

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE MINERA
YANACOCCHA – 22,9 kV”**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

FRANKLIN AMADOR GARAY PANEZ

**PROMOCIÓN
1 995-II**

**LIMA-PERÚ
2 005**

A mis padres,

Francisco y Alejandra

A mis hermanos,

Abel, Wilfredo, Edelina, Elmer,

Eladio, Freddy, Milton y Oscar

A mi esposa,

Patricia

A mi primogénita

Illariy Alejandra

**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN
DE MINERA YANACOCHA – 22,9 kV”**

SUMARIO

El presente documento proporciona los detalles de ajuste, de los relés que conforman el Sistema de Protección del proyecto Minera Yanacocha 2003. Se incluye también en el presente documento las características de los equipos considerados, así como la hipótesis y cálculos realizados con este propósito.

En el capítulo dos, se ha realizado la descripción del sistema de protección por cada celda y las funciones de protección a ser consideradas en el estudio.

En el capítulo tres, se ha realizado la descripción del sistema de protección referido fundamentalmente a los transformadores de corriente, transformadores de tensión, relés y las características de cada uno de ellos.

En el capítulo cuatro, se han desarrollado los criterios a ser aplicados al estudio de coordinación de la protección.

El capítulo cinco, se muestran los resultados del Análisis de Flujo de Potencia y Cortocircuito del sistema.

En el capítulo seis, se muestran los cálculos justificativos para el ajuste de los relés de protección.

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I:	
GENERALIDADES	3
1.1 Introducción	3
1.2 Objetivo	5
1.3 Alcances del Estudio	6
CAPÍTULO II:	
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	7
2.1 Subestación La Pajuela en 22,9 kV	7
2.1.1 Celda de Salida hacia la Subestación Carachugo (LPCA-1)	7
2.1.2 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte 1 (LPYN-1)	7
2.1.3 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte 2 (LPYN-2)	8
2.1.4 Celda de Salida hacia la Subestación La Quinoa (LPLQ-1)	8
2.2 Subestación Yanacocha Norte en 22,9 kV	9
2.2.1 Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPYN-1)	9
2.2.2 Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPYN-2)	10
2.2.3 Celda de Salida hacia la Subestación La Quinoa (LQYN-1)	10

2.2.4	Celda de Salida hacia la Subestación Sectionalizing (YNCS-1)	11
2.3	Subestación Carachugo en 22,9 kV	11
2.3.1	Celda de Transformación Lado 22,9 kV – TR1 y TR2	11
2.3.2	Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPCA-1)	12
2.3.3	Celda de Salida hacia la Subestación Sectionalizing (CSCA-1)	12
2.3.4	Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Recycle Booster Station	13
2.4	Subestación Sectionalizing en 22,9 kV	14
2.4.1	Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte (YNCS-1)	14
2.4.2	Celda de Salida hacia la Subestación Carachugo (CSCA-1)	14
2.4.3	Celda de Salida hacia la Subestación Pond Carachugo (CSCP-1)	15
2.5	Subestación La Quinoa en 22,9 kV	15
2.5.1	Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPLQ-1)	15
2.5.2	Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte (LQYN-1)	16
2.6	Subestación Crushing & Agglomeration en 22,9 kV	17
2.6.1	Celda de Salida hacia Pit Dewatering – La Quinoa	17
2.7	Subestación Yanacocha Recycle Booster Station y Al Polvorín en 22,9 kV	17
2.7.1	Celda en la Línea Yanacocha – Booster Station	17
2.7.2	Celda en la línea Carachugo – Al Polvorín	18
2.8	Subestación Carachugo – Derivaciones en 22,9 kV	18
2.8.1	Celda de Derivación hacia Yanacocha Norte	18
2.8.2	Celda de Derivación hacia Maqui Maqui	18

CAPÍTULO III:

SISTEMA DE PROTECCIÓN	20
3.1 Subestación La Pajucla en 22,9 kV	20
3.1.1 Transformadores de Corriente	20
3.1.2 Transformadores de Tensión	21
3.1.3 Relés de Protección	21
3.2 Subestación Yanacocha Norte en 22,9 kV	22
3.2.1 Transformadores de Corriente	22
3.2.2 Transformadores de Tensión	23
3.2.3 Relés de Protección	23
3.3 Subestación Carachugo en 22,9 kV	24
3.3.1 Transformadores de Corriente	24
3.3.2 Transformadores de Tensión	25
3.3.3 Relés de Protección	25
3.4 Subestación Seccionalizing en 22,9 kV	27
3.4.1 Transformadores de Corriente	27
3.4.2 Transformadores de Tensión	27
3.4.3 Relés de Protección	28
3.5 Subestación La Quinoa en 22,9 kV	29
3.5.1 Transformadores de Corriente	29
3.5.2 Transformadores de Tensión	29
3.5.3 Relés de Protección	30
3.6 Subestación Crushing & Aglomeration en 22,9 kV	30
3.6.1 Transformador de Corriente	30

3.6.2	Transformador de Tensión	31
3.6.3	Recloser de Protección	31
3.7	Subestación Yanacocha Recycle Booster Station y Al Polvorín en 22,9 kV	31
3.7.1	Transformador de Corriente	31
3.7.2	Transformador de Tensión	32
3.7.3	Recloser de Protección	32

CAPÍTULO IV:

	CRITERIOS ADOPTADOS PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 22,9 kV	34
4.1	Introducción	34
4.2	Protección Diferencial de Línea (87L)	35
4.3	Protección de Distancia de Fases y de Tierra (21P/21N)	38
4.4	Protección de Sobrecorriente Direccional y No Direccional de Fases y Tierra (67/67N ó 50/51-50N/51N)	39
4.5	Protección de Recenganche (79)	41
4.6	Protección de Fallo de Interruptor (50BF)	42

CAPÍTULO V:

	ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO	43
5.1	Análisis de Flujo de Potencia	43
5.1.1	Introducción	43
5.1.2	Metodología	45

5.1.3	Resultados	47
5.2	Análisis de Cortocircuito	52
5.2.1	Introducción	52
5.2.2	Metodología	52
5.2.3	Resultados	54
CAPÍTULO VI:		
CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PARA EL AJUSTE DE LOS		
RELÉS DE PROTECCIÓN		
		56
6.1	Cálculos Justificativos para el Ajuste de los Relés de	
	Protección Diferencial de Línea (87L)	56
6.1.1	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Carachugo / LPCA-1	56
6.1.2	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 1 / LPYN-1	58
6.1.3	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 2 / LPYN-2	60
6.1.4	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – La Quinua / LPLQ-1	62
6.1.5	Línea en 22,9 kV: Yanacocha Norte – Sectionalizing / YNCS-1	64
6.1.6	Línea en 22,9 kV: La Quinua – Yanacocha Norte / LQYN-1	66
6.1.7	Línea en 22,9 kV: Sectionalizing – Carachugo / CSCA-1	68
6.2	Cálculos Justificativos para el Ajuste de los Relés de	
	Protección de Distancia de Fasces y Tierra (21P/21N)	69
6.2.1	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Carachugo / LPCA-1	70
6.2.2	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 1 / LPYN-1	72
6.2.3	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 2 / LPYN-2	76
6.2.4	Línea en 22,9 kV: La Pajuela – La Quinua / LPLQ-1	80

6.2.5	Línea en 22,9 kV: Yanacocha Norte – Sectionalizing / YNCS-1	84
6.2.6	Línea en 22,9 kV: La Quinoa – Yanacocha Norte / LQYN-1	87
6.2.7	Línea en 22,9 kV: Sectionalizing – Carachugo / CSCA-1	91
6.3	Cálculos Justificativos para el Ajuste de los Relés de Protección de Sobrecorriente Direccional y No Direccional de Fases y Tierra en 22,9 kV (67/67N ó 50/51-50N/51N)	96
6.3.1	Subestación La Pajuela	96
6.3.2	Subestación Yanacocha Norte	97
6.3.3	Subestación Carachugo	97
6.3.4	Subestación Sectionalizing	98
6.3.5	Subestación La Quinoa	99
6.3.6	Subestaciones Crushing & Agglomeration, Booster Station, Polvorín, Derivaciones Carachugo	99
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
	ANEXOS	107
Anexo A	Esquemas Eléctricos de Protección	108
Anexo B	Parámetros Eléctricos del Sistema	115
Anexo C	Resultados de las Simulaciones del Flujo de Potencia	122
Anexo D	Resultados de las Simulaciones del Cortocircuito	151
Anexo E	Curvas de Coordinación	170
Anexo F	Planillas de Ajuste de los Relés de Protección	199
	BIBLIOGRAFÍA	242

PRÓLOGO

El presente Informe de Ingeniería “Estudio de Coordinación de la Protección de Minera Yanacocha – 22,9 kV” presenta una situación real, el cual se ha desarrollado durante la ejecución de las Obras Electromecánicas y actualizado durante la Puesta en Servicio.

Durante el inicio de sus operaciones el sistema eléctrico de distribución de Minera Yanacocha tenía como protección principal fusibles tipo Cut-Out, pero con el transcurrir del tiempo se ha incrementado la producción de mineral y por ende su carga eléctrica, lo cual ha originado realizar ampliaciones de sus plantas y líneas troncales en el nivel de 22,9 kV. Teniendo en consideración el avance y desarrollo de la electrónica digital y las comunicaciones fueron apareciendo modernos equipos de protección, cuyas características de operación ofrecen una serie de cualidades y ventajas sobre los sistemas de protección tradicionales.

El avance tecnológico en el campo de la electricidad y la electrónica asociado a la aparición de software de configuración y programación de equipos, obligan al personal técnico a asumir nuevos retos, permitiéndole realizar su trabajo con mayor flexibilidad soportado en las informaciones que le brindan los equipos, los cuales quedan registradas y permiten analizar cada evento a fin de tomar la acción correspondiente de manera inmediata.

Espero haber contribuido con la elaboración del presente Informe de Ingeniería en el desarrollo y análisis para quienes pretendan realizar estudios para sistemas de protección.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Introducción

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (**SEP**), están conformados por un gran número de componentes interconectados que están diseñados con el sólo propósito de generar y transmitir la energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Esto debe llevarse a cabo con la mayor eficiencia y mínima pérdida teniendo en cuenta la seguridad y aspectos del medio ambiente.

Todo SEP está constituido por equipos de alta tensión, los cuales naturalmente tienen ciertas limitaciones en su operación por estar sometidos a las tres principales variables, como son: **tensión, frecuencia y corriente**.

En todo instante, la generación de la potencia eléctrica debe ser igual al consumo más las pérdidas. Cualquier desequilibrio causará la variación de la frecuencia del sistema, es por ello que el objetivo de los sistemas de control es mantener el balance con un flujo de potencia óptimo de forma que se minimicen las pérdidas.

El control del balance puede llevarse a cabo manualmente por el personal de operación o automáticamente por el sistema de control. Dentro de este último podemos considerar el sistema de rechazo automático de carga que generalmente toma como referencia las variaciones de la frecuencia.

Los eventos que más afectan a los sistemas eléctricos son las perturbaciones que traen como consecuencia que la frecuencia, corriente y tensión excedan sus límites nominales.

La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a los relés de protección a través de los transformadores de medida, basado en esta información, los relés de protección detectarán todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación, las cuales pueden ser resultado de una perturbación en el equipo protegido.

Al producirse una perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección y algunas veces inclusive la fase fallada.

Cuando se trata de fallas fugaces (como es el caso de las descargas atmosféricas, leves contaminaciones, etc.), el restablecimiento puede ser efectuado por la lógica de operación del relé, por ejemplo la reconexión automática de los interruptores en las líneas de transmisión.

Para fallas más severas, especialmente fallas permanentes (como es el caso de rotura de conductores, rotura de aisladores, cortocircuito en devanados de transformadores, etc.), el restablecimiento automático no es posible debido a que el equipo fallado debe ser reparado o reemplazado. Para este tipo de fallas es importante que el personal de operaciones disponga de la información adecuada de la ubicación de la falla y los resultados del análisis de la misma, especialmente cuando se trate de líneas de transmisión. De aquí que los equipos de comunicación son necesarios para facilitar la operación centralizada y consecuentemente disponer de la información al momento.

La tecnología digital o numérica utilizada actualmente en los relés de protección permite al usuario disponer de mayor cantidad de información, que lo que antes se tenía con los relés electromecánicos y electrónicos, de aquí que podemos resumir los objetivos de los sistemas de protección de la siguiente forma:

Proteger los equipos eléctricos, es decir, limitar los deterioros y esfuerzos causados por las condiciones anormales de operación o fallas eléctricas.

Proteger los equipos de baja tensión que pueden ser deteriorados por efectos de inducción y a las personas que pueden sufrir lesiones a causa de las tensiones de toque y paso que generalmente se ven incrementadas en caso de fallas con contacto a tierra.

Proporcionar la información suficiente y necesaria para la rápida toma de decisiones en el restablecimiento de la instalación protegida.

1.2 Objetivo

El objetivo principal del presente estudio es determinar los ajustes de los nuevos relés de protección a ser instalados en las Líneas de Transmisión de 22,9 kV que conforman el Anillo, así como también la verificación de los ajustes de los relés existentes que no serán reemplazados y realizar sus respectivos ajustes de acuerdo a la situación actual.

Con dichos ajustes de la protección se logrará cumplir con los requisitos básicos de la ingeniería de protecciones, los cuales son: rapidez de operación, selectividad y confiabilidad, entre otros.

1.3 Alcances del Estudio

La compañía Minera Yanacocha S.R.L. en su proceso de expansión y crecimiento de la producción de mineral, ha decidido realizar ampliaciones de su red eléctrica en el nivel de 22,9 kV, equipándolas con relés de protección de última generación.

El sistema eléctrico en estudio abarca la subestación La Pajuela como subestación principal, a través de esta subestación se suministra energía a todo el sistema eléctrico de la mina; el cual tiene dos (2) transformadores de potencia de $55,5 \pm 16 \times 0,85\% / 22,9 / 10$ kV – 20/26,6/ 33,3 MVA mediante el cual alimenta a las subestaciones Carachugo, Yanacocha Norte, La Quinoa, Sectionalizing, Pond Carachugo, Maqui Maqui, Crushing & Agglomeration y Yanacocha Recycle / Booster Station, a través de líneas de transmisión de doble y simple terna en el nivel de 22,9 kV, formando de esta manera un Anillo entre las mismas; estas líneas tienen como protección principal relés numéricos multifunción, de tal forma que su operación ante cualquier falla que eventualmente se presente sea en forma selectiva y confiable.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Tomando como referencia el Diagrama Unifilar – General de Protecciones Plano N° DIAG-PROTEC-01 del ANEXO A, realizamos la descripción siguiente:

2.1 Subestación La Pajuela en 22,9 kV

2.1.1 Celda de Salida hacia la Subestación Carachugo (LPCA-1)

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en doble terna. Está formada por un interruptor extraíble y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

Protección Diferencial de Línea (**87L**)

Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)

Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)

Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)

Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)

Protección de Recierre (**79**)

2.1.2 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte 1 (LPYN-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en doble terna. Está formada por un interruptor extraíble y

el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.1.3 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte 2 (LPYN-2).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor extraíble y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.1.4 Celda de Salida hacia la Subestación La Quinoa (LPLQ-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor extraíble y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un

relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-02, con el equipamiento correspondiente a las salidas mencionadas líneas arriba.

2.2 Subestación Yanacocha Norte en 22,9 kV

2.2.1 Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPYN-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en doble terna. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)

- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.2.2 Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPYN-2).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal

L90 Line Differential Relay, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.2.3 Celda de Salida hacia la Subestación La Quinoa (LQYN-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal

L90 Line Differential Relay, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)

- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.2.4 Celda de Salida hacia la Subestación Sectionalizing (YNCS-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en simple terna. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-03, con el equipamiento correspondiente a las salidas mencionadas líneas arriba.

2.3 Subestación Carachugo en 22,9 kV

2.3.1 Celda de transformación lado 22,9 kV – TR1 y TR2.

Estas celdas están ubicadas en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor extraíble cada uno y el equipo de protección correspondiente, el que

consiste de un relé multifunción como protección principal **SR 750 Feeder Management Relay**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.3.2 Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPCA-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en doble terna. Está formada por un interruptor extraíble y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.3.3 Celda de Salida hacia la Subestación Sectionalizing (CSCA-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en simple terna. Está formada por un interruptor extraíble, y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.3.4 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Recycle Booster Station (BOOSTER STATION).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor extraíble, y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **SR 750 Feeder Management Relay**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-04, con el equipamiento correspondiente a las salidas mencionadas líneas arriba.

2.4 Subestación Sectionalizing en 22,9 kV

2.4.1 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte (YNCS-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en simple terna. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.4.2 Celda de Salida hacia la Subestación Carachugo (CSCA-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV, que comprende el equipamiento de la línea en simple terna. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea (**87L**)
- Protección de Distancia de Fases y Tierra (**21P/21N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)

- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

2.4.3 Celda de Salida hacia la Subestación Pond Carachugo (CSCP-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **SR 750 Feeder Management Relay**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra (**50/51 y 50N/51N**)
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra (**67/67N**)
- Protección de Fallo Interruptor (**50BF**)
- Protección de Recierre (**79**)

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-05, con el equipamiento correspondiente a las salidas mencionadas líneas arriba.

2.5 Subestación La Quinua en 22,9 kV

2.5.1 Celda de Salida hacia la Subestación La Pajuela (LPLQ-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **L90 Line Differential Relay**, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea **(87L)**
- Protección de Distancia de Fases y Tierra **(21P/21N)**
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**
- Protección de Fallo Interruptor **(50BF)**
- Protección de Recierre **(79)**

2.5.2 Celda de Salida hacia la Subestación Yanacocha Norte (LQYN-1).

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor, seccionadores de barra y de línea; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal

L90 Line Differential Relay, con funciones:

- Protección Diferencial de Línea **(87L)**
- Protección de Distancia de Fases y Tierra **(21P/21N)**
- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**
- Protección de Fallo Interruptor **(50BF)**
- Protección de Recierre **(79)**

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-06, con el equipamiento correspondiente a las salidas mencionadas líneas arriba.

2.6 Subestación Crushing & Agglomeration en 22,9 kV

2.6.1 Celda de Salida hacia PIT DEWATERING – LA QUINUA.

Esta celda está ubicada en la barra de 22,9 kV. Está formada por un interruptor; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **RECLOSER-NU LEC**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**
- Protección de Recierre **(79)**

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-01, con la ubicación del equipo mencionado.

2.7 Subestación Yanacocha Recycle Booster Station y Al Polvorín en 22,9 kV

2.7.1 Celda en la Línea Yanacocha – Booster Station.

Esta celda está ubicada en la línea de 22,9 kV. Está formada por un interruptor; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **RECLOSER-PCD 2000**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**
- Protección de Recierre **(79)**

2.7.2 Celda en la Línea Carachugo – Al Polvorín.

Esta celda está ubicada en la línea de 22,9 kV. Está formada por un interruptor; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **RECLOSER- PCD 2000**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**
- Protección de Recierre **(79)**

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-01, con la ubicación del equipo mencionado.

2.8 Subestación Carachugo – Derivaciones en 22,9 kV

2.8.1 Celda de Derivación hacia Yanacocha Norte.

Esta celda está ubicada en la línea de 22,9 kV. Está formada por un interruptor; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **RECLOSER-NU LEC**, con funciones:

- Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**
- Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**
- Protección de Recierre **(79)**

2.8.2 Celda de Derivación hacia Maqui – Maqui.

Esta celda está ubicada en la línea de 22,9 kV. Está formada por un interruptor; y el equipo de protección correspondiente, el que consiste de un relé multifunción como protección principal **RECLOSER-NU LEC**, con funciones:

Protección de Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra **(67/67N)**

Protección de Sobrecorriente No Direccional de Fases y Tierra **(50/51 y 50N/51N)**

Protección de Recierre **(79)**

En el ANEXO A, se muestra el Plano N° DIAG-PROTEC-01, con la ubicación del equipo mencionado.

CAPÍTULO III

SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección considerado en el presente estudio se detalla a continuación.

3.1 Subestación La Pajuela en 22,9 kV

3.1.1 Transformadores de Corriente

En el Cuadro N° 3.1, se muestran las características de los transformadores de corriente.

Código	S.E.	Equipo	Barra	A prim	A sec	VA nom	Clase
CT-6.1	La Pajuela	L/LPYN-1	B 22,9	300/600	5	15	Cl 0,5
CT-6.2	La Pajuela	L/LPYN-1	B 22,9	300/600	5	15	5P20
CT-7.1	La Pajuela	L/LPYN-2	B 22,9	300/600	5	15	Cl 0,5
CT-7.2	La Pajuela	L/LPYN-2	B 22,9	300/600	5	15	5P20
CT-9.1	La Pajuela	L/LPCA-1	B 22,9	300/600	5	15	Cl 0,5
CT-9.2	La Pajuela	L/LPCA-1	B 22,9	300/600	5	15	5P20
CT-12.1	La Pajuela	L/LPLQ-1	B 22,9	300/600	5	15	Cl 0,5
CT-12.2	La Pajuela	L/LPLQ-1	B 22,9	300/600	5	15	5P20

Cuadro N° 3.1: Características de los Transformadores de Corriente

3.1.2 Transformadores de Tensión

En el Cuadro N° 3.2, se muestran las características de los transformadores de tensión.

Código	S.E.	Equipo	Barra	kV prim	V sec	VA nom	Clase
VT-5.1	La Pajuela	CKTO-1	B 22,9	$22,9/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	Cl 0,5
VT-5.2	La Pajuela	CKTO-1	B 22,9	$22,9/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P
VT-5.1	La Pajuela	CKTO-2	B 22,9	$22,9/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	Cl 0,5
VT-5.2	La Pajuela	CKTO-2	B 22,9	$22,9/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P

Cuadro N° 3.2: Características de los Transformadores de Tensión

3.1.3 Relés de Protección

En el Cuadro N° 3.3, se muestran las características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip	
R-01	Diferencial Distancia	87L 21	CT-9.2	VT-5.2	La Pajuela	B 22,9	LPCA- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I ₀ > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I ₀ >, I ₀ >>	50N/51N						
Fallo Inter	50BF							
Rec. fases	79							
R-02	Diferencial Distancia	87L 21	CT-7.2	VT-5.2	La Pajuela	B 22,9	LPYN- 2	GE L90
	I> dir	67						
	I ₀ > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I ₀ >, I ₀ >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.3a: Características de los Relés

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip	
R-03	Diferencial Distancia	87L 21	CT-6.2	VT-5.2	La Pajuela	B 22,9	LPYN- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
	Fallo Inter.	50BF						
Rec. fases	79							
R-04	Diferencial Distancia	87L 21	CT- 12.2	VT-5.2	La Pajuela	B 22,9	LPLQ- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
	Fallo Inter.	50BF						
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.3b: Características de los Relés

3.2 Subestación Yanacocha Norte en 22,9 kV

3.2.1 Transformadores de Corriente

En el Cuadro N° 3.4, se muestran las características de los transformadores de corriente.

Código	S.E.	Equipo	Barra	A prim	A sec	VA nom	Clase
CT-21.1	Yanac. Nor	L/LPYN-2	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-21.2	Yanac. Nor	L/LPYN-2	B 22,9	50-600	5	15	5P20
CT-22.1	Yanac. Nor	L/LPYN-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-22.2	Yanac. Nor	L/LPYN-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20
CT-23.1	Yanac. Nor	L/LQYN-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-23.2	Yanac. Nor	L/LQYN-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20
CT-24.1	Yanac. Nor	L/YNCS-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-24.2	Yanac. Nor	L/YNCS-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20

Cuadro N° 3.4: Características de los Transformadores de Corriente

3.2.2 Transformadores de Tensión

En el Cuadro N° 3.5, se muestran las características de los transformadores de tensión.

Código	S.E.	Equipo	Barra	kV prim	V sec	VA nom	Clase
VT-6.1	Yanac. Nor	CKTO-1	B 22,9	$23,0/\sqrt{3}$	$115/\sqrt{3}$	2500	Cl 0,3
VT-6.2	Yanac. Nor	CKTO-1	B 22,9	$23,0/\sqrt{3}$	$115/\sqrt{3}$	2500	Cl 0,3

Cuadro N° 3.5: Características de los Transformadores de Tensión

3.2.3 Relés de Protección

En el Cuadro N° 3.6, se muestran las características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip.	
R-05	Diferencial Distancia	87L 21	CT-21.2	VT-6.2	Yanac. Norte	B 22,9	LPYN- 2	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							
R-06	Diferencial Distancia	87L 21	CT-22.2	VT-6.2	Yanac. Norte	B 22,9	LPYN- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.6a: Características de los Relés

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip.	
R-07	Diferencial Distancia	87L 21	CT-23.2	VT-6.2	Yanac. Norte	B 22,9	LQYN- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							
R-08	Diferencial Distancia	87L 21	CT-24.2	VT-6.2	Yanac. Norte	B 22,9	YNCS- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.6b: Características de los Relés

3.3 Subestación Carachugo en 22,9 kV

3.3.1 Transformadores de Corriente

En el Cuadro N° 3.7, se muestran las características de los transformadores de corriente.

Código	S.E.	Equipo	Barra	A prim	A sec	VA nom	Clase
CT-31.1	Carachugo	L/BO.STA	B 22,9	250/500	5	15	Cl 0,5
CT-31.2	Carachugo	L/BO.STA	B 22,9	250/500	5	15	5P20
CT-32.1	Carachugo	L/LPCA-1	B 22,9	300/600	5	15	Cl 0,5
CT-32.2	Carachugo	L/LPCA-1	B 22,9	300/600	5	15	5P20
CT-33.1	Carachugo	L/CSCA-1	B 22,9	200/400	5	15	Cl 0,5
CT-33.2	Carachugo	L/CSCA-1	B 22,9	200/400	5	15	5P20

Cuadro N° 3.7a: Características de los Transformadores de Corriente

Código	S.E.	Equipo	Barra	A prim	A sec	VA nom	Clase
CT-34.1	Carachugo	L/ TR 1	B 22,9	200/400	5	15	Cl 0,5
CT-34.2	Carachugo	L/ TR 1	B 22,9	200/400	5	15	5P20
CT-35.1	Carachugo	L/ TR 2	B 22,9	200/400	5	15	Cl 0,5
CT-35.2	Carachugo	L/ TR 2	B 22,9	200/400	5	15	5P20

Cuadro N° 3.7b: Características de los Transformadores de Corriente

3.3.2 Transformadores de Tensión

En el Cuadro N° 3.8, se muestran las características de los transformadores de tensión.

Código	S.E.	Equipo	Barra	kV prim	V sec	VA nom	Clase
VT-7.1	Carachugo	CKTO-1	B 22,9	$22,9/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	Cl 0,5
VT-7.2	Carachugo	CKTO-1	B 22,9	$22,9/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	3P

Cuadro N° 3.8: Características de los Transformadores de Tensión

3.3.3 Relés de Protección

En el Cuadro N° 3.9, se muestran las características de los relés del sistema de protección

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip	
R-09	I> dir	67	CT-31.2		Carac	B 22,9	BOOS. STATI	GE- SR750
	I _o > dir	67N						
	I> / inst	50						
	I> / temp.	51						
I _o > / inst	50N							
I _o > / temp.	51N							
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.9a: Características de los Relés

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca
						Barra	Equip	Model
R-10	Diferencial Distancia	87L 21	CT-32.2	VT-7.2	Carac	B 22,9	LPCA- 1	GE- L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. Fases	79							
R-11	Diferencial Distancia	87L 21	CT-33.2	VT-7.2	Carac	B 22,9	CSCA- 1	GE- L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							
R-12	I> dir	67	CT-34.2		Carac	B 22,9	TR 1	GE- SR750
	I _o > dir	67N						
	I> / inst	50						
	I> / temp.	51						
	I _o > / inst	50N						
	I _o > / temp.	51N						
R-13	I> dir	67	CT-35.2		Carac	B 22,9	TR 2	GE- SR750
	I _o > dir	67N						
	I> / inst	50						
	I> / temp.	51						
	I _o > / inst	50N						
	I _o > / temp.	51N						

Cuadro N° 3.9b: Características de los Relés

3.4 Subestación Sectionalizing en 22,9 kV

3.4.1 Transformadores de Corriente

En el Cuadro N° 3.10, se muestran las características de los transformadores de corriente.

Código	S.E.	Equipo	Barra	A prim	A sec	VA nom	Clase
CT-41.1	Sectional.	L/YNCS-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-41.2	Sectional.	L/YNCS-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20
CT-42.1	Sectional.	L/CSCA-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-42.2	Sectional.	L/CSCA-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20
CT-43.1	Sectional.	L/CSCP-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-43.2	Sectional.	L/CSCP-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20

Cuadro N° 3.10: Características de los Transformadores de Corriente

3.4.2 Transformadores de Tensión

En el Cuadro N° 3.11, se muestran las características de los transformadores de tensión.

Código	S.E.	Equipo	Barra	kV prim	V sec	VA nom	Clase
VT-8	Sectional.	CKTO-1	B 22,9	$23,0/\sqrt{3}$	$120/\sqrt{3}$	50	3P
VT-9	Sectional.	CKTO-2	B 22,9	$23,0/\sqrt{3}$	$120/\sqrt{3}$	50	3P
VT-10	Sectional.	CKTO-3	B 22,9	$23,0/\sqrt{3}$	$120/\sqrt{3}$	50	3P

Cuadro N° 3.11: Características de los Transformadores de Tensión

3.4.3 Relés de Protección

En el Cuadro N° 3.12, se muestran las características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip	
R-14	Diferencial Distancia	87L 21	CT- 41.2	VT-8	Section	B 22,9	YNCS -1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							
R-15	Diferencial Distancia	87L 21	CT- 42.2	VT-9	Section	B 22,9	CSCA- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							
R-16	I> / inst	50	CT- 43.2	VT-10	Section	B 22,9	CSCP- 1	GE SR750
	I> / temp.	51						
	I _o > / inst	50N						
	I _o > / temp.	51N						
	Fallo Inter.	50BF						
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.12: Características de los Relés

3.5 Subestación La Quinua en 22,9 kV

3.5.1 Transformadores de Corriente

En el Cuadro N° 3.13, se muestran las características de los transformadores de corriente.

Código	S.E.	Equipo	Barra	A prim	A sec	VA nom	Clase
CT-51.1	La Quinua	L/LPLQ-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-51.2	La Quinua	L/LPLQ-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20
CT-52.1	La Quinua	L/LQYN-1	B 22,9	50-600	5	15	Cl 0,5
CT-52.2	La Quinua	L/LQYN-1	B 22,9	50-600	5	15	5P20

Cuadro N° 3.13: Características de los Transformadores de Corriente

3.5.2 Transformadores de Tensión

En el Cuadro N° 3.14, se muestran las características de los transformadores de tensión.

Código	S.E.	Equipo	Barra	kV prim	V sec	VA nom	Clase
VT-11.1	La Quinua	CKTO-1	B 22,9	13,20	120	50	Cl 0,5
VT-11.2	La Quinua	CKTO-1	B 22,9	13,20	120	50	3P

Cuadro N° 3.14: Características de los Transformadores de Tensión

3.5.3 Relés de Protección

En el Cuadro N° 3.15, se muestran las características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Model
						Barra	Equip	
R-17	Diferencial Distancia	87L 21	CT- 51.2	VT-11.2	La Quin	B 22,9	LPLQ- 1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							
R-18	Diferencial Distancia	87L 21	CT- 52.2	VT-11.2	La Quin	B 22,9	LQYN -1	GE L90
	I> dir	67						
	I _o > dir	67N						
	I>, I>>	50/51						
	I _o >, I _o >>	50N/51N						
Fallo Inter.	50BF							
Rec. fases	79							

Cuadro N° 3.15: Características de los Relés

3.6 Subestación Crushing & Agglomeration en 22,9 kV

3.6.1 Transformador de Corriente

A continuación se muestran las características de los transformadores de corriente:

Relación de Transformación	2000:1
Precisión 10 A – 800 A	± 1%
Precisión 800 A – 12 500 A	5 %

3.6.2 Transformador de Tensión

A continuación se muestran las características de los transformadores de tensión:

Rango de la Tensión (Valor Eficaz Fase/Tierra)	2 – 15 kV
Resolución de la Tensión	1 V
Precisión de la Tensión	2,5 % ± 25 V

3.6.3 Recloser de Protección

En el Cuadro N° 3.16, se muestran las características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Modelo
						Barra	Equipo	
RC-1	I> dir	67	---	---	C & A	B 22,9	DEWAT.	NULEC N24
	I _o > dir	67N						
	I> / inst	50						
	I> / temp.	51						
	I _o > / inst	50N						
	I _o > / temp.	51N						
	Rec.	79						

Cuadro N° 3.16: Características del Recloser

3.7 Subestación Yanacocha Recycle Booster Station y Al Polvorín en 22,9 kV

3.7.1 Transformador de Corriente

A continuación se muestran las características de los transformadores de corriente:

Relación de Transformación	600:1
Rango por fases	LOW 50 to 800 A Primary HIGH 100 to 1600 A Primary

Rango por neutro : LOW 25 to 400 A Primary
HIGH 50 to 800 A Primary

3.7.2 Transformador de Tensión

A continuación se muestran las características de los transformadores de tensión:

Entradas en el lado secundario:

69V or 120V Wye (phase to ground)

120V or 208V Delta (phase to phase)

3.7.3 Recloser de Protección

En el Cuadro N° 3.17, se muestran las características de los relés del sistema de protección.

Relé	Tipo	Código	CT	VT	S.E.	Celda		Marca Modelo
						Barra	Equip	
RC-4	I> dir	67	---	---	BOOS. STATI.	B 22,9	BOOS. STATI.	ABB PCD 2000
	I _o > dir	67N						
	I> / inst	50						
	I> / temp.	51						
	I _o > / inst	50N						
	I _o > / temp.	51N						
	Rec.	79						
RC-5	I> dir	67	---	---	BOOS. STATI.	B 22,9	POLV.	ABB PCD 2000
	I _o > dir	67N						
	I> / inst	50						
	I> / temp.	51						
	I _o > / inst	50N						
	I _o > / temp.	51N						
	Rec.	79						

Cuadro N° 3.17: Características del Recloser

En el esquema general de protecciones la identificación de los relés de protección existentes se realizó de la siguiente manera:

Subestación La Pajuela	:	R-00, R-0, R-J y R-K
Subestación Yanacocha Norte	:	R-C, R-D, R-E y R-M
Subestación Carachugo	:	R-A y R-B
Subestación La Quinoa	:	R-F y R-G
Subestación Pond Carachugo	:	R-H y R-I
Subestación C & A	:	R-L
Subestación Booster Station	:	R-N
Banco de Condensadores	:	R-BC

CAPÍTULO IV

CRITERIOS ADOPTADOS PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 22,9 kV

4.1 Introducción

Dentro del proyecto “Segunda Etapa de la Ampliación del Sistema Eléctrico – 22,9 kV”, MINERA YANACocha S.R.L. ha previsto realizar ampliaciones de líneas, subestaciones y sus respectivos equipamientos de protección.

El sistema eléctrico de transmisión en 22,9 kV tendrá una configuración final en Anillo, que será alimentado en forma continua a través de la Subestación La Pajuela, que suministra la energía al sistema a través de dos líneas de transmisión en doble terna en el nivel de tensión de 60 kV provenientes de la Subestación Cajamarca Norte (CONEHUA), la cual es transformada a través de dos (02) transformadores de potencia de $55,5 \pm 16 \times 0,85\% / 22,9 / 10 \text{ kV} - 20 / 26,6 / 33,3 \text{ MVA}$.

En el caso en que salieran fuera de servicio las dos (02) líneas de 60 kV, inmediatamente se pondrá en servicio la línea de una sola terna en 60 kV proveniente de la Subestación Cajamarca (HIDRANDINA) y a su vez los grupos de generación local para así cubrir la demanda de las principales cargas.

Para lograr el propósito de detectar y despejar una condición de falla y otros disturbios, el sistema eléctrico de potencia está dividido en zonas de protección,

donde se aplicará apropiadamente los relés de protección para cada zona, para la detección de fallas e iniciar el aislamiento del circuito.

Dentro del planteamiento del análisis de flujo de potencia, se ha realizado una serie de contingencias (salidas de líneas en 22,9 kV) que se pueden presentar debido a fallas o disturbios en el sistema eléctrico.

El análisis de las contingencias nos permite definir cuales son los casos más extremos de salidas de líneas que debemos tener en cuenta, para definir nuestros ajustes de arranque de los relés de protección, conjuntamente con el análisis de cortocircuito y las contribuciones de las corrientes de falla en diferentes direcciones, nos permite analizar el comportamiento de dicha contribución en los demás relés de protección, y así tener un criterio amplio de ajuste de los diferentes relés de protección instalados en el sistema eléctrico en estudio.

Dado que la configuración del sistema eléctrico es en anillo la aplicación de relés direccionales es importante, para poder discriminar la dirección de la corriente de falla y aislar el circuito apropiado.

4.2 Protección Diferencial de Línea (87L)

La aplicación de esta función está dentro del esquema de protección principal, el cual está diseñado para proteger una zona específica, en nuestro caso instalados en las líneas principales de 22,9 kV; esta protección va a actuar cuando ocurran fallas dentro de la zona protegida (dentro de la línea), mas no para fallas que ocurran fuera de ella.

En forma general por razones de estabilidad y selectividad es importante asegurar un disparo rápido y simultáneo en ambos extremos, con el fin de despejar

una falla en cualquier punto de la línea protegida. Se requiere igualmente un disparo simultáneo con el fin de reducir daños en los equipos de la subestación y para poder utilizar los recierres de alta velocidad (1 shot).

El criterio fundamental para el cálculo de sus ajustes, se ha tomado en base a las diferentes simulaciones de flujo de potencia realizadas para diferentes contingencias que se pueden suscitar en el sistema eléctrico de potencia en estudio.

Dado que los ajustes se establecerán en base a los casos más críticos que se presenta ante una contingencia, es para evitar que el sistema colapse ante dicha contingencia.

Para nuestro sistema eléctrico en 22,9 kV, en la mayoría de las líneas, existen ramales para alimentar otras cargas, lo cual ocasiona un desbalance de cargas, pero la variación en el peor de los casos está por el orden del 4,4% de la carga en estado estable, y para los casos de contingencias la peor situación está por el orden del 18.7% y para el caso de emergencia (generación local) está por el orden del 4,3%; estos desbalances se cubrirán aumentando con criterio el valor del parámetro CURRENT DIFF PICKUP.

Para el caso de la línea CSCA-1, que tiene en ambos extremos de la línea un relé L-90, la función 87L debe ser desactivada debido a que en estado estable las cargas difieren demasiado, así como también en contingencias.

El principio básico de funcionamiento de la PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA, se fundamenta en la comparación de magnitud y ángulo de fase de la corriente (y por lo tanto también llamada protección por comparación de corriente).

El dispositivo de protección diferencial L-90, tiene ciertos límites de sensibilidad para poder compensar el efecto de no tener cantidades exactas en ambos

extremos de la línea en condiciones normales de operación, producido por la corriente de carga en la línea, así como también la detección de la saturación de los transformadores de corriente ante fallas externas.

Según recomendación del fabricante para el ajuste de los elementos:

4.2.1 Current Diff Pickup:

Este ajuste establece la sensibilidad del elemento para fallas de alta impedancia, y esto por consiguiente es deseable para elegir un nivel bajo, pero esto puede causar una mala operación para una falla externa causado por la saturación de los Transformadores de Corriente (CT).

Se tienen 02 posibilidades de ajuste:

Cuando es activado el elemento CHARGING CURRENT COMPENSATION, el ajuste mínimo debe ser igual al 150% de la corriente de carga en estado estable.

Cuando es desactivado el elemento CHARGING CURRENT COMPENSATION, el ajuste mínimo debe ser igual al 250% de la corriente de carga en estado estable.

4.2.2 Current Diff Restraint 1:

Este ajuste es usado para proporcionar sensibilidad contra fallas internas de alta impedancia o cuando debido a la configuración del sistema la corriente de falla es baja. El ajuste apropiado debe ser 30%.

4.2.3 Current Diff Restraint 2:

Este ajuste es usado para proporcionar seguridad contra fallas externas de alta corriente. El ajuste apropiado debe ser 50%.

4.2.4 Current Diff Break PT:

Este ajuste controla el umbral donde el relé realiza el cambio dentro de la característica del Restraint 1 hacia el Restraint 2, el cual es muy importante.

Aproximación a considerar:

Ajuste de 150% a 200% de la máxima corriente de carga de emergencia en la línea, en el supuesto que una corriente mantenida está por encima de este nivel es una falla.

4.3 Protección de Distancia de Fases y de Tierra (21P/21N)

La aplicación de esta función está dentro del esquema de protección de respaldo a tiempo definido, en el caso que falla la comunicación del L-90.

El criterio de ajuste de esta función para el caso específico de líneas de doble circuito, es que se va a tomar un circuito equivalente del paralelo de las 02 líneas, debido a que el relé recibe información de una sola corriente (suma de los 02 circuitos) y una sola tensión (tensión de la barra); y teniendo como premisa que en caso de líneas de doble circuito, siempre funcionarán ambos circuitos.

Y adoptando el criterio de sobre-alcance, lograremos cubrir por completo la línea, tanto para fallas entre fases como para fallas a tierra.

4.3.1 Phase Distance Zone 2

La Zona 2, es un elemento de sobrealcance que esencialmente cubre completamente la longitud de la línea. Típicamente el alcance es ajustado al 125% de la impedancia de secuencia positiva de la línea, para asegurar la operación con un adecuado margen para una falla al 100% de la longitud de la línea.

4.3.2 Ground Distance Zone 2

Para asegurar que la Zona 2 pueda ver el 100% de la línea, se debe tener en consideración el efecto mutuo de las líneas paralelas, ya que esto conlleva a un sub-alcance; y para cubrir toda la línea optamos por ajustar el alcance al 125% de la impedancia de secuencia positiva de la línea, y por lo tanto la temporización debe ser similar para el caso de falla de fases.

4.4 Protección de Sobrecorriente Direccional y No Direccional de Fases y Tierra (67/67N o 50/51-50N/51N)

Dado que nuestro sistema eléctrico en estudio tiene configuración en Anillo, la elección de funciones de sobrecorriente direccionales es esencial para discriminar fallas en diferentes direcciones.

Para la coordinación de los nuevos relés de protección se ha tomado como referencia los relés existentes, que se encuentran “aguas arriba” así como también de los relés que se encuentran “aguas abajo”, ya que las curvas de dichos relés nos servirán como límites para la aplicación de nuestras nuevas curvas de coordinación.

La coordinación entre los diversos elementos de protección de sobrecorriente se ha realizado mediante la definición de sus ajustes, de corriente, de tiempo, de tensión de polarización y del Máximo Torque Angular (MTA), de modo tal que se obtenga la mejor selectividad posible.

- a) Los ajustes de las funciones de protección de fallas entre fases (67 o 51) han sido verificados para que no operen con la corriente de carga y el caso mas extremo con la corriente de carga ante la ocurrencia de alguna contingencia (salida de líneas en 22,9 kV) de los equipos y circuitos que

protegen, se ha asumido un 20% adicional de la corriente de carga cuando se presenta la contingencia más crítica.

- b) Dado los casos más críticos, las corrientes de falla a tierra son valores sensiblemente menores a las corrientes de carga, entonces para el ajuste de la protección de falla a tierra (67N o 51N) se ha adoptado escoger valores de arranque menores que las corrientes de carga entre 30% y 40% de la corriente de carga en estado estable, con temporizaciones entre 400ms a 1000ms según el caso.
- c) Para el ajuste de sobrecorriente de fases se han escogido curvas de tiempo inverso y para el ajuste de sobrecorriente de tierra se han escogido curvas de tiempo inverso y definido.
- d) El intervalo de tiempo de coordinación entre relés es aproximadamente de 250ms a 300ms, como mínimo, determinado principalmente por el tiempo de actuación del relé más interruptor, con un margen de seguridad para compensar los errores que pudieran haber en los valores estimados de corriente de falla, tiempo de operación de los relés y errores en los transformadores de corriente.
- e) Para el ajuste del Momento de Torque Angular elegimos lo siguiente:
 - Para fallas entre fases elegimos un ángulo característico de 45°
 - Para fallas a tierra elegimos un ángulo característico de 110°
- f) Para el ajuste de la Tensión de Polarización elegimos lo siguiente:
 $0,70 \times V_T$
- g) Para la curva de daño del transformador se está utilizando la siguiente relación: $t = 1250 / (I/I_{NT})^2$. (I/I_{NT} : veces la $I_{nominal}$)

Para la corriente de INRUSH se está considerando que para $10 \cdot I_N$ un tiempo de 100ms.

Para el caso de los relés multifunción L-90 y SR-750 ubicados en las distintas subestaciones, la función de sobrecorriente de fases y de tierra son direccionales, de la barra hacia la línea (FORWARD), esto es para obtener una mejor selectividad para los casos de condición normal y contingencia. Para el caso de emergencia ante la ocurrencia de una falla entre fases en la subestación La Pajuela y una eventual generación hacia la red, se va a elegir un segundo umbral de ajuste sólo para los relés L-90 (REVERSE) ubicados en dicha subestación, lo cual tendrá un arranque del 120% de la carga en condición de emergencia, para un tiempo definido de 200ms.

Para la coordinación de sobrecorriente de fases y tierra, se está tomando como base que los dos (2) transformadores de potencia de la subestación La Pajuela están funcionando en forma paralela, para el caso en que trabaje un solo transformador de potencia y ante la eventualidad de una falla se pierde la coordinación.

Para el caso de la coordinación del BANCO DE CONDENSADORES, tomaremos la mitad del banco correspondiente a 7,50 MVAR, en el ANEXO E (Figuras N° E.1-12 y E.2-12), muestran los ajustes recomendados así como también sus curvas de coordinación.

4.5 Protección de Reenganche (79)

Para el uso de la filosofía de reenganche automático de los interruptores ante fallas transitorias en la línea, se ha habilitado la función de reenganche (79) en la protección principal, que actuará sólo cuando las fallas ocurran en la línea protegida

y sean monofásicas, es decir enviará una orden de cierre del polo abierto del interruptor por una sola vez. Cuando la falla afecte mas de una fase o la falla monofásica persista luego del reenganche, la unidad de reenganche quedará bloqueado y la apertura de los interruptores será en forma tripolar y definitiva.

Si la falla monofásica es detectada sólo por la función de respaldo dentro de la línea protegida, este enviará una señal de arranque de la unidad de reenganche, con el objeto de iniciar el ciclo de reenganche, todo este conjunto operará bajo el esquema de protección de disparo directo, con el apoyo de la fibra óptica para la apertura del interruptor del otro extremo de la línea.

4.6 Protección de Fallo de Interruptor (50BF)

Adicionalmente se tiene una protección de Falla de Interruptor para los interruptores de las líneas. Su actuación está condicionada a la operación de la protección principal y de respaldo, si estos actúan y el interruptor no abre, el relé 50BF debe actuar activando una alarma y no ordenando la apertura de los interruptores de los otros equipos conectados a la misma barra.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

5.1 Análisis de Flujo de Potencia

5.1.1 Introducción

El Sistema Eléctrico Yanacocha viene siendo alimentado desde la subestación La Pajuela 55,5±16x0,85%/22,9/10 kV – 20/26,6/ 33,3 MVA, mediante líneas de distribución primaria en 22,9 kV.

En el marco de ampliación del sistema de distribución primaria 22,9 kV se ha previsto la implementación de nuevas líneas en 22,9 kV que se describen a continuación:

Línea de doble circuito en 22,9 kV LPCA-1 para el enlace entre la subestación La Pajuela y subestación Carachugo de 8,00 km de longitud con conductor de 120 mm² – AAAC.

Línea de doble circuito en 22,9 kV LPYN-1 para el enlace entre la subestación La Pajuela y subestación Yanacocha Norte de 4,75 km de longitud con conductor de 120 mm² – AAAC.

Línea de doble circuito en 22,9 kV LPYN-2 para el enlace entre la subestación La Pajuela y subestación Yanacocha Norte de 4,14 km de longitud con conductor de 120 mm² – AAAC.

- Línea de doble circuito en 22,9 kV LPLQ-1 para el enlace entre la subestación La Pajuela y subestación La Quinoa de 1,95 km de longitud con conductor de 120 mm^2 – AAAC.
- Línea de simple circuito en 22,9 kV YNSC-1 para el enlace entre la subestación Yanacocha Norte y subestación Sectionalizing de 6,05 km de longitud con conductor de 240 mm^2 – AAAC.
- Línea de simple circuito en 22,9 kV LQYN-1 para el enlace entre la subestación La Quinoa y subestación Yanacocha Norte de 3,72 km de longitud con conductor de 120 mm^2 – AAAC.
- Línea de simple circuito en 22,9 kV CSCP-1 para el enlace entre la subestación Sectionalizing y subestación Pond Carachugo de 0,45 km de longitud con conductor de 120 mm^2 – AAAC.
- Línea de simple circuito 22,9 kV CSCA-1 para el enlace entre la subestación Sectionalizing y subestación Carachugo de 4,77 km de longitud con conductor de 240 mm^2 – AAAC.
- Línea de simple circuito 22,9 kV para el enlace entre la subestación Maqui Maqui con la derivación en la línea CSCA-1 5,70 km, de los cuales 4 km de longitud son de conductor de 70 mm^2 – Cu.

El presente análisis de flujo de potencia, comprende la evaluación del comportamiento en estado estacionario de la red de distribución primaria en 22,9 kV del Sistema Eléctrico Yanacocha en condiciones normales y de contingencia ante la desconexión de alguna de sus líneas de enlace 22,9 kV (criterio de condición N-1).

Para la evaluación del comportamiento de la red en estudio, se ha realizado simulaciones de flujo de potencia para el escenario de máxima demanda y mínima para el año 2003.

Para la definición de los escenarios se ha tomado como referencia el flujo de potencia a través de los dos transformadores de potencia $55,5 \pm 16 \times 0,85\% / 22,9 / 10 \text{ kV} - 20 / 26,6 / 33,3 \text{ MVA}$ de la subestación La Pajuela. Se ha definido como escenario de máxima demanda a la condición de operación sin los grupos térmicos de la generación local y con las líneas de transmisión L-6648 y L-6649 (Cajamarca Norte - La Pajuela) en servicio, así mismo se ha definido como escenario de mínima demanda a la condición de operación con cargas esenciales y con los grupos térmicos de la generación local en servicio y con las líneas de transmisión L-6648 y L-6649 fuera de servicio, debido a que la generación local no cubre la demanda de las cargas esenciales se tiene previsto el reingreso de la línea de transmisión 60 kV (Cajamarca – La Pajuela).

5.1.2 Metodología

Las simulaciones de flujo de potencia permiten observar el comportamiento del sistema en estado estacionario con el fin de determinar los niveles de tensión en las barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores de potencia.

Para las simulaciones de flujo de potencia se ha representado el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional como un generador síncrono equivalente, la ubicación del mismo se ha definido de acuerdo al escenario analizado. Para el escenario de máxima demanda el generador equivalente se ha concentrado en la subestación Trujillo Norte 220 kV y para el escenario de mínima demanda

(operación en emergencia), el generador equivalente ha sido concentrado en la subestación Cajamarca 60 kV.

Las simulaciones de flujo de potencia se han efectuado considerando la demanda del año 2003. Los flujos de potencia con desconexión de líneas han sido simulados para el escenario de máxima demanda con el fin de evaluar los niveles de sobrecarga en las líneas de distribución primaria 22,9 kV y transformadores de potencia así como los niveles de tensión en las barras.

En el ANEXO B, se muestran los Parámetros Eléctricos del Sistema.

En régimen permanente, se evalúa los resultados de los flujos de potencia, considerándose como criterio de calidad y confiabilidad que el sistema debe satisfacer las siguientes condiciones:

- Niveles de tensión admisibles en barras.

Operación normal : $\pm 5\% V_n$

Operación en contingencia : $\pm 10\% V_n$

- Cargas de líneas y transformadores

Líneas de transmisión : 100% de su potencia nominal.

Transformadores de potencia : 100% de su potencia nominal.

En todos los casos se ha considerado lo siguiente:

- Las cargas con el modelo de potencia constante, concentradas en las salidas 4,16 kV y 0,48 kV de las subestaciones La Quinua, Carachugo, Yanacocha Norte, Pond Carachugo, Maqui Maqui, Agglomeration y China Linda.

Los grupos térmicos de la generación local del Sistema Eléctrico Yanacocha están para entrar en servicio durante la operación en emergencia, con operación sólo con cargas esenciales.

5.1.3 Resultados

Para las simulaciones presentadas no se ha considerado el futuro ingreso de los bancos de condensadores de 3750 kVAR en la subestación La Pajuela. Los resultados de las simulaciones de flujo de potencia se presentan en el ANEXO C, para operación normal y con contingencia. Los resultados en general no muestran tensiones fuera de los límites permisibles ni sobrecarga en los equipos.

5.1.3.1 Máxima Demanda Año 2003

a) **Máxima Demanda Año 2003 (sin desconexión de líneas)**

Para esta simulación se ha considerado que todas las líneas de distribución primaria 22,9 kV se encuentran en servicio. La presente simulación se ha realizado para evaluar el perfil de tensiones en las subestaciones así como el nivel de sobrecarga en las líneas de distribución primaria 22,9 kV.

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP-MAXD-03, según se indica:

Cuadro N° C.1: Resultados de Flujo de potencia

Cuadro N° C.2: Perfil de Tensiones

Plano N° FP-MAXD-03

Del cual se observa que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV, 4,16 kV y 0,48 kV se encuentran dentro de los límites admisibles.

b) Flujo de Potencia sin la línea 22,9 kV LPCA-1

Se ha simulado la desconexión de la línea de doble circuito 22,9 kV LPCA-1 (La Pajuela - Carachugo), para evaluar los niveles de tensión en las subestaciones Carachugo, Maqui Maqui y China Linda, y el nivel de sobrecarga en la línea YNSC-1 (Yanacocha Norte – Sectionalizing).

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP-MAXD-03-C1, según se indica:

Cuadro N° C.3: Resultados de Flujo de potencia

Cuadro N° C.4: Perfil de Tensiones

Plano N° FP-MAXD-03-C1

Del cual se observa que se presentan sobrecargas en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV, 4,16 kV y 0,48 kV se encuentran dentro de los límites admisibles.

c) Flujo de Potencia sin la línea 22,9 kV YNSC-1

Se simula la desconexión de la línea 22,9 kV de simple circuito YNSC-1 (Yanacocha Norte - Sectionalizing), para evaluar los niveles de tensión en las subestaciones Carachugo, Pond Carachugo, Maqui Maqui y China Linda así como el nivel de sobrecarga en la línea YNCA-1 (Yanacocha Norte - Carachugo).

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP-MAXD-03-C2, según se indica:

Cuadro N° C.5: Resultados de Flujo de potencia

Cuadro N° C.6: Perfil de Tensiones

Plano N° FP-MAXD-03-C2

Del cual se observa que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV, 4,16 kV y 0,48 kV se encuentran dentro de los límites admisibles.

d) Flujo de Potencia sin la línea 22,9 kV LPYN-1

Para la presente simulación se ha considerado la desconexión de la línea LPYN-1 (La Pajuela – Yanacocha Norte) para evaluar los niveles de tensión en la subestación Yanacocha Norte y la sobrecarga en la línea LPYN-2 (La Pajuela – Yanacocha Norte).

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP-MAXD-03-C3, según se indica:

- Cuadro N° C.7: Resultados de Flujo de potencia
- Cuadro N° C.8: Perfil de Tensiones
- Plano N° FP-MAXD-03-C3

Del cual se observa que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV, 4,16 kV y 0,48 kV se encuentran dentro de los límites admisibles.

e) Flujo de Potencia sin la línea 22,9 kV LPLQ-1

Se ha simulado la desconexión de la línea LPLQ (La Pajuela – La Quinoa) para evaluar los niveles de tensión en la subestación La Quinoa y el nivel de sobrecarga en la línea La Quinoa – Yanacocha Norte.

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP-MAXD-03-C4, según se indica:

- Cuadro N° C.9: Resultados de Flujo de potencia
- Cuadro N° C.10: Perfil de Tensiones

Plano N° FP-MAXD-03-C4

Del cual se observa que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en la subestación La Quinoa alcanzan los valores de 0,92 pu para 22,9 kV y 0,91 pu para 4,16 kV encontrándose dentro de los límites admisibles para operación en contingencia (0,95 pu – 1,05 pu).

f) Flujo de Potencia sin la línea 22,9 kV CSCA-1

Para el presente caso se ha simulado la desconexión de la línea CSCA-1 (Sectionalizing - Carachugo) para evaluar los niveles de tensión en las subestaciones Carachugo, Maqui Maqui y China Linda, así como el nivel de sobrecarga en la línea YNCA-1 (Yanacocha Norte - Carachugo).

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP-MAXD-03-C5, según se indica:

Cuadro N° C.11: Resultados de Flujo de potencia

Cuadro N° C.12: Perfil de Tensiones

Plano N° FP-MAXD-03-C5

Del cual se observa que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en las subestaciones Carachugo, Maqui Maqui y China Linda se encuentran dentro del rango permisible para operación con contingencia debido a que el flujo de potencia en la línea CSCA-1 en condiciones normales no supera los 100 kW.

5.1.3.2 Mínima Demanda Año 2003

a) Flujo de Potencia para operación de emergencia (con generación local)

La presente simulación representa la operación en emergencia del Sistema Eléctrico Yanacocha, ante la indisponibilidad del enlace Trujillo Norte – Cajamarca Norte – La Pajuela. Ante una contingencia como la referida anteriormente, se pone en servicio los grupos térmicos instalados en las subestaciones: La Quinoa, Yanacocha Norte, Carachugo, Pond Carachugo y Maqui Maqui, debido a que la generación local no cubre la demanda total de las cargas esenciales, se cuenta con una línea de transmisión 60 kV que enlaza las subestaciones Cajamarca y La Pajuela para completar el suministro de potencia restante.

Con el fin de obtener el mínimo flujo de potencia a través de la línea 60 kV Cajamarca – La Pajuela, en la simulación presentada, se ha considerado la máxima potencia permisible de los grupos térmicos de acuerdo a la altitud sobre el nivel del mar en el que se encuentran instalados (100% de la potencia efectiva).

En el ANEXO C, se muestran los resultados en forma tabulada y gráfica, para el Caso FP–MIND–03, según se indica:

Cuadro N° C.13: Resultados de Flujo de potencia

Cuadro N° C.14: Perfil de Tensiones

Plano N° FP-MIND-03

Del cual se observa que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución 22,9 kV y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV, 4,16

kV y 0,48 kV se encuentran dentro de los límites admisibles para operación con contingencia.

5.2 Análisis de Cortocircuito

5.2.1 Introducción

El propósito del presente análisis de cortocircuito es determinar el comportamiento del Sistema Eléctrico Yanacocha, ante la ocurrencia de fallas, con el fin de determinar el ajuste de los relés de protección de los componentes del sistema eléctrico en Estudio.

En las simulaciones de cortocircuito, se obtuvieron los niveles de falla trifásica y monofásica a tierra en todas la subestaciones del Sistema Eléctrico Yanacocha en los escenarios de máxima y mínima demanda (operación en emergencia). Estas condiciones permiten conocer los valores extremos, máximos y mínimos de falla necesarias para la correcta coordinación de las protecciones, objetivo final del presente Estudio.

5.2.2 Metodología

Para la determinación de las corrientes de falla, se ha utilizado el protocolo estándar en el régimen bajo carga, es decir que el cálculo esta basado en las tensiones prefalla y la superposición de la corriente de falla con la corriente de carga.

Para determinar las máximas y mínimas corrientes de falla, se ha definido un escenario de máxima corriente de falla correspondiente a la mínima demanda (operación de emergencia) y un escenario de mínima corriente de falla correspondiente a la máxima demanda (sin generación local).

Cabe remarcar que, como las subestaciones del Sistema Eléctrico Yanacocha se encuentran relativamente alejadas en términos eléctricos de las centrales de generación del SEIN, por lo tanto, para la determinación de las máximas corrientes de falla para el periodo subtransitorio en valores de kA RMS se ha considerado el escenario de mínima demanda por la entrada en servicio de la generación local ante la operación en emergencia y considerando el aporte de los motores de inducción de concentrados en las barras principales.

5.2.2.1 Corrientes de falla trifásica

Se ha calculado las corrientes de falla trifásica en barras de 22,9 kV, 4,16 kV y 0,48 kV de la red en Estudio, para determinar la máxima corriente de falla se ha considerado el escenario de mínima demanda (operación en emergencia) y para determinar la mínima corriente de falla se ha considerado el escenario de máxima demanda en operación normal (con las líneas L-6648 y L-6649 en servicio). Las altas corrientes de falla trifásica se presentan en la operación de emergencia por la presencia de los grupos térmicos de generación local.

5.2.2.2 Corrientes de falla monofásica

En lo que concierne a la falla monofásica, se hicieron cálculos de corrientes de falla para valores de resistencia de falla de 0Ω y 20Ω , lográndose de esta manera una adecuada cobertura de resultados.

Para determinar la máxima corriente de falla monofásica se ha considerado el escenario de máxima demanda (en operación normal) y para determinar la mínima corriente de falla se ha considerado el escenario de mínima demanda (operación en emergencia) debido que ante una falla monofásica en el sistema de distribución 22,9 kV no se presentan corrientes de contribución desde los grupos térmicos de

generación local por la conexión triángulo en el lado 22,9 kV de los transformadores de distribución del Sistema Eléctrico Yanacocha.

Cabe resaltar que, las corrientes de falla monofásica en las líneas de 22,9 kV se encuentran limitadas a un valor máximo de 1000 A debido a la instalación de resistencias de 26,4 ohm en el neutro del devanado estrella del lado 22,9 kV de los transformadores de potencia 60/22,9/10 kV de la subestación La Pajuela.

5.2.3 Resultados

Los resultados de las simulaciones de cortocircuito para el año 2003 se muestran en forma tabulada y gráfica en el ANEXO D, tal como se indica:

Caso: CC-MAXD-03-R0 Máxima Demanda Año 2003 ($R_f = 0 \Omega$)

Cuadro N° D.1: Resultados de Cortocircuito

Plano N° CC-MAXD-03-R0 (1 de 1)

Caso: CC-MAXD-03-R20 Máxima Demanda Año 2003 ($R_f = 20 \Omega$)

Cuadro N° D.2: Resultados de Cortocircuito

Plano N° CC-MAXD-03-R20 (1 de 1)

Caso: CC-MIND-03-R0 Mínima Demanda Año 2003 ($R_f = 0 \Omega$)

Cuadro N° D.3: Resultados de Cortocircuito

Plano N° CC-MIND-03-R0 (1 de 1)

Caso: CC-MIND-03-R20 Mínima Demanda Año 2003 ($R_f = 20 \Omega$)

Cuadro N° D.4: Resultados de Cortocircuito

Plano N° CC-MIND-03-R20 (1 de 1)

Caso: CC-MIND-03-STR Mínima Demanda Año 2003 ($R_f = 20 \Omega$)

Cuadro N° D.5: Resultados de Cortocircuito

Plano N° CC-MIND-03-STR (1 de 2 y 2 de 2)

Esto con el fin de observar las corrientes de falla en barras y sus contribuciones a través de las líneas y transformadores conectadas a las mismas.

Además, se presentan las corrientes de falla totales en cada una de las barras de la red de distribución primaria del Sistema Eléctrico Yanacocha.

De los resultados presentados se concluye lo siguiente:

La máxima corriente de falla monofásica para los periodos transitorios y subtransitorios en el sistema de distribución primaria 22,9 kV no supera el valor de 1000 A.

Los valores mas elevados de corriente para fallas monofásicas se presentan para el caso de máxima demanda en operación normal, con las líneas de transmisión 60 kV L-6648 y L-6649 (Cajamarca Norte – La Pajuela) en servicio.

Los valores mas elevados de corriente para fallas trifásicas se presentan para el caso de operación en emergencia (con la generación local en servicio).

La contribución de corrientes desde los motores de inducción, sólo tiene incidencia en el periodo subtransitorio y para el caso de fallas en el sistema de distribución primaria se presentan sólo ante la ocurrencia de fallas trifásicas, donde la contribución de corrientes a la falla desde las líneas 22,9 kV es incrementada en aproximadamente 25%.

CAPÍTULO VI

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

6.1 Cálculos Justificativos para el Ajuste de los Relés de Protección Diferencial de Línea (87L)

6.1.1 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Carachugo / LPCA-1

Datos:

$$TC_{LA\ PAJUELA} = 300/600/5\ A$$

$$TC_{CARACHUGO} = 300/600/5\ A$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 7,10 MVA que representa una corriente de 179,00 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace YNCS-1, y en esas condiciones circula una potencia de 9,00 MVA que representa una corriente de 226,91 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{\text{tap}} = 1,20 \times 226,91 = 272,30\text{A}$$

⇒ Elegimos **TC = 600/5 A** (en ambos extremos de la línea)

Tomando el criterio recomendado por el fabricante, se va a habilitar la función: CHARGING CURRENT COMPENSATION entonces,

Caso 1: Carga Estable

- Pickup = $150\% \times I_{CAR. ESTAB} = 1,50 \times 179,00A = 268,50A \leftrightarrow$
 $268,50 \times (5/600) = 2,2375 A$
 Pickup = $2,2375/5 = 0,4475 \Rightarrow$ **PICKUP = 0,45 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%
- Breakpoint = $200\% \times I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 226,91A = 453,82A \leftrightarrow$
 $453,82 \times (5/600) = 3,7818 A$
 Breakpoint = $3,7818/5 = 0,7564 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 0,77 PU**

Caso 2: Carga Debido a una Contingencia

- Pickup = $150\% \times I_{CONTING.} = 1,50 \times 226,91A = 340,37A \leftrightarrow$
 $340,37 \times (5/600) = 2,8364 A$
 Pickup = $2,8364/5 = 0,5673 \Rightarrow$ **PICKUP = 0,57 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%

- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 226,91 A = 453,82 A \leftrightarrow$
 $453,82 \times (5/600) = 3,7818 A$
 Breakpoint = $3,7818/5 = 0,7564 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 0,76 PU**

En conclusión:

- PICKUP = 0,57 PU
- CT Tap1 = 1,0
- CT Tap2 = 1,0
- RESTRAINT 1 = 30%
- RESTRAINT 2 = 50%
- BREAKPOINT = 0,76 PU

6.1.2 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 1 / LPYN-1

Datos:

$$TC_{LA PAJUELA} = 300/600/5 A$$

$$TC_{YAN. NORTE} = 50-600/5 A$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 9,97 MVA que representa una corriente de 251,36 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace LPLQ-1, y en esas condiciones circula una potencia de 15,85 MVA que representa una corriente de 399,61 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{tap} = 1,20 \times 399,61 = 479,532 A$$

\Rightarrow Elegimos **TC = 600/5 A** (en ambos extremos de la línea)

Tomando el criterio recomendado por el fabricante, se va a habilitar la función: CHARGING CURRENT COMPENSATION entonces,

Caso 1: Carga Estable

- Pickup = 150% x I_{CAR. ESTAB} = 1,50x251,36A = 377,04A ↔
 $377,04 \times (5/600) = 3,1420 \text{ A}$
 Pickup = 3,1420/5 = 0,6284 ⇒ **PICKUP = 0,63 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%
- Breakpoint = 200% x I_{MAX. EMERG.} = 2,00x399,61A = 799,22A ↔
 $799,22 \times (5/600) = 6,6602 \text{ A}$
 Breakpoint = 6,6602/5 = 1,3320 ⇒ **BREAKPOINT = 1,33 PU**

Caso 2: Carga Debido a una Contingencia

- Pickup = 150% x I_{CONTING.} = 1,50x399,61A = 599,42A ↔
 $599,42 \times (5/600) = 4,9952 \text{ A}$
 Pickup = 4,9952/5 = 0,9990 ⇒ **PICKUP = 1,00 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%

- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 399,61 A = 799,22 A \leftrightarrow$
 $799,22 \times (5/600) = 6,6602 A$
 Breakpoint = $6,6602/5 = 1,3320 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 1,33 PU**

En conclusión:

- PICKUP = 1,00 PU
- CT Tap1 = 1,0
- CT Tap2 = 1,0
- RESTRAINT 1 = 30%
- RESTRAINT 2 = 50%
- BREAKPOINT = 1,33 PU

6.1.3 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 2 / LPYN-2

Datos:

$$TC_{LA PAJUELA} = 300/600/5 A$$

$$TC_{YAN. NORTE} = 50-600/5 A$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 11,39 MVA que representa una corriente de 287,16 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace LPLQ-1, y en esas condiciones circula una potencia de 18,14 MVA que representa una corriente de 457,34 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{tap} = 1,20 \times 457,34 = 548,808 A$$

\Rightarrow Elegimos **TC = 600/5 A** (en ambos extremos de la línea)

Tomando el criterio recomendado por el fabricante, se va a habilitar la función: CHARGING CURRENT COMPENSATION entonces,

Caso 1: Carga Estable

- Pickup = 150% x $I_{CAR. ESTAB}$ = 1,50x287,16A = 430,74A ↔
 $430,74x(5/600) = 3,5895$ A
 Pickup = 3,5895/5 = 0,7179 ⇒ **PICKUP = 0,72 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%
- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.}$ = 2,00x457,34A = 914,68A ↔
 $914,68x(5/600) = 7,6223$ A
 Breakpoint = 7,6223/5 = 1,5245 ⇒ **BREAKPOINT = 1,52 PU**

Caso 2: Carga Debido a una Contingencia

- Pickup = 150% x $I_{CONTING.}$ = 1,50x457,34A = 686,01A ↔
 $686,01x(5/600) = 5,7168$ A
 Pickup = 5,7168/5 = 1,1434 ⇒ **PICKUP = 1,14 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%

$$\text{Breakpoint} = 200\% \times I_{\text{MAX. EMERG.}} = 2,00 \times 457,34 \text{ A} = 914,68 \text{ A} \leftrightarrow$$

$$914,68 \times (5/600) = 7,6223 \text{ A}$$

$$\text{Breakpoint} = 7,6223/5 = 1,5245 \Rightarrow \text{BREAKPOINT} = 1,52 \text{ PU}$$

En conclusión:

$$\text{PICKUP} = 1,14 \text{ PU}$$

$$\text{CT Tap1} = 1,0$$

$$\text{CT Tap2} = 1,0$$

$$\text{RESTRAINT 1} = 30\%$$

$$\text{RESTRAINT 2} = 50\%$$

$$\text{BREAKPOINT} = 1,52 \text{ PU}$$

6.1.4 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – La Quinua / LPLQ-1

Datos:

$$TC_{\text{LA PAJUELA}} = 300/600/5 \text{ A}$$

$$TC_{\text{LA QUINUA}} = 50-600/5 \text{ A}$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 13,08 MVA que representa una corriente de 329,77 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace LPYN-1, y en esas condiciones circula una potencia de 15,52 MVA que representa una corriente de 391,30 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{\text{tap}} = 1,20 \times 391,30 = 469,56 \text{ A}$$

⇒ Elegimos **TC = 600/5 A** (en ambos extremos de la línea)

Tomando el criterio recomendado por el fabricante, se va a habilitar la función: CHARGING CURRENT COMPENSATION entonces,

Caso 1: Carga Estable

- Pickup = 150% x $I_{CAR. ESTAB}$ = 1,50x329,77A = 494,66A ↔
 $494,66 \times (5/600) = 4,1222$ A
 Pickup = 4,1222/5 = 0,8244 ⇒ **PICKUP = 0,82 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%
- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.}$ = 2,00x391,30A = 782,60A ↔
 $782,60 \times (5/600) = 6,5217$ A
 Breakpoint = 6,5217/5 = 1,3043 ⇒ **BREAKPOINT = 1,30 PU**

Caso 2: Carga Debido a una Contingencia

- Pickup = 150% x $I_{CONTING.}$ = 1,50x391,30A = 586,95A ↔
 $586,95 \times (5/600) = 4,8913$ A
 Pickup = 4,8913/5 = 0,9783 ⇒ **PICKUP = 0,98 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%

- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 391,30A = 782,60A \leftrightarrow$
 $782,60 \times (5/600) = 6,5217 A$
 Breakpoint = $6,5217/5 = 1,3043 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 1,30 PU**

En conclusión:

- PICKUP = 0,98 PU
- CT Tap1 = 1,0
- CT Tap2 = 1,0
- RESTRAINT 1 = 30%
- RESTRAINT 2 = 50%
- BREAKPOINT = 1,30 PU

6.1.5 Línea en 22,9 kV: Yanacocha Norte – Sectionalizing / YNCS-1

Datos:

$$TC_{YAN. NORTE} = 50-600/5 A$$

$$TC_{SECTIONAL.} = 50-600/5 A$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 2,74 MVA que representa una corriente de 69,08 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace LPCA-1, y en esas condiciones circula una potencia de 6,18 MVA que representa una corriente de 155,81 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{tap} = 1,20 \times 155,81 = 186,97A$$

\Rightarrow Elegimos **TC = 400/5 A** (en ambos extremos de la línea)

Tomando el criterio recomendado por el fabricante, se va ha Habilitar la función: CHARGING CURRENT COMPENSATION entonces,

Caso 1: Carga Estable

- Pickup = $150\% \times I_{CAR. ESTAB} = 1,50 \times 69,08A = 103,62A \leftrightarrow$
 $103,62 \times (5/400) = 1,295 A$
 Pickup = $1,295/5 = 0,259 \Rightarrow$ **PICKUP = 0,26 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%
- Breakpoint = $200\% \times I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 155,81A = 311,62A \leftrightarrow$
 $311,62 \times (5/400) = 3,9000 A$
 Breakpoint = $3,9000/5 = 0,78 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 0,78 PU**

Caso 2: Carga Debido a una Contingencia

- Pickup = $150\% \times I_{CONTING.} = 1,50 \times 155,81A = 233,72A \leftrightarrow$
 $233,72 \times (5/400) = 2,9215 A$
 Pickup = $2,9215/5 = 0,5843 \Rightarrow$ **PICKUP = 0,58 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%

- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 155,81A = 311,62A \leftrightarrow$
 $311,62 \times (5/400) = 3,9000 A$
 Breakpoint = $3,9000/5 = 0,78 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 0,78 PU**

En conclusión:

- PICKUP = 0,58 PU
- CT Tap1 = 1,0
- CT Tap2 = 1,0
- RESTRAINT 1 = 30%
- RESTRAINT 2 = 50%
- BREAKPOINT = 0,78 PU

6.1.6 Línea en 22,9 kV: La Quinua – Yanacocha Norte / LQYN-1

Datos:

$$TC_{YAN. NORTE} = 50-600/5 A$$

$$TC_{SECTIONAL.} = 50-600/5 A$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 1,36 MVA que representa una corriente de 34,30 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace LPLQ-1, y en esas condiciones circula una potencia de 12,35 MVA que representa una corriente de 311,37 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{tap} = 1,20 \times 311,37 = 373,64A$$

\Rightarrow Elegimos **TC = 400/5 A** (en ambos extremos de la línea)

Tomando el criterio recomendado por el fabricante, se va ha Habilitar la función: CHARGING CURRENT COMPENSATION entonces,

Caso 1: Carga Estable

- Pickup = 150% x $I_{CAR. ESTAB}$ = 1,50x34,30A = 51,45A ↔
 $51,45x(5/400) = 0,6431$ A
 Pickup = 0,6431/5 = 0,1286 **PICKUP = 0,13 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1,0
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%
- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.}$ = 2,00x311,37A = 622,74A ↔
 $622,74x(5/400) = 7,7843$ A
 Breakpoint = 7,7843/5 = 1,5569 ⇒ **BREAKPOINT = 1,56 PU**

Caso 2: Carga Debido a una Contingencia

- Pickup = 150% x $I_{CONTING.}$ = 1,50x311,37A = 467,06A ↔
 $467,06x(5/400) = 5,8383$ A
 Pickup = 5,8383/5 = 1,1677 **PICKUP = 1,17 PU**
- Cálculo del Factor de Relación (02 terminales):
CT Tap1 = 1,0 y CT Tap2 = 1
- Restraint 1 (Pendiente del primer tramo)
Restraint = 30%
- Restraint 2 (Pendiente del segundo tramo)
Restraint = 50%

- Breakpoint = 200% x $I_{MAX. EMERG.} = 2,00 \times 311,37A = 622,74A \leftrightarrow$
 $622,74 \times (5/400) = 7,7843 A$
 Breakpoint = $7,7843/5 = 1,5569 \Rightarrow$ **BREAKPOINT = 1,56 PU**

En conclusión:

- PICKUP = 1,17 PU
- CT Tap1 = 1,0
- CT Tap2 = 1,0
- RESTRAINT 1 = 30%
- RESTRAINT 2 = 50%
- BREAKPOINT = 1,56 PU

6.1.7 Línea en 22,9 kV: Sectionalizing – Carachugo / CSCA-1

En esta línea queda desactivada la función 87L, debido a que la variación de carga es demasiada alta, y de acuerdo con el análisis de contingencias el sentido de los flujos varía en ambos extremos. Pero calcularemos la relación de transformación de los transformadores de corriente (TC).

6.1.7.1 Lado: Subestación Sectionalizing

$$TC_{SECTIONAL.} = 50-600/5 A$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia de 0,04 MVA que representa una corriente de 1,01 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace LPCA-1, y en estas condiciones circula una potencia total de 3,44 MVA que representa una corriente de 86,72 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{tap} = 1,20 \times 86,72 = 104,06A$$

\Rightarrow Elegimos **TC = 400/5 A**

6.1.7.2 Lado: Subestación Carachugo

$$TC_{\text{CARACHUGO}} = 200/400/5 \text{ A}$$

Para condiciones normales de operación, por la línea se transmite una potencia total de 2,19 MVA que representa una corriente de 55,21 A.

La condición más crítica es cuando se rompe el enlace YNCS-1, y en estas condiciones circula una potencia total de 5,00 MVA que representa una corriente de 126,06 A.

$$\text{Cálculo del tap del transformador de corriente, } I_{\text{tap}} = 1,20 \times 126,06 = 151,27 \text{ A}$$

$$\Rightarrow \text{Elegimos TC} = 400/5 \text{ A}$$

6.2 Cálculos Justificativos para el Ajuste de los Relés de Protección de Distancia de Fases y Tierra (21P/21N)

A continuación presentamos los parámetros eléctricos de los calibres AAAC 120mm² y AAAC 240mm².

Calibre AAAC 120mm²

$$R1 = 0,30520 \ \Omega/\text{km}, \quad X1 = 0,43867 \ \Omega/\text{km}, \quad B1 = 3,7907 \ \mu\text{S}/\text{km}$$

$$R0 = 0,48109 \ \Omega/\text{km}, \quad X0 = 1,19970 \ \Omega/\text{km}, \quad B0 = 1,7176 \ \mu\text{S}/\text{km}$$

$$Z1 = 0,5344 / \underline{55,17^0} \ \Omega/\text{km} \quad XC1 = 263803,5191 \ \Omega/\text{km}$$

$$Z0 = 1,2926 / \underline{68,15^0} \ \Omega/\text{km} \quad XC0 = 582207,7317 \ \Omega/\text{km}$$

$$Z0M = 0,866 / \underline{68,15^0} \ \Omega/\text{km}$$

Calibre AAAC 240mm²

$$R1 = 0,15786 \Omega/\text{km}, \quad X1 = 0,41523 \Omega/\text{km}, \quad B1 = 4,0484 \mu\text{S}/\text{km}$$

$$R0 = 0,33374 \Omega/\text{km}, \quad X0 = 1,20000 \Omega/\text{km}, \quad B0 = 1,7684 \mu\text{S}/\text{km}$$

$$Z1 = 0,4442 / \underline{69,18^0} \Omega/\text{km} \quad XC1 = 247011,1649 \Omega/\text{km}$$

$$Z0 = 1,2455 / \underline{74 46^0} \Omega/\text{km} \quad XC0 = 565482,9224 \Omega/\text{km}$$

$$Z0M = 0,8343 / \underline{74 46^0} \Omega/\text{km}$$

6.2.1 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Carachugo / LPCA-1

Estos cálculos de ajustes van ha ser los mismos para ambos extremos de la línea.

Datos:

$$TC_{LA PAJUELA} = 600/5 \text{ A}$$

$$TC_{CARACHUGO} = 600/5 \text{ A}$$

$$VT_{LA PAJUELA} = 22,9: \sqrt{3} / 0,10: \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$VT_{CARACHUGO} = 22,9: \sqrt{3} / 0,10: \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$\text{Longitud} = 8,00 \text{ km}$$

$$\text{Conductor} = \text{AAAC}$$

$$\text{Calibre} = 120 \text{ mm}^2$$

$$\text{N}^\circ \text{ de ternas} = 02$$

$$K_Z = (22,9/0,1) / (600/5) = 1,91$$

$$Z_{L1} = 4,2752 / \underline{55,17^0} \Omega \quad Z_{L2} = 4,2752 / \underline{55,17^0} \Omega$$

$$Z1_{EQUIVALENTE} = 2,1376 / \underline{55,17^0} \Omega$$

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1_{\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 2,1376 / \underline{55,17^0} \Omega = 2,672 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 2,672 / 1,91 = 1,40 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{9,0 \text{ MVA}} = 47,1969 \Omega_{\text{prim}} \diamond 47,1969 / 1,91 = 24,71 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	1,40 Ω
⇒	RCA	=	60,00 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75,00 ⁰
⇒	RGT BLD	=	24,71 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60,00 ⁰
⇒	LFT BLD	=	24,71 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60,00 ⁰

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 2,4188 / \underline{12,98^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 1,6205 / \underline{12,98^0}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,4188 Ω

⇒	Z0/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,6205 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	REACH	=	1,40 Ω
⇒	RCA	=	60,00 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75,00 ⁰
⇒	RGT BLD	=	24,71 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60,00 ⁰
⇒	LFT BLD	=	24,71 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60,00 ⁰

6.2.2 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 1 / LPYN-1

Los cálculos de ajustes van ha ser diferentes en ambos extremos de la línea, debido a que la relación de transformación de los Transformadores de Tensión son diferentes.

Datos:

$$TC_{LA\ PAJUELA} = 600/5\ A$$

$$TC_{YAN.\ NORTE} = 600/5\ A$$

$$VT_{LA\ PAJUELA} = 22,9: \sqrt{3} / 0,100: \sqrt{3}\ kV$$

$$VT_{YAN.\ NORTE} = 23,0: \sqrt{3} / 0,1145: \sqrt{3}\ kV$$

$$\text{Longitud} = 4,75\ km$$

$$\text{Conductor} = AAAC$$

$$\text{Calibre} = 120 \text{ m}^2$$

$$\text{N}^\circ \text{ de ternas} = 02$$

$$K_Z = (22,9/0,100) / (600/5) = 1,91$$

$$K_Z = (23,0/0,1145) / (600/5) = 1,67$$

$$Z_{L1} = 2,5384 / \underline{55,17^0} \Omega \quad Z_{L2} = 2,5384 / \underline{55,17^0} \Omega$$

$$Z_{1\text{EQUIVALENTE}} = \underline{1,2692 / 55,17^0} \Omega$$

6.2.2.1 Lado: Subestación La Pajuela

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z_{1\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 1,2692 / \underline{55,17^0} \Omega = 1,5865 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 1,5865 / 1,91 = 0,83 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{15,85 \text{ MVA}} = 26,7995 \Omega_{\text{prim}} \diamond 26,7995 / 1,91 = 14,03 \Omega_{\text{sec}}$$

$$\Rightarrow \text{DIRECTION} = \text{FORWARD}$$

$$\Rightarrow \text{SHAPE} = \text{QUAD}$$

$$\Rightarrow \text{REACH} = 0,83 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RCA} = 60,00^0$$

$$\Rightarrow \text{COMP LIMIT} = 90^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR RCA} = 45^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR COMP LIMIT} = 75,00^0$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD} = 14,03 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD RCA} = 60,00^0$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD} = 14,03 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD RCA} = 60,00^0$$

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 2,4188 / \underline{12,98^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 1,6205 / \underline{12,98^0}$$

$$\Rightarrow \text{DIRECTION} = \text{FORWARD}$$

$$\Rightarrow \text{SHAPE} = \text{QUAD}$$

$$\Rightarrow \text{Z0/Z1 Mag} = 2,4188 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{Z0/Z1 Ang} = 12,98^0$$

$$\Rightarrow \text{Z0M/Z1 Mag} = 1,6205 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{Z0M/Z1 Ang} = 12,98^0$$

$$\Rightarrow \text{REACH} = 0,83 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RCA} = 60,00^0$$

$$\Rightarrow \text{COMP LIMIT} = 90^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR RCA} = 45^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR COMP LIMIT} = 75,00^0$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD} = 14,03 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD RCA} = 60,00^0$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD} = 14,03 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD RCA} = 60,00^0$$

6.2.2.2 Lado: Yanacocha Norte

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1_{\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 1,2692 / \underline{55,17^0} \Omega = 1,5865 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 1,5865 / 1,67 = 0,95 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{15,85 \text{ MVA}} = 26,7995 \Omega_{\text{prim}} \triangleleft 26,7995/1,67 = 16,05 \Omega_{\text{sec}}$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD
- ⇒ REACH = 0,95 Ω
- ⇒ RCA = 60°
- ⇒ COMP LIMIT = 90°
- ⇒ DIR RCA = 45°
- ⇒ DIR COMP LIMIT = 75°
- ⇒ RGT BLD = 16,05 Ω
- ⇒ RGT BLD RCA = 60°
- ⇒ LFT BLD = 16,05 Ω
- ⇒ LFT BLD RCA = 60°

Ground Distance: 21N

$$Z_0 / Z_1 = (1,2926 / 68,15^0) / (0,5344 / 55,17^0) = 2,4188 / 12,98^0$$

$$Z_{0M} / Z_1 = (0,8660 / 68,15^0) / (0,5344 / 55,17^0) = 1,6205 / 12,98^0$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD
- ⇒ Z₀/Z₁ Mag = 2,4188 Ω
- ⇒ Z₀/Z₁ Ang = 12,98°
- ⇒ Z_{0M}/Z₁ Mag = 1,6205 Ω
- ⇒ Z_{0M}/Z₁ Ang = 12,98°

⇒	REACH	=	0,95 Ω
⇒	RCA	=	60°
⇒	COMP LIMIT	=	90°
⇒	DIR RCA	=	45°
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75°
⇒	RGT BLD	=	16,05 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60°
⇒	LFT BLD	=	16,05 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60°

6.2.3 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – Yanacocha Norte 2 / LPYN-2

Los cálculos de ajustes van a ser diferentes en ambos extremos debido a que la relación de transformación de los Transformadores de Tensión son diferentes.

Datos:

$$TC_{LA\ PAJUELA} = 600/5\ A$$

$$TC_{YAN.\ NORTE} = 600/5\ A$$

$$VT_{LA\ PAJUELA} = 22,9: \sqrt{3} / 0,100: \sqrt{3}\ kV$$

$$VT_{YAN.\ NORTE} = 23,0: \sqrt{3} / 0,1145: \sqrt{3}\ kV$$

$$\text{Longitud} = 4,14\ km$$

$$\text{Conductor} = AAAC$$

$$\text{Calibre} = 120\ m^2$$

$$\text{Nº de ternas} = 02$$

$$K_Z = (22,9/0,100) / (600/5) = 1,91$$

$$K_Z = (23,0/0,1145) / (600/5) = 1,67$$

$$Z_{L1} = 2,2124 / \underline{55,17^0} \Omega$$

$$Z_{L2} = 2,2124 / \underline{55,17^0} \Omega$$

$$Z_{1\text{EQUIVALENTE}} = 1,1062 / \underline{55,17^0} \Omega$$

6.2.3.1 Lado: Subestación La Pajuela

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z_{1\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 1,1062 / \underline{55,17^0} \Omega = 1,383 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 1,383 / 1,91 = 0,72 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{18,14 \text{ MVA}} = 23,4163 \Omega_{\text{prim}} \diamond 23,4163 / 1,91 = 12,26 \Omega_{\text{sec}}$$

$$\Rightarrow \text{DIRECTION} = \text{FORWARD}$$

$$\Rightarrow \text{SHAPE} = \text{QUAD}$$

$$\Rightarrow \text{REACH} = 0,72 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RCA} = 60^0$$

$$\Rightarrow \text{COMP LIMIT} = 90^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR RCA} = 45^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR COMP LIMIT} = 75^0$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD} = 12,26 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD RCA} = 60^0$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD} = 12,26 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD RCA} = 60^0$$

Ground Distance: 21N

$$Z_0 / Z_1 = (1,2926 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 2,4188 / \underline{12,98^0}$$

$$Z_{0M} / Z_1 = (0,8660 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 1,6205 / \underline{12,98^0}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,4188 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	12,98°
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,6205 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	12,98°
⇒	REACH	=	0,72 Ω
⇒	RCA	=	60°
⇒	COMP LIMIT	=	90°
⇒	DIR RCA	=	45°
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75°
⇒	RGT BLD	=	12,26 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60°
⇒	LFT BLD	=	12,26 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60°

6.2.3.2 Lado: Subestación Yanacocha Norte

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1_{EQUIV} = 1,25 \times 1,1062 / \underline{55,17^0} \Omega = 1,383 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 1,383 / 1,67 = 0,83 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{18,14 \text{ MVA}} = 23,4163 \Omega_{\text{prim}} \diamond 23,4163 / 1,67 = 14,02 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	0,83 Ω
⇒	RCA	=	60 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75 ⁰
⇒	RGT BLD	=	14,02 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60 ⁰
⇒	LFT BLD	=	14,02 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60 ⁰

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 2,4188 / \underline{12,98^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 1,6205 / \underline{12,98^0}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,4188 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,6205 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	REACH	=	0,83 Ω
⇒	RCA	=	60 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰

⇒	DIR RCA	=	45^0
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75^0
⇒	RGT BLD	=	14,02 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60^0
⇒	LFT BLD	=	14,02 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60^0

6.2.4 Línea en 22,9 kV: La Pajuela – La Quinua / LPLQ-1

Los cálculos de ajustes van ha ser diferentes en ambos extremos debido a que la relación de transformación de los Transformadores de Tensión son diferentes.

Datos:

$$TC_{LA\ PAJUELA} = 600/5\ A$$

$$TC_{LA\ QUINUA} = 600/5\ A$$

$$VT_{LA\ PAJUELA} = 22,9: \sqrt{3} / 0,10: \sqrt{3}\ kV$$

$$VT_{LA\ QUINUA} = 13,20 / 0,12\ Kv\ (Y - Y)$$

$$\text{Longitud} = 1,95\ km$$

$$\text{Conductor} = AAAC$$

$$\text{Calibre} = 120\ m^2$$

$$\text{N}^\circ\ \text{de\ ternas} = 02$$

$$K_Z = (22,9/0,100) / (600/5) = 1,91$$

$$K_Z = (13,20/0,12) / (600/5) = 0,92$$

$$Z_{L1} = 1,0421 / \underline{55,17^0}\ \Omega \qquad Z_{L2} = 1,0421 / \underline{55,17^0}\ \Omega$$

$$Z_{1EQUIVALENTE} = 0,5211 / \underline{55,17^0}\ \Omega$$

6.2.4.1 Lado: Subestación La Pajuela

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1_{\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 0,5211 / 55,17^0 \Omega = 0,6514 / 55,17^0 \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 0,6514 / 1,91 = 0,34 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{15,52 \text{ MVA}} = 27,3693 \Omega_{\text{prim}} \Leftrightarrow 27,3693 / 1,91 = 14,33 \Omega_{\text{sec}}$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD
- ⇒ REACH = 0,34 Ω
- ⇒ RCA = 60°
- ⇒ COMP LIMIT = 90°
- ⇒ DIR RCA = 45°
- ⇒ DIR COMP LIMIT = 75°
- ⇒ RGT BLD = 14,33 Ω
- ⇒ RGT BLD RCA = 60°
- ⇒ LFT BLD = 14,33 Ω
- ⇒ LFT BLD RCA = 60°

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / 68,15^0) / (0,5344 / 55,17^0) = 2,4188 / 12,98^0$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / 68,15^0) / (0,5344 / 55,17^0) = 1,6205 / 12,98^0$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD

⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,4188 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,6205 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	REACH	=	0,34 Ω
⇒	RCA	=	60 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75 ⁰
⇒	RGT BLD	=	14,33 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60 ⁰
⇒	LFT BLD	=	14,33 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60 ⁰

6.2.4.2 Lado: Subestación La Quinua

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1_{\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 0,5211 / \underline{55,17^0} \Omega = 0,6514 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 0,6514 / 0,92 = 0,71 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{15,52 \text{ MVA}} = 27,3693 \Omega_{\text{prim}} < 27,3693 / 0,92 = 29,75 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	0,71 Ω

⇒	RCA	=	60 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75 ⁰
⇒	RGT BLD	=	29,75 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60 ⁰
⇒	LFT BLD	=	29,75 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60 ⁰

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 2,4188 / \underline{12,98^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 1,6205 / \underline{12,98^0}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,4188 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,6205 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	12,98 ⁰
⇒	REACH	=	0,71 Ω
⇒	RCA	=	60 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75 ⁰
⇒	RGT BLD	=	29,75 Ω

$$\begin{aligned} \Rightarrow \text{RGT BLD RCA} &= 60^0 \\ \Rightarrow \text{LFT BLD} &= 29,75 \Omega \\ \Rightarrow \text{LFT BLD RCA} &= 60^0 \end{aligned}$$

6.2.5 Línea en 22,9 kV: Yanacocha Norte – Sectionalizing / YNCS-1

Los cálculos de ajustes van a ser diferentes en ambos extremos debido a que la relación de transformación de los Transformadores de Tensión son diferentes.

Datos:

$$TC_{\text{SECTION.}} = 400/5 \text{ A}$$

$$TC_{\text{YAN. NORTE}} = 400/5 \text{ A}$$

$$VT_{\text{SECTION.}} = 23,0: \sqrt{3} / 0,120: \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$VT_{\text{YAN. NORTE}} = 23,0: \sqrt{3} / 0,1145: \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$\text{Longitud} = 6,05 \text{ km}$$

$$\text{Conductor} = \text{AAAC}$$

$$\text{Calibre} = 240 \text{ m}^2$$

$$\text{N}^\circ \text{ de ternas} = 1$$

$$K_Z = (23/0,1145) / (400/5) = 2,51$$

$$K_Z = (23/0,120) / (400/5) = 2,40$$

6.2.5.1 Lado: Subestación Yanacocha Norte

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z_{1\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 2,6874 / \underline{69,18^0} \Omega = 3,3593 / \underline{69,18^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 3,3593 / 2,51 = 1,34 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} \frac{-(0,90 \times 22,9)^2}{6,18 \text{ MVA}} = 68,7333 \Omega_{\text{prim}} < 68,7333 / 2,51 = 27,38 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	1,34 Ω
⇒	RCA	=	69,18 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	65,82 ⁰
⇒	RGT BLD	=	27,38 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	69,18 ⁰
⇒	LFT BLD	=	27,38 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	69,18 ⁰

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2455 / \underline{74,46^0}) / (0,4442 / \underline{69,18^0}) = 2,8039 / \underline{5,28^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8343 / \underline{74,46^0}) / (0,4442 / \underline{69,18^0}) = 1,8782 / \underline{5,28^0}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,8039 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	5,28 ⁰
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,8782 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	5,28 ⁰
⇒	REACH	=	1,34 Ω
⇒	RCA	=	69,18 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰

⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	65,82 ⁰
⇒	RGT BLD	=	27,38 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	69,18 ⁰
⇒	LFT BLD	=	27,38 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	69,18 ⁰

6.2.5.2 Lado: Subestación Sectionalizing

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z_{1\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 2,6874 / \underline{69,18^0} \Omega = 3,3593 / \underline{69,18^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 3,3593 / 2,40 = 1,40 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{6,18 \text{ MVA}} = 68,7333 \Omega_{\text{prim}} < 68,7333 / 2,40 = 28,64 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	1,40 Ω
⇒	RCA	=	69,18 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	65,82 ⁰
⇒	RGT BLD	=	28,64 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	69,18 ⁰
⇒	LFT BLD	=	28,64 Ω

$$\Rightarrow \text{LFT BLD RCA} = 69,18^{\circ}$$

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2455 / \underline{74,46^{\circ}}) / (0,4442 / \underline{69,18^{\circ}}) = 2,8039 / \underline{5,28^{\circ}}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8343 / \underline{74,46^{\circ}}) / (0,4442 / \underline{69,18^{\circ}}) = 1,8782 / \underline{5,28^{\circ}}$$

$$\Rightarrow \text{DIRECTION} = \text{FORWARD}$$

$$\Rightarrow \text{SHAPE} = \text{QUAD}$$

$$\Rightarrow \text{Z0/Z1 Mag} = 2,8039 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{Z0/Z1 Ang} = 5,28^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{Z0M/Z1 Mag} = 1,8782 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{Z0M/Z1 Ang} = 5,28^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{REACH} = 1,40 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RCA} = 69,18^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{COMP LIMIT} = 90^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{DIR RCA} = 45^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{DIR COMP LIMIT} = 65,82^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD} = 28,64 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RGT BLD RCA} = 69,18^{\circ}$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD} = 28,64 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{LFT BLD RCA} = 69,18^{\circ}$$

6.2.6 Línea en 22,9 kV: La Quinua – Yanacocha Norte / LQYN-1

Los cálculos de ajustes van ha ser diferentes en ambos extremos debido a que la relación de transformación de los Transformadores de Tensión son diferentes.

Datos:

$$T_{C_{LA\ QUINUA}} = 400/5 \text{ A}$$

$$T_{C_{YAN.\ NORTE}} = 400/5 \text{ A}$$

$$V_{T_{YAN.\ NORTE}} = 23,0: \sqrt{3} / 0,1145: \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$V_{T_{LA\ QUINUA}} = 13,20 / 0,12 \text{ kV (Y - Y)}$$

$$\text{Longitud} = 3,72 \text{ km}$$

$$\text{Conductor} = \text{AAAC}$$

$$\text{Calibre} = 120 \text{ m}^2$$

$$\text{N}^\circ \text{ de ternas} = 1$$

$$K_z = (23/0,1145) / (400/5) = 2,51$$

$$K_z = (13,20/0,120) / (400/5) = 1,38$$

6.2.6.1 Lado: Subestación Yanacocha Norte

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z_{1\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 1,9826 / \underline{55,17^0} \Omega = 2,4783 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 2,4783 / 2,51 = 0,99 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{12,35 \text{ MVA}} = 34,3945 \Omega_{\text{prim}} \diamond 34,3945 / 2,51 = 13,70 \Omega_{\text{sec}}$$

$$\Rightarrow \text{DIRECTION} = \text{FORWARD}$$

$$\Rightarrow \text{SHAPE} = \text{QUAD}$$

$$\Rightarrow \text{REACH} = 0,99 \Omega$$

$$\Rightarrow \text{RCA} = 60^0$$

$$\Rightarrow \text{COMP LIMIT} = 90^0$$

$$\Rightarrow \text{DIR RCA} = 45^0$$

- ⇒ DIR COMP LIMIT = 75°
- ⇒ RGT BLD = $13,70 \Omega$
- ⇒ RGT BLD RCA = 60°
- ⇒ LFT BLD = $13,70 \Omega$
- ⇒ LFT BLD RCA = 60°

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / \underline{68,15^{\circ}}) / (0,5344 / \underline{55,17^{\circ}}) = 2,4188 / \underline{12,98^{\circ}}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / \underline{68,15^{\circ}}) / (0,5344 / \underline{55,17^{\circ}}) = 1,6205 / \underline{12,98^{\circ}}$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD
- ⇒ Z0/Z1 Mag = $2,4188 \Omega$
- ⇒ Z0/Z1 Ang = $12,98^{\circ}$
- ⇒ Z0M/Z1 Mag = $1,6205 \Omega$
- ⇒ Z0M/Z1 Ang = $12,98^{\circ}$
- ⇒ REACH = $0,99 \Omega$
- ⇒ RCA = 60°
- ⇒ COMP LIMIT = 90°
- ⇒ DIR RCA = 45°
- ⇒ DIR COMP LIMIT = 75°
- ⇒ RGT BLD = $13,70 \Omega$
- ⇒ RGT BLD RCA = 60°
- ⇒ LFT BLD = $13,70 \Omega$
- ⇒ LFT BLD RCA = 60°

6.2.6.2 Lado: Subestación La Quinoa

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1_{\text{EQUIV.}} = 1,25 \times 1,9826 / \underline{55,17^0} \Omega = 2,4783 / \underline{55,17^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 2,4783 / 1,38 = 1,80 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{12,35 \text{ MVA}} = 34,3945 \Omega_{\text{prim}} \Leftrightarrow 34,3945 / 1,38 = 24,92 \Omega_{\text{sec}}$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD
- ⇒ REACH = 1,80 Ω
- ⇒ RCA = 60⁰
- ⇒ COMP LIMIT = 90⁰
- ⇒ DIR RCA = 45⁰
- ⇒ DIR COMP LIMIT = 75⁰
- ⇒ RGT BLD = 24,92 Ω
- ⇒ RGT BLD RCA = 60⁰
- ⇒ LFT BLD = 24,92 Ω
- ⇒ LFT BLD RCA = 60⁰

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2926 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 2,4188 / \underline{12,98^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8660 / \underline{68,15^0}) / (0,5344 / \underline{55,17^0}) = 1,6205 / \underline{12,98^0}$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD

⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,4188 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	12,98°
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,6205 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	12,98°
⇒	REACH	=	1,80 Ω
⇒	RCA	=	60°
⇒	COMP LIMIT	=	90°
⇒	DIR RCA	=	45°
⇒	DIR COMP LIMIT	=	75°
⇒	RGT BLD	=	24,92 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	60°
⇒	LFT BLD	=	24,92 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	60°

6.2.7 Línea en 22,9 kV: Sectionalizing – Carachugo / CSCA-1

Para el caso de esta línea la temporización para fallas entre fases y tierra debe ser relativamente mayor que la temporización del RECONNECTADOR que va hacia Maqui-Maqui, para que exista una buena coordinación de la protección.

Entonces para una falla en Maqui-Maqui entre fases tenemos una corriente de 1724 A, el recloser actuará en 0,41 s y para una falla a tierra tenemos una corriente de 682A, el recloser actuará en 0,20s; para evitar que actúe primero la línea entonces temporizamos el Z2 de fase y tierra a 500 ms.

Los cálculos de ajustes van ha ser diferentes en ambos extremos debido a que la relación de transformación, de los Transformadores de Tensión son diferentes.

Datos:

$TC_{\text{CARACHUGO}}$	=	400/5 A
$TC_{\text{SECTIONALIZING}}$	=	400/5 A
$VT_{\text{CARACHUGO}}$	=	22,9: $\sqrt{3}$ / 0,10: $\sqrt{3}$ kV
$VT_{\text{SECTIONALIZING}}$	=	23,0: $\sqrt{3}$ / 0,12: $\sqrt{3}$ kV
Longitud	=	4,77 km
Conductor	=	AAAC
Calibre	=	240 mm ²
Nº de ternas	=	1
K_Z	=	(22,9/0,100)/ (400/5) = 2,86
K_Z	=	(23/0,120)/ (400/5) = 2,40

6.2.7.1 Lado: Subestación Carachugo

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1 = 1,25 \times 2,1188 / \underline{69,18^0} \Omega = 2,6485 / \underline{69,18^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 2,6485 / 2,86 = 0,93 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{5,00 \text{ MVA}} = 84,9544 \Omega_{\text{prim}} \diamond 84,9544 / 2,86 = 29,70 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	0,93 Ω
⇒	RCA	=	69,18 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰

- ⇒ DIR COMP LIMIT = $65,82^{\circ}$
- ⇒ RGT BLD = $29,70 \Omega$
- ⇒ RGT BLD RCA = $69,18^{\circ}$
- ⇒ LFT BLD = $29,70 \Omega$
- ⇒ LFT BLD RCA = $69,18^{\circ}$

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2455 / \underline{74,46^{\circ}}) / (0,4442 / \underline{69,18^{\circ}}) = 2,8039 / \underline{5,28^{\circ}}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8343 / \underline{74,46^{\circ}}) / (0,4442 / \underline{69,18^{\circ}}) = 1,8782 / \underline{5,28^{\circ}}$$

- ⇒ DIRECTION = FORWARD
- ⇒ SHAPE = QUAD
- ⇒ Z0/Z1 Mag = $2,8039 \Omega$
- ⇒ Z0/Z1 Ang = $5,28^{\circ}$
- ⇒ Z0M/Z1 Mag = $1,8782 \Omega$
- ⇒ Z0M/Z1 Ang = $5,28^{\circ}$
- ⇒ REACH = $0,93 \Omega$
- ⇒ RCA = $69,18^{\circ}$
- ⇒ COMP LIMIT = 90°
- ⇒ DIR RCA = 45°
- ⇒ DIR COMP LIMIT = $65,82^{\circ}$
- ⇒ RGT BLD = $29,70 \Omega$
- ⇒ RGT BLD RCA = $69,18^{\circ}$
- ⇒ LFT BLD = $29,70 \Omega$
- ⇒ LFT BLD RCA = $69,18^{\circ}$

6.2.7.2 Lado: Subestación Sectionalizing

Phase Distance: 21P

$$\text{Alcance} = 125\% \times Z1 = 1,25 \times 2,1188 / \underline{69,18^0} \Omega = 2,6485 / \underline{69,18^0} \Omega_{\text{prim}}$$

$$\text{Alcance} = 2,6485 / 2,40 = 1,10 \Omega_{\text{sec}}$$

Cálculo del límite arranque resistivo (RGT BLD)

$$Z_{\text{PRIM}} = \frac{(0,90 \times 22,9)^2}{5,00 \text{ MVA}} = 84,9544 \Omega_{\text{prim}} \diamond 84,9544 / 2,40 = 35,40 \Omega_{\text{sec}}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD
⇒	REACH	=	1,10 Ω
⇒	RCA	=	69,18 ⁰
⇒	COMP LIMIT	=	90 ⁰
⇒	DIR RCA	=	45 ⁰
⇒	DIR COMP LIMIT	=	65,82 ⁰
⇒	RGT BLD	=	35,40 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	69,18 ⁰
⇒	LFT BLD	=	35,40 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	69,18 ⁰

Ground Distance: 21N

$$Z0 / Z1 = (1,2455 / \underline{74,46^0}) / (0,4442 / \underline{69,18^0}) = 2,8039 / \underline{5,28^0}$$

$$Z0M / Z1 = (0,8343 / \underline{74,46^0}) / (0,4442 / \underline{69,18^0}) = 1,8782 / \underline{5,28^0}$$

⇒	DIRECTION	=	FORWARD
⇒	SHAPE	=	QUAD

⇒	Z0/Z1 Mag	=	2,8039 Ω
⇒	Z0/Z1 Ang	=	5,28°
⇒	Z0M/Z1 Mag	=	1,8782 Ω
⇒	Z0M/Z1 Ang	=	5,28°
⇒	REACH	=	1,10 Ω
⇒	RCA	=	69,18°
⇒	COMP LIMIT	=	90°
⇒	DIR RCA	=	45°
⇒	DIR COMP LIMIT	=	65,82°
⇒	RGT BLD	=	35,40 Ω
⇒	RGT BLD RCA	=	69,18°
⇒	LFT BLD	=	35,40 Ω
⇒	LFT BLD RCA	=	69,18°

6.3 Cálculos Justificativos para el Ajuste de los Relés de Protección de Sobrecorriente Direccional y No Direccional en 22,9 kV (67/67N o 50/51-50N/51N)

6.3.1 Subestación La Pajuela

En el Cuadro N° 6.1, se muestran las corrientes en el lado primario del TC (MVA*: estos valores de potencia son valores máximos durante una contingencia).

Cód. Relé	MVA*	kV nom.	Ic (A)	Iop (A)	Iop/Ic
R-01	9,00	22,90	226,91	294,98	1,30
R-02	18,14	22,90	457,34	548,81	1,20
R-03	15,85	22,90	399,61	479,53	1,20
R-04	15,52	22,90	391,29	469,54	1,20

Cuadro N° 6.1: Corrientes en el Lado Primario del TC

En el Cuadro N° 6.2, se muestran los ajuste de las corrientes de operación.

Cód Relé	Cód C.T.	Primario		T.C.		Secundario		
		Ic	Iop	In1 /	In2	Ic	Iop	Tap Relé
R-01	CT-9.2	226,91	294,98	600/	5	3,78	4,92	0,50 In
R-02	CT-7.2	457,34	548,81	600/	5	3,81	4,57	0,90 In
R-03	CT-6.2	399,61	479,53	600/	5	3,33	3,99	0,80 In
R-04	CT-12.2	391,29	469,54	600/	5	3,26	3,91	0,80 In

Cuadro N° 6.2: Corrientes de Operación

6.3.2 Subestación Yanacocha Norte

En el Cuadro N° 6.3, se muestran las corrientes en el lado primario del TC (MVA*: estos valores de potencia son valores máximos durante una contingencia).

Cód. Relé	MVA*	kV nom.	Ic (A)	Iop (A)	Iop/Ic
R-05	18,14	22,90	457,34	548,81	1,20
R-06	15,85	22,90	399,61	479,53	1,20
R-07	11,58	22,90	291,95	350,34	1,20
R-08	6,18	22,90	155,81	186,97	1,20

Cuadro N° 6.3: Corrientes en el Lado Primario del TC

En el Cuadro N° 6.4, se muestran los ajustes de las corrientes de operación.

Cód Relé	Cód C.T.	Primario		C.T.	Secundario		
		Ic	Iop	In1 / In2	Ic	Iop	Tap Relé
R-05	CT-21.2	457,34	548,81	600/ 5	3,81	4,57	0,90 In
R-06	CT-22.2	399,61	479,53	600/ 5	3,33	3,99	0,80 In
R-07	CT-23.2	291,95	350,34	400/ 5	3,65	4,38	0,87 In
R-08	CT-24.2	155,81	186,97	400/ 5	1,95	2,34	0,47 In

Cuadro N° 6.4: Corrientes de Operación

6.3.3 Subestación Carachugo

En el Cuadro N° 6.5, se muestran las corrientes en el lado primario del TC (MVA*: estos valores de potencia son valores máximos durante una contingencia).

Cód. Relé	MVA*	kV nom.	Ic (A)	Iop (A)	Iop/Ic
R-09	2,63	22,90	66,30	79,57	1,20
R-10	9,00	22,90	226,91	294,98	1,30
R-11	5,00	22,90	126,06	151,27	1,20
R-12	3,75	22,90	94,54	113,45	1,20
R-13	3,75	22,90	94,54	113,45	1,20

Cuadro N° 6.5: Corrientes en el Lado Primario del TC

En el Cuadro N° 6.6, se muestran los ajuste de las corrientes de operación.

Cód Relé	Cód C.T.	Primario		C.T.	Secundario		
		Ic	Iop	In1 / In2	Ic	Iop	Tap Relé
R-09	CT-31.2	66,30	280,00	250/ 5	1,33	5,60	1,12 In
R-10	CT-32.2	226,91	294,98	600/ 5	3,78	4,92	0,50 In
R-11	CT-33.2	126,06	151,27	400/ 5	1,58	1,90	0,38 In
R-12	CT-34.2	94,54	113,45	200/ 5	2,36	2,84	0,55 In
R-13	CT-35.2	94,54	113,45	200/ 5	2,36	2,84	0,55 In

Cuadro N° 6.6: Corrientes de Operación

6.3.4 Subestación Sectionalizing

En el Cuadro N° 6.7, se muestran las corrientes en el lado primario del TC (MVA*: estos valores de potencia son valores máximos durante una contingencia).

Cód. Relé	MVA*	kV nom.	Ic (A)	Iop (A)	Iop/Ic
R-14	6,18	22,90	155,81	186,97	1,20
R-15	3,44	22,90	86,72	104,07	1,20
R-16	2,68	22,90	67,56	81,08	1,20

Cuadro N° 6.7: Corrientes en el Lado Primario del TC

En el Cuadro N° 6.8, se muestran los ajustes de las corrientes de operación.

Cód Relé	Cód C.T.	Primario		C.T.	Secundario		
		Ic	Iop	In1 / In2	Ic	Iop	Tap Relé
R-14	CT-24.2	155,81	186,97	400/ 5	1,95	2,34	0,47 In
R-15	CT-42.2	86,72	104,07	400/ 5	1,08	1,30	0,30 In
R-16	CT-43.2	67,56	81,08	200/ 5	1,69	2,05	0,80 In

Cuadro N° 6.8: Corrientes de Operación

6.3.5 Subestación La Quinua

En el Cuadro N° 6.9, se muestran las corrientes en el lado primario del TC (MVA*: estos valores de potencia son valores máximos durante una contingencia).

Cód. Relé	MVA*	kV nom.	Ic (A)	Iop (A)	Iop/Ic
R-17	15,52	22,90	391,29	469,54	1,20
R-18	11,58	22,90	291,95	350,34	1,20

Cuadro N° 6.9: Corrientes en el Lado Primario del TC

En el Cuadro N° 6.10, se muestran los ajustes de las corrientes de operación.

Cód Relé	Cód C.T.	Primario		C.T.	Secundario		
		Ic	Iop	In1 / In2	Ic	Iop	Tap Relé
R-17	CT-51.2	391,29	469,54	600/ 5	3,26	3,91	0,80 In
R-18	CT-52.2	291,95	350,34	400/ 5	3,65	4,38	0,87 In

Cuadro N° 6.10: Corrientes de Operación

6.3.6 Subestaciones Crushing & Agglomeration, Booster Station, Polvorín, Derivaciones Carachugo.

En el Cuadro N° 6.11, se muestran las corrientes en el lado primario del TC (MVA*: estos valores de potencia son valores máximos durante una contingencia).

Cód. Relé	kVA*	kV nom.	Ic (A)	Iop (A)	Iop/Ic
RC-01	609,54	22,90	15,36	46,08	3,00
RC-02	1554,07	22,90	39,18	47,02	1,20
RC-03	56,86	22,90	1,43	20,00	13,98
RC-04	6788,06	22,90	171,15	220,00	1,30
RC-05	3541,68	22,90	89,29	107,15	1,20

Cuadro N° 6.11: Corrientes en el Lado Primario del TC

En el Cuadro N° 6.12, se muestran los ajustes de las corrientes de operación.

Cód Relé	Cód C.T.	Primario		C.T.	Secundario		
		Ic	Iop	In1 / In2	Ic	Iop	Tap Relé
RC-01	---	15,36	46,08	100/ 1	0,15	0,46	0,50 In
RC-02	---	39,18	47,02	100/ 1	0,39	0,47	0,50 In
RC-03	---	1,43	20,00	100/ 1	0,01	0,20	0,20 In
RC-04	---	171,15	220,00	600/ 1	0,30	0,37	0,37 In
RC-05	---	89,29	280,00	600/ 1	0,15	0,47	0,47 In

Cuadro N° 6.12: Corrientes de Operación

- En el ANEXO E, se muestran las Curvas de Coordinación de la Protección de los Relés de Sobrecorriente de Fases y Tierra.
- En el ANEXO F, se muestran solamente las Planillas de Ajuste de los Relés de cada modelo; que a continuación detallamos:
 - LINE DIFFERENTIAL RELAY – L90
 - Subestación : La Pajuela
 - Línea : La Pajuela – Carachugo 22,9 kV (LPCA-1)
 - FEEDER MANAGEMENT RELAY – SR750
 - Subestación : Carachugo
 - Celda : Transformador de Potencia TR1 - 22,9 kV
 - RECLOSER – NU LEC
 - Subestación : Crushing & Agglomeration
 - Salida a : Pit Dewatering 22,9 kV
 - RECLOSER – PCD 2000
 - Línea : Yanacocha Norte - Carachugo
 - Salida a : Booster Station 22,9 kV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

A continuación concluimos lo siguiente:

- 1.** La función Diferencial de Línea (87L) de los relés L-90, está como función principal de la Línea.
- 2.** La función de Distancia (21P/21N) de los relés L-90, está como función de respaldo de la Línea, en caso que se pierda la comunicación en ambos extremos de la línea (fibra óptica).
- 3.** Debido a la configuración del sistema en Anillo, se han aplicados funciones de Sobrecorrientes Direccionales con curvas de coordinación inversas; la cual nos garantiza discriminar en forma selectiva las fallas (compromiso de resolver selectividad y sensibilidad, asegurando tiempos mas cortos de despeje de falla con corrientes mas altas).
- 4.** Con la implementación de los nuevos relés de protección multifunción y los criterios aplicados para cada uno de ellos (zonificación de la protección), se ha logrado eliminar los costos de reparación por daños y además que la falla se extienda e involucre a otro equipo.

5. Los tiempos de fuera de servicio han disminuido considerablemente, debido a que los relés de protección instalados, han aumentado la confiabilidad del sistema, debido a que poseen funciones adicionales como:
 - Localizador de fallas
 - Registro de fallas y oscilografía
 - Restricción de armónicos
 - Monitoreo puntual de carga
6. Los resultados en general obtenidos del Análisis de Flujo de Potencia, no muestran tensiones fuera de los límites permisibles ni sobrecarga en los equipos.
7. De los resultados obtenidos, las corrientes de falla monofásica en las líneas de 22,9 kV se encuentran limitadas a un valor máximo de 1000 A, debido a la instalación de resistencias de 26,4 Ω en el neutro del devanado estrella del lado 22,9 kV de los transformadores de potencia 60/22,9/10 kV de la Subestación La Pajuela.
8. De los resultados obtenidos, los valores mas elevados de corriente para fallas trifásicas se presentan para el caso de operación en emergencia (con la generación local en servicio).
9. De los resultados obtenidos en el cálculo de las corrientes de cortocircuito, no existe la posibilidad de saturación de los transformadores de corriente involucrados en el estudio.

RECOMENDACIONES

A continuación presentamos las recomendaciones siguientes:

1. Durante la Puesta en Servicio de las líneas, deshabilitar la función Protección Diferencial de Línea 87L de los relés L-90, hasta que se tenga la conexión definitiva con la fibra óptica.
2. Durante la Puesta en Servicio realizar ajustes provisionales de $0,1xIn$ con una temporización de 0,1s a las funciones de sobrecorriente 51/67N correspondientes a los relés L-90, debido a que no se tiene en servicio la comunicación para la función 87L. Los ajustes aplicados son de alta sensibilidad, lo cual significa que se está privilegiando la protección de la línea y a la vez sacrificando la coordinación plena del sistema de protecciones.
3. Para lograr una buena coordinación de la protección entre los relés nuevos y los existentes, se recomienda modificar el ajuste de los relés existentes, las cuales se detallan a continuación:

Subestación La Pajuela:

- a) En esta subestación es necesario realizar la modificación de sus ajustes de los relés R-00 y R-0, los cuales se encuentran en las celdas de transformación en el nivel de 60 kV y 22,9 kV respectivamente; la modificación se realizó solamente para la función de Sobrecorriente de Fase a Tierra. Se ha tomado como base los ajustes actuales, los cuales se encuentran en el documento:

Informe técnico: Revisión de las protecciones de S.E. La Pajuela, S.E. Pumping Station y S.E. Crushing & Agglomeration (10 febrero 2003).

Código	Tensión (kV)	Función	T.C.	Relé	Param.	Ajuste Actual	Ajuste Recom.
R-00	60,00	50N/51N	300/5	SPAJ 140C	Io>	0,40xIN	0,40xIN
					Dial	0,18	0,40
R-00	60,00	50N/51N	100/5	SPAJ 140C	Io>	0,40xIN	0,40xIN
					Dial	0,18	0,40
R-0	22,90	50N/51N	100/5	SPAJ 140C	Io>	0,80xIN	0,80xIN
					Dial	0,23	0,40

- b) En esta subestación existe un alimentador hacia el KM 24 (oficinas) en nivel de 22,9 kV que tiene como protección principal un relé de sobrecorriente de fases y tierra SPAJ140C, para lo cual se recomienda modificar sus ajustes como sigue:

Código	Tensión (kV)	T.C.	Relé	Función	Param.	Ajuste Recom.
Relé KM 24	22,9	100/5	SPAJ 140C	50/51	I>	0,25xIN
				VI (IEC)	Dial	1,00
				50N/51N	Io>	0,15xIN
				VI (IEC)	Dial	1,00

- c) En esta subestación existe un alimentador hacia el BANCO DE CONDENSADORES, en el nivel de 22,9 kV que tiene como protección principal un relé de sobrecorriente de fases y tierra SPAJ140C, para lo cual se recomienda modificar sus ajustes como sigue:

Código	Tensión (kV)	T.C.	Relé	Función	Param.	Ajuste Recom.
R-BC	22,9	500/5	SPAJ 140C	50/51	I>	0,45xIN
				VI (IEC)	Dial	0,70
				50N/51N	Io>	0,15xIN
				VI (IEC)	Dial	0,60

Subestación Yanacocha Norte:

Se recomienda modificar los ajustes actuales del relé DPU 2000R existente, para que exista una buena coordinación de la protección, con los nuevos relés a ser instalados.

Se ha tomado como base los ajustes actuales, los cuales se encuentran en el documento:

Protection Coordination Study for Yanacocha System (13 sep 2002)

Código	Tensión (kV)	Función	T.C.	Relé	Param.	Ajuste Actual	Ajuste Recom.
R-M	22,90	50/51	250/5	DPU 2000R	I>	1,12xIN	1,120xIN
					Dial	1,30	3,80
R-M	22,90	50N/51N	250/5	DPU 2000R	Io>	0,16xIN	0,16xIN
					Dial	1,00	3,00

4. Para el caso de Emergencia (Generación Local), ante la ocurrencia de una falla entre fases en la subestación La Pajuela (lado 60 kV o 22,9 kV), se recomienda activar un segundo umbral de ajuste de sobrecorriente direccional sólo para los relés L-90 (REVERSE), lo cual tendrá un arranque del 120% de la carga en condición de emergencia, para un tiempo definido de 200ms; esto para evitar una generación hacia la red.
5. La línea CSCA-1 (Sectionalizing – Carachugo) de simple terna, tiene como protección principal en ambos extremos el relé multifunción L-90, se recomienda desactivar la función 87L (protección diferencial de línea), debido a la alta carga en derivación que existe en estado estable y contingencias.

6. En caso de incremento de carga y/o modificaciones de la topología de la red actualizar el Estudio de Protecciones, para así mantener la coordinación plena del sistema.

ANEXOS

ANEXO A:

ESQUEMAS ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN

ANEXO B:

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA

Cuadro N° B.1a

Parámetros de Líneas de Transmisión y Distribución Primaria

ENLACE	IdLinea	B. Envío	B. Recep.	EQUIPO	Long. Km	R (+) ohm/Km	X (+) ohm/Km	R (0) ohm/Km	X (0) ohm/Km
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6649	0002	0003	AAAC 329.2	10,21	0,0918	0,5082	0,6124	1,5893
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6648	0002	0003	AAAC 329.2	10,21	0,0918	0,5082	0,6124	1,5893
CAJAMARCA – LA PAJUELA	L-PAJUELA	60SECAJA	003	AAAC240	24,5	0,211	0,476	0,389	1,681
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-A	0225	0226	AAAC120	2,95	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-B	0225	0226	AAAC120	2,95	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
QUINUA -YANACOCHA N.	0227-0362	0227	0362	AAAC120	0,01	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
QUINUA -YANACOCHA N.	0362-0363	0362	0363	AAAC120	3,71	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA -AGLOMERACION	0259-0353	0259	0353	AAAC120	0,70	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA -AGLOMERACION	0353-0261	0353	0261	AAAC120	0,20	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA -AGLOMERACION	0250-0251	0250	0251	AAAC120	0,41	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA -AGLOMERACION	0251-0257	0251	0257	AAAC120	0,39	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0019-0020	0019	0020	AAAC120	3,94	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0019-0014	0019	0014	AAAC120	2,95	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0020-0021	0020	0021	AAAC120	0,01	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0021-0029	0021	0029	AAAC120	0,38	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0029-0032	0029	0032	AAAC120	0,42	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0014-0032	0014	0032	AAAC120	1,80	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0355-0327	0355	0327	AAAC120	2,54	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0355-0332	0355	0332	AAAC120	2,54	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0327-0333	0327	0333	AAAC120	1,60	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0332-0333	0332	0333	AAAC120	1,60	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	AAAC120	8,00	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	AAAC120	8,00	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA –SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	AAAC240	6,09	0,15786	0,41523	0,33374	1,2000

Cuadro N° B.1b

Parámetros de Líneas de Transmisión y Distribución Primaria

ENLACE	IdLinea	B. Envío	B. Recep.	EQUIPO	Long. Km	R (+) ohm/Km	X (+) ohm/Km	R (0) ohm/Km	X (0) ohm/Km
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	AAAC120	0,45	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	AAAC240	1,57	0,15786	0,41523	0,33374	1,2000
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	AAAC240	0,50	0,3052	0,43867	0,48109	1,2000
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	AAAC240	2,25	0,15786	0,41523	0,33374	1,2000
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	AAAC240	0,45	0,15786	0,41523	0,33374	1,2000
YANACOCHA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	AAAC120	0,05	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	AAAC120	2,62	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	AAAC120	1,53	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	AAAC120	0,30	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	AAAC120	0,25	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	AAAC120	0,98	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	AAAC120	1,03	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	AAAC120	1,01	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
YANACOCHA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	AAAC120	1,23	0,3052	0,43867	0,48109	1,1997
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	AAAC70	1,75	0,5579	0,4562	0,7183	1,4267
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	AAAC70	2,25	0,5579	0,4562	0,7183	1,4267
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	AAAC70	5,40	0,5579	0,4562	0,7183	1,4267

Cuadro N° B.2

Parámetros de Generadores

IdGenerador	kVbase	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva(MW)	Cos ϕ	X''d (%)	X'd (%)	X2 (%)	X0 (%)	Conex	Rg (ohm)	Xd (%)
GE 3x750 CC1	0,48	2730	2250	0,80	17,92	25,58	19,56	3,34	Yn	0	110
GE 3x750 CC2	0,48	2730	2250	0,80	17,92	25,58	19,56	3,34	Yn	0	110
GE 750 MM1	0,48	910	750	0,80	17,92	25,58	19,56	3,34	Yn	0	110
GE 750 MM2	0,48	910	750	0,80	17,92	25,58	19,56	3,34	Yn	0	110
GE-1 LQ	4,16	1200	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-13 CCP	0,48	910	750	0,80	17,92	25,58	19,56	3,34	Yn	0	110
GE-2 LQ	4,16	1200	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-3 LQ	4,16	1200	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-4 LQ	4,16	1200	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-501 YN	4,16	1275	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-502 YN	4,16	1275	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-503 YN	4,16	1275	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-504 YN	4,16	1275	1000	0,80	20	27,19	19,27	0,41	Yn	24	110
GE-7 CCP	0,48	910	750	0,80	17,92	25,58	19,56	3,34	Yn	0	110

Cuadro N° B.3

Parámetros de Transformadores de Tres Devanados

IdTrafo	Base Primario (KV)	Base Secundario (KV)	Base Terciario (KV)	Zcc (%) P-S	Zcc (%) P-T	Zcc (%) S-T	Grupo de Conexión	Potencia Primario (MVA)	Potencia Secundario (MVA)	Potencia Terciario (MVA)	Relacion
T3-CAJANORT	220	60	10	16,217	31,75	48,9	Ynynd11	75	75	12,5	220±8x0,625%/60/10 kV
T3-PAJUELA1	55,5	22,9	10	8	33	16,5	Ynynd5 (*)	33,3	33,3	10	55±8x0,85%/60/10 kV
T3-PAJUELA2	55,5	22,9	10	8	33	16,5	Ynynd5 (*)	33,3	33,3	10	55±8x0,85%/60/10 kV

Cuadro N° B.4

Parámetros de Transformadores de Dos Devanados

IdTrafo	Potencia (kVA)	Relacion	Zcc (%)	Conexión	Rtierra Secundario
T2-CARACHUG1	3/3,75	22,9+-2,5x%/0,48 kV	8,00	Dyn5	0
T2-CARACHUG2	3/3,75	22,9+-2,5x%/0,48 kV	8,00	Dyn5	0
T2-QUINUA2	10/12,5	22,9+-2,5x%/4,16 kV	6,50	Dyn5	24
T2-YNORTE3	10/12,5	22,9+-2,5x%/4,16 kV	6,50	Dyn5	48
T2-CRUSHING	10/12,5	22,9+-2,5x%/4,16 kV	6,50	Dyn5	24
T2-QUINUA1	10/12,5	22,9+-2,5x%/4,16 kV	6,50	Dyn5	24
T2-PCARACHU1	2/2,3	22,9+-2,5x%/0,48 kV	6,12	Dyn5	0
T2-YNORTE1	5/6,5	22,9+-2,5x%/4,16 kV	5,91	Dyn5	48
T2-YNORTE2	5/6,5	22,9+-2,5x%/4,16 kV	5,91	Dyn5	48
T2-GE CC2	2/2,3	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-GE CC1	2/2,3	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-CVOLATIL	15	22,9+-2,5x%/0,23 kV	5,75	Dyn5	0
T2-CARACHUG3	2,5/3,5	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-PWATERA1	1,5	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-BOOST2	2,5/3,125	22,9+-2,5x%/4,16 kV	5,75	Dyn5	24
T2-CHINALIN	1,25	22,9+-2,5x%/0,46 kV	5,75	Dyn5	0
T2-YNORTE5	3,125	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-YNORTE4	3,125	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-YNORTE6	3,5	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	0
T2-MMAQUI1	2,3	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,69	Dyn5	0
T2-PCARACHU2	2,5	22,9+-2,5x%/0,48 kV	4,74	Dyn5	0
T2-MCC08702	1	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	24
T2-MCC08701	1	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	24
T2-MCC08320	2	22,9+-2,5x%/0,48 kV	5,75	Dyn5	24

Cuadro N° B.5

Parámetros de los Motores de Inducción Equivalentes

IdMotor	kV base	Id Barra	Pbase kVA	Fpot	Eficien.	R1 (%)	X1 (%)	R2 (%)	X2 (%)	R0 (%)	X0 (%)	Conex
0087YN	4,16	0087	4254,12	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0088YN	4,16	0088	3990,59	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0092YN	0,48	0092	2120,00	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0094YN	0,48	0094	3516,47	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0109YN	4,16	0109	3333,53	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0123PC	0,48	0123	3334,12	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0124PC	0,48	0124	2527,06	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0158MM	0,48	0158	2798,82	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0182CC	0,48	0182	2907,06	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0183CC	0,48	0183	4067,06	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0221YN	0,48	0221	880,00	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0241LQ	4,16	0241	11451,76	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
0242LQ	4,16	0242	1300,00	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y
MCC511	4,16	0046	3289,412	0,85	0,95	1,5	15	2	20	1	10	Y

ANEXO C:

**RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE
FLUJO DE POTENCIA**

Cuadro N° C.1a

Flujo de Potencia en Líneas (sin desconexión de líneas)

Caso FP-MAXD-03: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6649	0002	0003	60,00	21656,63	16202,37	21422,34	15010,33	288,98	86,26
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6648	0002	0003	60,00	21656,63	16202,37	21422,34	15010,33	288,98	86,26
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-A	0225	0226	22,90	5477,02	3545,15	5404,65	3446,99	163,73	48,16
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-B	0225	0226	22,90	5477,02	3545,15	5404,65	3446,99	163,73	48,16
QUINUA -YANACOCCHA N.	0227-0362	0227	0362	22,90	1283,25	428,77	1283,24	428,76	34,56	10,16
QUINUA -YANACOCCHA N.	0362-0363	0362	0363	22,90	1116,21	330,21	1113,21	333,07	29,78	8,76
PAJUELA -AGLOMERACION	0259-0353	0259	0353	22,90	2861,41	1874,22	2856,69	1868,85	85,82	25,24
PAJUELA -AGLOMERACION	0353-0261	0353	0261	22,90	2494,77	1642,78	2493,74	1641,70	75,10	22,09
PAJUELA -AGLOMERACION	0250-0251	0250	0251	22,90	3457,75	2262,12	3453,72	2257,13	103,66	30,49
PAJUELA -AGLOMERACION	0251-0257	0251	0257	22,90	2756,87	1812,80	2754,42	1810,08	82,91	24,38
PAJUELA-YANACOCCHA N.1	0019-0020	0019	0020	22,90	4307,32	2489,63	4251,09	2416,56	124,89	36,73
PAJUELA-YANACOCCHA N.1	0019-0014	0019	0014	22,90	4287,17	2477,86	4245,47	2423,81	124,28	36,55
PAJUELA-YANACOCCHA N.1	0020-0021	0020	0021	22,90	4231,50	2406,06	4231,36	2405,86	124,32	36,57
PAJUELA-YANACOCCHA N.1	0021-0029	0021	0029	22,90	4112,59	2332,23	4107,52	2325,71	120,76	35,52
PAJUELA-YANACOCCHA N.1	0029-0032	0029	0032	22,90	4065,38	2305,51	4059,88	2298,38	119,58	35,17
PAJUELA-YANACOCCHA N.1	0014-0032	0014	0032	22,90	4226,48	2411,50	4201,25	2378,75	123,75	36,40
PAJUELA-YANACOCCHA N.2	0355-0327	0355	0327	22,90	4906,99	2838,20	4859,95	2775,58	142,25	41,84
PAJUELA-YANACOCCHA N.2	0355-0332	0355	0332	22,90	4906,99	2838,20	4859,95	2775,58	142,25	41,84
PAJUELA-YANACOCCHA N.2	0327-0333	0327	0333	22,90	4859,98	2776,56	4830,32	2737,06	142,31	41,86
PAJUELA-YANACOCCHA N.2	0332-0333	0332	0333	22,90	4859,98	2776,56	4830,32	2737,06	142,31	41,86
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	22,90	3275,23	1450,59	3215,98	1381,11	90,01	26,47

Cuadro N° C.1b

Flujo de Potencia en Líneas (sin desconexión de líneas)

Caso FP-MAXD-03: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	22,90	3275,23	1450,59	3215,98	1381,11	90,01	26,47
YANACOCHA -SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	22,90	2543,90	579,51	2533,51	562,19	66,94	12,28
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	22,90	2630,49	542,91	2628,51	540,92	69,28	20,38
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	22,90	-96,99	19,25	-96,99	22,39	2,57	0,47
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	22,90	1623,05	278,84	1622,23	278,61	42,45	12,49
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	22,90	1624,94	279,23	1623,02	278,78	42,45	7,79
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	22,90	-2212,00	-653,57	-2212,75	-654,58	59,36	10,89
YANACOCHA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	22,90	2789,74	1442,21	2789,45	1441,88	80,50	23,68
YANACOCHA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	22,90	2789,54	1442,38	2773,98	1425,00	80,57	23,70
YANACOCHA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	22,90	359,32	-245,30	359,15	-242,70	11,24	3,31
YANACOCHA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	22,90	-10,87	-458,13	-10,91	-457,61	11,84	3,48
YANACOCHA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	22,90	-18,52	-462,72	-18,55	-462,29	11,96	3,52
YANACOCHA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	22,90	-170,47	-557,77	-170,67	-556,15	15,07	4,43
YANACOCHA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	22,90	-448,29	-731,79	-448,75	-730,54	22,15	6,52
YANACOCHA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	22,90	-737,33	-917,28	-738,18	-916,59	30,35	8,93
YANACOCHA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	22,90	-738,15	-916,57	-739,18	-915,75	30,31	8,92
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	22,90	1525,19	300,95	1521,42	299,59	40,11	14,85
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	22,90	1459,23	263,41	1453,69	261,72	38,36	14,21
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	22,90	198,83	-70,43	198,56	-63,97	5,48	2,03

Cuadro N° C.2

Perfil de Tensiones

Caso FP-MAXD-03: Máxima Demanda Año 2003

Substacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	218,00	0,99	0,00
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	206,03	0,94	-3,44
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	54,16	0,90	-9,48
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,88	0,99	-3,28
LA PAJUELA	0003	60,00	52,26	0,87	-11,45
LA PAJUELA	0011	22,90	23,02	1,01	-16,07
LA PAJUELA	0012	22,90	23,02	1,01	-16,07
LA PAJUELA	0013	10,00	9,80	0,98	-18,72
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,80	0,98	-18,72
LA QUINUA	0227	22,90	22,60	0,99	-16,50
LA QUINUA	0241	4,16	4,06	0,98	-19,27
LA QUINUA	0242	4,16	4,07	0,98	-17,18
AGLOMERACION	0258	22,90	22,95	1,00	-16,14
AGLOMERACION	0288	4,16	4,08	0,98	-17,85
YANACocha NORTE	0075	22,90	22,52	0,98	-16,66
YANACocha NORTE	0087	4,16	4,06	0,98	-19,58
YANACocha NORTE	0088	4,16	4,04	0,97	-19,89
YANACocha NORTE	0109	4,16	4,11	0,99	-18,23
YANACocha NORTE	0092	0,48	0,48	0,99	-20,97
YANACocha NORTE	0094	0,48	0,47	0,98	-21,98
YANACocha NORTE	0221	0,48	0,48	1,01	-18,58
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,38	0,98	-17,20
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,36	0,98	-17,25
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	0,99	-19,86
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,48	1,00	-18,47
CARACHUGO	0143	22,90	22,45	0,98	-16,95
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	0,96	-19,50
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	0,96	-19,86
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	0,98	-16,95
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	0,98	-16,95
MAQUI MAQUI	0155	22,90	22,23	0,97	-17,41
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,47	0,99	-19,19
CHINA LINDA	0160	22,90	22,21	0,97	-17,49
CHINA LINDA	0163	0,46	0,45	0,97	-18,06

Cuadro N° C.3b

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea LPCA-1)

Caso FP-MAXD-03-C1: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
YANACOCOA -SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	22,90	5627,14	2522,70	5568,54	2378,34	158,96	29,17
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	22,90	2630,75	590,62	2628,69	588,48	70,79	20,82
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	22,90	2937,57	1787,26	2927,92	1766,72	90,34	16,58
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	22,90	-1401,37	-1430,37	-1405,03	-1433,09	53,07	15,61
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	22,90	-1398,35	-1426,79	-1401,36	-1430,36	53,15	9,75
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	22,90	811,19	1051,76	810,93	1051,95	35,36	6,49
YANACOCOA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	22,90	6300,90	2749,82	6299,46	2747,86	177,11	52,09
YANACOCOA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	22,90	6298,66	2747,02	6223,41	2643,77	177,13	52,10
YANACOCOA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	22,90	3807,99	967,30	3793,14	948,73	102,95	30,28
YANACOCOA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	22,90	3423,27	732,56	3420,94	729,76	92,18	27,11
YANACOCOA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	22,90	3412,87	724,76	3410,94	722,44	91,95	27,04
YANACOCOA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	22,90	3259,32	626,82	3252,44	618,75	87,54	25,75
YANACOCOA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	22,90	2974,76	442,88	2968,82	436,16	79,53	23,39
YANACOCOA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	22,90	2680,27	248,84	2675,57	243,88	71,34	20,98
YANACOCOA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	22,90	2675,55	243,90	2669,82	237,82	71,35	20,99
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	22,90	1522,80	333,60	1521,80	333,24	41,19	15,25
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	22,90	1459,72	296,94	1453,88	294,88	39,40	14,59
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	22,90	198,84	-61,74	198,56	-55,57	5,53	2,05

Cuadro N° C.4

Perfil de Tensiones (sin línea LPCA-1)

Caso FP-MAXD-03-C1: Máxima Demanda Año 2003

Substacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	218,00	0,99	0,00
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	205,56	0,93	-3,46
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	53,86	0,90	-9,59
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,86	0,99	-3,30
LA PAJUELA	0003	60,00	51,90	0,87	-11,59
LA PAJUELA	0011	22,90	23,05	1,01	-16,22
LA PAJUELA	0012	22,90	23,05	1,01	-16,23
LA PAJUELA	0013	10,00	9,80	0,98	-18,88
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,80	0,98	-18,89
LA QUINUA	0227	22,90	22,60	0,99	-16,71
LA QUINUA	0241	4,16	4,06	0,98	-19,48
LA QUINUA	0242	4,16	4,07	0,98	-17,39
AGLOMERACION	0258	22,90	22,99	1,00	-16,29
AGLOMERACION	0288	4,16	4,09	0,98	-18,00
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,41	0,98	-17,01
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	4,04	0,97	-19,96
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	4,02	0,97	-20,27
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,08	0,98	-18,60
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,47	0,99	-21,37
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,47	0,97	-22,38
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,48	1,00	-18,95
SECTIONALIZING	0070	22,90	21,99	0,96	-18,12
CARACHUGO POND	0080	22,90	21,97	0,96	-18,17
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	0,97	-20,88
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,47	0,98	-19,44
CARACHUGO	0143	22,90	21,69	0,95	-18,54
CARACHUGO	0182	0,48	0,45	0,93	-21,26
CARACHUGO	0183	0,48	0,44	0,93	-21,65
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,46	0,95	-18,54
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,46	0,95	-18,54
MAQUI MAQUI	0155	22,90	21,74	0,95	-18,56
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,46	0,96	-20,42
CHINA LINDA	0160	22,90	21,72	0,95	-18,64
CHINA LINDA	0163	0,46	0,44	0,95	-19,23

Cuadro N° C.5a

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea YNCS-1)

Caso FP-MAXD-03-C2: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6649	0002	0003	60,00	21692,85	16376,58	21455,27	15165,85	291,00	86,87
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6648	0002	0003	60,00	21692,85	16376,58	21455,27	15165,85	291,00	86,87
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-A	0225	0226	22,90	5331,40	3515,93	5261,59	3421,41	160,81	47,30
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-B	0225	0226	22,90	5331,40	3515,93	5261,59	3421,41	160,81	47,30
QUINUA -YANACOCOA N.	0227-0362	0227	0362	22,90	997,51	373,66	997,50	373,65	27,29	8,03
QUINUA -YANACOCOA N.	0362-0363	0362	0363	22,90	829,80	275,09	828,10	279,77	22,46	6,61
PAJUELA -AGLOMERACION	0259-0353	0259	0353	22,90	2861,52	1875,06	2856,76	1869,63	86,12	25,33
PAJUELA -AGLOMERACION	0353-0261	0353	0261	22,90	2494,85	1643,35	2493,81	1642,26	75,36	22,17
PAJUELA -AGLOMERACION	0250-0251	0250	0251	22,90	3457,87	2263,28	3453,80	2258,24	104,02	30,60
PAJUELA -AGLOMERACION	0251-0257	0251	0257	22,90	2756,98	1813,51	2754,51	1810,76	83,20	24,47
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0019-0020	0019	0020	22,90	3988,60	2425,21	3938,77	2361,27	117,58	34,58
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0019-0014	0019	0014	22,90	3968,46	2413,46	3931,53	2366,22	116,97	34,40
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0020-0021	0020	0021	22,90	3917,08	2346,21	3916,96	2346,03	116,91	34,39
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0021-0029	0021	0029	22,90	3800,43	2277,10	3795,95	2271,44	113,45	33,37
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0029-0032	0029	0032	22,90	3753,62	2250,99	3748,77	2244,79	112,26	33,02
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0014-0032	0014	0032	22,90	3912,54	2353,89	3890,20	2325,28	116,44	34,25
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0355-0327	0355	0327	22,90	4541,52	2764,22	4499,86	2709,30	133,87	39,37
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0355-0332	0355	0332	22,90	4541,52	2764,22	4499,86	2709,30	133,87	39,37
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0327-0333	0327	0333	22,90	4499,90	2710,30	4473,63	2675,65	133,93	39,39
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0332-0333	0332	0333	22,90	4499,90	2710,30	4473,63	2675,65	133,93	39,39
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	22,90	4137,78	1738,34	4044,19	1619,29	113,11	33,27

Cuadro N° C.5b

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea YNCS-1)

Caso FP-MAXD-03-C2: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	22,90	4137,78	1738,34	4044,19	1619,29	113,11	33,27
YANACOCOA -SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	22,90	2630,90	600,01	2628,82	597,84	71,10	20,91
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	22,90	-2630,94	-600,04	-2636,92	-610,91	71,09	13,04
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	22,90	4175,93	955,84	4159,64	935,03	111,93	32,92
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	22,90	4189,29	986,48	4175,95	955,87	111,92	20,54
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	22,90	-4776,31	-1360,88	-4779,86	-1369,28	129,12	23,69
YANACOCOA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	22,90	3712,73	1728,27	3712,23	1727,63	105,23	30,95
YANACOCOA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	22,90	3712,16	1727,72	3685,59	1694,48	105,28	30,96
YANACOCOA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	22,90	1270,75	22,25	1269,23	22,89	32,99	9,70
YANACOCOA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	22,90	899,27	-192,79	899,11	-192,46	23,90	7,03
YANACOCOA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	22,90	891,06	-197,66	890,93	-197,38	23,72	6,98
YANACOCOA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	22,90	739,38	-292,75	739,00	-291,42	20,67	6,08
YANACOCOA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	22,90	461,39	-467,08	461,12	-465,59	17,07	5,02
YANACOCOA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	22,90	172,54	-652,55	172,26	-651,07	17,55	5,16
YANACOCOA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	22,90	172,27	-651,05	171,92	-649,29	17,50	5,15
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	22,90	1522,78	324,20	1521,80	323,86	40,88	15,14
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	22,90	1459,57	287,53	1453,81	285,57	39,10	14,48
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	22,90	198,84	-64,18	198,56	-57,93	5,51	2,04

Cuadro N° C.6

Perfil de Tensiones (sin línea YNCS-1)

Caso FP-MAXD-03-C2: Máxima Demanda Año 2003

Subestacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	218,00	0,99	0,00
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	205,86	0,94	-3,45
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	54,05	0,90	-9,51
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,88	0,99	-3,29
LA PAJUELA	0003	60,00	52,13	0,87	-11,49
LA PAJUELA	0011	22,90	22,94	1,00	-16,14
LA PAJUELA	0012	22,90	22,94	1,00	-16,15
LA PAJUELA	0013	10,00	9,76	0,98	-18,81
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,76	0,98	-18,82
LA QUINUA	0227	22,90	22,53	0,98	-16,56
LA QUINUA	0241	4,16	4,05	0,97	-19,35
LA QUINUA	0242	4,16	4,06	0,98	-17,25
AGLOMERACION	0258	22,90	22,88	1,00	-16,21
AGLOMERACION	0288	4,16	4,07	0,98	-17,94
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,47	0,98	-16,68
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	4,05	0,97	-19,61
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	4,03	0,97	-19,92
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,10	0,98	-18,26
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,48	0,99	-21,01
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,47	0,98	-22,02
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,48	1,01	-18,61
SECTIONALIZING	0070	22,90	21,92	0,96	-18,37
CARACHUGO POND	0080	22,90	21,89	0,96	-18,42
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,46	0,96	-21,14
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,47	0,98	-19,69
CARACHUGO	0143	22,90	22,24	0,97	-17,30
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	0,96	-19,90
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	0,95	-20,26
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	0,97	-17,30
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	0,97	-17,30
MAQUI MAQUI	0155	22,90	21,88	0,96	-18,23
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,47	0,97	-20,07
CHINA LINDA	0160	22,90	21,86	0,95	-18,31
CHINA LINDA	0163	0,46	0,44	0,96	-18,89

Cuadro N° C.7a

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea LPYN-1)

Caso FP-MAXD-03-C3: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6649	0002	0003	60,00	21677,91	16501,15	21438,58	15280,33	292,08	87,19
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6648	0002	0003	60,00	21677,91	16501,15	21438,58	15280,33	292,08	87,19
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-A	0225	0226	22,90	6546,84	4204,30	6442,75	4060,45	196,35	57,75
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-B	0225	0226	22,90	6546,84	4204,30	6442,75	4060,45	196,35	57,75
QUINUA -YANACOCHA N.	0227-0362	0227	0362	22,90	3354,74	1641,77	3354,65	1641,65	96,30	28,32
QUINUA -YANACOCHA N.	0362-0363	0362	0363	22,90	3191,61	1544,82	3163,19	1510,96	91,50	26,91
PAJUELA -AGLOMERACION	0259-0353	0259	0353	22,90	2861,53	1875,93	2856,75	1870,46	86,33	25,39
PAJUELA -AGLOMERACION	0353-0261	0353	0261	22,90	2494,88	1643,80	2493,84	1642,70	75,55	22,22
PAJUELA -AGLOMERACION	0250-0251	0250	0251	22,90	3458,01	2264,12	3453,93	2259,05	104,28	30,67
PAJUELA -AGLOMERACION	0251-0257	0251	0257	22,90	2756,95	1814,38	2754,47	1811,60	83,40	24,53
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0019-0020	0019	0020	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0019-0014	0019	0014	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0020-0021	0020	0021	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0021-0029	0021	0029	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0029-0032	0029	0032	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0014-0032	0014	0032	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0355-0327	0355	0327	22,90	7566,11	4445,84	7452,10	4286,87	221,44	65,13
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0355-0332	0355	0332	22,90	7566,11	4445,84	7452,10	4286,87	221,44	65,13
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0327-0333	0327	0333	22,90	7452,05	4287,84	7380,19	4187,58	221,49	65,14
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0332-0333	0332	0333	22,90	7452,05	4287,84	7380,19	4187,58	221,49	65,14
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	22,90	3859,49	1882,80	3773,39	1774,45	108,50	31,91

Cuadro N° C.7b

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea LPYN-1)

Caso FP-MAXD-03-C3: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	22,90	3859,49	1882,80	3773,39	1774,45	108,50	31,91
YANACOCHA -SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	22,90	2126,67	230,86	2119,43	221,48	55,87	10,25
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	22,90	2630,93	587,08	2628,88	584,96	70,68	20,79
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	22,90	-511,43	-365,62	-511,75	-361,56	16,48	3,02
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	22,90	2038,49	685,00	2034,39	681,70	56,18	16,53
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	22,90	2041,87	689,37	2038,52	685,02	56,16	10,31
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	22,90	-2628,99	-1064,03	-2630,15	-1066,15	73,86	13,55
YANACOCHA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	22,90	2093,20	1109,14	2093,03	1108,99	61,84	18,19
YANACOCHA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	22,90	2092,24	1108,55	2083,07	1100,19	61,88	18,20
YANACOCHA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	22,90	-332,10	-576,88	-332,52	-574,73	17,48	5,14
YANACOCHA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	22,90	-702,63	-790,77	-702,85	-790,52	27,75	8,16
YANACOCHA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	22,90	-710,35	-795,34	-710,53	-795,13	27,97	8,23
YANACOCHA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	22,90	-862,48	-890,96	-863,43	-890,48	32,51	9,56
YANACOCHA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	22,90	-1141,06	-1066,18	-1142,63	-1066,57	40,89	12,03
YANACOCHA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	22,90	-1431,20	-1253,61	-1433,48	-1255,03	49,73	14,63
YANACOCHA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	22,90	-1433,48	-1255,05	-1436,26	-1256,80	49,70	14,62
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	22,90	1522,75	320,23	1521,78	319,90	40,75	15,09
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	22,90	1459,52	283,57	1453,80	281,66	38,98	14,44
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	22,90	198,84	-65,20	198,57	-58,91	5,51	2,04

Cuadro N° C.8

Perfil de Tensiones (sin línea LPYN-1)

Caso FP-MAXD-03-C3: Máxima Demanda Año 2003

Subestacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	218,00	0,99	0,00
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	205,76	0,94	-3,44
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	53,98	0,90	-9,52
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,87	0,99	-3,28
LA PAJUELA	0003	60,00	52,04	0,87	-11,50
LA PAJUELA	0011	22,90	22,89	1,00	-16,16
LA PAJUELA	0012	22,90	22,89	1,00	-16,17
LA PAJUELA	0013	10,00	9,73	0,97	-18,85
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,73	0,97	-18,85
LA QUINUA	0227	22,90	22,39	0,98	-16,69
LA QUINUA	0241	4,16	4,02	0,97	-19,52
LA QUINUA	0242	4,16	4,03	0,97	-17,39
AGLOMERACION	0258	22,90	22,82	1,00	-16,23
AGLOMERACION	0288	4,16	4,06	0,97	-17,97
YANACOCHA NORTE	0075	22,90	22,12	0,97	-17,09
YANACOCHA NORTE	0087	4,16	3,98	0,96	-20,12
YANACOCHA NORTE	0088	4,16	3,96	0,95	-20,44
YANACOCHA NORTE	0109	4,16	4,03	0,97	-18,72
YANACOCHA NORTE	0092	0,48	0,47	0,97	-21,57
YANACOCHA NORTE	0094	0,48	0,46	0,96	-22,62
YANACOCHA NORTE	0221	0,48	0,47	0,99	-19,08
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,02	0,96	-17,58
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,00	0,96	-17,63
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	0,97	-20,33
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,47	0,98	-18,90
CARACHUGO	0143	22,90	22,19	0,97	-17,18
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	0,95	-19,78
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	0,95	-20,15
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	0,97	-17,18
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	0,97	-17,18
MAQUI MAQUI	0155	22,90	21,94	0,96	-17,69
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,47	0,97	-19,52
CHINA LINDA	0160	22,90	21,92	0,96	-17,77
CHINA LINDA	0163	0,46	0,44	0,96	-18,36

Cuadro N° C.9a

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea LPLQ-1)

Caso FP-MAXD-03-C4: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6649	0002	0003	60,00	22040,36	17121,27	21785,13	15810,63	301,61	90,03
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6648	0002	0003	60,00	22040,36	17121,27	21785,13	15810,63	301,61	90,03
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-A	0225	0226	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-B	0225	0226	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
QUINUA -YANACOCOA N.	0227-0362	0227	0362	22,90	-9531,40	-6561,95	-9532,32	-6563,27	316,43	93,07
QUINUA -YANACOCOA N.	0362-0363	0362	0363	22,90	-9699,67	-6658,22	-10051,03	-7156,64	321,67	94,61
PAJUELA -AGLOMERACION	0259-0353	0259	0353	22,90	2861,51	1874,97	2856,76	1869,55	86,05	25,31
PAJUELA -AGLOMERACION	0353-0261	0353	0261	22,90	2494,62	1642,96	2493,58	1641,86	75,29	22,14
PAJUELA -AGLOMERACION	0250-0251	0250	0251	22,90	3457,88	2263,12	3453,83	2258,09	103,93	30,57
PAJUELA -AGLOMERACION	0251-0257	0251	0257	22,90	2756,93	1813,41	2754,47	1810,66	83,13	24,45
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0019-0020	0019	0020	22,90	6742,39	4203,68	6598,29	4004,19	199,91	58,80
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0019-0014	0019	0014	22,90	6722,02	4191,64	6614,79	4043,32	199,29	58,62
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0020-0021	0020	0021	22,90	6578,44	3993,29	6578,08	3992,76	199,32	58,62
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0021-0029	0021	0029	22,90	6459,57	3919,46	6446,24	3901,06	195,72	57,57
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0029-0032	0029	0032	22,90	6404,04	3880,60	6389,49	3860,43	194,52	57,21
PAJUELA-YANACOCOA N.1	0014-0032	0014	0032	22,90	6595,84	4030,96	6530,75	3940,82	198,75	58,46
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0355-0327	0355	0327	22,90	7698,59	4804,02	7577,45	4634,82	228,27	67,14
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0355-0332	0355	0332	22,90	7698,59	4804,02	7577,45	4634,82	228,27	67,14
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0327-0333	0327	0333	22,90	7577,44	4635,78	7501,09	4529,07	228,32	67,15
PAJUELA-YANACOCOA N.2	0332-0333	0332	0333	22,90	7577,44	4635,78	7501,09	4529,07	228,32	67,15
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	22,90	3888,09	1965,74	3800,01	1854,64	109,74	32,28

Cuadro N° C.9b

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea LPLQ-1)

Caso FP-MAXD-03-C4: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	22,90	3888,09	1965,74	3800,01	1854,64	109,74	32,28
YANACOCHA -SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	22,90	2110,24	140,94	2103,19	132,09	55,13	10,12
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	22,90	2630,75	581,23	2628,70	579,12	70,49	20,73
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	22,90	-527,62	-449,27	-528,00	-445,36	18,13	3,33
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	22,90	2054,87	765,42	2050,62	761,93	57,15	16,81
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	22,90	2058,34	770,03	2054,86	765,40	57,13	10,48
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	22,90	-2645,46	-1144,67	-2646,66	-1146,87	74,87	13,74
YANACOCHA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	22,90	2055,74	1021,96	2055,58	1021,82	59,83	17,60
YANACOCHA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	22,90	2055,70	1020,74	2047,11	1013,23	59,87	17,61
YANACOCHA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	22,90	-368,00	-662,97	-368,55	-660,99	19,88	5,85
YANACOCHA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	22,90	-738,46	-876,83	-738,70	-876,62	30,01	8,83
YANACOCHA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	22,90	-746,61	-881,62	-746,81	-881,45	30,23	8,89
YANACOCHA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	22,90	-898,56	-977,23	-899,64	-976,92	34,73	10,22
YANACOCHA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	22,90	-1177,33	-1152,66	-1179,07	-1153,29	43,04	12,66
YANACOCHA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	22,90	-1467,54	-1340,21	-1470,02	-1341,91	51,83	15,24
YANACOCHA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	22,90	-1470,09	-1341,96	-1473,11	-1344,04	51,80	15,23
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	22,90	1522,52	316,61	1521,55	316,29	40,63	15,05
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	22,90	1459,47	280,01	1453,78	278,13	38,87	14,39
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	22,90	198,85	-66,13	198,58	-59,81	5,50	2,04

Cuadro N° C.10

Perfil de Tensiones (sin línea LPLQ-1)

Caso FP-MAXD-03-C4: Máxima Demanda Año 2003

Subestacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	218,00	0,99	0,00
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	205,07	0,93	-3,50
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	53,55	0,89	-9,75
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,84	0,98	-3,34
LA PAJUELA	0003	60,00	51,53	0,86	-11,79
LA PAJUELA	0011	22,90	22,96	1,00	-16,49
LA PAJUELA	0012	22,90	22,96	1,00	-16,50
LA PAJUELA	0013	10,00	9,79	0,98	-19,18
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,73	0,97	-19,23
LA QUINUA	0227	22,90	21,11	0,92	-18,41
LA QUINUA	0241	4,16	3,77	0,91	-21,61
LA QUINUA	0242	4,16	3,80	0,91	-19,20
AGLOMERACION	0258	22,90	22,89	1,00	-16,57
AGLOMERACION	0288	4,16	4,07	0,98	-18,29
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,16	0,97	-17,40
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	3,99	0,96	-20,41
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	3,97	0,95	-20,74
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,04	0,97	-19,02
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,47	0,98	-21,86
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,46	0,96	-22,90
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,48	0,99	-19,38
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,07	0,96	-17,89
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,05	0,96	-17,94
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	0,97	-20,62
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,47	0,98	-19,20
CARACHUGO	0143	22,90	22,25	0,97	-17,49
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	0,96	-20,08
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	0,95	-20,45
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	0,97	-17,49
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	0,97	-17,49
MAQUI MAQUI	0155	22,90	21,99	0,96	-18,00
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,47	0,97	-19,82
CHINA LINDA	0160	22,90	21,97	0,96	-18,08
CHINA LINDA	0163	0,46	0,44	0,96	-18,66

Cuadro N° C.11a

Flujo de Potencia en Líneas (sin línea CSCA-1)

Caso FP-MAXD-03-C5: Máxima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6649	0002	0003	60,00	20543,15	15510,09	20335,18	14466,13	272,29	81,28
CAJAM. N. LA PAJUELA	L-6648	0002	0003	60,00	20543,15	15510,09	20335,18	14466,13	272,29	81,28
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-A	0225	0226	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJUELA -QUINUA	0225-0226-B	0225	0226	22,90	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
QUINUA -YANACOCHA N.	0227-0362	0227	0362	22,90	1180,56	391,83	1180,55	391,82	31,95	9,40
QUINUA -YANACOCHA N.	0362-0363	0362	0363	22,90	1017,65	295,14	1015,13	298,63	27,26	8,02
PAJUELA -AGLOMERACION	0259-0353	0259	0353	22,90	2861,57	1875,87	2856,79	1870,40	86,31	25,39
PAJUELA -AGLOMERACION	0353-0261	0353	0261	22,90	2495,05	1643,90	2494,01	1642,80	75,53	22,22
PAJUELA -AGLOMERACION	0250-0251	0250	0251	22,90	3457,93	2264,05	3453,85	2258,98	104,25	30,66
PAJUELA -AGLOMERACION	0251-0257	0251	0257	22,90	2756,93	1814,16	2754,45	1811,39	83,38	24,52
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0019-0020	0019	0020	22,90	4199,44	2451,91	4145,14	2381,52	122,73	36,10
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0019-0014	0019	0014	22,90	4179,30	2440,15	4139,04	2388,10	122,12	35,92
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0020-0021	0020	0021	22,90	4131,55	2372,68	4131,42	2372,49	122,32	35,98
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0021-0029	0021	0029	22,90	4006,55	2297,12	4001,65	2290,85	118,59	34,88
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0029-0032	0029	0032	22,90	3959,54	2270,57	3954,24	2263,72	117,40	34,53
PAJUELA-YANACOCHA N.1	0014-0032	0014	0032	22,90	4120,02	2375,74	4095,66	2344,21	121,59	35,76
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0355-0327	0355	0327	22,90	4783,31	2794,88	4737,89	2734,54	139,78	41,11
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0355-0332	0355	0332	22,90	4783,31	2794,88	4737,89	2734,54	139,78	41,11
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0327-0333	0327	0333	22,90	4737,88	2735,54	4709,25	2697,47	139,83	41,13
PAJUELA-YANACOCHA N.2	0332-0333	0332	0333	22,90	4737,88	2735,54	4709,25	2697,47	139,83	41,13
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	22,90	2468,91	1190,58	2433,82	1155,73	69,30	20,38

Cuadro N° C.12

Perfil de Tensiones (sin línea CSCA-1)

Caso FP-MAXD-03-C5: Máxima Demanda Año 2003

Subestacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	218,00	0,99	0,00
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	206,97	0,94	-3,26
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	54,72	0,91	-8,90
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,93	0,99	-3,11
LA PAJUELA	0003	60,00	52,92	0,88	-10,72
LA PAJUELA	0011	22,90	22,90	1,00	-15,16
LA PAJUELA	0012	22,90	22,89	1,00	-15,16
LA PAJUELA	0013	10,00	9,75	0,97	-17,70
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,75	0,97	-17,70
LA QUINUA	0227	22,90	22,48	0,98	-15,59
LA QUINUA	0241	4,16	4,04	0,97	-18,39
LA QUINUA	0242	4,16	4,05	0,97	-16,28
AGLOMERACION	0258	22,90	22,83	1,00	-15,23
AGLOMERACION	0288	4,16	4,06	0,98	-16,97
YANACOCHA NORTE	0075	22,90	22,41	0,98	-15,74
YANACOCHA NORTE	0087	4,16	4,04	0,97	-18,69
YANACOCHA NORTE	0088	4,16	4,02	0,97	-19,00
YANACOCHA NORTE	0109	4,16	4,08	0,98	-17,33
YANACOCHA NORTE	0092	0,48	0,47	0,99	-20,10
YANACOCHA NORTE	0094	0,48	0,47	0,97	-21,11
YANACOCHA NORTE	0221	0,48	0,48	1,00	-17,68
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,26	0,97	-16,31
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,24	0,97	-16,36
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	0,98	-19,00
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,48	0,99	-17,60
CARACHUGO	0143	22,90	22,45	0,98	-15,80
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	0,96	-18,35
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	0,96	-18,71
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	0,98	-15,80
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	0,98	-15,80
MAQUI MAQUI	0155	N/A	22,90	1,00	0,00
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,48	1,00	0,00
CHINA LINDA	0160	N/A	22,90	1,00	0,00
CHINA LINDA	0163	0,46	0,46	1,00	0,00

Cuadro N° C.13b

Flujo de Potencia en Líneas (sin desconexión de líneas)

Caso FP-MIND-03: Mínima Demanda Año 2003

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	kVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp	Amp %
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 A	0097	0098	22,90	106,24	202,49	105,98	217,99	6,12	1,80
PAJUELA-CARACHUGO	0097-0098 B	0097	0098	22,90	106,24	202,49	105,98	217,99	6,12	1,80
YANACOCHA -SECTIONALIZING	0176-0320	0176	0320	22,90	-264,05	-747,26	-264,98	-739,41	20,12	3,69
SECTIONALIZING-C POND	0342-0080	0342	0080	22,90	932,58	-316,94	932,32	-316,42	24,93	7,33
SECTIONALIZING CARACHUGO	0070-0407	0070	0407	22,90	-1197,56	-422,53	-1198,78	-420,47	32,14	5,90
SECTIONALIZING CARACHUGO	0402-0407	0402	0407	22,90	689,15	-310,28	688,98	-309,52	19,09	5,62
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0402	0214	0402	22,90	689,52	-314,09	689,14	-310,33	19,14	3,51
SECTIONALIZING CARACHUGO	0214-0144	0214	0144	22,90	-1123,09	40,07	-1123,26	40,61	28,39	5,21
YANACOCHA-CARACHUGO	0035-0437	0035	0437	22,90	976,61	939,11	976,56	939,13	34,40	10,12
YANACOCHA-CARACHUGO	0437-0236	0437	0236	22,90	976,58	939,68	973,73	940,69	34,50	10,15
YANACOCHA-CARACHUGO	0150-0047	0150	0047	22,90	-1395,19	-696,05	-1397,40	-696,28	39,74	11,69
YANACOCHA-CARACHUGO	0047-0334	0047	0334	22,90	-1397,40	-680,20	-1397,83	-680,23	39,52	11,62
YANACOCHA-CARACHUGO	0334-0443	0334	0443	22,90	-1397,81	-680,17	-1398,17	-680,19	39,51	11,62
YANACOCHA-CARACHUGO	0443-0217	0443	0217	22,90	-1398,17	-679,31	-1399,57	-679,35	39,50	11,62
YANACOCHA-CARACHUGO	0217-0133	0217	0133	22,90	-1399,58	-679,31	-1401,04	-679,44	39,48	11,61
YANACOCHA-CARACHUGO	0133-0448	0133	0448	22,90	-1401,04	-678,51	-1402,48	-678,59	39,44	11,60
YANACOCHA-CARACHUGO	0448-0142	0448	0142	22,90	-1402,48	-678,58	-1404,23	-678,71	39,42	11,60
DEV-MAQUI MAQUI	0407-0149	0407	0149	22,90	-509,82	-730,08	-511,30	-728,99	22,50	8,33
DEV-MAQUI MAQUI	0149-0154	0149	0154	22,90	-511,29	-725,65	-513,17	-724,18	22,38	8,29
MMAQUI-CHINA LINDA	0155-0160	0155	0160	22,90	0,38	-210,28	0,13	-203,33	5,29	1,96

Cuadro N° C.14

Perfil de Tensiones (sin desconexión de líneas)

Caso FP-MIND-03: Mínima Demanda Año 2003

Subestacion	Ident.	kVbase	kV	Vpu	Ang
CAJAMARCA	60SECAJA	60,00	56,00	0,93	0,00
LA PAJUELA	0003	60,00	53,74	0,90	-1,80
LA PAJUELA	0011	22,90	22,90	1,00	-3,00
LA PAJUELA	0012	22,90	22,90	1,00	-3,00
LA PAJUELA	0013	10,00	9,94	0,99	-3,65
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,94	0,99	-3,65
LA QUINUA	0227	22,90	22,77	0,99	-3,18
LA QUINUA	0241	4,16	4,20	1,01	-4,25
LA QUINUA	0242	4,16	4,13	0,99	-3,38
AGLOMERACION	0258	22,90	22,90	1,00	-3,00
AGLOMERACION	0288	4,16	4,16	1,00	-3,00
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,74	0,99	-3,23
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	4,20	1,01	-4,24
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	4,20	1,01	-4,29
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,18	1,01	-4,18
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,50	1,04	-4,77
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,50	1,04	-5,08
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,49	1,03	-4,52
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,82	1,00	-3,23
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,81	1,00	-3,26
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,49	1,02	-4,29
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,49	1,03	-3,61
CARACHUGO	0143	22,90	22,86	1,00	-2,98
CARACHUGO	0182	0,48	0,48	1,00	-3,79
CARACHUGO	0183	0,48	0,47	0,98	-5,51
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,49	1,01	0,66
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,49	1,01	0,66
MAQUI MAQUI	0155	22,90	22,96	1,00	-3,19
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,50	1,04	-2,55
CHINA LINDA	0160	22,90	22,99	1,00	-3,25
CHINA LINDA	0163	0,46	0,46	1,01	-3,29

ANEXO D:

**RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE
CORTOCIRCUITO**

Cuadro N° D.1a

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 0 \ \Omega$)

Caso CC-MAXD-03-R0: Máxima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	KVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	217,91	1,97	741,90	2,40	906,00	1,70	642,50
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	205,90	0,99	-3,44	1,12	399,60	0,86	306,10
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	54,11	2,07	-9,48	2,40	225,30	1,80	168,20
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,88	8,25	-3,28	0,00	0,00	7,14	122,20
LA PAJUELA	0003	60,00	52,20	1,82	-11,45	2,14	193,70	1,58	142,70
LA PAJUELA	0011	22,90	22,98	3,22	-16,06	0,91	36,10	2,79	110,90
LA PAJUELA	0012	22,90	22,98	3,22	-16,07	0,91	36,10	2,79	110,90
LA PAJUELA	0013	10,00	9,78	3,38	-18,71	0,00	0,00	2,93	49,60
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,78	3,38	-18,72	0,00	0,00	2,93	49,60
LA QUINUA	0227	22,90	22,57	2,86	-16,50	0,86	33,60	2,47	96,70
LA QUINUA	0241	4,16	4,06	9,37	-19,27	0,10	0,70	8,12	57,00
LA QUINUA	0242	4,16	4,07	9,23	-17,18	0,10	0,70	7,99	56,30
AGLOMERACION	0258	22,90	22,92	3,06	-16,13	0,89	35,40	2,65	105,10
AGLOMERACION	0288	4,16	4,07	9,72	-17,85	0,10	0,70	8,42	59,40
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,49	2,97	-16,66	0,86	33,70	2,57	100,00
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	4,06	7,04	-19,58	0,05	0,30	6,10	42,80
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	4,04	7,06	-19,89	0,05	0,30	6,11	42,70
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,10	9,32	-18,23	0,05	0,30	8,07	57,30
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,48	31,51	-20,97	38,09	31,40	27,29	22,50
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,47	31,67	-21,98	38,16	31,00	27,43	22,30
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,48	38,59	-18,58	45,93	38,40	33,42	28,00
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,34	2,30	-17,23	0,79	30,40	1,99	77,00

Cuadro N° D.1b

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 0 \ \Omega$)

Caso CC-MAXD-03-R0: Máxima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	KVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,32	2,21	-17,28	0,77	29,80	1,91	73,80
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	29,06	-19,89	31,77	26,00	25,17	20,60
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,48	40,06	-18,50	45,74	37,90	34,69	28,70
CARACHUGO	0143	22,90	22,42	2,51	-16,94	0,82	31,70	2,18	84,50
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	33,09	-19,48	36,04	28,90	28,66	23,00
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	33,15	-19,84	36,05	28,70	28,71	22,90
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	30,99	-16,94	33,74	27,50	26,84	21,80
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	30,99	-16,94	33,74	27,50	26,84	21,80
MAQUI MAQUI	0155	22,90	22,23	1,72	-17,38	0,68	26,30	1,49	57,50
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,47	31,33	-19,16	35,58	29,20	27,13	22,20
CHINA LINDA	0160	22,90	22,21	1,15	-17,46	0,54	20,80	0,99	38,10
CHINA LINDA	0163	0,46	0,45	18,82	-18,03	20,91	16,20	16,30	12,60

Cuadro N° D.2a

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 20 \Omega$)

Caso CC-MAXD-03-R20: Máxima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
TRUJILLO NORTE	0331	220,00	217,91	1,72	647,30	2,05	773,20	1,60	603,80
CAJAMARCA NORT.	0325	220,00	205,90	0,93	332,40	1,05	375,80	0,83	297,50
CAJAMARCA NORT.	0002	60,00	54,11	1,09	102,10	1,17	110,00	1,31	123,00
CAJAMARCA NORT.	0323X	10,00	9,88	0,28	4,90	0,00	0,00	0,49	8,40
LA PAJUELA	0003	60,00	52,20	1,00	90,20	1,09	98,50	1,18	106,30
LA PAJUELA	0011	22,90	22,98	0,60	24,00	0,39	15,30	0,94	37,20
LA PAJUELA	0012	22,90	22,98	0,60	24,00	0,39	15,30	0,94	37,20
LA PAJUELA	0013	10,00	9,78	0,28	4,70	0,00	0,00	0,47	7,90
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,78	0,28	4,70	0,00	0,00	0,47	7,90
LA QUINUA	0227	22,90	22,57	0,58	22,70	0,37	14,60	0,89	34,70
LA QUINUA	0241	4,16	4,06	0,12	0,80	0,05	0,40	0,20	1,40
LA QUINUA	0242	4,16	4,07	0,12	0,80	0,05	0,40	0,20	1,40
AGLOMERACION	0258	22,90	22,92	0,60	23,70	0,38	15,20	0,92	36,50
AGLOMERACION	0288	4,16	4,07	0,12	0,80	0,05	0,40	0,20	1,40
YANACOCHA NORTE	0075	22,90	22,49	0,58	22,70	0,37	14,50	0,89	34,80
YANACOCHA NORTE	0087	4,16	4,06	0,12	0,80	0,03	0,20	0,20	1,40
YANACOCHA NORTE	0088	4,16	4,04	0,12	0,80	0,03	0,20	0,20	1,40
YANACOCHA NORTE	0109	4,16	4,10	0,12	0,80	0,04	0,20	0,20	1,40
YANACOCHA NORTE	0092	0,48	0,48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
YANACOCHA NORTE	0094	0,48	0,47	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
YANACOCHA NORTE	0221	0,48	0,48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,34	0,56	21,60	0,36	13,90	0,83	32,10

Cuadro N° D.2b

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 20 \Omega$)

Caso CC-MAXD-03-R20: Máxima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,32	0,56	21,40	0,36	13,80	0,82	31,50
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,47	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	0143	22,90	22,42	0,57	22,00	0,37	14,20	0,85	32,90
CARACHUGO	0182	0,48	0,46	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	0183	0,48	0,46	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,47	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,47	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
MAQUI MAQUI	0155	22,90	22,23	0,52	19,90	0,34	13,00	0,72	27,80
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,47	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CHINA LINDA	0160	22,90	22,21	0,45	17,30	0,30	11,70	0,58	22,30
CHINA LINDA	0163	0,46	0,45	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00

Cuadro N° D.3a

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 0 \Omega$)

Caso CC–MIND–03: Mínima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CAJAMARCA	60SECAJA	60,00	55,97	1,68	162,50	1,98	192,40	1,45	140,70
LA PAJUELA	0003	60,00	53,69	1,53	142,20	1,72	159,60	1,32	123,20
LA PAJUELA	0011	22,90	22,88	3,63	143,90	0,93	36,70	3,15	124,70
LA PAJUELA	0012	22,90	22,88	3,63	144,00	0,93	36,70	3,15	124,70
LA PAJUELA	0013	10,00	9,93	3,76	64,70	0,00	0,00	3,26	56,10
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,93	3,76	64,80	0,00	0,00	3,26	56,10
LA QUINUA	0227	22,90	22,75	3,35	131,80	0,90	35,30	2,90	114,20
LA QUINUA	0241	4,16	4,20	12,60	91,50	0,50	3,60	10,91	79,30
LA QUINUA	0242	4,16	4,12	9,97	71,10	0,10	0,70	8,63	61,60
AGLOMERACION	0258	22,90	22,88	3,42	135,70	0,91	36,20	2,97	117,50
AGLOMERACION	0288	4,16	4,16	10,09	72,70	0,10	0,70	8,74	62,90
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,72	3,52	133,60	0,90	35,60	3,05	120,00
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	4,20	8,98	65,30	0,25	1,80	7,78	56,50
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	4,20	8,99	65,30	0,25	1,80	7,79	56,60
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,18	10,12	73,20	0,05	0,40	8,77	63,40
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,50	35,79	30,90	42,49	36,70	31,00	26,70
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,50	35,87	30,80	42,54	36,60	31,07	26,70
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,49	40,28	34,30	47,66	40,60	34,89	29,70
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,79	2,83	111,80	0,84	33,10	2,45	96,80
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,79	2,72	107,20	0,83	32,50	2,35	92,80
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,49	36,20	30,70	41,83	35,50	31,35	26,60
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,49	48,43	41,30	57,25	48,80	41,94	35,80

Cuadro N° D.3b

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 0 \ \Omega$)

Caso CC-MIND-03: Mínima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CARACHUGO	0143	22,90	22,84	3,11	122,90	0,87	34,40	2,69	106,50
CARACHUGO	0182	0,48	0,48	34,72	29,00	37,66	31,40	30,07	25,10
CARACHUGO	0183	0,48	0,47	34,95	28,50	37,63	30,70	30,27	24,70
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,48	48,68	40,90	61,72	51,80	42,15	35,40
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,48	48,68	40,90	61,72	51,80	42,15	35,40
MAQUI MAQUI	0155	22,90	22,91	2,14	84,90	0,74	29,40	1,85	73,50
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,50	44,64	38,60	55,37	47,90	38,66	33,40
CHINA LINDA	0160	22,90	22,93	1,34	53,20	0,58	23,10	1,16	46,10
CHINA LINDA	0163	0,46	0,46	19,95	16,10	22,02	17,70	17,27	13,90

Cuadro N° D.4a

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 20 \Omega$)

Caso CC–MIND–03-R20: Mínima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CAJAMARCA	60SECAJA	60,00	55,97	1,03	100,10	1,13	109,20	1,17	113,10
LA PAJUELA	0003	60,00	53,69	0,96	88,90	1,04	96,30	1,07	99,40
LA PAJUELA	0011	22,90	22,83	0,62	24,40	0,39	15,40	0,98	38,80
LA PAJUELA	0012	22,90	22,88	0,62	24,40	0,39	15,40	0,98	38,80
LA PAJUELA	0013	10,00	9,93	0,28	4,90	0,00	0,00	0,48	8,30
LA PAJUELA	0008X	10,00	9,93	0,28	4,90	0,00	0,00	0,48	8,30
LA QUINUA	0227	22,90	22,75	0,61	23,90	0,38	15,00	0,95	37,60
LA QUINUA	0241	4,16	4,20	0,12	0,90	0,10	0,70	0,21	1,50
LA QUINUA	0242	4,16	4,12	0,12	0,80	0,05	0,40	0,21	1,50
AGLOMERACION	0258	22,90	22,83	0,61	24,20	0,39	15,30	0,97	38,20
AGLOMERACION	0288	4,16	4,16	0,12	0,90	0,05	0,40	0,21	1,50
YANACOCCHA NORTE	0075	22,90	22,72	0,61	24,00	0,38	15,00	0,97	38,00
YANACOCCHA NORTE	0087	4,16	4,20	0,12	0,90	0,08	0,60	0,21	1,50
YANACOCCHA NORTE	0088	4,16	4,20	0,12	0,90	0,08	0,60	0,21	1,50
YANACOCCHA NORTE	0109	4,16	4,18	0,12	0,90	0,04	0,30	0,21	1,50
YANACOCCHA NORTE	0092	0,48	0,50	0,01	0,00	0,01	0,00	0,03	0,00
YANACOCCHA NORTE	0094	0,48	0,50	0,01	0,00	0,01	0,00	0,03	0,00
YANACOCCHA NORTE	0221	0,48	0,49	0,01	0,00	0,01	0,00	0,03	0,00
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,79	0,60	23,60	0,37	14,80	0,92	36,50
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,79	0,60	23,50	0,37	14,70	0,91	36,00
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,49	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,49	0,01	0,00	0,01	0,00	0,03	0,00

Cuadro N° D.4b

Resultados de Cortocircuito ($R_f = 20 \Omega$)

Caso CC-MIND-03-R20: Mínima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CARACHUGO	0143	22,90	22,84	0,60	23,90	0,38	15,00	0,94	37,20
CARACHUGO	0182	0,48	0,48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	0183	0,48	0,47	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
MAQUI MAQUI	0155	22,90	22,91	0,56	22,40	0,36	14,20	0,82	32,60
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,50	0,01	0,00	0,01	0,00	0,03	0,00
CHINA LINDA	0160	22,90	22,93	0,49	19,50	0,32	12,70	0,65	25,70
CHINA LINDA	0163	0,46	0,46	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00

Cuadro N° D.5a

Resultados de Cortocircuito Subtransitorio

Caso CC-MIND-03-STR: Mínima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

Subestacion	Ident.	kVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
CAJAMARCA	60SECAJA	60,00	55,99	2,03	196,40	2,29	222,20	1,75	170,10
LA PAJUELA	0003	60,00	55,95	2,32	224,80	2,25	218,20	2,01	194,70
LA PAJUELA	0011	22,90	22,87	7,31	289,60	0,97	38,60	6,33	250,80
LA PAJUELA	0012	22,90	22,87	7,31	289,70	0,97	38,60	6,33	250,90
LA PAJUELA	0013	10,00	10,03	5,04	87,40	0,00	0,00	4,36	75,70
LA PAJUELA	0008X	10,00	10,03	5,04	87,50	0,00	0,00	4,36	75,70
LA QUINUA	0227	22,90	22,84	6,61	261,60	0,95	37,60	5,73	226,50
LA QUINUA	0241	4,16	4,25	26,21	193,10	0,51	3,70	22,70	167,30
LA QUINUA	0242	4,16	4,15	14,49	104,10	0,10	0,70	12,55	90,10
AGLOMERACION	0258	22,90	22,87	6,54	253,90	0,96	38,00	5,66	224,20
AGLOMERACION	0288	4,16	4,15	13,43	96,60	0,10	0,70	11,63	83,70
YANACocha NORTE	0075	22,90	22,82	7,38	291,80	0,96	38,00	6,39	252,70
YANACocha NORTE	0087	4,16	4,27	16,27	120,40	0,26	1,90	14,09	104,30
YANACocha NORTE	0088	4,16	4,27	16,41	121,40	0,26	1,90	14,21	105,10
YANACocha NORTE	0109	4,16	4,24	17,20	126,40	0,05	0,40	14,89	109,50
YANACocha NORTE	0092	0,48	0,51	56,78	50,10	60,42	53,40	49,17	43,40
YANACocha NORTE	0094	0,48	0,51	61,14	54,00	63,63	56,20	52,95	46,70
YANACocha NORTE	0221	0,48	0,50	55,57	43,30	61,13	53,10	48,13	41,80
SECTIONALIZING	0070	22,90	22,94	5,11	203,20	0,90	35,90	4,43	176,00
CARACHUGO POND	0080	22,90	22,95	4,79	190,60	0,89	35,30	4,15	165,00
CARACHUGO POND	0123	0,48	0,50	57,72	50,10	59,29	51,50	49,99	43,40
CARACHUGO POND	0124	0,48	0,50	70,90	61,20	76,69	66,20	61,40	53,00

Cuadro N° D.5b

Resultados de Cortocircuito Subtransitorio

Caso CC–MIND–03–STR: Mínima Demanda Año 2003 (Sin generación local)

CARACHUGO	0143	22,90	22,95	5,84	232,10	0,93	36,90	5,06	201,00
CARACHUGO	0182	0,48	0,49	53,15	45,00	50,47	42,70	46,03	38,90
CARACHUGO	0183	0,48	0,49	55,99	47,20	52,06	43,90	48,49	40,80
CARACHUGO	GE CC1	0,48	0,48	59,19	49,70	72,62	61,00	51,26	43,10
CARACHUGO	GE CC2	0,48	0,48	59,19	49,70	72,62	61,00	51,26	43,10
MAQUI MAQUI	0155	22,90	23,08	2,80	112,00	0,75	30,10	2,43	97,00
MAQUI MAQUI	0158	0,48	0,50	65,88	57,30	75,66	65,80	57,05	49,60
CHINA LINDA	0160	22,90	23,10	1,57	62,70	0,59	23,60	1,36	54,30
CHINA LINDA	0163	0,46	0,47	21,02	17,00	22,92	18,60	18,20	14,80

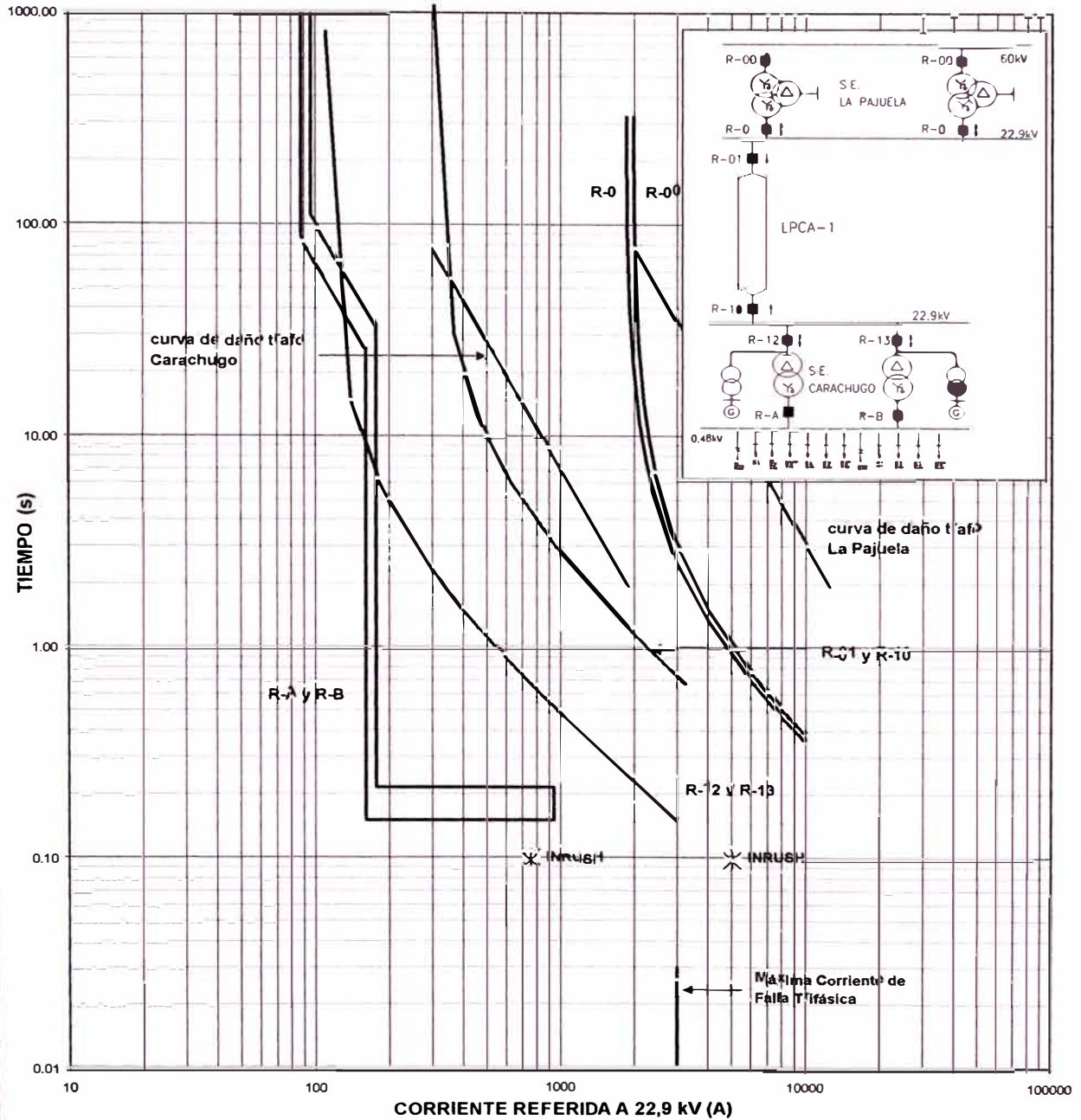
ANEXO E:

CURVAS DE COORDINACIÓN

ANEXO E.1:

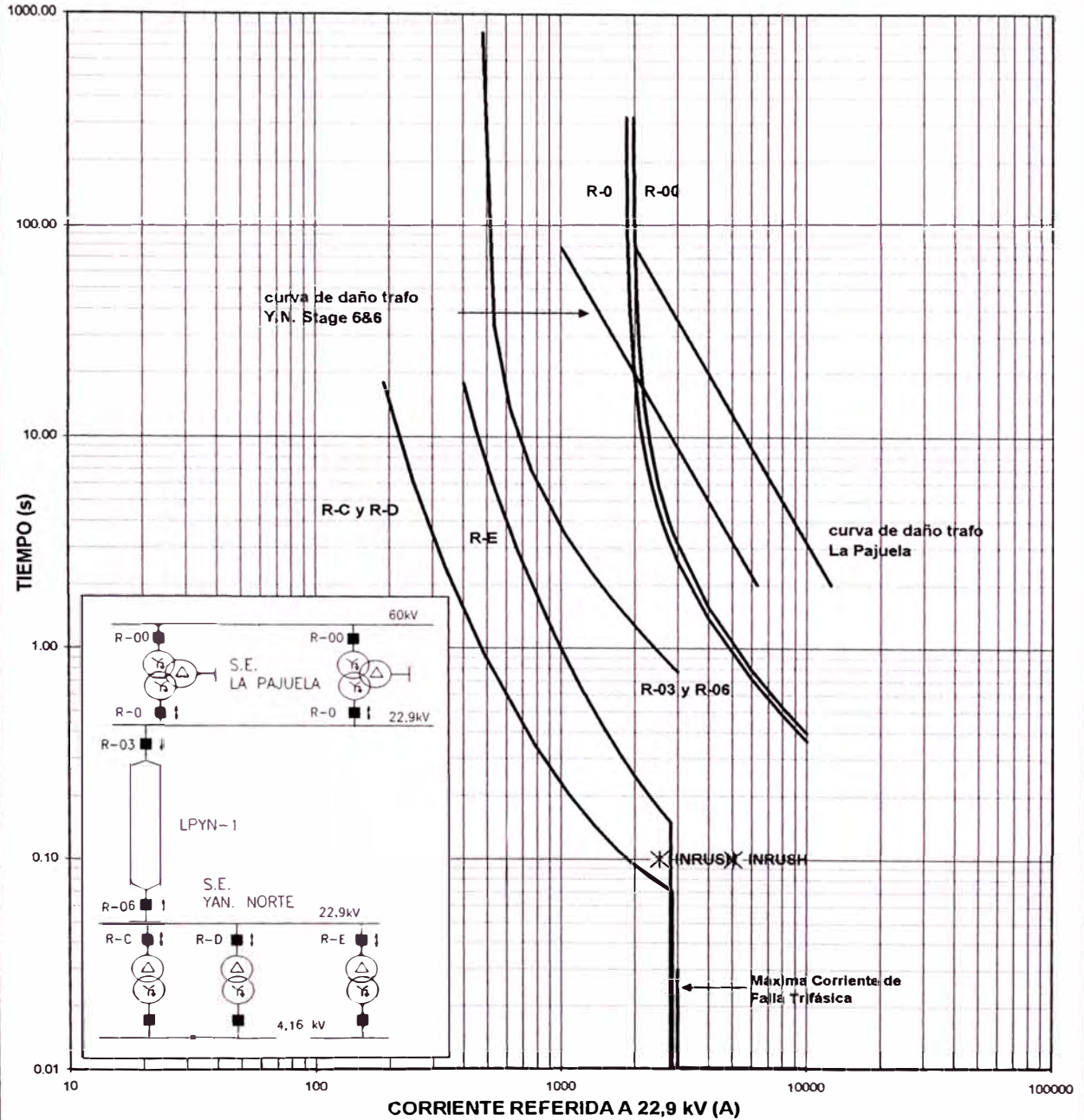
CURVAS DE COORDINACIÓN – FALLAS ENTRE FASES

FIGURA N°: E.1-1
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y S.E. CARACHUGO - 22,9 kV.



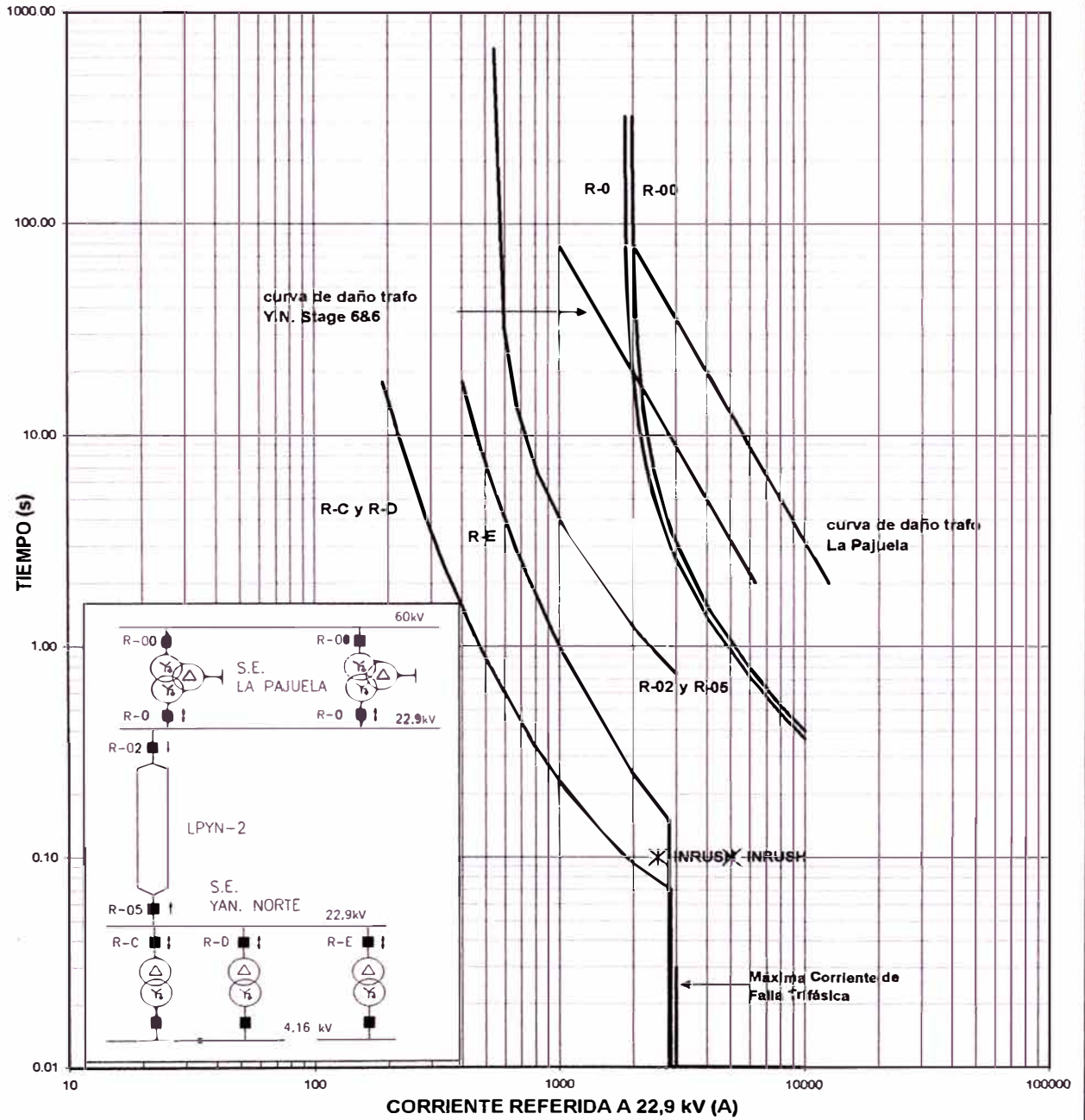
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1.25 x I _n	0.12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1.15 x I _n	0.12	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0.50 x I _n	0.50	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0.50 x I _n	0.50	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	110	V.I. (IEC)	0.55 x I _n	0.30	---	---
R-A y R-B	DIGITRIP	LSG-520	4500 A	4500	LT Band 4s	ST 12T OUT: 0.2 s		---	---

FIGURA: E.1-2
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y YANACOCHA NORTE 1 - 22,9 kV.



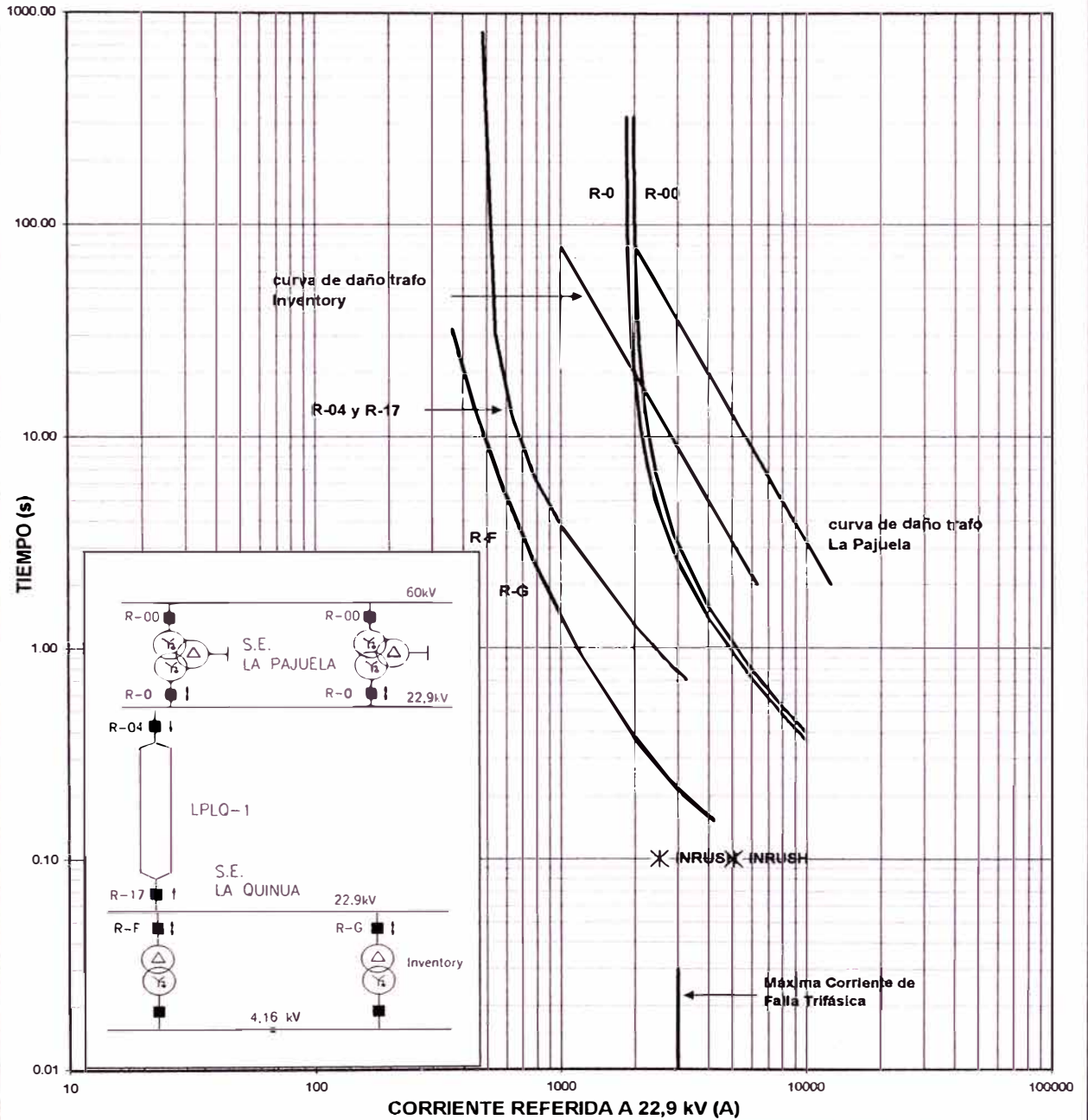
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	600/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
R-03	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-06	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-C y R-D	G.E.	MDP	200/5	190	E.I. (ANSI)	0,95 x I _n	1,00	14,25 x I _n	inst.
R-E	G.E.	SR-735	400/5	400	E.I. (ANSI)	1,00 x I _n	1,00	7,00 x I _n	inst.

FIGURA: E.1-3
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y YANACOAHA NORTE 2 - 22,9 kV.



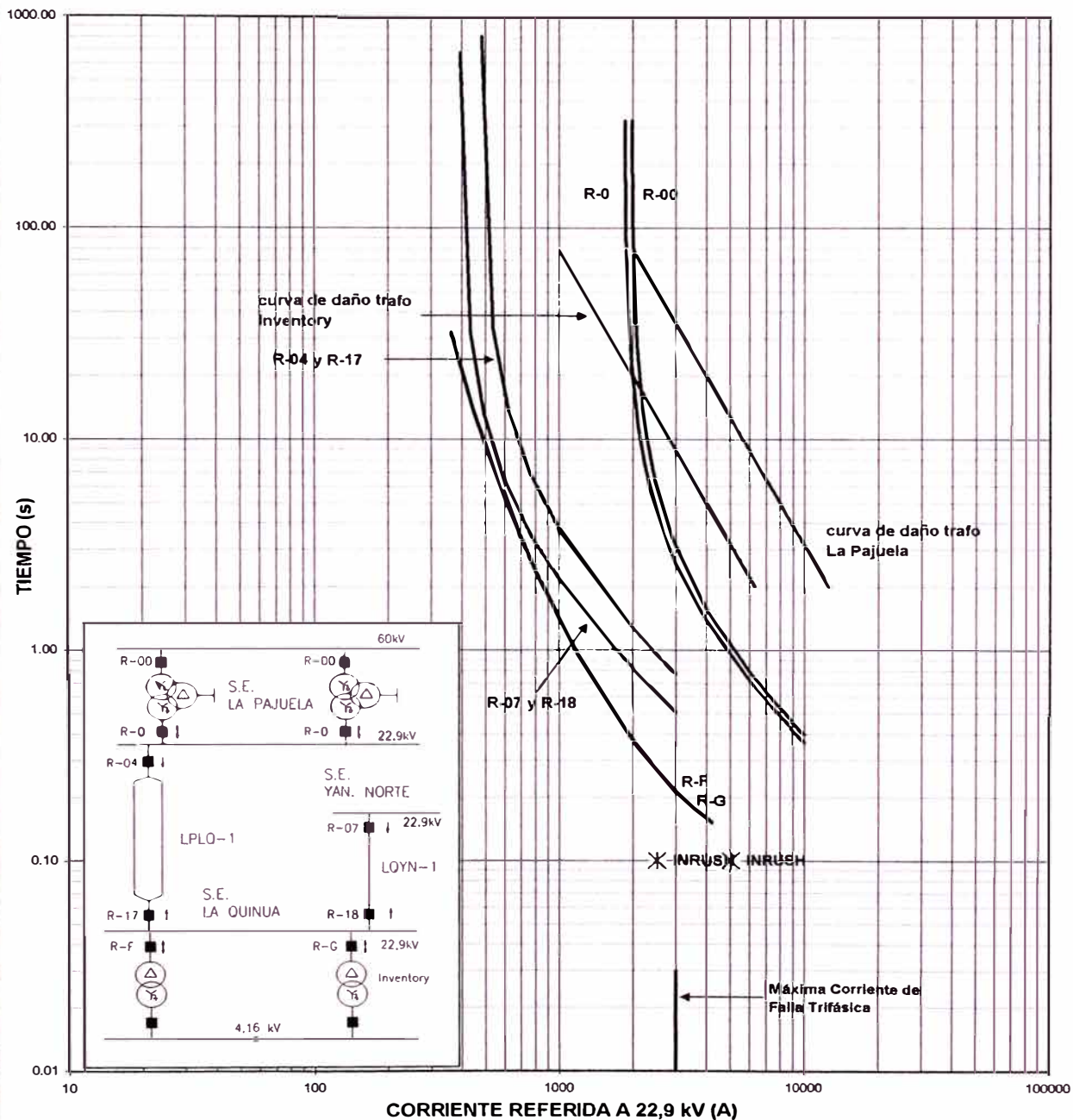
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x In	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x In	0,12	---	---
R-02	G.E.	L-90	600/5	540	V.I. (IEC)	0,90 x In	0,25	---	---
R-05	G.E.	L-90	600/5	540	V.I. (IEC)	0,90 x In	0,25	---	---
R-C y R-D	G.E.	MDP	200/5	190	E.I. (ANSI)	0,95 x In	1,00	14,25 x In	inst.
R-E	G.E.	SR-735	400/5	400	E.I. (ANSI)	1,00 x In	1,00	7,00 x In	inst.

FIGURA: E.1-4
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y LA QUINUA - 22,9 kV.



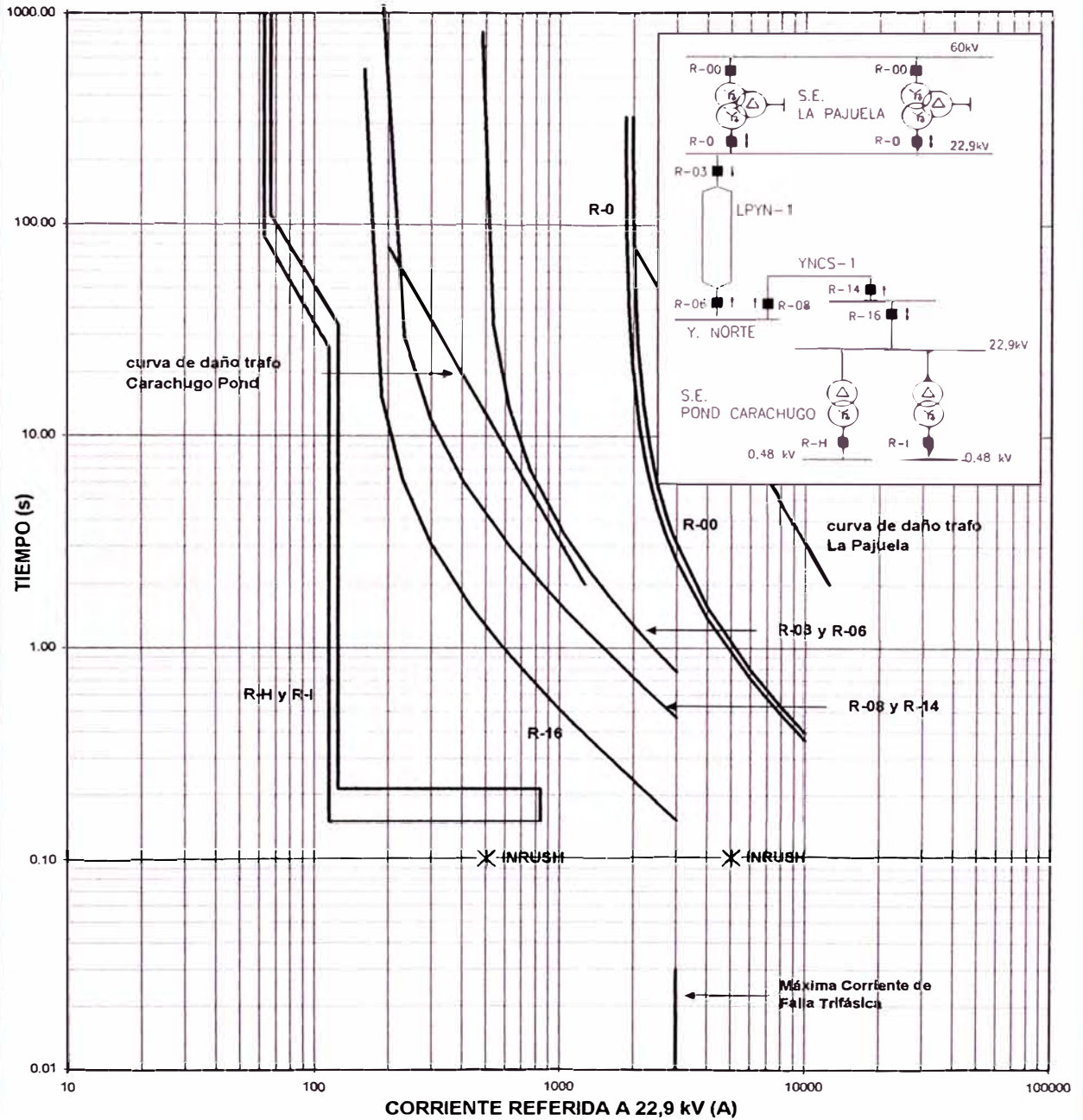
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
R-04	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-17	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-F	G.E.	SR-750	600/5	360	E.I. (ANSI)	0,60 x I _n	1,77	---	---
R-G	G.E.	SR-750	600/5	360	E.I. (ANSI)	0,60 x I _n	1,80	---	---

FIGURA: E.1-5
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA QUINUA Y YANACOA NORTE - 22,9 kV.



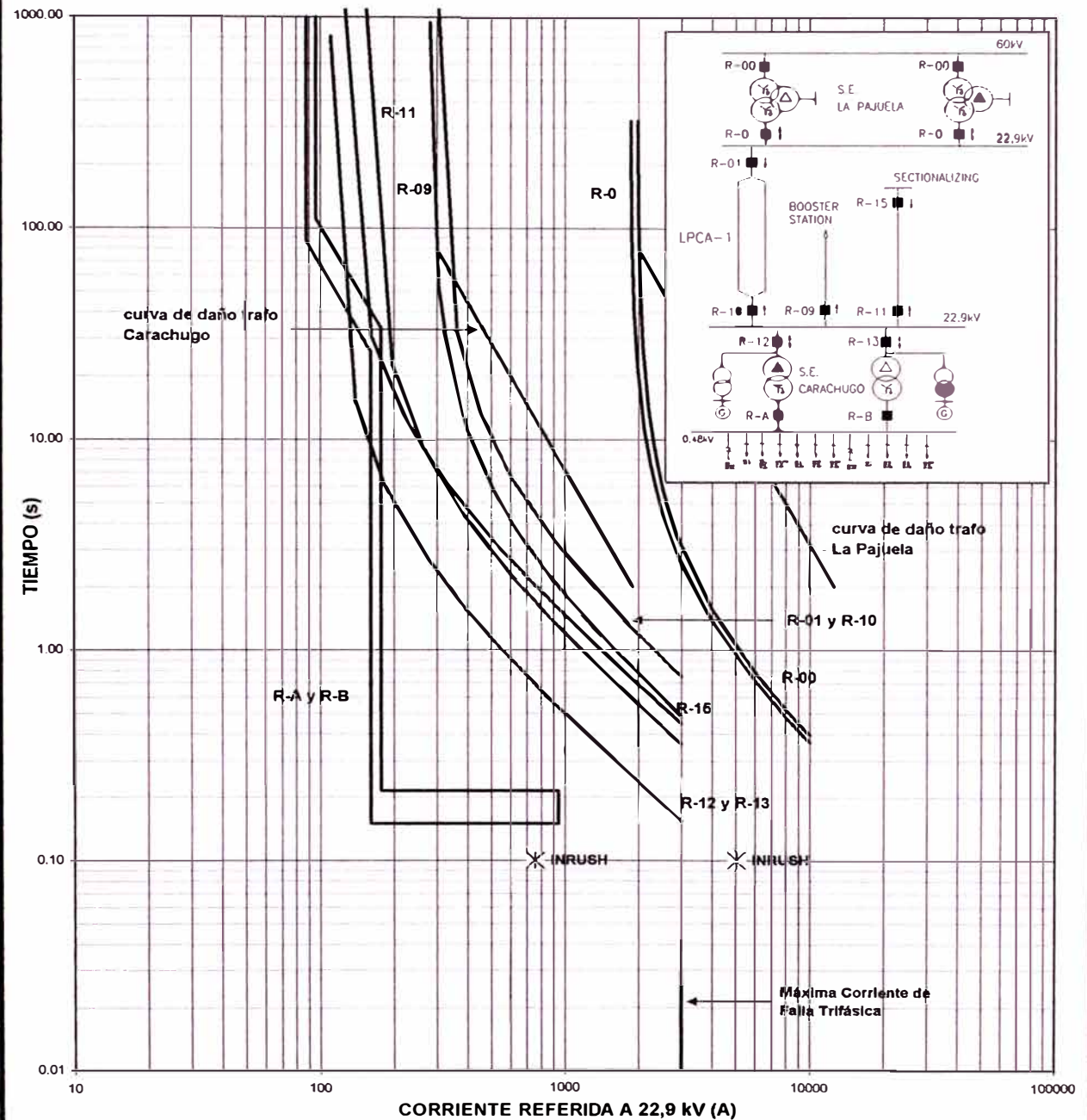
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
R-04	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-17	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-07	G.E.	L-90	400/5	392	V.I. (IEC)	0,98 x I _n	0,25	---	---
R-18	G.E.	L-90	400/5	392	V.I. (IEC)	0,98 x I _n	0,25	---	---
R-F	G.E.	SR-750	600/5	360	E.I. (ANSI)	0,60 x I _n	1,77	---	---
R-G	G.E.	SR-750	600/5	360	E.I. (ANSI)	0,60 x I _n	1,80	---	---

FIGURA: E.1-6
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA, SECTIONALIZING Y POND CARACHUGO - 22,9 kV.



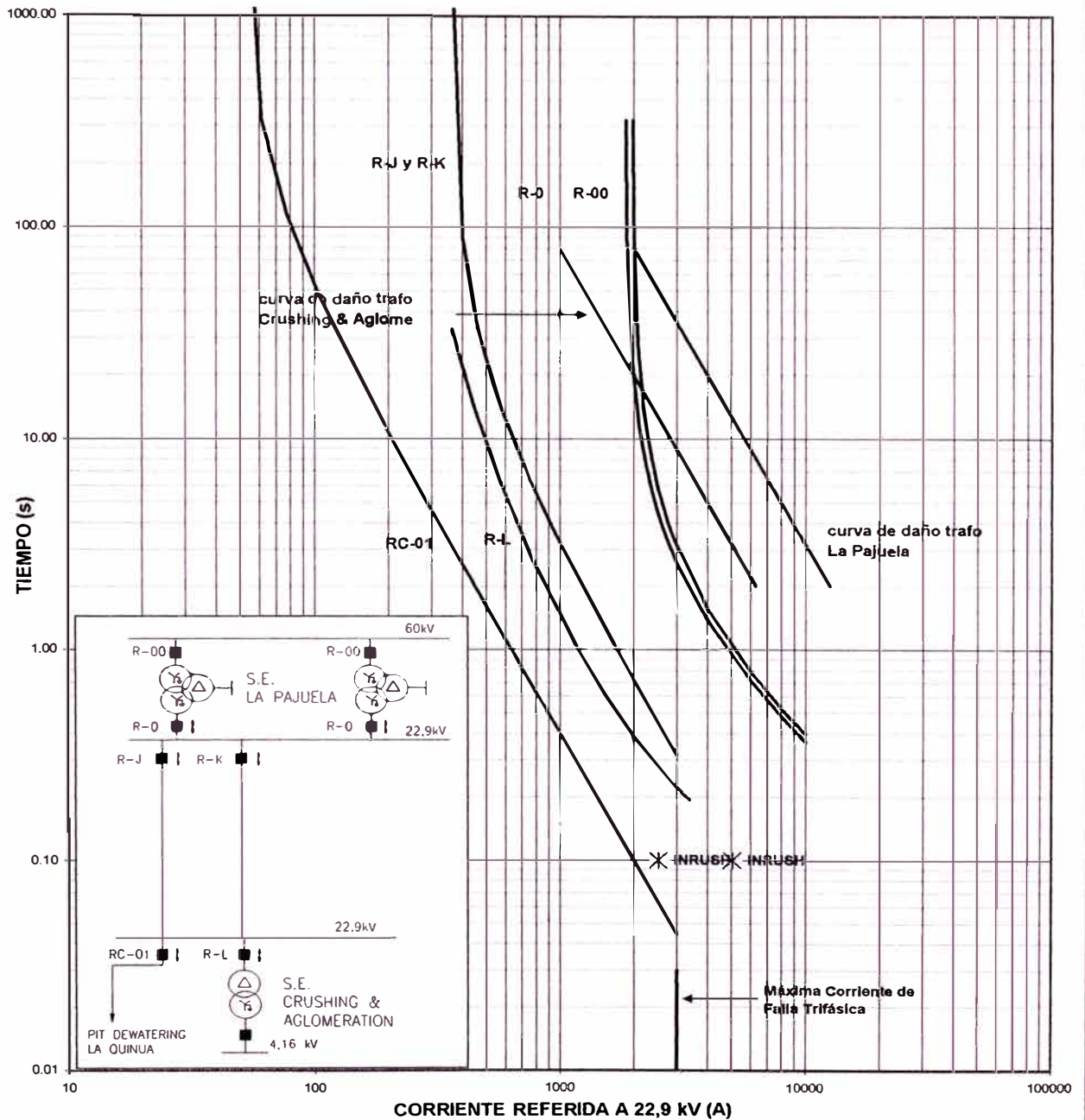
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
R-03	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-06	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-14	G.E.	L-90	400/5	188	V.I. (IEC)	0,47 x I _n	0,52	---	---
R-08	G.E.	L-90	400/5	188	V.I. (IEC)	0,47 x I _n	0,52	---	---
R-16	G.E.	SR-750	200/5	160	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,20	---	---
R-H y R-I	DIGITRIP	LSG-520	3200 A	2880	LT Band 4s	ST 12T OUT: 0,2 s		---	---

FIGURA: E.1-7
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA, CARACHUGO y SECTIONALIZING - 22,9 kV.



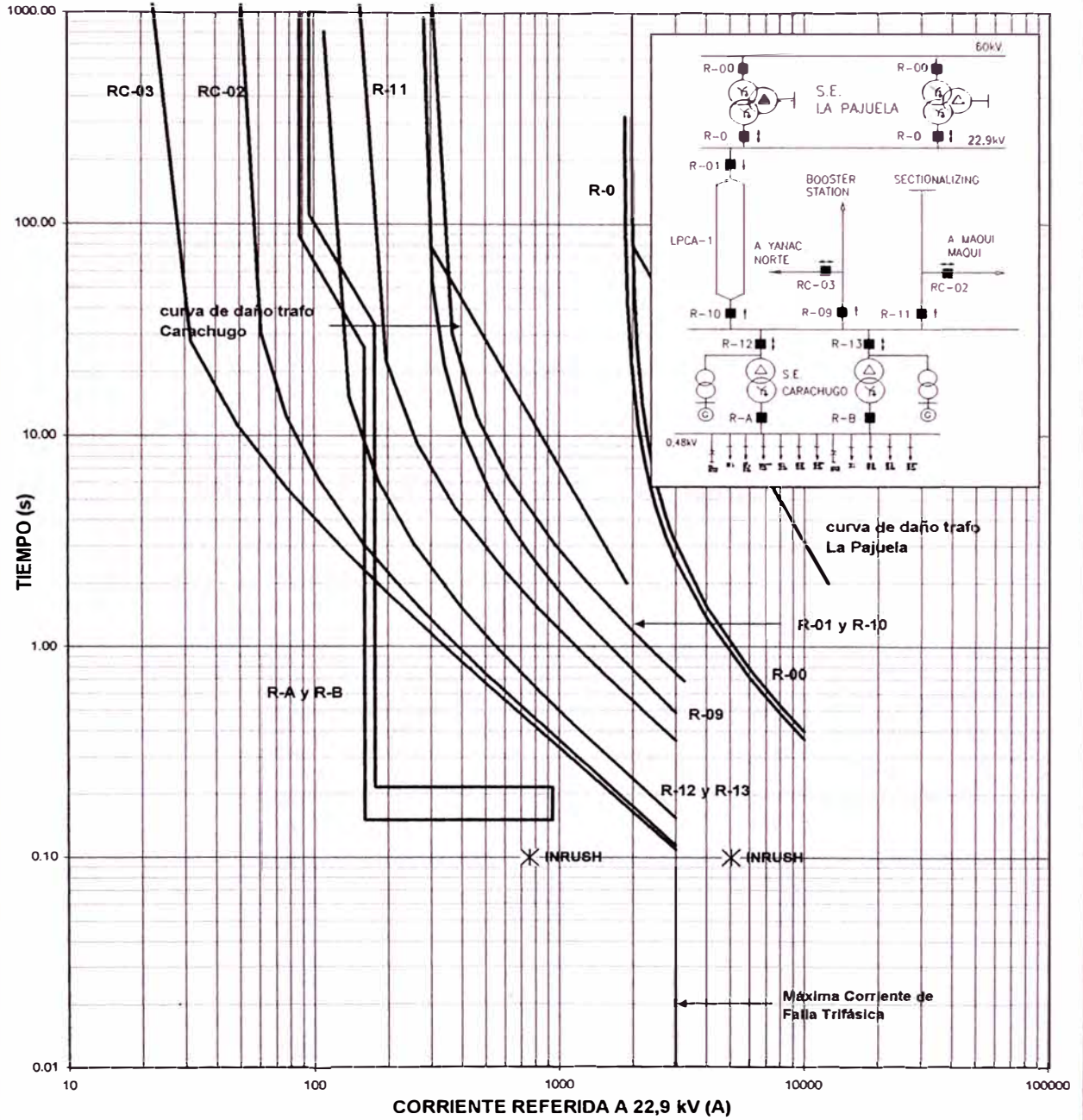
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x In	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x In	0,12	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0,50 x In	0,50	---	---
R-09	G.E.	SR-750	250/5	280	V.I. (IEC)	1,12 x In	0,35	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0,50 x In	0,50	---	---
R-11	G.E.	L-90	400/5	152	V.I. (IEC)	0,38 x In	0,50	---	---
R-15	G.E.	L-90	400/5	120	V.I. (IEC)	0,30 x In	0,80	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	110	V.I. (IEC)	0,55 x In	0,30	---	---
R-A y R-B	DIGITRIP	LSG-520	4500 A	4500	LT Band 4s	ST 12T OUT: 0,2 s		---	---

FIGURA: E.1-8
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y CRUSHING & AGLOMERATION - 22,9 kV.



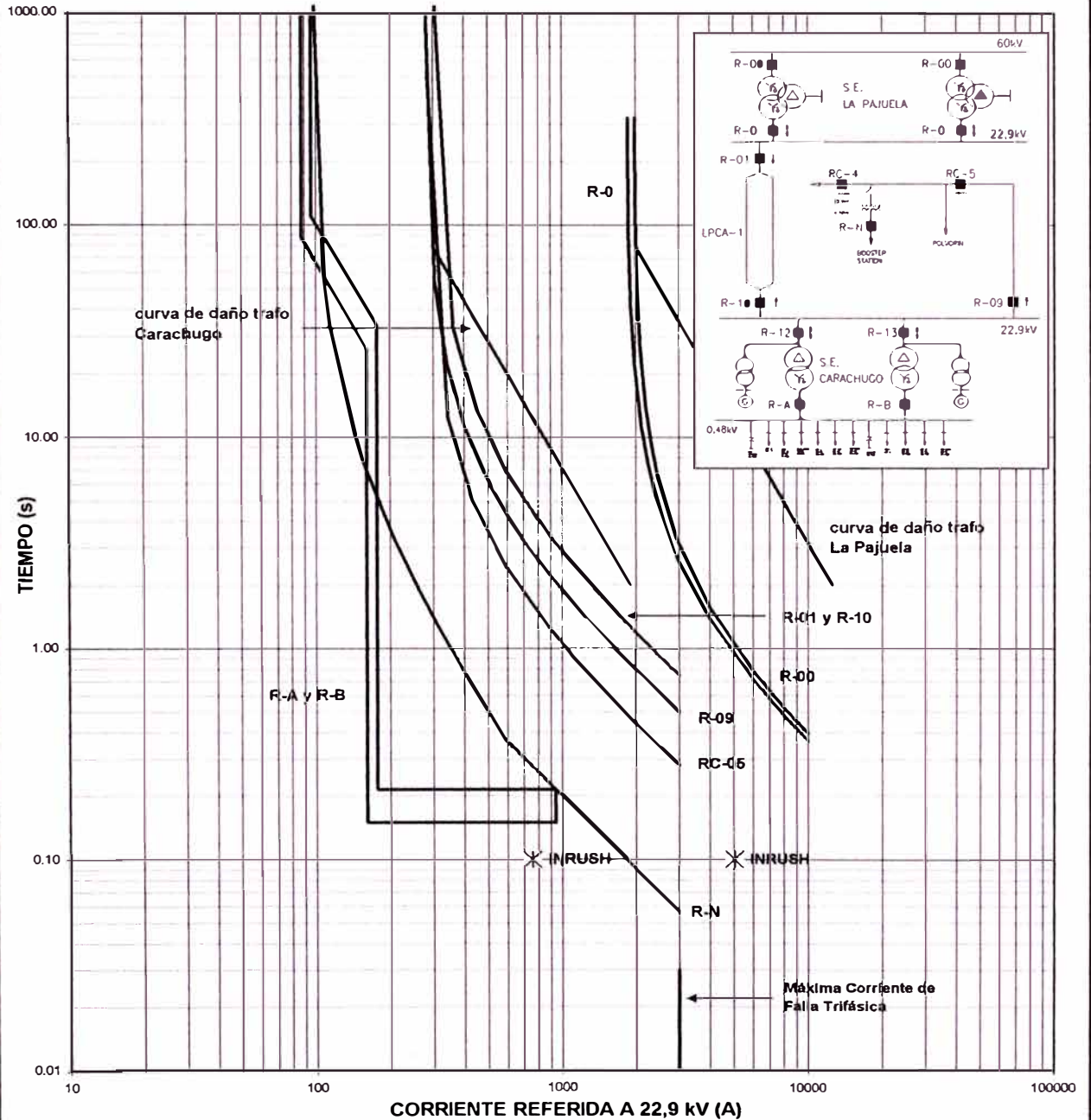
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x In	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x In	0,12	---	---
R-J y R-K	ABB	SPAJ 140C	400/5	360	E.I. (IEC)	0,90 x In	0,27	---	---
R-L	G.E.	SR-750	600/5	360	E.I. (ANSI)	0,60 x In	1,85	---	---
RC-01	NU - LEC	N 24	100/1	50	E.I. (IEC)	0,50 x In	2,00	---	---

FIGURA: E.1-9
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA, CARACHUGO y RECLOSERS - 22,9 kV.



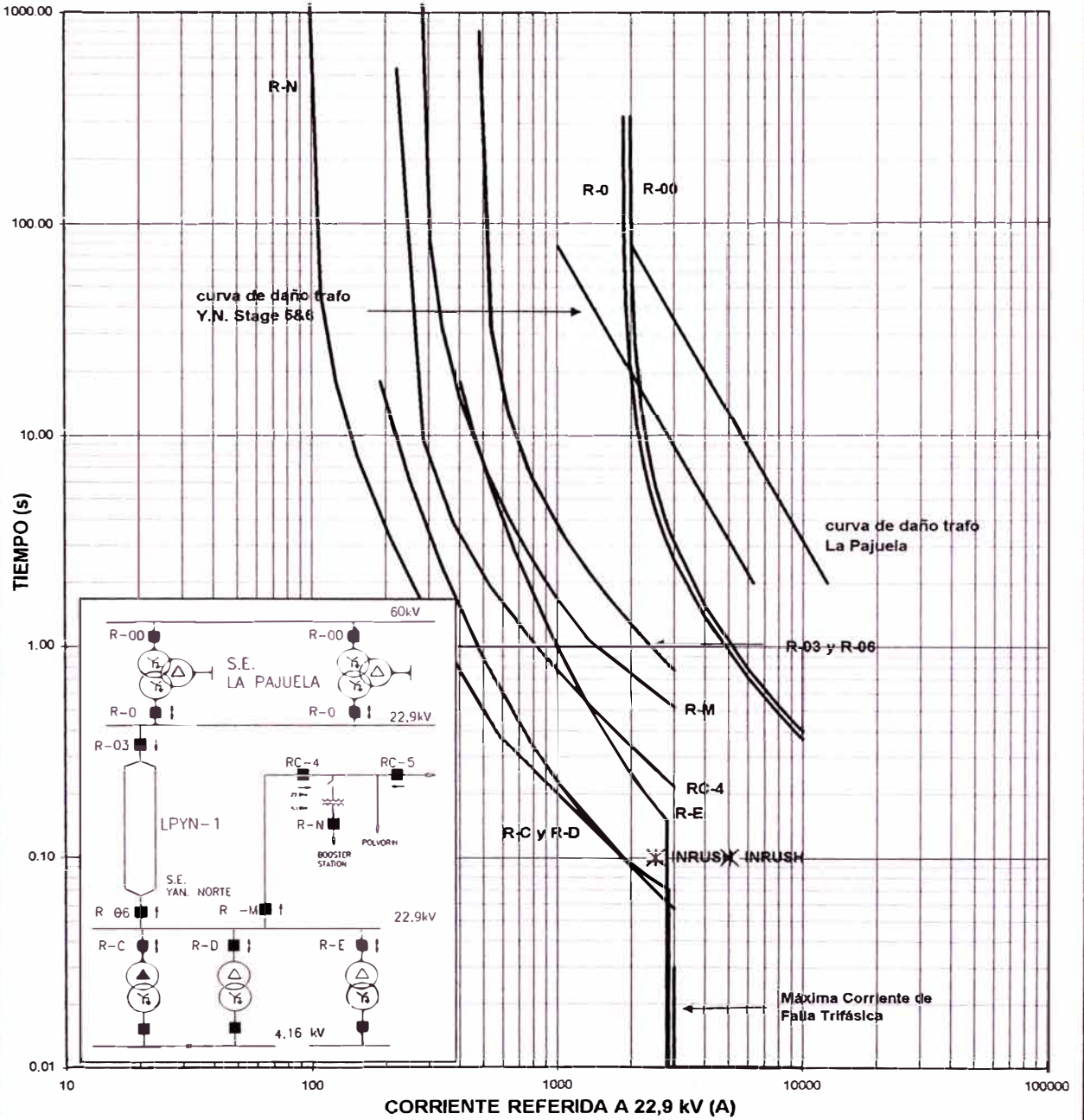
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x In	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x In	0,12	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0,50 x In	0,50	---	---
R-09	G.E.	SR-750	250/5	280	V.I. (IEC)	1,12 x In	0,35	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0,50 x In	0,50	---	---
R-11	G.E.	L-90	400/5	152	V.I. (IEC)	0,38 x In	0,50	---	---
RC-02	NU LEC	N-24	100/1	50	V.I. (IEC)	0,50 x In	0,50	---	---
RC-03	NU LEC	N-24	100/1	20	V.I. (IEC)	0,20 x In	1,20	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	110	V.I. (IEC)	0,55 x In	0,30	---	---
R-A y R-B	DIGITRIP	LSG-520	4500 A	4500	LT Band 4s	ST 12T OUT: 0,2 s		---	---

FIGURA: E.1-10
COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUUELA, CARACHUGO y BOOSTER STATION - RECLOSERS - 22,9 kV.



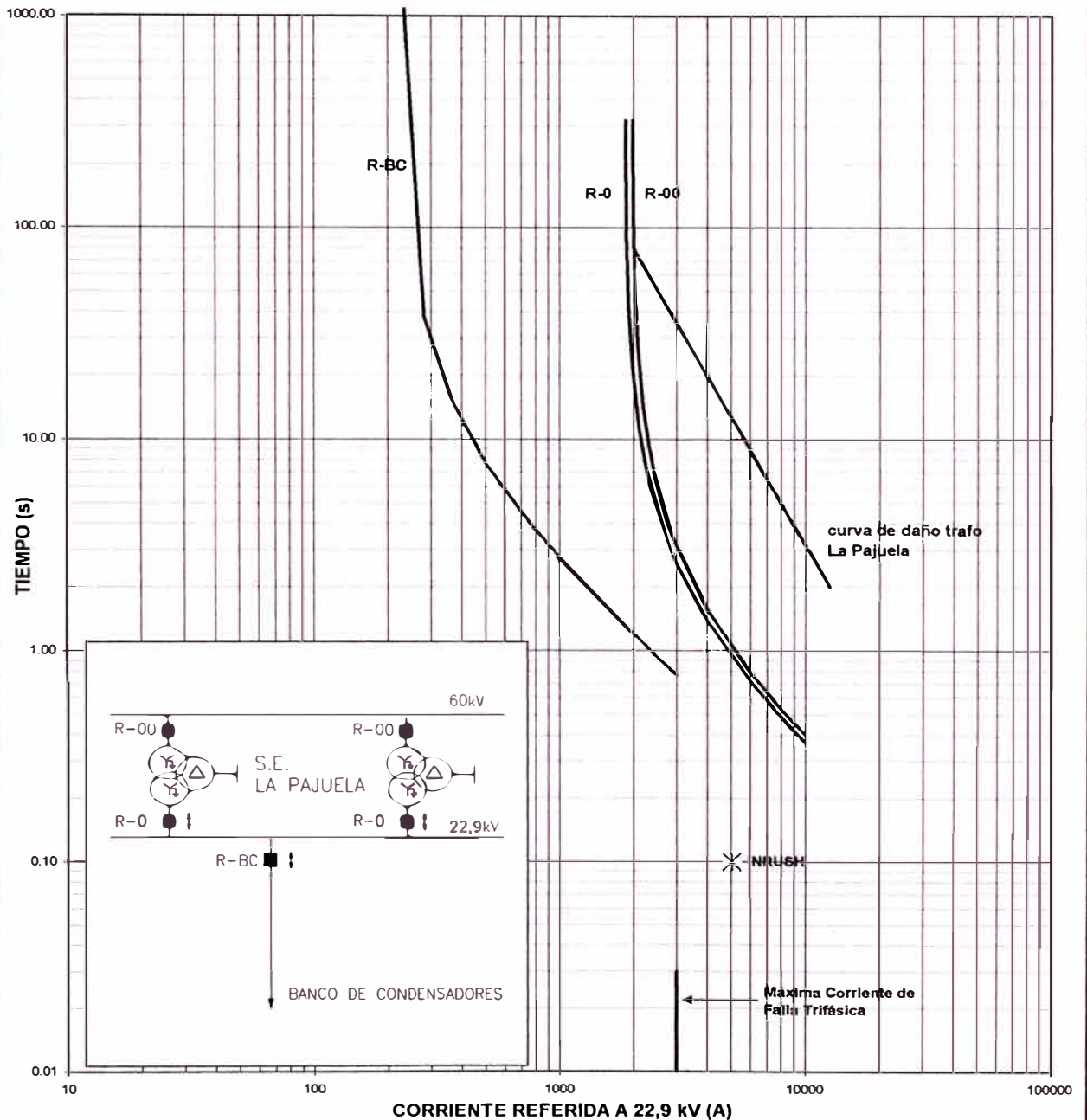
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0,50 x I _n	0,50	---	---
R-09	G.E.	SR-750	250/5	280	V.I. (IEC)	1,12 x I _n	0,35	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	300	V.I. (IEC)	0,50 x I _n	0,50	---	---
RC-05	ABB	PCD2000R	600/1	280	V.I. (IEC)	0,47 x I _n	0,20	---	---
R-N	ABB	DPU2000R	600/5	540	E.I. (ANSI)	0,90 x I _n	1,60	---	---
R-A y R-B	DIGITRIP	LSG-520	4500 A	4500	LT Band 4s	ST 12T OUT: 0,2 s		---	---

FIGURA: E.1-11
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA, YANACOCCHA NORTE Y BOOSTER STATION - 22,9 kV.



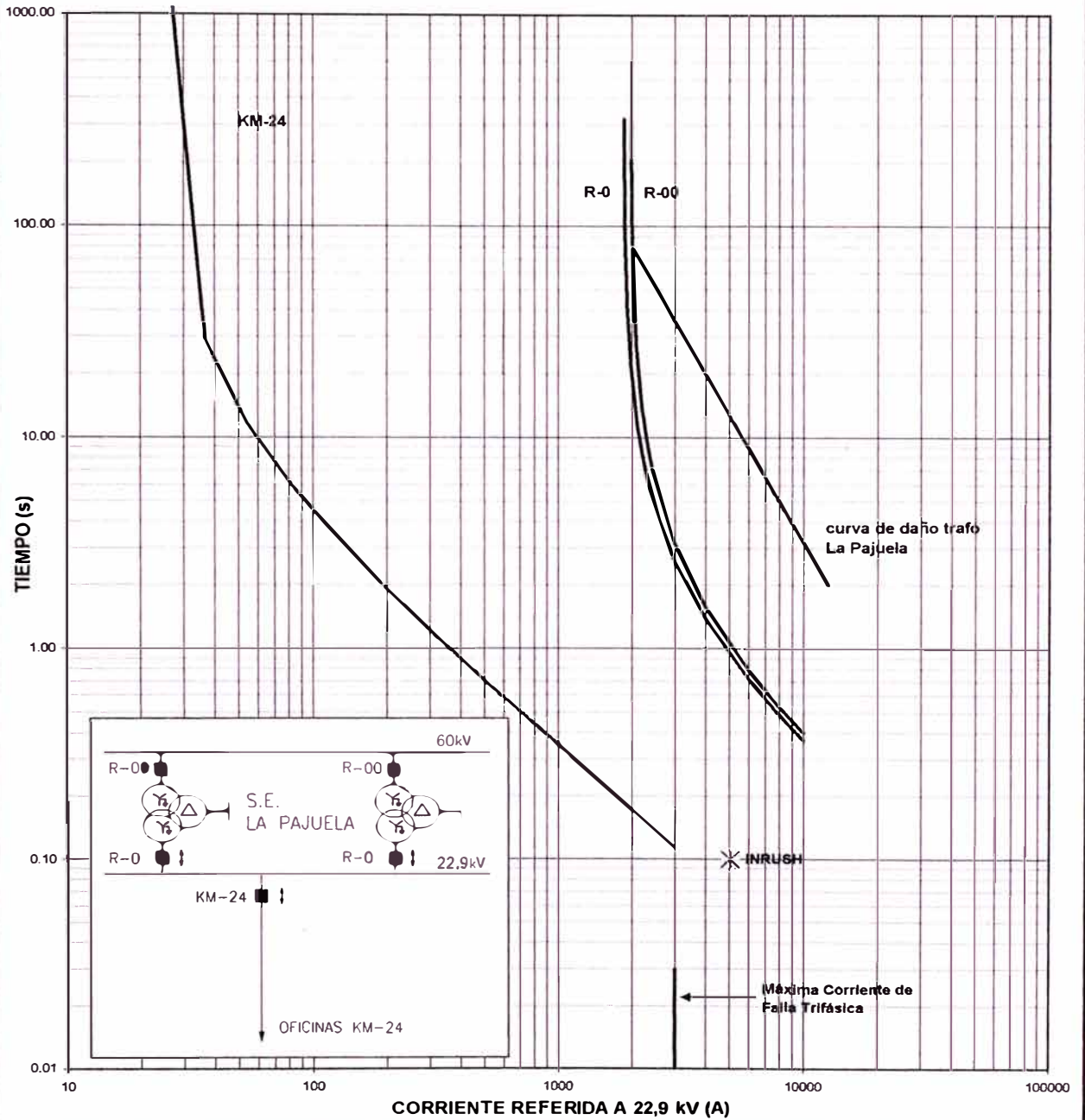
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
R-03	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-06	G.E.	L-90	600/5	480	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,30	---	---
R-M	ABB	DPU2000R	250/5	280	V.I. (ANSI)	1,12 x I _n	3,80	---	---
R-N	ABB	DPU2000R	600/5	540	E.I. (ANSI)	0,90 x I _n	1,50	---	---
RC-04	ABB	PCD2000R	600/1	220	V.I. (IEC)	0,37 x I _n	0,20	---	---
R-C y R-D	G.E.	MDP	200/5	190	E.I. (ANSI)	0,95 x I _n	1,00	14,25 x I _n	inst.
R-E	G.E.	SR-735	400/5	400	E.I. (ANSI)	1,00 x I _n	1,00	7,00 x I _n	inst.

FIGURA: E.1-12
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y BANCO DE CONDENSADORES - 22,9 kV.



N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x In	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x In	0,12	---	---
R-BC	ABB	SPAJ 140C	500/5	225	V.I. (IEC)	0,45 x In	0,70	---	---

FIGURA: E.1-13
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES
S.E. LA PAJUELA Y OFICINAS KM 24 - 22,9 kV.

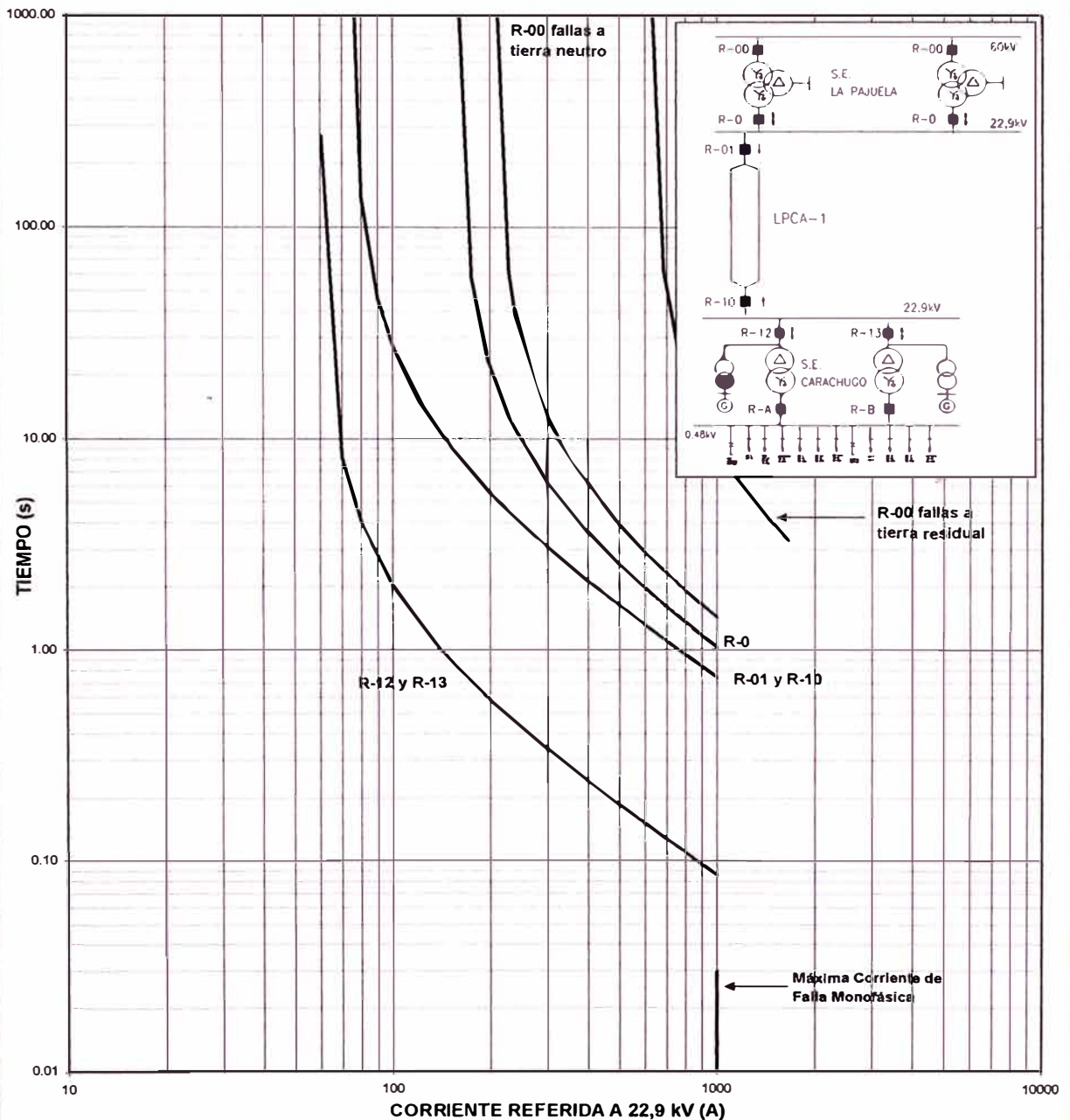


N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	375	V.I. (IEC)	1,25 x I _n	0,12	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	920	V.I. (IEC)	1,15 x I _n	0,12	---	---
KM-24	ABB	SPAJ 140C	100/5	25	V.I. (IEC)	0,25 x I _n	1,00	---	---

ANEXO E.2:

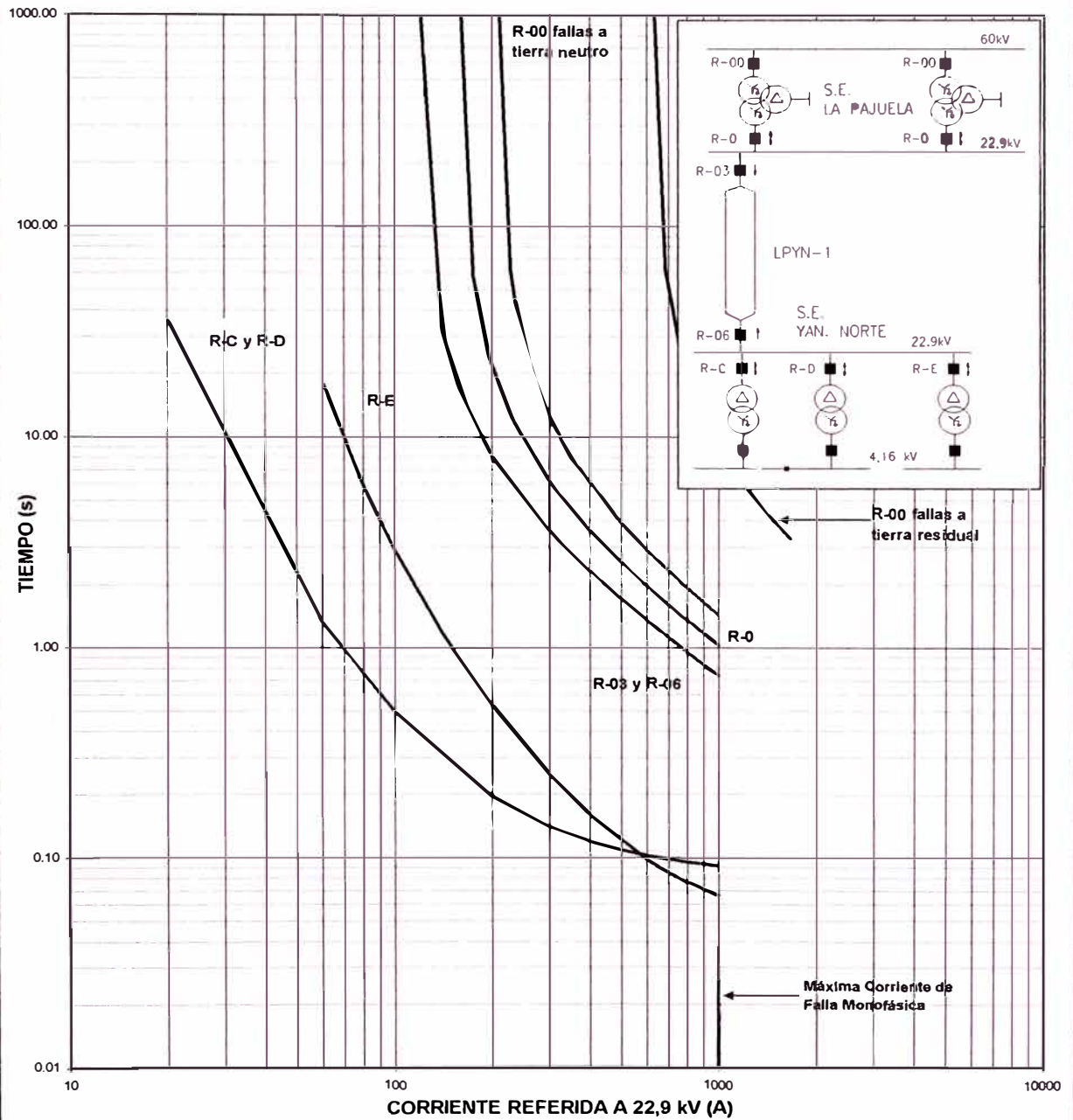
CURVAS DE COORDINACIÓN – FALLAS A TIERRA

FIGURA N°: E.2-1
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA Y S.E. CARACHUGO - 22,9 kV.



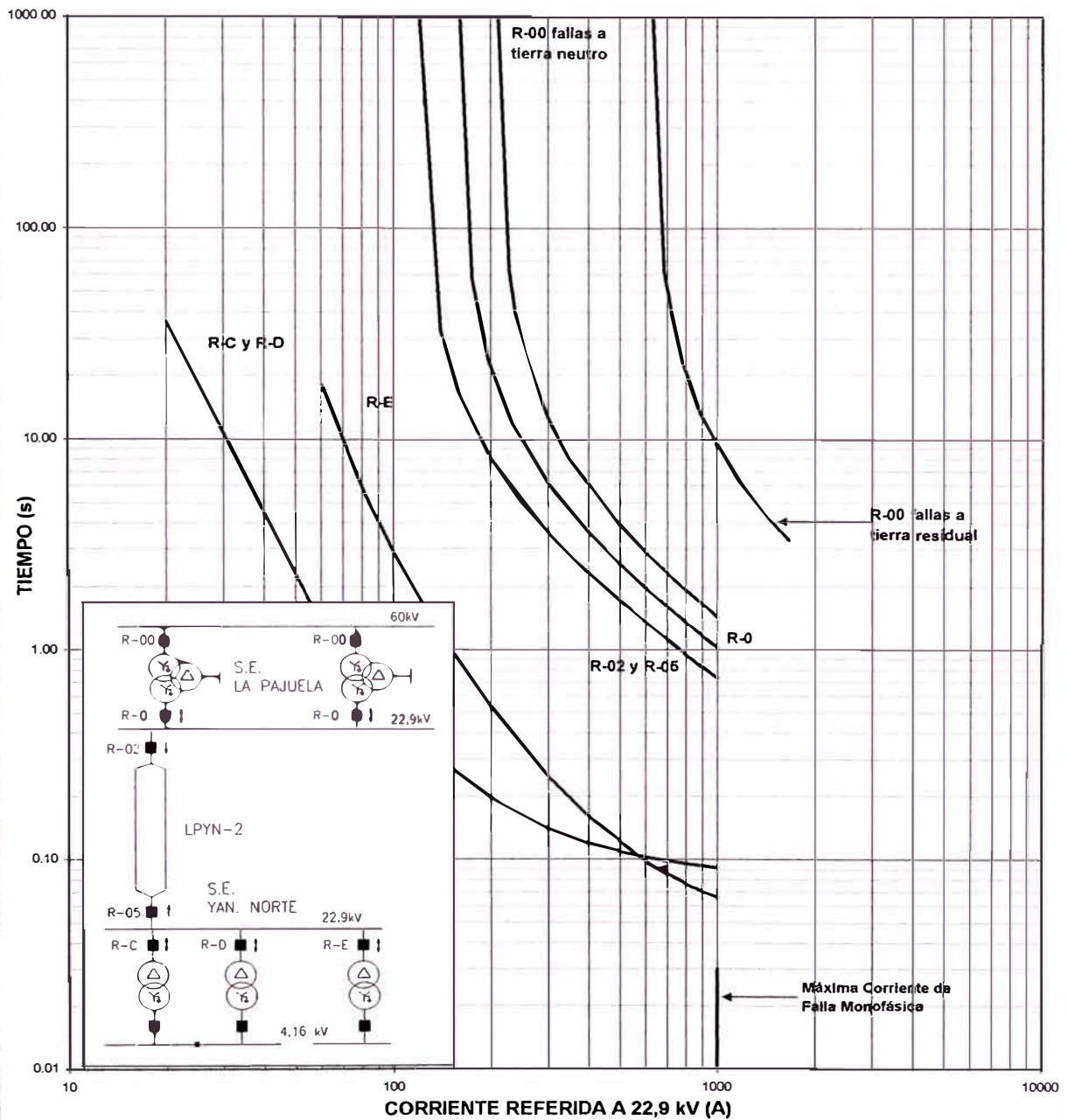
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,40	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x I _n	0,68	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x I _n	0,68	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	60	V.I. (IEC)	0,30 x I _n	0,10	---	---

FIGURA: E.2-2
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA Y YANACOAHA NORTE 1 - 22,9 kV.



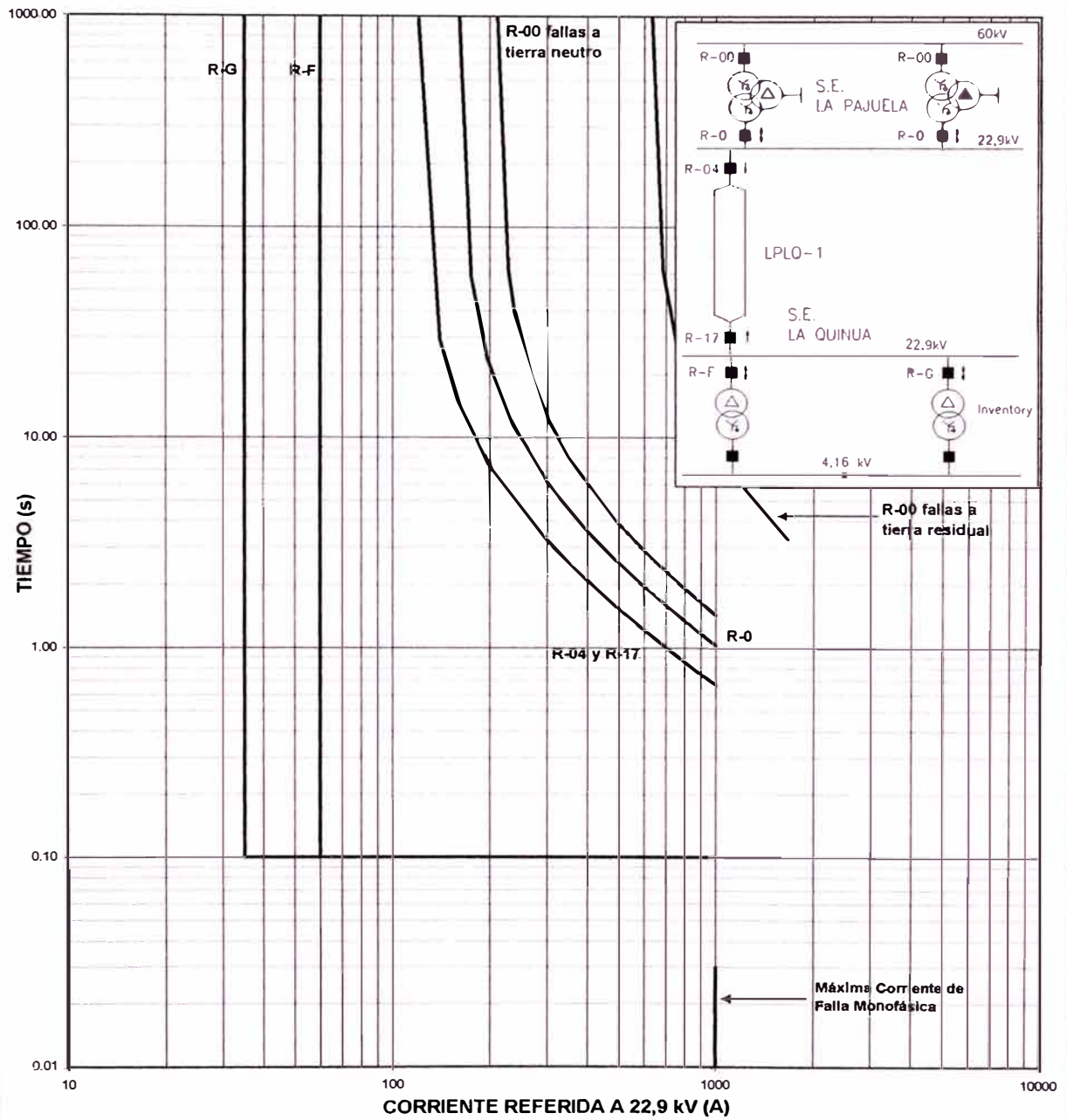
Nº RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-03	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,40	---	---
R-06	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,40	---	---
R-C y R-D	G.E.	MDP	200/5	20	E.I. (ANSI)	0,10 x In	2,00	---	---
R-E	G.E.	SR-735	400/5	60	E.I. (ANSI)	0,15 x In	1,00	---	---

FIGURA: E.2-3
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUUELA Y YANACOCCHA NORTE 2 - 22,9 kV.



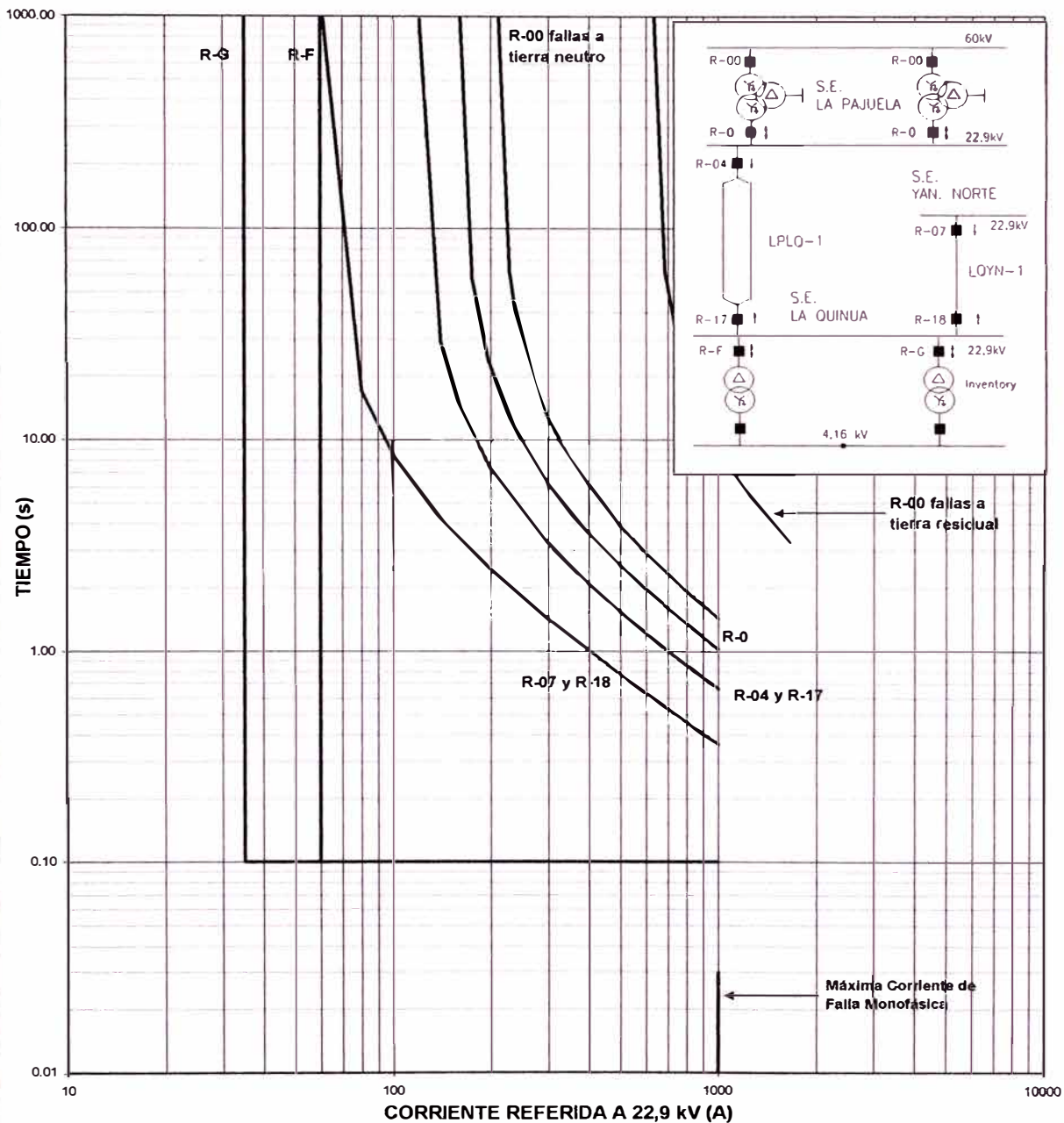
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-02	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,40	---	---
R-05	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,40	---	---
R-C y R-D	G.E.	MDP	200/5	20	E.I. (ANSI)	0,10 x In	2,00	---	---
R-E	G.E.	SR-735	400/5	60	E.I. (ANSI)	0,15 x In	1,00	---	---

FIGURA: E.2-4
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA Y LA QUINUA - 22,9 kV.



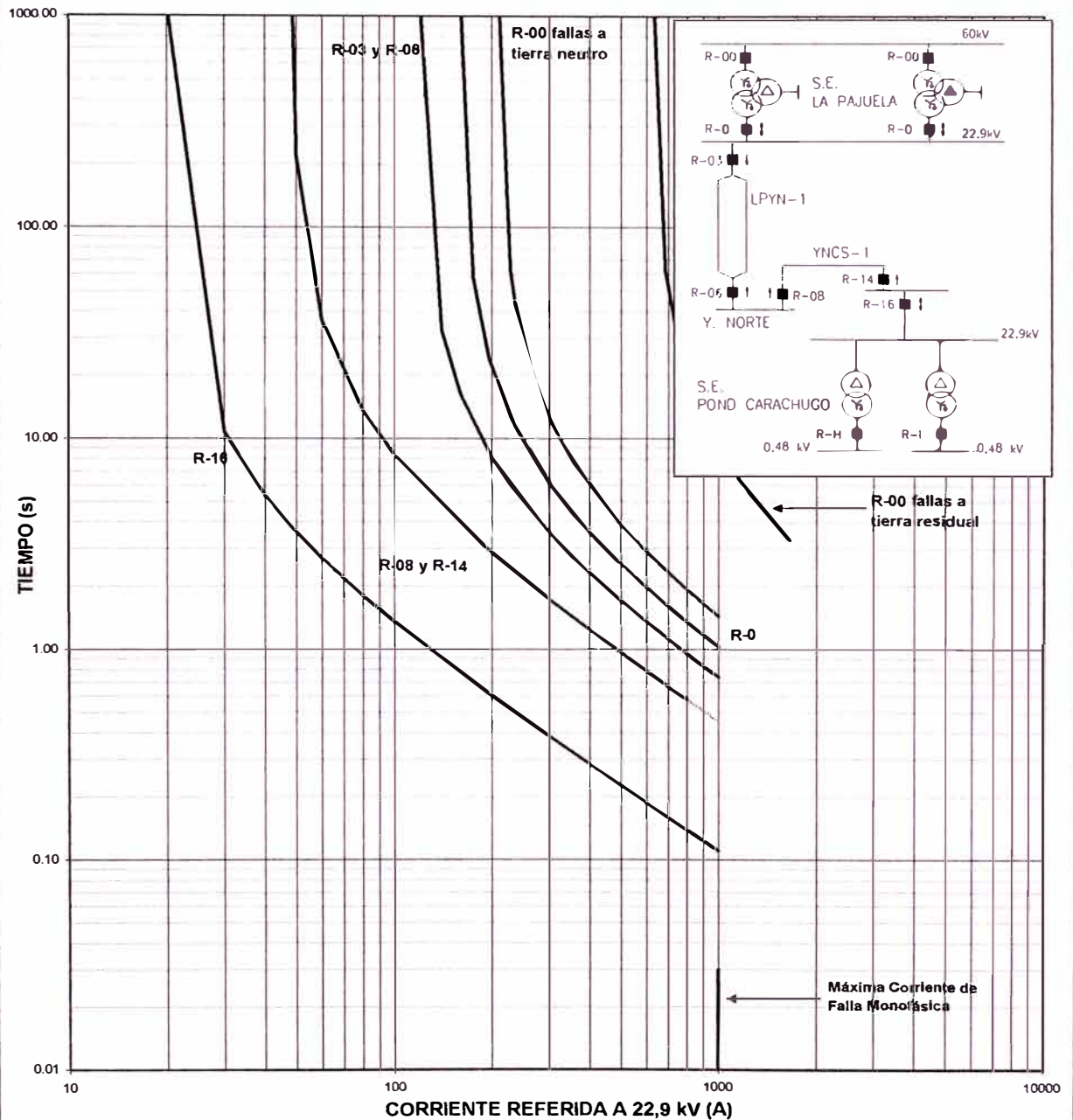
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-04	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,36	---	---
R-17	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,36	---	---
R-F	G.E.	SR-750	600/5	60	D.T.	0,10 x In	0,10 s	---	---
R-G	G.E.	SR-750	50/5	35	D.T.	0,70 x In	0,10 s	---	---

FIGURA: E.2-5
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA QUINUA Y YANACOCCHA NORTE - 22,9 kV.



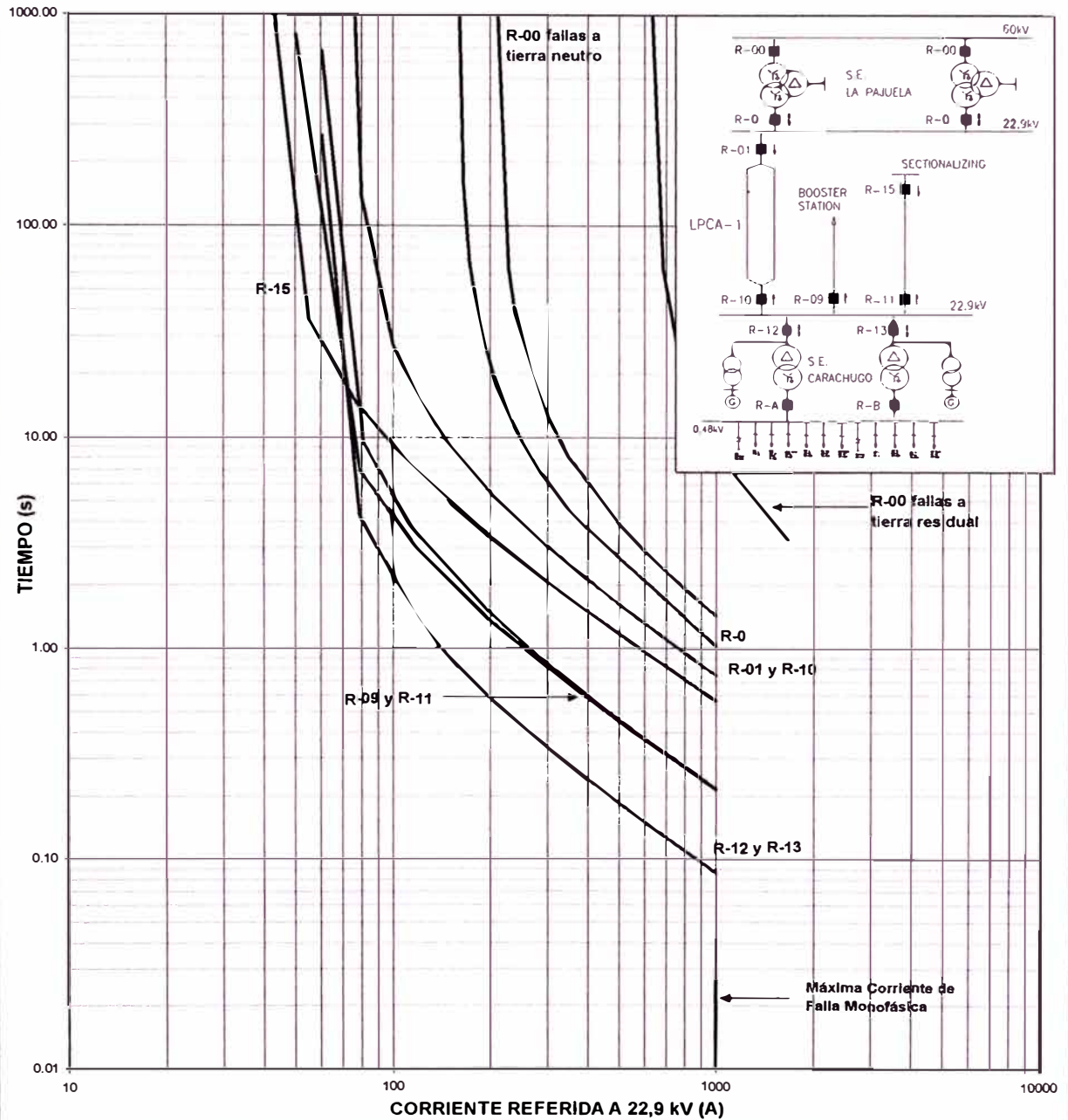
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-04	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,36	---	---
R-17	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,36	---	---
R-07	G.E.	L-90	400/5	60	V.I. (IEC)	0,15 x In	0,42	---	---
R-18	G.E.	L-90	400/5	60	V.I. (IEC)	0,15 x In	0,42	---	---
R-F	G.E.	SR-750	600/5	60	D.T.	0,10 x In	0,10 s	---	---
R-G	G.E.	SR-750	50/5	35	D.T.	0,70 x In	0,10 s	---	---

FIGURA: E.2-6
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA, SECTIONALIZING Y POND CARACHUGO - 22,9 kV.



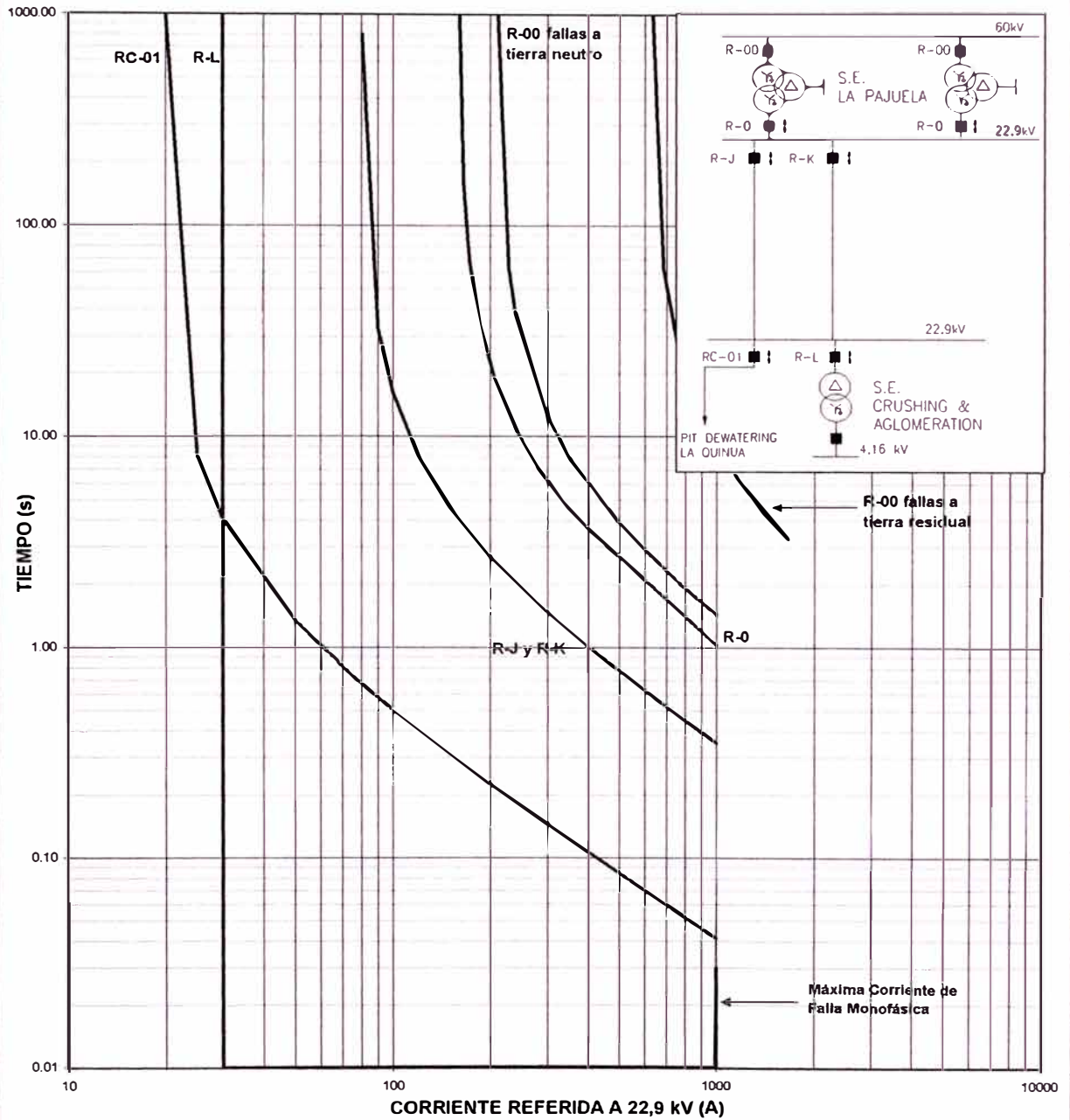
Nº RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-03	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,40	---	---
R-06	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,40	---	---
R-14	G.E.	L-90	400/5	48	V.I. (IEC)	0,12 x In	0,67	---	---
R-08	G.E.	L-90	400/5	48	V.I. (IEC)	0,12 x In	0,67	---	---
R-16	G.E.	SR-750	200/5	20	V.I. (IEC)	0,10 x In	0,40	---	---

FIGURA: E.2-7
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA, CARACHUGO y SECTIONALIZING - 22,9 kV.



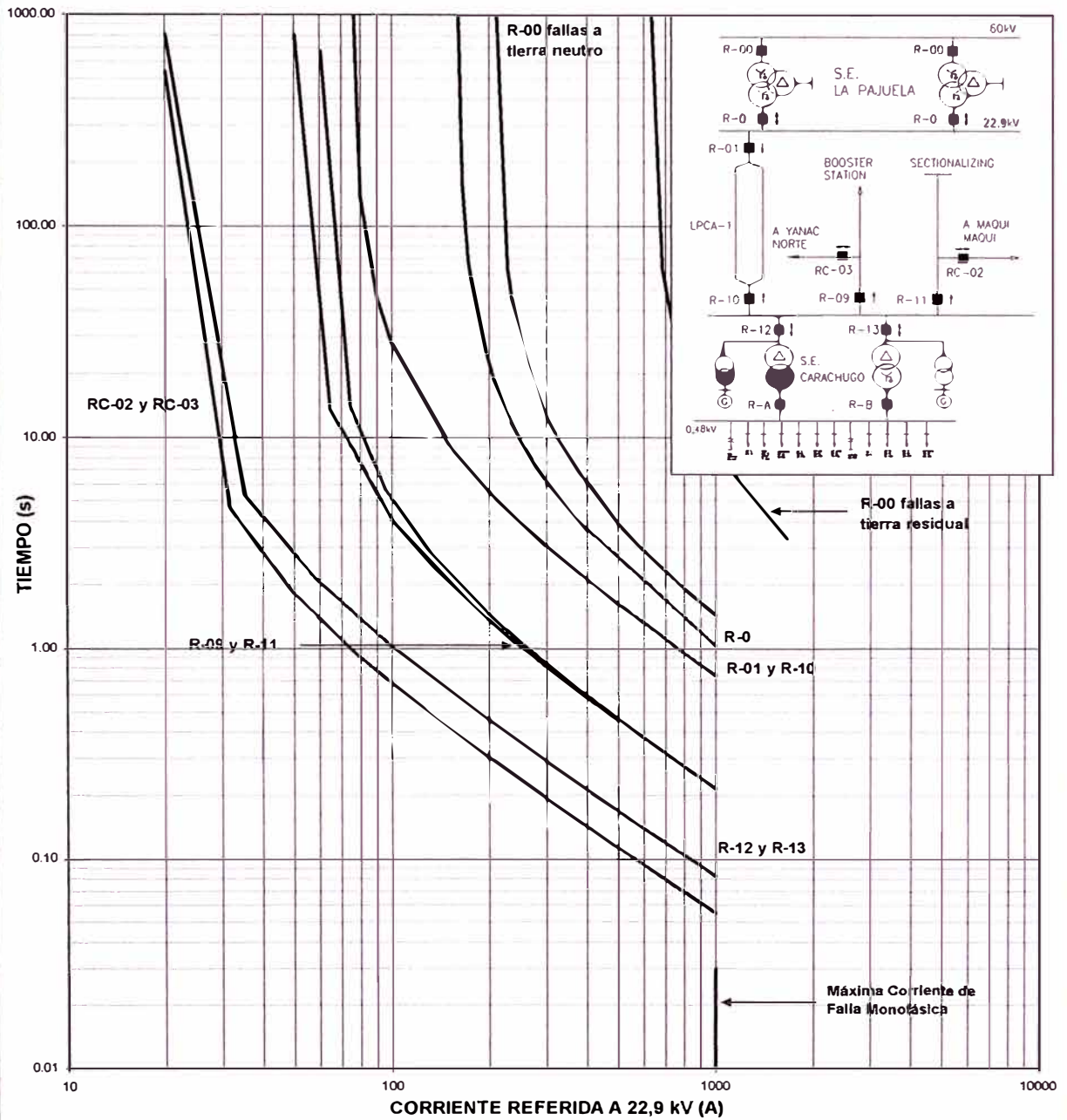
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x In	0,68	---	---
R-09	G.E.	SR-750	250/5	50	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,30	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x In	0,68	---	---
R-11	G.E.	L-90	400/5	60	V.I. (IEC)	0,15 x In	0,25	---	---
R-15	G.E.	L-90	400/5	40	V.I. (IEC)	0,10 x In	1,00	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	60	V.I. (IEC)	0,30 x In	0,10	---	---

FIGURA: E.2-8
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA Y CRUSHING & AGLOMERATION - 22,9 kV.



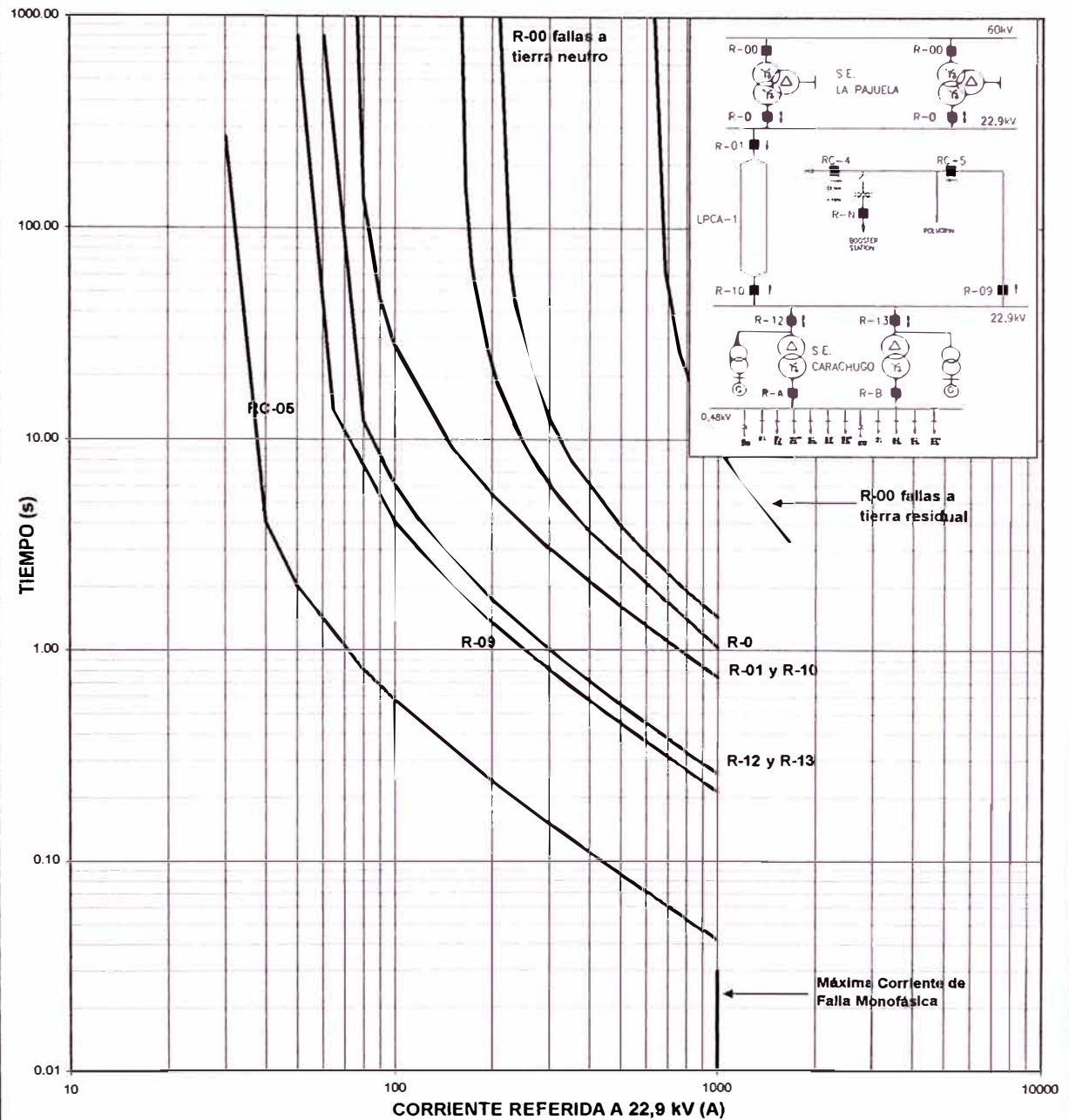
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,40	---	---
R-J y R-K	ABB	SPAJ 140C	400/5	80	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,30	---	---
R-L	G.E.	SR-750	600/5	30	D.T.	0,05 x I _n	0,0 s	---	---
RC-01	NU - LEC	N 24	100/1	20	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,15	---	---

FIGURA: E.2-9
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA, CARACHUGO y RECLOSERS - 22,9 kV.



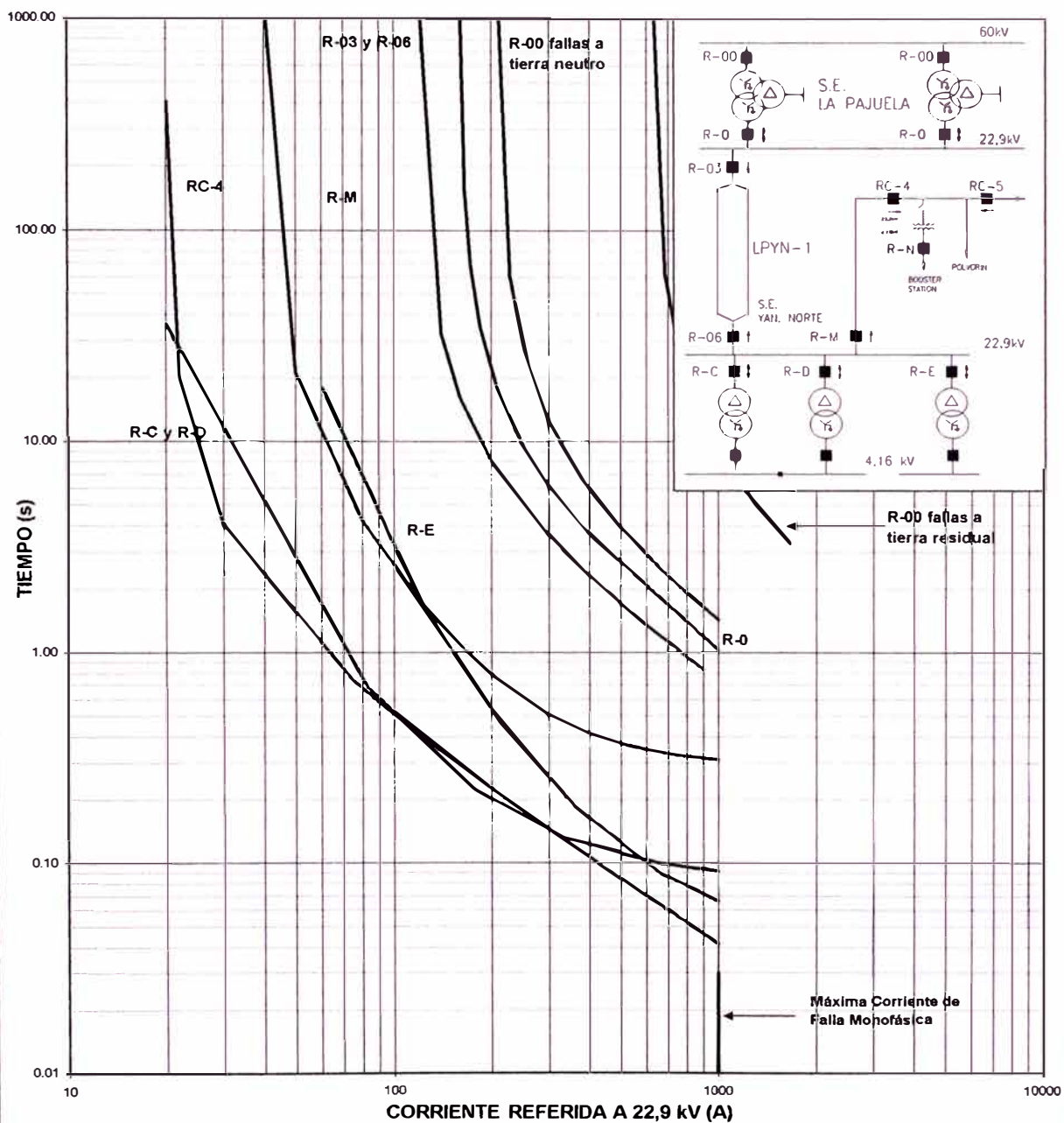
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,40	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x I _n	0,68	---	---
R-09	G.E.	SR-750	250/5	50	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,30	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x I _n	0,68	---	---
R-11	G.E.	L-90	400/5	60	V.I. (IEC)	0,15 x I _n	0,25	---	---
RC-02	NU LEC	N-24	100/1	20	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,20	---	---
RC-03	NU LEC	N-24	100/1	20	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,20	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	60	V.I. (IEC)	0,30 x I _n	0,10	---	---

FIGURA: E.2-10
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA, CARACHUGO y BOOSTER STATION - RECLOSERS - 22,9 kV.



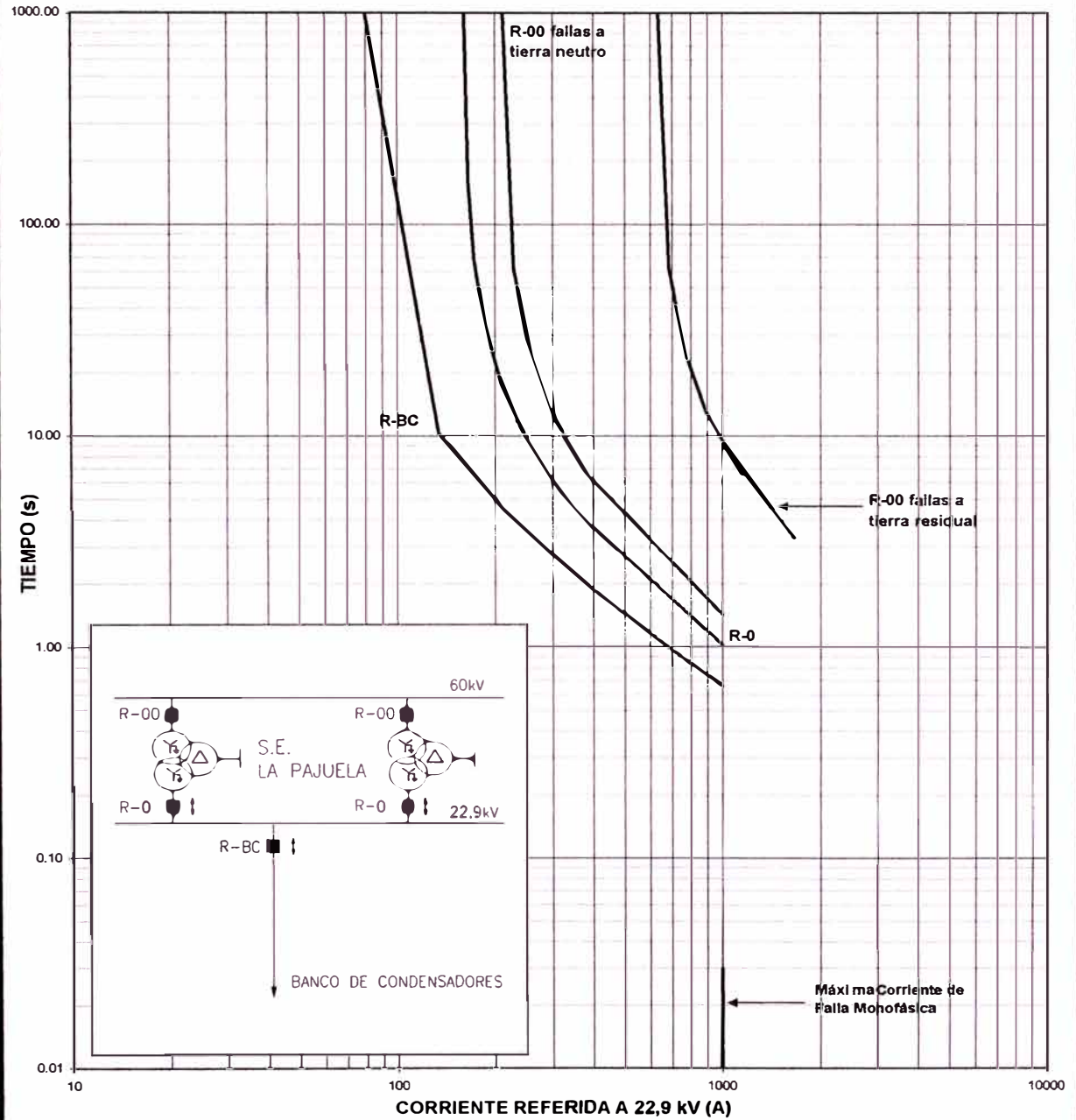
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-01	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x In	0,68	---	---
R-09	G.E.	SR-750	250/5	50	V.I. (IEC)	0,20 x In	0,30	---	---
R-10	G.E.	L-90	600/5	75	V.I. (IEC)	0,125 x In	0,68	---	---
RC-05	ABB	PCD2000R	600/1	30	V.I. (IEC)	0,05 x In	0,10	---	---
R-12 y R-13	G.E.	SR-750	200/5	60	V.I. (IEC)	0,30 x In	0,30	---	---

FIGURA: E.2-11
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA, YANACOAHA NORTE Y BOOSTER STATION - 22,9 kV.



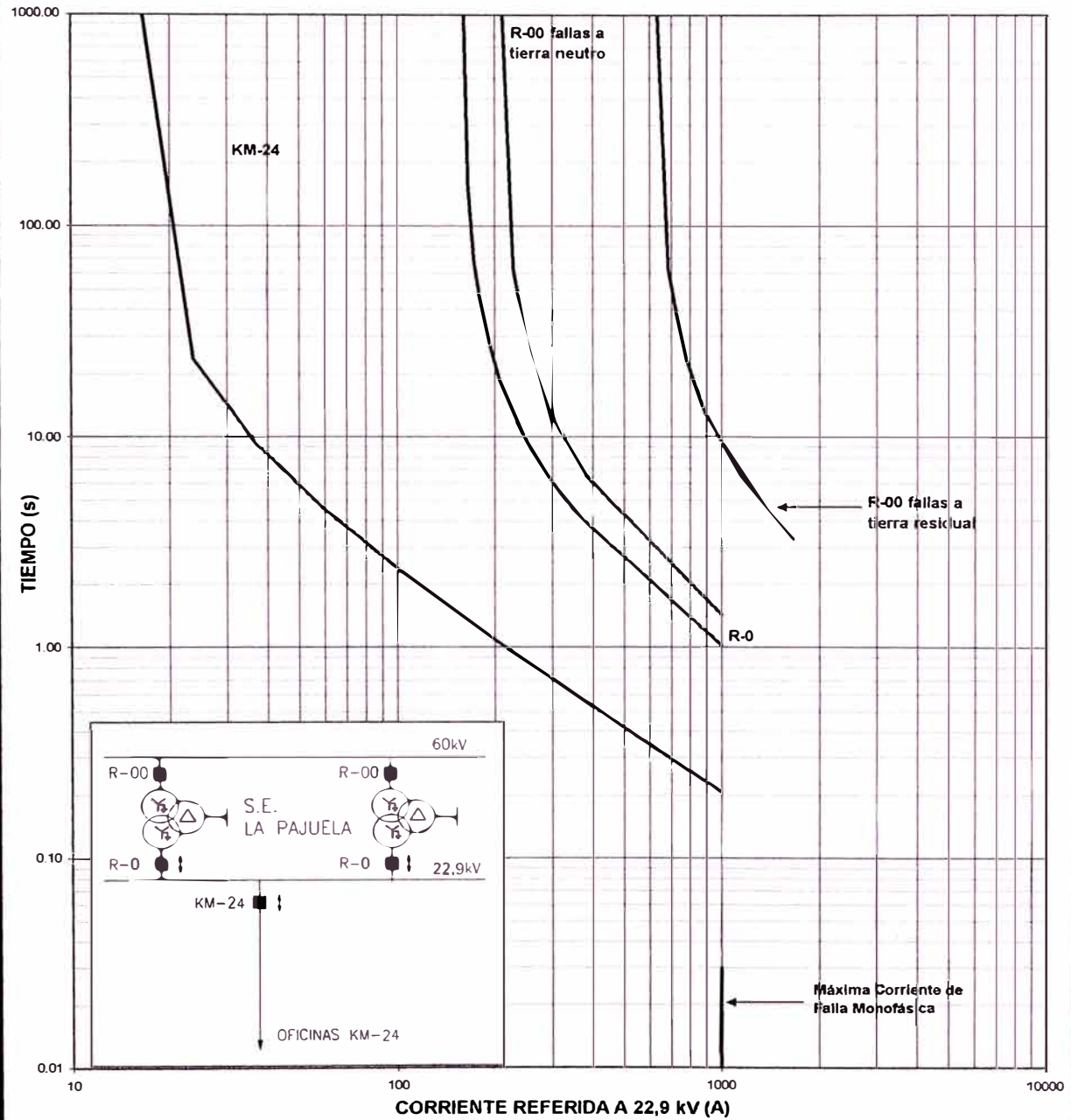
N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	800/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,40	---	---
R-03	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,40	---	---
R-06	G.E.	L-90	600/5	120	V.I. (IEC)	0,20 x I _n	0,40	---	---
RC-04	ABB	PCD2000R	600/1	20	V.I. (IEC)	0,033 x I _n	0,15	---	---
R-M	ABB	DPU2000R	250/5	40	V.I. (ANSI)	0,16 x I _n	3,00	---	---
R-C y R-D	G.E.	MDP	200/5	20	E.I. (ANSI)	0,10 x I _n	2,00	---	---
R-E	G.E.	SR-735	400/5	60	E.I. (ANSI)	0,15 x I _n	1,00	---	---

FIGURA: E.2-12
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA Y BANCO DE CONDENSADORES - 22,9 kV.



Nº RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x In	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x In	0,40	---	---
R-BC	ABB	SPAJ 140C	500/5	75	V.I. (IEC)	0,15 x In	0,60	---	---

FIGURA: E.2-13
COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA
S.E. LA PAJUELA Y BANCO DE CONDENSADORES - 22,9 kV.



N° RELE	MARCA	MODELO	T.C.	I operación (A)	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
						TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R-00	ABB	SPAJ 140C	300/5	120	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-00	ABB	SPAJ 140C	100/5	40	V.I. (IEC)	0,40 x I _n	0,40	---	---
R-0	ABB	SPAJ 140C	100/5	80	V.I. (IEC)	0,80 x I _n	0,40	---	---
KM-24	ABB	SPAJ 140C	100/5	15	V.I. (IEC)	0,15 x I _n	1,00	---	---

ANEXO F:

PLANILLAS DE AJUSTE DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

LINE DIFFERENTIAL RELAY – L90

LINE DIFFERENTIAL RELAY - L90

Subestación: LA PAJUELA

Tensión: 22,9 kV

Línea: LA PAJUELA - CARACHUGO (LPCA-1)

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
1. PRODUCT SETUP			
1.1 Display properties			
Flash Message Time	0,5 to 10,0 s	0,1 s	1,0 s
Default Message Timeout	10 to 900	1 s	300 s
Default Message Intensity	25% , 50% , 75% , 100%		25%
Screen Saver Feature (LCD Only)	Disabled , Enabled		Disabled
Screen Saver Wait Time (LCD Only)	1 to 65535 min	1 min	30 min
Current Cutoff Level	0,002 to 0,020 pu	0,001 pu	0.020 pu
Voltage Cutoff Level	0,1 to 1,0 V	0,1 V	1.0 V
1.2 Communications			
1.3 Modbus User Map			
1.4 Real Time Clock			
IRIG-B Signal Type	None , DC Shift , Amplitud Modulated		None
1.5 Fault Report			
Fault Report Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Fault Report Trigger	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		TRIP PROT On (VO2)
1.6 Oscillografhy			
Number Of Records	1 to 64	1	15
Trigger Mode	Automatic Overwrite , Protected		Automatic Overwrite
Trigger Position	0% to 100%	1%	50%
Trigger Source	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		ANY START On (VO4)
AC Input Waveforms	Off , 8 samples/cycle , 16 samples/cycle , 32 samples/cycle , 64 samples/cycle		32 samples/cycle
Digital Channel 1	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		ANY START On (VO4)
Digital Channel 2	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		TRIP PROT On (VO2)
Digital Channel 3	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		BREAKER 1 OPEN
Digital Channel 4	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		BREAKER 1 CLOSED
Digital Channel 5	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF OP
Digital Channel 6	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF OP A
Digital Channel 7	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF OP B
Digital Channel 8	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF OP C
Digital Channel 9	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF KEY DTT
Digital Channel 10	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF KEY DTT A

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Digital Channel 12	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		87L DIFF KEY DTT C
Digital Channel 13	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PH DIST Z2 PKP AB
Digital Channel 14	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PH DIST Z2 PKP BC
Digital Channel 15	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PH DIST Z2 PKP CA
Digital Channel 16	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		GND DIST Z2 PKP A
Digital Channel 17	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		GND DIST Z2 PKP B
Digital Channel 18	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		GND DIST Z2 PKP C
Digital Channel 19	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PH DIST Z2 OP
Digital Channel 20	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		GND DIST Z2 OP
Digital Channel 21	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC1 PKP A
Digital Channel 22	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC1 PKP B
Digital Channel 23	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC1 PKP C
Digital Channel 24	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC2 PKP A
Digital Channel 25	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC2 PKP B
Digital Channel 26	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC2 PKP C
Digital Channel 27	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC1 OP
Digital Channel 28	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		PHASE TOC2 OP
Digital Channel 29	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		NEUTRAL TOC1 PKP
Digital Channel 30	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		NEUTRAL TOC2 OP
Digital Channel 31	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 32	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 33	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 34	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 35	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 36	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 37	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 38	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 39	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 40	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 41	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 42	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 43	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 44	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 45	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 46	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 47	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Digital Channel 48	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 49	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 50	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 51	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 52	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 53	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 54	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 55	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 56	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 57	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 58	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 59	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 60	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 61	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 62	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Digital Channel 63	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Analog Channel 1	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 Ia RMS
Analog Channel 2	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 Ib RMS
Analog Channel 3	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 Ic RMS
Analog Channel 4	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 In RMS
Analog Channel 5	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 Vag RMS
Analog Channel 6	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 Vbg RMS
Analog Channel 7	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		SRC1 Vcg RMS
Analog Channel 8	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 9	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 10	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 11	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 12	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 13	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 14	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 15	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Analog Channel 16	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
1.7 Data Logger			
Rate	1sec , 1min , 5min , 10min , 15min , 20min , 30min , 60min		1 min
Channel 1	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 2	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Channel 3	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 4	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 5	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 6	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 7	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 8	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 9	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 10	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 11	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 12	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 13	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 14	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 15	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Channel 16	SRC1 Ia RMS , SRC2 Ia RMS SRC1 Ib RMS , SRC2 Ib RMS , ...		OFF
Configuration			NNN
1.8 Demand			
Current Method	Block interval , Thermal Exponential Rolling Demand		Thermal Exponential
Power Method	Block interval , Thermal Exponential Rolling Demand		Thermal Exponential
Interval	5min , 10min , 15min , 20min 30min , 60min		15 min
Trigger	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
1.9 User-Programmable Leds			
Trip and Alarms Leds			
Trip LED Input	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		ON
Alarm LED Input	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		ON
User Programmable Leds			
SETTING	OPERAND	TYPE	
LED 1	SETTING GROUP ACT 1	Self-Reset	
LED 2	OFF	Self-Reset	
LED 3	OFF	Self-Reset	
LED 4	OFF	Self-Reset	
LED 5	OFF	Self-Reset	
LED 6	OFF	Self-Reset	
LED 7	OFF	Self-Reset	
LED 8	OFF	Self-Reset	
LED 9	H5C - CB OPEN On (H5c)	Self-Reset	
LED 10	H5A - CB CLOSE On (H5a)	Self-Reset	
LED 11	TROUBLE CB On (VO1)	Self-Reset	
LED 12	OFF	Self-Reset	

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
SETTING	OPERAND	TYPE	
LED 13	OFF		Self-Reset
LED 14	OFF		Self-Reset
LED 15	OFF		Self-Reset
LED 16	OFF		Self-Reset
LED 17	OFF		Self-Reset
LED 18	OFF		Self-Reset
LED 19	OFF		Self-Reset
LED 20	OFF		Self-Reset
LED 21	AR ENABLED		Self-Reset
LED 22	AR DISABLED		Self-Reset
LED 23	AR RIP		Self-Reset
LED 24	AR LO		Self-Reset
LED 25	TRIP PROT On (VO2)		Latched
LED 26	87L DIFF OP		Latched
LED 27	DISTANCE On (VO3)		Latched
LED 28	PHASE TOC1 OP		Latched
LED 29	PHASE TOC2 OP		Latched
LED 30	NEUTRAL TOC1 OP		Latched
LED 31	OFF		Self-Reset
LED 32	OFF		Self-Reset
LED 33	87L DIFF OP		Latched
LED 34	87L DIFF OP A		Latched
LED 35	87L DIFF OP B		Latched
LED 36	87L DIFF OP C		Latched
LED 37	OFF		Self-Reset
LED 38	OFF		Self-Reset
LED 39	OFF		Self-Reset
LED 40	87L DIFF BLOCKED		Self-Reset
LED 41	87L DIFF KEY DTT		Latched
LED 42	87L DIFF RECVD DTT A		Latched
LED 43	87L DIFF RECVD DTT B		Latched
LED 44	87L DIFF RECVD DTT C		Latched
LED 45	OFF		Self-Reset
LED 46	OFF		Self-Reset
LED 47	OFF		Self-Reset
LED 48	87L DIFF CH2 FAIL		Self-Reset
1.10 Flex States			
Parameter 1	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 2	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 3	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 4	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 5	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 6	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 7	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 8	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 9	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 10	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 255	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Parameter 256	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
1.11 User-Definable displays			
1.12 Installation			
Relay Settings	Not Programmed , Programmed		Programmed
Relay Name	Relay-1		RELAY-1

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
2. SYSTEM SETUP			
2.1 AC Inputs			
Current			
Phase CT Primary	1 to 65000 A	1 A	600 A
Phase CT Secondary	1 A , 5 A		5 A
Ground CT Primary	1 to 65000 A	1 A	600 A
Ground CT Secondary	1 A , 5 A		5 A
Voltage			
Phase VT Connection	Wye , Delta		Wye
Phase VT Secondary	50,0 to 240,0 V	0,1 V	57,7 V
Phase VT Ratio	1 to 24000,00	1,00:1	229:1
Auxiliary VT Connection	Vn , Vag , Vbg ,		Vag
Auxiliary VT Secondary	50,0 to 240,0 V	0,1 V	57,7 V
Auxiliary VT Ratio	1 to 24000,00	1,00:1	229:1
2.2 Power System			
Nominal Frequency	25 to 60 Hz	1 Hz	60 Hz
Phase Rotation	ABC , ACB		ABC
Frequency And Phase Reference	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Frequency Tracking Function	Disabled , Enabled		Enabled
2.3 Signal Source			
	PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
	Name	SRC 1	SRC 2
	Phase CT	F1	None
	Ground CT	F1	None
	Phase VT	F5	None
	Aux VT	F5	None
2.4 L-90 Power System			
	Number of Terminals	2 to 3	1 2
	Number of Channels	1 to 2	1 2
	Charging Current Compensation	Disabled , Enabled	Enable
	Pos Seq Capac Reactance(XC1)	0,100 to 65,535 kOhms	0,001 kOhm 16,488 kOhms
	Zero Seq Capac Reactance(XC0)	0,100 to 65,535 kOhms	0,001 kOhm 36,388 kOhms
	Zero Sequence Current Removal	Disabled , Enabled	Disabled
	Local Relay ID	0 to 255	1 0
	Terminal 1 ID	0 to 255	1 0
	Terminal 2 ID	0 to 255	1 0
	Chan Asymmetry Comp	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...	OFF
	Block GPS Time Ref	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...	OFF
	Max Chan Asymmetry	0,0 to 10,0 ms	0,1 ms 1,5 ms
	Round Trip Time Change	0,0 to 10,0ms	0,1 ms 1,5 ms

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
2.5 Line			
Pos Seq Impedance Magnitude	0,01 to 250,00 ohms	0,01 ohms	2,14 ohms
Pos Seq Impedance Angle	25 ° to 90 °	1 °	55 °
Zero Seq Impedance Magnitude	0,01 to 650,00 ohms	0,01 ohms	5,18 ohms
Zero Seq Impedance Angle	25 ° to 90 °	1 °	68 °
Line Length Units	km , miles		km
Line Length	0,0 to 2000,0	0,1	8,0
2.6 Breakers			
PARAMETER	BREAKER 1	BREAKER 2	
Function	Disabled	Disabled	
Push Button Control	Disabled	Disabled	
Name	Bkr 1	Bkr 2	
Mode	3-Pole	3-Pole	
Open	OFF	OFF	
Close	OFF	OFF	
Phase A/3-Pole	H5A - CB CLOSE On (H5a)	OFF	
Phase B	OFF	OFF	
Phase C	OFF	OFF	
External Alarm	OFF	OFF	
Alarm Delay	0.000 s	0.000 s	
Manual Close Recal Time	0.000 s	0.000 s	
Out Of Service	OFF	OFF	
UCA XCBR x PwrSupSt 0	OFF	OFF	
UCA XCBR x PresSt	OFF	OFF	
UCA XCBR x TrpCoil	OFF	OFF	
2.7 BKR SBO Timer			
BKR SBO Timeout	1 to 60 s	1 s	30 s
2.8 Flex Curves			
3. FLEXLOGIC			
4. GROUPED ELEMENTS			
4.1 Group 1			
LINE DIFFERENTIAL ELEMENTS:			
Current Diferential			
Function	Disabled , Enbled		Enabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Pickup	0,20 to 4,00 pu	0,01 pu	0,57 pu
CT Tap 1	0,20 to 5,00 pu	0,01 pu	1,00
CT Tap 2	0,20 to 5,00 pu	0,01 pu	1,00
Restraint 1	1 to 50%	1%	30%
Restraint 2	1 to 70%	1%	50%
Breakpoint	0,0 to 20,0 pu	0,1 pu	0,8 pu
DTT	Disabled , Enbled		Enabled
Key DTT	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Latched
Events	Disabled , Enbled		Enabled
Stub Bus			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Disconnect	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Stub Bus Trigger	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Stub Bus Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enbled		Disabled
Line Pickup			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Phase IOC Line Pickup	0,000 to 30,000 pu	0,001 pu	1.000 pu
Pos Seq UV Pickup	0,000 to 30,000 pu	0,001 pu	0.700 pu
Line End Open Pickup Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.150 s
Line End Open Reset Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.090 s
Pos Seq OV Pickup Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.040 s
Autoreclose Coordination Bypass	Disabled , Enbled		Enabled
Autoreclose Coordination Pickup Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.045 s
Autoreclose Coordination Reset Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.005 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enbled		Disabled
DISTANCE:			
Distance			
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Memory Duration	5 to 25 cycles	1 cycle	10 cycles
Phase Distance Z2			
Distance Shape Graph			WIEW
Function	Disabled , Enbled		Enabled
Direction	Forward , Reverse		Forward
Shape	Mho , Quad		Quad
Xfmr Vol Connection	None , Dy1 , Dy3 , Dy5 ,		None
Xfmr Curr Connection	None , Dy1 , Dy3 , Dy5 ,		None
Reach	0,02 to 250,00 ohms	0,01 ohms	1,40 ohms
RCA	30 ° to 90 °	1 °	55 °
Comp Limit	30 ° to 90 °	1 °	90 °
DIR RCA	30 ° to 90 °	1 °	45 °
DIR Comp Limit	30 ° to 90 °	1 °	75 °
Quad Right Bld	0,02 to 500,00 ohms	0,01 ohms	24,71 ohms
Quad Right Bld RCA	60 ° to 90 °	1 °	60 °
Quad Left Bld	0,02 to 500,00 ohms	0,01 ohms	24,71 ohms
Quad Left Bld RCA	60 ° to 90 °	1 °	60 °
Supervision	0,050 to 300,000 pu	0,001 pu	0.200 pu
Volt Level	0,000 to 5,000 pu	0,001 pu	0.000 pu
Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.500 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Latched
Events	Disabled , Enbled		Enabled
Ground Distance Z2			
Distance Shape Graph			WIEW
Function	Disabled , Enbled		Enabled
Direction	Forward , Reverse		Forward
Shape	Mho , Quad		Quad

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Z0/Z1 Mag	0,50 to 7,00	0,01	2,42
Z0/Z1 Ang	-90 ° to 90 °	1 °	13 °
Z0M Z1 Mag	0,50 to 7,00	0,01	1,62
Z0M Z1 Ang	-90 ° to 90 °	1 °	13 °
Reach	0,02 to 250,00 ohms	0,01 ohms	1,40 ohms
RCA	30 ° to 90 °	1 °	55 °
Comp Limit	30 ° to 90 °		90 °
DIR RCA	30 ° to 90 °		45 °
DIR Comp Limit	30 ° to 90 °		75 °
Quad Right Bld	0,02 to 250,00 ohms	0,01 ohms	24,71 ohms
Quad Right Bld RCA	60 ° to 90 °	1 °	60 °
Quad Left Bld	0,02 to 250,00 ohms	0,01 ohms	24,71 ohms
Quad Left Bld RCA	60 ° to 90 °	1 °	60 °
Supervision	0,050 to 300,000 pu	0,001 pu	0.200 pu
Volt Level	0,000 to 5,000 pu	0,001 pu	0.000 pu
Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.500 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Latched
Events	Disabled , Enbled		Enabled
Power Swing Detect			
Power Swing Detect Graph			WIEW
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Mode	Two Step , Three Step		Two Step
Supv	0,050 to 300,000 pu	0,001 pu	0.600 pu
Fwd Reach	0,10 to 500,00 ohms	0,01 ohms	50.00 ohms
Fwd Rca	40 ° to 90 °	1 °	75 °
Rev Reach	0,10 to 500,00 ohms	0,01 ohms	50.00 ohms
Rev Rca	40 ° to 90 °	1 °	75 °
Outer Limit Angle	40 ° to 140 °	1 °	120 °
Middle Limit Angle	40 ° to 140 °	1 °	90 °
Inner Limit Angle	40 ° to 140 °	1 °	60 °
Delay 1 Pickup	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.030 s
Delay 1 Reset	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.050 s
Delay 2 Pickup	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.017 s
Delay 3 Pickup	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.009 s
Delay 4 Pickup	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.017 s
Seal-In Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.400 s
Trip Mode	Delayed , Early		Delayed
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Event	Disabled , Enbled		Disabled
Load Encroachment			
Load Encroachment Graph			WIEW
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Min Volt	0,000 to 3,000 ohms	0,001 ohms	0.250 pu
Reach	0,02 to 250,00 ohms	0,01 ohms	1.00 ohms
Angle	5 ° to 50 °	1 °	30 °
Pickup Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.000 s
Reset Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.000 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enabled		Disabled
PHASE CURRENT:			
Phase TOC			
PARAMETER	PHASE TOC1	PHASE TOC2	
Function	Enabled	Enabled	
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)	
Input	Phasor	Phasor	
Pickup	0.500 pu	0.050 pu	
Curve	IEC Curve B	Definite Time	
TD Multiplier	0,50	0,20	
Reset	Instantaneous	Instantaneous	
Voltage Restraint	Disabled	Disabled	
Block A	PH DIR1 BLK A	PH DIR2 BLK A	
Block B	PH DIR1 BLK B	PH DIR2 BLK B	
Block C	PH DIR1 BLK C	PH DIR2 BLK C	
Target	Latched	Latched	
Events	Enabled	Enabled	
Phase IOC			
PARAMETER	PHASE IOC1	PHASE IOC2	
Function	Disabled	Disabled	
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)	
Pickup	1.000 pu	1.000 pu	
Delay	0,01 s	0,01 s	
Reset Delay	0,01 s	0,01 s	
Block A	OFF	OFF	
Block B	OFF	OFF	
Block C	OFF	OFF	
Target	Self-reset	Self-reset	
Events	Disabled	Disabled	
Phase Directional			
PARAMETER	PHASE DIR1	PHASE DIR2	
Function	Enabled	Enabled	
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)	
Block	OFF	OFF	
ECA	45°	225°	
PARAMETER	PHASE DIR1	PHASE DIR2	
Pol V Threshold	0.700 pu	0.700 pu	
Block when V Mem Exp	No	No	
Target	Self-reset	Self-reset	
Events	Enabled	Enabled	
NEUTRAL CURRENT:			
Neutral TOC			
PARAMETER	NEUTRAL TOC1	NEUTRAL TOC2	
Function	Enabled	Disabled	
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)	
Input	Phasor	Phasor	
Pickup	0,125 pu	1.000 pu	
Curve	IEC Curve B	IEEE Mod Inv	
TD Multiplier	0,68	1	
Reset	Instantaneous	Instantaneous	
Block	NTRL DIR OC1 REV	OFF	
Target	Latched	Self-reset	
Events	Enabled	Disabled	

Neutral IOC		
PARAMETER	NEUTRAL IOC1	NEUTRAL IOC2
Function	Disabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	1.000 pu	1.000 pu
Delay	0.00 s	0.00 s
Reset Delay	0.00 s	0.00 s
Block	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Disabled	Disabled
Neutral directional OC		
PARAMETER	NEUTRAL DIR OC1	NEUTRAL DIR OC2
Function	Enabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Polarizing	Voltage	Voltage
Polarizing Volt	Calculated V0	Calculated V0
Op Current	Calculated 3I0	Calculated 3I0
Offset	0.00 ohms	0.00 ohms
Forward ECA	75 ° Lag	75 ° Lag
Forward Limit Angle	90 °	90 °
Forward Pickup	0.050 pu	0.050 pu
Reverse Limit Angle	90 °	90 °
Reverse Pickup	0.050 pu	0.050 pu
Block	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Enabled	Disabled
GROUND CURRENT:		
Ground TOC		
PARAMETER	GROUND TOC1	GROUND TOC2
Function	Disabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Input	Phasor	Phasor
Pickup	1.000 pu	1.000 pu
PARAMETER	GROUND TOC1	GROUND TOC2
Curve	IEEE Mod Inv	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	1	1
Reset	Instantaneous	Instantaneous
Block	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Disabled	Disabled
Ground IOC		
PARAMETER	GROUND IOC1	GROUND IOC2
Function	Disabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	1.000 pu	1.000 pu
Delay	0.00 s	0.00 s
Reset Delay	0.00 s	0.00 s
Block	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Disabled	Disabled
NEGATIVE SEQUENCE CURRENT:		
Negative Sequence TOC		
PARAMETER	NEGATIVE SEQ TOC1	NEGATIVE SEQ TOC2
Function	Disabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	1.000 pu	1.000 pu

PARAMETER	NEGATIVE SEQ TOC1	NEGATIVE SEQ TOC2
Curve	IEEE Mod Inv	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	1	1
Reset	Instantaneous	Instantaneous
Block	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Disabled	Disabled
Negative Sequence IOC		
Function	Disabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	1.000 pu	1.000 pu
Delay	0.00 s	0.00 s
Reset Delay	0.00 s	0.00 s
Block	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Disabled	Disabled
Breaker Failure		
PARAMETER	BF 1	BF 2
Function	Enabled	Disabled
Mode	3-Pole	3-Pole
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Current Supervision	Yes	Yes
Use Seal-In	Yes	Yes
Three Pole Initiate	TRIP PROT On (VO2)	OFF
Block	BKR FAIL 1 TRIP OP	OFF
Phase Current Supv Pickup	0.500 pu	1.050 pu
Neutral Current Supv Pickup	0.100 pu	1.050 pu
Use Timer 1	Yes	Yes
Timer 1 Pickup Delay	0.200 s	0.000 s
Use Timer 2	Yes	Yes
Timer 2 Pickup Delay	0.200 s	0.000 s
Use Timer 3	No	Yes
Timer 3 Pickup Delay	0.000 s	0.000 s
Breaker Pos1 Phase A/3P	H5A - CB CLOSE On (H5a)	OFF
Breaker Pos2 Phase A/3P	OFF	OFF
Breaker Test On	OFF	OFF
Phase Current HiSet Pickup	1.050 pu	1.050 pu
Neutral Current HiSet Pickup	1.050 pu	1.050 pu
Phase Current LoSet Pickup	0.100 pu	1.050 pu
Neutral Current LoSet Pickup	1.050 pu	1.050 pu
LoSet Time Delay	0.000 s	0.000 s
Trip Dropout Delay	0.000 s	0.000 s
Target	Latched	Self-reset
Events	Disabled	Disabled
Phase A Initiate	TRIP PROT On (VO2)	OFF
Phase B Initiate	TRIP PROT On (VO2)	OFF
Phase C Initiate	TRIP PROT On (VO2)	OFF
Breaker Pos1 Phase B	OFF	OFF
Breaker Pos1 Phase C	OFF	OFF
Breaker Pos2 Phase B	OFF	OFF
Breaker Pos2 Phase C	OFF	OFF

VOLTAGES ELEMENTS:			
Phase UV			
PARAMETER	PHASE UV1	PHASE UV2	
Function	Disabled	Disabled	
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)	
Mode	Phase to Ground	Phase to Ground	
Pickup	1.000 pu	1.000 pu	
Curve	Definite Time	Definite Time	
Delay	1.00 s	1.00 s	
Minimum Voltage	0.100 pu	0.100 pu	
Block	OFF	OFF	
Target	Self-reset	Self-reset	
Events	Disabled	Disabled	
SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Phase OV			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Pick up	0,000 to 3,000 pu	0,001 pu	1.000 pu
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Reset Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enbled		Disabled
Neutral OV			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0,000 to 1,250 pu	0,001 pu	0.300 pu
Pickup Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Reset Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enbled		Disabled
Auxiliary UV			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0,000 to 3,000 pu	0,001 pu	0.700 pu
Curve	Definite Time , Inverse Time		Definite Time
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Minimum Voltage	0,000 to 3,000 pu	0,001 pu	0.100 pu
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enbled		Disabled
Auxiliary OV			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0,000 to 3,000 pu	0,001 pu	0.300 pu
Pickup Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Reset Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	1.00 s
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enbled		Disabled
SUPERVISING ELEMENTS:			
Disturbance Detector			
Function	Disabled , Enbled		Disabled
Non-Current Supervision	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Control Logic	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Logic Seal-In	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Events	Disabled , Enabled		Disabled
Open Pole Detector			
Function	Disabled , Enabled		Disabled
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Current Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Current Pickup	0,05 to 20,00 pu	0,01 pu	0.20 pu
Broken Conductor	Disabled , Enabled		Disabled
Voltage Input	Disabled , Enabled		Disabled
Voltage Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Phase A Aux Co	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Phase B Aux Co	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Phase C Aux Co	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Pickup Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.060 s
Reset Delay	0,000 to 65,536 s	0,001 s	0.100 s
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enabled		Disabled
87L Trip			
Function	Disabled , Enabled		Enabled
Source	SRC 1 (SRC 1) , SRC 2 (SRC 2)		SRC 1 (SRC 1)
Mode	1-Pole , 3-Pole		3-Pole
Supervision	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Force 3 Phase	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Seal-In	Disabled , Enabled		Disabled
Seal-In Pickup	0,20 to 0,80 pu	0,01 pu	0.20 pu
Target	Self-reset , Latched , Disabled		Self-reset
Events	Disabled , Enabled		Enabled

5. CONTROL ELEMENTS

AUTORECLOSE 1P:			
Function	Disabled , Enabled		Enabled
Mode	1 & 3 Pole , 1 Pole , ...		3 Pole - A
Max Number Of Shots	1 to 2	1	1
Block BKR1	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Close Time BKR1	0,00 to 655,35	0,01	0.10 s
BKR Man Close	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Blk Time Upon Man CIs	0,00 to 655,35	0,01	10.00 s
1-P Init	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
3-P Init	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		TRIP PROT On (VO2)
3-P TD Init	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Multi P Fault	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
BKR 1 Pole Open	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
BKR 3 Pole Open	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
3-P Dead Time 1	0,00 to 655,35	0,01	0.50 s
3-P Dead Time 2	0,00 to 655,35	0,01	1.20 s
Extend Dead T1	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Dead T1 Extension	0,00 to 655,35		0.50 s
Reset	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Reset Time	0,00 to 655,35		60.00 s
BKR Closed	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		H5A - CB CLOSE
Block	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Pause	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF
Inc Seq Time	0,00 to 655,35		5.00 s
Block BKR2	OFF , ON , Cont Ip 1 On (H5a) , ...		OFF

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Close Time BKR2	0,00 to 655,35		0.10 s
Transfer 1 to 2	No, Yes		No
Transfer 2 to 1	No, Yes		No
BKR1 Fail Option	Continue, Lokcut		Continue
BKR2 Fail Option	Continue, Lokcut		Continue
1-P Dead Time	0,00 to 655,35		1.00 s
BKR Sequence	1, 2, 1&2, 1-2, 2-1		1
Transfer Time	0,00 to 655,35		4.00 s
Event	Disabled , Enbled		Enabled

FEEDER MANAGEMENT RELAY – SR750

FEEDER MANAGEMENT RELAY - SR 750

Subestación: CARACHUGO

Lado: 22,9 kV

Celda de transformación: TR 1

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
1. RELAY SETUP			
1.1 Front Panel			
Flash Message Time	0,5 to 10,0 s	0,1 s	4,0 s
Default Message Timeout	10 to 900	1 s	300 s
Default Message Intensity	25% , 50% , 75% , 100%		25%
Display Filter Constant	0 to 255	1	0
3 Key Max/Last Demand Clearing	Disabled , Enabled		Disabled
1.2 User Text			
1.3 Clear Data			
1.4 Installation			
1.5 Clock			
IRIG-B Signal Type	None , DC Shift , Amp. Modul.		None
1.6 Event Recorder			
Event Recorder Function	Disabled , Enabled		Enabled
Record Pickup Events	Disabled , Enabled		Enabled
Record Dropout Events	Disabled , Enabled		Enabled
Record Trip Events	Disabled , Enabled		Enabled
Record Alarm Events	Disabled , Enabled		Enabled
Record Control Events	Disabled , Enabled		Disabled
Record Logic Input Events	Disabled , Enabled		Disabled
Record Set Time/Date Events	Disabled , Enabled		Disabled
1.7 Trace Memory			
Buffer Organization	2x2048, 4x1024, 8x512, 16x256,		16x256
Trigger Position	0% to 100%	1%	25%
Trigger On Pickup	OFF , ON		ON
Trigger On Dropout	OFF , ON		OFF
Trigger On Trip	OFF , ON		ON
Trigger On Alarm	OFF , ON		ON
Trigger On Control	OFF , ON		OFF
1.8 Data Logger			
Data Logger Setup			
Sample Rate	1 cycle, 1 second, 1 minute, 5 minute, 10 minute, 15 minute, 20 minute, 30 minute, 60 minute		5 minute
Continuous Mode	Disabled , Enabled		Enabled
Data Channels			
Ch1 Source	Phase A Current,		Phase A Current
Ch2 Source	Phase B Current,		Phase B Current
Ch3 Source	Phase C Current,		Phase C Current
Ch4 Source	Neutral Current,.....		Neutral Current
Ch5 Source	Phase A-N Voltage,..		Pha A-N Voltage
Ch6 Source	Phase B-N Voltage,..		Pha B-N Voltage
Ch7 Source	Phase C-N Voltage,..		Pha C-N Voltage
Ch8 Source	Frequency,...		Frequency

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
2. SYSTEM SETUP			
2.1 Sensing			
Current Sensing			
Phase CT Primary	1 to 50000 A	1 A	200 A
Ground CT Primary	1 to 50000 A	1 A	200 A
Senstv Gnd CT Primary	1 to 50000 A	1 A	200 A
Bus VT Sensing			
VT Connection Type	None , Wye , Delta		Wye
Nom VT Sec Voltage	50,0 to 240,0 V	0,1 V	57.7 V
VT Ratio	1 to 5000,00	1,00:1	229 :1
Line VT Sensing			
VT Connection Type	Van, Vbn, Vcn,.....		Van
Nom VT Sec Voltage	50,0 to 240,0 V	0,1 V	57.7 V
VT Ratio	1 to 5000,00	1,00:1	229 :1
Power System			
Nominal Frequency	25 to 60 Hz	1 Hz	60 Hz
Phase Sequence	ABC , ACB		ABC
Cost of Energy	1,0 to 25,0 \$/kWh	0,1	5,0 \$/kWh
2.2 FlexCurve A			
Initialize			
Select curve shape	EI, VI, NI,.....		EI
Multiply all points	0,01 to 30,00	0,01	1,00
2.3 FlexCurve B			
Initialize			
Select curve shape	EI, VI, NI,.....		EI
Multiply all points	0,01 to 30,00	0,01	1,00
3. LOGIC INPUTS			
3.1 Logic Inputs Setup			
Inputs 1-10			
Logic Input 1	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 2	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 3	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 4	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 5	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 6	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 7	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 8	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 9	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 10	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Inputs 11-20			
Logic Input 11	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 12	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 13	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 14	Contact close, Contact Open,..		Contact close
Logic Input 15	Contact close, Contact Open,..		Disabled
Logic Input 16	Contact close, Contact Open,..		Disabled
Logic Input 17	Contact close, Contact Open,..		Disabled
Logic Input 18	Contact close, Contact Open,..		Disabled
Logic Input 19	Contact close, Contact Open,..		Disabled
Logic Input 20	Contact close, Contact Open,..		Disabled
3.2 Breaker Functions			
52a Contact	Disabled , Input1, Input2,..		Disabled
52b Contact	Disabled , Input1, Input2,..		Disabled
Breaker Connect	Disabled , Input1, Input2,..		Disabled

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
3.3 Control Functions			
Local Mode	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Reset	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Remote Open	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Remote Close	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Cold Load Pickup	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Setpoint Group 2	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Setpoint Group 3	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Setpoint Group 4	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
3.4 User Inputs			
User Input A			
Name			User Input A
Source	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input B			
Name			User Input B
Source	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input C			
Name			User Input C
Source	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input D			
Name			User Input D
Source	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input E			
Name			User Input E
Source	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input F			
Name			User Input F
Source	Disabled , Input 1 , Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input G			
Name			User Input G

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input H			
Name			User Input H
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input I			
Name			User Input I
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input J			
Name			User Input J
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input K			
Name			User Input K
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input L			
Name			User Input L
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input M			
Name			User Input M
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input N			
Name			User Input N
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
User Input O			
Name			User Input O
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input P			
Name			User Input P
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input Q			
Name			User Input Q
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input R			
Name			User Input R
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input S			
Name			User Input S
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
User Input T			
Name			User Input T
Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
3.5 Block Functions			
Block 1 TRIP Relay	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block 2 CLOSE Relay	Disabled , Input 1, Input2,..		Input 1
Block Reset	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Undervoltage 1	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Undervoltage 2	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Undervoltage 3	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Undervoltage 4	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Underfrequency 1	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Underfrequency 2	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Frequency Decay	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Bypass Syncrocheck	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Block Breaker Statistics	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Neg Seq Voltage	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Ntr Displacement	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Restoration	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
3.6 Block OC Functions			
Block All OC	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Phasel OC	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Neutral OC	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Ground OC	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Sensv Gnd OC	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Phase Time 1	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Phase Time 2	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Phase Inst 1	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Phase Inst 2	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Neutral Time 1	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Neutral Time 2	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Ground Time	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Ground Inst	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Neg Seq Time	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Neg Seq Inst	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Sensv Gnd Time	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Sensv Gnd Inst	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
3.7 Transfer Functions			
Select To Trip	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Undervolt on Other Source	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Incomer 1 Breaker Closed	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Incomer 2 Breaker Closed	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Tie Breaker Connected	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Tie Breaker Closed	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Block Transfer	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Transformer Lockout	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Source Trip	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Close From Incomer 1	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Close From Incomer 2	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
3.8 Miscellaneous Functions			
Trigger Trace Memory	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Trigger Data Logger	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Simulate Fault	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
Start Demand Interval	Disabled , Input 1, Input2,..		Disabled
4. OUTPUT RELAYS			
1 Trip			
Seal In Time	0,00 to 9,99 s	0,01	0,04 s
2 Close			
Seal In Time	0,00 to 9,99 s	0,01	0,04 s
3 Aux			
Name	TRIP		
Non-operated State	De-energized , Energized		De-energized
Output Type	Self-Resetting, Latched, Pulsed		Self-Resetting
4 Aux			
Name	AUXILIARY		
Non-operated State	De-energized , Energized		De-energized
Output Type	Self-Resetting, Latched, Pulsed		Self-Resetting
5 Aux			
Name	AUXILIARY		

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Non-operated State	De-energized , Energized		De-energized
Output Type	Self-Resetting, Latched, Pulsed		Self-Resetting
6 Aux			
Name			AUXILIARY
Non-operated State	De-energized , Energized		De-energized
Output Type	Self-Resetting, Latched, Pulsed		Self-Resetting
7 Aux			
Name			TRIP ALARMA
Non-operated State	De-energized , Energized		De-energized
Output Type	Self-Resetting, Latched, Pulsed		Pulsed
5. PROTECTION			
5.1 Phase Current			
Phase Time OC1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Trip
Relays			Relay-3 y Relay-7
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	0,55 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		IEC Curve B
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	0,30
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Voltage Restraint	Disabled, Enabled		Disabled
Phase Time OC2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		EI
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	1,00
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Voltage Restraint	Disabled, Enabled		Disabled
Phase Inst OC1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Phase Inst OC2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Phase Directional			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Maximum Torque Angle	0 to 359°	1°	30° Lead
Minimum Polarizing Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,05 x VT
Block OC When Volt. Mem. Expires	Disabled, Enabled		Disabled

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
5.2 Neutral Current			
Neutral Time OC1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Trip
Relays			Relay-3 y Relay-7
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	0,30 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		IEC Curve B
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	0,10
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Voltage Restraint	Disabled, Enabled		Disabled
Neutral Time OC2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		EI
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	1,00
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Voltage Restraint	Disabled, Enabled		Disabled
Neutral Inst OC1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Neutral Inst OC2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Neutral Directional			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Neutral Polarizing	Voltage, Current, Dual		Voltage
Maximum Torque Angle	0 to 359°	1°	315° Lead
Minimum Polarizing Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,05 x VT
5.3 Ground Current			
Ground Time OC			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		EI
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	1,00
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Voltage Restraint	Disabled, Enabled		Disabled

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Ground Inst OC			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Ground Directional			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Ground Polarizing	Voltage		Voltage
Maximum Torque Angle	0 to 359°	1°	315° Lead
Minimum Polarizing Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,05 x VT
5.4 Sensitive Gnd Current			
Sensv Gnd Time			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		EI
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	1,00
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Sensv Gnd Inst			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,005 to 1,000 x CT	0,001	0,100 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Sensv Gnd Dir			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Polarizing	Voltage, Current, Dual		Voltage
Maximum Torque Angle	0 to 359°	1°	315° Lead
Minimum Polarizing Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,05 x VT
Restricted EF			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,005 to 1,000 x CT	0,001	0,100 x CT
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01 s	0,00 s
5.5 Negative Sequence			
Negative Seq Time OC			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
Curve	EI, VI, NI,.....		EI
Multiplier	0,00 to 100,00	0,01	1,00
Reset	Instantaneous , Linear		Instantaneous
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Negative Seq Inst OC			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0.05 to 20.00 x CT	0.01	1.00 x CT
Delay	0.00 to 600.00 s	0.01 s	0.00 s
Direction	Disabled, Forward, Reverse		Disabled
Negative Seq Directional			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Polarizing	Voltage, Current, Dual		Voltage
MTA	0 to 359°	1°	315° Lead
Minimum Polarizing Voltage	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.05 x VT
Negative Seq Voltage			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.10 x VT
Delay	0.00 to 600.00 s	0.01 s	2.00 s
5.6 Voltage			
Bus Undervoltage 1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Trip
Relays			Relay-3 y Relay-7
Pickup	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.46 x VT
Curve	Definite Time, Inverse Time		Definite Time
Delay	0.0 to 6000.0 s	0.1	2.0 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Minimum Operating Voltage	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.30 x VT
Bus Undervoltage 2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.75 x VT
Curve	Definite Time, Inverse Time		Definite Time
Delay	0.0 to 6000.0 s	0.1	2.0 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Minimum Operating Voltage	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.30 x VT
Line Undervoltage 3			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.75 x VT
Curve	Definite Time, Inverse Time		Definite Time
Delay	0.0 to 6000.0 s	0.1	2.0 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Minimum Operating Voltage	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.30 x VT
Line Undervoltage 4			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0.00 to 1.25 x VT	0.01	0.75 x VT
Curve	Definite Time, Inverse Time		Definite Time
Delay	0.0 to 6000.0 s	0.1	2.0 s

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Minimum Operating Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,30 x VT
Overvoltage 1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,00 to 1,25 x VT	0,01	1,25 x VT
Delay	0,0 to 6000,0 s	0,1	2,0 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
Overvoltage 2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	0,00 to 1,25 x VT	0,01	1,25 x VT
Delay	0,0 to 6000,0 s	0,1	2,0 s
Phases Required for Operation	Any One, Any Two, Any Three		Any One
5.7 Frequency			
Underfrequency 1			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	20,00 to 65,00 Hz	0,01	59,00 Hz
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01	2,0 s
Minimum Operating Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,70 x VT
Minimum Operating Current	0,00 to 20,00 x CT	0,01	0,20 x VT
Underfrequency 2			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	20,00 to 65,00 Hz	0,01	58,00 Hz
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01	3,0 s
Minimum Operating Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,70 x VT
Minimum Operating Current	0,00 to 20,00 x CT	0,01	0,20 x VT
Frequency Decay			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Rate	0,1 to 5,0 Hz/s	0,1	1,0 Hz/s
Pickup	20,00 to 65,00 Hz	0,01	59,50 Hz
Delay	0,00 to 600,00 s	0,01	3,0 s
Minimum Operating Voltage	0,00 to 1,25 x VT	0,01	0,70 x VT
Minimum Operating Current	0,00 to 20,00 x CT	0,01	0,00 x VT
5.9 Breaker Failure			
Function	Disabled , Trip, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Delay 1	0,03 to 1,00 s	0,01	0,10 s
Delay 2	0,03 to 1,00 s	0,01	0,00 s
Current	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,00 x CT
6. MONITORING			
6.1 Current Level			
Phase Current Level			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,10 x CT
Delay	0 to 60000	1	2 s
Neutral Current Level			
Function	Disabled , Alarm, Control		Disabled
Relays			
Pickup	0,05 to 20,00 x CT	0,01	1,10 x CT
Delay	0 to 60000	1	2 s
6.2 Power Factor			
Power Factor 1			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	-0,99 to 1,00	0,01	0,00
Dropout	-0,99 to 1,00	0,01	0,00
Delay	0 to 60000	1	50 s
Power Factor 2			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Relays			
Pickup	-0,99 to 1,00	0,01	0,00
Dropout	-0,99 to 1,00	0,01	0,00
Delay	0 to 60000	1	50 s
6.3 Fault Locator			
Length of Feeder	0,1 to 99,9 km	0,1	0,1
Zpos (Resistive) of Feeder	0,01 to 99,99 Ohms	0,01	0,01
Zpos (Inductive) of Feeder	0,01 to 99,99 Ohms	0,01	0,01
Zzero (Resistive) of Feeder	0,01 to 99,99 Ohms	0,01	0,01
Zzero (Inductive) of Feeder	0,01 to 99,99 Ohms	0,01	0,01
Fault Type Output to Relay 4-7			
Fault Location After Trip			
6.4 Demand			
Current			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Measurement Type	Thermal Exp., Block Interval Rolling Demand		Thermal Exp.
Thermal 90% Response	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Relays			
Pickup	10 to 10000 A	1	1000 A
Real Power			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Measurement Type	Thermal Exp., Block Interval Rolling Demand		Thermal Exp.
Thermal 90% Response	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Time Interval	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Relays			
Pickup	0,01 to 300,00 MW	0,01	1,00 MW

SETTING	RANGE	STEP	VALUE
Reactive Power			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Measurement Type	Thermal Exp., Block Interval Rolling Demand		Thermal Exp.
Thermal 90% Response	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Time Interval	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Relays			
Pickup	0,01 to 300,00 MVAR	0,01	1,00 MVAR
Apparent Power			
Function	Disabled , Alarm, Control, Latched Alarm		Disabled
Measurement Type	Thermal Exp., Block Interval Rolling Demand		Thermal Exp.
Thermal 90% Response	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Time Interval	5 min, 10 min, 15 min, 20 min, 30 min, 60 min		5 min
Relays			
Pickup	0,01 to 300,00 MVA	0,01	1,00 MVA
7.CONTROL			
7.1 Setpoint Groups			
Active Setpoint Group	Group1 , Group2, Group3, Group4,		Group1
Edit Setpoint Group	Active Group, Group1, Group2, Group3, Group4,		Active Group
Open Breaker Inhibit	Disabled, Enabled		Disabled
Overcurrent Pickup Inhibit	Disabled, Enabled		Disabled
Overvoltage Pickup Inhibit	Disabled, Enabled		Disabled
Undervoltage Pickup Inhibit	Disabled, Enabled		Disabled
Underfreq Pickup Inhibit	Disabled, Enabled		Disabled

RECLOSER – NU LEC

RECLOSER - NU LEC RC-01

Subestación: Crushing & Agglomeration

Lado: 22,9 kV

Salida hacia: PIT DEWATERING

SYSTEM STATUS 1			
AJUSTES DEL OPERADOR			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Control Local SI Control Remoto SI	●	G/F OFF, SGF OFF G/F ON, SGF OFF G/F ON, SGF ON G/F ON G/F OFF	●
Autorecierre NO Autorecierre SI	●	Arranque Frio NO Arranque Frio SI Arranque Frio S/CAM Arranque Frio MAX DAF 120min x 2.3 mult	●
Bloqueo Single Shot Active <en blaco bajo operación normal> Recierre 1 Recierre 2 Recierre 3	●	Prot "A" Active Prot "B" Active Protección NO Protection Auto* Auto "A" Active* Auto "B" Active*	●
SYSTEM STATUS 2			
ESTADO DEL INTERRUPTOR			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Bloqueo Trabajo NO Bloqueo Trabajo SI	●	SF6 Normal 35kPa SF6 Bajo 5kPa Presión SF6 Inválida	●
Fuente Auxiliar Normal Falla Fuente Auxiliar	●	Batería Normal Batería Desconectada Batería Baja Sobretensión Batería	●
Equipo Conectado Equipo Desconectado	●	Inf. Recon. Válida Inf. Recon. Inválida	●
SYSTEM STATUS 3			
INDICACIÓN VIVO/MUERTO			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
A1 Vivo A1 Muerto	●	A2 Vivo A2 Muerto	
B1 Vivo B1 Muerto	●	B2 Vivo B2 Muerto	
C1 Vivo C1 Muerto	●	C2 Vivo C2 Muerto	

SYSTEM STATUS 4			
TENSIONES DE FASE y FLUJO DE ENERGÍA			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
"Vivo" si > 2000V	●	Temp Fuente 4,0 s	●
Flujo Energ c/Signo	●	Fuente 1, Carga 2	●
Flujo Energ s/Signo		Fuente 2, Carga 1	
Mostrar V Fase-Fase	●	Frec Sistema 50Hz	
Mostrar V Fase-Tierra		Frec Sistema 60Hz	●
SYSTEM STATUS 5			
DESIGNACIÓN TERMINALES INTERRUPTOR			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Terminales U1/U2		Fase A Nótese que las designaciones de fase pueden ser rotadas en éste campo presionando la tecla (ABC, ACB, BAC, BCA, CAB, CBA)	●
Terminales V1/V2		Fase B	
Terminales W1/W2		Fase C	
SYSTEM STATUS 6			
AJUSTE DE LA RADIO y DE LA HORA			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Fuente Radio NO	●	Fuente Radio 12V	●
Fuente Radio SI			
Fuente Radio Apagado			
SYSTEM STATUS 7			
TIPO DE INTERRUPTOR y ESPECIFICACIONES			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Reconectador	●	Nro. De serie	●
Interrupción 12500 A	●	12000 Volts	●
630 A Nominales	●	1292 Operaciones	●
SYSTEM STATUS 8			
DESGASTE CONTACTOS / DETALLES GENERALES			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
U Contact 75,6%	●	CAPM S/N NP-----	●
V Contact 75,6%	●	Software ----	●
W Contact 74,5%	●	Configuration ----	●
SYSTEM STATUS 9			
PROTECCION OPCIONES 1			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
SGF Disponible	●	Prot NO Permitida	●
SGF No Disponible		Prot NO No Permitida	
Bloqueo Baja Presión NO	●	P/T NO Permitida	●
Bloqueo Baja Presión SI		P/T NO No Permitida	
SAGP Permitida	●	Cambio SAGP 60 s	●
SAGP No Permitida			

SYSTEM STATUS 10			
PROTECTION OPTIONS 2			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
BDIR No Disponible		LA No Disponible	
BDIR Disponible	●	LA Disponible	
PPF/LA Desunidos	●	Bloqueo Muerto NO	
PPF/LA Unidos		Bloqueo Muerto SI	
SYSTEM STATUS 11			
GENERAL			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Date/Time	●	08/27/1998 10:55:12	●
PROTECTION			
AJUSTE DE PROTECCION 1 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Grupo Mostrado A	●		
Grupo Mostrado B			
I Fase 50 A	●	I Tierra 20 A	●
Umbral Fase 1,1	●	Umbral Tierra 1,1	●
AJUSTE DE PROTECCION 2 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Reinicio Secuencia 30s	●	Reinicio Falla 50ms	●
		Reinicio DU 1s	●
Aperturas Bloqueo 2	●	Tiempo Max NO	●
		Tiempo Max 2,0s	
AJUSTE DE PROTECCION 3 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
SGF Apertura Bloqueo 1	●	Bloqueo Vivo NO	●
		Bloqueo Vivo SI	
SGF Apertura 5 A	●		
AJUSTE DE PROTECCION 4 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Bloqueo I Elevado NO	●	Pérdida de Fase NO	●
Bloqueo I Elevado SI		Pérdida de Fase SI	
Bloqueo Elevado 5000 A	●	Pérdida de fase a 10000 V	●
Apert Activación 1	●	Pérdida de fase 10,0s	●
Apert Activación 2			
Apert Activación 3			
Apert Activación 4			
AJUSTE DE PROTECCION 5 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Inrush NO	●	Arranque en Frío NO	●
Inrush SI		Arranque en Frío SI	
Inrush Tiempo 0,10s	●	Tiempo de Arranque Frío 120m	●
Inrush Mult x 4,0	●	Mult Arranque Frío x 2,0	●

BLOQUEO DIRECCIONAL 1			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Fase: Ap Pos y Rev Fase: Apertura Rev Fase: Apertura Pos	●	Bloqueo V Baja NO Bloqueo V Baja SI	●
Tierra: Ap Pos y Rev Tierra: Apertura Rev Tierra: Apertura Pos	●	Bloqueo Vo Baja NO Bloqueo Vo Baja SI	●
SGF: Ap Pos y Rev SGF: Apertura Rev SGF: Apertura Pos	●	Bloqueo Vo Baja NO Bloqueo Vo Baja SI	●
BLOQUEO DIRECCIONAL 2			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Angulo característico de Fase 45° Angulo característico de Tierra 110°			● ●
BLOQUEO DIRECCIONAL 3			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
V Nom F-T 9,25 kV	●	Balaneo Vo DESACTIVADA Balaneo Vo ACTIVADA Balaneo Vo Pausado	●
Vo Min Tierra 20%	●	SGF Vo Min 5%	●
Vo Alta DESACTIVADA Vo Alta 5s	●	Alarma Vo Alta NO Alarma Vo Alta SI	●
PROTECCIÓN BAJA/SOBRE FRECUENCIA 1			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Apertura B/F NO Apertura B/F SI	●	Apertura S/F NO Apertura S/F SI	●
Apertura B/F a 49,0Hz	●	Luego de 4 ciclos	●
Apertura S/F a 52,0Hz		Luego de 50 ciclos	
PROTECCIÓN BAJA/SOBRE FRECUENCIA 2			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
B/F Normal 49,5Hz V Baja Inhib	●	S/F Normal 50,5Hz	●
Cierre Frec Norm NO Cierre Frec Norm SI	●	Luego de 60s	●
APERTURA DE PROTECCIÓN DE FASE 1 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Curvas IEC255 (EXTREM. INVERSE) Tiempo Definido Solo Instantáneo	●	Multiplicador de tiempos 2,00 1,00s	●
Curvas IEEE Curvas Def Usuario (1,2,3,4 o 5)		Multiplicador de tiempos 1,00 Multiplicador de tiempos 1,00	
No Instantaneous Instant Mult x 25,0		Tiempo Recierre 1,0 s	●
Minimum 0,00s		Adiconal 0,00s	●

APERTURA DE PROTECCIÓN DE TIERRA 1 (A)			
Descripción	Ajuste	Descripción	Ajuste
Curvas IEC255 (INVERSE)	●	Multiplicador de tiempos 0,15	●
Tiempo Definido		0,10s	
Solo Instantáneo			
Curvas IEEE		Multiplicador de tiempos 1,00	
Curvas Def Usuario (1,2,3,4 o 5)		Multiplicador de tiempos 1,00	
No Instantaneous		Tiempo Recierre 1,0 s	●
Instant Mult x 25,0			
Minimum 0,00s		Adiconal 0,00s	●

RECLOSER – PCD2000

RECLOSER - ABB PCD2000 RC-04

Línea: Yanacocha Norte - Carachugo

Lado: 22,9 kV

Salida hacia: BOOSTER STATION

Function	Description	Range	Step Size	Settings
51P	Curve Selection	See Table 5-5		V.I. (IEC)
	Pickup Amps	See Table 1-2 50 to 800A Primary	1	220
	Time Dial/Delay	0.05 to 1.0	0.05	0.20
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
50P-1	Curve Selection	See Table 5-9 or Disable		Disable
	Pickup X 51P	0.5 to 20 times 51P pickup setting	0.1	-
	Time Dial/Delay	0.0 to 9.99	0.01	-
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Curve Block Pickup	1 to 20 or Disabled		-
50P-2	Selection	Disable or Enable		Disable
	Pickup X 51P	0.5 to 20 times 51P pickup setting	0.1	-
	Time Dial/Delay	0.0 to 9.99	0.01	-
	Curve Block Pickup	1 to 20 or Disabled		-
50P-3	Selection	Disable or Enable		Disable
	Pickup X 51P	0.5 to 20 times 51P pickup setting	0.1	
	Time Dial/Delay	0.0 to 9.99	0.01	-
46 secuencia negativa	Curve Selection	See Table 5-19 or Disable		Disable
	Pickup Amps	See Table 1-2 50 to 800A Primary	1	-
	Time Dial/Delay	0.05 to 1.0	0.05	-
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
51N	Curve Selection	See Table 5-7		Disable
	Pickup Amps	See Table 1-2 25 to 400A Primary	1	-
	Time Dial/Delay	0.05 to 1.0	0.05	-
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-

Function	Description	Range	Step Size	Settings
50N-1	Curve Selection	See Table 5-11 or Disable		Disable
	Pickup X 51N	0.5 to 20 times 51N pickup setting	0.1	-
	Time Dial/Delay	0.0 to 9.99	0.01	-
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Curve Block Pickup	1 to 20 o Disabled		-
50N-2	Selection	Disable or Enable		Disable
	Pickup X 51N	0.5 to 20 times 51P pickup setting	0.1	-
	Time Dial/Delay	0.0 to 9.99	0.01	-
	Curve Block Pickup	1 to 20 o Disabled		-
50N-3	Selection	Disable or Enable		Disable
	Pickup X 51N	0.5 to 20 times 51P pickup setting	0.1	-
	Time Dial/Delay	0.0 to 9.99	0.01	-
67P	Selection	Disable or Enable		Enable
	Curve Selection	See Table 5-21		V.I. (IEC)
	Pickup Amps	See Table 1-2 50 to 800A Primary	1	220
	Time Dial/Delay	0.05 to 1.0	0.05	0.20
	Torque Angle	0° to 355°	5°	45°
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
67N	Selection	Disable or Enable		Enable
	Curve Selection	See Table 5-23		V.I. (IEC)
	Pickup Amps	See Table 1-2 25 to 400A Primary	1	20
	Time Dial/Delay	0.05 to 1.0	0.05	0.15
	Torque Angle	0° to 355°	5°	110°
	Time-Curve Adder	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
	Minimum Response	0.00 to 2.00 seconds	0.01	-
32P	Selection	Disable or Enable		Disable
	Torque Angle	0° to 355°	5°	-
32N	Selection	Disable or Enable		Disable
	Torque Angle	0° to 355°	5°	-
81	Selection	Disable or Enable		Disable
	81S-1 / f<1 Hz	56 to 64 Hz	0.01	-
	81S-1 / tf<1 Hz	0.08 to 9.98 seconds	0.02	-
	81S-2 / f<2 Hz	56 to 64 Hz	0.01	-

Function	Description	Range	Step Size	Settings
	81S-2 / $t_f < 2$ Hz	0.08 to 9.98 seconds	0.02	-
	81R-1 / $f > 1$ Hz	56 to 64 Hz	0.01	-
	81R-1 / $t_f > 1$ Hz	0 to 999 seconds	1	-
	81R-2 / $f > 2$ Hz	56 to 64 Hz	0.01	-
	81R-2 / $t_f > 2$ Hz	0 to 999 seconds	1	-
	Voltage Block $fU <$	40 to 200 V	1	-
27	Selection	Disable or Enable		Disable
	Pickup Voltage $U <$	10 to 200 V	1	-
	Time Dial/Delay $tU <$	0 to 60 seconds	1	-
59	Selection	Disable or Enable		Disable
	Pickup Voltage $U >$	70 to 250 V	1	-
	Time Dial/Delay $tU >$	0 to 60 seconds	1	-
Cold Load Time		0 to 254 seconds/minutes or Disable	1	Disable
79	Reclose Mode	Three-phase tripping, Single-phase tripping OPUP, Single-phase tripping OOAP	-	Three-phase tripping
	Reset Time	3 to 200 seconds		30 seconds
	79-1 Select	51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 46, 67P, 67N (Enable, Disable, or Lockout for each)		51P Enable 50P-1 Disable 50P-2 Disable 50P-3 Disable 51N Disable 50N-1 Disable 50N-2 Disable 50N-3 Disable 46 Disable 67P Enable 67N Enable
	79-1 Open Interval Time	0.1 to 200 seconds or Lockout	0.1	1 second
	79-2 Select	51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 46, 67P, 67N (Enable, Disable, or Lockout for each)		Disable
	79-2 Open Interval Time	0.1 to 200 seconds or Lockout	0.1	-
	79-3 Select	51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 46, 67P, 67N (Enable, Disable, or Lockout for each)		Disable
	79-3 Open Interval Time	0.1 to 200 seconds or Lockout	0.1	-
	79-4 Select	51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 46, 67P, 67N (Enable, Disable, or Lockout for each)		Disable

Function	Description	Range	Step Size	Settings
	79-4 Open Interval Time	0.1 to 200 seconds or Lockout	0.1	-
	79-5 Select	51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3, 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 46, 67P, 67N (Enable, Disable, or Lockout for each)		Disable
	79-5 Open Interval Time	0.1 to 200 seconds or Lockout	0.1	-
	79 Cutout Time	1 to 200 seconds or Lockout	1	-
	79v Selection	Enabled or Disabled		Disable
	79 Pickup Voltage	10 to 200 V		-
	79v Time Delay	4 to 200	1	-
	79v Timer Mode	Seconds or minutes		-
Breaker Failure	Trip Failure Time	5 to 60 cycles	1	-
	Close Failure Time	5 to 60 cycles	1	-
	Breaker Fail Mode			-

Function	Range	Step Size	Settings
Phase CT Ratio	1 - 2000	1	600
Neutral CT Ratio (GRD CT Ratio)	1 - 2000	1	600
VT Ratio	1 - 2000	1	207
VT Connection (VT Conn:)	69V or 120 V Wye (phase to ground); 120 V or 208 V Delta (phase to phase)	-	120V Delta
Positive Sequence Reactance/Mile (Pos Seq X/M)	0.001 to 4 Ohms/Mile	0.001	0.001
Positive Sequence Resistance/Mile (Pos Seq R/M)	0.001 to 4 Ohms/Mile	0.001	0.001
Zero Sequence Reactance/Mile (Zero Seq X/M)	0.001 to 4 Ohms/Mile	0.001	0.001
Zero Sequence Resistance/Mile (Zero Seq R/M)	0.001 to 4 Ohms/Mile	0.001	0.001
Line Length	0.1 to 125 miles	0.1	0.1
Trip Failure Time	5 to 60 cycles	1	5
Close Failure Time	18 to 999 cycles	1	18
Phase Rotation (Phase Rotate:)	ABC or ACB	-	ABC
Protection Mode (Prote. Mode:)	Fund or RMS	-	Fund
Reset Mode (51/46/67)	Instant (2 cycles) or Delayed	-	Instant
Alternate 1 Settings (Alt1 Set)	Enable or Disable	-	Disable
Alternate 2 Settings (Alt2 Set)	Enable or Disable	-	Disable
Cold Load Time Mode	Seconds or Minutes	-	Seconds
Zone Sequence Coordination	Disable or Enable	-	Disable
Target Display mode	Last or All (faults)	-	Last
Local Edit (Remote Edit)	Enable or Disable	-	Disable
Meter Mode (WHr Display)	kWHr or MWHr (6 Digits)	-	kWHr
LCD Light	On or Time Out (5 Minutes)	-	On
Unit Identification (ID)	(15 alphanumeric characters)	-	PCD2000R
Demand Meter Constant (Demand Minutes)	5, 15, 30, or 60 minutes	-	15
LCD Contrast	0 to 63	1	30
Change Test Password	4 Alphanumeric characters	-	No
SE CT Ratio	1 to 2000	1	600

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Paulino Montané Sangrá, “Protecciones en las Instalaciones Eléctricas”,
Editorial MARCOMBO S.A.
Edición 1988

- [2] Carlos Felipe Ramírez G., “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”
Edición 1991

- [3] Pablo Hernán Corredor A., “Sistemas de Potencia”, Editorial U.P.B.
Edición 1992

- [4] Published by: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., “IEEE
Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”
Edición 1996

- [5] Published by: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., “IEEE
Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and
Comercial Power Systems”
Edición 1996

- [6] A. T. Johns and S. K. Salman, “Digital Protection for Power Systems”, IEE
POWER SERIES 15 – The Institution of Electrical Engineers
Edición 1997

- [7] Keith Harker, “Power System Commissioning and Maintenance Practice”, IEE
POWER SERIES 24 – The Institution of Electrical Engineers
Edición 1998
- [8] SIEMENS., “Numerical Distance Protection – Principles and Applications”
Edición 1999