

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**PROTECCIONES PROYECTO CHILCA – PLANICIE –
CARABAYLLO – ZAPALLAL 220KV Y 500KV:
CONSIDERACIONES PARA EL AJUSTE DE PROTECCIONES EN
SISTEMAS EN EXTRA ALTA TENSIÓN A 500KV EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN DANTE MORALES ALVARADO

**PROMOCIÓN
2007 - I**

**LIMA – PERÚ
2013**

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

**PROTECCIONES PROYECTO CHILCA – PLANICIE –
CARABAYLLO – ZAPALLAL 220KV Y 500KV**

A mis padres Dante y Libia, ejemplos de vida, responsabilidad, honestidad, amor y dedicación a su familia.

A mi abuela Paulina, porque solo una madre tan buena y cariñosa puede criar una hija tan buena madre como ella misma y quiere tanto a un nieto como si fuera su propio hijo.

SUMARIO

La presente Tesis describe y resuelve la problemática de elaborar el estudio de coordinación de protecciones para las primeras instalaciones de transmisión de energía eléctrica en Extra Alta Tensión que han sido puestas en servicio en el Perú, particularmente a la tensión de 500kV, en el año 2011.

Se muestra el estado del arte de los criterios de ajuste para los sistemas de protección a nivel de transmisión de energía en nuestro país hasta antes de la instalación de la primera red en 500kV, resaltando la importancia de buscar e investigar cuales son las nuevas consideraciones y criterios especiales que deben ser tomados en cuenta para sistemas en EAT y sus propias particularidades, diferentes a los usados para el desarrollo de estudios de protección para sistemas de transmisión en Alta Tensión, tales como los instalados en nuestro país hasta el año 2011.

Una vez planteados estos nuevos criterios y consideraciones especiales, se presenta la metodología de cálculo para los ajustes de protecciones, la misma que se aplica al caso práctico del proyecto de la primera línea y subestaciones en 500kV instaladas en el Perú (proyecto Chilca – Carabaylo – Zapallal).

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
GENERALIDADES	
1.1 Introducción	3
1.2 Antecedentes que Definieron la Necesidad de Implementación de la Primera Red de Transmisión en 500kV en el Perú	4
1.3 Estudios Eléctricos de Pre-Operatividad del Proyecto	6
1.4 Descripción General de las Instalaciones del Proyecto	7
1.5 Descripción de la Problemática	8
1.6 Formulación del Problema	11
1.6.1 Problema General	11
1.6.2 Problemas Específicos	11
1.7 Objetivos	11
1.7.1 Objetivo General	11
1.7.2 Objetivos Específicos	11
1.8 Justificación del Estudio	12
1.9 Antecedentes de la Investigación	13
1.9.1 Estudios Internacionales	13
1.9.2 Estudios Previos Nacionales	14
1.10 Alcances de la Investigación	14
1.11 Hipótesis del Estudio	14
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO Y METODOLOGÍA	
2.1 Marco Teórico	15
2.2 Metodología	16
2.3 Análisis y Estudio del Sistema Eléctrico de Potencia	16
2.3.1 Análisis de Estado Estacionario	17
2.3.2 Análisis y Cálculo de Cortocircuito	17
2.3.3 Análisis de Estabilidad	17
2.4 Definición de los Criterios Generales de Ajuste de Protecciones para el PROYECTO	18

2.4.1	Protección Diferencial de Línea	18
2.4.2	Protección Distancia	19
2.4.3	Protección de Sobretensión	24
2.4.4	Protección de Sobrecorriente de Líneas de Transmisión	24
2.4.5	Esquemas de Teleprotección	26
2.4.6	Esquemas de Recierre y Verificación de Sincronismo	26
2.4.7	Oscilación de Potencia	28
2.4.8	Protección Diferencial de Autotransformadores de Potencia	28
2.4.9	Protección Diferencial de Tierra Restringida para Transformadores de Potencia	28
2.4.10	Protección de Sobrecorriente para Transformadores de Potencia	29
2.4.11	Protección Diferencial de Barras	30
2.4.12	Protección de Sobrecorriente de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia	30
2.4.13	Protección de Sobrecorriente para Interruptores de Seccionamiento de Barras	31
2.4.14	Protección de Falla Interruptor	31
2.5	Definición de los Criterios y Consideraciones Especiales para el Ajuste de Protecciones en Sistemas en EAT (500kV) y Diferencias Respecto de los Criterios Generales para Sistemas en AT (138kV – 220kV)	32
2.5.1	Consideraciones Sistémicas Especiales para Sistemas en EAT	32
2.5.2	Aspectos Particulares a Considerar en Sistemas en EAT desde el Punto de Vista Topológico	33
2.5.3	Requisitos Mínimos Generales para Equipamiento de los Sistemas de Protección en EAT	35
2.5.4	Comparativo de Equipamiento con Principales Referencias Internacionales	37
2.5.5	Análisis de Cortocircuito	37
2.5.6	Análisis de Estabilidad	39
2.5.7	Protección Diferencial de Líneas en EAT	39
2.5.8	Protección Distancia para Líneas en EAT	40
2.5.9	Protección Distancia para Líneas en EAT con Compensación Serie	40
2.5.10	Protección de Sobretensión en EAT	46
2.5.11	Protección de Sobrecorriente de Líneas en EAT	47
2.5.12	Esquemas de Teleprotección en EAT	48
2.5.13	Consideraciones para los Esquemas de Recierre en EAT	48
2.5.14	Oscilación de Potencia en Líneas en EAT	49
2.5.15	Esquemas Especiales de Protección Diferencial de Autotransformadores de Potencia en EAT.	52

2.5.16	Protección de Sobrecorriente en Autotransformadores en EAT	53
2.5.17	Consideraciones Respecto a la Instalación de Reactores Shunt de Compensación en Sistemas en EAT.	53
2.5.18	Protección de Reactores en EAT	54
2.5.19	Protección Diferencial de Barras EAT	55
2.5.20	Protección de Falla Interruptor en EAT	55
2.5.21	Otras Consideraciones y/o Recomendaciones Especiales para los Sistemas de Protección / Equipamiento en Sistemas en EAT	56
2.6	Criterios y Especificaciones Técnicas Generales para Selección del Equipamiento de Protecciones del PROYECTO	57
2.6.1	Requerimientos Generales	58
2.6.2	Equipamiento de Protección por Subsistema	59
2.7	Filosofía del Sistema de Protecciones Implementado para el PROYECTO	64
2.7.1	Protección de Líneas de Transmisión	64
2.7.2	Protecciones de Transformadores de Potencia	65
2.7.3	Protección de Subestaciones	66
2.8	Software de Simulación para el Ajuste de Protecciones en Sistemas de Potencia	68

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DEL PROYECTO Y ESQUEMAS ESPECIALES IMPLEMENTADOS

3.1	Parámetros Eléctricos de las Instalaciones del PROYECTO y Zonas Aledañas	69
3.1.1	Datos de Líneas de Transmisión PROYECTO	69
3.1.2	Datos de Transformadores de Potencia del PROYECTO	69
3.1.3	Datos de Líneas de Transmisión en la Zona de Influencia del Proyecto	70
3.2	Análisis y Estudio del Sistema Eléctrico de Potencia	71
3.2.1	Análisis de Estado Estacionario	71
3.2.2	Análisis de Contingencias	72
3.2.3	Análisis de Cortocircuito con la Entrada del PROYECTO	76
3.2.4	Análisis de Estabilidad Transitoria	77
3.3	Ajustes de Protección para Líneas de Transmisión	78
3.3.1	Protección Diferencial de Línea	78
3.3.2	Protección de Distancia	79
3.3.3	Protección de Sobretensión	81
3.3.4	Protección de Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N	81
3.3.5	Función de Sobrecorriente STUB	82

3.3.6	Lógica Especial para el Esquema de Recierre y Verificación de Sincronismo	82
3.3.7	Oscilación de Potencia	84
3.4	Ajustes de Protección para Transformadores de Potencia	85
3.4.1	Protección Diferencial de Transformadores	85
3.4.2	Protección de Sobrecorriente de Transformadores	86
3.5	Ajustes de Protección para Subestaciones	86
3.5.1	Metodología de Cálculo para la Protección Diferencial de Barra	86
3.5.2	Protección de Sobrecorriente del Campo de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia	88
3.5.3	Protección de Sobrecorriente de los Interruptores de Seccionamiento A y B entre Chilca Nueva y Chilca REP	89
3.5.4	Zona Muerta en Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia 220kV	89
3.6	Principales Aportes de la Metodología de Cálculo y Esquemas Especiales para el Nuevo Sistema en EAT a 500kV del PROYECTO	90
3.6.1	Análisis de Cortocircuito Sistema a 500kV	90
3.6.2	Análisis de Estabilidad Transitoria 500kV	90
3.6.3	Protección Diferencial de Línea 500kV	90
3.6.4	Protección de Distancia en 500kV	91
3.6.5	Protección de Sobretensión 500kV	93
3.6.6	Protección de Sobrecorriente 67NCD y 67N en Líneas en 500kV	95
3.6.7	Protección y Lógica Especial para la Función SOTF Relés SIEMENS 7SA612 y 7SD522	95
3.6.8	Recierre en las Líneas 500kV	96
3.6.9	Oscilación de Potencia 500kV	97
3.6.10	Esquema Especial de Protección Diferencial de Autotransformadores del PROYECTO 500/220/33kV	97
3.6.11	Protección Diferencial de Barras en 500kV	100
3.6.12	Protección y Lógica Especial de la Función 50BF Etapa 0 para Subestaciones Interruptor y Medio en 500KV, Relés 7VK611	100

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE AJUSTE PARA LAS PROTECCIONES DEL PROYECTO

4.1	Ajustes de Protección para Líneas de Transmisión	103
4.1.1	Protección Diferencial de Línea	103
4.1.2	Protección de Distancia	104

4.1.3	Protección de Sobretensión	107
4.1.4	Protección de Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N	108
4.1.5	Esquemas de Teleprotección	110
4.1.6	Esquema de Recierre y Verificación de Sincronismo	110
4.1.7	Ajuste de la Función de Oscilación de Potencia	111
4.2	Ajustes de Protección para Transformadores de Potencia	111
4.2.1	Protección Diferencial de Transformadores	111
4.2.2	Ajustes de Protecciones de Sobrecorriente Asociadas al Esquema de Protección Especial de Autotransformadores, Transformadores Zigzag y la Conexión en 33kV del PROYECTO	112
4.2.3	Protección de Sobrecorriente de Transformadores	114
4.3	AJUSTES DE PROTECCIÓN PARA SUBESTACIONES	114
4.3.1	Ajustes de Protección Diferencial de Barras	114
4.3.2	Protección de Sobrecorriente del Campo de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia	121
4.3.3	Protección de Sobrecorriente de los Interruptores de Seccionamiento A y B entre Chilca Nueva y Chilca REP	122
4.3.4	Ajustes Función 50BF Campos de Línea	122
4.3.5	Ajustes Función 50BF Campos de Acople en Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia	123
4.3.6	Ajustes Función 50BF Campos de Transformador	123
4.4	Impacto del PROYECTO en las Protecciones Adyacentes	123
4.4.1	Protección de Distancia	123
4.4.2	Protección SOTF	124
4.4.3	Protección 50BF	124
4.4.4	Protección 67N	124
	CONCLUSIONES	126
	ANEXOS	129
	BIBLIOGRAFÍA	206

PRÓLOGO

La puesta en servicio en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de la primera línea de transmisión en 500kV entre las subestaciones Chilca Nueva – Carabaylo ocurrida en el año 2011, define el comienzo de una nueva etapa en lo que al desarrollo de la ingeniería eléctrica se refiere en nuestro país. Esta evolución con el nuevo sistema en Extra Alta Tensión (EAT), nos enfrenta a nuevos retos y problemas técnicos que necesitan ser resueltos, diferentes a los que ya conocemos y que se han estudiado a lo largo del desarrollo de nuestra red anterior existente en Alta Tensión (AT). Si bien en nuestro país esta problemática con los sistemas en EAT se presenta por primera vez a partir del año 2011, ya existe mucha experiencia en otros países respecto a este tema, lo cual hace que se tenga una buena base por sobre la cual se pudieron llevar a cabo las investigaciones respectivas en todos los campos y etapas de implementación del primer proyecto en 500kV, tanto desde el diseño, pasando por la definición del equipamiento asociado, elaboración de estudios eléctricos; y finalmente, la operación y mantenimiento de las nuevas redes.

El presente documento de Tesis, se enfoca puntual y específicamente en resolver la problemática de la elaboración de los estudios eléctricos de coordinación de protecciones, definiendo los criterios y consideraciones especiales a tomar en cuenta en lo que se refiere al ajuste de los sistemas de protección para redes en EAT a 500kV y que son aplicables a nuestro sistema. Lo anterior implica definir esquemas y lógicas de protección especiales que se ven necesarias para redes en este nivel de tensión, así como el ajuste de las protecciones para el caso práctico de la primera línea en 500kV puesta en servicio de Chilca hacia Carabaylo y subestaciones asociadas.

En el CAPÍTULO 1, se enfoca la problemática desde sus raíces, vale decir, desde la etapa de planeamiento, describiendo sucintamente las razones que fundamentan la necesidad de imponer un nuevo nivel de tensión en el sistema, de esta manera se logra visualizar de una mejor manera la justificación del estudio. Asimismo, se especifican los objetivos y alcances de la investigación así como sus hipótesis.

En el CAPÍTULO 2 se describe brevemente el marco teórico sobre el cual se cimentan los conceptos de protecciones conocidos hasta la fecha para sistemas de transmisión. Lo más importante en este capítulo es la presentación de la metodología a emplear en el

estudio así como los criterios y consideraciones especiales para calcular los ajustes de los relés de protección asociados al nuevo sistema en EAT, haciendo énfasis en sus diferencias respecto de los convencionales usados en nuestro país para los sistemas de transmisión con tensiones en 138kV y 220kV.

En el CAPÍTULO 3, se presenta el procedimiento de cálculo para los ajustes de las protecciones asociadas al caso de estudio presentado para la aplicación de los conceptos desarrollados en la presente Tesis. Adicionalmente, se describen los aportes respecto a metodología de cálculo, definición de esquemas especiales y lógicas que serán implementadas para sistemas en EAT desarrollados de manera de lograr cumplir con los criterios de ajuste detallados en el CAPÍTULO 2, respecto de los convencionales utilizados con anterioridad en nuestro país.

En el CAPÍTULO 4 se muestran los resultados de los ajustes de las protecciones, los cuales son verificados a través de simulaciones las cuales se encuentran detalladas en el Anexo de la presente Tesis.

Vale la pena destacar el apoyo en el desarrollo del presente trabajo por parte de la empresa TRANSMANTARO, concesionaria de las instalaciones del proyecto Chilca – Planicie – Carabaylo – Zapallal, la cual brindó todo el apoyo necesario para el desarrollo de la investigación plasmada en esta Tesis.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Introducción

A través de concurso público internacional la Agencia de Promoción de la Inversión Privada en el Perú (PROINVERSIÓN) otorgó a la empresa TRANSMANTARO en el año 2008 la concesión de las obras de construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión eléctrica Chilca – La Planicie – Carabaylo – Zapallal en 220kV y Chilca - Carabaylo en 500kV y subestaciones asociadas (en adelante, el PROYECTO).

La construcción del PROYECTO, permite reforzar el sistema de transmisión en la zona de Lima Metropolitana para una adecuada evacuación de la potencia generada por las centrales térmicas instaladas desde 2007 y proyectadas a instalar hasta los años 2013 – 2014 en la zona sur de Lima en Chilca, que usan como combustible el gas natural proveniente de Camisea disponible en dicha zona. La potencia estimada total proyectada a instalarse en Chilca totalizaría los 2540 MW de acuerdo con información declarada por parte del Ministerio de Energía y Minas en el año 2009.

Los diversos estudios asociados al planeamiento de redes para la definición de la mejor alternativa de interconexión para las nuevas centrales en Chilca que se desarrollaron desde la implementación del proyecto Camisea en el año 2004, concluyeron que era necesaria la construcción de la primera línea de transmisión en EAT a 500kV en nuestro sistema que interconecte la zona sur con la zona norte de Lima entre las subestaciones Chilca REP y Zapallal, entrando en una nueva etapa en lo que a transmisión de energía se refiere en el SEIN.

La imposición de un nivel de tensión de transmisión de energía en EAT por primera vez en el Perú, implica la aparición de nuevos problemas y por lo tanto la necesidad de la adquisición de nuevos conocimientos en todos los aspectos de la ingeniería eléctrica y de sistemas de potencia. Respecto al tema de protecciones y dada la importancia del PROYECTO, se hace necesario realizar un análisis integral del sistema de protección para la realización del estudio de coordinación de protecciones asociado, desde el equipamiento a instalar (relés), verificando que sean equipos de última generación debidamente probados; así como los de los esquemas de protección tanto de las líneas de transmisión, transformadores y subestaciones involucradas así como sus criterios de

ajuste, de manera de garantizar el suministro de energía de manera confiable y segura a condiciones de operación adecuadas.

1.2 Antecedentes que Definieron la Necesidad de Implementación de la Primera Red de Transmisión en 500kV en el Perú

La expansión y desarrollo del mercado del gas y de generación de energía eléctrica asociados al proyecto Camisea son problemas que se trataron en algunos artículos y estudios desde la implementación de este proyecto en el año 2004. El problema principal, era que debido a la disponibilidad del recurso del gas natural en Chilca así como su bajo precio provocaron que varias empresas de generación desearan instalar sus centrales en dicho punto por no necesitar inversión adicional en transporte de gas. Esta gran cantidad de potencia instalada en un solo punto dio origen a la construcción de la SE. Chilca REP 220kV (puesta en servicio el año 2007) para la interconexión en dicha barra del primer grupo de centrales que usaban el gas natural en Chilca (Enersur y Kallpa con 850MW estimados para el 2009 y la hidroeléctrica El Platanal con 220MW para el 2010), asimismo el enlace entre la nueva SE. Chilca REP con la SE. San Juan se reforzó con tres líneas de transmisión para permitir la evacuación de la potencia de estas centrales (enlaces de capacidad 2x350MVA y 360MVA).

Sin embargo, las proyecciones para instalar generación en Chilca eran aún más optimistas, por lo que se empezó a estudiar la mejor opción de expansión del sistema para evacuar dicha potencia. Con proyecciones (al año 2007) que llegaron a totalizar 2200MW de potencia instalada en Chilca para los años 2012 - 2013, entre las opciones estudiadas se empezó a evaluar el incremento de la tensión de transmisión en Lima.

Los estudios y artículos que se desarrollaron previos a la licitación del PROYECTO y que fueron los primeros en justificar la necesidad de elevar el nivel de tensión en Lima y proponer algunas alternativas de interconexión de las centrales al sur de Lima se mencionan a continuación:

- Análisis Preliminar de la Tensión de Transmisión EHV para la Próxima Generación Termoeléctrica a Instalarse en el Sur de Lima (Chilca, 860 MW): artículo que desarrolla alternativas sobre el nivel de tensión en EAT que debería ser empleado en el Perú (referencia ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).
- Evaluación de Alternativas de Conexión de Nuevas Centrales de Generación en el Área Sur de Lima: estudio elaborado por CESI para la empresa Red de energía del Perú (REP), propone alternativas para las centrales en Chilca entre las cuales hay una opción con líneas en EAT a 500kV (referencia ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).

- Perfil del proyecto L.T. Salinas - Zapallal en 500 kV: estudio de diseño solamente para la construcción de una futura línea en 500kV entre Chilca y Zapallal (referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).
- Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP 2006: estudio bianual de expansión de la empresa REP, toma las alternativas de CESI con algunas variantes para proponer el reforzamiento del sistema de Lima con una línea en 500kV entre el sur y el norte de Lima (referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**),
- Plan Referencial de Electricidad 2006-2015: el estudio (referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) plantea que la tensión de expansión en EAT para el Perú debe ser definida en base a aspectos que tomen en cuenta de que la expansión en el largo plazo en EAT se dará para todo el país y no solo a Lima, debiendo tomar en cuenta el factor geográfico. Propone sin embargo como expansión asociada a la interconexión de las centrales al sur de Lima la alternativa planteada por REP en su estudio de 2006.

Finalmente PROINVERSIÓN encargó la realización de los estudios para determinar la configuración detallada final sobre la mejor alternativa de reforzamiento para la interconexión de las centrales en Chilca. Este estudio (referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), concluía que la expansión debía darse en tres etapas, primero en 220kV y luego en 500kV a partir del año 2014 aproximadamente, sin realizar inversiones para pasar a 500kV hasta que se demuestren absolutamente necesarias, sin resignar posibilidades de expansión a este nivel de tensión en el futuro de acuerdo con el crecimiento que se diera en la generación y demanda.

Sin embargo, nueva información manejada por las autoridades del MEM indicó que la demanda para el año 2007 había crecido a una tasa muy superior a la estimada previamente para dicho año (11.5%) y que para los siguientes cuatro años crecería por el orden de 7.5% a 9% anual (muy superior a lo estimado inicialmente por el estudio). Adicionalmente el MEM indicó que la generación estimada total de conectarse en Chilca era de más de 2200MW para el año 2012.

Con estas nuevas condiciones de demanda y expansión de generación, el estudio planteó finalmente las siguientes etapas de expansión:

- Etapa 1: línea doble terna Chilca - La Planicie - Zapallal en 220kV (convertible a 500kV) entrando en servicio a finales del año 2010; y construcción de la línea en 500kV Chilca Nueva – Zapallal 6 meses después, con la generación nueva entrando directamente en 500kV a partir de esa fecha. Ver Fig. 1.1.

- Etapa 2: conversión de la doble terna 220kV Chilca – Planicie – Zapallal a 500kV implementando tanto la SE. Planicie 500kV y Chilca Nueva 500kV con transformación a implementar de acuerdo con la demanda. Asimismo la línea Chilca Nueva – Zapallal en 500kV se secciona en configuración entrada y salida a la nueva SE. Planicie 500kV. Su construcción dependerá del crecimiento de la demanda en el largo plazo, no estando definida su fecha exacta de entrada en operación.

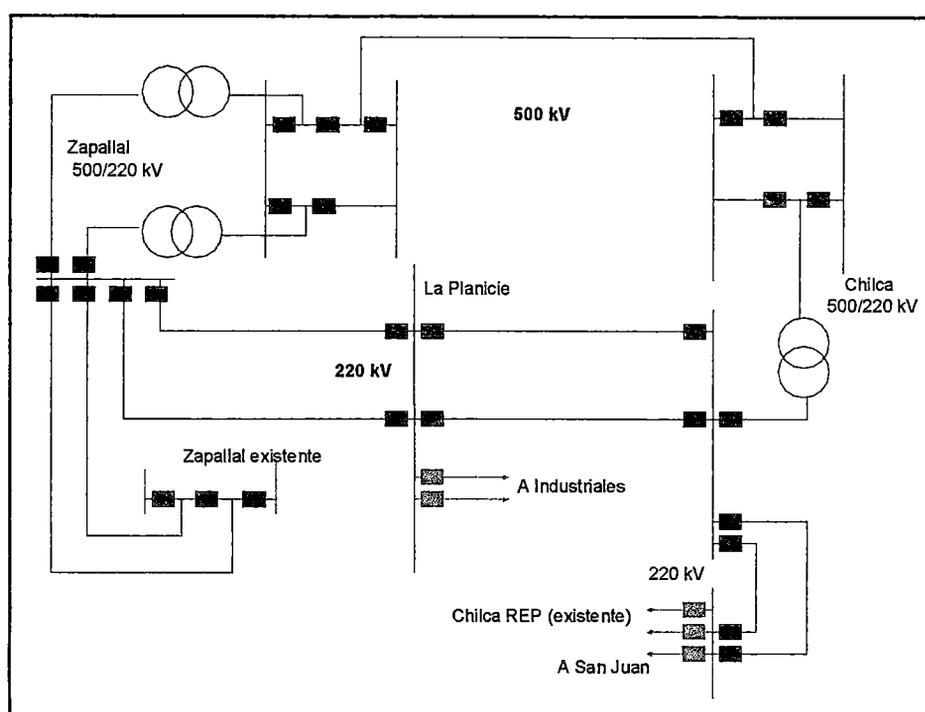


Fig. 1.1 Etapa 1 Final Propuesta por PROINVERSIÓN

La etapa 1 final, previó la operación con los enlaces entre Chilca Nueva y Chilca REP 220kV abiertos. Ante la salida de línea 500kV para la etapa con los 2200MW ya instalados (estimados para el 2012), es necesario interdisparar al menos 510 MW de generación, ya que el sistema de 220kV (doble terna Chilca- Planicie-Zapallal) no es capaz de transportar toda la generación inyectada en Chilca 500kV.

Es bajo este esquema que el MEM definió finalmente que la etapa 1 sea concesionada a través de licitación pública internacional otorgándose la misma a la empresa TRANSMANTARO en el año 2008.

1.3 Estudios Eléctricos de Pre-Operatividad del Proyecto

Una vez otorgada la concesión para las instalaciones del PROYECTO a la empresa TRANSMANTARO, ésta elaboró los estudios de pre-operatividad correspondientes. Las principales conclusiones a las que se llegaron luego de la realización de estos estudios (referencia ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.) fueron las siguientes:

- Se hizo el análisis de flujo de potencia, cortocircuito y estabilidad con horizonte hasta el año 2016.
- Se definió el límite de generación instalada en la zona de Chilca a 2540MW de acuerdo con información del MEM a la fecha (2009).
- Se definió la ubicación de la SE. Carabayllo 220kV / 500kV (ex Zapallal Nueva) a 10.8 km de la SE. Zapallal existente.
- La SE. Planicie será de paso, no se interconectará con la SE. Industriales de Luz del Sur al menos en los primeros años de operación del PROYECTO.
- La nueva cartera de proyectos de expansión de transmisión próximos a licitar por parte de PROINVERSIÓN incluían enlaces en 500kV hacia el norte con las líneas Carabayllo – Chimbote - Trujillo y también en 500kV hacia el sur con la línea Chilca – Marcona – Caravelí en operación para el año 2012 (actualmente la ruta de esta línea es Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo).
- Se observan algunos problemas de sobretensión para los niveles de 220kV cercanos a la SE. Carabayllo.
- La entrada de las líneas de 500kV al norte permiten reducir sobrecargas en los enlaces Santa Rosa – Chavarría, Huacho – Zapallal y Zapallal – Paramonga.
- Se observa posible necesidad de refuerzo de los enlaces Zapallal – Ventanilla, Santa Rosa – Chavarría y Chavarría Ventanilla a partir del 2016.
- Se definió operar las subestaciones Chilca REP y Chilca Nueva acopladas a través de interruptores de seccionamiento, con la necesidad de instalar un reactor serie entre las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP 220kV en el año 2011 o 2012 para limitar las corrientes de cortocircuito a menos de 40 kA en dichas subestaciones.
- Se supera la capacidad de cortocircuito en las subestaciones San Juan, Santa Rosa, Chavarría, Ventanilla y Zapallal dependiendo del escenario desde el 2010.
- No se ve afectada la estabilidad del sistema ante desconexión de la línea en 500kV Chilca Nueva – Carabayllo, la potencia de la generación instalada en 500kV es evacuada a través del enlace al sur medio Chilca – Marcona en 500kV.

De esta forma se definió la configuración final de las instalaciones que formarían parte del PROYECTO, las cuales serán descritas en el punto 1.4 a continuación y mostradas en la Figura 1.2. El PROYECTO entró en operación en su totalidad en el mes de mayo del año 2011.

1.4 Descripción General de las Instalaciones del Proyecto

Las subestaciones, transformadores y líneas de transmisión que conforman las instalaciones del PROYECTO son los siguientes:

- Nueva SE. Chilca Nueva 220kV/500kV adyacente a SE. Chilca REP, se interconecta con esta a través de dos interruptores de seccionamiento. Configuración doble barra con seccionador de transferencia en 220kV e interruptor y medio en 500kV
- Un banco de autotransformadores monofásicos de potencia 500kV/220kV/33kV de capacidad 600/600/200MVA a instalarse en la SE. Chilca Nueva.
- Nueva SE. Planicie 220kV. Configuración doble barra con seccionador de transferencia.
- Nueva SE. Carabayllo 220kV/500kV. Configuración doble barra con seccionador de transferencia en 220kV e interruptor y medio en 500kV
- Dos bancos de autotransformadores monofásicos de potencia 500kV/220kV/33kV de capacidad 600/600/200MVA cada uno a instalarse en la SE. Carabayllo.
- Línea de transmisión doble terna en 220kV Chilca Nueva – Planicie de 50 km de longitud y capacidad de 350MVA por terna. Convertible a 500kV.
- Línea de transmisión doble terna en 220kV Planicie – Carabayllo de 40 km de longitud y capacidad de 350MVA por terna. Convertible a 500kV.
- Línea de transmisión doble terna en 220kV Carabayllo - Zapallal de 10.8 km de longitud y capacidad de 832MVA por terna.
- Línea de transmisión simple terna en 500kV Chilca Nueva – Carabayllo de 90 km de longitud y capacidad de 1400MVA.

En la primera etapa de operación del proyecto, las líneas en 220kV desde Chilca Nueva hacia Carabayllo permitirán evacuar la potencia de las centrales conectadas en ese nivel de tensión en Chilca, mientras que la línea en 500kV evacuará la potencia de las nuevas centrales que deberán conectarse directamente a la red de 500kV a partir del año 2012. La SE. Planicie en esta primera etapa, será solo una subestación de paso sin carga.

El unifilar del PROYECTO así como el área de influencia del mismo se ilustra en la Fig. 1.2.

1.5 Descripción de la Problemática

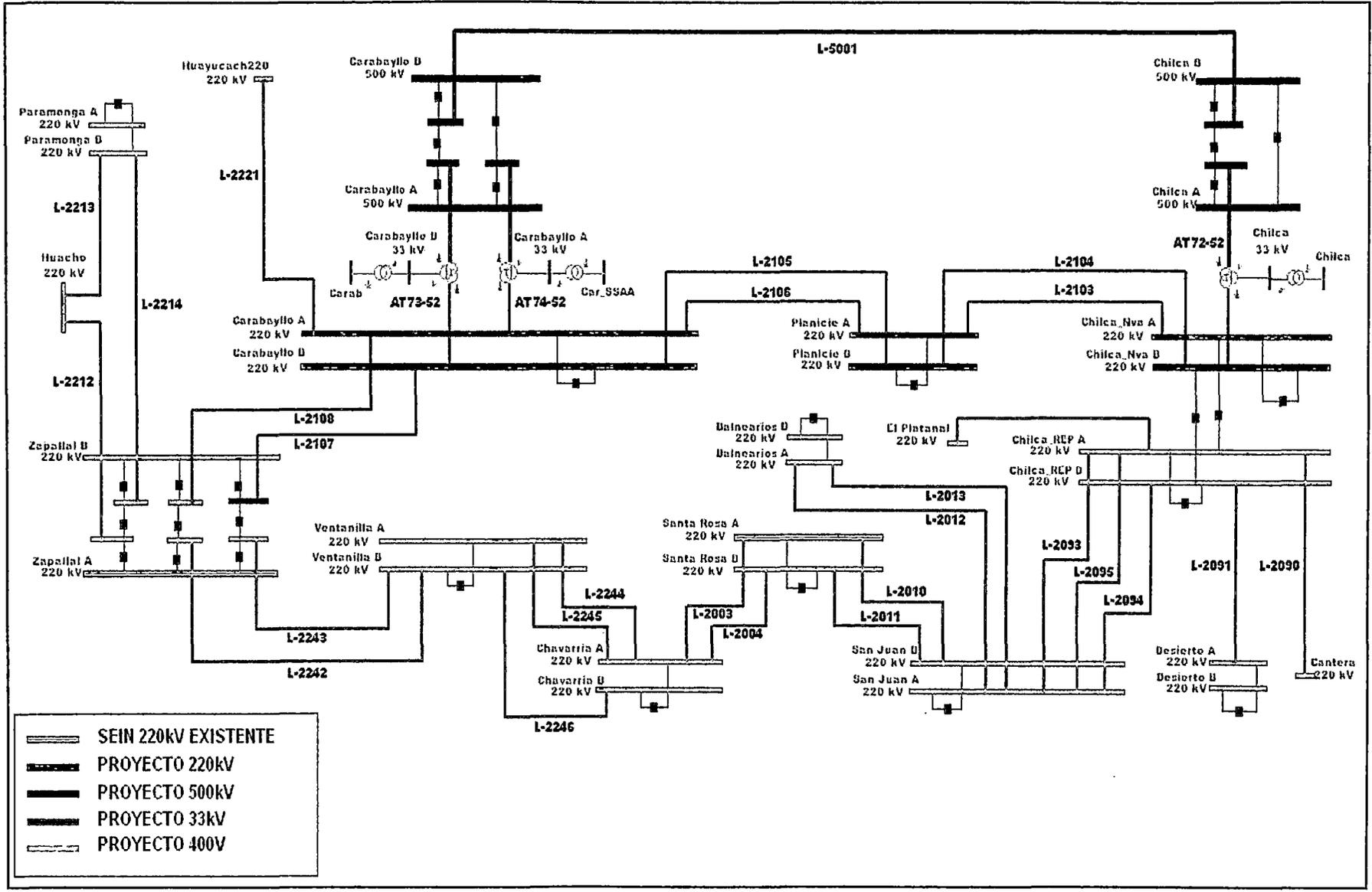
La entrada en operación de las instalaciones del PROYECTO implica la realización del estudio de coordinación de protecciones asociado. Un estudio de este tipo en el Perú no ha sido realizado para líneas o transformadores en 500kV ya que es la primera vez que instalaciones y equipos de este nivel de tensión son montados en nuestro sistema.

Los criterios de ajuste para las protecciones asociadas a las instalaciones del PROYECTO, deben ser definidos en base a los criterios generales existentes en nuestro país. Tomando en cuenta de que en el Perú solo existen redes de transmisión de energía

en AT solo hasta 220kV, se hace necesario complementar los criterios existentes con otros adicionales que sean necesarios para redes en EAT a 500kV.

Esquemas especiales de protección deben ser diseñados de acuerdo con la tecnología de los relés a implementar, el diseño de la ingeniería asociada a los mismos y el tipo y configuración de los equipos protegidos. La implementación de esquemas especiales se hace más necesaria debido a la importancia del equipamiento asociado al nuevo sistema parte del PROYECTO, no solo en lo relativo a la confiabilidad del sistema nuevo en 500kV y su interconexión con el existente en 220kV, sino también por el mayor costo de los equipos de patio asociados para EAT (principalmente los transformadores de potencia).

Fig. 1.2 Diagrama Unifilar PROYECTO y Área de Influencia



Desde el punto de vista de la configuración de los relés de protección más específicamente, se deben armar lógicas internas especiales para cumplir con los criterios de protección en el sistema en los casos que sean necesarios. Los relés de protección de última generación cuentan con esta capacidad lo cual da más libertad al especialista para diseñar un esquema de protección de acuerdo con sus necesidades.

Asimismo, las protecciones deben adecuarse a las propias de las instalaciones existentes en la zona de influencia del PROYECTO, debiendo tomar en cuenta la tecnología de las protecciones de dichas instalaciones y a su vez, cómo va a operar la red para condiciones normales y ante fallas una vez entre el servicio del PROYECTO.

1.6 Formulación del Problema

1.6.1 Problema General

- ¿Cuáles deben ser los ajustes para las protecciones asociadas a las instalaciones del proyecto Chilca – Planicie – Carabaylo – Zapallal en 220kV y 500kV?

1.6.2 Problemas Específicos

- ¿Cuáles deben ser los criterios de ajuste para las protecciones del PROYECTO?
- ¿Qué consideraciones y criterios de ajuste de protecciones deben tomarse en cuenta para el caso de sistemas en 500kV adicionales a los que se han venido utilizando para las protecciones de los sistemas en 220kV en el Perú?
- ¿Qué esquemas especiales de protección deben ser implementados en las instalaciones del PROYECTO por tratarse de un sistema en EAT a 500kV?
- ¿Qué lógicas de protección deben ser implementadas en los relés a implementar en las instalaciones del PROYECTO?
- ¿Cuál es el impacto en las protecciones y en la red de transmisión de Lima, de poner en servicio como parte del PROYECTO la primera línea de transmisión a 500kV?

1.7 Objetivos

1.7.1 Objetivo General

- Realizar el estudio de coordinación de las protecciones asociadas a las instalaciones del proyecto Chilca – Planicie – Carabaylo – Zapallal en 220kV y 500kV

1.7.2 Objetivos Específicos

- Definir los criterios para el ajuste de las protecciones del PROYECTO.
- Definir las consideraciones y los criterios de ajuste de protecciones que deben tomarse en cuenta para sistemas en 500kV adicionales a los que se han venido utilizando para las protecciones de sistemas en 220kV en el Perú.
- Plantear esquemas de protección especiales para las instalaciones del PROYECTO.
- Elaborar lógicas de protección en los relés asociados al PROYECTO para alcanzar el nivel deseado de protección de las instalaciones.

- Evaluar el impacto en las protecciones y en la red de transmisión de Lima, de poner en servicio como parte del PROYECTO la primera línea de transmisión a 500kV.

1.8 Justificación del Estudio

La justificación de un estudio de coordinación de protecciones tal como el que propone la presente Tesis se puede resumir en los siguientes puntos:

- La puesta en servicio del PROYECTO implica la entrada en operación por primera vez en el SEIN de redes de transmisión de energía en EAT a 500kV. Estudios de coordinación de protecciones para instalaciones de potencia en este nivel de tensión no han sido realizados nunca antes en el Perú, no existiendo documentos oficiales que dicten criterios o requisitos mínimos para las protecciones de este tipo de sistemas; por lo que a raíz de la imposición del nuevo sistema en EAT se hace necesario investigar cuáles son las diferencias en la definición de criterios para la realización de este tipo de estudios respecto de los usados en nuestro país con anterioridad para los sistemas en 220kV y 138kV, tomando como referencia las recomendaciones de la bibliografía especializada y las buenas prácticas empleadas en otros países.
- Un sistema en EAT presenta características inherentes propias, distintas de redes en AT convencionales, de acuerdo con la información que se recoge de las buenas prácticas empleadas en otros países y de la bibliografía especializada, por lo que se justifica que se trate con un análisis especial considerando estas características propias. Entre ellas se pueden resumir las siguientes:
 - Las líneas de transmisión en EAT, son de vital importancia para la operación de un sistema de potencia determinado, presentando un alto nivel de cargabilidad, ya que generalmente interconectan grandes áreas operativas o evacúan potencia de grandes centros de generación, afectando a las protecciones ya que estas deben ser de actuación rápida y segura de manera de garantizar en primer lugar la estabilidad del sistema ante un evento de falla evitando colapsos mayores. Al ser la velocidad su principal requerimiento, se deben asegurar sistemas de comunicación confiables para los esquemas de teleprotección, considerar redundancia adecuada y respaldos tanto locales como remotos y otras medidas necesarias para reducir al mínimo el riesgo de disparos falsos o innecesarios de las protecciones.
 - Desde el punto de vista de seguridad del equipamiento del sistema potencia, una falla no despejada adecuadamente puede dañar de forma permanente el equipamiento del sistema eléctrico, implicando su reemplazo gran impacto económico; debiendo notar también que el equipamiento en EAT tiene costos mucho mayores respecto a los usados en AT (mayor detalle en el punto 2.5.2), marcando una diferencia notoria en este aspecto.

- Desde el punto de vista de atención de la demanda y/o normativo, la pérdida de una línea y/o transformador en EAT conlleva alta probabilidad de pérdida de suministro eléctrico a grandes áreas operativas, o actuación de esquemas suplementarios; rechazo de carga por ejemplo, con el consecuente impacto económico por compensaciones y/o resarcimientos que establece la normatividad eléctrica en todos los países.
- Desde el punto de vista de configuración de la red, los sistemas en EAT (formados por líneas que interconectan grandes sistemas y/o transportan elevadas cantidades de potencia), presentan generalmente en su topología líneas largas ($SIR < 0.5$), no transpuestas, compensación serie asociada, problemas de regulación de tensión, necesidad de reactores de línea, de neutro, etc; todo lo cual genera efectos transitorios y fenómenos específicos y especiales no vistos con frecuencia en sistemas en AT, los cuales afectan la seguridad y selectividad de las protecciones.
- La cantidad estimada de potencia proyectada a instalar en Chilca supera los 1000 MW. Este hecho, incluyendo la alta tasa de crecimiento de demanda que ha experimentado el SEIN desde el año 2006, resalta la importancia de Chilca como punto neurálgico de abastecimiento de energía para el SEIN y por lo tanto, de su sistema de transmisión asociado, vale decir, el del PROYECTO.

1.9 Antecedentes de la Investigación

1.9.1 Estudios Internacionales

Se tienen referencias internacionales de estudios que tratan casos similares al que desarrolla la presente Tesis, vale decir el ajuste de redes de transmisión en EAT de grandes sistemas y/o ciudades e interconexión de sistemas y generación (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Existen además, documentos que definen criterios de protección para instalaciones de transmisión a todo nivel de tensión. Dichos estudios son las referencias **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** citadas en la bibliografía del presente documento. Asimismo existen algunos artículos que describen el comportamiento de sistemas en EAT ante eventos de cortocircuito (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). En lo que respecta a criterios oficiales existentes en otros países, particularmente Brasil, para protección en sistemas en EAT, las referencias **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representan los documentos que definen los criterios de ajuste para estos niveles de tensión, asimismo la referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la**

referencia. define los requisitos mínimos que deben cumplir los sistemas de protección para las instalaciones del sistema de transmisión brasileño, incluyendo todos los niveles de tensión en AT y EAT haciendo notar las diferencias respectivas.

1.9.2 Estudios Previos Nacionales

La coordinación de protecciones en sistemas de protección es un problema de toda nueva instalación que se interconecta al SEIN. Un estudio que utiliza tecnología y esquemas que pueden ser aplicables a las protecciones del PROYECTO es la referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Asimismo en la referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se tienen los criterios de ajuste usados en nuestro país.

1.10 Alcances de la Investigación

El presente trabajo de Tesis comprenderá el desarrollo del estudio integral de coordinación de las protecciones para las instalaciones asociadas del PROYECTO, cuyos alcances pueden ser delimitados en los siguientes puntos:

- Definir los criterios de ajuste de las protecciones asociadas, estableciendo los criterios especiales y consideraciones adicionales a tomar en cuenta para redes a 500kV.
- Definir los esquemas especiales y lógicas de protección que sean requeridos de implementar en los relés que serán montados en las instalaciones del PROYECTO para el completo cumplimiento de los criterios de ajuste definidos.
- Efectuar el cálculo de los ajustes de protecciones del PROYECTO e instalaciones de su zona de influencia.

1.11 Hipótesis del Estudio

- Es necesario definir nuevos criterios de ajuste de protecciones para instalaciones en 500kV.
- Con los relés disponibles, se alcanza el nivel adecuado de protección para las instalaciones del PROYECTO.
- La continuidad del servicio ante la salida por falla del nuevo circuito en 500kV no se verá afectada.
- Es necesario definir esquemas especiales de protección para las instalaciones del PROYECTO.
- Es necesario definir lógicas especiales en los relés de protección del PROYECTO para alcanzar el nivel de protección requerido de las instalaciones.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO Y METODOLOGÍA

2.1 Marco Teórico

La función principal de los equipos de protección es la desconexión en un tiempo adecuado de cualquier elemento del sistema que sufre un cortocircuito u opera en cualquier condición anormal que pueda causarle perjuicio o afectar la operación normal de la red.

Los ajustes de los equipos de protección deben definirse en base a criterios previamente establecidos los cuales pueden variar dependiendo del país, normatividad, tipo de sistema, etc., logrando de esta manera claridad y orden al momento del cálculo de ajustes así como control sobre el grado o nivel de protección que se le dará al sistema.

La tecnología de los relés de protección actual permite salvaguardar el sistema de potencia con la adecuada redundancia y respaldo a costos razonables pudiendo incluir dentro de un mismo relé varias funciones de protección a la vez, permitiendo además la implementación de esquemas y lógicas especiales de protección, para lo cual puede y debe ser necesario hacer recomendaciones tanto a la ingeniería de detalle, esquemas de comunicación, control, supervisión desde el SCADA, etc.

Tomando en cuenta lo anterior, se debe empezar a realizar el ajuste preliminar y configuración de los relés verificando los siguientes aspectos:

- Tipo de protección a usarse (distancia, sobrecorriente, diferencial, etc.).
- Conocimiento general de la operación de los relés involucrados ante eventos de cortocircuito y su flexibilidad para implementación de esquemas y lógicas especiales.
- Conocimiento de las protecciones en instalaciones adyacentes a donde se construyen nuevas instalaciones
- Particularidades del sistema a ajustar.

Una vez se tengan los ajustes preliminares se debe proceder a verificarlos y refinarlos a través de simulaciones de fallas utilizando un software especializado para tal fin. Para el presente estudio, se utilizara el programa CAPE (Computer Aided Protection Engineering) el cual es un software especializado para simulación y ajuste de protecciones en sistemas de potencia.

2.2 Metodología

El diagrama de flujo de la Fig. 2.1 esquematiza los procedimientos principales que se llevarán a cabo durante la elaboración del estudio planteado por la presente Tesis cuya aplicación se hará sobre las instalaciones y protecciones del PROYECTO de acuerdo con lo señalado en el CAPÍTULO 1.

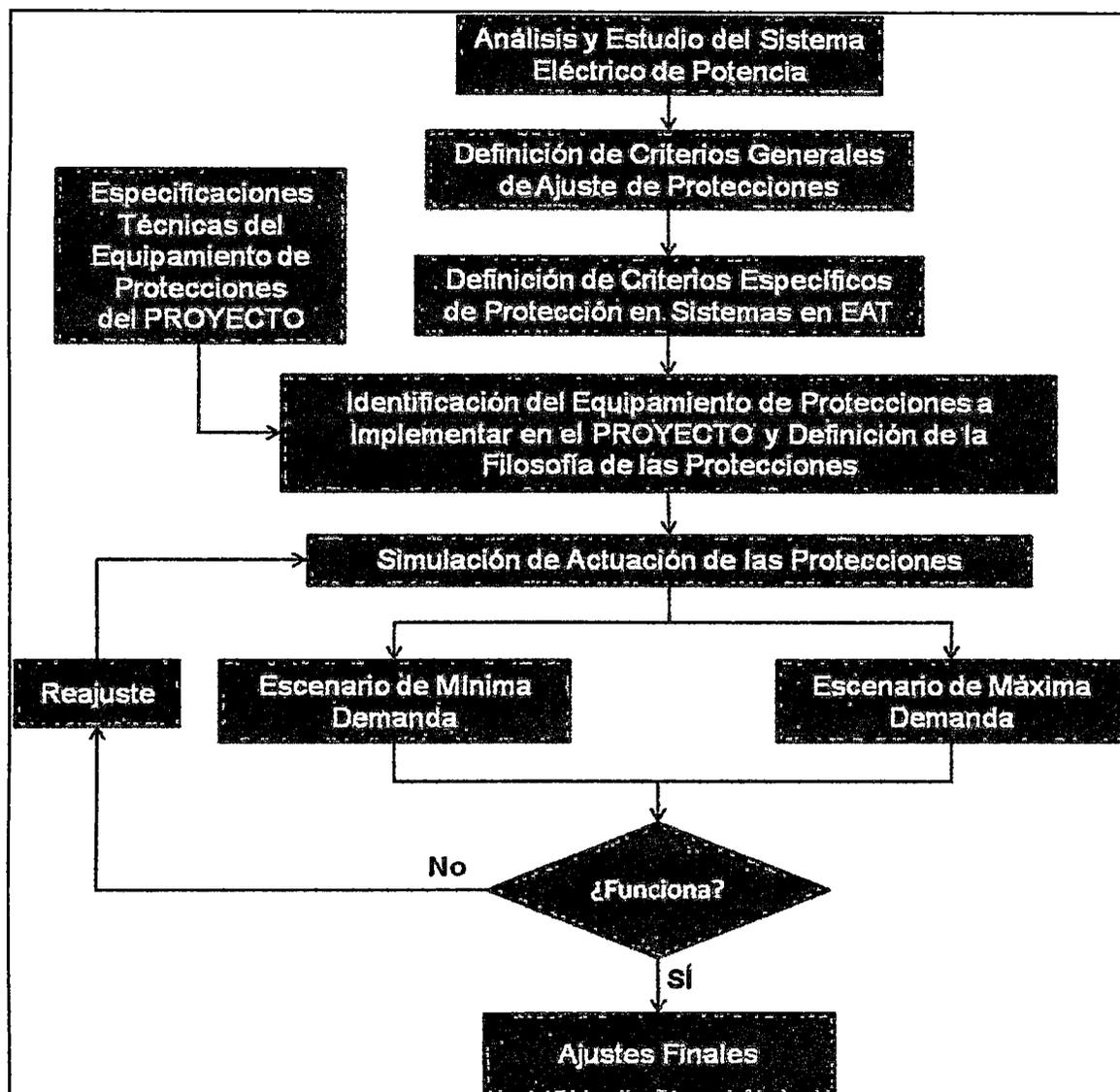


Fig. 2.1 Diagrama de Flujo de la Tesis

En los acápite siguientes se detallarán los procedimientos a seguir en el presente trabajo, de acuerdo con lo esquematizado en la Fig. 2.1.

2.3 Análisis y Estudio del Sistema Eléctrico de Potencia

El primer requerimiento para la realización de un estudio de protecciones es tener claro cómo va a operar la red en cuestión, el tipo de sistema, ya sea débil o fuerte, radial o muy interconectado, etc., de esta manera se tiene idea hacia donde se debe orientar la filosofía de las protecciones y cuáles son los puntos más vulnerables de la red. Adicionalmente en esta etapa se verifican los tiempos críticos de falla para definir los

esquemas de protección de respaldo y respuesta ante cierto tipo de contingencias severas.

2.3.1 Análisis de Estado Estacionario

En esta etapa se realiza el análisis de la operación del sistema en condiciones normales de operación, para los bloques horarios de demanda máxima, media y mínima esperadas en el corto - mediano plazo dependiendo del horizonte de análisis que se defina.

A partir de flujos de carga que reflejan las condiciones operativas extremas que pueden tener lugar en el sistema, se busca identificar problemas en la red tales como sobrecargas en transformadores o líneas, bajos o altos perfiles de tensión en la zona de influencia del proyecto que puedan influenciar en las protecciones.

Posteriormente, se simulan contingencias simples y dobles (contingencias N-1 y N-2), con lo cual es posible identificar los eventos con efectos severos para el sistema debiendo garantizar la correcta actuación del esquema de protección.

2.3.2 Análisis y Cálculo de Cortocircuito

Los cálculos de corrientes de cortocircuito para análisis eléctricos se realizan basados en la norma IEC 60909 titulada "Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC".

Esta norma permite calcular dos corrientes de cortocircuito diferentes:

- La corriente de cortocircuito máxima, con el cual es posible determinar la capacidad del equipamiento eléctrico de potencia.
- La corriente de cortocircuito mínima, que se emplea como base para la selección de fusibles, calibraciones de protecciones y chequeo de arranque de motores.

Se evalúan los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en las subestaciones ubicadas dentro de la zona de influencia del proyecto bajo estudio de manera de evaluar su impacto en la red existente y como pueden afectar a las protecciones en temas de sensibilidad y capacidad de corte de equipos de maniobra.

Cabe resaltar que para la parte de simulaciones para el cálculo de los ajustes finales de protecciones se usa el método completo y no el IEC 60909.

2.3.3 Análisis de Estabilidad

Las simulaciones de estabilidad se realizan con el fin de verificar que al presentarse alguna falla en las líneas del PROYECTO y su zona de influencia, el sistema tiene la suficiente fortaleza para alcanzar un nuevo punto de operación estable, con la acción de los elementos de control y la dinámica de las máquinas, en el que todos los elementos que hacen parte del sistema continúen operando dentro de sus límites técnicos.

Desde el punto de vista de protecciones que es el que mayor interés representa para un estudio como el realizado por la presente Tesis, los análisis de estabilidad nos permiten identificar los tiempos críticos de falla los cuales deben ser tomados en cuenta al momento de cálculo de ajustes principales y de respaldo, ya que uno de los objetivos primordiales de las protecciones es evitar que el sistema pierda estabilidad ante cualquier evento de falla.

Partiendo de un punto de operación definido en el análisis de estado estacionario, se simulan fallas trifásicas permanentes hasta detectar la pérdida de sincronismo de un generador en el sistema, encontrando de esa manera los tiempos críticos de falla para los diferentes puntos del sistema más importantes.

Simulaciones adicionales de estabilidad angular pueden ser realizadas dependiendo de la topología de la red bajo estudio que puedan ser consideradas críticas, debiendo garantizar que el sistema de protección actúe en beneficio de alterar lo menos posible la atención de la demanda del sistema. Se deben monitorear principalmente las variaciones de tensión y de frecuencia en este caso.

2.4 Definición de los Criterios Generales de Ajuste de Protecciones para el PROYECTO

En este acápite se definen los criterios generales de protección que se aplicarán en el presente trabajo y que se pueden considerar en su mayoría dentro de lo ya conocido y aplicado anteriormente con frecuencia en los sistemas de transmisión en 138kV y 220kV que se encuentran en operación en nuestro medio.

2.4.1 Protección Diferencial de Línea

La protección diferencial para líneas de transmisión cumple de manera general con los siguientes criterios:

- Despejes selectivos de fallas originadas en la línea.
- Estabilidad ante falla externa, TC's saturados.
- Estabilidad ante condiciones incrementales de carga.

Las protecciones diferenciales de línea se caracterizan básicamente por su alta selectividad y relativa sensibilidad, por lo que el criterio para su ajuste debe asegurar la máxima sensibilidad posible permitida por el relé de protección sobre el cual se trabaja, cuidando de que este umbral sea superior a la máxima corriente capacitiva posible que se espera tener para la condición de tenerse la línea energizada en vacío en un solo extremo (efecto Ferranti).

El criterio para ajustar el umbral de corriente diferencial es el de darle la mayor sensibilidad posible, ya que si bien es altamente selectivo para la detección de fallas internas en su zona de protección para fallas de alta impedancia puede perder

sensibilidad. La máxima sensibilidad se le da ajustando el mínimo valor que asegure precisión en la medición de los relés o equipos de medición asociados (transformador de corriente).

2.4.2 Protección Distancia

a) Ajuste de Zona 1

La primera zona de la protección distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. La zona 1 normalmente se ajusta entre un 80 y 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota.

$$Z1 = K * Z_L \quad (2.1)$$

Dónde:

Z1: alcance de la zona 1

ZL: es la impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger.

K: es un factor menor que la unidad que oscila entre 0.8 y 0.9.

El coeficiente K permite tener en cuenta los posibles errores en la impedancia del relé, en los transformadores de corriente, así como en la impedancia de la resistencia de falla. Como criterio en la actualidad se utiliza un valor de $K = 0.85$.

En los casos donde se tienen líneas inferiores a 15 km, se podrá ajustar el alcance de la zona 1 a un valor menor del factor K, (entre un 65% y 75%), asimismo los alcances resistivos asociados a esta zona igualmente se reducirán hasta 6 veces el alcance reactivo dependiendo del margen de precisión que permita el relé de protección a usar.

b) Ajuste de Zona 2

El objetivo principal de esta zona es proteger completamente la línea en consideración y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que si se escoge un valor inferior, los errores de los transformadores de instrumentación (TC y TT), el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla, pueden producir subalcance en el relé, es decir que el relé no verá la falla en zona 2, sino más allá y posiblemente operará en un tiempo muy largo (tiempo de zona 3).

Respecto a la temporización de la zona 2 con esquema de teleprotección habilitado, el tiempo de retardo asignado se ajusta en 400ms. En ausencia de teleprotección, el ajuste recomendable para el tiempo asignado a la zona 2 puede variar entre 150 ms y 300 ms., dependiendo del sistema.

El ajuste de zona 2 se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea teniendo en consideración lo siguiente:

- Debe tenerse en cuenta que no sobrealcance la zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo del 50% de la línea adyacente más corta, es decir, el ajuste de la zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger y el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta.
- Para el caso de tener solo transformadores de potencia en la barra remota, el alcance de zona 2 puede cubrir hasta el 50% de la impedancia equivalente de estos equipos.
- El valor de ajuste seleccionado de zona 2 no debe sobrepasar el alcance de zona 2 de las líneas adyacentes. En el caso de existir condición de traslapo de zonas 2 con una o varias líneas adyacentes se debe realizar un análisis de efecto "infeed" y determinar mediante el cálculo de la impedancia aparente si a pesar de que existe el traslapo de zonas, el relé es selectivo, es decir, que cuando la falla sea en la zona 2 de la otra línea, el relé de la línea en cuestión no la vea en zona 2 sino más allá (por el efecto de la impedancia aparente).

Respecto al cálculo del efecto infeed, cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente ($Z_{aparente}$), se calcula de la siguiente manera:

$$V1 = Z1 * I1 + Z2 * I2 \quad (2.2)$$

La impedancia aparente vista por el relé es:

$$Z_{relé} = \frac{V1}{I1}$$

$$Z_{relé} = \frac{[Z1 * I1 + Z2 * I2]}{I1} = Z1 + \frac{I2}{I1} * Z2$$

$$Z_{relé} = Z1 + K * Z2 \quad (2.3)$$

El factor infeed se calcula entonces como:

$$K = \frac{I2}{I1} = \text{Factor Infeed} \quad (2.4)$$

Si con el estudio se concluye que la impedancia aparente que ve el relé para una falla en la zona 2 de la línea adyacente traslapada, es bastante mayor que el ajuste de zona 2 considerado ($120\% Z_L$), se puede conservar el ajuste en ese valor y el tiempo de operación en 400 ms.

Si se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de zona 2 escogido, es necesaria la coordinación de estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de zona 2 de la línea sobrealcanzada en la subestación remota (ver Fig. 2.3).

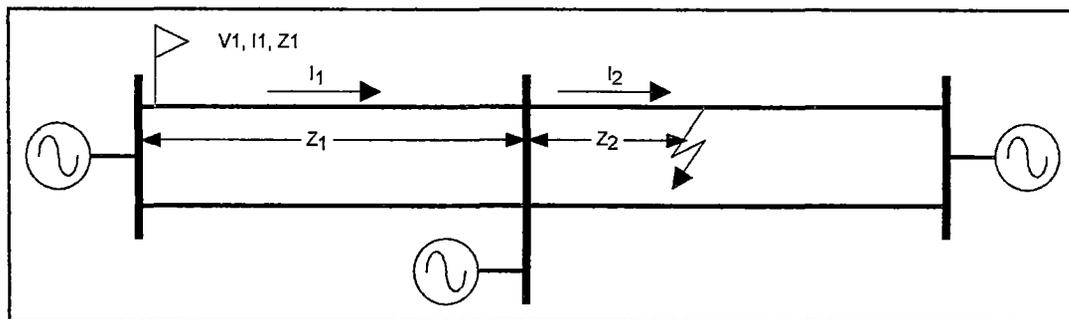


Fig. 2.2 Efecto Infeed en Zona 2

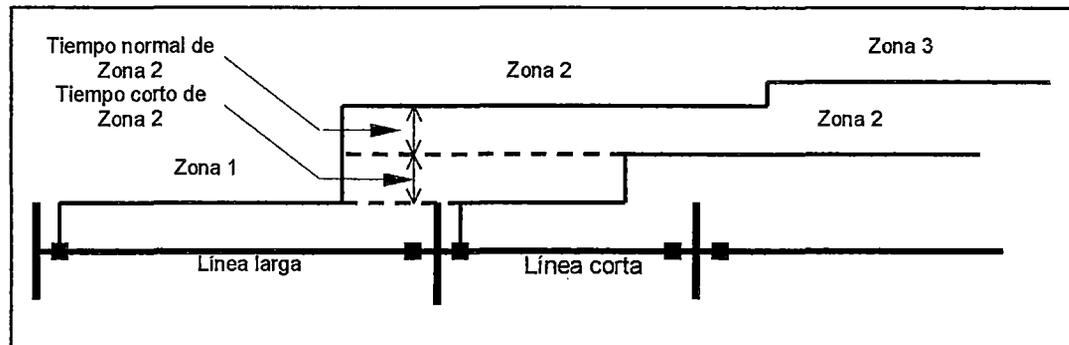


Fig. 2.3 Coordinación de Zonas 2 para Líneas Adyacentes

En la Fig. 2.4 y Fig. 2.5 se muestran esquemáticamente para mayor claridad lo explicado en el presente acápite respecto al ajuste de zona 2 para protecciones de distancia.

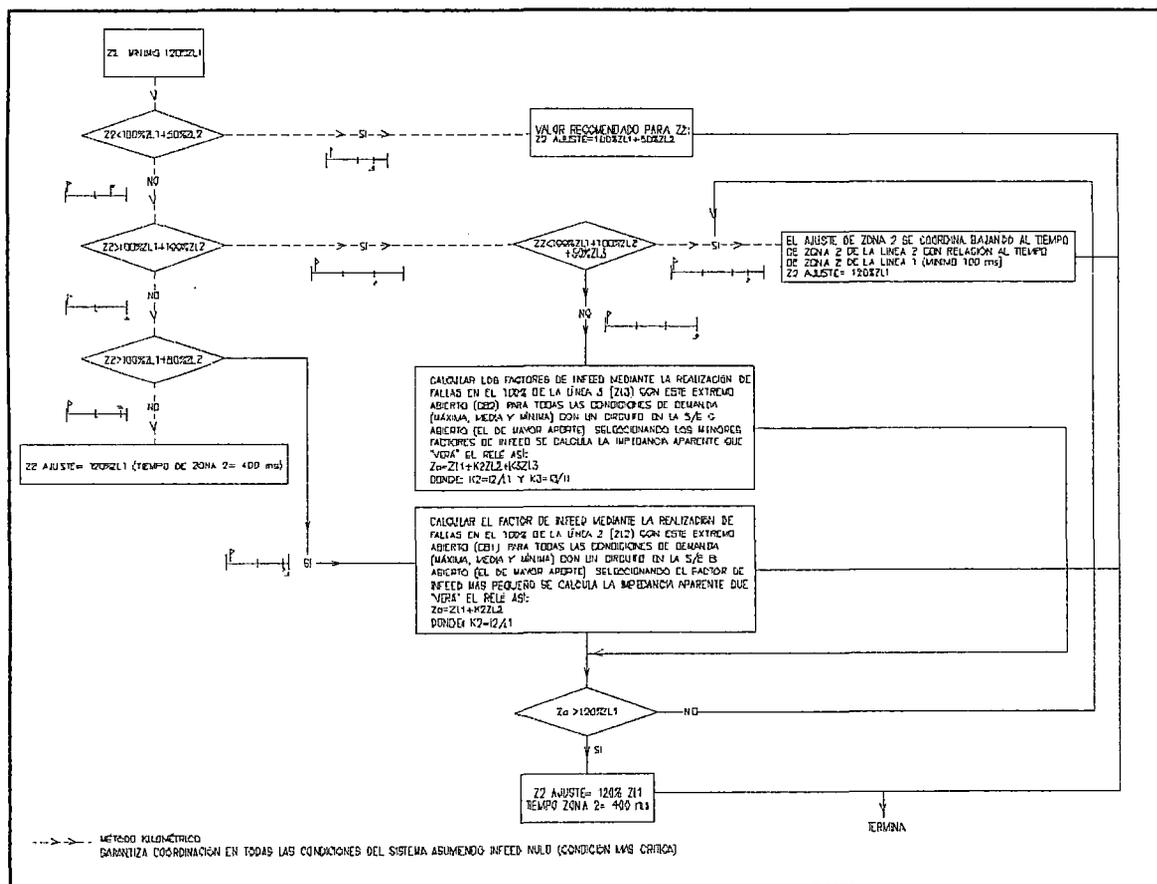


Fig. 2.4 Diagrama de Flujo para Ajuste de la Zona 2

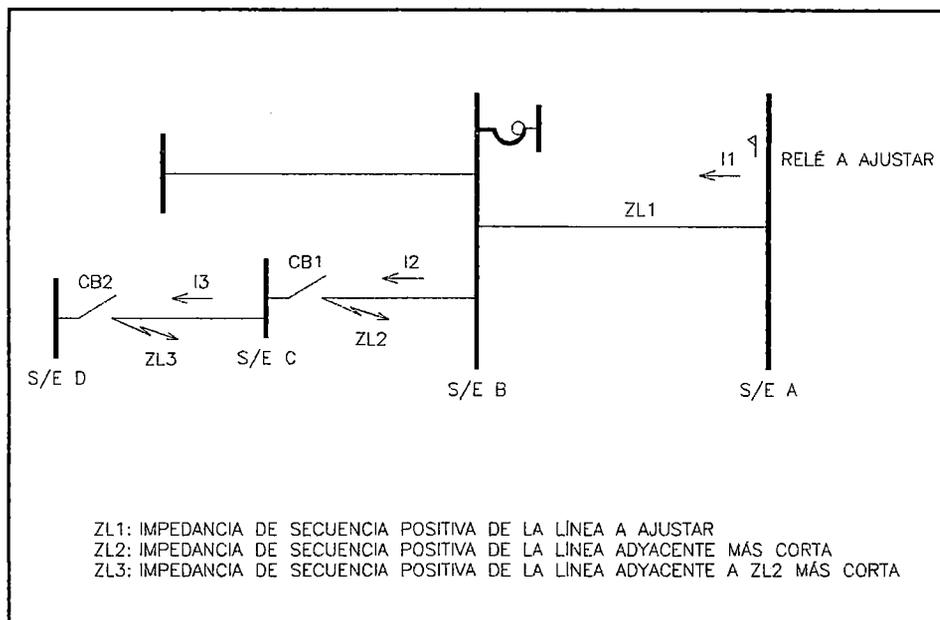


Fig. 2.5 Unifilar Esquemático para Ajuste de Zona 2

c) Ajuste de Zona 3

El objetivo de esta zona es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. Normalmente, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero se debe verificar que este alcance no detecte fallas ocurridas en las subestaciones de diferentes tensiones conectadas a través de los transformadores de potencia. Este alcance también debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga normal de la línea.

El criterio recomendado para el ajuste de la zona 3 es el menor valor de impedancia calculada para los dos casos que se citan a continuación:

- Impedancia de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota.

$$Z3 = Z_L + 0.8 * Z_{EQ.TRAFO} \quad (2.5)$$

- Impedancia de la línea a proteger más el valor de Z de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada por un factor de seguridad del 120%.

$$Z3 = 1.2 * (Z_L + Z_{LAMI}) \quad (2.6)$$

Dónde:

Z3: ajuste de zona 3

ZL: impedancia de la línea a proteger

ZLAMI: impedancia de la línea adyacente de mayor impedancia

ZEQTRAFO: impedancia equivalente de transformadores en la barra remota

De manera general el ajuste de zona 3 debe limitarse para asegurar no detectar fallas en otros niveles de tensión, a excepción de encontrarse con transformadores de generación,

ya que en principio si la falla ocurre en un nivel de tensión de generación, se espera que la unidad de generación se dispare y, en caso de que no operen las protecciones del transformador asociado, es importante que actúen las protecciones de respaldo de la red de transmisión. La temporización de la zona 3 se ajusta en 1 segundo.

d) Ajuste de Zona Reversa

Esta zona permite detectar fallas que ocurran detrás del relé. Su ajuste se realiza tomando el menor valor de los dos tipos de cálculo siguiente.

- 20% de la línea reversa más corta.
- 20 % del mayor transformador de la subestación local.

De acuerdo con la característica de cada relé el alcance de zona reversa puede variar, debido a por ejemplo el uso de la zona reversa para esquemas de teleprotección o bloqueo por inversión de corriente. La temporización de la zona reversa se ajusta en 2 segundos.

e) Ajuste de los Alcances Resistivos de Fases

Para el ajuste del alcance resistivo de las diferentes zonas, se tiene como criterio general seleccionar un único valor para todas las zonas de la protección distancia, permitiendo establecer la coordinación a través de los tiempos de disparo de cada zona y logrando selectividad por medio de la impedancia de la línea vista por el relé hasta el sitio de la falla de alta impedancia. Los alcances resistivos son calculados como el 45% de la impedancia mínima de carga o de máxima transferencia del circuito en cuestión. De esta forma se asegura que ante condiciones de sobrecargas en el sistema, los alcances de zonas de las protecciones distancia queden suficientemente alejados de las variaciones de la transferencia operativa de la línea.

Este valor de impedancia mínima de carga es calculado a través de la siguiente expresión:

$$Z_{MIN.CARGA} = \left(\frac{\left(\frac{V_L}{\sqrt{3}} \right)}{IMCC} \right) \quad (2.7)$$

Dónde:

VL: tensión nominal línea – línea.

IMCC: máxima corriente de carga

La máxima corriente de carga se selecciona como el 130% de IMÁX del conductor, valor que corresponde al límite térmico del circuito.

Cuando el alcance resistivo obtenido con las consideraciones mencionadas sea muy conservador, se usará como criterio para definir la máxima corriente la máxima

sobrecarga posible ante contingencias en escenarios de máxima transferencia de potencia por las líneas involucradas.

f) Ajuste de los Alcances Resistivos de Tierra

Se ajustan todas las zonas al mismo valor debiendo garantizar que se logren ver en zona 2 fallas monofásicas de hasta 50 ohm como mínimo en el extremo remoto de la línea. Para líneas cortas este alcance puede verse reducido dependiendo de cada caso.

2.4.3 Protección de Sobretensión

Como criterio para el ajuste del umbral de sobretensión se toma como referencia no superar el valor del COV (Continuous Operating Voltage) de los pararrayos que son los equipos asociados a la línea de transmisión que menos capacidad de soporte presentan ante sobretensiones de frecuencia industrial. El valor del COV en los pararrayos define la máxima tensión a frecuencia industrial que pueden soportar estos equipos de forma constante; si se somete el pararrayos a operaciones por encima de este valor en régimen permanente, se reduce su vida útil de acuerdo con lo especificado por los fabricantes.

Respecto a la temporización ésta se encuentra supeditada a esquemas de protección local o de lo contrario sistémicos, de existir coordinación con otras líneas del sistema para el control de sobretensiones. Asimismo el esquema de sobretensión deberá necesariamente contar con un disparo sobre el propio interruptor de la línea en cuestión y el envío de un disparo directo transferido (DTT por sus siglas en inglés) al extremo remoto de la línea de manera de eliminar definitivamente cualquier aporte de potencia reactiva a través de la línea que pueda trasladar la sobretensión a otras barras del sistema.

2.4.4 Protección de Sobrecorriente de Líneas de Transmisión

a) Sobrecorriente de Tierra en Comparación Direccional 67NCD

Para las líneas en 138kV y 220kV se ha mantenido un criterio de umbral entre 60A y 120A. Para el caso que se requiera mayor sensibilidad de la función 67N se ajustan valores entre 60A y 90A. Caso contrario se define el valor estándar de 120A como criterio general basado en la estadística para líneas de AT. El ajuste definido no debe ser inferior al mínimo valor de corriente que asegura la precisión de medida de los TC's de protección de las líneas involucradas.

b) Sobrecorriente de Tierra 67N

Se ajustan dos etapas:

- Etapa de tiempo definido: con un umbral de ajuste que corresponde a un valor entre la corriente de falla monofásica máxima local y máxima remota. Su objetivo es servir de respaldo a la zona 1 de la protección de distancia de la línea, por lo que la temporización se ajusta en 250ms, inferior al tiempo de zona 2.

- Etapa de tiempo inverso: con un umbral de ajuste igual a 120A (en base a lo recomendado para el 67NCD) y un dial tal que permita despejar una falla monofásica franca en el extremo remoto de la línea en un tiempo de 1 segundo, esto con el fin de servir de respaldo para fallas a lo largo de la línea y zonas cercanas a la subestación del extremo remoto.

c) Protección de Sobrecorriente STUB

Esta función permite despejar fallas de forma instantánea en el tramo de línea entre los TC's y el seccionador de línea cuando este último se encuentra en estado abierto, ya que en ese caso existirán corrientes de falla por los TC's asociados a la línea estando esta última fuera de servicio (ver Fig. 2.6). Este tipo de fallas se presenta en el caso de líneas de transmisión en cuyos extremos se tiene subestaciones con configuración del tipo interruptor y medio o anillo (dos interruptores asociados a la línea de transmisión).

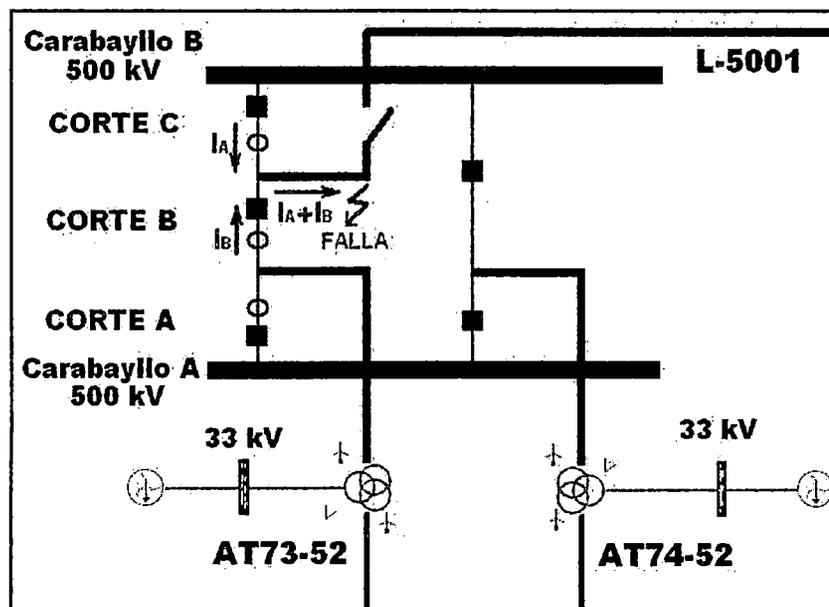


Fig. 2.6 Falla Tramo de Línea (STUB) en SE. Interruptor y Medio

Obsérvese en la Fig. 2.6, la notación para definir los interruptores del diámetro de las subestaciones interruptor y medio que será usado a lo largo de la presente Tesis.

d) Protección de Cierre en Falla SOTF

Esta función de protección permite despejar fallas luego del cierre trifásico manual de una línea de transmisión, situación que puede ocurrir por maniobras luego de trabajos de mantenimiento por ejemplo, al dejar una tierra temporal o un seccionador de tierra conectado accidentalmente, por lo que dependiendo de los algoritmos de los relés a ajustar, estos deben cubrir fallas en los extremos remotos de las líneas, ya sea variando la sensibilidad del ajuste a través de un umbral de sobrecorriente o utilizando alternativamente ayuda de la función de distancia (debe cubrir por lo menos la zona 2).

Un criterio para definir el umbral de sobrecorriente de la función SOTF consiste en realizar fallas trifásicas en la barra local, posteriormente se le resta el aporte por la línea de interés y finalmente se toma el 50% de este valor resultante buscando detectar fallas francas en la barra remota. Este ajuste además debe ser superior a la corriente de máxima carga de la línea en cuestión.

Existe además la posibilidad de que la función SOTF no sea activada solo para el cierre manual sino también para esquemas de recierres automáticos, ya sean monofásicos o trifásicos. Sin embargo, lo anterior no se recomienda para sistemas EAT para recierres que no sean manuales ya que corrientes transitorias durante recierres trifásicos e incluso monofásicos podrían producir un disparo indeseado por ser estas corrientes de valor considerable respecto a sistemas a menores niveles de tensión en AT.

2.4.5 Esquemas de Teleprotección

Los esquemas de teleprotección a implementar en las protecciones de las líneas de transmisión dependerán de los esquemas de protección a utilizar, básicamente deben incluir lo siguiente:

- Esquema permisivo de aceleración de disparo.
- Esquema de sobrecorriente en comparación direccional 67NCD, para detección de fallas a tierra de alta impedancia y respaldo instantáneo para la protección de distancia.
- Esquema de disparos directos (DTT) por otras funciones de protección.

2.4.6 Esquemas de Recierre y Verificación de Sincronismo

a) Tipos de Recierre

El esquema de recierre puede presentar las siguientes opciones:

- Recierre monofásico: realiza apertura y recierre monopolar de los interruptores de línea para fallas monofásicas, para cualquier otro tipo de falla el disparo es trifásico definitivo.
- Recierre trifásico: realiza apertura y recierre tripolar de los interruptores de línea para cualquier tipo de falla.
- Recierre monofásico más trifásico: realiza apertura y recierre monopolar para fallas monofásicas y apertura y recierre tripolar ante cualquier otro tipo de falla.

Dependiendo del caso se puede tener habilitada alguna de estas opciones a través de selectores locales en la subestación o comandos directos a través de los relés.

Asimismo, la configuración de la subestación juega un papel importante para el caso del recierre. Por ejemplo, para el caso de subestaciones en configuración anillo o interruptor y medio el recierre es generalmente realizado por un relé externo a las protecciones de línea, ya que los relés de protección de línea en su mayoría no son capaces de manejar

el control y maniobras de apertura y cierre de dos interruptores al mismo tiempo. Para el caso de líneas con un solo interruptor asociado en cada extremo el recierre es efectuado por la propia protección de línea sin ningún inconveniente.

b) Lógicas de Recierre para Líneas de Transmisión con Dos Interruptores Asociados

Para el caso de esquemas de recierre en líneas con subestaciones asociadas en configuración interruptor y medio o anillo, es necesario definir la secuencia de los disparos de los interruptores. Se pueden presentar los siguientes casos:

- Esquema maestro – seguidor: ante una falla monofásica dispara la fase fallada de uno de los interruptores efectuando el recierre siguiendo el ajuste de tiempo muerto que se defina (para el caso de otro tipo de fallas la apertura y recierre son trifásicos). Ante esta condición, el otro interruptor abre siempre trifásicamente y el recierre se efectúa con una temporización adicional desde el recierre del primer interruptor si es que se logró eliminar la falla.
- Esquema seguidor – seguidor: ante una falla monofásica dispara la fase fallada de uno de los interruptores efectuando el recierre siguiendo el ajuste de tiempo muerto que se defina (para el caso de otro tipo de fallas la apertura y recierre son trifásicos). Ante la condición de falla monofásica, el otro interruptor abre monofásicamente y el recierre se efectúa con una temporización adicional desde el recierre del primer interruptor si es que se logró eliminar la falla.

La lógica final dependerá de los relés a implementar y del diseño de ingeniería adoptado. Los esquemas maestro – seguidor y seguidor – seguidor sufren variaciones en caso se tengan celdas de transformadores de potencia o reactores, ya que para estos equipos no se implementa ningún tipo de recierre ya sea trifásico o monofásico dando lugar a muchas combinaciones posibles en los casos de las subestaciones interruptor y medio y anillo en que un interruptor puede compartir una celda de línea y transformador y reactor al mismo tiempo complicando la implementación de la lógica e ingeniería asociada.

c) Tiempos Muertos de Recierre

El criterio para recierres monofásicos y trifásicos en el extremo que energiza establece un tiempo de espera (tiempo muerto) con el fin de que la falla sea despejada minimizando la posibilidad de tener cierres en falla, a la vez que se reduce el riesgo de tener posibles sobretensiones transitorias.

El ajuste del tiempo muerto para el extremo que energiza puede ser definido en un valor menos que el que recierra estableciendo un tiempo de coordinación para el recierre entre ambos extremos de la línea, lo cual contribuye a minimizar los transitorios que se originan en la línea así como un tiempo de espera para la extinción de arco. Se debe corroborar

de acuerdo con análisis transitorios que el tiempo muerto garantice una alta probabilidad de extinción de arco.

d) Sincronismo

Se deben seguir los criterios establecidos para el sistema sobre el cual se instala la nueva línea de transmisión que se está ajustando para sistemas fuertemente mallados. Es necesario para el caso de líneas que interconectan dos sistemas eléctricamente alejados o aislados uno del otro o efectuar simulaciones de estabilidad para definir el ajuste adecuado de diferencia angular, tensión y frecuencia.

2.4.7 Oscilación de Potencia

Se debe prevenir el disparo de la función de distancia ante la ocurrencia de una oscilación de potencia sin pérdida de sincronismo en el sistema. Para el caso en que se presenten oscilaciones con pérdida de paso el relé deberá disparar por pérdida de sincronismo para evitar mayores perjuicios en el sistema. Los ajustes dependerán mucho de los algoritmos propios de cada relé de protección que se emplee y de la línea de transmisión en cuestión. No existen criterios bien definidos para nuestro país respecto al ajuste de estas funciones que obedecen a comportamientos sistémicos de gran perturbación en la red.

2.4.8 Protección Diferencial de Autotransformadores de Potencia

Por tratarse de la protección principal, el umbral de ajuste de corriente diferencial se selecciona a partir de la máxima sensibilidad del relé, teniendo en cuenta que dicho umbral quede alejado de las corrientes asociadas a las posiciones extremas de los cambiadores de tomas, los errores de medida y la condición normal de operación del autotransformador.

La zona de protección está definida por la ubicación de los transformadores de corriente en cada fase de los devanados del mismo, pudiendo ser esta larga (CT's instalados cerca a las barras) o corta, si es que se toma los CT's de buje para la protección. Si la conexión se hace "larga" se pierde algo de sensibilidad para fallas a tierra y de alta impedancia.

Respecto a la característica diferencial, la primera pendiente normalmente se ajusta con corriente restrictiva superior al valor de sobrecarga máxima esperada.

La segunda pendiente debe ajustarse teniendo en cuenta el efecto de la saturación de los TC's, para lograr el bloqueo ante esta condición.

Se aplican también los mismos criterios para la protección de reactores shunt.

2.4.9 Protección Diferencial de Tierra Restringida para Transformadores de Potencia

Detecta fallas a tierra en transformadores de potencia (incluso reactores, transformadores de puesta a tierra y máquinas síncronas que tengan una conexión a

tierra del neutro). Tiene como condición tener un CT entre el neutro o punto estrella y tierra en algún punto del equipo o sus cercanías en donde esto sea posible. La zona de protección queda definida entre los CT's de fase y el de neutro a tierra, ya sea que se conecte uno o más devanados para el caso de transformadores de potencia.

Su principio de operación es básicamente igual al de la protección diferencial normal. Se ajusta a la máxima sensibilidad permitida por el relé y los CT's asociados y no hay problemas por posición de los taps o sobrecarga del equipo.

2.4.10 Protección de Sobrecorriente para Transformadores de Potencia

Se recomienda para transformadores de potencia ajustar la protección de corriente sin direccionalidad, aun así se trate de transformadores de transmisión y que exista aporte de corriente de falla desde más de uno de sus devanados. Esto último puede dificultar el coordinamiento de protecciones al tener valores muy diferentes de aporte de corrientes de falla desde uno de los devanados en algunos casos, sin embargo para mantener la filosofía de la función de sobrecorriente en transformadores como protección neta de respaldo a la diferencial, se debe buscar un ajuste que cumpla con la selectividad para fallas en cualquiera de sus devanados.

Para ajustar los relés de sobrecorriente de fases y de tierra no direccionales se debe buscar una curva igual a la usada en las instalaciones adyacentes, de esta manera se facilita el coordinamiento de protecciones de respaldo. El dial de las curvas se determinará de acuerdo con el estudio de corto circuito.

a) Sobrecorriente de Fases

El ajuste de la corriente de arranque de fases debe ser 1.3 veces la corriente nominal del transformador de potencia del devanado correspondiente.

Respecto al dial, este se ajusta de manera que las fallas monofásicas y trifásicas sean despejadas en un tiempo de aproximadamente 500 ms como mínimo.

Asimismo, para la protección de sobrecorriente de los otros devanados del transformador, que presenten aporte de corrientes de cortocircuito, el dial se ajusta de manera que guarde un tiempo de coordinamiento de 200ms como mínimo respecto a las protecciones de sobrecorriente de los otros devanados.

b) Sobrecorriente de Tierra

El ajuste de la corriente de arranque de tierra debe ser 0.4 veces la corriente nominal del autotransformador de potencia del devanado correspondiente.

Respecto al dial, este se ajusta de manera que las fallas monofásicas francas en la barra de sean despejadas en un tiempo de aproximadamente 500ms.

Asimismo, para la protección de sobrecorriente de los otros devanados del transformador, que presenten aporte de corrientes de cortocircuito, el dial se ajusta de manera que

guarde un tiempo de coordinamiento de 200ms. como mínimo respecto a las protecciones de sobrecorriente en media tensión.

2.4.11 Protección Diferencial de Barras

El umbral de la corriente diferencial de barras se ajusta con dos criterios indistintamente en nuestro medio:

- Un valor mayor a la máxima corriente de carga de los circuitos conectados a la barra y menor a la mínima corriente de cortocircuito obtenida en las simulaciones en la barra. Esto con el fin de insensibilizar la protección ante la condición del TC de alguna de las celdas con el secundario cortocircuitado que se puede presentar luego de trabajos de mantenimiento en la subestación.
- El mínimo valor posible definido por la relación de TC máxima de los equipos conectados a la barra (10%) para darle máxima sensibilidad a la protección y garantizar el despeje de fallas hasta de muy alta impedancia

Para el ajuste de la pendiente de la característica diferencial, este se calcula básicamente teniendo en cuenta los errores de relación de los transformadores de corriente y la saturación de los mismos ante fallas externas que generan corrientes elevadas,

Un valor de ajuste alto mejora la estabilidad contra fallas externas, pero disminuye la sensibilidad para detectar fallas internas. Por este motivo el factor de estabilización se debe ajustar lo más bajo posible, y lo alto que sea necesario.

2.4.12 Protección de Sobrecorriente de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia

El relé de sobrecorriente del acoplamiento cumple la función de respaldo para la protección diferencial de barras, esta protección debe cumplir con los siguientes criterios:

- Para proteger los equipos de medida, se debe ajustar una característica de sobrecorriente de fases de tiempo inverso con un umbral de arranque del 120% de la corriente nominal del TC de acople. Esta función debe despejar fallas francas en el extremo remoto de las líneas en tiempos mayores a 1 segundo.
- Como respaldo de la protección diferencial de barras y de la protección de las líneas convergentes a la subestación, se ajustará una característica de fases en tiempo definido, la cual deberá despejar fallas trifásicas francas al 1% de las líneas convergentes a la subestación en un tiempo de 300ms.
- Se debe ajustar una característica de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso con un umbral del 40% de la corriente nominal del TC de acople, y que permita detectar fallas monofásicas al 99% de las líneas adyacentes a la subestación en tiempos mayores a un segundo, de manera que coordinen con los 67N temporizados de las líneas de transmisión.

- Como respaldo de la protección diferencial de barras y de la protección de las líneas convergentes a la subestación, se ajustará una característica de tierra en tiempo definido, la cual deberá despejar fallas monofásicas francas al 1% de las líneas convergentes a la subestación en un tiempo de 300ms.

2.4.13 Protección de Sobrecorriente para Interruptores de Seccionamiento de Barras

Para el caso de interconectar dos barras de subestaciones diferentes a través de un interruptor de "seccionamiento" (caso del PROYECTO para la interconexión de las subestaciones Chilca Nueva 220kV y Chilca REP que se conectarán mediante dos interruptores de seccionamiento para cada barra A y B respectivamente), los mismos deben estar protegidos mínimamente a través de protecciones de sobrecorriente no direccional, la cual debe ser ajustada tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Se debe ajustar una característica de sobrecorriente de fases de tiempo inverso con un umbral de arranque del 120% de la corriente nominal del TC de seccionamiento. Esta función debe despejar la máxima corriente de cortocircuito por fallas trifásicas francas en cualquiera de las barras en tiempos de 1 segundo. De esta manera se protegen los equipos de medida y se tiene un segundo respaldo para fallas en las barras de las subestaciones.
- Se debe ajustar una característica de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso con un umbral del 40% de la corriente nominal del TC de seccionamiento, y que permita despejar la máxima corriente de cortocircuito para fallas monofásicas francas en cualquiera de las barras de las subestaciones en tiempos de 1 segundo. De esta manera se tiene un segundo respaldo para fallas en las barras de las subestaciones, además de lograr coordinación con los 67N temporizados de las líneas de transmisión en cualquiera de las subestaciones.

2.4.14 Protección de Falla Interruptor

a) Función 50BF Etapa 0

La función de etapa 0 permite detectar fallas en subestaciones (entre el TC y el interruptor abierto) que no son detectadas por la protección diferencial de barras y que deben ser despejadas de forma rápida sin necesidad de sacar toda la subestación fuera de servicio. Dependiendo de la configuración de la subestación y ubicación de los TC asociados a los campos de salida se puede tener o no zonas muertas que necesitan protección. El ajuste de tiempo para la etapa 0 es de 50 ms.

b) Función 50BF Etapa 1 y Etapa 2

A diferencia de la etapa 0, las etapas 1 y 2 de la función 50BF arrancan ante la emisión de disparo de protecciones externas.

Para el caso de la etapa 1, esta se ajusta en 150ms. y efectúa un redisparo sobre su propio interruptor.

La etapa 2 se ajusta en 250ms. y efectúa un disparo a todos los interruptores adyacentes al propio en la subestación, incluyendo el envío de un DTT al interruptor del extremo remoto del campo asociado. Adicionalmente efectúa un disparo nuevamente sobre su propio interruptor.

Los disparos por etapas 1 y 2 por 50BF se efectúan sobre ambas bobinas de los interruptores respectivos.

c) Ajuste de Corriente Falla Interruptor en Campos de Línea

Se efectúan diferentes tipos de fallas en el extremo remoto para determinar la mínima corriente de falla que detectará el relé con una resistencia de falla de 10 ohmios. Se toma el 60% del menor valor obtenido (corriente total de aporte a la falla).

d) Ajuste de Corriente Falla Interruptor en Campos de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia

Se debe ajustar a la máxima sensibilidad permitida por los relés de protección y TC asociados.

e) Ajuste de Corriente Falla Interruptor en Campos de Transformador

En este caso la corriente se selecciona de acuerdo con la máxima sensibilidad de los elementos de corriente del relé de falla interruptor, con el fin de lograr una cobertura máxima de protección ante la operación de las protecciones mecánicas de los autotransformadores, especialmente para condiciones de bajas transferencias.

2.5 Definición de los Criterios y Consideraciones Especiales para el Ajuste de Protecciones en Sistemas en EAT (500kV) y Diferencias Respecto de los Criterios Generales para Sistemas en AT (138kV – 220kV)

En el presente acápite se describirán los criterios y consideraciones especiales para el estudio y ajuste de las protecciones del nuevo sistema en EAT a 500kV resaltando además las diferencias que existen respecto a los criterios y prácticas convencionales usados en nuestro país para las instalaciones en los niveles de 138kV y 220kV, los mismos que fueron descritos en el acápite anterior.

2.5.1 Consideraciones Sistémicas Especiales para Sistemas en EAT

Las líneas de transmisión en EAT definen para casi cualquier sistema de potencia en el mundo la gran red de transporte de energía nacional y/o regional del mismo, esta red interconecta diferentes áreas o sub-áreas generalmente bastante distantes entre sí involucrando además el transporte de grandes cantidades de potencia. Estas líneas son de un nivel de tensión mayor que líneas de transmisión o subtransmisión locales de las áreas que interconectan, generalmente redes en AT, y por lo tanto su operación goza de

una mayor importancia para el sostenimiento del sistema en conjunto respecto a éstas últimas. La necesidad de implementar sistemas en EAT proviene de la disponibilidad de energía en un lugar específico (generalmente remoto respecto de los grandes centros de carga) a precios favorables, o por la necesidad de restringir generación local en determinadas áreas por temas ambientales.

En razón de esta gran importancia que representa la operación continua y confiable de las redes en EAT para un sistema de potencia determinado, así como de la ocurrencia de algunos fenómenos particulares asociados respecto de sistemas a menor nivel de tensión, la protección asociada a las redes en EAT debe ser diseñada con una alta confiabilidad, redundancia y tomando precauciones y consideraciones especiales respecto de los sistemas de menor nivel de tensión en AT.

2.5.2 Aspectos Particulares a Considerar en Sistemas en EAT desde el Punto de Vista Topológico

Desde el punto de vista de la configuración de la red, los sistemas en EAT presentan características particulares que los diferencian de los sistemas a menores niveles de tensión, las cuales se procede a resumir:

- Están conformados generalmente por líneas largas o muy largas ($SIR < 0.5$), influyendo este factor en la definición de sus protecciones y/o ajustes.
- Generalmente se tienen siempre enlaces con compensación en serie, lo cual introduce transitorios en la red ante la ocurrencia de fallas, afectando la selectividad y consideraciones de ajuste de las protecciones. El fenómeno es más crítico si es que se tiene compensación serie y paralelo a la vez. La inversión de corriente en líneas paralelas ante fallas en un extremo de las mismas, también se presenta en un grado más crítico.
- Todas las líneas presentan una alta capacitancia por unidad de longitud, lo que incrementa el aporte de reactivos en la red, y ocurrencia de fenómenos transitorios que no solo se deben tomar en cuenta para temas de coordinación de aislamiento, sino que también afectan a las protecciones.
- Por lo anterior, se tiene dificultades en la regulación de tensión, por lo que las líneas de transmisión en EAT, cuentan con reactores shunt, de línea; en muchos casos sin interruptor asociado a la compensación, a tener en consideración para definir y ajustar sus protecciones.
- Incluso en líneas que no son compensadas en serie o paralelo, para los sistemas en EAT los transitorios de maniobra son considerablemente más críticos que en sistemas en AT convencionales, debiendo verificar que estos no afecten de ninguna manera negativa en la actuación de protecciones.

- Se tienen problemas para la extinción de arco secundario debido a dos factores: primero, por el alto nivel de tensión nominal de una línea en EAT; y segundo, debido a que las líneas en EAT generalmente no llevan transposición (las capacitancias entre fases no son uniformes en este caso), es necesario contar con reactores de neutro para atenuar el problema. Lo anterior afecta en la definición de los tiempos muertos de recierre de las protecciones, los cuales deben ser ajustados lo mínimo posible pues la estabilidad es el factor más importante a cuidar en sistemas de EAT.
- Para el caso de las protecciones de los transformadores de potencia y reactores en EAT, se tienen mayores dificultades para la selectividad y seguridad de las protecciones en determinadas configuraciones, haciéndose necesario implementar protecciones adicionales o definir esquemas especiales, tal cual lo recomiendan las buenas prácticas internacionales.
- Respecto a los costos de los equipamientos, para tener una idea se presentan la TABLA N°2.1, TABLA N°2.2 y TABLA N°2.3. En estas se ve que los sobrecostos para celdas típicas en EAT son del orden del 226% respecto de sus similares en AT (227 mil USD en valor absoluto). Para transformadores, el sobrecosto es del orden de 250% (2.8 millones de USD en términos absolutos). Para las protecciones el sobrecosto referencial incurrido es del orden de 215%, sin embargo en valores absolutos representa solo 64 mil USD, lo cual es considerablemente menor que los que se tienen para el equipamiento que protegen. Se justifica de esta manera, una inversión mayor en redundancia para los sistemas de protección de forma de lograr un adecuado nivel de resguardo para el equipamiento de potencia; los sobrecostos en seguridad son solo algo más que marginales si tomamos en cuenta que un proyecto en EAT está conformado por más de un transformador y varias celdas de conexión, sin mencionar en este ejemplo las líneas, reactores de barra, de línea, compensación serie, etc.

TABLA N° 2.1 Comparativo Costo Referencial Celda EAT y AT

Costo de Celda USD (referencial)						
Equipo	220 kV			500 kV		
	Costo Unitario	Cantidad	Total (USD)	Costo Unitario	Cantidad	Total (USD)
Interrupcion	62,300	1	62,300	214,812	1	214,812
Seccionador	14,390	1	14,390	33,992	1	33,992
Pararrayos	3,186	1	3,186	13,358	1	13,358
Transformador de Corriente	11,183	3	33,549	18,364	3	55,091
Transformador de Tension	7,828	3	23,484	15,675	3	47,025
Total			136,909			364,277

TABLA N° 2.2 Comparativo Costo Referencial Transformadores EAT y AT

Costo de Transformadores de Potencia USD (referencial)						
Equipo	220/138kV, 100MVA (3ø)			500/220kV, 600MVA (3 unid. 1ø+ 1 reserva)		
	Costo Unitario	Cantidad	Total (USD)	Costo Unitario	Cantidad	Total (USD)
Transformador de Potencia	1,820,000	1	1,820,000	4,585,000	1	4,585,000
Total	1,820,000			4,585,000		

TABLA N° 2.3 Comparativo Costo Referencial Protecciones EAT y AT

Costo de Sistemas de Protección USD (referencial)						
Sistema de Protección	220 kV			500 kV		
	Costo Unitario	Cantidad	Total (USD)	Costo Unitario	Cantidad	Total (USD)
Línea de Transmisión	30,157	1	30157	57,342	1	57,342
Transformador	24,563	1	24563	61,253	1	61,253
Total	54,720			118,595		

2.5.3 Requisitos Mínimos Generales para Equipamiento de los Sistemas de Protección en EAT

Algunas consideraciones básicas de equipamiento y filosofía para la protección de sistemas en EAT se describen a continuación:

- Sistema de protección con dos relés completamente redundantes (líneas):
 - Las dos protecciones son principales y deben poseer funciones de protección de principio diferente o completamente redundantes, con diferencial de línea (87L) y distancia (21) con esquemas de teleprotección.
 - Las protecciones principales deben ser en lo posible, de diferente fabricante.

En líneas en 220kV e inferiores actualmente en operación en nuestro sistema, existen en su mayoría protecciones principal más respaldo no completamente redundantes; además no se usa en la mayoría de los casos la protección diferencial de línea 87L como función principal incluso para líneas cortas ($SIR > 4$) sino solo la función 21. Para las instalaciones en EAT se está definiendo usar doble redundancia con protección 87L para todos los casos (líneas cortas, medias o largas según su SIR), dándole mayor confiabilidad y selectividad al sistema de protección.
- Sistema de protección con dos relés redundantes y/o complementarios (trafos):
 - Las dos protecciones son principales y deben poseer funciones de protección de redundantes, incluidas las protecciones de sobrecorriente. Además se deberá

contar con una protección de terciario especial, o asegurar la protección de tierra restringida 87G.

- Las protecciones principales deben ser en lo posible, de diferente fabricante.

Para el caso peruano, actualmente los transformadores de potencia son protegidos de manera general solo con una protección principal y protección adicional solo de respaldo (50/51) por devanado.

- La redundancia de los sistemas de protección debe hacerlos completamente independientes:

- Equipos de medición redundantes (o con bobinas independientes).
- Interruptores con bobinas independientes de disparo para cada protección, por lo menos dos.
- Sistemas redundantes de corriente continua para alimentación de los equipos.

Para este caso, ya se usan de manera general en los sistemas en 220kV de nuestro país estos criterios.

- El sistema de protección debe ser veloz:

- Se requieren relés de protección estáticos (numéricos).
- Esquemas de disparos directos transferidos (DTT por sus siglas en inglés) deben ser usados para lógicas de disparos remotos.

El estado del arte actual de los equipos de protección numéricos hace que se use un mismo relé para proteger líneas en cualquier nivel de tensión, siendo equipos extremadamente veloces de última generación, por lo que en este punto no se tiene diferencia respecto a los sistemas en AT actuales implementados en nuestro país. La diferencia se marca en la redundancia.

- El sistema de protección debe ser altamente seguro:

- Disparos indeseados deben ser reducidos a su mínima expresión.
- La implementación de los disparos transferidos debe ser redundante y confiable, dependiendo esto último de los medios de comunicación disponibles. Se recomienda la onda portadora y/o microondas; descartando la onda portadora.
- No deben presentar problemas de operación para líneas de grandes longitudes.

Se cumplen estos criterios en los sistemas en AT implementados en nuestro país pero con canales de comunicación que incluyen la onda portadora, reduciendo la confiabilidad respecto de la que se desea brindar para el nuevo sistema en EAT.

Una falla no despejada en un sistema en EAT puede causar serios efectos negativos en el sistema por temas de estabilidad justificando fácilmente de esta manera el costo de inversión en equipamiento de protección redundante, sistemas de comunicación confiables e implementación de esquemas especiales (tal como lo mostrado en el punto

anterior). Más aún, precauciones adicionales deben ser tomadas en cuenta para asegurar que los relés y el sistema de protección en conjunto sean seguros, y que disparos indeseados sean reducidos a su mínima expresión.

2.5.4 Comparativo de Equipamiento con Principales Referencias Internacionales

Muchas de las recomendaciones dadas a lo largo de la presente Tesis respecto a la protección de sistemas en EAT, se basan en las buenas prácticas desarrolladas en otros países; específicamente en Brasil y Colombia.

Para el caso del sistema Colombiano, si bien los sistemas en EAT tienen ya buen tiempo de implementados, no existe hasta la fecha documentación oficial que dicte criterios mínimos de equipamiento o de criterios de ajuste de protecciones para sistemas en este nivel de tensión; existen sí criterios generales de protección que son de aplicación general para el Sistema de Transmisión Colombiano (STN), ver referencias [13] y [15]. Se adoptaron para el desarrollo de la presente Tesis, varios criterios usados por la empresa ISA Colombia que es la transportadora más grande de energía eléctrica de ese país y que centraliza la mayor parte del sistema en EAT existente. Se tiende de manera general a brindar mayor redundancia a las protecciones para sistemas en EAT que a otros niveles de tensión inferiores.

Para el caso del sistema Brasileño, sí existen referencias específicas y oficiales desarrolladas por el operador nacional (ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico) respecto a los criterios de ajuste de protecciones para líneas en sistemas en EAT (referencia ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.), existiendo además un documento similar pero para criterios de líneas en AT (referencia ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.). Además, se tiene también la referencia ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., la cual especifica los requerimientos mínimos para el equipamiento de los sistemas de protección y telecomunicaciones, también desarrollado por la ONS, en donde establece las diferencias respectivas para sistemas en EAT y AT, siendo más estricto en los requerimientos de velocidad y redundancia para sistemas en EAT.

En la TABLA N°2.4 y TABLA N°2.5, se presenta a modo de comparación, el resumen del equipamiento de protecciones usado tanto para líneas y transformadores en EAT para los sistemas en Colombia y Brasil, también se muestra el recomendado para el sistema Peruano en la presente Tesis y descrito en mayor detalle en el punto anterior (2.5.3).

2.5.5 Análisis de Cortocircuito

Respecto a los análisis de cortocircuito ante la entrada de nuevas redes con un nuevo nivel de tensión en el sistema en EAT, es importante verificar dos aspectos respecto al cortocircuito que influyen directamente sobre las protecciones:

- Incremento de corriente de corto circuito en la red existente producto de la entrada de las nuevas instalaciones.

TABLA N° 2.4 Comparativo Costo Referencial Protecciones EAT y AT

Sistemas de Protección Usados en Líneas de Transmisión en EAT				
País	Sistema de Protección	Funciones Principales	Documentación	Observaciones
Colombia	Dos relés multifunción completamente redundantes	21, 87L, 67N(CD), 68, 78, 79, 59	No existe documentación oficial con requisitos mínimos, referencia usada en ISA Colombia para su Sistema de Transmisión Nacional (STN)	El sistema de teleprotección es generalmente dedicado y tiende al uso de fibra óptica y/o microondas, para mayor confiabilidad.
Brasil	Dos relés multifunción completamente redundantes con sistema de teleprotección dedicado e independiente para cada protección	21, 67N(CD), 68, 78, 79, 59	De acuerdo con requisitos mínimos de protección y criterios de ajuste oficiales para líneas en EAT establecidos en las referencias [35] y [36]	Para líneas en AT, las exigencias son menores, se pide protección principal y respaldo, con sistema de teleprotección obligatorio solo para la protección principal (referencias [36] y [39])
Perú	Dos relés multifunción completamente redundantes	21, 87L, 67N(CD), 68, 78, 79, 59	No existe documentación y/o criterios para protección de sistemas en EAT oficial	Basados en la práctica Colombiana para protecciones y sistemas de teleprotección. Para sistemas en AT se tiene protección principal y respaldo de manera general

TABLA N° 2.5 Comparativo Costo Referencial Protecciones EAT y AT

Sistemas de Protección Eléctrica Usados en (Auto) Transformadores en EAT				
País	Sistema de Protección	Funciones Principales	Documentación	Observaciones
Colombia	Dos relés multifunción: protección principal y de terciario	87T, 50/51(N), 87G, 50/51G	No existe documentación oficial con requisitos mínimos, referencia usada en ISA Colombia para su Sistema de Transmisión Nacional (STN)	Las protecciones son complementarias, no redundantes en su totalidad.
Brasil	Dos relés multifunción completamente redundantes	87T, 50/51(N), 50/51G, 59G (terciario)	De acuerdo con requisitos mínimos de protección y criterios de ajuste oficiales para líneas en EAT establecidos en las referencias [36] y [38]	Para transformadores en AT, las exigencias son menores, se pide protección principal (87T) y respaldo (51) independientes (referencias [36] y [38])
Perú	Dos relés multifunción: protección principal y de terciario	87T, 50/51(N), 87G, 50/51G	No existe documentación y/o criterios para protección de sistemas en EAT oficial	Basados en la práctica Colombiana, incluye protección especial de terciario. Para sistemas en AT se tiene como criterio general protección principal (87T) y de respaldo (51) independientes por devanado.

- Niveles de corriente de cortocircuito en el nuevo sistema con nuevo nivel de tensión, lo cual influye en las protecciones nuevas.

Se debe poner énfasis en los niveles de cortocircuito de las nuevas instalaciones en EAT y su influencia en barras cercanas.

2.5.6 Análisis de Estabilidad

El análisis de estabilidad cobra mayor relevancia con la imposición de un nuevo nivel de tensión en EAT, ya que este nuevo sistema se encargará de transmitir mayores cantidades de potencia a grandes distancias, por lo que una pérdida de estabilidad debido a un cortocircuito no despejado en el menor tiempo posible puede acarrear grandes interrupciones de suministro e inclusive un colapso total del sistema. Se debe verificar los niveles e transferencia de las líneas involucradas resultantes de los estudios de flujo de carga así como el nivel de generación en ambos extremos de la línea de manera de visualizar la ocurrencia de eventos de gran magnitud debido a fenómenos de pérdida de estabilidad.

2.5.7 Protección Diferencial de Líneas en EAT

Dos factores que deben ser considerados al momento de definir el ajuste de mínima corriente diferencial para sistemas en EAT, que no son tan críticos en sistemas convencionales en AT, son los siguientes:

- El umbral de corriente diferencial debe ser mayor a la máxima corriente de vacío por tener la línea de transmisión energizada en vacío en un solo extremo (efecto Ferranti), de manera de evitar disparos indeseados en esta condición ya que para el caso de líneas en EAT estas corrientes suelen ser de un valor bastante elevado debido a la alta capacitancia de carga de líneas en estos niveles de tensión, en comparación con sistemas en AT.
- Las corrientes transitorias de energización e incluso de cortocircuito por falla en líneas de transmisión suelen estar dentro del rango de los kilohertz y deberían ser adecuadamente filtradas por los relés de protección correspondientes. Sin embargo, para el caso de sistemas en EAT, la frecuencia de estos transitorios puede llegar a tan solo algunos múltiplos de la frecuencia natural de la red, haciendo complicado que puedan ser adecuadamente filtradas por los relés de protección. Este problema puede causar disparos indeseados de la protección 87L al detectar falsas corrientes diferenciales producto de estos transitorios no filtrados. De esta manera el umbral de ajuste diferencial debe dejar un rango tal que ante la energización de la línea no se pueda producir un disparo indeseado por tener magnitudes elevadas de corriente de energización y además algún error de filtrado en las corrientes por el relé de protección que puedan generar un falso diferencial de corriente. Esto se puede corroborar mediante simulaciones e inyección de los archivos resultantes en formato COMTRADE a los relés de protección para verificar su actuación.

2.5.8 Protección Distancia para Líneas en EAT

Los sistemas en EAT están conformados generalmente por líneas largas o muy largas ($SIR < 0.5$), influyendo este factor en la definición de sus protecciones y/o ajustes. Para el caso de la función 21, los criterios para el cálculo del alcance de zonas son los mismos que para líneas en AT. Sin embargo, el ajuste de la zona 1 debe verificarse mediante simulaciones transitorias y en lo posible pruebas de laboratorio, para eliminar cualquier riesgo de sobrealcance para fallas en la barra remota. Esto sobre todo en líneas cortas.

2.5.9 Protección Distancia para Líneas en EAT con Compensación Serie

Es usual encontrarse con líneas en EAT que tengan compensación serie en algún punto de su recorrido, esto ya que sabemos que son líneas que están pensadas para transmitir grandes potencias a grandes distancias, lo cual conlleva usualmente a tener problemas de estabilidad. Adicionalmente en estos casos, ante la ocurrencia de fallas se tiene una impedancia muy variable vista por los relés lo que hace más crítica su selectividad.

a) Reducción de Impedancia

Este caso se presenta cuando la impedancia (reactancia) vista desde el relé al punto de falla es mayor en valor absoluto a la reactancia capacitiva de la compensación serie. En este caso no existe aún inversión de tensión puesto que la corriente de falla se encuentra en atraso respecto de la tensión vista por el relé. Véase la Fig. 2.7.

En este caso el relé mide una reactancia positiva (falla en la dirección adelante) como la de una línea de transmisión sin compensar pero reducida por efecto de la reactancia de la compensación serie. Por lo tanto la primera zona de la función de distancia debe tomar en cuenta fallas en los que se presente este caso (reducción de alcance de zona 1).

El alcance de zona que cubra mejor todos los casos posibles se debe determinar en base a simulaciones de fallas a lo largo de las líneas, tanto internas como externas.

Adicionalmente, debido al circuito RLC que se forma en las líneas compensadas en serie y paralelo, oscilaciones subsíncronas (no resonancia subsíncrona asociada a la afectación de los ejes de las máquinas térmicas, sino oscilaciones por debajo de la frecuencia industrial) son muy factibles de presentarse, existiendo casos en los que el relé puede subalcanzar o sobrealcanzar determinadas fallas antes de la estabilización de la impedancia de falla vista por la protección. Véase la Fig. 2.8.

Como estas oscilaciones subsíncronas generalmente no pueden ser completamente filtradas por los relés en la actualidad, el alcance de zona 1 debe tomar en cuenta este efecto aplicando un factor reductor adicional dependiendo del caso y si es necesario o no; esto para evitar que se produzca algún sobrealcance transitorio ante fallas en zona 2.

Este mismo criterio se puede aplicar para definir los alcances de las otras zonas de la función de distancia.

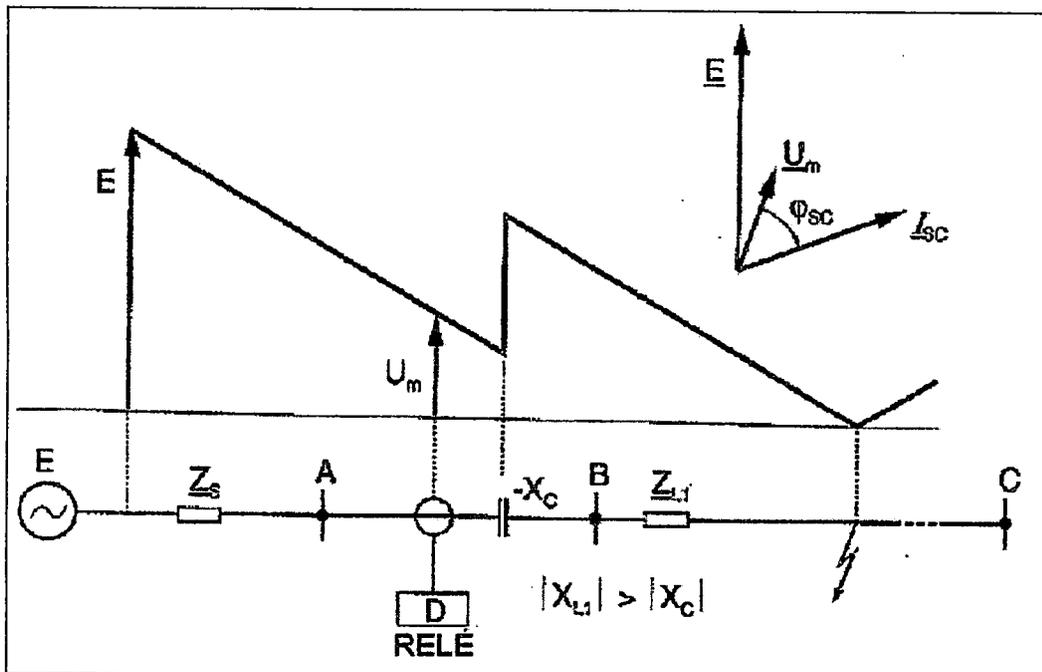


Fig. 2.7 Reducción de Impedancia Líneas Compensadas en Serie

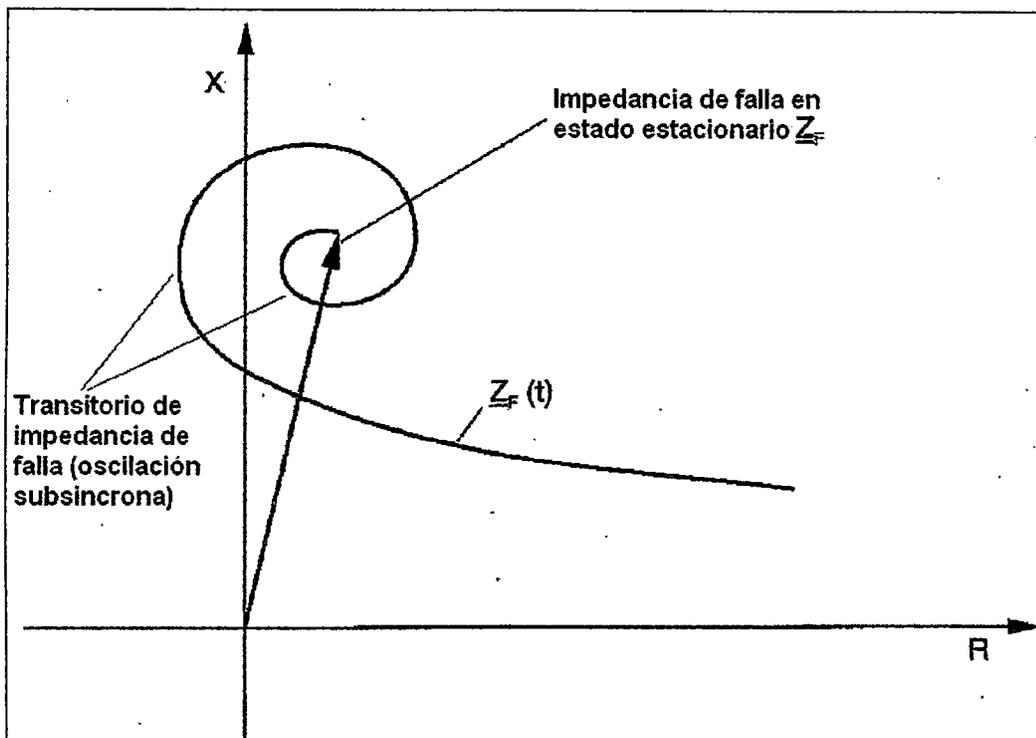


Fig. 2.8 Transitorio de Impedancia de Falla para Líneas con Compensación Serie

Para poder determinar si existe o no este efecto para las líneas de interconexión se deben efectuar simulaciones en un programa de transitorios electromagnéticos y observar la trayectoria de la impedancia para fallas en donde se presente el fenómeno de reducción de impedancia y luego de encontrarse estos casos inyectarlos al relé verificando que no se produzca algún sobrealcance para estos casos con los ajustes planteados.

b) Inversión de Tensión

Ocurre cuando la reactancia de la compensación serie (negativa) es mayor que la reactancia de la línea de transmisión o del tramo de línea hasta el punto de falla (positiva) en valor absoluto, sin que la reactancia total de la fuente hasta el punto de falla sea menor que la reactancia capacitiva de la compensación serie (valor absoluto), por lo que la corriente de cortocircuito se mantiene aún inductiva respecto a la tensión de la fuente para una falla.

En este caso la tensión se atrasa respecto a la corriente de falla vista por el relé en aproximadamente 90° . Véase la Fig. 2.9.

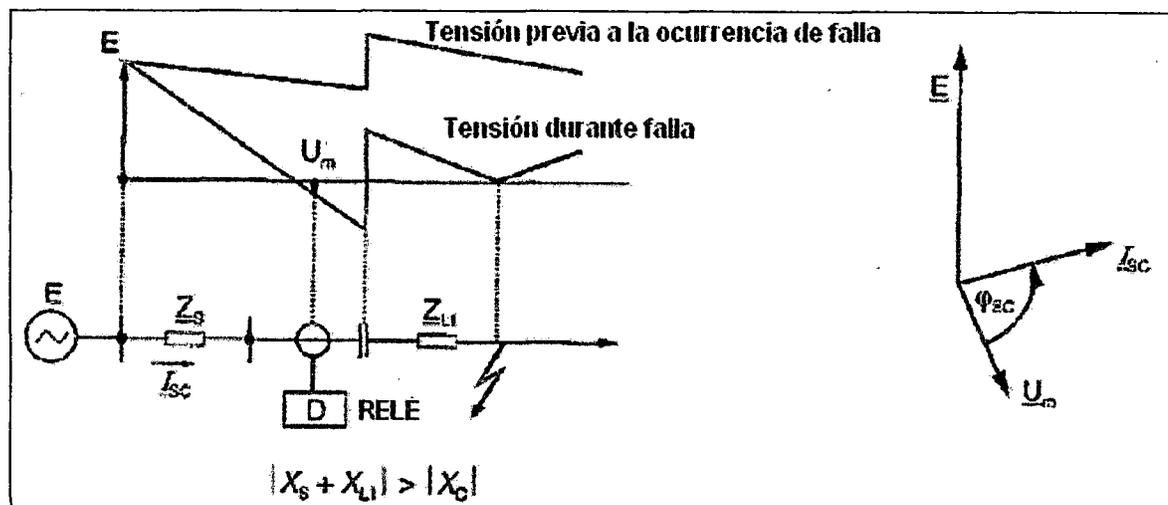


Fig. 2.9 Inversión de Tensión de Líneas Compensadas en Serie

En este caso la impedancia medida es negativa, por lo que existe la posibilidad de que el relé vea la impedancia en la dirección reversa cuando en realidad la falla es hacia adelante. Por lo tanto para estos casos es importante la correcta definición de cuál debe ser el tipo de polarización en el relé y su criterio de determinación de direccionalidad, debiéndose verificar que para estos casos el relé de la línea sea capaz de determinar correctamente la direccionalidad de acuerdo con el criterio de polarización con el cual está siendo ajustado.

Se deben realizar simulaciones de fallas a lo largo de la línea para determinar si es que el fenómeno de inversión de tensión puede o no afectar la selectividad de la protección de distancia. Estas simulaciones se deben realizar en todas las condiciones de demanda puesto que el fenómeno está afectado en gran medida por el valor de la impedancia fuente equivalente detrás de la ubicación del relé. Asimismo, para las fallas simuladas, este fenómeno es más factible de observarse desde las protecciones ubicadas en el extremo de la línea más cercano a la compensación serie.

En caso de tenerse problemas en la determinación de fallas hacia adelante o atrás en el relé se debe cambiar el criterio de direccionalidad o ampliar la zona direccional para que

cubra la impedancia de la línea incluyendo la reactancia negativa de la compensación serie. Esto dependiendo de lo que permitan las protecciones. Incluso para este fin, se podrían implementar esquemas de comparación direccional con sobrealcance para la correcta determinación de fallas internas en la línea con compensación serie. Como caso de ejemplo se muestra el gráfico de la Fig. 2.10, en el cual la zona direccional de un relé cualquiera se ajusta de forma que cubra toda la trayectoria de impedancia de la línea con su compensación serie.

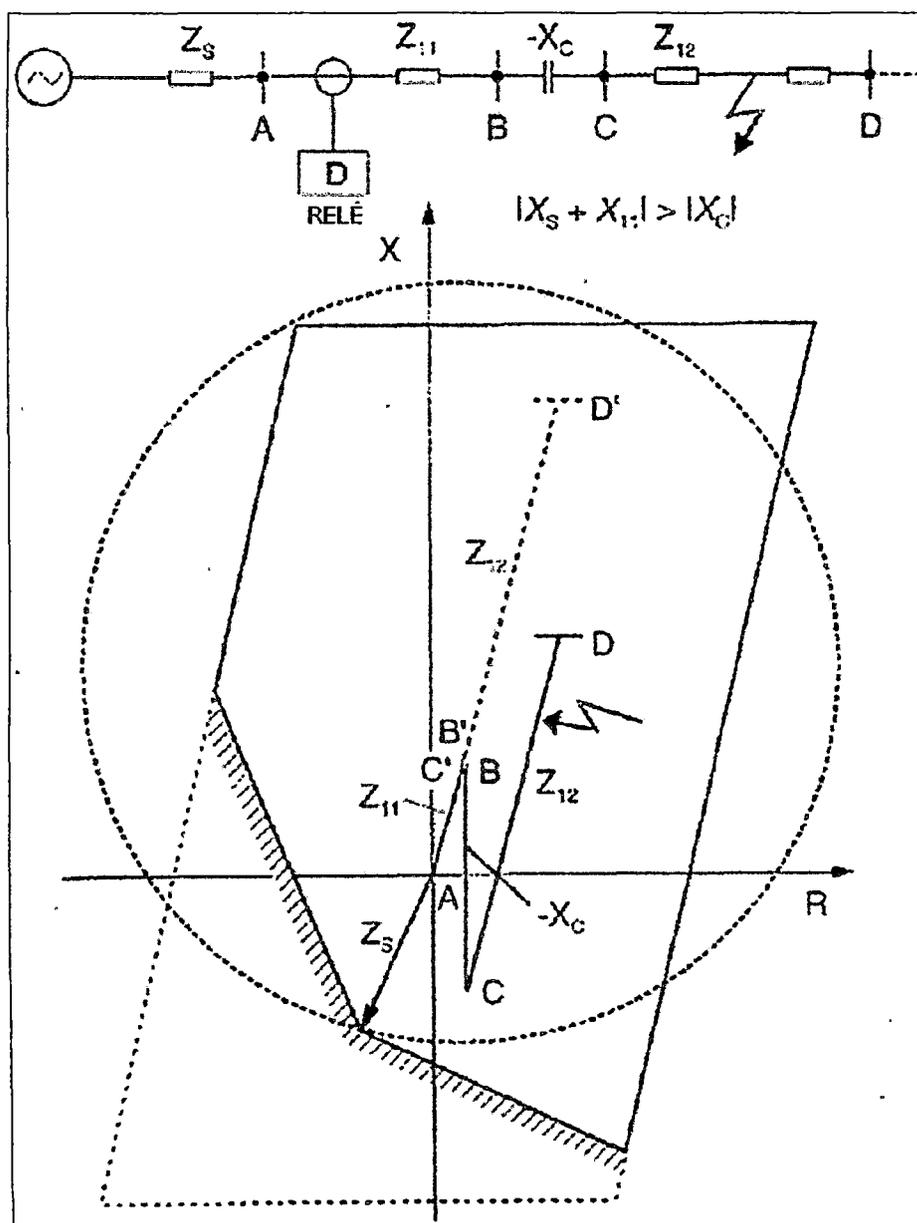


Fig. 2.10 Propuesta de Esquema Direccional Líneas Compensadas en Serie

Los casos más críticos encontrados de las simulaciones en donde se presente el fenómeno de inversión de tensión deben inyectarse en los relés correspondientes para verificar su desempeño.

c) Inversión de Corriente

Ocurre cuando la impedancia de la fuente más la de la línea de transmisión o tramo de línea hasta el punto de falla es menor a la reactancia de la compensación serie en valor absoluto. La impedancia que ve la protección es negativa. En este caso la corriente de cortocircuito adelanta la tensión medida por el relé aproximadamente en 90° , observándose una inversión de corriente tal como lo muestra la Fig. 2.11.

Producto de la inversión de corriente la protección puede detectar la falla en dirección reversa, bloqueándose, o disparando ante fallas externas. Esto último puede dependiendo de la falla y de la protección, afectar incluso la direccionalidad de la protección diferencial.

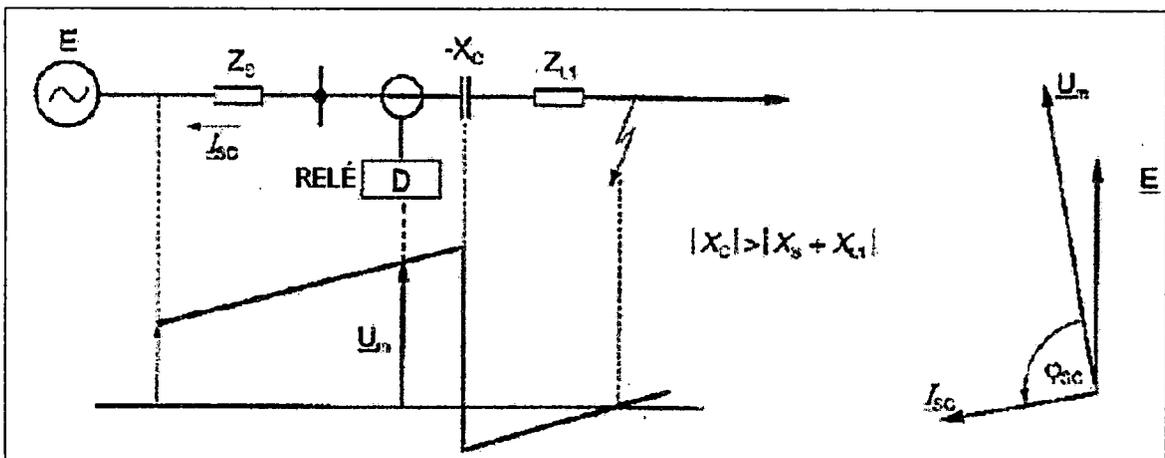


Fig. 2.11 Inversión de Corriente de Líneas Compensadas en Serie

De presentarse el fenómeno de inversión de corriente se debe verificar que el relé sea capaz de detectar correctamente la direccionalidad de las fallas con la polarización y criterio de direccionalidad ajustadas.

Se debe verificar con simulaciones de fallas a lo largo de la línea si es que el fenómeno de inversión de corriente puede o no afectar la selectividad de la protección de distancia. Estas simulaciones se deben realizar en todas las condiciones de demanda puesto que el fenómeno está afectado en gran medida por el valor de la impedancia fuente equivalente detrás de la ubicación del relé. Asimismo, para las fallas simuladas, este fenómeno es más factible de observarse desde las protecciones ubicadas en el extremo más cercano a la compensación serie.

Esta verificación debe hacerse no solo para la protección de distancia, sino también para la protección diferencial, ya que puede presentarse el caso en que esta tampoco detecte la falla como interna debido al fenómeno de inversión de corriente.

Los casos más críticos encontrados de las simulaciones en donde se presente el fenómeno de inversión de corriente deben inyectarse en los relés correspondientes para verificar su desempeño.

Todas las simulaciones de falla deben incluir el efecto de la resistencia no lineal que introducen los varistores (MOV's) de los bancos en serie.

2.5.10 Protección de Sobretensión en EAT

a) Consideraciones para los Cálculos de las Protecciones de Sobretensión por Energización de Transformadores en Sistemas en EAT

Se recomienda energizar y/o normalizar los transformadores en los sistemas de EAT con tensiones inferiores a la nominal ($<0,96$ p.u.) de tal manera que se minimice el efecto de las corrientes de inrush y sobretensiones de maniobra que aparte de generar un riesgo para los equipos de patio por los transitorios electromagnéticos, pueden generar disparos indeseados de las protecciones si es que los armónicos no son filtrados adecuadamente por los equipos de protección.

Debido a lo anterior, es necesario ajustar una función de sobretensión que dispare solo ante tensiones trifásicas, debido a que los fenómenos transitorios se presentan en su mayoría de forma desbalanceada pudiendo generar disparos indeseados debiendo asegurar que las sobretensiones que generen disparos en las protecciones sean trifásicas, es decir, se garantice que sean de sobretensiones de operación a frecuencia industrial.

Estos efectos son importantes en sistemas en EAT y no tan notorios a niveles de AT.

Por otro lado, la función 59 típica por fase, debe ser usada pero ajustada con tiempos más largos, de manera que actúen ante problemas de sobretensión sustentada ante condiciones extremas que puedan generarse por anomalías en otro equipamiento del sistema o protecciones (por ejemplo, condición de polo abierto por no actuación de recierre monofásico, actuación incorrecta de interruptores, etc.) y ya no por sobretensiones de maniobra o fallas externas, las cuales tienen un tiempo relativamente corto de duración, lo cual debe ser verificado mediante simulaciones.

b) Consideraciones para los Cálculos de las Protecciones de Sobretensión por Maniobras de Reposición y Sobretensiones Temporales en EAT

Respecto a las maniobras de reposición y sincronismo de líneas de transmisión en EAT, generalmente para las primeras etapas de puesta en servicio de nuevas líneas, no se cuenta con una adecuada regulación de tensión al tratarse en la mayoría de casos de líneas largas que interconectan dos o más sistemas y por lo tanto con un alto aporte de reactivos al sistema tanto cuando están conectadas en vacío (efecto Ferranti) y en operación normal debido a la baja carga que pueden presentar en los primeros años de operación. Lo anterior genera un mayor riesgo de ocurrencia de sobretensiones temporales a frecuencia industrial en la nueva red en EAT. Son necesarios reactores shunt para lograr una adecuada regulación de tensión en la mayoría de los casos.

Asimismo, las protecciones de sobretensión buscan proteger también a los transformadores de tensión e incluso a los transformadores de potencia. Particularmente para el caso de transformadores de tensión las sobretensiones en el lado de alta pueden generar fenómenos de ferresonancia. Para el caso de transformadores de potencia, cuando son sometidos a sobretensiones por encima de 1.1 p.u. ya presentan un sobreflujo a través de su núcleo el cual a mayores valores de sobretensión puede restar vida útil al equipo al deteriorar su aislamiento producto de la saturación. Este efecto es más perjudicial para los equipos cuando se tratan de sistemas en EAT.

c) Análisis de Sobretensiones para el Nuevo Sistema en EAT

Es necesario verificar que las sobretensiones que pudieran generarse en el sistema nuevo en EAT no produzcan tensiones elevadas en el sistema existente en AT o a otro nivel de tensión, y viceversa. De ser así se debe realizar un estudio de sobretensiones recomendando esquemas de sobretensión que minimicen efectos negativos de estos fenómenos en el sistema.

2.5.11 Protección de Sobrecorriente de Líneas en EAT

Es práctica general en líneas en EAT que no sean transpuestas, esto por la dificultad de realizar la transposición en torres de gran tamaño típicas de líneas en este nivel de tensión, dificultad que aumenta además porque estas líneas cuentan con arreglos complicados de tres, cuatro o más conductores por fase con más de una terna por torre en algunos casos. Esta práctica produce que en operación normal, estas líneas presenten un desbalance natural de corriente, cuyo valor será superior a mayor nivel de carga presente la línea, pudiendo superar el umbral de corriente de la función 67N con el riesgo de algún disparo indeseado sin presencia de falla. Este riesgo aumenta al ser estas líneas en general de gran longitud (>200km).

En este caso, se debe definir el umbral de arranque de la protección 67N en función de la corriente de desbalance en la condición más crítica posible, la cual viene determinada por un valor de sobrecarga por sobre la nominal de la línea cuyo valor depende de cada sistema en base a su normativa o condiciones operativas previstas. Son utilizados para esta verificación valores usuales de 120% o 130% de la corriente nominal de la línea en enlaces simples, para enlaces dobles se debe evaluar la condición N-1 más crítica y en sistemas mallados análisis más detallados de contingencias en varios puntos del sistema deben ser llevados a cabo, de manera de minimizar el riesgo de generar un colapso mayor en el sistema.

La corriente de desbalance se obtiene modelando en detalle la configuración de la línea de transmisión en un programa de transitorios electromagnéticos.

Asimismo, para la definición del umbral, se debe dar un margen adecuado respecto a este valor encontrado, tal que sea lo suficientemente mayor de manera que tampoco haya riesgos de algún arranque indeseado por corrientes transitorias no filtradas adecuadamente por los relés de protección.

Con el valor definido se debe buscar además alta cobertura de fallas de alta impedancia.

2.5.12 Esquemas de Teleprotección en EAT

Los canales de teleprotección deben ser dedicados, específicos para funciones de protección y no deben ser compartidos con otras aplicaciones.

Los esquemas de teleprotección deben ser independientes y redundantes para las dos protecciones, siempre que sea posible utilizando medios físicos de transmisión independientes, de tal forma que la indisponibilidad de una canal de comunicación no comprometa la disponibilidad de la otra.

Se debe priorizar el uso de fibra óptica y microondas, en ese orden o ambos.

Para los sistemas convencionales en niveles de 220kV e inferiores usados en nuestro medio, aún se utiliza incluso para proyectos nuevos como uno de los medios de comunicación para teleprotección la onda portadora (PLC), no se debe utilizar esta tecnología para el nuevo sistema en EAT pues no es lo suficientemente confiable.

2.5.13 Consideraciones para los Esquemas de Recierre en EAT

En líneas de transmisión en EAT, la consideración más importante para la implementación de esquemas de recierre es el sostenimiento de la estabilidad del sistema ante condiciones de falla minimizando el riesgo de pérdida del suministro eléctrico. Este problema depende de cuál es el nivel de transferencia de esta línea y la fortaleza e independencia de los sistemas que interconecta ante una eventual salida de servicio de la misma.

Para el caso de sistemas en AT es más usual encontrar líneas con cargas radiales o predominantemente radiales, donde el recierre trifásico puede ejecutarse con tiempos muertos relativamente cortos o incluso realizar más de un intento.

Para el caso de sistemas en EAT, mientras más corto se ajuste el tiempo muerto de recierre se ayudará de una manera más óptima al mantenimiento de la estabilidad del sistema, sin embargo se le debe dar el tiempo suficiente para que se pueda extinguir el arco secundario originado por la falla y pueda lograrse el recierre exitoso.

Para el caso del recierre monofásico que es el único que se acepta en nuestro país, el problema es mayor sobre todo para líneas largas (que es el caso más común en general para líneas en EAT), ya que al desconectar solo una fase durante el tiempo muerto de recierre el acoplamiento capacitivo de las fases sanas con la que se encuentra en falla coadyuva a que se sostenga el arco secundario y por lo tanto tome más tiempo su

extinción. Asimismo el hecho de que el nivel de tensión sea en EAT (500kV para nuestro caso) disminuye aún más la probabilidad de extinción de arco respecto a lo que actualmente se maneja en los niveles de 220kV, cuya menor tensión de línea hace más probable la extinción del arco en tiempo más rápidos.

En vista de este problema para el caso de líneas en EAT con recierre monofásico, es práctica común la instalación de reactores de neutro asociados a los reactores de línea o barra que son utilizados para la regulación de tensión en sistemas en EAT. Estos reactores de neutro ayudan a que el arco secundario durante el tiempo muerto para fallas monofásicas se extinga de manera mucho más rápida, ya que son dimensionados de tal forma que produzcan una resonancia en paralelo con el circuito que alimenta las fallas monofásicas, eliminando de esta forma el acoplamiento capacitivo existente.

a) Precauciones de Implementación de Esquemas de Recierre

Como peligros asociados a la implementación del recierre trifásico o monofásico de líneas de transmisión podemos mencionar lo siguiente:

- Un generador no debe ser sometido a un impacto térmico o mecánico que pueda disminuir su vida útil. Básicamente no se le debe someter a una condición de cierre trifásico tal que exista un cambio muy brusco en la potencia entregada por el mismo, por lo que se recomienda deshabilitar los recierres en su vecindad cercana por el alto riesgo de que puedan ocurrir en falla. Este fenómeno ocasiona la aparición de fuerzas transitorias electrodinámicas que afectan a las máquinas. Se acepta de manera general un cambio en la potencia seguido de un cierre bajo condiciones normales de 0.5 p.u. ya que este esfuerzo no le produciría ningún daño severo. La implementación del recierre monofásico, que es menos severo, debe ser evaluado para cada caso.
- Someter a transformadores de potencia a sucesivos recierres cercanos puede afectarles también su vida útil, ya que las fuerzas electrodinámicas generadas por el transitorio afectan sus devanados internos de una manera poco predecible, pudiendo ser muy severos causándoles fallas internas. En general el recierre trifásico se debe evitar en los alrededores de estos equipos o evaluarse para cada caso.
- Para el caso de falla en barras, las corrientes involucradas son en su mayoría bastante elevadas por lo que se debe evitar implementar algún esquema de recierre activado por las protecciones diferenciales de barras en subestaciones.

2.5.14 Oscilación de Potencia en Líneas en EAT

Como se mencionó en el punto 2.4.7, en nuestro país no existen criterios bien definidos en general para las funciones que tienen que ver con el bloqueo de oscilaciones de potencia (68) y disparo por pérdida de paso o sincronismo (78). Para las líneas en EAT que en su mayor parte representan interconexiones entre grandes áreas con

transferencias elevadas de potencia, se debe tener mucho cuidado con el ajuste de estas funciones, puesto que ante un evento de gran magnitud se pueden perder grandes cantidades de potencia por una actuación no adecuada de la protección de la línea ante fenómenos sistémicos de pérdida de sincronismo u oscilaciones de baja frecuencia entre áreas (interárea). Se definen en este punto criterios puntuales válidos para líneas de transmisión que definen la interconexión de áreas operativas definidas en un sistema de potencia (generalmente en EAT).

a) Criterios de Ajuste Función 68

La práctica usual en nuestro país para ajustar la función 68 en relés numéricos ha sido la utilización de esquemas poligonales con “double blinder” que definen zonas en el plano R-X bajo las cuales los relés de protección son capaces de distinguir entre oscilaciones de potencia a baja frecuencia y fallas reales en el sistema. Los criterios definidos en este punto están hechos basados en la utilización del esquema con doble “blinder” para las protecciones¹.

Los criterios recomendados para ajustar la función 68 en líneas de interconexión son los siguientes:

- Se debe definir un margen de velocidad de impedancia de entrada en la característica cuadrilateral (blindings) de la función 68 tal que permita identificar oscilaciones de potencia a baja frecuencia por fallas en las líneas. Se recomienda en general ajustar la banda de detección de la característica cuadrilateral de la función 68 para que detecte oscilaciones de potencia de hasta 500 ohm/s. La práctica indica que valores superiores de velocidad de incursión de impedancia representan fallas reales en el sistema y no oscilaciones, por lo tanto no deben hacer arrancar esta función.
- Se debe asegurar únicamente mediante simulaciones que ante la ocurrencia de oscilaciones de potencia a través de la línea en cuestión, la característica definida por los blindings de la protección cubra efectivamente en el plano R-X la incursión de la impedancia vista por los relés hacia sus zonas de disparo instantáneo. De otro modo no se estaría asegurando que la función actúe ante eventos reales.
- Para líneas de interconexión que cuenten con compensación serie se producen oscilaciones subsíncronas transitorias (no resonancia subsíncrona asociada a la afectación de los ejes de las máquinas térmicas, sino oscilaciones por debajo de la frecuencia industrial de las que ya se habló en el punto a) del acápite 2.5.9 y que se mostraron en la Fig. 2.8) debido al circuito RLC que se forma en las líneas

¹ Para mayor detalle revisar el Capítulo 14 de la referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**: “System Stability and Out-of-Step Relaying”

compensadas en serie. Esto produce trayectorias algo aleatorias y circulares tales como la mostrada en la Fig. 2.8 vistas por las protecciones. Lo anterior debe tomarse en cuenta para ajustar las características poligonales de la función 21 y 68. Para el caso de la función 68, se recomienda ajustar su característica con cierto margen (inferior) respecto de la impedancia de máxima carga de la línea, esto permite asegurar que la función 68 actúe solo luego de la estabilización de la impedancia luego de una falla de falla verificando que se ha producido una oscilación de potencia real en el sistema.

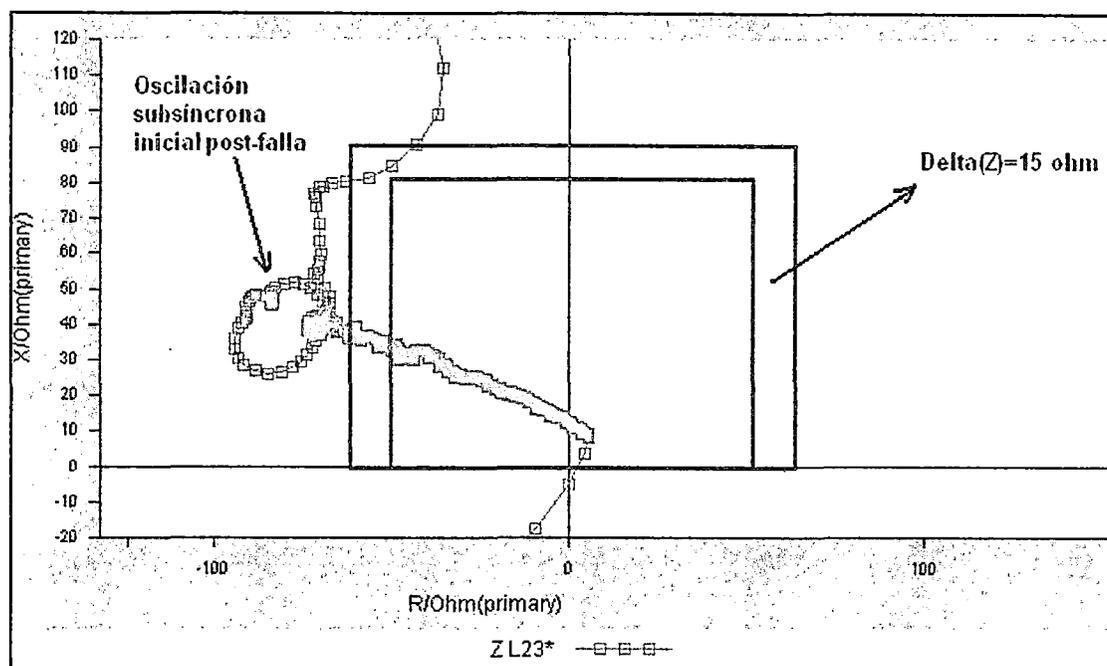


Fig. 2.12 Diagrama de Impedancia "ST" de un Evento Real en una Línea con Compensación Serie

Un ejemplo de ajuste usando los criterios aquí definidos se muestra en la Fig. 2.12. Ahí se puede observar el diagrama de impedancia de una de las fases sanas luego de una falla monofásica en una línea de transmisión con compensación en serie (falla real). En dicha figura se puede observar también que la característica cuadrilateral (doble "blinder") de la función 68 se encuentra ajustada tal que detecta la oscilación de potencia luego de que esta ya se ha estabilizado. Asimismo para este caso particular la banda de oscilación entre los dos "blindings" es de 15 ohm. En la Fig. 2.12, para efectos de visualización se grafica solo la parte reactiva hacia adelante.

b) Criterios de Ajuste Función 78

Para el caso de los ajustes de la función pérdida de paso, es más complicado definir criterios puntuales sobre su forma de ajustar ya que las distintas marcas de relés de protección existentes en el mercado tienen una amplia gama de algoritmos para detectar este tipo de oscilaciones.

Básicamente el criterio que se puede dar para el ajuste de esta función es que sea lo más sensible posible en su disparo, puesto que ante una pérdida de sincronismo a través de una línea de interconexión mientras más tiempo permanezcan unidos dichos sistema a través del enlace mayor perjuicio se tendrá sobre la red en su conjunto.

Otra consideración que debe tenerse en cuenta es que la función 78 debe ser bloqueada ante la ocurrencia de fallas asimétricas, de manera de evitar un disparo indeseado ante esta condición.

Finalmente, al igual que la función 68, estos ajustes deben probarse mediante simulaciones de grandes perturbaciones en el sistema los cuales deben ser inyectados en los relés de protección para verificar su correcta actuación.

2.5.15 Esquemas Especiales de Protección Diferencial de Autotransformadores de Potencia en EAT.

De acuerdo con la bibliografía especializada (referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) así como de lo observado en otros países de la región (Colombia, referencia **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) es usual la instalación de autotransformadores de potencia con devanado terciario en delta para interconectar redes en EAT con otros de menor nivel de tensión en subestaciones de transmisión.

Asimismo, los esquemas clásicos de protección diferencial y diferencial de tierra restringida para estos equipos han demostrado ser poco confiables para la protección de estos equipos por los siguientes factores:

- Son poco sensibles ante fallas de moderada – alta impedancia.
- Ineficaces ante la ocurrencia de alguna falla interna en los devanados de los autotransformadores.

Ante esta problemática se recomienda la implementación de esquemas complementarios entre la protección clásica 87T y la de 87G de tierra restringida para darle algo más de sensibilidad y dependabilidad a la protección. Para esto se puede necesitar más de un relé de protección o redundancia en instrumentos de medida, sin embargo es necesaria la implementación de este tipo de esquemas para este caso particular dada la importancia y el alto costo de los equipos de transformación a niveles de tensión en EAT respecto de otros en niveles de tensión inferiores.

Asimismo desde el diseño de los equipos, por el abaratamiento de costos, es usual que no se ponga énfasis en la definición de los valores de impedancia y aspectos de fabricación que hacen más débil los equipos siendo más susceptibles de daño ante la ocurrencia de cortocircuitos afectando su vida útil desde los inicios de su operación. Lo anterior, aunado a que se tiene un devanado terciario de compensación en la mayoría de

los casos, hace que las corrientes de corto en dicho devanado (generalmente de tensión menos a 50kV) sean elevadas las cuales son probables de afectar la vida útil del equipo sobre todo en el caso de tener bancos de autotransformadores monofásicos, ya que el conexionado de estos equipos para formar las tres fases son externos aumentando el riesgo de falla.

Para el caso del PROYECTO se discute en el CAPÍTULO 3, un esquema de protección especial para los autotransformadores 500/220/33kV de 600MVA en donde se refleja lo recomendado en el presente acápite.

Por otro lado, para el caso de las corrientes de inrush y su afectación a la protección diferencial de transformadores, se tiene considerablemente mayor contenido de componente de segunda armónica para transformadores en EAT respecto de otros a menores niveles de tensión, lo cual debe ser correctamente identificado por la protección diferencial para el bloqueo correspondiente durante la energización de estos equipos. Esto debe ser verificado mediante simulación y pruebas a los relés de protección.

En la TABLA N°2.6 (tomada de la referencia [38]) se presentan los valores típicos de contenido armónico presente en las corrientes inrush de energización de transformadores, observando el mayor contenido de estas en niveles de EAT.

TABLA N° 2.6 Contenido Armónico en Corrientes de Energización de Transformadores
(tomado de referencia [38])

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS				
COMPONENTES	66 kV 12 MVA	275 kV 150 MVA	275 kV 50 MVA 2 bancos em paralelo	500 kV 1000 MVA 2 bancos em paralelo
	%	%	%	%
DC	62	100	100	97,1
Fundamental	100	100	100	100
2°	60	30,4	33,1	78
3°	9,4	9,6	18,2	31
4°	5,4	1,6	6,5	18
5°	-	0,7	7,2	11,4

2.5.16 Protección de Sobrecorriente en Autotransformadores en EAT

No hay variación o criterios especiales para este caso en redes EAT.

2.5.17 Consideraciones Respecto a la Instalación de Reactores Shunt de Compensación en Sistemas en EAT.

Es práctica común en líneas de EAT debido a su nivel de tensión y larga longitud en la mayoría de los casos la instalación de reactores shunt para la compensación del

alto aporte reactivo de las capacitancias de las líneas sobre todo en los primeros años de operación por su baja carga o durante maniobras de energización en vacío. Asimismo, para el caso en EAT es común también que estos reactores contengan un reactor de neutro para ayudar a la extinción de arco secundario durante el tiempo muerto de recierre monofásico (se hablará algo más al respecto en el punto 2.5.13).

Por lo anterior, su consideración dentro del esquema de protección de las líneas de transmisión desde el diseño es muy importante, puesto que si se instalan como reactores de línea y al compensar las corrientes capacitivas propias de éstas, estos equipos pueden influir negativamente la operación de los relés asociados (a la línea de transmisión).

Asimismo la protección debe estar preparada también ante la condición de tener los reactores fuera de servicio en el caso de que cuenten con su propio interruptor.

Para el caso de la instalación de reactores de compensación en la barra, estos no afectan generalmente en ningún grado a la protección de las líneas.

2.5.18 Protección de Reactores en EAT

De manera general, se usan las protecciones diferencial y sobrecorriente usadas en los transformadores de potencia para los reactores en EAT. Sin embargo, se deben tener algunas consideraciones adicionales para la protección de estos equipos que se indican en el presente acápite.

a) Para reactores aterrados con resistencia y reactor de neutro

Para el caso de reactores, se tiene pérdida de sensibilidad de la protección diferencial a medida que las fallas se aproximen más al neutro del reactor.

Esta condición se agrava en el caso de tener aterramiento con resistencia y reactor de neutro, siendo recomendable usar siempre la protección de tierra restringida en este tipo de configuraciones.

La aplicación de protección de sobrecorriente de neutro en este tipo de configuraciones es limitada, debido a las bajas corrientes para fallas cercanas al neutro, donde se esperaría mayor eficiencia de la protección. Por otro lado, también tiene que tomarse en cuenta que un aumento de la sensibilidad de esta protección, implica el riesgo de actuaciones indeseadas para fallas externas o maniobras en los alrededores del sistema, lo cual podría ser remediado con una adecuada temporización.

Se refuerza entonces, la necesidad de implementar la protección de tierra restringida en estos equipos.

b) Para reactores sólidamente aterrados

Para este caso, se debe tener cuidado en la especificación de las características de los transformadores de corriente (clase y relación de transformación).

Relaciones más bajas aumentan la sensibilidad de la protección, pero aumenta su riesgo de saturación para fallas internas cercanas a los bujes. Por otro lado, relaciones más elevadas disminuyen la probabilidad de saturación de los TC's pero disminuye también la sensibilidad de la protección.

Para este tipo de reactores un factor perjudicial es el acoplamiento mutuo entre circuitos paralelos, lo que genera sobrecorrientes sostenidas en el neutro de los reactores, también con una línea desenergizada estando la otra en operación normal.

En estos casos es recomendable desactivar las protecciones de sobrecorriente de neutro para evitar actuaciones incorrectas, necesitando protección diferencial de tierra restringida adicional.

De manera general se puede concluir que para definir los ajustes adecuados para reactores en EAT es necesario realizar simulaciones con programas de transitorios electromagnéticos, representando adecuadamente los elementos del sistema en los alrededores para verificar la actuación de las protecciones.

2.5.19 Protección Diferencial de Barras EAT

Para el caso de subestaciones en EAT, se prefiere priorizar la seguridad antes que la sensibilidad para el ajuste de la corriente mínima diferencial, esto en vista de las grandes potencias involucradas y de que se disminuye el riesgo de un disparo indeseado ante la condición de dejar el secundario de algún TC cortocircuitado, dicha condición que en base a la experiencia operativa se ha presentado en algunas ocasiones.

Para el caso de una subestación en EAT, su indisponibilidad por alguna falsa actuación de la protección 87B de barras trae con mayor probabilidad grandes perjuicios al sistema. Se debe verificar siempre que para alguna falla franca en barras de alta impedancia la estabilidad del sistema no se vea afectada al disminuir la sensibilidad de la protección 87B con el uso de este criterio.

Por otro lado, respecto a los transformadores de corriente asociados a la protección diferencial, no deben ser afectados por problemas de saturación, deben ser alimentados desde núcleos distintos al de las otras protecciones. Se recomienda también que la actuación de la función 87B bloquee el cierre de los interruptores asociados.

2.5.20 Protección de Falla Interruptor en EAT

Con el advenimiento de las redes en EAT se ha hecho cada vez de mayor preocupación tanto la continuidad del servicio como posibles fallas en los interruptores asociados a los equipos en esta red, por lo que, protección de respaldo local incluyendo la función 50BF es de recomendación obligada para este tipo de casos. En sistemas en 220kV en nuestro país, el uso de la protección 50BF solo se tiene implementado en algunas subestaciones en lo que a transmisión se refiere y su uso no es generalizado.

Para el caso de la implementación de la función 50BF en transformadores y reactores, se recomienda una configuración especial de paralelismo entre los contactos para supervisión de corriente y los de detección para apertura de interruptor, de esta manera se asegura la actuación de esta función para todas las fallas posibles en estos equipos, incluso los que no son capaces de arrancar las unidades de sobrecorriente asociadas.

Se recomienda también que la función 50BF no sea activada por comandos manuales a los interruptores o por actuación de esquemas especiales sistémicos de protección.

2.5.21 Otras Consideraciones y/o Recomendaciones Especiales para los Sistemas de Protección / Equipamiento en Sistemas en EAT

De acuerdo con las referencias de buenas prácticas internacionales para protección de sistemas en EAT, se pueden resumir las siguientes:

- No deben usarse unidades de medida adicional que las recomendadas (zonas 1,2,3 y reversa), ya que están traen el riesgo de activarse ante la ocurrencia de oscilaciones de potencia de manera innecesaria pudiendo genera disparos indeseados.
- El problema de inversión de corriente para fallas en un extremo de líneas paralelas es más crítico en líneas de EAT con compensación serie, se deben verificar las lógicas de "Transient Blocking" mediante simulaciones con programas de transitorios.
- Se debe exigir el uso de subestaciones en configuración interruptor y medio para EAT, debido a su mayor confiabilidad y flexibilidad de operación, mejorando la selectividad de las protecciones de barras. Otras configuraciones pueden ser usadas si presentan mayor confiabilidad que esta configuración. Lo anterior es válido para subestaciones a la intemperie.
- Los transformadores en EAT deben ser capaces de ser energizados tanto desde el lado primario como secundario del mismo.
- Los requerimientos de tiempo de apertura de los interruptores en EAT son más estrictos, deben ser de 2 ciclos, para el caso de AT se puede permitir hasta 3 ciclos.
- El tiempo total de eliminación de fallas para las funciones principales de protección en líneas, reactores y barras en sistemas en EAT; el cual incluye el tiempo de operación de los relés de protección, tiempo de operación de relés auxiliares y apertura de interruptor, no debe exceder de 100ms. Para el caso de sistemas en AT estos tiempos se pueden permitir de hasta 150 ms.
- Para el caso de transformadores de potencia, el tiempo de despeje total de fallas para EAT no debe exceder de 120 ms. Para el caso de AT se puede permitir hasta 150ms.
- Para líneas de transmisión, todo disparo tripolar de protecciones debe mandar un DTT al extremo remoto de la misma. Esta lógica debe discernir los casos en que se necesita además de la transferencia de disparo, el bloqueo de interruptores.

- Deben tener implementados esquemas tanto de recierre mono y tripolar.
- Se debe definir claramente los extremos que se energizan primero en el caso de implementación de recierre tripolar.
- Para el caso de reactores de línea en EAT, sin interruptor propio, todas sus protecciones deben mandar disparo y bloqueo al interruptor local de la línea y enviar un disparo transferido al extremo remoto de la misma, incluyendo el bloqueo. Este bloqueo de interruptores remotos es para evitar esquemas de recierre automáticos en los interruptores de la línea que pudieran ocurrir posterior a una falla en el equipo
- Se debe asegurar, que el tiempo de respaldo para despeje de fallas en barras en subestaciones en EAT no exceda los 500ms. Para sistemas en AT se pueden permitir hasta 600ms.
- Los tiempos para actuación del 50BF e sistemas en EAT son más estrictos que los exigidos en AT: no deben exceder los 250ms. Para AT se permiten hasta 300ms.
- En el caso en que se tenga protección 87L y 21 redundantes para líneas en EAT largas y con compensación serie (y paralelo), se pueden implementar esquemas que prioricen los disparos instantáneos para fallas internas con la protección diferencial 87L, mientras que la zona 1 instantánea de la protección de distancia queda desactivada solo habilitándose cuando se detecta un problema de pérdida de comunicación en las protecciones diferenciales, de esta manera se minimiza el riesgo de actuación indeseada por sobrealcance de la protección de distancia debido a los fenómenos descritos en el punto 2.5.9.

2.6 Criterios y Especificaciones Técnicas Generales para Selección del Equipamiento de Protecciones del PROYECTO

Se presentan en este acápite los criterios y especificaciones técnicas generales que se usaron para definir el equipamiento de protecciones a instalar en el PROYECTO. Estos coinciden en gran parte con las recomendaciones dadas en la presente Tesis.

Cabe resaltar que para el caso práctico del PROYECTO no se aplicaron al 100% las recomendaciones vertidas en el presente documento, debido a que las especificaciones técnicas finales se definieron luego de que la empresa TRANSMANTARO saliera ganadora del proceso de licitación llevado a cabo por PROINVERSIÓN, basándose en las que ésta última presentó como requisitos mínimos generales para el proceso de licitación, asociado a un monto de inversión ya definido una vez ganado el concurso, al no existir documentación oficial para protección y/o equipamiento para sistemas en EAT en nuestro país.

Sin embargo, sí se logra una buena aproximación y se vierten en gran medida las recomendaciones planteadas, lográndose un nivel adecuado de protección para el

PROYECTO, quedando las restantes que no se pudieron replicar estrictamente para aplicación posterior en futuros proyectos, debiéndose entender que también se debe utilizar las recomendaciones de la presente Tesis para normalizar criterios y requisitos mínimos de equipamiento de protecciones y subestaciones para sistemas en EAT. También se debe destacar que la presente Tesis trata de cubrir aspectos más exigentes y que van más allá que los finalmente implementados en el caso práctico del PROYECTO, con el in de dejar el camino para la normalización y estandarización de estos aspectos en nuestro país.

El presente acápite es descriptivo solamente y tiene como objetivo demostrar que las especificaciones técnicas para definir el equipamiento de protecciones del PROYECTO toman en cuenta criterios generales de protección basados en normas internacionales IEC que pueden aplicar para cualquier sistema de potencia en particular. Adicional a lo anterior, para el caso específico del PROYECTO, la empresa TRANSMANTARO se basó en especificaciones técnicas de equipos basadas en criterios que son conocidos y válidos para el sistema eléctrico de potencia colombiano (el cual como ya se mencionó no tiene estándares oficiales para sistemas en EAT), que si bien es cierto en buen grado cumplen los requisitos mencionados en la presente Tesis, no lo hacen al 100%. Ante esta situación es necesario implementar algunas lógicas especiales en los relés de manera de lograr cumplir con los criterios de acuerdo con lo expuesto en el presente capítulo y dejar otras para futura implementación y normalización, como ya se mencionó con anterioridad. Estos esquemas especiales y criterios son definidos en el presente capítulo y se complementan en el CAPÍTULO 3.

Los equipos de protección y sistema de gestión de los relés de protección fueron seleccionados de manera que cumplan con la última versión de las siguientes normas :

- IEC 60255: "Electrical Relays"
- IEC 60297. "Dimensions of mechanical structures of the 482.6 mm (19in) series"
- IEC 60793: "Optical fibres"
- IEC 60794: "Optical fibre cables"
- IEC 60874: "Connectors for optical fibres and cables"
- IEC 60870: "Telecontrol equipment and systems"
- IEC 61850: "Communication networks and systems in substations"
- IEC 60688: "Electrical measuring transducers for converting A.C. electrical quantities to analog or digital systems"

2.6.1 Requerimientos Generales

Los relés de protección deben ser de tecnología numérica, bajo consumo y diseño compacto. De preferencia ser modulares con módulos o tarjetas extraíbles, que puedan

ser retirados sin necesidad de cortocircuitar el secundario de los transformadores de corriente o desconectar los cables, externamente.

Los relés estarán constituidos por unidades digitales especializadas que estarán integradas al esquema de control y mando, que ejercerá la supervisión de los mismos.

Los relés de protección contarán con una unidad de comunicaciones para conexión por fibra óptica mediante el protocolo IEC 61850 para integrarse al SAS y al sistema de gestión de las protecciones, desde el cual se podrá acceder remotamente a la protección para parametrización, captura de eventos y consulta de ajustes.

2.6.2 Equipamiento de Protección por Subsistema

a) Sistema de Protección de Línea

Para cada celda o derivación de línea el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos el equipamiento indicado a continuación:

- Una protección de línea principal.
- Una protección de línea secundaria
- Una protección de línea de respaldo
- Una protección 50BF integrada a la unidad de adquisición de la protección 87B.
- Un relé de recierre con lógica maestro / seguidor, si esta función no está incluida en las protecciones de línea principal y secundaria o en el sistema de protección de diámetro (para subestación interruptor y medio).
- Un relé de disparo y bloqueo 86.
- Relés de supervisión de circuito de disparo.
- Relés de emisión y recepción de disparos directos transferidos (DTT).

b) Sistema de Protección de Diámetro Línea

Para cada diámetro de línea en subestaciones Int. y medio, el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos lo indicado a continuación:

- Un relé de recierre (79) y verificación de sincronismo (25). Ambas funciones pueden estar incluidas en la protección de línea o estar en un equipo independiente.
- Un relé de falla interruptor (50BF) de tres etapas que incluya las funciones 79 y 25, puede estar incluido en las protecciones de línea o en equipo independiente.
- Unidad de adquisición para la protección 87B con función de 50BF integrada.
- Un relé de disparo y bloqueo 86
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

c) Sistema de Protección de Diámetro Línea - Transformador

Para cada diámetro de línea con transformador en subestaciones interruptor y medio el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos:

- Un relé con funciones 79 y 25. Ambas funciones pueden estar incluidas en la protección de línea o estar en un equipo independiente.
- Un relé 50BF de tres etapas que incluya 79 y 25, puede estar incluido en las protecciones de línea o en equipo independiente.
- Un relé 25 para el transformador si no está incluido en sus protecciones propias.
- Un relé de disparo y bloqueo 86.
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

d) Sistema de Protección de Diámetro Transformador – Transformador

Para cada diámetro de línea en subestaciones Int. y medio el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos lo indicado a continuación:

- Un relé de 50BF de tres etapas que incluya 25.
- Dos relés con función 25, si no está incluida la función en las protecciones eléctricas propias del transformador.
- Un relé de disparo y bloqueo 86
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

e) Sistema de Protección de Campo de Acople y Diferencial de Barras

Para el campo de acople en las subestaciones doble barra más seccionador de transferencia, el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos el equipamiento indicado a continuación:

- Un relé con funciones de sobrecorriente de fases (50/51) y tierra (50N/51N) y 25.
- Unidad de adquisición para la protección 87B con función 50BF integrada.
- Un relé de disparo y bloqueo 86
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

f) Sistema de Protección de Campo de Seccionamiento de Barras

Para el campo de acople en las subestaciones doble barra más seccionador de transferencia, el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos el equipamiento indicado a continuación:

- Dos relés con funciones 50/51, 50N/51N y 25.
- Dos unidades de adquisición para la protección 87B con función 50BF integrada.
- Dos relés de disparo y bloqueo 86
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

g) Sistema de Protección de Barras Subestación Interruptor y Medio

Para subestaciones interruptor y medio, el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos el equipamiento indicado a continuación:

- Unidad de comunicaciones para la protección diferencial de barras.

h) Sistema de Protección de Transformador Lado Doble Barra

Para celdas de transformación en las subestaciones doble barra más seccionador de transferencia, el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos el equipamiento indicado a continuación:

- Un relé con funciones 50/51, 50N/51N y 25.
- Un relé diferencial de transformador 87T.
- Una protección de sobrecorriente de tierra instantánea (50N) para el lado terciario.
- Unidad de adquisición para la protección 87B con función 50BF integrada.
- Un relé de disparo y bloqueo 86
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

i) Sistema de Protección de Transformador Lado Interruptor y Medio

Para celdas de transformación en las subestaciones interruptor y medio, el suministro del sistema de protecciones debe contener al menos:

- Un relé con funciones 50/51, 50N/51N y 25.
- Unidad de adquisición para la protección 87B con función 50BF integrada.
- Un relé de disparo y bloqueo 86
- Relés de supervisión de circuito de disparo.

j) Protección de Línea Principal

La protección principal de línea principal deberá ser un relé multifunción de tecnología numérica que incluya funciones de distancia (21), 79, 25, localizador y registrador de fallas. Para subestaciones interruptor y medio la función 79 puede ser interna o externa a este relé y debe contar con la posibilidad de implementar el esquema maestro – seguidor. La función 25 puede también externa para este caso.

Debe incluir además función de bloqueo por oscilación de potencia (68), inversión de corriente, weak infeed, ECO, cierre en falla (SOTF), protección de tramo de línea, detección de pérdida de potencial (60).

Debe ser capaz de iniciar ciclos de recierre para fallas en zona 1 y por esquemas asistidos de teleprotección por función de distancia.

k) Protección de Línea Secundaria

La protección principal de línea principal deberá ser un relé multifunción de tecnología numérica que incluya funciones de diferencial de línea (87L), 79, 25, localizador y registrador de fallas. Para subestaciones interruptor y medio la función 79 puede ser interna o externa a este relé y debe contar con la posibilidad de implementar el esquema maestro – seguidor. La función 25 puede también externa para este caso.

La función 87L debe operar bajo el principio diferencial de corriente con intercambio de información con el extremo remoto mediante comunicación a través de fibra óptica.

Debe incluir además función de bloqueo por oscilación de potencia (68), inversión de corriente, weak infeed, ECO, cierre en falla (SOTF), protección de tramo de línea, detección de pérdida de potencial (60).

Debe ser capaz de iniciar ciclos de recierre monofásico para fallas en una sola fase y trifásicos para otro tipo de fallas.

l) Protección de Línea de Respaldo

La protección principal de línea deberá ser un relé multifunción de tecnología numérica que incluya funciones 50/51, 50N/51N, 67/67N, máxima y mínima tensión (59 y 27), desbalance de tensión y corriente (64 y 61), sobre y baja frecuencia (81).

Asimismo debe permitir realizar esquema de recierre para fallas detectadas por la función de sobrecorriente incluyendo selección de fase para casos de recierre monopolar.

m) Protección Diferencial de Barras

La protección principal de línea principal deberá ser un relé multifunción de tecnología numérica del tipo porcentual con pendiente de operación ajustable. Esta protección debe operar con una tecnología distribuida conformada por una red de unidades de adquisición conectadas radialmente mediante fibra óptica a una unidad de comunicaciones que integra toda la información para realizar las acciones de protección. La protección diferencial debe integrar la función de falla interruptor 50BF.

Debe poseer al menos una característica de operación, una de restricción y una segunda etapa de operación no restrictiva. El sistema de protección de barras debe ser apto para proteger las barras de la subestación con una configuración de doble barra más seccionador de transferencia o las dos barras de la configuración interruptor y medio, las cuales se podrán operar con las barras en forma independiente, acopladas o con una sola barra en servicio. Debe contar con sistema de disparo con selección de barra.

n) Relé de Recierre

La función de recierre debe ser apta para detectar y operar correctamente ante fallas evolutivas y debe ser bloqueada para cierres manuales y por disparos definitivos.

El relé de recierre debe permitir mediante entradas digitales habilitar o deshabilitar la función y la programación del tipo de recierre (se podrá seleccionar independientemente recierre monopolar, tripolar y la combinación de éstos).

Para líneas en configuración interruptor y medio, la función de recierre deberá tener la posibilidad de implementar la lógica maestro – seguidor.

o) Relé de Verificación de Sincronismo

La función de sincronismo debe autorizar el cierre manual o automático del interruptor cuando las condiciones de sincronismo seleccionadas mediante ajustes independientes de delta de frecuencia, delta de tensión y delta de fase se cumplan.

También debe permitir la selección de los modos de operación: barra viva - línea muerta, verificación de sincronismo y energización de la barra (línea viva – barra muerta).

p) Protección de Sobrecorriente

La protección de sobrecorriente de fases y tierra debe tener tres unidades de fase y una de tierra. Deberá poseer tres entradas de corriente para las fases y una entrada de corriente para la protección de tierra. Esta protección debe tener la posibilidad de seleccionar el tipo de característica de operación. El ajuste de los umbrales de corriente y temporización para las unidades de fase se podrá realizar mediante un selector común y el ajuste para la unidad de tierra debe ser independiente.

Los relés de sobrecorriente deben tener al menos dos (2) etapas para la operación de las unidades de fases y de tierra. Al menos una de las etapas podrá seleccionarse y ajustarse tanto para tiempo definido como para la característica de tiempo inverso. La otra, deberá ser de tiempo definido.

Además la función de sobrecorriente de fases deberá tener una función de sobrecarga ajustable en tiempo definido.

q) Protección Diferencial de Transformador

La protección diferencial debe ser del tipo porcentual con pendiente de operación ajustable y con ajustes internos por magnitud y grupo de conexión. No se permitirán transformadores de corriente auxiliares externos. La protección debe ser apta para proteger un banco de transformadores con devanado terciario no cargable y con cambiador de tomas.

El relé diferencial deberá tener restricción de armónicos de segundo orden para corrientes de energización y de quinto armónico en condiciones de sobre excitación.

r) Protección de Sobrecorriente de Tierra Terciario de Transformador

Debe tener la posibilidad de seleccionar el tipo de característica de operación.

s) Protección de Máxima y Mínima Tensión

Ambas funciones, deben poderse temporizar con tiempo definido o tiempo inverso. La temporización podrá realizarse en un rango como mínimo de 0 a 60 segundos. Los valores de puesta en trabajo serán ajustables como mínimo entre 100% y 150% para la función de sobretensión y entre 40% y 80% para la función de baja tensión. La protección de baja tensión solo se empleará para autorizar el cierre de los seccionadores de puesta a tierra y no dará alarma.

t) Protección de Falla Interruptor

La protección de falla interruptor debe tener arranques y detectores por fase para poder operar con esquemas de recierre monopolar. Esta protección deberá tener tres etapas incluyendo protección de zonas muertas.

2.7 Filosofía del Sistema de Protecciones Implementado para el PROYECTO

Se describen cuáles serán las protecciones que serán ajustadas así como su filosofía, lo cual implica establecer los principios más generales que organizan y orientan el funcionamiento de las protecciones sobre el sistema. Se desarrolla siguiente:

- Descripción de las protecciones principales para líneas de transmisión, transformadores de potencia, subestaciones y otros.
- Identificación de los nuevos relés de protección

Para el PROYECTO se implementaron protecciones de la marca SIEMENS en su totalidad

En este capítulo se hace el cruce para definir la filosofía de protecciones para el PROYECTO teniendo como dato de entrada las protecciones SIEMENS elegidas basadas en las especificaciones generales descritas en el acápite anterior, cumpliendo además los criterios de protección también ya definidos en el presente capítulo.

2.7.1 Protección de Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión del proyecto contarán con dos protecciones PL1 y PL2 diferencial de línea y de distancia respectivamente, de acuerdo con lo explicado en el punto 2.5.3. Ver TABLA N° 2.7. Se cuenta además con una protección de sobrecorriente de respaldo PR.

Para el caso de las líneas en 220kV las funciones de recierre y sincronismo se encuentran dentro de las protecciones de línea mientras que para las líneas en 500kV el mismo se hace de manera externa.

TABLA N° 2.7 Relés de Líneas de Transmisión PROYECTO

Línea	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC	RTT
L-2103 L-2104 L-2105 L-2106 L-2107 L-2108	220	7SD522 (PL1)	87L, 67NCD, 67N, 25, 79, 27, 59, cierre en falla (SOTF)	1250/1	220000/110
7SA612 (PL2)		21, POTT, 67NCD, 67N, 25, 79, 68, 27, 59, SOTF			
7SJ641 (PR)		67N			
L-5001	500	7SD522 (PL1)	87L, 67NCD, 67N, STUB, 27, 59, SOTF	1000/1	500000/110
7SA612 (PL2)		21, POTT, 67NCD, 67N, STUB, 68, 27, 59, SOTF			
7SJ641 (PR)		67N			

El esquema de recierre puede ser activado por cualquiera de las funciones 87L, 21, POTT y 67NCD (sobrecorriente de tierra en comparación direccional). Asimismo, el esquema permite que el recierre pueda ser monofásico, trifásico o monofásico más trifásico, según se requiera.

La función de sobretensión debe generar disparo local sobre los interruptores de línea y también el envío de disparo directo transferido (DTT) al extremo remoto.

Las protecciones diferenciales de línea en ambos extremos se encuentran comunicadas permanentemente por medio de un sistema de comunicación de fibra óptica.

Asimismo, los interruptores de las líneas de transmisión cuentan todos con un relé 86 de disparo y bloqueo cuya actuación se hace efectiva para disparos tripolares por:

- Disparo protección de distancia en zonas 2, 3 y 4.
- Disparo por SOTF.
- Sobrecorriente temporizado.
- Disparos por funciones 27 y 59.

También cabe resaltar que la protección de respaldo 7SJ641, que representa un tercer relé en el esquema de protección, se implementó debido a una exigencia de PROINVERSIÓN en el pliego inicial de requisitos que se usó para llevar a cabo el proceso de licitación, no obedece a las recomendaciones y criterios definidos en la presente Tesis, sin embargo, es un respaldo adicional que brinda en algún grado mayor redundancia al sistema de protección.

2.7.2 Protecciones de Transformadores de Potencia

a) Protección Diferencial Convencional

Los autotransformadores del proyecto tienen como protección eléctrica principal relés diferenciales. La presencia de los trafos zigzag en el devanado delta de los autotrafos de potencia permite habilitar adicionalmente la función diferencial de tierra restringida al tenerse un TC en el neutro de los zigzag. Como respaldo cuentan con protecciones de sobrecorriente en los lados de 500kV y 220kV. Ver la TABLA N° 2.8.

Los disparos del relé diferencial se dan a través de un relé 86 de disparo y bloqueo a los interruptores del transformador en alta y media tensión (no se tiene interruptor en el lado de baja tensión 33kV).

Los relés de sobrecorriente disparan solo los interruptores del devanado al cual se encuentran protegiendo también a través de un relé 86.

TABLA N° 2.8 Relés de Autotransformadores de Potencia PROYECTO

Equipo	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC	RTT
AT72-52	500	7UT633 (PP)	87T, 87G	1000/1	--
	220			2500/1	220000/110
	33			2500/1	--
AT73-52	500	7SJ641 (PR)	50, 51, 50N, 51N	1000/1	500000/110
AT74-52	220	7SJ641 (PR)	50, 51, 50N, 51N	2500/1	220000/110

Los disparos de las protecciones mecánicas a los interruptores de los autotransformadores se realizan a través de un relé 86 de disparo y bloqueo.

b) Protección Diferencial de Terciario

Adicionalmente a la protección diferencial de transformador, para el PROYECTO se tiene un esquema de protección diferencial de terciario (87Ter.) que protege el devanado delta de baja tensión en 33kV de los autotransformadores de potencia contra fallas internas asimismo que la conexión del transformador zigzag.

La actuación de esta protección dispara los interruptores de los autotransformadores en 500kV y 220kV a través de los relés 86 de disparo y bloqueo de los respectivos interruptores. Ver la TABLA N° 2.9.

El esquema conjunto de protección diferencial de transformador y diferencial de terciario se explica en detalle en el punto 3.6.10 de la presente Tesis.

TABLA N° 2.9 Relés de Protección Diferencial de Terciario PROYECTO

Equipo	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC
AT72-52 AT73-52 AT74-52	33	7UT633 (PR)	87Ter. (87B de fases R, S, T), 50, 51, 50G, 51G	2500/1

2.7.3 Protección de Subestaciones

a) Subestaciones con Configuración Doble Barra más Seccionador de Transferencia

Todas las subestaciones en 220kV del PROYECTO presentan una configuración de doble barra con seccionador de transferencia. Cada SSEE. cuenta con una protección 87B del tipo distribuida la cual consta de una unidad central y de unidades de bahía ubicadas en cada campo de la subestación (incluido el campo de acople).

Asimismo la función de protección por falla interruptor 50BF se encuentra implementada dentro de los relés diferenciales de barras. Todos los disparos se efectúan a través de relés 86 de disparo y bloqueo para todos los interruptores de la subestación. Ver la TABLA N°2.10.

TABLA N° 2.10 Relés de Protección Diferencial de Barras Subestaciones 220kV PROYECTO

Equipo	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC	RTT
Barras A y B	220	7SS52 (PP)	87B, 50BF	1250/1	-

Respecto al campo de acople, este cuenta con una protección de sobrecorriente en donde además se tiene la función de sincronismo habilitada. Ver la TABLA N° 2.11.

**TABLA N° 2.11 Relés de Protección del Campo de Acople para Subestaciones 220kV
PROYECTO**

Equipo	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC	RTT
Campo de Acople	220	7SJ641 (PP)	50, 51, 50N, 51N, 25	2500/1	-

b) Subestaciones con Configuración Doble Barra más Seccionador de Transferencia

Todas las subestaciones en 500kV del PROYECTO presentan una configuración de interruptor y medio.

Cada subestación cuenta con una protección diferencial de barras del tipo distribuida la cual consta de dos unidades centrales independientes para cada barra A y B, con las unidades de bahía ubicadas en cada campo de los interruptores de los cortes asociados a cada barra.

De acuerdo con la notación adoptada, se tienen los cortes A y C para las barras A y B respectivamente.

Todos los disparos de la protección diferencial de barras (87B) se efectúan a través de relés 86 de disparo y bloqueo para todos los interruptores asociados a cada barra. La protección 87B no comanda disparos a los interruptores de los cortes B por función diferencial.

Para los interruptores de los cortes A y C, se tiene la función de protección por falla interruptor 50BF implementada dentro de los relés diferenciales de barras. Ver la TABLA N°2.12.

**TABLA N° 2.12 Relés de Protección Diferencial de Barras Subestaciones 500kV
PROYECTO**

Equipo	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC
Barra A Cortes A	500	7SS52 (PP)	87B, 50BF	1000/1
Barra B Cortes C	500	7SS52 (PP)	87B, 50BF	1000/1

Asimismo, cada interruptor de los tres cortes cuenta con una protección propia (ver TABLA N° 2.13) en la cual se encuentra implementado el esquema de recierre y sincronismo para todos los campos de la subestación.

Adicionalmente para el caso de los interruptores de los cortes B, esta protección es la encargada de realizar la función por 50BF cuyo disparo se da a través del respectivo relé 86 del interruptor.

TABLA N° 2.13 Relés de Recierre, Sincronismo y 50BF para los Cortes A, B y C en Subestaciones 500kV PROYECTO

Equipo	Tensión (kV)	Relés	Funciones Habilitadas	RTC	RTT
Corte A Corte C	500	7VK611 (PP)	25, 79	1000/1	500000/110
Corte B	500	7VK611 (PP)	25, 79, 50BF	1000/1	500000/110

2.8 Software de Simulación para el Ajuste de Protecciones en Sistemas de Potencia

Las simulaciones de cortocircuito y simulación de la actuación de protecciones para el cálculo y verificación de los ajustes de protecciones se realizarán utilizando el software CAPE (Computer Aided Protection Engineering), software especializado para el ajuste de protecciones en sistemas de potencia. En esta herramienta se modelaron los escenarios de mínima y máxima demanda para la verificación de los ajustes.

Para la parte de análisis eléctricos (flujo de potencia, contingencias y estabilidad) se utilizó el programa Power Factory Digsilent versión 14.

CAPÍTULO III
METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DEL
PROYECTO Y ESQUEMAS ESPECIALES IMPLEMENTADOS

3.1 Parámetros Eléctricos de las Instalaciones del PROYECTO y Zonas Aledañas

3.1.1 Datos de Líneas de Transmisión PROYECTO

Los parámetros de las líneas de transmisión pertenecientes al PROYECTO se detallan en la TABLA N° 3.1 y TABLA N° 3.2.

TABLA N° 3.1 Parámetros de las Líneas del PROYECTO

Código	Tensión (KV)	Snom (MVA)	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	B1 (μ S/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	B0 (μ S/km)	Longitud (km)
L-2103 L-2104	220	350 350	0.0521	0.3834	4.366	0.2699	0.9772	2.966	50
L-2105 L-2106	220	350 350	0.0521	0.3834	4.366	0.2699	0.9772	2.966	40
L-2107 L-2108	220	832 832	0.0354	0.2880	6.013	0.195	0.8988	3.482	10.8
L-5001	500	1400	0.0316	0.3170	5.266	0.2587	0.7838	3.639	90

TABLA N° 3.2 Parámetros de Impedancia Mutua de Secuencia Cero para las Líneas del PROYECTO

Código	R0M (Ω /km)	X0M (Ω /km)	Longitud (km)
L-2103 L-2104	0.2085	0.4415	50
L-2105 L-2106	0.2085	0.4415	40
L-2107 L-2108	0.2459	0.4644	10.8

3.1.2 Datos de Transformadores de Potencia del PROYECTO

Los parámetros de los autotransformadores de potencia y zigzag que forman parte del PROYECTO se detallan en la TABLA N° 3.3.

Cabe resaltar que los autotransformadores del proyecto son arreglos trifásicos a partir de unidades monofásicas.

TABLA N° 3.3 Parámetros de los Autotransformadores del PROYECTO

CÓDIGO EQUIPO	TENSIÓN (KV)			POTENCIA NOMINAL (MVA) ONAF2			IMPEDANCIA (%) REFERIDA A 600MVA			GRUPO DE CONEXIÓN
	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT-MT	AT-BT	MT-BT	
AT72-52 AT73-52 AT74-52	500	220 +/- 10 x 1%	33	600	600	200	16.3	33.91	15.62	YNa0d1
Zigzag	33	--	--	600A (I de corta duración - 10s)			--	--	--	--

3.1.3 Datos de Líneas de Transmisión en la Zona de Influencia del Proyecto

Los datos de las líneas de transmisión en la zona de influencia del PROYECTO que han sido usados para el cálculo de los ajustes de protección asociados a las nuevas instalaciones del PROYECTO se detallan en la TABLA N° 3.4 y TABLA N° 3.5.

TABLA N° 3.4 Parámetros de las Líneas del SEIN Dentro de la Zona de Influencia del PROYECTO

Código	Tensión (KV)	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	B1 (μ S/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	B0 (μ S/km)	Longitud (km)
L-2214	220	0.0900	0.48	3.39	0.24751	1.6339	2.18	159.5
L-2212	220	0.0899	0.5	3.39	0.29	1.6004	2.18	103.9
L-2242	220	0.0882	0.495	3.39	0.29714	1.5494	2.18	18.02
L-2243	220	0.0844	0.5335	3.39	0.1496	1.3338	2.18	18.02
L-2016 L-2017	220	0.0733	0.5025	3.31	0.24176	1.5459	2.14	1.5
L-2244 L-2245	220	0.0871	0.4996	3.39	0.2566	1.6820	2.18	10.58
L-2246	220	0.0871	0.4969	3.31	0.2604	1.682	2.18	11.07
L-2221	220	0.0579	0.5	3.39	0.3251	1.4209	2.18	240.6
L-2093	220	0.0369	0.2559	6.46	0.20306	1.3037	2.38	48.7
L-2094 L-2095	220	0.0590	0.3432	4.82	0.22176	1.4099	2.49	48.2
L-2090	220	0.0830	0.49	3.39	0.4295	1.4324	1.798	83.61
L-2091	220	0.0824	0.4866	3.37	0.4657	1.4324	1.798	106.24

TABLA N° 3.5 Parámetros de Impedancia Mutua de Secuencia Cero para las Líneas dentro de la Zona de Influencia del PROYECTO

Código	R0M (Ω /km)	X0M (Ω /km)	Longitud (km)
L-2212 L-2214	0.168	1.067	103.86
L-2242 L-2243	0.166	0.98	18.02
L-2244 L-2245	0.086	0.491	10.58
L-2094 L-2095	0.162	0.969	48.2

3.2 Análisis y Estudio del Sistema Eléctrico de Potencia

3.2.1 Análisis de Estado Estacionario

Se realizó el análisis de estado estacionario en condiciones normales de operación, para los bloques horarios de demanda máxima, media y mínima esperadas en el SEIN para los períodos de avenida y estiaje de 2011.

Se hace mención que la tensión de operación en la barra de Mantaro es de 235kV, en las barras de Huancavelica y Huayucachi es de 230kV. Asimismo en las barras de Lima la tensión de operación es de 210kV.

Se realizaron también simulaciones de flujo de potencia para el 2011 en los períodos de avenida y estiaje. Se muestran los resultados en la TABLA N° 3.6.

TABLA N° 3.6 Niveles de Tensión – Año 2011

Barra	Tensión (kV)	Periodo Avenida 2011			Periodo Estiaje 2011		
		Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
Huayucachi	220	232.24	233.95	229.65	232.52	234.07	230.09
Carabaylo	500	503.49	501.16	503.52	503.54	501.36	501.22
Carabaylo	220	219.61	218.67	219.65	219.90	218.73	218.55
La Planicie	220	219.90	218.82	219.79	219.80	219.00	218.98
Chilca Nueva	220	219.65	218.40	219.18	219.24	218.90	218.97
Chilca Nueva	500	504.81	502.30	504.34	504.64	502.87	502.78
Chilca REP	220	219.65	218.39	219.18	219.24	218.90	218.97
San Juan	220	212.81	211.93	215.59	212.65	212.05	214.18
Zapallal	220	218.77	217.85	218.89	219.17	217.88	217.65
Mantaro	220	238.00	238.00	230.00	238.00	238.00	230.00
Ventanilla	220	215.09	213.99	215.36	216.07	214.57	213.69
Chavarria	220	212.56	211.47	214.01	213.52	211.98	211.89
Santa Rosa	220	212.30	211.26	214.40	213.18	211.87	211.68
Balnearios	220	209.76	208.86	214.20	209.33	208.78	212.74
Refinería Zinc	220	214.55	211.44	213.81	215.99	212.45	212.22

La TABLA N° 3.6 muestra que la tensión en la subestación Carabaylo y Chilca Nueva tanto en 220kV como en 500kV se mantiene constante con ligeras variaciones. Sin embargo la barra de Refinería de Zinc muestra mayores variaciones, alcanzando valores

menores en el bloque horario de media demanda. Los menores niveles de tensión se registran en la barra de Balnearios, alcanzando un valor de 208,86kV en el bloque horario de media demanda y período de avenida.

Los flujos de potencia para los niveles de potencia registrados se muestran en la TABLA N° 3.7.

TABLA N° 3.7 Niveles de Flujo de Potencia – Año 2011

Elemento	Avenida			Estiaje		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
Carabayllo – Zapallal	20.6	20.5	11.6	24.6	26.2	20.8
Zapallal - Ventanilla L2242	65.2	70.6	64.3	60.5	67.0	65.4
Chavarría - Ventanilla L2244	87.7	93.8	58.3	90.6	96.6	82.7
Ventanilla – Chillón	36.4	31.1	25.3	35.3	31.6	26.2
Santa Rosa - Chavarría L2004	21.9	8.8	16.3	54.1	37.7	18.2
San Juan - Santa Rosa L2011	29.2	41.1	14.5	35.5	50.5	56.9
San Juan – Balnearios	84.5	78.7	33.2	88.6	85.8	35.6
Pomacocha - San Juan L2205	64.5	68.9	58.3	46.8	51.9	33.3
San Juan - ChilcaREP L2094	62.0	57.7	21.9	73.9	72.2	50.3
San Juan - ChilcaREP L2093	80.5	75.0	28.5	96.0	93.7	65.4
Chilca Nueva - La Planicie	23.9	22.7	9.5	32.0	32.2	26.3
La Planicie - Carabayllo	23.4	22.1	8.4	31.4	31.7	25.9
Huayucachi - Zapallal L2221	41.6	50.2	46.0	34.0	43.4	29.2
Cajamarquilla - Chavarría	28.9	13.0	8.4	17.6	3.7	12.5
Callahuanca - Cajamarquilla	40.5	48.5	43.3	26.9	38.0	29.2
Chilca Nueva - Carabayllo 500kV	9.5	9.0	5.8	11.7	12.0	10.3

La TABLA N° 3.7 muestra los niveles de flujo de potencia por las líneas de transmisión dentro de la zona de influencia del PROYECTO. Se registran altos niveles de flujo potencia por la línea Chavarría – Ventanilla, alcanzando un valor de hasta 96.6% de su capacidad nominal, en el horario de media demanda, en el período de estiaje. Del mismo modo, se registra valores altos de carga de la línea L-2093 (Chilca – San Juan), alcanzando un valor de 96% de su capacidad nominal en el bloque horario de máxima demanda del período de estiaje. Se alcanza estos niveles de flujo de potencia pese a que está en servicio las unidades de Santa Rosa.

Las nuevas líneas de transmisión trasladan la energía hacia la barra de Zapallal, y distribuye el flujo de potencia hacia las barras de Chavarría, Barsi, Santa Rosa, Balnearios y San Juan. Sin embargo, con el incremento de la demanda se saturan las líneas de transmisión Ventanilla – Chavarría y Chilca – San Juan (L-2093) alcanzando valores superiores a 90% de su capacidad nominal.

3.2.2 Análisis de Contingencias

Se realizó un análisis de contingencias en la zona de influencia del proyecto en el bloque horario de máxima y media demanda. Se realizaron las siguientes contingencias:

- Línea Zapallal – Ventanilla (L-2243)
- Línea Santa Rosa – Chavarría (L-2003)
- Línea San Juan – Santa Rosa (L-2010)
- Línea San Juan – ChilcaREP (L-2095)
- Línea San Juan – Pomacocha (L-2206)
- Línea Huayucachi – Carabayllo (L-2221)
- Línea Chilca Nueva – La Planicie (L-2103 / L-2104)
- Línea Planicie – Carabayllo (L-2105 / L-2106)
- Línea Chavarría – Ventanilla (L2245)
- Línea Callahuanca – Cajamarquilla (L2009)
- Línea Cajamarquilla – Chavarría (L2015)
- Línea Callahuanca1 – Callahuanca 2 (L2716)
- Línea Chilca Nueva – Carabayllo 500kV (L-5001)

También se realizaron contingencias dobles:

- Doble terna La Planicie – Carabayllo (L-2105 y L-2106)
- Doble terna Carabayllo – Zapallal (L-2107 y L-2108)

Además se realizó la contingencia de la CT de Ventanilla.

Para el año 2011, tanto en avenida como en estiaje se realizaron simulaciones de contingencias, el resultado se muestra en la TABLA N° 3.8.

TABLA N° 3.8 Simulaciones de Contingencia 2011

CARGA	Carabayllo-Zapallal L1	Zapallal-Ventanilla L2242	Chavarría-Ventanilla L2244	Chillon-Ventanilla L1	SantaRosa-Chavarría L2004	San Juan-Santa Rosa L2011	San Juan-Balnearios L2012	Pomacocha-San Juan L2205	San Juan-ChilcaREP L2094	San Juan-ChilcaREP L2093	Chilca Nueva - Planicie L1	Planicie-Carabayllo L1	Huayucachi - Carabayllo L2221	Chilca N - Carabayllo 500kV	Cajamarquilla - Chavarría L2	Callahuanca1-Cajamarquilla L2
	MÁXIMA AVENIDA															
Zapallal - Ventanilla L2243	19	105	85	36	23	32	85	64	63	82	23	23	41	9	29	41
Santa Rosa - Chavarría L2003	21	65	88	36	39	28	84	64	62	80	24	24	42	10	29	41
San Juan - Santa Rosa L2010	22	69	91	37	15	46	85	63	60	78	25	25	42	10	30	41
San Juan - ChilcaREP L2095	23	74	95	37	17	21	85	69	81	106	27	27	41	11	29	41
Pomacocha - San Juan L2206	20	65	88	36	17	23	84	85	65	84	23	22	45	9	34	45
Huayucachi - Carabayllo L2221	19	55	84	36	24	31	85	70	61	80	26	25		10	31	43
Chilca Nueva - Planicie (L2)	19	62	85	36	28	33	85	64	64	83	35	17	43	11	29	41
Planicie - Carabayllo (L2)	20	62	85	36	27	33	85	64	63	82	19	37	42	10	29	41
Chavarría - Ventanilla L2245	20	62	125	38	23	32	85	65	63	82	23	22	41	9	29	41
Calla - Cajamarquilla (L2009)	21	69	91	37	29	34	84	71	62	80	24	24	44	10	22	68
Cajama - Chav. (L2015)	21	67	89	36	24	31	84	67	62	80	24	24	42	10	50	38
Calla1 - Calla2 (L2716)	23	79	99	37	47	49	85	96	62	80	26	26	50	10	8	19

CARGA	CONTINGENCIA															
	Carabaylo-Zapallal L1	Zapallal-Ventanilla L2242	Chavarría-Ventanilla L2244	Chillon-Ventanilla L1	Santa Rosa-Chavarría L2004	San Juan-Santa Rosa L2011	San Juan-Balnearios L2012	Pomacocha-San Juan L2206	San Juan-ChilcaREP L2094	San Juan-ChilcaREP L2093	Chilca Nueva - Planicie L1	Planicie-Carabaylo L1	Huayucachi - Carabaylo L2221	Chilca N -Carabaylo 500KV	Cajamarquilla - Chavarría L2	Callahuancal-Cajamarquilla L2
Chilca Nva – Carab. 500kV	17	43	80	36	35	39	85	64	66	86	32	32	45		30	42
Planic – Carab.doble terna	16	56	77	36	46	45	85	62	69	89	3		45	14	30	42
C.T. Ventanilla	32	131	39	35	94	69	85	67	78	101	38	38	48	14	38	50
Carab.- Zap.doble terna		77	47	35	109	88	86	59	87	112	13	10	27	7	36	48
CONTINGENCIA																
MEDIA AVENIDA																
Zapallal - Ventanilla L2243	19	114	90	31	9	44	79	69	59	77	22	21	49	8	13	49
Santa Rosa - Chavarría L2003	21	71	94	31	15	41	79	69	58	75	23	22	50	9	13	48
San Juan - Santa Rosa L2010	22	76	98	31	12	64	79	66	55	72	25	24	51	10	14	50
San Juan - ChilcaREP L2095	23	80	101	31	16	34	79	73	76	98	26	26	50	10	13	49
Pomacocha - San Juan L2206	20	70	94	31	14	34	78	91	61	79	22	21	54	9	18	54
Huayucachi - Carabaylo L2221	18	59	89	31	11	44	79	75	57	74	25	25		10	16	52
Chilca Nueva - Planicie (L2)	19	68	91	31	13	45	79	68	59	77	34	16	51	10	13	49
Planicie - Carabaylo (L2)	19	67	91	31	12	44	79	68	59	77	18	35	51	10	13	49
Chavarría - Ventanilla L2245	20	67	135	33	8	44	79	69	59	77	22	21	50	9	13	49
Calla1 – Cajam. (L2009)	21	75	98	31	15	46	78	77	58	75	23	23	53	9	9	81
Cajam - Chavarría (L2015)	21	71	94	31	10	42	79	70	58	75	23	22	51	9	23	48
Calla1 - Calla2 (L2716)	24	89	108	32	38	66	80	109	58	75	26	25	61	10	16	22
Chilca Nva - Carab 500kV	17	49	86	31	19	50	79	68	62	80	30	30	53		14	50
Planicie – Carab. doble terna	16	60	83	31	29	56	79	66	64	83	3		54	13	14	50
C.T. Ventanilla	29	122	40	29	99	62	79	69	66	86	33	33	53	13	19	55
Carab. – Zap. doble terna		71	51	29	93	100	80	63	82	107	14	11	35	7	21	56

CARGA	CONTINGENCIA															
	Carabaylo-Zapallal L1	Zapallal-Ventanilla L2242	Chavarría-Ventanilla L2244	Chillon-Ventanilla L1	Santa Rosa-Chavarría L2004	San Juan-Santa Rosa L2011	San Juan-Balnearios L2012	Pomacocha-San Juan L2206	San Juan-ChilcaREP L2094	San Juan-ChilcaREP L2093	Chilca Nueva - Planicie L1	Planicie-Carabaylo L1	Huayucachi - Carabaylo L2221	Chilca N -Carabaylo 500KV	Cajamarquilla - Chavarría L2	Callahuancal-Cajamarquilla L2
CONTINGENCIA																
MÁXIMA ESTIAJE																
Zapallal - Ventanilla L2243	24	98	87	35	57	38	89	47	75	97	31	31	33	11	18	27
Santa Rosa - Chavarría L2003	25	62	92	35	98	33	89	47	73	95	33	32	34	12	18	27
San Juan - Santa Rosa L2010	26	65	94	35	44	55	89	46	72	94	34	33	34	12	18	28
San Juan - ChilcaREP L2095	28	73	99	36	41	28	88	51	97	126	36	36	34	13	18	27
Pomacocha - San Juan L2206	24	60	91	35	52	34	88	57	75	98	32	31	35	12	20	29
Huayucachi - Carabaylo L2221	23	52	87	35	56	37	89	48	74	96	33	33		12	19	28
Chilca Nueva - Planicie (L2)	23	56	87	35	63	41	89	47	76	99	47	23	35	13	18	27
Planicie - Carabaylo (L2)	23	56	87	35	61	40	89	47	76	99	25	49	35	13	18	27
Chavarría - Ventanilla L2245	24	56	130	37	56	37	89	47	75	97	31	31	34	11	18	28
Calla1 – Cajam. (L2009)	25	63	93	35	57	37	88	50	74	96	32	32	35	12	12	44

CARGA	CONTINGENCIA															
	Carabayllo-Zapallal L1	Zapallal-Ventanilla L2242	Chavarría-Ventanilla L2244	Chillon-Ventanilla L1	Santa Rosa-Chavarría L2004	San Juan-Santa Rosa L2011	San Juan-Balnearios L2012	Pomacocha-San Juan L2205	San Juan-Chilca REP L2094	San Juan-Chilca REP L2093	Chilca Nueva - Planicie L1	Planicie-Carabayllo L1	Huayucachi - Carabayllo L2221	Chilca N - Carabayllo 500kV	Cajamarquilla - Chavarría L2	Callahuanca1-Cajamarquilla L2
Cajam.- Chav.(L2015)	25	61	92	35	54	36	89	48	74	96	32	31	34	12	30	25
Calla1 - Calla2 (L2716)	26	70	98	36	64	44	89	62	74	96	33	32	37	12	7.9	14
Chilca Nva – Carab. 500kV	20	35	80	35	72	49	89	47	80	104	43	43	38		19	28
Planicie – Carab.doble terna	18	50	77	35	87	57	89	46	83	108	3		38	18	18	28
Carab.- Zap. doble terna		93	47	33	161	106	90	44	104	135	14	11	23	6.9	24	34
	CONTINGENCIA								MEDIA ESTIAJE							
Zapallal - Ventanilla L2243	25	109	93	31	42	53	86	52	73	95	31	31	42	11	3.9	39
Santa Rosa - Chavarría L2003	27	68	98	32	69	49	86	51	72	93	33	32	43	12	3.5	38
San Juan - Santa Rosa L2010	28	75	102	32	23	79	86	50	69	90	35	34	44	13	3.6	39
San Juan - Chilca REP L2095	29	80	105	32	25	41	86	56	95	123	37	36	43	13	3.9	38
Pomacocha - San Juan L2206	26	67	97	32	33	47	86	65	74	96	32	31	45	12	5.1	41
Huayucachi - Carabayllo L2221	24	56	92	31	41	53	86	55	72	93	34	34		13	3.8	40
Chilca Nueva - Planicie (L2)	25	61	93	31	46	56	86	51	75	97	48	24	44	14	3.5	38
Planicie - Carabayllo (L2)	25	61	93	31	45	55	86	51	74	96	25	50	44	13	3.6	38
Chavarría - Ventanilla L2245	25	63	139	33	41	53	86	52	73	95	31	31	43	12	4.1	39
Calla1 – Cajam. (L2009)	27	72	100	32	44	54	86	57	72	94	33	32	45	12	6.5	63
Cajam - Chav (L2015)	26	67	97	32	37	50	86	52	72	94	32	32	43	12	5.6	38
Calla1 - Calla2 (L2716)	29	85	109	32	62	69	87	79	72	93	34	34	50	13	22	18
Chilca Nva - Carabo 500kV	22	40	86	31	57	64	86	51	78	102	43	43	47		4.3	40
Planicie - Carab doble terna	20	51	82	31	71	73	86	50	82	106	3		48	18	3.6	40
Carab - Zap doble terna		93	48	29	152	126	87	47	104	136	14	11	27	7	9.8	47

La contingencia de la CT Ventanilla y luego de efectuar un redespacho, ocasiona una sobrecarga del 31% en línea Zapallal – Ventanilla. Esto significa un incremento del rechazo de carga en las barras de Chavarría y Barsi para disminuir la sobrecarga mencionada.

En el período de estiaje no se realizó la contingencia de la CT de Ventanilla ya que no hay suficiente oferta de generación para realizar el redespacho. En el caso de ocurrir el evento será necesario rechazar carga (aproximadamente 150MW) para mantener el servicio en el resto del SEIN.

La mayor sobrecarga aparece ante la contingencia de la doble terna Carabayllo – Zapallal, ya que se registra una sobrecarga del 61% por sobre la capacidad nominal de la línea Santa Rosa – Chavarría en horas de máxima demanda en el período de estiaje. Entonces, con el incremento de la demanda, se incrementa las sobrecargas para las contingencias simuladas. No se observan sobrecargas mayores para la contingencia de la línea en L-5001 en 500kV para el periodo analizado, por lo que para esta etapa la

contingencia del sistema en 500kV no afecta la confiabilidad del sistema, situación susceptible de cambiar al momento de ingresar la nueva generación planificada a entrar en Chilca Nueva 500kV.

3.2.3 Análisis de Cortocircuito con la Entrada del PROYECTO

Se realizaron simulaciones de cortocircuito en todas las barras del PROYECTO y en las principales barras dentro de las zonas aledañas. Se realizaron también las simulaciones de cortocircuito sin proyecto con fines comparativos.

Se simularon las siguientes fallas:

- Fallas trifásicas
- Fallas monofásicas

Las simulaciones se realizaron para el período de estiaje del 2011. Se estimó la máxima corriente de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC 60909. Los resultados se muestran en la TABLA N° 3.9.

TABLA N° 3.9 Niveles de Cortocircuito en la Zona de Influencia del PROYECTO

Nombre	Tensión KV	Trifásico Ik" kA (Sin Proyecto)	Trifásico Ik" kA (con Proyecto)	% Incremento Ik" Trifásico	Monofásico 3*10 kA (Sin Proyecto)	Monofásico 3*10 kA (Con Proyecto)	% Incremento 3*10 Monofásico
Chilca Nueva	500	-	5,85	-	-	5,96	-
Chilca Nueva	220	-	30,74	-	-	36,16	-
Chilca Nueva	33	-	53,57	-	-	0,61	-
La Planicie	220	-	15,85	-	-	13,59	-
Carabayllo	33	-	46,7	-	-	0,61	-
Carabayllo	500	-	6,16	-	-	6,48	-
Carabayllo	220	-	19,7	-	-	22,85	-
CHILCA REP	220	27,39	30,77	112,34%	30,93	36,22	117,10%
Chavarría	220	24,36	26,11	107,18%	28,86	30,68	106,31%
Santa Rosa	220	25,26	25,94	102,69%	29,51	30,18	102,27%
Ventanilla	220	22,87	25,91	113,29%	25,91	29,41	113,51%
San Juan	220	23,55	23,75	100,85%	24,41	24,61	100,82%
Zapallal	220	14,45	20,42	141,31%	12,13	21,22	174,94%
Barsi	220	17,64	18,55	105,16%	21,06	21,97	104,32%
Balnearios	220	17,14	17,24	100,58%	18,13	18,21	100,44%
Huayucachi	220	4,03	4,06	100,74%	3,37	3,4	100,89%

El incremento de la corriente de cortocircuito es notable en los alrededores del proyecto (Zapallal y Chilca REP), según se aprecia en la TABLA N° 3.9, pero baja a medida que nos alejamos de la zona de influencia del proyecto. Asimismo, en Sta. Rosa se consideró la TG8 con 185MW, de tener más grupos la corriente de cortocircuito aumentaría.

De acuerdo con los resultados, la corriente más severa para los equipos de las subestaciones es la corriente de cortocircuito monofásico. Los valores para las subestaciones de Lima están por debajo de 31.5kA.

Si se enciende todas las unidades de Santa Rosa, se alcanza una corriente de cortocircuito monofásica de 32.1kA. Se puede observar también, que para el nuevo sistema en 500kV las corrientes de cortocircuito son de relativo bajo valor.

3.2.4 Análisis de Estabilidad Transitoria

Se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria para fallas trifásicas francas en las cercanías de las principales barras dentro de la zona de influencia del PROYECTO para calcular los tiempos críticos de despeje de falla. Se realizaron las simulaciones para la máxima demanda del SEIN en avenida y estiaje de 2011. La fallas se ubican al 0.1% de la longitud de la línea adyacente a la subestación correspondiente.

Se determinaron los tiempos críticos de despeje de falla para la época de avenida 2011 los cuales se muestran en la TABLA N° 3.10.

TABLA N° 3.10 Tiempos Críticos de Despeje de Fallas – Avenida 2011

Barra	Nivel de tensión kV	Tiempo crítico (s)
Chilca Nueva	220	0.2202
La Planicie	220	0.6064
Carabaylo	220	0.4211
Zapallal	220	0.3995
Ventaniilla	220	0.3576
Chavarría	220	0.357
Santa Rosa	220	0.3684
San Juan	220	0.4122
Chilca Nueva	500	0.8375
Carabaylo	500	0.682

De acuerdo con los resultados, el menor tiempo crítico ocurre en la barra de Chilca Nueva 220kV, donde para una falla trifásica franca, puede soportar un tiempo de duración de falla de 220ms antes de perder el sincronismo de las máquinas. Asimismo, se verifica que la frecuencia transitoria no supera los 61Hz.

Las barras de La Planicie 220kV, Chilca Nueva 500kV y Carabaylo 500kV, registran tiempos críticos de despeje de falla mayores a 600ms, sin embargo, el tiempo de duración de falla no debe superar los 400ms para no superar la frecuencia transitoria de 61Hz en el sistema.

Se realizaron también simulaciones de estabilidad para el 2011 en el período de estiaje y bloque horario de máxima demanda. El resultado se muestran en la TABLA N° 3.11.

TABLA N° 3.11 Tiempos Críticos de Despeje de Fallas – Estiaje 2011

Barra	Nivel de tensión kV	Tiempo crítico (s)
Chilca Nueva	220	0.3393
La Planicie	220	0.758
Carabayllo	220	0.4563
Zapallal	220	0.4276
Ventanilla	220	0.3849
Chavarría	220	0.3849
Santa Rosa	220	0.3882
San Juan	220	0.4422
Chilca Nueva	500	Mayor a 1s
Carabayllo	500	Mayor a 1s

Los tiempos críticos registrados son mayores en la época de estiaje respecto del período de avenida. El menor tiempo crítico ocurre en la barra de Chilca Nueva 220kV con un tiempo de duración de falla de 0.3393s. Sin embargo, verificando la frecuencia transitoria, la falla no debe superar los 0.25s para no superar los 61Hz transitorios.

Las barras de 500kV soportan mayores tiempos críticos de falla (superior a 1s) pero, debido al crecimiento de la frecuencia transitoria no debe superar los 0.48 s.

Del análisis, el peor escenario corresponde al período de avenida. Esto se debe a que la central de El Platanal opera a plena carga en dicho período. El despeje de falla por los relés de protección en primera zona alcanza los 50 – 80 ms como máximo, este valor es menor al tiempo crítico de falla estimado, por lo que no habría problemas con las protecciones.

3.3 Ajustes de Protección para Líneas de Transmisión

3.3.1 Protección Diferencial de Línea

El umbral de ajuste de corriente diferencial de acuerdo con el criterio debe permitir la máxima sensibilidad posible, por lo que debe ajustarse con el valor mínimo posible que asegure precisión de medida, tanto por el mismo relé o el TC asociado.

Para el caso de las líneas en 220kV del PROYECTO este valor viene dado por la corriente nominal del TC de las líneas, el cual asegura precisión para corrientes de hasta el 10% de su corriente nominal como mínimo. De esta manera el umbral se calcula de la siguiente forma:

$$I_{diff} = (10\%)I_{N_TC} \quad (3.1)$$

I_{N_TC} = corriente nominal del TC asociado a la línea de transmisión

I_{diff} = valor de ajuste de la corriente diferencial

La característica de operación diferencial para los relés 7SD522 se muestra en la Fig. 3.1.

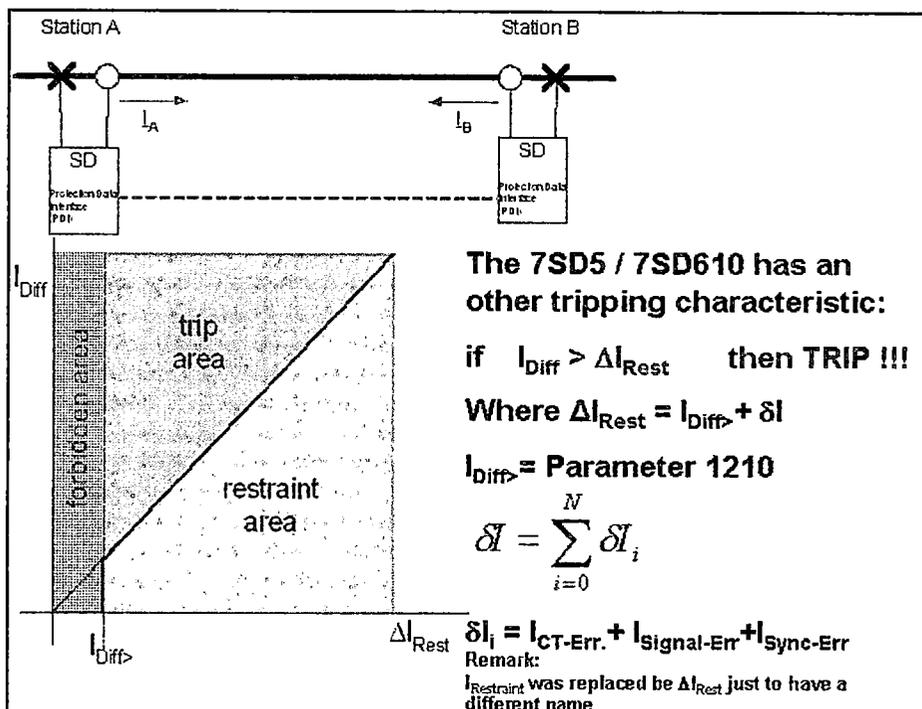


Fig. 3.1 Característica de Operación de la Protección Diferencial de Línea 7SD522

Esta protección posee una única pendiente cuyo valor de ajuste viene establecido por el fabricante y corresponde a 45° , de esta manera se busca balancear la protección ante las fallas externas y desbalances ante la carga en estado estable.

3.3.2 Protección de Distancia

a) Cálculo de los Alcances de Zona

Los cálculos de los alcances de las zonas de la función de distancia se hacen kilométricamente de acuerdo con los criterios descritos en el punto 2.4.2. Con estos alcances se hacen las simulaciones respectivas en el programa CAPE para los escenarios de mínima y máxima demanda de manera de evaluar los infeeds, sobrealcances o subalcances que puedan existir resultar. Sobre los resultados obtenidos de las simulaciones se van modificando los ajustes.

b) Cálculo del Ángulo de Reducción de Zona

La ubicación de fallas kilométricas en el diagrama de impedancia R-X para los relés de distancia en líneas de transmisión varía en la parte reactiva a medida que la resistencia de falla va aumentando, lo cual puede generar incursión de fallas en zonas 2 o 3 en zona 1 de disparo instantáneo de manera indeseada Ver Fig.3.2. Este fenómeno se presenta principalmente en los extremos de líneas con condición de flujo exportador. Los relés SIEMENS permiten inclinar un ángulo ajustable la característica poligonal de la zona 1 en el alcance reactivo para evitar que la incursión de fallas resistivas en la barra remota llegue a entrar en la zona 1 de disparo instantáneo. Este ángulo es calculado mediante simulaciones.

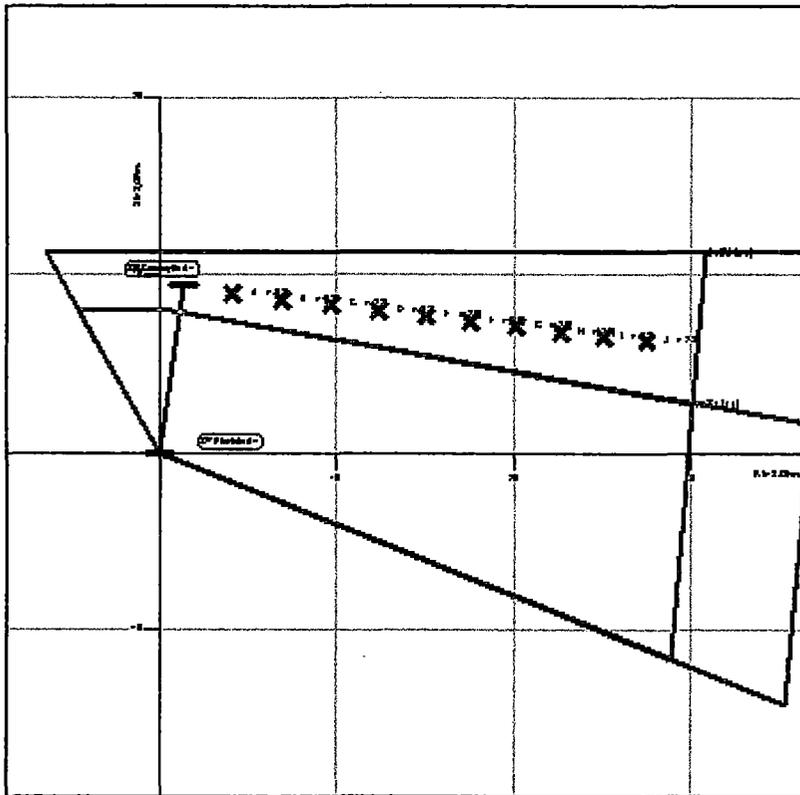


Fig. 3.2 Inclinación de Fallas Kilométricas y Ángulo de reducción de Zona

c) Simulaciones

En este acápite se presentan algunos casos particulares presentados en las simulaciones de actuación de la protección de distancia. Las simulaciones se muestran en su totalidad en el ANEXO de la presente Tesis.

- Caso líneas L-2107 / L-2108: traslape de zona 2

La longitud de las líneas L-2107 / L-2108 es de 10.8 km, mientras que la línea adyacente L-2221 (Carabaylo – Huayucachi) tiene una longitud de 240.6 km, por lo que la zona 2 de esta línea sobrealcanza toda la doble terna L-2107 / L-2108, para este caso se tuvo que coordinar las zonas 2 a través de su temporización. Ver Fig. 3.3.

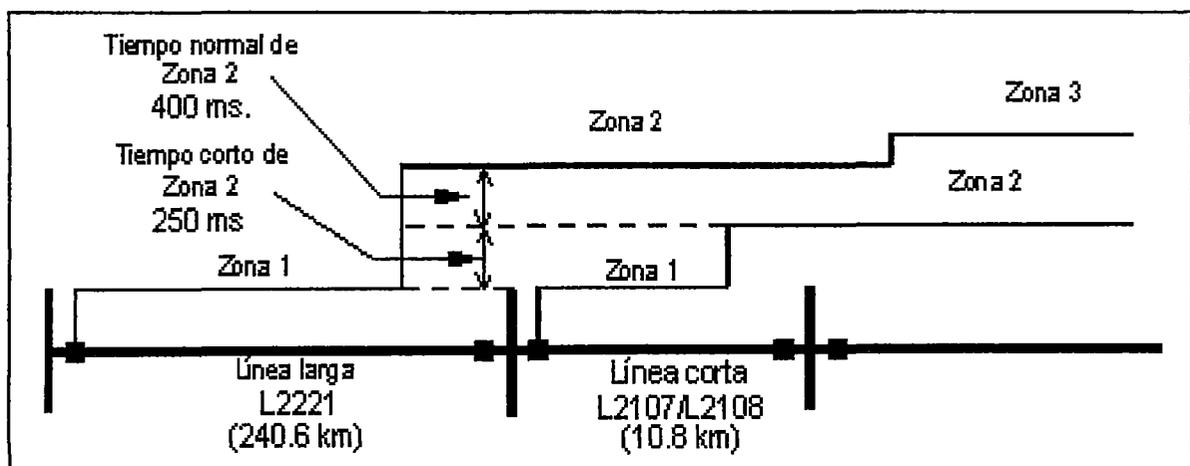


Fig. 3.3 Traslape de Zona 2 Línea L-2221 sobre L-2107 / L-2108

- Caso líneas L-2107 / L-2108: reducción de zona 1

Debido a la corta longitud de las líneas L-2107 / L-2108 y a la fuerte incursión de impedancia para fallas resistivas a lo largo de la línea, el alcance reactivo de zona 1 se tuvo que reducir hasta el 70% de la impedancia de la línea, ya que si se optaba por ajustar un ángulo de reducción de zona para una línea tan corta, se perdía una adecuada cobertura de fallas ya que se recortaba la zona de protección de manera muy drástica. Debido a la misma razón para el caso de estas líneas el alcance resistivo de zona 1 no se ajustó igual para todas las zonas como establece el criterio, sino que se redujo respecto al de las mismas. Ver Fig. 3.4.

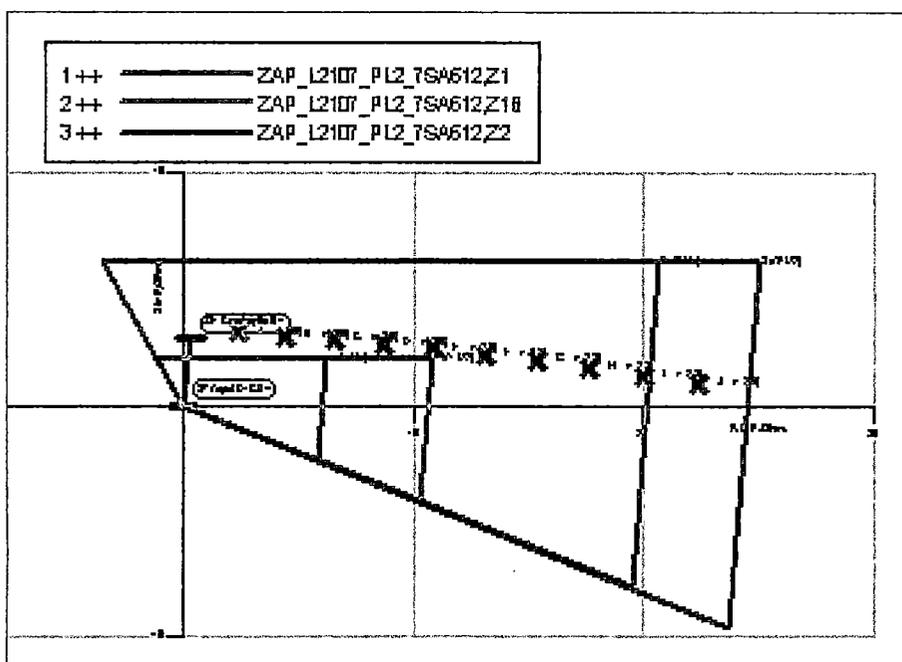


Fig. 3.4 Reducción de Alcance de Zona 1 Líneas L-2107 / L-2108

3.3.3 Protección de Sobretensión

a) Consideraciones para los Cálculos de las Protecciones de Sobretensión

Para el caso de los pararrayos en el nivel de 220kV del PROYECTO (equipos de patio más susceptibles de sufrir daños por sobretensiones temporales) se tiene un COV que es igual a 1.26 p.u. de la tensión nominal de operación, por lo que las etapas de disparo por sobretensión deberán estar ajustados como máximo a dicho valor de acuerdo con lo explicado en el punto 2.4.3.

3.3.4 Protección de Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N

a) Sobrecorriente de Tierra en Comparación Direccional 67NCD

Se seleccionó la máxima sensibilidad de los relés (10%Inom TC) siendo para este caso un valor adecuado. Cabe resaltar que las líneas en 220kV Chilca Nueva – Planicie – Carabayllo son líneas en doble terna por una misma torre que está diseñada para ser convertida en una sola terna en 500kV de cuatro conductores por fase, por lo que para

estas líneas aplican los criterios del punto 2.5.11 para líneas en EAT, los cuales son detallados en el punto 3.6.6.

b) Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N Temporizada

Se ajustaron de acuerdo con los criterios del punto 2.4.4 con el mismo umbral de arranque que la función 67NCD para la etapa de tiempo definido. Asimismo las simulaciones de verificación de estos ajustes se presentan en el Anexo E del presente documento. Un ejemplo se muestra en la Fig. 3.5.

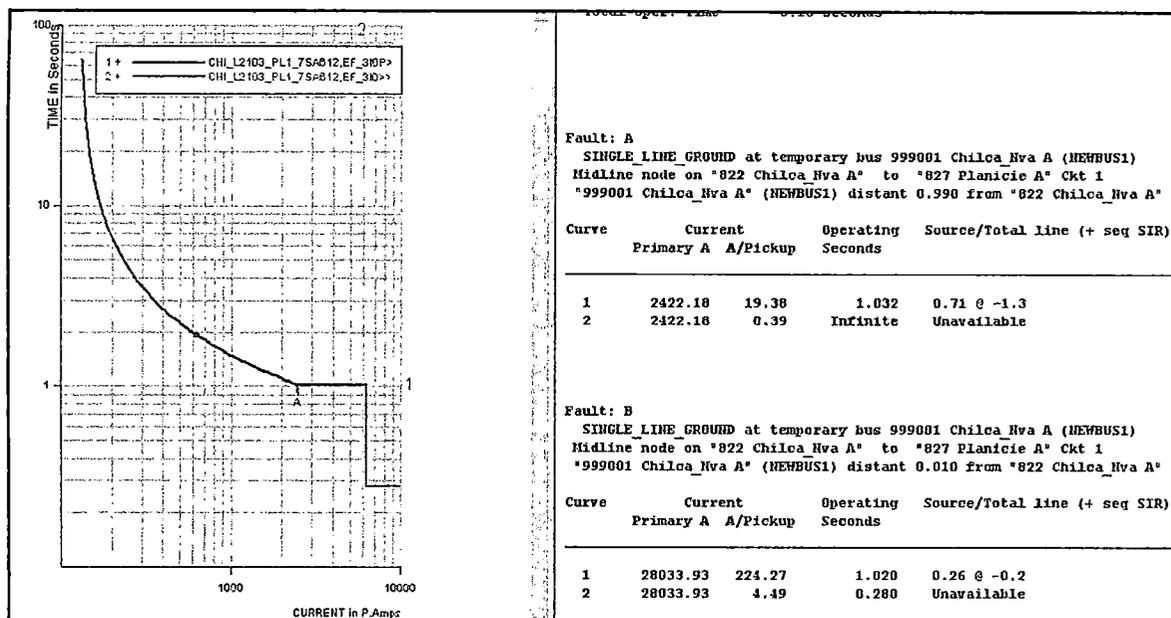


Fig. 3.5 Simulación para Cálculo de Ajustes Función 67N Línea L-2103 / L-2104

3.3.5 Función de Sobrecorriente STUB

Esta función se activa únicamente bajo la condición de tener el seccionador de línea abierto, para lo cual se lleva una entrada binaria con la información de la posición de este último a los relés correspondientes, en este caso las protecciones PL1 y PL2 de las líneas en 500kV del proyecto y PL1 y PL2 de las líneas L-2107 / L-2108 en la SE. Zapallal.

3.3.6 Lógica Especial para el Esquema de Recierre y Verificación de Sincronismo

El esquema de recierre implementado para las líneas del PROYECTO permite realizar los tres tipos de recierre: monofásico, trifásico y monofásico más trifásico. La selección del tipo de recierre para las líneas en 220kV del PROYECTO se realizará a través de dos selectores: el primero de ellos permite seleccionar que protección (PL1 o PL2) efectuará la función de recierre; y el segundo permite seleccionar el tipo de recierre. Ver Fig. 3.6.

Para el caso de las líneas en 500kV, al tener en ambos extremos subestaciones de configuración Int. y medio, el recierre se hace externo a las protecciones de línea por lo que solo se tiene el selector de cuatro posiciones para selección del tipo de recierre.

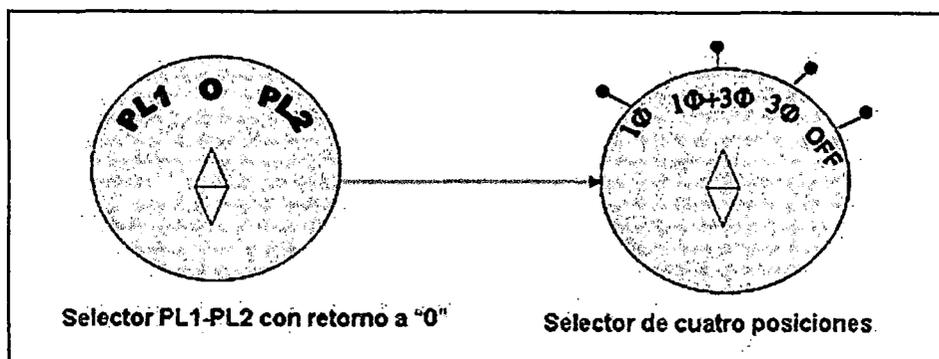


Fig. 3.6 Esquema de Selectores de recierre Líneas 220kV PROYECTO

Para el caso de las líneas en 500kV, al tener en ambos extremos subestaciones de configuración interruptor y medio, el recierre se hace externo a las protecciones de línea por lo que solo se tiene el selector de cuatro posiciones para selección del tipo de recierre.

a) Lógica de Recierre Maestro – Seguidor

Para el caso de las líneas en 500kV el recierre se hace a través de los relés 7VK611 asociados a los interruptores de los cortes en las subestaciones de llegada de la línea en ambos extremos, para el caso particular del PROYECTO se tiene la línea L-5001 llegando a la derivación correspondiente a los cortes B y C en las subestaciones Chilca y Carabayllo 500kV.

La secuencia de recierre sigue una lógica maestro – seguidor la cual tiene las siguientes características:

- El ciclo de recierre es tal que el interruptor seguidor cierra siempre después de un tiempo que el interruptor maestro, siempre y cuando el recierre de este último haya sido exitoso. Este tiempo se ajusta en 200ms.
- Si se encuentra habilitado el recierre monopolar a través del selector, para fallas monofásicas tanto el maestro como el seguidor realizarán apertura y recierre monopolar.
- En condiciones normales el interruptor maestro es el del corte C y el seguidor el interruptor del corte B. Solo si sucede alguno de los eventos numerados a continuación se conmutará para que el interruptor del corte B actúe como maestro:
 - Apertura del interruptor maestro por operación, sin condición de ciclo de recierre o por apertura de sus seccionadores adyacentes.
 - Indisponibilidad del relé de recierre 7VK611 del interruptor maestro.
 - Interruptor maestro indisponible por falla mecánica.
 - Si transcurrido el tiempo de verificación de sincronismo el maestro no encuentra condición para el cierre (caso de tenerse recierre trifásico activado).
 - Si el comando de cierre del maestro no es efectivo.

- Si ocurre una falla en la línea antes de un determinado tiempo (ajustable) luego del cierre manual del interruptor del corte C. Este tiempo de bloqueo del recierre se ajusta en 20 segundos.
- Siempre que se tenga apertura del corte A (lado autotransformador), el disparo del corte B ante fallas en la línea deberá ser trifásico definitivo.
- Si durante cualquier ciclo de recierre del interruptor del corte B se presenta una apertura del corte A (lado autotransformador), se debe efectuar un disparo trifásico definitivo del interruptor del corte B.
- Si se tiene indisponible el interruptor o el relé de recierre del corte B, solo se efectuarán disparos trifásicos de este interruptor ante cualquier tipo de falla

La lógica anterior tuvo que ser implementada en los relés de recierre y de protección de líneas a través de una lógica cableada para mayor seguridad.

Lógicas de este tipo implementadas a través de señales no cableadas sino a través de protocolos de comunicaciones (IEC 61850 por ejemplo), no han traído buenos resultados a la fecha siendo que tienden a saturar la red debido a la excesiva cantidad de señales que viajan al mismo tiempo, corriendo el riesgo de demorar la actuación del esquema. Asimismo, si bien la lógica cableada genera una mayor complejidad en su implementación desde el punto de vista de ingeniería, asegura una adecuada actuación del esquema.

3.3.7 Oscilación de Potencia

Para prevenir el disparo de la protección distancia ante condiciones de oscilación de potencia se dispone de bloqueos en el relé SIEMENS tipo 7SA612 para estas aplicaciones.

a) Principio de Operación

La detección de la condición de oscilación de potencia en los relés de distancia SIEMENS se basa en tres sistemas de medida, un sistema habilitado para cada una de las fases. En la eventualidad de presentarse una condición de falla durante la detección de oscilación de potencia se tiene disparo de la protección (desbloqueo).

Para detectar una condición de oscilación de potencia, usa un esquema de doble "blinder", el cual mide la tasa de cambio del vector impedancia. En el caso de la característica poligonal, la medida es inicializada cuando la impedancia ingresa al rango de medida de la condición de oscilación denominado PPOL. El rango de detección de falla APOL se realiza por encima del mayor valor de R y X ajustado de todas las zonas activadas. La banda de oscilación de potencia debe tener una distancia Z_{diff} de 7 ohm ajustables en todas las direcciones del rango de detección de falla para este relé en particular, de acuerdo con lo recomendado por el fabricante. Ver Fig. 3.7.

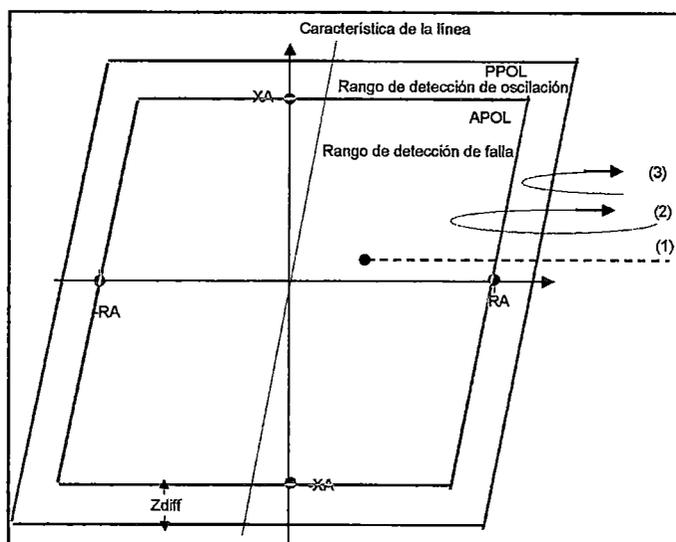


Fig. 3.7 Evolución de la Oscilación de Potencia en la Característica de los Relés 7SA612 En el evento de un corto circuito (1) la impedancia abruptamente cambia desde la condición de carga al rango de detección de falla. Por otra parte en la condición de oscilación de potencia el vector de impedancia aparentemente inicialmente ingresa al rango de detección de oscilación PPOL y solo después ingresa al rango de detección de falla APOL (2). Es posible además que durante el fenómeno de oscilación, el vector ingrese únicamente al rango de detección de oscilación de potencia y salga sin pasar a zonas de protección (3). En otras condiciones es posible además que ingrese al polígono de detección y lo atraviese saliendo por el terminal opuesto.

3.4 Ajustes de Protección para Transformadores de Potencia

3.4.1 Protección Diferencial de Transformadores

La característica de operación de la protección diferencial convencional para transformadores de los relés 7UT633 se muestra en la Fig. 3.8.

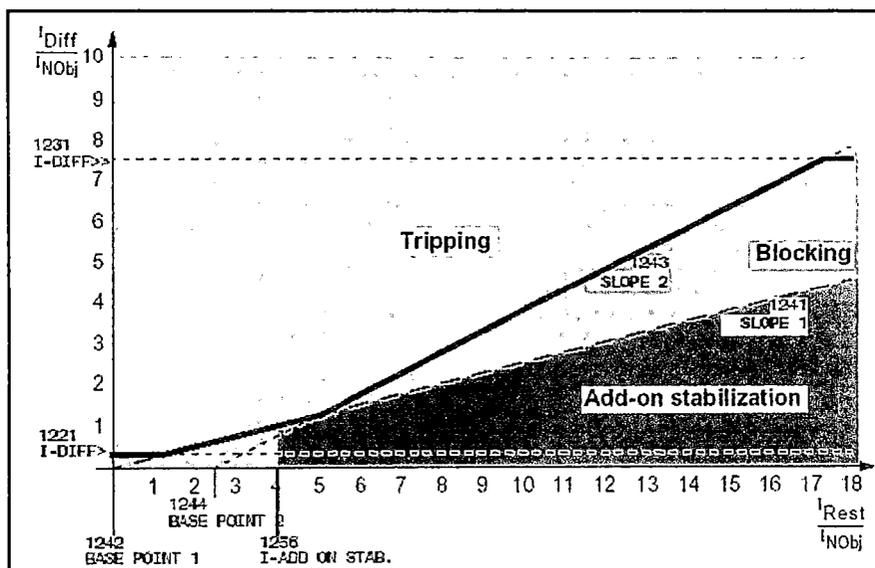


Fig. 3.8 Característica de Operación de la Protección Diferencial 7UT633

Por tratarse de la protección principal, el ajuste (I_{diff}) se selecciona a partir de la máxima sensibilidad del relé, teniendo en cuenta que dicho umbral quede alejado de las corrientes asociadas a las posiciones extremas de los cambiadores de tomas, los errores de medida y la condición normal de operación del autotransformador.

3.4.2 Protección de Sobrecorriente de Transformadores

Para ajustar los relés de sobrecorriente de fases y de tierra no direccionales se seleccionara una curva del tipo Normal Inverse (IEC NI), la misma que la usada para las protecciones de sobrecorriente en las zonas aledañas al PROYECTO. El dial se determinará de acuerdo con el estudio de corto circuito.

a) Sobrecorriente de Fases

De acuerdo con lo expuesto en el punto 2.4.10, el ajuste de la corriente de arranque de fases debe ser 1.3 veces la corriente nominal del autotransformador de potencia del devanado correspondiente. Para el caso específico del PROYECTO, se tienen bajos aportes de corriente de cortocircuito desde el nivel de tensión de 500kV para fallas en el nivel de 220kV, por lo que la detección de algunas fallas en este nivel no es posible si ajustamos el arranque de la función de sobrecorriente de fases de acuerdo con el criterio de 1.3 veces la corriente nominal. Debido a esto último para todos los autotransformadores del PROYECTO tanto para el lado de 500kV como para el de 220kV se ajusta el umbral de corriente de arranque igual a 1.15 veces la corriente nominal del devanado correspondiente, de esta manera se logra detectar mayor número de fallas manteniendo el criterio de no disparar para condiciones de sobrecarga de hasta el 115%. Para la protección de sobrecorriente de tiempo inverso del devanado de media tensión (220kV) de los autotransformadores, el dial se ajusta de manera que las fallas monofásicas y trifásicas francas en la barra de media tensión sean despejadas en un tiempo de aproximadamente 500ms como mínimo.

Asimismo, para la protección de sobrecorriente del devanado de alta tensión (500kV) de los autotransformadores, el dial se ajusta de manera que guarde un tiempo de coordinamiento de 200ms como mínimo respecto a las protecciones de sobrecorriente en media tensión (220kV).

b) Sobrecorriente de Tierra

La corriente de arranque de tierra debe ser 0.4 veces la corriente nominal del autotransformador de potencia del devanado correspondiente (de acuerdo con 2.4.10).

3.5 Ajustes de Protección para Subestaciones

3.5.1 Metodología de Cálculo para la Protección Diferencial de Barra

La protección diferencial de barras 7SS52 comprende dos zonas de protección denominadas CHECK ZONE (zona de chequeo, monitorea fallas internas en toda la

barra) y BUS ZONE (zona de barra, monitorea una sección de la barra). El disparo del diferencial se originará finalmente debido a la activación de ambas zonas, despejando la sección fallada. La característica de operación de la protección diferencial de barras se muestra en la Fig. 3.9.

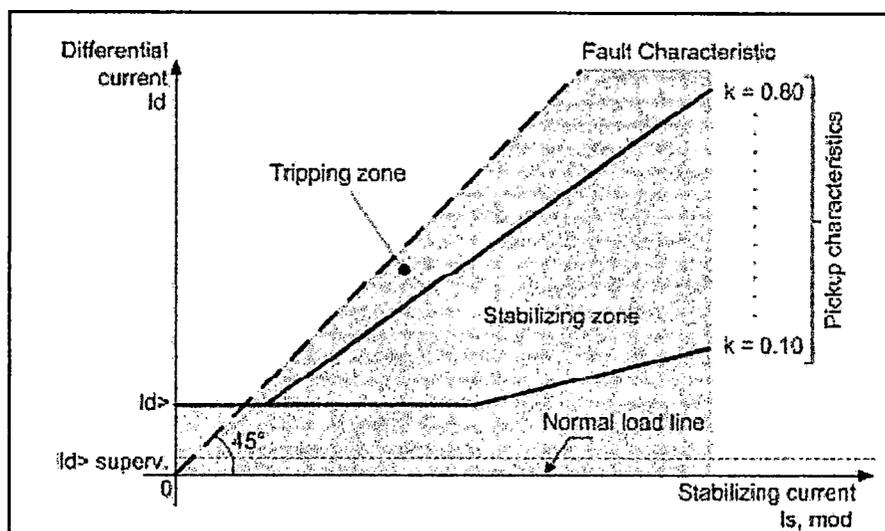


Fig. 3.9 Característica de Operación de la Protección Diferencial 7SS52

De acuerdo con lo expuesto en el punto 2.4.11, el umbral de la corriente diferencial se ajusta a un valor mayor a la máxima corriente de carga de los circuitos conectados a la barra y menor a la mínima corriente de cortocircuito obtenida en las simulaciones en la barra. Como buena práctica se utiliza la siguiente ecuación para cumplir con el criterio:

$$1.3 \times I_{\max_bahía} \leq I_d \leq 0.8 \times I_{cc-mínima} \quad (3.2)$$

La máxima corriente de carga circulante en las bahías de una subestación con configuración de doble barra más seccionador de transferencia viene determinada por la que pasa a través del acoplamiento para una topología en la cual todas las líneas y/o transformadores importadores de flujo se conectan a una barra y las líneas y/o transformadores con flujo exportador se conectan a la otra.

Para el caso de subestaciones en interruptor y medio se tomará como referencia la corriente máxima a través del elemento más cargado que llegue a la subestación (barras A o B), sea línea o autotransformador.

a) Metodología para el Cálculo del Factor de Estabilización Relé SIEMENS 7SS52

El factor de estabilización se ajusta básicamente teniendo en cuenta los errores de relación de los transformadores de corriente y la saturación de los mismos ante fallas externas que generan corrientes elevadas.

Un valor de ajuste alto mejora la estabilidad contra fallas externas, pero disminuye la sensibilidad para detectar fallas internas. Por este motivo el factor de estabilización se debe ajustar lo más bajo posible, y lo alto que sea necesario.

El factor de estabilización se calcula de la siguiente manera:

$$Id > k \times Is \quad (3.3)$$

Donde $K = 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7$ y 0.8 .

De acuerdo con el manual del relé el factor de estabilización se elige según el cálculo que se muestra en la Fig. 3.10.

• El factor de carga aparente K_b de los transformadores de intensidad. Se calcula a partir de la corriente de cortocircuito permanente máxima $I_{sc \text{ máx}}$ y aquella corriente I_{Satu} , para la cual los transformadores comienzan a saturarse:

$$K_b = I_{sc \text{ máx}} / I_{\text{Satu}}$$

La corriente de saturación I_{Satu} se puede calcular a partir de la intensidad de corriente nominal I_{pn} y el factor efectivo de la corriente de cortocircuito simétrica nominal K'_{ssc} (denominada anteriormente también índice de sobreintensidad de trabajo n')

$$I_{\text{Satu}} = I_{pn} \cdot K'_{ssc}$$

I_{pn} = Intensidad de corriente nominal primaria

El factor K'_{ssc} viene dado a partir de los datos y de la carga real de los transformadores de intensidad:

$$K'_{ssc} = (R_{ct} + R_b) / (R_{ct} + R'_b) \cdot K_{ssc}$$

con $R'_b = R_l + R_{relé}$

R_{ct} = Resistencia del arrollamiento secundario (75 °C)
 R_b = Carga nominal
 R'_b = Carga real
 R_l = Resistencia de la línea
 $R_{relé}$ = Carga de la protección
 K_{ssc} = Factor de la corriente de cortocircuito simétrica nominal

Para los factores de carga $K_b < 2$ basta con un factor k de 0,6. Para $K_b \geq 2$ se obtiene para el factor k mínimo

$$k > \frac{K_b}{4 \cdot \sqrt{K_b - 1}} \text{ con } K_b \geq 2$$

El valor de ajuste k determinado de este modo contiene un 20 % de seguridad. La base de esta fórmula se resume en el Anexo A.2, página 360. Al efectuar la elección de k se deberá tomar como base el transformador de medida que tenga el factor de carga mayor K_b .

Fig. 3.10 Cálculo del Factor de Estabilización Protección 7SS52

3.5.2 Protección de Sobrecorriente del Campo de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia

Para ajustar el dial de la función de sobrecorriente del campo de acople y cumplir con los criterios descritos en el punto 2.4.12, se siguió el siguiente procedimiento:

- La condición de operación de la subestación es tal que todas las celdas están transferidas a una sola barra con excepción de la celda de línea que presenta mayor aporte para la corriente de cortocircuito.
- Se simularon fallas trifásicas y monofásicas al 1% de la longitud de la línea transferida para definir la temporización de las etapas de tiempo definido.

- Se simularon fallas trifásicas y monofásicas al 99% de la longitud de la línea transferida para definir el dial de las etapas de tiempo inverso de manera que coordine para el caso de las fallas a tierra, con las curva 67N en los relés de la línea.

3.5.3 Protección de Sobrecorriente de los Interruptores de Seccionamiento A y B entre Chilca Nueva y Chilca REP

Para ajustar el dial de la función de sobrecorriente de los interruptores de seccionamiento entre las barras A y B de las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP y cumplir con los criterios descritos en el punto 2.4.13, se siguió el siguiente procedimiento:

- La condición operativa es que las subestaciones se interconecten a través de un solo interruptor de acoplamiento, de manera de que todo el aporte de falla de una subestación a otra fluya por un solo camino.
- Se simularon fallas trifásicas y monofásicas en ambas barras para ajustar el dial de la curva de tiempo inverso de acuerdo con los criterios.

3.5.4 Zona Muerta en Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia 220kV

En la Fig. 3.11 se ilustra la zona muerta para este caso. El 50BF - etapa 0 debe enviar un disparo directo transferido (DTT) al otro extremo de la línea o al lado de 500kV del autotrafo según sea el caso, para aislar los aportes hacia la falla en zona muerta.

La única condición que debe cumplirse para que arranque el 50BF - etapa 0 es que el Int. de línea y el seccionador de transferencia de barras se encuentren abiertos, y que circule una corriente superior al umbral de ajuste por la zona muerta a través del TC del campo asociado. No es necesario el arranque de protecciones externas. Las posiciones de estos equipos son llevadas a la protección 7SS52 mediante entradas binarias.

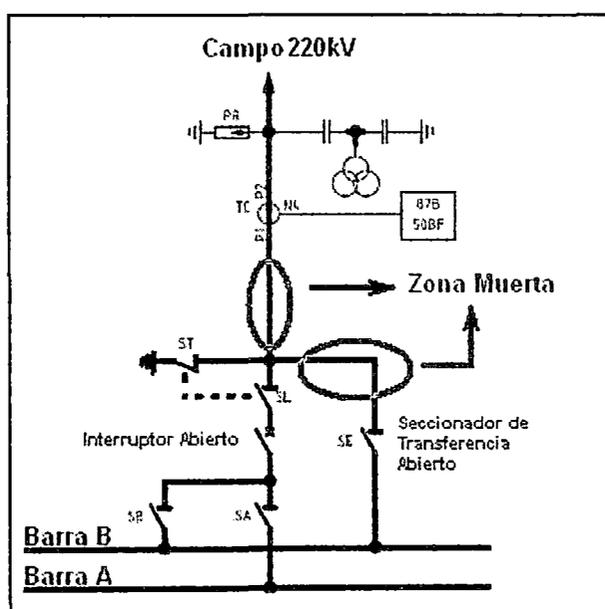


Fig. 3.11 Zona Muerta Subestación 220kV Doble Barra más Secc. de Transferencia

No se habilitará la etapa cero para el campo de acople.

3.6 Principales Aportes de la Metodología de Cálculo y Esquemas Especiales para el Nuevo Sistema en EAT a 500kV del PROYECTO

El presente acápite tiene por objetivo reflejar la metodología de cálculo respecto de los criterios y consideraciones especiales definidos en el punto 2.5 para sistemas en EAT. En este punto se describen entonces, los principales aportes dejados por dichos criterios ya desde el punto de vista de análisis de sistemas, definición de los ajustes y de esquemas especiales que se hacen necesarios de revisar / implementar para hacer cumplir dichos criterios definidos en el CAPÍTULO 2 a cabalidad; estos basados en los equipos que se van a instalar en el PROYECTO. Los temas desarrollados en este acápite sirven como base para poder ser replicados en las futuras instalaciones en EAT a 500kV a instalarse en nuestro país.

3.6.1 Análisis de Cortocircuito Sistema a 500kV

De acuerdo con la TABLA N° 3.9 y lo mencionado en el punto 3.2.3, se puede observar que para el nuevo sistema en 500kV del PROYECTO, las corrientes de cortocircuito son de relativamente bajo valor, lo cual es lógico por el hecho que solo se cuenta con una línea de transmisión siendo todavía un sistema débil. Este aspecto afecta a las protecciones de sobrecorriente y distancia en ese orden, debido a que los pocos aportes de corriente de cortocircuito disminuyen la sensibilidad de la protección de sobrecorriente ante fallas de mediana – alta impedancia, por lo que los umbrales de arranque de estas protecciones pueden ser ajustados a un valor menor que lo indicado en los criterios de ajuste de sobrecorriente expuestos en el CAPÍTULO 2.

Lo anterior se ve reflejado en el punto 3.4.2 del informe en los cuales el umbral de arranque para la protección de autotransformadores del PROYECTO de acuerdo con los criterios definidos en el punto 2.4.10 disminuye la sensibilidad de la protección, presentando un inconveniente al momento de coordinar las protecciones.

3.6.2 Análisis de Estabilidad Transitoria 500kV

De lo mencionado en el punto 3.2.4 y mostrado en la TABLA N° 3.10 y TABLA N° 3.11, no se observan en esta primera etapa del nuevo sistema en 500kV del SEIN tiempos críticos de falla en las subestaciones Carabaylo, Chilca Nueva y aledañas que puedan significar una alta probabilidad de pérdida de estabilidad con el esquema de protecciones implementado tanto principal como de respaldo.

3.6.3 Protección Diferencial de Línea 500kV

Respecto a las líneas en EAT, el valor de ajuste del umbral de corriente diferencial se debe verificar sea mayor al valor de las corrientes por efecto Ferranti de las líneas conectadas en vacío en un solo extremo, ya no aplica el criterio de máxima sensibilidad

posible. Este cálculo debe ser realizado para la peor condición de operación que pueda incrementar las corrientes de vacío en la línea, por lo que se calculan las corrientes de vacío con la condición de tener una tensión en la barra de 525kV.

Cabe resaltar que el efecto Ferranti es especialmente de cuidado para líneas en EAT, ya que el aporte de reactivos en este caso es bastante elevado comparado con niveles de tensión en AT, debiendo tener especial cuidado sobre este punto para evitar disparos indeseados ante condiciones normales de operación con la línea energizada en vacío.

Adicionalmente, de acuerdo con el criterio descrito en el punto 2.5.7 se debe dar también un margen adecuado entre la corriente de vacío para cada caso y el valor final de ajuste de corriente diferencial para las líneas en EAT, ya que corrientes transitorias de energización o algún transitorio por falla externa podrían provocar disparos indeseados. Se considera adecuado ajustar el umbral de corriente diferencial a un valor no menor que dos veces la corriente de vacío de la línea.

Los cálculos se hicieron basados en las siguientes fórmulas:

$$Y_{LÍNEA} = B_1 \times L_{LÍNEA} \quad (3.4)$$

$$I_{VACIO} = \left(\frac{V_{L\ MÁX.}}{\sqrt{3}} \right) \times Y_{LÍNEA} \quad (3.5)$$

$$2 \times I_{VACIO} < Idiff \quad (3.6)$$

Dónde:

B_1 = susceptancia de la línea por unidad de longitud en Siemes/km (datos de la TABLA N° 3.1)

$L_{LÍNEA}$ = longitud de la línea en km (datos de la TABLA N° 3.1)

$Y_{LÍNEA}$ = admitancia de la línea en Siemens

$V_{L\ MÁX.}$ = tensión de línea máxima en operación normal (se toma un valor conservador de 525kV)

I_{VACIO} = corriente de vacío de la línea de transmisión

$Idiff$ = valor de ajuste de la corriente diferencial

3.6.4 Protección de Distancia en 500kV

La línea L-5001 es una línea que por ser la primera en el SEIN y tener una longitud corta en relación con la longitud promedio de líneas en EAT a este nivel de tensión (generalmente mayores a 200 o 300 km) no necesitó de la instalación de compensación reactiva shunt en esta etapa, tampoco compensación serie, por lo que no hubo ajustes o consideraciones especiales en este caso en lo que se refiere a la función de distancia.

- Caso línea L-5001: ángulo de reducción de zona.

Durante las simulaciones de actuación de las protecciones para caso de la línea en L-5001 en 500kV, se observa que existe incursión de la impedancia de fallas monofásicas resistivas en ambos extremos de la línea, tal como se observa en la Fig. 3.12 y en la Fig. 3.13, es decir, tanto para flujo importador y exportador. En sistemas en AT a 220kV existentes en nuestro país, el ángulo de reducción solo es necesario ajustarse generalmente para el extremo con flujo de línea exportador solamente.

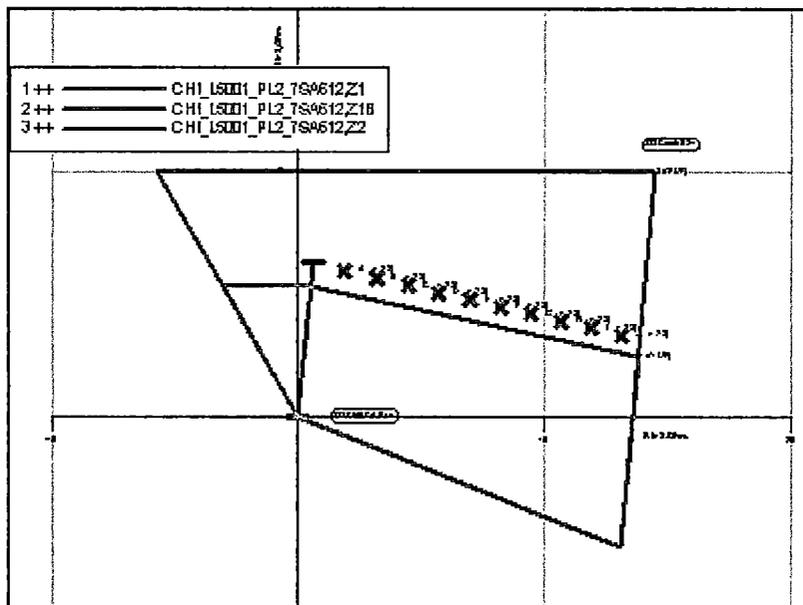


Fig. 3.12 Incursión de Impedancia para Fallas Monofásicas Resistivas al 99% de la L-5001, Extremo Chilca Nueva (Escenario de Máxima Demanda)

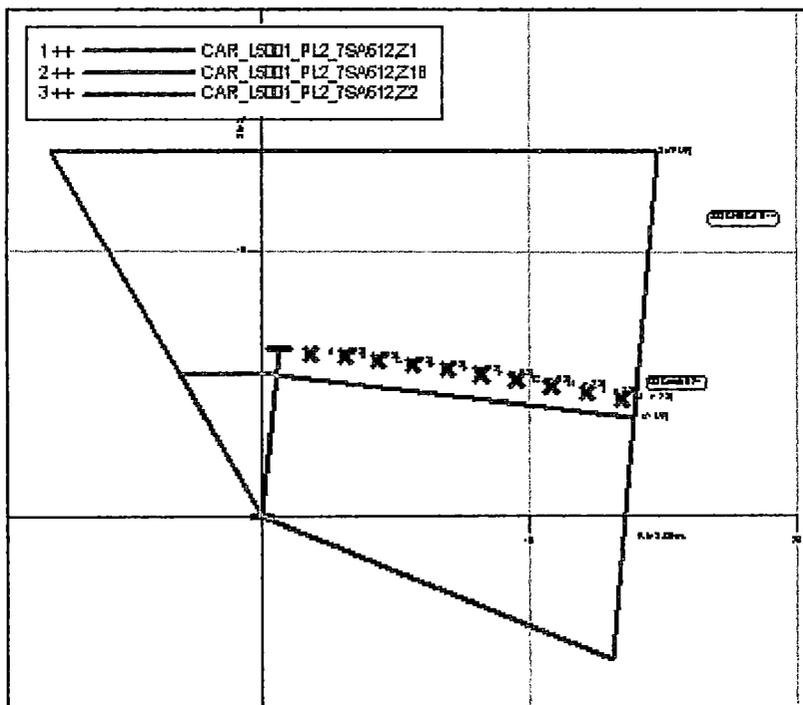


Fig. 3.13 Incursión de Impedancia para Fallas Monofásicas Resistivas al 99% de la L-5001, Extremo Carabayllo (Escenario de Máxima Demanda)

3.6.5 Protección de Sobretensión 500kV

a) Consideraciones para los Cálculos de las Protecciones de Sobretensión por Maniobras de Reposición y Sobretensiones Temporales del Nuevo Sistema en 500kV

Para el caso de los pararrayos en el nivel de 500kV del PROYECTO (equipos de patio más susceptibles de sufrir daños por sobretensiones temporales) se tiene un COV que es igual a 1.23 p.u. de la tensión nominal de operación, por lo que las etapas de disparo por sobretensión deberán estar ajustados como máximo a dicho valor de acuerdo con lo explicado en el punto 2.5.10.

b) Consideraciones para los Cálculos de las Protecciones de Sobretensión por Energización de Transformadores en el Sistema en 500kV

De acuerdo con los criterios definidos en el punto 2.5.10, se recomienda energizar y/o normalizar los transformadores de 500 kV con tensiones menores a 480 kV L-L rms de tal manera que se minimice el efecto de las corrientes de inrush y sobretensiones de maniobra.

c) Análisis de Sobretensiones para el Nuevo Sistema en EAT

No se observan sobretensiones temporales superiores a 1.03 p.u. en la red de 500kV del PROYECTO por efecto Ferranti ante la desconexión de uno de los extremos de la línea L-5001 en todos los escenarios de demanda para el año 2011 en operación normal. Tampoco se observan sobretensiones en la red de 220kV.

Para escenarios de mínima y máxima demanda con la contingencia en la zona centro de desconexión total de las subestaciones Chavarría, Chillón y Barsi tampoco se observan sobretensiones críticas en el SEIN.

Bajo la contingencia anterior y adicionando la desconexión de un extremo de la línea L-5001 se observan tensiones máximas de 1.04 p.u. por efecto Ferranti en la barra de Carabayllo 500kV.

De lo anterior y de los estudios de flujo de carga (analizados en el punto **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), se tiene que la operación de los autotransformadores del PROYECTO será en la posición del tap central por lo que en los escenarios desarrollados en el estudio se observa que las tensiones en 220kV tienden a reflejarse en el lado de 500kV (en p.u.). Por lo tanto las sobretensiones en el lado de 220kV del SEIN serían reflejadas en el lado de 500kV. La red en 500kV por sí sola no genera sobretensiones en el sistema de 220kV por ser esta todavía débil respecto de la red de 220kV y por no tener generación conectada en dicho nivel de tensión. Lo anterior se debe también a que a diferencia de la mayoría de líneas de transmisión en EAT que transmiten potencias a distancias muy grandes (>200km), la línea L-5001 del

PROYECTO tiene una longitud de 90 km, corta en relación a la práctica usual. Por lo tanto, no fue necesaria la instalación de reactores shunt para la regulación de tensión.

Se considera entonces que el esquema de sobretensión del área centro (Lima) del SEIN para el sistema de 220kV cubriría las sobretensiones que pudieran presentarse, no necesitándose en esta etapa una coordinación de sobretensiones con la red de 500kV.

Los ajustes planteados en el presente estudio (detallados más adelante en el punto 4.1.3) consideran dos etapas de disparo por sobretensión para el nivel de 500kV; una al 110% con disparo en 1 segundo y otra al 120% (de la tensión nominal de 500kV) con disparo a los 200 ms. Estos ajustes se consideran adecuados y priorizan la protección de los equipos en las subestaciones asociadas. Asimismo ante posibles sobretensiones temporales críticas aseguran un disparo rápido de la línea L-5001 no afectando la red de 220kV en lo que a sobretensiones se refiere.

Para futuros proyectos en 500kV este análisis debe ser repetido incluyendo mayor detalle dependiendo de la configuración del nuevo sistema.

d) Protección y Lógica Especial de Sobretensión para Relés SIEMENS 7SA612 y 7SD522

Se implementará un esquema especial de protección para la función de sobretensión en ambas protecciones de línea PL1 y PL2 con dos etapas de disparo condicionadas a la detección de la sobretensión en las tres fases (fase-tierra), para lo cual se debe implementar una lógica interna en los relés 7SA612 y 7SD522 de acuerdo con lo mostrado en la Fig. 3.14.

Este esquema es necesario de implementar puesto que la función de sobretensión de estos relés por defecto emite el disparo si tan solo una de las fases supera el umbral de ajuste de sobretensión, lo cual es perjudicial para el sistema ya que puede generar disparos indeseados por esta función debido a sobretensiones monofásicas transitorias o debido a fallas desbalanceadas en el sistema, tal como se explicó en el punto 2.5.10.

Asimismo, el esquema incluye un envío de disparo directo transferido (DTT) al interruptor del extremo remoto por ambas etapas que se implementa también para las líneas en 220kV.

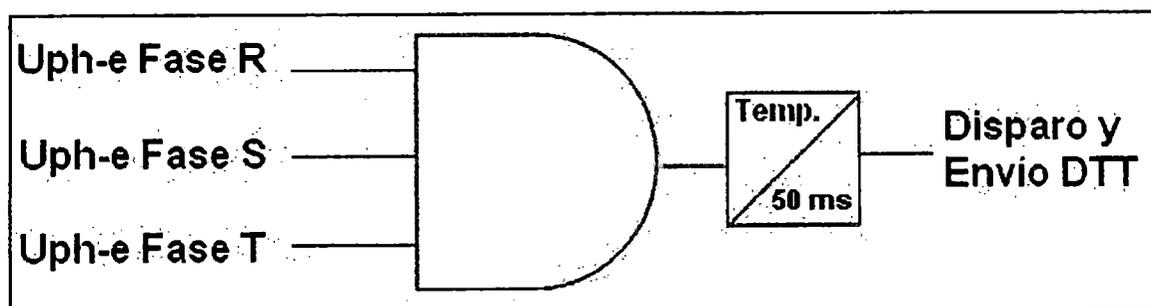


Fig. 3.14 Lógica del Esquema de Sobretensión Etapas 1 y 2

El umbral de sobretensión para todas las etapas debe ser menor al COV de los pararrayos de línea asociados a todas las líneas de transmisión involucradas, de manera de asegurar no perjudicar su vida útil.

Los 50 ms que se muestran en la Fig. 3.14 representan el tiempo que debe pegar el contacto del relé para que se alcance a generar el envío del DTT (tiempo mínimo para energizar exitosamente el contacto lo cual es verificado mediante pruebas en campo).

Las etapas de disparo y ajustes finales se muestran en el punto 4.1.3.

3.6.6 Protección de Sobrecorriente 67NCD y 67N en Líneas en 500kV

Las líneas en 500kV del PROYECTO cumplen con la práctica general de no tener transposición en su recorrido por lo que se debe verificar la máxima corriente de desbalance natural en operación normal, como se detalló en el punto 2.5.11. Lo anterior se efectúa mediante simulaciones en un programa de transitorios electromagnéticos en el cual se modelan la estructura de las torres, la disposición de fases de los conductores y sus características específicas así como de los cables de guarda.

Para este caso se modela un equivalente de la red con cada línea en ambos extremos aplicando un valor de sobrecarga del 120% de su capacidad nominal, se debe verificar que se ajuste un valor superior al máximo encontrado de las simulaciones para las funciones 67NCD y 67N, además de dejar un margen que evite disparos indeseados contra transitorios para el caso de 500kV.

Cabe resaltar que este análisis se realizó también para las líneas en 220kV Chilca Nueva – Planicie – Carabayllo que son doble terna, puesto que esas líneas están diseñadas para ser convertidas a 500kV en el mediano largo plazo y tampoco se encuentran transpuestas por estar montadas en estructuras para líneas en EAT.

El caso más crítico encontrado fue para las líneas en 220kV doble terna L-2103 y L-2104 Chilca Nueva – Planicie con un desbalance máximo de 75A. Se consideró adecuado ajustar el umbral buscando la máxima sensibilidad posible (10%In del TC).

Para el caso de 500kV, si bien no se encontraron riesgos, se definió un ajuste de 120A de manera de tener un margen que minimice algún riesgo de arranques indeseados por corrientes transitorias de energización que no sean filtradas adecuadamente por los relés de protección.

Debido a la corta longitud de las líneas del PROYECTO no se encontraron desbalances considerables que puedan producir algún disparo indeseado de las funciones 67N.

3.6.7 Protección y Lógica Especial para la Función SOTF Relés SIEMENS 7SA612 y 7SD522

Para los relés de distancia 7SA612 la función SOTF se implementa condicionándola a la presencia de las tres posiciones de interruptor cerrado (asegurando

de esta forma que se active solo ante cierres trifásicos) activando el esquema por el arranque de la zona 2 y la función de sobrecorriente 50HS (ver Fig. 3.15).

Este esquema es necesario puesto que por defecto, los relés del PROYECTO activan la función SOTF solo ante la condición de cierre monopolar lo que no va de acuerdo con los criterios expuestos en el punto 2.4.4 respecto a la función SOTF. La implementación de esta lógica permite cumplir con el criterio.

Asimismo si bien esta lógica especial no es propia para el sistema en EAT sino aplica para el uso de los relés SIEMENS usados para el PROYECTO, se describe en este acápite por ser un esquema nuevo necesario para cumplir fielmente los criterios generales descritos en el CAPÍTULO 2.

Después del cierre del interruptor el relé debe monitorear el bloque de corriente 50HS (bloque de corriente de los relés SIEMENS 7SA612 de umbral para la función SOTF) por un tiempo de 1 segundo y si se supera el umbral de ajuste se efectúa el disparo por SOTF - 50HS. Asimismo si durante este tiempo de un segundo el relé realiza un arranque por zona 2 también se efectúa el disparo por SOTF - Z2.

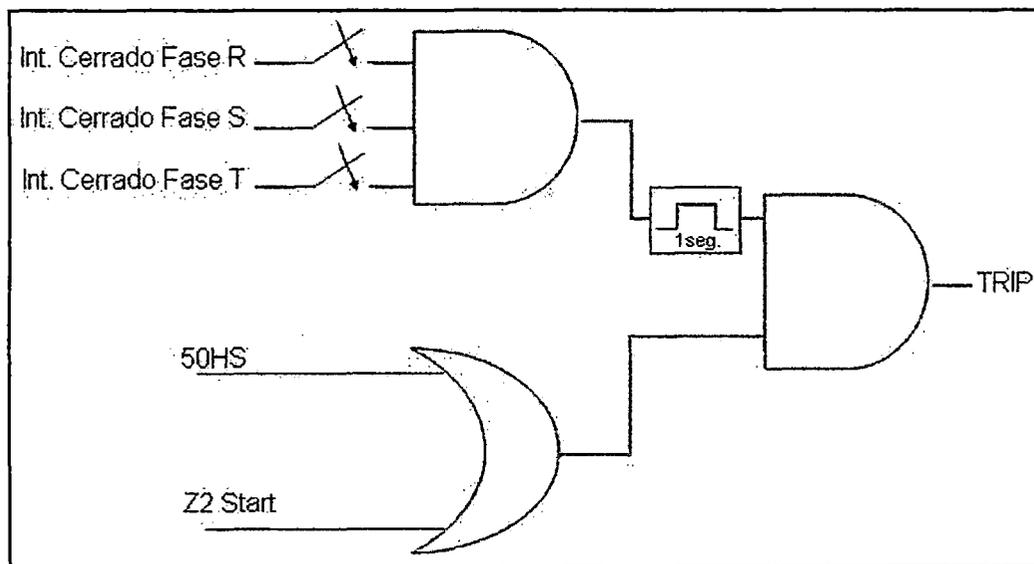


Fig. 3.15 Lógica del Esquema de Cierre y Recierre en Falla

Para los relés diferenciales de líneas 7SD522 la función SOTF se implementa de forma similar a la lógica usada para la protección 7SA612 y mostrada en la Fig. 3.15, pero para este caso no se tiene la entrada por arranque de zona 2 ya que este relé no tiene integrada ninguna función de distancia.

3.6.8 Recierre en las Líneas 500kV

De acuerdo con lo especificado en el punto 2.5.13, el recierre es siempre recomendable de implementar sobre todo en líneas en EAT con tiempos lo menor posibles. Para el caso peruano, las líneas que tienen extenso recorrido por zonas urbanas tienen siempre deshabilitado el recierre monofásico por criterio del COES. Para

el caso de las líneas del PROYECTO y particularmente la L-5001, al cruzar la ciudad de Lima que es altamente poblada, el recierre no se activará, sin embargo la protección estará ajustada para que en el momento en que se requiera este se pueda habilitar.

Teniendo en cuenta que la nueva red en 500kV crecerá en el corto plazo, se recomienda que se haga un análisis exhaustivo del beneficio de la implementación del recierre tanto en la L-5001 como en las futuras líneas en 500kV, ya que es primordial que este se tenga activado en este caso por el bien de la continuidad del servicio eléctrico ante fallas fugaces la cuales son de alta probabilidad de ocurrencia, esto sin poner en alto riesgo la seguridad de las personas.

Asimismo, estando la línea L-5001 y la futura troncal en 500kV cercana al polo energético de la SE. Chilca, se debe estudiar también en detalle el tema del riesgo de la implementación del recierre de acuerdo con los aspectos mencionado en el punto 2.5.13, sobre todo en relación con la afectación de los generadores eléctricos en dicho punto.

Estos análisis son materia de otros estudios adicionales que no corresponden al alcance de la presente Tesis, ya que involucran revisión de normativas o recomendaciones especiales dadas por el operador del sistema (en este caso el COES) y de máquinas eléctricas. Asimismo aplicarían para los niveles de transmisión en 220kV y 500kV, incluso 138kV.

3.6.9 Oscilación de Potencia 500kV

De acuerdo con el análisis y simulaciones de estabilidad realizadas en el punto 3.2, se concluye que para la línea L-5001 no es recomendable o necesaria la implementación de las funciones que tienen que ver con oscilaciones de potencia 68 y 78, puesto que esta línea no representa una interconexión de grandes sistemas aislados o débilmente interconectados, sino más bien refuerza el sistema enmallado existente cerca de la zona de Lima, el cual presenta además las barras más fuertes de todo el SEIN (mayor nivel de CC). Lo mismo aplica para las otras líneas del PROYECTO en 220kV. No es necesario entonces aplicar los criterios de ajuste explicados en el punto 2.5.14

Cabe resaltar que si bien para este caso no fue necesario, para las próximas líneas ya en construcción que irán entrando en servicio en el nivel de 500kV los criterios del punto 2.5.14 sí serán necesarios de revisarse puesto que son líneas largas que interconectan el sistema centro con el norte y sur.

3.6.10 Esquema Especial de Protección Diferencial de Autotransformadores del PROYECTO 500/220/33kV

De acuerdo con la problemática descrita en el punto 2.5.15 respecto a la protección de autotransformadores de potencia en sistemas e EAT, se define el esquema

descrito en este capítulo el cual eleva notablemente la confiabilidad de la protección respecto de un esquema clásico convencional usualmente utilizado para sistemas en AT. Los autotransformadores adquiridos en 500/220/33kV para el PROYECTO cumplen con todos los factores de riesgo mencionados en el punto 2.5.15 lo que refuerza la complejidad extra en su protección.

Este esquema implica el uso de más de un relé de protección para la protección contra fallas internas en el autotransformador. Asimismo exige definir puntos de medida especiales y hacer arreglos en el conexionado de relés así como el uso de las características específicas especiales del relé 7UT633 usado en el PROYECTO.

Respecto a equipamiento adicional, también se vio necesaria la inclusión de un transformador zizag en el devanado terciario a pesar de que no se tiene planificado tomar carga de dicho devanado, sino más que nada por un aspecto de elevar la confiabilidad de la protección, puesto que de otra forma las fallas a tierra en este devanado no serían detectadas y la sensibilidad de la protección diferencial en general también se vería afectada.

En la Fig. 3.16 se ilustra el esquema y la conexión recomendada para la protección diferencial de los autotransformadores de potencia del PROYECTO.

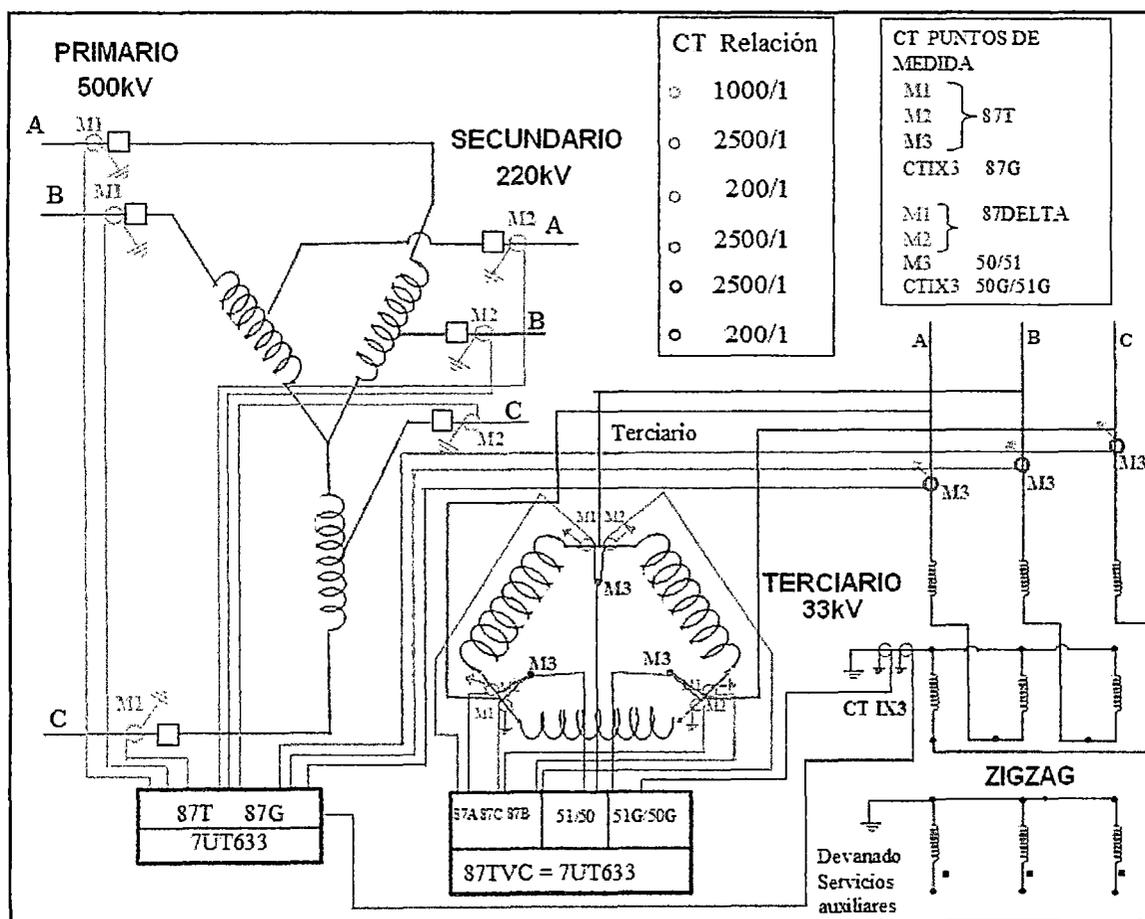


Fig. 3.16 Esquema Protección Diferencial para Autotransformadores del PROYECTO

La implementación de este esquema es posible gracias a la disponibilidad de relés multifunción tanto para la protección diferencial convencional de transformador (87T) y para la protección diferencial del devanado terciario (87Ter.) que incluye la protección del transformador zigzag y de su conexión en 33kV.

En la Fig. 3.16 se puede observar principalmente los puntos de medida que llegan a cada función de protección de los dos relés 7UT633 involucrados en la protección 87T y 87Ter., respectivamente.

El esquema planteado para la protección de los autotransformadores tiene la ventaja de aumentar la confiabilidad de la protección diferencial convencional de transformadores logrando una cobertura total del equipo incluyendo el transformador zigzag y sus respectivas conexiones. Además es altamente selectivo para la detección de la fase fallada en la delta y su conexión en 33kV ante un evento de cortocircuito, lo cual es de bastante interés en beneficio de la operación.

En la TABLA N° 3.12 se resume la operación del esquema propuesto así como sus principales características.

TABLA N° 3.12 Operación del Esquema de Protección Diferencial de Autotransformador y Diferencial de terciario del PROYECTO

Relé	Funciones Habilitadas	Descripción
RELÉ 7UT633 (87T)	87T: PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	Protección diferencial de transformador convencional (larga) hasta el TC de la conexión del transformador zigzag. En el devanado delta solo detecta fallas simétricas y fallas en la conexión en 33kV de moderada impedancia.
	87G: PROTECCIÓN DE TIERRA RESTRINGIDA	Protección tomada desde el TC de neutro hasta los TC's de bujes del zigzag. Los TC's se polarizan de manera que cubran fallas a tierra en la delta y la conexión en 33kV.
RELÉ 7UT633 (87Ter.)	87B: PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS PARA EL DEVANADO Terciario	Protección diferencial por cada rama del devanado delta en 33kV de los autotransformadores (protege contra fallas internas de alta impedancia en el armado de la delta). Se logra activando la función 87B disponible del relé 7UT633 y realizando las conexiones observadas en la Fig. 3.16 para las tres ramas del arreglo de la delta del autotransformador.
	50/51: PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN EL DEVANADO DELTA 33KV	Protección tomada de la suma de los TC's de la delta que permite la detección de la fase fallada para fallas en la conexión en 33kV.
	50G/51G: PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL ZIGZAG	Protección tomada del TC de neutro del zigzag que sirve como protección de respaldo de la 87G.

El esquema especial de protección de autotransformadores del PROYECTO fue probado a través de inyecciones de fallas en archivos COMTRADE, simulando para el autotransformador de Carabayllo fallas monofásicas, trifásicas, bifásicas aisladas y a tierra, francas, de mediana y alta impedancia internas en 500kV, 220kV, 33 kV y externas al autotransformador; también en las conexiones internas y externas en el transformador zigzag e incluso en el devanado de SSAA, encontrándose que el esquema propuesto es

seguro ante la fallas internas, es selectivo para determinar la fase fallada e igualmente es seguro y selectivo para las fallas en la conexión e incluso para fallas en el zigzag.

Para establecer la unidad y el lugar de la fase fallada se tiene acorde con las pruebas, la TABLA N° 3.13, basada en la operación de las funciones de protección asociadas a los relés que componen el esquema de protección especial de autotransformadores.

TABLA N° 3.13 Operación Esperada de las Protecciones Diferenciales para Fallas en el lado de 33kV de los Autotransformadores (Devanado Delta y Conexión)

TIPO Y LUGAR DE LA FALLA	ACTUACION DE LAS PROTECCIONES 7UT633 de la delta y 7UT633 DEL ATR								
	OSCILO 87T ATR TRIP relé 7UT633	87G ATR relé 7UT633	87Δ TRIP FASEA relé 7UT633Δ	87Δ TRIP FASEB relé 7UT633Δ	87Δ TRIP FASEC relé 7UT633Δ	PU 50/51 FASEA y/o oscilo O/C Ph L1 pu relé 7UT633Δ	PU 50/51 FASEB y/o oscilo O/C Ph L2 pu relé 7UT633Δ	PU 50/51 FASEC y/o oscilo O/C Ph L3 pu relé 7UT633Δ	50G/51G RELÉ 7UT633
Falla 1φ -A interna en la Δ		✓	✓						✓
Falla 1φ -B interna en la Δ		✓		✓					✓
Falla 1φ -C interna en la Δ		✓			✓				✓
Falla 2φ-t, BCT interna en la Δ		✓		✓	✓				✓
Falla 3φ- ABC interna en la Δ	✓		✓	✓	✓				
Falla 1φ -A Externa a la Δ (en la conexión)		✓				✓			✓
Falla 1φ -B Externa a la Δ (en la conexión)		✓					✓		✓
Falla 1φ -C Externa a la Δ (en la conexión)		✓						✓	✓
Falla 2φ-t CAT□ Externa a la Δ (en la conexión)		✓				✓		✓	✓
Falla 2φ BC□ Externa a la Δ (en la conexión)	✓						✓	✓	
Falla 3φ ABC□ Externa a la Δ (en la conexión)	✓					✓	✓	✓	

3.6.11 Protección Diferencial de Barras en 500kV

Básicamente lo descrito en los puntos 2.4.11 y 3.5.1 aplican de igual forma para las subestaciones en EAT. En este caso se decide priorizar la seguridad de la protección en vista de la experiencia operativa en nuestro medio y el colombiano, en donde es relativamente común (no se tienen datos históricos) que se tengan corrientes diferenciales elevadas por transformadores de corriente con su secundario cortocircuitado luego de mantenimientos en subestaciones de AT y EAT.

3.6.12 Protección y Lógica Especial de la Función 50BF Etapa 0 para Subestaciones Interruptor y Medio en 500KV, Relés 7VK611

Para el PROYECTO en las subestaciones en 500kV se tiene una configuración en interruptor y medio que presenta tres zonas muertas por diámetro (ver Fig. 3.17).

Para las zonas muertas en los cortes A y C la etapa 0 debe comandar disparo al interruptor del corte B y enviar un DTT al extremo remoto de la línea o al lado de 220kV del autotransformador según sea el caso. En el caso de falla en zona muerta del corte B se debe enviar un disparo al interruptor del corte A y un disparo al lado de 220kV del autotransformador.

La única condición que debe cumplirse para que arranque la etapa 0 de cada corte es que su interruptor se encuentre en estado abierto y que circule una corriente superior al umbral de ajuste por etapa 0 a través del TC del corte respectivo. No es necesario el arranque de protecciones externas. Las posiciones de estos equipos son llevadas a los relés 50BF mediante entradas binarias.

Para el caso particular del relé 7VK611 que contiene la función 50BF para los cortes B, es necesario armar una lógica especial para lograr implementar la etapa 0 pues este relé no posee por defecto una función de etapa 0 que sea independiente del arranque de alguna protección externa tal como se indica en los criterios expuestos en el punto 2.4.14, como sí lo tiene el relé 7SS52. Esta lógica se arma activando una función de sobrecorriente en el propio 7VK611 la cual se active solamente para la condición de interruptor abierto por fase. En la Fig. 3.18 se ilustra esta lógica.

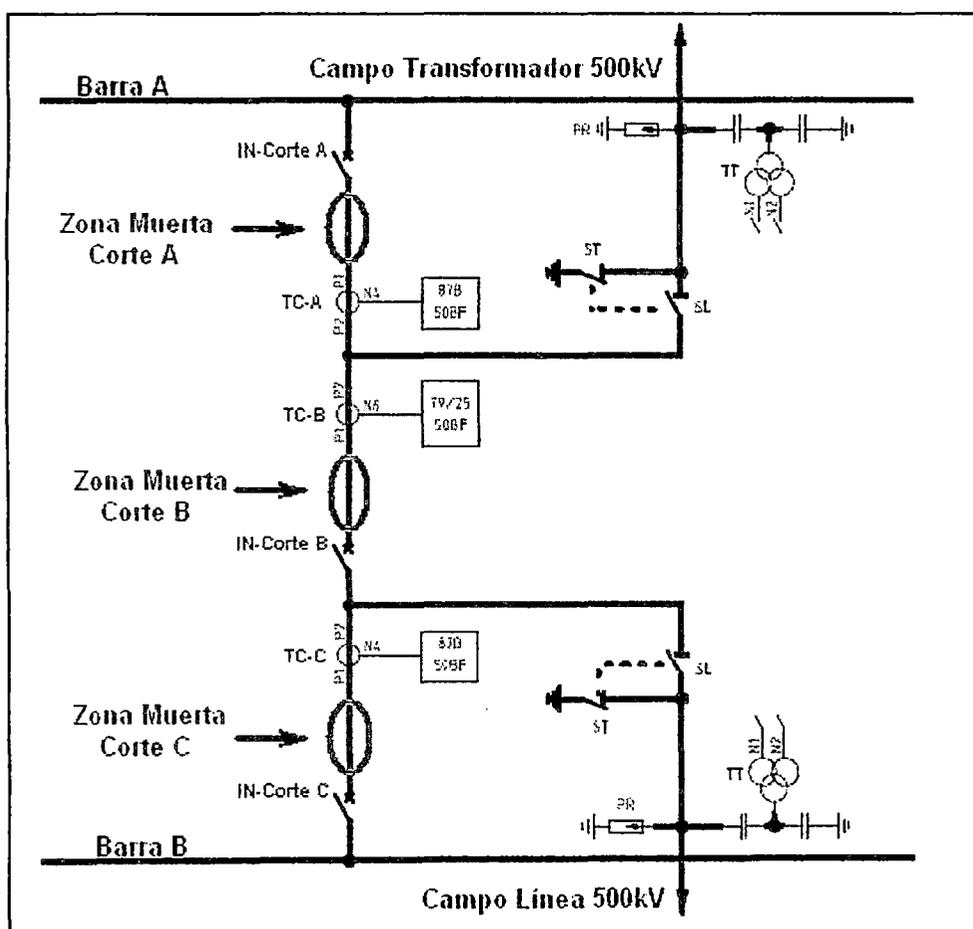


Fig. 3.17 Zonas Muertas Subestación 500kV Interruptor y Medio

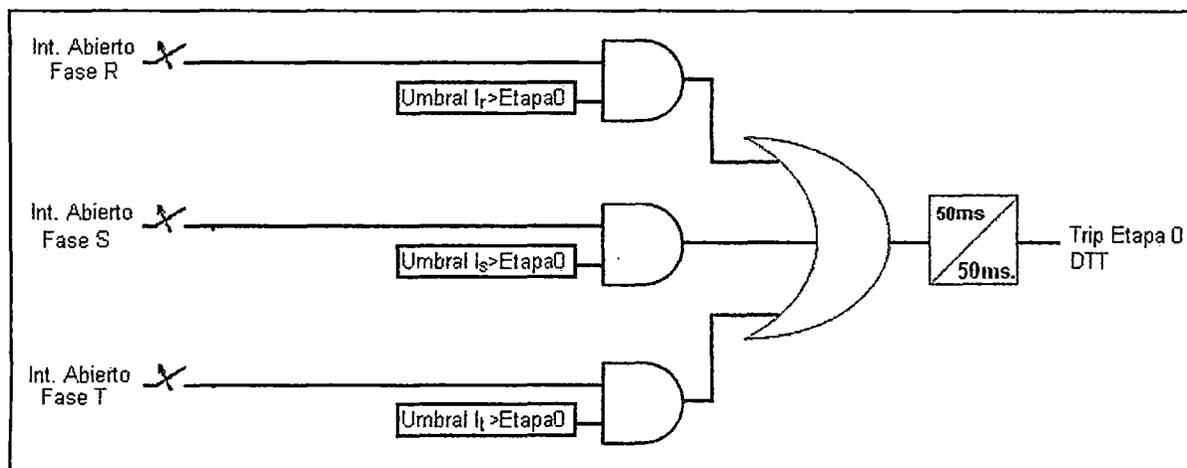


Fig. 3.18 Lógica para Función de 50BF Etapa 0 Implementada en los Relés 7VK611 de los cortes B

CAPÍTULO IV
RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE AJUSTE PARA LAS PROTECCIONES DEL
PROYECTO

4.1 Ajustes de Protección para Líneas de Transmisión

4.1.1 Protección Diferencial de Línea

Para el caso de las líneas del PROYECTO, la mínima corriente que asegura precisión de medida para los TC's asociados representa el 10% de la corriente nominal de este equipo. Ver TABLA N° 4.1.

TABLA N° 4.1 Corriente Mínima de Precisión para los TC de las Líneas del Proyecto

Código	RTC	10%In (A)
L-2103 L-2104 L-2105 L-2106 L-2107 L-2108	1250/1	125
L-5001	1000/1	100

De acuerdo con lo descrito en el punto 3.3.1 y 3.6.3, los resultados de los cálculos de las corrientes de vacío por efecto Ferranti se muestran en la TABLA N° 4.2.

TABLA N° 4.2 Valores de Corriente de Vacío y Ajustes de Corriente Diferencial Líneas
 PROYECTO

Código	V _L MÁX (kV)	B1 (μS/km)	Longitud (km)	Y _{LÍNEA} (μS)	I _{VACÍO} (A)
L-2103 L-2104	245	4,366	50,1	218,74	30,94
L-2105 L-2106	245	4,366	39,1	170,71	24,15
L-2107 L-2108	245	6,013	10,2	61,33	8,68
L-5001	525	5,266	89,8	472,89	143,34

Se observa de la TABLA N° 4.1 y TABLA N° 4.2 que el único caso en que se supera la corriente de vacío por sobre el 10%In del TC correspondiente se da para la línea en L-

5001 en 500kV. Para este caso se deberá ajustar como mínimo al doble de la corriente de vacío resultante que es $(143.34 \times 2 = 287A)$. Se considera adecuado un ajuste de 300A. Por lo tanto los ajustes finales para la función diferencial para los relés 7SD522 se muestran en la TABLA N° 4.3. La pendiente de la característica diferencial es para todos los casos igual a 45° .

TABLA N° 4.3 Ajustes de la Corriente Mínima Diferencial para las Líneas del PROYECTO

Código	Ajuste Idiff> (A)	Pendiente
L-2103 L-2104 L-2105 L-2106 L-2107 L-2108	125	45°
L-5001	300	

4.1.2 Protección de Distancia

Para los relés de distancia SIEMENS se tienen 5 zonas independientes. De acuerdo con la recomendación del fabricante se deben ajustar las zonas 1, 2 y 3 hacia adelante, la zona 4 en dirección reversa y la zona 5 no direccional con un alcance 7 ohmios secundarios mayor al alcance asignado a la zona 3 adelante, con este alcance se pretende lograr una detección adecuada de la oscilación de potencia para originar el bloqueo.

La TABLA N° 4.4 ilustra los ajustes en valores primarios a ingresar en los relés distancia. Asimismo en el Anexo A y B de la presente Tesis, se muestran las simulaciones correspondientes de verificación de estos ajustes.

TABLA N° 4.4 Ajustes de Protecciones de Distancia de las Líneas del PROYECTO

Subestación	Ajustes (Ω prim)	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1B	Zona Z4 (Rev.)	Zona Z5
Huayucachi L-2221	X	103.87	148.10	148.10	148.10	7.04	159.10
	X(-)	--	--	--	--	--	44
	R	50	70	70	70	21.12	114.33
	RE	104.79	104.79	104.79	104.79	21.12	114.33
	α	10	--	--	--	--	--
	T (s)	0	0.6	1	0	1.5	Inf.
Carabayllo L-2221	X	103.87	146.60	192.42	146.60	17	200
	X(-)	--	--	--	--	--	50
	R	40	40	40	40	40	47
	RE	115	115	115	115	51	122
	α	0	--	--	--	--	--
	T (s)	0	0.4	1	0	1.5	Inf.

Subestación	Ajustes (Ω prim)	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1B	Zona Z4 (Rev.)	Zona Z5
Chilca L-5001	X	24,25	38,72	38,72	38,72	38,72	70,53
	Criterio	K=0.85	Alcance hasta el 30% de la impedancia equivalente de los Autotrafos en Carabayllo	Alcance hasta el 30% de la impedancia equivalente de los Autotrafos en Carabayllo	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-)	--	--	--	--	--	87.51
	R	61.81	61.81	61.81	61.81	61.81	93.63
	RE	61.81	61.81	61.81	61.81	61.81	93.63
	α	12°	--	--	--	--	--
	T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.
Carabayllo L-5001	X (Ω)	24.25	62.49	82.86	62.49	82.86	114.68
	Criterio	K=0.85	Alcance hasta el 50% de la impedancia del Autotrafo en Chilca	Alcance hasta el 80% de la impedancia del Autotrafo en Chilca	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-) (Ω)	--	--	--	--	--	114.68
	R (Ω)	61.81	61.81	61.81	61.81	61.81	93.63
	RE (Ω)	61.81	61.81	61.81	61.81	61.81	93.63
	α	7°	--	--	--	--	--
	T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.
Chilca L-2103 L-2104	X	16.30	26.84	39.77	26.84	39.77	50.97
	Criterio	K=0.85	Alcance hasta el 50% de la impedancia de la línea adyacente (L-2105 / L-2106)	Alcance hasta el 80% de la impedancia equivalente de los Autotrafos en Carabayllo	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-)	--	--	--	--	--	50.97
	R	47.87	47.87	47.87	47.87	47.87	59.07
	RE	69.6	69.6	69.6	69.6	69.6	80.8
	α	4°	--	--	--	--	--
	T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.
Planicie L-2103 L-2104	X (Ω)	16.30	29.25	29.25	29.25	29.25	40.45
	Criterio	K=0.85	Alcance hasta el 80% de la impedancia del Autotrafo en Chilca	Alcance hasta el 80% de la impedancia del Autotrafo en Chilca	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-) (Ω)	--	--	--	--	--	40.45
	R (Ω)	51.2	51.2	51.2	51.2	51.2	62.4
	RE (Ω)	96	96	96	96	96	107.2
	α	0	--	--	--	--	--
	T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.
Planicie L-2105 L-2106	X	13,04	18,40	20,60	18,40	20,60	31,80
	Criterio	K=0.85	Alcance hasta el 120% de línea. Sobrealcanza a la línea L-2107 / L-2108	Alcance hasta el 80% de la impedancia equivalente de los Autotrafos en Carabayllo	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-)	--	--	--	--	--	31.80

Subestación	Ajustes (Ω prim)	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1B	Zona Z4 (Rev.)	Zona Z5
	R	47.87	47.87	47.87	47.87	47.87	59.07
	RE	58.62	58.62	58.62	58.62	58.62	69.82
	α	10	–	–	–	–	–
	T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.
Carabayllo L-2105 L-2106	X (Ω)	13,04	21,47	41,41	21,47	41,41	52,61
	Criterio	K=0.85	Alcance hasta el 140% de la impedancia de la línea	Alcance hasta el 120% de la impedancia de la línea más la línea adyacente.	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-) (Ω)	–	–	–	–	–	52,61
	R (Ω)	47.87	47.87	47.87	47.87	47.87	59.07
	RE (Ω)	47.87	47.87	47.87	47.87	47.87	59.07
	α	0	–	–	–	–	–
	T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.
Carabayllo L-2107 L-2108	X	1,90	7,57	27,69	7,57	27,69	38,89
	Criterio	K=0.61 Se reduce el alcance reactivo para no detectar fallas resistivas en el extremo remoto sin necesidad de ajustar el ángulo de reducción de zona, que recortaría drásticamente el alcance por ser una línea corta. El valor se calcula a través de simulaciones.	Alcance hasta el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. El tiempo de Z2 se reduce para que coordine con la Z2 de las líneas L-2105 / L-2106 desde Planicie	Alcance hasta el 80% de la impedancia del transformador eléctricamente más cercano (SE. Chillón)	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-)	–	–	–	–	–	38,89
	R	5.25	20.14	20.14	20.14	20.14	31.34
	RE	8.87	35.26	35.26	35.26	35.26	46.46
	α	0	–	–	–	–	–
	T (s)	0	0.25	1	0	2	Inf.
Zapallal L-2107 L-2108	X (Ω)	2,18	6,40	8,37	6,40	8,37	19,57
	Criterio	K=0.70 Se reduce el alcance reactivo para no detectar fallas resistivas en el extremo remoto sin necesidad de ajustar el ángulo de reducción de zona, que recortaría drásticamente el alcance por ser una línea corta. El valor se calcula a través de simulaciones.	Alcance hasta el 50% de la impedancia equivalente de los Autotrafos en Carabayllo	Alcance hasta el 80% de la impedancia equivalente de los Autotrafos en Carabayllo	Igual a Z2	Igual a Z3	Alcance 7ohm sec. mayores a la Z3
	X(-) (Ω)	–	–	–	–	–	19,57
	R (Ω)	6	20.12	20.12	20.12	20.12	31.32
	RE (Ω)	10.6	24.52	37.48	37.48	37.48	48.68
	α	0	–	–	–	–	–
T (s)	0	0.4	1	0	2	Inf.	

Notas:

En las TABLA N° 4.4 las variables X, R, RE representan:

X = Alcance reactivo para las características de fases y tierra

R = Alcance resistivo para la característica de fases

RE = Alcance resistivo para la característica de tierra

α = Ángulo de reducción de zona

4.1.3 Protección de Sobretensión

Se implementan dos etapas de ajuste con la lógica descrita en el punto 3.6.5:

a) Etapa 1 (lenta)

Se ajusta de la siguiente manera:

- Para 220kV se ajusta un valor de 115% de la tensión nominal (253kV).
- Para 500kV se ajusta en 110% de Vn (550kV).

b) Etapa 2 (rápida)

Se ajusta de la siguiente manera:

- Para 220kV se ajusta un valor de 120% de Vn (264kV).
- Para 500kV se ajusta en 120% de Vn (600kV).

Adicionalmente se tiene una etapa de alarma también implementada con una lógica como la descrita en el punto 3.6.5 pero con tensiones de línea. Esta será ajustada en 525kV y 245kV en un tiempo de 1s para las líneas en 500kV y 220kV respectivamente.

Para las líneas del proyecto, la temporización de las dos etapas de sobretensión se muestra en la TABLA N° 4.5. Al respecto, los ajustes de tiempo de las líneas en 220kV se ajustan de acuerdo con el esquema de sobretensión del sistema centro dado por el COES.

TABLA N° 4.5 Temporización de la Etapas de la Función de Sobretensión del
PROYECTO

Subestación	Línea	Temp. Etapa 1 (seg.)	Temp. Etapa 2 (seg.)
Chilca	L-2103	6	1,7
	L-2104	7	2,1
	L-5001	1	0,2
Planicie	L-2103	6	1,7
	L-2104	7	2,1
	L-2105	6,5	1,9
	L-2106	7,5	2,3
Carabaylo	L-2105	6,5	1,9
	L-2106	7,5	2,3
	L-2107	Deshabilitado	Deshabilitado
	L-2108	Deshabilitado	Deshabilitado

Subestación	Línea	Temp. Etapa 1 (seg.)	Temp. Etapa 2 (seg.)
	L-2221	3	0,5
	L-5001	1	0,2
Zapallal	L-2107	Deshabilitado	Deshabilitado
	L-2108	Deshabilitado	Deshabilitado

Nota: La función 59 en las líneas L-2107 y L-2108 se deshabilitó a solicitud del COES.

4.1.4 Protección de Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N

La función 67N en comparación direccional y temporizada será ajustada en las protecciones PL1 y PL2 así como en la protección de respaldo 7SJ641 (PR).

a) Sobrecorriente de Tierra en Comparación Direccional 67NCD

Los umbrales de arranque son los mismos que los de la etapa de tiempo inverso mostradas en la TABLA N° 4.6.

b) Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N Temporizada

Se ajustaron de acuerdo con los criterios del punto 2.4.4. Asimismo no se encontraron problemas de desbalance para la línea L-5001 y a las que son en 220kV diseñadas para 500kV debido a su corta longitud, por lo que se ajustaron simplemente buscando dar la máxima sensibilidad posible.

Los ajustes finales quedan definidos en los valores de la TABLA N°4.6. Asimismo las simulaciones de verificación de estos ajustes se presentan en el Anexo E del presente documento.

TABLA N° 4.6 Ajustes de la Función de Sobrecorriente 67N Líneas del PROYECTO

Subestación	Línea	Iarranque Curva	TMS	I>>	Tdef
Chilca	L-2103 L-2104	125	0.45	6250	0.25
	L-5001	120	0.42	2500	0.25
Planicie	L-2103 L-2104	125	0.27	2500	0.25
	L-2105 L-2106	125	0.26	3125	0.25
	L-2105 L-2106	125	0.45	5625	0.25
Carabaylo	L-2107 L-2108	125	0.45	12500	0.25
	L-5001	120	0.45	3500	0.25
	L-2107 L-2108	125	0.37	4375	0.25

Todas las curvas son NI-IEC

c) Característica Direccional de la Función 67N de las Protecciones del PROYECTO

El plano para detección de la direccionalidad de los relés PL1 y PL2 asociados a las líneas del PROYECTO se muestra en la Fig. 4.1. Los ángulos α y β (ajustables) son

los recomendados por el fabricante y se consideran adecuados para la determinación de la direccionalidad de fallas. La polarización de la función de sobrecorriente de tierra se ajustó para utilizar como base de cálculo los parámetros de secuencia cero $3I_0$ y $3V_0$ para todos los casos.

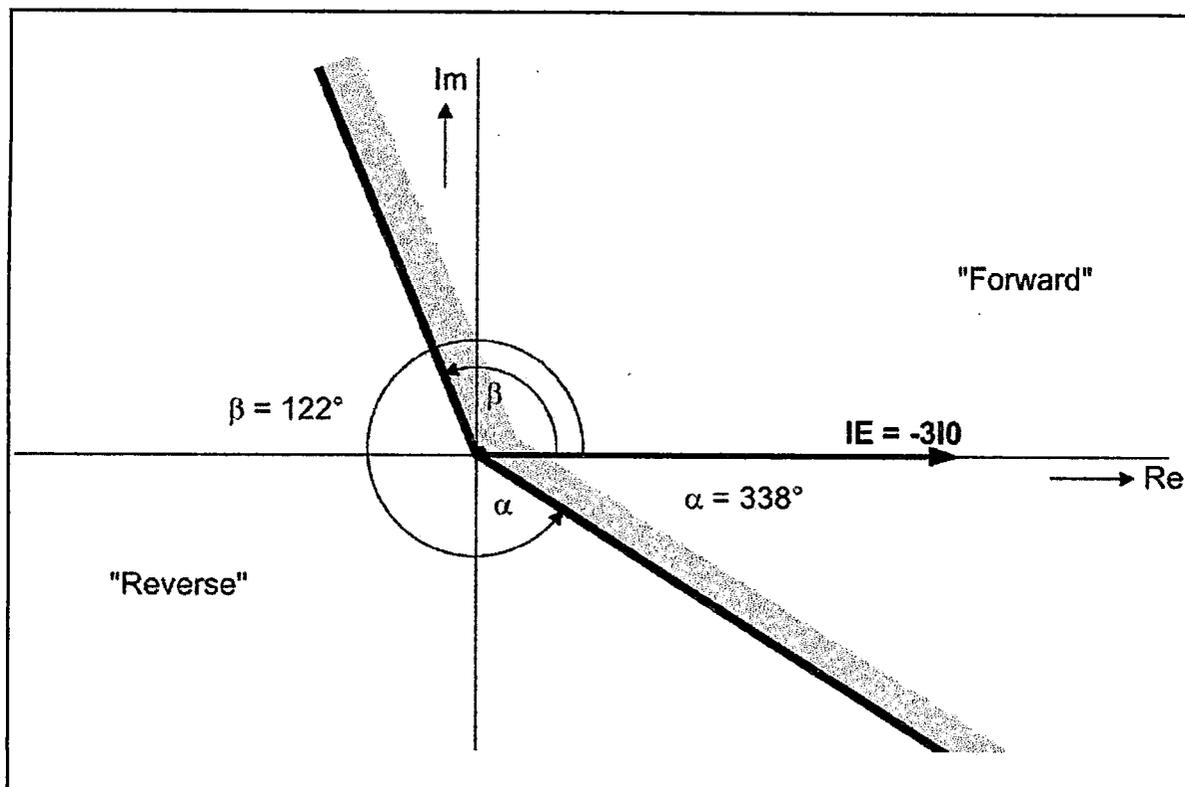


Fig. 4.1 Característica Direccional de la Función de Sobrecorriente de Tierra SIEMENS 7SD522 y 7SA612

d) Función de Sobrecorriente STUB

Los ajustes seleccionados corresponden a $1.2 \cdot I_{nCT} = 1.2 \cdot 1000$ Amp y un tiempo de 50 ms para las líneas en 500kV. Para el caso de las líneas L-2107 / L-2108 en la SE. Zapallal, los ajustes seleccionados corresponden a $1.2 \cdot I_{nCT} = 1.2 \cdot 1250$ Amp y un tiempo de 50 ms.

e) Función de Cierre en Falla (SOTF)

Los ajustes finales se muestran en la TABLA N° 4.7, los mismos que son calculados siguiendo los criterios expuestos en el punto 2.4.4 con el esquema especial descrito en el punto 3.6.7.

TABLA N° 4.7 Ajustes 50HS de la función SOTF asociadas a las líneas del PROYECTO

Subestación	Línea	RCT	Relé	$I > (A)$ Secundarios
Chilca	L-2103	1250	7SD522 / 7SA612	8.46
	L-2104	1250	7SD522 / 7SA612	8.46
	L-5001	1000	7SD522 / 7SA612	1.26
Planicie	L-2103	1250	7SD522 / 7SA612	3.75

Subestación	Línea	RCT	Relé	I _p (A)
	L-2104	1250	7SD522 / 7SA612	3.75
	L-2105	1250	7SD522 / 7SA612	3.92
	L-2106	1250	7SD522 / 7SA612	3.92
Carabayllo	L-2105	1250	7SD522 / 7SA612	5.41
	L-2106	1250	7SD522 / 7SA612	5.41
	L-2107	1250	7SD522 / 7SA612	4.50
	L-2108	1250	7SD522 / 7SA612	4.50
	L-2221	800	7SA612	9.23
	L-5001	1000	7SD522 / 7SA612	1.55
Zapallal	L-2107	1250	7SD522 / 7SA612	5.09
	L-2108	1250	7SD522 / 7SA612	5.09

4.1.5 Esquemas de Teleprotección

Los esquemas de teleprotección a implementar en las protecciones de las líneas de transmisión asociadas al PROYECTO son los siguientes:

- Esquema POTT (Permissive Overreach Transfer Trip – Esquema de Sobrealcance Permisivo).
- Esquema de sobrecorriente de tierra en comparación direccional 67NCD.
- Esquema de disparos directos (DTT) por 59 y etapas 0 y 2 de la protección 50BF.

Como medios de comunicación se dispondrán de fibra óptica y microondas con tres órdenes de envío cada una dispuestas tal como se detalla en la TABLA N° 4.8. De esta forma se obtiene redundancia en el envío de señal de teleprotección ya que las tres órdenes son enviadas por ambos medios de comunicación, mientras que para la recepción de dichas señales, el esquema de comunicaciones contempla la existencia de un multiplexor en el extremo remoto el cual conmuta la recepción al medio que llega primero, de esta manera al extremo remoto solo se tiene recepción de todas las órdenes pero de un solo medio de comunicación, ya sea fibra óptica o microondas.

TABLA N° 4.8 Detalle Esquema de Teleprotección Líneas PROYECTO

Orden	Medio	Subestación A	Subestación B	Esquema
TP1	Fibra Óptica / Microondas	PL2: 7SA612	PL2: 7SA612	POTT
TP2	Fibra Óptica / Microondas	PL1: 7SD522 PL2: 7SA612	PL1: 7SD522 PL2: 7SA612	67N
TP3	Fibra Óptica / Microondas	PL1: 7SD522 PL2: 7SA612	PL1: 7SD522 PL2: 7SA612	DTT

4.1.6 Esquema de Recierre y Verificación de Sincronismo

a) Tiempos Muertos de Recierre

El ajuste del tiempo muerto para el extremo que energiza será de 500ms. El criterio para el extremo que recierra establece un intervalo de tiempo de 200ms de coordinación con respecto al extremo que energiza.

b) Sincronismo Para Cierre Manual

Para efectuar el cierre manual de los interruptores se plantean los siguientes ajustes para la verificación de sincronismo:

$$\Delta\phi = 30^\circ$$

$$\Delta f = 0.1\text{Hz}$$

$$\Delta V = 10\%V_n \text{ (para las líneas en 220 kV); } 5\%V_n \text{ (para las líneas en 500 kV).}$$

Asimismo, las condiciones de cierre habilitadas serán:

- Barra viva – línea viva.
- Barra viva – línea muerta.
- Barra muerta – línea viva.
- Barra muerta – línea muerta.
- Tiempo de chequeo para el sincronismo: 180s.

En el Anexo G, se presentan simulaciones de verificación de sincronismo para las condiciones más críticas de operación que pudieran presentarse para las líneas del PROYECTO con los ajustes propuestos.

4.1.7 Ajuste de la Función de Oscilación de Potencia

La función 68 se ajusta en los relés SIEMENS a través de la zona 5 no direccional con una banda de 7 ohm secundarios rodeando todas las demás zonas para permitir el bloqueo de la protección ante una condición de oscilación de potencia, esto último de acuerdo con lo recomendado por el mismo fabricante y viendo la no necesidad de implementar ajustes sistémicos para el caso de la línea L-5001 en 500kV o para las otras en 220kV del PROYECTO, tal como lo explicado en el punto 3.6.9.

Las posibilidades de bloqueo ofrecidas por las protecciones de distancia SIEMENS se resumen a continuación:

- Bloqueo de todas las zonas de la protección de distancia.
- Bloqueo de zona 1 y la zona de sobrealcance para esquema de teleprotección Z1B.
- Bloqueo de zonas Z2 a Z5.
- Bloqueo de las dos primeras zonas y la zona de sobrealcance Z1, Z2, Z1B.

Para los relés del PROYECTO se ajustó el bloqueo por oscilación para todas las zonas de la función de distancia (defecto).

4.2 Ajustes de Protección para Transformadores de Potencia

4.2.1 Protección Diferencial de Transformadores

Este umbral de corriente diferencial se ajusta al 10% de la corriente del objeto protegido, lo cual cubre las corrientes diferenciales en operación normal por posiciones extremas de los cambiadores de taps y los errores de medida y precisión del relé.

La primera pendiente normalmente se escoge al 20%, con un ajuste en la corriente restrictiva (I_{res}) superior al valor de sobrecarga máxima esperada, en este caso sería de 1.3 I_{objeto} protegido.

La segunda pendiente se escoge al 50% y tiene en cuenta el efecto de la saturación de los TC's, para lograr el bloqueo ante esta condición.

Respecto a la protección de 87G diferencial de tierra restringida, se ajustó de la misma forma que la diferencial convencional a la máxima sensibilidad posible ($10\% I_{nom}$ del TC de terciario y de neutro cuya relación es 200:1).

4.2.2 Ajustes de Protecciones de Sobrecorriente Asociadas al Esquema de Protección Especial de Autotransformadores, Transformadores Zigzag y la Conexión en 33kV del PROYECTO

Los transformadores zigzag poseen un devanado secundario para alimentar servicios auxiliares de ser requerido.

a) Función 51G

En estado estable la corriente de neutro del transformador zigzag es cercana a cero (se puede considerar un ajuste para un desbalance del 10% I_{neutro} , es decir 60 A), esto permite dar una alta sensibilidad al relé.

Se elegirá una curva NI y un tiempo de operación de 0.05 seg.

De acuerdo con datos del fabricante, el transformador zigzag se diseñó con el criterio de soportar una corriente de corta duración máxima de 600A por un tiempo de corto circuito correspondiente a 10 segundos. Para esta condición de falla ($3I_0 = 600A$) se obtienen tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente de neutro cercanos a 200 ms con la sensibilidad dada al relé. Sin embargo dado que el objeto de este relé es servir no solo de respaldo para fallas a tierra en el nivel de 33kV sino permitir la determinación del tipo y la unidad fallada, se ve conveniente habilitar la función de tiempo definido en 0.1 seg con el ajuste en corriente de 120 Amperios (20% de $3I_0 = 600 A$).

Luego los ajustes finales asociados a la corriente de neutro del zigzag quedan:

- 7UT633

$I_{Ep} > = 0.3$ (relación de TC 200/1)

$TIEp > (\text{dial}) = 0.05$ s

Curva NI

$I_{E} > = 0.6$ (relación de TC 200/1)

$TIE > = 0.1$ s

b) Función 51

Para el ajuste de la función 51 se tomará en cuenta la distribución de corrientes para fallas monofásicas mostradas en la Fig. 4.2.

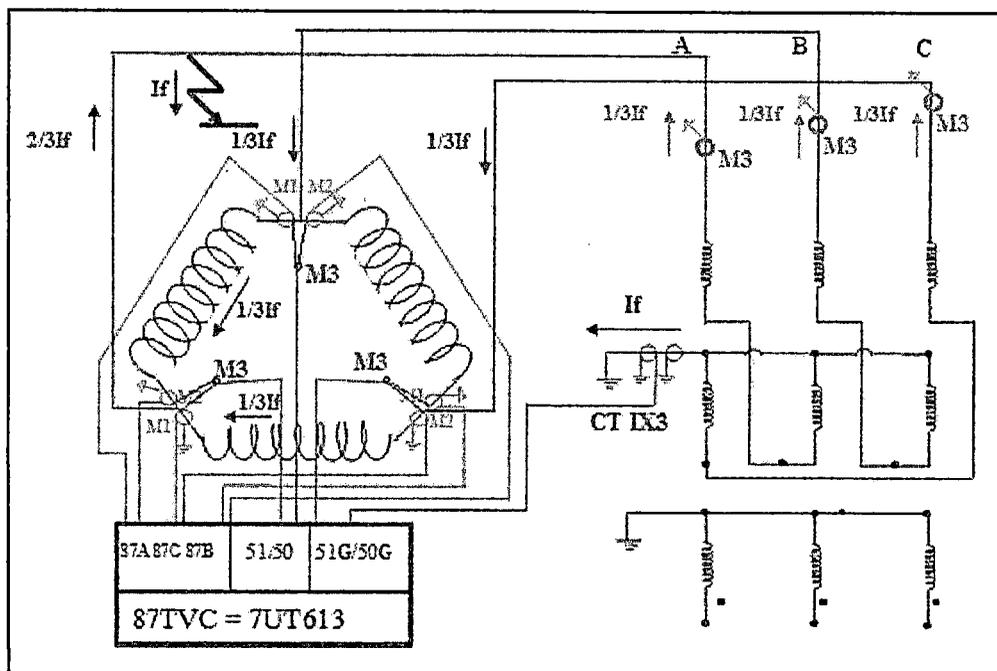


Fig. 4.2 Análisis de la Operación del Relé 7UT633 para la Falla monofásica en la Conexión a 33kV

Como puede verse para las fallas monofásicas en la conexión las corrientes vistas por los puntos de medida M3 del relé 7UT633 del terciario 87Ter. (color rojo) son diferentes del punto de medida M3 del relé 87T de la protección diferencial larga del autotransformador 7UT633 (color verde), especialmente con la corriente de la fase fallada (fase A), la cual vista desde el punto de medida M3 de la suma de CT's la delta es $2/3 I_{falla}$ mientras el punto M3 de los CT's del zigzag es $1/3 I_{falla}$.

Por lo anterior la función de sobrecorriente 51 se ajustaría como respaldo de la protección 87G asociada al relé 7UT633 del ATR para detectar la fase fallada de la conexión. En el umbral de ajuste se tendría en cuenta la consideración de que la corriente que circularía por dicha fase es $2/3$ de la corriente del neutro del zigzag.

El valor de $2/3$ de 600 A es 400 A, el ajuste más adecuado para cubrir fallas de alta impedancia sería un porcentaje de este valor, pero a la vez por encima de $1/3$, para lograr detectar la fase fallada en la conexión, el valor será del 60%, es decir 250 Amp. Esto permite detectar fallas hasta de 50 ohm monofásicas y hasta de 100 ohm bifásicas.

De todas formas se espera que la protección 87T detecte fallas simétricas en la conexión y el sobrecorriente de fases quede como protección de respaldo disparando en un tiempo definido de 200 ms, el cual con el arranque permitirá identificar la fase fallada en la conexión.

Como segunda etapa de temporización se elige como umbral de ajuste ($I >>$) el valor de 400 A, con tiempo definido en 50 ms, con este ajuste se busca garantizar el despeje de fallas de hasta 50 ohm bifásicas aisladas en la conexión de 33kV.

4.2.3 Protección de Sobrecorriente de Transformadores

La TABLA N° 4.9 muestra los ajustes de las protecciones de los autotransformadores del PROYECTO.

TABLA N° 4.9 Ajustes de las Protecciones de Sobrecorriente de los Autotransformadores
PROYECTO

Subestación	Código	kV	RCT	Relé	I> (A)	I> (Asec)	TMS (s)	Io> (A)	Io> (Asec)	TMS (s)
Chilca	AT72-52	500	1000	7SJ641	796.74	0.8	0.13	277.1	0.28	0.19
		220	2500	7SJ641	1810.8	0.72	0.11	629.8	0.25	0.18
Carabayllo	AT73-52	500	1000	7SJ641	796.74	0.8	0.07	277.1	0.28	0.21
		220	2500	7SJ641	1810.8	0.72	0.06	629.8	0.25	0.19
	AT74-52	500	1000	7SJ641	796.74	0.8	0.07	277.1	0.28	0.21
		220	2500	7SJ641	1810.8	0.72	0.06	629.8	0.25	0.19

Todas las curvas son NI-IEC.

Las simulaciones para la verificación de la actuación de los ajustes planteados se presentan en el Anexo C.

4.3 AJUSTES DE PROTECCIÓN PARA SUBESTACIONES

4.3.1 Ajustes de Protección Diferencial de Barras

a) Ajustes Diferencial de Barras SE. Carabayllo 500kV

Aplicando el criterio establecido en el punto 3.5.1, la máxima corriente en las bahías de la SE. Carabayllo 500kV viene representado por el flujo de potencia a través de la línea L-5001.

El valor de corriente máxima por la línea L-5001 calculada para el escenario de máxima demanda en estiaje del 2011 es:

$$I_{\text{MAX L-5001}} = 0.173 \text{ kA (150 MVA)} \quad (4.1)$$

Considerando el aumento del flujo de potencia a través de la línea L-5001 en el mediano - largo plazo se aplica un factor de seguridad adicional al valor de corriente máximo calculado:

$$I_{\text{MAX L-5001}} = 2 \times 0.173 \text{ kA} = 0.347 \text{ kA (300 MVA)} \quad (4.2)$$

La mínima corriente de cortocircuito en la barra se determina efectuando fallas de 50 ohm.

$$I_{\text{CC1}\phi} = 3.854 \text{ kA} \quad (4.3)$$

$$I_{\text{CC3}\phi} = 3.751 \text{ kA} \quad (4.4)$$

De acuerdo con el criterio el umbral de corriente diferencial estaría dado por:

$$1.3 \times 0.347 \leq I_d \leq 0.8 \times 3.751 \quad (4.5)$$

Entonces:

$$I_d = 0.45 \text{ kA} = 0.45 \text{ I / Ino} \quad (4.6)$$

En la TABLA N° 4.10 y TABLA N°4.11 se muestran los datos de los circuitos de corriente de la SE. Carabayllo 500kV.

TABLA N° 4.10 Características de los Transformadores de Corriente SE. Carabayllo 500kV

Equipo	Tensión Nominal (kV)	Datos de los Transformadores de Corriente			
		Primario	Secundario	Clase de precisión	Consumo (VA)
L-5001	500	1000	1	5P20	10
AT73 / AT74	500	1000	1	5P20	10

TABLA N° 4.11 Características del Circuito de Corriente SE. Carabayllo 500kV

Equipo	Características del circuito de corriente							
	Resistencia Secund-75° (ohm)	Carga de Cableado (ohm)	Carga de protección (ohm) Contr_Bahia	Icc. Max. Por TC (A)	I sat. nominal. (A)	Carga nominal (ohm)	Factor de Saf. (K'ssc)	Factor de carga (Kb)
L-5001	4,01	10	1	3699	20000	10,0	0,9	0,20
AT73 / AT74	4,01	10	1	3806	20000	10,0	0,9	0,20

De la TABLA N° 4.11 se observa que se obtiene un factor de carga máximo de 0.2 (menor a 2). Por lo tanto el factor de estabilización K se ajusta en 0.6.

Los ajustes a implementar en la protección diferencial de barra en la SE. Carabayllo se muestran en la TABLA N° 4.12.

TABLA N° 4.12 Ajustes de la Protección Diferencial de Barras 7SS52 SE. Carabayllo 500kV

Addr.	Setting Title	Comments	Setting Options	Default Setting	Ajuste
6101	Stabilizing factor – selective	Stabilizing factor – selective	0.10.....0.80	0.30	0.60
6102	Diff-current threshold – selective	Diff-current threshold – selective	0.20....4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.45 I/Ino
6103	Stabilizing factor – check zone	Stabilizing factor - check zone	0.10.....0.80	0.30	0.60
6104	Diff-current threshold - check zone	Diff-current threshold – check zone	0.20...4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.45 I/Ino

b) Ajustes Diferencial de Barras SE. Carabayllo 220kV

Aplicando el criterio establecido en el punto 3.5.1, la máxima corriente a través del acoplamiento para la SE. Carabayllo se calcula para la máxima transferencia esperada de las líneas L-2107 y L-2108.

El valor de corriente máxima por el acoplamiento calculado para el escenario de máxima demanda en estiaje del 2011 es:

$$I_{\text{MAX L-2107/L-2108}} = 1.066 \text{ kA (406 MVA)} \quad (4.7)$$

La mínima corriente de cortocircuito en la barra se determina efectuando fallas de 50 ohm.

$$I_{\text{CC1}\phi} = 2.44 \text{ kA} \quad (4.8)$$

$$I_{\text{CC3}\phi} = 2.43 \text{ kA} \quad (4.9)$$

De acuerdo con el criterio el umbral de corriente diferencial estaría dado por:

$$1.3 \times 1.066 \leq I_d \leq 0.8 \times 2.43 \quad (4.10)$$

Entonces:

$$I_d = 1.390 \text{ kA} = 0.56 I / I_{no} \quad (4.11)$$

En la TABLA N° 4.13 y TABLA N° 4.14 se muestran los datos de los circuitos de corriente de la SE. Carabaylo.

TABLA N° 4.13 Características de los Transformadores de Corriente SE. Carabaylo
220kV

Equipo	Tensión Nominal (kV)	Datos del Transformador de Corriente			
		Primario	Secundario	Clase de precisión	Consumo (VA)
L-2105 / L-2106	220	1250	1	5P25	10
L-2107 / L-2108	220	1250	1	5P25	10
AT73 / AT74	220	2500	1	5P25	10
L-2221	220	1250	1	5P25	10
Acop. Barras	220	2500	1	5P25	10

TABLA N° 4.14 Características del Circuito de Corriente SE. Carabaylo 220kV

Equipo	Características del circuito de corriente							
	Resistencia Secund-75° (ohm)	Carga de Cableado (ohm)	Carga de protección (ohm) Contr_Bahia	Icc. Max. Por TC (A)	I sat. nominal (A)	Carga nominal (ohm)	Factor de Sat. (K'sso)	Factor de carga (Kb)
L-2105 / L-2106	4,588	10	1	17676	31250	10,0	0,9	0,60
L-2107 / L-2108	4,588	10	1	15885	31250	10,0	0,9	0,54
AT73 / AT74	10,175	10	1	16345	62500	10,0	1,0	0,27
L-2221	4,588	10	1	15323	31250	10,0	0,9	0,52
Acop. Barras	10,175	10	1	17676	62500	10,0	1,0	0,30

De la TABLA N° 4.14 se observa que se obtiene un factor de carga máximo de 0.60 (menor a 2). Por lo tanto el factor de estabilización K se ajusta en 0.6.

Los ajustes a implementar en la protección diferencial de barra en la SE. Carabayllo se muestran en la TABLA N° 4.15.

TABLA N° 4.15 Ajustes de la Protección Diferencial de Barras 7SS52 SE. Carabayllo
220kV

Addr.	Setting Title	Comments	Setting Options	Default Setting	Ajuste
6101	Stabilizing factor – selective	Stabilizing factor – selective	0.10.....0.80	0.30	0.60
6102	Diff-current threshold – selective	Diff-current threshold – selective	0.20....4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.56 I/Ino
6103	Stabilizing factor – check zone	Stabilizing factor - check zone	0.10.....0.80	0.30	0.60
6104	Diff-current threshold - check zone	Diff-current threshold – check zone	0.20...4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.56 I/Ino

c) Ajustes Diferencial de Barras SE. Planicie 220kV

Aplicando el criterio establecido en el punto 3.5.1, la máxima corriente a través del acoplamiento para la SE. Planicie se calcula para la máxima transferencia esperada de las líneas L-2105 y L-2106.

Para el caso de la SE. Planicie se tomará como referencia la corriente nominal de las líneas que llegan a la subestación:

$$I_{MAX L-2105/L-2106} = 0.919 \text{ kA (350 MVA)} \quad (4.12)$$

La mínima corriente de cortocircuito en la barra se determina efectuando fallas de 50 ohm.

$$I_{CC1\phi} = 2.33 \text{ kA} \quad (4.13)$$

$$I_{CC3\phi} = 2.42 \text{ kA} \quad (4.14)$$

De acuerdo con el criterio el umbral de corriente diferencial estaría dado por:

$$1.3 \times 0.919 \leq I_d \leq 0.8 \times 2.33 \quad (4.15)$$

Entonces:

$$I_d = 1.2 \text{ kA} = 0.48 \text{ I / Ino} \quad (4.16)$$

TABLA N° 4.16 Características de los Transformadores de Corriente SE. Planicie
220kV

Equipo	Tensión Nominal (kV)	Datos del Transformador de Corriente			
		Primario	Secundario	Clase de precisión	Consumo (VA)
L-2103 / L-2104	220	1250	1	5P25	10
L-2105 / L-2106	220	1250	1	5P25	10
Acop. Barras	220	2500	1	5P25	10

En la TABLA N° 4.16 y TABLA N°4.17 se muestran los datos de los circuitos de corriente de la SE. Planicie.

De la TABLA N° 4.17 se observa que se obtiene un factor de carga máximo de 0.36 (menor a 2). Por lo tanto el factor de estabilización K se ajusta en 0.6.

TABLA N° 4.17 Características del Circuito de Corriente SE. Planicie 220kV

Equipo	Características del circuito de corriente							
	Resistencia Secund-75° (ohm)	Carga de Cableado (ohm)	Carga de protección (ohm) Contr_Bahía	lcc. Max. Por TC (A)	I sat. nominal (A)	Carga nominal (ohm)	Factor de Sat. (K'ssc)	Factor de carga (Kb)
L-2103 / L-2104	4,588	10	1	10147	31250	10,0	0,9	0,35
L-2105 / L-2106	4,588	10	1	10648	31250	10,0	0,9	0,36
Acop. Barras	10,175	10	1	10648	62500	10,0	1,0	0,18

Los ajustes a implementar en la protección diferencial de barra en la SE. Carabayllo se muestran en la TABLA N° 4.18.

TABLA N° 4.18 Ajustes de la Protección Diferencial de Barras 7SS52 SE. Planicie 220kV

Addr.	Setting Title	Comments	Setting Options	Default Setting	Ajuste
6101	Stabilizing factor – selective	Stabilizing factor – selective	0.10.....0.80	0.30	0.60
6102	Diff-current threshold – selective	Diff-current threshold – selective	0.20...4.00 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.48 I/I_{no}
6103	Stabilizing factor – check zone	Stabilizing factor - check zone	0.10.....0.80	0.30	0.60
6104	Diff-current threshold - check zone	Diff-current threshold – check zone	0.20...4.00 I/I _{no}	0.20 I/I _{no}	0.48 I/I_{no}

d) Ajustes Diferencial de Barras SE. Chilca Nueva 500kV

Aplicando el criterio establecido en el punto 3.5.1, la máxima corriente en las bahías de la SE. Chilca 500kV viene representado por el flujo de potencia a través de la línea L-5001. El valor de corriente máxima por la línea L-5001 calculada para el escenario de máxima demanda en estiaje del 2011 es:

$$I_{MAX\ L-5001} = 0.173\ kA\ (150\ MVA) \quad (4.17)$$

Considerando el aumento del flujo de potencia a través de la línea L-5001 en el mediano plazo se aplica un factor de seguridad adicional al valor de corriente máximo calculado:

$$I_{MAX\ L-5001} = 2 \times 0.173\ kA = 0.347\ kA\ (300\ MVA) \quad (4.18)$$

La mínima corriente de cortocircuito en la barra se determina simulando fallas de 50 ohm.

$$I_{CC1\phi} = 3.716\ kA \quad (4.19)$$

$$I_{CC3\phi} = 3.675\ kA \quad (4.20)$$

De acuerdo con el criterio el umbral de corriente diferencial estaría dado por:

$$1.3 \times 0.347 \leq I_d \leq 0.8 \times 3.675 \quad (4.21)$$

Entonces:

$$I_d = 0.45 \text{ kA} = 0.45 \text{ I/Ino} \quad (4.22)$$

En la TABLA N° 4.19 y TABLA N° 4.20 se muestran los datos de los circuitos de corriente de la SE. Chilca.

TABLA N° 4.19 Características de los Transformadores de Corriente SE. Chilca Nueva 500kV

Equipo	Tensión Nominal (kV)	Datos de los Transformadores de Corriente			
		Primario	Secundario	Clase de precisión	Consumo (VA)
L-5001	500	1000	1	5P20	10
AT72	500	1000	1	5P20	10

TABLA N° 4.20 Características del Circuito de Corriente SE. Chilca Nueva 500kV

Equipo	Características del circuito de corriente							
	Resistencia Secund-75° (ohm)	Carga de Cableado (ohm)	Carga de protección (ohm) Contr_Bahía	Icc. Max. Por TC (A)	I sat nominal. (A)	Carga nominal (ohm)	Factor de Sat. (K'ssc)	Factor de carga (Kb)
L-5001	4,01	10	1	2930	20000	10,0	0,9	0,16
AT72	4,01	10	1	2365	20000	10,0	0,9	0,13

De la TABLA N° 4.20 se observa que se obtiene un factor de carga máximo de 0.16 (menor a 2). Por lo tanto el factor de estabilización K se ajusta en 0.6.

Los ajustes a implementar en la protección diferencial de barra en la SE. Chilca se muestran en la TABLA N° 4.21.

TABLA N° 4.21 Ajustes de la Protección Diferencial de Barras 7SS52 SE. Chilca Nueva 500kV

Addr.	Setting Title	Comments	Setting Options	Default Setting	Ajuste
6101	Stabilizing factor – selective	Stabilizing factor – selective	0.10.....0.80	0.30	0.60
6102	Diff-current threshold – selective	Diff-current threshold – selective	0.20....4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.45 I/Ino
6103	Stabilizing factor – check zone	Stabilizing factor - check zone	0.10.....0.80	0.30	0.60
6104	Diff-current threshold - check zone	Diff-current threshold – check zone	0.20...4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.45 I/Ino

e) Ajustes Diferencial de Barras SE. Chilca Nueva 220kV

Aplicando el mismo criterio establecido en el punto 3.5.1, la máxima corriente a través del acoplamiento para la SE. Chilca se calcula para la máxima transferencia

esperada de las líneas L-2103 y L-2104 y el autotransformador AT72 (todas representan flujo exportador a la subestación).

El valor de corriente máxima por el acoplamiento calculado para el escenario de máxima demanda en estiaje del 2011 es:

$$I_{MAX} = 0.972 \text{ kA (370 MVA)} \quad (4.23)$$

La mínima corriente de cortocircuito en la barra se determina efectuando fallas de 50 ohm.

$$I_{CC1\phi} = 2.48 \text{ kA} \quad (4.24)$$

$$I_{CC3\phi} = 2.48 \text{ kA} \quad (4.25)$$

De acuerdo con el criterio el umbral de corriente diferencial estaría dado por:

$$1.3 \times 1.066 \leq I_d \leq 0.8 \times 2.48 \quad (4.26)$$

Entonces:

$$I_d = 1.270 \text{ kA} = 0.51 I / I_{no} \quad (4.27)$$

En la TABLA N° 4.22 y TABLA N° 4.23 se muestran los datos de los circuitos de corriente de la SE. Chilca Nueva 220kV.

TABLA N° 4.22 Características de los Transformadores de Corriente SE. Chilca Nueva 220kV

Equipo	Tensión Nominal (kV)	Datos del Transformador de Corriente			
		Primario	Secundario	Clase de precisión	Consumo (VA)
L-2103 / L-2104	220	1250	1	5P25	10
AT72-52	220	2500	1	5P25	10
Salida Las Flores	220	1250	1	5P25	10
Acop. Barras	220	2500	1	5P25	10
Sec. Acop. Chilca Rep A	220	2500	1	5P25	10
Sec. Acop. Chilca Rep B	220	2500	1	5P25	10

TABLA N° 4.23 Características del Circuito de Corriente SE. Chilca Nueva 220kV

Equipo	Características del circuito de corriente							
	Resistencia Secund-75° (ohm)	Carga de Cableado (ohm)	Carga de protección (ohm) Contr. Bahía	Icc. Max. Por TC (A)	I sat nominal. (A)	Carga nominal (ohm)	Factor de Sat. (K'ssc)	Factor de carga (Kb)
L-2103 / L-2104	4,588	10	1	27489	31250	10,0	0,9	0,94
AT72-52	10,175	10	1	27672	62500	10,0	1,0	0,46
Salida Las Flores	4,588	10	1	28165	31250	10,0	0,9	0,96
Acop. Barras	10,175	10	1	28165	62500	10,0	1,0	0,47
Sec. Acop. Chilca Rep A	10,175	10	1	22864	62500	10,0	1,0	0,38
Sec. Acop. Chilca Rep B	10,175	10	1	22864	62500	10,0	1,0	0,38

De la TABLA N° 4.23 se observa que se obtiene un factor de carga máximo de 0.96 (menor a 2). Por lo tanto el factor de estabilización K se ajusta en 0.6.

Los ajustes a implementar en la protección diferencial de barra en la SE. Chilca Nueva 220kV se muestran en la TABLA N° 4.24.

TABLA N° 4.24 Ajustes de la Protección Diferencial de Barras 7SS52 SE. Chilca Nueva 220kV

Addr.	Setting Title	Comments	Setting Options	Default Setting	Ajuste
6101	Stabilizing factor – selective	Stabilizing factor – selective	0.10.....0.80	0.30	0.60
6102	Diff-current threshold – selective	Diff-current threshold – selective	0.20....4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.51 I/Ino
6103	Stabilizing factor – check zone	Stabilizing factor - check zone	0.10.....0.80	0.30	0.60
6104	Diff-current threshold - check zone	Diff-current threshold – check zone	0.20...4.00 I/Ino	0.20 I/Ino	0.51 I/Ino

4.3.2 Protección de Sobrecorriente del Campo de Acople para Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia

En la TABLA N° 4.25 se muestran los ajustes propuestos de acuerdo con los criterios expuestos en el punto 2.4.12. En el Anexo del informe se muestran las curvas de coordinamiento.

TABLA N° 4.25 Ajustes de la Protección de Sobrecorriente de los Campos de Acople Subestaciones 220kV PROYECTO (valores secundarios)

Subestación	I> Curva	TMS	I>> Tiempo Def.	Temp.	Ie> Curva	TMS	Ie>> Tiempo Def.	Temp.
Carabayllo	1.2	0.16	4.5	0.3	0.4	0.38	6.25	0.3
Chilca Nueva	1.2	0.22	9.15	0.3	0.4	0.32	10.15	0.3

Todas las curvas son del tipo IEC – NI.

Para el caso de la SE. Planicie 220kV, en vista de la baja magnitud de corrientes de cortocircuito a través del acoplamiento para fallas en los extremos remotos de las líneas que llegan a la SE. Planicie 220kV, se ve la necesidad de ajustar umbrales de arranque para las funciones de sobrecorriente del acoplamiento inferiores a las especificadas en los criterios. Para este caso particular la corriente de arranque para la función de sobrecorriente de tierra se ajusta en 0,2 A secundarios, mientras que el arranque para la sobrecorriente de fases se ajusta en 0,72 A sec. Se debe tener en cuenta que la relación del TC para la celda de acoplamiento es de 2500/1.

Asimismo, para cumplir con el criterio de despejar fallas en los extremos remotos de las líneas confluyentes a la SE. Planicie en tiempos de un segundo, se plantea ajustar una etapa de tiempo definido adicional. Por lo tanto la función de sobrecorriente tendrá

habilitada tres etapas: dos de tiempo definido y una de tiempo inverso. Los ajustes se muestran en la TABLA N° 4.26.

TABLA N° 4.26 Ajustes de la Protección de Sobrecorriente del campo de Acople SE.
Planicie 220kV (valores secundarios)

Subest.	I> Curva	TMS	I> Tiempo Def. Etapa 1	Temp. Etapa 1	I>> Tiempo Def. Etapa 2	Temp. Etapa 2	Ie> Curva	TMS	Ie> Tiempo Def. Etapa 1	Temp. Etapa 1	Ie>> Tiempo Def. Etapa 2	Temp. Etapa 2
Planicie	0.72	0.16	0.85	1	4	0.3	0.2	0.22	0.25	1	2.65	0.3

Todas las curvas son del tipo IEC – NI.

4.3.3 Protección de Sobrecorriente de los Interruptores de Seccionamiento A y B entre Chilca Nueva y Chilca REP

En la TABLA N° 4.27 se muestran los ajustes propuestos de acuerdo con los criterios expuestos en el punto 2.4.13. En el Anexo del informe se muestran las curvas de coordinamiento.

TABLA N° 4.27 Ajustes de Sobrecorriente de los Campos de Seccionamiento SSEE.
Chilca Nueva y Chilca REP (valores secundarios)

Subestación	I> Curva	TMS	Ie> Curva	TMS
Chilca Nueva	1.2	0.32	0.4	0.47

Todas las curvas son del tipo IEC – NI.

4.3.4 Ajustes Función 50BF Campos de Línea

Los ajustes de acuerdo con lo expuesto en el punto 2.4.14 se muestran en la TABLA N° 4.28.

TABLA N° 4.28 Ajustes de la Protección 50BF Subestaciones del PROYECTO (valores secundarios)

Subestación	Línea	RCT	Relé	I> (A)
Chilca	L-2103	1250	7SS52	0.95
	L-2104	1250	7SS52	0.95
	L-5001	1000	7SS52 / 7VK611	0.45
Planicie	L-2103	1250	7SS52	0.15
	L-2104	1250	7SS52	0.15
	L-2105	1250	7SS52	0.54
	L-2106	1250	7SS52	0.54
Carabayllo	L-2105	1250	7SS52	0.79
	L-2106	1250	7SS52	0.79
	L-2107	1250	7SS52	1.04
	L-2108	1250	7SS52	1.04
	L-2221	800	7SS52	0.51
	L-5001	1000	7SS52 / 7VK611	0.53

Subestación	Línea	RCT	Relé	I> (A)
Zapallal	L-2107	1250	7SS52 / 7VK611	0.81
	L-2108	1250	7SS52 / 7SA610	0.81

Para la etapa 0 de los relés 7VK de las subestaciones en 500kV de acuerdo con el esquema especial definido en el punto 3.6.12 se debe ajustar un valor de sobrecorriente de $1.3 \cdot I_{nCT} = 1.3 \cdot 1000 \text{ Amp} = 1300 \text{ Amp}$ con tiempos de pickup y drop out de 50 ms.

4.3.5 Ajustes Función 50BF Campos de Acople en Subestaciones Doble Barra con Seccionador de Transferencia

De acuerdo con el punto 2.4.14, se ajustará a la máxima sensibilidad del relé, es decir 0.1A Sec., para asegurar la operación incluso ante demanda mínima cuando ambas barras están acopladas. No se habilitará la etapa 0.

4.3.6 Ajustes Función 50BF Campos de Transformador

El valor de ajuste será de 0.1 Amp, sec., con el fin de lograr una cobertura máxima de protección ante la operación de las protecciones mecánicas de los autotransformadores, especialmente para condiciones de bajas transferencias.

4.4 Impacto del PROYECTO en las Protecciones Adyacentes

Se revisaron los esquemas de protección por distancia, sobrecorriente 67N, cierre en falla y falla interruptor en las subestaciones adyacentes al PROYECTO (Chilca REP, San Juan, Desierto, Cantera, Santa Rosa, Chavarría Paramonga Nueva y Huacho), encontrándose modificaciones de ajustes en algunas de estas bahías.

4.4.1 Protección de Distancia

Para la línea Chilca hacia Cantera es necesario implementar un ángulo de reducción de zona 1 en 5° . En la Fig. 4.3 se muestra la simulación de fallas monofásicas al 99% de la línea L-2090 Chilca – Cantera con el cambio de ajuste propuesto.

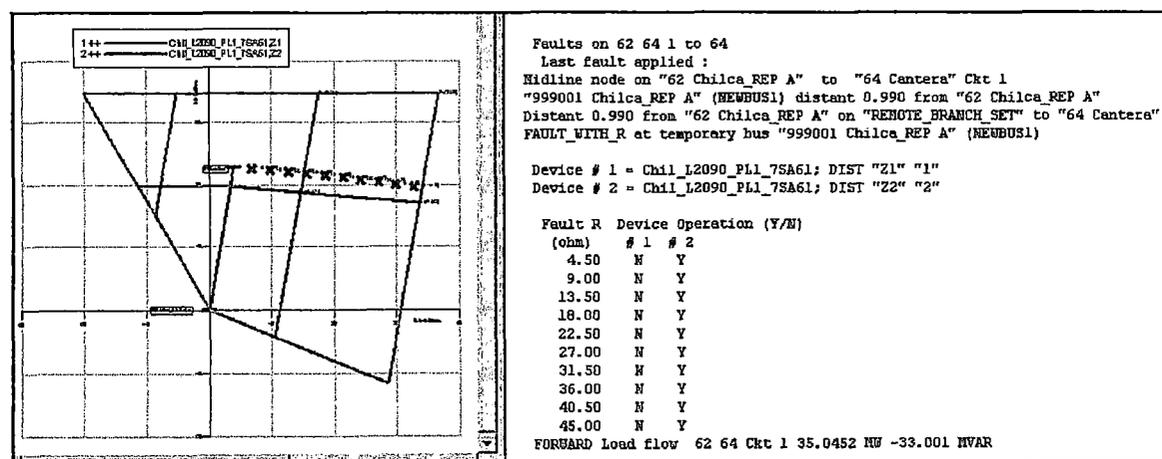


Fig. 4.3 Fallas Monofásicas al 99% de la Línea L-2090 con Ángulo de Reducción de Zona Igual a 5°

Las simulaciones de las protecciones de distancia para las líneas asociadas al proyecto se presentan en el Anexo D.

4.4.2 Protección SOTF

Los cambios de ajuste de la función SOTF en las líneas de la subestación Chilca REP se muestran en la TABLA N° 4.29.

TABLA N° 4.29 Cambios de Ajuste de la Protección SOTF Subestación Chilca REP
(valores secundarios)

Subestación	Línea	RCT	Relé	I> (A)
Chilca	L-2093	1250	7SS52	8.14
	L-2094	1250	7SS52	8.34
	L-2095	1250	7SS52	8.34
	L-2091	1250	7SS52	8.62
	L-2090	1250	7SS52	8.62
	L-2109	1250	7SS52	8.60

4.4.3 Protección 50BF

Los cambios de ajuste de la función 50BF en las líneas de la subestación Chilca REP se muestran en la TABLA N° 4.30.

TABLA N° 4.30 Cambios de Ajuste de la Protección 50BF Subestación Chilca REP
(valores secundarios)

Subestación	Línea	RCT	Relé	I> (A)
Chilca	L-2093	1250	7SS52	1.03
	L-2094	1250	7SS52	0.75
	L-2095	1250	7SS52	0.75
	L-2091	1250	7SS52	0.71
	L-2090	1250	7SS52	0.92
	L-2109	1250	7SS52	0.88

4.4.4 Protección 67N

Los cambios de ajuste de la función 67N para las bahías dentro de la zona de influencia del PROYECTO se muestran en la TABLA N° 4.31.

TABLA N° 4.31 Cambios de Ajuste de la Protección 67N Zona de Influencia
PROYECTO

Subestación	Línea	Dial actual	Dial Propuesto	Iarranque Propuesta (A)
Chilca	L-2093	0.35	0.4	4000
	L-2094 / L-2095	0.45	0.33	3500
	L-2090	0.36	0.38	3000
San Juan	L-2093	0.32	0.35	3000
	L-2094 / L-2095	0.43	0.29	3504

	L-2010 / L-2011	0.41	0.48	5004
Chavarría	L-2003 / L-2004	0.41	0.46	7200

Las curvas son NI-IEC.

Las simulaciones de las protecciones de sobrecorriente direccional para las líneas dentro de la zona de influencia del proyecto se presentan en el Anexo F.

CONCLUSIONES

- 1) La importancia de los sistemas de transmisión en EAT debido a la gran cantidad de potencia transmitida a nivel regional para un sistema de potencia determinado, justifica de acuerdo con la práctica internacional consideraciones especiales en lo que a su protección eléctrica se refiere, justificando desarrollar un mayor nivel de complejidad y rigurosidad en lo que se refiere a los estudios de sistema y coordinación, además de la definición de los criterios de protección, así como un mayor nivel de redundancia y confiabilidad respecto del equipamiento de relés y sistemas de comunicación asociados a las protecciones que se deben implementar, respecto a los sistemas de transmisión convencionales en AT. Todos estos aspectos son tratados a lo largo del desarrollo de la presente Tesis.
- 2) Los criterios de ajuste de protecciones que se han utilizado para los sistemas de transmisión en AT hasta 220kV en nuestro país, son de aplicación parcial para sistemas en EAT a 500kV como el estudiado en la presente Tesis. Sin embargo, se tienen características particulares para los sistemas de potencia en niveles de EAT, que los diferencian de los convencionales en AT existentes en nuestro país, que tienen influencia en las protecciones. Por lo tanto, es necesario definir criterios adicionales y aspectos particulares sobre los cuales se tienen que tomar consideraciones especiales para sistemas en EAT y que no están detallados en los criterios nacionales, los cuales tienen que ver con aspectos sistémicos (cortocircuito, estabilidad, oscilaciones de potencia), de equipamiento (requerimientos mínimos: redundancia, velocidad, funciones de protección básicas, configuración, etc.) y topológicos (configuraciones y fenómenos típicos de redes en EAT que afectan a las protecciones); de los cuales nacen los nuevos criterios y recomendaciones vertidas en el presente estudio, buscando dar la mayor confiabilidad y seguridad a los sistemas de protección, basándose también en las buenas prácticas internacionales. Asimismo, con la definición de estos criterios, se concretan también los aportes prácticos y de metodología de cálculo que reflejan la aplicación de los mismos en el desarrollo del estudio de ajustes y esquemas especiales para las instalaciones del PROYECTO. Todos estos aspectos desarrollados en la presente Tesis, se pueden considerar como guía de revisión y aplicación necesaria para el ajuste de protecciones para los futuros

proyectos en 500kV que entrarán en operación en el SEIN y deben ser tomados como base para iniciar el proceso de estandarización de los criterios de protección y requerimientos mínimos de equipamiento para sistemas en EAT en nuestro país.

- 3) La necesidad de cumplir lo más estrictamente posible con los criterios de protección definidos buscando dar la máxima confiabilidad y seguridad posible al sistema de protección sobre todo para sistemas en EAT a 500kV, hicieron necesaria la implementación de las lógicas internas de sobretensión, SOTF y 50BF etapa 0 desarrolladas en la presente Tesis, ya que los relés de protección implementados y sus funciones por defecto, si bien cumplen con los criterios de redundancia, tecnología y rapidez exigidos para sistemas en EAT, no cumplen en algunos casos con todos los requisitos específicos de protección definidos. Las lógicas desarrolladas deben ser implementadas en los relés de las futuras instalaciones en EAT a 500kV en el Perú usando el mismo criterio sin importar qué marca de relé específico se utilice. Otras lógicas son recomendadas las cuales no fueron de necesaria aplicación e implementación para el caso práctico del PROYECTO, sin embargo deben ser tomadas en cuenta a futuro.
- 4) Los equipos que marcan diferencia en relación a sus costos asociados, poca confiabilidad en su protección cuando se usan los esquemas convencionales y por el riesgo de su salida de servicio para sistemas en EAT sobre sus similares existentes en AT son los transformadores / autotransformadores de potencia. Se concluye que es necesario dar prioridad en la protección a estos equipos otorgándoles mayor redundancia y/o implementando esquemas especiales de protección. El esquema especial de protección implementado para los autotransformadores de potencia 500/220/33kV del PROYECTO se considera adecuado y cumple con este fin, recomendándose como una opción para proteger armados de bancos de autotransformadores monofásicos para los futuros proyectos en EAT que se vienen construyendo en el Perú.
- 5) El PROYECTO, define la primera etapa del sistema en EAT que se irá construyendo en el Perú para los próximos años. La línea L-5001 (Chilca - Carabayllo) es una línea de 90 km sin generación en el nivel de 500kV (en su primera etapa), corta y con transferencias de potencia bajas en comparación con las grandes redes en EAT implementadas en otros países. En razón de esto, los problemas típicos para redes en EAT descritos en la presente Tesis aún no son tan evidentes con la implementación de la L-5001 en el SEIN, tanto desde el punto de vista de protecciones (no fue necesaria la aplicación de algunos de los criterios nuevos definidos y/o recomendados para sistemas en EAT) topológicos y de estabilidad. Tales problemas como la

implementación de compensación reactiva inductiva para controlar los problemas de regulación de tensión, reactores de neutro para extinción de arco secundario, nivel de cortocircuito en 500kV, implementación del recierre trifásico (no usado en el SEIN) y monofásico, pérdida de generación y estabilidad por contingencias en la red en EAT e implementación de compensación serie por nombrar casi todos, deben ser analizados con mayor detalle en los próximos estudios eléctricos y de protecciones de las futuras redes en EAT que se construyan en nuestro país. Las bases en lo que se refiere a ajustes de protecciones y consideraciones especiales en estos sistemas, sin embargo, quedan definidas con el desarrollo de la presente Tesis.

ANEXOS

ANEXO A: FALLAS EN CONDICIÓN DE MÁXIMA DEMANDA

A.1. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

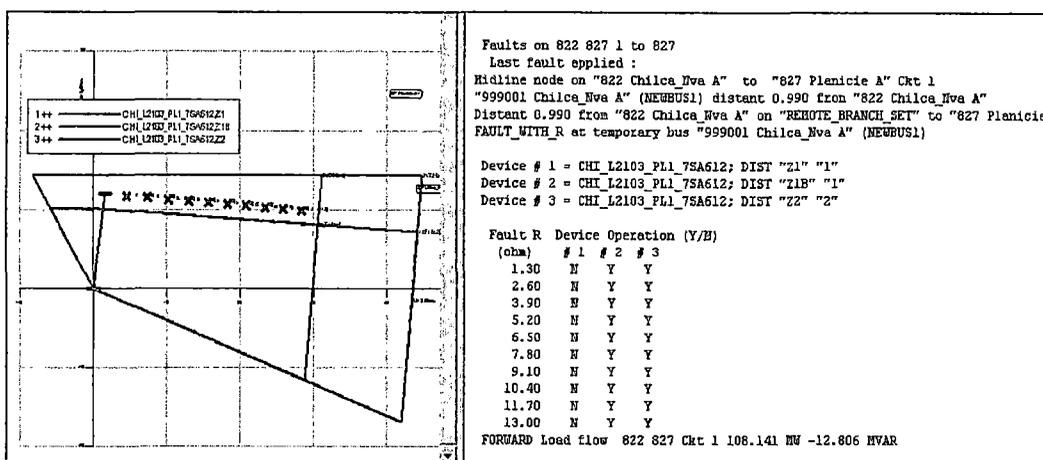


Fig. A.1 Fallas Trifásicas Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 13 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.2. Fallas Bifásicas Aisladas 99% de Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

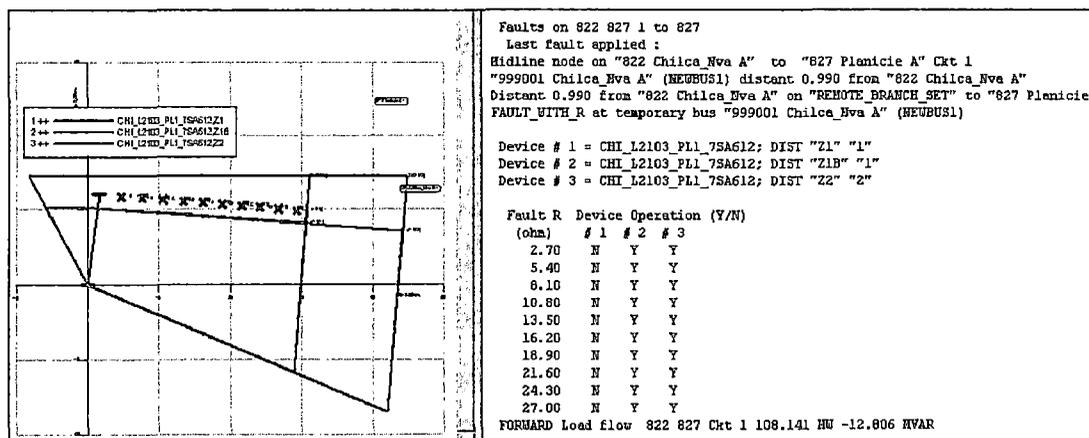


Fig. A.2 Fallas Bifásicas Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 27 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.3. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

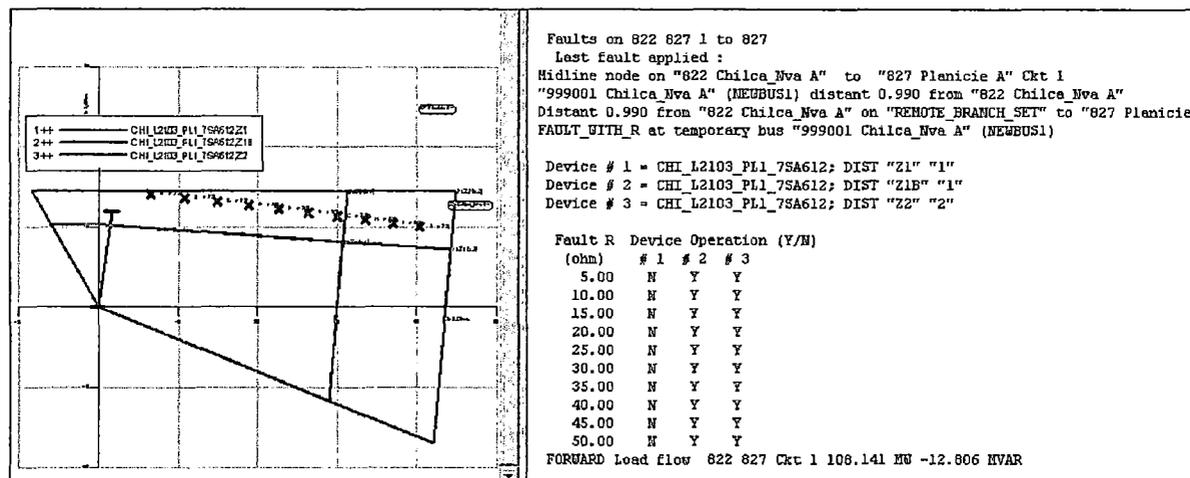


Fig. A.3 Fallas Monofásicas Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 50 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.4. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

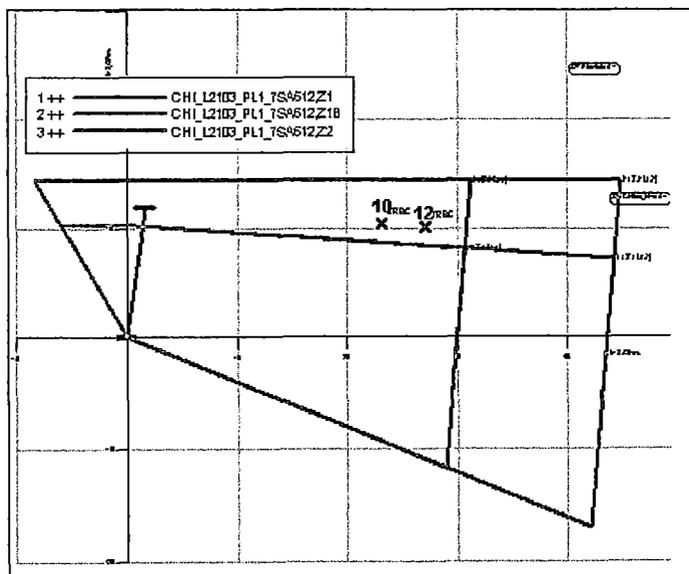


Fig. A.4 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 12 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.5. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca

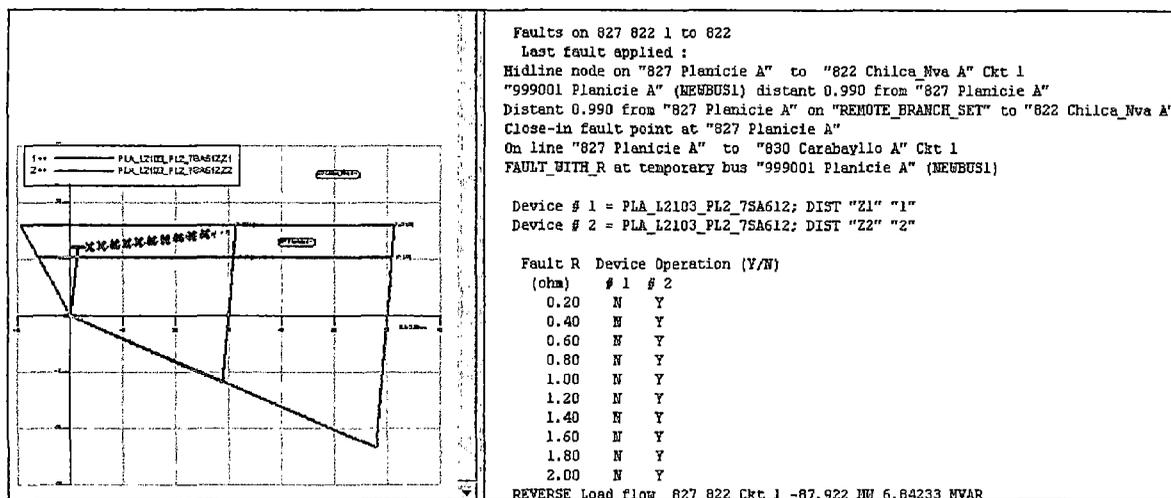


Fig. A.5 Fallas Trifásicas Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 2 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.6. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca.

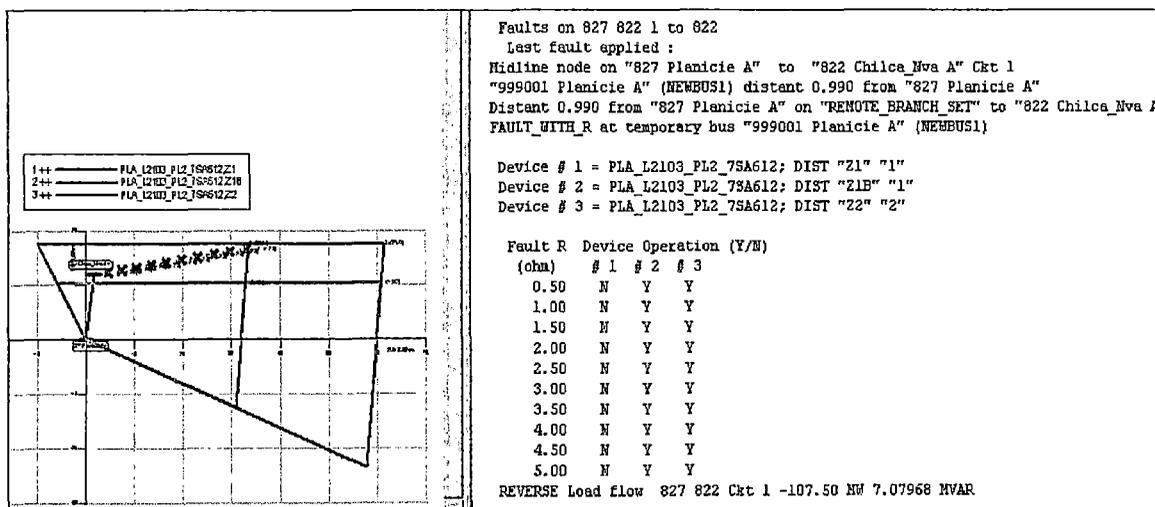


Fig. A.6 Fallas Bifásicas Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 5 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.7. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca

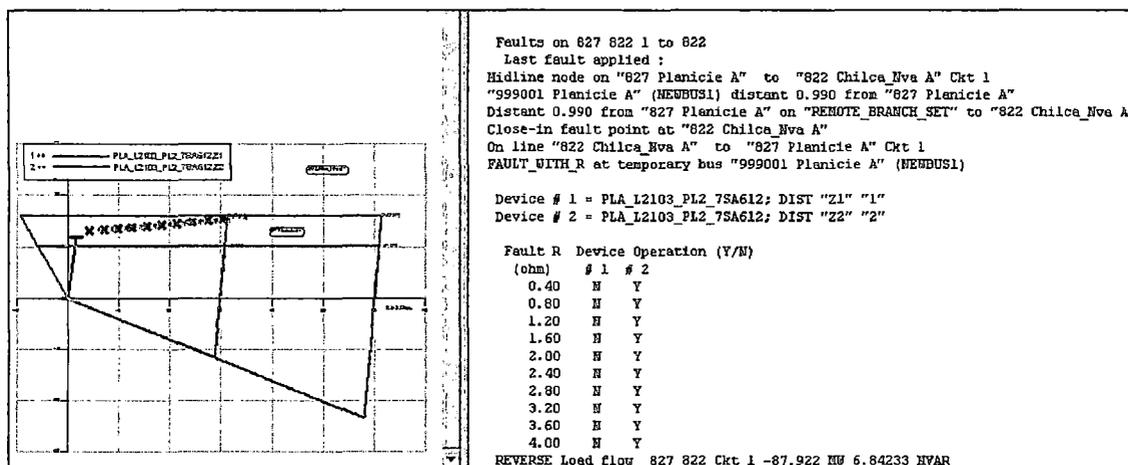


Fig. A.7 Fallas Monofásicas Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 4 ohm al 99% de la línea, aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.8. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca.

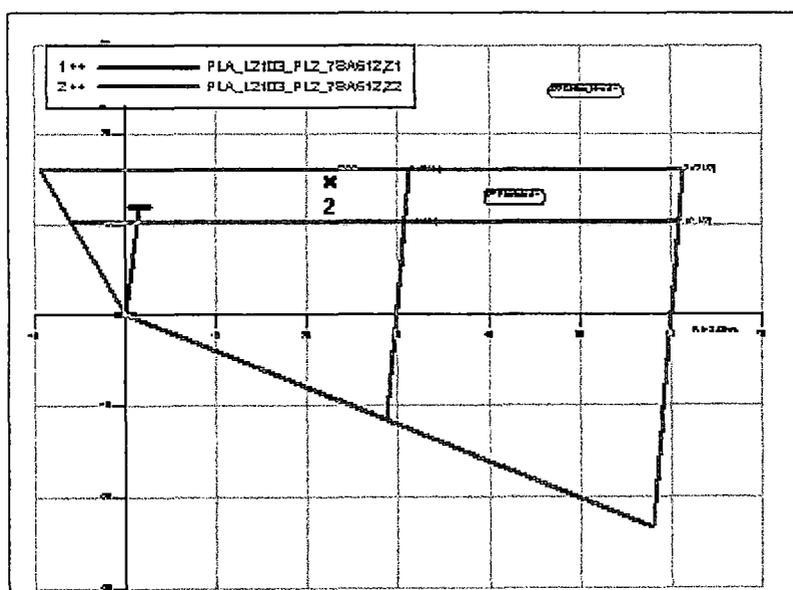


Fig. A.8 Fallas Bifásicas a Tierra Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 2 ohm al 99% de la línea, aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.9. Fallas Trifásicas Al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo

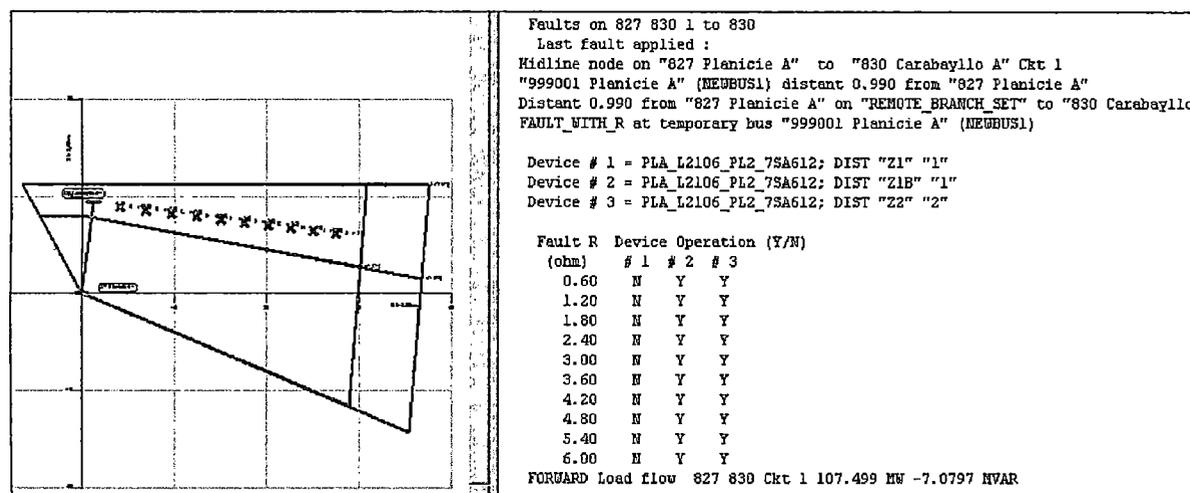


Fig. A.9 Fallas Trifásicas Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 6 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.10. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo

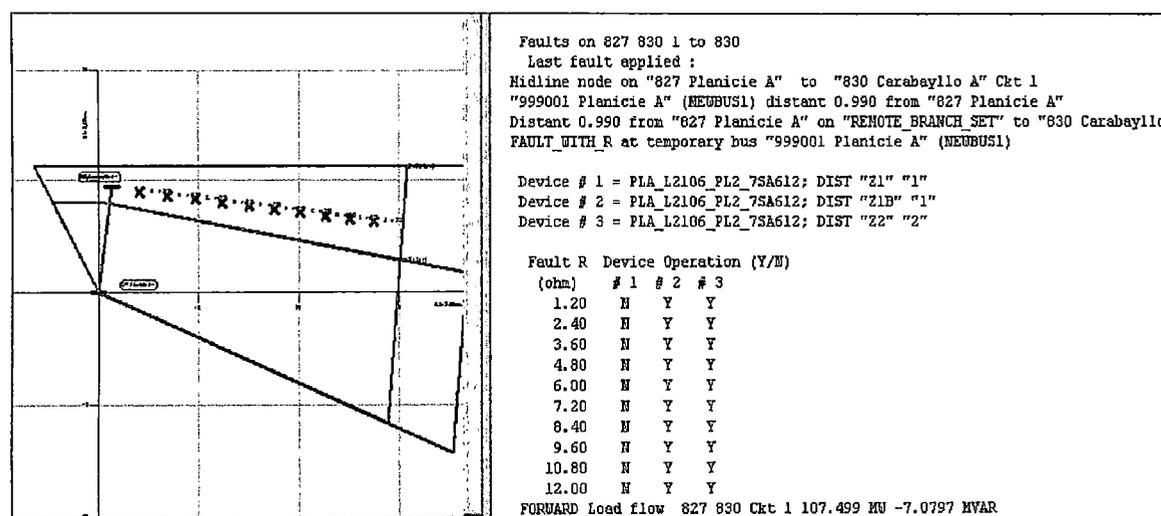


Fig. A.10 Fallas Bifásicas Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 12 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.11. Fallas Monofásicas Al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo.

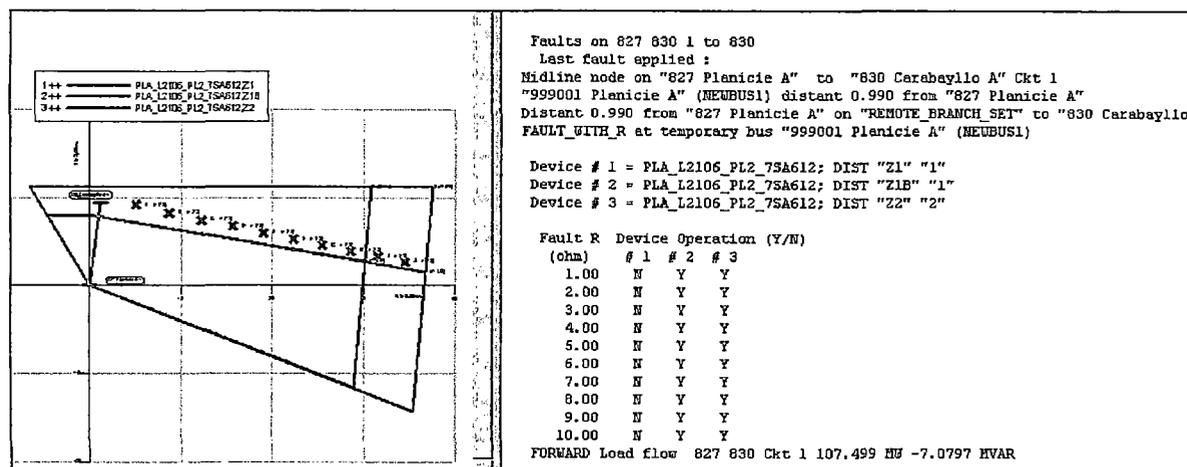


Fig. A.11 Fallas Monofásicas Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD.

A.12. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo.

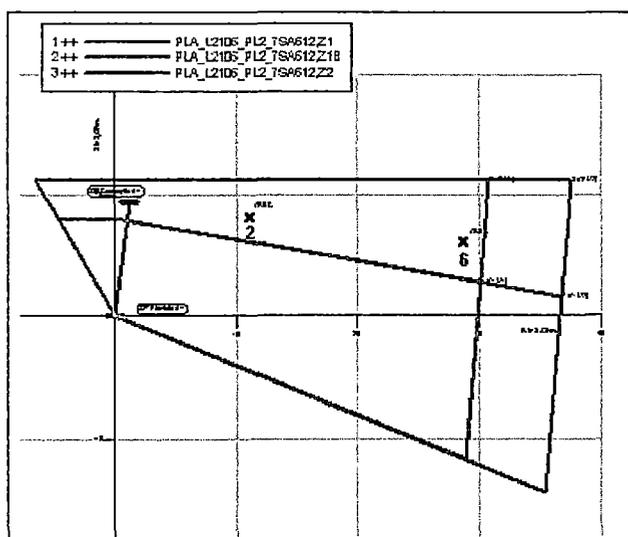


Fig. A.12 Fallas Bifásicas a Tierra Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 6 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD.

A.13. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie.

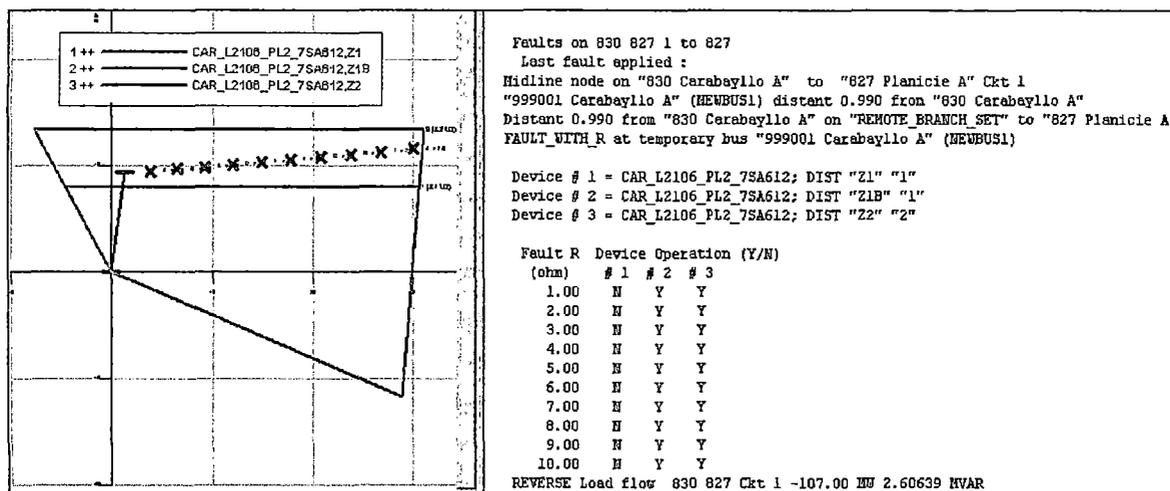


Fig. A.13 Fallas Trifásicas Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT.

A.14. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

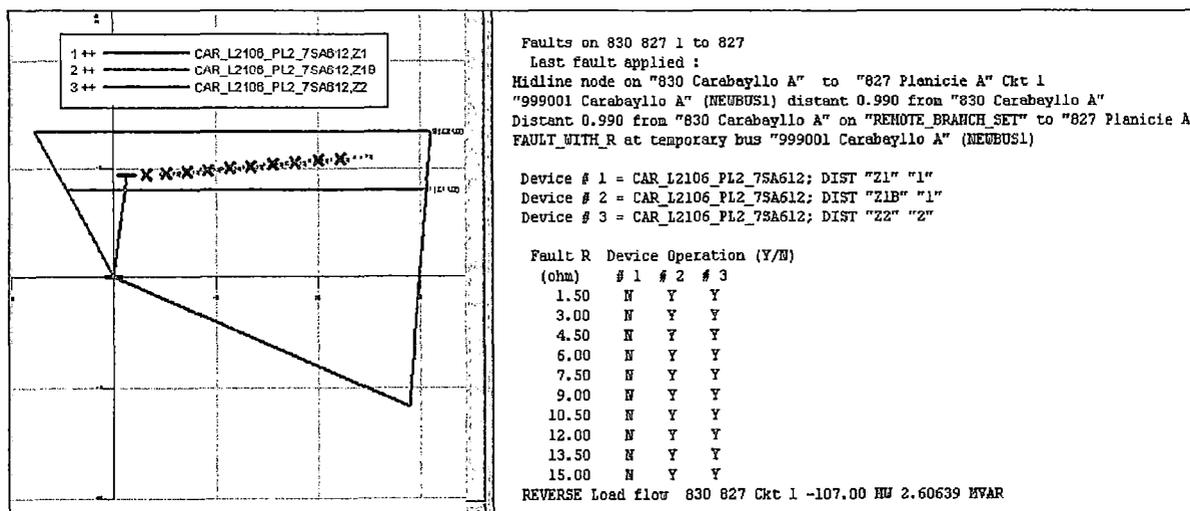


Fig. A.14 Fallas Bifásicas Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 12 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.15. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas monof, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

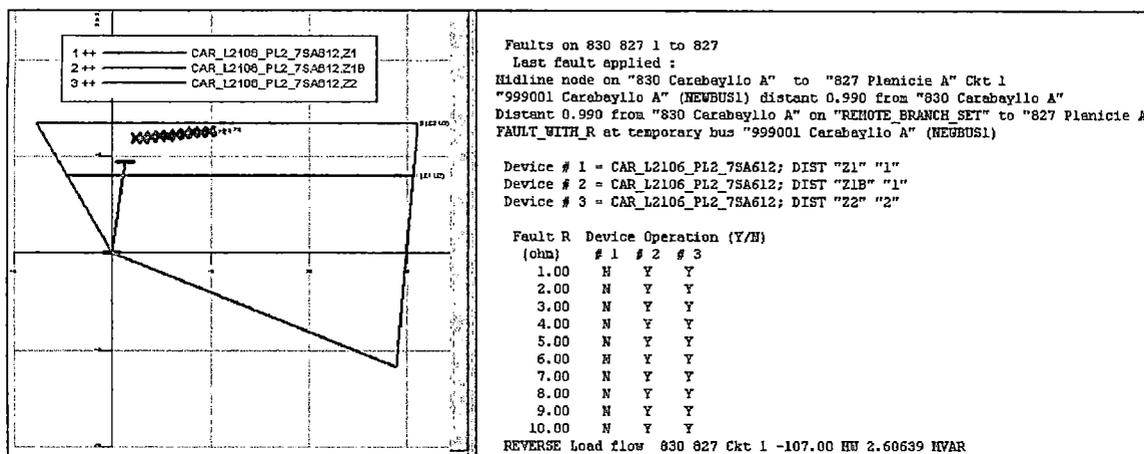


Fig. A.15 Fallas Monofásicas Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 12 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT o 67CD

A.16. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

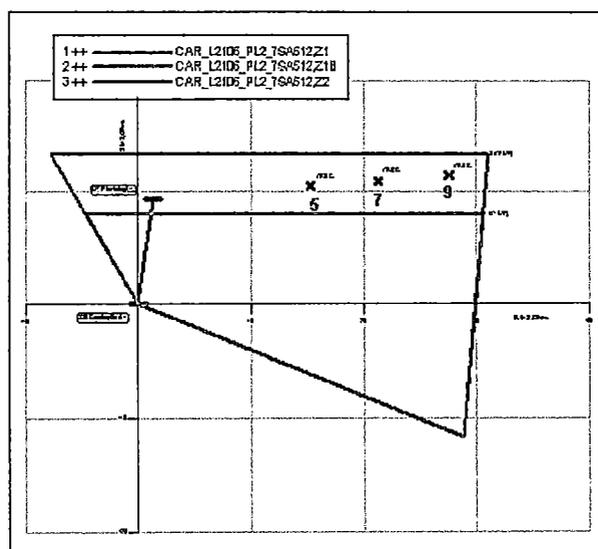


Fig. A.16 Fallas Bifásicas a Tierra Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 9 ohm al 99% de la línea, aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.17. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal.

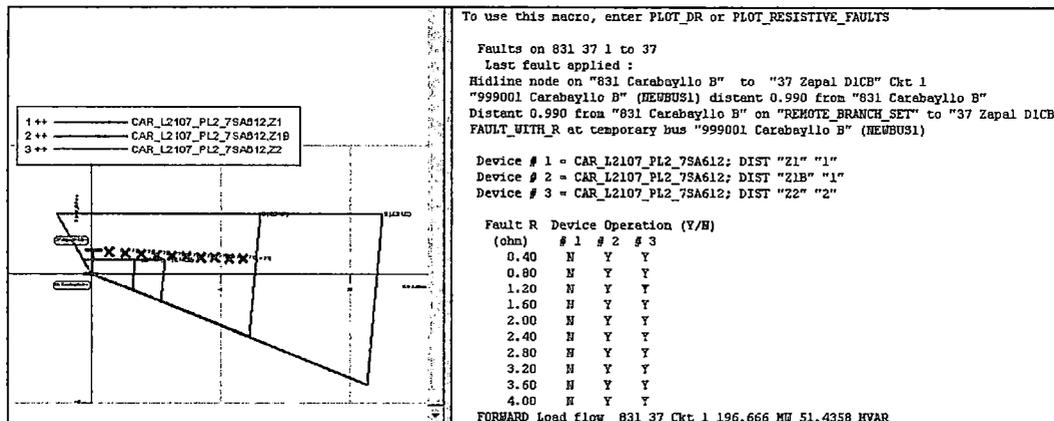


Fig. A.17 Fallas Trifásicas Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 4 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.18. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal

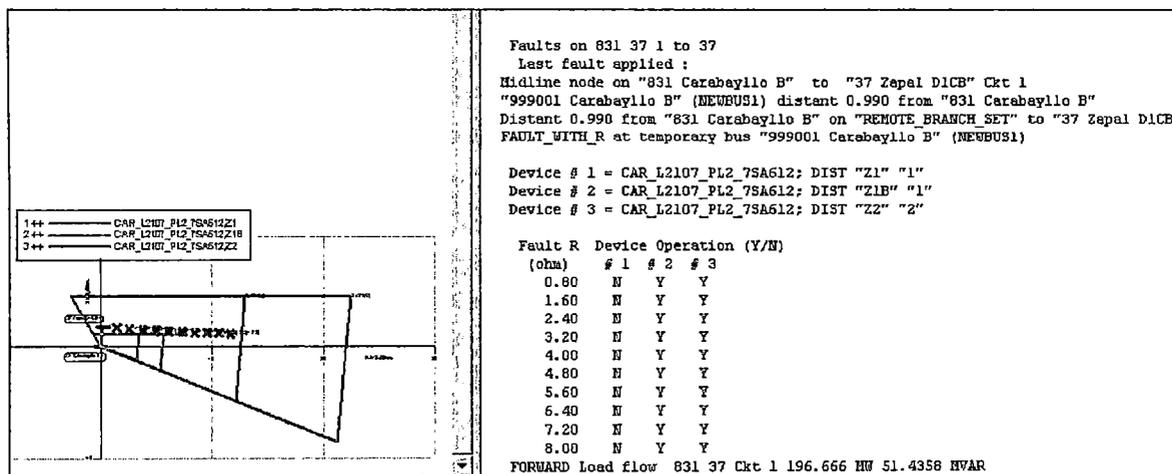


Fig. A.18 Fallas Bifásicas Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 8 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.19. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal.

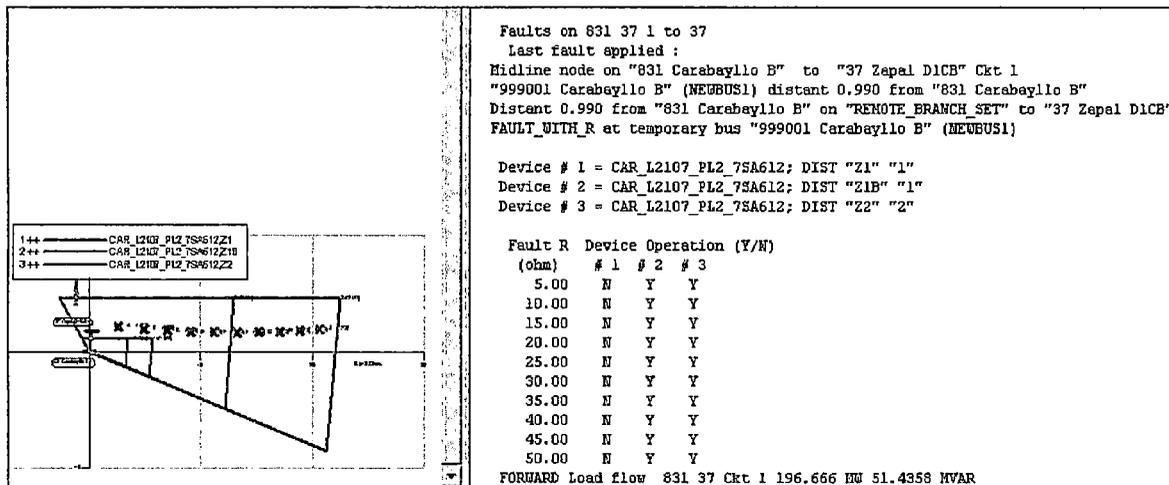


Fig. A.19 Fallas Monofásicas Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 50 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD. De acuerdo a las diferentes simulaciones obtenidas, no se presentan problemas de sobre alcance, además se pueden detectar fallas en zona 1 de 10 ohm hasta el 60% de la línea, como se muestra a continuación

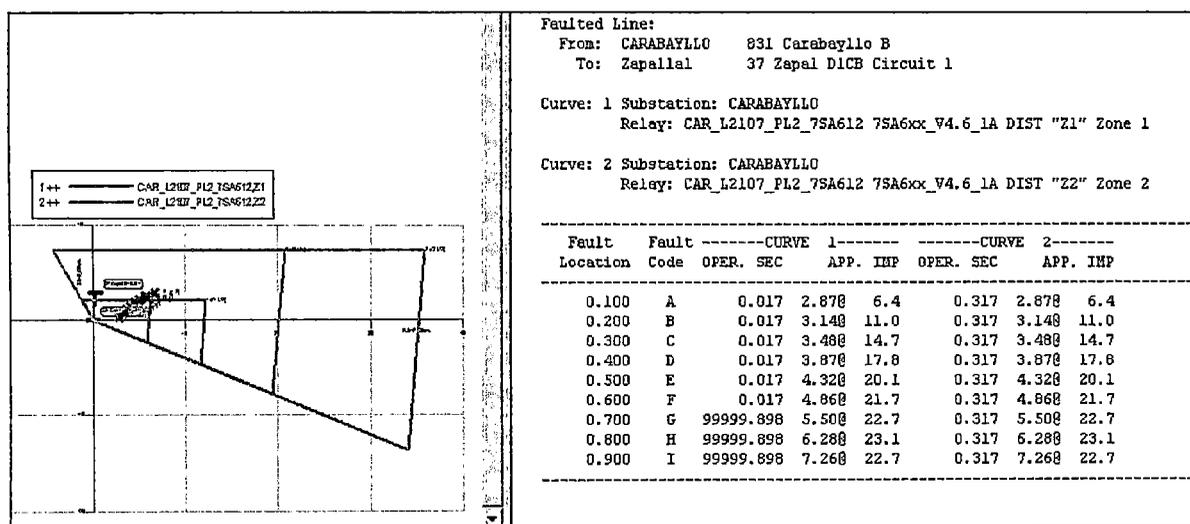


Fig. A.20 Fallas Monofásicas hasta el 60% Carabayllo L-2107 y L-2108

A.20. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal.

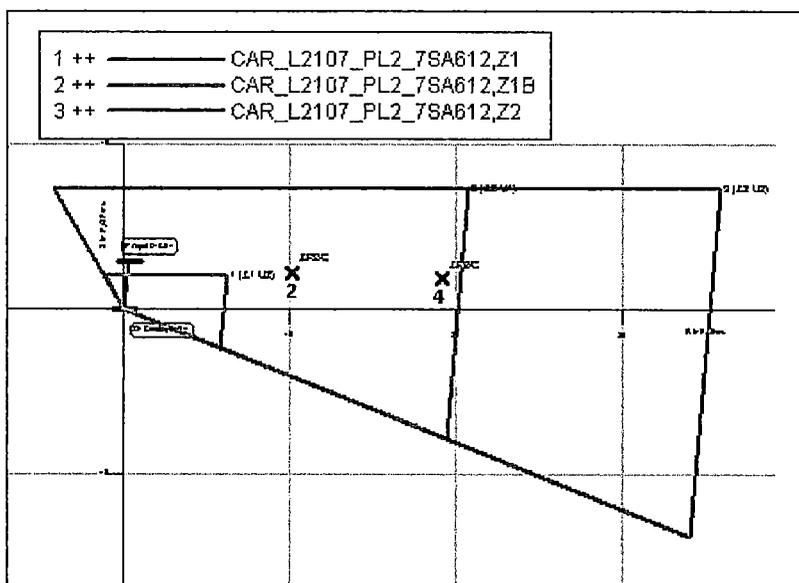


Fig. A.21 Fallas Bifásicas a Tierra Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 4 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.21. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

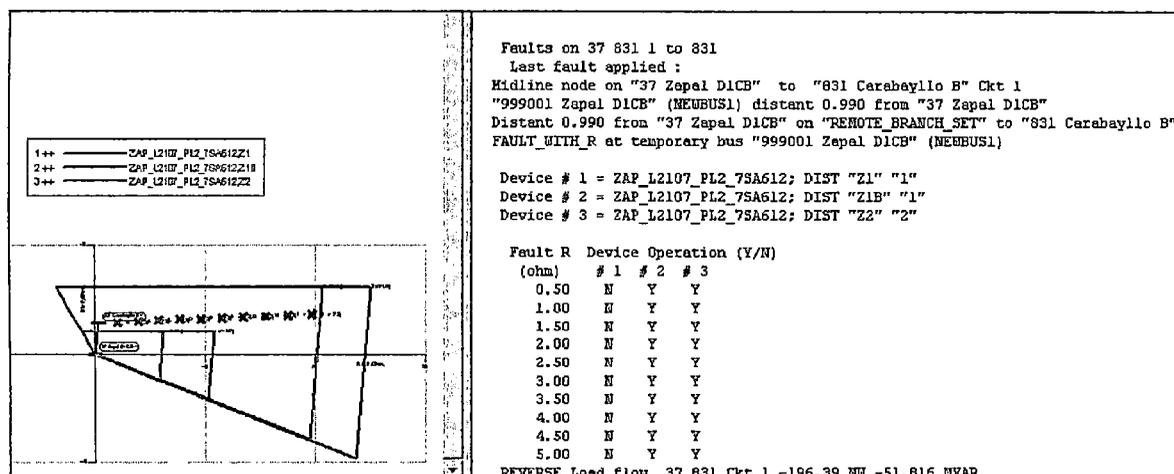


Fig. A.22 Fallas Trifásicas Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 5 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.22. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

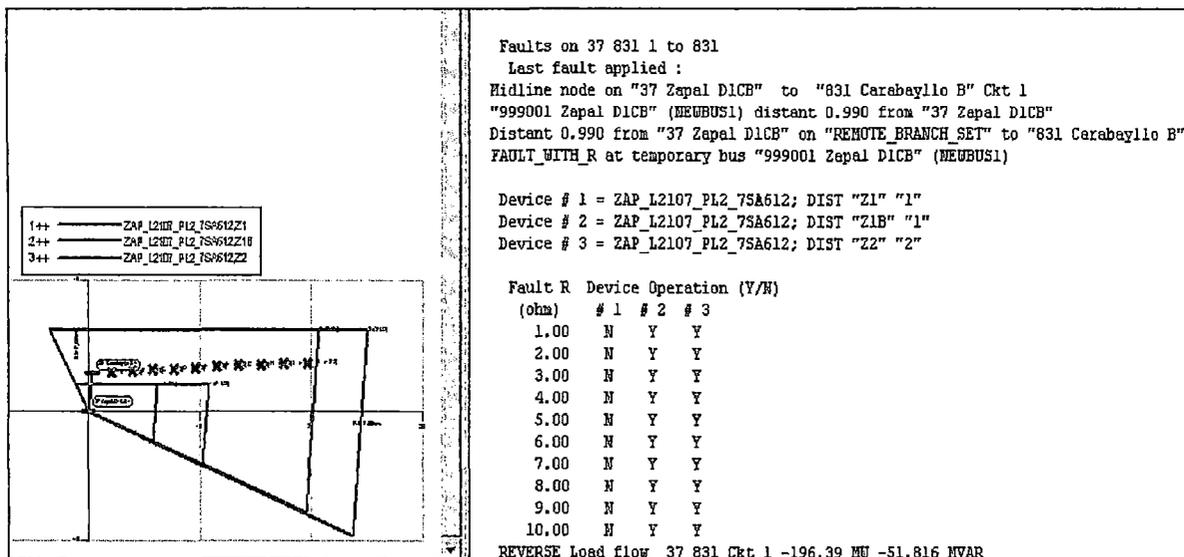


Fig. A.23 Fallas Bifásicas Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.23. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

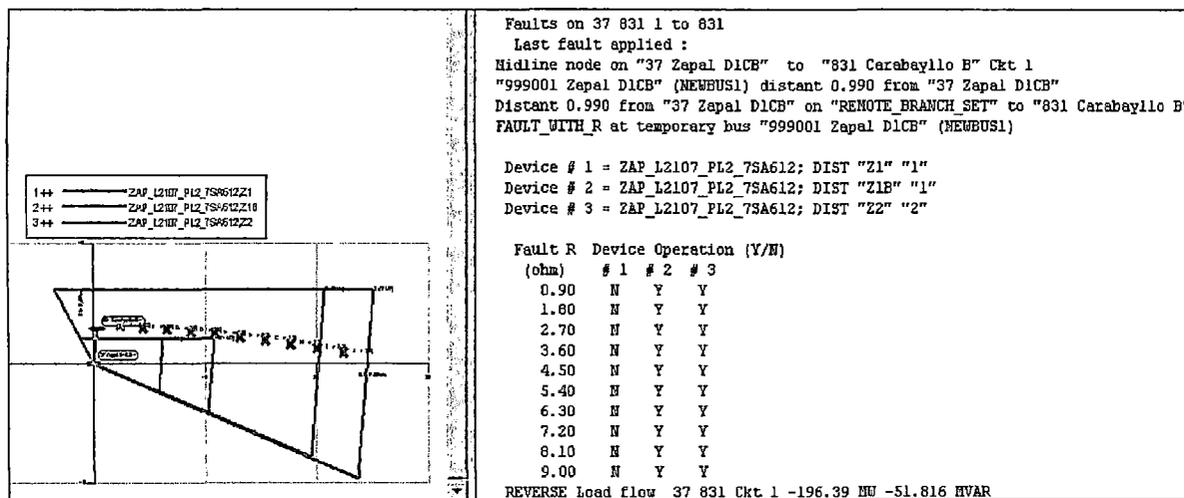


Fig. A.24 Fallas Monofásicas Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 9 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

De acuerdo a las diferentes simulaciones obtenidas, no se presentan problemas de sobre alcance, además se pueden detectar fallas en zona 1 de 10 ohm hasta el 70% de la línea, como se muestra a continuación

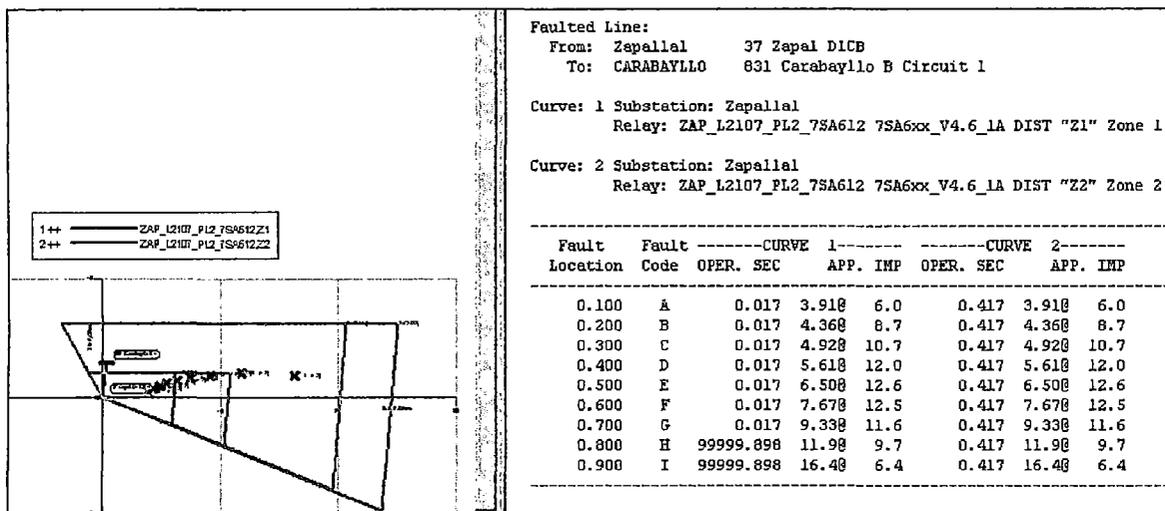


Fig. A.25 Fallas Monofásicas hasta el 70% Zapallal L-2107 y L-2108

A.24. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

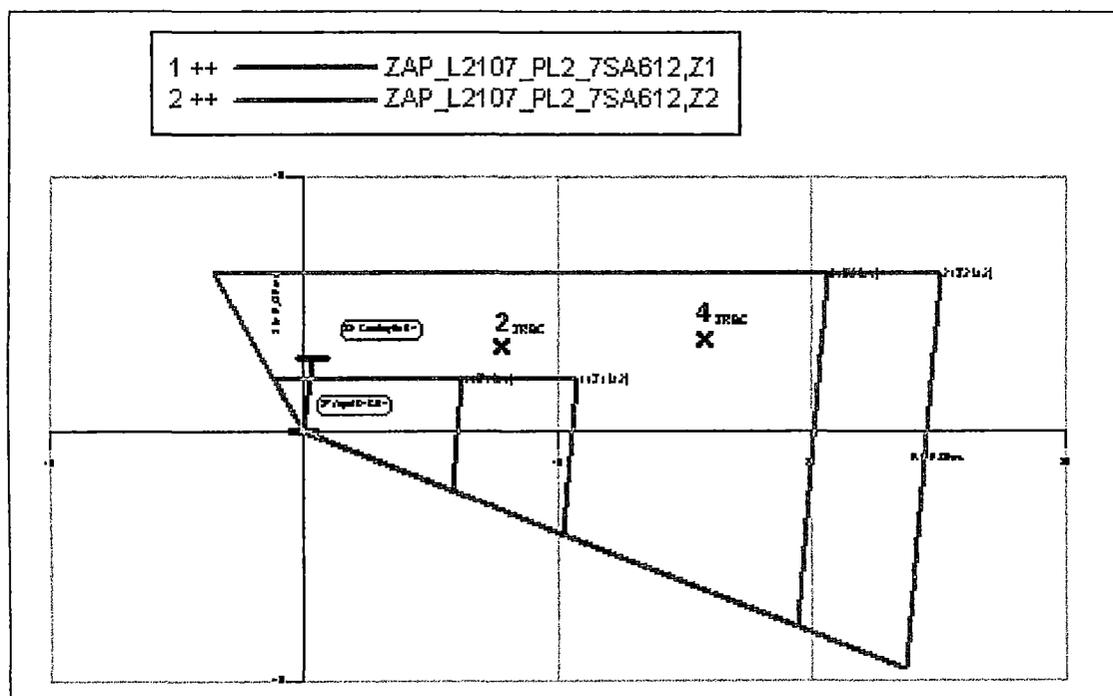


Fig. A.26 Fallas Bifásicas a Tierra Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 4 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.25. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

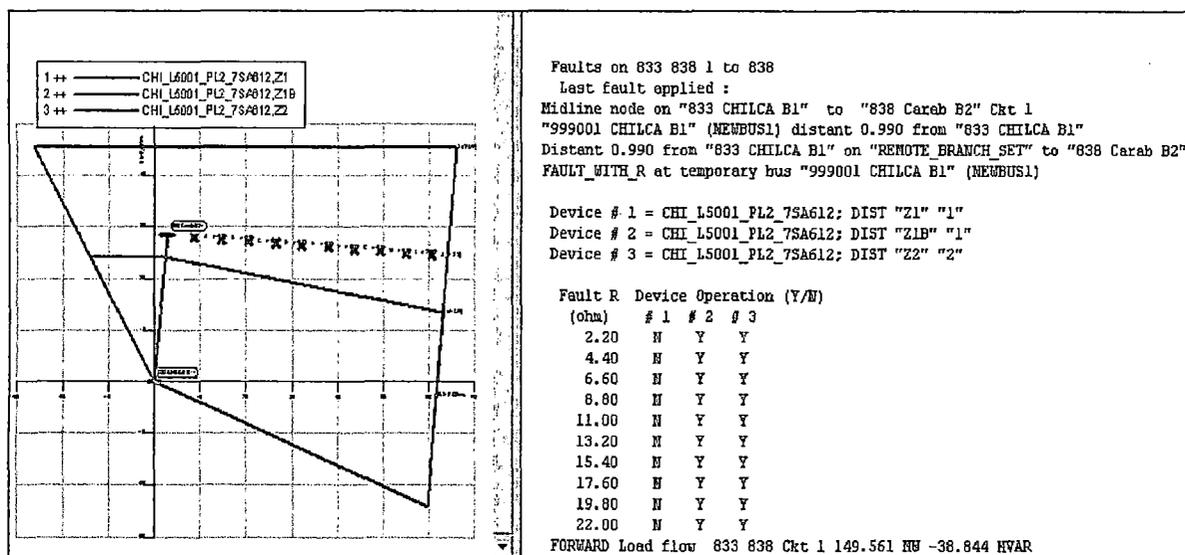


Fig. A.27 Fallas Trifásicas Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 22 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.26. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

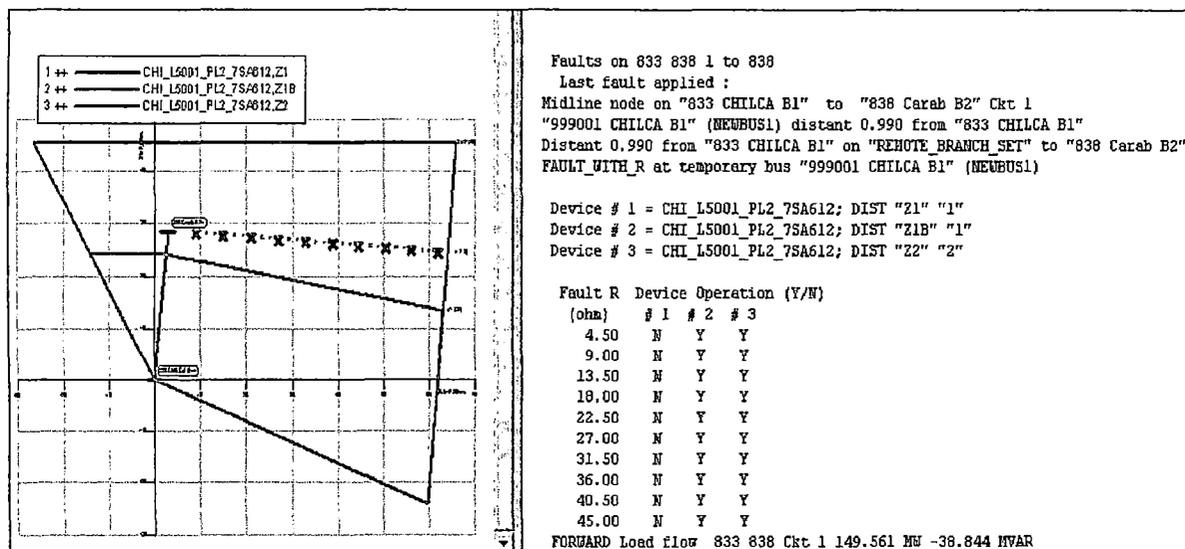


Fig. A.28 Fallas Bifásicas Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 45 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.27. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

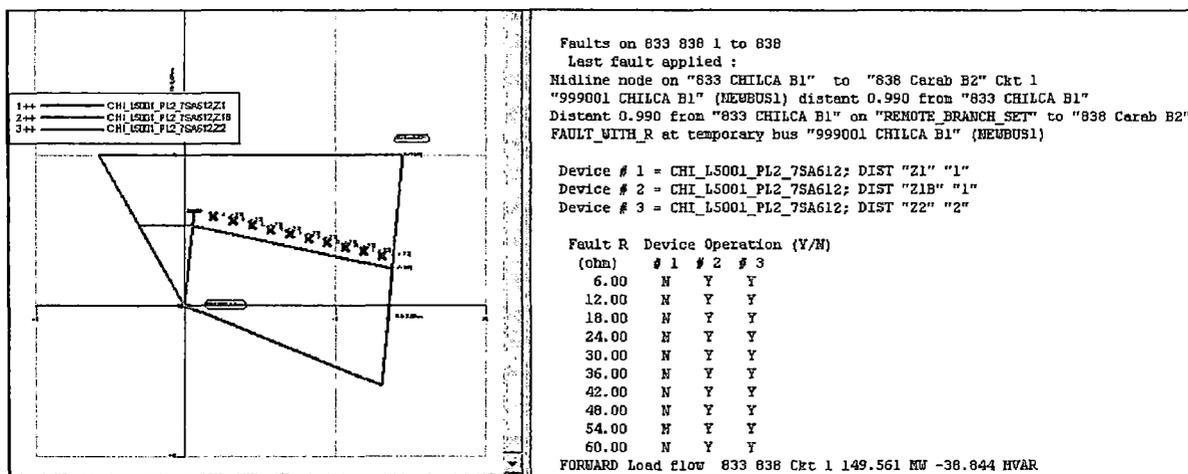


Fig. A.29 Fallas Monofásicas Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 60 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.28. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

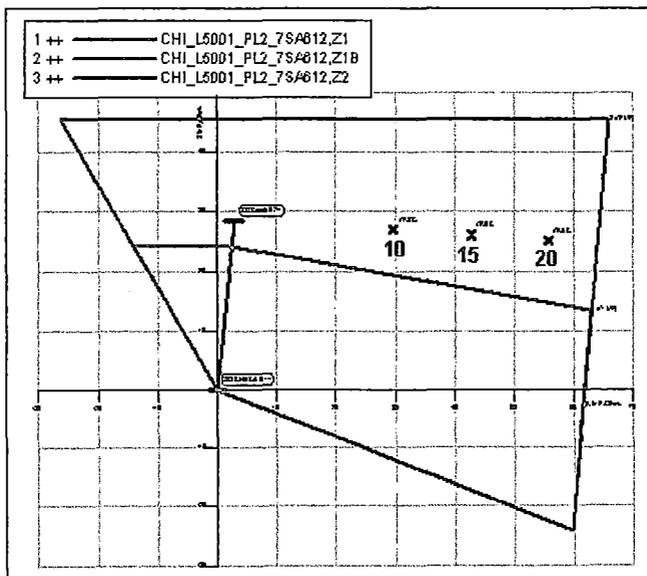


Fig. A.30 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 20 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD.

A.29. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

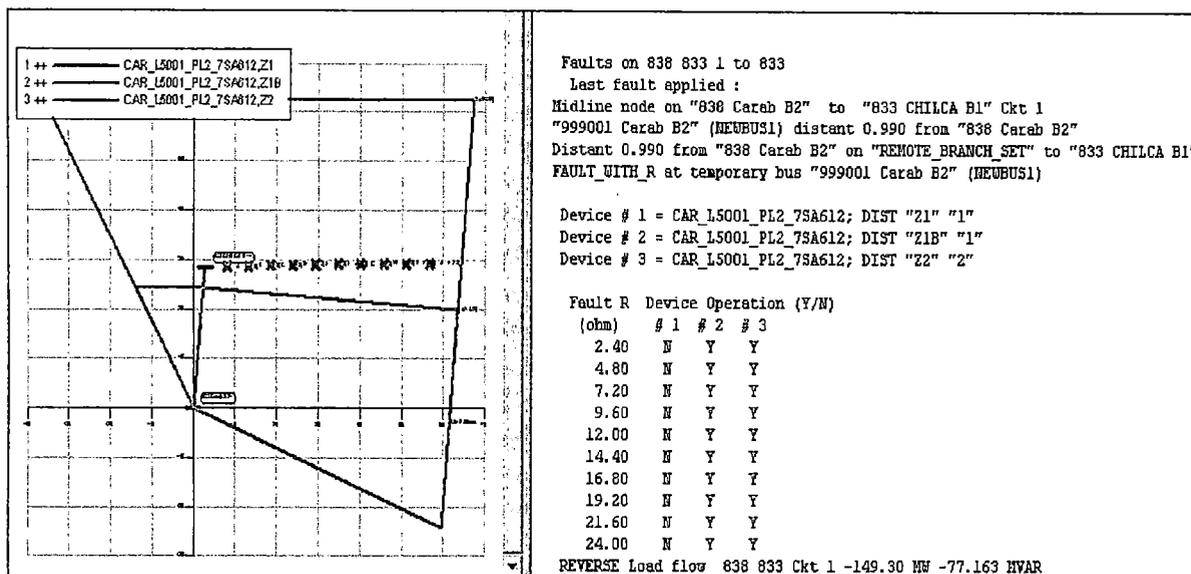


Fig. A.31 Fallas Trifásicas Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 24 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.30. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

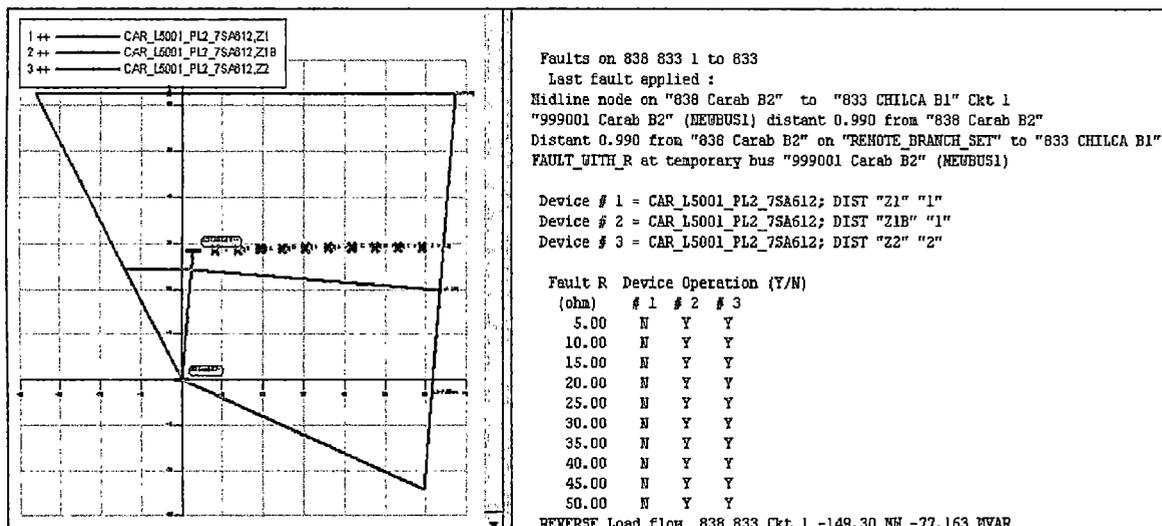


Fig. A.32 Fallas Bifásicas Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 50 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

A.31. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

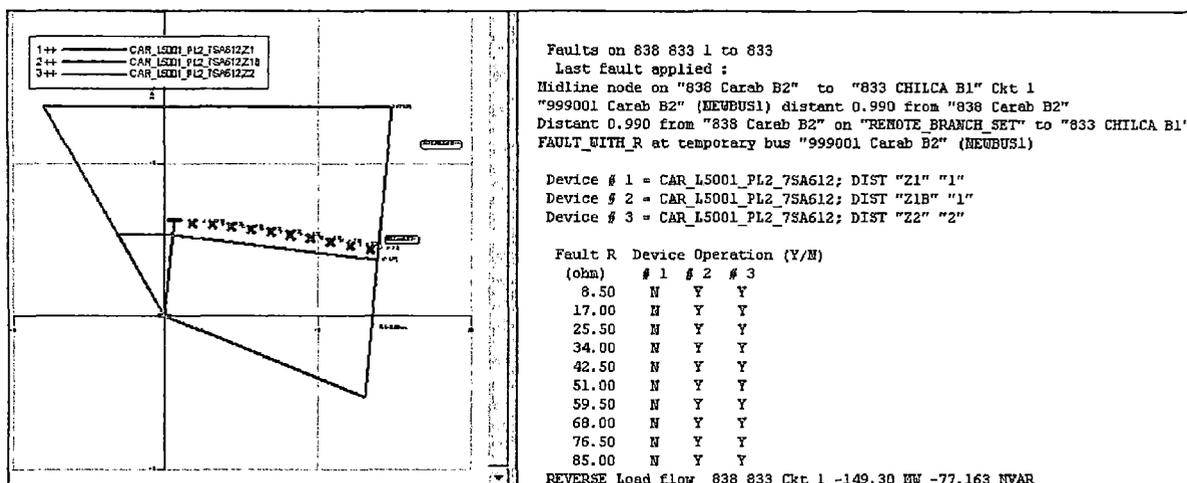


Fig. A.33 Fallas Monofásicas Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 85 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

A.32. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

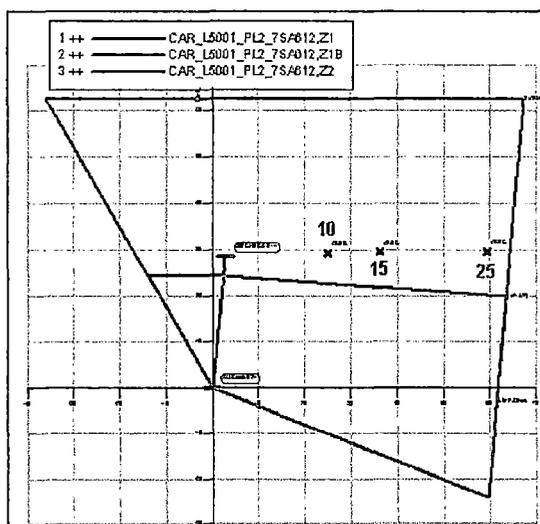


Fig. A.34 Fallas Bifásicas a Tierra Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 25 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD.

ANEXO B: FALLAS EN CONDICIÓN DE MÍNIMA DEMANDA

B.1. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

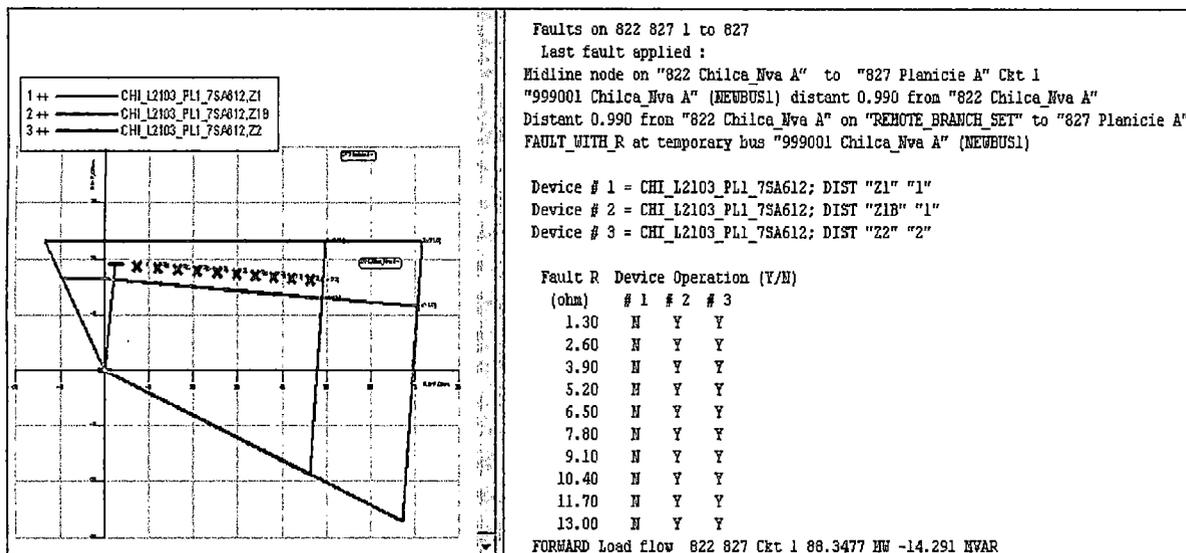


Fig. B.35 Fallas Trifásicas Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 13 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.2. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

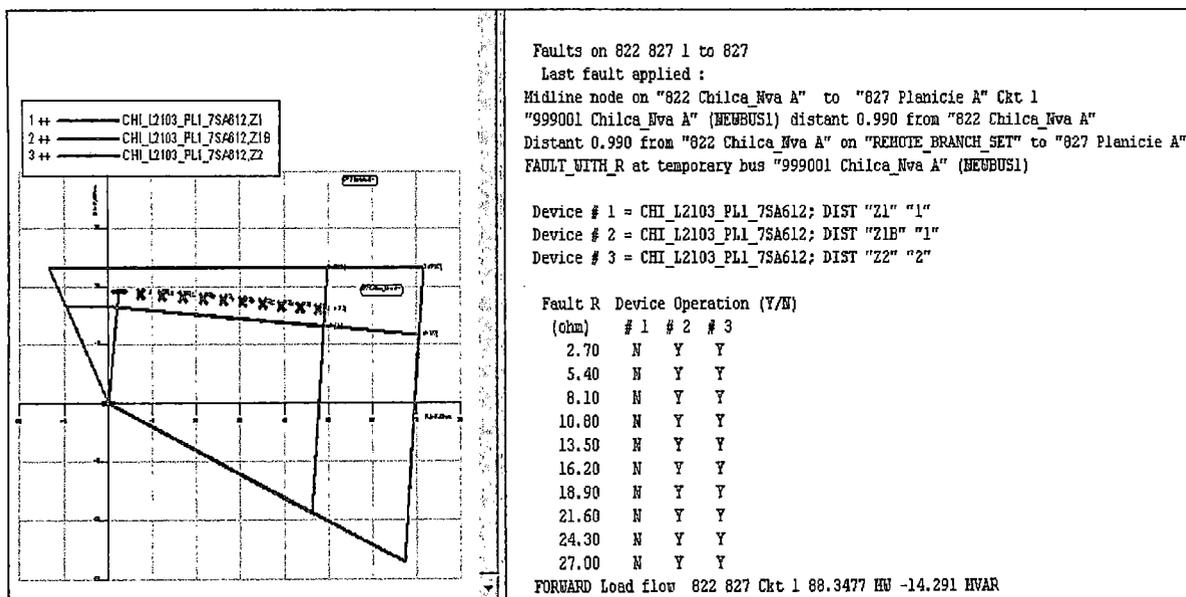


Fig. B.36 Fallas Bifásicas Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 27 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.3. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

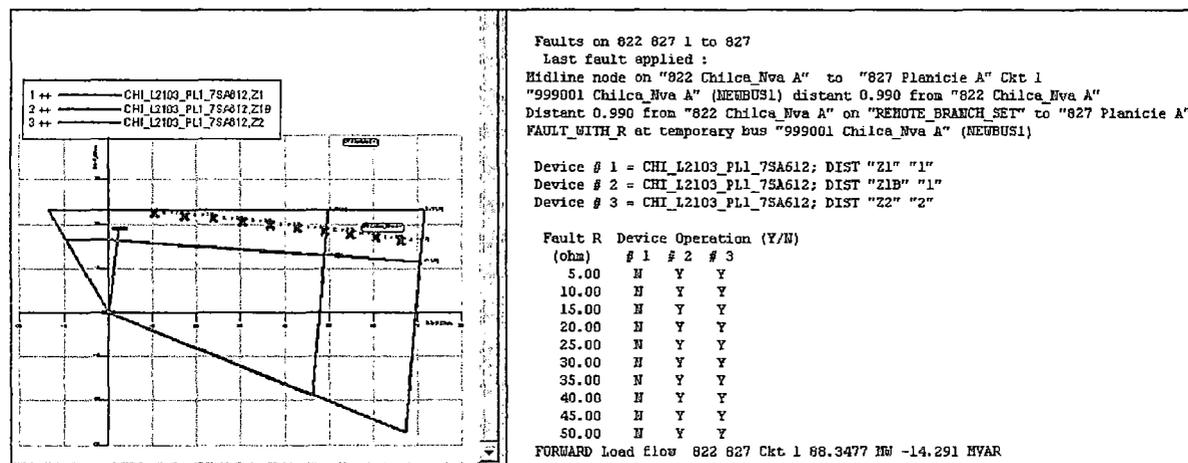


Fig. B.37 Fallas Monofásicas Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 50 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.4. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia Planicie L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Planicie

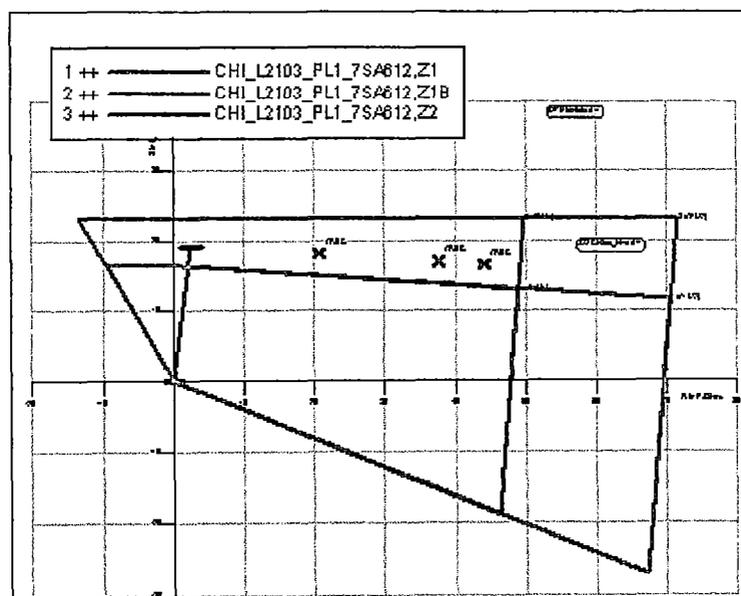


Fig.B.38 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 12 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.5. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca.

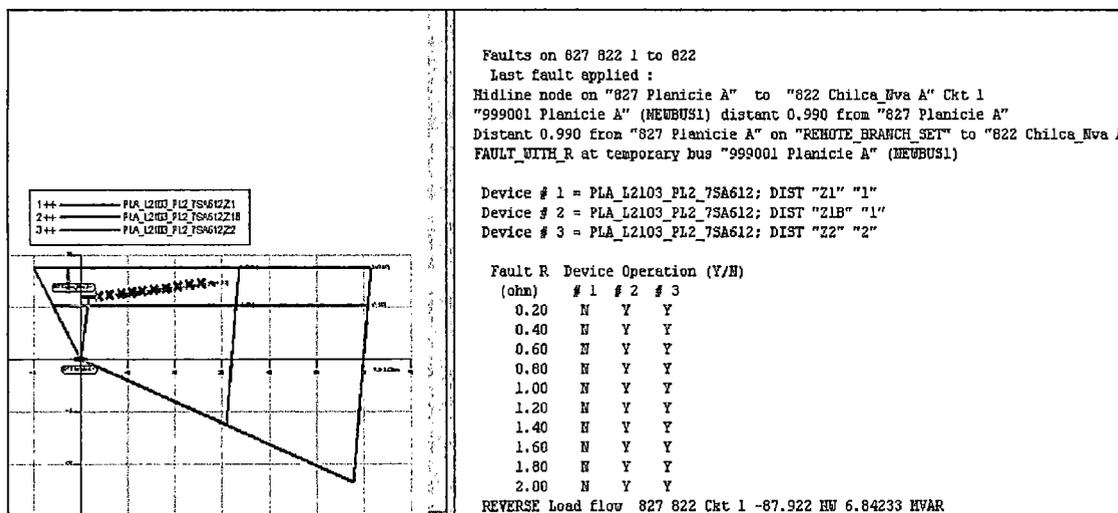


Fig. B.39 Fallas Trifásicas Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 2 ohm al 9% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.6. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca.

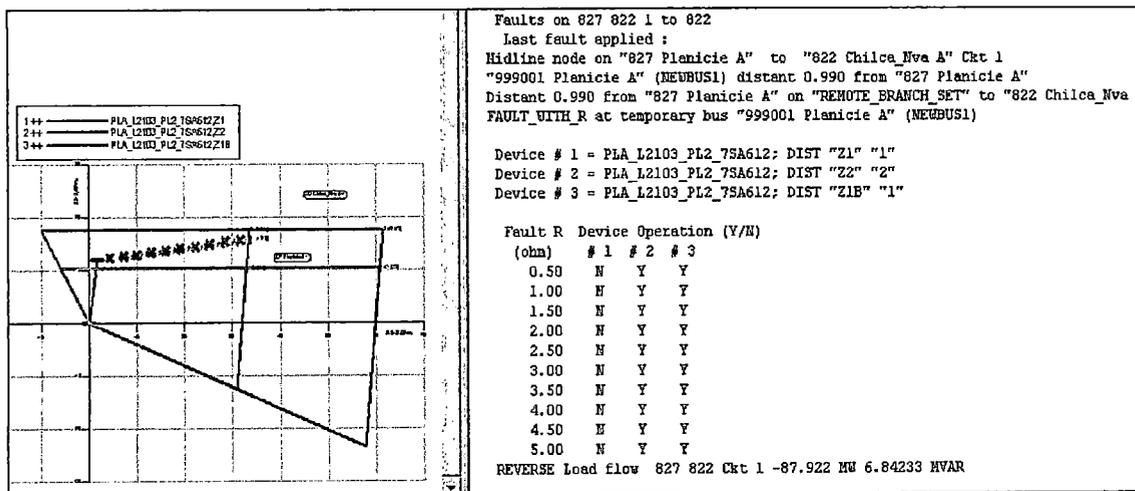


Fig. B.40 Fallas Bifásicas Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 5 ohm al 9% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.7. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Planicie Hacia Chilca L-2103 y L-2104

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Chilca

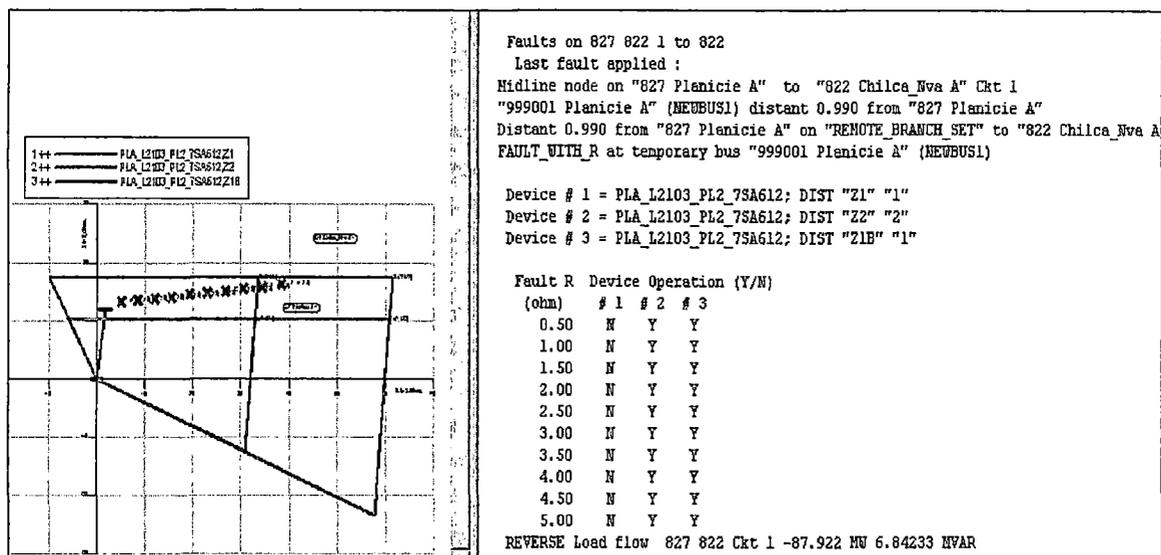


Fig. B.41 Fallas Monofásicas Planicie L-2103 y L-2104 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 5 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT o 67NCD

B.8. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo

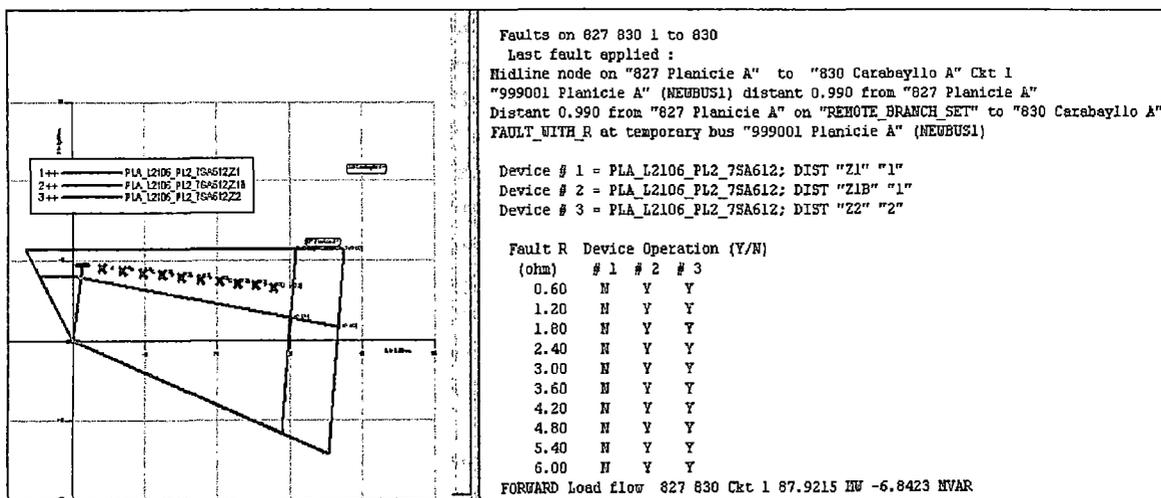


Fig. B.42 Fallas Trifásicas Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 6 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.9. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo

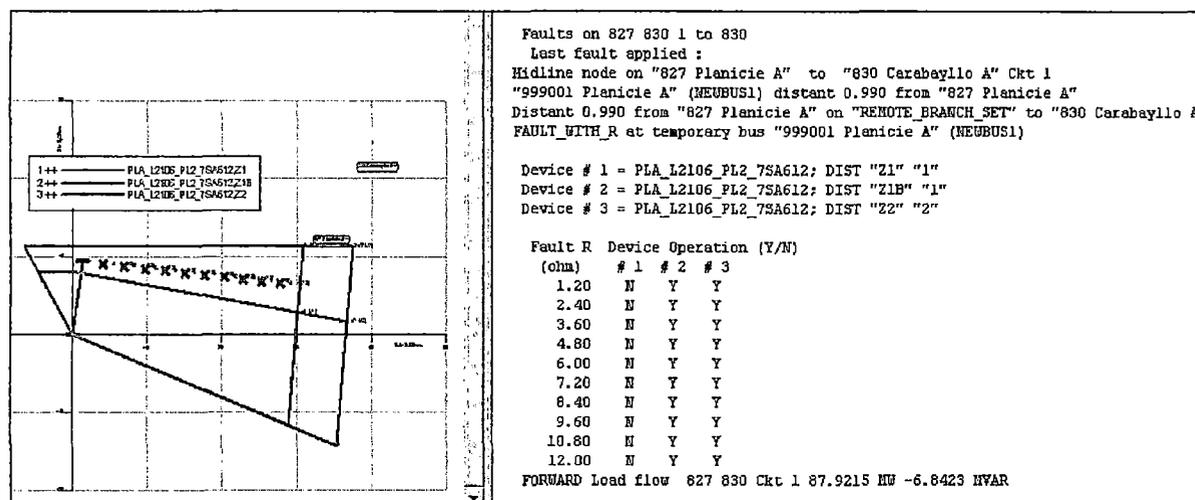


Fig. B.43 Fallas Bifásicas Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 12 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.10. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo.

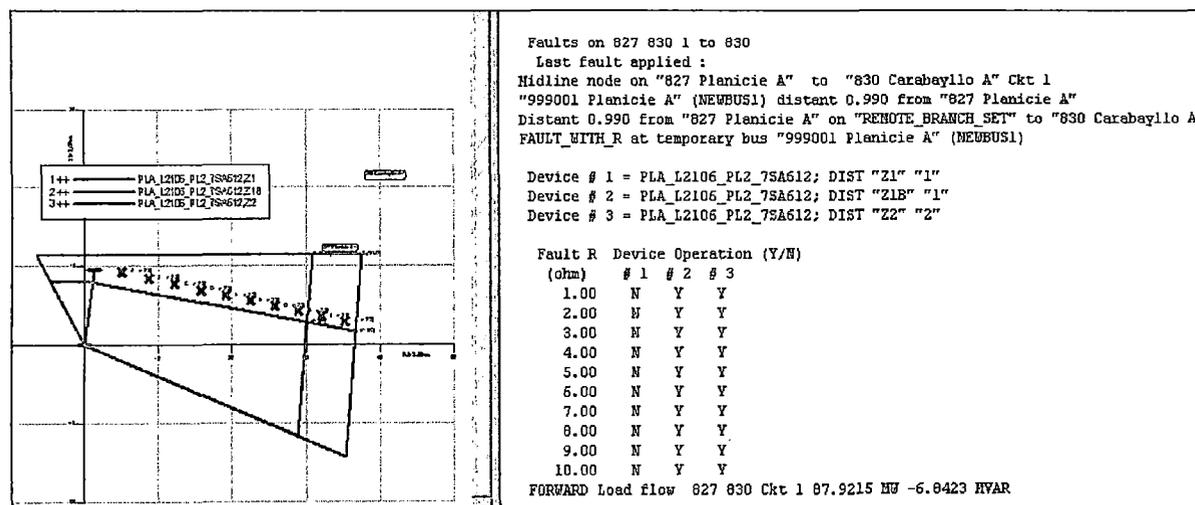


Fig. B.44 Fallas Monofásicas Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.11. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Planicie Hacia Carabayllo L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Planicie hacia Carabayllo.

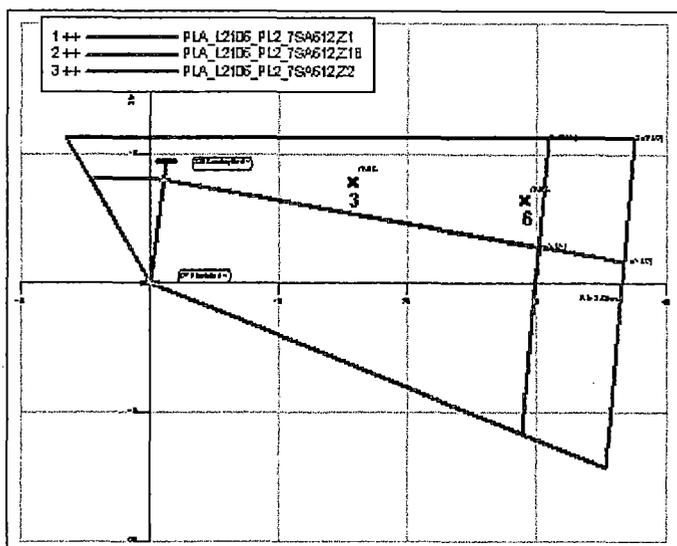


Fig. B.45 Fallas Bifásicas a Tierra Planicie L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 6 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.12. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

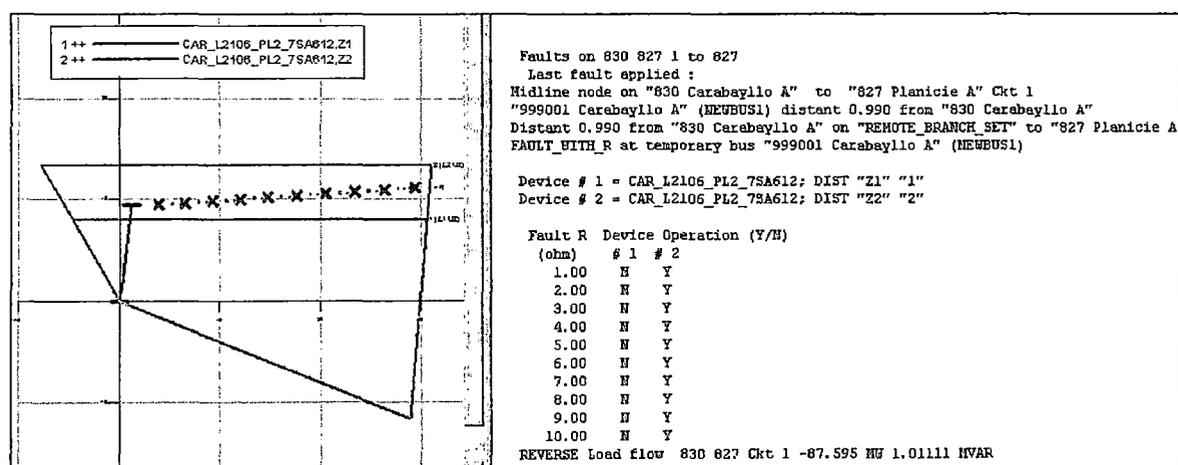


Fig. B.46 Fallas Trifásicas Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.13. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

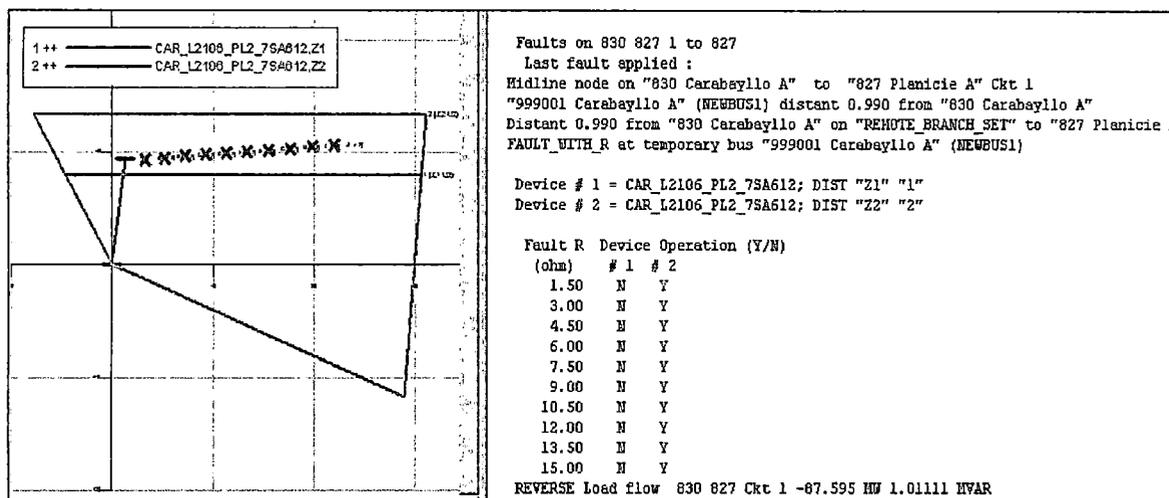


Fig. B.47 Fallas Bifásicas Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 15 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.14. Fallas Monofásicas Al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

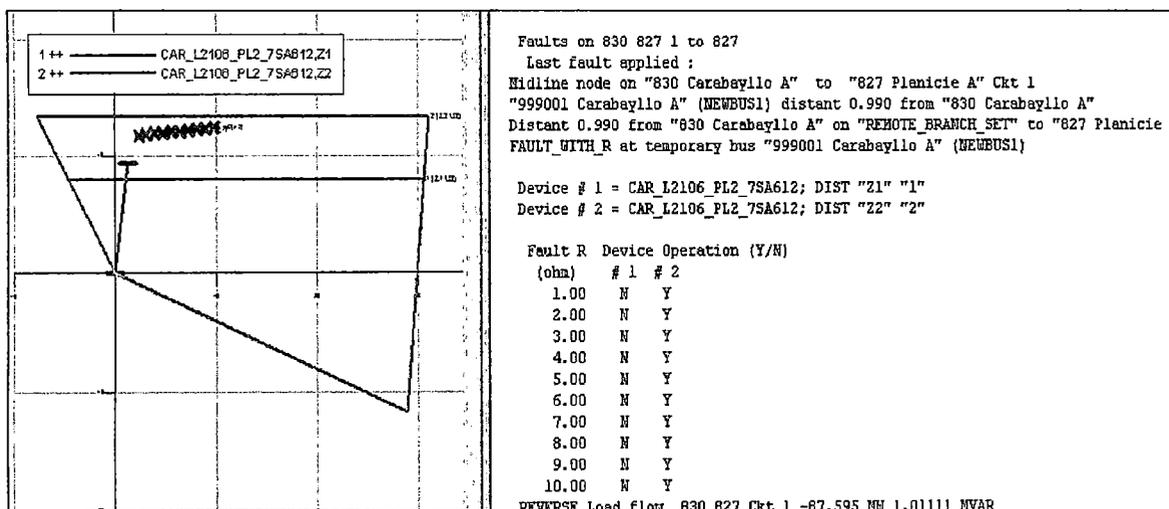


Fig. B.48 Fallas Monofásicas Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.15. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Planicie L-2106 y L-2105

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Planicie

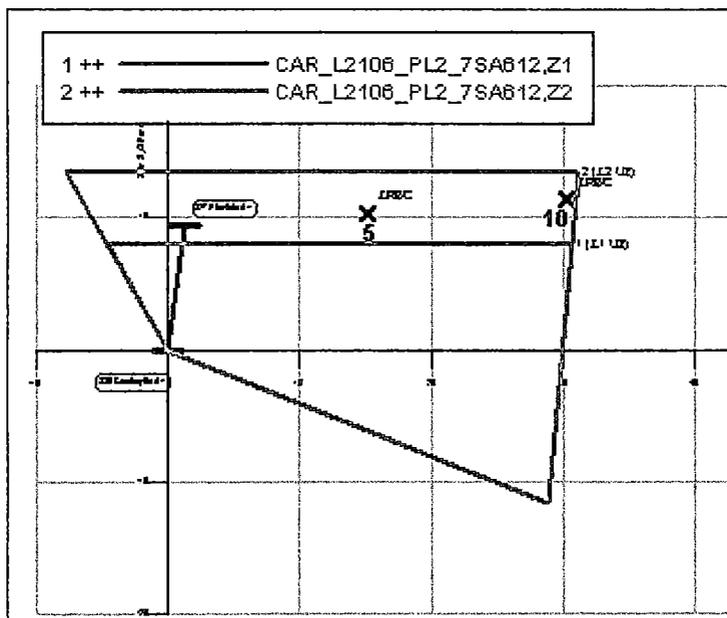


Fig. B.49 Fallas Bifásicas a Tierra Carabayllo L-2105 y L-2106 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 10 ohm al 99% de la línea, aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.16. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal.

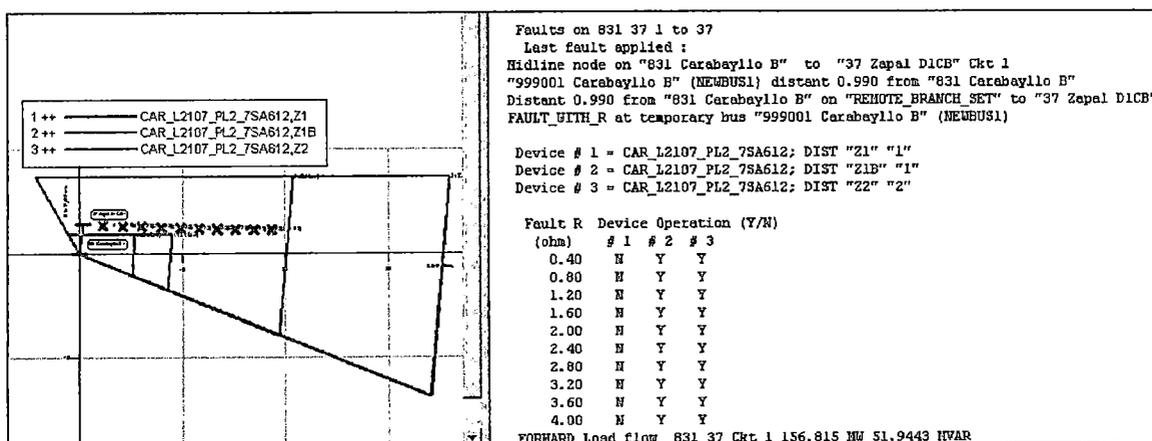


Fig. B.50 Fallas Trifásicas Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 4 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.17. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal

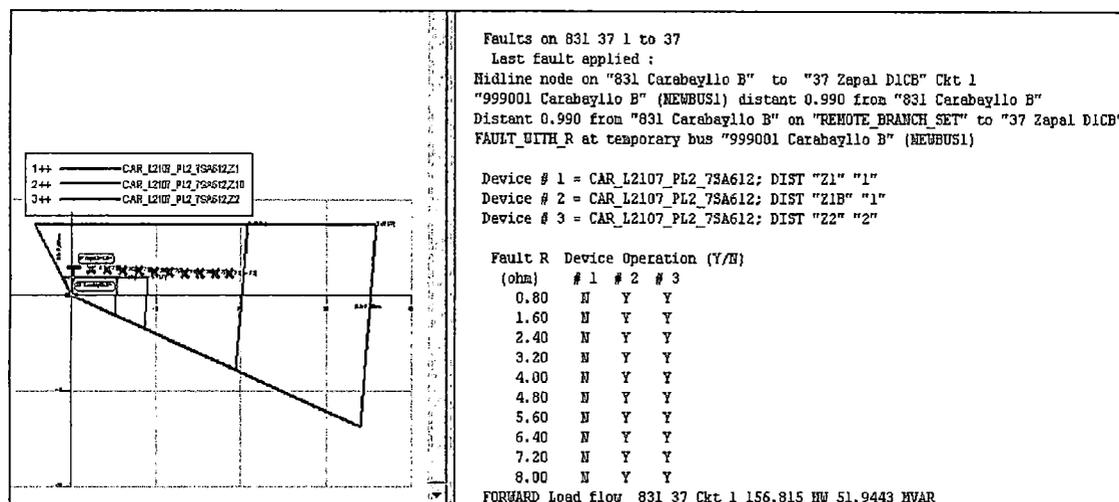


Fig. B.51 Fallas Bifásicas Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 8 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.18. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Zapallal L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Zapallal.

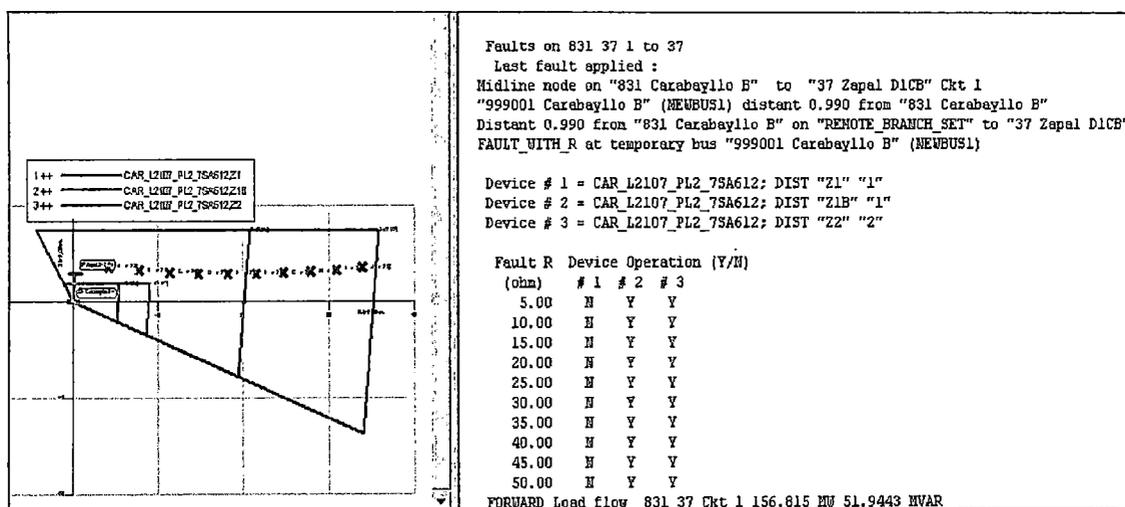


Fig. B.52 Fallas Monofásicas Carabayllo L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 50 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

De acuerdo a las diferentes simulaciones obtenidas, no se presentan problemas de sobre alcance, además se pueden detectar fallas en zona 1 de 10 ohm hasta el 50% de la línea, como se muestra a continuación

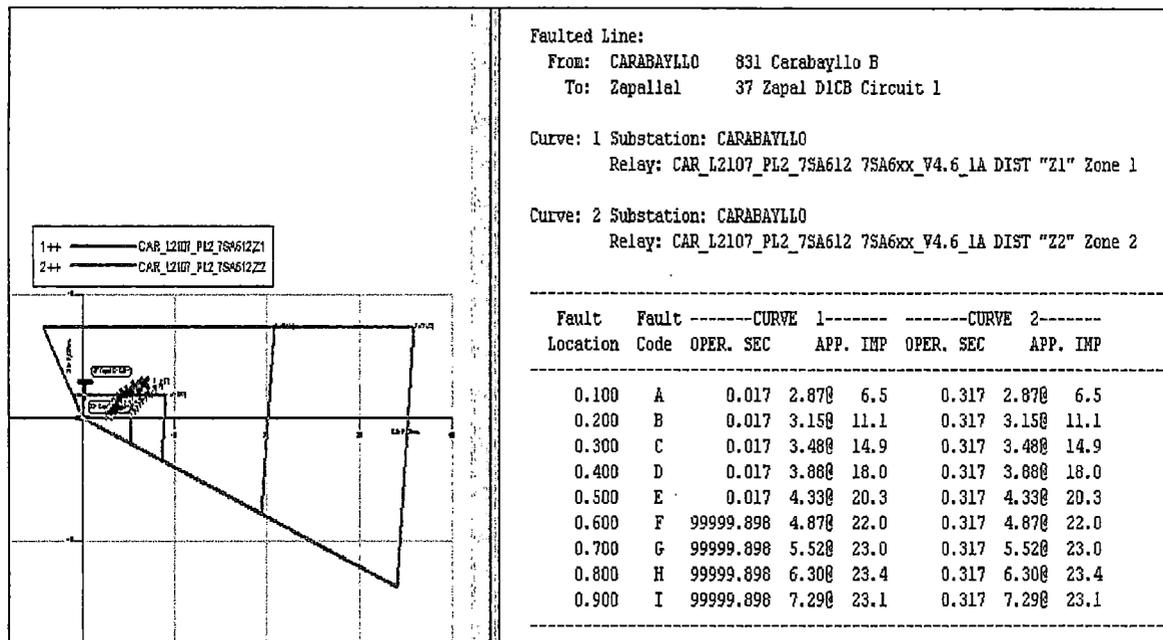


Fig. B.53 Fallas Monofásicas hasta el 50% Carabayllo L-2107 y L-2108

B.19. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

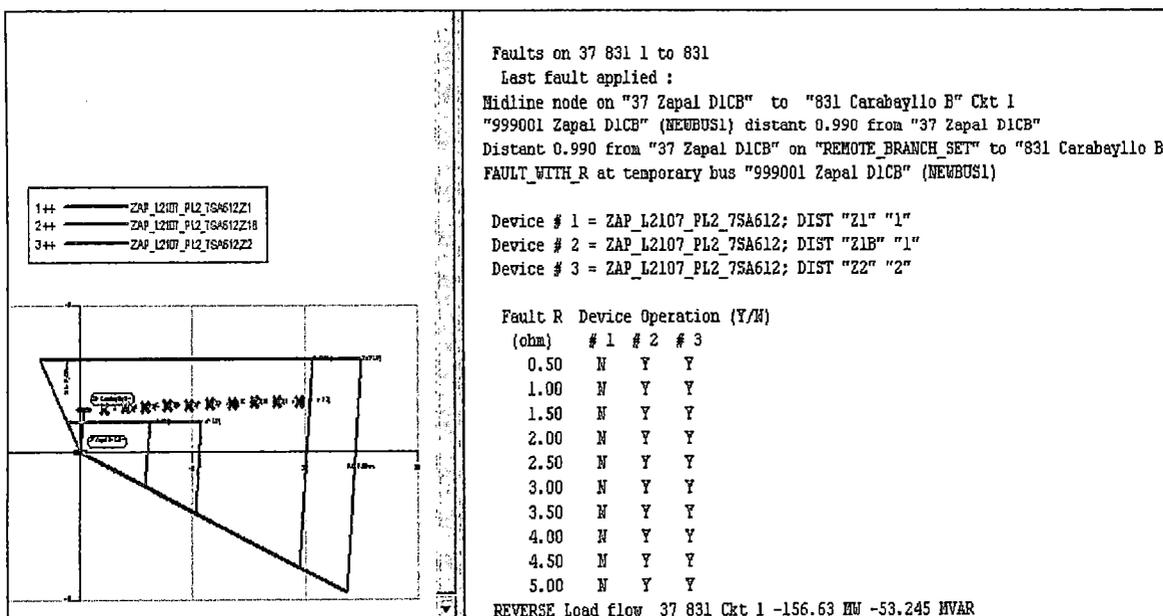


Fig. B.54 Fallas Trifásicas Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 5 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.20. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

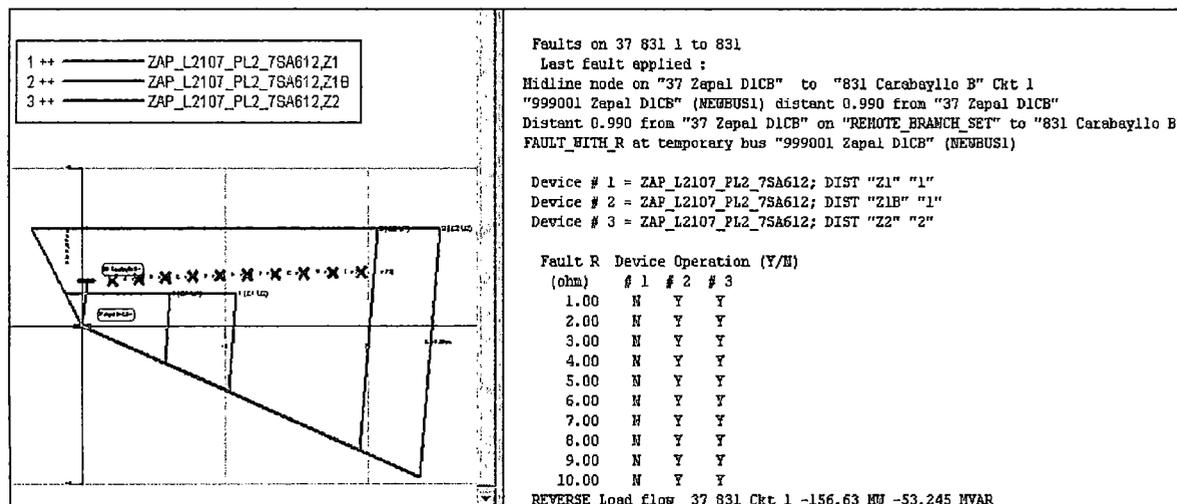


Fig. B.55 Fallas Bifásicas Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 10 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.21. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Zapallal Hacia Carabayllo L-2107 y L-2108

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Zapallal hacia Carabayllo

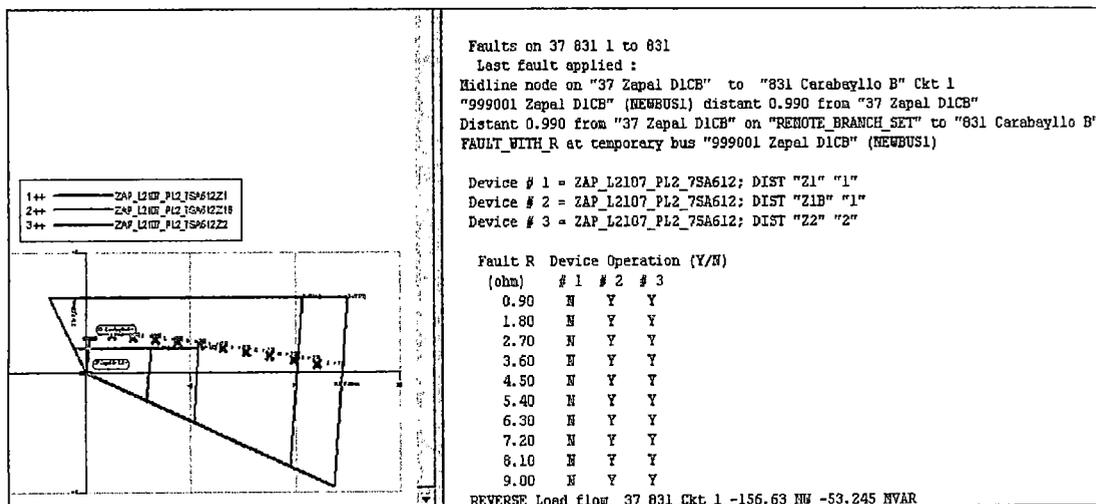


Fig. B.56 Fallas Monofásicas Zapallal L-2107 y L-2108 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 9 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

De acuerdo a las diferentes simulaciones obtenidas, no se presentan problemas de sobre alcance, además se pueden detectar fallas en zona 1 de 10 ohm hasta el 70% de la línea, como se muestra a continuación

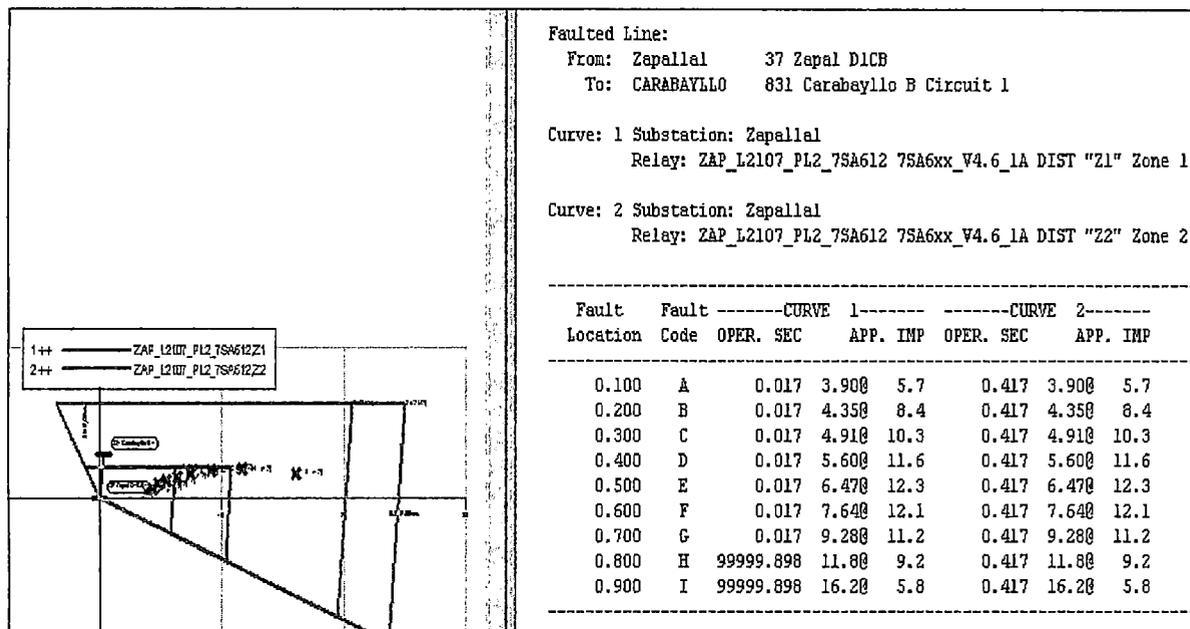


Fig. B.57 Fallas Monofásicas hasta el 70% Zapallal L-2107 y L-2108

B.22. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

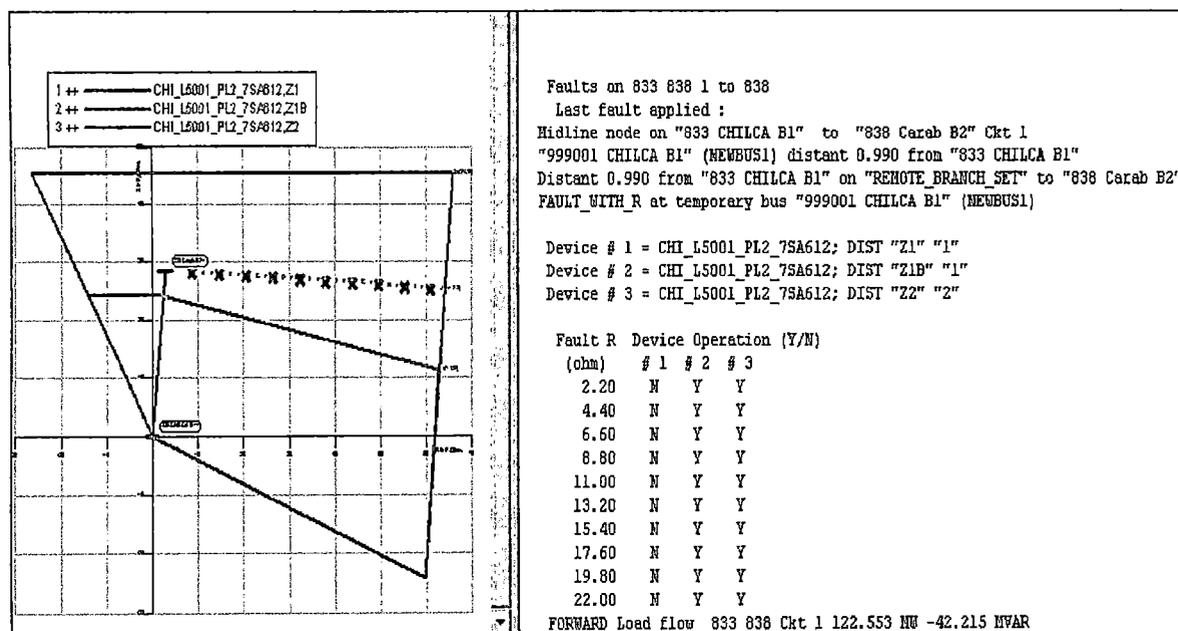


Fig. B.58 Fallas Trifásicas Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 22 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.23. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

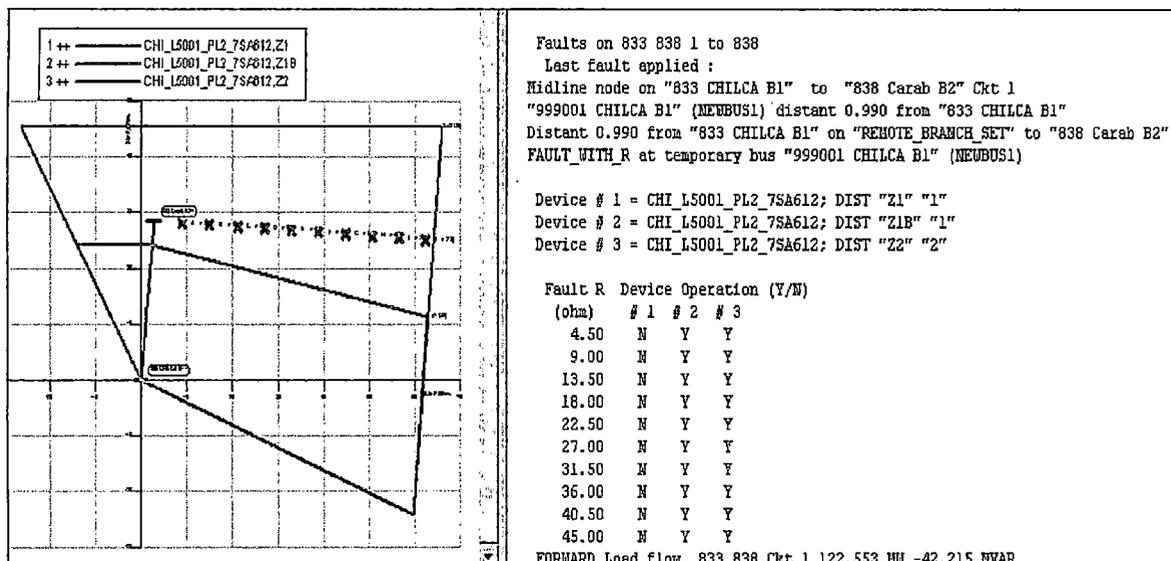


Fig. B.59 Fallas Bifásicas Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 45 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.24. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

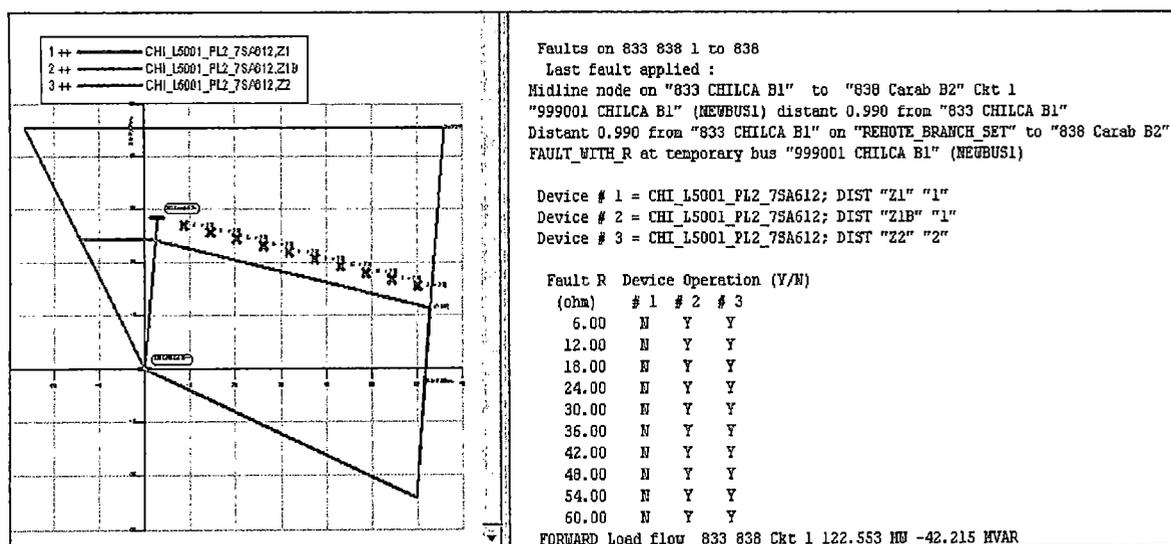


Fig. B.60 Fallas Monofásicas Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 60 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.25. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia Carabayllo L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Carabayllo

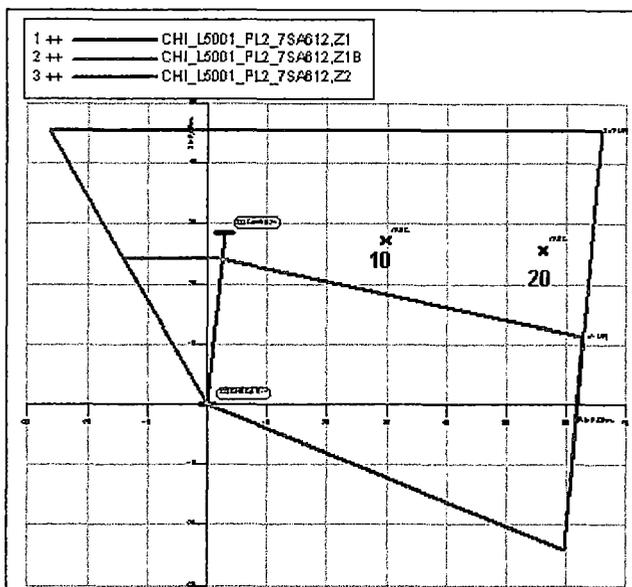


Fig. B.61 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 20 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.26. Fallas Trifásicas al 99% de La Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

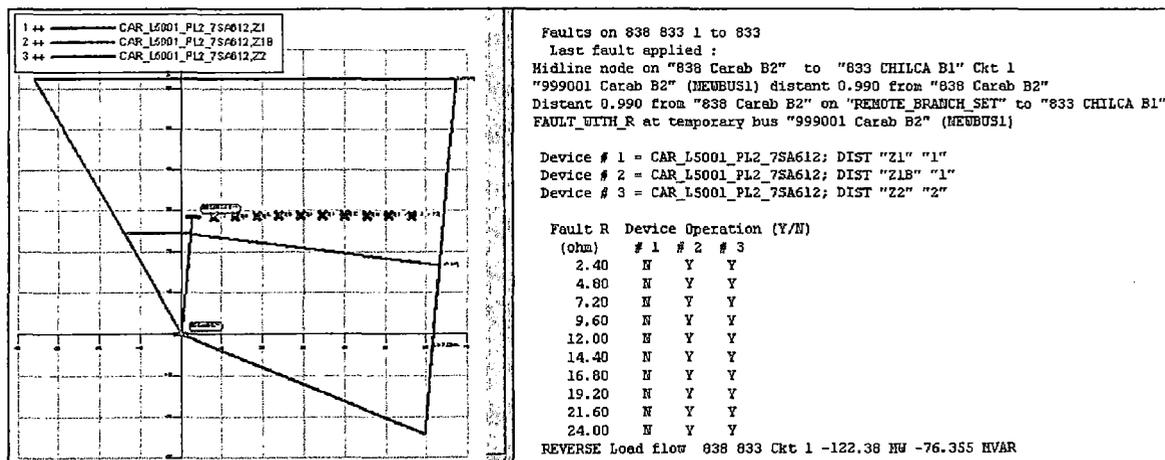


Fig. B.62 Fallas Trifásicas Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 24 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.27. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

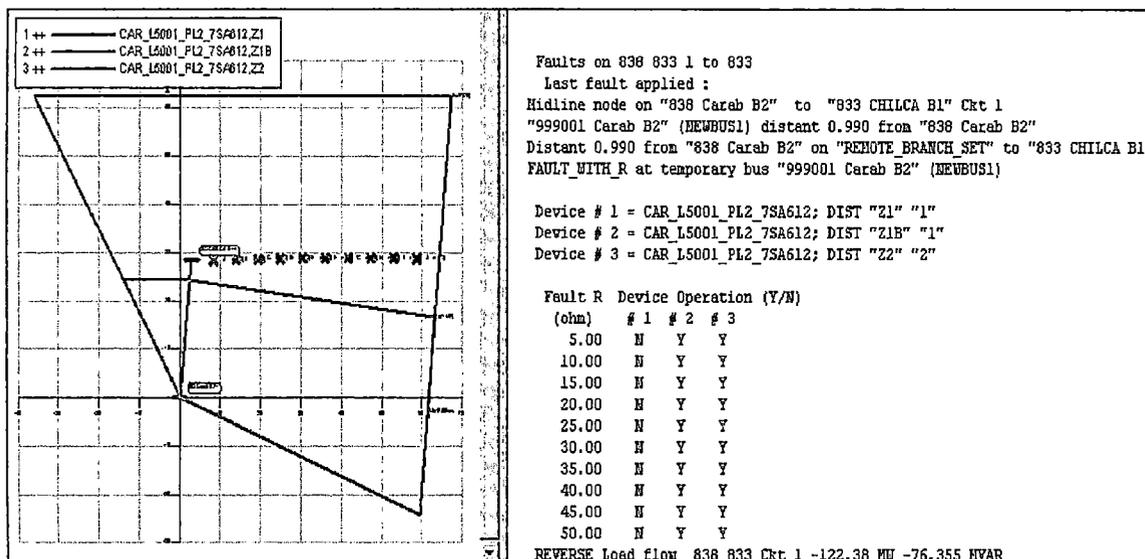


Fig. B.63 Fallas Bifásicas Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 50 ohm al 99% de la línea, aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

B.28. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

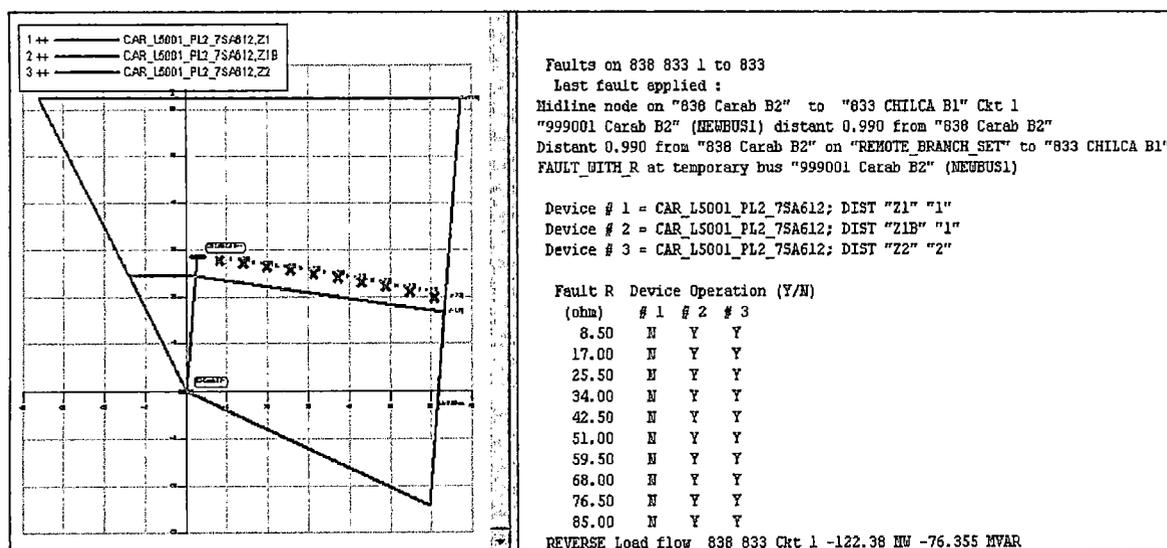


Fig. B.64 Fallas Monofásicas Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas monofásicas de hasta 85 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

B.29. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Carabayllo Hacia Chilca L-5001

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Carabayllo hacia Chilca

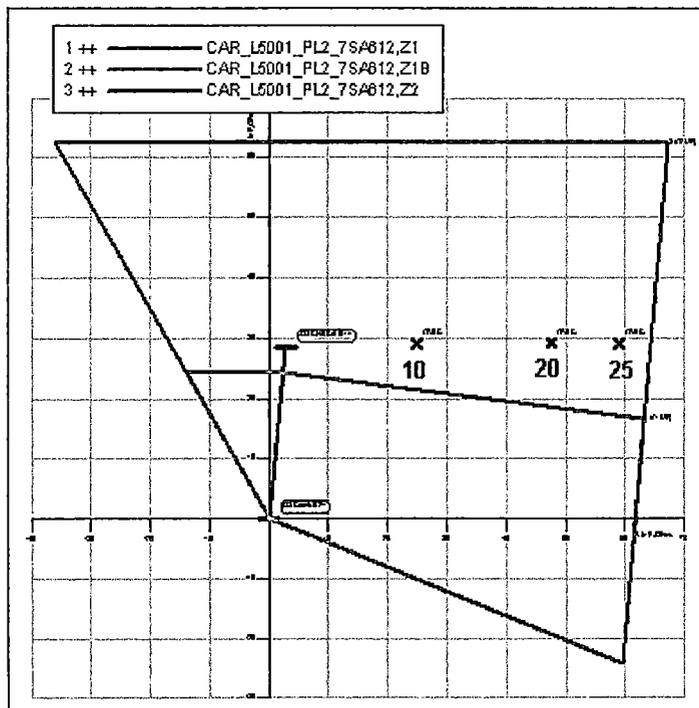


Fig. B.65 Fallas Bifásicas a Tierra Carabayllo L-5001 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda mínima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 25 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD.

ANEXO C: FALLAS PARA VERIFICACIÓN DE AJUSTES AUTOTRANSFORMADORES DEL PROYECTO

C.1. Falla Monofásica Chilca 220kV

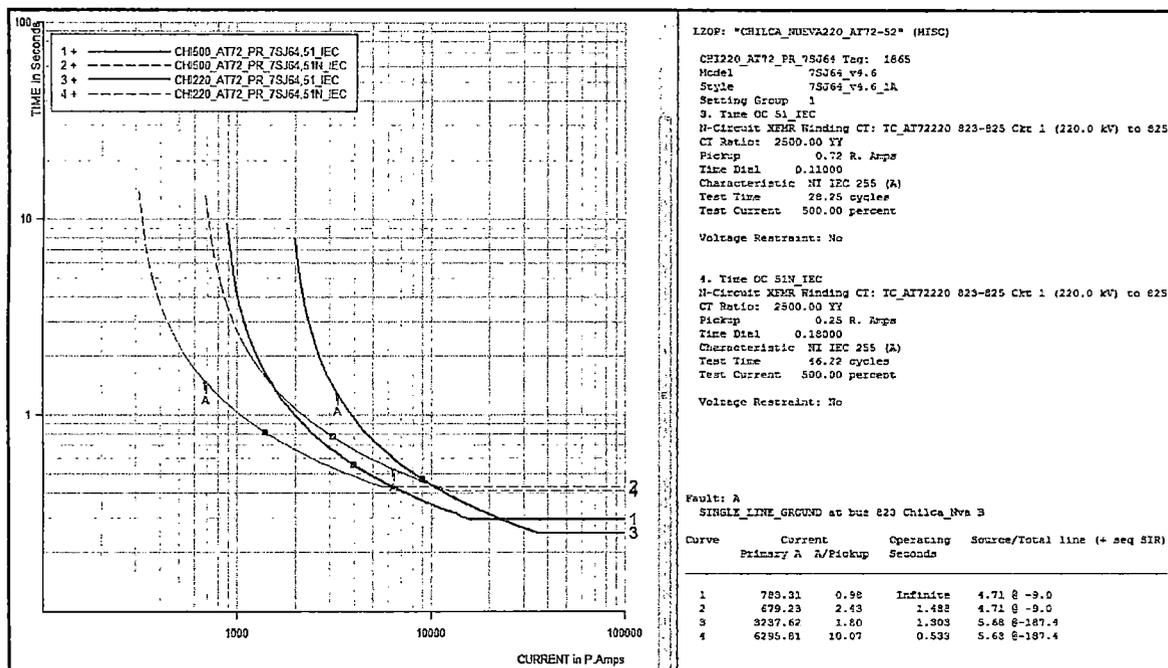


Fig. C.66 Falla Monofásica Chilca 220kV

C.2. Falla Bifásica a Tierra Chilca 220kV

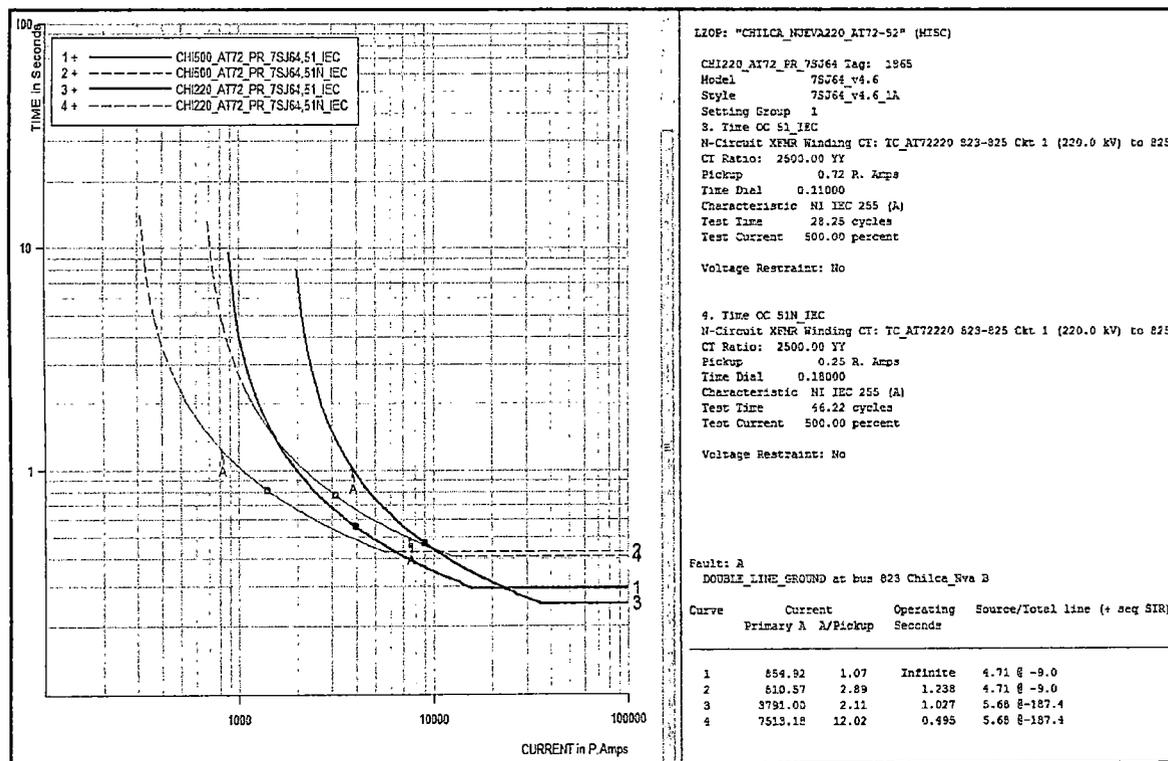


Fig. C.67 Falla Bifásica Chilca 220kV

C.3. Falla Trifásica Chilca Nueva 220kV con Todas las Líneas Desde Chilca Fuera de Servicio

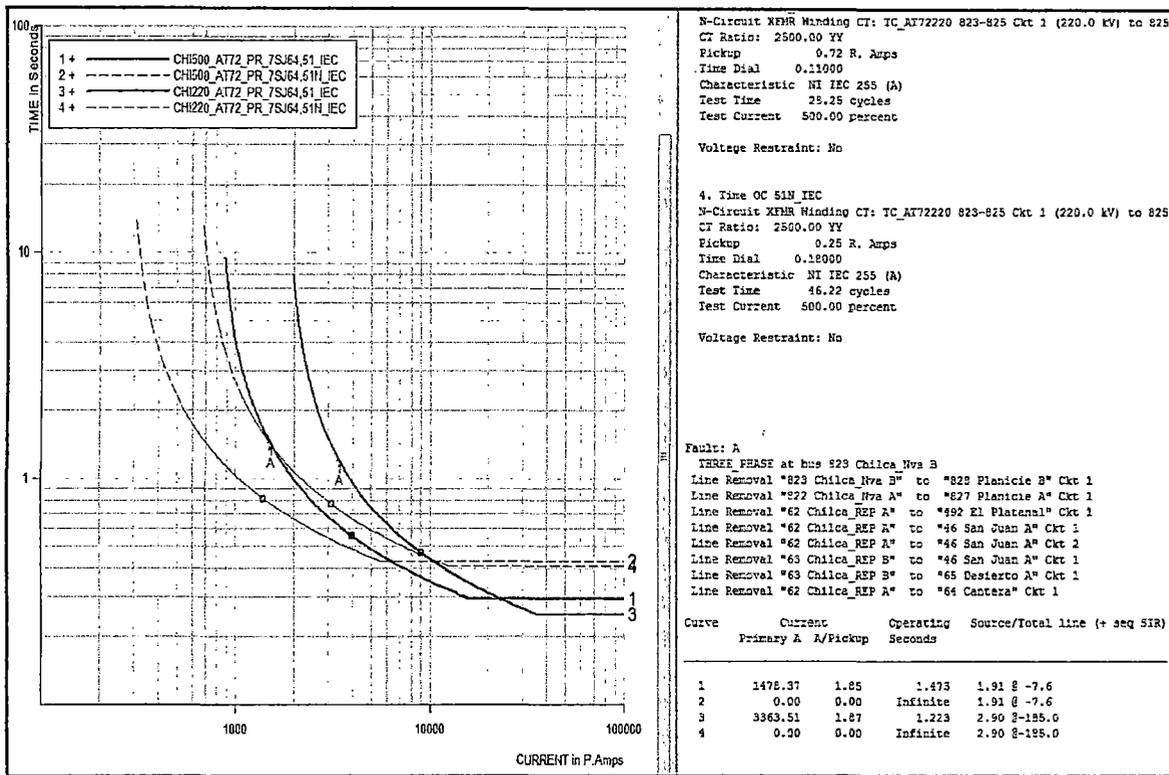


Fig. C.68 Falla Trifásica Chilca 220kV Líneas F/S

C.4. Falla Bifásica Chilca Nueva 220kV con Todas las Líneas Desde Chilca Fuera de Servicio

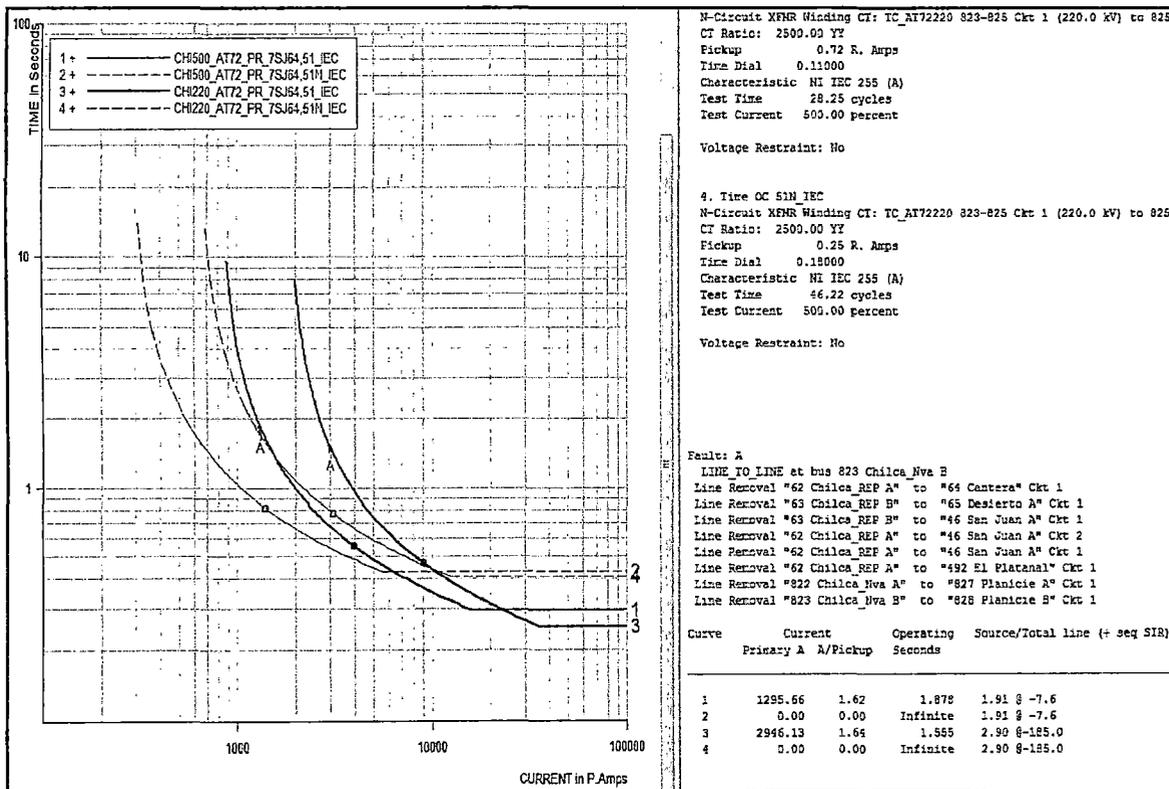


Fig. C.69 Falla Bifásica Chilca 220kV Líneas F/S

C.5. Falla Trifásica Chilca Nueva 500kV

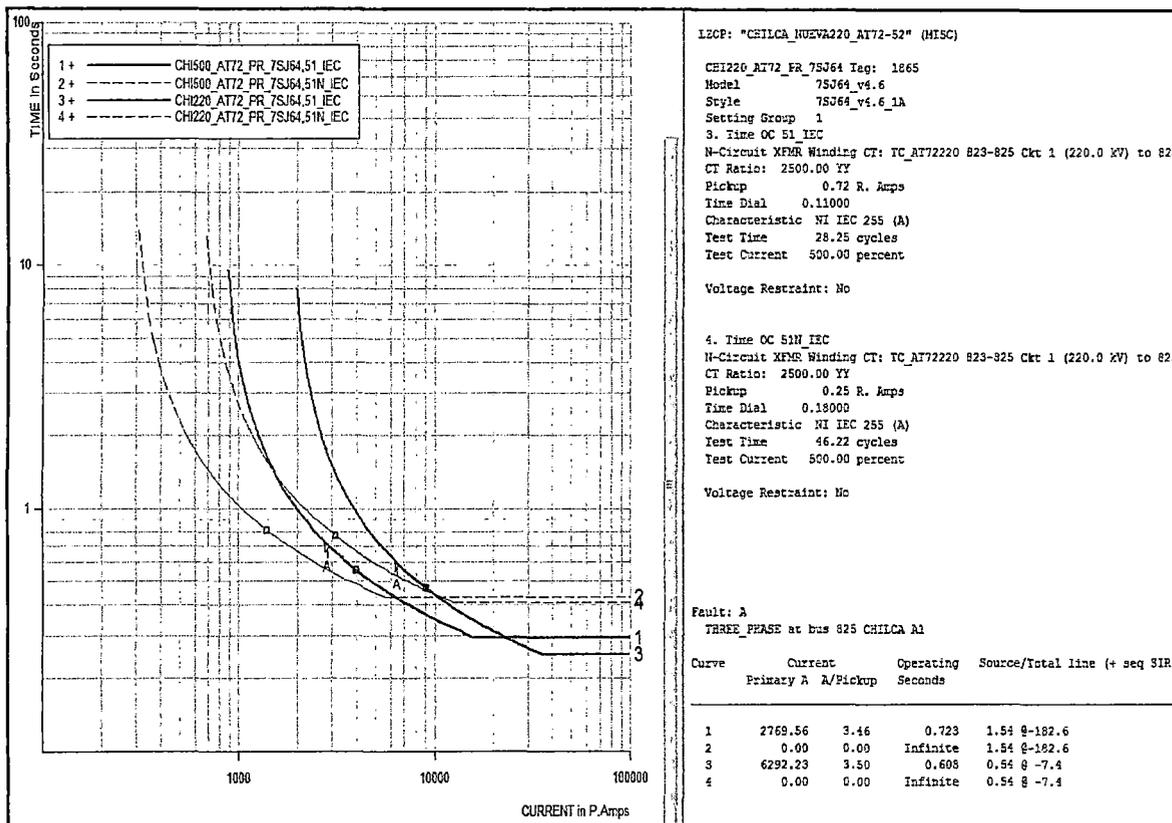


Fig. C.70 Falla Trifásica Chilca 500kV

C.6. Falla Bifásica Chilca Nueva 500kV

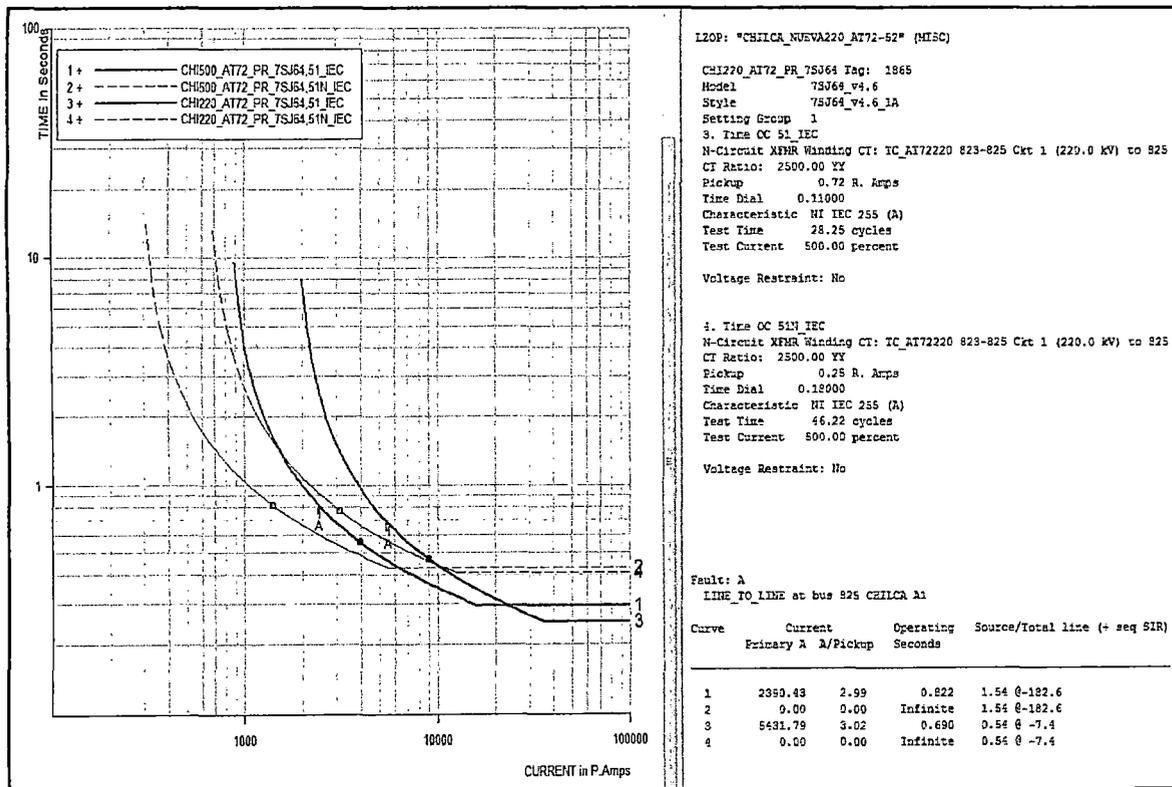


Fig. C.71 Falla Bifásica Chilca 500kV

C.7. Falla Monofásica Chilca Nueva 500kV

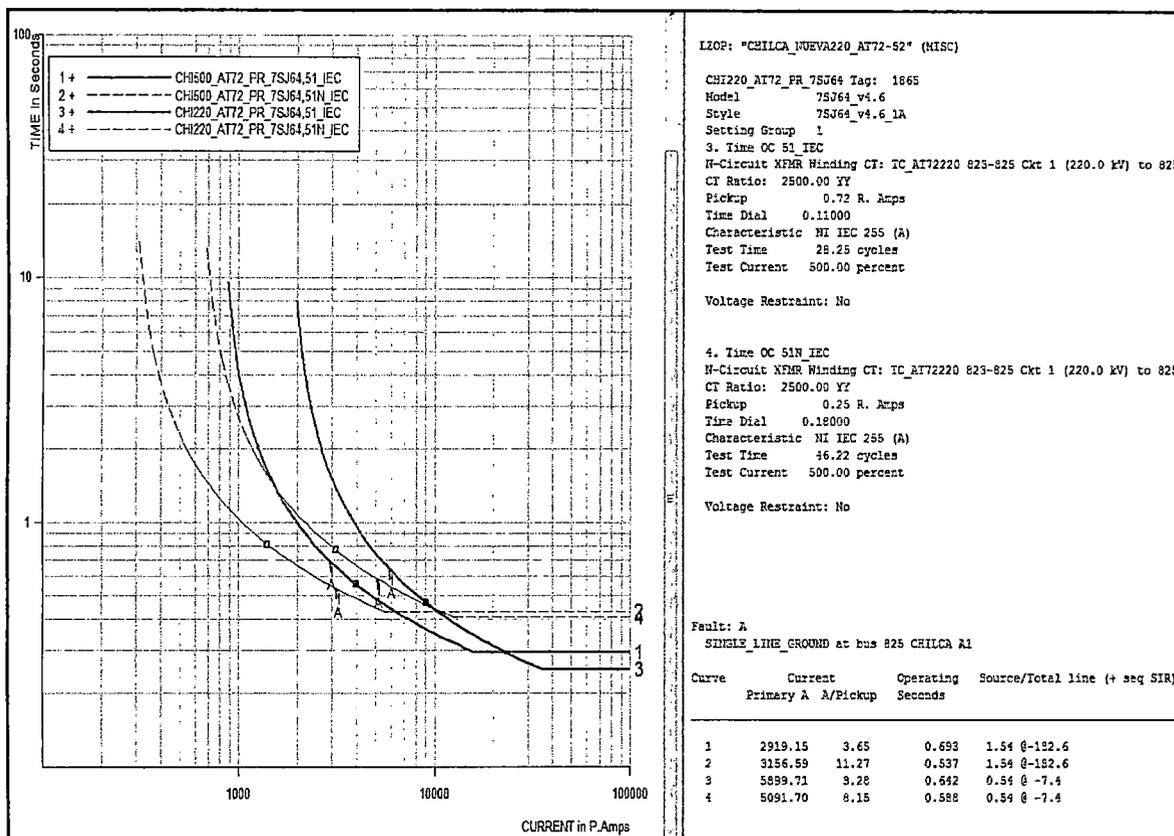


Fig. C.72 Falla Monofásica Chilca 500kV

C.8. Falla Bifásica A Tierra Chilca Nueva 500kV

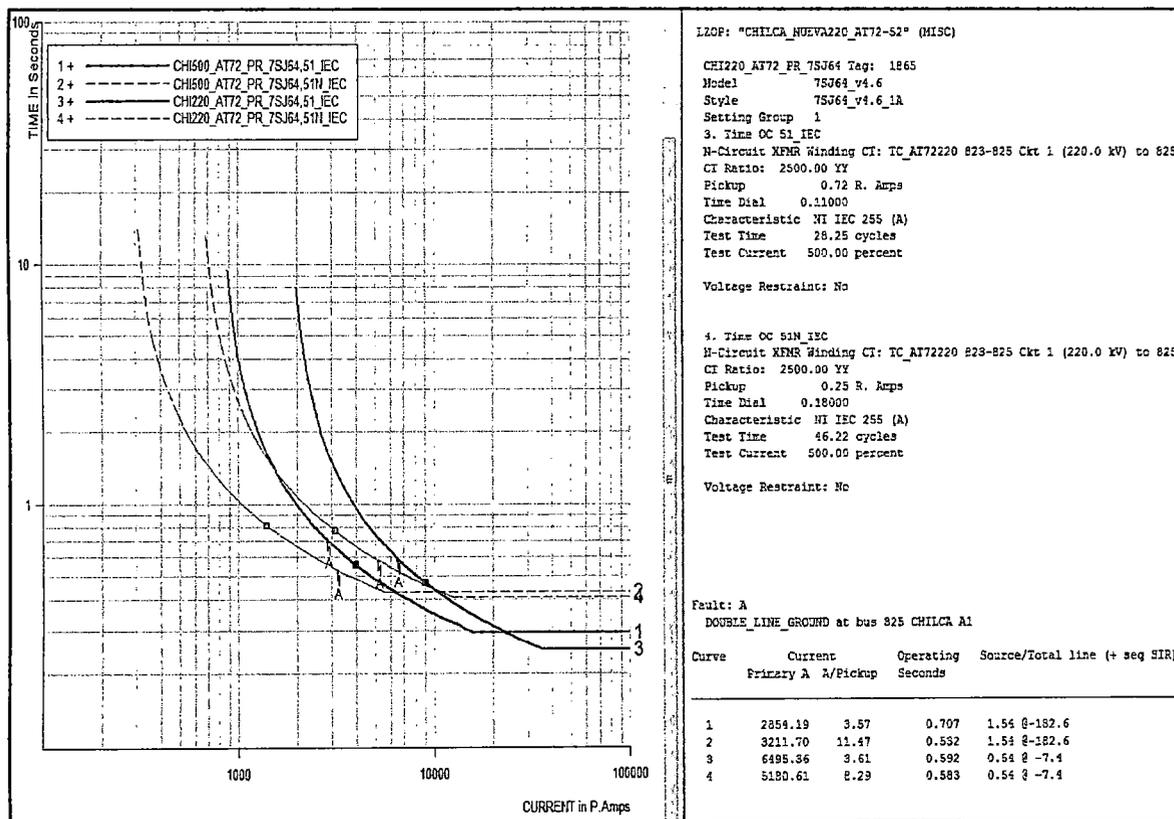


Fig. C.73 Falla Bifásica a Tierra Chilca 500kV

C.9. Falla Trifásica Carabayllo 220kV con Todas las Líneas en 220kV Fuera de Servicio

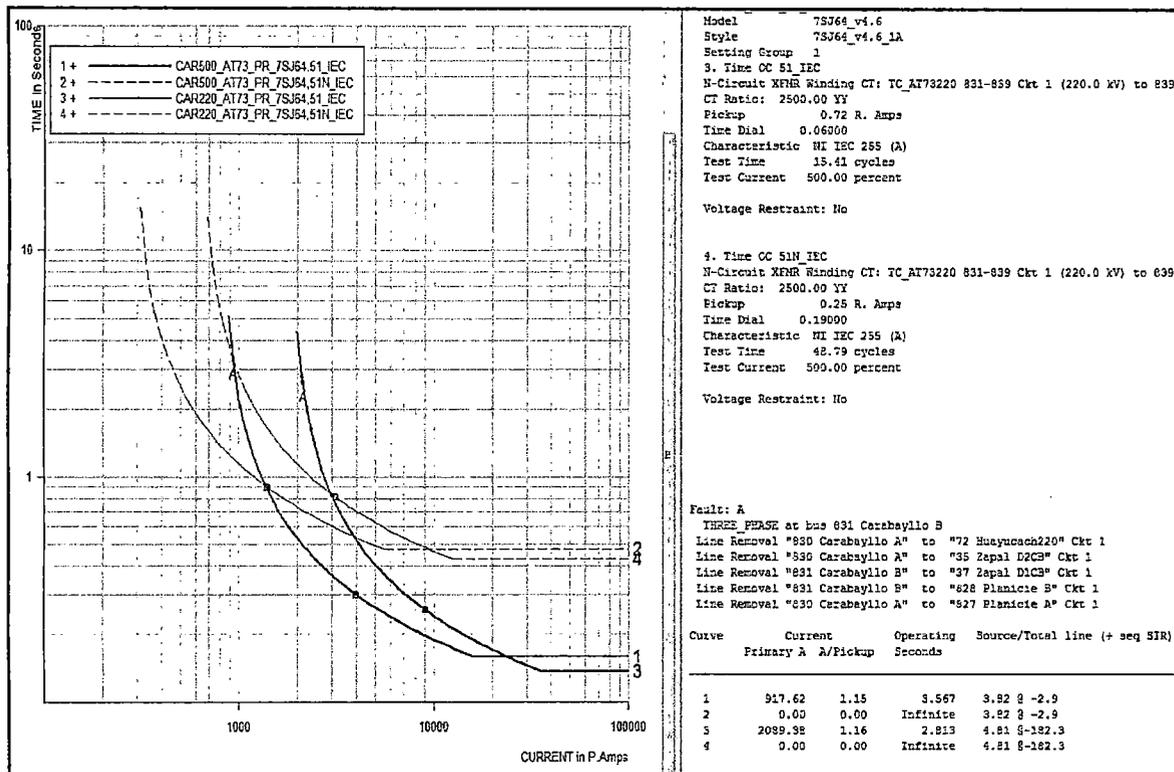


Fig. C.74 Falla Trifásica Carabayllo 220kV Líneas F/S

C.10. Falla Monofásica Carabayllo 220kV

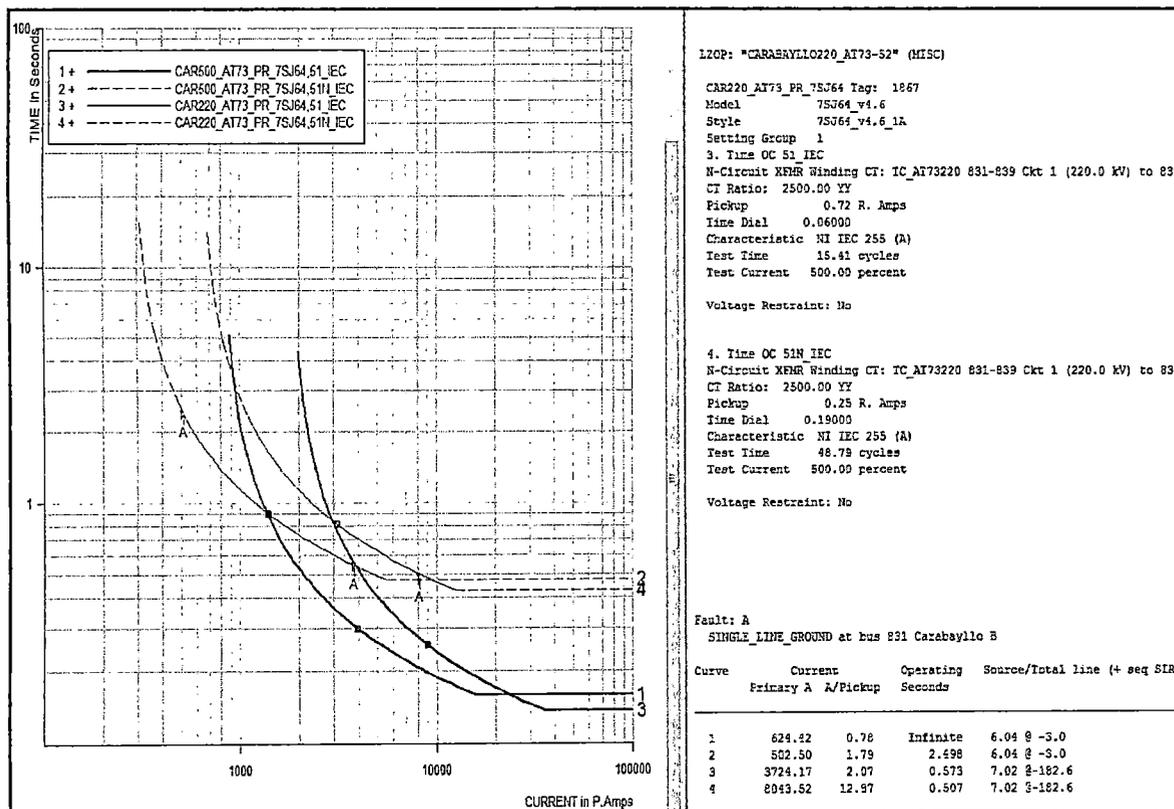


Fig. C.75 Falla Monofásica Carabayllo 220kV

C.11. Falla Bifásica a Tierra Carabayllo 220kV

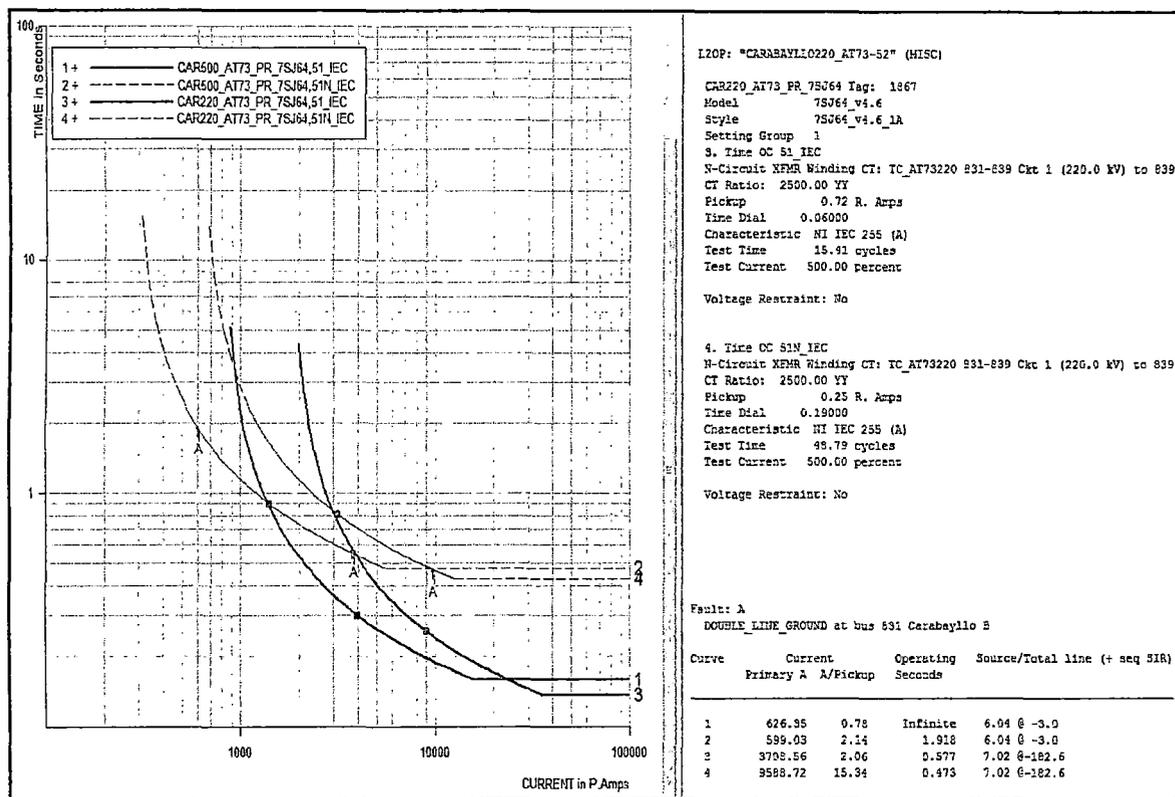


Fig. C.76 Falla Bifásica a Tierra Carabayllo 220kV

C.12. Falla Trifásica Carabayllo 500kV

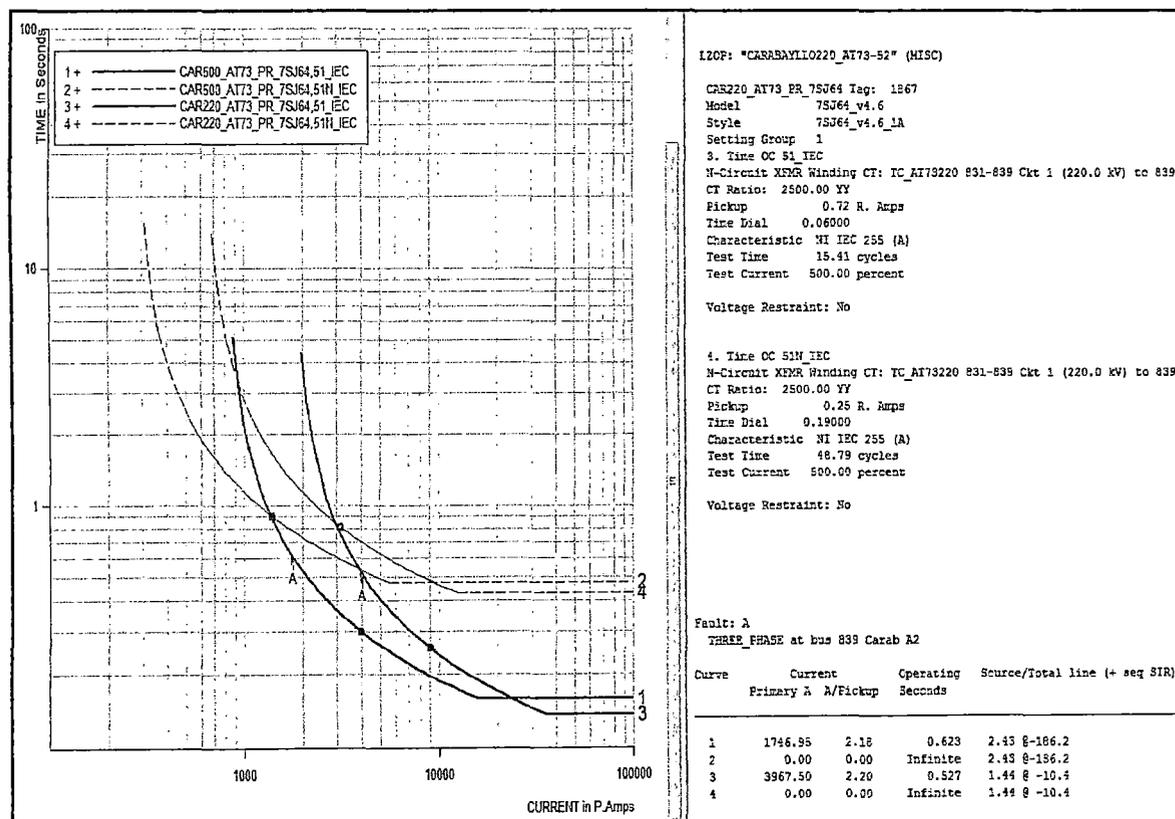


Fig. C.77 Falla Trifásica Carabayllo 500kV

C.13. Falla Bifásica Carabayllo 500kV

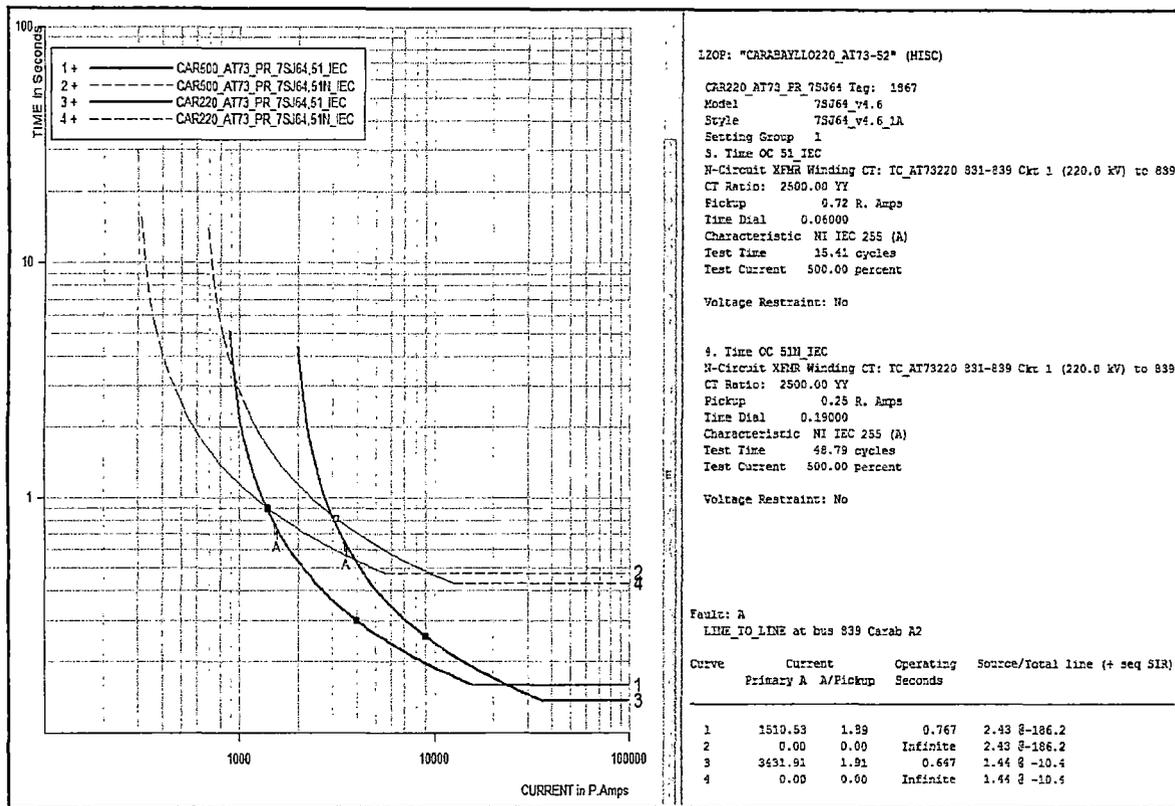


Fig. C.78 Falla Bifásica Carabayllo 500kV

C.14. Falla Monofásica Carabayllo 500kV

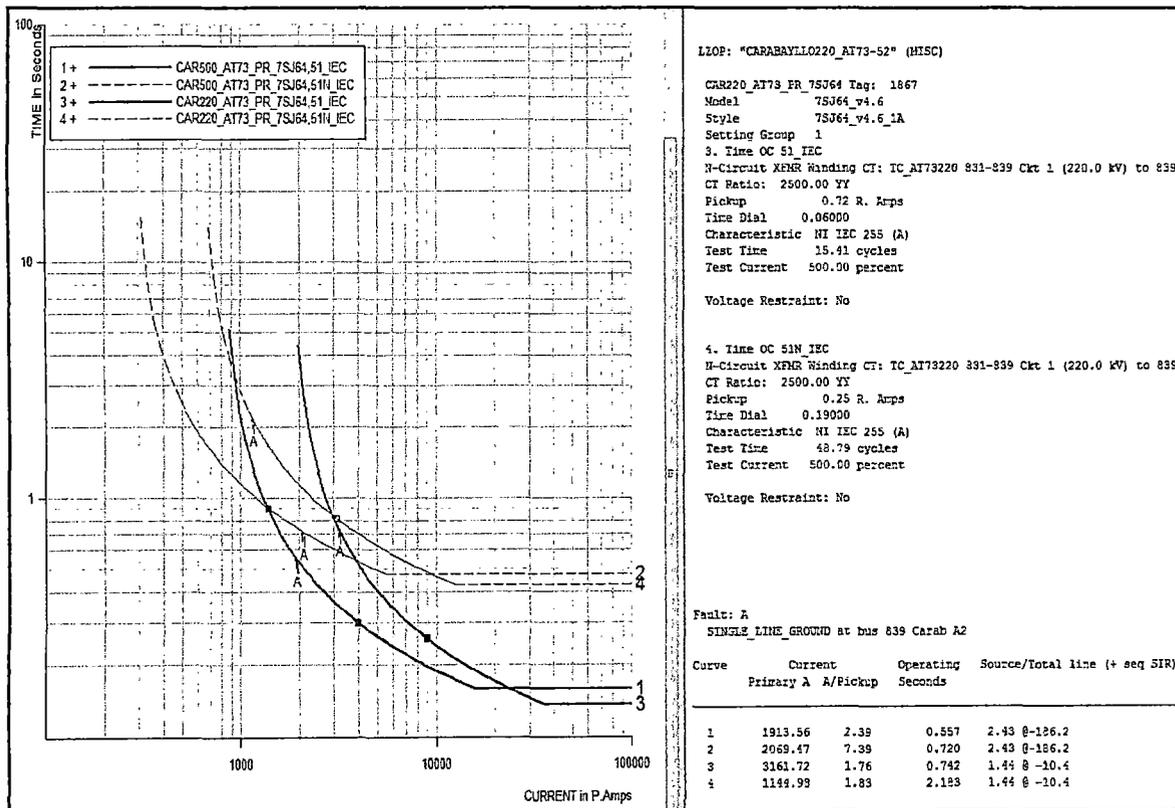


Fig. C.79 Falla Monofásica Carabayllo 500kV

C.15. Falla Bifásica a Tierra Carabayllo 500kV

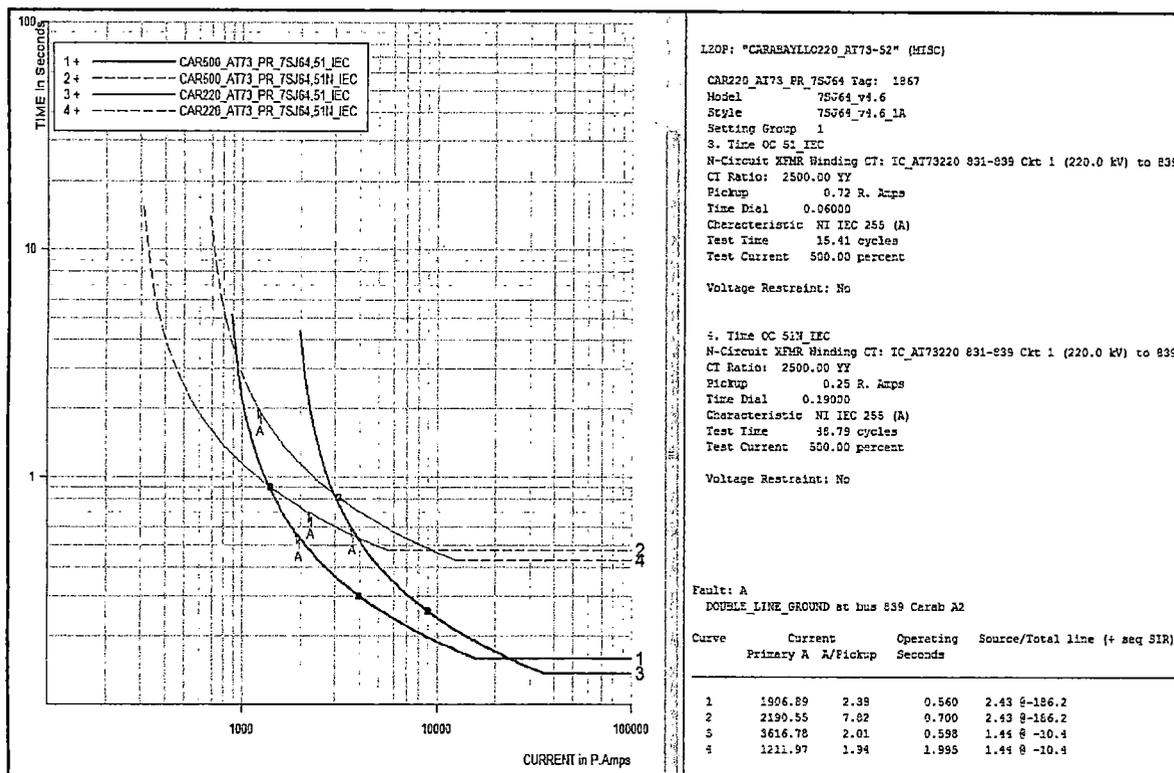


Fig. C.80 Falla Bifásica a Tierra Carabayllo 500kV

C.16. Falla Trifásica Carabayllo 220kV, AT74-52 Fuera de Servicio

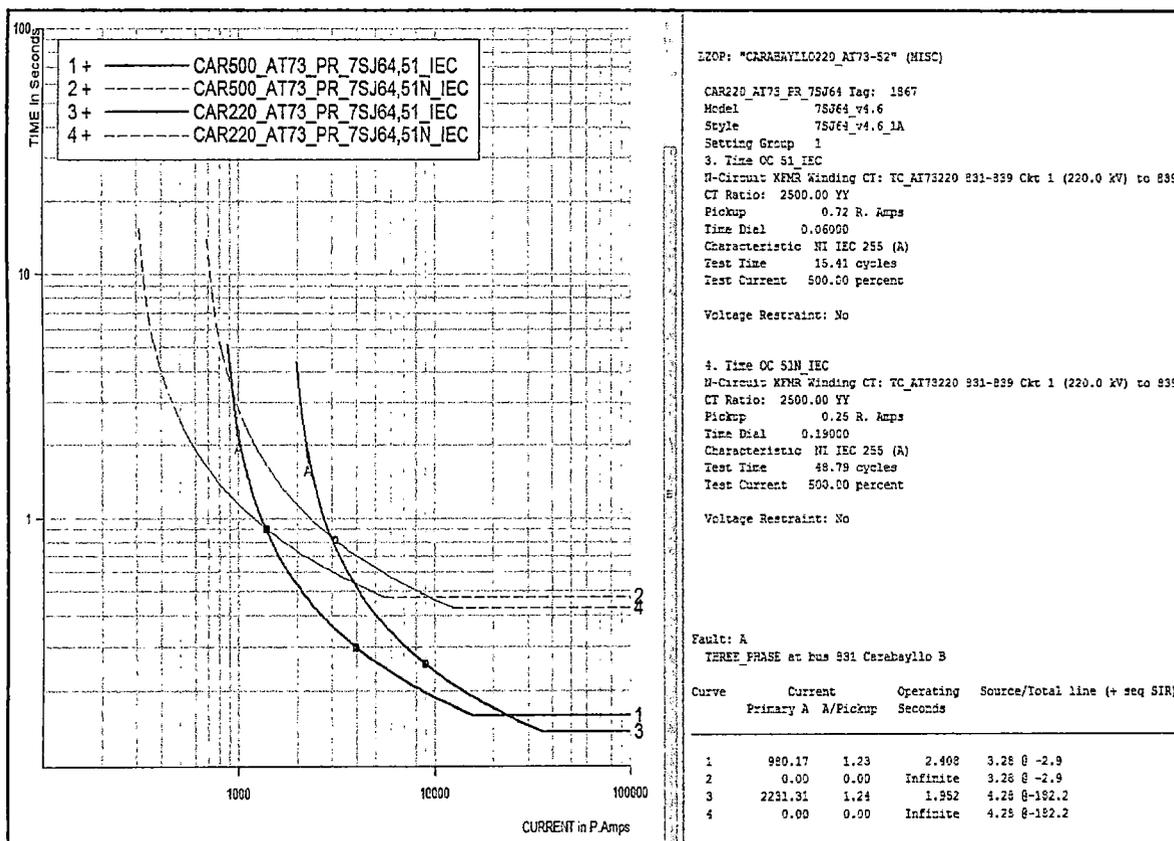


Fig. C.81 Falla Trifásica Carabayllo 220kV, AT74-52 F/S

C.17. Falla Monofásica Carabayllo 220kV, AT74-52 Fuera de Servicio

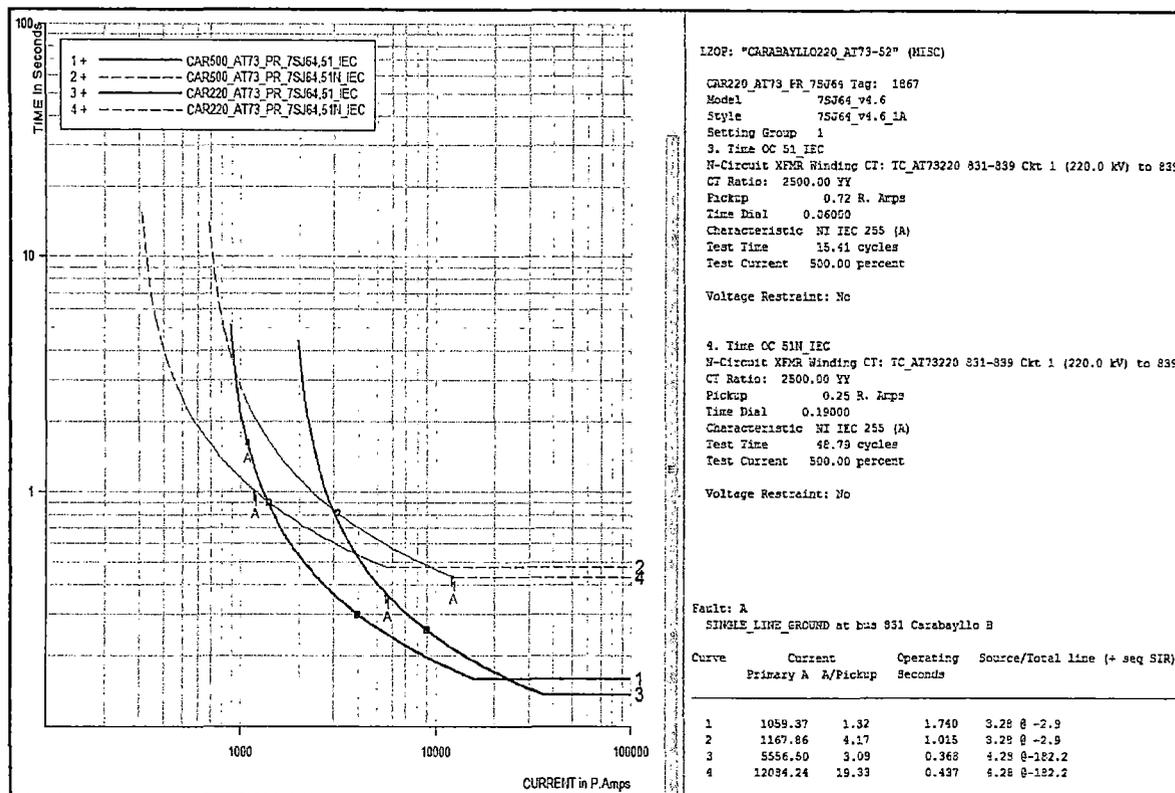


Fig. C.82 Falla Monofásica Carabayllo 220kV, AT74-52 F/S

C.18. Falla Bifásica a Tierra Carabayllo 220kV, AT74-52 Fuera de Servicio

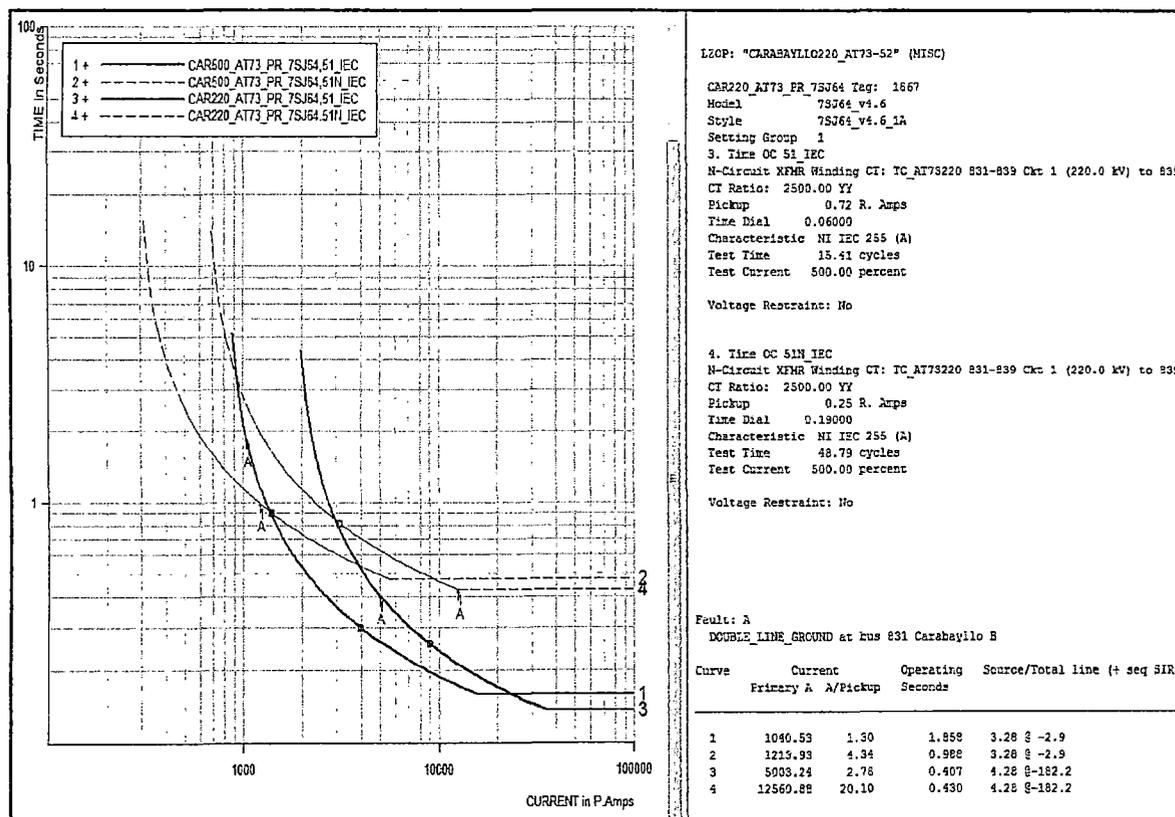


Fig. C.83 Falla Bifásica a Tierra Carabayllo 220kV, AT74-52 F/S

C.19. Falla Trifásica Carabayllo 500kV, AT74-52 Fuera de Servicio

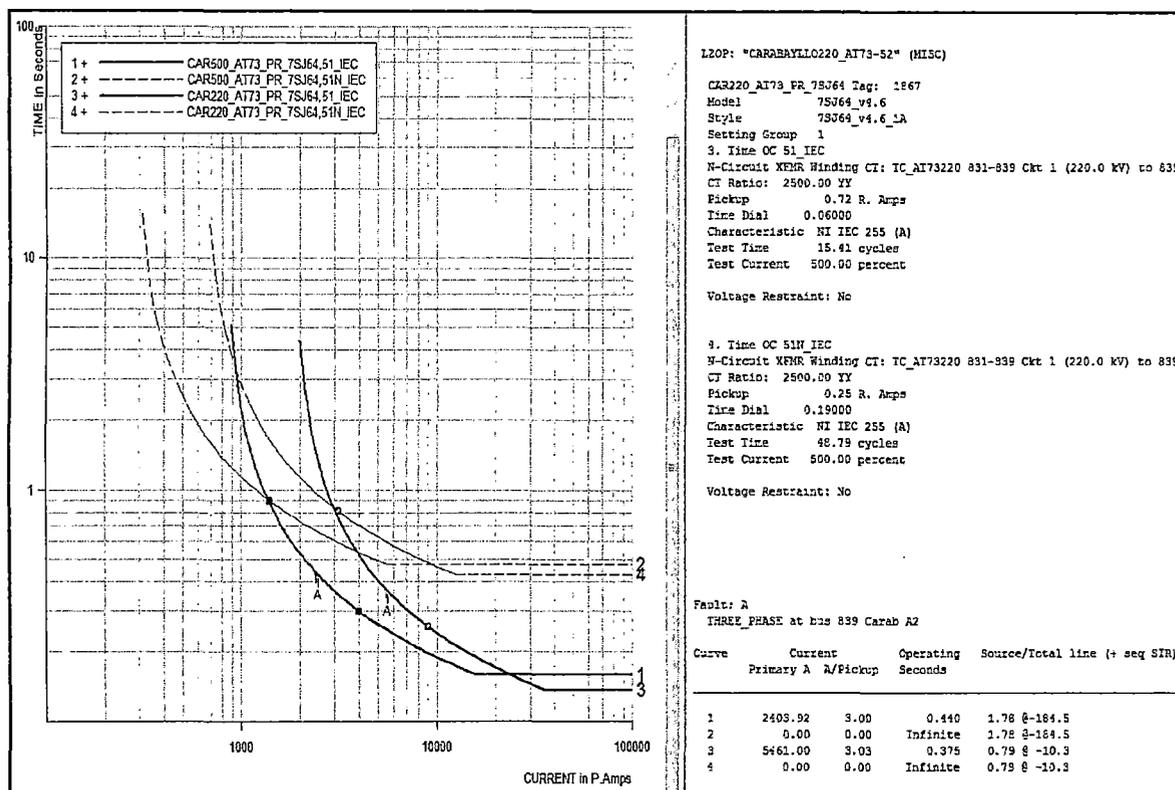


Fig. C.84 Falla Trifásica Carabayllo 500kV, AT74-52 F/S

C.20. Falla Bifásica Carabayllo 500kV, AT74-52 Fuera de Servicio

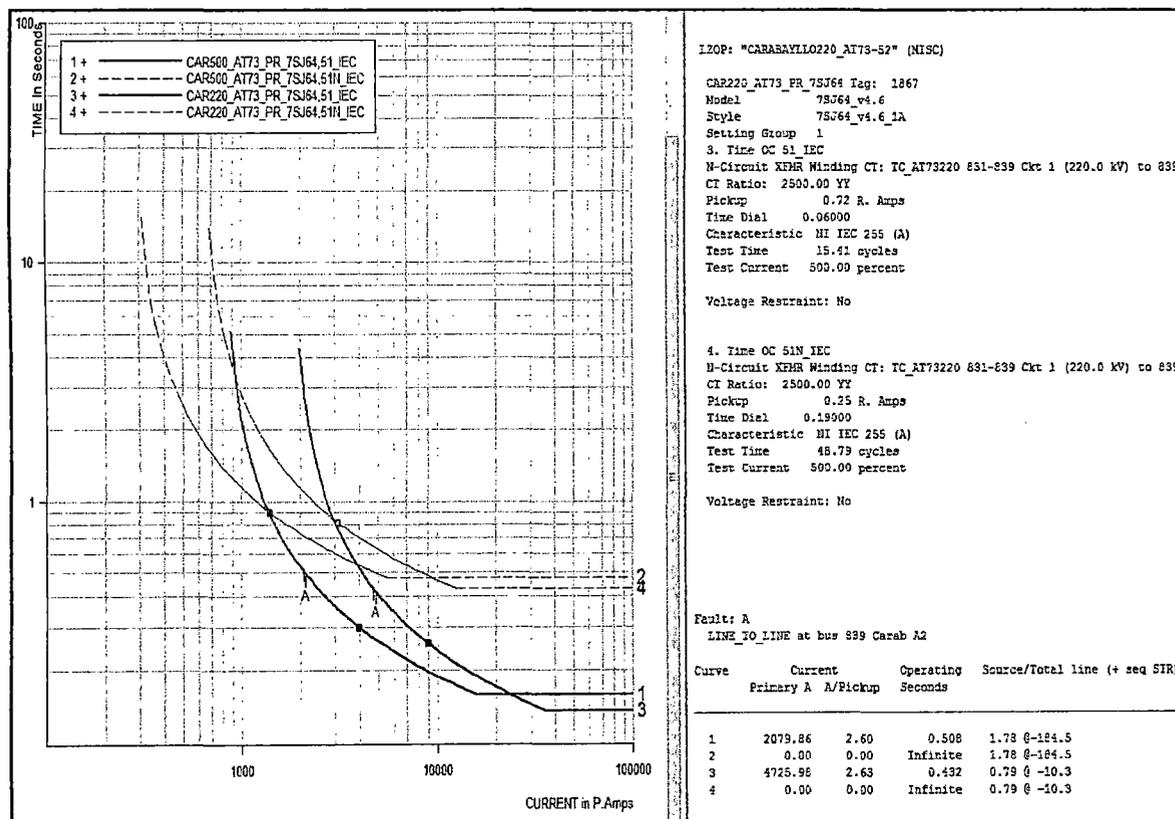


Fig. C.85 Falla Bifásica Carabayllo 500kV, AT74-52 F/S

C.21. Falla Monofásica Carabaylo 500kV, AT74-52 Fuera de Servicio

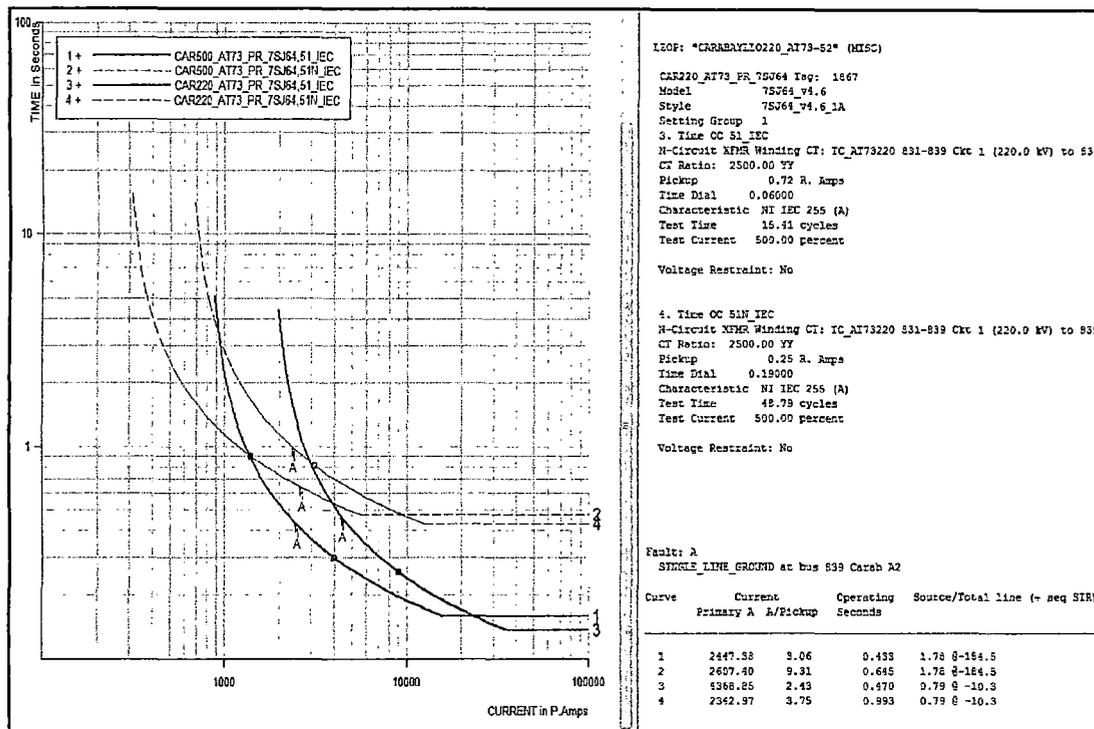


Fig. C.86 Falla Monofásica Carabaylo 500kV, AT74-52 F/S

C.22. Falla Bifásica a Tierra Carabaylo 500kV, AT74-52 Fuera de Servicio

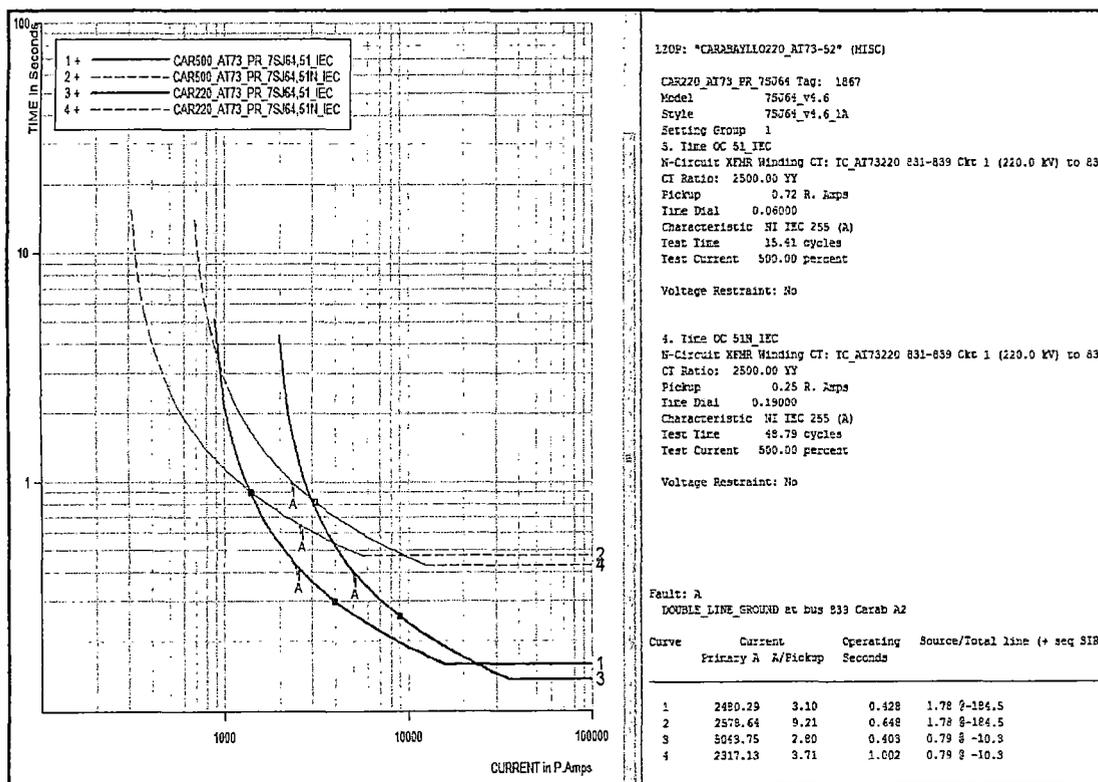


Fig. C.87 Falla Bifásica a Tierra Carabaylo 500kV, AT74-52 F/S

ANEXO D: PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE LADO 33KV (FUNCIÓN 51G TRANSFORMADOR ZIGZAG)

D.1. Falla Monofásica Franca Chilca Nueva 33kV

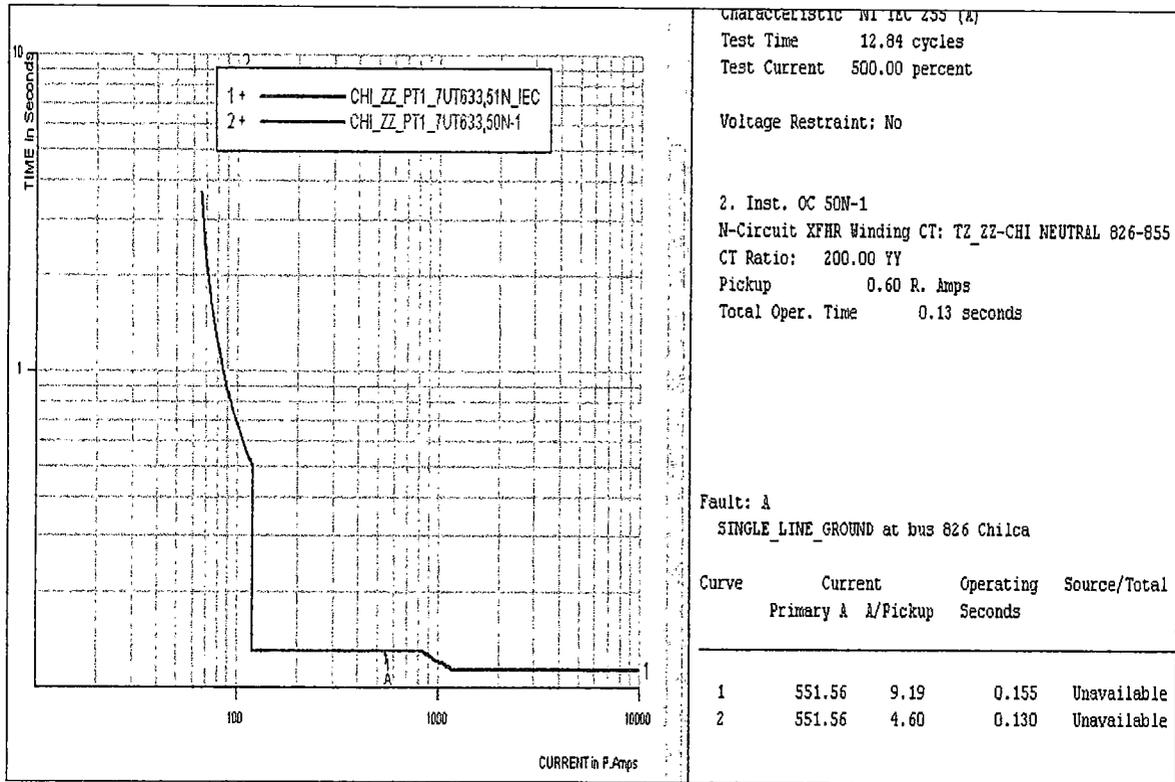


Fig. D.88 Falla Monofásica Chilca Nueva 33kV

D.2. Falla Monofásica 50ohm Chilca Nueva 33kV

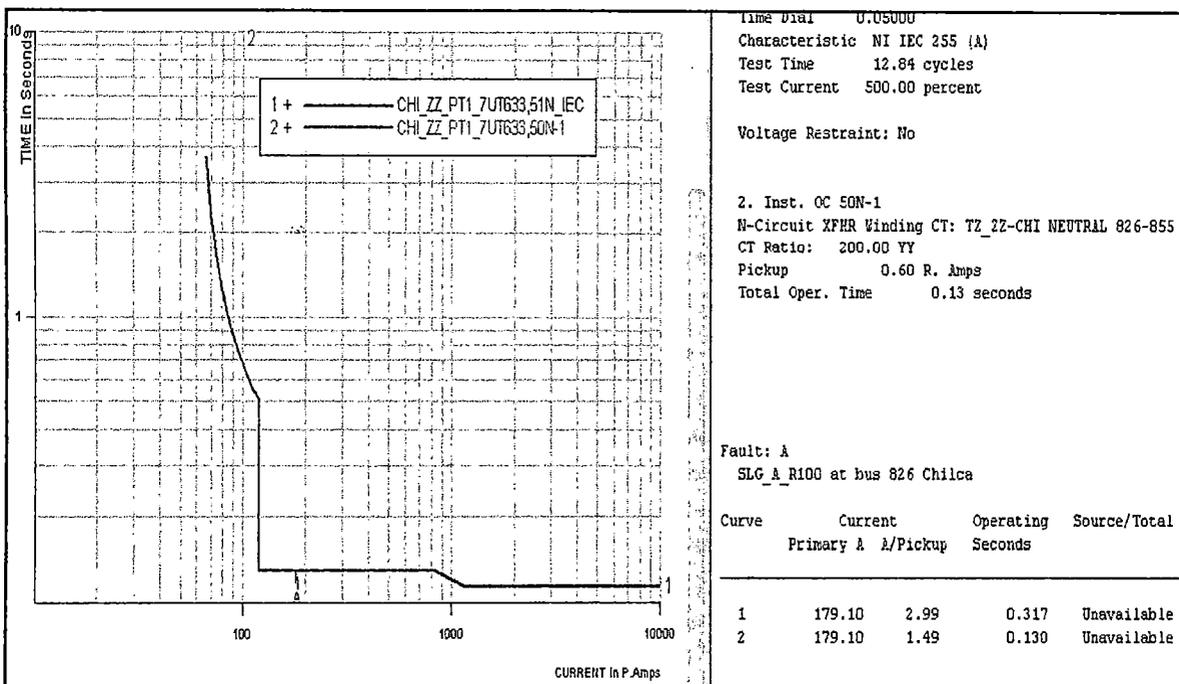


Fig. D.89 Falla Monofásica 50 ohm Chilca Nueva 33kV

D.3. Falla Monofásica Franca Carabayllo 33kV

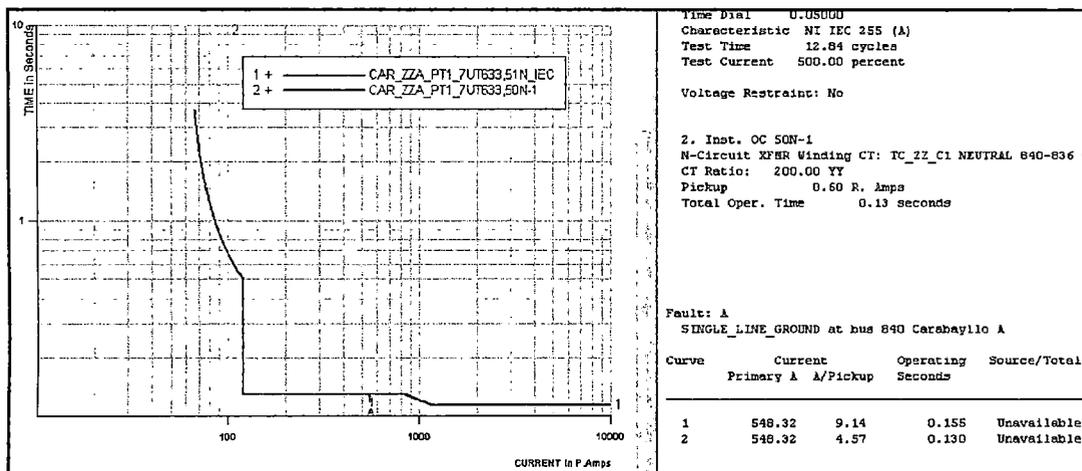


Fig. D.90 Falla Monofásica Carabayllo 33kV

D.4. Falla Monofásica 50ohm Carabayllo 33kV

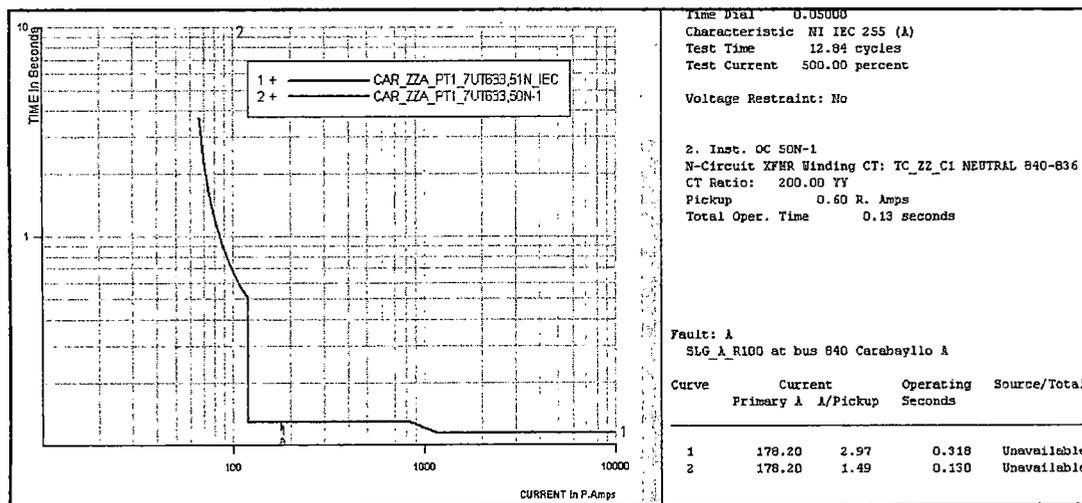


Fig. D.91 Falla Monofásica 50 ohm Carabayllo 33kV

ANEXO E: VERIFICACIÓN AJUSTES ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO MÁXIMA DEMANDA

E.1. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Cantera L-2090

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Cantera

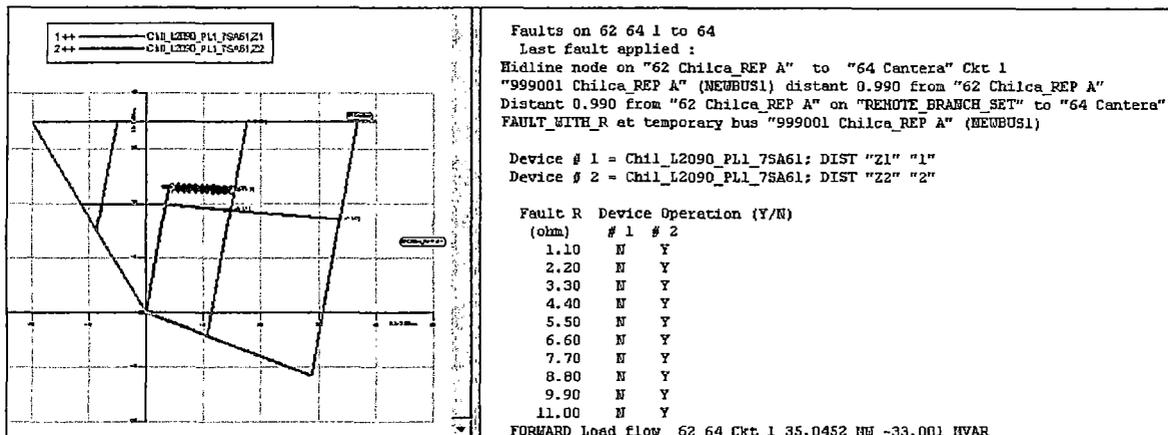


Fig. E.92 Fallas Trifásicas Chilca L-2090 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 11 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

E.2. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia Cantera L-2090

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Cantera

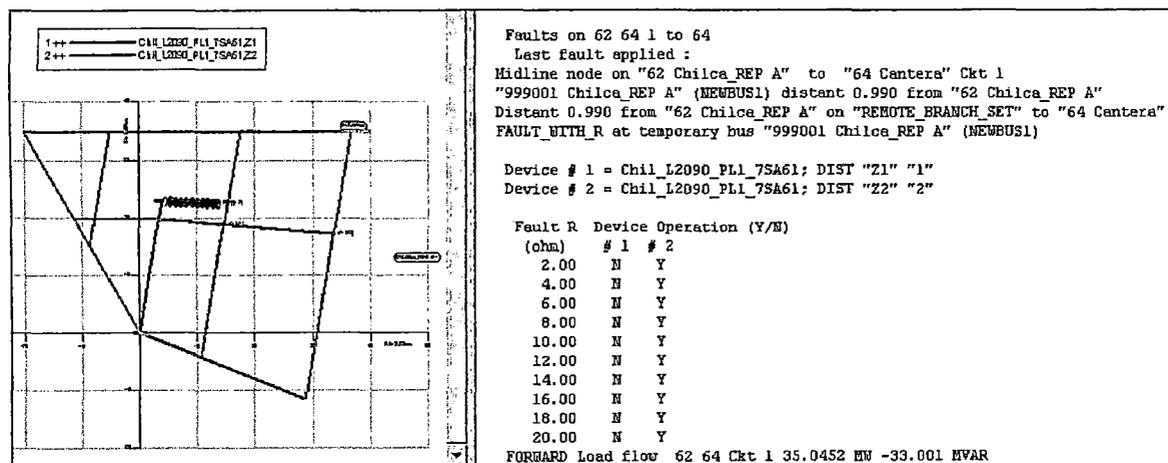


Fig. E.93 Fallas Bifásicas Chilca L-2090 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 20 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.3. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Cantera L-2090

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Cantera

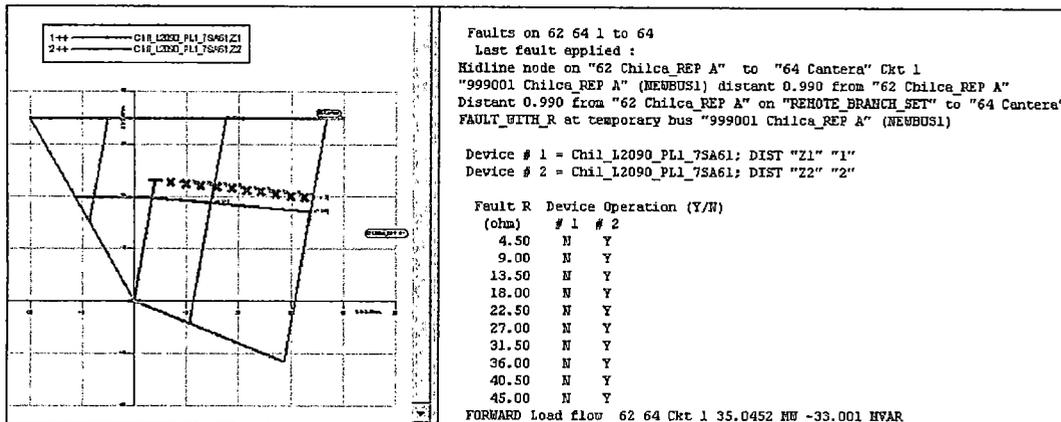


Fig. E.94 Fallas Monofásicas Chilca L-2090 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar monofásicas de hasta 45 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.4. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia Cantera L-2090

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Cantera

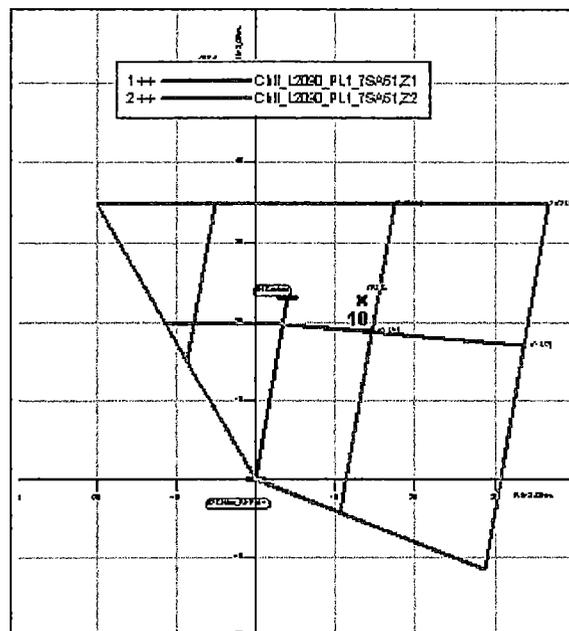


Fig. E.95 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-2090 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 10 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.5. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2093

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

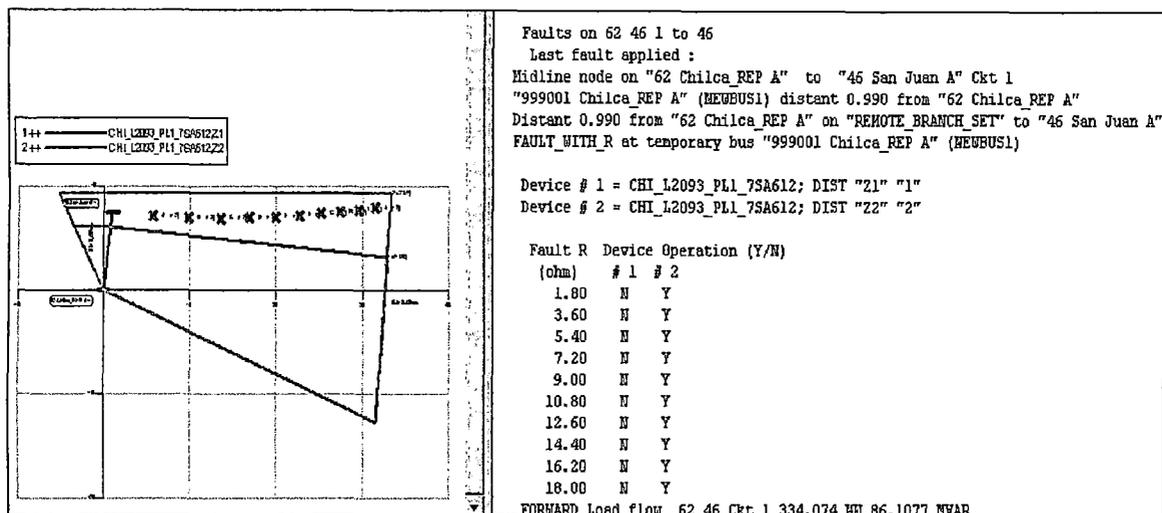


Fig. E.96 Fallas Trifásicas Chilca L-2093 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 18 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

E.6. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2093

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

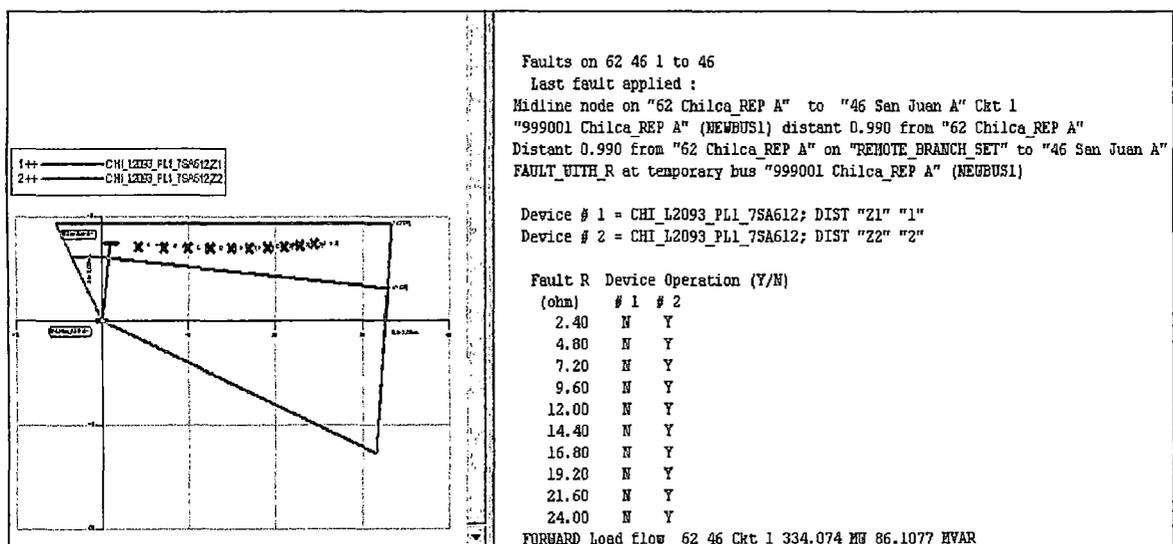


Fig. E.97 Fallas Bifásicas Chilca L-2093 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 24 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.7. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2093

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

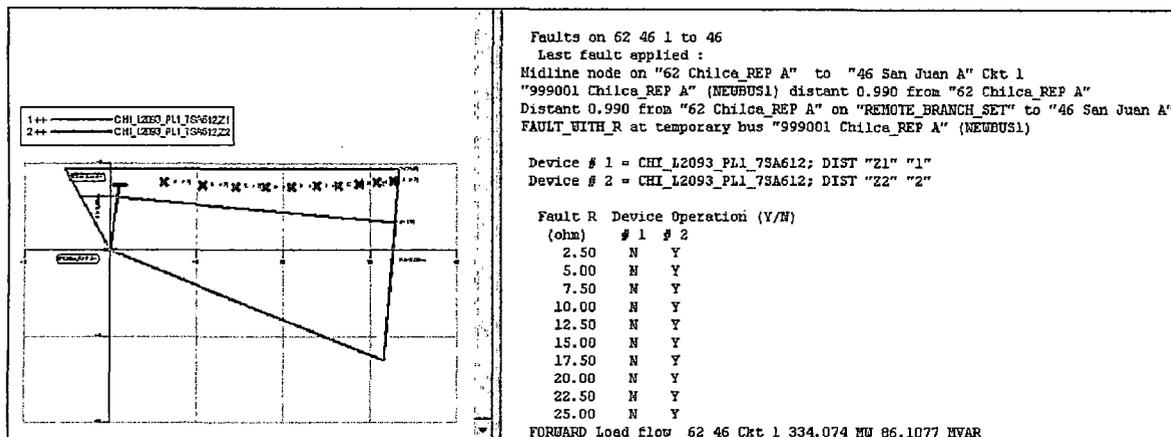


Fig. E.98 Fallas Monofásicas Chilca L-2093 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar monofásicas de hasta 25 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.8. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2093

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

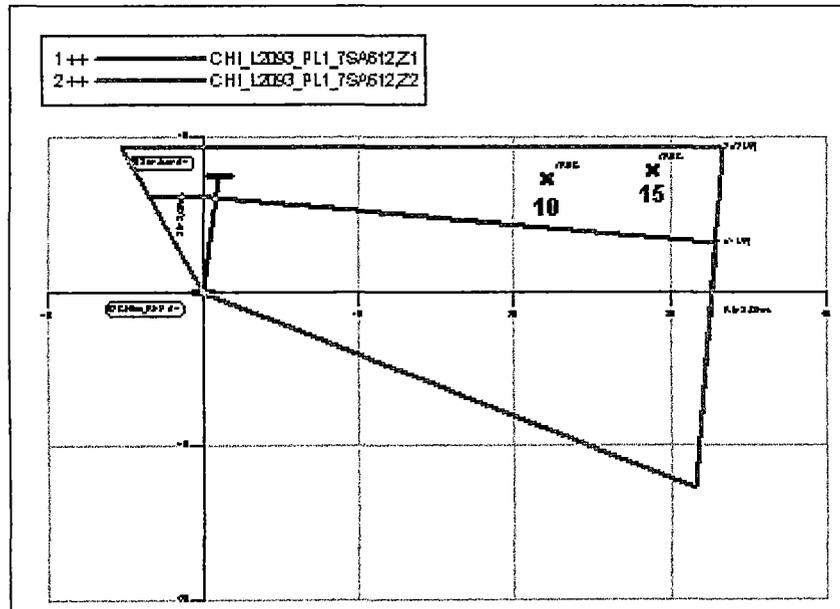


Fig. E.99 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-2093 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 15 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.9. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2095 y L-2094

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

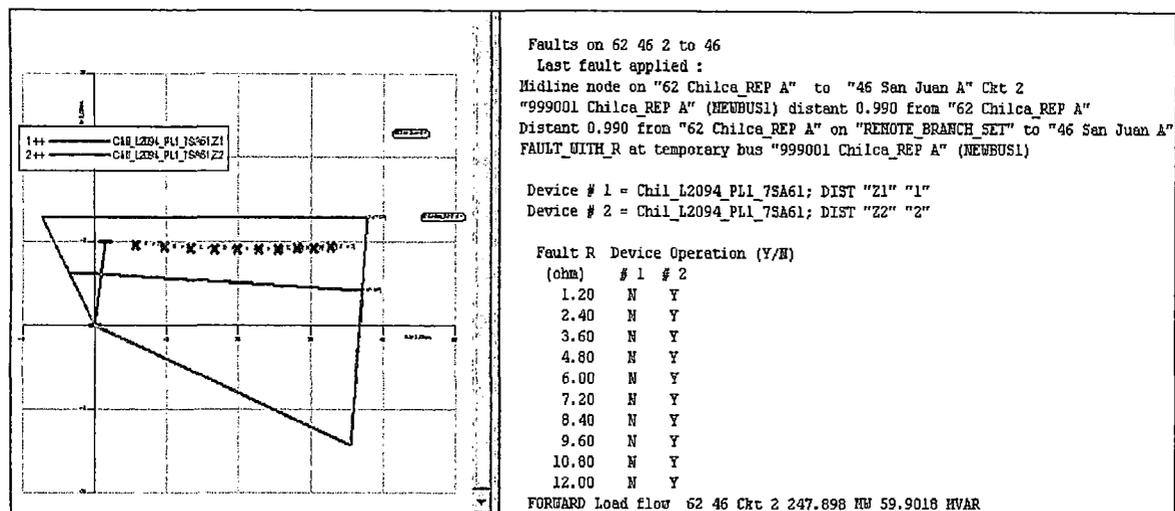


Fig. E.100 Fallas Trifásicas Chilca L-2094 y L-2095 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 12 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

E.10. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2095 y L-2094

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

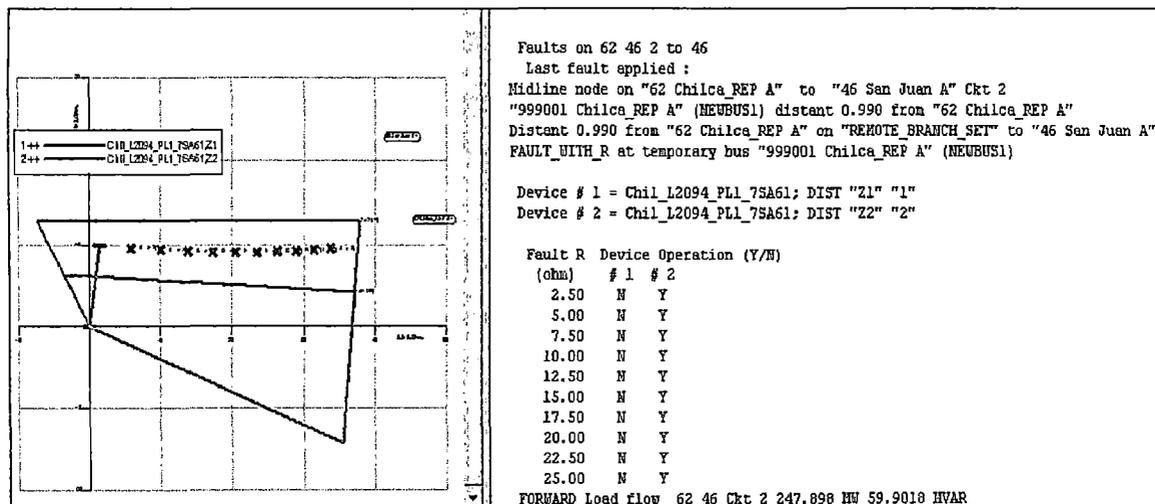


Fig. E.101 Fallas Bifásicas Chilca L-2094 y L-2095 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 25 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.11. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2095 y L-2094

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

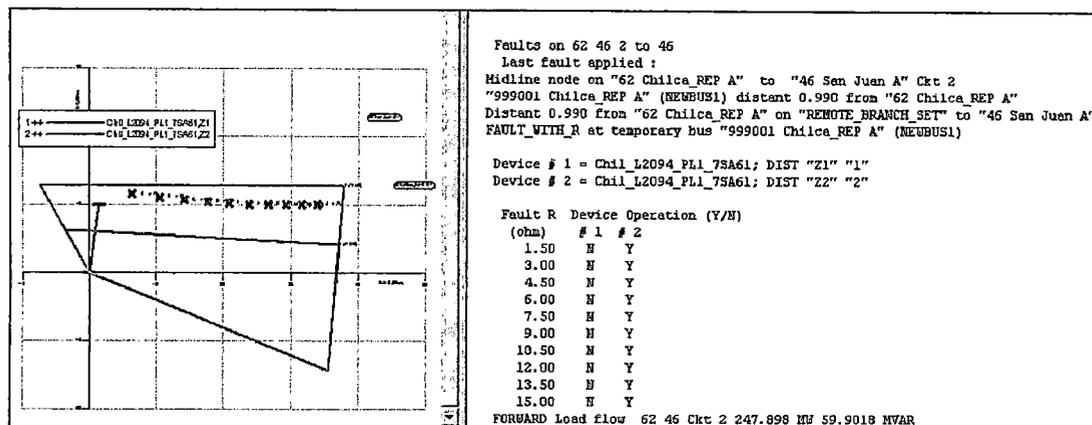


Fig. E.102 Fallas Monofásicas Chilca L-2094 y L-2095 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar monofásicas de hasta 15 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.12. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia San Juan L-2093 y L-2094

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia San Juan

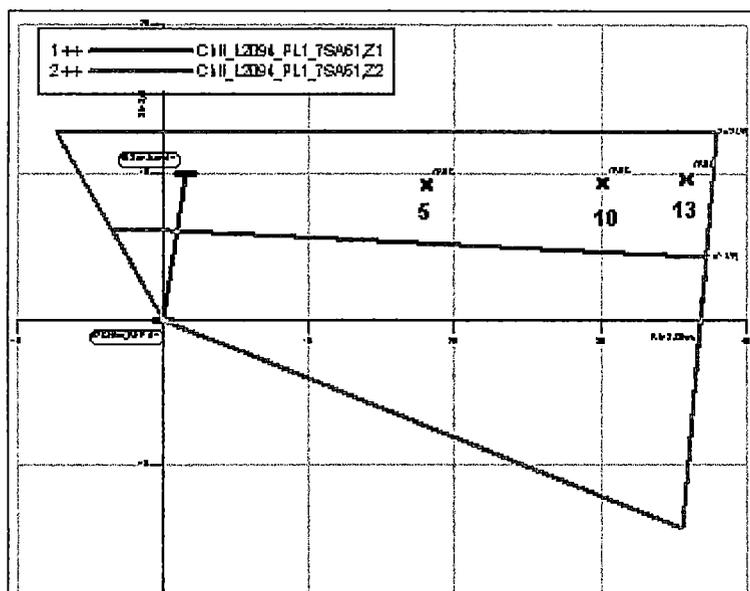


Fig. E.103 Fallas Bifásicas a Tierra Chilca L-2094 y L-2095 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 13 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.13. Fallas Trifásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Desierto L-2091

En la siguiente figura se muestran fallas trifásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Desierto

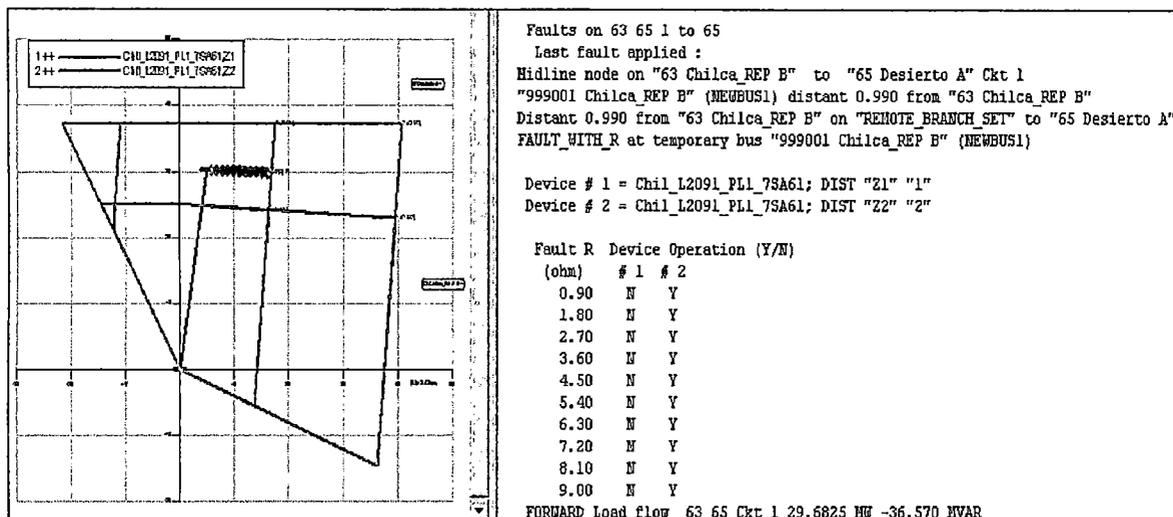


Fig. E.104 Fallas Trifásicas Chilca L-2091 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas trifásicas de hasta 9 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por el esquema de teleprotección POTT

E.14. Fallas Bifásicas Aisladas al 99% de la Línea Chilca Hacia Desierto L-2091

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas aisladas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Desierto

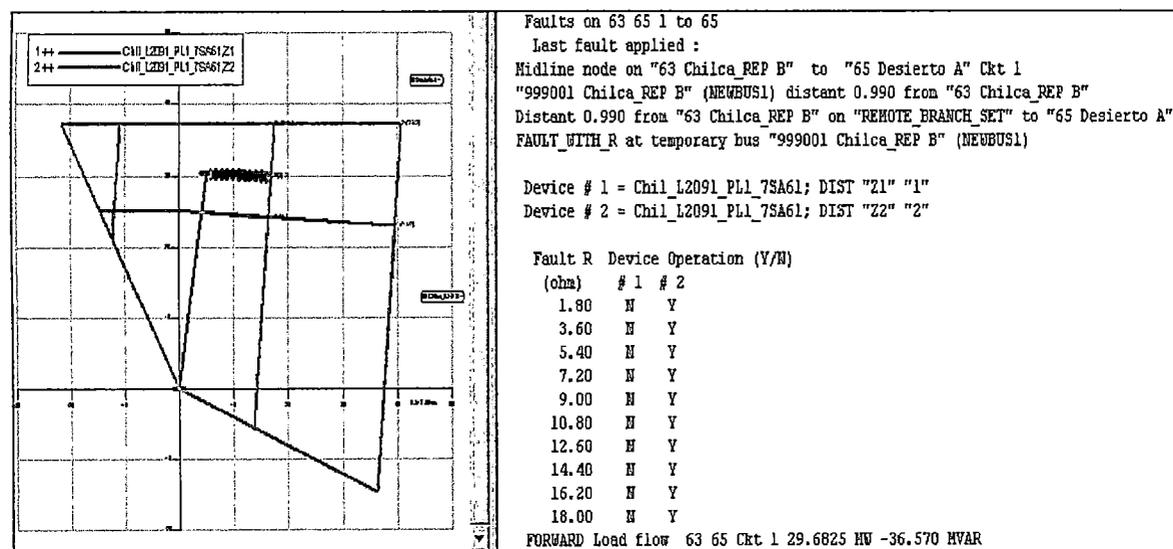


Fig. E.105 Fallas Bifásicas Chilca L-2091 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas aisladas de hasta 18 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.15. Fallas Monofásicas al 99% de la Línea Chilca Hacia Desierto L-2091

En la siguiente figura se muestran fallas monofásicas, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca Desierto

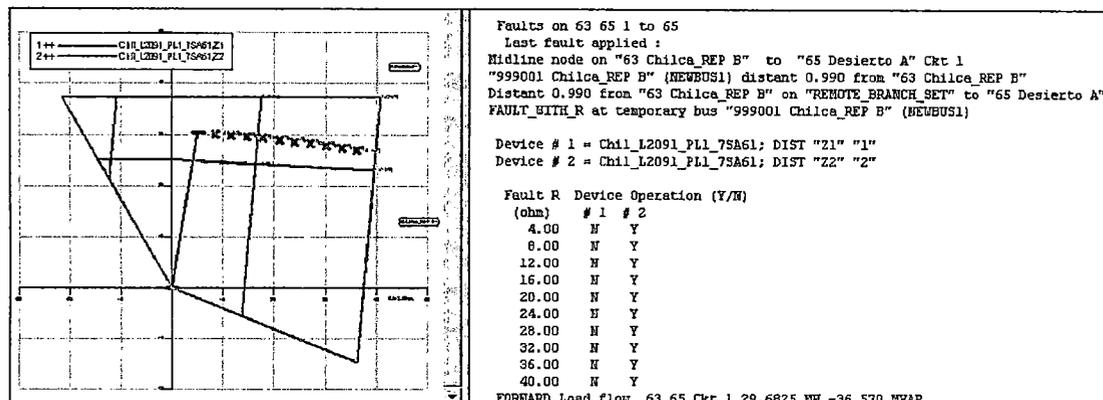


Fig. E.106 Fallas Monofásicas Chilca L-2091 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar monofásicas de hasta 40 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.16. Fallas Bifásicas a Tierra al 99% de la Línea Chilca Hacia Desierto L-2091

En la siguiente figura se muestran fallas bifásicas a tierra, vistas por el relé ubicado en la bahía de línea Chilca hacia Desierto

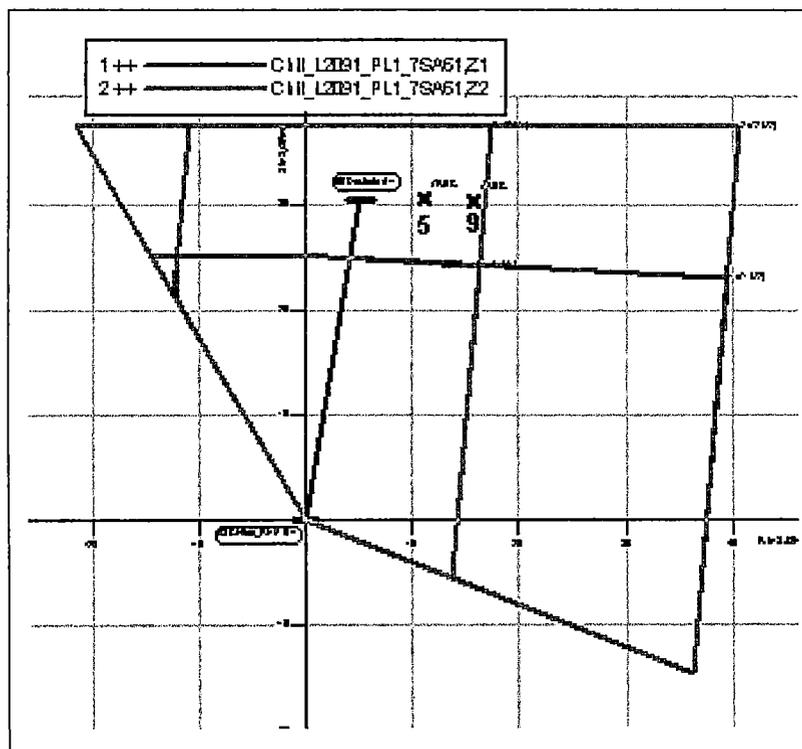


Fig. E.107 Fallas Bifásicas Chilca L-2091 al 99%

De acuerdo a las simulaciones realizadas para condiciones de Demanda máxima, se pueden detectar fallas bifásicas a tierra de hasta 9 ohm al 99% de la línea, sin problemas de sobre alcance, y aceleradas por los esquemas de teleprotección POTT o 67NCD

E.17. Fallas 99% Línea L-2107 / L-2108 Vistas de La Línea L-2214 Extremo Paramonga

Fallas Trifásicas hasta 2 ohm

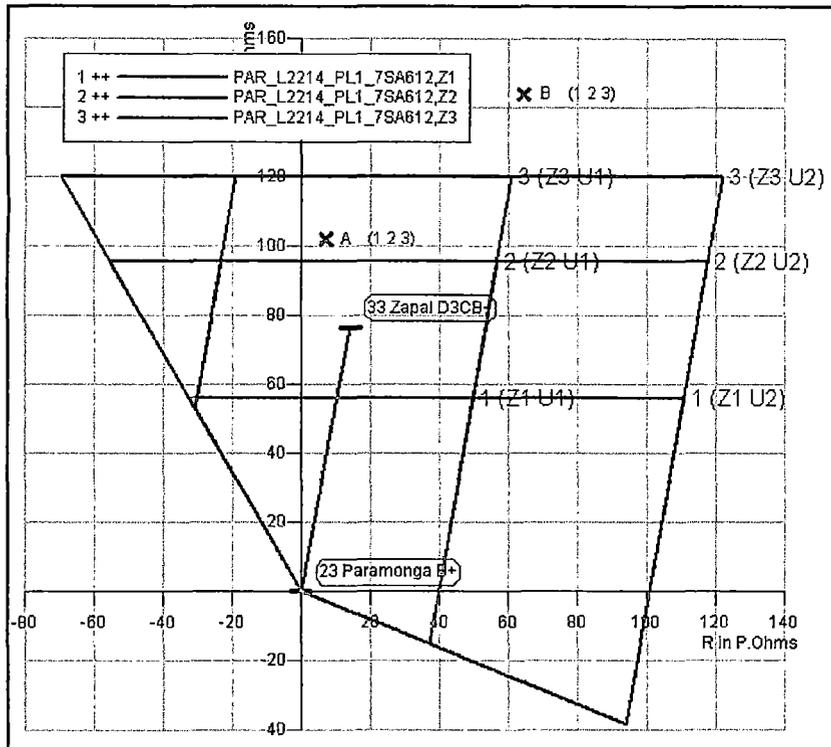


Fig.E.108 Fallas Trifásicas 99% de las L-2107 / L-2108 desde Paramonga L-2214

Fallas Monofásicas hasta 2 ohm

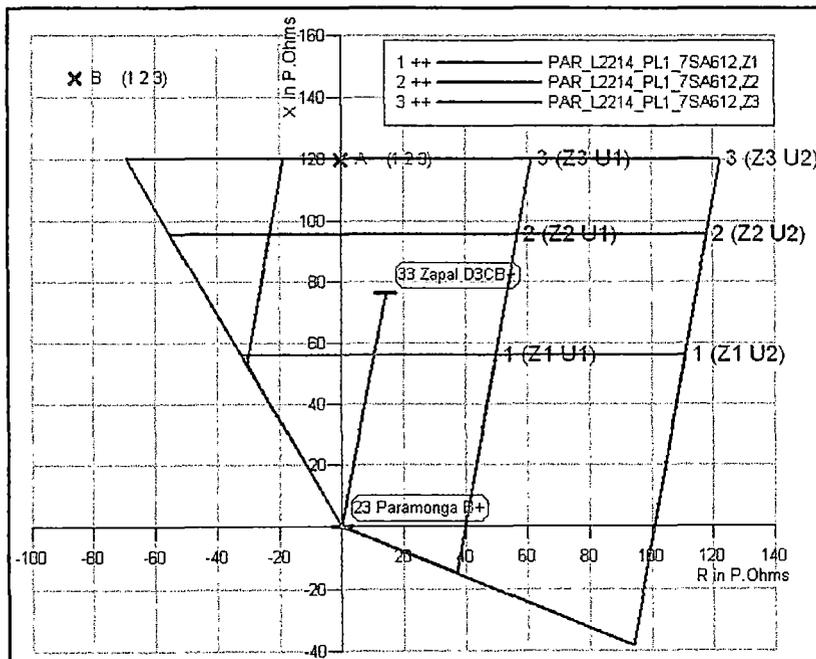


Fig.E.109 Fallas Monofásicas al 99% de las L-2107 / L-2108 desde Paramonga L-2214. Se observa que no se detectan fallas en las líneas L-2107 / L-2108 desde la SE. Paramonga.

E.18. Fallas 99% Línea L-2107 / L-2108 Vistas de la Línea L-2212 Extremo Huacho

Falla monofásica franca:

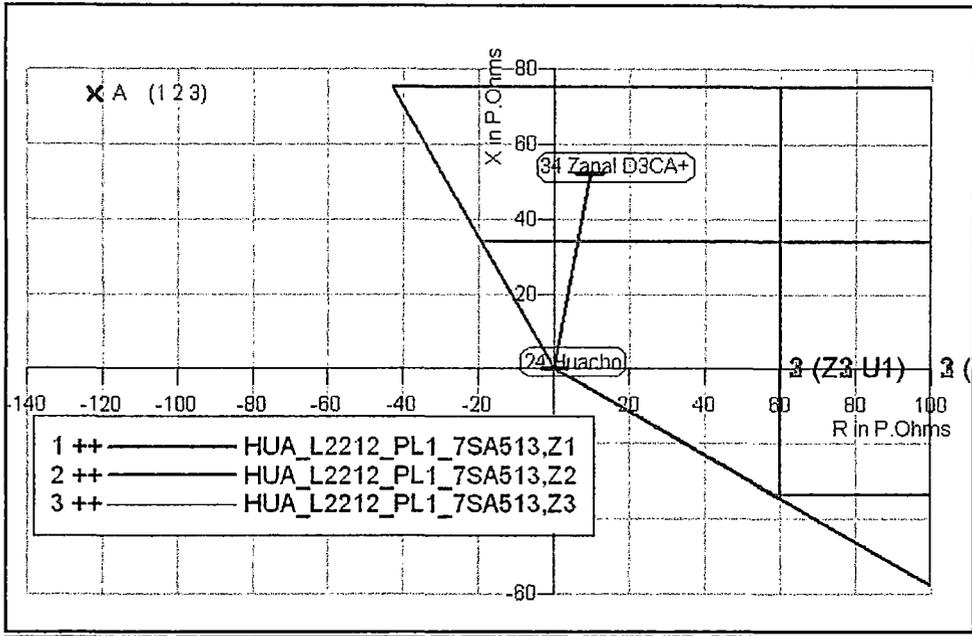


Fig.E.110 Fallas Monofásicas 99% de las L-2107 / L-2108 desde Huacho L-2212

Falla Trifásica Franca

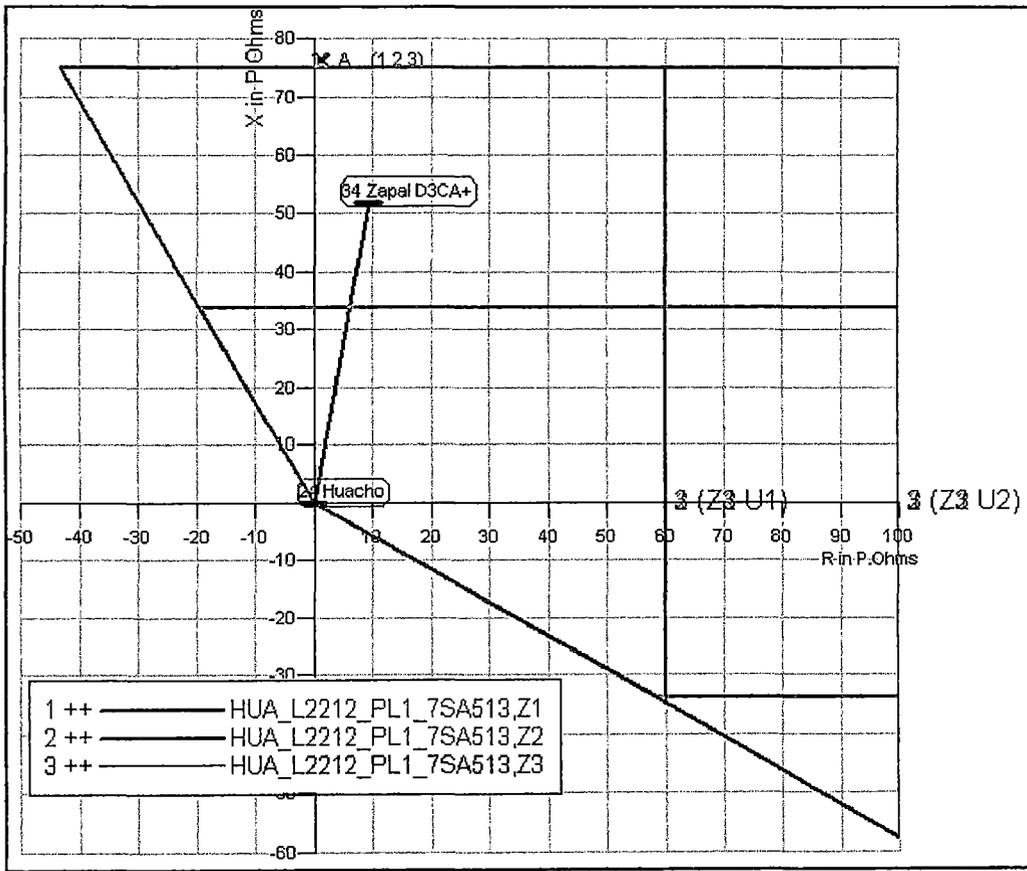


Fig. E.111 Fallas Trifásicas al 99% de las L-2107 / L-2108 desde Huacho L-2212

Se observa que no se detectan fallas en las líneas L-2107 / L-2108 desde la SE. Huacho.

E.19. Fallas 99% Línea L-2105 / L-2106 Vistas de la Línea L-2221 Extremo Huayucachi

No se observan incursiones de este tipo de fallas dentro de la zona 2 de protección de la protección de distancia. En la figura se observa una falla trifásica y monofásica (A y B respectivamente) al 99% de las líneas L-2105 / L-2106.

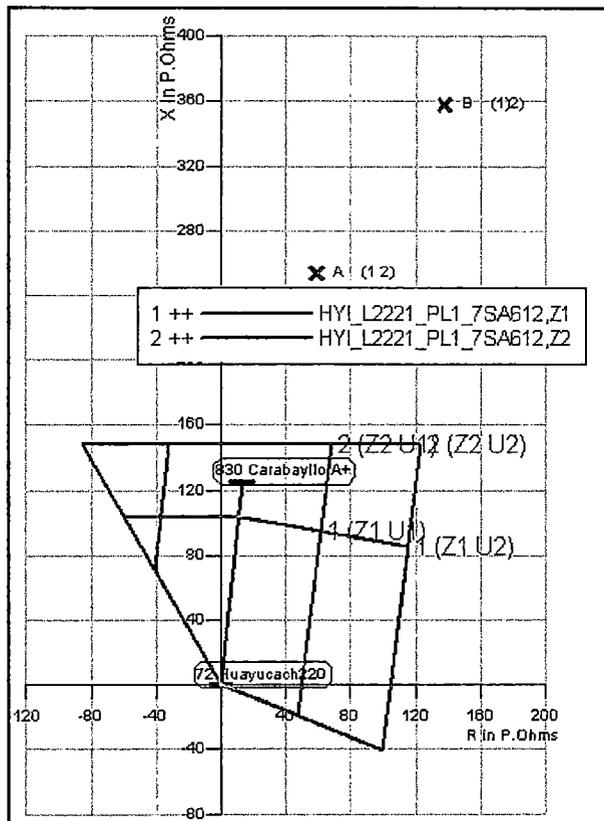


Fig. E.112 Fallas Monofásicas al 99% de las L-2105 / L-2106 desde Huayucachi L-2221

ANEXO F: SIMULACIONES 67N LÍNEAS DEL PROYECTO

F.1. Chilca L-2103 / L-2104

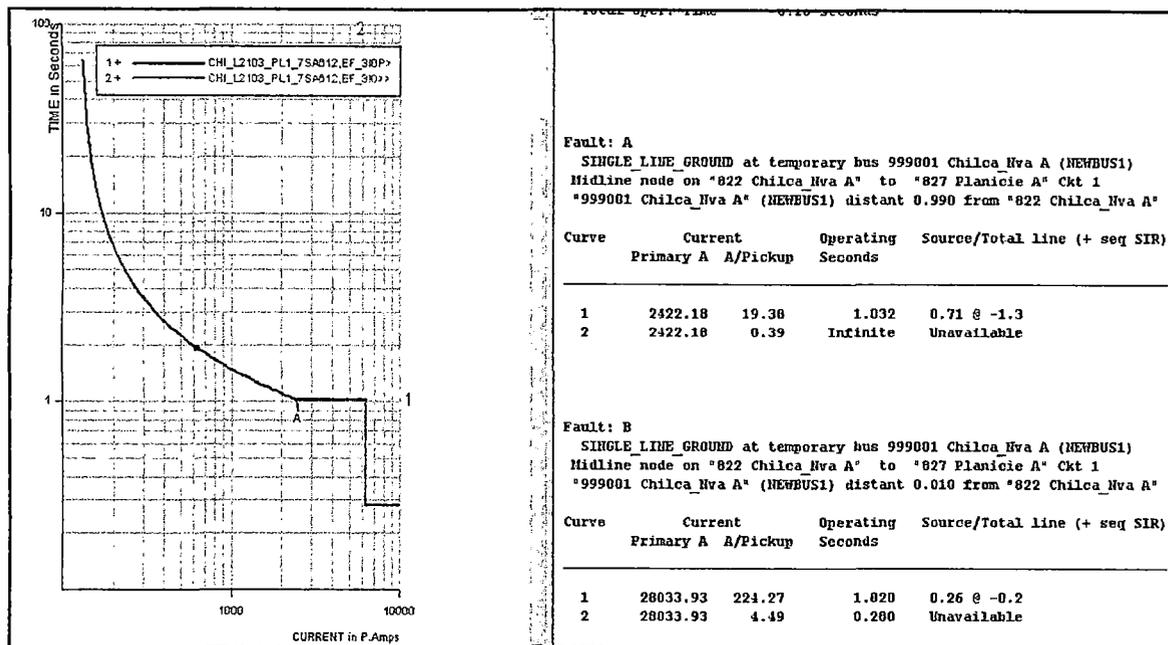


Fig. F.113 Fallas Monofásicas Chilca Nueva L-2103 / L-2104

F.2. Planicie L-2103 / L-2104

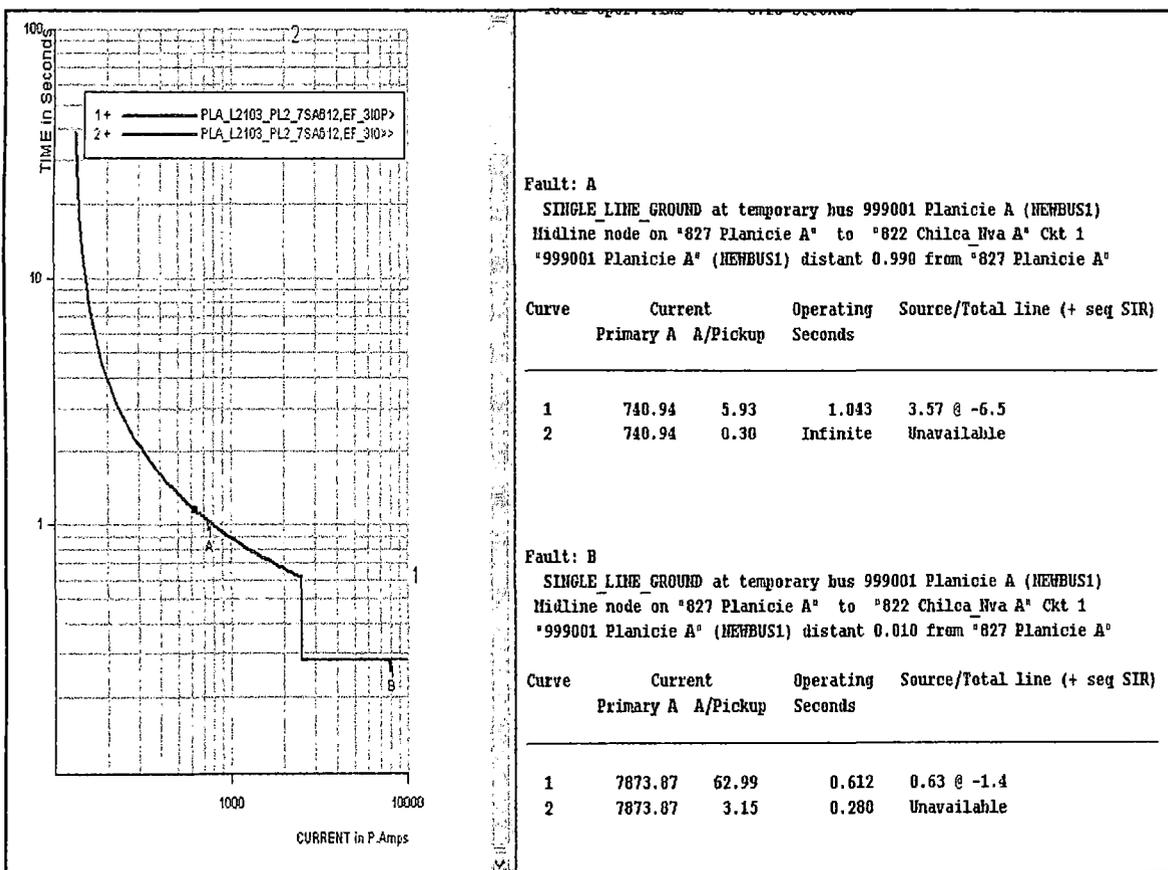


Fig. F.114 Fallas Monofásicas Planicie L-2103 / L-2104

F.3. Planicie L-2105 / L-2106

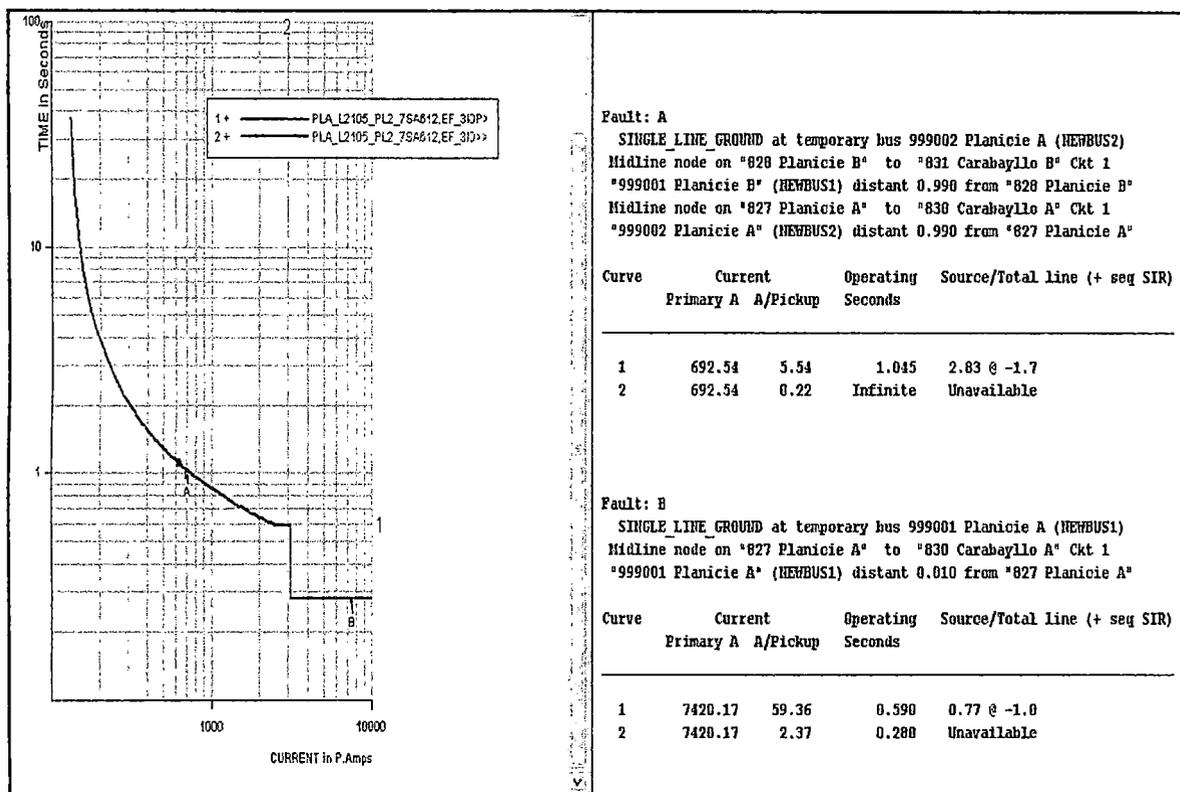


Fig. F.115 Fallas Monofásicas Planicie L-2105 / L-2106

F.4. Carabayllo L-2105 / L-2106

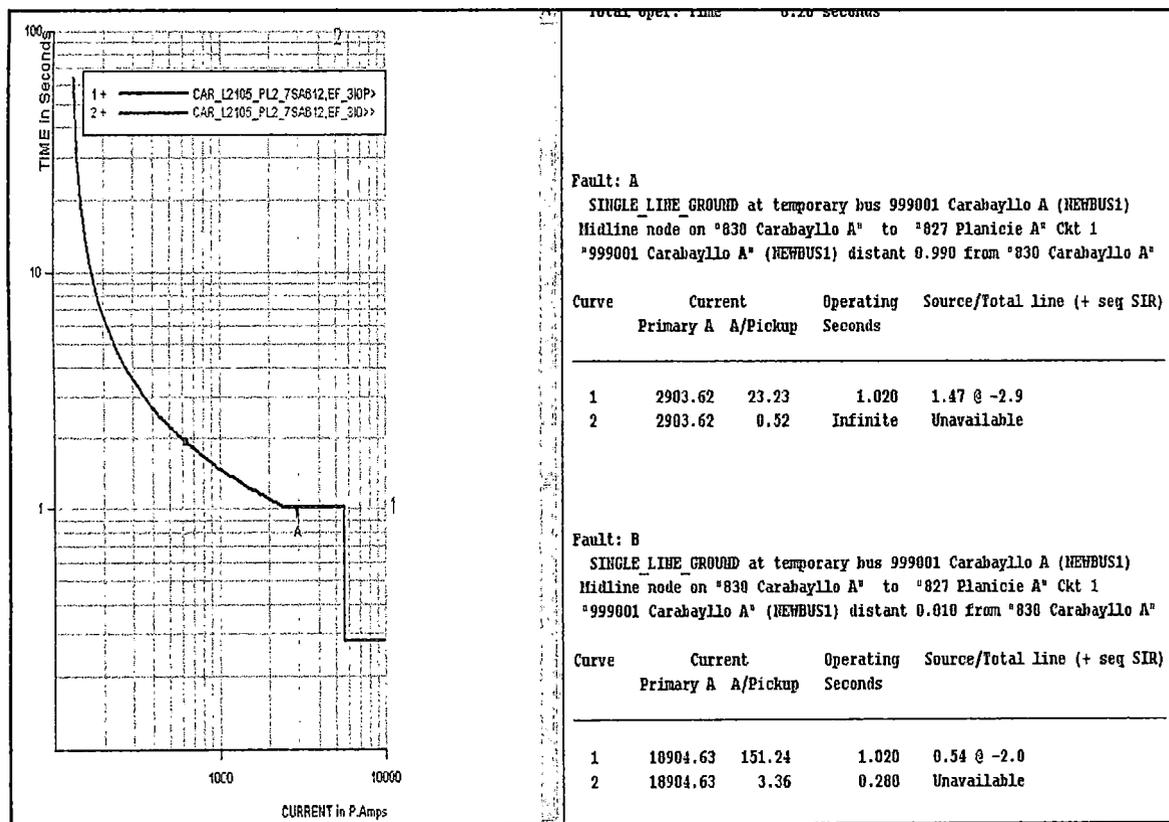


Fig. F.116 Fallas Monofásicas Carabayllo L-2105 / L-2106

F.5. Carabayllo L-2107 / L-2108

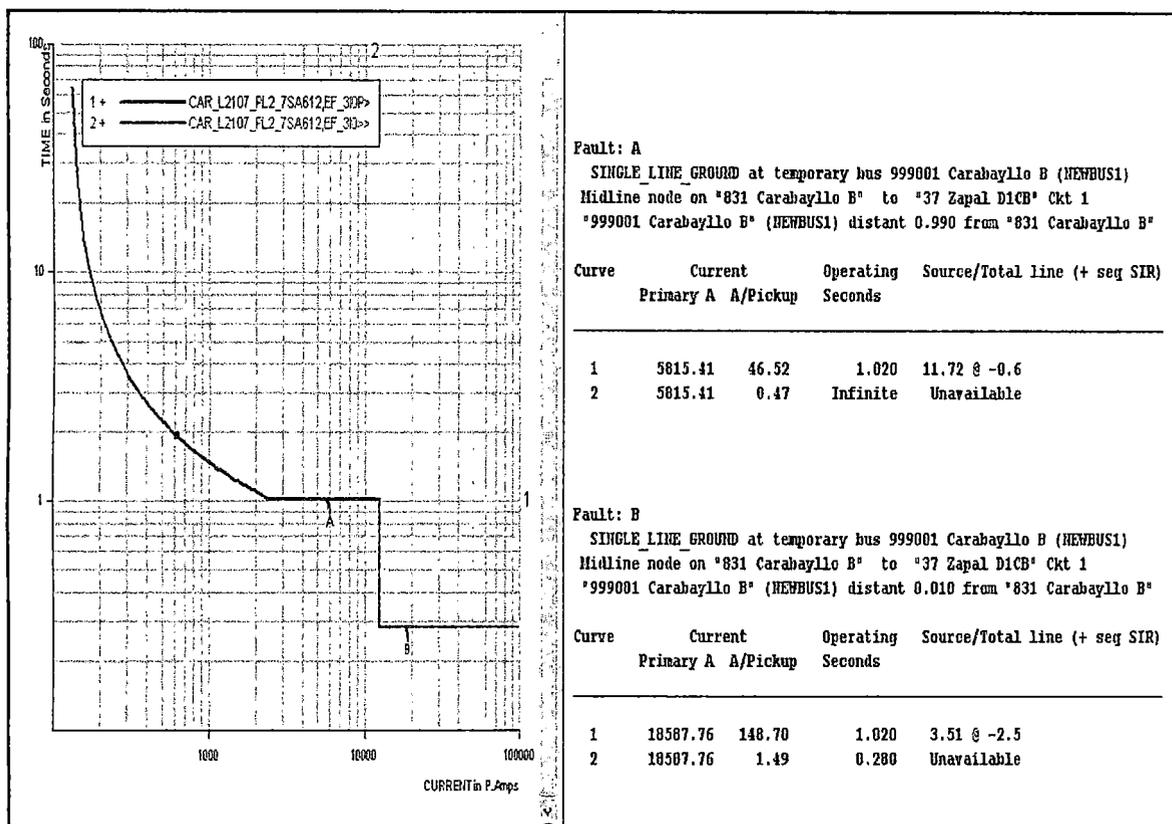


Fig. F.117 Fallas Monofásicas Carabayllo L-2107 / L-2108

F.6. Zapallal L-2107 / L-2108

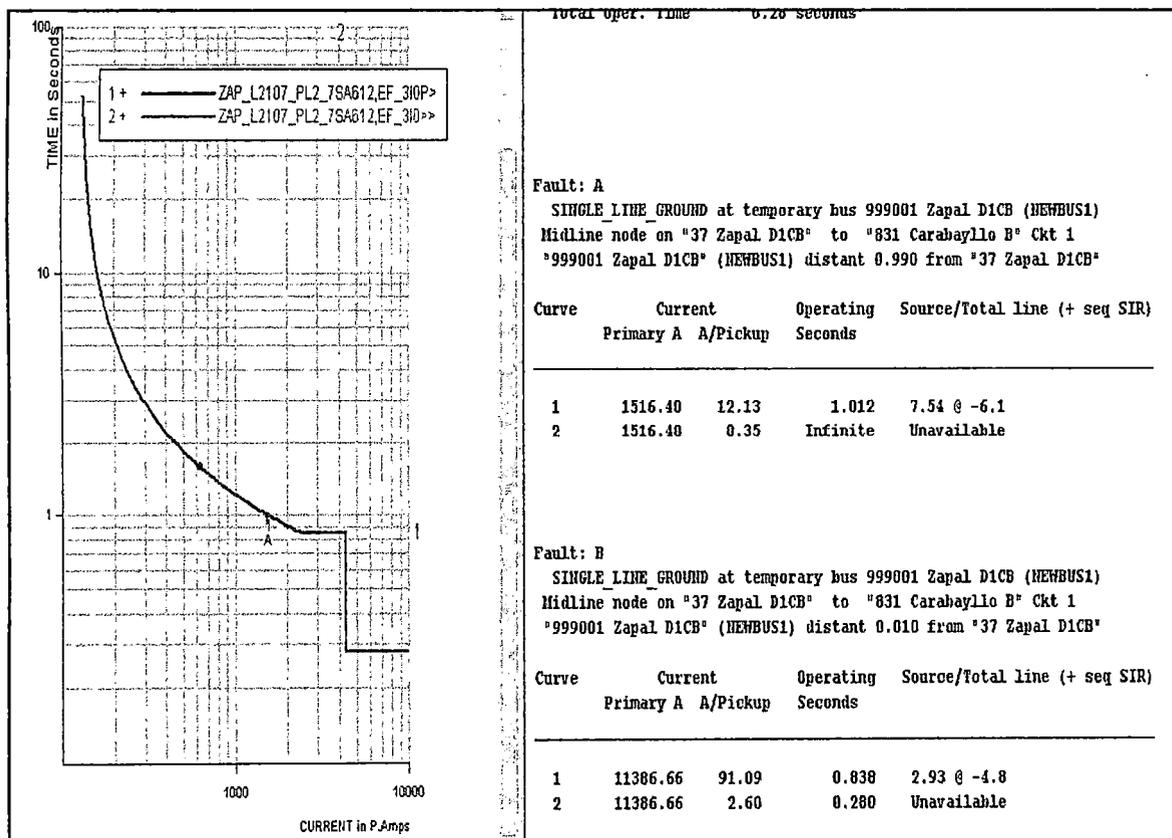


Fig. F.118 Fallas Monofásicas Zapallal L-2107 / L-2108

F.7. Chilca L-5001

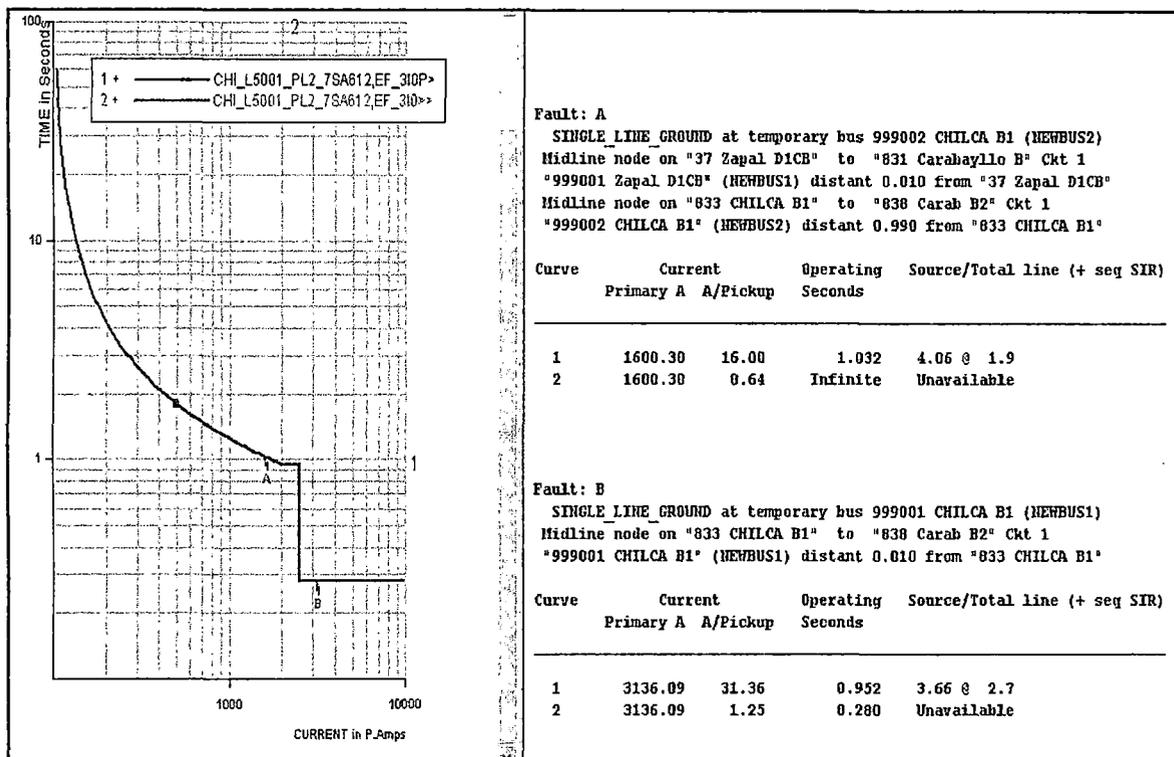


Fig. F.119 Fallas Monofásicas Chilca Nueva 500kV L-5001

F.8. Carabayllo L-5001

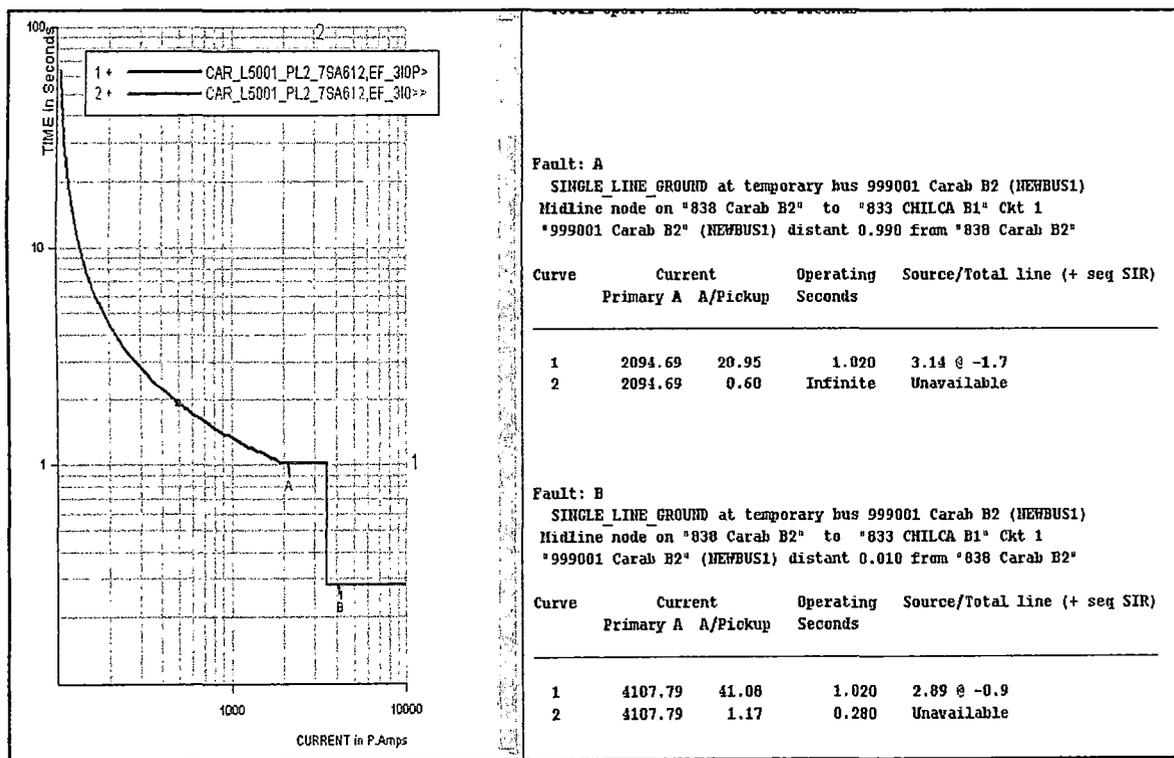


Fig. F.120 Fallas Monofásicas Carabayllo 500kV L-5001

ANEXO G: FALLAS SOBRECORRIENTE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

G.1. SE. Chilca

L-2093

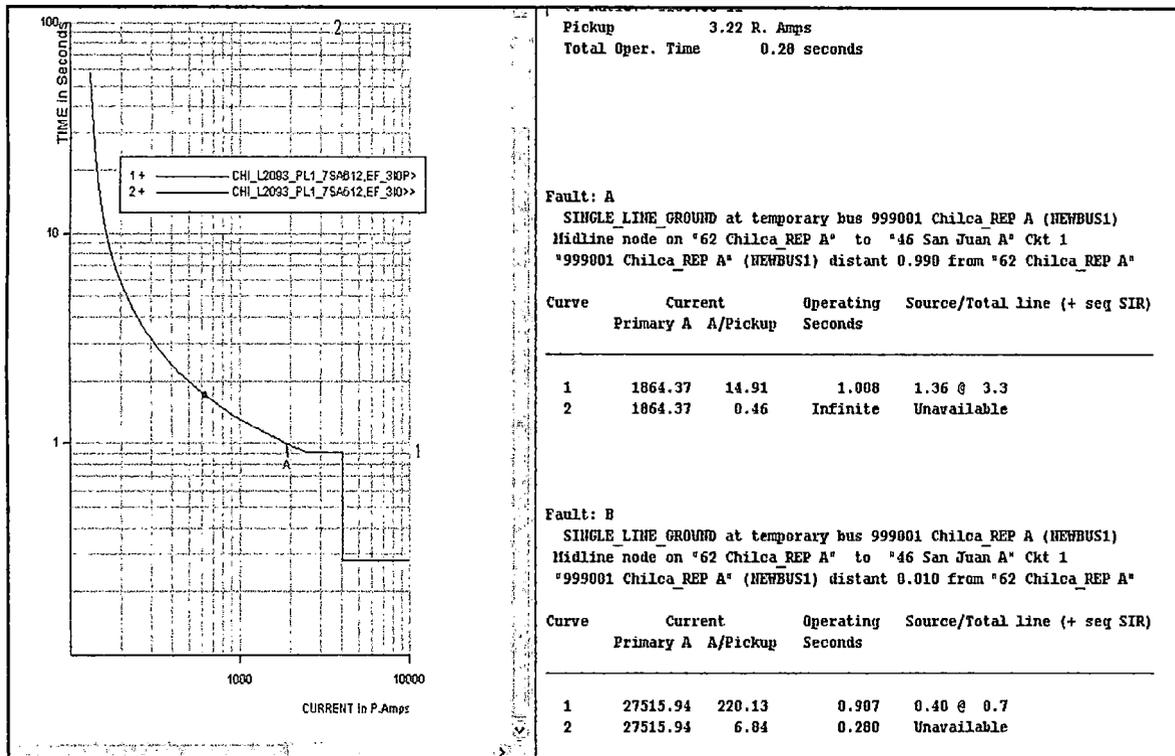


Fig. G.121 Fallas Monofásicas Chilca L-2093

L-2094 / L-2095

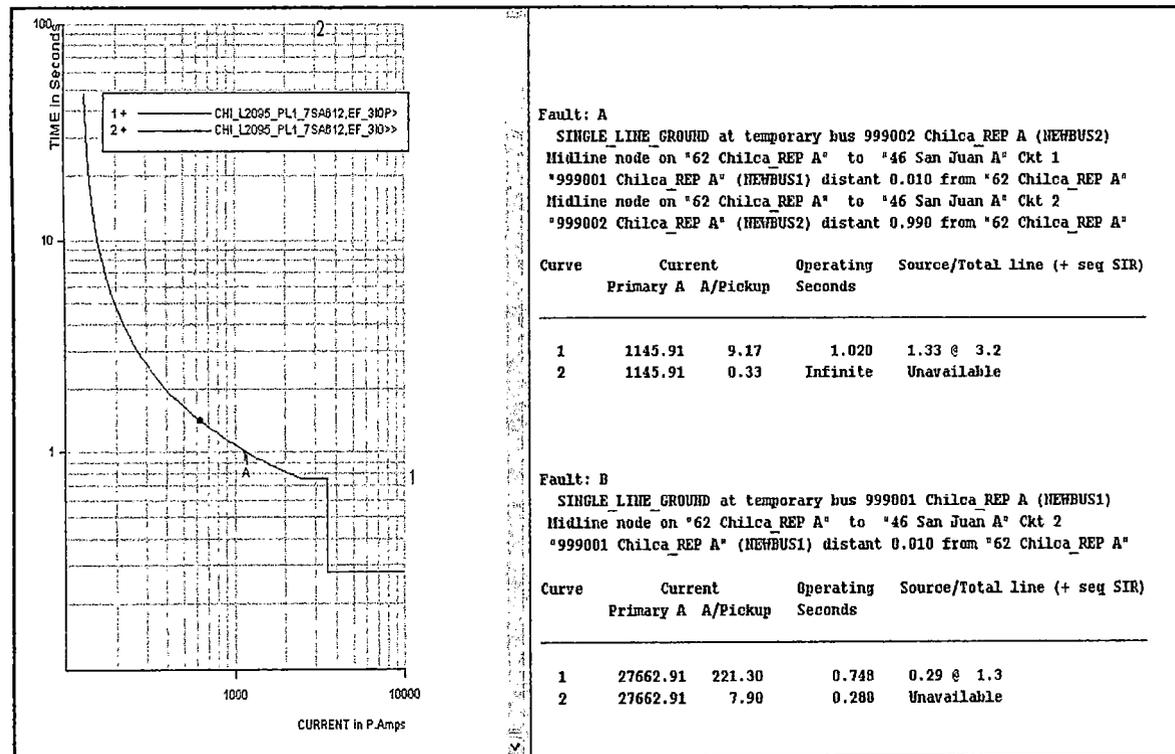


Fig. G.122 Fallas Monofásicas Chilca L-2094 / L-2095

L-2091

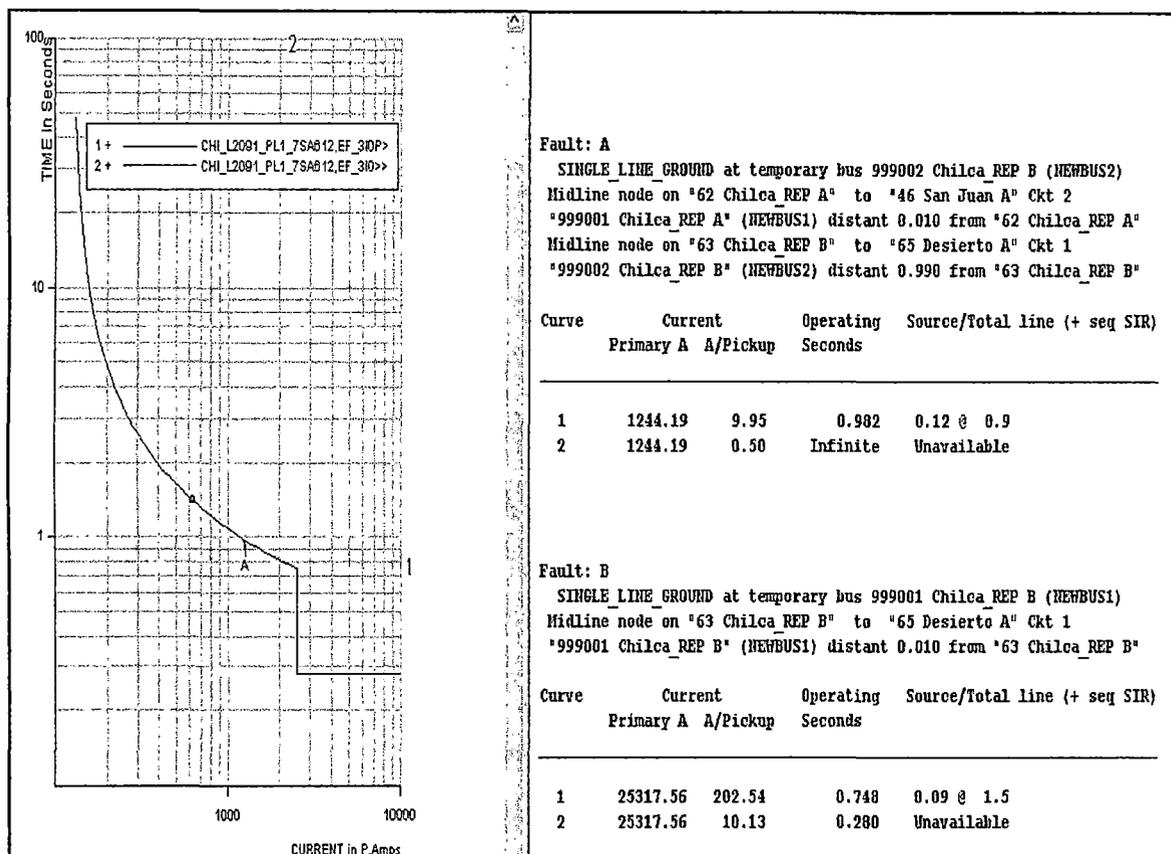


Fig. G.123 Fallas Monofásicas Chilca L-2091

L-2090

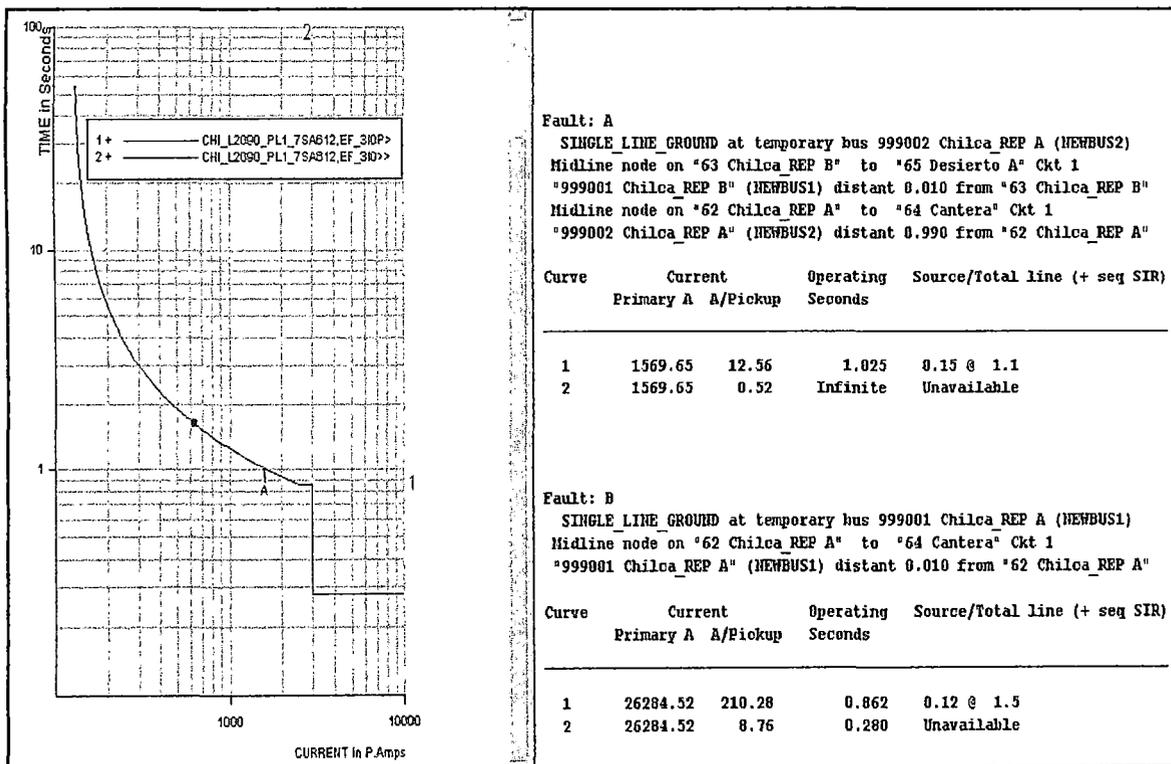


Fig. G.124 Fallas Monofásicas Chilca L-2090

G.2. SE. San Juan

L-2093

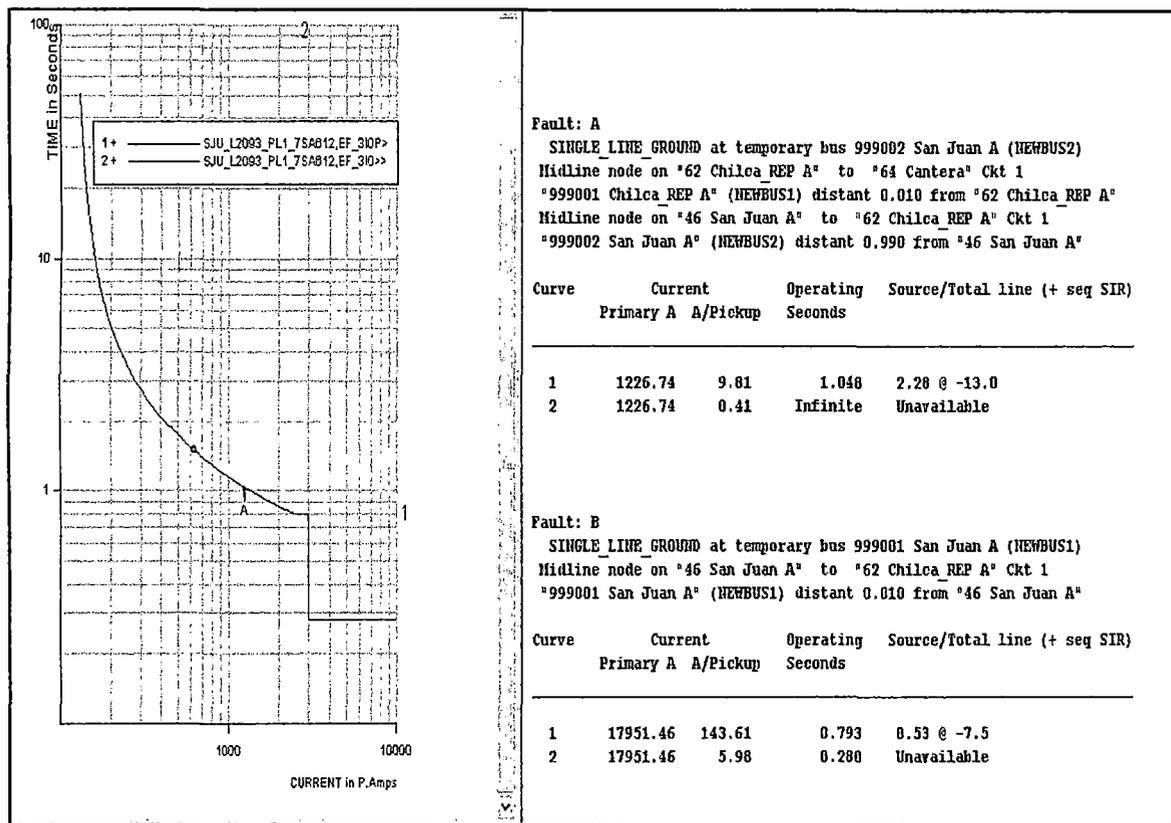


Fig. G.125 Fallas Monofásicas San Juan L-2093

L-2094 / L-2095

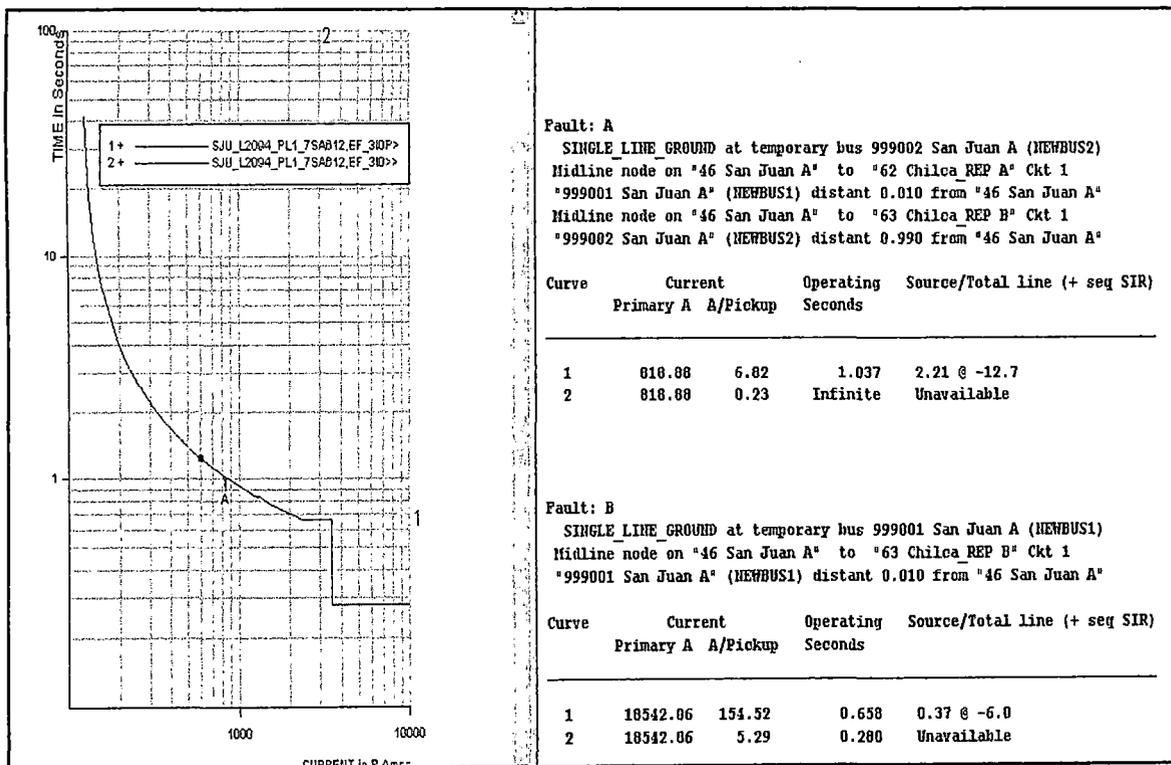


Fig. G.126 Fallas Monofásicas San Juan L-2094 / L-2095

L-2010 / L-2011

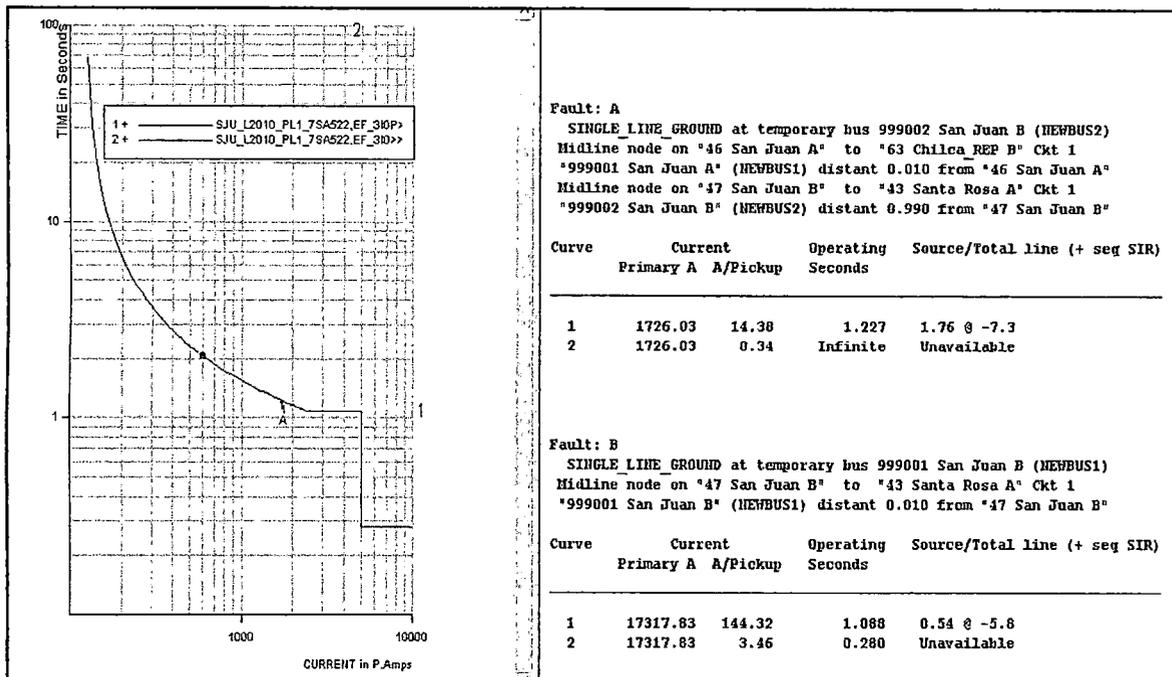


Fig. G.127 Fallas Monofásicas San Juan L-2010 / L-2011

Tomando sugerencia la sugerencia del COES de ajustarlo para que despeje una falla remota en 1200 ms y no en 1000 ms como declara el criterio para las demás líneas.

G.3. SE. Santa Rosa

L-2010 / L-2011

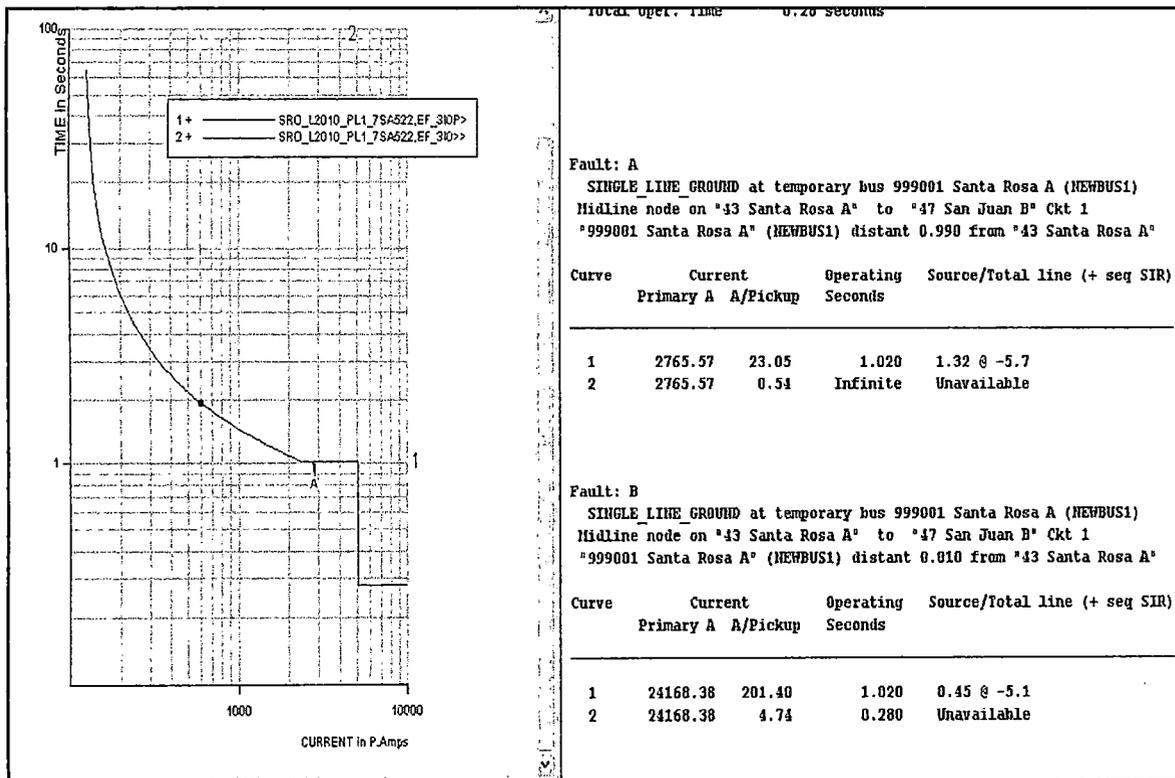


Fig. G.128 Fallas Monofásicas Santa Rosa L-2010 / L-2011

L-2003 / L-2004

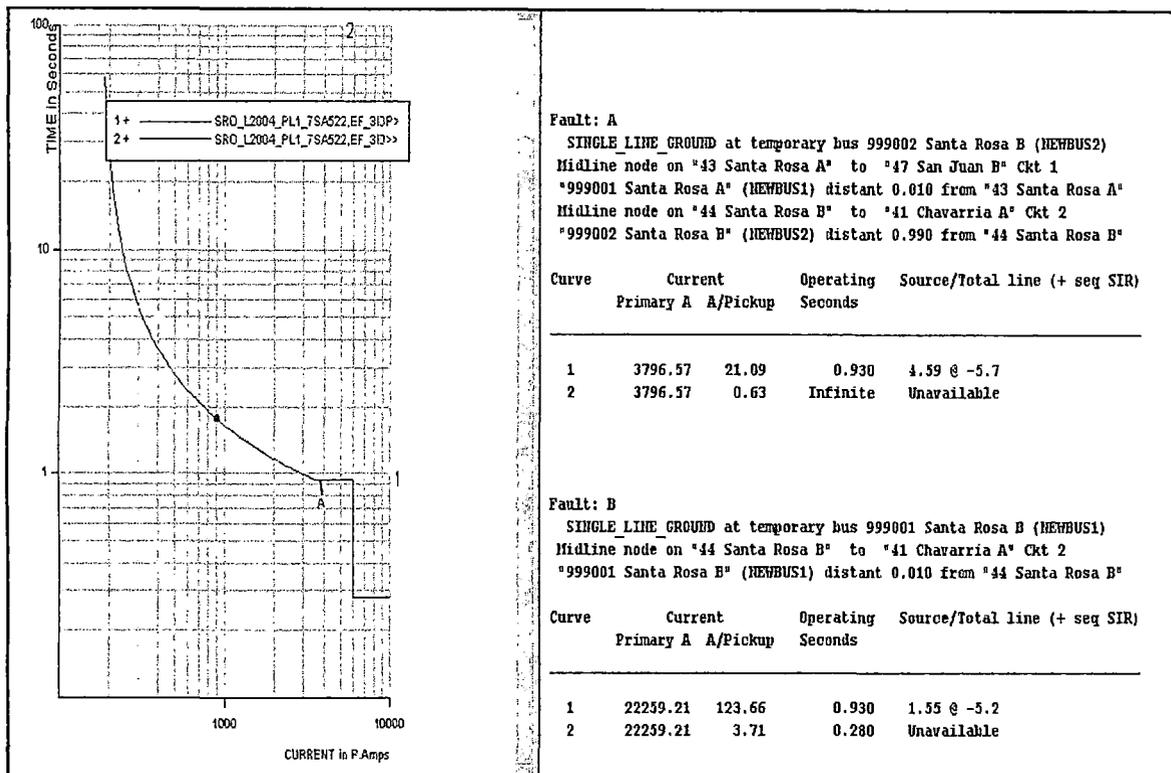


Fig. G.129 Fallas Monofásicas Santa Rosa L-2003 / L-2004

Ajuste de 900ms y arranque de 180A de acuerdo con sugerencia del COES.

G.4. SE. Chavarria

L-2003 / L-2004

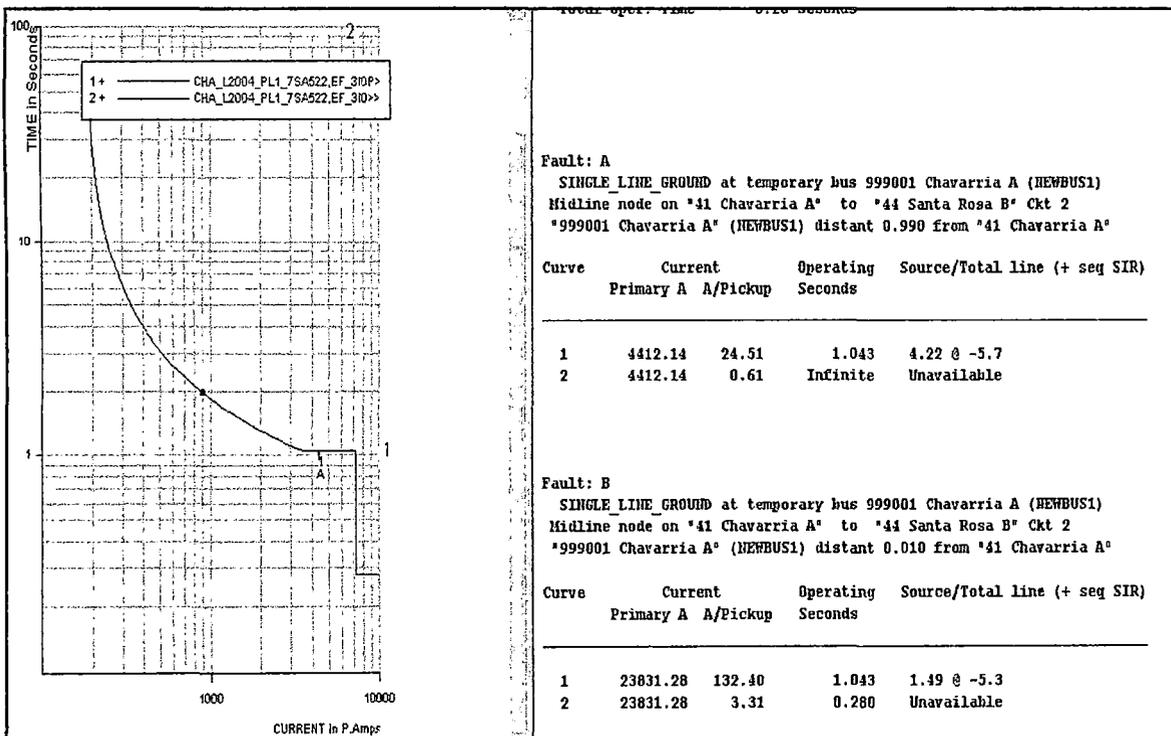


Fig. G.130 Fallas Monofásicas Chavarria L-2003 / L-2004

L-2244 / L-2245 / L-2246

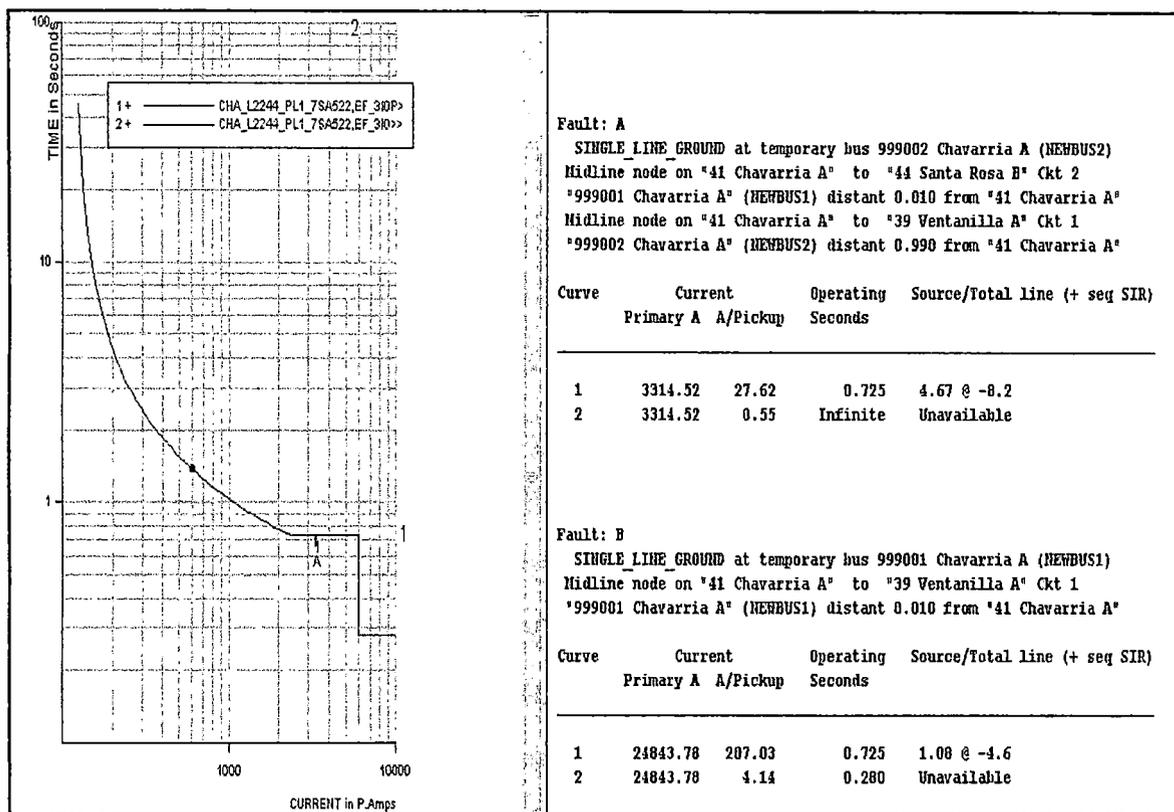


Fig. G.131 Fallas Monofásicas Chavarria L-2244 / L-2245 / L-2246

ANEXO H: SIMULACIONES DE VERIFICACIÓN DE AJUSTES SINCRONISMO PARA CIERRE MANUAL

Se verifican los casos para el cierre manual de las líneas del proyecto CENTRO buscando una condición de operación esperada a partir del despacho base en media demanda con el mayor ángulo posible de desfasaje entre las tensiones para la sincronización.

H.1. Caso 220kV: Sincronización Línea L-2105 en SE. Carabayllo

Para la condición de máximo despacho en Chilca y Mantaro, con la CT Ventanilla fuera de servicio se obtienen los siguientes parámetros para el sincronismo:

$$\Delta\phi = 8.2^\circ < 30^\circ$$

$$\Delta V = 2.04\% V_n < 10\% V_n$$

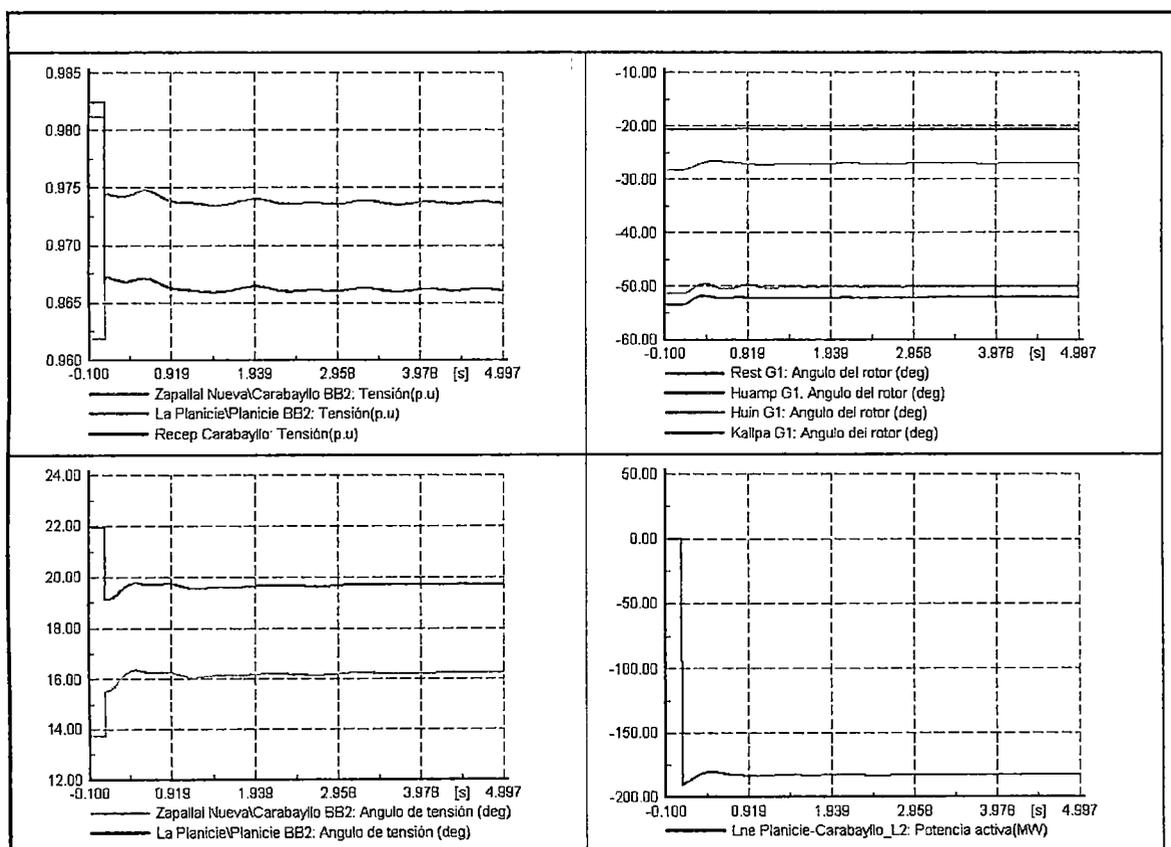


Fig. H.132 Sincronización L-2105 SE. Carabayllo

Se observa que el máximo ángulo logrado llega a los 8.2 grados y la tensión de sincronismo no supera tampoco el umbral de ajuste. No se tienen problemas con la sincronización.

H.2. Caso 500kV: Sincronización Línea L-5001 en SE. Carabayllo

La maniobra de cierre de la LT Chilca-Carabayllo 500 kV en la SE. Carabayllo tiene como principal preocupación la diferencia de tensión en magnitud existente entre dichas barras.

En este escenario para buscar el máximo ángulo posible para sincronización en condiciones esperadas de operación, se programó la máxima capacidad de la central del Mantaro y el despacho de la TG2 de Kallpa. En contraparte, se consideró fuera de servicio la TG4 y la TV de Ventanilla y se definió la generación de la TG3 igual a 100MW, también fue necesaria la operación de la TG7 de Santa Rosa con un valor de 110 MW; fue necesario definir la posición de los taps de los autotransformadores en la subestación de Carabaylo en el lado de 220 kV. Se consideró la TG1 Enersur como la unidad de balance del sistema.

Se obtuvieron los siguientes parámetros de sincronismo:

$$\Delta\phi = 5^\circ < 30^\circ$$

$$\Delta V = 4.60\% V_n < 5\% V_n$$

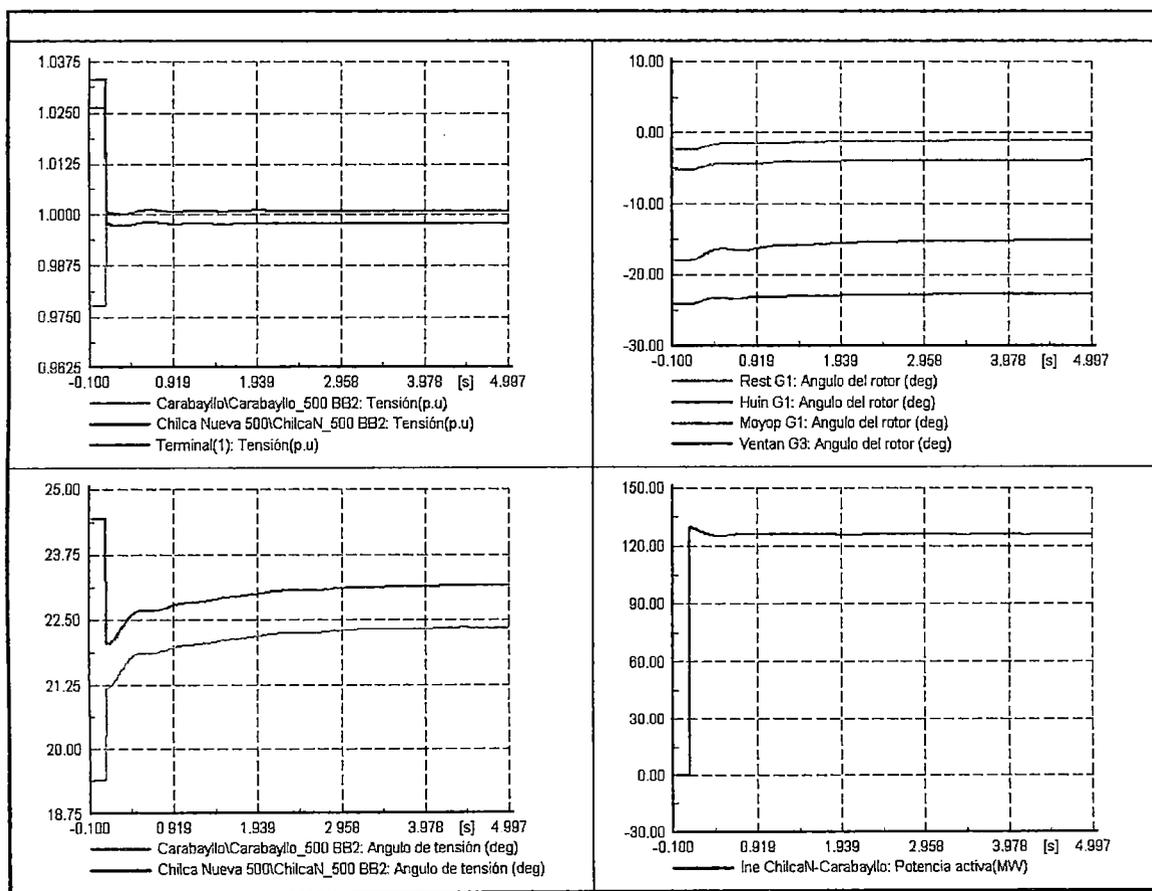


Fig. H.133 Sincronización L-5001 SE. Carabaylo

Se observa que el máximo ángulo logrado llega a los 5 grados y la tensión de sincronismo no supera tampoco el umbral de ajuste. No se tienen problemas con la sincronización.

ANEXO I: SIMULACIONES PARA VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES DEL CAMPO DE ACOPLAMIENTO SUBESTACIONES 220KV PROYECTO

I.1. Acoplamiento de Barras SE. Carabayllo 220kV

Para este caso se toma el caso más crítico el cual se considera cuando una de las líneas L-2107 / L-2108 se encuentra operando en una barra y el resto de líneas y autotransformadores se encuentran operando en la otra.

Falla trifásica franca 1% línea L-2107 / L-2108

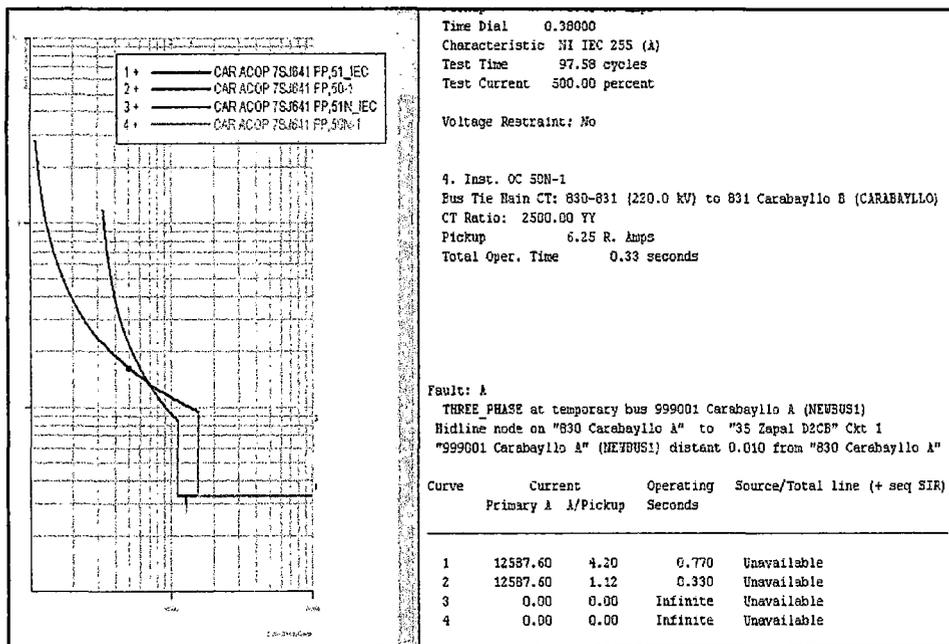


Fig. I.134 Falla Trifásica 1% L-2107 / L-2108

Falla monofásica franca 1% línea L-2107 / L-2108

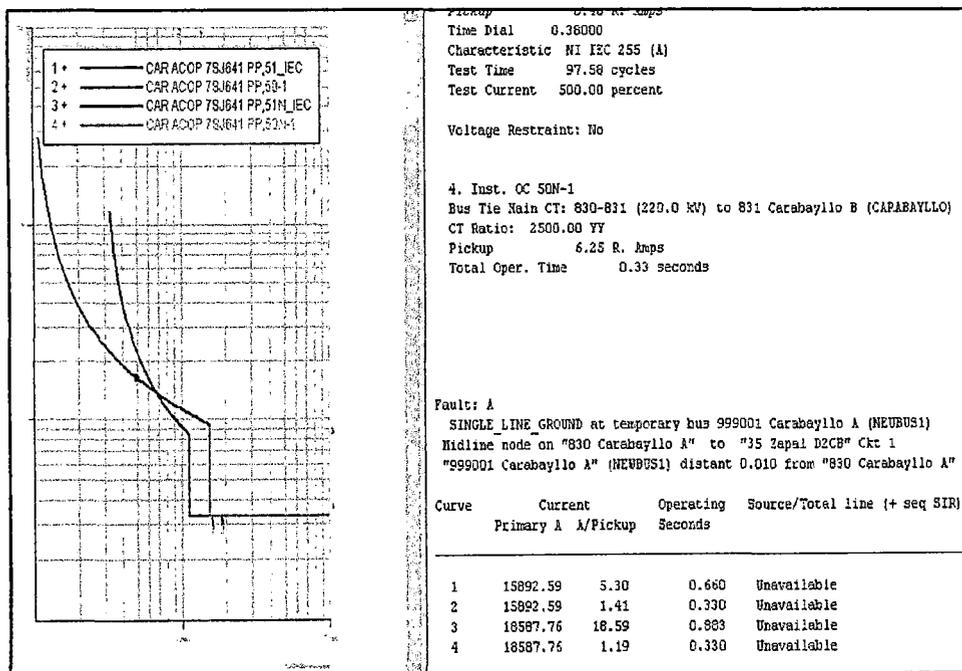
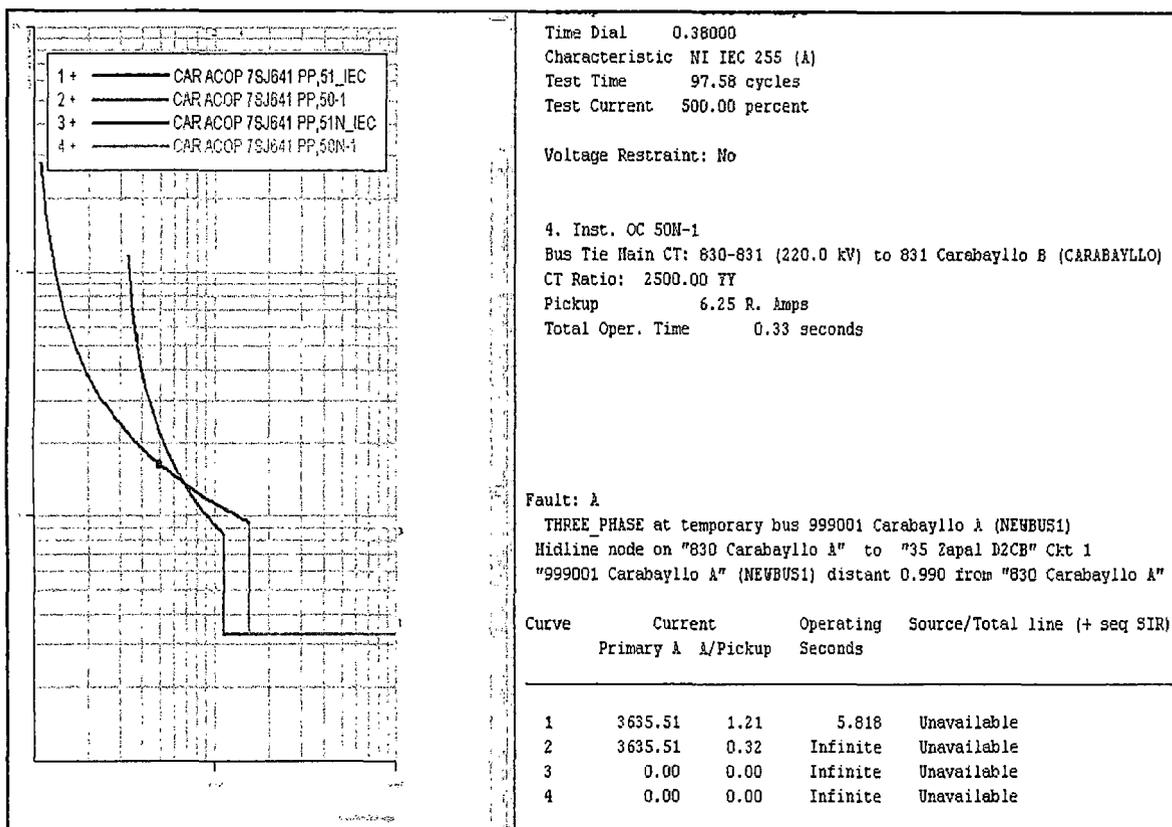


Fig. I.135 Falla Monofásica 1% L-2107 / L-2108

Falla trifásica franca 99% línea L-2107 / L-2108



Time Dial 0.38000
 Characteristic NI IEC 255 (A)
 Test Time 97.58 cycles
 Test Current 500.00 percent

Voltage Restraint: No

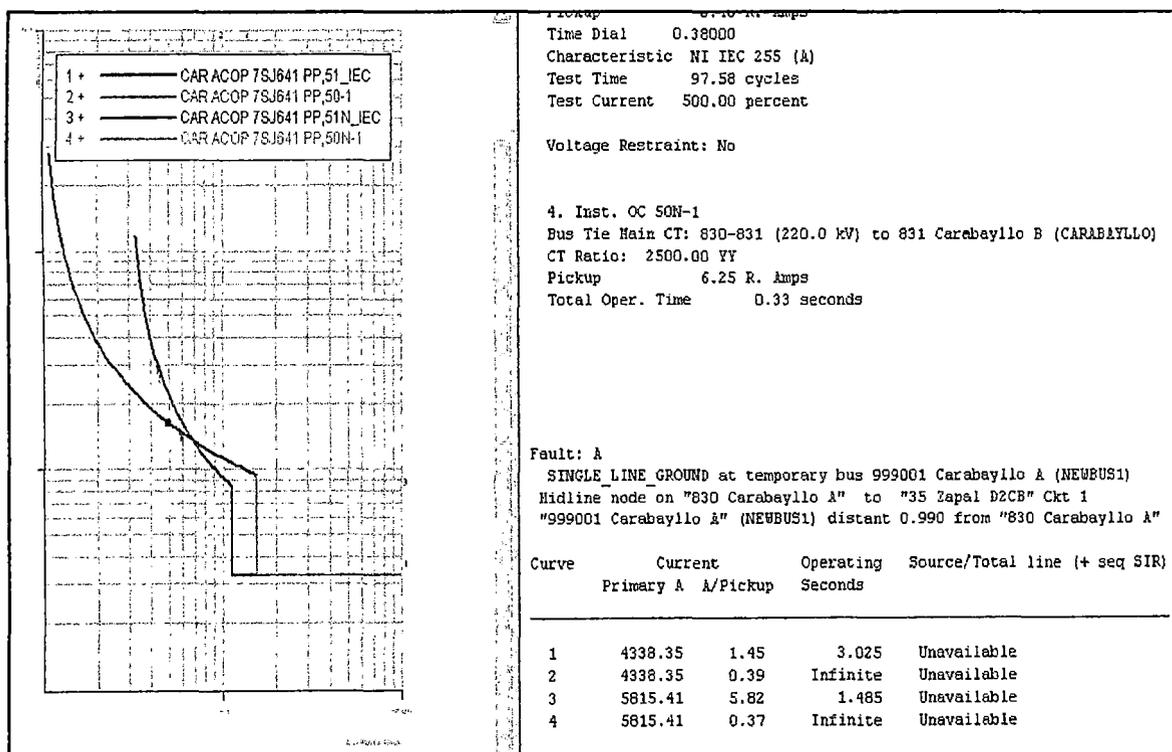
4. Inst. OC 50N-1
 Bus Tie Main CT: 830-831 (220.0 KV) to 831 Carabayllo B (CARABAYLLO)
 CT Ratio: 2500.00 YY
 Pickup 6.25 R. Amps
 Total Oper. Time 0.33 seconds

Fault: A
 THREE_PHASE at temporary bus 999001 Carabayllo A (NEWBUS1)
 Midline node on "830 Carabayllo A" to "35 Zapal D2CB" Ckt 1
 "999001 Carabayllo A" (NEWBUS1) distant 0.990 from "830 Carabayllo A"

Curve	Current Primary A	Current A/Pickup	Operating Seconds	Source/Total line (+ seq SIR)
1	3635.51	1.21	5.818	Unavailable
2	3635.51	0.32	Infinite	Unavailable
3	0.00	0.00	Infinite	Unavailable
4	0.00	0.00	Infinite	Unavailable

Fig. I.136 Falla Trifásica 99% L-2107 / L-2108

Falla monofásica franca 99% línea L-2107 / L-2108



Time Dial 0.38000
 Characteristic NI IEC 255 (A)
 Test Time 97.58 cycles
 Test Current 500.00 percent

Voltage Restraint: No

4. Inst. OC 50N-1
 Bus Tie Main CT: 830-831 (220.0 KV) to 831 Carabayllo B (CARABAYLLO)
 CT Ratio: 2500.00 YY
 Pickup 6.25 R. Amps
 Total Oper. Time 0.33 seconds

Fault: A
 SINGLE_LINE GROUND at temporary bus 999001 Carabayllo A (NEWBUS1)
 Midline node on "830 Carabayllo A" to "35 Zapal D2CB" Ckt 1
 "999001 Carabayllo A" (NEWBUS1) distant 0.990 from "830 Carabayllo A"

Curve	Current Primary A	Current A/Pickup	Operating Seconds	Source/Total line (+ seq SIR)
1	4338.35	1.45	3.025	Unavailable
2	4338.35	0.39	Infinite	Unavailable
3	5815.41	5.82	1.485	Unavailable
4	5815.41	0.37	Infinite	Unavailable

Fig. I.137 Falla Monofásica 99% L-2107 / L-2108

I.2. Acoplamiento de Barras SE. Chilca Nueva 220kV

Para este caso se toma el caso más crítico el cual se considera cuando una de las líneas L-2103 / L-2104 se encuentra operando en una barra y el resto de líneas, autotransformadores e interruptores de seccionamiento se encuentran operando en la otra (un interruptor de seccionamiento F/S).

Falla trifásica franca 1% línea L-2103 / L-2104

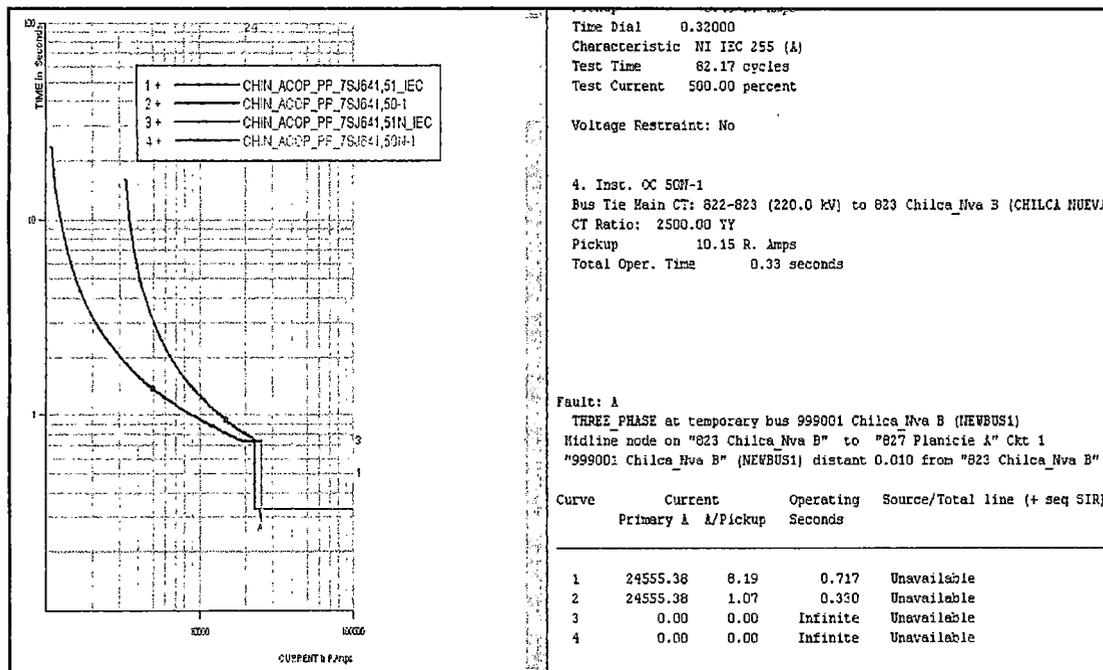


Fig. I.138 Falla Trifásica 1% L-2103 / L-2104

Falla monofásica franca 1% línea L-2103 / L-2104

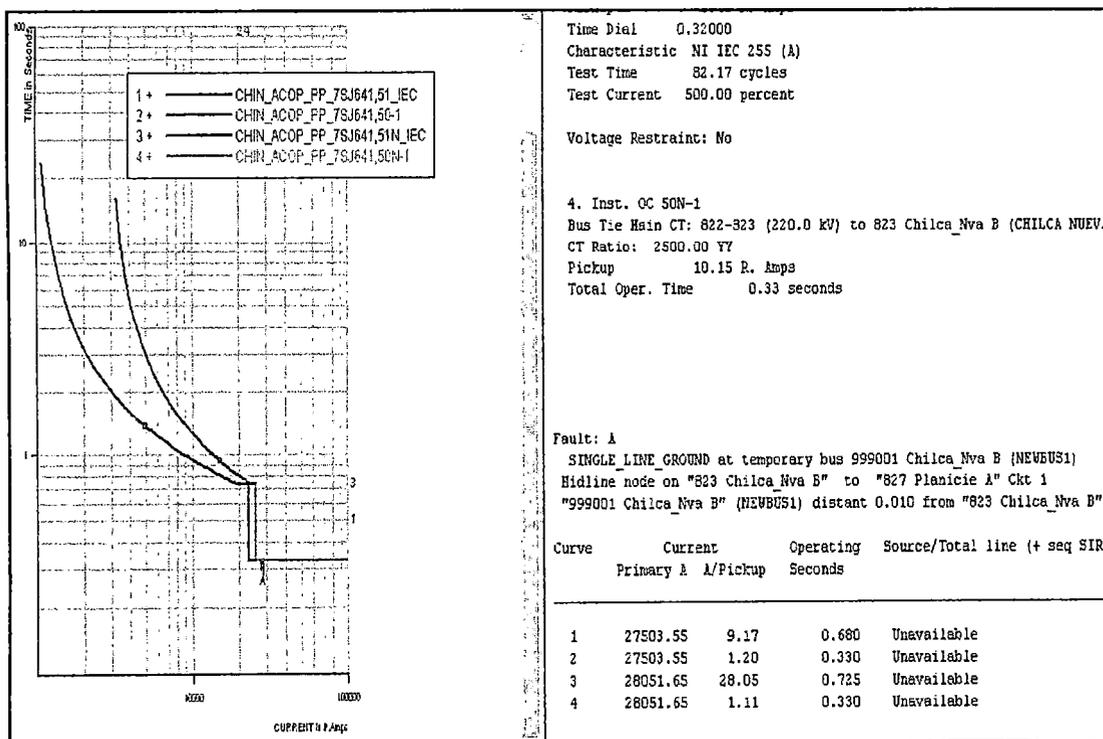


Fig. I.139 Falla Monofásica 1% L-2103 / L-2104

Falla trifásica franca 99% línea L-2103 / L-2104

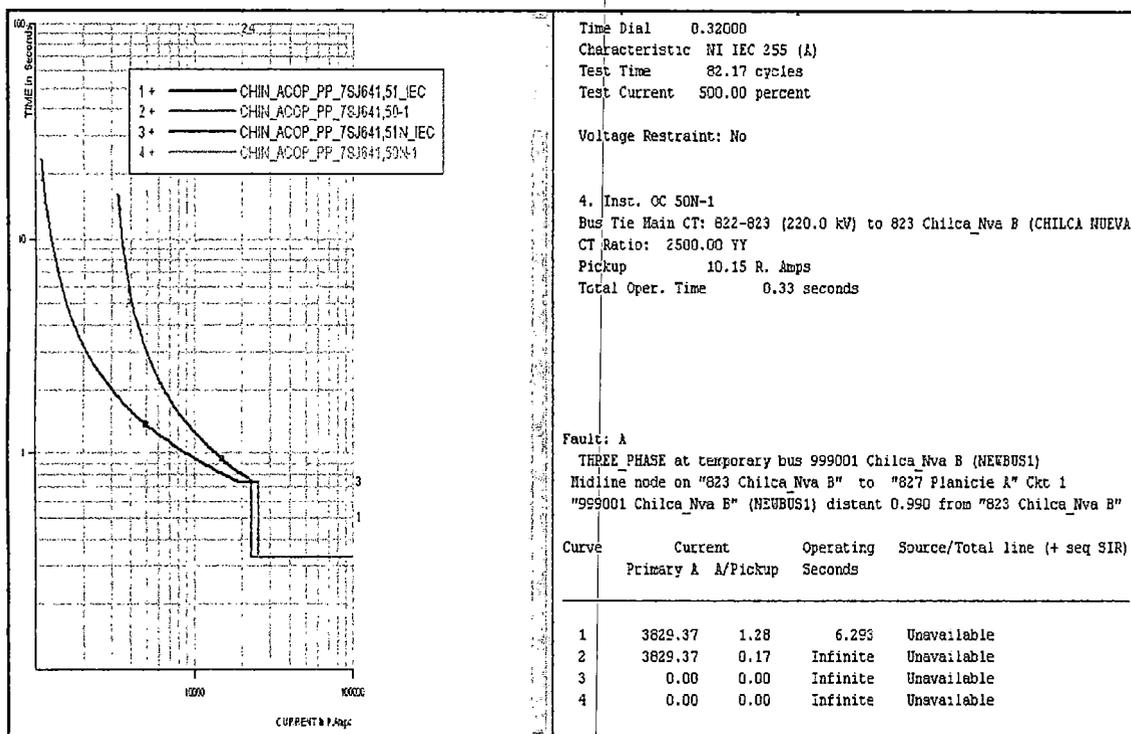


Fig. I.140 Falla Trifásica 99% L-2103 / L-2104

Falla monofásica franca 99% línea L-2103 / L-2104

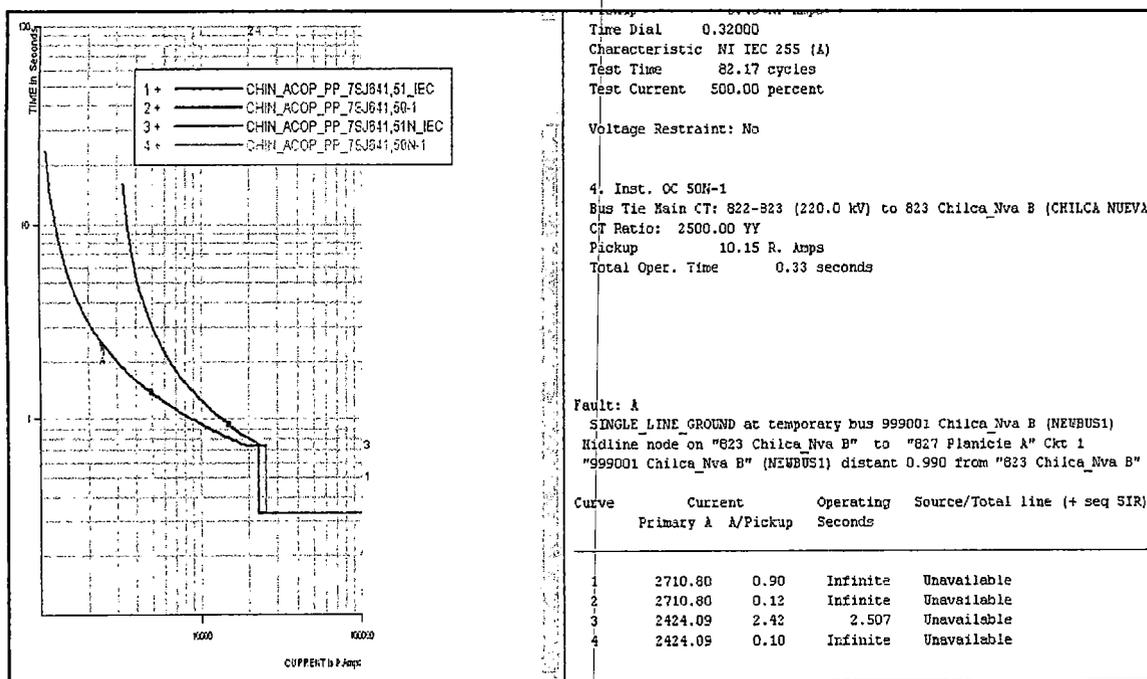


Fig. I.141 Falla Monofásica 99% L-2103 / L-2104

I.3. Acoplamiento de Barras SE. Planicie 220kV

Para este caso se toma el caso más crítico el cual se considera cuando una de las líneas L-2105 / L-2106 se encuentra operando en una barra y el resto de líneas y autotransformadores se encuentran operando en la otra.

Falla trifásica franca 1% línea L-2105 / L-2106

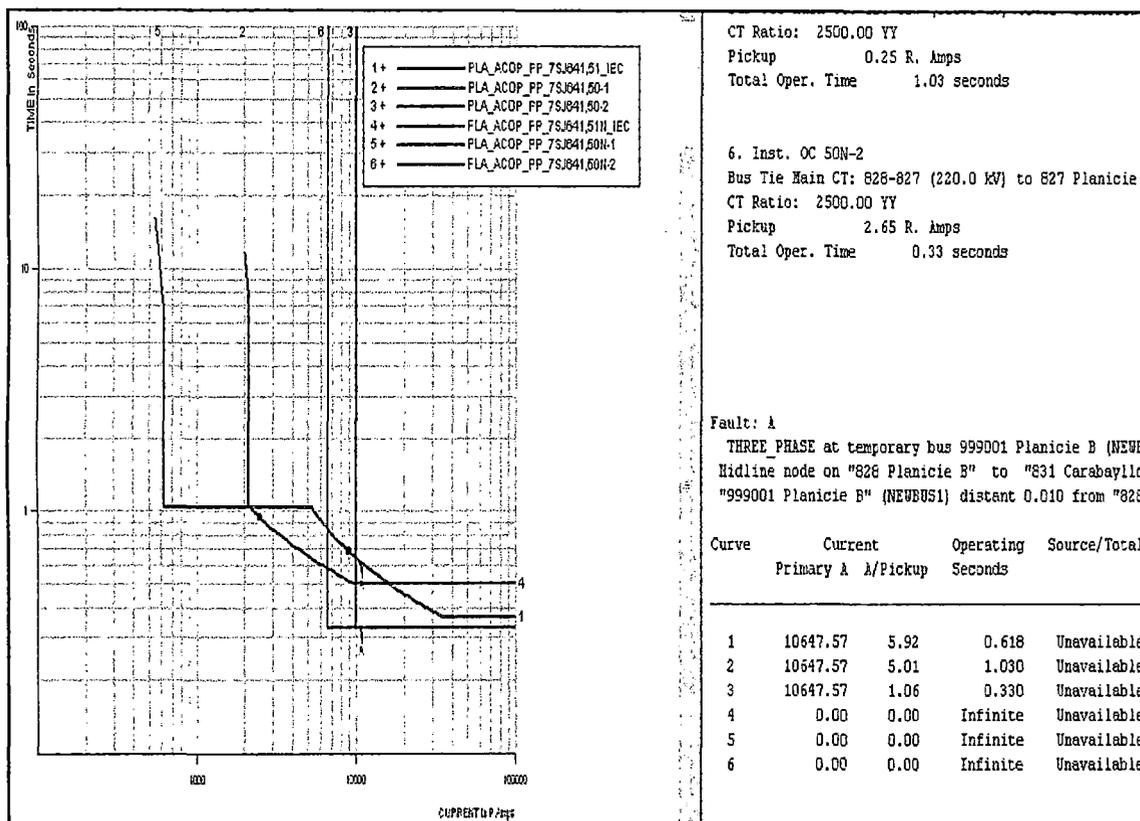


Fig. I.142 Falla Trifásica 1% L-2105 / L-2106

Falla monofásica franca 1% línea L-2105 / L-2106

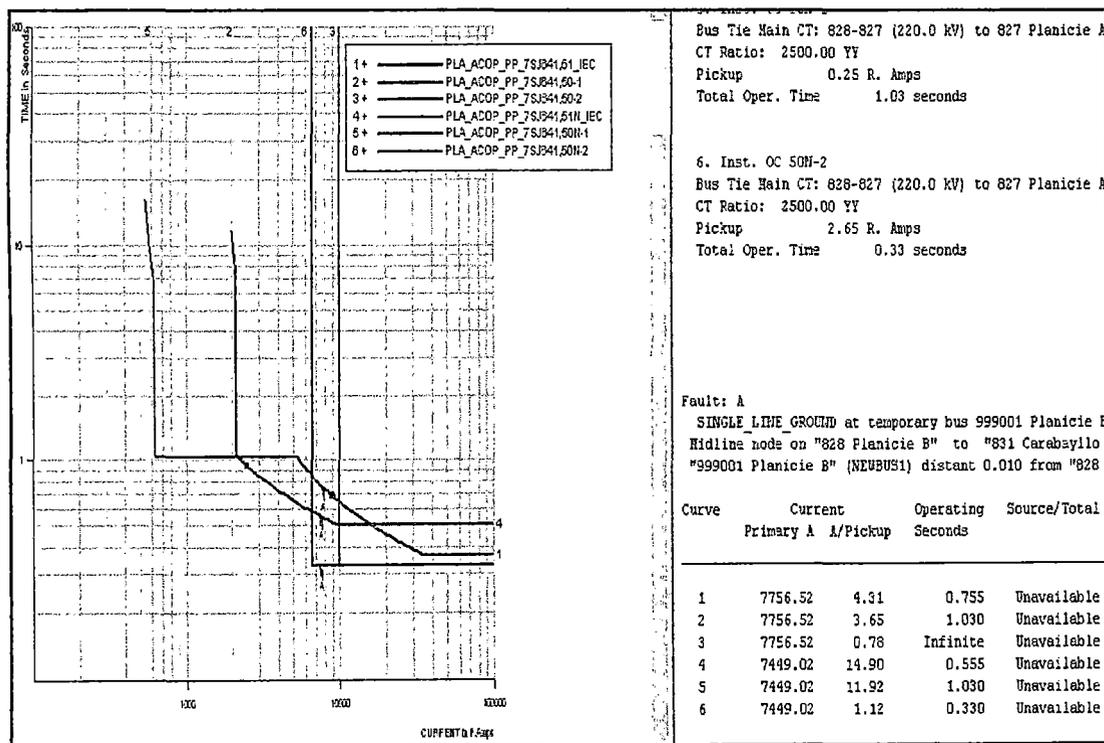


Fig. I.143 Falla Monofásica 1% L-2105 / L-2106

Falla trifásica franca 99% línea L-2105 / L-2106

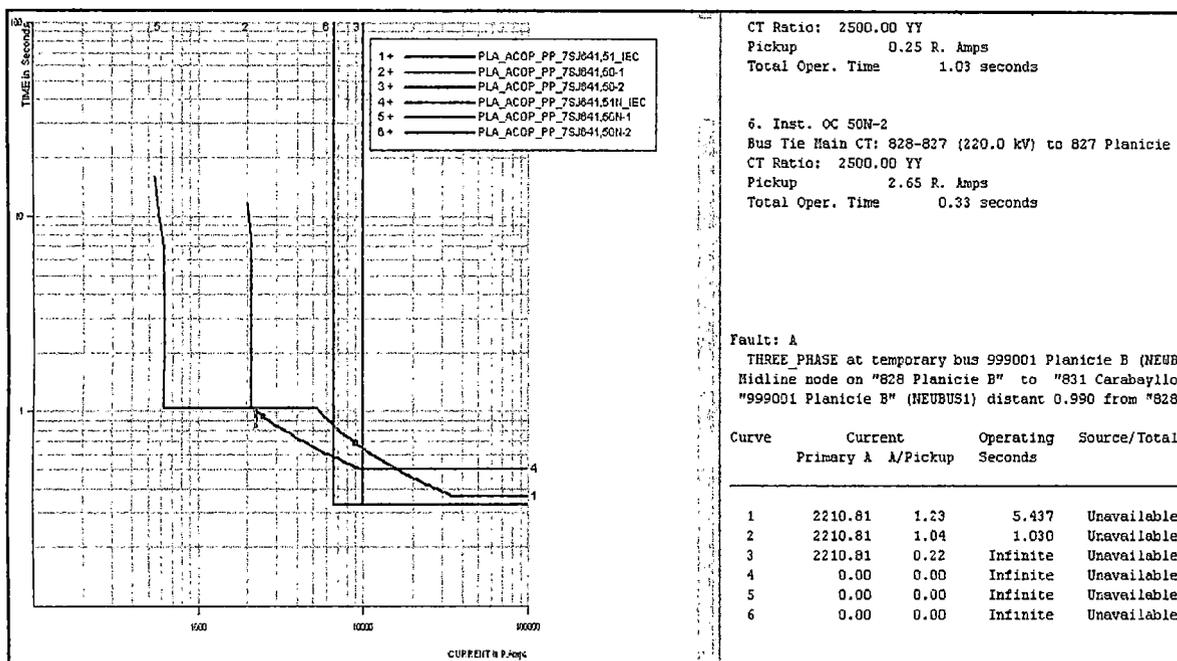


Fig. I.144 Falla Trifásica 99% L-2105 / L-2106

Falla monofásica franca 99% línea L-2105 / L-2106

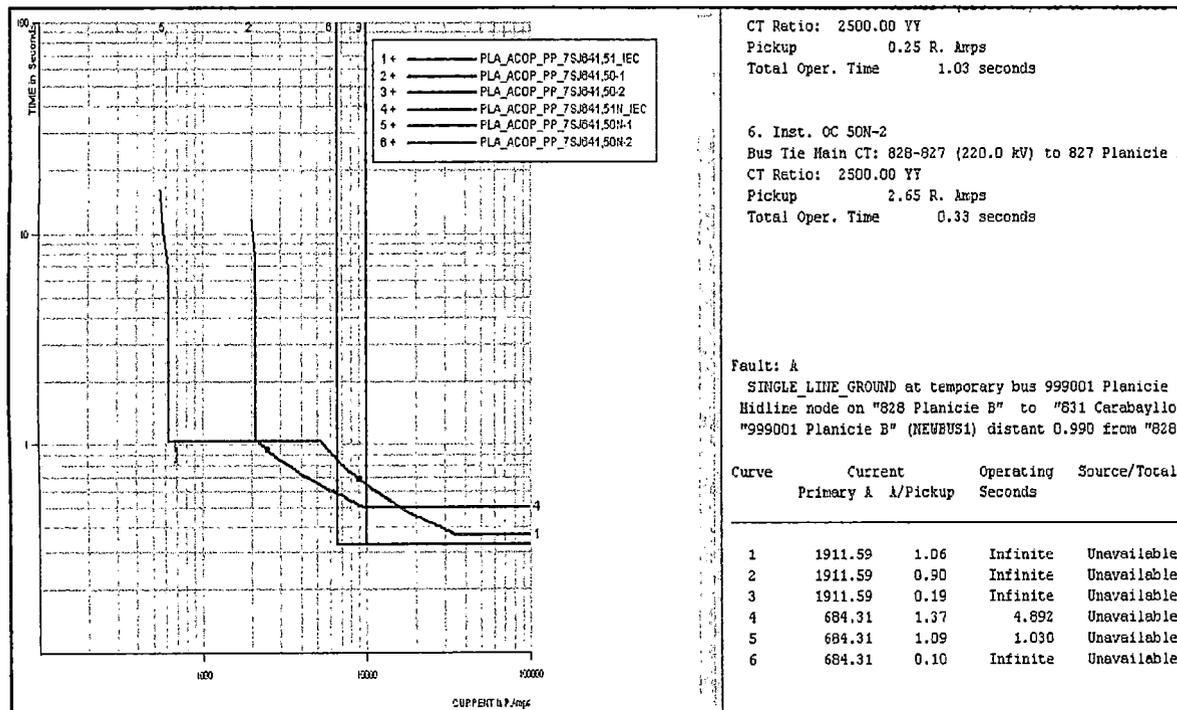


Fig. I.145 Falla Monofásica 99% L-2105 / L-2106

I.4. Seccionamiento de Barras SE. Chilca Nueva y Chilca Rep 220kV

Para este caso se toma el caso más crítico el cual se considera cuando se tiene solamente un interruptor de seccionamiento en servicio. De esta manera el aporte de las corrientes de falla es el máximo esperado a través del interruptor de seccionamiento que une las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP 220kV. Para el caso de las simulaciones se tiene el interruptor de seccionamiento de la barra A en estado F/S.

Falla trifásica franca barra B Chilca Nueva 220kV

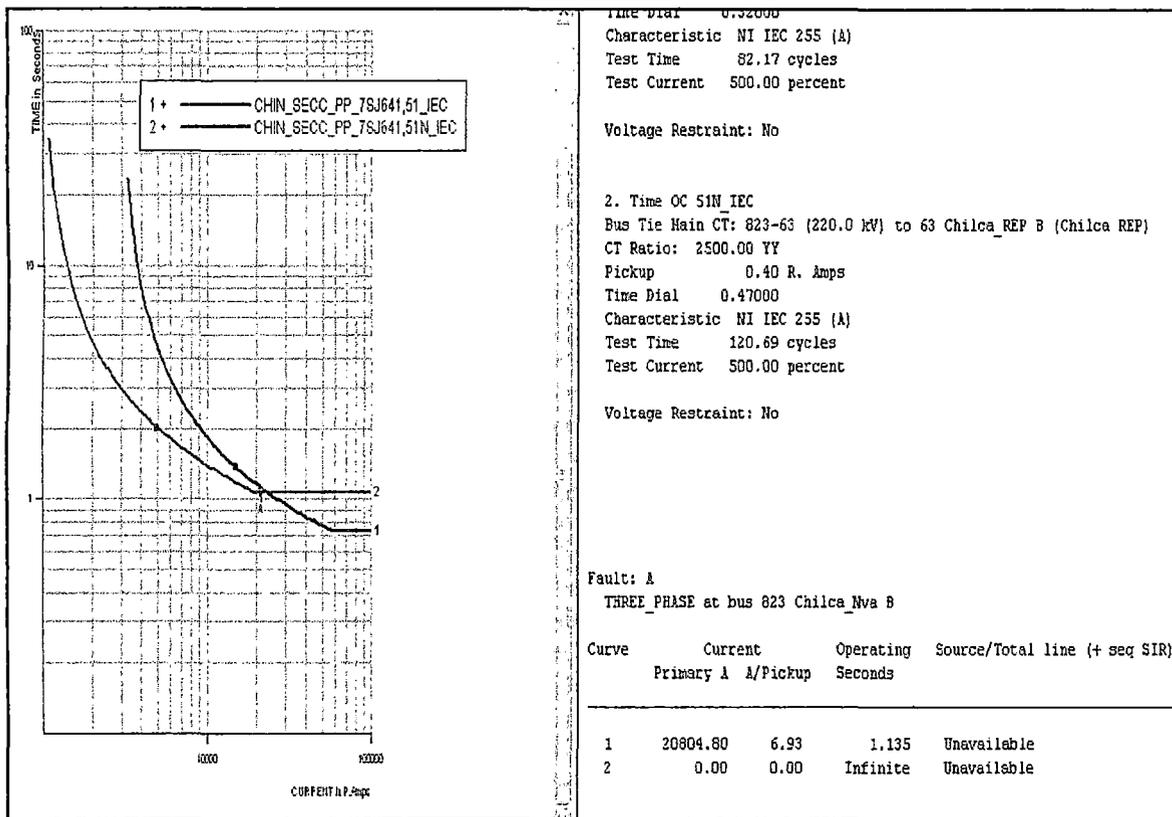


Fig. I.146 Falla Trifásica Barra B Chilca Nueva 220kV

Falla monofásica franca barra B Chilca Nueva 220kV

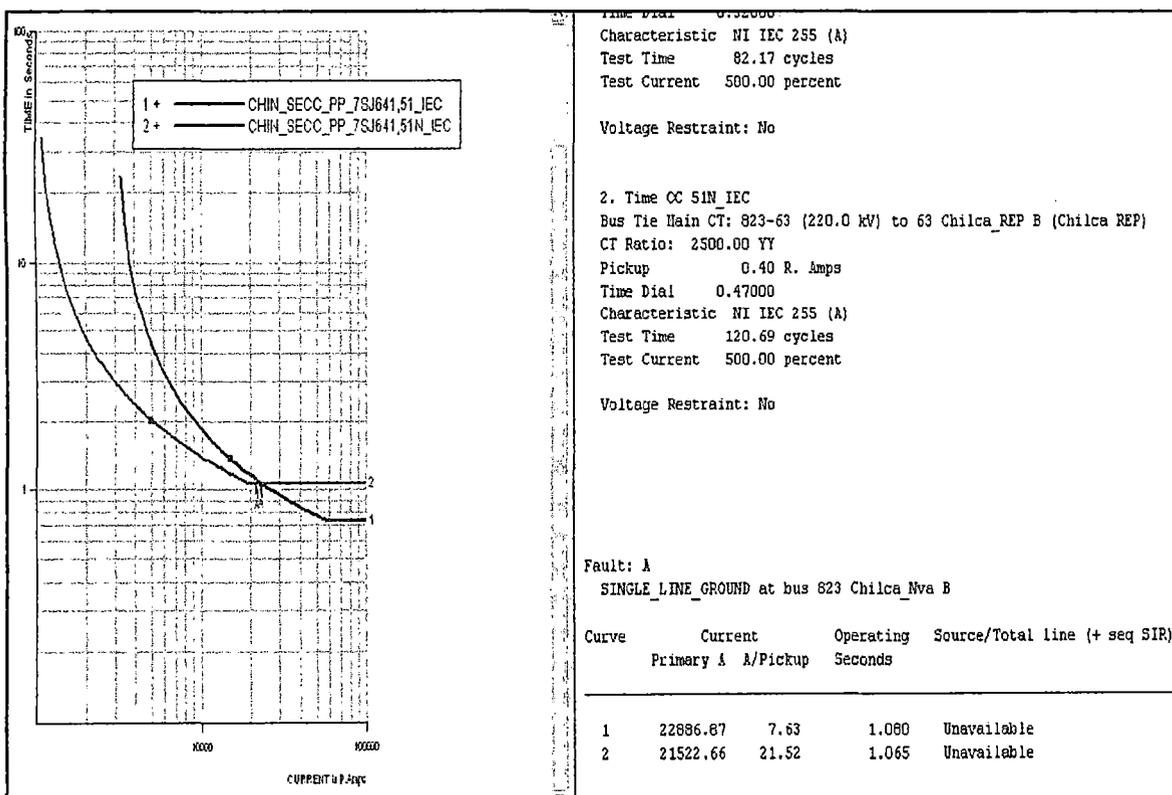


Fig. I.147 Falla Monofásica Barra B Chilca Nueva 220kV

Falla trifásica franca barra B Chilca REP 220kV

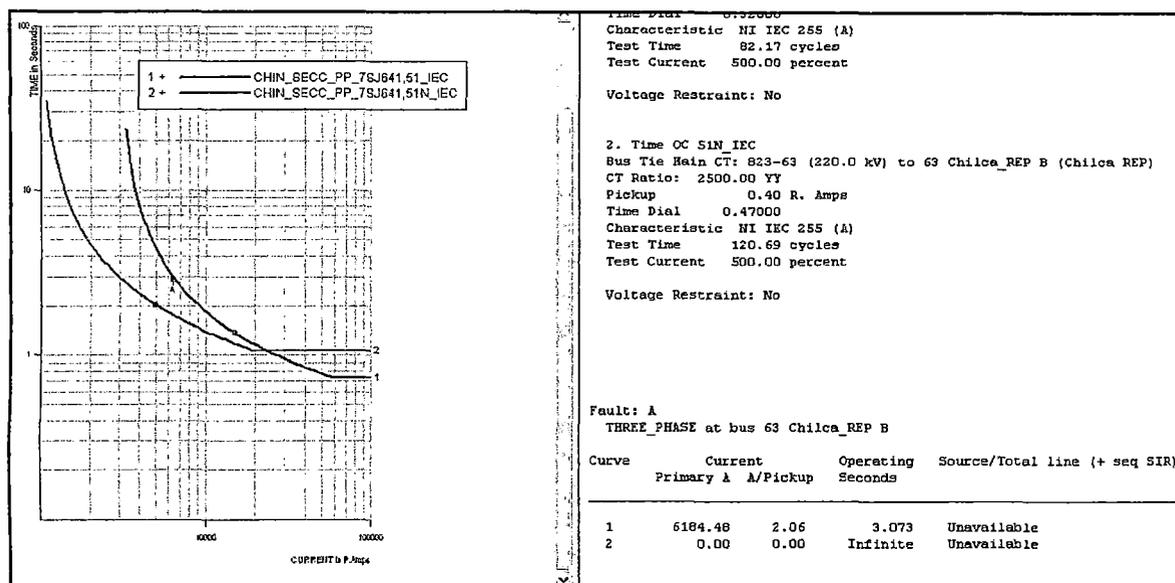


Fig. I.148 Falla Trifásica Barra B Chilca Rep 220kV

Falla monofásica franca barra B Chilca REP 220kV

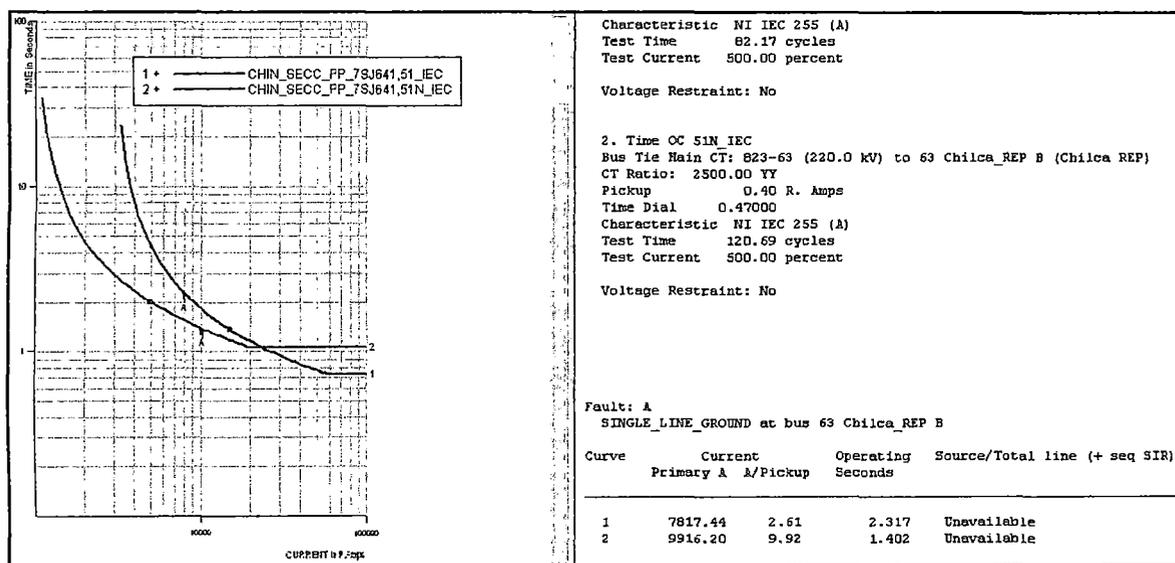


Fig. I.149 Falla Monofásica Barra B Chilca Rep 220kV

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Russell Mason, "The Art & Science of Protective Relaying"
- [2] ABB, "Introduction to Practical Power System Protection"
- [3] ALSTOM, "Network Protection and Automation Guide"
- [4] SIEMENS, "Distance Protection 7SA6 Manual", 2009.
- [5] SIEMENS, "Line Differential Protection with Distance Protection 7SD52/53 Manual", 2009.
- [6] SIEMENS, "Distributed Busbar / Breaker Failure Protection 7SS522, 7SS523 Y 7SS525 Manual", 2009.
- [7] SIEMENS, "Multi- Functional Protective Relay with Local Control 7SJ62/64 Manual", 2009.
- [8] SIEMENS, "Differential Protection 7UT6x Manual", 2009.
- [9] SIEMENS, "Breaker Manager Device 7VK61 Manual", 2009.
- [10] Gerhard Ziegler, "Numerical Distance Protection", 2008.
- [11] Francisco Ashfield, Verónica Azevedo, Fernando García y Jorge Alonso, "Estudio del Comportamiento del Sistema de Protección de Líneas de Extra Alta Tensión ante Defectos Resistivos a Tierra"
- [12] J. H. Di Salvo, R. R. Villar, "Estudio de Arco Secundario en Líneas de Extra Alta Tensión de Gran Longitud"
- [13] ISA, "Metodología para Realizar Estudios de Protecciones", diciembre de 2010.
- [14] ISA, "Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones Proyecto PORCE III 500kV", junio de 2010
- [15] IEB, "Guías para el Buen Ajuste y Coordinación de Protecciones del STN", 2000.
- [16] Red Eléctrica de España, "Criterios Generales de Protección del sistema Eléctrico Peninsular Español", 1995.
- [17] ISA - REP, "Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones Proyecto Chilca REP", 2007.
- [18] COES, "Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN", diciembre 2005.
- [19] Raúl Tafur Portilla, "La tesis Universitaria: Tesis Doctoral, La tesis de Maestría, el Informe y la Monografía". Primera Edición Marzo 2005.

- [20] GEC MEASUREMENTS, "Protective Relays Application Guide". Segunda edición, diciembre 1979.
- [21] IEEE, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines". IEEE Std C37.113-1999, año 2000.
- [22] Westinghouse Electric Corporation, "Applied Protective Relaying". Westinghouse Electric Corporation, año 1982.
- [23] CIGRE, "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations". CIGRE, mayo 1991.
- [24] Duilio Ayaipoma Nicolini, "Análisis preliminar de la tensión de transmisión EHV para la próxima generación termoeléctrica a instalarse en el sur de Lima (Chilca, 860 MW)", CESEL Ingenieros, Mayo 2006.
- [25] CESI, "Evaluación de Alternativas de Conexión de Nuevas Centrales de Generación en el Área Sur de Lima", 2005.
- [26] Hernán Untiveros, "Perfil del proyecto L.T. Salinas-Zapallal en 500kV", LCN Ingenieros, 2005.
- [27] REP, "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP", 2006.
- [28] PEPSA-MEM: "Plan Referencial de Electricidad 2006", 2006.
- [29] Mercados Energéticos – CESEL, "Estudio de Determinación de la Configuración y Características Técnicas Básicas de la Línea de Transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal", mayo 2008.
- [30] Interconexión Eléctrica S.A., "Estudio Pre-Operativo Líneas Chilca – Carabayllo a 500kV y Chilca – Planicie – Carabayllo a 220kV". Medellín, noviembre 2009.
- [31] Walter A. Elmore, "Protective Relaying Theory and Application". New York 2004.
- [32] P. M. Anderson, "Power System Protection". New York 1999.
- [33] Harjinder Singh Sidhu, Tesis: "High Speed Digital Protection of EHV Transmission Lines Using Traveling Waves". Canada, abril 2004.
- [34] Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista CTEEP, "Critérios de Ajustes da Proteção dos Sistemas 500kV, 440kV e 345kV". Brasil, 2008
- [35] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Filosofias das Proteções das Linhas de Transmissão de Tensões Iguais e Superiores a 345KV". Brasil 2011
- [36] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção e de Telecomunicações". Brasil 2011
- [37] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos". Brasil 2011
- [38] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Filosofias das Proteções dos Transformadores da Rede de Operação". Brasil 2011

[39] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Filosofias das Proteções das LTS de Tensão Inferior a 345KV da Rede de Operação do ONS". Brasil 2011