

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS  
PARA LA DETERMINACIÓN DEL ANILLO A 69 kV. ENTRE LAS S/E: IBARRA-  
OTAVALO-CAYAMBE-LA ESPERANZA-COTACACHI**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELECTRICO**

**MENCION POTENCIA**

**JOSÉ ALEJANDRO CAIZA GUAGRILLA  
EDISON FERNANDO CUJILEMA SANGOQUIZA**

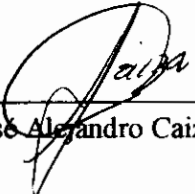
**DIRECTOR: ING. PATRICIO GUERRERO M.**

**QUITO, 2 DE JULIO DEL 2002**

## DECLARACIÓN

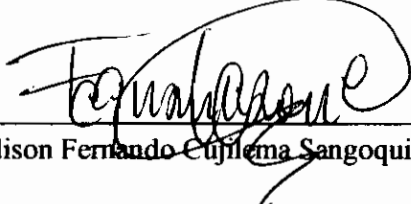
Nosotros, José Alejandro Caiza Guagrilla y Edisón Fernando Cujilema Sangoquiza, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que se ha consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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 normativa institucional vigente.



---

José Alejandro Caiza Guagrilla



---

Edisón Fernando Cujilema Sangoquiza

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los Sres. Alejandro Caiza y Edison Cujilema, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Patricio Guerrero', is written over a solid horizontal line.

**Ing. Patricio Guerrero**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTO**

***A Dios, quien siempre me rodeo personas ejemplares y me dio la fuerza necesaria para seguir adelante en mi vida diaria.***

***Al señor Armi Schlegl y por medio de él a la Fundación HANNS SEIDEL, por apoyarme y darme la oportunidad de adquirir conocimientos dentro y fuera de la misma.***

***Al Ing. Patricio Guerrero, miembros del tribunal y por medio de ellos a la ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL por los conocimientos adquiridos en todas y cada una de las aulas por las que he cursado.***

***Edison Cujilema.***

***A mi AMIGO, quien siempre sin esperar nada a cambio me a ayudado a levantarme cuando más lo necesitaba en la vida.***

***A aquellas personas e instituciones que con su voluntad y conocimiento colaboraron con la culminación del presente trabajo, de forma especial al Ing. Patricio Guerrero, a la Escuela Politécnica Nacional, a los señores miembros del Tribunal y al Departamento de Planificación de EMELNORTE. Realmente no podría enumerar a todas las personas que ayudaron con la culminación del proyecto, simplemente les digo gracias por su ayuda***

***Alejandro***

## **DEDICATORIA**

A mis padres, mis mejores amigos, quienes siempre me brindaron amor y supieron apoyarme en todas las actividades; a mis hermanos, los cuales han sido un ejemplo a seguir; a mis sobrinos Karen y Jr., quienes con su alegría me han motivado; a Cecilia y a todos mis amigos quienes me han sabido extender su mano para la elaboración de éste trabajo.

*Edison Cujilema.*

A mis buenos Padres y en especial a mi Madre, quienes con su sacrificio y dedicación supieron inculcarme el deseo triunfar en la vida, a mis hermanas, a Cristian con la esperanza que siempre caminará por el sendero del triunfo, a mis sobrinitos, y de corazón a Mercedes, quien con su amor y ternura me apoyado a culminar con éxito mi carrera.

*Alejandro*

# INDICE

## CAPITULO 1

<b>1.1. Antecedentes</b> .....	1
1.1.1. <b>Situación de la Empresa</b> .....	2
1.1.2. <b>Información</b> .....	3
1.1.3. <b>Reseña histórica de la Empresa Regional Norte S.A.           (EMELNORTE)</b> .....	3
1.1.3.1. <b>Provincia del Carchi</b> .....	5
1.1.3.2. <b>Provincia de Imbabura</b> .....	5
1.1.3.3. <b>Provincia de Pichincha</b> .....	5
1.1.4. <b>Estructura del Sistema de Distribución de EMELNORTE S.A.</b> .....	6
1.1.4.1. <b>Sistema de Subtransmisión</b> .....	6
1.1.4.2. <b>Líneas de Subtransmisión</b> .....	6
1.1.4.3. <b>Subestaciones de Distribución</b> .....	7
1.1.4.3.1. <b>Sistema de Distribución</b> .....	8
1.1.4.3.2. <b>Alimentadores primarios</b> .....	8
1.1.4.3.3. <b>Transformadores de Distribución</b> .....	9
1.1.4.3.4. <b>Circuito secundarios</b> .....	9
1.1.4.3.5. <b>Acometidas</b> .....	9
1.1.4.3.6. <b>Alumbrado Público</b> .....	9
1.1.5. <b>Composición de acciones</b> .....	11
<b>1.2. Objetivos</b> .....	12
<b>1.3. Alcance</b> .....	13

## CAPITULO 2

<b>2.1. Introducción</b> .....	15
<b>2.2. Sistema Eléctrico de Potencia – Desarrollo</b> .....	16
<b>2.3. Planificación de un Sistema de Potencia</b> .....	16
<b>2.4. Operación de un Sistema de Potencia</b> .....	17
<b>2.5. Prevención para la operación de un Sistema de Potencia</b> .....	17
<b>2.6. Probabilidad de falla de un Sistema de Potencia</b> .....	19

## **2.7. Sistema de protecciones**

<b>2.7.1. Introducción</b> .....	19
<b>2.7.2. Protecciones de sistemas eléctricos de potencia</b> .....	20
<b>2.7.3. Información requerida para el estudio de un sistema de protección</b> .....	21
<b>2.7.4. Condiciones que debe cumplir un sistema de protecciones</b> .....	22
<b>2.7.4.1. Independencia de operación del sistema eléctrico</b> .....	23
<b>2.7.4.2. Discriminar el tipo de anomalía (carga, sobrecarga, cortocircuito)</b> .....	23
<b>2.7.4.3. Discriminar entre falla y perturbación</b> .....	23
<b>2.7.4.4. El sistema de protecciones no debe ser afectado por las anomalías que pueden ocurrir en el sistema de control</b> .....	24
<b>2.7.5. Anormalidades en los sistemas eléctricos</b> .....	24
<b>2.7.5.1. Falla</b> .....	24
<b>2.7.5.2. Perturbación</b> .....	25
<b>2.7.5.3. Cortocircuitos</b> .....	25
<b>2.7.5.3.1. Cortocircuito trifásico</b> .....	27
<b>2.7.5.3.2. Cortocircuito bifásico sin y con conexión a tierra</b> .....	28
<b>2.7.5.3.3. Cortocircuito monofásico</b> .....	28
<b>2.7.5.4. Sobretensiones</b> .....	29
<b>2.7.5.5. Sobrecargas</b> .....	30
<b>2.7.5.6. Oscilaciones</b> .....	30
<b>2.7.6. Características que debe cumplir un sistema de protección</b> .....	31
<b>2.7.7. Importancia relativa de fallas en los esquemas de protecciones</b> .....	33
<b>2.7.8. Conceptos básicos de protección</b> .....	34
<b>2.7.8.1. Áreas o zonas de protección</b> .....	35
<b>2.7.8.2. Protección primaria y secundaria (backup)</b> .....	35
<b>2.7.8.3. Respaldo remoto</b> .....	36
<b>2.7.8.4. Respaldo local</b> .....	36
<b>2.7.9. Criterios de detección de fallas</b> .....	36
<b>2.7.9.1. Criterio de corriente o impedancia a nivel componente</b> .....	36

2.7.9.2. Criterio de tensión o frecuencia.....	37
2.7.9.3. Direccionalidad.....	37
2.7.10. Codificación internacional de los relés.....	40
2.7.11. Aspectos generales de mantenimiento para un sistema de protecciones.....	41
2.7.12. Relés numéricos.....	42
2.7.13. Generalidades.....	42
2.7.14. Fenómeno Aliasing.....	46
2.7.15. Características generales de los relés numéricos.....	47

## **CAPITULO 3**

3.1. Análisis del sistemas de protecciones a implementar en el anillo a 69 kV.....	48
3.2. Introducción .....	48
3.3. Criterios para la selección de elementos para el estudio de protecciones.....	48
3.3.1. Criterios para determinar los TC's.....	48
3.3.2. Criterios para la selección de los relés.....	49
3.3.2.1. Relés electromecánicos.....	49
3.3.2.2. Relés de estado sólido o analógicos.....	50
3.3.2.3. Relés digitales.....	50
3.4. Criterios de coordinación.....	51
3.4.1. Ajuste de los relés de sobrecorriente.....	52
3.4.2. Ajuste de los relés instantáneos.....	52
3.4.2.1. Ajuste en líneas entre subestaciones.....	53
3.4.2.2. Ajuste en líneas de distribución.....	53
3.4.3. Ajuste de las unidades de sobrecorriente de tiempo.....	54
3.5. Pasos de coordinación.....	56
3.6. Sistema de protecciones actual del área a analizar.....	59
3.7. Condiciones que se tomarán en cuenta para el análisis del sistema de protecciones del anillo.....	59



## **CAPITULO 4**

<b>4.1. Aplicación</b> .....	62
<b>4.2. Coordinación para los relés de fase</b> .....	65
4.2.1. Caso a (sentido horario).....	66
4.2.1.1. Selección de TC's.....	66
4.2.1.2. Selección de TAPS.....	66
4.2.1.3. Determinación del DIAL y calibración.....	67
4.2.2. Caso b.....	71
4.2.2.1. Selección de TC's.....	71
4.2.2.2. Selección de TAP's.....	71
4.2.2.3. Determinación del DIAL y calibración.....	72
4.2.3. Comentarios.....	74
<b>4.3. Coordinación para los relés de falla a tierra</b> .....	76
4.3.1. Caso a (Sentido horario).....	77
4.3.1.1. Selección de TC's.....	77
4.3.1.2. Selección de TAP's.....	77
4.3.1.3. Determinación del DIAL y calibración.....	78
4.3.2. Caso b (Sentido antihorario).....	81
4.3.2.1. Selección de TC's.....	81
4.3.2.2. Selección de TAP's.....	81
4.3.2.3. Determinación del DIAL y calibración.....	82
4.3.3. Comentarios.....	84

## **CAPITULO 5**

<b>5.1. Análisis técnico económico – Relación Beneficio / Costo</b> ..	86
<b>5.2. Introducción</b> .....	86
<b>5.3. Análisis técnico económico del proyecto</b> .....	86
<b>5.3.1 Relación Beneficio-Costo</b> .....	86

## **CAPITULO 6**

<b>6.1. Conclusiones</b> .....	91
<b>6.2. recomendaciones</b> .....	93

# **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

- Configuración actual del Sistema Eléctrico de EMELNORTE S.A.
- Calibración Actual de los relés del área en estudio
- Líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A.
- Transformadores de EMELNORTE S.A.
- Datos de corrientes en las tomadas de las subestaciones Cayambe y Otavalo
- Distribución porcentual de los abonados en el área de concesión de EMELNORTE

## **ANEXO 2**

- Resultados de corrida de flujos para todos los casos y años en PowerWorld 8.0

## **ANEXO 3**

- Tablas con los datos para realizar las gráficas tiempo-corriente de falla para todos los casos
- Gráficas tiempo-corriente para todos los casos.
- Resultado de las coordinaciones para el año 2005, 2006 y 2007.

## **ANEXO 4**

- Tablas con los resultados de corrientes de falla trifásicas y monofásicas para todos los casos.

# **ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELECTRICAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ANILLO A 69 kV. ENTRE LAS S/E IBARRA-OTAVALO-CAYAMBE-LA ESPERANZA-COTACACHI.**

## **RESUMEN**

Con las nuevas Leyes del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el Distribuidor está en la obligación de brindar a sus abonados un *servicio de calidad*, para esto, la Empresa EMELNORTE en su Plan de Expansión 2001-2010 tiene previsto cambiar el sistema radial de subtransmisión a 69 kV. de la zona sur que comprende Otavalo, Cayambe y Tabacundo por un sistema eléctrico en anillo que abarcaría las subestaciones Ibarra (Transelectric S.A.), Otavalo, Cayambe, La Esperanza y Cotacachi, estas dos últimas en etapa de construcción.

Un sistema eléctrico de potencia para cumplir con su objetivo, el cual es suministrar energía eléctrica en niveles de voltaje, frecuencia, etc, dentro de los rangos establecidos por los Organismos Reguladores y sin interrupción de servicio, para lo cual se debe disponer de un sistema de protección, el mismo que detectará y "limpiará" una falla ocurrida en una parte del sistema eléctrico.

## **INTRODUCCIÓN**

El objetivo del presente trabajo es sugerir un sistema de protecciones adecuado tanto técnico como económico para el sistema en anillo a 69 kV.

Para realizar el estudio se tomará como referencia los datos de demanda proyectadas para cada una de las subestaciones de EMELNORTE, las cuales se hallan detalladas en el Plan de Expansión 2001-2010. Con esos resultados y con la ayuda del programa computacional PowerWorld 8.0 se determinará mediante

las corridas de flujo las corrientes nominales de carga y las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas tanto para demanda máxima como para demanda mínima.

## Criterios de coordinación

### Cálculo del TAP

Es un valor que determina la corriente de pick up o de operación del relé, las corrientes se expresan como múltiplos de ésta. La corriente de pick-up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick-up} = TAP * RTC \quad ec.1$$

Para el cálculo de TAP de los relés de fase se usa la ec. 2.

$$TAP = \frac{1.5 * I_n}{RTC} \quad ec.2$$

Mientras que para el cálculo del TAP de los relés de fase-tierra se usa la ec. 3

$$TAP = \frac{0.2 * I_n}{RTC} \quad ec.3$$

En este tipo de falla, para la calibración de los relés se usa del 20 al 30% de la corriente monofásica de falla, mientras que para las fallas trifásicas se usa el 100% de la corriente mínima de falla.

### Pasos de coordinación

Los criterios de coordinación siguientes son aplicados principalmente a los relés de tiempo inverso, aunque pueden ser aplicados para los de tiempo definido.

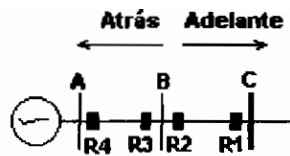


Fig. 1

1. Seleccionar el TAP para todos los relés que forman parte del sistema en análisis, usando los criterios dados por las ecuaciones 4 y 5, según sea el caso.
2. Determinar el tiempo requerido de operación  $t_1$ , del relé más alejado de la fuente, para esta explicación se considerará la Fig. 1 se empezará desde la barra más alejada C (circuito radial), se empezará desde el relé más alejado de la fuente en este caso el relé R1 al cual se le asignará el DIAL más bajo de las características del relé y considerando el nivel de corriente de falla para el arranque de la unidad instantánea de éste relé. El ajuste del DIAL puede tener un valor más alto ya que el valor de la corriente de carga puede llegar a superar a la corriente nominal en condiciones normales por ejemplo usando el circuito es reenergizado después de una falla (energizado en frío), o cuando se necesita coordinar con elementos instalados aguas abajo, como puede ser el caso de fusibles, reconectores.

Para el cálculo de  $t_1$  se usará la expresión 4:

$$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{0.02}} * T_p \quad \text{ec. 4}$$

$t_1$  = Tiempo de operación del relé R1

$T_p$  = DIAL

De ésta ecuación dependiendo de los datos que se dispongan se puede calcular el parámetro que falta.

3. Determinar el tiempo de operación del relé asociado con el interruptor de la próxima subestación, relé R2, acercándose hacia la fuente,  $t_{2a} = t_1 + t_{\text{respaldo}}$ .

Donde :

$t_{2a}$  = tiempo de operación del relé de respaldo (backup) asociado con el interruptor 2

$t_{\text{respaldo}}$  = Intervalo de coordinación.

La corriente de falla empleada para éste cálculo será la misma que se uso para determinar el tiempo  $t_1$ , del relé R1 asociado con el primer interruptor.

4. Una vez calculado el  $t_{2a}$  y con el TAP del relé 2 calculado anteriormente se repite el paso 2 para obtener el valor del DIAL del relé 2. Es recomendable elegir siempre un DIAL mayor al calculado cuando se trabaja con relés electromecánicos, cuando se trabaja con digitales se puede ajustar el valor calculado.
5. Determinar el tiempo de operación del relé 2 con la ec. 1, pero, para éste cálculo se usará la corriente de falla mínima en la barra B.
6. Para continuar con el proceso, se empieza desde el tercer paso.

## **APLICACIÓN**

Para realizar el análisis del sistema de protecciones del sistema eléctrico en anillo se utilizará básicamente el mismo criterio que se utiliza para un sistema radial, es decir, se empieza el estudio de las protecciones desde la parte más alejada de la fuente y se sigue acercándose hacia la misma. Para este caso, el sistema en anillo. se lo abrirá horaria. y antihorariamente de esta forma se obtendrá básicamente dos sistemas radiales.

## Introducción

*El presente trabajo se ha realizado teniendo como objetivo final, el dar una solución técnica y económicamente realizable del proyecto en estudio.*

*Hoy en día, en donde la energía Eléctrica, es un factor muy importante en el desarrollo industrial, tecnológico y educacional, condiciones necesarias para el crecimiento y la potenciación de un país, un estado, una ciudad, un pueblo, por estas razones se vuelve imprescindible contar con Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) que brinden una alta confiabilidad para garantizar al usuario final un servicio de calidad. Los requerimientos establecidos por la Regulación #004/01 "Índices de Calidad de Servicio" del CONELEC, imponen las características que debe cumplir el suministro de energía Eléctrica.*

*Entre otras condiciones para contar con un SEP confiable, una es mediante la implementación de un sistema de protección adecuado de acuerdo a la configuración que presente el sistema eléctrico de potencia (sistema radial o en anillo). El objeto de empleo de los sistemas de protecciones es evitar o disminuir al máximo posible los efectos que causan las perturbaciones y fallas en un sistema eléctrico de potencia, así también el daño de los equipos y las interrupciones del servicio eléctrico. La efectividad y eficiencia de las protecciones eléctricas está en detectar y despejar la falla en el menor tiempo posible y de forma selectiva, reduciendo notablemente el costo de reparación de los elementos implicados en la contingencia.*

*Es también importante que los elementos que no son afectados por la falla sigan trabajando con normalidad.*

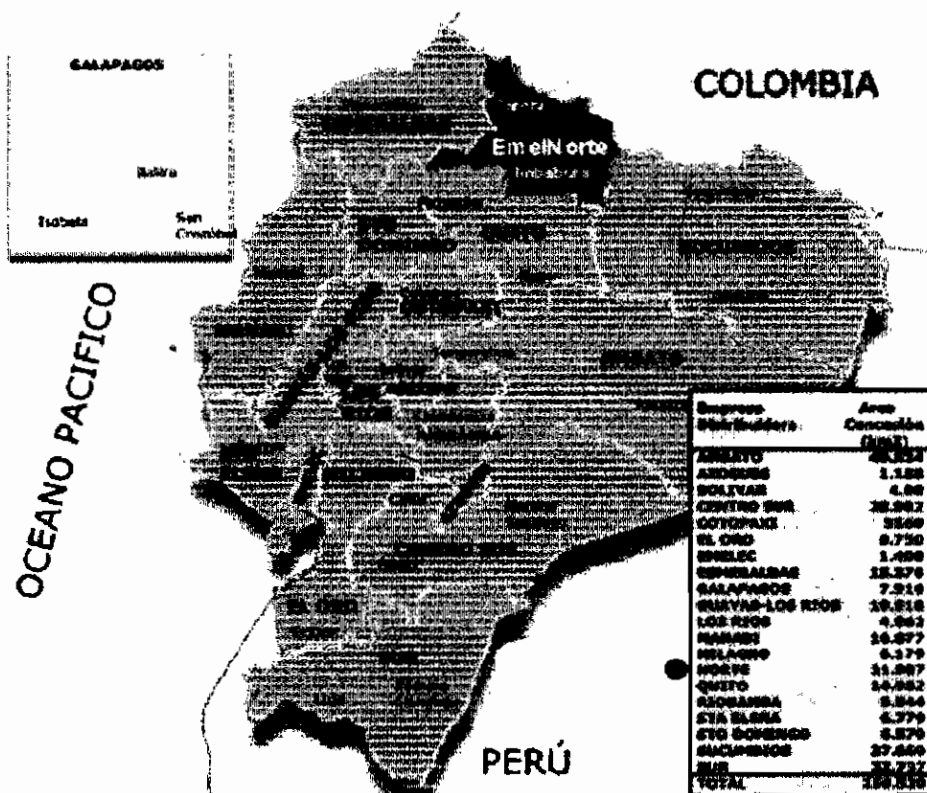
*Otra de las formas de dar continuidad de servicio eléctrico, es mediante el cambio de los sistemas radiales a sistemas en anillo, estos tienen la ventaja de que sus barras (subestaciones) de distribución son alimentadas de dos o más barras.*

En cuanto al total de activos fijos de la Empresa, la etapa funcional de líneas de Subtransmisión representa el 14%, la de Distribución el 48%, la de Instalaciones Generales el 5% y otros el 33%, Fig. 1.<sup>[2]</sup>

**1.1.2. Información**

Para la realización de la presente Tesis se utiliza la información proporcionada por la Dirección de Planificación de EMELNORTE en lo que tiene que ver con el estudio del Plan de Expansión para el 2001, Estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD) Vol. 1-2, y de los datos de demanda tomados hasta noviembre del 2001 de todas las subestaciones que componen el sistema eléctrico de EMELNORTE.

**1.1.3. Reseña histórica de la Empresa Regional Norte S.A. (EMELNORTE)<sup>[2]</sup>**



*Fig.2 Área de concesión de EMELNORTE*

<sup>[2]</sup> Estudio del VAD 2001 EMELNORTE Vol. 1



De acuerdo al Contrato de Concesión suscrito con el CONELEC el 26 de abril del 2000, el área de servicio eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. comprende una área geográfica aproximada de 11987 km<sup>2</sup> representada en la Fig. 2 y distribuidas de la siguiente forma:

Provincia del Carchi:

Cantón Tulcán  
Cantón Espejo  
Cantón Montúfar  
Cantón Mira  
Cantón Huaca  
Cantón Bolívar

Provincia de Imbabura:

Cantón Ibarra  
Cantón Otavalo  
Cantón Cotacachi  
Cantón Antonio Ante  
Cantón Pimampiro  
Cantón Urcuquí

Provincia de Pichincha:

Cantón Cayambe  
Cantón Pedro Moncayo

Provincia de Sucumbios:

Cantón Sucumbios

En lo que tiene que ver con el tipo de usuario, cada región tiene un predominio de un cierto tipo de usuario, así:

*En teoría, se puede llegar a obtener sistemas eléctricos de potencia robustos, altamente confiables, en lo que tiene que ver con los sistemas de protección, pero, en la práctica se debe hacer un alto y realizar un análisis técnico-económico, es decir, que a más de analizar las características tanto técnicas como de calidad de los elementos de protección, se debe realizar un estudio de la base económica que se dispone para la implementación del sistema de protecciones.*

*Como un criterio generalmente aceptado de inversión adecuada para un sistema de protecciones está alrededor del 10% del monto total de la inversión de un proyecto eléctrico.\**

---

\* Ing. Patricio Guerrero Director de Tesis

**a**

## **CAPITULO 1**

### **1.1. Antecedentes**

Del análisis de los resultados obtenidos del estudio del Valor Agregado de Distribución 2001 realizado por la Empresa Eléctrica Regional Norte se concluye las siguientes situaciones:

1. La configuración actual del sistema de Subtransmisión (ANEXO 1) cumple las condiciones de Calidad de Servicio de voltaje hasta el año 2001, excepto las Subestaciones Chota y Tabacundo por hallarse la final del sistema radial que los alimenta.
2. En situación de simple contingencia, el sistema no puede satisfacer en todos los casos el abastecimiento de demanda total cumpliendo con los requerimientos de Calidad de Servicio.
3. El sistema de Subtransmisión de EMELNORTE al tener una configuración radial, una falla en cualquier tramo de una línea produce el desabastecimiento de energía a todas las cargas conectadas hacia delante del punto afectado.

Esta situación se presenta en tres Líneas de Subtransmisión del sistema:

- Línea Bellavista – Otavalo – Cayambe a 69 kV. La más importante.
- Línea Bellavista – Alpachaca –Atuntaqui – Tabacundo.
- Línea Tulcán – San Gabriel – El Ángel – Chota a 69 kV.

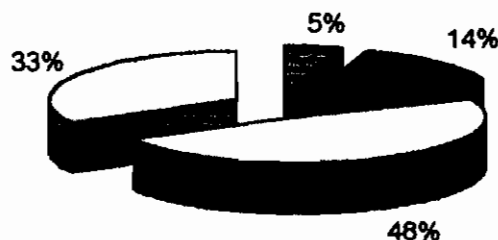
Con el fin de corregir estas deficiencias y de acuerdo al estudio del Plan de Expansión actualizado al año 2000 y con soporte de los últimos estudios realizados por la Dirección de Planificación de la Empresa. EMELNORTE con el objetivo de dar un servicio de calidad a la zona sur de su área de concesión está empeñado en cambiar la configuración eléctrica radial, implementando una red en anillo a 69 kV. en la región sur del sistema de subtransmisión de la Empresa. Para cumplir con este fin es necesario construir las Líneas de subtransmisión entre las Subestaciones Ibarra - Cotacachi – La Esperanza – Cayambe a 69 kV.

El estudio de protecciones que en los posteriores capítulos se presenta se lo realizará con el esquema en anillo a 69 kV.

#### 1.1.1. Situación de la Empresa.

Hasta diciembre del 2001, la empresa cuenta con 368 trabajadores de planta y 19 ocasionales los mismos que relacionados con los 133.750 abonados da una relación de 346 abonados/trabajador.

En lo que tiene que ver con los bienes e instalaciones de Servicio, la Empresa tiene avaluados con datos históricos los activos referentes a las etapas funcionales de líneas de: Subtransmisión, Distribución e Instalaciones Generales, los mismos que han sido revalorizados.



*Fig. 1 Activos fijos de Emelnorte*

### 1.1.3.1. Provincia del Carchi

En esta región existe un predominio residencial, y en menor grado el industrial ya que existen unas pocas industrias de lácteos. Estos porcentajes se indican en el ANEXO 1.

### 1.1.3.2. Provincia de Imbabura

El usuario de tipo residencial sigue predominando, pero se ha observado un apreciable crecimiento abonados del tipo industrial, industrial artesanal y comercial. Se debe destacar que el abonado industrial de mayor peso por su potencia instalada es Cementos Selva Alegre a un nivel de media tensión de 34.5 kV. pero, su consumo de energía de EMELNORTE no es considerable ya que dispone de generación propia.

### 1.1.3.3. Provincia de Pichincha

El tipo de abonado que predomina es el industrial debido al gran número de plantaciones florícolas existentes en la región, así también entre las industrias de mayor importancia está NESTLE con 1.6 MW instalados. En esta área funciona Molinos La Unión que dispone de generación hidráulica con una potencia de 1.6 MW de los cuales utiliza el 50% y el resto se lo transfieren a EMELNORTE S.A.

En cuanto a generación propia de la Empresa, ésta se distribuye de la siguiente manera:

Hidráulicas	{ El Ambi de 2 x 4 MW, La Playa de 3 x 0.4 MW de las cuales dos están dañadas, San Miguel de Car de 1 x 3 MW
Térmicas	{ San Francisco de 1 x 2.5 MW

La central térmica San Francisco es despachada por el CENACE en época de estiaje.

La principal fuente de abastecimiento de potencia de EMELNORTE S.A. es del S.N.I. mediante tres nodos, distribuidos de la siguiente manera: En la Subestación Bellavista (Ibarra) un nodo en el nivel de 138/69 kV., otro en el nivel de 138/34.5 kV., y en la Subestación Tulcán un nodo de 138/69 kV.

#### **1.1.4. Estructura del Sistema de Distribución de EMELNORTE S.A.**

EMELNORTE está constituido por las siguientes etapas funcionales:

- Subtransmisión (Líneas y Subestaciones) que operan a 69 y 34.5 kV. nominales.
- Transformadores de Distribución: monofásicos de 120/240 V y trifásicos 121/210 V.
- Circuitos secundarios, acometidas, medidores y alumbrado público que operan en baja tensión de 120, 121 y 210 voltios.

##### **1.1.4.1. Sistema de Subtransmisión**

Esta etapa se encuentra constituida por Líneas de Subtransmisión y Subestaciones las mismas que permiten transportar la energía eléctrica desde los sitios de generación o desde los nodos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) hasta los alimentadores primarios de media tensión.

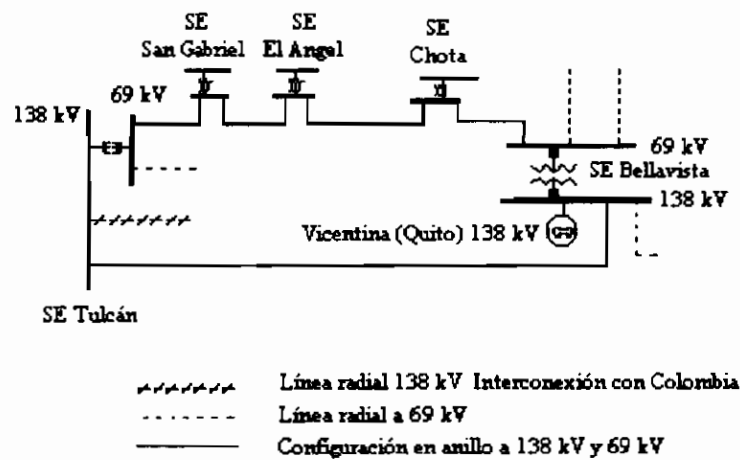
##### **1.1.4.2. Líneas de Subtransmisión <sup>[2]</sup>**

La configuración actual del sistema de subtransmisión en EMELNORTE S.A. es radial, con dos niveles de voltaje a 69 y 34.5 kV. El anillo que puede formarse entre la línea de transmisión que une las Subestaciones Bellavista

---

<sup>[2]</sup> Estudio del VAD 2001 EMELNORTE Vol. 2

(Ibarra) y Tulcán de propiedad de TRANSELECTRIC S.A. a 138 kV. y las líneas de subtransmisión a 69kV de EMELNORTE S.A. que unen las Subestaciones: Tulcán-San Gabriel-El Ángel-Chota-Bellavista (ver fig. 3), en la actualidad por no disponer de un apropiado sistema de protección opera en anillo abierto, es decir, que las subestaciones San Gabriel, El Angel y Chota a veces son alimentadas desde la subestación Tulcán de TRANSELECTRIC S.A. o desde la subestación IBARRA.



*Fig.3 Esquema en anillo a 138 kV. y 69 kV.*

Anteriormente la subestación Tulcán de TRANSELECTRIC S.A. alimentaba hasta la subestación El Angel, mientras que la subestación Chota se alimentaba desde la subestación Bellavista; pero, debido al incremento de carga durante el año 2000 el transformador 138/69 kV de la subestación Bellavista se sobrecargó, volviéndose necesario transferir la carga de la subestación Chota a la subestación Tulcán.

#### **1.1.4.3. Subestaciones de Distribución**

Las subestaciones de distribución presenta una configuración de barra simple tanto en alta como en media tensión y operan con un solo transformador, excepto las Subestaciones Diesel y Atuntaqui las cuales funcionan con dos transformadores conectados en paralelo.

En el ANEXO 1 se presentan las características de las Líneas de Subtransmisión y transformadores de las Subestaciones de Distribución de EMELNORTE S.A. que actualmente se hallan en operación.

#### **1.1.4.3.1. Sistema de Distribución**

Esta Etapa Funcional se estructura de la siguiente forma:

#### **1.1.4.3.2. Alimentadores primarios**

El voltaje al cual operan estos alimentadores es a 13.8 kV a excepción de los alimentadores que salen de la Subestación Diesel y la Playa los cuales operan a 6.3 kV.

Los elementos de protección y maniobra que disponen los alimentadores que interconectan las barras de media tensión de las Subestaciones de Distribución son interruptores automáticos tipo graveta (draw-out) o reconectores automáticos.

A diciembre del 2001 EMELNORTE S.A. cuenta con las siguientes longitudes de redes primarias, se muestran en la tabla # 1:

<b>Red</b>	<b>Longitud km</b>
<b>Media tensión trifásica a 6.3 kV</b>	19.98
<b>Media tensión trifásica a 13.8 kV</b>	911.25
<b>Media tensión monofásica 7.97 kV</b>	2210.92

*Tabla # 1. Longitudes de redes eléctricas*



### 1.1.4.3.3. Transformadores de Distribución

A diciembre del 2001 EMELNORTE S.A. cuenta con un total de 5075 transformadores de distribución instalados, con una capacidad nominal 132775 kVA los se dividen en monofásicos y trifásicos, tabla # 2:

<b>Transformadores</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Capacidad nominal instalada Kva</b>
<b>Monofásicos</b>	4136	77910
<b>Trifásicos</b>	939	54865

*Tabla # 2. Total de transformadores de Emelnorte*

### 1.1.4.3.4. Circuitos secundarios

A diciembre del 2001 EMELNORTE S.A. cuenta con un total de 1559.19 km en baja tensión monofásica y 129.85 km en red trifásica.

### 1.1.4.3.5. Acometidas

La Empresa a finales de diciembre del 2001 cuenta con 133750 usuarios de los cuales 33 son medidos en media tensión y el resto en baja tensión.

El tipo de conductor que más se utiliza en las acometidas aproximadamente en un 97% es el Dúplex # 6 AWG y Triples 4 AWG.

### 1.1.4.3.6. Alumbrado Público

El tipo de luminarias utilizadas se muestran en la tabla #3.

Mediante estas instalaciones la Empresa presta el servicio eléctrico a sus clientes residenciales, comerciales, industriales, entidades oficiales, beneficencia, asistencia social, bombeo de agua, alumbrado público tanto en el área urbana como rural.

Luminarias	Potencia (W)				
	125	175	200	400	
Vapor de mercurio	125	175	200	400	
Vapor de sodio	70	150	175	250	400
Luz mixta	160				
Reflectores de Hg halógeno	400				

*Tabla # 3. Tipos de luminaria*

La demanda está registrada en el balance energético de la Empresa y para el año 2001 se obtuvieron los siguientes datos:

- La demanda máxima de potencia del sistema fue de 62.41 MW del mes de diciembre.
- La disponibilidad energética fue de 234575 MWh que representó el 81.35% de la disponibilidad energética total.
- Las pérdidas de energía fueron de 53783 MWh lo cual equivale al 18.65% de la disponibilidad total del sistema.
- El número de abonados a diciembre del 2001 fue de 133750
- Del total de clientes el 88.83% corresponde al tipo residencial, el 7.69% al comercial, el 1.81% al industrial, el 0.01% al alumbrado público y el 1.66% a otro tipo de clientes.
- Del total de consumo facturado el 42.19% corresponde a los abonados residenciales, el 12.63% a los comerciales, el 30.36% a los industriales, 8.7% al alumbrado público y el 6.63% a los otros clientes.

### 1.1.5. Composición de acciones <sup>[2]</sup>

A continuación se detallan el porcentaje de acciones que cada entidad tiene de EMELNORTE. En la Fig. 4 se muestra el gráfico del porcentaje de acciones.

Fondo de Solidaridad: 51.37%

Consejo Provincial de Imbabura: 15.1%

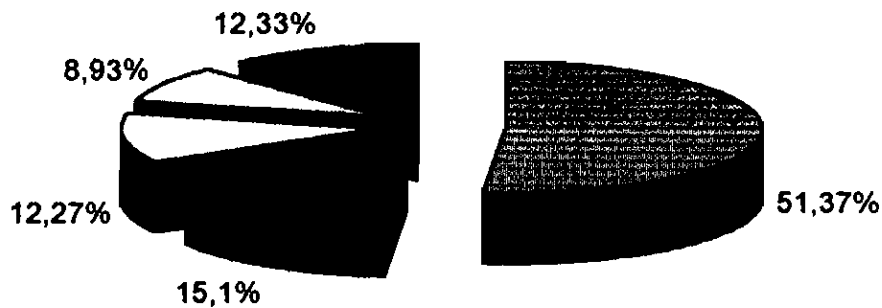
Consejo Provincial de Pichincha: 12.27%

Consejo Provincial del Carchi: 8.93%

Municipios de:

Ibarra	}	12.33%
Tulcán		
Montúfar		
Espejo		
Mira		
Huaca		
Otavalo		
Cotacahi		
Antonio Ante		
Pimampiro		
Cayambe		
Pedro Moncayo		
Sucumbios		
Otros		

<sup>[2]</sup> Estudio del VAD 2001 EMELNORTE



*Fig. 4 Porcentajes de acciones de la Empresa*

## 1.2.Objetivos

Tomando en cuenta que el área de concesión para EMELNORTE S.A. abarca zonas estratégicas vinculadas con el desarrollo económico del País, se vuelve de vital importancia contar con una infraestructura eléctrica que cumpla las siguientes características: confiabilidad, eficiencia, continuidad de servicio, factores necesarios para entregar un producto de calidad al usuario final.

Mediante el estudio del sistema de protecciones a realizarse para la configuración en anillo a ejecutarse entre las subestaciones: Ibarra (TRANSELECTRIC S.A.) - Otavalo – Cayambe – La Esperanza – Cotacachi a 69 kV. se busca conseguir un sistema robusto. De tal forma que ante una falla o perturbación en cualquier parte del anillo actúen el o los relés necesarios, en forma instantánea y selectiva.

Como se mencionó en párrafos anteriores, la zona sur y en especial la de Cayambe y Tabacundo, son áreas en donde se asienta el mayor porcentaje de industrias de lácteos, así como también la industria florícola, a las cuales considerando el peso que tienen en la generación de divisas para el País no se las puede dejar de abastecer del servicio eléctrico debido a causas de inestabilidad del sistema.

De acuerdo a lo expuesto, mediante el presente estudio se busca optimizar el funcionamiento del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de EMELNORTE, brindando adecuados niveles de calidad de servicio y voltaje y una considerable disminución de pérdidas en el sistema de Subtransmisión, inclusive luego de una simple contingencia debido a una falla en cualquier tramo del sistema de Subtransmisión involucrado.

Mediante los flujos de potencia calculados para las condiciones de demanda máxima y mínima con el paquete computacional PowerWorld versión 8.0 se obtienen las corrientes de carga en cada línea (VER ANEXO 2), además se simula fallas trifásicas y monofásicas a demanda máxima y mínima en cada una de las barras del área en estudio (VER ANEXO 4). Con estos resultados se realizará el estudio, análisis y coordinación de protecciones para el anillo en mención.

El sistema de protecciones que se sugerirá implementar deberá cumplir requerimientos técnicos tales como: rapidez, confiabilidad, selectividad, entre otras, como la posibilidad de además de realizar protección se pueda configurar el sistema de protecciones para realizar control y monitoreo del sistema eléctrico es decir, se pueda llegar a conformar un sistema SCADA. Para con seguir estos objetivos los relés a utilizarse deberán ser relés digitales.

### **1.3. Alcance**

El estudio se limitará a la definición del esquema de protecciones, a la ejecución de flujos de carga y cortocircuitos necesarios para la coordinación del sistema de protecciones del anillo a 69 kV. proyectado entre las subestaciones: Ibarra - Otavalo – Cayambe – La Esperanza – Cotacachi localizadas en el área de concesión otorgada a la Empresa Eléctrica del Norte S.A. (EMELNORTE).

Se analizará el sistema de coordinación de protecciones actual, que corresponde a un circuito radial de subtransmisión a 69 kV., el cual servirá de

referencia para el nuevo sistema de coordinación de protecciones eléctricas del anillo a 69 kV. proyectado.

Este estudio y análisis se lo realizará con el fin de alcanzar los siguientes requerimientos:

1. Calidad de servicio
2. Confiabilidad

## CAPITULO 2

### 2.1.Introducción

En este capítulo se dará una reseña general de las partes importantes más representativas que constituyen un sistema eléctrico de potencia (SEP) y, estos son:

**La Planificación**, de la cual dependerá obtener del proyecto a ejecutarse el más alto rendimiento y al mínimo costo tanto económico, de recursos naturales y recursos humanos.

A continuación se tiene la operación del **sistema eléctrico**, el cual básicamente tiene dos estados: **operación normal** y **operación en emergencia**. También se tratará aspectos relacionados con los requerimientos para establecer un sistema de protección adecuado para lo cual es necesario que el sistema de protecciones cumpla con características tales como: sensibilidad, selectividad, velocidad, seguridad, confiabilidad, simplicidad y economía, esta última característica tiene un factor preponderante en la decisión de implementar un determinado tipo de protección.

Por último se da una rápida revisión de la evolución de los elementos de protección (relés) empezando desde los relés electromagnéticos, los que hasta la actualidad se los sigue utilizando con buenos resultados, hasta los de nueva generación que son los relés numéricos, los cuales para su calibración utilizan software basados en algoritmos matemáticos y el espacio requerido para su instalación es muy reducido además de estas ventajas tienen otras por lo cual su uso se está generalizando.

## **2.2.Sistema Eléctrico de Potencia – Desarrollo**

Desde el punto de vista de ingeniería un Sistema Eléctrico de Potencia lo constituye un conjunto de equipos y elementos coordinados de tal manera que pueden transformar cierta clase de energía a energía eléctrica, acondicionarla para su transmisión y distribución, de manera que: todo el proceso tenga el mínimo costo posible, no sufra interrupciones de suministro de energía el consumidor y no varíe o varíen dentro de ciertos límites algunas de las magnitudes características del sistema eléctrico cuando se entreguen bloques de energía.

## **2.3. Planificación de un Sistema de Potencia**

Al igual que cualquier proyecto de ingeniería, un Sistema Eléctrico de Potencia se concibe de tal manera, que durante el período de vida se obtenga el más alto rendimiento para la empresa que lo administra.

Los aspectos más relevantes a tomarse en cuenta para proyectar un Sistema Eléctrico son:

- Tipo de generación (hidráulicas, térmicas, etc.)
- Capacidad de unidades de generación
- Localización de las estaciones de generación (Ubicación geográfica)
- Localización de las subestaciones
- Transmisión de la potencia a la carga
- Características de la carga y su planeación futura
- Medición
- Regulación
- Operación del sistema
- Mantenimiento y
- Financiamiento



A los puntos mencionados anteriormente hay que adicionar el sistema de protecciones, el cual, si bien interviene directa o indirectamente en todos, en donde toma mayor importancia es en el funcionamiento del sistema y su mantenimiento, ya que, cuando el Sistema de Potencia está en operación normal y ocurre una falla, por razones de continuidad de servicio a los usuarios y de mantener las características de suministro dentro de los rangos normales, se vuelve necesario retirar de servicio la menor cantidad de equipo posible, función que lo es realizada por los relés.

## **2.4. Operación de un Sistema de Potencia**

Existen dos estados de operación de un Sistema Eléctrico de Potencia:

1. Operación normal
2. Operación durante una emergencia

La **operación normal** de un sistema se entiende cuando éste opera sin fallas en el equipo, errores de personal o hechos fortuitos entregando como máximo su potencia nominal.

Un sistema **opera en emergencia** cuando por fallas en el equipo, errores del personal o hechos fortuitos, elementos o partes del sistema, elementos o partes del sistema salen fuera de operación.

## **2.5. Prevención para la operación de un Sistema de Potencia**

Las medidas que se tomen para asegurar el normal funcionamiento de un Sistema de Potencia, dependerán del grado de confiabilidad que se le quiera dar al sistema, "*a más confiabilidad mayor costo*", esto quiere decir que el suministro de energía tendrá límites, dentro de los niveles de confiabilidad y a un costo razonable. Se tiene tres criterios de previsiones para:

1. Operación del sistema en estado normal

2. Reducir el número de fallas del sistema y,
3. Reducir los efectos de una falla

Estas previsiones están relacionadas con las funciones que cumplen los relés como elementos de protección del sistema.

Los requerimientos para la operación de un sistema en estado normal son:

1. Disponer de una adecuada reserva de potencia que asegure el continuo funcionamiento del sistema ante aumentos bruscos de carga.
2. Subestaciones versátiles que permitan un fácil mantenimiento sin sobrecargar otros elementos.
3. Líneas de transmisión con adecuada capacidad de conducción para permitir el mantenimiento sin sobrecargar otros elementos.

Cuando el sistema se halla en normal funcionamiento el papel que realizan algunos relés y en forma particular de última generación (digitales) es el de supervisar ciertas características de operación como por ejemplo: la tensión, la corriente, la frecuencia, la potencia activa y reactiva, mientras que otros relés se hallan listos para actuar en casos de fallas, para evitar daños y reducirlos.

Entre los requerimientos para reducir el número de fallas, los cuales se analizan en la etapa de diseño y al especificar el equipo y los elementos de un sistema de potencia, se tienen:

- Verificar el aislamiento de los equipos y elementos a ser utilizados.
- Distancias adecuadas entre conductores y entre conductores y tierra.
- Elección de pararrayos adecuados.
- Exigir el uso de hilos de guardia.
- Malla de tierra adecuadas.
- Resistencia mecánica calculada en base a condiciones extremas

Si a los requerimientos citados se agrega un buen programa de mantenimiento y una correcta operación del sistema se obtendrá una reducción notable del número de fallas.

Entre otros, a continuación se citan algunos criterios para reducir el efecto de las fallas:

- Evitar las concentraciones de capacidad de generación.
- Utilizar impedancias limitadoras de corriente. Esto se consigue implementando sistemas de tierra adecuados.
- Disponer de regulación automática de tensión..
- Alta característica de estabilidad momentánea de los generadores.
- Alta velocidad de operación de los relés e interruptores.
- Elección de fusibles con características apropiadas.
- Mantenimiento preventivo del sistema de protecciones.

A todo esto hay que agregar el disponer de medios adecuados que permitan verificar la eficiencia de estas características e inspecciones frecuentes, lo cual permitirá disponer de un sistema de potencia solvente.

## **2.6. Probabilidad de falla de un Sistema de Potencia**

De acuerdo a los nuevos reglamentos del Sector Eléctrico Ley de Regulación 004 del CONELEC "Indices de Calidad" ha llegado ha ser de gran relevancia la Continuidad de Servicio, la ausencia de éste Índice produce grandes pérdidas económicas al País, entonces resulta importante conocer el número de fallas al año que pueden esperarse para un sistema de potencia.

## **2.7. Sistema de protecciones**

### **2.7.1. Introducción**

Tanto en el diseño y elección de los elementos que formarán parte de centrales, líneas y subestaciones, es imprescindible, de acuerdo con las normas

vigentes, no solamente tomar en cuenta los estados de operación continuos normales de voltaje y corriente del sistema, sino también tomar en consideración los eventos de fallas o cortocircuitos.

Se conoce que las corrientes de cortocircuito son generalmente de magnitudes muchas veces mayor que las corrientes nominales de carga, debido a lo cual los equipos trabajan fuera de sus características de operación normal, lo cual ocasionara una considerable reducción de su vida útil.

Se tiene por ejemplo las corrientes de fallas a tierra, las cuales pueden resultar en potenciales de contacto inaceptables y procesos de interferencia. Esta falla podría conducir a la destrucción de los equipos, así como daños corporales al personal de operación. Por lo expuesto, es importante considerar este tipo de fallas en la etapa de diseño.

Otro de los aspectos a considerar es la corriente de falla mínima, las cuales juegan un papel importante en la elección y calibración de los equipos de protección. Estos deben ser capaces de detectar en forma selectiva las condiciones de fallas más tenues, como es el caso de los cortocircuitos con alta impedancia de falla, donde no se producen variaciones importantes del estado de operación del sistema.

Más adelante se describirán los conceptos básicos sobre el tema de corrientes de fallas en sistemas eléctricos.

### **2.7.2. Protecciones de sistemas eléctricos de potencia**

De las experiencias recogidas se ha llegado a establecer que el tipo de falla más peligrosa es el cortocircuito, que origina incrementos grandes de corriente y reducciones de voltaje (la impedancia en teoría tiende a cero) en el sistema lo cual puede originar daños en el equipo por sobrecalentamiento, y afectar por bajo voltaje la operación normal por ejemplo de motores y la perdida de sincronismo de los generadores del sistema. Dentro los regímenes anormales más importantes se tiene la sobrecarga, el cual también origina valores de

corriente superiores a las nominales, lo cual también produce sobrecalentamiento de los equipos.

El objetivo principal de las protecciones es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que está fallando o está en régimen anormal de operación, esto con el fin de reducir los daños del elemento que está fallando y de los demás elementos del sistema. Una vez más se vuelve a hacer notar lo fundamental que resulta ser el sistema de protecciones, y su importancia radica en que sin ella no sería posible la operación sin interrupción de las instalaciones.

Otra función importante de las protecciones es brindar información sobre el tipo y localización de la falla o régimen anormal, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación.

### **2.7.3. Información requerida para el estudio de un sistema de protección**

La recopilación de información para el estudio de un sistema de potencia es quizá el primer problema con que se encuentra el ingeniero eléctrico y es tal vez la parte más difícil del estudio, pese a esto, el tiempo invertido en la recopilación de información será recompensado en un trabajo de calidad. Entre las informaciones principales requeridas se pueden citar:

- Configuración del sistema de potencia
- Mallas de puesta a tierra
- Sistemas de protección existentes y sus problemas
- Tipo de protección requerida
- Preferencias en procedimientos de operación y prácticas existentes
- Posibles expansiones futuras
- Estudio de fallas
- Cargas máximas y mínimas y relaciones de transformación de los transformadores de corriente
- Localización de los transformadores de potencial, conexiones y relación de transformación, e

- Impedancia de las líneas, transformadores y generadores, las cuales deben estar expresadas en por unidad (p.u.)

La configuración del sistema eléctrico es representado por un diagrama unifilar, en el cual se presenta con cierto detalle la ubicación de los interruptores, el arreglo de barras, capacidad de conducción de las líneas, localización y capacidad de los generadores, impedancia, capacidad y conexión de los transformadores de potencia y medición.

La información requerida de las mallas de tierra será: la configuración física, resistividad del terreno, valores extremos de variación de la resistividad.

Con respecto a la información concerniente al sistema de protección existente, es importante que ésta sea lo más extensa posible, puesto que esto servirá de guía para obtener un diseño mejorado del sistema de protección.

El tipo de protección, preferencias, procedimientos de operación, prácticas de mantenimiento y el conocimiento de futuras ampliaciones del sistema, servirán como ayuda para la selección del equipo de relés y sus características.

Un estudio completo en el que se incluya la secuencia de operación de los interruptores durante las fallas permitirá realizar un coordinación y conexiones de los transformadores de potencia, potencial y corriente, adecuada.

Por último, las cargas máximas y mínimas, la capacidad servirán como base para el análisis y diseño del sistema de protección.

#### **2.7.4. Condiciones que debe cumplir un sistema de protecciones<sup>[4]</sup>**

La implementación de un sistema de protecciones al igual que cualquier otro sistema debe cumplir ciertas condiciones que aseguren el éxito de

---

<sup>[4]</sup> Protecciones de Sistemas Eléctricos Luis A. Brand C.

funcionamiento de dicho sistema. Para este caso se sugiere que el sistema de protecciones cumpla las siguientes condiciones:

- Independencia de operación del sistema eléctrico
- Discriminar el tipo de anomalía (carga, sobrecarga, cortocircuito)
- Discriminar entre falla y perturbación
- El sistema de protecciones no debe ser afectado por las anomalías que pueden ocurrir en el sistema de control.

#### **2.7.4.1. Independencia de operación del sistema eléctrico**

Al diseñar un sistema de protecciones, se lo debe realizar de tal manera que éste sea independiente ante los cambios de configuración que pueda sufrir el sistema eléctrico.

#### **2.7.4.2. Discriminar el tipo de anomalía (carga, sobrecarga, cortocircuito)**

Por lo general los equipos de protección son diseñados para soportar de forma permanente una sobrecarga de un 20% de lo especificado, es decir que los equipos pueden trabajar normalmente hasta con el 120% de la carga normal. Hay que aclarar que estas condiciones serán aplicadas solo a transformadores de corriente y circuitos amperimétricos de las protecciones.

Hay que mencionar que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un equipo. Así también se sabe que las fallas máximas y mínimas dependen del número de generadores en operación dentro de un sistema eléctrico.

#### **2.7.4.3. Discriminar entre falla y perturbación**

El sistema de protecciones debe ser capaz de determinar la diferencia entre una perturbación, la cual es una anomalía que permite que el sistema

siga operando por un tiempo determinado y una falla, la cual es una anomalía que no permite que el sistema eléctrico siga operando.

#### **2.7.4.4. El sistema de protecciones no debe ser afectado por las anomalías que pueden ocurrir en el sistema de control**

Como primera condición, se debe contar con fuentes de alimentación que cumplan con la máxima confiabilidad o seguridad de servicio. Los circuitos de control deben ser simples y eficaces, a “prueba” de daños que pudieran ocasionar agentes externos como los atmosféricos.

Así también en los esquemas de protecciones debe evitarse que los elementos de medida de protecciones produzcan una apertura innecesaria de interruptores al faltar parte de su alimentación normal

#### **2.7.5. Anomalías en los sistemas eléctricos**

La importancia de las posibles consecuencias que pueden resultar de una interrupción, aunque ésta sea de unos pocos segundos, puede ser considerable para todo tipo de usuario. De aquí la necesidad de revisar las anomalías que ocurren en los sistemas eléctricos.

En relación a las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en **fallas** y **perturbaciones**.

##### **2.7.5.1. Falla**

Condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema, esta condición requiere la rápida actuación de las protecciones para evitar el daño de los componentes del sistema.

A continuación se muestra en la tabla # 4 el tipo y las causas más comunes de fallas en un sistema eléctrico.



<b>Tipo de falla</b>	<b>Causas comunes</b>
Aislamiento	Defectos de fabricación Manipulación incorrecta Instalación defectuosa Contaminación ambiental
Eléctrica	Sobrevoltajes dinámicos Arco en interruptores, conductores, etc
Térmica	Falla de refrigerantes Sobrecorriente Cambios de temperatura
Mecánicos	Fuerzas de sobrecorriente Movimientos de la tierra Impacto con objetos

*Tabla # 4 Fallas comunes en sistemas eléctricos*

### 2.7.5.2. Perturbación

En esta condición el sistema puede seguir operando pero, con la posibilidad de que algunos equipos sufran daños.

Un sistema de protecciones debe estar en la capacidad de detectar y discriminar las fallas de las perturbaciones y viceversa. Una falla en un elemento del sistema provoca perturbación en otro elemento, por lo tanto al aislar el equipo en falla simultáneamente se elimina la perturbación.

Las fallas más comunes en un sistema eléctrico son: los **cortocircuitos**, así también se tiene la apertura de conductores, pérdida de excitación de máquinas sincrónicas, etc.

Las perturbaciones más comunes son: sobretensiones, sobrecarga, oscilaciones y desequilibrios.

### 2.7.5.3. Cortocircuitos

El Diseño y elección de los equipos de protección, así como la operación de un Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE)<sup>[3]</sup>, tienen que ver en

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado "Operación de SEP" Módulo II

gran medida con las magnitudes de *corrientes de cortocircuito* que pueden ocurrir en un sistema eléctrico.

Las corrientes de cortocircuito son por lo general varias veces superior a las corrientes de operación normal, debido a lo cual deben soportar importantes esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos. Un cortocircuito es consecuencia de la desaparición intempestiva de la aislación relativa entre dos conductores de fases distintas. Los cortocircuitos pueden ser causados por contacto directo también llamado cortocircuito metálico, por el deterioro o ruptura de la aislación como es el caso de los arcos que degeneran en cortocircuitos.

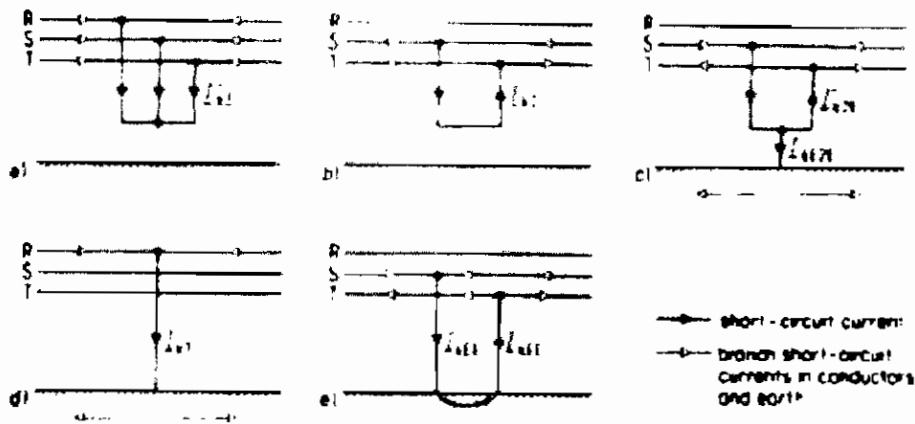
Las causas por las que se producen los cortocircuitos son varias. Así en el sistema de distribución de baja tensión con frecuencia un cortocircuito se debe al deterioro mecánico del aislamiento. En sistemas subterráneos se deben principalmente a la ruptura del aislamiento debido a movimientos del terreno, filtración de humedad. Pero en donde hay que poner la mayor atención es en las redes aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en la mayoría de situaciones se deben a ruptura o contaminación atmosférica de la cadena de aisladores, choque entre conductores debido a la acción del viento, contacto accidental de la línea con objetos extraños como árboles, etc.

Otros factores causantes de cortocircuitos son de forma general el envejecimiento de los equipos, así como una puesta a tierra accidental de una línea por trabajos.

Por la duración de un cortocircuito este se lo puede clasificar en permanente y transitorio.

Dependiendo de la capacidad de la fuente de generación, distancia e impedancia entre el punto en donde se produce un tipo de cortocircuito y la fuente, los valores de sobrecorrientes alcanzados pueden llegar a ser varias veces la corriente nominal de los equipos.

En un sistema eléctrico, se deben tomar en cuenta las mínimas corrientes de cortocircuito, ya que de ellas dependerá en gran medida la correcta elección, especificación y aplicación de los equipos de protección, en la Fig. 5 se muestran los tipos de cortocircuitos más comunes en los sistemas eléctricos.



- a) Cortocircuito trifásico  
 b) Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra  
 c) Cortocircuito bifásico con contacto a tierra  
 d) Cortocircuito monofásico  
 e) Falla doble a tierra

*Fig.5 Tipo de cortocircuitos comunes en los sistemas eléctricos*

### 2.7.5.3.1. Cortocircuito trifásico

Este tipo de cortocircuito puede ser con o sin contacto a tierra. En estas circunstancias las tres fases tienen voltaje cero en el punto de falla y la corriente de falla está equilibrada entre las tres líneas. La frecuencia de ocurrencia de este tipo de falla no es muy común, está alrededor del 4% del total de fallas y, éstas se deben principalmente a:

- Energización de una línea que ha estado en mantenimiento y a la cual no se le ha quitado las cadenas de seguridad.
- Caídas de torres de sujeción debido a vientos y debido a lo cual se unen las tres fases.
- Unión intencional de las tres fases

### **2.7.5.3.2. Cortocircuito bifásico sin y con conexión a tierra**

Este tipo de fallas son menos comunes que las trifásicas y están alrededor del 2%, excepto cuando la falla se produce en las cercanías de máquinas sincrónicas o asincrónicas de potencia considerable.

A continuación se dan las causas más comunes debido a las cuales se producen las fallas bifásicas sin conexión a tierra.

- Desprendimiento de una fase de la torre de sujeción
- Caída accidental de una herramienta de trabajo entre dos fases en circunstancias de mantenimiento.
- Unión intencional de dos fases (sobre todo en baja tensión)

Las fallas bifásicas con unión a tierra se deben a:

- Caídas de torres de sujeción
- Por consecuencia de una falla monofásica, ya que ésta por lo general provoca una elevación de voltaje de las otras fases y como consecuencia podría ocurrir una perforación de los aislamientos de las mismas.

### **2.7.5.3.3. Cortocircuito monofásico**

Este tipo de cortocircuito es el más común, está alrededor del 85 al 95%<sup>[3]</sup> de las fallas totales, el valor de magnitud de corriente de falla es impredecible ya que dependerá de las condiciones físicas, y del lugar donde ocurre la falla. Cuando estas fallas ocurren en sistemas con baja impedancia del neutro con respecto a tierra, las magnitudes de estas pueden llegar a superar a las trifásicas.

---

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado "Operación de SEP" Módulo II

Las fallas monofásicas por lo general se deben a:

- Fallas en el aislamiento de componentes y por ende contacto del conductor con partes metálicas (cadena de aisladores de líneas, aislamiento de espiras de transformadores, etc).
- Desprendimiento de una línea aérea.
- Descarga de contorno entre una fase y la torre de sujeción a través de un aislador como consecuencia de suciedad y/o humedad debido a las lluvias.
- Descargas atmosféricas, las cuales originan elevaciones fuertes de tensión y como consecuencia la perforación de los aislamientos.

Otro de los efectos de las corrientes de cortocircuito son las sobretensiones causadas en líneas de telecomunicaciones cerca de las líneas de transmisión, llegando a ser palpable sus efectos hasta 1 km. de separación. Además estas sobretensiones pueden causar daños en las instalaciones así como en las personas. Debido a esto es aconsejable tener sistemas conectados a tierra a través de impedancias con el fin de limitar las sobrecorrientes causadas por los cortocircuitos monofásicos que son los más frecuentes.

#### **2.7.5.4. Sobretensiones**

En un sistema eléctrico este tipo de anomalías producen las siguientes consecuencias:

1. Someten a los aisladores y de forma general a los equipos a esfuerzos que hacen que su vida útil se vea reducida en alto porcentaje.
2. Cuando la duración es prolongada, trae como consecuencia daños en los equipos del usuario como en la generación y la transformación.
3. En caso de falla del aislante, se produce inmediatamente el cortocircuito.

Los daños causados por las sobretensiones son directamente proporcionales al valor máximo de la sobretensión.

Las causas de las sobretensiones son por lo general, descargas atmosféricas o aperturas de líneas largas de alta tensión.

Las sobretensiones causadas por desconexiones de cargas altamente inductivas en sistemas sin reguladores de voltaje automáticos provocan fallas en los transformadores subiendo la corriente de excitación a valores de plena carga.

#### **2.7.5.5. Sobrecargas**

Una sobrecarga se determina cuando se tiene circulando una corriente superior a la nominal por una línea o un equipo.

Se tiene dos tipos de sobrecargas: temporales o de larga duración. Entre las principales causas para que se origine una sobrecarga se tiene:

1. Cortocircuitos que no ha sido limpiados a tiempo
2. Sobrecorrientes originadas por desconexión de circuitos en paralelo.

Los efectos de sobrecargas de hasta dos veces la carga normal sólo tienen efectos térmicos ( $I^2t$ ) en conductores y transformadores.

#### **2.7.5.6. Oscilaciones**

Las causas más comunes que originan las oscilaciones son las conexiones y desconexiones de circuitos del sistema. Esto se debe a que los alternadores no toman instantáneamente el ángulo correspondiente a la carga, circunstancia que puede llevar a la pérdida de sincronismo, lo cual se refleja en una sobrecorriente.

### 2.7.6. Características que debe cumplir un sistema de protección

Cada parte de un sistema eléctrico de potencia tiene sus características de operación, mantenimiento y problemas, sin embargo, la aplicación de un sistema de relés de protecciones es con el fin de aislar las fallas y perturbaciones, cuando éstas últimas, por su duración, resultan perjudiciales para el equipo o para la continuidad de servicio, como norma general deben cumplir las siguientes exigencias:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Velocidad
- Seguridad o confiabilidad
- Simplicidad
- Economía

**Sensibilidad.-** El equipo de protección debe cumplir con esta condición con el fin de operar holgadamente bajo cualquier anomalía. Así también, esta cualidad evita que las protecciones actúen ante fallas producidas fuera de su área protegida.

Se debe aclarar que disminuir el ajuste de los relés no implica necesariamente aumentar la sensibilidad del equipo, ya que podría ocurrir que la carga (burden) que este ajuste impone a los transformadores de medida haga que finalmente el conjunto no responda ante fallas máximas debido a un excesivo aumento de errores de ángulo y de razón de transformación.

Entonces la sensibilidad es una medida de la impedancia presentada por los relés a los transformadores de medida. Se puede decir entonces que:  
**Sensibilidad  $\equiv$  Precisión.**

**Selectividad.-** Esta cualidad permite a los relés discriminar la ubicación de la falla, con el fin de aislar únicamente el equipo o sección en problema,

manteniendo el resto en funcionamiento. El cumplimiento de esta característica está relacionada directamente con las zonas de protección, aspecto sobre el que se hablará más tarde.

**Velocidad.-** Ante una anomalía es muy importante que la protección aisle el equipo o zona problema en el menor tiempo posible. Al trabajar en sistemas de distribución se utilizan elementos temporizadores de protección con el fin de lograr selectividad, siempre y cuando sean compatibles con los límites de resistencia de los equipos de las fallas consideradas. El uso de temporizadores para conseguir selectividad está relacionado con el parámetro económico.

Así también, la característica de velocidad es requerida para coordinar con el resto de elementos del sistema.

**Seguridad (confiabilidad).-** A esta característica en inglés se denomina "reliability" es la que permite garantizar el funcionamiento de los relés y por ende de los interruptores asociados con los relés que detectan la anomalía. Se puede relacionar **Seguridad = Simplicidad**.

En ausencia de esta característica en un sistema de potencia puede llegar a ocasionar el colapso total del mismo. Es por esto aconsejable contar con un programa de mantenimiento periódico en el cual se verifique la calibración de los relés, la conexión con los transformadores de medida y, si la orden de aquéllos se cumple satisfactoriamente, mediante los circuitos de control por parte de los interruptores. Es recomendable realizar calibraciones de los relés en un período de cuatro años sobre todo en los relés electromecánicos.

A pesar de lo expuesto anteriormente, y con el fin de controlar con eficiencia fallas que puedan darse en los sistemas de protecciones, todo sistema eléctrico a más de contar con el esquema "primario" de protecciones debe disponer con una segunda línea de protección conocida como "respaldo" (back-up).



**Simplicidad.-** Como regla general, todo sistema de protección debe cumplir todos los objetivos mediante “soluciones simples”, tanto en las características de sus dispositivos así como, en sus circuitos de control. Esto quiere decir que al diseñar un esquema de protección se debe de seleccionar a aquella alternativa que brinde el más alto grado de seguridad mediante la utilización de un mínimo número de componentes lo cual ayudará a disminuir el valor del burden o consumo que cargan a los transformadores de medida y a la alimentación del resto del circuito de control.

**Economía.-** En cualquier proyecto, se dispone de un mínimo y un límite económico, y el diseño de un sistema eléctrico de potencia no es excepción. Por lo que se debe realizar un análisis minucioso de los requerimientos justos y necesarios para la protección del sistema de tal forma que con el mínimo costo de inversión se consiga una alta confiabilidad.

#### **2.7.7. Importancia relativa de fallas en los esquemas de protecciones**

Los sistemas de protecciones aún cuando cumplan las características mencionadas anteriormente se dan circunstancias en que las protecciones no cumplen con lo establecido. Los motivos más frecuentes para que se dé este caso se deben a las circunstancias que se establecen en la tabla # 5.

Los antecedentes expuestos en la tabla # 5 pueden ser de gran utilidad a la hora de determinar el cronograma de mantenimiento de los sistemas de protecciones.

Componente	Porcentaje (%)	Causas
Relé	43	Contactos sucios; ajuste erróneo o mal especificado; calibración incorrecta
Interruptores de poder	13	Fallas de mecanismo de operación; daños en contactos
Desenganche de interruptor de poder	7	Bobina quemada; trinquete malo
Transformadores de corriente	7	Fallas de aislación; secundario abierto
Transformadores de potencia	3	Fusibles quemados; fallas de aislación
Alambrados entre transformadores de medida y relés	12	Aislación defectuosa; conexiones sueltas o incorrectas
Alimentación de los circuitos de control	1	Fusibles quemados; bajo voltaje
Dispositivos auxiliares de control	9	Contactos sucios; puntos de operación no definidos
Alambrado entre relés e interruptores	5	Aislación defectuosa; conexiones sueltas o incorrectas

*Tabla # 5 Importancia de fallas en los esquemas de protecciones [4]*

### 2.7.8. Conceptos básicos de protección

El diseño y ejecución de un sistema de protecciones no responde a una teoría fija, pues depende de forma general de las condiciones particulares de cada sistema eléctrico que se esté analizando y protegiendo, así como de la "habilidad" y conocimiento del ingeniero. Razones por las cuales se considera que las Protecciones Eléctricas es "*La Ciencia y el Arte*". A continuación se da una rápida revisión de los conceptos mas usados en la aplicación de las protecciones eléctricas para un sistema eléctrico en general.<sup>[13]</sup>

<sup>[4]</sup> Protecciones de Sistemas Eléctricos Luis A. Brand C.

<sup>[13]</sup> Apuntes de Protecciones Eléctricas EPN

### 2.7.8.1. Áreas o zonas de protección

Es uno de los criterios más usados por el diseñador. Con este concepto se define el área que se quiere proteger dependiendo de la importancia que tenga determinada área para la continuidad de servicio del sistema.

El dividir un sistema eléctrico en zonas, aumenta el éxito de respuesta de un sistema de protecciones. Con la zonificación de un sistema, se consigue utilizar el equipo adecuado de protecciones para detectar en forma particular las anomalías producidas en una zona determinada.

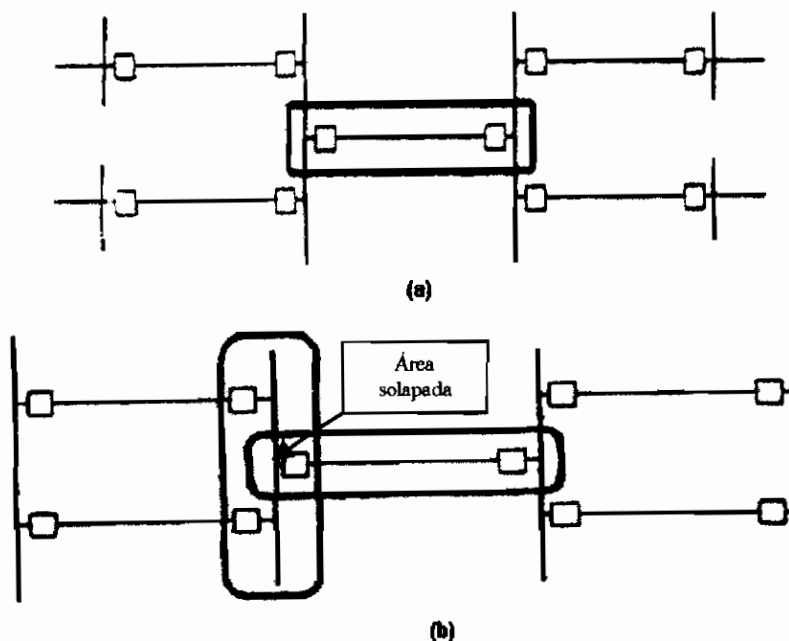


Fig. 6 Áreas de protección <sup>[3]</sup>

En un sistema eléctrico no deben quedar áreas desprotegidas, todas las partes del sistema deben estar dentro de un área, con esto se llega a tener elementos que son solapados. Fig. 6 a.

### 2.7.8.2. Protección primaria y secundaria (bakcup)

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado "Operación de SEP" Vol. III

Aún cuando el sistema de protecciones sea proyectado usando criterios avanzados y se use relés de tecnología de punta siempre se deberá esperar lo "inesperado". Esta condición ha llevado a que, en la práctica, se use relés de respaldo, para asegurar que la falla del primer relé no cause la pérdida de protección.

Esta protección de respaldo se la realiza de dos formas:

#### **2.7.8.3. Respaldo remoto**

En este sistema de protecciones, la protección que está ubicado en otro punto del sistema eléctrico, provee una protección temporizada cuando la protección principal no opera ante una falla en el tiempo esperado. Es común que las protecciones de respaldo remoto sean protecciones principales en su punto de instalación.

#### **2.7.8.4. Respaldo local**

Este tipo de respaldo se puede aplicar de dos formas:

1. Por selectividad de esquemas ubicados en un mismo punto. Como ocurre con las protecciones de sobrecorriente de un transformador y de los alimentadores de distribución que son alimentados por este.
2. Duplicando de forma total o parcial (redundancia) los elementos que forman un sistema de protecciones.

#### **2.7.9. Criterios para la detección de fallas**

##### **2.7.9.1. Criterio de corriente o impedancia a nivel componente**

De acuerdo al concepto de área de protección, el criterio general de protección es aquel que no solamente detecta que existe una anomalía en el sistema sino también que puede determinar su localización.

El parámetro mediante el cual se ubica una falla es la corriente; los cortocircuitos provocan flujos de corrientes anormales y un relé que detecte estas corrientes anormales estará en condición de detectar la falla.

Así también para la detección de fallas se utiliza el parámetro de impedancia aparente que es la relación entre el voltaje y la corriente medida en el lugar físico donde está colocado el relé y es una medida directa de la separación eléctrica entre la ubicación del relé y el punto del sistema en donde la tensión se reduce hasta cero, que es el caso de un cortocircuito. La medida de la impedancia es mas compleja que la de corriente.

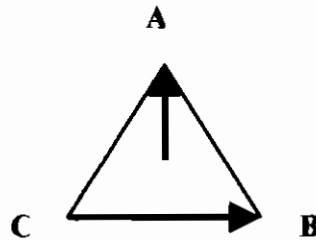
#### **2.7.9.2. Criterio de tensión o frecuencia**

Una medición de tensión en un punto determinado del sistema serviría para indicar si es el caso de que algo anormal esta sucediendo en el sistema, pero esta medida no brinda la localización del problema. De ahí que la medición de tensión se usa solamente para funciones de protección global del sistema. Igual consideración tiene la medida de frecuencia.

#### **2.7.9.3. Direccionalidad**

En líneas anteriores se mencionó que con la utilización del parámetro corriente se obtenía resultados aceptables para protección, sin embargo para llevar a cabo una operación rápida, segura y selectiva especialmente en sistemas en anillo, mallados los cuales están conformados por líneas en paralelo entre fuentes y cargas, o por varias fuentes de corrientes de falla, se vuelve necesario disponer de relés que sean capaces de determinar la dirección de flujo de corriente. Al ocurrir un cortocircuito, el sentido del flujo potencia varía, es decir, fluye de ambos extremos de la línea hacia la falla. Por esta razón las protecciones primarias de éstas líneas operan solamente cuando el sentido de flujo de potencia es hacia la línea y se los denomina "direccionales". Es decir, este tipo de protecciones sólo "miden" o "miran" desde los extremos (subestación) hacia la línea independientemente del flujo de potencia ocasional en condiciones normales de operación.

El principio básico para determinar la dirección es: En un sistema operando con un factor de potencia unitario tanto la corriente de fase así como el voltaje de fase a tierra están en fase y, que la corriente de fase esté adelantada 90 grados al voltaje fase-fase, Fig. 7

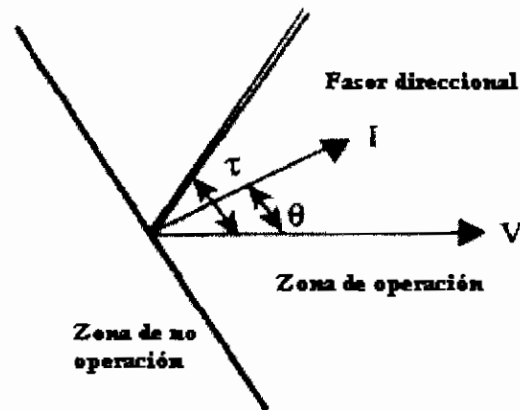


*Fig. 7 Relaciones básicas de los fasores: la corriente de fase adelanta 90 grados al voltaje.*

La corriente de falla en línea está desfasada con respecto al voltaje de fase en el ángulo de impedancia  $\theta$  del sistema. Por lo tanto, el ángulo de fase de la corriente de falla en la fase A adelantará siempre con respecto al voltaje de la línea B – C en un ángulo no mayor a 90 grados. Ahora, si la dirección de la corriente de fase A invierte su sentido, el ángulo de fase con respecto al voltaje B – C será mayor a 90 grados. En la Fig. 8 se indica este concepto.

Para un relé direccional colocado en la fase A, el voltaje utilizado como referencia de polarización será el voltaje B – C, el cual en conjunto establecerán un fasor de direccionalidad el cual adelanta al voltaje de referencia en un ángulo  $\tau$ , el cual se mantendrá constante en diseño del relé. El relé opera cuando el ángulo de la corriente cae dentro de los 90 grados del ángulo del fasor de direccionalidad.

De forma general, la característica direccional es una función que puede ser incorporada de forma independiente a las características normales de un relé. Tal es el caso de los relés de sobrecorriente que se hacen direccionales incorporando una función de direccionalidad al diseño del relé.



*Fig. 8 Detección de dirección de un relé direccional*

De forma general un sistema de protecciones se estructura de los siguientes dispositivos y equipos:

Los relés, dispositivos que actúan sobre los interruptores, y son utilizados en sistemas eléctricos en donde la tensión supera el 1kV.

Los fusibles, elementos que son usados en instalaciones industriales, redes de distribución y en sistemas de subtransmisión.

Los interruptores automáticos, los cuales son utilizados para la protección de sistemas eléctricos con voltajes inferiores a 1kV.

Los reconectores o restauradores automáticos, los cuales en su totalidad son usados en redes de distribución.

A continuación se da una rápida clasificación de los relés:

Por su función general:

- Auxiliar
- Protección
- Monitoreo
- Control

Por su construcción:

Electromagnético  
Estado sólido  
Microprocesador (Digital o numérico)

### Señales de entrada

#### *Eléctricas directas*

Corriente  
Tensión

#### *Eléctricas indirectas*

Potencia  
Frecuencia

#### *No eléctricas*

Temperatura  
Presión  
Velocidad

### Tipos de protección

Sobrecorriente  
Sobrecorriente direccional  
Distancia  
Sobretensión  
Diferencial  
Inversión de potencia

#### **2.7.10. Codificación internacional de los relés**

Los relés son identificados de forma general bajo las normas IEC (International Electrical Code). A continuación se da los códigos de los relés más utilizados tabla # 6.



<b>Código numérico</b>	<b>Función</b>
21	Relé de distancia
24	Relé de sobreexcitación o sobreflujo en trafos o generadores
25	Relé de sincronización o chequeo de sincronismo
26	Dispositivo térmico
27	Relé de bajo voltaje
32	Relé direccional de distancia
37	Relé de baja corriente
40	Relé de campo de excitación
41	Interruptor de circuito de campo
46	Relé de secuencia negativa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorriente instantáneo
51	Relé de sobrecorriente temporizado
52	Interruptor de circuito
55	Relé de factor de potencia
59	Relé de sobrevoltaje
63	Relé presión, por flujo o nivel de líquido o gases
64	Relés de falla a tierra
67	Relé direccional de sobrecorriente
68	Relé de bloqueo
74	Relé de alarma
81	Relé de frecuencia
85	Relé receptor de portador de onda
86	Relé cierre
87	Relé diferencial
94	Relé de disparo auxiliar

*Tabla # 6 Codificación de los relés más utilizados y su función*

### **2.7.11. Aspectos generales de mantenimiento para un sistema de protecciones**

En esta sección la mayor parte de sugerencias se referirán a lo relés electromecánicos y algunas recomendaciones serán aplicadas para los digitales, ya que son los electromecánicos los que requieren de una prolija calibración y mantenimiento por estar básicamente construido por un sistema de relojería.

La gran mayoría de daños que sufren los relés se deben a la inexperiencia en la manipulación y verificación de los mismos, debido a lo cual es necesario que en este campo se trabaje con personal especializado.

Para cada caso de mantenimiento se debe recurrir a la información proporcionada por el fabricante del relé con el fin de obtener las características de operación reales.

Debe ser práctica común la verificación de ajustes de los relés y las relaciones de transformación tanto de corriente como de potencial de acuerdo al estudio correspondiente para la instalación bajo prueba.

En la tabla # 7 se resume de forma general la periodicidad de mantenimiento para los relés.<sup>[5]</sup>

### **2.7.12. Relés numéricos <sup>[3][10]</sup>**

### **2.7.13. Generalidades**

Se dará una introducción general de los relés digitales y no de los electromagnéticos, debido a la tendencia de uso que en la actualidad se está dando. En general en un sistema eléctrico de potencia no existe diferencia en el fin, el usar relés electromagnéticos, electrónicos o numéricos ya que ante una situación de falla deben actuar de la misma manera (proteger a un elemento (s) en particular)

La técnica común usada para el despeje de fallas ha sido mediante el uso de relés electromecánicos, los cuales aprovechan el principio de inducción electromagnética. Estos relés, debido a que en su totalidad están compuestos por partes mecánicas presentan algunas desventajas tales como: se requiere de instalaciones muy espaciosas, la calibración (coordinación) tiene errores, unifuncionalidad, entre otras. Estos tipos de relés trabajan con señales analógicas.

Luego se desarrolla la tecnología electrónica, la cual transforma las señales analógicas de los equipos de medida en señales electrónicas. Con esto se podía generar microvoltajes proporcionales a los valores rms de los equipos de medida, los cuales podían ser comparadas con valores numéricos fijados por los

---

<sup>[5]</sup> Curso de Protecciones – Notas sobre Protecciones INECEL

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado “Operación de SEP” Módulo III

<sup>[10]</sup> Seminario “Flujos de Potencia y Coordinación de Protecciones” Ing. Sergio Guzmán

operadores. La comparación de valores se lo realiza mediante compuertas lógicas o con tarjetas electrónicas diseñadas para un determinado fin. A pesar de conseguir algunas ventajas sobre los relés electromecánicos, se seguía con el problema de unifuncionalidad y, prácticamente no se podía personalizar las funciones de protección. Cada relé realizaba una función particular de protección.

Con el advenimiento de la tecnología de muestreo a partir de los años 60 se han desarrollado los relés numéricos. Al principio no era viable obtener tiempos adecuados de actuación, con el arribo de los micros de 16 bits en los 70, se comienza a construir computadoras más rápidas y económicas. Las ventajas que se consiguen con esta tecnología son: confiabilidad, auto diagnóstico, registro de eventos y disturbios en el sistema y, la probabilidad de desarrollo de protecciones adaptivas. En la Fig. 9 se muestra en forma esquemática el principio de funcionamiento de las protecciones digitales para el caso de un relé de distancia.

Los relés numéricos convierten las señales analógicas de los equipos de medida en señales digitales (estas señales a más de guardar el valor rms de una onda, guardan el resto de valores de la onda), las cuales son comparadas mediante compuertas lógicas o memorias electrónicas con valores predeterminados por el operador, los cuales también son almacenados en memorias.

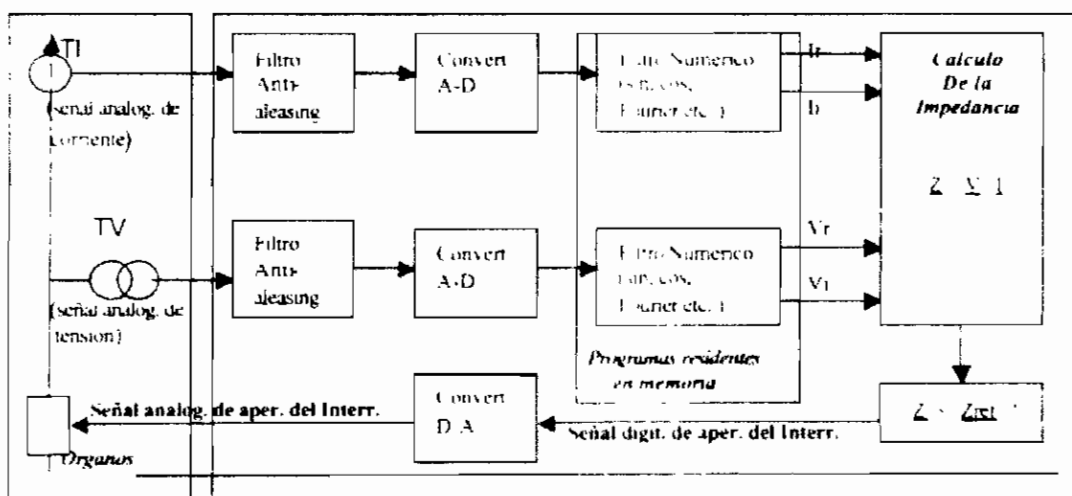
Las ondas de corriente y voltaje son almacenadas en la memoria, el procesador del relé procede a calcular los parámetros característicos de las ondas, como son: valores rms, componentes armónicas, ángulo de desfase con respecto a un fasor de referencia etc. Con todos estos valores almacenados, el procesador del relé efectúa comparaciones numéricas con los valores predeterminados y determina si se debe disparar o no el (los) interruptor.

El procesador de este tipo de relés es programable, lo cual es gran ayuda, ya que esta opción permite "personalizar" en cierto sentido las funciones de protección. Así también estos relés tienen la característica de ser multifuncionales, como por ejemplo: pueden realizar cálculos de todo tipo de

potencias, componentes simétricas, contenidos de armónicos, impedancia vista por el relé, direccionalidad, etc., en teoría se dispone de todas las funciones.

Otra característica importante de los relés numéricos es la posibilidad de recibir a más de señales analógicas de voltaje y corriente otros tipos de señales, tales como: posiciones de interruptores, seccionadores, etc. Esta característica permite automatizar las subestaciones mediante un control coordinado y no ciego.

Al usar relés electromagnéticos existe coincidencia en tiempo entre el voltaje y la corriente ya que estos parámetros ingresan directamente a la bobina. Esto no sucede en los relés numéricos ya que los microprocesadores de estos relés permiten el ingreso de una sola variable a la vez y luego otra variable debido a lo cual la señal de voltaje y corriente no coinciden en tiempo.



**Fig. 9 Principio de funcionamiento de las protecciones digitales**

<b>VARIABLES</b>	<b>FACTORES QUE ALARGAN EL PERIODO DE PRUEBAS</b>	<b>FACTORES QUE ACORTAN EL PERIODO DE PRUEBAS</b>
Tipo de relé	Simple ( pocos elementos )	Complejo ( gran cantidad de elementos)
Medio ambiente	Atmósfera limpia, aire acondicionado	Atmósfera contaminada, temperaturas extremas, polvo en exceso, humedad
Corriente	Operación con corriente nominal de 5 A secundarios o menor	Operación frecuente con sobrecarga (mayores de 5A secundarios )
Voltaje de control	Operación con voltaje nominal de 125 VDC ( tolerancia +/- 5% )	Operación con voltajes mayores en 10% del nominal
Tiempo de servicio	De 5 a 15 años en operación y su historial indica relativamente pocos defectos	relés de diseño recientes cuyo comportamiento en el campo se desconocen. Relés co 20 o más año de servicio.
Indice de fallas	Fallas poco frecuentes	Fallas frecuentes
Magnitud de fallas	Moderada	Severas

*Tabla # 7 Factores generales que determinan la periodicidad de mantenimiento de los relés*

Las señales analógicas de V e I son filtradas en primera instancia con filtros anti-aliasing que eliminan las armónicas de orden superior en las señales entrantes. Posteriormente las señales filtradas son muestreadas por medio de convertidores analógicos-digitales; aquí se produce la conversión de las señales analógicas continuas a valores numéricos digitales que pueden almacenarse en la memoria de una computadora para su posterior procesamiento; este es el paso fundamental que ha permitido el reemplazo de diversos componentes analógicos por programas digitales que cumplen la misma función, haciendo los dispositivos modernos digitales más confiables y baratos.

Como los filtros anti-aliasing no eliminan por completo todos los contenidos de armónicas de las señales V e I, y por lo tanto necesitan de un segundo filtrado, pero esta vez numérico el cual elimina por completo las armónicas quedando de esta manera solo la parte fundamental de la señal.

Una vez obtenidas las señales fundamentales de V e I se esta en condiciones de calcular la impedancia Z vista por el relé desde su lugar geográfico de instalación. Si esta Z es menor que una impedancia de referencia  $Z_{ref}$  definida por el usuario se produce una señal digital de actuación para provocar la apertura de un interruptor. Previamente es necesario convertir esta señal digital en una señal analógica de tensión o de corriente que excite el mecanismo de apertura del interruptor.

#### **2.7.14. Fenómeno Aliasing <sup>[9]</sup>**

Con la técnica del muestreo lo que se busca es mediante la medición de determinados intervalos de tiempo de una señal analógica obtener la forma de onda completa de una señal.

En los relés numéricos se tiene el problema con las componentes de frecuencia altas que tienen las señales analógicas las cuales no son eliminadas por el muestreo, estas frecuencias altas son interpretadas en conjunto como

---

<sup>[9]</sup> Tesis de Grado Protección Digital de Falla a Tierra y Direccional Ing. Raúl Morales

frecuencias bajas, una vez introducida esta información en el proceso, ya no se puede corregir o eliminar el error. La interpretación de una frecuencia alta por una frecuencia baja se conoce como el fenómeno ALIASING.

Para eliminar el fenómeno Aliasing se utiliza filtros Anti-aliasing, los cuales están basados en el principio matemático del Teorema de Nyquist, proceso matemático mediante el cual las muestras con frecuencias mayores a una mitad del rango de muestreo se eliminan.

Las frecuencias altas de una señal no son eliminadas mediante un solo proceso, esto dependerá de la velocidad del microprocesador el éxito de eliminar la mayor cantidad de armónicos de una señal muestreada.

#### 2.7.15. Características generales de los relés numéricos<sup>[9]</sup>

Ya se mencionó anteriormente que los relés utilizan métodos numéricos para realizar los procesos de análisis requeridos para realizar: control, monitoreo y protección de los elementos conectados al relé.

Los relés electromagnéticos para el cálculo de los valores rms utilizan elementos físicos como integradores, a diferencia de los relés digitales que para la misma función utilizan algoritmos basados ya en discretización de las señales, estos algoritmos se representan por las ecuaciones 1 y 2, así:

$$\text{Valor rms}_{\text{analógico}} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_m^2 \sin^2(\omega t) dt} \quad \text{ec. 1}$$

$$\text{Valor rms}_{\text{digital}} = \sqrt{\frac{1}{8} \sum_{n=1}^8 I_m^2} \quad \text{ec. 2}$$

<sup>[9]</sup> Tesis de grado Protección Digital de Falla a Tierra y Direccional Ing. Raúl Morales

## **CAPITULO 3**

### **3.1. Análisis del sistemas de protecciones a implementar en el anillo a 69 kV.**

#### **3.2. Introducción**

Para proceder al análisis del tipo de protecciones eléctricas a utilizarse en la configuración en anillo a construirse en un futuro cercano por parte de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. entre las subestaciones: Otavalo – Cayambe – La Esperanza – Cotacachi – Bellavista a 69 kV. de las cuales La Esperanza y Cotacachi son subestaciones que se encuentran terminadas las obras civiles, por lo que aún no están en funcionamiento.

Se analizará el tipo de protecciones que en la actualidad dispone el sistema radial conformado por las subestaciones existentes: Otavalo y Cayambe, para el análisis no se tomará en cuenta la generación de la central "Molinos la Unión" conectada a la barra de 69 kV. de la subestación Cayambe con una capacidad de 1.3 MW. ya que su aporte a las corrientes de falla no es significativa debido a que su generación comparada con la de EMELNORTE no es significativa. Esto se aprecia en el ANEXO 2.

#### **3.3. Criterios para la selección de elementos para el estudio de protecciones**

##### **3.3.1. Criterios para determinar los TC's**

Los TC's se han seleccionado tomando en consideración la corriente que fluirá por las líneas a demanda y generación máxima a la cual se lo añadido un



porcentaje de seguridad, tomado en cuenta el crecimiento de carga que se tendrá para los años siguientes.

### 3.3.2. Criterios para la selección de los relés

Para la selección de los relés a utilizarse en el diseño del sistema de protecciones del anillo a 69 kV. se ha considerado factores como: confiabilidad, precisión y economía, así como las siguientes consideraciones tecnológicas las cuales tienen un peso importante en la selección:

#### 3.3.2.1. Relés electromecánicos

- Constituido de elementos mecánicos y magnéticos
- Operan en tiempos superiores a los 3 ciclos\*
- Consumo de potencia considerable, debido a la robustez de sus componentes
- Para cada función de protección se tiene una unidad por lo que para implementar el sistema de protecciones se requieren de espacios grandes
- La calibración no es exacta, por ejemplo, si el relé se calibra para que opere a un determinado tiempo, en la práctica no ocurrirá esto por lo que se deberá considerar una banda de operación.
- Debido a la inercia del relé, en el caso de que exista una falla temporal el disco del relé seguirá operando ocasionando una apertura innecesaria. Debido a esta condición, al realizar la coordinación es otro factor que hay que tomar en cuenta lo cual dificulta la calibración.
- Sólo realizan la función de protección
- Requieren de un mantenimiento periódico, ya que su sistema de relojería se descalibra con el tiempo.
- No tienen la función de comunicación, por lo que no es posible que los relés sean ajustados local ni remotamente desde un centro de control.
- Son confiables, una muestra es que en algunos países e inclusive el nuestro se siguen usando.

---

\* 1 ciclo =  $1 / 60$  seg. = 16.666.. ms.

### 3.3.2.2. Relés de estado sólido o analógicos

- Están contruidos por elementos de estado sólido como diodos, transistores, circuitos integrados
- Operan entre medio ciclo y un ciclo
- Para su instalación se requieren de espacios relativamente pequeños
- No tienen comunicación
- Tienen una confiabilidad media, por el hecho de no poseer partes mecánicas

### 3.3.2.3. Relés digitales

- A más de realizar las funciones de protección del sistema eléctrico de potencia, funcionan como unidades electrónicas inteligentes (IED'S)<sup>[12]</sup>, debido a lo cual se puede realizar:
  - **Medición:** Voltaje, corriente, potencia, energía, factor de potencia, etc.
  - **Control:** Abrir y cerrar interruptores, seccionadores local y remotamente desde un centro de control.
  - **Supervisión:** Mediante esta función se puede visualizar los estados de alarmas de los distintos componentes del sistema eléctrico, controlar los niveles de voltaje, chequear el nivel de aceite de los transformadores, transferir la información de los eventos registrados por el relé a una PC los333 cuales servirán para tomar los correctivos necesarios, etc.
- Se puede formar un sistema SCADA
- Tienen una alta confiabilidad
- En la calibración no es necesario aproximar los parámetros obtenidos de los cálculos ya que se los puede ajustar valor calculado, aquí habrá que considerar si el valor calculado es el adecuado para la coordinación, caso contrario habrá que tomar un valor que esté alrededor de éste y ayude a obtener la coordinación adecuada.

---

[12] [http://www.plcservices.com.ve/index\\_archivos/protecciones.htm](http://www.plcservices.com.ve/index_archivos/protecciones.htm)

- Prácticamente la calibración se lo hace una sola vez, al momento de realizar la instalación por lo que el los costos de operación y mantenimiento se reducen.

En base a lo descrito en el párrafo 3.3.2 se sugiere utilizar relés digitales en el análisis del proyecto, ya que las características que presentan estos cumplen con los objetivos que la Empresa tiene trazado.

Ya que el caso que se va ha analizar es un sistema en anillo, en el cual las corrientes de falla pueden fluir en ambas direcciones a través del relé se usará relés de sobrecorriente direccionales de fase y de fase – tierra<sup>[6]</sup>, en los cuales se trabajará con la característica inversa Fig. 11. a. Se usará ésta característica en vista de que se trabajará con cargas proyectadas lo cual implica que no se está trabajando con datos “reales”.

El usar relés direccionales permiten tener variaciones de las configuraciones del sistema sin tener que cambiar el tipo de protecciones.

### **3.4. Criterios de coordinación**

Los siguientes criterios de coordinación estarán enfocados al cálculo y calibración de los relés de sobrecorriente en vista de que serán este tipo de relés los que se usarán para el diseño del sistema de protecciones para el anillo a 69 kV. conformado por las subestaciones Bellavista (Ibarra) – Otavalo – Cayambe – La Esperanza – Cotacahi.

Antes de proseguir con la explicación de los criterios de coordinación que se emplearán en el análisis, se revisarán algunos conceptos básicos de los relés de sobrecorriente.

---

<sup>[6]</sup> Protective relays aplicación guide GEC pag. 160 y 164

### **3.4.1. Ajuste de los relés de sobrecorriente**

De forma general la calibración y coordinación de los relés se empezará desde la barra (subestación) más alejada de la fuente avanzando hacia ésta, (se considerará: atrás = izquierda y adelante = derecha) esto debido a que las corrientes de falla van aumentando conforme se acercan a la fuente, esto quiere decir que la calibración empezará con la corriente de falla más pequeña.

Se mencionó en el párrafo 3.3.2.3 que los relés digitales son unidades que pueden tener incorporadas varias funciones de protección las cuales dependerán de las necesidades que el cliente solicite, las funciones básicas de protección que vienen incorporadas en estos relés por lo general son: el 50, 51, 50N, 51N. Para éste análisis el relé digital que se decida usar tendrá que disponer también el 67 y 67N, relé de sobrecorriente de fase direccional y el relé de sobrecorriente de falla a tierra direccional respectivamente.

La calibración de los relés de sobrecorriente direccional de fase y de tierra se lo hace de forma independiente, para los primeros se usará la corriente trifásica de falla y para los segundos se usará las corrientes de falla monofásicas.

El ajuste de los relés de fase se debe realizarlo con la corriente de falla trifásica mínima, mientras que el ajuste de los relés de falla a tierra son ajustados con la corriente de falla mínima fase-tierra. Al considerar la corriente mínima de falla se deberá verificar que sea mayor que la corriente nominal de carga y el rango de sobrecarga permitido para evitar operaciones falsas.

### **3.4.2. Ajuste de los relés instantáneos**

Características de las unidades instantáneas:

- Trabajar como protección primaria
- Reducir el tiempo de operación de los relés ante fallas severas, con lo cual se reduce el riesgo de dañar los equipos protegidos por el relé

- Evitan la pérdida de selectividad que se da cuando se trabaja con relés de distintas características.<sup>[3]</sup>
- Cuando dos características se cruzan para valores altos de corrientes de falla.

Las unidades instantáneas pueden ser aplicadas en:

#### 3.4.2.1. Ajuste en líneas entre subestaciones

En este caso la unidad instantánea se ajusta en por lo menos del 125 al 130% de la corriente eficaz para el nivel máximo de corriente de falla de la anterior barra.<sup>[3][4]</sup> Por ejemplo en la Fig. 10 la unidad instantánea del relé R2 se ajustará en por lo menos el 125% de la corriente de falla de la barra C.

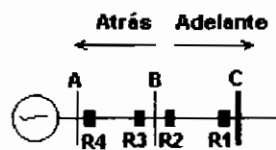


Fig. 10

Con el rango del 20 al 30% de sobrecarga lo que se consigue es que fallas severas al inicio de la línea sean detectadas y limpiadas por los instantáneos que están más atrás.

#### 3.4.2.2. Ajuste en líneas de distribución

Para el ajuste se usa los siguientes criterios:

- El 50% de la corriente de cortocircuito máxima en punto de conexión del relé.<sup>[3]</sup>
- Entre seis y diez veces la corriente nominal de máxima carga. Este criterio se utilizará debido a que el área que se va a analizar, en especial la zona

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado "Operación de SEP" MODULO VI

<sup>[4]</sup> Protecciones de sistemas eléctricos Luis A. Brand C

de Cayambe y Tabacundo tienen un buen número de industrias, las cuales para su operación cuentan con motores, los cuales al momento del arranque del motor requieren de corrientes superiores a seis veces la corriente nominal.

### 3.4.3. Ajuste de las unidades de sobrecorriente de tiempo

Tanto los relés de tiempo definido así como de tiempo inverso se calibran mediante dos parámetros: el DIAL y el TAP.

El TAP es un valor que determina la corriente de pick up o de operación del relé, las corrientes se expresan como múltiplos de ésta. La corriente de pick-up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick-up} = TAP * RTC \quad \text{ec. 3}$$

Para el cálculo de TAP de los relés de fase se usa la ec. 4. Para los relés americanos el TAP y la corriente de pick-up son las mismas, mientras que para los relés europeos la corriente de pick-up es 1.5 veces el TAP.<sup>[3] [4]</sup>

$$TAP = \frac{1.5 * I_n}{RTC} \quad \text{ec. 4}^{[3]}$$

Donde:

$I_n$  = Corriente nominal

RTC = Relación del transformador de corriente

1.5 = Factor de sobrecarga

Para los sistemas de distribución se debe tomar en cuenta las cargas inductivas que pueden existir, las cuales al momento del arranque requieren un valor de corriente alto la cual podría operar un relé innecesariamente, también se

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado "Operación de SEP" MODULO VI

<sup>[4]</sup> Protecciones de Sistemas Eléctricos Luis A. Brand. C

debe considerar el posible aumento de carga futura o en condiciones de emergencia a los alimentadores por lo que el factor de sobrecarga de 1.5 para el cálculo del TAP puede ser de 2 (200%).

Para el cálculo del TAP de los relés de falla a tierra se debe tomar en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema en condiciones normales de operación.

Para el presente análisis se ha tomado una muestra de los registros de corrientes que circulan por las líneas en las subestaciones Otavalo y Cayambe encontrándose un desbalance mínimo del 7% y un máximo del 18%, estos resultados se hallan en el ANEXO 1.

Considerando el desbalance máximo que puede soportar un transformador.\* De acuerdo a la experiencia se determinó un desbalance del 20%, entonces la expresión para el cálculo del TAP para este tipo de relés quedaría:

$$TAP = \frac{0.2 * I_n}{RTC} \quad \text{ec. 5}^{[3]}$$

Para el cálculo del TAP en líneas de transmisión el porcentaje podría ser del 10%, esto considerando que a este nivel de voltaje es posible tener líneas equilibradas, mientras que para los alimentadores de distribución se sugiere que sea el 30%, a este nivel debido al número de consumidores y a una falta un estudio adecuado de distribución de carga por parte de las Empresas Eléctricas en nuestro País resulta un poco difícil disponer de alimentadores de distribución adecuadamente equilibrados.

---

\* Ing Patricio Guerrero Director de Tesis

<sup>[3]</sup> Curso de Postgrado "Operación de SEP" MODULO VI

### 3.5. Pasos de coordinación

Los criterios de coordinación siguientes son aplicados principalmente a los relés de tiempo inverso, aunque pueden ser aplicados para los de tiempo definido.

1. Seleccionar el TAP para todos los relés que forman parte del sistema en análisis, usando los criterios dados por las ecuaciones 4 y 5, según sea el caso.
2. Determinar el tiempo requerido de operación  $t_1$ , del relé más alejado de la fuente, para esta explicación se considerará la Fig. 10 se empezará desde la barra más alejada C (circuito radial), se empezará desde el relé más alejado de la fuente en este caso el relé R1 al cual se le asignará el DIAL más bajo de las características del relé Fig. 11.a. y considerando el nivel de corriente de falla para el arranque de la unidad instantánea de éste relé. El ajuste del DIAL puede tener un valor más alto ya que el valor de la corriente de carga puede llegar a superar a la corriente nominal en condiciones normales por ejemplo usando el circuito es reenergizado después de una falla (energizado en frío), o cuando se necesita coordinar con elementos instalados aguas abajo, como puede ser el caso de fusibles, reconectores.

Para el cálculo de  $t_1$  se usará la expresión 6:

$$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{0.02}} * T_p \quad \text{ec. 6} \quad [11]$$

$t_1$  = Tiempo de operación del relé R1

$T_p$  = DIAL

De esta ecuación dependiendo de los datos que se dispongan se puede calcular el parámetro que falta.

---

<sup>[11]</sup> Manual del relé 7SJ62 SIPROTEC SIEMENS



3. Determinar el tiempo de operación del relé asociado con el interruptor de la próxima subestación, relé R2, acercándose hacia la fuente,  $t_{2a} = t_1 + t_{\text{respaldo}}$ .

Donde :

$t_{2a}$  = tiempo de operación del relé de respaldo (backup) asociado con el interruptor 2

$t_{\text{respaldo}}$  = Intervalo de coordinación. Se explica más adelante

La corriente de falla empleada para éste cálculo será la misma que se uso para determinar el tiempo  $t_1$ , del relé R1 asociado con el primer interruptor.

4. Una vez calculado el  $t_{2a}$  y con el TAP del relé 2 calculado anteriormente se repite el paso 2 para obtener el valor del DIAL del relé 2. Es recomendable elegir siempre un DIAL mayor al calculado cuando se trabaja con relés electromecánicos, cuando se trabaja con digitales se puede ajustar el valor calculado.
5. Determinar el tiempo de operación del relé 2 con la ec. 6, pero, para éste cálculo se usará la corriente de falla mínima en la barra B.
6. Para continuar con el proceso, se empieza desde el tercer paso.

El intervalo de coordinación está entre dos características sucesivas tiempo-corriente, y este intervalo de coordinación está en el rango de 0.3 a 0.5 segundos. En este rango se toma en cuenta el tiempo de operación de los interruptores y más un factor de seguridad

Tomando un valor del rango de tiempo mencionado se mantiene la selectividad, la que se puede perder debido a:

- Tiempo de operación de los interruptores
- Variaciones de los niveles de falla
- Errores de los transformadores de corriente

El procedimiento de coordinación mencionado se utilizará cuando las características de operación de los relés estén definidas por fórmulas matemáticas, como será en éste caso que se trabajara con relés digitales, en lugar de gráficos. De acuerdo a las normas IEC 255 y BS 142 definen matemáticamente el tiempo de operación de los relés de sobrecorriente con la siguiente expresión:

$$t = \frac{k * \beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \quad \text{ec. 7}$$

Donde:

t = tiempo de operación del relé en segundos

k= Dial

I = Corriente de falla en el secundario en amperios

I<sub>s</sub> = Tap

α y β = constantes que determinan la tolerancia de las características de los relés

En la Tabla # 8 se da los valores de α y β para los tres tipos de relés de sobrecorriente.

Característica	α	β
Inverso	0,02	0,14
Muy inverso	1	13,5
Extremadamente inverso	2	80
Inversa larga	1	120

*Tabla # 8 Constante para los relés de sobrecorriente*

En la Fig. 11 se muestra las características típicas de los relés de sobrecorriente digitales con las cuales se realizará el análisis, tanto para fallas de fase como para monofásicas.

### **3.6. Sistema de protecciones actual del área a analizar**

Se mencionó anteriormente, que en la área a analizar para la conformación del anillo existen en funcionamiento tres subestaciones de las cinco que entrarán en el análisis, las cuales son: Bellavista (Transelectric), Otavalo y Cayambe, estas últimas de EMELNORTE, que se encuentran funcionando en sistema radial a 69 kV.

El sistema de protecciones que se encuentran en este sistema en lo que tiene que ver con la protección de las líneas de subtransmisión son relés de sobrecorriente direccionales e instantáneos de tecnología electromecánica, cuyas características de calibración y operación se muestran en las tablas ANEXO 2.

En lo que tiene que ver con la selección de los TC's, para el análisis se ha decidido usar algunos de los existentes, ya que sus características se ajustan a los requerimientos de carga que van a fluir por ellos. Para las líneas de subtransmisión que serán construidas: Cayambe – La Esperanza, La Esperanza – Cotacachi y Cotacachi – Bellavista, los TC's se escogerán con el criterio descrito en el párrafo 3.3.1.

### **3.7. Condiciones que se tomarán en cuenta para el análisis del sistema de protecciones del anillo**

En el capítulo 1 se mencionó que el sistema eléctrico de EMELNORTE se alimentaba de las siguientes fuentes:

1. SNI (mediante dos nodos: S/E Ibarra y S/E Tulcán)
2. Generación propia
3. Interconexión con Colombia

Con respecto a la interconexión con Colombia se debe manifestar que el máximo de potencia que se importa es de 28 MW, aunque la capacidad máxima de transmisión de la línea de interconexión es de 35 MW. El limitante para

importar sólo 28 MW se debe a la posibilidad que tiene Selva Alegre de conectarse al sistema con un consumo de 3 MW, lo cual aumentaría a 38 MW de importe de potencia, excediendo la capacidad de la línea de transmisión.

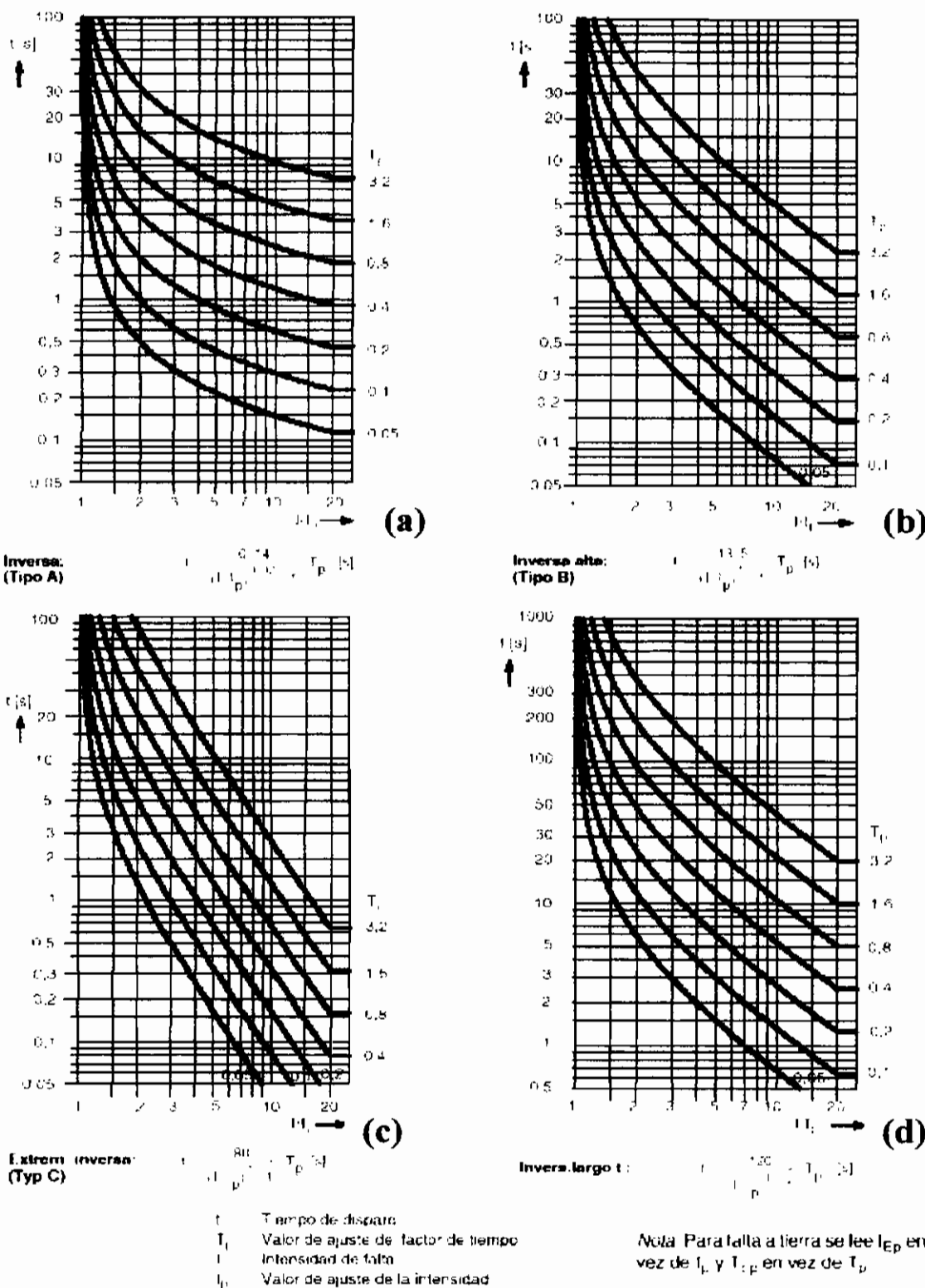
Se compra energía a Colombia sólo cuando el precio marginal colombiano es menor que el ecuatoriano y en casos necesarios, en la actualidad no se está comprando energía

Como se puede observar, se presentan dos condiciones para el análisis de las protecciones para el anillo:

1. Análisis sin Colombia y,
2. Análisis con Colombia

Analizando los resultados de las corrientes de cortocircuito obtenidas del PowerWorld 8.0 tanto para la condición 1 y 2 anteriores, el análisis se realizará sólo para la condición 1, por cuanto corrientes de cortocircuito obtenidas son similares en magnitudes y no influyen en la calibración, tanto para falla trifásica y monofásica. Los valores de corrientes de falla se muestran en el ANEXO 4.

Se debe mencionar que para obtener la potencia a demanda mínima en las S/E de EMELNORTE, se a procedido a calcular el porcentaje de potencia a demanda mínima respecto a la máxima que el SNI entrega a la Empresa, estos resultados se hallan tabulado en el ANEXO 1.



**Fig. 11** Característica de disparo de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso, Según IEC (fases y tierra).<sup>[11]</sup>

<sup>[11]</sup> Manual de relé 7SJ62 SIPROTEC - SIEMENS

## CAPITULO 4

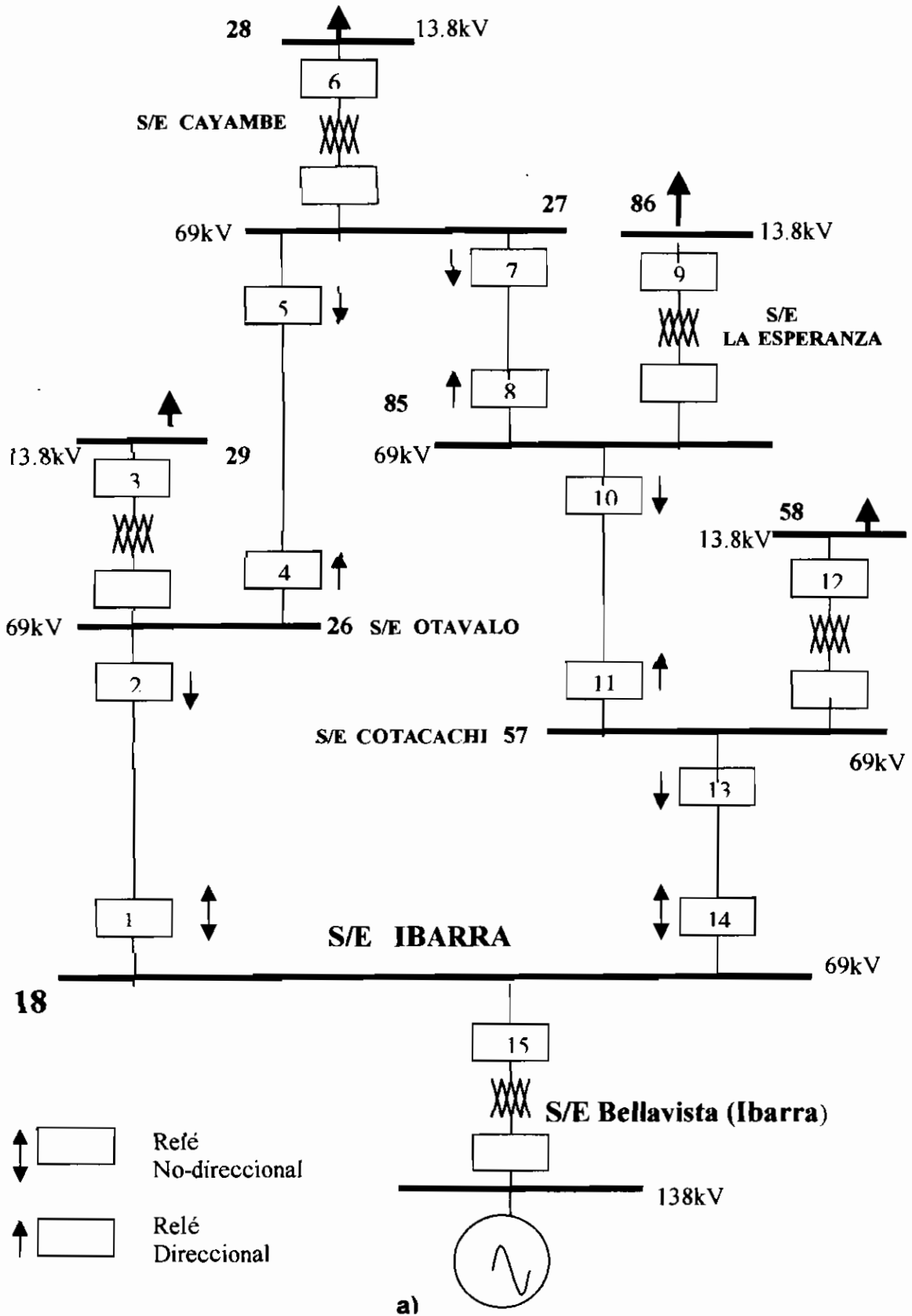
### 4.1. Aplicación

Para realizar el análisis del sistema de protecciones del sistema eléctrico en anillo se utilizará básicamente el mismo criterio que se utiliza para un sistema radial, es decir, se empieza el estudio de las protecciones desde la parte más alejada de la fuente y se sigue acercándose hacia la misma. Para este caso, el sistema en anillo Fig. 12 a. se lo abrirá horaria Fig. 12 b. y antihorariamente Fig. 12 c. de esta forma se obtendrá básicamente dos sistemas radiales.

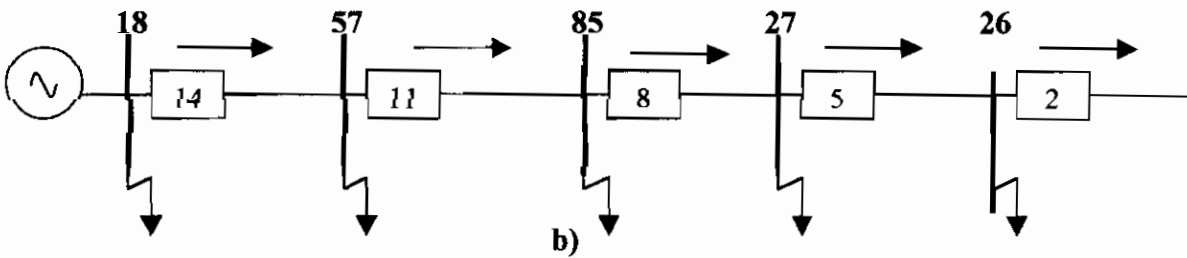
Con estos dos esquemas radiales se procede a identificar los relés de protección principal y los que trabajarán como respaldo.

Para realizar este proceso, se empieza desde el relé más alejado de la fuente, por ejemplo para el caso a se empieza desde el relé 2 (protección principal) el respaldo de éste será el relé 5 y al mismo tiempo será protección principal de la barra 27. El respaldo del relé 5 será el relé 8 y éste será protección principal de la barra 85. Este proceso se repetirá hasta llegar al último relé que en este caso es el relé 14. Este mismo proceso se aplicará al sistema radial del caso b. Los resultados obtenidos se muestra en la tabla 9.

Se observa que al abrir un anillo horaria y antihorariamente las corrientes de falla en los circuitos radiales obtenidos no cumplen con la condición de ir aumentando desde la parte más alejada hacia la fuente. Esta circunstancia no permite obtener una coordinación adecuada, esto se puede observar en la tabla #10 que en la parte media del sistema radial, barra 27 la corriente disminuye y luego nuevamente comienza a aumentar.



### CASO a (sentido horario)



### CASO b (sentido antihorario)

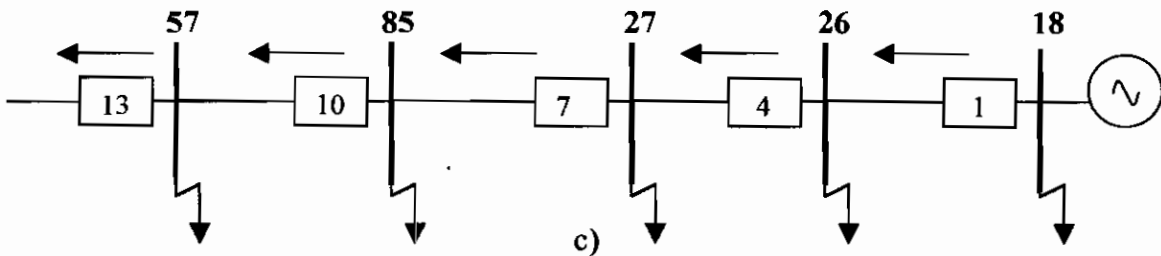


Fig. 12. a) Sistema en anillo a analizar. b) Sistema radial horario. c) Sistema radial antihorario

Los relés de la base del anillo (relé 1 y 14) serán no direccionales debido a que en esta parte del sistema las corrientes fluyen sólo en un sentido.

Para conseguir una adecuada coordinación y calibración de los relés, se ajustará las unidades instantáneas de los relés 13 y 2 a un valor de corriente de falla menor al de operación del relé 7 y 8 ubicados en la barra 27.

Caso a (sentido horario)		Caso b (sentido antihorario)	
Relé	Respaldo	Relé	Respaldo
2	5	13	10
5	8	10	7
8	11	7	4
11	14	4	1

Tabla 9. Protección principal y respaldo



## 4.2.Coordinación para los relés de fase

A continuación se realiza el procedimiento de coordinación entre los relés que formarán parte del sistema en anillo a 69 kV. para las fallas trifásicas.

En la siguiente tabla 10 se presentan las corrientes de cortocircuito trifásico tanto para demanda máxima y demanda mínima, para la condición sin conexión con Colombia por lo expuesto en el párrafo 3.7.

Barra	Corrientes de falla Fase-Fase	
	Icc Demanda Max (A)	Icc Demanda Min (A)
18	2816,59	2747,31
26	1650,09	1635,18
27	1424,41	1411,94
57	2052,92	2019,27
85	1454,57	1439,93

*Tabla 10. Corrientes de falla de fase*

A continuación se calculará las corrientes de falla en por unidad (p.u), con el objetivo de tener una idea del porcentaje de las corrientes de falla con respecto a la de base.

$$S_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$V_{base} = 69 \text{ kV}$$

$$I_{Base} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * kV_{base}} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 69} = 836.76 A$$

Barra	Corrientes de falla Fase-Fase	
	Icc Demanda Max (p.u)	Icc Demanda Min (p.u)
18	<b>3.37</b>	3.28
26	1.97	1.95
27	1.70	<b>1.69</b>
57	2.45	2.41
85	1.74	1.72

*Tabla 11. Corrientes de falla f-f en p.u*

Para las fallas monofasicas se realiza el mismo procedimiento, cuyos resultados se presentan en la tabla 12.

Barra	Corrientes de falla Fase-Tierra	
	icc a Demanda Max (p.u)	icc a Demanda Min (p.u)
18	<b>2.24</b>	2.23
26	1.28	1.28
27	<b>1.10</b>	1.11
57	1.49	1.49
85	1.15	1.15

*Tabla 12. Corrientes de falla f-t en p.u*

De la tabla 11 y 12 se puede apreciar que se tiene un máximo de 3.37 p.u y un mínimo de 1.69 p.u para fallas trifásicas, mientras que para fallas monofásicas se tiene un máximo de 2.24 p.u y 1.1 p.u mínimo.

#### 4.2.1. Caso a (sentido horario)

##### 4.2.1.1. Selección de TC's

Los TC's seleccionados en base al criterio del párrafo 3.3.1 se presentan en la tabla 13.

Relé	RTC
Relé 2	200/5
Relé 5	100/5
Relé 8	100/5
Relé 11	100/5
Relé 14	200/5

*Tabla # 13. TC's*

##### 4.2.1.2. Selección de TAP's

Ya que el caso a analizar se trata de líneas de subtransmisión se usará el criterio dado por la ecuación 4, obteniéndose los siguientes resultados:

<b>Criterio de selección</b>	<b>TAP = 1,5*In / RTC</b>
------------------------------	---------------------------

**Rele 2:**

$$I_n = 118,6$$

$$TAP = 4,448 \quad \text{entonces} \quad * TAP = 4$$

**Rele 5:**

$$I_n = 49,4$$

$$TAP = 3,705 \quad \text{entonces} \quad * TAP = 4$$

**Rele 8:**

$$I_n = 24,03$$

$$TAP = 1,802 \quad \text{entonces} \quad * TAP = 4$$

**Rele 11:**

$$I_n = 87,26$$

$$TAP = 6,545 \quad \text{entonces} \quad * TAP = 6,5$$

**Rele 14:**

$$I_n = 116,13$$

$$TAP = 4,355 \quad \text{entonces} \quad * TAP = 6$$

\* En estos casos se cambia el valor del TAP del calculado con el fin de obtener una mejor coordinación de los relés.

#### 4.2.1.3. Determinación del DIAL y calibración

Para realizar este paso se aplicará los criterios descritos en el párrafo 3.5 desde el paso 2 hasta el 5, obteniéndose los siguientes resultados:

**Rele 2:**

$$I \text{ falla prim.} = 1635,18 \quad A$$

$$I \text{ falla sec.} = 1635,18 / 40 = 40,880 \quad A$$

$$I \text{ veces tap} = 40,88 / 4 = 10,220$$

$$\text{Se toma el valor de dial más pequeño} = 0,1 \quad \text{De Fig. 11.a}$$

Entonces

$$t_{\text{ope. R2}} = 0,294 \text{ seg (De ec. 6)}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste del Instantaneo} = \quad I_{cc \text{ prim}} &= 1000 \quad \text{A} \\ I_{cc \text{ sec}} &= 1000 / \text{RTC} = 25 \quad \text{A} \\ I \text{ veces tap} &= 25 / \text{TAP} = 6,25 \\ t_{\text{ope.}} &= 0,02 \end{aligned}$$

$$\mathbf{** I \text{ pick - up} = 1 \text{ TAP}}$$

$$I \text{ pick - up} = 160 \quad \text{A}$$

Para proceder a la calibración de los relés; utilizando la corriente de falla mínima, la cual circulará por el primario del TC se lo refleja al secundario dividiéndola para la relación del TC (RTC), luego, éste valor se divide para el TAP calculado del relé, obteniéndose las veces el TAP. Ya que el relé 2 es el que está a la cola del sistema se seleccionará el DIAL más pequeño de la característica inversa Fig. 11 a. Con los valores de veces el TAP y DIAL, utilizando la ecuación de la característica inversa se obtiene el tiempo de operación del relé.

Aquí se usa un relé instantáneo, el cual se calibra a 1000 A. En el primario con tiempo de operación de 0,02 seg.<sup>[4]</sup> Más adelante se explicará la necesidad de usar las unidades instantáneas.

La  $I_{\text{pick-up}}$  se calculará multiplicando el TAP por el RTC de acuerdo a la ec. 3, el cual equivaldrá a 1TAP, éste valor servirá de referencia para dibujar la curva tiempo – corriente del relé. Esta curva se lo realizará para todos los relés y se los pondrá en un solo gráfico, con el cual se podrá observar si existe o no coordinación entre los relés.

Todos los valores para realizar el gráfico tiempo – corriente se encuentran detallados en el ANEXO 3.

<sup>[4]</sup> Protección de Sistemas Eléctricos Luis A. Brand Pagna. 111

Acercándose hacia la fuente se tiene el relé 5, el cual servirá de respaldo del relé 2 y como protección primaria de la barra 27, estos cálculos se muestran a continuación.

### Relé 5:

$$\begin{aligned}
 t \text{ ope. respaldo de R2} &= t \text{ ope. INS R2} + 0,4 = 0,420 \text{ seg.} \\
 \text{I veces tap} &= 1000 / (4 * 20) = 12,500 \\
 \text{Entonces Dial} &= 0,155 \quad \text{De ec. 6 entonces} \quad 0,3 \\
 \text{I falla prim.} &= 1411,94 \quad A \\
 \text{I falla sec.} &= 1411,94 / 20 = 70,597 \quad A \\
 \text{I veces tap} &= 17,649 \\
 t \text{ ope. R5} &= 0,711 \quad \text{seg.} \\
 \text{I pick - up} &= 80 \quad A
 \end{aligned}$$

El tiempo de respaldo que se utilizará es de 4 seg. de acuerdo con el paso 3 del párrafo 3.5. El cálculo del DIAL para el relé 5 se lo hace usando los criterios 3 y 4 del párrafo 3.5.

Este proceso de aquí en adelante se vuelve repetitivo. A continuación se presentan los resultados que faltan del caso a y todos los del caso b. en el cual se aplican los mismos criterios del caso a.

### Relé 8:

$$\begin{aligned}
 t \text{ ope. respaldo de R5} &= t \text{ ope. R5} + 0,4 = 1,111 \text{ seg.} \\
 \text{I veces tap} &= 17,649 \\
 \text{Entonces Dial} &= 0,469 \quad \text{De ec. 6 entonces} \quad 0,5 \\
 \text{I falla prim.} &= 1439,93 \quad A \\
 \text{I falla sec.} &= 1439,93 / 20 = 71,997 \quad A \\
 \text{I veces tap} &= 17,999 \\
 t \text{ ope. R8} &= 1,176 \quad \text{seg.}
 \end{aligned}$$

$$l \text{ pick - up} = 80 \quad A$$

### Rele 11:

$$t \text{ ope. respaldo de R11} = t \text{ ope. R11} + 0,4 = 1.576 \quad \text{seg.}$$

$$l \text{ veces tap} = 11.076$$

$$\text{Entonces Dial} = 0.555 \quad \text{De ec. 6 entonces} \quad 0.6$$

$$l \text{ falla prim.} = 2019.27 \quad A$$

$$l \text{ falla sec.} = 2019,27 / 20 = 100.964 \quad A$$

$$l \text{ veces tap} = 15.533$$

$$t \text{ ope. R11} = 1.490 \quad \text{seg.}$$

$$l \text{ pick - up} = 130 \quad A$$

### Rele 14:

$$t \text{ ope. respaldo de R11} = t \text{ ope. R11} + 0,4 = 1.890 \quad \text{seg.}$$

$$l \text{ veces tap} = 8.414$$

$$\text{Entonces Dial} = 0.587 \quad \text{De ec. 6 entonces} \quad 0.6$$

$$l \text{ falla prim.} = 2747.31 \quad A$$

$$l \text{ falla sec.} = 2747,31 / 40 = 68.683 \quad A$$

$$l \text{ veces tap} = 11.447$$

$$t \text{ ope. R14} = 1.681 \quad \text{seg.}$$

$$l \text{ pick - up} = 240 \quad A$$

#### 4.2.2. Caso b (sentido antihorario)

##### 4.2.2.1. Selección de TC's

Relé	RTC
Relé 13	200/5
Relé 10	100/5
Relé 7	100/5
Relé 4	" 300/5
Relé 1	" 500/5

*Tabla 14. TC's*

##### 4.2.2.2. Selección de TAP's

Criterio de selección	TAP = 1.5*In / RTC
-----------------------	--------------------

###### Relé 13:

In = 116,13 A

TAP = 4,355 entonces \* TAP = 4

###### Relé 10:

In = 87,26 A

TAP = 6,545 entonces \* TAP = 6

###### Relé 7:

In = 24,03 A

TAP = 1,802 entonces \* TAP = 4

###### Relé 4:

In = 49,4 A

TAP = 1,235 entonces \* TAP = 1,5

###### Relé 1:

In = 118,6 A

TAP = 1,779 entonces \* TAP = 3

### 4.2.2.3. Determinación del DIAL y calibración

#### Rele 13:

$$\begin{aligned}
 \text{I falla prim.} &= 2019.27 && \text{A} \\
 \text{I falla sec.} &= 2019,27 / 40 = && 50.482 && \text{A} \\
 \text{I veces tap} &= 50,48 / 4.5 = && 12.620 \\
 \text{Se toma el valor de dial más pequeño} &= && 0.1 && \text{De Fig. 11a.}
 \end{aligned}$$

Entonces

$$t \text{ ope. R13} = 0.269 \text{ seg. (De ec. 6)}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ajuste del Instantaneo} &= \text{Icc prim} = 1000 && \text{A} \\
 &= \text{Icc sec} = 1000 / \text{RTC} = 25 && \text{A} \\
 &= \text{I veces tap} = 25 / \text{TAP} = 6.25 \\
 &= \text{t ope.} = 0.02 && \text{seg.} \\
 \text{I pick - up} &= 160 && \text{A}
 \end{aligned}$$

#### Rele 10:

$$\begin{aligned}
 \text{t ope. respaldo R13} &= \text{t ope. INSTAN R13} + 0,4 = 0.420 && \text{seg.} \\
 \text{I veces tap} &= 8.333 \\
 \text{Entonces Dial} &= 0.130 && \text{De ec. 6 entonces} && 0.15
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{I falla prim.} &= 1439.93 && \text{A} \\
 \text{I falla sec.} &= 1439,93 / (7 * 20) = 71.997 && \text{A} \\
 \text{I veces tap} &= 11.999 \\
 \text{T ope. R10} &= 0.412 && \text{seg.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ajuste del Instantaneo} &= \text{Icc prim} = 1300 && \text{A} \\
 &= \text{Icc sec} = 1300 / \text{RTC} = 65 && \text{A} \\
 &= \text{I veces tap} = 65 / \text{TAP} = 10.83 \\
 &= \text{t ope.} = 0.02 && \text{seg.} \\
 \text{I pick - up} &= 120 && \text{A}
 \end{aligned}$$



**Rele 7:**

t ope. respaldo R10 =	t ope. INSTAN. R10 + 0,4 =	0.420	seg.
I veces tap =	16.250		
Entonces Dial =	0.172	De ec. 6 entonces	0.3
I falla prim. =	1411.94	A	
I falla sec. =	1411,94 / 20 =	70.597	A
I veces tap =	17.649		
t ope. R7 =	0.711	seg. (De ec. 6)	
I pick - up =	80	A	

**Rele 4:**

t ope. Respaldo de R7 =	t ope. R7 + 0,4 =	1.111	seg.
I veces tap =	15.688		
Entonces Dial =	0.449	De ec. 6 entonces	0.4
I falla prim. =	1635.18	A	
I falla sec. =	1635,18 / 60 =	27.253	A
I veces tap =	18.169		
t ope. R4 =	0.938	seg. (De ec. 6)	
I pick - up =	90	A	

**Rele 1:**

t ope. respaldo R4=	t ope. R4 + 0,4 =	1.338	seg.
I veces tap =	5.451		
Entonces Dial =	0.330	De ec. 6 entonces	0.4
I falla prim. =	2747.31	A	
I falla sec. =	2747,31 / 100 =	27.473	A
I veces tap =	9.158		
t ope. R1 =	1.237	seg. (De ec. 6)	
I pick - up =	300	A	

### 4.2.3. Comentarios

Se usa relés instantáneos junto con los relés de sobrecorriente direccionales 2, 13 y 10, esto con el fin de obtener una adecuada coordinación con el resto de relés. Los valores de corriente de falla con los cuales se calibra los instantáneos se han fijado de acuerdo al valor de corriente de falla que permita obtener un ajuste adecuado para la coordinación.

Una vez realizado la coordinación de los relés que forman aparte del sistema en anillo a 69 kV. se procede a verificar si existe o no coordinación de estos relés con los que están ubicados en el lado de baja (13.8 kV.) de las subestaciones. Para continuar con esta explicación en la tabla 15 se presenta los relés de respaldo que trabajarán con los relés del lado de baja de las subestaciones (protección principal),

Relé	Respaldos
3	1 y 5
6	4 y 8
9	7 y 11
12	10 y 14
15	1 y 14

*Tabla 15. Relés principales en el lado de 13.8 kV. y respaldos*

En la actualidad el relé 3 del lado de baja de la subestación Otavalo se encuentra calibrado con un tap de 8 y dial 0.9, con estos parámetros y usando la característica inversa del relé se construye la curva tiempo – corriente, luego superponiéndola con las curvas de los relés de respaldo 1 y 5 se observa que existe cortes de curva y por lo tanto no existe coordinación, para corregir esta situación se sugiere cambiar el valor del dial a 0.5 y el tap de 5, con lo cual se obtiene una mejor coordinación ANEXO 3.

De igual forma, el relé 6 del lado de baja de la subestación Cayambe esta calibrado con tap de 4 y dial de 1, al realizar la curva tiempo – corriente y superponerla con las curvas de los relés 4 y 8 se observa que no existe

coordinación por lo que se sugiere cambiar el valor del dial a 0.5 y mantener el tap, con lo cual se consigue coordinar.

Ya que las subestaciones La Esperanza y Cotacachi aún no se encuentran en operación se sugiere la siguiente calibración para los relés 9 y 12 del lado de baja (13.8 kV.) de las subestaciones que irán coordinados con los relés de respaldo 7 – 11 y 10 – 14 respectivamente. El relé 9 con un tap 4.5 y dial 0.1 mientras que el relé con tap 5 y dial 0.1. Esta coordinación se tiene en el ANEXO 3.

Por último, el relé 15 del lado de 69 kV. de la subestación Ibarra se encuentra con la siguiente calibración, tap de 4 y dial 2.5, y se sugiere cambiar a tap 2 y dial 2.5.

De forma general, los relés del lado de baja (13.8 kV.) de las subestaciones deben operar más rápido que los relés que van en el lado de 69 kV. Así mismo, el relé del lado de baja (69 kV.) de la subestación Ibarra debe operar más rápido que los relés del lado de 69 kV.

A continuación se muestra en la tabla 16 un resumen general de la calibración de los relés para el año 2004.

Resumen de ajuste					
	Relé	TAP	DIAL	Instantáneo Isec (A)	Instantáneo Iprim (A)
Caso a	2	4	0,1	25	1000
	5	4	0,3	---	---
	8	4	0,5	---	---
	11	6,5	0,6	---	---
	14	6	0,6	---	---
Caso b	13	4	0,1	25	1000
	10	6	0,15	65	1300
	7	4	0,3	---	---
	4	1,5	0,4	---	---
	1	3	0,4	---	---

*Tabla 16. Resumen de ajustes de los relés fase-fase*

### 4.3.Coordinación para los relés de falla a tierra

Básicamente se usarán los mismo criterios de coordinación que se usaron para los relés de fase, los puntos en donde hay que cambiar los criterios son en la calibración del TAP y empleo de la corriente de falla, debido a las siguientes explicaciones.

Se dijo anteriormente que debido a una inadecuada distribución de carga se tiene circuitos desbalanceados, lo que significa que en condiciones normales de operación se tendrá distintos valores de corriente en las líneas, esto podría ser la causa de una operación innecesaria de los relés de falla a tierra. Además tomando en cuenta que el máximo desbalance que soportan los transformadores es máximo del 20% por lo que se utilizará este factor en el cálculo del TAP. EMELNORTE tiene un desbalance máximo de 19.1%, esto se muestra en el ANEXO 1.

En lo que tiene que ver con las magnitudes de corrientes de falla monofásicas, las que se utilizarán en la calibración éstas no son fáciles de determinar ya que su valor dependerá de muchos factores como por ejemplo: resistencia del suelo, existen zonas en donde la composición del suelo tienen resistencias muy altas por lo que resulta innecesario trabajar con relés de falla a tierra, tal es el caso de Galápagos\*, humedad, contaminación del aire, estado del clima, etc. Para evitar estos problemas lo que se hace es tomar sólo una parte de la corriente de falla monofásica y se sugiere trabajar con un rango del 20 al 30% de ésta. \*

Con estos antecedentes se procederá a realizar el cálculo y coordinación de los relés de falla a tierra.

En la tabla 17 se presenta los resultados de las corrientes de falla-tierra para demanda máxima y mínima para la condición sin Colombia.

---

\* Ing. Patricio Guerrero Director de Tesis

Barra	Corrientes de falla Fase-Tierra	
	Icc a Demanda Max (A)	Icc a Demanda Min (A)
18	1874,66	1869,57
26	1069,91	1074,82
27	922,022	927,02
57	1247,33	1248,58
85	958,37	962,435

*Tabla 17. Corrientes de falla-tierra*

#### 4.3.1. Caso a (Sentido horario)

##### 4.3.1.1. Selección de TC's

Los TC's han sido seleccionados en base al criterio 3.3.1, los cuales se presentan en la tabla 18.

Relé	RTC
Rele2	200/5
Rele5	100/5
Rele8	100/5
Rele11	100/5
Rele14	200/5

*Tabla 18. TC's*

##### 4.3.1.2. Selección de TAP's

Como se explicó en el párrafo 4.3 para el cálculo del TAP se considerará el desbalance existente en las líneas. Con este criterio se obtienen los siguientes resultados.

Criterio de selección	$TAP = 0.2 \cdot I_n / RTC$
-----------------------	-----------------------------

**Rele 2:**

$I_n =$	118.6	A	
TAP =	0.593	entonces	Tap= 0.6

**Rele 5:**

$$\begin{aligned} I_n &= 49.4 \\ TAP &= 0.494 \quad \text{entonces} \quad Tap = 0.5 \end{aligned}$$

**Rele 8:**

$$\begin{aligned} I_n &= 24.03 \quad A \\ TAP &= 0.240 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.48 \end{aligned}$$

**Rele 11:**

$$\begin{aligned} I_n &= 87.26 \quad A \\ TAP &= 0.873 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.9 \end{aligned}$$

**Rele 14:**

$$\begin{aligned} I_n &= 116.13 \quad A \\ TAP &= 0.581 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.6 \end{aligned}$$

No se usa directamente el valor del TAP calculado con el fin de obtener una coordinación adecuada.

#### 4.3.1.3. Determinación del DIAL y calibración

Para la determinación de estos parámetros se usará los criterios dados en el párrafo 3.5, excepto que aquí se trabajará con el 20% de la corriente monofásica de falla por lo expuesto en el párrafo 4.3. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

*Para el Ecuador continental trabajamos con el 20% de la I de falla*

**Rele 2:**

$$I \text{ falla prim.} = 1069.91 \quad A$$

$$20\% I \text{ falla prim.} = 1069,91 * 20\% = 213.98 \quad A$$

$$I \text{ falla sec.} = 5.350 \quad A$$

$$I \text{ veces tap} = 8.916$$

$$\text{Se toma el valor de dial más pequeño} = 0.1 \quad \text{De Fig. 11. a}$$

Entonces

$$t \text{ ope. R2} = 0.313 \text{ seg. (De ec. 6)}$$

**Ajuste del instantáneo :**

$$lccprim. = 180 \text{ A}$$

$$lccsec. = 4.5 \text{ A}$$

$$l \text{ veces tap} = 7.50$$

$$tope. Instan. = 0.02 \text{ seg.}$$

Entonces:

$$l \text{ pick - up} = 24 \text{ A}$$

**Rele 5:**

$$t \text{ ope. respaldo de R2} = t \text{ ope. Instan.} + 0,4 = 0.420 \text{ seg}$$

$$l \text{ veces tap} = 18.000$$

$$\text{Entonces Dial} = 0.179 \text{ ( De ec. 6 ) Entonces } 0.3$$

$$l \text{ falla prim.} = 922.022$$

$$20\% \text{ falla prim.} = 184.40 \text{ A}$$

$$l \text{ falla sec.} = 184,4 / 20 = 9.220 \text{ A}$$

$$l \text{ veces tap} = 18.440$$

$$t \text{ ope. R5} = 0.700 \text{ seg.}$$

$$l \text{ pick - up} = 10 \text{ A}$$

**Rele 8:**

$$t \text{ ope. respaldo de R5} = t \text{ ope. R5} + 0,4 = 1.100 \text{ seg.}$$

$$l \text{ veces tap} = 184,40 / 20 = 19.209$$

$$\text{Entonces Dial} = 0.478 \text{ ( De ec. 6 ) Entonces } 0.4$$

$$l \text{ falla prim.} = 958.37$$

$$20\% l \text{ falla prim} = 191.67 \text{ A}$$

$$l \text{ falla sec.} = 191,67 / 20 = 9.584 \text{ A}$$

$$l \text{ veces tap} = 19.966$$

$$t \text{ ope. R8} = 0.907 \text{ seg.}$$

$$l \text{ pick - up} = 9.6 \text{ A}$$

**Rele 11:**

t ope. respaldo R8 =	t ope. R8 + 0,4 =	1.307	seg.
I veces tap = 191,67 / 20 =	10.649		
Entonces Dial =	0.452 ( De ec. 6 )	Entonces	0.5
I falla prim. =	1247.33		
20% I falla prim =	249.47	A	
I falla sec. = 249,47 / 20 =	12.473	A	
I veces tap =	13.859		
t ope. R11 =	1.297	seg.	
I pick - up =	18	A	

**Rele 14:**

t ope. respaldo R11 =	t ope. R11 + 0,4 =	1.697	seg.
I veces tap =	10.394		
Entonces Dial =	0.581 ( De ec. 6 )	Entonces	0.6
I falla prim. =	1869.57	A	
20% I falla prim =	373.914	A	
I falla sec. = 373,914 / 40 =	9.348	A	
I veces tap =	15.580		
t ope. R14 =	1.488	seg.	
I pick - up =	24	A	

Para el relé 2 ya que está al final del circuito se le asignará el dial más bajo de la Fig. 11. a de acuerdo al paso 1 del párrafo 3.5.

Con el objeto de obtener una adecuada coordinación se utilizará una unidad instantánea junto con el relé 2.



En lo que tiene que ver con la selección de los dial's no se usa directamente el calculado esto con el fin de evitar el cruce de las curvas.

#### 4.3.2. Caso b (Sentido antihorario)

##### 4.3.2.1. Selección de TC's

Se usará nuevamente el criterio dado en el párrafo 3.3.1. cuyo resultados se presentan en la tabla 19.

Relé	RTC
Relé 13	200/5
Relé 10	100/5
Relé 7	100/5
Relé 4	" 300/5
Relé 1	" 500/5

*Tabla 19. TC's*

- TC's existentes en la configuración radial.

##### 4.3.2.2. Selección de TAP's

Con los criterios dados por el párrafo 3.3.1 del paso 1 al 5 se tiene:

###### Relé 13:

$$I_n = 116.13 \quad A$$

$$TAP = 0.581 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.58$$

###### Relé 10:

$$I_n = 87.26 \quad A$$

$$TAP = 0.873 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.8$$

###### Relé 7:

$$I_n = 24.03 \quad A$$

$$TAP = 0.240 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.5$$

###### Relé 4:

$$I_n = 49.4 \quad A$$

$$TAP = 0.165 \quad \text{entonces} \quad TAP = 0.18$$

**Rele 1:**

$$\begin{aligned} I_n &= 118.6 \quad A \\ \text{TAP} &= 0.237 \quad \text{entonces} \quad \text{TAP} = 0.2 \end{aligned}$$

Igual que en el caso anterior se usará valores de TAP alrededor del valor calculado.

**4.3.2.3. Determinación del DIAL y calibración****Rele 13:**

$$I \text{ falla prim.} = 1247.33$$

$$20\% I \text{ falla prim.} = 249.47 \quad A$$

$$I \text{ falla sec.} = 6.237 \quad A$$

$$I \text{ veces tap} = 10.753$$

$$\text{Se toma el valor de dial más pequeño} = 0.1 \quad (\text{De Fig. 11 a.})$$

Entonces

$$t \text{ ope. R2} = 0.288 \quad \text{seg.}$$

$$I \text{ pick - up} = 23.2 \quad A$$

**Ajuste del instantáneo :**

$$I_{ccprim.} = 100 \quad A$$

$$I_{ccsec.} = 2.5 \quad A$$

$$I \text{ veces tap} = 4.31$$

$$t_{\text{ope. Instan.}} = 0.02 \quad \text{seg.}$$

**Rele 10:**

$$t \text{ ope. respaldo de R13} = \quad t \text{ ope. Inst} + 0,4 = 0.420 \quad \text{seg.}$$

$$I \text{ veces tap} = 6.250$$

$$\text{Entonces Dial} = 0.112 \quad (\text{De ec. 6}) \quad \text{Entonces} \quad 0.3$$

$$I \text{ falla prim.} = 958.37 \quad A$$

$$20\% I \text{ falla prim} = 191.67 \quad A$$

$$I \text{ falla sec.} = 9.584 \quad A$$

l veces tap = 11.980  
 t ope. R6 = 0.825 seg.  
 l pick - up = 16 A

### Rele 7:

t ope. respaldo de R10 = t ope. R10 + 0,4 = 1.225 seg.  
 l veces tap = 19.167  
 Entonces Dial = 0.532 ( De ec. 6 ) Entonces 0.55  
 l falla prim. = 922.022 A  
 20% l falla prim. = 184.40 A  
 l falla sec. = 9.220 A  
 l veces tap = 18.440  
 t ope. R7 = 1.283 seg.  
 l pick - up = 10 A

### Rele 4:

t ope. Respaldo de R 7 = t ope. R7 + 0,4 = 1.683 seg.  
 l veces tap = 17.074  
 Entonces Dial = 0.702 ( De ec. 6 ) Entonces 0.75  
 l falla prim. = 1069.91 A  
 20% l falla prim. = 213.98 A  
 l falla sec. = 3.566 A  
 l veces tap = 19.813  
 t ope. R4 = 1.706 seg.  
 l pick - up = 10.8 A

### Rele 1:

t ope. respaldo R14 = t ope. R14 + 0,4 = 2.106 seg.  
 l veces tap = 10.699

Entonces Dial =	0.730	( De ec. 6 )	Entonces	0.75
I falla prim. =	1869.57	A		
20% I falla prim. =	373.914	A		
I falla sec. =	3.739	A		
I veces tap =	18.696			
t ope. R18 =	1.741	seg.		
I pick - up =	20	A		

### 4.3.3. Comentarios

Igual que en el caso de falla a fase-fase, para conseguir una adecuada coordinación se usa unidades instantáneas junto con los relés 2 y 13 calibrados a la corriente de falla, que permitan alcanzar el ajuste deseado.

Así mismo se una vez realizado la coordinación entre los relés que forman parte del anillo a 69 kV. se procede a realizar la coordinación de estos con los del lado de baja tensión (13.8 kV.) debiendo estos ser mucho más rápidos que los del anillo. De igual manera se debe hacer con el relé de la S/E Ibarra. Para esto se usará el mismo criterio dado en la tabla 15.

En la tabla 20 se presenta las calibraciones anteriores y las sugeridas para el análisis fase-tierra para el año 2004.

Relé	Calibración Anterior		Calibración Sugerida	
	TAP	DIAL	TAP	DIAL
3	2,5	3,5	0,7	1
6	2	3	0,4	1
9	*	*	0,7	0,2
12	*	*	0,75	0,1
15	2,5	5	0,5	1

*Tabla 20. Calibraciones de los relés de las S/E*

En la tabla 21 se presenta el resumen general de la calibración de los relés de falla-tierra para el año 2004.

	Relé	TAP	DIAL	Instantáneo Isec (A)	Instantáneo Iprim (A)
<b>Caso a</b>	2	0.6	0.1	45	180
	5	0.5	0.3	---	---
	8	0.48	0.4	---	---
	11	0.9	0.5	---	---
	14	0.6	0.6	---	---
<b>Caso b</b>	13	0.58	0.1	2.5	100
	10	0.8	0.3	---	---
	7	0.5	0.55	---	---
	4	0.18	0.75	---	---
	1	0.2	0.75	---	---

*Tabla 21. Resumen de ajustes de los relés fase-tierra*

En el ANEXO 3 se presentan los resultados de las coordinaciones para el año 2005, 2006 y 2007, cuyos cálculos son similares a los realizados para el año 2004 tanto para los relés de fase – fase y para los relés de falla a tierra.

## **CAPITULO 5**

### **5.1. Análisis técnico económico – Relación Beneficio / Costo**

### **5.2. Introducción**

Con el fin de cumplir con lo establecido por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, establecer un suministro continuo de energía eléctrica cumpliendo con los requerimientos de calidad. Mediante un análisis técnico-económico presentado más adelante, se muestra la conveniencia o no de la implementación del sistema de protecciones en anillo a 69 kV. entre las S/E Ibarra-Otavalo-Cayambe-La Esperanza-Cotacahi-Ibarra a implementarse por medio de EMELNORTE.

Para el análisis se considerará los valores de potencia máximos a transmitirse por las líneas de subtransmisión y subestaciones.

Para establecer la conveniencia de la ejecución del proyecto, se analizará el resultado del cálculo de la relación del beneficio al costo.

Para éste análisis se utilizará como referencia el análisis económico realizado por EMELNORTE S.A. en el Plan De Expansión del 2001 para la construcción de las líneas de subtransmisión y subestaciones, en lo que tiene que ver con el costo `por energía no abastecida.

### **5.3. Análisis técnico económico del proyecto**

#### **5.3.1 Relación Beneficio – Costo**

El uso de éste concepto es muy frecuente en el estudio de proyectos que implican realizar una inversión económica. La relación beneficio – costo se lo realiza con el fin de determinar si existe o no rentabilidad en un proyecto, en este caso se analizará el si es o no factible utilizar el sistema de protecciones para el anillo a 69 kV.

Este concepto se basa en el método del valor presente. El análisis de la relación de los beneficios a los costos asociados a un proyecto particular, siendo el proyecto atractivo cuando los beneficios derivados desde su implantación exceden a los costos asociados, es decir, un proyecto es factible de ejecutarlo cuando la relación beneficio – costo es mayor que la unidad, pues se verifica que el proyecto económicamente es rentable y el tiempo de recuperación de la inversión es menor al período de vida útil de la obra.

En general los beneficios son ventajas en términos de dinero que recibe el propietario y cuando el proyecto presenta desventajas para el propietario, se los designará como perjuicios y en los proyectos eléctricos son las pérdidas asociadas. Finalmente, los costos son los gastos destinados para la construcción, operación y mantenimiento, etc., menos cualquier valor de salvamento al término de su vida útil.

La relación convencional beneficio – costo (B/C) que se aplica para este estudio es:

$$B/C = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos de Inversión}}$$

El beneficio que se obtendrá con el sistema de protecciones sugerido para el proyecto, es en el caso de existir una falla en alguna parte de las líneas de subtransmisión a 69 kV. , actuará (n) sólo el (los) relé (s) indicado (s), de ésta forma se conseguirá interrumpir el servicio eléctrico sólo al área afectada por la falla (selectividad). El estudio del costo de energía no servida por no operar una línea de subtransmisión se muestra en el ANEXO 5.

Los perjuicios están formados por la demanda no suministrada en la línea de subtransmisión, las causas de desabastecimiento de energía se deben a agentes externos como: descargas atmosféricas, falla en interruptores, etc.

El costo promedio de los relés sugeridos para la implementación es de 7000 US\$ para el 2002 <sup>[16][17]</sup>. En el proyecto se empleará dos relés en cada línea de subtransmisión de 69 kV., uno en la S/E Cotacachi, en la S/E La Esperanza, S/E Otavalo y S/E Cayambe.

La información de demanda y costo por desabastecimiento que se presenta a continuación es tomada del Plan de Expansión de EMELNORTE S.A. septiembre del 2001.

Para la determinación de los **costos de energía por desabastecimiento**<sup>[11]</sup>, se consideran agentes propios o externos del sistema que puedan producir interrupciones esporádicas en la línea de transmisión, las cuales dependen del medio ambiente y de los equipos de apertura o cierre de la línea.

Para el análisis de posibles fallas se consideran los siguientes parámetros de probabilidad de falla en una línea de transmisión como:

Número de interrupciones año	$\lambda$
Probabilidad de falla de la línea e interrupciones	P
Tiempo de desabastecimiento (h)	t
Factor de carga	Fc
Demanda máxima al año	Dmn
Costo de energía desabastecida por kWh	CEd

<sup>[16]</sup> ABB Ecuador Ing. Fabricio López

<sup>[17]</sup> SIEMENS Ecuador Ing. Xavier Pozo

<sup>[11]</sup> Plan de Expansión de EMELNORTE



Los valores promedios de frecuencia de falla o número de interrupciones por año de líneas de subtransmisión de 69 kV e interruptores, que operan en el área de concesión de EMELNORTE levantados para el año 1998 y 1999 es de 17 interrupciones por 152 km de línea y por circuito, con una probabilidad de falla para la línea e interruptor de 0.0466 por 152 Km de línea. El tiempo de desabastecimiento es igual al tiempo de salida de servicio de la línea de transmisión, cuyo valor promedio es de 1 hora.

El costo total por desabastecimiento al año (CD<sub>n</sub>) se calcula con la siguiente expresión:

$$CD_n = \lambda * P * t * Fc * Dm_n * CE_d$$

Donde: CD<sub>n</sub> : Costos por energía desabastecida

El costo de la energía desabastecida a nivel internacional oscila entre 9 y 0.83 US \$ el kWh, con un costo para el Ecuador de 1.64 US \$ el kWh\*. Se ha tomado este valor como referencia para el estudio en vista de que en la Guía del CONELEC dice "...Los índices de calidad del suministro que se utilizarán, serán los que consten en el reglamento correspondiente...", los que hasta la presente fecha no han sido promulgados a través de un reglamento que determine estos parámetros; por lo que se ha tomado como referencia el valor estipulado en dicho estudio.

A continuación se muestra un ejemplo del análisis económico realizado para el proyecto, cuyos resultados se encuentran tabulados en las tablas del ANEXO 5.

\* Costo Social de la Restricción de la Energía – Estudio realizado por la EEQ – EPN, 1993

El ejemplo se aplicará para el año 2004, para los relés que se sugiere implementar en la línea de subtransmisión Ibarra – Cotacachi.

Resultados:

Costo de inversión de relés = 14000 US\$

Demanda de potencia = 13.95 MW para el año 2004

Costos por desabastecimiento de energía = 4534 US\$

Vp de costos por desabastecimiento de energía = 3666.45 US\$

Estos cálculos se realizan para todos los años proyectados, en los cuales van cambiando la demanda. Una vez realizado estos cálculos, para obtener la relación beneficio-costo se suma los Vp de los costos por desabastecimiento de todos los años proyectados, este valor se divide para el costo de inversión de los relés.

$$B/C = \frac{\sum V_p \text{ de ingresos}}{\text{Costo de inversión de relés}}$$

$$= \frac{3493391}{14000} = 2.5$$

Los resultados de la relación Beneficio - Costo se muestran en la tabla 20.

Relés en la LST Ibarra-Otavalo	14000	2,84
Relés en la LST Otavalo-Cayambe	14000	1,35
Relés en la LST Ibarra - Cotacachi	14000	2,74
Relés en la LST Cotacachi - La Esperanza	14000	1,96
Relés en la LST La Esperanza - Cayambe	14000	1,30

*Tabla 22. Relación Beneficio – Costo de los diferentes proyectos a ejecutarse para mejorar la calidad del servicio eléctrico*

Como puede observarse en la tabla 22, todo el proyecto es conveniente realizarlo, pues como se dijo en líneas anteriores, si el valor B/C es mayor que 1, entonces el proyecto es rentable.

## **CAPITULO 6**

### **6.1 CONCLUSIONES**

1. Con la modernización de la Ley del Régimen Eléctrico Ecuatoriano, en cuyo contenido se habla de sanciones económicas drásticas por ausencia de servicio eléctrico al usuario final, se vuelve necesario que las Empresas Eléctricas Distribuidoras cuenten con sistemas eléctricos confiables que garanticen la continuidad de servicio eléctrico cumpliendo con los requisitos de calidad y seguridad. Para conseguir este objetivo las Empresas Distribuidoras se verán en la necesidad de realizar todos los estudios respectivos con el fin de cerciorarse si la Empresa cuenta o no con la infraestructura suficiente para brindar un servicio de calidad, en caso de no ser así la Empresa deberá realizar los proyectos eléctricos necesarios para conseguir lo establecido por la Ley.
2. Al cambiar el sistema radial de la zona sur de EMELNORTE por un sistema en anillo se conseguirá brindar un servicio continuo de energía a ésta zona especialmente a Cayambe y Tabacundo (zonas que tienen un peso importante en el desarrollo económico del País) ya que será alimentada mediante dos líneas de subtransmisión..
3. El sistema en anillo en estudio es alimentado por dos fuentes, Central Molinos "La Unión" y S/E Ibarra, para el análisis del sistema de protecciones a establecer, mediante el uso del programa computacional PowerWordl 8.0 se ha realizado el análisis de cortocircuitos para las condiciones con Molinos "La Unión" y sin éste, llegando a establecer que el aporte a las corrientes de falla considerando Molinos "La Unión" no es significativa. Por tal razón el estudio se lo ha realizado considerando sólo a la S/E Ibarra. Ibarra) como única fuente de alimentación.

4. En vista de la posición geográfica en que se encuentra localizado EMELNORTE, tiene la posibilidad de interconectarse a través de la línea de transmisión de 138 kV. con el sistema eléctrico colombiano. Por esta razón, se debe considerar dos condiciones para el análisis de corrientes de falla; una con el aporte de energía desde Colombia y otra sin éste. Analizando los resultados de fallas obtenidos del PowerWorld 8.0 para estas dos condiciones se observa que las magnitudes de corrientes de falla para el esquema con interconexión a Colombia no varía ya que el anillo en estudio sólo depende de la alimentación de la S/E Ibarra.
5. El sistema de protecciones para el sistema en anillo se ha seleccionado bajo los criterios de funcionalidad y economía.
6. Los relés de sobrecorriente sugeridos para el anillo son digitales (numéricos) los cuales brindarán una mejor respuesta que un de tipo electromecánico ante una falla ocurrida en el sistema tanto para fallas trifásicas como monofásicas. Con estos relés se logrará obtener una calibración "fina" de tal forma que se los podrá calibrar en magnitudes con más de dos decimales si es necesario.
7. La selección de relés digitales que tengan monitoreo además de medición y control será la mejor selección ya que la tendencia de toda empresa eléctrica debe ser a la automatización.
8. Para la calibración de los relés se ha utilizado la corriente mínima de falla tanto trifásica como monofásica, con el criterio de que el disparo de los relés con corrientes de máxima falla será evidente.
9. Con el fin de obtener una calibración adecuada se vuelve necesario usar en los relés que están al final de los sistemas radiales (caso a y b) relés instantáneos, los cuales son calibrados a un valor particular de corriente de falla la cual mejora la coordinación.

10. Ya que el disparo de los relés del lado de baja (13.8 kV) de las subestaciones que forman el anillo tienen que ser más rápidos que los del anillo se sugiere el cambio del dial para las subestaciones Otavalo y Cayambe, logrando con esto conseguir una adecuada coordinación.
11. En éste estudio la coordinación se la ha realizado con los relés electromecánicos existentes en las subestaciones Cayambe y Otavalo ya que los mismos son direccionales.
12. Los beneficios obtenidos al incorporar los relés numéricos se deben a que éstos se los puede hacer más selectivos por lo que se aislaría sólo la parte del sistema eléctrico afectada, entonces, esto quiere decir que se disminuirá los costos por mantenimiento ya que el daño de los equipos disminuirán.
13. El hecho de mejorar el sistema de protecciones no quiere decir que se disminuirán el número de fallas, lo que significa es que el sistema es más selectivo y más confiable.
14. Este proyecto es muy rentable ya que el hecho mismo de ser un sistema en anillo es una gran ventaja, además de esto, al implementarlo con relés numéricos los beneficios aumentan muchísimo como se puede observar en el ANEXO 5.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

1. Con el fin de obtener una mejor funcionalidad del sistema de protecciones del anillo se sugiere cambiar los relés electromecánicos de las líneas de subtransmisión Ibarra – Otavalo y Otavalo – Cayambe por relés digitales 7SJ62 SIPROTEC de SIEMENS ya que éste equipo de protección cuenta con las condiciones requeridas como son: fácil comunicación con el usuario,

- alternativa para formar parte de un sistema SCADA, relativamente más económico que otros relés digitales.
2. Se sugiere cambiar los relés digitales SPAJ 140 de las subestaciones La Esperanza y Cotacachi ya que éstos relés no son direccionales y al entrar en funcionamiento el anillo los mismos no se podrán aplicar.
  3. Para poner en funcionamiento el anillo se sugiere la compra de un sincronizador de fases el mismo que debe ser instalado en cualquier subestación del anillo. Además, también deben ser recalibrados los relés de la subestación Ibarra que pertenece a transeletric como podemos observar en las tablas que resumen la coordinación.
  4. De acuerdo al Plan de Expansión 2001 – 2010 realizado por EMELNORTE, en el 2008 entrará en operación la S/E Cayambe Sur, por lo que aumentará una subestación al anillo, los relés direccionales utilizados en el anillo original no tendrán que ser cambiados, simplemente para operar en el nuevo sistema se cambiarán la calibración de acuerdo a las nuevas corrientes de falla.
  5. A futuro se sugiere el estudio para formar un anillo entre las subestaciones Otavalo – El Retorno - San Agustín – Ibarra por la importancia de carga en las mismas. Además un estudio de protecciones en un posible anillo entre las subestaciones Ibarra – Tulcán – El Angel – San Gabriel – Chota.
  6. Se sugiere cambiar el transformador de corriente de 500/5 la línea Otavalo – Cayambe por uno de relación de 100/5 , con el fin de obtener una mejor calibración de los relé 5 con el 2 y el 8.

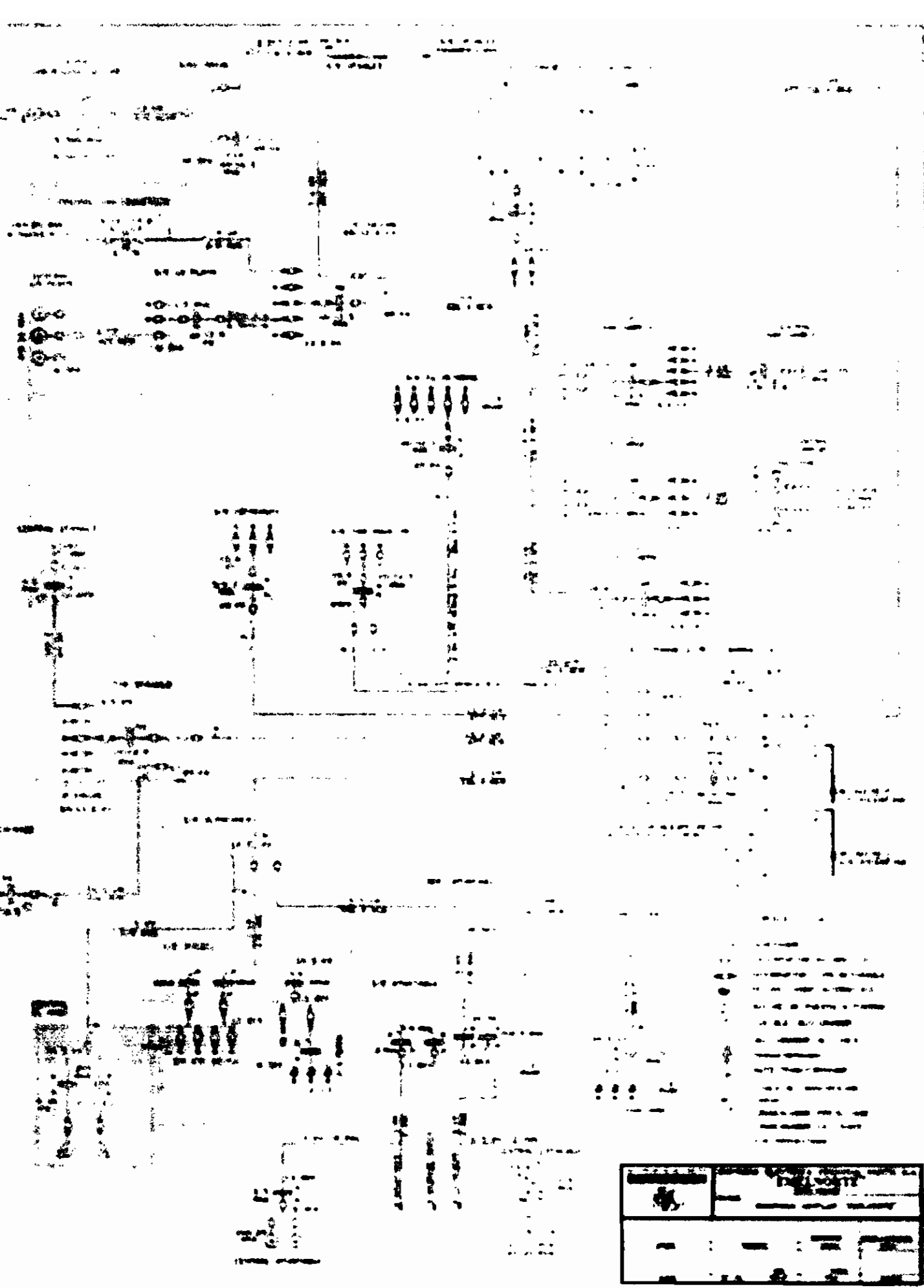
## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. Plan de Expansión de EMELNORTE S.A. Septiembre del 2001  
Ing. Santiago Granja R. Vol. I y II
2. Calculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) EMELNORTE  
S.A. 1999 y 2001 Vol. I y II
3. Corporación "CENACE" Curso de Posgrado "Operación de  
Sistemas Eléctricos de Potencia" Modulo I – III - VI. Quito-  
Ecuador julio del 2001.
4. Protecciones de Sistemas Eléctricos Luis A. Brand.C. - Juan A.  
Moncada V. Santiago de Chile 1976.
5. Curso de Protecciones Notas sobre Protección de Líneas de  
Transmisión Ing Patricio Guerrero INECEL-Quito Abril 1984
6. Protective relays application guide General Electric Company  
Limited 1979
7. Applied Protective Relaying Westinghouse Electric Corporation  
Relay Instruments Division 1982
8. Electrical Distribution-System Protection Cooper Power Systems  
Third Edition 1990

9. **Protección Digital de Sobrecorriente Falla a Tierra y Direccional**  
**Tesis de Grado Ing. Raúl Morales EPN 2001**
  
10. **Seminario “Flujos de Potencia y Coordinación de Protecciones”** Ing. Sergio Guzmán EMELMANABI septiembre del 2001.
  
11. **Manual de Relé 7SJ62 SIPROTEC - SIEMENS**
  
12. **[http://www.plcservices.com.ve/index\\_archivos/protecciones.htm](http://www.plcservices.com.ve/index_archivos/protecciones.htm)**
  
13. **Apuntes de Protecciones EPN**
  
14. **Manual del Relé SPAJ 140 C ABB**
  
15. **Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión** Arturo Infante Villarreal Editorial Norma S.A
  
16. **AAB Ecuador** Ing. Fabricio López
  
17. **SIEMENS Ecuador** Ing. Xavier Pozo
  
18. **REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD**



# ANEXO 1



[Symbol]	[Text]
[Symbol]	[Text]

# CURVA DEL RELÉ DE S/E IBARRA 69KV.

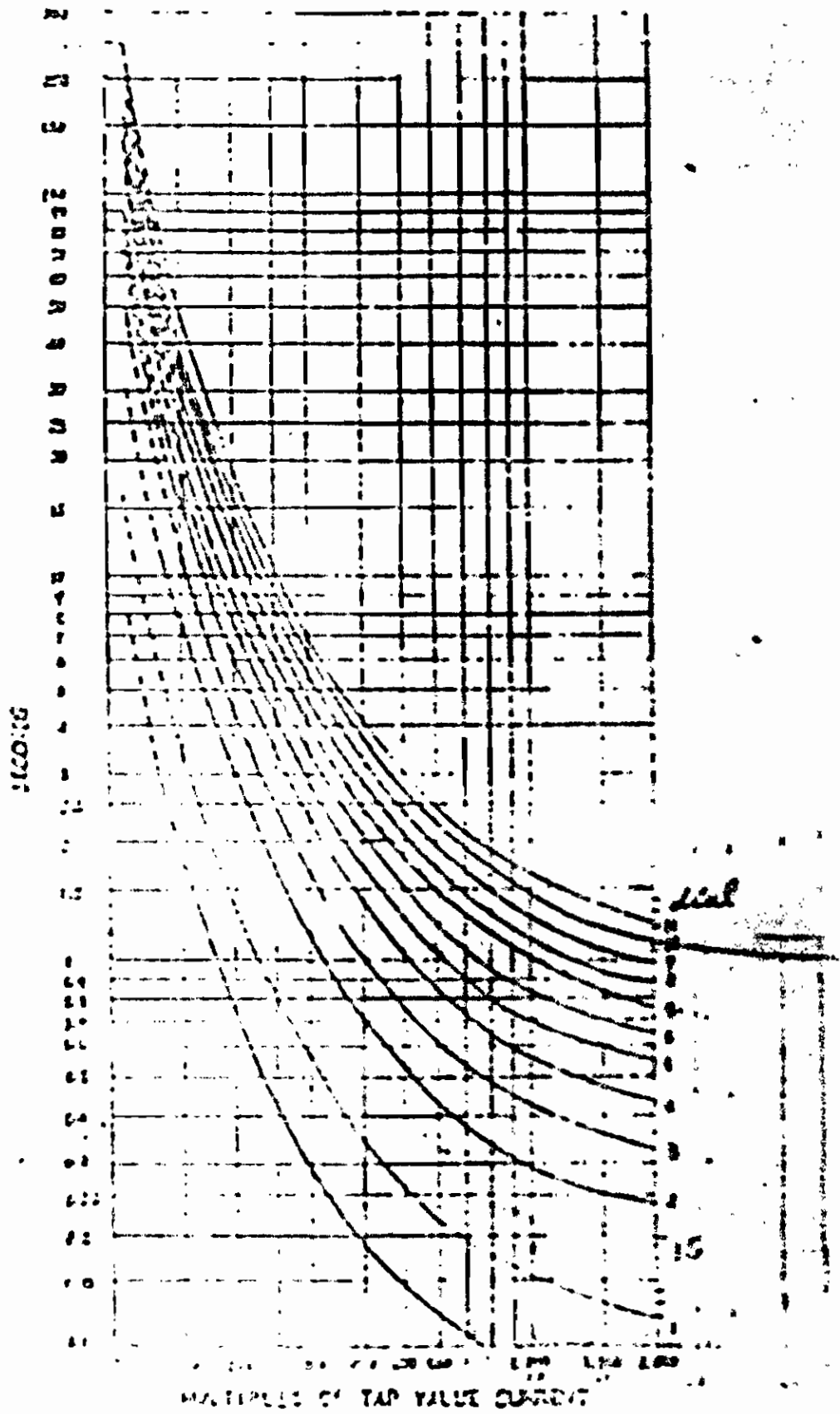
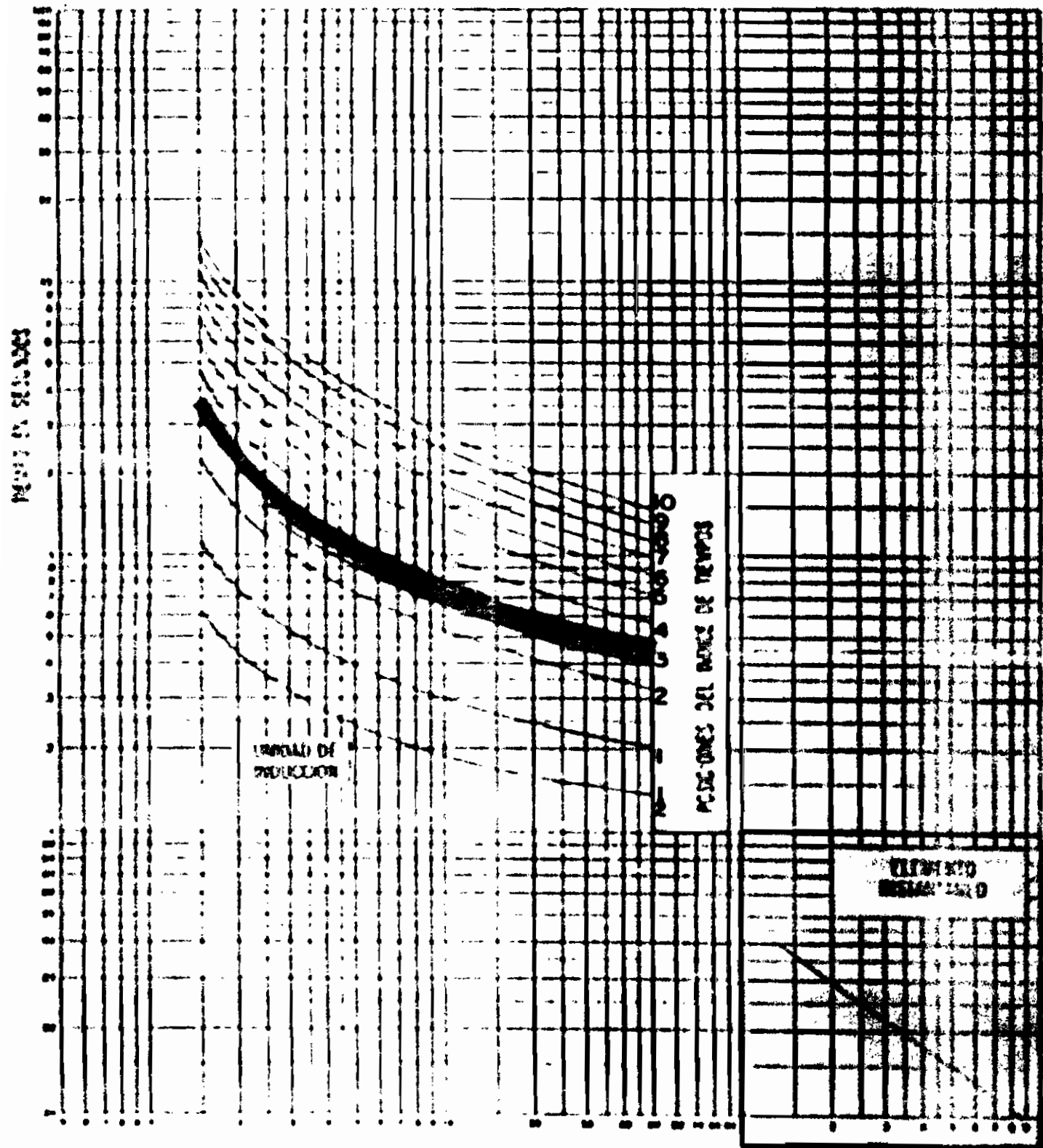


Fig. 5 Typical time curves of the Type CR P-D Relay

DRAWN BY: <i>[Handwritten Name]</i> CHECKED BY: <i>[Handwritten Name]</i> DESIGNED BY: <i>[Handwritten Name]</i> APPROVED BY: <i>[Handwritten Name]</i>	TA 20 ANALES PROYECCION CUR. IN 1000	11/10 2000
--	---	---------------



MÚLTIPLOS DE LA TOMA DE ARRANQUE

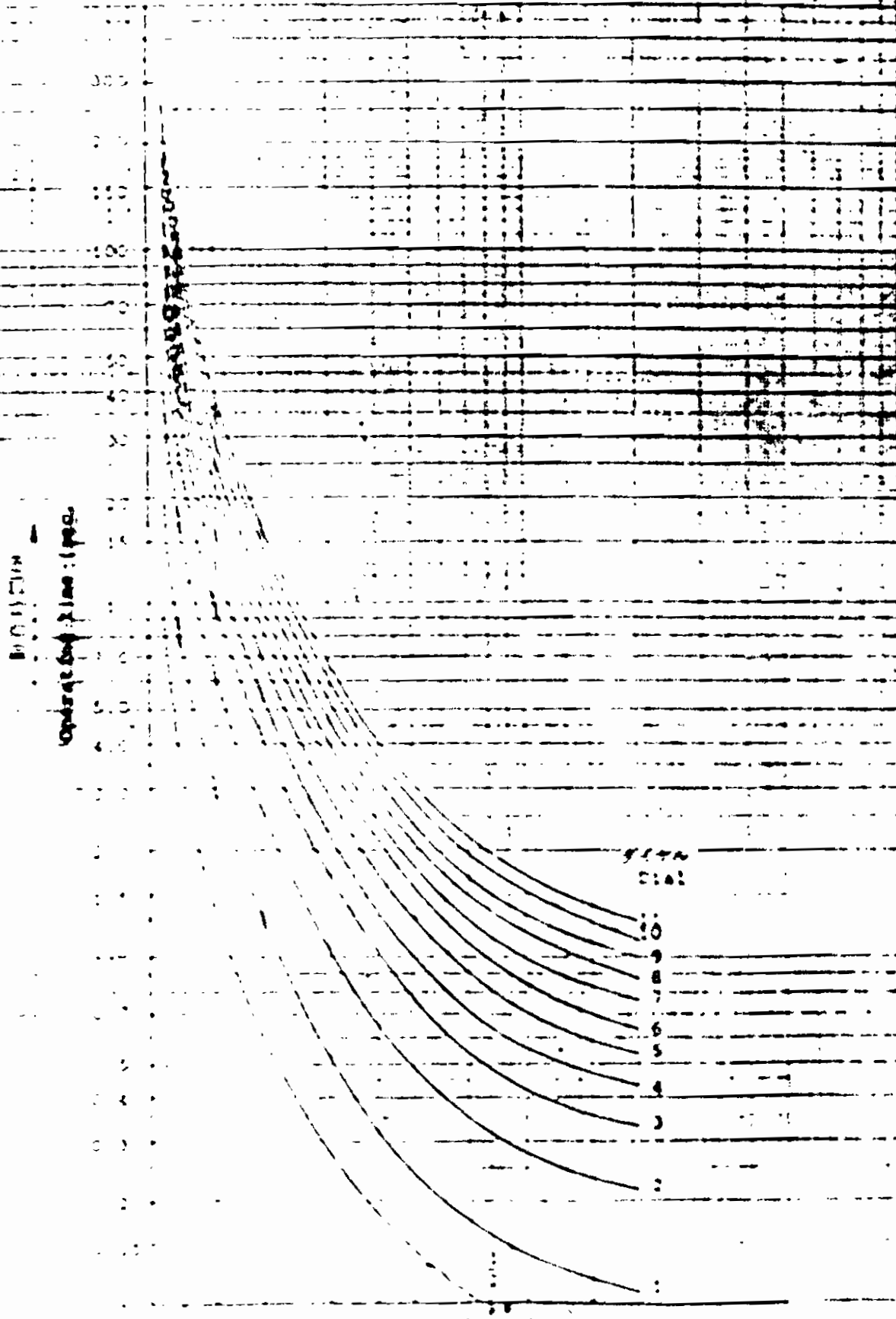
IAC 52

Fig. 19 - Característica de funcionamiento con Característica MYERSA

# CURVA DEL RELÉ S/E IBARRA 138kV.

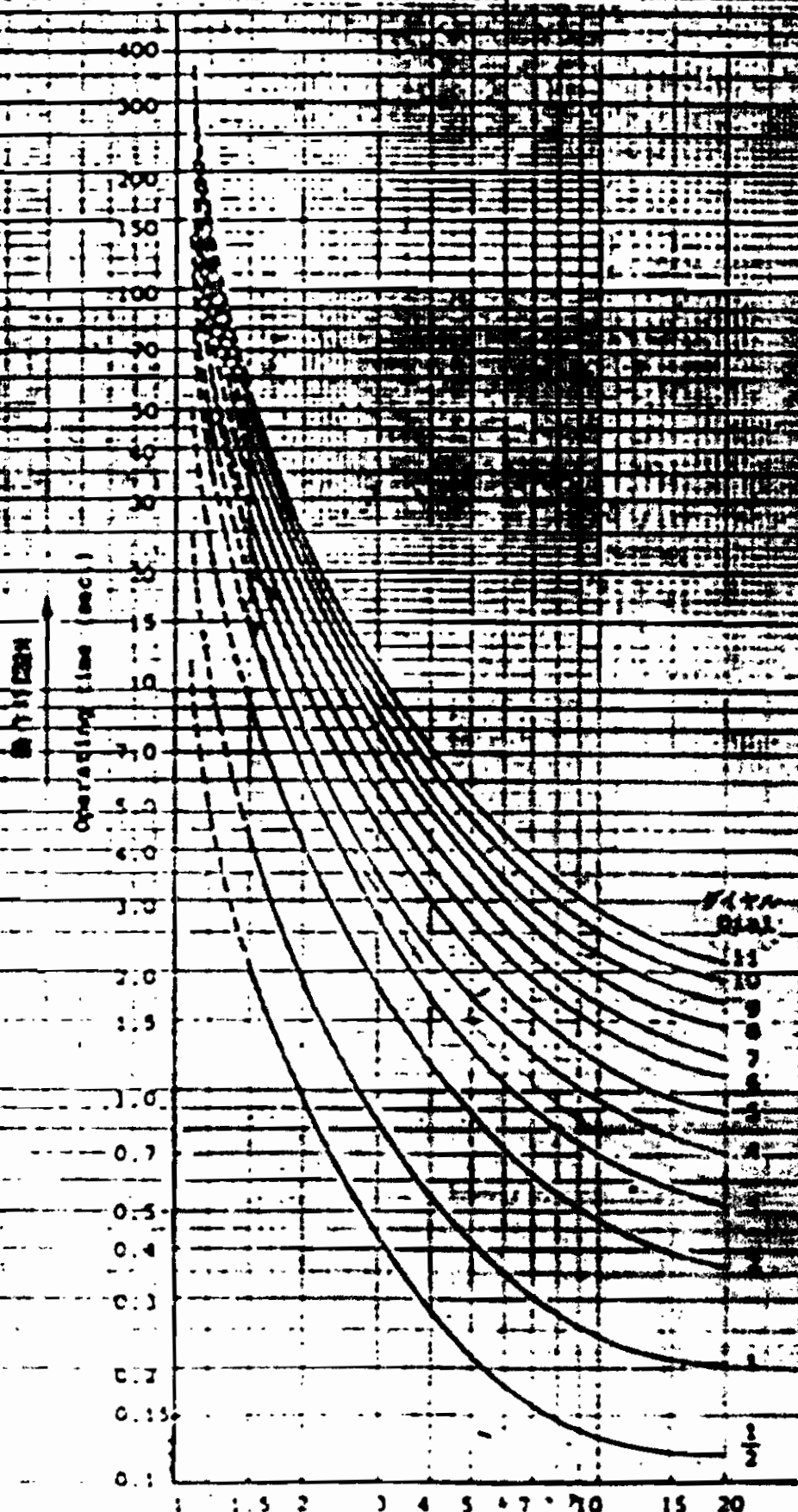
CO-91D CURVA DEL RELÉ S/E IBARRA

Operating characteristics of Type CO-91D relay



CO-91D CURVA DEL RELÉ S/E IBARRA

Operating time characteristics



CO-81D

CURVA DEL RELÉ S/E OTAVALO  
CURVA DEL RELÉ S/E CAYAMBE

**SUBESTACION TRANSELECTRIC(Ibarra)**

**RELES DE SOBRECORRIENTE A NIVEL DE 69 KV**

RELE	POSICION	RTC	RELE	MARCA	TIPO	MODELO	TAP	DIAL	INST.
1	OTAVALO	500 / 5	67 R	mitsubishi	CR-9I-D	PJ391	4.0	1.5	12 A
		500 / 5	67 Y	mitsubishi	CR-9I-D	PJ391	4.0	1.5	12 A
		500 / 5	67 B	mitsubishi	CR-9I-D	PJ391	4.0	1.5	12 A
		500 / 5	67 N	mitsubishi	CRP-9I-D	PJ470	2.5	3.0	12 A
2	TULCAN 1	600 / 5	50/5-0.62	GENERAL ELECTRIC	12IFC51		4.0	1.2	11.5 A
		600 / 5	50/51-062	GENERAL ELECTRIC	12IFC51		4.0	1.2	11.5 A
		600 / 5	50/51-062	GENERAL ELECTRIC	12IFC51		4.0	1.2	11.5 A
		600 / 5	50N/51-062	GENERAL ELECTRIC	12IFC53		4.0	1.2	14 A
3	TULCAN 2	600 / 5	50/51-042	GENERAL ELECTRIC	12IFC51		3.0	1.1	8 A
		600 / 5	50/51-042	GENERAL ELECTRIC	12IFC51		3.0	1.1	8 A
		600 / 5	50/51-042	GENERAL ELECTRIC	12IFC51		3.0	1.1	8 A
		600 / 5	50/51 N-042	GENERAL ELECTRIC	12IFC53		2.0	1.1	7 A
4	SAN AGUSTIN	600 / 5	67 R	mitsubishi	CR-9I-D		2.5	0.5	12 A
		600 / 5	67 Y	mitsubishi	CR-9I-D		2.5	0.5	12 A
		600 / 5	67 B	mitsubishi	CR-9I-D		2.5	0.5	12 A
		600 / 5	67 N	mitsubishi	CR-9I-D		2.0	0.5	15 A
5	EL AMBI	1200 / 5	50/51A	mitsubishi	ICM 21 P	AK421256	2.5	10%	4 In.
		1200 / 5	50/51B	mitsubishi	ICM 21 P	AK421257	2.5	10%	4 In.
		1200 / 5	50/51C	mitsubishi	ICM 21 P	AK421258	2.5	10%	4 In.
		1200 / 5	50N/51N	mitsubishi	ICM 22 P	AK421259	1.0	20%	Anulado
6	S.ALEGRE	1200 / 5	50/51A	mitsubishi	ICM 21 P	AK421256	8.0	10%	12 x tap
		1200 / 5	50/51B	mitsubishi	ICM 21 P	AK421257	8.0	10%	12 x tap
		1200 / 5	50/51C	mitsubishi	ICM 21 P	AK421258	8.0	10%	12 x tap
		1200 / 5	50N/51N	mitsubishi	ICM 22 P	AK421259	2.0	30%	Anulado

**TRANSELECTRIC / 2002**

**AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE LOS TRANSFORMADORES**

SUBESTACION	UBICACION	POSICION	RELE		RTC	TAP	DIAL	MVA
			PROTECCION	TIPO				
IBARRA	ATQ 138kV	52-1Q2	51	IAC52	300/5	6	3	86
	ATQ neutro		51N	IAC52	200/5	4	4	
	ATQ 69kV	52-0Q2	51	CO-91	500/5	4	2.5	47
	ATQ 69kV	52-0Q2	51N	CO-91	500/5	2.5	5	
	T1 34,5kV	352-T1	51	ICM21P	400/5	10	0.1	47
	T1 34,5kV	352-T1	51N	ICM22P	400/5	1.25	0.4	

**AJUSTES DE RELES DE SOBRECORRIENTE Y TIERRA - S/E OTAVALO  
EMELNORTE**

**RELES DE SOBRECORRIENTE A NIVEL DE 13.8 Y 69 KV**

RELE	POSICION	RTC	RELE	MARCA	TIPO	MODELO	TAP	DIAL	INST.
1	GENERAL 13.8 KV	500 / 5	50/51 R	MITSUBISHI	CO-8I-D	PJ202	8.0	0.9	
		500 / 5	50/51 Y	MITSUBISHI	CO-8I-D	PJ202	8.0	0.9	
		500 / 5	50/51 B	MITSUBISHI	CO-8I-D	PJ202	8.0	0.9	
		500 / 5	50/51 N	MITSUBISHI	CO-8I-D	PJ198	2.5	3.5	
2	CIRCUITO No. 1 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	2.0	0.5	
		250 / 5	50/51 Y	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	2.0	0.5	
		250 / 5	50/51 B	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	2.0	0.5	
		250 / 5	50/51 N	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ210	0.5	0.5	
3	CIRCUITO No. 2 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	
		250 / 5	50/51 Y	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	
		250 / 5	50/51 B	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	
		250 / 5	50/51 N	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ210	0.6	0.5	
4	CIRCUITO No. 3 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	
		250 / 5	50/51 Y	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	
		250 / 5	50/51 B	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	
		250 / 5	50/51 N	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ210	0.6	0.5	
5	CIRCUITO No. 4 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	20
		250 / 5	50/51 Y	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	20
		250 / 5	50/51 B	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	20
		250 / 5	50/51 N	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ210	1.5	0.5	10
6	CIRCUITO No. 5 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	20
		250 / 5	50/51 Y	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	20
		250 / 5	50/51 B	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ213	3.0	0.5	20
		250 / 5	50/51 N	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ210	0.5	0.5	10
7	A S/E IBARRA 69 KV	/	67 R	MITSUBISHI	CR-9I-D	PJ392	4.0	3.0	
		/	67 Y	MITSUBISHI	CR-9I-D	PJ392	4.0	3.0	
		/	67 B	MITSUBISHI	CR-9I-D	PJ392	4.0	3.0	
		/	67 N	MITSUBISHI	CRP-9I-D	PJ470	0.5	9.0	
8	A S/E CAYAMBE 69 KV	300 / 5	67 R	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ212	2.0	5.0	20
		300 / 5	67 Y	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ212	2.0	5.0	20
		300 / 5	67 B	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ212	2.0	5.0	20
		300 / 5	67 N	MITSUBISHI	CO-9I-D	PJ210	1.0	7.0	10



**AJUSTES DE RELES DE SOBRECORRIENTE Y TIERRA - S/E CAYAMBE  
EMELNORTE  
RELES DE SOBRECORRIENTE A NIVEL DE 13.8 Y 69 KV**

RELE	POSICION	RTC	RELE	MARCA	TIPO	MODELO	TAP	DIAL	INST.
1	GENERAL 13.8 KV	800 / 5	50/51 R	mitsubishi	CO-8I-D	PJ202	4.0	1.0	30
		800 / 5	50/51 Y	mitsubishi	CO-8I-D	PJ202	4.0	1.0	30
		800 / 5	50/51 B	mitsubishi	CO-8I-D	PJ202	4.0	1.0	30
		800 / 5	50/51 N	mitsubishi	CO-8I-D	PJ198	2.0	3.0	30
2	CIRCUITO No. 1 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	40
		250 / 5	50/51 Y	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	40
		250 / 5	50/51 B	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	40
		250 / 5	50/51 N	mitsubishi	CO-9I-D	PJ210	1.5	4.0	30
3	CIRCUITO No. 2 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	6.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 Y	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	6.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 B	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	6.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 N	mitsubishi	CO-9I-D	PJ210	1.5	4.0	30
4	CIRCUITO No. 3 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	6.0	2.0	20
		250 / 5	50/51 Y	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	6.0	2.0	20
		250 / 5	50/51 B	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	6.0	2.0	20
		250 / 5	50/51 N	mitsubishi	CO-9I-D	PJ210	2.0	2.0	30
5	CIRCUITO No. 4 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 Y	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 B	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 N	mitsubishi	CO-9I-D	PJ210	1.5	4.0	30
6	CIRCUITO No. 5 13.8 KV	250 / 5	50/51 R	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 Y	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 B	mitsubishi	CO-9I-D	PJ213	3.0	4.0	20
		250 / 5	50/51 N	mitsubishi	CO-9I-D	PJ210	1.5	4.0	30
7	A S/E OTAVALO 69 KV	500 / 5	67 R	mitsubishi	CR-9I-D	PJ392			
		500 / 5	67 Y	mitsubishi	CR-9I-D	PJ392			
		500 / 5	67 B	mitsubishi	CR-9I-D	PJ392			
		500 / 5	67 N	mitsubishi	CRP-9I-D	PJ470			

## LINEAS DE EMELNORTE

From Number	From Name	To Number	To Name	LONG	CONDUCCION	Status	R	X	C	R	X	Lim A MVA
2	Ibarra	3	Alpachaca	3.7	336.4	Closed	0.0581	0.1249	0.0002	0.08828	0.43831	31.7
2	Ibarra	65	Selva Alegre	22	477	Closed	0.2437	0.7334	0.00109	0.60925	1.8335	40
3	Alpachaca	4	El Ambí	5	1/0	Closed	0.2927	0.2225	0.0002	0.73175	0.55625	13.7
3	Alpachaca	7	Diese	1.3	2/0	Closed	0.0608	0.0576	0.0001	0.152	0.144	16.1
3	Alpachaca	9	Der. Atuntaqui	5.5	336.4	Closed	0.0863	0.1857	0.0003	0.2157	0.46425	31.7
9	Der. Atuntaqui	10	Atuntaqui	5	2/0	Closed	0.2337	0.2183	0.0002	0.5842	0.5457	16.1
18	Ibarra	26	Otavaló	19.4	477	Closed	0.1312	0.2567	0.0034	0.1847	0.73917	80
32	Chota	18	Ibarra	20.6	336.4	Open	0.0808	0.1958	0.0036			63.3
57	Cotacachi	18	Ibarra	13.2	477	Closed	0.0365	0.1219	0.0022	0.09352	0.53216	80
59	San Agustín	22	El Retorno	4.5	266.8/477	Closed	0.0179	0.0416	0.00077	0.04475	0.104	53.8
56	Panamericana	25	Tulcan	17	477/336.4	Closed	0.012	0.0441	0.012	0.03	0.11025	160
25	Tulcan	76	SNI345	2	336.4	Closed	0	0.1407	0	0	0.4383	1000
26	Otavaló	27	Cayambe	26.5	266.8	Closed	0.1312	0.2567	0.0045	0.1847	0.73917	80
85	La Esperanza	27	Cayambe	11.8	477	Closed	0.0415	0.1385	0	0.09351	0.53217	80
53	Molinos Unión	28	Cayambe	6	1/0	Open	2.195	1.63422	0			5.5
32	Chota	34	El Angel	20.5	336.4	Closed	0.0804	0.1949	0.0035	0.201	0.48725	63.3
34	El Angel	38	San Gabriel	13.8	336.4	Closed	0.0542	0.1312	0.00238	0.1355	0.328	63.3
42	Tulcan	38	San Gabriel	30.7	336.4	Closed	0.1205	0.2918	0.0053	0.30125	0.7295	63.3
42	Tulcan	43	Tulcan			Closed	0.0078	0.019	0.00034	0.0195	0.0475	63.3
43	Tulcan	44	El Rosal	5.6	477	Closed	0.0155	0.0517	0.00099	0.03875	0.12925	80.1
45	El Rosal	46	C-San Miguel	14	2/0	Closed	0.6543	0.6112	0.0006	1.6357	1.528	16.1
45	El Rosal	52	Panamericana			Closed	0.2206	0.5697	0.0008	0.5515	1.42425	31.7
49	La Playa	48	Tulcan	3.4	2/0 - 1/0	Closed	1.1774	0.9092	0	2.9435	2.273	5.5
57	Cotacachi	85	La Esperanza	35		Closed	0.09686	0.33223	0.0035	0.09352	0.53217	80
88	La Móvil	59	San Agustín	8.5	477/266.8	Closed	0.0221	0.0796	0	0.03856	0.21945	80

## TRANSFORMADORES DE EMELNORTE

From Number	From Name	R	X	C	R	X	TIPO CONEXION	LJm A MVA
1	Ibarra	0	0.2141	0	0	0.2141	Y-Y	33
76	SNI345	0	0.3084	0	0	0.3084	Y-Y	50
4	El Ambi	0.12	1.3	0	0.12	1.3	Y-D	5
4	El Ambi	0.12	1.3	0	0.12	1.3	Y-D	5
7	Diesel	0.12	1.75	0	0.12	1.75	Y-Y	5
7	Diesel	0.12	1.75	0	0.12	1.75	Y-Y	5
10	Atuntaqui	0.292	2.02	0	0.292	2.02	Y-Y	2.5
10	Atuntaqui	0.292	2.02	0	0.292	2.02	Y-Y	2.5
10	Atuntaqui	0.366	2.532	0	0.366	2.532	Y-Y	2.5
10	Atuntaqui	0.385	3.12	0	0.385	3.12	Y-Y	2
21	Diesel	0.18	1.967	0	0.18	1.967	Y-Y	3.8
22	El Retorno	0.028	0.613	0	0.028	0.613	D-Y	12.5
25	Tulcan	0	0.2235	0	0	0.2235	Y-Y	33
26	Otavallo	0.028	0.609	0	0.028	0.609	D-Y	12.5
27	Cayambe	0.028	0.6064	0	0.028	0.6064	D-Y	12.5
32	Chota	0.098	1.384	0	0.098	1.384	D-Y	5
38	San Gabriel	0.028	0.609	0	0.028	0.609	D-Y	12.5
43	Tulcan	0.0288	0.614	0	0.0288	0.614	D-Y	12.5
44	El Rosal	0.053	0.518	0	0.053	0.518	Y-Y	12.5
49	La Playa	0.52	3.67	0	0.52	3.67	Y-D	1.5
55	Panamericana	0	0.0828	0	0	0.0828	Y-Y	1000
55	Panamericana	0	0.104	0	0	0.104	Y-Y	1000
57	Cotacachi	0.098	1.1424	0	0.098	1.22	D-Y	6.5
76	SNI345	0	0.1	0	0	0.1	Y-Y	1000
85	La Esperanza	0.028	0.607	0	0.028	0.607	D-Y	12.5
59	San Agustin	0.034	0.613	0	0.034	0.613	D-Y	12.5
34	El Angel	0.236	2.672	0	0.236	2.672	D-Y	2.5
46	C. San Miguel	0.1082	1.289	0	0.1082	1.289	Y-D	5.5

# MÁX % DE DESBALANCE EN LAS CORRIENTES DE LA S/E OTAVALO

S/E OTAVALO a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	186	214	188	13,1
07:00H	184	212	186	13,2
08:00H	180	210	184	14,3
09:00H	180	208	182	13,5
10:00H	180	206	180	12,6
16:00H	168	200	176	16,0
17:00H	176	208	176	15,4
18:00H	180	212	178	16,0
19:00H	314	330	304	7,9
19:30H	329	340	314	7,6
19:45H	324	340	312	8,2

datos del 22 de marzo del 2002

S/E OTAVALO a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	160	182	162	12,1
07:00H	160	180	160	11,1
08:00H	158	178	158	11,2
09:00H	158	178	158	11,2
10:00H	158	178	160	11,2
16:00H	180	200	180	10,0
17:00H	190	210	190	9,5
18:00H	200	222	200	9,9
19:00H	302	328	300	8,5
19:30H	310	336	306	8,9
19:45H	310	336	306	8,9

datos del 29 de abril del 2002

S/E OTAVALO a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	166	188	166	11,7
07:00H	164	186	166	11,8
08:00H	164	184	164	10,9
09:00H	164	184	164	10,9
10:00H	164	186	164	11,8
16:00H	180	200	180	10,0
17:00H	190	228	196	16,7
18:00H	240	270	244	11,1
19:00H	310	340	312	8,8
19:30H	310	340	312	8,8
19:45H	310	340	312	8,8

datos del 15 de octubre del 2002

S/E OTAVALO a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	162	198	176	18,2
07:00H	160	192	172	16,7
08:00H	158	194	170	18,6
09:00H	158	190	168	16,8
10:00H	156	184	164	15,2
16:00H	170	200	190	15,0
17:00H	190	216	200	12,0
18:00H	212	240	215	11,7
19:00H	296	322	298	8,1
19:30H	296	322	298	8,1
19:45H	296	322	298	8,1

datos del 26 de diciembre del 2002

# MÁX % DE DESBALANCE EN LAS CORRIENTES DE LA S/E CAYAMBE

S/E CAYAMBE a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	238	227	243	6,6
07:00H	253	239	259	7,7
08:00H	283	268	305	12,1
09:00H	280	259	306	15,4
10:00H	285	273	311	12,2
16:00H	229	209	230	9,1
17:00H	211	190	206	10,0
18:00H	229	211	225	7,9
19:00H	304	287	319	10,0
19:30H	278	265	289	8,3
19:45H	262	258	280	7,9

datos del 26 de marzo del 2002

S/E CAYAMBE a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	217	209	231	9,5
07:00H	230	219	241	9,1
08:00H	258	246	285	13,7
09:00H	280	268	301	11,0
10:00H	289	275	319	13,8
16:00H	217	208	219	5,0
17:00H	220	207	224	7,6
18:00H	235	222	240	7,5
19:00H	306	294	326	9,8
19:30H	272	257	292	12,0
19:45H	268	248	281	11,7

datos del 30 de abril del 2002

S/E CAYAMBE a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	196	177	200	11,5
07:00H	226	217	249	12,9
08:00H	271	256	297	13,8
09:00H	282	258	307	16,0
10:00H	292	278	317	12,3
16:00H	221	211	230	8,3
17:00H	209	194	211	8,1
18:00H	195	189	201	6,0
19:00H	316	298	329	9,4
19:30H	298	284	317	10,4
19:45H	281	270	301	10,3

datos del 15 de agosto del 2002

S/E CAYAMBE a nivel de 13.8kV				
HORA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	(%) MÁX. DESBALANCE DE I
06:00H	220	218	234	6,8
07:00H	222	213	236	9,7
08:00H	282	273	308	11,4
09:00H	302	286	329	13,1
10:00H	316	302	343	12,0
16:00H	196	202	238	17,6
17:00H	199	204	246	19,1
18:00H	213	190	217	12,4
19:00H	305	264	308	14,3
19:30H	287	260	301	13,6
19:45H	264	239	274	12,8

datos del 31 de diciembre del 2002

**% DE LA DEMANDA MÍN. RESPECTO A LA DEMANDA MÁX.  
QUE EL SNI ENTREGO A EMELNORTE DURANTE EL AÑO 2001**

mes	Demanda mínima de EMELNORETE				Demanda máxima de EMELNORTE				% De la demanda mín. Respecto a la demanda máx.			
	Total		Aporte del SNI		Total		Aporte del SNI		MW	MVAR	MW	MVAR
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR				
Enero	19.8	2.1	12.6	1	63.7	12	52.3	9.4	24.09	10.64		
Febrero	21.7	2.4	16.1	1.6	63.7	12.9	53	10.3	30.38	15.53		
Marzo	23.05	2.4	15.3	0.9	62.45	12.6	50.1	9.6	30.54	9.38		
Abril	21.45	1.5	14.7	0.6	64.4	18.7	53	9.6	27.74	6.25		
Mayo	23.25	2.2	17.1	1.5	63.2	14.9	53.6	9.8	31.90	15.31		
Junio	23	1.8	18.6	0.7	62.1	12.2	50.4	8.5	36.90	8.24		
Julio	18.5	1.1	16.3	0.5	64.8	17	53.5	14.2	30.47	3.52		
Agosto	22.6	2.2	17.5	2	63.3	14.2	53.8	13.9	32.53	14.39		
Septiembre	26.1	4.1	20.4	1.8	62.6	11.5	52.2	9.5	39.08	18.95		
Octubre	24.4	2.5	22.3	2.5	62.4	13.3	51.5	12	43.30	20.83		
Noviembre	34.2	5.4	24	1.9	60.4	20.65	50.2	16.85	47.61	11.28		
Diciembre	21.7	2.7	15.3	1	62.3	11.8	51	8	30	12.5		
					<b>PROMEDIO</b>	<b>=</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>=</b>	<b>30.57</b>	<b>10.41</b>		

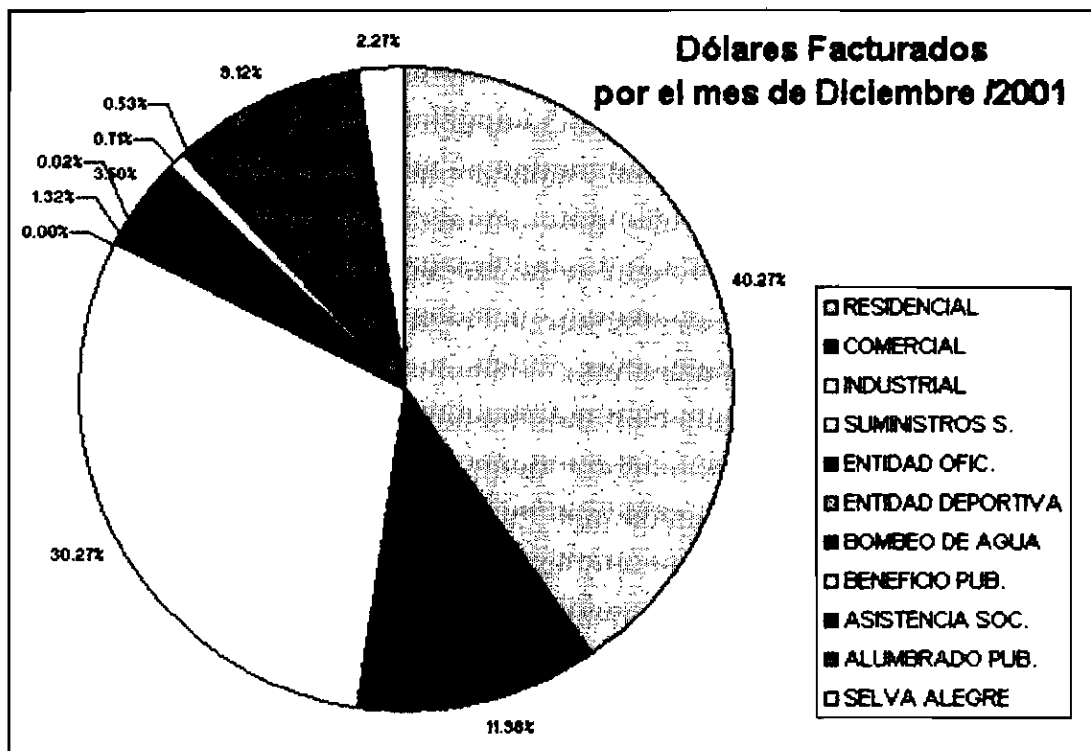
EMPRESA REGIONAL NORTE S.A.

ESCENARIO ALTO

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA POR SUBESTACIÓN

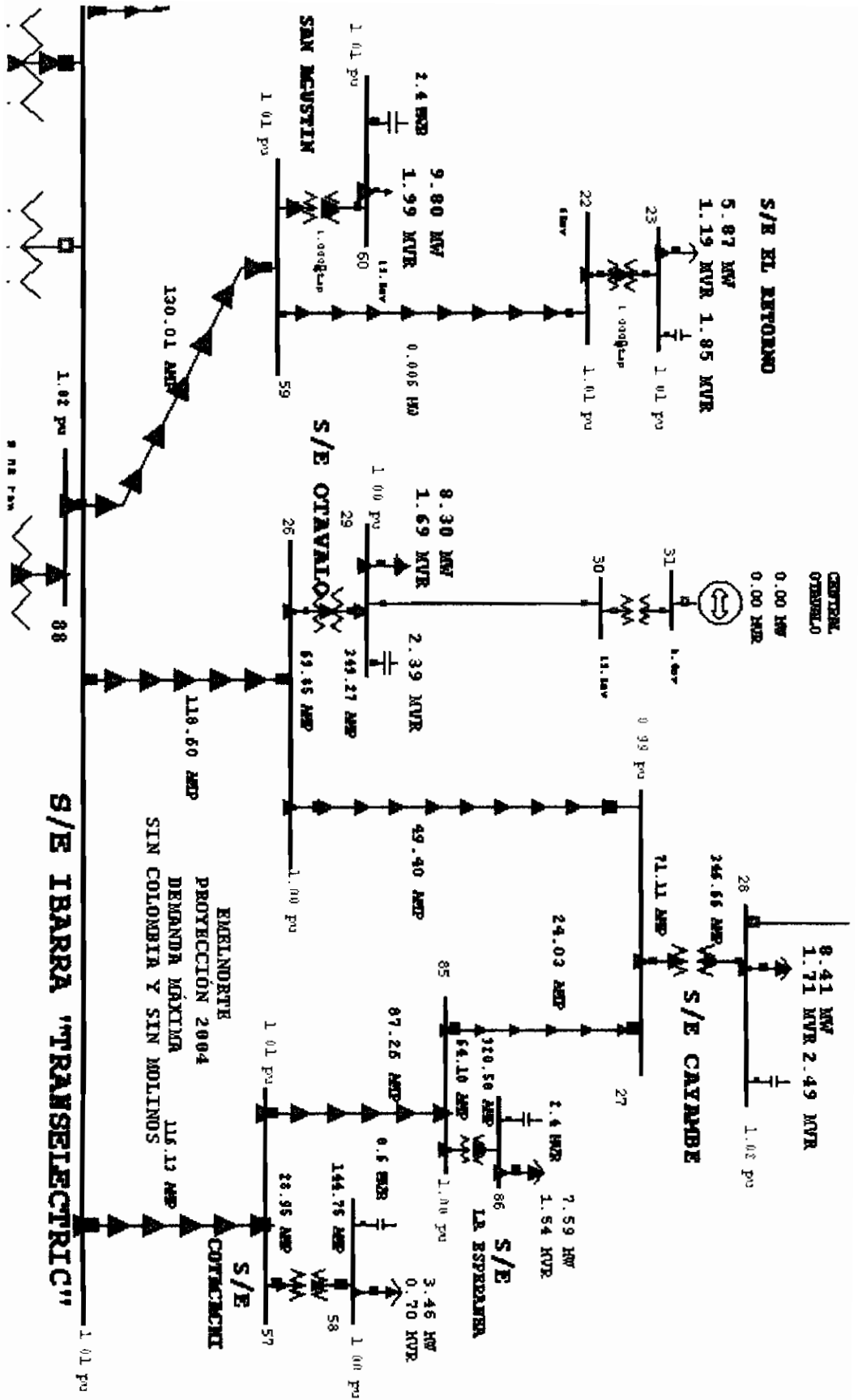
Rubro	U	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
S/E Cayambe 69/13.8kV -10MVA	MW	9.92	7.52	7.95	8.41	8.86	9.40	9.99	6.30	6.72	7.18
S/E Tabacundo 34.5/13.8kV -3.75MVA	MW	3.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E Otavalo 69/13.8kV -10MVA	MW	7.29	7.61	7.95	8.30	8.66	9.05	9.46	4.95	5.18	5.43
S/E Atuntaqui 34.5/13.8kV -9.5MVA	MW	5.66	2.64	2.73	2.83	2.93	3.04	3.15	3.27	3.39	3.51
S/E Diesel 34.5/13.8kV -12MVA	MW	6.53	7.19	7.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E El Retomo 69/13.6kV -10MVA	MW	4.50	4.93	5.39	5.67	8.49	9.21	8.09	8.73	9.41	10.14
S/E Chota 69/13.8kV -5MVA	MW	4.13	4.21	4.29	4.38	4.47	2.91	2.98	3.04	3.12	3.20
S/E El Angel-Espejo 69/13.8kV -2.5MVA	MW	1.74	1.78	1.82	1.86	1.90	1.95	2.00	2.05	2.10	2.16
S/E San Gabriel 69/13.8kV -10MVA	MW	4.66	4.80	4.95	5.11	5.27	5.44	5.61	5.79	5.97	6.16
S/E Tulcan 69/13.8kV -10MVA	MW	5.14	6.30	5.03	5.29	5.57	5.86	6.15	6.45	6.77	7.10
S/E La Playa 13.8/6.3kV -1.5MVA	MW	1.62	0.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E El Rosal 69/13.8kV -10MVA	MW	0.00	0.00	2.48	2.61	2.74	2.88	3.03	3.18	3.33	3.50
S/E Alpachaca 69/13.8kV -20MVA	MW	0.00	0.00	0.00	8.61	9.36	10.17	14.53	15.72	16.97	18.29
S/E Selva Alegre 34.5kV	MW	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
S/E San Agustin 69/13.8kV -10MVA	MW	7.42	8.17	8.97	9.80	8.53	9.27	8.42	9.11	9.84	10.81
S/E Cotacachi 69/13.8kV -5MVA	MW	0.00	3.22	3.34	3.46	3.59	3.72	3.85	3.99	4.14	4.29
S/E La Esperanza 69/13.8kV -10MVA	MW	0.00	6.79	7.18	7.59	7.99	8.48	9.02	7.65	8.18	8.77
S/E Cayambe/Sur 69/13.8kV -10MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.30	6.72	7.18
S/E San Vicente 69/13.8kV -10MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.95	5.18	5.43
S/E La Carolina 69/13.8kV -5MVA	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.66	1.70	1.74	1.78	1.82

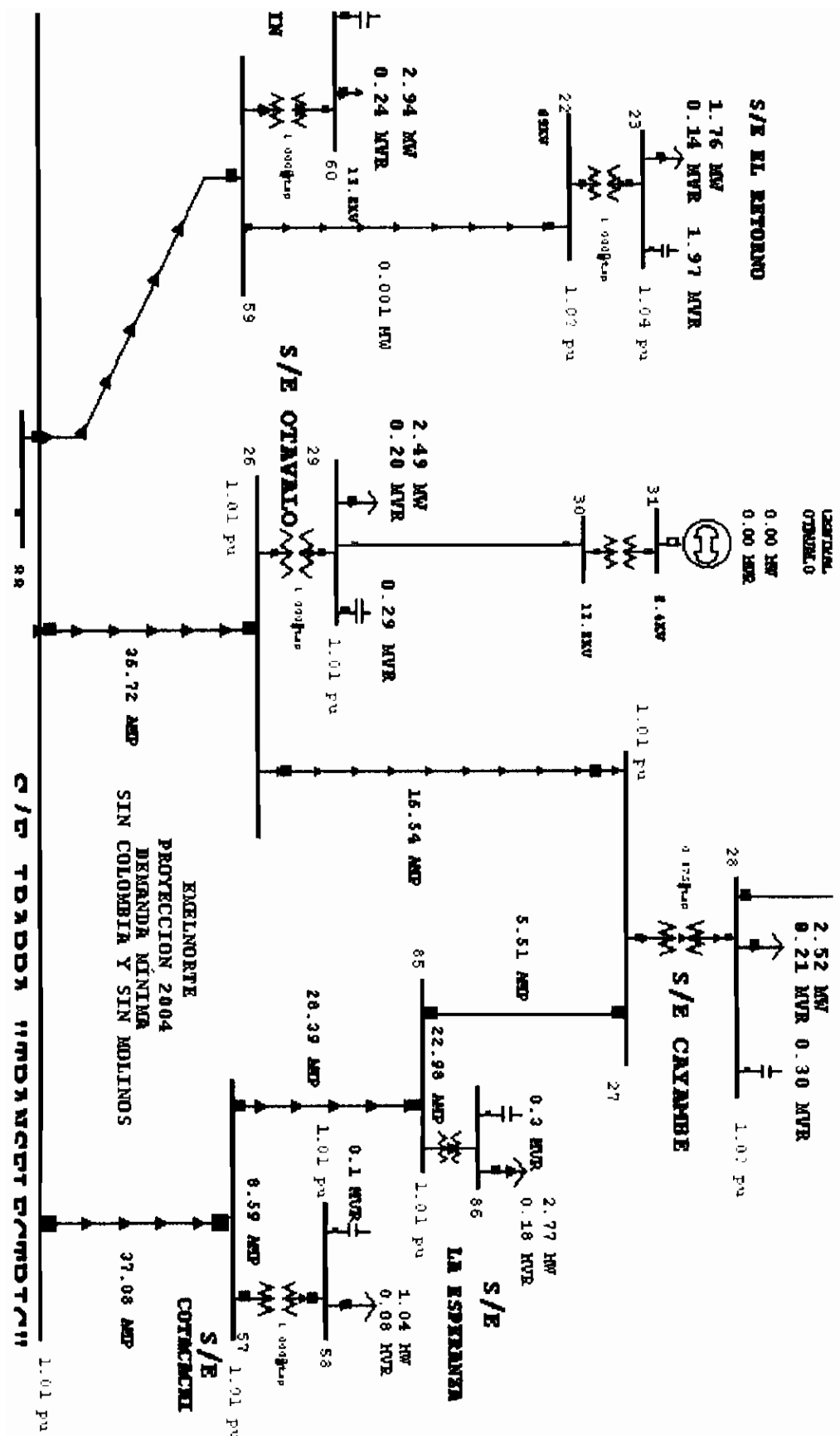
# DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LOS ABONADOS EN EL ÀREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE S.A.

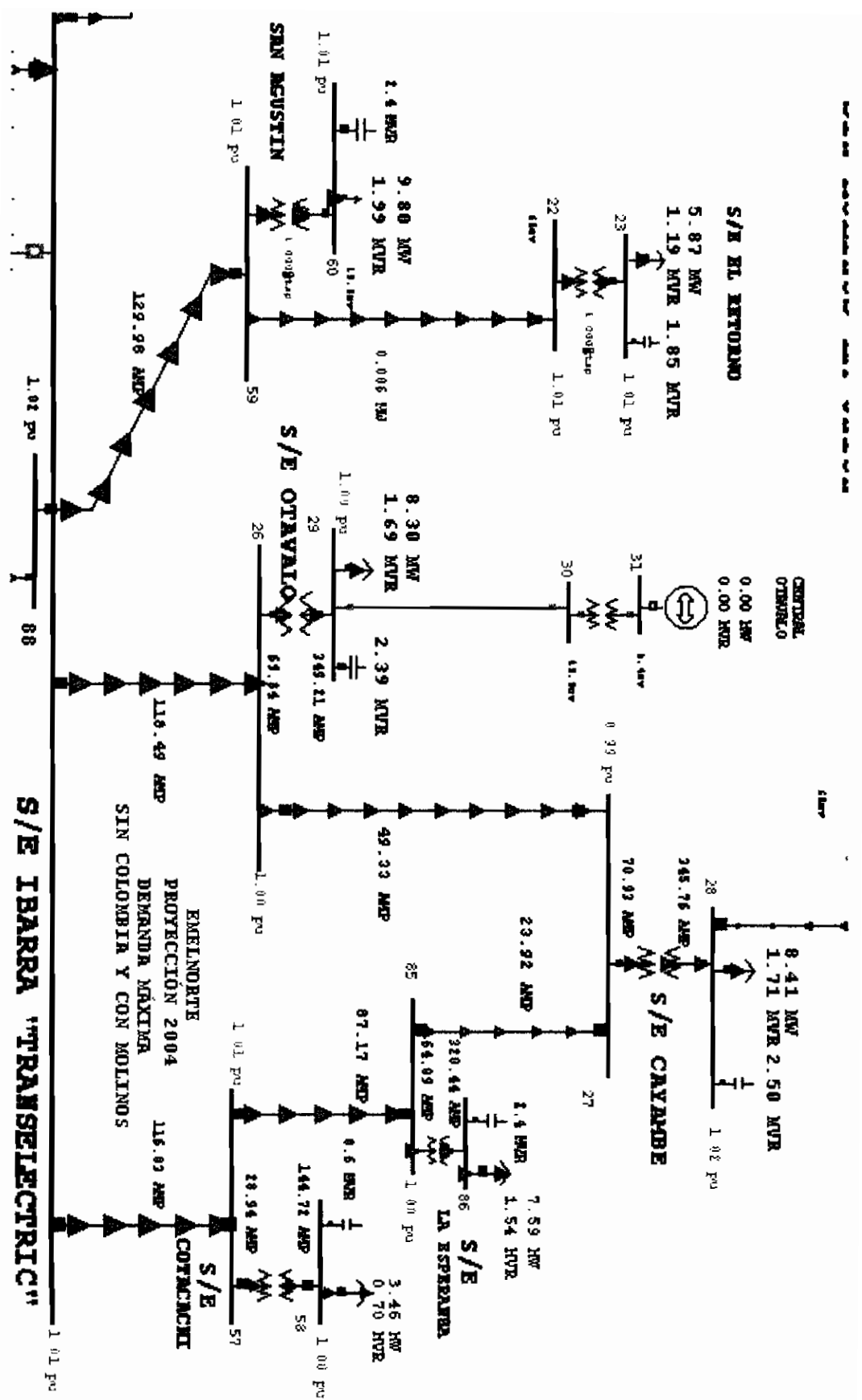


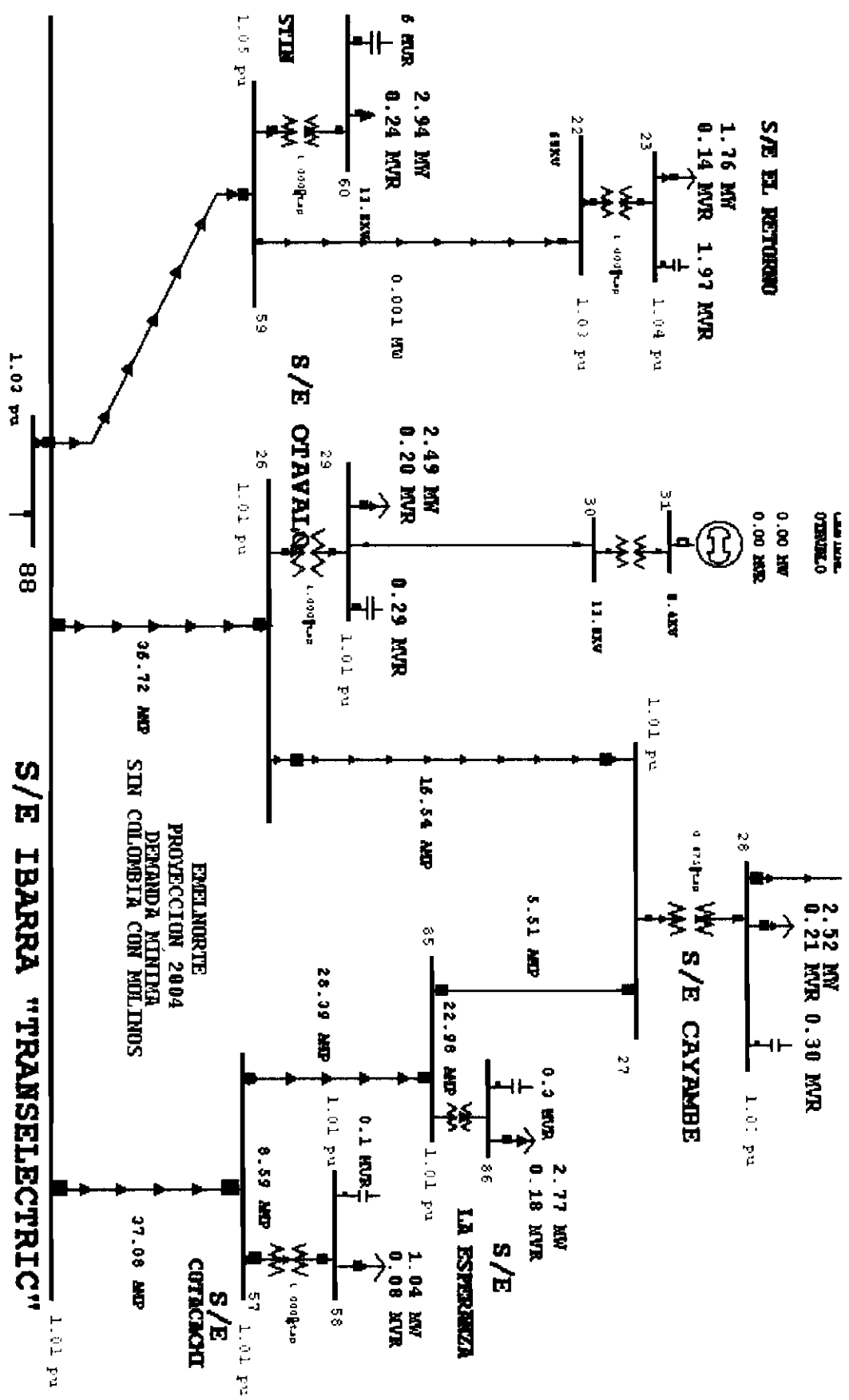


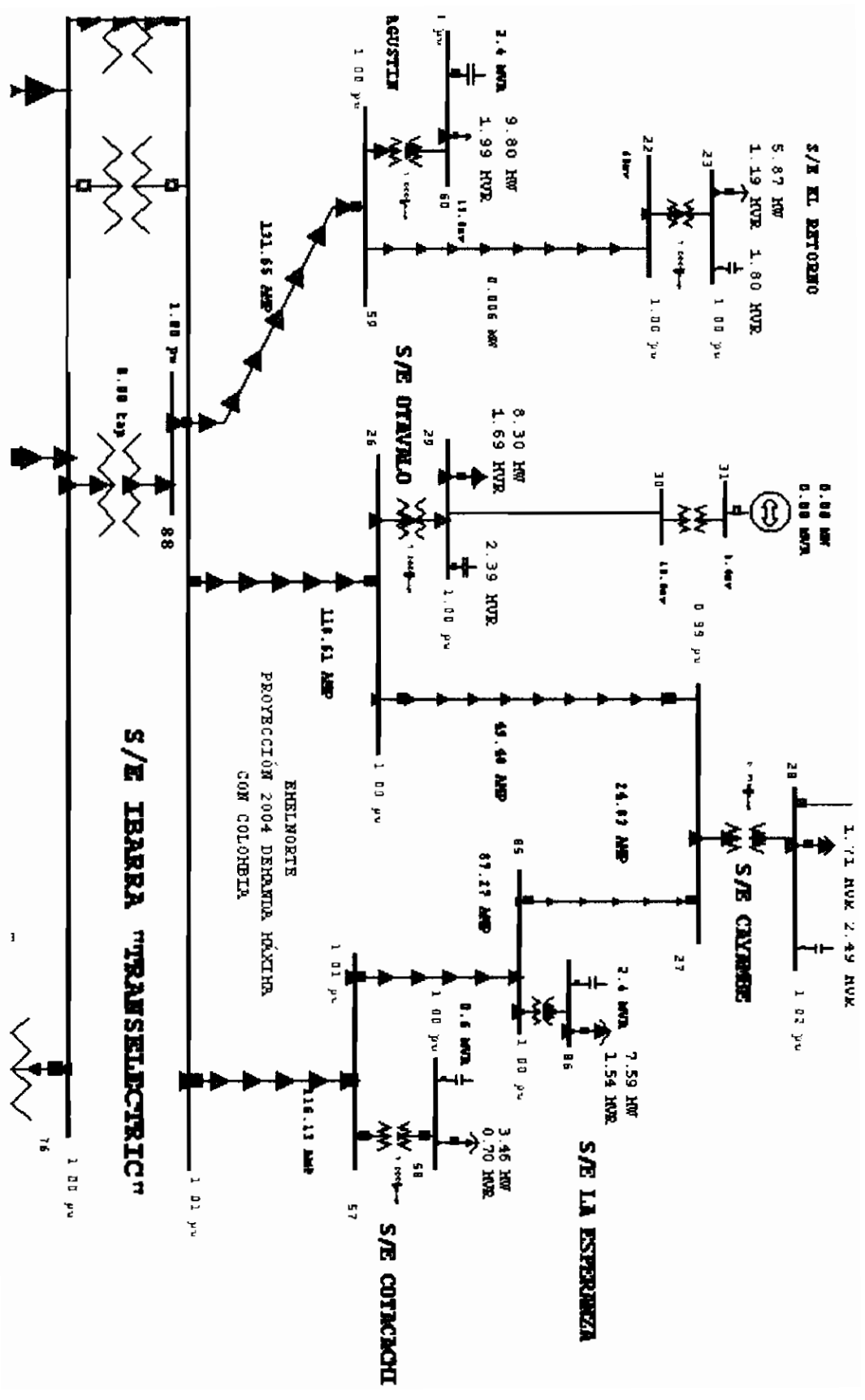
# ANEXO 2











S/E EL RETORNO

5.87 MW  
1.19 MW 1.80 MW  
1.00 pu

22 23  
1.00 pu

0.88 MW  
0.88 MW

31 30  
1.00 pu

1.71 MW 2.49 MW  
1.02 pu

S/E CALDERON

0.99 pu

2.4 MW 7.59 MW  
1.54 MW

S/E LA ESPERANZA

2.4 MW 9.80 MW  
1.99 MW

AGUSTIN

8.30 MW 1.69 MW  
2.39 MW

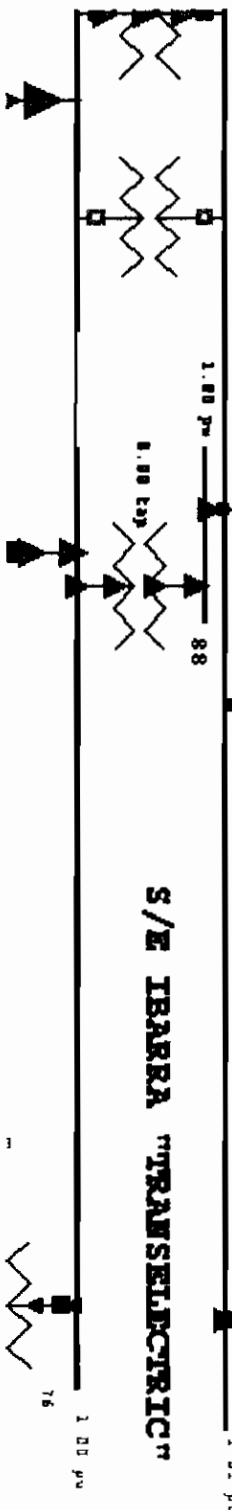
S/E OTAVIANO

43.46 AMP 67.27 AMP

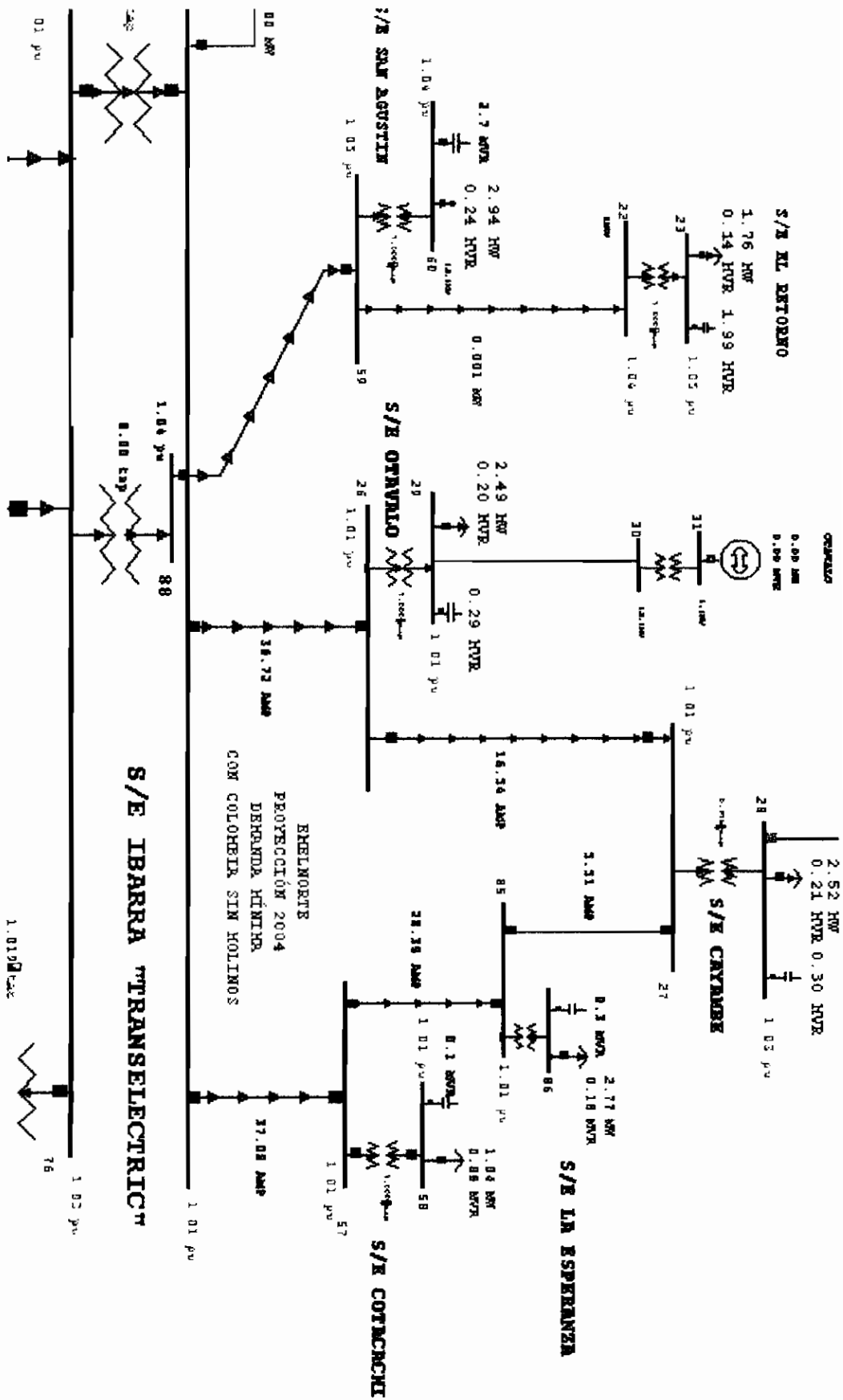
S/E COTACACHI

EHELNORTE  
PROYECCION 2004 DEMANDA MAXIMA  
CON COLOMBIA

S/E IBARRA TRANSSELECTRICA



76



# ANEXO 3



# TABLA DE DATOS t vs I PARA LOS RELÉS F-F AL AÑO 2004

## CASO A

VECES TAP	Relé 2		Relé 5		Relé 8		Relé 11		Relé 14		S/E COTACACHI		S/E ESPERANZA	
	Dial = 0.1		Dial = 0.3		Dial = 0.5		Dial = 0.6		Dial = 0.6		Dial = 0.1		Dial = 0.1	
	I pick-up = 160	t (s)	I pick-up = 80	t (s)	I pick-up = 80	t (s)	I pick-up = 130	t (s)	I pick-up = 240	t (s)	I pick-up/esw = 40	t (s)	I pick-up/esw = 90	t (s)
2	320	1.00	160	3.01	160	5.01	260	6.02	480	6.02	80	1.00	180	1.00
3	480	0.63	240	1.89	240	3.15	390	3.78	720	3.78	120	0.63	270	0.83
4	640	0.50	320.0	1.49	320.0	2.49	520.0	2.96	960.0	2.96	160	0.50	360	0.50
5	800	0.43	400	1.28	400	2.14	650	2.57	1200	2.57	200	0.43	450	0.43
6.25	1000		500	1.13	500	1.88	812.5	2.25	1500	2.25	250	0.38	562.5	0.38
8.41	1346.2	0.32	673.1	0.97	673.1	1.61	1093.8	1.93	2019.3	1.93	336.5	0.32	757.2	0.32
8.885	1421.6	0.31	710.8	0.94	710.8	1.57	1155.1	1.88	2132.4	1.88	355.4	0.31	799.7	0.31
10	1421.6	0.31	710.8	0.94	710.8	1.57	1155.1	1.88	2132.4	1.88	355	0.31	799.7	0.31
10.22	1635.2	0.294	817.6	0.88	817.8	1.47	1328.6	1.77	2452.8	1.77	408.8	0.29	919.8	0.29
11.08	1772.2	0.28	886.1	0.85	886.1	1.42	1439.9	1.70	2658.3	1.70	443.1	0.28	996.9	0.28
11.45	1831.5	0.28	915.8	0.84	915.8	1.40	1488.1	1.68	2747.3	1.68	457.9	0.28	1030.2	0.28
12.50	2000.0	0.27	1000.0	0.81	1000.0	1.35	1625.0	1.62	3000.0	1.62	500.0	0.27	1125	0.27
13.53	2184.8	0.26	1082.4	0.79	1082.4	1.31	1758.9	1.57	3247.2	1.57	541.2	0.26	1217.7	0.26
15.53	2485.3	0.25	1242.6	0.74	1242.6	1.24	2019.3	1.49	3727.9	1.49	621.3	0.25	1398.0	0.25
17.50	2800.0	0.24	1400.0	0.71	1400.0	1.19	2275.0	1.43	4200.0	1.4	700.0	0.24	1575.0	0.24
17.65	2823.9	0.24	1411.9	0.71	1411.9	1.18	2294.4	1.42	4235.8	1.42	706.0	0.24	1588.4	0.24
17.65	2823.9	0.24	1411.9	0.71	1411.9	1.18	2294.4	1.42	4235.8	1.42	706.0	0.24	1588.4	0.24
18.00	2879.9	0.24	1439.9	0.71	1439.9	1.18	2339.9	1.41	4319.8	1.41	720.0	0.24	1619.9	0.24
20	3200	0.23	1600.0	0.68	1600.0	1.13	2600.0	1.36	4800	1.36	800.0	0.23	1800	0.23

Instantáneo de R2  
R14 Respal de R11

Operación de R2  
R11 Respal de R8  
Operación de 14  
R5 Respal de R2

Operación de R11

Operación de R5  
R8 Respal de R5  
Operación de R8

Respaldos

Operación de relés

Instantáneo

Operación de los relés de las S/E

## CASO B

TAP	Rele 13		Rele 10		Rele 7		Rele 4		Rele 1	
	Dial = 0.1	Dial = 0.15	Dial = 0.3	Dial = 0.4	Dial = 0.3	Dial = 0.3	Dial = 0.4	Dial = 0.4	Dial = 0.4	Dial = 0.4
	I pick-up = 160 I(A)    t(s)	I pick-up = 120 I(A)    t(s)	I pick-up = 80 I(A)    t(s)	I pick-up = 90 I(A)    t(s)	I pick-up = 80 I(A)    t(s)	I pick-up = 80 I(A)    t(s)	I pick-up = 90 I(A)    t(s)	I pick-up = 90 I(A)    t(s)	I pick-up = 300 I(A)    t(s)	I pick-up = 300 I(A)    t(s)
2	320 1.00	240.0 1.50	160 3.01	180 4.01	160 3.01	160 3.01	180 4.01	180 4.01	600 4.01	600 4.01
3	480 0.63	360.0 0.95	240 1.89	270 2.52	240 1.89	240 1.89	270 2.52	270 2.52	900 2.52	900 2.52
5	800 0.43	600.0 0.64	400 1.28	450 1.71	400 1.28	400 1.28	450 1.71	450 1.71	1500 1.71	1500 1.71
5.45	872.1 0.41	654.1 0.61	436.0 1.22	490.6 1.62	436.0 1.22	436.0 1.22	490.6 1.62	490.6 1.62	1635.2 1.62	1635.2 1.62
6.25	1000.0	750.0 0.56	500 1.13	562.5 1.50	500 1.13	500 1.13	562.5 1.50	562.5 1.50	1875 1.50	1875 1.50
7	1120 0.35	840.0 0.53	560 1.06	630 1.41	560 1.06	560 1.06	630 1.41	630 1.41	2100 1.41	2100 1.41
8.33	1333.3 0.32	1000.0 0.48	666.7 0.97	750.0 1.29	666.7 0.97	666.7 0.97	750.0 1.29	750.0 1.29	2500.0 1.29	2500.0 1.29
9.16	1465.2 0.31	1098.9 0.46	732.6 0.93	824.2 1.24	732.6 0.93	732.6 0.93	824.2 1.24	824.2 1.24	2747.3 1.24	2747.3 1.24
10	1600 0.30	1200.0 0.45	800 0.89	900 1.19	800 0.89	800 0.89	900 1.19	900 1.19	3000 1.19	3000 1.19
10.83	1733.3 0.29	1300.0	866.7 0.86	975.0 1.15	866.7 0.86	866.7 0.86	975.0 1.15	975.0 1.15	3250.0 1.15	3250.0 1.15
12.00	1919.9 0.27	1439.9 0.41	960.0 0.82	1079.9 1.10	960.0 0.82	960.0 0.82	1079.9 1.10	1079.9 1.10	3599.8 1.10	3599.8 1.10
12.62	2019.3 0.27	1514.5 0.40	1009.6 0.81	1135.8 1.08	1009.6 0.81	1009.6 0.81	1135.8 1.08	1135.8 1.08	3786.1 1.08	3786.1 1.08
15.69	2510.1 0.25	1882.6 0.37	1255.1 0.74	1411.9 0.99	1255.1 0.74	1255.1 0.74	1411.9 0.99	1411.9 0.99	4706.5 0.99	4706.5 0.99
16.25	2600.0 0.24	1950.0 0.37	1300.0 0.73	1462.5 0.98	1300.0 0.73	1300.0 0.73	1462.5 0.98	1462.5 0.98	4875 0.98	4875 0.98
17.65	2823.9 0.24	2117.9 0.36	1411.9 0.71	1588.4 0.95	1411.9 0.71	1411.9 0.71	1588.4 0.95	1588.4 0.95	5294.8 0.95	5294.8 0.95
18.17	2907.0 0.23	2180.2 0.35	1453.5 0.70	1635.2 0.94	1453.5 0.70	1453.5 0.70	1635.2 0.94	1635.2 0.94	5450.6 0.94	5450.6 0.94
20	3200.0 0.23	2400.0 0.34	1600.0 0.68	1800.0 0.91	1600.0 0.68	1600.0 0.68	1800.0 0.91	1800.0 0.91	6000.0 0.91	6000.0 0.91

R1 Respal de R4  
Instantaneo 13

R10 Respal de R13  
Operación de R1

Instantaneo 10  
Operación de R10  
Operación de R13

R4 Respal de R7  
R7 Respal de R10  
Operación de R7  
Operación de R4

Respaldos

Operación de reles

10.00

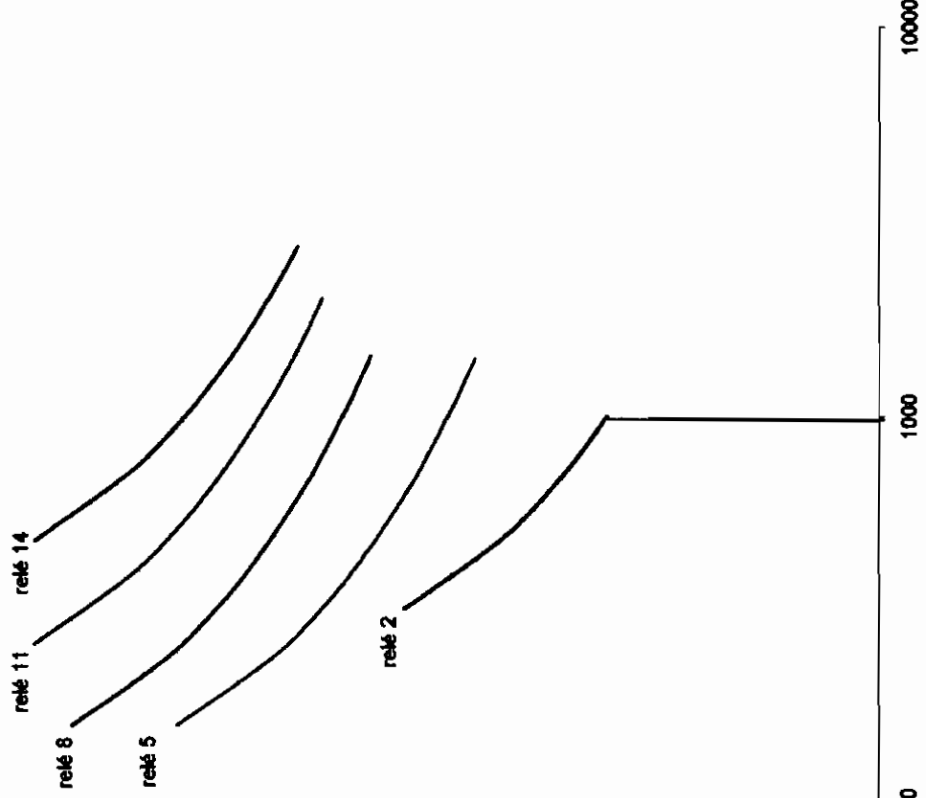
**CASO A**

Tiempo (seg)

1.00

**COORDINACIÓN DE LOS RELÉS F-F  
PARA EL AÑO 2004**

0.10



Corriente de falla en (A)

10000

1000

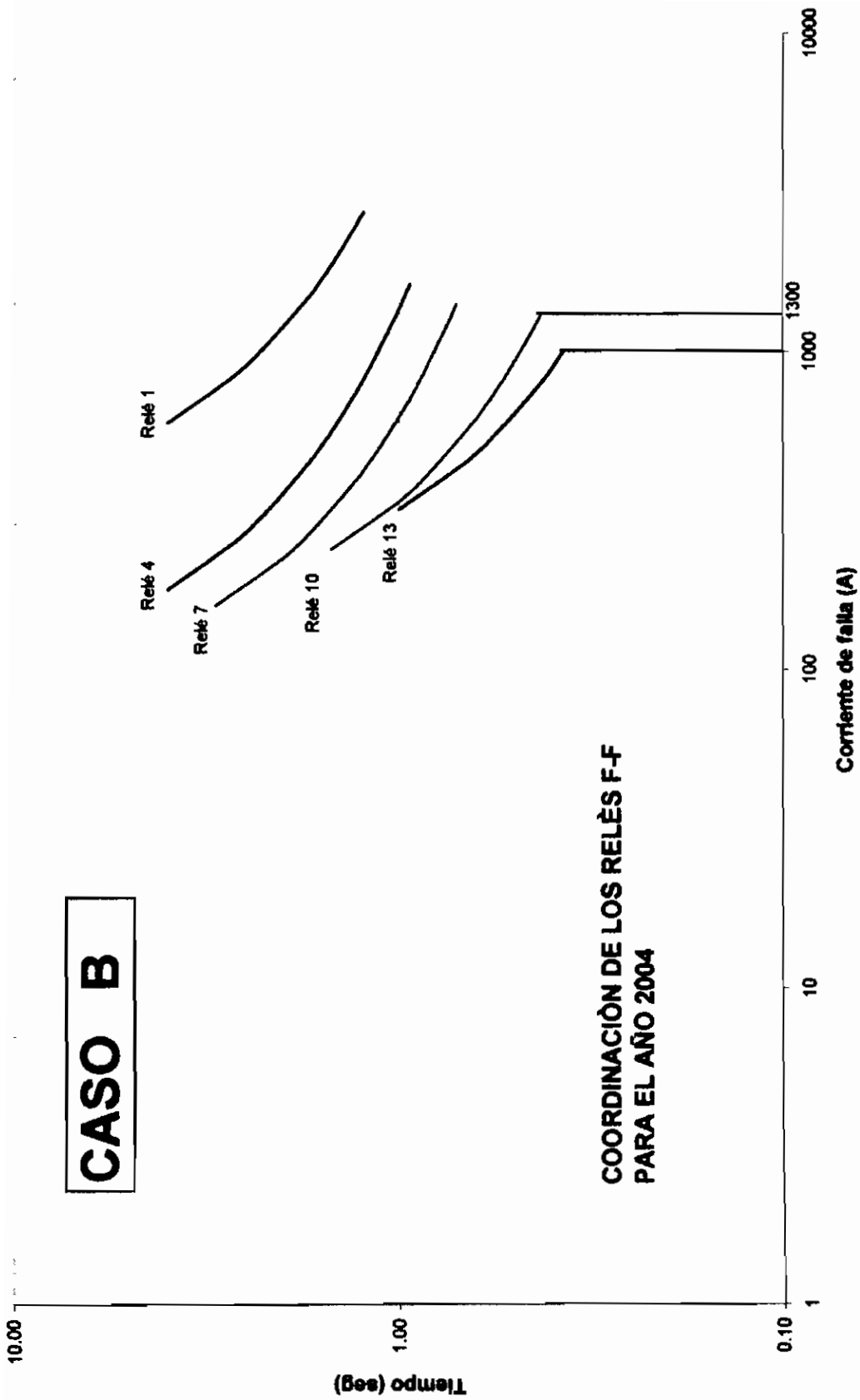
100

10

1

# CASO B

## COORDINACIÓN DE LOS RELÉS F-F PARA EL AÑO 2004

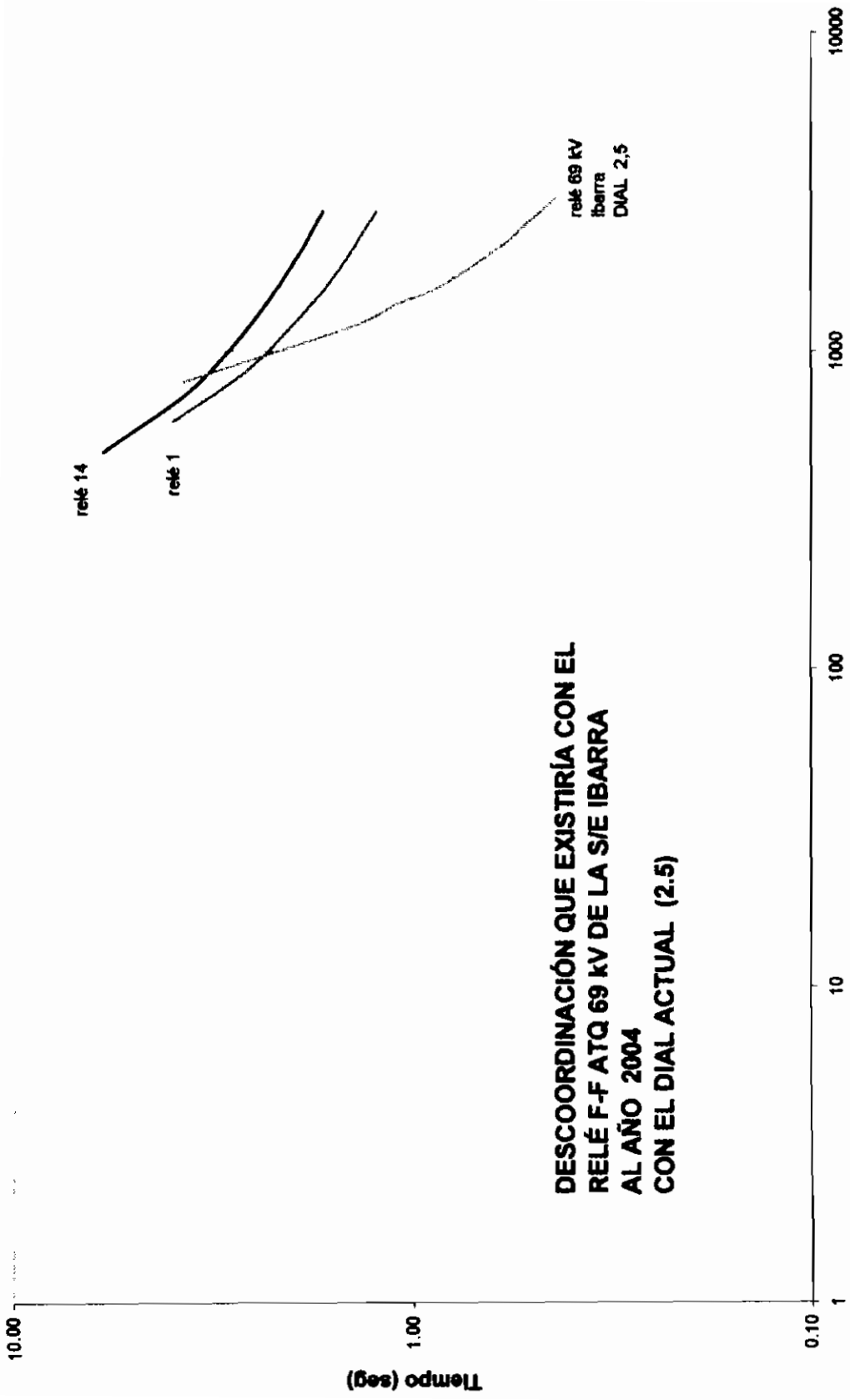


# TABLA DE DATOS t vs I PARA LOS RELÉS F-F AL AÑO 2004

Coordinación de los relés del anillo con los de las S/E

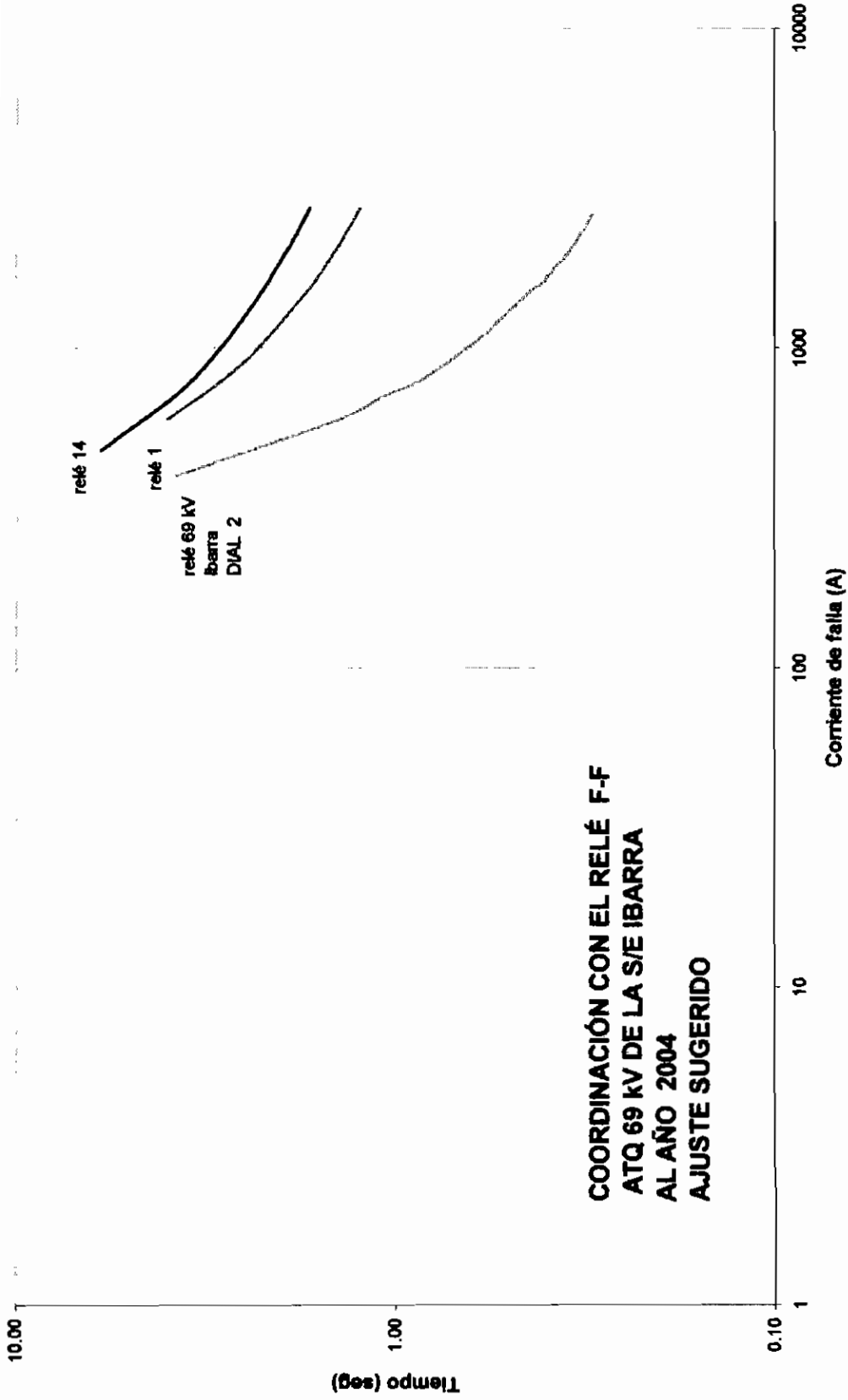
VECES TAP	S/E CAYAMBE		S/E OTAVALO		S/E IBARRA 69 KV		S/E IBARRA ATQ 69 KV	
	I pick-up/eesv = 128		I pick-up/eesv = 100		I pick-up/eesv = 200		I pick-up/eesv = 400	
	Dial = I (A)	t (s)	Dial = I (A)	t (s)	Dial = I (A)	t (s)	Dial = I (A)	t (s)
2	256	0.94	200	0.94	400	3.8	800	3.8
3	384	0.44	300	0.44	600	1.4	1200	1.4
3.5	448.0	0.34	350	0.34	700	1.1	1400	1.1
4	512	0.28	400	0.28	800	0.85	1600	0.85
5.51	704.8	0.194	550.6	0.194	1101.3	0.58	2202.6	0.58
6	768	0.18	600	0.18	1200	0.54	2400	0.54
7	896	0.16	700	0.16	1400	0.47	2800	0.47
7.55	966.4	0.15	755.0	0.15	1510	0.44	3020	0.44
8	1024	0.145	800	0.145	1600	0.410	3200	0.405
9	1152	0.14	900	0.14	1800	0.38	3600	0.39
10	1280	0.13	1000	0.13	2000	0.35	4000	0.35
13	1664	0.12	1300	0.12	2600.0	0.305	5200.0	0.31
20	2560	0.12	2000	0.12	4000.0	0.28	8000.0	0.28
		calibración sugerida		calibración sugerida		calibración sugerida		calibración existente
		calibración existente		calibración existente		calibración existente		calibración existente

Operación de relés



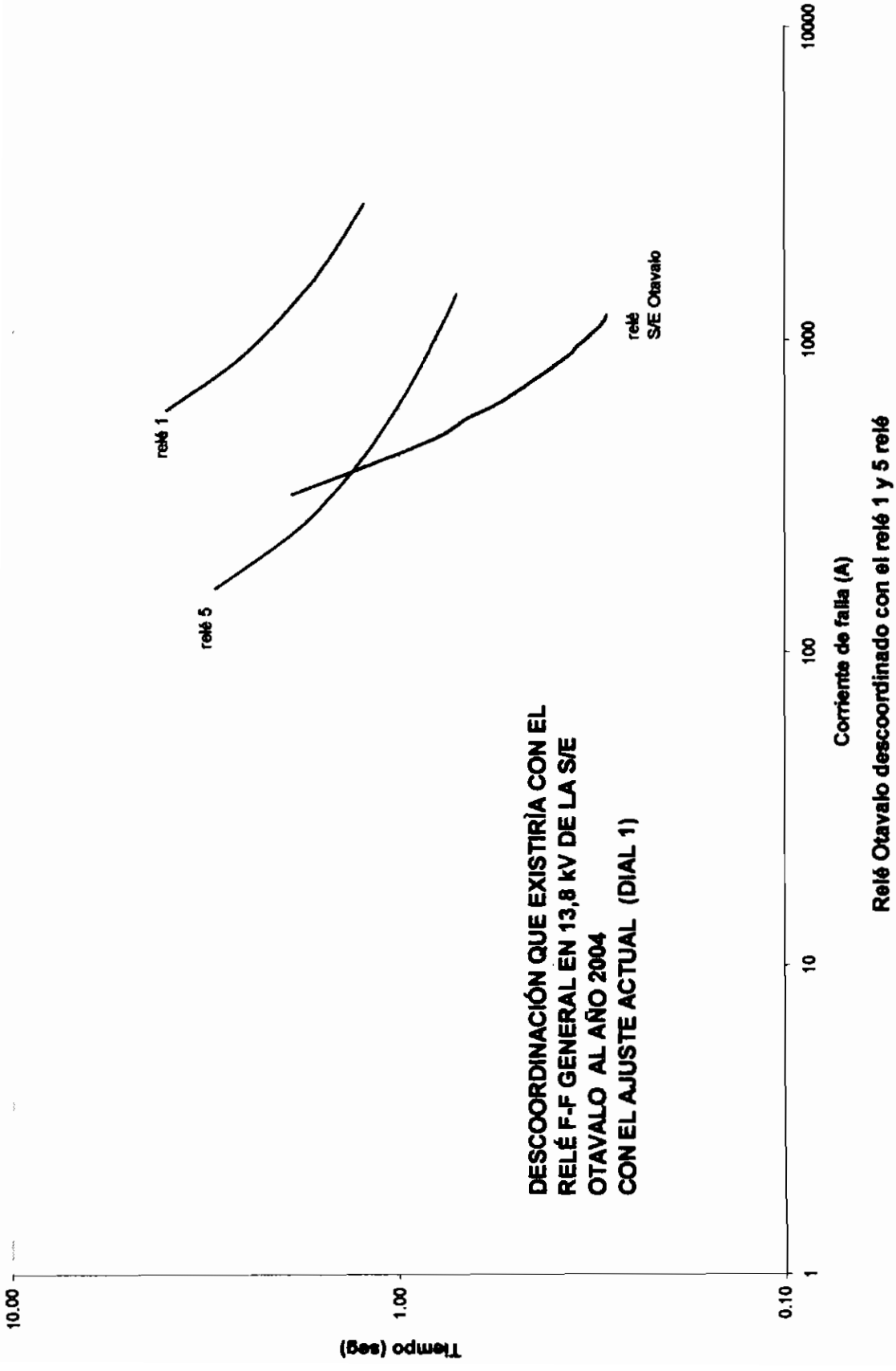
**DESCOORDINACIÓN QUE EXISTIRÍA CON EL  
RELÉ F-F ATQ 69 KV DE LA S/E IBARRA  
AL AÑO 2004  
CON EL DIAL ACTUAL (2.5)**

**Relé Ibarra (15) descoordinado con 1 y 14**

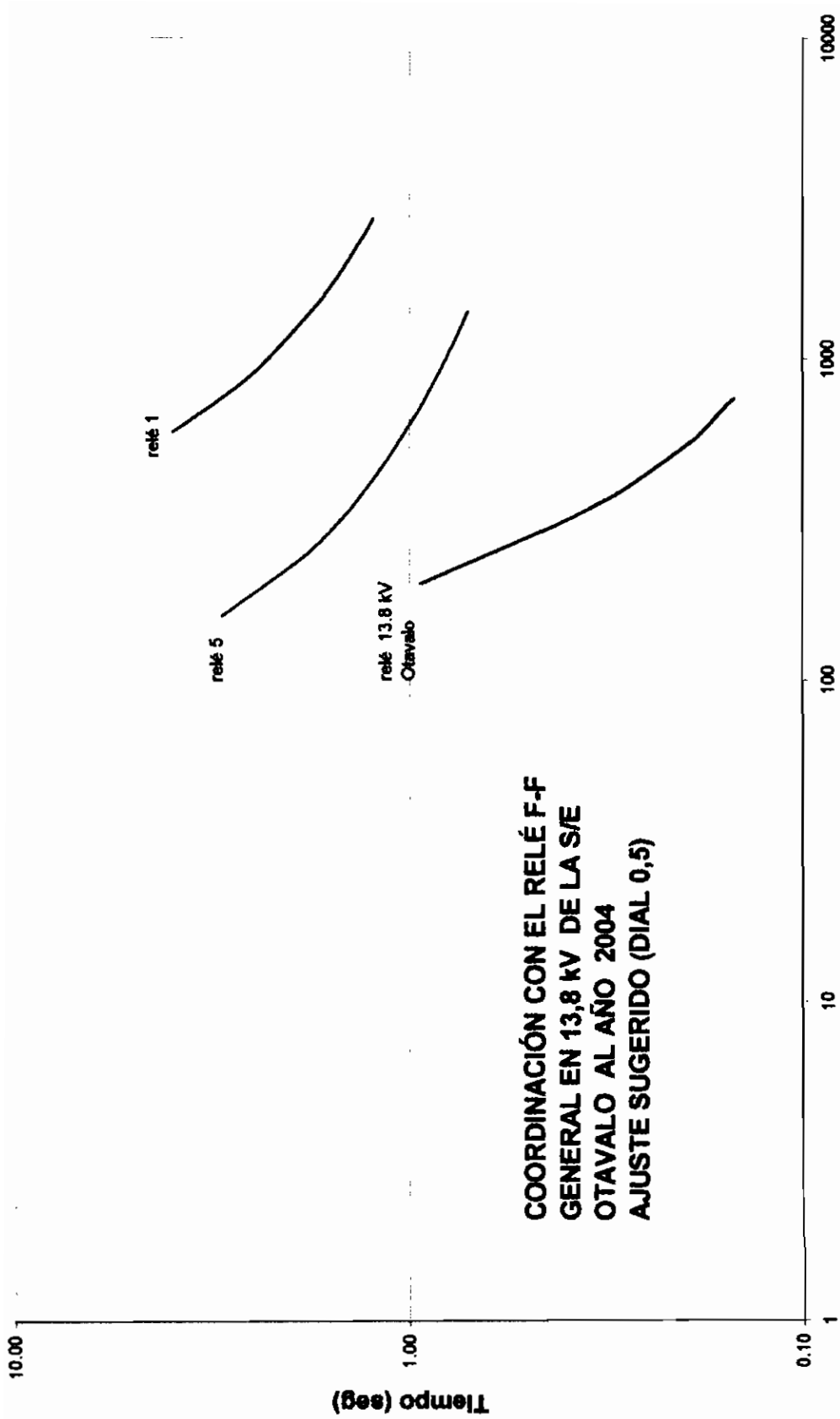


**COORDINACIÓN CON EL RELÉ F-F  
 ATQ 69 kV DE LA S/E IBARRA  
 AL AÑO 2004  
 AJUSTE SUGERIDO**

**Relé Ibarra (15) coordinado con 1 y 14**



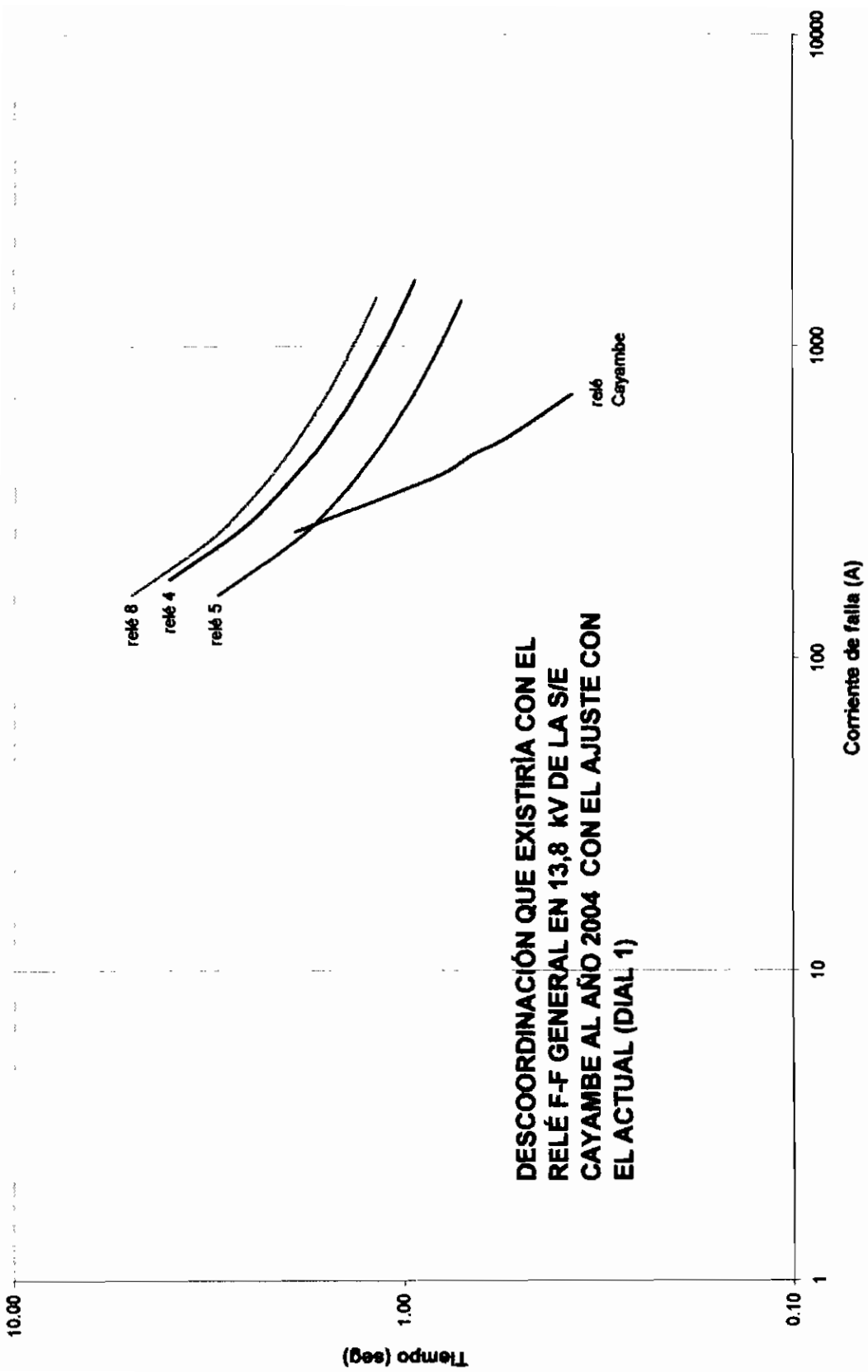




**COORDINACIÓN CON EL RELÉ F-F  
GENERAL EN 13,8 kV DE LA S/E  
OTAVALO AL AÑO 2004  
AJUSTE SUGERIDO (DIAL 0,5)**

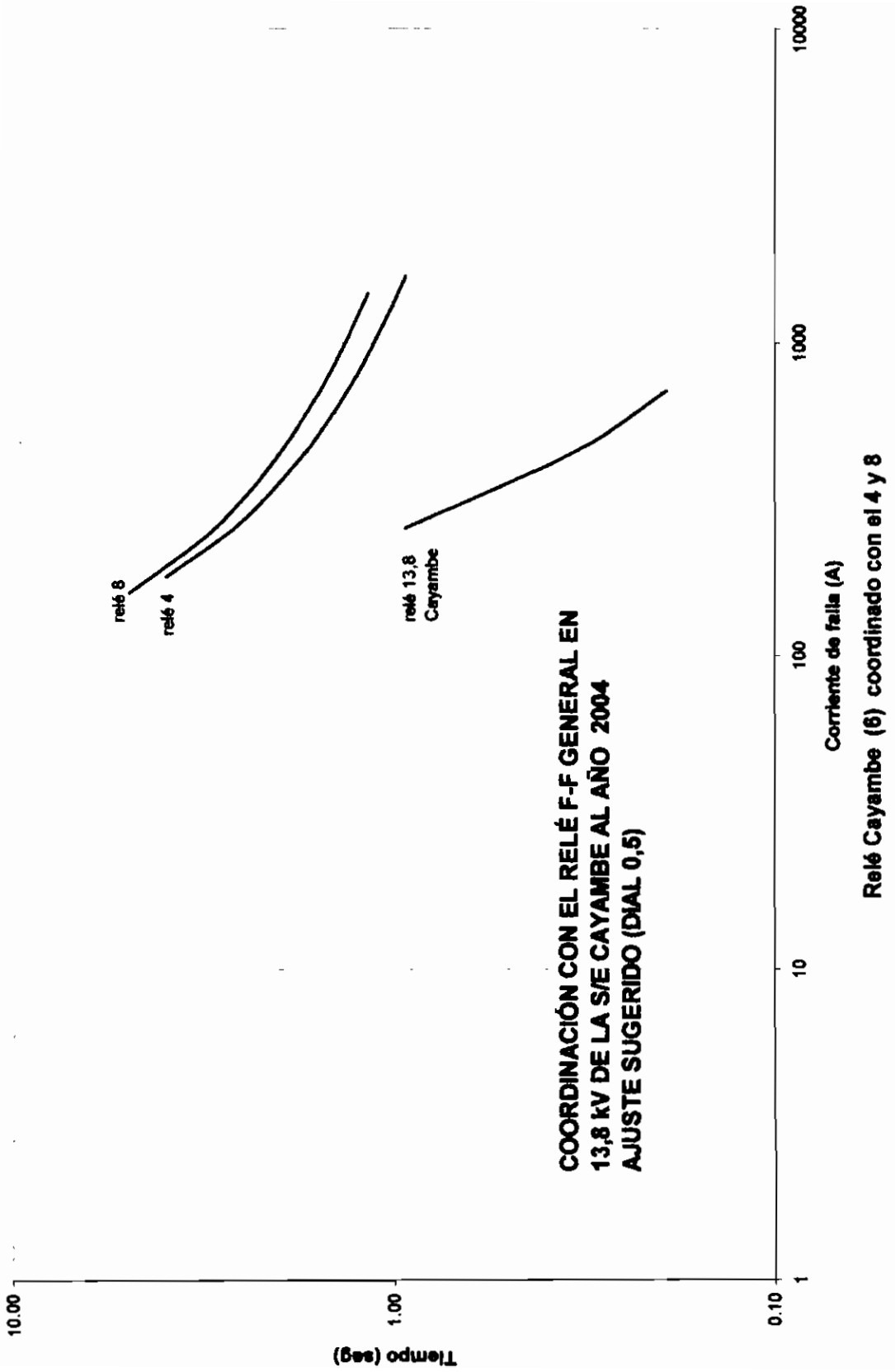
**Corriente de falla (A)**

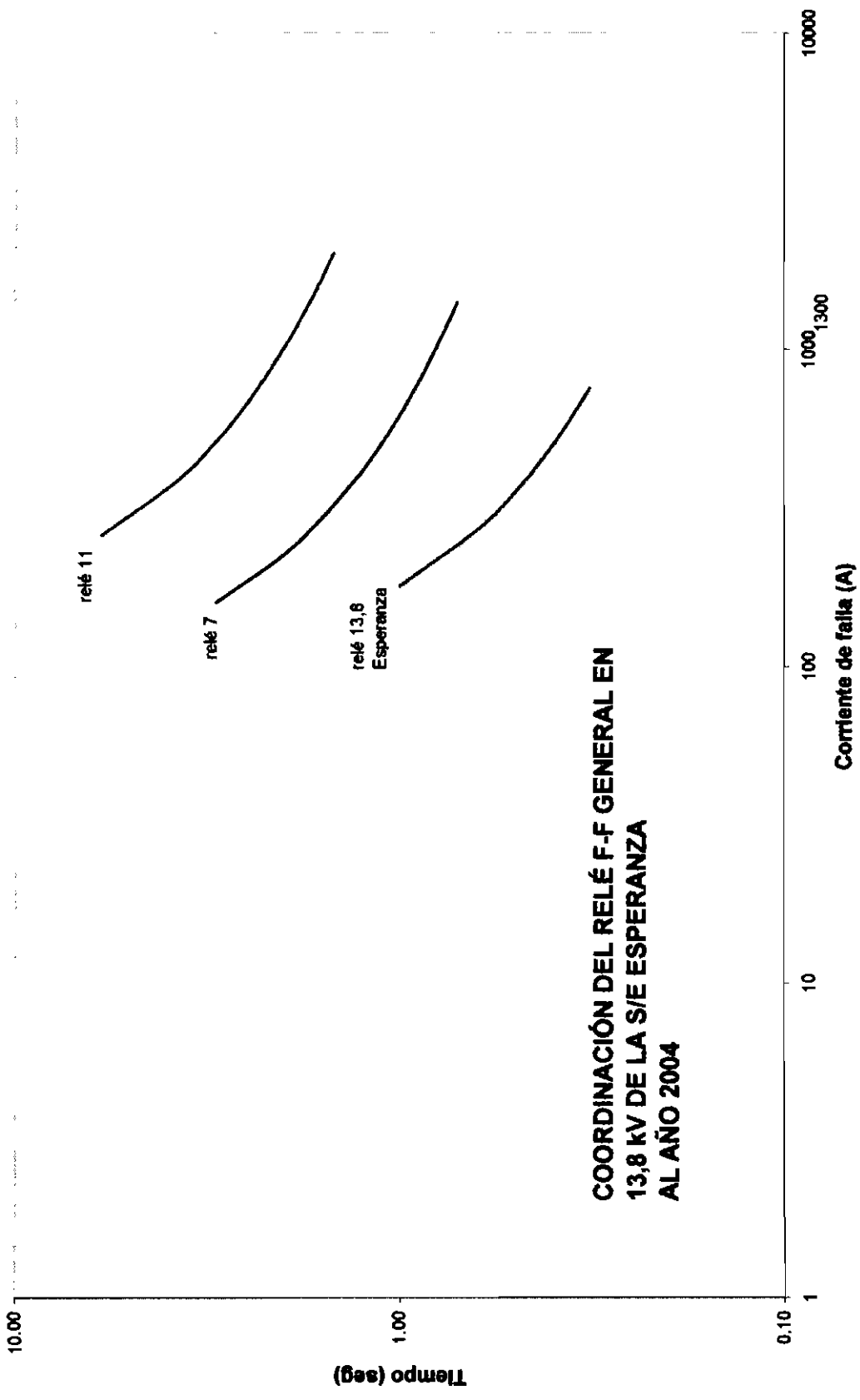
**Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5**



**DESCOORDINACIÓN QUE EXISTIRÍA CON EL  
RELÉ F-F GENERAL EN 13,8 KV DE LA S/E  
CAYAMBE AL AÑO 2004 CON EL AJUSTE CON  
EL ACTUAL (DIAL 1)**

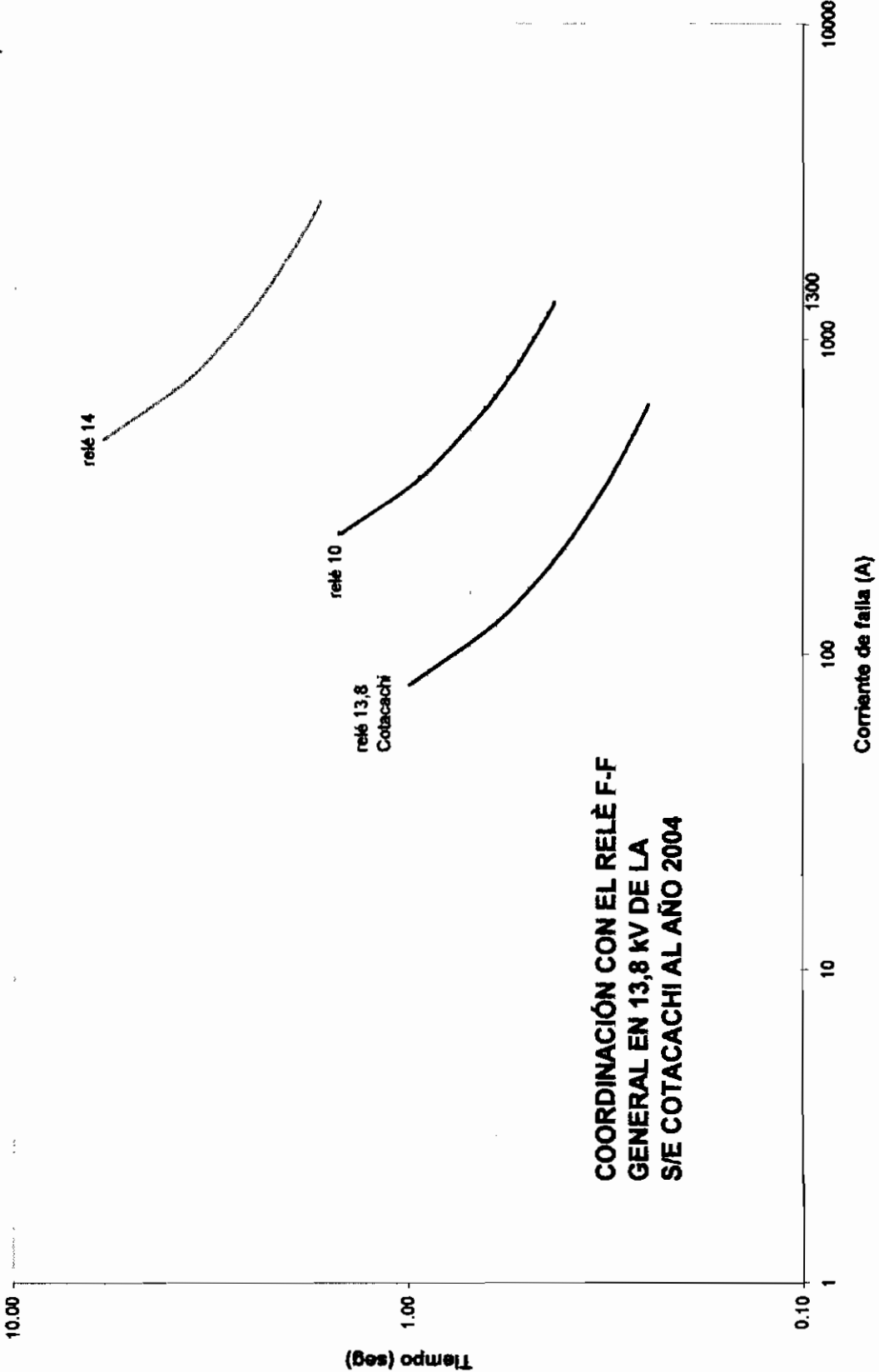
**Relé Cayambe (6) descoordinado con relé 4 y 8**





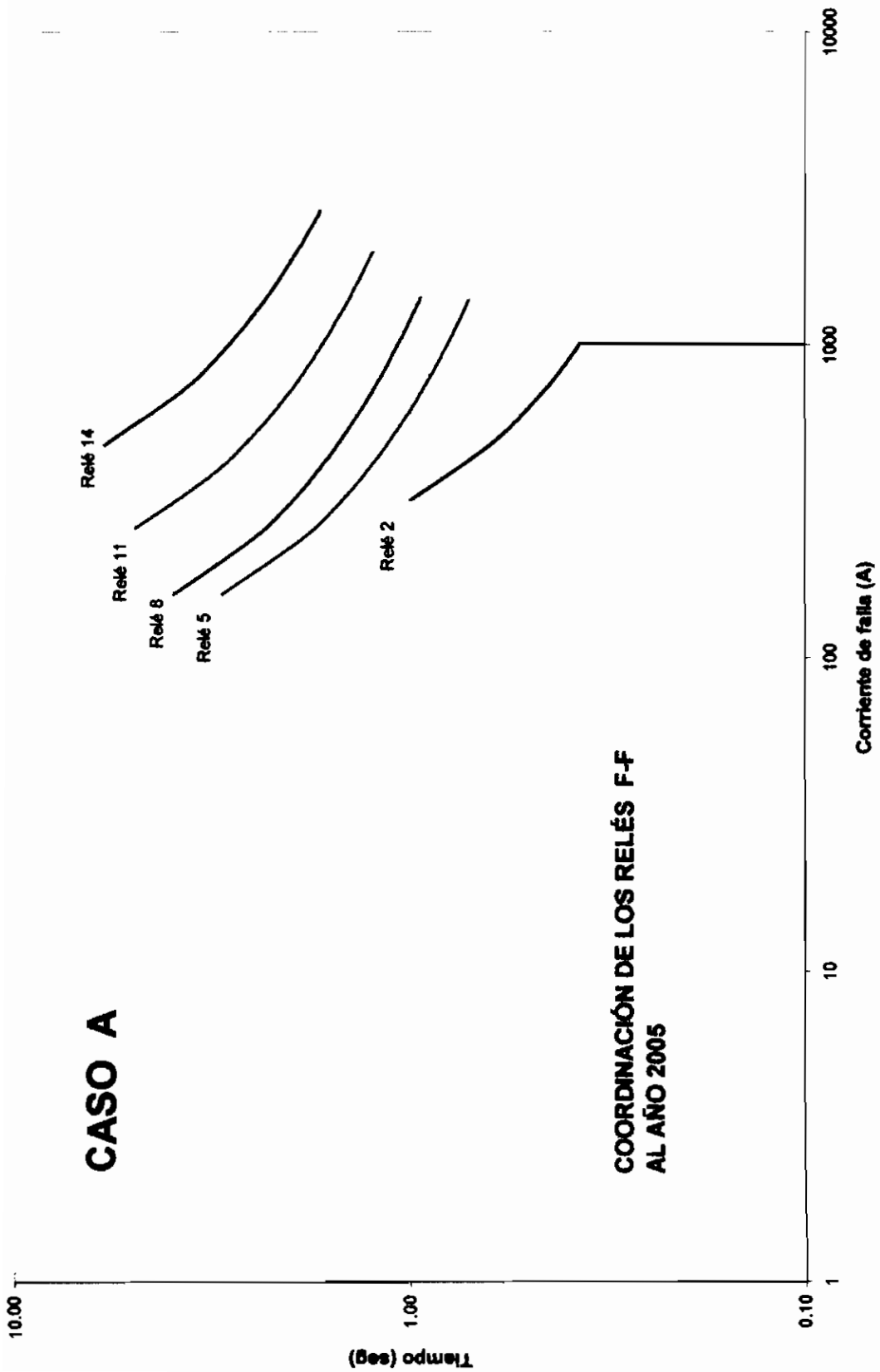
**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-F GENERAL EN  
13,8 KV DE LA S/E ESPERANZA  
AL AÑO 2004**

**Relé Esperanza (9) coordinado con el 7 y 11**

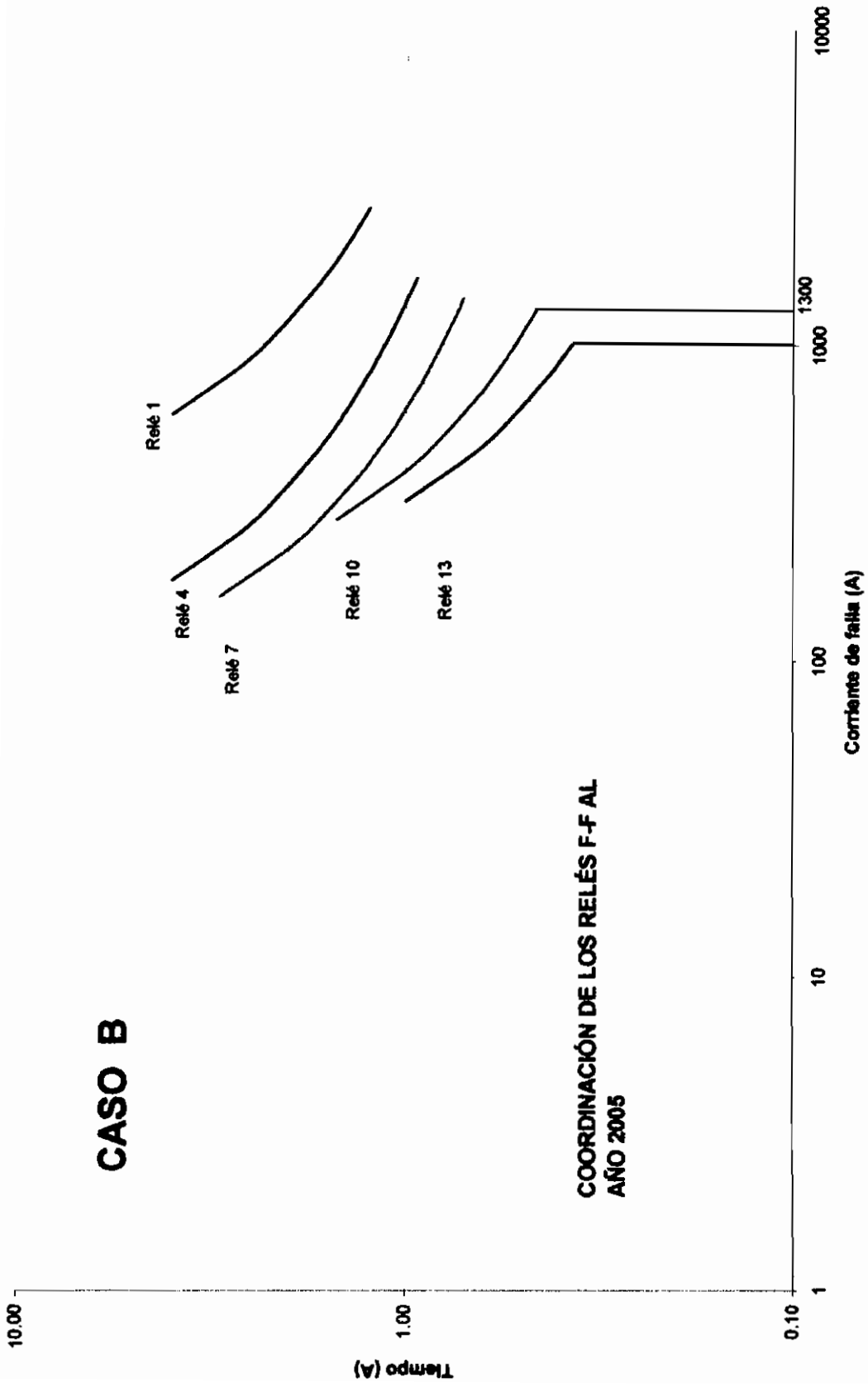


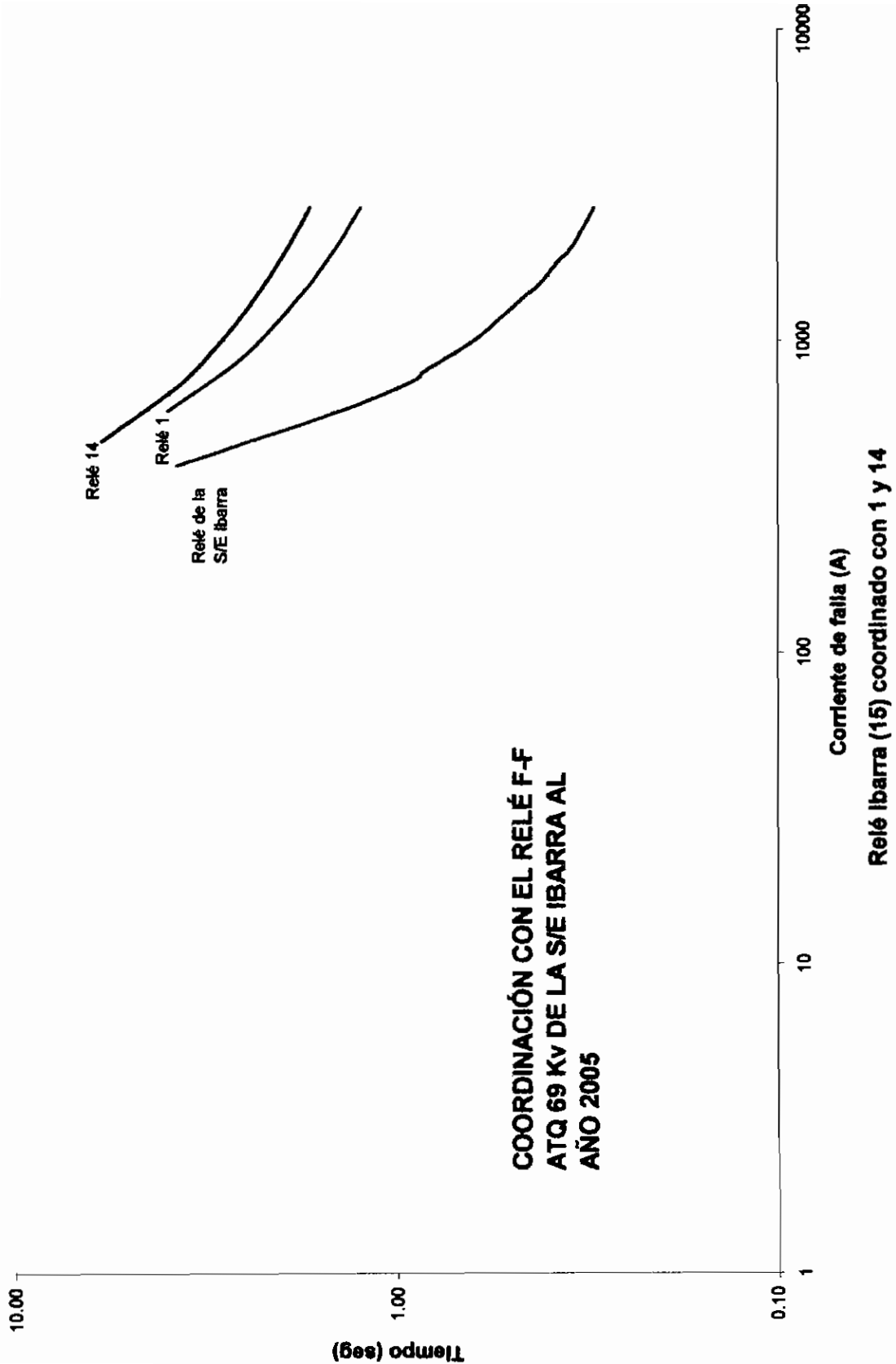
**COORDINACIÓN CON EL RELÉ F-F  
GENERAL EN 13,8 KV DE LA  
S/E COTACACHI AL AÑO 2004**

**Relé Cotacachi (12) coordinado con el 10 y 14**

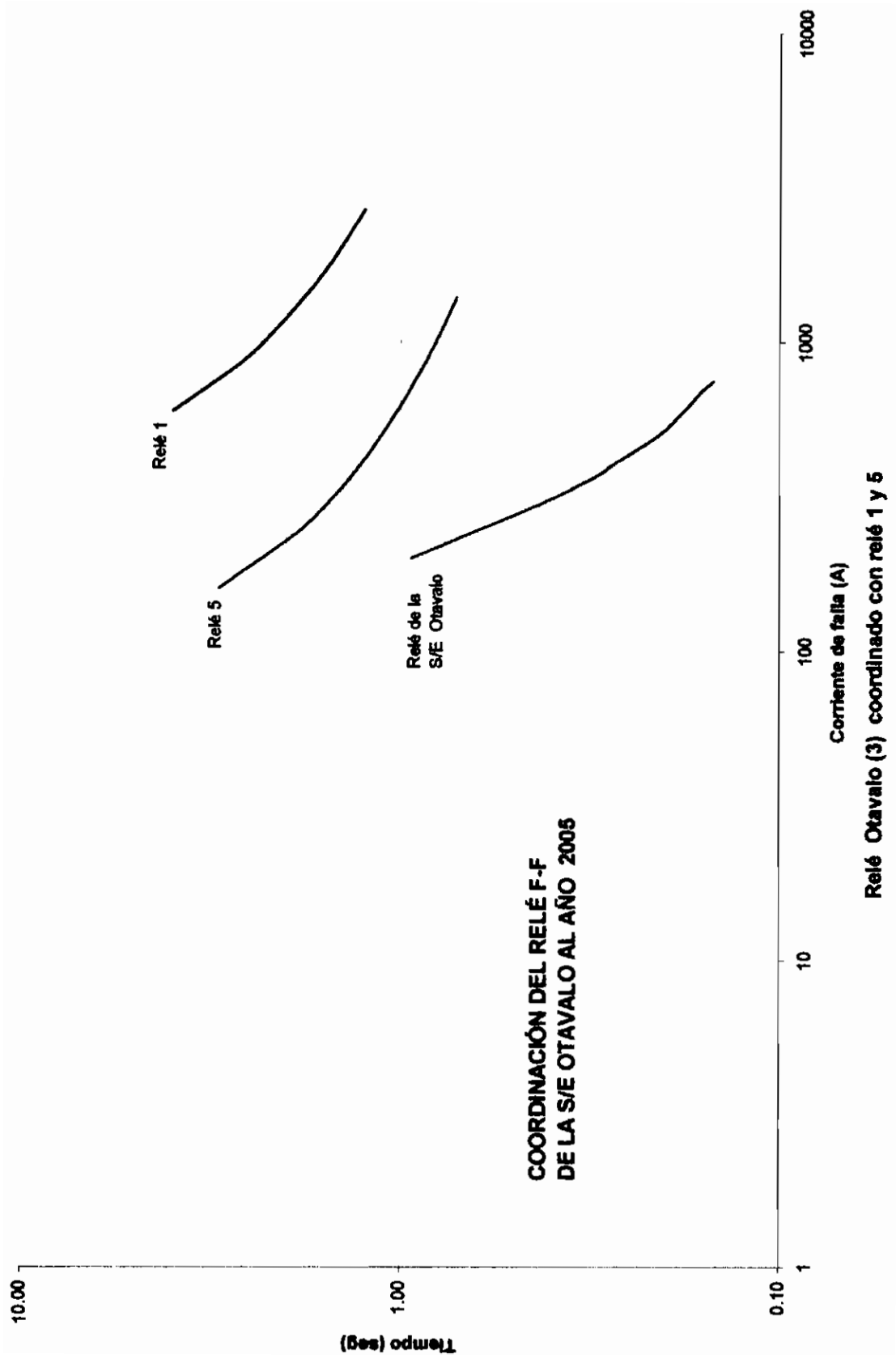


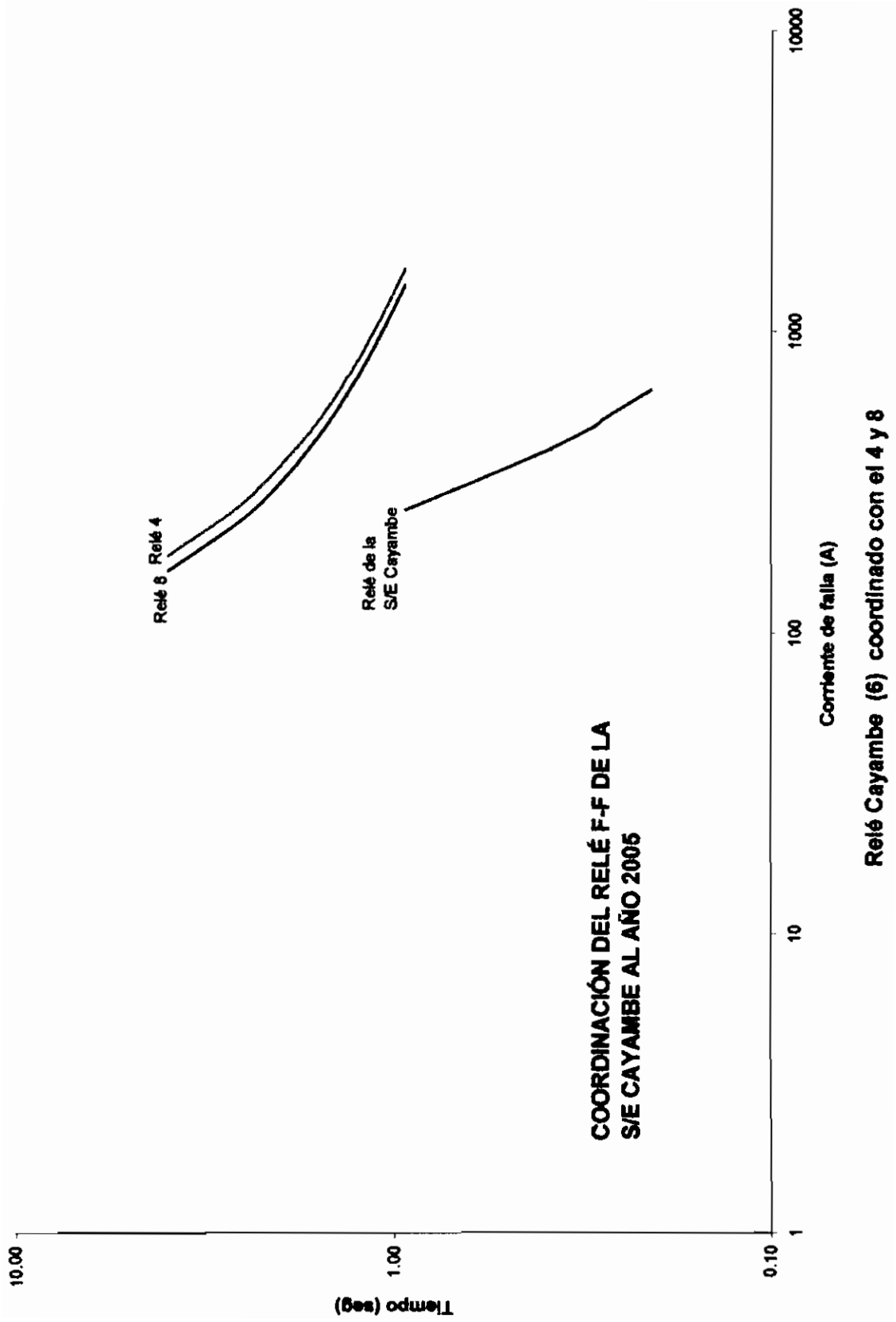
# CASO B

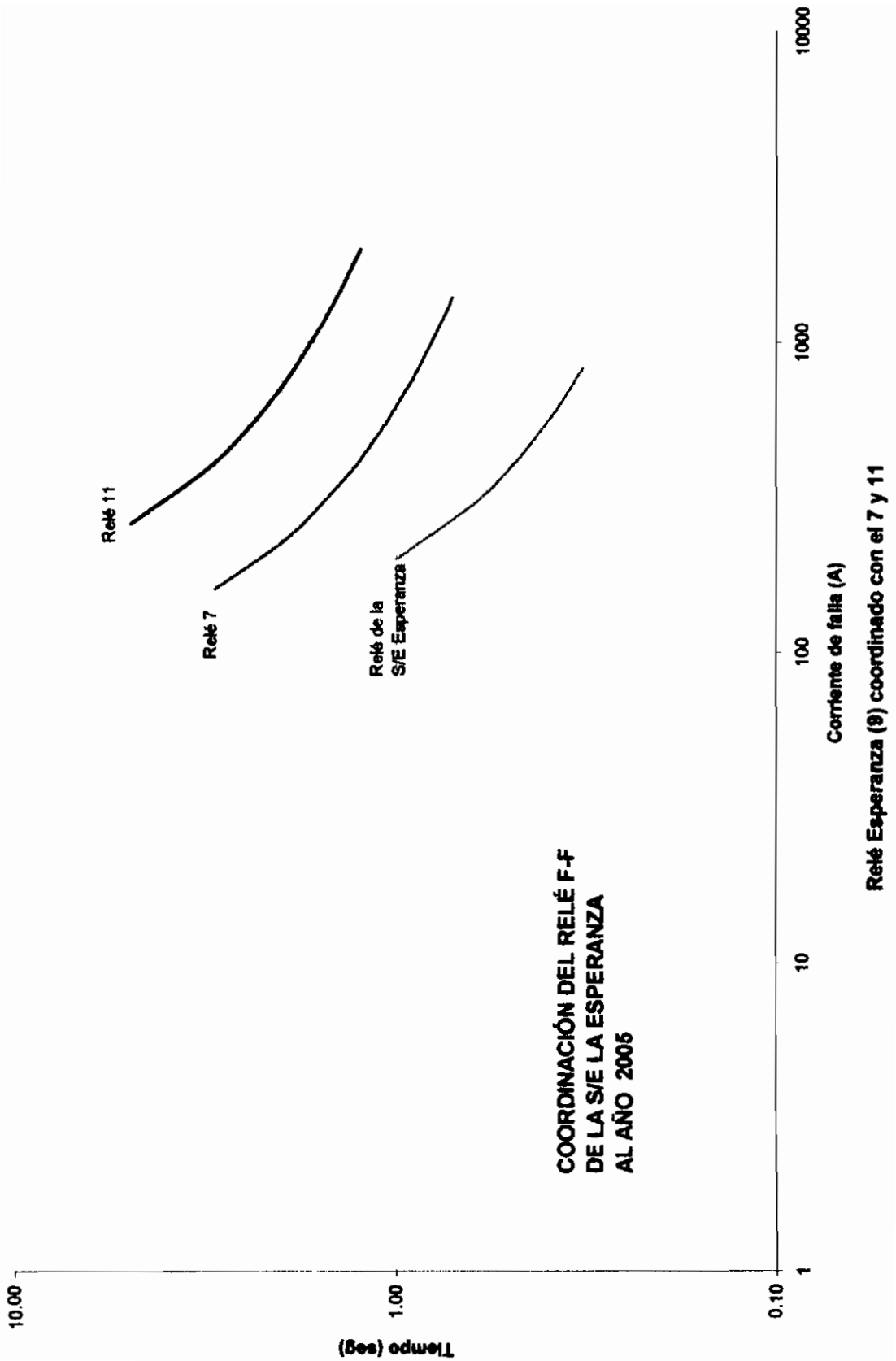


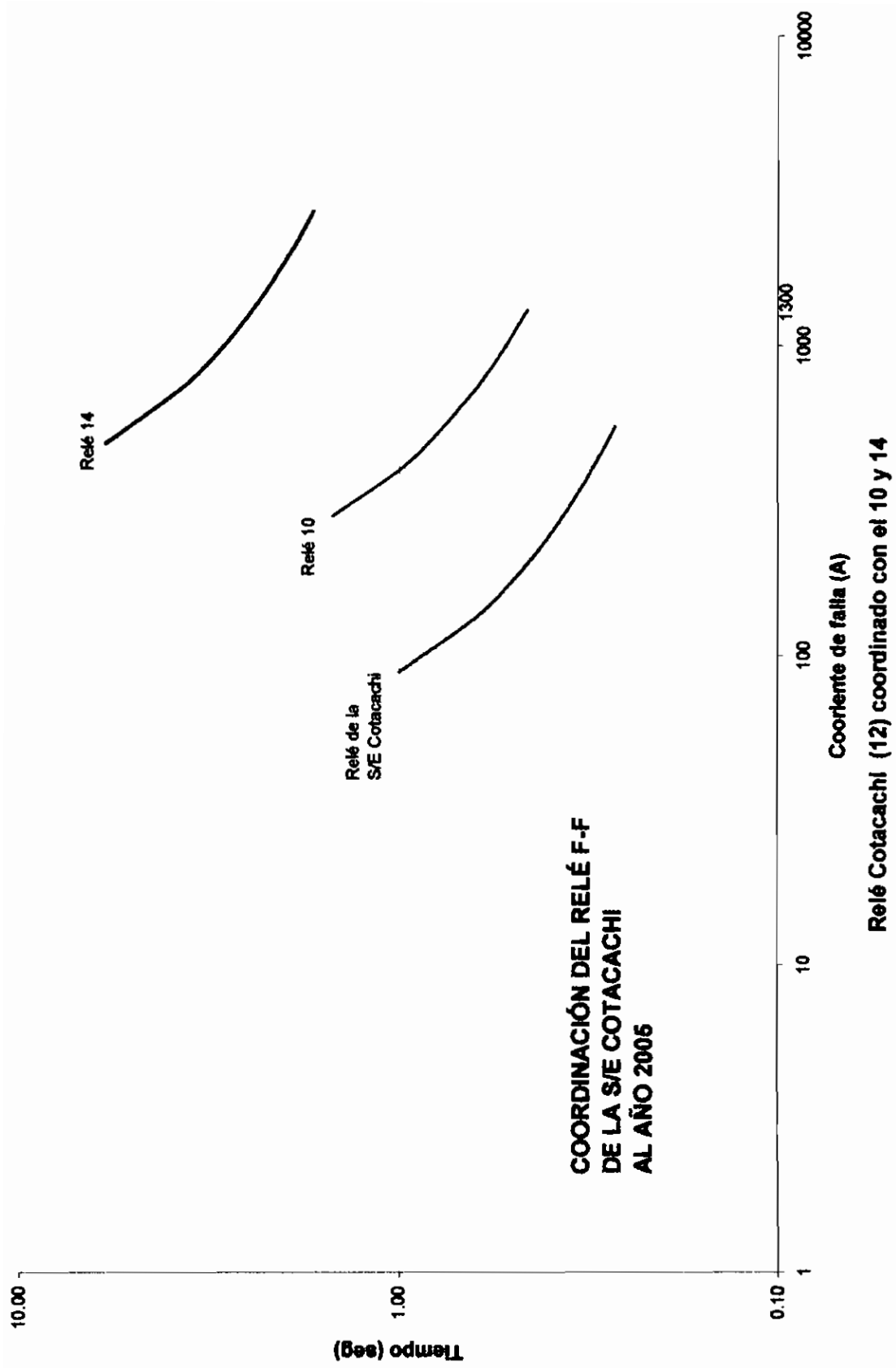








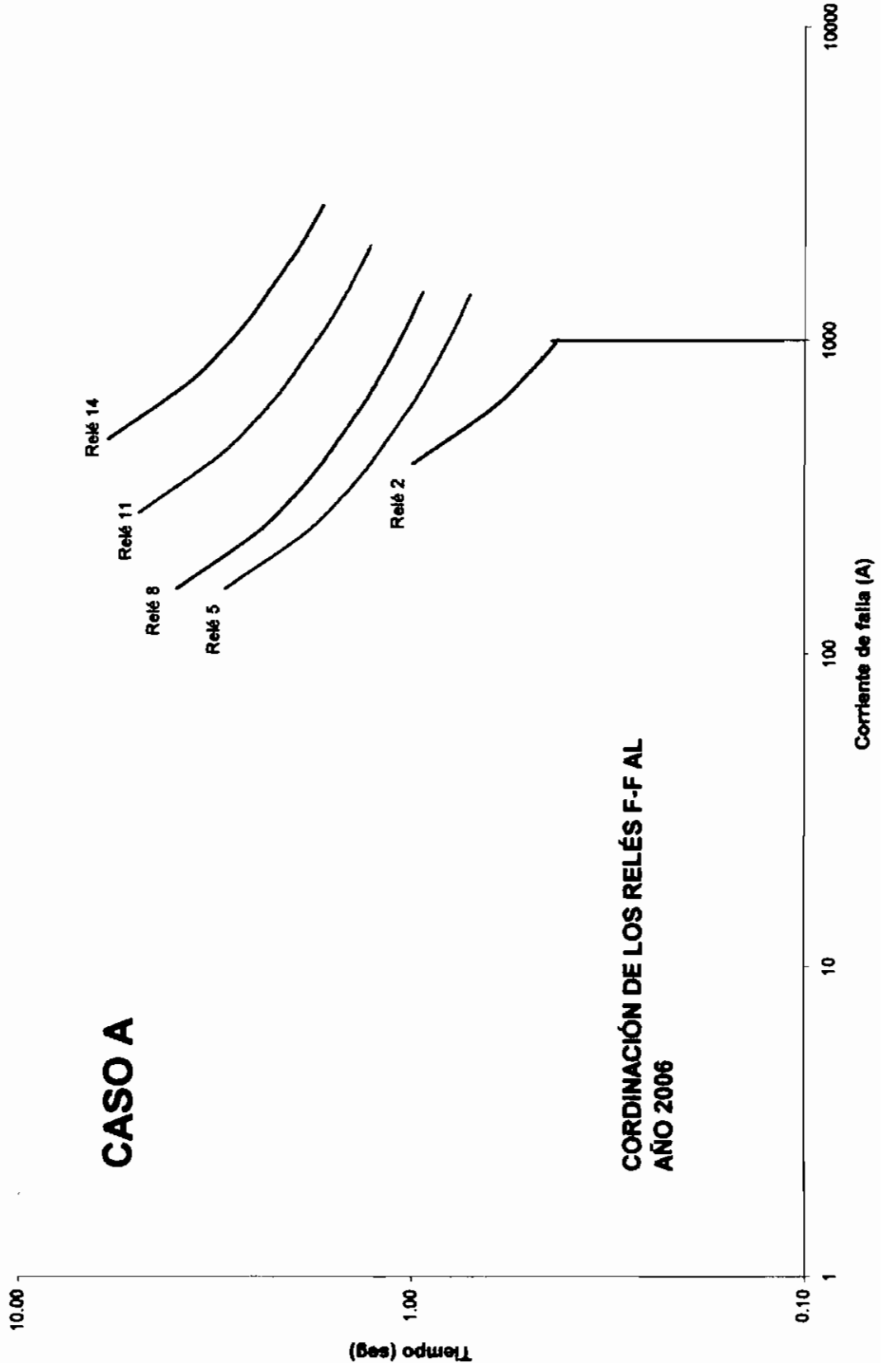


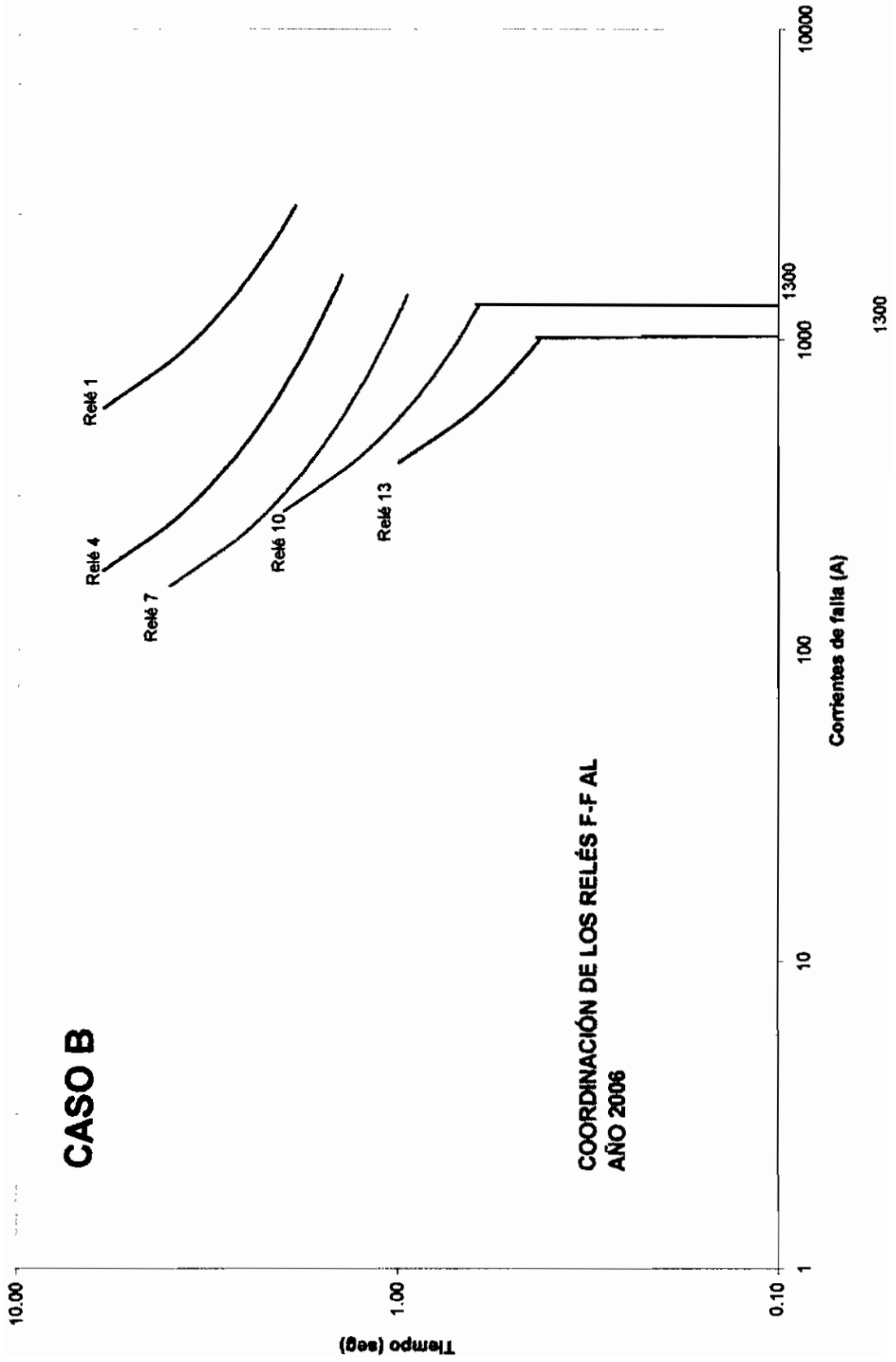


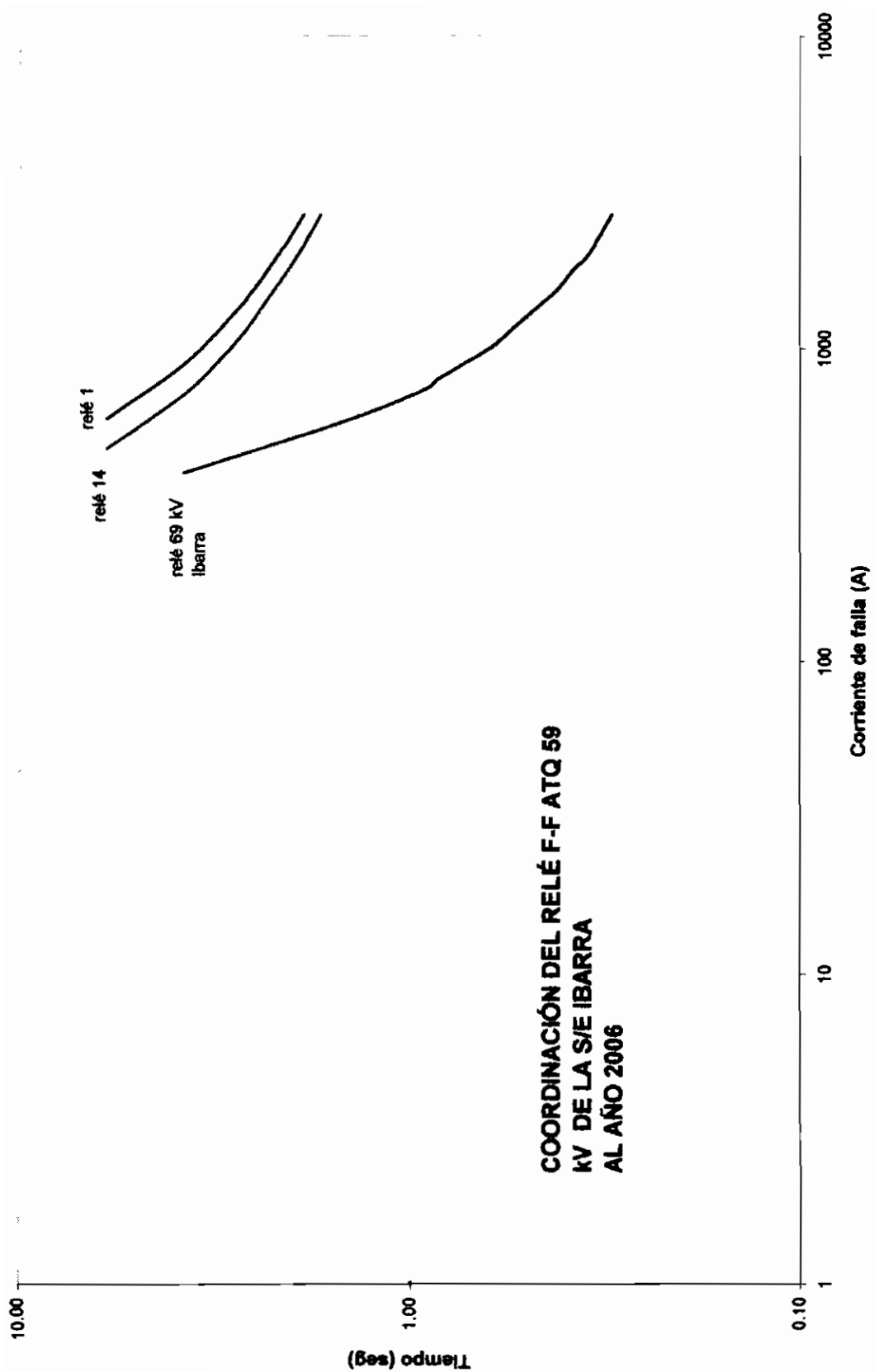
Relé Cotacachi (12) coordinado con el 10 y 14

# CASO A

## CORDINACIÓN DE LOS RELÉS F-F AL AÑO 2006

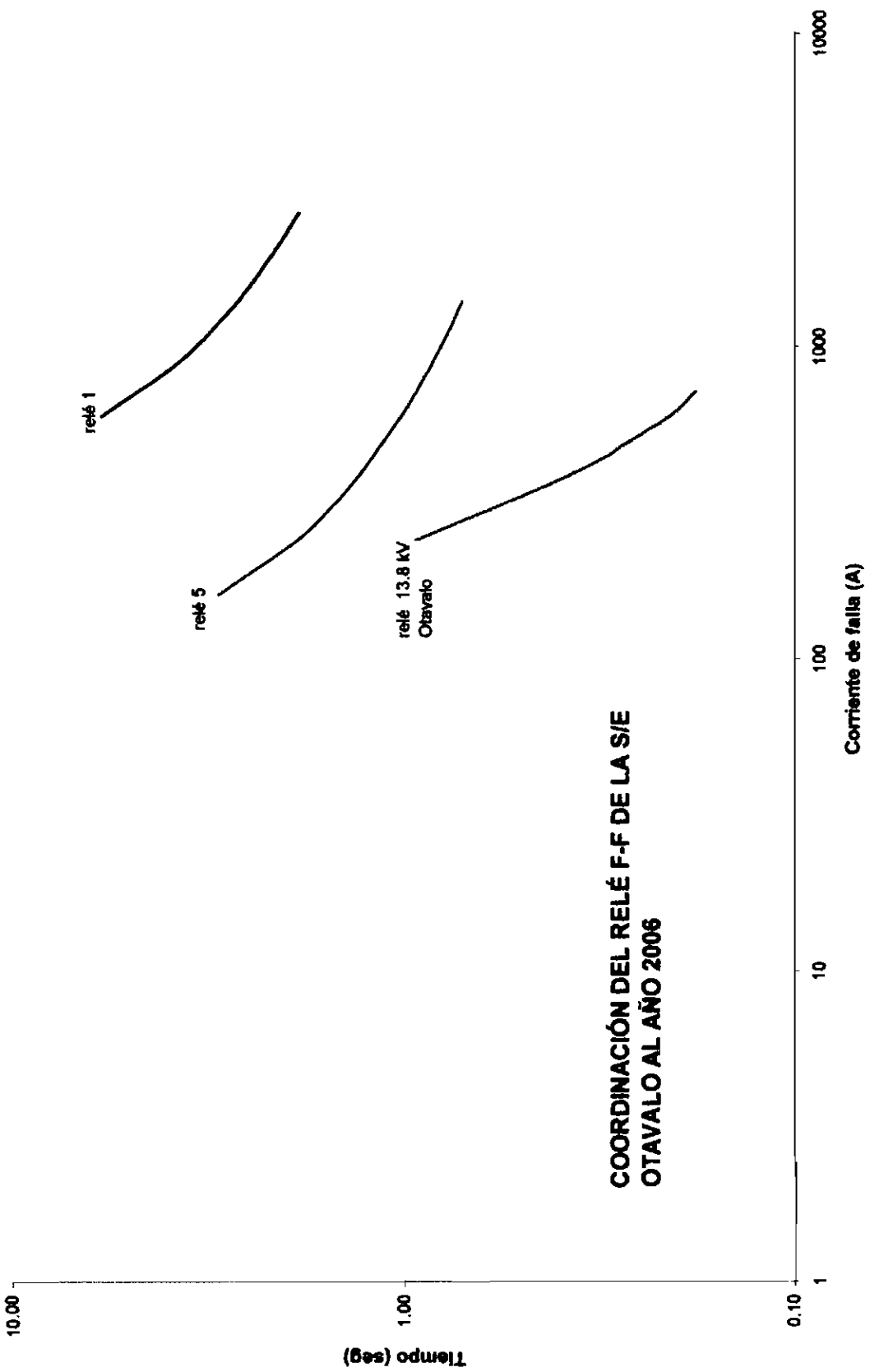






**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-F ATQ 59  
KV DE LA S/E IBARRA  
AL AÑO 2006**

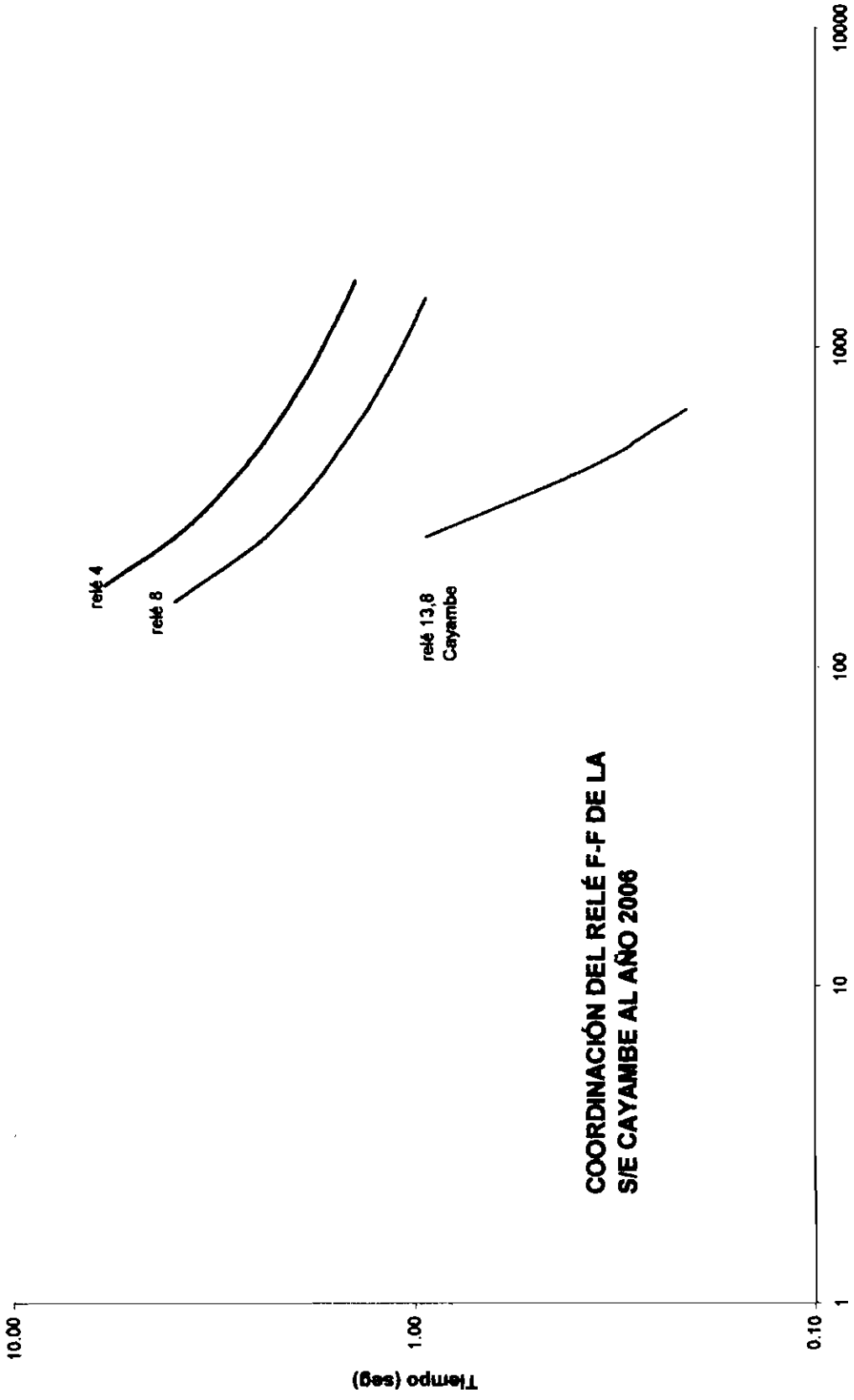
**Relé Ibarra (15) coordinado con 1 y 14**



**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-F DE LA S/E  
OTAVALO AL AÑO 2006**

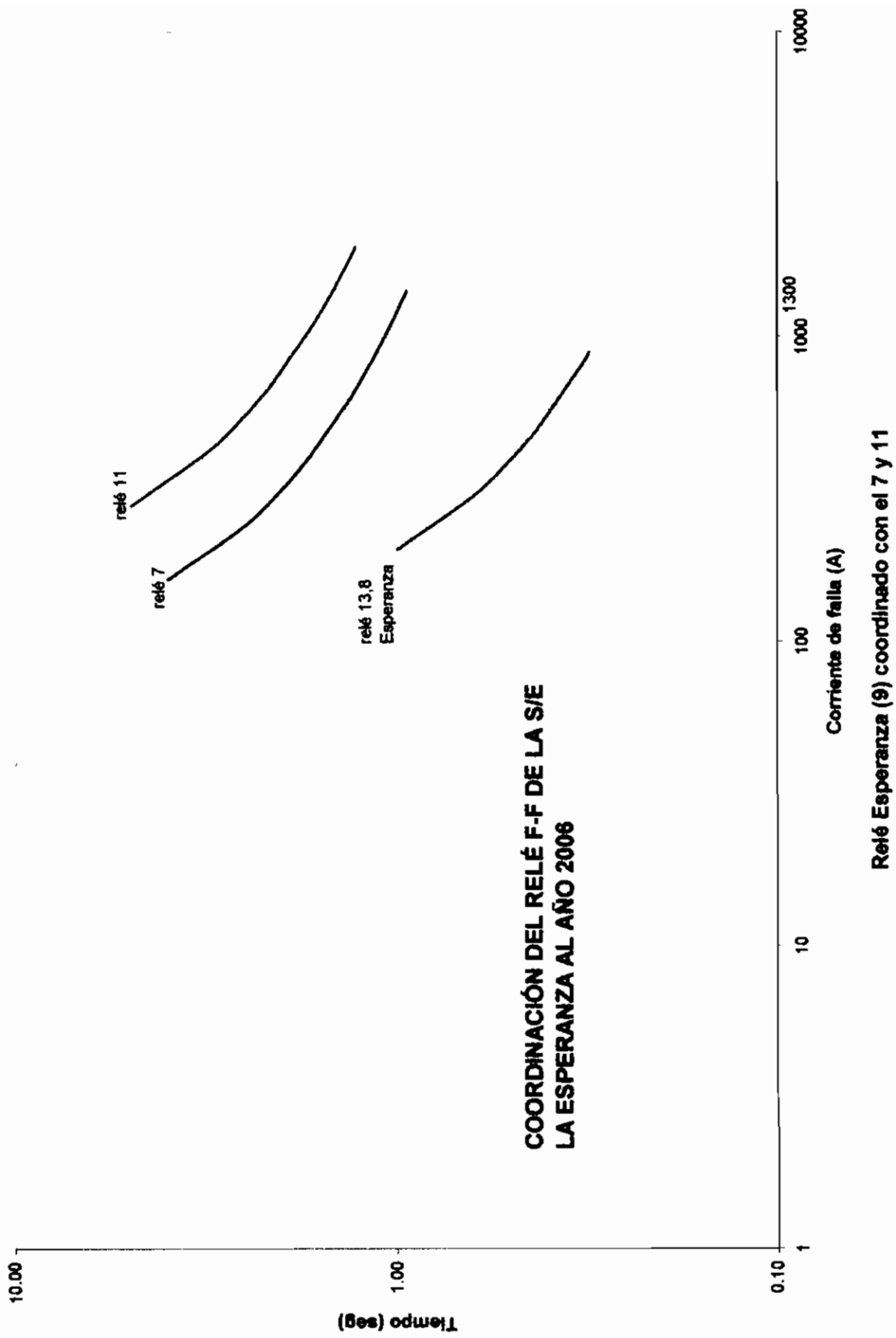
**Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5**

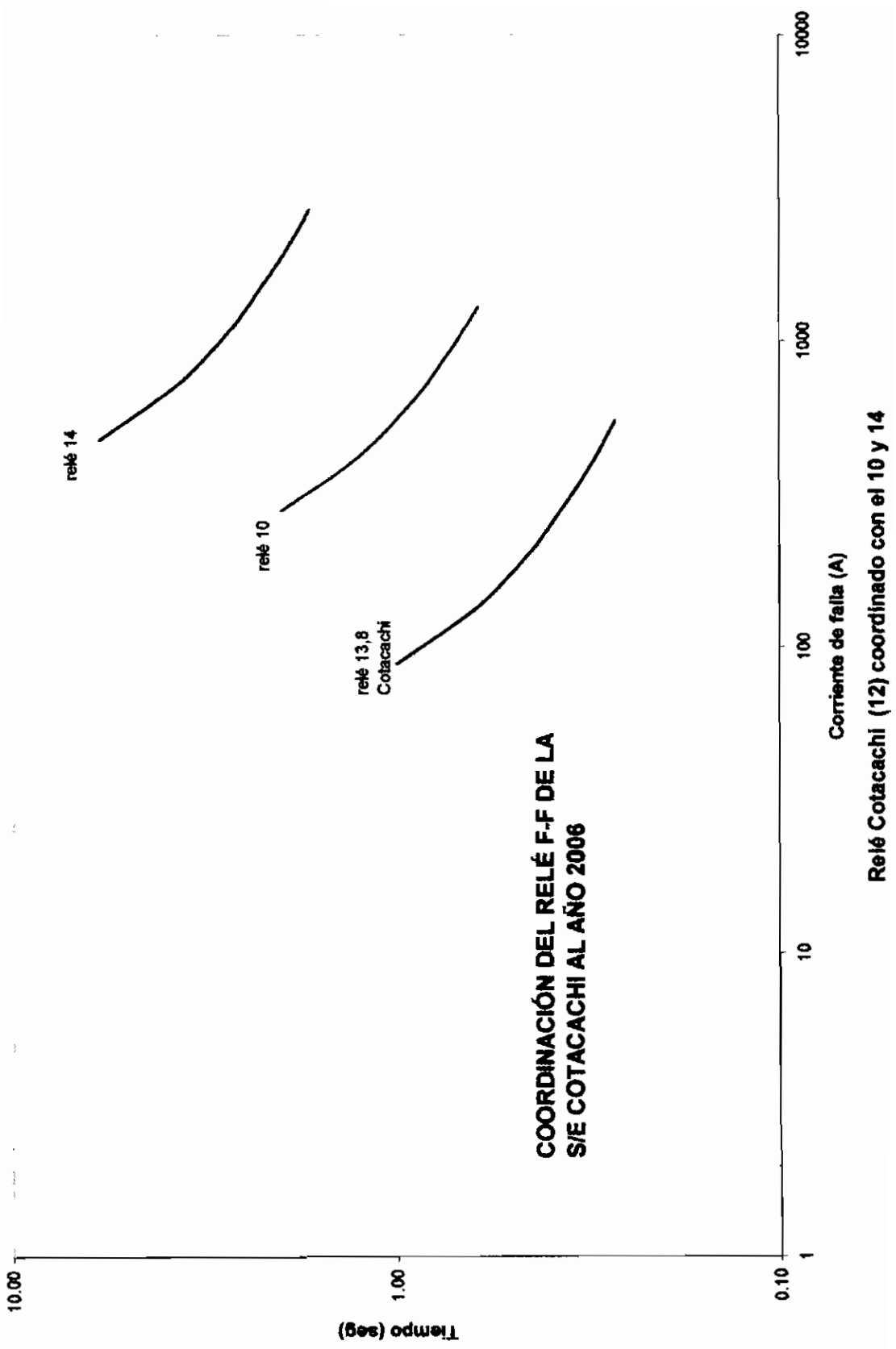




**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-F DE LA S/E CAYAMBE AL AÑO 2006**

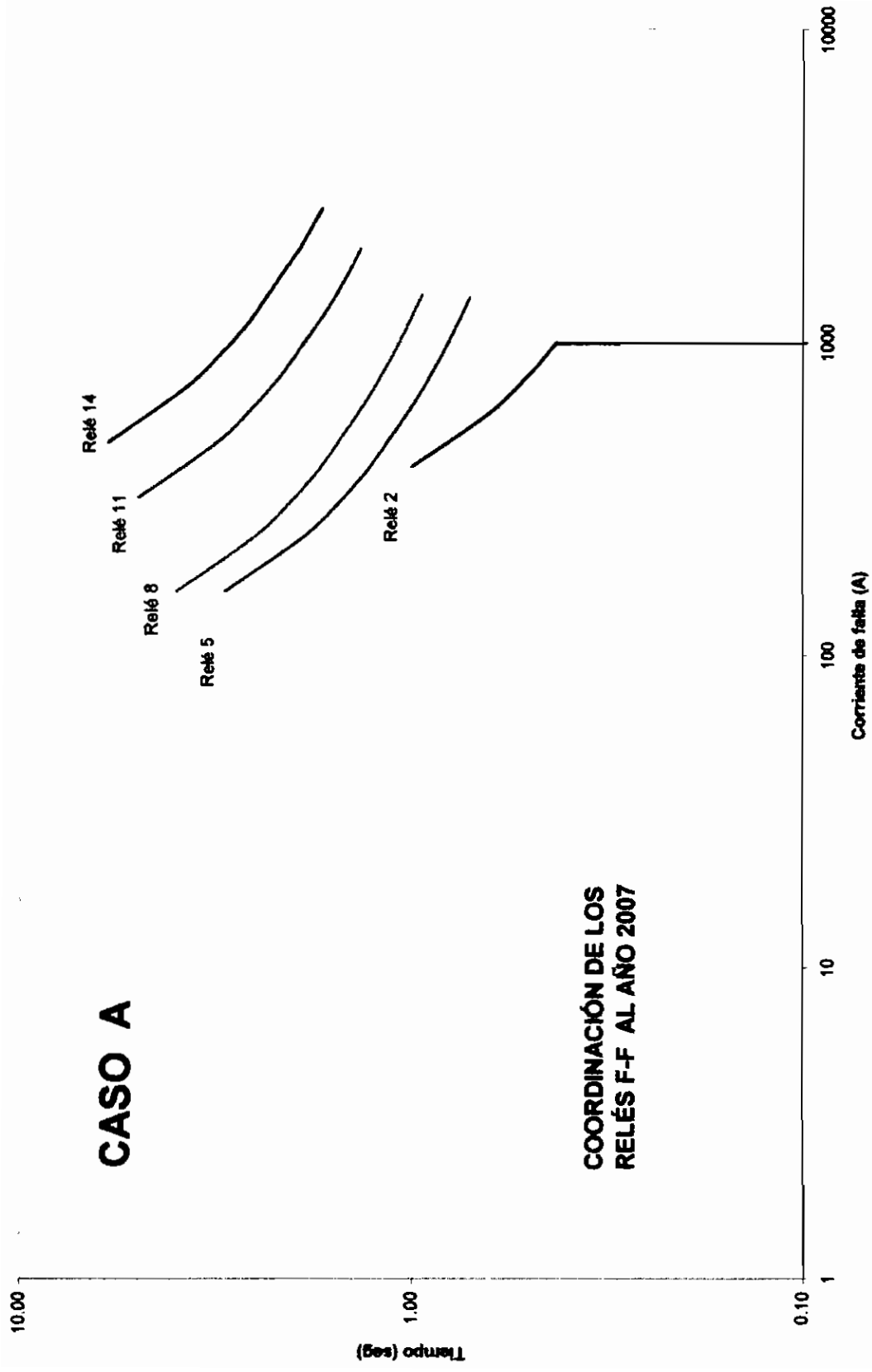
**Relé Cayambe (6) coordinado con el 4 y 8**

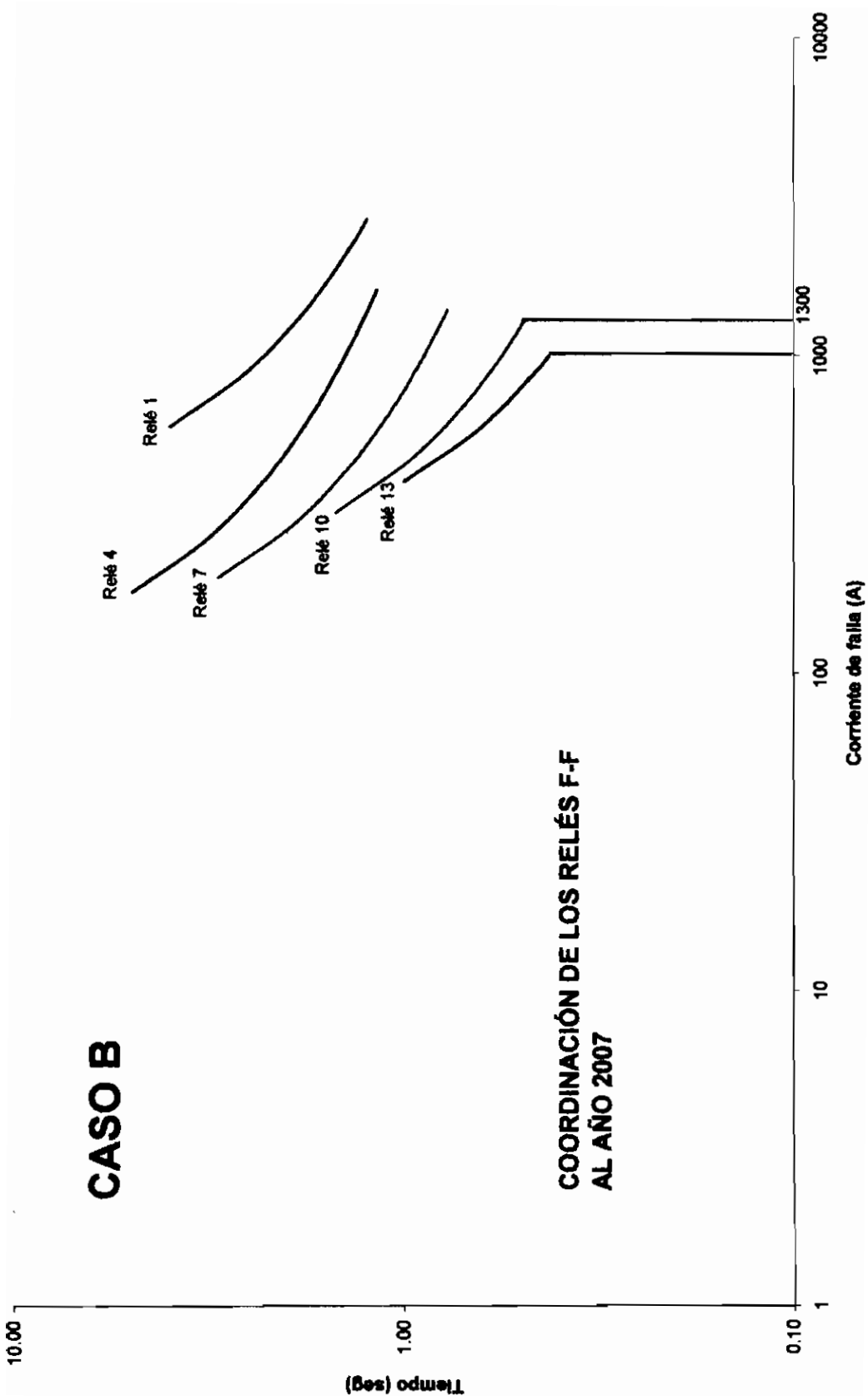


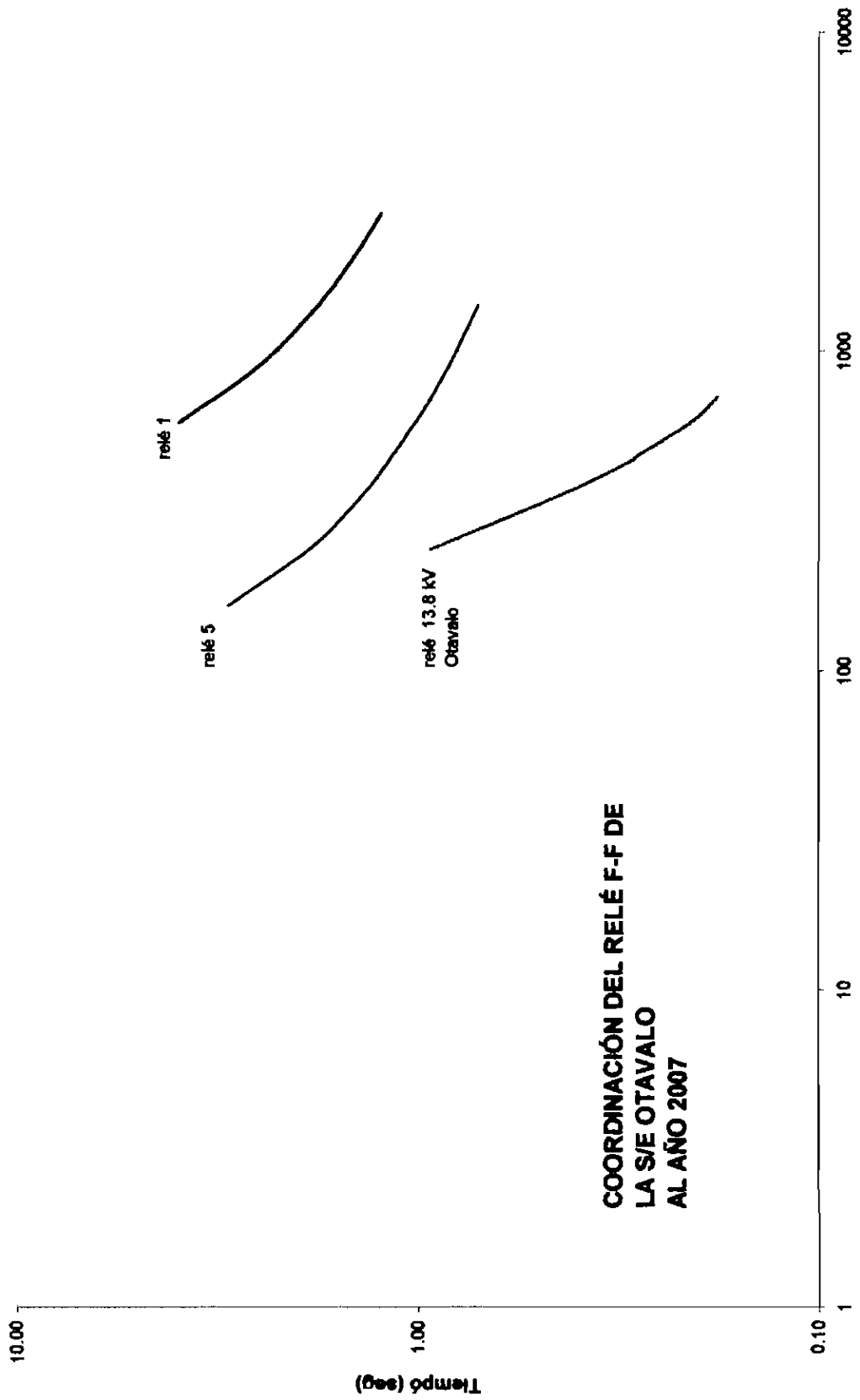


# CASO A

## COORDINACIÓN DE LOS RELÉS F-F AL AÑO 2007

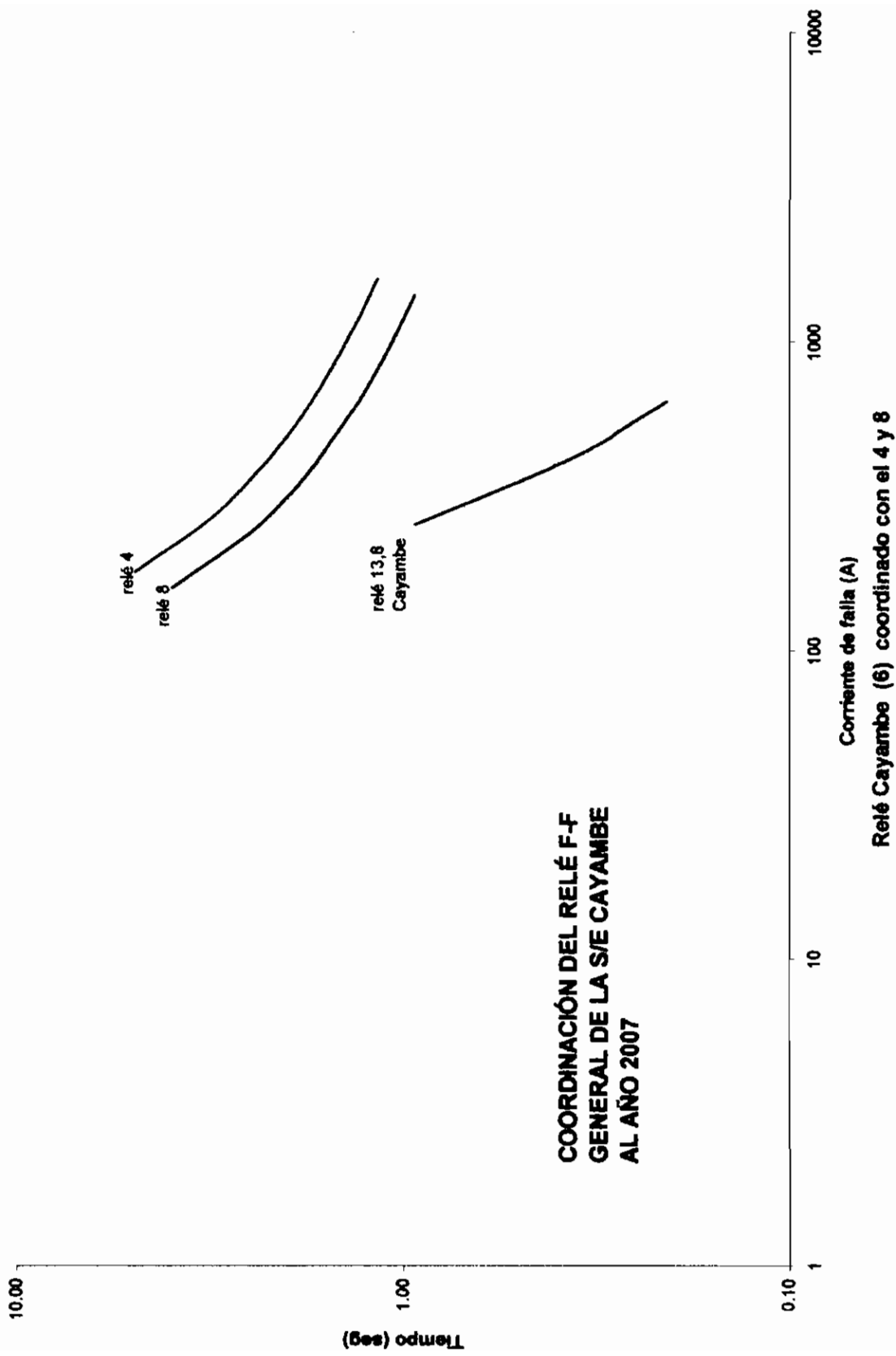


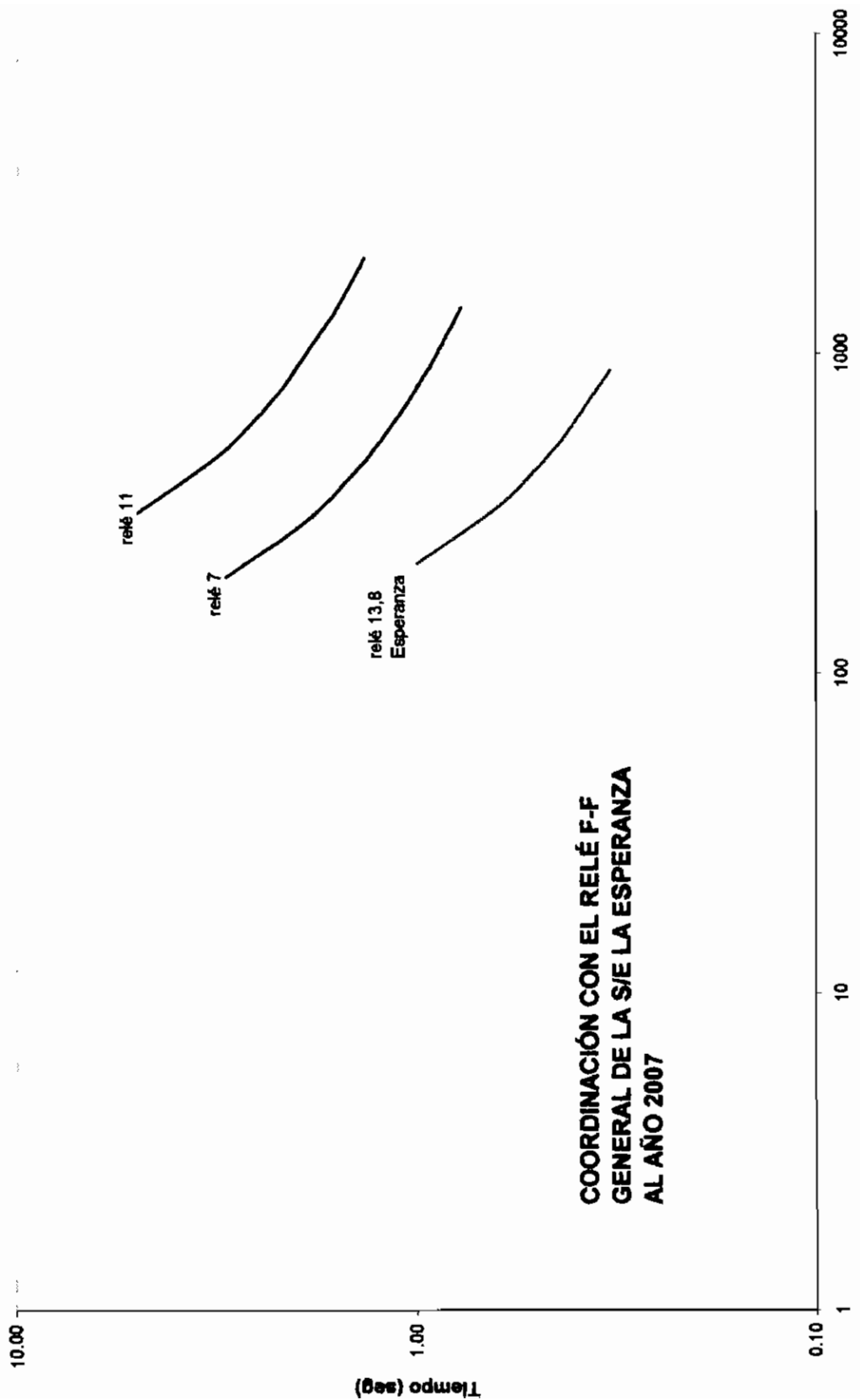




**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-F DE  
LA S/E OTAVALO  
AL AÑO 2007**

**Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5**



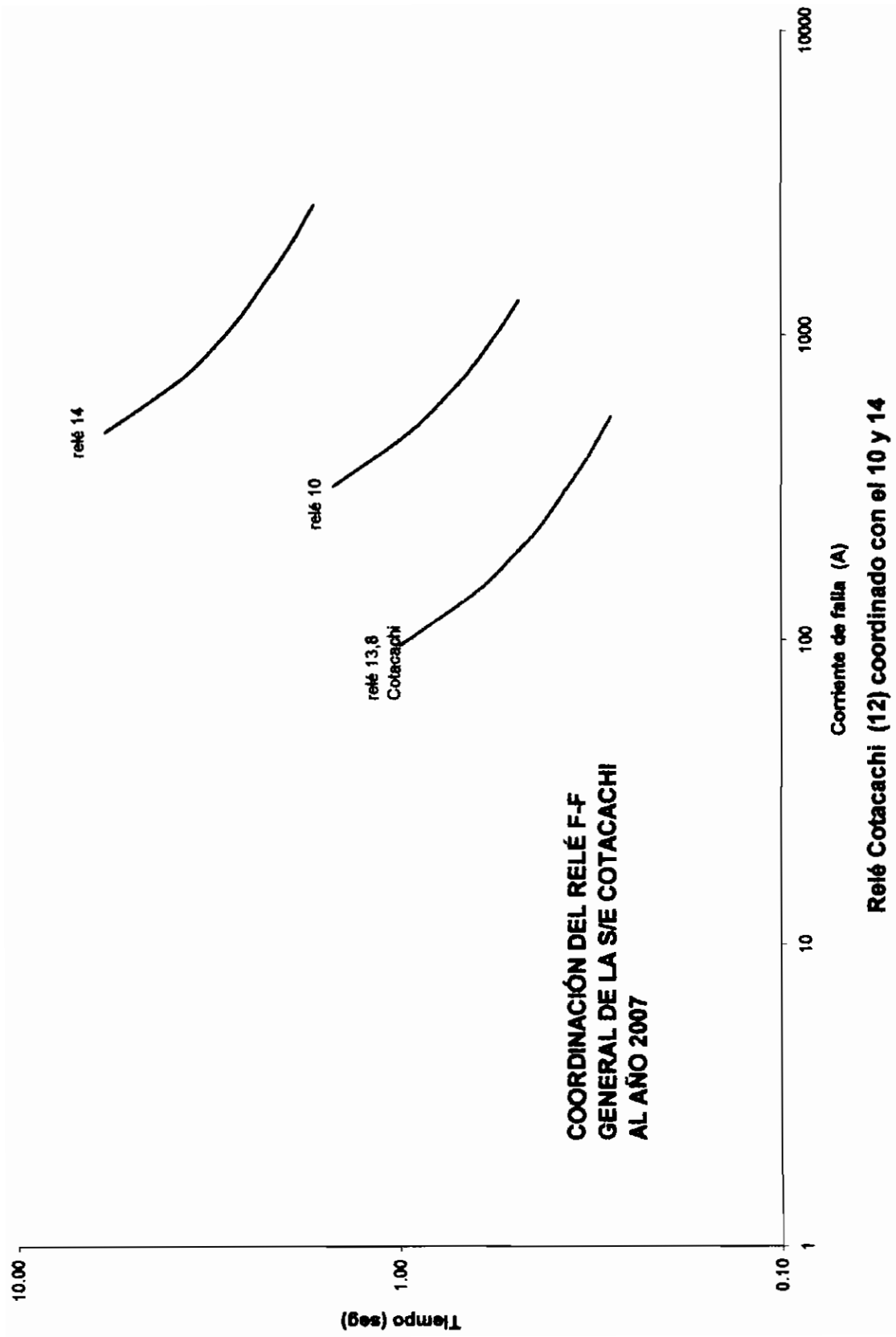


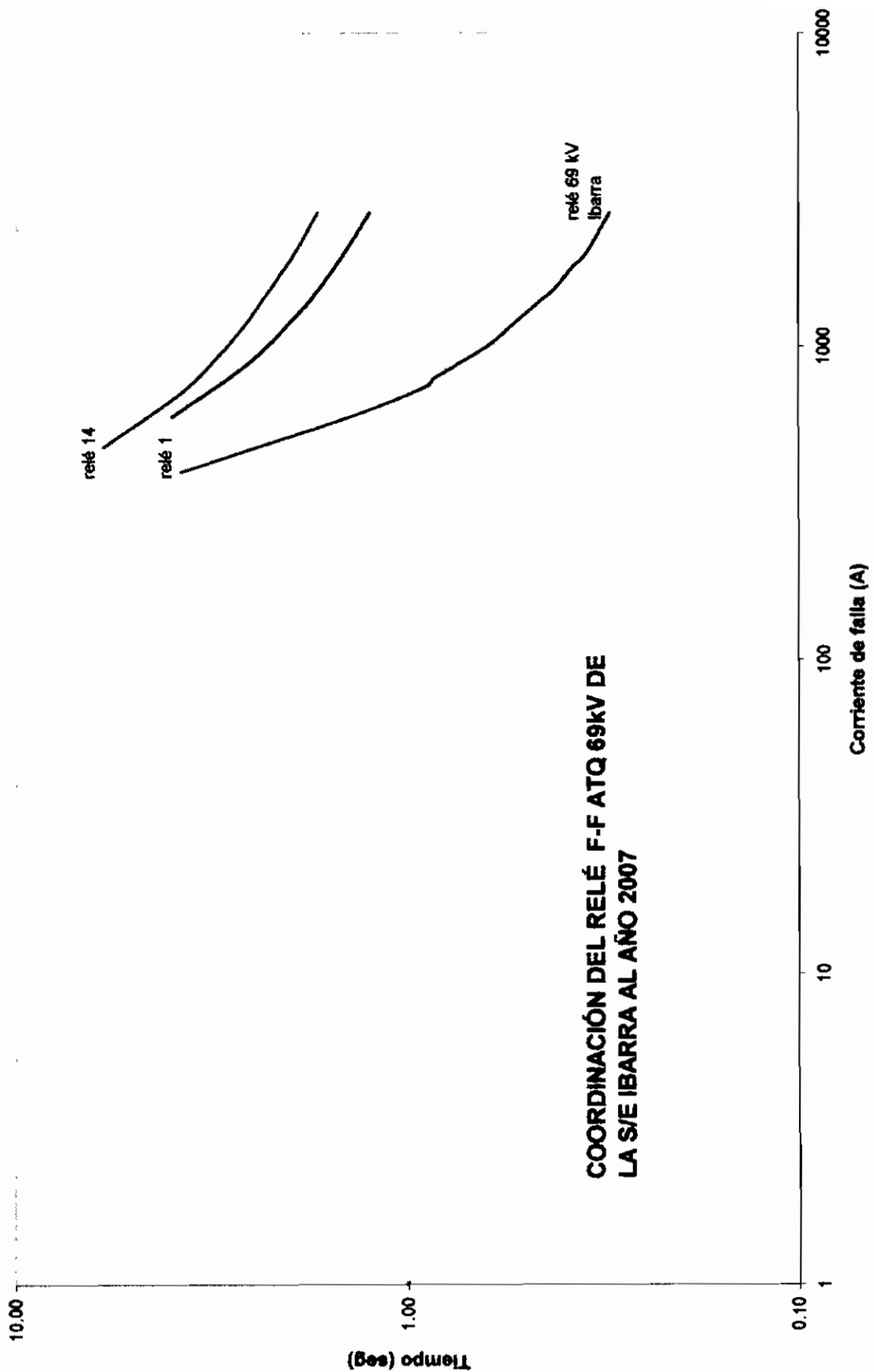
**COORDINACIÓN CON EL RELÉ F-F  
GENERAL DE LA SIE LA ESPERANZA  
AL AÑO 2007**

Corriente de falla (A)

Relé Esperanza (9) coordinado con el 7 y 11







**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-F ATQ 69KV DE LA S/E IBARRA AL AÑO 2007**

**Relé Ibarra (15) coordinado con 1 y 14**

# TABLA DE DATOS t vs I PARA LOS RELÉS Fase - Tierra AÑO 2004 CASO A

TAP	Rate 2		Rate 5		Rate 8		Rate 11		Rate 14		SFE COTACACHI		SFE ESPERANZA	
	Dial = 0,1		Dial = 0,3		Dial = 0,4		Dial = 0,5		Dial = 0,6		Dial = 0,1		Dial = 0,2	
	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)
2	48	1,00	20	3,01	19,2	4,01	36	5,01	48	6,0	11,68	1,00	24	2,01
3	72	0,63	30	1,89	28,8	2,52	54	3,15	72	3,78	17,52	0,63	36	1,28
5	120	0,43	50,0	1,28	48,0	1,71	90,0	2,14	120,0	2,57	29,2	0,43	60	0,86
7	168	0,35	70,00	1,06	67,2	1,41	126,0	1,76	168	2,12	40,9	0,35	84,0	0,71
7,50	180		75	1,02	72	1,36	135	1,70	180	2,04	43,8	0,34	90	0,68
8,92	214,0	0,31	89,2	0,94	85,6	1,25	160,5	1,57	214,0	1,88	52,1	0,31	107,0	0,63
10,00	240,0	0,30	100	0,89	96	1,19	180,0	1,49	240	1,78	58,4	0,30	120,0	0,59
10,39	249,5	0,29	103,9	0,88	99,8	1,17	187,1	1,46	249,47	1,75	61	0,29	124,7	0,58
10,65	255,6	0,29	106,5	0,87	102,2	1,16	191,67	1,44	255,6	1,73	62,2	0,29	127,8	0,58
12,10	290,4	0,27	121,0	0,82	116,2	1,10	217,80	1,37	290,4	1,64	70,7	0,27	145,2	0,55
13,86	332,6	0,26	138,6	0,78	133,0	1,04	249,5	1,30	332,6	1,56	80,9	0,26	166,3	0,52
15,58	373,9	0,25	155,8	0,74	149,6	0,99	280,4	1,24	373,9	1,49	91,0	0,25	187,0	0,50
18,00	432,0	0,24	180,0	0,71	172,8	0,94	324,0	1,18	432,0	1,41	105,1	0,24	216,00	0,47
18,44	442,6	0,23	184,4	0,70	177,0	0,93	331,9	1,17	442,6	1,40	107,7	0,23	221,3	0,47
19,21	461,0	0,23	192,1	0,69	184,40	0,92	345,8	1,15	461,0	1,38	112,2	0,23	230,5	0,46
19,97	479,2	0,23	199,7	0,68	191,7	0,91	359,4	1,13	479,2	1,4	116,6	0,23	239,6	0,45
20,0	480,0	0,23	200,0	0,68	192,0	0,91	360,0	1,13	480,0	1,36	116,8	0,23	240,0	0,45

Instantáneo R2

R14 Respaldo de R11

R11 Respaldo de R8

Operación de R11

Operación de R14

R5 Respaldo de R2

Operación R5

R8 Respaldo de R5

Operación de R8

## CASO B

TAP	Rele 13			Rele 10			Rele 7			Rele 4			Rele 1		
	Dial = 0,1		Dial = 0,3	Dial = 0,3		Dial = 0,55	Dial = 0,75		Dial = 0,75		Dial = 0,75		Dial = 0,75		
	I pick-up = 23,2	t (s)	I pick-up = 16	t (s)	I pick-up = 10	t (s)	I pick-up = 10,8	t (s)	I pick-up = 10,8	t (s)	I pick-up = 20	t (s)	I pick-up = 20	t (s)	
	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)	
2	48	1,00	20,0	3,01	19,2	5,52	36	7,52	48	7,52	48	7,52	48	7,52	
3	72	0,63	30,0	1,89	28,8	3,47	54	4,73	72	4,73	72	4,73	72	4,73	
4,31	103,4		43,1	1,42	41,4	2,60	77,6	3,54	103,45	3,54	103,45	3,54	103,45	3,54	
5	120	0,43	50,0	1,28	48	2,35	90	3,21	120	3,21	120	3,21	120	3,21	
6,25	150,00	0,38	62,5	1,13	60,00	2,06	112,50	2,81	150,00	2,81	150,00	2,81	150,00	2,81	
7	168	0,35	70,0	1,06	67,2	1,94	126	2,65	168	2,65	168	2,65	168	2,65	
10,0	240,0	0,30	100,0	0,89	96,0	1,63	180,0	2,23	240,0	2,23	240,0	2,23	240,0	2,23	
10,70	256,8	0,29	107,0	0,87	102,7	1,59	192,6	2,16	256,8	2,16	256,8	2,16	256,8	2,16	
10,753	258,07	0,29	107,5	0,86	103,23	1,58	193,55	2,16	258,07	2,16	258,07	2,16	258,07	2,16	
11,98	287,5	0,27	119,8	0,82	115,0	1,51	215,6	2,06	287,5	2,06	287,5	2,06	287,5	2,06	
17,07	409,8	0,24	170,7	0,72	163,9	1,32	307,3	1,80	409,8	1,80	409,8	1,80	409,8	1,80	
18,44	442,6	0,23	184,4	0,70	177,0	1,3	331,9	1,75	442,6	1,75	442,6	1,75	442,6	1,75	
18,70	448,7	0,23	187,0	0,70	179,5	1,28	336,5	1,74	448,7	1,74	448,7	1,74	448,7	1,74	
19,17	460,0	0,23	191,7	0,69	184,0	1,27	345,0	1,73	460,0	1,73	460,0	1,73	460,0	1,73	
19,81	475,5	0,23	198,1	0,68	190,2	1,25	356,6	1,71	475,5	1,71	475,5	1,71	475,5	1,71	
20,0	480,0	0,23	200,0	0,68	192,0	1,25	360,0	1,70	480,0	1,70	480,0	1,70	480,0	1,70	

Instantáneo

R10 Respaldo de R13

R1 Respaldo de R4

Operación de R10

R4 Respaldo de R7

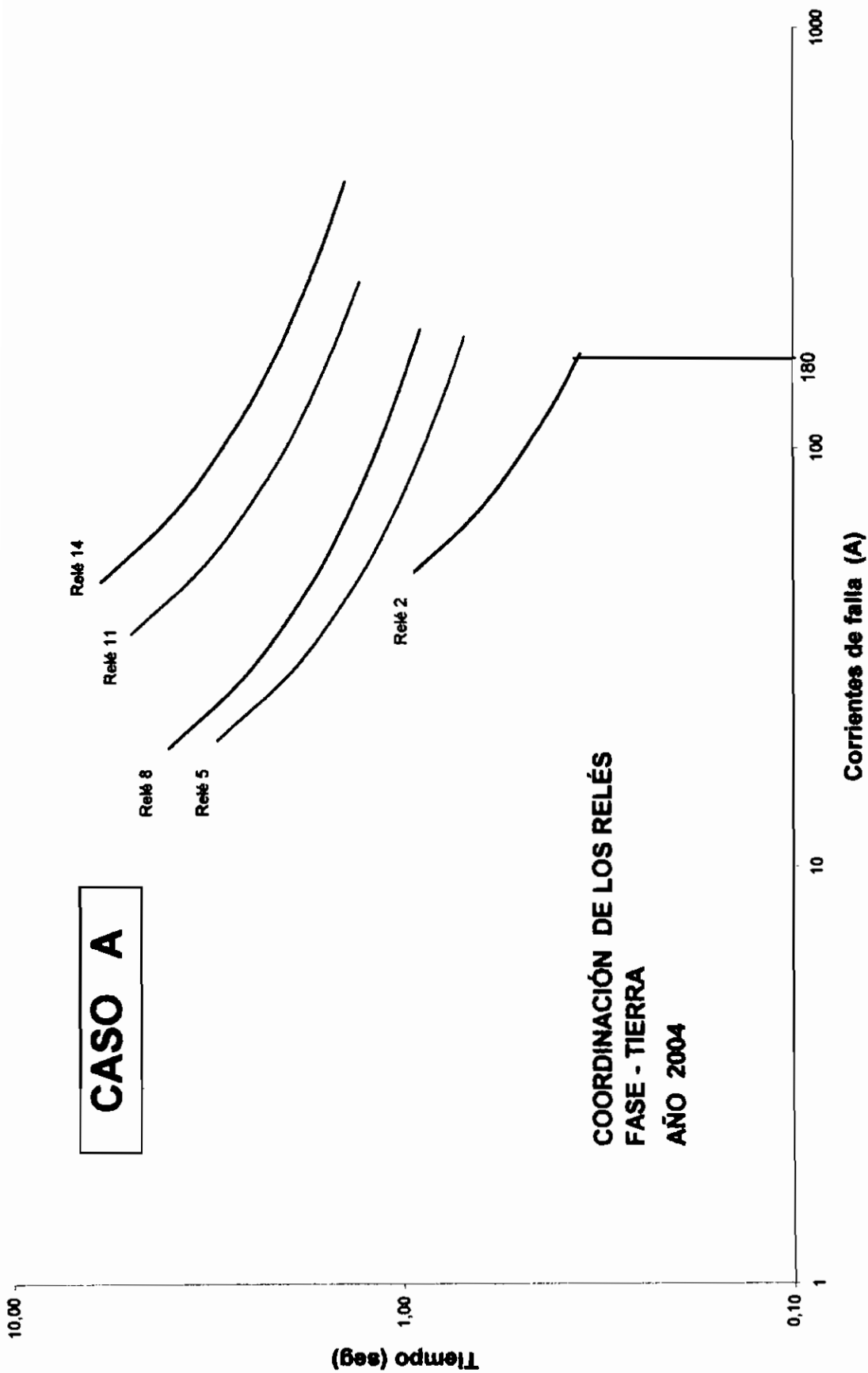
Operación de R 7

Operación de R1

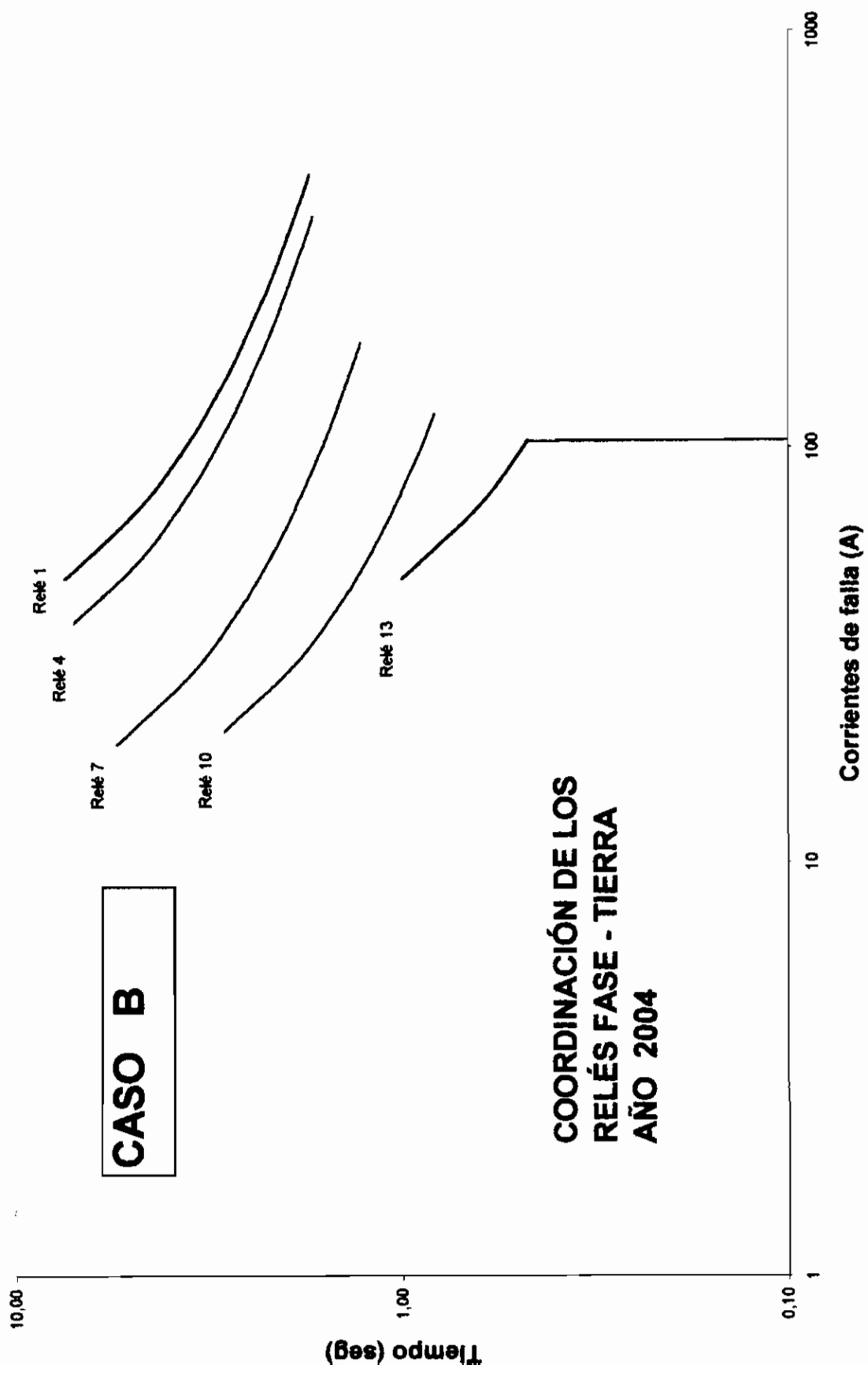
R 7 Respaldo de R10

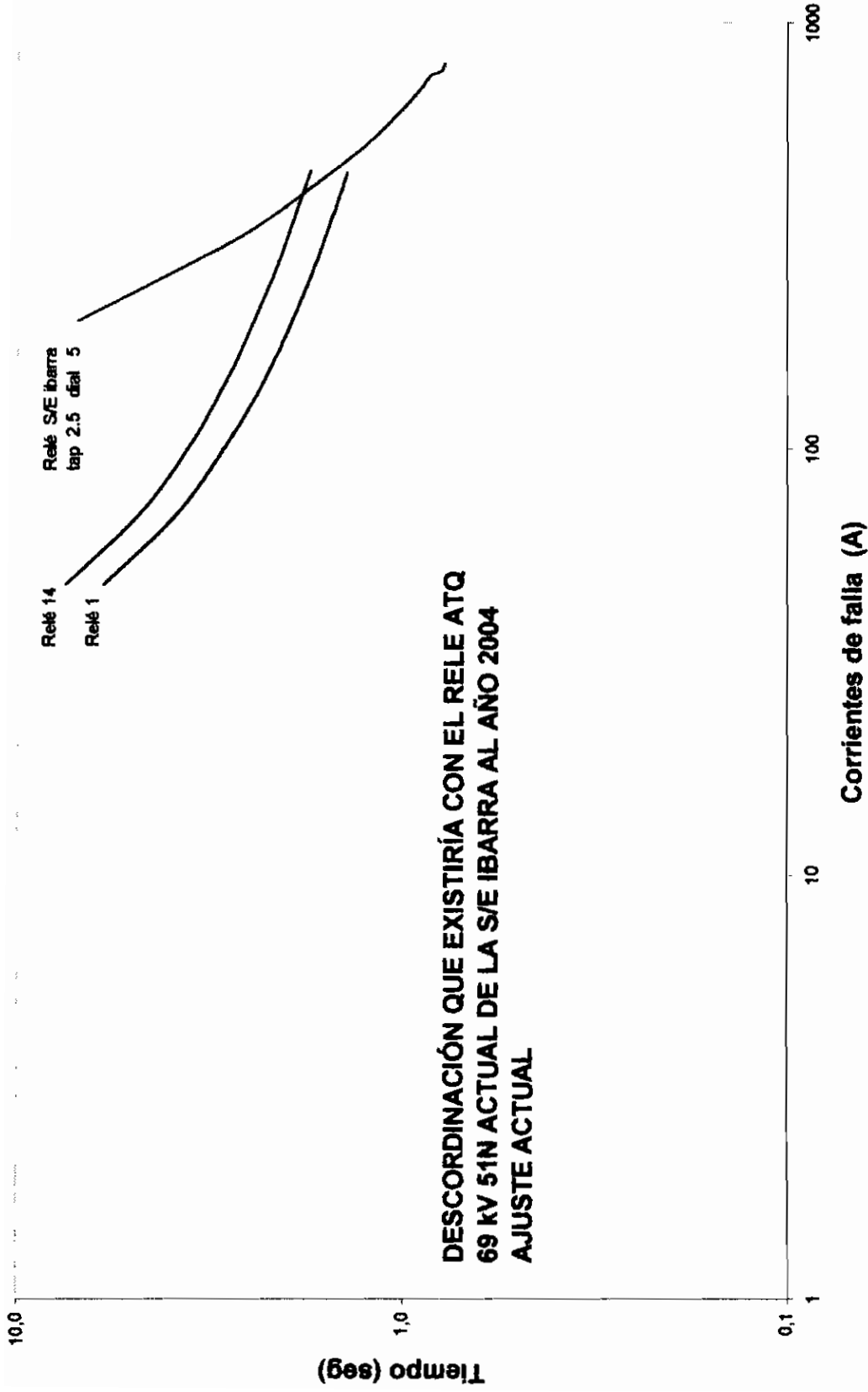
Operación de R4

# CASO A



COORDINACIÓN DE LOS RELÉS  
FASE - TIERRA  
AÑO 2004





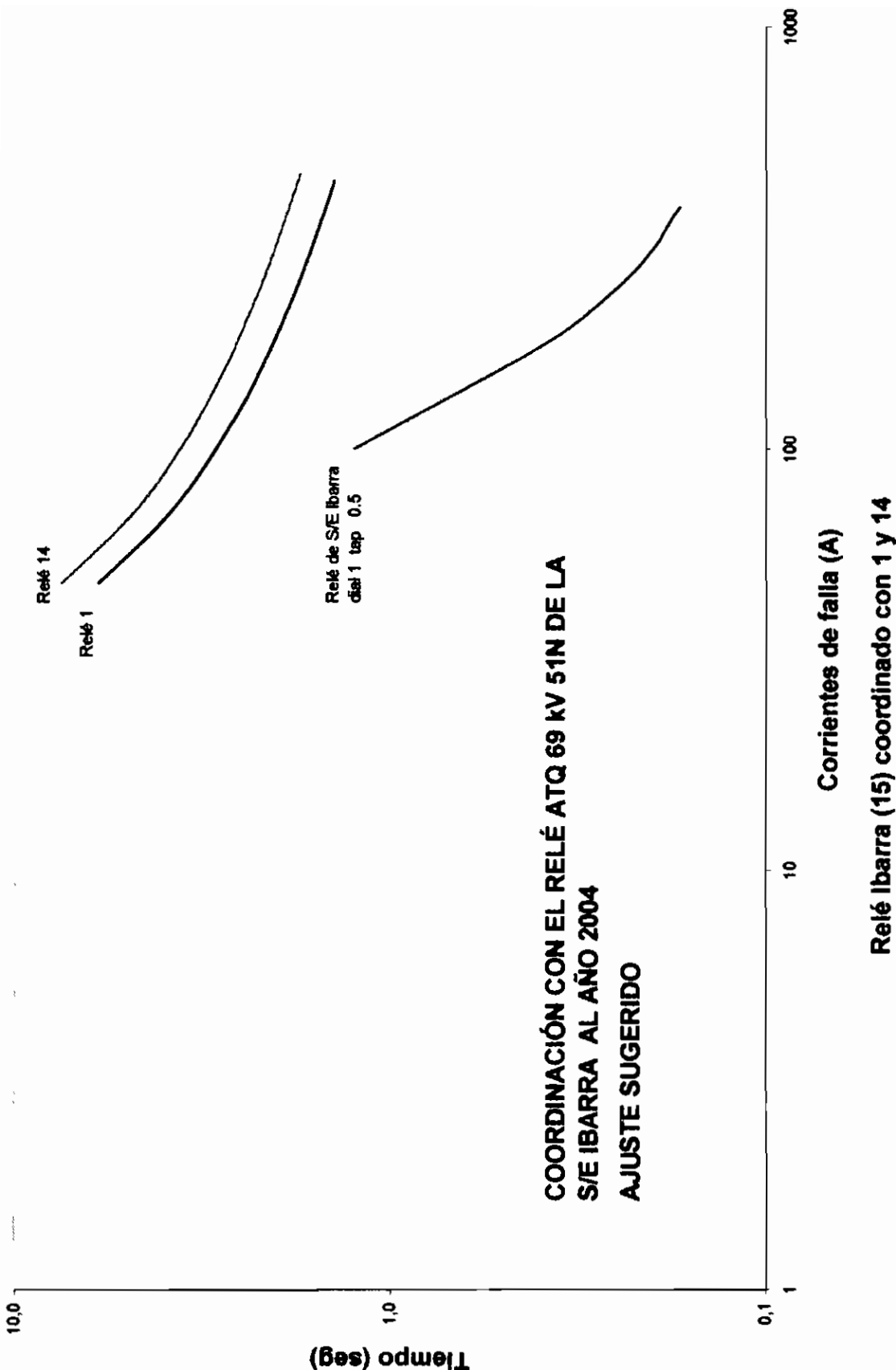
**Relé Ibarra (15) descoordinado con 1 y 14**

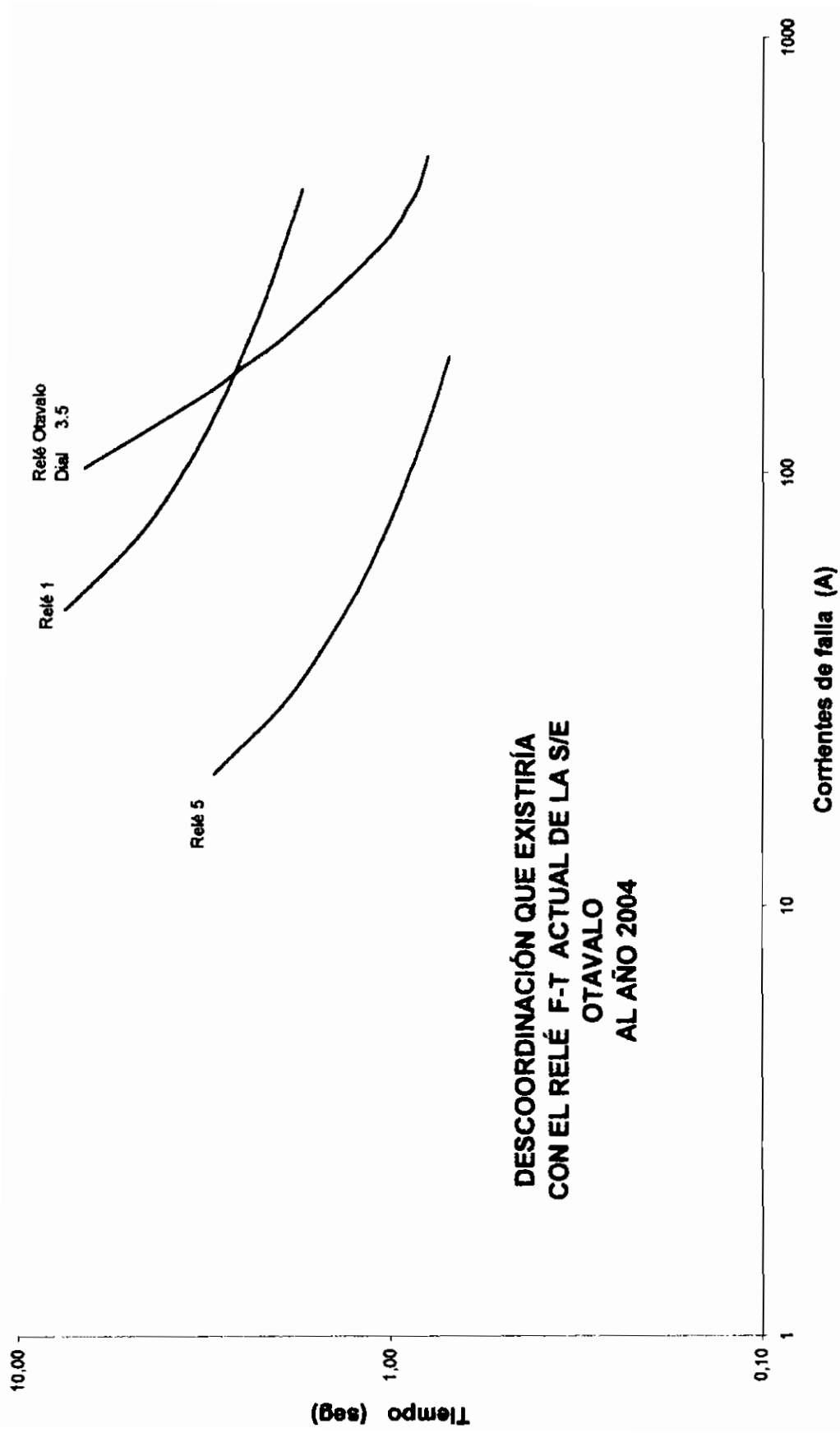
# TABLA DE DATOS t vs I PARA LOS RELÉS F-T AÑO 2004

Coordinación de los relés de fase-tierra del anillo con los de las S/E

VECES TAP	RELÉ GENERAL DE LA S/E CAYAMBE				RELÉ GENERAL DE LA S/E OTAVALO				RELÉ DE LA S/E IBARRA ATQ 88kV			
	I pick-up/essv = 128		I pick-up/essv = 12,8		I pick-up/essv = 50		I pick-up/essv = 13		I pick-up/essv = 250		I pick-up/essv = 50	
	Dial = 3	t(s)	Dial = 1	t(s)	Dial = 3,5	t(s)	Dial = 1	t(s)	Dial = 5	t(s)	Dial = 1	t(s)
	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)	I(A)
2	256	6	25,6	1,90	100	7	26	1,90	200	7	100	1,25
3	384	2,7	38,4	0,82	150	3,2	39	0,82	300	2,9	150	0,54
3,5	448	2,1	44,8	0,65	175	2,5	45,5	0,65	350	2,2	175	0,4
4	512	1,70	51,2	0,54	200	2,00	52	0,54	400	1,80	200	0,32
5	640	1,3	64	0,41	250	1,50	65	0,41	500	1,30	250	0,24
6	768	1,05	76,8	0,35	300	1,2	78	0,345	600	1,05	300	0,2
7	896	0,90	89,6	0,30	350	1,01	91	0,30	700	0,90	350	0,18
7,5	960	0,82	96	0,28	375	0,96	97,5	0,28	750	0,85	375	0,17
7,7	983,0	0,830	98,30	0,28	384	0,940	99,84	0,275	768	0,800	384	0,160
8,0	1024,0	0,800	102,40	0,27	400	0,920	104	0,265	800	0,780	400	0,160
9	1152	0,74	115,2	0,250	450	0,85	117	0,240	900	0,75	450	0,15
10,67	1365,76	0,66	137	0,24	533,5	0,800	138,71	0,220	1067	0,7	533,5	0,142
13,7	1753,6	0,57	175,36	0,21	685	0,66	178,1	0,21	1370	0,57	685	0,135
20	2560	0,51	256	0,205	1000	0,60	260	0,205	2000	0,53	1000	0,134
	Coordinación actual		Coordinación sugerida		Coordinación actual		Coordinación sugerida		Coordinación actual		Coordinación sugerida	

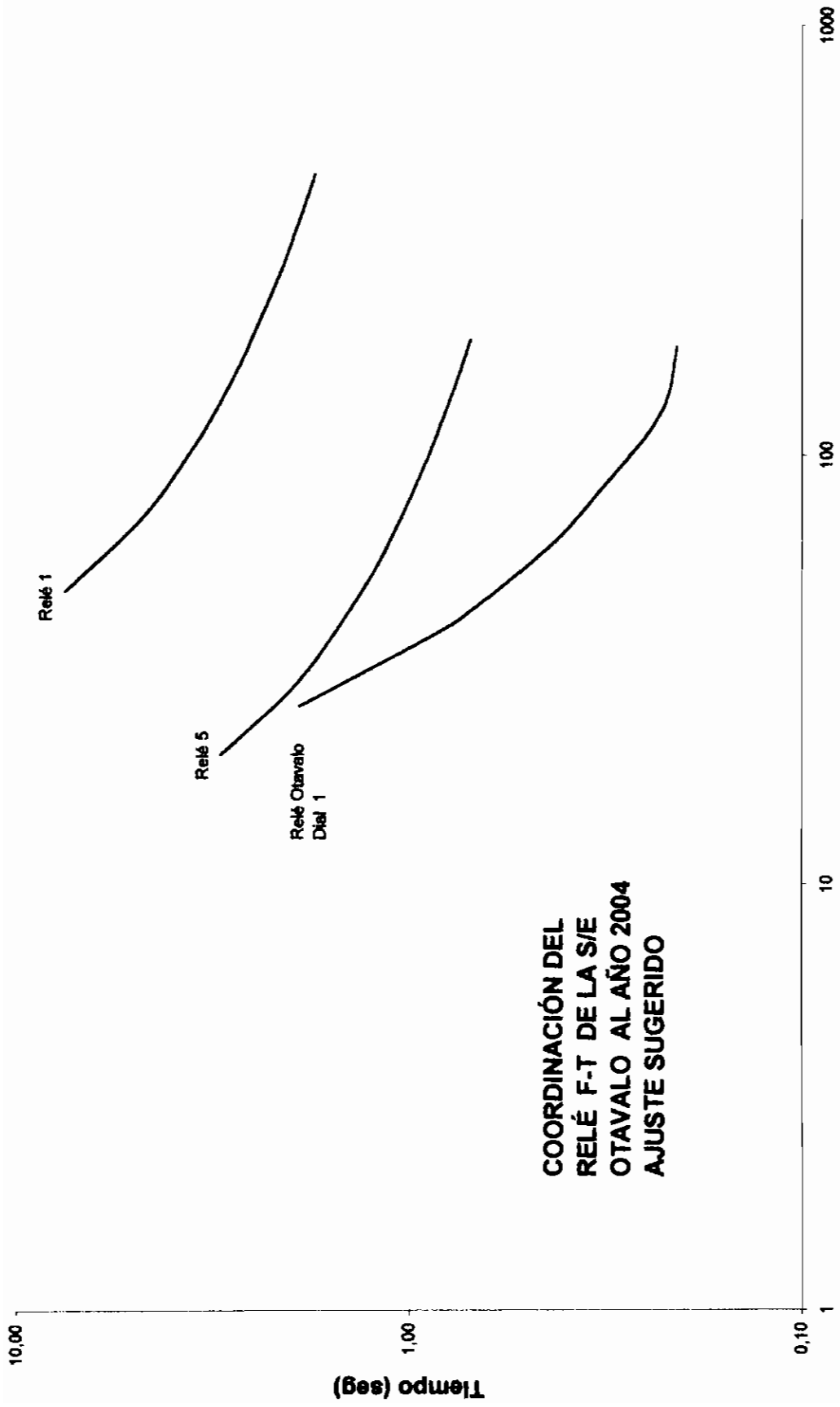






**DESCOORDINACIÓN QUE EXISTIRÍA  
CON EL RELÉ F-T ACTUAL DE LA S/E  
OTAVALO  
AL AÑO 2004**

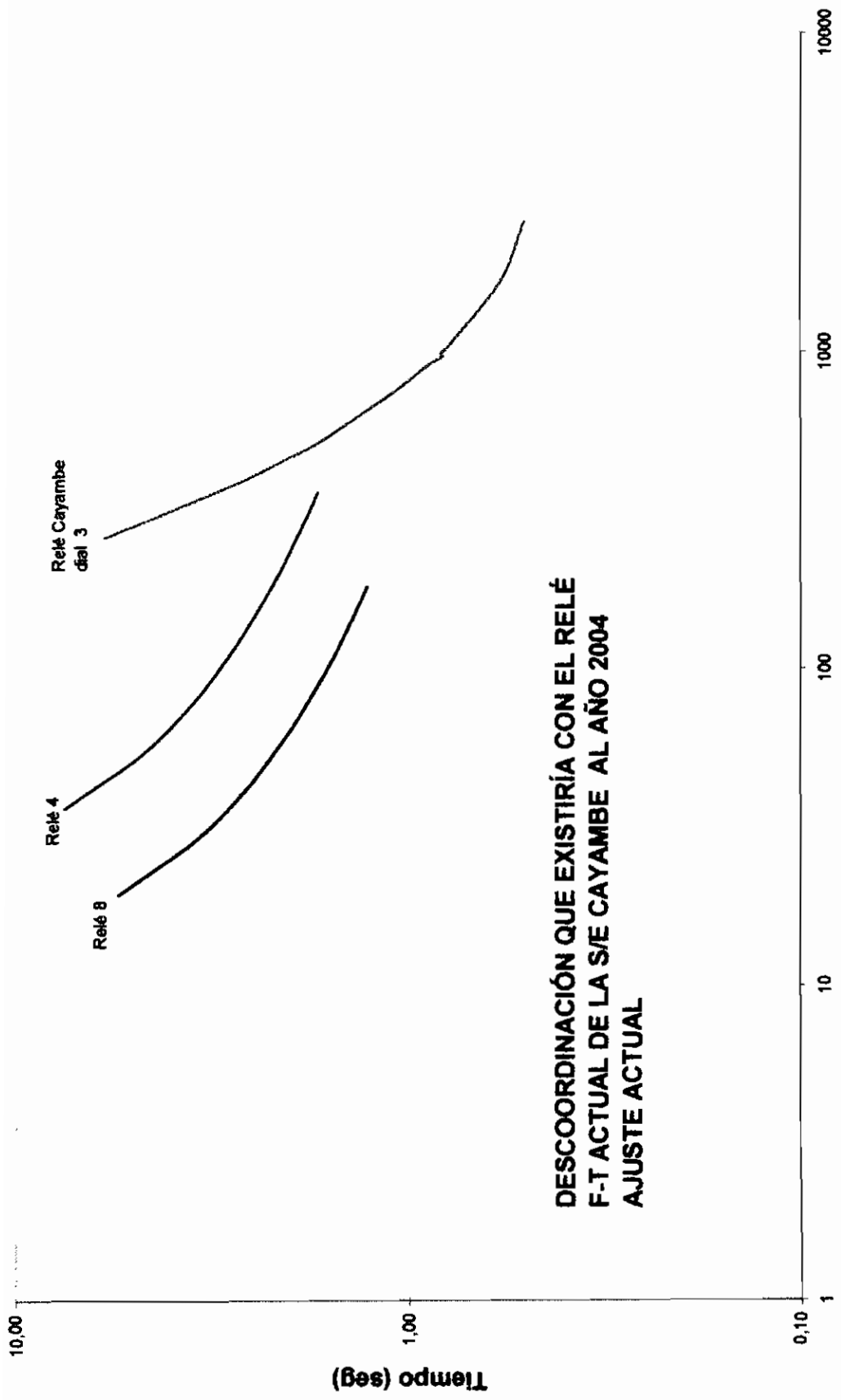
**Relé Otavalo descoordinado con el relé 1 y 5 relé**



**COORDINACIÓN DEL  
RELÉ F-T DE LA S/E  
OTAVALO AL AÑO 2004  
AJUSTE SUGERIDO**

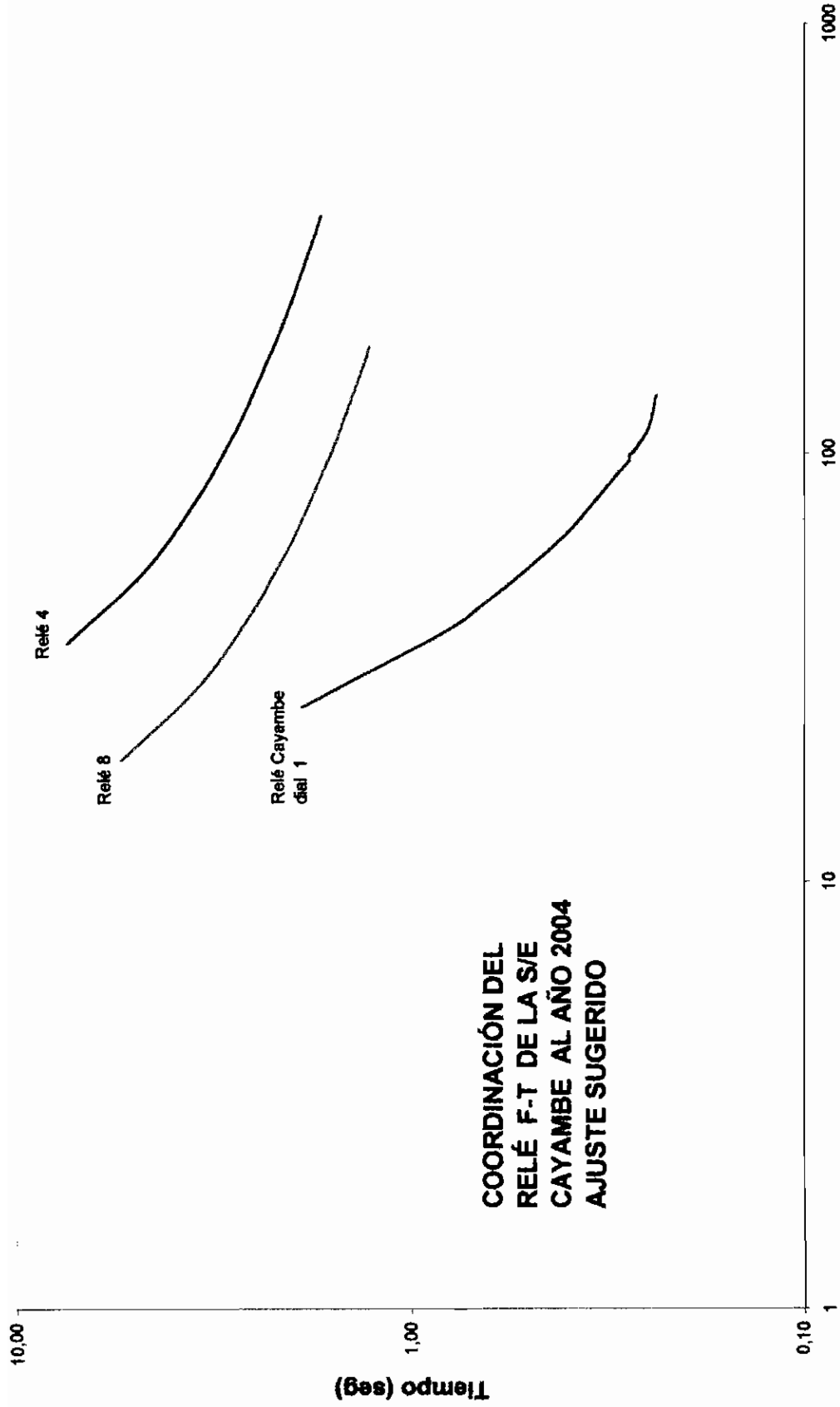
**Corriente de falla (A)**

**Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5**



**DESCOORDINACIÓN QUE EXISTIRÍA CON EL RELÉ  
F-T ACTUAL DE LA S/E CAYAMBE AL AÑO 2004  
AJUSTE ACTUAL**

**Corriente de falla (A)**  
**Relé Cayambe (6) descoordinado con relé 4 y 8**

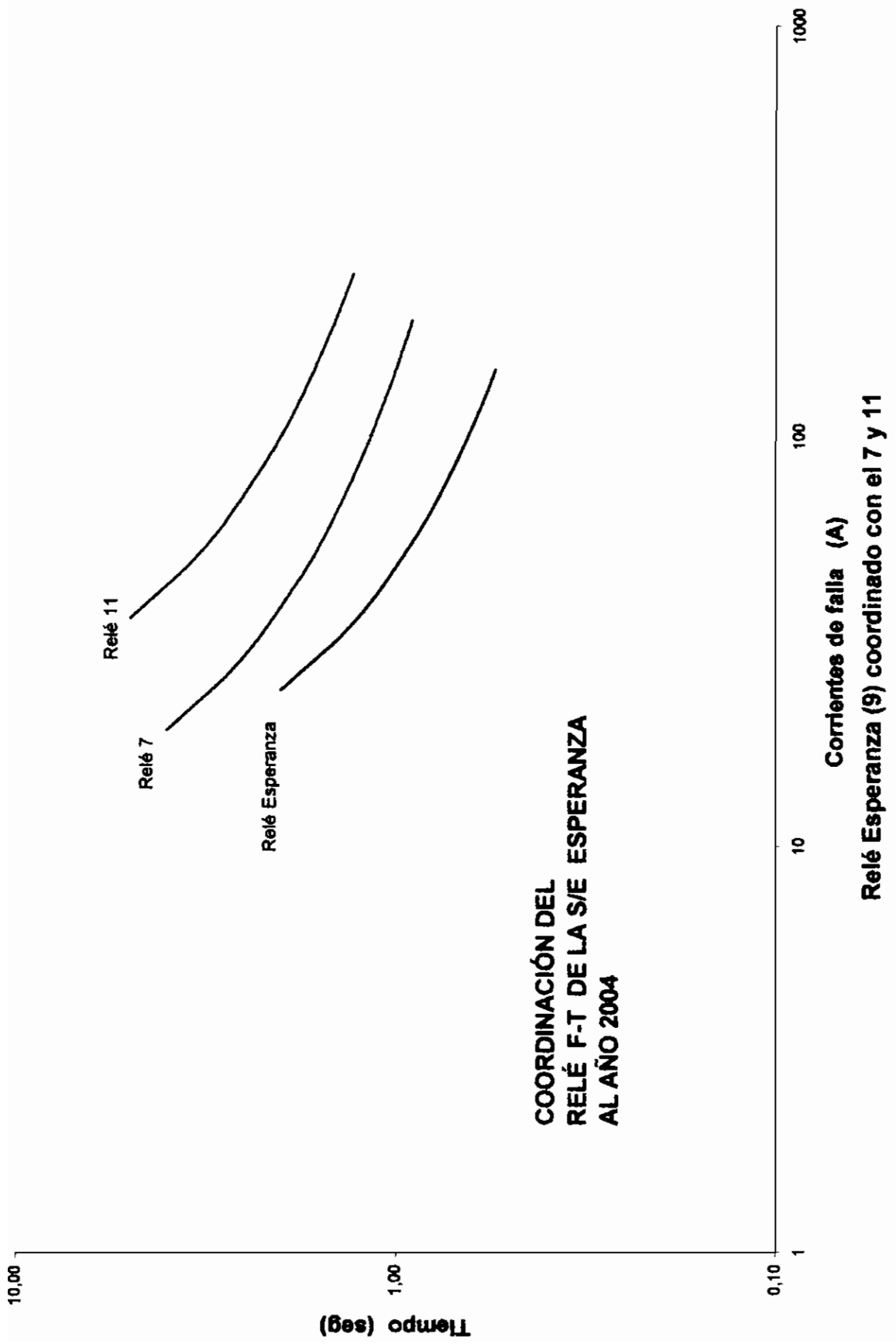


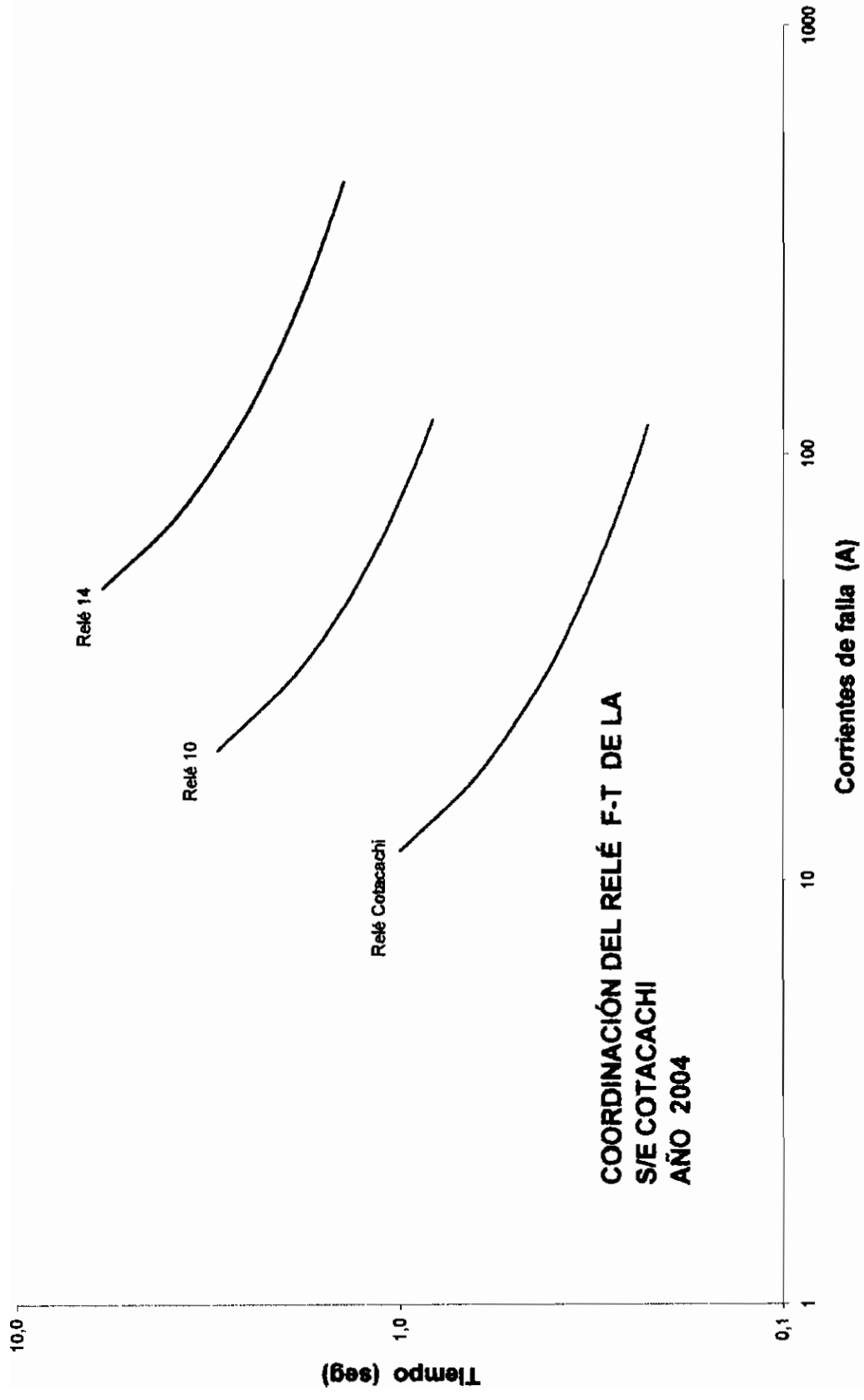
**COORDINACIÓN DEL  
RELÉ F-T DE LA S/E  
CAYAMBE AL AÑO 2004  
AJUSTE SUGERIDO**

**Corriente de falla (A)**

**Relé Cayambe (6) coordinado con el 4 y 8**

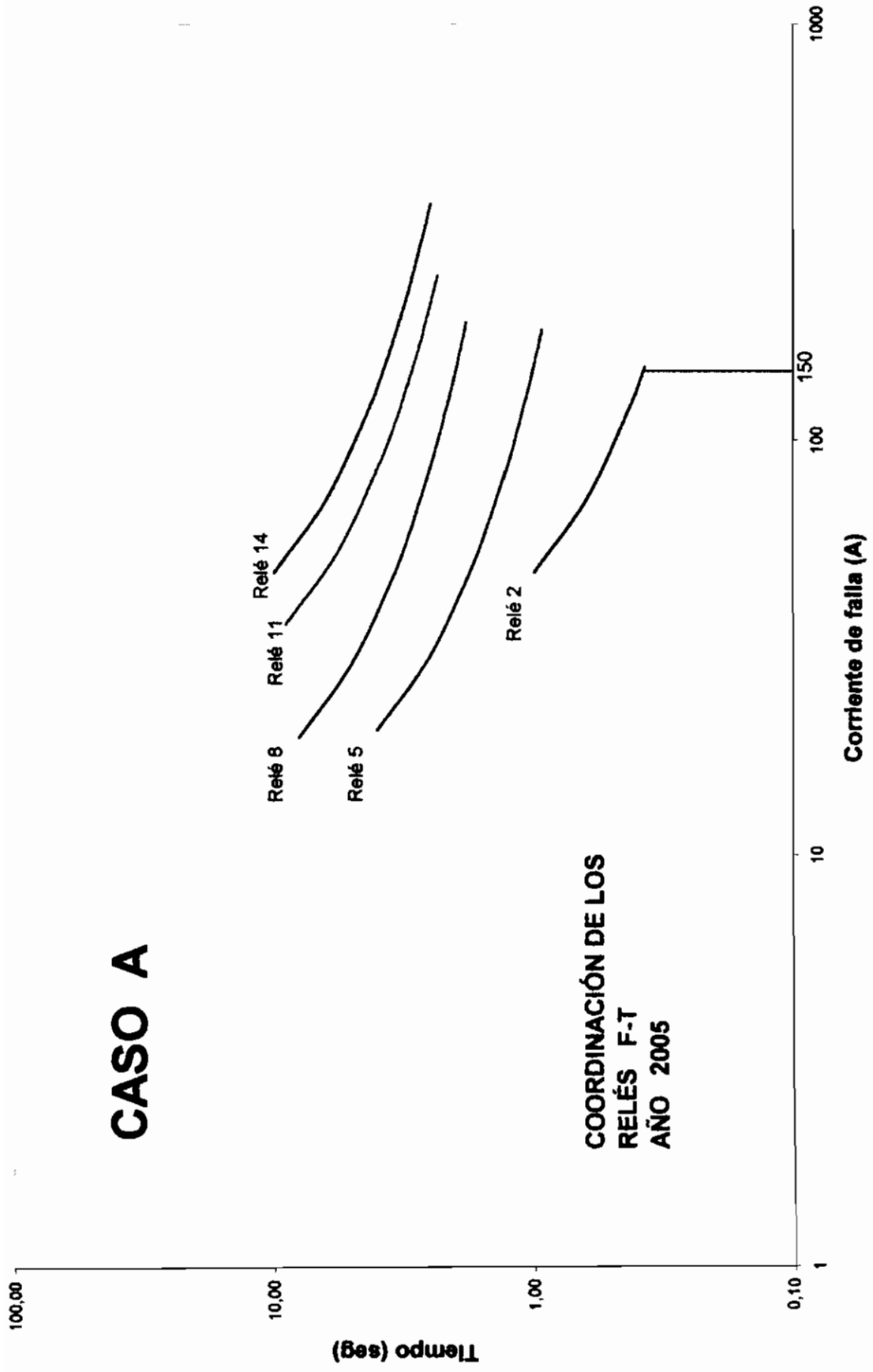
**Tiempo (seg)**





**Relé Cotacachi (12) coordinado con el 10 y 14**

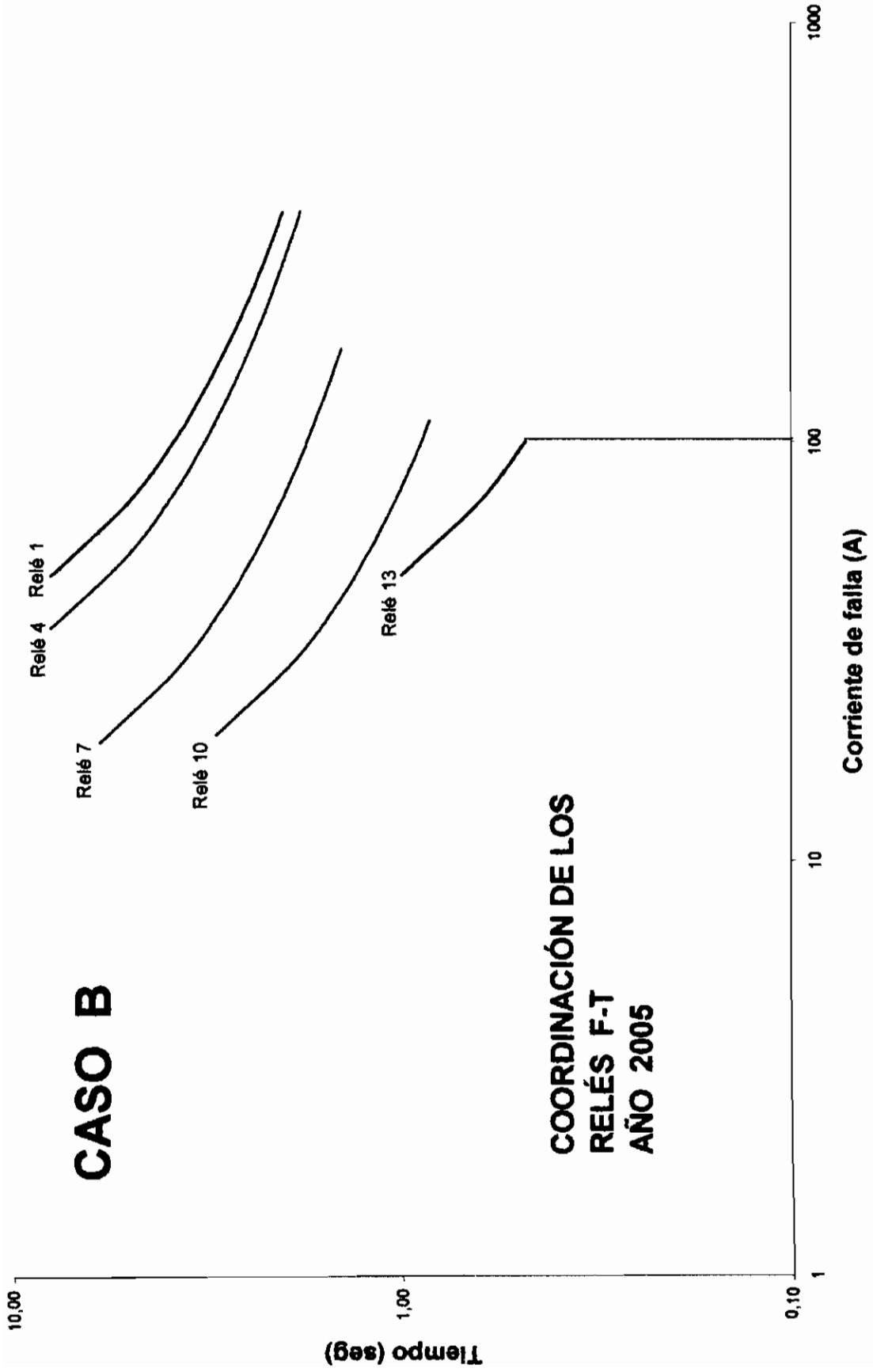
# CASO A

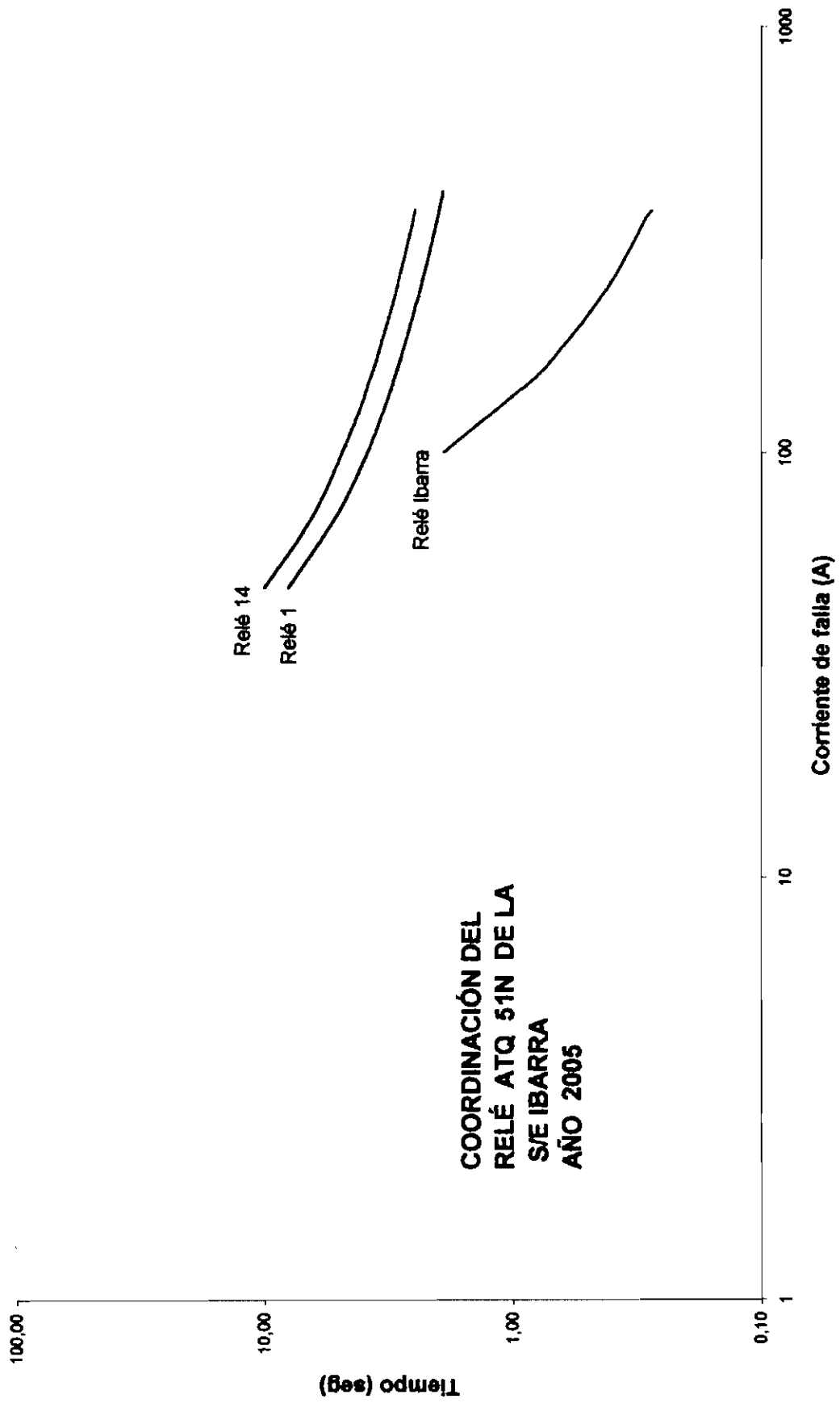




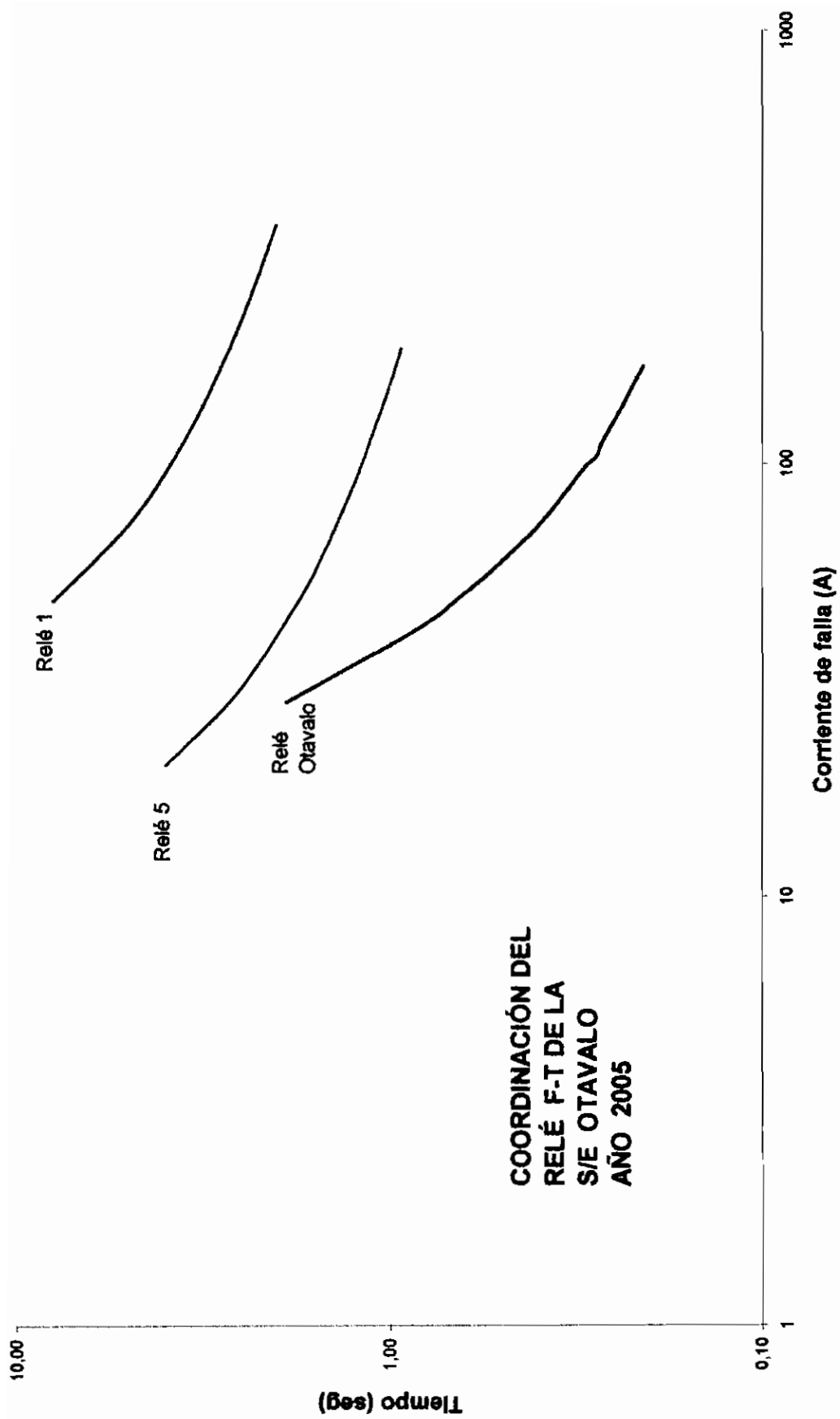
# CASO B

COORDINACIÓN DE LOS  
RELÉS F-T  
AÑO 2005

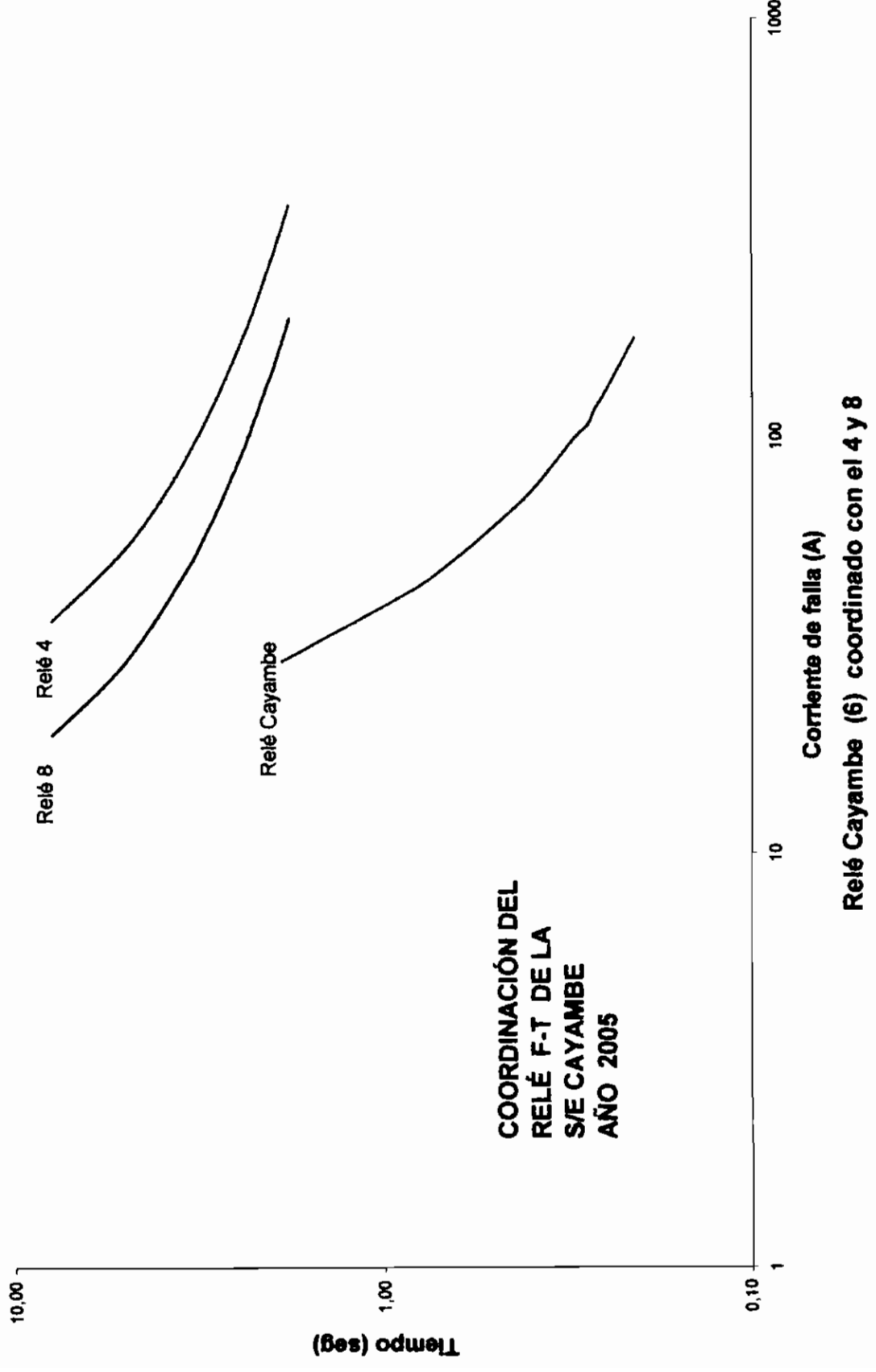


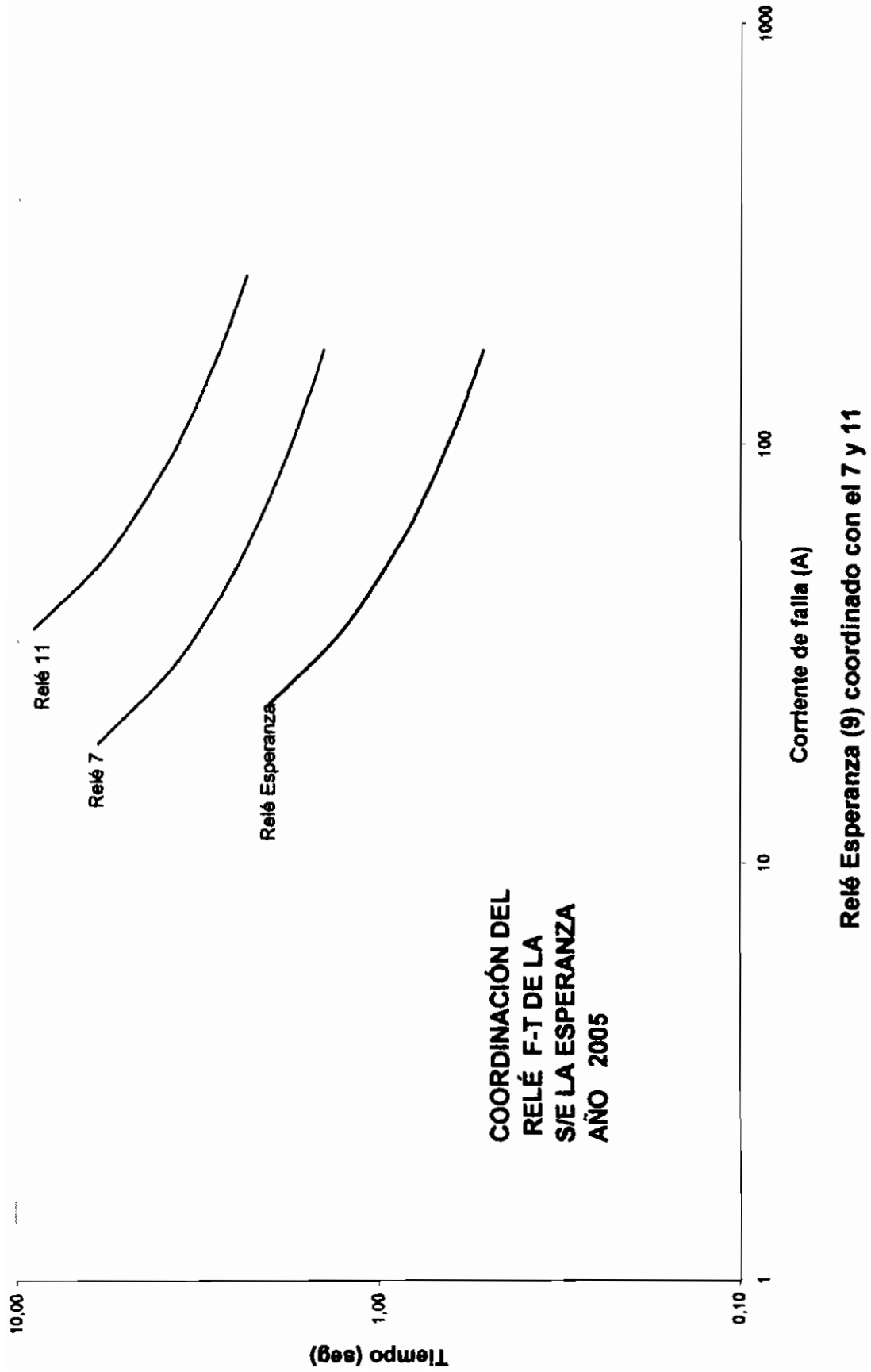


**Relé Ibarra (15) coordinado con 1 y 14**

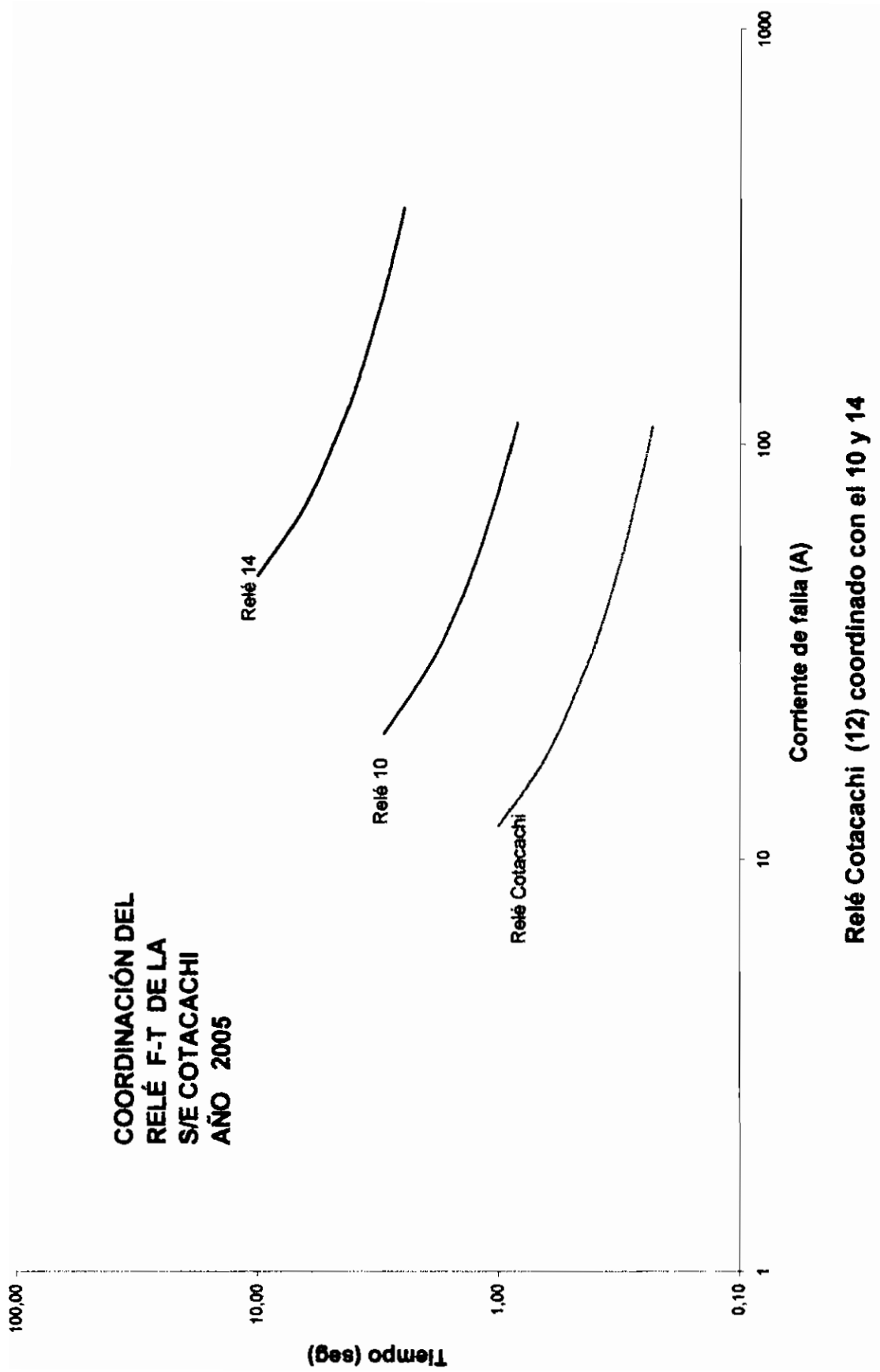


Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5



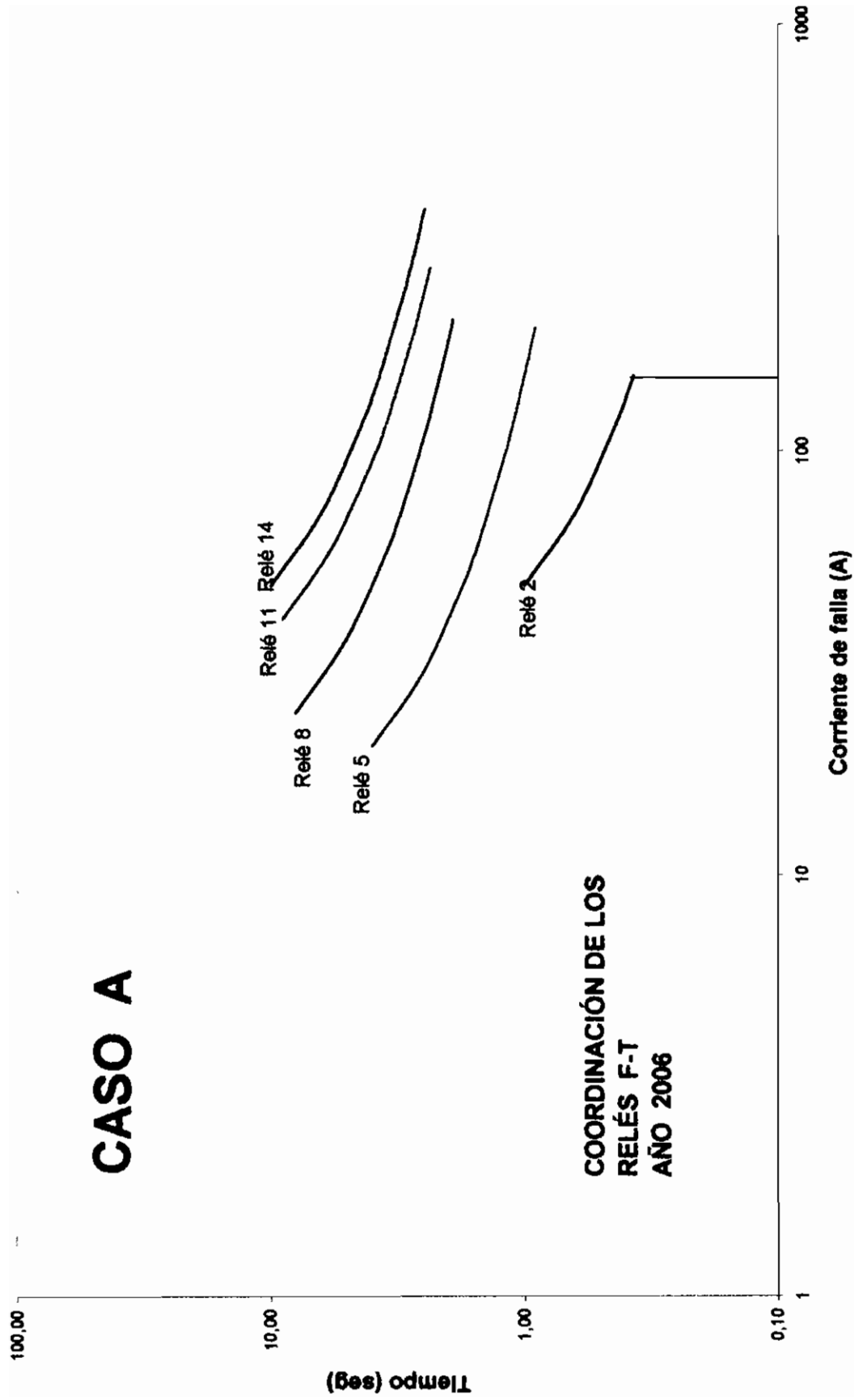


**COORDINACIÓN DEL  
RELÉ F-T DE LA  
S/E COTACACHI  
AÑO 2005**



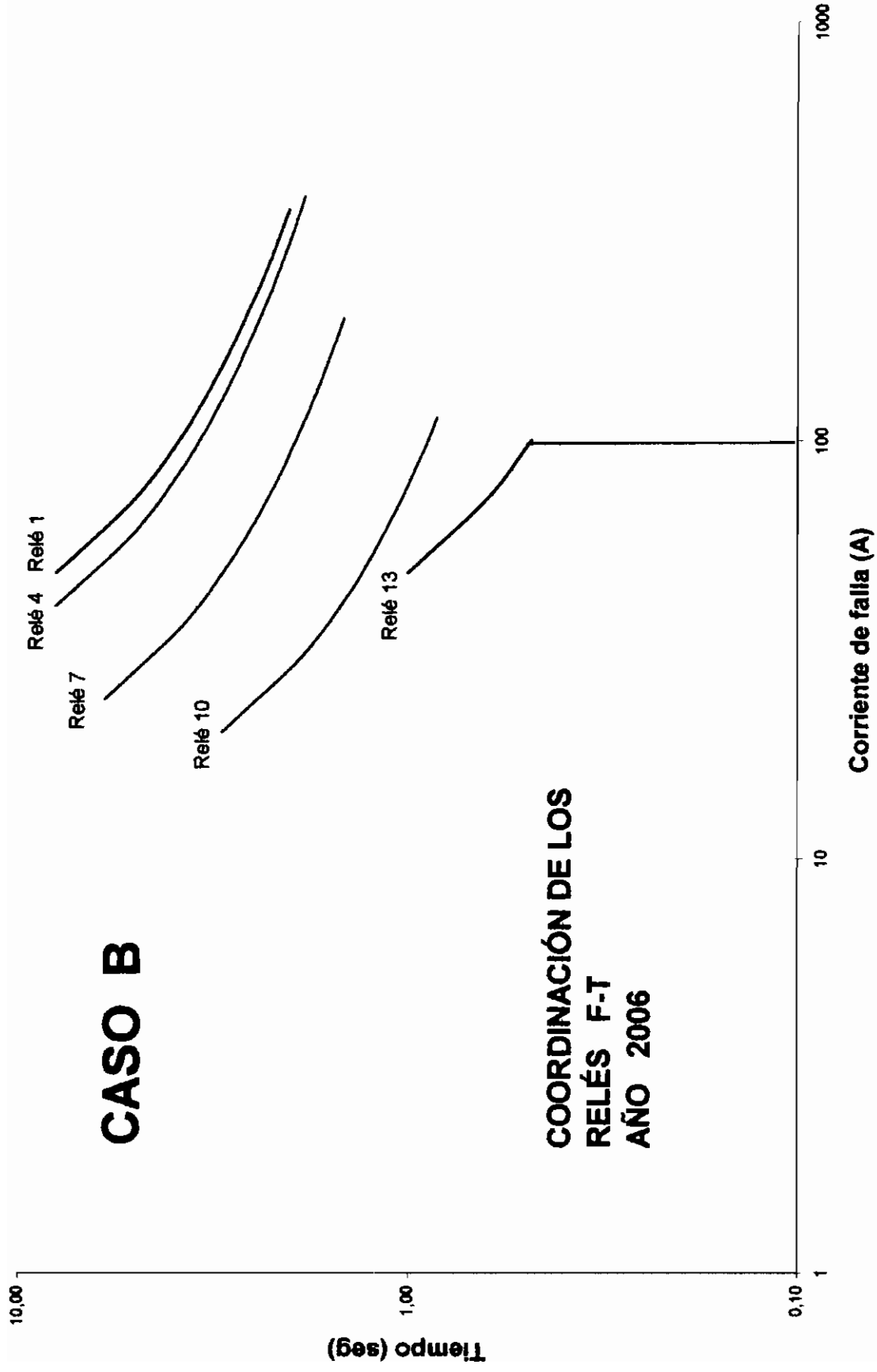
**Relé Cotacachi (12) coordinado con el 10 y 14**

# CASO A



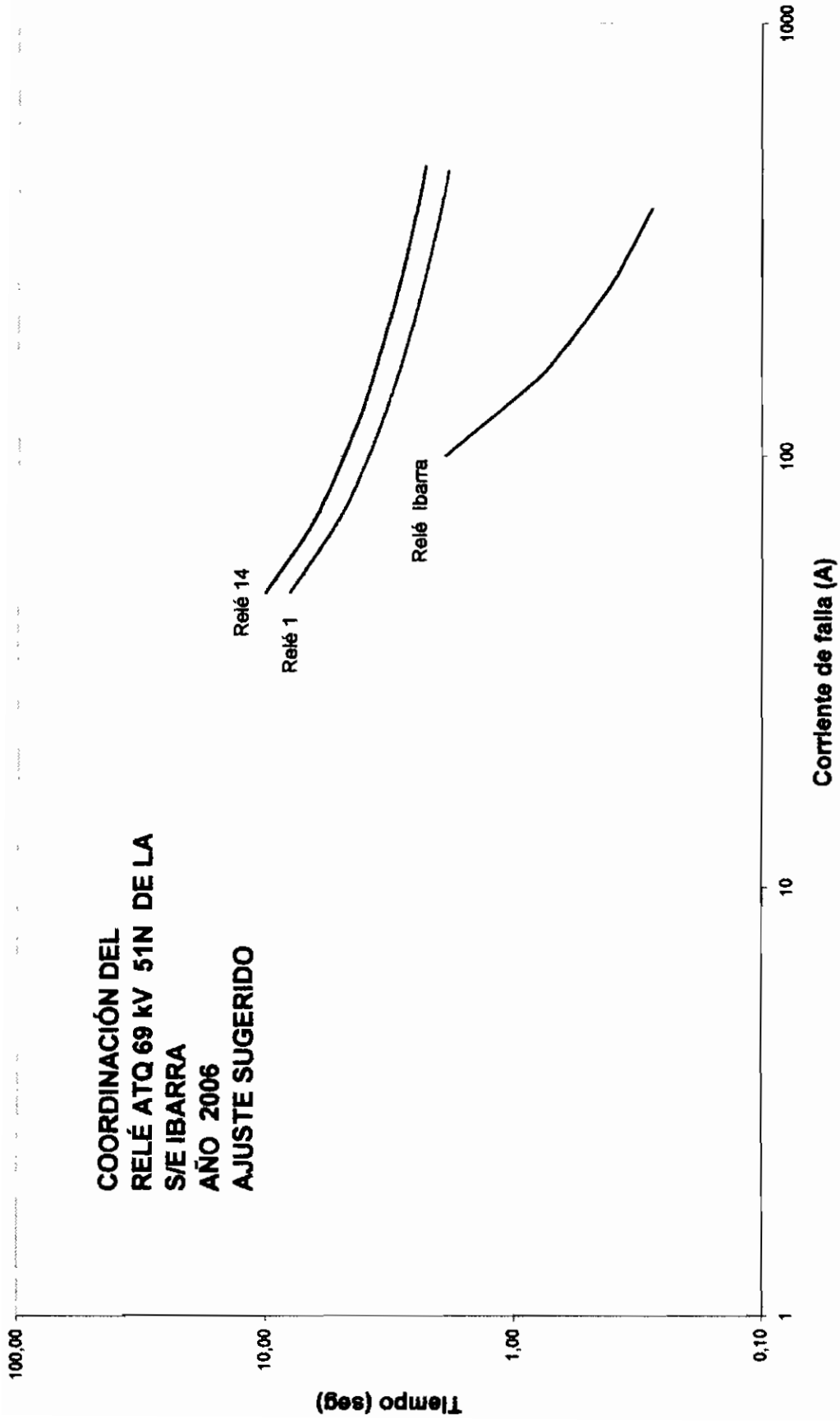
# CASO B

COORDINACIÓN DE LOS  
RELÉS F-T  
AÑO 2006

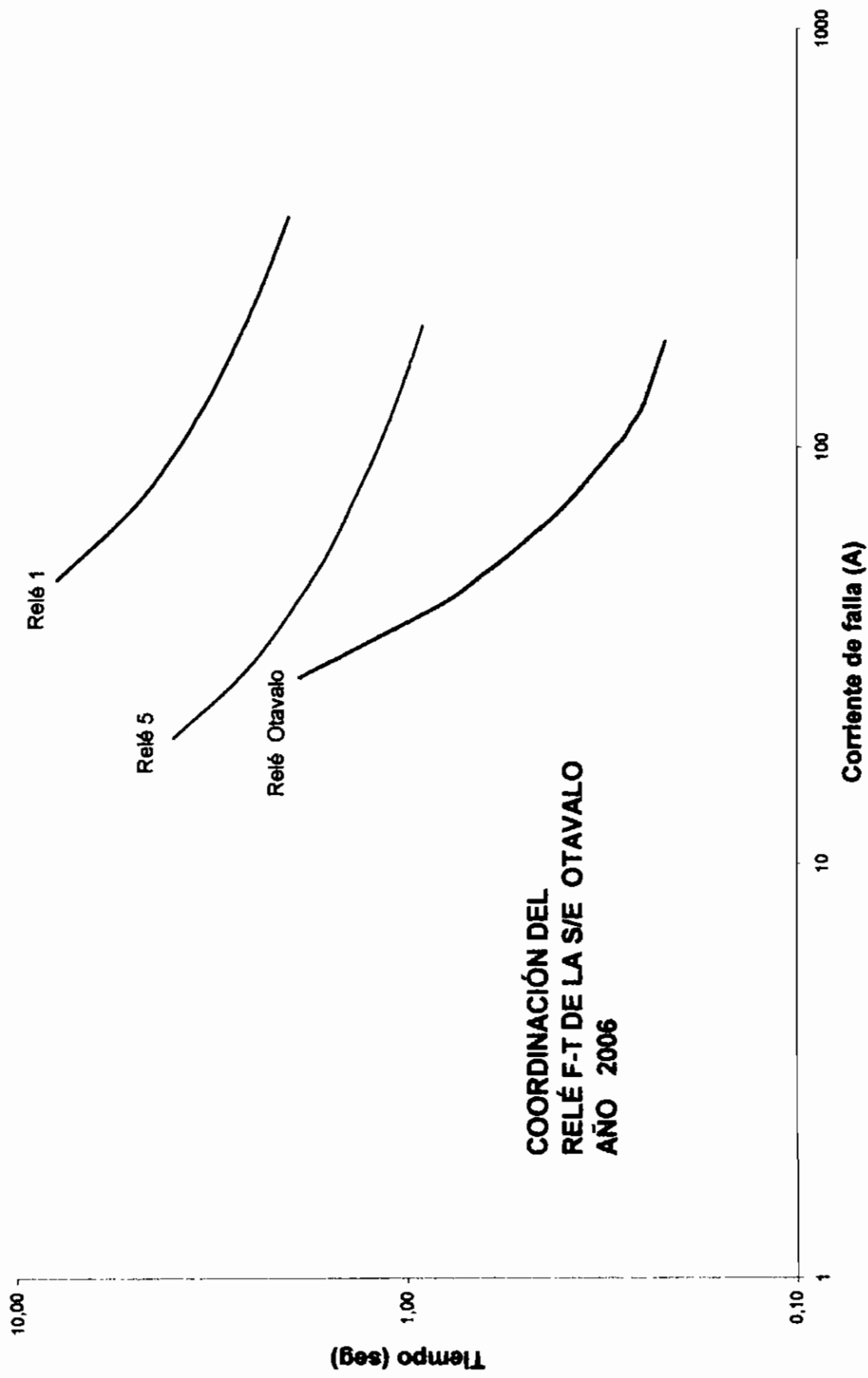




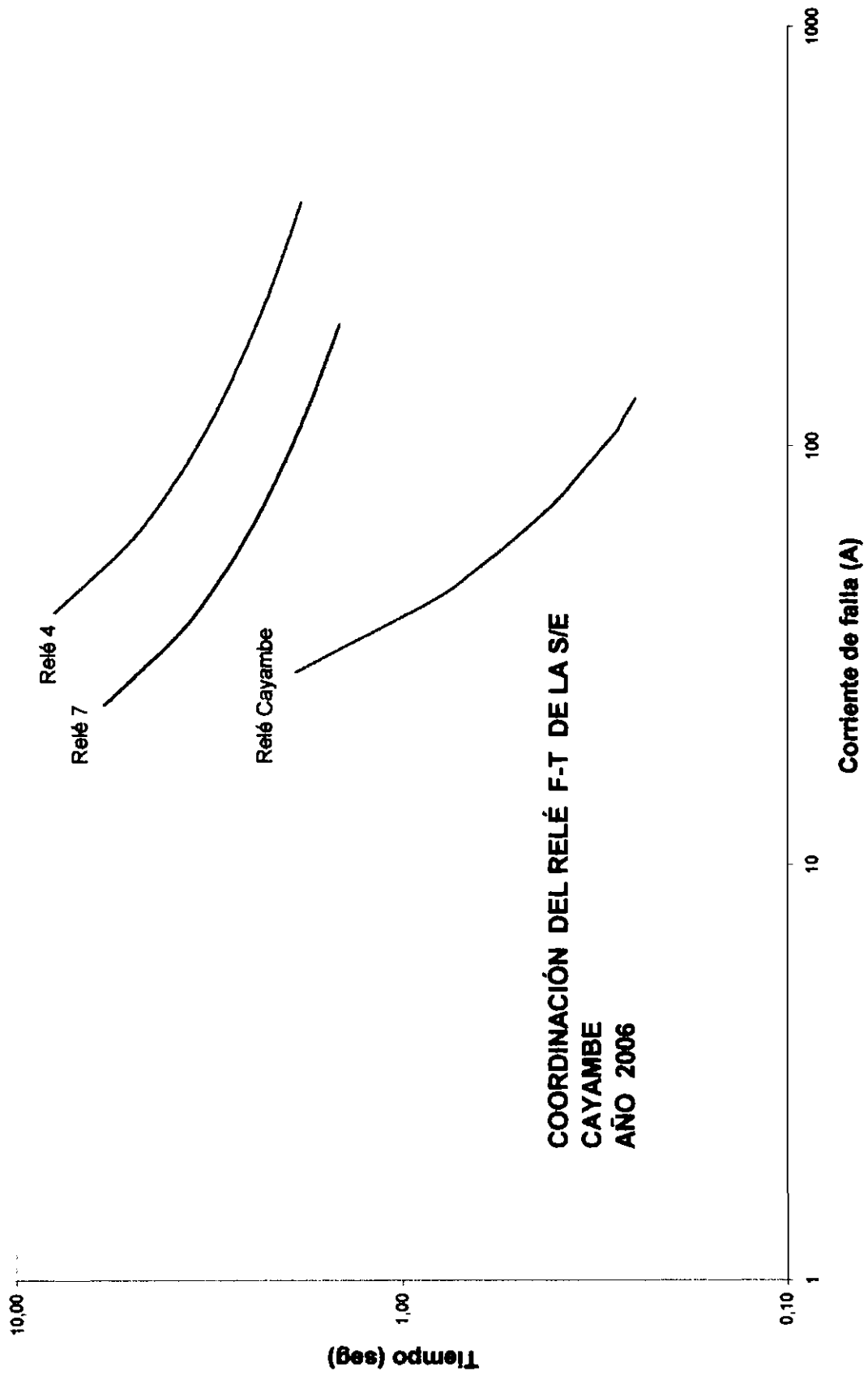
**COORDINACIÓN DEL  
RELÉ ATQ 69 KV 51N DE LA  
S/E IBARRA  
AÑO 2006  
AJUSTE SUGERIDO**



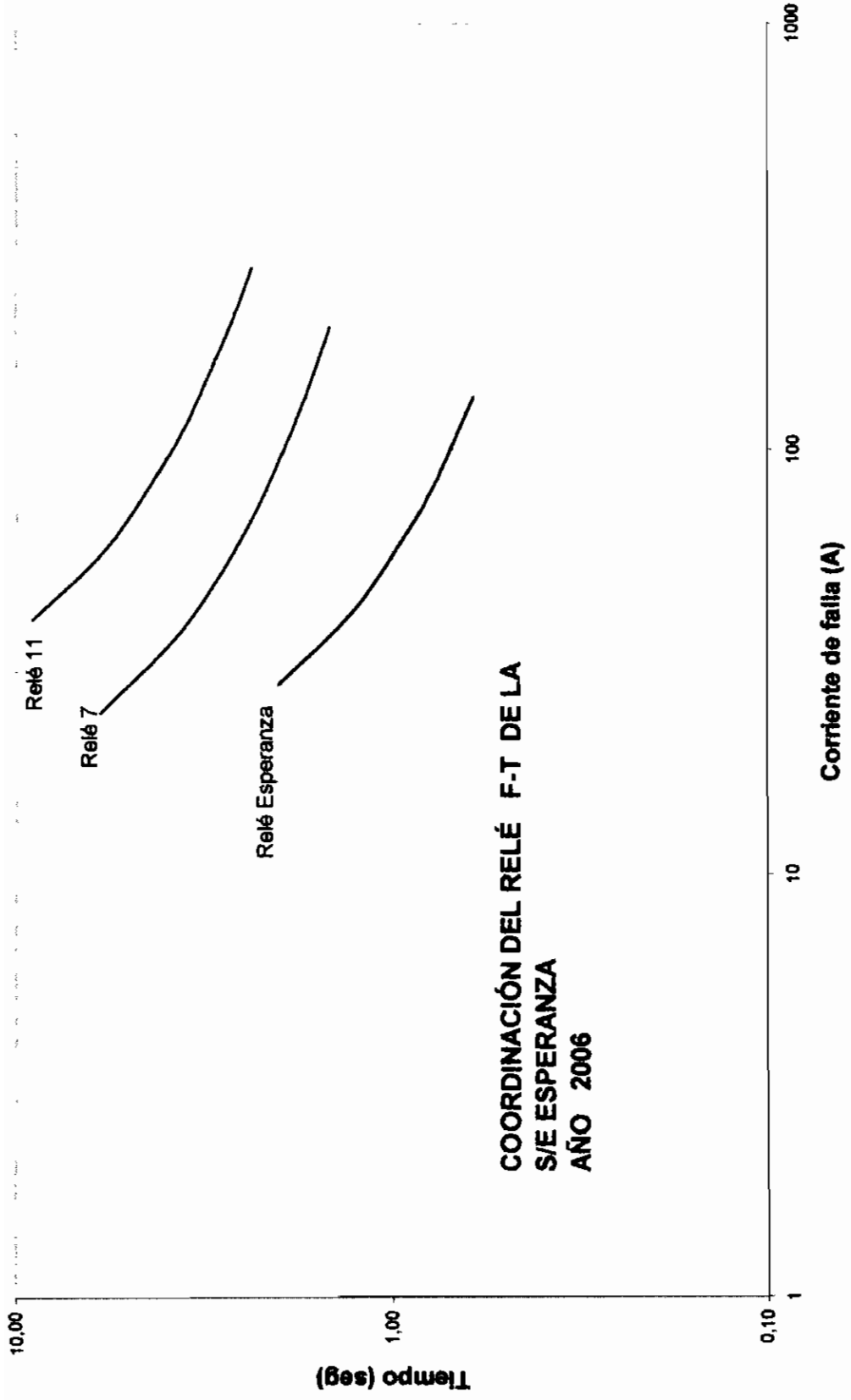
**Relé Ibarra (15) coordinado con 1 y 14**



**Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5**



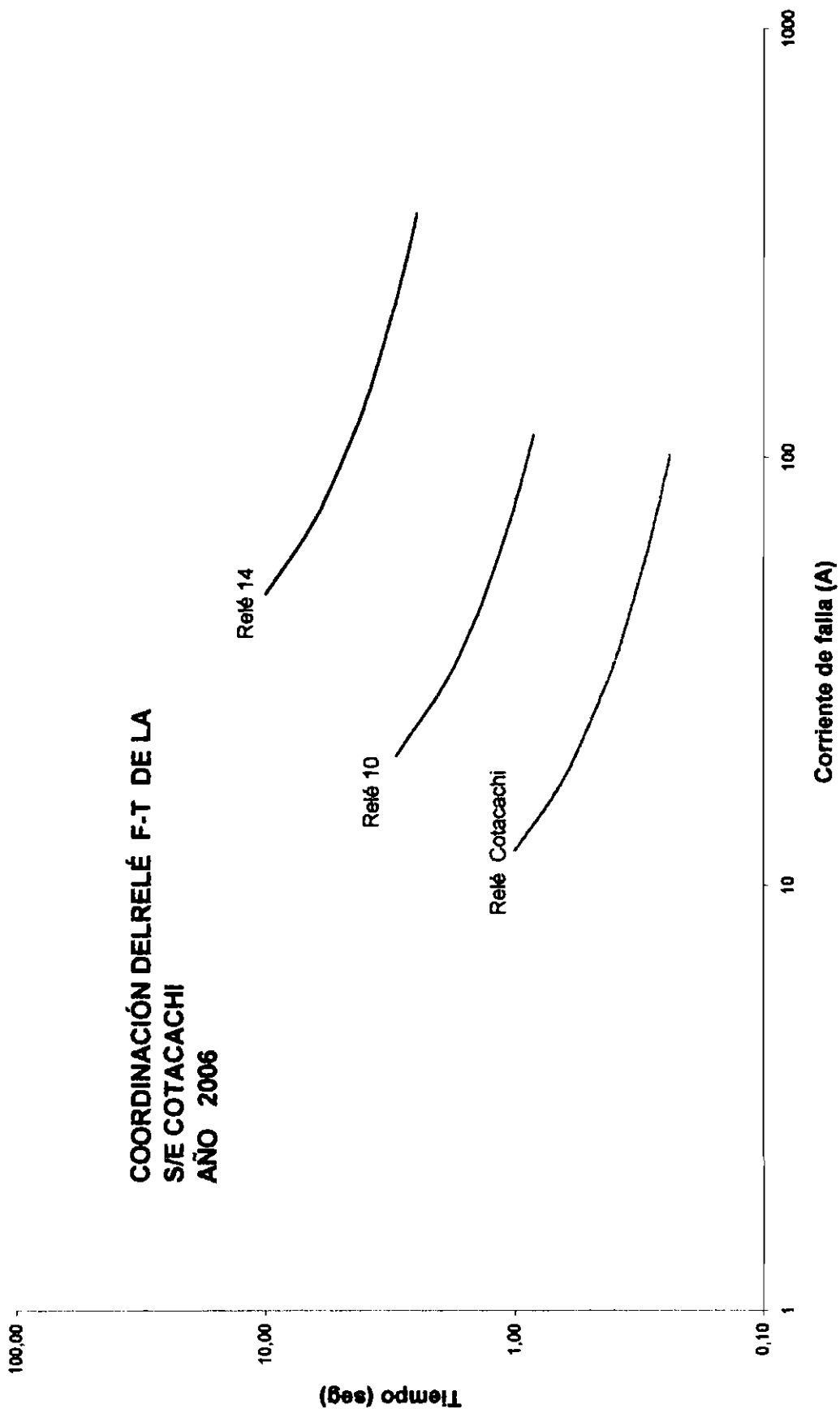
**Relé Cayambe (6) coordinado con el 4 y 8**



**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-T DE LA  
S/E ESPERANZA  
AÑO 2006**

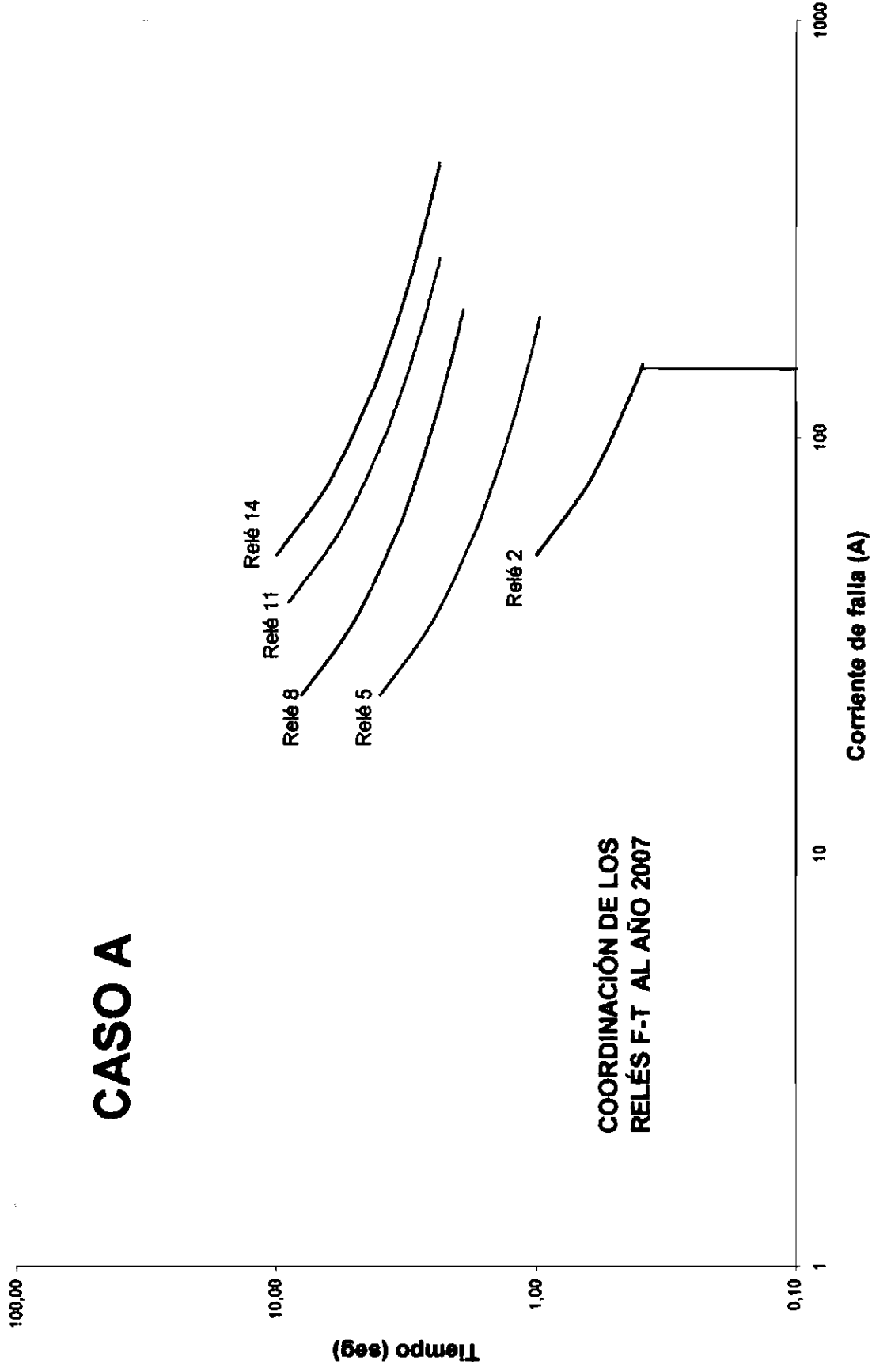
**Relé Esperanza (9) coordinado con el 7 y 11**

**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-T DE LA  
S/E COTACACHI  
AÑO 2006**



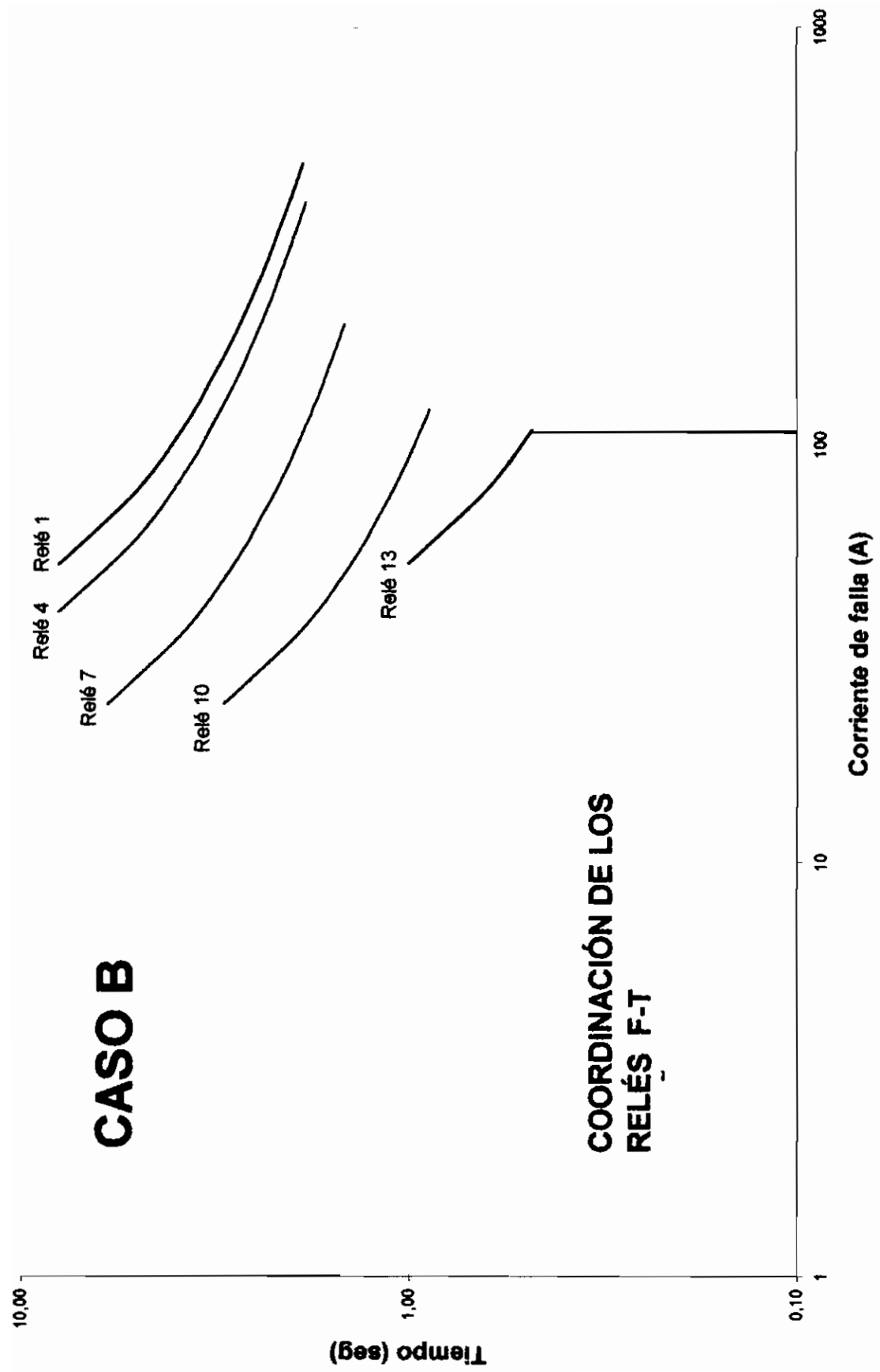
**Relé Cotacachi (12) coordinado con el 10 y 14**

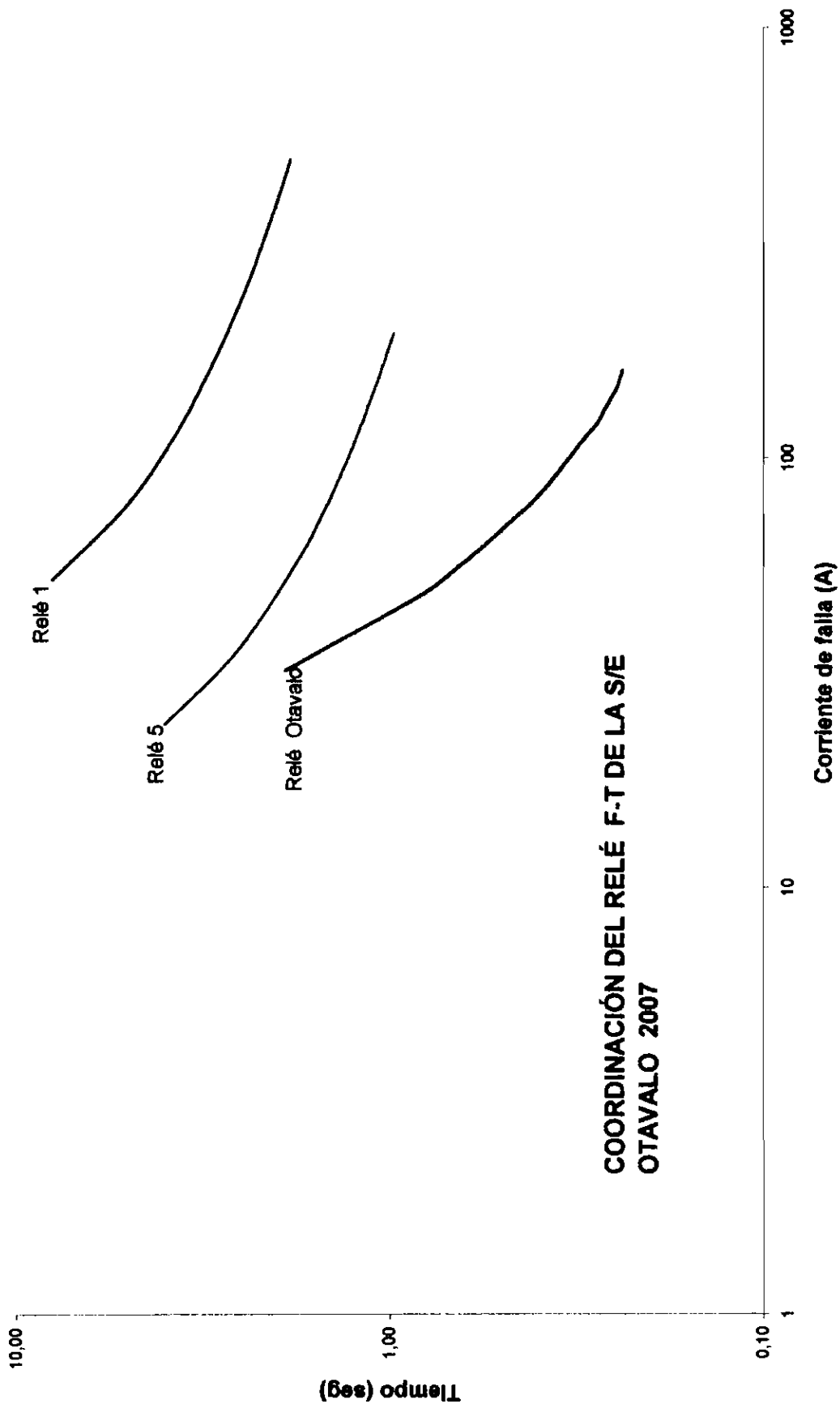
# CASO A



# CASO B

## COORDINACIÓN DE LOS RELÉS F-T

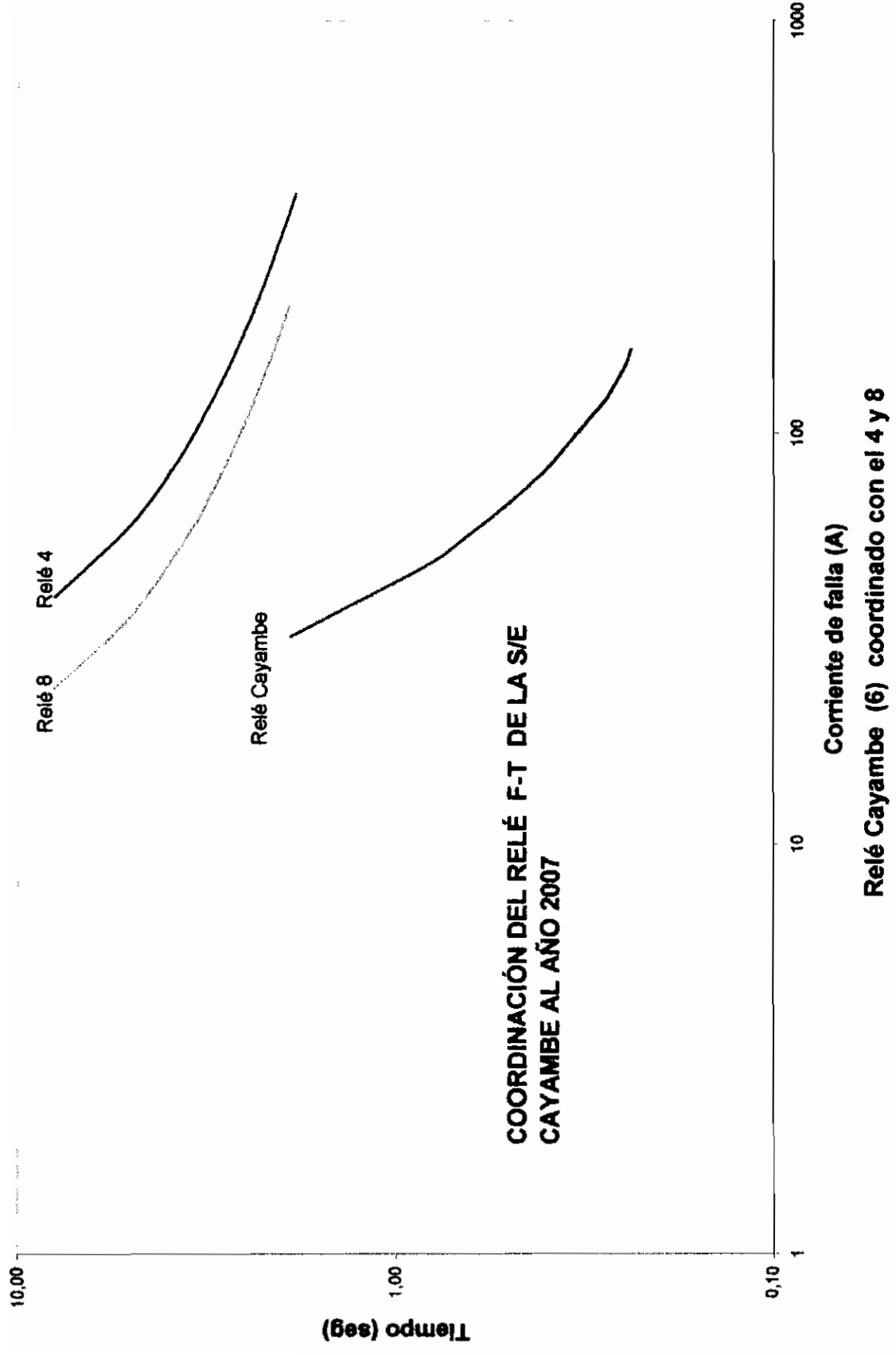


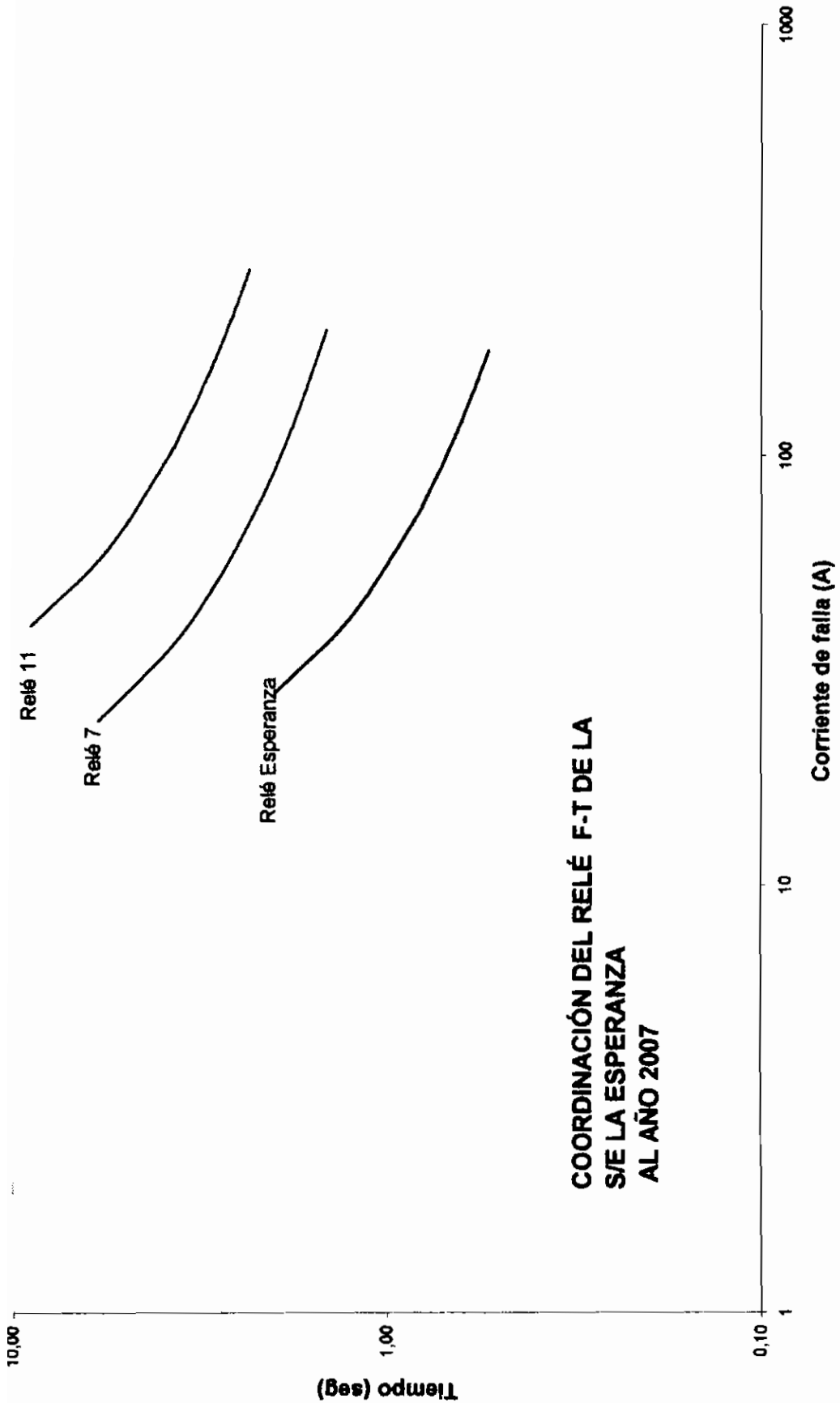


**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-T DE LA S/E  
OTAVALO 2007**

**Relé Otavalo (3) coordinado con relé 1 y 5**



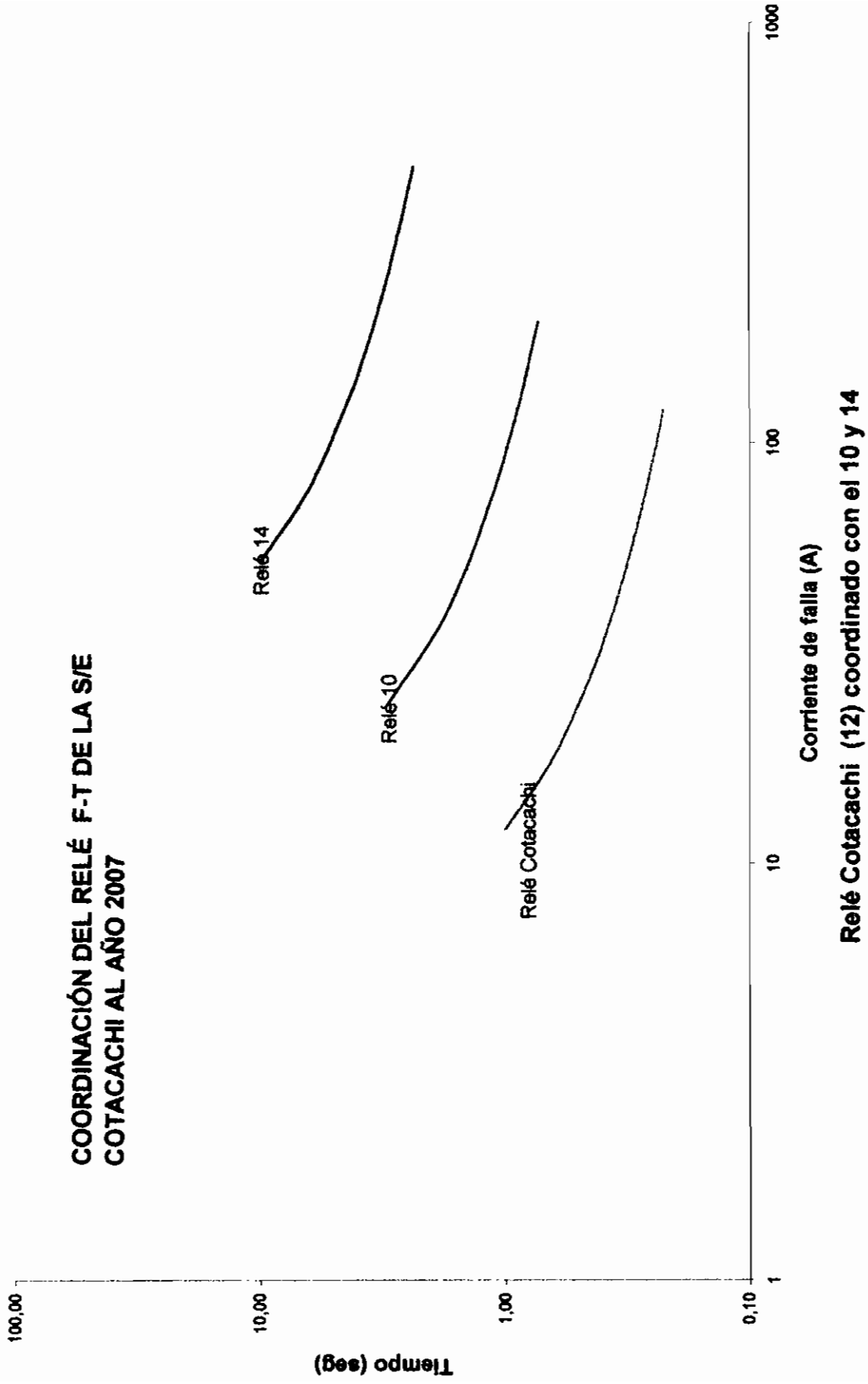




**COORDINACIÓN DEL RELÉ F-T DE LA  
S/E LA ESPERANZA  
AL AÑO 2007**

**Relé Esperanza (9) coordinado con el 7 y 11**

# COORDINACIÓN DEL RELÉ F-T DE LA S/E COTACACHI AL AÑO 2007



Relé Cotacachi (12) coordinado con el 10 y 14

### Resumen de ajuste de los relés F-F al año 2005

	Relé	Tap	Dial	Instantáneo I sec (A)	Instantáneo I prim (A)
caso a	2	4	0.1	25	1000
	5	4	0.3		
	8	4			
	11	6.5			
	14	6	0.6		
caso b	13	4	0.1	25	1000
	10		0.15	65	1300
	7	4	0.3		
	4	1.5	0.4		
	1	3	0.4		
Relé S/E Otavalo		5	0.5		
Relé S/E Cayambe		4	0.5		
Relé S/E Esperanza		5	0.1		
Relé S/E Cotacachi		5.5	0.1		
Relé S/E Ibarra 69kV		2	2.5		

 Cambios a realizarse en la calibración

### Resumen de ajuste de los relés F-F al año 2006

	Relé	Tap	Dial	Instantáneo I sec (A)	Instantáneo I prim (A)
<b>caso a</b>	2	5	0.1	25	1000
	5	4	0.3		
	8	4	0.4		
	11		0.5		
	14	6	0.6		
<b>caso b</b>	13		0.1	25	1000
	10	7		65	1300
	7	4			
	4	1.5			
	1	3			
<b>Relé S/E Otavalo</b>			0.5		
<b>Relé S/E Cayambe</b>		4	0.5		
<b>Relé S/E Esperanza</b>		5	0.1		
<b>Relé S/E Cotacachi</b>		5.5	0.1		
<b>Relé S/E Ibarra 69kV</b>		2	2.5		

 Cambios a realizarse en la calibración

### Resumen de ajuste de los relés F-F al año 2007

	Relé	Tap	Dial	Instantáneo I sec (A)	Instantáneo I prim (A)
caso a	2	5	0.1	25	1000
	5	4	0.3		
	8	4	0.4		
	11		0.5		
	14	6	0.6		
caso b	13	5	0.1	25	1000
	10			65	1300
	7				
	4	1.5			
	1	3			
Relé S/E Otavalo		6	0.5		
Relé S/E Cayambe		4	0.5		
Relé S/E Esperanza			0.1		
Relé S/E Cotacachi			0.1		
Relé S/E Ibarra 69kV		2	2.5		

██████████ Cambios a realizarse en la calibración

### Resumen de ajuste de los relés F-T al año 2005

	Relé	Tap	Dial	Instantáneo I sec (A)	Instantáneo I prim (A)
caso a	2	0.6	0.1	3.75	150
	5	0.5			
	8	0.48			
	11	0.9			
	14	0.6			
caso b	13		0.1	2.5	100
	10		0.3		
	7				
	4	0.18			
	1				
Relé S/E Otavalo		0.7	1		
Relé S/E Cayambe		0.45	1		
Relé S/E Esperanza		0.6	0.2		
Relé S/E Cotacachi		0.75	0.1		
Relé S/E Ibarra 69kV		2	2.5		

 Cambios a realizarse en la calibración

### Resumen de ajuste de los relés F-T al año 2006

	Relé	Tap	Dial	Instantáneo I sec (A)	Instantáneo I prim (A)
caso a	2	0.6	0.1	3.75	150
	5	0.5	0.4		
	8		0.8		
	11		0.9		
	14	0.6	1		
caso b	13	0.6	0.1	2.5	100
	10		0.3		
	7		0.6		
	4		0.8		
	1	0.25	0.8		
Relé S/E Otavalo		0.7	1		
Relé S/E Cayambe		0.45	1		
Relé S/E Esperanza			0.2		
Relé S/E Cotacachi		0.75	0.1		
Relé S/E Ibarra 69kV		0.5	1		

 Cambios a realizarse en la calibración



### Resumen de ajuste de los relés F-T al año 2007

	Relé	Tap	Dial	Instantáneo I sec (A)	Instantáneo I prim (A)
<b>caso a</b>	2		0.1	3.75	150
	5		0.4		
	8	0.6	0.8		
	11	1	0.9		
	14		1		
<b>caso b</b>	13	0.6	0.1	2.5	100
	10		0.3		
	7	0.6	0.6		
	4	0.2	0.8		
	1	0.25	0.8		
<b>Relé S/E Otavalo</b>			1		
<b>Relé S/E Cayambe</b>			1		
<b>Relé S/E Esperanza</b>		0.7	0.2		
<b>Relé S/E Cotacachi</b>		0.75	0.1		
<b>Relé S/E Ibarra 69kV</b>		0.5	1		

 Cambios a realizarse en la calibración

# ANEXO 4

# SIN COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2004		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2816.59	-81.87
26	1650.09	-74.42
27	1424.41	-74.76
28	3546.47	-82.22
29	3797.94	-82.54
57	2052.92	-79.35
58	2717.13	-85.29
85	1454.57	-76.02
86	3574.01	-83.16

2004		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1874.66	-83.65
26	1069.91	-80.14
27	922.022	-80.93
28	4266.02	-84.87
29	4476.94	-85.16
57	1247.33	-82.56
58	2919.72	-86.84
85	958.373	-81.64
86	4268.84	-85.62

BARRAS	I carga (A)
DE - HASTA	
18 - 26	118.6
26 - 27	49.4
85 - 27	24.03
57 - 85	87.26
18 - 57	116.12

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2004		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2747.31	-86.44
26	1635.18	-77.33
27	1411.94	-77.27
28	3524.12	-82.61
29	3773.39	-83.09
57	2019.27	-82.73
58	2706.86	-84.97
85	1439.93	-78.52
86	3554.27	-83.35

2004		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1869.57	-84.92
26	1074.82	-79.67
27	927.02	-79.91
28	4243.96	-84.03
29	4453.76	-84.47
57	1248.58	-82.67
58	2918.28	-85.54
85	962.435	-80.77
86	4249.95	-84.68

BARRAS	I carga (A)
DE - HASTA	
18 - 26	36.72
26 - 27	16.54
85 - 27	5.51
57 - 85	28.39
18 - 57	37.08

# SIN COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2005		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2824.45	-81.56
26	1652.45	-74.21
27	1426.61	-74.59
28	3549.27	-82.19
29	3799.44	-82.51
57	2057.14	-79.12
58	2717.13	-85.31
85	1456.96	-75.84
86	3576.43	-83.14

2005		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1876.42	-83.56
26	1069.63	-80.17
27	921.479	-81
28	4266.82	-84.94
29	4477.27	-85.21
57	1247.56	-82.55
58	2918.33	-86.92
85	957.938	-81.71
86	4269.18	-85.69

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	124.58
26 - 27	52.08
85 - 27	25.21
57 - 85	91.93
18 - 57	121.81

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2005		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2696.86	-86.11
26	1613.79	-77.28
27	1395.32	-77.24
28	3522	-82.63
29	3768.76	-83.11
57	1990.89	-82.56
58	2719.51	-85.05
85	1422.94	-78.47
86	3552.56	-83.45

2005		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1850.01	-84.8
26	1075.95	-79.81
27	931.458	-80.09
28	4273.27	-84.09
29	4480.67	-84.53
57	1245.2	-82.7
58	2944.37	-85.66
85	966.166	-80.91
86	4279.66	-84.77

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	50.74
26 - 27	22.77
85 - 27	10.38
57 - 85	37.4
18 - 57	50.11

# SIN COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2006		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2832.63	-81.21
26	1655.88	-74
27	1429.66	-74.4
28	3553.98	-82.16
29	3804.63	-82.49
57	2061.98	-78.87
58	2718	-85.34
85	1460.18	-75.65
86	3580.83	-83.12

2006		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2106.97	-83.06
26	1140.96	-79.6
27	974.004	-80.56
28	4269.49	-85.02
29	4479.77	-85.28
57	1346.14	-82.13
58	2918.66	-87.01
85	1014.98	-81.29
86	4271.49	-85.77

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	131.41
26 - 27	55.54
85 - 27	26.65
57 - 85	97.55
18 - 57	128.43

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2006		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2692.61	-85.99
26	1612.6	-77.21
27	1394.66	-77.18
28	3522.64	-82.6
29	3769.3	-83.09
57	1988.94	-82.48
58	2720.45	-85.05
85	1422.29	-78.41
86	3553.53	-83.44

2006		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1847.77	-84.76
26	1075.42	-79.81
27	931.124	-80.1
28	4274.55	-84.1
29	4481.96	-84.54
57	1244.46	-82.69
58	2945.74	-85.68
85	965.806	-80.92
86	4281.1	-84.78

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	52.09
26 - 27	23.34
85 - 27	10.7
57 - 85	38.43
18 - 57	51.35

# SIN COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2007		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2845.28	-80.92
26	1659.95	-73.8
27	1433.14	-74.22
28	3557.08	-82.15
29	3806.92	-82.49
57	2068.75	-78.65
58	2717.42	-85.39
85	1463.91	-75.47
86	3583.44	-83.12

2007		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2110.39	-82.98
26	1140.48	-79.65
27	973.095	-80.67
28	4269.23	-85.14
29	4478.86	-85.37
57	1346.53	-82.13
58	2915.53	-87.13
85	1014.25	-81.38
86	4270.65	-85.89

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	139.11
26 - 27	59.42
27 - 85	28.14
57 - 85	103.89
18 - 57	135.88

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2007		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2693.97	-85.72
26	1612.91	-76.75
27	1394.95	-83.12
28	3522.91	-76.55
29	3769.52	-82.61
57	1989.58	-77.9
58	2706.86	-83.48
85	1422.62	-82.65
86	3553.61	-85.4

2007		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1848	-85.05
26	1075.22	-78.96
29	4481.61	-84.62
27	930.877	-79.25
28	4274.28	-84.21
85	965.593	-80.14
86	4280.71	-93.28
57	1244.4	-83.36
58	2945.29	-92.46

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	67.04
26 - 27	38.17
27 - 85	9.51
57 - 85	27.91
88 - 57	40.39

# CON COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2004		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2651.62	-82.64
26	1795.86	-74.44
27	1530.95	-74.91
28	3672.23	-82.78
29	3939.91	-83.1
57	2286.75	-79.76
58	2787.77	-85.76
85	1566.16	-76.25
86	3698.5	-83.73

2004		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1642.73	-88.49
26	991.974	-83.74
27	862.911	-84.18
28	4383.77	-85.44
29	4604.5	-85.71
57	1140.48	-86.25
58	2971.98	-87.26
85	894.323	-84.92
86	4383.72	-86.19

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	118.79
26 - 27	49.48
85 - 27	24.07
57 - 85	87.4
18 - 57	116.31

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2004		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE E (A)	ANGULO (°)
18	2639.13	-87.6
26	1599.63	-78.22
27	1385.33	-78.04
28	3487.52	-82.94
29	3732.37	-83.43
57	1962.15	-83.69
58	2685.41	-85.21
85	1411.86	-79.27
86	3517.67	-83.67

2004		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE E (A)	ANGULO (°)
18	1536.69	-88.9
26	959.431	-82.8
27	839.786	-82.66
28	4208.05	-84.28
29	4415.1	-84.73
57	1092.53	-85.83
58	2901.54	-85.71
85	868.237	-83.52
86	4214.58	-84.93

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	36.72
26 - 27	16.54
85 - 27	5.51
57 - 85	28.39
18 - 57	37.08

# CON COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2005		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2655.9	-84.33
26	1598.69	-76.02
27	1385.75	-76.11
28	3488.92	-82.81
29	3732.19	-83.17
57	1968.94	-81.22
58	2682.21	-85.77
85	1413.6	-77.37
86	3516.13	-83.74

2005		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1522.89	-88.65
26	947.614	-83.95
27	829.045	-84.32
28	4206.78	-85.4
29	4412.96	-85.69
57	1081.84	-86.41
58	2890.89	-87.24
85	857.966	-85.05
86	4210.17	-86.13

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	124.59
26 - 27	52.08
85 - 27	25.22
57 - 85	91.94
18 - 57	121.82

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2005		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2586.67	-87.34
26	1576.64	-78.22
27	1367.29	-78.05
28	3482.05	-82.99
29	3724.25	-83.48
57	1931.84	-83.57
58	2696.26	-85.3
85	1393.42	-79.28
86	3512.67	-83.8

2005		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1516.78	-88.87
26	958.603	-83
27	842.404	-82.89
28	4233.47	-84.37
29	4438.08	-84.81
57	1086.98	-85.92
58	2926.07	-85.85
85	870.109	-83.72
86	4240.53	-85.04

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	50.74
26 - 27	22.78
85 - 27	10.38
57 - 85	37.4
18 - 57	50.11



# CON COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2006		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2656.89	-84.12
26	1599.78	-75.88
27	1386.99	-75.98
28	3490.78	-82.8
29	3734.28	-83.17
57	1969.95	-81.06
58	2681.46	-85.82
85	1414.89	-77.23
86	3517.69	-83.74

2006		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1795.85	-87.02
26	1045.33	-82.34
27	902.906	-82.92
28	4206.61	-85.49
29	4412.52	-85.77
57	1212.67	-84.97
58	2889.93	-87.34
85	937.635	-83.67
86	4209.7	-86.23

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	131.44
26 - 27	55.55
85 - 27	26.65
57 - 85	97.57
18 - 57	128.45

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2006		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2581.71	-87.27
26	1575.23	-78.18
27	1366.44	-78.02
28	3482.25	-82.98
29	3724.3	-83.48
57	1929.48	-83.53
58	2696.94	-85.32
85	1392.55	-79.25
86	3513.2	-83.8

2006		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1514.27	-88.86
26	957.783	-83.03
27	841.813	-82.93
28	4234.28	-84.39
29	4438.87	-84.83
57	1085.89	-85.94
58	2927.22	-85.87
85	869.475	-83.75
86	4241.51	-85.06

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	52.09
26 - 27	23.34
85 - 27	10.7
57 - 85	38.44
18 - 57	51.35

# CON COLOMBIA

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÁXIMA

2007		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2665.06	-83.9
26	1602.57	-75.72
27	1389.47	-75.82
28	3492.43	-82.79
29	3734.99	-83.17
57	1974.5	-80.89
58	2680.13	-85.88
85	1417.54	-77.08
86	3518.86	-83.74

2007		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1137.39	-87.02
26	1044.41	-82.42
27	901.686	-83.04
28	4204.98	-85.61
29	4410.16	-85.87
57	1212.35	-85
58	2886.23	-87.46
85	936.546	-83.78
86	4207.52	-86.35

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	139.15
26 - 27	59.44
85 - 27	25.21
57 - 85	91.93
18 - 57	121.81

## CORRIENTES DE FALLA A DEMANDA MÍNIMA

2007		
FALLA TRIFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	2582.49	-87.2
26	1575.42	-78.13
27	1366.63	-77.97
28	3482.32	-82.97
29	3724.29	-83.47
57	1929.87	-83.47
58	2696.58	-85.33
85	1392.77	-79.2
86	3513.06	-83.79

2007		
FALLA MONOFÁSICA		
BARRA	CORRIENTE (A)	ANGULO (°)
18	1514.33	-88.85
26	957.565	-83.05
27	841.557	-82.96
28	4233.78	-84.41
29	4438.3	-84.85
57	1085.79	-85.95
58	2926.67	-85.9
85	869.247	-83.78
86	4240.9	-85.08

BARRAS DE - HASTA	I carga (A)
18 - 26	50.35
26 - 27	24
85 - 27	10.88
57 - 85	39.54
18 - 57	52.66

# ANEXO 5

**Análisis económico para la implementación de los relés en la LST Colacachi-La Esperanza**

Costos de inversión de relés: 14000 US\$

AÑO	Demanda MW	C. desabast. US\$	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2004	10,35	3700	2992	2992,29
2005	10,90	3897	2834	5826,20
2006	11,52	4118	2693	8519,63
2007	12,20	4361	2565	11084,76
2008	8,67	3100	1639	12724,08
2009	9,27	3314	1576	14300,31
2010	9,94	3554	1520	15820,23
2011	10,60	3789	1458	17277,83
2012	11,27	4029	1394	18671,46
2013	11,95	4272	1329	20000,35
2014	12,62	4512	1262	21262,40
2015	13,30	4755	1196	22458,48
2016	13,98	4998	1131	23589,09
2017	14,66	5241	1066	24655,29
2018	15,35	5488	1004	25659,22
2019	16,02	5727	942	26601,45
2020	16,62	5942	879	27480,50
Sumatoria de Vp =				27481
Relación B/C =				1,96

**Análisis económico para la implementación de los relés en la LST Otavalo-Cayambe**

Costos de Inversión de relés: 14000 US\$

AÑO	Demanda MW	C. desabast. US\$	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2004	5,71	2041	1651	1650,82
2005	6,05	2163	1573	3223,77
2006	6,47	2313	1513	4736,49
2007	6,93	2477	1457	6193,56
2008	7,04	2517	1331	7524,68
2009	7,52	2688	1279	8803,35
2010	7,86	2810	1202	10005,22
2011	8,30	2967	1141	11146,54
2012	8,56	3060	1059	12205,06
2013	8,95	3200	995	13200,34
2014	9,02	3225	902	14102,37
2015	9,46	3382	851	14953,12
2016	10,20	3646	825	15778,03
2017	11,45	4093	833	16610,77
2018	11,98	4283	784	17394,30
2019	12,56	4490	739	18133,02
2020	13,82	4941	731	18863,98
Sumatoria de Vp =				18864
Relación B/C =				1,35

**Análisis económico para la implementación de los relés en la LST Ibarra-Otavalo**

Costos de Inversión de relés: 14000 US\$

AÑO	Demanda MW	C. desabast. US\$	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2004	14,03	5016	4056	4056,22
2005	14,73	5266	3630	7885,89
2006	15,54	5556	3633	11519,22
2007	16,42	5870	3452	14971,63
2008	16,53	5909	3125	18097,12
2009	17,10	6113	2908	21004,73
2010	17,22	6156	2633	23637,83
2011	17,43	6231	2397	26034,61
2012	17,56	6278	2171	28206,06
2013	17,82	6371	1982	30187,72
2014	17,98	6428	1798	31985,78
2015	18,02	6442	1621	33606,34
2016	18,30	6542	1480	35086,33
2017	18,40	6578	1338	36424,52
2018	18,52	6621	1211	37635,78
2019	18,65	6667	1097	38732,69
2020	18,86	6742	998	39730,23
Sumatoria de Vp =				39730
Relación B/C =				2,84

Analisis económico para la implementación de los relés en la  
LST La Esperanza-Cayambe

Costos de Inversión de relés: 14000 US\$

AÑO	Demanda MW	C. desabast.		Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
		US\$	US\$		
2004	6,20	2216	1792,48	1792,48	1.792,48
2005	6,45	2306	1676,94	1676,94	3.469,43
2006	6,70	2395	1566,49	1566,49	5.035,92
2007	6,95	2485	1461,28	1461,28	6.497,21
2008	7,20	2574	1361,37	1361,37	7.858,58
2009	7,45	2663	1266,76	1266,76	9.125,34
2010	7,70	2753	1177,40	1177,40	10.302,75
2011	7,95	2842	1093,19	1093,19	11.395,94
2012	8,20	2931	1014,00	1014,00	12.409,94
2013	8,45	3021	939,67	939,67	13.349,62
2014	8,70	3110	870,03	870,03	14.219,65
2015	8,95	3200	804,89	804,89	15.024,54
2016	9,20	3289	744,04	744,04	15.768,57
2017	9,45	3378	687,28	687,28	16.455,85
2018	9,70	3468	634,41	634,41	17.090,26
2019	9,95	3557	585,21	585,21	17.675,47
2020	10,2000	3646	539,49	539,49	18.214,97
Sumatorio de Vp =				18215	
Relación B/C =				1,30	

Analisis económico para la implementación de los relés en la  
LST Ibarra-Cotacachi

Costos de Inversión de Relés: 14000 US\$

AÑO	Demanda MW	C. desabast.		Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
		US\$	US\$		
2004	13,95	4987	4033,09	4033,09	4033,09
2005	14,50	5184	3769,87	3769,87	7802,96
2006	15,47	5530	3616,97	3616,97	11419,93
2007	16,31	5831	3429,28	3429,28	14849,21
2008	12,87	4601	2433,45	2433,45	17282,67
2009	13,67	4887	2324,39	2324,39	19607,05
2010	14,54	5198	2223,31	2223,31	21830,36
2011	15,40	5505	2117,63	2117,63	23947,99
2012	16,27	5816	2011,93	2011,93	25959,92
2013	17,15	6131	1907,15	1907,15	27867,07
2014	18,02	6442	1802,07	1802,07	29669,14
2015	18,90	6757	1699,70	1699,70	31368,84
2016	19,78	7071	1599,68	1599,68	32968,52
2017	20,66	7386	1502,56	1502,56	34471,08
2018	21,55	7704	1409,43	1409,43	35880,51
2019	22,42	8015	1318,64	1318,64	37199,15
2020	23,22	8301	1228,14	1228,14	38427,30
Sumatorio de Vp =				38427,30	
Relación B/C =				2,74	