

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

OMAR DARÍO CHACÓN HERRERA

odario_ch3@hotmail.com

DIRECTOR: ING. MENTOR ESTUARDO POVEDA ALMEIDA, MSc.

mentor.poveda@olade.org

Quito, septiembre 2014

DECLARACIÓN

Yo, **OMAR DARÍO CHACÓN HERRERA**, 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.

OMAR CHACÓN

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **OMAR DARÍO CHACÓN HERRERA**, bajo mi supervisión.

Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

De manera especial al Ing. Mentor Poveda y al Ing. Hernán Pérez por su incondicional dedicación, ayuda y guía que me permitió mejorar el desarrollo del proyecto de titulación.

DEDICATORIA

A mis padres Diego Chacón y Hisella Herrera quienes han sido el pilar fundamental para que haya logrado triunfos en mi vida.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
MARCO TEÓRICO, DETALLE DE EQUIPOS Y SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 MARCO TEÓRICO.....	1
1.2.1 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	1
1.2.2 ZONAS DE PROTECCIÓN	2
1.2.3 PROTECCIÓN PRIMARIA Y DE RESPALDO	3
1.2.3.1 Protección primaria o principal	3
1.2.3.2 Protección secundaria o de respaldo.....	3
1.2.4 CARACTERÍSTICAS PARA LA PROTECCIÓN	3
1.2.4.1 Confiabilidad	4
1.2.4.2 Selectividad	4
1.2.4.3 Seguridad.....	4
1.2.4.4 Velocidad.....	4
1.2.4.5 Sensibilidad	4
1.2.5 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	5
1.2.5.1 Subestaciones.....	5
1.2.5.2 Líneas de Subtransmisión.....	5
1.2.5.3 Redes radiales	6
1.2.5.4 Redes con líneas paralelas	7
1.2.5.5 Redes en anillo	7
1.2.5.6 Redes malladas.....	9
1.2.6 PERTURBACIONES EN LA RED.....	9
1.2.6.1 Régimen Normal.....	10
1.2.6.2 Régimen Anormal.....	11
1.2.6.2.1 Sobrecarga	11
1.2.6.2.2 Cortocircuitos.....	11

1.2.7	CABLE DE GUARDA	12
1.2.8	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	13
1.2.8.1	Curva de Daño y Categorías de transformadores	14
1.2.8.1.1	Categoría I	16
1.2.8.1.2	Categoría II	17
1.2.8.1.3	Categoría 3	18
1.2.8.1.4	Categoría IV	19
1.2.8.2	Configuración de los Devanados	20
1.2.8.2.1	Conexión Delta primario - Estrella aterrizado secundario	20
1.2.8.2.2	Conexión Estrella aterrizado primario - Estrella aterrizado secundario	21
1.2.9	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	22
1.2.9.1	Relación de Transformación.....	23
1.2.9.2	Precisión de los TC.....	23
1.2.9.3	Saturación de los TC	24
1.2.9.4	Clase de los TC.....	25
1.2.9.4.1	Norma IEC.....	25
1.2.9.4.2	Norma ANSI.....	26
1.2.10	RELÉ DE SOBRECORRIENTE.....	27
1.2.10.1	Corriente mínima de operación	28
1.2.10.2	Tiempos de operación	29
1.2.10.2.1	Relés de tiempo instantáneo	29
1.2.10.2.2	Relés de tiempo definido	30
1.2.10.2.3	Relés de tiempo inverso.....	31
1.2.10.3	Condiciones de coordinación y protección	35
1.2.10.3.1	Relés de sobrecorriente instantáneo y temporizado de fase	38
1.2.10.3.2	Relés de sobrecorriente instantáneo y temporizado de tierra.....	40
1.2.10.3.3	Margen de coordinación	41
1.2.11	RELÉ DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE.....	42
1.3	CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	46
1.3.1	TRANSFORMADORES DE TRANSELÉCTRIC	50
1.3.2	RAMAL SAN VICENTE, OTAVALO, CAYAMBE, LA ESPERANZA	50

1.3.3	RAMAL COTACACHI	52
1.3.4	RAMAL SAN AGUSTÍN, EL RETORNO	53
1.3.5	RED BELLAVISTA TULCÁN	54
1.3.6	RAMAL TULCÁN, EL ROSAL, SAN MIGUEL DE CAR	56
1.3.7	RAMAL ATUNTAQUI	57
1.4	DETALLE DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN	58
1.4.1	ABB SPAJ 140C.....	58
1.4.2	ABB DPU 2000R	60
1.4.3	MITSUBISHI.....	60
1.4.3.1	Relé de sobrecorriente	61
1.4.3.2	Relé direccional de sobrecorriente de fase.....	62
1.4.3.3	Relé direccional de sobrecorriente de falla a tierra	63
1.4.4	SCHNEIDER SEPAM S80	64
1.4.5	SIEMENS SIPROTEC.....	65
CAPÍTULO 2		66
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		66
2.1	INTRODUCCIÓN	66
2.2	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	66
2.3	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	69
CAPÍTULO 3		102
ANÁLISIS COMPARATIVO		102
3.1	INTRODUCCIÓN	102
3.2	ANÁLISIS COMPARATIVO	102
3.2.1	RAMAL SAN VICENTE, OTAVALO, CAYAMBE, LA ESPERANZA	102
3.2.2	RAMAL COTACACHI	112
3.2.3	RAMAL SAN AGUSTÍN, EL RETORNO	116
3.2.4	RED BELLAVISTA TULCÁN	122
3.2.5	RAMAL TULCÁN, EL ROSAL, SAN MIGUEL DE CAR	151
3.2.6	RAMAL ATUNTAQUI	161
3.3	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	168
3.3.1	VALOR ACTUAL NETO	168

3.3.2	TASA INTERNA DE RETORNO.....	169
3.3.3	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO.....	169
3.3.4	IMPACTO ECONÓMICO	170
3.3.4.1	Valor Actual Neto	175
3.3.4.2	Tasa Interna de Retorno.....	175
3.3.4.3	Relación Beneficio/Costo	176
CAPÍTULO 4		177
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		177
4.1	INTRODUCCIÓN	177
4.2	CONCLUSIONES	177
4.3	RECOMENDACIONES	179
BIBLIOGRAFÍA.....		181
ANEXOS		182
ANEXO 1: CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LOS RELÉS EN LAS SUBESTACIONES DE EMELNORTE.....		183
ANEXO 2: CARACTERÍSTICAS PROPUESTAS DE LOS RELÉS EN LAS SUBESTACIONES DE EMELNORTE .		184
ANEXO 3: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE		185

RESUMEN

El presente documento contiene la información referente a la coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, se detallan las razones de los correctivos a ejecutar a corto y largo plazo, determinando los nuevos ajustes a implementar de manera temporal hasta el cambio de equipos antiguos por otros acordes a las necesidades del sistema, como la urgencia de implementar un grupo especializado en protecciones responsable de la actualización frecuente de la coordinación integral en la distribución.

El estudio establece la necesidad de un manejo apropiado de la información de equipos y protecciones. Identifica la existencia de ajustes inconvenientes de los relés de protección y la necesidad de modernizar equipos de protección antiguos que presentan conflictos con los nuevos electrónicos, provocando fallas de las protecciones y consecuentemente, la reducción de la calidad del servicio, incrementando las pérdidas por interrupciones y sanciones por parte de CONELEC.

PRESENTACIÓN

Los Sistemas de Subtransmisión son una de las partes principales en el Sistema Nacional Interconectado que permite a las Empresas Distribuidoras proveer de energía eléctrica a las distintas ciudades en las cuales tiene cobertura de servicio. El sistema de subtransmisión en el Ecuador se encuentra compuesto de forma radial y en anillo debido a que las condiciones de su utilización dependen del tipo y tamaño de la carga, su importancia, necesidades de aumentar la continuidad y confiabilidad de servicio, además de los recursos que se disponen para su mejoramiento.

Las protecciones que se encuentren en funcionamiento jugaran un papel importante en la calidad de servicio que ofrece la empresa ya que dependiendo de las condiciones de falla que se presenten el sistema debe operar de manera que reduzca los efectos de este debido a sus consecuencias como las pérdidas económicas, sanciones por parte del estado, afectaciones a la reputación de las empresas distribuidoras y además molestias a los abonados.

Debido a las normativas que rigen el sector eléctrico dadas por el CONELEC, siendo esta la Regulación No. CONELEC – 004/01 sobre la CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION, es necesario que las empresas distribuidoras mejoren la confiabilidad de suministro y la continuidad de servicio manteniendo estándares de calidad en la energía eléctrica.

Debido a los factores antes mencionados se requiere determinar las condiciones óptimas de operación de las protecciones ante falla en el sistema de subtransmisión, para lo cual con el presente proyecto se lo realizará en EMELNORTE.

Usualmente en época de verano y en especial en el último año se ha observado la presencia de fuertes vientos que han arrancado ramas o acercado las mismas a las

líneas de subtransmisión dejando sin servicio cantones enteros como son Otavalo y Cayambe.

Es por estas razones EMELNORTE tiene la necesidad de determinar las condiciones adecuadas de operación del sistema que minimice la pérdida de la continuidad de servicio y si es necesario por condiciones técnicas del propio sistema que el número de abonados sin servicio sea el menor posible.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO, DETALLE DE EQUIPOS Y SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se presenta información básica acerca de protecciones eléctricas definiendo los aspectos técnicos que sirven para el desarrollo del proyecto presentado en este documento, de igual manera debido a la complejidad del sistema de subtransmisión de Emelnorte se detalla la configuración del mismo, permitiendo conocer de antemano las condiciones únicas del sistema como también los límites técnicos de sus equipos.

1.2 MARCO TEÓRICO

1.2.1 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Debido a que un sistema eléctrico de potencia se encarga de generar, transportar y suministrar energía eléctrica de calidad a los consumidores, con los menores costos y menores pérdidas, se establecen dos aspectos que determinan las pautas de dicha operación y son:

- **Económica:** comprende el despacho económico sin y con pérdidas, límites de la red con y sin contingencias.

- **Calidad:** determina la calidad de voltaje y frecuencia que se pueden tener a lo largo del SEP, como también determina un mínimo número de interrupciones del servicio eléctrico ya sea ante fallas o mantenimiento.

1.2.2 ZONAS DE PROTECCIÓN

Debido a la gran extensión de equipos, como grandes distancias entre la generación y consumo para que exista una adecuada protección del sistema, es necesario organizar las protecciones por zonas y traslaparlas unas con otras para lograr que ninguna parte del sistema se quede sin protección. Razón por la cual los disyuntores llegan a estar entre dos zonas de protección para que operen dependiendo de qué área presenta fallas. La figura muestra las zonas de protección y solapamiento entre estas.

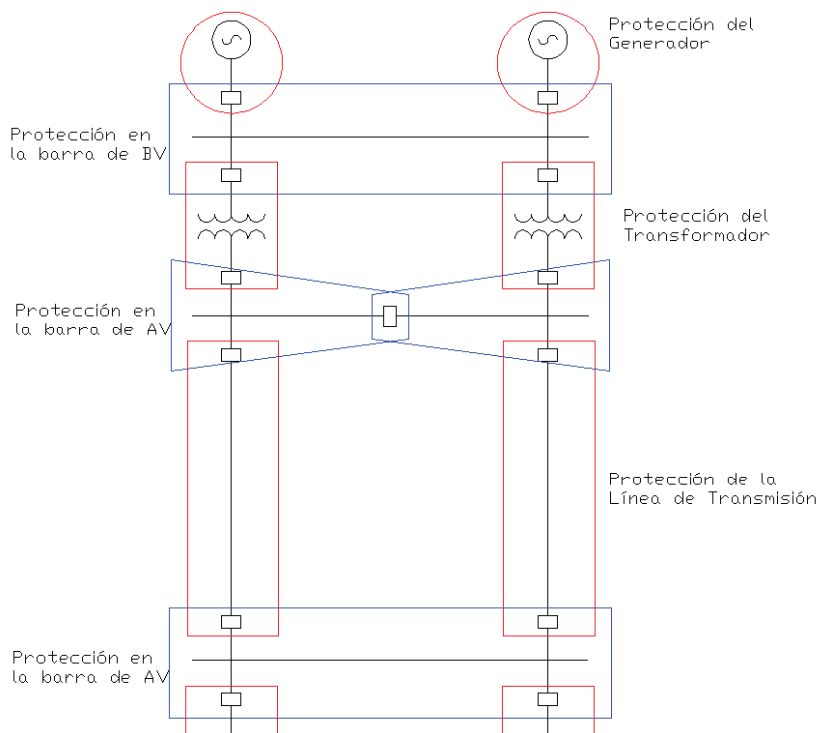


Figura 1.1. Zonas de protección y solapamiento

Pueden existir regiones sin protección debido a condiciones económicas, indisponibilidad de espacio, incapacidad de coordinación debido a los equipos, etc.

1.2.3 PROTECCIÓN PRIMARIA Y DE RESPALDO

Las zonas que se protegen en un sistema eléctrico debe poseer dos protecciones independientes una de la otra, una será la principal y la otra de respaldo, logrando así aumentar la confiabilidad de las protecciones.

1.2.3.1 Protección primaria o principal

Esta es la principal defensa ante fallas ya que opera de manera más rápida. Está diseñada para que desconecte o aisle la menor porción posible del sistema eléctrico operando el disyuntor que energiza al equipo con falla.

1.2.3.2 Protección secundaria o de respaldo.

Esta es la defensa restante en caso que la protección primaria falle o se encuentre en mantenimiento. La protección secundaria posee diferentes funciones, elementos, puntos de medición y disyuntores con respecto a la principal llegando además a tiempos de operación mayores. Esta abarca una mayor porción del sistema eléctrico

1.2.4 CARACTERÍSTICAS PARA LA PROTECCIÓN

Al realizar la coordinación de las protecciones es importante cumplir con ciertos niveles de:

- Confiabilidad.
- Selectividad.
- Seguridad.

- Velocidad.
- Sensibilidad.

1.2.4.1 Confiabilidad

Se relaciona con tener un alto grado de certeza que los equipos de protecciones operarán correctamente para su zona de protección frente a fallas. La incorrecta operación se puede deber a:

- a) Un incorrecto diseño o configuración.
- b) Una incorrecta instalación o pruebas en campo.
- c) El deterioro en servicio.

1.2.4.2 Selectividad

Se relaciona a la capacidad de operar los relés y disyuntores necesarios para aislar una falla, es selectiva al diferenciar en qué condiciones opera instantáneamente y en cuáles de manera temporizada.

1.2.4.3 Seguridad

Se refiere a la capacidad que el sistema de protecciones no sea afectada u opere ante condiciones indeseadas ajenas a su zona de protección.

1.2.4.4 Velocidad

Se enfoca en el tiempo requerido para emitir la orden de disparo, ya que la rápida operación minimiza los daños de las fallas.

1.2.4.5 Sensibilidad

Se refiere a los niveles mínimos (corriente, voltaje, potencia, entre otros) para el funcionamiento de los relés o de los sistemas de protecciones. Se dice que es sensible si el parámetro operativo primario es bajo.

1.2.5 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Un sistema de subtransmisión es el conjunto de equipos y elementos eléctricos que permiten a una empresa distribuidora proveer de energía eléctrica por medio de líneas de alto voltaje, uniendo a diferentes subestaciones y abarcando un área de cobertura determinada.

1.2.5.1 Subestaciones

Las subestaciones de las empresas distribuidoras tienen la función de reducir el voltaje a uno más funcional dentro de las ciudades dependiendo del área de servicio, del número de usuarios, del número de alimentadores primarios y el nivel de voltaje.

1.2.5.2 Líneas de Subtransmisión

Las líneas de transmisión son uno de los componentes principales que conforman un sistema eléctrico y su función es proveer un camino para llevar la energía eléctrica desde las fuentes de generación o compra de energía hasta los puntos de carga.

A nivel de subtransmisión estas redes son menos complejas y ramificadas en comparación a distribución pero son más importantes debido a la potencia suministrada como la cantidad de usuarios que dependen de estas, llegando de esta manera a definir la correcta operación y mantenimiento de dichas redes.

Los niveles de voltaje que se pueden encontrar en estas redes son 69 kV y 34,5 kV, en el caso particular de Emelnorte, además siempre son trifásicas y logran mantener la impedancia equivalente (Ω/km) prácticamente constante a lo largo de la red.

Las diferentes redes que podemos encontrar en subtransmisión son:

- Redes radiales.
- Redes con líneas paralelas.
- Redes en anillo.

- Redes malladas.

1.2.5.3 Redes radiales

Esta configuración es la más sencilla que se puede encontrar, es la más común ya que posee una configuración y protección simple, en comparación con otros esquemas, debido a que posee una fuente solo en un extremo, siendo esta una subestación central de la cual se alimentan otras subestaciones proporcionando un flujo unidireccional.

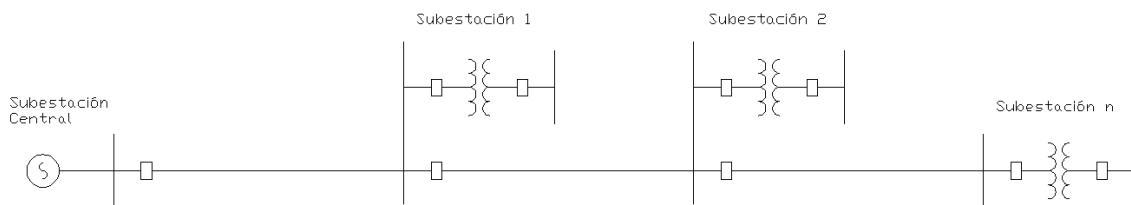


Figura 1.2. Red Radial

En el Ecuador, la subestación central pertenece a Transelectric, pero las protecciones que se encuentran en ella son muy importantes para el funcionamiento y protección de las subestaciones de distribución secundarias.

Las desventajas que se puede encontrar en este esquema es la baja confiabilidad de servicio, ya que frente a fallas en las líneas cercanas a la fuente se debe desenergizar varias subestaciones aguas abajo, además se presenta un menor voltaje al final del ramal debido a caídas de voltajes en el conductor que puede solucionarse con cambiador de TAPs en los transformadores de potencia, que al no ser automáticos tendrían que interrumpir el servicio para realizar las modificaciones necesarias.

Este tipo de red a pesar de su baja confiabilidad es muy utilizada por un incremento acelerado sin planificación y su bajo costo en comparación a otros esquemas.

1.2.5.4 Redes con líneas paralelas

Una de las maneras de aumentar la confiabilidad en el sistema es el uso de líneas paralelas ya sean como dos líneas de un solo circuito o como líneas de doble circuito sin importar si la red es radial o en anillo, esto conlleva a un aumento considerable en los costos de inversión por el incremento de los equipos. Generalmente se tiende a utilizar cuando las cargas son de suma importancia.

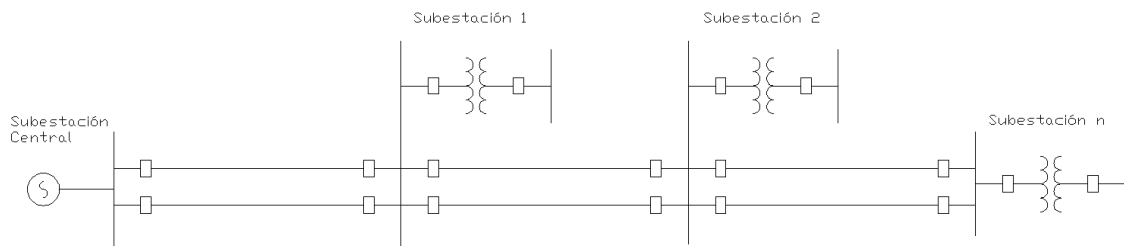


Figura 1.3. Red con líneas paralelas

1.2.5.5 Redes en anillo

Las redes en anillo permiten una mayor confiabilidad en el servicio eléctrico debido a que alimentan a una subestación a través de líneas provenientes de otras dos subestaciones lo cual incrementa su costo como la complejidad de las protecciones ya que existe una desconexión selectiva de las líneas en ambos extremos cuando se produce una avería.

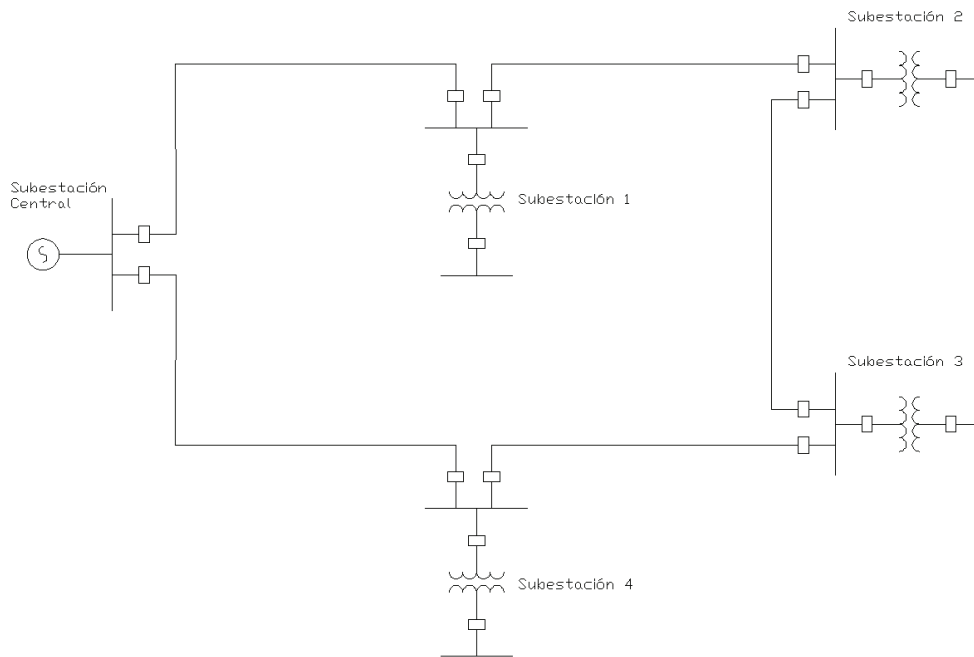


Figura 1.4. Sistema en anillo con fuente única

No necesariamente un sistema en anillo debe proporcionar energía desde una única fuente, ya que las empresas distribuidoras suelen conectar redes radiales de tal forma que se cree un anillo.

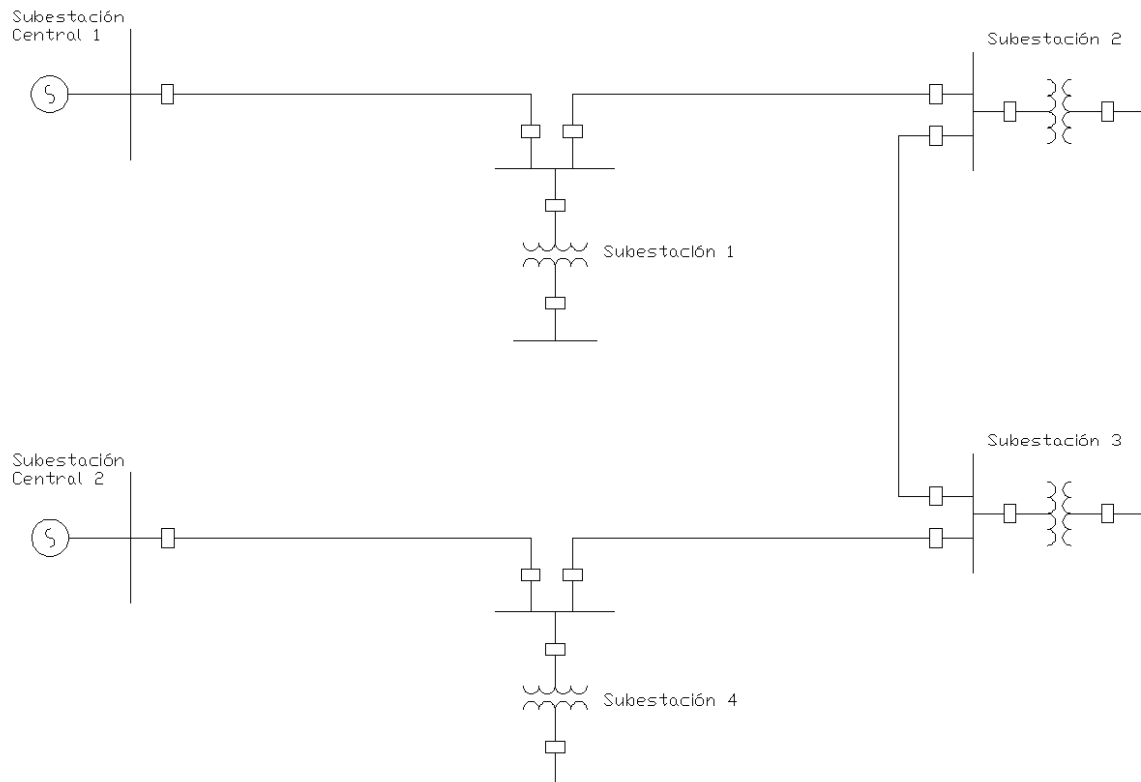


Figura 1.5. Sistema en anillo con dos fuentes

1.2.5.6 Redes malladas

Las redes malladas se caracterizan por una alta confiabilidad de servicio eléctrico, elevados costos de construcción como de los dispositivos de protección. Existe un incremento en la complejidad de los esquemas de coordinación de protecciones debido a que las subestaciones poseen diversas líneas que les proveen energía eléctrica que frente a fallas se mantiene el servicio de manera automática.

1.2.6 PERTURBACIONES EN LA RED

Es muy importante distinguir los fenómenos estacionarios y transitorios que se van a presentar en la red en condiciones normales de operación como frente a fallas. Es por tal razón que se presenta a continuación información sobre los regímenes operativos en el sistema eléctrico.

1.2.6.1 Régimen Normal

Cuando el sistema va a ser energizado las protecciones deben permanecer inoperables para no permitir que se presenten fallas, pues pueden presentarse fenómenos eléctricos causantes del arranque de los relés de protecciones si estos no están calibrados incluyendo estos aspectos.

Uno de los fenómenos normales transitorios comunes son las corrientes transitorias de magnetización (inrush) que aparecen en la energización de los transformadores, debido a que el transformador se encuentra en vacío en su secundario, la única corriente que ocasionará un flujo en el núcleo del transformador es una corriente magnetizante del lado primario, llegando a tener hasta dos veces el valor del flujo cuando la energización se realiza el instante que el valor de voltaje pasa por cero, presentando una rápida saturación del núcleo.

La corriente magnetizante no es simétrica debido a que el circuito ferromagnético o núcleo del transformador se comporta como una carga no lineal siendo una fuente de armónicos, es por tal razón que la corriente inrush no siempre tiene el mismo valor, depende de factores como:

- Potencia del transformador.
- Características magnéticas del núcleo.
- Condiciones operativas en la desconexión (flujo remanente).
- Nivel de voltaje de energización.

Otro aspecto muy importante que se debe tener claro es que las corrientes de inrush no se suman directamente a pesar de estar varios transformadores conectados a una misma línea de transmisión.

Las afectaciones en las protecciones ubicadas en las líneas debido a estas corrientes serían percibidas por los relés instantáneos de sobrecorriente debido a que este fenómeno suele ocurrir de manera muy rápida teniendo una baja incidencia en los relés temporizados de sobrecorriente. El efecto más importante es sobre las protecciones diferenciales de los transformadores, pues interpretan como una falla interna.

Las corrientes ocasionadas por las cargas frías nunca tendrán repercusiones en las protecciones de subtransmisión; la razón es clara, se energizan los transformadores sin los alimentadores de distribución.

1.2.6.2 Régimen Anormal

Para las protecciones del sistema de subtransmisión existen dos tipos de fenómenos que deben ser analizados, la sobrecarga como fenómeno estacionario, mientras que un cortocircuito es transitorio.

1.2.6.2.1 Sobrecarga

Las sobrecargas son fenómenos comunes en las redes eléctricas por el aumento de carga, ocasionando un incremento de corriente que supera la capacidad máxima admisible de los conductores pero en subtransmisión no es común debido a que este sistema es monitoreado constantemente; sin embargo, no está libre de esa posibilidad.

La capacidad de sobrecarga que puede soportar un conductor dependerá de diversos factores como el valor de corriente y tiempo de la sobrecarga, temperatura ambiental, humedad; por lo que se puede afirmar con seguridad que sobrecargas de poca duración no afectarán a los conductores, a menos que exista un incremento desmesurado de subestaciones sin la planificación adecuada obligando a los conductores a tener una sobrecarga prolongada.

1.2.6.2.2 Cortocircuitos

Las averías que se encuentran en las redes de subtransmisión son los cortocircuitos, que es el contacto de los conductores energizados entre ellos o con la tierra, ya sea directa o indirectamente. Se debe tener claro que en el momento que sucede una

falla los voltajes en todo el circuito disminuyen, en especial en el punto de avería, causando que las cargas aguas abajo no operen y aguas arriba dependiendo de la cercanía de la subestación a dicha falla y la duración de esta, mientras que las corrientes presentan grandes magnitudes que fluyen desde las fuentes hacia el punto donde se produce el cortocircuito lo cual puede causar el calentamiento de los conductores fundiéndolos o dañándolos permanentemente, si el tiempo de la falla es prolongado.

Es importante aclarar que el nivel de cortocircuito no es el mismo en todos los puntos de la red, todo depende del lugar de la avería, tipo y origen del cortocircuito; como de la magnitud en la generación al momento de la falla. En general, la mayor cantidad de cortocircuitos son monofásicos a tierra, los mismos que suelen ser de menor magnitud a los cortocircuitos multifásicos, pero hay casos en que las corrientes monofásicas son mayores a las multifásicas y es cuando la avería se produce en las cercanías de las subestaciones con transformadores conectados en delta el primario y estrella sólidamente aterrizado en su secundario.

En el caso de redes multilaterales, donde se poseen diferentes fuentes para alimentar las cargas y se produzca una falla, la fuente más cercana a la misma inyectará una mayor corriente con lo cual se reducirá el valor de la corriente de falla de la fuente más alejada, causando inconvenientes en las protecciones eléctricas perdiendo sensibilidad y selectividad, debido a que no van a detectar la falla.

En las líneas de subtransmisión cuando se produce una descarga atmosférica directa al cable de guarda se inducen sobrevoltajes en las fases lo cual puede ocasionar descargas superficiales o contorneos en los aisladores, lo cual sería visto como una falla a tierra por las protecciones, siendo una falla transitoria.

1.2.7 CABLE DE GUARDA

El hilo de guarda es un apantallamiento de las líneas de transporte eléctrico frente a sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas pero su utilización va más allá, ya que presenta funcionalidad ante presencia de cortocircuitos.

En los sistemas de distribución cuando se presenta un cortocircuito monofásico a tierra las corrientes de falla tienden a ser elevadas debido a que dicha corriente al viajar por la fase va a retornar por el neutro que es multi-aterrizado en el suelo, haciendo esto lo que causa una baja impedancia.

En los sistemas de transmisión y subtransmisión no hay neutro, razón por la cual cuando se produce una falla monofásica a tierra y siempre que haya hilo de guarda el retorno de la corriente se realizará principalmente por medio de este; mientras que la ausencia del cable de guarda puede causar sobrevoltajes en las fases.

1.2.8 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Un transformador es una máquina electromagnética estática que se encarga de la transformación de parámetros eléctricos como son la corriente y el voltaje, para permitir la transmisión y distribución de energía eléctrica con una alta eficiencia y bajas caídas de voltaje.

Es muy eficiente, debido a las pequeñas pérdidas que se presentan en sus bobinas, como en su núcleo, a potencia nominal, logrando que casi en su totalidad la energía de entrada sea la de salida; además, facilita la transmisión de dicha potencia al reducir la corriente, disminuyendo las pérdidas I^2R en los conductores, permitiendo reducir el calibre de los mismos, logrando además que las caídas de voltajes se reduzcan y finalmente, en distribución, facilita condiciones de voltaje admisibles para que los equipos eléctricos puedan entrar en funcionamiento.

1.2.8.1 Curva de Daño y Categorías de transformadores

Todo transformador estará diseñado para soportar cierta potencia a determinada magnitud de voltaje y corriente, razón por la cual si aumenta la corriente sobre los valores nominales, el transformador lo soportará un determinado tiempo antes de sufrir daños, esto indica que todo transformador poseerá límites de tiempo para determinadas corrientes pudiendo ser representadas en una curva.

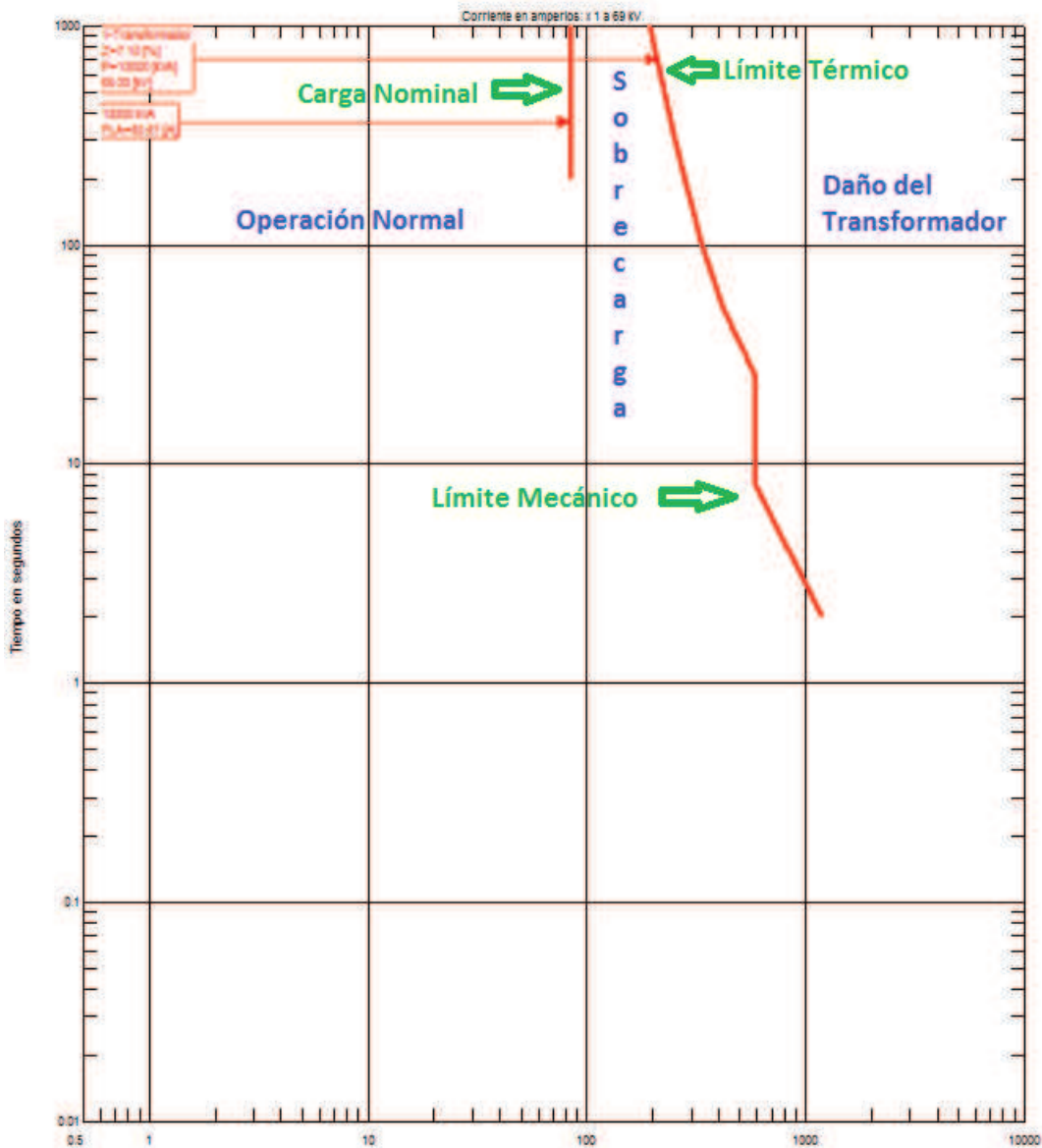


Figura 1.6. Curva a plena carga y de daño de un transformador

Para realizar la coordinación de protecciones en los transformadores es muy importante tener en cuenta la magnitud y duración de las corrientes de falla como también sus efectos tanto térmicos como mecánicos que causen en este equipo.

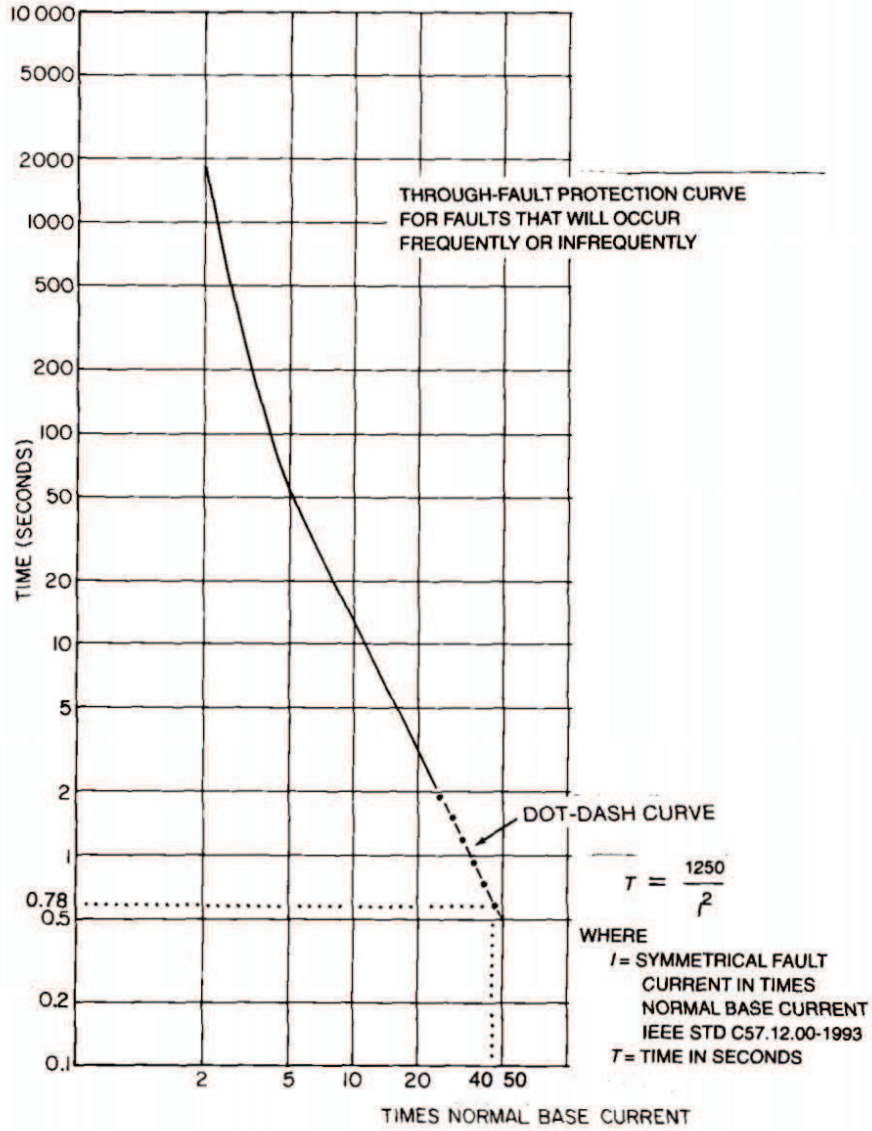
Por ejemplo, si las magnitudes de corrientes de falla son cercanas a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más significativos que los térmicos, mientras que para bajas magnitudes de corriente de falla cercanas alaescala de sobrecarga los efectos térmicos son más importantes a menos que la frecuencia de ocurrencia de la falla sea alta. Los efectos mecánicos tienden a desempeñar un rol más importante para niveles altos de kiloamperiosya que los esfuerzos mecánicos serán mayores.

La norma IEEE Std C57.12.00-1993 establece cuatro categorías donde se determina la capacidad de resistencia de los transformadores frente a cortocircuitos mediante curvasque permiten realizar la coordinación de protecciones.

Categoría	Monofásicos (kVA)	Trifásicos (kVA)
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5 000
III	1668 a 10 000	5 001 a 30 000
IV	Sobre los 10 000	Sobre los 30 000

Para los transformadores de categorías I y IV una simple curva representa ambas consideraciones de daño, térmicas y mecánicas mientras que para las categorías II y III, si el transformador es sometido a fallas de frecuente ocurrencia,la curva debe estar representada por la combinación de los límites mecánicos y térmicos; pero si es sometido a fallas de poca frecuencia de ocurrencia su curva se representa únicamente por su parte térmica.

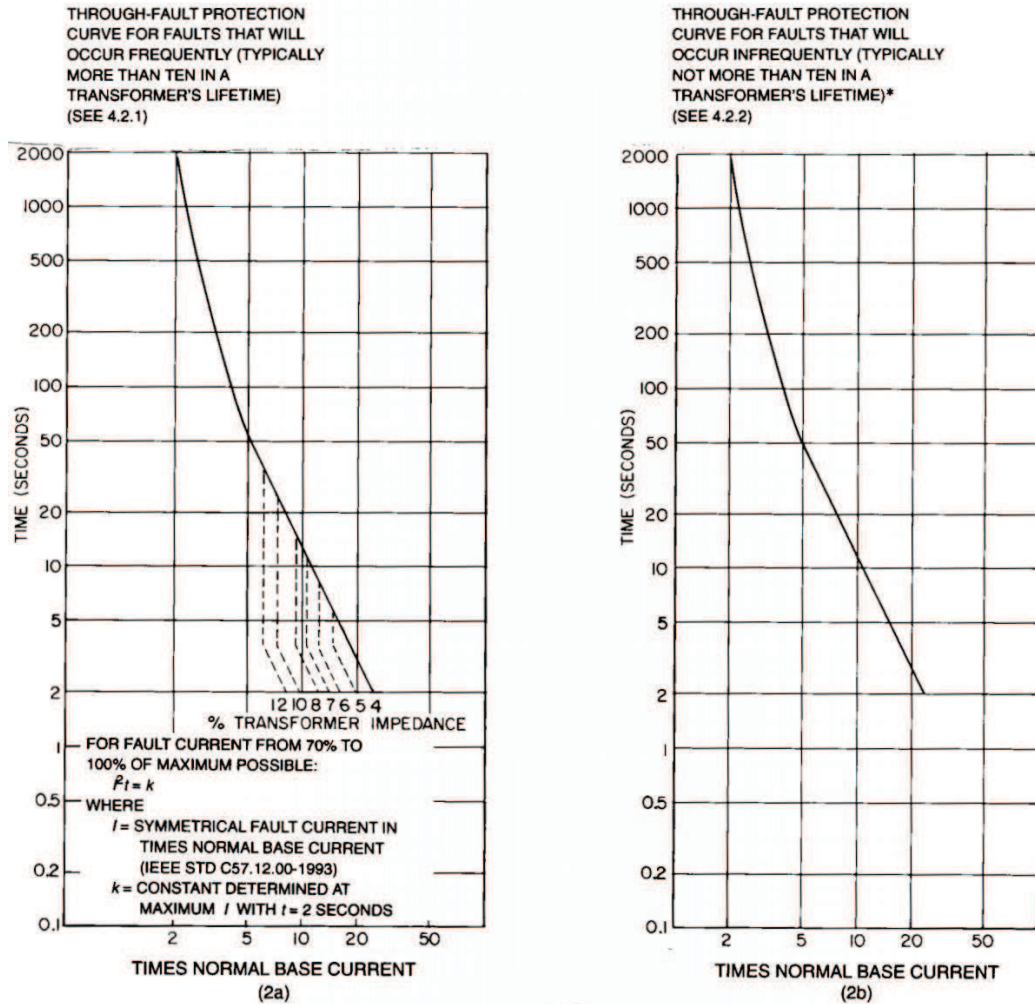
1.2.8.1.1 Categoría I



NOTE—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figura 1.7. Curva de daño para transformadores de categoría I.

1.2.8.1.2 Categoría II

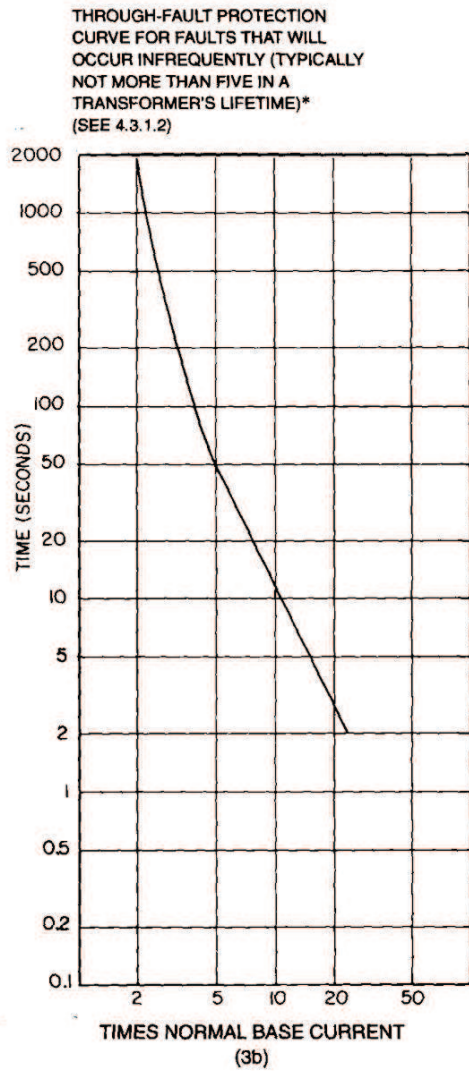
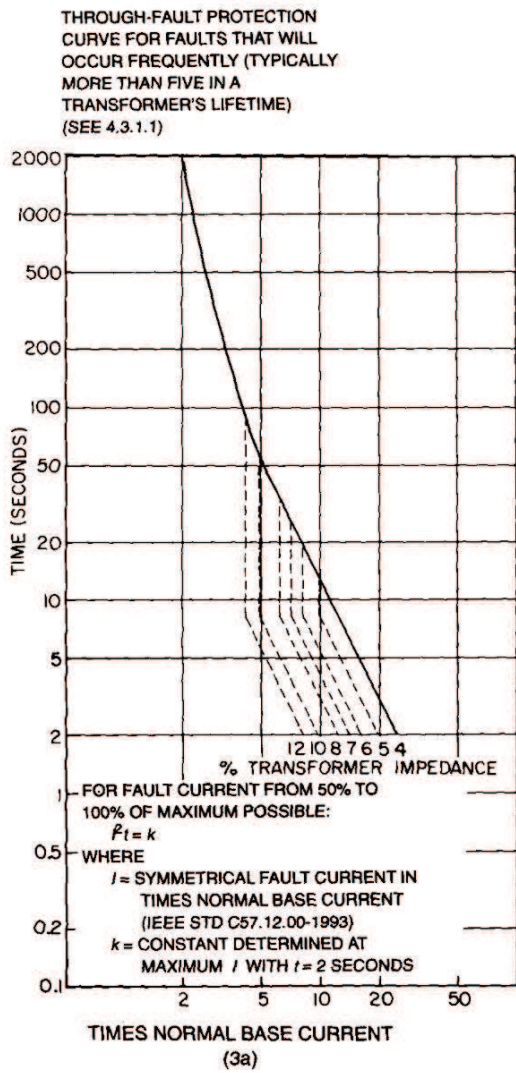


NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short circuit impedances as noted in 2a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figura 1.8. Curva de daño para transformadores de categoría II.

1.2.8.1.3 Categoria 3



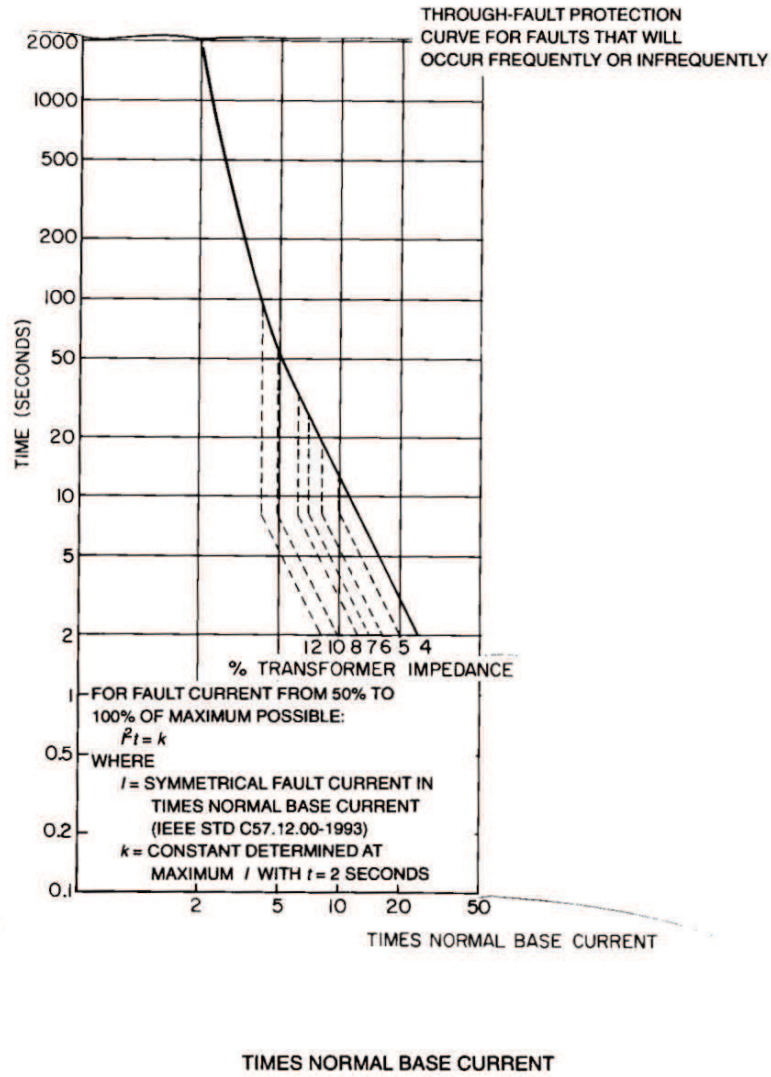
*This curve may also be used for backup protection where the transformer is exposed to frequent faults normally cleared by high-speed relaying.

NOTES

- 1—Sample $I^2 t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted in 3a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figura 1.9. Curva de daño para transformadores de categoría III.

1.2.8.1.4 Categoría IV



NOTES

- 1—Sample $I^2 t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figura 1.10. Curva de daño para transformadores de categoría IV.

1.2.8.2 Configuración de los Devanados

La configuración de los devanados en los transformadores es muy importante tomar en cuenta, ya que determina la coordinación de las protecciones aguas arriba de dichos transformadores permitiendo una dependencia o independencia entre protecciones dependiendo del caso.

Es muy importante recalcar que para toda falla a tierra además de las corrientes de secuencia positiva y negativa se presentan corrientes con componentes de secuencia cero o corrientes homopolares mientras que para cortocircuitos multifásicos sin contacto a tierra se tienen corrientes de secuencia positiva y negativa; estos aspectos serán tomados muy en consideración.

1.2.8.2.1 Conexión Delta primario - Estrella aterrizado secundario

Cuando ocurre una falla a tierra en el lado de 13,8 kV se presentan corrientes homopolares en el secundario del transformador mientras que en el primario dichas corrientes desaparecen de las líneas, la razón se debe a que la conexión en delta encierra las corrientes de secuencia cero impidiendo su paso al sistema; un ejemplo común es cuando hay una falla monofásica en el secundario, en el primario se percibe como una falla de dos fases, esto ocasiona que las protecciones eléctricas de secuencia cero en alto voltaje no actúen para averías a tierra en bajo voltaje.

Dicho en otras palabras se tiene independencia entre protecciones permitiendo que los relés en alto voltaje no coordinen con los relés aguas abajo del transformador.

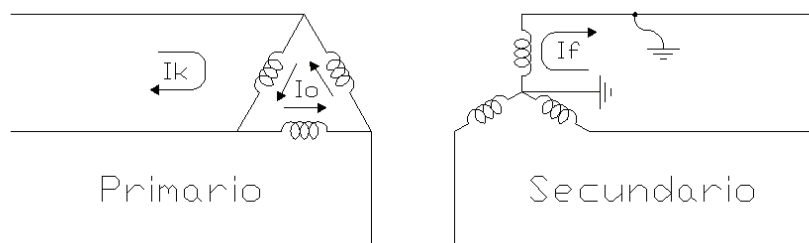


Figura 1.11. Configuración delta-estrella con falla monofásica a tierra

El comportamiento de las fallas multifásicas también se debe analizar. Para un mejor entendimiento se usa como ejemplo un cortocircuito de dos fases en 13,8 kV ocasionando a nivel de 69 kV la presencia de corrientes en las fases; pero es importante aclarar que en una de las fases la magnitud de corriente será el doble de la corriente en las otras dos fases. Esto determina que se deben tomar en cuenta las corrientes de falla en ambos lados y por tal, las protecciones en el lado de alto voltaje deben coordinar con aquellas aguas abajo del transformador, debido a que pueden ocasionar una operación acelerada impidiendo mantener selectividad y coordinación.

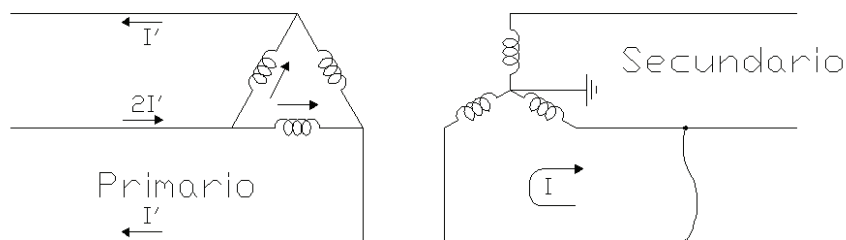


Figura 1.12. Configuración delta-estrella con falla entre dos fases

1.2.8.2.2 Conexión Estrella aterrizado primario - Estrella aterrizado secundario

Cuando se tiene esta configuración en el transformador y se produce una falla en 13,8 kV todo tipo de avería circulará del secundario al primario y de este a la red de 69 kV ya que se comparte la misma estructura. Las protecciones de secuencia cero reaccionarán frente a averías de 13,8 kV, por tal razón las protecciones tanto de tierra como de fase en alto voltaje tienen que mantener la coordinación con las protecciones en bajo voltaje.

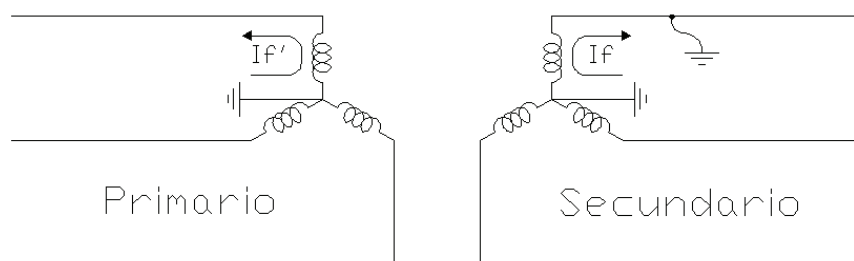


Figura 1.13. Configuración estrella-estrella con falla monofásica a tierra

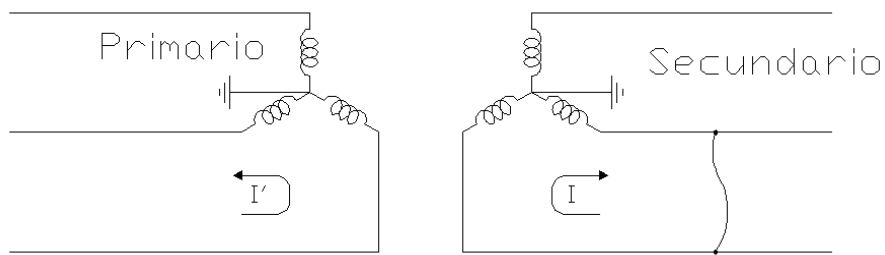


Figura1.14. Configuración estrella-estrella con falla entre dos fases

1.2.9 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En el sistema de potencia se trabaja con altos voltajes, corrientes, potencia, pero debido a la necesidad de conectar los equipos de medida y protección para obtener los valores de entrada para su operación, se requiere la utilización de un equipo que aisle el circuito de alto voltaje y proporcione valores de corriente y voltajes normalizados, para este estudio se denominará TC al transformador de corriente.

Este transformador se conecta en serie con el circuito que va a ser medido o protegido, mientras que en su secundario se conectan los equipos de control como se muestra en la Figura1.15.

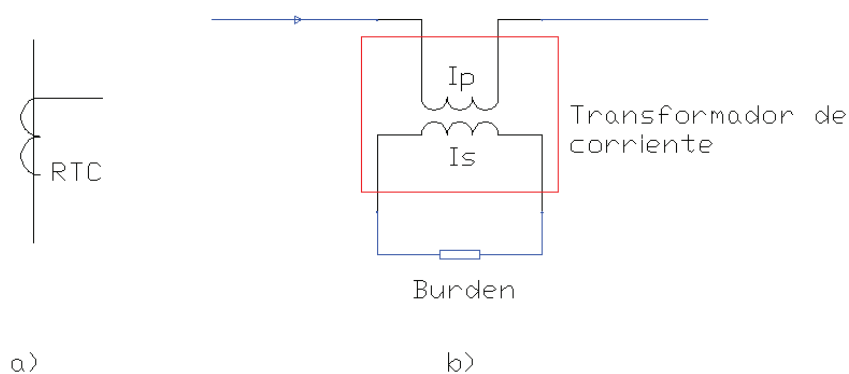


Figura1.15.a) Representación unifilar de un TC.

b) Forma simplificada de un TC en el circuito de potencia.

Es muy importante aclarar que se debe cortocircuitar el secundario del TC cuando esta sin carga, ya que de otra manera se presentaría un alto voltaje poniendo en riesgo a los operarios.

1.2.9.1 Relación de Transformación

La relación de transformación se define como la relación de la corriente primaria a la secundaria.

$$RTC = \frac{I_p}{I_s}$$

I_p = Corriente en el devanado primario

I_s = Corriente en el devanado secundario

El devanado secundario trabaja con valores normalizados para los instrumentos de control siendo estos:

- **Norma Americana:** 5 A secundario.
- **Norma Europea:** 1 A secundario.

Mientras tanto los valores de corriente primaria normalizados son:

50 A	100 A	150 A	200 A
300 A	400 A	500 A	600 A
800 A	1 000 A	1 200 A	1 500 A
2 000 A	2 500 A	3 500 A	4 000 A

1.2.9.2 Precisión de los TC

Dependiendo del tipo de equipo que se conecte al transformador de corriente, este debe cumplir con determinados límites de error admisible, ya que algunas funciones requieren mayor precisión.

Debido a que funcionan con los principios de inducción electromagnética y de igual manera dependiendo de su diseño poseen diferentes valores de flujo de dispersión presentándose un error en la relación de transformación y en el ángulo.

- **Error de relación:** por las pequeñas variaciones en el número de espiras en los devanados y además por el flujo de dispersión, que se manifiesta en la corriente de vacío o excitación.
- **Error de ángulo:** debido al desplazamiento entre la corriente primaria y la secundaria por la corriente de excitación.

Es importante aclarar que la precisión del TC se ve afectada por aspectos exteriores a su construcción como son:

- Si se sobrepasa el valor del burden admisible para el TC.
- Saturación de su núcleo debido a corrientes mayores a las utilizadas en su diseño e implementación.

Clase de Precisión	Límites de factor de corrección
Para medición precisa 0,3	1,003 – 0,997
Para medición estándar 0,6	1,006 – 0,994
Para protección 1,2	1,012 – 0,988

1.2.9.3 Saturación de los TC

Cada TC posee una curva de saturación dada por el fabricante y dependiendo de la utilización, medida o protección, como el equipo a conectar, se definen estados adecuados en su funcionamiento.

- Para medida, el grado de saturación debe ser bajo, es decir que el TC no se sature cuando la mayor corriente circule en la impedancia de

¹TAPIA, Luis; Operación de Subestaciones. Primera Edición. EPN. Quito. Ecuador. 2005, pág 53

magnetización, obteniendo una pequeña corriente para el burden, pero se satura con sobre intensidades moderadas.

- Para protección se debe tener un alto grado de saturación, ya que en condiciones de falla el equipo no debe saturarse para las corrientes de cortocircuito.

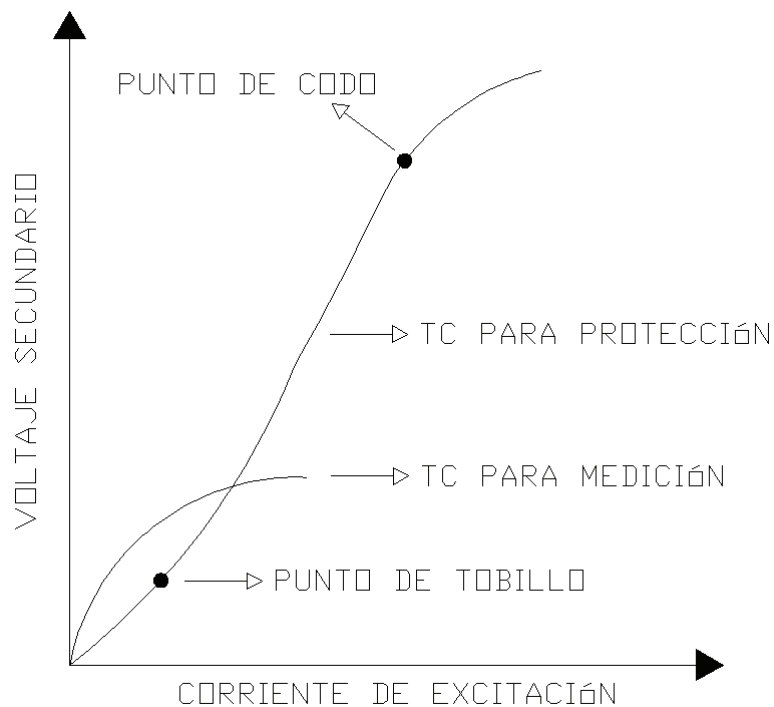


Figura 1.16. Curva B-H para transformadores de corriente de medición y protección²

1.2.9.4 Clase de los TC

1.2.9.4.1 Norma IEC

Los transformadores de corriente se los designa con una nomenclatura que especifica características tales como precisión, función y capacidad de corriente.

²ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto; Elementos de Protección de Sistemas Eléctricos teoría y práctica. Primera Edición. Editorial LIMUSA. México. 2008.

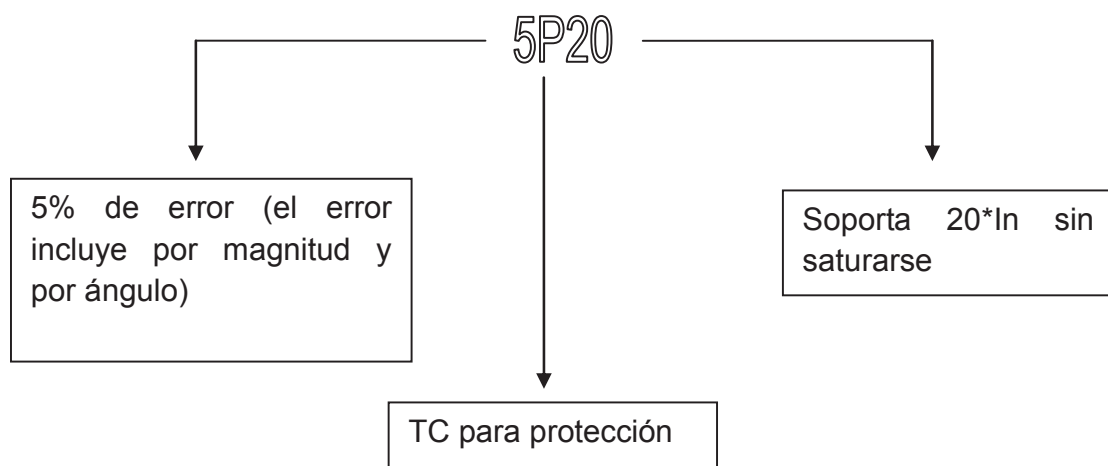
El primer número corresponde al porcentaje de error que posee el TC.

La letra intermedia indica la función del TC que está dada por el tipo de burden a usar y se nombran así:

- **M** si se utiliza para medición.
- **P** si se utiliza para protección.

El último número indica las veces de su corriente nominal que puede soportar sin saturarse.

A continuación se tiene el siguiente ejemplo:



1.2.9.4.2 Norma ANSI

Según las normas ANSI se tiene otra denominación para determinar las características anteriores, es decir:

- **C** indica que la relación de transformación puede ser calculada, usualmente se usan en TC tipo bushing.
- **T** indica que la relación de transformación puede ser determinada por pruebas, se utilizan en TC tipo devanado.

La capacidad de voltaje del TC indica el voltaje presente en el TC cuando se presenta un burden nominal a 20 veces su corriente nominal sin sobrepasar el 10% de error.

Las clases de TC usuales son:

C100 (1 Ω)
C200 (2 Ω)
C400 (4 Ω)
C800 (8 Ω)

1.2.10 RELÉ DE SOBRECORRIENTE

Como se ha explicado anteriormente, uno de los fenómenos que se producen en un sistema eléctrico de potencia y en especial durante los cortocircuitos es el aumento de la magnitud en la corriente, llegando a sobrepasar los niveles normales de operación, esto puede destruir conductores y equipos eléctricos; es por estas razones que se utiliza una protección que actuará para dichos incrementos.

Un relé de sobrecorriente es una protección simple, debido a que su funcionamiento está determinado por mediciones de corriente; siendo esta razón por la que se le emplea generalmente como protección primaria en sistemas radiales de subtransmisión, distribución y como protección de respaldo en transformadores de potencia, generadores, líneas de transmisión, etc.

Este tipo de protección requiere que se definan dos variables para su correcta operación:

- Corriente mínima de operación.
- Tiempos de operación.

1.2.10.1 Corriente mínima de operación

Conocida también como “corriente de pick-up”, y como su nombre lo indica es el valor de corriente para el cuál la protección de sobrecorriente inicia su funcionamiento.

$$\text{Si: } I_{\text{sistema}} \geq I_{\text{pick-up}} \rightarrow \text{Relé opera}$$

Esta corriente de operación debe ser ingresada manualmente dependiendo de las circunstancias del sistema de potencia, por esta razón los relés poseen una zona de ajuste donde se definen los valores de corriente que pueden ser seleccionados en dicho relé, todo depende de la tecnología usada en el equipo. Además se le denomina comúnmente a cada uno de estos valores como TAP.

Todos los relés trabajan con valores normalizados requiriendo el uso de transformadores de corriente para su anexión y adecuada operación en la red, esto implica que las protecciones necesitan el valor de la corriente mínima de operación referida al secundario del TC, para lo cual se usa la siguiente ecuación:

$$I_{\text{pick-up}} = \frac{I_{\text{mop}}}{RTC} = \frac{\text{Corriente mínima de operación}}{\text{Relación del transformador de corriente}}$$

$$I_r = \frac{I}{\left(\frac{I_{pTC}}{I_{sTC}}\right)} = I * \left(\frac{I_{sTC}}{I_{pTC}}\right)$$

Siendo:

$$I_{\text{pick-up}} = \text{Corriente mínima de operación referida.}$$

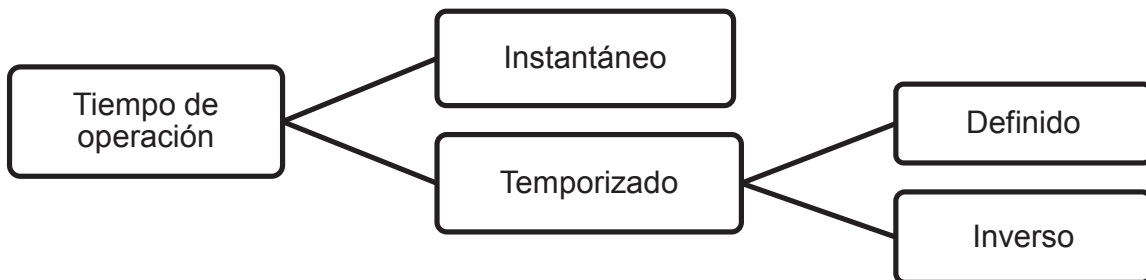
$$I_{pTC} = \text{Corriente en el primario del transformador de corriente.}$$

$$I_{sTC} = \text{Corriente en el secundario del transformador de corriente.}$$

Los relés modernos permiten el ingreso de la corriente de pick-up en amperios primarios como también la relación del TC, realizando estos cálculos internamente.

1.2.10.2 Tiempos de operación

Define la característica de tiempo con la cual se emitirá la señal de operación, pudiendo tener las siguientes opciones:



1.2.10.2.1 Relés de tiempo instantáneo

Estos relés emiten su señal de operación una vez superado el valor de la corriente de pick-up, es decir:

$$\text{Si: } I_{\text{sistema}} \geq I_{\text{pick-up}} \rightarrow t = 0$$

Teóricamente el disparo es inmediato pero tendrá un pequeño retardo dependiendo de la tecnología que utiliza en su funcionamiento.

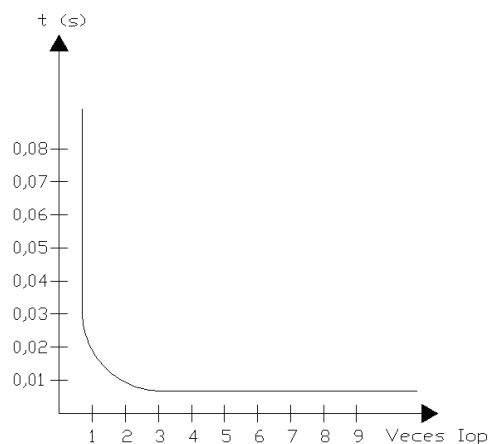


Figura 1.17. Curva de tiempo instantáneo

Este relé se lo representa gráficamente dependiendo de la norma utilizada, en el presente caso se hará uso de la norma ANSI.

	ANSI	IEC 60617
Relé de sobrecorriente instantáneo	50	I >>
Relé de sobrecorriente de tierra instantáneo	50N	I ⊥ >>

Las unidades instantáneas son utilizadas para disminuir el tiempo de operación cuando se presentan fallas severas en el sistema pero poseen baja selectividad para valores altos de corrientes de cortocircuitos, debido a la imposibilidad de distinguir la corriente de falla entre un punto y otro cuando la distancia entre estos es pequeña, presentando una impedancia baja en comparación a la impedancia de la fuente por lo cual requieren para su utilización la presencia de otro tipo de protección.

1.2.10.2.2 Relés de tiempo definido

Este tipo de protección define que para valores de corriente superiores al mínimo de operación siempre se demorará un tiempo determinado, en otras palabras:

$$\text{Si: } I_{\text{sistema}} \geq I_{\text{pick-up}} \rightarrow t = k$$

Gráficamente lo podemos representar de la siguiente manera

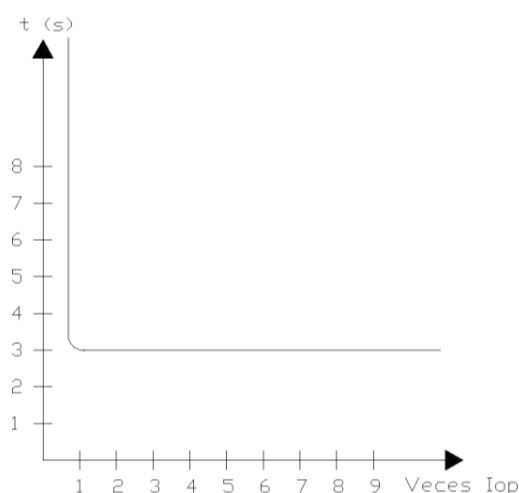


Figura 1.18. Curva de tiempo definido

Para la coordinación de protecciones con este tipo de relé es necesario que el relé más alejado de la fuente posea el menor tiempo de operación posible, logrando que el relé aguas arriba posea un tiempo mayor al anterior; realizando esto sucesivamente hacia la fuente.

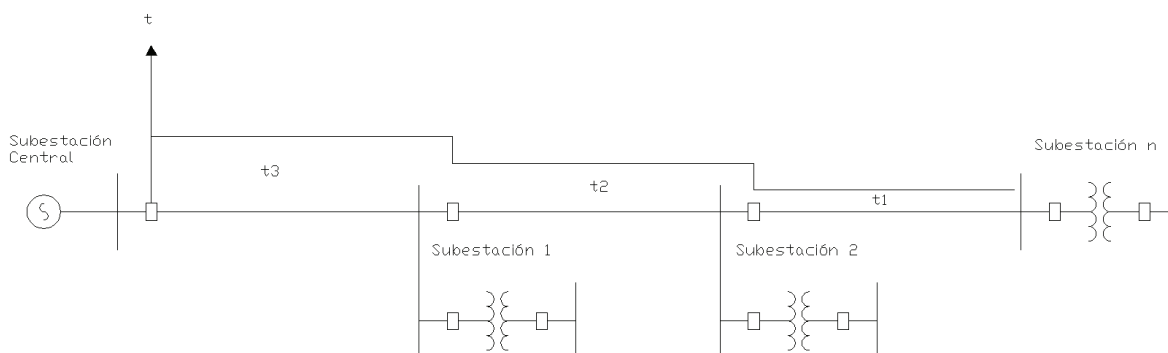


Figura1.19. Incremento en el tiempo de operación por uso de relés de tiempo definido

Siendo:

$$t_3 > t_2 > t_1$$

Debido a que el tiempo de operación es independiente de la corriente se logra selectividad, empleando estos relés, cuando la impedancia de la fuente es mayor a la del elemento a proteger; pero posee un inconveniente, para corrientes de cortocircuitos cercanos a la fuente que son de mayor magnitud el tiempo de operación de las protecciones es muy grande.

1.2.10.2.3 Relés de tiempo inverso

La operación de este equipo está determinada por un tiempo inversamente proporcional a su corriente, logrando que a menores magnitudes de corriente el tiempo sea superior como también a mayores valores de corriente este tiempo disminuya.

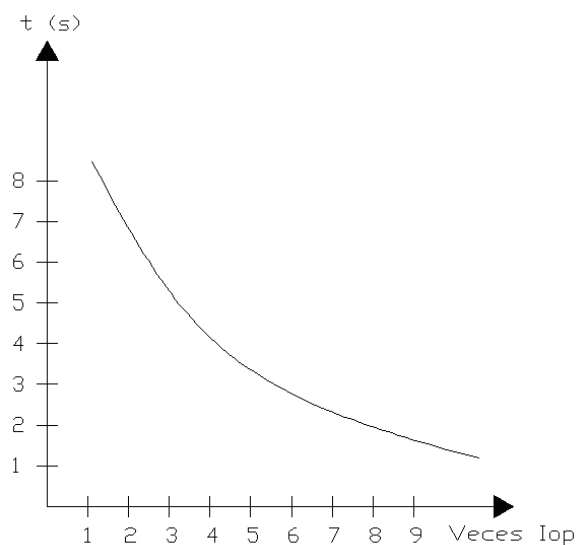

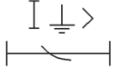


Figura 1.20. Curva de tiempo inverso

Las normas definen una nomenclatura para la adecuada representación de este equipo, para este proyecto se usará la representación ANSI.

	ANSI	IEC 60617
Relé de sobrecorriente de tiempo inverso	51	$I >$ 
Relé de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso	51N	$I \perp >$ 

Dentro de la clasificación de tiempo inverso es posible disponer de una variedad de curvas, las cuales difieren unas de otras por su pendiente, logrando así una gama de opciones al momento de elegir la adecuada para un sistema determinado. Las normas determinan una ecuación para cada curva teniendo entre las más importantes las siguientes:

Norma IEC 60255-3

Característica del relé	Ecuación
Normal Inversa	$t = TMS * \frac{0,14}{I_r^{0,02} - 1}$
Muy Inversa	$t = TMS * \frac{13,5}{I_r - 1}$
Extremadamente Inversa	$t = TMS * \frac{80}{I_r^2 - 1}$

Dónde:

$$I_r = \frac{I}{I_{pick-up}}$$

I = Corriente del sistema de potencia

$I_{pick-up}$ = corriente mínima de operación

TMS = Ajuste multiplicador de tiempo (Dial)

La norma IEC tiene como valores de dial valores de 0,05 a 1.

Norma ANSI/IEEE C37.112-1996

Característica del relé	Ecuación
Normal Inversa	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{0,0515}{I_r^{0,02} - 1} \right) + 0,114 \right\}$
Muy Inversa	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{19,61}{I_r^2 - 1} \right) + 0,491 \right\}$
Extremadamente Inversa	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{28,2}{I_r^2 - 1} \right) + 0,1217 \right\}$

Dónde:

$$I_r = \frac{I}{I_{pick-up}}$$

$I =$ Corriente del sistema de potencia

$I_{pick-up} =$ Corriente mínima de operación

$TD =$ Ajuste del dial de tiempo (Dial)

La norma ANSI/IEEE trabaja con valores de dial que van de 0,5 a 10.

A continuación se exponen gráficamente los tres tipos de curvas.

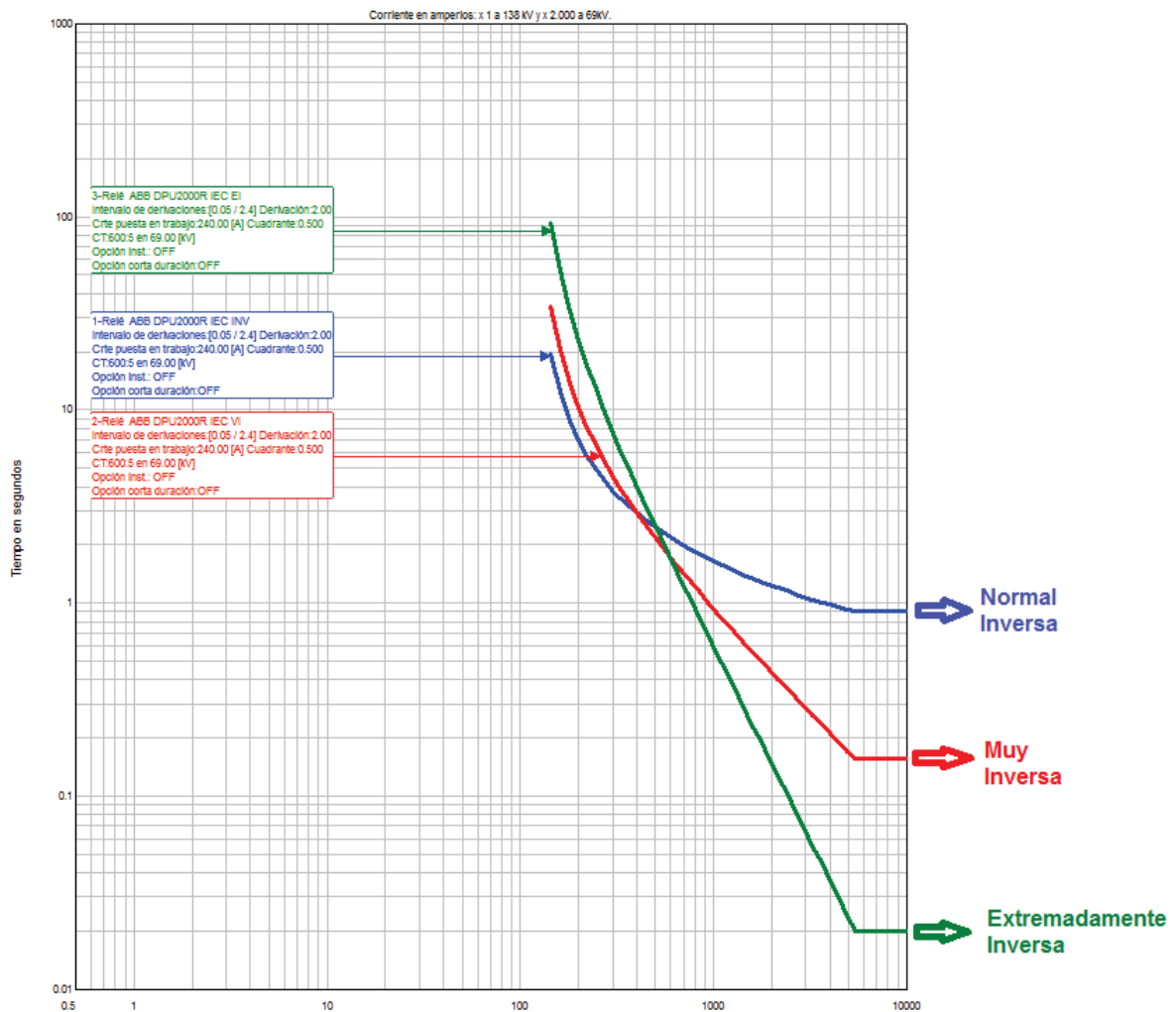


Figura 1.21. Curvas de protección del Relé ABB DPU 2000R Norma IEC

Además para este estudio se requiere indicar las ecuaciones que utilizan los relés electromecánicos MITSUBISHI:

Norma IEEE C37.112

Característica del relé	Ecuación
Moderadamente Inversa	$t = TD \left\{ \left(\frac{0,0103}{I_r^{0,02} - 1} \right) + 0,0228 \right\}$
Inversa	$t = TD \left\{ \left(\frac{8,9341}{I_r^{2,0938} - 1} \right) + 0,17966 \right\}$
Muy Inversa	$t = TD \left\{ \left(\frac{3,922}{I_r^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}$
Extremadamente Inversa	$t = TD \left\{ \left(\frac{5,64}{I_r^2 - 1} \right) + 0,0243 \right\}$

Esta norma trabaja con valores de dial en el rango de 0,5 a 11.

La utilización de este tipo de curvas permite una selectividad adecuada en la coordinación de protecciones de un sistema de potencia, ya que permite a una protección operar rápidamente frente a fallas en su zona de protección y sirve de respaldo para aquellos relés ubicados aguas abajo.

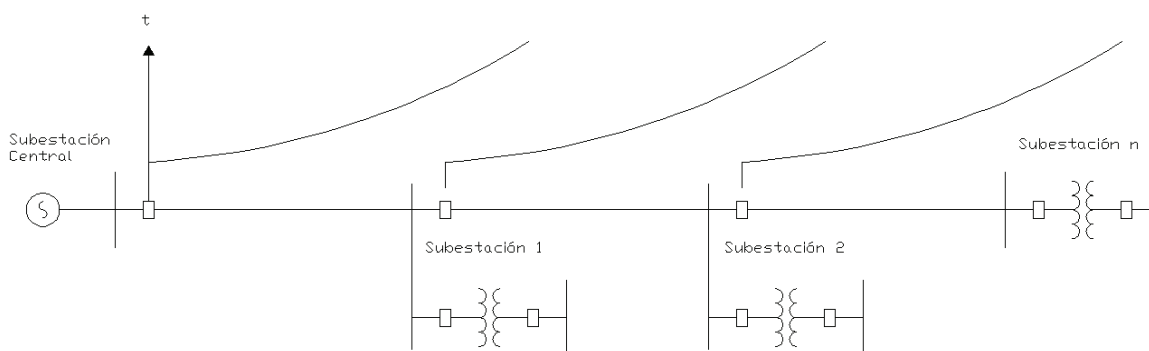


Figura 1.22. Tiempo de operación por uso de relés de tiempo inverso

1.2.10.3 Condiciones de coordinación y protección

Para realizar una coordinación de protecciones en un sistema de subtransmisión es importante definir la zona de protección de los relés de sobrecorriente, como también

sus funciones; los equipos de protección ubicados en los extremos de las líneas tendrán como función proteger a los conductores que la conforman y se requieren los siguientes relés:

- Relés de sobrecorriente instantáneo y temporizado de fase para detectar y despejar los cortocircuitos multifásicos (trifásicos y de dos fases).
- Relés de sobrecorriente instantáneo y temporizado de tierra para detectar y despejar los cortocircuitos monofásicos y de dos fases a tierra.

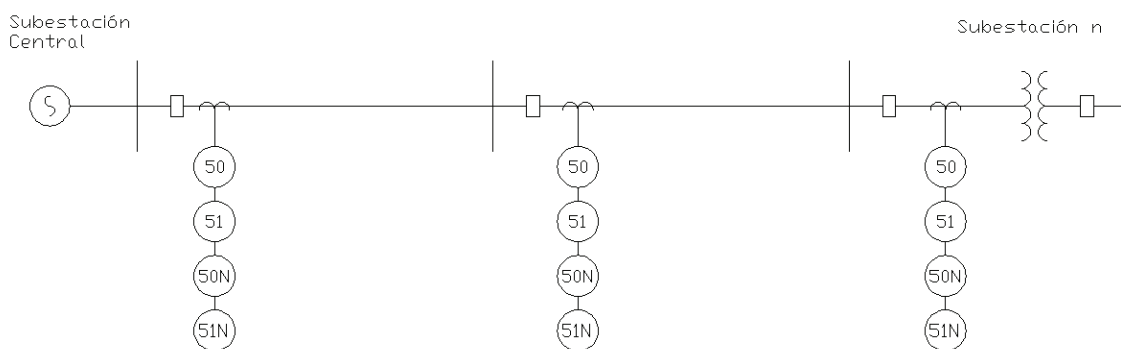


Figura 1.23. Relés de sobrecorriente en el sistema eléctrico

Para cada caso los relés instantáneos serán las protecciones principales, mientras que los relés temporizados actuarán como protecciones de respaldo.

El uso de dos diferentes tipos de relés se origina porque estos equipos no pueden distinguir si un cortocircuito pertenece o no a su zona de operación, debido a que las corrientes de cortocircuito son muy similares en el límite entre zonas de protección; un claro ejemplo son las corrientes de falla a los extremos de un disyuntor.

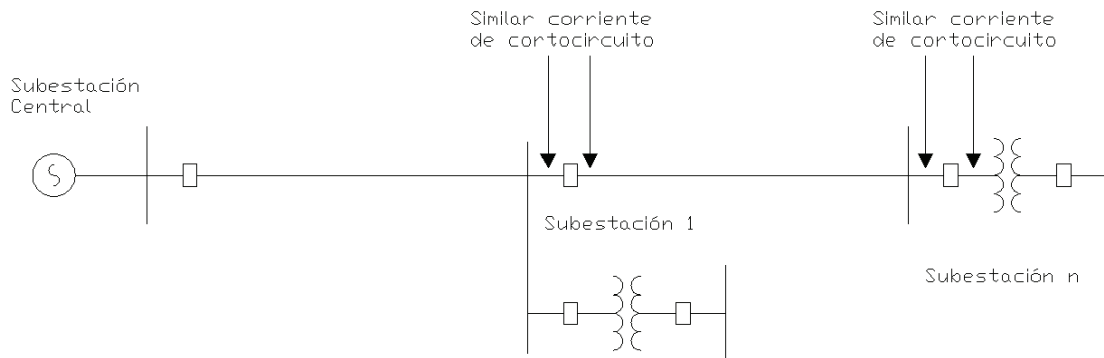


Figura 1.24. Similitud entre corrientes de falla cercanas

Al no considerar la similitud de estas corrientes en la coordinación de protecciones se origina que los relés operen incorrectamente, fuera de su zona de protección ya que pueden operar tanto para las fallas al final de su tramo de línea como para las fallas al inicio del tramo aguas abajo; la manera de evitar estos problemas es mediante el uso de dos tipos de relés, los instantáneos y los temporizados.

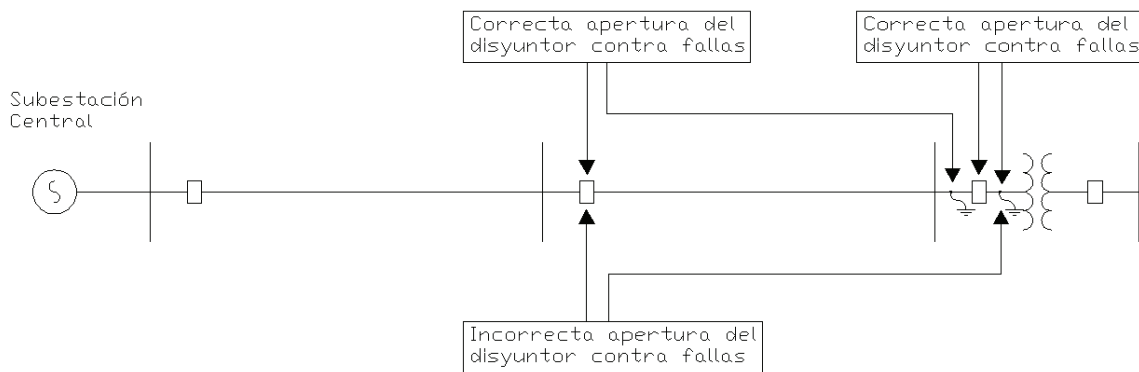


Figura 1.25. Apertura del disyuntor ante fallas

Los relés instantáneos van a detectar y desconectar los cortocircuitos presentes en el 80% de la línea a proteger en máxima generación, logrando que en mínima generación protejan el 50% de la línea.

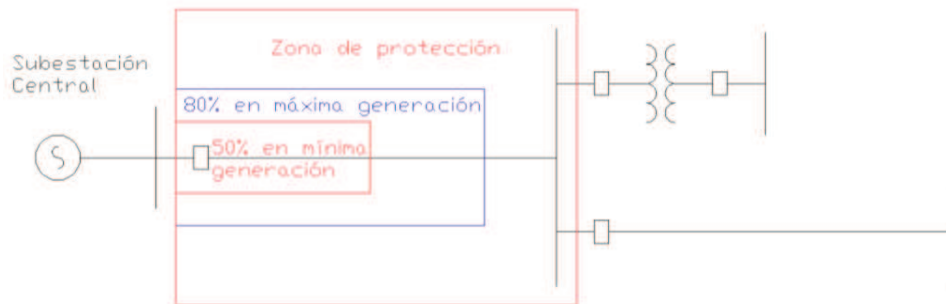


Figura 1.26. Zona de protección del relé instantáneo

Los relés temporizados se encargan de proteger el tramo restante de línea desprotegido por el relé 50, como también de respaldo de las protecciones aguas abajo; además en mínima generación debe proteger la totalidad de su línea.

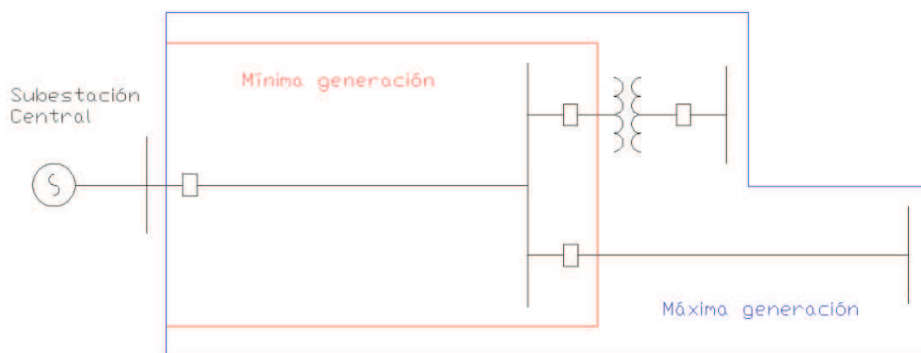


Figura 1.27. Zona de protección del relé temporizado

La razón del uso de protecciones para fases y otras para tierra se debe a que las fallas a tierra en alto voltaje son de magnitudes inferiores a las fallas multifásicas, teniendo la necesidad de implementar relés para estos dos grupos de fallas.

1.2.10.3.1 Relés de sobrecorriente instantáneo y temporizado de fase

Es necesario expresar matemáticamente que los relés instantáneos no deben detectar los cortocircuitos en máxima generación para el sistema aguas abajo de su zona protegida, como también detectar las fallas al inicio de su tramo para mínima generación, siendo:

$$I_{op\ 50} = (1,15 \text{ a } 1,25) * I_{cc\ max_{final-3F}}$$

$$K_{s\ 50} = \frac{I_{cc\ min_{inicio-2F}}}{I_{op\ 50}} > 1$$

Dónde:

$I_{op\ 50}$ = Corriente de operación del relé instantáneo de fase

$K_{s\ 50}$ = Coeficiente de sensibilidad del relé 50

$I_{cc\ max_{final-3F}}$ = Corriente de cortocircuito trifásica

en la barra final para máxima generación

$I_{cc\ min_{inicio-2F}}$ = Corriente de cortocircuito de dos fases

en la barra inicial para mínima generación

Los relés temporizados deben permitir la operación del sistema en regímenes normales, deben coordinar y proteger como respaldo ante las fallas más alejadas de las protecciones aguas abajo en máxima generación, como también proteger frente a cortocircuitos al final de su línea protegida en mínima generación.

$$I_{op\ 51} = (1,2 \text{ a } 1,5) * I_{linea}$$

$I_{op\ 51}$ = Corriente de operación del relé temporizado de fase

I_{linea} = Corriente de flujo o capacidad térmica del conductor

A nivel de subtransmisión en muchos casos suelen utilizar la medición de corriente de carga nominal debido al sobredimensionamiento del calibre de la línea al momento del diseño, por los cálculos del conductor económico, que definen el conductor más económico que soporte la potencia transmitida y esfuerzos mecánicos, mientras que a nivel de distribución es necesario el uso de la capacidad de conducción del conductor.

1.2.10.3.2 Relés de sobrecorriente instantáneo y temporizado de tierra

El ajuste de los relés instantáneos de tierra no debe detectar los cortocircuitos de dos fases a tierra en máxima generación para el sistema aguas abajo de su zona protegida, además detectar las fallas al inicio de su tramo para mínima generación, teniendo lo siguiente:

$$I_{op\ 50N} = (1,1 \text{ a } 1,25) * I_{cc\ max_{final-2FT}}$$

$$K_{s\ 50N} = \frac{I_{cc\ min_{inicio-1FT}}}{I_{op\ 50N}} > 1$$

Dónde:

$I_{op\ 50N}$ = Corriente de operación del relé instantáneo de tierra

$K_{s\ 50N}$ = Coeficiente de sensibilidad del relé 50N

$I_{cc\ max_{final-2FT}}$ = Corriente de cortocircuito de dos fases a tierra

en la barra final para máxima generación

$I_{cc\ min_{inicio-1FT}}$ = Corriente de cortocircuito monofásica a tierra

en la barra inicial para mínima generación

Los relés temporizados de tierra no deben operar para regímenes de desequilibrios permisibles, deben coordinar y proteger como respaldo ante las fallas a tierra más alejadas de las protecciones aguas abajo en máxima generación como también proteger frente a cortocircuitos al final de su línea protegida en mínima generación.

$$I_{op\ 51N} = (0,2 \text{ a } 0,4) * I_{n_{TC}}$$

$I_{op\ 51N}$ = Corriente de operación del relé temporizado de tierra

$I_{n_{TC}}$ = Corriente nominal del transformador de corriente

Para los relés temporizados aguas arriba es recomendable aumentar un 10% con respecto al anterior de la $I_{op\ 51N}$ empezando con el relé al final del ramal y teniendo como límite la capacidad térmica del cable de guarda para el relé inicial del ramal.

1.2.10.3.3 Margen de coordinación

El margen de coordinación es un intervalo de tiempo entre curvas de relés adyacentes, con la finalidad de permitir la operación adecuada de la protección cercana a la falla, mientras que aquellas aguas arriba sirvan de respaldo. La ausencia o insuficiencia de este margen de coordinación puede ocasionar dificultad en la determinación de la falla, como la interrupción innecesaria del suministro de energía eléctrica a diversos consumidores debido a la operación de varios relés, siendo estos correctos e incorrectos para dicha falla.

Desde el momento que la falla es detectada hasta que el disyuntor abre en su totalidad la cuchilla despejando la falla, transcurre un tiempo originado por la operación mecánica, como errores en los equipos, las consideraciones son las siguientes:

- Errores del TC.
- Error de temporización del relé.
- Retardo en el disparo del relé.
- Tiempo de apertura del disyuntor.

El criterio a utilizar será determinado por el tiempo de apertura del disyuntor, al ser este el equipo que despeja la falla con una operación mecánica y dependiente del tipo de extinción de arco, mientras que los otros aspectos no son relevantes debido a su diseño y construcción en el cual se minimizan sus errores.

En la siguiente tabla se define el margen de coordinación a utilizar en un relé si el disyuntor que opera posee una de las siguientes características:

Tipo de disyuntor	Tiempo de apertura (ms)
SF6 o Vacío	300
Aceite	400
Aire	500

1.2.11 RELÉ DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

En sistemas eléctricos que posean más de un camino para alimentar la carga, ya sea por líneas paralelas, redes en anillo, redes malladas o con generación distribuida, las corrientes de cortocircuito pueden fluir por varias direcciones para una misma falla, quedando desprotegido el sistema con el simple uso de relés de sobrecorriente.

Los relés direccionales de sobrecorriente son equipos que requieren mediciones de voltaje y corriente, lo cual permite orientarlos en cualquier dirección del flujo de corriente, operando únicamente cuando la dirección de la corriente de falla es la misma que la designada.

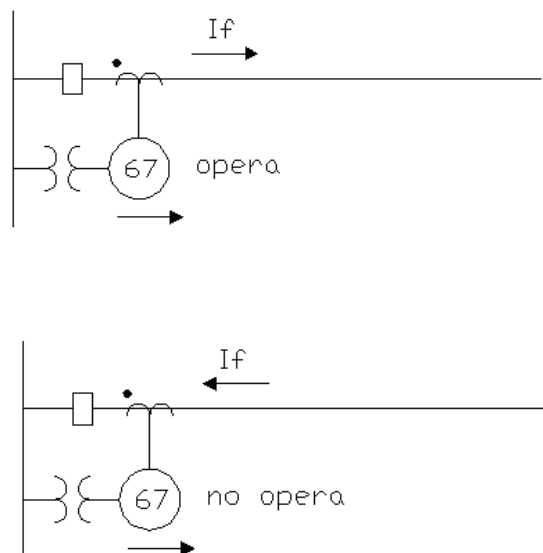


Figura 1.28. Designación de sentido de la corriente de falla en el relé direccional

La dirección designada a los relés será de barra a línea, debido a que una falla ocurrida en los conductores ocasionará que las corrientes de cortocircuito sean suministradas desde las barras a las líneas, mientras que fallas en las barras o en líneas adyacentes causa que las corrientes fluyan de línea a barra siendo esta la condición de bloqueo en los relés de sobrecorriente.

En el sistema eléctrico se tiene un comportamiento inductivo, por lo cual el voltaje adelanta la corriente determinado ángulo de fase; cuando se produce un cortocircuito la magnitud de la corriente se incrementa y si la falla es inductiva el desfase se incrementa inductivamente (si la falla es cercana a la subestación), mientras que fallas en las líneas pueden originar que el desfase se reduzca si existe una resistencia apreciable en la línea, pero no es exacto afirmar que la corriente invertirá su sentido 180° cuando la dirección del cortocircuito es opuesto al del flujo de carga.

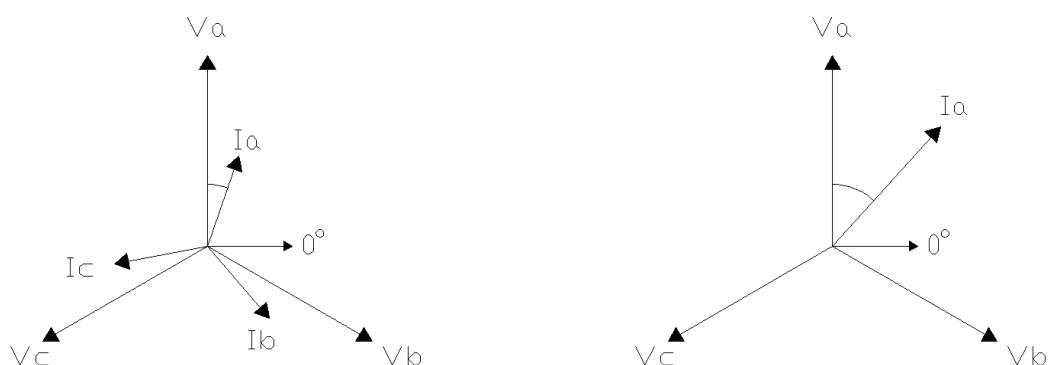


Figura 1.29. Fasores de voltaje y corriente con ausencia y presencia de falla en la fase A

Debido a la falta de exactitud del ángulo de fase entre voltaje y corriente en pre-falla, como el desfase de la corriente con falla, es necesario trabajar dentro de una escala de desfase, dentro de la cual es posible se encuentre la corriente de cortocircuito; esta escala de trabajo estará referida a una señal de voltaje.

Cuando sucede una falla en la fase A, la corriente en esta se incrementa mientras que su voltaje se hace cero, es por esta razón que se realizan mediciones de las otras fases obteniendo tres tipos de conexiones: 90°, 60° y 30°.

La combinación de 90° es utilizada para detectar la inversión de la corriente de cortocircuito y es llamada así debido al ángulo que se forma entre el voltaje compuesto V_{bc} y la corriente de la fase A si posee un factor de potencia de 1.

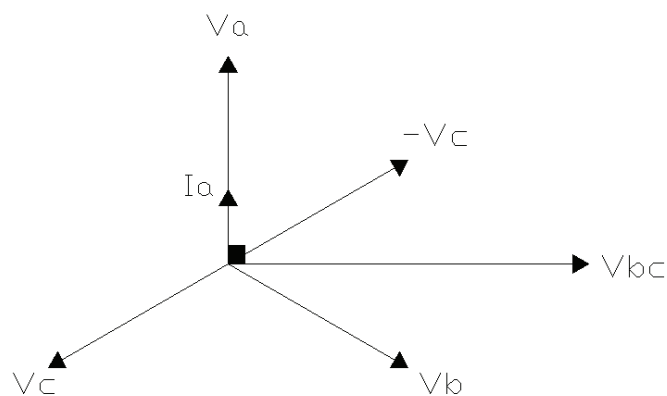


Figura 1.30. Ángulo entre la corriente de falla y voltaje compuesto si el f.p es 1

Debido a que la corriente de falla tiene una alta probabilidad de retrasarse al voltaje 60° se crea una imagen del voltaje V_{bc} que será ubicado en un ángulo fijo llamado ángulo de máxima sensibilidad φ_{ms} que está ajustado 30° en adelante de V_{bc} , a partir del ángulo de máxima sensibilidad el relé operará para las corrientes de falla que se sitúen entre $\pm 90^\circ$.

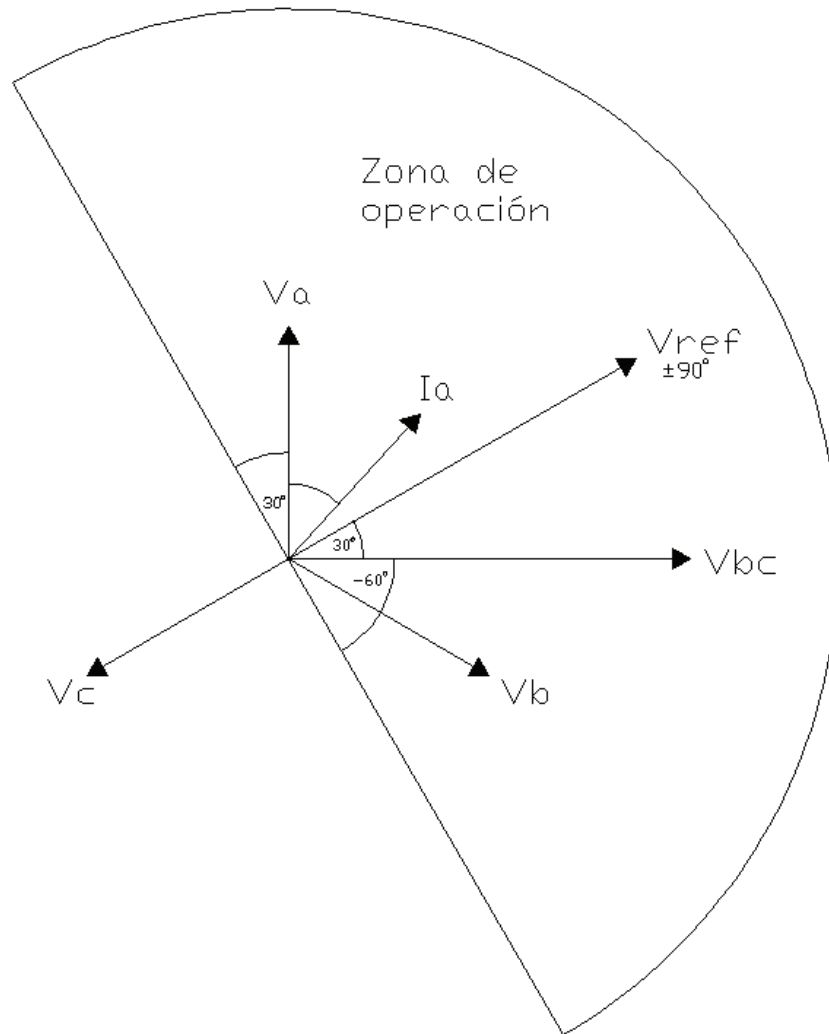


Figura 1.31. Zona de operación del relé direccional de fase

La configuración a utilizar para para cada fase es la siguiente:

Fase	Corriente	Voltaje
A	I_A	V_{BC}
B	I_B	V_{CA}
C	I_C	V_{AB}

Para fallas monofásicas que se produzcan en el sistema se utilizará un principio similar, en el cuál el voltaje y la corriente serán la suma de las fases, si el sistema está equilibrado la suma de los voltajes da como resultado cero pero durante fallas existe un voltaje residual el cual será usado por el relé direccional.

$$-V_o = V_A + V_B + V_C$$

$$I_o = I_A + I_B + I_C$$

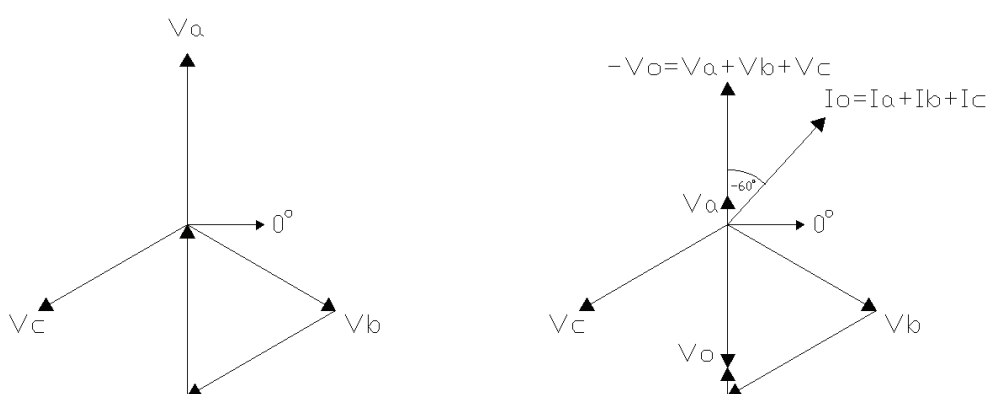


Figura 1.32. Zona de operación del relé direccional de tierra

1.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión de Emelnorte se encuentra conformado por 22 subestaciones en las cuales se encuentran incluidas las 2 pertenecientes a Transelelectric, 1 a Ecuajugos y 1 a Cementos Lafarge. Las subestaciones son las siguientes:

Número	Subestación	Alto voltaje (kV)	Bajo voltaje (kV)	Pertenencia
1	Alpachaca	69	13,8	Emelnorte
2	Antig Alpachaca	34,5		Emelnorte

3	Ajavi	69	13,8	Emelnorte
4	Atuntaqui	34,5	13,8	Emelnorte
5	Cayambe	69	13,8	Emelnorte
6	Cotacachi	69	13,8	Emelnorte
7	Ecuajugos	69	13,8	Ecuajugos
8	El Ambi	34,5	4,16	Emelnorte
9	El Ángel	69	13,8	Emelnorte
10	El Chota	69	13,8	Emelnorte
11	El Retorno	69	13,8	Emelnorte
12	El Rosal	69	34,5	Emelnorte
13	La Carolina	69	13,8	Emelnorte
14	La Esperanza	69	13,8	Emelnorte
15	Lafarge	69	4,16	Lafarge
16	Otavalo	69	13,8	Emelnorte
17	San Agustín	69	13,8	Emelnorte
18	San Gabriel	69	13,8	Emelnorte
19	San Vicente	69	13,8	Emelnorte
20	Tulcán	69	13,8	Emelnorte
21	Bellavista	138	69/34,5	Transelectric
22	Tulcán	138	69	Transelectric

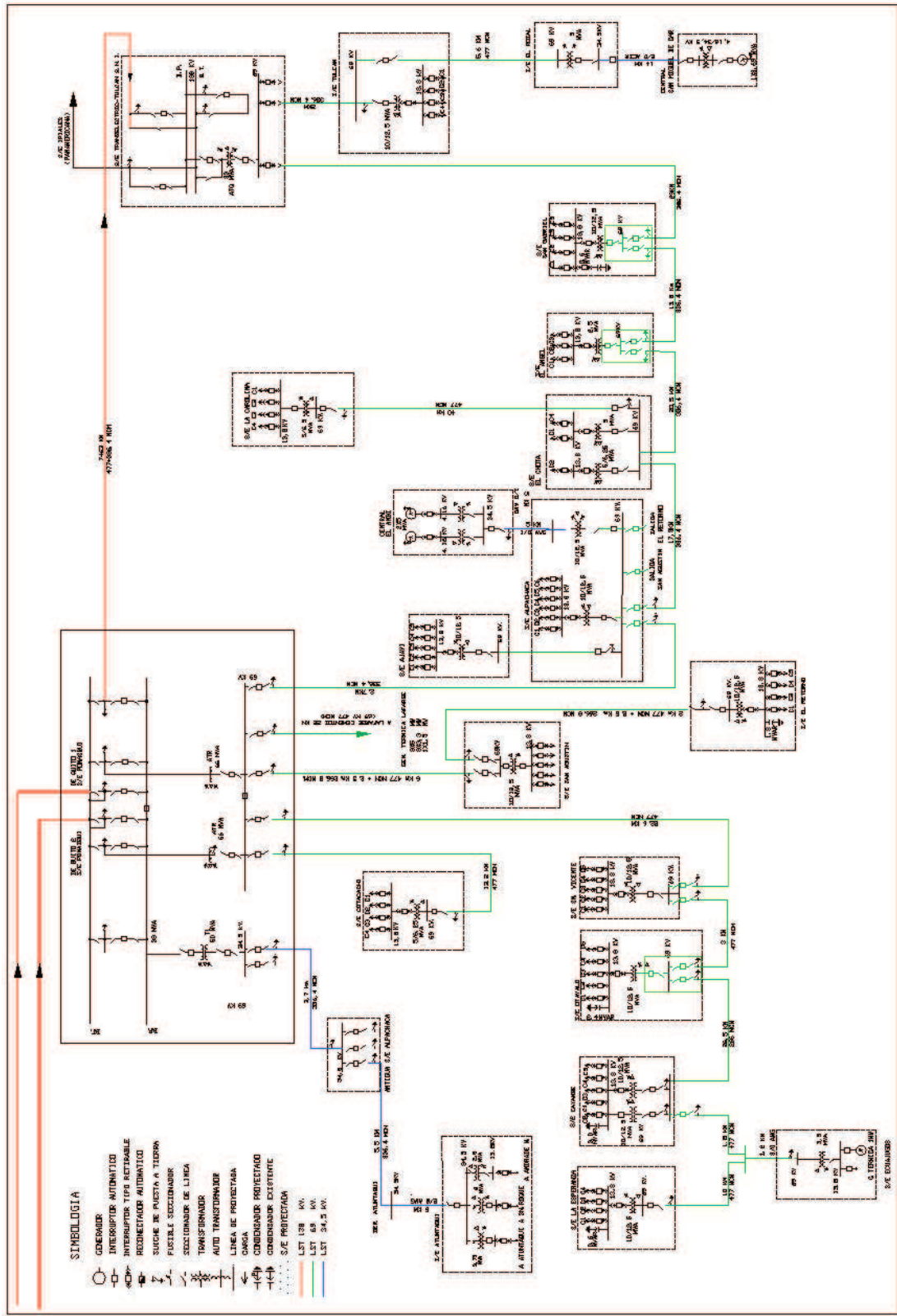
Las subestaciones se encuentran conectadas de manera radial con diferente cantidad de subestaciones entre ramales, existe una configuración de lazo abierto que es modificado si es necesario ante la presencia de fallas para reducir la interrupción de energía eléctrica lo menos posible.

El sistema se encuentra operando con dos niveles de voltajes, casi en su totalidad el sistema trabaja a 69 kV, mientras que un solo esquema radial funciona a 34,5 kV.

Las subestaciones pertenecientes a Transeléctric son las responsables de proveer energía eléctrica a Emelnorte, la primera es la subestación Bellavista, ubicada en Ibarra, la cual posee tres transformadores, dos de ellos se encuentran operando en paralelo a niveles de 138 kV y 69 kV, el transformador restante trabaja a 138 kV y 34,5 kV; la subestación Tulcán opera con niveles de voltaje de 138 kV y 69 kV encargándose de la zona norte del área de servicio.

Las protecciones de las líneas de subtransmisión que salen de estas subestaciones se encuentran en la jurisdicción de Transeléctric, si es necesaria una modificación a favor de la empresa distribuidora es necesario presentar la debida documentación para su posterior ajuste.

Las características de las redes de subtransmisión, los transformadores, como también de los conductores que conforman las líneas de transporte eléctrico, son detalladas a continuación, por su importancia para la coordinación de protecciones y protección del sistema.



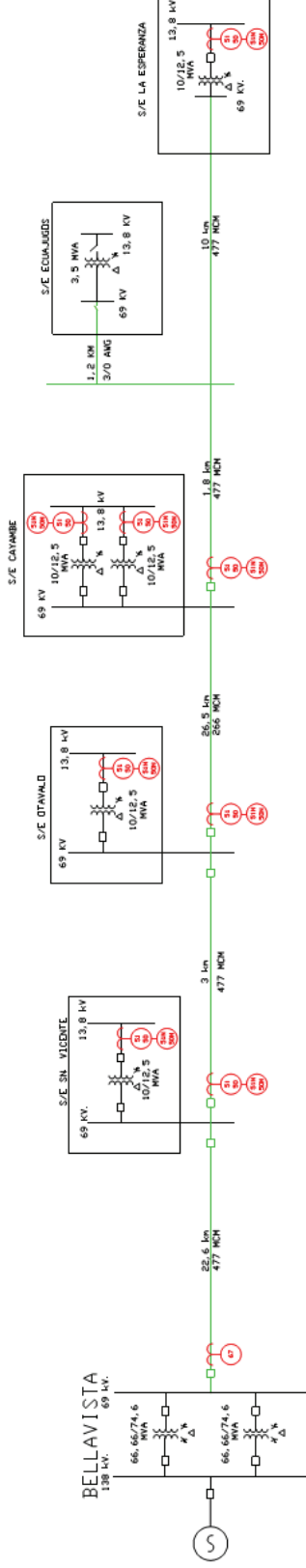
SIMBOLOGIA
 GENERADOR
 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
 INTERRUPTOR TIPO RETENIBLE
 RECIERTEADOR AUTOMÁTICO
 SUCHE DE PUESTA A TIERRA
 FUSIBLE SECCIONADOR
 SECCIONADOR DE LÍNEA
 TRANSFORMADOR
 AUTO TRANSFORMADOR
 LÍNEA DE PROTECTORA
 CARGA
 CONDENSADOR PROTECTIVO
 CONDENSADOR EXISTENTE
 S/E PROTECTIVA
 LST 12.5 KV
 LST 6.5 KV
 LST 24.5 KV

Figura 1.33. Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de Emelnorte

1.3.1 TRANSFORMADORES DE TRANSELÉCTRIC

Subestación	Marca	Conexión	$V_{prim}(kV)$	$V_{sec}(kV)$	$P_n(MVA OA)$	$P_n(MVA FA)$	Z_{cc1}
Bellavista	D'Legnano	$Y_n Y_n 0 \Delta 1$	138	34,5	50	56	0,3085
	Chint	$Y_n Y_n 0 \Delta 1$	138	69	66,7	74,6	0,177
Tulcán	Siemens	$Y_n Y_n 0 \Delta 1$	138	69	66,66	74,6	0,1765
	Mitsubishi	$Y_n Y_n 0 \Delta 1$	138	69	33,3	37,3	0,0744

1.3.2 RAMAL SAN VICENTE, OTAVALO, CAYAMBE, LA ESPERANZA



Esta red radial se encuentra conformada por cinco subestaciones, de las cuales cuatro están en control de Emelnorte, la subestación Ecuajagos pertenece a la industria DPA (Nestlé) pero carece de características operativas y seguridad eléctrica, esto se debe a que se la energiza de una derivación realizada en la línea entre las subestaciones Cayambe y La Esperanza.

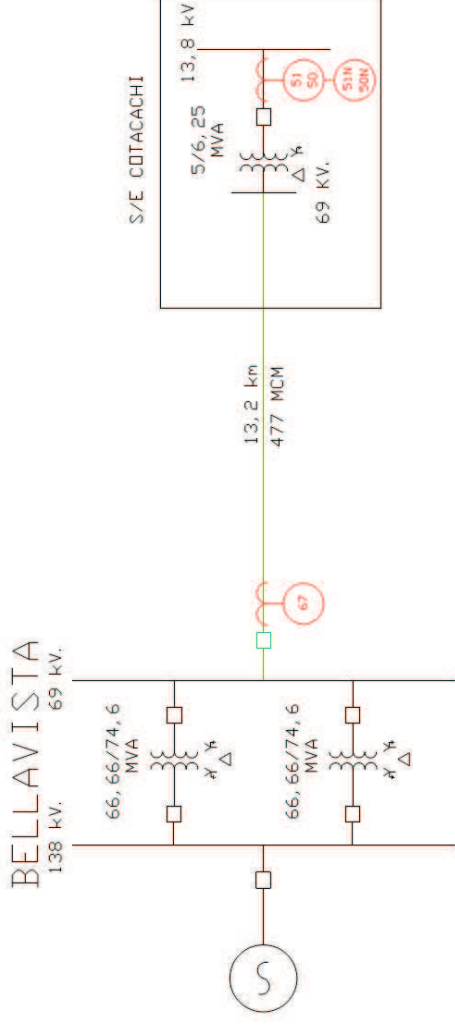
Transformadores

Subestación	Marca	Conexión	$V_{prim}(kV)$	$V_{sec}(kV)$	$P_n(MVA OA)$	$P_n(MVA FA)$	Z_{cc1}
La Esperanza	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0739
Ecuajugos	-----	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	3,5	4	
Cayambe	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0759
	GEM	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0718
Otavaló	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0761
San Vicente	Siemens	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0708

Líneas de subtransmisión

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre AWG/kcmil	Cap Cond (A)	$I_{cc}(kA)$	Distancia (km)
Cayambe	Ecuajugos	ACSR	Hawk	477	661	36,3	3
Cayambe	La Esperanza	ACSR	Hawk	477	661	36,3	11,8
Otavaló	Cayambe	ACSR	Partridge	267	458	20,3	26,5
San Vicente	Otavaló	ACSR	Hawk	477	661	36,3	3
Bellavista	San Vicente	ACSR	Hawk	477	661	36,3	22,6

1.3.3 RAMAL COTACACHI



Este ramal es conformado únicamente por la subestación Cotacachi.

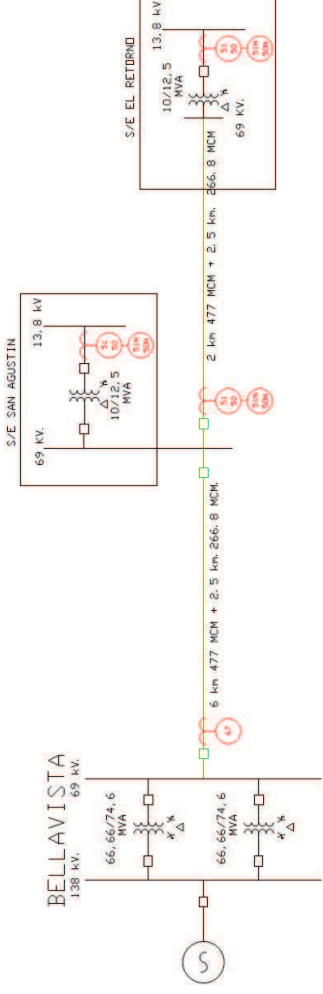
Transformador

Subestación	Marca	Conexión	V_{prim} (kV)	V_{sec} (kV)	P_n (MVA OA)	P_n (MVA FA)	Z_{cc1}
Cotacachi	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	5	6,25	0,0714

Línea de subtransmisión

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre AWG/kcmil	Cap Cond (A)	I_{cc} (kA)	Distancia (km)
Bellavista	Cotacachi	ACSR	Hawk	477	661	36,3	13,2

1.3.4 RAMAL SAN AGUSTÍN, EL RETORNO



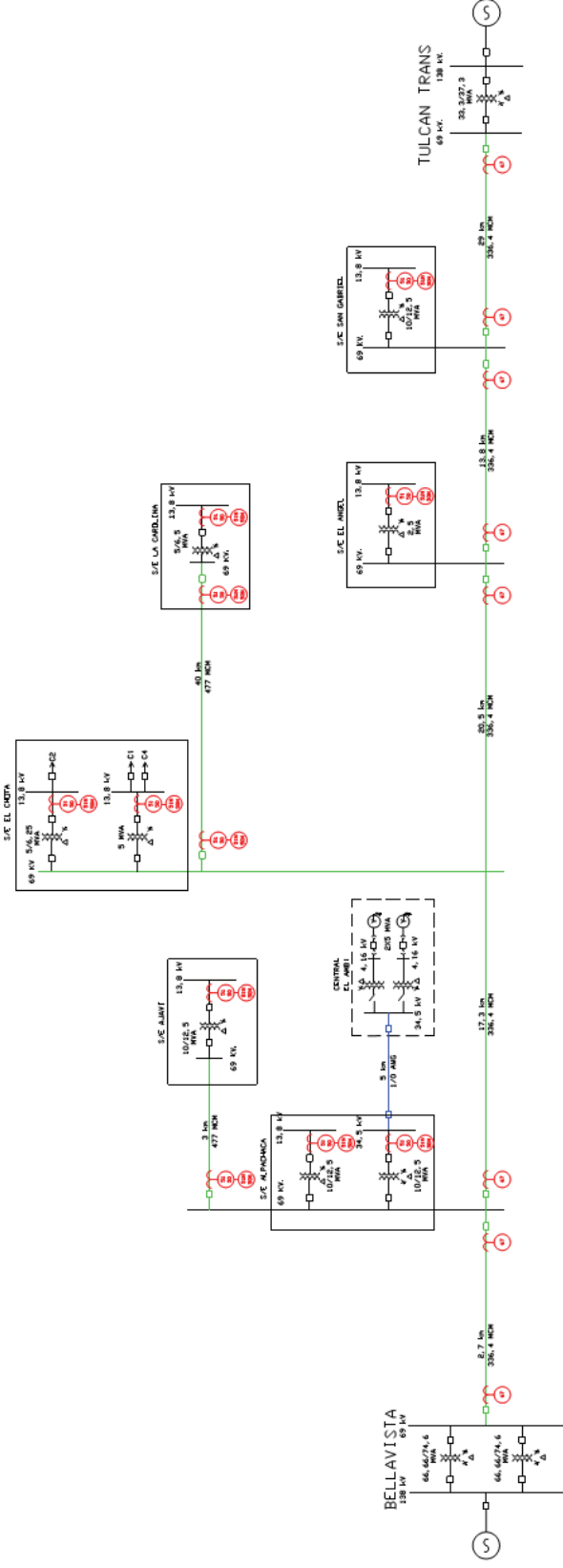
Transformadores

Subestación	Marca	Conexión	V_{prim} (kV)	V_{sec} (kV)	P_n (MVA OA)	P_n (MVA FA)	Z_{cc1}
El Retorno	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0766
San Agustín	ABB	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,074

Líneas de subtransmisión

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre AWG/kcmil	Cap Cond (A)	I_{cc} (kA)	Distancia (km)
San Agustín	El Retorno	ACSR	Partridge	267	458	20,3	2,5
San Agustín	El Retorno	ACSR	Hawk	477	661	36,3	2
Bellavista	San Agustín	ACSR	Partridge	267	458	20,3	2,5
Bellavista	San Agustín	ACSR	Hawk	477	661	36,3	6

1.3.5 RED BELLAVISTA TULCÁN



Este lazo se encuentra abierto en la subestación El Ángel en el relé que protege la línea hacia Alpachaca y El Chota. En este sistema se realiza una derivación desde la línea de subtransmisión entre Alpachaca y El Ángel para proveer energía a la subestación El Chota y La Carolina careciendo de los disyuntores necesarios para interconectarlos.

Transformadores

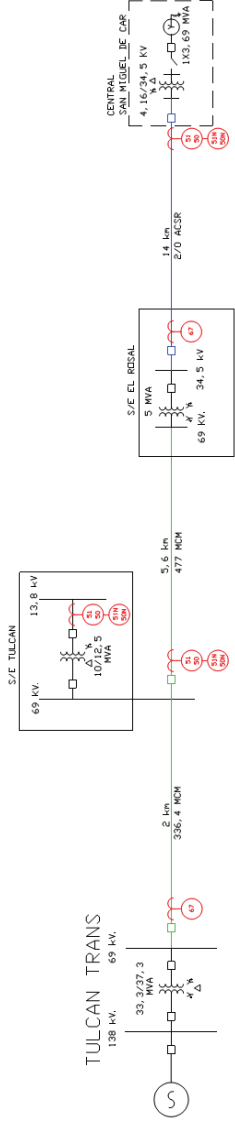
Subestación	Marca	Conexión	$V_{prim}(kV)$	$V_{sec}(kV)$	$P_n(MVA OA)$	$P_n(MVA FA)$	Z_{cc1}
La Carolina	GEM	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	5	6,25	0,0773
El Chota	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	5	-----	0,0692

	Qingdao Qingbo	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	5	6,25	0,0766
Ajaví	-----	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0909
El Ambi	Hortolandia	$Y_n \Delta 1$	34,5	4,16	5	6,25	0,0715
	-----	$Y_n \Delta 1$	34,5	4,16	5	6,25	0,0715
Alpachaca	-----	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0691
	-----	$Y_n Y_n 0 \Delta$	69	34,5	10	12,5	-----
El Ángel	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	2,5	-----	0,0668
San Gabriel	Mitsubishi	$\Delta Y_n 1$	69	13,8	10	12,5	0,0761

Líneas de subtransmisión

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre AWG/kcmil	Cap Cond (A)	$I_{cc} (kA)$	Distancia (km)
El Chota	La Carolina	ACSR	Hawk	477	661	36,3	40
Alpachaca	Ajaví	ACSR	Hawk	477	661	36,3	3
Alpachaca	El Ambi	ACSR	Raven	1/0	241	8	5
Alpachaca	El Chota	ACSR	Linnet	366	530	25,6	17,3
Bellavista	Alpachaca	ACSR	Linnet	366	530	25,6	2,7
El Ángel	El Chota	ACSR	Linnet	366	530	25,6	20,5
San Gabriel	El Ángel	ACSR	Linnet	366	530	25,6	13,8
Tulcán Trans	San Gabriel	ACSR	Linnet	366	530	25,6	29

1.3.6 RAMAL TULCÁN, EL ROSAL, SAN MIGUEL DE CAR



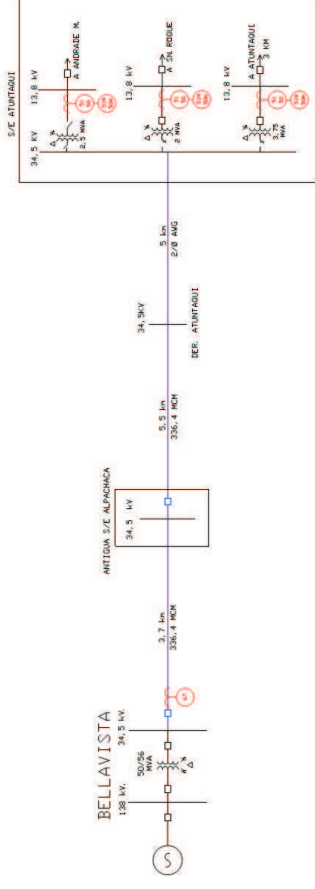
Transformadores

Subestación	Marca	Conexión	$V_{prim}(kV)$	$V_{sec}(kV)$	$P_n(MVA OA)$	$P_n(MVA FA)$	Z_{cc1}
San Miguel de Car	ABB	$Y_n\Delta_{11}$	34,5	4,16	5,545	-----	0,0715
El Rosal	GEM	Y_nY_{n0}	69	34,5	5	-----	0,0739
Tulcán	Mitsubishi	ΔY_{n1}	69	13,8	10	12,5	0,0768

Líneas de subtransmisión

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre AWG/kcmil	Cap Cond (A)	$I_{cc}(kA)$	Distancia (km)
El Rosal	San Miguel	ACSR	Quail	2/0	275	10,1	14
Tulcán	El Rosal	ACSR	Hawk	477	661	36,3	5,6
Tulcán Trans	Tulcán	ACSR	Linnet	366	530	25,6	2

1.3.7 RAMAL ATUNTAQUI



Transformadores

Subestación	Marca	Conexión	V_{prim} (kV)	V_{sec} (kV)	P_n (MVA OA)	P_n (MVA FA)	Z_{cc1}
Atuntaqui	Le Transformateur	$Y_n \Delta 11$	34,5	13,8	3	3,75	0,0596
	South Wales	$Y_n Y_n 0$	34,5	13,8	2,5	-----	0,0633
	GEM	$\Delta Y_n 5$	34,5	13,8	2	-----	0,0591

Líneas de subtransmisión

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre AWG/kcmil	Cap Cond (A)	I_{cc} (kA)	Distancia (km)
Antig Alpachaca	Atuntaqui	ACSR	Quail	2/0	275	10,1	5
Antig Alpachaca	Atuntaqui	ACSR	Linnet	366	530	25,6	5,5
Bellavista	Antig Alpachaca	ACSR	Linnet	366	530	25,6	3,7

1.4 DETALLE DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

1.4.1 ABB SPAJ 140C

Está diseñado para una protección selectiva ante cortocircuitos y fallas a tierra de alimentadores radiales, posee un módulo combinado de sobrecorriente y falla a tierra tipo SPCJ 4D29.

Después que la corriente de fase excede la corriente de arranque o de pick up, la unidad emite la señal de operación después de un tiempo de arranque pre ajustado de aproximadamente 60 ms y cuando se produce una sobrecorriente el tiempo es aproximadamente 40 ms.

Cuando se elige el ajuste inferior para sobrecorriente con un tiempo inverso mínimo definido (IDMT) se pueden seleccionar entre seis curvas que cumplen con la norma IEC 60255 y BS 142, siendo estas:

- Normal Inversa.
- Muy Inversa.
- Extremadamente Inversa.
- Inversa de tiempo prolongado.
- Curva inversa tipo RI (curva de tiempo inverso adicional).
- Curva inversa tipo RXIDG (curva de tiempo inverso adicional).

Norma: IEC 60255; BS 142

El tipo de dial que es posible elegir se define a continuación:

Norma	Dial	Incremento
IEC	0,05 a 1	0,01

Este equipo permite una variedad de opciones al momento de elegir el tap necesario para un ajuste determinado del relé, teniendo las siguientes opciones:

Ajuste de fase	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,5 a 12,5 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,5 a 2,5 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,5 a 200 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,5 a 40 A	0,01 A

Ajuste de falla a tierra	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,1 a 4 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,1 a 0,8 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,1 a 50 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,1 a 10 A	0,01 A



Figura 1.34. Relé SPAJ 140C en la subestación Cayambe

1.4.2 ABB DPU 2000R

Es un relé de protección de distribución de tecnología avanzada, basado en microprocesadores para los sistemas de subtransmisión y distribución de energía eléctrica; disponible para transformadores de corriente con secundarios de 1 A ó 5 A.

Posee las protecciones de sobrecorriente instantánea y temporizada (50, 51), de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa (46), funciones de bajo voltaje y de sobrevoltaje (27, 59).

Este relé permite la operación con dos tipos de normas, ANSI e IEC; la Empresa Eléctrica Norte tiende a trabajar con la norma IEC.

Norma	Dial	Incremento
ANSI	1 a 10	0,1
IEC	0,05 a 1	0,05

El relé 50, 51 está diseñado para operar con las siguientes curvas:

Ajuste de fase y falla a tierra	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,4 a 12 A	0,1 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,08 a 2,4 A	0,02 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,5 a 200 A	0,1 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,5 a 40 A	0,1 A

1.4.3 MITSUBISHI

La empresa eléctrica posee relés electromecánicos desde la creación de ciertas subestaciones, es importante definir correctamente este tipo de equipo ya que restringe en gran medida a ciertos valores de ajustes, es por tal razón que se va a detallar la información necesaria para el desarrollo de este proyecto.

1.4.3.1 Relé de sobrecorriente

La empresa Mitsubishi provee una variedad de relés de este tipo designándolos desde CO-2 a CO-11, dándole a cada tipo una función específica. Emelnorte trabaja con los relés tipo CO-8 y CO-9 por lo cual sus aplicaciones de diseño son las siguientes:

Tipo	Tiempo de operación	Protección	Idoneidad
CO-8	Tiempo inverso	De alimentadores (incluye líneas de distribución). Transformadores. Respaldo de líneas de transmisión cortas.	Para la protección de los primarios y secundarios. La característica de tiempo inverso es adecuada para detectar corrientes de falla y también coincide con la capacidad de sobrecorriente de un transformador. Tiempo inverso eficaz contra fallas. Relé estándar.
CO-9	Tiempo muy inverso	Alimentadores y líneas de transmisión. Conexión a tierra.	Como un relé de protección principal para un alimentador. Necesario como un relé de protección a tierra de respaldo.

En cada tipo de relé se posee una clase, en la cual se definen las escalas de corrientes instantáneas y temporizadas que es posible seleccionar, como también que taps y dial existen físicamente, ya que al ser un equipo electromecánico las opciones están restringidas a su diseño, por lo tanto se tienen las siguientes tablas simplificadas que indican dichos valores:

TAP

Tipo	Rango instantáneo (A)	Escala temporizada (A)		
		0,5 a 2,5	2 a 6	4 a 12
CO-8I	10 a 40	PJ 198	PJ 200	PJ 202
	20 a 80			PJ 203
CO-9I	10 a 40	PJ 210	PJ 212	
	20 a 80		PJ 213	

Rango	Taps						
0,5 a 2,5	0,5	0,6	0,8	1	1,5	2	2,5
2 a 6	2	2,5	3	3,5	4	5	6
4 a 12	4	5	6	7	8	10	12

DIAL

Norma	Dial	Incremento
ANSI	0,5 a 11	0,5

1.4.3.2 Relé direccional de sobrecorriente de fase

En este relé se tiene los tipos CR-6 a CR-9, son diseñados para una alta confiabilidad de protección de las líneas de transmisión y alimentadores.

TAP

Tipo	Rango instantáneo (A)	Escala temporizada (A)	
		2 a 6	4 a 12
CR-9	10 a 40	PJ 389	PJ 391
Muy inversa	20 a 80		PJ 392

Rango	Taps						
2 a 6	2	2,5	3	3,5	4	5	6
4 a 12	4	5	6	7	8	10	12

DIAL

Norma	Dial	Incremento
ANSI	0,5 a 11	0,5

1.4.3.3 Relé direccional de sobrecorriente de falla a tierra

En este relé se tienen los tipos CRP-6 a CRP-9, son diseñados para una alta confiabilidad de protección de las líneas de transmisión y alimentadores para falla a tierra.

TAP

Tipo	Rango instantáneo (A)	Escala temporizada (A)
		0,5 a 2,5
CRP-9	4 a 16	PJ 469
Muy inversa	10 a 40	PJ 470

Rango	Taps						
0,5 a 2,5	0,5	0,6	0,8	1	1,5	2	2,5

DIAL

Norma	Dial	Incremento
ANSI	0,5 a 11	0,5

1.4.4 SCHNEIDER SEPAM S80

La norma con la cuál trabajan estos relés es la IEC 60255. Es posible encontrar en los simuladores a Schneider Electric como equivalente en las siguientes marcas:

- Merlin Gerlin.
- Square D.
- Telemecanique.

Las curvas con las cuales se puede trabajar y su respectivo dial que es posible elegir se define a continuación:

Curva IEC	Tipo IDMT	Dial	Incremento
Normal inversa (SIT)	A	0,04 a 4,20	0,01
Muy inversa (VIT)	B	0,07 a 8,33	0,01
Muy inversa (LIT)	B	0,01 a 0,93	0,01
Extremadamente inversa (EIT)	C	0,13 a 15,47	0,01

Este equipo permite una variedad de opciones al momento de elegir el tap necesario para un ajuste determinado del relé teniendo las siguientes opciones:

Ajuste de fase	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,05 a 12 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,05 a 2,4 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,05 a 120 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,05 a 24 A	0,01 A

Ajuste de falla a tierra	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,01 a 5 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,01 a 1 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,01 a 75 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,01 a 15 A	0,01 A

1.4.5 SIEMENS SIPROTEC

Es una de las protecciones más actuales, este relé permite la operación con dos tipos de normas, ANSI e IEC; Emelnorte tiende a trabajar con la norma IEC.

Norma	Dial	Incremento
ANSI	0,05 a 15	0,01
IEC	0,05 a 3,2	0,01

El relé 50, 51 está diseñado para operar con las siguientes curvas:

Ajuste de fase	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,1 a 20 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,1 a 4 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,1 a 175 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,1 a 35 A	0,01 A

Ajuste de falla a tierra	Rango	Incremento
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 5 A	0,5 a 20 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ tiempo inverso a 1 A	0,5 a 4 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 5 A	0,05 a 175 A	0,01 A
$I_{pick-up}$ instantáneo a 1 A	0,05 a 35 A	0,01 A

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

2.1 INTRODUCCIÓN

La coordinación de protecciones en un sistema eléctrico requiere el análisis de varias características técnicas, como de varias situaciones de falla, es por tal razón que este capítulo está dedicado a definir los criterios que permiten coordinar y proteger el sistema de subtransmisión en función de su constitución eléctrica.

2.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

Cuando se realiza la coordinación de protecciones, se tiene como finalidad proteger al sistema contra fallas, por lo tanto es importante tener conocimiento de los tipos y magnitudes de cortocircuitos que puedan presentarse, además debido a la gran variedad de fallas, como complejidad del sistema, se hace uso de un software computacional que facilitará la información necesaria. En el norte se hace uso del programa CYMDIST, en el cual se ha simulado al sistema de subtransmisión y así obtener las siguientes corrientes de falla en las barras de cada subestación.

- Falla trifásica (LLL).
- Falla de dos fases (LL).
- Falla de dos fases a tierra (LLG)
- Falla monofásica (LG).

Subestación	Voltaje (kV)	Falla			
		LLL (A)	LL (A)	LLG (A)	LG (A)
La Esperanza	13,8	2772	2400	3431	3466
	69	918	795	835	555
Cayambe	13,8	3957	3427	5054	5061
	69	1204	1043	1101	767
Otavalo	13,8	1711	1482	1780	1814
	69	1996	1729	1826	1436
San Vicente	13,8	1523	1319	1570	1598
	69	2155	1867	1979	1601
Cotacachi	13,8	2418	2094	2516	2567
	69	2752	2384	2596	2326
El Retorno	13,8	651	564	657	661
	69	2780	2408	2628	2365
San Agustín	13,8	3058	2648	3191	3264
	69	3310	2866	3302	3213
Desde Bellavista					
La Carolina	13,8	1802	1560	1978	2098
	69	1065	923	966	673
El Chota	13,8 (1)	2293	1986	2420	2471
	13,8 (2)	2355	2040	2490	2543
	69	2108	1825	1952	1625
Ajaví	13,8	685	587	624	400
	69	2940	2438	3619	3683
Alpachaca	13,8	704	609	709	712
	34,5	362	313	362	363
	69	3746	3244	4425	4489
El Ángel	13,8	1277	1106	1339	1361
	69	1359	1177	1244	904

San Gabriel	13,8	3112	2695	3746	3820
	69	1115	966	1019	710
Desde Transelectric Tulcán					
La Carolina	13,8	1450	1256	1683	1717
	69	616	533	562	367
El Chota	13,8 (1)	1754	1519	1984	2025
	13,8 (2)	1789	1550	2031	2073
	69	862	746	792	539
Alpachaca	13,8	616	534	642	650
	34,5	349	302	353	354
	69	730	632	669	445
El Ángel	13,8	1227	1063	1300	1323
	69	1113	964	1029	732
San Gabriel	13,8	3450	2988	4048	4152
	69	1356	1174	1263	940
El Rosal	34,5	1572	1361	1719	1790
	69	1966	1702	2047	2025
Tulcán	13,8	3683	3189	4018	4130
	69	2253	1951	2525	2570
Atuntaqui	13,8 (1)	1555	1347	1704	1772
	13,8 (2)	1189	1030	1030	0
	13,8 (3)	1061	919	1122	1158
	34,5	1694	1467	1725	1712
Bellavista	34,5	2017	1747	2499	2577
	69	4874	4221	13448	8151
	138	7068	6121	6755	6150
Trans Tulcán	69	2481	2149	3125	3134
	138	1897	1643	2065	2026

2.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Debido a que Emelnorte emplea criterios de coordinación de protecciones a nivel de distribución, es necesario que los criterios a utilizar en subtransmisión sean acordes a las configuraciones de los equipos aguas abajo, por tal razón se debe partir de ciertos ajustes de los relés de sobrecorriente en el lado de bajo voltaje de los transformadores de potencia (totalizadores), en los cuales se emplean únicamente relés temporizados, que iniciarán su operación para magnitudes superiores a la corriente nominal con enfriamiento forzado de cada transformador.

Los criterios a utilizar en la coordinación de protecciones de subtransmisión son:

- Los relés de sobrecorriente deben proteger su elemento asignado, si están en las líneas de transporte de energía, protegerán los conductores que la conforman, mientras que al encontrarse en un transformador, deberán impedir el daño de este por efecto de sobrecorrientes.
- El relé instantáneo será la protección principal cubriendo el 80% de la línea, mientras que el relé temporizado operará de respaldo abarcando el 20% restante de la línea.
- Si el transformador posee una configuración delta-estrella se tiene que:

El relé temporizado de fase 51 aguas arriba deberá coordinar con los relés 51 y 51N del transformador.

El relé temporizado de tierra 51N aguas arriba no está obligado a coordinar con el relé 51N del transformador.

- Si el transformador posee una configuración estrella-estrella el relé 51 aguas arriba debe coordinar con ambos relés temporizados del transformador, además el relé 51N en la línea de transporte coordinará con el relé 51N del transformador.

- Los relés de fase en las líneas de subtransmisión deben coordinar sus curvas de operación entre sí.
- Los relés de tierra en las líneas de transporte deben coordinar entre ellas sus curvas de operación.
- El relé instantáneo de fase será ajustado de acuerdo a:

$$I_{op\ 50} = 1,2 * I_{cc\ max_{final-3F}}$$

I_{cc max_{final-3F}} = Corriente de cortocircuito trifásica

en la barra final para máxima generación

- La corriente de pick-up del relé 51 será la corriente nominal del o los transformadores que provee energía eléctrica a la línea protegida.
- La corriente de operación del 50N se definirá como:

$$I_{op\ 50N} = 1,2 * I_{cc\ max_{final-FT}}$$

I_{cc max_{final-FT}} = Mayor corriente de cortocircuito a tierra

en la barra final para máxima generación

- El ajuste del relé temporizado a tierra puede ser definido de dos maneras.

La primera opción es utilizar el 30% de la corriente nominal del TC del relé que protege la línea que alimenta la subestación al final del ramal, evitando un disparo incorrecto por saturación de dicho transformador de corriente.

$$I_{op\ 51N} = 0,3 * I_{n_{TC}}$$

I_{n_{TC}} = Corriente nominal del transformador de corriente

Otra posibilidad es el uso del 30% del valor empleado en el relé 51 de fase en esa línea.

Para cada relé temporizado a tierraaguas arriba se incrementará un 10% o un valor superior al ajuste que posea el relé 51N aguas abajo, manteniendo siempre este valor por debajo de la capacidad del hilo de guarda.

- Debido a que esta empresa distribuidora utiliza disyuntores de vacío el margen de coordinación a utilizares de 300 ms.
- Para aquellos relés que protejan el último tramo de línea de un ramal, se extenderá su zona de protección hasta la barra en el secundario del transformador existente en la última subestación.
- Si existe una línea que posee derivación a dos subestaciones el análisis se realizará con aquella subestación más cercana al relé que protege dicha línea.

Para iniciar con la coordinación de protecciones se emplea de ejemplo al ramal conformado por las subestaciones San Vicente, Otavalo, Cayambe, Ecuajugos y La Esperanza, en el cual los 4 relés a configurar se encuentran en las líneas de subtransmisión.

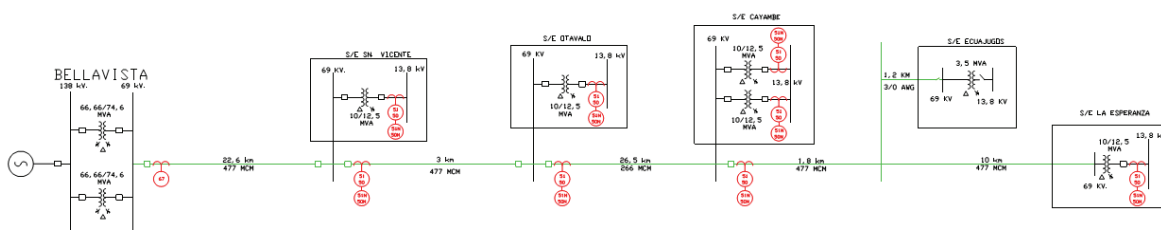


Figura 2.1. Ramal San Vicente, Otavalo, Cayambe, La Esperanza

La primera protección a configurar se encuentra en la posición 1 de la Figura 2.1, para lo cual se realizan las curvas de daño de los transformadores, siendo la curva de la izquierda perteneciente al transformador de 10 MVA de la S/E La Esperanza, mientras que la curva de la derecha pertenece al transformador de 66 MVA de la S/E Bellavista de Transeléctric; la curva del transformador de Ecuajugos no se ha tomado en cuenta debido a su baja potencia de 3,5 MVA ubicándose a la izquierda de la curva de la S/E La Esperanza.

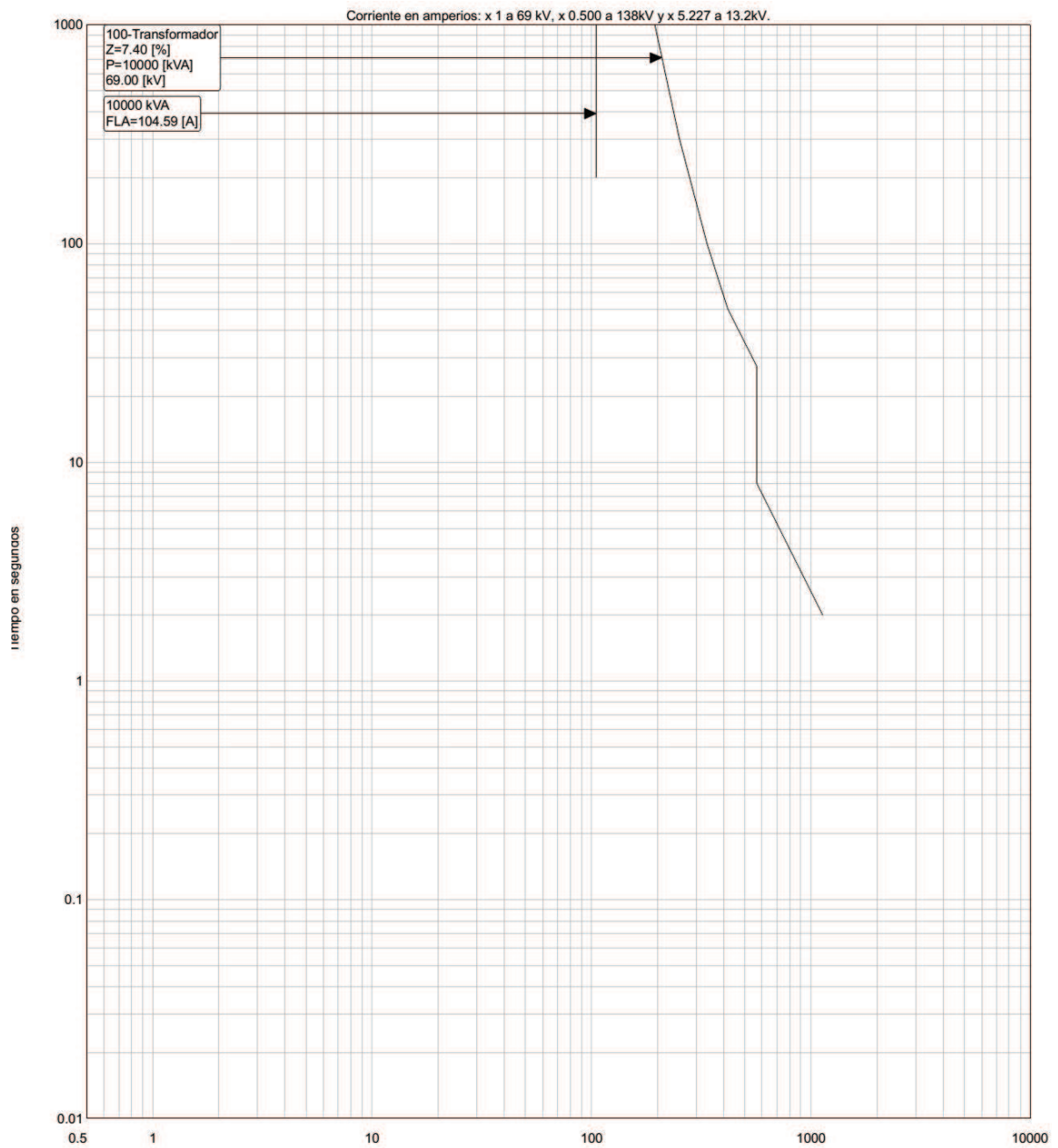


Figura 2.2.Curva de daño del transformador La Esperanza.

Los ajustes, con sus respectivas curvas de los relés ubicados en el transformador de la subestación La Esperanza son los siguientes:

Relé	RTC	Tap	Dial
51	1000/5	0,52	0,2
51N	1000/5	0,3	0,7

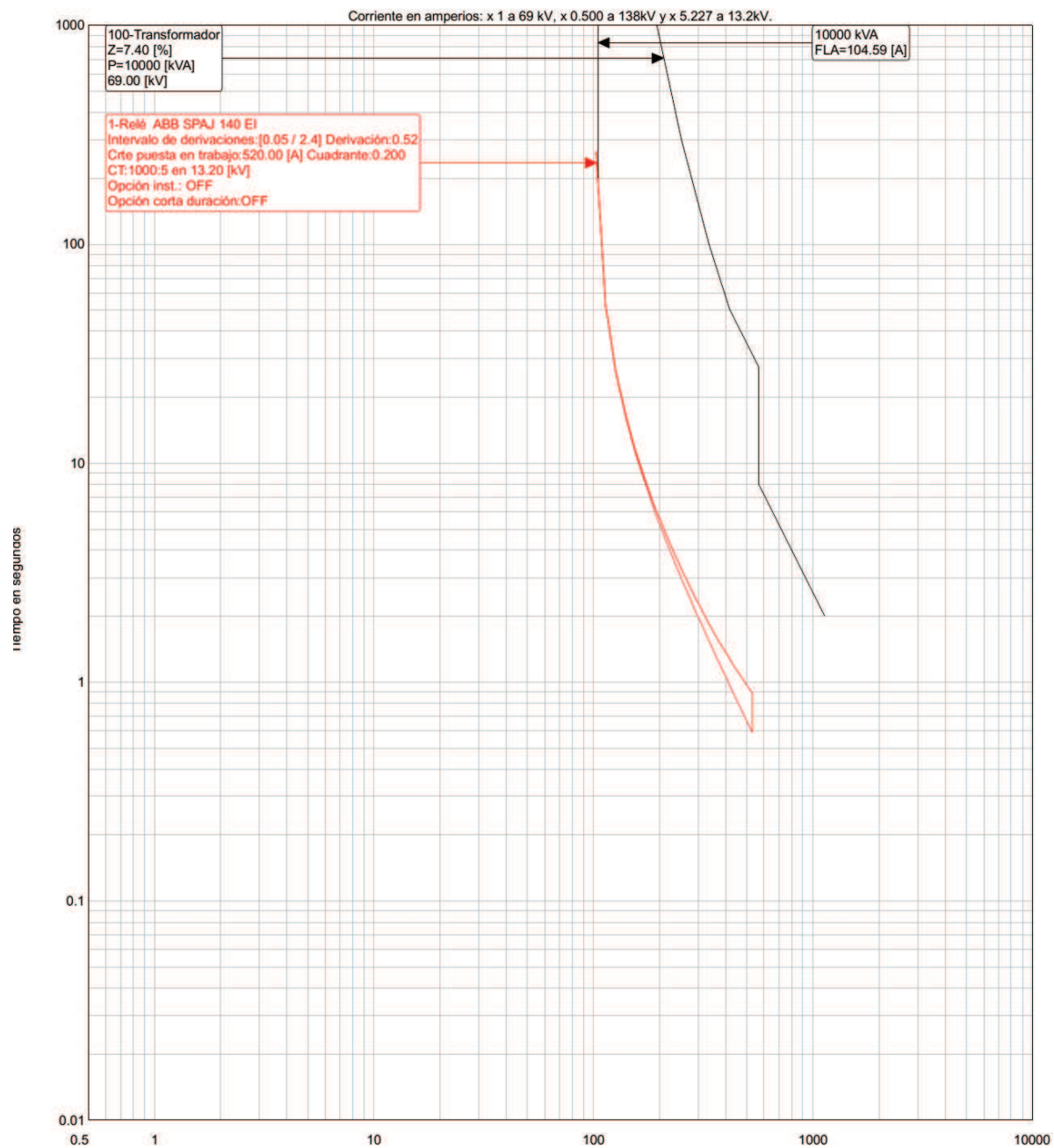


Figura 2.3. Curva de protección del relé de sobrecorriente de fase en el transformador de la subestación La Esperanza.

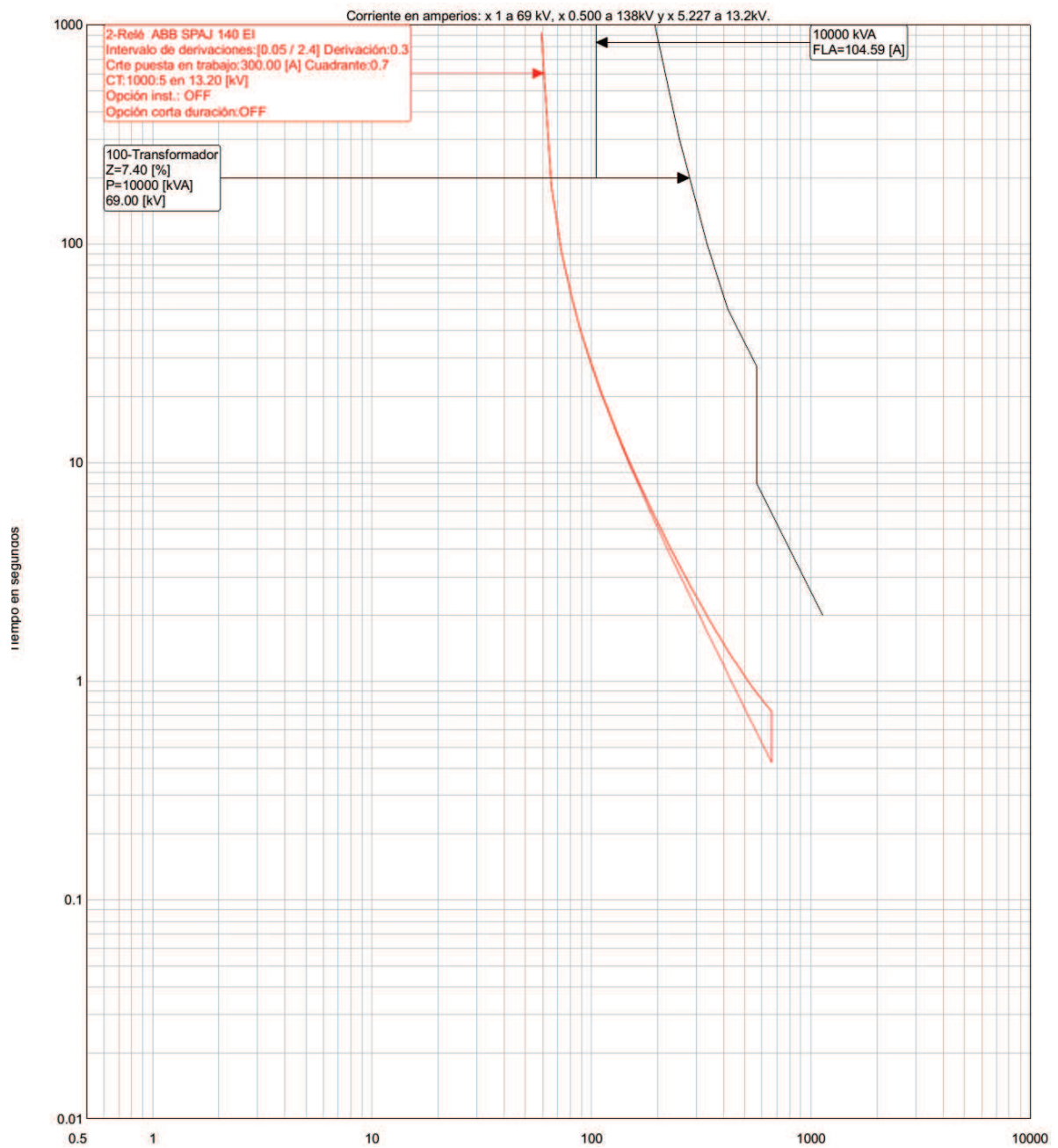


Figura 2.4. Curva de protección del relé de sobrecorriente de tierra en el transformador de la subestación La Esperanza.

Es importante definir en primer lugar la corriente de pick-up del relé temporizado de fase, una opción es el uso del $1,2 * I_{flujo\ de\ carga}$ presente en la línea, pero debemos aclarar que estamos protegiendo al conductor y no la carga, además se entra en

conflicto con la corriente mínima de operación del relé en el transformador. El uso de la capacidad del conductor no es apropiado, debido a que el calibre de dicho conductor suele ser mayor al necesario, al pasar por el análisis del conductor económico, en el cuál se determina el conductor que presente las menores pérdidas al menor costo de inversión, como también de resistir los esfuerzos mecánicos.

El uso de la corriente nominal depende del ramal en cuestión, si existen muchas subestaciones en serie es posible sobrepasar la capacidad del conductor, como también que el factor de coincidencia no será de 1. Emelnorte impide la sobrecarga de sus transformadores y empieza a realizar estudios de aumento de carga cuando los transformadores se encuentran al 80% de su capacidad, por la imposibilidad de una solución inmediata.

De las observaciones anteriores se procede a sumar la corriente nominal con enfriamiento forzado del transformador de 3,5 MVA con la corriente nominal del transformador de 10MVA.

$$I_{op\ 51} = 33,47\ A + 83,67\ A$$

$$I_{op\ 51} = 117,14\ A$$

Este valor se lo aproxima a un valor redondeado:

$$I_{op\ 51} = 120\ A$$

El tipo de curva seleccionada será una extremadamente inversa, debido a un mejor acoplamiento con las curvas aguas abajo, además el relé de fase en la línea debe coordinar con los relés de sobrecorriente en el transformador.

A continuación es necesario calcular el tiempo de operación de los relés totalizadores, para lo cual se utilizan los valores de corrientes de falla en la barra de 13,8 kV.

Relé de fase:

$$t = TMS * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1}$$

$$t = 0,2 * \frac{80}{\left(\frac{2772}{520}\right)^2 - 1} = 0,58 \text{ s}$$

$$t_T = t + \text{margen de coordinación}$$

$$t_T = 0,58 + 0,3 = 0,88 \text{ s}$$

El relé en la S/E Cayambe debe trabajar con un tiempo mayor, siendo nuestra elección 0,9 s, además es necesario calcular el equivalente en 69 kV de la corriente de falla en la barra de 13,8 kV.

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

$$\frac{69 \text{ kV}}{13,8 \text{ kV}} = \frac{I_s}{I_p}$$

$$5 = \frac{I_s}{I_p}$$

$$I_p = \frac{I_s}{5}$$

$$I_p = \frac{2772}{5} = 554,4 \text{ A}$$

Una de las opciones para el valor de dial que se puede usar en el relé de línea será:

$$TMS = \frac{t}{\frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1}}$$

$$TMS = \frac{0,9}{\frac{80}{\left(\frac{554,4}{120}\right)^2 - 1}}$$

$$TMS = 0,23$$

Relé de falla a tierra:

$$t = TMS * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1}$$

$$t = 0,7 * \frac{80}{\left(\frac{3466}{300}\right)^2 - 1} = 0,42 \text{ s}$$

$$t_T = t + \text{margen de coordinación}$$

$$t_T = 0,42 + 0,3 = 0,72 \text{ s}$$

$$TMS = \frac{t}{\frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1}}$$

$$I_p = \frac{I_s}{5} = \frac{3466}{5} = 693,2 \text{ A}$$

$$TMS = \frac{0,75}{\frac{80}{\left(\frac{693,2}{120}\right)^2 - 1}}$$

$$TMS = 0,3$$

Se elige el valor más alto de TMS para la fase, en este caso es 0,3.

El transformador de la subestación la esperanza posee una configuración delta-estrella, razón por la cual el relé de tierra en 69 kV no debe coordinar con el relé totalizador, permitiendo elegir libremente el dial, que se ubicará cercano al de fase con menor tiempo de operación, el valor de la corriente de pick-up se definirá en este caso como el 30% de la relación de transformación en el lado primario del transformador de corriente, teniendo una RTC de 300/5.

$$I_{op\ 51N} = 0,3 * 300 = 90\ A$$

Por la cercanía de la S/E Ecuajugos a la de Cayambe el uso de relés instantáneos es inadecuado, debido a la baja selectividad que presentarían en tan corta distancia; de esta manera el ajuste es el siguiente:

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
51	300/5	120	0,4	0,3
51N	300/5	90	0,3	0,3

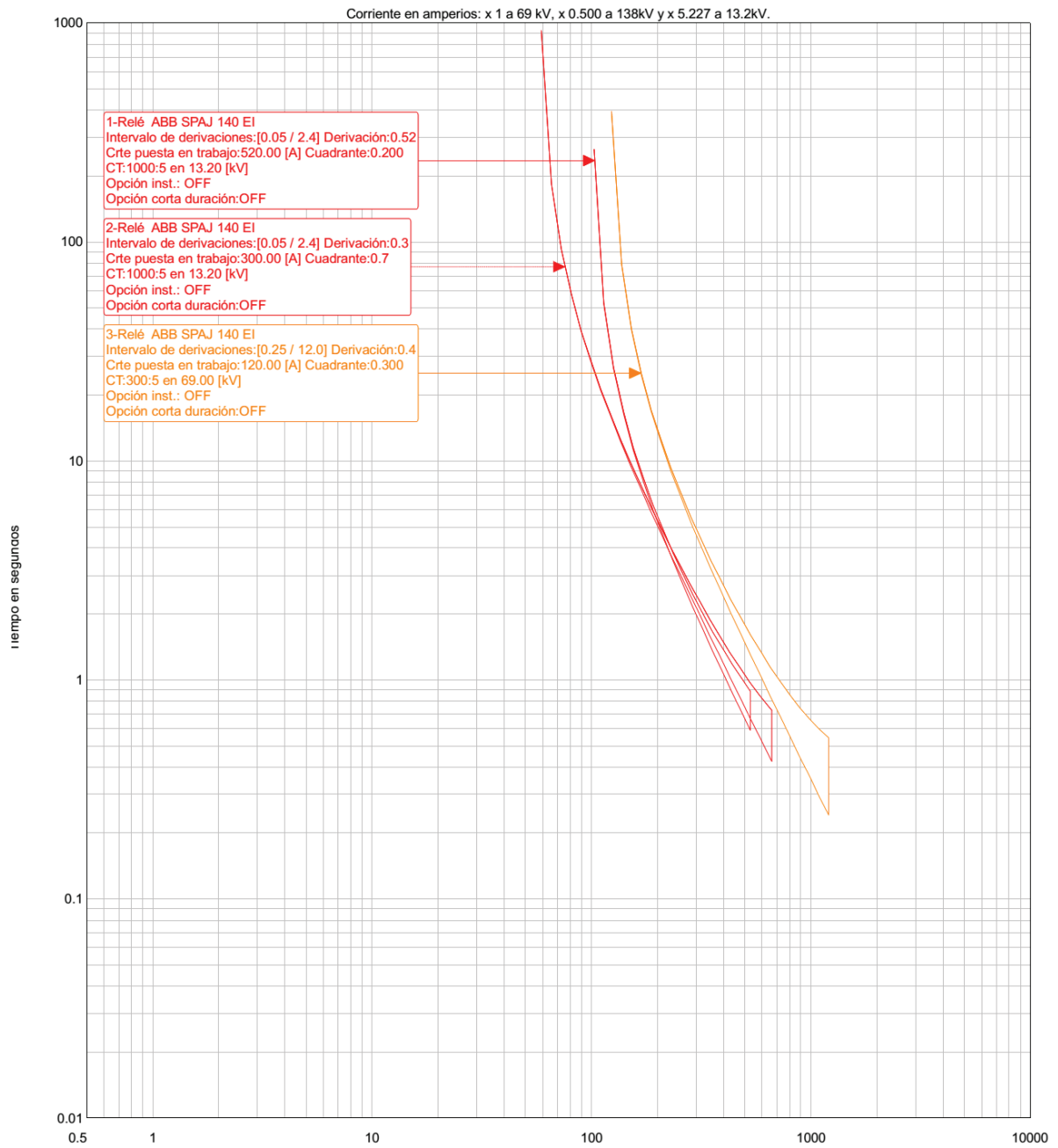


Figura 2.5. Curva de protección del relé de sobrecorriente de fase que coordina con los relés de la subestación La Esperanza.

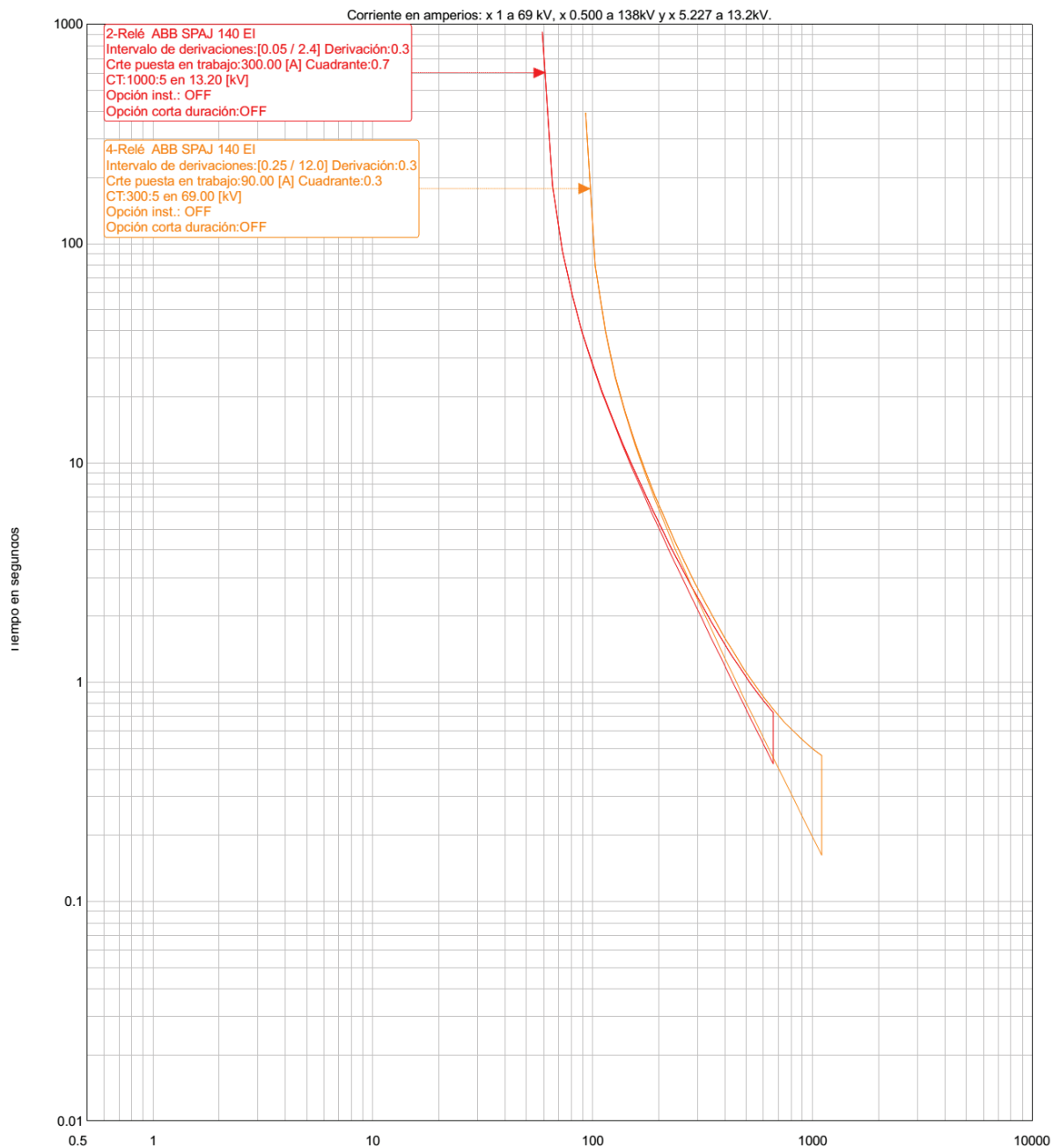


Figura 2.6. Curva de protección del relé de sobrecorriente de tierra que no coordina con el relé de sobrecorriente de tierra en la subestación La Esperanza.

Los relés Mitsubishi ubicados en la subestación Otavalo que protegen la línea de subtransmisión hacia Cayambeson electromecánicas y poseen una única curva de operación, siendo esta una muy inversa; con respecto a la corriente mínima de

operación se suma la corriente nominal de los transformadores de Cayambe al de La esperanza y Ecuajugos.

$$I_{op\ 51} = 117,14\ A + 2 * (83,67)\ A$$

$$I_{op\ 51} = 284,5\ A$$

$$I_{op\ 51} = 285\ A$$

Al transformar este valor para usarlo en el relé se tiene:

$$I_{tap} = 285 * \frac{5}{300} = 4,75$$

Este relé limita el ingreso del tap con valores fijos, teniendo en su escala magnitudes de 4 A y 5 A, siendo nuestra elección este último; esto modifica un poco la corriente de operación, la cual sufre un incremento de 285 A hasta 300 A.

$$I_{op\ 51} = 300\ A$$

$$I_{tap} = 5$$

Para definir el dial de este relé es necesario conocer el tiempo de operación del relé de sobrecorriente ubicado en la subestación Cayambe, que protege el conductor que provee energía a la subestación La Esperanza. Para calcular el tiempo de operación es importante el uso de la máxima corriente de falla trifásica en la barra de alto voltaje, siendo esta de 1204 A.

$$t = TMS * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1}$$

$$t = 0,3 * \frac{80}{\left(\frac{1204}{120}\right)^2 - 1} = 0,24\ s$$

$$t_T = 0,24 + 0,3 = 0,54\ s$$

Como el relé de línea en la subestación Otavalo debe coordinar con el de Cayambe se elige un tiempo mayor a 0,54 s, que para este ejemplo será de 0,6 s para proceder al cálculo del dial.

$$t = TD \left\{ \left(\frac{3,922}{I_r^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}$$

$$TD = \frac{t}{\left\{ \left(\frac{3,922}{I_r^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}}$$

$$TD = \frac{0,6}{\left\{ \left(\frac{3,922}{\left(\frac{1204}{300} \right)^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}}$$

$$TD = 1,68$$

$$TD = 2$$

El ajuste del relé instantáneo será determinado como un 20% adicional al valor de corriente de falla trifásico en la barra de alto voltaje de la S/E Cayambe.

$$I_{op\ 50} = 1,2 * I_{cc\ max\ final-3F}$$

$$I_{op\ 50} = 1,2 * 1204\ A$$

$$I_{op\ 50} = 1444,8\ A = 1445\ A$$

$$I_{tap} = 1445 * \frac{5}{300} = 24$$

A continuación se detalla los ajustes a realizar en el relé de fase.

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
50	300/5	1445	24	----
51	300/5	300	5	2

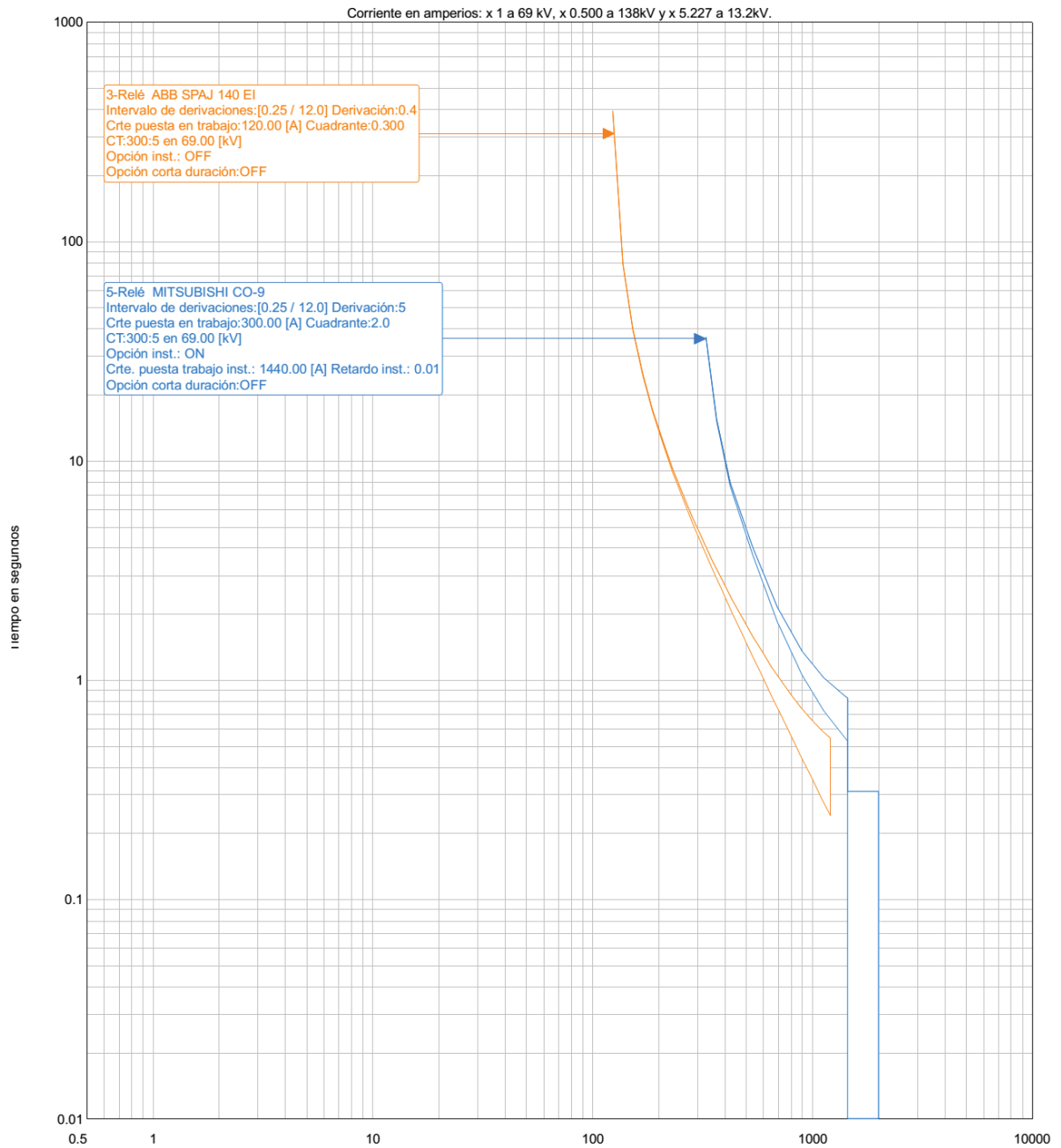


Figura 2.7. Curva de protección de los relés de sobrecorriente de fase en la S/E Otavalo que coordina con el relé de sobrecorriente de fase en la S/E Cayambe.

El valor de pick-up del relé de tierra será un 10% adicional al valor ajustado en el relé aguas abajo de este, debido a que el RTC en la S/E Otavalo es similar al RTC de la S/E Cayambe, teniendo:

$$I_{op\ 51N} = 1,1 * 90\ A$$

$$I_{op\ 51N} = 99\ A$$

Es necesario incrementar la corriente de pick-up a 120 A, debido a que el relé electromecánico dispone de un valor de 2 A en su escala de ajuste. De igual manera que para la fase, se prosigue a determinar el tiempo de operación del relé de sobrecorriente de tierra en la S/E Cayambe, con una corriente de cortocircuito de dos fases a tierra de 1101 A en la barra de alto voltaje, a continuación se define el dial del relé de sobrecorriente de tierra en la S/E Otavalo.

En el relé 51N de línea en la S/E Cayambe:

$$t = TMS * \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1} = 0,3 * \frac{80}{\left(\frac{1101}{90}\right)^2 - 1} = 0,16\ s$$

$$t_T = 0,16 + 0,3 = 0,46\ s$$

$$t_T = 0,5\ s$$

En el relé 51N de línea en la S/E Otavalo:

$$TD = \frac{t}{\left\{\left(\frac{3,922}{I_r^2 - 1}\right) + 0,0982\right\}}$$

$$TD = \frac{0,5}{\left\{ \left(\frac{3,922}{\left(\frac{1101}{120} \right)^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}} = 3,44$$

$$TD = 4$$

El valor del relé 50N en la S/E Otavalo es:

$$I_{op\ 50N} = 1,2 * I_{cc\ max\ final-FT}$$

$$I_{op\ 50N} = 1,2 * 1101\ A = 1321,2\ A$$

$$I_{op\ 50N} = 1321\ A$$

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
50N	300/5	1321	22	----
51N	300/5	120	2	4

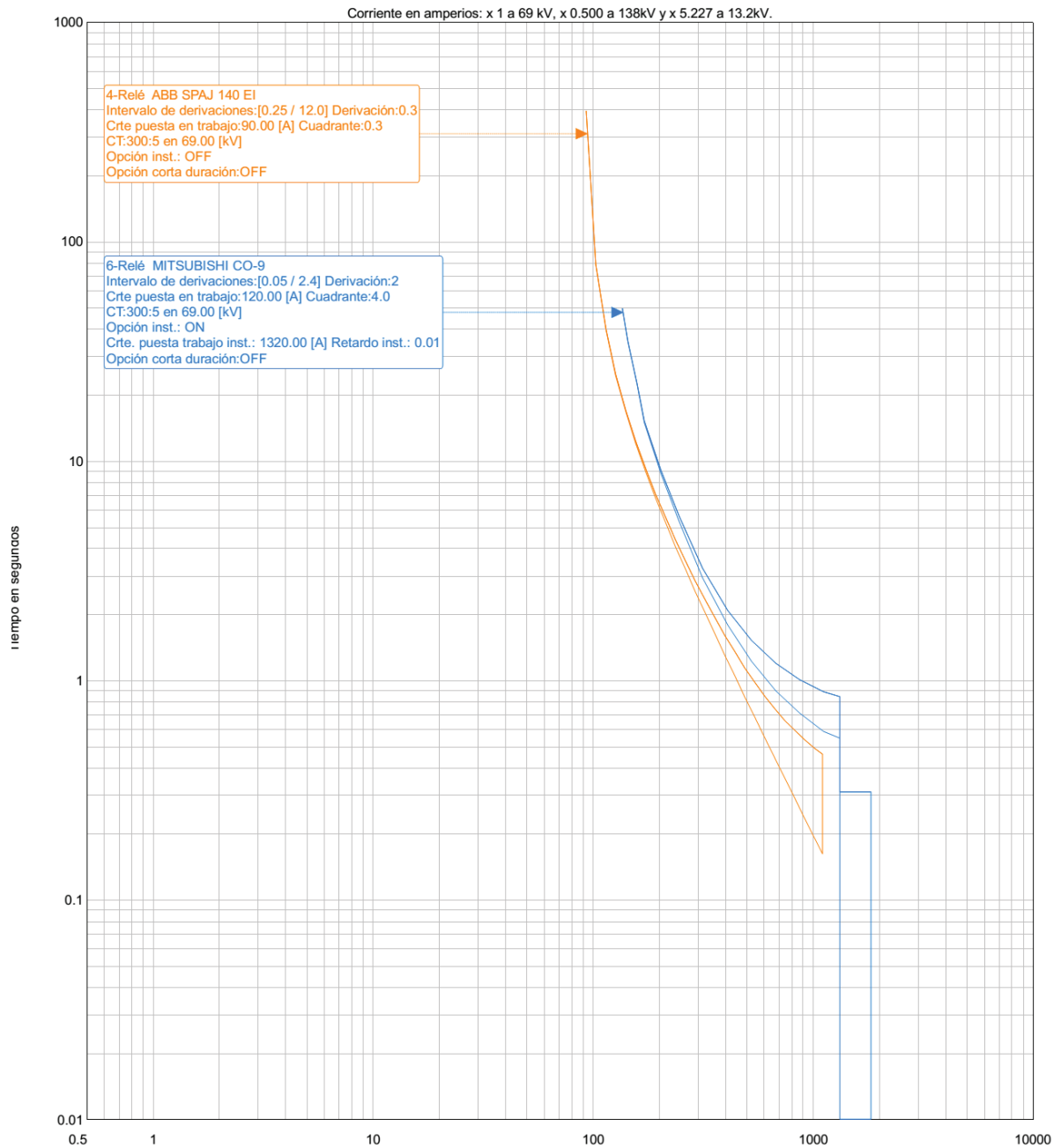


Figura 2.8. Curva de protección de los relés de sobrecorriente de tierra en la S/E Otavalo que coordina con el relé de sobrecorriente de tierra en la S/E Cayambe.

Los relés de sobrecorriente que protegen los conductores de la línea hacia Otavalo se encuentran ubicados en la S/E San Vicente y son electrónicos, permitiendo el uso de diversas curvas; debido a que en la S/E Otavalo se usa una curva muy inversa es preferible elegir una similar. Para definir la corriente de operación, se incluirá al valor usado en el relé aguas abajo más la corriente nominal del transformador de la S/E Otavalo.

$$I_{op\ 51} = 285\ A + 83,67\ A$$

$$I_{op\ 51} = 368,67\ A$$

$$I_{op\ 51} = 370\ A$$

El tiempo de operación del relé de sobrecorriente de línea en la S/E Otavalo será determinado con el valor de corriente de operación ajustado en el relé 50, siendo este 1445 A, debido a que para esta magnitud se pasa de una curva con tiempo temporizado a una con tiempo instantáneo.

En el relé 51 de línea en la S/E Otavalo:

$$TD = \frac{t}{\left\{ \left(\frac{3,922}{I_r^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}}$$

$$t = TD * \left\{ \left(\frac{3,922}{I_r^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}$$

$$t = 2 * \left\{ \left(\frac{3,922}{\left(\frac{1445}{300} \right)^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}$$

$$t = 0,55\ s$$

$$t_T = 0,55 + 0,3 = 0,85\ s$$

En el relé 51 de línea en la S/E San Vicente:

$$t = \frac{TMS}{1,5} * \frac{13,5}{I_r - 1}$$

$$TMS = \frac{1,5 * t}{\frac{13,5}{I_r - 1}}$$

$$TMS = \frac{1,5 * 0,9}{\frac{13,5}{\left(\frac{1445}{370}\right)^{-1}}}$$

$$TMS = 0,29$$

$$TMS = 0,3$$

El ajuste del relé instantáneo será determinado como un 20% adicional al valor de corriente de falla al final de la línea, siendo esta en la barra de la S/E Otavalo, una corriente de cortocircuito trifásica de 1996 A.

$$I_{op\ 50} = 1,2 * I_{cc\ max\ final-3F}$$

$$I_{op\ 50} = 1,2 * 1996\ A$$

$$I_{op\ 50} = 2395,2\ A$$

$$I_{op\ 50} = 2395\ A$$

El valor determinado es superior a la magnitud de corriente de falla en la barra de San Vicente, que es de 2155 A, lo que indica que si se calibra el relé instantáneo con este valor, no operará para fallas en la línea, por lo que es inapropiado su uso en tan corta distancia de línea entre subestaciones, que es de 3 km, únicamente se empleará el relé de sobrecorriente temporizado para las fases.

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
51	400/5	370	4,63	0,3

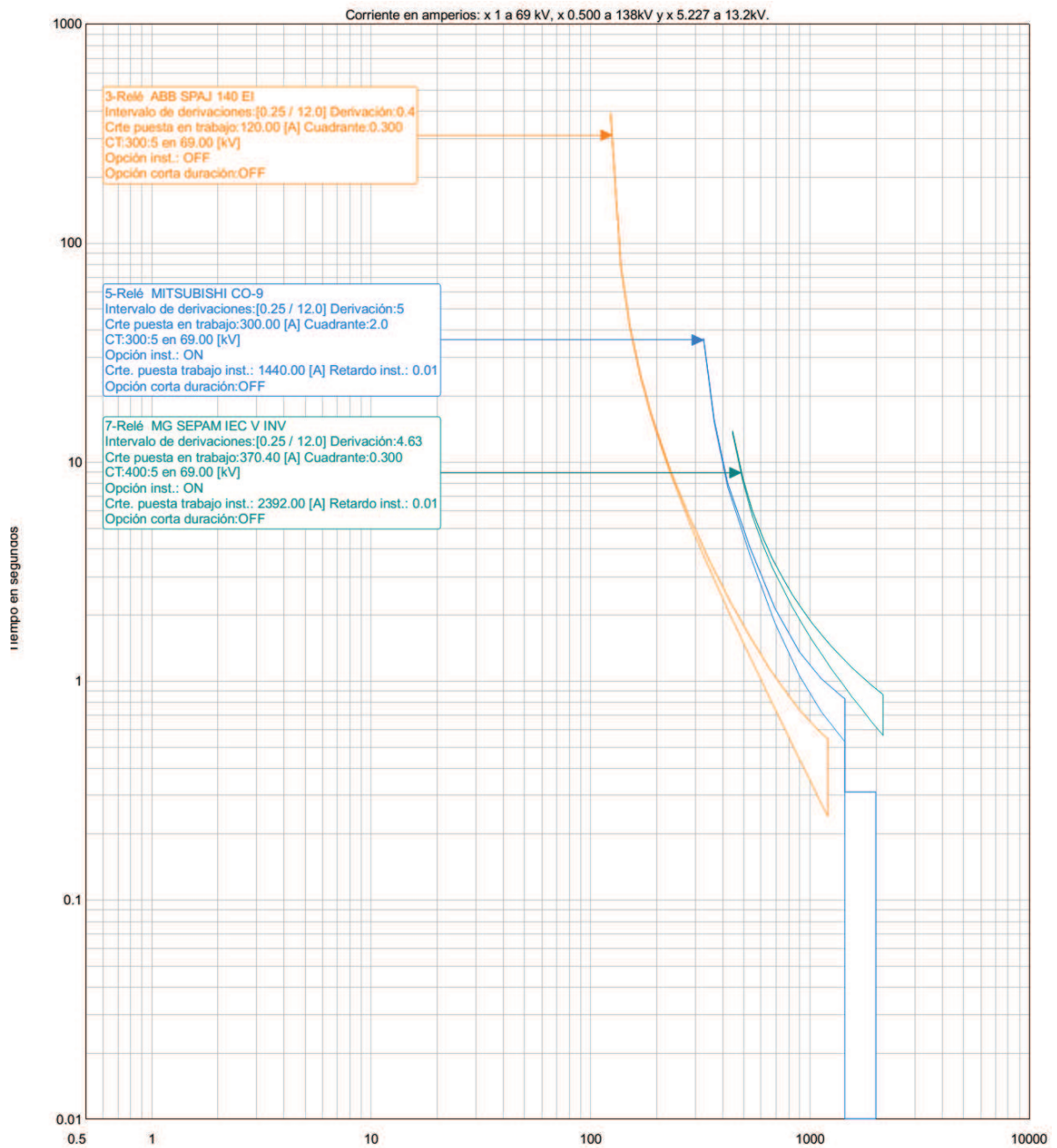


Figura 2.9. Curva de protección del relé de sobrecorriente de fase en la S/E San Vicente que coordina con los relés de sobrecorriente de fase en la S/E Otavalo.

Se prosigue a determinar los ajustes de los relés de sobrecorriente de tierra que protegen la línea entre la S/E San Vicente y la S/E Otavalo, primero se define la

corriente mínima de operación como un 10% adicional de la $I_{pick-up}$ del relé aguas abajo.

$$I_{op\ 51} = 1,1 * 120\ A$$

$$I_{op\ 51} = 132\ A$$

Se prosigue con el tiempo de operación del relé en la S/E Otavalo, el cuál será determinado con el valor ajustado en el relé 50N, siendo este de 1321 A.

$$t = 4 \left\{ \left(\frac{3,922}{\left(\frac{1321}{120} \right)^2 - 1} \right) + 0,0982 \right\}$$

$$t = 0,52\ s$$

$$t_T = 0,52 + 0,3 = 0,82\ s$$

En el relé 51N de la S/E San Vicente:

$$t = \frac{TMS}{1,5} * \frac{13,5}{I_r - 1}$$

$$TMS = \frac{1,5 * t}{\frac{13,5}{I_r - 1}}$$

$$TMS = \frac{1,5 * 0,9}{\frac{13,5}{\left(\frac{1321}{132} \right) - 1}}$$

$$TMS = 0,9$$

El ajuste del relé instantáneo de tierra será determinado como un 20% adicional al valor de corriente de falla al final de la línea, siendo así en un cortocircuito de dos fases a tierra en la barra de la S/E Otavalo de 1826 A de magnitud.

$$I_{op\ 50} = 1,2 * I_{cc\ max\ final-3F}$$

$$I_{op\ 50} = 1,2 * 1826\ A$$

$$I_{op\ 50} = 2191,2\ A$$

$$I_{op\ 50} = 2191\ A$$

El valor calculado es superior a los 1979 A de corriente de falla de dos fases a tierra en la barra de la subestación San Vicente, por lo que es inapropiado el uso del relé instantáneo para este tramo de línea, empleando únicamente el relé temporizado de tierra.

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
51	400/5	132	1,65	0,9

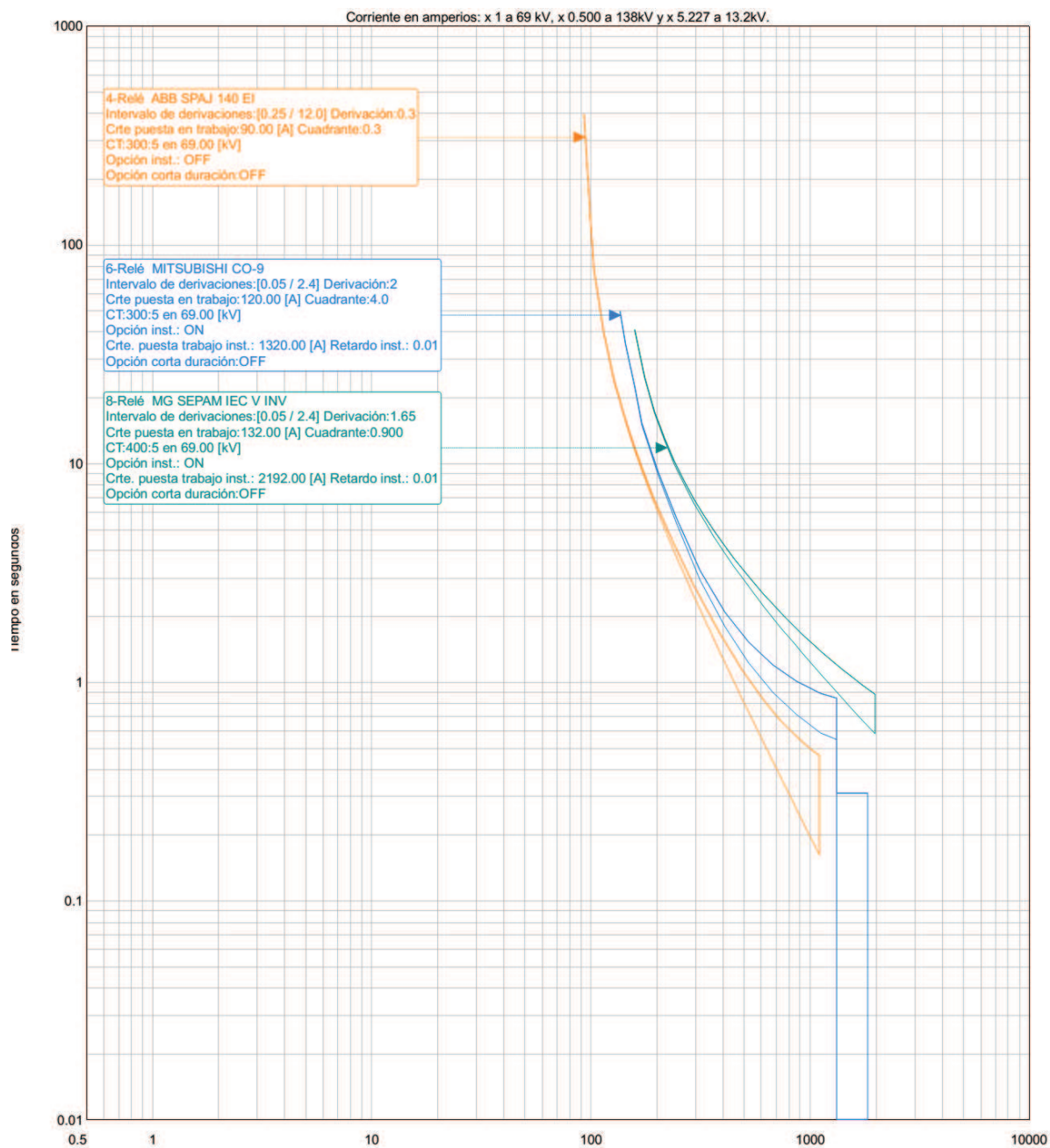


Figura 2.10. Curva de protección del relé de sobrecorriente de tierra en la S/E San Vicente que coordina con los relés de sobrecorriente de tierra en la S/E Otavalo.

El último conjunto de relés que es necesario ajustar se encuentra al inicio del ramal, ubicado en la S/E Bellavista, estos son electrónicos y permiten el uso de varias curvas de protección como una escala de ajuste amplia, para lo cual se utilizará una curva muy inversa para la coordinación y protección de este tramo de línea entre la subestación Bellavista y San Vicente.

Primero se define el ajuste del relé de sobrecorriente temporizado de fase, para el cual, la corriente mínima de operación será la suma de las corrientes nominales de los transformadores que pertenecen a este ramal.

$$I_{op\ 51} = 370\ A + 83,67\ A$$

$$I_{op\ 51} = 453,67\ A$$

$$I_{op\ 51} = 450\ A$$

Es importante aclarar que la línea de subtransmisión entre las subestaciones Otavalo y Cayambe posee un conductor de menor calibre que el resto, con una capacidad de conducción de 458 A, límite que no debe ser sobrepasado, ya que se desprotege al conductor.

Se procede a determinar el tiempo de operación del relé de sobrecorriente de línea en la S/E San Vicente, se calcula con el valor de corriente de cortocircuito trifásico en la barra de alto voltaje, que es de 2155 A, debido a que no se emplea el relé instantáneo.

$$t = \frac{TMS}{1,5} * \frac{13,5}{I_r - 1}$$

$$t = \frac{0,3}{1,5} * \frac{13,5}{\left(\frac{2155}{370}\right) - 1}$$

$$t = 0,56\ s$$

$$t_T = 0,56 + 0,3$$

$$t_T = 0,86 \text{ s}$$

En el cálculo del dial del relé de sobrecorriente de fase en la S/E Bellavista se utiliza la corriente de falla de 2155 A, ya que este valor no debe entrar en conflicto con la curva del relé que se está determinando.

$$t = TMS * \frac{13,5}{I_r - 1}$$

$$TMS = \frac{t}{\frac{13,5}{I_r - 1}}$$

$$TMS = \frac{0,9}{\frac{13,5}{\left(\frac{2155}{450}\right) - 1}}$$

$$TMS = 0,25$$

$$TMS = 0,3$$

La corriente de operación del relé instantáneo en la S/E Bellavista es definido como un 20% adicional de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de la S/E San Vicente, que es de 2155 A.

$$I_{op\ 50} = 1,2 * 2155 \text{ A}$$

$$I_{op\ 50} = 2586 \text{ A}$$

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
50	600/5	2586	21,6	----
51	600/5	450	3,75	0,3

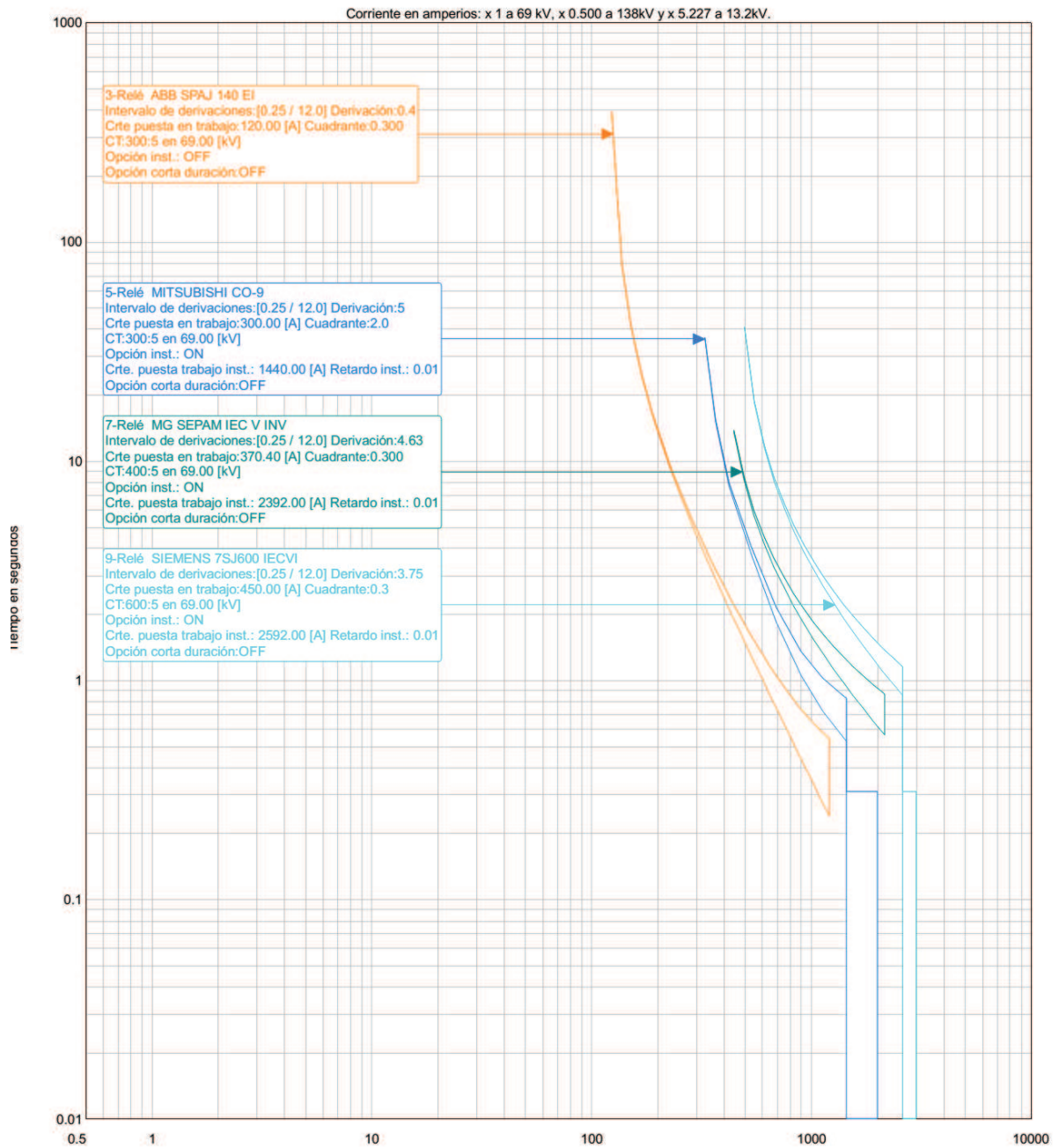


Figura 2.11. Curvas de protección de los relés de sobrecorriente de fase en la S/E Bellavista que coordinan con el relé de sobrecorriente de fase en la S/E San Vicente.

A continuación se procede a definir la corriente mínima de operación para el relé de sobrecorriente de tierra, el cuál será un 10% adicional al ajuste del relé de sobrecorriente de tierra aguas abajo.

$$I_{op\ 51N} = 1,1 * 132\ A$$

$$I_{op\ 51N} = 145,2\ A$$

$$I_{op\ 51N} = 145\ A$$

De manera similar que para las fases, se procede a calcular el tiempo de operación del relé 51N de línea en la S/E San Vicente con el valor de corriente de cortocircuito de dos fases a tierra en la barra, siendo este de 1979 A.

$$t = \frac{TMS}{1,5} * \frac{13,5}{I_r - 1}$$

$$t = \frac{0,9}{1,5} * \frac{13,5}{\left(\frac{1979}{132}\right) - 1}$$

$$t = 0,58\ s$$

$$t_T = 0,58 + 0,3 = 0,88\ s$$

El dial a utilizar en el relé de sobrecorriente de tierra en la S/E Bellavista se define con la corriente de cortocircuito de 1979 A, debido a que no debe existir solapamiento entre curvas para este valor.

$$TMS = \frac{t}{\frac{13,5}{I_r - 1}}$$

$$TMS = \frac{0,95}{\frac{13,5}{\left(\frac{1979}{145}\right) - 1}}$$

$$TMS = 0,89$$

$$TMS = 0,9$$

El ajuste del relé 50N en la S/E Bellavista es determinado en base al cortocircuito de dos fases a tierra en barra de la S/E San Vicente, al cual se incrementará un 20%.

$$I_{op\ 50} = 1,2 * 1979\ A$$

$$I_{op\ 50} = 2374,8\ A$$

$$I_{op\ 50} = 2375\ A$$

Relé	RTC	$I_{pick-up}$ (A)	Tap	Dial
50	600/5	2375	19,79	----
51	600/5	145	1,21	0,9

De esta manera se realiza la coordinación de protecciones entre los relés situados en las líneas de subtransmisión, pero este análisis está incompleto; es necesario que el relé de sobrecorriente de fase aguas arriba coordine con los relés de sobrecorriente aguas abajo, siendo estos los relés totalizadores de fase y tierra de la subestación y el relé de fase en la línea de subtransmisión.

Existe una inadecuada coordinación de protecciones entre los relés de línea en las subestaciones Otavalo y San Vicente con los relés totalizadores aguas debajo de estos, por tal razón es necesario modificar los ajustes de los relés que protegen las líneas.

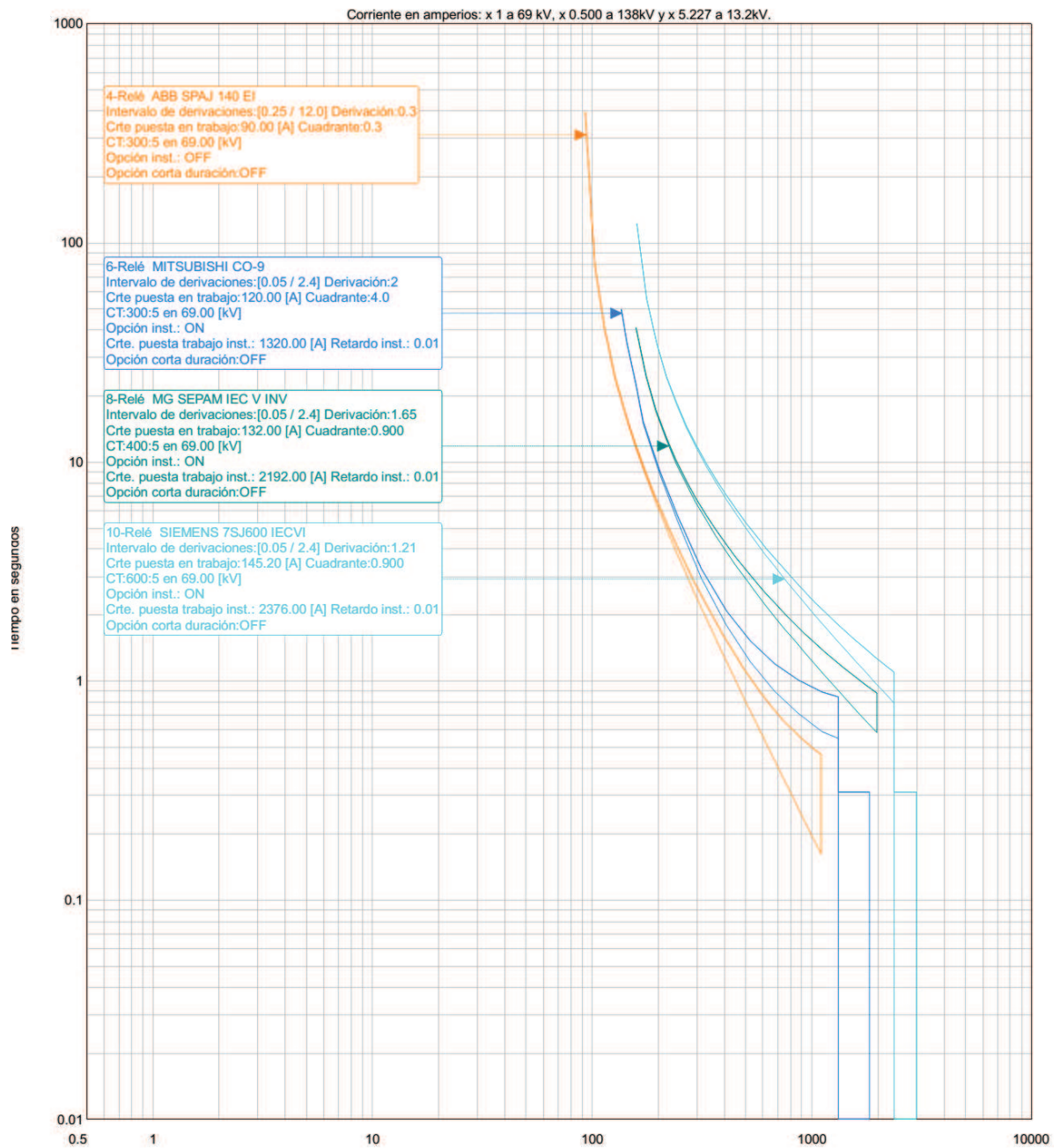


Figura 2.12. Curvas de protección de los relés de sobrecorriente de tierra en la S/E Bellavista que coordinan con el relé de sobrecorriente de tierra en la S/E San Vicente.

A continuación se presentan las curvas de protección de los relés totalizadores, los mismos que no coordinan con las curvas de protección de los relés de línea aguas arriba.

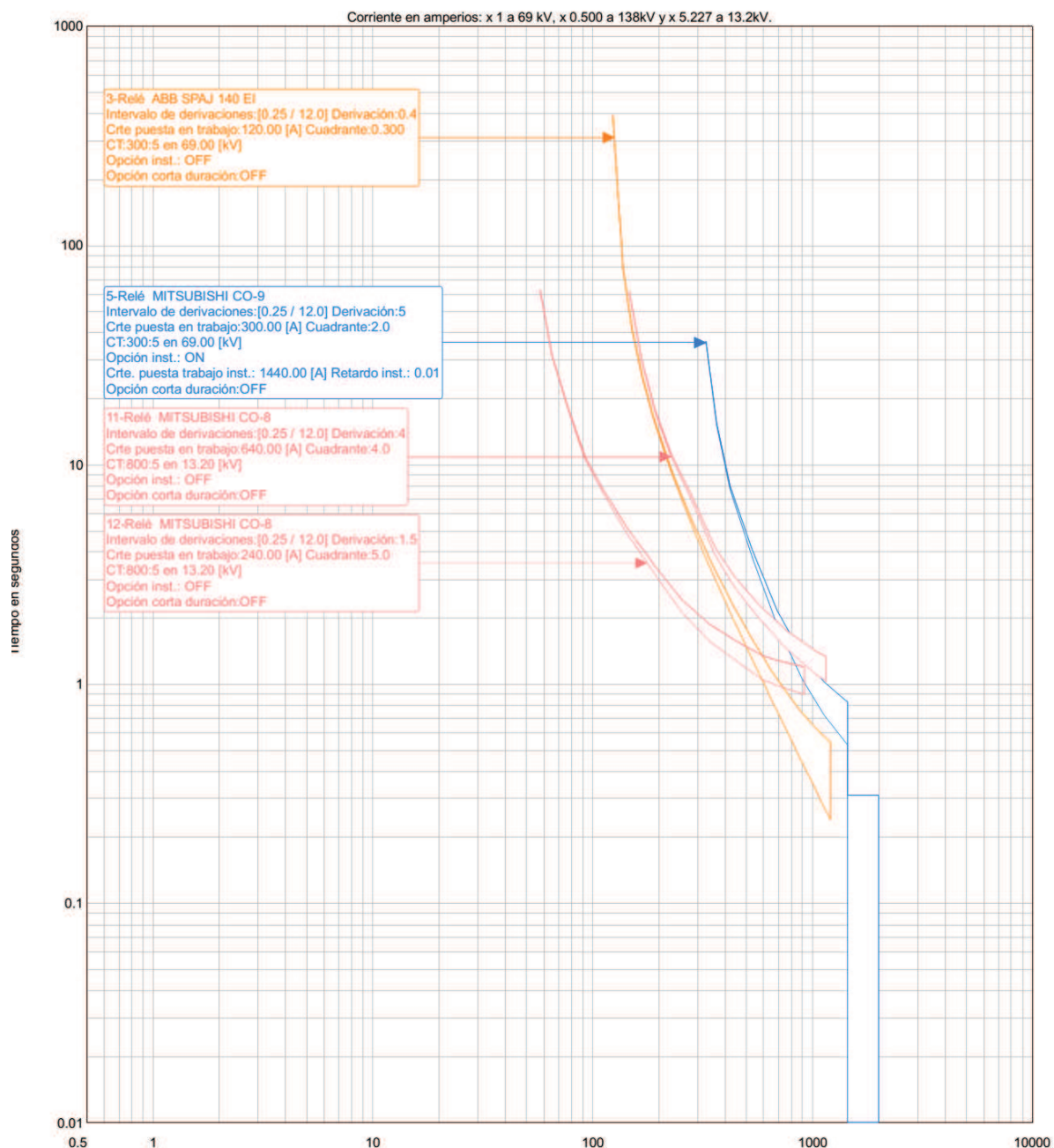


Figura 2.13. Curvas de protección de los relés de sobrecorriente de fase en la S/E Otavalo que no coordinan con los relés totalizadores en la S/E Cayambe.

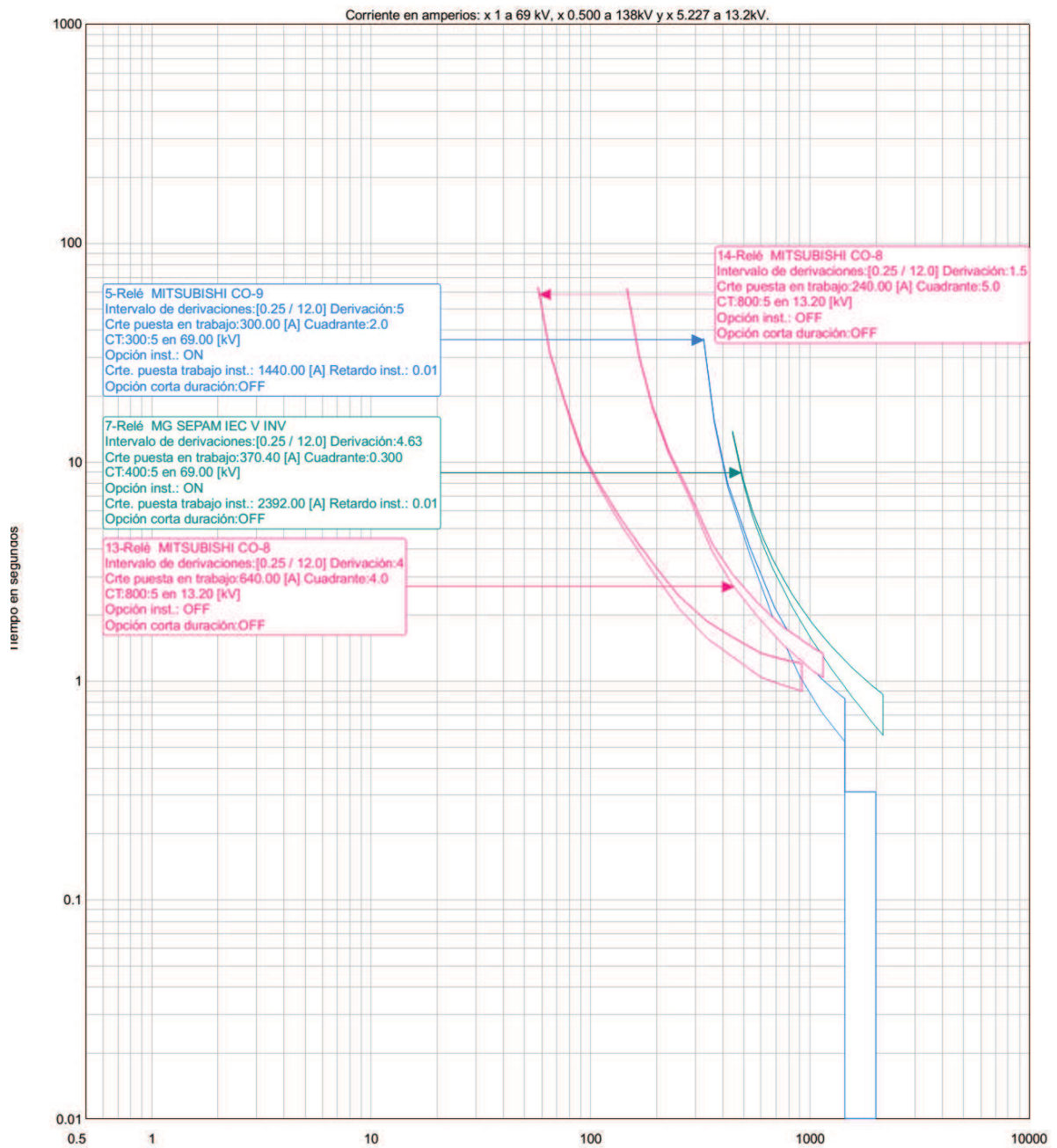


Figura 2.14. Curva de protección del relé de sobrecorriente de fase en la S/E San Vicente que no coordina con los relés totalizadores en la S/E Otavalo.

A continuación se presenta una adecuada coordinación de protecciones, entre los relés de línea de sobrecorriente de fase en la subestación Bellavista, con los relés ubicados en la subestación San Vicente tanto de línea como de los totalizadores.

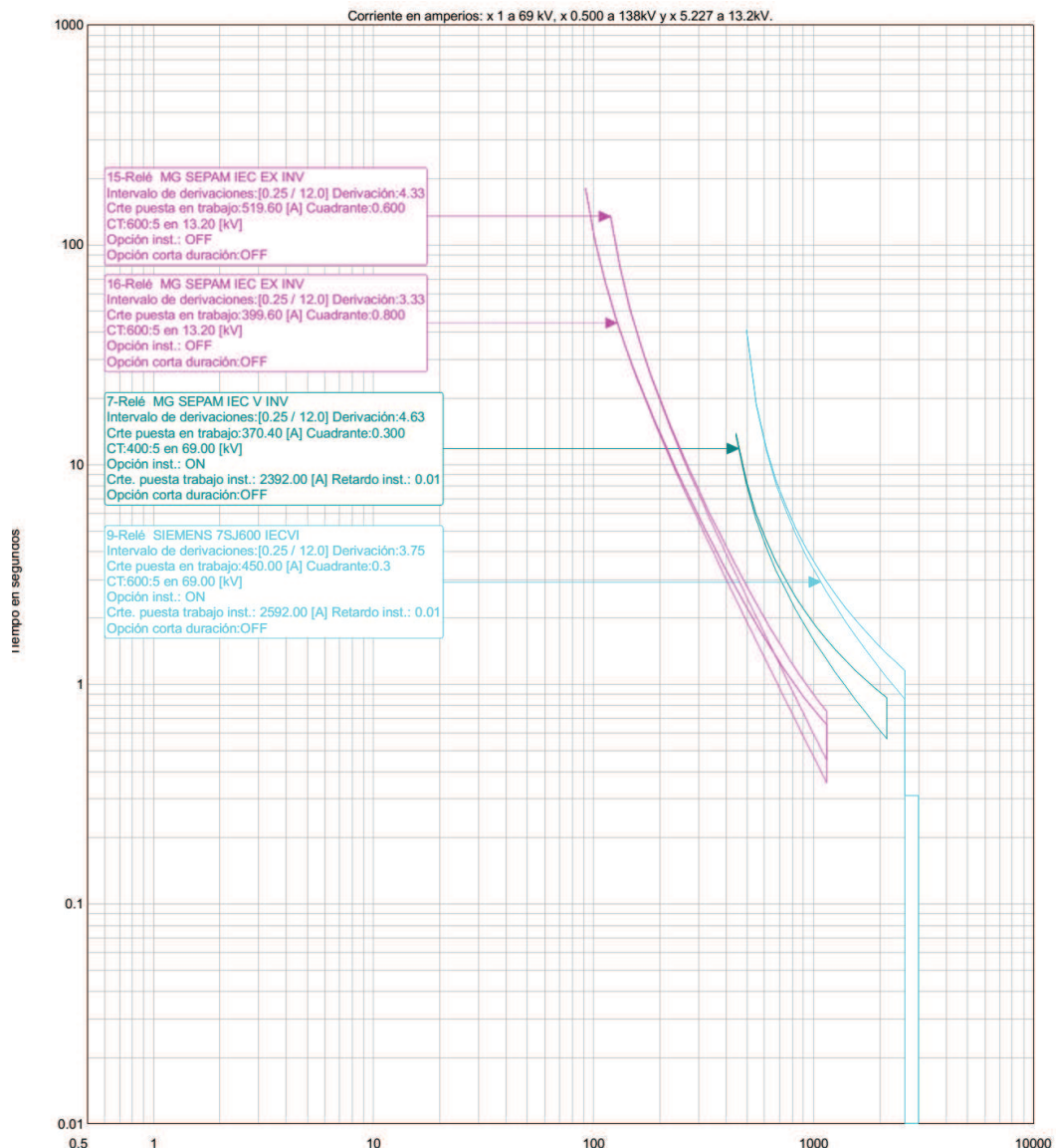


Figura 2.15. Curvas de protección de los relés de sobrecorriente de fase en la S/E Bellavista que coordinan con los relés totalizadores en la S/E San Vicente.

Debido a la gran cantidad de cálculos, opciones de curvas, opciones de ajustes, modificaciones imprevistas, etc. se hará uso de un software computacional de nombre CYMTCC, el mismo que permite de manera gráfica, una rápida construcción y adecuación de las curvas de protección; pero es muy importante tener claros los criterios y conceptos antes descritos para una correcta coordinación y utilización de este tipo de programas.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS COMPARATIVO

3.1 INTRODUCCIÓN

La realización de este proyecto tiene como finalidad coordinar de manera adecuada las protecciones existentes en el sistema de subtransmisión de Emelnorte, en este capítulo se explican las soluciones propuestas, como también se las analizan y comparan con los ajustes actuales de los relés.

3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO

La realización de una coordinación de protecciones requiere el manejo de una gran cantidad de información, coreespondiente a los transformadores de corriente, tipo de conductor en las líneas de transporte eléctrico, tecnología del relé, como el ajuste que es utilizado en cada equipo, razón por la cual es necesaria la implementación de una tabla que permita el manejo de todas estas magnitudes, características y descripciones necesarias, la misma que se encuentra en los anexos de este proyecto.

3.2.1 RAMAL SAN VICENTE, OTAVALO, CAYAMBE, LA ESPERANZA

Este ramal alimenta en forma radial a cinco subestaciones en serie, con cuatro transformadores de 10 MVA y uno de 3,5 MVA, respectivamente, todos ellos de

configuración delta-estrella; las mismas que son alimentadas por la subestación Bellavista, que posee dos transformadores de 66,66 MVA en paralelo.

En la Figura 3.1 se representa por medio de un diagrama unifilar la ubicación de las protecciones que se deben analizar. Este ramal emplea conductores de menor diámetro en el tramo de línea Otavalo-Cayambe, con capacidad de conducción de 458 A, siendo este valor el límite en la corriente de operación en el relé 51 de línea en la subestación Bellavista.

El ramal analizado posee una variedad tecnológica de equipos de protección, existiendo en las subestaciones Otavalo y Cayambe relés electromecánicos MITSUBISHI, muy robustos y resistentes frente a cortocircuitos, pero de poca flexibilidad en sus ajustes ante modificaciones necesarias.

La coordinación de protecciones existente presenta serios inconvenientes, siendo el principal, que los ajustes de los relés son de 30 años atrás, ya que al crecer el sistema de potencia, aumentan las corrientes de cortocircuitos en las líneas, por lo que se presentan operaciones incorrectas de las protecciones, debidas a una baja selectividad.

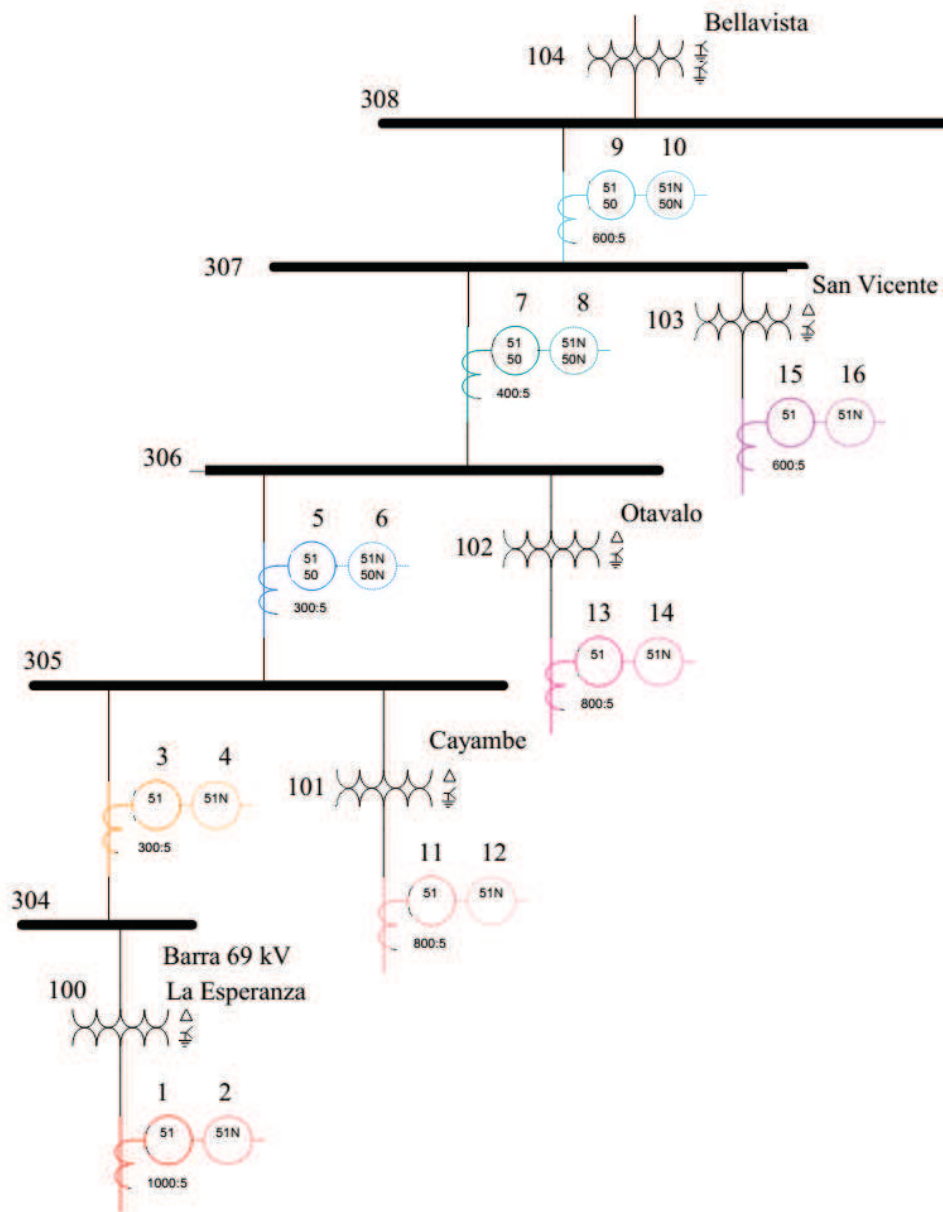


Figura 3.1. Unifilar de protecciones del ramal Bellavista-La Esperanza

Las corrientes de falla entre los 800 y 1200 A, originadas en el tramo de línea Otavalo-Cayambe, ocasionan la operación del relé de línea en la S/E San Vicente; además si la corriente de cortocircuito es cercana a 675 A, en la línea que alimenta la S/E La Esperanza, puede ocasionar su apertura al inicio del ramal, en la S/E Bellavista, como se puede apreciar en la Figura 3.2.

Es claramente apreciable en la Figura 3.3 la inexistente coordinación de protecciones, baja confiabilidad, selectividad y seguridad que brindan estos relés, ocasionando una interrupción del servicio mayor al necesario.

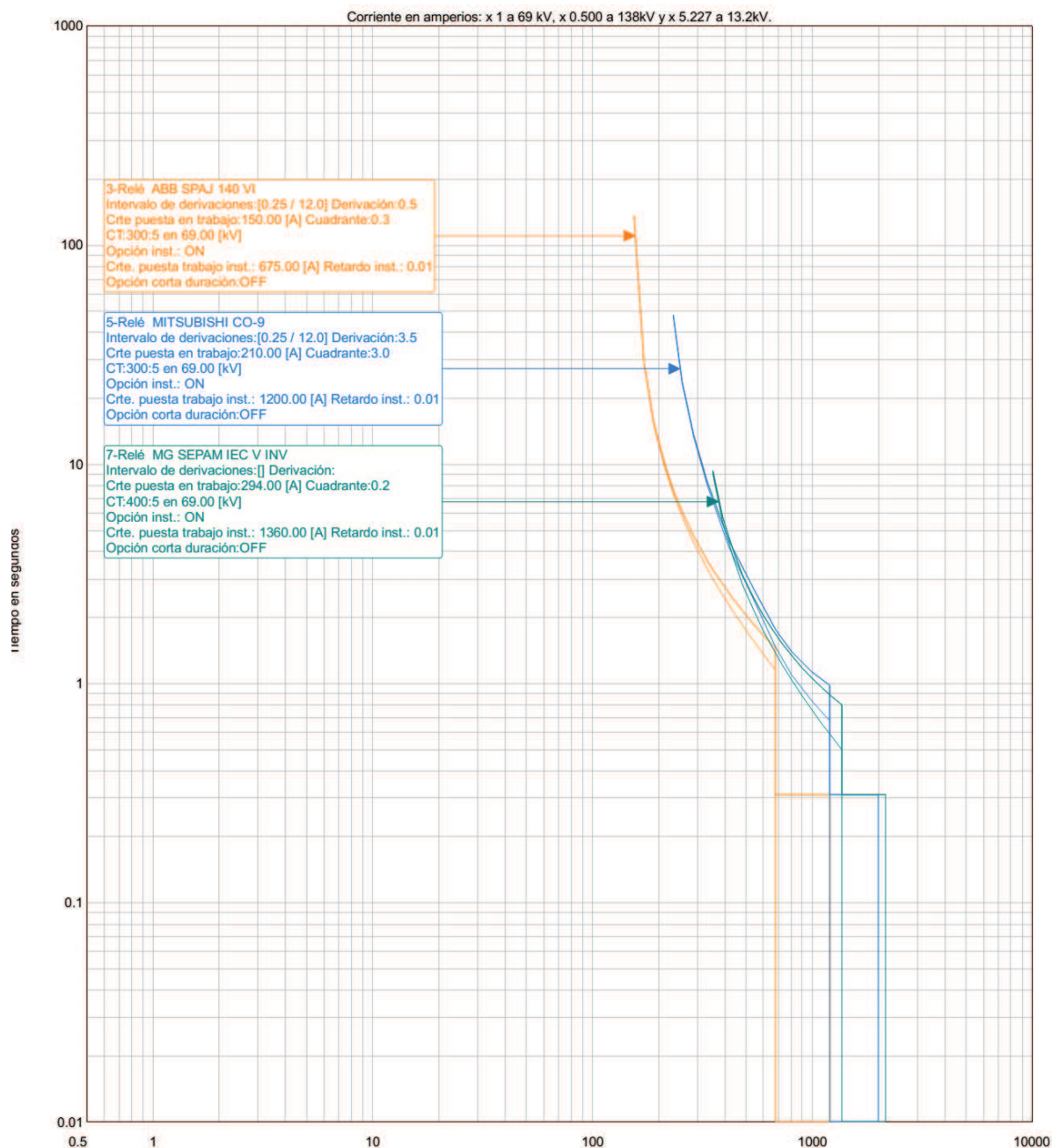


Figura 3.2.Coordinación de protecciones actual de los relés de línea en las subestaciones San Vicente, Otavalo, Cayambe

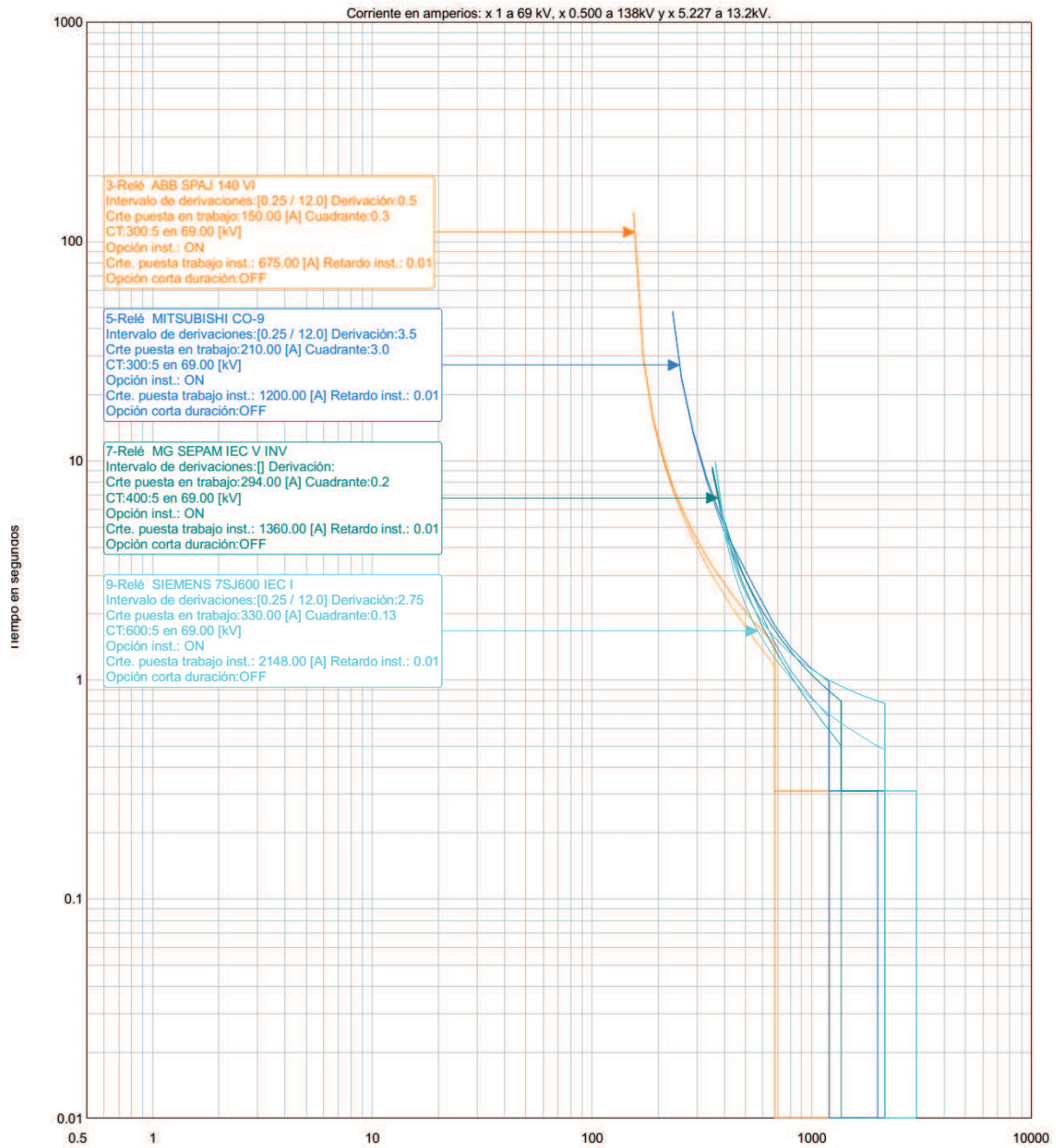


Figura 3.3. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase

Con respecto a los relés de falla a tierra graficados en la Figura 3.4 hay una mejor distribución de las curvas de protección, con un leve solapamiento entre los relés de línea ubicados en las subestaciones Otavalo y San Vicente.

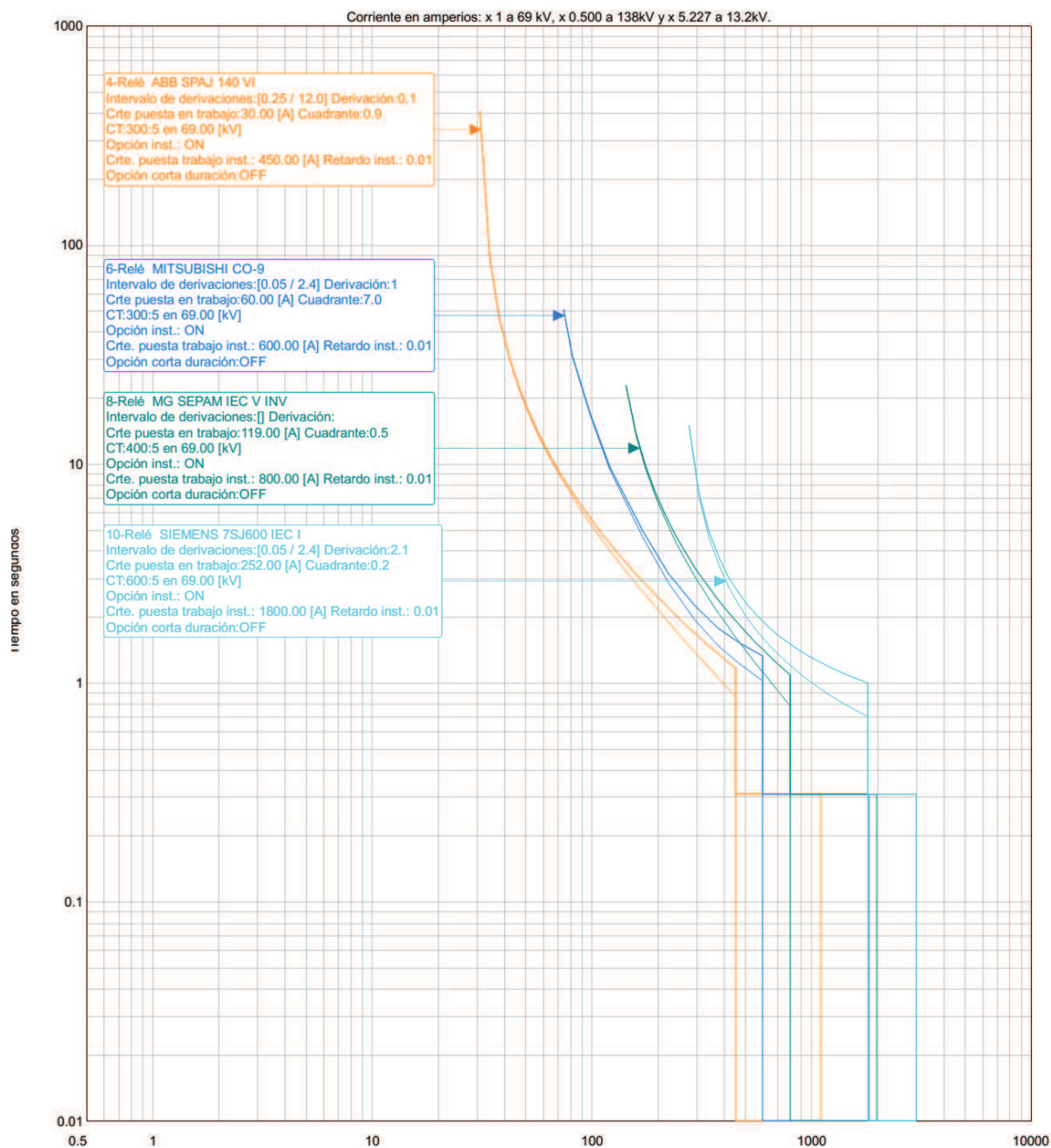


Figura 3.4. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra

La primera solución y la más adecuada es la que se aprecia a continuación, en donde se han retirado los relés instantáneos de las líneas cortas, para eliminar operaciones incorrectas ante el aumento de la generación en el SEP, pero existe solapamiento entre las curvas de línea con las curvas de protección de los transformadores aguas abajo.

Para eliminar este inconveniente es necesario cambiar los relés electromecánicos de los alimentadores y del totalizador por unos electrónicos en las subestaciones Cayambe y Otavalo, que permitan la elección de diferentes curvas de operación, como también menores pasos de ajustes del tap y dial.

Referente a las protecciones de falla a tierra, se puede apreciar en la Figura 3.6 un correcto ajuste de las protecciones, sin que exista afectación de los relés totalizadores, debido a que la conexión delta-estrella en los transformadores deslinda responsabilidad de coordinación.

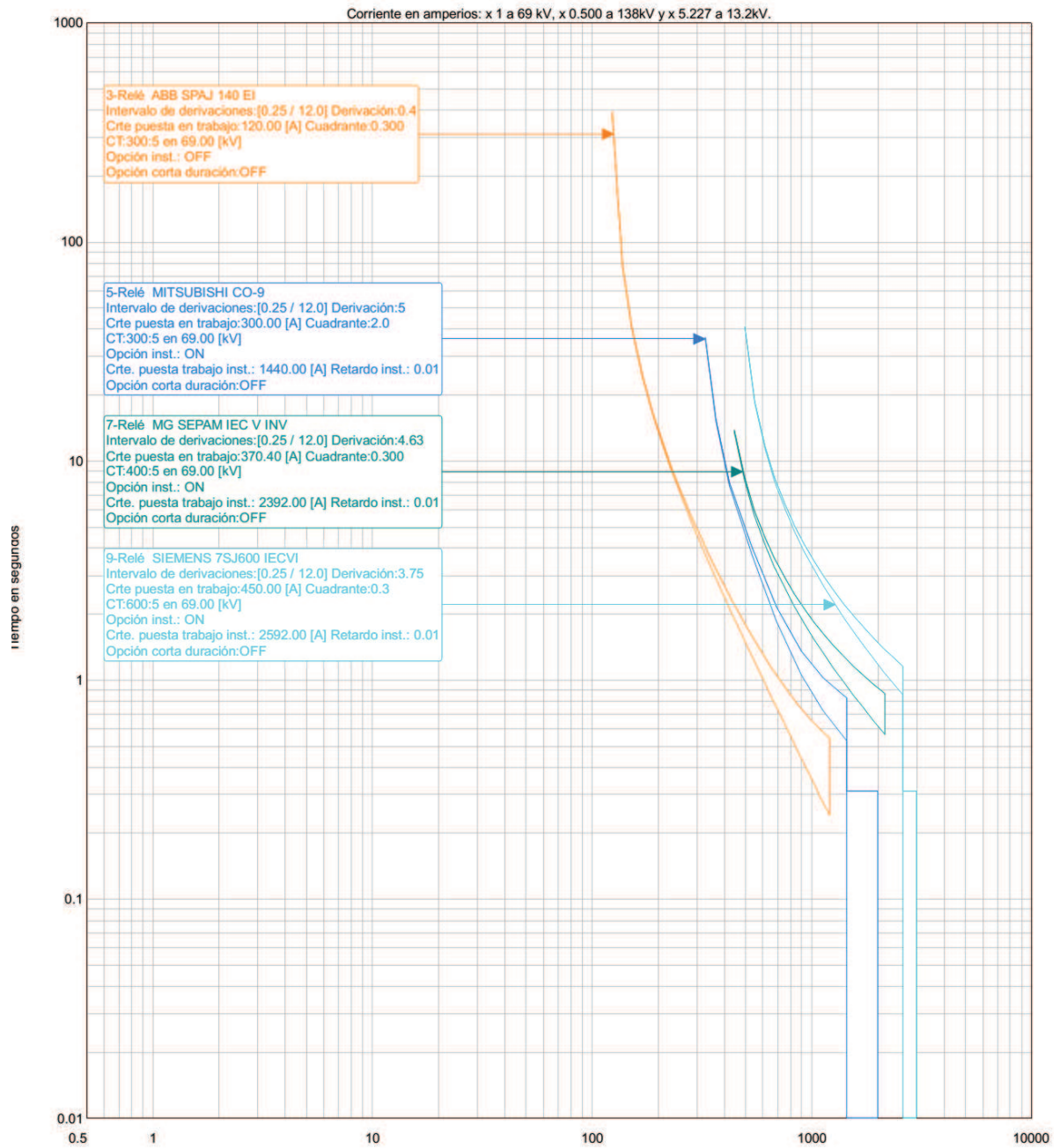


Figura 3.5. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase

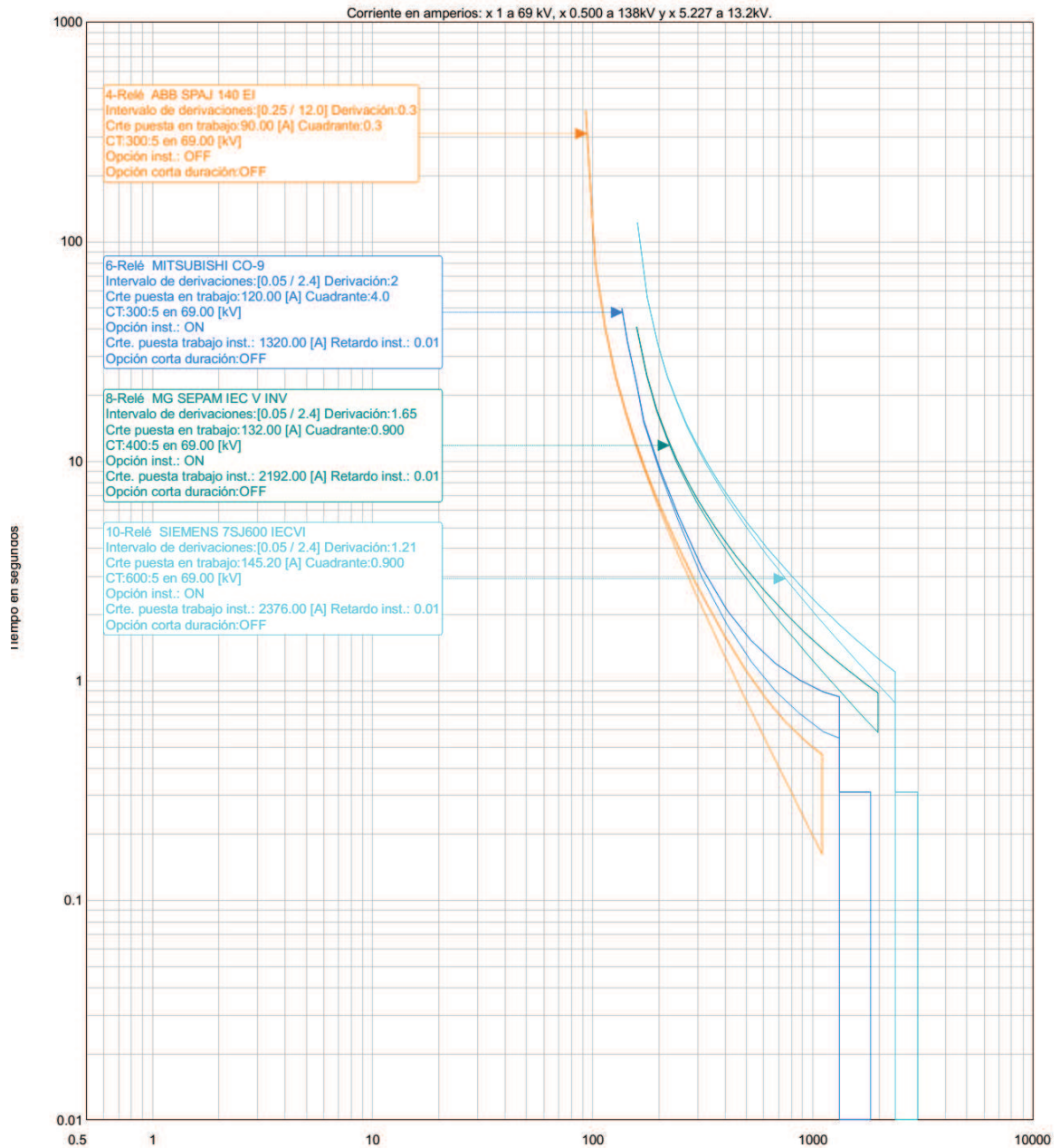


Figura 3.6. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra

La propuesta anterior presenta inconvenientes en el tiempo de aplicación, ya que es necesario ingresar estas adquisiciones en las proformas anuales de compra, por lo que su implementación sería dentro de varios meses. Existe una segunda solución, que basada en la primera, elimina la adquisición de nuevos equipos, para esto es necesario el incremento del dial de los relés de fase que protegen las líneas en las

subestaciones Otavalo, San Vicente y Bellavista, pero incrementa los tiempos de despeje de fallas, como también la aproximación a las curvas de protección de Transelectric.

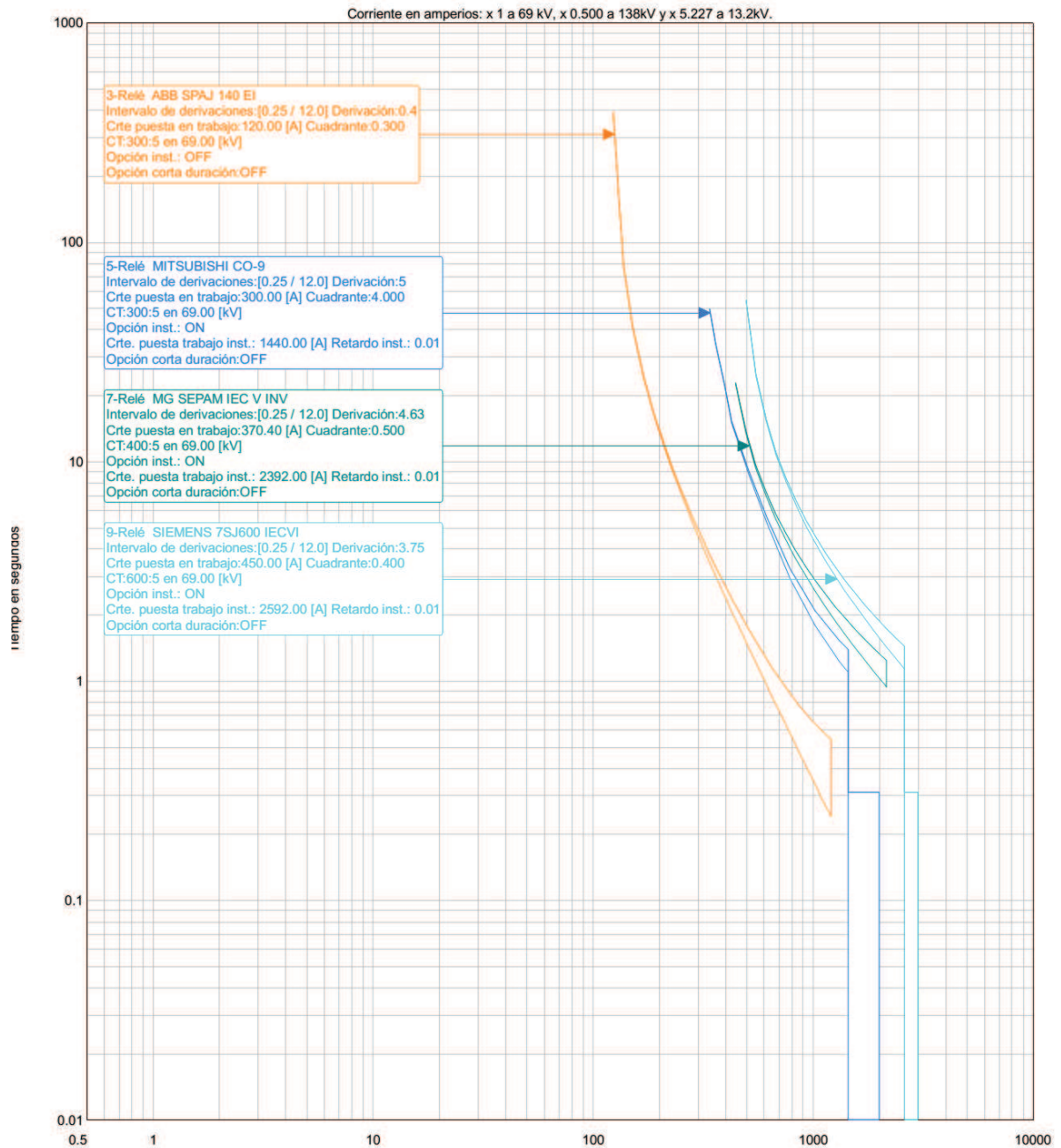


Figura 3.7. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase con incremento del dial

3.2.2 RAMAL COTACACHI

Este es un ramal muy simple, está conformado por una subestación que posee un transformador de 5 MVA en conexión delta-estrella, permitiendo independizar la coordinación de los relés de sobrecorriente de falla a tierra, además este ramal es alimentado por los transformadores de 66,66 MVA de la subestación Bellavista.

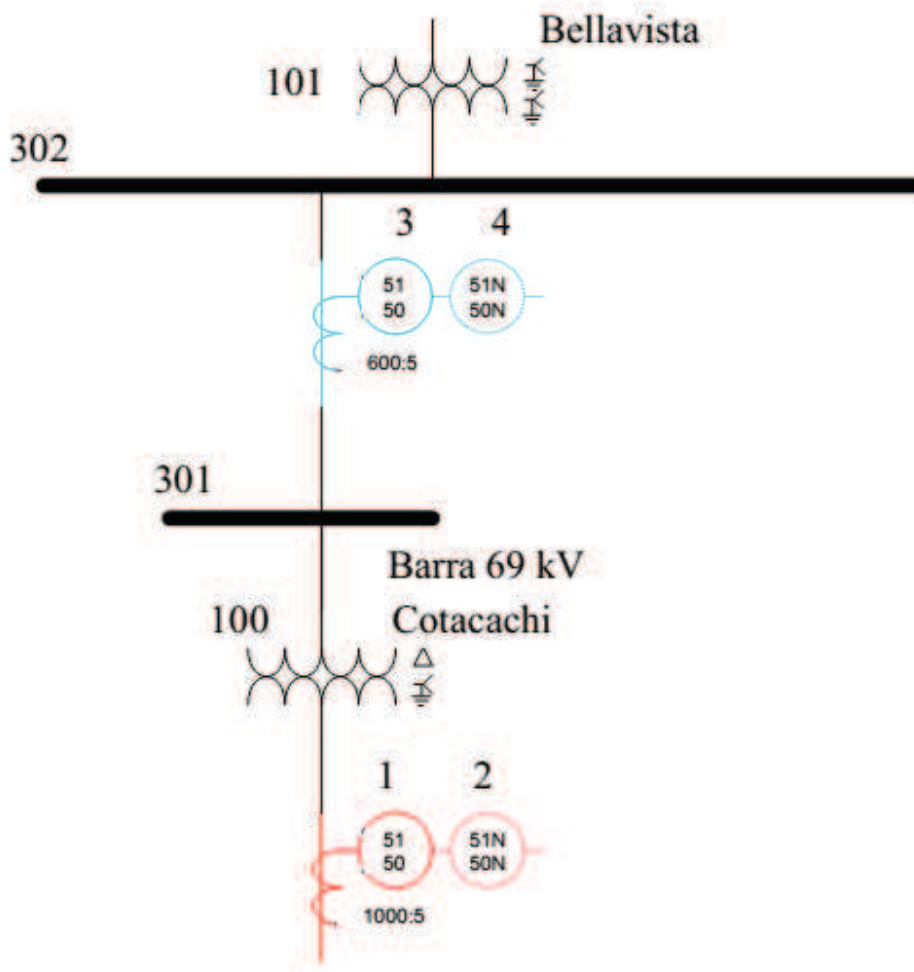


Figura 3.8. Unifilar de protecciones del ramal Cotacachi.

En la configuración actual, existe coordinación entre las curvas de protección del totalizador con las curvas de los relés de línea, pero es importante tomar en cuenta que la corriente mínima de operación del relé totalizador de fase se encuentra muy

por encima de la capacidad nominal de corriente del transformador, además la corriente de operación de los relés instantáneos es elevada.

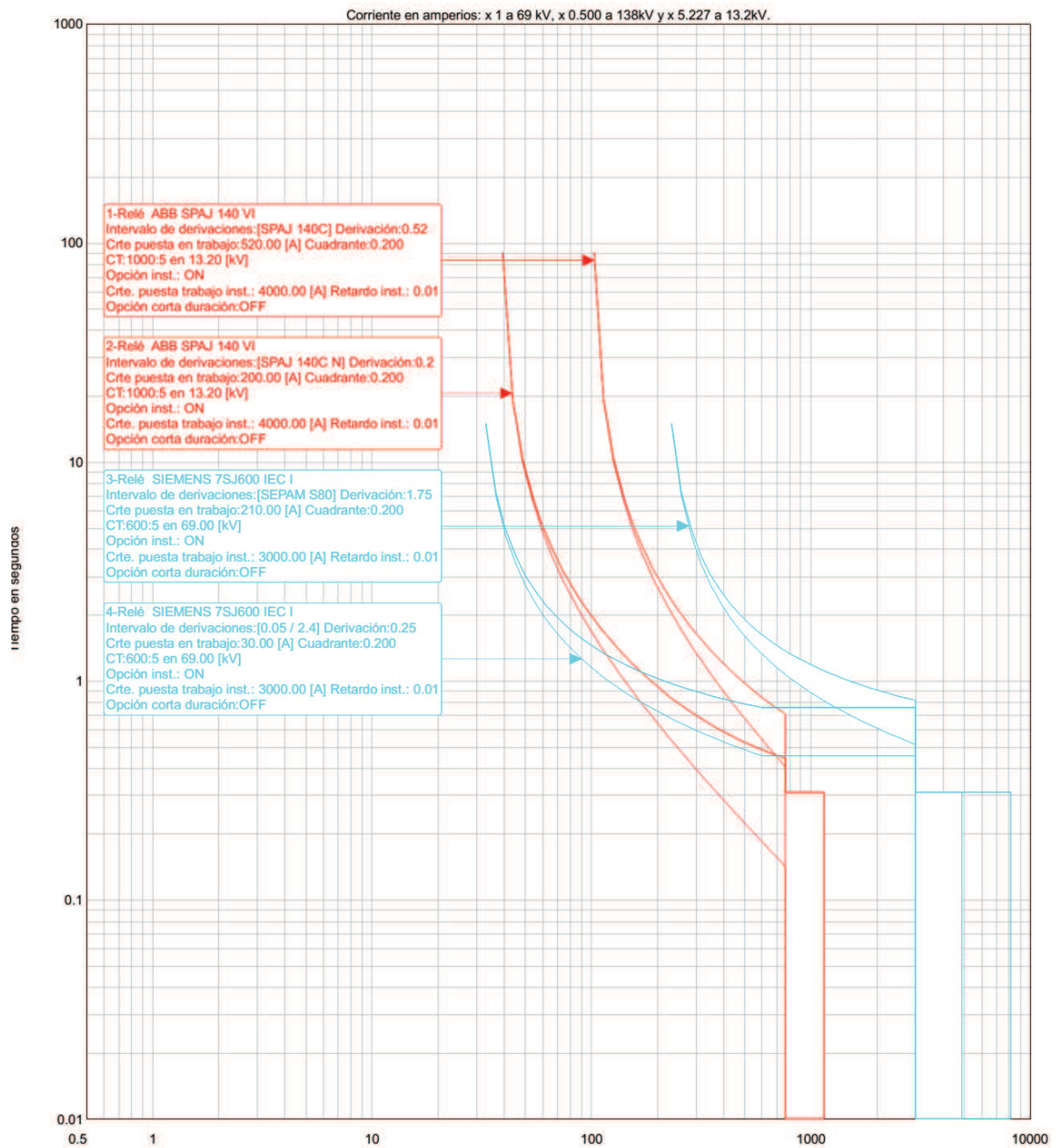


Figura 3.9. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase y tierra

La Empresa Eléctrica Norte ha modificado la coordinación de protecciones de distribución, por lo que es necesario el uso de una curva extremadamente inversa en el totalizador, que permita un mejor acoplamiento con las curvas de alimentadores y fusibles aguas abajo, además esta curva debe calibrar su corriente de pick up con el valor de corriente nominal del transformador, pero dicho valor es imposible de ajustar por dos razones, la primera se debe a que el relé de fase posee como tap mínimo el valor de 0,5 y es necesario 0,26 con la Relación de transformación de corriente (RTC) actual del transformador de corriente, siendo beneficioso el cambio del relé por uno electrónico; la segunda y más importante se debe a que el transformador de corriente posee únicamente dos opciones de RTC, las cuales son: 1000/5 y 2000/5, siendo inadecuadas para las magnitudes de operación; lo recomendable sería reemplazar el transformador de corriente por uno que posea una relación de transformación más baja, que permita una mejor calibración de la corriente de pick-up del relé.

La coordinación de protecciones propuesta elimina el relé instantáneo de sobrecorriente en el totalizador, permitiendo selectividad de las protecciones aguas abajo; además se ha reducido la corriente de operación del relé 50 que protege la línea de subtransmisión.

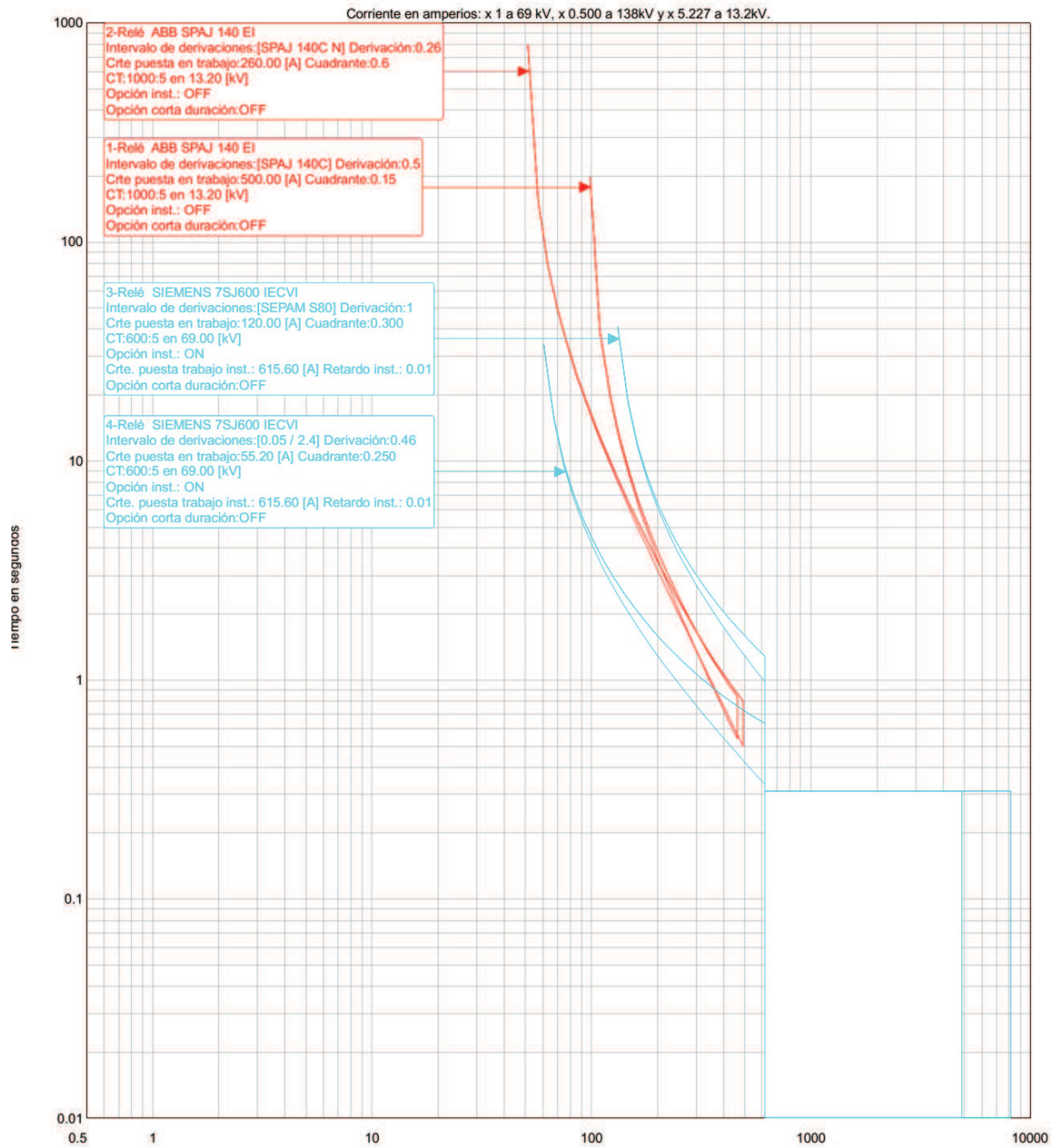


Figura 3.10. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase y tierra

3.2.3 RAMAL SAN AGUSTÍN, EL RETORNO

La configuración de dos subestaciones en serie es la más cómoda para realizar una coordinación de protecciones; este sistema presenta conductores de diferentes calibres entre tramos de línea eléctrica, para lo cual se toma como límite del relé 51 en la subestación Bellavista, el de menor capacidad de conducción, siendo este de 458 A. La subestación Bellavista provee de energía eléctrica a este ramal por medio de dos transformadores de 66,66 MVA en paralelo, mientras que las subestaciones San Agustín y El Retorno poseen transformadores de 10 MVA en configuración delta-estrella respectivamente.

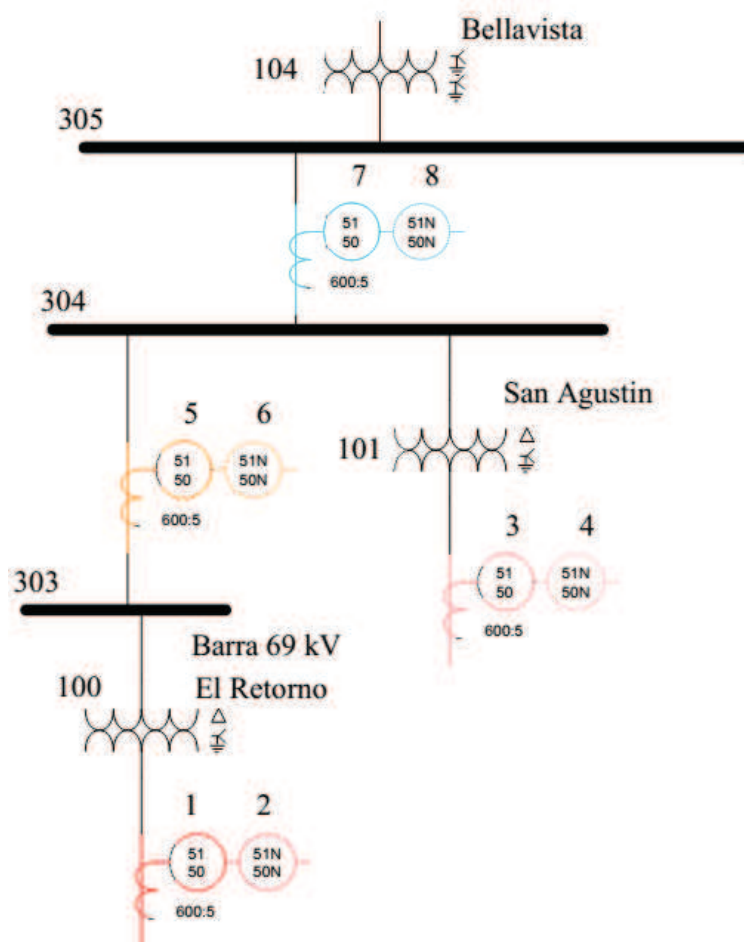


Figura 3.11. Unifilar de protecciones del ramal Bellavista-El Retorno

Los ajustes de la configuración actual de los relés de sobrecorriente de fase y tierra no se pueden mostrar en su totalidad, debido a que esta información no se encuentra debidamente registrada, impidiendo graficar las curvas de los relés de línea en la S/E San Agustín que protegen la línea de subtransmisión hacia la S/E El Retorno.

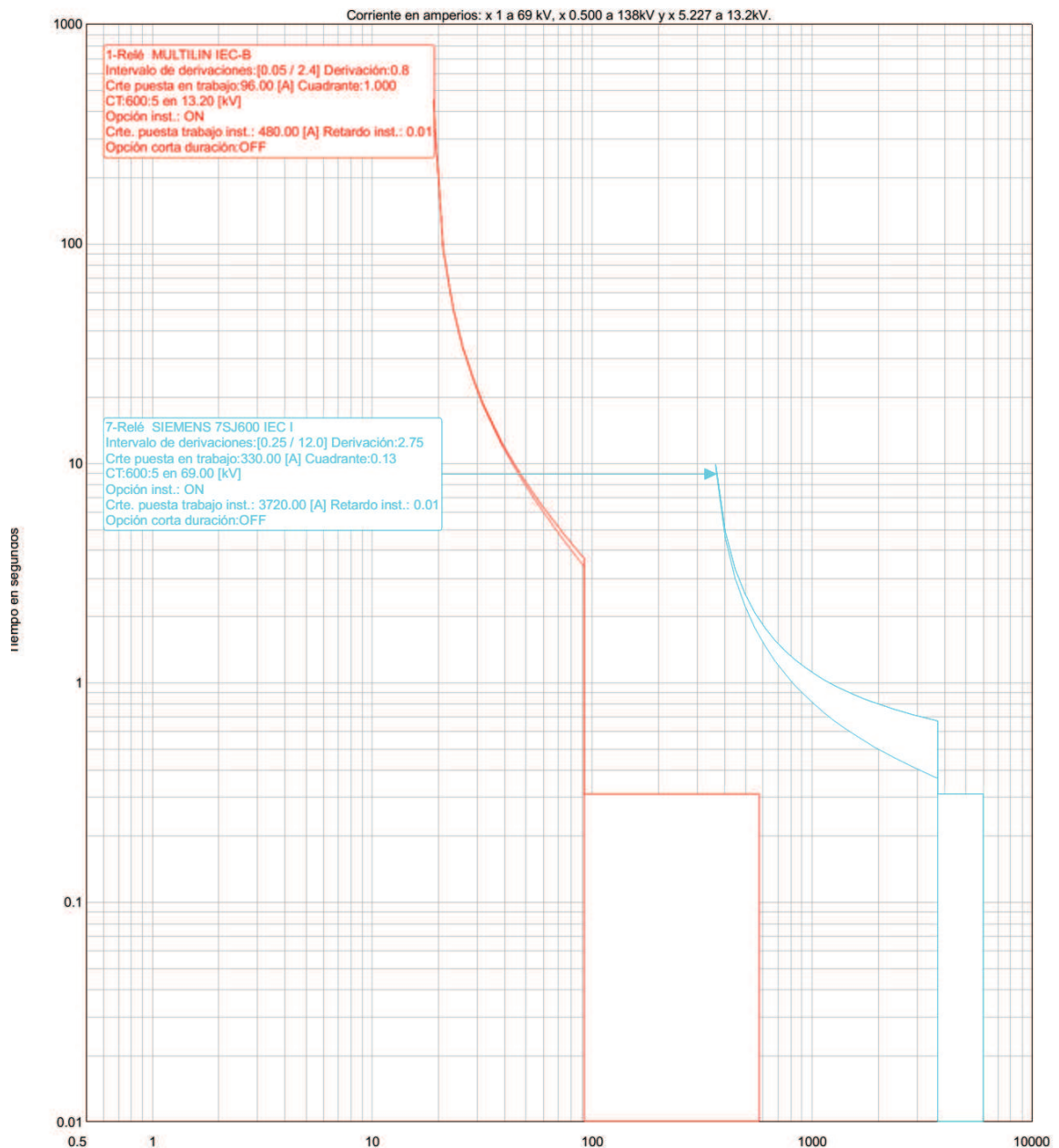


Figura 3.11. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase del totalizador del transformador de la S/E El Retorno y el relé de línea en la S/E Bellavista.

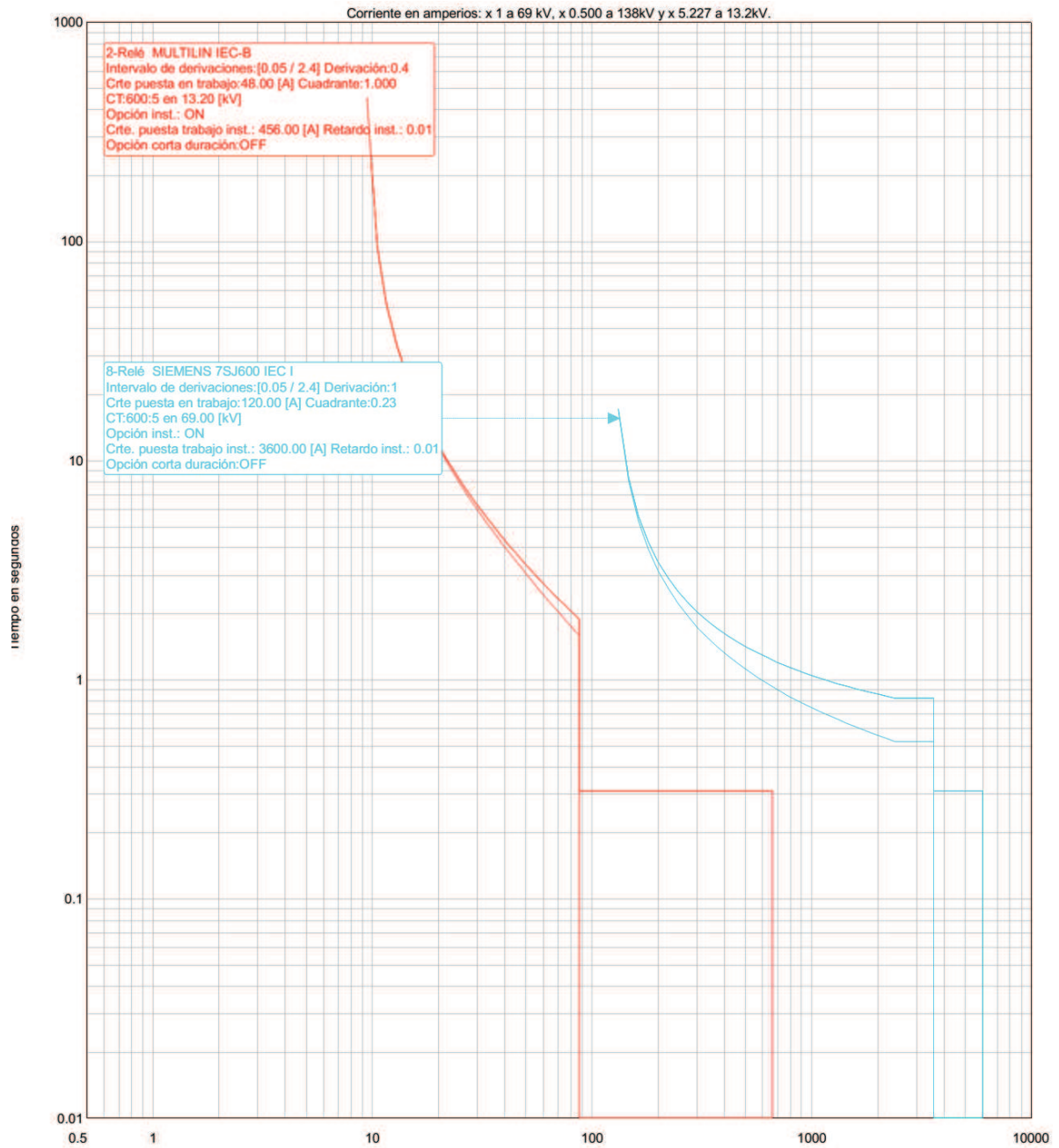


Figura 3.12. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra del totalizador del transformador de la S/E El Retorno y el relé de línea en la S/E Bellavista.

Los relés de sobrecorriente de fase del transformador en la S/E El Retorno presentan un amplio margen de sobreprotección, logrando activarse sin que el transformador de potencia alcance sus valores nominales; además las curvas de los relés en la S/E Bellavista se encuentran cercanas a las curvas de los relés totalizadores, indicando que es posible realizar una coordinación de protecciones, siempre y cuando se encuentren comprendidas entre estos límites las curvas de protección a realizar de los relés de línea ubicados en la S/E San Agustín.

En la coordinación propuesta, se requiere ampliar la zona de protección de los relés de sobrecorriente instantáneo de fase y de tierra que protegen la línea eléctrica hacia la S/E El Retorno, debido a que este tramo de conductor es fin de ramal, además al poseer únicamente dos subestaciones, los ajustes en los relés, no presentan complicaciones.

De manera similar a la fase, se procede a determinar los ajustes para los relés de falla a tierra, y debido a que los transformadores poseen una configuración delta-estrella, se aísla la secuencia cero y se puede coordinar por separado las protecciones de distribución y subtransmisión. Las corrientes de operación de los relés instantáneos de fase y tierra de la línea San Agustín-El Retorno, están calibradas a 840 A, siendo adecuadas para la línea ubicada al final del ramal.

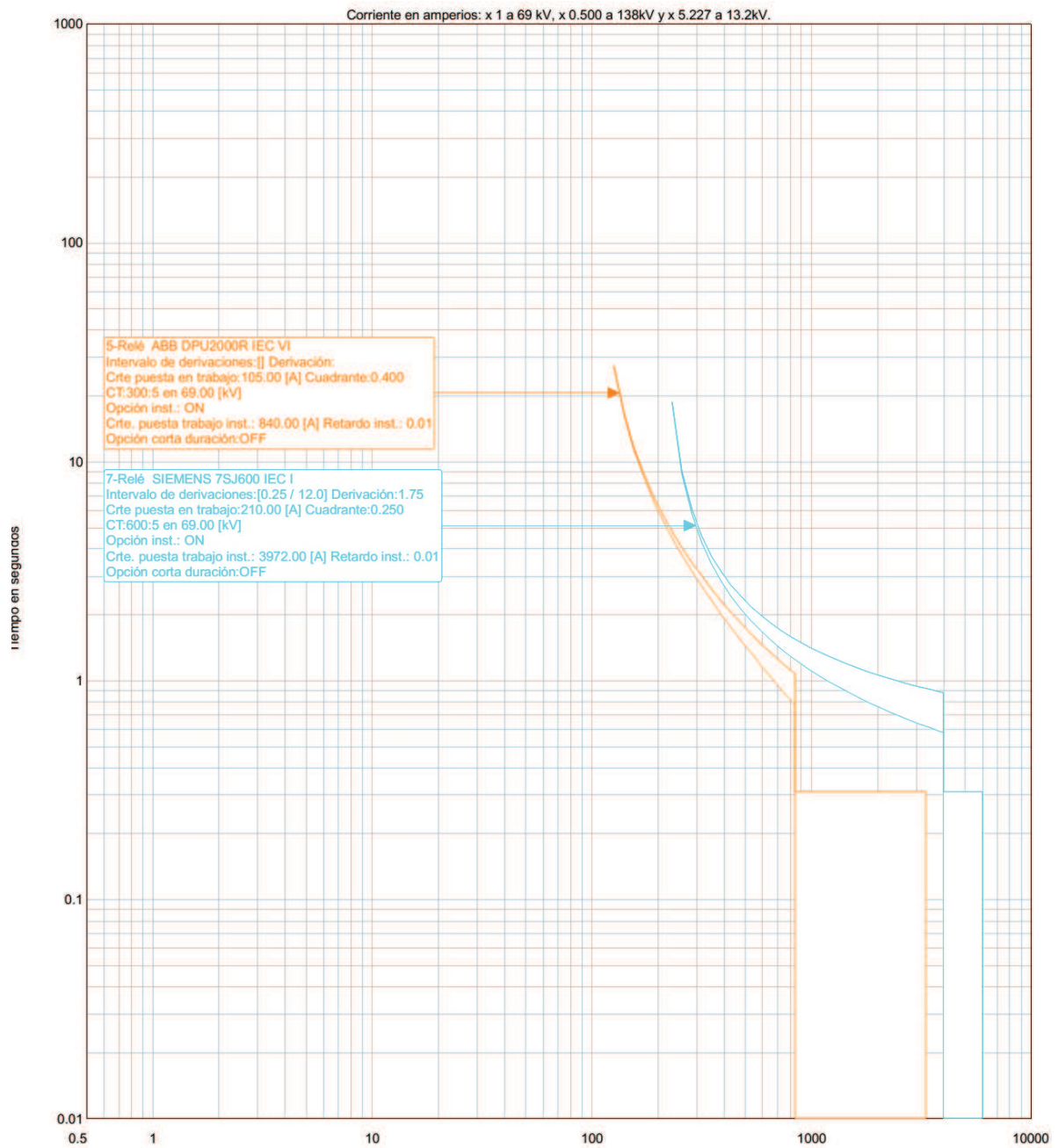


Figura 3.13. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase

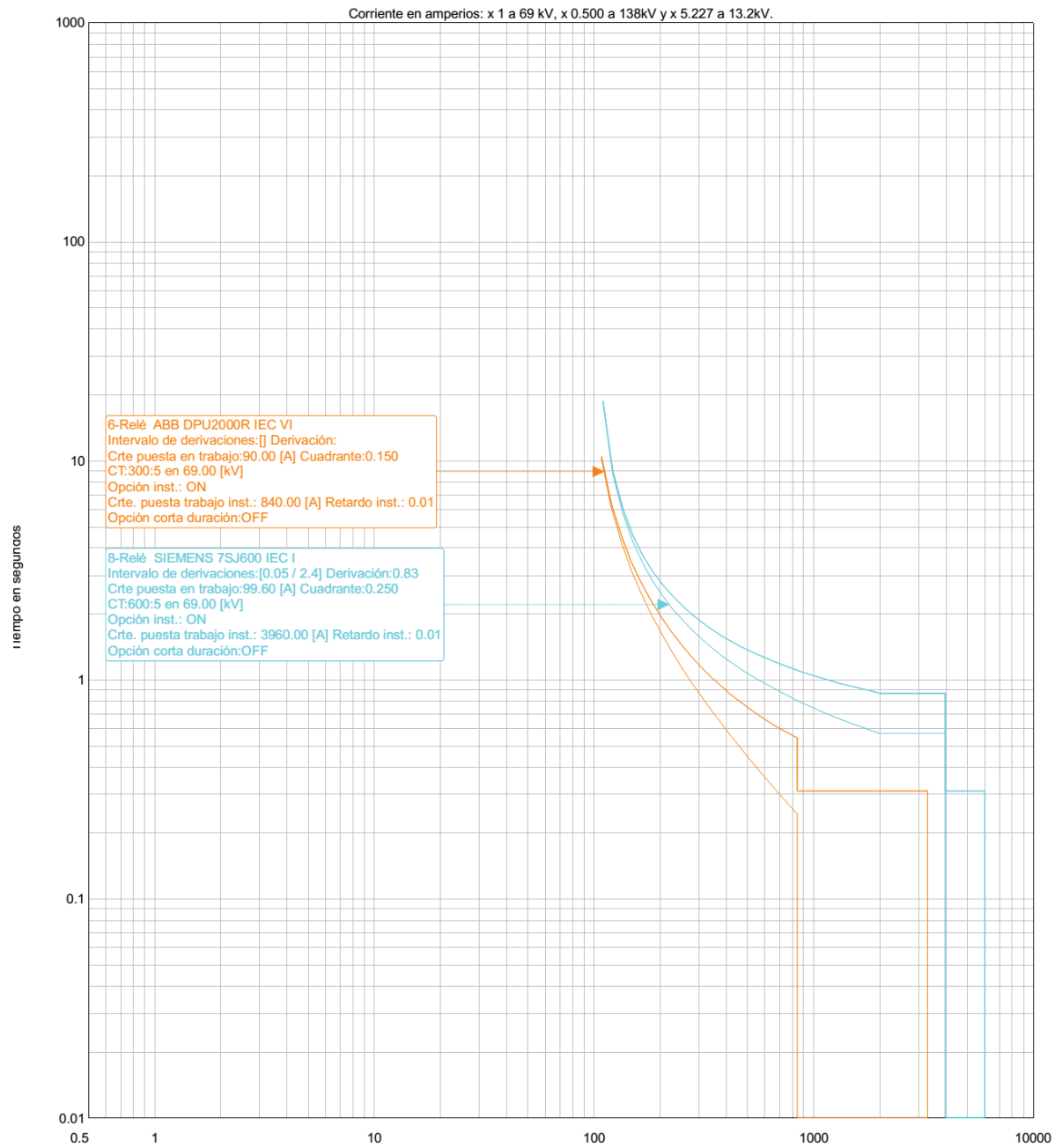


Figura 3.14. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra.

3.2.4 RED BELLAVISTA TULCÁN

La red en anillo existente en Emelnorte, se caracteriza por una conformación no tradicional, debido a que existen subestaciones conectadas en forma de ramal a la red, lo que incrementa el número de protecciones a coordinar. La primera subestación es Chota, la cual se conecta al tramo Alpachaca - El Ángel de manera no técnica y sin las debidas protecciones, mientras que la subestación Ajaví cumple con las protecciones necesarias para esta línea.

Es importante aclarar que la subestación El Ángel posee un transformador de 2,5 MVA, mientras que las subestaciones La Carolina como El Chota poseen transformadores de 5 MVA y finalmente las subestaciones Ajaví, Alpachaca y San Gabriel tienen transformadores de 10 MVA.

Las subestaciones antes mencionadas se encuentran conectadas de tal forma que conforman dos ramales radiales, el primero está configurado por las subestaciones Alpachaca, Ajaví, El Chota y La Carolina, las cuales son alimentadas por la subestación Bellavista que posee dos transformadores en paralelo de 66,66 MVA cada uno; el segundo ramal lo conforman las subestaciones El Ángel y San Gabriel suministradas de energía por la subestación Tulcán Transelectric que posee un transformador de 33,3 MVA.

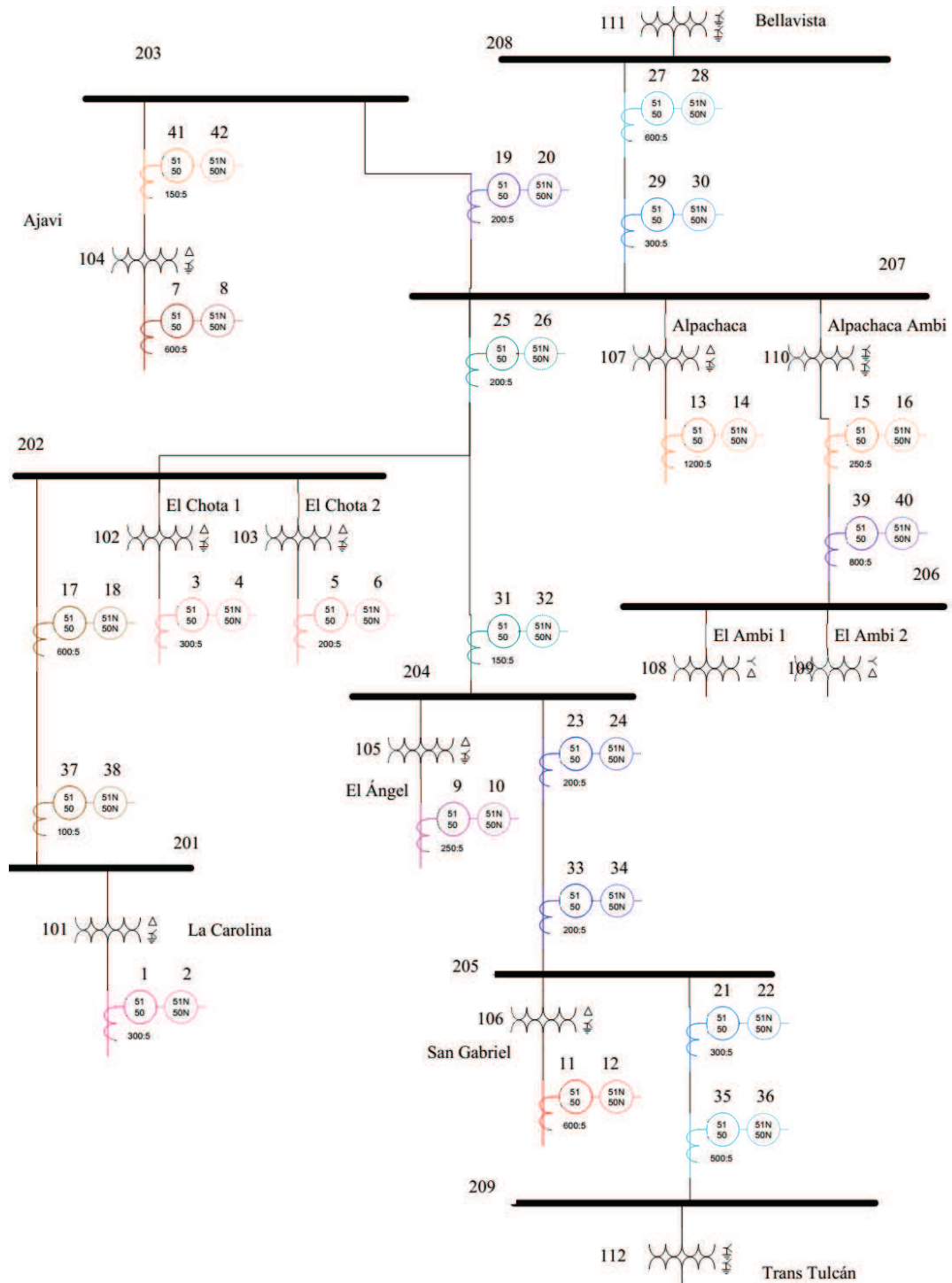


Figura 3.15. Unifilar de protecciones de la red Bellavista-Tulcán Transeléctric

Las coordinaciones de protecciones actuales para las corrientes de falla que pueden provenir de la subestación Bellavista se presentan a continuación, en las cuales existen ciertas características y tendencias de coordinación entre las curvas de los relés ubicados en las subestaciones San Gabriel, El Ángel y Alpachaca respectivamente, pero existe solapamiento entre estas como se aprecia en la Figura 3.16.

Los relés de falla a tierra presentan una inadecuada calibración de sus curvas de protección, como un solapamiento mayor entre ellas, tanto en los relés instantáneos, como en los temporizados.

Actualmente el relé que protege la línea desde la subestación Alpachaca hasta Bellavista se encuentra inactivo, es decir los relés número 29 y 30 según la Figura 3.15; además debido a la inapropiada coordinación entre las protecciones, la línea eléctrica se encuentra abierta entre la subestación Alpachaca y la subestación El Ángel cercana a esta última; por lo tanto se presenta una adecuada coordinación entre las curvas de fase de los relés de línea en las subestaciones Bellavista y Alpachaca.

La condición de coordinación no se cumple con las curvas de protección de línea de los relés de falla a tierra en las subestaciones Alpachaca y Bellavista, ya que existe un solapamiento entre curvas, lo que ocasiona una operación inapropiada de los equipos si la magnitud de la corriente de falla se encuentra en la zona de conflicto como se muestra en la Figura 3.19.

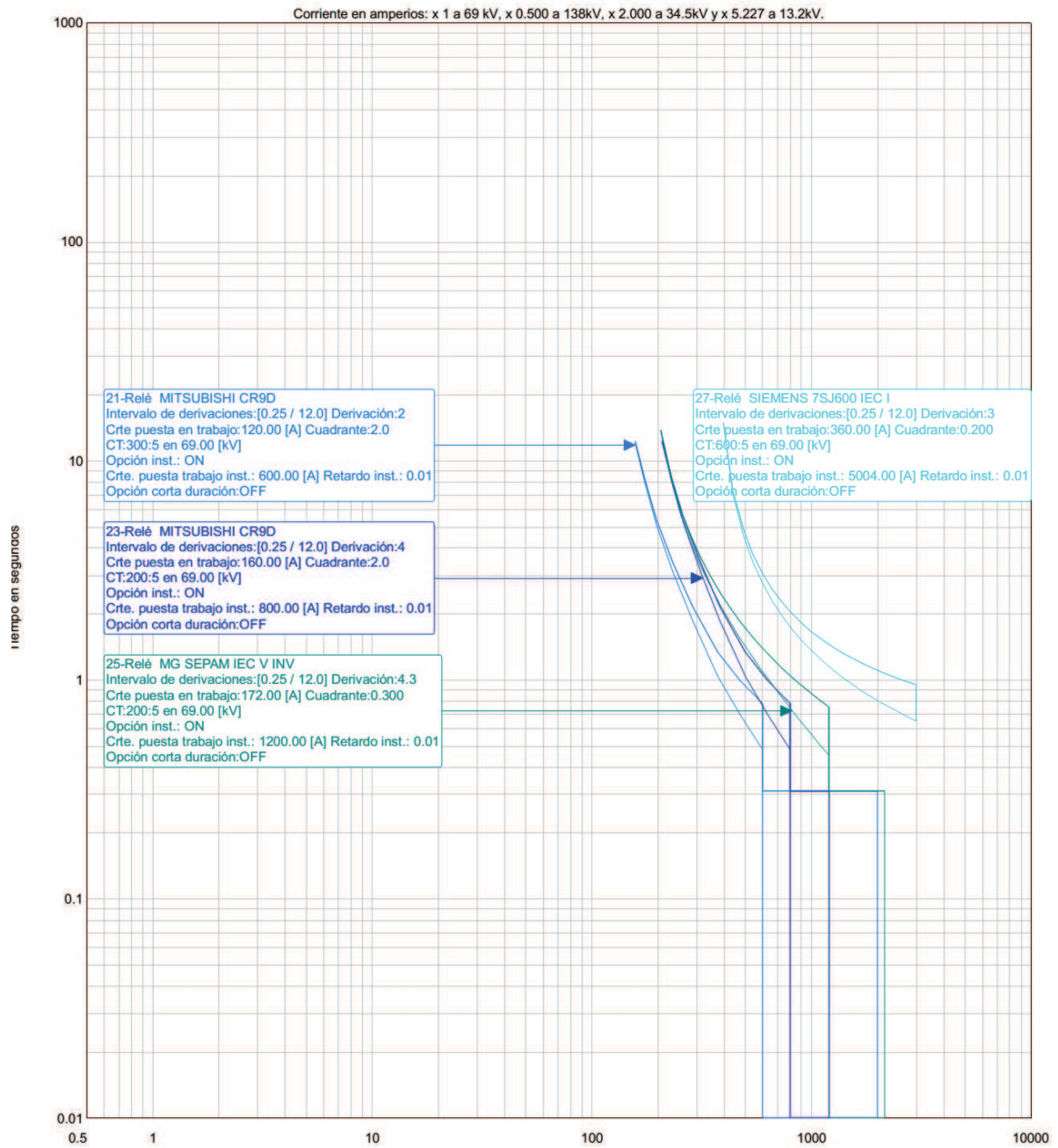


Figura 3.16. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones San Gabriel, El Ángel, Alpachaca y Bellavista.

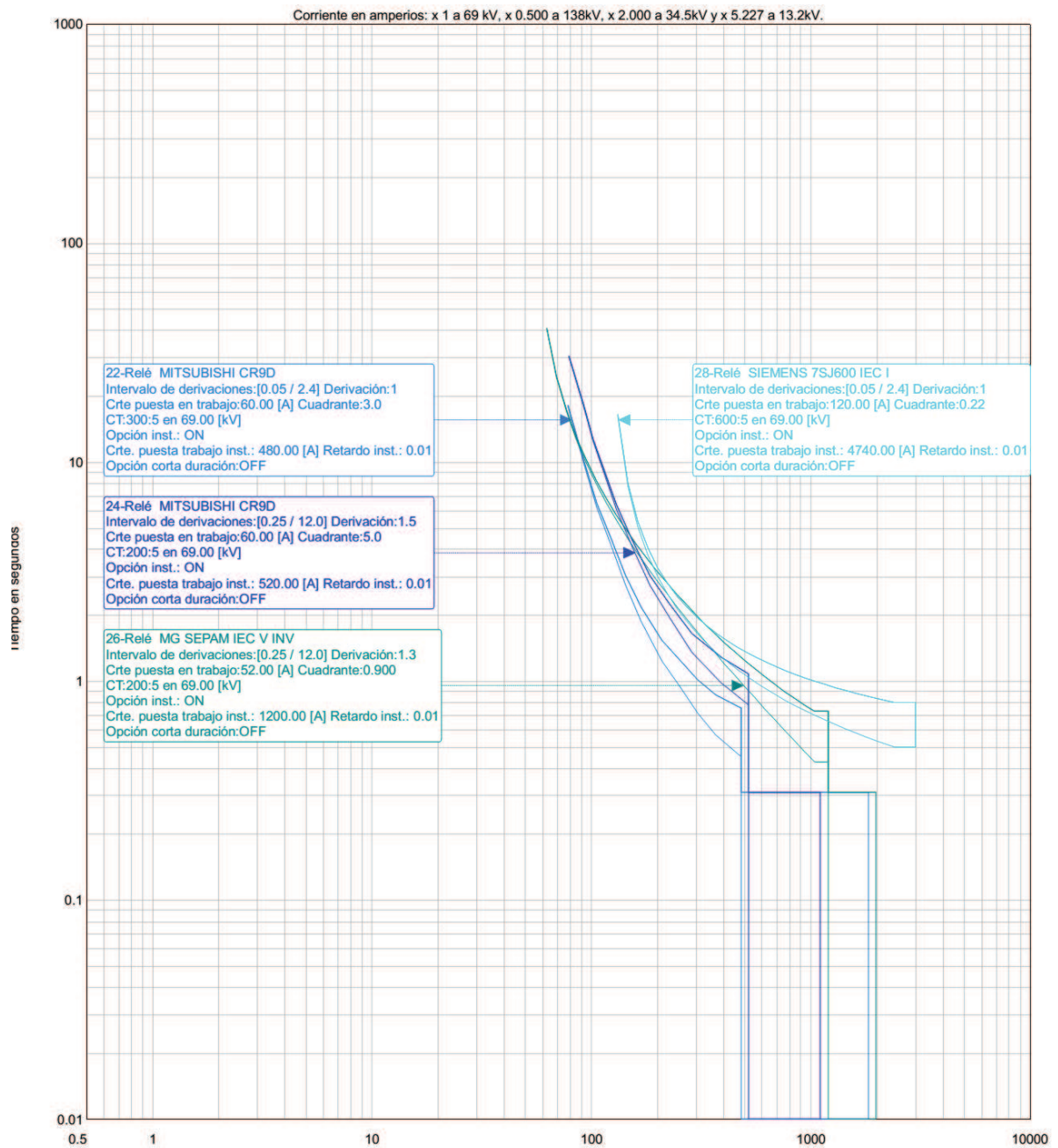


Figura 3.17. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones San Gabriel, El Ángel, Alpachaca y Bellavista.

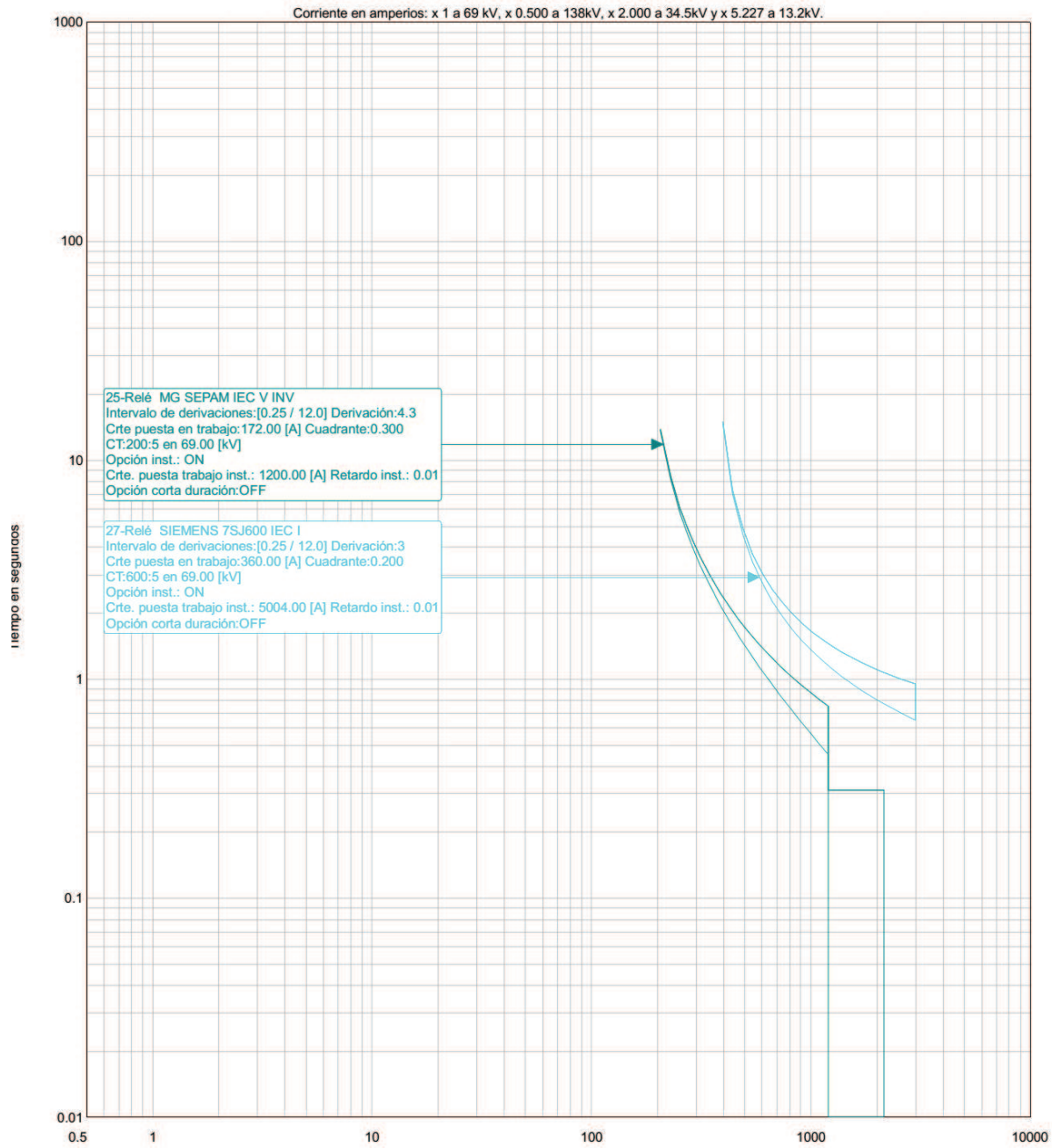


Figura 3.18. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones Alpachaca, y Bellavista.

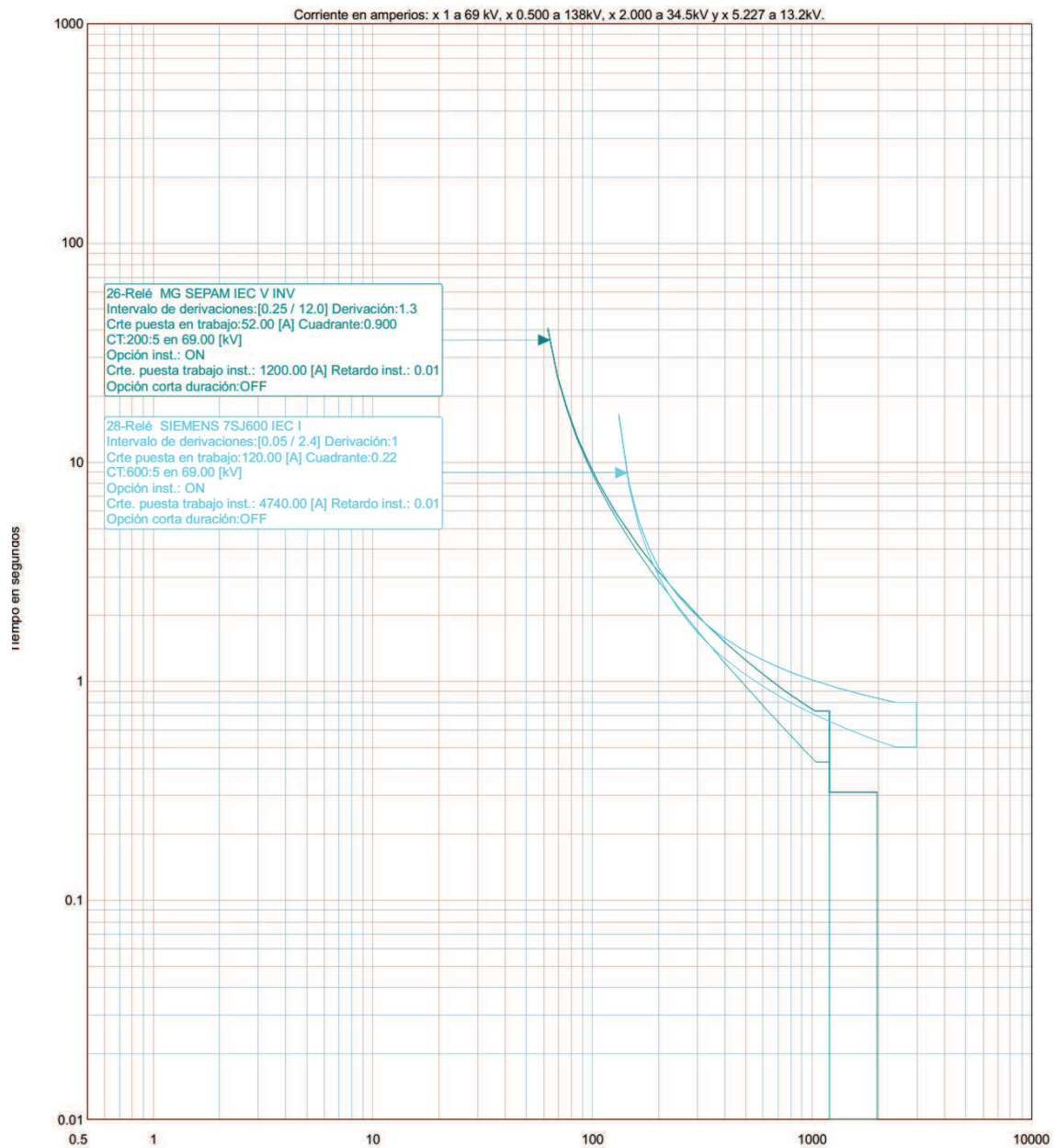


Figura 3.19. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones Alpachaca, Bellavista.

Con respecto a las curvas de los relés ubicados en la subestación Alpachaca, que protegen la línea eléctrica de la S/E Ajaví, presentan un retardo de tiempo en la operación de los relés instantáneos, lo cual es inadecuado ante fallas, ya que estas deben ser despejadas lo más rápido posible; además la curva de fase si

presentacoordinación con el relé aguas arriba, debido a que por su ubicación, el relé en la S/E Bellavista es el único que se debe considerar para su coordinación, cuando las corrientes de cortocircuito provienen de esta fuente.

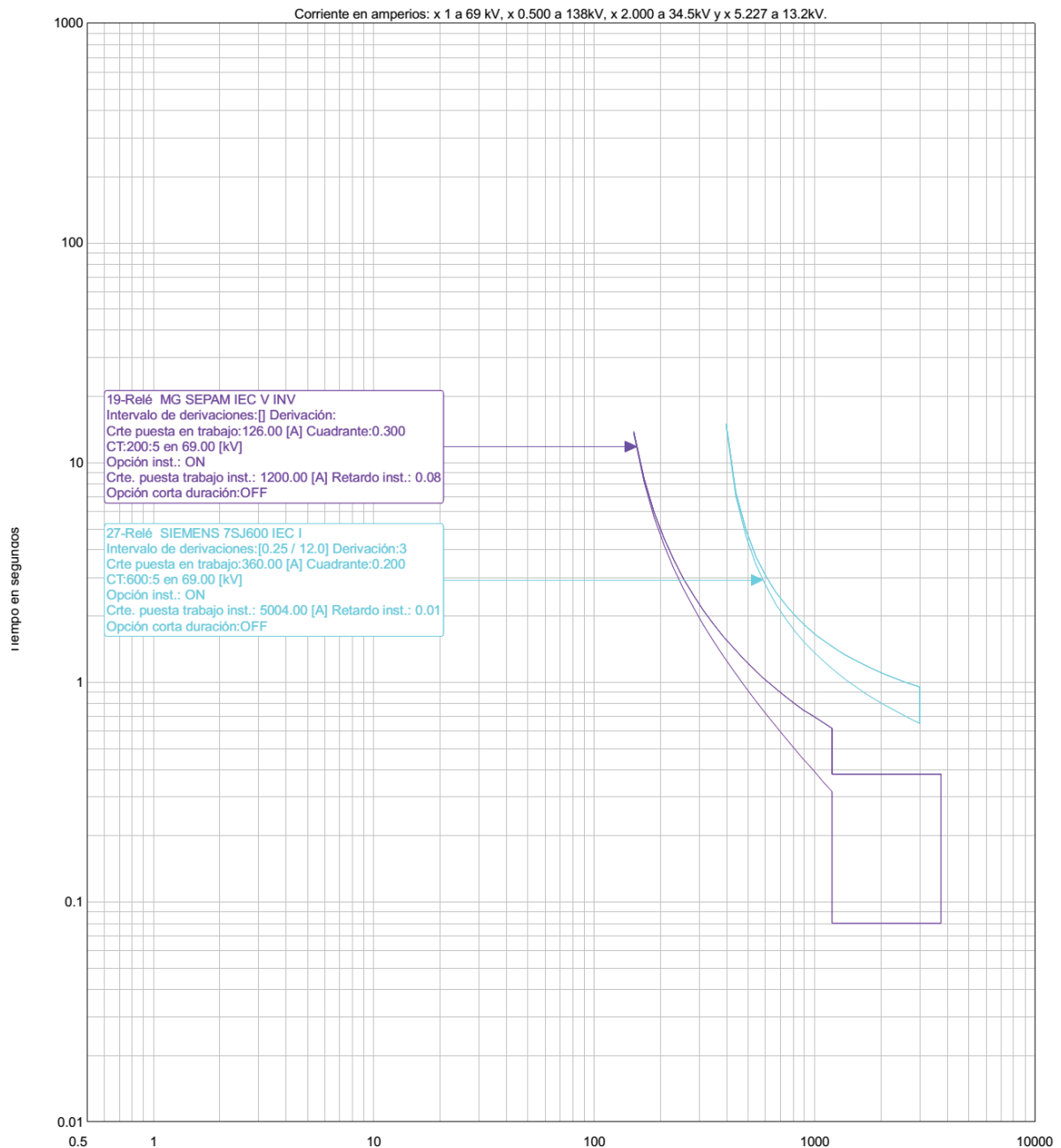


Figura 3.20. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones Alpachaca y Bellavista.

Mientras que para las protecciones de tierra, existe un ligero solapamiento entre las protecciones de línea, como un inapropiado retardo en el relé instantáneo ubicado en la S/E Alpachaca que protege la línea hacia la S/E Ajaví, similar a la fase.

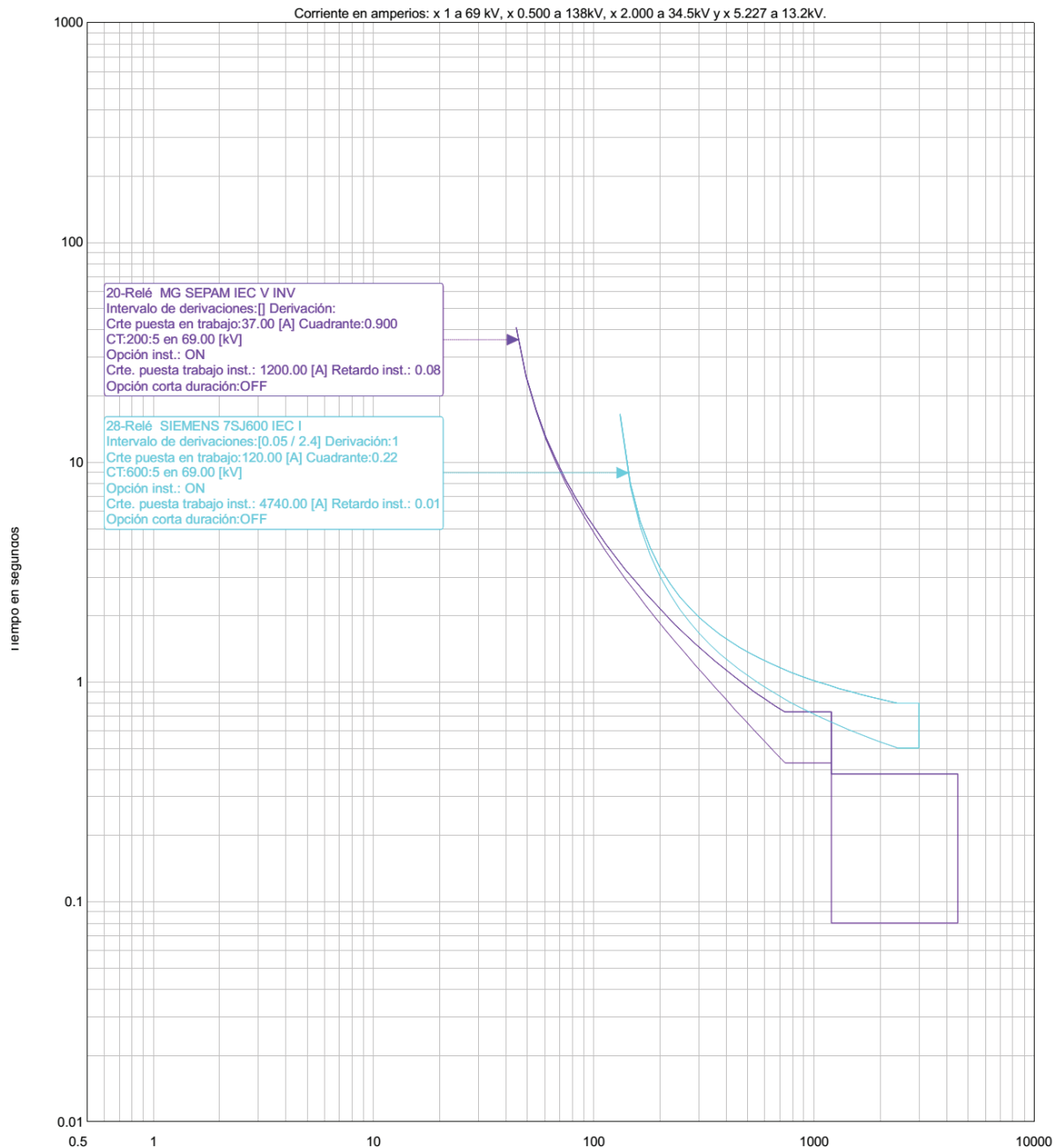


Figura 3.21. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones Alpachaca y Bellavista.

Las protecciones que deben operar para las corrientes de falla provenientes de la subestación Transeléctric Tulcán presentan una descoordinación total para las fases.

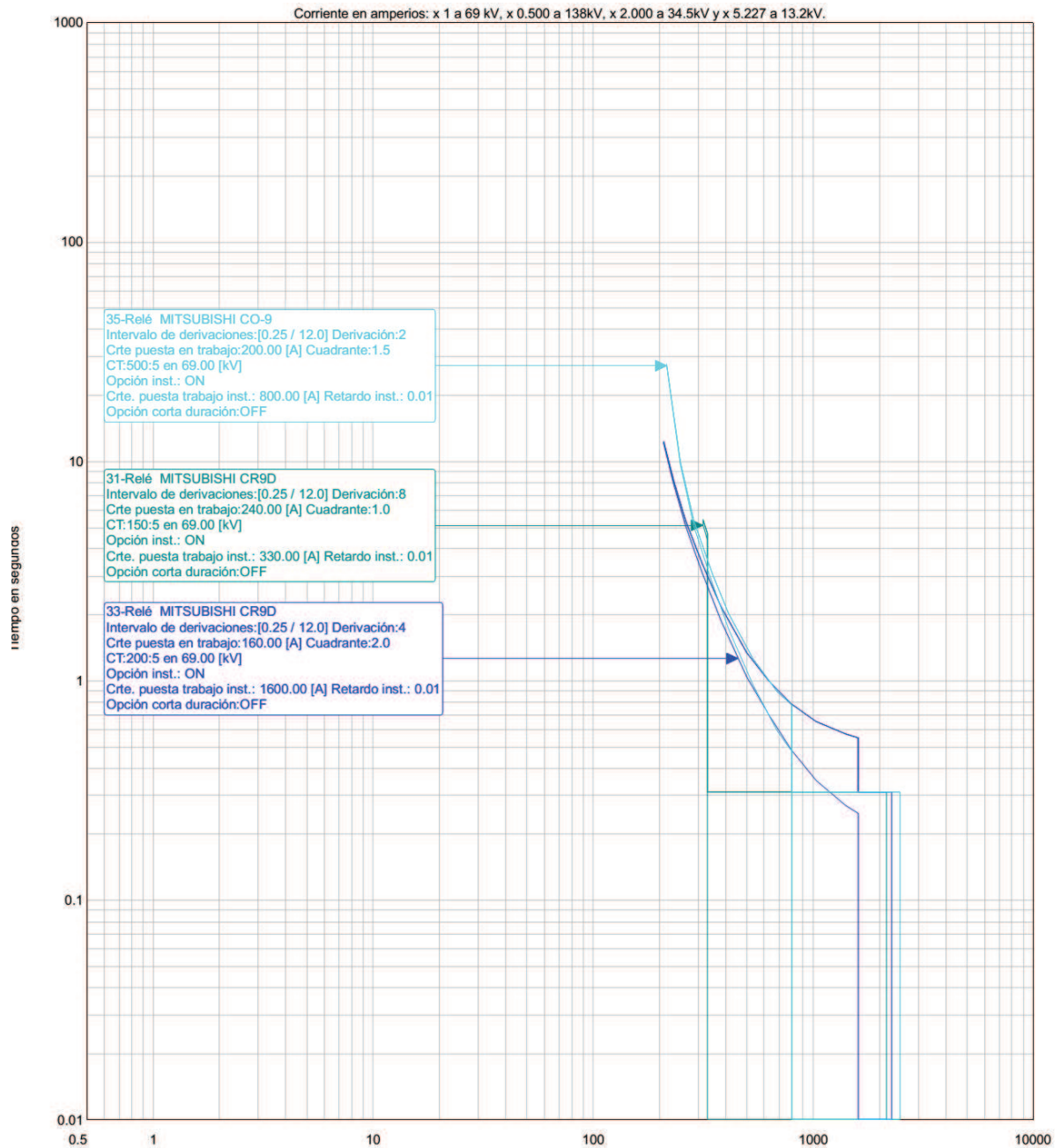


Figura 3.22. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones El Ángel (verde), San Gabriel (azul) y Transeléctric Tulcán.

Mientras que las protecciones de tierra muestran un ajuste adecuado, siempre que se mantenga como un ramal abierto y no entre en contacto con el otro extremo de la red, debido a que el resto de protecciones poseen sus curvas de operación por encima de la calibración del relé de Transeléctric Tulcán.

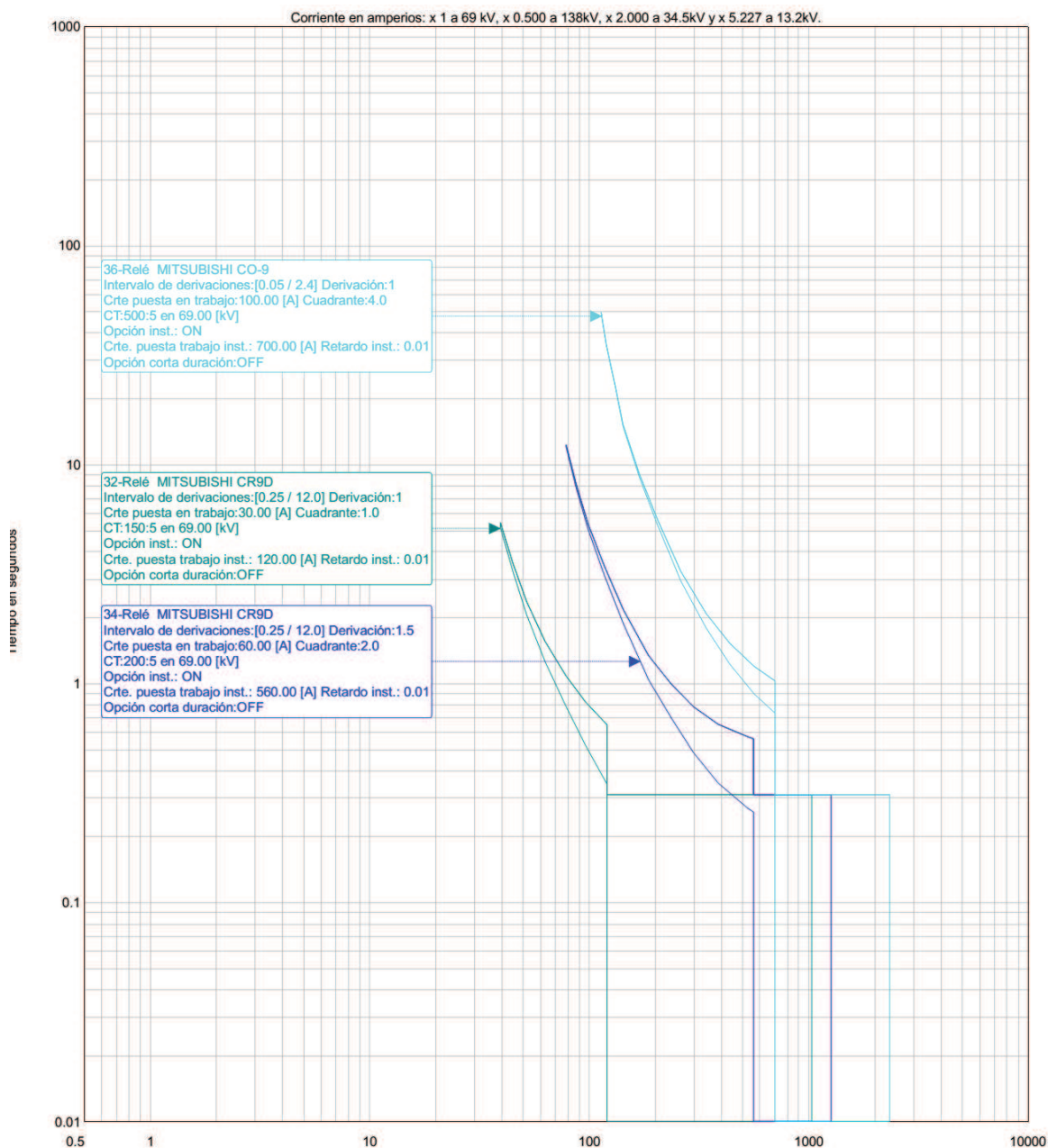


Figura 3.23. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones El Ángel, San Gabriel y Transeléctric Tulcán

Por lo tanto, se puede concluir que los ajustes actuales no permiten una protección del sistema en configuración de anillo, permitiendo únicamente operar como dos ramales independientes.

Para una adecuada protección de este sistema, es importante que los relés de protección direccionales cumplan con la coordinación y protección ante las corrientes de falla que deben detectar y despejar; razón por la cual se presentan los ajustes propuestos en la realización de este proyecto, teniendo en la Figura 3.24 la coordinación de protecciones de los relés, que deben despejar las corrientes de falla procedentes de la subestación Bellavista.

La coordinación de los relés de fase requieren un incremento del dial, debido a que los relés totalizadores en la S/E El Ángel son electromecánicos, lo que obliga un desplazamiento de las curvas de los relés aguas arriba; mientras que los relés de falla a tierra presentan una coordinación mucho más adecuada, debido a su independencia de coordinación con las protecciones de distribución, ocasionado por la configuración de los transformadores delta-estrella como se aprecia en la Figura 3.25.

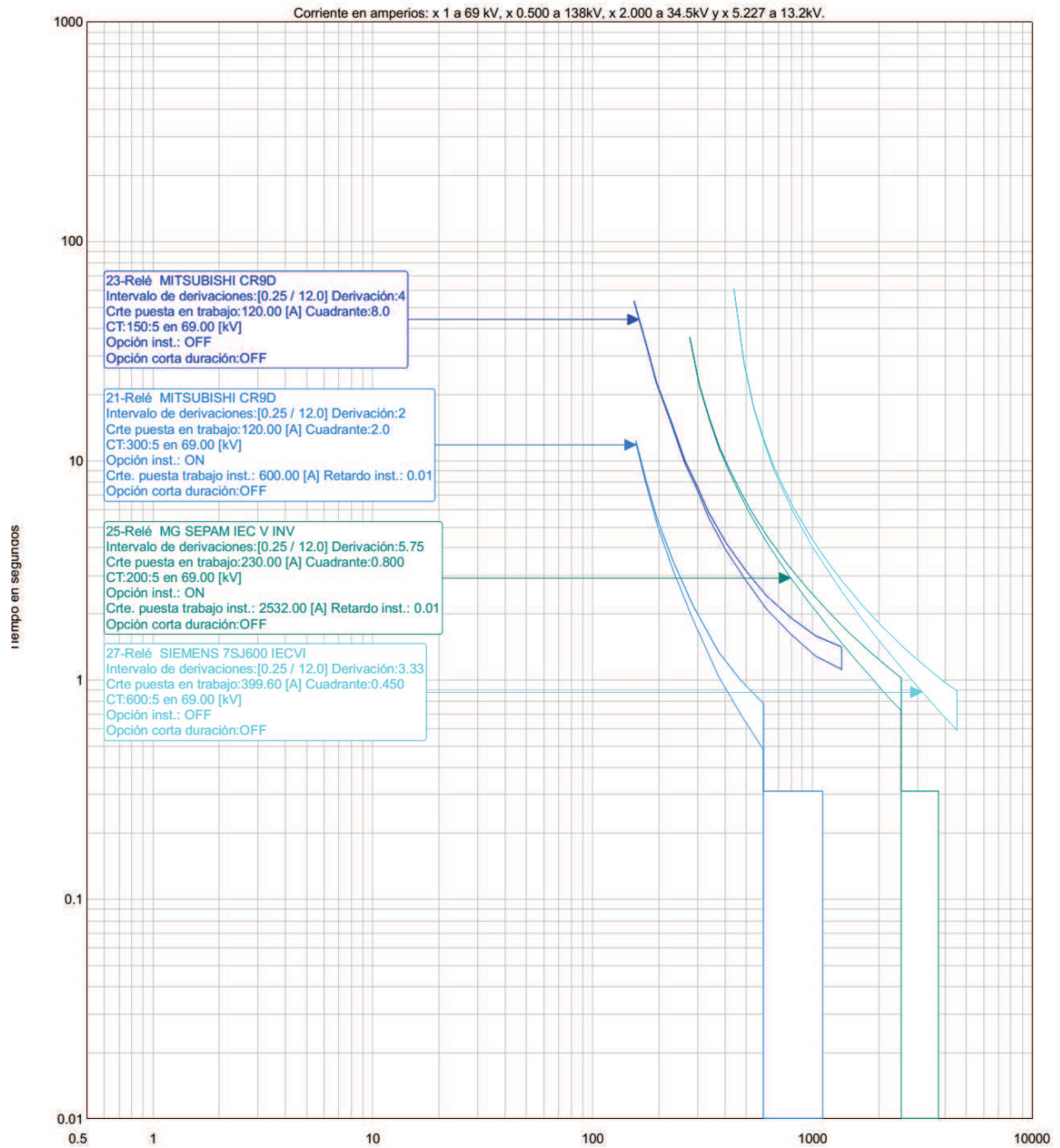


Figura 3.24. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones San Gabriel, El Ángel, Alpachaca y Bellavista.

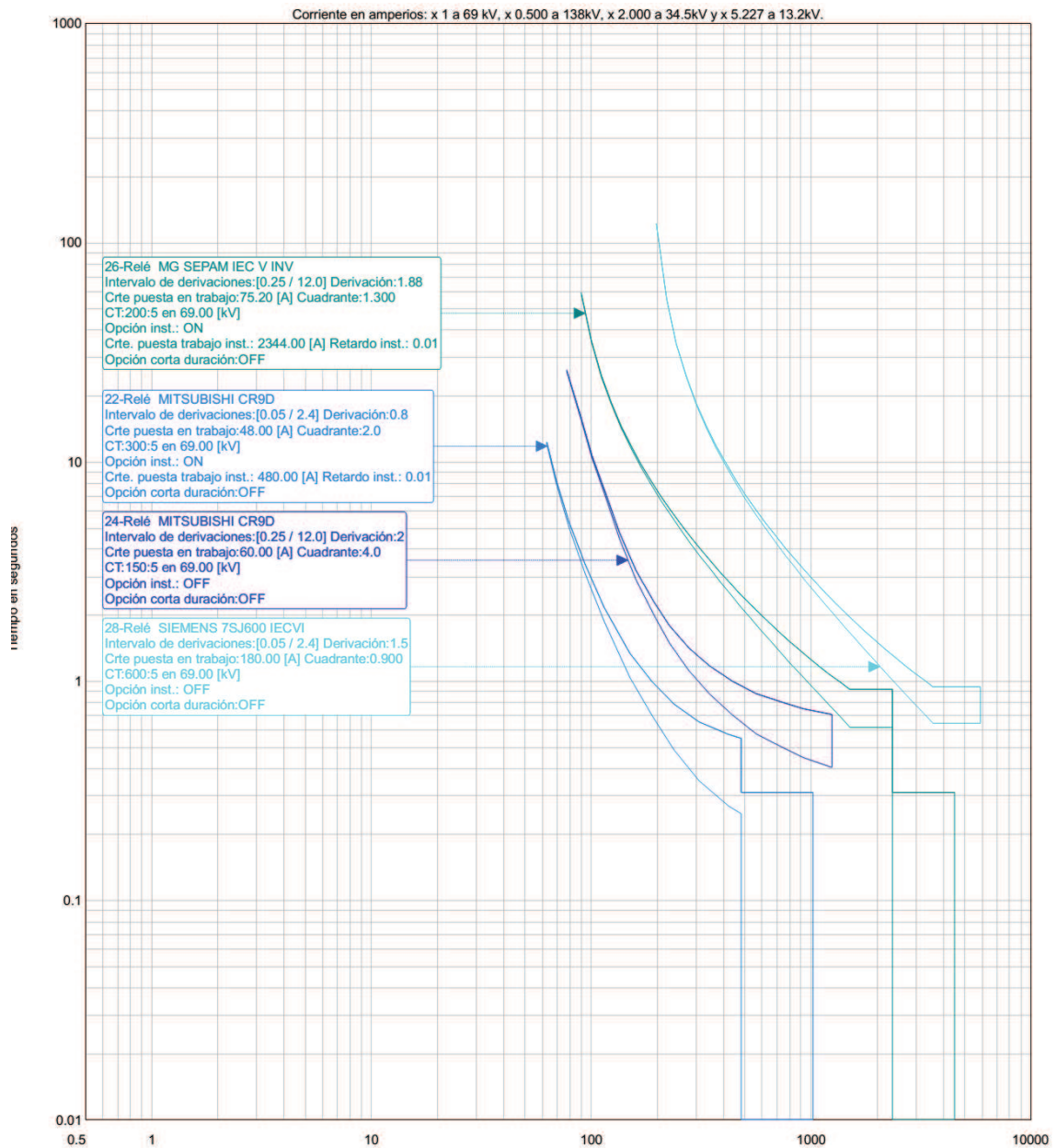


Figura 3.25. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones San Gabriel, El Ángel, Alpachaca y Bellavista.

La curva del relé de fase ubicado en la subestación El Chota, que protege la línea eléctrica hacia la S/E La Carolina, debe ubicarse por debajo de la curva del relé ubicado en la S/E Alpachaca, que protege la línea eléctrica hacia la S/E El Ángel;

además debido a que es única, se permite ampliar la zona de protección del relé instantáneo hasta la barra secundaria del transformador en la S/E La Carolina.

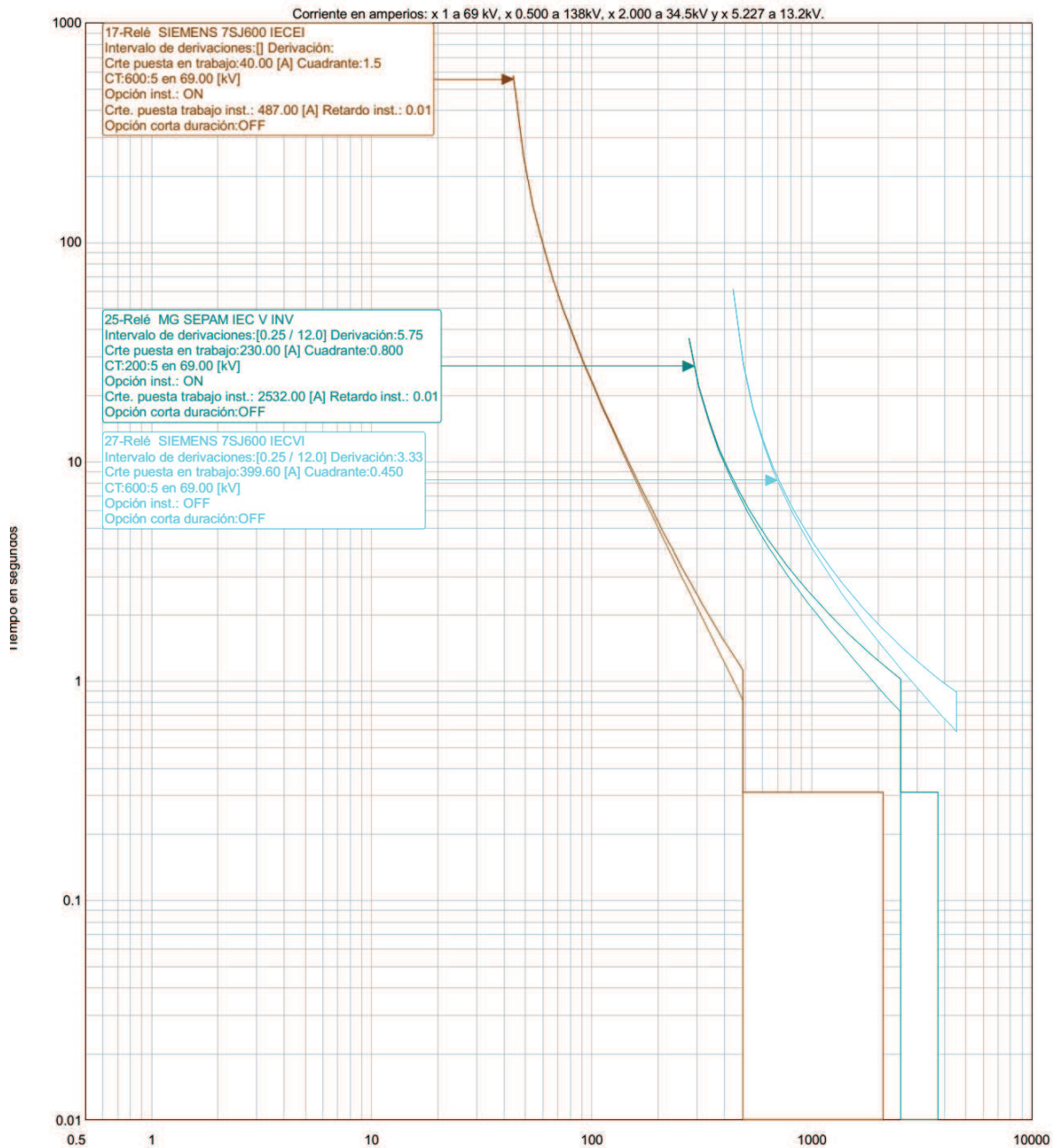


Figura 3.26. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones El Chota, Alpachaca y Bellavista.

Las protecciones de tierra ubicadas en la S/E El Chota, deben cumplir con las mismas condiciones expresadas con anterioridad para las fases, a excepción de coordinar con el relé totalizador aguas abajo, debido a que el transformador en la S/E La Carolina es de configuración delta-estrella.

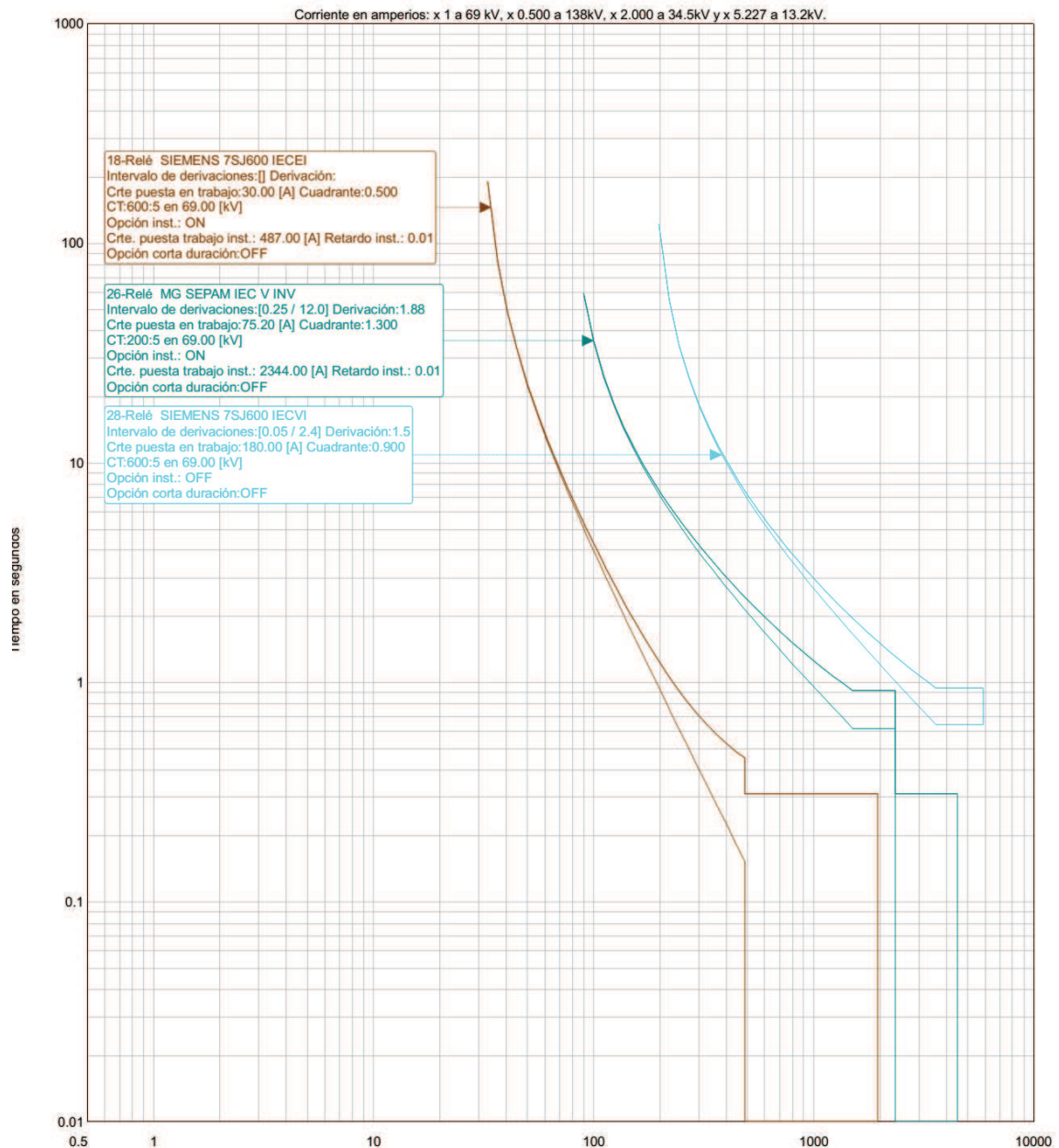


Figura 3.27. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones El Chota, Alpachaca y Bellavista.

La subestación Ajaví recibe la energía eléctrica desde la subestación Alpachaca, por lo tanto, las protecciones de línea ubicadas en la S/E Alpachaca hacia la S/E Ajaví deben coordinar con los relés ubicados en la S/E Bellavista; otro aspecto que se considera, es la posibilidad de ampliar la zona de protección hasta la barra secundaria del transformador en la S/E La Carolina, debido a que es un fin de ramal.

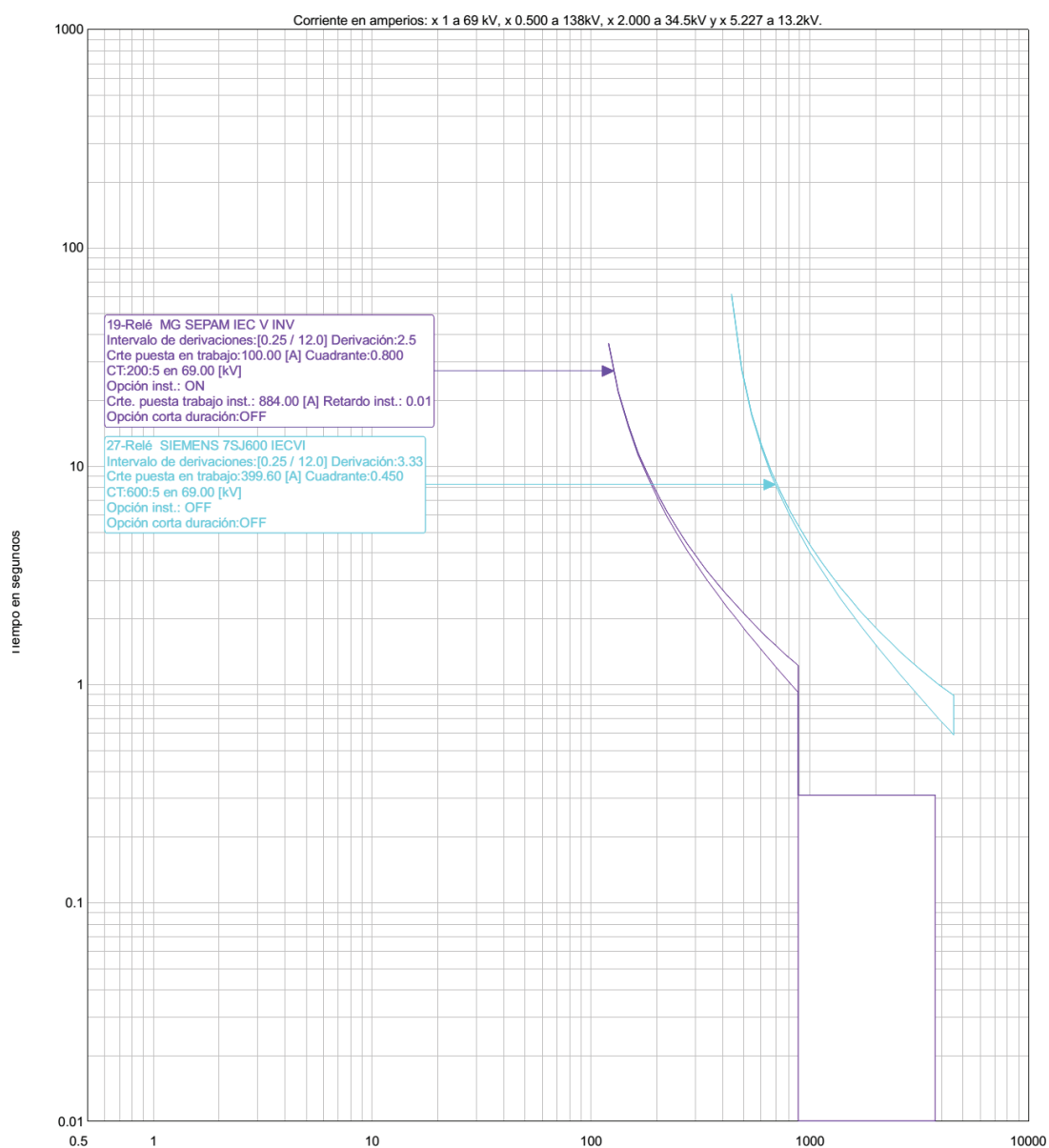


Figura 3.28. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones Alpachaca y Bellavista.

Los ajustes del relé de falla a tierra, deben cumplir con los aspectos descritos anteriormente en los relés de fase; además de poseer libertad en su calibración, por la configuración de los transformadores, de esta manera el ajuste del relé instantáneo tiende a ser el mismo en el relé de fase como para tierra.

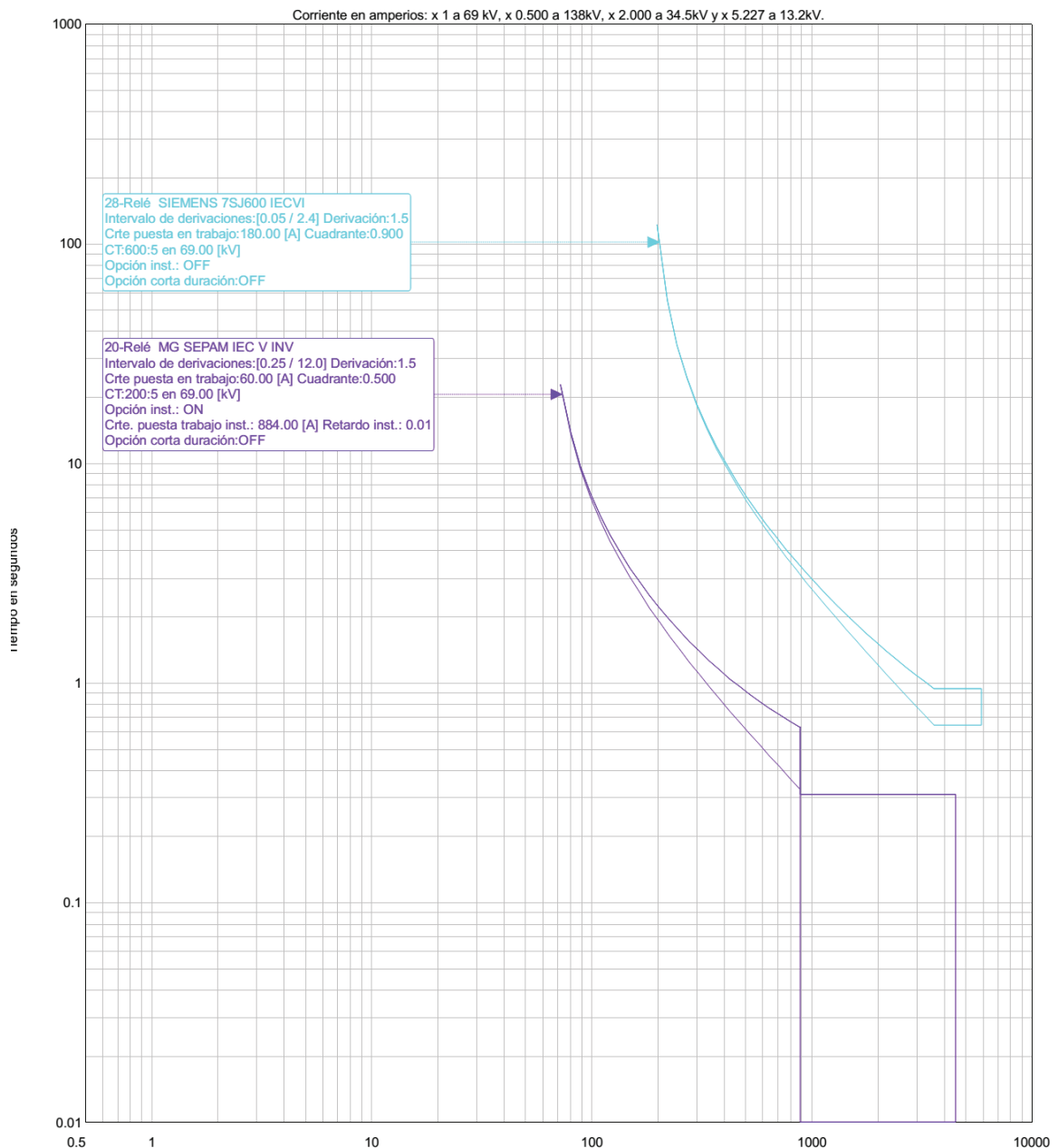


Figura 3.29. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones Alpachaca y Bellavista.

La coordinación de protecciones siguiente, es realizada tomando en consideración las corrientes de cortocircuito provenientes de la subestación Transeléctric Tulcán.

Debido a que existen dos subestaciones que se conectan a la red en anillo de manera radial, es muy importante mantener los ajustes de los relés ubicados en la subestación El Chota, que protegen la línea eléctrica hacia la S/E La Carolina, y los ajustes de los relés ubicados en la S/E Alpachaca, que protegen la línea de subtransmisión hacia la S/E Ajaví; partiendo de este principio, la calibración debe ser cuidadosa, ya que debe permitir la coordinación y despeje de fallas procedentes de las subestaciones Bellavista y Transeléctric Tulcán, ver Figura 3.30.

Las mismas consideraciones en los ajustes de los relés de fase, son aplicadas a los relés de tierra, permitiendo que el relé ubicado en la subestación El Ángel, que protege la línea eléctrica hacia la S/E Alpachaca coordine y proteja a los conductores contra fallas, ver Figura 3.31.

A partir del ajuste del relé ubicado en la subestación El Ángel, es posible continuar con la determinación del tap y dial de los relés aguas arriba del mismo; con respecto al relé ubicado en la S/E Alpachaca, que protege la línea hacia la S/E Bellavista, es posible activarlo y ajustarlo para características de operación bajas, manteniendo su curva por debajo de los ajustes del relé en la S/E El Ángel, ver Figura 3.32.

La coordinación de protecciones de los relés de falla a tierra, no presenta mayores inconvenientes, siempre que se apliquen los mismos criterios de protección utilizados hasta el momento, ver Figura 3.33.

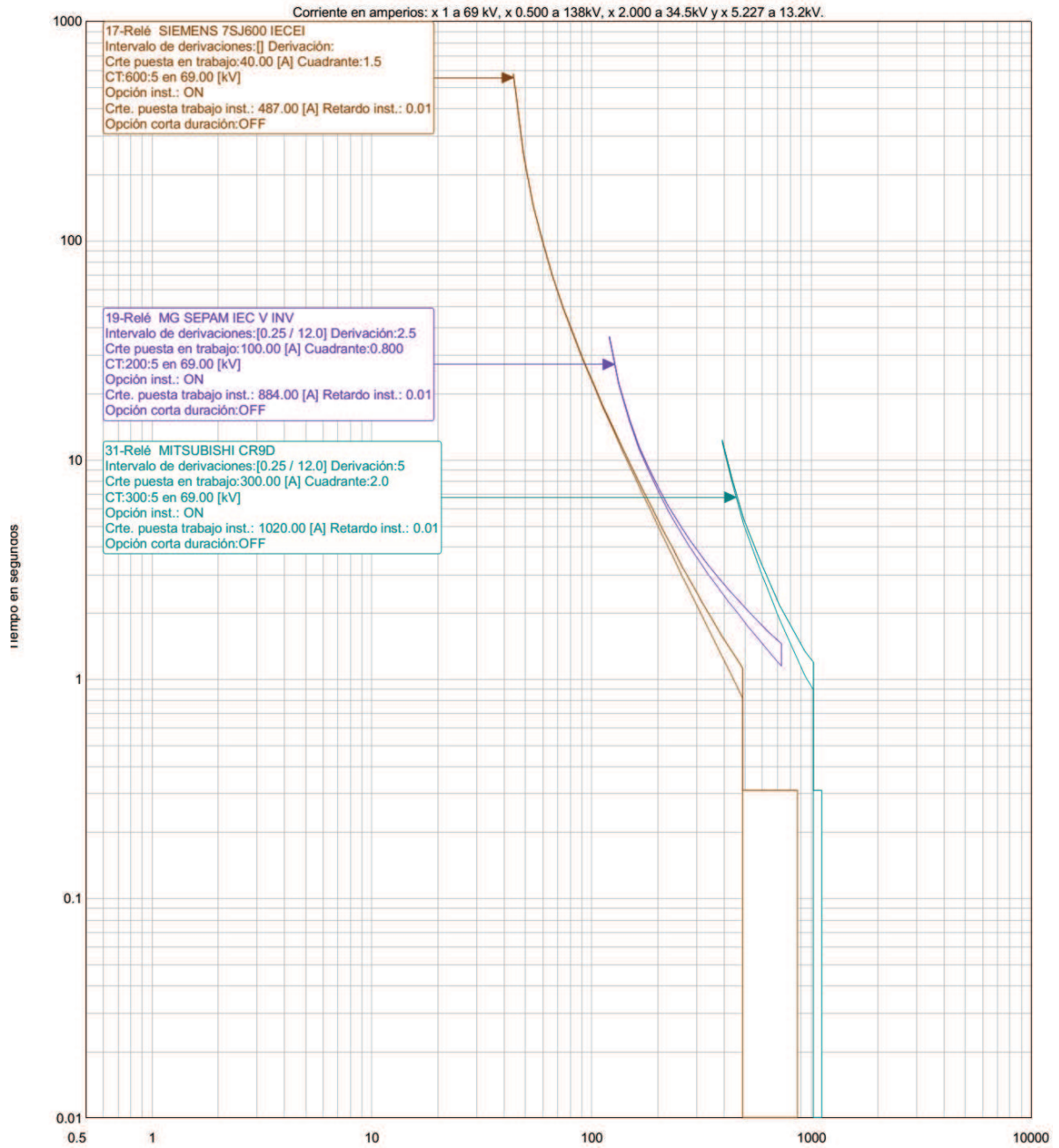


Figura 3.30. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones El Chota, Ajaví y El Ángel.

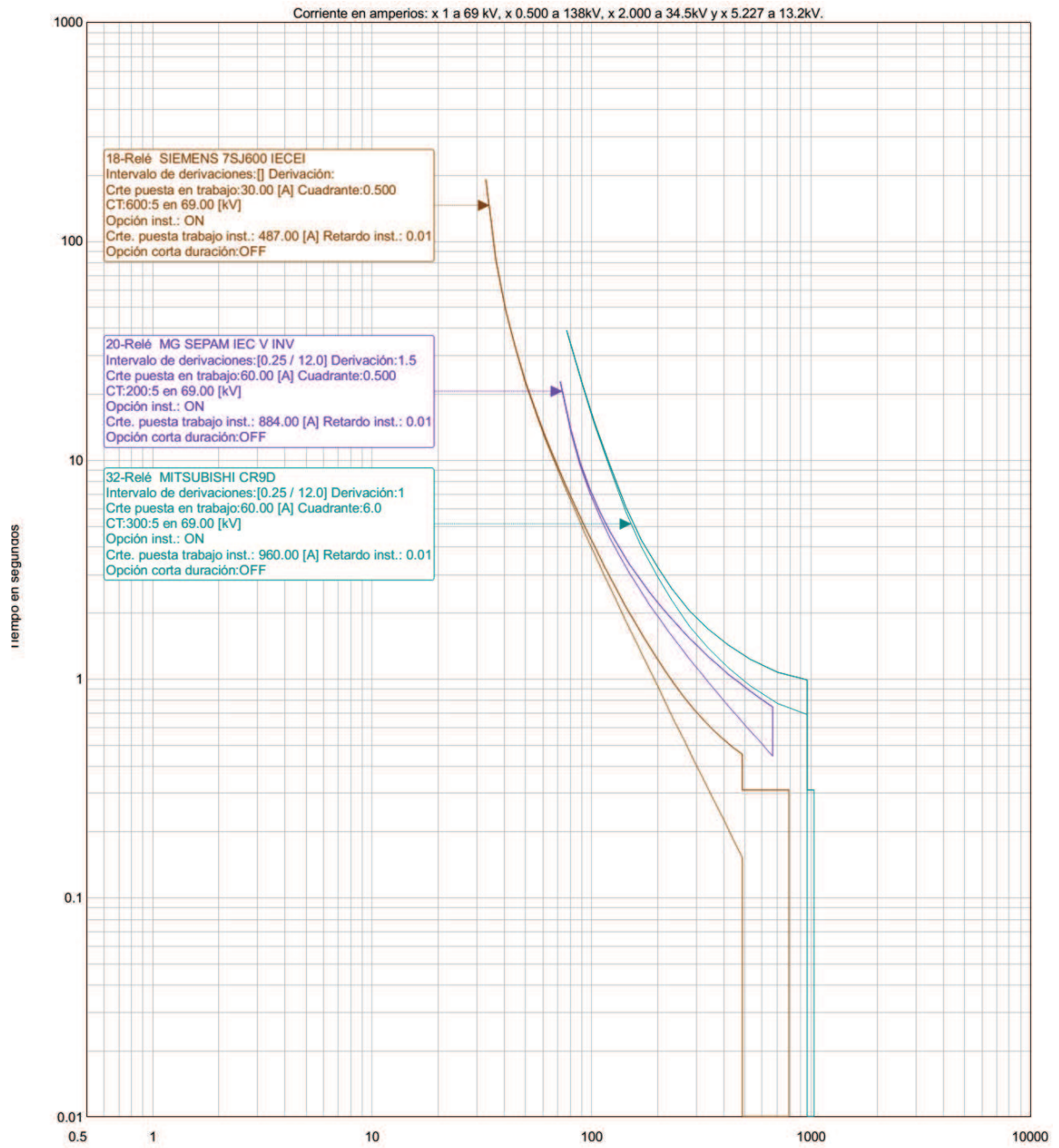


Figura 3.31. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones El Chota, Ajaví y El Ángel.

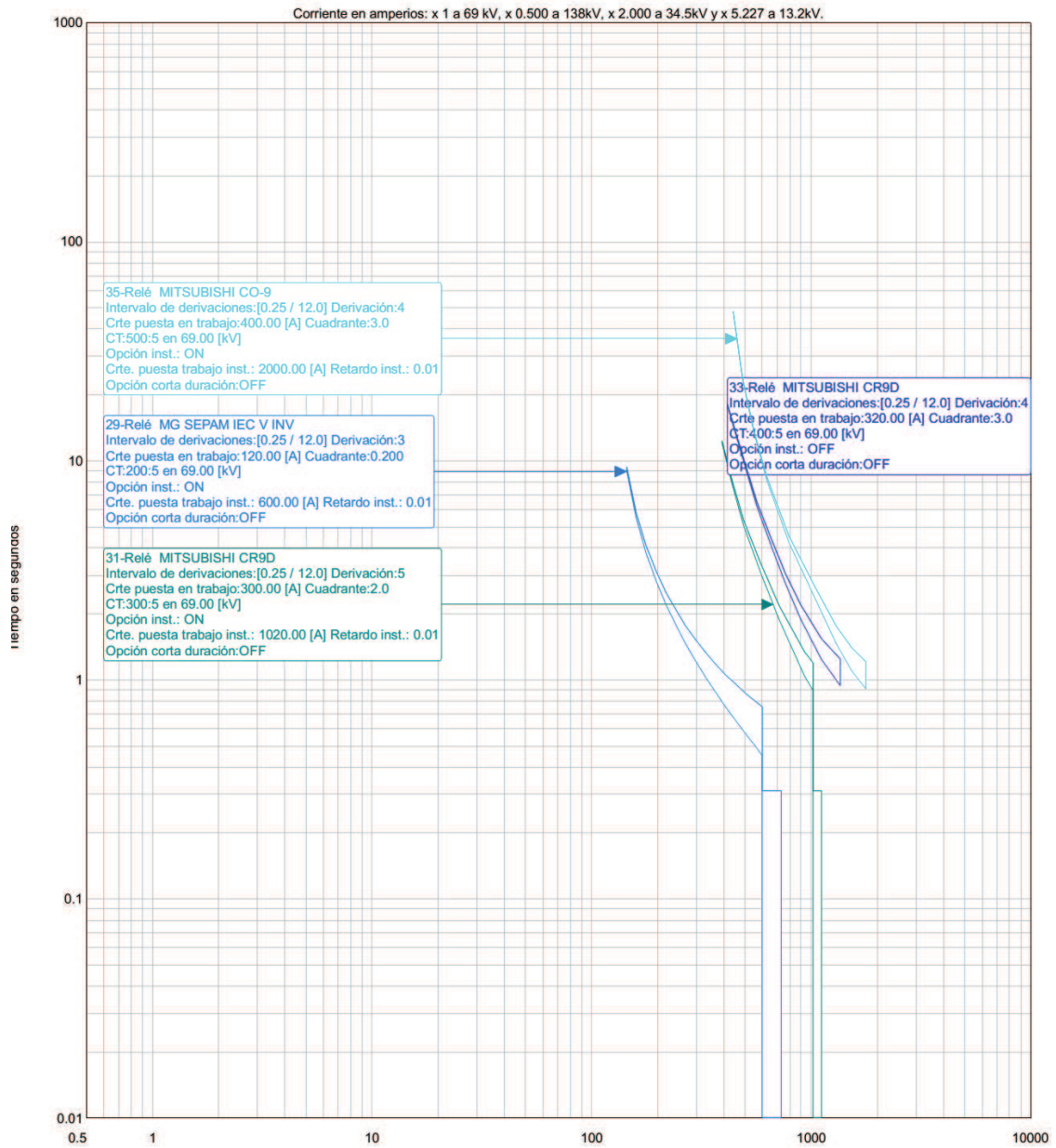


Figura 3.32. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones Alpachaca, El Ángel, San Gabriel y Transeléctric Tulcán.

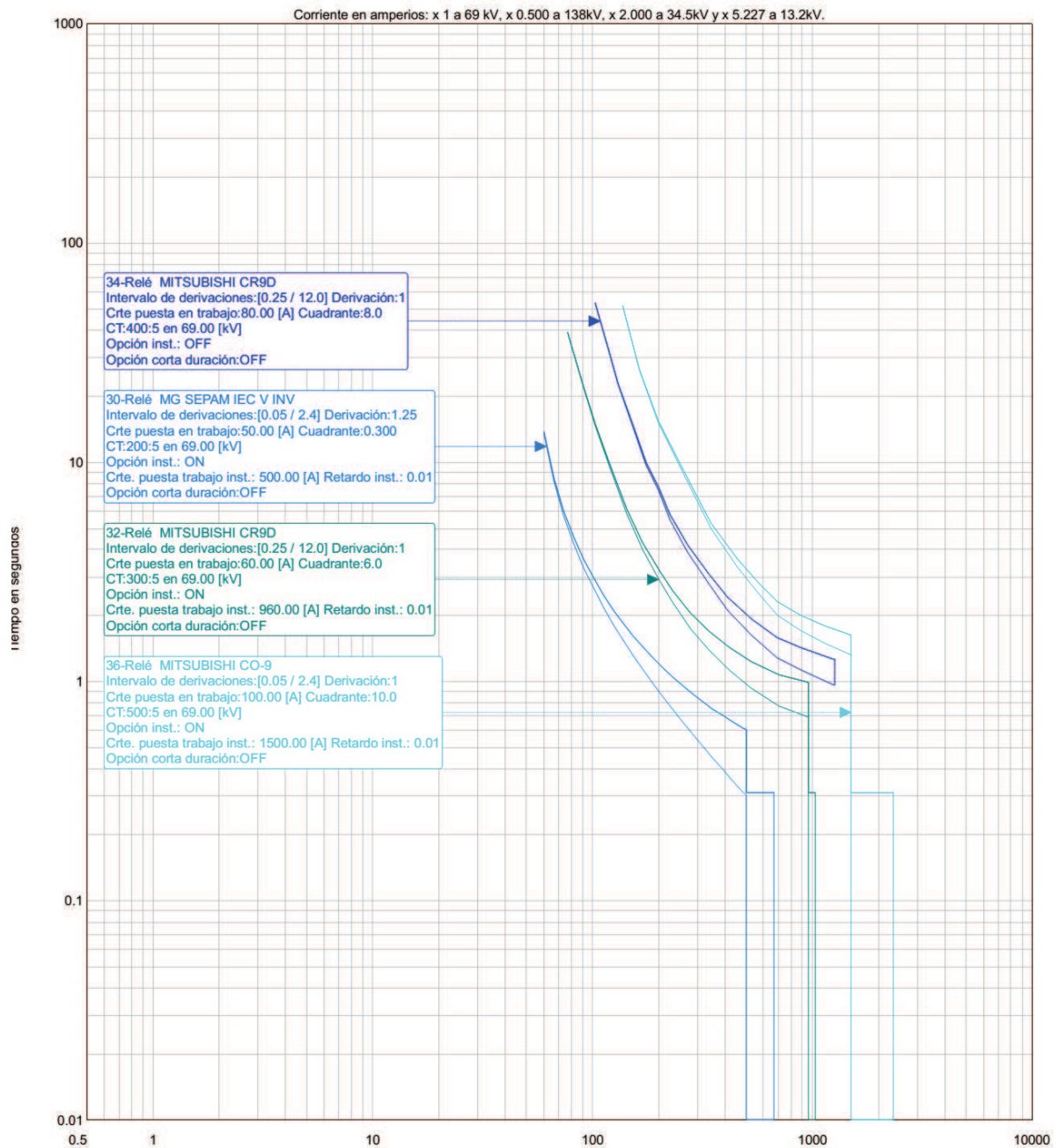


Figura 3.33. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones Alpachaca, El Ángel, San Gabriel y Transeléctric Tulcán.

Con respecto al transformador que transfiere la energía producida por la central El Ambi está ubicado en la subestación Alpachaca, el mismo que posee una potencia de 10 MVA en configuración estrella-estrella y relación de transformación de 69 kV a

34,5 kV. Un aspecto importante a tomar en cuenta es la localización de los relés de protección, los mismos que se encuentran protegiendo la línea de 34,5 kV sin la existencia de relés totalizadores en el transformador mencionado con anterioridad.

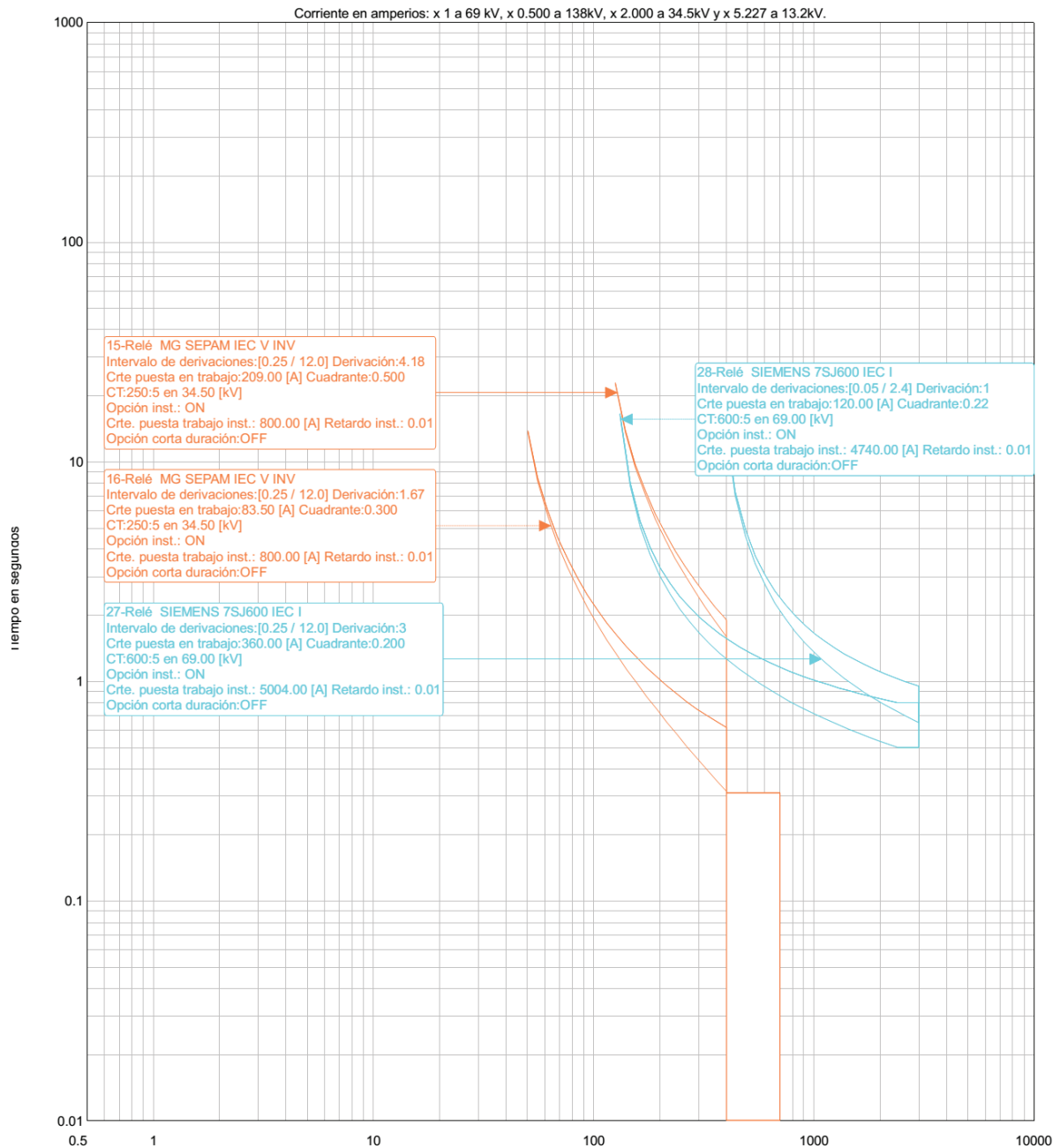


Figura 3.34. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase y tierra en las subestaciones Alpachaca (Central El Ambi) y Bellavista.

Actualmente existe una adecuada coordinación de protecciones con los relés existentes en la subestación Bellavista, mientras que no se coordinan con las curvas de los relés procedentes de las subestaciones El Ángel, San Gabriel y Transelectric Tulcán.

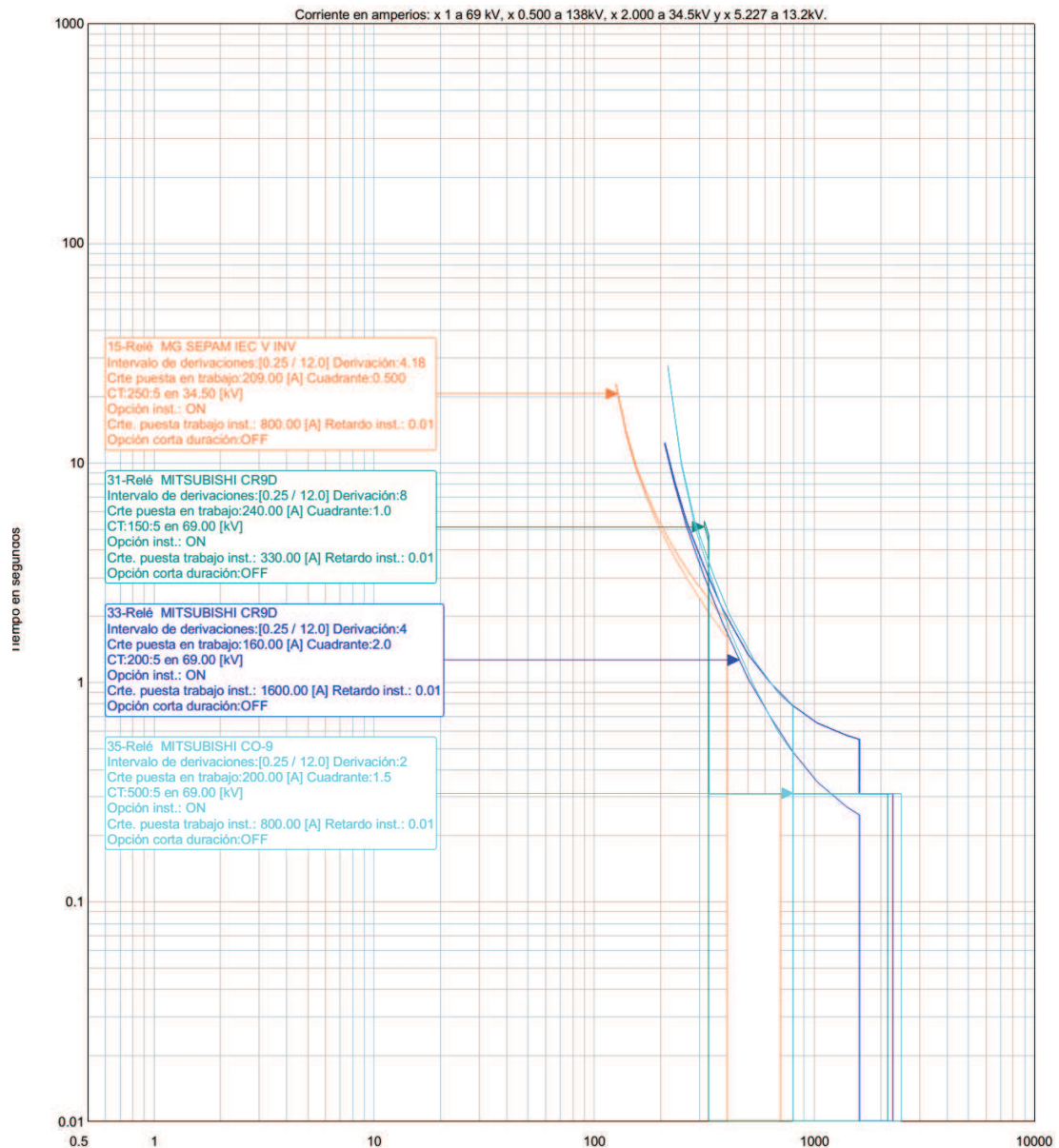


Figura 3.35. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones Alpachaca (Central El Ambi), El Ángel (verde), San Gabriel (azul) y Transeléctric Tulcán.

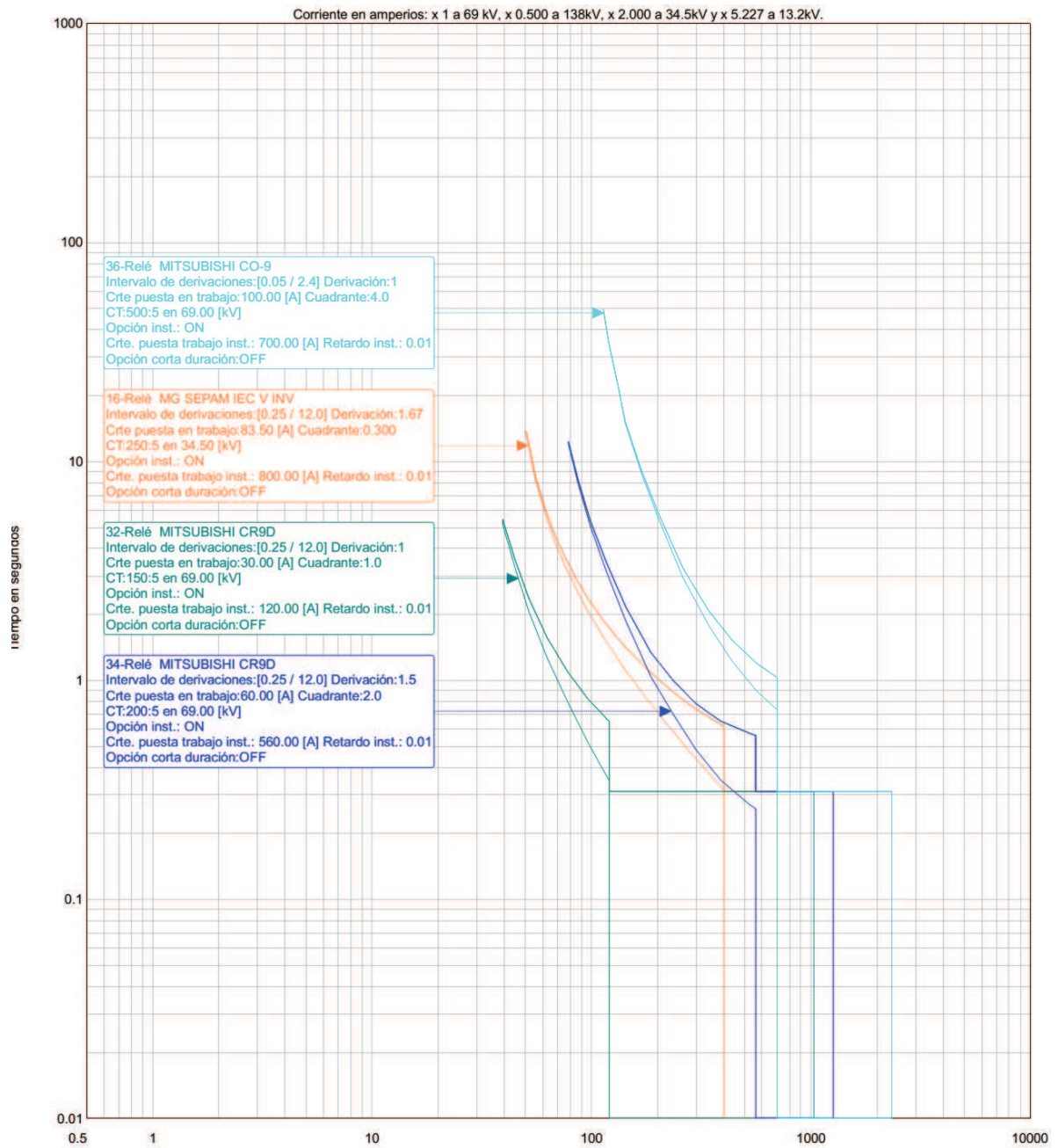


Figura 3.36. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones Alpachaca (Central El Ambi), El Ángel (verde), San Gabriel (azul) y Transeléctric Tulcán.

En la coordinación propuesta, existe una adecuada coordinación de protecciones, debido a que los relés aguas arriba hacia las subestaciones Bellavista y Transelectric Tulcán poseen ajustes elevados debido a las condiciones de protección utilizadas y topología de la red.

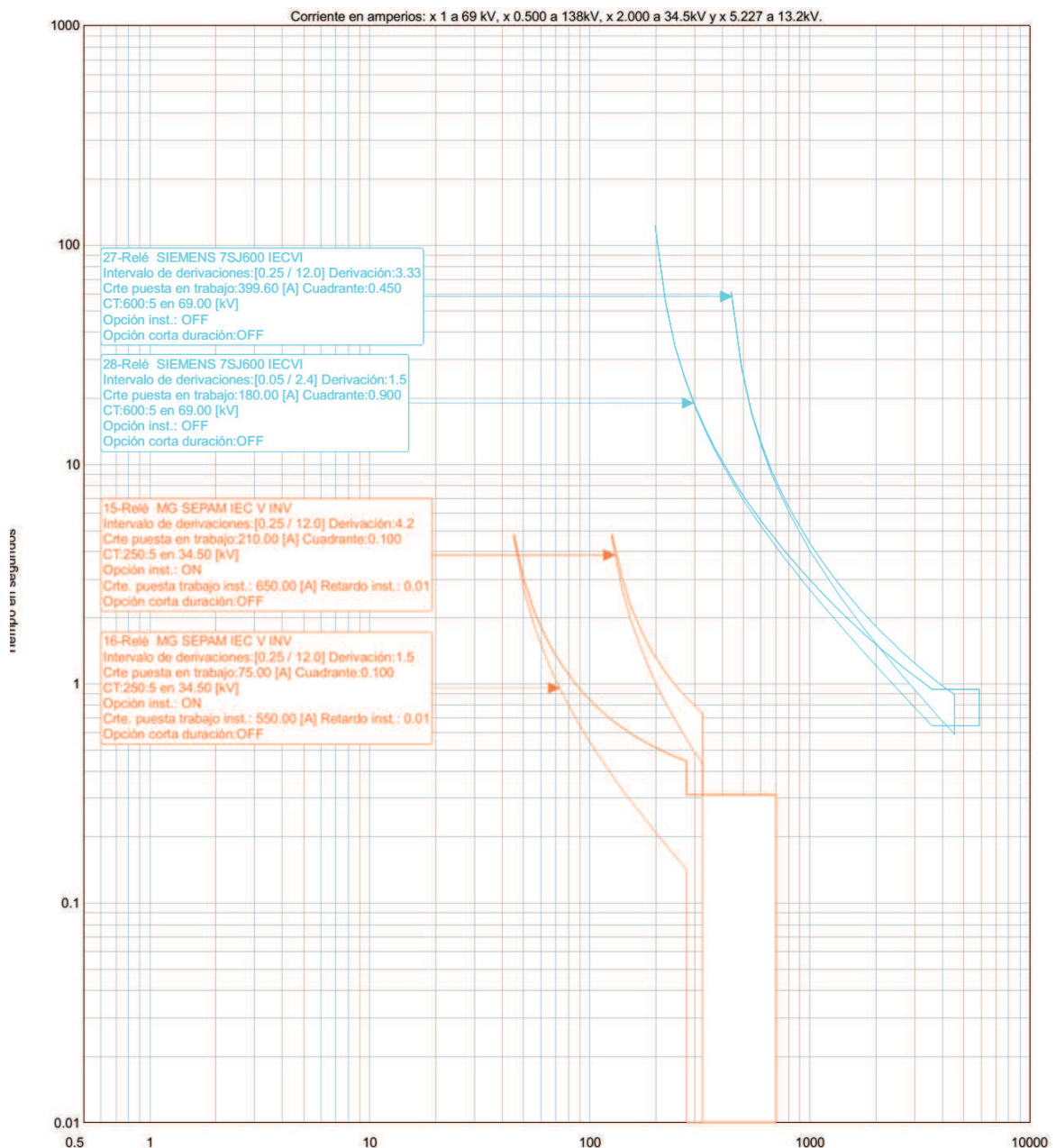


Figura 3.37. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase y tierra en las subestaciones Alpachaca (Central El Ambi) y Bellavista.

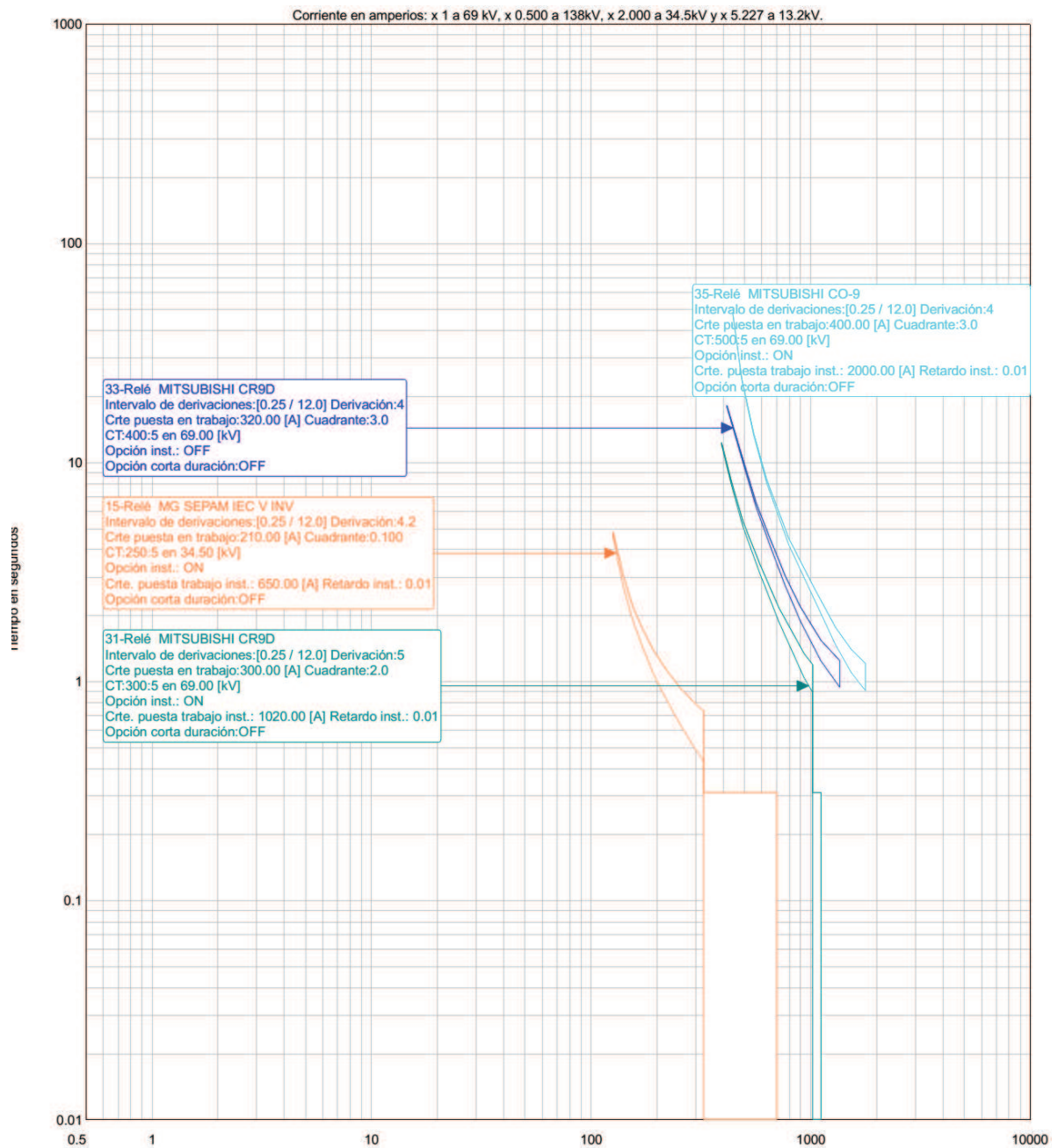


Figura 3.38. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones Alpachaca (Central El Ambi), El Ángel, San Gabriel y Transeléctric Tulcán.

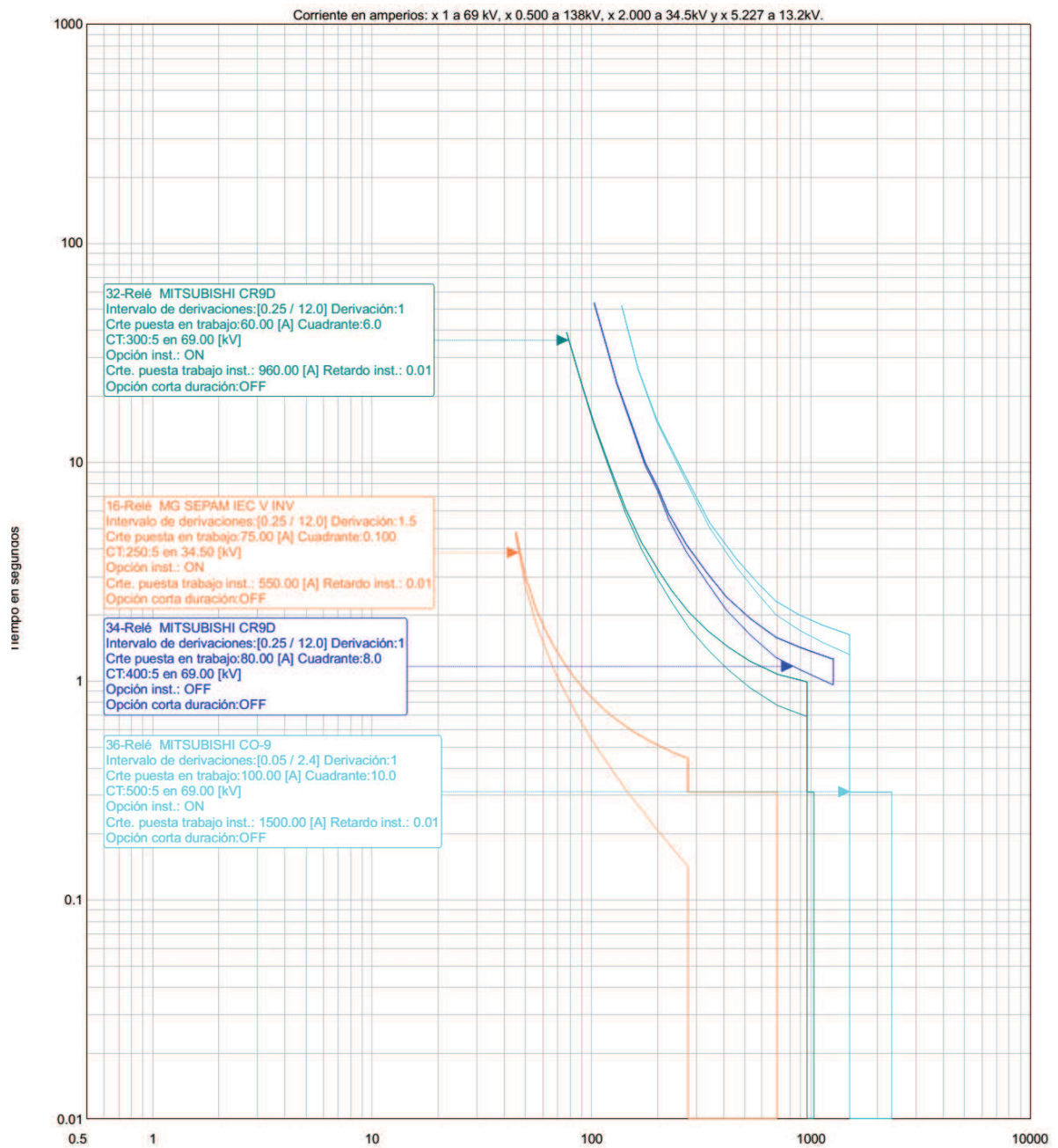


Figura 3.39. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones Alpachaca (Central El Ambi), El Ángel, San Gabriel y Transeléctric Tulcán.

3.2.5 RAMAL TULCÁN, EL ROSAL, SAN MIGUEL DE CAR

Este ramal posee una característica adicional que dificulta su protección, y se trata de la generación propia, que ingresa en el sistema por medio de la subestación El Rosal, que además posee un transformador de configuración estrella-estrella, lo cual ocasiona que los relés de tierra en 69 kV deban coordinar con los de 34,5 kV. El transformador de la subestación Tulcán es de 10 MVA en configuración delta-estrella, mientras que el transformador de la subestación El Rosal es de 5 MVA en configuración estrella-estrella, las mismas que son alimentadas por la subestación Tulcán transelectric con un transformador de 33,3 MVA.

Por lo tanto, debe existir coordinación entre las protecciones según el siguiente orden de relés según la Figura 3.40: 3, 7, 9 para los de fase y 4, 8, 10 para los de falla a tierra, que deben despejar las corrientes de cortocircuitos procedentes de la subestación Transeléctric Tulcán. Los ajustes actuales presentan interferencias para las curvas de protección de fase, como de tierra, en los relés instantáneos ubicados en la subestación Tulcán, debido a los ajustes de los relés aguas abajo y aguas arriba que imposibilitan su uso, ocasionado por el estrecho margen de coordinación en el que puede trabajar.

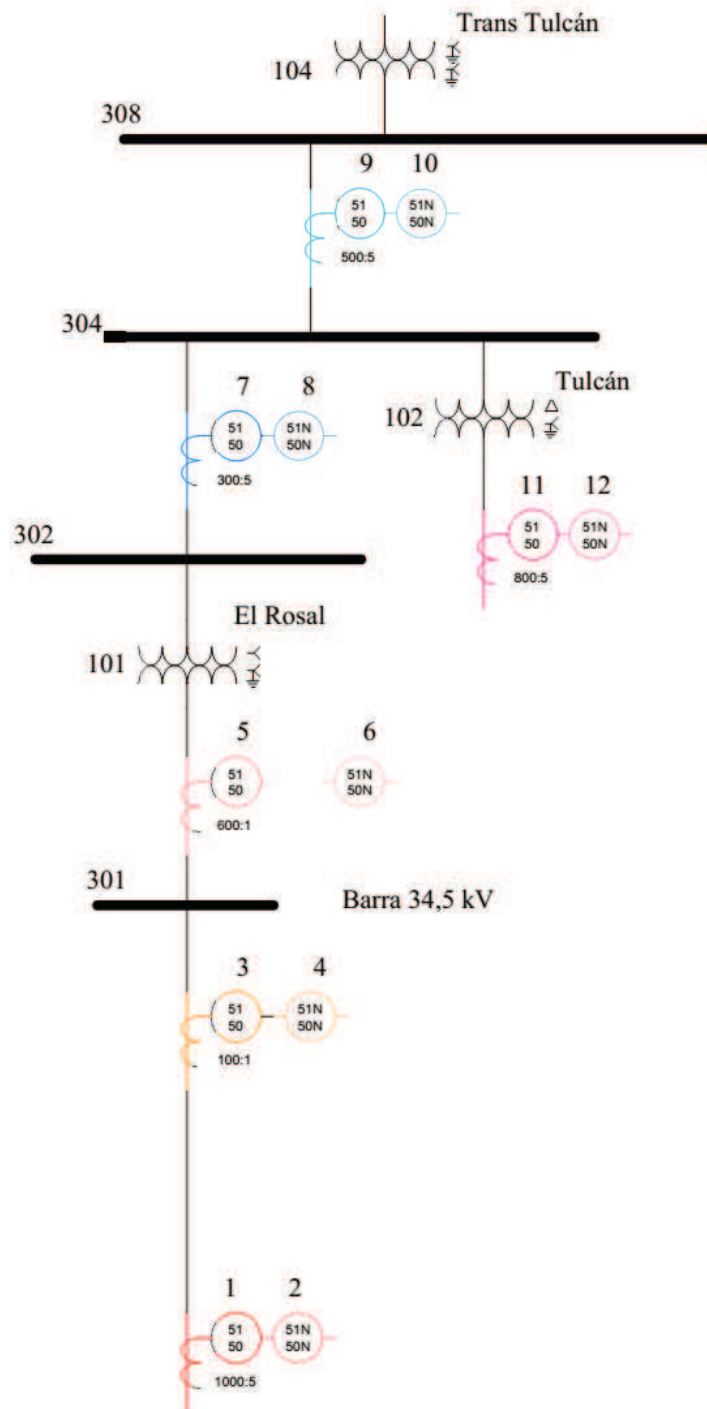


Figura 3.40. Unifilar de protecciones del ramal Transeléctric Tulcán-El Rosal

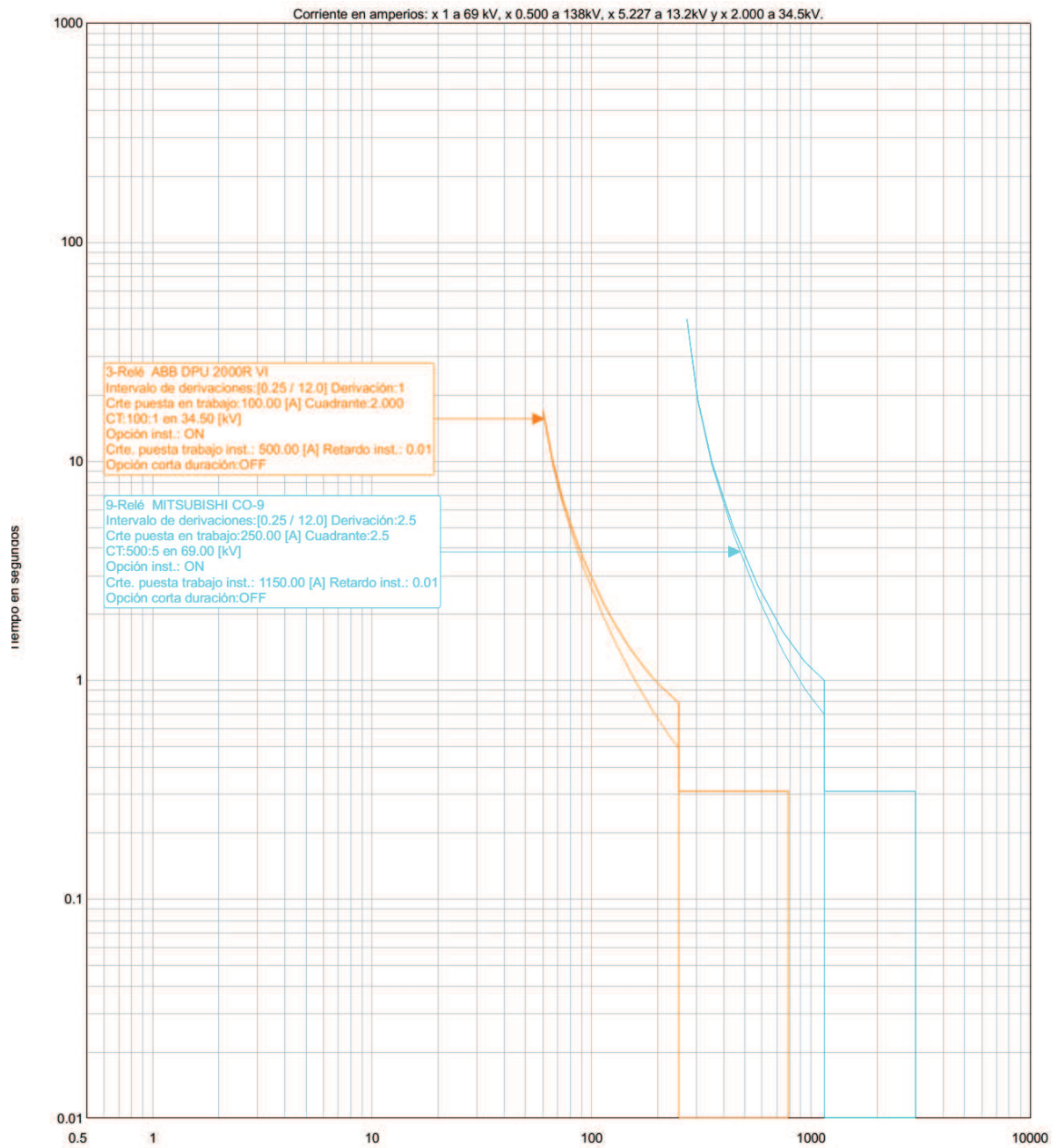


Figura 3.41. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones El Rosal y Transeléctric Tulcán.

Con respecto a las curvas temporizadas, se puede realizar la coordinación de protecciones con la utilización de curvas muy específicas y limitadas por las curvas de los relés de las subestaciones El Rosal y Transeléctric Tulcán.

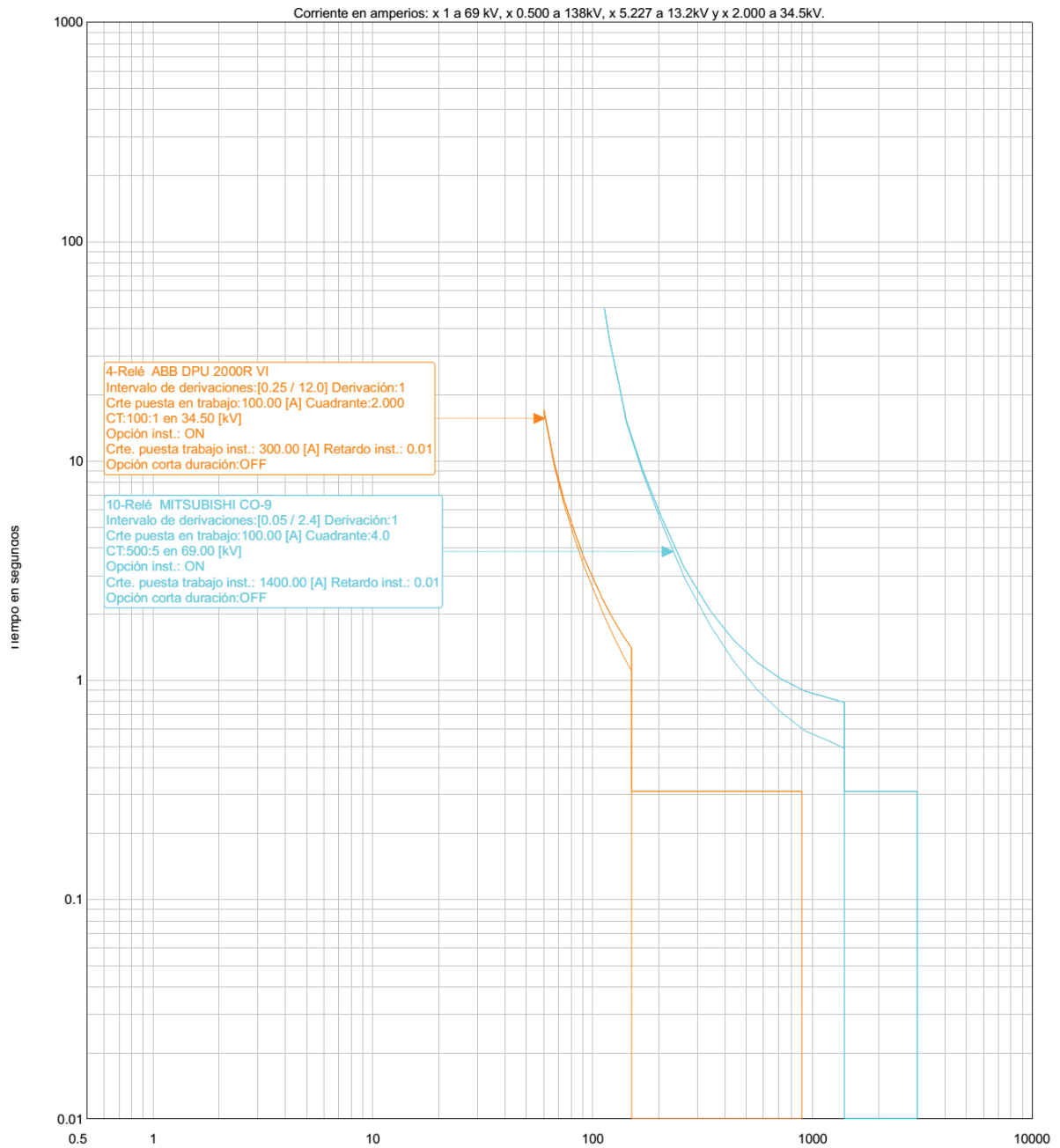


Figura 3.42. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones El Rosal y Transeléctric Tulcán.

La subestación El Rosal posee como totalizador un relé direccional, del cual se hace uso para el despeje de corrientes de falla que provengan de la central San Miguel de Car, por lo tanto, las curvas de protección deben coordinar como sigue: relés 5,1 de

fase y relés 6, 2 de tierra según la Figura 3.40. El esquema actual proporciona coordinación, pero desprotege al conductor del tramo de línea entre la subestación El Rosal y la central San Miguel de Car, debido a que la corriente mínima de operación es elevada.

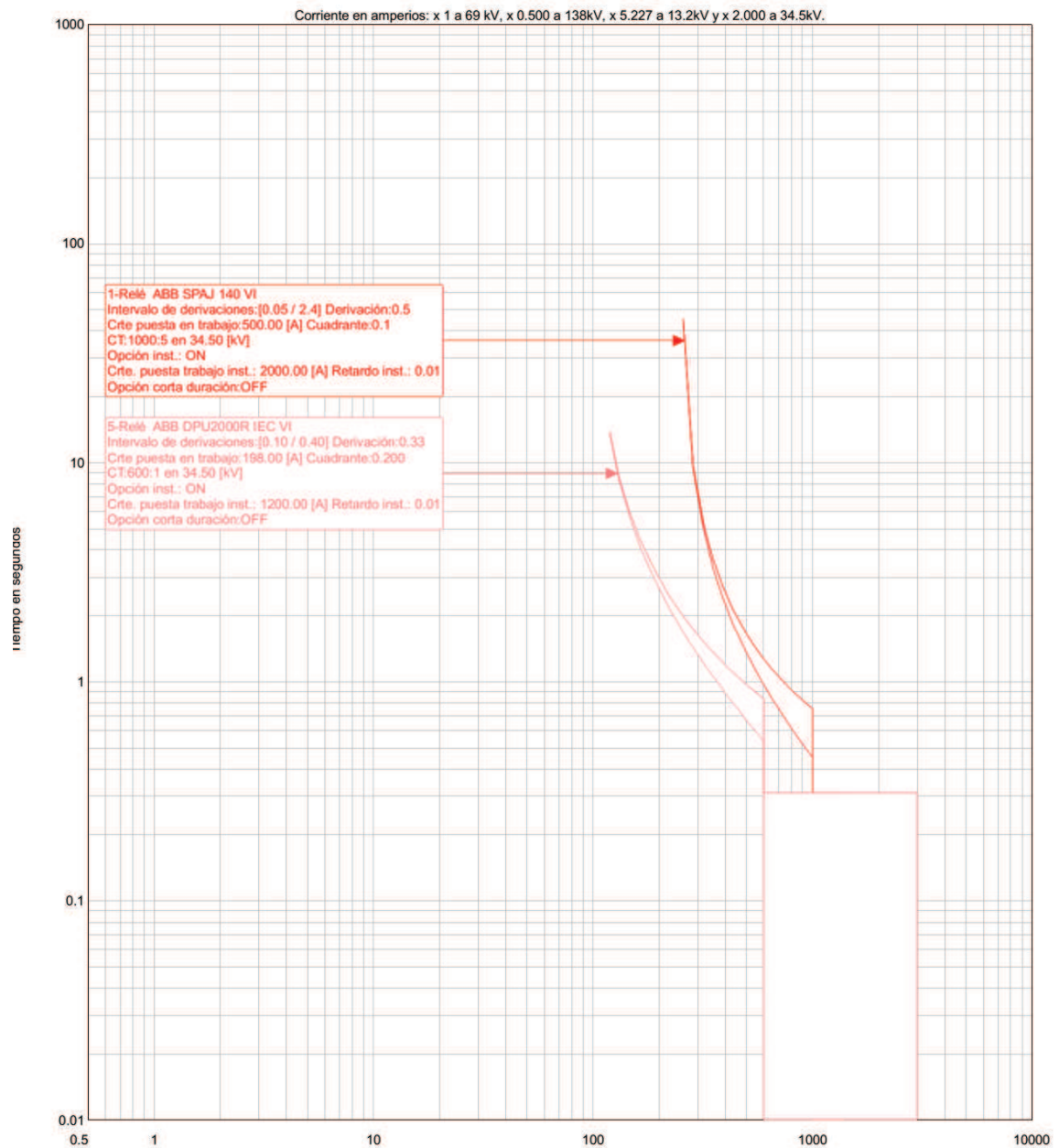


Figura 3.43. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones El Rosal y San Miguel de Car.

A continuación se explica la coordinación de protecciones propuesta, en donde la condición tomada como punto de partida es la protección del transformador en la subestación El Rosal, ya que su relé totalizador está direccionado de manera opuesta a la típicamente usada, por lo tanto el relé número 3 según la Figura 3.40, será calibrado a un valor levemente inferior a la corriente nominal del transformador a 34,5 kV; debido a la conexión estrella-estrella del transformador, es necesario coordinarlo con el relé 7 a una corriente de operación similar a la corriente nominal del transformador en alto voltaje, ver Figura 3.44.

Con respecto a los relés instantáneos de fase y tierra se calibran los relés en la S/E El Rosal a una magnitud reducida, debido a que no debe pasar corriente hacia la generación durante fallas; mientras que los relés ubicados en la subestación Tulcán, incrementan la zona de protección hasta la barra secundaria del transformador en la S/E El Rosal, ya que existe una configuración estrella-estrella en sus bobinas y la inexistencia de un relé totalizador en la dirección de esta coordinación de protecciones.

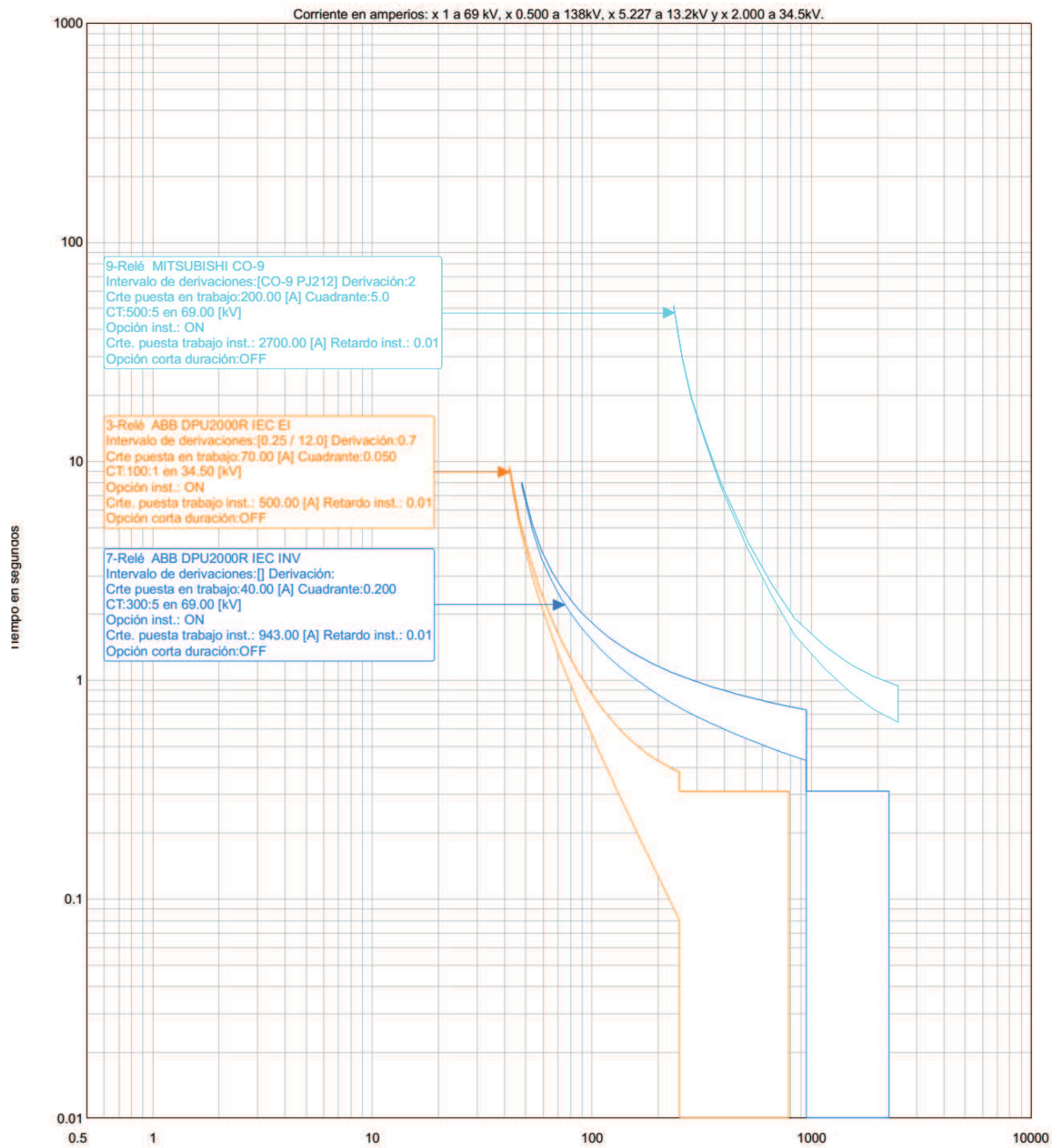


Figura 3.44. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones El Rosal, Tulcán y Transeléctric Tulcán.

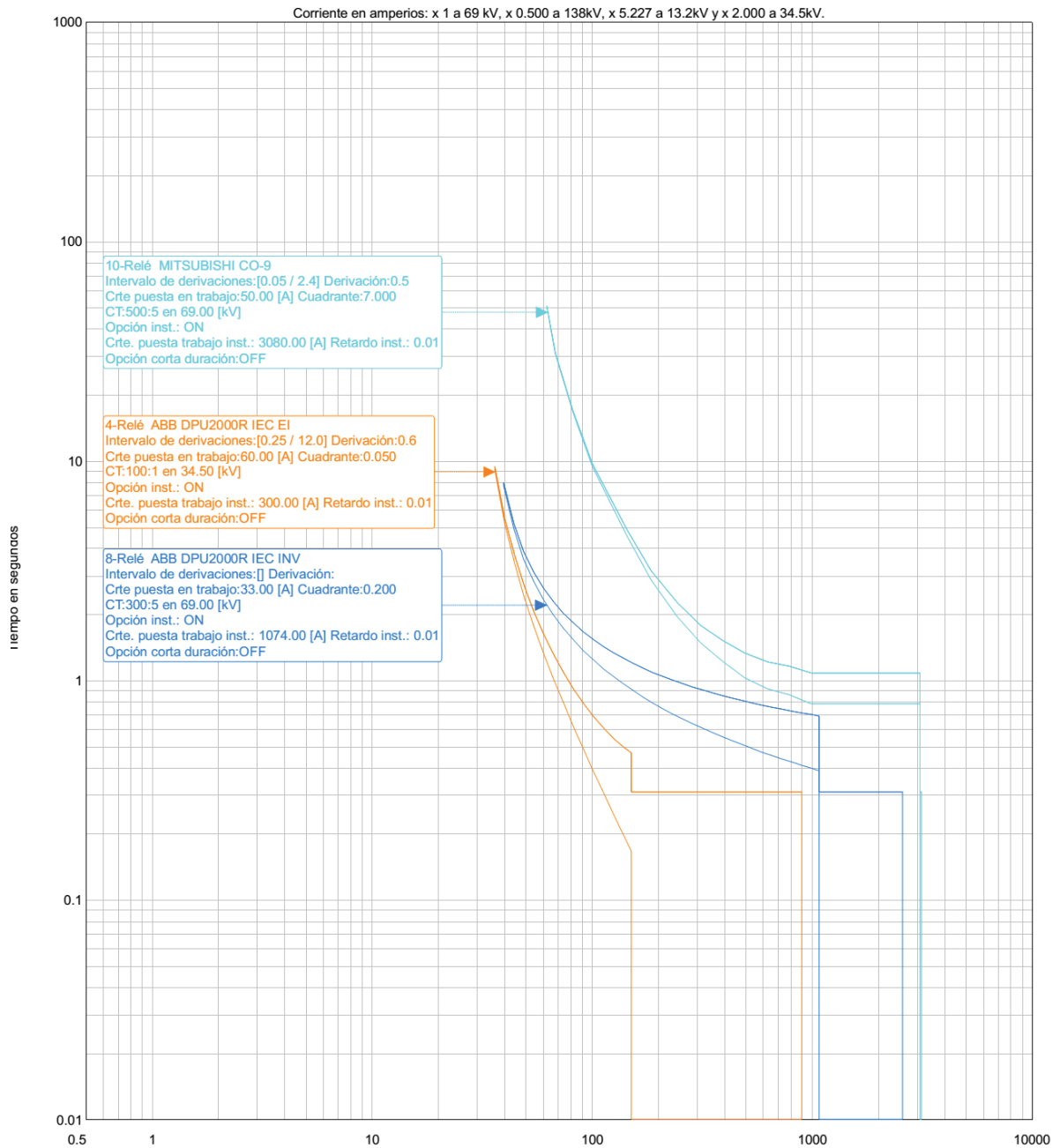


Figura 3.45. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones El Rosal, Tulcán y Transeléctric Tulcán.

Mientras que los relés totalizadores, al ser direccionales, son ajustados ala corriente nominal del transformador, lo que brinda protección ante cortocircuitos originados a nivel de 69 kV y alimentados por corrientes de falla procedentes de la central San

Miguel de Car; el relé ubicado en el tramo de 34,5 kV en la central eléctrica, protegerá al conductor con una corriente de pick-up levemente mayor a la corriente nominal del transformador de la S/E El Rosal.

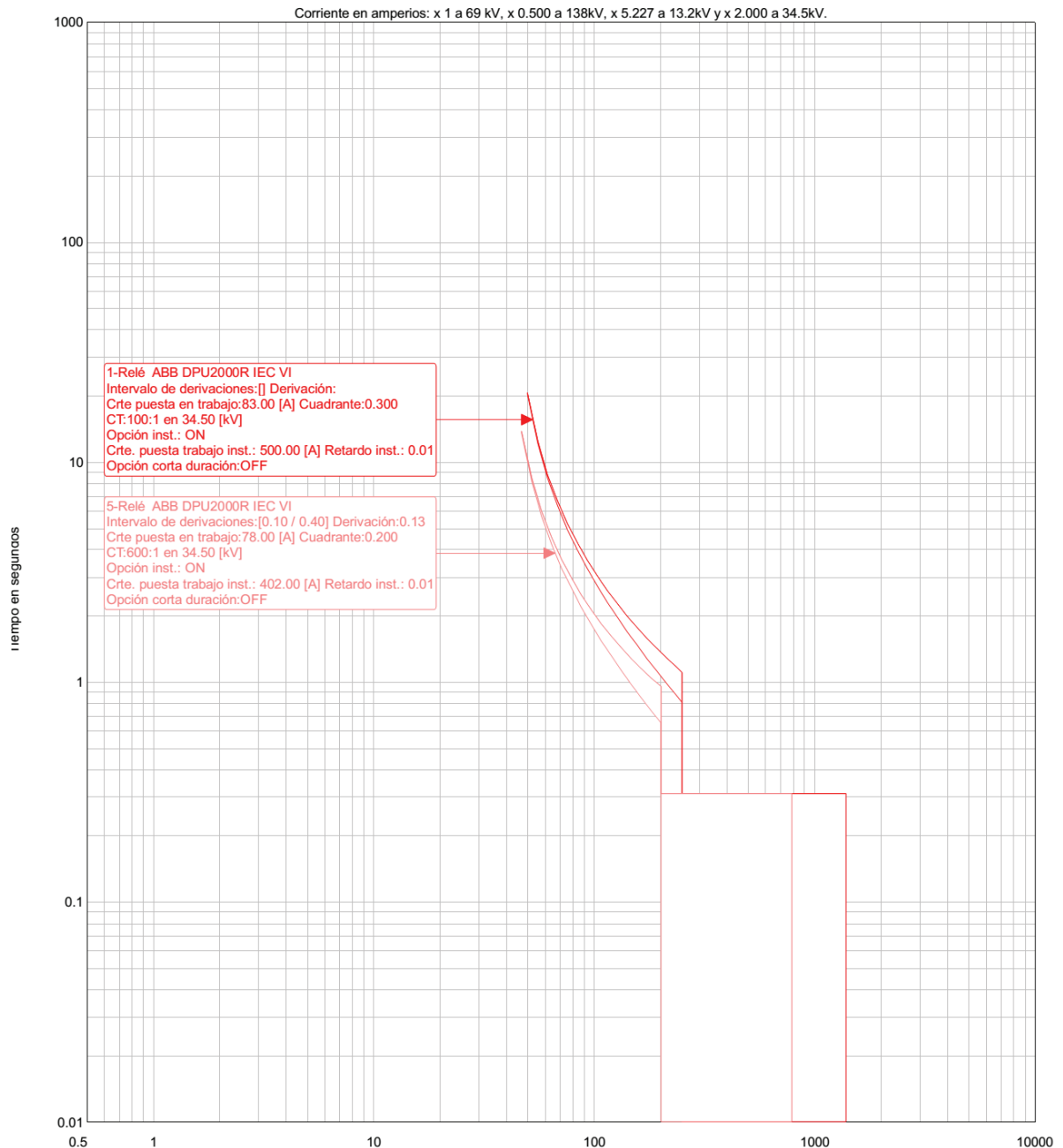


Figura 3.46. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones El Rosal y San Miguel de Car.

Las corrientes de operación en los relés instantáneos, son calibradas a magnitudes reducidas, debido a la inexistencia de carga de la S/E El Rosal, siendo importante despejar lo más rápido posible cualquier tipo de falla presente en este tramo de línea eléctrica.

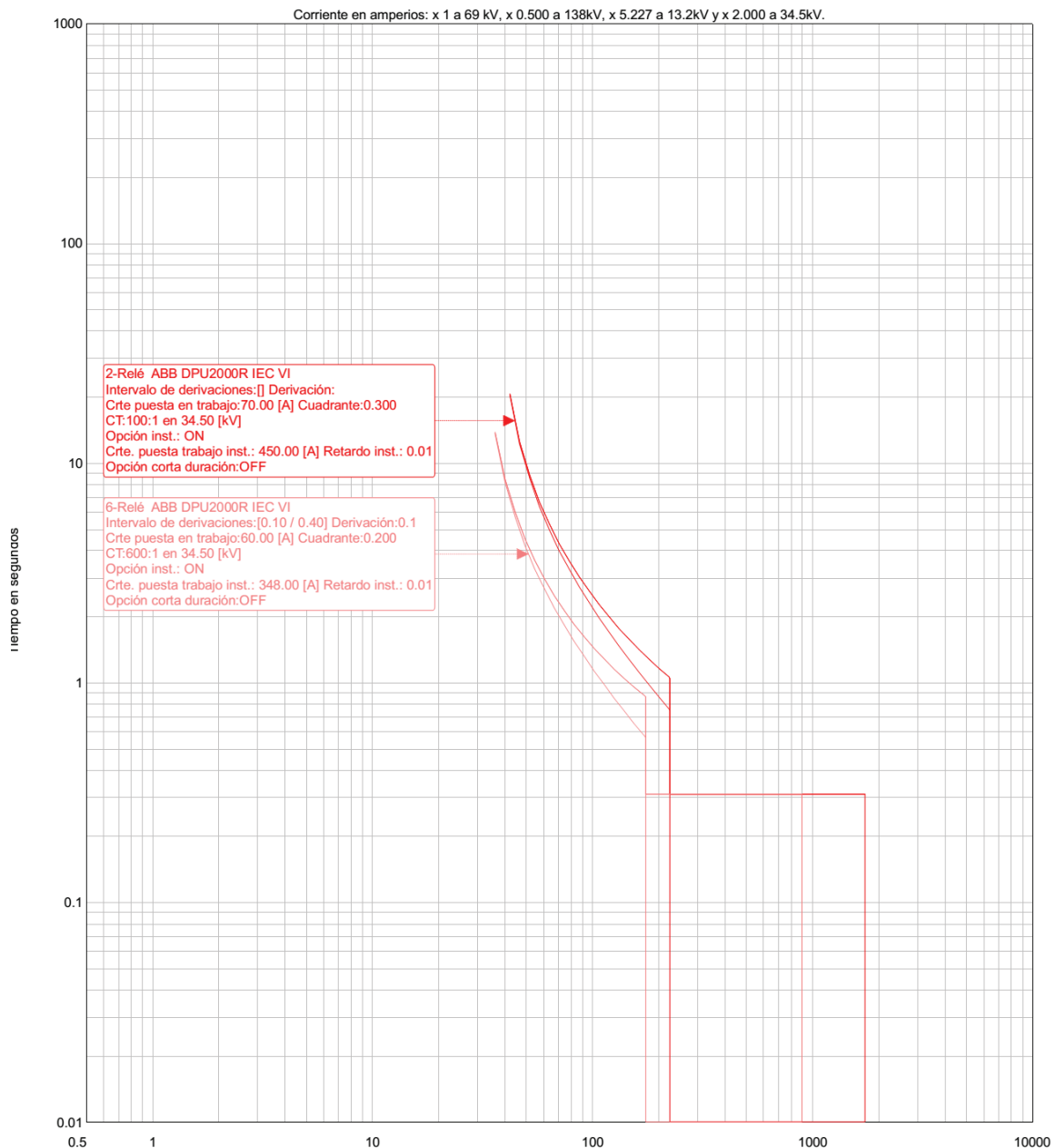


Figura 3.47. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones El Rosal y San Miguel de Car.

3.2.6 RAMAL ATUNTAQUI

Este ramal posee ciertas características que deben ser tomadas en cuenta antes de su análisis, la primera es que actualmente se utilizan los relés de la antigua subestación Alpachacapa para la coordinación de protecciones, la segunda es la utilización de diferente calibre de conductor en el tramo de línea a proteger, siendo 275 A la capacidad de conducción del conductor de menor calibre, el mismo que será el límite de operación del relé temporizado ubicado en la subestación Bellavista.

La subestación Atuntaqui posee tres transformadores con relación de transformación de 34,5 kV a 13,8 kV, teniendo que el primer transformador es de 2 MVA en configuración delta-estrella, el segundo transformador es de 2,5 MVA en configuración estrella-estrella y finalmente el tercer transformador es de 3 MVA configuración estrella-delta. Los tres transformadores antes mencionados son alimentados por la subestación Bellavista por un transformador de 50 MVA.

La coordinación de protecciones actual muestra un grado de coordinación para las fases, mientras que para las fallas a tierra, trabaja de manera completa el relé ubicado en la S/E Bellavista, debido a que los ajustes del relé número 8 según la Figura 3.48, son muy elevados para los requeridos.

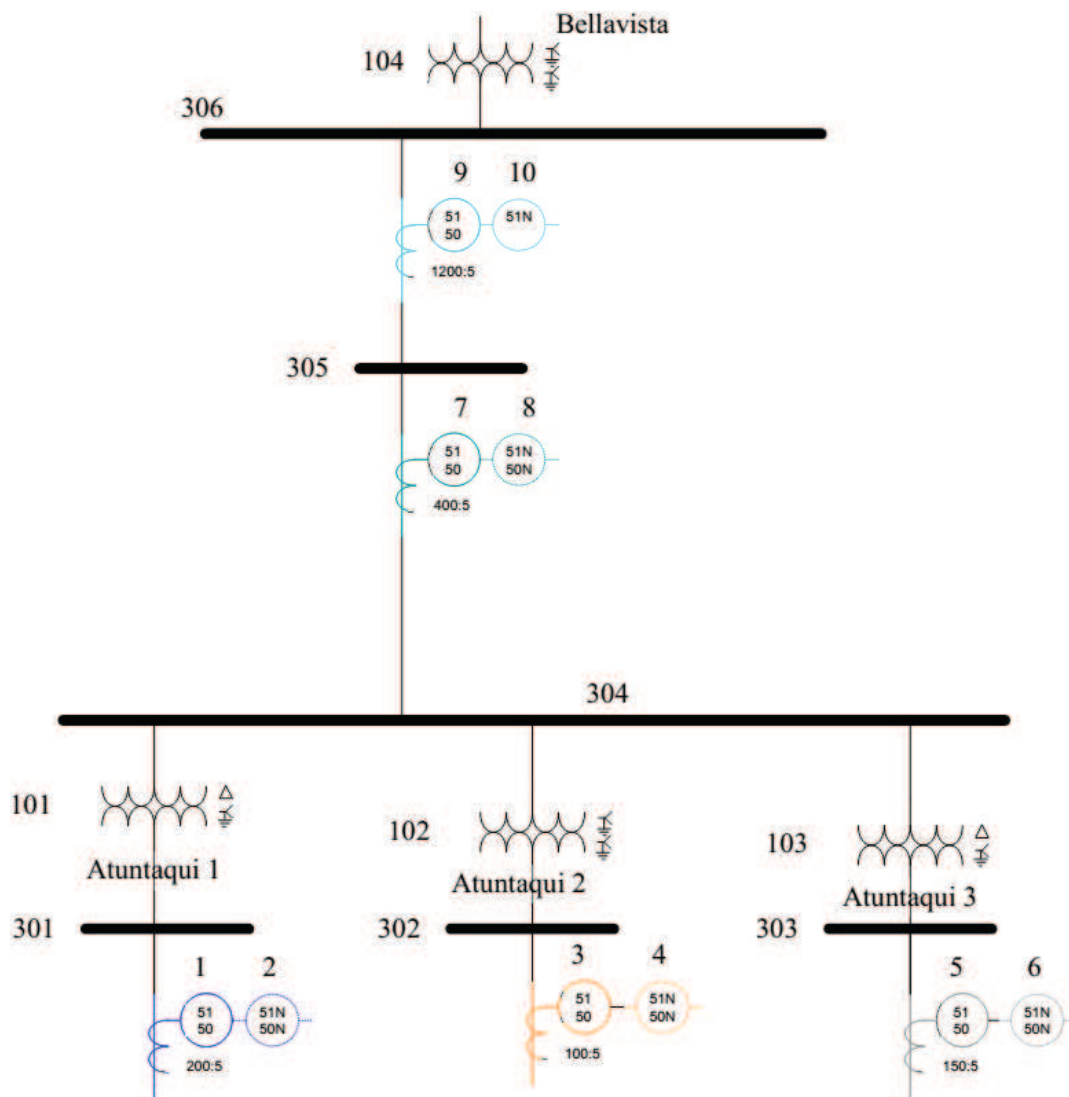


Figura 3.48. Unifilar de protecciones del ramal Bellavista-Atuntaqui.

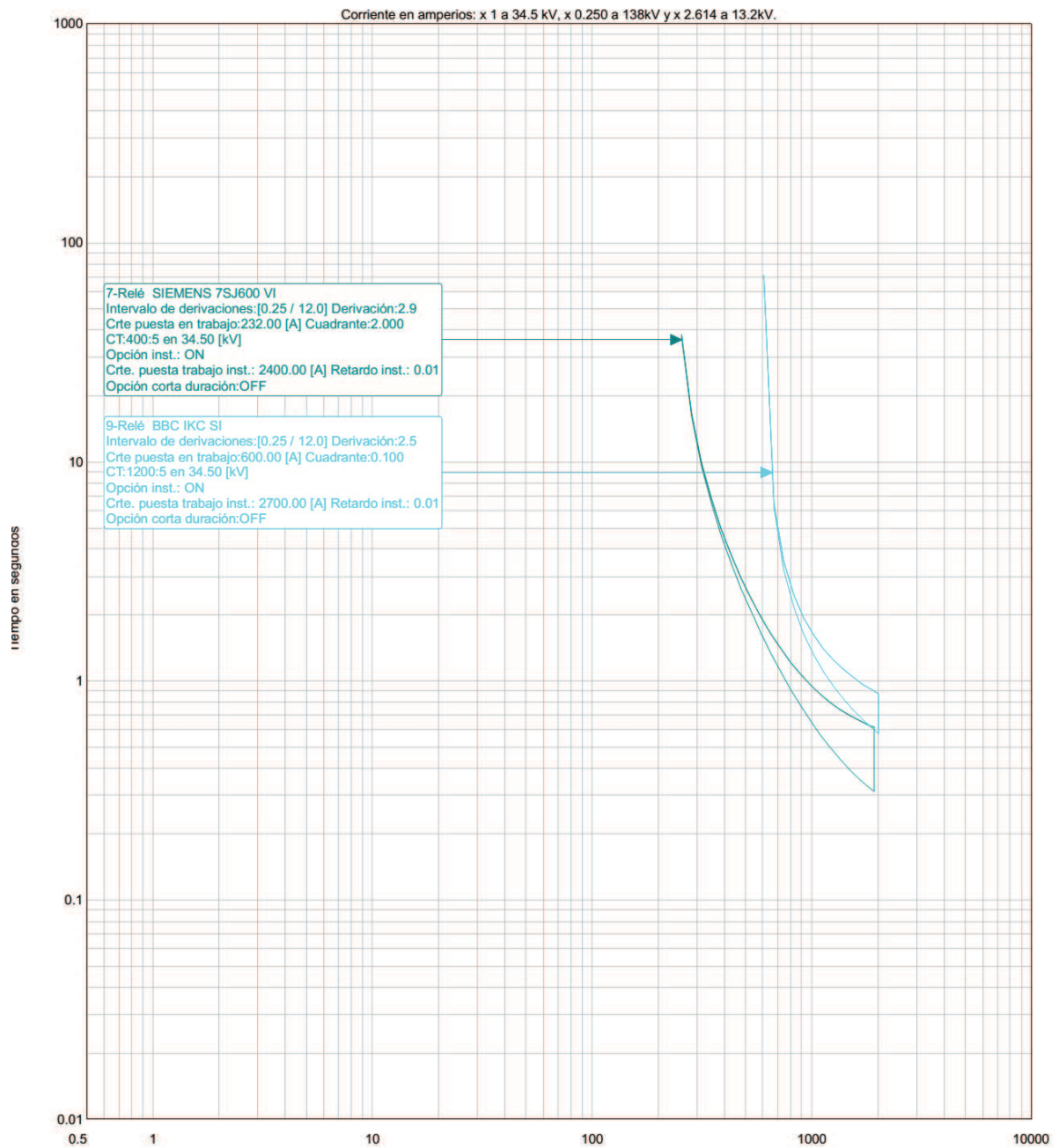


Figura 3.49. Coordinación de protecciones actual de los relés de fase en las subestaciones Antigua Alpachaca y Bellavista.

Según los niveles de cortocircuitos obtenidos por los simuladores, los niveles de cortocircuito presentes en la línea están por debajo de los ajustes de los relés instantáneos, es decir, estos relés no operarían ante fallas en este ramal.

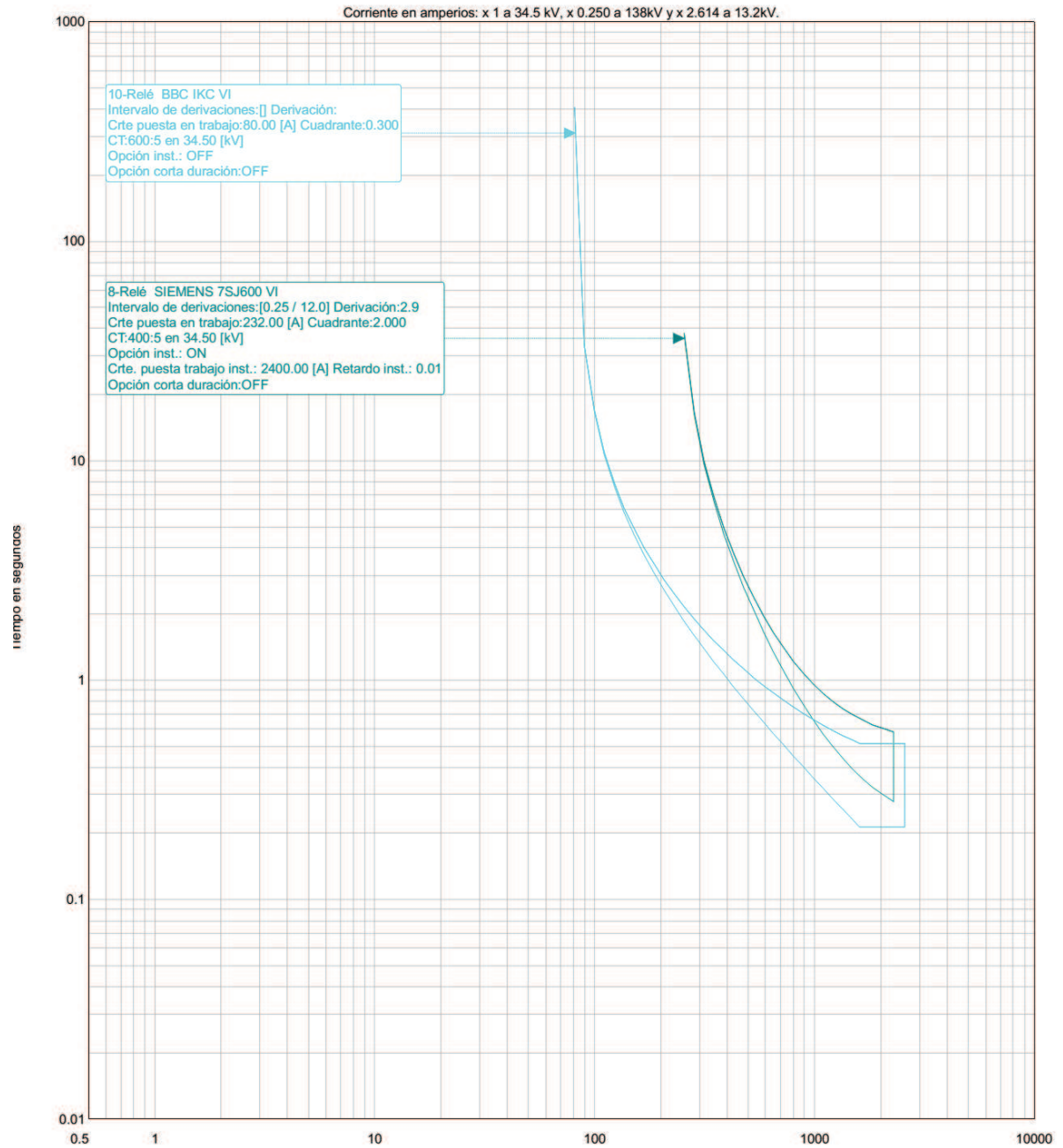


Figura 3.50. Coordinación de protecciones actual de los relés de tierra en las subestaciones Antigua Alpachaca y Bellavista.

La protección de este ramal puede realizarse mediante el uso adicional de los relés en la subestación Antigua Alpachaca, permitiendo a Emelnorte la posibilidad de desconexión sin la intervención de Transelectric, pero causa incrementos en el tiempo de operación en tan corta distancia de línea, para lo cual únicamente se empleará los relés al inicio de la línea.

El relé de fase al inicio del ramal, debe ser configurado para coordinar con los relés de los alimentadores de los transformadores en la subestación Atuntaqui, donde el relé del transformador de 3 MVA posee un dial mayor que el resto, presentando en la Figura 3.51 las curvas mencionadas.

El relé de tierra ubicado en la subestación Bellavista, que protege la línea de subtransmisión hacia la S/E Atuntaqui, posee la condición de coordinación con el relé de tierra del transformador de 2,5 MVA, cuya configuración es estrella-estrella, mientras tanto, mantiene independencia de calibración con los relés de tierra de los transformadores de 3 MVA y 2 MVA como se aprecia en la Figura 3.52.

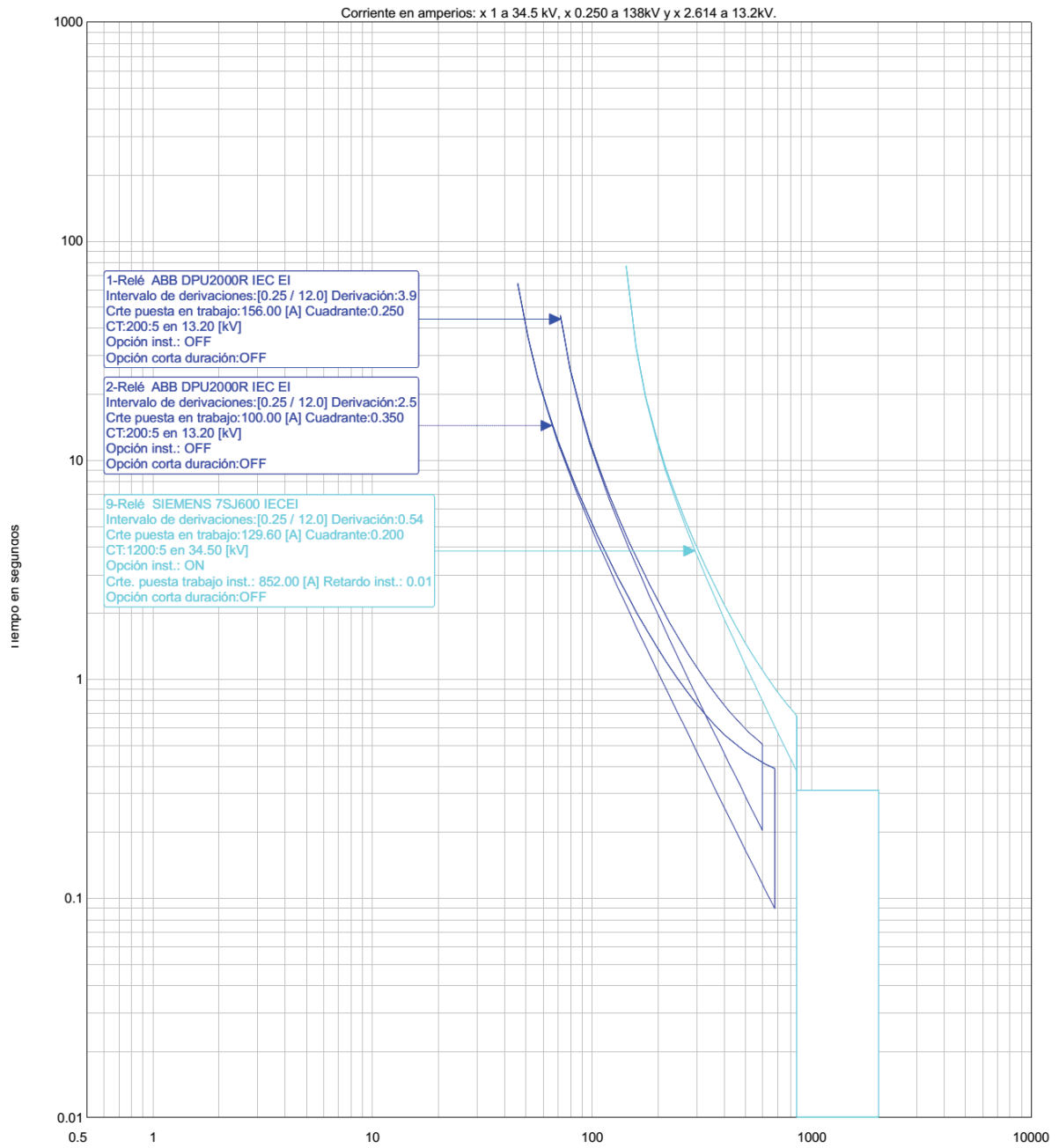


Figura 3.51. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de fase en las subestaciones Atuntaqui (Transformador 3 MVA) y Bellavista.

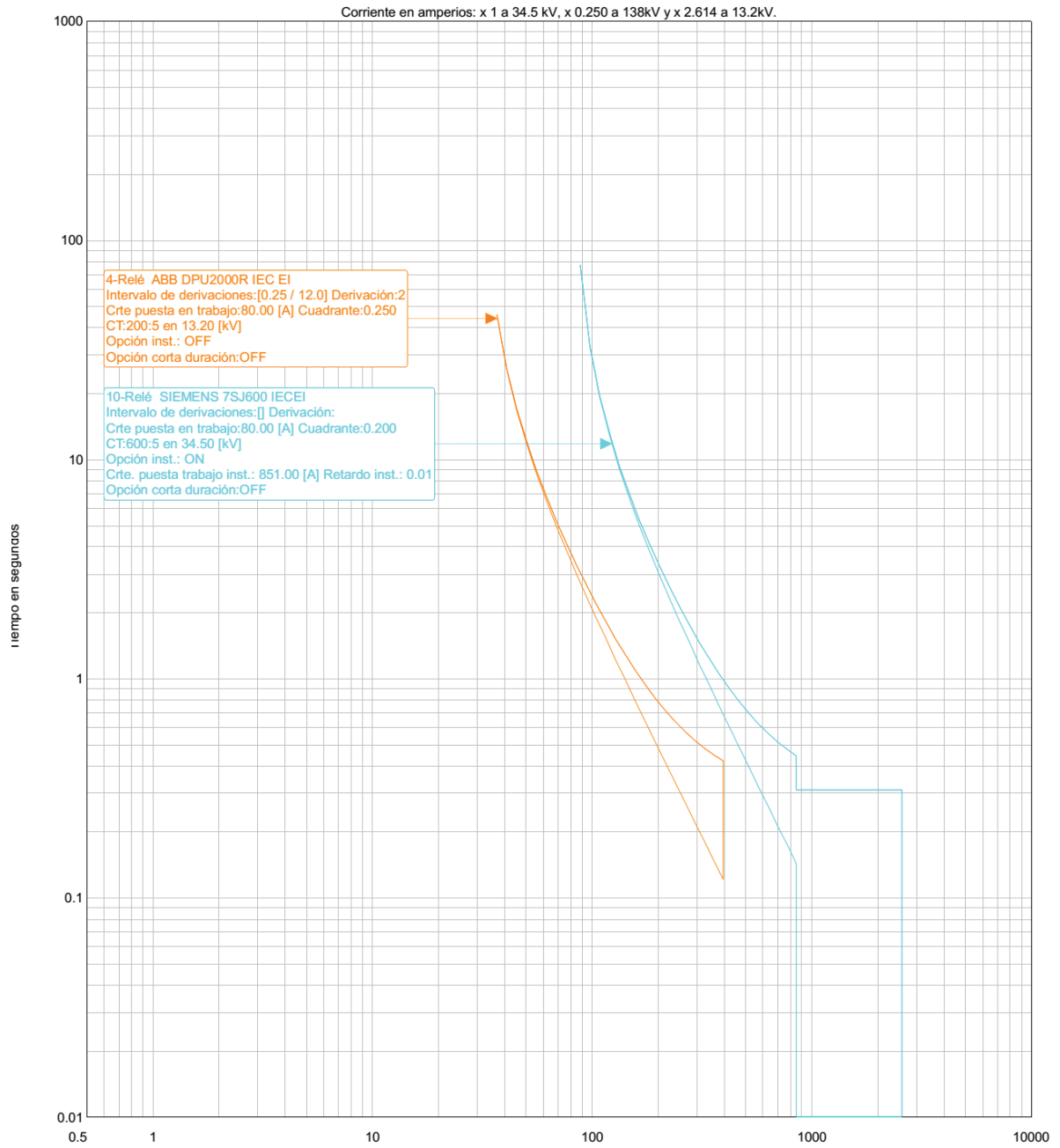


Figura 3.52. Coordinación de protecciones propuesta de los relés de tierra en las subestaciones Atuntaqui (Transformador 2,5 MVA) y Bellavista.

3.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

El análisis económico requiere el cálculo de tres indicadores que definen la rentabilidad del proyecto, los cuales son:

- El Valor Actual Neto (VAN).
- La Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Beneficio Costo (RBC).

3.3.1 VALOR ACTUAL NETO

Es un indicador en términos monetarios, que se obtiene con la sumatoria del flujo de fondos neto llevado al presente, en donde se determina que:

- $VAN > 0$, el proyecto es viable.
- $VAN = 0$, el proyecto cubre todos los costos, no se gana ni se pierde.
- $VAN < 0$, el proyecto no es viable.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

Dónde:

$F =$ Flujo de fondos neto

$i =$ tasa efectiva máxima anual

$k =$ año

3.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es un indicador financiero en porcentaje, que representa la máxima rentabilidad que podría ofrecer el proyecto, y se obtiene resolviendo la ecuación $VAN = 0$.

$$\sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0$$

F = Flujo de fondos neto

i = tasa efectiva máxima anual

k = año

El TIR determina la rentabilidad del proyecto de la siguiente manera:

- Si $TIR > i$, el proyecto es viable.
- Si $TIR = i$, es indiferente invertir o no en el proyecto.
- Si $TIR < i$, el proyecto no es viable.

3.3.3 RELACIÓN BENEFICIO/COSTO

Es un indicador financiero adimensional que se obtiene con la relación de los positivos llevados al presente sobre los negativos llevados al presente.

$$B = \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

$$C = |F_0| + \frac{|F_1|}{(1+i)^1}$$

$$RBC = \frac{B}{C}$$

Las condiciones que se pueden presentar son las siguientes:

- Si $RBC > 1$, el proyecto es viable.
- Si $RBC = 1$, es indiferente la realización del proyecto.
- Si $RBC < 1$, el proyecto no es viable.

3.3.4 IMPACTO ECONÓMICO

Como resultado del análisis comparativo antes realizado, se extrae como uno de los resultados la necesaria actualización de los relés electromecánicos por otros relés digitales, debido a las complicaciones que se presentan al momento de coordinar curvas de protección entre estos dos tipos de tecnologías.

Para iniciar este análisis, es importante identificar la cantidad de interrupciones como la duración de estas mediante la utilización de información proporcionada por la propia empresa eléctrica, logrando identificar patrones repetitivos de desconexiones en los ramales de subtransmisión de EMELNORTE.

Una de las interrupciones repetitivas son las presentadas en el ramal San Vicente, Otavalo, Cayambe, La Esperanza, en el cuál se constata que para fallas producidas en el último tramo de línea ocasiona la desconexión de varias subestaciones aguas arriba, debido a la incorrecta coordinación de protecciones antes analizada.

A continuación se detallan las interrupciones producidas en todo el año 2013 con su equivalente anual de energía que se dejó de suministrar debido a la apertura de las protecciones de manera correcta o incorrecta, ya que esta información será utilizada para definir las pérdidas económicas que afecta a EMELNORTE.

	La Esperanza		Cayambe		Otavalo		San Vicente		Cotacachi		El Retorno		San Agustín		Atuntaqui	
	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)
Enero	1	1:46	1	1:51	1	2:01	1	2:01	1	1:22	1	1:43	1	1:43	1	1:19
Febrero																
Marzo	1	0:58	1	1:09	1	1:09	1	0:25								
Abril																
Mayo									1	0:07						
Junio											1	0:28	1	0:23		
Julio	2	0:34	1	0:19	1	0:20	1	0:25	1	0:21	1	0:23	1	0:19	1	0:28
Agosto																
Septiembre							1	1:42								
Octubre	1	2:24	1	2:35							1	0:19	1	0:16		
Noviembre	1	0:12	1	0:11	1	0:19	1	0:14	1	0:15	1	0:10	1	0:18	1	0:15
Diciembre											1	0:13	1	0:13		
Total	6	5:54	5	6:05	4	3:39	5	4:47	4	2:05	6	3:16	6	3:12	3	2:02
Energía (kWh)	22	732,61	34	543,037	13	264,026	4	219,233	1	933,993	9	437,011	9	660,876	3	407,383

Nº Int = Número de interrupciones

t (h) = Duración de la interrupción en horas: minutos

	La Carolina		El Chota		Ajaví		Alpachaca		El Ángel		San Gabriel		Tulcán	
	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)	Nº Int	t (h)
Enero	1	1:38	1	2:01	1	1:43	1	1:43	1	1:42	1	1:43	1	1:43
Febrero														
Marzo													1	0:19
Abril														
Mayo														
Junio														
Julio	1	0:20	1	0:30	1	0:20	1	0:20	1	0:29	1			
Agosto									1	0:30	1	0:09		
Septiembre														
Octubre														
Noviembre	2	0:19	1	0:19	1	0:15	1	0:13	2	0:33	2	0:32	2	0:36
Diciembre														
Total	4	2:17	3	2:50	3	2:18	3	2:16	5	3:14	4	2:24	4	2:38
Energía (kWh)	597,072		3 109,588		986,509		1 580,818		1 464,161		2 695,661		6 392,850	

Nº Int = Número de interrupciones

t (h) = Duración de la interrupción en horas: minutos

Para definir la pérdida económica se parte de la regulación CONELEC 004/01, que detalla las compensaciones a los consumidores finales por incumplimiento en la calidad de servicio de distribución, donde se designa el valor de 1 dólar por kWh a usuarios en bajo voltaje (residenciales y comerciales) y el valor de 1,5 dólares por kWh para abonados en medio voltaje o industriales; para el cálculo se estima que el 70% de usuarios son de tipo residencial y comercial, mientras el 30% restante son industriales, obteniendo los siguientes resultados por energía no suministrada.

Subestación	kWh no suministrado	Compensación en dólares
La Esperanza	22 732,61	26 142,50
Cayambe	34 543,037	39 724,49
Otavalo	13 264,026	15 253,63
San Vicente	4 219,233	4 852,12
Cotacachi	1 933,993	2 224,09
El Retorno	9 437,011	10 852,56
San Agustín	9 660,876	11 110,01
Atuntaqui	3 407,383	3 918,49
La Carolina	597,072	686,63
El Chota	3 109,588	3 576,03
Ajaví	986,509	1 134,49
Alpachaca	1 580,818	1 817,94
El Ángel	1 464,161	1 683,79
San Gabriel	2 695,661	3 100,01
Tulcán	6 392,850	7 351,78
Total	116 024,829	133 428,55

Si se asume que al cambio de equipos de protección reduce la energía no suministrada en un 55% se tiene que la compensación económica a los abonados es de 60 042,85 dólares, presentando un ahorro de 73 385,7 dólares para la empresa.

$$\text{Energía no suministrada} = 116\,024,829 * 0,45 = 52\,211,173 \text{ kWh}$$

$$\text{Compensación} = 52\,211,173 * 0,7 * 1 + 52\,211,173 * 0,3 * 1,5 = 60\,042,85 \text{ dólares}$$

$$\text{Ahorro} = 133\,428,55 - 60\,042,85 = 73\,385,7 \text{ dólares}$$

Cabe recalcar que los valores de las compensaciones no están completamente regularizados por CONELEC, pero es necesario la utilización de dichos costos para determinar la importancia de un sistema confiable y sus afectaciones en la energía no suministrada.

Las pérdidas pueden ser disminuidas por medio de inversión en el cambio de equipos, por lo tanto para estimar un aproximado de inversión de los relés a reemplazar en el presente análisis se utiliza como precio de referencia el costo de un relé de sobrecorriente de la marca SEL que tiene un valor referencial de 5250 dólares, cabe recalcar que este valor puede variar según la marca del equipo.



3

Figura 3.53. Relé direccional de sobrecorriente marca SEL

La cantidad de relés a reemplazar son 12, y corresponden a los relés electromecánicos que se encuentran localizados en los transformadores de las subestaciones y las líneas de subtransmisión, debido a su importancia estratégica para una correcta coordinación de protecciones.

$$\text{Inversión} = \text{Cantidad} * \text{Costo}$$

$$\text{Inversión} = 12 * 5250$$

$$\text{Inversión} = 63\,000 \text{ dólares}$$

³<https://www.selinc.com/SEL-387/>

Con los resultados antes mencionados se procede a calcular los indicadores necesarios para definir la incidencia económica de la inversión en nuevos equipos de protección.

3.3.4.1 Valor Actual Neto

Para el cálculo de este indicador es necesaria la tasa efectiva máxima anual, para este proyecto se utiliza un valor de 9,33% según el mercado financiero de El Banco Central; además se emplea la depreciación de equipos del 10% anual del servicio de rentas internas, definiendo un período de 10 años para el estudio financiero.

$$\text{Flujo de fondos} = 73\,385,7 - 60\,042,85$$

$$\text{Flujo de fondos} = 13\,342,86 \text{ USD}$$

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

$$VAN = -63\,000 + \frac{13\,342,86}{(1+0,0933)^1} + \frac{13\,342,86}{(1+0,0933)^2} + \dots + \frac{13\,342,86}{(1+0,0933)^{10}}$$

$$VAN = 134\,821,19$$

3.3.4.2 Tasa Interna de Retorno

La tasa de interés que es el eje de comparación posee la magnitud de 9,33%; para lo cual se calcula el valor del TIR debido a la inversión planteada.

$$\sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0$$

$$0 = -63\,000 + \frac{13\,342,86}{(1+i)^1} + \frac{13\,342,86}{(1+i)^2} + \dots + \frac{13\,342,86}{(1+i)^{10}}$$

$$i = 0,17$$

$$TIR = 17\%$$

3.3.4.3 Relación Beneficio/Costo

$$B = \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

$$B = \frac{13\,342,86}{(1+0,0933)^1} + \frac{13\,342,86}{(1+0,0933)^2} + \dots + \frac{13\,342,86}{(1+0,0933)^{10}}$$

$$B = 71\,821,19$$

$$C = |F_0| + \frac{|F_1|}{(1+i)^1}$$

$$C = 63\,000$$

$$RBC = \frac{B}{C} = \frac{71\,821,19}{63\,000} = 1,14$$

De los indicadores antes calculados es posible afirmar que el proyecto es viable debido a que la inversión se recupera en el décimo año, logrando disminuir la energía no suministrada con respecto al 2013 un 55%, eliminando inadecuadas operaciones de los relés fuera de su zona de protección.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 INTRODUCCIÓN

Todo proyecto presenta obstáculos en su realización, como también soluciones, esto brinda conocimiento que no es percibido de manera clara, razón por la cual se detalla a continuación las conclusiones y recomendaciones extraídas de este proyecto para un mejor entendimiento de la coordinación de protecciones.

4.2 CONCLUSIONES

- La utilización de equipos de protección como la relación entre estos permite salvaguardar el sistema eléctrico contra averías; al determinar los ajustes de los relés es necesario el cumplimiento de dos objetivos fundamentales que son coordinar las curvas de protección y proteger el elemento asignado.
- Existe descuido por parte de la empresa distribuidora en el monitoreo y calibración de los relés de protección, como también en la administración de la información concerniente a las protecciones eléctricas, lo que ocasiona arreglos esporádicos cuando existen inconvenientes en el sistema, además de una incorrecta operación de los equipos de protección que poseen ajustes antiguos que no son aplicables en la actualidad.

- Una de las causas que ocasionan inconvenientes en la coordinación de protecciones es la mezcla de equipos electromecánicos que poseen normas, ajustes y curvas fijas con equipos electrónicos que permiten una amplia gama de posibilidades de protección; debido a que la rigidez operativa de un equipo ocasiona dificultades de coordinación y protección en otros.
- Cuando un ramal alimenta a varias subestaciones en serie se dificulta la coordinación de protecciones, por la cantidad de relés existentes, pues el espacio disponible para la separación entre las curvas de operación es reducido; por lo tanto a medida que la cantidad de subestaciones en un ramal disminuye, la coordinación de protecciones se facilita, teniendo como dos el número recomendable.
- Existe una influencia entre las protecciones de distribución con los relés de subtransmisión, debido a que el uso de diferentes criterios de coordinación limitan y dificultan la protección entre estos dos sistemas eléctricos; por tal razón se requiere el uso de un criterio integral de protección para la empresa distribuidora.
- Los relés instantáneos presentan funcionalidad en líneas de transporte eléctrico largas; mientras que es necesario el retiro de este equipo cuando la línea eléctrica es corta, debido a que presenta baja selectividad ante fallas, como la disminución de su confiabilidad a medida que se incrementa la corriente de cortocircuito por el ingreso de nuevas centrales de generación.

4.3 RECOMENDACIONES

- Es necesario que la empresa distribuidora realice una supervisión constante a los incrementos de potencia en la generación, debido a que ocasiona el aumento de las corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico, requiriendo una re-calibración inmediata en los ajustes de los relés de protección.
- Lo anterior es aún más necesario en las redes de distribución que se modifican con mayor frecuencia, debido a nuevas extensiones, ampliaciones e ingreso de nuevas cargas. De ahí la urgencia de implementar un grupo especializado en protecciones responsable de la actualización frecuente de la coordinación integral en la distribución y en la subtransmisión.
- Se recomienda el cambio de equipos electromecánicos por otros actuales, que brindan una variedad y precisión operativa, como también el uso de una determinada norma para todos los equipos de protección en un sistema eléctrico.
- Es muy importante para un ingeniero al momento de realizar un diseño eléctrico pensar en los esquemas de protección que requiere dicho proyecto, al poseer una visión operativa del sistema se eliminan los inconvenientes que presentan diseños antiguos con necesidades actuales.

- No es aconsejable complicar los sistemas eléctricos con soluciones tales como: incrementos de subestaciones en serie, la realización de una red en anillo cuando existe un incremento en el consumo eléctrico, como la presencia de baja calidad en la energía eléctrica; siendo recomendable la implementación de varios ramales con pocas subestaciones a pocos ramales con varias subestaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- TORRES, Orly; Protección de las redes de subtransmisión. Ecuador. 2013.
- TAPIA, Luis; Operación de Subestaciones. Primera Edición. EPN. Quito. Ecuador. 2005, pág 53-54.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto; Elementos de Protección de Sistemas Eléctricos teoría y práctica. Primera Edición. Editorial LIMUSA. México. 2008.
- ELMORE, Walter A; Protective Relaying Theory and Applications. ABB Power T&D Company. Editorial Marcel Dekker. New York. USA. 1994.
- IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration. IEEE StdC57.109-1993
- BRAND, Luis; MONCADA J; Protecciones de Sistemas Eléctricos. Editorial H.E. González A. Santiago de Chile. 1976.
- Electrical Engineering Portal; Electrical Power System; Network Protection & Automation Guide. July 2007.
- ABB; Manual del usuario y descripción técnica. SPAJ 140C Relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra. ABB. Versión C. 1996.
- ABB; Unidad de protección para distribución ABB 2000R, Manual de Instrucciones. Edición E Julio 2002.
- Mitsubishi Electric Corporation.General Technical Condition. Manual de operación y Mantenimiento Mitsubishi. Marzo 1987.
- CHACÓN, Omar; Cuaderno de apuntes de la materia Ingeniería Financiera. EPN. Quito. Ecuador.

ANEXOS

**ANEXO 1: CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LOS RELÉS
EN LAS SUBESTACIONES DE EMELNORTE**

**ANEXO 2: CARACTERÍSTICAS PROPUESTAS DE LOS
RELÉS EN LAS SUBESTACIONES DE EMELNORTE**

**ANEXO 3: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE**