriba del transformador
- Soportar la exposición a sobrecargas de corta duración

De lo expuesto anteriormente, se considera a la corriente nominal de operación, a la curva de corriente de magnetización y a la curva de daño del transformador como los límites operativos de los fusibles a disponerse para la protección de éste, por lo tanto, la curva característica del fusible a ser seleccionado debe enmarcarse en las curvas mencionadas anteriormente. Para garantizar la selectividad en la operación del fusible de protección del transformador bajo condiciones de falla, éste debe estar:

- En régimen anormal, la curva característica del fusible debe estar por debajo de la curva de daño del transformador, asegurando la operación ante cortocircuitos y sobrecargas sostenidas, de tal manera que el transformador quede aislado y protegido tras la operación.

- En régimen normal, la curva característica del fusible debe estar por encima de la curva de magnetización del transformador asegurando que, ante una condición de corriente elevada en la energización, éste no operará y permitirá al transformador operar normalmente.

Adicionalmente, el fusible no debe operar ante corrientes por debajo de la corriente nominal del transformador.

Tras haber realizado algunos análisis entre las capacidades normalizadas de los transformadores y los diferentes tipos de fusibles usados para la protección de estos, la Tabla 2.4 muestra el resumen de las capacidades de fusibles para proteger las diversas capacidades de transformadores, cabe mencionar que este resumen se encuentra realizado para voltajes a nivel de distribución de EMELNORTE, específicamente 13,8 kV.

Como se mencionó en un principio en este apartado, en la Figura 2.2 y 2.3 se realiza mediante un ejemplo práctico para un transformador de distribución de 100 kVA la verificación pertinente del tipo de fusible a usarse en el lado de alto voltaje de este, con el fin de presentar su funcionalidad.

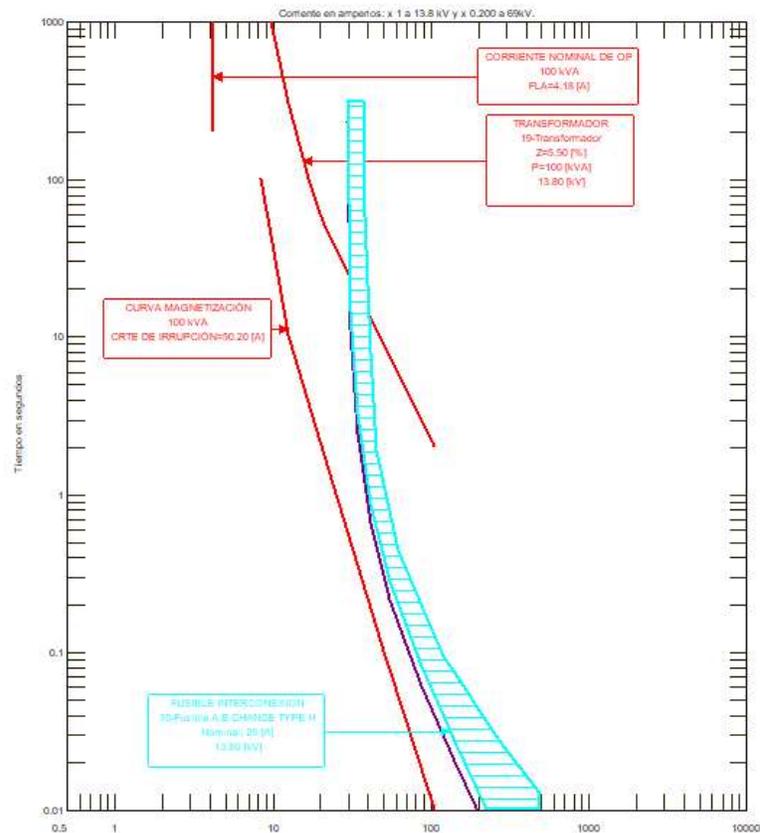


Figura 2.2. Protección del transformador de distribución de 100 kVA con fusible tipo H.

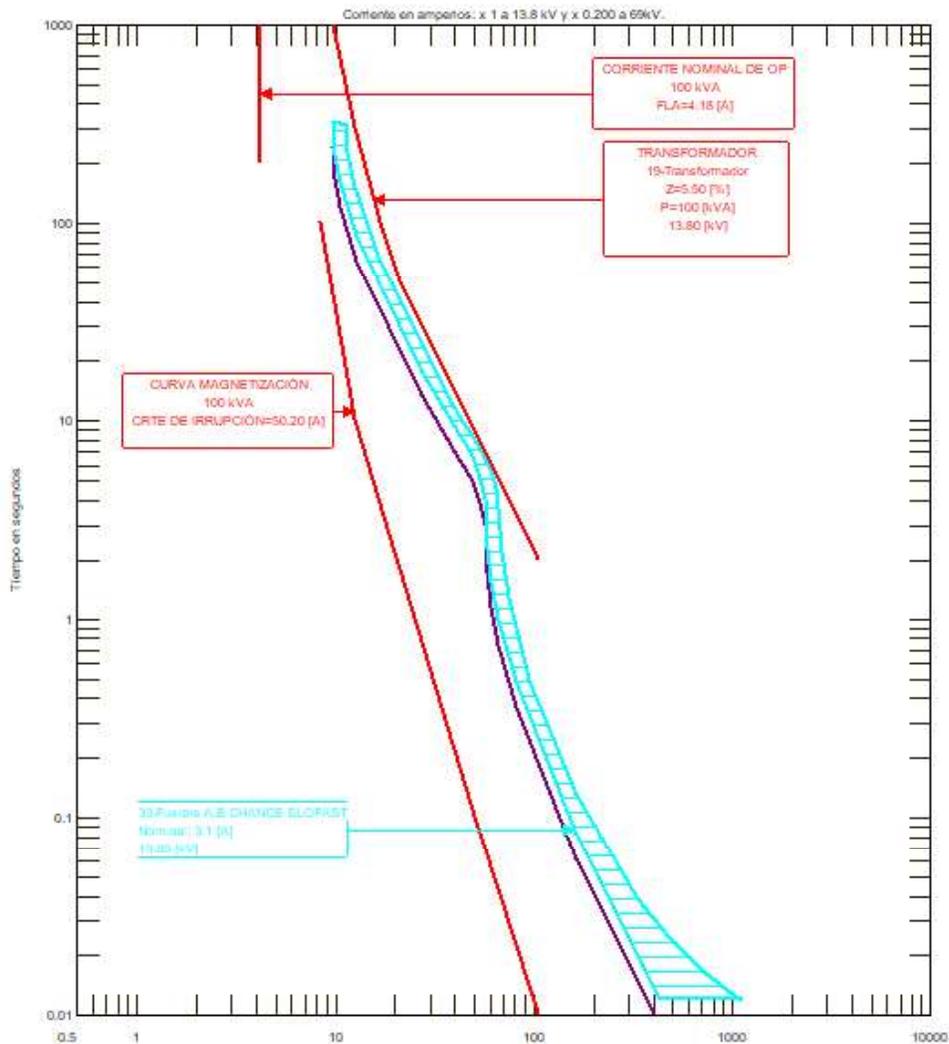


Figura 2.3. Protección del transformador de distribución de 100 kVA con fusible tipo SF.

Después de haber verificado visualmente las prestaciones que ofrece cada tipo de fusible para la protección del transformador dentro de los límites que imponen la corriente nominal, la curva de daño y la curva de magnetización, se establece que, para la protección del transformador de distribución, y dispuestos en el lado de alto voltaje se debe disponer de: Seccionadores Fusibles tipo SloFast (SF).

A seleccionarse según la capacidad de potencia nominal de los transformadores de distribución y de la corriente de fusión de cada fusible tipo SF, según la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Corriente de Fusión de Fusibles Tipo SF recomendado por EMELNORTE.

Fusible Tipo SF	Corriente de Fusión [A]
0,2	0,62
0,3	1,1
0,4	1,25
0,6	1,9
0,7	2,1
1,0	3,1
1,3	3,95
1,4	4,2
1,6	4,8
2,1	6,3
3,1	9,8
3,5	10,9
4,2	13,2
5,2	15,6
6,3	18,5
7,0	20,3
7,8	23,9
10,4	29,0
14	43,5
21	68,3

Nota: Los valores de corriente de fusión expuestos en esta tabla corresponden a la corriente mínima de fusión (300/600 s) para los fusibles de expulsión tipo SF A.B. CHANCE seleccionados por EMELNORTE para su análisis en el módulo CYMTCC.

2.3 CONSIDERACIONES PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Luego de haber determinado los equipos a usarse para la protección de los elementos constitutivos del sistema de distribución de EMELNORTE, es pertinente presentar los aspectos técnicos que la filosofía de protecciones propuesta por esta empresa distribuidora considera para la coordinación entre los equipos anteriormente mencionados, a fin de consolidar el sistema de protecciones de los alimentadores primarios de las subestaciones. Es importante mencionar que la coordinación de los equipos de protección de cada alimentador tiene su principio radial; es decir, la coordinación se realiza desde la fuente (subestación) hacia la carga. Adicionalmente, se mantiene la visión de seleccionar los ajustes de manera gráfica, pero atendiendo a fundamentos técnicos.

El principio fundamental de la coordinación de protecciones es la operación segura, sensitiva, selectiva y confiable del sistema; siendo así, el dispositivo protector (dispositivo más cercano a la falla) debe operar y despejar la falla antes que el dispositivo de respaldo (dispositivo más cercano a la fuente).

2.3.1 PROTECCIONES EN LA SUBESTACIÓN

Para los estudios de coordinación de protecciones a nivel de distribución específicamente de alimentadores primarios, es necesario la consideración dentro de la subestación solamente de la configuración y los ajustes del totalizador o relé general de la subestación, que en definitiva se refiere al relé de sobrecorriente 51 (fase y tierra) del transformador de potencia. La función del totalizador es precautelar la vida útil del transformador, evitando el daño de este equipo por posibles sobrecorrientes e incluso por algunas sobrecargas.

Para la coordinación del relé general de sobrecorriente de la subestación es importante considerar que el límite para la selección de los ajustes del relé lo impone el transformador con su curva de corriente nominal de operación y la curva de daño, es importante destacar que, a nivel de transformadores de potencia, la curva de magnetización es despreciable y para efecto de coordinación de protecciones no se la usa. Un ejemplo de esto se presenta en la Figura 2.4.

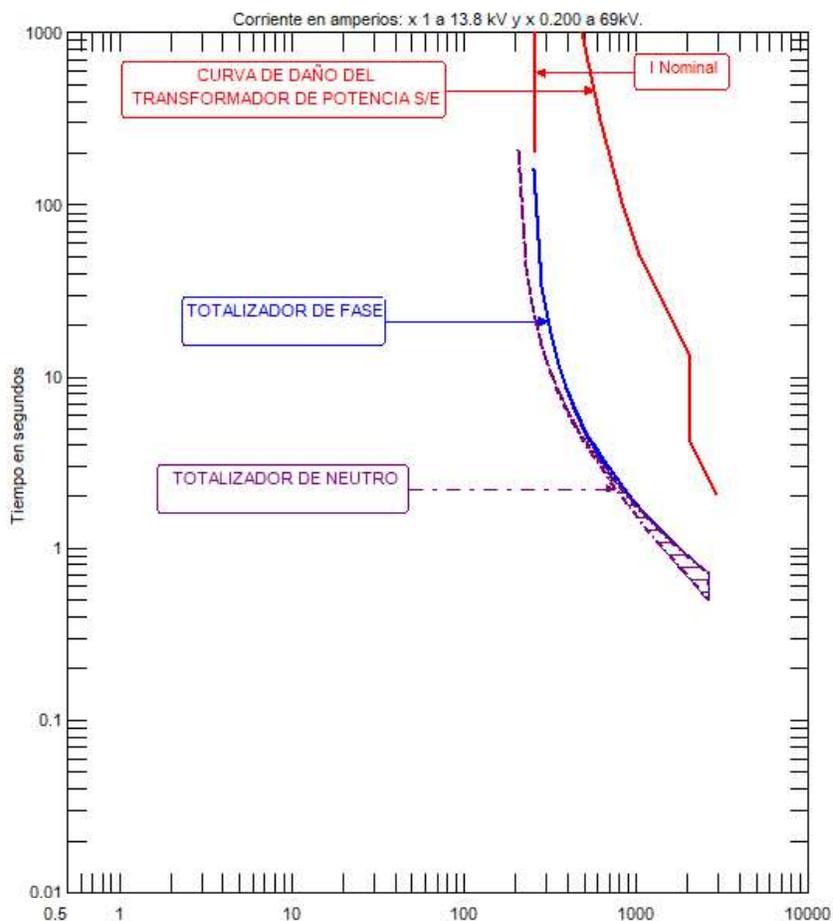


Figura 2.4. Curvas características de los equipos para la protección del transformador de potencia de las subestaciones.

Es importante señalar que para los ajustes de los relés de sobrecorriente tanto de fase como de neutro, la presente filosofía considera un margen de coordinación de 200 ms, este margen se ingresa en el módulo CYMTCC como un dispositivo auxiliar a cada relé y es representado gráficamente como un área sombreada.

Con este antecedente, para cada subestación se tienen los ajustes del relé general y del transformador de potencia de cada subestación de la zona de concesión; y, constituyen un dato de entrada al presente estudio o estudios consecuentes.

2.3.2 COORDINACIÓN RELÉ GENERAL – RELÉ ALIMENTADOR

Al igual que la anterior consideración, esta coordinación viene dada por el estudio de protecciones para EMELNORTE realizado a nivel de subtransmisión, y constituye el punto de partida para la realización de la coordinación de protecciones en base a la filosofía propuesta en el presente estudio.

Una vez definidos los ajustes de los totalizadores de las subestaciones, lo siguiente es definir los ajustes para los relés de sobrecorriente (51F y 51N) dispuestos en cabecera de los alimentadores.

Estos ajustes fueron definidos con la intención de que las curvas características de los relés dispuestos en cabecera de alimentadores estén lo más cercanas posibles a la curva característica del totalizador de la subestación respectiva; es decir, de manera gráfica mediante el módulo CYMTCC se ajustan las curvas hasta lograr el requerimiento deseado.

El hecho de que las curvas características de fase y neutro estén lo más cerca posible a las curvas características del totalizador, se traduce en un mayor margen para la disposición de fusibles posteriormente, en otras palabras, se puede usar fusibles de mayor capacidad en función de la cercanía a la curva del totalizador. A continuación, se presenta un ejemplo de lo anteriormente dicho. Los ajustes a seleccionarse para los relés de sobrecorriente de fase y neutro pueden provocar que las curvas características respectivas, se encuentren sobrepuestas o en orden jerárquico sin distinción de fase y neutro; esto no constituye un problema de coordinación puesto que los relés de sobrecorriente de fase y neutro son protecciones principales para los alimentadores primarios; no es necesario la contemplación de un orden de operación, sino la operación de las dos protecciones, lo que se conoce también como el fenómeno de redundancia. Idéntica consideración para la selección de las curvas de fase y neutro del relé general del transformador de la subestación. Un ejemplo de coordinación Relé General – Relé Alimentador se presenta en la Figura 2.5.

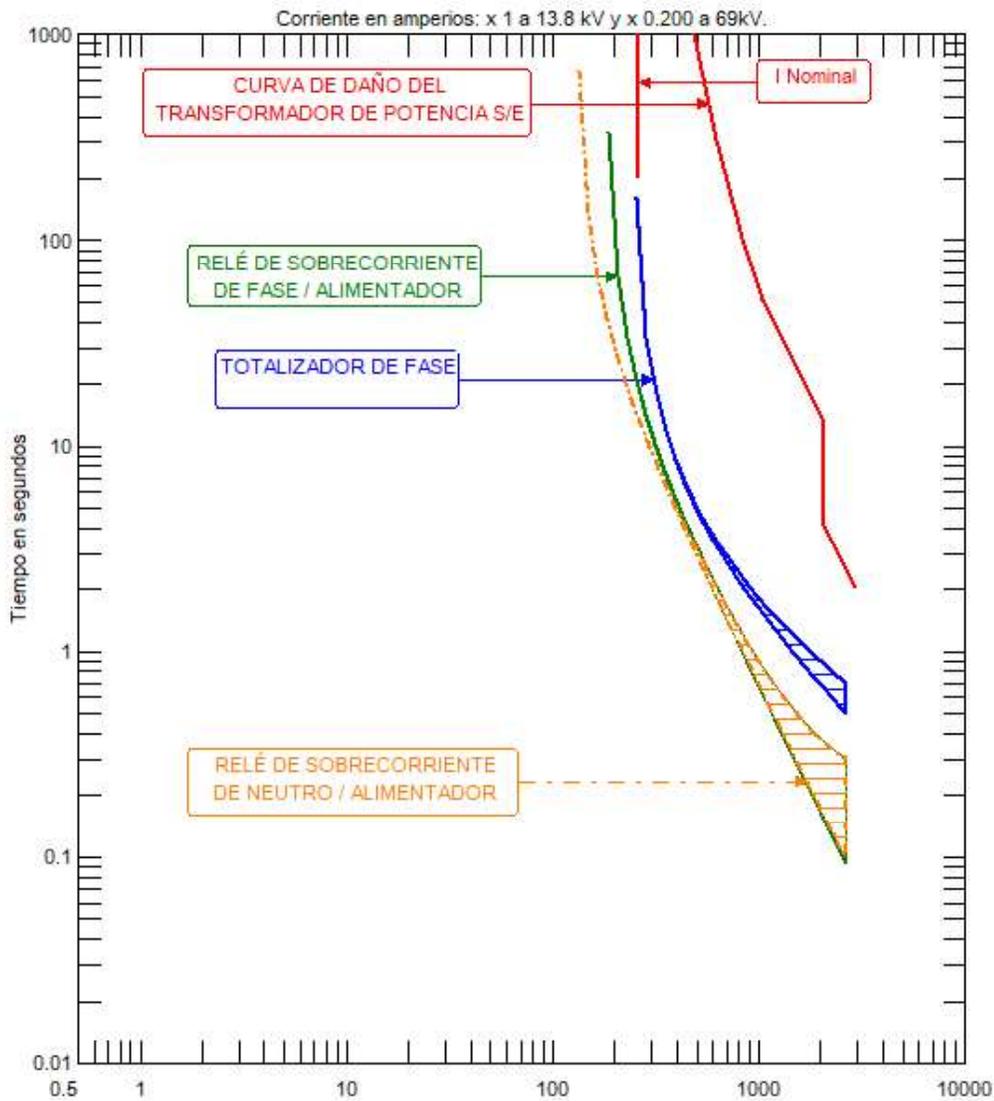


Figura 2.5. Curvas características de los equipos de protección para alimentadores primarios de distribución.

2.3.3 COORDINACIÓN RELÉ ALIMENTADOR (TRONCAL PRINCIPAL) – RECONECTADOR

Esta coordinación considera la operación del relé de cabecera del alimentador primario como una protección de respaldo del reconectador que se encuentra aguas debajo de la subestación; es decir, ante la ocurrencia de una falla de carácter permanente que tiene lugar en zonas de protección de los reconectores automáticos, el mecanismo de recierre tendrá que operar las veces que sean establecidas para despejar la falla, en el caso de que la condición de falla persista y el reconectador no opere, es el dispositivo encargado de disparar y aislar el circuito es el relé ubicado aguas arriba del reconectador.

Adicionalmente, ante la ocurrencia de un cortocircuito en el sistema, el reconectador debe culminar la secuencia normal de operación de recierre, en cuanto esto sucede el relé debe ser capaz de diferenciar dichas reconexiones a fin de no operar de manera inadecuada e indebida. Para lograr dicha condición, las curvas características de fase y neutro (lentas y rápidas) del reconectador deben ubicarse debajo de las curvas características de fase y neutro del relé de sobrecorriente, considerando un margen o dispositivo auxiliar que represente el tiempo de accionamiento de los dispositivos con los mecanismos del interruptor, para lograr una correcta coordinación del recorrido del troncal principal, como se ejemplifica en la Figura 2.6.

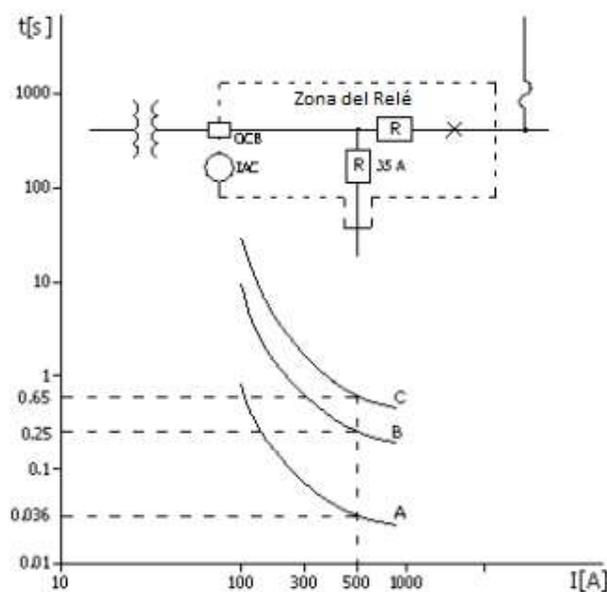


Figura 2.6. Coordinación Relé de Cabecera - Reconectador: A. Característica t-I de un reconectador; B. Característica t-I de tiempo inverso de un reconectador; C. Característica t-I de un relé de sobrecorriente [7]

2.3.4 COORDINACIÓN RELÉ ALIMENTADOR (TRONCAL PRINCIPAL) – FUSIBLE DE DERIVACIONES

El procurar la operación correcta y coordinada entre el relé de sobrecorriente en cabecera del alimentador primario y el fusible dispuesto en el nodo de inicio de las derivaciones depende básicamente del criterio que fundamenta la filosofía de procurar la operación del fusible antes que opere el relé; es decir, en términos empíricos se prefiere perder el fusible a perder el alimentador. La Figura 2.7. muestra la coordinación de estos dos equipos de protección.

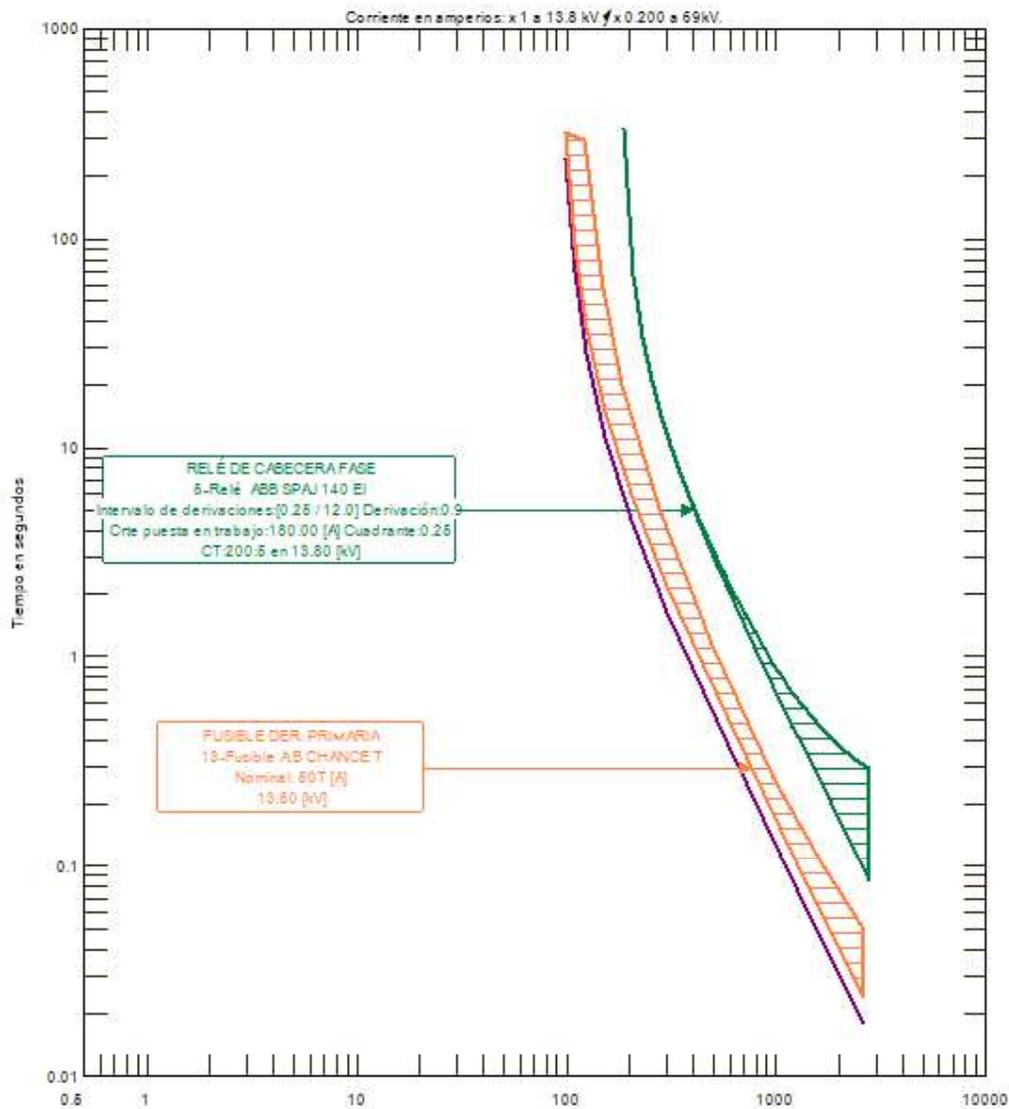


Figura 2.7. Curvas Características de Coordinación entre Relé de Cabecera y Fusible de Derivación

Para lograr tal cometido, en primera instancia se ha eliminado la característica instantánea del relé de sobrecorriente localizado en la cabecera del alimentador, con el fin de evitar la operación indebida de éste. Cuando se localizan fallas en derivaciones cercanas a la subestación, que alcanzan valores de corriente elevados que son despejadas por el fusible en un tiempo menor que el tiempo en que la característica instantánea del relé detecta dicha falla. Con lo que se garantiza la selectividad en la operación de estos dos equipos de protección.

Otro criterio para la coordinación relé – fusible, es el hecho de que a partir del troncal principal del alimentador primario, sólo se admitirán derivaciones primarias con fusibles tipo T localizados en el inicio de estas.

Esta coordinación parte del fundamento del ajuste gráfico de los dispositivos de protección; en tal virtud, teniendo la curva del relé de sobrecorriente dispuesto en cabecera del alimentador, mediante la manipulación en CYMTCC de la curva característica del fusible se debe pretender acercarse lo más posible a la curva del relé; con esto, se gana en margen de corrientes y capacidad de fusibles. La cercanía entre la curva del fusible y la curva del relé debe ocurrir hasta que la capacidad del fusible garantice que no exista solapamiento entre las curvas características.

Esto constituye un paso primordial para lograr la coordinación de protecciones total del alimentador, puesto que permitirá definir los fusibles de derivaciones secundarias y terciarias de ser el caso. En la Figura 2.7, se muestra gráficamente un ejemplo de coordinación relé – fusible, en donde es fácilmente apreciable la propiedad de selectividad de las protecciones, actúa primero el fusible antes que el relé.

2.3.5 COORDINACIÓN FUSIBLE DE DERIVACIONES (AGUAS ARRIBA) – FUSIBLE DE DERIVACIONES (AGUAS ABAJO)

Las consideraciones presentadas a continuación procuran la correcta operación de las protecciones dispuestas en los nodos de inicio de derivaciones primarias y posteriores protecciones aguas abajo; es decir, se tendrán:

- Coordinación Fusible Derivación Primaria – Fusible Derivación Secundaria
- Coordinación Fusible Derivación Secundaria – Fusible Derivación Terciaria

Adicionalmente, la filosofía considera un margen de coordinación para garantizar la correcta operación de los fusibles para derivaciones, este margen es del 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible aguas arriba; es decir, el tiempo máximo de despeje del fusible dispuesto en derivación secundaria no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible dispuesto en derivación primaria; idéntica situación debe ocurrir con respecto a los fusibles de derivación terciaria. Este margen se considera con el fin de proporcionar un margen de tiempo para la operación de los mecanismos eléctricos y mecánicos de los equipos fusible.

Con las consideraciones expuestas anteriormente y en base a los valores de corriente máxima de cortocircuito a las cuales se tiene coordinación entre fusibles del mismo tipo (T)

que proporciona la norma EEI-NEMA en la Tabla 2.5, se pueden determinar los fusibles a disponerse en derivaciones secundarias y derivaciones terciarias.

Tabla 2.5. Coordinación entre Fusibles T según EEI – NEMA [15]

T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
6	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
8	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

La tabla anterior se explica de la siguiente manera: en el eje horizontal se disponen los fusibles ubicados aguas arriba (protección respaldo) y en el eje vertical los fusibles ubicados aguas abajo (protección principal).

Las celdas de color blanco representan las combinaciones de fusibles para las que no existe coordinación alguna; las celdas de color verde representan las zonas de intersección entre las curvas características t-I de los fusibles; mientras que las celdas de color rojo representan las zonas de corriente máxima de cortocircuito en las que se da coordinación de fusibles para derivaciones. De ese modo, la curva característica del fusible tipo T de derivación primaria (aguas arriba) se ubica por encima de la curva característica del fusible tipo T de derivación secundaria (aguas abajo); garantizando selectividad y la correcta operación de dichos fusibles.

2.3.6 COORDINACIÓN FUSIBLE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN – FUSIBLE DE DERIVACIONES

Del mismo modo que la coordinación anterior, los fusibles dispuestos en el lado de alto voltaje de los transformadores de distribución (protección primaria) deben coordinar con los fusibles dispuestos en los nodos de inicio de derivaciones aguas arriba (protección de respaldo). Para lograr dicha coordinación se ha propuesto que los transformadores sean protegidos con fusibles tipo SF, por lo que la coordinación tendrá que existir con los fusibles tipo T. La Tabla 2.6. presenta las corrientes máximas de cortocircuito para las que existe coordinación entre fusibles SF y T según EEI – NEMA. Siguiendo la misma metodología

de estas tablas, se comprueba que los fusibles SF presentan coordinación con los fusibles T cuando se encuentran dispuestos en zonas con corrientes de cortocircuito entre los rangos presentados en las celdas de color rojo. Debido a la ubicación de la curva del fusible tipo T por encima de la curva del fusible SF, se garantiza que ante una falla en el transformador o aguas abajo de los bushings de bajo voltaje, operará primero la protección principal (Fusible SF) y posteriormente la protección de respaldo (Fusible T).

Tabla 2.6. Coordinación entre Fusibles Tipo SF (Transformadores) y Fusibles Tipo T (Derivaciones) según EEI-NEMA [15]

SF	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

2.3.7 COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE DE DERIVACIONES

Una consideración que se suele tomar para protección de sistemas de distribución es el salvado de fusibles, dicha situación tiene lugar cuando las fallas tienen carácter temporal o transitorio, cuando idealmente el fusible proporciona protección ante fallas de carácter permanente.

De tal manera, para conseguir el efecto de acción del reconectador como protección principal ante condiciones de fallas transitorias, las configuraciones deben dirigirse a disponer la curva del reconectador por debajo de la curva del fusible. Con esto se

conseguiría proporcionar la operación normal de la secuencia de recierre del reconectador, posterior a la culminación de dicha secuencia y si no se ha dado lugar al despeje de la falla debe operar el fusible de la derivación.

2.4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

La determinación de las corrientes de cortocircuito para el proceso de coordinación se realiza mediante el uso del software CYMDIST. Para lo cual, se habrá de presentar las modelaciones de cada uno de los alimentadores, adicionalmente se ingresará el equivalente de la red visto desde el nodo o subestación objeto de estudio.

Una vez presentado el modelo de la red de distribución y las impedancias equivalentes de secuencia de la subestación en escenario de demanda máxima, se ejecutará el estudio de cortocircuito en base al método IEC 60909. Las corrientes de cortocircuito arrojadas por CYMDIST serán exportadas hacia Excel.

En Excel se tendrá un reporte completo con las corrientes de falla nodo a nodo, y su respectiva información de georreferenciación; la filosofía de protecciones se basa en la selección de la corriente de cortocircuito máxima, para lo que habrá que depurar la información en función de elegir el cortocircuito máximo en cada nodo sin distinción entre falla trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra.

Las corrientes de cortocircuito máximas serán migradas al software ArcGIS para su posterior tratamiento en función de procurar los objetivos de la coordinación de protecciones de EMELNORTE.

2.5 SELECCIÓN DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Las curvas se presentarán en el complemento CYMTCC para coordinación de equipos de protección. Los datos y ajustes de los equipos a nivel de la subestación, específicamente relé general y relés de cabecera de los alimentadores son proporcionados por EMELNORTE, y se determinaron en base a estudios anteriores a nivel de subtransmisión; situación que impide cambio alguno sobre los ajustes puesto que se encuentran garantizando la coordinación a niveles de 69 kV.

Para la coordinación de las curvas características aguas abajo de los dispositivos mencionados anteriormente; es decir, para graficar el comportamiento $t-I$ de los reconectadores y los fusibles de derivaciones se tendrán que considerar las propuestas de la filosofía mencionadas anteriormente; adicionalmente se agregarán a las curvas los márgenes de coordinación que sean pertinentes.

2.6 DEFINICIÓN DE RANGOS DE CORRIENTE PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La filosofía propone una comparación entre los rangos de corriente arrojados por el análisis derivación – transformador y el análisis derivación – derivación, de la siguiente manera:

- Comparación 1: Se compara el valor máximo de corriente proporcionado por la Tabla 2.5 para coordinación entre fusible T de derivación primaria y el fusible T de derivación secundaria, con el valor máximo de corriente proporcionado por la Tabla 2.6 para coordinación entre fusible T de derivación secundaria y fusible SF de transformadores de distribución; de esta comparación se escogerá el menor valor.
- Comparación 2: Se compara el valor máximo de corriente proporcionado por la Tabla 2.5 para coordinación entre fusible T de derivación secundaria y el fusible T de derivación terciaria, con el valor máximo de corriente proporcionado por la Tabla 2.6 para coordinación entre fusible T de derivación terciaria y fusible SF de transformadores de distribución; de esta comparación se escogerá el menor valor.

Una vez se hayan obtenido estos valores de corriente máxima de coordinación tras cada una de las comparaciones se debe escoger la menor corriente para establecer rangos, así para el presente estudio se tiene:

- Primer Rango: Todos los valores entre la corriente máxima de cortocircuito en el nodo principal (subestación) hasta el valor determinado por la comparación entre Derivación Secundaria – Trafos y Derivación Primaria – Derivación Secundaria.
- Segundo Rango: Todos los valores entre el valor seleccionado de coordinación del primer rango hasta el valor determinado por la comparación entre Derivación Terciaria – Trafos y Derivación Secundaria – Derivación Terciaria.
- Tercer Rango: Todos los valores de corriente inferiores al rango inmediato anterior; es decir, al segundo rango.

La Tabla 2.7. presenta el resumen tras establecer los rangos de cortocircuito en un alimentador primario, es importante mencionar que los rangos presentados representan la capacidad de corriente de las derivaciones.

Tabla 2.7. Rangos de corriente máximas de coordinación para derivaciones.

Derivación	Corriente [A]
Primaria	Icc S/E – Icc máx Comprobación 1
Secundaria	Comprobación 1 – Comprobación 2
Terciaria	< Comprobación 2

2.7 IDENTIFICACIÓN GRÁFICA Y GEORREFERENCIACIÓN DEL TRONCAL PRINCIPAL, DERIVACIONES Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN SELECCIONADOS EN LA COORDINACIÓN

Para la identificación del troncal principal, las derivaciones y los respectivos fusibles para su protección, se emplea el software ArcGIS partiendo de los modelos proporcionados por EMELNORTE.

Es importante que para la determinación del troncal principal se considere el tramo trifásico más extenso desde la salida de la subestación hasta el punto más remoto, pudiendo el troncal principal ramificarse en un punto del trazado, con el fin de aprovechar las prestaciones de su configuración trifásica. Adicionalmente, se debe verificar que no existan dispositivos de protección fusibles en el recorrido del troncal, de ser el caso dichos equipos no deben ser considerados para la coordinación.

En cuanto a la determinación de las derivaciones, es preciso considerar los rangos de corriente que garantizan la coordinación entre fusibles tipo T, adicionalmente es importante constatar las capacidades de transformadores de distribución instalados con las capacidades recomendadas por la coordinación Fusible Tipo T (Derivaciones) – Fusible Tipo SF (Transformadores); de existir transformadores que tengan capacidades más elevadas que las recomendadas, se debe extender el troncal principal o la derivación a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica y la coordinación de protecciones.

2.8 VERIFICACIONES A LA FILOSOFÍA

La presente filosofía de protecciones considera la realización de análisis posteriores a la definición de los ajustes de los dispositivos de protección instalados y por instalarse. Estos análisis pretenden comprobar la correcta coordinación de las protecciones ante condiciones normales y anormales de operación.

2.8.1 POR CORRIENTES DE INRUSH

Debido al comportamiento aleatorio de las corrientes de energización de transformadores de potencia y distribución, esta verificación no se la realiza de manera práctica; es decir, si bien es cierto está considerada dentro de la filosofía de protecciones, no se manejan análisis de la incidencia de este fenómeno normal de operación en la coordinación. Algunas empresas de distribución consideran márgenes o factores multiplicativos respecto a la corriente nominal para realizar la verificación; sin embargo, EMELNORTE en base a lo mencionado anteriormente, no considera valores referenciales para la coordinación de protecciones en cuanto a corrientes de inrush.

2.8.2 POR PICOS DE CARGA FRÍA

Las corrientes elevadas de cargas fría pueden ser caracterizadas y medidas por el sistema SCADA de la empresa distribuidora, en virtud del conocimiento de los valores de corriente máximos alcanzados en los nodos del sistema de distribución de la S/E Cotacachi se pueden establecer parámetros de consideración para verificar la incidencia de este fenómeno de corriente en régimen normal.

En base a los datos históricos de corriente medidos en los puntos, tanto a la desconexión de los alimentadores primarios como a su reingreso tras una desconexión prolongada; se propone que, sacando la relación de corriente a la salida respecto a la corriente al reingreso de un alimentador, se considere asociar dicho factor multiplicativo a la corriente de operación normal medida en los nodos del sistema; pudiendo dicho factor incrementarse de acuerdo a los requerimientos que la experiencia en coordinación requiera.

Así, el valor de corriente en carga fría es mayor a la corriente nominal de operación del sistema, pero no dejará de ser una condición transitoria en régimen normal por lo que las protecciones no deben operar.

2.8.3 POR CALIBRE DE CONDUCTOR

En alimentadores primarios de distribución, los fusibles son los destinados a la protección del conductor; para lo cual, la metodología de verificación propone determinar el mínimo calibre dispuesto en los recorridos de las derivaciones (primarias, secundarias y terciarias) y comprobar la coordinación del fusible seleccionado en las respectivas derivaciones. Específicamente, el fusible de la derivación primaria debe proteger al conductor de mínimo calibre, la verificación debe consistir en que la corriente de fusión del fusible de derivación debe ser menor que la capacidad de conducción de corriente del conductor (Límite Térmico). Esta situación garantizará la correcta operación de las protecciones, puesto que

ante una condición de cortocircuito el fusible se fundirá mucho antes de que el conductor alcance sus límites de operatividad en corriente.

2.8.4 POR CORRIENTE DE FALLA MÍNIMA

Se conoce que una coordinación de protecciones debe enmarcarse en escenarios de demanda máxima y demanda mínima, para determinar los ajustes de las protecciones que garanticen selectividad y sensibilidad del sistema.

La presente filosofía realiza una consideración especial y acorde a sus requerimientos que permite obviar el escenario de demanda mínima y realizar la coordinación de los dispositivos de protección del alimentador primario solamente en demanda máxima; sin embargo, debido a la necesidad de considerar las corrientes de cortocircuito en demanda mínima para asegurar la sensibilidad en la operación de las protecciones, EMELNORTE propone una metodología de verificación de corrientes de cortocircuito en demanda mínima.

La metodología de verificación considera un factor de relación 1:2 entre corrientes de cortocircuito en demanda mínima y demanda máxima; es decir, la corriente de falla mínima es la mitad de la corriente de falla máxima. Luego de determinar las corrientes de cortocircuito punto a punto en escenario de demanda máxima, se recomienda la multiplicación de dichas corrientes por el factor de relación; una vez obtenidos los valores de corriente de cortocircuito, se debe tomar el nodo del sistema más remoto respecto a la subestación, pues éste representa el valor de corriente mínimo en el sistema.

Una correcta coordinación de protecciones debe garantizar que el fusible dispuesto en derivaciones primarias sea sensitivo ante corrientes de cortocircuito en demanda mínima; siendo así, la corriente de fusión del fusible de derivación primaria debe ser menor a la corriente de cortocircuito mínima, garantizando la operación ante una falla en la derivación más alejada.

3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI

Este capítulo aborda el proceso de coordinación de protecciones considerando las características propias de los alimentadores primarios (H1, H2 y H3), en base a los fundamentos técnicos y recomendaciones que propone la filosofía de coordinación de protecciones de EMELNORTE. Se presentan los aspectos más relevantes del proceso de coordinación, en donde se determinan los equipos de protección y los ajustes a emplearse, las curvas características de protección que sustentan la coordinación de protecciones, la ubicación gráfica y georreferenciada de los equipos de protección en el modelo gráfico del recorrido de cada alimentador; y finalmente, las verificaciones a la coordinación propuesta, con el objeto de validar los resultados obtenidos.

3.1 CARACTERÍSTICAS, CONFIGURACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI

El sistema eléctrico de la subestación Cotacachi no es de considerable extensión pese a tener la cobertura del cantón más grande de la provincia de Imbabura, esto se da puesto que gran parte de los usuarios se encuentran ubicados en zonas rurales, adicionalmente el cantón no cuenta con cargas industriales de potencia significativa.

La subestación se encuentra localizada en la zona urbana de la ciudad de Cotacachi, cuenta en patio físico con una posición de alimentación que llega desde la S/E Bellavista mediante la línea de subtransmisión simple circuito Ibarra – Cotacachi a 69 kV con aproximadamente 13.2 km de recorrido; y con 6 posiciones de salida, de las cuales cuatro son de sus alimentadores primarios de distribución (H1, H2, H3 y H4), una posición para la salida de bajo voltaje del transformador de potencia y una para la compensación capacitiva. Cumple su función de adaptación de voltaje mediante un transformador de potencia reductor de voltaje de 69/13,8 kV, de 5MVA de potencia en clase de enfriamiento aceite natural y 6.25 MVA para enfriamiento por aire forzado, su grupo de conexión es Dy11.

El diagrama unifilar de la subestación Cotacachi, en donde se consideran los cuatro alimentadores primarios, la línea de interconexión con la subestación Bellavista y las características más relevantes de los equipos constitutivos del sistema de distribución en estudio, se presenta en la Figura 3.1.

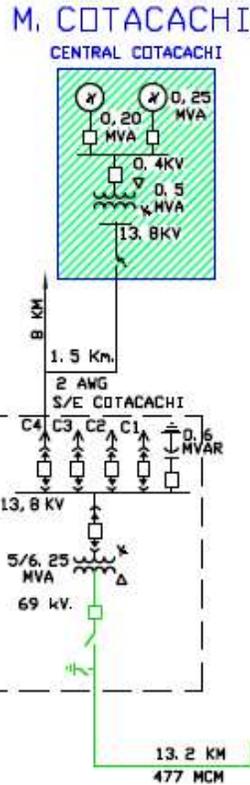


Figura 3.1. Diagrama Unifilar S/E Cotacachi [16].

En el diagrama unifilar de la Figura 3.1, es importante distinguir la línea de alimentación desde la S/E Bellavista y que el alimentador H4 se diferencia de los demás alimentadores por disponer de generación distribuida de carácter privado conectada a su troncal principal (Microcentral Cotacachi).

Las condiciones de energía y demanda de la subestación y sus respectivos alimentadores se presentan en resumen en la Tabla 3.1, adicionalmente en la Figura 3.2 se presenta una curva de demanda diaria real de la subestación Cotacachi; los valores han sido depurados de las mediciones reales proporcionadas por los ION, tanto para las salidas de los alimentadores como en la alimentación. Esta información define las características de la subestación en función de su consumo energético, demanda y factor de carga.

La información que se presenta a continuación ha sido proporcionada por la base de datos de EMELNORTE en cuanto a los valores medidos por los medidores de energía en campo, dichos datos han sido depurados para presentarlos a manera de resumen.

Tabla 3.1. Valores de energía, demanda y factor de carga de los alimentadores de la S/E Cotacachi.

S/E COTACACHI	Energía Total [MWh]	Demanda Máxima [kW]	Demanda Promedio [MW]	Factor de Carga
Alimentador 1	377,42	851,43	524,25	0,6157
Alimentador 2	469,94	993,69	652,41	0,6565
Alimentador 3	204,09	501,76	283,36	0,5647
Alimentador 4	333,16	877,09	462,72	0,5275
Subestación Cotacachi	552,91	3084,57	1988,88	0,6447

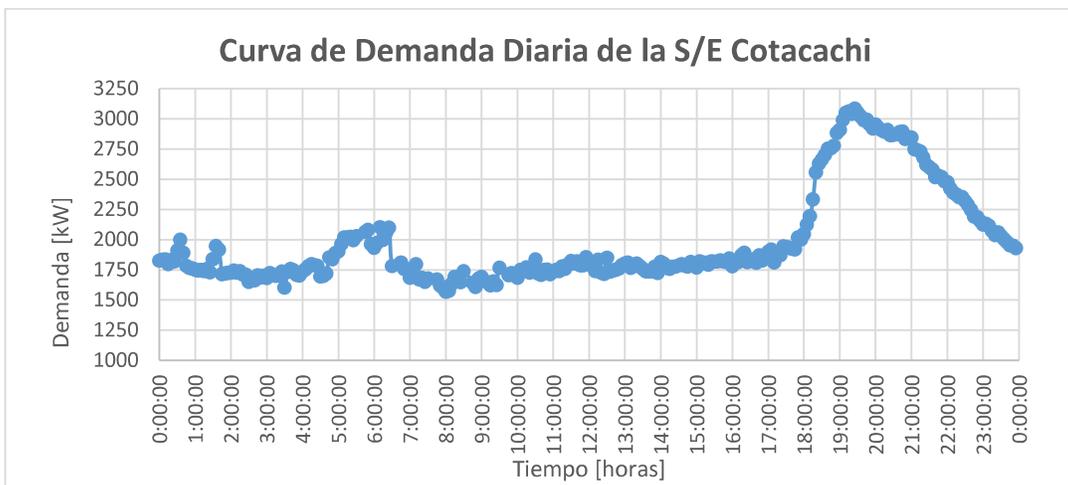


Figura 3.2. Curva de Demanda Diaria de la S/E Cotacachi.

3.2 CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LAS PROTECCIONES

Actualmente el sistema de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi no garantiza la operación coordinada y correcta de los dispositivos dispuestos para la protección de los equipos constitutivos de la red de distribución.

Esta situación es apreciable, puesto que posterior a la realización del levantamiento de información y visitas de campo a lo largo del trazado de los alimentadores, se constató la ubicación de seccionadores fusibles en el recorrido de la troncal principal, adicionalmente se ha constatado tras el análisis de los modelos de los alimentadores proporcionados por EMELNORTE, la selección y el uso inadecuado de varios tipos de fusibles tanto para derivaciones como para transformadores de distribución; es decir, al no existir la regulación de los dispositivos de protección a usarse en el alimentador, la selección de estos depende de la disponibilidad en bodega del proyectista o de la empresa de distribución;

consecuentemente se tienen dispuestos en derivaciones y en transformadores tanto fusibles tipo T, como K y H.

Otra situación ocurre al realizar el levantamiento de información de los reconectores instalados en los alimentadores de la subestación, precisamente para el caso de la subestación Cotacachi, tanto el alimentador H1 como el alimentador H2, tienen instalados reconectores automáticos tripolares en su recorrido en las cercanías de la subestación; es decir, se encuentran configurados solamente como interruptores manuales. Si bien es cierto, la configuración mencionada es funcional en el alimentador, no es el uso preciso y eficiente que se le puede dar a dicho equipo.

En tanto a los recorridos de derivaciones, actualmente se tienen instalados fusibles de derivaciones en puntos que abarcan bajas cantidades de carga y se encuentran muy remotos respecto a la subestación, dicha condición altera la operatividad del sistema y la respuesta de la cuadrilla de obreros ante situaciones de falla. En atención a las condiciones mencionadas anteriormente y a otros requerimientos técnicos del sistema, se presentan en este capítulo, la propuesta de coordinación adecuada para los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi.

3.3 AJUSTES DEL RELÉ GENERAL DE LA SUBESTACIÓN

El punto de partida para la reestructuración y rediseño de la filosofía de EMELNORTE ha sido el estudio de coordinación de protecciones a nivel de subtransmisión presentado previamente en “Coordinación de Protecciones del Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE” [17], de dicho estudio se han tomado los ajustes para el relé general presentados para la Subestación Cotacachi. Los ajustes presentados son los que establecen la tendencia de las curvas características de fase y neutro a la protección del transformador de potencia de la subestación. Estos ajustes son predefinidos y sobre ellos no se pueden realizar modificaciones, puesto que están garantizando coordinación con los dispositivos aguas arriba y deben facilitar la coordinación aguas abajo de la subestación.

Adicionalmente, un paso fundamental para la coordinación es la ejecución de estudios de cortocircuitos para cada alimentador. En la Tabla 3.2 se presenta el equivalente de impedancias de Thevenin visto desde la subestación Cotacachi en la barra de 13,8 kV para el escenario de demanda máxima; estos datos que han sido proporcionados por EMELNORTE se ingresan en los modelos de los alimentadores en CYMDIST, en donde se ejecuta el estudio de cortocircuitos mediante el método completo IEC 60909.

Tabla 3.2. Impedancias equivalentes de la S/E Cotacachi

Voltaje	Secuencia Cero		Secuencia Positiva		Secuencia Negativa	
	R0 [Ω]	X0 [Ω]	R1 [Ω]	X1 [Ω]	R2 [Ω]	X2 [Ω]
13,8	0	2,719	0,423	3,28	0,423	3,276

En la Tabla 3.3 se muestran las características y los ajustes del relé totalizador o relé general de la subestación (fase y neutro) proporcionados por el estudio previo a nivel de subtransmisión, para la coordinación de protecciones de la red de la subestación Cotacachi.

Tabla 3.3. Ajustes del Relé de Sobrecorriente General de la Subestación Cotacachi.

Parámetro	Totalizador Fase	Totalizador Neutro
Voltaje [kV]	13,8	13,8
Relé	51F	51N
Marca	ABB	ABB
Tipo	SPAJ	SPAJ
Tecnología	Numérico	Numérico
Norma	IEC 60255-3	IEC 60255-3
RTC Protección	500/5	500/5
Clase TC	10P20	10P20
Modelo	140C	140C
Tipo Curva	Muy Inversa	Muy Inversa
Tap [s]	0,5	0,4
Tap (A primarios)	250	200
Dial [s]	0,35	0,45

La información presentada anteriormente ha sido debidamente ingresada al módulo CYMTCC con el objeto de representar gráficamente al totalizador para mediante su curva característica de protección proceder a la coordinación de protecciones.

La Figura 3.3 muestra las curvas asociadas al transformador de potencia de la subestación Cotacachi; y, las curvas características tanto de fase como de neutro del relé general de la subestación.

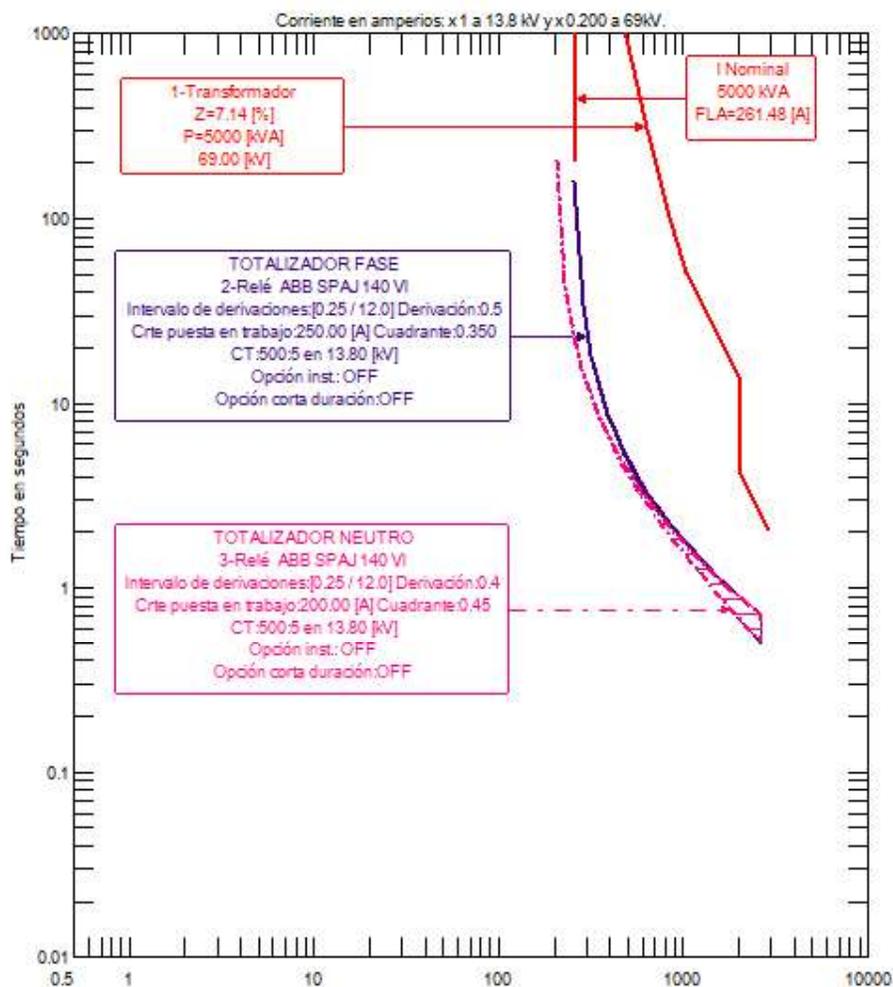


Figura 3.3. Curvas características de coordinación del Relé General de la S/E con la curva de daño del transformador de potencia.

De la anterior gráfica se constata la utilidad del relé general o totalizador en la protección del transformador de potencia, esto debido a que las curvas características de fase y neutro se emplazan por debajo de la curva de daño del transformador.

3.4 AJUSTES DE LOS RELÉS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

Una vez que se han verificado y seteado en CYMTCC los ajustes para el relé general o totalizador de fase y neutro, se presentan los ajustes para los relés de sobrecorriente dispuestos en cabecera de los alimentadores para la protección de estos. De igual forma dichos ajustes han sido determinados por el estudio previo “Coordinación de Protecciones del Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE” [17], con la consideración de que la curva característica para los relés en cabecera debe emplazarse lo más cerca posible a la curva

del relé general anteriormente presentada. Adicionalmente, otro aspecto importante es que, para la selección de los ajustes, se debe considerar para cada alimentador primario, las capacidades de corriente máximas de los conductores en función de su calibre. Otro aspecto de consideración es que el tipo de curva resultante del estudio previo se homologará para cada circuito de la subestación, pudiendo la curva del relé general ser diferente a la curva de los relés en cabecera de alimentadores.

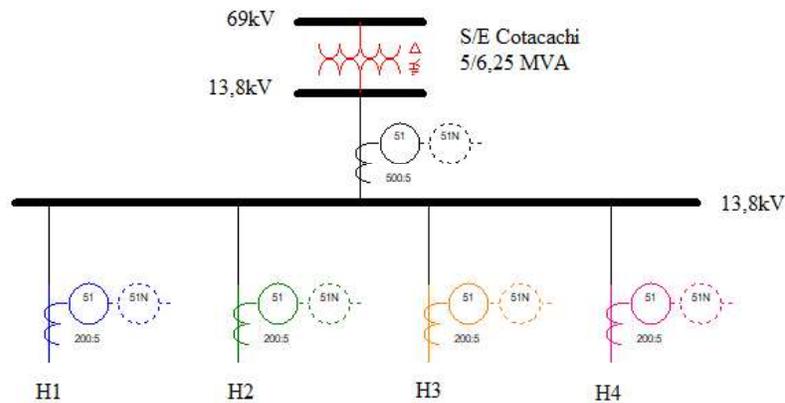


Figura 3.4. Diagrama unifilar de protecciones de la S/E Cotacachi [Captura CYMTCC].

En la Figura 3.4 se presenta un resumen de las protecciones dispuestas para el transformador de potencia como para cada uno de los alimentadores primarios de la subestación, para cada protección de fase se tiene su correspondiente protección de neutro.

En la Tabla 3.4. y Tabla 3.5. se presentan los ajustes determinados por el estudio a nivel de subtransmisión para la operación correcta de los relés de sobrecorriente de fase y neutro de cabecera de los alimentadores primarios de la S/E Cotacachi [17]. Tanto la protección de fase como de neutro se consideran protecciones principales de los equipos para los que se considera su instalación. En los valores tabulados se verifica que los ajustes para cada relé dispuesto en cabecera de los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi, tanto para fase como para neutro, mantienen los mismos ajustes definidos por el estudio previo; por lo tanto, gráficamente en el módulo CYMTCC se tendrán las mismas curvas características para cada alimentador en estudio (H1, H2, H3 y H4). Por lo que, para efecto de visualización, en la Figura 3.5. se presentan las curvas características de protección del relé de sobrecorriente de fase y neutro para los alimentadores H1, H2 y H3.

Tabla 3.4. Parámetros y ajustes de los relés de sobrecorriente (fase) de cabecera de alimentadores de la S/E Cotacachi.

Parámetro	Relé H1	Relé H2	Relé H3	Relé H4
Voltaje [kV]	13,8	13,8	13,8	13,8
Relé	51F	51F	51F	51F
Marca	ABB	ABB	ABB	ABB
Tipo	SPAA	SPAA	SPAA	SPAA
Tecnología	Numérico	Numérico	Numérico	Numérico
Norma	IEC 60255-3	IEC 60255-3	IEC 60255-3	IEC 60255-3
RTC Protección	200/5	200/5	200/5	200/5
Clase TC	10P20	10P20	10P20	10P20
Modelo	341C2	341C2	341C2	341C2
Tipo Curva	Extremadamente Inversa	Extremadamente Inversa	Extremadamente Inversa	Extremadamente Inversa
Tap [s]	0,9	0,9	0,9	0,9
Tap (A primarios)	180	180	180	180
Dial [s]	0,25	0,25	0,25	0,25

Tabla 3.5. Parámetros y ajustes de los relés de sobrecorriente (neutro) de cabecera de alimentadores de la S/E Cotacachi.

Parámetro	Relé H1	Relé H2	Relé H3	Relé H4
Voltaje [kV]	13,8	13,8	13,8	13,8
Relé	51N	51N	51N	51N
Marca	ABB	ABB	ABB	ABB
Tipo	SPAA	SPAA	SPAA	SPAA
Tecnología	Numérico	Numérico	Numérico	Numérico
Norma	IEC 60255-3	IEC 60255-3	IEC 60255-3	IEC 60255-3
RTC Protección	200/5	200/5	200/5	200/5
Clase TC	10P20	10P20	10P20	10P20
Modelo	341C2	341C2	341C2	341C2
Tipo Curva	Extremadamente Inversa	Extremadamente Inversa	Extremadamente Inversa	Extremadamente Inversa
Tap [s]	0,65	0,65	0,65	0,65
Tap (A primarios)	130	130	130	130
Dial [s]	0,5	0,5	0,5	0,5

La Figura 3.5 presenta las curvas características de los dispositivos de protección dispuestos en la cabecera de los alimentadores primarios.

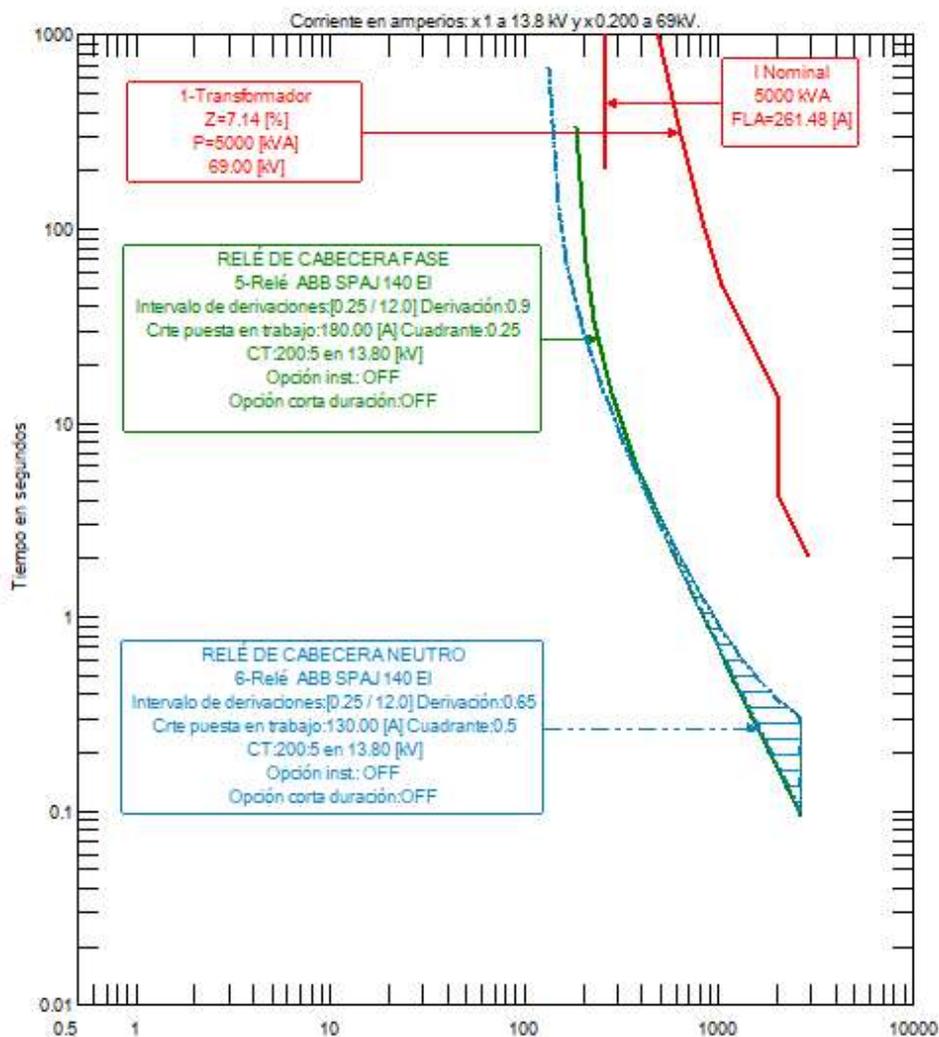


Figura 3.5. Curvas características de coordinación del Relé de Cabecera de alimentador.

3.5 DETERMINACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA TRONCAL, DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES H1, H2 Y H3

La determinación de los fusibles que se dispondrán en los nodos de inicio de las derivaciones de los alimentadores primarios constituye un paso importante en la búsqueda de homologar los dispositivos de protección y sus ajustes, a fin de contar con un sistema de protecciones que opere de manera correcta.

En base al criterio mencionado en el apartado 2.2.4, gráficamente y mediante el módulo CYMTCC se han establecido las capacidades de los fusibles a disponerse en derivaciones.

Los fusibles seleccionados por el presente estudio serán los que se dispondrán en los nodos de inicio de las derivaciones, la ubicación apropiada y georreferenciada de los mismos se presentará más adelante, así como también las curvas características debidamente coordinadas para cada alimentador. De los datos referentes a la subestación Cotacachi y sus alimentadores primarios y del estudio a nivel de subtransmisión [17], se han establecido ajustes iguales para los relés en cabecera de alimentadores (fase y neutro), situación que se ve reflejada en la selección de fusibles iguales para derivaciones en los alimentadores H1, H2 y H3. Si bien es cierto, existe igualdad en los fusibles seleccionados cuyas curvas características se han adaptado de mejor manera a las curvas de fase y neutro de los relés de sobrecorriente de cabecera, se tratará de manera independiente la coordinación de protecciones para cada alimentador. Se destaca esto, puesto que la selección de los fusibles constituye un paso importante en la coordinación de protecciones, pero debido a que el recorrido y la topología de cada alimentador es diferente, la ubicación de los dispositivos de protección se adaptará al criterio que se analice en el presente estudio.

3.5.1 FUSIBLES SELECCIONADOS PARA DERIVACIONES

Considerando que en el apartado 3.4 de este capítulo se mencionó la igualdad en las curvas características de los relés de sobrecorriente de fase y neutro dispuestos en cabecera de los alimentadores primarios; y qué, la filosofía de coordinación de protecciones sobre la cual tiene base este estudio, dispone que la selección de fusibles se realizará de manera gráfica en CYMTCC teniendo en cuenta el criterio de que la curva característica del fusible deberá emplazarse adecuadamente en la cercanía máxima de las curvas del relé de cabecera considerando un margen de seguridad del 75%; la Tabla 3.6 muestra la selección de los fusibles a disponerse en los nodos de inicio de las derivaciones propuestas por el presente estudio.

Tabla 3.6. Fusibles propuestos para derivaciones en los alimentadores de la S/E Cotacachi

Derivación	Fusible Tipo T
Primaria	50 T
Secundaria	25 T
Terciaria	15 T

La existencia de derivaciones secundarias o terciarias de ser el caso viene dada por las características propias de cada alimentador; es decir que, por efecto de longitud y topología, las corrientes máximas de cortocircuito se ven afectadas en su valor, por lo que, las derivaciones a ser propuestas bien pudieren llegar solamente a ser secundarias. Posteriormente, cuando se de tratamiento a cada alimentador se verificará esta consideración.

3.5.2 CORRIENTES MÁXIMAS DE COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES DE DERIVACIONES Y FUSIBLES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Una vez determinados los fusibles para derivaciones, es importante establecer las corrientes máximas para las cuales existirá coordinación entre la protección de derivaciones y la protección de transformadores de distribución.

Para lo cual, se deberá disponer del estudio de cortocircuitos (corrientes máximas de cortocircuito punto a punto), de las tablas NEMA con los valores de corrientes máximas de coordinación de los dispositivos de protección; y, de las capacidades normalizadas para transformadores de distribución. Los recursos anteriormente mencionados fueron analizados y estudiados en el capítulo 2.

Siendo así, se presentan en la Tabla 3.7, las corrientes máximas de coordinación entre los fusibles tipo T de las derivaciones en el recorrido del alimentador y los fusibles tipo SloFast de los transformadores de distribución dispuestos en el recorrido de las derivaciones. Los valores hacen referencia a las primeras corrientes sujetas a comprobación para establecer los rangos de coordinación definitivos, específicamente se toman los valores de corriente máxima de la derivación secundaria y la derivación terciaria.

Tabla 3.7. Corrientes de cortocircuito máximas de coordinación con fusibles tipo T y SF.

Derivación	Fusible Tipo T	Icc máx. [A]	Fusible Tipo SF	Capacidad Trafos 1φ [kVA]	Capacidad Trafos 3φ [kVA]
Primaria	50	3325	7,8	Hasta 75	Hasta 300
Secundaria	25	1645	4,2	Hasta 50	Hasta 150
Terciaria	15	1020	2,1	Hasta 25	Hasta 75

De la Tabla 3.7 se detalla que los valores de corriente de cortocircuito máxima son los obtenidos tras relacionar los fusibles tipo T con los fusibles tipo SF en la Tabla 2.6,

representan la máxima corriente de cortocircuito a la que existe coordinación entre los fusibles seleccionados.

Siguiendo la filosofía de protecciones planteada, se presentan a continuación en la Tabla 3.8, las corrientes máximas de coordinación entre los fusibles tipo T de las derivaciones aguas arriba y los fusibles tipo T de las derivaciones aguas abajo en el recorrido del alimentador, representan las segundas corrientes sujetas a comprobación para la determinación de los rangos para derivaciones, según lo que especifica la Tabla 2.5 en el capítulo anterior.

Tabla 3.8. Corrientes máximas de coordinación entre derivaciones (ver Tabla 2.5).

Derivación	Fusible Derivación Aguas Arriba	Fusible Derivación Aguas Abajo	Icc máx. [A]
Primaria – Secundaria	50 T	25 T	2500
Secundaria - Terciaria	25 T	15 T	720

De la tabla anterior, los valores de corriente de cortocircuito máxima son los valores resultantes de relacionar en la Tabla 2.5 del capítulo anterior, los fusibles seleccionados tipo T aguas arriba con los fusibles seleccionados tipo T aguas abajo, representan la máxima corriente de cortocircuito para los que existe coordinación entre sí.

3.5.3 RANGOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA DERIVACIONES

Una vez que se han establecido los valores de corriente máximos para coordinación (Fusible Derivación – Transformador de Distribución, Fusible de Derivación Aguas Arriba – Fusible de Derivación Aguas Abajo); y, siguiendo los criterios y fundamentos de la filosofía de coordinación de protecciones planteada, es importante la selección de rangos de corriente de cortocircuito para las derivaciones tanto primarias, secundarias, como terciarias de ser el caso.

La selección de estos rangos de corriente permitirá posteriormente plasmar como una zona de derivaciones, las corrientes de cortocircuito punto a punto; es decir, con la consecución de los rangos de corriente de cortocircuito, las corrientes migradas desde CYMTCC al software ArcGIS, podrán ser diferenciadas y establecerse como zonas demarcadas con un código de colores, que permitan proponer las derivaciones para lograr la coordinación adecuada del sistema de protecciones de la subestación Cotacachi.

La filosofía propone una comparación entre los rangos de corriente arrojados por el análisis derivación – transformador y el análisis derivación – derivación, una vez se hayan obtenido

estos valores de corriente máxima de coordinación se debe escoger la menor corriente de coordinación para establecer rangos, así para el presente estudio se tienen los resultados presentados en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Comparativa de corrientes máximas de coordinación para establecer rangos de derivaciones

Comparaciones para Derivaciones / Tipo de Coordinación				Corriente Seleccionada
D. Sec. – Trafos [A]	Tipo T – Tipo SF	D. Prim. – D. Sec. [A]	Tipo T – Tipo T	Corriente Máxima de Coordinación en Derivación Secundaria [A]
1645		2500		1645
D. Terc. - Trafos [A]	Tipo T – Tipo SF	D. Sec. – D. Terc. [A]	Tipo T – Tipo T	Corriente Máxima de Coordinación en Derivación Terciaria [A]
1020		720		720

La Tabla 3.10. presenta el resumen de fusibles para derivaciones en los alimentadores primarios H1, H2 y H3 de la subestación Cotacachi, junto con los rangos de corriente de coordinación para cada derivación.

Tabla 3.10. Determinación de rangos de corriente de cortocircuito para derivaciones

Derivación	Fusible	Rango de corriente de coordinación [A]
Primaria	50 T	Icc máx. S/E Cotacachi – 1645 A
Secundaria	25 T	1645 A – 720 A
Terciaria	15 T	Icc < 720 A

Las curvas características de protección de los fusibles a disponerse en derivaciones primaria, secundaria y terciaria (de ser el caso) son presentadas en la Figura 3.6; es importante destacar que para cada fusible se ha graficado la curva mínima de despeje (curva inferior en el área sombreada del fusible), la curva máxima de fusión (curva superior en el área sombreada del fusible) y el margen de seguridad del 75% (curva de color morado por debajo de la curva mínima de despeje). Adicionalmente, con los rangos de corriente de cortocircuito en las derivaciones, se han podido trincar las curvas características de cada fusible en la corriente máxima de coordinación que se tendrá en la derivación para la que han sido designados.

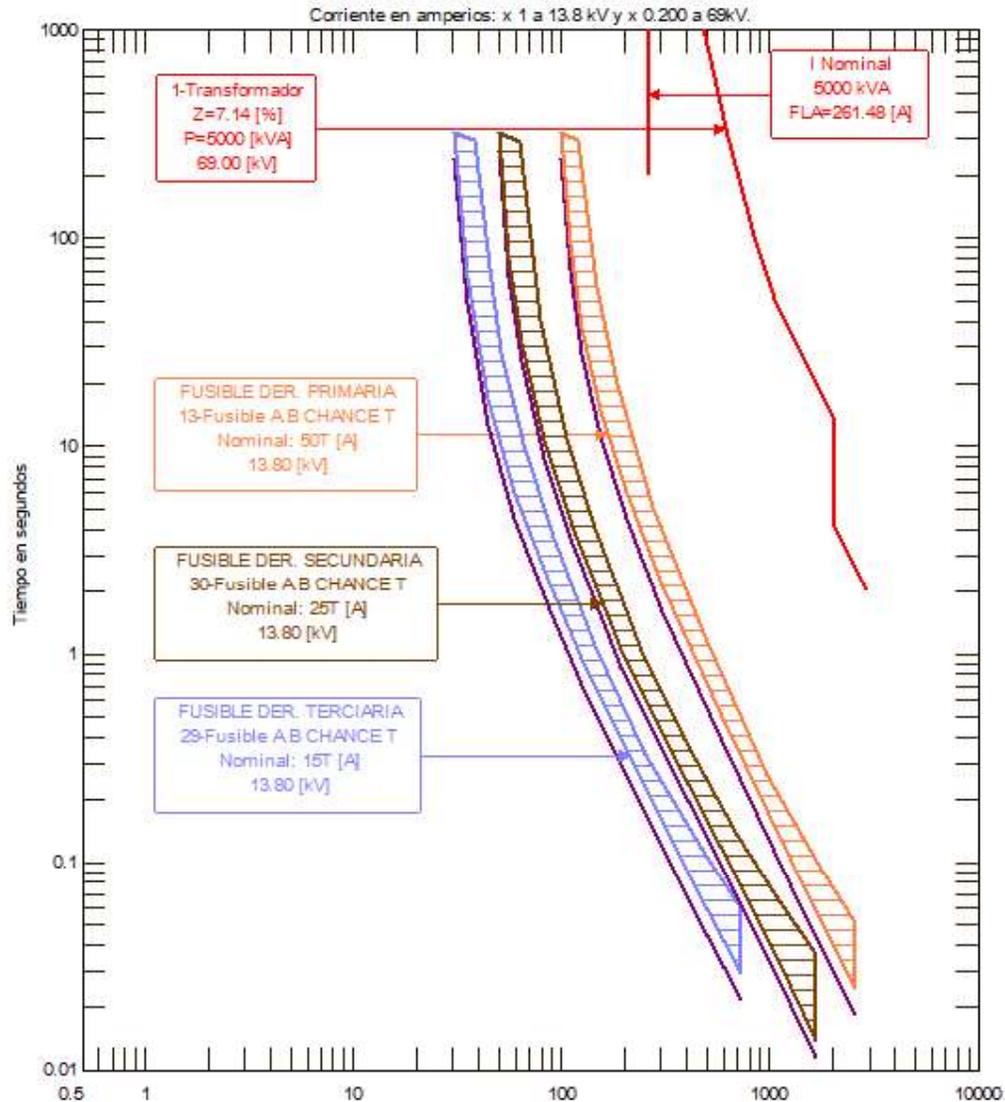


Figura 3.6. Curvas características de coordinación Fusible Tipo T – Fusible Tipo T

3.5.4 ANÁLISIS DE ACTIVACIÓN DE CURVAS DE OPERACIÓN PARA LOS RECONECTADORES DISPUESTOS EN LOS ALIMENTADORES H1 Y H2

El siguiente análisis demuestra la razón por la cual la activación de las curvas de operación de los reconectores dispuestos en dos de los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi no es práctica, eficiente y conveniente. Se presenta un solo análisis para los dos escenarios puesto que los relés de sobrecorriente de cabecera de los alimentadores mantienen los mismos ajustes, situación que debido a la metodología de coordinación provoca que las curvas lentas y rápidas de los reconectores consecuentemente tengan los mismos ajustes.

Los reconectadores se encuentran en el alimentador H1 y H2 de la S/E Cotacachi; el equipo número 1 está codificado como H1R1 y se encuentra instalado en el poste H1P896; mientras que el equipo número 2 está codificado como H2R1 instalado en el poste H2P761; los reconectadores se encuentran situados respecto a la subestación Cotacachi en recorrido lineal de troncal principal a aproximadamente 1 kilómetro y 500 metros de distancia respectivamente. En la Figura 3.7, se ejemplifica para efecto del presente estudio la activación de las curvas rápidas y lentas del reconectador pretendiendo ajustarlas lo más cercanas a las curvas características obtenidas anteriormente para el relé de cabecera de los alimentadores (fase y neutro), y la disposición de los fusibles que se seleccionarían aguas abajo del reconectador.

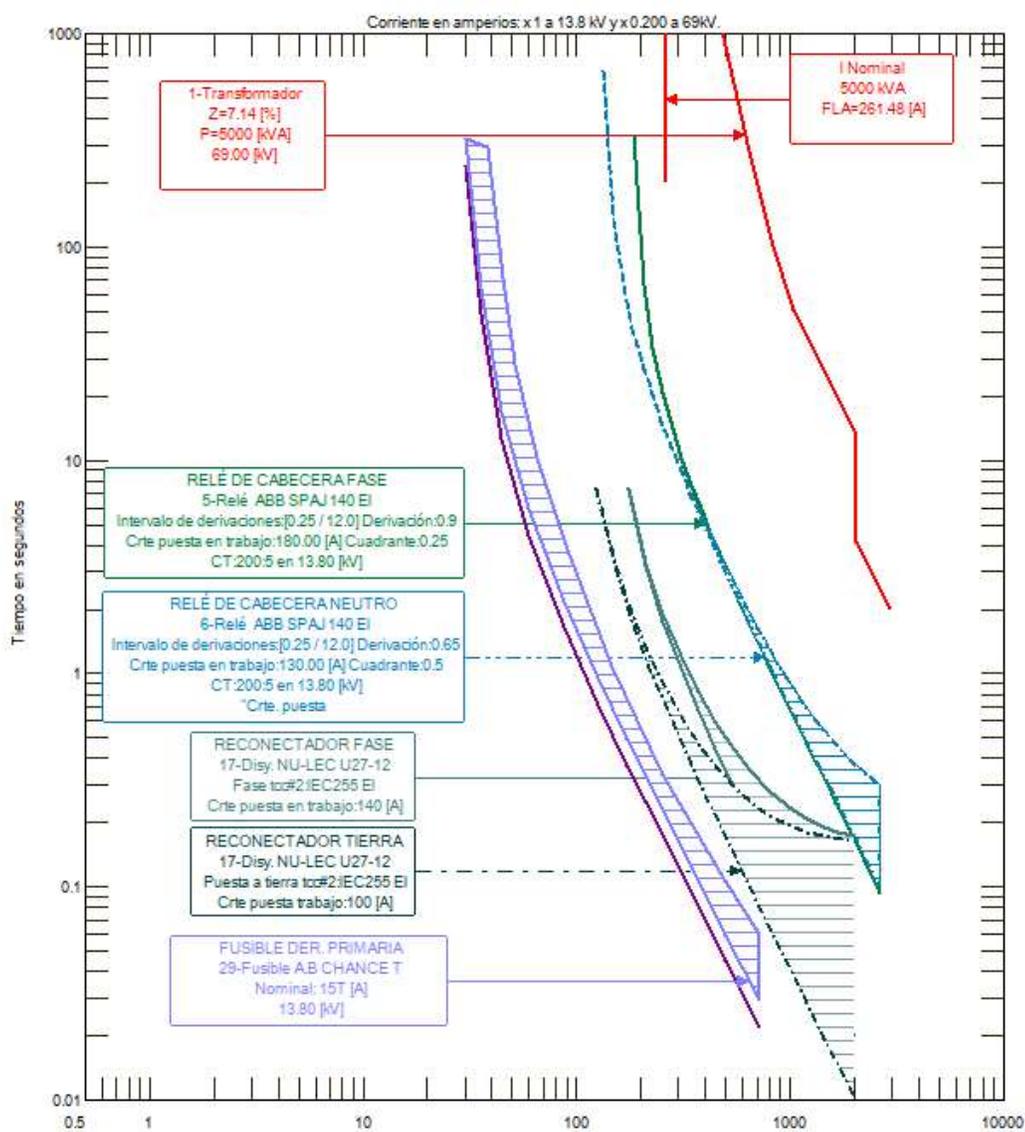


Figura 3.7. Curvas características de coordinación Relé – Reconectador – Fusible.

Es importante señalar que en la figura anterior el fusible a seleccionarse en caso de procurar la activación de las curvas de operación del reconectador, es un fusible tipo T (15T) para derivaciones primarias, los fusibles que se dispondrían aguas abajo deberán ser de capacidades menores, imposibilitando la operación del alimentador debido a su capacidad. Pese a dicho antecedente, la Figura 3.7 presenta una correcta coordinación de los equipos de protección de troncal principal y derivaciones; sin embargo, dicha coordinación no resulta práctica y operativa para los alimentadores primarios H1 y H2, debido a la cercanía de los reconectores a la subestación, situación que se traduce en margen de corriente de cortocircuito, no se podrían realizar derivaciones antes del reconectador; asimismo como se muestra en la Figura 3.7 se podrían realizar derivaciones aguas abajo del reconectador, pero estas se ven afectadas directamente en la capacidad del fusible de derivaciones.

Resumiendo, se pueden realizar derivaciones primarias posteriores al reconectador, con un fusible 15T en el nodo de inicio, situación que se refleja en la reducción de la capacidad de los transformadores de distribución de las derivaciones. Teniendo en cuenta que ésta es una coordinación de protecciones de un sistema real, de existir transformadores que sobrepasen las capacidades recomendadas para garantizar la coordinación en derivaciones, se deberá extender el troncal principal o las derivaciones hasta dichos puntos de transformación; y esta condición al no ser práctica y eficiente se descarta; por lo que no se recomienda la activación de las curvas rápidas y lentas del reconectador en los dos alimentadores primarios de la S/E Cotacachi.

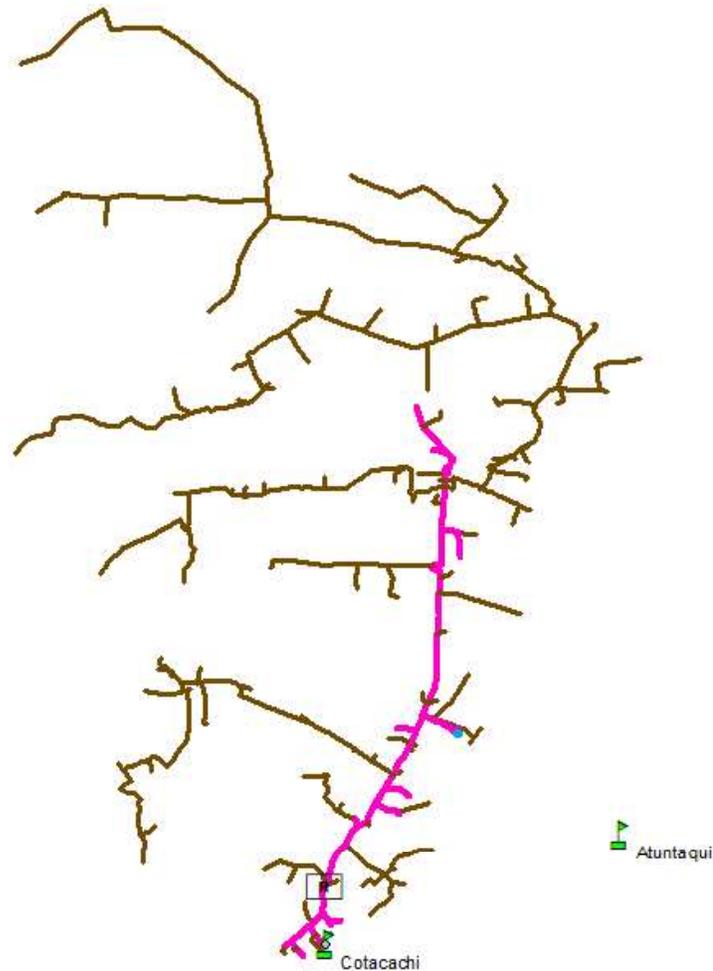
3.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H1

3.6.1 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR

Constituye el alimentador de mayor extensión y abastece a un gran número de usuarios de la zona de servicio de la S/E Cotacachi. Tiene trazado urbano y rural, con una longitud de aproximadamente 11 kilómetros (km) de líneas trifásicas y 70 kilómetros de líneas monofásicas.

Los conductores actualmente dispuestos en los tramos trifásicos son de tipo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) de calibres 3/0 AWG, 2/0 AWG y 1/0 AWG, mientras que los conductores de los ramales monofásicos son tipo ACSR de calibres 1/0 AWG, 2 AWG y 4 AWG.

La Figura 3.8, representa la situación actual del circuito que es la base para el proceso de coordinación de protecciones del alimentador primario H1, donde se tiene el trazado, la ubicación de la subestación, la diferenciación de los tramos aéreos (trifásicos y monofásicos) y los tramos subterráneos, y el equipo de protección (reconectador).



Descripción	Color
Tramo Trifásico	
Tramo Monofásico	
Tramo Subterráneo	

Figura 3.8. Topología actual del alimentador primario H1

Actualmente, el recorrido del troncal y de las derivaciones se lo conoce por la experiencia del personal de trabajo de la Jefatura Zonal II de EMELNORTE y específicamente por el personal de la subestación Cotacachi, por lo que consolidar de manera gráfica y georreferenciada el trazado y la ubicación de los nodos de inicio de las derivaciones y sus

respectivos equipos de protección resulta indispensable. La Tabla 3.11 presenta un resumen de la información principal de los transformadores de distribución que son alimentados por el primario H1, para dotar de energía a los usuarios dispuestos en el recorrido de éste, el conteo del número de unidades monofásicas y trifásicas proporciona la capacidad instalada en el alimentador, y sirve para el análisis del recorrido del troncal o las derivaciones.

Tabla 3.11. Transformadores de distribución instalados en el alimentador H1

Tipo	Capacidad Individual [kVA]	Cantidad	Número de Transformadores	Capacidad Instalada [kVA]
Monofásicos	5	25	197	125
	10	50		500
	15	62		930
	25	30		750
	37,5	21		787,5
	50	7		350
	75	2		150
Trifásicos	30	2	11	60
	45	1		45
	50	4		200
	75	3		225
	125	1		125
Número Total de Transformadores			208	
Capacidad Instalada [kVA]				4247,5

No se considera la presentación gráfica de los transformadores de distribución por el extenso número de unidades; sin embargo, es importante considerar su análisis para conocer la capacidad individual de cada unidad con el propósito de proponer los fusibles para su protección en función de la filosofía.

3.6.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS

Para la coordinación de las protecciones de este alimentador, se parte referencialmente de los ajustes del relé totalizador (fase y neutro) y del ajuste para el relé de cabecera (fase y neutro) de alimentadores de la S/E Cotacachi, que fueron presentados en el apartado 3.4 del presente capítulo y han sido seleccionados en base a los requerimientos del sistema, bajo normativa IEC 60255 – 3 en estudios anteriores por parte de EMELNORTE [17].

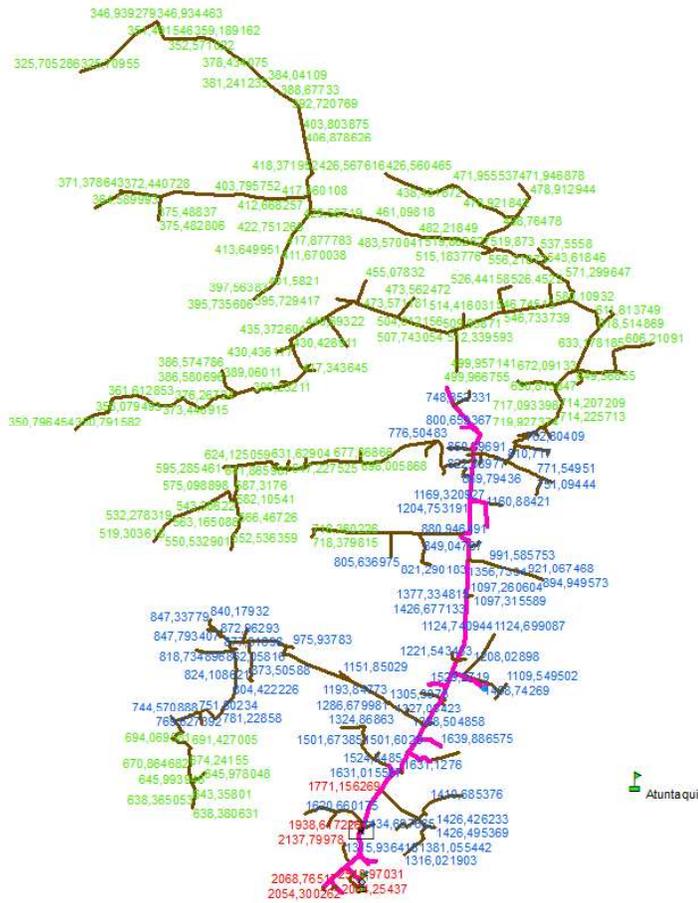
Del análisis del estudio de cortocircuitos para este alimentador y luego de haber depurado la información arrojada por CYMDIST, en la Tabla 3.12 se tiene el resumen de los valores límites de corriente máxima de cortocircuito. El estudio al ser realizado nodo a nodo presenta una gran cantidad de información que para efecto demostrativo no resulta práctico

mostrarla. La Figura 3.9 muestra la topología del alimentador con sus respectivas corrientes de cortocircuito, punto a punto.

Tabla 3.12. Valores máximo y mínimo de corrientes de cortocircuito en el alimentador H1.

Corriente Máxima de Cortocircuito	Nombre nodo	Coord. X	Coord. Y	Poste	I ^{''} k LLL [kA]	I ^{''} k LLT [kA]	I ^{''} k LL [kA]	I ^{''} k LT [kA]	I _{cc} máx. [A]
Valor Mínimo	MTA_S_358207	800894,3	10044762,0	H1P9673	-	-	-	0,325	325,7
Valor Máximo	Fuente - 3543	804684,0	10033831,8	S/E Cotacachi	2,409	2,565	2,087	2,564	2565,2

"-" No existe valor de corriente de cortocircuito debido a la configuración del ramal monofásico en estudio.



Descripción	Color
Tramo Trifásico	Magenta
Tramo Monofásico	Azul
Tramo Subterráneo	Rojo

Figura 3.9. Representación de las zonas de corriente de cortocircuito en la topología actual del alimentador

Las corrientes de cortocircuito son exportadas como reporte de Excel, las cuáles con sus coordenadas cartesianas georreferenciadas son migradas al software ArcGIS para representarlas como zonas de corrientes, a fin de visualizar gráficamente los lugares de coordinación para determinación de derivaciones primarias, secundarias y terciarias. De la Figura 3.9, los valores en color rojo representan las zonas del alimentador en donde por su nivel de corriente es posible realizar sólo derivaciones primarias; los valores en color azul representan la zona en donde ya es posible realizar derivaciones secundarias; mientras que los valores en color verde determinan la posibilidad de realizar derivaciones terciarias.

De lo expuesto en la Tabla 3.12, en donde se presenta el valor mínimo corriente de cortocircuito que es 325,7 A; y, de los rangos de corriente de cortocircuito presentados en la Tabla 3.10 del apartado 3.5.3, así como la representación visual en código de colores de dichos rangos en la Figura 3.9, se determina qué, en el alimentador H1 es posible realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

Es importante destacar que en el recorrido del alimentador H1, se cuenta con un reconectador tripolar, el análisis para determinar la posibilidad de la activación de las curvas rápidas de este equipo de protección fue presentado en el numeral 3.5.4, en él se determinó que para este caso específico no es posible activar las curvas del reconectador y se recomienda ajustarlo como interruptor manual para proporcionar operatividad al alimentador. Para garantizar su correcta operación como interruptor se debe considerar que el reconectador debe tener una capacidad de ruptura mayor a la corriente máxima de falla en el punto de instalación y la corriente de demanda máxima debe ser menor que la corriente nominal del reconectador.

En la Figura 3.10 se presentan las curvas características de protección de los equipos dispuestos en el alimentador, considerando las derivaciones a realizarse, además se destaca que para cada equipo de protección se ha considerado pertinente presentar los márgenes de coordinación propuestos para fusibles, mientras que para el caso de los relés de sobrecorriente se presenta la activación de la característica de respuesta auxiliar de los dispositivos. La respuesta auxiliar a la que se hace referencia en este capítulo representa un margen de tiempo de 200 ms determinado por la filosofía de EMELNORTE para proporcionar un tiempo de operación adecuado de los relés y garantizar la coordinación con dispositivos consecutivos.

Las dos situaciones son consideraciones para lograr la correcta coordinación y garantizar que los mecanismos eléctricos y mecánicos se accionarán en tiempos adecuados posteriores a la detección de la falla.

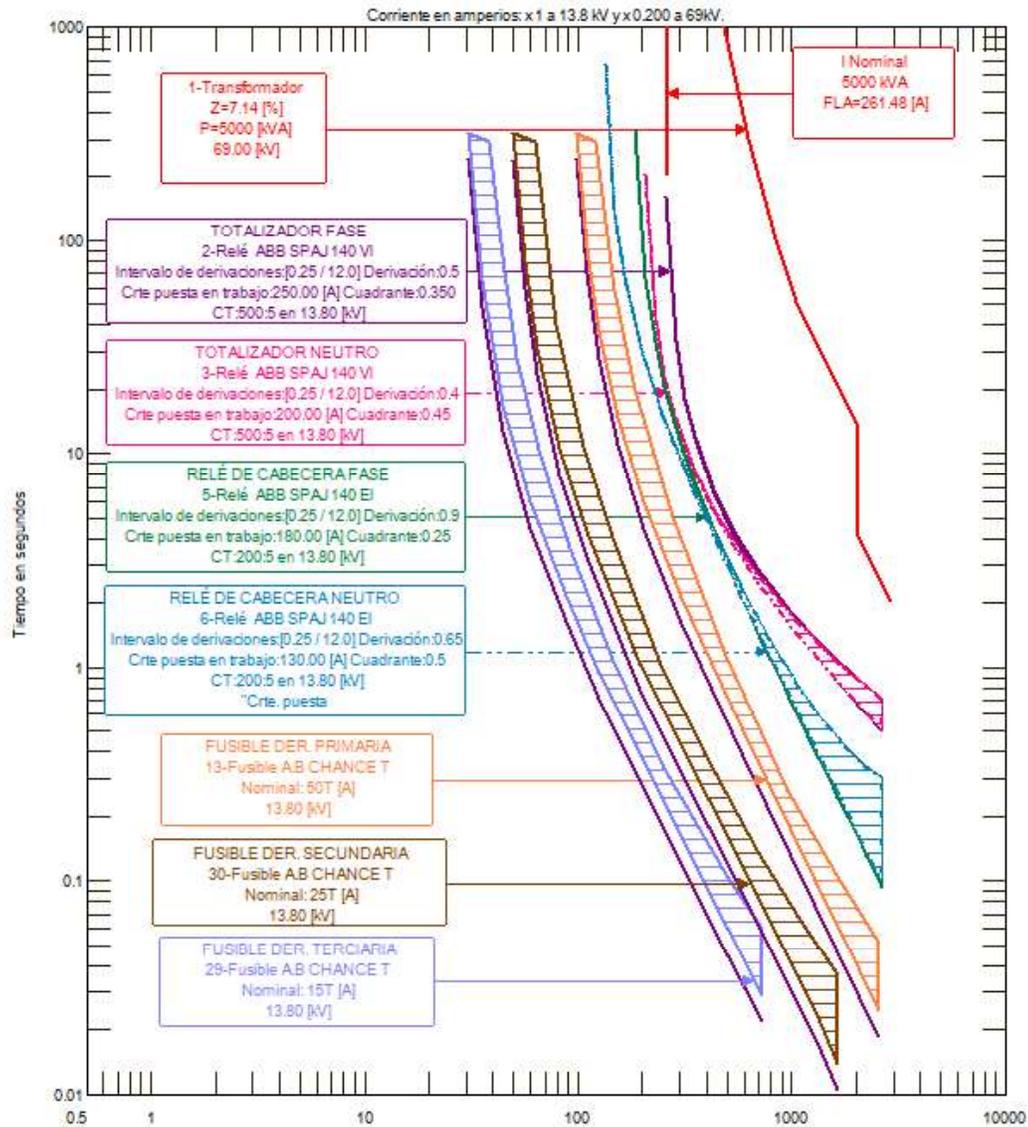


Figura 3.10. Curvas características de coordinación de protecciones del Alimentador H1.

Una vista ampliada de la Figura 3.10 se presenta en el Anexo B (Figura B.1). Resulta sencillo verificar la correcta coordinación de los dispositivos de protección cuando se presentan las curvas características debidamente diferenciadas. Así, se puede evidenciar el hecho de que las curvas del relé de fase y neutro se encuentran a la izquierda y por debajo de la curva de daño del transformador de potencia de la subestación, así también se aprecia el efecto cascada de los fusibles para derivaciones; demostrando así la actuación como protecciones principales y de respaldo según su ubicación, vista a manera de corrientes de cortocircuito garantizando su selectividad. Estos aspectos gráficos, son representados en la Tabla 3.13 donde se detallan los tiempos de operación de los equipos de protección dispuestos en el alimentador H1, después de realizar el análisis con

corrientes máximas de cortocircuito tipo, seleccionadas para el estudio. Los tiempos de operación que se presentan se han extraído del complemento CYMTCC, con las curvas características presentadas en la Figura 3.10.

Tabla 3.13. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H1 ante cortocircuitos tipo

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección				
			Fusible Derivación Terciaria	Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria	Relé Cabecera Neutro	Relé Cabecera Fase
			15 T	25 T	50 T	51 N	51
2000	Coordinación	[s]	-	-	0,0303	0,1697	0,1633
	Mínimo	[s]	-	-	0,0403	-	-
	Máximo	[s]	-	-	0,075	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	-	0,3697	0,3636
1200	Coordinación	[s]	-	0,0204	0,0849	0,475	0,4604
	Mínimo	[s]	-	0,0272	0,1132	-	-
	Máximo	[s]	-	0,0567	0,177	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	-	0,6753	0,6605
500	Coordinación	[s]	0,0442	0,117	0,5325	2,9012	2,9807
	Mínimo	[s]	0,0589	0,156	0,71	-	-
	Máximo	[s]	0,1038	0,2433	1,0915	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	-	3,1022	3,182

Nota: Los valores en donde no existe actuación de los dispositivos de protección son representados con "-".

De la Tabla 3.13, así como de las curvas características debidamente coordinadas, se evidencia la operación correcta de los dispositivos de protección y sus ajustes, garantizando la selectividad y la operación segura ante condiciones de falla. Es importante señalar que, en este estudio los fusibles presentan tres tiempos de operación (coordinación, mínimo y máximo) y los relés, dos tiempos de operación (coordinación y auxiliar). El máximo tiempo de despeje del fusible 15 T es 0,1038 s, y es menor al 75% del tiempo mínimo del fusible 25 T (0,117 s) por lo que se verifica que los tiempos de operación son correctos. [18]

3.6.3 DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR

Uno de los puntos clave de la filosofía de protecciones de EMELNORTE, es la presentación visual del trazado del troncal principal, las derivaciones y los equipos de protección; situación que es útil para proporcionar los lineamientos técnicos para la aprobación de proyectos de construcción de redes eléctricas. Por ello, a continuación, se definen y se

presentan las gráficas del alimentador con los detalles señalados. En este alimentador, se realizan hasta derivaciones terciarias, los equipos de protección para cada uno de los ramales se determinaron así:

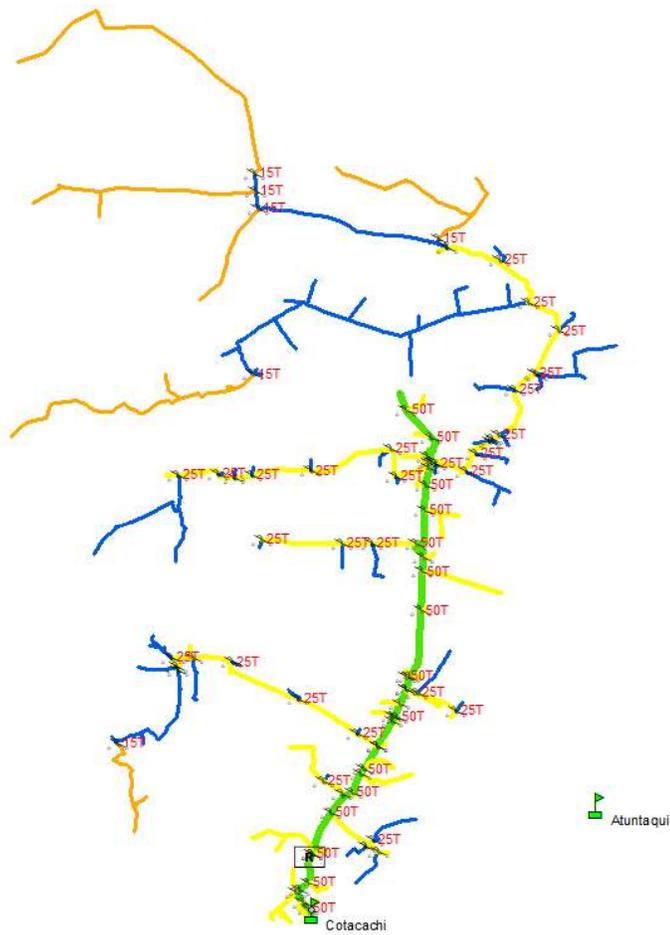
- Derivación Primaria: 50 T
- Derivación Secundaria: 25 T
- Derivación Terciaria: 15 T

Asimismo, con las capacidades de fusibles señaladas anteriormente, con el fin de garantizar la coordinación, se detallan en la Tabla 3.14 las capacidades de los transformadores de distribución que se encuentran instalados y que se deberán instalar posterior a este estudio.

Tabla 3.14. Transformadores de Distribución que coordinan con las derivaciones

Derivaciones	Transformadores de distribución	
	Monofásicos [kVA]	Trifásicos [kVA]
Primarias – 50 T	Hasta 75	Hasta 300
Secundarias – 25 T	Hasta 50	Hasta 150
Terciarias – 15 T	Hasta 25	Hasta 75

Para efecto de representar la topología actual y coordinada del alimentador H1 no se ha considerado mostrar la ubicación de los transformadores de distribución en el recorrido del alimentador, esto debido al extenso número de unidades tras haber exportado los datos de ArcGIS; sin embargo, el detalle de los transformadores que se encuentran instalados en el alimentador, debidamente georreferenciados con la disposición propuesta de tirafusibles para cañuelas en el lado de alto voltaje de los mismos, a fin de lograr la coordinación entre derivaciones y transformadores de distribución, se presenta debidamente tabulado en el Anexo A (Tabla A.1). La Figura 3.11, muestra la topología final y coordinada del alimentador con el recorrido unidireccional del troncal principal y el trazado de las derivaciones. Se presenta también la ubicación visual de los fusibles tipo T en el nodo de inicio de las derivaciones, con el respectivo valor que garantiza la coordinación. Este punto se considera el valor final de la filosofía de protecciones propuesta, debido a que en él se evidencia de manera visual la coordinación lograda tras los respectivos análisis y consideraciones recomendadas; sin embargo, la topología coordinada y específicamente los dispositivos de protección seleccionados en derivaciones deben ser verificados para garantizar la correcta operación.



Descripción	Color
Troncal Principal	█
Derivación Primaria	█
Derivación Secundaria	█
Derivación Terciaria	█

Figura 3.11. Topología coordinada del Alimentador H1

Para la determinación de las derivaciones en este alimentador, se ha considerado la extensión de éste. Por lo que en las cercanías de la subestación y en tramos urbanos, se ha propuesto ser selectivos en todos los ramales existentes; es decir, cada ramal que sale del troncal principal en zonas urbanas será nodo de inicio de derivación primaria, asimismo, cada ramal en zona urbana que salga de una derivación primaria será nodo de inicio de derivación secundaria (siempre y cuando la corriente de cortocircuito lo permita),

posteriormente para tramos que se extienden a zonas rurales y son de longitud considerable, se ha propuesto extender la derivación primaria hasta un punto en donde se pueda concentrar cargas al momento de realizar la derivación secundaria y terciaria de ser el caso. Con las derivaciones terciarias, se ha propuesto que en zonas muy alejadas a la subestación o a su derivación aguas arriba, se agrupen cargas y la derivación se extienda hasta el último punto. En el Anexo C (Figura C.1) se presenta la topología coordinada del alimentador de una manera más amplia, con fines representativos. La Tabla 3.15 detalla los fusibles seleccionados para derivaciones, su tipo, su configuración y su ubicación.

Tabla 3.15. Selección y ubicación de fusibles en el Alimentador H1

No.	Tipo Fusible	Derivación	Configuración de Red	Coordenada X	Coordenada Y
1	50T	Primaria	Monofásica	804567,41	10033942,73
2	50T	Primaria	Monofásica	804518,36	10034094,95
3	50T	Primaria	Monofásica	804681,69	10034565,93
4	50T	Primaria	Monofásica	804928,61	10035090,42
5	50T	Primaria	Monofásica	805190,08	10035349,28
6	50T	Primaria	Monofásica	805518,00	10035951,15
7	50T	Primaria	Monofásica	805715,25	10036267,39
8	50T	Primaria	Monofásica	805714,54	10036339,18
9	50T	Primaria	Monofásica	805771,01	10036318,04
10	50T	Primaria	Monofásica	805890,34	10036689,59
11	50T	Primaria	Monofásica	805943,05	10036842,44
12	50T	Primaria	Monofásica	805892,83	10036849,15
13	50T	Primaria	Monofásica	806078,47	10037691,52
14	50T	Primaria	Monofásica	806101,48	10038190,65
15	50T	Primaria	Monofásica	806110,05	10038381,3
16	50T	Primaria	Monofásica	806016,43	10038549,58
17	50T	Primaria	Monofásica	806144,00	10039306,39
18	50T	Primaria	Monofásica	806172,50	10039524,54
19	50T	Primaria	Monofásica	806212,33	10039605,78
20	50T	Primaria	Monofásica	806171,31	10039602,55
21	50T	Primaria	Monofásica	805896,15	10040272,74
22	50T	Primaria	Trifásica	804466,95	10034058,14
23	50T	Primaria	Monofásica	804638,67	10033861,1
24	50T	Primaria	Trifásica	804635,06	10034190,4
25	50T	Primaria	Trifásica	805075,61	10035327,42
26	50T	Primaria	Trifásica	805304,98	10035595,74
27	50T	Primaria	Trifásica	805334,97	10035649,34
28	50T	Primaria	Trifásica	805814,47	10036488,4
29	50T	Primaria	Trifásica	805890,34	10036689,59
30	50T	Primaria	Trifásica	806132,31	10038981,53
31	50T	Primaria	Trifásica	806168,18	10039672,48

No.	Tipo Fusible	Derivación	Configuración de Red	Coordenada X	Coordenada Y
32	50T	Primaria	Trifásica	806217,16	10039919,55
33	50T	Primaria	Monofásica	805518,00	10035951,15
34	50T	Primaria	Monofásica	804681,69	10034565,93
35	25T	Secundaria	Monofásica	807853,85	10041295,44
36	25T	Secundaria	Monofásica	807456,53	10041659,65
37	25T	Secundaria	Monofásica	807096,63	10042205,22
38	25T	Secundaria	Monofásica	806416,53	10042356,35
39	25T	Secundaria	Monofásica	807584,72	10040721,7
40	25T	Secundaria	Monofásica	807549,61	10040740,98
41	25T	Secundaria	Monofásica	807281,77	10040533,29
42	25T	Secundaria	Monofásica	807076,44	10039956,49
43	25T	Secundaria	Monofásica	806990,32	10039901,67
44	25T	Secundaria	Monofásica	806969,48	10039877,94
45	25T	Secundaria	Monofásica	806781,28	10039715,41
46	25T	Secundaria	Monofásica	806663,85	10039483,54
47	25T	Secundaria	Monofásica	802958,14	10039442,19
48	25T	Secundaria	Monofásica	803150,40	10037088,92
49	25T	Secundaria	Monofásica	802957,65	10036933,92
50	25T	Secundaria	Monofásica	802943,53	10036975
51	25T	Secundaria	Monofásica	802877,74	10037088,95
52	25T	Secundaria	Monofásica	805450,25	10038548,19
53	25T	Secundaria	Monofásica	805068,88	10038553,31
54	25T	Secundaria	Monofásica	805267,98	10036111,71
55	25T	Secundaria	Monofásica	804512,61	10036562,7
56	25T	Secundaria	Monofásica	803653,32	10037031,76
57	25T	Secundaria	Monofásica	805531,87	10034596,36
58	25T	Secundaria	Monofásica	805377,50	10034660,55
59	25T	Secundaria	Monofásica	805474,82	10034735,26
60	25T	Secundaria	Monofásica	804833,20	10035501,92
61	25T	Secundaria	Monofásica	806029,57	10036640,82
62	25T	Secundaria	Monofásica	806526,30	10036398,22
63	25T	Secundaria	Monofásica	804044,44	10038607,24
64	25T	Secundaria	Monofásica	805757,70	10039424,53
65	25T	Secundaria	Monofásica	805689,81	10039771,16
66	25T	Secundaria	Monofásica	804659,32	10039495,21
67	25T	Secundaria	Monofásica	803912,84	10039432,8
68	25T	Secundaria	Monofásica	803688,83	10039400,64
69	25T	Secundaria	Monofásica	803481,27	10039455,24
70	25T	Secundaria	Monofásica	806268,23	10039581,32
71	15T	Terciaria	Monofásica	806306,36	10042473,56
72	15T	Terciaria	Monofásica	803936,48	10043318,63
73	15T	Terciaria	Monofásica	803963,70	10043082,37
74	15T	Terciaria	Monofásica	803985,20	10042866,47
75	15T	Terciaria	Monofásica	802187,83	10035976,35
76	15T	Terciaria	Monofásica	803927,39	10040731,73

3.6.4 VERIFICACIONES

Con el fin de verificar el cumplimiento de la propiedad de sensibilidad de los fusibles seleccionados para la protección de las derivaciones, se presenta a continuación el análisis para cada condición de verificación según la filosofía de protecciones.

- **Corrientes de Carga Fría**

Los valores de corriente, voltaje y factor de potencia en escenario de demanda máxima para el estudio de distribución y flujo de carga del alimentador H1 se detallan en la Tabla 3.16, es importante destacar que dichas variables han sido extraídas de los medidores (ION) en cabecera de los alimentadores instalados en la subestación Cotacachi.

Tabla 3.16. Valores reales de variables de estado del Alimentador H1

Variables de estado	Fases del Sistema		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje [p.u.]	0,996	1,005	1,011
Corriente [A]	43,80	34,98	31,22
Factor de Potencia [fp]	96,89	96,39	96,98

Los datos de corriente para el alimentador H1 arrojados por el sistema SCADA de EMELNORTE tras la salida, desconexión prolongada (tiempo mayor a 5 minutos) y posterior reconexión del alimentador primario, son los señalados en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17. Valores de corriente a la salida y reconexión del Alimentador H1

Alimentador	Escenario	Corrientes de Fase		
		la	lb	lc
		[A]	[A]	[A]
H1	Salida	15,97	13,68	12,42
	Ingreso	20,48	10,76	10,36
	Factor I _{Carga Fría}	1,28	0,79	0,83

El valor máximo del factor de corriente de carga fría es 1,28 y ocurre en la fase A, en cuanto a las fases B y C se observa que el factor disminuye puesto que la corriente al ingreso del alimentador en esas fases disminuye; para este caso específico es posible que esto se deba al hecho de que un gran número de consumidores conectados a estas fases ha adoptado el comportamiento de proteger sus equipos domésticos mediante la conmutación del breaker ubicado en su domicilio; sin embargo, específicamente para los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi se ha previsto por parte de EMELNORTE que el factor de corriente de carga fría sea de 1.5 (Factor I_{Carga Fría} = 1.5).

Tabla 3.18. Verificación por corrientes de carga fría

Tipo Fusible	Derivación	Nombre Nodo	Coordenada X	Coordenada Y	V [p.u.]	I _{MAX} [A]	Fase de Corriente Máxima en Derivación	Corriente Carga Fría [A]
50T	Primaria	MTA_S_297535	804567,413	10033942,73	1,011	0,6	C	0,94
50T	Primaria	MTA_S_297536	804518,3614	10034094,95	0,995	0,8	A	1,15
50T	Primaria	MTA_S_297542	804681,6918	10034565,93	0,993	0,6	A	0,95
50T	Primaria	MTA_S_297556	804928,6184	10035090,42	1,008	4,7	C	6,98
50T	Primaria	MTA_S_298140	805190,0869	10035349,28	1,005	7,9	C	11,84
50T	Primaria	MTA_S_297592	805518,0035	10035951,15	1,003	10,6	B	15,85
50T	Primaria	MTA_S_297543	805715,2535	10036267,39	1,002	5,4	B	8,13
50T	Primaria	MTA_S_298379	805714,5445	10036339,18	1,004	0,1	B	0,19
50T	Primaria	MTA_S_298092	805771,0115	10036318,04	0,999	15,9	B	23,86
50T	Primaria	MTA_S_297548	805890,3495	10036689,59	0,998	0,0	A	0,07
50T	Primaria	MTA_S_297501	805943,0575	10036842,44	0,999	26,1	B	39,16
50T	Primaria	MTA_S_297555	805892,8365	10036849,15	0,998	40,8	B	61,20
50T	Primaria	MTA_S_297918	806078,4755	10037691,52	0,993	12,5	C	18,77
50T	Primaria	MTA_S_297919	806101,4885	10038190,65	0,999	4,1	C	6,19
50T	Primaria	MTA_S_297514	806110,0575	10038381,3	0,971	37,1	C	55,65
50T	Primaria	MTA_S_404044	806016,4304	10038549,58	0,998	4,5	C	6,70
50T	Primaria	MTA_S_297508	806144,0095	10039306,39	0,978	3,7	C	5,51
50T	Primaria	MTA_S_404068	806172,501	10039524,54	0,996	12,0	C	18,02
50T	Primaria	MTA_S_297628	806212,3346	10039605,78	0,977	26,5	A	39,69
50T	Primaria	MTA_S_298399	806171,312	10039602,55	0,977	0,0	A	0,03
50T	Primaria	MTA_S_298008	805896,1545	10040272,74	1,007	0,0	B	0,03
50T	Primaria	MTA_S_298337	804466,9564	10034058,14	1,003	11,1	B	16,66
50T	Primaria	MTA_S_298017	804638,6749	10033861,1	1,011	0,1	C	0,17
50T	Primaria	MTA_S_298121	804635,0648	10034190,4	1,003	0,0	B	0,06
50T	Primaria	MTA_S_298131	805075,6194	10035327,42	1,001	3,1	B	4,65
50T	Primaria	MTA_S_298108	805304,981	10035595,74	1,000	0,1	A	0,10
50T	Primaria	MTA_S_298107	805334,9728	10035649,34	1,006	3,8	B	5,72
50T	Primaria	MTA_S_297499	805814,4755	10036488,4	0,999	0,1	A	0,11
50T	Primaria	MTA_S_297548	805890,3495	10036689,59	0,992	38,2	C	57,33
50T	Primaria	MTA_S_297510	806132,3105	10038981,53	0,994	0,3	C	0,40
50T	Primaria	MTA_S_297999	806168,1818	10039672,48	0,993	2,5	B	3,71
50T	Primaria	MTA_S_298363	806217,1651	10039919,55	0,993	0,5	B	0,75
50T	Primaria	MTA_S_297552	805518,0035	10035951,15	0,996	23,0	B	34,50
50T	Primaria	MTA_S_297542	804681,6918	10034565,93	0,990	10,1	A	15,10

Nota: I_{MAX} = Corriente máxima de paso obtenida en el flujo de carga del alimentador.

Para la determinación de la corriente máxima de carga fría, la Tabla 3.18 detalla los valores de corriente de carga fría en cada nodo de derivación primaria. De lo anteriormente expuesto, se tiene que el máximo valor de corriente de demanda máxima ocurre en la derivación primaria codificada con MTA_S_297555, dicho valor de corriente alcanza los 40,8 A. Para la verificación por corriente de carga fría, se tiene:

Sea:

$$Fusible \text{ Derivación Primaria} = 50 \text{ T}$$

$$Corriente \text{ de fusión del fusible } (I_{f50T}) = 98,9 \text{ [A]}$$

$$Factor_{CARGA \text{ FRÍA}} = 1,5$$

Se tiene:

$$I_{CARGA \text{ FRÍA}} = I_{DEMANDA \text{ MÁXIMA}} \times Factor_{CARGA \text{ FRÍA}}$$

$$I_{CARGA \text{ FRÍA}} = 40,8 \text{ [A]} \times 1,5$$

$$I_{CARGA \text{ FRÍA}} = 61,2 \text{ [A]}$$

Por lo tanto:

$$98,9 \text{ A} > 61,2 \text{ A}$$

$$I_{f50T} > I_{CARGA \text{ FRÍA}}$$

Concluyendo, la corriente máxima esperada en derivaciones para la condición de carga fría es de 61,2 A, siendo la corriente de fusión del fusible seleccionado para derivaciones primarias 98,9 A, se verifica que, ante esta condición transitoria de régimen normal del sistema, la protección del conductor de las derivaciones (fusible 50T) no va a operar por carga fría.

- **Calibre de Conductor**

Para la verificación por calibre de conductor se realizó un barrido completo al trazado del alimentador primario H1, para determinar en todas las derivaciones (primarias, secundarias y terciarias) el mínimo calibre de conductor; a fin de verificar si los fusibles dispuestos en derivaciones protegerán a los conductores. Se determinó lo que se detalla a continuación en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Mínimo calibre de conductor en derivaciones del Alimentador H1

Derivaciones del Alimentador	Primaria	Secundaria	Terciaria
Mínimo Calibre en ACSR (AWG)	4AWG	2AWG	2AWG

De lo anterior se conoce que para el conductor de aluminio desnudo ACSR No. 4 AWG se tiene una capacidad de conducción de corriente de 140 A; además se han seleccionado fusibles 50T cuya corriente de fusión es de 98,9 A para protección del conductor en derivaciones primarias, en comparativa se tiene:

Donde:

$$I_N = \text{Capacidad máxima de conducción de corriente en [A]}$$

$$I_{f-50T} = \text{Corriente de fusión del fusible 50T}$$

$$I_{N (ACSR \text{ No. } 4 \text{ AWG})} = 140 \text{ [A]}$$

$$I_{f-50T} = 98,9 \text{ [A]}$$

$$I_{f-50T} < I_{N (ACSR \text{ No. } 4 \text{ AWG})}$$

Por lo que se concluye que los fusibles propuestos presentarán una correcta operación en la protección de las derivaciones, puesto que, al encontrarse por debajo del valor de corriente nominal del conductor, operarán en todo su rango protegiendo al conductor contra sobrecorrientes.

- **Corriente de cortocircuito en demanda mínima**

Para la verificación en escenario de demanda mínima se conoce según la filosofía de protecciones propuesta por EMELNORTE, que la relación de la corriente de cortocircuito en demanda mínima es de 1 a 2 respecto a la corriente de cortocircuito en demanda máxima. Para ello, de la Tabla 3.12 se tiene que el menor valor de corriente de cortocircuito en demanda máxima es 325,7 A (ubicado en el punto más remoto visto desde la subestación). Entonces:

$$I_{CCDmáx} = 325,7 \text{ A}$$

$$I_{CCDmin} = \frac{I_{CCDmáx}}{2} = 162,85 \text{ A}$$

Para que la protección seleccionada en derivación primaria sea sensitiva y opere correctamente, la corriente de fusión del fusible debe ser menor al valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima; por lo tanto:

$$I_{CCDmin} = 162,85 \text{ A}$$

$$I_{f-50T} = 98,9 \text{ A}$$

$$I_{f-50T} < I_{CCDmin}$$

Esto se traduce en que, ante una falla en demanda mínima en el punto más alejado a la subestación, la protección no dejará de detectar dicha perturbación como tal y operará aislando la falla en un tiempo adecuado, logrando no confundirla con una corriente de operación normal y garantizando el correcto funcionamiento del sistema de protecciones.

La Figura 3.12 presenta las curvas de características de coordinación de las protecciones seleccionadas para el alimentador H1 y su respuesta ante la corriente de cortocircuito en demanda mínima, en el nodo más alejado a la subestación Cotacachi.

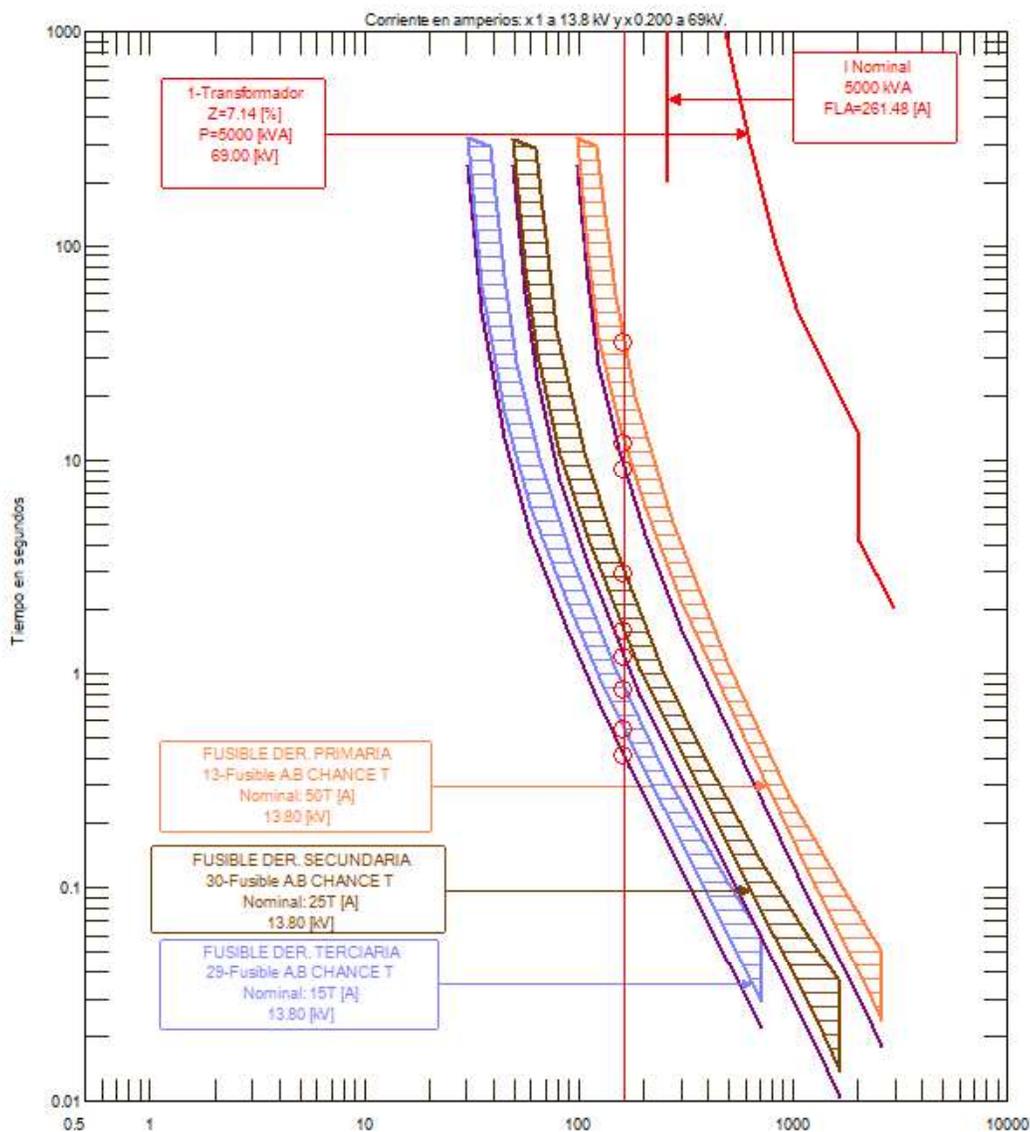


Figura 3.12. Representación del cortocircuito en demanda mínima en el nodo más alejado del alimentador H1 respecto a la subestación Cotacachi.

Con el fin de verificar la sensibilidad de los dispositivos de protección, la Tabla 3.20 detalla los tiempos de operación de las protecciones.

Tabla 3.20. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H1 ante cortocircuitos en demanda mínima en el nodo más alejado a la subestación

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección		
			Fusible Derivación Terciaria	Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria
			15 T	25 T	50 T
162,85	Coordinación	[s]	0,4117	1,891	8,9951
	Mínimo	[s]	0,5489	1,5854	11,9935
	Máximo	[s]	0,8370	2,9535	35,3821
	Auxiliar	[s]	-	-	-

Nota: Los valores en donde no existe actuación de los dispositivos de protección son representados con “ - ”.

De ocurrir la falla en demanda mínima en el nodo más remoto del alimentador H1 visto desde la subestación Cotacachi, será en una derivación terciaria; la protección principal (Fusible 15 T) opera en un tiempo de 0,4117 s, mientras que la protección de respaldo (Fusible 25 T) opera en un tiempo de 1,891 s.

El incremento en el tiempo de operación ocurre por el valor reducido de la corriente de cortocircuito, sin embargo, al ser una condición anormal, las protecciones operarán correctamente y en un tiempo prudente como se ha verificado en la Tabla 3.20, según la recomendación IEEE 242-2001 [18].

Por lo que se constata, la correcta operación del fusible 50T para derivaciones primarias, y consecuentemente la sensibilidad de este fusible ante fallas aguas abajo. Adicionalmente se verifica la correcta operación de los fusibles de derivación secundaria y terciaria, que procuran la sensibilidad ante fallas en demanda mínima.

3.7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H2

3.7.1 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR

Constituye el alimentador de menor extensión y abastece a un bajo número de usuarios de la zona de servicio de la S/E Cotacachi. Tiene trazado urbano, con una longitud de aproximadamente 7 kilómetros (km) de líneas trifásicas y 6 kilómetros de líneas monofásicas.

La Figura 3.13, presenta la situación actual del alimentador primario H2, donde se tiene el trazado, la ubicación de la subestación, la diferenciación de los tramos aéreos (trifásicos y monofásicos) y los tramos subterráneos, y el equipo de protección dinámico (reconectador). La representación de la topología del alimentador es importante puesto que proporciona una idea clara para proponer un trazado adecuado de las derivaciones en el alimentador primario.

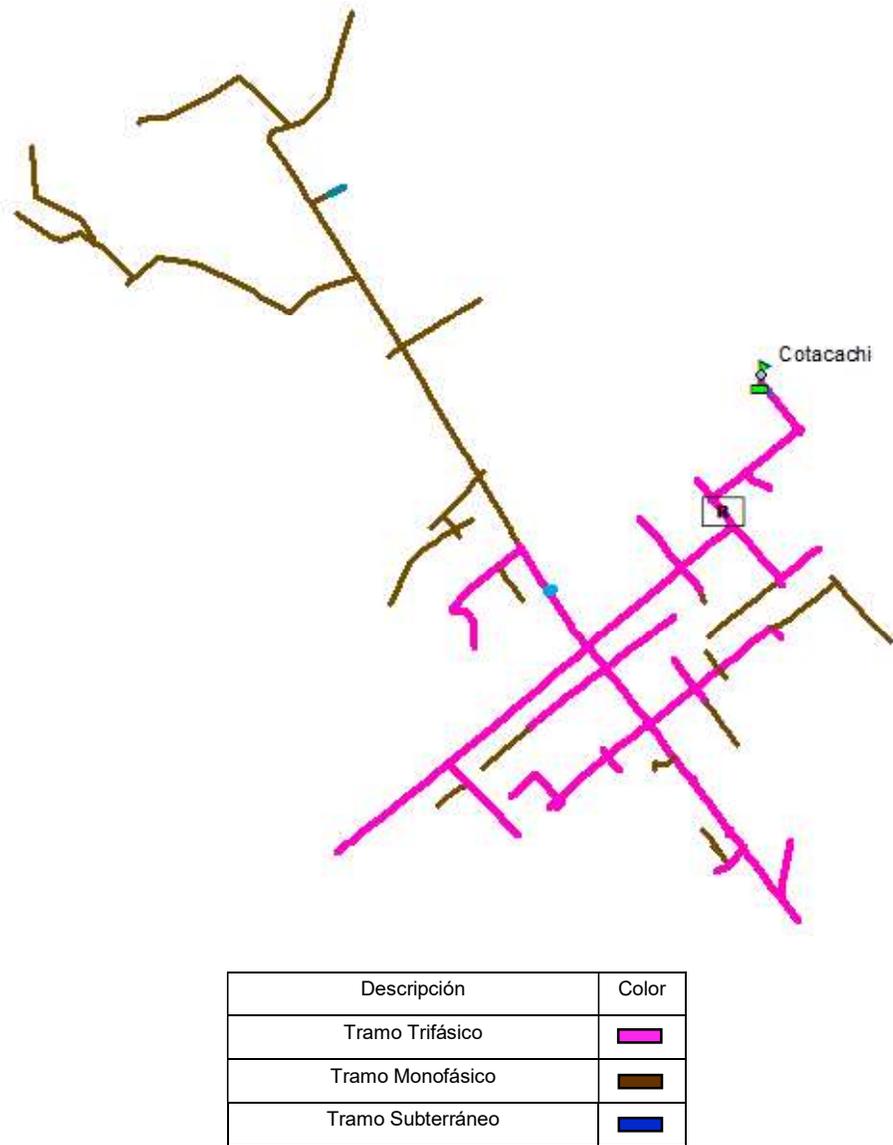


Figura 3.13. Topología actual del Alimentador H2

En la Tabla 3.21 se resume la información principal de los transformadores de distribución que son alimentados por el primario H2, para dotar de energía a los usuarios dispuestos en el recorrido de este, el conteo del número de unidades monofásicas y trifásicas

proporciona la capacidad instalada en el alimentador, y servirá para el análisis del recorrido del troncal o las derivaciones.

Tabla 3.21. Transformadores de distribución instalados en el alimentador H2

Tipo	Capacidad Individual [kVA]	Cantidad	Número de Transformadores	Capacidad Instalada [kVA]
Monofásicos	5	2	62	10
	10	12		120
	15	12		180
	25	19		475
	37,5	13		487,5
	50	4		200
Trifásicos	30	9	25	270
	45	3		135
	50	6		300
	75	4		300
	100	1		100
	125	2		250
Número Total de Transformadores			87	
Capacidad Instalada [kVA]				2827,5

No se considera la presentación gráfica de los transformadores de distribución por el extenso número de unidades; sin embargo, es importante considerar su análisis para conocer la capacidad individual de cada unidad con el propósito de proponer los fusibles para su protección en función de la filosofía.

La selección de los fusibles para transformadores de distribución con el fin de garantizar la correcta coordinación con los fusibles de derivaciones se muestra en el Anexo A (Tabla A.2).

3.7.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS

De igual forma que para el alimentador H1, en este caso se parte referencialmente de los ajustes del relé totalizador (fase y neutro) y del ajuste para el relé de cabecera (fase y neutro) de alimentadores de la S/E Cotacachi.

Del análisis del estudio de cortocircuito para este alimentador y luego de haber depurado la información arrojada por CYMDIST, se detallan en la Tabla 3.22 los valores límites de corriente máxima de cortocircuito.

Tabla 3.22. Valores de corriente de cortocircuito mínima y máxima en el recorrido del alimentador H2

Corriente Máxima de Cortocircuito	Nombre nodo	Coord. X	Coord. Y	Poste	I ^{"k} LLL [kA]	I ^{"k} LLT [kA]	I ^{"k} LL [kA]	I ^{"k} LT [kA]	I _{cc} máx. [A]
Valor Mínimo	MTA_S_389703	802755,2	10034449,5	H2P3827	-	-	-	1,188	1188,4
Valor Máximo	NODOFUENTE-3546	804689,7	10033836,7	S/E Cotacachi	2,409	2,565	2,087	2,564	2565,3

"-" No existe valor de corriente de cortocircuito debido a la configuración del ramal monofásico en estudio.

El resultado del estudio de cortocircuitos es exportado a Excel, en donde la información es depurada para migrarlas al software ArcGIS.

Las zonas de corrientes se presentan en la Figura 3.14. En donde en referencia a la metodología de coordinación los valores de color rojo representan las zonas donde solamente se pueden realizar derivaciones primarias; los valores de color azul representan la zona donde ya es posible realizar derivaciones secundarias.

Como se puede observar en la Figura 3.14, debido a la corta extensión y a la disposición urbana del alimentador H2, las corrientes de cortocircuito son elevadas respecto a la corriente de cortocircuito máxima en la cabecera del alimentador (S/E Cotacachi), así mismo a medida que la distancia se alarga las corrientes de cortocircuito decrecen, pero no alcanzan los límites para permitir realizar derivaciones terciarias.

En consecuencia, por lo anteriormente mencionado, en el alimentador H2 sólo se pueden realizar derivaciones primarias y secundarias.

El alimentador primario H2 tiene instalado en el recorrido del troncal principal un reconectador tripolar automático, el análisis para determinar su activación se presentó en el numeral 3.5.4, y al igual que en el caso del alimentador H1 se determinó que no es posible la activación de las curvas lentas y rápidas; sin embargo, se recomienda el uso del reconectador como un interruptor manual.

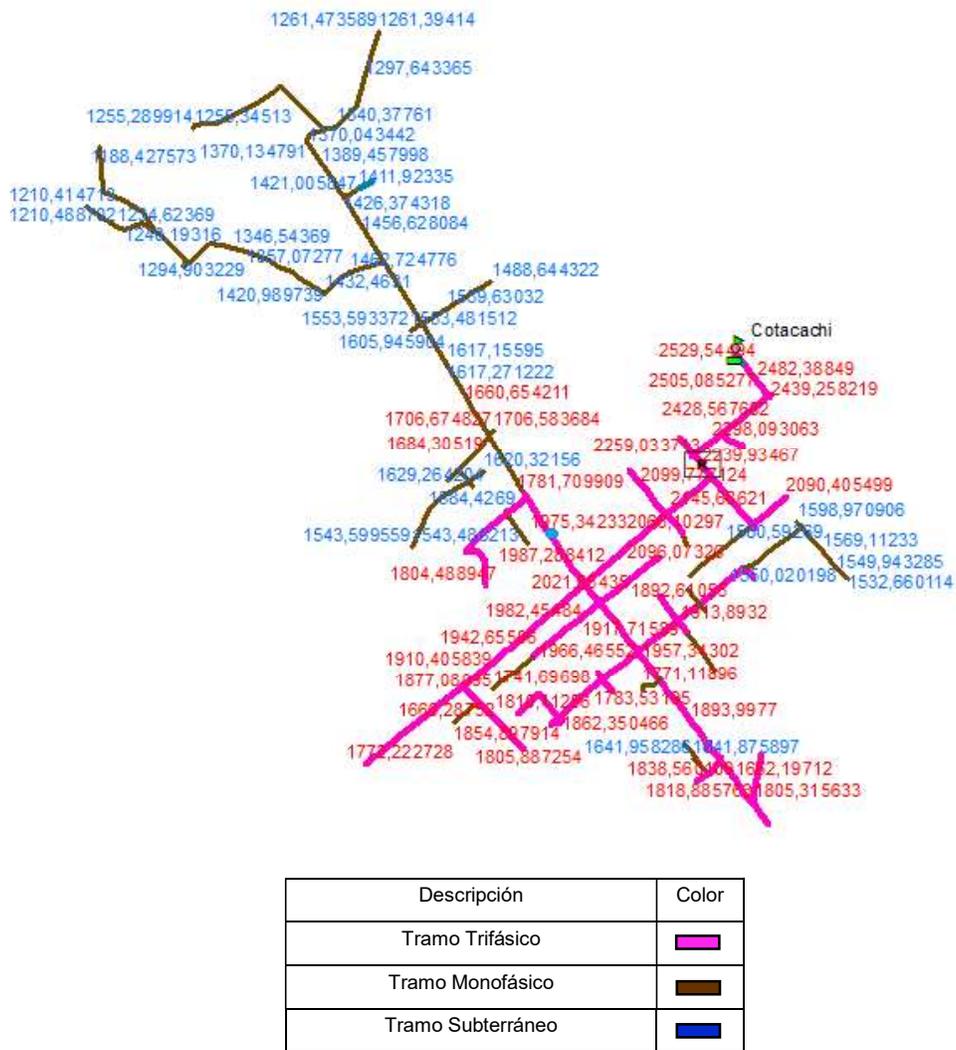


Figura 3.14. Representación de las zonas de corrientes de cortocircuito en la topología actual del alimentador H2

En la Figura 3.15 se presentan las curvas características de protección de los equipos dispuestos en el alimentador H2, considerando las derivaciones a realizarse, además se destaca que para cada equipo de protección se ha considerado pertinente presentar los márgenes de coordinación propuestos para fusibles, mientras que para el caso de los relés de sobrecorriente se presenta la activación de la característica de respuesta auxiliar de los dispositivos

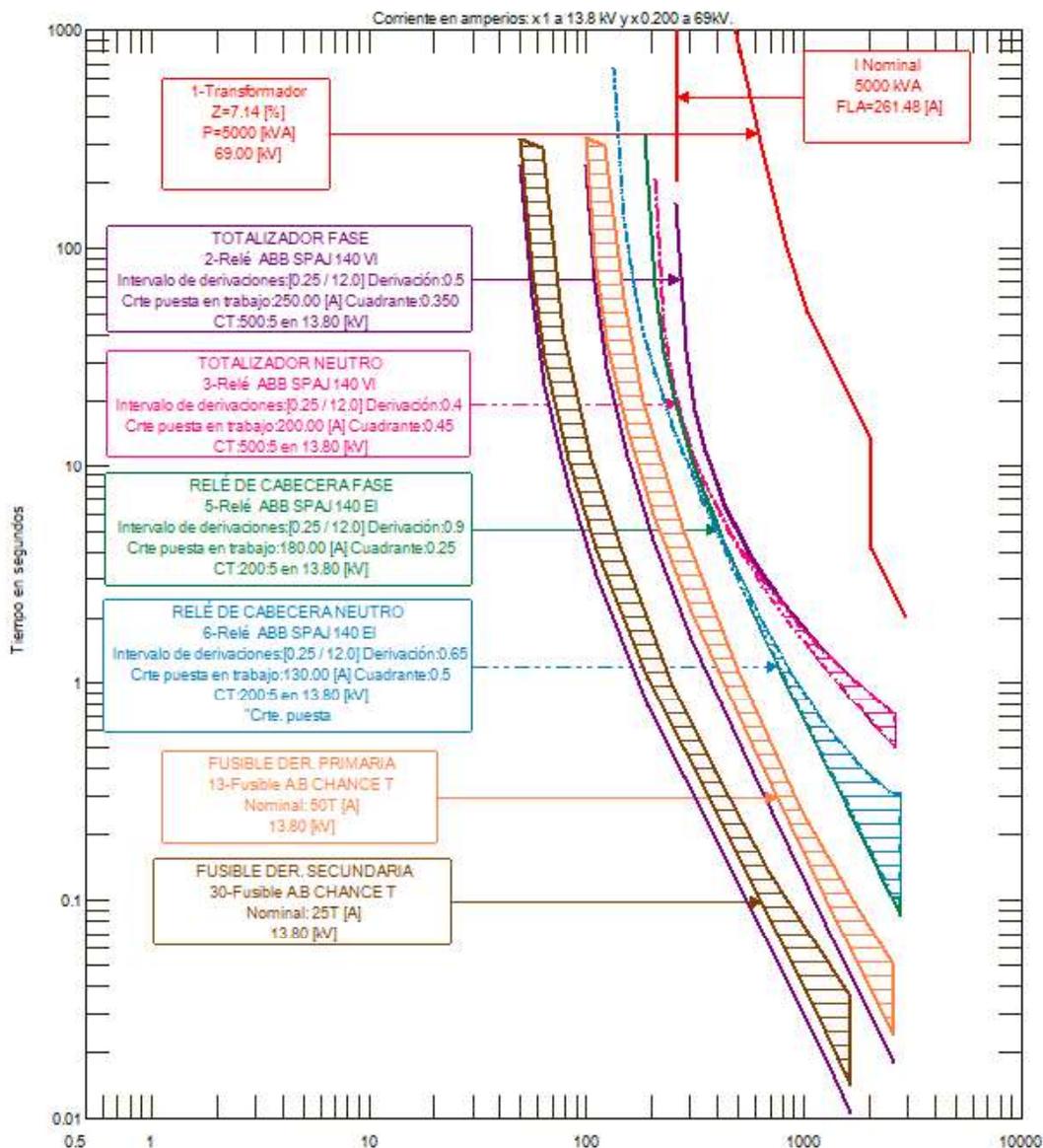


Figura 3.15. Curvas características de coordinación del Alimentador H2

Una vista ampliada de la Figura 3.15 se presenta en el Anexo B (Figura B.2). Se determina la correcta coordinación de los dispositivos de protección de manera gráfica, visto desde la subestación se tiene un efecto de protección en cascada; la protección de sobrecorriente de fase y neutro en cabecera del alimentador opera como protección principal ante fallas en el troncal principal y como protección de respaldo ante fallas en las derivaciones; mientras que, los fusibles de derivaciones tienen la cualidad de actuar como protección principal para fallas en su propio recorrido y como protección de respaldo para fallas en derivaciones aguas abajo. Adicionalmente se constatan, los márgenes de coordinación propuestos y se evidencia su funcionalidad.

Lo que se puede visualizar en la Figura 3.15 se presenta en la Tabla 3.23 para evidenciar los tiempos de operación, tras un análisis con corrientes de cortocircuito tipo en el módulo CYMTCC.

Tabla 3.23. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H2 ante cortocircuitos tipo.

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo (A)	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección			
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria	Relé Cabecera Neutro	Relé Cabecera Fase
			25 T	50 T	51 N	51
2000	Coordinación	[s]	-	0,0303	0,1697	0,1633
	Mínima	[s]	-	0,0403	-	-
	Máxima	[s]	-	0,075	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	0,3697	0,3636
1200	Coordinación	[s]	0,0204	0,0849	0,475	0,4604
	Mínima	[s]	0,0272	0,1132	-	-
	Máxima	[s]	0,0567	0,177	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	0,6753	0,6605

Nota: Los valores en donde no existe actuación de los dispositivos de protección son representados con "-".

3.7.3 DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR

En base a las zonas de corrientes de cortocircuito que se presentaron anteriormente en la topología actual del alimentador y a la determinación de las posibles derivaciones, se dispuso la posibilidad de realizar derivaciones primarias y secundarias. Para el trazado de las derivaciones se consideran los valores de potencia de los transformadores de distribución que actualmente se encuentran instalados.

Se determinó que los fusibles para las derivaciones de este alimentador sean:

- Derivación Primaria: 50 T
- Derivación Secundaria: 25 T

Situación que garantiza coordinación entre los fusibles SF y los fusibles tipo T con las siguientes consideraciones de capacidades: Para derivaciones primarias, transformadores monofásicos de hasta 75 kVA y transformadores trifásicos de hasta 300 kVA; para derivaciones secundarias, transformadores monofásicos de hasta 50kVA y transformadores trifásicos de hasta 150 kVA. Cumpliendo con las consideraciones de coordinación.

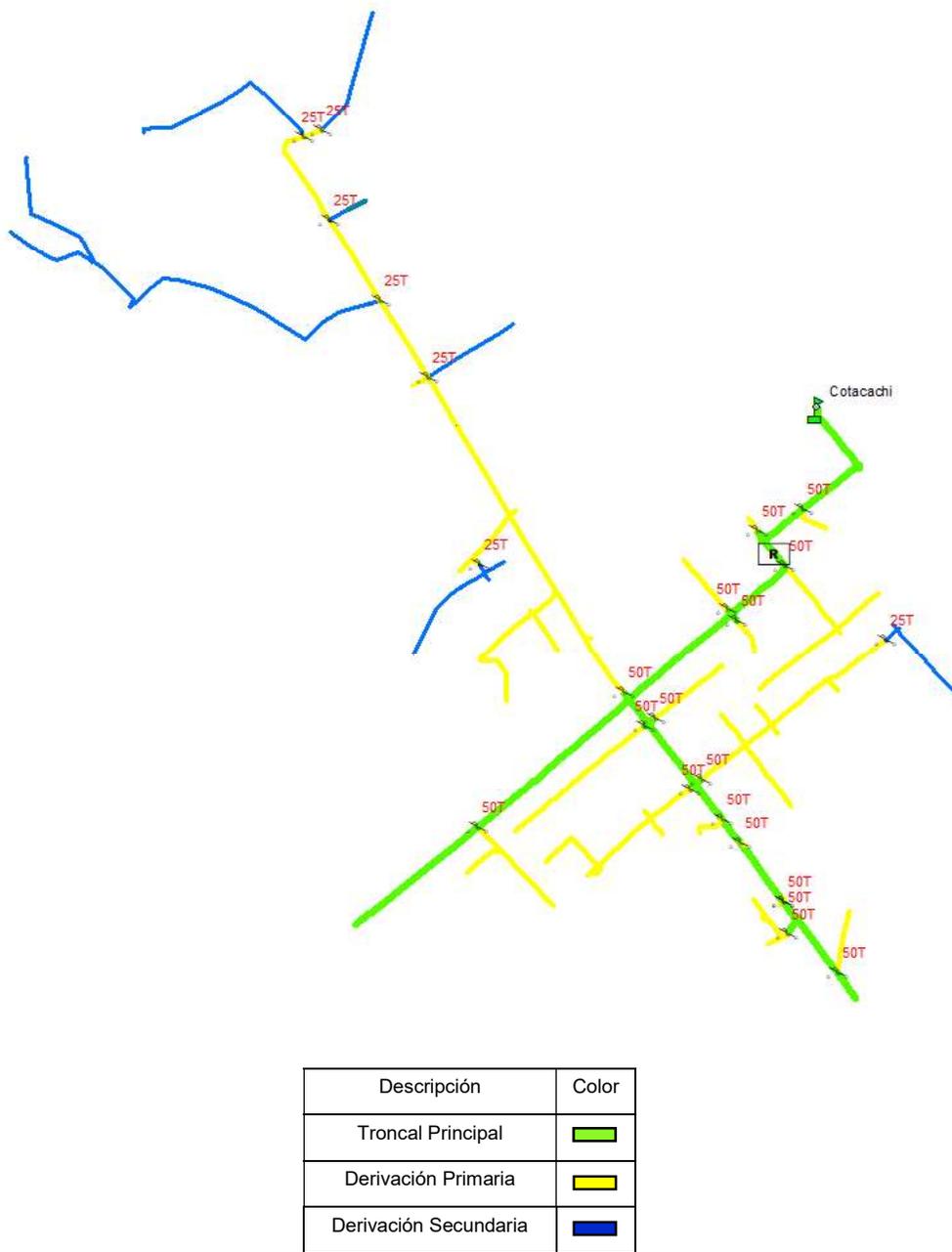


Figura 3.16. Topología coordinada del Alimentador H2

En la Figura 3.16 se presenta la topología final y coordinada del alimentador H2 propuesta por el presente estudio, contiene el recorrido del troncal principal y las derivaciones, así como la ubicación visual de los inicios de las derivaciones con su respectivo fusible.

Debido a la configuración propia y de pequeña extensión del alimentador, así como su trazado en la zona urbana de la ciudad de Cotacachi, no ha sido posible incrementar la

selectividad de las derivaciones, por lo que la totalidad de las derivaciones primarias son de corta extensión y agrupan ramales urbanos.

A medida que las derivaciones se alejan de la subestación, y con el decremento de la corriente de cortocircuito, ha sido posible realizar derivaciones secundarias que igualmente son de corta extensión, pero ha permitido concentrar ciertas cargas.

En el Anexo C (Figura C.2) se presenta la topología coordinada de este alimentador de manera más amplia.

Tabla 3.24. Selección y ubicación de fusibles en el Alimentador H2

No.	Tipo Fusible	Derivación	Configuración de Red	Coordenada X	Coordenada Y
1	50T	Primaria	Trifásica	804655,07	10033588,91
2	50T	Primaria	Trifásica	804542,33	10033534,95
3	50T	Primaria	Trifásica	804610,92	10033449,85
4	50T	Primaria	Trifásica	804469,04	10033343,25
5	50T	Primaria	Trifásica	804492,27	10033316,42
6	50T	Primaria	Trifásica	804215,34	10033139,01
7	50T	Primaria	Trifásica	804268,58	10033057,21
8	50T	Primaria	Trifásica	804291,74	10033073,54
9	50T	Primaria	Trifásica	803858,90	10032807,16
10	50T	Primaria	Trifásica	804376,78	10032901,39
11	50T	Primaria	Trifásica	804405,66	10032925,59
12	50T	Primaria	Trifásica	804501,44	10032769
13	50T	Primaria	Trifásica	804606,36	10032629,06
14	50T	Primaria	Trifásica	804606,36	10032629,06
15	50T	Primaria	Trifásica	804615,81	10032547,65
16	50T	Primaria	Trifásica	804739,43	10032453,59
17	50T	Primaria	Monofásica	804457,52	10032828,88
18	25T	Secundaria	Monofásica	804857,26	10033269,88
19	25T	Secundaria	Monofásica	803737,53	10033913,33
20	25T	Secundaria	Monofásica	803620,10	10034101,44
21	25T	Secundaria	Monofásica	803497,25	10034296,35
22	25T	Secundaria	Monofásica	803431,99	10034500,58
23	25T	Secundaria	Monofásica	803476,17	10034514,51
24	25T	Secundaria	Monofásica	803863,67	10033452,66

La Tabla 3.24 muestra el resumen de todos los fusibles dispuestos en los puntos de partida de derivación, su tipo, su configuración monofásica o trifásica y sus respectivas coordenadas de georreferenciación.

3.7.4 VERIFICACIONES

A continuación, se presentarán las verificaciones que han tenido lugar en el alimentador H2 para poder determinar la correcta operación de las protecciones seleccionadas.

- **Corrientes de Carga Fría**

Los valores de voltaje, corriente y factor de potencia en escenario de demanda máxima para el estudio de distribución y flujo de carga del Alimentador H2 se indican en la Tabla 3.25.

Tabla 3.25. Valores reales de variables de estado del Alimentador H2

Variables de estado	Fases del Sistema		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje [p.u.]	0,996	1,005	1,011
Corriente [A]	43,80	34,98	31,22
Factor de Potencia [fp]	96,894	96,398	96,981

La Tabla 3.26 muestra los valores reales medidos a la salida y reingreso del alimentador H2 tras una desconexión prolongada.

Tabla 3.26. Valores de corriente a la salida y reconexión del Alimentador H2

Alimentador	Escenario	Corrientes de Fase		
		Ia	Ib	Ic
		[A]	[A]	[A]
H2	Salida	37,94	31,53	24,44
	Ingreso	47,58	39,32	31,53
	Factor I Carga Fría	1,25	1,25	1,29

El valor máximo del factor de corriente de carga fría es 1,29 y ocurre en la fase C, por considerar un margen más amplio se toma para el Alimentador H2, un factor de carga fría de 1,5 (Factor I Carga Fría = 1,5).

En tal virtud, en la Tabla 3.27 se presenta el análisis realizado mediante CYMDIST para determinar las corrientes y los voltajes en los nodos del sistema en escenario de demanda máxima, así como el resultado de multiplicar los valores de corriente de operación por la consideración por corriente de carga fría.

Tabla 3.27. Verificación por corrientes de carga fría para el alimentador H2

Tipo Fusible	Derivación	Nombre Nodo	Coordenada X	Coordenada Y	V [p.u.]	I _{MAX} [A]	Fase de Corriente Máxima en Derivación	Corriente Carga Fría [A]
50T	Primaria	MTA_S_298547	804655,07	10033588,9	0,999	0,012	A	0,02
50T	Primaria	MTA_S_298526	804542,33	10033534,9	0,999	0,000	A	0,00
50T	Primaria	MTA_S_298524	804610,92	10033449,8	0,999	7,107	A	10,66
50T	Primaria	MTA_S_298473	804469,04	10033343,3	0,998	0,353	A	0,53
50T	Primaria	MTA_S_298611	804492,27	10033316,4	0,998	0,009	A	0,01
50T	Primaria	MTA_S_358340	804215,34	10033139,0	0,997	12,651	C	18,98
50T	Primaria	MTA_S_298612	804268,58	10033057,2	0,997	6,187	B	9,28
50T	Primaria	MTA_S_298600	804291,74	10033073,5	0,997	6,168	A	9,25
50T	Primaria	MTA_S_298427	803858,90	10032807,2	0,997	2,506	A	3,76
50T	Primaria	MTA_S_298443	804376,78	10032901,4	0,997	9,914	B	14,87
50T	Primaria	MTA_S_298615	804405,66	10032925,6	0,997	13,514	B	20,27
50T	Primaria	MTA_S_358350	804501,44	10032769,0	0,997	5,436	A	8,15
50T	Primaria	MTA_S_298566	804606,36	10032629,1	0,994	8,622	A	12,93
50T	Primaria	MTA_S_298566	804606,36	10032629,1	0,994	8,622	A	12,93
50T	Primaria	MTA_S_298561	804615,81	10032547,6	0,997	0,353	A	0,53
50T	Primaria	MTA_S_298558	804739,43	10032453,6	0,997	0,131	A	0,20
50T	Primaria	MTA_S_298542	804457,52	10032828,9	0,988	3,435	A	5,15

Nota: I_{MAX} = Corriente máxima de paso obtenida en el flujo de carga del alimentador.

De lo anteriormente expuesto, se tiene que el máximo valor de corriente de demanda máxima ocurre en la derivación primaria codificada con MTA_S_298615, dicho valor de corriente alcanza los 13,51 [A]. Para la verificación por corriente de carga fría, se tiene:

Sea:

$$Fusible \text{ Derivación Primaria} = 50 T$$

$$Corriente \text{ de fusión del fusible } (I_{f50T}) = 98,9 A$$

$$Factor_{CARGA FRIA} = 1,5$$

Se tiene:

$$I_{CARGA FRIA} = I_{DEMANDA MÁXIMA} \times Factor_{CARGA FRIA}$$

$$I_{CARGA FRIA} = 13,51 A \times 1,5$$

$$I_{CARGA FRIA} = 20,27 A$$

Por lo tanto:

$$98.9 A > 20,27 A$$

$$I_{f50T} > I_{CARGA FRIA}$$

Concluyendo, la corriente máxima esperada en derivaciones para la condición de carga fría es de 20,27 A, siendo la corriente de fusión del fusible seleccionado para derivaciones primarias 98,9 A, se verifica que, ante esta condición transitoria de régimen normal del sistema, la protección del conductor de las derivaciones (fusible 50T) no va a operar por carga fría.

- **Calibre de Conductor**

Tras el barrido completo al trazado del alimentador primario H2, se determinaron los calibres de conductores en derivaciones que se detallan en la Tabla 3.28.

Tabla 3.28. Mínimo calibre de conductor en derivaciones del Alimentador H2

Derivaciones del Alimentador	Primaria	Secundaria	Terciaria
Mínimo Calibre en ACSR	4AWG	2AWG	2AWG

De lo anterior se conoce que para el conductor de aluminio desnudo ACSR No. 4 AWG se tiene una capacidad de conducción de corriente de 140 A; además se han seleccionado fusibles 50T cuya corriente de fusión es de 98,9 A para protección del conductor en derivaciones primarias, en comparativa tenemos:

Donde:

$$I_N = \text{Capacidad máxima de conducción de corriente en [A]}$$

$$I_{f-50T} = \text{Corriente de fusión del fusible 50T}$$

$$I_{N-ACSR \text{ No. } 4 \text{ AWG}} = 140 [A]$$

$$I_{f-50T} = 98.9 [A]$$

$$I_{f-50T} < I_{N-ACSR \text{ No. } 4 \text{ AWG}}$$

Por lo que se concluye que los fusibles propuestos presentarán una correcta operación en la protección de las derivaciones, puesto que, al encontrarse por debajo del valor de corriente nominal del conductor, operarán en todo su rango protegiendo al conductor contra sobrecorrientes.

- **Corriente de cortocircuito en demanda mínima**

De la Tabla 3.22 se conoce que el menor valor de corriente de cortocircuito en demanda máxima es 1188,4 A (ubicado en el punto más remoto visto desde la subestación).

Entonces:

$$I_{CC_{Dmax}} = 1188,4 [A]$$
$$I_{CC_{Dmin}} = \frac{I_{CC_{Dmax}}}{2} = 594,2 [A]$$

La corriente de fusión del fusible debe ser menor al valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima; por lo tanto:

$$I_{CC_{Dmin}} = 594,2 [A]$$
$$I_{f-50T} = 98,9 [A]$$
$$I_{f-50T} < I_{CC_{Dmin}}$$

El valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima para el nodo del alimentador H2 más alejado a la subestación Cotacachi es considerable puesto que el trazado y recorrido del alimentador es urbano, lo que se refleja en que es un circuito de corta extensión; en tal virtud, la corriente de cortocircuito disminuye gradualmente al alejarse de la subestación, pero se mantiene en valores considerables.

La situación anterior permite determinar que las protecciones seleccionadas en derivaciones primarias operarán ante condiciones de falla pese a que estas presenten valores bajos de corriente de cortocircuito; constatando la correcta operación del fusible 50T para derivaciones primarias, consecuentemente para verificar la sensibilidad de los fusibles dispuestos en derivaciones aguas abajo se presenta el análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante un cortocircuito en escenario de demanda mínima en el nodo más alejado a la subestación Cotacachi.

La Figura 3.17 presenta las curvas de características de coordinación de las protecciones seleccionadas para el alimentador H2 y su respuesta ante la corriente de cortocircuito en demanda mínima.

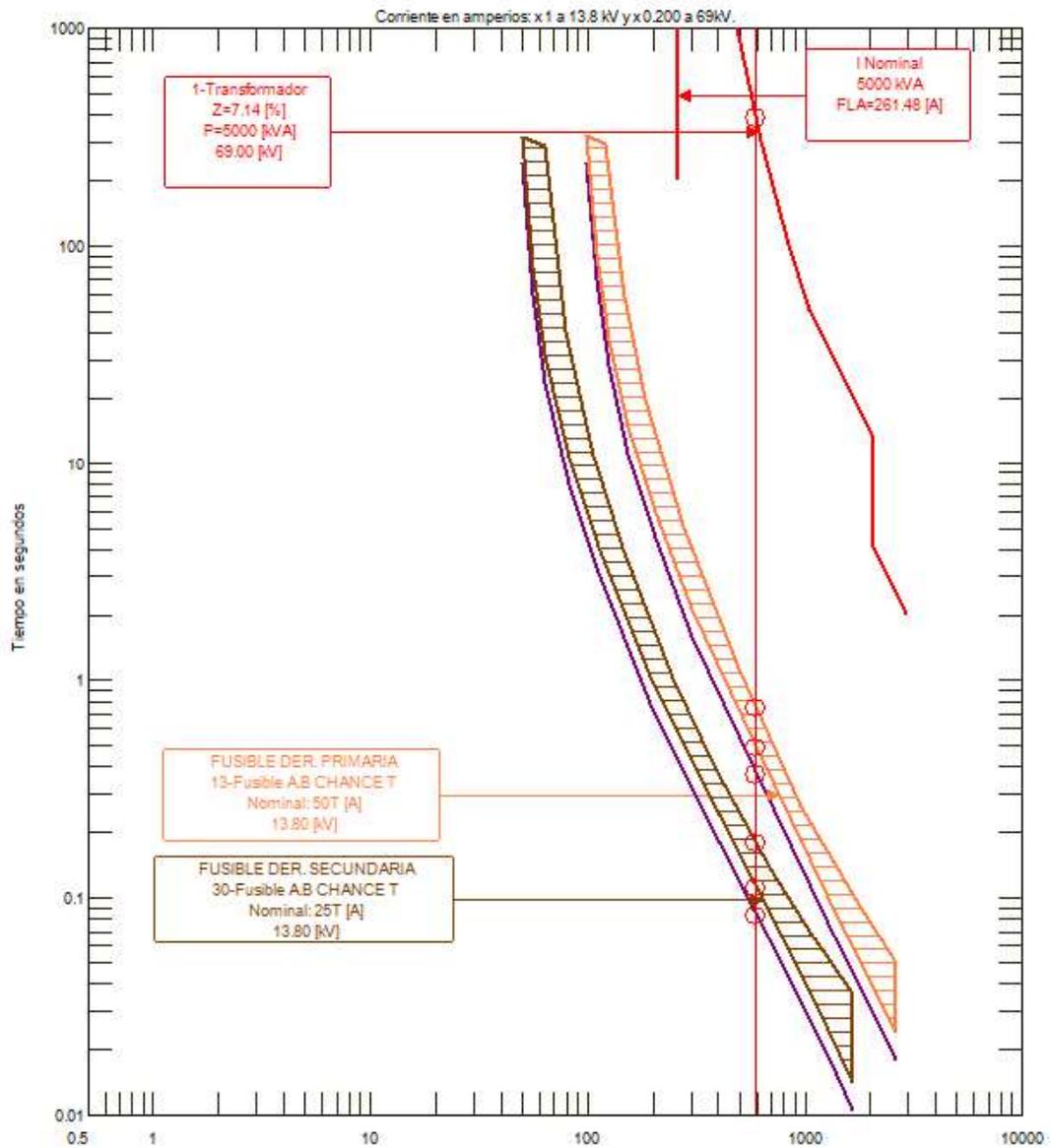


Figura 3.17. Representación del cortocircuito en demanda mínima en el nodo más alejado del alimentador H2 respecto a la subestación Cotacachi.

De la Figura 3.17, la línea roja representa el cortocircuito tipo para análisis de la respuesta en tiempo de las protecciones, cuyo valor de corriente de falla es 594,20 A. En la gráfica se presentan los fusibles seleccionados para el alimentador H2, denotando que, por la extensión de este, sólo se pueden realizar hasta derivaciones secundarias en su recorrido.

La Tabla 3.29 detalla los tiempos de operación de los dispositivos de protección presentados en la figura anterior, en respuesta al cortocircuito en escenario de demanda mínima, con el objeto de verificar la correcta operación de las protecciones ante esta condición anormal.

Tabla 3.29. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H2 ante cortocircuitos en demanda mínima en el nodo más alejado a la subestación

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección	
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria
			25 T	50 T
162,85	Coordinación	[s]	0,0831	0,3681
	Mínimo	[s]	0,1108	0,4908
	Máximo	[s]	0,1773	0,7478
	Auxiliar	[s]	-	-

Nota: Los valores en donde no existe actuación de los dispositivos de protección son representados con “ - ”.

De ocurrir la falla en demanda mínima en el nodo más remoto del alimentador H2 visto desde la subestación Cotacachi, será en una derivación secundaria; la protección principal (Fusible 25 T) opera en un tiempo de 0,0831 s, mientras que la protección de respaldo (Fusible 50 T) opera en un tiempo de 0,3681 s.

Los tiempos de operación son aceptables puesto que las protecciones operarán correctamente y en un tiempo prudente como se ha verificado en la Tabla 3.29. Por lo tanto, se determina la operación selectiva y sensitiva de los fusibles dispuestos en derivaciones tanto primaria como secundaria, ante una falla en demanda mínima en el nodo más remoto visto desde la subestación; es decir, el cortocircuito será visto y despejado por la protección principal teniendo el fusible de derivación primaria como respaldo.

3.8 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H3

3.8.1 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR

Al igual que el Alimentador H2, no presenta un recorrido de extensión importante. Suministra energía eléctrica a la zona urbana de la ciudad de Cotacachi y a una parte de la zona rural de servicio.

Para lo cual, cuenta con trazados de líneas trifásicas de 6km de longitud y de líneas monofásicas de 15km de recorrido aproximadamente. De igual forma, se tienen calibres mínimos de 1/0 AWG para el troncal principal y 4 AWG para ramales monofásicos. El recorrido actual de los tramos trifásicos y monofásicos, así como también la ubicación de la subestación respecto al alimentador, se encuentran visualmente en la Figura 3.18, en donde se aprecia el hecho de que actualmente no se cuenta con una base de datos que permita diferenciar tanto al troncal principal como a las derivaciones con sus respectivos fusibles de protección.

Es importante destacar la topología de este alimentador, que tiene recorridos urbanos en mayor parte, esto provoca que, al momento de analizar las corrientes de cortocircuito, se tengan valores que disminuyen gradualmente conforme dichos nodos se alejan de la subestación Cotacachi, pero por la corta extensión de los recorridos de las derivaciones, la disminución solo permite realizar hasta derivaciones secundarias, más adelante se analiza dicha condición a profundidad.

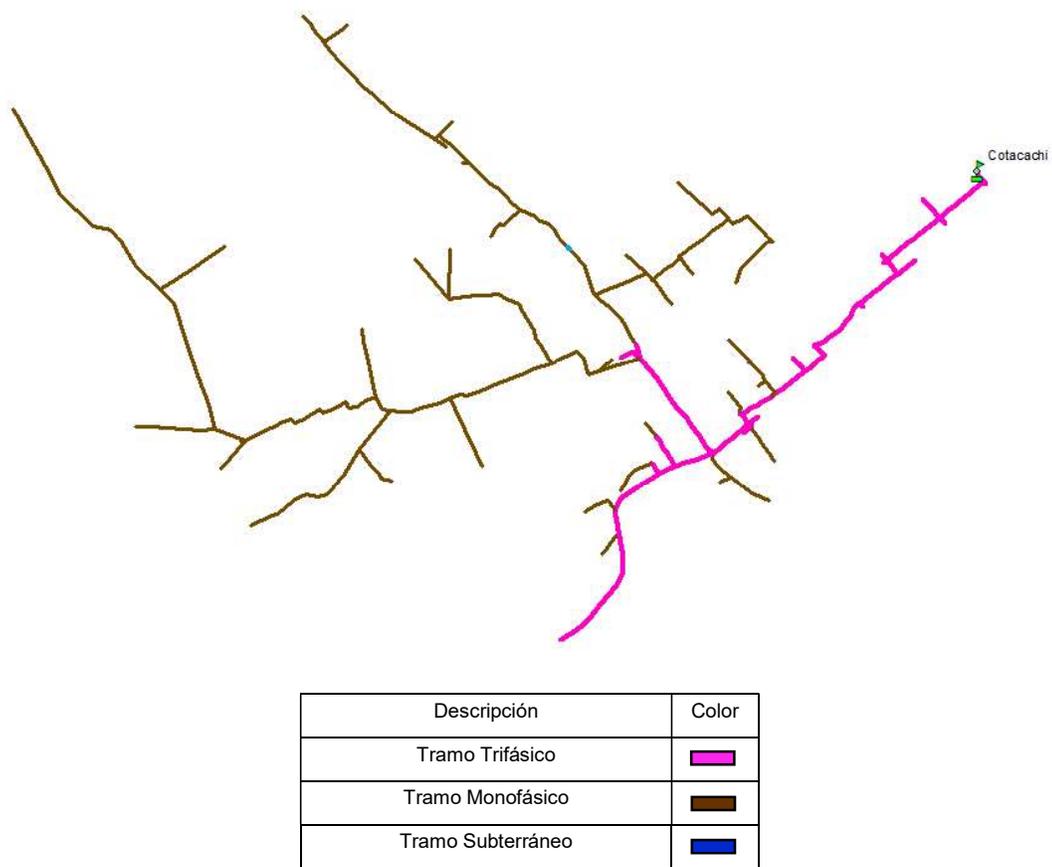


Figura 3.18. Topología actual del Alimentador H3

De igual forma, en la Tabla 3.30 se tiene el resumen de transformadores de distribución instalados actualmente en el alimentador H3, para el suministro de energía a los abonados.

Dicho resumen permitirá en pertinencia con la filosofía y según su capacidad, determinar correctamente el trazado de derivaciones primarias, así como la selección apropiada del fusible tipo SF para su protección.

Tabla 3.30. Transformadores de distribución instalados en el alimentador H3

Tipo	Capacidad Individual [kVA]	Cantidad	Número de Transformadores	Capacidad Instalada [kVA]
Monofásicos	5	1	79	5
	10	21		210
	15	27		405
	25	17		425
	37,5	11		412,5
	50	2		100
	75	0		0
Trifásicos	30	2	6	60
	45	0		0
	50	2		100
	75	2		150
	125	0		0
Número Total de Transformadores			85	
Capacidad Instalada [kVA]				1.867,5

Como se ha venido manejando, los transformadores no se encuentran representados gráficamente en la topología del alimentador por su extenso número.

3.8.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS

Para la selección de los equipos y las curvas características de protección es importante considerar el hecho de que los ajustes de los equipos dispuestos en la subestación Cotacachi resultan un dato de entrada del presente estudio.

Adicionalmente, en la Tabla 3.31 se muestran los valores límites de corriente máxima de cortocircuito después de realizar el estudio en CYMDIST.

Se muestra dicho resumen, puesto que los valores resultantes presentan gran cantidad de información por el hecho de que el estudio de cortocircuitos completo se lo realiza punto a punto.

Tabla 3.31. Valores máximo y mínimo de corriente de cortocircuito en el alimentador H3

Corriente Máxima de Cortocircuito	Nombre nodo	Coord. X	Coord. Y	Poste	I ^{''} k LLL [kA]	I ^{''} k LLT [kA]	I ^{''} k LL [kA]	I ^{''} k LT [kA]	I _{cc} máx. [A]
Valor Mínimo	MTA_S_358207	799742,0	10034153,2	H3P2530	-	-	-	0,713	713,06
Valor Máximo	Fuente - 3543	804685,9	10033833,4	S/E Cotacachi	2,409	2,565	2,087	2,564	2565,3

“-“ No existe valor de corriente de cortocircuito debido a la configuración del ramal monofásico en estudio.

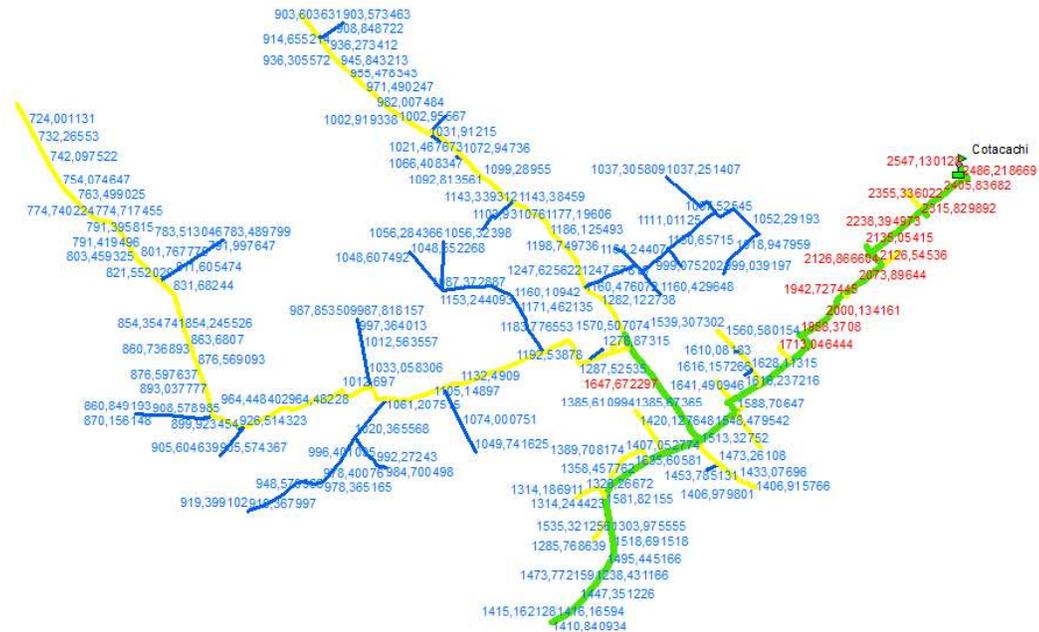


Figura 3.19. Representación de los rangos de corriente de cortocircuito en la topología del alimentador

De lo presentado en la Tabla 3.31, en donde se tiene el valor mínimo de corriente de cortocircuito que es 713,06 A; y, de los rangos de corriente de cortocircuito presentados en la Tabla 3.10 del apartado 3.5.3, así como la representación visual en código de colores de dichos rangos en la Figura 3.19, se determina qué, en el alimentador H3 es posible realizar derivaciones primarias y secundarias.

Adicionalmente, se menciona que el alimentador H3 no cuenta con reconectores automáticos instalados en su recorrido.

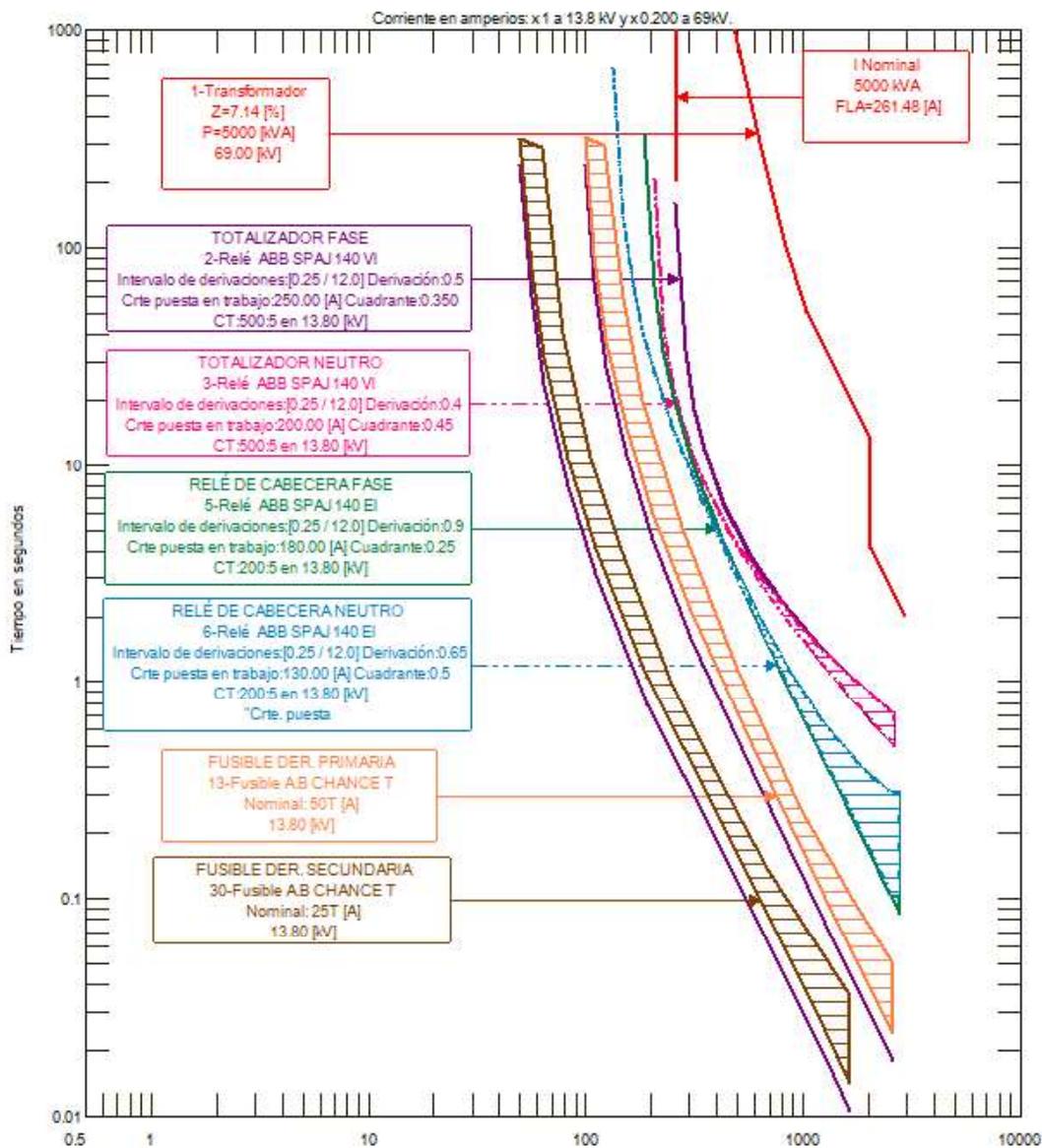


Figura 3.20. Curvas características de coordinación del Alimentador H3

La Figura 3.20 muestra las curvas características de protección de los equipos propuestos para el alimentador H3, para la selección de estos dispositivos se han considerado los rangos de corriente mencionados anteriormente, las características de protección de cada equipo, y se ha realizado la coordinación entre relés, relé – fusible, fusible – fusible en base a las tablas EEI – NEMA y los fundamentos técnicos de esta filosofía de protecciones.

Gráficamente se comprueba y se verifica la operación coordinada de las protecciones, así se puede apreciar que ante fallas en derivaciones secundarias la protección principal es el fusible 25T y el fusible 50T y las protecciones de la subestación actúan como protección

de respaldo; ocurre lo mismo para fallas en derivaciones primarias donde la protección principal es el fusible 50T y sus protecciones de respaldo son el relé de cabecera y el relé general.

Se observa que de suscitarse la falla en troncal principal se disparará el alimentador total. Para efecto de visualización, se presentan las curvas características de protección de manera más amplia en el Anexo B (Figura B.3).

En la Tabla 3.32 se evidencia lo comentado anterior de acuerdo con las curvas características de protección seleccionadas.

Tabla 3.32. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H3 ante cortocircuitos tipo.

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección			
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria	Relé Cabecera Neutro	Relé Cabecera Fase
			25 T	50 T	51 N	51F
2000	Coordinación	[s]	-	0,0303	0,1697	0,1633
	Mínima	[s]	-	0,0403	-	-
	Máxima	[s]	-	0,075	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	0,3697	0,3636
1200	Coordinación	[s]	0,0204	0,0849	0,475	0,4604
	Mínima	[s]	0,0272	0,1132	-	-
	Máxima	[s]	0,0567	0,177	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	0,6753	0,6605

Cuando se hace referencia a cortocircuitos tipo, se habla de los valores de corriente de cortocircuito que se encuentran entre los rangos de derivaciones; es decir, 2000 A representa una falla en derivación primaria, mientras que 1200 A en derivación secundaria.

3.8.3 DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR

De acuerdo con todas las consideraciones técnicas expuestas anteriormente, conociendo que en este alimentador sólo se realizarán hasta derivaciones secundarias, y que para el trazado de las derivaciones se consideraron los valores de potencia de los transformadores de distribución que actualmente se encuentran instalados, los equipos de protección dispuestos para los ramales son:

- Derivación Primaria: 50 T
- Derivación Secundaria: 25 T

En tanto a la protección de los transformadores de distribución que garanticen coordinación con los fusibles propuestos para derivaciones, se presenta en el Anexo A (Tabla A.3) el detalle de los fusibles tipo SF para los transformadores dispuestos en el alimentador H3.

La Figura 3.21 muestra la topología final y coordinada del alimentador H3 y los equipos de protección utilizados en el recorrido del troncal principal y derivaciones.

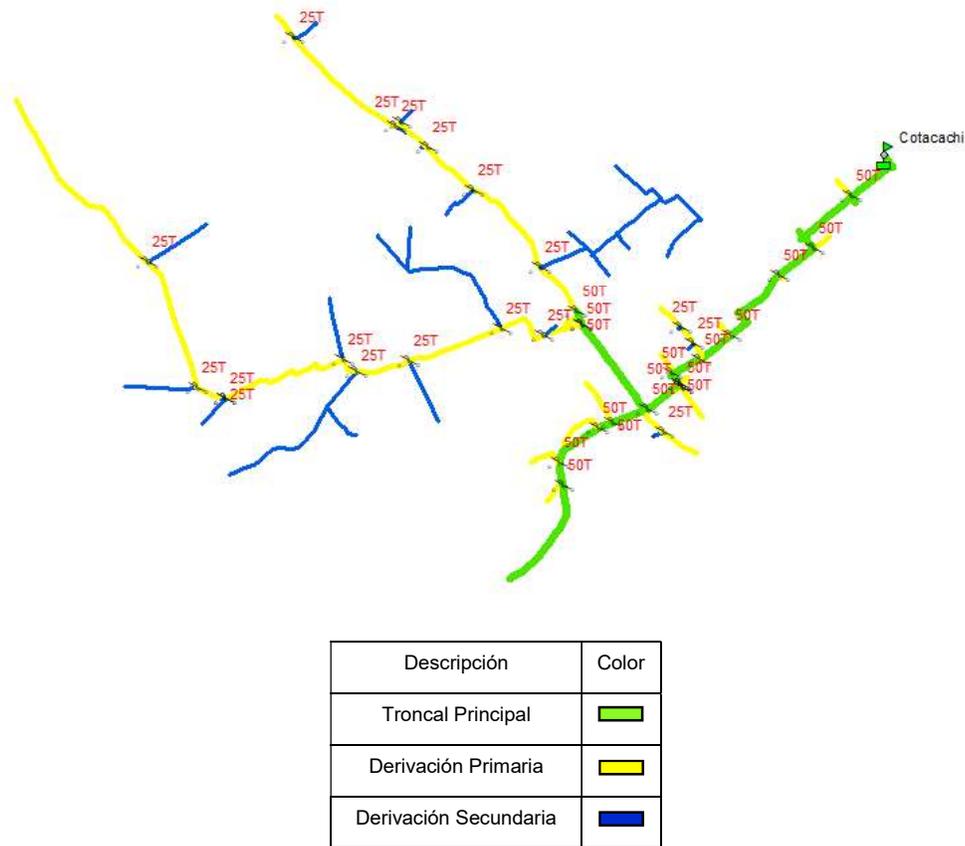


Figura 3.21. Topología coordinada del Alimentador H3

Debido a la corta extensión de este alimentador, se procura ser lo más selectivos posibles al momento de proponer las derivaciones primarias dispuestas en la zona urbana del recorrido; mientras que para las zonas en donde la red se extiende, se procura proponer derivaciones de extensión considerable, con el fin de tener el nodo de inicio de la derivación en zonas cercanas a la subestación, para a partir de dicha derivación mantener selectividad

mediante derivaciones secundarias. En el Anexo C (Figura C.3) se presenta la topología coordinada de manera más amplia para su mejor visualización.

El detalle de los fusibles tipo T seleccionados para la protección de derivaciones en el alimentador H3, se presenta en la Tabla 3.33.

Tabla 3.33. Selección y ubicación de fusibles en el Alimentador H3

No.	Tipo Fusible	Derivación	Configuración de Red	Coordenada X	Coordenada Y
1	50T	Primaria	Trifásica	804491,69	10033600,40
2	50T	Primaria	Trifásica	804279,71	10033305,08
3	50T	Primaria	Trifásica	804083,69	10033157,52
4	50T	Primaria	Trifásica	803805,28	10032807,79
5	50T	Primaria	Monofásica	803631,20	10032677,42
6	50T	Primaria	Trifásica	803520,60	10032538,75
7	50T	Primaria	Trifásica	803520,60	10032538,75
8	50T	Primaria	Monofásica	803470,53	10032597,75
9	50T	Primaria	Trifásica	803529,19	10032510,31
10	50T	Primaria	Monofásica	803529,19	10032510,31
11	50T	Primaria	Monofásica	803333,23	10032390,26
12	50T	Primaria	Monofásica	802961,52	10032873,43
13	50T	Primaria	Trifásica	802961,52	10032873,43
14	50T	Primaria	Trifásica	803134,04	10032319,34
15	50T	Primaria	Trifásica	803053,02	10032282,10
16	50T	Primaria	Monofásica	802828,84	10032090,63
17	50T	Primaria	Monofásica	802852,46	10031956,00
18	50T	Primaria	Monofásica	802933,70	10032946,43
19	25T	Secundaria	Monofásica	803423,08	10032264,73
20	25T	Secundaria	Monofásica	803526,88	10032856,03
21	25T	Secundaria	Monofásica	803596,02	10032766,22
22	25T	Secundaria	Monofásica	802725,60	10033198,45
23	25T	Secundaria	Monofásica	802742,80	10032808,89
24	25T	Secundaria	Monofásica	802504,13	10032848,05
25	25T	Secundaria	Monofásica	801980,62	10032666,41
26	25T	Secundaria	Monofásica	801679,62	10032604,71
27	25T	Secundaria	Monofásica	801601,24	10032674,50
28	25T	Secundaria	Monofásica	800933,41	10032454,78
29	25T	Secundaria	Monofásica	800933,41	10032454,78
30	25T	Secundaria	Monofásica	800774,32	10032511,13
31	25T	Secundaria	Monofásica	800495,11	10033227,97
32	25T	Secundaria	Monofásica	801326,49	10034505,49
33	25T	Secundaria	Monofásica	801930,31	10034024,11
34	25T	Secundaria	Monofásica	801905,16	10033996,06
35	25T	Secundaria	Monofásica	802083,51	10033877,61
36	25T	Secundaria	Monofásica	802341,16	10033636,44

3.8.4 VERIFICACIONES

A continuación, se presentarán las verificaciones que han tenido lugar en el alimentador H3 para poder determinar la correcta operación de las protecciones seleccionadas.

- **Corrientes de Carga Fría**

Los valores de voltaje, corriente y factor de potencia en escenario de demanda máxima para el estudio de distribución y flujo de carga del Alimentador H3 se indican en la Tabla 3.34.

Tabla 3.34. Valores reales de variables de estado del Alimentador H3

Variables de estado	Fases del Sistema		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje [p.u.]	0.982	0.988	0.994
Corriente [A]	20.13	20.12	25.47
Factor de Potencia [fp]	97.466	96.859	96.409

La Tabla 3.35 muestra los valores reales medidos a la salida y reingreso del alimentador H3 tras una desconexión prolongada.

Tabla 3.35. Valores de corriente a la salida y reconexión del Alimentador H3

Alimentador	Escenario	Corrientes de Fase		
		Ia	Ib	Ic
		[A]	[A]	[A]
H3	Salida	9.95	8.49	13.79
	Ingreso	13.11	12.63	19.38
	Factor I Carga Fría	1,32	1.49	1.41

El valor máximo del factor de corriente de carga fría es 1,49 y ocurre en la fase B, por considerar un margen más amplio se considerará para el Alimentador H3, un factor de carga fría de 1,5 (Factor I Carga Fría = 1,5).

En tal virtud, en la Tabla 3.36 se presenta el análisis realizado mediante CYMDIST para determinar las corrientes de paso y los voltajes en los nodos del sistema, así como el resultado de multiplicar los valores de corriente de operación por la consideración por corriente de carga fría.

Tabla 3.36. Verificación por corrientes de carga fría para el alimentador H1

Tipo Fusible	Derivación	Nombre Nodo	Coordenada X	Coordenada Y	V [p.u.]	I _{MAX} [A]	Fase de Corriente Máxima en Derivación	Corriente Carga Fría [A]
50T	Primaria	MTA_S_299442	804491,694	10033600,4	0,988	0,003	A	0,00
50T	Primaria	MTA_S_300455	804279,712	10033305,1	0,984	16,3	A	24,39
50T	Primaria	MTA_S_299187	804083,698	10033157,5	0,978	30,0	A	44,93
50T	Primaria	MTA_S_299209	803805,286	10032807,8	0,986	0,7	B	0,98
50T	Primaria	MTA_S_299464	803631,207	10032677,4	0,986	7,5	B	11,28
50T	Primaria	MTA_S_299456	803520,6	10032538,8	0,986	0,0	A	0,00
50T	Primaria	MTA_S_299456	803520,6	10032538,8	0,985	0,5	A	0,69
50T	Primaria	MTA_299280	803470,533	10032597,7	0,991	1,4	C	2,05
50T	Primaria	MTA_S_478729	803529,19	10032510,3	0,986	0,1	A	0,20
50T	Primaria	MTA_S_478729	803529,19	10032510,3	0,980	0,021	A	0,03
50T	Primaria	MTA_S_298698	803333,232	10032390,3	0,980	0,4	A	0,57
50T	Primaria	MTA_S_404119	802961,521	10032873,4	0,985	0,0	A	0,00
50T	Primaria	MTA_S_404119	802961,521	10032873,4	0,979	8,5	A	12,77
50T	Primaria	MTA_S_298750	803134,045	10032319,3	0,985	6,4	C	9,62
50T	Primaria	MTA_S_301850	803053,03	10032282,1	0,985	5,4	C	8,04
50T	Primaria	MTA_S_465610	802828,846	10032090,6	0,989	0,017	A	0,02
50T	Primaria	MTA_S_299348	802852,47	10031956	0,989	1,6	C	2,35
50T	Primaria	MTA_S_298709	802933,706	10032946,4	0,978	5,7	A	8,53

Nota: I_{MAX} = Corriente máxima de paso obtenida en el flujo de carga del alimentador.

El máximo valor de corriente ocurre en la derivación primaria codificada con MTA_S_299187, dicho valor de corriente alcanza los 30 A. Para la verificación por corriente de carga fría, se tiene:

Sea:

$$Fusible \text{ Derivación Primaria} = 50 \text{ T}$$

$$Corriente \text{ de fusión del fusible } (I_{f50T}) = 98,9 \text{ [A]}$$

$$Factor_{CARGA \text{ FRÍA}} = 1,5$$

Se tiene:

$$I_{CARGA \text{ FRÍA}} = I_{DEMANDA \text{ MÁXIMA}} \times Factor_{CARGA \text{ FRÍA}}$$

$$I_{CARGA \text{ FRÍA}} = 30 \text{ A} \times 1,5$$

$$I_{CARGA FRÍA} = 44,93 A$$

Por lo tanto:

$$98,9 A > 44,93 A$$

$$I_{f50T} > I_{CARGA FRÍA}$$

Concluyendo, la corriente máxima esperada en derivaciones para la condición de carga fría es de 44,93 A, siendo la corriente de fusión del fusible seleccionado para derivaciones primarias 98,9 A, se verifica que, ante esta condición transitoria de régimen normal del sistema, la protección del conductor de las derivaciones (fusible 50T) no va a operar por carga fría.

- **Calibre de Conductor**

Tras el barrido completo al trazado del alimentador primario H3, se determinaron los mínimos calibres de conductores en derivaciones que se detallan en la Tabla 3.37:

Tabla 3.37. Mínimo calibre de conductor en derivaciones del Alimentador H3

Derivaciones del Alimentador	Primaria	Secundaria	Terciaria
Mínimo Calibre en ACSR	4AWG	4AWG	4AWG

De lo anterior se conoce que para el conductor de aluminio desnudo ACSR No. 4 AWG se tiene una capacidad de conducción de corriente de 140 A; además se han seleccionado fusibles 50T cuya corriente de fusión es de 98,9 A para protección del conductor en derivaciones primarias, en comparativa tenemos:

Donde:

$$I_N = \text{Capacidad máxima de conducción de corriente en [A]}$$

$$I_{f-50T} = \text{Corriente de fusión del fusible 50T}$$

$$I_{N-ACSR No. 4 AWG} = 140 [A]$$

$$I_{f-50T} = 98,9 [A]$$

$$I_{f-50T} < I_{N-ACSR No. 4 AWG}$$

Por lo que se concluye que los fusibles propuestos presentarán una correcta operación en la protección de las derivaciones, puesto que, al encontrarse por debajo del valor de

corriente nominal del conductor, operarán en todo su rango protegiendo al conductor contra sobrecorrientes.

- **Corriente de cortocircuito en demanda mínima**

De la Tabla 3.31 se conoce que el menor valor de corriente de cortocircuito en demanda máxima es 713,06 A (ubicado en el punto más remoto visto desde la subestación).

Entonces:

$$I_{CCDm\acute{a}x} = 713,06 A$$
$$I_{CCDm\grave{i}n} = \frac{I_{CCDm\acute{a}x}}{2} = 356,53 A$$

Siguiendo con los fundamentos que propone la presente filosofía de protecciones, la corriente de fusión del fusible de derivación primaria debe ser menor al valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima en el nodo más remoto visto desde la subestación; por lo tanto:

$$I_{CCDm\grave{i}n} = 356,53 A$$
$$I_{f-50T} = 98,9 A$$

$$I_{f-50T} < I_{CCDm\grave{i}n}$$

Por lo que se constata, la correcta operación del fusible 50T para derivaciones primarias, y consecuentemente la sensibilidad de los fusibles dispuestos en derivaciones aguas abajo.

Esta condición se traduce en que, ante una falla en demanda mínima en el punto más alejado a la subestación, la protección no dejará de detectar dicha perturbación como tal y operará aislando la falla en un tiempo adecuado, logrando no confundirla con una corriente de operación normal y garantizando el correcto funcionamiento del sistema de protecciones.

La Figura 3.22 presenta las curvas de características de coordinación de las protecciones seleccionadas para el alimentador H3 y su respuesta ante la corriente de cortocircuito en demanda mínima, en el nodo más alejado a la subestación Cotacachi.

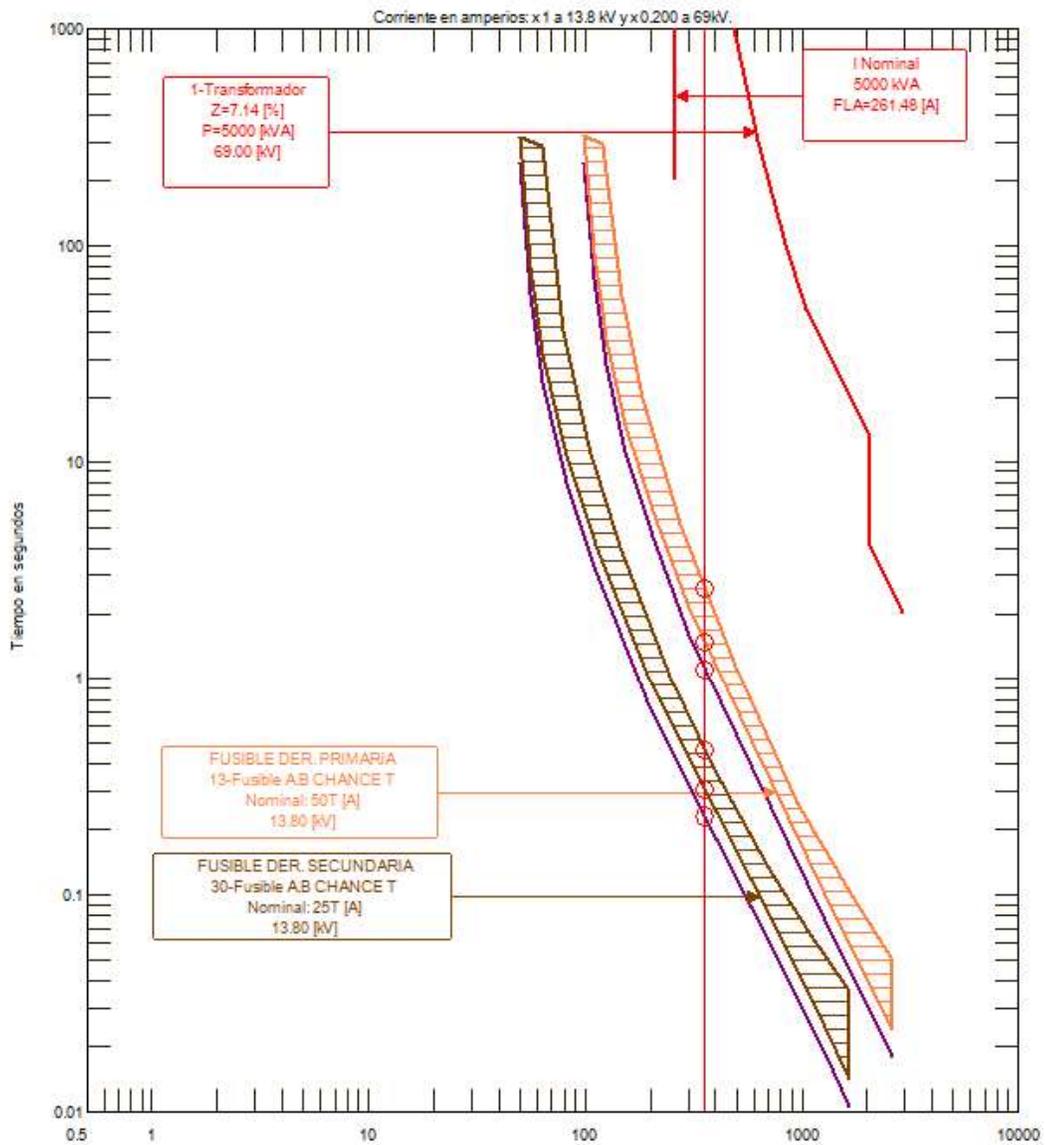


Figura 3.22. Representación del cortocircuito en demanda mínima en el nodo más alejado del alimentador H3 respecto a la subestación Cotacachi.

En la Figura 3.22, la línea roja representa el valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima en el nodo más remoto visto desde la subestación, con el fin de verificar la sensibilidad de los dispositivos de protección, la Tabla 3.38 detalla los tiempos de operación de las protecciones en respuesta al valor de cortocircuito anteriormente mencionado.

Tabla 3.38. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H3 ante cortocircuitos en demanda mínima en el nodo más alejado a la subestación

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección	
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria
			25 T	50 T
356,53	Coordinación	[s]	0,2286	1,0981
	Mínimo	[s]	0,3048	1,4642
	Máximo	[s]	0,4624	2,5896
	Auxiliar	[s]	-	-

Nota: Los valores en donde no existe actuación de los dispositivos de protección son representados con “ - ”.

De ocurrir la falla en demanda mínima en el nodo más remoto del alimentador H3 visto desde la subestación Cotacachi, será en una derivación secundaria; la protección principal (Fusible 25 T) opera en un tiempo de 0,2286 s, mientras que la protección de respaldo (Fusible 50 T) opera en un tiempo de 1,0981 s. El incremento en el tiempo de operación ocurre por el valor reducido de la corriente de cortocircuito, sin embargo, al ser una condición anormal, las protecciones operarán correctamente y en un tiempo prudente como se ha verificado en la Tabla 3.38, según lo recomendado por el IEEE Std 242-2001 [18].

Por lo que se constata, la correcta operación del fusible 50T para derivaciones primarias, y consecuentemente la sensibilidad de este fusible ante fallas aguas abajo. Adicionalmente se verifica la correcta operación de los fusibles de derivaciones secundarias, que procuran la sensibilidad ante fallas en demanda mínima.

4 CONSIDERACIÓN DEL INGRESO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR H4

En este capítulo se presenta la coordinación de protecciones pertinente al Alimentador H4 de la subestación Cotacachi. Este alimentador tiene conectado en su troncal principal la Microcentral Cotacachi, por lo que se detallan las consideraciones y los fundamentos técnicos que permiten establecer en función del análisis integral del sistema de distribución del alimentador, la alternativa más adecuada a nivel de interconexión de la Microcentral Cotacachi con el troncal principal.

Finalmente se realizan las verificaciones pertinentes para validar la coordinación de protecciones propuesta.

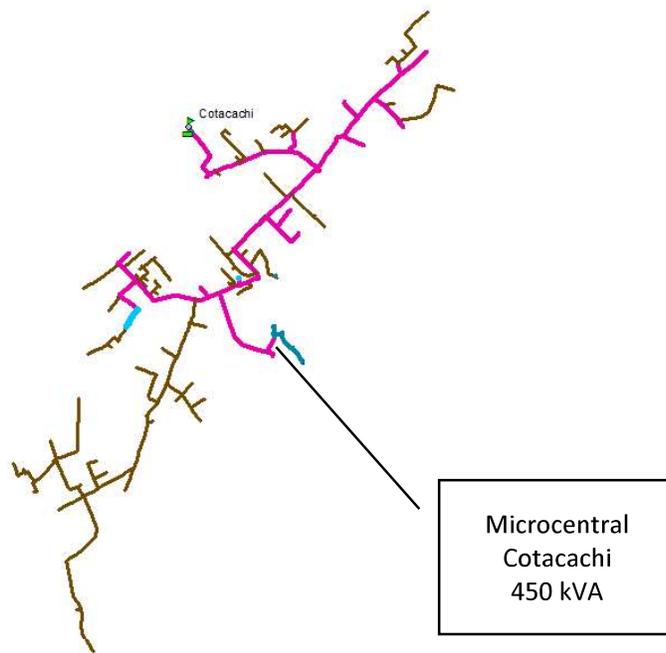
4.1 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H4

El alimentador primario H4 de la S/E Cotacachi se considera de extensión media y su recorrido es longitudinal, tiene trazado urbano y rural con una longitud de aproximadamente 10 kilómetros de líneas trifásicas y 7 kilómetros de líneas monofásicas. Los conductores utilizados para los tramos trifásicos van desde el 2AWG hasta el 2/0 AWG de tipo ACSR, mientras que para los ramales van desde el 4 AWG hasta el 2/0 AWG.

Adicionalmente, en su troncal principal se conecta la generación distribuida asociada a la Microcentral Cotacachi de propiedad privada, mediante una línea trifásica en medio voltaje 13,8/7,6 kV de 50 metros de longitud cuyo punto de partida se da en el poste codificado con H4P287 hasta el poste H4P4607. El tramo de troncal principal hacia la microcentral arranca en el nodo MTA_S_302490 y recorre 800 metros hasta el poste de interconexión.

La configuración es trifásica, radial y neutro corrido; el conductor para las fases es 2/0 ACSR y para el neutro 2 ACSR.

La topología actual del alimentador H4 se presenta en la Figura 4.1, en donde se tiene el trazado de los tramos trifásicos y monofásicos tanto aéreos como subterráneos. En esta figura también se incluye la ubicación de la subestación y la ubicación de la central de generación Cotacachi.



Descripción	Color
Tramo Trifásico	█
Tramo Monofásico	█
Tramo Subterráneo	█

Figura 4.1. Topología actual del alimentador H4 [Captura ArcGIS].

De igual manera que con los otros alimentadores se presenta en la Tabla 4.1 el resumen de los transformadores de distribución instalados en el alimentador H4.

Tabla 4.1. Transformadores de distribución instalados en el alimentador H4

Tipo	Capacidad Individual [kVA]	Cantidad	Número de Transformadores	Capacidad Instalada [kVA]
Monofásicos	5	3	123	15
	10	26		260
	15	33		495
	25	36		900
	37,5	16		600
	50	9		450
Trifásicos	30	3	11	90
	50	2		100
	75	3		225
	100	1		100
	112.5	1		112.5
	300	1		300
Número Total de Transformadores			137	
Capacidad Instalada [kVA]				3647.5

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Microcentral Hidroeléctrica Cotacachi es una planta de generación antigua que remonta su inicio de operación en el año 1954. Es una central privada de propiedad del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Cotacachi, que aprovecha el recurso hídrico del Río Ambi (1.6 m³/s) a cincuenta metros aguas abajo de la casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Otavalo 2. Las aguas captadas se encausan en tramos subterráneos y abiertos por un recorrido de aproximadamente dos kilómetros hasta llegar a la tubería de presión, para finalmente ser descargadas hacia los dos grupos generadores de procedencia alemana con turbinas tipo Francis, que en conjunto tienen una capacidad de 450 kVA. La energía generada es entregada a la red de distribución de EMELNORTE mediante su conexión al troncal principal del alimentador H4 de la subestación Cotacachi a través de un tramo de red trifásico. Más adelante se presentará el análisis técnico de la influencia del ingreso de la central, y su aporte e incidencia dentro de la operación del alimentador.

Con el afán de reducir la dependencia de recursos energéticos no renovables, impulsando el desarrollo y la participación de energía alternativa y renovable, el GAD Municipal de Cotacachi ha considerado la reactivación de la Microcentral Cotacachi para consolidar su matriz energética dentro de marcos de soberanía y autosostenibilidad.

EMELNORTE como empresa distribuidora y en su compromiso de dotar de servicio de energía eléctrica, dentro de estándares de calidad y confiabilidad; y, en el afán de atender el requerimiento antes mencionado, ha dispuesto la inclusión de la Generación Distribuida en el proyecto de estudios de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi, de su zona de concesión. Así, el presente apartado toma en cuenta el ingreso de la generación de la Microcentral Cotacachi y presenta la mejor alternativa de protección a nivel de distribución (13,8 kV) en la salida de la central; las protecciones internas en bajo voltaje de la central de generación no son pertinentes de este estudio.

Debido a que la condición de la generación distribuida es de carácter privado, los análisis que se presentan están previstos desde la visión de la empresa distribuidora, que prioriza la operatividad del alimentador y su sistema de distribución.

4.3 EFECTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Para lograr determinar el impacto en la coordinación de protecciones que conlleva el ingreso de la Microcentral Cotacachi se utilizaron las herramientas computacionales ArcGIS y CYMDIST. La metodología usada para la consecución de este estudio se presenta a continuación:

- En primer lugar, se realiza el levantamiento de información tanto del alimentador primario como de la Microcentral Cotacachi para posteriormente presentar anexado al modelo en CYMDIST del alimentador, el modelo útil para coordinación de protecciones del alimentador primario; es decir, se utiliza un modelo simplificado de las dos unidades de Generación Distribuida (GD).
- Se realiza el estudio del sistema de distribución del alimentador H4 en condiciones normales de operación, sin el ingreso de la GD.
- Para lograr el cometido, se dispone del equivalente de red, así como los datos de demanda del alimentador, con dicha información se realiza la distribución de carga, y se ejecuta el módulo de cálculo de flujo de carga de CYMDIST para determinar las potencias y corrientes de paso (corrientes de nodo resultantes del flujo de carga en el alimentador), así como también los voltajes en todos los nodos del alimentador.
- Una vez que se han obtenido los datos del flujo de carga del alimentador, se tienen tabulados nodo a nodo datos de voltaje, corriente y potencia de paso; por lo que, se realiza una zonificación del alimentador para elegir los nodos de relevancia y poder simplificar la información, consiguiendo así establecer los nodos del alimentador que se ven influenciados por el ingreso de GD, a fin de lograr determinar perfiles de voltaje, corriente y potencia.
- Posteriormente, con el módulo de cálculo de cortocircuito IEC 60909, se determinan para todos los nodos del alimentador, los niveles de corriente de cortocircuito nodo a nodo; es importante mencionar que CYMTCC simula el cortocircuito en todos los nodos del sistema directamente para todos los tipos de falla (trifásica, bifásica y monofásica).
- Una vez finalizados los estudios para el alimentador sin el ingreso de GD, se realiza la conexión de las dos unidades de generación al nodo de la troncal principal del

alimentador; para posteriormente ejecutar los mismos estudios de carga y cortocircuitos considerando la conexión de GD.

- Con ello, se han determinado los nodos importantes y se tienen las variables eléctricas útiles en dichos puntos, para poder determinar el efecto que tiene la GD en la operación del alimentador primario; y, consecuentemente, el efecto que se tiene en la coordinación de protecciones. Del análisis del efecto, se realiza la coordinación con los dispositivos y ajustes que proporcionen la operación más adecuada del sistema de protecciones.
- El alcance del presente apartado llega hasta la determinación de los ajustes a los dispositivos de protección del alimentador primario de la subestación, a nivel de 13,8 kV; las protecciones en el lado de bajo voltaje de la Microcentral Cotacachi no son pertinentes al presente estudio.
- Debido a la extensión del alimentador y al número de nodos que se tienen en el recorrido de éste, se ha considerado pertinente realizar una simplificación de dichos nodos, con el fin de presentar los estudios eléctricos en los nodos más importantes del alimentador (derivaciones importantes, grupos de carga, nodos de entrega).
- Es importante mencionar que debido a la capacidad de las dos unidades de generación de la Microcentral Cotacachi, para efectos de los estudios en CYMDIST se han modelado las dos unidades de generación y se ha realizado la conexión al mismo punto del troncal principal; adicionalmente, el ingreso y salida de la GD es de las dos unidades en conjunto, considerándolas como grupo de generación.

4.3.1 MODELACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para la modelación de la generación distribuida se han considerado parámetros proporcionados por EMELNORTE, es importante destacar que el modelo implementado no presenta consideraciones que profundicen el comportamiento de las máquinas, sino es una modelación útil para estudios de carga y especialmente estudios de cortocircuito. La empresa distribuidora ha proporcionado su base de datos actualizada en CYMTCC en donde se tiene el modelo del alimentador H4 hasta el nodo de inicio de la línea trifásica de interconexión en medio voltaje de la Microcentral Cotacachi con el sistema de distribución del alimentador. Para efecto del presente estudio, se presenta en la Figura 4.2 las características de modelación del transformador de potencia (500 kVA) de la Microcentral Cotacachi, mientras que en la Figura 4.3 y 4.4 las características y los parámetros de las unidades de generación 1 (0,2 MVA) y 2 (0,25 MVA), respectivamente.

General		Límites de carga	LTC	Fiabilidad	Símbolo
Datos nominales					
Tipo de transformador:	Trifásico				
Tipo de aislamiento:	Inmerso en líquido				
Tipo de devanado:	Tipo acorazado				
Capacidad nominal:	500,0	kVA			
Tensión primaria:	13,8	kVLL			
Tensión secundaria:	0,4	kVLL			
Pérdidas en vacío:	0,0	kW			
Corriente magnetizante:	0,0	%			
Configuración					
Primario					
Secundario					
Desfase:					
YNd5					
-150,0 grado:					
<input checked="" type="checkbox"/> Reversible					
Impedancias de secuencia					
Z1:	5,5	%	X1/R1:	10,0	
Z0:	5,5	%	X0/R0:	10,0	
Impedancias de puesta a tierra					
		Rg	Xg		
Primario:	0,0	0,0	Ω		
Secundario:	0,0	0,0	Ω		

Figura 4.2. Parámetros de modelación del transformador de potencia de la Microcentral Cotacachi (500 kVA)

General		Circuito equivalente	Armónicos	Símbolo
Capacidad nominal				
Potencia nominal:	200,0	kVA		
Tensión nominal:	0,4	kVLL		
Potencia activa nominal:	160,0	kW		
Factor de potencia:	80,0	%		
Número de polos:	4			
Potencia reactiva máx.:	144,0	kvar		
Potencia reactiva mín.:	-72,0	kvar		
Configuración				
Capacidad de potencia reactiva				
<input checked="" type="radio"/> Límites Q fija				
<input type="radio"/> Q = f(Pgen)				
Impedancias del generador				
		R	X	
Régimen permanente	Z1:	0,0	0,72	
Transitorio	Z1':	0,0	0,48	<input checked="" type="radio"/> Ω
Subtransitorio	Z1'':	0,0	0,16	<input type="radio"/> p.u.
Secuencia inversa	Z2:	0,0	0,10855	
Secuencia homopolar	Z0:	0,0	0,03982	
Impedancia de puesta a tierra				
		R	X	
Puesta a tierra	Zg:	0,0	0,0	Ω

Figura 4.3. Parámetros de modelación de la unidad 1 (0,2 MVA) de generación de la Microcentral Cotacachi

Capacidad nominal	
Potencia nominal:	250,0 kVA
Tensión nominal:	0,4 kVLL
Potencia activa nominal:	200,0 kW
Factor de potencia:	80,0 %
Número de polos:	4
Potencia reactiva máx.:	180,0 kvar
Potencia reactiva mín.:	-90,0 kvar

Impedancias del generador		R	X
Régimen permanente	Z1:	0,0	0,576
Transitorio	Z1':	0,0	0,384
Subtransitorio	Z1*:	0,0	0,128
Secuencia inversa	Z2:	0,0	0,06127
Secuencia homopolar	Z0:	0,0	0,02022

Impedancia de puesta a tierra		R	X
Puesta a tierra	Zg:	0,0	0,0 Ω

Figura 4.4. Parámetros de modelación de la unidad 2 (0,25 MVA) de generación de la Microcentral Cotacachi

Es importante mencionar que las unidades de generación distribuida ubicadas en la zona de concesión de EMELNORTE, se encuentran conexas a tierra mediante resistencias para condicionar la disminución de la corriente de cortocircuito en la operación; es decir, en condiciones operativas el conexas a tierra mediante impedancia protege a las máquinas de generación de baja capacidad, de posibles daños debido a corrientes de cortocircuito elevadas, pero para efecto del presente estudio y por la falta de información del valor de dicha impedancia de puesta a tierra, se ha considerado obviar dicho parámetro.

En base al levantamiento de información en campo y la revisión de las bases de datos proporcionadas para el presente estudio, se modeló el trazado de la línea de interconexión y los equipos aguas abajo del nodo de inicio del tramo de medio voltaje para la central de generación Cotacachi, a dichos equipos se han ingresado los parámetros anteriormente mencionados.

La Figura 4.5 muestra el tramo de línea trifásica de interconexión del que se hace mención, con los equipos correspondientes.

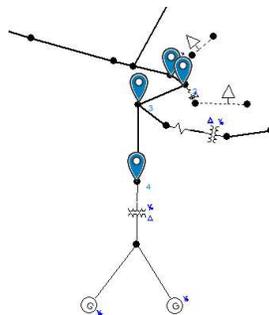


Figura 4.5. Tramo de medio voltaje y equipos modelados de la Microcentral Cotacachi [Captura CYMDIST].

4.3.2 ESTUDIO DE CARGA

Para lograr determinar y comprender el impacto que tiene la GD sobre la operación del alimentador primario, es importante conocer los niveles de voltaje que se tienen en los nodos del sistema; para lo cual, se ejecutan estudios de distribución de carga y de flujo de carga, antes y después del ingreso de las unidades de GD. Para efectos de simulación se presentan en la Tabla 4.2, los valores de voltaje, corriente y factor de potencia del alimentador H4, para el escenario de demanda máxima sin el ingreso de GD.

Tabla 4.2. Variables medidas en escenario de demanda máxima para el alimentador H4 sin GD.

ALIMENTADOR	Voltaje [p.u.]			Corrientes [A]			Factor de potencia		
	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
H4	1,000	1,007	1,012	26,83	37,09	47,59	98,627	98,636	96,983

Como se mencionó anteriormente, se simplificó el modelo para fines prácticos en base a nodos y sectores importantes del recorrido del alimentador. La Figura 4.6, muestra los nodos sobre los cuales se realiza el estudio, procurando resumir el análisis por el número de nodos que se tiene en el alimentador.

De igual manera, la Figura 4.7 presenta un diagrama unifilar para ejemplificar los nodos sobre los cuales recae el análisis del flujo de carga en el alimentador, con este se logra representar la disposición de las cargas concentradas, así como también las distancias aproximadas de las líneas de distribución a nivel de medio voltaje 13,8 kV y los respectivos nodos de conexión.

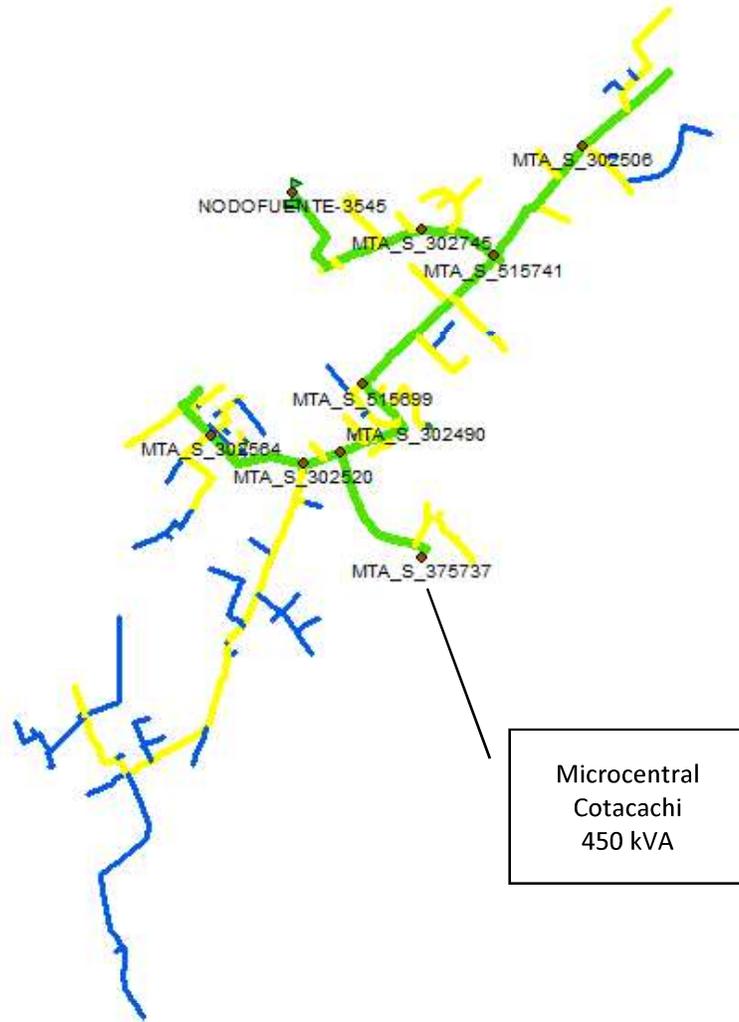


Figura 4.6. Recorrido del alimentador H4 y definición de nodos importantes

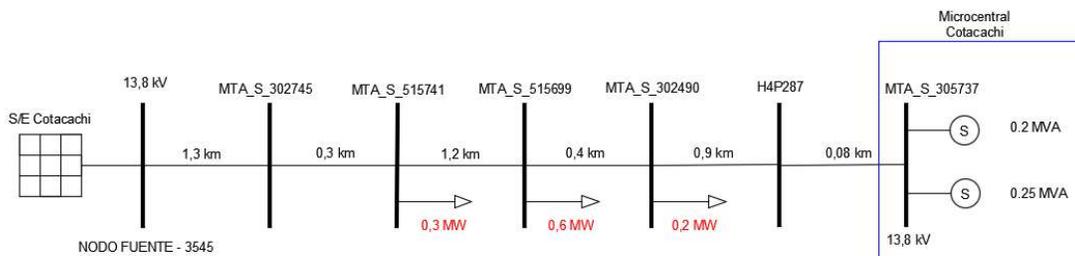


Figura 4.7. Diagrama unifilar para ejemplificar la definición de nodos importantes en el alimentador H4.

De las figuras presentadas anteriormente, se considera que en dichos puntos se pueden establecer las variables eléctricas importantes para realizar el respectivo análisis de ingreso y salida de generación.

En base al modelo del alimentador en ArcGIS y los datos depurados y tabulados de CYMDIST, se presentan en la Tabla 4.3 los resultados del estudio de flujo de carga del alimentador primario H4, considerando al alimentador en condiciones normales (Sin GD) y considerando el ingreso de GD.

Tabla 4.3. Estudio de Carga para el Alimentador H4

Nombre nodo	Coord. X	Coord. Y	Voltaje de base [kVLL]	SIN GENERACIÓN			CON GENERACIÓN		
				V [p.u.]	I _{MAX} [A]	Potencia total de paso [kVA]	V [p.u.]	I _{MAX} [A]	Potencia total de paso [kVA]
NODOFUENTE-3545	804687,840	10033835,110	13,800	1,007	62,33	1252,32	1,007	47,60	894,82
MTA_S_302745	805420,950	10033619,380	13,800	1,000	53,20	1056,73	1,002	38,52	703,30
MTA_S_515741	805839,800	10033466,120	13,800	0,998	49,57	1025,36	1,000	34,92	673,25
MTA_S_515699	805089,130	10032729,690	13,800	0,995	47,99	868,64	0,999	33,38	520,90
MTA_S_302490	804956,530	10032339,420	13,800	0,994	44,72	705,64	0,998	30,14	361,53
MTA_S_375737	805390,310	10031763,137	13,800	0,994	0,01	0,13	0,998	15,19	359,49
MTA_S_302520	804741,350	10032276,980	13,800	0,993	43,72	696,08	0,997	43,56	695,92
MTA_S_302564	804219,660	10032436,760	13,800	0,992	22,33	257,04	0,996	22,22	256,95
MTA_S_302506	806346,260	10034095,540	13,800	0,998	1,49	15,88	0,998	1,49	15,89

I_{MAX}= Corriente en cada nodo, resultante del flujo de carga en demanda máxima.

Potencia total de paso = Potencia en cada nodo en kVA, resultante del flujo de carga en demanda máxima.

Los valores bajos de corriente y potencia de paso en el nodo MTA_S_375737 tras el estudio de flujo de carga realizado en CYMDIST ocurren puesto que, en el escenario de estudio sin generación distribuida tras realizar la distribución de carga en este nodo existe baja densidad de carga; cuando se realiza el ingreso de la GD las condiciones del nodo cambian debido el aporte de potencia desde las unidades de generación, en tal virtud se diferencia las condiciones de corriente y potencia en la barra de 13.8 kV de la Microcentral Cotacachi (Nodo MTA_S_375737).

Con el fin de apreciar los resultados gráficamente para poder establecer diferencias significativas y claras, se presentan en la Figura 4.8 los perfiles de voltaje en nodos, en la Figura 4.9 la potencia total de demanda y en la Figura 4.10 la corriente máxima de demanda.

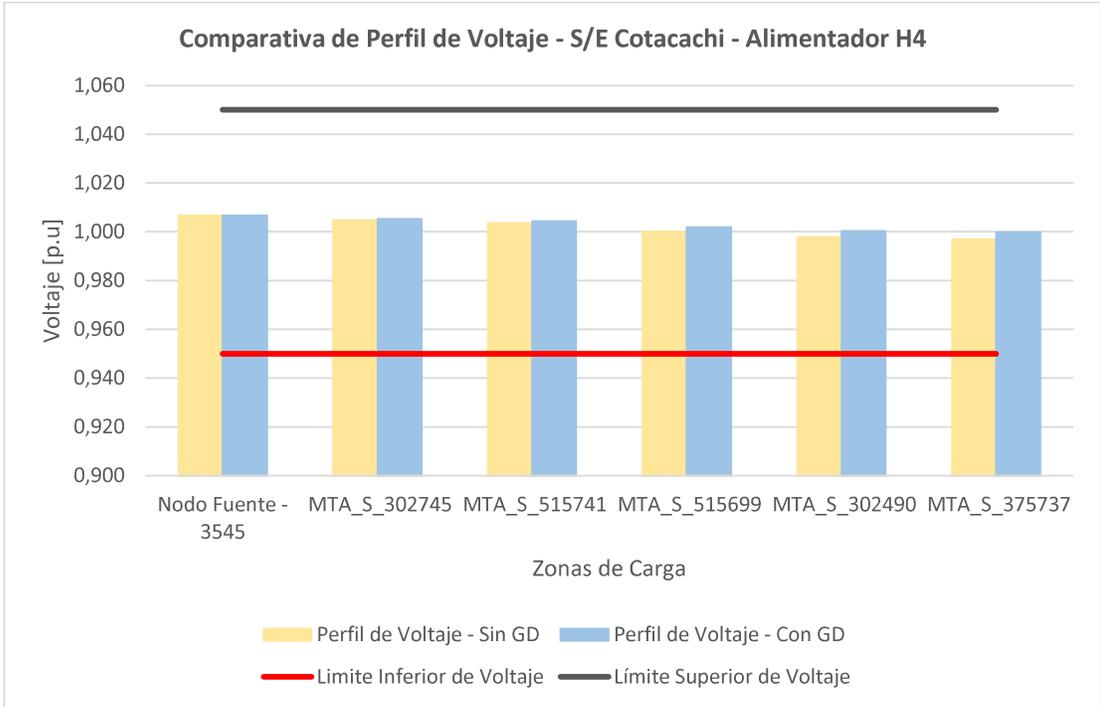


Figura 4.8. Perfil de voltaje con GD y sin GD

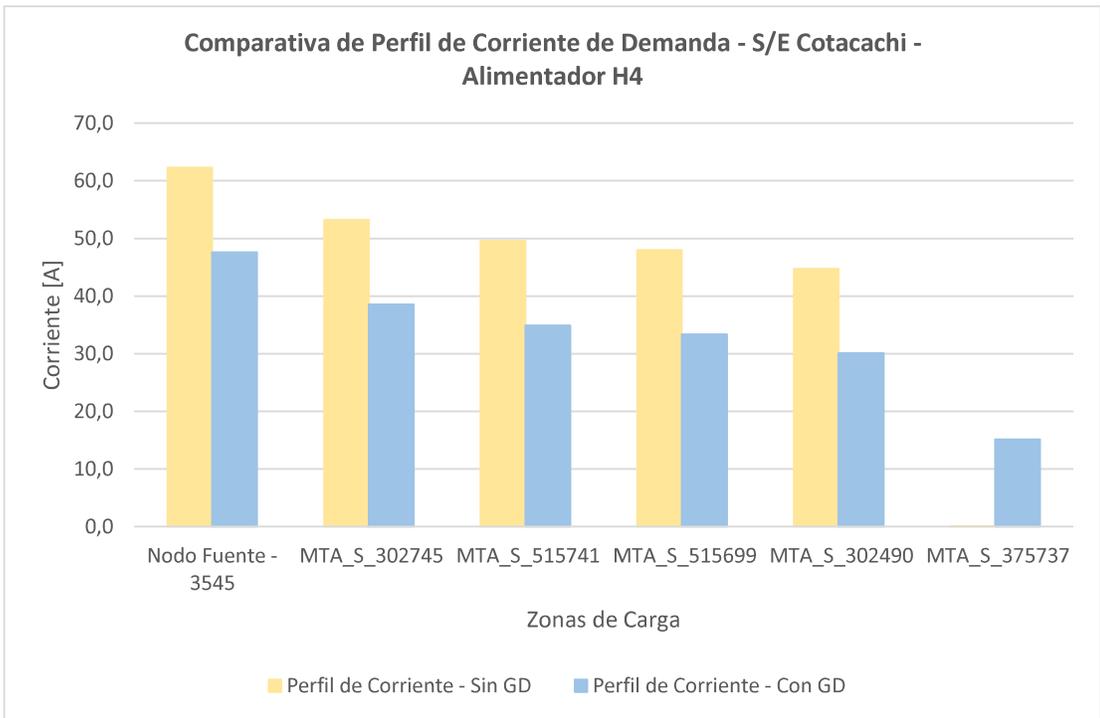


Figura 4.9. Perfil de Corriente de Demanda con GD y sin GD

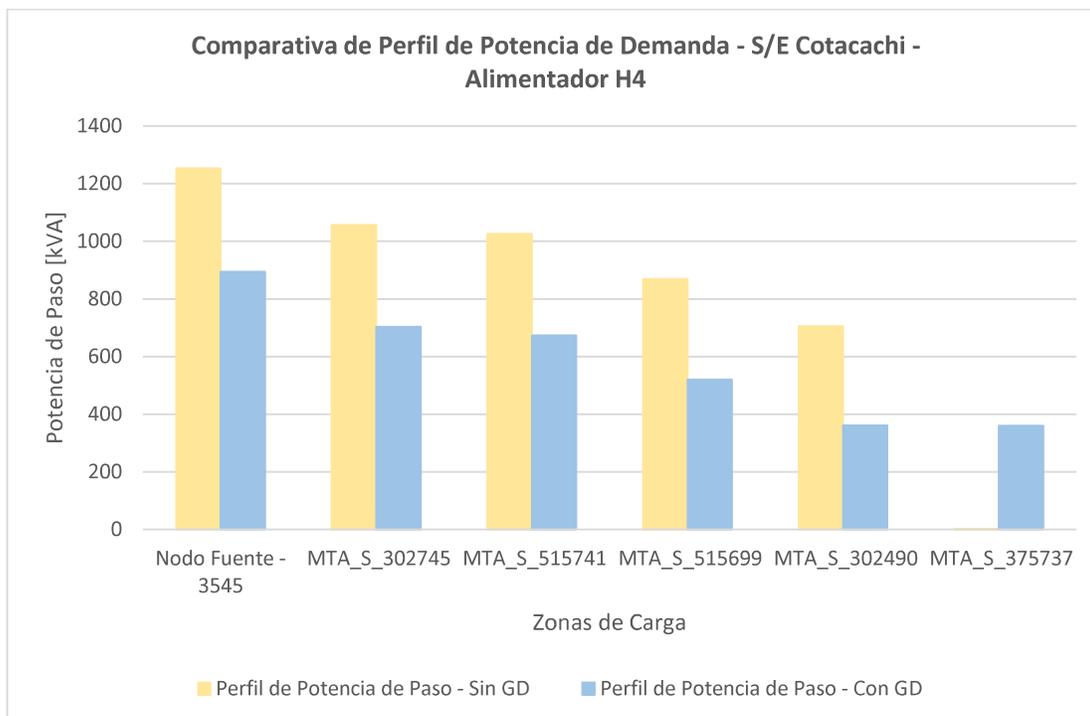


Figura 4.10. Perfil de Potencia de Demanda con GD y sin GD

De los resultados tabulados y graficados anteriormente, se determina la influencia favorable de la conexión de las dos unidades de GD, esto se lo evidencia en los beneficios y mejora de los niveles de voltaje, así como la disminución de la cargabilidad del sistema de distribución; situaciones que se dan por el alivio de carga que tiene la subestación Cotacachi cuando ingresa la GD.

4.3.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Para determinar la influencia de la generación distribuida en la coordinación de protecciones es importante el análisis de las corrientes de cortocircuito, la Tabla 4.4 muestra dichos valores en el recorrido del alimentador para los nodos seleccionados. Es necesario mencionar que la corriente de cortocircuito de la que se hace referencia es la corriente máxima en el nodo de estudio para los cuatro tipos de falla existentes.

Adicionalmente para el siguiente análisis, se han seleccionado los nodos que presentan mayor influencia en el sistema alimentador – generación, cuanto a niveles de corriente de cortocircuito se refiere.

Tabla 4.4. Resumen de corrientes de cortocircuito en los nodos seleccionados del Alimentador H4.

No.	Nombre nodo	Coord. X	Coord. Y	Voltaje de base [kVLL]	SIN GENERACIÓN	CON GENERACIÓN
					Icc máx. [A]	Icc máx. [A]
1	NODOFUENTE-3545	804687,840	10033835,110	13,800	2565,00	2712,00
2	MTA_S_302745	805420,950	10033619,380	13,800	1980,00	2089,53
3	MTA_S_515741	805839,800	10033466,120	13,800	1829,00	1929,00
4	MTA_S_515699	805089,130	10032729,690	13,800	1603,00	1700,26
5	MTA_S_302490	804956,530	10032339,420	13,800	1475,00	1578,74
6	CENTRAL - MTA_S_375737	805390,310	10031763,137	13,800	1353,00	1466,53

Se ha analizado el aporte que tiene la generación distribuida a la corriente de cortocircuito máxima con la que se realiza la coordinación. Debido a la baja capacidad en potencia de la Microcentral Cotacachi, así también a su ubicación a 4,5 km aproximadamente en recorrido de troncal principal desde la subestación Cotacachi, y a la relación de la corriente máxima sin GD y la corriente máxima con GD; se establece y se determina que el ingreso de la central Cotacachi con sus dos unidades de generación y su correspondiente aporte a la corriente de cortocircuito no es representativo para la coordinación de protecciones.

No es representativo por el hecho de que el aporte de corriente de cortocircuito tras el ingreso de la GD no es significativo respecto al valor de corriente de cortocircuito nodo a nodo sin la conexión de las dos unidades de generación.

La Figura 4.11 presenta la comparativa respecto a la corriente de cortocircuito, para evidenciar de manera gráfica la conclusión del efecto del aporte de las unidades de generación distribuida.

De igual manera, en el diagrama de barras de la siguiente figura es apreciable que, pese a que los valores de corriente de cortocircuito aumentan en cada nodo, dicho incremento no es representativo respecto al valor anterior. Se evidencia también el hecho de que el mayor valor de corriente de cortocircuito se tenga en la subestación y que vaya disminuyendo gradualmente hasta las cercanías de los nodos en donde la Microcentral Cotacachi ya ejerce influencia.

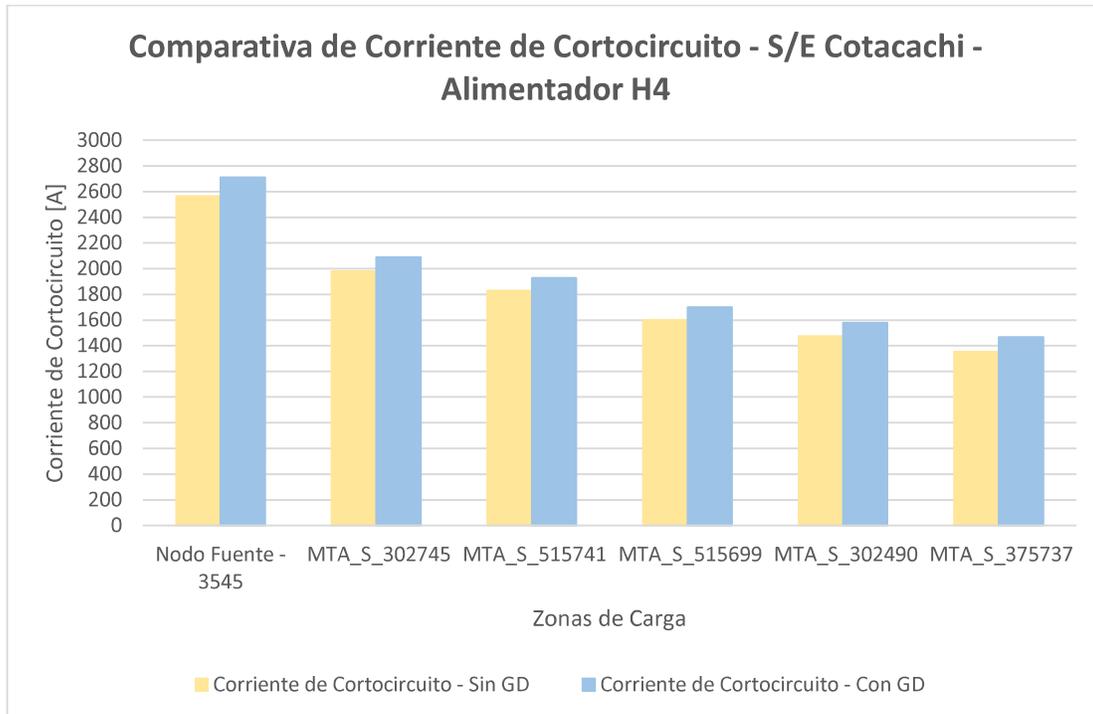


Figura 4.11. Perfil de Corriente de Cortocircuito con GD y sin GD

4.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PRIMARIO H4

El alimentador primario H4 constituye un caso especial de protección del presente estudio, debido a tener instalada generación distribuida en el recorrido del troncal principal. A nivel de derivaciones se maneja la misma metodología con los otros alimentadores primarios de la S/E Cotacachi; sin embargo, a nivel de interconexión a la salida de la central de generación se plantean dos escenarios de protección a fin de determinar la alternativa más adecuada, que garantice la operatividad del alimentador procurando mantener en lo posible el servicio de generación de energía.

4.4.1 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE PROTECCIÓN

A continuación se proponen dos alternativas de protección para el alimentador primario a nivel de salida de la Microcentral Cotacachi; el objeto de definir el o los dispositivos de protección en los puntos de interconexión con el sistema de distribución es de proteger el alimentador primario de posibles fallas aguas arriba o aguas abajo al nodo de interconexión central – troncal, la prioridad según la metodología de EMELNORTE la tiene el alimentador primario, por lo que basta con definir fusibles que permitan la coordinación garantizando

operatividad del sistema; así también, de ser el caso se procurará mantener la generación conectada para evitar desconexiones innecesarias.

4.4.1.1 Fusible tipo H en el nodo de inicio de la línea de interconexión

Se presenta esta alternativa que tiene el propósito de coordinar el fusible dispuesto en el inicio de la línea de interconexión con los fusibles propuestos en los nodos de inicio de las derivaciones primarias y secundarias.

Para lo cual, se hace un análisis gráfico en CYMTCC para determinar el fusible que mejor se adapta a las curvas seleccionadas para derivaciones primarias y secundarias, la consideración es que por la característica de tiempo de operación para lograr coordinación se use un fusible tipo H en el nodo de inicio, logrando que, ante condiciones de falla de la protección de derivaciones, dicho fusible opere como protección de respaldo.

Es importante mencionar que el fusible tipo H está destinado solamente para la protección del alimentador y la línea de interconexión, las fallas que puedan provocarse a nivel de bajo voltaje en la Microcentral Cotacachi no están consideradas puesto que la central deberá poseer los respectivos dispositivos de protección.

La Figura 4.12 presenta el diagrama unifilar que se ha considerado para esta alternativa de protección, es importante mencionar que en el esquema se han seleccionado los nodos influenciados en la coordinación de protecciones y se ha procurado resumir el sistema de distribución del alimentador desde la subestación Cotacachi hasta el nodo de partición del troncal principal para llegar a la microcentral de generación.

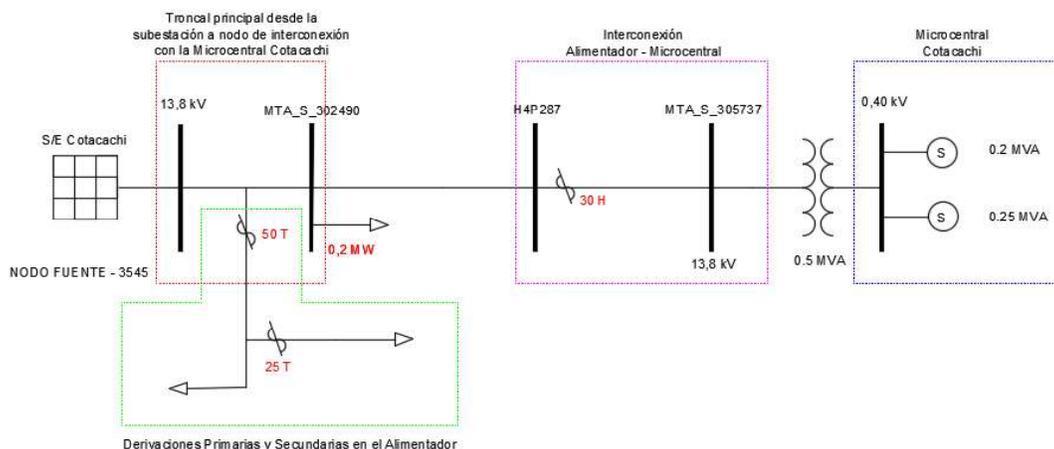


Figura 4.12. Diagrama unifilar representativo de la alternativa No.1 de protección

De la alternativa de protección ejemplificada anteriormente, se destaca el fusible ubicado en el nodo de interconexión de la Microcentral Cotacachi con el troncal principal del alimentador H4. El sistema de distribución aguas arriba del nodo codificado con MTA_S_302490 ha sido resumido para efecto de visualización, detallando las derivaciones primarias y secundarias que existen en el recorrido del alimentador.

Debido al propósito de coordinar el fusible de la línea de interconexión con los fusibles aguas arriba, la coordinación se presenta de manera integral en la Figura 4.13. Donde adicionalmente se muestran los ajustes para cada uno de los dispositivos de protección para posteriormente realizar el análisis de tiempos de operación.

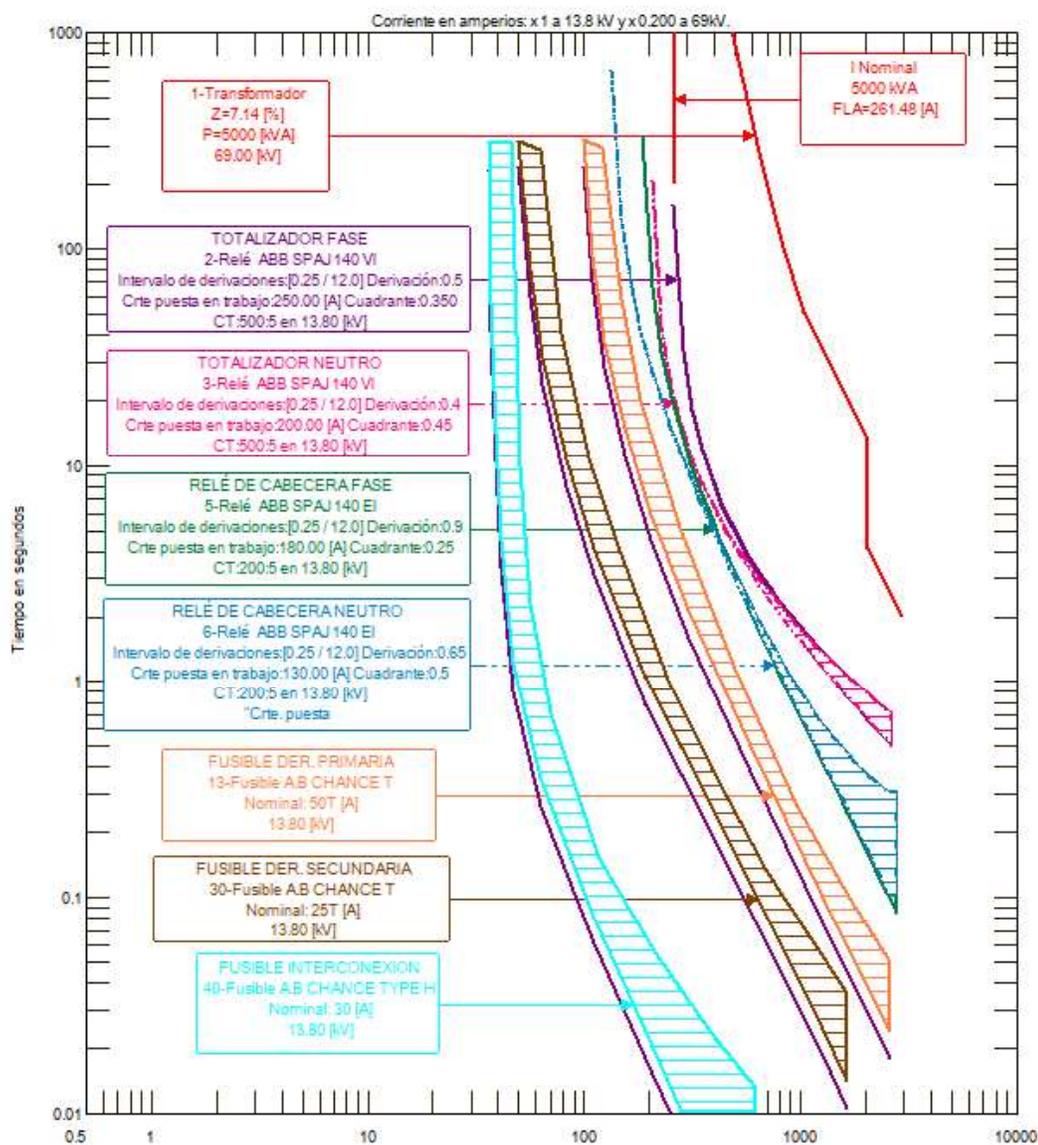


Figura 4.13. Curvas características de protección para la alternativa No. 1

De lo anterior se constata la operación coordinada de los elementos de protección, pero surge un inconveniente práctico, que es la falta de selectividad ante fallas en derivación secundaria y primaria, puesto que primero saldrá de operación la central antes de perder el fusible destinado a la protección de la derivación. Es cierto que se debe procurar no alimentar a la falla, pero debido al aporte reducido a la corriente de cortocircuito por parte de la central, para este caso la primera protección que debe operar es el fusible de derivación para posteriormente sacar de servicio a la central como un respaldo de persistir la falla.

De acuerdo con el estudio de cortocircuitos ejecutado para el alimentador H4 se determina que el valor de corriente de cortocircuito tipo en la derivación secundaria más cercana al nodo MTA_S_302490 es de 1200 A, donde el aporte de la subestación es de 1072 A y de la Microcentral Cotacachi es de 128 A.

La representación de la ocurrencia de la falla y los valores de corriente de cortocircuito se presentan en la Figura 4.14 con el diagrama unifilar de la alternativa 1 de protección, posteriormente con dicha información en el módulo CYMTCC se realiza el análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante la ocurrencia de dicho cortocircuito.

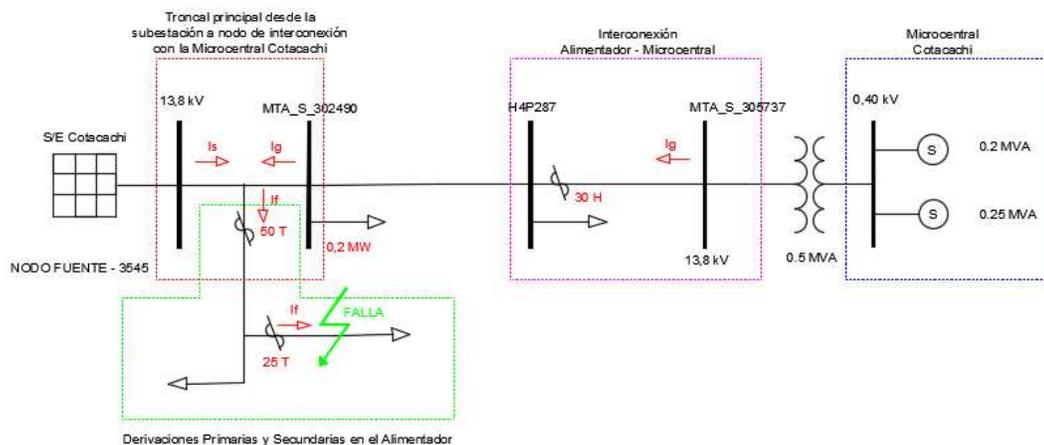


Figura 4.14. Representación del cortocircuito en la derivación más cercana al nodo MTA_S_302490

Como se mencionó anteriormente la finalidad de esta alternativa es la coordinación del fusible de interconexión con los fusibles determinados para derivaciones, para determinar el cumplimiento del objetivo de esta alternativa, en la Figura 4.15 se muestran las curvas de protección asociadas a los dispositivos de protección y su respuesta ante el cortocircuito presentado en la Figura 4.14.

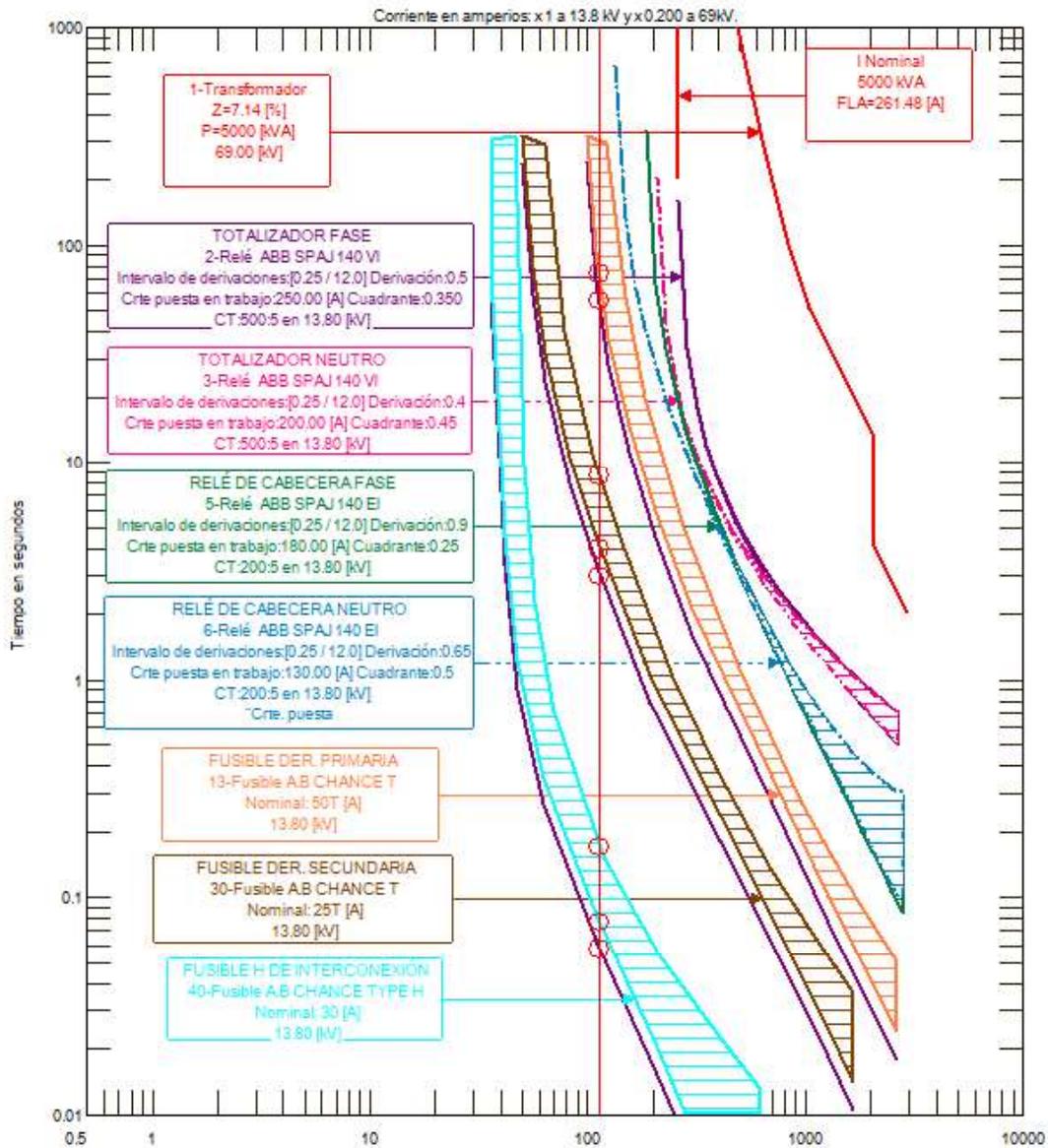


Figura 4.15. Respuesta del dispositivo de protección de la interconexión (Fusible 30H) ante cortocircuito en la derivación más cercana al nodo MTA_S_302490

En la figura anterior la línea roja representa el valor de corriente de cortocircuito de aporte de la Microcentral Cotacachi, que para este caso es de 128 A, por ello que los tiempos de operación de los fusibles tipo T son muy elevados (se descartan dichos tiempos de actuación debido a que el valor que reflejan estos dispositivos es más elevado y responde a 1200 A). El tiempo de operación de la curva de coordinación del fusible 30 H dispuesto en el nodo de interconexión es de 0.0576 s, ante la ocurrencia de un cortocircuito de 1578 A registrados en el punto de falla.

La Figura 4.16 presenta las curvas de protección seleccionadas y su respuesta ante el cortocircuito en la derivación más cercana, específicamente se analizan los tiempos de operación para los fusibles tipo T.

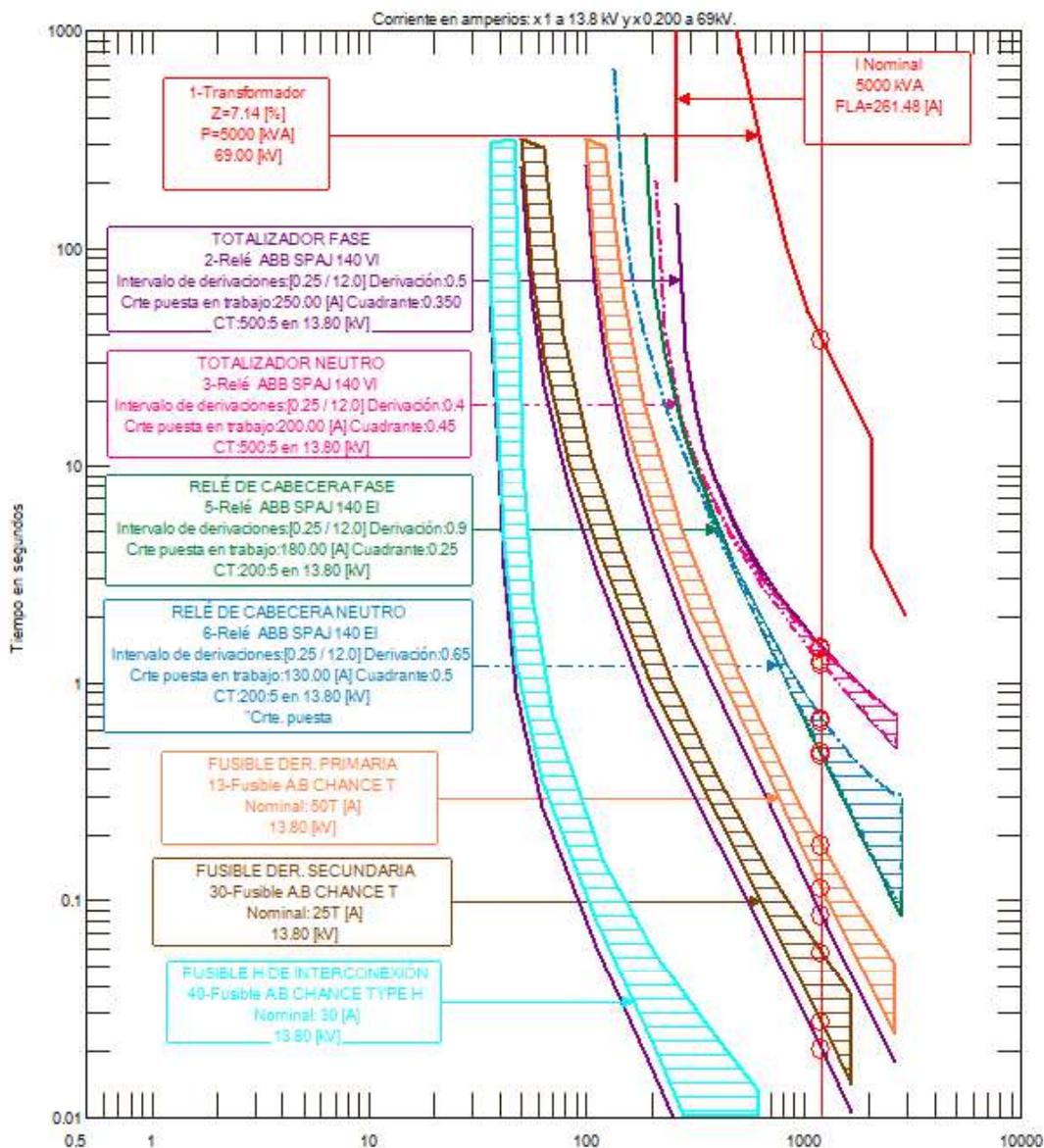


Figura 4.16. Respuesta de los dispositivos de protección de derivaciones (Fusible 25T y Fusible 50T) ante cortocircuito en la derivación secundaria mas cercana al nodo MTA_S_302490

En cuanto al fusible 25 T para derivación secundaria, que es la protección principal que debe actuar ante la ocurrencia de esta falla, su tiempo de operación es de 0.0204 s.

Mientras que la protección de respaldo que corresponde al fusible 50 T, su tiempo de operación es de 0.0849 s.

La Tabla 4.5 presenta el resumen de los tiempos de operación de las protecciones seleccionadas ante el cortocircuito tipo para esta alternativa de protección.

Tabla 4.5. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H4 ante cortocircuitos tipo para la alternativa 1 de protección

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección			
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria	Fusible Interconexión Microcentral	Relé Cabecera Fase
[A]			25 T	50 T	30 H	51
1578	Coordinación	[s]	0.0204	0.0849	0.0437	0,4604
	Mínimo	[s]	0.0272	0.1132	0.0582	-
	Máximo	[s]	0.0567	0.1777	0.1295	-
	Auxiliar	[s]	-	-	-	0.6605

En primer lugar, se constatan que los tiempos de operación de las protecciones son correctos, puesto que para la protección 25 T de derivación secundaria el tiempo máximo de operación es de 0.0567 s, que es menor al 75% del tiempo mínimo de operación del fusible 50 T de derivación primaria que es 0.0849 (tiempo de coordinación). De igual manera el delta de tiempo de coordinación entre el relé de cabecera y el fusible de derivación primaria es 0.2834, que es mayor al tiempo de 0.120 s recomendado por la norma IEEE Std 242-2001 [18].

De la tabla anterior se verifica la razón por la que esta alternativa no resulta práctica en la operación del alimentador, puesto que ante una falla en una derivación secundaria cuyo rango de corriente de cortocircuito en este alimentador es de 720 A – 1645 A, la protección principal (25 T) opera correctamente en un tiempo de 0.0204 s mientras que la protección de respaldo que es el fusible de derivación primaria (50 T) opera a los 0.0849 s, tiempo mayor al que refleja la operación del fusible de la interconexión de la Microcentral Cotacachi que es 0.0576 s; es decir, ante una condición de no operación de la protección primaria, la generación saldría de servicio antes de la operación de la protección de respaldo.

Por dichas razones, se descarta esta alternativa de protección del alimentador primario y la interconexión con la Microcentral Cotacachi pese a que existe coordinación de las curvas características de los dispositivos de protección seleccionados.

4.4.1.2 Fusible tipo T en el inicio de la línea de interconexión con Fusible tipo T en el lado de alto voltaje del transformador

Debido al hecho de que la alternativa 1 de coordinación del fusible de interconexión con los fusibles de derivaciones no haya sido factible debido a los inconvenientes prácticos y operativos, se plantea una segunda alternativa de protección que contempla al fusible de interconexión como protección principal de fallas en el recorrido de interconexión y aguas abajo de su fusible. Del mismo modo, se plantea la selección de una protección principal adicional aguas abajo del fusible de interconexión, que es el fusible en el lado de alto voltaje del transformador de potencia de la Microcentral Cotacachi, dicho dispositivo protegerá al transformador en todo el rango de cortocircuitos en la zona de instalación. En la Figura 4.17 se presenta el diagrama unifilar para esta alternativa de protección, con el fin de esquematizar el sistema de distribución del alimentador y la generación distribuida, y referenciar gráficamente la ubicación de los dispositivos de protección.

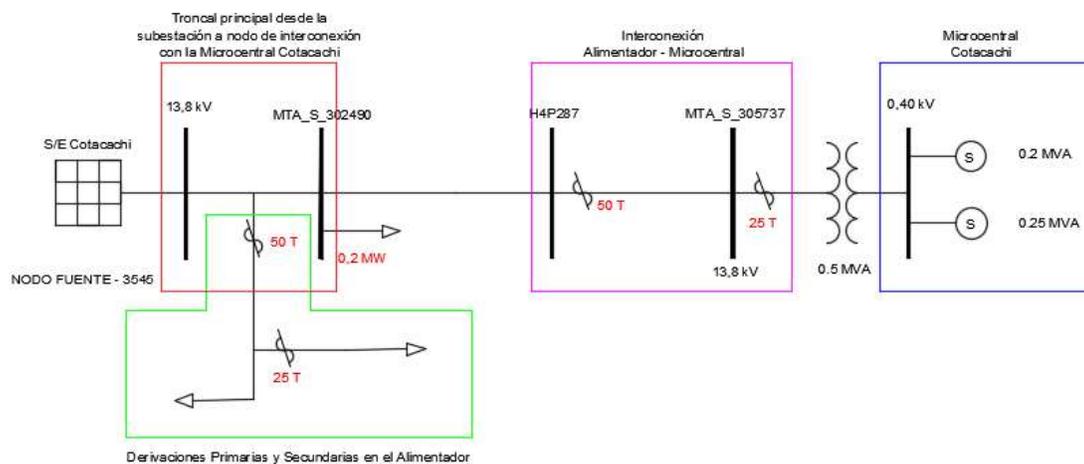


Figura 4.17. Diagrama unifilar representativo de la alternativa No.2 de protección

Anteriormente, se hizo referencia que para la protección de transformadores se usarían fusibles tipo SF, el caso del transformador de potencia de la microcentral es de otro carácter puesto que es un equipo de mayor potencia respecto a los transformadores de distribución.

La Tabla 4.6 presenta la selección de fusibles para la protección de transformadores trifásicos de potencias elevadas, dicha tabla e información ha sido facilitada por EMELNORTE [15].

Tabla 4.6. Fusibles para protección de transformadores trifásicos [15]

Potencia Transformador [kVA]	Voltaje Pico Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Fusibles de protección			
			Tipo H	Tipo K	Tipo T	Tipo SF
350	13,8	15,31	50*	25*	15*	10.4
400	13,8	17,50	60*	25*	20*	10.4
500	13,8	21,87	75*	30*	25*	14
600	13,8	26,24	85*	40*	25*	14

Los valores con observación (*) en la tabla anterior representan fusibles que no garantizan la protección del transformador ante corrientes de sobrecarga, si bien es cierto es una condición de consideración, es importante comprender que la protección integral del transformador la deben hacer los equipos dispuestos internamente en la central; sin embargo, los fusibles propuestos sí protegen al transformador ante todo el rango de corrientes de cortocircuito.

Dicha condición de sobrecarga es protegida solamente por los fusibles tipo SF, pero para este caso debido a la potencia elevada del transformador, no coordinaría con el fusible tipo T dispuesto aguas arriba para protección de la línea de interconexión y el alimentador primario como tal.

Por lo expuesto anteriormente, el fusible que mejor se adapta para la protección del transformador de potencia de la Microcentral Cotacachi es el fusible tipo T (25T), este fusible es presentado en su zona de protección con la curva de operación nominal, magnetización y daño del transformador para corroborar su operación.

La Figura 4.18 muestra la selección de un fusible tipo 25T a disponerse en el lado de alto voltaje (13,8 kV) del transformador de potencia (500 kVA) de la Microcentral Cotacachi (450 kVA).

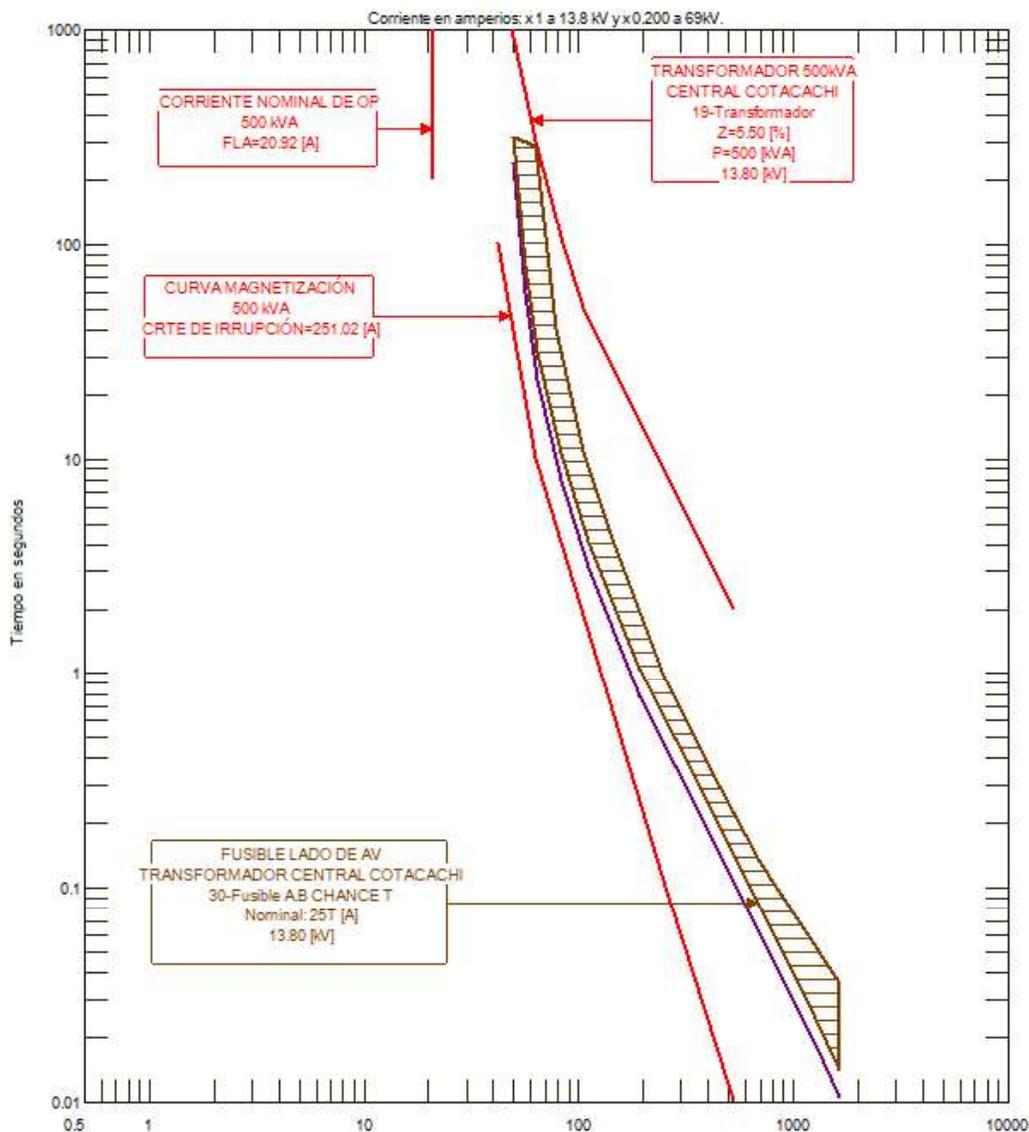


Figura 4.18. Protección con fusible en el lado de alto voltaje del transformador de la Microcentral Cotacachi

Con lo ilustrado en la Figura 4.18 que el fusible 25 T sí protege al transformador de la Microcentral Cotacachi ante cortocircuitos dejando el rango de corrientes de sobrecarga a las protecciones internas de la central de generación distribuida. Es importante señalar que la consideración del fusible tipo T en el nodo de la interconexión es que éste sea de igual o mayor capacidad de los fusibles de derivación primaria, para garantizar la selectividad de las protecciones.

Una vez establecido el fusible para el lado de alto voltaje (13,8 kV) del transformador de potencia de la microcentral y determinar que es un 25T; y conociendo que, para la

protección de la interconexión de con el alimentador primario se instalará un fusible tipo 50T, en base a las tablas EEI – NEMA presentada en el capítulo 3 de este estudio, se determina el valor de corriente de cortocircuito máxima admitida para la coordinación entre fusibles tipo T, que es de 2500 A.

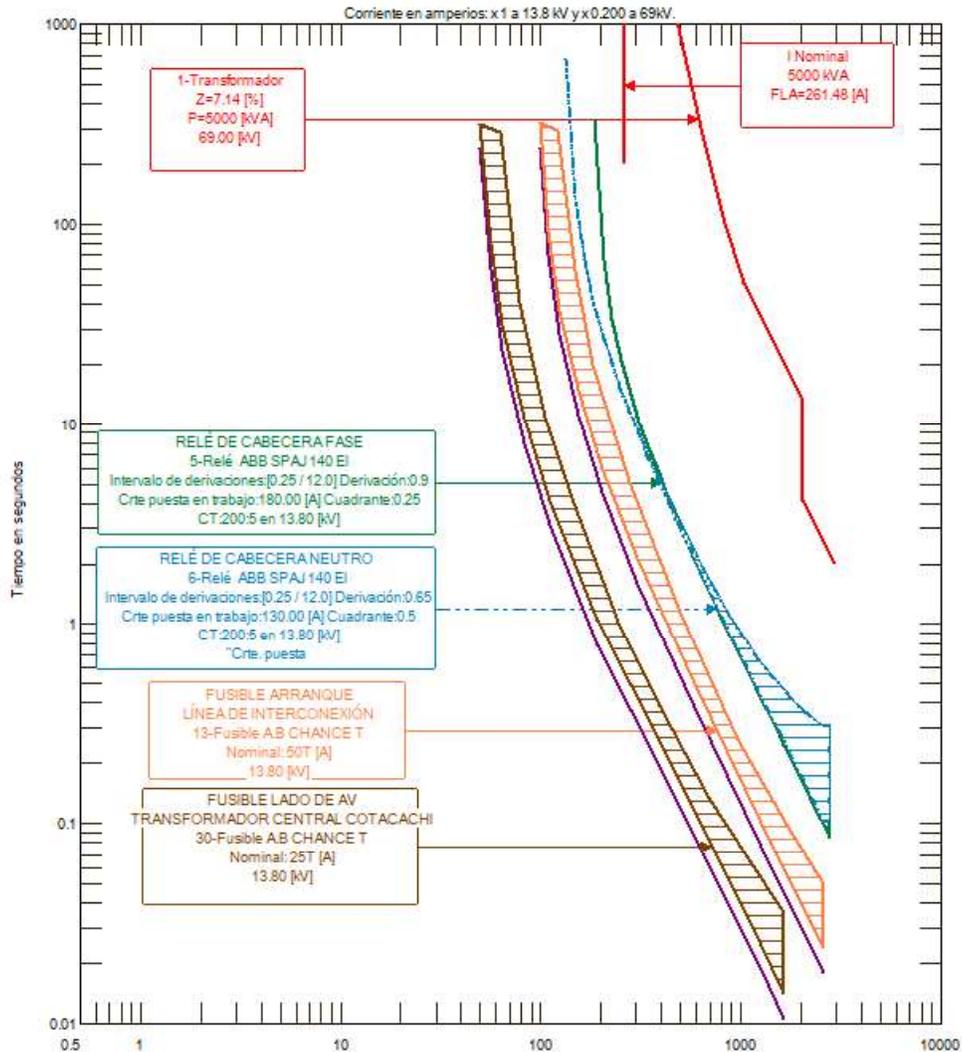


Figura 4.19. Curvas características de protección para la alternativa No. 2 de protección

La Figura 4.19 presenta la coordinación en cascada de las protecciones dispuestas en la línea de interconexión de la Microcentral Cotacachi con el alimentador primario H4. En donde se concluye que la protección en el lado de 13,8 kV del transformador de potencia de la GD (fusible 25 T) si coordina con el fusible 50T del nodo de inicio de la interconexión de la Microcentral Cotacachi con el troncal principal del alimentador primario H4.

Si bien es cierto, se ha procurado una correcta coordinación y operación de las protecciones seleccionadas por esta alternativa; sin embargo, el hecho de que la Microcentral Cotacachi sea de propiedad privada ajena a EMELNORTE, y por las restricciones que dicha condición demanda, así como también por el hecho de que la prioridad operativa para la empresa distribuidora la tiene explícitamente el sistema de distribución del alimentador; no es recomendable la alternativa de protección con dos fusibles en la interconexión por la imposibilidad de intervención de EMELNORTE en el lado de 13,8 kV del transformador de potencia de la GD.

En tal virtud, en la Figura 4.20 se presenta la alternativa que considera solamente la disposición de un fusible 50T en el inicio de la interconexión, con ello la protección principal ante fallas en la línea de la microcentral Cotacachi será el fusible 50T dispuesto en el inicio; ante fallas en derivaciones este fusible no operará procurando mantener el abastecimiento de energía por parte de la central; y, ante fallas en troncal principal deberá salir de operación la central y la subestación.

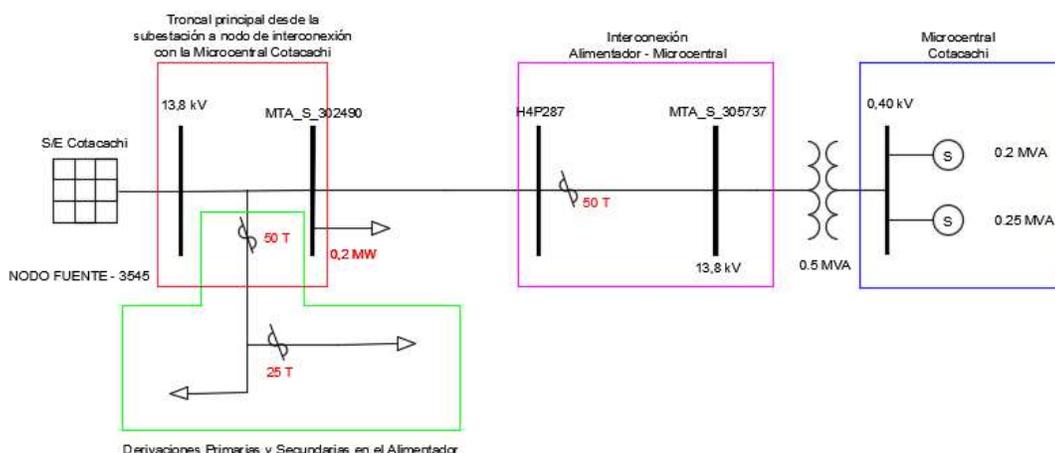


Figura 4.20. Diagrama unifilar representativo de la variante a la alternativa No.2 de protección

En el siguiente apartado se realizará el análisis de coordinación de protecciones con el objeto de determinar la validez y correcta operación de la alternativa seleccionada.

4.4.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN SELECCIONADAS

De lo expuesto anteriormente, en función de los requerimientos de operatividad del sistema se ha escogido la variante a la alternativa 2, en donde se descarta la protección con fusible en alto voltaje para el transformador de la generación distribuida, y solamente se propone la instalación de un fusible en el nodo de inicio de la línea de interconexión de la central

con el sistema del alimentador H4; esta protección se integrará a las protecciones seleccionadas por el estudio para el alimentador en condiciones normales de demanda máxima con el ingreso de generación, en función de la disposición de las zonas de corriente y de los valores máximo y mínimo de corrientes de cortocircuito presentados en la Figura 4.21 y la Tabla 4.7 respectivamente.

Tabla 4.7. Valores máximo y mínimo de corrientes de cortocircuito en el alimentador H1.

Corriente Máxima de Cortocircuito	Nombre nodo	Coord. X	Coord. Y	Poste	I ^{"k} LLL [kA]	I ^{"k} LLT [kA]	I ^{"k} LL [kA]	I ^{"k} LT [kA]	I _{cc} máx. [A]
Valor Mínimo	MTA_S_360238	804687,8	10033835,1	H4P4236	-	-	-	0,796	796,16
Valor Máximo	Fuente - 3545	803823,0	10029102,1	S/E Cotacachi	2,507	2,684	2,171	2,712	2712,1

El fusible 50T para configuración trifásica se instalará en el poste H4P287 que es el nodo de inicio de la línea de interconexión, como lo muestra la Figura 4.21.

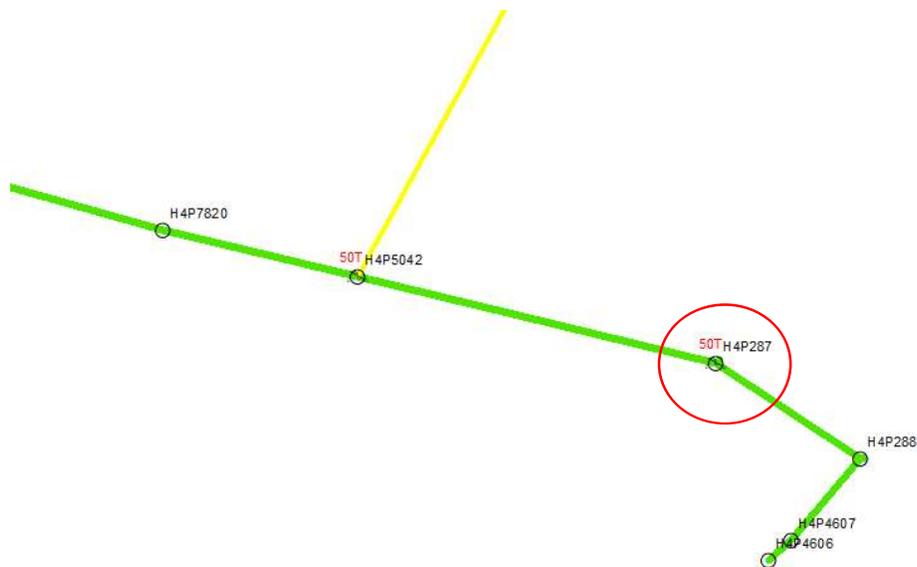
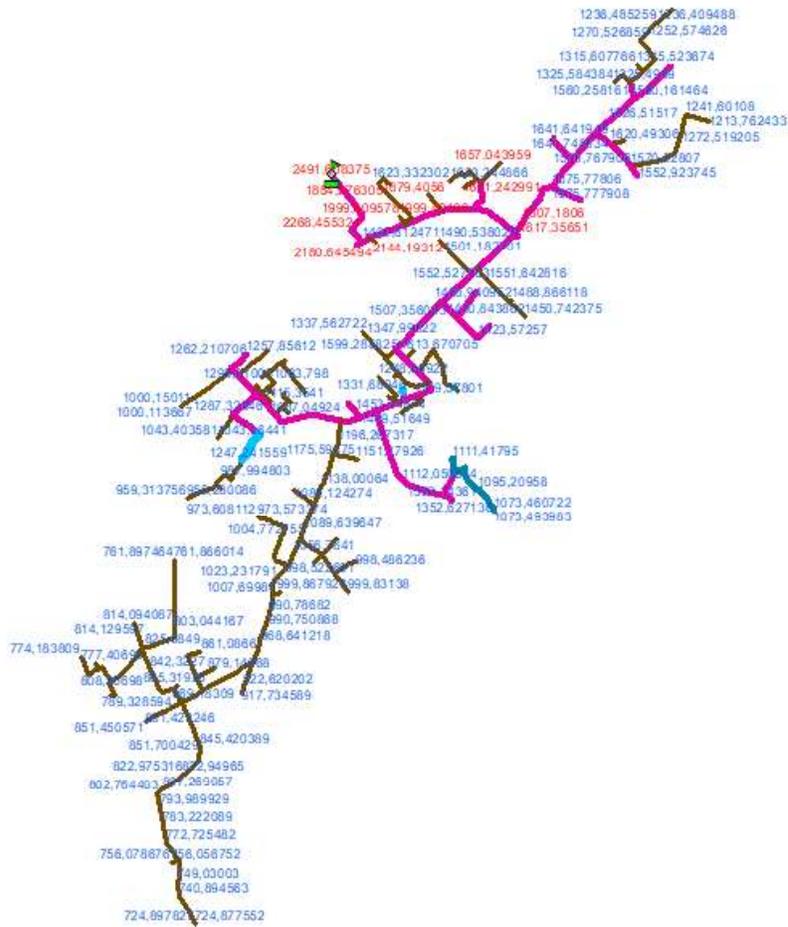


Figura 4.21. Disposición del fusible para protección del alimentador en el inicio de la línea de interconexión

Una vez identificado el nodo de interconexión de la generación distribuida con el alimentador H4, es importante identificar las zonas de corriente de cortocircuito en el recorrido del alimentador, tal como lo muestra la Figura 4.22.



Descripción	Color
Tramo Trifásico	█
Tramo Monofásico	█
Derivación Secundaria	█

Figura 4.22. Representación de los rangos de corriente de cortocircuito en la topología actual del alimentador

El fusible 50T escogido es de la misma capacidad que el fusible para protección de derivaciones primarias, por lo que en la Figura 4.23 en donde se representa las curvas características de protección para el alimentador H4 estas curvas se sobreponen; sin embargo, su operación no es idéntica o en el mismo tiempo, por ello la Tabla 4.8 presenta los tiempos de operación de los dispositivos seleccionados y su respectivo análisis de verificación.

La protección en el nodo de inicio de la línea de la Microcentral Cotacachi es independiente de las protecciones en las derivaciones, siendo así, es una protección que sirve para aislar al sistema ante fallas en la línea de interconexión o en los elementos que se encuentren en ella dispuestos.

Las curvas características de los dispositivos de protección seleccionados como alternativa definitiva para la operación del alimentador H4 juntamente con la generación distribuida, son presentadas en la Figura 4.23, adicionalmente en el Anexo B (Figura B.4) se presentan de manera amplia para su correcta visualización.

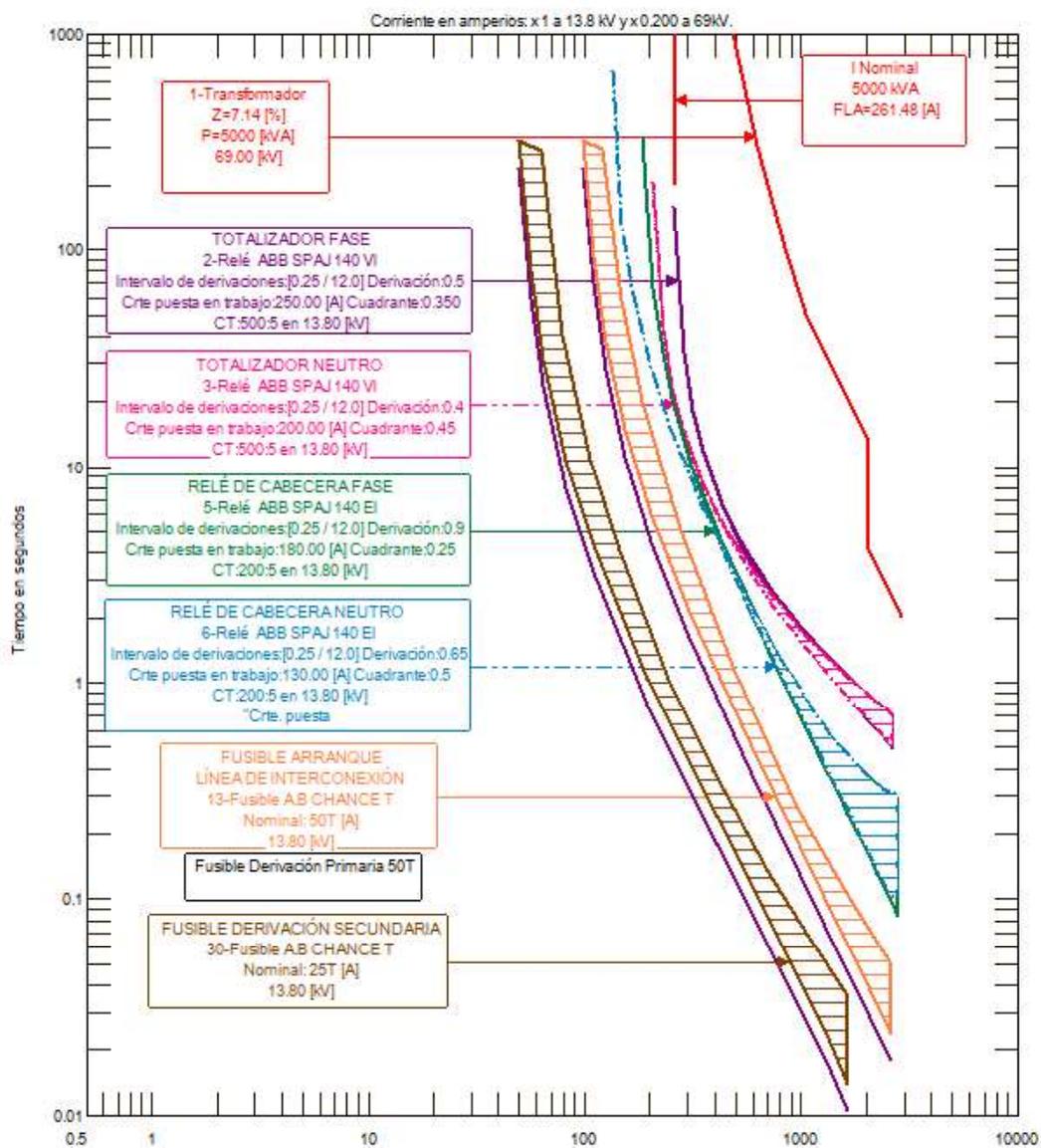


Figura 4.23. Curvas características de protección del Alimentador H4 con GD

A continuación, se presenta el análisis de los tiempos de operación de los dispositivos de protección seleccionados ante cortocircuitos tipo. Para efecto de este análisis, el valor de cortocircuito tipo es de 2000 A en derivaciones primarias y 1200 A en derivaciones secundarias. Estos valores han sido seleccionados en función del análisis de las corrientes de cortocircuito simuladas en CYMDIST y de los rangos de corriente de cortocircuito para los cuales existe coordinación y sobre los cuales se establecieron los fusibles para derivaciones.

Para analizar la operación de las protecciones ante la ocurrencia de un cortocircuito en derivación secundaria, se toma 1200 A como valor tipo o referencial de corriente de falla, en la Figura 4.24 se presenta esquematiza la ocurrencia de un cortocircuito en derivación secundaria, mediante un diagrama unifilar representativo.

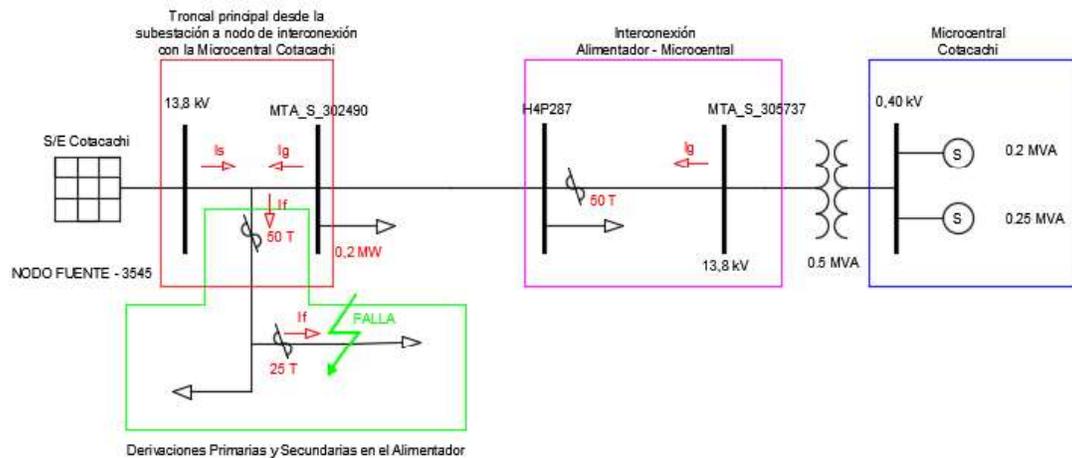


Figura 4.24. Representación del cortocircuito en una derivación secundaria

De la figura anterior se destaca el hecho de que la protección dispuesta en el nodo de inicio de la interconexión pese a ser de la misma capacidad de los fusibles de derivaciones primarias, no verá las fallas que puedan ocurrirse en ellas.

Así también es importante mencionar que el valor de 1200 A escogido como corriente cortocircuito tipo, es para efecto de verificación; en operación real, de acuerdo con la filosofía propuesta, los valores de corriente de cortocircuito en derivaciones secundarias, oscilará en el rango de 720 A hasta 1645.

En la Figura 4.25 se presentan las curvas características de protección en respuesta a la ocurrencia de un cortocircuito en derivación secundaria.

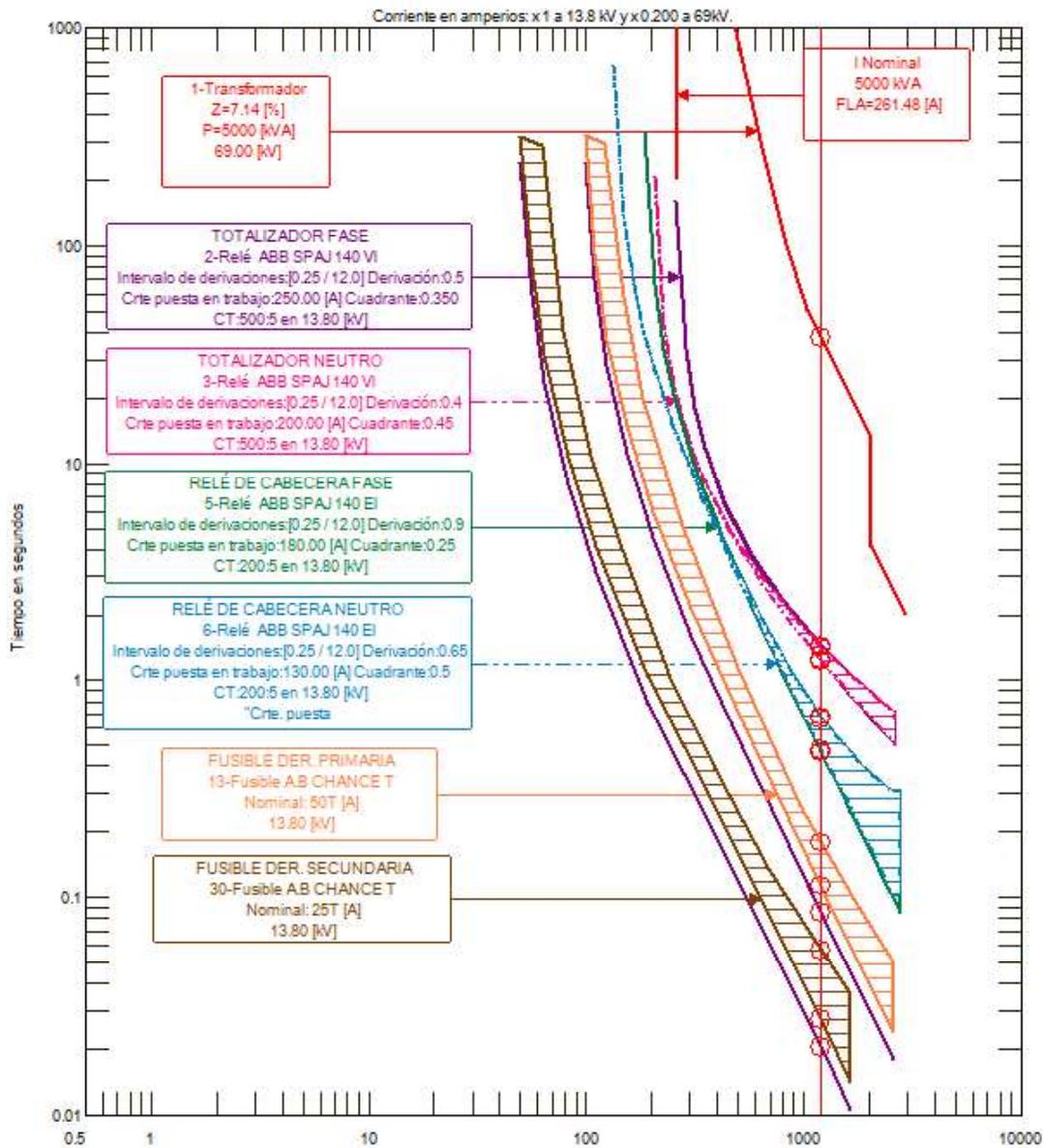


Figura 4.25. Respuesta de los dispositivos de protección de derivaciones (Fusible 25T y Fusible 50T) ante cortocircuito en derivación secundaria.

Para efecto de visualización de los rangos de corriente en derivaciones se han truncado las curvas características de protección. La línea roja representa el valor de corriente de cortocircuito tipo (1200 A) para verificación de la respuesta en tiempo de los dispositivos de protección.

En la Tabla 4.8 se extraen los tiempos de operación de los dispositivos de protección con el fin de verificar el cumplimiento de recomendaciones de los estándares internacionales.

Tabla 4.8. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H4 ante cortocircuitos tipo en derivaciones secundarias

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección			
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria	Relé Cabecera Neutro	Relé Cabecera Fase
[A]		[s]	25 T	50 T	51 N	51
1200	Coordinación	[s]	0,0204	0,0849	0,475	0,4604
	Mínimo	[s]	0,0272	0,1132	-	-
	Máximo	[s]	0,0567	0,177	-	-
	Auxiliar	[s]	-	-	0,6753	0,6605

De la Tabla 4.8 se constata que los tiempos de operación de las protecciones son correctos, puesto que para la protección 25 T de derivación secundaria el tiempo máximo de operación es de 0.0567 s, que es menor al 75% del tiempo mínimo de operación del fusible 50 T de derivación primaria que es 0.0849 (tiempo de coordinación). De igual manera el delta de tiempo de coordinación entre el relé de cabecera y el fusible de derivación primaria es 0.298, que es mayor al tiempo de 0.120 s recomendado por la norma IEEE Std 242-2001.

De ocurrir una falla en la línea de interconexión, cuyo valor de corriente de cortocircuito tipo es 1500 A (de acuerdo con lo analizado tras la simulación de cortocircuitos en CYMDIST), se presenta en la Figura 4.26 el diagrama unifilar que esquematiza dicha falla.

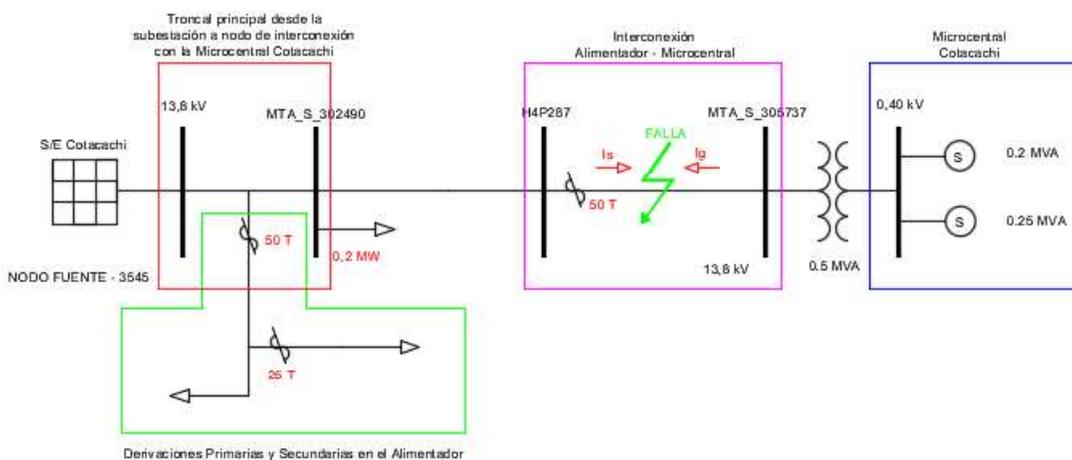


Figura 4.26. Representación del cortocircuito en la línea de interconexión de la Microcentral Cotacachi con el alimentador H4.

Como se propuso anteriormente, cada fusible tiene independencia y el caso del fusible en el nodo de inicio de la línea de interconexión no es la excepción. Del estudio de cortocircuito se determinó que la corriente máxima de cortocircuito en el nodo más cercano a la generación (MTA_S_305737) es de aproximadamente 1466 A. Luego de haber determinado los tiempos de operación para los fusibles de derivaciones, a continuación, en la Figura 4.27 se presenta la respuesta del fusible de la interconexión ante la falla máxima esperada en la línea de medio voltaje que conecta los dos sistemas; en la Tabla 4.9 se detallan los tiempos de respuesta de los dispositivos de protección seleccionados.

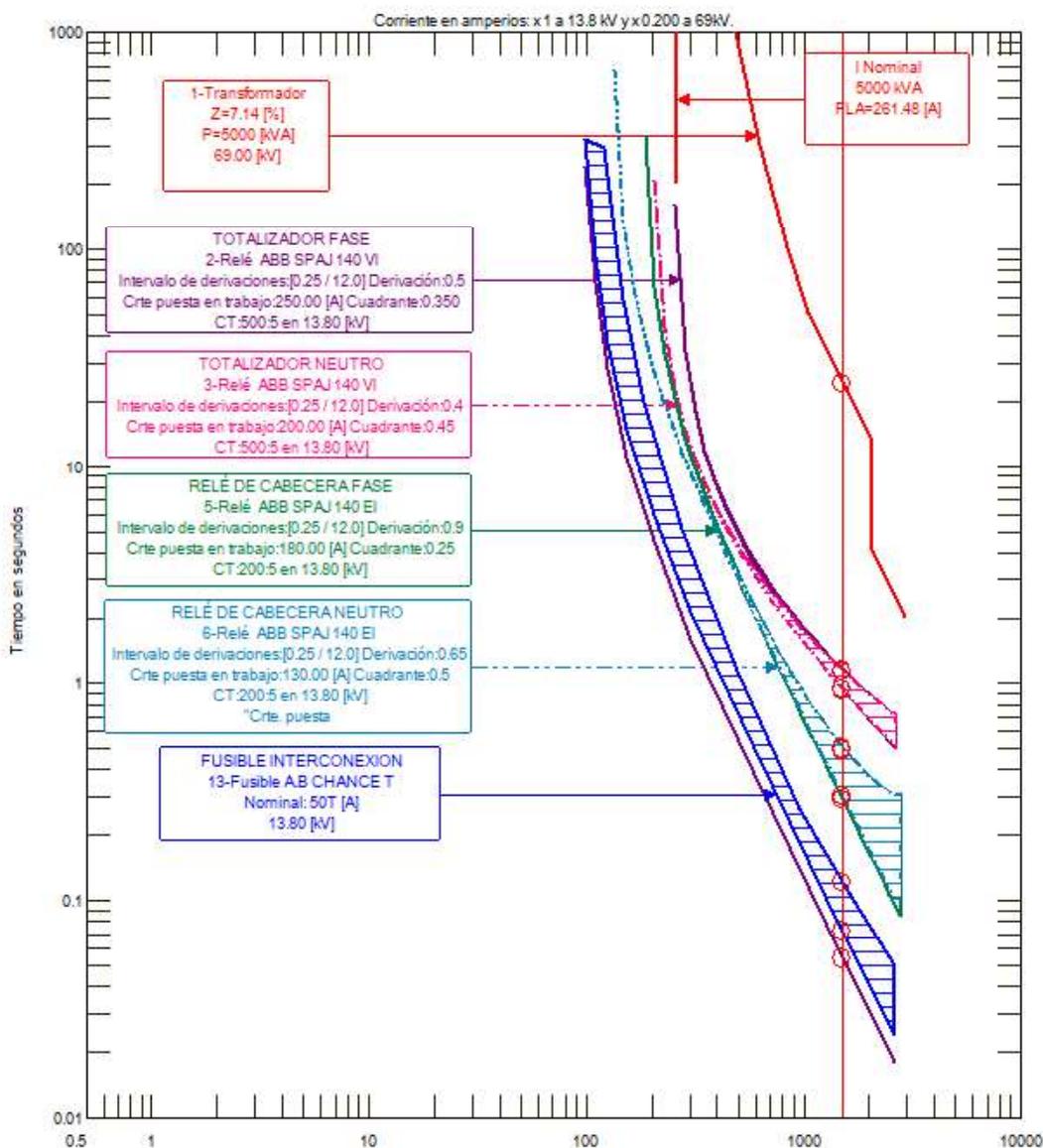


Figura 4.27. Curvas características de protección de los dispositivos seleccionados en la línea de interconexión de la Microcentral Cotacachi

Tabla 4.9. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H4 ante cortocircuitos tipo en línea de interconexión

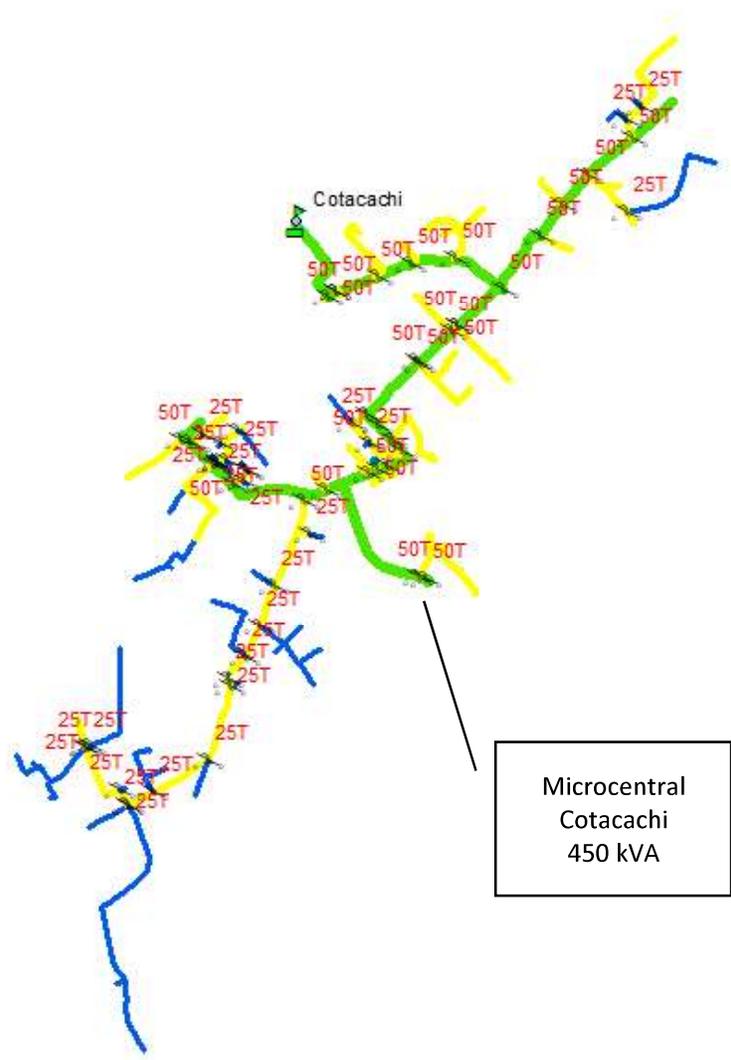
Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección		
			Fusible Inicio Interconexión	Relé Cabecera Neutro	Relé Cabecera Fase
			50 T	51 N	51
1500	Coordinación	[s]	0,0565	0,317	0,3061
	Mínimo	[s]	0,0753	-	-
	Máximo	[s]	0,1258	-	-
	Auxiliar	[s]	-	0,5171	0,5064

Del análisis de verificación se tiene que, la protección principal (Fusible 50T dispuesto en la interconexión) opera en un tiempo de coordinación de 0,0565 s, mientras que su tiempo de operación máximo es 0,1258 s. El relé de cabecera del alimentador H4 de fase opera en un tiempo de 0,3061 en su curva de coordinación; por lo tanto, el delta de coordinación entre el fusible y el relé es de 0,1803 s, cumpliendo con lo recomendado por el IEEE Std. 242-2001 que especifica un delta de coordinación de 0,120 s para estos dispositivos de protección.

De esta manera, se verifica la correcta selección de la alternativa 2 de protección que especifica la disposición de un fusible 50 T en el nodo de inicio de la línea de interconexión de la Microcentral Cotacachi con el alimentador primario H4; condición que garantiza la operación de las protecciones en tiempos adecuados, proporcionando operatividad al alimentador debido al hecho de aislar su sistema de distribución ante la ocurrencia de una falla en la generación distribuida.

4.4.3 DEFINICIÓN Y UBICACIÓN DE FUSIBLES EN LA RED DEL ALIMENTADOR

La ubicación de los fusibles en derivaciones primarias y secundarias así como el fusible en el nodo de inicio de la línea para la Microcentral Cotacachi se presenta en la Figura 4.28. Es importante destacar que se ha procurado la selectividad de todos los ramales que salen de la troncal principal, de manera que las fallas sean despejadas por su elemento de protección principal. En zonas alejadas a la subestación y en donde el aporte de la central es menor, situación que provoca que el rango de corriente disminuya, se ha procurado realizar derivaciones secundarias en todos los ramales que salen de una derivación primaria.



Microcentral
Cotacachi
450 kVA

Descripción	Color
Troncal Principal	Verde
Derivación Primaria	Amarillo
Derivación Secundaria	Azul

Figura 4.28. Topología coordinada del alimentador H4

El tipo y la ubicación de los fusibles propuestos para las derivaciones en el alimentador primario H4 son presentados en la Tabla 4.10. De igual forma, en el Anexo A (Tabla A.4) se presentan los fusibles dispuestos para los transformadores de distribución y la topología coordinada de manera amplia en el Anexo C (Figura C.4)

Tabla 4.10. Diferenciación y ubicación de fusibles en el Alimentador H4

No.	Tipo Fusible	Derivación	Configuración de Red	Coordenada X	Coordenada Y
1	50T	Primaria	Trifásica	804872,35	10033408,43
2	50T	Primaria	Trifásica	804915,00	10033432,31
3	50T	Primaria	Monofásica	804915,00	10033432,31
4	50T	Primaria	Monofásica	805152,24	10033521,46
5	50T	Primaria	Monofásica	805337,43	10033594,25
6	50T	Primaria	Trifásica	805594,94	10033619,38
7	50T	Primaria	Trifásica	805864,24	10033446,34
8	50T	Primaria	Trifásica	806074,52	10033752,13
9	50T	Primaria	Trifásica	806207,60	10033923,68
10	50T	Primaria	Trifásica	806346,26	10034095,54
11	50T	Primaria	Trifásica	806598,70	10034308,53
12	50T	Primaria	Monofásica	805605,52	10033231,79
13	50T	Primaria	Monofásica	805605,52	10033231,79
14	50T	Primaria	Monofásica	805572,91	10033199,90
15	50T	Primaria	Monofásica	805378,74	10033030,29
16	50T	Primaria	Trifásica	805397,73	10033009,48
17	50T	Primaria	Monofásica	805089,13	10032729,69
18	50T	Primaria	Monofásica	805154,26	10032665,61
19	50T	Primaria	Monofásica	805235,74	10032586,09
20	50T	Primaria	Monofásica	805290,12	10032524,23
21	50T	Primaria	Monofásica	805202,86	10032434,14
22	50T	Primaria	Trifásica	805149,70	10032414,99
23	50T	Primaria	Monofásica	805096,45	10032396,06
24	50T	Primaria	Trifásica	805385,02	10031808,73
25	50T	Primaria	Trifásica	804862,54	10032302,11
26	50T	Primaria	Monofásica	804735,56	10032236,76
27	50T	Primaria	Monofásica	804335,38	10032328,32
28	50T	Primaria	Monofásica	804234,74	10032450,20
29	50T	Primaria	Monofásica	804083,47	10032574,41
30	50T	Primaria	Monofásica	804032,60	10032585,80
31	50T	Primaria	Trifásica	804204,93	10032451,27
32	50T	Primaria	Trifásica	805428,50	10031798,21
33	25T	Secundaria	Monofásica	806572,95	10033889,65
34	25T	Secundaria	Monofásica	806570,94	10034409,70
35	25T	Secundaria	Monofásica	806656,46	10034485,56
36	25T	Secundaria	Monofásica	805011,13	10032683,23
37	25T	Secundaria	Monofásica	805111,21	10032567,19
38	25T	Secundaria	Monofásica	804760,25	10032052,88
39	25T	Secundaria	Monofásica	804568,70	10031756,29
40	25T	Secundaria	Monofásica	803515,07	10030843,74

No.	Tipo Fusible	Derivación	Configuración de Red	Coordenada X	Coordenada Y
41	25T	Secundaria	Monofásica	803484,47	10030830,76
42	25T	Secundaria	Monofásica	803490,15	10030825,15
43	25T	Secundaria	Monofásica	803681,08	10030586,27
44	25T	Secundaria	Monofásica	803736,44	10030491,07
45	25T	Secundaria	Monofásica	803728,75	10030500,25
46	25T	Secundaria	Monofásica	803869,39	10030576,01
47	25T	Secundaria	Monofásica	804190,11	10030759,47
48	25T	Secundaria	Monofásica	804310,88	10031173,15
49	25T	Secundaria	Monofásica	804306,72	10031221,91
50	25T	Secundaria	Monofásica	804397,72	10031347,06
51	25T	Secundaria	Monofásica	804479,47	10031527,11
52	25T	Secundaria	Monofásica	804383,64	10032353,86
53	25T	Secundaria	Monofásica	804416,61	10032404,82
54	25T	Secundaria	Monofásica	804398,00	10032414,54
55	25T	Secundaria	Monofásica	804242,31	10032456,86
56	25T	Secundaria	Monofásica	804242,31	10032456,86
57	25T	Secundaria	Monofásica	804290,50	10032468,80
58	25T	Secundaria	Monofásica	804263,81	10032567,07
59	25T	Secundaria	Monofásica	804352,84	10032634,37
60	25T	Secundaria	Monofásica	804156,75	10032618,99

4.4.4 VERIFICACIONES

A continuación, se presentan las verificaciones que han tenido lugar en el alimentador H4 para poder determinar la correcta operación de las protecciones seleccionadas.

- **Corrientes de Carga Fría**

La Tabla 4.11 muestra los valores reales medidos a la salida y reingreso del alimentador H4 tras una desconexión prolongada.

Tabla 4.11. Valores de corriente a la salida y reconexión del Alimentador H4

Alimentador	Escenario	Corrientes de Fase		
		la	lb	lc
		[A]	[A]	[A]
H4	Salida	16,27	14,97	13,58
	Ingreso	21,85	11,73	11,87
	Factor I _{Carga Fría}	1,34	0,78	0,87

El valor máximo del factor de corriente de carga fría es 1,34 y ocurre en la fase A, por considerar un margen más amplio se considerará para el Alimentador H4, un factor de carga fría de 1,5 (Factor I_{Carga Fría} = 1,5).

En tal virtud, en la Tabla 4.12 se presenta el análisis realizado mediante CYMDIST para determinar las corrientes y los voltajes de nodo del sistema, así como el resultado de multiplicar los valores de corriente de operación por la consideración por corriente de carga fría.

Tabla 4.12. Verificación por corrientes de carga fría del alimentador H4

Tipo Fusible	Derivación	Nombre Nodo	Coordenada X	Coordenada Y	V [p.u.]	I _{MAX} [A]	Fase de Corriente Máxima en Derivación	Corriente Carga Fría [A]
50T	Primaria	MTA_S_302524	804872,35	10033408,43	1,010	0,009	C	0,013
50T	Primaria	MTA_S_302927	804915,00	10033432,31	0,999	1,3	A	1,947
50T	Primaria	MTA_S_302927	804915,00	10033432,31	1,004	0,3	A	0,377
50T	Primaria	MTA_S_302773	805152,24	10033521,46	1,008	6,5	C	9,729
50T	Primaria	MTA_S_302744	805337,43	10033594,25	1,007	1,6	C	2,452
50T	Primaria	MTA_S_302747	805594,94	10033619,38	1,001	3,6	C	5,436
50T	Primaria	MTA_S_302512	805864,24	10033446,34	1,001	0,06	C	0,084
50T	Primaria	MTA_S_424467	806074,52	10033752,13	1,000	0,02	C	0,024
50T	Primaria	MTA_S_302508	806207,60	10033923,68	1,000	0,1	A	0,096
50T	Primaria	MTA_S_302506	806346,26	10034095,54	1,000	1,4	A	2,106
50T	Primaria	MTA_S_302668	806598,70	10034308,53	1,000	0,1	A	0,127
50T	Primaria	MTA_S_515729	805605,52	10033231,79	0,996	0,00	A	0,000
50T	Primaria	MTA_S_515732	805605,52	10033231,79	0,996	5,6	A	8,404
50T	Primaria	MTA_S_302530	805572,91	10033199,90	0,996	0,9	A	1,346
50T	Primaria	MTA_S_515714	805378,74	10033030,29	0,999	0,2	C	0,300
50T	Primaria	MTA_S_375720	805397,73	10033009,48	0,999	5,7	A	8,532
50T	Primaria	MTA_S_515699	805089,13	10032729,69	0,999	11,8	B	17,727
50T	Primaria	MTA_S_515697	805154,26	10032665,61	0,995	0,5	A	0,677
50T	Primaria	MTA_S_427133	805235,74	10032586,09	0,998	1,7	B	2,594
50T	Primaria	MTA_S_302496	805290,12	10032524,23	0,999	0,0003	B	0,000
50T	Primaria	MTA_S_302092	805202,86	10032434,14	0,995	3,1	A	4,614
50T	Primaria	MTA_S_302686	805149,70	10032414,99	0,998	0,01	A	0,021
50T	Primaria	MTA_S_302684	805096,45	10032396,06	1,000	3,2	C	4,872
50T	Primaria	MTA_S_437605	805385,02	10031808,73	0,998	0,2	C	0,239
50T	Primaria	MTA_S_302522	804862,54	10032302,11	0,997	0,003	A	0,004
50T	Primaria	MTA_S_302146	804735,56	10032236,76	0,998	33,0	C	49,538
50T	Primaria	MTA_S_302133	804335,38	10032328,32	0,996	17,2	B	25,746
50T	Primaria	MTA_S_302937	804234,74	10032450,20	0,998	5,6	C	8,462
50T	Primaria	MTA_S_302573	804083,47	10032574,41	0,998	3,0	C	4,501
50T	Primaria	MTA_S_302687	804032,60	10032585,80	0,992	15,7	A	23,525
50T	Primaria	MTA_S_302936	804204,93	10032451,27	0,996	4,0	A	6,028
50T	Interconexión	MTA_S_302494	805428,50	10031798,21	0,998	15,2	A	22,784

El máximo valor de corriente ocurre en la derivación primaria codificada como MTA_S_30214, dicho valor de corriente alcanza los 33 A. Para la verificación por corriente de carga fría, se tiene:

Sea:

$$Fusible \text{ Derivación Primaria} = 50 T$$

$$Corriente \text{ de fusión del fusible } (I_{f50T}) = 98,9 [A]$$

$$Factor_{CARGA FRÍA} = 1,5$$

Se tiene:

$$I_{CARGA FRÍA} = I_{DEMANDA MÁXIMA} \times Factor_{CARGA FRÍA}$$

$$I_{CARGA FRÍA} = 33 A \times 1,5$$

$$I_{CARGA FRÍA} = 49,54 A$$

Concluyendo, la corriente máxima esperada en derivaciones para la condición de carga fría es de 49,54 A, siendo la corriente de fusión del fusible seleccionado para derivaciones primarias 98,9 A, se verifica que, ante esta condición transitoria de régimen normal del sistema, la protección del conductor de las derivaciones (fusible 50T) no va a operar por carga fría.

- **Calibre de Conductor**

Tras el barrido completo al trazado del alimentador primario H4, se determinaron los mínimos calibres de conductor en derivaciones que se detallan en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13. Mínimo calibre de conductor en derivaciones del Alimentador H4

Derivaciones del Alimentador	Primaria	Secundaria
Mínimo Calibre en ACSR	2AWG	2AWG

De lo anterior se conoce que para el conductor de aluminio desnudo ACSR No. 2 AWG se tiene una capacidad de conducción de corriente de 180 A; además se han seleccionado fusibles 50T cuya corriente de fusión es de 98,9 A para protección del conductor en derivaciones primarias, en comparativa se tiene:

Donde:

$$I_N = \text{Capacidad máxima de conducción de corriente en } [A]$$

$I_{f-50T} = \text{Corriente de fusión del fusible } 50T$

$$I_{N-ACSR \text{ No. } 2 \text{ AWG}} = 180 \text{ A}$$

$$I_{f-50T} = 98,9 \text{ A}$$

$$I_{f-50T} < I_{N-ACSR \text{ No. } 2 \text{ AWG}}$$

Por lo que se concluye que los fusibles propuestos presentan una correcta operación en la protección de las derivaciones, puesto que, al encontrarse por debajo del valor de corriente nominal del conductor, operarán en todo su rango protegiendo al conductor contra sobrecorrientes.

- **Corriente de cortocircuito en demanda mínima**

Como se puede observar en la Tabla 4.6, el menor valor de corriente de cortocircuito en demanda máxima es 796,16 A (ubicado en el punto más remoto visto desde la subestación). Entonces:

$$I_{CCDmáx} = 796,16 \text{ A}$$

$$I_{CCDmin} = \frac{I_{CCDmáx}}{2} = 398,08 \text{ A}$$

La corriente de fusión del fusible debe ser menor al valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima; por lo tanto:

$$I_{CCDmin} = 398,08 \text{ A}$$

$$I_{f-50T} = 98,9 \text{ A}$$

$$I_{f-50T} < I_{CCDmin}$$

Por lo que se constata, la correcta operación del fusible 50T para derivaciones primarias, y consecuentemente la sensibilidad de los fusibles dispuestos en derivaciones aguas abajo.

Para efecto de verificación de la respuesta de los dispositivos de protección ante un cortocircuito en escenario de demanda mínima en el nodo más alejado de la subestación, se presenta en la Figura 4.29 el análisis de las curvas de características de protección seleccionadas y posteriormente se detallan los valores de tiempo de operación.

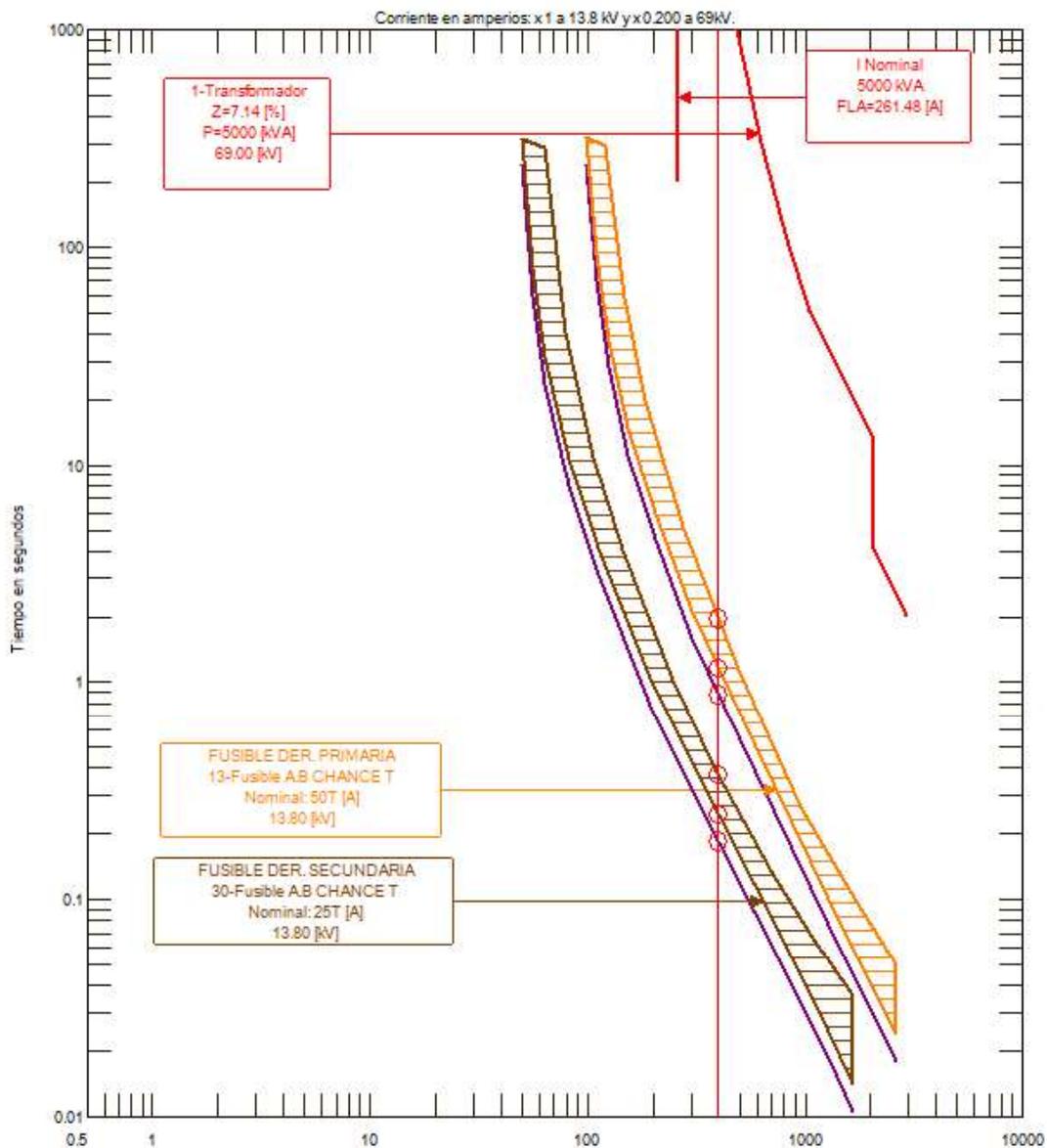


Figura 4.29 Representación del cortocircuito en demanda mínima en el nodo más alejado del alimentador H4 respecto a la subestación Cotacachi.

En la Figura 4.29, la línea roja representa el valor de corriente de cortocircuito en demanda mínima en el nodo más remoto visto desde la subestación, con el fin de verificar la sensibilidad de los dispositivos de protección, la Tabla 4.14 detalla los tiempos de operación de las protecciones en respuesta al valor de cortocircuito anteriormente mencionado.

Tabla 4.14. Tiempos de operación de las protecciones del alimentador H4 ante cortocircuitos en demanda mínima en el nodo más alejado a la subestación

Corriente Máxima de Cortocircuito Tipo [A]	Tiempos de Operación Protecciones		Equipos de Protección	
			Fusible Derivación Secundaria	Fusible Derivación Primaria
			25 T	50 T
356,53	Coordinación	[s]	0,1837	0,8674
	Mínimo	[s]	0,2449	1,1565
	Máximo	[s]	0,3697	1,9518
	Auxiliar	[s]	-	-

Nota: Los valores en donde no existe actuación de los dispositivos de protección son representados con “ - ”.

De ocurrir la falla en demanda mínima en el nodo más remoto del alimentador H4 visto desde la subestación Cotacachi, será en una derivación secundaria; la protección principal (Fusible 25 T) opera en un tiempo de 0,1837 s, mientras que la protección de respaldo (Fusible 50 T) opera en un tiempo de 0,8674 s. El incremento en el tiempo de operación ocurre por el valor reducido de la corriente de cortocircuito, sin embargo, al ser una condición anormal, las protecciones operarán correctamente y en un tiempo prudente como se ha verificado en la Tabla 4.14.

Por lo que se constata, la correcta operación del fusible 50T para derivaciones primarias, y consecuentemente la sensibilidad de este fusible ante fallas aguas abajo. Adicionalmente se verifica la correcta operación de los fusibles de derivaciones secundarias, que procuran la sensibilidad ante fallas en demanda mínima.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se realizó la coordinación de protecciones para cada alimentador primario de la subestación Cotacachi en base a la filosofía de protecciones de EMELNORTE, logrando consolidar una metodología acorde a los requerimientos propios del sistema para que sirva de base y referencia técnica para estudios posteriores al propuesto. Se ha logrado verificar que con la implementación de la presente coordinación se tendrá una operación correcta del sistema de protecciones a nivel de distribución de los alimentadores primarios.
- El estudio de coordinación de protecciones a nivel de subtransmisión desarrollado anteriormente por EMELNORTE constituye un dato de entrada importante para la coordinación a nivel de distribución. Situación que provoca que no se pueda reconfigurar los ajustes del relé de sobrecorriente general de la subestación y de cabecera de los alimentadores, imponiendo un límite operativo de las protecciones puesto que, para garantizar una coordinación integral, los dispositivos aguas abajo de la subestación deben ubicarse por debajo de la curva característica de los dispositivos mencionados.
- El estudio de coordinación de protecciones ha sido factible debido a que en primera instancia se analizaron los modelos implementados de los alimentadores H1, H2 y H3 que fueron proporcionados por EMELNORTE, en dicho análisis se constató la información modelada con la información resultante de levantamiento de datos realizados previo a este estudio a fin de garantizar una aproximación a la situación real de cada alimentador. Para el caso del alimentador H4, se presentó un modelo útil para la ejecución de estudios de carga y cortocircuitos.
- Se ha propuesto la alternativa de protección más adecuada para cada alimentador primario de la subestación Cotacachi, tomando en cuenta que los ajustes de los relés de sobrecorriente de la subestación y de cabecera son los mismos para cada circuito; sin embargo, la selección de los fusibles para derivaciones y la posibilidad de realizar derivaciones es diferente para cada alimentador en función de sus características y topología.
- Debe eliminarse la característica instantánea del relé de sobrecorriente de fase y neutro de cabecera de alimentador y general de la subestación, puesto que ante la ocurrencia de fallas de derivaciones en las cercanías de la subestación se ha

constatado la operación indebida de las protecciones; es decir, con esto se garantiza que una falla en derivación sea vista por los relés antes de que opere su respectivo fusible, garantizando una operación selectiva de las protecciones.

- Se han determinado los beneficios de la selección de los dispositivos de protección que propone la filosofía de protecciones de EMELNORTE, como es el caso de recomendar el uso de fusibles tipo SF para la protección de los transformadores de distribución. Se evidencia dicho fundamento, en el hecho de que la característica de operación del fusible SF es de tipo dual, permitiendo que su curva característica se emplace dentro de la curva de daño del transformador, su curva de operación nominal y su curva de magnetización, lo que se traduce a que el fusible SF permite un proceso de energización normal y protege al transformador ante sobrecargas sostenidas.
- La filosofía de protecciones que fundamenta el presente estudio de coordinación se basa en su característica en cascada en donde se prioriza la operación del alimentador primario, más no el salvamento de fusibles. Adicionalmente, su referente técnico es permitir el crecimiento de la carga a mediano y largo plazo, ajustando los dispositivos de protección en función de las capacidades máximas del sistema; es decir, anteriormente los fusibles se seleccionaban en función de la corriente nominal de paso en el nodo, en este estudio los equipos se dimensionan para soportar la máxima corriente de cortocircuito protegiendo a su correspondiente elemento.
- Este estudio al presentar la coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la S/E Cotacachi en base a fundamentos técnicos de estudios anteriores, así como diferenciarse por considerar agentes propios del sistema de distribución en estudio; y, al estar aprobado por personal de estudios eléctricos, su implementación constituye el referente de lineamientos técnicos para la emisión de Cartas de Factibilidad de Servicio por parte de EMELNORTE; es decir, en cuanto a protecciones eléctricas, los proyectos de expansión en la zona de servicio de la S/E Cotacachi deberán regirse a la topología coordinada presentada en este documento.
- La topología coordinada propuesta en este estudio técnico ha logrado homologar los dispositivos de protección a disponerse en derivaciones del alimentador primario. Mediante las verificaciones realizadas se garantiza la operación adecuada de las protecciones, permitiendo concluir en el uso de los fusibles propuestos para

todas las derivaciones. Con esto se logrará tener una base de datos clara y veraz, una reserva de fusibles apropiado y una base gráfica georreferenciada que permita la operatividad tanto administrativa como técnica de la subestación.

- El ingreso de generación distribuida debido a la ubicación y a la baja capacidad de generación de las unidades de la microcentral Cotacachi no tiene un aporte representativo a la corriente de falla; situación que se evidencia tras presentar el análisis de la ejecución de estudios de carga y cortocircuitos. Si bien es cierto, la corriente de cortocircuito incrementa en cada nodo del sistema y se atenúa a medida que el nodo se aleja respecto a la central, el efecto no altera la coordinación de protecciones respecto al dispositivo seleccionado; es decir, el efecto del incremento de corriente se ve reflejado en la distancia desde la subestación a la cual se podría realizar derivaciones primarias.

5.2 RECOMENDACIONES

- Debido a las prestaciones operativas que ofrecen los reconectores automáticos, se deberían realizar estudios de ubicación óptima de estos dispositivos en el recorrido del troncal principal de alimentadores primarios. Con esto se lograría una protección integral de los circuitos, que permita el salvado de fusibles ante condiciones de fallas transitorias.
- Es necesaria la propuesta de estudios de estabilidad ante el ingreso o salida de unidades de generación distribuida, cuando la capacidad de las centrales sea representativa respecto a la capacidad de la subestación de servicio a la cual se conectan. Asimismo, los estudios de coordinación de protecciones para alimentadores con GD siempre deberán ser pertinentes a los requerimientos del sistema de EMELNORTE en función de la característica privada o pública de las generadoras.
- Es importante que las bases de datos que se proporcionan por parte de EMELNORTE estén verificadas, situación que demanda proyectos de levantamiento de información punto a punto en cada subestación de la zona de concesión. Una base de datos tanto en CYMDIST como en ArcGIS permitirá que la aproximación de los modelos y los estudios eléctricos que se realicen sea la más apropiada posible.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Samuel Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*. Manizales, Colombia, 2004.
- [2] Cholota Victor Hugo, “Impacto de la Generación Distribuida en Redes de Distribución, aplicación Central Hidroeléctrica Mira”, Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014.
- [3] EMELNORTE S.A., “Informe Ejecutivo EMELNORTE S.A.”, EMELNORTE, Ibarra, 1, nov. 2018.
- [4] EMELNORTE S.A., “Informe Ejecutivo EMELNORTE S.A.”, EMELNORTE, Ibarra, 1, nov. 2017.
- [5] Roberth Darío Navas Lechón, “Estudio de Coordinación de Protecciones de los Alimentadores Primarios de la Subestación San Agustín y creación de un manual de procedimientos empleando la metodología aplicada en EMELNORTE”, Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2017.
- [6] Dr. Orly Ernesto Torres Breffe, “Generalidades de las Protecciones Eléctricas”, presentado en Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución, Guayaquil, Ecuador, 2012, vol. Conferencia 1, p. 24.
- [7] Samuel Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera Edición., vol. 1. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- [8] Alfredo Cuevas Camacho y Jorge Epigmenio Hernandez, “Coordinación de Protecciones en un Sistema de Distribución”, Instituto Politécnico Nacional, Mexico, D.F., 2013.
- [9] Dr. Orly Ernesto Torres Breffe, “Regímenes Normales de los Sistemas de Distribución”, presentado en Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución, Guayaquil, Ecuador, 2012, vol. Conferencia 2, p. 18.
- [10] Luis Eduardo Chanatasig Guanoluisa, “Coordinación de Protecciones de los Alimentadores Primarios a 13.8kV de la S/E Pujilí para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi”, Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.

- [11] Jorge Alberto Morales Vallejo, "Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida", Previo a la obtención del grado de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2007.
- [12] Benito Moreno Ríos, "Capítulo 3. Protecciones de Sobrecorriente". 2016.
- [13] Carlos Julio Cruz Tenempaguay, "Diseño de la coordinación del sistema de protecciones eléctricas en los alimentadores interconectados urbanos de la EERSA", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2015.
- [14] Empresa Provincial de Energía de Córdoba, "Elementos fusibles a expulsión para 13,2 kV y 33 kV". 2017.
- [15] EMELNORTE S.A., "Tablas de coordinación de fusibles consideradas por EMELNORTE según recomendación EEI-NEMA". 2018.
- [16] EMELNORTE S.A., "Diagrama Unifilar del Sistema de Distribución de EMELNORTE 2018". 2018.
- [17] Omar Darío Chacón Herrera, "Coordinación de Protecciones del Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE", Trabajo de Titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014.
- [18] IEEE-SA Standards Board, "IEEE Std 242-2001 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems". jun-2001.

ANEXOS

Se presentan a continuación los siguientes anexos:

ANEXO A. Fusibles seleccionados para transformadores de distribución en los cuatro alimentadores primarios.

ANEXO B. Curvas características de protección de los cuatro alimentadores primarios

ANEXO C. Topologías coordinadas de los cuatro alimentadores primarios

ANEXO A. FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS

Tabla A.1. Fusibles para protección de transformadores de distribución en el Alimentador

H1

No.	Alimentador	Código	Configuración de Red 1 – Monofásico 3 - Trifásico	Potencia [kVA]	No. Clientes	Fusible Tipo SF
1	1300050T01	H1T7363	1	10	11	0,7
2	1300050T01	H1T7557	1	15	3	1,0
3	1300050T01	H1T7563	1	10	6	0,7
4	1300050T01	H1T553	3	75	1	2,1
5	1300050T01	H1T7574	3	50	0	1,3
6	1300050T01	H1T7575	3	50	0	1,3
7	1300050T01	H1T326	1	15	26	1,0
8	1300050T01	H1T7708	1	50	1	3,5
9	1300050T01	H1T7720	3	30	0	0,7
10	1300050T01	H1T7751	1	15	28	1,0
11	1300050T01	H1T7754	1	10	14	0,7
12	1300050T01	H1T7758	3	50	0	1,3
13	1300050T01	H1T330	1	10	0	0,7
14	1300050T01	H1T7780	1	5	4	0,4
15	1300050T01	H1T332	1	5	7	0,4
16	1300050T01	H1T333	1	15	17	1,0
17	1300050T01	H1T331	1	15	28	1,0
18	1300050T01	H1T339	1	25	6	2,1
19	1300050T01	H1T340	1	25	14	2,1
20	1300050T01	H1T529	1	10	1	0,7
21	1300050T01	H1T240	1	25	41	2,1
22	1300050T01	H1T241	1	15	19	1,0
23	1300050T01	H1T242	1	25	31	2,1
24	1300050T01	H1T243	1	10	20	0,7
25	1300050T01	H1T244	1	7,5	8	0,6
26	1300050T01	H1T357	1	5	10	0,4
27	1300050T01	H1T245	1	15	1	1,0
28	1300050T01	H1T247	3	125	1	3,1
29	1300050T01	H1T248	1	25	39	2,1
30	1300050T01	H1T341	1	25	3	2,1
31	1300050T01	H1T250	1	15	25	1,0
32	1300050T01	H1T350	1	10	5	0,7
33	1300050T01	H1T252	1	37,5	29	3,1
34	1300050T01	H1T254	1	10	19	0,7
35	1300050T01	H1T7749	1	10	10	0,7
36	1300050T01	H1T255	1	10	24	0,7
37	1300050T01	H1T256	1	10	2	0,7
38	1300050T01	H1T257	1	10	1	0,7
39	1300050T01	H1T258	1	15	1	1,0
40	1300050T01	H1T259	3	45	1	1,0

41	1300050T01	H1T260	1	10	21	0,7
42	1300050T01	H1T327	1	10	17	0,7
43	1300050T01	H1T261	1	15	26	1,0
44	1300050T01	H1T262	1	25	23	2,1
45	1300050T01	H1T264	1	5	1	0,4
46	1300050T01	H1T265	1	15	0	1,0
47	1300050T01	H1T266	1	50	3	3,5
48	1300050T01	H1T267	1	25	0	2,1
49	1300050T01	H1T371	3	75	0	2,1
50	1300050T01	H1T7753	1	15	39	1,0
51	1300050T01	H1T268	1	25	19	2,1
52	1300050T01	H1T269	1	15	30	1,0
53	1300050T01	H1T7772	1	10	16	0,7
54	1300050T01	H1T270	1	25	2	2,1
55	1300050T01	H1T271	1	75	2	6,3
56	1300050T01	H1T272	1	15	1	1,0
57	1300050T01	H1T273	1	37,5	14	3,1
58	1300050T01	H1T274	1	25	0	2,1
59	1300050T01	H1T275	1	15	43	1,0
60	1300050T01	H1T276	1	15	25	1,0
61	1300050T01	H1T277	1	37,5	29	3,1
62	1300050T01	H1T278	1	15	28	1,0
63	1300050T01	H1T279	1	37,5	53	3,1
64	1300050T01	H1T7770	1	15	0	1,0
65	1300050T01	H1T280	1	15	18	1,0
66	1300050T01	H1T281	3	50	2	1,3
67	1300050T01	H1T282	1	37,5	21	3,1
68	1300050T01	H1T284	1	25	41	2,1
69	1300050T01	H1T283	1	15	36	1,0
70	1300050T01	H1T285	1	15	27	1,0
71	1300050T01	H1T286	1	15	1	1,0
72	1300050T01	H1T7782	1	10	1	0,7
73	1300050T01	H1T287	1	15	1	1,0
74	1300050T01	H1T288	1	10	1	0,7
75	1300050T01	H1T291	1	75	1	6,3
76	1300050T01	H1T290	1	25	0	2,1
77	1300050T01	H1T292	1	50	35	3,5
78	1300050T01	H1T347	1	15	13	1,0
79	1300050T01	H1T343	1	15	18	1,0
80	1300050T01	H1T294	1	15	0	1,0
81	1300050T01	H1T295	1	15	0	1,0
82	1300050T01	H1T346	1	15	13	1,0
83	1300050T01	H1T344	1	15	14	1,0
84	1300050T01	H1T296	1	15	30	1,0
85	1300050T01	H1T297	1	10	12	0,7
86	1300050T01	H1T298	1	10	16	0,7
87	1300050T01	H1T299	1	10	11	0,7
88	1300050T01	H1T300	1	10	7	0,7
89	1300050T01	H1T550	1	10	9	0,7
90	1300050T01	H1T301	1	10	4	0,7
91	1300050T01	H1T302	1	10	5	0,7

92	1300050T01	H1T303	1	10	10	0,7
93	1300050T01	H1T304	1	10	10	0,7
94	1300050T01	H1T305	1	10	4	0,7
95	1300050T01	H1T7752	1	10	5	0,7
96	1300050T01	H1T307	1	10	4	0,7
97	1300050T01	H1T308	1	15	4	1,0
98	1300050T01	H1T336	1	5	10	0,4
99	1300050T01	H1T309	1	10	2	0,7
100	1300050T01	H1T310	1	10	8	0,7
101	1300050T01	H1T311	1	15	1	1,0
102	1300050T01	H1T312	1	5	0	0,4
103	1300050T01	H1T313	1	25	1	2,1
104	1300050T01	H1T314	1	25	1	2,1
105	1300050T01	H1T109	1	15	2	1,0
106	1300050T01	H1T315	1	10	0	0,7
107	1300050T01	H1T316	1	5	0	0,4
108	1300050T01	H1T317	1	15	22	1,0
109	1300050T01	H1T318	1	37,5	16	3,1
110	1300050T01	H1T319	1	15	15	1,0
111	1300050T01	H1T320	1	15	2	1,0
112	1300050T01	H1T321	1	15	33	1,0
113	1300050T01	H1T322	1	10	19	0,7
114	1300050T01	H1T323	1	15	21	1,0
115	1300050T01	H1T356	1	10	17	0,7
116	1300050T01	H1T351	1	5	3	0,4
117	1300050T01	H1T352	1	15	20	1,0
118	1300050T01	H1T353	1	10	6	0,7
119	1300050T01	H1T349	1	15	30	1,0
120	1300050T01	H1T263	1	15	26	1,0
121	1300050T01	H1T355	1	15	32	1,0
122	1300050T01	H1T360	1	10	1	0,7
123	1300050T01	H1T361	1	25	1	2,1
124	1300050T01	H1T362	1	25	0	2,1
125	1300050T01	H1T365	1	37,5	0	3,1
126	1300050T01	H1T366	1	25	1	2,1
127	1300050T01	H1T367	1	10	1	0,7
128	1300050T01	H1T7008	1	10	7	0,7
129	1300050T01	H1T7015	1	10	2	0,7
130	1300050T01	H1T7570	1	5	0	0,4
131	1300050T01	H1T7571	1	5	6	0,4
132	1300050T01	H1T335	1	5	8	0,4
133	1300050T01	H1T334	1	5	3	0,4
134	1300050T01	H1T98	1	37,5	74	3,1
135	1300050T01	H1T99	1	50	71	3,5
136	1300050T01	H1T100	1	25	14	2,1
137	1300050T01	H1T101	3	75	2	2,1
138	1300050T01	H1T102	1	10	17	0,7
139	1300050T01	H1T103	1	15	48	1,0
140	1300050T01	H1T104	1	10	1	0,7
141	1300050T01	H1T105	1	10	1	0,7
142	1300050T01	H1T530	1	5	1	0,4

143	1300050T01	H1T8004	1	25	24	2,1
144	1300050T01	H1T7148	1	5	5	0,4
145	1300050T01	H1T7149	1	10	13	0,7
146	1300050T01	H1T107	1	25	1	2,1
147	1300050T01	H1T108	1	15	1	1,0
148	1300050T01	H1T7170	1	15	20	1,0
149	1300050T01	H1T7171	1	15	30	1,0
150	1300050T01	H1T7199	1	15	3	1,0
151	1300050T01	H1T7172	1	5	3	0,4
152	1300050T01	H1T7173	1	5	3	0,4
153	1300050T01	H1T7175	1	5	3	0,4
154	1300050T01	H1T7174	1	5	3	0,4
155	1300050T01	H1T7176	1	15	29	1,0
156	1300050T01	H1T7177	1	15	23	1,0
157	1300050T01	H1T7178	1	15	50	1,0
158	1300050T01	H1T7179	1	15	23	1,0
159	1300050T01	H1T110	1	15	35	1,0
160	1300050T01	H1T354	1	15	33	1,0
161	1300050T01	H1T7200	1	15	6	1,0
162	1300050T01	H1T345	1	5	8	0,4
163	1300050T01	H1T374	1	15	0	1,0
164	1300050T01	H1T376	1	10	1	0,7
165	1300050T01	H1T378	1	37,5	1	3,1
166	1300050T01	H1T377	1	37,5	0	3,1
167	1300050T01	H1T379	1	5	2	0,4
168	1300050T01	H1T380	1	5	2	0,4
169	1300050T01	H1T383	1	5	0	0,4
170	1300050T01	H1T381	1	5	0	0,4
171	1300050T01	H1T382	1	5	0	0,4
172	1300050T01	H1T5000	1	25	0	2,1
173	1300050T01	H1T5002	1	25	1	2,1
174	1300050T01	H1T5001	1	5	0	0,4
175	1300050T01	H1T363	1	25	0	2,1
176	1300050T01	H1T364	1	25	1	2,1
177	1300050T01	H1T5004	1	15	1	1,0
178	1300050T01	H1T5003	1	10	0	0,7
179	1300050T01	H1T5017	1	10	0	0,7
180	1300050T01	H1T5018	1	37,5	24	3,1
181	1300050T01	H1T5019	1	37,5	16	3,1
182	1300050T01	H1T5016	1	37,5	9	3,1
183	1300050T01	H1T5015	1	37,5	3	3,1
184	1300050T01	H1T5014	1	10	1	0,7
185	1300050T01	H1T5013	1	10	0	0,7
186	1300050T01	H1T5012	1	25	5	2,1
187	1300050T01	H1T5011	1	25	7	2,1
188	1300050T01	H1T5010	1	15	6	1,0
189	1300050T01	H1T5023	1	15	0	1,0
190	1300050T01	H1T5033	1	25	1	2,1
191	1300050T01	H1T5024	1	25	0	2,1
192	1300050T01	H1T5022	1	37,5	32	3,1
193	1300050T01	H1T5027	1	10	0	0,7

194	1300050T01	H1T5028	1	15	0	1,0
195	1300050T01	H1T5029	1	37,5	1	3,1
196	1300050T01	H1T5030	1	50	29	3,5
197	1300050T01	H1T5032	1	50	25	3,5
198	1300050T01	H1T5031	1	50	32	3,5
199	1300050T01	H1T5034	1	37,5	1	3,1
200	1300050T01	H1T5036	1	15	9	1,0
201	1300050T01	H1T253	1	37,5	34	3,1
202	1300050T01	H1T5035	1	37,5	37	3,1
203	1300050T01	H1T5037	1	37,5	1	3,1
204	1300050T01	H1T5039	3	30	1	0,7
205	1300050T01	H1T5040	1	10	0	0,7
206	1300050T01	H1T5041	1	25	0	2,1
207	1300050T01	H1T5038	1	15	0	1,0
208	1300050T01	H1T5042	1	15	0	1,0
209	1300050T01	H1T5043	1	37,5	0	3,1

Tabla A.2. Fusibles para protección de transformadores de distribución en el Alimentador

H2

No.	Alimentador	Código	Configuración de Red 1 – Monofásico 3 - Trifásico	Potencia [kVA]	No. Clientes	Fusible Tipo SF
1	1300050T02	H2T167	1	10	14	0,7
2	1300050T02	H2T159	1	37,5	12	3,1
3	1300050T02	H2T158	1	37,5	17	3,1
4	1300050T02	H2T125	1	15	27	1,0
5	1300050T02	H2T137	3	50	1	1,3
6	1300050T02	H2T142	3	30	0	0,7
7	1300050T02	H2T75	3	50	1	1,3
8	1300050T02	H2T7779	1	37,5	25	3,1
9	1300050T02	H2T130	1	25	39	2,1
10	1300050T02	H2T56	3	30	10	0,7
11	1300050T02	H2T1	1	25	0	2,1
12	1300050T02	H2T53	3	30	2	0,7
13	1300050T02	H2T138	1	15	2	1,0
14	1300050T02	H2T54	3	45	0	1,0
15	1300050T02	H2T55	1	10	4	0,7
16	1300050T02	H2T7783	1	15	1	1,0
17	1300050T02	H2T57	1	50	32	3,5
18	1300050T02	H2T58	1	25	58	2,1
19	1300050T02	H2T59	1	25	0	2,1
20	1300050T02	H2T60	1	15	1	1,0
21	1300050T02	H2T61	1	25	62	2,1
22	1300050T02	H2T143	1	37,5	0	3,1
23	1300050T02	H2T62	1	10	16	0,7
24	1300050T02	H2T63	1	10	1	0,7
25	1300050T02	H2T64	3	45	2	1,0
26	1300050T02	H2T135	3	45	1	1,0
27	1300050T02	H2T74	1	25	18	2,1
28	1300050T02	H2T76	3	30	55	0,7
29	1300050T02	H2T77	1	50	56	3,5
30	1300050T02	H2T131	1	10	0	0,7
31	1300050T02	H2T78	3	125	54	3,1
32	1300050T02	H2T79	3	75	32	2,1
33	1300050T02	H2T80	3	75	93	2,1
34	1300050T02	H2T7778	3	30	38	0,7
35	1300050T02	H2T7777	3	30	56	0,7
36	1300050T02	H2T8010	1	37,5	65	3,1
37	1300050T02	H2T81	1	10	0	0,7
38	1300050T02	H2T140	1	25	0	2,1
39	1300050T02	H2T83	3	100	64	3,1
40	1300050T02	H2T84	1	25	15	2,1
41	1300050T02	H2T8009	1	37,5	38	3,1
42	1300050T02	H2T217	1	37,5	1	3,1
43	1300050T02	H2T7747	1	25	1	2,1
44	1300050T02	H2T85	3	75	70	2,1
45	1300050T02	H2T86	1	15	1	1,0
46	1300050T02	H2T87	3	30	1	0,7

47	1300050T02	H2T7338	1	15	0	1,0
48	1300050T02	H2T88	3	75	32	2,1
49	1300050T02	H2T90	3	50	107	1,3
50	1300050T02	H2T95	1	25	1	2,1
51	1300050T02	H2T96	1	25	32	2,1
52	1300050T02	H2T134	1	15	4	1,0
53	1300050T02	H2T132	1	10	2	0,7
54	1300050T02	H2T153	1	25	25	2,1
55	1300050T02	H2T155	1	25	38	2,1
56	1300050T02	H2T156	1	15	0	1,0
57	1300050T02	H2T157	1	15	17	1,0
58	1300050T02	H2T160	1	10	2	0,7
59	1300050T02	H2T163	1	50	1	3,5
60	1300050T02	H2T164	1	10	1	0,7
61	1300050T02	H2T165	1	37,5	20	3,1
62	1300050T02	H2T166	1	25	43	2,1
63	1300050T02	H2T171	1	10	2	0,7
64	1300050T02	H2T173	1	10	1	0,7
65	1300050T02	H2T169	1	50	1	3,5
66	1300050T02	H2T162	1	5	10	0,4
67	1300050T02	H2T161	1	37,5	36	3,1
68	1300050T02	H2T154	3	125	1	3,1
69	1300050T02	H2T150	1	25	1	2,1
70	1300050T02	H2T152	1	10	10	0,7
71	1300050T02	H2T168	1	5	7	0,4
72	1300050T02	H2T7009	1	15	12	1,0
73	1300050T02	H2T144	1	15	1	1,0
74	1300050T02	H2T172	1	25	1	2,1
75	1300050T02	H2T5000	1	15	1	1,0
76	1300050T02	H2T5011	3	50	30	1,3
77	1300050T02	H2T5010	3	50	41	1,3
78	1300050T02	H2T5009	3	30	22	0,7
79	1300050T02	H2T5008	1	25	9	2,1
80	1300050T02	H2T5007	1	37,5	18	3,1
81	1300050T02	H2T5006	3	30	32	0,7
82	1300050T02	H2T5005	3	50	23	1,3
83	1300050T02	H2T5004	1	25	19	2,1
84	1300050T02	H2T5003	1	25	18	2,1
85	1300050T02	H2T5014	1	37,5	0	3,1
86	1300050T02	H2T174	1	37,5	0	3,1
87	1300050T02	H2T5015	1	37,5	1	3,1

Tabla A.3. Fusibles para protección de transformadores de distribución en el Alimentador

H3

No.	Alimentador	Código	Configuración de Red 1 – Monofásico 3 - Trifásico	Potencia [kVA]	No. Clientes	Fusible Tipo SF
1	1300050T03	H3T710	1	10	20	0,7
2	1300050T03	H3T132	1	10	0	0,7
3	1300050T03	H3T618	1	15	1	1,0
4	1300050T03	H3T7716	3	30	1	0,7
5	1300050T03	H3T7735	1	50	2	3,5
6	1300050T03	H3T135	1	25	14	2,1
7	1300050T03	H3T136	1	15	31	1,0
8	1300050T03	H3T137	1	15	21	1,0
9	1300050T03	H3T138	1	15	17	1,0
10	1300050T03	H3T139	1	15	23	1,0
11	1300050T03	H3T140	1	37,5	59	3,1
12	1300050T03	H3T141	1	15	2	1,0
13	1300050T03	H3T142	1	37,5	13	3,1
14	1300050T03	H3T144	1	37,5	13	3,1
15	1300050T03	H3T143	3	30	0	0,7
16	1300050T03	H3T145	1	10	10	0,7
17	1300050T03	H3T146	1	25	27	2,1
18	1300050T03	H3T7742	1	25	11	2,1
19	1300050T03	H3T190	1	25	48	2,1
20	1300050T03	H3T191	1	10	16	0,7
21	1300050T03	H3T192	1	10	2	0,7
22	1300050T03	H3T193	1	15	28	1,0
23	1300050T03	H3T194	1	15	42	1,0
24	1300050T03	H3T195	1	25	35	2,1
25	1300050T03	H3T196	1	25	17	2,1
26	1300050T03	H3T7744	1	15	28	1,0
27	1300050T03	H3T199	1	15	1	1,0
28	1300050T03	H3T200	1	25	9	2,1
29	1300050T03	H3T551	1	25	13	2,1
30	1300050T03	H3T634	1	15	17	1,0
31	1300050T03	H3T201	1	10	7	0,7
32	1300050T03	H3T202	1	10	8	0,7
33	1300050T03	H3T203	1	15	19	1,0
34	1300050T03	H3T635	1	15	25	1,0
35	1300050T03	H3T579	1	10	18	0,7
36	1300050T03	H3T197	1	10	5	0,7
37	1300050T03	H3T7599	1	25	2	2,1
38	1300050T03	H3T205	1	10	18	0,7
39	1300050T03	H3T206	1	10	6	0,7
40	1300050T03	H3T207	1	15	20	1,0
41	1300050T03	H3T208	1	10	10	0,7
42	1300050T03	H3T7601	1	10	10	0,7
43	1300050T03	H3T7602	1	15	25	1,0
44	1300050T03	H3T134	1	15	20	1,0
45	1300050T03	H3T614	1	10	6	0,7
46	1300050T03	H3T615	1	10	0	0,7

47	1300050T03	H3T653	1	15	2	1,0
48	1300050T03	H3T657	1	15	1	1,0
49	1300050T03	H3T664	1	25	4	2,1
50	1300050T03	H3T671	3	75	1	2,1
51	1300050T03	H3T126	1	37,5	10	3,1
52	1300050T03	H3T127	1	10	1	0,7
53	1300050T03	H3T128	1	10	2	0,7
54	1300050T03	H3T7442	3	75	0	2,1
55	1300050T03	H3T129	1	37,5	37	3,1
56	1300050T03	H3T130	1	25	40	2,1
57	1300050T03	H3T131	1	25	4	2,1
58	1300050T03	H3T741	1	15	1	1,0
59	1300050T03	H3T697	1	10	0	0,7
60	1300050T03	H3T724	1	25	1	2,1
61	1300050T03	H3T7743	1	15	2	1,0
62	1300050T03	H3T198	1	37,5	22	3,1
63	1300050T03	H3T7006	1	25	19	2,1
64	1300050T03	H3T7007	1	5	0	0,4
65	1300050T03	H3T7750	1	15	1	1,0
66	1300050T03	H3T7071	1	25	31	2,1
67	1300050T03	H3T720	1	10	5	0,7
68	1300050T03	H3T726	1	15	1	1,0
69	1300050T03	H3T739	1	10	0	0,7
70	1300050T03	H3T552	3	50	90	1,3
71	1300050T03	H3T8005	1	15	22	1,0
72	1300050T03	H3T97	1	50	25	3,5
73	1300050T03	H3T7729	1	15	5	1,0
74	1300050T03	H3T762	1	10	15	0,7
75	1300050T03	H3T763	1	15	0	1,0
76	1300050T03	H3T5014	1	25	1	2,1
77	1300050T03	H3T5028	1	37,5	0	3,1
78	1300050T03	H3T5031	1	37,5	0	3,1
79	1300050T03	H3T5030	1	15	0	1,0
80	1300050T03	H3T5073	1	37,5	2	3,1
81	1300050T03	H3T5044	3	50	21	1,3
82	1300050T03	H3T5042	1	37,5	16	3,1
83	1300050T03	H3T5041	1	37,5	35	3,1
84	1300050T03	H3T5064	1	25	0	2,1
85	1300050T03	H3T5065	1	15	1	1,0

Tabla A.4. Fusibles para protección de transformadores de distribución en el Alimentador

H4

No.	Alimentador	Código	Configuración de Red 1 – Monofásico 3 - Trifásico	Potencia [kVA]	No. Clientes	Fusible Tipo SF
1	1300050T04	H4T93	1	25	40	2,1
2	1300050T04	H4T7361	1	15	28	1
3	1300050T04	H4T7364	1	10	9	0,7
4	1300050T04	H4T7441	1	10	1	0,7
5	1300050T04	H4T339	1	10	14	0,7
6	1300050T04	H4T7443	1	10	2	0,7
7	1300050T04	H4T7583	1	15	1	1
8	1300050T04	H4T5	1	10	17	0,7
9	1300050T04	H4T7712	1	25	33	2,1
10	1300050T04	H4T7722	1	25	30	2,1
11	1300050T04	H4T18	3	75	0	2,1
12	1300050T04	H4T19	1	50	0	3,5
13	1300050T04	H4T20	1	25	0	2,1
14	1300050T04	H4T21	1	50	0	3,5
15	1300050T04	H4T22	1	50	0	3,5
16	1300050T04	H4T1	1	50	1	3,5
17	1300050T04	H4T23	3	100	0	3,1
18	1300050T04	H4T24	1	50	0	3,5
19	1300050T04	H4T25	3	75	1	2,1
20	1300050T04	H4T26	1	15	1	1
21	1300050T04	H4T27	1	25	1	2,1
22	1300050T04	H4T28	3	112,5	0	3,1
23	1300050T04	H4T29	1	10	1	0,7
24	1300050T04	H4T30	1	10	3	0,7
25	1300050T04	H4T32	3	50	0	1,3
26	1300050T04	H4T33	1	15	1	1
27	1300050T04	H4T34	1	10	10	0,7
28	1300050T04	H4T36	1	5	1	0,4
29	1300050T04	H4T37	1	10	0	0,7
30	1300050T04	H4T38	1	37,5	1	3,1
31	1300050T04	H4T39	1	50	12	3,5
32	1300050T04	H4T354	1	10	1	0,7
33	1300050T04	H4T40	1	15	31	1
34	1300050T04	H4T7740	1	10	10	0,7
35	1300050T04	H4T41	1	10	5	0,7
36	1300050T04	H4T42	1	25	7	2,1
37	1300050T04	H4T43	1	5	1	0,4
38	1300050T04	H4T7078	1	10	1	0,7
39	1300050T04	H4T44	1	5	0	0,4
40	1300050T04	H4T46	1	25	1	2,1
41	1300050T04	H4T47	1	25	16	2,1
42	1300050T04	H4T48	1	37,5	44	3,1
43	1300050T04	H4T49	1	50	18	3,5
44	1300050T04	H4T51	1	15	1	1
45	1300050T04	H4T52	3	75	7	2,1
46	1300050T04	H4T342	1	10	0	0,7

47	1300050T04	H4T7755	1	25	20	2,1
48	1300050T04	H4T340	1	10	10	0,7
49	1300050T04	H4T325	1	10	1	0,7
50	1300050T04	H4T326	1	10	2	0,7
51	1300050T04	H4T327	1	15	21	1
52	1300050T04	H4T328	1	10	17	0,7
53	1300050T04	H4T533	1	15	1	1
54	1300050T04	H4T329	1	25	32	2,1
55	1300050T04	H4T7756	1	15	17	1
56	1300050T04	H4T330	1	15	27	1
57	1300050T04	H4T334	1	15	45	1
58	1300050T04	H4T331	1	10	15	0,7
59	1300050T04	H4T65	1	15	35	1
60	1300050T04	H4T332	1	15	37	1
61	1300050T04	H4T333	1	10	16	0,7
62	1300050T04	H4T335	1	15	0	1
63	1300050T04	H4T7774	1	10	16	0,7
64	1300050T04	H4T336	1	10	2	0,7
65	1300050T04	H4T337	1	15	4	1
66	1300050T04	H4T66	1	15	28	1
67	1300050T04	H4T67	1	25	12	2,1
68	1300050T04	H4T68	1	25	4	2,1
69	1300050T04	H4T69	1	25	11	2,1
70	1300050T04	H4T2	3	30	0	0,7
71	1300050T04	H4T70	1	37,5	17	3,1
72	1300050T04	H4T71	1	37,5	6	3,1
73	1300050T04	H4T72	1	37,5	4	3,1
74	1300050T04	H4T73	1	37,5	8	3,1
75	1300050T04	H4T341	1	25	32	2,1
76	1300050T04	H4T343	1	15	1	1
77	1300050T04	H4T344	1	25	1	2,1
78	1300050T04	H4T345	1	15	1	1
79	1300050T04	H4T347	1	25	1	2,1
80	1300050T04	H4T89	3	30	1	0,7
81	1300050T04	H4T363	1	15	0	1
82	1300050T04	H4T91	3	30	6	0,7
83	1300050T04	H4T92	1	10	7	0,7
84	1300050T04	H4T7757	1	15	11	1
85	1300050T04	H4T5020	1	50	0	3,5
86	1300050T04	H4T94	1	25	41	2,1
87	1300050T04	H4T349	1	10	5	0,7
88	1300050T04	H4T350	1	15	1	1
89	1300050T04	H4T351	1	25	4	2,1
90	1300050T04	H4T356	1	37,5	1	3,1
91	1300050T04	H4T358	3	50	2	1,3
92	1300050T04	H4T359	1	25	3	2,1
93	1300050T04	H4T360	1	25	2	2,1
94	1300050T04	H4T362	1	25	22	2,1
95	1300050T04	H4T371	1	25	4	2,1
96	1300050T04	H4T370	1	25	1	2,1
97	1300050T04	H4T369	1	25	2	2,1

98	1300050T04	H4T368	1	15	6	1
99	1300050T04	H4T367	1	15	0	1
100	1300050T04	H4T372	1	25	0	2,1
101	1300050T04	H4T50	1	25	1	2,1
102	1300050T04	H4T375	1	10	0	0,7
103	1300050T04	H4T5000	1	15	0	1
104	1300050T04	H4T5001	1	15	1	1
105	1300050T04	H4T5003	1	15	0	1
106	1300050T04	H4T5004	1	37,5	0	3,1
107	1300050T04	H4T5006	1	37,5	0	3,1
108	1300050T04	H4T5005	1	25	0	2,1
109	1300050T04	H4T5007	1	25	2	2,1
110	1300050T04	H4T5009	1	15	1	1
111	1300050T04	H4T5011	1	15	1	1
112	1300050T04	H4T5010	1	37,5	6	3,1
113	1300050T04	H4T5014	1	25	0	2,1
114	1300050T04	H4T5018	1	25	1	2,1
115	1300050T04	H4T5012	1	50	2	3,5
116	1300050T04	H4T5019	1	25	1	2,1
117	1300050T04	H4T270	1	37,5	24	3,1
118	1300050T04	H4T5022	1	25	30	2,1
119	1300050T04	H4T5026	1	25	8	2,1
120	1300050T04	H4T5023	1	37,5	6	3,1
121	1300050T04	H4T5021	1	15	3	1
122	1300050T04	H4T5029	1	25	11	2,1
123	1300050T04	H4T5028	1	15	24	1
124	1300050T04	H4T5027	1	25	29	2,1
125	1300050T04	H4T5024	1	37,5	0	3,1
126	1300050T04	H4T5025	1	37,5	0	3,1
127	1300050T04	H4T5034	1	15	1	1
128	1300050T04	H4T5033	1	37,5	0	3,1
129	1300050T04	H4T5035	1	37,5	3	3,1
130	1300050T04	H4T5038	1	15	2	1
131	1300050T04	H4T5037	1	10	0	0,7
132	1300050T04	H4T5036	3	300	0	7,8
133	1300050T04	H4T5039	1	15	1	1
134	1300050T04	H4T5040	1	25	0	2,1

ANEXO B. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS

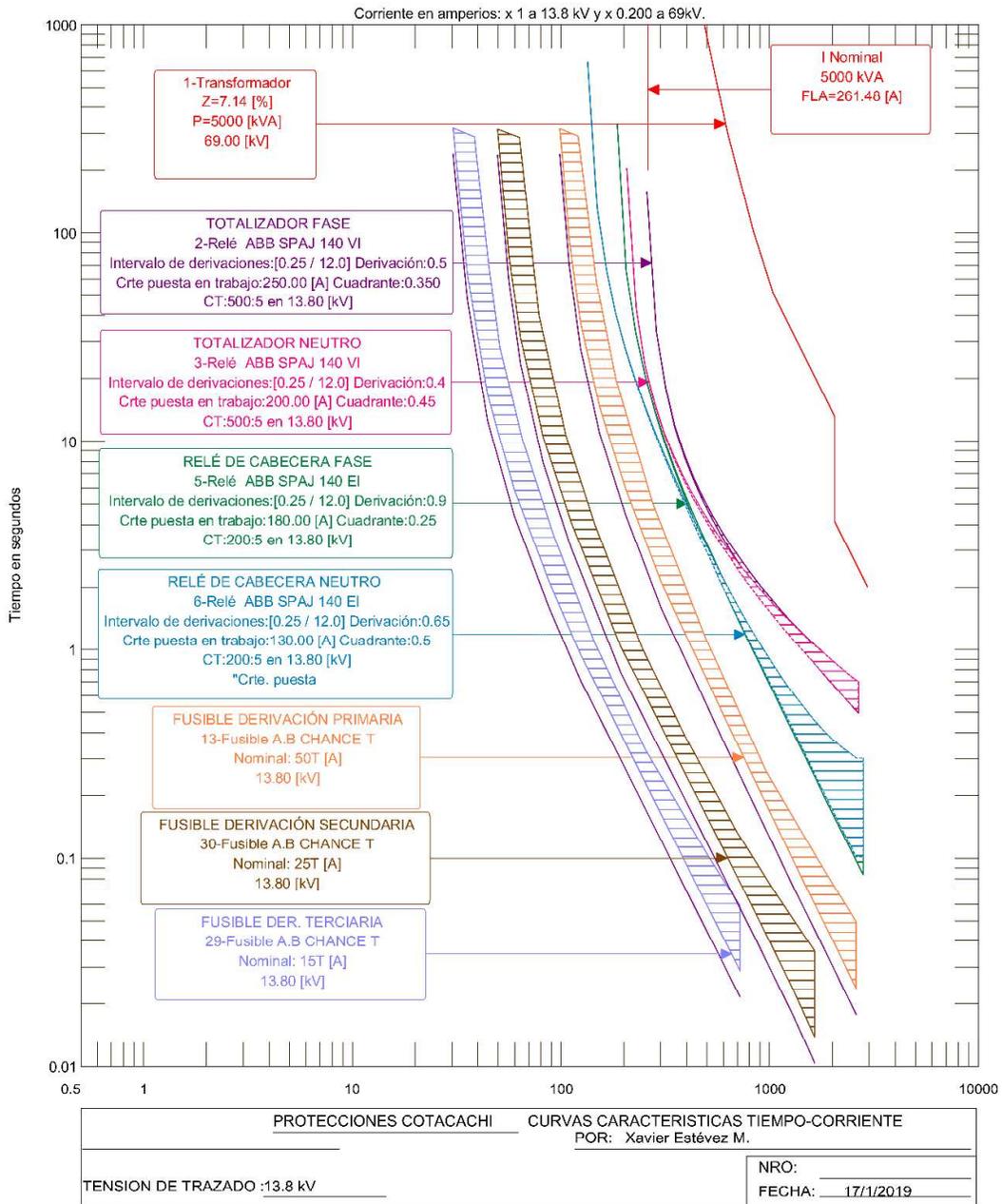


Figura B.1. Curvas características de protección del Alimentador H1

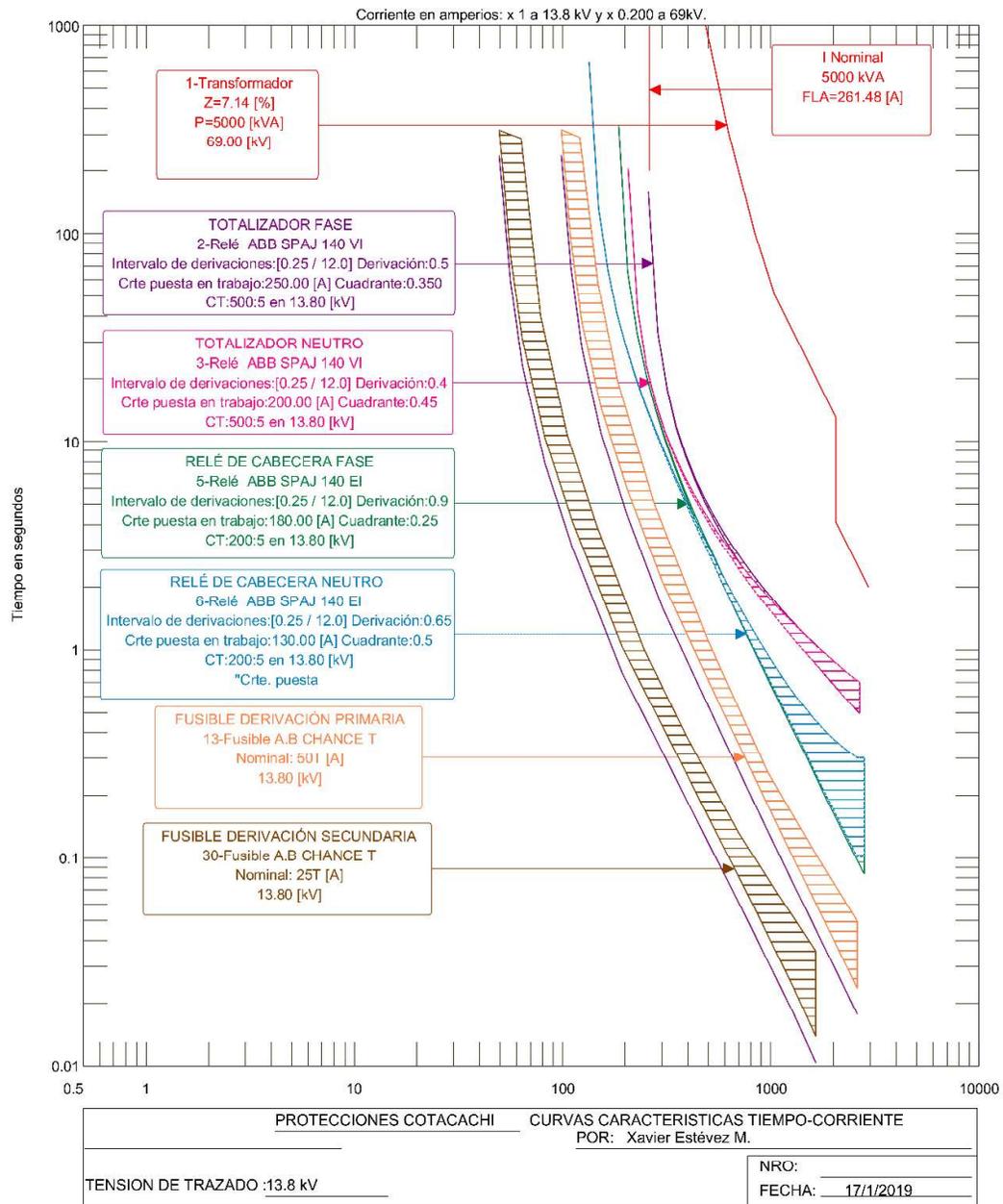


Figura B.2. Curvas características de protección del Alimentador H2

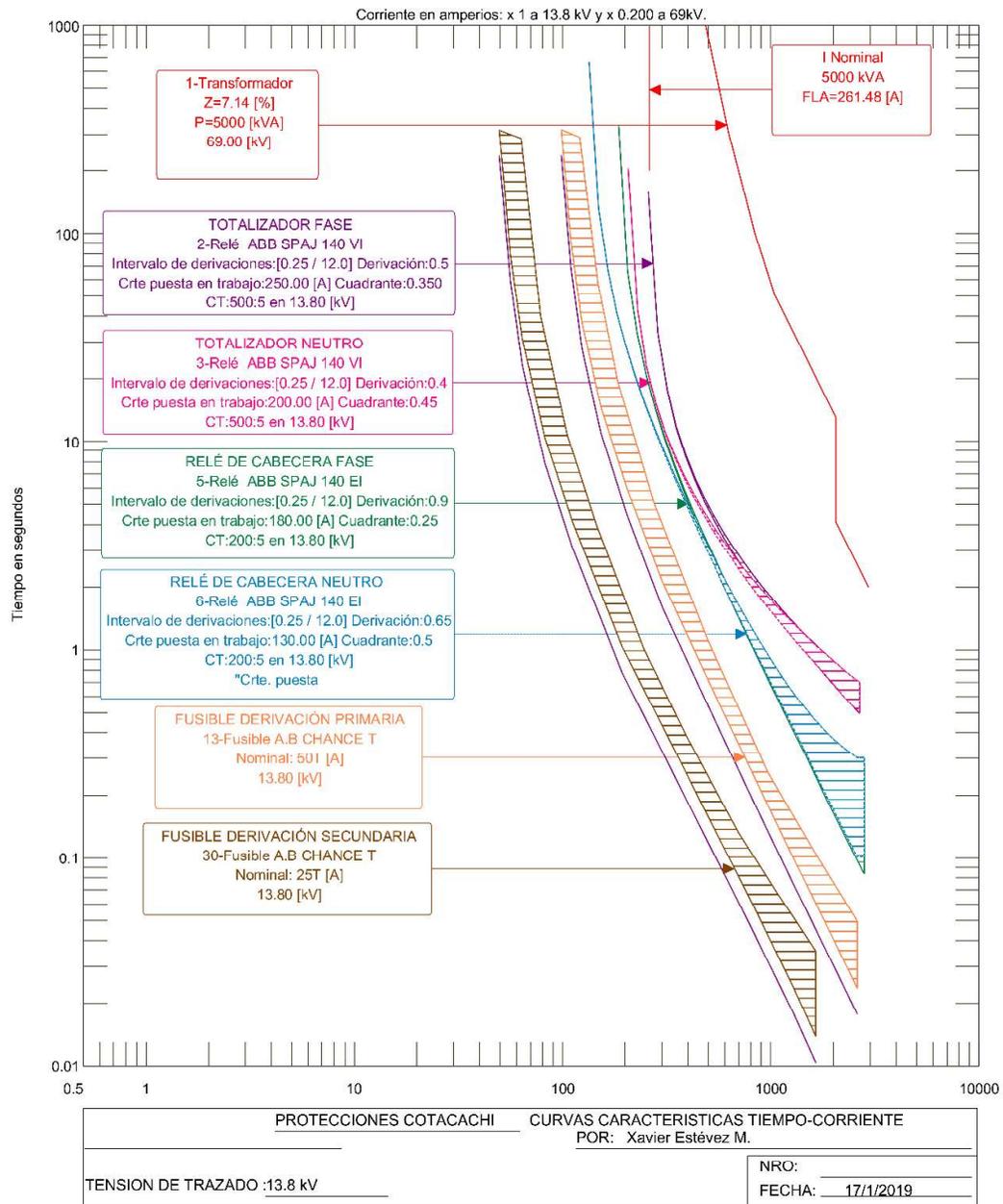


Figura B.3. Curvas características de protección del Alimentador H3

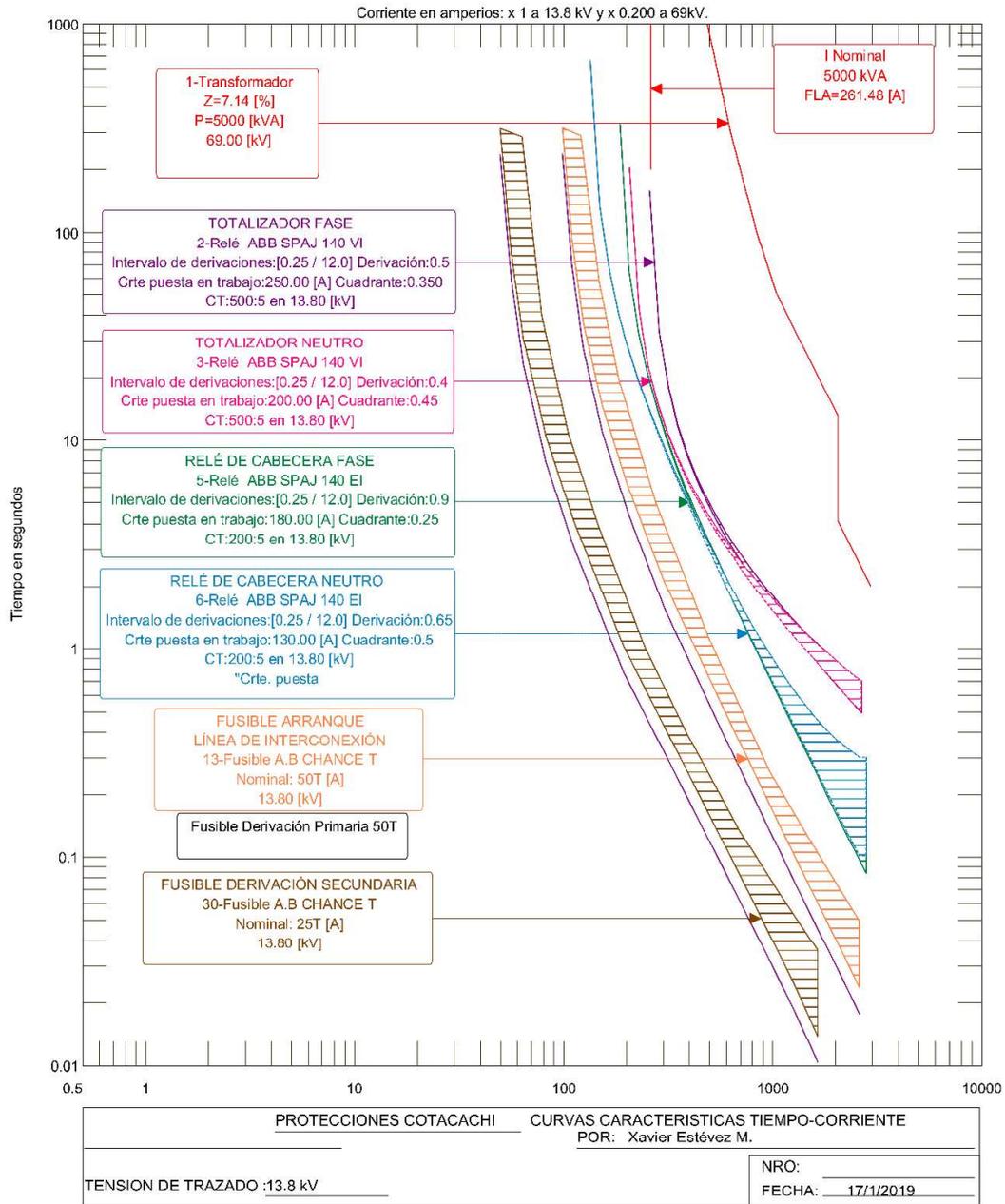


Figura B.4. Curvas características de protección del Alimentador H4

ANEXO C. TOPOLOGÍAS COORDINADAS DE LOS CUATRO ALIMENTADORES PRIMARIOS

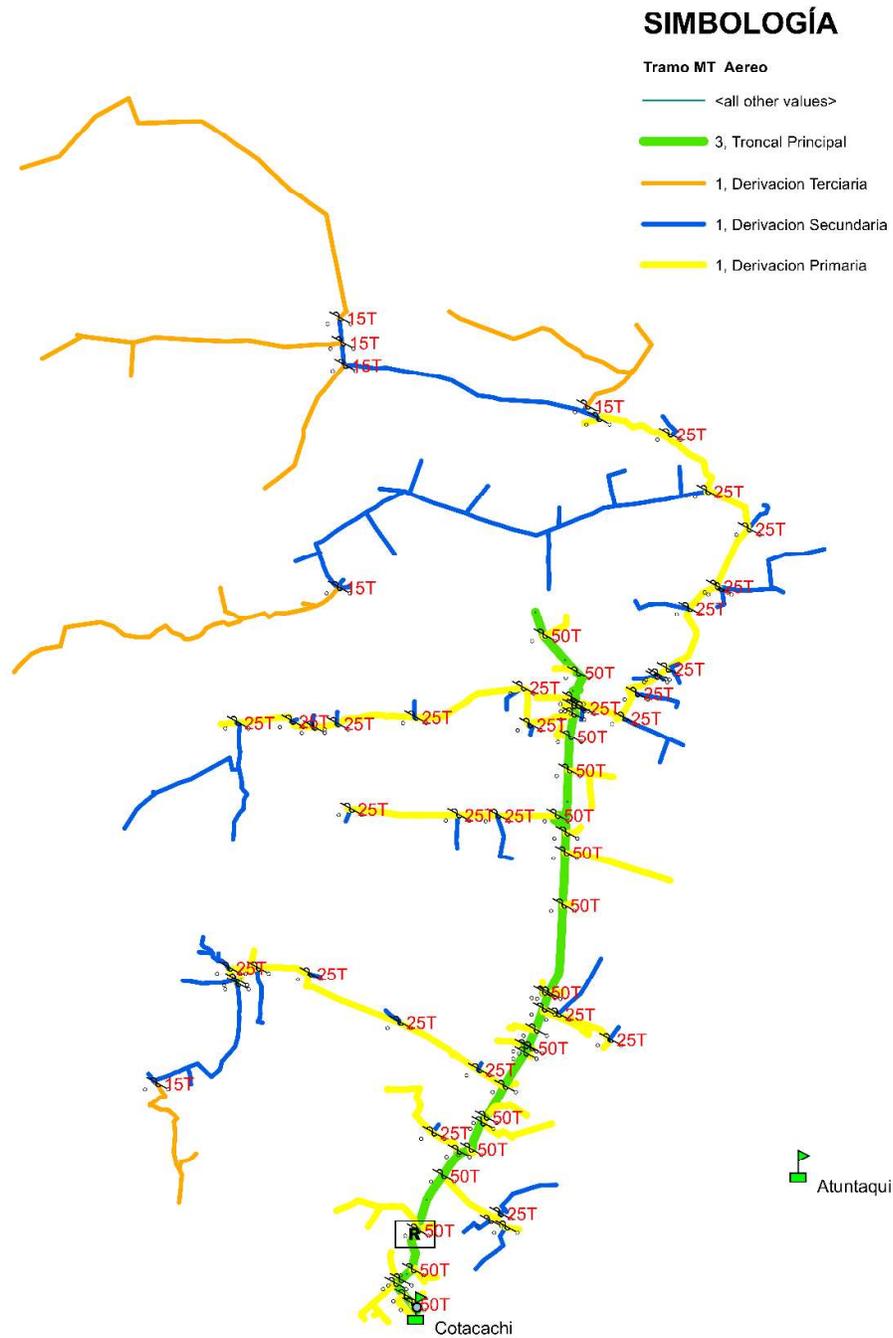


Figura C.1. Topología coordinada del Alimentador H1

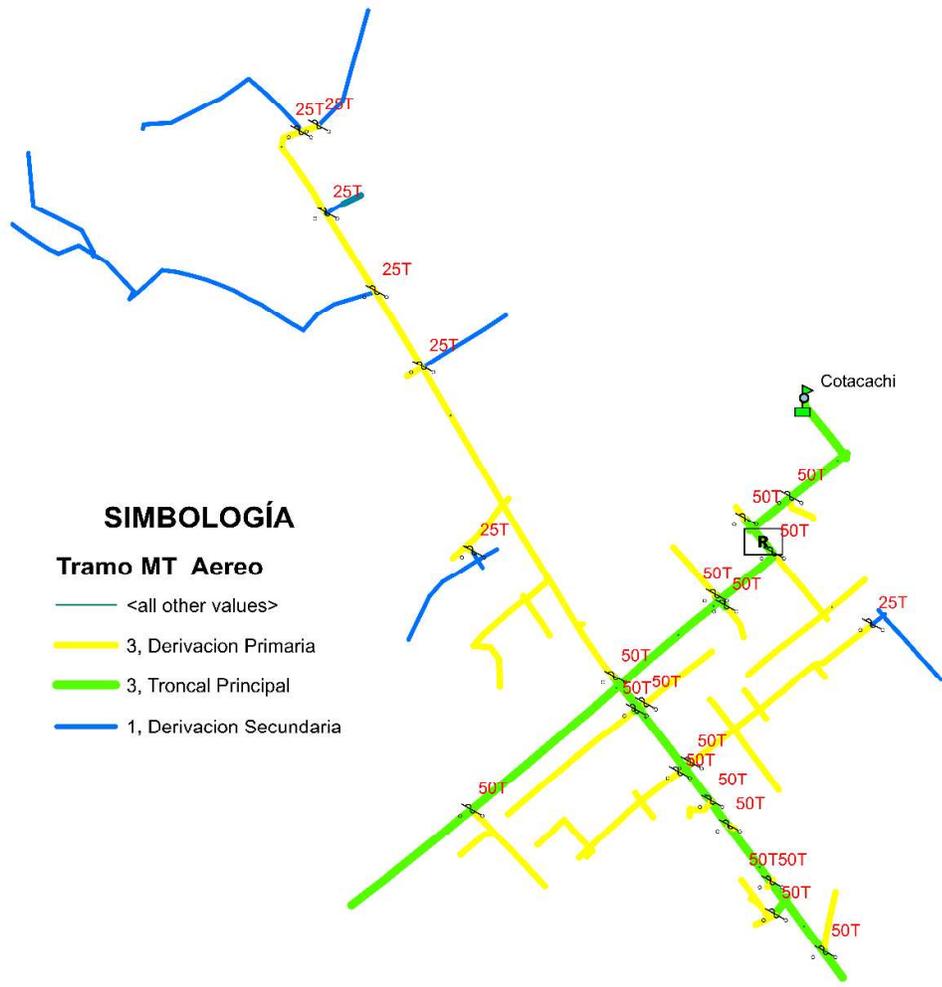


Figura C.2. Topología coordinada del Alimentador H2

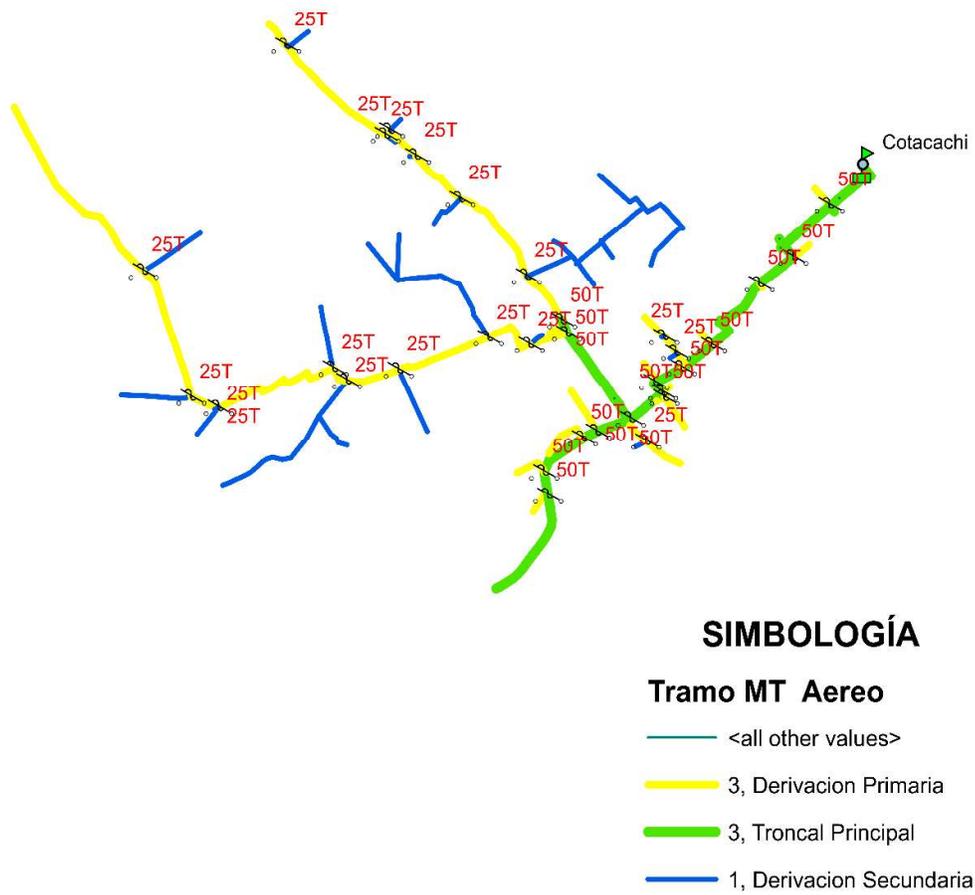


Figura C.3. Topología coordinada del Alimentador H3

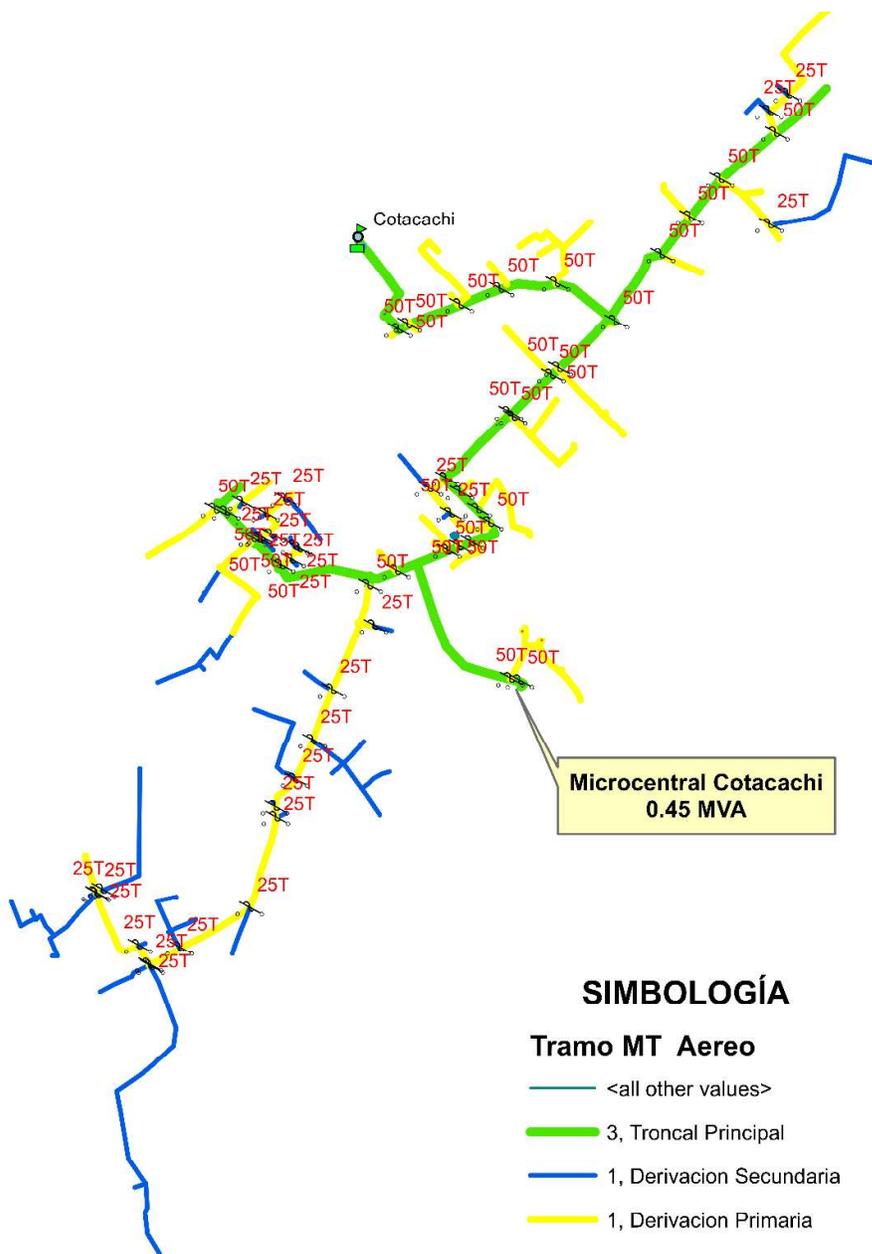


Figura C.4. Topología coordinada del Alimentador H4

ORDEN DE EMPASTADO