

Escuela Superior Politécnica del Litoral

DEDICATORIA

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

TESIS DE GRADO

**“Estudio y Aplicación de la Herramienta
Computacional –CAPE- para el Análisis de
Protecciones Eléctricas en Sistemas de Potencia”.**

**Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
Especialización: Potencia.**

**Carlos Benavides Moreira.
Iván Carchipulla Salazar.
Jorge Zavala Andrade.**

**FIEC-ESPOL
2003**

DEDICATORIA.

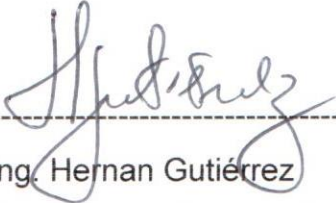
A nuestros padres.

AGRADECIMIENTOS

*Al Ing. Alberto Hanze B.
Director de Tesis
Por su guía invaluable para la
realización de este trabajo.*

*Al Ing. Cristián Ortega por su
valiosa colaboración.*

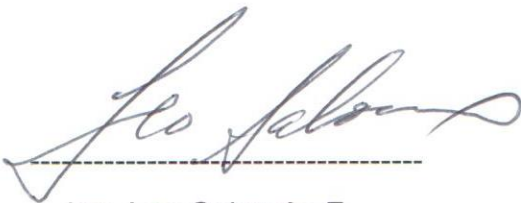
TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Hernan Gutierrez
Subdecano (E) de la Facultad
de Ingeniería Eléctrica.



Ing. Alberto Hanze B.
Director de Tesis



Ing. Leo Salomón F.
Miembro Principal.



Ing. Jorge Chiriboga
Miembro Principal.


DECLARACIÓN EXPRESA:

Declaramos que: Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis son de nuestra exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



Carlos Benavides M.



Ivan Carchipulla S.



Jorge Zavala A.

RESUMEN

El presente trabajo de tesis tiene varios objetivos, el estudio del programa de ingeniería de protección asistida por computadora CAPE adquirido por la FIEC al proveedor Electrocon International, Inc., la elaboración de la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano (SNT) y del sistema de protección, estudio de Flujo de potencia, estudio de cortocircuitos, la simulación y análisis del comportamiento de las protecciones de líneas del SNT.

El primer capítulo de este trabajo presenta una descripción general de las cualidades del programa, se muestran sus características a través de los módulos que lo constituyen así como algunas de sus funciones especiales.

En el capítulo dos se da la descripción del SNT. Se muestran los modelos utilizados en CAPE para la representación de los elementos del sistema y detalles de su ingreso, además de listarlos con los parámetros que fueron usados para elaborar la base de datos del SNT a ser usada en posteriores análisis. Se presenta el diagrama unifilar del sistema elaborado mediante el programa. Se muestran resultados de un estudio de flujo de potencia en las condiciones operativas de época lluviosa en hora de demanda máxima.

En el tercer capítulo se hace una introducción sobre la protección de los sistemas eléctricos. Se describen los esquemas de protección utilizados en líneas de transmisión del SNT, así como los elementos que los constituyen. Se presentan las principales características de los relés instalados en el SNT para protección de líneas del anillo de 230 Kv y líneas a nivel de 138 Kv en la zona Norte y Nor-occidental. Por último explicamos el ingreso del sistema de protección en la base de datos del SNT y la representación de los esquemas de protección en CAPE.

El cuarto capítulo trata del estudio de la protección de distancia a nivel de 230 KV ante fallas de una fase a tierra: La línea de transmisión escogida para el estudio es la Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1, con el objetivo de validar los ajustes y los esquemas de protección de distancia empleados, tanto en protección piloto como en protección por zonas.

El capítulo cinco es dedicado al análisis de dos tipos de protección de líneas a nivel de 138 Kv. Se empieza con un estudio de cortocircuito para la línea Ambato – Totoras, luego se simula la operación de la protección direccional de sobrecorriente para fallas de una fase a tierra, trifásicas y de dos fases a tierra. Finalmente se examina el comportamiento de la protección de distancia por zonas para la línea Vicentina – Latacunga ante fallas de una fase a tierra con distintos valores de impedancia.

INDICE GENERAL

CAPITULO 1

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PROTECCION ASISTIDA POR COMPUTADORA (CAPE).

1.1	Aspectos generales.....	Pág. 3
1.2	Módulo ejecutable (EX).....	Pág. 4
1.3	Editor de base de datos (DB).....	Pág. 5
1.4	Diagrama unifilar (OL).....	Pág. 8
1.5	Flujo de potencia (PF).....	Pág. 9
1.6	Cortocircuito (SC).....	Pág. 12
1.7	Simulador del sistema (SS).....	Pág. 15
1.8	Gráficos de coordinación (CG).....	Pág. 18
1.9	Reducción de cortocircuito (SR).....	Pág. 21
1.10	Comprobación de relés (RC).....	Pág. 23
1.11	Ajuste de relés (RS).....	Pág. 26
1.12	Producción de ordenes (OP).....	Pág. 28
1.13	Constantes de línea (LC).....	Pág. 30
1.14	Conversión de base de datos.....	Pág. 32

CAPITULO 2

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (SNT) Y SU INGRESO EN CAPE.

2.1	Descripción del sistema.....	Pág. 32
2.2	Representación en CAPE de los elementos del SNT.....	Pág. 36

2.2.1	Subestaciones.....	Pág. 37
2.2.2	Barras.....	Pág. 37
2.2.3	Líneas.....	Pág. 39
2.2.4	Transformadores de dos devanados.....	Pág. 40
2.2.5	Transformadores y autotransformadores de tres devanados.....	Pág. 42
2.2.6	Unidades generadoras y sistemas equivalentes.....	Pág. 45
2.2.7	Cargas.....	Pág. 48
2.2.8	Capacitores y reactores.....	Pág. 51
2.3	Diagrama Unifilar.....	Pág. 53
2.4	Flujo de potencia.....	Pág. 54

CAPITULO 3

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION DEL SNT.

3.1	Protección de los sistemas eléctricos.....	Pág. 57
3.2	Descripción del sistema de protección de las líneas de transmisión en el SNT.....	Pág. 58
3.2.1	Elementos del sistema de protección.....	Pág. 64
3.2.2	Esquema de operación del sistema de protección primaria.....	Pág. 65
3.2.3	Esquema de operación del sistema de protección secundaria.....	Pág. 66
3.2.4	Protección ante falla de disyuntor.....	Pág. 67
3.2.5	Reconexión.....	Pág. 68

3.3	Características de los relés utilizados.....	Pág. 69
3.3.1	A nivel de 230 KV.....	Pág. 79
3.3.2	A nivel de 138 KV.....	Pág. 83
3.4	Sistema de protección de líneas de transmisión utilizando CAPE.....	Pág. 89
3.4.1	Modelación del Sistema de Protección de Líneas de Transmisión usando CAPE.....	Pág. 89
3.4.2	Lógica de los elementos de protección.....	Pág.90
3.4.3	Esquema de protección de distancia con sobre-alcance permisivo de disparo transferido.....	Pág. 92
3.4.4	Esquemas de protección de distancia por zonas.....	Pág. 94

CAPITULO 4

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISION A NIVEL DE 230 KV.

4.1.	Introducción.....	Pág. 97
4.2.	Simulación y Análisis de la Protección para Fallas a Tierra de la Línea de Transmisión Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 del SNT.....	Pág. 100
4.2.1.	Análisis de la Simulación del Caso I: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 100

4.2.1.1.	Análisis de Lógica de Contactos.....	Pág. 102
4.2.1.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....Pág. 107
4.2.2.	Análisis de la Simulación del Caso II: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 99,9% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 112
4.2.2.1.	Análisis de Lógica de Contactos.	Pág. 113
4.2.2.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....Pág. 118
4.2.3.	Análisis de la Simulación del Caso III: Falla Fase a Tierra en la Barra Santo Domingo 230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 123
4.2.3.1.	Análisis de Lógica de Contactos.	Pág. 126
4.2.3.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....Pág. 128
4.2.4.	Análisis de la Simulación del Caso IV: Falla Fase a Tierra en la Barra Santa Rosa 230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 136
4.2.4.1.	Análisis de Lógica de Contactos.	Pág. 139
4.2.4.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....Pág. 142
4.2.4.	Análisis de la Simulación del Caso V:	

	Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 151
4.2.5.1.	Análisis de Lógica de Contactos.....	Pág. 153
4.2.5.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	Pág. 158
4.2.6.	Análisis de la Simulación del Caso VI: Falla Fase a Tierra en Línea Santa Rosa - Totoras circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 163
4.2.6.1.	Análisis de Lógica de Contactos.....	Pág. 165
4.2.6.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	Pág.170

CAPITULO 5

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LINEAS DE LA UNIDAD DE TRANSMISION NORTE (UTN) A NIVEL DE 138 KV.

5.1.	Introducción.	Pág. 175
5.2.	Estudio de la protección de sobre corriente de la línea de transmisión Ambato – Totoras para fallas de cortocircuito.....	Pág. 178
5.2.1	Determinación de los tipos de falla que produce los valores mínimo y máximo de corrientes de cortocircuito en la línea de estudio.	Pág. 183
5.2.2	Simulación y análisis de la protección.	Pág. 185
	Caso 1. Falla de una fase a tierra.	Pág. 186
	Caso 2. Falla trifásica.	Pág. 193

Caso 3. Falla dos fases a tierra. Pág. 201

5.3. Estudio de la protección de distancia de la línea Vicentina – Latacunga ante fallas de una línea a tierra con distintas impedancias de falla.	Pág. 205
5.3.1 Análisis de falla al 10 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 207
5.3.2 Análisis de falla al 30 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 218
5.3.3 Análisis de falla al 70 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 228
5.3.4 Análisis de falla al 90 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 237

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	Pág. 249
--	-----------------

BIBLIOGRAFÍA.....	Pág. 256
--------------------------	-----------------

ANEXOS

Anexo 1: Datos del Sistema Nacional Interconectado

Anexo 2: Resultados de Flujo de Potencia del SNT.

Anexo 3: Datos del Sistema de Protecciones para Líneas de Transmisión
del SNT.

Anexo 4: Cálculo de Resistencias de Cortocircuito.

Anexo 5: Respuesta de las Simulaciones.

INDICE DE ANEXOS

Pág.

Anexo 1. Datos del Sistema Nacional Interconectado

A1.1. Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión.....	2
A1.2. Barras del Sistema Nacional de Transmisión.....	3
A1.3. Líneas del Sistema Nacional de Transmisión.....	7
A1.4. Generadores del Sistema Nacional de Transmisión.....	10
A1.5. Transformadores de dos Devanados del Sistema Nacional de Transmisión.....	12
A1.6. Transformadores y Autotransformadores de tres Devanados del Sistema Nacional de Transmisión.....	13
A1.7. Cargas del Sistema Nacional de Transmisión.....	16
A1.8. Compensadores del Sistema Nacional de Transmisión.....	18

Anexo 2: Resultados de Flujo de Potencia del SNT.

Resultados de Flujo de Potencia.....	20
--------------------------------------	----

Anexo 3: Datos del Sistema de Protecciones para Líneas de Transmisión del SNT.

A3.1. Protección a Nivel de 230 KV.....	76
A3.2. Protección a Nivel de 138 KV.....	81

Anexo 4: Cálculo de Resistencias de Cortocircuito.

Resistencia de Cortocircuito.....	84
-----------------------------------	----

Anexo 5: Respuesta de las Simulaciones.

A5.1. Reportes de Simulaciones línea Santa Rosa – Santo Domingo	
A5.1.1. Módulo de Cortocircuito.....	87
A5.1.2. Módulo de Simulador del Sistema.....	109
A5.1.2. Módulo de Gráficos de Coordinación.....	179
A5.2. Reportes de Simulaciones línea Ambato - Totoras	
A5.2.1. Módulo de Cortocircuito.....	196
A5.2.2. Módulo de Simulador del Sistema.....	206
A5.2.2. Módulo de Gráficos de Coordinación.....	239
A5.3. Reportes de Simulaciones línea Ambato - Totoras	
A5.3.1. Módulo de Cortocircuito.....	252
A5.3.2. Módulo de Simulador del Sistema.....	282
A5.3.2. Módulo de Gráficos de Coordinación.....	334

Introducción.

En este proyecto de tesis se realizó el estudio del programa de ingeniería de protección asistida por computadora CAPE adquirido por la FIEC al proveedor Electrocon International, Inc., mediante el cual se determinó las principales herramientas con las que se desarrolló estudios de las protecciones de un sistema de potencia.

Se elaboró la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano (SNT), donde se consideró todos los parámetros necesarios para poder establecer estudios de flujo de potencia y de cortocircuitos, los que permitieron realizar estudios más realistas de la operación de las protecciones eléctricas.

Se obtuvo una representación gráfica del sistema de potencia (diagrama unifilar), que permitió visualizar los resultados de las simulaciones a realizar en los diferentes módulos que hace uso CAPE.

En la base de datos del sistema, se hizo el ingreso de la información del sistema de protección de las líneas de transmisión del SNT a niveles de 230 KV y 138 KV, ampliando la base de datos a una de protecciones eléctricas. Se implementó los esquemas de protección primaria de líneas para fallas a tierra y entre fases, en base a la lógica de contactos de los esquemas y los ajustes de los relés. Dichos ajustes, en su mayoría, fueron obtenidos de la

empresa nacional de transmisión, TRANSELECTRIC S.A. Los relés utilizados constan en la biblioteca de CAPE.

Se aplicaron los esquemas de protección ingresados para en el análisis del comportamiento de las protecciones eléctricas de una parte del SNT, simulando fallas con ciertas condiciones establecidas previamente.

Se presentan reportes que muestran los resultados de dichas simulaciones y el análisis de los mismos, además de conclusiones y recomendaciones respecto del estudio y del programa CAPE.

CAPITULO 1

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PROTECCION ASISTIDA POR COMPUTADORA (CAPE).

1.1. Aspectos Generales.

Los programas de la serie Ingeniería de protección asistida por computadora, CAPE (Computer-Aided Protection Engineering) han sido diseñados para proporcionar potentes herramientas computacionales al ingeniero de protección. CAPE es una herramienta especializada en productividad que ha sido desarrollada por Electrocon Internacional Inc., bajo el patrocinio inicial de diez de las mayores entidades de servicio público de electricidad en los Estados Unidos, y fue adquirida en su versión académica por la FIEC.

CAPE consiste en una serie de módulos opcionales para el análisis de la información, vinculados a una base de datos de propósito general. Todos los módulos de CAPE contienen un juego de características similares, como por ejemplo la ayuda en línea, con la cual se presenta el manual de referencia del programa o información sobre los datos que presentan los cuadros de dialogo de entrada de datos de los elementos de un sistema, otra característica es la de definir conjunto de barras, líneas, transformadores y dispositivos de protección para su uso en operaciones repetitivas o macros.

CAPE también presenta macros desarrolladas mediante un lenguaje de programación denominado Lenguaje CAPE de Programación del Usuario (CUPL). Por último todos los módulos ofrecen menús (“pop-up”), de accesos directos (“short cuts”), misceláneos, de opciones e impresión.

1.2. Módulo Ejecutable (EX).

El módulo ejecutable es el nexo entre todos los módulos de CAPE y la base de datos. En este módulo se adjunta la base de datos con la que se va a trabajar y son leídos los datos para cortocircuito o flujo de potencia del sistema de potencia que dicha base de datos representa. Es el supervisor de la base de datos, ya que evalúa los datos que en ella se encuentran para poder realizar las órdenes y los cálculos que en los módulos se establecen y si la base de datos contiene errores o falta de información, el módulo ejecutable muestra un mensaje de error e identifica posibles causas del mismo.

Por su marcada importancia, el módulo ejecutable siempre estará activo y trabaja junto con todos los demás módulos de CAPE, los que son llamados desde la barra de tareas o mediante la barra de menús.

La vista de módulo Ejecutable al iniciarse el programa CAPE se muestra en la figura 1.1.

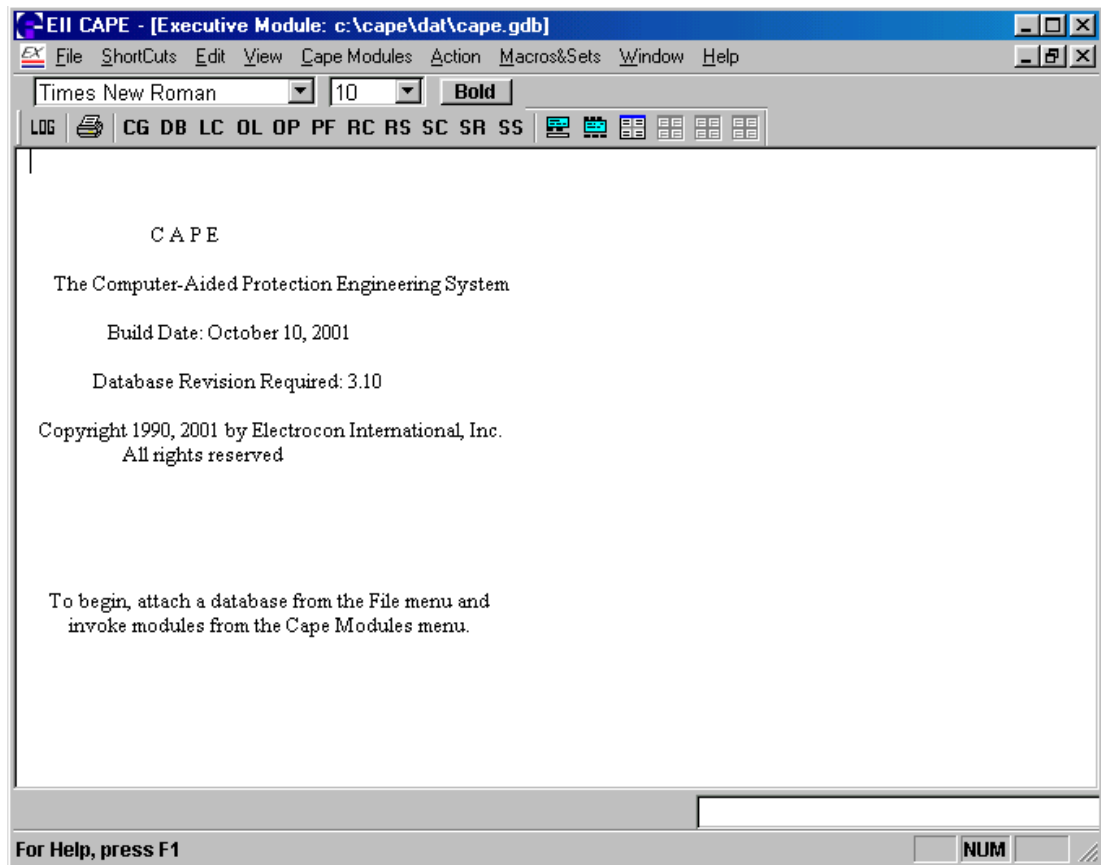


Fig. 1.1. Módulo Ejecutable del programa CAPE.

1.3. Editor de Base de Datos (DB).

Un sistema de base de datos es básicamente un sistema para archivar datos en la computadora o sea, es un sistema computarizado cuyo propósito general es mantener información y hacer que esté disponible cuando se solicite. La información en cuestión puede ser cualquier cosa que se considere importante para el individuo o la organización a la cual debe servir el sistema.

El módulo Editor de base de datos de CAPE (DB o DBE) fue diseñado para satisfacer las necesidades de datos de los módulos del programa, y además para ser un depósito general de datos técnicos y de otro tipo. Se puede

modificar fácilmente las bases de datos para satisfacer necesidades de expansión. La figura 1.2 muestra la ventana principal del módulo.

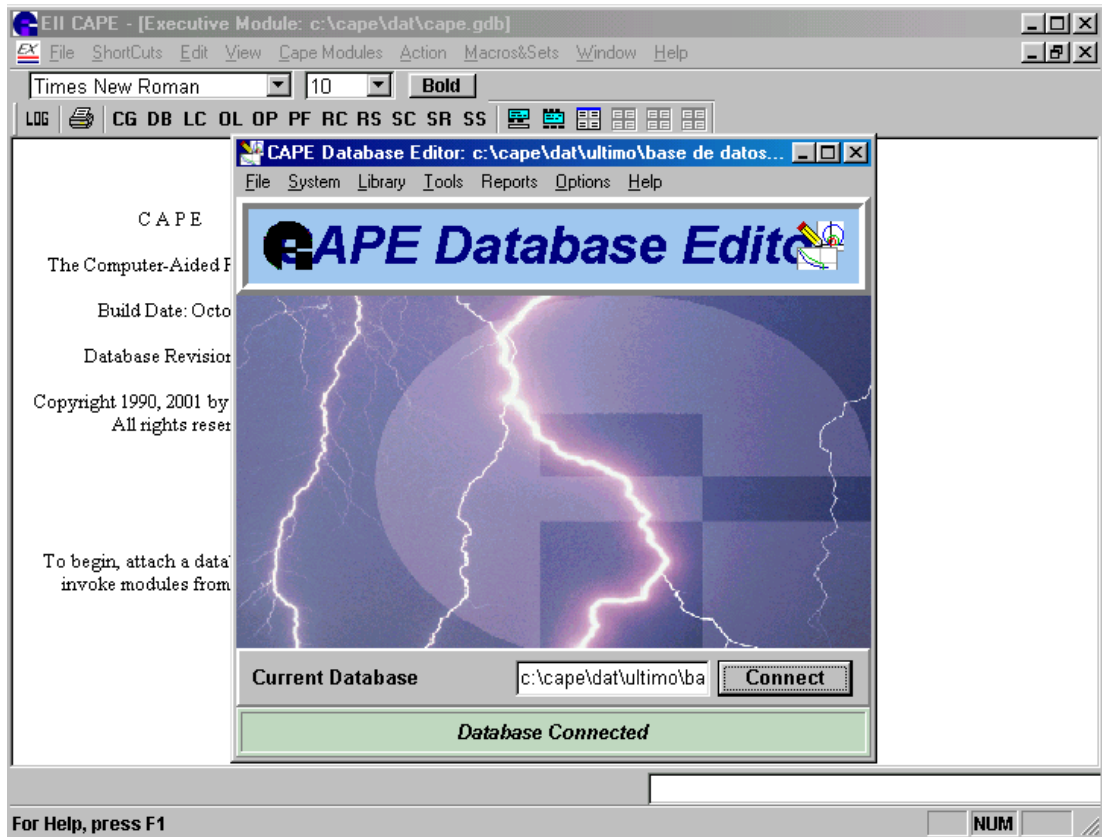


Fig. 1.2. Ventana principal del módulo Editor de base de datos (DBE).

El Editor de base de datos CAPE (CAPE Database Editor) utiliza una interfaz diseñada para búsqueda intuitiva e introducción organizada de datos. Muestra ventanas de edición que permiten ingresar todos los datos relacionados en un solo lugar. Esto resulta en un modelo de red integrado para cortocircuito y flujo de potencia, combinado con modelos realistas de sistemas de protección. A este conjunto en CAPE se denomina datos del sistema, que incluyen subestaciones, barras, líneas, transformadores, generadores, cargas capacitores y reactores; además también disyuntores, zonas de protección (LZOPs), transformadores de medida y auxiliares, relés y fusibles. Este módulo posee un programa integrado para modelar

transformadores de varios números de devanados, que después pueden ser ingresados en la base de datos del sistema. Se muestra en la figura 1.3 la plantilla de búsqueda e ingreso de datos de sistema.

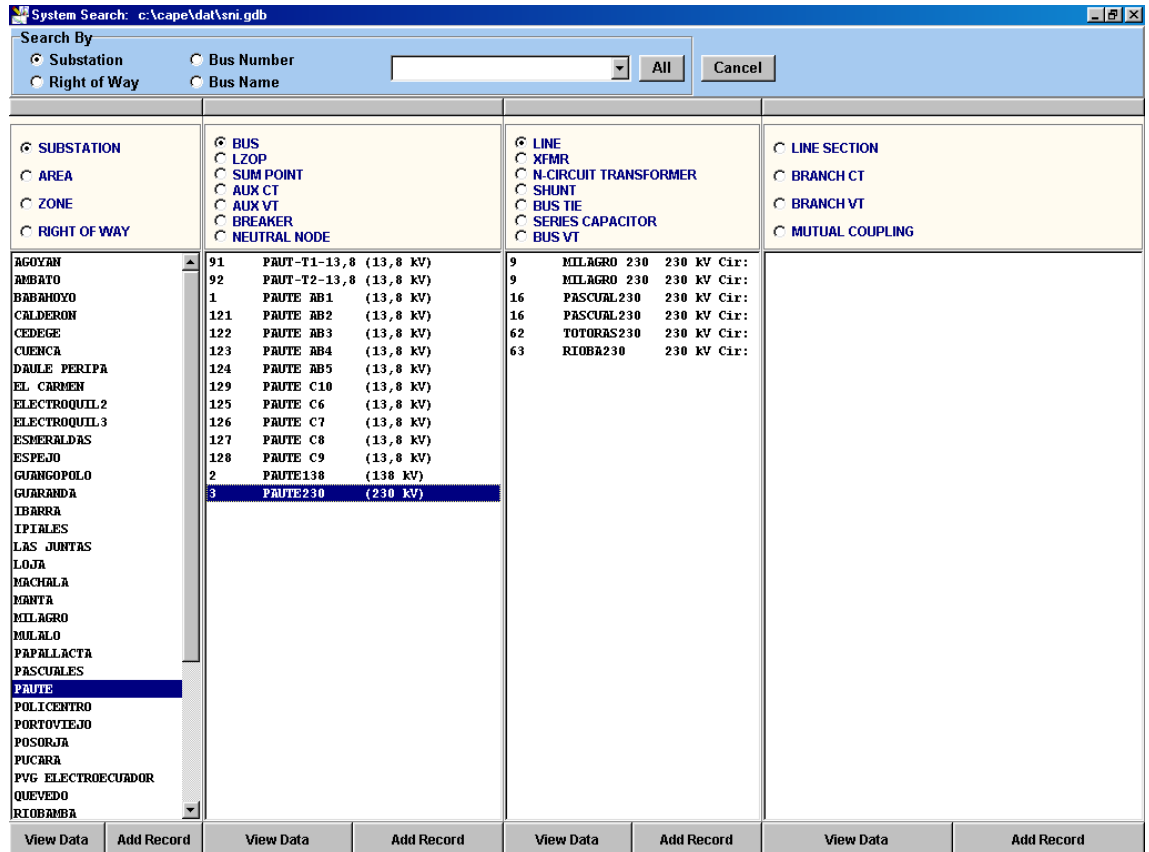


Fig. 1.3. Ventana de búsqueda del Editor de base de datos

La base de datos de CAPE (DB) presenta como característica el acceso a la información desde el módulo Diagrama unifilar (módulo OL) para la búsqueda o modificación de los datos de red.

La otra parte de una base de datos de CAPE es la que corresponde a las bibliotecas, expandibles por el usuario, de relés, fusibles, transformadores de corriente, de potencial, de conductores y datos de diseño de líneas.

La biblioteca de relés abarca modelos realistas de relés electromecánicos y digitales con cualquier combinación de sobreintensidad, dirección, distancia,

temporizador, unidades de tensión y unidades auxiliares. Los elementos de supervisión de elementos se especifican fácilmente como parte de la definición del relé o como parte del sistema de datos cuando es introducido el relé. La estructura de la biblioteca de relés generaliza la modelación de relés y permite agregar nuevos dispositivos de protección por el usuario alterando los modelos ya existentes.

DBE tiene la capacidad de transferencia de datos entre bases de datos. Se puede reemplazar un modelo completo de red sin perder el modelo de protección, o actualizar una base de datos original con un nuevo modelo que haya sido estudiado separadamente.

Por último, DB proporciona campos de datos especiales para el almacenamiento de notas e información miscelánea por parte del usuario.

1.4. Diagrama Unifilar (OL).

El módulo diagrama unifilar (OL) de CAPE permite elaborar un diagrama de red del sistema de potencia que sirve de interfaz a las funciones de CAPE: Cortocircuito (SC), Flujo de potencia (PF), y Simulador del sistema (SS), así como a la Base de datos de CAPE.

La interfaz que provee OL es activa y bidireccional. Ya que se puede interactuar con la red cambiando el estado de los equipos, modificando los datos o aplicando fallas; y la red muestra los resultados. En la figura 1.4 se muestra la ventana de éste módulo.

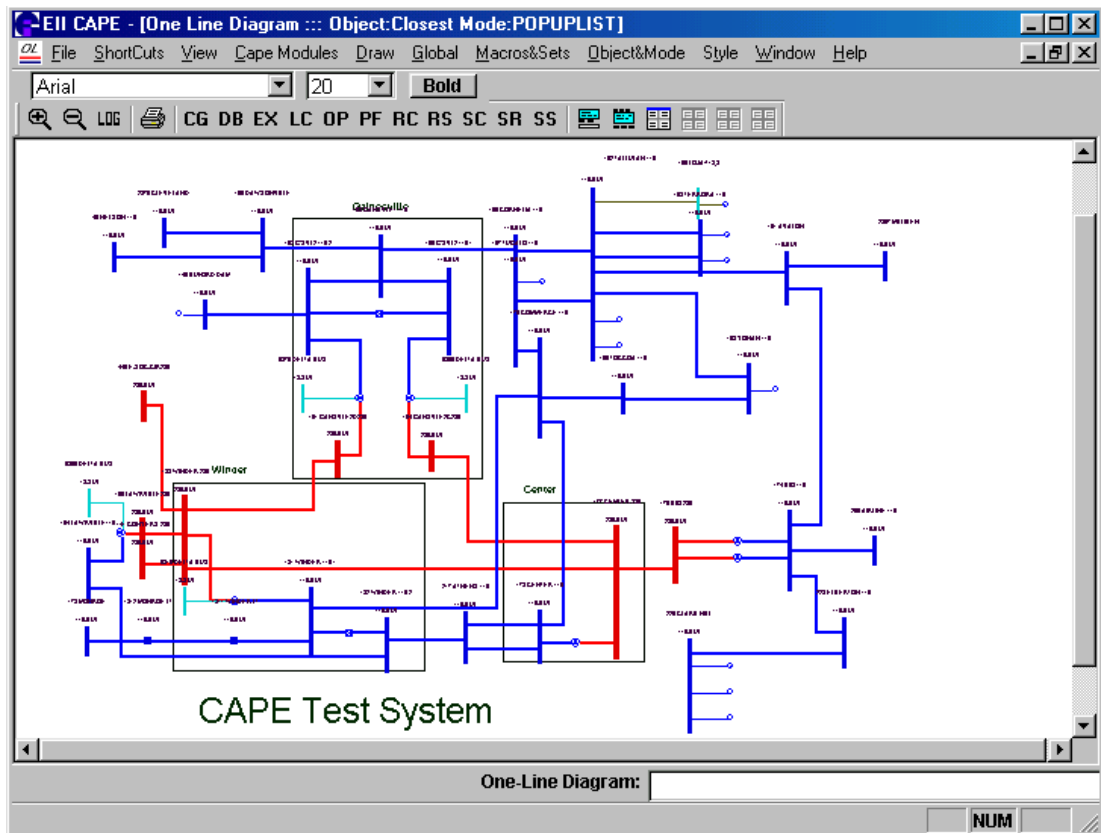


Fig. 1.4. Vista de un diagrama de red unifilar en el módulo OL.

La construcción del diagrama en OL se lo realiza con facilidad, empezando por la inserción de las barras y con ellas, automáticamente se insertan los demás elementos del sistema de potencia. Además OL tiene un completo control de colores, estilo de líneas y niveles de voltaje o sobrecarga.

OL provee una interfaz gráfica para disyuntores y aplicación de fallas cuando está vinculado con los módulos SS y SC de CAPE.

El módulo permite la ampliación y paneo continuo del diagrama, a conveniencia del usuario.

1.5. Flujo de Potencia (PF).

El propósito del programa de análisis de flujo de potencia es calcular con precisión las tensiones de estado estacionario en todas las barras de toda

una red, y a partir de ese cálculo los flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores, bajo la suposición de generación y carga conocidas. Su función básica radica en modelar controles de voltaje como LTC's y potencia de salida reactiva del generador. La característica que presenta el módulo de flujo de potencia en CAPE es el aporte de información hacia la base de datos y con el módulo Cortocircuito (SC). En la figura 1.5 se muestra la vista del módulo después de realizarse una corrida de flujo de potencia.

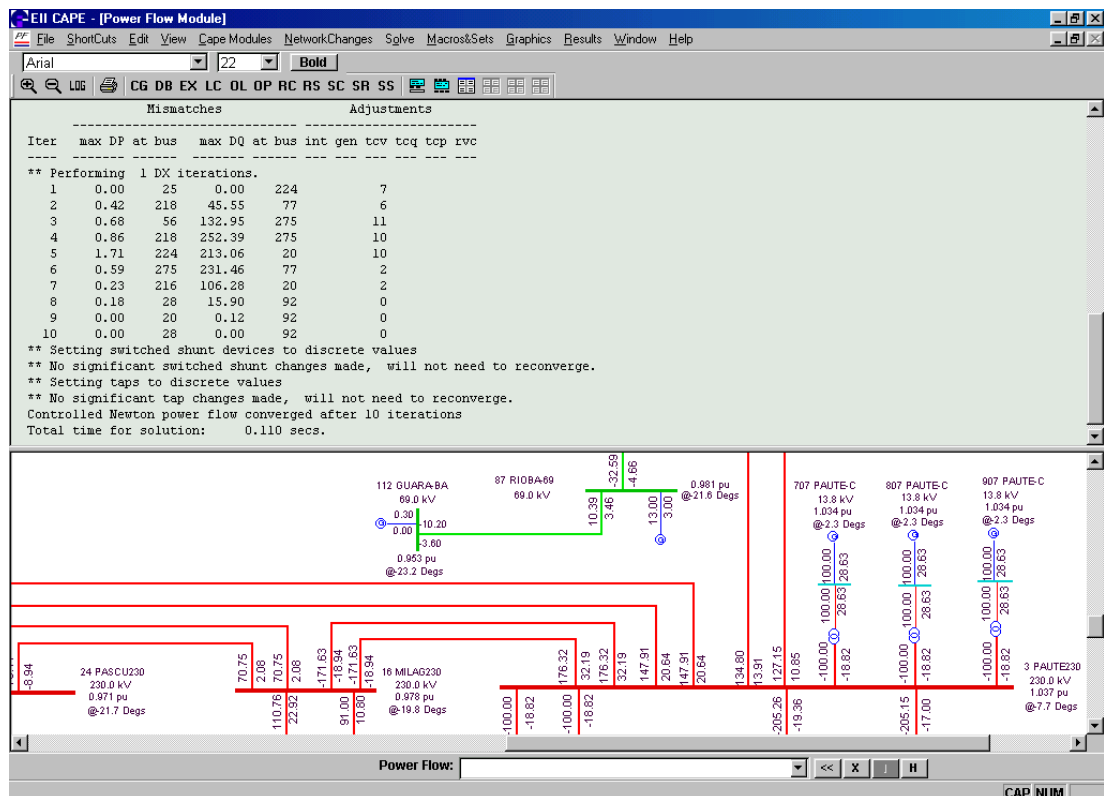


Fig.1.5. Solución de un flujo de potencia en el módulo PF.

CAPE unifica los datos de elementos del sistema que requiere los módulos Flujo de Potencia y Cortocircuito mediante el Editor de Base de Datos. Cuando se utilicen diferentes datos para modelar el mismo dispositivo, las planillas del Editor de Base de Datos (DBE) los muestra juntos y organizados.

El propósito del módulo PF en CAPE es el de aumentar la exactitud del cálculo de las intensidades de falla. Desde éste módulo se puede enviar hacia la base de datos una solución completa del flujo de potencia: tensiones, carga y generación, derivaciones en transformadores y valores de elementos paralelos; para que cuando el módulo Cortocircuito construya su modelo de red, pueda ser incluida dicha solución para incrementar la exactitud de los cálculos de cortocircuitos.

PF modela una variedad de elementos y controles de red. Entre estos están:

- Control local o remoto de tensión mediante la conmutación de bancos de capacitores y/o inductores.
- Control local o remoto de tensión mediante generación reactiva (Q).
- Control local o remoto de tensión mediante cambio en derivaciones de transformadores.
- Control de flujo de potencia reactiva mediante cambio en derivaciones de transformadores.
- Control de flujo de potencia activa mediante corrimiento de fase de transformadores.
- Control de intercambio de potencia entre áreas.

El módulo PF proporciona dos algoritmos para resolver flujos de potencia que utilizan procesos de linealización e iteración: el de Newton y el de desacoplamiento rápido. Los cuales a su vez pueden considerar o no los controles descritos anteriormente.

Este módulo hace uso del diagrama unifilar para mostrar de forma gráfica los resultados de interés de una solución de flujo de potencia.

El uso de una interfaz gráfica se la emplea también para establecer cambios de red, examinar o editar información de la base de datos, ya que por medio del uso del módulo Diagrama unifilar se puede tener acceso a la base de datos del sistema.

Por último el modulo presenta diversos tipos de informes respecto a una solución de un flujo de potencia. Dichos informes pueden ser generados para todas las barras, una barra o un conjunto de ellas. Algunos son informes de excepción, tal como aquellos de transformadores y/o líneas sobrecargadas o violaciones de tensión en barras. Otros son informes resúmenes. Permitiendo la personalización de reportes.

1.6. Cortocircuito (SC).

El módulo de cortocircuito simula diversas contingencias de red y muestra resultados de distintas fallas que se pueden presentar en cualquier punto de un sistema de potencia, mostrando reportes de corrientes de fases y de secuencias en todas las barras del sistema o en determinadas barras. Las simulaciones de éste módulo pueden ser usadas después en los módulos Simulador de Sistema (SS), Gráficos de Coordinación (CG) y Comprobación de Relés (RC) para realizar sus estudios correspondientes.

El módulo Cortocircuito utiliza la interfaz del Diagrama unifilar para trabajar con rapidez y conveniencia. Los resultados de los cálculos se muestran automáticamente en todo el diagrama asociado con la base de datos. También usa la interfaz de ventana dividida, que permite observar resultados textuales, gráficos o ambos.

En la figura 1.6 se muestra la característica descrita al aplicarse una falla en una barra de un sistema eléctrico.

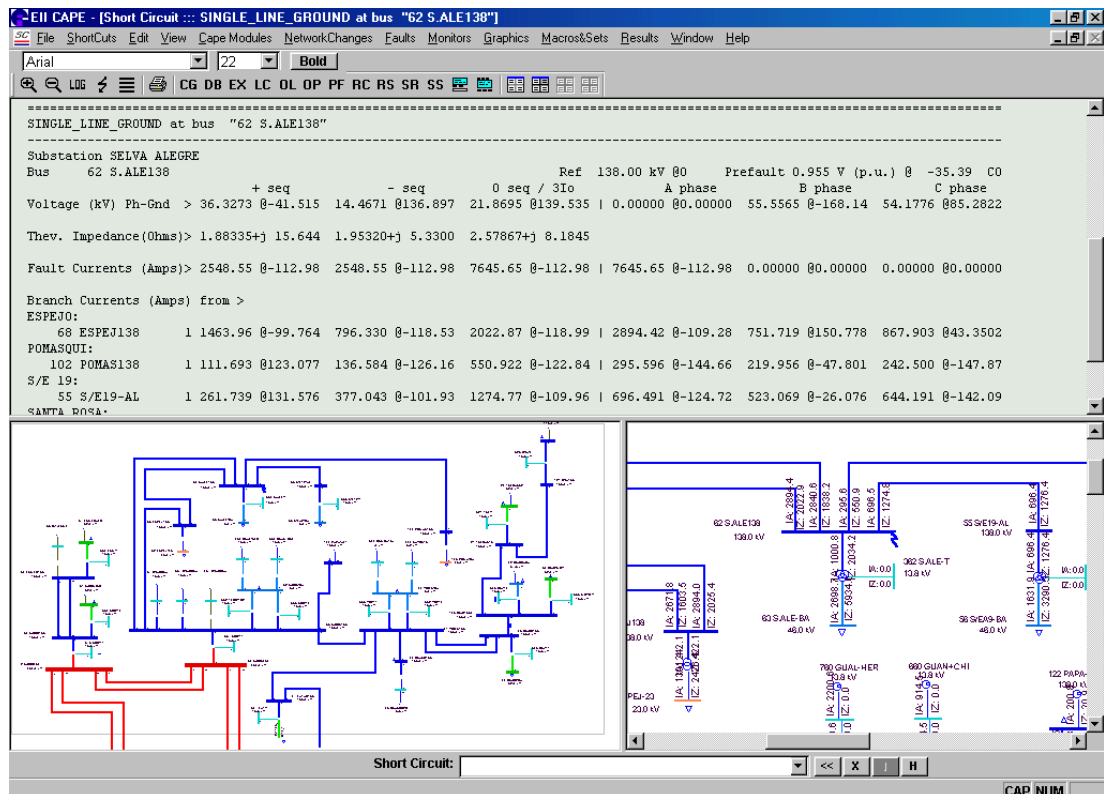


Fig. 1.6. Vista de una falla aplicada en una barra de un sistema y resultados textuales y gráficos.

El algoritmo empleado por el módulo para el análisis de fallas permite estudiar una red de cualquier tamaño sin necesidad de emplear la reducción.

Este módulo permite simular tanto fallas tradicionales como ilimitados tipos de fallas definidas por el usuario, y aplicar el fallo en cualquier lugar de la red. Esto comprende fallos serie, tales como conductores abiertos o caídos, fallos arbitrarios simultáneos que incluyan cualquier número de barras y fallos con impedancias arbitrarias o inyectores de corriente como parte de la definición. En la figura 1.7 se presenta la aplicación de una falla mediante éste módulo.

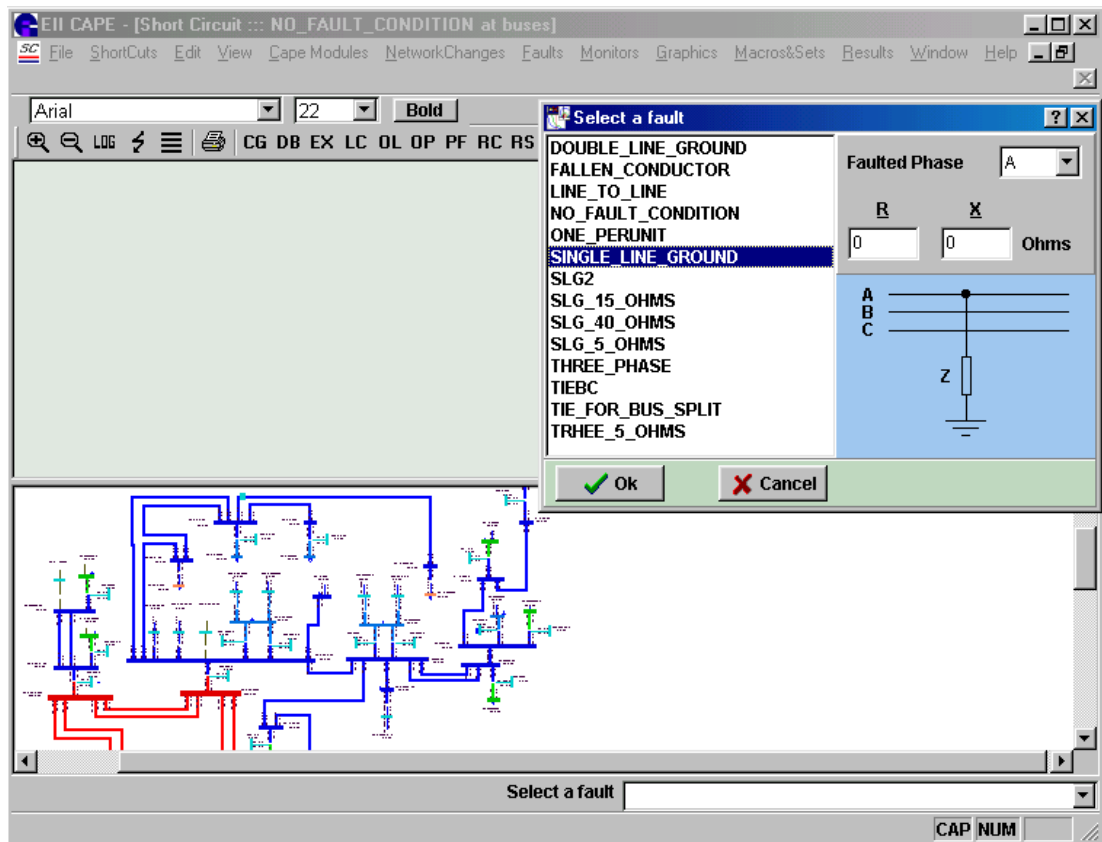


Fig. 1.7. Ingreso de una falla de una fase a tierra.

Además en este módulo se pueden establecer contingencias interactivas en la red, tales como sacar líneas, generadores, apertura o cierre de disyuntores o fallas en tramos de líneas.

Como se explicó en la sección anterior, éste módulo puede hacer uso de las soluciones obtenidas en PF para contemplar condiciones de red más exactas en los cálculos de cortocircuito, que ayudarán después a determinar eficazmente la respuesta de relés.

El módulo hace uso de relaciones X/R según estándares ANSI para obtener intensidades de cortocircuito que sirvan para evaluar el trabajo de interrupción de los circuitos por los disyuntores, usando estas relaciones en

los cálculos de los decrementos de las componentes de corriente alterna y directa de las corrientes de fallas.

Otra característica de este módulo son los Monitores, que son registros de ciertas cantidades sean estas corrientes, voltajes o impedancias calculadas por SC, que son "monitoreadas" al instalarse estos monitores en cualquier parte de la red, los resultados mostrados por los monitores sirven para resumir estudios grandes, al presentar los valores máximos y mínimos de la cantidad monitoreada y las condiciones de la red asociadas con las fallas causantes de esos valores.

Por último el modelo de red que se construye en el módulo para realizar los cálculos de fallas puede ser utilizado por el módulo Reducción de cortocircuito para obtener equivalentes de la red, o puede establecerse conversión de los datos de cortocircuito para su uso externo en otros programas y de forma inversa, mediante programas de conversión de datos se pueden crear base de datos que puedan ser cargados en CAPE.

1.7. Simulador del Sistema (SS).

El modulo Simulador de sistema (SS) del programa CAPE es una herramienta para evaluar la respuesta de los sistemas de protección dentro de un sistema de potencia, desde el momento en que ocurre una falla, hasta su despeje. En SS se puede realizar estudios detallados de coordinación y simulación de esquemas de protección incluyendo esquemas pilotos.

En el módulo SS, se puede aplicar una falla en cualquier lugar del diagrama unifilar y simular la reacción de los relés que consten en la base de datos. SS simula el sistema de protección con relés reales, disposiciones de transformadores de medición, lógica real de contactos, y tiempos de operación variables de disyuntores magnéticos.

Las protecciones para fallas de fase y de tierra pueden ser simuladas juntas. La simulación hace una pausa en cada operación de apertura de disyuntor, de tal manera que se pueda examinar la condición de cualquier relé o panel de relés. Se puede cambiar la falla existente o añadir fallas simultáneas. Se puede continuar la simulación cuantas veces haga falta, hasta aislar y eliminar la falla.

SS utiliza modelos realistas de elementos de relés, conexiones de transformadores de medida, esquema de protección de lógica de contactos y operación de disyuntores magnéticos.

El iniciar una simulación en el módulo SS es aplicar una falla, la cual es fácil de instalar ya que se cuenta con ventanas y comandos interactivos para establecer el tipo y localización de la falla.

El módulo SS emplea una técnica de simulación de eventos por pasos de la respuesta de cada elemento de relé, desde el momento en que se aplica la falla hasta que se abre el último interruptor magnético para eliminarla. SS automáticamente determina cuáles son las zonas locales de protección (LZOPs) que proporcionan protección primaria. Después de que se inicia la simulación de la falla, SS evalúa la operación de cada elemento de relé en el área de simulación, hace predicciones sobre cuando operan, determina cuál esquema de protección es satisfecho en las LZOPs, y abre el primer interruptor magnético (más si hay operación simultánea). Luego, hace una pausa en la simulación y muestra la situación en que está el diagrama unifilar del sistema en ese momento. El diagrama unifilar (OL) puede mostrar automáticamente las trayectorias de disparo (secuencia de elementos de protección que producen el disparo de los disyuntores) y los tiempos de apertura, reales o predichos, de los disyuntores. Están disponibles varios tipos de informes del Simulador de sistema. Cuando se desee, se puede

continuar la simulación. Se calculan los tiempos muertos parciales de los discos de inducción, la falla es reaplicada (o modificada), las intensidades y tensiones son recalculadas, la supervisión de elementos es reevaluada y la simulación continúa hasta que se abra el próximo interruptor magnético. De nuevo SS realiza una pausa para permitir examinar la situación. La simulación por pasos continúa hasta que finalmente todas las fallas se eliminan y no ocurren más aperturas de interruptores magnéticos.

El proceso de simulación interactiva conducido por SS, se enfoca normalmente en la región alrededor de la falla, que puede tener cientos de elementos de relés. SS comienza en la localización de la falla y ensambla provisionalmente un conjunto de elementos de relés (hasta 2000) cuya respuesta simulará hasta que la falla sea eliminada. A este conjunto se le llama "área de simulación" y puede ser imaginada como si fuera una ventana alrededor de la falla. SS sigue pautas controladas por el usuario cuando ensambla el área de simulación.

En la figura 1.8 se tiene una visualización del módulo durante una simulación.

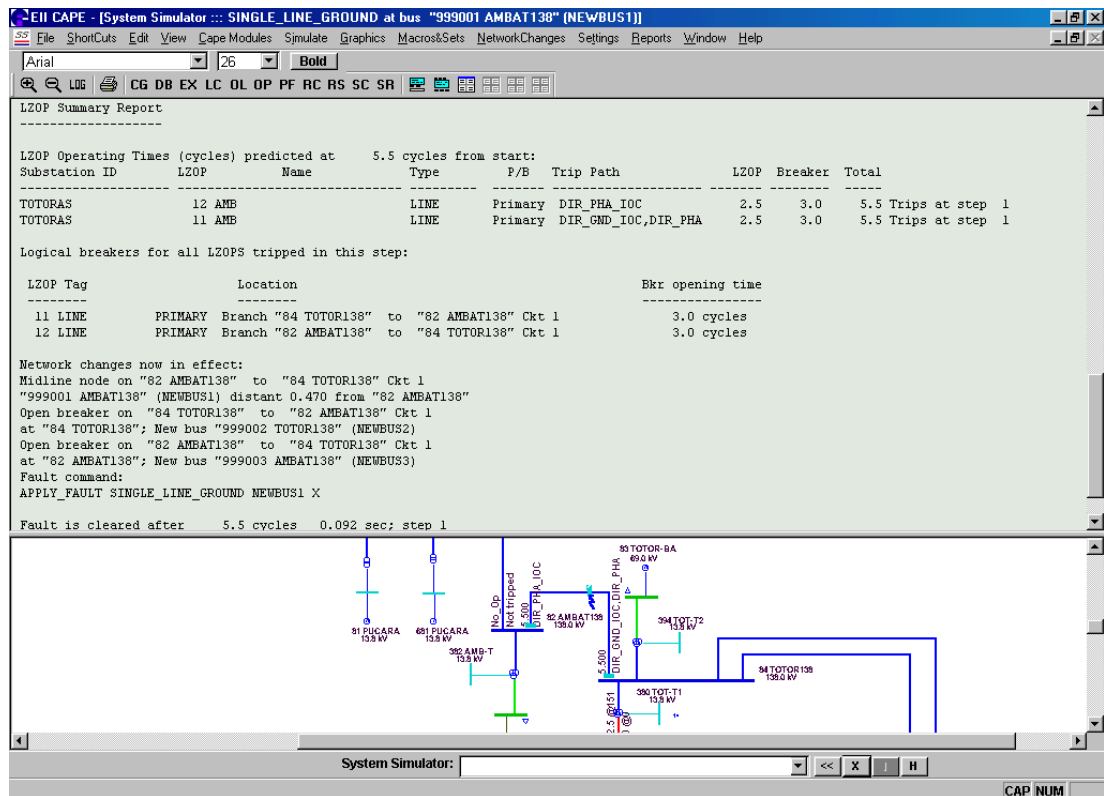


Fig. 1.8. Módulo SS durante la simulación de una falla en un tramo de línea.

SS puede simular cualquier falla que se pueda definir dentro del módulo de Cortocircuito SC, desde la condición de estado estable hasta fallas de conexión entre diferentes niveles de tensión, fallas con impedancias complejas, combinaciones de fallas estándar y fases abiertas, conductores caídos, etc.

1.8. Gráficos de Coordinación (CG).

El módulo Gráficos de coordinación ("Coordination Graphics", CG) es un programa interactivo que sirve para evaluar gráficamente la coordinación entre conjuntos arbitrarios de dispositivos de protección, modificar ajustes de unidades y evaluar los efectos de los reajustes y el almacenaje opcional de nuevos parámetros de instalación en la base de datos.

El módulo permite buscar en la base de datos del sistema de potencia modelado equipos de protección específicos y mostrar sus características de operación de distancia o de sobrecorriente.

En CG la pantalla de la computadora está dividida en dos partes: Una es la que lleva la característica gráfica de las unidades a estudiar, puede estar compuesta de hasta treinta curvas de sobrecorriente o de distancia al mismo tiempo, el grosor de las líneas y los colores están a voluntad del usuario, además de mostrar la representación de la falla en el diagrama. La otra parte de la pantalla tiene reportes textuales que recopilan información sobre los ajustes de las unidades, y de la respuesta de éstas durante la falla simulada. Los tiempos de respuesta mostrados son basados en el mismo modelo usado por SS y RC.

La vista del módulo Gráficos de Coordinación se muestra en la figura 1.9. En la parte izquierda se representan las tres zonas de un relé de reactancia y la vista de una falla en la mitad de la línea protegida por el relé. En la parte derecha se muestra información sobre el relé y sus unidades; luego se reporta la respuesta de las mismas ante la falla producida en la línea.

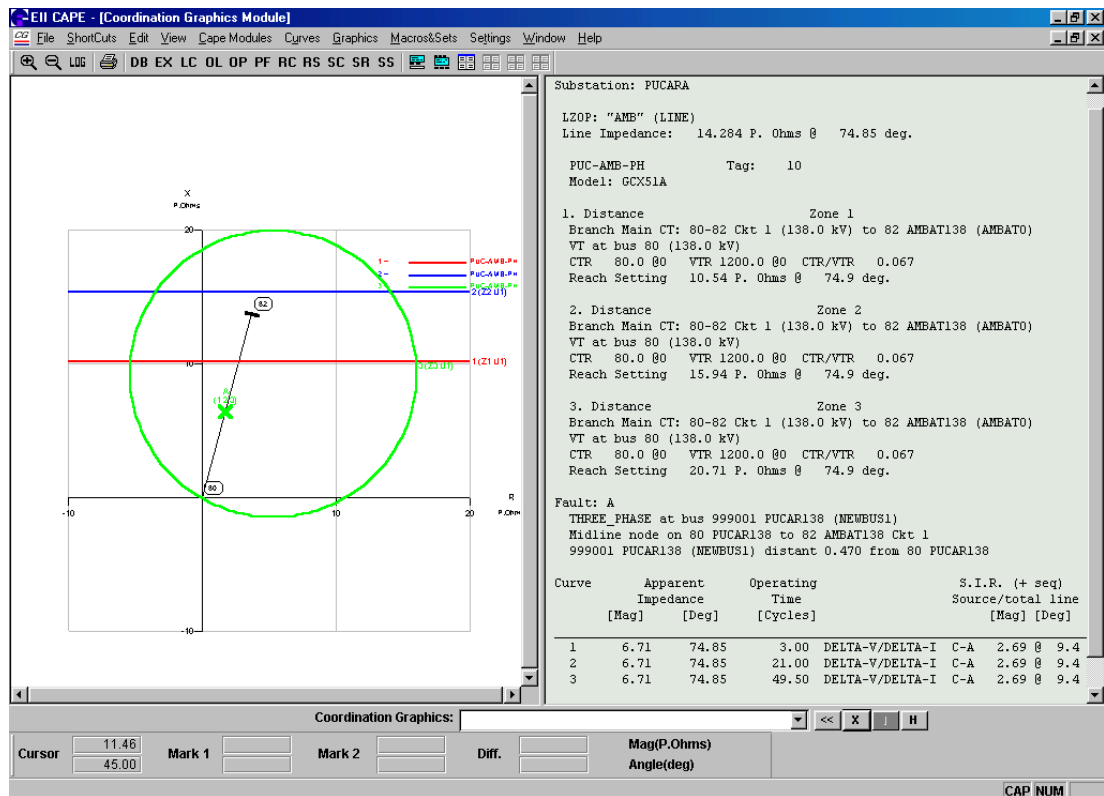


Fig. 1.9. Ventana del módulo CG.

CG posee comandos para editar los ajustes de las unidades de los relés de la base de datos y "arrastre" de la curva característica con recálculo automático de los ajustes de la unidad.

En éste módulo el almacenaje de modificaciones a los parámetros de una instalación de protección en la base de datos es opcional, los cambios se suponen hipotéticos y no son transferidos a la base de datos hasta que se ejecute un comando para guardarlos

CG presenta diagramas de Tiempo-Distancia de dos vías basado en fallas automáticamente deslizantes para hallar el límite de disparo preciso de cada elemento de distancia en líneas remotas, permitiendo verificar la coordinación de los relés de distancia.

Además en CG es posible realizar estudios de coordinación entre fusibles o entre fusibles y elementos de distancia.

1.9. Reducción de Cortocircuito (SR).

El módulo Reducción de cortocircuito (SR ó SCR) es un programa diseñado para reducir el tamaño del modelo de una red, reemplazando el conjunto de barras por una red más pequeña pero equivalente que tendrá menos barras y ramas que la original pero proporcionará la respuesta correcta a fallas u otras condiciones eléctricas de la porción no reducida.

El motivo éste módulo en CAPE es el de producir modelos de red pequeños que se puedan usar en otros programas, como los de análisis transiente, generar sistemas de transmisión equivalentes para estudios de distribución o facilitar el intercambio de información entre empresas.

Ya que el objeto del módulo es eliminar o mantener un conjunto de elementos de red, éste hace uso de la característica general de CAPE de definir conjunto de barras, líneas, transformadores y dispositivos de protección tratada al principio del capítulo para escoger, mantener o eliminar barras, siguiendo criterios o atributos como el nivel de voltaje o estableciendo una selección individual.

El módulo SR presenta dos técnicas de reducción. La primera, denominada convencional, reduce completamente el juego de barras especificadas, conduciendo a una red equivalente con un mínimo número de barras, pero posiblemente con muchas ramas. La segunda técnica, designada reducción de escasez mejorada (sparsity enhanced), determina barras extras que se pueden incluir para minimizar el número de ramas equivalentes creadas.

Para ayudar a entender la reducción hecha y la equivalencia generada en el módulo, SR hace un resumen estadístico del proceso de reducción que

informa sobre el número de barras retenidas y eliminadas, el número de derivaciones y ramas que han sido descartados a favor de la eficiencia de la reducción, y una tabla con detalles sobre el efecto de reducción en las barras, derivaciones, ramas, acoplamientos mutuos y conexiones de barras.

Este módulo ofrece opciones para controlar o descartar equivalencias extrañas como ramas de alta o mínima impedancia, y derivaciones de baja admitancia. Permite la remoción de barras con todos los elementos conectados a ella cuando no se quiere considerar sistemas de distribución en un equivalente. Se pueden realizar reducciones sucesivas de un sistema. En la figura 1.10 se observa las acciones que se realizan en SR para una reducción de red.

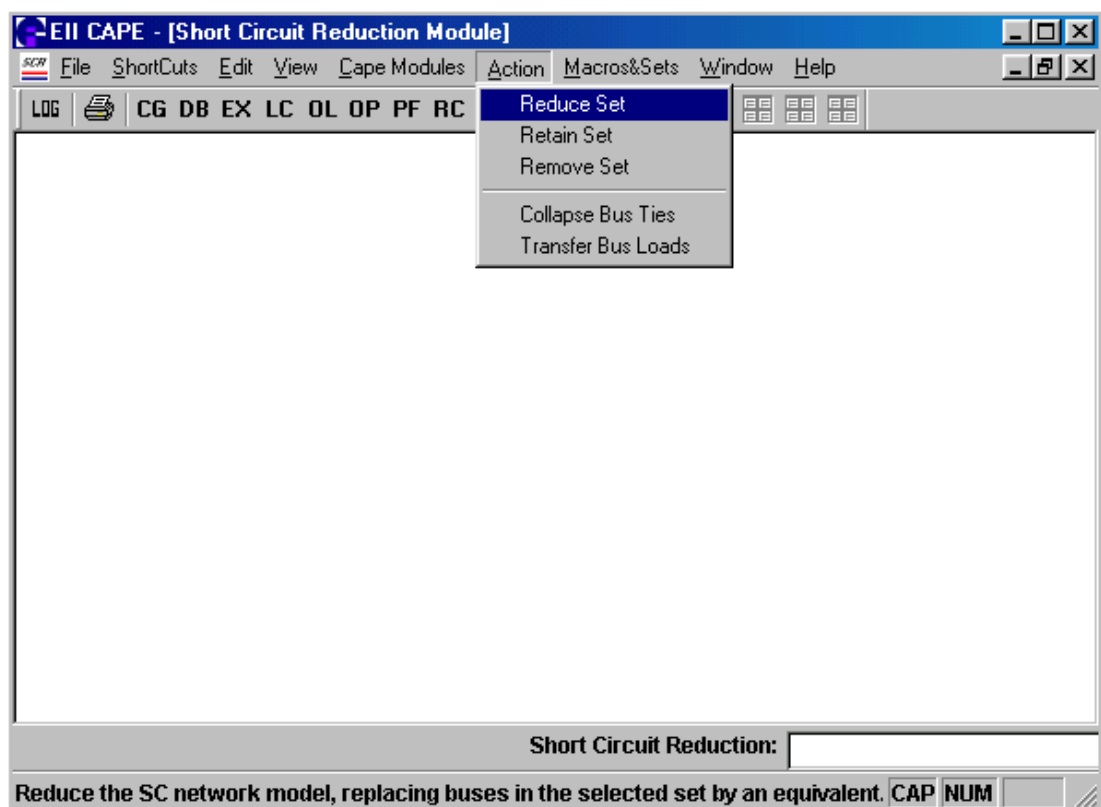


Fig. 1.10. Menú "Action" del módulo SR para reducir redes.

Los resultados de la red reducida en este módulo pueden ser grabados en archivos compatibles con los programas EII o PSS/E para su uso inmediato.

1.10. Comprobación de Relés (RC).

Esté módulo, con el de Simulador del sistema (SS) son las principales herramientas de CAPE para evaluar el rendimiento de un sistema de protección. Comprobación de relés usa la misma técnica analítica por pasos de SS para simular la respuesta de todos los relés cerca de una falla, por lo que necesita los mismos requisitos que SS para trabajar, pero con éste módulo el análisis puede abarcar cientos de fallas aplicadas y simuladas automáticamente.

Este módulo permite revisar de manera completa los ajustes de relés, determinando si existen fallas de coordinación, que pueden producirse al presentarse cambios en un sistema eléctrico; los reportes pueden limitarse entonces a la detección de descoordinación cuando el objetivo es la revisión del sistema de protección de una gran área.

El área de comprobación es definida por el usuario para la revisión de la coordinación. El término "área de comprobación" (checking area) significa aquella porción de la red (o toda) que se desea revisar.

En la figura 1.11 se muestra el cuadro de ajuste del área de comprobación en el módulo Comprobación de relés (RC).

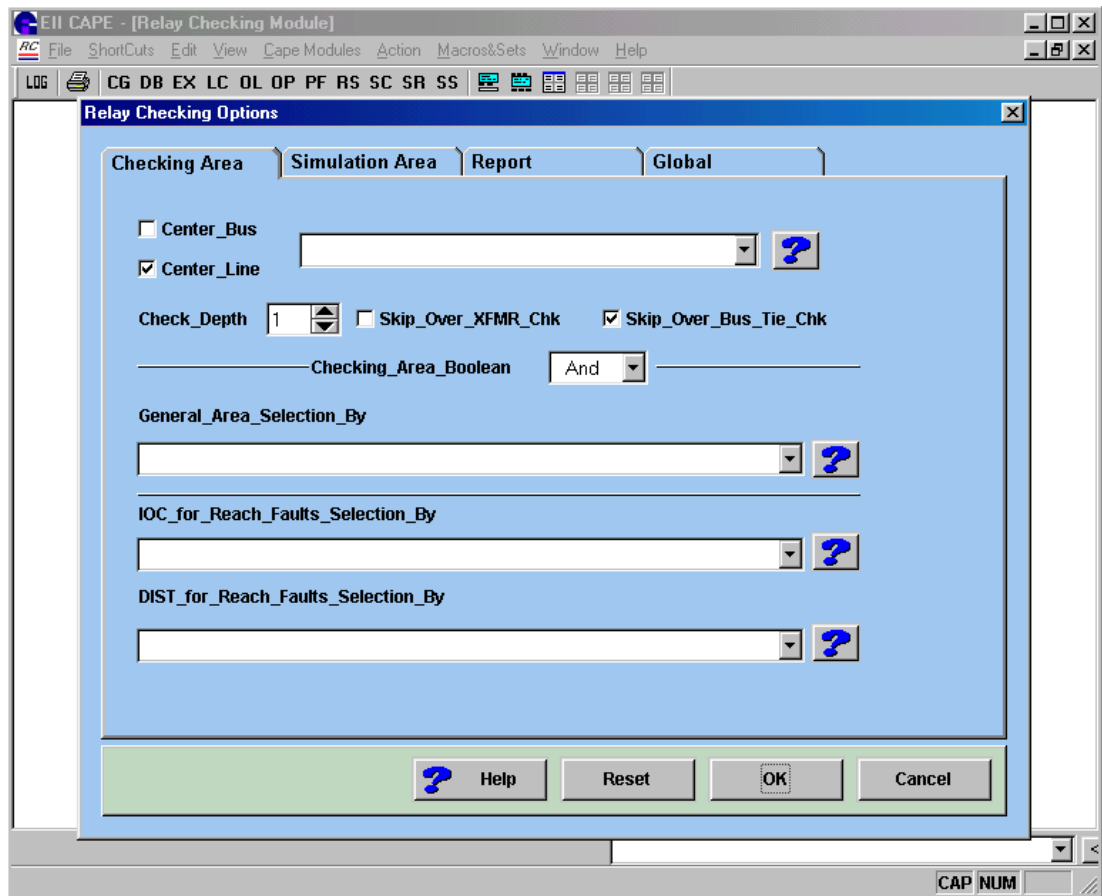


Fig. 1.11. Establecimiento de área de comprobación y de simulación en RC.

Para cada localización de falla, RC reúne de manera provisional un conjunto de elementos de relés cuya respuesta es simulada hasta la eliminación de la falla. Este conjunto es llamado "área de simulación", y puede ser imaginada como una ventana dinámica que se mueve por encima del área de comprobación a medida que se efectúa el procedimiento de comprobación de la protección. RC sigue las indicaciones suministradas por el usuario cuando establece el área de simulación. Se puede restringir el estudio, en la mayoría de las ocasiones se desea solamente considerar ciertos esquemas de protección o tipos particulares de elementos de relés (por ejemplo, sólo de sobrecorriente), éste módulo provee flexibilidad al respecto.

Los escenarios de fallas a ser determinados en el análisis son construidos interactivamente, ya que después de definida el área de comprobación y las indicaciones para el área de simulación móvil, se necesita decir a RC qué tipo de estudio de falla emplear durante la revisión de la coordinación. Esto se realiza con la ayuda de una plantilla que guía cada paso. Los estudios de fallos pueden ser orientados a barras o a líneas. RC posee una biblioteca de estudios genéricos.

Una vez establecidos los parámetros para el análisis, la simulación de eventos por pasos de la respuesta de cada elemento de relé es realizada automáticamente, desde el momento en que es aplicada la falla hasta que el último disyuntor se abra para eliminarla. En la figura 1.12 se muestra un proceso de comprobación de relés.

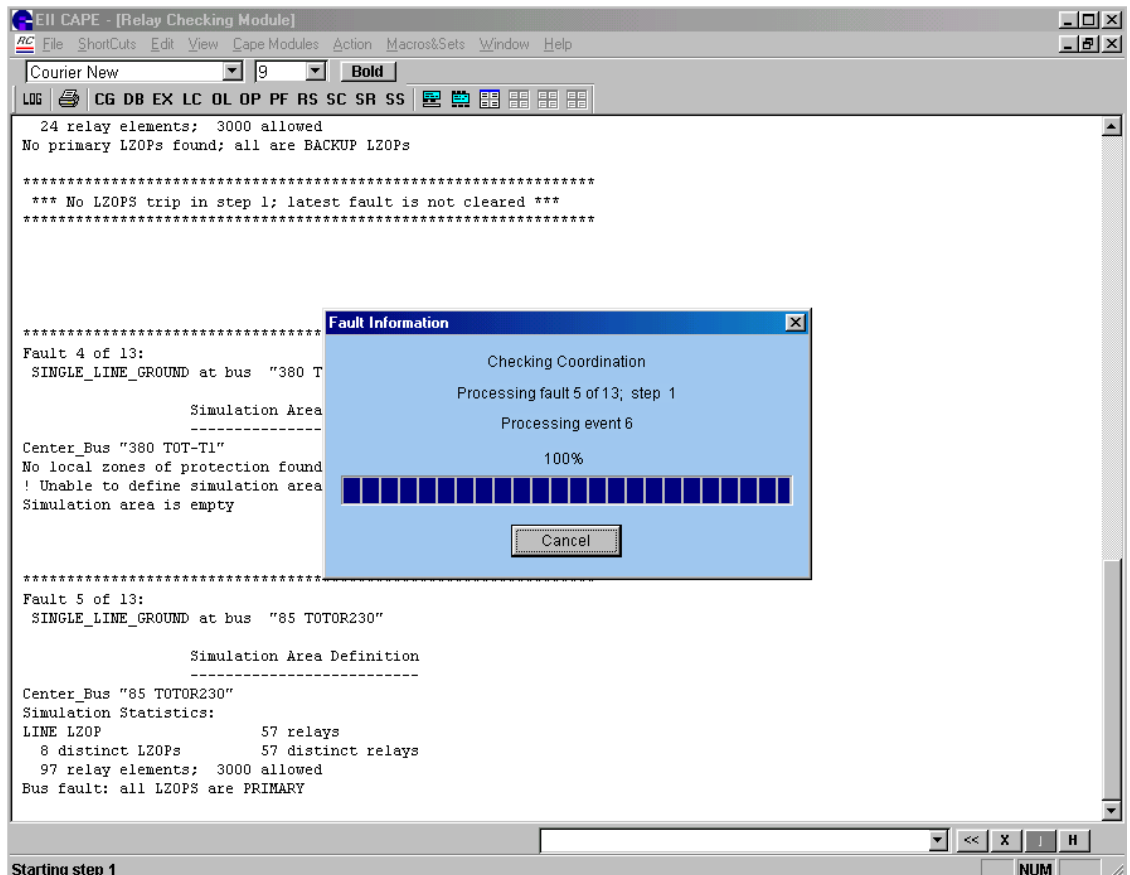


Fig. 1.12. Simulación del módulo RC.

Los resultados de las simulaciones del módulo son presentados en informes de diversos niveles sobre faltas de coordinación y violaciones de los intervalos de tiempos de coordinación (CTI) definidos por el usuario. RC ofrece seis tipos de informes. El primer tipo es un informe de excepción generado por la característica de RC para la comprobación completa de datos; aquí se capturan la mayoría de los errores de la introducción de datos. El segundo informa las faltas de coordinación solamente; el tercero muestra las violaciones y faltas de coordinación en el intervalo de tiempo de coordinación (CTI); el cuarto reporta todas las operaciones de los interruptores magnéticos; el quinto lleva una tabla resumen de las operaciones de los elementos de relé y el sexto tiene un informe detallado de cada uno de los elementos de relé simulados.

En el módulo se define la falta de coordinación como la operación de cualquier interruptor magnético que no sea aquella asociada con la protección primaria. Las violaciones CTI ocurren cuando la protección primaria opera primero, pero se predice que la protección de respaldo "backup protection" operará antes de tiempo (se manejan la definición de "CTI requerido" y el calculado "CTI real"). Todos los informes incluyen detalles tan importantes como la condición de falla, los relés que causan la operación de un interruptor magnético y el tiempo de cada operación.

1.11. Ajuste de Relés (RS).

El módulo Ajuste de relés "Relay Setting" (RS) es una herramienta práctica para desarrollar la instalación de relés siguiendo las técnicas o criterios de ajuste de los usuarios. Este módulo permite evitar los cálculos y decisiones lógicas de rutina, CAPE se encarga de las labores repetitivas y del ajuste inicial, para que luego el ingeniero se encargue de los ajustes de acuerdo al sistema y correcciones particulares. Proporciona un registro escrito de los

pasos iniciales que deben seguirse cuando se instale un relé de una función y tipo dado.

El primer paso es un extenso análisis de fallos del que se derivan corrientes de fallas e impedancias claves, es decir que éste módulo puede hacer uso de los recursos disponibles del modulo de cortocircuito para tomar resultados confiables de fallas. El próximo paso usualmente es desarrollar lo que en CAPE se denomina "instalación bruta", que serían las intensidades o impedancias que deben ser trasladadas a la instalación real. Entonces se calculan las derivaciones (taps) de los elementos de protección para el ajuste deseado. En algunos casos se realizan pruebas adicionales para verificar la precisión de las derivaciones (taps) recomendados. Si el enfoque del ajuste para un tipo particular de relé puede ser descrito con palabras, se puede plasmar ese enfoque en un algoritmo de Ajuste de relés (RS). En la figura 1.13 se da una vista de éste módulo.

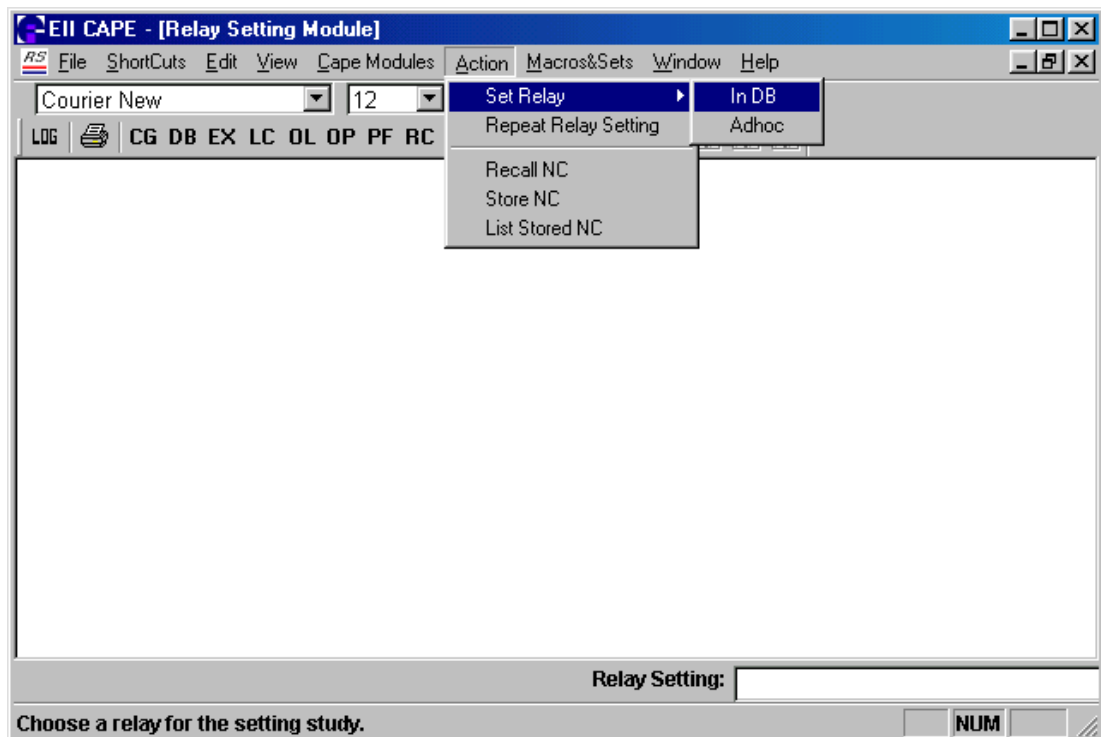


Fig. 1.13. Módulo Ajuste de relés de CAPE.

Los procedimientos de ajuste en el módulo son escritos por el usuario, para modelar cualquier o todos los procedimientos de instalación de la compañía. Para esto se puede hacer uso del lenguaje de programación desarrollado para CAPE (Lenguaje CAPE de Programación del Usuario, CULP) o de uno de los algoritmos suministrados con RS, o bien modificarlos ligeramente.

Los algoritmos establecidos en RS pueden ser flexibles, permitiendo que los métodos de ajuste estándares provean interacción y control del usuario, para realizar mejores ajustes y ciertas restricciones.

RS consta de una biblioteca de algoritmos propios del programa para ciertos tipos de relés listos para ser usados.

Una de las mayores utilidades de este módulo es su característica de selección de relés, esta consiste en elegir la localización del elemento y uno de los algoritmos disponibles para que se calcule los valores iniciales de ajustes referenciales con lo cual el programa hace una búsqueda en la biblioteca de los estilos de relés que tengan, tanto los elementos requeridos, como los rangos de derivaciones necesarios para el ajuste.

1.12. Producción de Ordenes (OP).

Este módulo sirve para la presentación de los ajustes de uno o varios relés de una base de datos, evitando el error que se podría producir al transcribir estos reportes y brindando varios formatos de informes que dan una presentación elegante a los mismos.

El método de selección de los relés de los cuales se desea tener los informes es el mismo usado en la selección de relé en otros módulos; se pueden seleccionar uno o varios tanto de una misma LZOP como de distintas.

La mayoría de los formatos de informes utilizan los datos de encabezamiento llenados con anticipación en la selección de relés. La planilla de encabezamiento tiene campos para: Hecho por, Fecha de confección, Verificado por, Interruptores magnéticos, Proyecto y Notas. La información que se introduce es incorporada a continuación en el encabezamiento del informe, a principio de cada página.

OP ofrece ocho diferentes formatos de informe, seis destinados a instalación y dos destinados a informes de prueba. Todos los informes son para mostrar datos; usualmente reportan tanto relés electromagnéticos como digitales. Los ajustes de los Relés electromagnéticos están organizados por los elementos en el relé. Los ajustes de los Relés digitales se reportan en un solo grupo.

OP también presenta el conjunto estándar de informes desde el Editor de la Base de Datos. El informe se imprime desde las planillas de LZOP y de las plantillas Datos de Relés (Data Relay Form). El informe DBE es un sumario general de datos de Relés. Comprende todos los elementos, así como las derivaciones comunes “common tap” de los dispositivos digitales.

La figura 1.14 muestra un reporte de OP.

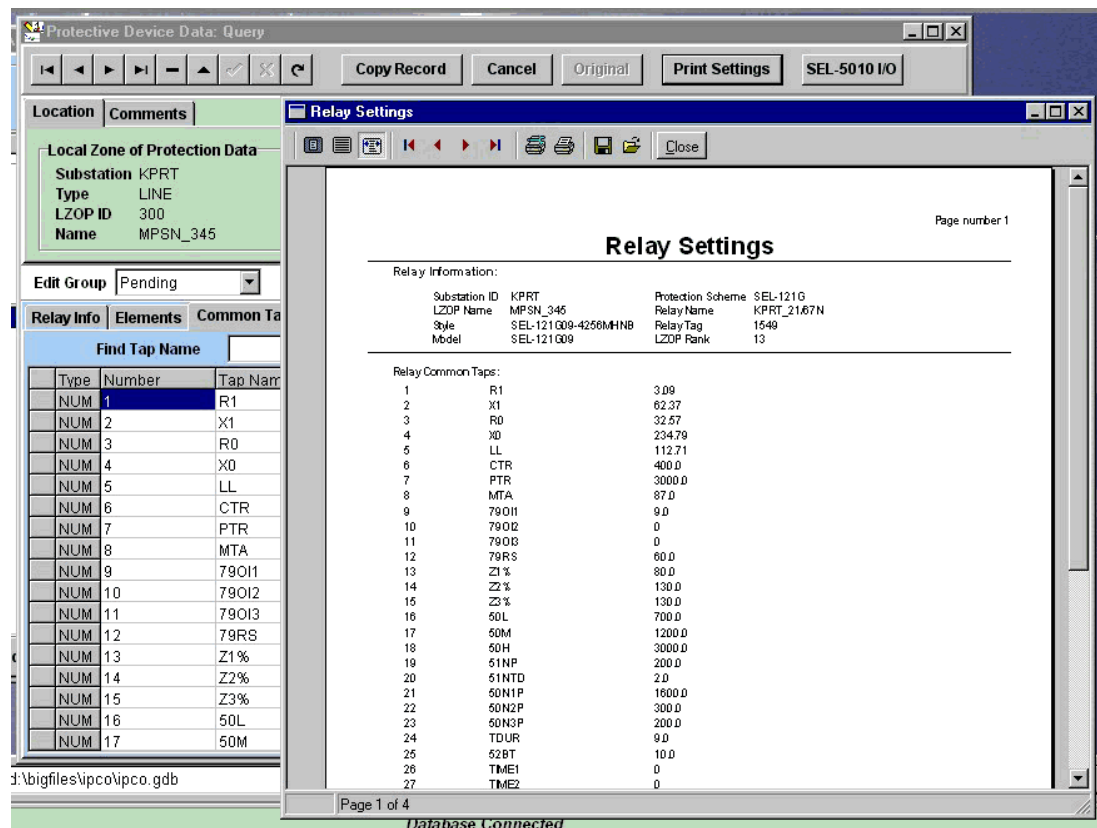


Fig. 1.14. Reporte en módulo OP.

1.13. Constantes de Línea (LC).

El módulo del programa CAPE, Constantes de línea ("Line Constants", LC), es una herramienta para calcular las impedancias positivas y de secuencia cero de las líneas de transmisión, calcula los acoplamientos mutuos en esquemas de conductores agrupados dentro de éstas. Estos parámetros afectan la capacidad de la línea de cumplir la función de transmisión de energía dentro de un sistema de potencia. Es útil cuando se necesita un modelo de las líneas existentes o estudiar una propuesta de expansión de un sistema de potencia.

LC está diseñado para calcular los parámetros en cualquier número de circuitos que puedan darse en la práctica en una torre y cualquier número de torres en un derecho de vía, considerando valores de resistividad del suelo.

En la realidad, una línea puede estar compuesta de varias de estas superficies de diferentes valores de resistividad, de acuerdo con las condiciones geográficas que se tengan.

Las entradas de datos son directamente ingresadas mediante el módulo de editor de base de datos (DB). LC presenta gráficos en las planillas de edición más importantes, que pueden servir para verificación. En la figura 1.15 se muestra ésta característica.

Tower Design: Query

Navigation:

Copy Record **Cancel** **Original**

Tower ID **Tag**

Design Title

Design Voltage **Footing Resistance**

Coordinate Units

Phase Conductor Coordinates

Position	X	Y
1	-12.00	60.00
2	-12.00	72.00
3	-12.00	84.00
4	12.00	60.00
5	12.00	72.00

Neutral Conductor Coordinates

Position	X	Y
1	-8.00	96.00
2	8.00	96.00

Diagram showing conductor positions 1 through 6 on a tower structure.

Fig. 1.15. Ventana de Ingreso de Datos en DB

El módulo LC utiliza la biblioteca de conductores almacenada en el módulo DB para poder calcular los parámetros de las líneas. Además se tiene una biblioteca de torres estándar según niveles de voltaje, y estas pueden ser modificadas según la voluntad del usuario.

LC también ofrece impresión de informes y transferencia directa a la base de datos de los resultados. En la figura 1.16 se muestra un reporte.

Selected Line Name: Feeder_500; Station A-1 To: 6 Station F-1 Ckt:1

Line kV: 230.00
Length: 120.00 miles

Two Port Data (shunt values are for entire line)

	Ohms		Micromhos	
	Series R	Series X	Shunt G	Shunt B
Positive Seq New	16.17345	99.30113	0.43722	617.76166
Positive Seq Old	16.44954	99.62230	0.00002	1220.92676
Negative Seq New	16.17345	99.30113	0.43722	617.76166
Negative Seq Old	16.44954	99.62230	0.00002	1220.92676
Zero Seq New	41.98706	169.35692	0.64133	442.60138
Zero Seq Old	43.66942	174.66525	-0.00000	856.37501

Mutuals for Primary Line
and line: Feeder_500; From: 11 Station A-2 To: 16 Station F-2 Ckt:1

	Ohms		B1	B2	B3	B4
	Series R	Series X				
Zero Seq New	15.77625	29.42930	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
Zero Seq Old	16.61579	30.33701	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000

and line: Feeder_500; From: 2 Station B To: 4 Station D Ckt:1

	Ohms		B1	B2	B3	B4
	Series R	Series X				
Zero Seq New	11.30647	23.73019	0.04167	0.54167	0.00000	1.00000
Zero Seq Old	11.48573	25.13539	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000

Fig. 1.16. Ventana del Módulo LC

1.14. Conversión de Base de Datos.

CAPE presenta facilidades para usuarios que tienen datos de red en otros programas de análisis, al proveer programas de utilidad (utility program) para convertir los archivos de varios formatos en archivos de base de datos (gdb) para su uso en CAPE, para lo cual se requiere una base de datos “vacía” sin datos de red en la cual se depositarán los datos obtenidos de la conversión

de archivos. Estos programas se encuentran separados de los módulos de CAPE. Asimismo, tal como se expuso en SC y SR, se pueden exportar los modelos de red de cortocircuitos empleados en CAPE a otros programas para realizar otro tipo de estudios.

Al momento se puede transformar archivos a una base de datos para su uso en CAPE de los siguientes programas:

- Aspen OneLiner.
- DigSILENT.
- Electrocon International, Inc. PSA Short Circuit data.
- General Electric PSLF.
- Power Technologies, Inc. PSS/E.
- Power Technologies, Inc. PSS/U.

Se debe tener un archivo con datos de red de secuencia positiva y otro con datos de secuencia cero para realizar la conversión e indicarse de cual versión de programa provienen dichos archivos; además de una base de datos de patrón (template) y otra en la que se guardará el modelo de red al terminar la conversión (target).

CAPE puede generar archivos de datos, con o sin reducción de red, en los siguientes formatos:

- Aspen OneLiner.
- Power Technologies, Inc. PSS/E.
- Electrocon International, Inc. PSA Short Circuit data.

CAPITULO 2

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (SNT) Y SU INGRESO EN CAPE.

2.1. Descripción del sistema.

El sistema eléctrico ecuatoriano está compuesto por generación tanto de tipo hidroeléctrica como térmica, un sistema de transmisión el cual a su vez consta de un anillo a nivel de 230 KV y ramales de 138 KV, sistemas de subtransmisión a 69 KV y 46 KV, así como por sistemas de distribución primaria a 34.5 KV, 23 KV y 13.8 KV.

Este sistema se organiza en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual las empresas dedicadas a cualquiera de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización constituyen los agentes del mercado.

El agente encargado del transporte de la energía eléctrica es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica Transelectric S.A., la cual opera el Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica (SNT), Transelectric administra y opera un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión en tensiones de 230 KV y 138 KV que transportan la energía producida por las centrales de generación hacia las empresas eléctricas de distribución en todo el país.

A la fecha están conectadas al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en el territorio nacional 18 empresas de distribución y 11 empresas de generación.

Se dispone de: 1251 Km de líneas de 230 KV, 1481 Km de líneas de 138 KV y 26 subestaciones a nivel nacional con una capacidad de transformación de 4382 MVA. A continuación se muestra un mapa con la distribución geográfica de las subestaciones y líneas de transmisión dentro del territorio ecuatoriano.



Fig. 2.1. Subestaciones y Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

La disponibilidad de las instalaciones está garantizada a través de 4 unidades de mantenimiento del SNT, distribuidas dentro del territorio nacional las cuales son:

Unidad de Transmisión Norte, UTN.

Unidad de Transmisión Noroccidental, UTR.

Unidad de Transmisión Occidental, UTX.

Unidad de Transmisión Sur, UTS.

2.2. Representación en CAPE de los elementos del SNT.

La elaboración de la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión requirió información de diversa índole, ya que cada módulo de CAPE hace uso de determinado tipo de datos. El núcleo de CAPE son los módulos de cortocircuito (SC) y flujo de potencia (PF) ya que proveen de información a los otros módulos como corrientes y voltajes bajo especificadas condiciones de red o fallas, cada uno trabaja con un modelo diferente de la misma red porque los objetivos de cada módulo son distintos, debido a esto CAPE especifica el tipo de datos requerido por cada uno de estos dos módulos durante el ingreso de la información en la base de datos y proporciona comandos para leer datos de cortocircuito y flujo de potencia desde la misma: “Built SC Network” y “Build PF Network”, para poder realizar los estudios correspondientes. En la descripción del tipo de información requerida para establecer la base de datos del sistema de estudio se muestran los datos necesarios para realizar estudios tanto de flujo de potencia como de cortocircuito.

Como paso previo al desarrollo de la base de datos se definió los valores base del sistema con los que se permite al programa realizar los cálculos en por unidad; esto se determinó en el módulo editor de base de datos con el menú “Miscellaneous Data”, en el cual se estableció además el título

principal para la base de datos que sirve para propósitos de reporte. Para la posterior representación gráfica del sistema se definieron etiquetas y símbolos para los elementos a ser conectados paralelos a las barras: generadores, cargas, reactores y capacitores; estas etiquetas sirven además para reportes del módulo de cortocircuito y son establecidas en el menú “Shunt Names”. Por último se establecieron conjuntos de límites de voltaje de barra mediante el menú “Bus Voltaje Limits”, los que son designados con un número y que sirven para obtener reportes del módulo de flujo de potencia referente a barras fuera de su rango de voltaje tolerado.

2.2.1. Subestaciones.

En el estudio del sistema se llegó a establecer 42 subestaciones, pertenecientes en su mayoría a la empresa de transmisión de energía eléctrica.

Para el ingreso de las subestaciones en la base de datos del sistema en CAPE los datos necesarios fueron los nombres de cada subestación, definidas generalmente por su ubicación geográfica. Es de recalcar que aunque el ingreso de subestaciones en la base de datos es sencillo, es de suma importancia en la representación del sistema, porque admite la ubicación de los sistemas de protección, es decir permite el establecimiento de las zonas de protección a definirse posteriormente.

La información utilizada para el ingreso de las subestaciones del SNT se muestra en la tabla Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.2. Barras.

Las barras son puntos de unión de elementos y entrada o salida de la energía eléctrica en las subestaciones por esto es indispensable el ingreso

de las barras para luego poder continuar con los elementos que se conectan a ellas como son generadores, transformadores, líneas, reactores, cargas, entre otros. La creación de las barras en la base de datos se realizó asignando dichas barras a una determinada subestación.

Para el ingreso de cada barra en la base de Datos fue necesario asignar:

- Número de la barra, utilizándose la numeración con la que trabaja Transelectric.
- Nombre de la barra.
- Nivel de voltaje en magnitud y ángulo, aquí se define el desfase de ángulo sufrido por los voltajes en los transformadores de potencia debido a las conexiones estrella – delta de los mismos.
- Número del conjunto de límites de voltaje, mediante el cual se asigna los límites de voltaje de barra expuestos al principio de la sección, con los que se pueden establecer reportes de violación de voltajes tolerados en la barras.
- Valor máximo y mínimo de voltaje en por unidad, si en la barra se realizará algún tipo de control de voltaje, aquí se establecen los valores mínimo y máximo de voltaje en por unidad dentro del cual permanecerá el voltaje de la barra (voltaje deseado).
- Tipo de barra, las cuales dentro del programa se definen como reales y ficticias. En la elaboración de la base de datos del SNT fueron necesarias usar dos tipos de barras: la real convencional y la ficticia nodo interno de un transformador.

En la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión están ingresadas 224 barras las cuales se las lista en la tabla Barras del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.3. Líneas.

Las líneas son el medio de transporte de la energía eléctrica, en el Sistema Nacional de Transmisión encontramos líneas de transmisión a 230 KV y 138 KV y algunas líneas de subtransmisión de 69 KV.

La representación de las líneas y transformadores en CAPE emplea un modelo de impedancia pi, el cual puede estar dado tanto en ohmios como en por unidad ya que el programa admite cualquiera de los dos tipos de información.

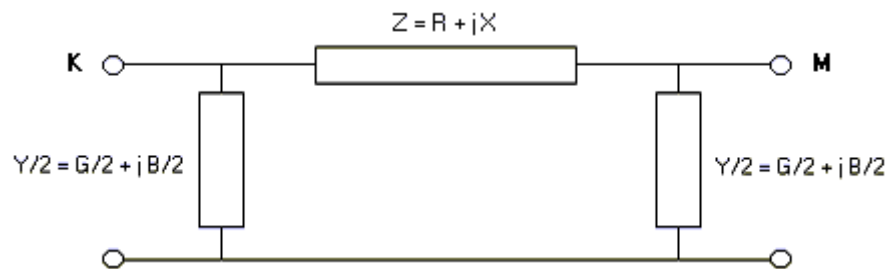


Fig. 2.2. Modelo Pi (Π) de una línea.

Los datos ingresados fueron:

- Barra de origen (K).
- Barra de destino (M).
- Número de circuito, para distinguir conexiones paralelas entre barras.
- Fases, esta predeterminado que sea un circuito trifásico.
- Valores de impedancia:
 - Resistencia y reactancia de secuencia positiva.
 - Resistencia y reactancia de secuencia cero.
 - Susceptancia de secuencia positiva.
 - Susceptancia de secuencia cero.
- Capacidades nominales en MVA.

En la base de datos del SNT hay 19 líneas de 230 KV, 42 líneas de 138 KV y 7 líneas de 69 KV estas 68 líneas se las lista en la tabla Líneas del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.4. Transformadores de dos devanados.

Los transformadores de dos devanados, denominados en CAPE como XFMR, se encuentran principalmente a la salida de los centros de generación para la elevación del voltaje a niveles de transmisión o subtransmisión.

Los transformadores dentro del programa se representan con el modelo pi, los datos necesarios para el ingreso de los transformadores en la base de datos fueron:

- Barra de origen (K) o primario.
- Barra de destino (M) o secundario.
- Conexión de los devanados, definidas para cada lado del transformador de acuerdo con la designación de 'barra de origen' y 'barra de destino'. Las conexiones establecidas en la base de datos fueron estrella aterrizado y delta.
- Número de circuito, para distinguir conexiones paralelas entre barras.
- Fases, esta predeterminado que sea un circuito trifásico.
- Nombre del equipo.
- Valores de impedancia: Si se posee la impedancia serie del transformador en por unidad de secuencia positiva y cero en una base dada, se ingresan dichos valores en la ficha "Transformer Model" en la plantilla de ingreso "XFMR Data" y luego CAPE calcula el modelo de impedancia de secuencia positiva y cero basándose en la impedancia y conexiones de

devanados establecidos anteriormente; entonces los datos ingresados fueron:

- Reactancia de secuencia positiva.
- Reactancia de secuencia cero.
- Capacidad base del transformador en MVA.
- Tipo de transformador, se emplearon los siguientes tipos de transformador:
 - Fijo, sus taps se mantienen fijos.
 - De control de voltaje, la magnitud de voltaje en la barra K se ajusta en la solución de un flujo de potencia para mantener un voltaje de barra fijo.
- Capacidades nominales en MVA, se tienen tres clasificaciones que son en orden creciente y usualmente son para los tipos de refrigeración natural, de aire forzado y de aceite y aire forzado.
- Tap en barra K en magnitud y ángulo, dichos valores pueden variar en una solución de flujo de potencia según el tipo de transformador definido anteriormente.
- Tap en barra M en magnitud y ángulo, dichos valores se mantendrán fijos.

Si el transformador es definido como de control de voltaje, los datos adicionales ingresados fueron:

- Barra controlada, en la cual se realizará el control de la magnitud del voltaje.
- Rango de magnitud de tap de la barra K, donde se establece los valores mínimo y máximo de magnitud en por unidad y el número de pasos discretos permitidos para el tap en la barra K.
- Rango de voltaje de la barra controlada, donde se establecen los valores mínimo y máximo de voltaje en por unidad dentro del cual permanecerá el voltaje de la barra, dicho rango se define durante el ingreso de las barras (voltaje deseado).

En la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión están ingresados 49 transformadores de dos devanados, dentro de los cuales 47 son de tipo fijo y los otros 2 restantes son de control de voltaje. La lista de estos transformadores se muestra en la tabla Transformadores de 2 Devanados del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.5. Transformadores y autotransformadores de tres devanados.

Para el ingreso de transformadores de tres devanados se utilizó el modelo de ramal pi para transformadores de dos devanados expuesto en la sección anterior.

Los datos para el modelo de un transformador de dos devanados se obtienen de una prueba de cortocircuito y de circuito abierto, con los que se determinan los parámetros de su circuito equivalente. En un transformador de tres devanados se requiere tres pruebas, una para cada par de devanados, denominados H, X y Y, que corresponden a los devanados de alta, baja y terciario respectivamente. Para modelar un transformador de tres devanados desde un modelo de dos puertos la representación más simple es el de una red T (tee), que asigna valores a las impedancias de igual modo que se obtienen las impedancias mediante pruebas de transformador, es decir:

$$Z_{HX} = Z_H + Z_X$$

$$Z_{HY} = Z_H + Z_Y$$

$$Z_{XY} = Z_X + Z_Y$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores tenemos:

$$Z_H = (Z_{HX} + Z_{HY} - Z_{XY}) / 2$$

$$Z_X = (Z_{HX} + Z_{XY} - Z_{HY}) / 2$$

$$Z_Y = (Z_{HY} + Z_{XY} - Z_{HX}) / 2$$

En caso de modelar un autotransformador, una de las ecuaciones es negativa, generalmente Z_H .

El esquema de esta red se muestra en la siguiente figura:

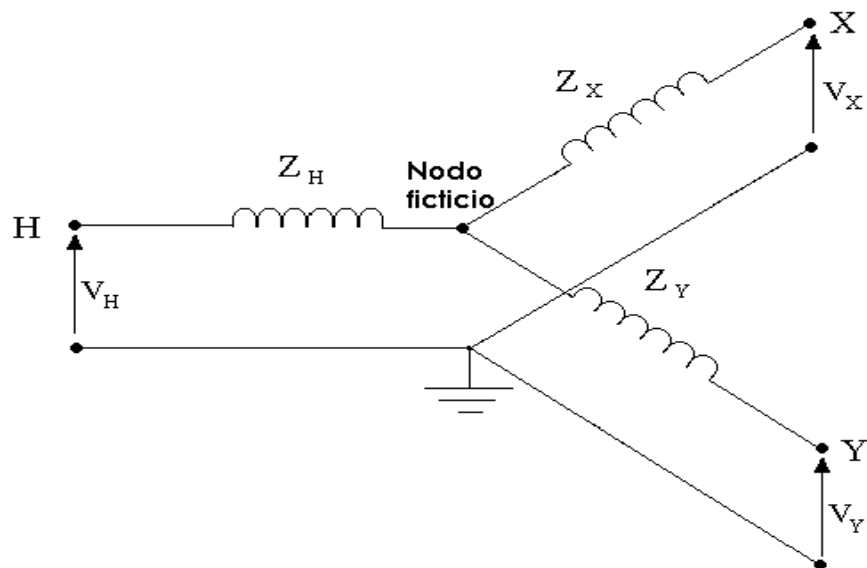


Fig. 2.3. Red T.

Teniendo estos valores, el modelo de secuencia positiva es ingresado como tres ramales (π) con admitancia paralelo de valor cero e impedancia serie (Z_{KM}) igual a las impedancias de los tres ramales de la red T: Z_H , Z_X y Z_Y . Se observa en la figura que este modelo requiere de una barra o nodo ficticio en el centro de la red, denominado en CAPE como nodo interno de un transformador. Para el modelo de secuencia cero el cálculo de los

parámetros para el modelo T procede como en el caso de secuencia positiva. La diferencia consiste en que el ramal correspondiente al terciario en la red T es conectado a la barra neutral en lugar de la barra terciaria (Y).

La figura a continuación muestra el modelo T de secuencia cero para un transformador (o auto-transformador) de tres devanados con conexiones estrella – delta - estrella.

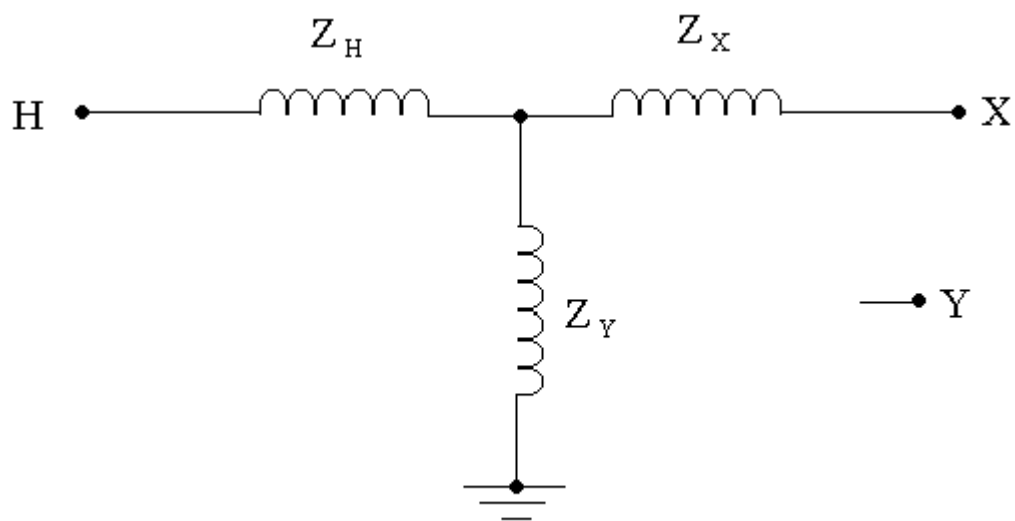


Fig. 2.4. Red T de secuencia cero de un transformador estrella aterrizado – estrella aterrizado - delta o autotransformador con terciario en delta.

Al usar este método para representar a los transformadores y auto-transformadores de tres devanados en la base de datos del sistema, la información requerida para su ingreso es la misma detallada en la sección anterior, con las siguientes consideraciones:

- El nodo ficticio se define al ingresar las barras, en el campo Tipo de barra, al designarlas como ficticias nodo interno de un transformador.
- En conexión de los devanados, a las barras ficticias les corresponde el tipo Nodo ficticio.

- En nombre del equipo, las combinaciones de transformadores de dos devanados pertenecientes a un transformador o autotransformador de tres devanados tienen que tener el mismo nombre para que CAPE los pueda asociar como ramales de un modelo T de transformadores de tres devanados, y además es necesario cuando se requiera vincular transformadores de corriente a dichos elementos del sistema.

En la base de datos del sistema se encuentran ingresados 44 transformadores y autotransformadores de tres devanados, 20 de los cuales emplean LTC's y los ramales del modelo T que corresponden a los devanados con LTC's son definidos como tipo de control de voltaje y el resto son de tipo fijo. La lista de estos transformadores se muestra en las tablas Transformadores y Autotransformadores de 3 Devanados del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.6. Unidades generadoras y sistemas equivalentes.

Los generadores son los elementos que presentan mayor diferencia en su modelación para estudios de cortocircuitos y flujos de potencia. Para estudios de cortocircuitos se requiere un modelo con impedancias para estado subtransiente, transiente o de estado estable; además dependiendo de si se van a estudiar fallas simétricas o asimétricas se requerirán impedancias de secuencia positiva, cero o incluso de secuencia negativa. Por otro lado, para estudios de flujo de potencia se requieren las inyecciones de potencia real y reactiva a las barras a las cuales se conectan los generadores.

En la base de datos se encuentran ingresados generadores a nivel de 13.8 KV, 4.16 KV y 6.9 KV que corresponden a centrales de generación de

consideración; a nivel de 69 KV se tienen equivalentes que consideran la pequeña generación proveniente desde sistemas de subtransmisión.

Los datos ingresados para los generadores fueron:

- Número de la barra, a la que el generador se conecta.
- Número de la máquina, para distinguir entre varios elementos conectados a una barra.
- Código de la máquina, mediante el cual se asigna la etiqueta de generador a la máquina.
- Valores de impedancia: Ingresados en por unidad en base del sistema:
 - Reactancia subtransiente de secuencia positiva.
 - Reactancia transiente de secuencia positiva.
 - Reactancia de secuencia negativa.
 - Reactancia de secuencia cero.
- Potencia base de máquina, en MVA.
- Voltaje base de máquina, en KV.
- Tipo de máquina:
 - Control de voltaje, permite al programa controlar el voltaje en una barra mediante la salida de potencia del generador.
 - Referencia, asigna a la barra a la que esta conectada el generador como oscilante, manteniendo fijo la magnitud y el ángulo de voltaje.
 - Fijo, se mantienen fijas las potencias activa y reactiva de la máquina.
- Barra controlada, si un generador es definido como de control de voltaje, mediante el número de barra se designa a la barra en donde se realiza dicho control; mediante esto se puede obtener un control de voltaje no sólo local sino remoto.

- Rango de voltaje de la barra controlada, donde se establece los valores mínimo y máximo de voltaje en por unidad dentro del cual permanecerá el voltaje de la barra, dicho rango se define durante el ingreso de las barras (voltaje deseado).
- Potencia activa, en MW:
 - Salida de la unidad, es la generación de la máquina, si la máquina es de tipo fijo dicho valor no cambia durante la solución del flujo de potencia.
 - Potencia mínima, es la generación mínima tolerada en la máquina.
 - Potencia máxima, es la generación máxima tolerada en la máquina.
 - Factor de participación, indica la participación de generación de potencia activa respecto a otras máquinas que están conectadas a la misma barra, tiene como valor predeterminado 1.
- Potencia reactiva, en MVAR:
 - Salida de la unidad, es la generación de la máquina, si la máquina es de tipo fijo dicho valor no cambia durante la solución del flujo de potencia.
 - Potencia mínima, es la generación mínima tolerada en la máquina.
 - Potencia máxima, es la generación mínima tolerada en la máquina.
 - Factor de participación, indica la participación de generación de potencia reactiva respecto a otras máquinas que están conectadas a la misma barra, tiene como valor predeterminado 1.

Se encuentran ingresados en la base de datos del sistema 64 generadores y sistemas equivalentes; 29 son de generación hidroeléctrica y 34 son de

generación térmica a gas, diesel, vapor o nafta. La base de datos de generación del SNT permite realizar estudios de cortocircuitos de estado subtransiente y transiente, para fallas tanto simétricas como asimétricas. La lista de los generadores se muestra en la tabla Generadores y Equivalentes del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.7. Cargas.

Las cargas conjuntamente con los generadores son elementos necesarios para estudios de flujo de potencia, pero el empleo de corrientes de carga en estudios de cortocircuito implica análisis de fallas más precisas. Se empleó en CAPE el modelo avanzado para las cargas.

Este modelo es general ya que permite representar las cargas como combinación de componentes fijos, dependientes de voltaje y frecuencia para flujo de potencia, mientras que para cortocircuito se representa a la carga con valores de conductancia (G) y susceptancia (B) de secuencia positiva, negativa y cero, cada ecuación particular de modelo de carga puede tener un nombre específico. Hay que indicar que los módulos de flujo de potencia y de cortocircuito no pueden utilizar los componentes dependientes de frecuencia.

Para el ingreso de cada carga en la base de Datos fue necesario establecer:

- Número de la barra, a la que la carga se conecta.
- Número de la carga, para distinguir entre varios elementos conectados a una barra, sean estos generadores, cargas u otros elementos.
- Código de la máquina, mediante el cual se asigna la etiqueta de carga a la máquina.
- Modelos de carga (en el modelo avanzado):

El modelo general de cargas para el módulo de Flujo de potencia en CAPE, esta expresado por el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 P &= \left(a_1 * V^{n_1} * f^{m_1} + a_2 * V^{n_2} * f^{m_2} + a_3 * V^{n_3} * f^{m_3} \right) * P_0 \\
 Q &= \left(a_4 * V^{n_4} * f^{m_4} + a_5 * V^{n_5} * f^{m_5} + a_6 * V^{n_6} * f^{m_6} \right) * Q_0 \\
 a_1 + a_2 + a_3 &= 1 \\
 a_4 + a_5 + a_6 &= 1
 \end{aligned}$$

Donde:

P_0 : Carga activa nominal en MW.

Q_0 : Carga reactiva nominal en MVAR.

V: Voltaje de línea a línea de la barra donde esta conectada la carga en KV.

f: Frecuencia en la barra en Hertz.

$a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$: Coeficientes constantes.

$n_1, n_2, n_3, n_4, n_5, n_6, m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6$: Exponentes constantes

Se estableció los siguientes valores para las constantes:

$$a_1 = a_4 = 1$$

$$a_2 = a_3 = a_5 = a_6 = 0$$

$$n_1 = n_2 = n_3 = n_4 = n_5 = n_6 = 0$$

$$m_1 = m_2 = m_3 = m_4 = m_5 = m_6 = 0$$

Entonces el modelo para carga de MVA constante es:

$$P = 1 * P_0$$

$$Q = 1 * Q_0$$

El modelo general de cargas para secuencia positiva, negativa y cero en el módulo de cortocircuito de CAPE, esta expresado por la figura 2.5. Se adjunta las ecuaciones que determinan el modelo.

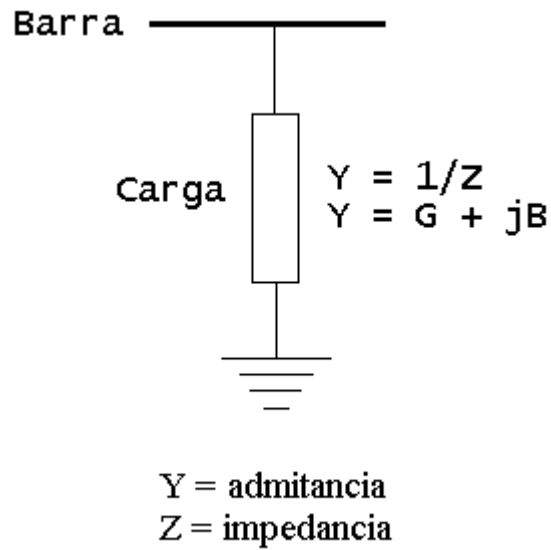


Fig. 2.5. Modelo de carga para cortocircuito.

$$G_+, G_-, G_0 = Fg^* \left(\frac{P}{|V|^2} \right)$$

$$B_+, B_-, B_0 = -Fb^* \left(\frac{Q}{|V|^2} \right)$$

Donde:

G_+, G_-, G_0 : Conductancias de secuencia positiva, negativa y cero.

B_+, B_-, B_0 : Susceptancias de secuencia positiva, negativa y cero.

Fg y Fb : Constantes que pueden ser 0 ó 1,

P : Potencia activa consumida en MW.

Q : Potencia reactiva consumida en MVAR.

V : Voltaje de línea a línea de la barra donde esta conectada la carga en KV.

Se asumió que F_g y F_b tienen el valor de cero para la conductancia y susceptancia de secuencia positiva, entonces:

$$G_+ = 0$$

$$B_+ = 0$$

El modelo de corriente constante será entonces:

$$\begin{aligned} G_- &= 1 * \frac{P}{|V|^2} & G_0 &= 1 * \frac{P}{|V|^2} \\ B_- &= -1 * \frac{Q}{|V|^2} & B_0 &= -1 * \frac{Q}{|V|^2} \end{aligned}$$

Existen ingresadas 69 cargas en la base de datos del SNT, situadas generalmente a nivel de 69 KV; modeladas como de potencia constante (P y Q) para el módulo de flujo de potencia y como de corriente constante para cortocircuito. La lista de los generadores se muestra en la tabla Cargas del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.8. Capacitores y reactores.

Los bancos de capacitores e inductores son otros elementos paralelos del sistema empleados para control de voltaje y en CAPE son denominados como elementos paralelos pasivos o fijos.

La información requerida para ingresar compensadores en la base de datos del sistema fue:

- Número de la barra, a la que el elemento se conecta.
- Número del elemento, para distinguir entre varios elementos conectados a una barra, sean estos generadores, cargas u otros.
- Código de la máquina, mediante el cual se asigna la etiqueta al elemento.

- Unidad de admitancia: En ohmios, en por unidad o en potencia nominal.
- Admitancia del elemento, en el que se ingresan los componentes de conductancia y susceptancia del compensador según las unidades establecidas, dichos valores deben ser negativos para los capacitores y positivos para los reactores.
- Voltaje base en KV, que es el voltaje de la barra donde esta conectado el compensador.
- Conexión a tierra para determinar el modelo de secuencia cero a ser usado en el módulo de cortocircuito. Todos los elementos tienen conexión estrella sólidamente aterrizado (GY).

Los compensadores del SNT son representados en el módulo de cortocircuito de CAPE, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Y_{+} = Y_{-} = G + jB$$

$$Z_0 = 1/Y + 3*Z_G$$

Donde:

Y_{+} , Y_{-} : Admitancia de secuencia positiva y negativa respectivamente.

G, B: Conductancia y susceptancia.

Z_0 : Impedancia de secuencia cero.

Z_G : Impedancia de la conexión a tierra del elemento si existe.

En la base de datos del SNT se encuentran ingresados 16 compensadores, 8 de los cuales son inductores y los otros 8 son capacitores. La lista de los reactores y capacitores se muestra en la tabla Compensadores del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.3. Diagrama Unifilar.

Cuando se detalló el módulo de diagrama unifilar se estableció la utilidad de poseer un gráfico que muestre información significativa sobre el sistema, la que puede ser de diversa índole según el módulo que haga uso del diagrama. La información básica del diagrama unifilar nos muestra someramente la topología del sistema de potencia ecuatoriano presentando las posiciones relativas de las subestaciones dentro del sistema, las líneas que vinculan barras a un mismo nivel de voltaje, así como el número, nombre y nivel de voltaje nominales en magnitud y ángulo de las barras establecidas en la base de datos.

Para crear el gráfico del SNT se debió tener establecida ya la base de datos del sistema, ya que para ejecutar el módulo OL el programa debe tener vinculada una base de datos. Mediante el comando "Create_Drawing" del menú File se creó un archivo de gráfico donde se guardó el diagrama posteriormente; para crear el gráfico se utilizó el comando "Assign Buses" del menú "File", el cual permite búsquedas de barras a través de las subestaciones del sistema y una vez seleccionada una barra se la ubica manualmente en el área de gráficos, siguiendo este procedimiento de ubicar las barras automáticamente se grafican las líneas, transformadores y generadores del sistema, para dibujar las cargas y los compensadores se debió usar menús contextuales de los ramales del sistema adyacentes a las barras con las que se conectan estos elementos y seleccionar la acción "Add_Symbol" y escoger el símbolo correspondiente. Por último se determinó un estilo para el gráfico con el cual a cada nivel de voltaje le corresponde un color específico.

El diagrama unifilar representa la condición de operación del SNT en demanda máxima en época lluviosa mediante asignación de un color determinado para los elementos que no estaban en operación en ese momento.

El diagrama unifilar del Sistema Nacional de Transmisión se muestra en la figura 2.6.

2.4. Flujo de potencia.

El estudio de flujo de potencia del SNT nos muestra información de la operación en estado estable del mismo. La solución de una corrida de flujo de potencia en CAPE se grabó en la base de datos del sistema, la cual puede ser utilizada por el módulo de cortocircuito para considerar cargas, compensadores, posición de los taps de transformadores y voltajes en barras al realizar los cálculos de fallas de cortocircuito, obteniéndose así cómputos de corrientes de fallas más precisas.

La corrida de flujo de potencia del SNT correspondiente a un día de época lluviosa en hora de demanda máxima comprende a 40 generadores, 8 compensadores, 64 cargas y 69 líneas, con una generación en el sistema de 1905 MW y 608 MVAR y una demanda total de 1844 MW y 443 MVAR. Los reportes de la corrida de flujo se muestran en el Anexo 2 “Resultado de Flujo de Potencia del SNT”.

El gráfico del SNT con los flujos de potencia y voltajes en las barras correspondientes a la operación del mismo se muestran en la figura 2.7.

Capítulo 3

Protección Primaria de Líneas en el Sistema Nacional de Transmisión.

3.1. Protección de los Sistemas Eléctricos.

La misión principal del sistema de protección es, dado el caso de que ocurra una contingencia, reducir al máximo el efecto de ésta dentro del sistema. En la realidad cualquier sistema de potencia está expuesto a que sucedan muchas eventualidades como cortocircuitos (fallas), descargas atmosféricas, etc. En todos estos casos se debe contar con sistemas de protección que sean rápidos y eficaces. Para ello, se utiliza comúnmente la protección por relés.

La función de la protección por relés es originar la desconexión o retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando este sufre un cortocircuito o empieza a funcionar de cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de alguna manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema. Este tipo de sistema de protección está ayudado, en esta tarea, por disyuntores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el sistema de protección se los ordena. Los disyuntores están ubicados de tal manera que pueden desconectar por completo al elemento del resto del sistema. Estos disyuntores deben tener

la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que pueda fluir a través de ellos y desconectar en esta condición.

Otra función de la protección con relés, es indicar el sitio y el tipo de falla. Estos datos no solamente ayudan en la reparación oportuna sino que también pueden servir para análisis de prevención de fallas.

Si nos limitamos a los equipos de protección contra cortocircuitos, hay dos grupos bien definidos: Unos pertenecientes a la protección primaria y otros de la protección de respaldo. La protección primaria, ante un cortocircuito, es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria o esta fuera de servicio.

3.2. Descripción del Sistema de Protección de las Líneas de Transmisión en el SNT.

Los sistemas de protección primaria de las líneas de transmisión a nivel de 138 y 230 KV dentro del Sistema Nacional de Transmisión, constan básicamente de relés. Se utilizan comúnmente esquemas de protección con relés de distancia. La protección primaria de estas líneas de transmisión se compone de dos tipos: La Protección de Distancia Piloto y la Protección de Distancia Por Zonas. Estas son comúnmente llamadas protección "Primaria" y "Secundaria" de líneas de transmisión, respectivamente. Poseen alimentaciones y circuitos independientes, para asegurar la confiabilidad de la protección. Ambas trabajan a la vez para tener la certeza que ocurra un despeje primario ante la sucesión de una falla dentro de la línea.

La protección Piloto utiliza el esquema de protección de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido. Este esquema brinda

protección al 100% de la línea. Posee unidades de distancia para fallas a tierra y entre fases que tienen alcances que van más allá del extremo remoto de la línea. Ante una falla en la sección protegida, los relés de distancia operan cerrando sus contactos, pero para que se produzca un despeje de la falla, es necesario que llegue una señal de disparo proveniente del extremo remoto. Para la emisión de la señal de disparo en el esquema piloto se emplea el sistema PLC (Power Line Carrier), que consta de emisores y trampas de onda ubicados en las subestaciones, viajando la señal piloto de disparo a través de la línea de transmisión. La protección piloto es de tiempo de operación instantáneo (50 a 100 mS, 3 a 6 Ciclos). La Fig.3.1 muestra una línea de transmisión X – Y, junto con la lógica del esquema en diagrama de bloques.

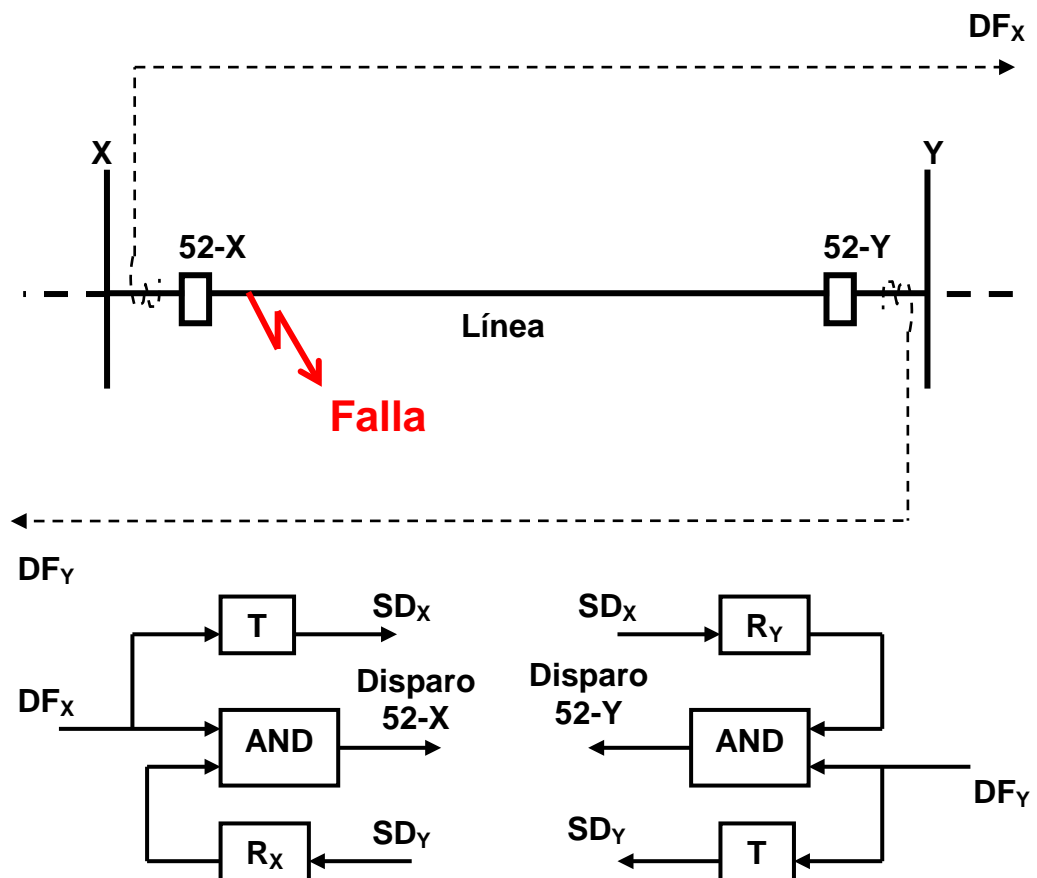


Fig. 3.1. Esquema de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido

Donde:

DF_X y DF_Y : Son unidades de distancia detectoras de fallas en la línea, ubicadas en las subestaciones X y Y, respectivamente.

SD_X y SD_Y : Son señales de disparo transmitidas desde las subestaciones X y Y, respectivamente.

T_X y T_Y : Son unidades transmisoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

R_X y R_Y : Son unidades receptoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

Según el diagrama de bloques del esquema de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido:

- DF_X detecta una falla en la línea y envía señal de disparo (SD_X) a la subestación Y.
- Al recibir la señal en Y, el 52-Y iniciará el disparo, si la unidad DF_Y también detectó la falla en la línea.
- Se realizará una operación similar en el 52-X, cuando se envíe una señal de disparo (SD_Y) de la subestación Y a X.

Por otra parte, el esquema de la protección "Secundaria" es de zonas de protección de distancia, consta de relés de distancia donde sus alcances a menudo tienen dos, tres o incluso más zonas disponibles. Estas zonas están dispuestas de manera tal que la más corta corresponde a una impedancia ligeramente menor que la impedancia de la sección de línea protegida, y normalmente funciona instantáneamente (3 a 6 Ciclos, 50 a 100 mS). Las otras zonas tienen mayores alcances generalmente son temporizadas con el fin de asegurar la coordinación. Este esquema, al igual que la protección piloto, protege al 100% de la línea. Además, sus alcances pueden ser ajustados para que en su segunda o tercera zonas de protección se puedan detectar fallas fuera de los extremos de la línea y mediante un

retardo de tiempo prudente, brindar protección de Respaldo Remoto para secciones adyacentes.

La Fig. 3.2. muestra el esquema de protección por zonas para la línea X – Y desde la subestación X. También muestra el diagrama de bloques correspondiente. Los alcances de la segunda y tercera zonas son mayores que el extremo de la línea. En Y el esquema funciona de manera similar.

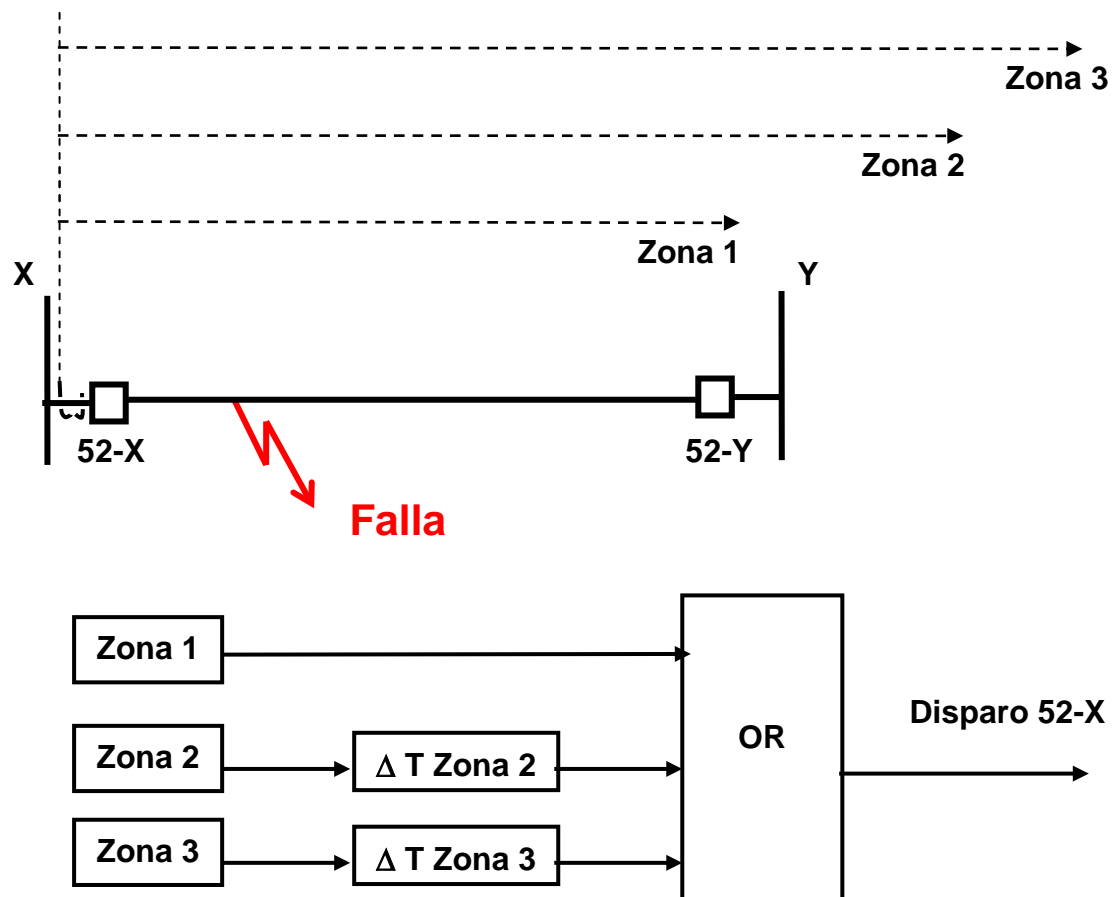


Fig. 3.2. Esquema de protección de distancia por zonas subestación X

Con respecto a la figura 3.2, la primera zona iniciará el disparo de manera instantánea, si la falla esta dentro de su alcance mientras las demás zonas “ven” la falla pero necesitan que se cumpla el retardo de tiempo respectivo para iniciar el disparo.

Suponiendo que existen dos líneas L1 y L2 entre tres barras diferentes, como lo muestra Fig. 3.3, un criterio empleado en el ajuste de unidades de distancia de la protección “Piloto” en líneas de transmisión dentro del SNT, es el siguiente:

$$P_p = 100\%Z_{L1} + 50\% Z_{L2}$$

Donde:

- P_p : Es el Ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la protección primaria.
- Z_{L1} : Es la impedancia de la Línea L1.
- Z_{L2} : Es la impedancia de la Línea L2.

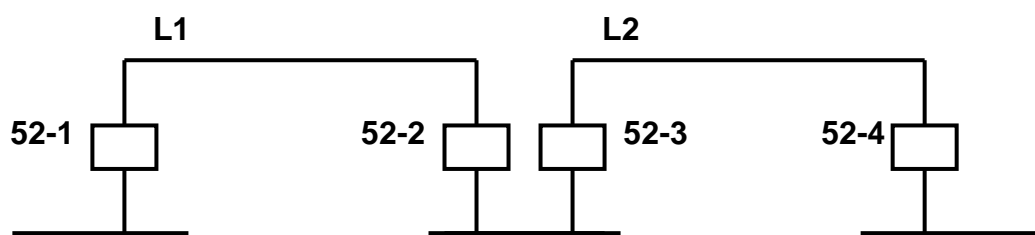


Fig. 3.3. Líneas de transmisión L_1 y L_2

Con respecto a la Fig. 3.3, un criterio para el ajuste de los relés de distancia de la protección secundaria es el siguiente:

$$Z_1 = 90\% Z_{L1}$$

$$Z_2 = 100\% Z_{L1} + 20\% Z_{L2}$$

$$Z_3 = 100\% Z_{L1} + 100\% Z_{L2}$$

Donde:

- Z_1 : Es el ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la primera zona de protección secundaria, Tiempo de operación instantáneo.
- Z_2 : Es el ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la segunda zona de protección secundaria, temporizado de 300 a 400 mS.
- Z_3 : Es el ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la tercera zona de protección secundaria, temporizado de 800 mS a 1S.
- Z_{L1} : Es la impedancia de la Línea L1.
- Z_{L2} : Es la impedancia de la Línea L2.

Hay que recalcar que los porcentajes de los criterios descritos en esta sección sobre ajustes de unidades de distancia para las protecciones primaria y secundaria de líneas de transmisión, comúnmente se los utiliza como valores iniciales que luego son analizados junto con otros parámetros para obtener los ajustes definitivos.

Un caso particular de esquema de protección se tiene en la línea Ambato – Totoras de 138 KV, donde la protección primaria se compone de un tipo de protección piloto por medio de relés direccionales de sobrecorriente instantánea y de un tipo de protección de sobrecorriente direccional con unidades de tiempo inverso, La protección piloto utiliza un esquema de protección de sobrecorriente con sobrealcance permisivo de disparo transferido. Este esquema es tratado en la sección 5.2, donde se analiza la protección de la línea Ambato – Totoras.

3.2.1. Elementos del Sistema de Protección.

La Fig. 3.4. muestra un diagrama esquemático básico de la ubicación de los dispositivos que forman parte del sistema de monitoreo y protección de una parte del sistema de potencia que involucra una línea de transmisión y una barra.

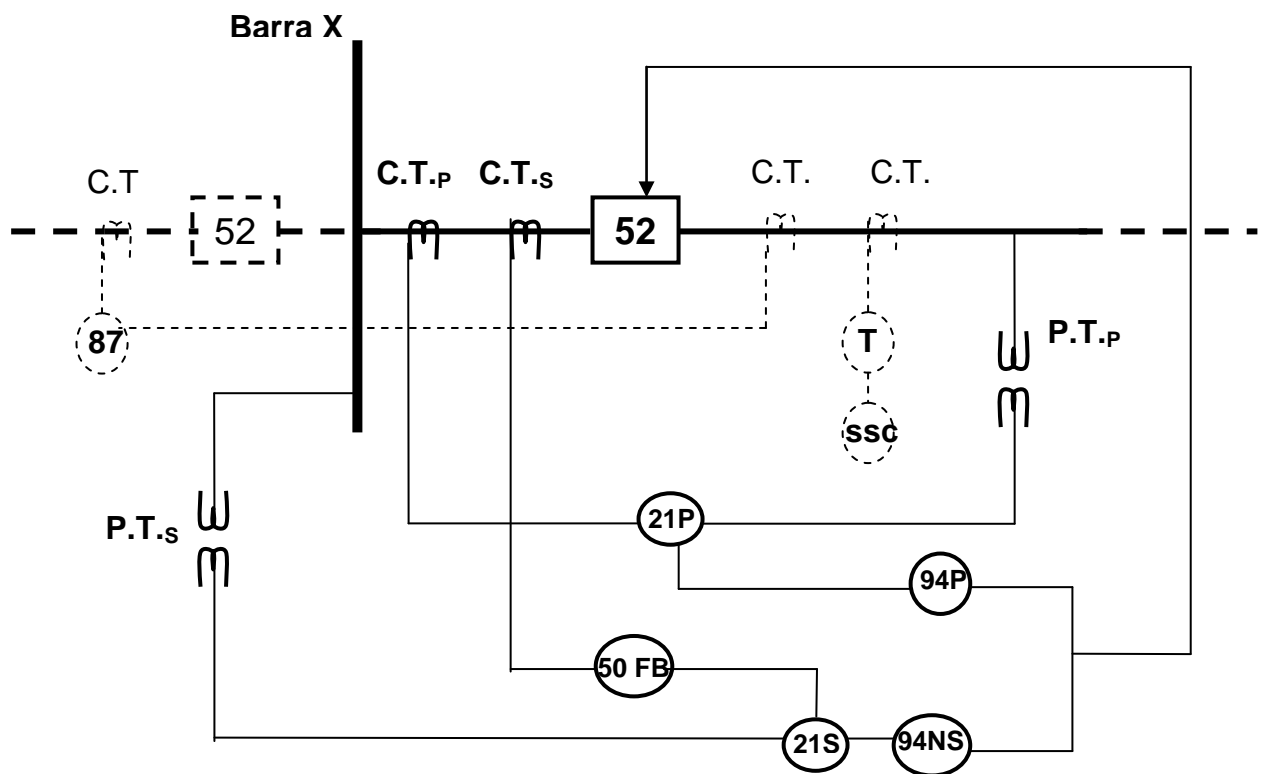


Fig. 3.4. Diagrama esquemático del sistema de monitoreo y protección de barras y de líneas de transmisión en el SNT.

De la Fig. 3.4. se distinguen los siguientes componentes:

Para la protección primaria de líneas de transmisión:

- Un transformador de corriente para alimentar el circuito de la protección primaria (C.T.P) y otro para el de la protección secundaria (C.T.S) de líneas de transmisión.

- Dos transformadores de voltaje. Uno en la línea que alimenta a la protección primaria (P.T._P) y otro en la barra que alimenta a la protección secundaria de líneas de transmisión (P.T._S).
- Dos relés de disparo (94P y 94NS) para ser accionados por los circuitos de protección primaria y secundaria, respectivamente.

Para protección de barra, falla de disyuntor, y mediciones:

- Dos Transformadores de corriente que alimentan al relé 87 de la protección diferencial de la barra X.
- Se tiene el relé de sobrecorriente para fallas de disyuntor (50 FB) en serie con el relé de distancia de la protección secundaria (21S).
- Transformadores de corriente para medición en tableros de la subestación y para el sistema de control y monitoreo remoto SPIDER (SSC). Los medidores están en los tableros (T) de las subestaciones. El sistema SPIDER se localiza en el centro de operaciones del CENACE y en el Centro de Operación de Transmisión (COT) de TRANSELECTRIC.

3.2.2. Esquema de Operación del Sistema de Protección Primaria

En la Fig. 3.5. se muestra parte del circuito de contactos de la protección primaria piloto de sobrealcance de disparo transferido.

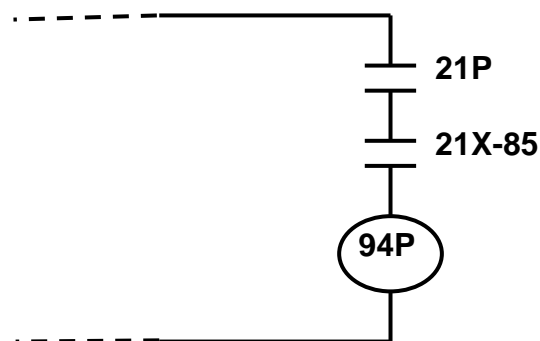


Fig. 3.5. Circuito de contactos, protección piloto

De la figura anterior, se puede especificar que la operación del disparo primario que funciona de la siguiente manera:

- Ocurre una falla en la línea.
- El relé de distancia 21P censa la falla y cierra contactos de manera instantánea (muy corto tiempo).
- Ocurre la confirmación de la señal carrier (corriente portadora) en el relé auxiliar 21X-85 y cierra contactos. La confirmación de la señal carrier es cuando el relé auxiliar 21X-85 censa señal de recibo y emite señal de envío carrier, entonces se confirma que la falla está en su zona de protección.
- A continuación, se energiza el relé auxiliar de disparo 94P y manda a accionar al disyuntor (52) aclarando la falla.
- Total de tiempo transcurrido de 50mS a 100mS (3 a 6 Ciclos).

3.2.3. Esquema de Operación del Sistema de Protección Secundaria.

En la Fig. 3.6. se muestra parte del circuito de la protección secundaria por zonas de distancia.

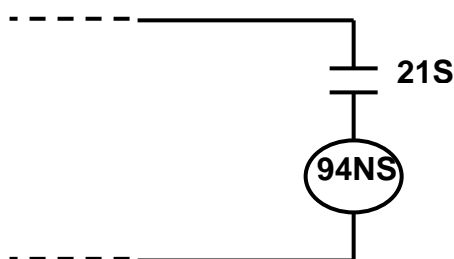


Fig. 3.6. Circuito de contactos, protección por zonas

De la figura anterior, se puede especificar que la operación del disparo secundario funciona de la siguiente manera:

- Ocurre una falla en la línea.
- El relé de distancia 21S censa la falla y actúa cerrando contactos en un tiempo de acuerdo a la zona en donde se detecte la falla.
- Se energiza el relé auxiliar de disparo 94NS y manda a accionar al disyuntor 52 aclarando la falla.

3.2.4. Protección Ante Falla de Disyuntor.

La protección para falla del disyuntor actúa cuando hay problemas mecánicos con el disyuntor. Esta protección pone a todos los circuitos de la barra fuera de servicio, o sea despeja todas las alimentadoras de la barra. Parte de su circuito de contactos se muestra en la Fig. 3.7.

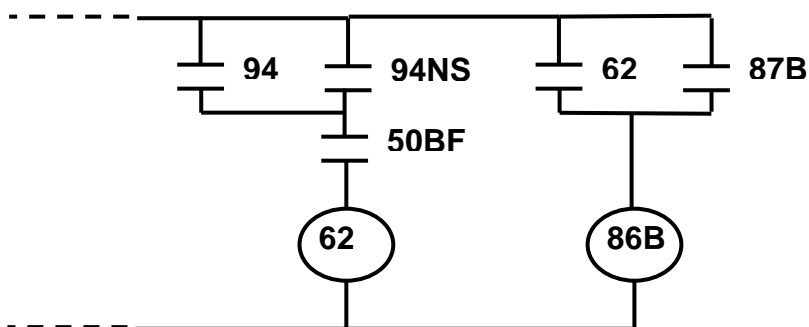


Fig. 3.7. Circuito de contactos, protección falla de disyuntor

Del gráfico anterior, el relé para falla de Disyuntor (50BF) es de sobrecorriente. Hay dos criterios que se usaron para el ajuste de la corriente de puesta en trabajo: La mínima corriente de falla en la línea o la corriente obtenida de un porcentaje sobre la máxima carga de MVAs.

Si ocurre una falla en la línea:

- Cualquiera de los relés auxiliares de disparo de protección primaria 94P o de protección secundaria 94NS actúan en respuesta a la acción de los relés de distancia 21.
- La corriente de falla hace operar al relé 50BF, por estar ajustado para operar a una corriente de falla baja, cierra sus contactos y permite la operación del relé auxiliar 62.
- El 62 es un relé retardador de tiempo (de hasta 100mS), si pasado dicho tiempo la falla no es despejada, entonces cierra contactos y energiza al relé auxiliar 86B que saca fuera de servicio a toda barra.
- En el caso de fallas en la barra, la protección diferencial de barra (relé 87B), puede también actuar sobre el relé 86B teniendo el mismo efecto, despeje de la barra.

3.2.5. Reconexión.

Existen reconectores en las líneas del Sistema Nacional de Transmisión a nivel de 230 KV. Los reconectores hacen un recierre tripolar (las 3 fases al mismo tiempo) y funcionan solo una ocasión, requieren las siguientes condiciones para operar:

- Que funcione la protección primaria piloto. (relés 21P – 94P)
- Que sea falla de una sola fase a tierra.
- Óptimas condiciones mecánicas de los disyuntores.

Supongamos que existe una falla monofásica en una línea de transmisión a nivel de 230 KV, y opera la protección primaria que despeja la falla en los dos extremos. En ese momento, puede que se tenga dentro de la línea fallada un remanente de voltaje. Se tiene que dar un tiempo para que dicho remanente se descargue en la línea, para luego con el permiso del relé de sincronización, efectuar el recierre.

Lo ideal sería que los reconectores de ambos extremos de la línea recierren al mismo tiempo, sin problemas con la protección de sincronización. En el sistema de transmisión ecuatoriano, esto nunca se ha dado y por lo general es un extremo de la línea el que recierra primero, y el otro lado no alcanza a sincronizarse en el tiempo permitido. Por lo tanto, no se produce el recierre simultáneo de ambos lados. Para evitar estos problemas de sincronización en el sistema de transmisión ecuatoriano (SNT), no se utilizan los reconectores y el operador del sistema es quien cierra el extremo faltante cuando haya las condiciones para ello.

3.3. Características de los Relés Utilizados.

Los sistemas de protección primaria y secundaria para líneas de transmisión dentro del SNT, a niveles de 230 y 138 KV, cuentan con relés de distancia. Estos relés son de tipo Reactancia y tipo Mho.

Además, se presenta en la línea de 138 KV, Ambato – Totoras relés de sobrecorriente direccionales con unidades instantáneas y de tiempo inverso.

Relé de Distancia Tipo Reactancia:

La unidad de distancia tipo reactancia tiene un elemento de sobrecorriente que desarrolla un torque positivo, y un elemento direccional de corriente - voltaje que puede oponerse o ayudar al torque positivo, dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y el voltaje. Un relé de distancia tipo reactancia es un elemento de sobrecorriente con bloqueo direccional. El elemento direccional es arreglado para desarrollar máximo torque negativo cuando la corriente atrasa al voltaje en 90°. Si nombramos al efecto del resorte de control como K_3 , la ecuación para el torque es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V I \sin \theta - K_3$$

Donde θ es definido como positivo cuando I atrasa a V . K_1 y K_2 son constantes. En el punto de balance, el torque neto es cero, y entonces:

$$K_1 I^2 = K_2 V I \sin \theta + K_3$$

Dividiendo ambos lados de la ecuación para I y despejando se obtiene:

$$X = Z \sin \theta = (V / I) \sin \theta = K_1 / K_2 - K_3 / K_2 I^2$$

Si se desprecia el efecto de K_3 se obtiene:

$$X = K_1 / K_2 = \text{Constante}$$

Este relé tiene una característica de operación de manera que todos los vectores de impedancia que calcen en esta característica tendrán la componente X constante. (Fig. 3.8.).

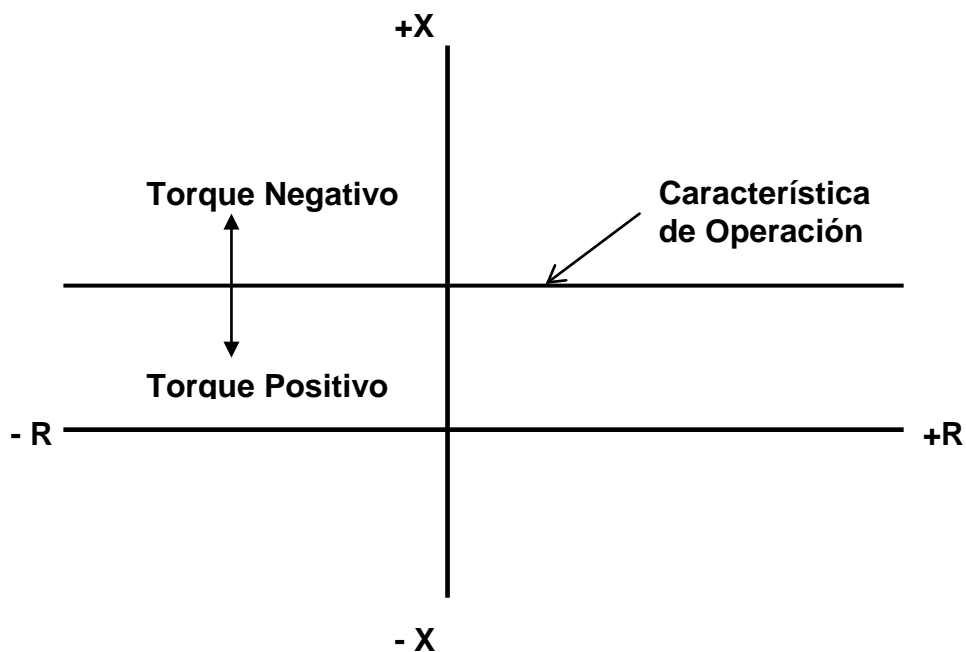


Fig. 3.8. Característica de operación del relé tipo reactancia

Lo importante dentro de esta característica es que el componente de resistencia no influye en la operación del relé, ya que el relé solo responde al componente de reactancia.

Un relé de distancia tipo reactancia utilizado para la protección de líneas de transmisión no podrá usar una unidad direccional simple porque el relé tipo reactancia habría de disparar dentro de condiciones normales en o cerca del factor de potencia en unitario. El relé tipo reactancia necesita una unidad direccional que este inoperante ante condiciones normales de carga. La unidad direccional utilizada para este propósito tiene un elemento de restricción de voltaje que se opone al elemento direccional y que es llamado unidad o relé “admitancia” o “MHO”. El torque de esta unidad se expresa de la siguiente manera:

$$T = K_1 V I \cos (\theta - \tau) - K_2 V^2 - K_3$$

Donde θ y τ están definidos como positivos cuando I atrasa V . En el punto de balance el torque neto es cero, y entonces:

$$K_2 V^2 = K_1 V I \cos (\theta - \tau) - K_3$$

Dividiendo ambos lados para $K_2 V I$, obtenemos:

$$Z = V / I = (K_1 / K_2) \cos (\theta - \tau) - K_3 / K_2 V I$$

Si despreciamos el efecto del resorte de control:

$$Z = (K_1 / K_2) \cos (\theta - \tau)$$

Esta última ecuación no tiene términos de voltaje, y de allí el relé tiene una característica circular, la cual esta descrita en la Fig. 3.9.

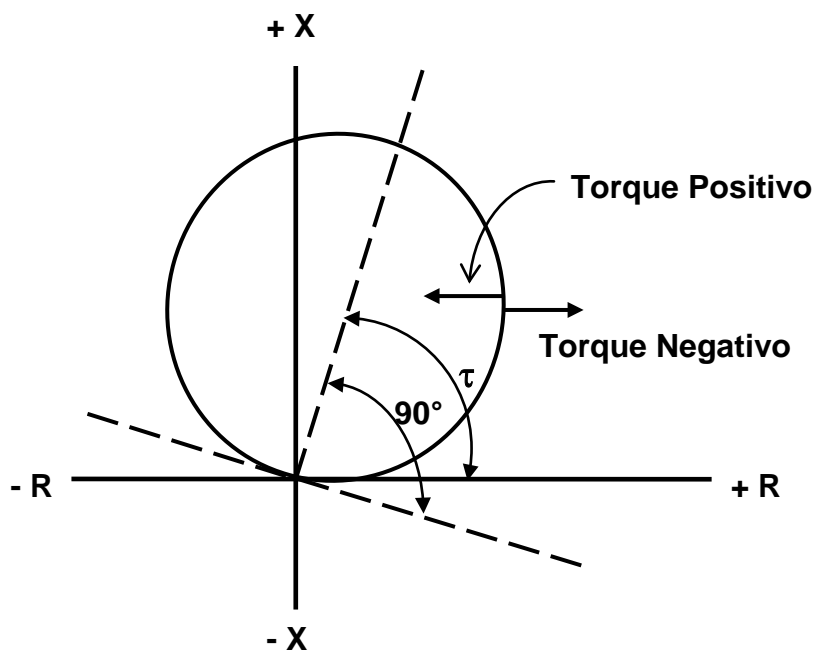


Fig. 3.9. Característica de operación de un relé direccional con restricción de voltaje.

El diámetro de este círculo es prácticamente independiente de voltaje o corriente, excepto para magnitudes muy bajas, cuando el efecto del resorte de control es apreciable, lo cual causa que el diámetro decrezca.

El relé completo de distancia tipo reactancia tiene características de operación que muestra la Fig. 3.10. Estas características fueron obtenidas juntando las características de las unidades que componen este relé: Dos unidades de reactancia (X_1 y X_2), una direccional tipo MHO (S) y una de retardo de tiempo. Se puede notar que la unidad direccional tipo MHO tiene otra función que es la de proveer protección de distancia en tercera etapa con inherente discriminación direccional.

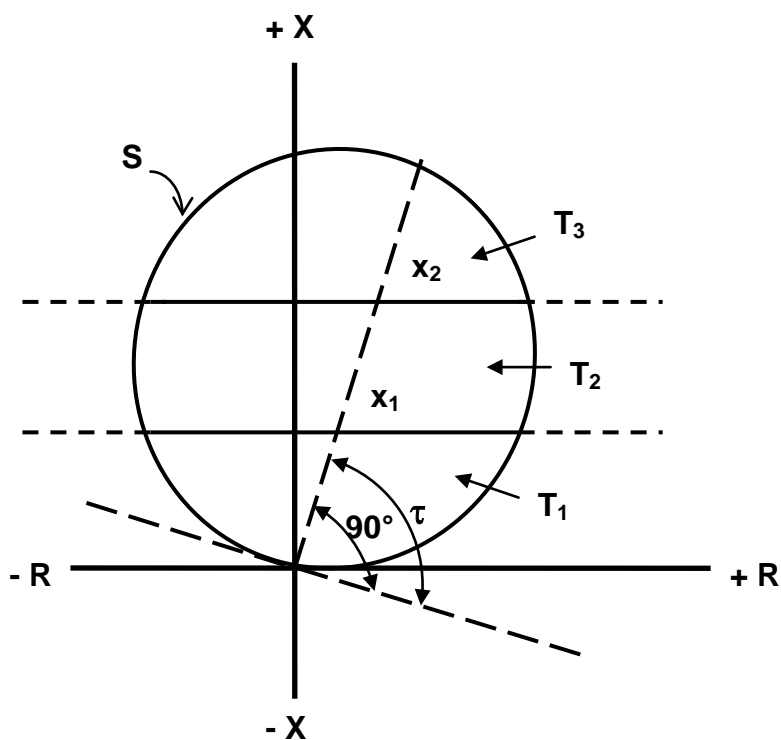


Fig. 3.10. Característica de operación del relé de distancia tipo reactancia

Con respecto a la aplicación del Relé de Distancia tipo Reactancia en la protección de una línea de transmisión, tenemos la característica de operación tiempo versus impedancia que muestra la Fig. 3.11.

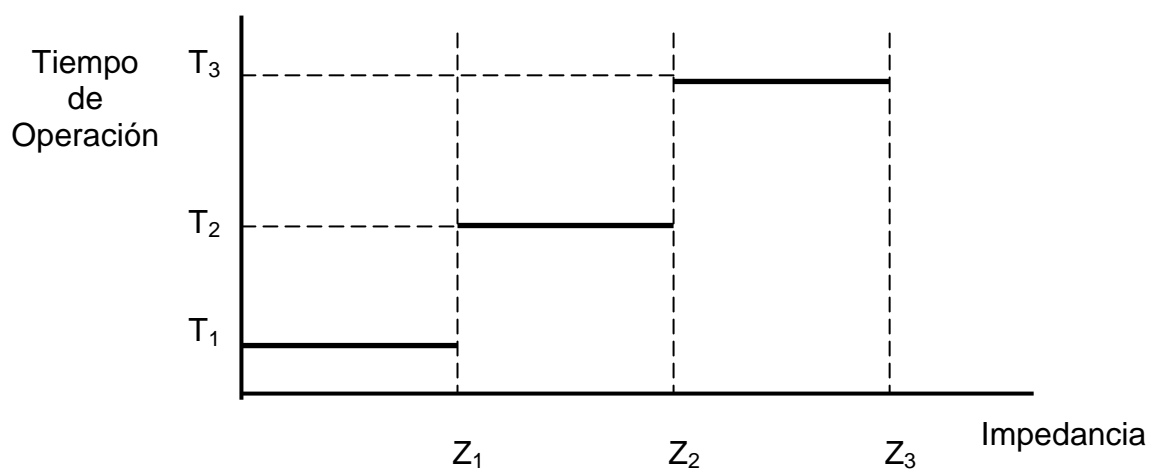


Fig. 3.11. Característica tiempo versus impedancia del relé de impedancia tipo reactancia

Relé de Impedancia tipo Mho:

La característica de operación de éste relé se dedujo con la descripción de la unidad tipo Mho del relé de distancia tipo reactancia.

Para la protección de líneas de transmisión, el relé de distancia tipo Mho esta compuesto de 3 unidades (una para cada zona) de alta velocidad tipo Mho (M_1 , M_2 , M_3) y una unidad de retardo de tiempo, para retardo de tiempo entre zonas. La característica de operación para el relé completo se muestra en la Fig. 3.12.

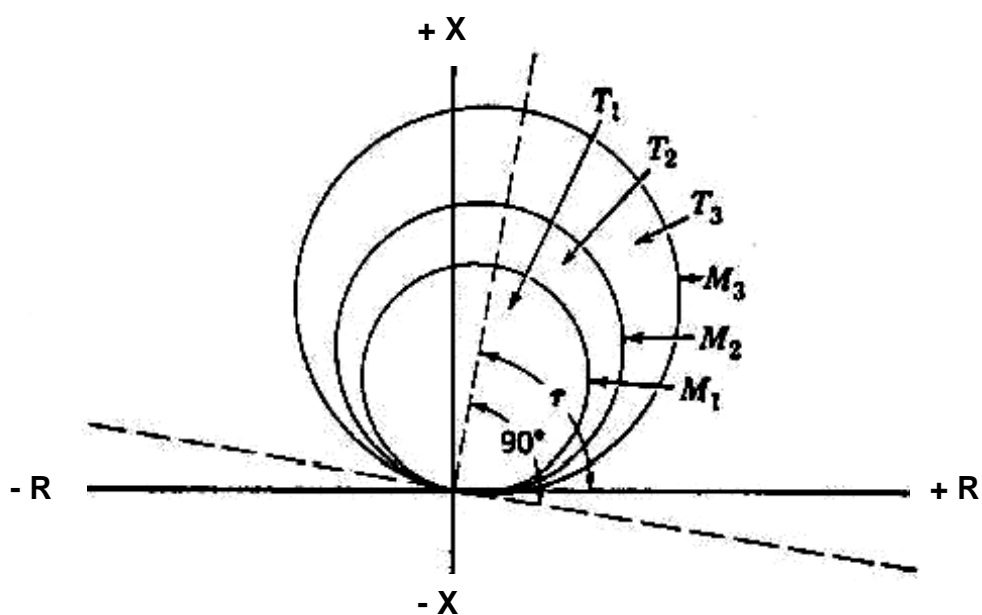


Fig. 3.12. Características de operación de un relé de distancia tipo Mho.

La característica tiempo de operación versus impedancia del relé de distancia tipo Mho es el mismo que la del relé de distancia tipo reactancia, como se muestra en la Fig. 3.13.

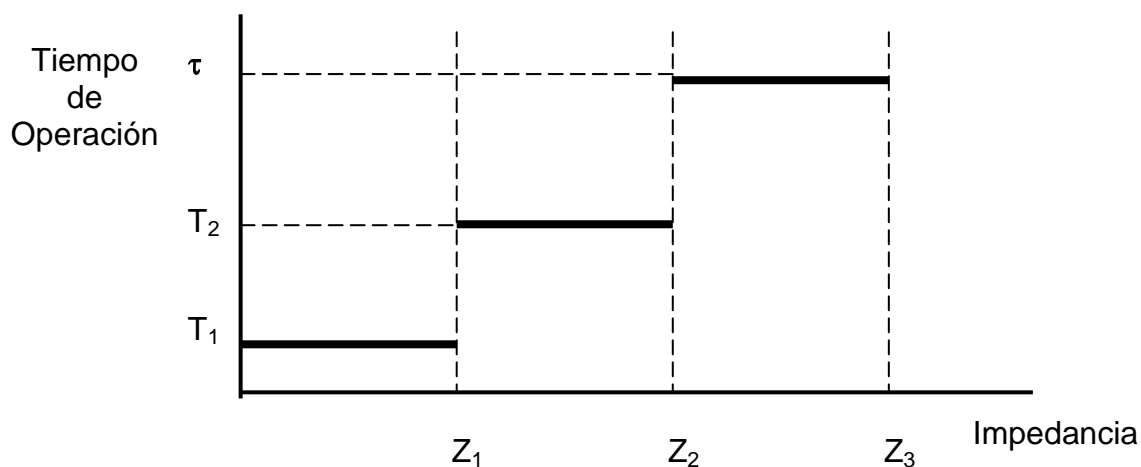


Fig. 3.13. Característica tiempo versus impedancia del relé de impedancia tipo Mho.

Relé de Sobrecorriente Direccional de CA:

El relé direccional de sobrecorriente se compone de una unidad direccional y unidades de sobrecorriente. Cualquier combinación de relés direccional, relé de sobrecorriente de tiempo inverso, y relé de sobrecorriente instantáneo, está disponible para protección de falla de fase o de fase a tierra.

El control direccional es una característica de diseño que es muy deseable para este tipo de relé. El control direccional se refiere a que se pueda inhibir la unidad de sobrecorriente por la no operación de la unidad direccional. Esto se lleva a cabo conectando los terminales de la unidad direccional en serie con la bobina de sombra o con uno de los circuitos que producen los flujos en la unidad de sobrecorriente.

La unidad de inducción direccional tiene dos fuentes de alimentación que pueden ser de corriente y/o de voltaje. En los relés utilizados para la línea Ambato – Totoras, se tienen unidades direccionales de voltaje – corriente. Estos relés tienen alimentaciones de corriente y de voltaje desde un transformador de corriente y de voltaje, respectivamente, y forman la siguiente ecuación del relé:

$$T = K_1 V I \cos (\theta - \tau) - K_2$$

Donde:

V: Magnitud RMS del voltaje aplicado a la bobina de voltaje.

I: Magnitud RMS de la corriente aplicado a la bobina de corriente.

θ : Angulo entre I y V.

τ : Angulo de máximo torque.

K_1 y K_2 : Constantes de los resortes de los discos de inducción.

Para cualquier relación de fase entre I y V que se llame θ positiva, τ también debe ser llamado positivo.

Las unidades direccionales son usadas para reconocer la dirección del flujo corriente de alimentación. Básicamente, las unidades direccionales pueden reconocer diferencias en ángulos de fase entre dos parámetros.

Las características de operación mostradas en coordenadas polares, se ven en la Fig. 3.14. La característica operativa es una línea recta desplazada del origen y perpendicular a la posición del máximo torque positivo de la corriente. Es una línea divisoria entre el desarrollo del torque positivo y el negativo de la unidad. El voltaje en este tipo de unidad es la referencia; y su magnitud se asume constante, entonces la ecuación de la característica de la unidad en el punto de balance será:

$$I \cos (\theta - \tau) = \text{Constante.}$$

Cualquier vector de corriente cuya flecha esté en el área de torque positivo causará operación, el relé no operará o se restablecerá para cualquier corriente sí su flecha esta en el área de torque negativo.

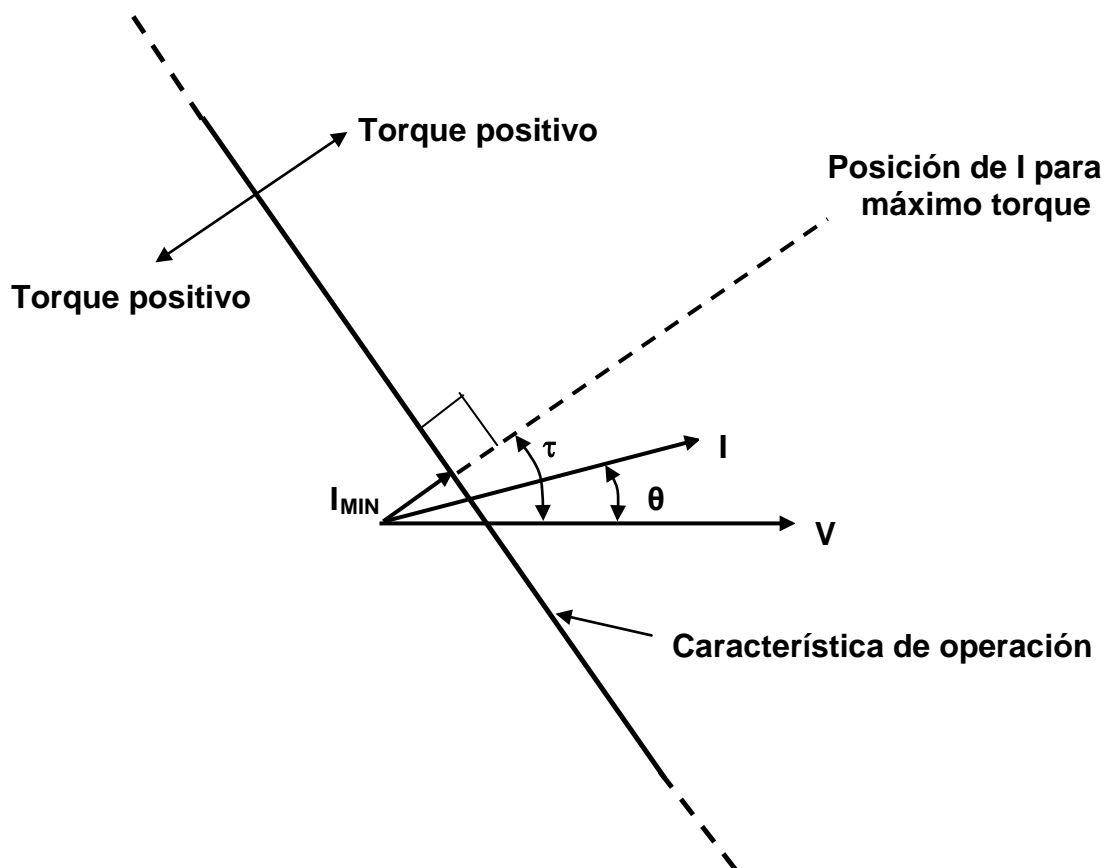


Fig. 3.14. Característica de Operación de una unidad direccional corriente - voltaje

Para una magnitud diferente de voltaje de referencia, la característica de operación será otra línea recta paralela a la mostrada en el gráfico anterior, y relacionada a la misma con la expresión:

$$I_{MIN}V = \text{Constante.}$$

Donde el término I_{MIN} , es la más pequeña magnitud de todos los vectores de corriente cuyas flechas terminan en la característica de operación, es llamada también corriente de puesta de trabajo de la unidad. Toda corriente que cause operación debe ser ligeramente mayor a la corriente de puesta en trabajo.

Habrá un infinito número de características de operación, de acuerdo con la magnitud del voltaje de referencia, relacionada con la característica:

$$VI_{\text{MIN}} = \text{Constante}$$

Esta característica corresponde cercanamente a la corriente o voltaje de puesta en trabajo de un relé de una sola magnitud y es usado como la base para obtener la característica de tiempo. Esta característica se sostiene únicamente si no hay saturación en los dos circuitos magnéticos del relé.

Debido a que los cortocircuitos incluyen corrientes que atrasan sus posiciones de factor de potencia unitario, generalmente por ángulos grandes, es deseable que las unidades direccionales están arregladas para desarrollar un par máximo bajo tales posiciones de corriente atrasada.

Existen tres combinaciones convencionales de corriente y de voltaje que se utilizan para relés de fase, que se muestran en los diagramas fasoriales de la Fig. 3.15.

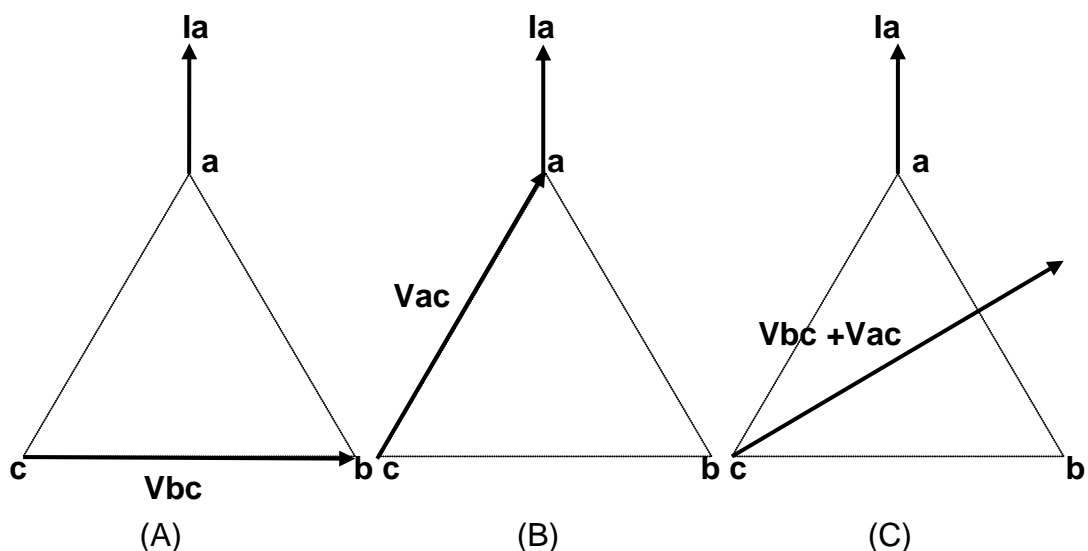


Fig. 3.15. Conexiones convencionales de relés direccionales de fase. (A) Conexión de 90 . (B) Conexión de 30 . (C) Conexión de 60 

Los nombres de estas combinaciones, se reconocen como la descripción de la relación de fase de la corriente de la bobina de corriente al voltaje de polarización bajo condiciones trifásicas equilibradas de factor de potencia unitario.

Cuando una unidad direccional es empleada para protección de fallas a tierra, no hay que configurarla como con las protecciones de fase; solo es necesario un relé monofásico, y las conexiones son tales que no importa que fase esté involucrada, pues las magnitudes que afectan el funcionamiento del relé tienen la misma relación de fase. Además, un relé de tierra solo está afectado por las fallas a tierra, porque para otras fallas, las magnitudes de influencia no están presentes a menos que los transformadores de corriente fallen al transformar sus corrientes con precisión. Un relé direccional para fallas a tierra es esencialmente el mismo que un relé direccional monofásico para fallas de fase, excepto para arreglos de circuito que proporcionen relaciones deseadas de par máximo.

3.3.1. A nivel de 230 KV.

Los relés de distancia involucrados en la protección primaria y secundaria de líneas de transmisión a nivel de 230 KV son de tipo Mho. Los relés utilizados son productos de las compañías GEC measurements y General Electric.

La Tabla 3.1. muestra a continuación los modelos y estilos de los relés utilizados en la protección primaria y secundaria de líneas de transmisión a nivel de 230 KV.

Tabla 3.1. Relés de distancia utilizados en la protección primaria

MARCA	PROTECCION PRIMARIA		PROTECCION SECUNDARIA	
	MODELO	ESTILO	MODELO	ESTILO
GEC Measurements	YTG33_FULL	YTG33_EFJ_5A	YTG31_FULL	YTG31_3Y_5A
General Electric	CEY51A	12CEY51A1D	CEY51A	12CEY51A1D
			CEY52A	12CEY52A1D
			SLYG81A	SLYG81A3D

El relé **YTG33_FULL** es un modelo estático, trifásico que posee 6 unidades de distancia Mho independientes (3 para fallas a tierra y 3 para fallas entre fases, en 3 zonas de distancia), temporizadores para retardo de segunda - tercera zonas, y una unidad de bloqueo contra oscilaciones de potencia (YTO). Los temporizadores son accionados por los contactos de los elementos de tercera zona. Los YTG33_FULL pueden ser usados en la protección de distancia por zonas con unidades de distancia separadas para fallas a tierra y entre fases; también se los usa en la protección contra oscilaciones de potencia con el elemento YTO. Se puede invertir la dirección de las unidades de tercera zona para utilizarlas como elemento direccional en varios esquemas de protección.

La Tabla 3.2. muestra los rangos disponibles para las unidades de distancia y los temporizadores del relé YTG33_EFJ_5A perteneciente a la familia de los YTG_33_FULL, ubicados dentro de la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.2. Rangos de las unidades de distancia y temporizadores del relé YTG33_EFJ_5A

ESTILO	Z ₁ (Ohms Prim.)	Z ₂ (Ohms Prim.)	Z ₃ (Ohms Prim.)	T1 (S)	T2 (S)
YTG33_EFJ_5A	0.25 - 36	0.25 - 36	0.25 - 36	0 - 10	0 - 10

El relé **YTG31_FULL** es estático, tipo Mho, tiene tres unidades de distancia, y posee similares características y usos que el YTG_33_FULL. Sus principales diferencias son:

- El YTG_31_FULL puede ser usado como relé para protección de fallas a tierra, o para fallas entre fases o ambas (si el ajuste es el mismo), mientras que el YTG33_FULL puede ser usado para la protección de fallas a tierra y para fallas entre fases al mismo tiempo ya que cuenta con seis unidades separadas de distancia.
- La primera zona de YTG33_FULL no tiene alcance expandible.
- La curva característica de la tercera zona del modelo YTG31_FULL no puede ser desplazada para utilizarla como componente direccional.
- Los temporizadores en el relé YTG_31_FULL pueden también ser supervisados por alguna unidad externa. Además de la tercera zona.

La Tabla 3.3. muestra los rangos disponibles para las unidades de distancia y los temporizadores del relé YTG31_3Y_5A perteneciente a la familia de los YTG_31_FULL, ubicados dentro de la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.3. Rangos de las unidades de distancia y temporizadores del relé YTG31_3Y_5A

ESTILO	Z₁ (Ohms Prim.)	Z₂ (Ohms Prim.)	Z₃ (Ohms Prim.)	T1 (S)	T2 (S)
YTG31_3Y_5A	0.25 - 36	0.25 - 36	0.25 - 36	0 - 10	0 - 10

El relé fabricado por la General Electric modelo **CEY51A**, es un relé trifásico, tipo Mho, de un solo elemento de distancia de alta velocidad que tiene sobrealcance transiente limitado por diseño. Es un relé que detecta fallas de trifásicas, de fase a fase, o dos fases a tierra. El CEY51A puede ser usado como unidad de disparo de alta velocidad en esquemas de subalcance permisivo de disparo directo o transferido.

El relé **CEY52A** es muy similar al CEY51A y tiene sus mismos usos, con la diferencia de que no tiene la ventaja de la limitación del sobrealcance transiente, por ello no se utiliza como relé primera zona en esquemas por etapas. Los relés CEY51A junto con los CEY52A, empaquetados por zonas y combinados con relés temporizadores, pueden ser usados en diferentes esquemas, incluyendo la protección de distancia por zonas, la protección piloto con comparación direccional, con sobrealcance o subalcance permisivo de disparo transferido, y muchos esquemas de respaldo.

La Tabla 3.4. muestra los respectivos rangos disponibles en la unidad de distancia de los relés 12CEY51A1D y 12CEY52A1D, presentes en la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.4. Rangos de las unidades de distancia de los relés 12CEY51A1D y 12CEY52A1D

ESTILO	Z (Ohms Prim.)	
	12CEY51A1D	Zona 1
12CEY52A1D	Zona 1	1 - 30

El relé General Electric **SLYG81A** es un modelo estático, trifásico, tipo Mho, de una sola zona, que detecta fallas de una sola fase a tierra.

Los relés SLYG81A en combinación con relés temporizadores, pueden usarse en esquemas de protección de distancia por zonas. Ellos también pueden proveer funciones de sobrealcance o subalcance requeridas en esquemas de comparación direccional.

Los modelos CEY52A y SLYG81A necesitan de temporizadores auxiliares modelos SAM, fabricados por General Electric, para ser usados en esquemas de protección de distancia por zonas.

3.3.1. A nivel de 138 KV.

Los relés de distancia involucrados en la protección secundaria de líneas de transmisión a nivel de 138 KV son de tipo reactancia y de tipo Mho, de acuerdo a los requerimientos de la línea, la tabla 3.5 muestra una lista de ellos.

Los modelos **YTG31_FULL**, **CEY51A**, **CEY52A** y **SLYG81A** son los mismos que se describieron a nivel de 230 KV.

El relé de distancia modelo **GCX51A** es monofásico de tipo reactancia, de tres zonas para fallas entre fases. La primera y la segunda zonas son de característica tipo reactancia, mientras la tercera es de tipo Mho-direccional.

Tabla 3.5 Relés de distancia utilizados en la protección secundaria de líneas de transmisión a nivel de 138 KV.

MARCA	PROTECCION SECUNDARIA	
	MODELO	ESTILO
GEC Measurements	YTG31_FULL	YTG31_3Y_5A
General Electric	CEY51A	12CEY51A1D
	CEY52A	12CEY52A1D
	SLYG81A	SLYG681A3D
	GCX51A	12GCX51A11A
	GCY51A	12GCY51A1A
	GCXG51A	12GCY51A11A
	GCXG53A	12GCXG53A1A

Los relés GCX51A, por las características de reactancia de sus dos primeras zonas, son particularmente adecuados para la protección de circuitos donde la elevada resistencia de arco es un problema. Por ello, es ideal para la protección de líneas de transmisión cortas, también se puede utilizar en líneas de transmisión más largas si es que el rango del relé permite los alcances requeridos.

Para proveer protección direccional de tres zonas para fallas de tres fases, fase a fase y dos fases a tierra en una línea de transmisión, se necesita tres relés tipo GCX51A más un relé temporizador ajustable tipo SAM o RPM. También son usados en combinación con otros relés y canales piloto para proveer protección de alta velocidad en esquemas de disparo trasferido y de comparación direccional. La tabla 3.6. muestra los respectivos rangos disponibles en las unidades de distancia del relé 12GCX51A11A que consta en la biblioteca de relés del programa CAPE, donde se los asume como trifásicos, ahorrando la necesidad de ingresar mas relés.

Tabla 3.6: Rangos de las unidades de distancia del relé 12GCX51A11A.

ESTILO	Z (Ohms Prim.)	
	12GCX51A11A	Zona 1
Zona 2		0.1 – 4
Zona 3		1 – 4

El relé General Electric modelo **GCY51A** es monofásico de tipo Mho, tiene 3 zonas de distancia y son utilizados en esquemas de protección de distancia de tres zonas para fallas trifásicas, fase a fase y doble fase a tierra. Para ello, se requiere tres relés GCY51A más un relé temporizador tipo SAM. Los esquemas de comparación direccional y disparo transferido son aplicables cuando se usa el GCY51A, en zonas de distancia y la unidad de la tercera zona es ajustada con o sin desplazamiento para que “vea” dentro o fuera de la sección de la línea. La tabla 3.7. muestra los respectivos rangos disponibles en las unidades de distancia del relé 12GCY51A1A que consta en la biblioteca de relés del programa CAPE, donde se los asume como trifásicos, ahorrando la necesidad de ingresar mas relés.

Tabla 3.7. rangos de las unidades de distancia del relé 12GCY51A1A.

ESTILO	Z (Ohms Prim.)	
	12GCY51A1A	Zona 1
Zona 2		1 – 30
Zona 3		3 – 30

El relé modelo **GCXG51A** es monofásico, y es utilizado para la protección para fallas a tierra para circuitos de transmisión y distribución. Este relé es similar al modelo GCX51A excepto que provee protección de tres zonas para

fallas de una fase a tierra, la tercera zona provee también protección para fallas de dos fases a tierra.

El modelo para fallas a tierra, **GCXG53A**, es usado en líneas de transmisión más largas. Es similar al GCXG51A con las diferencias de que la unidad Mho del GCXG53A tiene un circuito adicional de corriente para proveer compensación de corriente de secuencia cero, usa polarización de mediano voltaje y esta provista de ajustes par a variar el ángulo de máximo torque de 60° a 75°.

La tabla 3.8. muestra los respectivos rangos disponibles en las unidades de distancia de los relés 12GCXG51A11A y 12GCXG53A1A que constan como relés trifásicos en la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.8. Rangos de las unidades de distancia relés 12GCXG51A11A y 12GCXG53A1A.

ESTILO	Z (Ohmios Prim.)	
	12GCXG51A11A	Zona 1
Zona 2		0.1 – 4
Zona 3		1 – 30
12GCXG53A1A	Zona 1	0.50 – 20
	Zona 2	0.50 – 20
	Zona 3	2 – 60

Todos los modelos de relés de distancia para protección de tierra usados a nivel de 138 KV y 230KV, excepto el GCXG51A en su unidad de tercera zona, poseen compensación de corriente de secuencia cero. Esta compensación modifica la respuesta de los relés ante una falla por un **factor denominado Ko**, el que se define de la siguiente manera:

$$K_o = \frac{1}{3} * \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right)$$

Donde:

Z_0 : Impedancia de secuencia cero de la línea en ohmios.

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva de la línea en ohmios.

Este factor (K_o) modifica la ubicación de la falla “vista” por el relé. El valor de la impedancia de falla es entonces:

$$Z = \frac{V_{fase}}{I_{fase} + (K_o * I_{neutral})}$$

Donde:

V_{fase} : Voltaje de línea a neutro.

I_{fase} : Corriente de línea.

En la línea de transmisión de 138 KV Ambato - Totoras presenta una protección secundaria de tipo sobrecorriente direccional. Empleándose para esta protección relés tipo CDD.

Estos relés son fabricados por la compañía English Electric. Todos estos son de sobrecorriente direccional. Todos poseen una unidad direccional, una unidad de sobrecorriente de tiempo inverso y una unidad instantánea de alta velocidad. La unidad direccional es de alta velocidad de copa de inducción de cuatro polos con bobinas de corriente en serie con la bobina de operación del elemento de tiempo inverso, bobinas de voltaje de polarización y un par de contactos que son conectados a través de la bobina de sombra de la unidad de tiempo inverso. Los relés están disponibles sólo como unidades monofásicas. La tabla 3.9 muestra los modelos y estilos de los relés presentes en la protección de la línea Ambato – Totoras.

Tabla 3.9. Relés de sobrecorriente direccional utilizados en 138 KV.

MARCA	PROTECCION SECUNDARIA DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	
	MODELO	ESTILO
ENGLISH ELECTRIC	CDD 21	CDD21_5A_2.5-10_I
	CDD 23	CDD 23 1I - 1T
		CDD 23 1I – 2.5T

Estos relés son usados para protección de fallas de fase o a tierra cuando se requiere una característica direccional en adición a una característica tiempo-corriente de tipo inverso. Los modelos CDD21 tienen características tiempo-corriente de tipo normal inverso y los CDD23 son de tipo muy inverso.

Los relés CDD21 empleados en el SNT tienen un ángulo de máximo torque de 60° en adelante del voltaje de polarización y son usados para protección de fase con conexión a 90°. Los relés CDD23 poseen un ángulo de torque máximo de 60° en atraso del voltaje de polarización y se emplean para fallas a tierra. La bobina de polarización es de 110 V y la de corriente de 5 A. La unidad direccional tiene un valor de puesta en trabajo de 2.2 V y 0.02 A.

En la tabla 3.10, se muestran los rangos disponibles en los relés.

Tabla 3.10. Rangos de las unidades de sobrecorriente de los relés CDD21 y CDD23.

ESTILO	UNIDAD INSTANTANEA (A)	UNIDAD DE TIEMPO INVERSO (A)	DISCO DE TIEMPO
CDD21_5A_2.5-10_I	4 - 16	2.5 – 10 (pasos de 1.25)	0.1 - 1
CDD 23 1I - 1T	1 – 1.5 – 2 – 2.5 – 3 –3.5-4	1 – 1.2 – 1.5 – 2 – 2.4 – 3 - 4	0.1 - 1
CDD 23 1I – 2.5T	1 – 1.5 – 2 – 2.5 – 3 –3.5-4	2.5 – 3 – 3.75 – 5 – 6 – 7.5 - 10	0.1 - 1

3.4. Sistema de Protección de Líneas de Transmisión Utilizando CAPE.

3.4.1. Modelación del Sistema de Protección de Líneas de Transmisión usando CAPE.

Todos los relés, dentro de la base de datos del programa CAPE, se ingresaron dentro de sus correspondientes Zonas de Protección Locales (LZOPs). A las LZOPs también se las conoce como zonas de protección primaria y se encuentran ingresadas junto con los datos de las subestaciones y pueden ser de diferente tipo de acuerdo al elemento que protegen dentro del sistema de potencia modelado. Para nuestras simulaciones, fueron del tipo correspondiente a las líneas de transmisión. Se ingresaron dos LZOPs en las subestaciones correspondientes a los extremos de cada una de las líneas modeladas.

Se realizó la modelación con relés de distancia para fallas a tierra, para fallas entre fases y relés temporizadores que constan en la biblioteca del programa CAPE y en los datos de protecciones de líneas de transmisión del

SNT obtenidos de TRANSELECTRIC S.A. Además, se utilizaron relés auxiliares de la misma biblioteca para la implementación el esquema de sobrealcance permisivo de disparo transferido en líneas de 230 KV.

3.4.2. Lógica de los Elementos de Protección.

Las LZOPs llevan consigo un código de lógica de contactos (contact logic code) que es una expresión lógica que describe la operación de las unidades dentro de un esquema de protección establecido. Dentro de la simulación de una contingencia, el programa CAPE simulará la operación de los disyuntores correspondientes solamente si este código en la LZOP se cumple.

Los códigos de lógica de contactos pueden ser creados, modificados o combinados por el usuario y están compuestos de códigos unidos por operadores lógicos.

Los códigos lógicos son establecidos por el usuario a cada una de las unidades que intervienen en un determinado esquema de protección. Estas unidades pueden ser cualquiera de las que se encuentren disponibles en la biblioteca de relés del programa CAPE.

Durante las simulaciones:

- El módulo SS de CAPE asignó valores lógicos (verdadero o falso) a los códigos de las unidades de los relés dependiendo de la operación de éstas en cada LZOP de la zona de estudio establecida. Si alguna unidad no tiene código o es diferente del que describe al esquema, CAPE simplemente no la considera para la simulación.

- Luego SS realizó la operación lógica de dichos valores en los códigos de lógica de contactos respectivos y obtuvo los resultados de la operación de dichas LZOPs.

En la tabla 3.11. se muestra los códigos de lógica de contactos utilizados para la protección de líneas de transmisión en el programa CAPE.

Tabla 3.11. Códigos de Lógica de Contactos Utilizados en las LZOPs de Líneas de Transmisión

Nombre	Código de Lógica de Contactos
PRIMARIA_230_POTT	((PP_ZN OR PG_ZN OR PH_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T)
PROTECCION_LT_230	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA _ DISTANCIA)

Como sabemos, ambas protecciones primaria y secundaria poseen esquemas de protección distintos, por lo tanto tuvieron códigos de lógica de contactos diferentes. Dentro de las LZOPs correspondientes a las líneas de transmisión a nivel de 230 KV, se combinaron ambos esquemas con un operador lógico OR (como lo muestra la tabla 3.7), de tal manera que funcionaron ambos a la vez como sucede en el SNT.

3.4.3. Esquema de Protección de Distancia con Sobrealcance Permisivo de Disparo Transferido.

Se trabajó con las LZOPs pertenecientes a los extremos de cada línea a nivel de 230 KV.

Para implementar este esquema de protección en nuestra base de datos, se ingresaron en las LZOPs de los extremos de cada línea, los siguientes elementos:

- Unidades de distancia de característica tipo MHO direccionales para protección contra fallas a tierra y entre fases con alcances que van más allá de extremo remoto de la línea (codificadas PH_ZN o PP_ZN o PG_ZN).
- Un elemento auxiliar para ejecutar la función de transmisor, nombrado "TRANSMITTER". Opera con la supervisión de la unidad de distancia contra fallas a tierra o entre fases de la misma LZOP, descrito en el punto anterior.
- Un elemento auxiliar para ejecutar la función de receptor, nombrado "RECEIVER", codificado RCVR, y que esta bajo la supervisión del elemento "TRANSMITTER" del otro extremo de la línea.
- Un elemento auxiliar para ejecutar la función de transmisor de señal eco nombrado "ECHO", que no tiene código, fue calibrado para que se demore un ciclo en operar con la supervisión del disyuntor local. La función de la unidad "ECHO" es la de operar una señal de eco del transmisor remoto de vuelta al otro extremo donde es receptada por la unidad "ECHO_RECEIVER".

- Un elemento auxiliar nombrado “ECHO_RECEIVER”, codificado ECHO_RCVR, y que está bajo la supervisión del elemento “ECHO” de la LZOP del otro extremo.

En la tabla 3.12. se muestra los códigos empleados en la base de datos del programa CAPE para el esquema de Sobrealcance permisivo de disparo transferido.

Tabla 3.12. Códigos Empleados en el Esquema de Protección Primaria Piloto

Códigos Lógicos	Unidad - Descripción
PH_ZN	Unidad de distancia de fase y de tierra de la protección primaria (piloto). Son unidades que pueden desempeñar ambas funciones.
PP_ZN	Unidad de distancia para fallas entre fases de la protección primaria (piloto),
PG_ZN	Unidad de distancia para fallas a tierra de la protección primaria (piloto)
RCVR	Unidad auxiliar “RECEIVER” de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea.
ECHO_RCVR	Unidad auxiliar “ECHO_RECEIVER” de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo de eco del extremo remoto de la línea.

Una vez codificados todos los elementos, en la ventana de la LZOP correspondiente, se utilizó el código de lógica de contactos llamado “PRIMARIA_230_POTT”, cuya expresión describe al esquema de protección de la manera siguiente:

$$((PP_ZN \text{ OR } PG_ZN \text{ OR } PH_ZN) \\ \text{AND} \\ (RCVR \text{ OR } ECHO_RCVR))$$

3.4.4. Esquema de Protección de Distancia por Zonas.

Para simular este esquema en CAPE, se necesitó ingresar previamente en las LZOPs unidades de distancia para protección contra fallas a tierra y para fallas entre fases. Estas fueron de tipo reactancia o de tipo Mho. A continuación, se realizó los ajustes de dichas unidades para las zonas disponibles en cada línea, en el módulo CG del programa CAPE.

Se codificó a las unidades de distancia por su función y también por su zonas. A la primera zona se codificó como "PG_ZN1" si es unidad para fallas a tierra, "PP_ZN1" si es unidad para fallas entre fases o cuando la unidad realiza ambas funciones. A las zonas restantes se las codificó con las mismas letras más su correspondiente número de zona, como se lo describe en la tabla 3.13.

En este esquema existen elementos temporizadores que fueron los que proporcionaron el retardo de tiempo de operación entre cada zona, en las simulaciones. En nuestros LZOPs se tienen relés con o sin temporizadores incorporados. Aquellos que tienen temporizadores, tuvieron supervisión de tercera zona para su accionamiento (ejemplo el relé GEC modelo YTG31_FULLL). Para los relés que no los tienen en sus circuitos, se tuvo que ingresar relés temporizadores en las LZOP respectivas según su catalogo (ejemplo el relé General Electric modelo GCX51A). Se hizo el ajuste del retardo de tiempo, y también se fijó la supervisión en su unidad de tercera zona correspondiente.

Tabla 3.13. Códigos Empleados en el Esquema de Protección Secundaria por Zonas.

Códigos Lógicos	Unidad (descripción)
PP_ZN1	Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, Primera zona.
PP_ZN2	Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, Segunda zona.
PP_ZN3	Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, Tercera zona.
PP_ZN2T	Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la segunda zona.
PP_ZN3T	Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la tercera zona.
PG_ZN1	Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, primera zona.
PG_ZN2	Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, segunda zona.
PG_ZN3	Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, tercera zona.
PG_ZN2T	Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la segunda zona.
PG_ZN3T	Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la tercera zona.

Una vez codificados todos los elementos, en la ventana de la LZOP correspondiente se utilizó el código de lógica de contactos llamado "SECUNDARIA_DISTANCIA", cuya expresión describe al esquema de protección de la manera siguiente:

$$\begin{aligned} & (PP_ZN1 \text{ OR } (PP_ZN2 \text{ AND } PP_ZN2T) \text{ OR } (PP_ZN3 \text{ AND } PP_ZN3T)) \\ & \text{OR} \\ & PG_ZN1 \text{ OR } (PG_ZN2 \text{ AND } PG_ZN2T) \text{ OR } (PG_ZN3 \text{ AND } PG_ZN3T) \end{aligned}$$

Para garantizar una simulación completa del esquema de protección por zonas para cualquier tipo de falla, en la expresión anterior se tienen combinados las expresiones lógicas para la operación de unidades de la protección por zonas para fallas a tierra (PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T)) y la protección por zonas para fallas entre fases (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T)) unidas por un operador "OR".

Capítulo 4

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION A NIVEL DE 230 KV.

4.1. Introducción

El propósito de un estudio de coordinación de protecciones es el de verificar los ajustes de los relés chequeando las respuestas de sus unidades alrededor de una falla aplicada en el sistema, si todos los relés están correctamente ajustados entonces:

- La falla será aclarada solamente por los relés pertenecientes a la protección primaria.
- Deberá haber un intervalo de tiempo suficiente, entre la operación de la protección de respaldo con respecto a la protección primaria.

Se realizaron diferentes estudios en contingencias que fueron simuladas por separado en lo que denominamos como “casos”, cada uno de ellos son independientes. Los casos consistieron en fallas monofásicas a tierra con una determinada ubicación y resistencia de falla. El cálculo de las resistencias de falla se presenta en el Anexo 4.

Se utilizó la línea de transmisión Santo Domingo – Santa Rosa, circuito 1, para el análisis.

El análisis realizado consta de dos partes: Análisis de lógica de contactos y análisis de la operación de unidades de distancia de los relés.

El análisis de lógica de contactos se llevó a cabo gracias a los reportes del módulo de simulación del sistema (SS) del programa CAPE. Se interpretó los reportes de la respuesta lógica de los códigos de las unidades de los relés para explicar el desempeño de éstas ante el caso que se simulaba.

Para el análisis de la operación de las unidades de distancia se utilizó el módulo de gráficos de coordinación (CG) de CAPE. Se justificó la operación de las unidades de distancia involucradas en la protección primaria y secundaria de la línea de transmisión en estudio, mediante comparaciones entre sus alcances y lo que los relés “vieron” durante la falla simulada. Fue de mucha ayuda los gráficos que de dicho módulo se pudieron obtener, además de la información escrita que llevaron consigo.

Antes de llevar a cabo este análisis fue necesario establecer algunas pautas previas:

- En el menú file del módulo “Executive” (EX) del programa CAPE, se utilizó para las simulaciones: La solución de flujos de potencia y la Impedancia subtransiente de los generadores. Al aplicar la solución de Flujos de Potencia, CAPE fija condiciones iniciales para calcular los cortocircuitos de manera más precisa, como se lo explicó en la sección 2.4. Se utilizó la impedancia subtransiente de los generadores porque las respuestas de los relés de distancia de la protección primaria de líneas de transmisión son considerados de tiempo instantáneo, como se mencionó en la sección 3.2.

- En el menú “Preferences” del Módulo “System Simulator” (SS) de CAPE, se definieron las zonas de estudio para cada simulación según el valor asignado a la profundidad de simulación (“Simulation Depth”). El término “profundidad” tiene que ver con la extensión de la zona de estudio. Para estas simulaciones se definió a “Simulation Depth” con el valor de 1. Entonces, CAPE consideró en cada simulación a las LZOPs que tienen relación de protección primaria – protección de respaldo, para que formen parte de las respectivas zonas de estudio.
- En el mismo menú de SS, se estableció el nivel de reporte (“Reporting Level”) en la opción de operación de todos los disyuntores (“All Breakers Operation”), de manera que se tuvo como referencia a la operación de disyuntores para los reportes de SS.
- En el módulo “Short Circuit” (SC) de CAPE se definió la falla “SLG_5_OHMS” para las simulaciones. SLG_5_OHMS es una falla de la fase A hacia tierra que tiene 5 Ohmios de resistencia de falla.
- Dentro de la base de datos del programa CAPE, se utilizó generalmente, el código de lógica de contactos (“Contact Logic Code”) “PROTECCION_LT_230” para las LZOPs a nivel de 230 KV, como se explicó en la sección 3.4.2.
- Para analizar solamente el comportamiento de las protecciones de las líneas de transmisión, se asumió que las protecciones de los demás equipos en las subestaciones están fuera de servicio.

Los casos que fueron considerados para analizar son los que constan en la tabla 4.1 a continuación:

Tabla 4.1. Casos para el estudio de la protección primaria contra fallas a tierra de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, circuito 1.

Casos	
I	Falla de fase a tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.
II	Falla de fase a tierra en línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 99,9% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.
III	Falla de fase a tierra en la barra Santo Domingo 230 KV, resistencia de falla de 5 Ohmios.
IV	Falla de fase a tierra en la barra Santa Rosa 230 KV, resistencia de falla de 5 Ohmios.
V	Falla de fase a tierra en línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1 en el 0,1% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.
VI	Falla de fase a tierra en línea Santa Rosa - Totoras circuito 1 en el 0,1% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.

4.2. Simulación y Análisis de la Protección para Fallas a Tierra de la Línea de Transmisión Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 del SNT.

4.2.1. Análisis de la Simulación del Caso I: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La Fig. 4.1 muestra los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE, y con una flecha su correspondiente dirección de protección. En la tabla 4.2 que muestra los nombres de estas LZOPs de acuerdo con su respectivo número.

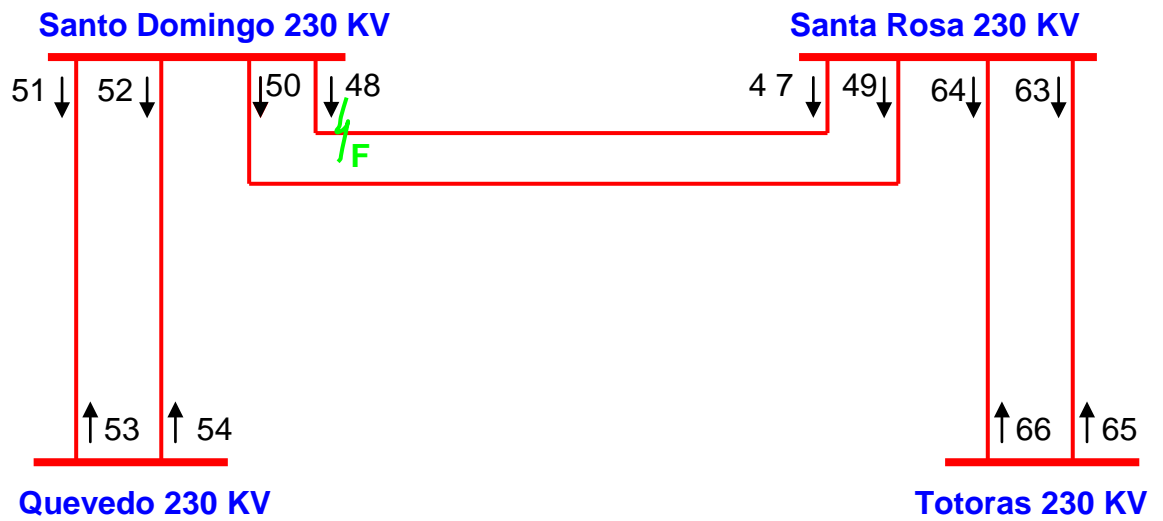


Figura 4.1. LZOPs de zona de estudio.

Tabla 4.2. LZOPs, caso I.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Quevedo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras

Según el reporte de resumen de eventos obtenido del módulo SS de CAPE, cuando se efectuó la simulación del caso I, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- CAPE añadió automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el sitio donde se aplicó la falla, es decir al 0,1% de la línea

Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1 (77,7 metros de la barra Santo Domingo).

- CAPE fijó a la LZOP número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) como protección primaria de la línea, y la 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) como protección de respaldo.

Según el reporte de LZOPs, obtenido del módulo Simulador del Sistema (SS) del programa CAPE, la falla fue despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación simultánea de los disyuntores de las LZOPs los número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) que son las correspondientes a la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS), y dieron lugar a la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos más (50 mS), justificando de esta manera el tiempo de 4.5 Ciclos (75 mS).

4.2.1.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) que son los pertenecientes a la protección de la línea fallada. Esto se dio porque los valores lógicos de los códigos las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” (PH_ZN) y los de las unidades auxiliares de recepción de señal de disparo (RCVR) fueron evaluados por SS como verdaderos para ambas LZOPs mencionadas durante la simulación, cumpliendo con la mínima condición para el código de lógica de contactos “PRIMARIA_230_POTT” accione los disyuntores correspondientes.

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP

número 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) que es la perteneciente al extremo de Santo Domingo de la línea fallada. Esto se dio porque el valor lógico del código de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero, cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Santa Rosa) no se cumplió este requisito, ya que el valor lógico de la unidad de distancia de primera zona (PG_ZN1) fue evaluado falso. O sea, esta unidad no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.3. Entonces, si el caso I ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección piloto:

En ambas subestaciones la protección piloto si funciona.

La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santo Domingo y Santa Rosa), porque sus respectivos alcances se lo permiten. Entonces, cierran sus contactos en 1,5 Ciclos, accionando la transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) inmediatamente en el extremo receptor y con ello hace operar los correspondientes disyuntores despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santo Domingo la protección por zonas si funciona.

Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (zona 1 y zona 3) que se encuentran en esta subestación, alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido los temporizadores se restablecen junto a la unidad de tercera zona.

En el extremo Santa Rosa de la línea, la protección de distancia por zonas no funciona.

La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona, en cambio, si alcanza la falla y cierran sus contactos en 1,5 Ciclos y acciona los temporizadores de la segunda y tercera zonas. Pero, porque la falla es despejada muy rápido por la protección piloto, la unidad se restablece al igual que los temporizadores y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santo Domingo – Santa Rosa:

Con respecto a la protección piloto:

La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de la línea en la subestación Santa Rosa detecta la falla, ya que su alcance se lo permite, y se transmite la señal de disparo hacia su extremo remoto, la subestación Santo Domingo. En cambio, la unidad de distancia en Santo Domingo no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Santa Rosa. Con

ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera porque no se cumplió con la condición para ello.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la subestación Santa Rosa, aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y acciona a los temporizadores, pero se restablece inmediatamente cuando la falla es despejada y su efecto queda anulado.

La protección por zonas no actúa en la subestación Santo Domingo porque las unidades de distancia no detectan la falla, por cuestiones de direccionalidad.

En las líneas Santo Domingo – Quevedo, circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto de la línea no funciona porque las unidades de distancia en la subestación Santo Domingo no detectan la falla por razones de direccionalidad, de manera similar a lo que sucede en la línea anterior.

Con respecto a la protección por Zonas:

La protección por zonas no funciona en la subestación Quevedo, aunque las unidades de distancia de tercera zona alcanza la falla, pero se reestablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla. En Santo Domingo los relés no operan por cuestiones de direccionalidad.

Tabla 4.3. Resumen de lógica de contactos, caso I. (*)

No	LZOP	PROTECCION PILOTO			PROTECCION DE FASE					PROTECCION DE TIERRA					I	II	III	
		PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	CODIGOS DE UNIDADES					PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T				
					PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T									
48	P_ROS1_230 en DOM	v	v	F	F	F	F	v	F	v	F	F	F	v	F	V	V	V
47	P_DOM1_230 en ROS	v	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	v	F	V	V	F
49	P_DOM2_230 en ROS	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	v	F	F	F	F
50	P_ROS2_230 en DOM	F	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	F	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
52	P_QVD2_230 en DOM	F	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	v	F	F	F	F
54	P_DOM2_230 en QVD	v	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	v	F	F	F	F
63	P_TOT1_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
64	P_TOT2_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
65	P_ROS1_230 at TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	F	F	F
66	P_ROS2_230 at TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	F	F	F

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

(*) Obtenido de los repotes del módulo SS del programa CAPE

4.2.1.2. Análisis de Alcance de las Unidades de Distancia.

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se observa que para la simulación del caso I, ambos relés ubicados tanto en Santo Domingo (DOM_ROS1) como en Santa Rosa (ROS_DOM1), alcanzaron la falla en puntos marcados con “X” dentro de sus respectivas características, y en consecuencia operaron (Fig. 4.2). Con la tabla 4.4 se comprobó que el valor óhmico de la falla está dentro del alcance de las unidades, de acuerdo a la información gráfica correspondiente.

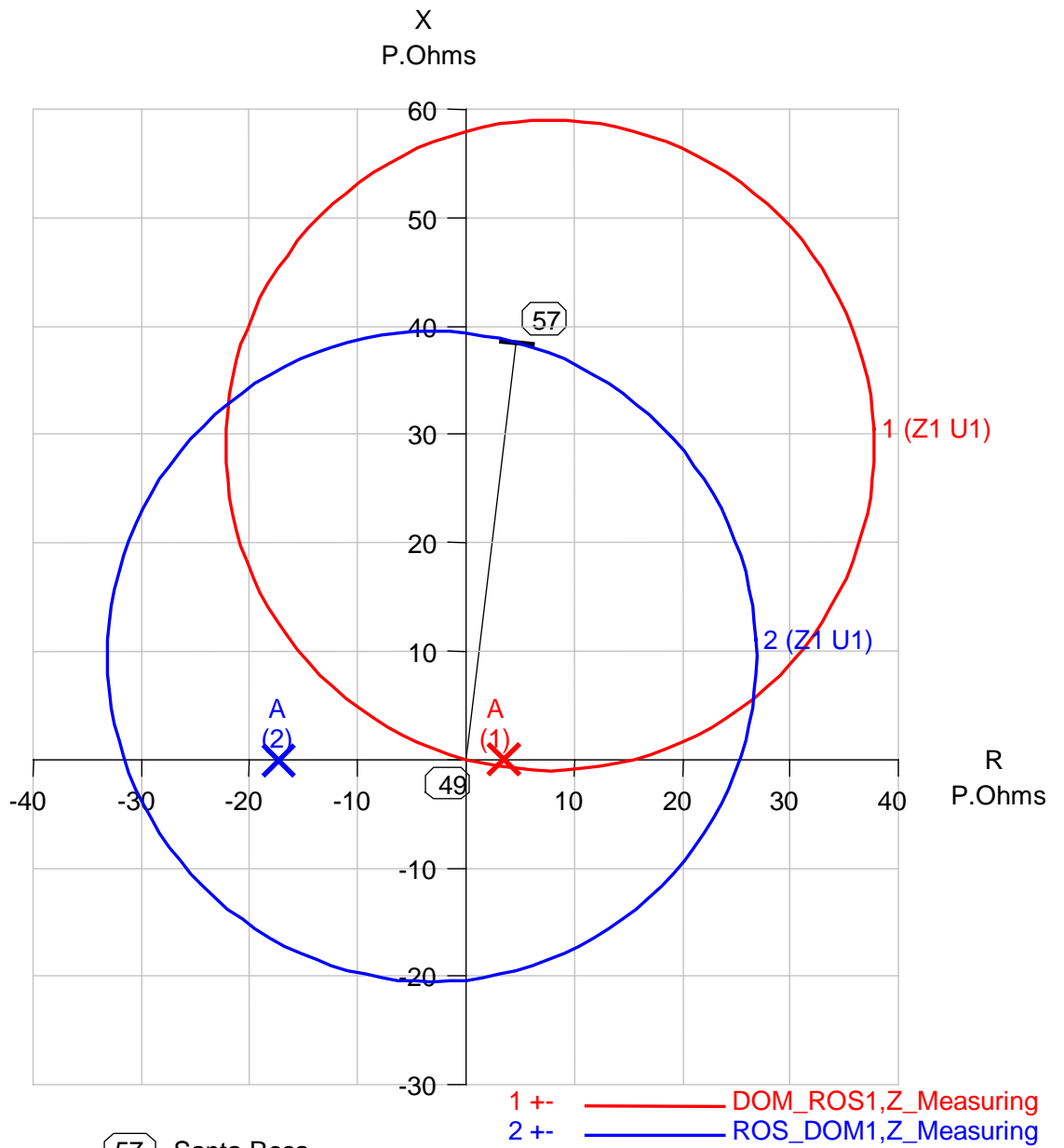
Tabla 4.4. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso I. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	3.55	0.36	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	44.38	-119.69	1.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la subestación Santo Domingo, el relé S_DOM_ROS1_G alcanzó la falla en todas sus unidades de distancia, porque el valor óhmico de la falla está dentro de sus respectivos alcances (Tabla 4.5.). Esto representó una “X” dentro de la zona de operación de las características R-X de la Fig. 4.3. Con esto, se sabe que la protección actuó en la primera zona por ser ésta la de menor tiempo de operación.



57 Santa Rosa
49 Santo Domingo

Fig. 4.2. Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

En cambio, en Santa Rosa el relé S_ROS_DOM1_G no alcanzó la falla en su primera zona, pero sí en sus dos zonas restantes (Tabla 4.5). Entonces se conoce que la falla “escapó” el alcance de la primera zona por su valor de impedancia de falla y su ubicación dentro de la sección protegida, esto representó una “X” fuera de la zona de operación de la primera zona de la Fig. 4.4. Deberá actuar la protección de segunda zona, si es que la falla no fuera despejada antes por la protección piloto.

Tabla 4.5. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso I. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	3.55	0.36	1.5
				Zona 2	45.29				19.5
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	44.36	60.31	Inf.
				Zona 2	58.04				19.5
				Zona 3	132.66				49.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

Con respecto al desempeño de los relés de la línea fallada, se concluye que para esta simulación la protección “piloto” primaria operó de manera completa, y simultáneamente la protección primaria “por zonas” operó solamente del lado de Santo Domingo. En el extremo Santa Rosa la protección por zonas no operó al mismo tiempo que en el extremo Santo Domingo, pero estaba lista para operar en segunda zona luego de un retardo de tiempo, si la protección “piloto” fallaba.

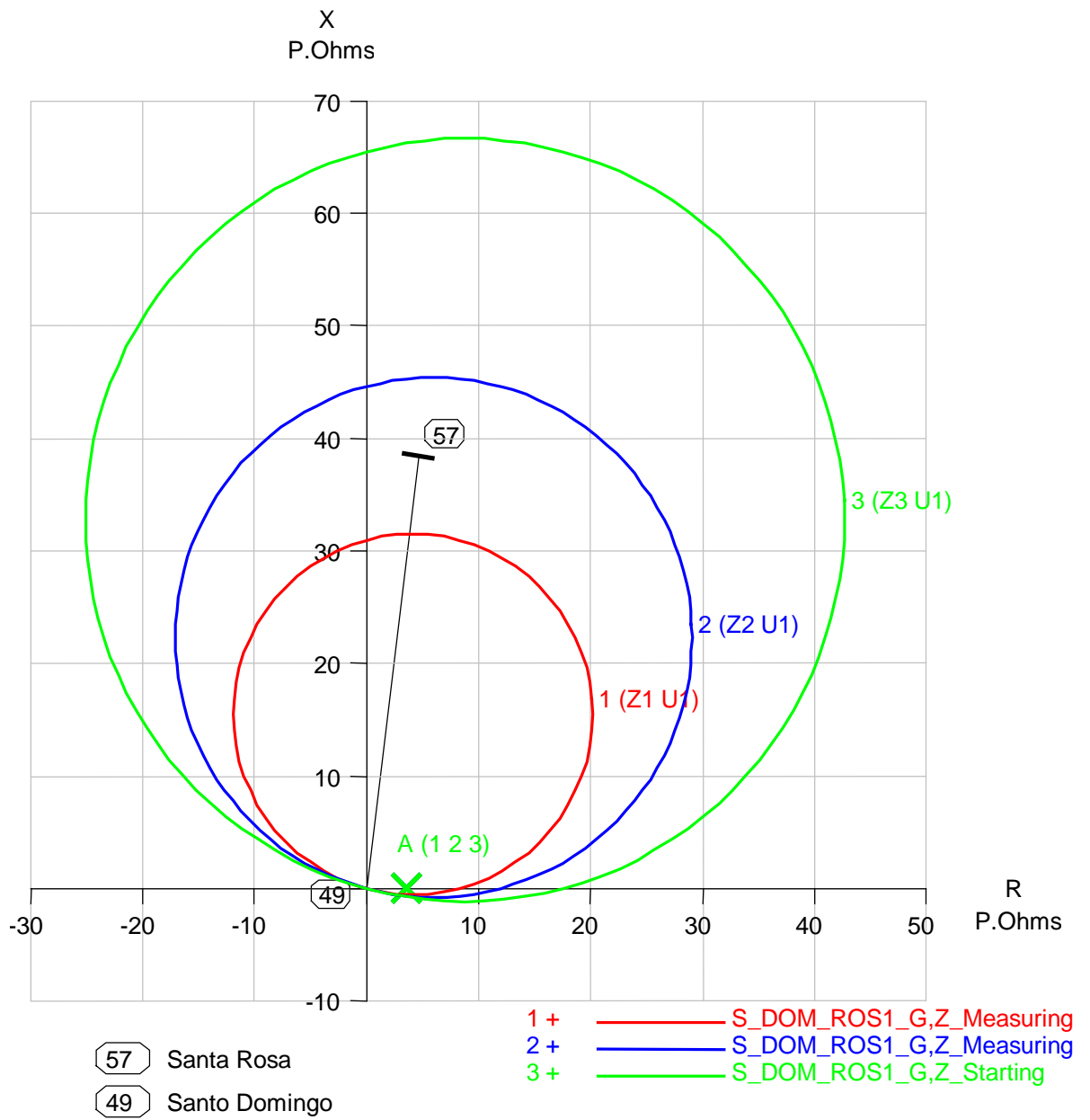


Fig. 4.3. Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

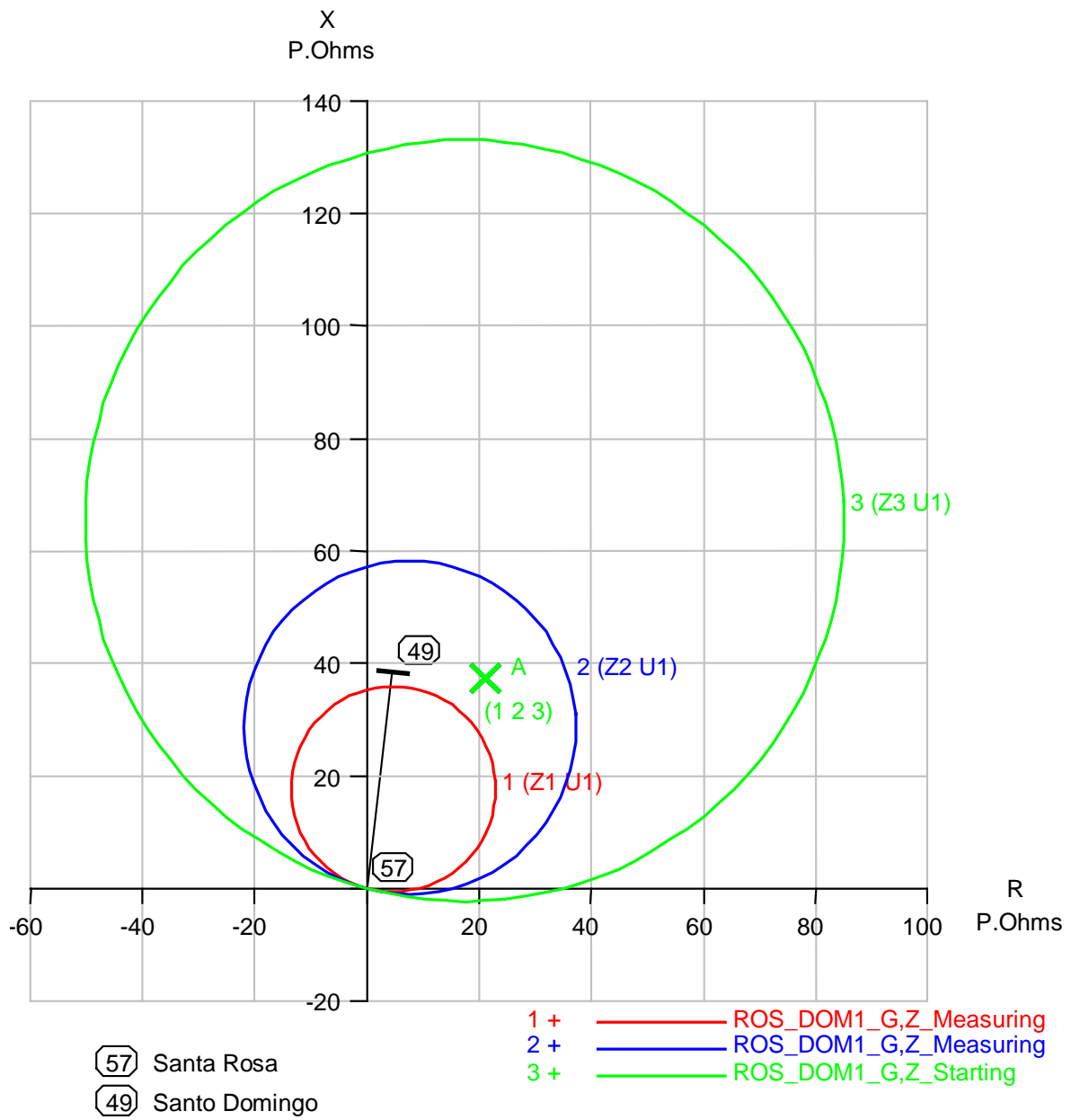


Fig. 4.4. Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

4.2.2. Análisis de la Simulación del Caso II: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 99,9% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

El gráfico 4.5 muestra a los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE y con una flecha su correspondiente dirección de protección. En la tabla 4.6 que muestra los nombres de las LZOPs, de acuerdo con su respectivo número:

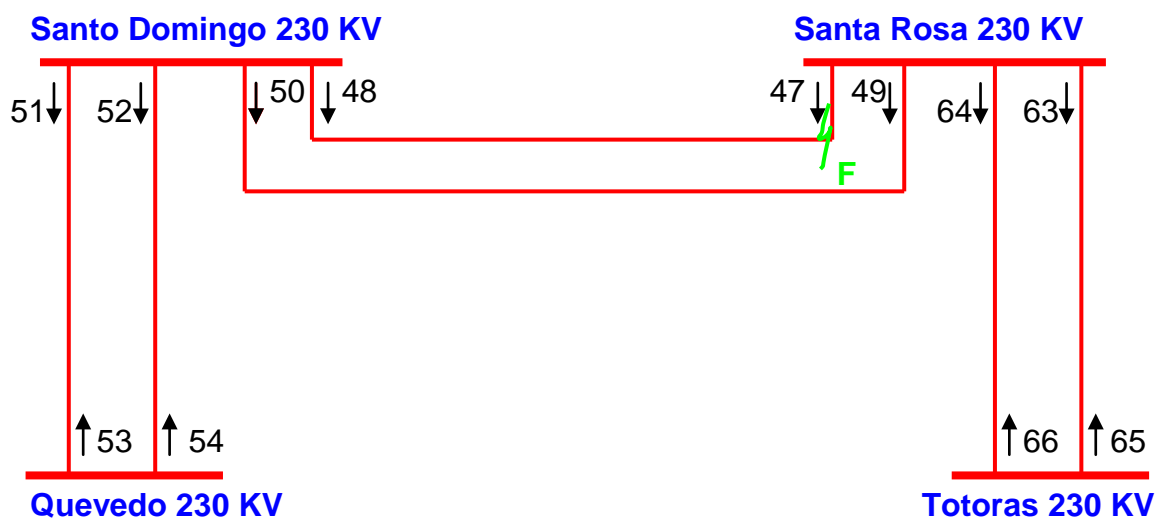


Figura 4.5. LZOPs de zona de estudio

Según el reporte de resumen de eventos obtenido del módulo SS de CAPE, cuando se efectuó la simulación del caso II, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- CAPE añadió automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el sitio donde se aplicó la falla, es decir al 99,9% de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1 (77,7 metros de la barra Santa Rosa).
- CAPE ubicó a la LZOP número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) como protección

primaria de la línea y a la 66 (P_ROS2_230 en TOTORAS) como protección de respaldo.

Tabla 4.6. LZOPs, caso II.

No	Nombre	Línea	Circ. No	Subestación
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Quevedo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras

En el reporte de LZOPs del módulo SS de CAPE, la falla fue despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación simultánea de los disyuntores de las LZOPs número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo), que corresponden a la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS), dieron lugar a la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos más (50 mS), justificando de esta manera el tiempo total de 4.5 Ciclos (75 mS).

4.2.2.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs número 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) y 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) que

pertenece a la línea fallada. Esto se dio porque SS evaluó como verdaderos a los códigos de las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto”, PH_ZN, y los de las unidades auxiliares de recepción de señal de disparo, RCVR, para estas LZOPs. De esta manera, se cumplió con la condición para que PRIMARIA_230_POTT accione los disyuntores correspondientes.

El código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) que es la perteneciente al extremo de Santa Rosa de la línea fallada, porque el valor lógico del código de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Santo Domingo), la unidad de primera zona no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.7. Entonces, si el caso I ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto funciona en ambas subestaciones: Santo Domingo y Santa Rosa. La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santo Domingo y Santa Rosa), porque sus respectivos alcances se lo permiten. Cierran sus contactos en 1,5 Ciclos, accionando la transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún

problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) instantáneamente en el extremo receptor y con ello hace operar a los correspondientes disyuntores, despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santa Rosa la protección por zonas si funciona. Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (primera y tercera zonas) que se encuentran en esta subestación alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido, los temporizadores se restablecen junto con esta unidad.

En el extremo Santo Domingo, la protección de distancia por zonas no funciona. La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona alcanza la falla y cierra sus contactos en 1,5 Ciclos. Se accionan los temporizadores de la segunda y tercera zonas, pero la falla es despejada muy rápido por la protección piloto y la unidad se restablece al igual que los temporizadores, y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santo Domingo – Santa Rosa:

Con respecto a la protección piloto:

La protección piloto no funciona en esta línea. La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección piloto de la línea en la subestación Santo Domingo detecta la falla y transmite la señal de disparo hacia su extremo remoto, la subestación Santa Rosa. En cambio, la unidad de distancia en

Santa Rosa no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Santa Rosa. Con ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la línea.

La protección por zonas en la subestación Santo Domingo no actúa aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y cierra los contactos de los temporizadores pero se restablece inmediatamente junto los temporizadores a lo que la falla es despejada. En la subestación Santa Rosa la protección por zonas no operará porque las unidades de distancia no detectan la falla por cuestiones de direccionalidad.

En las líneas Santa Rosa – Totoras circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección piloto:

En esta línea no funciona la protección “piloto” porque las unidades de distancia en la subestación Santa Rosa no detectan la falla por razones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no funciona en esta línea.

En la subestación Totoras aunque la unidad de distancia de tercera zona alcanza la falla, pero se restablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla. Tampoco funciona la protección por zonas, en la subestación Santa Rosa porque las unidades de distancia no detectan la falla por cuestiones de direccionalidad.

Tabla 4.7. Resumen de lógica de contactos para caso II. (*)

No	LZOP	PROTECCION PILOTO			PROTECCION DE FASE					PROTECCION DE TIERRA					I	II	III
		PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T			
48	P_ROS1_230 en DOM	V	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	V	V	F
47	P_DOM1_230 en ROS	V	V	F	V	F	F	V	F	V	F	F	V	F	V	V	V
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
52	P_QVD2_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
54	P_DOM2_230 en QVD	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
63	P_TOT1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
64	P_TOT2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
65	P_ROS1_230 at TOT	V	F	F	F	F	F	V	F	-	-	-	-	-	F	F	F
66	P_ROS2_230 at TOT	V	F	F	F	F	F	V	F	-	-	-	-	-	F	F	F

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

4.2.2.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la Fig. 4.6 se muestra la característica R-X de los relés de la protección “piloto” de la línea de transmisión Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1, y la tabla 4.8 que muestra los ajustes de las unidades y lo que estas “vieron” durante la simulación del caso, información obtenida del módulo CG del programa CAPE.

Se observa que para la simulación de la contingencia, ambos relés ubicados tanto en Santo Domingo (DOM_ROS1) como en Santa Rosa (ROS_DOM1) detectaron la falla en puntos marcados con “X”, dentro de sus respectivas características y en consecuencia operaron (Fig. 4.6).

Tabla 4.8. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso II. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op.
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	50.16	46.99	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	3.21	-178.99	1.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

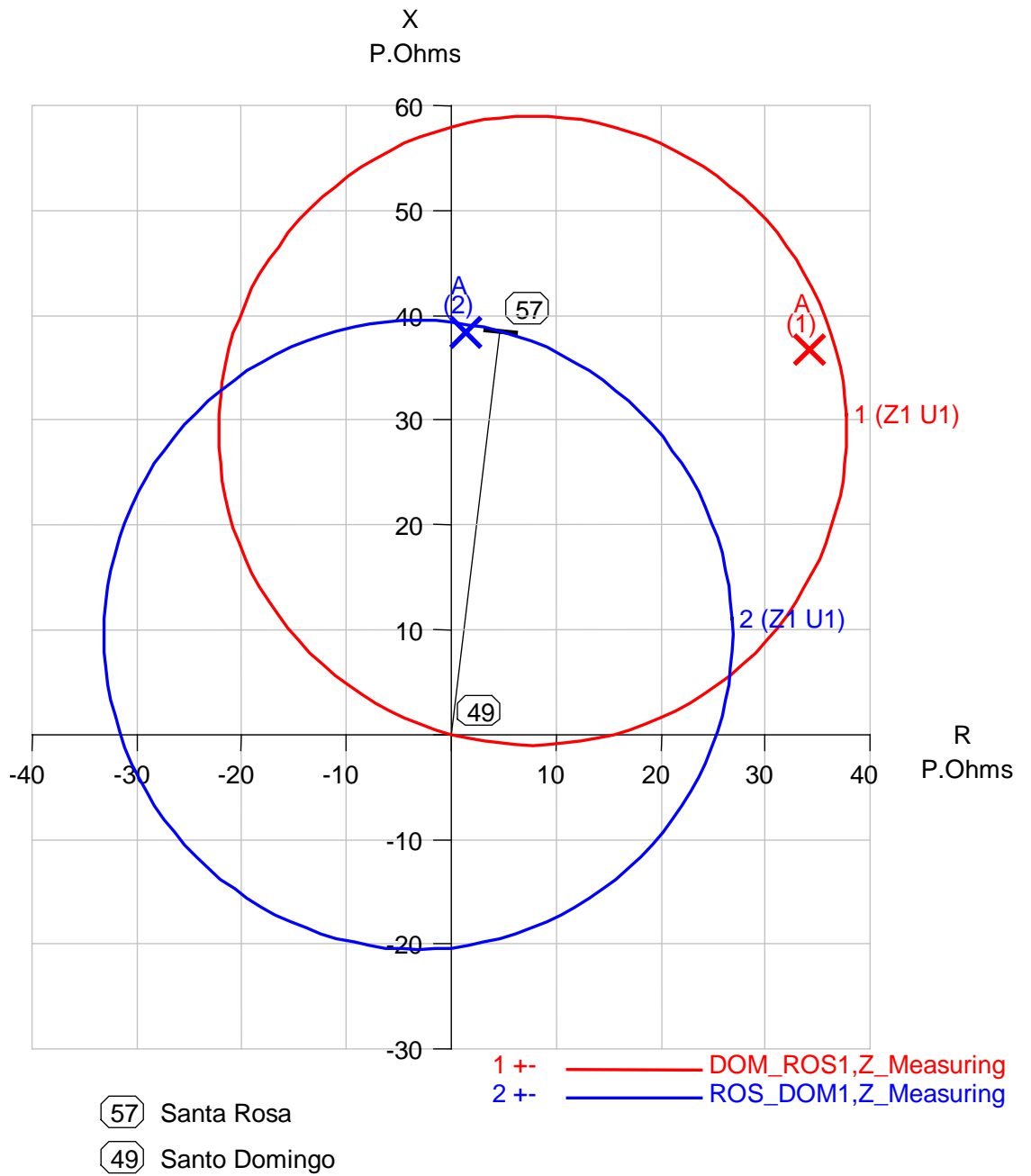


Fig. 4.6. Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la tabla 4.9. se muestra que el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa, detectó la falla en todos sus unidades de distancia, porque el valor óhmico de la falla fue menor que el alcance de cada una de las unidades, ello representó una “X” dentro de la zona de operación de las características R-X (Fig. 4.8). Con ello sabemos que la protección por zonas actuó en primera zona por ser ésta la de menor tiempo de operación. En cambio, el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo, “vio” la falla en su tercera zona. Se conoce que la falla “escapó” de la primera y segunda zonas (Fig. 4.7). Deberá actuar la protección de tercera zona, si es que la falla no fuera despejada por la protección piloto.

Tabla 4.9. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección por zonas, caso II. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	50.15	46.99	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	3.20	1.01	1.5
				Zona 2	58.04				19.5
				Zona 3	132.66				49.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE

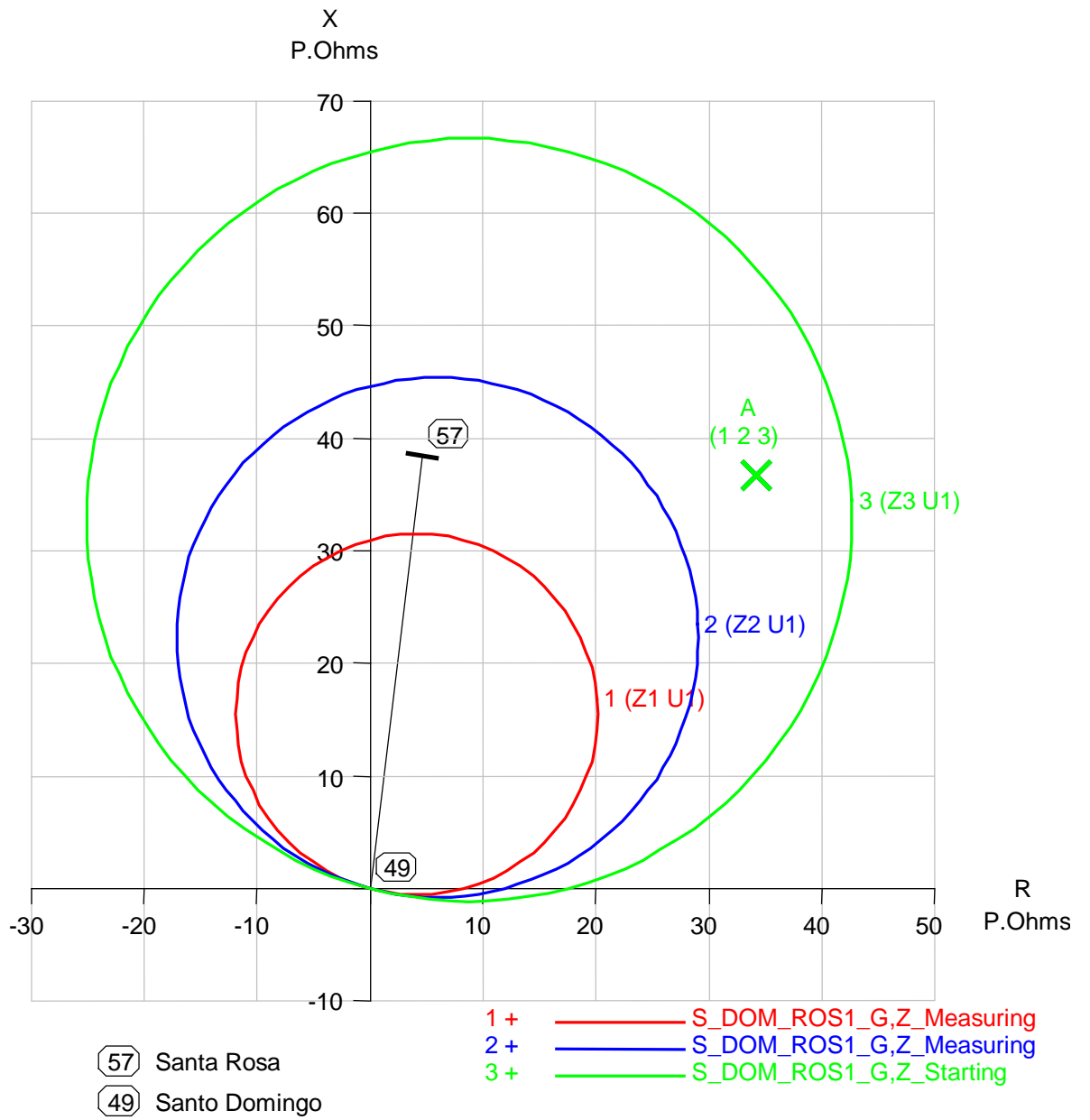


Fig. 4.7. Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia "por zonas" para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

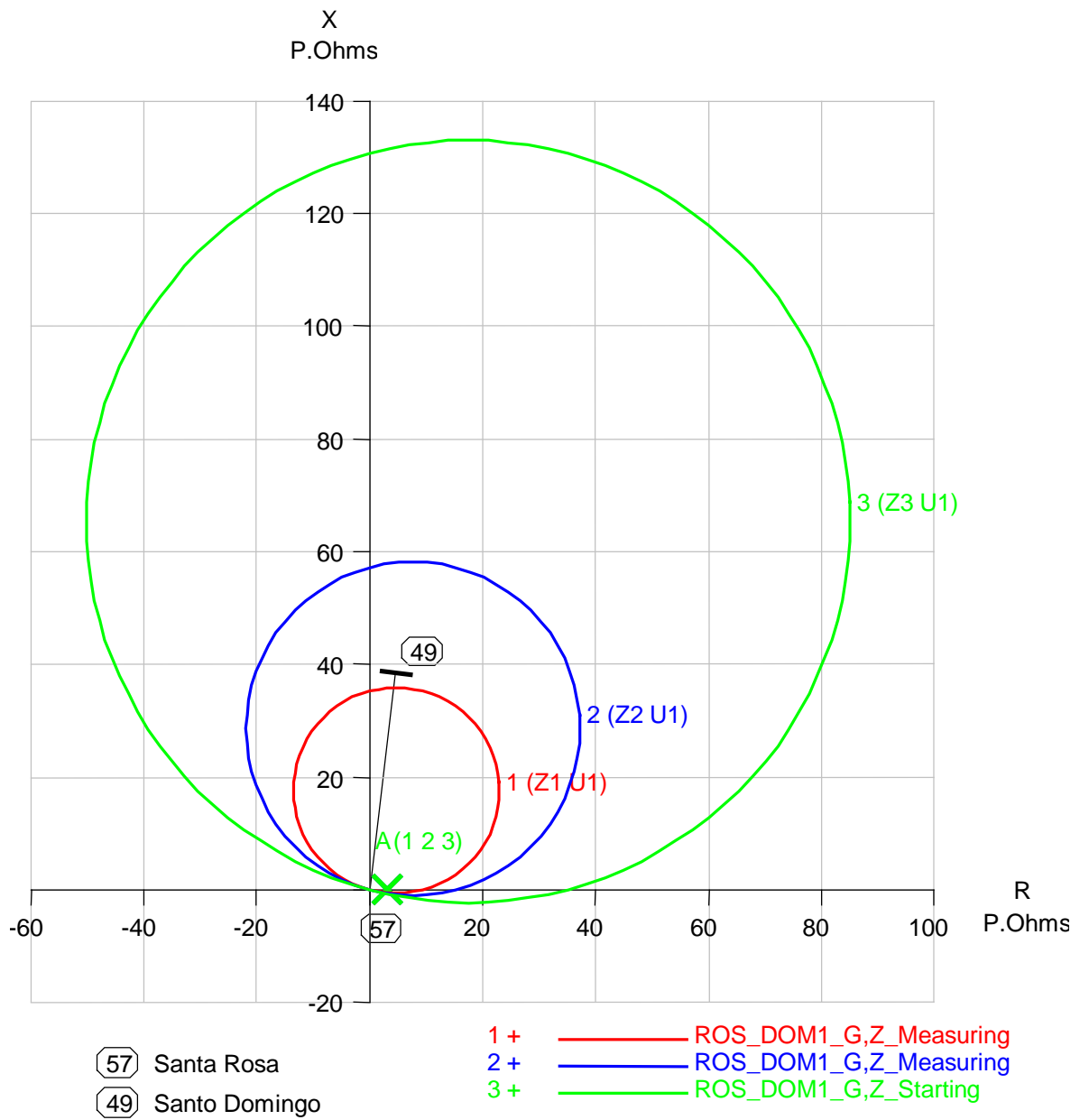


Fig. 4.8. Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

Con respecto al desempeño de los relés en la línea fallada se pudo conocer que la protección piloto primaria operó de manera completa en 4,5 Ciclos.

De manera simultanea, la protección primaria por zonas operó solamente del lado de Santa Rosa, pues del lado de Santo Domingo hubiera operado en tercera zona, si no estuviera disponible la protección piloto.

Si no hubiera actuado la protección piloto en la línea, el retardo de tiempo en la operación de la tercera zona haría que la falla esté vigente más tiempo y cause mas daños. Lo cual no es lo apropiado porque no se despejaría con rapidez el mínimo de elementos posibles dentro del SNT.

4.2.3. Análisis de la Simulación del Caso III: Falla de Fase a Tierra en la Barra Santo Domingo 230 KV, Resistencia de falla de 5 hmios.

La figura 4.9 muestra a los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE y su correspondiente dirección de protección, también se adjunta la tabla 4.10 que muestra los nombres de las LZOPs, de acuerdo con su respectivo número:

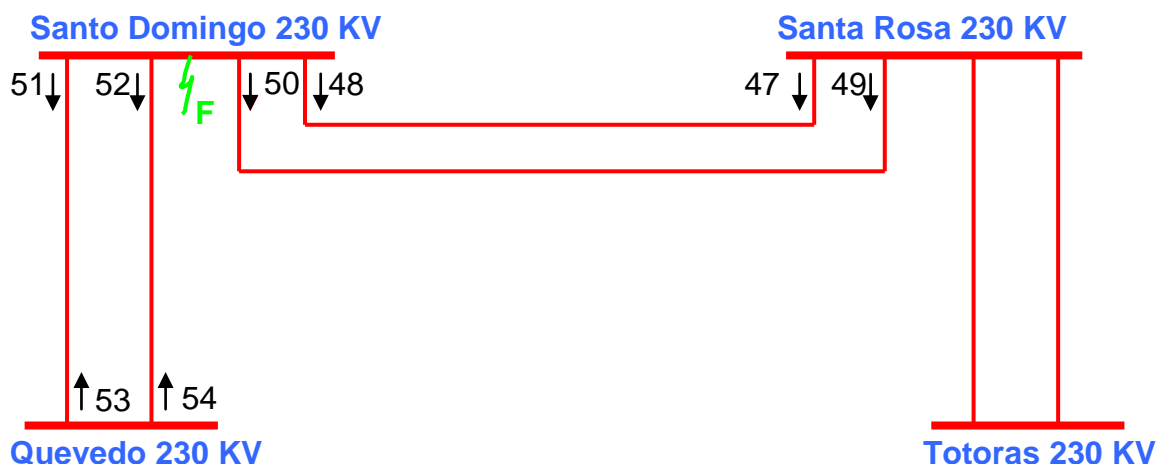


Figura 4.9. LZOPs de zona de estudio

Tabla 4.10. LZOPs, caso III.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Quevedo

Según el reporte de resumen de eventos obtenido del módulo SS de CAPE, cuando se efectuó la simulación del caso III, en su primer paso, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra Santo Domingo 230 KV.
- SS empezó en su primera etapa desde los 0 Ciclos donde se aplica (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra.
- Ubicó a las LZOPs números 47 (P_DOM1_230) y 49 (P_DOM2_230) en la subestación Santa Rosa como protección primaria de la barra, y no hubo protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs para este primer paso, la falla no fue despejada en 24.0 Ciclos (400 mS) operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa) que son los correspondientes a la protección de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos 1 y 2, en la subestación Santa Rosa a nivel de 230 KV. Estas LZOPs operaron simultáneamente en 21 Ciclos (350 mS),

permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 24 Ciclos (400 mS).

Luego de la simulación, quedó abierto el anillo a nivel de 230 KV y la falla no fue totalmente despejada. Se abrieron los extremos de la subestación Santa Rosa de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos.

Para el segundo paso, quedaron abiertos los disyuntores que actuaron el primer paso, CAPE realizó lo siguiente:

- SS continuó en su segunda etapa de simulación desde los 24 Ciclos.
- Recalculó las corrientes de falla con la nueva condición del sistema y consideró a los temporizadores que quedaron operando en el primer paso.
- Ubicó a las LZOPs números 53 (P_DOM1_230) y 54 (P_DOM2_230) como protección primaria de la barra, y no hubo protección de respaldo disponible.

Para este segundo paso, según el reporte de LZOPs, la falla no fue despejada en 30.0 Ciclos (500 mS) desde el comienzo de la simulación. Operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs números 53 (P_DOM1_230) y 54 (P_DOM2_230) que son los pertenecientes a la protección de la línea Santo Domingo – Quevedo circuitos 1 y 2, en la subestación Quevedo. Estas LZOPs operaron en 27 Ciclos (450 mS), permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 30 Ciclos (500 mS).

Luego de los dos pasos, quedó abierto los extremos de las líneas Santo Domingo – Quevedo y Santo Domingo – Santa Rosa pertenecientes a las

subestaciones Quevedo y Santa Rosa, respectivamente. No hubo un despeje total de la falla, ya que sólo contamos con las protecciones de las líneas de transmisión a nivel de 230 KV dentro de nuestro estudio, pero se comprobó que éstas brindaron protección de respaldo remoto a la barra fallada.

4.2.3.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria piloto, PRIMARIA_230_POTT, no se cumplió en la zona de estudio, para las dos etapas de la simulación. No se tuvo los valores lógicos PH_ZN y RCVR verdaderos dentro de un mismo LZOP y por ello, no se tuvo el mínimo requisito para que PRIMARIA_230_POTT se cumpla. Aunque, los valores lógicos fueron verdaderos en las unidades de distancia codificadas PH_ZN en las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa), 53 (P_DOM1_230 en Quevedo), y 54 (P_DOM2_230 en Quevedo). Y también en las unidades auxiliares codificadas RCVR de las LZOPs números 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo), 50 (P_ROS2_230 en Santo Domingo), 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo), y 52 (P_QVD2_230 en Santo Domingo).

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa), en el primer paso de la simulación y las números 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) y 54 (P_DOM2_230 en Quevedo) en el segundo paso. Estas actuaron como protección de respaldo remoto para la falla en la barra Santo Domingo 230 KV, estando fuera de servicio la protección de la barra. En estas LZOPs, fueron evaluados por SS como verdaderos los códigos PG_ZN2, PG_ZN3, y PG_ZN2T, cumpliendo con una condición para que se cumpla el disparo en segunda zona de SECUNDARIA_DISTANCIA.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.10. Entonces, si el caso III ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa y Quevedo – Santo Domingo, Circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto en estas líneas no funciona. La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de las líneas que se encuentran en las subestaciones adyacentes a la barra fallada a nivel de 230 KV (Quevedo y Santa Rosa) porque sus respectivos alcances se lo permiten, entonces cierran sus contactos en 1,5 Ciclos (25 mS) accionando la transmisión de la señal de disparo hacia Santo Domingo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, éstas señales llegan a los extremos receptores pero no se energizan los relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) porque los relés en Santo Domingo no operan por cuestiones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

En las subestación Santa Rosa, la protección por zonas funciona en 24 Ciclos (400mS) y en Quevedo en 30 Ciclos (500mS). Las unidades de distancia para fallas a tierra de las líneas que se encuentran en estas subestaciones detectan la falla en su tercera zona de protección y operaron cerrando sus contactos respectivos en 1,5 Ciclos (25mS). Accionan los respectivos temporizadores de segunda y tercera zonas.

En la subestación Santa Rosa, luego de 18 Ciclos (300 mS) de retardo de tiempo de segunda zona, las unidades de distancia para fallas a tierra de segunda zona detectan la falla y tardan 1,5 Ciclos en operar, energizan a sus relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) y hacen operar los disyuntores que se demoran 3 Ciclos (50 mS) más. De esta manera se justifica los 24 Ciclos que transcurrieron para disparar ambos circuitos de las líneas Santo Domingo - Santa Rosa en dicha subestación.

En la subestación Quevedo y luego 24 Ciclos (400mS) a partir de la operación de las correspondientes terceras zonas, los temporizadores accionan la unidad de distancia para fallas a tierra de segunda zona, las cuales detectan la falla y operan en 1,5 Ciclos (25mS) más, accionando los relés de disparo de la línea Santo Domingo – Quevedo circuitos uno y dos. A partir de esto, los disyuntores abren ese extremo en 3 Ciclos, justificando los 30Ciclos (400 mS) que transcurrieron para disparar ambos circuitos de las líneas Santo Domingo – Quevedo, en dicha subestación.

4.2.3.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se observa que para la simulación de la contingencia en su primer paso, sólo el relé ubicado Santa Rosa (ROS_DOM1) detectó la falla en un punto marcado con una “X” dentro de su respectiva característica de operación, y en consecuencia, cerró sus contactos (Fig 4.10). Se pudo comprobar que la impedancia que la unidad de distancia en Santa Rosa “vió”, en el paso 1, está dentro de su alcance, justificando de esta manera la “X” ubicada dentro de la característica X-R de la Fig. 4.10. En la subestación Santo Domingo el relé DOM_ROS 1 no detectó la falla en su característica de operación por cuestiones de direccionalidad (tabla 4.12).

Tabla 4.11. Resumen de lógica de contactos para caso III. (*)

		PROTECCION PILOTO			PROTECCION DE FASE					PROTECCION DE TIERRA							
		CODIGOS DE UNIDADES															
Primer Paso																	
No	LZOP	PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T	I	II	III
48	P_ROS1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
47	P_DOM1_230 en ROS	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	F	V
49	P_DOM2_230 en ROS	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	F	V
50	P_ROS2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
52	P_QVD2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F
54	P_DOM2_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F
Segundo Paso																	
48	P_ROS1_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
47	P_DOM1_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
49	P_DOM2_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
50	P_ROS2_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
52	P_QVD2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	F	V
54	P_DOM2_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	F	V

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

En segunda etapa de la simulación, los relés de Santa Rosa de la línea en estudio, no detectaron la falla porque la línea estuvo desconectada de ese extremo. Mientras que en la subestación Santo Domingo, el relé de distancia detecta un valor muy alto y fuera de su alcance por cuestiones de direccionalidad. El valor fue muy alto, debido a que en la falla se presentaron corrientes fase muy cercanos a cero (porque la línea estuvo desconectada del extremo Santa Rosa) y esto influyó sobre la ecuación de impedancia de la unidad ($X = V/I$) haciendo que este valor sea alto (Tabla 4.12).

Tabla 4.12. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso III. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” Paso 1		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	15.07	- 178.91	Inf.
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78		44.45	- 119.73	1.5

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia de la Línea		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	3736.83	- 89.98	Inf.
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78		-	-	Fuera Op.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

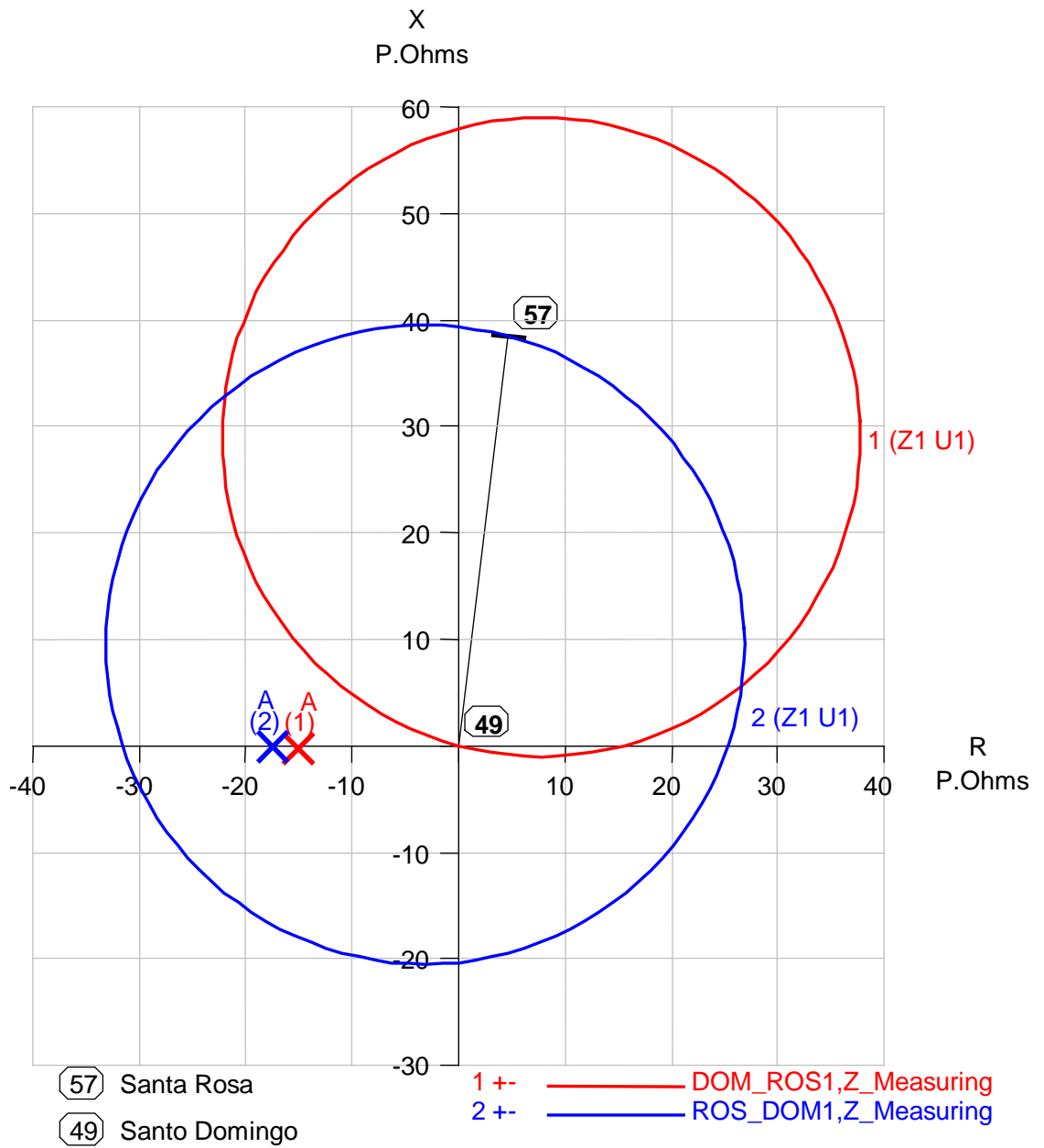


Fig. 4.10. Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En el primer paso, el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo detectó la falla en sus unidades de distancia de tierra, pero este valor de impedancia está fuera de sus alcances por cuestiones de direccionalidad (tabla 4.13), ello representó una “X” fuera de la zona de operación de las características R-X, como se comprobó en la Fig. 4.11. Entonces, la protección por zonas no funcionó en esta subestación. En la segunda etapa de la simulación, la impedancia “vista” es muy grande y no entró dentro de las características de operación de las unidades, por los mismos motivos que sucedieron en el relé de la protección piloto descrito anteriormente.

En cambio, en la subestación Santa Rosa, durante el primer paso de la simulación, el relé S_ROS_DOM1_G “vió” la falla en su correspondiente segunda y tercera zonas de operación. Los alcances de las unidades correspondientes estas zonas cubren a la impedancia detectada de la falla (Tabla 4.13.). Esto representó una “X” dentro de las curvas mostradas en la Fig. 4.12. Entonces las unidades cerraron sus contactos y se dio inicio a los temporizadores. Se dio el disparo en segunda zona por ser esta la de menor tiempo de retardo. En el segundo paso de la simulación, estas unidades no actuaron porque hubo despeje de ambos circuitos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa del lado de Santa Rosa.

Tabla 4.13. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso III. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	15.07	-178.91	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				Inf.
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82		44.43	60.27	Inf.
				Zona 2	58.04				19.5
				Zona 3	132.66				49.5

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” paso2		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	3736.83	- 89.98	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				Inf.
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82		-	-	Fuera Op.
				Zona 2	58.04				
				Zona 3	132.66				

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

En resumen, con respecto al desempeño de los relés de la línea en estudio ante el caso III, se comprobó que la protección piloto no operó porque la falla no corresponde a la sección que protege. En cambio la protección primaria “por zonas” operó solamente del lado de Santa Rosa y con un retardo de tiempo (paso 1) y luego en el lado de Quevedo (paso 2). Con esto se comprobó que esta protección actúa como protección de respaldo remota, ante una falla que esta en la barra de Santo Domingo 230 KV, cuando está fuera de servicio las protecciones para fallas en la barra Santo Domingo 230 KV.

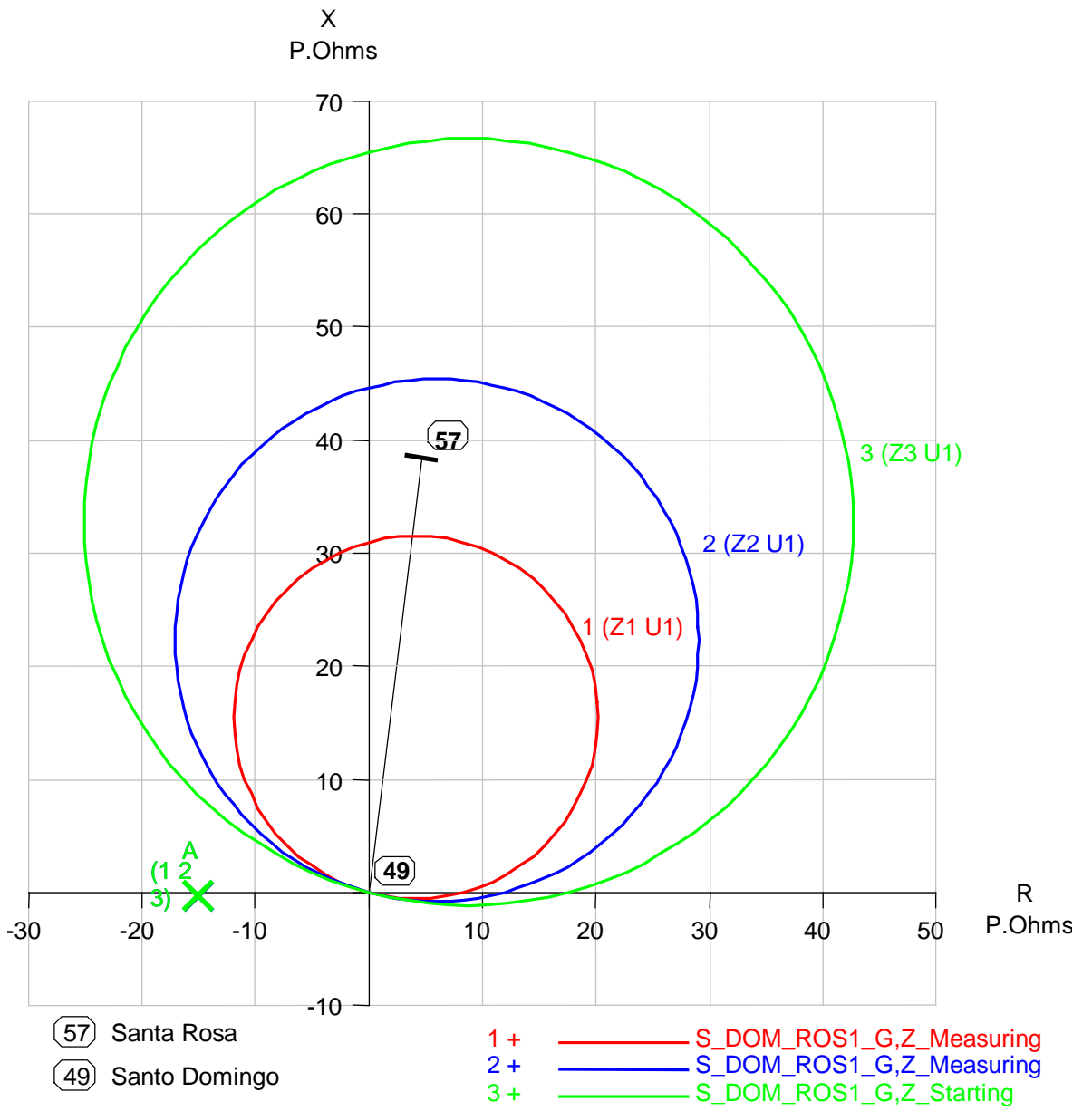


Fig. 4.11. Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

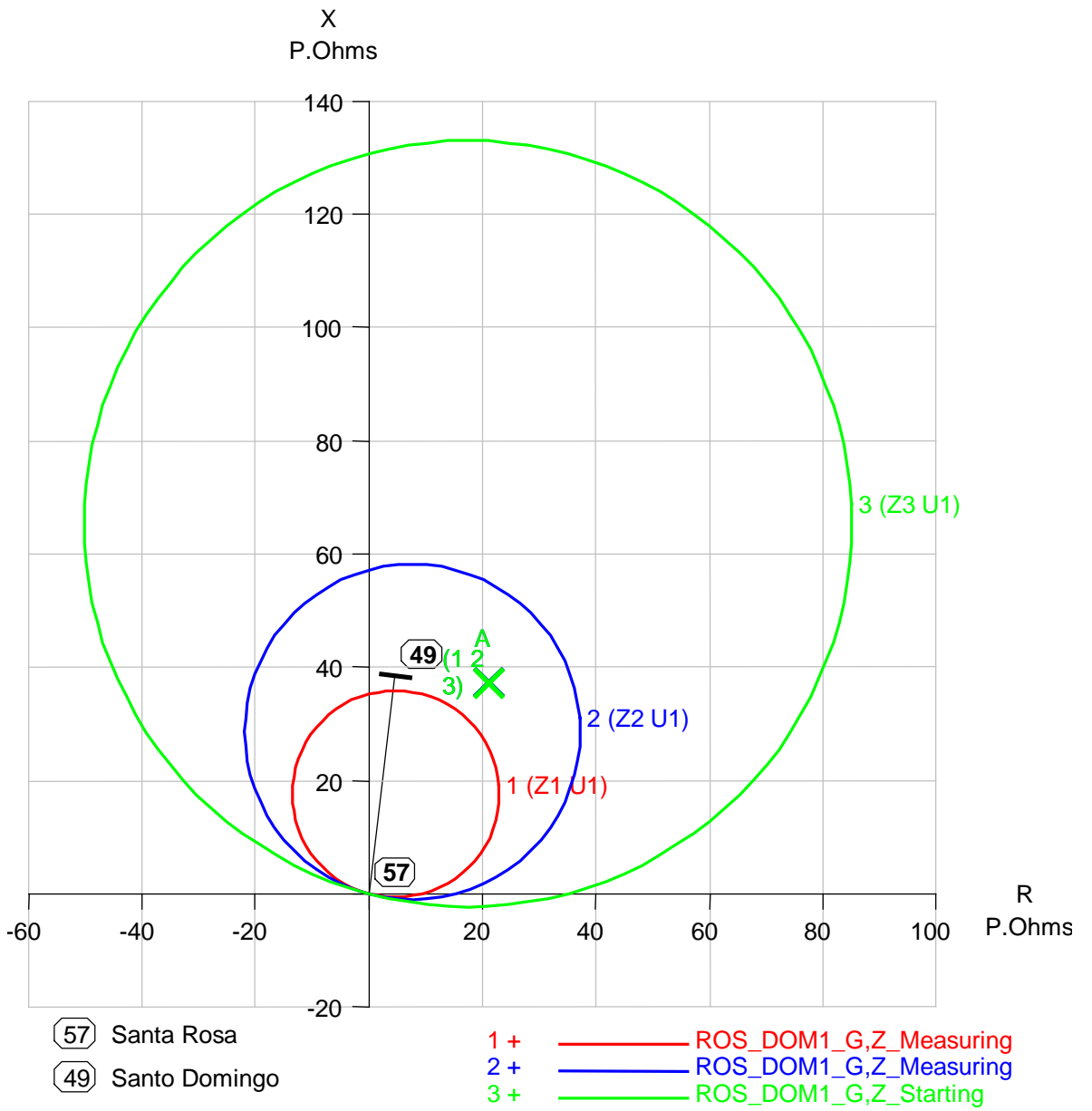


Fig. 4.12. Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

4.2.4. Análisis de la Simulación del Caso IV: Falla de Fase a Tierra en la Barra Santa Rosa 230 KV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La figura 4.13 muestra a los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE y su correspondiente dirección de protección, también se adjunta la tabla 4.14 que muestra los nombres de las LZOPs, de acuerdo con su respectivo número:

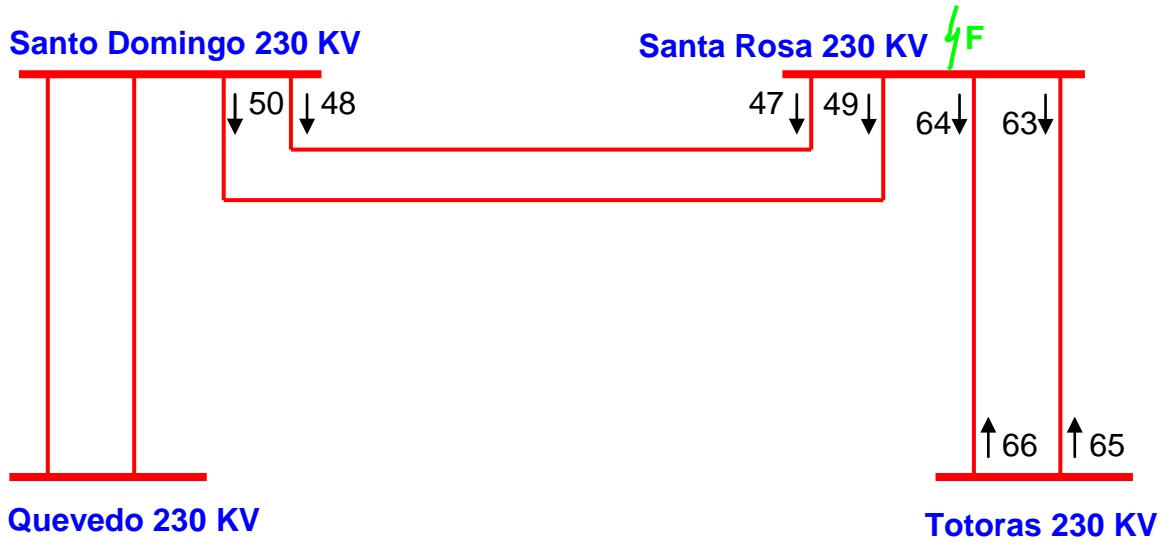


Figura 4.13. LZOPs de zona de estudio.

Tabla 4.14. LZOPs, caso IV.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras

Según los reportes obtenidos obtenido del módulo SS de CAPE (Anexo 5), cuando se efectuó la simulación del caso IV, en su primer paso, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra Santa Rosa 230 KV.
- SS empezó en su primera etapa desde los 0 Ciclos donde se aplica (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra.
- Ubicó a las LZOPs números 65 P_ROS1_230 y 66 (P_ROS2_230) de la subestación Totoras como protección primaria de la barra, y no hubo protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs del módulo SS del programa CAPE, para este primer paso, la falla no fue despejada en 24.0 Ciclos (400 mS), operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs 66 (P_ROS2_230) y 65 P_ROS1_230 de la subestación Totoras. Entonces quedaron abiertos los extremos de la línea Santa Rosa – Totoras circuitos 1 y 2, en esta subestación. Estas LZOPs operaron simultáneamente en 21 Ciclos (350 mS), permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 24 Ciclos (400 mS).

Luego de la simulación, quedó abierto el anillo a nivel de 230 KV y la falla no fue totalmente despejada. Se abrieron los extremos de la subestación Santa Rosa de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos.

Para el segundo paso, quedaron abiertos los disyuntores que actuaron el primer paso, CAPE realizó lo siguiente:

- SS continuó en su segunda etapa de simulación desde los 24 Ciclos.
- Recalculó las corrientes de falla con la nueva condición del sistema y consideró el tiempo que transcurrió en los temporizadores que quedaron operando en el primer paso.
- Ubicó a las LZOPs números 48 (P_ROS1_230) y 50 (P_ROS2_230) de la subestación Santo Domingo, como protección primaria de la barra y no hubo protección de respaldo disponible.

Para este segundo paso, según el reporte de LZOPs, la falla no fue despejada en 52,5 Ciclos (875 mS) desde el comienzo de la simulación. Operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs números 50 (P_ROS2_230) y 48 (P_ROS1_230) de Santo Domingo, de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos 1 y 2. Estas LZOPs operaron simultáneamente en 49,5 Ciclos (825 mS), permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 52,5 Ciclos que transcurrieron.

Luego de los dos pasos, quedó abierto los extremos de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa y Santa Rosa – Totoras, pertenecientes a las subestaciones Santo Domingo y Totoras, respectivamente.

No hubo un despeje total de la falla, ya que sólo contamos con las protecciones de las líneas de transmisión a nivel de 230 KV dentro de nuestro estudio, pero se comprobó que éstas brindaron protección de respaldo remoto a la barra fallada.

4.2.4.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria piloto, PRIMARIA_230_POTT, no se cumplió en la zona de estudio. En las dos partes de la simulación, no se tuvo los valores lógicos PH_ZN y RCVR verdaderos dentro de un mismo LZOP y por ello, no se tuvo el mínimo requisito para que PRIMARIA_230_POTT se cumpla. Aunque, los valores lógicos fueron verdaderos en las unidades de distancia codificadas PH_ZN en las LZOPs números 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo), 50 (P_ROS2_230 en Santo Domingo), 65 (P_ROS1_230 en Totoras), y 66 (P_ROS2_230 en Totoras).

Y también las unidades auxiliares codificadas RCVR de las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa), 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa), y 64 (P_TOT1_230 en Santa Rosa).

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para las LZOPs números 65 P_ROS1_230 y 66 (P_ROS2_230) de la subestación Totoras, en el primer paso de la simulación y las números 48 (P_ROS1_230) y 50 (P_ROS2_230) de la subestación Santo Domingo, en el segundo paso. Estas actuaron como protección de respaldo remoto para la falla en la barra a Rosa 230 KV, estando fuera de servicio la protección de la barra. En estas LZOPs fueron evaluados por SS como verdaderos, los códigos PG_ZN2, PG_ZN3, y PG_ZN2T, cumpliendo con una condición para que se cumpla el disparo en segunda zona de SECUNDARIA_DISTANCIA.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.15. Entonces, si el caso IV ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa y Quevedo – Santo Domingo, Circuitos uno y dos

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto en estas líneas no funciona. La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de las líneas que se encuentran en las subestaciones adyacentes a la barra fallada a nivel de 230 KV (Santo Domingo y Totoras) porque sus respectivos alcances se lo permiten, entonces cierran sus contactos en 1,5 Ciclos (25 mS) accionando la transmisión de la señal de disparo hacia Santa Rosa. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, éstas señales llegan a los extremos receptores pero no se energizan los relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) porque los relés en Santo Domingo no operan por cuestiones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

En las subestación Totoras, la protección por zonas funciona en 24 Ciclos (400mS) y, en Santo Domingo en 52,5 Ciclos (541,7 mS).

Las unidades de distancia para fallas a tierra de las líneas que se encuentran en estas subestaciones detectan la falla en su tercera zona de protección y operaron cerrando sus contactos respectivos en 1,5 Ciclos (25mS). Accionan los respectivos temporizadores de segunda y tercera zonas.

Tabla 4.15. Resumen de lógica de contactos para caso IV. (*)

		PROTECCION PILOTO			PROTECCION DE FASE					PROTECCION DE TIERRA									
		CODIGOS DE UNIDADES																	
		Primer Paso																	
No	LZOP	PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T	I	II	III		
48	P_ROS1_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	F	F	F	F		
47	P_DOM1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	F	F	F	F		
63	P_TOT1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
64	P_TOT2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
65	P_ROS1_230 at TOT	V	F	F	F	V	V	V	F	-	-	-	-	-	V	F	V		
66	P_ROS2_230 at TOT	V	F	F	F	V	V	V	F	-	-	-	-	-	V	F	V		
		Segundo Paso																	
48	P_ROS1_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	V	F	V		
47	P_DOM1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	V	F	V		
63	P_TOT1_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
64	P_TOT2_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
65	P_ROS1_230 at TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	V	F	V		
66	P_ROS2_230 at TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	V	F	V		

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

En la subestación Totoras, luego de 18 Ciclos (300 mS) de retardo de tiempo de segunda zona, las unidades de distancia para fallas a tierra de segunda zona detectan la falla y tardan 1,5 Ciclos más en operar y energizan a sus relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) para operar los disyuntores que se demoran 3 Ciclos (50 mS) más. De esta manera se justifica los 24 Ciclos que transcurrieron para disparar ambos circuitos de la línea Santa Rosa – Totoras, en dicha subestación.

En la subestación Santo Domingo, luego 48 Ciclos (800 mS), a partir de la accionamiento de los temporizadores, se accionan las unidades de distancia para fallas a tierra de tercera zona, las cuales detectan la falla y operan luego de 1,5 Ciclos (25mS), accionando los relés de disparo de la línea Santo Domingo – Santa Rosa (circuitos uno y dos) y los disyuntores luego de 3 Ciclos (50 mS), justificando los 52,5 Ciclos (875 mS) que transcurrieron para disparar ambos circuitos de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa, en dicha subestación, durante la simulación.

4.2.4.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Con respecto a la protección piloto, se observa que para la simulación de la contingencia en su primer y segundo pasos, sólo el relé ubicado Santo Domingo (DOM_ ROS1), detectó la falla en un punto marcado con una “X” dentro de su respectivas características de operación (Figs. 4.14 y 4.15). Este relé, cerró sus contactos en el primer paso y permanecieron cerrados en el segundo, porque la falla permaneció dentro de la correspondiente característica de operación. Mientras tanto, en Santa Rosa el relé ROS_DOM1, no operó en ambas etapas por estar la falla ubicada fuera de su característica de operación (Figs. 4.14 y 4.15).

Se comprobó que la impedancia que la unidad de distancia en Santo Domingo “vió”, en el primero y segundo pasos, está dentro de su alcance (Tabla 4.16), justificando de esta manera la “X” ubicada dentro de la característica gráfica de la Figs. 4.14 y 4.15. De la misma forma, en la Subestación Santa Rosa, se verificó que los relés no operaron por cuestiones de direccionalidad.

Tabla 4.16. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso IV. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” Paso 1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	50.31	46.85	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	27.58	- 2.87	Inf.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” Paso 2		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	43.53	51.71	1.50
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	20.80	- 10.64	Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

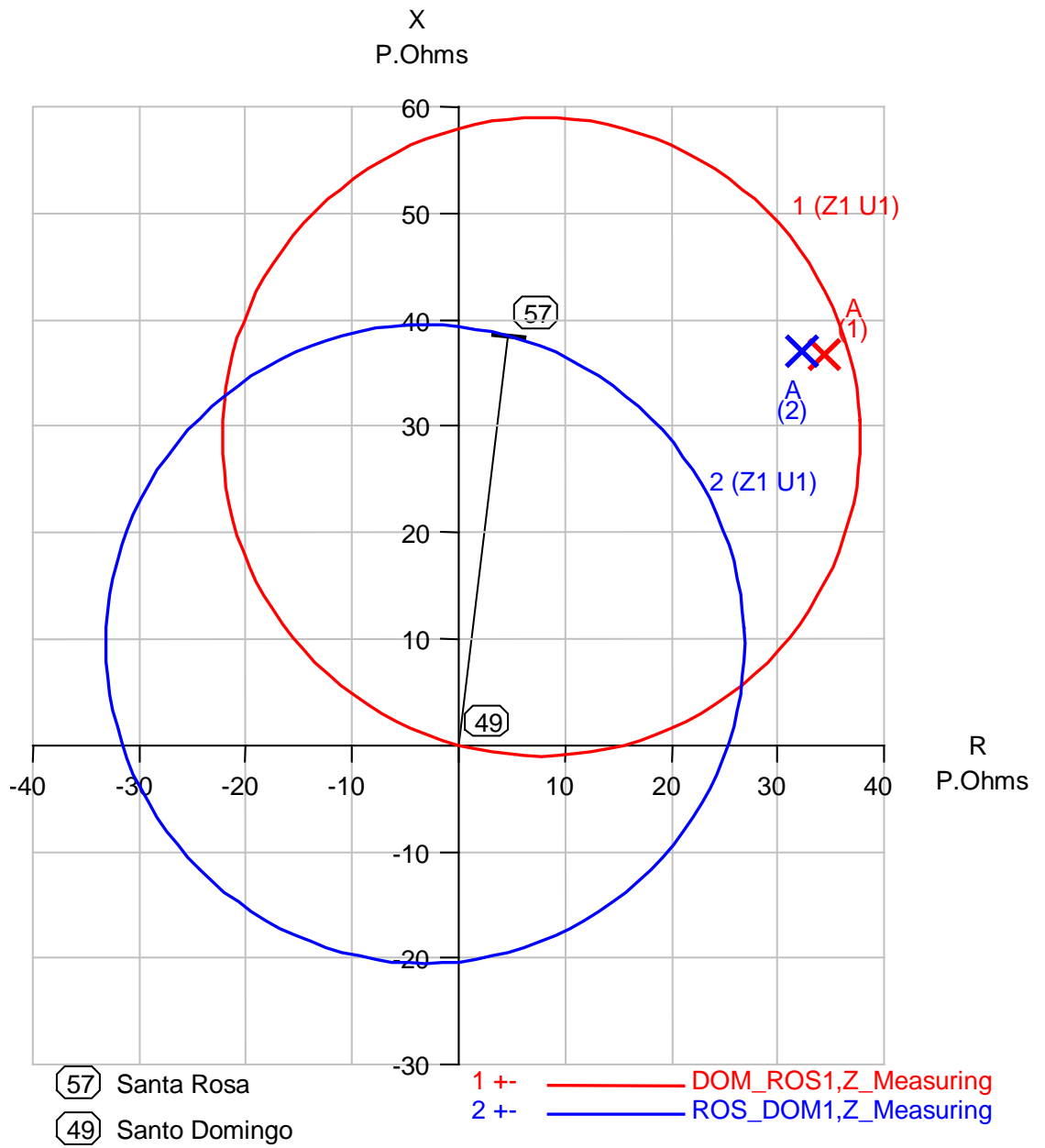


Fig. 4.14. Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

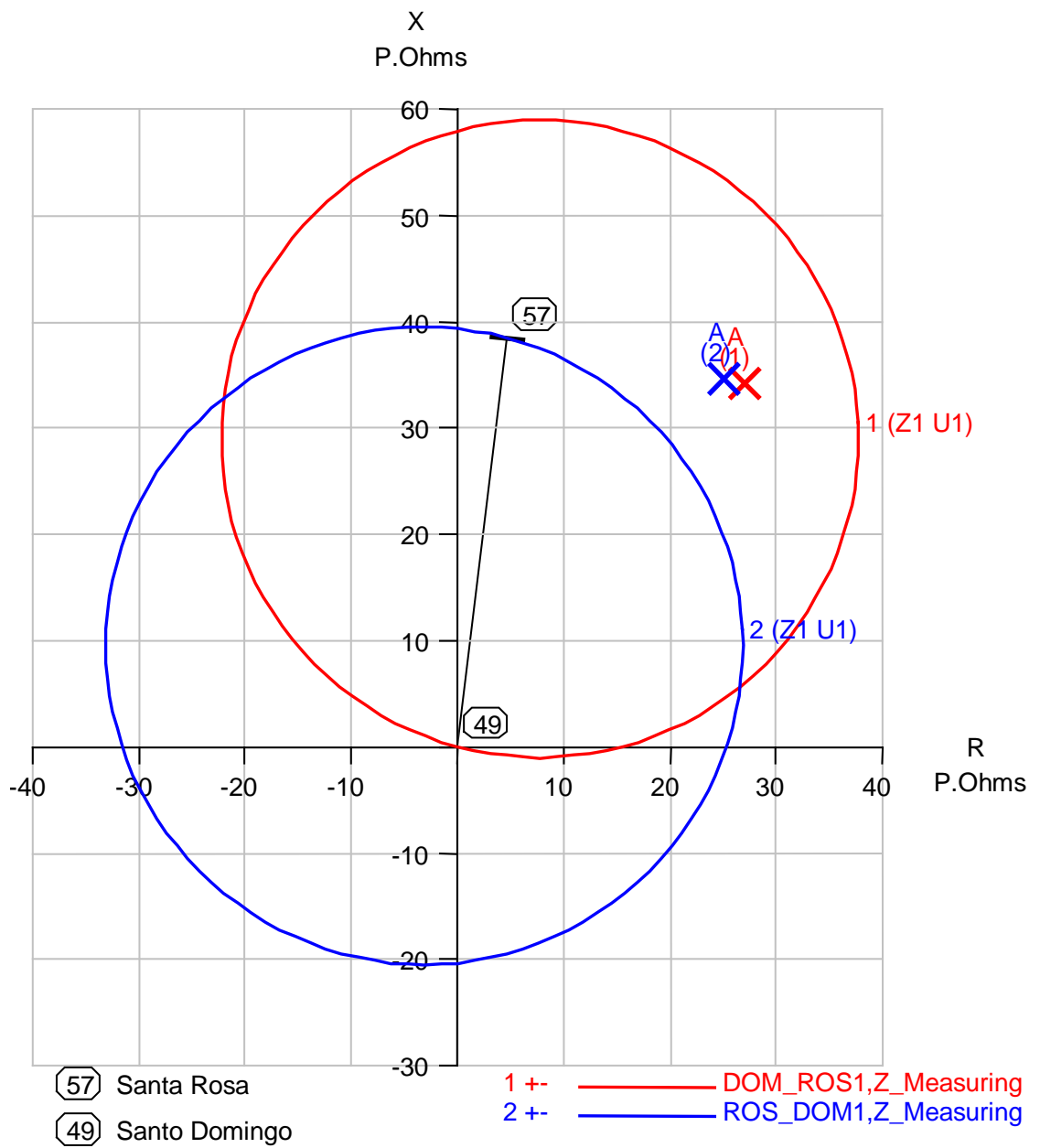


Fig. 4.15. Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Con respecto a la tabla 4.17, se comprobó que el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo detectó la falla en su unidad de distancia de tercera zona, en sus dos pasos, porque el valor óhmico de la falla está dentro de su alcance en ambas etapas, ello representó una “X” dentro de la zona de operación de las respectivas características de las Figs. 4.16 y 4.17.

En cambio, el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa no detectó la falla, en las dos etapas de la simulación, por cuestiones de direccionalidad, ya que la falla está ubicada detrás de su dirección de detección (Figs. 4.18 y 4.19.).

Tabla 4.17. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso IV. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	50.30	46.84	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	27.57	177.12	Inf.
				Zona 2	58.04				Inf.
				Zona 3	132.66				Inf.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	43.52	51.71	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	20.80	169.36	Inf.
				Zona 2	58.04				Inf.
				Zona 3	132.66				Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

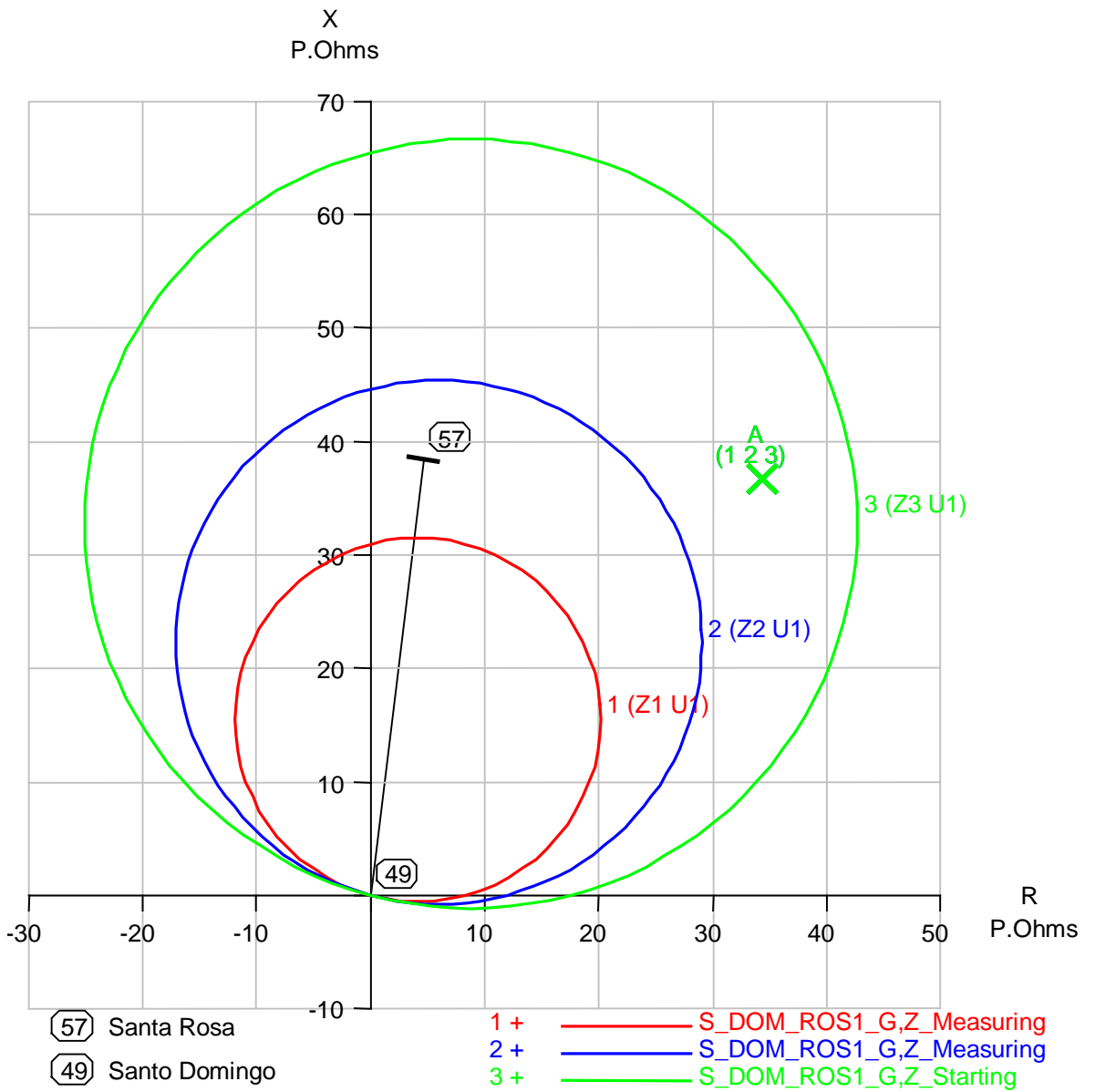


Fig. 4.16. Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

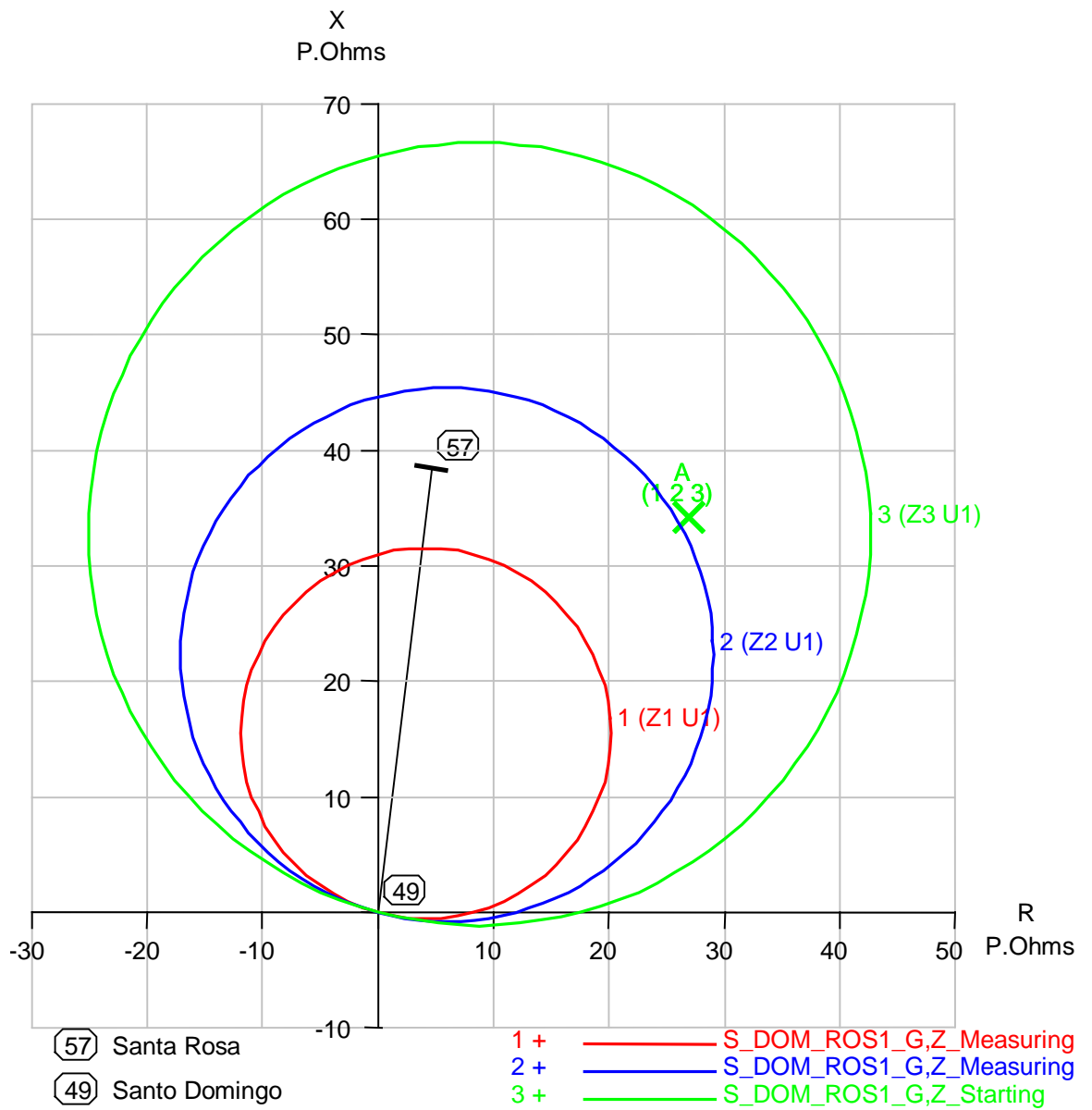


Fig. 4.17. Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

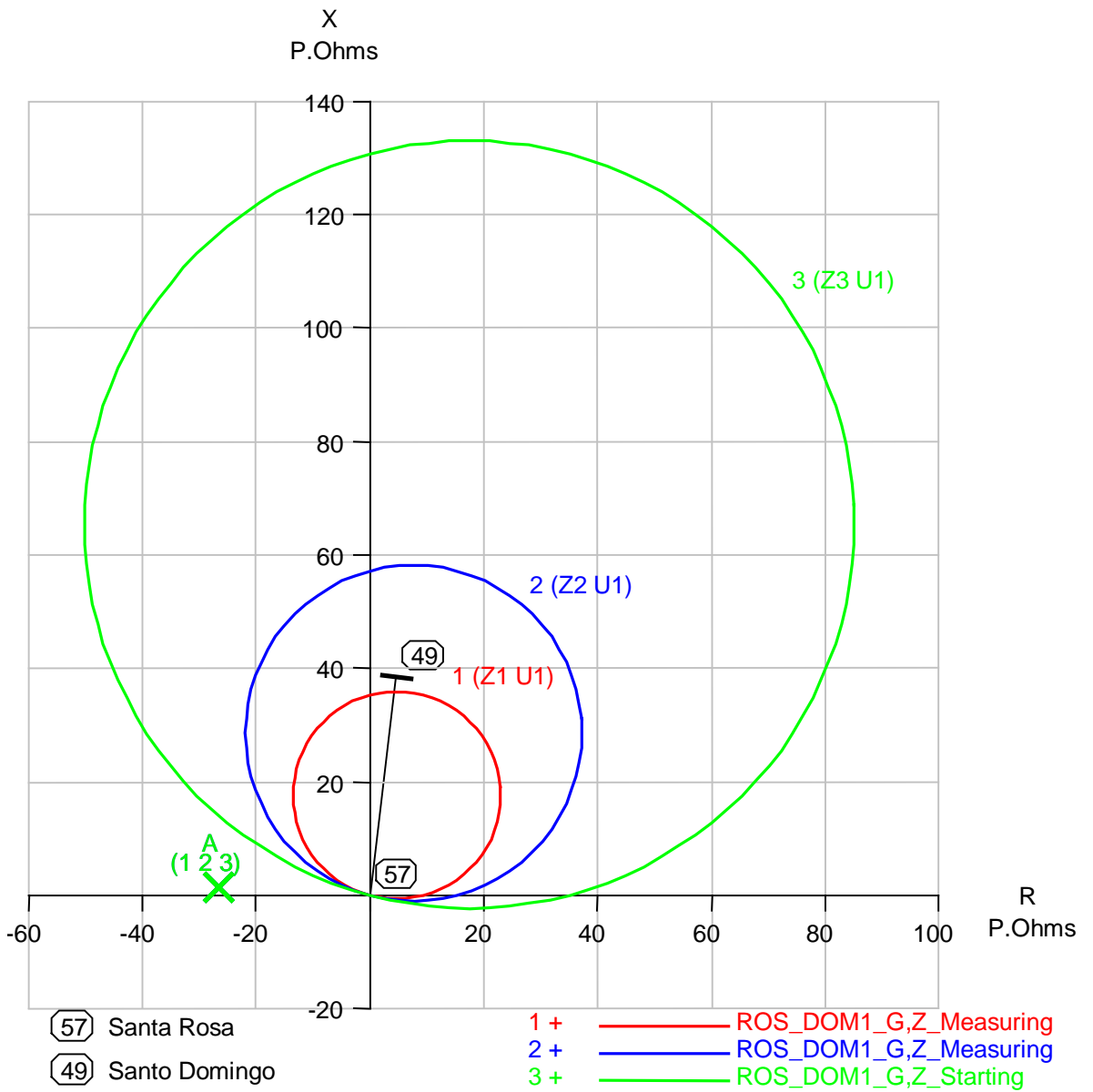


Fig. 4.18. Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

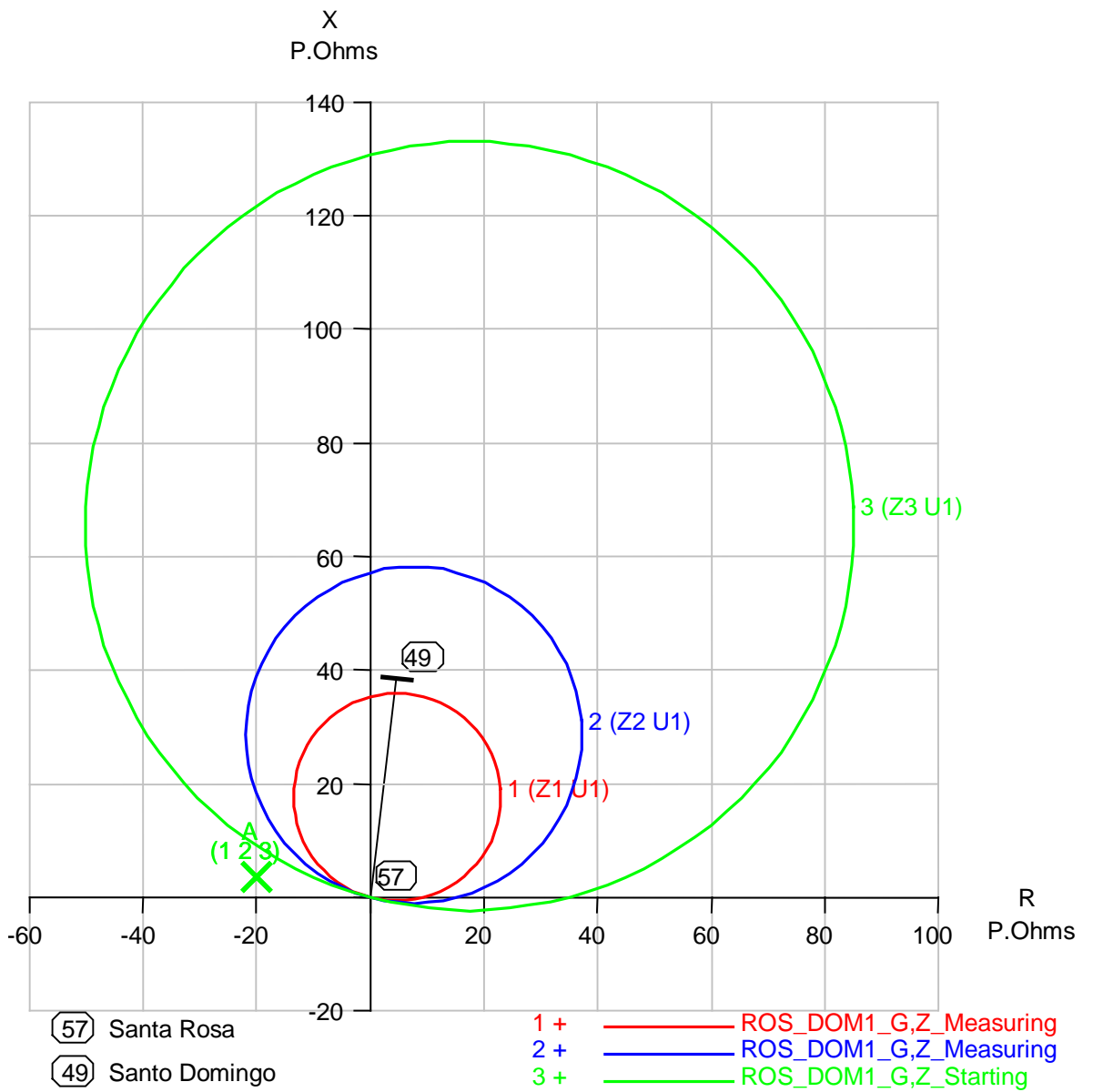


Fig. 4.19. Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

Con respecto al desempeño de los relés de la línea en estudio ante el caso III, se comprobó que la protección piloto no operó porque la falla no corresponde a la sección que protege. En cambio la protección primaria “por zonas” operó solamente del lado de Santa Rosa y con un retardo de tiempo, en el paso 1, y luego en el lado de Quevedo (paso 2). Con esto se comprobó que esta protección actúa como protección de respaldo remota ante una falla que esta en la barra de Santo Domingo 230 KV cuando no está en servicio las protecciones para fallas en la barra correspondientes.

4.2.5. Análisis de la Simulación del Caso V: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La tabla 4.18 muestra una descripción de las LZOPs, pertenecientes al área de estudio en CAPE, de acuerdo con su respectivo número. La Fig. 4.20 muestra y su correspondiente dirección de protección.

Tabla 4.18. LZOPs, caso V.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Santo Domingo - Quevedo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Santo Domingo - Quevedo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Santo Domingo - Quevedo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Santo Domingo - Quevedo	2	Quevedo
69	P_PAS1_230	Quevedo - Pascuales	1	Quevedo
70	P_PAS2_230	Quevedo - Pascuales	2	Quevedo
71	P_QVD1_230	Quevedo - Pascuales	1	Pascuales
72	P_QVD2_230	Quevedo - Pascuales	2	Pascuales

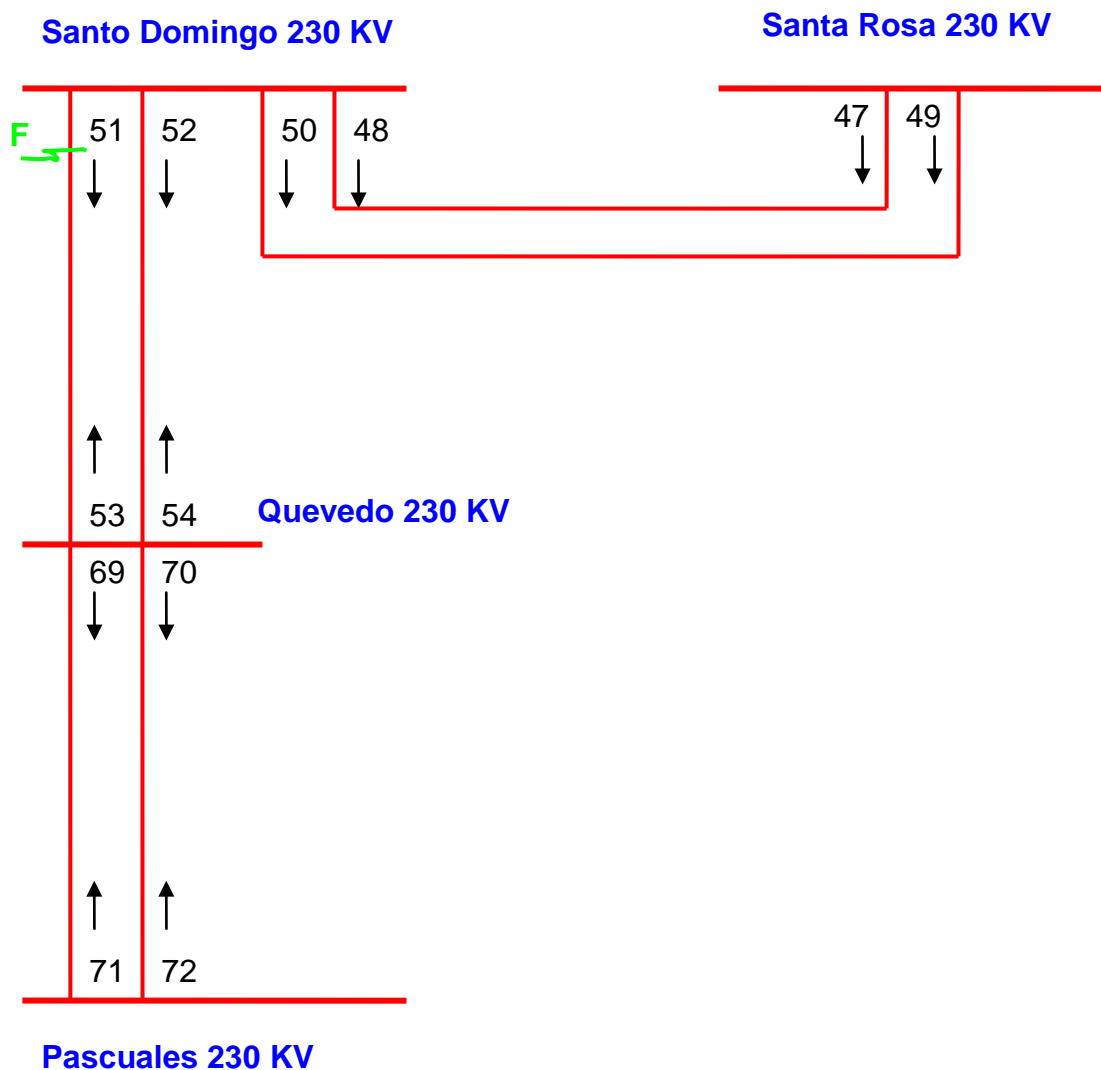


Figura 4.20. LZOPs de Zona de estudio

Según los reportes obtenidos obtenido del módulo SS de CAPE (Anexo 5), cuando se efectuó la simulación del caso V, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Se aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) a la línea Santo

Domingo - Quevedo circuito 1 a una distancia de 0,1% (104 metros) a la barra Santo Domingo 230 KV.

- SS empezó en su primera etapa desde los 0 Ciclos donde se añadió automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el 0,1% de la línea donde se aplica la falla a tierra
- Se ubicó a las LZOPs números número 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) y 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) como protección primaria de la línea y la 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa) estuvo como protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs del módulo SS del programa CAPE, durante la simulación del caso V: La falla es despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación de los disyuntores de las LZOPs números 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) y 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) que son los correspondientes a la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS) permitiendo luego la operación de los disyuntores respectivos en la línea fallada, estos disyuntores demoraron 3 Ciclos (50 mS) en abrir sus terminales, justificando de esta manera el tiempo de 4.5 Ciclos.

Luego de la simulación, quedó abierta la línea de transmisión fallada y la falla fue totalmente despejada.

4.2.5.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs números 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) y 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) que son los pertenecientes a la protección de la línea fallada. Esto se dió porque SS evaluó como verdaderos a los códigos de las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto”, PH_ZN y los de las unidades

auxiliares de recepción de señal de disparo, RCVR, para estas LZOPs. De esta manera, se cumplió con la condición para que PRIMARIA_230_POTT accione a los disyuntores correspondientes.

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP número 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) que es la perteneciente al extremo de Santo Domingo de la línea fallada. Esto se dio porque el valor lógico de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero, cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Quevedo) no se cumplió este requisito ya que el valor lógico de la unidad de distancia de primera zona (PG_ZN1) fue evaluado falso. O sea, esta unidad no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.19. Entonces, si el caso V ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección Piloto:

En ambas subestaciones la protección piloto si funciona.

La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santo Domingo y Quevedo) porque sus respectivos alcances se lo permiten. Entonces, cierran sus contactos en 1,5 Ciclos accionando la

transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) inmediatamente en el extremo receptor y con ello hace operar los correspondientes disyuntores despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santo Domingo la protección por zonas si funciona. Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (zona 1 y zona 3) que se encuentran en esta subestación, alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido los temporizadores se restablecen junto a la unidad de tercera zona.

En el extremo Quevedo de la línea, la protección de distancia por zonas no funciona. La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona, en cambio, si alcanza la falla y cierran sus contactos en 1,5 Ciclos y acciona los temporizadores de la segunda y tercera zonas. Pero, porque la falla es despejada muy rápido por la protección piloto, la unidad se restablece al igual que los temporizadores y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santo Domingo – Quevedo:

Con respecto a la protección piloto:

La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de la línea en la subestación Quevedo detecta la falla, ya que su alcance se lo permite, y se transmite la señal de disparo hacia su extremo remoto, la subestación Santo Domingo. En cambio, la unidad de distancia en Santo Domingo no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Quevedo. Con ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera, porque no se cumplió con la condición para ello.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la subestación Quevedo aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y cierra los contactos de los temporizadores pero se restablece inmediatamente junto los temporizadores cuando la falla es despejada.

La protección por zonas no actúa en la subestación Santo Domingo porque las unidades de distancia no detectan la falla, por cuestiones de direccionalidad.

En las líneas Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

No funciona la protección “piloto” porque las unidades de distancia en la subestación Santo Domingo no detectan la falla por razones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no funciona en la subestación Santa Rosa aunque las unidades de distancia de zona 3 alcanzan la falla, pero se restablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla.

Tabla 4.19. Resumen de lógica de contactos para caso V. (*)

No	LZOP	PROTECCION PILOTO			PROTECCION DE FASE					PROTECCION DE TIERRA					I	II	III	
		PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T				
																		CODIGOS DE UNIDADES
48	P_ROS1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
47	P_DOM1_230 en ROS	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F	F
49	P_DOM2_230 en ROS	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F	F
50	P_ROS2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	V	V	F	V	F	F	V	F	V	F	F	V	F	V	V	V	V
52	P_QVD2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	V	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	V	V	F	F
54	P_DOM2_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F	F
69	P_PAS1_230 en QVD	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
70	P_PAS2_230 en QVD	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
71	P_QVD1_230 en PAS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
72	P_QVD2_230 en PAS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

4.2.4.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se observó que en la simulación de la contingencia, el relé ubicado en Santa Rosa (ROS_DOM1) detectó la falla en un punto marcado con un “X” dentro de su respectiva característica R-X, y en consecuencia operó (Fig. 4.21). En el mismo gráfico, el relé de Santo Domingo no opera porque la falla está fuera su alcance por cuestiones de direccionalidad, entonces existe una “X” fuera de la característica de operación.

Lo descrito en el gráfico se complementa con la tabla 4.20, donde el relé ROS_DOM1 en Santa Rosa operó en 1,5 Ciclos y el DOM_ROS1 en Santo Domingo no operó.

Tabla 4.20. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, Caso V.(*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	15.13	- 178.06	Inf.
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	44.67	- 119.64	1.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

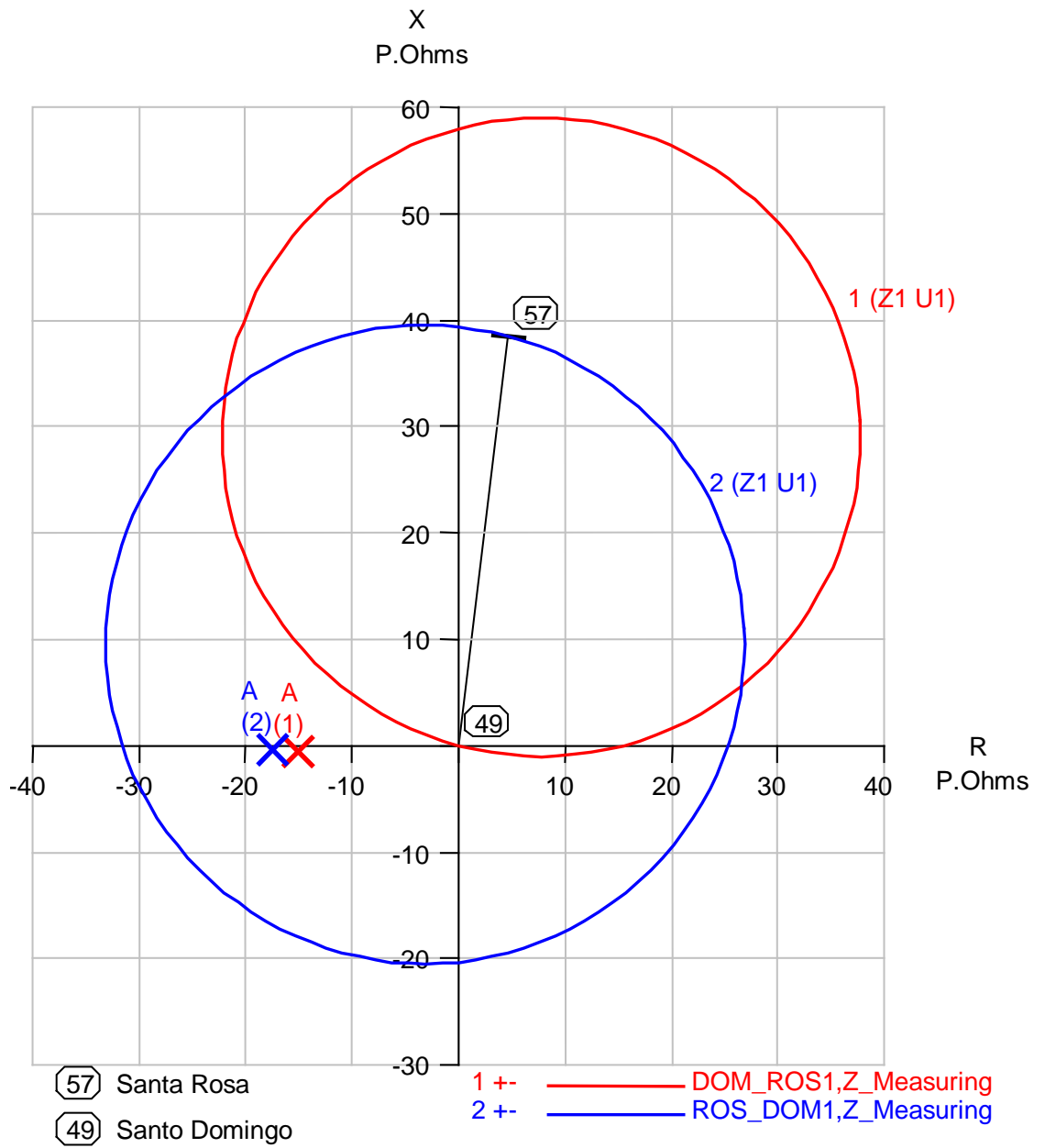


Fig. 4.21. Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la tabla 4.21 se muestra que el relé S_DOM_ROS1_G, en Santo Domingo, no detectó la falla en todas sus unidades de tierra, por cuestiones de direccionalidad, ello representó una “X” fuera de la zona de operación en la Fig 4.22.

En cambio, en el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa “vió” la falla en sus unidades de distancia de segunda y tercera zonas (tabla 4.21 y Fig. 4.23). Entonces, se conoce que la falla “escapó” el alcance de la primera zona y que deberá actuar la protección de segunda zona, si es que la falla no fuera despejada por la protección piloto.

Tabla 4.21. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso V. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Ajuste para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	15.12	- 178.06	Inf.
				Zona 2	45.29	83.1			Inf.
				Zona 3	66.43	83.1			Inf.
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	44.65	60.36	Inf.
				Zona 2	58.04	83.1			19.5
				Zona 3	132.66	83.1			49.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

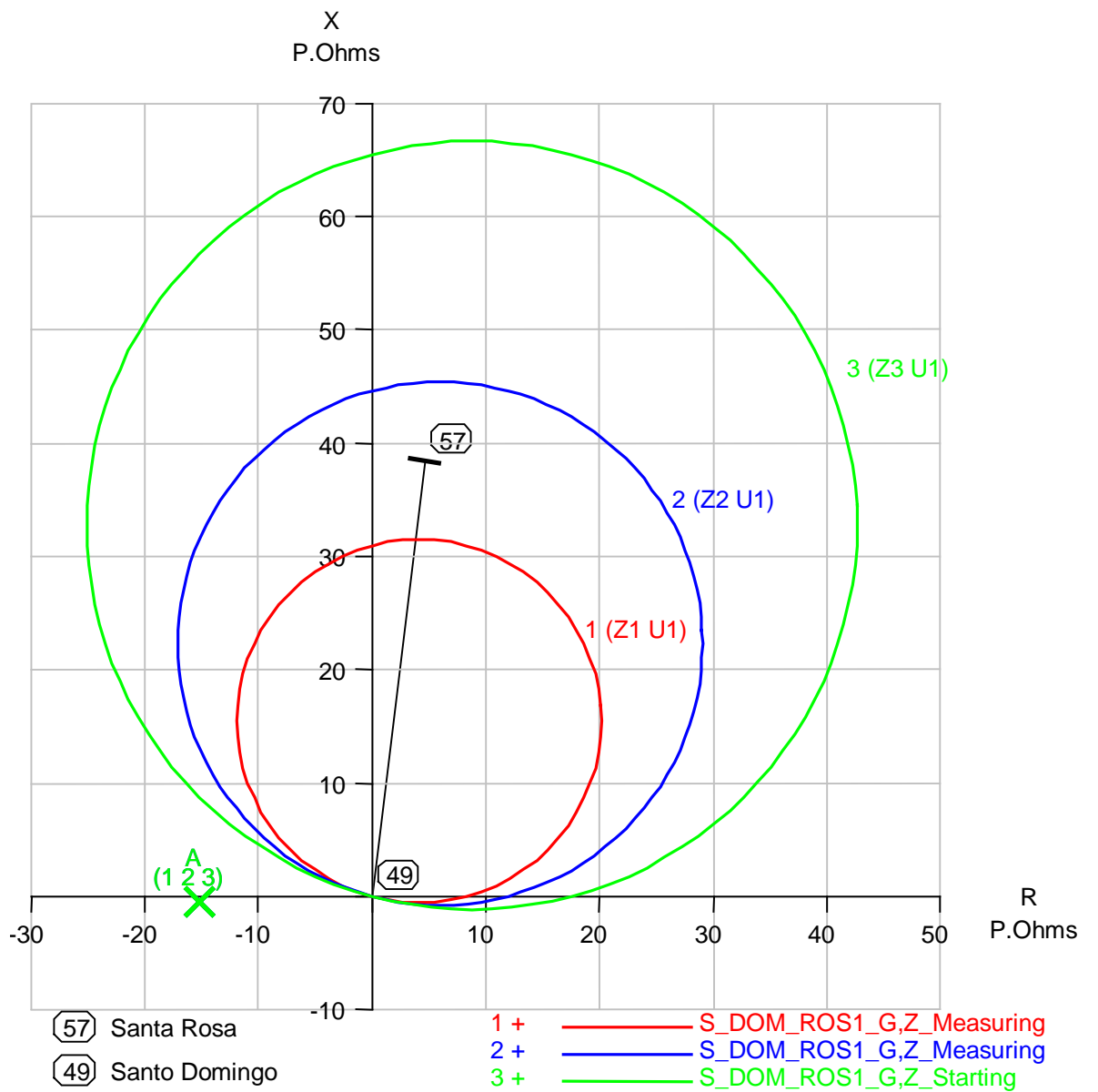


Fig. 4.22. Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

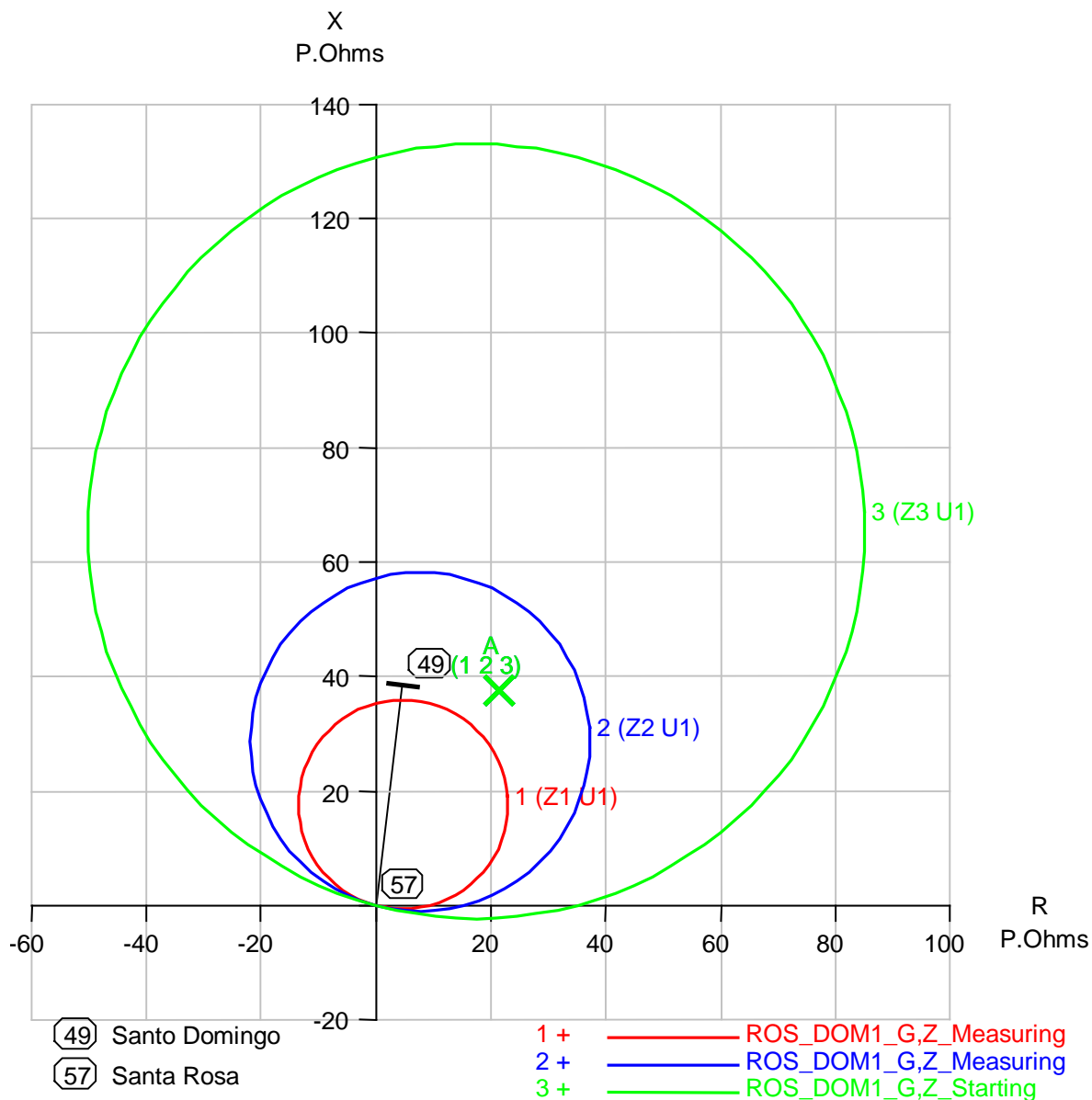


Fig. 4.23. Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

Con esto se puede concluir con respecto al desempeño de los relés en la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito uno, que la protección “piloto” primaria no opera y se comprobó que no esta diseñada para dar ningún tipo de protección para fallas en líneas adyacentes a la subestación Santo Domingo. La protección primaria “por zonas” podría funcionar solamente del lado de Santa Rosa como protección de respaldo remoto para este caso, siempre y cuando las protecciones de la línea fallada y de la barra Santo Domingo 230 KV no operen, lo cual sería poco probable.

4.2.6. Análisis de la Simulación del Caso VI: Falla de Fase a Tierra en Línea Santa Rosa – Totoras circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La tabla 4.22 muestra una descripción de las LZOPs, pertenecientes al área de estudio en CAPE, de acuerdo con su respectivo número. La Fig. 4.24 muestra y su correspondiente dirección de protección.

Tabla 4.22. LZOPs de la zona de estudio, caso VI.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras
67	P_TOT_230	Totoras - Riobamba	1	Riobamba
73	P_RIO1_230	Paute – Riobamba	1	Totoras
75	P_MOL_230	Totoras - Paute	1	Totoras
76	P_TOT_230	Paute – Riobamba	1	Paute

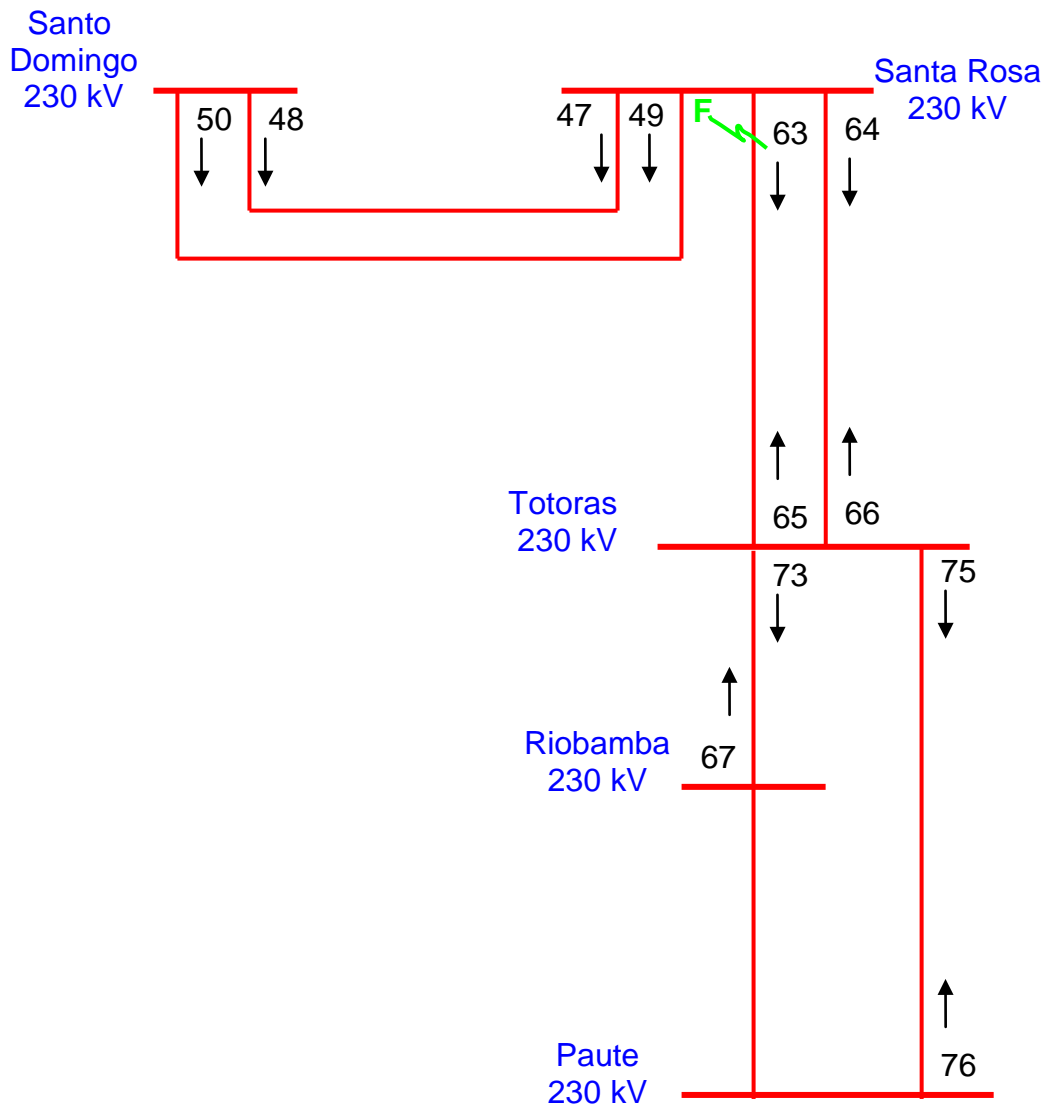


Figura 4.24. LZOPs de Zona de estudio

Según los reportes obtenidos obtenido del módulo SS de CAPE (Anexo 5), cuando se efectuó la simulación del caso VI, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Se aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) a la línea Santa

Rosa - Totoras circuito 1 a una distancia de 0,1% (110,09 metros) a la barra Santo Domingo 230 KV.

- SS empieza en su primera etapa desde los 0 Ciclos, se añade automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el 0,1% de la línea donde se aplica la falla a tierra.
- Se ubicó a las LZOPs números número 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) y 65 (P_ROS1_230 en Totoras) como protección primaria de la línea y la 66 (P_ROS2_230 en Totoras) estuvo como protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs del módulo SS del programa CAPE, durante la simulación del caso VI: La falla es despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación de los disyuntores de las LZOPs números 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) y 65 (P_ROS1_230 en Totoras) que son los correspondientes a la protección primaria de la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS) permitiendo luego la operación de los disyuntores respectivos en la línea fallada, estos disyuntores demoraron 3 Ciclos (50 mS) en abrir sus terminales, justificando de esta manera el tiempo de 4.5 Ciclos.

Luego de la simulación, quedó abierta la línea de transmisión fallada y la falla fue totalmente despejada.

4.2.6.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs números 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) y 65 (P_ROS1_230 en Totoras) que son los pertenecientes a la protección primaria de la línea fallada. Esto se dio porque SS evaluó como verdaderos a los códigos de las unidades de

distancia para fallas a tierra de la protección “piloto”, PH_ZN y los de las unidades auxiliares de recepción de señal de disparo, RCVR, para estas LZOPs. De esta manera, se cumplió con la condición para que PRIMARIA_230_POTT accione a los disyuntores correspondientes.

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP número 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) que es la perteneciente al extremo de Santa Rosa de la línea fallada. Esto se dio porque el valor lógico de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero, cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Totoras) no se cumplió este requisito ya que el valor lógico de la unidad de distancia de primera zona (PG_ZN1) fue evaluado falso. O sea, esta unidad no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.23. Entonces, si el caso VI ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección Piloto:

En ambas subestaciones la protección piloto si funciona.

La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santa Rosa y Totoras), porque sus respectivos alcances se lo permiten. Entonces, cierran sus contactos en 1,5 Ciclos accionando la

transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) inmediatamente en el extremo receptor y con ello hace operar los correspondientes disyuntores despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santa Rosa la protección por zonas si funciona.

Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (zona 1 y zona 3) que se encuentran en esta subestación, alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido los temporizadores se restablecen junto a la unidad de tercera zona.

En el extremo Totoras de la línea, la protección de distancia por zonas no funciona.

La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona, en cambio, si alcanza la falla y cierran sus contactos en 1,5 Ciclos y acciona los temporizadores de la segunda y tercera zonas. Pero, porque la falla es despejada muy rápido por la protección piloto, la unidad se restablece al igual que los temporizadores y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santa Rosa – Totoras:

Con respecto a la protección piloto:

La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de la línea en la subestación Santa Rosa detecta la falla, ya que su alcance se lo permite y se transmite la señal de disparo hacia el extremo remoto de la línea, la subestación Totoras. En cambio, la unidad de distancia en Santa Rosa no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Totoras. Con ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera porque no se cumplió con las condiciones para ello.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la subestación Totoras aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y cierra los contactos de los temporizadores pero ambos se restablecen a lo que la falla es despejada, su efecto queda anulado.

En las líneas Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

No funciona la protección “piloto” porque las unidades de distancia en la subestación Santa Rosa no detectan la falla por razones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no funciona en la subestación Santo Domingo aunque las unidades de distancia de tercera zona alcanzan la falla, pero se restablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla. En cambio, del extremo de Santa Rosa, los relés de distancia no alcanzan la falla por cuestiones de direccionalidad.

Tabla 4.23. Resumen de lógica de contactos para caso VI. (*)

No	LZOP	PROTECCION PILOTO			PROTECCION DE FASE					PROTECCION DE TIERRA					I	II	III
		PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T			
48	P_ROS1_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F
47	P_DOM1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	F	F	F	F
63	P_TOT1_230 en ROS	V	V	F	V	F	F	V	F	V	F	F	V	F	V	V	V
64	P_TOT2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
65	P_ROS1_230 at TOT	V	V	F	F	F	F	V	F	-	-	-	-	-	V	F	V
66	P_ROS2_230 at TOT	V	F	F	F	F	F	V	F	-	-	-	-	-	F	F	F
67	P_TOT_230 en RIO	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	F	-	-
73	P_RIO1_230 en TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
75	P_MOL_230 en TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	-	F	-
76	P_TOT_230 en MOL	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	F	F	F

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

4.2.6.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la Fig. 4.25, se observa que para la simulación de la contingencia, el relé ubicado en Santo Domingo (DOM_ROS1) detectó la falla en un punto marcado con una “X” dentro de sus respectivas características, y en consecuencia operó cerrando sus contactos y activando la transmisión de la señal de disparo.

Con la tabla 4.24, se comprobó que la impedancia de la falla estuvo dentro del alcance de la unidad de distancia para fallas a tierra del relé, en la subestación Santo Domingo, y operó en 1,5 ciclos.

Tabla 4.24. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso VI. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	50.73	- 47.07	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	27.70	- 1.93	Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

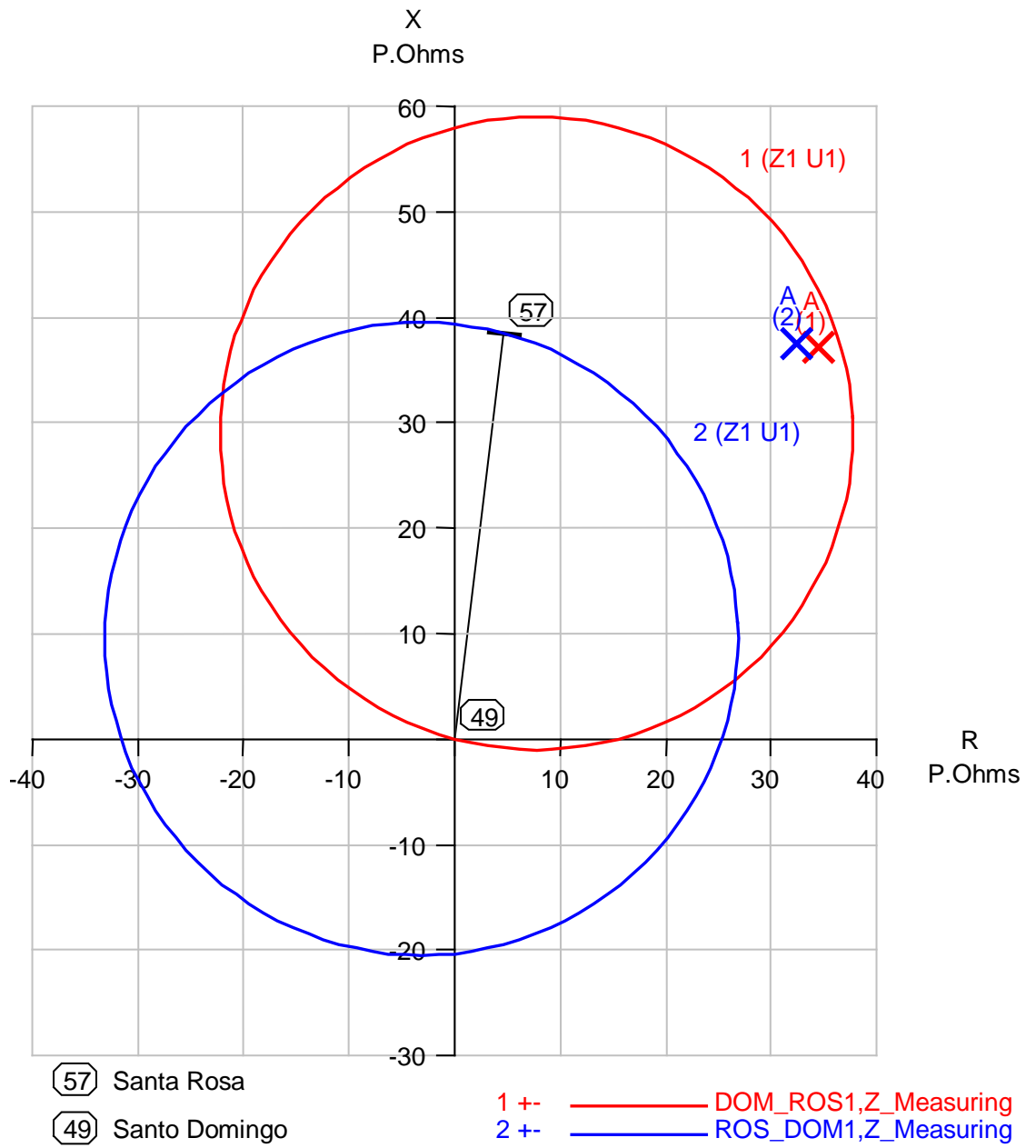


Fig. 4.25. Caso VI, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se tienen los gráficos R-X de los relés de la protección “por zonas” de la línea de transmisión Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1 (Figs 4.26. y 4.27.). En la tabla 4.25, se muestra que el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo detectó la falla en su unidad de distancia de tierra de tercera zona, ello representó un punto dentro de la zona de operación de las características R-X (Fig. 4.26).

En cambio, en el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa, la falla “escapó” el alcance de las unidades de distancia para fallas a tierra (Fig. 4.27.) por cuestiones de direccionalidad, pues la falla está ubicada por detrás del sentido de operación de dicho relé.

Tabla 4.25. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso VI. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83,1	50.72	47.07	Inf.
				Zona 2	45.29	83,1			Inf.
				Zona 3	66.43	83,1			49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83,1	26.69	178.07	Inf.
				Zona 2	58.04	83,1			Inf.
				Zona 3	132.66	83,1			Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

Con esto se puede concluir con respecto al desempeño de los relés en la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito uno, que la protección “piloto” primaria no opera y se comprobó que no esta diseñada para dar algún tipo de protección para fallas en líneas adyacentes a la línea fallada. La protección primaria “por zonas” podría funcionar solamente del lado de

Santo Domingo, como protección de respaldo remoto para este caso, siempre y cuando las protecciones de la línea fallada y de la barra Santo Rosa 230 KV no operen, lo cual sería poco probable.

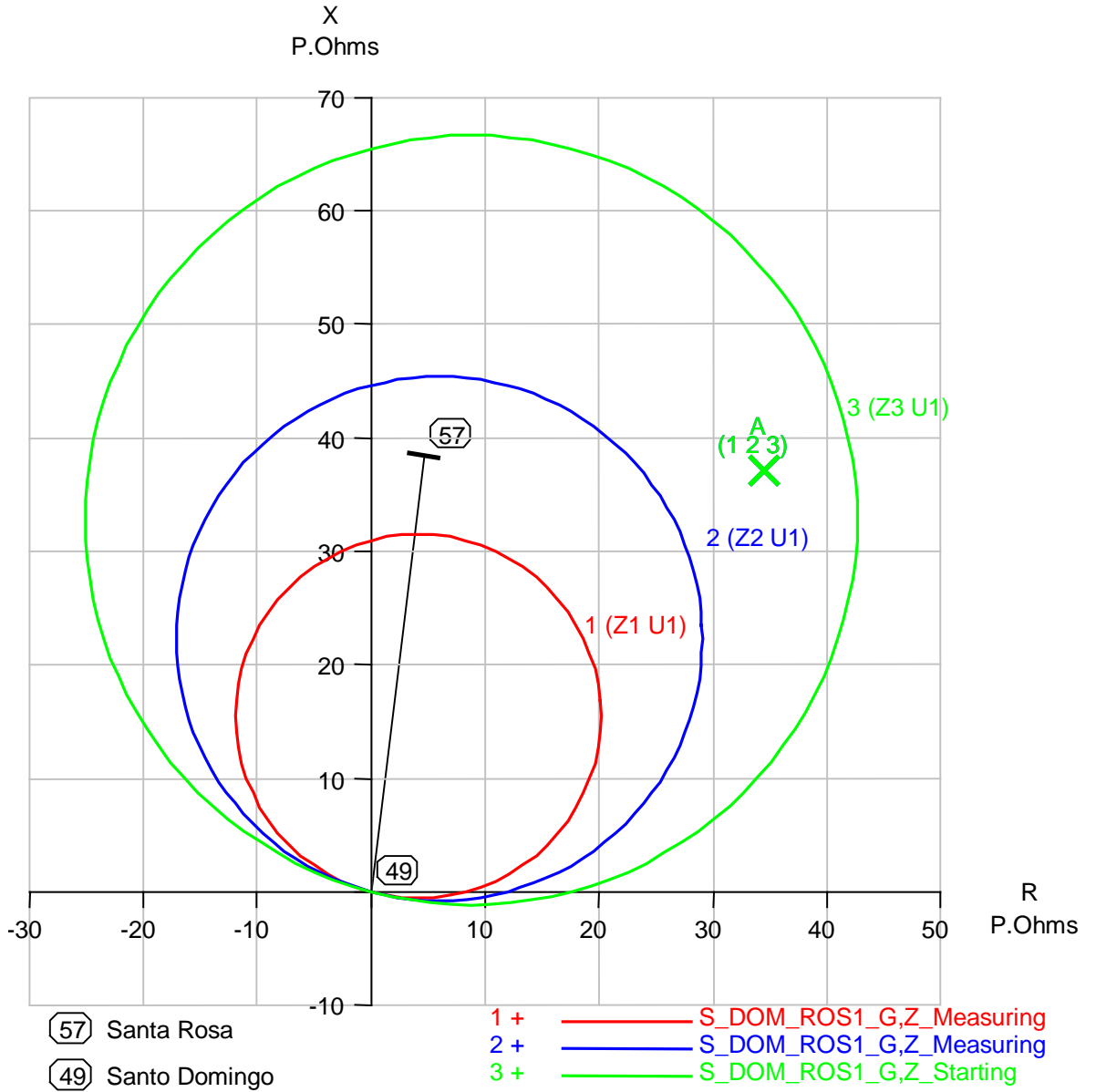


Fig. 4.26. Caso IV, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

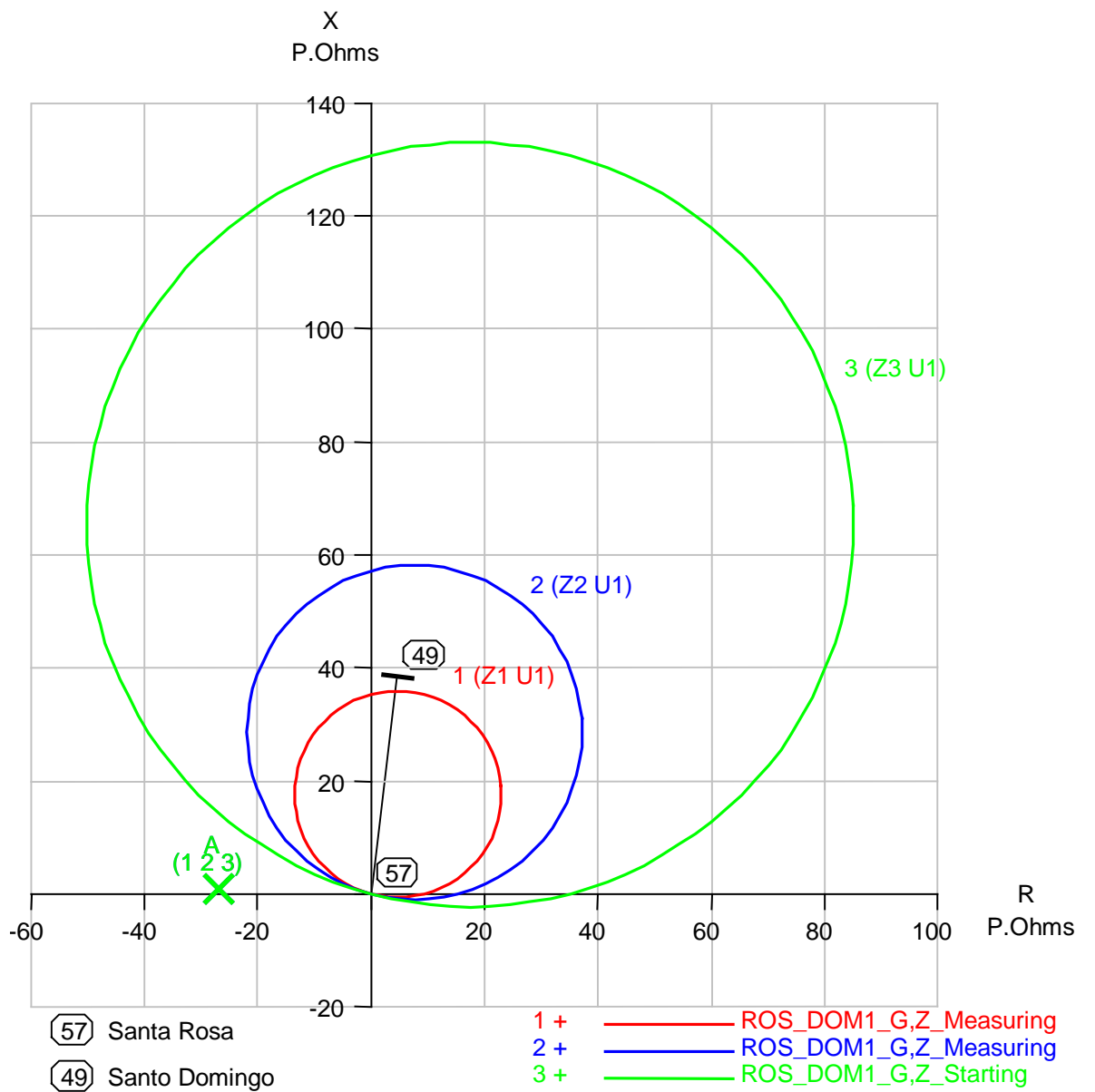


Fig. 4.27. Caso VI, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

CAPITULO 5

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LINEAS DE LA UNIDAD DE TRANSMISION NORTE (UTN) A NIVEL DE 138 KV.

5.1. Introducción.

Este capítulo es dedicado al estudio del comportamiento del sistema de protección de líneas de transmisión a nivel de 138 KV de la Unidad de Transmisión Norte (UTN) del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), para lo cual primero se procedió al ingreso a la base de datos del SNT de los elementos que constituyen las diferentes zonas de protección de líneas de la UTN, como son relés, disyuntores, transformadores de corriente y transformadores de potencial. Luego se seleccionó las líneas en las cuales se realizó el estudio siendo escogidas las líneas Ambato – Totoras porque tiene un tipo de protección distinta a las demás líneas de la zona que es la protección de sobrecorriente direccional, permite probar la coordinación con la protección de respaldo de distancia desde Pucara y la línea Vicentina – Latacunga por su ubicación ya que es una línea central dentro de la zona, para probar el esquema de protección de distancia por zonas.

Antes de realizar las simulaciones se estableció condiciones de inicio y particularidades de la simulación como son utilizar las soluciones de flujo de potencia y reactancias subtransientes de los generadores y sistemas equivalentes para el calculo de cortocircuito, la profundidad para el área de

simulación, el tipo de reporte de cada paso de simulación. Las simulaciones comprenden solo protecciones de líneas y se asume que los demás tipos de protecciones están fuera de servicio.

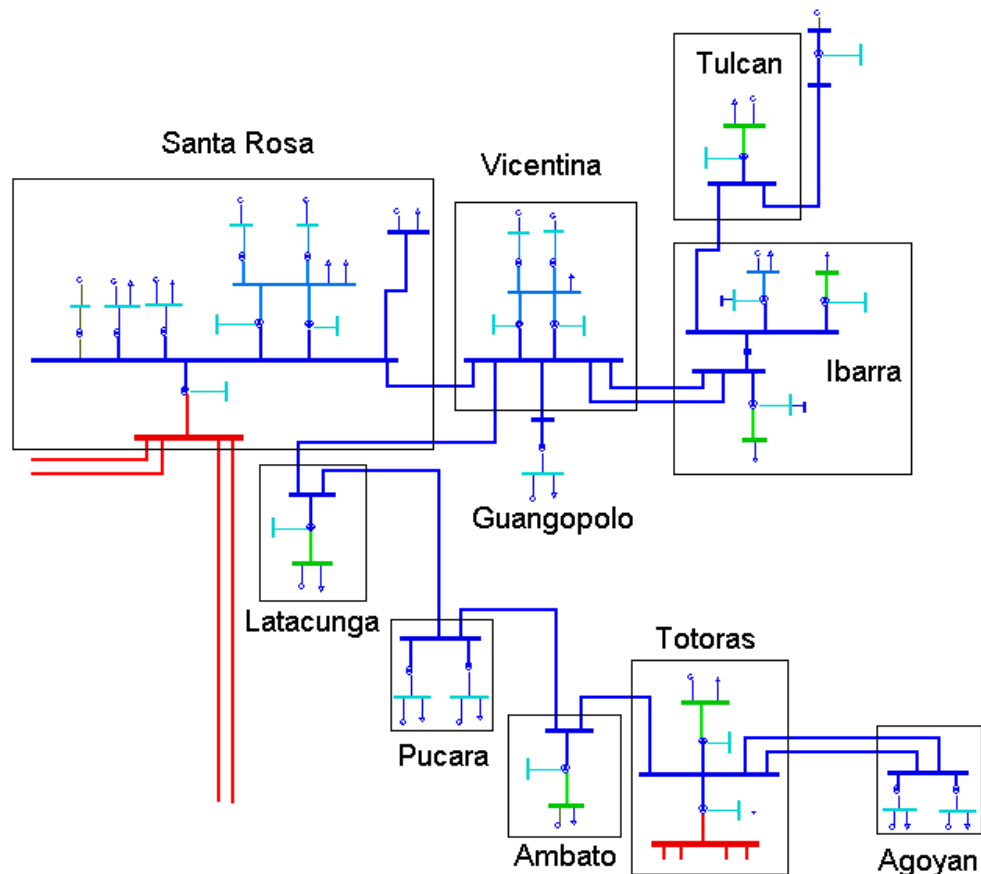


Fig. 5.1. Área de estudio

En lo que respecta al código de lógica de contactos en este estudio se utilizan dos expresiones distintas "SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV" y "SECUNDARIA_DISTANCIA".

En las líneas que usan el esquema de protección de distancia por zonas se usó como código de lógica de contactos la expresión "SECUNDARIA_DISTANCIA" que corresponde a la siguiente lógica:

PP_ZN1 or (PP_ZN2 and PP_ZN2T) or (PP_ZN3 and PP_ZN3T) or PG_ZN1
or (PG_ZN2 and PG_ZN2T) or (PG_ZN3 and PG_ZN3T)

Donde:

PP_ZN1: Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 1.

PP_ZN2: Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 2.

PP_ZN2T: Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 2.

PP_ZN3: Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 3.

PP_ZN3T: Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 3.

PG_ZN1: Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 1.

PG_ZN2: Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 2.

PG_ZN2T: Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 2.

PG_ZN3: Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 3.

PG_ZN3T: Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 3.

Es decir disparara el disyuntor si se operan los contactos de zona 1 o los contactos de la zona 2 y 3 estos últimos con sus respectivos elementos de retardo de tiempo como ya fue explicado en la sección 3.2.3.

El código de lógica de contactos "SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV" se describe en la sección 5.2.

5.2. Estudio de la Protección de Sobrecorriente de la Línea de Transmisión Ambato – Totoras para Fallas de Cortocircuito.

Se escogió la línea Ambato – Totoras para realizar el estudio de la protección de sobrecorriente con las condiciones de carga y generación ya establecidas en el flujo de potencia de la sección 2.4.

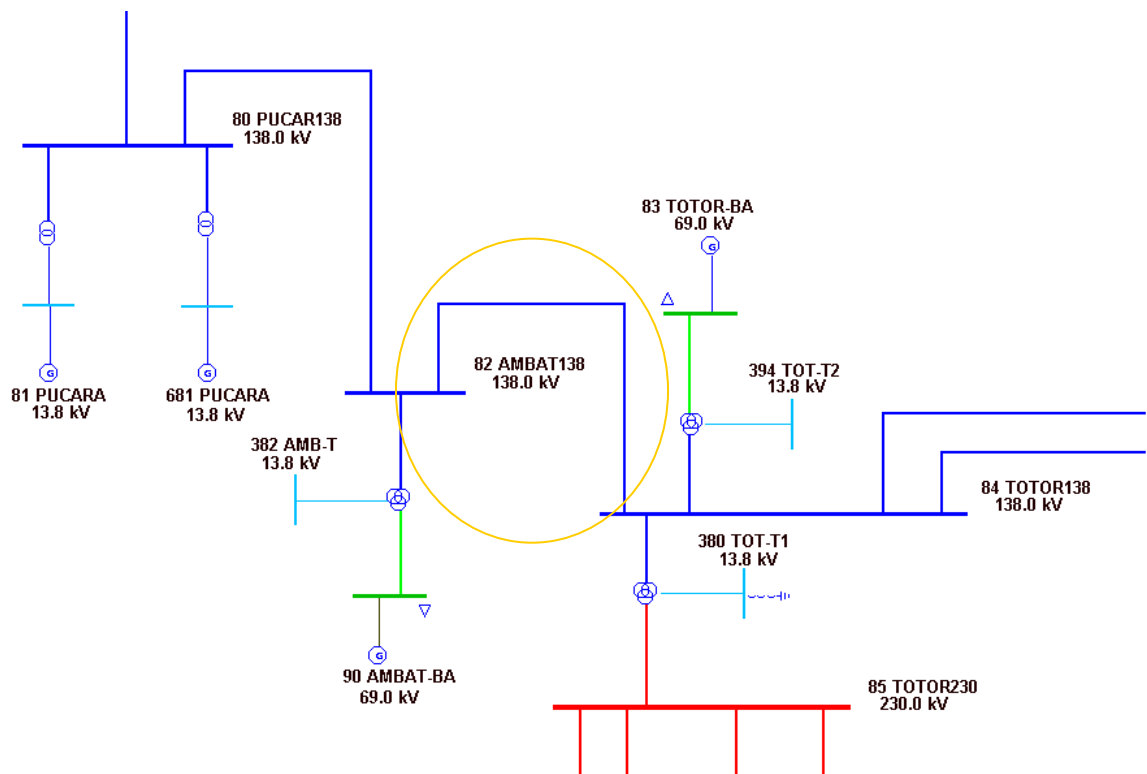


Fig. 5.2. Línea de Transmisión Ambato – Totoras y área de influencia.

Ambos extremos de la línea están protegidos con el mismo esquema, en el cual la protección de fase y de tierra están dadas por relés tipo CDD descritos en la sección 3.3.2, este tipo de relé consta de tres elementos; un instantáneo de sobrecorriente, uno de sobrecorriente de tiempo inverso y un direccional que controla a los dos primeros, es decir para que cualquiera de los elementos de sobrecorriente pueda actuar debe haberlo hecho primero el direccional.

La protección primaria de la línea Ambato – Totoras presenta dos esquemas de protección. Posee una protección de tipo piloto, considerada como protección “Primaria”, por medio de unidades de sobrecorriente instantánea que dan protección al 100% de la línea Ambato – Totoras. Para que se produzca el disparo de un disyuntor en la línea, la unidad direccional debe actuar, la magnitud de la corriente debe ser lo suficientemente elevada para producir la operación de las unidades instantáneas y a su vez se debe recibir una señal de disparo desde el otro extremo de la línea, la señal piloto de disparo se envía cuando operan la unidades de sobrecorriente instantáneas. Las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso corresponden a la protección denominada “Secundaria”, no emplean piloto pero proveen protección de respaldo remoto para fallas fuera de la línea. En la figura 5.3 se muestra en un diagrama tiempo-distancia la característica de operación de los relés de un lado de la línea.

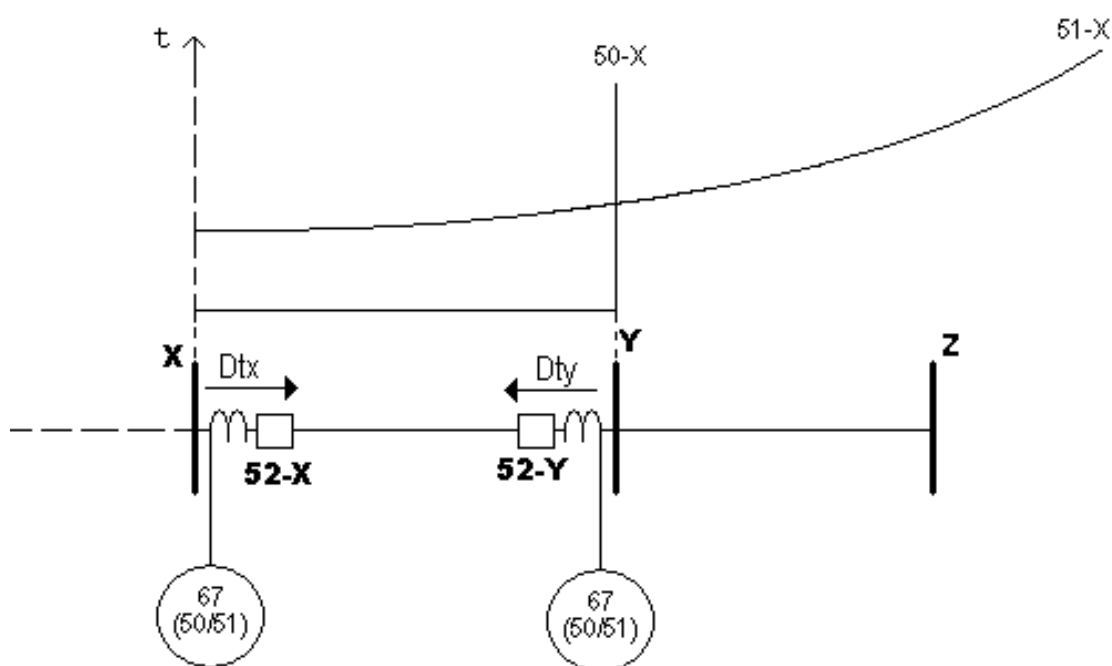


Fig. 5.3. Esquema de protección direccional de sobrecorriente para un extremo de línea.

D_{tx} y D_{ty} son las direcciones de disparo de las unidades direccionales (67) para las subestaciones X y Y respectivamente. Las unidades instantáneas de la subestación X son representadas por el término 50-X y las de tiempo inverso por el término 51-X.

El esquema de la protección piloto es la mostrada en la figura 5.4.

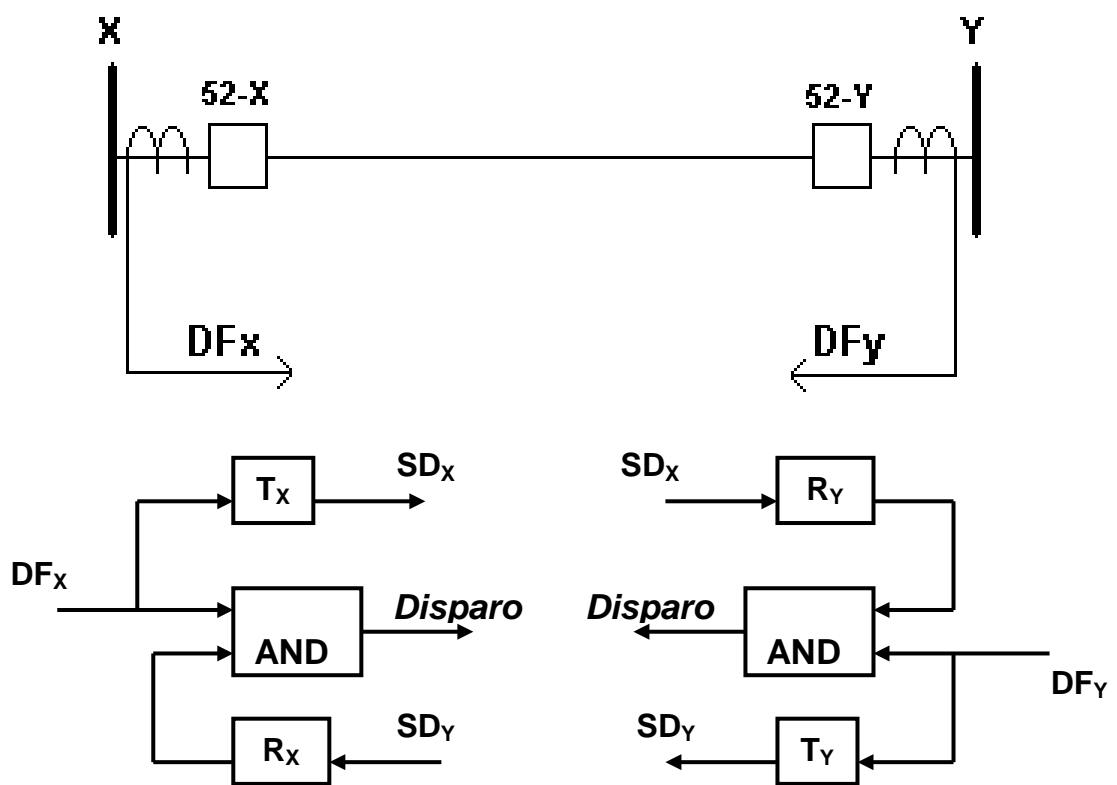


Fig. 5.4. Esquema de protección piloto de sobrecorriente instantánea.

Donde:

DF_x y DF_y : Son unidades de sobrecorriente instantáneas (detectoras de fallas en la línea), ubicadas en las subestaciones X y Y, respectivamente.

SD_x y SD_y : Son señales de disparo transmitidas desde las subestaciones X y Y, respectivamente.

T_X y T_Y : Son unidades transmisoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

R_X y R_Y : Son unidades receptoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

Para implementar este esquema de protección en nuestra base de datos, se ingresaron en las LZOPs de los extremos de cada línea, los siguientes elementos:

- Unidades direccionales de sobrecorriente monofásicas de característica instantánea y de tiempo inverso para protección contra fallas de fases (PHA, PHB, PHC) y contra fallas a tierra (GND).
- Elementos auxiliares para ejecutar la función de transmisor, nombrados "TRANSMITTER_PHA", "TRANSMITTER_PHB", "TRANSMITTER_PHC" y "TRANSMITTER_GND". Operan con la supervisión de la unidad instantánea correspondiente a la fase respectiva o la protección de tierra de la misma LZOP.
- Elementos auxiliares para ejecutar la función de receptor, codificados como RCVR_PHA, RCVR_PHB, RCVR_PHC y RCVR_GND, que están bajo la supervisión del elemento "TRANSMITTER" respectivo del otro extremo de la línea.

En esta línea se utilizó como código de lógica de contactos la expresión "SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV", la que se describe en la siguiente tabla:

Tabla 5.1. Códigos de Lógica de Contactos Utilizados.

Nombre	Código de Lógica de Contactos
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE	((DIR_GND_IOC and RCVR_GND) or (DIR_PHA_IOC and RCVR_PHA) or (DIR_PHB_IOC and RCVR_PHB) or (DIR_PHC_IOC and RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE	(DIR_GND_TOC or DIR_PHA_TOC or DIR_PHB_TOC or DIR_PHC_TOC)
SOBRECORRIENTE _DIRECCIONAL_138KV	(PRIMARIA_SOBRECORRIENTE or SECUNDARIA _ SOBRECORRIENTE)

Donde:

DIR_GND_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra.

DIR_GND_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra.

DIR_PHA_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo para la fase A.

DIR_PHA_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para fase A.

DIR_PHB_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo para la fase B.

DIR_PHB_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para fase B.

DIR_PHC_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo para la fase C.

DIR_PHC_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para fase C.

RCVR_GND: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas de tierra.

RCVR_PHA: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas en la fase A.

RCVR_PHB: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas en la fase B.

RCVR_PHC: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas en la fase C.

5.2.1 Determinación de los tipos de falla que produce los valores mínimo y máximo de corriente de cortocircuito en la línea de estudio.

En esta sección se determinan las fallas que producen los valores máximo y mínimo de corrientes en los extremos de la línea Ambato – Totoras para una condición de operación del sistema con demanda máxima en época lluviosa ya que las simulaciones de cortocircuito emplean la solución de flujo de potencia establecido en el capítulo 2 como condiciones iniciales.

Las fallas aplicadas fueron una fase a tierra, dos fases a tierra, fase a fase y trifásica, aplicadas en ambos extremos de la línea Ambato – Totoras. En CAPE las fallas aplicadas al principio de las líneas se las denomina “Close-in”. La línea es de un sólo circuito y tiene una longitud de 7Km., con una impedancia de $3.7 @ 72.31$ Ohmios.

La línea presentó al momento de aplicar las fallas un flujo de potencia activa desde Totoras hacia Ambato de 47.22 MW y un flujo de potencia reactiva desde Ambato hacia Totoras de 8.19 MVAR, dando un flujo de corriente de 197.86 A desde Totoras hacia Ambato.

La tabla 5.2 muestra los resultados de las simulaciones de cortocircuito en CAPE.

Tabla 5.2. Resultados de cortocircuitos en la línea Ambato – Totoras.

Extremo de Línea	Corriente Máxima		Corriente Mínima	
	Ubicación y tipo de falla	Magnitud (A)	Ubicación y tipo de falla	Magnitud (A)
Ambato	Close-in SLG en Ambato	2887.97	Close-in TPH en Totoras	1373.07
Totoras	Close-in SLG en Totoras	6822.99	Close-in TPH en Ambato	3665.07

SLG: Falla de una fase a tierra, TPH: Falla trifásica.

La tabla anterior nos indica que:

- La máxima corriente vista desde el lado de Ambato la produce una falla de una fase a tierra ubicada al principio de la línea en la Subestación Ambato.
- La máxima corriente vista desde Totoras la causa una falla de una fase a tierra situada al comienzo de la línea en la Subestación Totoras
- La mínima corriente vista desde Ambato la produce una falla trifásica ubicada al principio de la línea en la Subestación Totoras.
- La mínima corriente vista desde Totoras la causa una falla trifásica situada al comienzo de la línea en la Subestación Ambato.

5.2.2 Simulación y análisis de la protección.

La protección de la línea Ambato - Totoras es analizada ante las fallas determinadas en la sección 5.2.1 y también ante una falla de dos fases a tierra ya que comprende tanto fallas con corriente de cortocircuito entre fases y fallas con corrientes a tierra. La falla de dos fases a tierra es ubicada en el extremo de Totoras porque en ese punto se producen las mayores corrientes de cortocircuito para ese tipo de falla en la línea. La simulación sólo contempla protección de respaldo de la línea Ambato – Totoras para la posición de Ambato en Pucará donde se encuentran relés GCX51A para protección de fase y GCXG51 para protección de tierra. La línea Pucará – Ambato tiene una impedancia 14.28 @74.85 Ohmios; la segunda zona de protección de la línea está ajustada al 111 % y la tercera zona al 145 % aproximadamente. La impedancia de la línea Ambato – Totoras es de 3.7 @72.31 Ohmios.

Los resultados de las simulaciones de los módulos de SC, SS y CG se muestran en el Anexo 5.

Los relés involucrados en la simulaciones de la línea Ambato – Totoras se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Relés involucrados en las simulaciones en la línea Ambato – Totoras.

S/E	Nombre Asignado del relé	Tipo de Protección	Unidad de Distancia	Designación de la unidad
Pucará	PUC-AMB-PH	Fase	Zona 1	PP_ZN1
			Zona 2	PP_ZN2
			Zona 3	PP_ZN3
	PUC-AMB-G	Tierra	Zona 1	PG_ZN1
			Zona 2	PG_ZN2
			Zona 3	PG_ZN3
Ambato	AMB-TOT-PHA	Fase A	-	-
	AMB-TOT-PHB	Fase B	-	-
	AMB-TOT-PHC	Fase C	-	-
	AMB-TOT-GND	Tierra	-	-
Totoras	TOT-AMB-PHA	Fase A	-	-
	TOT-AMB-PHB	Fase B	-	-
	TOT-AMB-PHC	Fase C	-	-
	TOT-AMB-GND	Tierra	-	-

Caso 1. Falla de una fase a tierra.

a) **“Close-in” en Ambato:** Esta falla es aclarada en un solo paso y el tiempo que demora en despejarse la falla es de 5.5 ciclos (91.67 mS) .

Esta falla produce la operación del elemento direccional de fase A y de tierra en un ciclo (16.677 mS), y con valores de corrientes de 2887.97A, 460.01A y 464.49 A en las fases A, B y C de la línea respectivamente y una corriente neutral de 3457.3 A en el extremo de Ambato, después

se accionan los elementos de sobrecorriente instantáneo de la fase A y de tierra, operando en 1.5 ciclos (25 mS), causando la transmisión de la señal de disparo al otro extremo de la línea. En la figura 5.5 se muestran las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente que operaron.

En el lado de Totoras al momento de producirse la falla ya habían operado todos los elementos direccionales de fase, operando el elemento direccional de tierra en un ciclo después de ocurrida la falla. El cortocircuito produce corrientes de 4360.3 A, 458.8 A y 463.7 A en las fases y una corriente neutral de 3790.9 A, causando la operación del elemento de sobrecorriente instantáneo de fase A y el envío de la señal de disparo a los 1.5 ciclos de ocurrida la falla y después la actuación del elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra en un ciclo. En la figura 5.6 se muestran las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente para la fase A y de tierra.

La operación de elementos instantáneos de sobrecorriente y la existencia de una señal piloto de disparo en ambos extremos de la línea a los 2.5 ciclos, sumado al tiempo de apertura de los disyuntores de 3 ciclos (50 mS) y considerando despreciable el tiempo de transmisión de la señal de disparo, resulta en la apertura simultánea de los extremos de la línea Ambato – Totoras a los 5.5 ciclos de ocurrida la falla.

b) “Close-in” en Totoras: Esta falla produce una respuesta similar en las protecciones de la línea a la anterior. La falla es despejada en un solo paso por medio de la protección piloto en un tiempo de 5.5 ciclos por la acción de elementos instantáneos de sobrecorriente y considerando despreciable el tiempo de transmisión de la señal de disparo.

Esta falla produce la operación del elemento direccional de fase A, del de fase C y del de tierra en un ciclo (16.677 mS), y con valores de corrientes de 2222.84 A, 382.91 A y 129.28 A en las fases A, B y C de la línea respectivamente y de 1848.5 A de corriente neutral en el extremo de Ambato, operan después los elementos de sobrecorriente instantáneo de la fase A y de tierra en 1.5 ciclos (25 mS), causando la transmisión de la señal de disparo al extremo de Totoras de la línea. Se observa que en la fase C circula una corriente menor que la corriente antes de producirse la falla, pero la magnitud de la corriente en la fase A es la que produce el disparo. En la figura 5.7 se muestran las curvas del relé direccional de sobrecorriente para la fase A y del de tierra.

En el lado de Totoras ya habían operado los elementos direccionales de fase al momento de producirse el cortocircuito. En presencia de la falla actúa el elemento direccional para fallas a tierra en un ciclo y se vuelve inoperante el elemento direccional para la fase C. En este extremo de la línea se tienen corrientes de 6822.9 A, 382.9 A y 128.5 A en las fases y una corriente neutral de 7192.8 A, produciéndose la operación del elemento de sobrecorriente instantáneo de fase A y el envío de la señal de disparo en 1.5 ciclos después de ocurrida la falla, después opera el elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra un ciclo. En la figura 5.8 se muestran las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente para la fase A y de tierra.

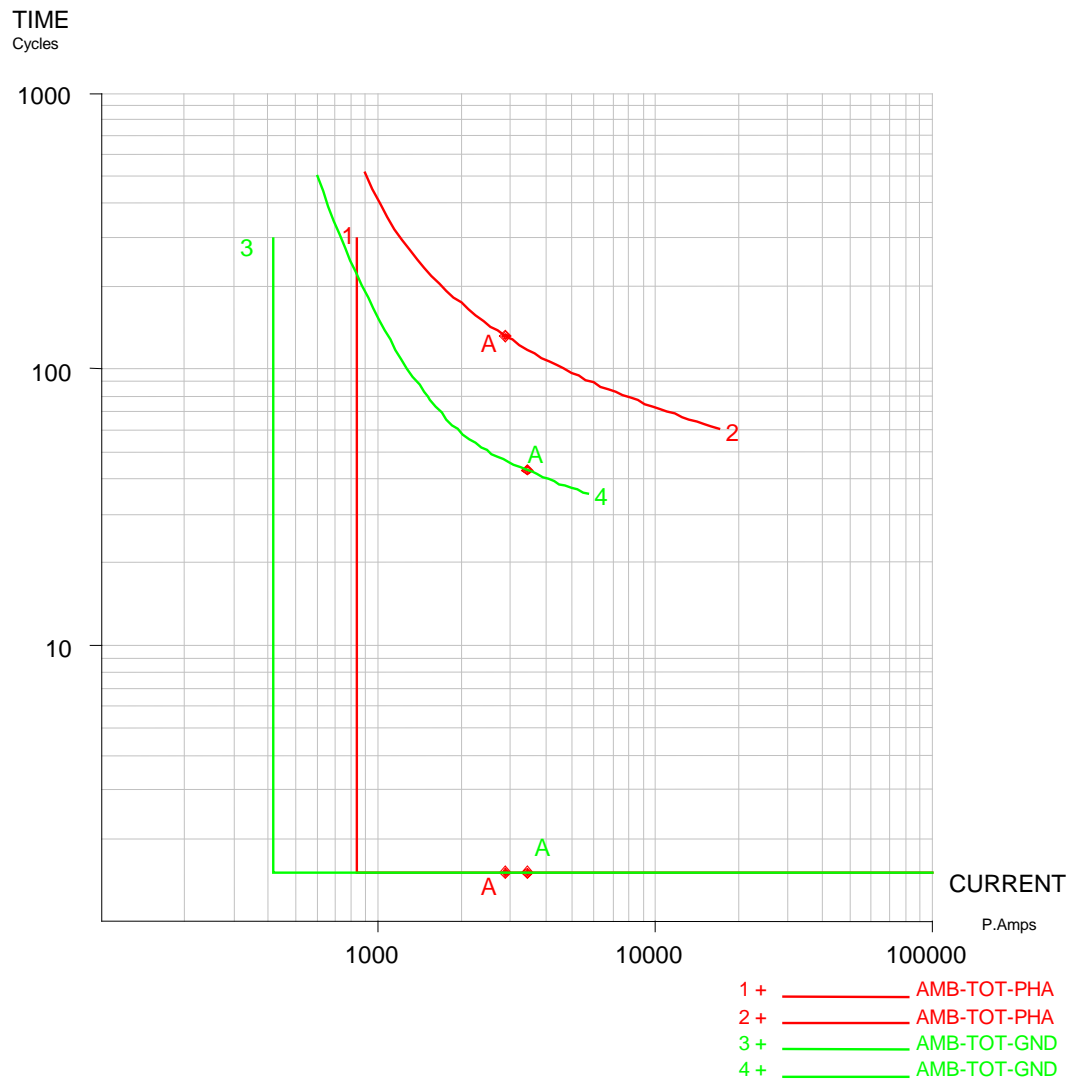


Fig. 5.5. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Ambato.

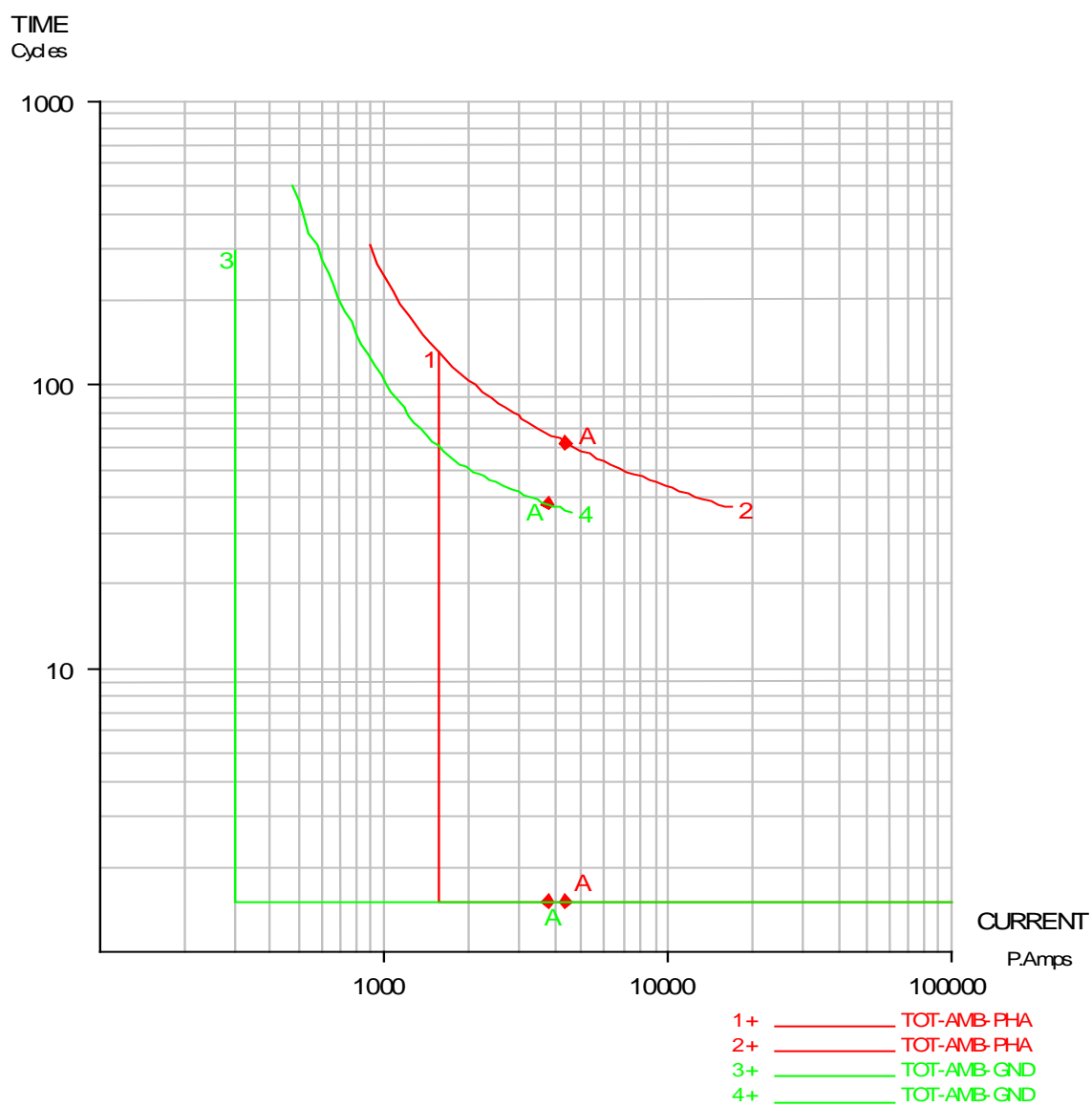


Fig. 5.6. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Totoras y puntos de ubicación de la falla de una fase a tierra a principio de línea desde Ambato

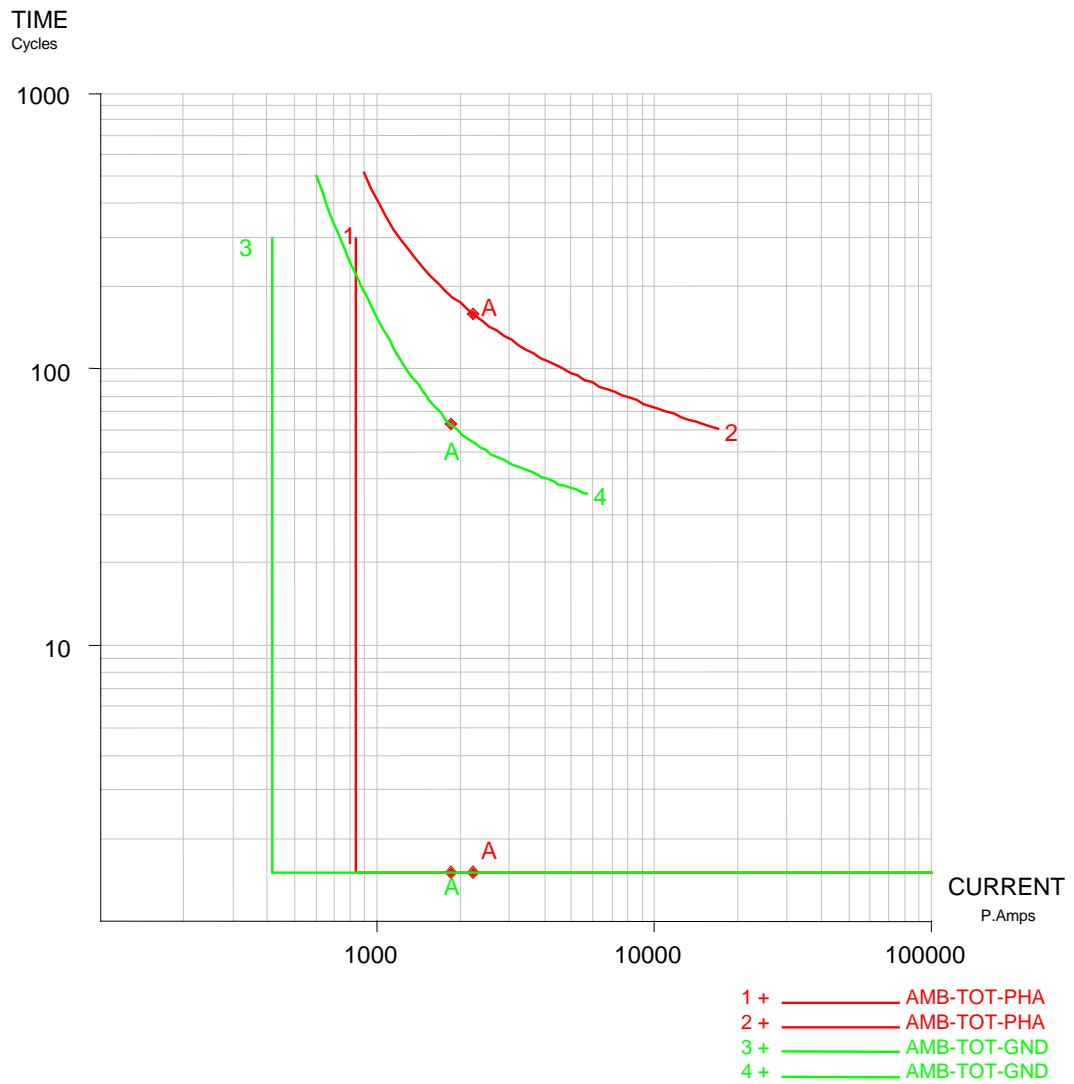


Fig. 5.7. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de una falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Totoras.

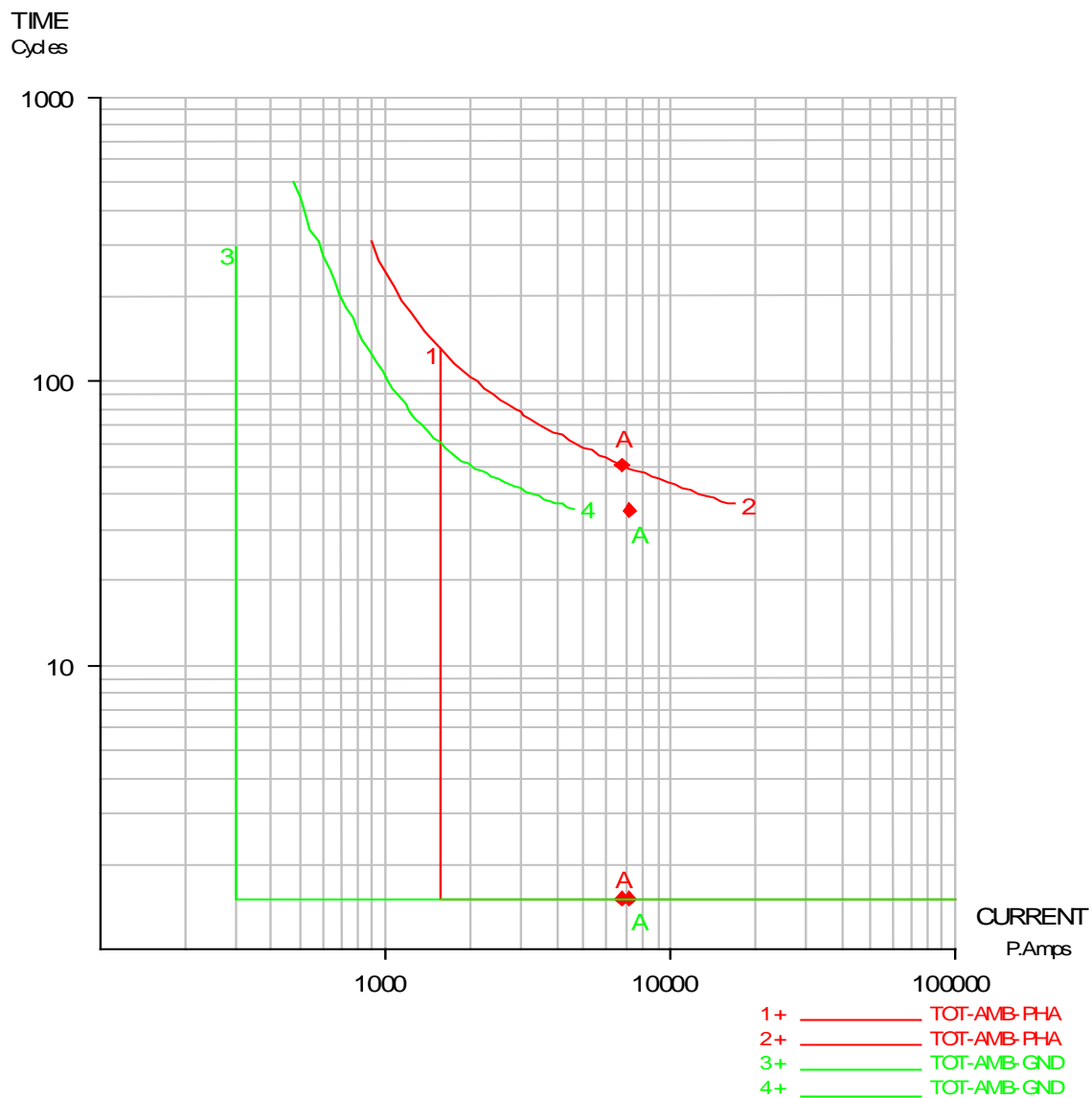


Fig. 5.8. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A de tierra de la subestación Totoras y ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Totoras.

Caso 2. Falla trifásica.

a) **“Close-in” en Ambato:** En presencia de esta falla se produce el disparo de la protección de respaldo en la subestación Pucará ocasionando la apertura de la línea Pucará – Ambato desde el lado de Pucará a los 22.5 ciclos (375 mS) y luego la operación de la protección primaria desde el lado de Totoras abriendo su posición a los 70.6 ciclos.

En el lado de Ambato no opera ningún elemento de protección sólo los receptores de señal piloto, esto se debe a que el cortocircuito reduce a cero la magnitud del voltaje en la barra de la subestación, haciendo inoperante las unidades direccionales de los relés de sobrecorriente que trabajan con voltaje de polarización de 2.2 Voltios.

En Pucará ocurre la respuesta de los relés de fase y tierra denominados PUC-AMB-PH y PUC-AMB-G respectivamente. Las unidades de tercera zona, que son direccionales y de arranque para las unidades de primera y segunda zona, operan en 1.5 ciclos (25 mS), instantáneamente actúa la unidad de segunda zona del relé de tierra y después opera la segunda zona del relé de fase en un tiempo de 1.5 ciclos, viendo ambos una impedancia de $14.29 @ 74.84$ Ohmios. Debido al retardo para la protección de segunda zona, la protección de tierra ordenará el disparo del disyuntor a los 19.5 ciclos (325 mS) de presentado el cortocircuito y la de fase a los 21 ciclos (350 mS), produciéndose la apertura de la línea Pucará – Ambato por medio del disyuntor en Pucará a los 22.5 ciclos (3 ciclos después que actuó la protección de tierra). En la figura 5.9 se muestran las características de operación de los elementos involucrados en el disparo de esta protección de respaldo.

En la subestación Totoras ya habían operado los elementos direccionales de fase, produciéndose la operación de las unidades instantáneas en un tiempo de 1.5 ciclos al pasar corrientes de 3665.07 A en este lado de la línea, esto causa el envío de la señal piloto de disparo hacia Ambato pero no existiendo señal de disparo de Ambato hacia Totoras se vuelve inoperante la protección piloto de la línea. Al no operar la protección piloto, las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso ordenan en disparo a los 67.6 ciclos (1.126 S), abriendo el disyuntor de Totoras a los 70.6 ciclos (1.177 S). En las figura 5.10 y 5.11 se muestran las curvas de los relés de fase de esta subestación antes y después de la apertura en Pucará.

b)“Close-in” en Totoras: La ocurrencia de esta falla sólo ocasiona el disparo de la protección de respaldo remoto de Pucará a los 52.5 ciclos (825 mS).

En la subestación Ambato ocurre la respuesta de los elementos direccionales de los tres relés de fase en un ciclo, produciéndose después la operación de las unidades instantáneas en 1.5 ciclos al pasar corrientes de 1373.1 A en este lado de la línea, esto causa el envío de señales de disparo a la subestación Totoras a los 2.5 ciclos de ocurrida la falla. No existe señal piloto de disparo que llegue a Ambato, por lo que la protección de sobrecorriente instantánea no llega a operar, quedando sólo la protección de sobrecorriente de tiempo inverso que operaría en 255 ciclos (4.25 S) incluyendo el tiempo de apertura de los disyuntores. La operación de la protección de Pucará modifica las condiciones del sistema y vuelve inoperante a las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso, inhibiéndose el disparo en la subestación de Ambato. En la figura 5.12 se muestran las curvas de los relés de fase de esta subestación para el primer paso.

En Pucará se acciona la protección de respaldo de los relés de fase y tierra de tercera zona. Las unidades actúan en 1.5 ciclos al observar una impedancia de $17.92 @ 73.70$ Ohmios y 48 ciclos (800 mS) después debido a la acción de los temporizadores se ordena el disparo, abriendo el disyuntor de Pucará a los 52.5 ciclos (875 mS). En la figura 5.13 se muestra las características de las unidades de tercera zona de fase y tierra antes de la operación de la protección primaria.

En Totoras el cortocircuito hace inoperante a los elementos direccionales y esto inhibe la protección piloto de la línea.

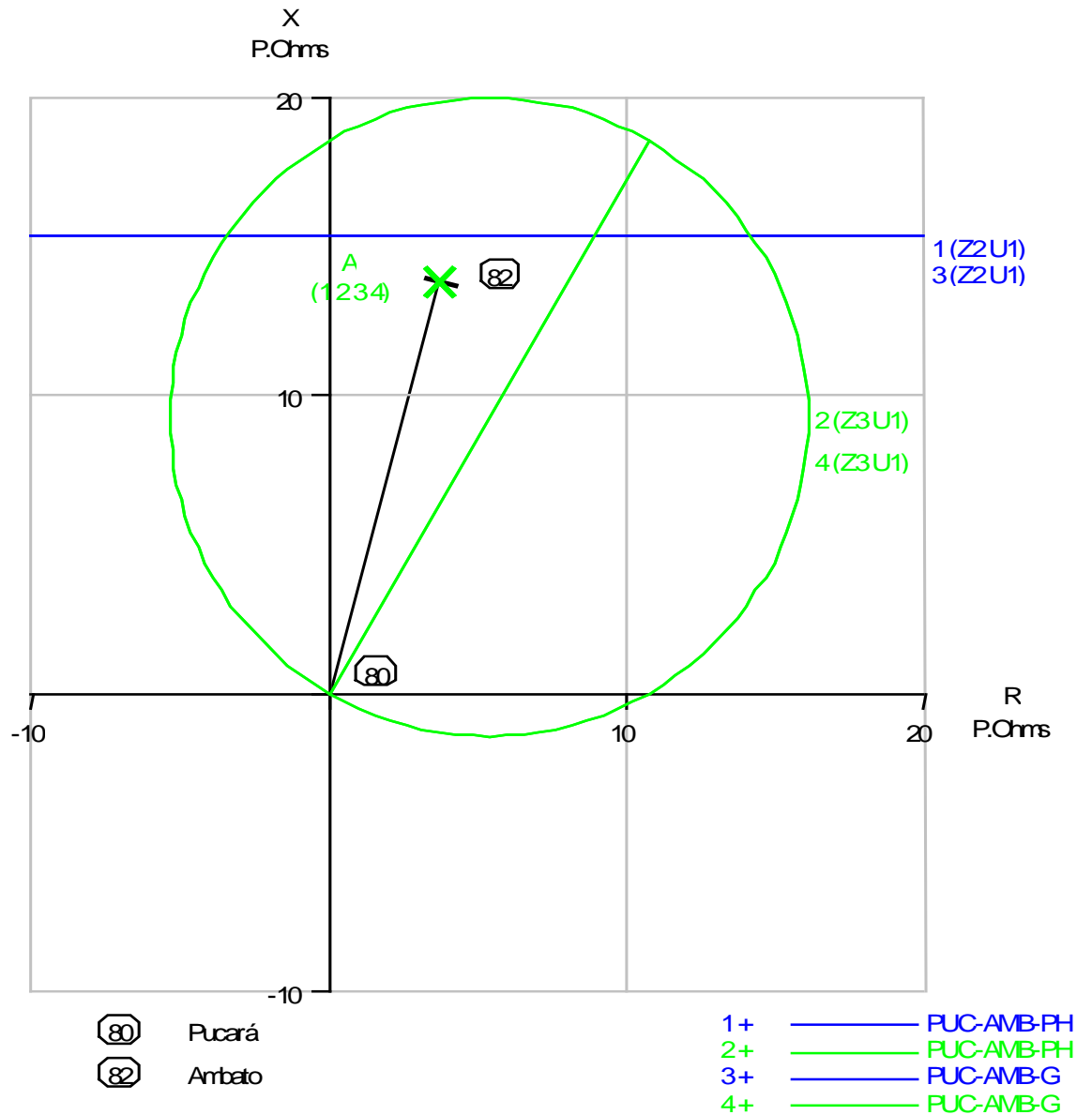


Fig. 5.9. Características R – X de los relés de fase y de tierra, zona 2 y 3 de la subestación Pucará ante falla trifásica en el extremo de Ambato de la línea.

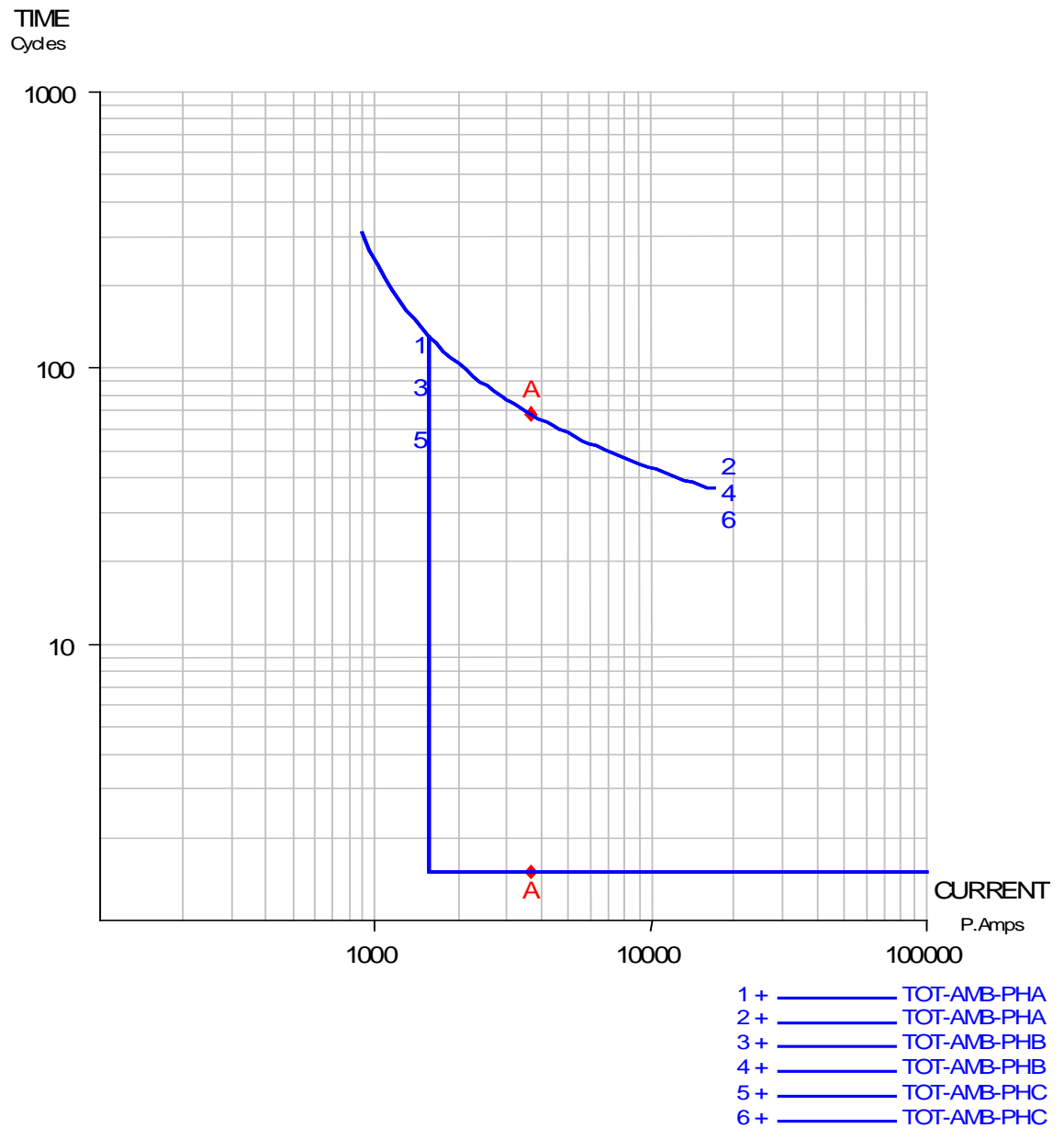


Fig. 5.10. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C en la subestación Totoras y ubicación de la falla trifásica al principio de línea en Ambato.

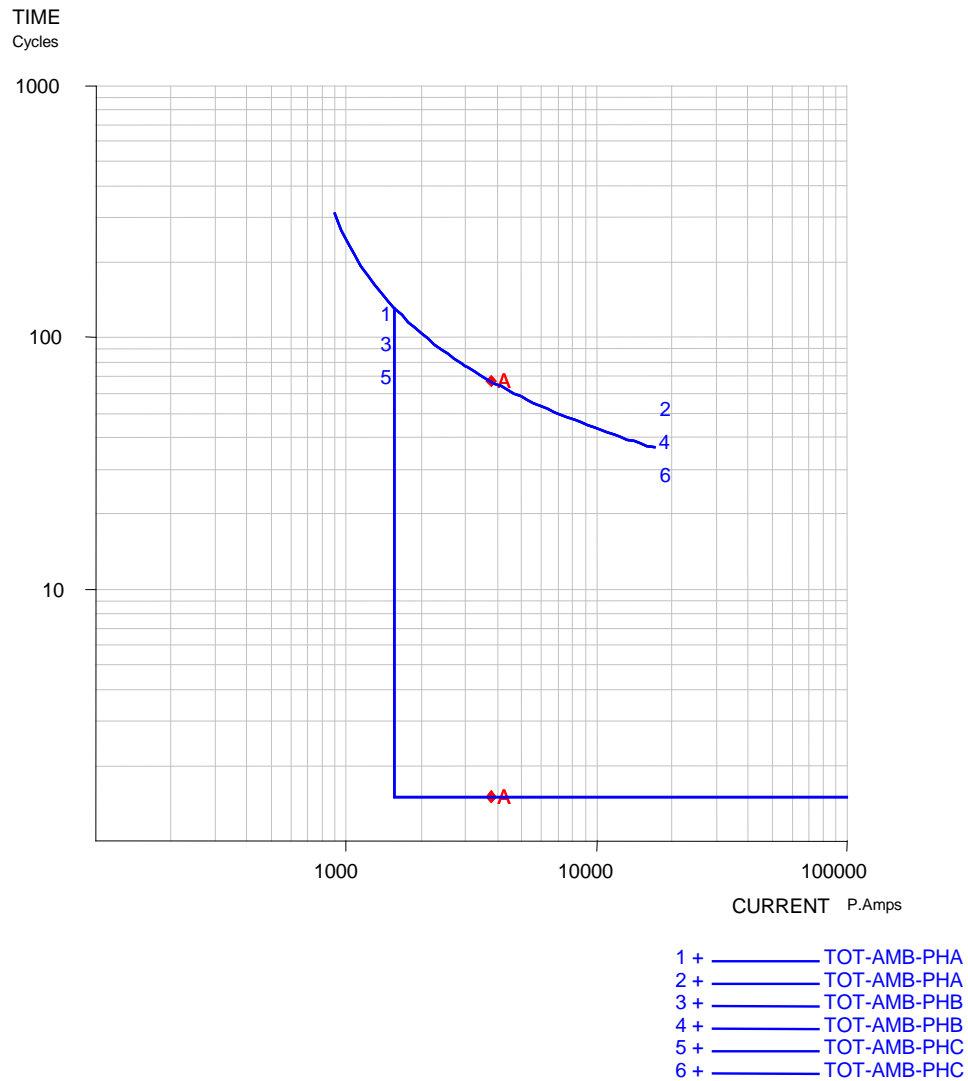


Fig. 5.11. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C en la subestación Totoras y ubicación de la falla trifásica al principio de línea en Ambato después de la apertura en Pucará.

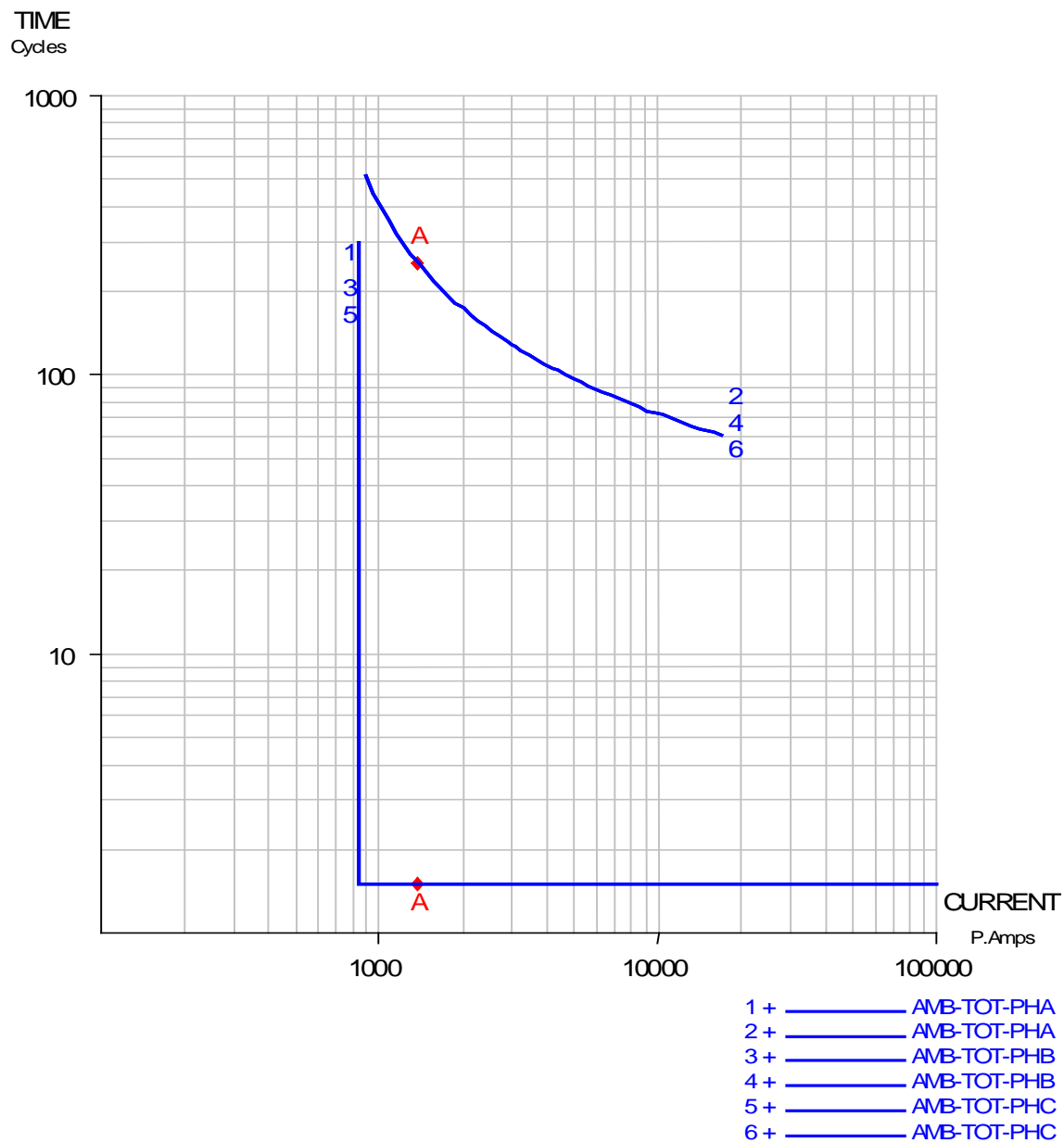


Fig. 5.12. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fases A, B y C de la subestación Ambato y ubicación de la falla trifásica en el extremo de Totoras.

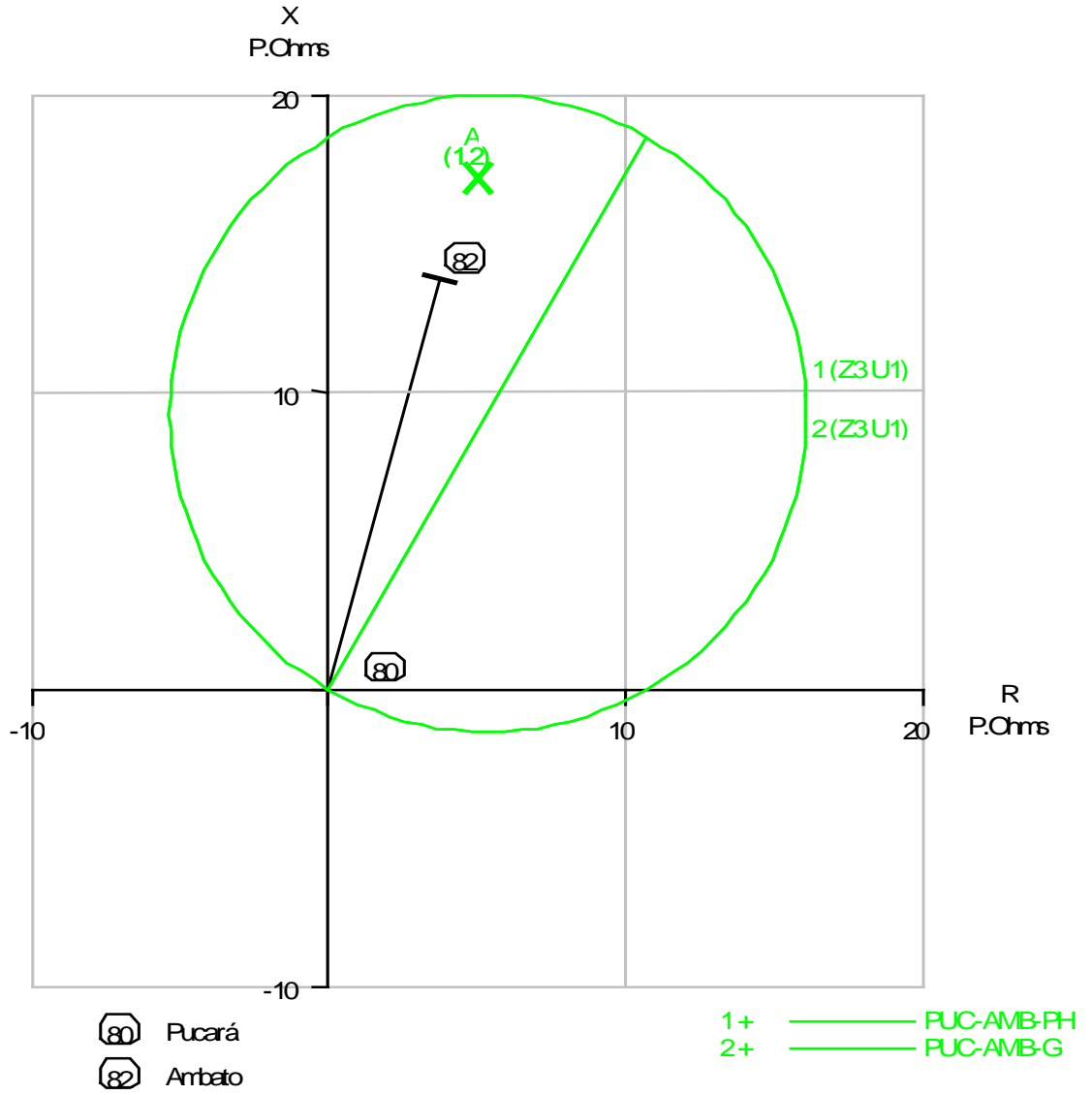


Fig. 5.13. Características R – X de los relés de fase y de tierra, zona 3 de la subestación Pucará ante una falla trifásica en el extremo de la línea en Totoras.

Caso 3. Falla de dos fases a tierra:

Esta falla fue ubicada en el extremo de Totoras de la línea, despejándose la falla por la acción simultánea de los disyuntores de la línea, considerando despreciable el tiempo de transmisión de la señal piloto, debido a la operación de la protección piloto de sobrecorriente instantánea en un lapso de 5.5 ciclos (91.67 mS).

En el lado de Ambato se produce la acción de las unidades direccionales para las fases B y C, conjuntamente con el de tierra, operando en un ciclo (16.67 mS). Después actúan los elementos de sobrecorrientes instantáneos de manera conjunta en 1.5 ciclos (25 mS), activando la señal piloto de disparo. Las corrientes al momento de producirse el cortocircuito fueron 137.63 A, 1715.20 A y 1789.29 A para las fases A, B y C respectivamente, y 1288.9 A de corriente neutral. Las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente para las fases B y C son iguales y se muestran en la figura 5.14 con la curva del relé para protección de tierra.

En el lado de Totoras al momento de producirse el cortocircuito ya habían actuado los relés direccionales de fase. Con la falla se hace inoperante la unidad direccional para la fase A y empieza a operar la unidad direccional de tierra, actuando en un ciclo. Inmediatamente después de ocurrida la falla operan de forma simultánea los elementos de sobrecorriente instantáneos para la fase B y C en 1.5 ciclos, enviando señales de disparo hacia Ambato. Los valores de las corrientes de fase B, C y neutral son 5231.2 A, 5512.8 A y 5015.1 A respectivamente. En la figura 5.15 se muestran las curvas características de los relés que operaron en este lado de la línea.

La presencia de esta falla produce la operación de la tercera zona del relé PUC-AMB-PH en Pucará. La tercera zona actúa en 1.5 ciclos (25 mS) al ver una impedancia de 18.81 @73.97 Ohmios primarios, iniciando la operación del temporizador que está ajustado para producir el disparo de la línea Pucará - Ambato en el lado de Pucará después de 48 ciclos (800 mS), pero no llega a abrir la posición de Pucará ya que primero actúa la protección primaria de Ambato. La figura 5.16 muestra la característica de la tercera zona del relé y la impedancia vista por la misma.

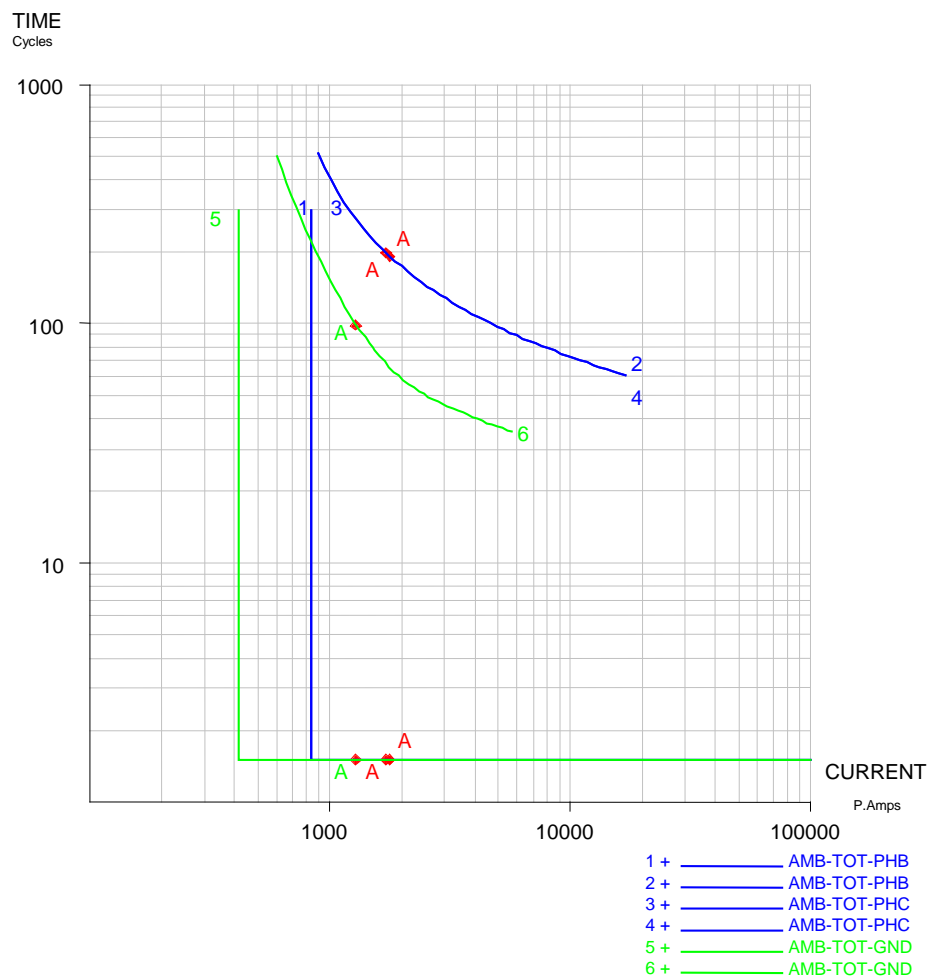


Fig. 5.14. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fase B, C y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de una falla de dos fases a tierra al principio de línea en Totoras.

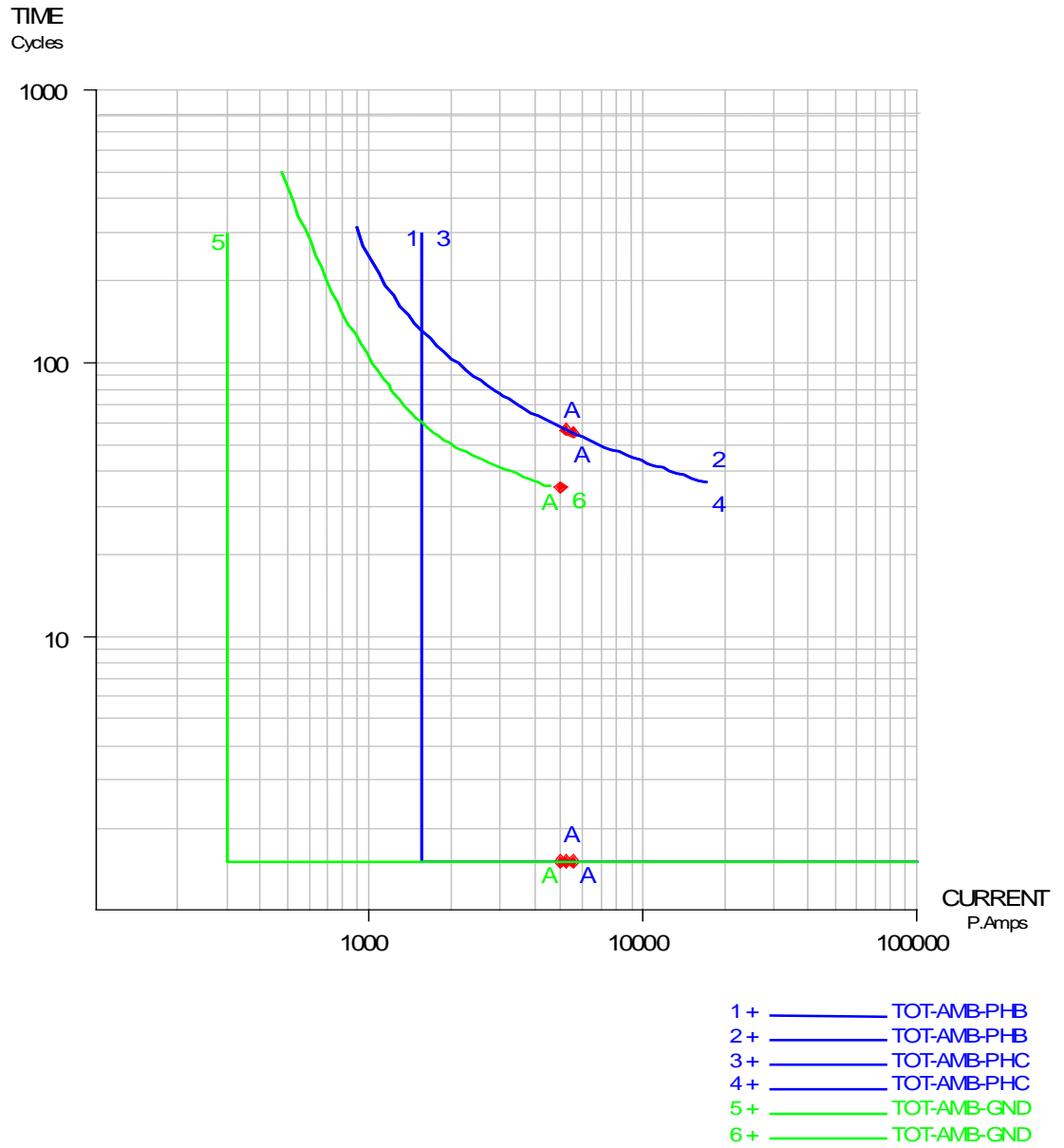


Fig. 5.15. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fase B, C y de tierra de la subestación Totoras y ubicación de una falla de dos fases a tierra al principio de línea en Totoras.

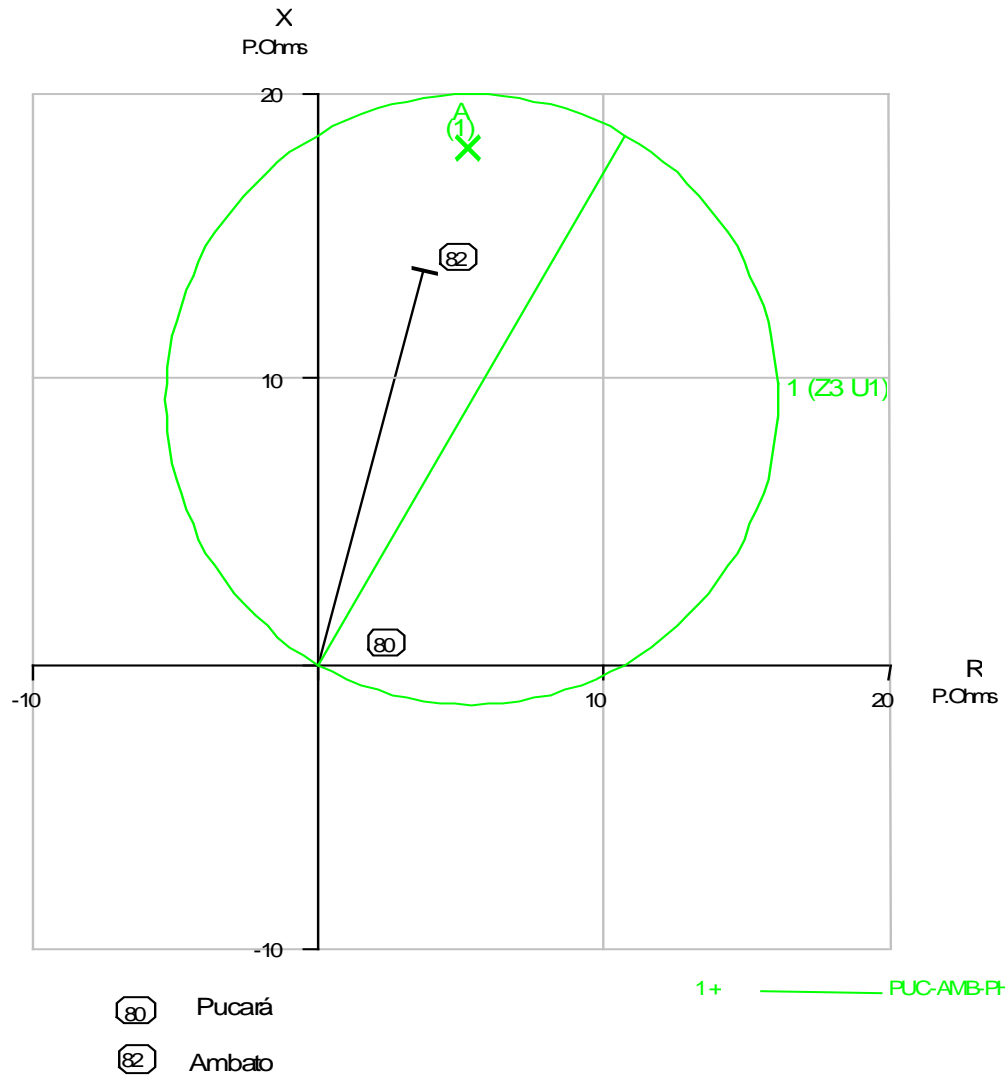


Fig. 5.16. Característica R – X del relé de tierra de la subestación Pucará ante una falla de dos fases a tierra en el extremo de Totoras.

5.3. Estudio de la Protección de Distancia de la Línea Vicentina – Latacunga ante Fallas de una Línea a Tierra con Distintas Impedancias de Falla.

Esta parte del estudio se dedica al análisis del esquema de protección de distancia por zonas en líneas de la UTN a nivel de 138 KV. Para lo cual se seleccionó la línea Vicentina – Latacunga por ser una línea central y que esta unida con varias líneas de la zona de estudio que podrían brindarle protección de respaldo. La línea de estudio se muestra en la figura 5.17.

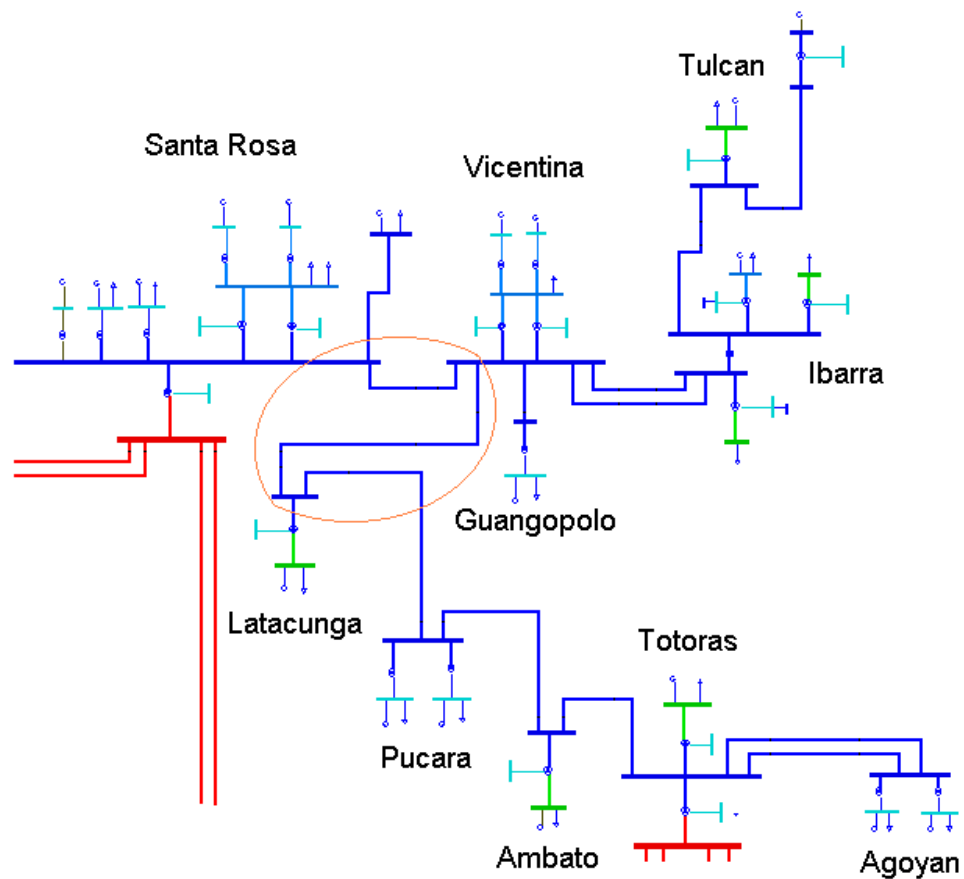


Fig. 5.17. Línea de Transmisión Vicentina – Latacunga y área de influencia.

La línea Vicentina – Latacunga es de un solo circuito, tiene una extensión de 74 Km con una impedancia de $38.122 @ 74.83 \text{ deg}$ Ohmios primarios. La línea presentó al momento de las simulaciones un flujo de 73.96 MW desde Latacunga hacia Vicentina y 11.46 MVAR desde Vicentina hacia Latacunga, a través de ella circula una corriente de 311.78 A la cual produce unas pérdidas de 2.94 MW y 6.37 MVAR.

Los relés usados para la protección en esta línea son: para la protección de fase GCY51 y para la protección de tierra el GCXG53 los cuales ya han sido descritos en la sección 3.3.2.

En lo que respecta a la simulación se ensayaron fallas en diferentes posiciones; 10, 30, 70 y 90 % de la línea desde Vicentina por considerar estas como valores límites zonas, las fallas simuladas son fallas de una fase a tierra con impedancias de falla de 5, 15 y 40 Ohmios para examinar el comportamiento de las protecciones frente a estas fallas que estadísticamente son comunes en esta zona del SNT y que ocasionan problemas por las altas resistencia de falla. Los valores de impedancia de falla se justifican en el anexo 4 “Cálculo de Resistencias de Cortocircuito”.

Para el estudio se definieron las fallas como:

SLG_5_OHMS: Falla de una fase a tierra con impedancia de falla 5 Ohms.

SLG_15_OHMS: Falla de una fase a tierra con impedancia de falla 15 Ohms.

SLG_40_OHMS: Falla de una fase a tierra con impedancia de falla 40 Ohms.

Lo que se muestra a continuación es el análisis de cada una de las fallas. Los resultados de las simulaciones de los módulos de SC, SS y CG se muestran en el Anexo 5 con mayores detalles.

5.3.1 Análisis de Falla al 10 % de la Línea con Impedancia de Falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: Esta falla es despejada en dos pasos, el tiempo total para aclarar la falla es de 6 ciclos (100 mS).

El primer paso dura 4.5 ciclos (75 mS) y solo actúa el disyuntor del lado de la subestación Vicentina. El elemento responsable del disparo es el de fase de primera zona PP_ZN1 el cual ve una impedancia de falla de 23.85 @97.55 Ohmios primarios, su tiempo de operación es de 1.5 ciclos (25 mS) y manda a operar el disyuntor de su posición el cual toma 3ciclos (50 mS) para abrir, en este proceso también ven la falla las unidades para protección de tierra de primera zona PG_ZN1 tanto de la subestación Vicentina como de Latacunga el primero ve una impedancia de 5.75 @41.70 Ohmios primarios y el segundo 37.58 @51.63Ohmios primarios, el relé del tipo GCXG53 que ya fue detallado en la sección 3.2.2 esta constituido por dos unidades de reactancia para primera y segunda zona cuyo tiempo de operación es de 1.5 ciclos y por una unidad tipo mho para la tercera zona que actúa como elemento direccional y supervisor de los dos anteriores, es decir el elemento de tercera zona ve la falla y luego de 1.5 ciclos da permiso para que actué el elemento de primera zona al cual le toma 1.5 ciclos mandar la orden de disparo, en total este proceso dura 3 ciclos para mandar a actuar al disyuntor de su posición pero esta orden no alcanza a cumplirse en este primer paso de simulación.

En el segundo paso las condiciones cambian puesto que ya a sido abierta la posición del lado de Vicentina, los elementos de tierra de primera zona de ambas subestaciones ya no ven la falla pero estos ya habían dado señal de disparo en el paso anterior pero los disyuntores no alcanzaron a despejar la falla en el caso del disyuntor de Vicentina ya estaba abierto y en el caso del disyuntor de Latacunga continuo con su proceso de apertura el cual le toma

3 ciclos de los cuales 1.5 ciclos corresponden al primer paso y 1.5 ciclos mas al segundo paso, es decir la falla es aclarada en 6 ciclos (100mS).

Los elementos que siguen viendo la falla en el segundo paso son los de tierra de segunda y tercera zona de la subestación Latacunga, la unidad de segunda zona ve la falla como una impedancia de $34.81 @ 71.28$ Ohmios primarios y da señal de disparo pero esta no se cumple ya que esta señal es enviada al disyuntor solo si el timer relacionado con este relé PG_ZN2T también da permiso para dicho disparo, pero la acción del disyuntor ocurre antes de que el timer de tierra de segunda zona cierre contactos debido a su retardo de tiempo de 18 ciclos (300 mS), en caso de que la primera zona hubiese fallado por algún motivo, la orden de disparo sería dada por el timer de tierra de segunda zona en 21 ciclos produciéndose el disparo en 24 ciclos tiempo en el cual se despejaría la falla.

En los gráficos de coordinación se muestra como en el primer paso ven la falla tanto los relés de fase y tierra de primera zona de la subestación Vicentina como el relé de tierra de primera zona de la subestación Latacunga, figuras 5.18 y 5.19 respectivamente. Mientras que en el segundo paso una vez abierto el disyuntor de la subestación Vicentina ya ningún relé de primera zona puede ver la falla y si lo hace la unidad de tierra de segunda zona de la subestación Latacunga, figura 5.20. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso 1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-PH	Zona 1	31.99	74.83	23.85	97.55	1.5
		Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07		37.58	51.63	3
				Zona 3	58				49.5

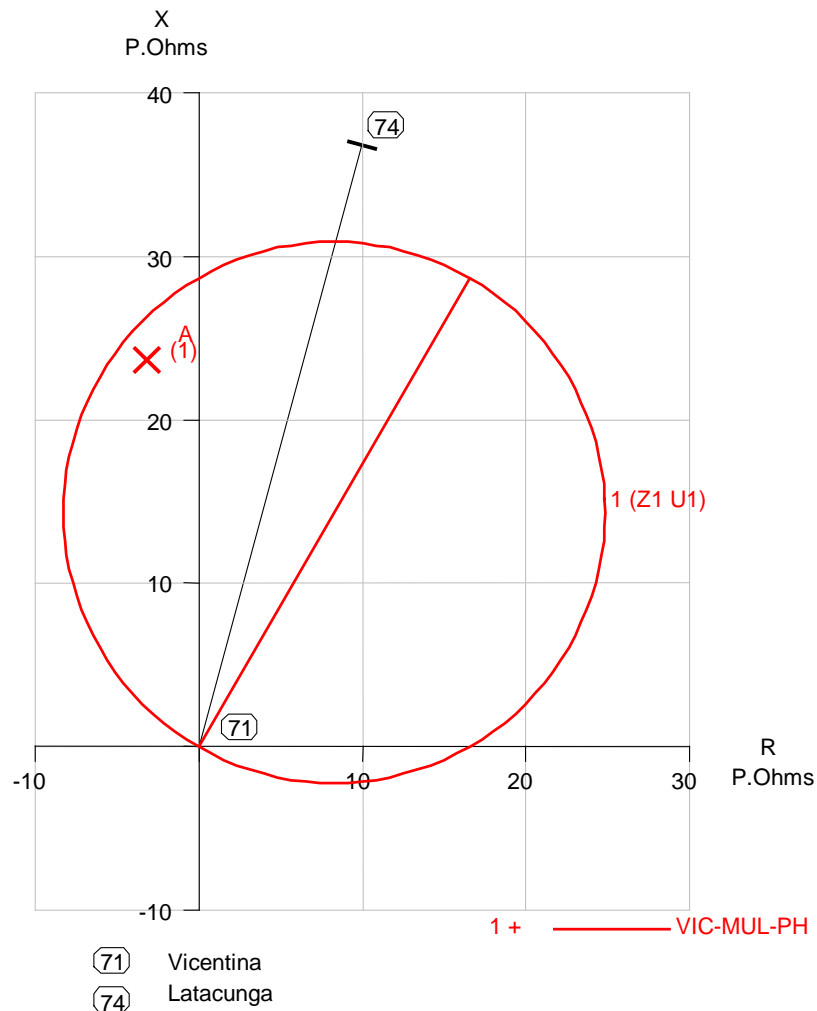


Fig. 5.18. Característica R-X del elemento de protección de fase zona 1, ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

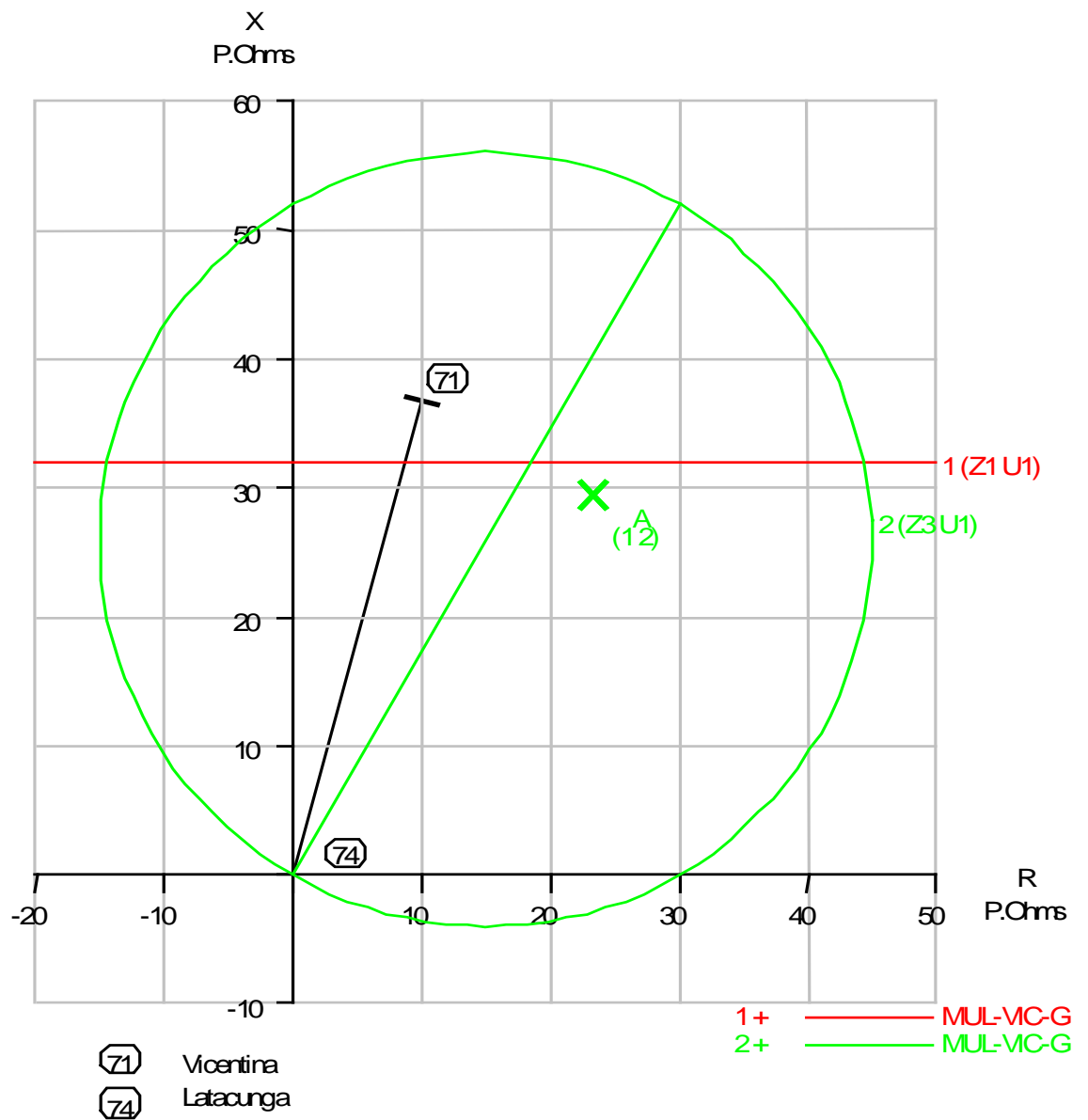


Fig. 5.19. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

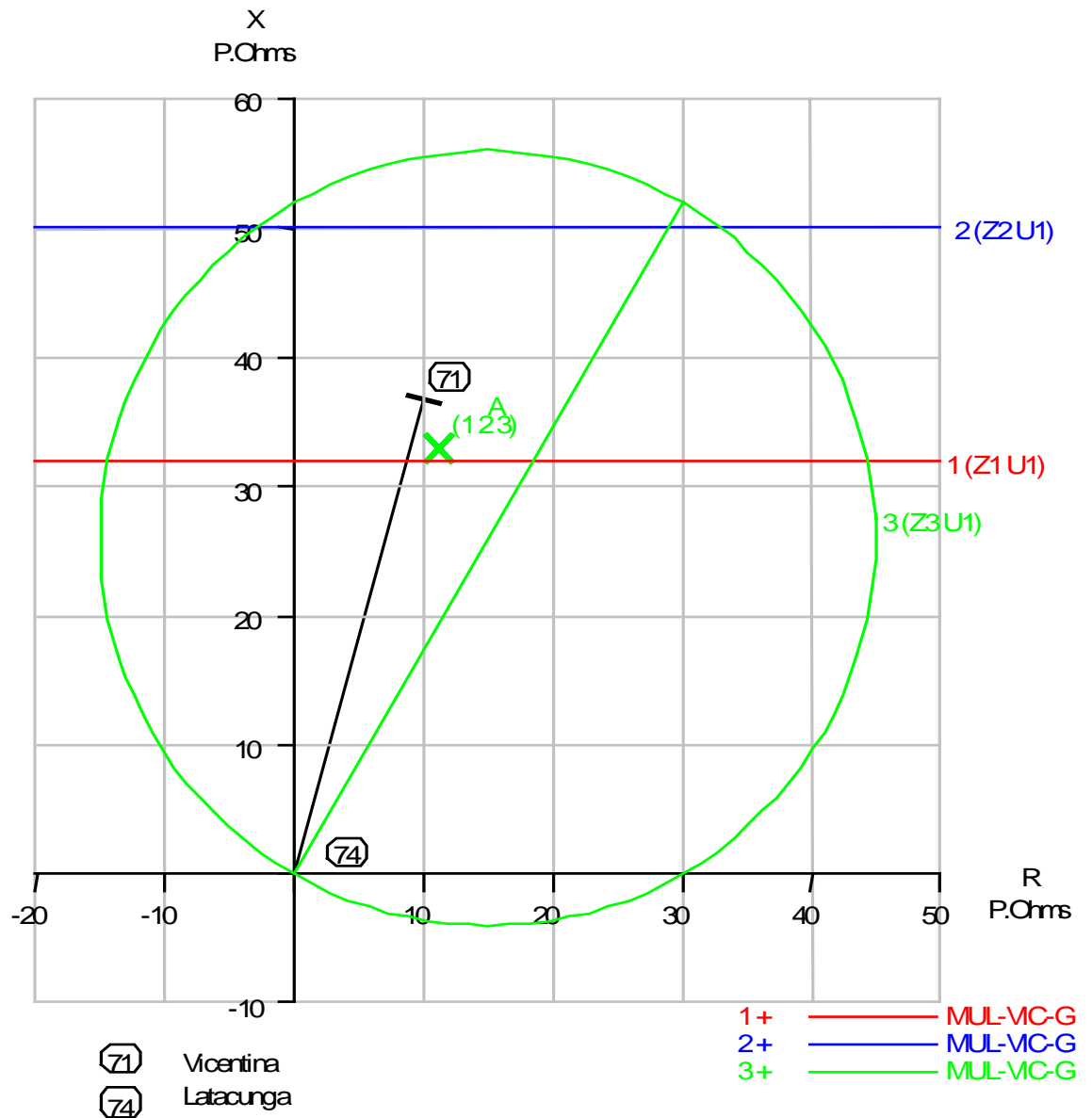


Fig. 5.20. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

SLG_15_OHMS: Esta falla es aclarada en dos pasos, el tiempo para el despeje de la falla es de 30 ciclos (500 mS).

El primer paso tiene una duración de 6 ciclos (100mS) y corresponde a la apertura del disyuntor del lado de la subestación Vicentina, por orden del elemento de tierra de primera zona PG_ZN1 quien ve la falla como una impedancia de 12.07 @20.59 Ohmios primarios, el elemento de tierra mho de tercera zona PG_ZN3 da el permiso direccional como elemento supervisor en 1.5 ciclos para que PG_ZN1 de la orden de disparo 1.5 ciclos después, el disyuntor opera en 3 ciclos. Ninguno de los relés de la subestación Latacunga ven la falla dentro de sus zonas de operación.

En el segundo paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga por orden del elemento de tierra de segunda zona PG_ZN2 en 1.5 ciclos una vez que recibe el permiso direccional del PG_ZN3. Una vez producido el disparo en Vicentina los relés PG_ZN2 y PG_ZN3 de la subestación Latacunga pueden ver la falla dentro de sus zonas de operación con un valor de 36.96 @63.06 Ohmios primarios, el relé PG_ZN2 hace que opere el timer de segunda zona PG_ZN2T el cual tiene un retardo de tiempo de 18 ciclos (300 mS) luego de este tiempo PG_ZN2T cierra contactos y da la señal para que el disyuntor de la posición Latacunga de la línea fallada opere en 3 ciclos. Todo este proceso de apertura dura 24 ciclos (400 mS) que sumados a los 6 ciclos del primer paso da el tiempo total de aclaración de la falla 30 ciclos (500 mS).

En la figura 5.21 se muestra para que valores de impedancia operan los elementos del relé de protección para tierra de la subestación Vicentina en el primer paso y en la figura. 5.22 se muestra la simulación en la subestación Latacunga en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	12.07	20.59	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	36.96	63.06	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

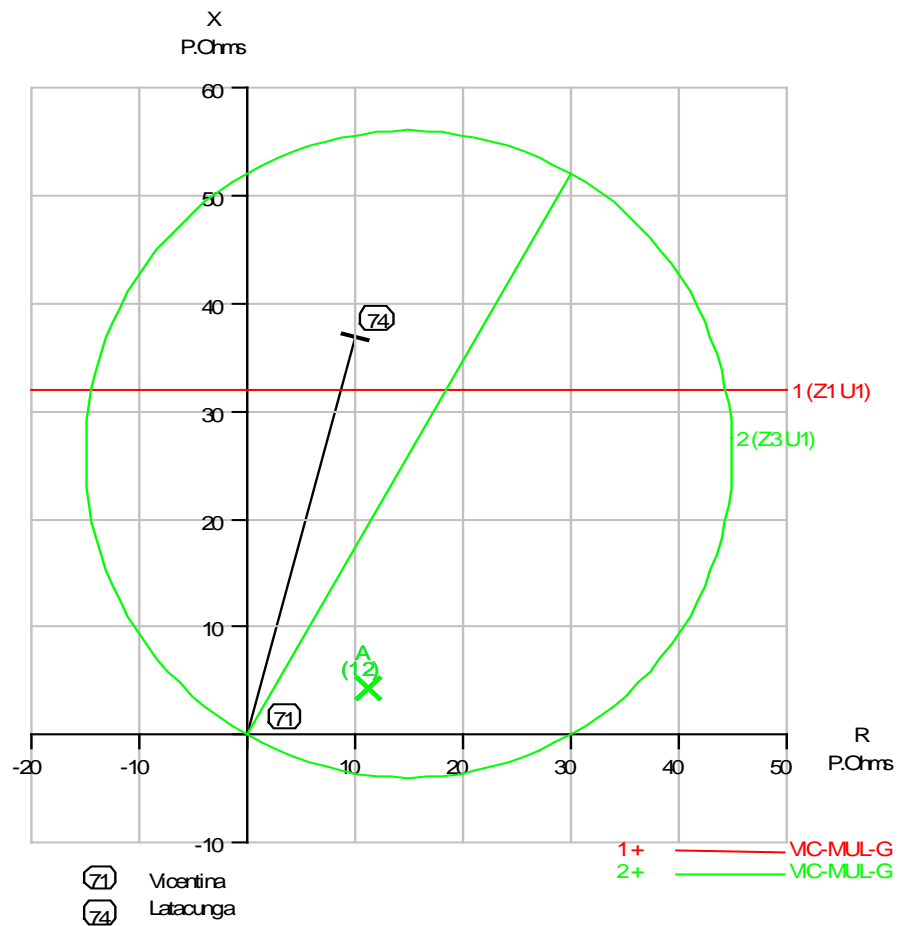


Fig. 5.21. Característica R-X de los elementos de protección de tierra de zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

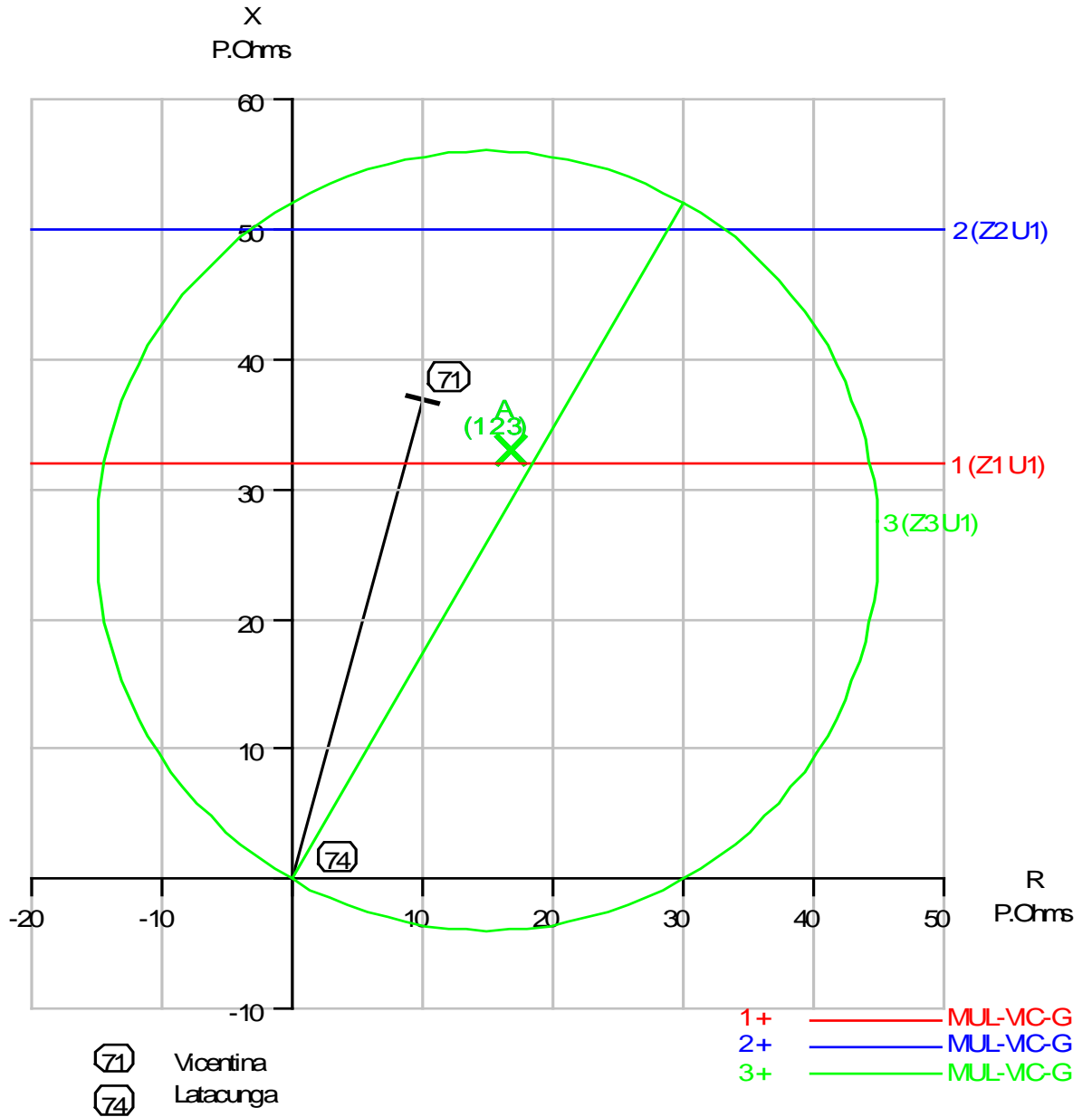


Fig. 5.22. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

SLG_40_OHMS: En esta falla el proceso para el despeje es el mismo que el de la falla SLG_15_OHMS en esta posición la diferencia son los valores que ven los relés La falla es despejada en 30 ciclos es decir (500 mS) en dos pasos sucesivos.

En el primer paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Vicentina por acción del elemento de tierra de primera zona el cual operó por una impedancia de 31.14 @10.74 Ohmios primarios, el proceso dura 6 ciclos. En el segundo paso opera el disyuntor de la subestación Latacunga por acción del elemento de tierra de segunda zona PG_ZN2 y su respectivo timer PG_ZN2T la falla es vista como una impedancia de 44.93 @46.95 Ohmios primarios, el proceso de apertura de esta posición es 24 ciclos (400 mS).

En la figura 5.23 se muestra las características de los relés de la subestación Vicentina en el diagrama R-X y la representación de la falla en el primer paso y en la figura 5.24 se muestra la simulación en la subestación Latacunga en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	31.14	10.74	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	44.93	46.95	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

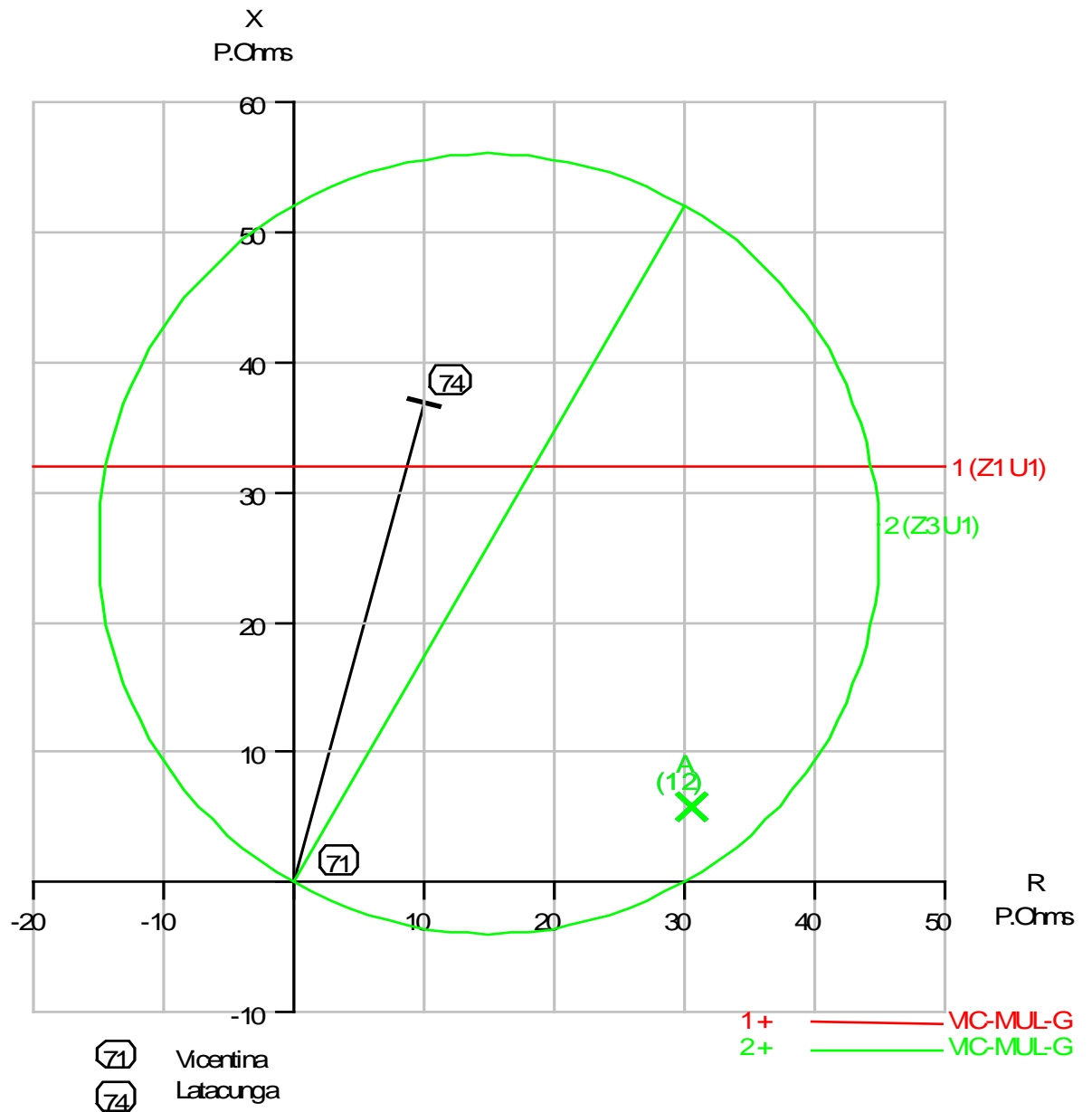


Fig. 5.23. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

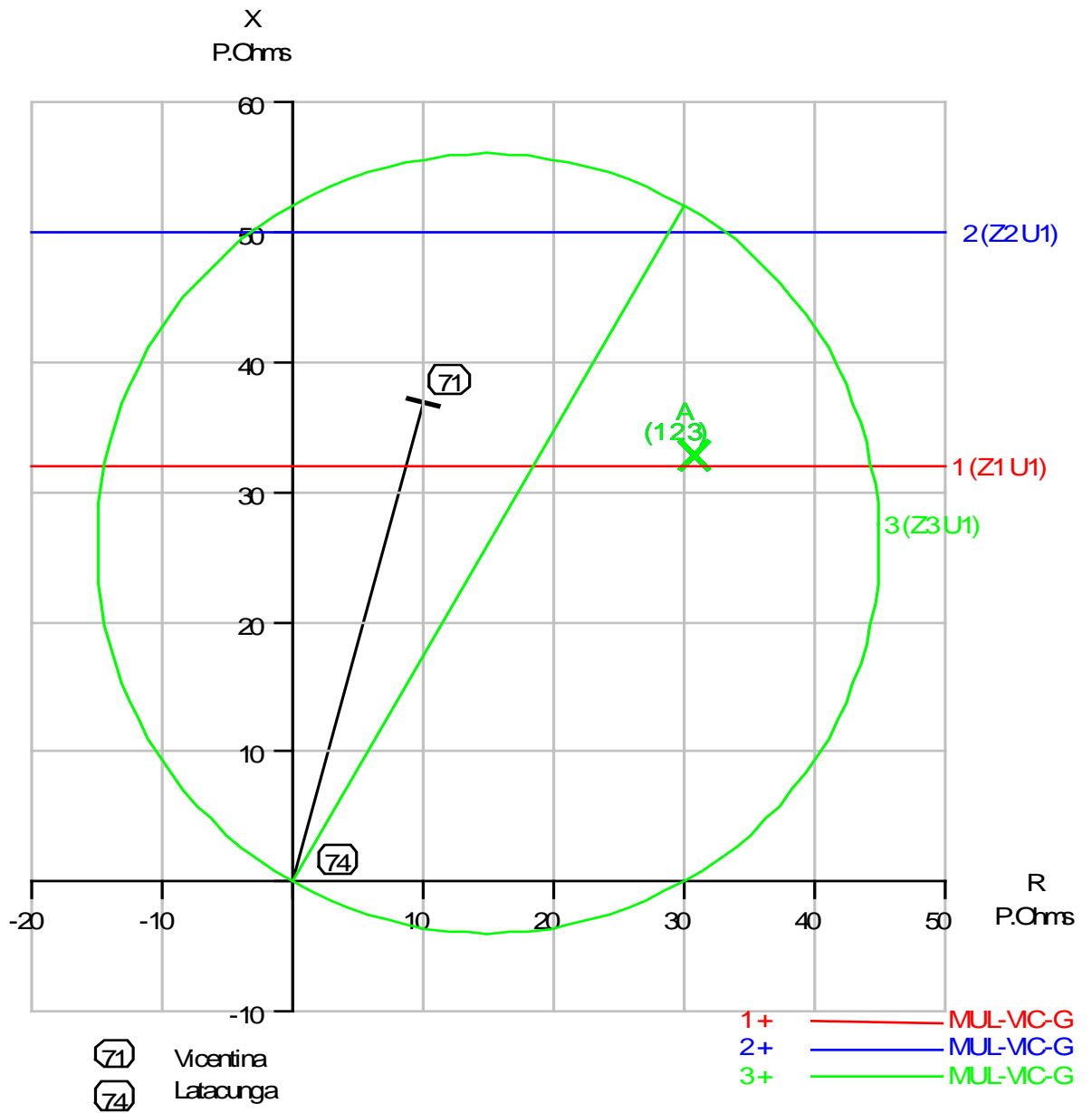


Fig. 5.24. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

5.3.2 Análisis de falla al 30 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: Esta falla es aclarada en un solo paso cuya duración es de 6 ciclos (100 mS).

El disyuntor del lado de la subestación Vicentina opera por acción del relé de tierra de primera zona PG_ZN1 el cual primero recibe el permiso direccional de su supervisor el elemento tipo mho de tierra de tercera zona este proceso dura 3 ciclos (50 mS) que sumados al tiempo de operación del disyuntor dan el tiempo total de apertura de la posición. En el otro lado de la línea, es decir en la subestación Latacunga el proceso es el mismo por lo que ocurre un disparo simultaneo en ambos extremos y la falla es despejada en 6 ciclos.

La diferencia en la operación de las protecciones en ambas subestaciones son los valores de impedancia que hacen operar a los relés, el elemento PG_ZN1 de la subestación Vicentina opera al ver una impedancia de 13.22 @58.81 Ohmios primarios mientras que el relé PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 28.32 @58.29 Ohmios primarios, ambos valores caen dentro de sus zonas de operación como se muestra en los gráficos de coordinación, figuras 5.25 y 5.26. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	13.22	58.81	3
				Zona 3	58				49.5
		Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	28.32	58.29	3
				Zona 3	58				49.5

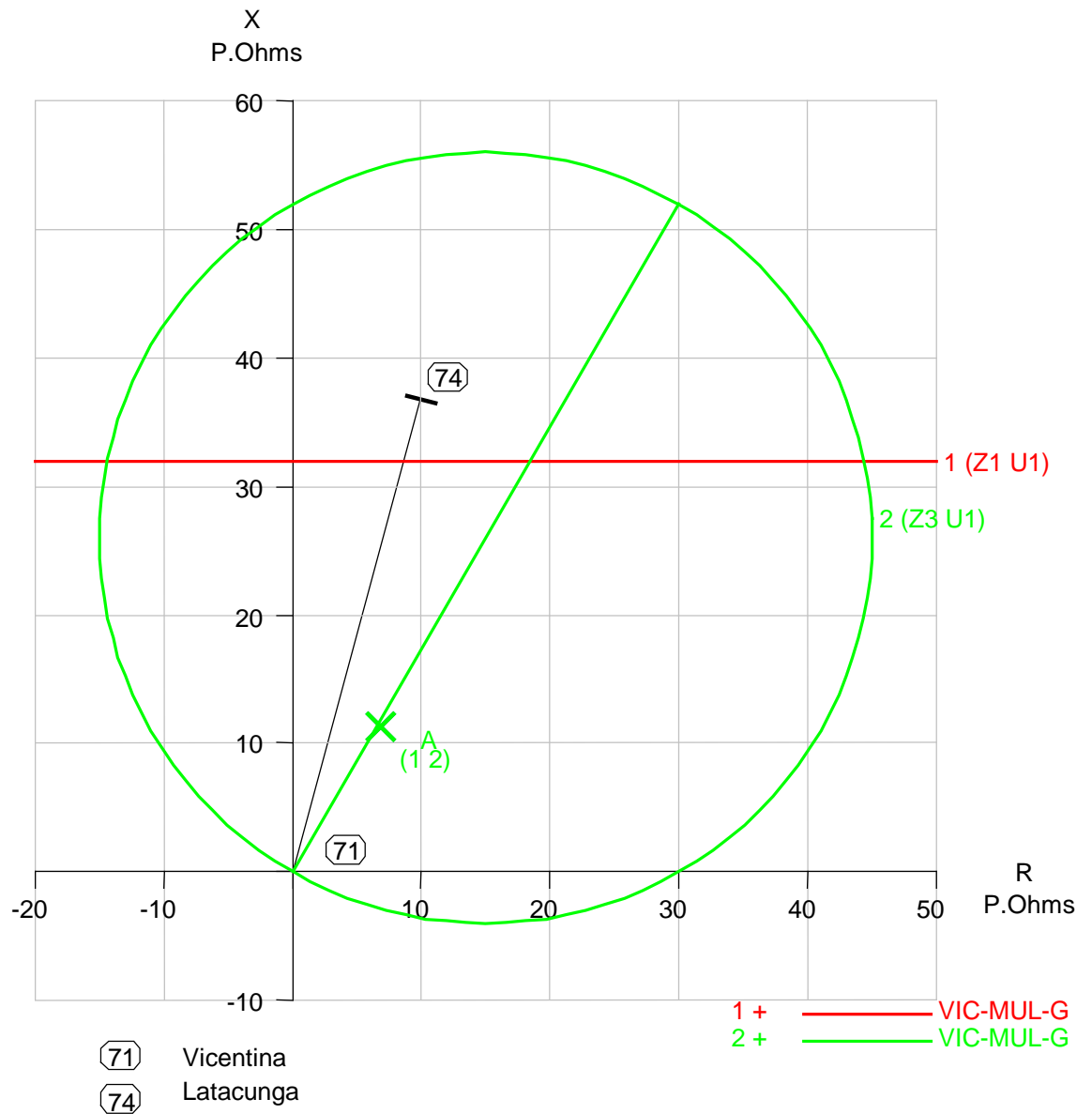


Fig. 5.25. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

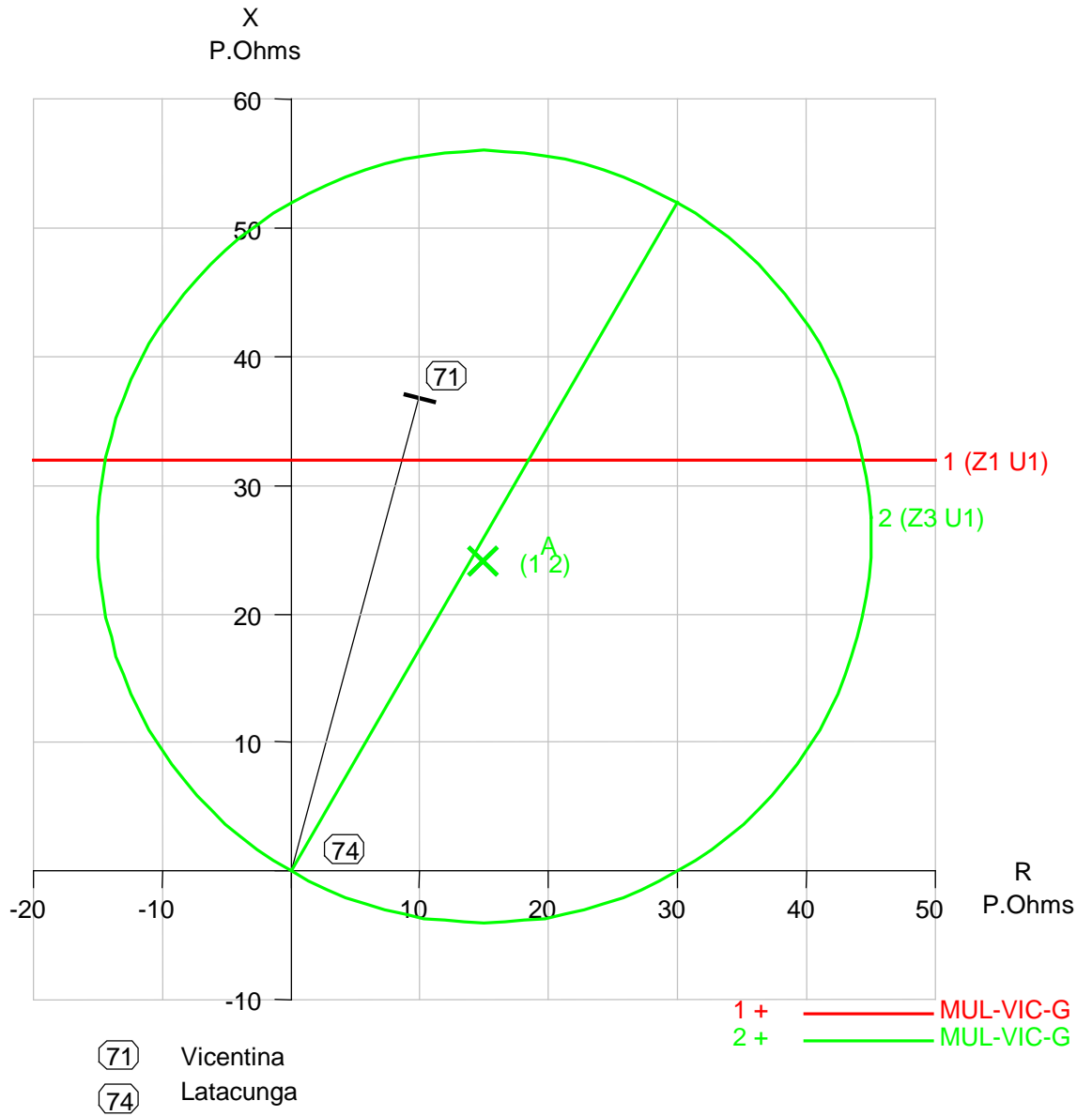


Fig. 5.26. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

SLG_15_OHMS: El proceso de despeje de esta falla es similar al de la falla SLG_5_OHMS la falla es despejada en 6 ciclos (100 mS) la diferencia son los valores de operación.

El disyuntor del lado de la subestación Vicentina opera por acción del elemento de tierra de primera zona PG_ZN1 el cual primero recibe el permiso direccional de su supervisor el elemento tipo mho de tierra de tercera zona este proceso dura 3 ciclos (50 mS) que sumados al tiempo de operación del disyuntor dan el tiempo total de apertura de la posición. En el otro lado de la línea, es decir en la subestación Latacunga el proceso es el mismo por lo que ocurre un disparo simultaneo en ambos extremos y la falla es despejada en 6 ciclos.

La diferencia en la operación de las protecciones en ambas subestaciones son los valores de impedancia que hacen operar a los relés, el relé PG_ZN1 de la subestación Vicentina opera al ver una impedancia de 19.57 @38.35 Ohmios primarios mientras que el relé PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 36.80 @35.24 Ohmios primarios, ambos valores caen dentro de sus zonas de operación como se muestra en los gráficos de coordinación figuras 5.27 y 5.28. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.8.

Tabla 5.8. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	19.57	38.35	3
				Zona 3	58				49.5
		Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	36.8	35.24	3
				Zona 3	58				49.5

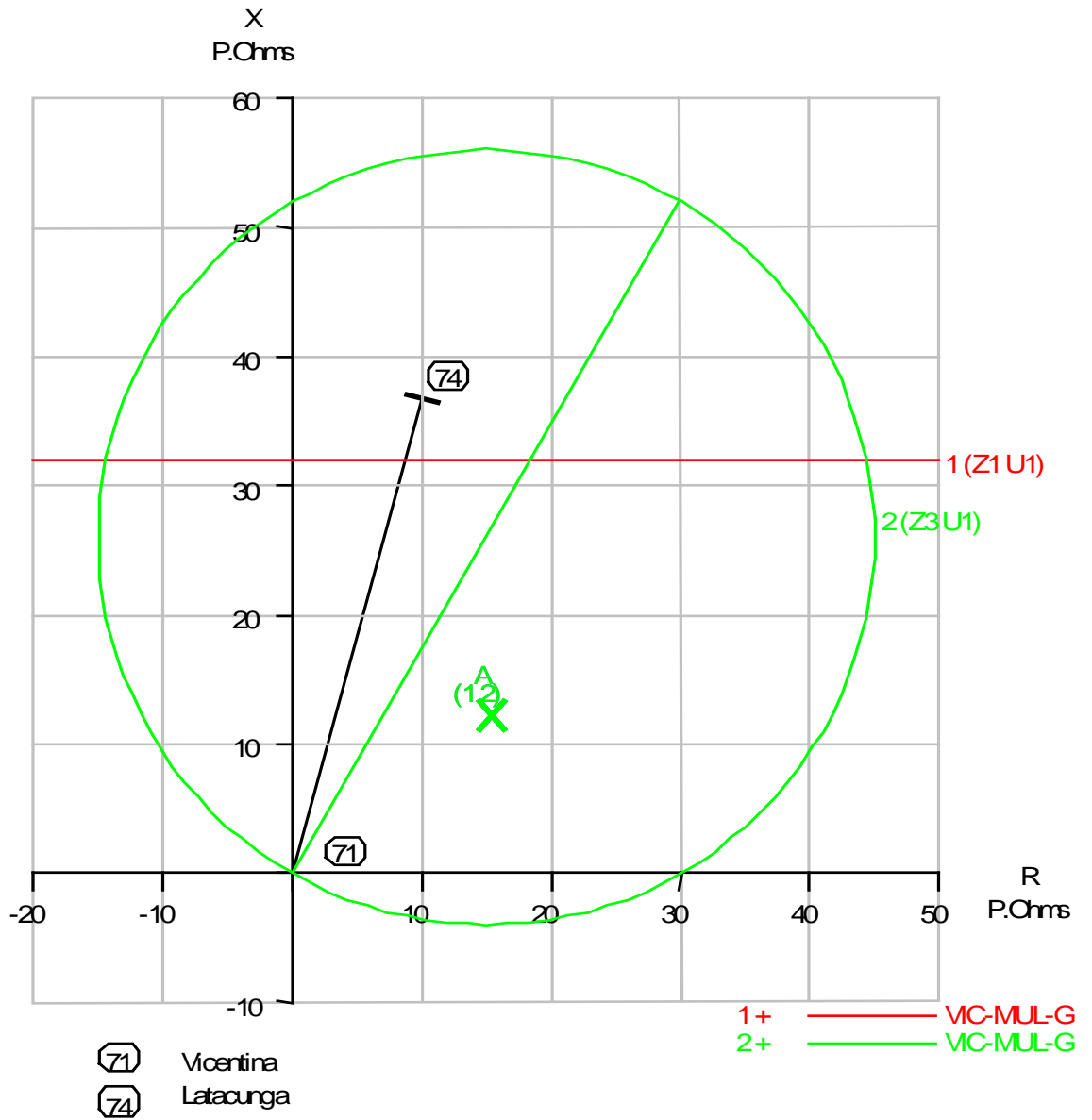


Fig. 5.27. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

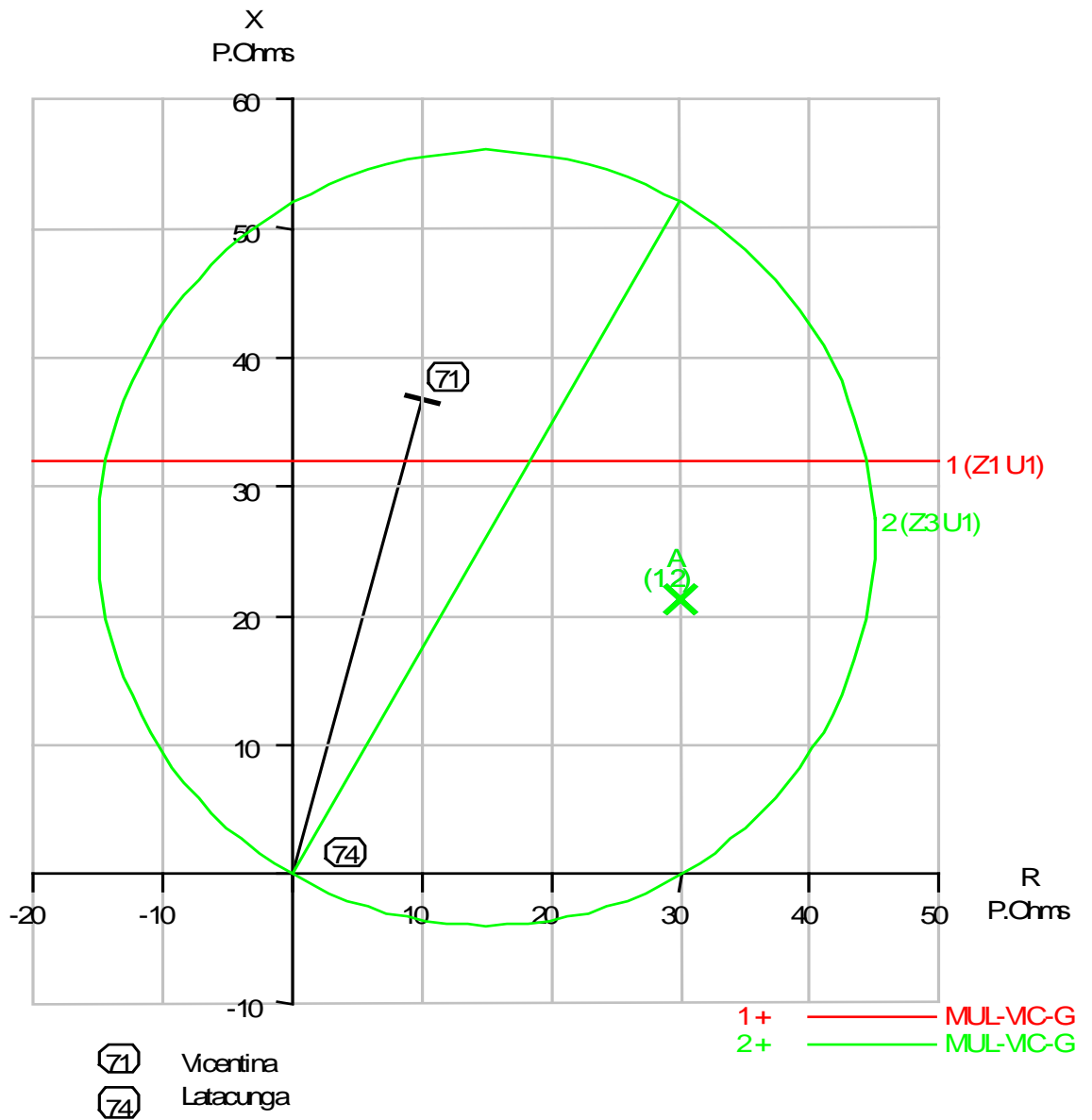


Fig. 5.28. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

SLG_40_OHMS: El tiempo total que toma el sistema de protección para eliminar la falla es de 12 ciclos (200 mS), este proceso se lo realiza en dos pasos.

En el primer paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Vicentina, primero opera el elemento de tierra de zona 3 el cual da el permiso direccional luego de 1.5 ciclos al elemento PG_ZN1 que es de protección de tierra para la primera zona el cual da la orden de disparo al disyuntor en 1.5 ciclos puesto que este ve la falla dentro de su zona de operación como una impedancia de 42.06 @21.09 Ohmios primarios, el disyuntor abre sus contactos luego de 3 ciclos de recibir la orden. Por lo que el tiempo de duración de este paso es de 6 ciclos (100 mS). En este paso ninguno de los relés de la subestación Latacunga ve la falla dentro de su zona de operación esta es representada como una impedancia de valor 62.56 @14.39 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor en la subestación Vicentina las condiciones de falla cambian y los relés de la subestación Latacunga ven la falla en zonas de operación cumpliendo el mismo procedimiento del primer paso, la unidad PG_ZN1 de la subestación Latacunga ve una impedancia de 38.41 @41.58 Ohmios primarios y manda a disparar el disyuntor de su posición este proceso dura al igual que el primer paso 6 ciclos (100 mS). Por lo que la falla es despejada totalmente en 12 ciclos.

En las figuras. 5.29 y 5.30 se muestran las impedancias que ven los relés de ambas subestaciones para el primer paso y en la figura. 5.31 se muestra para que valor operan los relés de la subestación Latacunga en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.9.

Tabla 5.9. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	42.06	21.09	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	38.41	41.58	3
				Zona 3	58				49.5

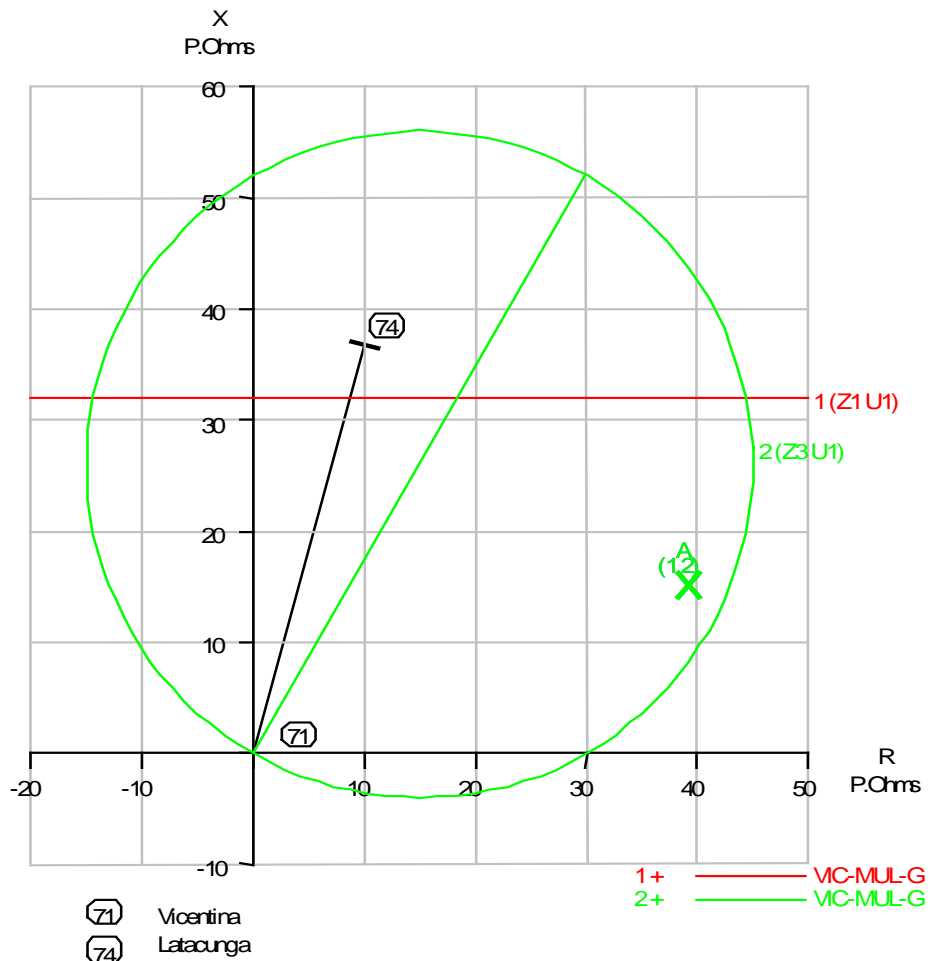


Fig. 5.29. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

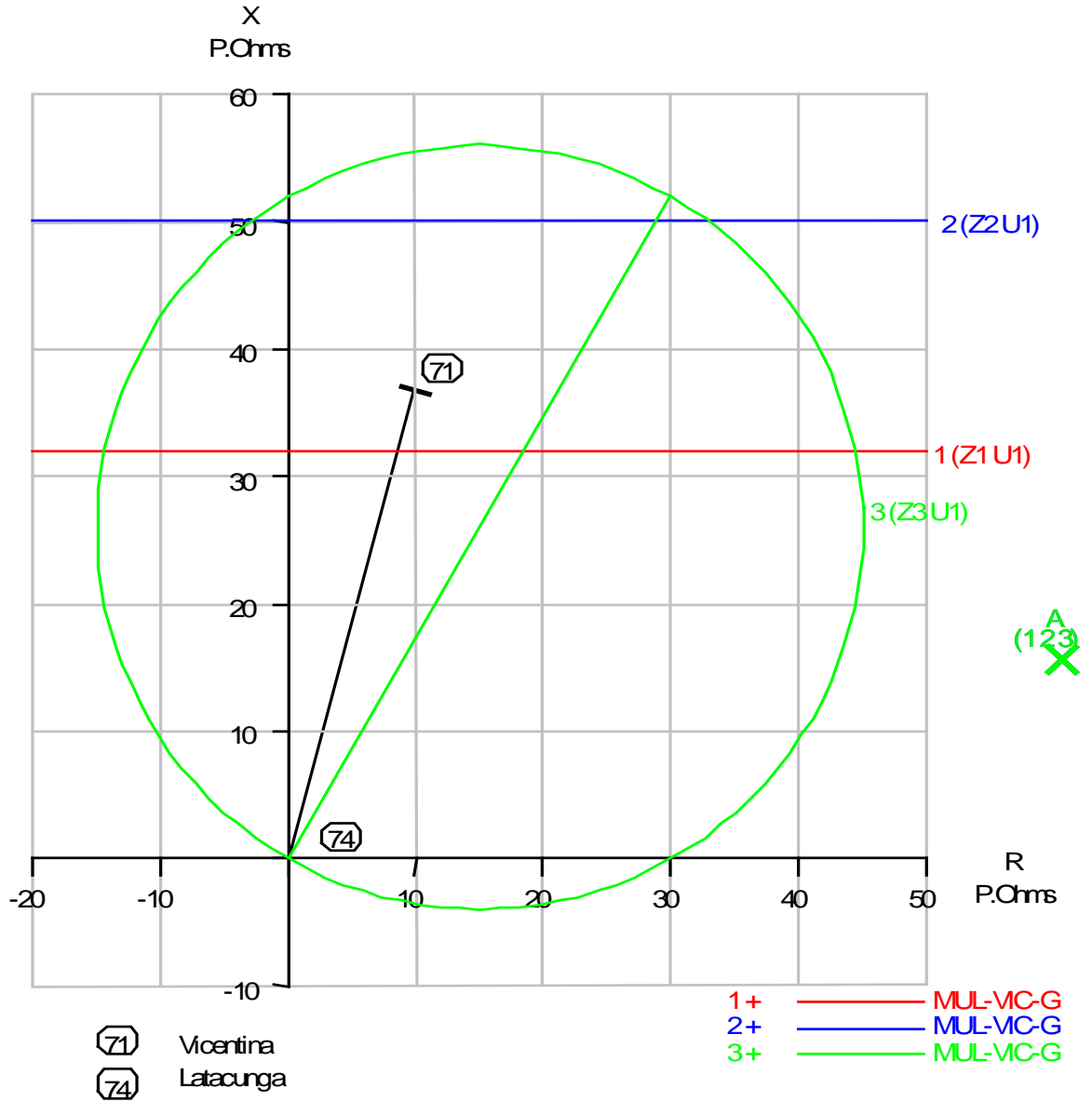


Fig. 5.30. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

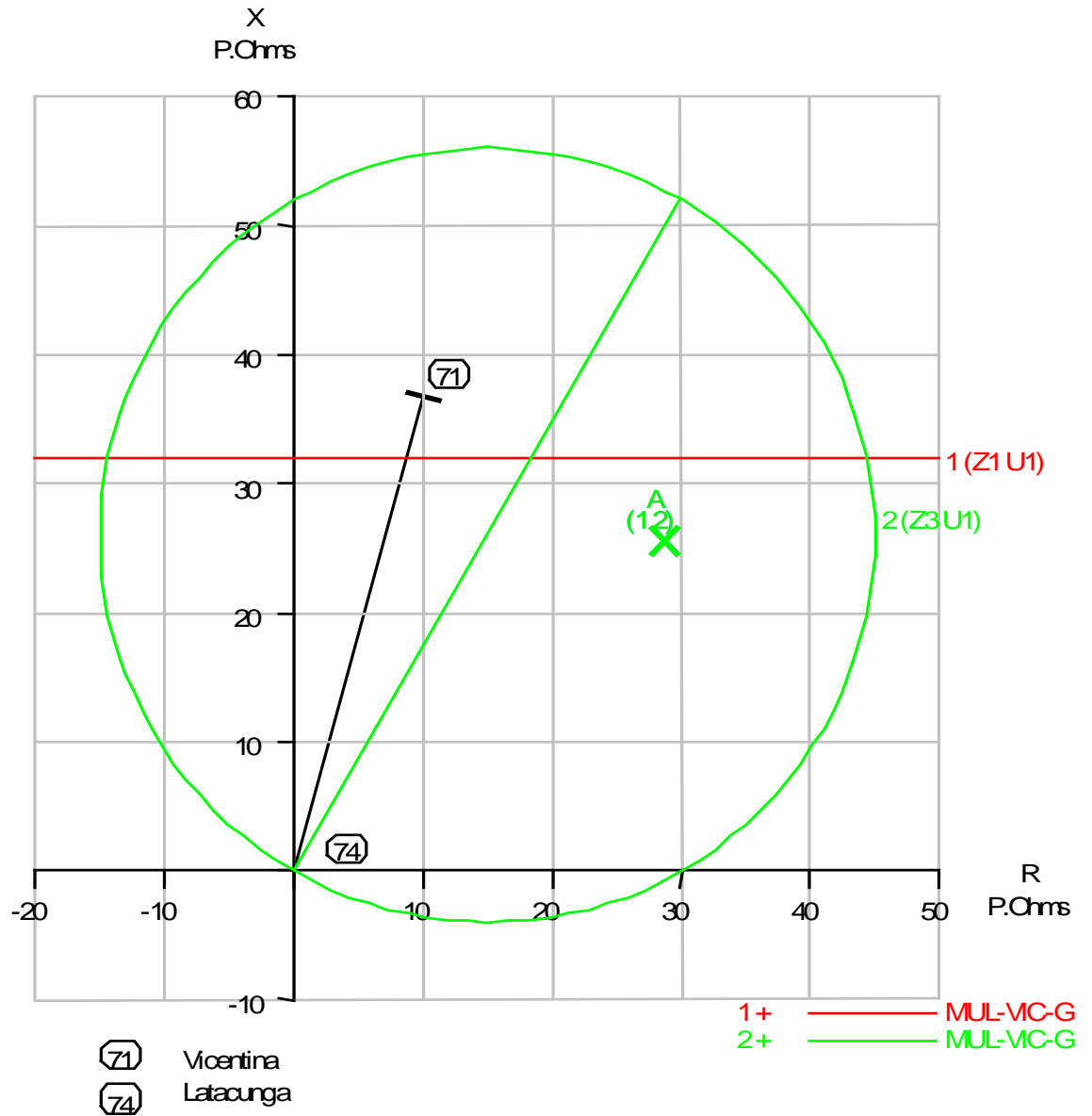


Fig. 5.31. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

5.3.3 Análisis de falla al 70 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: Esta falla es despejada en 6 ciclos (100 mS) en un solo paso en el cual se produce un disparo simultáneo de los disyuntores de la línea.

Los disyuntores operan por orden de los elementos de protección de tierra de primera zona PG_ZN1 de su respectiva subestación, el elemento PG_ZN1 de Vicentina opera al ver una impedancia de 29.97 @63.33Ohmios primarios y el PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 12.74@55.14 Ohmios primarios, como se muestra en las figuras 5.32 y 5.33 respectivamente. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.10.

Tabla 5.10. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	12.74	55.14	3
				Zona 3	58				49.5
		Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	29.97	63.33	3
				Zona 3	58				49.5

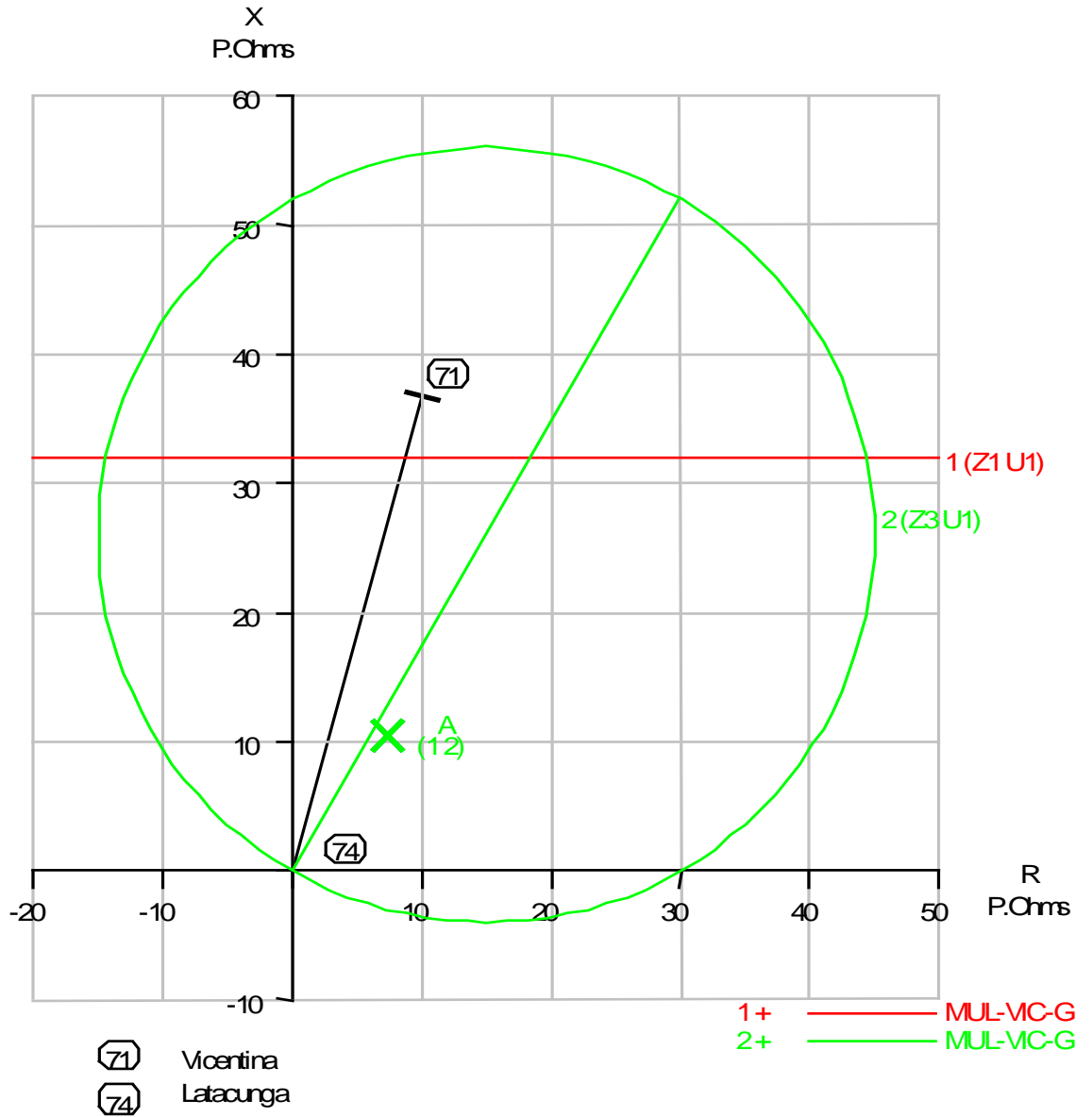


Fig. 5.32. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

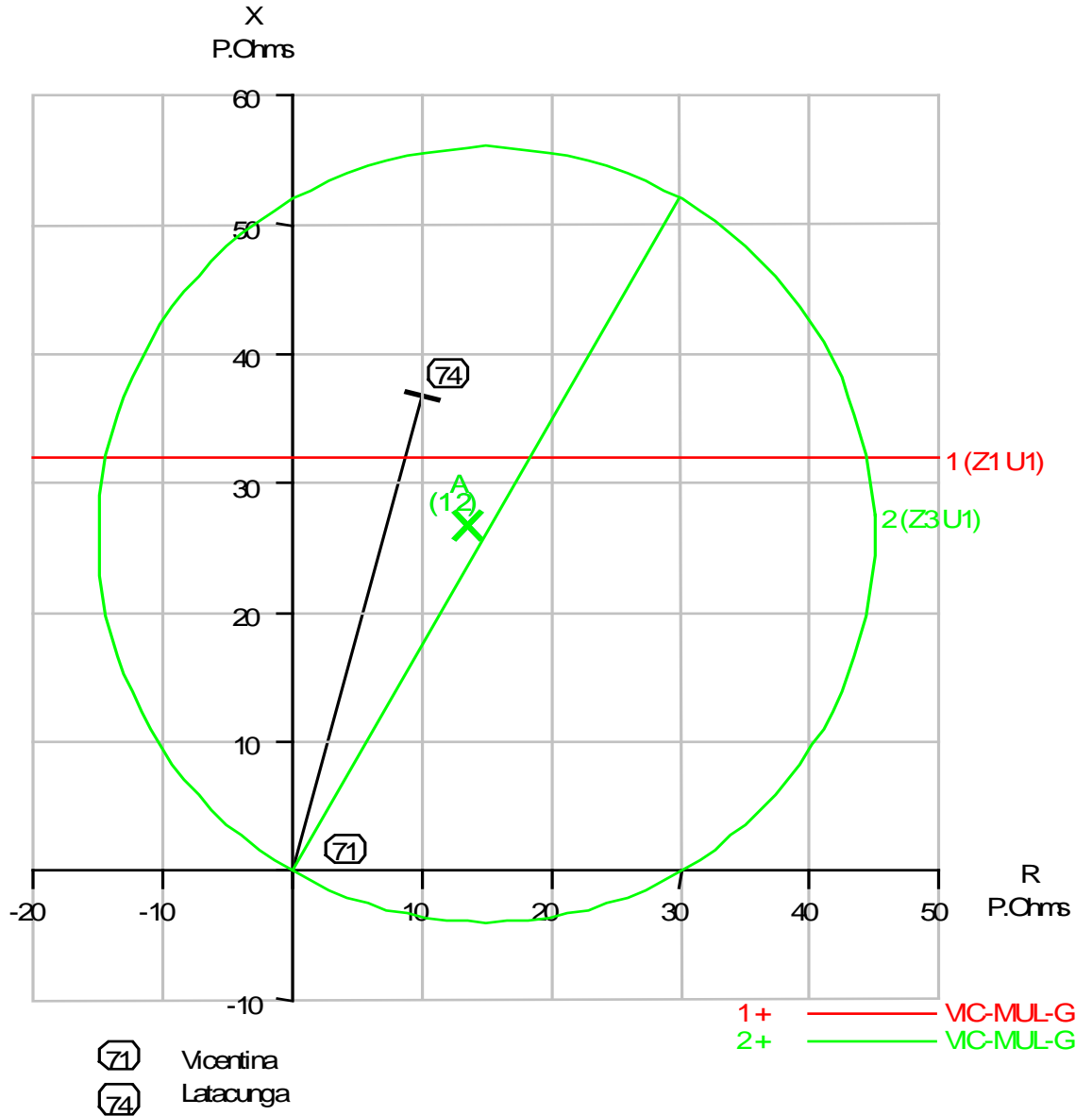


Fig. 5.33. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

SLG_15_OHMS: El sistema de protección despeja esta falla en 6 ciclos (100 mS) a través de un disparo simultáneo de los disyuntores de la línea.

Los disyuntores operan por orden de los elementos de protección de tierra de primera zona PG_ZN1 de su respectiva subestación, el elemento PG_ZN1 de Vicentina opera al ver una impedancia de 41.01 @46.35 Ohmios primarios y el PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 18.46@30.87 Ohmios primarios, como se muestra en las figuras 5.34 y 5.35 respectivamente. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.11.

Tabla 5.11. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	18.46	30,87	3
				Zona 3	58				49.5
		Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	41,01	46,35	3
				Zona 3	58				49.5

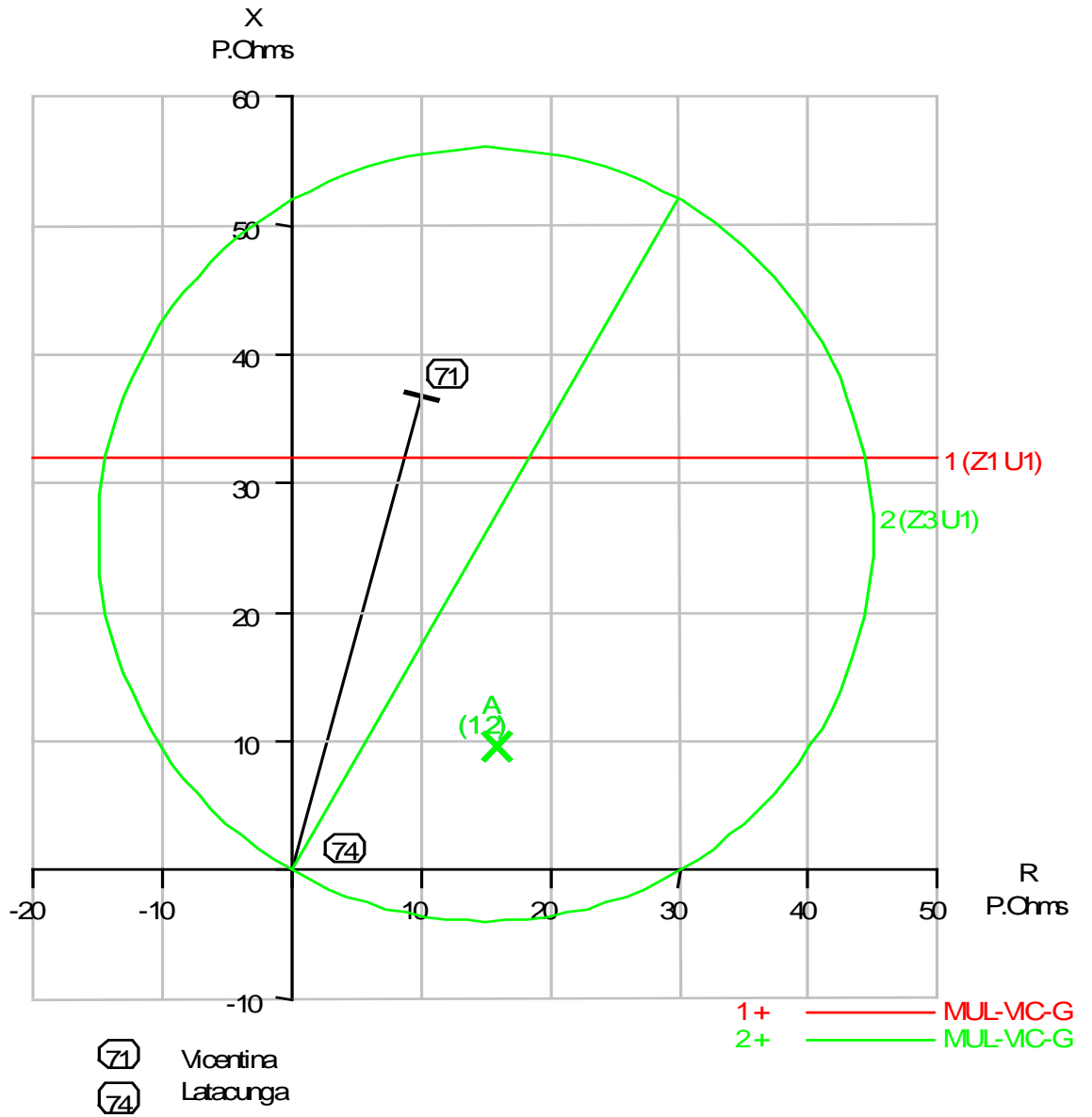


Fig. 5.34. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

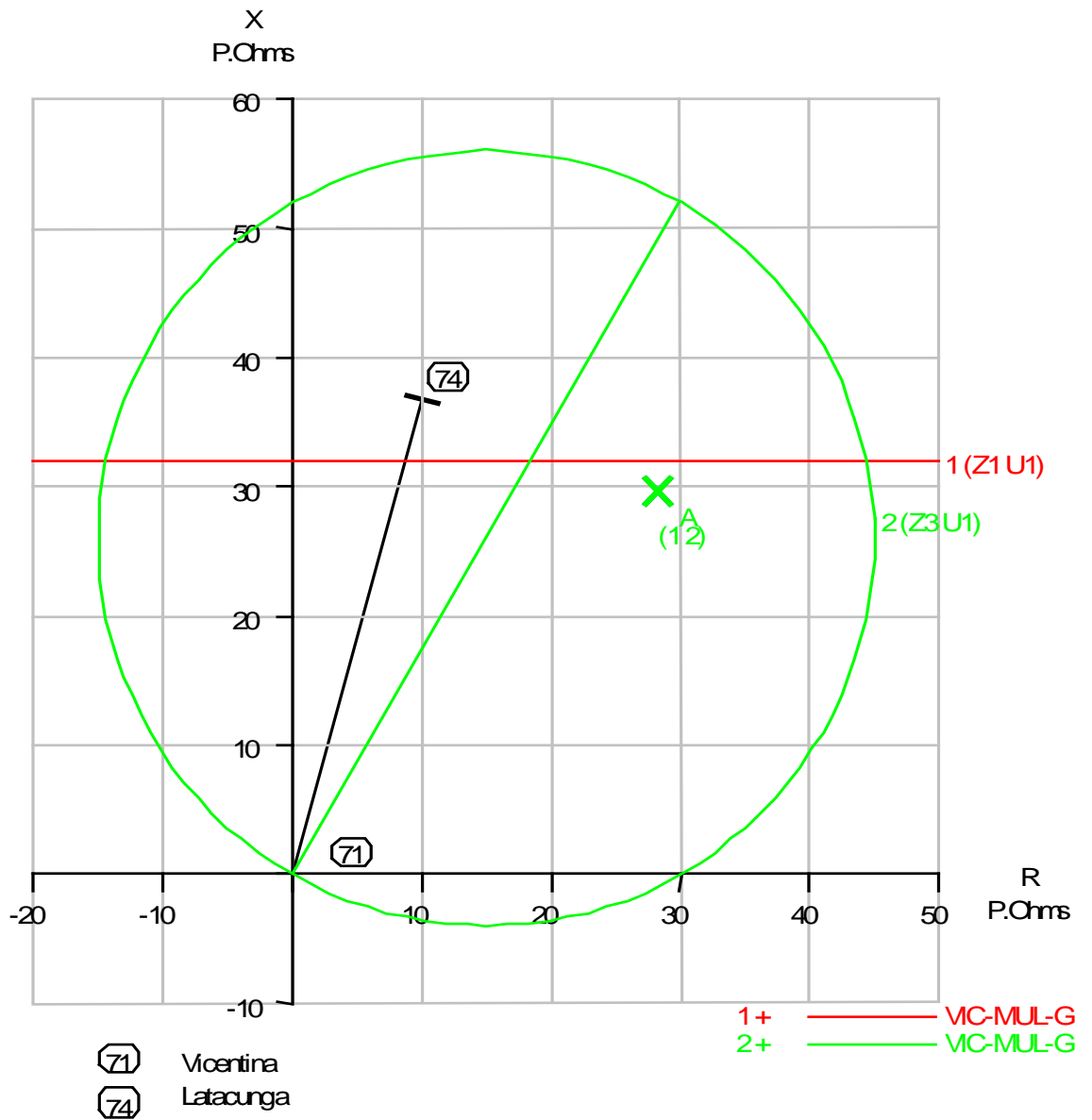


Fig. 5.35. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

SLG_40_OHMS: El tiempo total que toma el sistema de protección para eliminar la falla es de 12 ciclos (200 mS), este proceso se lo realiza en dos pasos.

En el primer paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga, primero opera el elemento de tierra de zona 3 el cual da el permiso direccional luego de 1.5 ciclos al elemento PG_ZN1 que es de protección de tierra para la primera zona el cual da la orden de disparo al disyuntor en 1.5 ciclos puesto que este ve la falla dentro de su zona de operación como una impedancia de 35.58 @11.82 Ohmios primarios, el disyuntor abre sus contactos luego de 3 ciclos de recibir la orden. Por lo que el tiempo de duración de este paso es de 6 ciclos (100 mS). En este paso ninguno de los relés de la subestación Vicentina ve la falla dentro de su zona de operación 84.21 @29.18 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor en la subestación Latacunga las condiciones de falla cambian y los relés de la subestación Vicentina ven la falla en zonas de operación cumpliendo el mismo procedimiento del primer paso, el elemento PG_ZN1 de la subestación Vicentina ve una impedancia de 38.42 @41.56 Ohmios primarios y manda a disparar el disyuntor de su posición este proceso dura al igual que el primer paso 6 ciclos (100 mS). Por lo que la falla es despejada totalmente en 12 ciclos.

En la figura 5.36 las curvas de los relés de la subestación Latacunga y la representación de la falla para el primer paso y en la figura 5.37 se muestra para que valor operan el relé de la subestación Vicentina en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.12.

Tabla 5.12. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	35.58	11.82	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	38.42	41.56	3
				Zona 3	58				49.5

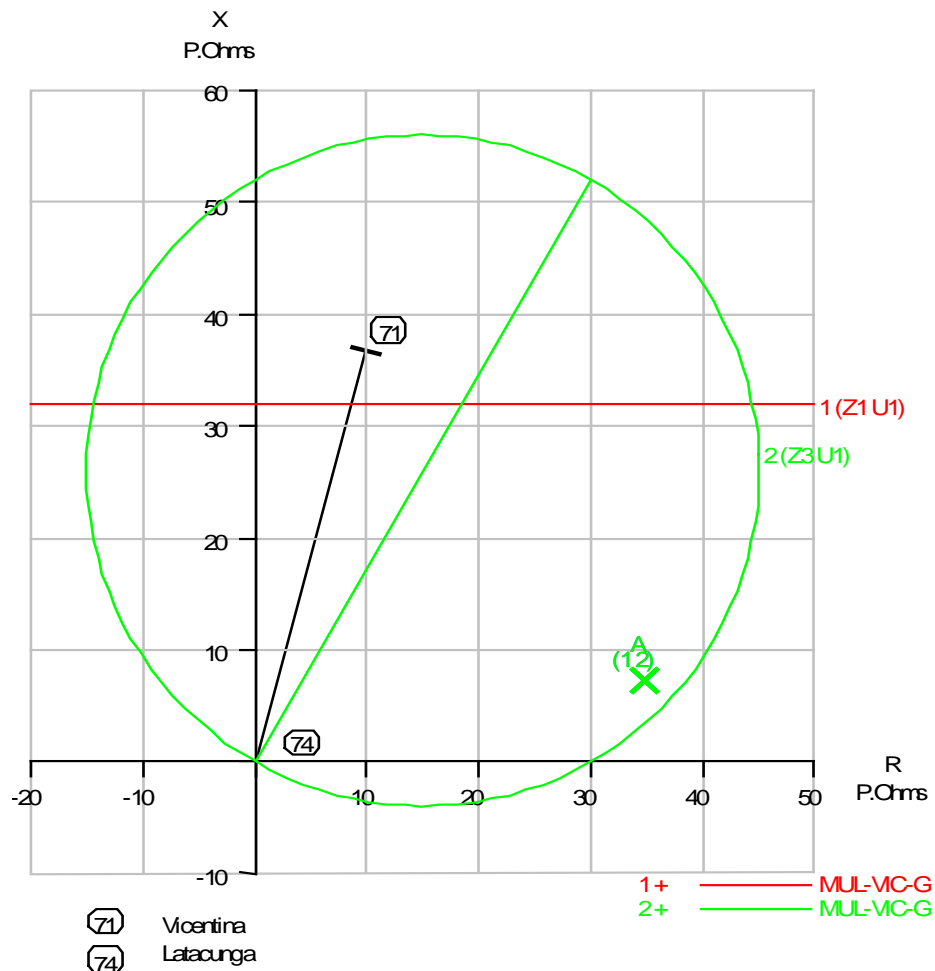


Fig. 5.36. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

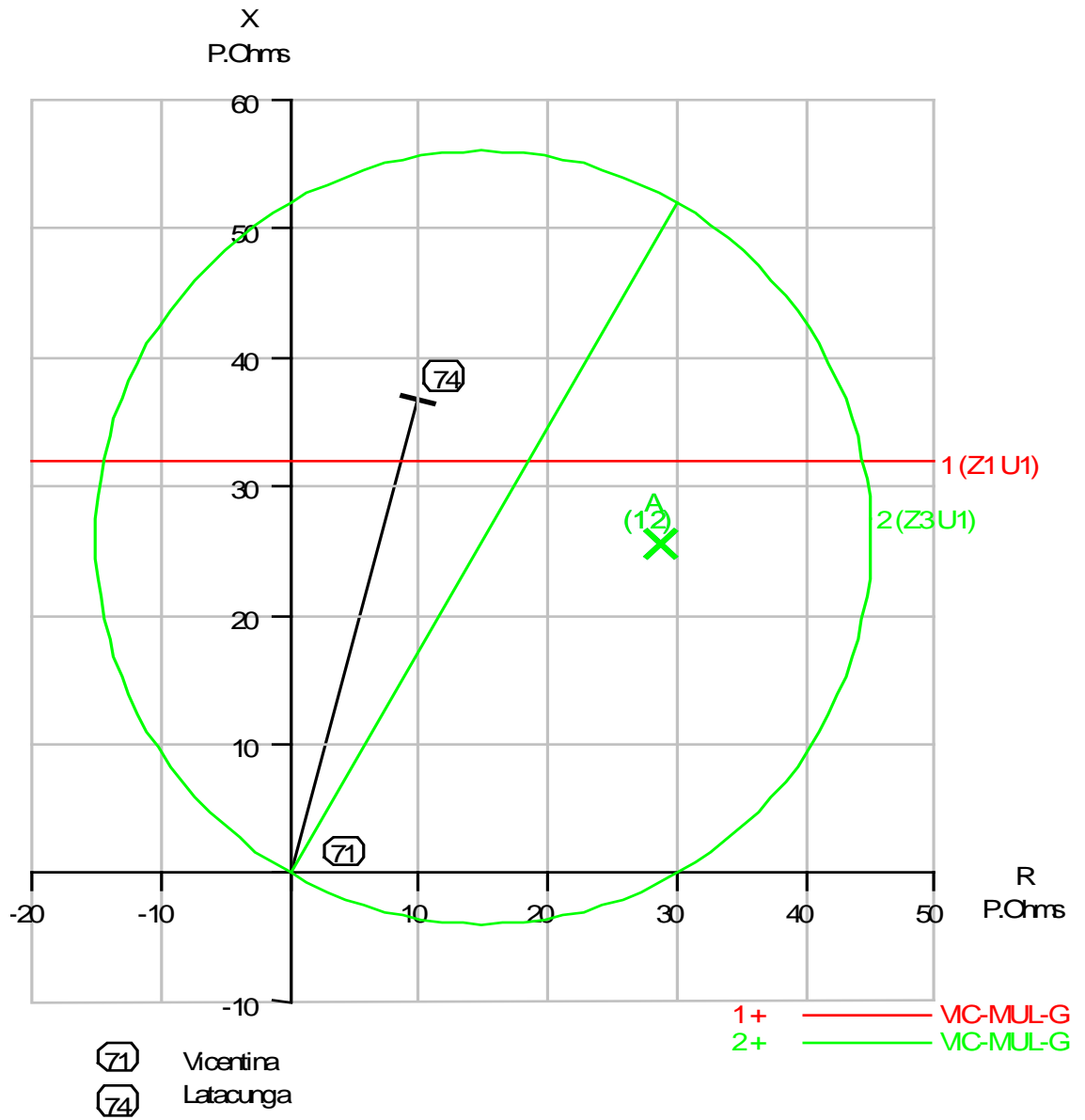


Fig. 5.37. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.

5.3.4 Análisis de falla al 90 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: El despeje de esta falla se produce en dos pasos continuos y el tiempo total de aclaración es de 24 ciclos (400 mS).

En el primer disyuntor en abrir es el de la subestación Latacunga lo hace luego de transcurrir 6 ciclos (100 mS) desde el inicio de la falla, recibe la orden de disparo del elemento de protección de tierra PG_ZN1 el cual inicia su operación 1.5 ciclos después del inicio de la falla una vez que recibe el permiso direccional del elemento PG_ZN3, PG_ZN1 ve la falla como una impedancia de 5.70@36.02 Ohmios primarios y manda a disparar el disyuntor 3 ciclos luego del inicio de la falla. Al mismo tiempo la protección de protección de tierra segunda zona PG_ZN2 de la subestación vicentina ve la falla como una impedancia de 40.25 @61.80 Ohmios primarios que se encuentra dentro de su zona de operación, el elemento PG_ZN3 da la el permiso direccional en 1.5 ciclos y el elemento PG_ZN2 toma otros 1.5 ciclos en cerrar contactos, una vez producido esto inicia el conteo el timer PG_ZN2T relacionado con la zona 2 este tiene un retardo de tiempo de 18 ciclos (300 mS) y la orden de apertura del disyuntor no se alcanza a producir en el primer paso.

En el segundo paso el timer PG_ZN2T continua su operación y manda a disparar el disyuntor que controla luego de 24 ciclos (400 mS) luego del inicio de la falla, y corresponde a 1.5 ciclo de operación de PG_ZN3 mas 1.5 ciclos de PG_ZN2 y 18 ciclos de PG_ZN2T.

Las impedancias que ven los relés de la subestación Latacunga y Vicentina para mandar a disparar los disyuntores se muestran en las características R-X de las figuras 5.38 y 5.39 respectivamente. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.13.

Tabla 5.13. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	5.7	36.02	3
				Zona 3	58				49.5
		Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	40.25	61.8	Inf.
				Zona 2	51.58				21
Zona 3	58	49.5							

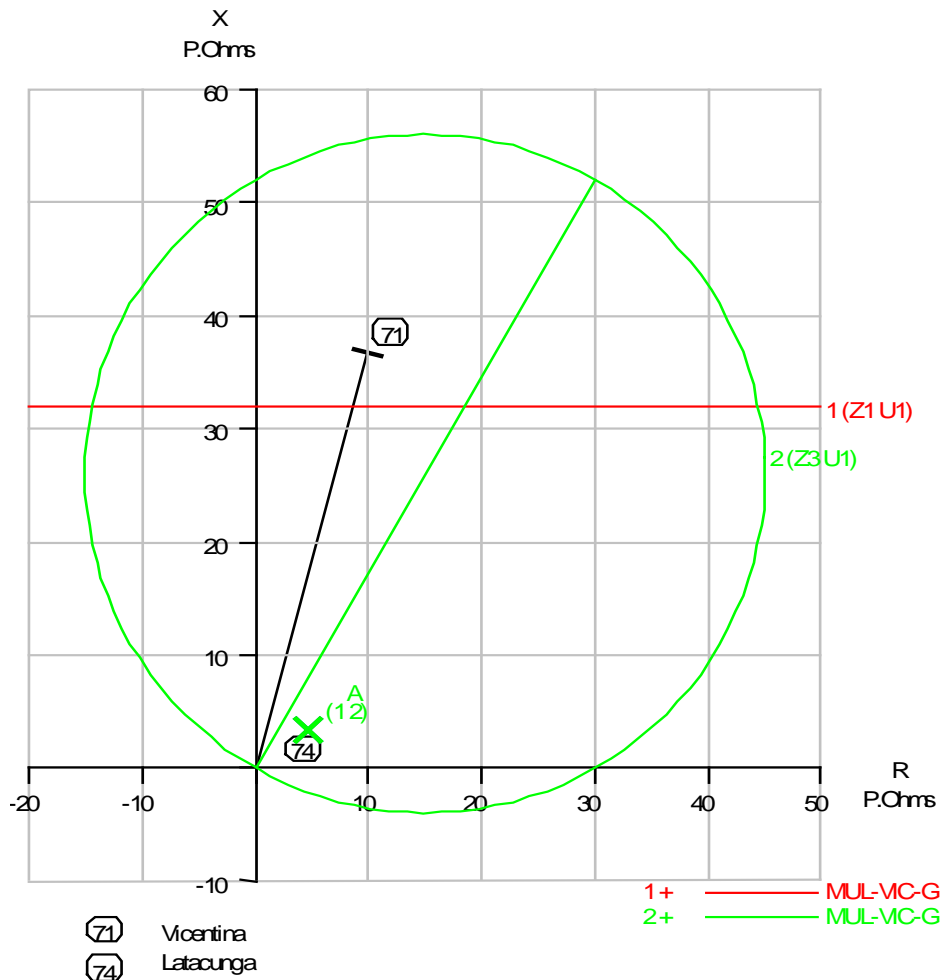


Fig. 5.38. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

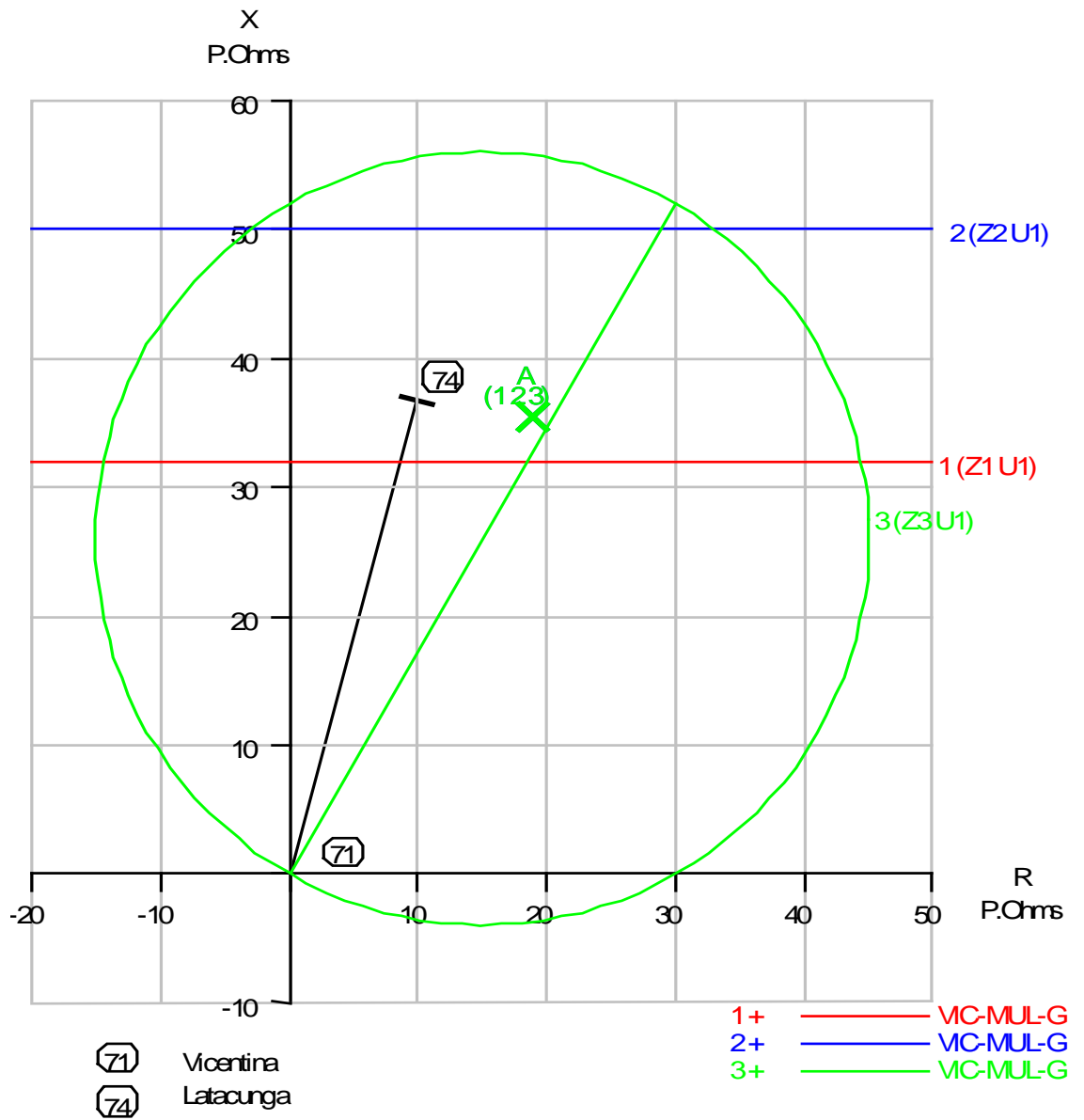


Fig. 5.39. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso. Disparo se produce en paso dos.

SLG_15_OHMS: La falla se aclara en dos pasos que toman 30 ciclos (500 mS). El primer elemento en actuar es el PG_ZN3 de la subestación Latacunga que en 1.5 ciclos da el permiso direccional al elemento PG_ZN1 de protección de tierra de primera zona que en 1.5 ciclos mas da la orden de apertura al disyuntor el cual tiene un tiempo de operación de 3 ciclos, es decir la operación de la protección en esta subestación demora 6 ciclos a partir del inicio de la falla, los relés de tierra ven la falla como una impedancia de 11.99 @13.35 Ohmios primarios. Ninguno de los relés de la subestación Vicentina operan en este paso 59.75 @ 44.63 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga las condiciones de la falla cambian, esta es vista como una impedancia de 36.97 @63.05 Ohmios primarios por los elementos de protección de tierra de la subestación Vicentina y cae en la zona de operación de la unidad de segunda zona PG_ZN2 esta zona manda a disparar el disyuntor en 24 ciclos (400 mS).

En las figuras 5.40 y 5.41 se muestran el comportamiento de los relés de Latacunga y Vicentina respectivamente para el primer paso y en la figura 5.42 los relés que operan en la subestación Vicentina en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.14.

Tabla 5.14. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	11.99	13.35	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	36.97	63.05	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

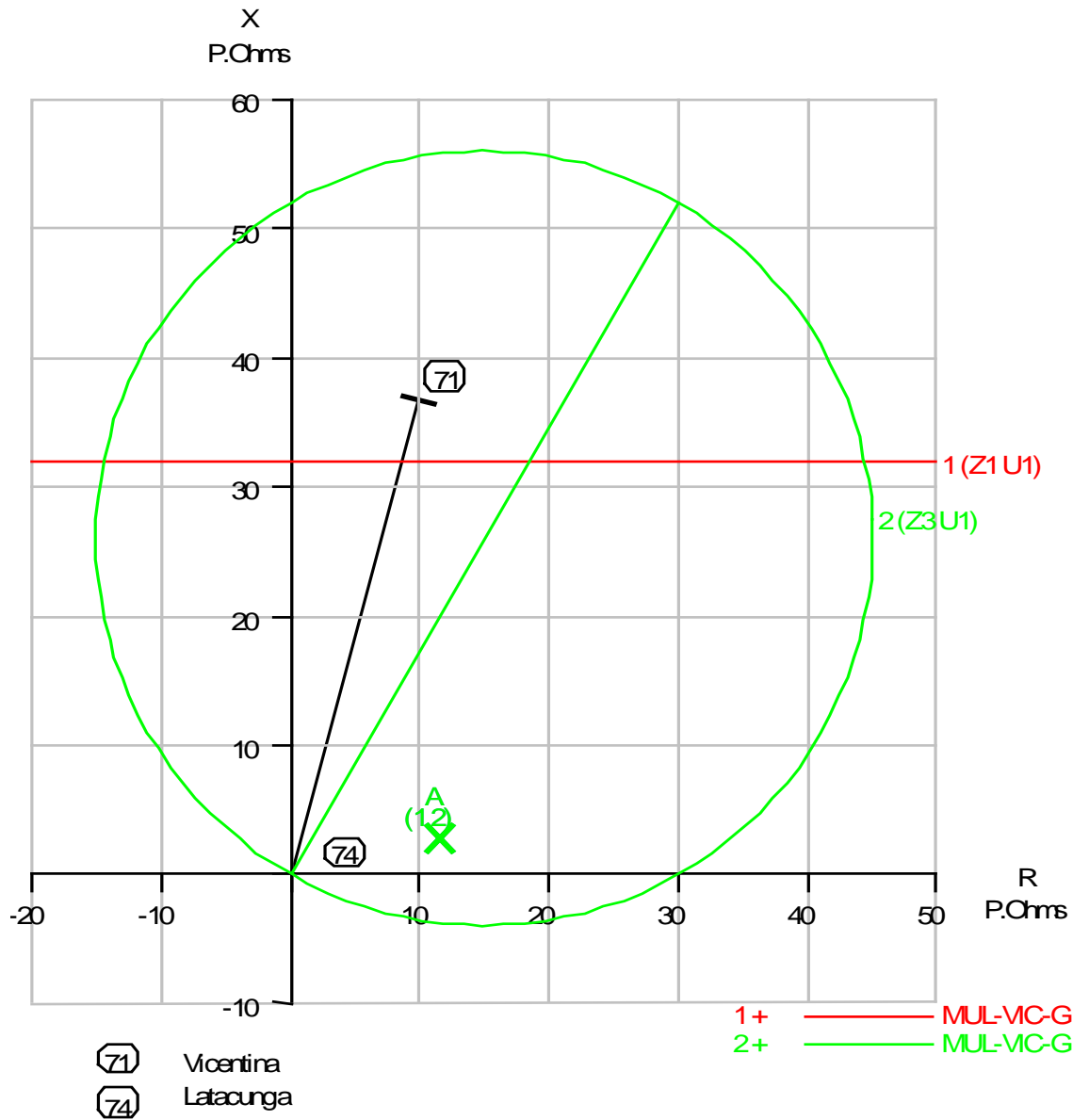


Fig. 5.40. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

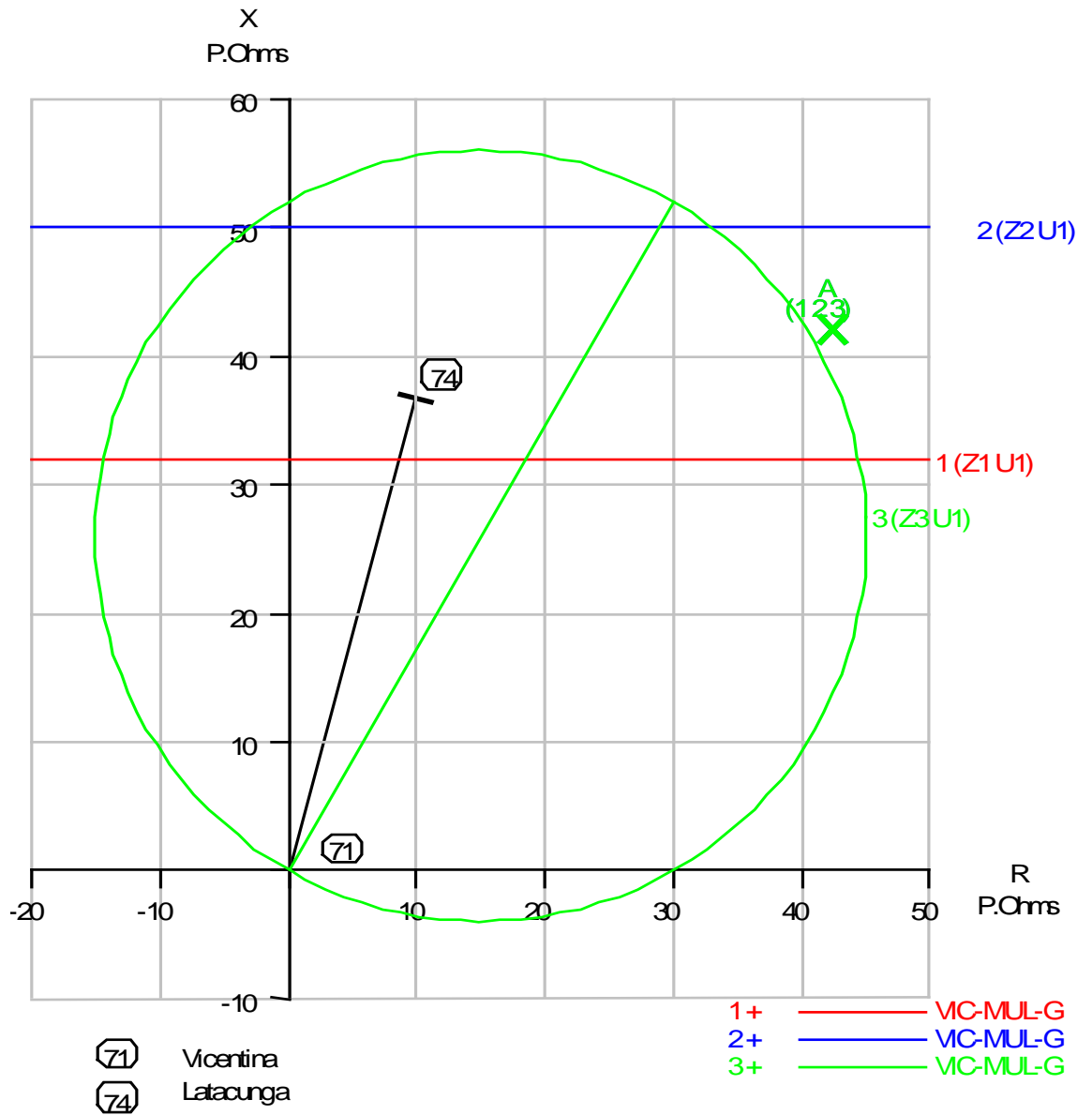


Fig. 5.41. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

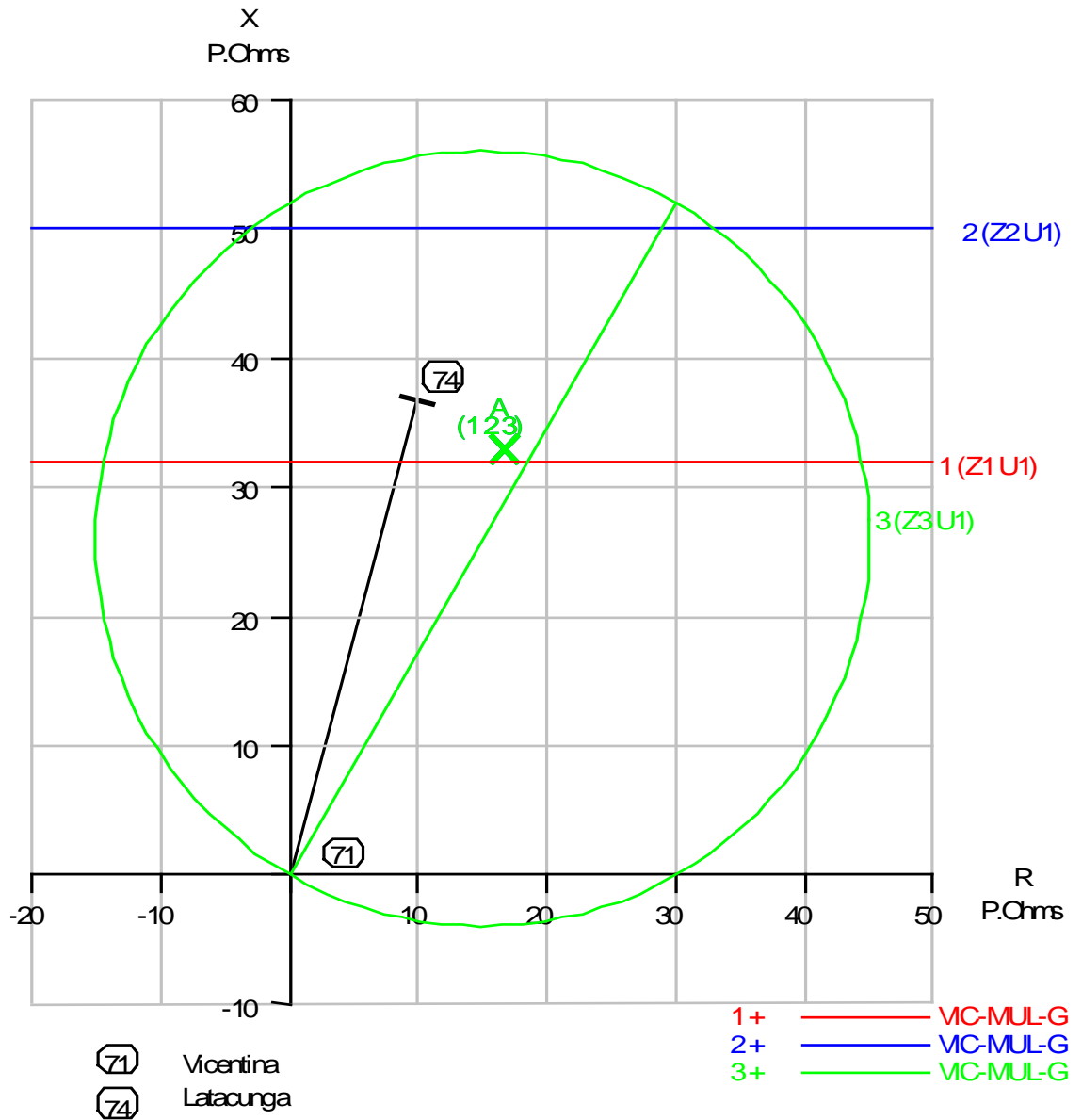


Fig. 5.42. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.

SLG_40_OHMS: La falla se aclara en dos pasos que toman 30 ciclos (500 mS).

El primer elemento que detecta la falla dentro de su zona de operación es el elemento PG_ZN3 en la subestación Latacunga que en 1.5 ciclos da el permiso direccional al elemento PG_ZN1 de protección de tierra de primera zona que en 1.5 ciclos mas da la orden de apertura al disyuntor el cual tiene un tiempo de operación de 3 ciclos, es decir la operación de la protección en esta subestación demora 6 ciclos a partir del inicio de la falla. Los elementos de tierra de la subestación Latacunga ven la falla como una impedancia de 27.70 @2.99 Ohmios primarios. Ninguno de los relés de la subestación Vicentina operan en este paso 142.09 @31.08 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga las condiciones de la falla cambian, esta es vista como una impedancia de 44.94 @46.93 Ohmios primarios por los elementos de protección de tierra de la subestación Vicentina y cae en la zona de operación del elemento de segunda zona PG_ZN2 esta zona manda a disparar el disyuntor en 24 ciclos (400 mS).

En la figura 5.43 se muestran el comportamiento de los relés de Latacunga para el primer paso y en la figura 5.44 los relés que operan en la subestación Vicentina en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.15.

Tabla 5.15. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	27.7	2.99	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	44.94	46.93	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

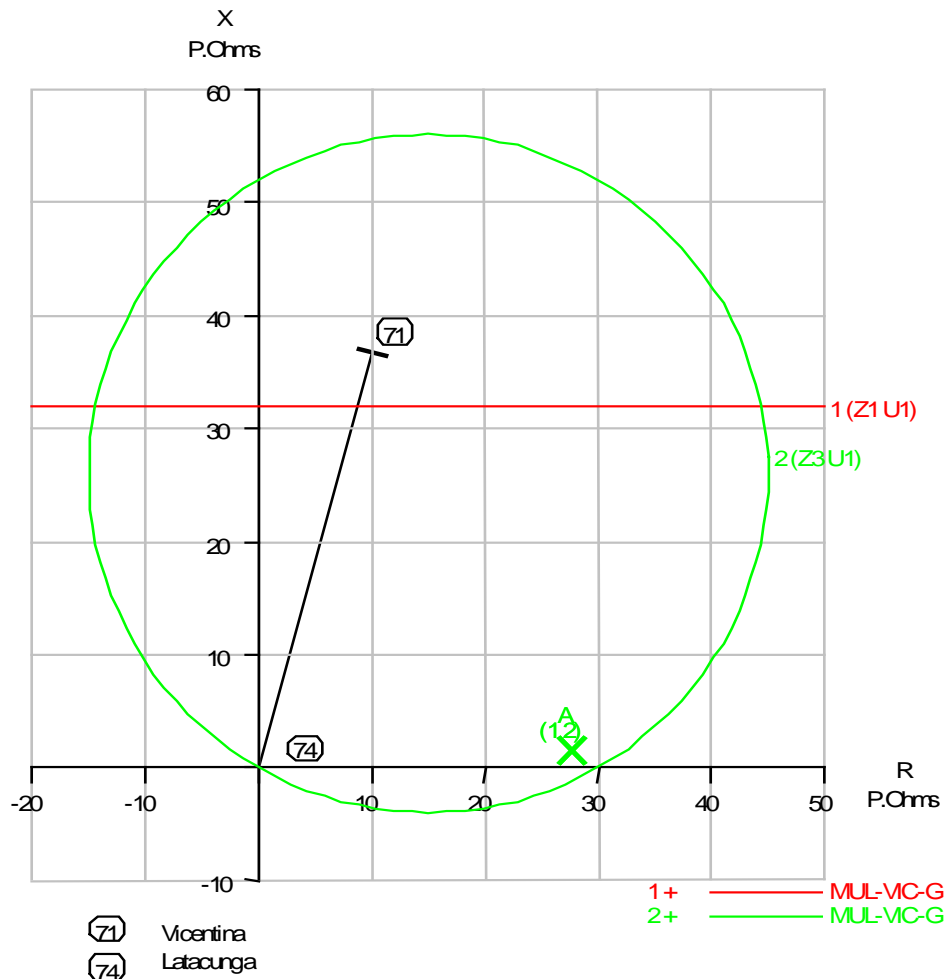


Fig. 5.43. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

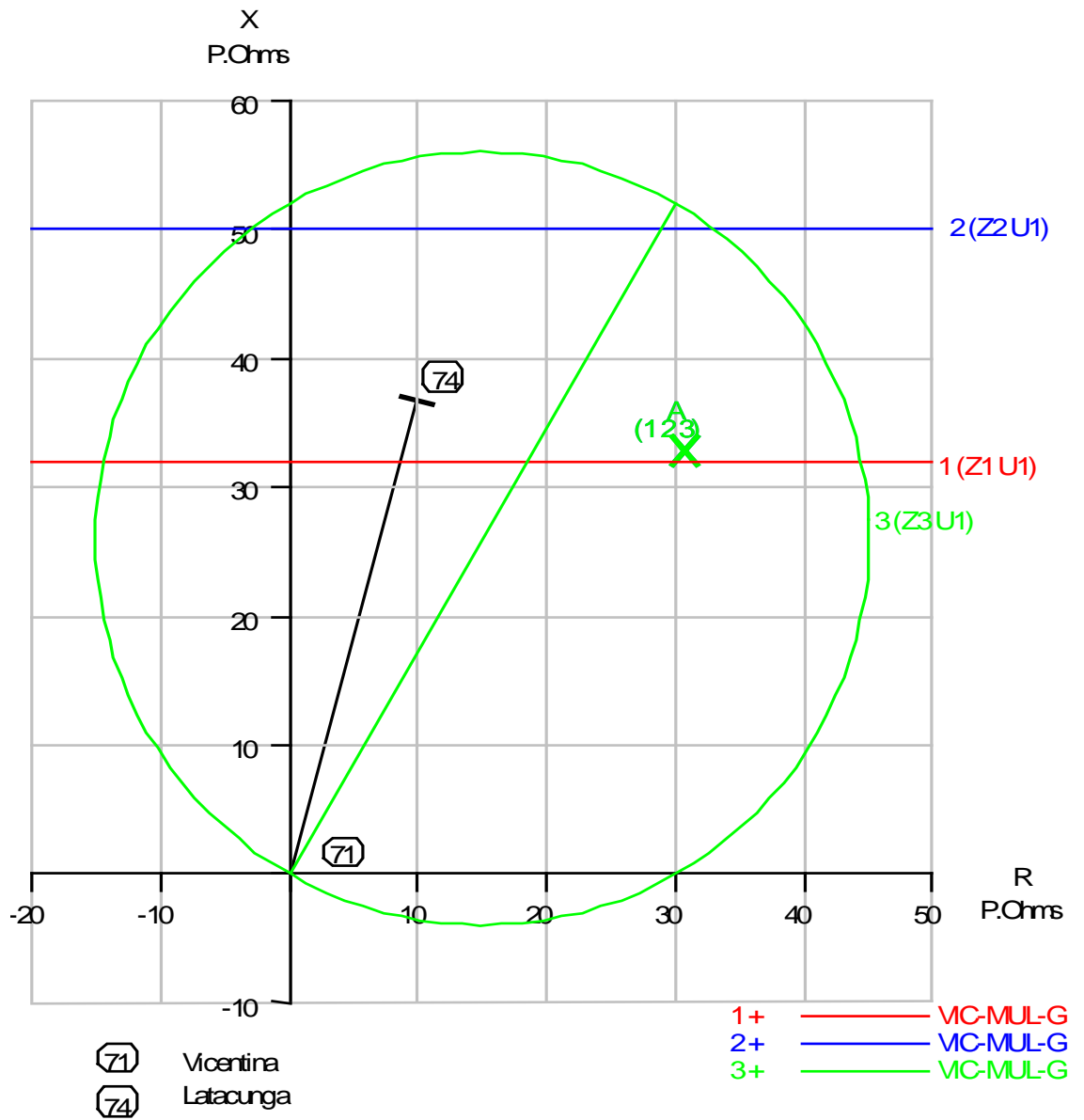


Fig. 5.44. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.

Para poder probar la protección de respaldo dada por otra subestación es necesario inhibir un disyuntor de la línea en estudio.

Si el disyuntor de la subestación Vicentina no llegase a operar frente a una falla ya sea por razones eléctricas o mecánicas, la protección de respaldo la brindarían las LZOP's de las subestaciones Santa Rosa e Ibarra, en tres pasos consecutivos, primero debe actuar el disyuntor de Latacunga, luego Santa Rosa y finalmente Ibarra, pero esto no sucede. Esto se debe a que hay una fuerte aportación de corriente a la falla desde la generación en las subestaciones Vicentina y en Guangopolo por lo que la falla se ve como una falla no severa especialmente desde Ibarra y no opera el respaldo, la única falla en la cual se accionan los respaldos es para la SLG_5_OHMS a 10% de la línea y solo se produce el despeje en Santa Rosa. Al no contar con los datos de protección que eliminen las aportaciones desde los generadores de Vicentina y Guangopolo estos ramales deben abrirse manualmente y entonces si se produce el disparo tanto del disyuntor de la línea Santa Rosa – Vicentina en el lado de Santa Rosa como de los disyuntores de la línea Ibarra – Vicentina del lado de Ibarra circuitos 1 y 2 para la falla SLG_5_OHMS y SLG_15_OHMS a 10% de la línea, para las demás fallas los relés de respaldo no detectan la falla dentro de su zona de disparo pues se produce subalcance debido a las impedancias de falla.

Si el disyuntor que no disparase fuese el de la subestación Latacunga el respaldo es brindado por la zona de protección de Pucara, pero esta no opera. El relé usado para brindar esta protección es el GCXG51A en el cual su elemento de tercera zona direccional no tiene taps o derivaciones para corriente de compensación lo que hace que la falla se vea muy lejana y no da el permiso direccional para las demás zonas y por lo tanto no actúa el respaldo, esto no es muy severo puesto que si estuviese ajustada la protección de barra esta debería actuar. Igual como el caso anterior no se tiene la protección que elimine las aportaciones de la generación desde

Latacunga por lo cual para que operes el respaldo desde Pucara debe realizarse esta apertura manualmente.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones:

- Todos los módulos del programa CAPE se complementan para realizar un estudio adecuado de un sistema de protección, con resultados más precisos, mostrando detalles importantes y creando procedimientos para tareas repetitivas.
- Se puede modelar todos los elementos del SNT tanto para estudios de cortocircuito como de flujo de potencia.

Mediante simulaciones de contingencias en el SNT en el programa CAPE, se realizó el análisis de las siguientes líneas:

- Santo Domingo – Santa Rosa circuito uno, a nivel de 230 KV.
- Ambato – Totoras, a nivel de 138 KV.
- Vicentina – Latacunga, a nivel de 138 KV.

En el estudio de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito uno, se analizó el desempeño de las unidades de los relés de distancia con la simulación de fallas a tierra ubicadas en los extremos de la línea, en las barras de origen y en sitios cercanos de líneas adyacentes y las conclusiones del estudio fueron las siguientes:

CAPE, en cada caso simulado, predijo las acciones de los sistemas de protección de cada zona de estudio.

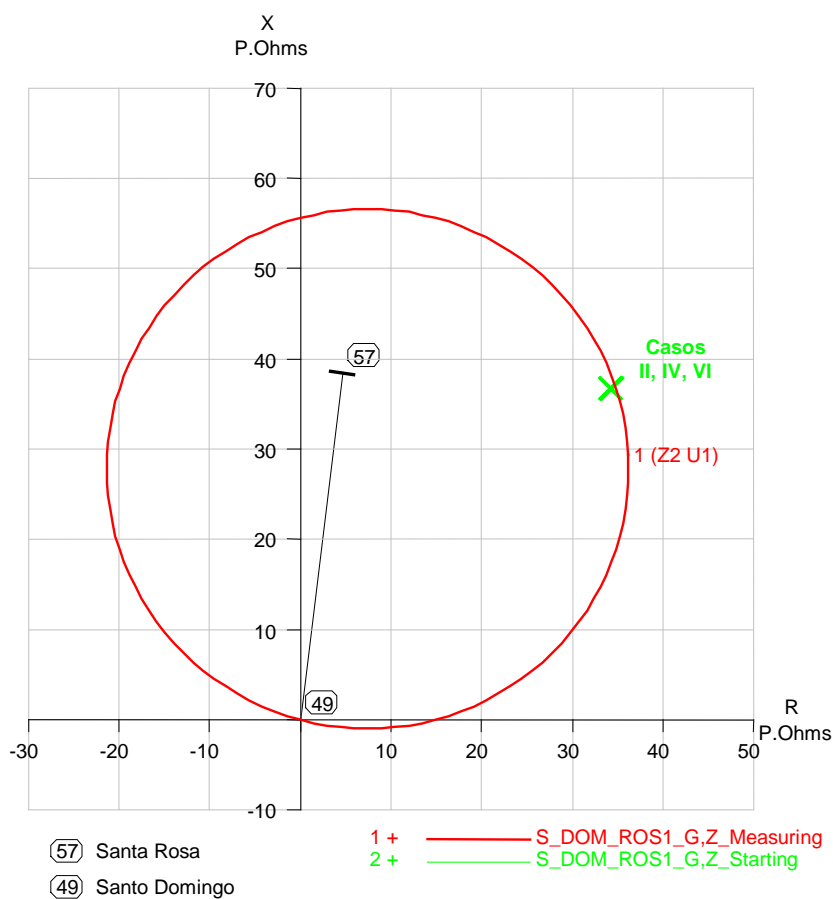
- El esquema de distancia de sobrealcance de disparo transferido (protección piloto), modelado en CAPE, actuó adecuadamente en la línea en estudio, cubriendo el 100% de la línea en tiempos de operación instantáneos.
- La protección de distancia por zonas en la subestación Santa Rosa actuó correctamente como protección primaria de la línea en las simulaciones efectuadas y como protección de respaldo remoto de los elementos adyacentes, en el SNT.
- En la subestación Santo Domingo, la protección de distancia por zonas no cubre el 100% de la línea en sus dos primeras zonas de protección, para las simulaciones efectuadas. Si la protección piloto queda fuera de servicio, en Santo Domingo habrá un despeje en tercera zona que no es lo adecuado.
- Se recomienda un mayor alcance de la unidad de segunda zona del relé utilizado en Santo Domingo para protección contra fallas a tierra para que su desempeño mejore dentro de las simulaciones.

Los alcances sugeridos son los que constan en la siguiente tabla:

Alcance sugerido de relé YTG_31 en Santo Domingo

Impedancia de la Línea		Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra			Alcance sugerido para Fallas a Tierra		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)			Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	% de la línea	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	% de la línea
38.739	83.1	S_DOM_ROS1_G	Zona 2	45.29	83.1	118.09	56.70	83.1	146.36

En la figura a continuación se muestra el alcance sugerido en la característica R-X, comprobándose la mejora de su respuesta para fallas de una fase a tierra en los casos II, IV y VI del capítulo 4, ubicados cerca y en la barra Santa Rosa 230 KV.



Característica R-X de alcance sugerido

Con el alcance sugerido se disminuye el tiempo de despeje a 400 mS (24 Ciclos) en vez de los 875 mS (52.5 Ciclos) que se tenía con los ajustes anteriores.

Del estudio de la línea Ambato - Totoras se establece que:

- Para las fallas simuladas a tierra en la línea Ambato - Totoras que tengan altos valores de corriente, la protección primaria piloto actúa correctamente, por la operación de unidades direccionales de sobrecorriente instantáneas.
- Para las fallas trifásicas aplicadas en los extremos de la línea, la protección piloto no funciona porque se inhiben las unidades direccionales de los relés ubicados en la subestación cerca de la falla. Esto se debe a que el voltaje de alimentación de los relés es cero. Por lo tanto, los relés direccionales deben estar provistos de memoria de voltaje con lo que se asegura la confiabilidad de la protección piloto de la línea.
- Existe descoordinación entre Pucará y Ambato ante una falla de la protección piloto, ya que la protección de distancia de Pucará es más rápida que la sobrecorriente direccional de tiempo inverso de Ambato.
- La protección de distancia de Pucará no ofrece respaldo para fallas de una fase a tierra en la línea Ambato – Totoras porque la protección de tierra en Pucará la provee un relé de tipo reactancia (General Electric GCXG51A) el cual no tiene factor de compensación para corriente de secuencia cero en la unidad de tercera zona. El efecto de esto es que la unidad de tercera zona o componente direccional, subalcance la falla e

inhiba la operación del relé en todas sus zonas. Entonces se necesita a un relé que tenga disponible ese factor para tener respaldo para fallas a tierra en el extremo de Ambato.

Del análisis de la línea Vicentina – Latacunga nos permite realizar las siguientes observaciones:

- En todas las simulaciones de fallas a tierra con resistencia de falla de 5 Ohmios, el despeje de falla fue producido de manera correcta por la protección primaria de distancia por zonas.
- El esquema de protección primaria por zonas fue afectado por el subalcance producido por las fallas a tierra de mayor resistencia de arco (15 y 40 Ohmios). Fue afectada la respuesta de las unidades de tercera zona (tipo Mho direccional) presentes en los relés de distancia tipo reactancia de la línea.

Recomendaciones:

- ▶ En el presente estudio se hizo uso de ciertas herramientas que el programa CAPE brinda para el análisis de sistemas de protección, pero aun quedan otros importantes recursos en los cuales puede profundizarse en estudios posteriores, tales como la interconexión con Perú donde se podría utilizar el módulo de constante de línea para el diseño de líneas de transmisión.
- ▶ Se debe actualizar la base de datos del SNT incluyendo la interconexión con Colombia a nivel de 230 KV, incorporando la central Machala Power

y los cambios de red ocurridos en el SNT hasta la actualidad. Podría hacerse estudios utilizando las facultades de los módulos de CAPE en futuras ampliaciones del SNT.

- ▶ Se recomienda completar la base de datos de los equipos de protección del SNT incluyendo las protecciones de barras y transformadores.
- ▶ Para bases de datos que involucren al SNT en CAPE, se recomienda emplear la misma numeración utilizada para las barras en la actual base de datos, pues esta numeración y nomenclatura es la utilizada por Transelectric y Cenace. Con esto se pueden usar los reportes emitidos en CAPE con los provenientes de otros programas utilizados por las compañías antes mencionadas. Además esta nomenclatura en común permite la exportación de la base de datos para ser utilizada por algún otro programa compatible con CAPE.
- ▶ Se debe encontrar mecanismos que faciliten la obtención de datos para calcular flujos de potencia del SNT en varios escenarios, ya que la información del CENACE colocada en internet sobre despacho real muestra la generación por centrales, y no por unidades de generación. Además, no se muestran las cargas por subestaciones (o barras). De este modo, se asegura que los datos de estado estacionario del sistema proporcionados por el módulo PF, que pueden ser considerados en un estudio de cortocircuito como condiciones iniciales, representen estados más cercanos a la realidad con respecto a la operación del SNT.
- ▶ Para facilitar el control de los cambios que suceden en la topología del sistema, como por ejemplo la salida de generadores por mantenimiento programado, es adecuado el hacer uso de las opciones de

categorización de los equipos (Equipment Status Labels) y/o fecha de servicio (In Service Date y Out of Service Date) que se realiza desde el módulo Ejecutable y el Editor de Base de Datos.

ANEXOS

TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

SUBESTACION	De Barra		A Barra		Conexión		Impedancia (pu) Base 100MVA	Potencia (MVA)			Tipo de control	Barra controlada	Tap(K)	Rango Voltage Barra control.
	#	Kv	#	Kv	Primario (H)	Secundario (X)		OA	FA	FOA				
	Agoyan	88	138	89	13.8	Estrella		Delta	0,1464	85				
	88	138	689	13.8	Estrella	Delta	0,1464	85	-	-	Fijo	-	1,0507	-
	94	138	93	13.8	Estrella	Delta	0,1464	95	-	-	Fijo	-	1	-
Daule Peripa	94	138	693	13.8	Estrella	Delta	0,1464	95	-	-	Fijo	-	1	-
	94	138	793	13.8	Estrella	Delta	0,1464	95	-	-	Fijo	-	1	-
Electroecuador	165	69	765	13.8	Estrella	Delta	0,4235	22	27,5	-	Fijo	-	1	-
	39	69	600	13.8	Estrella	Delta	0,2266	86	-	-	Fijo	-	1,025	-
Electroquil 2	39	69	700	13.8	Estrella	Delta	0,096	86	-	-	Fijo	-	1,025	-
	39	69	729	13.8	Estrella	Estrella	0,24	100	-	-	Fijo	-	1	-
Electroquil 3	729	138	829	13.8	Estrella	Delta	0,3233	30	40	50	Fijo	-	1,025	-
	729	138	929	13.8	Estrella	Delta	0,3233	30	40	50	Fijo	-	1,025	-
Esmeraldas	52	138	53	13.8	Estrella	Delta	0,06636	160	-	-	Fijo	-	1,015	-
Espejo	69	23	68	13.8	Estrella	Estrella	0,5045	20	26	33	Control de voltaje	69	1,04375	0.99375 - 1.00625
Guangopolo	72	138	73	6.6	Estrella	Delta	0,4412	30	40	-	Fijo	-	1	-
	2	138	1	13.8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	Fijo	-	1,025	-
	2	138	601	13.8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	Fijo	-	1,025	-
	2	138	701	13.8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	Fijo	-	1,025	-
	2	138	801	13.8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	Fijo	-	1,025	-
	2	138	901	13.8	Estrella	Delta	0,1073	114	-	-	Fijo	-	1,025	-
	3	230	7	13.8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	Fijo	-	1,025	-
	3	230	607	13.8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	Fijo	-	1,025	-
	3	230	707	13.8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	Fijo	-	1,025	-
	3	230	807	13.8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	Fijo	-	1,025	-
	3	230	907	13.8	Estrella	Delta	0,097	134	-	-	Fijo	-	1,025	-
Pascuales	27	69	627	13.8	Estrella	Delta	0,1023	100	114	-	Fijo	-	1,025	-
Pomasqui	103	23	102	13.8	Estrella	Estrella	0,5045	20	26	33	Control de voltaje	103	1,09375	0.99375 - 1.00625
Pucará	80	138	81	13.8	Estrella	Delta	0,2543	40	-	-	Fijo	-	1,025	-
	80	138	681	13.8	Estrella	Delta	0,2543	40	-	-	Fijo	-	1,025	-
	31	69	35	13.8	Estrella	Delta	0,1376	86	-	-	Fijo	-	1,025	-
	31	69	36	13.8	Estrella	Delta	0,1376	86	-	-	Fijo	-	1,025	-
	31	69	37	13.8	Estrella	Delta	0,446	26	35	-	Fijo	-	1,025	-
	131	69	631	13.8	Estrella	Delta	0,2341	30	40	-	Fijo	-	1	-
	131	69	731	13.8	Estrella	Delta	0,418	16	22	-	Fijo	-	1	-
	131	69	831	13.8	Estrella	Delta	0,418	15	20	-	Fijo	-	1	-
	131	69	931	13.8	Estrella	Delta	0,424	16	22	-	Fijo	-	1	-
	131	69	1031	13.8	Estrella	Delta	0,446	20	26,7	-	Fijo	-	1	-
	131	69	1131	13.8	Estrella	Delta	0,446	20	26,7	-	Fijo	-	1	-
	131	69	1231	13.8	Estrella	Delta	0,14	50	66	-	Fijo	-	1	-
	131	69	1331	13.8	Estrella	Delta	0,14	36	48	-	Fijo	-	1	-
	58	138	64	13.8	Estrella	Delta	0,4286	28	-	-	Fijo	-	1,025	-
Santa Rosa	58	138	664	13.8	Estrella	Delta	0,4286	28	-	-	Fijo	-	1,025	-
	58	138	764	13.8	Estrella	Delta	0,4286	28	-	-	Fijo	-	1,025	-
	59	46	660	13.8	Estrella	Delta	0,6618	33	44	-	Fijo	-	1	-
	59	46	760	13.8	Estrella	Delta	0,458	33	44	-	Fijo	-	1	-
	32	138	632	13.8	Estrella	Delta	0,0688	160	-	-	Fijo	-	1,04375	-
Trinitaria	32	138	732	13.8	Estrella	Delta	0,1027	160	-	-	Fijo	-	1,025	-
	138	69	738	13.8	Estrella	Delta	0,1167	60	-	-	Fijo	-	1	-
Vicentina	70	46	670	4,16	Estrella	Delta	0,1483	33	44	-	Fijo	-	1	-
	70	46	770	6,9	Estrella	Delta	0,2959	33	44	-	Fijo	-	1	-

NOTA: En los transformadores de control de voltaje el rango de los LTC's son de 0.9 a 1.1 en 32 pasos de 0.00625.
Valores de Impedancia dados en por unidad - base 100 Mva

 * **Corrida del Miércoles 7 de Agosto 2002** *

CASE CHARACTERISTICS

Actual number	Current dimensions	Iteration limit	40
-----	-----		
224 ac buses	14950	Tolerances	
0 dc buses	50	real power	0.100 mw
40 generators	1500	reactive power	0.100 mvar
64 loads	9000	q-gen volt ctrl	0.005 pu
8 shunt devices	1500	transformer volts	0.005 pu
69 transmission lines	15000	transformer flows	1.000 mw/mvar
162 transformers	7500		
0 nckt transformers	1500		
140 fixed tap			
22 voltage ctrl			
0 q flow ctrl			
0 p flow ctrl			
0 dc lines	25	Violation levels for reports	
1 interchange areas	100	voltage limit	1 pu
		flow limit	1 pu
		flow limit percent	100 %

	No.	Name	Base
	-----	-----	-----
Reference (swing) buses:	1	PAUTE-AB	13.8

SYSTEM TOTALS

AREA	ELEMENTS				GENERATION		LOAD		SHUNT			LOSSES		LINE	INTERCHANGE		
	BUSES	GENS	LINES	XFMRs	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	IND	MVAR	CAP	MW	MVAR	CHARGING	MW
Defaul	224	40	69	162	1905	608	1844	443	0	11		56	61.425	708.806	499	0	0
TOTAL:	224	40	69	162	1905	608	1844	443	0	11		56	61.425	708.806	499	0	0

HIGH VOLTAGE VIOLATIONS (>RATING NUMBER 1) FOR SET ALLBUSES

NO.	NAME	BASE	ZN	KV	PU	SET	VMIN	VMAX	NO.	NAME	BASE	ZN	KV	PU	SET	VMIN	VMAX
64	G-S.ROSA	13.8	1	14.52	1.052	1	0.9500	1.0500	93	D-PERIPA	13.8	1	14.59	1.057	1	0.9500	1.0500
224	PAS-F2	100	1	105.01	1.050	1	0.9500	1.0500	324	PAS-T2	13.8	1	14.49	1.050	1	0.9500	1.0500
330	POL-T	13.8	1	14.58	1.056	1	0.9500	1.0500	664	G-S.ROSA	13.8	1	14.52	1.052	1	0.9500	1.0500
693	D-PERIPA	13.8	1	14.59	1.057	1	0.9500	1.0500	764	G-S.ROSA	13.8	1	14.77	1.070	1	0.9500	1.0500
793	D-PERIPA	13.8	1	14.59	1.057	1	0.9500	1.0500									

LOW VOLTAGE VIOLATIONS (<RATING NUMBER 1) FOR SET ALLBUSES

NO.	NAME	BASE	ZN	KV	PU	SET	VMIN	VMAX	NO.	NAME	BASE	ZN	KV	PU	SET	VMIN	VMAX
47	PORTO138	138	1	129.31	0.937	1	0.9500	1.0500	52	ESMER138	138	1	126.29	0.915	1	0.9500	1.0500
55	S/E19-AL	138	1	131.03	0.949	1	0.9500	1.0500	57	S.ROS230	230	1	216.71	0.942	1	0.9500	1.0500
102	POMAS138	138	1	130.84	0.948	1	0.9500	1.0500	252	ESM-F	100	1	92.28	0.923	1	0.9500	1.0500
255	S/E19-F	100	1	93.25	0.932	1	0.9500	1.0500	262	S.ALE-F	100	1	93.49	0.935	1	0.9500	1.0500
288	SRO-F2	100	1	94.03	0.940	1	0.9500	1.0500	289	FICT-TRP	100	1	94.03	0.940	1	0.9500	1.0500
352	ESM-T	13.8	1	12.73	0.923	1	0.9500	1.0500	355	S/E19-T	13.8	1	12.87	0.932	1	0.9500	1.0500
362	S.ALE-T	13.8	1	12.90	0.935	1	0.9500	1.0500	388	SRO-T2	13.8	1	12.98	0.940	1	0.9500	1.0500
389	TERC-TRP	13.8	1	12.98	0.940	1	0.9500	1.0500									

OVERLOADED BRANCHES (>100%) OF RATING NUMBER 1 FOR SET ALLBUSES

LEFT BUS			RIGHT BUS			MAX BRANCH FLOW										
NO.	NAME	BASE	ZN	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MVA	AMP	RATE1	% LOAD	RATE2	% LOAD	RATE3	% LOAD
17*	MILAGRO	69	1	116	EMELG-MI	69	1	1	28.41	237.71	20	142	30	94	0	0
47	PORTO138	138	1	94*	D-PE-138	138	1	1	65.36	272.37	50	130	120	54	150	43
47	PORTO138	138	1	94*	D-PE-138	138	1	2	65.36	272.37	50	130	120	54	150	43
4*	CUENCA138	138	1	234	CUE-F	100	1	1	78.45		60	130	80	98	100	78
234	CUE-F	100	1	5*	CUENCA	69	1	1	77.99		60	129	80	97	100	77
21*	MACHA138	138	1	218	MAC-F1	100	1	1	71.64		60	119	80	89	100	71
22*	MACHALA1	69	1	218	MAC-F1	100	1	1	73.68		60	122	80	92	100	73
25*	PASCU138	138	1	224	PAS-F2	100	1	1	148.52		120	123	160	92	200	74
224	PAS-F2	100	1	27*	PASCUALS	69	1	1	146.58		120	122	160	91	200	73
32	TRINI138	138	1	208*	TRI-F2	100	1	1	119.38		90	132	120	99	150	79
208*	TRI-F2	100	1	38	TRINIT69	69	1	1	119.38		90	132	120	99	150	79
45*	QUEVE138	138	1	245	QUE-F2	100	1	1	32.11		30	107	0	0	0	0
46*	QUEVEDO	69	1	245	QUE-F2	100	1	1	31.04		20	155	27	114	30	103

LEFT BUS				RIGHT BUS				MAX BRANCH FLOW								
NO.	NAME	BASE	ZN	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MVA	AMP	RATE1	% LOAD	RATE2	% LOAD	RATE3	% LOAD
47	PORTO138	138	1	246*MAN-F1	100	1	1		63.04		45	140	60	105	75	84
47	PORTO138	138	1	247*MAN-F2	100	1	1		63.04		45	140	60	105	75	84
48	PORTOVIE	69	1	246*MAN-F1	100	1	1		63.04		45	140	60	105	75	84
48	PORTOVIE	69	1	247*MAN-F2	100	1	1		63.04		45	140	60	105	75	84
52	ESMER138	138	1	252*ESM-F	100	1	1		49.21		45	109	60	82	75	65
54	ESMERALD	69	1	252*ESM-F	100	1	1		49.21		45	109	60	82	75	65
254	SRO-F1	100	1	58*S.ROS138	138	1	1		285.08		255	111	300	95	375	76
	58*S.ROS138	138	1	288 SRO-F2	100	1	1		53.80		45	119	60	89	75	71
	58*S.ROS138	138	1	289 FICT-TRP	100	1	1		53.80		45	119	60	89	75	71
	59*S.ROS-BA	46	1	288 SRO-F2	100	1	1		51.86		45	115	60	86	75	69
	59*S.ROS-BA	46	1	289 FICT-TRP	100	1	1		51.86		45	115	60	86	75	69
	62*S.ALE138	138	1	262 S.ALE-F	100	1	1		92.76		60	154	80	115	100	92
	63*S.ALE-BA	46	1	262 S.ALE-F	100	1	1		90.95		60	151	80	113	100	90
258	VIC-F1	100	1	70*VICEN-BA	46	1	1		34.58		33	104	43	80	43	80
259	VIC-F2	100	1	70*VICEN-BA	46	1	1		34.58		33	104	48	72	48	72
	70 VICEN-BA	46	1	670*CUMBA13.	4.16	1	1		34.58		33	104	44	78	0	0
	71*VICEN138	138	1	258 VIC-F1	100	1	1		35.52		33	107	43	82	43	82
	71*VICEN138	138	1	259 VIC-F2	100	1	1		35.52		33	107	48	73	48	73
	77*IBARR-BA	69	1	275 IBA-F1	100	1	1		21.94		20	109	27	81	33	66
	78 IBARR138	138	1	275*IBA-F1	100	1	1		22.08		20	110	27	81	33	66
103	POMA-BA	23	1	102*POMAS138	138	1	1		25.41		20	127	26	97	33	77
131	EMEL-SAL	69	1	631*V-EMEL-1	13.8	1	1		33.03		30	110	40	82	0	0
275	IBA-F1	100	1	375*IBA-T1	13.8	1	1		6.23		6	103	8	77	11	56
729	EQUIL138	138	1	829*G-EQIL-3	13.8	1	1		42.59		30	141	40	106	50	85
	57*S.ROS230	230	1	254 SRO-F1	100	1	1		288.84		225	128	300	96	375	77

* INDICATES END WHERE MAXIMUM LOADING OCCURS

M = RIGHT BUS METERED

GENERATOR REPORT FOR SET ALLBUSES

BUS				VOLTAGE			GENERATION		MVAR LIMITS		CONTROLLED BUS			
NO.	NAME	BASE	ID	KV	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	MIN	MAX	NO.	DES KV	ACT KV	ACT PU
1	PAUTE-AB	13.8	R 1	14.28	1.035	0.0	94.62	23.70	-65.00	60.00	1	14.28	14.28	1.035
5	CUENCA	69	2	69.88	1.013	-12.3	31.40	18.70	-9.00	18.70	5	70.38	69.88	1.013
7	PAUTE-C	13.8	1	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	-65.00	60.00	7	14.28	14.27	1.034
15	LOJA	69	2	69.18	1.003	-9.6	4.60	2.40	0.00	2.40	15	69.00	69.18	1.003
35	V-INEC-2	13.8	2	14.23	1.031	-19.6	71.90	30.76	-10.00	40.00	35	14.21	14.23	1.031
64	G-S.ROSA	13.8	2	14.52	1.052	-30.5	9.00	24.00	-11.00	24.00	64	14.77	14.52	1.052
73	GUANGOPO	6.6	2	6.53	0.989	-27.2	24.80	6.00	0.00	6.00	73	6.93	6.53	0.989
75	LATAC-69	69	2	68.61	0.994	-25.9	7.70	2.80	0.00	2.80	75	69.00	68.61	0.994
79	IBARRABA	34.5	2	34.04	0.987	-39.2	6.00	2.60	0.00	2.60	79	34.50	34.04	0.987
81	PUCARA	13.8	2	14.05	1.018	-14.7	34.30	12.50	-15.00	12.50	81	14.28	14.05	1.018
83	TOTOR-BA	69	2	69.37	1.005	-20.0	2.40	1.00	0.00	1.00	83	71.76	69.37	1.005
87	RIOBA-69	69	2	67.66	0.981	-21.6	13.00	3.00	0.00	3.00	87	71.07	67.66	0.981
89	AGOYAN	13.8	2	13.85	1.004	-7.9	77.00	18.26	-32.00	20.00	89	13.94	13.85	1.004
92	TULCAN69	69	2	67.36	0.976	-38.8	3.30	0.00	0.00	1.70	92	69.00	67.36	0.976
93	D-PERIPA	13.8	2	14.59	1.057	-23.6	45.90	19.18	-30.00	35.00	93	14.63	14.59	1.057
112	GUARA-BA	69	2	65.77	0.953	-23.2	0.30	0.00F	0.00	0.00				
122	PAPA-ALT	138	2	137.26	0.995	-31.7	13.90	5.00	0.00	5.00	122	144.90	137.26	0.995
148	MANTA	69	2	66.77	0.968	-41.6	10.00	5.00	-1.00	5.00	148	67.62	66.77	0.968
601	PAUTE-AB	13.8	1	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	-65.00	60.00	601	14.28	14.25	1.033
607	PAUTE-C	13.8	1	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	-65.00	60.00	607	14.28	14.27	1.034
631	V-EMEL-1	13.8	2	14.23	1.031	-20.8	32.40	6.41	-10.00	10.00	631	14.21	14.23	1.031
632	V-TRN-1	13.8	2	13.68	0.991	-18.0	129.60	51.19	-30.00	75.00	632	13.66	13.68	0.991
660	GUAN+CHI	13.8	1	14.08	1.020	-35.1	10.50	4.00	-4.00	4.00	660	14.49	14.08	1.020
664	G-S.ROSA	13.8	2	14.52	1.052	-30.5	9.00	24.00	-11.00	24.00	664	14.77	14.52	1.052
670	CUMBA13.	4.16	1	4.07	0.978	-34.5	33.10	10.00	0.00	10.00	670	4.24	4.07	0.978
681	PUCARA	13.8	2	14.05	1.018	-14.7	34.30	12.50	-15.00	12.50	681	14.28	14.05	1.018
689	AGOYAN	13.8	2	13.85	1.004	-7.9	77.00	18.26	-32.00	20.00	689	13.94	13.85	1.004
693	D-PERIPA	13.8	2	14.59	1.057	-23.6	45.90	19.18	-20.00	35.00	693	14.63	14.59	1.057
701	PAUTE-AB	13.8	1	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	-65.00	60.00	701	14.28	14.25	1.033
707	PAUTE-C	13.8	1	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	-65.00	60.00	707	14.28	14.27	1.034
760	GUAL-HER	13.8	1	14.03	1.016	-32.2	26.50	6.00	0.00	6.00	760	14.21	14.03	1.016

BUS				VOLTAGE			GENERATION		MVAR LIMITS		CONTROLLED BUS			
NO.	NAME	BASE	ID	KV	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	MIN	MAX	NO.	DES KV	ACT KV	ACT PU
770	NAYON13	6.9	1	6.76	0.979	-33.1	24.90	6.00	0.00	6.00	770	7.04	6.76	0.979
793	D-PERIPA	13.8	2	14.59	1.057	-23.6	45.90	19.18	-20.00	35.00	793	14.63	14.59	1.057
801	PAUTE-AB	13.8	1	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	-65.00	65.00	801	14.28	14.25	1.033
807	PAUTE-C	13.8	1	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	-65.00	60.00	807	14.28	14.27	1.034
829	G-EQIL-3	13.8	2	13.98	1.013	-13.7	43.00	6.00	-10.00	6.00	829	14.08	13.98	1.013
901	PAUTE-AB	13.8	1	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	-65.00	60.00	901	14.28	14.25	1.033
907	PAUTE-C	13.8	1	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	-65.00	60.00	907	14.28	14.27	1.034

S = AREA SLACK R = SYSTEM REFERENCE H = HIGH, L = LOW, F = FIXED LIMITS * = DESIRED VOLTAGE NOT HELD

SHUNT ELEMENT REPORT FOR SET ALLBUSES

NO.	NAME	BASE	VOLTAGE		RESISTIVE SHUNT		REACTIVE SHUNT	
			PU	KV	NOMINAL	ACTUAL	NOMINAL	ACTUAL
302	PAU-T1	13.8	1.031	14.23	0.00	0.00	-10.00	-10.64
312	MIL-T1	13.8	1.007	13.90	0.00	0.00	18.00	18.25
318	MAC-T1	13.8	0.991	13.67	0.00	0.00	6.00	5.89
318	MAC-T1	13.8	0.991	13.67	0.00	0.00	6.00	5.89
330	POL-T	13.8	1.056	14.58	0.00	0.00	6.00	6.69
330	POL-T	13.8	1.056	14.58	0.00	0.00	6.00	6.69
375	IBA-T1	13.8	1.019	14.07	0.00	0.00	6.00	6.23
378	IBA-T2	13.8	0.996	13.74	0.00	0.00	6.00	5.95

TOTALS FOR SET	:	NOMINAL	ACTUAL
RESISTIVE MW:		0.00	0.00
INDUCTIVE MVAR:		-10.00	-10.64
CAPACITIVE MVAR:		54.00	55.60

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
1	PAUTE-AB	13.8	14.28	1.035	0.0	94.62	23.70	3942.86					
2	PAUTE138	138	143.60	1.041	-5.5				4.82	0.00	19.40		
3	PAUTE230	230	238.43	1.037	-7.7								
4	CUENCA138	138	140.58	1.019	-9.3								
5	CUENCA	69	69.88	1.013	-12.3	31.40	18.70	301.94	109.10	25.40	925.46		
7	PAUTE-C	13.8	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	4209.21					
14	LOJA-138	138	142.79	1.035	-9.6								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
1	PAUTE-AB	2	PAUTE138	138	1	1	94.62	23.70	97.54	3942.86	0.000	9.530	1.025F	85
2	PAUTE138	1	PAUTE-AB	13.8	1	1M	-94.62	-14.17	95.67	384.67	0.000	9.530	1.025F	83
		4	CUENCA138	138	1	1	39.69	-0.97	39.71	159.64	0.832	-1.901		28
		4	CUENCA138	138	1	2	39.69	-0.97	39.71	159.64	0.832	-1.901		28
		202	PAU-F1	100	1	1	205.26	37.78	208.71		0.000	-1.730	1.000F	92
		204	PAU-F2	100	1	1	205.15	24.67	206.63		0.000	-1.696	1.000F	91
		601	PAUTE-AB	13.8	1	1	-100.00	-11.59	100.67	404.75	0.000	10.551	1.025F	88
		701	PAUTE-AB	13.8	1	1	-100.00	-11.59	100.67	404.75	0.000	10.551	1.025F	88
		801	PAUTE-AB	13.8	1	1	-100.00	-11.59	100.67	404.75	0.000	10.551	1.025F	88
		901	PAUTE-AB	13.8	1	1	-100.00	-11.59	100.67	404.75	0.000	10.551	1.025F	88

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
3	PAUTE230	7	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.00	-18.81	101.75	246.39	0.000	9.819	1.025F	75
		16	MILAG230	230	1	1	176.32	32.19	179.24	434.01	4.690	13.262		40
		16	MILAG230	230	1	2	176.32	32.19	179.24	434.01	4.690	13.262		40
		24	PASCU230	230	1	1	147.91	20.63	149.34	361.63	4.598	2.433		33
		24	PASCU230	230	1	2	147.91	20.63	149.34	361.63	4.598	2.433		33
		85	TOTOR230	230	1	1	127.14	10.90	127.61	309.00	3.577	-7.208		28
		86	RIOBA230	230	1	1	134.79	13.95	135.51	328.14	3.133	-3.311		30
		202	PAU-F1	100	1	1	-205.26	-19.39	206.17		0.000	9.374	1.000F	91
		204	PAU-F2	100	1	1	-205.15	-17.03	205.86		0.000	9.345	1.000F	91
		607	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.00	-18.81	101.75	246.39	0.000	9.819	1.025F	75
		707	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.00	-18.81	101.75	246.39	0.000	9.819	1.025F	75
		807	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.00	-18.81	101.75	246.39	0.000	9.819	1.025F	75
		907	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.00	-18.81	101.75	246.39	0.000	9.819	1.025F	75
4	CUENCA138	2	PAUTE138	138	1	1M	-38.86	-0.93	38.87	159.64	0.832	-1.901		27
		2	PAUTE138	138	1	2M	-38.86	-0.93	38.87	159.64	0.832	-1.901		27
		14	LOJA-138	138	1	1	0.02	-8.93	8.93	36.68	0.023	-8.731		6
		234	CUE-F	100	1	1	77.70	10.79	78.45		0.000	4.756	1.000F	130
5	CUENCA	234	CUE-F	100	1	1M	-77.70	-6.70	77.99		0.000	-0.664	1.000F	129
7	PAUTE-C	3	PAUTE230	230	1	1M	100.00	28.63	104.02	4209.21	0.000	9.819	1.025F	77
14	LOJA-138	4	CUENCA138	138	1	1M	0.00	0.20	0.20	0.81	0.023	-8.731		
		244	LOJ-F	100	1	1	0.00	-0.20	0.20		0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
15	LOJA	69	69.18	1.003	-9.6	4.60	2.40	43.30	4.60	2.20	42.55		
16	MILAG230	230	224.92	0.978	-19.8								
17	MILAGRO	69	69.00	1.000	-22.1				63.80	17.00	552.46		
18	MILAG138	138	140.66	1.019	-22.9								
19	BABAH138	138	137.07	0.993	-25.2								
20	BABAHOYO	69	69.26	1.004	-27.2				37.10	8.70	317.67		
21	MACHA138	138	132.04	0.957	-29.9								
22	MACHALA1	69	69.66	1.010	-32.9				70.00	23.00	610.67		

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	OR ANGLE	RATED LOADING
15	LOJA	244	LOJ-F	100	1	1	0.00	0.20	0.20		0.000	0.000	0.969V	
16	MILAG230	3	PAUTE230	230	1	1M	-171.63	-18.93	172.67	443.24	4.690	13.262		39
		3	PAUTE230	230	1	2M	-171.63	-18.93	172.67	443.24	4.690	13.262		39
		24	PASCU230	230	1	1	70.75	2.06	70.78	181.69	0.312	-6.856		16
		24	PASCU230	230	1	2	70.75	2.06	70.78	181.69	0.312	-6.856		16
		212	MIL-F1	100	1	1	91.00	10.81	91.64		0.000	4.207	0.975F	91
		214	MIL-F2	100	1	1	110.76	22.93	113.11		0.000	7.341	0.950F	83
17	MILAGRO	116	EMELG-MI	69	1	1	27.20	8.20	28.41	237.71	0.000	0.001		142
		212	MIL-F1	100	1	1M	-91.00	-25.20	94.43		0.000	-0.499	1.000F	94

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
18	MILAG138	19	BABAH138	138	1	1	37.69	8.64	38.67	158.72	0.590	-1.398		27
		21	MACHA138	138	1	1	36.54	3.97	36.75	150.86	1.537	-3.644		26
		21	MACHA138	138	1	2	36.54	3.97	36.75	150.86	1.537	-3.644		26
		214	MIL-F2	100	1	1	-110.76	-16.58	112.00		0.000	-0.990	1.000F	82
19	BABAH138	18	MILAG138	138	1	1M	-37.10	-10.04	38.43	161.89	0.590	-1.398		27
		216	BAB-F	100	1	1	37.10	10.04	38.43		0.000	1.428	0.975F	96
20	BABAHOYO	216	BAB-F	100	1	1	-37.10	-8.70	38.11		0.000	-0.090	0.994V	95
21	MACHA138	18	MILAG138	138	1	1M	-35.00	-7.61	35.82	156.62	1.537	-3.644		25
		18	MILAG138	138	1	2M	-35.00	-7.61	35.82	156.62	1.537	-3.644		25
		218	MAC-F1	100	1	1	70.00	15.23	71.64		0.000	4.498	0.975F	119
22	MACHALA1	218	MAC-F1	100	1	1	-70.00	-23.00	73.68		0.000	-0.740	1.038V	122

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
24	PASCU230	230	223.32	0.971	-21.8								
25	PASCU138	138	139.83	1.013	-23.1								
26	S.ELE138	138	133.99	0.971	-27.4								
27	PASCUALS	69	69.17	1.003	-25.6				75.90	19.00	653.03		
28	S.ELENA	69	69.32	1.005	-31.3				28.90	5.80	245.49		
29	POSOR138	138	141.17	1.023	-22.5								
30	POSORJA9	69	69.13	1.002	-23.0				9.70	1.40	81.85		

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
24	PASCU230	3	PAUTE230	230	1	1M	-143.31	-18.20	144.47	373.48	4.598	2.433		32
		3	PAUTE230	230	1	2M	-143.31	-18.20	144.47	373.48	4.598	2.433		32
		16	MILAG230	230	1	1M	-70.44	-8.91	71.00	183.56	0.312	-6.856		16
		16	MILAG230	230	1	2M	-70.44	-8.91	71.00	183.56	0.312	-6.856		16
		33	TRINI230	230	1	2	33.66	-9.64	35.01	90.51	0.028	-0.394		7
		44	QUEVE230	230	1	1	62.55	-18.14	65.13	168.38	0.677	-20.153		14
		44	QUEVE230	230	1	2	62.55	-18.14	65.13	168.38	0.677	-20.153		14
		222	PAS-F1	100	1	1	128.59	47.92	137.23		0.000	4.273	0.950F	60
		223	PAS-F3	100	1	1	140.15	52.23	149.57		0.000	4.518	0.950F	66

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF		
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
25	PASCU138	26	S.ELE138	138	1	1	29.71	3.55	29.93	123.56	0.814	-4.302		21
		34	SALIT138	138	1	1	24.07	18.69	30.47	125.82	0.114	-0.733		19
		34	SALIT138	138	1	2	24.07	18.69	30.47	125.82	0.114	-0.733		19
		42	POLIC138	138	1	1	40.83	6.16	41.29	170.49	0.178	-0.353		25
		42	POLIC138	138	1	2	40.83	6.16	41.29	170.49	0.178	-0.353		25
		130	CEDEG138	138	1	1	0.20	-1.58	1.59	6.56	0.000	-0.677		1
		222	PAS-F1	100	1	1M	-128.59	-44.43	136.05		0.000	-0.775	1.000F	53
		223	PAS-F3	100	1	1M	-140.15	-48.42	148.28		0.000	-0.707	1.000F	65
		224	PAS-F2	100	1	1	141.10	46.36	148.52		0.000	8.008	0.950F	123
		729	EQUIL138	138	1	1	-32.07	-5.20	32.48	134.12	0.338	-1.648		23
26	S.ELE138	25	PASCU138	138	1	1M	-28.90	-7.85	29.95	129.04	0.814	-4.302		21
		226	ELE-F	100	1	1	28.90	7.85	29.95		0.000	2.413	0.975F	74
27	PASCUALS	115	EMELG-DD	69	1	1	65.20	20.70	68.41	570.96	0.000	0.005		45
		224	PAS-F2	100	1	1M	-141.10	-39.70	146.58		0.000	-1.348	1.050V	122
28	S.ELENA	226	ELE-F	100	1	1	-28.90	-5.80	29.48		0.000	-0.360	1.025V	73
29	POSOR138	229	POS-F	100	1	1	9.70	1.50	9.81		0.000	0.109	0.975F	49
		729	EQUIL138	138	1	1	-9.70	-1.50	9.81	40.14	0.064	-4.759		6
30	POSORJA9	229	POS-F	100	1	1	-9.70	-1.40	9.80		0.000	-0.014	0.956V	49

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
31	SALITR69	69	70.35	1.020	-25.0								
32	TRINI138	138	138.12	1.001	-22.9								
33	TRINI230	230	223.33	0.971	-21.9								
34	SALIT138	138	138.26	1.002	-23.6								
35	V-INEC-2	13.8	14.23	1.031	-19.6	71.90	30.76	3172.09	2.28	0.00	92.28		
36	V-INEC-3	13.8	off_line										
37	G-INEC-4	13.8	off_line										
38	TRINIT69	69	69.13	1.002	-26.2				110.50	31.30	959.12		
39	EQUIL-69	69	70.36	1.020	-25.0				0.00	0.00	0.00		
41	QUEVEDO	69	69.92	1.013	-29.5				10.00	2.50	85.12		
42	POLIC138	138	138.90	1.007	-24.0								

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO	RATED
													OR ANGLE	LOADING
31	SALITR69	35	V-INEC-2	13.8	1	1	-69.62	-23.27	73.41	602.43	0.000	7.494	1.025F	85
		139	SALIT-EQ	69	1	1	0.00	-0.39	0.39	3.19	0.000	0.000		
		231	SALIT2	100	1	1M	-44.62	-13.87	46.72		0.000	-0.197	1.000F	51
		232	SAL-F	100	1	1M	-44.62	-13.87	46.72		0.000	-0.197	1.000F	51
32	TRINI138	34	SALIT138	138	1	1	41.39	-8.60	42.27	176.69	0.060	0.132		42
		208	TRI-F2	100	1	1	110.50	38.27	116.94		0.000	-6.904	0.975F	129
		210	TRI-F1	100	1	1M	-33.63	9.89	35.05		0.000	-0.101	1.000F	25
		632	V-TRN-1	13.8	1	1	-118.26	-39.56	124.70	521.23	0.000	11.634	1.044F	77
33	TRINI230	24	PASCU230	230	1	2M	-33.63	9.25	34.88	90.17	0.028	-0.394		7
		210	TRI-F1	100	1	1	33.63	-9.25	34.88		0.000	0.742	0.975F	25

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
34	SALIT138	25	PASCU138	138	1	1M	-23.95	-19.42	30.84	128.78	0.114	-0.733		19
		25	PASCU138	138	1	2M	-23.95	-19.42	30.84	128.78	0.114	-0.733		19
		32	TRINI138	138	1	1M	-41.33	8.73	42.24	176.38	0.060	0.132		42
		231	SALIT2	100	1	1	44.62	15.06	47.09		0.000	1.382	0.975F	52
		232	SAL-F	100	1	1	44.62	15.06	47.09		0.000	1.382	0.975F	52
35	V-INEC-2	31	SALITR69	69	1	1M	69.62	30.76	76.12	3087.46	0.000	7.494	1.025F	88
38	TRINIT69	208	TRI-F2	100	1	1M	-110.50	-31.30	114.85		0.000	13.875	1.006V	127
39	EQUIL-69	139	SALIT-EQ	69	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	-0.194		
		139	SALIT-EQ	69	1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	-0.194		
41	QUEVEDO	241	FICTICIA	100	1	1	-10.00	-2.50	10.31		0.000	-0.032	1.000F	51
42	POLIC138	25	PASCU138	138	1	1M	-40.65	-6.52	41.17	171.12	0.178	-0.353		25
		25	PASCU138	138	1	2M	-40.65	-6.52	41.17	171.12	0.178	-0.353		25
		230	POL-F	100	1	1	81.30	13.03	82.34		0.000	-7.516	1.025F	91

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
43	POLICENT	69	69.14	1.002	-28.5				81.30	18.20	695.68		
44	QUEVE230	230	223.42	0.971	-26.7								
45	QUEVE138	138	141.21	1.023	-27.4								
46	QUEVEDO	69	69.13	1.002	-33.6				30.10	7.60	259.29		
47	PORTO138	138	129.31	0.937	-34.7								
48	PORTOVIE	69	68.78	0.997	-39.0				88.20	23.30	765.71		
49	S.DGO230	230	219.19	0.953	-29.4								
50	S.DGO138	138	133.67	0.969	-31.9								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
43	POLICENT	230	POL-F	100	1	1	-81.30	-18.20	83.31		0.000	15.023	1.056V	92
44	QUEVE230	24	PASCU230	230	1	1M	-61.88	-2.01	61.91	159.98	0.677	-20.153		14
		24	PASCU230	230	1	2M	-61.88	-2.01	61.91	159.98	0.677	-20.153		14
		49	S.DGO230	230	1	1	48.35	2.80	48.43	125.15	0.421	-15.539		10
		49	S.DGO230	230	1	2	48.35	2.80	48.43	125.15	0.421	-15.539		10
		242	QUE-F1	100	1	1	27.05	-1.57	27.10		0.000	0.338	0.950F	27
45	QUEVE138	94	D-PE-138	138	1	1	-6.52	-7.97	10.30	42.11	0.030	-2.825		20
		94	D-PE-138	138	1	2	-6.52	-7.97	10.30	42.11	0.030	-2.825		20
		241	FICTICIA	100	1	1	10.00	2.89	10.41		0.000	0.422	1.000F	52
		242	QUE-F1	100	1	1	-27.05	1.88	27.12		0.000	-0.029	1.000F	27
		245	QUE-F2	100	1	1	30.10	11.17	32.11		0.000	3.889	1.000F	107

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
46	QUEVEDO	245	QUE-F2	100	1	1	-30.10	-7.60	31.04		0.000	-0.320	1.013V	155
47	PORTO138	94	D-PE-138	138	1	1	-58.36	-17.78	61.01	272.37	3.210	4.165		122
		94	D-PE-138	138	1	2	-58.36	-17.78	61.01	272.37	3.210	4.165		122
		246	MAN-F1	100	1	1	58.36	17.78	61.01		0.000	-6.051	0.950F	135
		247	MAN-F2	100	1	1	58.36	17.78	61.01		0.000	-6.051	0.950F	135
48	PORTOVIE	148	MANTA	69	1	1	14.26	1.35	14.32	120.20	0.356	-0.051		47
		148	MANTA	69	1	2	14.26	1.35	14.32	120.20	0.356	-0.051		47
		246	MAN-F1	100	1	1	-58.36	-13.00	59.79		0.000	10.833	1.031V	132
		247	MAN-F2	100	1	1	-58.36	-13.00	59.79		0.000	10.833	1.031V	132
49	S.DGO230	44	QUEVE230	230	1	1M	-47.93	-18.33	51.32	135.17	0.421	-15.539		11
		44	QUEVE230	230	1	2M	-47.93	-18.33	51.32	135.17	0.421	-15.539		11
		57	S.ROS230	230	1	1	1.81	7.52	7.74	20.38	0.019	-12.522		1
		57	S.ROS230	230	1	2	1.81	7.52	7.74	20.38	0.019	-12.522		1
		248	SDO-F1	100	1	1	92.25	21.62	94.75		0.000	4.538	0.975F	94
50	S.DGO138	52	ESMER138	138	1	1	23.42	2.01	23.51	101.55	0.824	-5.467		16
		52	ESMER138	138	1	2	23.42	2.01	23.51	101.55	0.824	-5.467		16
		248	SDO-F1	100	1	1M	-92.25	-17.48	93.89		0.000	-0.395	1.000F	93
		250	SDO-F2	100	1	1	45.40	13.46	47.35		0.000	1.919	1.000F	78

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
51	S.DOMING	69	66.21	0.960	-33.8				45.40	11.80	409.06		
52	ESMER138	138	126.29	0.915	-37.4								
53	C.T.ESME	13.8	off_line										
54	ESMERALD	69	66.35	0.962	-41.6				45.20	11.40	405.61		
55	S/E19-AL	138	131.03	0.949	-36.1								
56	S/EA9-BA	46	45.62	0.992	-41.8				58.00	7.00	739.35		
57	S.ROS230	230	216.71	0.942	-29.4								
58	S.ROS138	138	135.09	0.979	-32.6								
59	S.ROS-BA	46	45.84	0.997	-39.1				137.20	32.70	1776.25		

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS					LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
51	S.DOMING	250	SDO-F2	100	1	1M	-45.40	-11.80	46.91		0.000	-0.263	1.000F	78
52	ESMER138	50	S.DG0138	138	1	1M	-22.60	-7.48	23.80	108.82	0.824	-5.467		16
		50	S.DG0138	138	1	2M	-22.60	-7.48	23.80	108.82	0.824	-5.467		16
		252	ESM-F	100	1	1	45.20	14.95	47.61		0.000	-4.495	1.025F	105
54	ESMERALD	252	ESM-F	100	1	1	-45.20	-11.40	46.62		0.000	8.050	1.100V	103
55	S/E19-AL	62	S.ALE138	138	1	1	-58.00	-12.95	59.43	261.85	0.180	0.266		31
		255	S/E19-F	100	1	1	58.00	12.95	59.43		0.000	6.460	1.000F	99
56	S/EA9-BA	255	S/E19-F	100	1	1	-58.00	-7.00	58.42		0.000	-0.513	1.062V	97

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
57	S.ROS230	49	S.DGO230	230	1	1M	-1.79	-20.05	20.12	53.62	0.019	-12.522		4
		49	S.DGO230	230	1	2M	-1.79	-20.05	20.12	53.62	0.019	-12.522		4
		85	TOTOR230	230	1	1	-137.91	-16.59	138.91	370.07	2.665	3.599		31
		85	TOTOR230	230	1	2	-137.91	-16.59	138.91	370.07	2.665	3.599		31
		254	SRO-F1	100	1	1	279.39	73.26	288.84		0.000	20.186	0.950F	128
58	S.ROS138	62	S.ALE138	138	1	1	90.83	24.82	94.16	402.45	1.116	3.051		50
		64	G-S.ROSA	13.8	1	1	-8.78	-21.47	23.20	99.14	0.000	2.529	1.025F	82
		68	ESPEJ138	138	1	1	92.93	25.34	96.32	411.67	0.643	1.793		51
		71	VICEN138	138	1	1	26.79	19.30	33.02	141.14	0.152	-0.554		20
		122	PAPA-ALT	138	1	1	-13.80	-9.09	16.53	70.65	0.095	-2.893		10
		254	SRO-F1	100	1	1M	-279.39	-56.64	285.08		0.000	-3.562	1.000F	111
		288	SRO-F2	100	1	1	50.10	19.61	53.80		0.000	6.917	1.000F	119
		289	FICT-TRP	100	1	1	50.10	19.61	53.80		0.000	6.917	1.000F	119
664	G-S.ROSA	13.8	1	1	-8.78	-21.47	23.20	99.14	0.000	2.528	1.025F	82		
59	S.ROS-BA	288	SRO-F2	100	1	1	-50.10	-13.39	51.86		0.000	-0.698	1.056V	115
		289	FICT-TRP	100	1	1	-50.10	-13.39	51.86		0.000	-0.698	1.056V	115
		660	GUAN+CHI	13.8	1	1	-10.50	-3.20	10.98	138.23	0.000	0.803	1.000F	33
		760	GUAL-HER	13.8	1	1	-26.50	-2.73	26.64	335.50	0.000	3.272	1.000F	80

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
60	IBAR-MOV	69	65.76	0.953	-39.3				11.60	2.30	103.82		
62	S.ALE138	138	131.79	0.955	-35.4								
63	S.ALE-BA	46	45.77	0.995	-42.7				90.60	8.00	1147.35		
64	G-S.ROSA	13.8	14.52	1.052	-30.5	9.00	24.00	1019.25	0.22	0.00	8.71		
68	ESPEJ138	138	133.21	0.965	-34.2								
69	ESPEJ-23	23	22.93	0.997	-37.0				9.10	1.70	233.11		
70	VICEN-BA	46	44.35	0.964	-37.5				123.90	33.10	1669.44		
71	VICEN138	138	133.25	0.966	-33.3								
72	GUANG138	138	133.50	0.967	-33.0				0.00	0.00	0.00		

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
60	IBAR-MOV	233	MOVIL-F	100	1	1	-11.60	-2.30	11.83		0.000	-0.138	1.000F	39
62	S.ALE138	55	S/E19-AL	138	1	1M	58.18	13.21	59.66	261.37	0.180	0.266		32
		58	S.ROS138	138	1	1M	-89.72	-21.77	92.32	404.44	1.116	3.051		49
		68	ESPEJ138	138	1	1	-82.74	-20.26	85.18	373.16	0.449	1.113		45
		102	POMAS138	138	1	1	23.67	8.93	25.30	110.84	0.074	-0.496		13
		262	S.ALE-F	100	1	1	90.60	19.89	92.76		0.000	13.858	1.000F	154
63	S.ALE-BA	262	S.ALE-F	100	1	1	-90.60	-8.00	90.95		0.000	-1.971	1.062V	151
64	G-S.ROSA	58	S.ROS138	138	1	1M	8.78	24.00	25.56	1016.23	0.000	2.529	1.025F	91

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
68	ESPEJ138	58	S.ROS138	138	1	1M	-92.29	-23.55	95.24	412.80	0.643	1.793		51
		62	S.ALE138	138	1	1M	83.19	21.37	85.89	372.25	0.449	1.113		46
		69	ESPEJ-23	23	1	1M	9.10	2.17	9.36	40.55	0.000	0.474	1.044V	46
69	ESPEJ-23	68	ESPEJ138	138	1	1	-9.10	-1.70	9.26	233.11	0.000	0.474	1.044V	46
70	VICEN-BA	258	VIC-F1	100	1	1M	-32.95	-10.49	34.58		0.000	-0.183	1.000F	104
		259	VIC-F2	100	1	1M	-32.95	-10.49	34.58		0.000	-0.183	1.000F	104
		670	CUMBA13.	4.16	1	1	-33.10	-8.15	34.09	443.74	0.000	1.854	1.000F	103
		770	NAYON13	6.9	1	1	-24.90	-3.98	25.22	328.24	0.000	2.024	1.000F	76
71	VICEN138	58	S.ROS138	138	1	1M	-26.64	-19.86	33.23	143.98	0.152	-0.554		20
		72	GUANG138	138	1	1	-22.17	-3.93	22.51	97.54	0.027	-0.312		14
		74	LATAC138	138	1	1	-71.04	11.46	71.96	311.78	2.941	6.367		44
		78	IBARR138	138	1	1	26.97	-7.09	27.89	120.84	0.457	-3.076		17
		78	IBARR138	138	1	2	26.97	-7.09	27.89	120.84	0.457	-3.076		17
		258	VIC-F1	100	1	1	32.95	13.26	35.52		0.000	2.951	0.975F	107
		259	VIC-F2	100	1	1	32.95	13.26	35.52		0.000	2.951	0.975F	107
72	GUANG138	71	VICEN138	138	1	1M	22.19	3.62	22.49	97.24	0.027	-0.312		14
		73	GUANGOPO	6.6	1	1	-22.19	-3.62	22.49	97.24	0.000	2.384	1.000F	74

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
73	GUANGOPO	6.6	6.53	0.989	-27.2	24.80	6.00	2256.62	2.61	0.00	230.57		
74	LATAC138	138	136.37	0.988	-24.6								
75	LATAC-69	69	68.61	0.994	-25.9	7.70	2.80	68.95	28.10	8.20	246.33		
77	IBARR-BA	69	68.09	0.987	-39.7				21.80	2.50	186.05		
78	IBARR138	138	132.73	0.962	-36.9								
79	IBARRABA	34.5	34.04	0.987	-39.2	6.00	2.60	110.91	18.30	3.00	314.53		
80	PUCAR138	138	140.12	1.015	-19.6								
81	PUCARA	13.8	14.05	1.018	-14.7	34.30	12.50	1500.03	0.32	0.00	13.15		
82	AMBAT138	138	139.69	1.012	-18.3								
83	TOTOR-BA	69	69.37	1.005	-20.0	2.40	1.00	21.64	47.70	9.80	405.28		
84	TOTOR138	138	139.86	1.013	-17.8								

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO	RATED
													OR ANGLE	LOADING
73	GUANGOPO	72	GUANG138	138	1	1M	22.19	6.00	22.99	2033.25	0.000	2.384	1.000F	76
74	LATAC138	71	VICEN138	138	1	1M	73.98	-5.09	74.15	313.94	2.941	6.367		46
		80	PUCAR138	138	1	1	-94.38	-0.81	94.38	399.58	2.262	6.119		58
		274	LAT-F	100	1	1	20.40	5.90	21.24		0.000	0.569	1.000F	53
75	LATAC-69	274	LAT-F	100	1	1	-20.40	-5.40	21.10		0.000	-0.073	1.013V	52
77	IBARR-BA	275	IBA-F1	100	1	1	-21.80	-2.50	21.94		0.000	-0.066	1.019V	109

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
78	IBARR138	71	VICEN138	138	1	1M	-26.52	4.01	26.82	116.66	0.457	-3.076		16
		71	VICEN138	138	1	2M	-26.52	4.01	26.82	116.66	0.457	-3.076		16
		275	IBA-F1	100	1	1	21.80	-2.36	21.93		0.000	1.129	1.000F	109
79	IBARRABA	278	IBA-F2	100	1	1	-12.30	-0.40	12.31		0.000	-0.062	1.006V	41
80	PUCAR138	74	LATAAC138	138	1	1M	96.64	6.93	96.89	399.21	2.262	6.119		60
		81	PUCARA	13.8	1	1	-33.98	-9.28	35.23	145.14	0.000	3.215	1.025F	88
		82	AMBAT138	138	1	1	-28.60	11.63	30.88	127.21	0.185	-1.114		19
		681	PUCARA	13.8	1	1	-34.06	-9.27	35.30	145.44	0.000	3.229	1.025F	88
81	PUCARA	80	PUCAR138	138	1	1M	33.98	12.50	36.21	1487.68	0.000	3.215	1.025F	90
82	AMBAT138	80	PUCAR138	138	1	1M	28.79	-12.74	31.48	130.12	0.185	-1.114		19
		84	TOTOR138	138	1	1	-47.09	8.19	47.79	197.54	0.132	-0.039		33
		282	AMB-F1	100	1	1	18.30	4.55	18.86		0.000	0.592	1.000F	57
83	TOTOR-BA	294	TOT-F2	100	1	1M	-45.30	-8.80	46.15		0.000	-0.392	1.000F	76
84	TOTOR138	82	AMBAT138	138	1	1M	47.22	-8.23	47.93	197.86	0.132	-0.039		33
		88	AGOYA138	138	1	1	-75.76	-6.74	76.06	313.99	0.989	2.469		40
		88	AGOYA138	138	1	2	-75.76	-6.74	76.06	313.99	0.989	2.469		40
		280	TOT-F1	100	1	1M	59.01	11.14	60.05		0.000	-0.614	1.000F	100
		294	TOT-F2	100	1	1	45.30	10.58	46.52		0.000	2.168	1.000F	77

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
85	TOTOR230	230	225.42	0.980	-20.7								
86	RIOBA230	230	227.69	0.990	-18.4								
87	RIOBA-69	69	67.66	0.981	-21.6	13.00	3.00	113.85	35.20	4.20	302.50		
88	AGOYA138	138	142.58	1.033	-14.4								
89	AGOYAN	13.8	13.85	1.004	-7.9	77.00	18.26	3299.03	0.25	0.00	10.34		
90	AMBAT-BA	69	69.38	1.005	-20.0				18.30	4.00	155.89		
91	TULCAN13	138	132.59	0.961	-37.8								
92	TULCAN69	69	67.36	0.976	-38.8	3.30	0.00	28.29	10.60	1.60	91.88		
93	D-PERIPA	13.8	14.59	1.057	-23.6	45.90	19.18	1968.27	0.48	0.00	19.03		

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS					LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
85	TOTOR230	3	PAUTE230	230	1	1M	-123.57	-18.10	124.88	319.86	3.577	-7.208		28
		57	S.ROS230	230	1	1M	140.58	20.19	142.02	363.74	2.665	3.599		32
		57	S.ROS230	230	1	2M	140.58	20.19	142.02	363.74	2.665	3.599		32
		86	RIOBA230	230	1	1	-98.58	-14.17	99.59	255.07	0.491	-3.429		22
		280	TOT-F1	100	1	1	-59.01	-8.10	59.56		0.000	3.655	0.975F	99
86	RIOBA230	3	PAUTE230	230	1	1M	-131.66	-17.26	132.79	336.71	3.133	-3.311		30
		85	TOTOR230	230	1	1M	99.07	10.74	99.65	252.68	0.491	-3.429		22
		284	RIO-F	100	1	1	32.59	6.52	33.24		0.000	2.036	1.000F	55
87	RIOBA-69	112	GUARA-BA	69	1	1	10.39	3.46	10.95	93.46	0.191	-0.141		34
		284	RIO-F	100	1	1	-32.59	-4.66	32.92		0.000	-0.170	1.000F	54

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
88	AGOYA138	84	TOTOR138	138	1	1M	76.75	9.21	77.30	313.03	0.989	2.469		41
		84	TOTOR138	138	1	2M	76.75	9.21	77.30	313.03	0.989	2.469		41
		89	AGOYAN	13.8	1	1	-76.75	-9.21	77.30	313.03	0.000	9.048	1.051F	90
		689	AGOYAN	13.8	1	1	-76.75	-9.21	77.30	313.03	0.000	9.048	1.051F	90
89	AGOYAN	88	AGOYA138	138	1	1M	76.75	18.26	78.89	3288.98	0.000	9.048	1.051F	92
90	AMBAT-BA	282	AMB-F1	100	1	1M	-18.30	-4.00	18.73		0.000	-0.039	1.000F	56
91	TULCAN13	178	IBAR138F	138	1	1	-7.30	-0.62	7.33	31.90	0.032	-4.226		4
		191	IPIA138	138	1	1	0.00	-1.11	1.11	4.82	0.000	-1.108		
		291	TUL-F	100	1	1	7.30	1.72	7.50		0.000	0.145	0.950F	37
92	TULCAN69	291	TUL-F	100	1	1	-7.30	-1.60	7.47		0.000	-0.022	0.969V	37
93	D-PERIPA	94	D-PE-138	138	1	1M	45.42	19.18	49.30	1950.72	0.000	3.183	1.000F	51

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
94	D-PE-138	138	142.52	1.033	-27.1								
95	CHONE138	138	143.34	1.039	-27.2								
96	CHONE69	69	off_line										
97	SEVER138	138	143.43	1.039	-27.3				0.00	0.00	0.00		
102	POMAS138	138	130.84	0.948	-36.0								
103	POMA-BA	23	22.81	0.992	-44.0				23.60	5.80	615.16		
112	GUARA-BA	69	65.77	0.953	-23.2	0.30	0.00F	2.63	10.50	3.60	97.44		
115	EMELG-DD	69	69.17	1.003	-25.6				65.20	20.70	570.96		
116	EMELG-MI	69	69.00	1.000	-22.1				27.20	8.20	237.71		
119	TAP-MIL	230	off_line										
122	PAPA-ALT	138	137.26	0.995	-31.7	13.90	5.00	62.13	0.00	-1.20	5.05		
130	CEDEG138	138	139.87	1.014	-23.1				0.20	-0.90	3.81		

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
94	D-PE-138	45	QUEVE138	138	1	1M	6.55	5.14	8.33	33.75	0.030	-2.825		16
		45	QUEVE138	138	1	2M	6.55	5.14	8.33	33.75	0.030	-2.825		16
		47	PORTO138	138	1	1M	61.57	21.95	65.36	264.77	3.210	4.165		130
		47	PORTO138	138	1	2M	61.57	21.95	65.36	264.77	3.210	4.165		130
		93	D-PERIPA	13.8	1	1	-45.42	-16.00	48.15	195.07	0.000	3.183	1.000F	50
		95	CHONE138	138	1	1	0.01	-6.17	6.17	25.01	0.008	-4.199		8
		693	D-PERIPA	13.8	1	1	-45.42	-16.00	48.15	195.07	0.000	3.183	1.000F	50
		793	D-PERIPA	13.8	1	1	-45.41	-16.00	48.15	195.04	0.000	3.182	1.000F	50

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
95	CHONE138	94	D-PE-138	138	1	1M	0.00	1.98	1.98	7.96	0.008	-4.199		2
		97	SEVER138	138	1	1	0.00	-1.98	1.98	7.96	0.000	-1.975		2
97	SEVER138	95	CHONE138	138	1	1M	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	-1.975		
102	POMAS138	62	S.ALE138	138	1	1M	-23.60	-9.42	25.41	112.14	0.074	-0.496		13
		103	POMA-BA	23	1	1M	23.60	9.42	25.41	112.14	0.000	3.625	1.094V	127
103	POMA-BA	102	POMAS138	138	1	1	-23.60	-5.80	24.30	615.16	0.000	3.625	1.094V	121
112	GUARA-BA	87	RIOBA-69	69	1	1M	-10.20	-3.60	10.82	94.96	0.191	-0.141		33
115	EMELG-DD	27	PASCUALS	69	1	1M	-65.20	-20.70	68.41	570.96	0.000	0.005		45
116	EMELG-MI	17	MILAGRO	69	1	1M	-27.20	-8.20	28.41	237.71	0.000	0.001		142
122	PAPA-ALT	58	S.ROS138	138	1	1M	13.90	6.20	15.22	64.02	0.095	-2.893		9
130	CEDEG138	25	PASCU138	138	1	1M	-0.20	0.90	0.92	3.81	0.000	-0.677		

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS		VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)		
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
131	EMEL-SAL	69	70.35	1.020	-25.0				233.70	72.40	2007.78		
138	PVG-CONS	69	69.13	1.002	-26.2								
139	SALIT-EQ	69	70.35	1.020	-25.0								
148	MANTA	69	66.77	0.968	-41.6	10.00	5.00	96.67	37.80	7.80	333.73		
160	MIL OPEN	230	off_line										
165	VAP-GUAY	69	70.36	1.020	-25.0								
178	IBAR138F	138	132.73	0.962	-36.9								
191	IPIA138	138	132.63	0.961	-37.8								
192	IPIA138	115	116.34	1.012	-37.8								
202	PAU-F1	100	104.22	1.042	-5.1								

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF		
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
131	EMEL-SAL	165	VAP-GUAY	69	1	1	0.00	-0.17	0.17	1.36	0.000	-0.177		
		165	VAP-GUAY	69	1	2	0.00	-0.19	0.19	1.54	0.000	-0.177		
		631	V-EMEL-1	13.8	1	1	-32.40	-4.01	32.65	267.92	0.000	2.400	1.000F	108
		1231	G-ALTI-1	13.8	1	1	-28.00	-8.13	29.16	239.27	0.000	1.145	1.000F	58
		1331	G-ALTI-2	13.8	1	1	-14.44	-8.51	16.76	137.55	0.000	0.378	1.000F	46
138	PVG-CONS	738	CONS-EQT	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
139	SALIT-EQ	31	SALITR69	69	1	1M	0.00	0.39	0.39	3.19	0.000	0.000		
		39	EQUIL-69	69	1	1M	0.00	-0.19	0.19	1.60	0.000	-0.194		
		39	EQUIL-69	69	1	2M	0.00	-0.19	0.19	1.60	0.000	-0.194		

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
148	MANTA	48	PORTOVIE	69	1	1M	-13.90	-1.40	13.97	120.80	0.356	-0.051		46
		48	PORTOVIE	69	1	2M	-13.90	-1.40	13.97	120.80	0.356	-0.051		46
165	VAP-GUAY	131	EMEL-SAL	69	1	1M	0.00	-0.01	0.01	0.09	0.000	-0.177		
		131	EMEL-SAL	69	1	2M	0.00	0.01	0.01	0.09	0.000	-0.177		
178	IBAR138F	91	TULCAN13	138	1	1M	7.33	-3.61	8.17	35.55	0.032	-4.226		5
		233	MOVIL-F	100	1	1	11.60	2.80	11.93		0.000	0.640	1.000F	39
		278	IBA-F2	100	1	1	12.30	-4.86	13.23		0.000	0.657	1.000F	44
191	IPIA138	91	TULCAN13	138	1	1M	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	-1.108		
		293	IPIA-F	100	1	1	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	0.950F	
192	IPIA138	293	IPIA-F	100	1	1	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
202	PAU-F1	2	PAUTE138	138	1	1M	-205.26	-39.51	209.03	1158.00	0.000	-1.730	1.000F	92
		3	PAUTE230	230	1	1M	205.26	28.77	207.26	1148.23	0.000	9.374	1.000F	92
		302	PAU-T1	13.8	1	1	0.00	10.75	10.75	59.54	0.000	0.112	1.000F	14

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
204	PAU-F2	100	104.16	1.042	-5.1								
208	TRI-F2	100	104.80	1.048	-19.8								
210	TRI-F1	100	100.17	1.002	-23.1								
212	MIL-F1	100	99.86	0.999	-22.4								
214	MIL-F2	100	101.79	1.018	-23.5								
216	BAB-F	100	100.95	1.009	-27.3								
218	MAC-F1	100	97.01	0.970	-33.4								
222	PAS-F1	100	101.14	1.011	-23.4								
223	PAS-F3	100	101.17	1.012	-23.4								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
204	PAU-F2	2	PAUTE138	138	1	1M	-205.15	-26.37	206.84	1146.48	0.000	-1.696	1.000F	91
		3	PAUTE230	230	1	1M	205.15	26.37	206.84	1146.48	0.000	9.345	1.000F	91
		304	PAU-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
208	TRI-F2	32	TRINI138	138	1	1M	-110.50	-45.17	119.38	657.68	0.000	-6.904	0.975F	132
		38	TRINIT69	69	1	1	110.50	45.17	119.38	657.68	0.000	13.875	1.006V	132
		308	TRI-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
210	TRI-F1	32	TRINI138	138	1	1	33.63	-9.99	35.08	202.20	0.000	-0.101	1.000F	25
		33	TRINI230	230	1	1M	-33.63	9.99	35.08	202.20	0.000	0.742	0.975F	25
		310	TRI-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
212	MIL-F1	16	MILAG230	230	1	1M	-91.00	-6.60	91.24	527.50	0.000	4.207	0.975F	91
		17	MILAGRO	69	1	1	91.00	24.70	94.29	545.16	0.000	-0.499	1.000F	94
		312	MIL-T1	13.8	1	1	0.00	-18.10	18.10	104.65	0.000	0.153	1.000F	54
214	MIL-F2	16	MILAG230	230	1	1M	-110.76	-15.59	111.86	634.42	0.000	7.341	0.950F	82
		18	MILAG138	138	1	1M	110.76	15.59	111.86	634.42	0.000	-0.990	1.000F	82
		314	MIL-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
216	BAB-F	19	BABAH138	138	1	1M	-37.10	-8.61	38.09	217.82	0.000	1.428	0.975F	95
		20	BABAHOYO	69	1	1M	37.10	8.61	38.09	217.82	0.000	-0.090	0.994V	95
		316	BAB-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
218	MAC-F1	21	MACHA138	138	1	1M	-70.00	-10.73	70.82	421.47	0.000	4.498	0.975F	118
		22	MACHALA1	69	1	1M	70.00	22.26	73.45	437.16	0.000	-0.740	1.038V	122
		318	MAC-T1	13.8	1	1	0.00	-11.53	11.53	68.63	0.000	0.244	1.000F	57
222	PAS-F1	24	PASCU230	230	1	1M	-128.59	-43.65	135.80	775.19	0.000	4.273	0.950F	60
		25	PASCU138	138	1	1	128.59	43.65	135.80	775.19	0.000	-0.775	1.000F	53
		322	PAS-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
223	PAS-F3	24	PASCU230	230	1	1M	-140.15	-47.71	148.05	844.87	0.000	4.518	0.950F	65
		25	PASCU138	138	1	1	140.15	47.71	148.05	844.87	0.000	-0.707	1.000F	65
		323	PAS-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
224	PAS-F2	100	105.01	1.050	-26.1								
226	ELE-F	100	97.79	0.978	-32.0								
229	POS-F	100	104.75	1.048	-23.1								
230	POL-F	100	100.01	1.000	-18.9								
231	SALIT2	100	101.83	1.018	-25.2								
232	SAL-F	100	101.83	1.018	-25.2								
233	MOVIL-F	100	95.10	0.951	-39.9								
234	CUE-F	100	101.21	1.012	-12.8								
241	FICTICIA	100	101.25	1.013	-29.7								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
224	PAS-F2	25	PASCU138	138	1	1M	-141.10	-38.36	146.22	803.95	0.000	8.008	0.950F	121
		27	PASCUALS	69	1	1	141.10	38.36	146.22	803.95	0.000	-1.348	1.050V	121
		324	PAS-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
226	ELE-F	26	S.ELE138	138	1	1M	-28.90	-5.44	29.41	173.62	0.000	2.413	0.975F	73
		28	S.ELENA	69	1	1M	28.90	5.44	29.41	173.62	0.000	-0.360	1.025V	73
		326	ELE-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
229	POS-F	29	POSOR138	138	1	1M	-9.70	-1.39	9.80	54.01	0.000	0.109	0.975F	48
		30	POSORJA9	69	1	1M	9.70	1.39	9.80	54.01	0.000	-0.014	0.956V	48
		329	POS-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
230	POL-F	42	POLIC138	138	1	1M	-81.30	-20.55	83.86	484.10	0.000	-7.516	1.025F	93
		43	POLICENT	69	1	1M	81.30	33.22	87.83	507.02	0.000	15.023	1.056V	97
		330	POL-T	13.8	1	1	0.00	-12.68	12.68	73.18	0.000	0.712	1.000F	42
231	SALIT2	31	SALITR69	69	1	1	44.62	13.67	46.67	264.58	0.000	-0.197	1.000F	51
		34	SALIT138	138	1	1M	-44.62	-13.67	46.67	264.58	0.000	1.382	0.975F	51
		331	SAL-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
232	SAL-F	31	SALITR69	69	1	1	44.62	13.67	46.67	264.58	0.000	-0.197	1.000F	51
		34	SALIT138	138	1	1M	-44.62	-13.67	46.67	264.58	0.000	1.382	0.975F	51
		332	SAL-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
233	MOVIL-F	60	IBAR-MOV	69	1	1M	11.60	2.16	11.80	71.64	0.000	-0.138	1.000F	39
		178	IBAR138F	138	1	1M	-11.60	-2.16	11.80	71.64	0.000	0.640	1.000F	39
		333	MOVIL-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
234	CUE-F	4	CUENCA138	138	1	1M	-77.70	-6.04	77.93	444.58	0.000	4.756	1.000F	129
		5	CUENCA	69	1	1	77.70	6.04	77.93	444.58	0.000	-0.664	1.000F	129
		334	CUE-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
241	FICTICIA	41	QUEVEDO	69	1	1M	10.00	2.47	10.30	58.73	0.000	-0.032	1.000F	51
		45	QUEVE138	138	1	1M	-10.00	-2.47	10.30	58.73	0.000	0.422	1.000F	51
		341	FICTICIA	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
242	QUE-F1	100	102.33	1.023	-27.5								
244	LOJ-F	100	103.50	1.035	-9.6								
245	QUE-F2	100	98.70	0.987	-34.2								
246	MAN-F1	100	101.92	1.019	-29.4								
247	MAN-F2	100	101.92	1.019	-29.4								
248	SDO-F1	100	96.78	0.968	-32.1								
249	CHONE-F	100	off_line										
250	SDO-F2	100	95.82	0.958	-34.1								
252	ESM-F	100	92.28	0.923	-32.5								

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
242	QUE-F1	44	QUEVE230	230	1	1M	-27.05	1.91	27.12	153.00	0.000	0.338	0.950F	27
		45	QUEVE138	138	1	1M	27.05	-1.91	27.12	153.00	0.000	-0.029	1.000F	27
		342	QUE-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
244	LOJ-F	14	LOJA-138	138	1	1M	0.00	0.20	0.20	1.11	0.000	0.000	1.000F	
		15	LOJA	69	1	1M	0.00	-0.20	0.20	1.11	0.000	0.000	0.969V	
		344	LOJ-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
245	QUE-F2	45	QUEVE138	138	1	1M	-30.10	-7.28	30.97	181.15	0.000	3.889	1.000F	103
		46	QUEVEDO	69	1	1M	30.10	7.28	30.97	181.15	0.000	-0.320	1.013V	154
		345	QUE-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
246	MAN-F1	47	PORTO138	138	1	1M	-58.36	-23.83	63.04	357.08	0.000	-6.051	0.950F	140
		48	PORTOVIE	69	1	1M	58.36	23.83	63.04	357.08	0.000	10.833	1.031V	140
		346	MAN-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
247	MAN-F2	47	PORTO138	138	1	1M	-58.36	-23.83	63.04	357.08	0.000	-6.051	0.950F	140
		48	PORTOVIE	69	1	1M	58.36	23.83	63.04	357.08	0.000	10.833	1.031V	140
		347	MAN-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
248	SDO-F1	49	S.DGO230	230	1	1M	-92.25	-17.08	93.82	559.65	0.000	4.538	0.975F	93
		50	S.DGO138	138	1	1	92.25	17.08	93.82	559.65	0.000	-0.395	1.000F	93
		348	SDO-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
250	SDO-F2	50	S.DGO138	138	1	1M	-45.40	-11.54	46.84	282.25	0.000	1.919	1.000F	78
		51	S.DOMING	69	1	1	45.40	11.54	46.84	282.25	0.000	-0.263	1.000F	78
		350	SDO-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
252	ESM-F	52	ESMER138	138	1	1M	-45.20	-19.45	49.21	307.86	0.000	-4.495	1.025F	109
		54	ESMERALD	69	1	1M	45.20	19.45	49.21	307.86	0.000	8.050	1.100V	109
		352	ESM-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
254	SRO-F1	100	97.65	0.977	-33.3								
255	S/E19-F	100	93.25	0.932	-42.3								
258	VIC-F1	100	96.26	0.963	-37.8								
259	VIC-F2	100	96.26	0.963	-37.8								
262	S.ALE-F	100	93.49	0.935	-44.0								
274	LAT-F	100	98.12	0.981	-26.1								
275	IBA-F1	100	96.84	0.968	-39.8								
278	IBA-F2	100	98.04	0.980	-39.5								
280	TOT-F1	100	101.55	1.015	-17.3								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
254	SRO-F1	57	S.ROS230	230	1	1M	-279.39	-53.08	284.39	1681.40	0.000	20.186	0.950F	126
		58	S.ROS138	138	1	1	279.39	53.08	284.39	1681.40	0.000	-3.562	1.000F	111
		354	SRO-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
255	S/E19-F	55	S/E19-AL	138	1	1M	-58.00	-6.49	58.36	361.36	0.000	6.460	1.000F	97
		56	S/EA9-BA	46	1	1M	58.00	6.49	58.36	361.36	0.000	-0.513	1.062V	97
		355	S/E19-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
258	VIC-F1	70	VICEN-BA	46	1	1	32.95	10.31	34.52	207.06	0.000	-0.183	1.000F	104
		71	VICEN138	138	1	1M	-32.95	-10.31	34.52	207.06	0.000	2.951	0.975F	104
		358	VIC-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
259	VIC-F2	70	VICEN-BA	46	1	1	32.95	10.31	34.52	207.06	0.000	-0.183	1.000F	104
		71	VICEN138	138	1	1M	-32.95	-10.31	34.52	207.06	0.000	2.951	0.975F	104
		359	VIC-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
262	S.ALE-F	62	S.ALE138	138	1	1M	-90.60	-6.03	90.80	560.77	0.000	13.858	1.000F	151
		63	S.ALE-BA	46	1	1M	90.60	6.03	90.80	560.77	0.000	-1.971	1.062V	151
		362	S.ALE-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
274	LAT-F	74	LATAC138	138	1	1M	-20.40	-5.33	21.08	124.07	0.000	0.569	1.000F	52
		75	LATAC-69	69	1	1M	20.40	5.33	21.08	124.07	0.000	-0.073	1.013V	52
		374	LAT-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
275	IBA-F1	77	IBARR-BA	69	1	1M	21.80	2.43	21.94	130.78	0.000	-0.066	1.019V	109
		78	IBARR138	138	1	1M	-21.80	3.49	22.08	131.62	0.000	1.129	1.000F	110
		375	IBA-T1	13.8	1	1	0.00	-5.92	5.92	35.31	0.000	0.312	1.000F	98
278	IBA-F2	79	IBARRABA	34.5	1	1M	12.30	0.34	12.30	72.46	0.000	-0.062	1.006V	41
		178	IBAR138F	138	1	1M	-12.30	5.52	13.48	79.39	0.000	0.657	1.000F	44
		378	IBA-T2	13.8	1	1	0.00	-5.86	5.86	34.50	0.000	0.092	1.000F	58
280	TOT-F1	84	TOTOR138	138	1	1	-59.01	-11.76	60.17	342.09	0.000	-0.614	1.000F	100
		85	TOTOR230	230	1	1M	59.01	11.76	60.17	342.09	0.000	3.655	0.975F	100
		380	TOT-T1	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
282	AMB-F1	100	100.50	1.005	-20.1								
284	RIO-F	100	97.99	0.980	-21.9								
288	SRO-F2	100	94.03	0.940	-39.8								
289	FICT-TRP	100	94.03	0.940	-39.8								
291	TUL-F	100	100.71	1.007	-38.9								
293	IPIA-F	100	101.17	1.012	-37.8								
294	TOT-F2	100	100.38	1.004	-20.5								
302	PAU-T1	13.8	14.23	1.031	-5.1							0.00	-10.64
304	PAU-T2	13.8	14.37	1.042	-5.1							0.00	0.00
308	TRI-T2	13.8	14.46	1.048	-19.8								

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF		
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
282	AMB-F1	82	AMBAT138	138	1	1M	-18.30	-3.96	18.72	107.56	0.000	0.592	1.000F	56
		90	AMBAT-BA	69	1	1	18.30	3.96	18.72	107.56	0.000	-0.039	1.000F	56
		382	AMB-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
284	RIO-F	86	RIOBA230	230	1	1M	-32.59	-4.49	32.90	193.85	0.000	2.036	1.000F	54
		87	RIOBA-69	69	1	1M	32.59	4.49	32.90	193.85	0.000	-0.170	1.000F	54
		384	RIO-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
288	SRO-F2	58	S.ROS138	138	1	1M	-50.10	-12.69	51.68	317.32	0.000	6.917	1.000F	114
		59	S.ROS-BA	46	1	1M	50.10	12.69	51.68	317.32	0.000	-0.698	1.056V	114
		388	SRO-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS				BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING	
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
289	FICT-TRP	58	S.ROS138	138	1	1M	-50.10	-12.69	51.68	317.32	0.000	6.917	1.000F	114
		59	S.ROS-BA	46	1	1M	50.10	12.69	51.68	317.32	0.000	-0.698	1.056V	114
		389	TERC-TRP	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
291	TUL-F	91	TULCAN13	138	1	1M	-7.30	-1.58	7.47	42.82	0.000	0.145	0.950F	37
		92	TULCAN69	69	1	1M	7.30	1.58	7.47	42.82	0.000	-0.022	0.969V	37
		391	TUL-T	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
293	IPIA-F	191	IPIA138	138	1	1M	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.950F	
		192	IPIA138	115	1	1M	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
		393	IPIA-F	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
294	TOT-F2	83	TOTOR-BA	69	1	1	45.30	8.41	46.07	265.00	0.000	-0.392	1.000F	76
		84	TOTOR138	138	1	1M	-45.30	-8.41	46.07	265.00	0.000	2.168	1.000F	76
		394	TOT-T2	13.8	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	
302	PAU-T1	202	PAU-F1	100	1	1M	0.00	-10.64	10.64		0.000	0.112	1.000F	14
304	PAU-T2	204	PAU-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
308	TRI-T2	208	TRI-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
310	TRI-T1	13.8	13.82	1.002	-23.1								
312	MIL-T1	13.8	13.90	1.007	-22.4							0.00	18.25
314	MIL-T2	13.8	14.05	1.018	-23.5								
316	BAB-T	13.8	13.93	1.009	-27.3								
318	MAC-T1	13.8	13.67	0.991	-33.4							0.00	11.78
322	PAS-T1	13.8	13.96	1.011	-23.4							0.00	0.00
323	PAS-T2	13.8	13.96	1.012	-23.4								
324	PAS-T2	13.8	14.49	1.050	-26.1								
326	ELE-T	13.8	13.49	0.978	-32.0								
329	POS-T	13.8	14.46	1.048	-23.1								
330	POL-T	13.8	14.58	1.056	-18.9							0.00	13.39
331	SAL-T2	13.8	14.05	1.018	-25.2								
332	SAL-T	13.8	14.05	1.018	-25.2								
333	MOVIL-T	13.8	13.12	0.951	-39.9								
334	CUE-T	13.8	13.97	1.012	-12.8								

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO	% OF RATED		
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	OR ANGLE	LOADING
310	TRI-T1	210	TRI-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
312	MIL-T1	212	MIL-F1	100	1	1M	0.00	18.25	18.25		0.000	0.153	1.000F	55
314	MIL-T2	214	MIL-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
316	BAB-T	216	BAB-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING		
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
318	MAC-T1	218	MAC-F1	100	1	1M	0.00	11.78	11.78		0.000	0.244	1.000F	58
322	PAS-T1	222	PAS-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
323	PAS-T2	223	PAS-F3	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
324	PAS-T2	224	PAS-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
326	ELE-T	226	ELE-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
329	POS-T	229	POS-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
330	POL-T	230	POL-F	100	1	1M	0.00	13.39	13.39		0.000	0.712	1.000F	44
331	SAL-T2	231	SALIT2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
332	SAL-T	232	SAL-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
333	MOVIL-T	233	MOVIL-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
334	CUE-T	234	CUE-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
341	FICTICIA	13.8	13.97	1.013	-29.7								
342	QUE-T1	13.8	14.12	1.023	-27.5							0.00	0.00
344	LOJ-T	13.8	14.28	1.035	-9.6								
345	QUE-T2	13.8	13.62	0.987	-34.2								
346	MAN-T1	13.8	14.06	1.019	-29.4								
347	MAN-T2	13.8	14.06	1.019	-29.4								
348	SDO-T1	13.8	13.36	0.968	-32.1							0.00	0.00
349	CHONE-T	13.8	off_line										
350	SDO-T2	13.8	13.22	0.958	-34.1								
352	ESM-T	13.8	12.73	0.923	-32.5								
354	SRO-T1	13.8	13.48	0.977	-33.3								
355	S/E19-T	13.8	12.87	0.932	-42.3								
358	VIC-T1	13.8	13.28	0.963	-37.8								
359	VIC-T2	13.8	13.28	0.963	-37.8								
362	S.ALE-T	13.8	12.90	0.935	-44.0								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
341	FICTICIA	241	FICTICIA	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
342	QUE-T1	242	QUE-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
344	LOJ-T	244	LOJ-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
345	QUE-T2	245	QUE-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
346	MAN-T1	246	MAN-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
347	MAN-T2	247	MAN-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
348	SDO-T1	248	SDO-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
350	SDO-T2	250	SDO-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
352	ESM-T	252	ESM-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
354	SRO-T1	254	SRO-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
355	S/E19-T	255	S/E19-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
358	VIC-T1	258	VIC-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
359	VIC-T2	259	VIC-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
362	S.ALE-T	262	S.ALE-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
374	LAT-T	13.8	13.54	0.981	-26.1								
375	IBA-T1	13.8	14.07	1.019	-39.8							0.00	6.23
378	IBA-T2	13.8	13.74	0.996	-39.5							0.00	5.95
380	TOT-T1	13.8	14.01	1.015	-17.3							0.00	0.00
382	AMB-T	13.8	13.87	1.005	-20.1								
384	RIO-T	13.8	13.52	0.980	-21.9							0.00	0.00
388	SRO-T2	13.8	12.98	0.940	-39.8								
389	TERC-TRP	13.8	12.98	0.940	-39.8								
391	TUL-T	13.8	13.90	1.007	-38.9								
393	IPIA-F	13.8	13.96	1.012	-37.8								
394	TOT-T2	13.8	13.85	1.004	-20.5								
600	G-EQUIL-2	13.8	off_line										
601	PAUTE-AB	13.8	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	4148.72					
607	PAUTE-C	13.8	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	4209.21					
627	G-PASC	13.8	off_line										

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
374	LAT-T	274	LAT-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
375	IBA-T1	275	IBA-F1	100	1	1M	0.00	6.23	6.23		0.000	0.312	1.000F	103
378	IBA-T2	278	IBA-F2	100	1	1M	0.00	5.95	5.95		0.000	0.092	1.000F	59
380	TOT-T1	280	TOT-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	

FROM BUS		TO BUS			BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF		
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
382	AMB-T	282	AMB-F1	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
384	RIO-T	284	RIO-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
388	SRO-T2	288	SRO-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
389	TERC-TRP	289	FICT-TRP	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
391	TUL-T	291	TUL-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
393	IPIA-F	293	IPIA-F	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
394	TOT-T2	294	TOT-F2	100	1	1M	0.00	0.00	0.00		0.000	0.000	1.000F	
601	PAUTE-AB	2	PAUTE138	138	1	1M	100.00	22.14	102.42	4148.72	0.000	10.551	1.025F	89
607	PAUTE-C	3	PAUTE230	230	1	1M	100.00	28.63	104.02	4209.21	0.000	9.819	1.025F	77

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
631	V-EMEL-1	13.8	14.23	1.031	-20.8	32.40	6.41	1339.58					
632	V-TRN-1	13.8	13.68	0.991	-18.0	129.60	51.19	5882.92	11.34	0.00	478.88		
660	GUAN+CHI	13.8	14.08	1.020	-35.1	10.50	4.00	460.76					
664	G-S.ROSA	13.8	14.52	1.052	-30.5	9.00	24.00	1019.25	0.22	0.00	8.91		
670	CUMBA13.	4.16	4.07	0.978	-34.5	33.10	10.00	4906.74					
681	PUCARA	13.8	14.05	1.018	-14.7	34.30	12.50	1500.05	0.24	0.00	9.90		
689	AGOYAN	13.8	13.85	1.004	-7.9	77.00	18.26	3299.03	0.25	0.00	10.34		
693	D-PERIPA	13.8	14.59	1.057	-23.6	45.90	19.18	1968.27	0.48	0.00	19.03		
700	G-EQUIL-2	13.8	off_line										
701	PAUTE-AB	13.8	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	4148.72					
707	PAUTE-C	13.8	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	4209.21					
729	EQUIL138	138	141.88	1.028	-21.4								
731	G-EMEL-1	13.8	off_line										
732	G-VIC II	13.8	off_line										
738	CONS-EQT	13.8	13.83	1.002	-26.2								

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
631	V-EMEL-1	131	EMEL-SAL	69	1	1M	32.40	6.41	33.03	1339.58	0.000	2.400	1.000F	110
632	V-TRN-1	32	TRINI138	138	1	1M	118.26	51.19	128.86	5440.37	0.000	11.634	1.044F	80
660	GUAN+CHI	59	S.ROS-BA	46	1	1M	10.50	4.00	11.24	460.76	0.000	0.803	1.000F	34
664	G-S.ROSA	58	S.ROS138	138	1	1M	8.78	24.00	25.55	1016.16	0.000	2.528	1.025F	91

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO OR ANGLE	RATED LOADING
670	CUMBA13.	70	VICEN-BA	46	1	1M	33.10	10.00	34.58	4906.73	0.000	1.854	1.000F	104
681	PUCARA	80	PUCAR138	138	1	1M	34.06	12.50	36.28	1490.75	0.000	3.229	1.025F	90
689	AGOYAN	88	AGOYA138	138	1	1M	76.75	18.26	78.89	3288.98	0.000	9.048	1.051F	92
693	D-PERIPA	94	D-PE-138	138	1	1M	45.42	19.18	49.30	1950.72	0.000	3.183	1.000F	51
701	PAUTE-AB	2	PAUTE138	138	1	1M	100.00	22.14	102.42	4148.72	0.000	10.551	1.025F	89
707	PAUTE-C	3	PAUTE230	230	1	1M	100.00	28.63	104.02	4209.21	0.000	9.819	1.025F	77
729	EQUIL138	25	PASCU138	138	1	1M	32.40	3.55	32.60	132.65	0.338	-1.648		23
		29	POSOR138	138	1	1M	9.76	-3.26	10.30	41.90	0.064	-4.759		7
		829	G-EQIL-3	13.8	1	1	-42.17	-0.29	42.17	171.60	0.000	5.714	1.025F	140
738	CONS-EQT	138	PVG-CONS	69	1	1M	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	1.000F	

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

BUS AND BRANCH RESULTS FOR SET ALLBUSES

BUS			VOLTAGE			GENERATION			LOAD			SHUNT (C=+)	
NO.	NAME	BASE	KV (L-L)	PER UNIT	DEGS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR	AMPS	MW	MVAR
760	GUAL-HER	13.8	14.03	1.016	-32.2	26.50	6.00	1118.32					
764	G-S.ROSA	13.8	off_line										
765	VPVG-EME	13.8	off_line										
770	NAYON13	6.9	6.76	0.979	-33.1	24.90	6.00	2188.30					
793	D-PERIPA	13.8	14.59	1.057	-23.6	45.90	19.18	1968.27	0.49	0.00	19.35		
801	PAUTE-AB	13.8	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	4148.72					
807	PAUTE-C	13.8	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	4209.21					
829	G-EQIL-3	13.8	13.98	1.013	-13.7	43.00	6.00	1792.94	0.83	0.00	34.36		
831	G-EMEL-2	13.8	off_line										
901	PAUTE-AB	13.8	14.25	1.033	0.3	100.00	22.14	4148.72					
907	PAUTE-C	13.8	14.27	1.034	-2.3	100.00	28.63	4209.21					
929	G-EQIL-3	13.8	off_line										
931	G-EMEL-3	13.8	off_line										
1031	G-EMEL-5	13.8	off_line										

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP RATIO OR ANGLE	% OF RATED LOADING
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR		
760	GUAL-HER	59	S.ROS-BA	46	1	1M	26.50	6.00	27.17	1118.32	0.000	3.272	1.000F	82
770	NAYON13	70	VICEN-BA	46	1	1M	24.90	6.00	25.61	2188.30	0.000	2.024	1.000F	77
793	D-PERIPA	94	D-PE-138	138	1	1M	45.41	19.18	49.30	1950.43	0.000	3.182	1.000F	51

FROM BUS		TO BUS					BRANCH FLOWS				LOSSES (L=+)		TAP	% OF
NO.	NAME	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	MW	MVAR	MVA	AMPS	MW	MVAR	RATIO	RATED

801	PAUTE-AB	2	PAUTE138	138	1	1M	100.00	22.14	102.42	4148.72	0.000	10.551	1.025F	89
807	PAUTE-C	3	PAUTE230	230	1	1M	100.00	28.63	104.02	4209.21	0.000	9.819	1.025F	77
829	G-EQIL-3	729	EQUIL138	138	1	1M	42.17	6.00	42.59	1758.91	0.000	5.714	1.025F	141
901	PAUTE-AB	2	PAUTE138	138	1	1M	100.00	22.14	102.42	4148.72	0.000	10.551	1.025F	89
907	PAUTE-C	3	PAUTE230	230	1	1M	100.00	28.63	104.02	4209.21	0.000	9.819	1.025F	77

M = TO BUS METERED

TRANSFORMERS: F = FIXED, V = VOLTAGE CTL, Q = MVAR FLOW CTL, P = MW FLOW CTL

FIXED TAP TRANSFORMER REPORT FOR SET ALLBUSES

FROM BUS			TO BUS				FROM TAP		TO TAP		TAP	
NO.	NAME	BASE	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	PU	KV	PU	KV	RATIO (F/T)
2	PAUTE138	138	1	PAUTE-AB	13.8	1	1M	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
2	PAUTE138	138	202	PAU-F1	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
2	PAUTE138	138	204	PAU-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
2	PAUTE138	138	601	PAUTE-AB	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
2	PAUTE138	138	701	PAUTE-AB	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
2	PAUTE138	138	801	PAUTE-AB	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
2	PAUTE138	138	901	PAUTE-AB	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
3	PAUTE230	230	7	PAUTE-C	13.8	1	1	1.025	235.75	1.000	13.80	1.025
3	PAUTE230	230	202	PAU-F1	100	1	1	1.000	230.00	1.000	100.00	1.000
3	PAUTE230	230	204	PAU-F2	100	1	1	1.000	230.00	1.000	100.00	1.000
3	PAUTE230	230	607	PAUTE-C	13.8	1	1	1.025	235.75	1.000	13.80	1.025
3	PAUTE230	230	707	PAUTE-C	13.8	1	1	1.025	235.75	1.000	13.80	1.025
3	PAUTE230	230	807	PAUTE-C	13.8	1	1	1.025	235.75	1.000	13.80	1.025
3	PAUTE230	230	907	PAUTE-C	13.8	1	1	1.025	235.75	1.000	13.80	1.025
4	CUENCA138	138	234	CUE-F	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
234	CUE-F	100	5	CUENCA	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
14	LOJA-138	138	244	LOJ-F	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
16	MILAG230	230	212	MIL-F1	100	1	1	0.975	224.25	1.000	100.00	0.975
16	MILAG230	230	214	MIL-F2	100	1	1	0.950	218.50	1.000	100.00	0.950
212	MIL-F1	100	17	MILAGRO	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
18	MILAG138	138	214	MIL-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
19	BABAH138	138	216	BAB-F	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
21	MACHA138	138	218	MAC-F1	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
24	PASCU230	230	222	PAS-F1	100	1	1	0.950	218.50	1.000	100.00	0.950
24	PASCU230	230	223	PAS-F3	100	1	1	0.950	218.50	1.000	100.00	0.950
222	PAS-F1	100	25	PASCU138	138	1	1	1.000	100.00	1.000	138.00	1.000

FROM BUS			TO BUS				FROM TAP		TO TAP		TAP	
NO.	NAME	BASE	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	PU	KV	PU	KV	RATIO (F/T)
223	PAS-F3	100	25	PASCU138	138	1	1	1.000	100.00	1.000	138.00	1.000
25	PASCU138	138	224	PAS-F2	100	1	1	0.950	131.10	1.000	100.00	0.950
26	S.ELE138	138	226	ELE-F	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
29	POSOR138	138	229	POS-F	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
31	SALITR69	69	35	V-INEC-2	13.8	1	1	1.025	70.72	1.000	13.80	1.025
231	SALIT2	100	31	SALITR69	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
232	SAL-F	100	31	SALITR69	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
32	TRINI138	138	208	TRI-F2	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
210	TRI-F1	100	32	TRINI138	138	1	1	1.000	100.00	1.000	138.00	1.000
32	TRINI138	138	632	V-TRN-1	13.8	1	1	1.044	144.04	1.000	13.80	1.044
33	TRINI230	230	210	TRI-F1	100	1	1	0.975	224.25	1.000	100.00	0.975
34	SALIT138	138	231	SALIT2	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
34	SALIT138	138	232	SAL-F	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
41	QUEVEDO	69	241	FICTICIA	100	1	1	1.000	69.00	1.000	100.00	1.000
42	POLIC138	138	230	POL-F	100	1	1	1.025	141.45	1.000	100.00	1.025
44	QUEVE230	230	242	QUE-F1	100	1	1	0.950	218.50	1.000	100.00	0.950
45	QUEVE138	138	241	FICTICIA	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
45	QUEVE138	138	242	QUE-F1	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
45	QUEVE138	138	245	QUE-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
47	PORTO138	138	246	MAN-F1	100	1	1	0.950	131.10	1.000	100.00	0.950
47	PORTO138	138	247	MAN-F2	100	1	1	0.950	131.10	1.000	100.00	0.950
49	S.DGO230	230	248	SDO-F1	100	1	1	0.975	224.25	1.000	100.00	0.975
248	SDO-F1	100	50	S.DGO138	138	1	1	1.000	100.00	1.000	138.00	1.000
50	S.DGO138	138	250	SDO-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
250	SDO-F2	100	51	S.DOMING	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
52	ESMER138	138	252	ESM-F	100	1	1	1.025	141.45	1.000	100.00	1.025
55	S/E19-AL	138	255	S/E19-F	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
58	S.ROS138	138	64	G-S.ROSA	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025

FROM BUS			TO BUS				FROM TAP		TO TAP		TAP	
NO.	NAME	BASE	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	PU	KV	PU	KV	RATIO (F/T)
254	SRO-F1	100	58	S.ROS138	138	1	1	1.000	100.00	1.000	138.00	1.000
58	S.ROS138	138	288	SRO-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
58	S.ROS138	138	289	FICT-TRP	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
58	S.ROS138	138	664	G-S.ROSA	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
59	S.ROS-BA	46	660	GUAN+CHI	13.8	1	1	1.000	46.00	1.000	13.80	1.000
59	S.ROS-BA	46	760	GUAL-HER	13.8	1	1	1.000	46.00	1.000	13.80	1.000
60	IBAR-MOV	69	233	MOVIL-F	100	1	1	1.000	69.00	1.000	100.00	1.000
62	S.ALE138	138	262	S.ALE-F	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
258	VIC-F1	100	70	VICEN-BA	46	1	1	1.000	100.00	1.000	46.00	1.000
259	VIC-F2	100	70	VICEN-BA	46	1	1	1.000	100.00	1.000	46.00	1.000
70	VICEN-BA	46	670	CUMBA13.	4.16	1	1	1.000	46.00	1.000	4.16	1.000
70	VICEN-BA	46	770	NAYON13	6.9	1	1	1.000	46.00	1.000	6.90	1.000
71	VICEN138	138	258	VIC-F1	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
71	VICEN138	138	259	VIC-F2	100	1	1	0.975	134.55	1.000	100.00	0.975
72	GUANG138	138	73	GUANGOPO	6.6	1	1	1.000	138.00	1.000	6.60	1.000
74	LATA138	138	274	LAT-F	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
78	IBARR138	138	275	IBA-F1	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
80	PUCAR138	138	81	PUCARA	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
80	PUCAR138	138	681	PUCARA	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
82	AMBAT138	138	282	AMB-F1	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
294	TOT-F2	100	83	TOTOR-BA	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
280	TOT-F1	100	84	TOTOR138	138	1	1	1.000	100.00	1.000	138.00	1.000
84	TOTOR138	138	294	TOT-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
85	TOTOR230	230	280	TOT-F1	100	1	1	0.975	224.25	1.000	100.00	0.975
87	RIOBA-69	69	284	RIO-F	100	1	1	1.000	69.00	1.000	100.00	1.000
86	RIOBA230	230	284	RIO-F	100	1	1	1.000	230.00	1.000	100.00	1.000
88	AGOYA138	138	89	AGOYAN	13.8	1	1	1.051	145.00	1.000	13.80	1.051
88	AGOYA138	138	689	AGOYAN	13.8	1	1	1.051	145.00	1.000	13.80	1.051

FROM BUS			TO BUS				FROM TAP		TO TAP		TAP	
NO.	NAME	BASE	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	PU	KV	PU	KV	RATIO (F/T)
282	AMB-F1	100	90	AMBAT-BA	69	1	1	1.000	100.00	1.000	69.00	1.000
91	TULCAN13	138	291	TUL-F	100	1	1	0.950	131.10	1.000	100.00	0.950
94	D-PE-138	138	93	D-PERIPA	13.8	1	1	1.000	138.00	1.000	13.80	1.000
94	D-PE-138	138	693	D-PERIPA	13.8	1	1	1.000	138.00	1.000	13.80	1.000
94	D-PE-138	138	793	D-PERIPA	13.8	1	1	1.000	138.00	1.000	13.80	1.000
131	EMEL-SAL	69	631	V-EMEL-1	13.8	1	1	1.000	69.00	1.000	13.80	1.000
131	EMEL-SAL	69	1231	G-ALTI-1	13.8	1	1	1.000	69.00	1.000	13.80	1.000
131	EMEL-SAL	69	1331	G-ALTI-2	13.8	1	1	1.000	69.00	1.000	13.80	1.000
138	PVG-CONS	69	738	CONS-EQT	13.8	1	1	1.000	69.00	1.000	13.80	1.000
178	IBAR138F	138	233	MOVIL-F	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
178	IBAR138F	138	278	IBA-F2	100	1	1	1.000	138.00	1.000	100.00	1.000
191	IPIA138	138	293	IPIA-F	100	1	1	0.950	131.10	1.000	100.00	0.950
192	IPIA138	115	293	IPIA-F	100	1	1	1.000	115.00	1.000	100.00	1.000
202	PAU-F1	100	302	PAU-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
204	PAU-F2	100	304	PAU-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
208	TRI-F2	100	308	TRI-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
210	TRI-F1	100	310	TRI-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
212	MIL-F1	100	312	MIL-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
214	MIL-F2	100	314	MIL-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
216	BAB-F	100	316	BAB-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
218	MAC-F1	100	318	MAC-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
222	PAS-F1	100	322	PAS-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
223	PAS-F3	100	323	PAS-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
224	PAS-F2	100	324	PAS-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
226	ELE-F	100	326	ELE-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
229	POS-F	100	329	POS-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
230	POL-F	100	330	POL-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
231	SALIT2	100	331	SAL-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
232	SAL-F	100	332	SAL-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000

FROM BUS			TO BUS				FROM TAP		TO TAP		TAP	
NO.	NAME	BASE	NO.	NAME	BASE	ZN	CIR	PU	KV	PU	KV	RATIO (F/T)
233	MOVIL-F	100	333	MOVIL-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
234	CUE-F	100	334	CUE-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
241	FICTICIA	100	341	FICTICIA	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
242	QUE-F1	100	342	QUE-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
244	LOJ-F	100	344	LOJ-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
245	QUE-F2	100	345	QUE-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
246	MAN-F1	100	346	MAN-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
247	MAN-F2	100	347	MAN-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
248	SDO-F1	100	348	SDO-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
250	SDO-F2	100	350	SDO-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
252	ESM-F	100	352	ESM-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
254	SRO-F1	100	354	SRO-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
255	S/E19-F	100	355	S/E19-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
258	VIC-F1	100	358	VIC-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
259	VIC-F2	100	359	VIC-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
262	S.ALE-F	100	362	S.ALE-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
274	LAT-F	100	374	LAT-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
275	IBA-F1	100	375	IBA-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
278	IBA-F2	100	378	IBA-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
280	TOT-F1	100	380	TOT-T1	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
282	AMB-F1	100	382	AMB-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
284	RIO-F	100	384	RIO-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
288	SRO-F2	100	388	SRO-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
289	FICT-TRP	100	389	TERC-TRP	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
291	TUL-F	100	391	TUL-T	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
293	IPIA-F	100	393	IPIA-F	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
294	TOT-F2	100	394	TOT-T2	13.8	1	1	1.000	100.00	1.000	13.80	1.000
729	EQUIL138	138	829	G-EQIL-3	13.8	1	1	1.025	141.45	1.000	13.80	1.025
57	S.ROS230	230	254	SRO-F1	100	1	1	0.950	218.50	1.000	100.00	0.950

VOLTAGE CONTROLLING TRANSFORMER REPORT FOR SET ALLBUSES

FROM BUS			TO BUS			FROM TAP				TO TAP		TAP	CONTROLLED BUS AND RANGE					
NO.	NAME	BASE	NO.	NAME	BASE	CIR	PU	KV	MIN KV	MAX KV	PU	KV	RATIO (F/T)	NO.	PU	ACT KV	MIN KV	MAX KV
15	LOJA	69	244	LOJ-F	100	1	0.969	66.84	62.10	75.90	1.000	100.00	0.969	15	1.003	69.18	68.57	69.43
20	BABAHOYO	69	216	BAB-F	100	1	0.994	68.57	62.10	75.90	1.000	100.00	0.994	20	1.004	69.26	68.57	69.43
22	MACHALA1	69	218	MAC-F1	100	1	1.038	71.59	62.10	75.90	1.000	100.00	1.038	22	1.010	69.66	68.57	69.43
224	PAS-F2	100	27	PASCUALS	69	1	1.050	105.00	90.00	110.00	1.000	69.00	1.050	27	1.003	69.17	68.57	69.43
28	S.ELENA	69	226	ELE-F	100	1	1.025	70.72	62.10	75.90	1.000	100.00	1.025	28	1.005	69.32	68.57	69.43
30	POSORJA9	69	229	POS-F	100	1	0.956	65.98	62.10	75.90	1.000	100.00	0.956	30	1.002	69.13	68.57	69.43
208	TRI-F2	100	38	TRINIT69	69	1	1.006	100.62	90.00	110.00	1.000	69.00	1.006	38	1.002	69.13	68.57	69.43
43	POLICENT	69	230	POL-F	100	1	1.056	72.88	62.10	75.90	1.000	100.00	1.056	43	1.002	69.14	68.57	69.43
46	QUEVEDO	69	245	QUE-F2	100	1	1.013	69.86	62.10	75.90	1.000	100.00	1.013	46	1.002	69.13	68.57	69.43
48	PORTOVIE	69	246	MAN-F1	100	1	1.031	71.16	62.10	75.90	1.000	100.00	1.031	48	0.997	68.78	68.57	69.43
48	PORTOVIE	69	247	MAN-F2	100	1	1.031	71.16	62.10	75.90	1.000	100.00	1.031	48	0.997	68.78	68.57	69.43
54	ESMERALD	69	252	ESM-F	100	1	1.100	75.90H	62.10	75.90	1.000	100.00	1.100	54	0.962	66.35*	68.57	69.43
56	S/EA9-BA	46	255	S/E19-F	100	1	1.062	48.87	41.40	50.60	1.000	100.00	1.062	56	0.992	45.62	45.71	46.29
59	S.ROS-BA	46	288	SRO-F2	100	1	1.056	48.59	41.40	50.60	1.000	100.00	1.056	59	0.997	45.84	45.71	46.29
59	S.ROS-BA	46	289	FICT-TRP	100	1	1.056	48.59	41.40	50.60	1.000	100.00	1.056	59	0.997	45.84	45.71	46.29
63	S.ALE-BA	46	262	S.ALE-F	100	1	1.062	48.87	41.40	50.60	1.000	100.00	1.062	63	0.995	45.77	45.71	46.29
69	ESPEJ-23	23	68	ESPEJ138	138	1	1.044	24.01	20.70	25.30	1.000	138.00	1.044	69	0.997	22.93	22.86	23.14
75	LATAC-69	69	274	LAT-F	100	1	1.013	69.86	62.10	75.90	1.000	100.00	1.013	75	0.994	68.61	68.57	69.43
77	IBARR-BA	69	275	IBA-F1	100	1	1.019	70.29	62.10	75.90	1.000	100.00	1.019	77	0.987	68.09*	68.57	69.43
79	IBARRABA	34.5	278	IBA-F2	100	1	1.006	34.72	31.05	37.95	1.000	100.00	1.006	79	0.987	34.04*	34.28	34.72
92	TULCAN69	69	291	TUL-F	100	1	0.969	66.84	62.10	75.90	1.000	100.00	0.969	92	0.976	67.36*	68.57	69.43
103	POMA-BA	23	102	POMAS138	138	1	1.094	25.16	20.70	25.30	1.000	138.00	1.094	103	0.992	22.81	22.86	23.14

H = HIGH, L = LOW, F = FIXED LIMITS

* = DESIRED VOLTAGE NOT HELD

PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISION DE 230 KV

PROTECCION PRIMARIA DE DISTANCIA DE LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV																								
LINEA	S/E	RCT	RTP	IMP. PRIMARIA		K	IMP.		RELE	TIPO	CALIBRACIONES									PROT. FASES		PROT. TIERRA		
				(OHMIOS)	(GRADOS)		SEC 1	SEC 2			KN %	K1	K4	K5	K6	K8	K11	K18	TETA	Z FASES (OHMIOS)	%	Z TIERRA (OHMIOS)	%	
STA. ROSA - STO. DOMINGO (77,7 KM)	1	STO. DOMINGO	160	2000	38,47	83,13	74,00	3,08	3,08	GEC	YTG_33_FULL	82,72	1,05	0,55	8,00	1,00	1,00	1,08	1,00	75,00	4,62	150,00	4,75	154,22
	2	STA. ROSA	160	2000	123,98	77,7		9,92	9,92			82,72	1,05	0,55	8,00	1,00	1,00	1,08	1,00	75,00	4,62	150,00	5,75	154,22
STO. DOMINGO - QUEVEDO (104 KM)	1	STO. DOMINGO	160	2000	49,57	82,89	78,80	3,97	3,97	GEC	YTG_33_FULL	81,7	1,12	0,82	8,00	1,00	1,00	1,1	1,00	75,00	7,35	185,14	7,25	182,62
	2	QUEVEDO	160	2000	166,75	79,86		13,34	13,34			81,7	1,12	0,82	8,00	1,00	1,00	1,1	1,00	75,00	7,35	185,14	7,25	182,62
QUEVEDO - PASCUALES (145,25 KM)	1	PASCUALES	160	2000	69,20	82,88	78,86	5,54	5,54	GEC	YTG_33_FULL									75,00	8,32	150,18	8,32	150,18
	2	QUEVEDO	160	2000	232,9	79,86		18,63	18,63													75,00	8,32	150,18
PAUTE - MILAGRO (135,74 KM)	1	MILAGRO	240	2000	69,34	83,04	75,32	8,32	8,32	GEC	YTG_33_FULL	74,34	1,08	0,82	16,00	1,03	1,00	1,08	1,00	60,00	14,54	174,76	14,54	174,76
	2	PAUTE	240	2000	226,00	78,44		27,12	27,12			74,34	1,08	0,82	16,00	1,03	1,00	1,08	1,00	60,00	14,54	174,76	14,54	174,76
MILAGRO - PASCUALES (52,7 KM)	1	MILAGRO	240	2000	25,11	83,00	78,80	3,01	2,01	GEC	YTG_33_FULL	74,00	1,05	1,00	4,00	1,03	1,00	1,05	1,00	60,00	4,31	143,19	4,31	143,19
	2	PASCUALES	160	2000	84,47	79,86		10,14	6,76			74,00	1,05	1,00	4,00	1,03	1,00	1,05	1,00	60,00	4,31	143,19	4,31	143,19
STA. ROSA - TOTORAS (110,09 KM)	1	TOTORAS	120	2000	54,51	83,14	74,10	3,27	4,36	GEC	YTG_33_FULL	1,04	1,05	0,61	8,00	1,02	1,00	1,04	1,00	60,00	5,19	158,72	5,19	158,72
	2	STA. ROSA	160	2000	175,68	77,73		10,54	14,05			1,04	1,05	0,61	8,00	1,02	1,00	1,04	1,00	60,00	5,19	158,72	5,19	158,72
TOTORAS - RIOBAMBA (42,88 KM)	1	RIOBAMBA	120	2000	21,20	83,13	74,26	1,27	1,27	GEC	YTG_33_FULL									60,00	1,88	148,03	1,88	148,03
	2	TOTORAS	120	2000	68,43	77,72		4,11	4,11													60,00	1,88	148,03
PAUTE - PASCUALES (*) (188,43 KM)	1	PASCUALES	160	2000	91,35	82,98	76,66	7,305	10,96	GEC	YTG_33_FULL									75,00	10,96	150,03	10,96	150,03
	2	PAUTE	240	2000	301,43	78,92																75,00	16,44	150,03
TOTORAS - PAUTE (200,2 KM)	1	TOTORAS	120	2000	99,1	83,13	74,12	5,95	5,95	GEC	YTG_33_FULL									75,00	10,70	179,83	10,70	179,83
	2	PAUTE	120	2000	319,47	77,72		19,17	19,17													75,00	10,70	179,83

(*) Alcance de las unidades según criterio de Sección 3.2

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION DE 138Kv

LINEA	S/E	RCT	RTP	IMP. PRIMARIA		K	IMP.		RELE	PROTECCION SECUNDARIA DISTANCIA TIPO A																
				(OHMIOS)	(GRADOS)		SEC 1	SEC 2		PROTECCION DE FASE																
				TIPO	Z1BAS (OHMIOS)		T1 (%)	Z2BAS (OHMIOS)		T2 (%)	Z3BAS (OHMIOS)	T3 (%)	Z1 (OHMIOS)	TETA 1 (GRADOS)	%	Z2 (OHMIOS)	TETA 2 (GRADOS)	%	Z3 (OHMIOS)	TETA 3 (GRADOS)	%					
IBARRA - TULCAN (74.48KM)	1	IBARRA	120	1200	38,36	74,83	78,16	3,84	3,84	GENERAL	CEY	3,00	83,00	3,00	60			3,61	60	91,05	5,00	60	125,94			
	2	TULCAN	120	1200	128,30	77,41		12,83	12,83	ELECTRIC	CEY	3,00	83,00	3,00	60			3,61	60	91,05	5,00	60	125,94			
MULALO - VICENTINA (74 KM)	1	MULALO	80	1200	38,12	74,83	78,13	2,54	2,54	GENERAL	GXY	1,50	68,00	3,00	90	3,00	75,00	2,21	60	83,91	3,33	60	126,80	4,00	75	157,39
	2	VICENTINA	80	1200	127,48	77,41		8,50	8,50	ELECTRIC	GXY	1,50	68,00	3,00	90	3,00	75,00	2,21	60	83,91	3,33	60	126,80	4,00	75	157,39
PUCARA - AMBATO (27.74 KM)	1	PUCARA	80	1200	14,28	74,85	78,18	0,95	0,95	GENERAL	GXX	4,00	59,00	0,40	39	1,00	70,00	0,68	90	73,79	1,03	90	111,59	1,43	60	144,99
	2	AMBATO	80	1200	47,79	77,41		3,19	3,19	ELECTRIC	GXX	4,00	59,00	0,40	24	1,00	42,00	0,68	60	73,79	1,67	60	181,32	2,38	75	241,67
PUCARA - MULALO (35 KM)	1	PUCARA	80	1200	18,04	74,82	78,10	1,20	1,20	GENERAL	GXY	0,75	75,00	2,00	100	3,00	100,00	1,00	60	80,39	2,00	60	160,79	3,00	75	249,50
	2	MULALO	80	1200	60,30	77,41		4,02	4,02	ELECTRIC	GXY	0,75	75,00	2,00	100	3,00	100,00	1,00	60	80,39	2,00	60	160,79	3,00	75	249,50
STA ROSA - VICENTINA (18.5KM)	1	STA. ROSA	80	1200	9,53	74,83	78,12	0,64	0,64	GENERAL	GXX	0,40	78,00	0,40	47	1,00	33,00	0,51	90	83,62	0,85	90	138,81	3,03	60	461,02
	2	VICENTINA	80	1200	31,87	77,40		2,12	2,12	ELECTRIC	GXX	0,40	78,00	0,40	47	1,00	33,00	0,51	90	83,62	0,85	90	138,81	3,03	60	461,02
VICENTINA - IBARRA (80 KM)	1	VICENTINA	80	1200	41,19	74,77	75,29	2,75	4,12	GENERAL	GXY	1,50	66,00	3,00	88	3,00	60,00	2,27	60	79,98	3,41	60	119,97	5,00	75	181,99
	2	IBARRA	120	1200	134,23	75,09		8,95	13,42	ELECTRIC	GXY	3,00	82,00	3,00	50	3,00	30,00	3,67	60	85,83	6,00	60	135,36	10,00	75	242,67
CUENCA - LOJA (134.2 KM)	1	CUENCA	100	1200	71,09	72,23	75,90	5,92	4,74	GENERAL	CEY	1,50	36,00	3,00	47			4,17	60	68,80	6,38	60	105,38			
	2	LOJA	80	1200	232,97	76,60		19,41	15,53	ELECTRIC	CEY	3,00	69,00	2,00	26			4,30	60	89,73	7,69	60	158,75			

LINEA	S/E	RCT	RTP	IMP. PRIMARIA		K	IMP.		RELE	PROTECCION SECUNDARIA DISTANCIA TIPO C												
				(OHMIOS)	(GRADOS)		SEC 1	SEC 2		PROTECCION DE FASE												
				TIPO	Z1 (OHMIOS)		TETA 1 (GRADOS)	%		Z2 (OHMIOS)	t2 (mS)	TETA 2 (GRADOS)	%	Z3 (OHMIOS)	t3 (mS)	TETA 3 (GRADOS)	%					
STO.DGO-ESMERALDAS (158.8 KM)	1	DOMINGO	160	1200	80,8	71,94	73,91	10,77	8,43	GEC	YTG31	8,56	75	79,46	13,6	300,00	75	128,23	22,4	800,00	75	207,92
	2	ESMERALDAS	120	1150	259,96	76,37		34,66	27,13	Measure.	YTG31	7,02	75	83,32	10,2	300,00	75	121,07	14,63	800,00	75	173,65

LINEA	S/E	RCT	RTP	IMP. PRIMARIA		K	IMP.		RELE	PROTECCION SECUNDARIA SOBRECORRIENTE					
				(OHMIOS)	(GRADOS)		SEC 1	SEC 2		PROTECCION DE FASE					
				TIPO	TAP		DIAL	INSTANTANEA (A)							
TOTORAS - AMBATO (7 KM)	1	TOTORAS	120	1200	3,7	72,31	76,25	0,37	0,37	ENGLISH	CDD	5	0,3	13	
	2	AMBATO	120	1200	12,16	76,59		1,22	1,22	ELECTRIC	CDD	5	0,3	7	

Términos Empleados en Tablas.

Z_{bas} (ohmios), Z_B y T (%) : taps de relé

Z (ohmios) y Teta (grados) : impedancia de relé

%: Porcentaje de la línea (Ohmios primario)

K: Factor de compensación de secuencia cero para fallas a tierra, es igual a la siguiente expresión:

$$K = \frac{\left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right)}{3}$$

Donde:

Z₀: Impedancia de la línea de secuencia cero.

Z₁: Impedancia de la línea de secuencia positiva.

Cálculo de Resistencias de Cortocircuito

En la presencia de fallas entre fases, la impedancia de cortocircuito o de falla, es predominantemente resistiva y depende de la magnitud de la resistencia del arco eléctrico. Para fallas que involucren tierra, se toma en cuenta además de la resistencia de arco, la de la toma a tierra y un componente de la estructura que soporta a la línea.

Cuando no se utilizan hilos de guarda o cuando éstos están aislados de las torres, la resistencia de la toma de tierra es la resistencia del lugar de la torre donde ocurrió la falla, más la resistencia de la tierra de regreso a la fuente.

Cuando los hilos de guarda se conectan a las torres de acero o a las conexiones de puesta a tierra en los postes, el efecto es parecido al que resultaría si todas las resistencias de tierra se conectaran en paralelo, lo que hace que la resistencia de tierra sea despreciable. La resistencia de la toma de tierra de cada torre, generalmente se obtiene resistencias relativamente bajas ya que se cuenta con varillas o mallas de puesta a tierra.

Hay ocasiones, cuando el conductor se rompe y cae a tierra. En estas fallas, la resistencia de contacto de tierra puede ser mucho más elevada que la resistencia de la toma de tierra de las torres. La resistencia de contacto depende de las condiciones geológicas del sitio donde cae el cable. La resistencia aumenta, si la humedad de la tierra aumenta.

Mediante investigaciones experimentales, se ha obtenido muchas expresiones que tratan de relacionar a la resistencia de arco con parámetros tales como: Longitud del arco, velocidad del viento, corriente de falla, voltaje nominal de la línea, etc. Una expresión obtenida es:

$$R_a = 50 V_L / I$$

Donde,

R_a = Resistencia de arco.

V_L = Magnitud del voltaje nominal entre fases del sistema, en KV.

I = Magnitud de la corriente en el arco eléctrico, en Amperios.

Tomando los valores, obtenidos del reporte del módulo SC del programa CAPE para el caso I (Anexo 5):

$$I = 4914.39 \text{ A}$$

$$V_L = 219.19 \text{ KV}$$

Entonces, según la fórmula anterior, el valor de resistencia de arco (R_a) es:

$$R_a = 50 (219.19) / 4914.39 = 2.23 \text{ Ohmios.}$$

Se concluye que, la componente de resistencia de tierra puede variar dentro de límites tan amplios que lo único práctico que se puede hacer es utilizar los valores medidos para una falla en cualquier localidad dada, es por eso que se tomaron los valores de 5, 15, y 40 Ohmios, que son valores registrados por TRANSELECTRIC, en fallas de línea a tierra dentro del sistema nacional de transmisión, SNT.

Estudio de Cortocircuito de la Línea Santo Domingo – Santa Rosa.

Caso 1: Falla a 0,1% de la Línea desde Santo Domingo.

Fault SLG_5_OHMS:

 Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
 "999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
 SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Substation SANTO DOMINGO

Bus 999001 S.DGO230

	+ seq	- seq	0 seq / 3Io	Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.953 V (p.u.) @	-29.41	FI
Voltage (kV) Ph-Gnd >	A phase	B phase	C phase		A phase	B phase	C phase		C phase
	79.1378 @-38.777	26.8135 @155.241	43.3736 @161.113		24.5720 @-98.641	119.713 @-159.81	107.955 @93.7518		

Thev. Impedance(Ohms)> 3.13547+j 30.454 4.54415+j 15.725 4.70973+j 26.055

Fault Currents (Amps)> 1638.13 @-98.641 1638.13 @-98.641 4914.39 @-98.641 | 4914.39 @-98.641 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA:

57 S.ROS230 1 424.013 @-99.693 381.784 @-105.71 772.505 @-97.015 | 1061.28 @-101.20 110.158 @83.6135 192.617 @58.8591

SANTO DOMINGO:

49 S.DGO230 1 1214.22 @-98.273 1260.13 @-96.504 4142.26 @-98.944 | 3854.47 @-97.935 110.158 @-96.386 192.617 @-121.14

 Substation SANTO DOMINGO

Bus 50 S.DGO138

	+ seq	- seq	0 seq / 3Io	Ref	138.00 kV @0	Prefault	0.969 V (p.u.) @	-31.87	CO
Voltage (kV) Ph-Gnd >	A phase	B phase	C phase		A phase	B phase	C phase		C phase
	48.3983 @-42.910	12.8362 @141.025	15.6590 @155.013		21.4639 @-58.310	65.6694 @-162.00	59.0249 @81.6209		

Branch Currents (Amps) from >

ESMERALDAS:

52 ESMER138 1 108.000 @135.918 86.7324 @-100.77 157.220 @-97.162 | 117.971 @-148.26 179.325 @1.97730 140.442 @-134.53

52 ESMER138 2 108.000 @135.918 86.7324 @-100.77 157.220 @-97.162 | 117.971 @-148.26 179.325 @1.97730 140.442 @-134.53

SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 49 S.DGO230):

248 SDO-F1 1 420.234 @-46.171 608.588 @103.235 1759.45 @101.904 | 863.680 @87.9624 974.063 @176.672 988.979 @54.1806

SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 51 S.DOMING):

250 SDO-F2 1 204.532 @131.622 455.625 @-67.855 1465.87 @-74.078 | 758.283 @-77.049 617.844 @-6.4056 712.611 @-122.40

Substation SANTA ROSA

Bus 57 S.ROS230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.942 V (p.u.) @ -29.41 CO
 Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 94.1348 @-34.973 11.9235 @152.659 10.5911 @165.700 | 72.6031 @-39.177 106.952 @-152.66 103.137 @85.5870

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138):
 254 SRO-F1 1 649.081 @176.560 561.519 @-104.92 1334.90 @-98.150 | 1274.11 @-132.18 872.549 @16.4611 647.399 @-105.27
 SANTO DOMINGO:
 49 S.DGO230 1 Branch has been modified or outaged
 49 S.DGO230 2 401.939 @81.7977 385.245 @74.1296 781.657 @82.7953 | 1045.30 @79.2279 87.7769 @-106.59 182.223 @-113.37
 SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 49 S.DGO230):
 999001 S.DGO230 1 403.580 @81.7959 386.872 @74.1601 786.578 @82.7862 | 1050.22 @79.2378 87.7759 @-106.59 182.223 @-113.37
 TOTORAS:
 85 TOTOR230 1 495.816 @-57.488 105.436 @-108.35 117.270 @-91.846 | 603.640 @-67.393 395.315 @-174.27 504.757 @71.8165
 85 TOTOR230 2 495.816 @-57.488 105.436 @-108.35 117.270 @-91.846 | 603.640 @-67.393 395.315 @-174.27 504.756 @71.8165

Substation QUEVEDO

Bus 44 QUEVE230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.971 V (p.u.) @ -26.74 CO
 Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 99.6679 @-30.970 13.1577 @153.886 13.0806 @164.201 | 74.0718 @-34.482 114.567 @-149.63 110.551 @89.9875

Branch Currents (Amps) from >

PASCUALES:
 24 PASCU230 1 338.697 @-71.380 152.337 @-104.36 149.324 @-94.544 | 522.402 @-82.696 198.052 @162.887 330.258 @70.3530
 24 PASCU230 2 338.697 @-71.380 152.337 @-104.36 149.324 @-94.544 | 522.402 @-82.696 198.052 @162.887 330.258 @70.3530
 QUEVEDO (Real bus is QUEVEDO 45 QUEVE138):
 242 QUE-F1 1 294.646 @-110.61 246.119 @-103.16 793.542 @-101.62 | 803.299 @-105.38 40.1965 @96.7195 71.9048 @-36.390
 SANTO DOMINGO:
 49 S.DGO230 1 462.302 @96.9928 275.381 @76.1747 545.267 @80.3114 | 906.317 @87.4634 206.991 @-22.208 321.748 @-115.79
 49 S.DGO230 2 462.302 @96.9928 275.381 @76.1747 545.267 @80.3114 | 906.317 @87.4634 206.991 @-22.208 321.748 @-115.79

Substation SANTO DOMINGO

Bus 49 S.DGO230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.953 V (p.u.) @ -29.41 CO
 Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 79.1809 @-38.763 26.7657 @155.220 43.2002 @161.126 | 24.6233 @-98.026 119.624 @-159.77 107.892 @93.6926

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:
 44 QUEVE230 1 487.348 @-85.555 268.202 @-103.52 525.906 @-99.374 | 921.170 @-93.328 239.570 @151.756 338.474 @58.1020
 44 QUEVE230 2 487.348 @-85.555 268.202 @-103.52 525.906 @-99.374 | 921.170 @-93.328 239.570 @151.756 338.474 @58.1020
 SANTA ROSA:
 57 S.ROS230 1 Branch has been modified or outaged
 57 S.ROS230 2 422.400 @-99.699 380.158 @-105.74 767.613 @-97.005 | 1056.41 @-101.22 110.175 @83.6230 192.620 @58.8517
 SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):

```

248 SDO-F1      1 258.607 @133.828 374.516 @-76.765 2323.40 @-99.390 | 967.371 @-103.13 597.310 @-48.266 1062.18 @-121.63
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTA ROSA 57 S.ROS230 ):
999001 S.DGO230 1 1214.20 @81.7271 1260.13 @83.4956 4142.28 @81.0559 | 3854.46 @82.0647 110.183 @83.6214 192.629 @58.8518

```

Caso 2: Falla a 99,9% de la Línea desde Santo Domingo.

Fault SLG_5_OHMS:

```

-----
Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.999 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)
-----

```

Substation SANTO DOMINGO

Bus 999001 S.DGO230

	+ seq	- seq	0 seq / 3Io	Ref 230.00 kV @0	Prefault 0.942 V (p.u.) @	-29.41 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd >	A phase	B phase	C phase	A phase	B phase	C phase
74.7223 @-42.297	25.4074 @160.153	36.7214 @164.826	32.3063 @-97.238	109.027 @-159.54	99.0032 @90.0619	

Thev. Impedance(Ohms)> 1.99647+j 25.398 2.57520+j 11.512 2.35399+j 16.887

Fault Currents (Amps)> 2153.75 @-97.238 2153.75 @-97.238 6461.26 @-97.238 | 6461.26 @-97.238 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA:

57 S.ROS230 1 1804.33 @-97.220 1900.65 @-97.791 5928.04 @-97.605 | 5680.94 @-97.545 160.971 @-67.606 138.075 @-136.35

SANTO DOMINGO:

49 S.DGO230 1 349.426 @-97.331 253.856 @-93.091 534.683 @-93.168 | 780.989 @-95.004 160.971 @112.394 138.075 @43.6546

Substation SANTA ROSA

Bus 58 S.ROS138

	+ seq	- seq	0 seq / 3Io	Ref 138.00 kV @0	Prefault 0.979 V (p.u.) @	-32.65 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd >	A phase	B phase	C phase	A phase	B phase	C phase
51.3268 @-44.303	9.23956 @150.692	13.5811 @160.966	31.2135 @-59.512	64.8913 @-163.26	59.3936 @82.4660	

Branch Currents (Amps) from >

ESPEJO:

68 ESPEJ138 1 414.152 @131.628 284.947 @-98.292 845.897 @-92.727 | 416.167 @-142.38 663.493 @-8.0381 619.069 @-126.43

PAPALLACTA:

122 PAPA-ALT 1 230.402 @-89.959 280.535 @-83.986 562.680 @-84.676 | 697.726 @-86.141 103.418 @64.3878 58.0895 @132.781

SANTA ROSA:

64 G-S.ROSA 1 276.324 @-101.51 101.537 @-108.63 475.113 @-109.03 | 535.126 @-105.08 167.764 @161.419 143.995 @5.62036

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 57 S.ROS230):

254 SRO-F1	1	1192.55 @23.6042	1889.07 @82.5572	5511.72 @84.8514	4442.25 @70.2330	1714.39 @-177.33	1557.53 @63.0954
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 59 S.ROS-BA):							
288 SRO-F2	1	175.181 @155.607	209.222 @-96.874	791.394 @-93.429	446.210 @-116.68	328.734 @-13.934	353.534 @-118.01
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 59 S.ROS-BA):							
289 FICT-TRP	1	175.181 @155.607	209.222 @-96.874	791.394 @-93.429	446.210 @-116.68	328.734 @-13.934	353.534 @-118.01
SANTA ROSA:							
664 G-S.ROSA	1	276.318 @-101.52	105.264 @-112.42	475.113 @-109.03	538.227 @-105.85	161.299 @162.937	147.764 @8.29131
SELVA ALEGRE:							
62 S.ALE138	1	404.947 @131.586	255.933 @-96.318	728.480 @-91.056	358.606 @-147.20	629.342 @-5.3485	583.675 @-125.46
VICENTINA:							
71 VICEN138	1	477.962 @-104.50	456.316 @-100.37	882.161 @-95.764	1226.19 @-100.87	204.474 @73.1302	155.123 @57.4768

Substation TOTORAS

Bus	85 TOTOR230			Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.980 V (p.u.) @ -20.70 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd >	96.0181 @-24.466	12.6384 @158.671	11.8914 @167.141		71.8167 @-26.927	109.651 @-143.22	106.681 @95.9109

Branch Currents (Amps) from >

PAUTE:

3 PAUTE230	1	471.642 @-56.769	99.9014 @-102.90	99.8689 @-89.019	576.065 @-65.736	376.074 @-175.35	476.783 @72.9470
RIOBAMBA:							
86 RIOBA230	1	438.780 @-63.327	171.881 @-99.351	236.136 @-89.551	662.485 @-75.162	276.682 @178.474	411.534 @74.6732
SANTA ROSA:							
57 S.ROS230	1	608.738 @116.411	235.832 @78.4235	421.730 @86.8260	941.625 @103.240	392.563 @4.05014	545.029 @-106.26
57 S.ROS230	2	608.738 @116.411	235.832 @78.4235	421.729 @86.8260	941.625 @103.240	392.563 @4.05013	545.029 @-106.26
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 84 TOTOR138):							
280 TOT-F1	1	315.768 @-74.174	200.086 @-102.82	508.671 @-95.671	668.087 @-87.860	135.652 @-166.22	201.840 @73.7333

Substation SANTO DOMINGO

Bus	49 S.DGO230			Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.953 V (p.u.) @ -29.41 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd >	86.5101 @-38.049	15.6866 @154.058	13.9449 @167.090		59.2690 @-46.993	103.007 @-154.18	98.2357 @83.2674

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:

44 QUEVE230	1	425.366 @-81.947	155.039 @-104.40	169.664 @-93.417	628.039 @-88.389	287.380 @149.882	384.052 @54.9032
44 QUEVE230	2	425.366 @-81.947	155.039 @-104.40	169.664 @-93.417	628.039 @-88.389	287.380 @149.882	384.052 @54.9032
SANTA ROSA:							
57 S.ROS230	1	Branch has been modified or outaged					
57 S.ROS230	2	329.395 @84.6872	256.883 @86.5451	541.431 @86.5998	766.654 @85.7598	134.557 @-68.328	123.783 @-126.87
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):							
248 SDO-F1	1	257.895 @134.405	219.493 @-77.928	749.987 @-93.426	317.357 @-118.10	399.621 @-5.5022	520.712 @-124.26
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTA ROSA 57 S.ROS230):							
999001 S.DGO230	1	331.550 @84.6746	259.033 @86.5137	547.884 @86.5544	773.111 @85.7347	134.557 @-68.328	123.782 @-126.87

Substation SANTA ROSA

Bus	57 S.ROS230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.942 V (p.u.) @	-29.41	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase		
Voltage (kV) Ph-Gnd >	74.7840 @-42.272	25.3341 @160.138	36.4741 @164.864		32.3847 @-96.558	108.897 @-159.47	98.9298 @89.9684			

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA	58 S.ROS138) :								
254 SRO-F1	1	753.188 @-156.40	1193.10 @-97.443	4597.20 @-98.986		3188.19 @-109.88	995.060 @-17.995	1364.69 @-115.17		
SANTO DOMINGO:										
49 S.DGO230	1	Branch has been modified or outaged								
49 S.DGO230	2	347.298 @-97.333	251.711 @-93.055	528.281 @-93.120		774.575 @-94.987	160.989 @112.397	138.080 @43.6447		
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO	49 S.DGO230) :								
999001 S.DGO230	1	1804.31 @82.7805	1900.66 @82.2087	5928.06 @82.3953		5680.94 @82.4552	160.998 @112.394	138.092 @43.6464		
TOTORAS:										
85 TOTOR230	1	625.790 @-66.066	228.794 @-101.30	404.262 @-92.674		952.762 @-77.714	411.880 @179.324	555.836 @69.9843		
85 TOTOR230	2	625.790 @-66.066	228.794 @-101.30	404.262 @-92.674		952.763 @-77.714	411.880 @179.324	555.836 @69.9843		

Estudio de Cortocircuito de la Barra Santo Domingo 230 kV.

Caso 3: Falla en la Barra Santo Domingo 230 kV.

Fault SLG_5_OHMS:

Paso 1:

SLG_5_OHMS at bus "49 S.DGO230"

Substation SANTO DOMINGO

Bus 49 S.DGO230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.953 V (p.u.) @ -29.41 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 79.0980 @-38.801 26.8231 @155.238 43.3014 @161.141 | 24.6112 @-98.624 119.635 @-159.80 107.865 @93.7032
Thev. Impedance(Ohms)> 3.13383+j 30.437 4.54386+j 15.704 4.68897+j 25.971
Fault Currents (Amps)> 1640.74 @-98.624 1640.74 @-98.624 4922.23 @-98.624 | 4922.23 @-98.624 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:

44 QUEVE230 1 488.109 @-85.561 268.779 @-103.50 527.138 @-99.359 | 922.927 @-93.325 239.802 @151.731 338.827 @58.1073
44 QUEVE230 2 488.109 @-85.561 268.779 @-103.50 527.138 @-99.359 | 922.927 @-93.325 239.802 @151.731 338.827 @58.1073

SANTA ROSA:

57 S.ROS230 1 423.785 @-99.680 381.336 @-105.72 770.015 @-96.987 | 1059.77 @-101.20 110.573 @83.6802 193.246 @58.8583
57 S.ROS230 2 423.785 @-99.680 381.336 @-105.72 770.014 @-96.987 | 1059.77 @-101.20 110.573 @83.6802 193.246 @58.8583

SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):

248 SDO-F1 1 258.629 @133.822 375.320 @-76.748 2328.84 @-99.374 | 969.802 @-103.08 598.511 @-48.311 1064.12 @-121.62
=====

Substation SANTO DOMINGO

Bus	50 S.DGO138				Ref	138.00 kV @0	Prefault	0.969 V (p.u.) @	-31.87 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	48.3494 @-42.953	12.8638 @141.043	15.6957 @155.029		21.3735 @-58.536	65.6586 @-162.03	58.9967 @81.6036		

Branch Currents (Amps) from >

ESMERALDAS:

52 ESMER138	1	108.017 @135.906	86.9185 @-100.75	157.588 @-97.147		118.126 @-148.14	179.512 @1.95791	140.597 @-134.58
52 ESMER138	2	108.017 @135.906	86.9185 @-100.75	157.588 @-97.147		118.126 @-148.14	179.512 @1.95791	140.597 @-134.58
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO		49 S.DGO230):					
248 SDO-F1	1	420.271 @-46.177	609.894 @103.252	1763.58 @101.920		866.128 @88.0296	975.388 @176.658	990.440 @54.1760
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO		51 S.DOMING):					
250 SDO-F2	1	204.532 @131.622	456.603 @-67.838	1469.30 @-74.062		760.362 @-77.013	618.792 @-6.4149	713.808 @-122.39

Substation SANTA ROSA

Bus	57 S.ROS230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.942 V (p.u.) @	-29.41 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	94.0983 @-34.988	11.9352 @152.666	10.5906 @165.723		72.5596 @-39.205	106.921 @-152.67	103.104 @85.5689		

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA		58 S.ROS138):					
254 SRO-F1	1	649.023 @176.620	562.069 @-104.91	1334.84 @-98.128		1274.94 @-132.14	872.788 @16.4924	646.650 @-105.26
SANTO DOMINGO:		49 S.DGO230):					
49 S.DGO230	1	403.346 @81.8123	386.433 @74.1518	784.084 @82.8133		1048.70 @79.2465	88.1506 @-106.46	182.856 @-113.39
49 S.DGO230	2	403.346 @81.8123	386.433 @74.1518	784.084 @82.8133		1048.70 @79.2465	88.1506 @-106.46	182.856 @-113.39
TOTORAS:		85 TOTOR230):					
85 TOTOR230	1	496.041 @-57.503	105.535 @-108.34	117.264 @-91.824		603.972 @-67.405	395.420 @-174.29	505.003 @71.8072
85 TOTOR230	2	496.041 @-57.503	105.535 @-108.34	117.265 @-91.824		603.972 @-67.405	395.420 @-174.29	505.003 @71.8072

Substation QUEVEDO

Bus	44 QUEVE230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.971 V (p.u.) @	-26.74 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	99.6148 @-30.985	13.1859 @153.903	13.1113 @164.217		73.9652 @-34.521	114.546 @-149.63	110.521 @89.9793		

Branch Currents (Amps) from >

PASCUALES:

24 PASCU230	1	339.167 @-71.406	152.666 @-104.34	149.674 @-94.529		523.333 @-82.712	198.245 @162.826	330.624 @70.3458
24 PASCU230	2	339.167 @-71.406	152.666 @-104.34	149.674 @-94.529		523.333 @-82.712	198.245 @162.826	330.624 @70.3458
QUEVEDO (Real bus is QUEVEDO		45 QUEVE138):					
242 QUE-F1	1	295.200 @-110.57	246.646 @-103.14	795.401 @-101.61		805.008 @-105.35	40.1036 @96.8660	71.9290 @-36.389
SANTO DOMINGO:		49 S.DGO230):					
49 S.DGO230	1	463.088 @96.9819	275.974 @76.1923	546.545 @80.3270		908.134 @87.4638	207.224 @-22.244	322.115 @-115.79
49 S.DGO230	2	463.088 @96.9819	275.974 @76.1923	546.545 @80.3270		908.134 @87.4638	207.224 @-22.244	322.115 @-115.79

Paso 2:

Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1 at "57 S.ROS230"; New bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)
 Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 2 at "57 S.ROS230"; New bus "999002 S.ROS230" (NEWBUS2)
 SLG_5_OHMS at bus "49 S.DGO230"

 Substation SANTO DOMINGO
 Bus 49 S.DGO230

				Ref	230.00 kV @0	Prefault 1.005 V (p.u.) @ -29.58 CO		
				0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase	
		+ seq	- seq					
Voltage (kV) Ph-Gnd	>	71.4247 @-38.267	29.3274 @145.758	37.3562 @158.584	14.3964 @-101.79	111.526 @-157.85	97.0866 @88.8751	
Thev. Impedance(Ohms)> 9.31260+j 65.813 11.6675+j 28.242 6.50549+j 38.375								
Fault Currents (Amps)> 959.758 @-101.79 959.758 @-101.79 2879.27 @-101.79 2879.27 @-101.79 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000								

Branch Currents (Amps) from >
 QUEVEDO:
 44 QUEVE230 1 549.058 @-89.758 295.244 @-113.14 454.789 @-101.92 | 979.670 @-98.511 267.546 @143.412 451.124 @53.8819
 44 QUEVE230 2 549.058 @-89.758 295.244 @-113.14 454.789 @-101.92 | 979.670 @-98.511 267.546 @143.412 451.124 @53.8819
 SANTA ROSA:
 57 S.ROS230 1 Branch has been modified or outaged
 57 S.ROS230 2 Branch has been modified or outaged
 999001 S.ROS230 1 19.1137 @-128.28 7.84819 @55.7402 19.9788 @68.5095 | 5.49792 @-155.04 27.5187 @116.920 25.0266 @-8.3328
 999002 S.ROS230 2 19.1137 @-128.28 7.84819 @55.7402 19.9805 @68.5095 | 5.49750 @-155.04 27.5191 @116.919 25.0267 @-8.3316
 SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):
 248 SDO-F1 1 258.755 @133.201 410.360 @-86.228 2009.09 @-101.93 | 922.390 @-108.23 584.866 @-38.994 926.640 @-128.86

Substation SANTA ROSA
 Bus 999002 S.ROS230

				Ref	230.00 kV @0	Prefault 1.010 V (p.u.) @ -29.62 CO		
				0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase	
		+ seq	- seq					
Voltage (kV) Ph-Gnd	>	71.7932 @-38.303	29.4787 @145.722	37.7661 @158.436	14.3633 @-102.64	112.209 @-157.99	97.7318 @88.9437	
Branch Currents (Amps) from > SANTO DOMINGO: 49 S.DGO230 2 0.00006 @-128.30 0.00002 @55.7224 0.00001 @79.4551 0.00003 @-135.48 0.00008 @126.397 0.00008 @-20.276								

 Substation SANTA ROSA
 Bus 999001 S.ROS230

				Ref	230.00 kV @0	Prefault 1.010 V (p.u.) @ -29.62 CO		
				0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase	
		+ seq	- seq					
Voltage (kV) Ph-Gnd	>	71.7932 @-38.303	29.4787 @145.722	37.7661 @158.436	14.3633 @-102.64	112.209 @-157.99	97.7318 @88.9437	
Branch Currents (Amps) from > SANTO DOMINGO: 49 S.DGO230 1 0.00006 @-128.30 0.00002 @55.7224 0.00001 @79.4551 0.00003 @-135.48 0.00008 @126.397 0.00008 @-20.276								

Substation SANTO DOMINGO

Bus	50 S.DGO138				Ref	138.00 kV @0	Prefault	1.023 V (p.u.) @	-31.92 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	43.5699 @-42.864	14.0648 @131.563	13.5407 @152.471		16.6610 @-50.505	61.4125 @-161.07	52.8151 @77.4546		

Branch Currents (Amps) from >

ESMERALDAS:

52 ESMER138	1	108.048 @134.697	95.0333 @-110.23	135.951 @-99.705		129.712 @-153.92	190.533 @-0.3414	123.085 @-141.97	
52 ESMER138	2	108.048 @134.697	95.0333 @-110.23	135.951 @-99.705		129.712 @-153.92	190.533 @-0.3414	123.085 @-141.97	
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 49 S.DGO230):									
248 SDO-F1	1	420.474 @-46.798	666.835 @93.7722	1521.44 @99.3616		874.319 @79.3570	1046.71 @178.156	880.889 @43.6669	
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 51 S.DOMING):									
250 SDO-F2	1	204.532 @131.622	499.232 @-77.318	1267.57 @-76.620		748.634 @-84.518	665.850 @-2.7036	636.369 @-134.16	

Substation SANTA ROSA

Bus	57 S.ROS230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.916 V (p.u.) @	-29.44 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	119.768 @-29.792	0.11067 @117.360	0.00152 @176.793		119.673 @-29.763	119.867 @-149.77	119.762 @90.1563		

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138):

254 SRO-F1	1	738.827 @141.663	5.18014 @-140.02	0.19124 @-87.041		739.851 @142.059	742.683 @21.3923	733.973 @-98.463	
SANTO DOMINGO:									
49 S.DGO230	1	Branch has been modified or outaged							
49 S.DGO230	2	Branch has been modified or outaged							

TOTORAS:

85 TOTOR230	1	369.413 @-38.337	2.59007 @39.9819	0.09559 @92.9625		369.925 @-37.941	371.341 @-158.61	366.986 @81.5366
85 TOTOR230	2	369.413 @-38.337	2.59007 @39.9819	0.09559 @92.9625		369.925 @-37.941	371.341 @-158.61	366.986 @81.5366

Substation QUEVEDO

Bus	44 QUEVE230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	1.002 V (p.u.) @	-26.88 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	95.7135 @-30.294	14.3467 @144.572	11.3097 @161.657		70.3678 @-31.156	111.580 @-148.59	105.275 @88.4735		

Branch Currents (Amps) from >

PASCUALES:

24 PASCU230	1	379.804 @-77.090	168.958 @-114.20	129.196 @-97.080		567.139 @-88.962	217.910 @156.772	393.480 @63.7476	
24 PASCU230	2	379.804 @-77.090	168.958 @-114.20	129.196 @-97.080		567.139 @-88.962	217.910 @156.772	393.480 @63.7476	
QUEVEDO (Real bus is QUEVEDO 45 QUEVE138):									
242 QUE-F1	1	333.617 @-113.14	268.359 @-112.48	686.104 @-104.17		828.769 @-110.46	80.9460 @82.9352	115.995 @15.4637	
SANTO DOMINGO:									
49 S.DGO230	1	523.946 @92.1110	303.104 @66.5614	471.530 @77.7701		964.724 @81.9822	232.450 @-32.855	434.237 @-121.97	
49 S.DGO230	2	523.946 @92.1110	303.104 @66.5614	471.530 @77.7701		964.724 @81.9822	232.450 @-32.855	434.237 @-121.97	

Substation SANTO DOMINGO

```
Bus      49 S.DGO230
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 230.00 kV @0      Prefault 1.005 V (p.u.) @ -29.58 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 71.4247 @-38.267 29.3274 @145.758 37.3562 @158.584 | 14.3964 @-101.79 111.526 @-157.85 97.0866 @88.8751
          A phase      B phase      C phase
Thev. Impedance(Ohms)> 9.31260+j 65.813 11.6675+j 28.242 6.50549+j 38.375
Fault Currents (Amps)> 959.758 @-101.79 959.758 @-101.79 2879.27 @-101.79 | 2879.27 @-101.79 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
QUEVEDO:
  44 QUEVE230      1 549.058 @-89.758 295.244 @-113.14 454.789 @-101.92 | 979.670 @-98.511 267.546 @143.412 451.124 @53.8819
  44 QUEVE230      2 549.058 @-89.758 295.244 @-113.14 454.789 @-101.92 | 979.670 @-98.511 267.546 @143.412 451.124 @53.8819
SANTA ROSA:
  57 S.ROS230      1 Branch has been modified or outaged
  57 S.ROS230      2 Branch has been modified or outaged
999001 S.ROS230    1 19.1137 @-128.28 7.84819 @55.7402 19.9788 @68.5095 | 5.49792 @-155.04 27.5187 @116.920 25.0266 @-8.3328
999002 S.ROS230    2 19.1137 @-128.28 7.84819 @55.7402 19.9805 @68.5095 | 5.49750 @-155.04 27.5191 @116.919 25.0267 @-8.3316
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138 ):
  248 SDO-F1      1 258.755 @133.201 410.360 @-86.228 2009.09 @-101.93 | 922.390 @-108.23 584.866 @-38.994 926.640 @-128.86
```

Estudio de Cortocircuito de la Barra Santa Rosa 230 kV.

Caso 4: Falla en la Barra Santa Rosa 230 kV.

Fault SLG_5_OHMS:

Paso 1:

```

Substation SANTA ROSA
Bus      57 S.ROS230
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 230.00 kV @0      Prefault 0.942 V (p.u.) @ -29.41 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 74.6586 @-42.354 25.4133 @160.171 36.5965 @164.892 | 32.3950 @-97.209 108.877 @-159.51 98.8615 @89.9652
Thev. Impedance(Ohms)> 1.99256+j 25.370 2.57098+j 11.483 2.32860+j 16.785
Fault Currents (Amps)> 2159.66 @-97.209 2159.66 @-97.209 6478.99 @-97.209 | 6478.99 @-97.209 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138 ):
 254 SRO-F1 1 754.197 @-156.22 1196.83 @-97.410 4612.63 @-98.958 | 3198.99 @-109.81 996.508 @-18.082 1367.19 @-115.18
SANTO DOMINGO:
 49 S.DGO230 1 348.999 @-97.301 253.153 @-93.049 531.290 @-93.096 | 778.723 @-94.964 161.564 @112.382 138.699 @43.7395
 49 S.DGO230 2 348.999 @-97.301 253.153 @-93.049 531.289 @-93.096 | 778.722 @-94.964 161.564 @112.382 138.700 @43.7395
TOTORAS:
 85 TOTOR230 1 626.796 @-66.102 229.512 @-101.27 405.619 @-92.646 | 954.992 @-77.738 412.160 @179.270 556.423 @69.9699
 85 TOTOR230 2 626.796 @-66.102 229.512 @-101.27 405.619 @-92.646 | 954.992 @-77.738 412.160 @179.270 556.422 @69.9699
-----
Substation SANTA ROSA
Bus      58 S.ROS138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 0.979 V (p.u.) @ -32.65 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 51.2607 @-44.370 9.26845 @150.724 13.6267 @160.994 | 31.1129 @-59.748 64.8679 @-163.30 59.3456 @82.4424

Branch Currents (Amps) from >
ESPEJO:
 68 ESPEJ138 1 414.161 @131.627 285.838 @-98.260 848.736 @-92.699 | 417.196 @-142.17 664.423 @-8.0685 619.924 @-126.45
PAPALLACTA:
 122 PAPA-ALT 1 230.907 @-89.959 281.412 @-83.954 564.568 @-84.648 | 699.727 @-86.119 103.813 @64.2908 58.1653 @133.087
SANTA ROSA:
 64 G-S.ROSA 1 276.849 @-101.50 101.854 @-108.59 476.708 @-109.01 | 536.500 @-105.06 167.960 @161.486 144.105 @5.58332
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 57 S.ROS230 ):
 254 SRO-F1 1 1194.15 @23.7819 1894.98 @82.5897 5530.21 @84.8794 | 4457.32 @70.3118 1716.23 @-177.36 1559.51 @63.0696
    
```

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 59 S.ROS-BA):
 288 SRO-F2 1 175.051 @155.713 209.876 @-96.842 794.050 @-93.401 | 447.866 @-116.56 329.142 @-13.977 354.015 @-118.01
 SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 59 S.ROS-BA):
 289 FICT-TRP 1 175.051 @155.713 209.876 @-96.842 794.050 @-93.401 | 447.866 @-116.56 329.142 @-13.977 354.015 @-118.01
 SANTA ROSA:
 664 G-S.ROSA 1 276.843 @-101.50 105.593 @-112.39 476.708 @-109.01 | 539.613 @-105.83 161.478 @163.009 147.877 @8.26230
 SELVA ALEGRE:
 62 S.ALE138 1 404.956 @131.584 256.733 @-96.286 730.925 @-91.028 | 359.348 @-146.97 630.162 @-5.3752 584.425 @-125.48
 VICENTINA:
 71 VICEN138 1 479.672 @-104.43 457.742 @-100.34 885.122 @-95.736 | 1230.33 @-100.83 204.901 @73.2543 155.881 @57.5274

 Substation TOTORAS

Bus 85 TOTOR230
 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.980 V (p.u.) @ -20.70 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 95.9231 @-24.491 12.6777 @158.704 11.9313 @167.169 | 71.6479 @-26.985 109.597 @-143.24 106.621 @95.8942

Branch Currents (Amps) from >

PAUTE:
 3 PAUTE230 1 472.290 @-56.812 100.219 @-102.87 100.205 @-88.991 | 577.155 @-65.779 376.406 @-175.41 477.350 @72.9230
 RIOBAMBA:
 86 RIOBA230 1 439.544 @-63.368 172.422 @-99.319 236.929 @-89.523 | 664.096 @-75.189 276.923 @178.397 412.050 @74.6571
 SANTA ROSA:
 57 S.ROS230 1 609.771 @116.368 236.572 @78.4556 423.145 @86.8540 | 943.936 @103.212 392.832 @3.98726 545.629 @-106.28
 57 S.ROS230 2 609.771 @116.368 236.572 @78.4556 423.145 @86.8540 | 943.936 @103.212 392.832 @3.98725 545.629 @-106.28
 TOTORAS (Real bus is TOTORAS 84 TOTOR138):
 280 TOT-F1 1 316.435 @-74.213 200.709 @-102.79 510.378 @-95.643 | 669.991 @-87.868 135.637 @-166.25 201.960 @73.7109

 Substation SANTO DOMINGO

Bus 49 S.DGO230
 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.953 V (p.u.) @ -29.41 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 86.4352 @-38.091 15.7100 @154.081 13.9401 @167.138 | 59.1957 @-47.085 102.935 @-154.19 98.1674 @83.2218

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:
 44 QUEVE230 1 426.070 @-81.945 155.266 @-104.38 169.606 @-93.370 | 628.956 @-88.377 287.929 @149.855 384.744 @54.9050
 44 QUEVE230 2 426.070 @-81.945 155.266 @-104.38 169.606 @-93.370 | 628.956 @-88.377 287.929 @149.855 384.744 @54.9050
 SANTA ROSA:
 57 S.ROS230 1 331.136 @84.7108 258.338 @86.5529 544.470 @86.6245 | 770.864 @85.7786 135.150 @-68.339 124.456 @-126.81
 57 S.ROS230 2 331.136 @84.7108 258.338 @86.5529 544.470 @86.6245 | 770.864 @85.7786 135.150 @-68.339 124.455 @-126.81
 SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):
 248 SDO-F1 1 257.921 @134.400 219.820 @-77.905 749.729 @-93.378 | 317.355 @-118.03 400.014 @-5.4476 520.741 @-124.27

Substation SANTA ROSA

```

Bus      57 S.ROS230
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 230.00 kV @0          Prefault 0.942 V (p.u.) @ -29.41 CO
          Voltage (kV) Ph-Gnd > 74.6586 @-42.354 25.4133 @160.171 36.5965 @164.892 | 32.3950 @-97.209 108.877 @-159.51 98.8615 @89.9652
          Thev. Impedance(Ohms)> 1.99256+j 25.370 2.57098+j 11.483 2.32860+j 16.785
          Fault Currents (Amps)> 2159.66 @-97.209 2159.66 @-97.209 6478.99 @-97.209 | 6478.99 @-97.209 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138 ):
  254 SRO-F1 1 754.197 @-156.22 1196.83 @-97.410 4612.63 @-98.958 | 3198.99 @-109.81 996.508 @-18.082 1367.19 @-115.18
SANTO DOMINGO:
  49 S.DGO230 1 348.999 @-97.301 253.153 @-93.049 531.290 @-93.096 | 778.723 @-94.964 161.564 @112.382 138.699 @43.7395
  49 S.DGO230 2 348.999 @-97.301 253.153 @-93.049 531.289 @-93.096 | 778.722 @-94.964 161.564 @112.382 138.700 @43.7395
TOTORAS:
  85 TOTOR230 1 626.796 @-66.102 229.512 @-101.27 405.619 @-92.646 | 954.992 @-77.738 412.160 @179.270 556.423 @69.9699
  85 TOTOR230 2 626.796 @-66.102 229.512 @-101.27 405.619 @-92.646 | 954.992 @-77.738 412.160 @179.270 556.422 @69.9699
  
```

Paso 2:

```

Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 2
at "85 TOTOR230"; New bus "999001 TOTOR230" (NEWBUS1)
Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
at "85 TOTOR230"; New bus "999002 TOTOR230" (NEWBUS2)
SLG_5_OHMS at bus "57 S.ROS230"
  
```

Substation SANTA ROSA

```

Bus      57 S.ROS230
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 230.00 kV @0          Prefault 0.941 V (p.u.) @ -40.56 CO
          Voltage (kV) Ph-Gnd > 66.6785 @-53.333 25.0884 @144.697 32.5793 @151.126 | 25.0025 @-111.56 98.5509 @-170.07 89.8509 @76.6974
          Thev. Impedance(Ohms)> 3.34218+j 36.851 3.57664+j 14.620 2.48960+j 19.386
          Fault Currents (Amps)> 1666.83 @-111.56 1666.83 @-111.56 5000.49 @-111.56 | 5000.49 @-111.56 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138 ):
  254 SRO-F1 1 840.806 @-133.14 1183.41 @-112.95 4106.68 @-112.72 | 3353.54 @-117.82 509.135 @-37.887 662.130 @-129.71
SANTO DOMINGO:
  49 S.DGO230 1 453.370 @-89.817 251.367 @-108.79 473.006 @-106.86 | 851.489 @-98.459 228.662 @147.342 321.636 @55.8455
  49 S.DGO230 2 453.370 @-89.817 251.367 @-108.79 473.005 @-106.86 | 851.488 @-98.459 228.662 @147.342 321.636 @55.8456
TOTORAS:
  85 TOTOR230 1 Branch has been modified or outaged
  
```

85 TOTOR230 2 Branch has been modified or outaged
 999001 TOTOR230 2 25.1482 @-143.37 9.46227 @54.6617 24.2893 @60.9797 | 10.7825 @-178.90 33.9938 @104.302 33.0261 @-20.367
 999002 TOTOR230 1 25.1482 @-143.37 9.46227 @54.6617 24.2908 @60.9797 | 10.7823 @-178.91 33.9942 @104.301 33.0261 @-20.366

 Substation TOTORAS
 Bus 999002 TOTOR230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.950 V (p.u.) @ -40.63 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 67.3611 @-53.404 25.3453 @144.626 33.2832 @150.836 | 25.0878 @-112.43 99.7693 @-170.33 90.9928 @76.8293

Branch Currents (Amps) from >
 SANTA ROSA:
 57 S.ROS230 1 0.00002 @-143.40 0.00001 @54.6262 0.00001 @76.5185 | 0.00001 @-170.27 0.00003 @109.837 0.00003 @-25.792

 Substation TOTORAS
 Bus 999001 TOTOR230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.950 V (p.u.) @ -40.63 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 67.3611 @-53.404 25.3453 @144.626 33.2831 @150.836 | 25.0878 @-112.43 99.7692 @-170.33 90.9928 @76.8293

Branch Currents (Amps) from >
 SANTA ROSA:
 57 S.ROS230 2 0.00002 @-143.40 0.00001 @54.6262 0.00001 @76.5185 | 0.00001 @-170.27 0.00003 @109.837 0.00003 @-25.792

 Substation SANTA ROSA
 Bus 58 S.ROS138 Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.981 V (p.u.) @ -42.00 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 47.0117 @-52.261 9.13675 @135.271 12.1301 @147.228 | 27.0323 @-63.449 59.7284 @-171.72 54.9903 @72.6218

Branch Currents (Amps) from >
 ESPEJO:
 68 ESPEJ138 1 415.126 @131.543 281.776 @-113.71 755.525 @-106.47 | 497.245 @-157.69 628.513 @-11.712 550.613 @-132.16

PAPALLACTA:
 122 PAPA-ALT 1 275.463 @-88.008 277.414 @-99.407 502.565 @-98.414 | 717.235 @-94.821 61.7331 @97.4719 156.421 @91.9175

SANTA ROSA:
 64 G-S.ROSA 1 321.887 @-98.432 100.407 @-124.05 424.354 @-122.77 | 550.777 @-109.07 240.259 @162.047 200.062 @26.6295

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 57 S.ROS230):
 254 SRO-F1 1 1331.28 @46.8578 1873.73 @67.0522 4923.89 @71.1118 | 4772.72 @62.9265 943.426 @177.035 512.037 @44.7065

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 59 S.ROS-BA):
 288 SRO-F2 1 159.699 @165.096 206.894 @-112.30 706.845 @-107.17 | 482.078 @-128.84 262.130 @-18.752 265.250 @-125.62

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 59 S.ROS-BA):
 289 FICT-TRP 1 159.699 @165.096 206.894 @-112.30 706.845 @-107.17 | 482.078 @-128.84 262.130 @-18.752 265.250 @-125.62

SANTA ROSA:
 664 G-S.ROSA 1 321.880 @-98.436 104.093 @-127.84 424.354 @-122.77 | 552.385 @-109.86 235.306 @163.468 207.008 @27.5585

SELVA ALEGRE:
 62 S.ALE138 1 405.928 @131.499 253.085 @-111.74 650.652 @-104.79 | 441.148 @-161.39 600.016 @-8.8597 522.470 @-130.73

VICENTINA:
 71 VICEN138 1 756.660 @-87.922 457.056 @-116.10 788.934 @-109.51 | 1438.45 @-100.47 330.367 @155.404 611.144 @60.7712

Substation TOTORAS

Bus	85 TOTOR230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	1.044 V (p.u.) @	-10.36 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd	> 131.872 @-10.074	0.32464 @113.747	0.01940 @145.285		131.674 @-9.9534	132.198 @-130.07	131.745 @109.804		

Branch Currents (Amps) from >

PAUTE:

3 PAUTE230	1	114.781 @-38.243	1.46941 @38.3349	0.05241 @-161.55		115.121 @-37.539	115.870 @-158.74	113.365 @81.5529
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

RIOBAMBA:

86 RIOBA230	1	35.8235 @-66.356	0.96338 @-133.01	0.29815 @-116.85		36.2813 @-67.874	34.9020 @173.980	36.3085 @54.8382
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTA ROSA:

57 S.ROS230 1 Branch has been modified or outaged

57 S.ROS230 2 Branch has been modified or outaged

TOTORAS (Real bus is TOTORAS 84 TOTOR138):

280 TOT-F1	1	147.348 @135.179	0.53697 @-157.33	0.33738 @56.8748		147.577 @135.329	147.759 @15.0426	146.709 @-104.83
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

Substation SANTO DOMINGO

Bus	49 S.DGO230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.947 V (p.u.) @	-37.65 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd	> 79.4394 @-44.057	15.4426 @138.715	12.4084 @153.370		52.3664 @-48.945	95.7915 @-160.86	90.5036 @75.3901		

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:

44 QUEVE230	1	545.079 @-78.729	155.434 @-120.17	151.064 @-107.13		717.201 @-88.914	396.326 @161.394	547.693 @54.5670
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

44 QUEVE230	2	545.079 @-78.729	155.434 @-120.17	151.064 @-107.13		717.201 @-88.914	396.326 @161.394	547.693 @54.5670
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTA ROSA:

57 S.ROS230	1	440.724 @92.0754	256.488 @70.8182	484.738 @72.8593		845.075 @82.1149	210.448 @-28.412	316.154 @-120.02
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

57 S.ROS230	2	440.724 @92.0754	256.488 @70.8182	484.739 @72.8593		845.075 @82.1149	210.448 @-28.412	316.154 @-120.02
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):

248 SDO-F1	1	261.258 @133.896	216.079 @-93.271	667.348 @-107.15		353.159 @-137.18	384.642 @-7.8653	469.701 @-132.73
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

Substation SANTA ROSA

Bus	57 S.ROS230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.941 V (p.u.) @	-40.56 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd	> 66.6785 @-53.333	25.0884 @144.697	32.5793 @151.126		25.0025 @-111.56	98.5509 @-170.07	89.8509 @76.6974		

Thev. Impedance(Ohms)> 3.34218+j 36.851 3.57664+j 14.620 2.48960+j 19.386

Fault Currents (Amps)> 1666.83 @-111.56 1666.83 @-111.56 5000.49 @-111.56 | 5000.49 @-111.56 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138):

254 SRO-F1	1	840.806 @-133.14	1183.41 @-112.95	4106.68 @-112.72		3353.54 @-117.82	509.135 @-37.887	662.130 @-129.71
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTO DOMINGO:

49 S.DGO230	1	453.370 @-89.817	251.367 @-108.79	473.006 @-106.86		851.489 @-98.459	228.662 @147.342	321.636 @55.8455
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

49 S.DGO230	2	453.370	@-89.817	251.367	@-108.79	473.005	@-106.86		851.488	@-98.459	228.662	@147.342	321.636	@55.8456
TOTORAS:														
85 TOTOR230	1	Branch has been modified or outaged												
85 TOTOR230	2	Branch has been modified or outaged												
999001 TOTOR230	2	25.1482	@-143.37	9.46227	@54.6617	24.2893	@60.9797		10.7825	@-178.90	33.9938	@104.302	33.0261	@-20.367
999002 TOTOR230	1	25.1482	@-143.37	9.46227	@54.6617	24.2908	@60.9797		10.7823	@-178.91	33.9942	@104.301	33.0261	@-20.366

Estudio de Cortocircuito de la Línea Santo Domingo – Quevedo.

Caso 5: Falla a 0,1% de la Línea desde Santo Domingo.

Fault SLG_5_OHMS:

Midline node on "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1
 "999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
 SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

 Substation SANTO DOMINGO

Bus 999001 S.DGO230				Ref 230.00 kV @0		Prefault 0.953 V (p.u.) @ -29.40 FI
	+ seq	- seq	0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd >	79.1609 @-38.757	26.8130 @155.232	43.4123 @161.117	24.5520 @-98.648	119.771 @-159.81	107.991 @93.7818
Thev. Impedance(Ohms)> 3.13887+j 30.462 4.54818+j 15.737 4.71259+j 26.101						
Fault Currents (Amps)>	1636.80 @-98.648	1636.80 @-98.648	4910.41 @-98.648	4910.41 @-98.648	0.00000 @0.00000	0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:

44 QUEVE230	1 488.112 @-85.582	269.228 @-103.50	529.628 @-99.380	924.214 @-93.351	239.285 @151.805	338.059 @58.1091
-------------	--------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

SANTO DOMINGO:

49 S.DGO230	1 1166.56 @-104.08	1368.73 @-97.695	4380.83 @-98.560	3991.06 @-99.874	239.285 @-28.195	338.059 @-121.89
-------------	--------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

 Substation SANTO DOMINGO

Bus 50 S.DGO138				Ref 138.00 kV @0		Prefault 0.969 V (p.u.) @ -31.87 CO
	+ seq	- seq	0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd >	48.4197 @-42.891	12.8265 @141.018	15.6473 @155.006	21.4976 @-58.219	65.6781 @-161.99	59.0400 @81.6309

Branch Currents (Amps) from >

ESMERALDAS:

52 ESME138	1 107.992 @135.923	86.6665 @-100.78	157.103 @-97.170	117.924 @-148.30	179.254 @1.98297	140.389 @-134.52
52 ESME138	2 107.992 @135.923	86.6665 @-100.78	157.103 @-97.170	117.924 @-148.30	179.254 @1.98297	140.389 @-134.52
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 49 S.DGO230):						
248 SDO-F1	1 420.218 @-46.169	608.125 @103.227	1758.15 @101.896	862.875 @87.9372	973.587 @176.673	988.500 @54.1834
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 51 S.DOMING):						
250 SDO-F2	1 204.532 @131.622	455.279 @-67.862	1464.78 @-74.086	757.591 @-77.064	617.512 @-6.4069	712.224 @-122.40

Substation SANTA ROSA

Bus 57 S.ROS230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.942 V (p.u.) @ -29.41 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 94.1777 @-34.960 11.9007 @152.641 10.5580 @165.699 | 72.6959 @-39.141 106.965 @-152.65 103.157 @85.5893

Branch Currents (Amps) from >

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 58 S.ROS138):
 254 SRO-F1 1 649.044 @176.494 560.443 @-104.94 1330.73 @-98.151 | 1271.48 @-132.27 872.492 @16.4953 646.867 @-105.24
 SANTO DOMINGO:
 49 S.DGO230 1 402.062 @81.7920 385.310 @74.1271 781.669 @82.7900 | 1045.50 @79.2234 87.8706 @-106.55 182.312 @-113.38
 49 S.DGO230 2 402.062 @81.7920 385.310 @74.1271 781.669 @82.7900 | 1045.50 @79.2234 87.8705 @-106.55 182.312 @-113.38
 TOTORAS:
 85 TOTOR230 1 495.554 @-57.465 105.225 @-108.36 116.903 @-91.847 | 603.058 @-67.363 395.256 @-174.24 504.568 @71.8248
 85 TOTOR230 2 495.554 @-57.465 105.225 @-108.36 116.903 @-91.847 | 603.058 @-67.363 395.256 @-174.24 504.568 @71.8248

Substation QUEVEDO

Bus 44 QUEVE230 Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.971 V (p.u.) @ -26.74 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 99.6683 @-30.967 13.1675 @153.888 13.1124 @164.192 | 74.0314 @-34.485 114.592 @-149.63 110.568 @90.0022

Branch Currents (Amps) from >

PASCUALES:
 24 PASCU230 1 338.694 @-71.388 152.458 @-104.36 149.687 @-94.553 | 522.639 @-82.709 197.936 @162.888 330.166 @70.3610
 24 PASCU230 2 338.694 @-71.388 152.458 @-104.36 149.687 @-94.553 | 522.639 @-82.709 197.936 @162.888 330.166 @70.3610
 QUEVEDO (Real bus is QUEVEDO 45 QUEVE138):
 242 QUE-F1 1 294.638 @-110.62 246.302 @-103.16 795.471 @-101.63 | 804.112 @-105.38 39.6690 @96.7311 71.9935 @-36.899
 SANTO DOMINGO:
 49 S.DGO230 1 Branch has been modified or outaged
 49 S.DGO230 2 461.500 @97.0115 274.777 @76.1616 544.133 @80.2979 | 904.517 @87.4683 206.750 @-22.146 321.328 @-115.78
 SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 49 S.DGO230):
 999001 S.DGO230 1 463.081 @96.9568 276.410 @76.1922 549.053 @80.3071 | 909.409 @87.4352 206.752 @-22.145 321.329 @-115.78

Substation SANTO DOMINGO

Bus	49 S.DGO230				Ref	230.00 kV @0	Prefault	0.953 V (p.u.) @	-29.41	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase		
Voltage (kV) Ph-Gnd	> 79.2172 @-38.746	26.7453 @155.213	43.1681 @161.118		24.6249 @-97.802	119.629 @-159.76	107.912 @93.6919			

Branch Currents (Amps) from >

QUEVEDO:

44 QUEVE230 1 Branch has been modified or outaged

44 QUEVE230	2	486.549 @-85.542	267.600 @-103.53	524.772 @-99.387		919.379 @-93.324	239.312 @151.803	338.059 @58.1029
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTA ROSA:

57 S.ROS230	1	422.535 @-99.704	380.228 @-105.74	767.644 @-97.011		1056.62 @-101.22	110.280 @83.6467	192.718 @58.8426
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

57 S.ROS230	2	422.535 @-99.704	380.228 @-105.74	767.643 @-97.011		1056.62 @-101.22	110.280 @83.6466	192.719 @58.8427
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO 50 S.DGO138):

248 SDO-F1	1	258.597 @133.831	374.231 @-76.773	2321.67 @-99.398		966.584 @-103.15	596.905 @-48.257	1061.55 @-121.63
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

SANTO DOMINGO (Real bus is QUEVEDO 44 QUEVE230):

999001 S.DGO230	1	1166.53 @75.9242	1368.74 @82.3045	4380.86 @81.4399		3991.05 @80.1266	239.317 @151.799	338.077 @58.1034
-----------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

Estudio de Cortocircuito de la Línea Santa Rosa – Totoras.

Caso 6: Falla a 0,1% de la Línea desde Santa Rosa.

Fault SLG_5_OHMS:

Midline node on "57 S.ROS230" to "85 TOTOR230" Ckt 1
 "999001 S.ROS230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "57 S.ROS230"
 SLG_5_OHMS at bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)

```
-----
Substation SANTA ROSA
Bus 999001 S.ROS230
Ref 230.00 kV @0 Prefault 0.942 V (p.u.) @ -29.40 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
74.7576 @-42.261 25.4057 @160.161 36.7845 @164.805 | 32.2686 @-97.244 109.104 @-159.54 99.0794 @90.1196
Thev. Impedance(Ohms)> 1.99696+j 25.407 2.57533+j 11.526 2.36550+j 16.935
Fault Currents (Amps)> 2151.24 @-97.244 2151.24 @-97.244 6453.72 @-97.244 | 6453.72 @-97.244 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
SANTA ROSA:
57 S.ROS230 1 1646.99 @-108.59 1921.77 @-96.761 6046.01 @-97.548 | 5560.95 @-100.53 411.702 @-0.6163 555.318 @-110.00
TOTORAS:
85 TOTOR230 1 626.655 @-66.115 230.110 @-101.28 409.056 @-92.742 | 956.473 @-77.795 411.702 @179.384 555.318 @70.0030
-----
```

```
Substation SANTA ROSA
Bus 58 S.ROS138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.979 V (p.u.) @ -32.65 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
51.3581 @-44.278 9.22778 @150.689 13.5646 @160.960 | 31.2593 @-59.423 64.9060 @-163.24 59.4178 @82.4769
Branch Currents (Amps) from >
ESPEJO:
68 ESPEJ138 1 414.149 @131.628 284.584 @-98.295 844.873 @-92.734 | 415.722 @-142.45 663.119 @-8.0254 618.794 @-126.41
PAPALLACTA:
122 PAPA-ALT 1 230.184 @-89.953 280.178 @-83.989 561.998 @-84.682 | 696.927 @-86.142 103.242 @64.4300 58.0300 @132.712
SANTA ROSA:
64 G-S.ROSA 1 276.094 @-101.52 101.408 @-108.63 474.538 @-109.04 | 534.574 @-105.08 167.672 @161.404 143.918 @5.62679
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA 57 S.ROS230 ):
254 SRO-F1 1 1191.66 @23.5261 1886.65 @82.5545 5505.03 @84.8453 | 4436.01 @70.2095 1713.72 @-177.32 1557.34 @63.1044
```

SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA	59 S.ROS-BA):							
288 SRO-F2	1 175.223 @155.560	208.955 @-96.877	790.435 @-93.435		445.536 @-116.72	328.579 @-13.920	353.401 @-118.01		
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA	59 S.ROS-BA):							
289 FICT-TRP	1 175.223 @155.560	208.955 @-96.877	790.435 @-93.435		445.536 @-116.72	328.579 @-13.920	353.401 @-118.01		
SANTA ROSA:									
664 G-S.ROSA	1 276.087 @-101.52	105.130 @-112.42	474.538 @-109.04		537.672 @-105.85	161.214 @162.921	147.683 @8.29557		
SELVA ALEGRE:									
62 S.ALE138	1 404.944 @131.586	255.606 @-96.321	727.597 @-91.062		358.271 @-147.28	629.011 @-5.3371	583.434 @-125.45		
VICENTINA:									
71 VICEN138	1 477.100 @-104.52	455.720 @-100.38	881.086 @-95.770		1224.37 @-100.89	204.220 @73.0503	154.598 @57.4883		

Substation TOTORAS									
Bus 85 TOTOR230					Ref 230.00 kV @0	Prefault 0.980 V (p.u.) @	-20.70	CO	
	+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase		
Voltage (kV) Ph-Gnd >	96.0284 @-24.461	12.6508 @158.683	11.9387 @167.107		71.7669 @-26.927	109.690 @-143.23	106.722 @95.9329		

Branch Currents (Amps) from >									
PAUTE:									
3 PAUTE230	1 471.604 @-56.770	100.015 @-102.90	100.268 @-89.053		576.241 @-65.750	375.956 @-175.34	476.649 @72.9572		
RIOBAMBA:									
86 RIOBA230	1 438.731 @-63.328	172.063 @-99.342	237.077 @-89.584		662.908 @-75.178	276.510 @178.519	411.220 @74.6931		
SANTA ROSA:									
57 S.ROS230	1 Branch has been modified or outaged								
57 S.ROS230	2 607.795 @116.466	235.009 @78.4129	420.189 @86.8236		939.316 @103.289	392.434 @4.11386	544.487 @-106.24		
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA	57 S.ROS230):							
999001 S.ROS230	1 609.592 @116.354	237.156 @78.4522	426.636 @86.7618		945.373 @103.151	392.439 @4.11399	544.491 @-106.24		
TOTORAS (Real bus is TOTORAS	84 TOTOR138):							
280 TOT-F1	1 315.769 @-74.177	200.292 @-102.81	510.702 @-95.704		668.956 @-87.879	135.763 @-165.99	201.211 @73.7796		

Substation SANTO DOMINGO									
Bus 49 S.DGO230					Ref 230.00 kV @0	Prefault 0.953 V (p.u.) @	-29.41	CO	
	+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase	B phase	C phase		
Voltage (kV) Ph-Gnd >	86.5878 @-38.022	15.6412 @154.045	13.8767 @167.104		59.4391 @-46.889	103.023 @-154.16	98.2715 @83.2695		

Branch Currents (Amps) from >									
QUEVEDO:									
44 QUEVE230	1 424.685 @-81.928	154.579 @-104.42	168.833 @-93.404		626.621 @-88.372	287.100 @149.908	383.638 @54.9033		
44 QUEVE230	2 424.685 @-81.928	154.579 @-104.42	168.833 @-93.404		626.621 @-88.372	287.100 @149.908	383.638 @54.9033		
SANTA ROSA:									
57 S.ROS230	1 329.795 @84.6760	257.200 @86.5180	541.991 @86.5904		767.559 @85.7437	134.677 @-68.352	124.034 @-126.87		
57 S.ROS230	2 329.795 @84.6760	257.200 @86.5180	541.991 @86.5904		767.559 @85.7437	134.677 @-68.352	124.034 @-126.87		
SANTO DOMINGO (Real bus is SANTO DOMINGO	50 S.DGO138):							
248 SDO-F1	1 257.876 @134.411	218.857 @-77.941	746.317 @-93.412		315.799 @-118.26	399.216 @-5.3957	519.381 @-124.25		

```

-----
Substation SANTA ROSA
Bus      57 S.ROS230
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 230.00 kV @0      Prefault 0.942 V (p.u.) @ -29.41 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 74.8434 @-42.241  25.3017 @160.135  36.4299 @164.858 | 32.3958 @-96.297  108.916 @-159.46  98.9669 @89.9726
          A phase      B phase      C phase

Branch Currents (Amps) from >
SANTA ROSA (Real bus is SANTA ROSA      58 S.ROS138      ):
  254 SRO-F1      1 752.626 @-156.47  1191.57 @-97.446  4591.63 @-98.992 | 3183.79 @-109.90  994.601 @-17.971  1364.11 @-115.16
SANTA ROSA (Real bus is TOTORAS      85 TOTOR230      ):
999001 S.ROS230  1 1646.96 @71.4130  1921.78 @83.2388  6046.04 @82.4520 | 5560.94 @79.4734  411.718 @179.379  555.326 @69.9994
SANTO DOMINGO:
  49 S.DGO230      1 347.721 @-97.342  252.038 @-93.084  528.871 @-93.130 | 775.525 @-95.002  161.116 @112.379  138.340 @43.6600
  49 S.DGO230      2 347.721 @-97.342  252.038 @-93.084  528.870 @-93.130 | 775.524 @-95.002  161.116 @112.379  138.340 @43.6601
TOTORAS:
  85 TOTOR230      1 Branch has been modified or outaged
  85 TOTOR230      2 624.837 @-66.017  227.974 @-101.31  402.721 @-92.674 | 950.458 @-77.669  411.724 @179.382  555.297 @69.9997

```

Estudio de la Protección de Distancia de la Línea Santo Domingo - Santa Rosa.

Caso 1: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 57

Fault 1 of 1:

Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Simulation Area Definition

Center_Line "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 82 relays
12 distinct LZOPs 82 distinct relays
170 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA
Trip path PH_ZN (Relay ROS_DOM1; Tag 145 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 147 AUX) 1.5 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO
Trip path PH_ZN (Relay DOM_ROS1; Tag 110 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 151 AUX) 1.5 cycles from start
Simultaneous PG_ZN1 (Relay S_DOM_ROS1_G; Tag 287 DIST) 1.5 cycles from start

Backup LZOP: 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA

CTI: Min desired 0.3 Max desired 9999.0 Predicted 19.5 cycles

LZOP Summary Report

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
SANTA ROSA	47	P_DOM1_230	LINE	Primary	PH_ZN,RCVR	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
SANTO DOMINGO	48	P_ROS1_230	LINE	Primary	PH_ZN,RCVR,PG_ZN1	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
SANTA ROSA	49	P_DOM2_230	LINE	Backup	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Predicted
QUEVEDO	53	P_DOM1_230	LINE	Backup	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Predicted
QUEVEDO	54	P_DOM2_230	LINE	Backup	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
48 LINE	PRIMARY Branch "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1	3.0 cycles
47 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
Open breaker on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
at "49 S.DGO230"; New bus "999002 S.DGO230" (NEWBUS2)
Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1

at "57 S.ROS230"; New bus "999003 S.ROS230" (NEWBUS3)
 Fault command:
 APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 4.5 cycles 0.075 sec; step 1

Contact logic for all LZOPs after 4.5 cycles

LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT TRUE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT TRUE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	ROS_DOM1	145 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	147 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T3" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 2	290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T2" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T3" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_ROS2	159 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	165 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 51 P_QVD1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD1	168 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	173 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	175 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 2	295 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T2" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T3" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3

PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	296 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296	TIMER	"T2" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296	TIMER	"T3" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 52 P_QVD2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD2	169 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	177 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	179 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 297 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER	"T2" Unit 1 297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER	"T3" Unit 1 297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 298 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER	"T2" Unit 1 298 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER	"T3" Unit 1 298 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
--------------------	--------	------------	---------	----------------------------

PH_ZN	TRUE	QVD_DOM1	170	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	181	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	183	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	299 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	TIMER	"T2" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	TIMER	"T3" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	300 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	TIMER	"T2" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	TIMER	"T3" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 54 P_DOM2_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T))	

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	QVD_DOM2	171 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	185 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	187 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 301 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER	"T2" Unit 1 301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER	"T3" Unit 1 301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 302 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER	"T2" Unit 1 302 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER	"T3" Unit 1 302 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 63 P_TOT1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT1	250 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	253 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	255 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Measuring" Zone 2	327 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER "T2" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER "T3" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST "Z_Measuring" Zone 2	329 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER "T2" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER "T3" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 64 P_TOT2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT2	251 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	275 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	277 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Measuring" Zone 2	330 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER "T2" Unit 1	330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER "T3" Unit 1	330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised

PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	331 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER	"T2" Unit 1	331 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER	"T3" Unit 1	331 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 65 P_ROS1_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	TOT_ROS1	260 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	263 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	265 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 333 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER	"T2" Unit 1 333 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER	"T3" Unit 1 333 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 66 P_ROS2_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	TOT_ROS2	261 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	279 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	281 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 335 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER	"T2" Unit 1 335 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER	"T3" Unit 1 335 DIST "Z_Starting" Zone 3

Relay Element Summary at 4.5 cycles 0.075 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact Logic
												Init	Oper	Drop	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1	145	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	44.382 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	146	AUX							1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	RECEIVER	147	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Starting	3	160	2000	44.365 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	DOM_ROS1	110	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.5470 ohm @ 0		0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	150	AUX							1.5	1.5	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	RECEIVER	151	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	286	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.5460 ohm @ 0		0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	286	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	286	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.5460 ohm @ 0		0.0	1.5	Inf	PG_ZN1
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.5460 ohm @ 0		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
QUEVEDO	P_DOM1_230	B	QVD_DOM1	170	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	54.888 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM1_230	B	TRANSMITTE	180	AUX							1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM1_230	B	S_QVD_DOM1	300	DIST	Z_Starting	3	160	2000	54.888 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM1_230	B	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T2	1					1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM1_230	B	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T3	1					1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	QVD_DOM2	171	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	54.888 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	TRANSMITTE	184	AUX							1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	S_QVD_DOM2	302	DIST	Z_Starting	3	160	2000	54.888 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T2	1					1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T3	1					1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOM2	158	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	44.617 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	TRANSMITTE	160	AUX							1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOS2_G	294	DIST	Z_Starting	3	160	2000	43.599 ohm @ 60		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	B	RECEIVER	173	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_QVD2_230	B	RECEIVER	177	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	RECEIVER	165	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR

**Caso 2: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1
en el 99,9% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 57

Fault 1 of 1:

Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.999 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Simulation Area Definition

Center_Line "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 82 relays
12 distinct LZOPs 82 distinct relays
170 relay elements; 3000 allowed
Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.999 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA
Trip path PH_ZN (Relay ROS_DOM1; Tag 145 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 147 AUX) 1.5 cycles from start
Simultaneous PP_ZN1 (Relay ROS_DOM1_PHZ; Tag 289 DIST) 1.5 cycles from start
Simultaneous PG_ZN1 (Relay ROS_DOM1_G; Tag 290 DIST) 1.5 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO
Trip path PH_ZN (Relay DOM_ROS1; Tag 110 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 151 AUX) 1.5 cycles from start

Backup LZOP: 66 P_ROS2_230 at TOTORAS

CTI: Min desired 0.3 Max desired 9999.0 Predicted 19.5 cycles

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at			4.5 cycles from start:		Trip Path	LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B				
SANTA ROSA	47 P_DOM1_230		LINE	Primary	PH_ZN,RCVR,PP_ZN1,P	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
SANTO DOMINGO	48 P_ROS1_230		LINE	Primary	PH_ZN,RCVR	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
TOTORAS	66 P_ROS2_230		LINE	Backup	PP_ZN2,PP_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Predicted
TOTORAS	65 P_ROS1_230		LINE	Backup	PP_ZN2,PP_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Predicted
SANTO DOMINGO	50 P_ROS2_230		LINE	Backup	PG_ZN3,PG_ZN3T	49.5	3.0	52.5 Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
48 LINE	PRIMARY Branch "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1	3.0 cycles
47 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Midline node on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.999 from "49 S.DGO230"
Open breaker on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
at "49 S.DGO230"; New bus "999002 S.DGO230" (NEWBUS2)

Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1
 at "57 S.ROS230"; New bus "999003 S.ROS230" (NEWBUS3)
 Fault command:
 APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 4.5 cycles 0.075 sec; step 1

Contact logic for all LZOPs after 4.5 cycles

LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

```

PROTECCION_LT_230      TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT     TRUE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T) )
  
```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

```

PROTECCION_LT_230      TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT     TRUE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T) )
  
```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
--------------------	--------	------------	---------	----------------------------

PH_ZN	TRUE	ROS_DOM1	145	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	147	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	TRUE	ROS_DOM1_PHZ	289	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289	TIMER	"T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	ROS_DOM1_PHZ	289	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289	TIMER	"T3" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	TRUE	ROS_DOM1_G	290	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_G	290	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_G	290	TIMER	"T2" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOM1_G	290	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290	TIMER	"T3" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic	
-----	-----	-----	-----	-----	
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM2	158 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
RCVR	TRUE	RECEIVER	161 AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER	"T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER	"T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER	"T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER	"T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS2	159 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	165 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 51 P_QVD1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD1	168 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	173 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	175 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 2	295 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T2" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T3" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3

PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	296 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T2" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T3" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 52 P_QVD2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T))	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD2	169 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	177 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	179 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 297 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER	"T2" Unit 1 297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER	"T3" Unit 1 297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 298 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER	"T2" Unit 1 298 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER	"T3" Unit 1 298 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T))	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	QVD_DOM1	170 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	181 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	183 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 DIST "Z_Measuring" Zone 2	299 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 TIMER "T2" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 TIMER "T3" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 DIST "Z_Measuring" Zone 2	300 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 TIMER "T2" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 TIMER "T3" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 54 P_DOM2_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	QVD_DOM2	171 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	185 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	187 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Measuring" Zone 2	301 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER "T2" Unit 1	301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER "T3" Unit 1	301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Measuring" Zone 2	302 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER "T2" Unit 1	302 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER "T3" Unit 1	302 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 63 P_TOT1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT1	250 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	253 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	255 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Measuring" Zone 2	327 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER "T2" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER "T3" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST "Z_Measuring" Zone 2	329 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER "T2" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER "T3" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 64 P_TOT2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT2	251 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	275 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	277 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Measuring" Zone 2	330 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER "T2" Unit 1	330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER "T3" Unit 1	330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Measuring" Zone 2	331 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER "T2" Unit 1	331 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER "T3" Unit 1	331 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 65 P_ROS1_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	TOT_ROS1	260 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	263 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	265 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Measuring" Zone 2	333 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER "T2" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER "T3" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 66 P_ROS2_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	TOT_ROS2	261 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	279 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	281 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Measuring" Zone 2	335 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER "T2" Unit 1	335 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER "T3" Unit 1	335 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 4.5 cycles 0.075 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm		Predicted cyc			Contact Logic	
					Code	Designation Z/U			before dropout		Init	Oper	Drop		
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1	145	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2064	ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	146	AUX							1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	RECEIVER	147	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_P	289	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.0704	ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PP_ZN1
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_P	289	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.0704	ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_P	289	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_P	289	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2049	ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PG_ZN1
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.2049	ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	DOM_ROS1	110	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	50.164	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	150	AUX							1.5	1.5	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	RECEIVER	151	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	DIST	Z_Starting	3	160	2000	50.154	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	RECEIVER	161	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_TOT1_230	B	RECEIVER	253	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_TOT2_230	B	RECEIVER	275	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2	159	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	50.647	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	TRANSMITTE	164	AUX							1.5	1.5	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2_G	292	DIST	Z_Starting	3	160	2000	50.636	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
TOTORAS	P_ROS1_230	B	TOT_ROS1	260	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	57.612	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS1_230	B	TRANSMITTE	262	AUX							1.5	1.5	Inf	
TOTORAS	P_ROS1_230	B	TOT_ROS1_P	333	DIST	Z_Starting	3	120	2000	57.612	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS1_230	B	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T
TOTORAS	P_ROS1_230	B	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2	261	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	56.612	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TRANSMITTE	278	AUX							1.5	1.5	Inf	
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2_P	335	DIST	Z_Starting	3	120	2000	56.612	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T2	1					1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T3	1					1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T

Caso 3: Falla Fase a Tierra en la Barra Santo Domingo 230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

System Simulator - BUS FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored

Fault at bus 49

Checking Area center bus 49

Fault 1 of 1:

SLG_5_OHMS at bus "49 S.DGO230"

Simulation Area Definition

Center_Bus "49 S.DGO230"

Simulation_Depth 1

Mutual_Depth 0

Skip_Over_XFMR_Sim OFF

Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON

Pilots ON (pilot flags ignored)

Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX

LZOP_Type LINE MISC

AND_Limit_Relays_By X

AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 56 relays

8 distinct LZOPs 56 distinct relays

120 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

SLG_5_OHMS at bus "49 S.DGO230"

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA

Trip path PG_ZN2 (Relay ROS_DOS2_G; Tag 294 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay ROS_DOS2_G; Tag 294 TIMER) 21.0 cycles from start

Simultaneous trip of Primary LZOP: 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA

Trip path PG_ZN2 (Relay ROS_DOM1_G; Tag 290 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay ROS_DOM1_G; Tag 290 TIMER) 21.0 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 24.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
SANTA ROSA	47	P_DOM1_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0	Trips at step 1
SANTA ROSA	49	P_DOM2_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0	Trips at step 1
QUEVEDO	54	P_DOM2_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0	Predicted
QUEVEDO	53	P_DOM1_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0	Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
47 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1	3.0 cycles
49 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 2	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1

at "57 S.ROS230"; New bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)

Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 2

at "57 S.ROS230"; New bus "999002 S.ROS230" (NEWBUS2)

Fault command:

APPLY_FAULT SLG_5_OHMS 49 X

Fault is not cleared after 24.0 cycles 0.400 sec; step 1

Contact logic for all LZOPs after 24.0 cycles

LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

```

PROTECCION_LT_230          FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT        FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA    FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T) )
  
```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

```

PROTECCION_LT_230          TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT        FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA    TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T) )
  
```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	ROS_DOM1	145 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	147 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised

PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289	TIMER	"T3" Unit 1	289	DIST	"Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_G	290	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised		
PG_ZN2	TRUE	ROS_DOM1_G	290	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	290	TIMER	"T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	ROS_DOM1_G	290	TIMER	"T2" Unit 1	290	DIST	"Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOM1_G	290	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised		
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290	TIMER	"T3" Unit 1	290	DIST	"Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	TRUE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	TRUE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----

PH_ZN	FALSE	DOM_ROS2	159	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	165	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	TIMER	"T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	TIMER	"T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_G	292	TIMER	"T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_G	292	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292	TIMER	"T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 51 P_QVD1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic	
-----	-----	-----	-----	-----	
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD1	168 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
RCVR	TRUE	RECEIVER	173 AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	175 AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 295 TIMER "T2" Unit 1	
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER	"T2" Unit 1 295 DIST "Z_Starting" Zone 3	
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised	
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER	"T3" Unit 1 295 DIST "Z_Starting" Zone 3	
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 296 TIMER "T2" Unit 1	
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T2" Unit 1 296 DIST "Z_Starting" Zone 3	
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised	
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T3" Unit 1 296 DIST "Z_Starting" Zone 3	

LZOP 52 P_QVD2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD2	169 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	177 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	179 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST "Z_Measuring" Zone 2	297 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER "T2" Unit 1	297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER "T3" Unit 1	297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST "Z_Measuring" Zone 2	298 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER "T2" Unit 1	298 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER "T3" Unit 1	298 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	QVD_DOM1	170 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	181 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	183 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 DIST "Z_Measuring" Zone 2	299 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 TIMER "T2" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299 TIMER "T3" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised

PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	300 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 TIMER	"T2" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM1_G	300 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300 TIMER	"T3" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 54 P_DOM2_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	QVD_DOM2	171 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	185 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	187 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Measuring" Zone 2	301 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER "T2" Unit 1	301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER "T3" Unit 1	301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Measuring" Zone 2	302 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER "T2" Unit 1	302 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER "T3" Unit 1	302 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 24.0 cycles 0.400 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic	
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop		
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	QVD_DOM1	170	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	54.693 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	180	AUX						1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	DIST	Z_Starting	3	160	2000	54.693 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T2	1				1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T3	1				1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	QVD_DOM2	171	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	54.693 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	TRANSMITTE	184	AUX						1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	DIST	Z_Starting	3	160	2000	54.693 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T2	1				1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T3	1				1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1	145	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	44.448 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	146	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Measuring	2	160	2000	44.430 ohm @ 60	19.5	21.0	Inf	PG_ZN2
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Starting	3	160	2000	44.430 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOM2	158	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	44.448 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	TRANSMITTE	160	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	DIST	Z_Measuring	2	160	2000	44.430 ohm @ 60	19.5	21.0	Inf	PG_ZN2
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	DIST	Z_Starting	3	160	2000	44.430 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	RECEIVER	173	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_QVD2_230	P	RECEIVER	177	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	RECEIVER	151	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	RECEIVER	165	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR

*** Starting event # 2 *****

Fault 1 of 1:

Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1
at "57 S.ROS230"; New bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)
Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 2
at "57 S.ROS230"; New bus "999002 S.ROS230" (NEWBUS2)
SLG_5_OHMS at bus "49 S.DGO230"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 54 P_DOM2_230 at QUEVEDO
Trip path PG_ZN2 (Relay S_QVD_DOM2_G; Tag 302 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay S_QVD_DOM2_G; Tag 302 TIMER) 27.0 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO
Trip path PG_ZN2 (Relay S_QVD_DOM1_G; Tag 300 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay S_QVD_DOM1_G; Tag 300 TIMER) 27.0 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 30.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
SANTA ROSA	47	P_DOM1_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Trips at step 1
SANTA ROSA	49	P_DOM2_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Trips at step 1
QUEVEDO	54	P_DOM2_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Trips at step 2
QUEVEDO	53	P_DOM1_230	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
53 LINE	PRIMARY Branch "44 QUEVE230" to "49 S.DGO230" Ckt 1	3.0 cycles
54 LINE	PRIMARY Branch "44 QUEVE230" to "49 S.DGO230" Ckt 2	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
47 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1	3.0 cycles
49 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 2	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 1 at "57 S.ROS230"; New bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)
Open breaker on "57 S.ROS230" to "49 S.DGO230" Ckt 2 at "57 S.ROS230"; New bus "999002 S.ROS230" (NEWBUS2)
Open breaker on "44 QUEVE230" to "49 S.DGO230" Ckt 1 at "44 QUEVE230"; New bus "999003 QUEVE230" (NEWBUS3)
Open breaker on "44 QUEVE230" to "49 S.DGO230" Ckt 2 at "44 QUEVE230"; New bus "999004 QUEVE230" (NEWBUS4)

Fault command:

APPLY_FAULT SLG_5_OHMS 49 X

Fault is not cleared after 30.0 cycles 0.500 sec; step 2

Contact logic for all LZOPs after 30.0 cycles

LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM1	145 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	147 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T3" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 2	290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T2" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T3" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_ROS2	159 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	165 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 51 P_QVD1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD1	168 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	173 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	175 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 2	295 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T2" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T3" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised

PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	296 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T2" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T3" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 52 P_QVD2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD2	169 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	177 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	179 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST "Z_Measuring" Zone 2	297 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER "T2" Unit 1	297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER "T3" Unit 1	297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST "Z_Measuring" Zone 2	298 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER "T2" Unit 1	298 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER "T3" Unit 1	298 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	TRUE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----

PH_ZN	TRUE	QVD_DOM1	170	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	181	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	183	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	299 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	TIMER	"T2" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	TIMER	"T3" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	TRUE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	300 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	S_QVD_DOM1_G	300	TIMER	"T2" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	TIMER	"T3" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 54 P_DOM2_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	TRUE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	QVD_DOM2	171 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	185 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	187 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Measuring" Zone 2	301 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER "T2" Unit 1	301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER "T3" Unit 1	301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	TRUE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Measuring" Zone 2	302 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER "T2" Unit 1	302 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER "T3" Unit 1	302 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 30.0 cycles 0.500 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Element		CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm @ 68	Predicted cyc			Contact Logic	
					Code	Designation Z/U					Init	Oper	Drop		
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	QVD_DOM1	170	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	52.153	ohm @ 68	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	180	AUX							1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	DIST	Z_Measuring	2	160	2000	52.153	ohm @ 68	25.5	27.0	Inf	PG_ZN2
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	DIST	Z_Starting	3	160	2000	52.153	ohm @ 68	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T2	1					1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T3	1					1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	QVD_DOM2	171	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	52.153	ohm @ 68	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	TRANSMITTE	184	AUX							1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	DIST	Z_Measuring	2	160	2000	52.153	ohm @ 68	25.5	27.0	Inf	PG_ZN2
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	DIST	Z_Starting	3	160	2000	52.153	ohm @ 68	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T2	1					1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM2_230	P	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T3	1					1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1	145	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	Infinite		0.0	1.5	24.0	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	146	AUX							1.5	1.5	24.0	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Measuring	2	160	2000	Infinite		19.5	21.0	24.0	PG_ZN2
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Starting	3	160	2000	Infinite		0.0	1.5	24.0	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T2	1					1.5	19.5	24.0	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T3	1					1.5	49.5	24.0	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOM2	158	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	Infinite		0.0	1.5	24.0	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	TRANSMITTE	160	AUX							1.5	1.5	24.0	
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	DIST	Z_Measuring	2	160	2000	Infinite		19.5	21.0	24.0	PG_ZN2
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	DIST	Z_Starting	3	160	2000	Infinite		0.0	1.5	24.0	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T2	1					1.5	19.5	24.0	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T3	1					1.5	49.5	24.0	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	RECEIVER	173	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_QVD2_230	P	RECEIVER	177	AUX							1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	RECEIVER	151	AUX							1.5	1.5	24.0	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	RECEIVER	165	AUX							1.5	1.5	24.0	RCVR

Caso 4: Falla Fase a Tierra en la Barra Santa Rosa 230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

System Simulator - BUS FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored

Fault at bus 57

Checking Area center bus 57

Fault 1 of 1:

SLG_5_OHMS at bus "57 S.ROS230"

Simulation Area Definition

Center_Bus "57 S.ROS230"

Simulation_Depth 1

Mutual_Depth 0

Skip_Over_XFMR_Sim OFF

Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON

Pilots ON (pilot flags ignored)

Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX

LZOP_Type LINE MISC

AND_Limit_Relays_By X

AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 54 relays

8 distinct LZOPs 54 distinct relays

110 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

SLG_5_OHMS at bus "57 S.ROS230"

Simulation to breaker operation # 1

 Primary LZOP: 66 P_ROS2_230 at TOTORAS
 Trip path PP_ZN2 (Relay TOT_ROS2_PPG; Tag 335 DIST)
 AND PP_ZN2T (Relay TOT_ROS2_PPG; Tag 335 TIMER) 21.0 cycles from start
 Simultaneous trip of Primary LZOP: 65 P_ROS1_230 at TOTORAS
 Trip path PP_ZN2 (Relay TOT_ROS1_PPG; Tag 333 DIST)
 AND PP_ZN2T (Relay TOT_ROS1_PPG; Tag 333 TIMER) 21.0 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 24.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
TOTORAS	66	P_ROS1_230	LINE	Primary	PP_ZN2,PP_ZN2T	21.0	3.0	24.0	Trips at step 1
TOTORAS	65	P_ROS1_230	LINE	Primary	PP_ZN2,PP_ZN2T	21.0	3.0	24.0	Trips at step 1
SANTO DOMINGO	50	P_ROS2_230	LINE	Primary	PG_ZN3,PG_ZN3T	49.5	3.0	52.5	Predicted
SANTO DOMINGO	48	P_ROS1_230	LINE	Primary	PG_ZN3,PG_ZN3T	49.5	3.0	52.5	Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
65 LINE	PRIMARY Branch "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1	3.0 cycles
66 LINE	PRIMARY Branch "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 2	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
 at "85 TOTOR230"; New bus "999001 TOTOR230" (NEWBUS1)
 Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 2
 at "85 TOTOR230"; New bus "999002 TOTOR230" (NEWBUS2)

Fault command:

APPLY_FAULT SLG_5_OHMS 57 X

Fault is not cleared after 24.0 cycles 0.400 sec; step 1

Contact logic for all LZOPs after 24.0 cycles

LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM1	145 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	147 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T3" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised

PG_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER	"T2" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER	"T3" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----

PH_ZN	TRUE	DOM_ROS2	159	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	165	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	TIMER	"T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291	TIMER	"T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	DOM_ROS2_G	292	TIMER	"T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	DOM_ROS2_G	292	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292	TIMER	"T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 63 P_TOT1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic	
-----	-----	-----	-----	-----	
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT1	250 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
RCVR	TRUE	RECEIVER	253 AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	255 AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	327 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER	"T2" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER	"T3" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	329 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER	"T2" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER	"T3" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 64 P_TOT2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT2	251 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	275 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	277 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Measuring" Zone 2	330 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER "T2" Unit 1	330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER "T3" Unit 1	330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Measuring" Zone 2	331 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER "T2" Unit 1	331 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER "T3" Unit 1	331 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 65 P_ROS1_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	TOT_ROS1	260 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	263 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	265 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	TRUE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Measuring" Zone 2	333 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	TRUE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER "T2" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER "T3" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 66 P_ROS2_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	TOT_ROS2	261 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	279 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	281 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	TRUE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Measuring" Zone 2	335 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	TRUE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER "T2" Unit 1	335 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER "T3" Unit 1	335 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 24.0 cycles 0.400 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic		
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop			
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	RECEIVER	147	AUX					1.5	1.5	Inf	RCVR		
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	RECEIVER	161	AUX					1.5	1.5	Inf	RCVR		
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	RECEIVER	253	AUX					1.5	1.5	Inf	RCVR		
SANTA ROSA	P_TOT2_230	P	RECEIVER	275	AUX					1.5	1.5	Inf	RCVR		
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	DOM_ROS1	110	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	50.306	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	150	AUX					1.5	1.5	Inf			
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	DIST	Z_Starting	3	160	2000	50.296	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T2	1			1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T		
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T3	1			1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T		
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2	159	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	50.306	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	TRANSMITTE	164	AUX					1.5	1.5	Inf			
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2_G	292	DIST	Z_Starting	3	160	2000	50.296	ohm @ 47	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T2	1			1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T		
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T3	1			1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T		
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1	260	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	57.321	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	262	AUX					1.5	1.5	Inf			
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	DIST	Z_Measuring	2	120	2000	57.321	ohm @ 54	19.5	21.0	Inf	PP_ZN2
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	DIST	Z_Starting	3	120	2000	57.321	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T2	1			1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T		
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T3	1			1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T		
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2	261	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	57.321	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TRANSMITTE	278	AUX					1.5	1.5	Inf			
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	DIST	Z_Measuring	2	120	2000	57.321	ohm @ 54	19.5	21.0	Inf	PP_ZN2
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	DIST	Z_Starting	3	120	2000	57.321	ohm @ 54	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T2	1			1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T		
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T3	1			1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T		

*** Starting event # 2 *****

Fault 1 of 1:

Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
at "85 TOTOR230"; New bus "999001 TOTOR230" (NEWBUS1)
Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 2
at "85 TOTOR230"; New bus "999002 TOTOR230" (NEWBUS2)
SLG_5_OHMS at bus "57 S.ROS230"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO
Trip path PG_ZN3 (Relay DOM_ROS2_G; Tag 292 DIST)
AND PG_ZN3T (Relay DOM_ROS2_G; Tag 292 TIMER) 49.5 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO
Trip path PG_ZN3 (Relay S_DOM_ROS1_G; Tag 287 DIST)
AND PG_ZN3T (Relay S_DOM_ROS1_G; Tag 287 TIMER) 49.5 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 52.5 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
TOTORAS	66	P_ROS2_230	LINE	Primary	PP_ZN2,PP_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Trips at step 1
TOTORAS	65	P_ROS1_230	LINE	Primary	PP_ZN2,PP_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Trips at step 1
SANTO DOMINGO	50	P_ROS2_230	LINE	Primary	PG_ZN3,PG_ZN3T	49.5	3.0	52.5 Trips at step 2
SANTO DOMINGO	48	P_ROS1_230	LINE	Primary	PG_ZN3,PG_ZN3T	49.5	3.0	52.5 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
48 LINE	PRIMARY Branch "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1	3.0 cycles
50 LINE	PRIMARY Branch "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 2	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
65 LINE	PRIMARY Branch "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1	3.0 cycles
66 LINE	PRIMARY Branch "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 2	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
at "85 TOTOR230"; New bus "999001 TOTOR230" (NEWBUS1)
Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 2
at "85 TOTOR230"; New bus "999002 TOTOR230" (NEWBUS2)
Open breaker on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
at "49 S.DGO230"; New bus "999003 S.DGO230" (NEWBUS3)
Open breaker on "49 S.DGO230" to "57 S.ROS230" Ckt 2
at "49 S.DGO230"; New bus "999004 S.DGO230" (NEWBUS4)

Fault command:

APPLY_FAULT SLG_5_OHMS 57 X

Fault is not cleared after 52.5 cycles 0.875 sec; step 2

Contact logic for all LZOPs after 52.5 cycles

LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM1	145 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	147 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T3" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 2	290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T2" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T3" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3

PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER	"T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER	"T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	TRUE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS2	159 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	165 AUX	" "
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167 AUX	" "
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER	"T2" Unit 1 291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER	"T3" Unit 1 291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	TRUE	DOM_ROS2_G	292 TIMER	"T2" Unit 1 292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	DOM_ROS2_G	292 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	TRUE	DOM_ROS2_G	292 TIMER	"T3" Unit 1 292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 63 P_TOT1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----

PH_ZN	FALSE	ROS_TOT1	250	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	253	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	255	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	327 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327	TIMER	"T2" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327	TIMER	"T3" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT1_G	329	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_G	329	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	329 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_G	329	TIMER	"T2" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT1_G	329	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_G	329	TIMER	"T3" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 64 P_TOT2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic	
-----	-----	-----	-----	-----	
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT2	251 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
RCVR	FALSE	RECEIVER	275 AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	277 AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 330 TIMER "T2" Unit 1	
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER	"T2" Unit 1 330 DIST "Z_Starting" Zone 3	
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised	
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER	"T3" Unit 1 330 DIST "Z_Starting" Zone 3	
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised	
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 331 TIMER "T2" Unit 1	
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER	"T2" Unit 1 331 DIST "Z_Starting" Zone 3	
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised	
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER	"T3" Unit 1 331 DIST "Z_Starting" Zone 3	

LZOP 65 P_ROS1_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	TOT_ROS1	260 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	263 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	265 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Measuring" Zone 2	333 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER "T2" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER "T3" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 66 P_ROS2_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	TOT_ROS2	261 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	279 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	281 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Measuring" Zone 2	335 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER "T2" Unit 1	335 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER "T3" Unit 1	335 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 52.5 cycles 0.875 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----			CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
					Code	Designation	Z/U				Init	Oper	Drop	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	P	RECEIVER	147	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_DOM2_230	P	RECEIVER	161	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	RECEIVER	253	AUX						1.5	1.5	24.0	RCVR
SANTA ROSA	P_TOT2_230	P	RECEIVER	275	AUX						1.5	1.5	24.0	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	DOM_ROS1	110	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	43.525 ohm @ 52	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	150	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	DIST	Z_Starting	3	160	2000	43.518 ohm @ 52	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	P	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2	159	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	43.525 ohm @ 52	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	TRANSMITTE	164	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2_G	292	DIST	Z_Starting	3	160	2000	43.517 ohm @ 52	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	P	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1	260	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	Infinite	0.0	1.5	24.0	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	262	AUX						1.5	1.5	24.0	
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	DIST	Z_Measuring	2	120	2000	Infinite	19.5	21.0	24.0	PP_ZN2
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	DIST	Z_Starting	3	120	2000	Infinite	0.0	1.5	24.0	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T2	1				1.5	19.5	24.0	PP_ZN2T
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T3	1				1.5	49.5	24.0	PP_ZN3T
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2	261	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	Infinite	0.0	1.5	24.0	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TRANSMITTE	278	AUX						1.5	1.5	24.0	
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	DIST	Z_Measuring	2	120	2000	Infinite	19.5	21.0	24.0	PP_ZN2
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	DIST	Z_Starting	3	120	2000	Infinite	0.0	1.5	24.0	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T2	1				1.5	19.5	24.0	PP_ZN2T
TOTORAS	P_ROS2_230	P	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T3	1				1.5	49.5	24.0	PP_ZN3T

**Caso 5: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1
en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 49

Fault 1 of 1:

Midline node on "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Simulation Area Definition

Center_Line "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 84 relays
12 distinct LZOPs 84 distinct relays
180 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

Midline node on "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.DGO230" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO
Trip path PH_ZN (Relay QVD_DOM1; Tag 170 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 181 AUX) 1.5 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 51 P_QVD1_230 at SANTO DOMINGO
Trip path PH_ZN (Relay DOM_QVD1; Tag 168 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 173 AUX) 1.5 cycles from start
Simultaneous PP_ZN1 (Relay S_DOM_QVD1_PHZ; Tag 295 DIST) 1.5 cycles from start
Simultaneous PG_ZN1 (Relay S_DOM_QVD1_G; Tag 296 DIST) 1.5 cycles from start

Backup LZOP: 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA

CTI: Min desired 0.3 Max desired 9999.0 Predicted 19.5 cycles

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at			4.5 cycles from start:					
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total

SANTO DOMINGO	51 P_QVD1_230		LINE	Primary	PH_ZN,RCVR,PP_ZN1,P	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
QUEVEDO	53 P_DOM1_230		LINE	Primary	PH_ZN,RCVR	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
SANTA ROSA	49 P_DOM2_230		LINE	Backup	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Predicted
SANTA ROSA	47 P_DOM1_230		LINE	Backup	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Predicted
QUEVEDO	54 P_DOM2_230		LINE	Backup	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location		Bkr opening time
-----	-----		-----
51 LINE	PRIMARY	Branch "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1	3.0 cycles
53 LINE	PRIMARY	Branch "44 QUEVE230" to "49 S.DGO230" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Midline node on "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1
"999001 S.DGO230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "49 S.DGO230"

Open breaker on "49 S.DGO230" to "44 QUEVE230" Ckt 1
 at "49 S.DGO230"; New bus "999002 S.DGO230" (NEWBUS2)
 Open breaker on "44 QUEVE230" to "49 S.DGO230" Ckt 1
 at "44 QUEVE230"; New bus "999003 QUEVE230" (NEWBUS3)
 Fault command:
 APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 4.5 cycles 0.075 sec; step 1

Contact logic for all LZOPs after 4.5 cycles

 LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

 LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	ROS_DOM1	145 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	147 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	149 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Measuring" Zone 2	289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T2" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_PHZ	289 TIMER "T3" Unit 1	289 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Measuring" Zone 2	290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T2" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOM1_G	290 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOM1_G	290 TIMER "T3" Unit 1	290 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	DOM_ROS2	159 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	165 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 51 P_QVD1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT TRUE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_QVD1	168 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	173 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	175 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	TRUE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Measuring" Zone 2	295 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T2" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_PHZ	295 TIMER "T3" Unit 1	295 DIST "Z_Starting" Zone 3

PG_ZN1	TRUE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	296 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T2" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_DOM_QVD1_G	296 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD1_G	296 TIMER	"T3" Unit 1	296 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 52 P_QVD2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	DOM_QVD2	169 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	177 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	179 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 297 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER	"T2" Unit 1 297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_PHZ	297 TIMER	"T3" Unit 1 297 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 298 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER	"T2" Unit 1 298 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_QVD2_G	298 TIMER	"T3" Unit 1 298 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 53 P_DOM1_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	TRUE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	TRUE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----

PH_ZN	TRUE	QVD_DOM1	170	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	181	AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	183	AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	299 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	TIMER	"T2" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_PHZ	299	TIMER	"T3" Unit 1	299 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Measuring" Zone 2	300 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	TIMER	"T2" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM1_G	300	DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM1_G	300	TIMER	"T3" Unit 1	300 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 54 P_DOM2_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	TRUE	QVD_DOM2	171 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	185 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	187 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 301 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER	"T2" Unit 1 301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_PHZ	301 TIMER	"T3" Unit 1 301 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 302 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER	"T2" Unit 1 302 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_QVD_DOM2_G	302 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_QVD_DOM2_G	302 TIMER	"T3" Unit 1 302 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 69 P_PAS1_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	QVD_PAS1	343 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	398 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	400 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	QVD_PAS1_PHZ	303 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	QVD_PAS1_PHZ	303 DIST "Z_Measuring" Zone 2	303 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	QVD_PAS1_PHZ	303 TIMER "T2" Unit 1	303 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	QVD_PAS1_PHZ	303 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	QVD_PAS1_PHZ	303 TIMER "T3" Unit 1	303 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	QVD_PAS1_G	304 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	QVD_PAS1_G	304 DIST "Z_Measuring" Zone 2	304 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	QVD_PAS1_G	304 TIMER "T2" Unit 1	304 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	QVD_PAS1_G	304 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	QVD_PAS1_G	304 TIMER "T3" Unit 1	304 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 70 P_PAS2_230 at QUEVEDO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	QVD_PAS2	342 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	404 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	406 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	QVD_PAS2_PHZ	415 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	QVD_PAS2_PHZ	415 DIST "Z_Measuring" Zone 2	415 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	QVD_PAS2_PHZ	415 TIMER "T2" Unit 1	415 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	QVD_PAS2_PHZ	415 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	QVD_PAS2_PHZ	415 TIMER "T3" Unit 1	415 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	QVD_PAS2_G	306 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	QVD_PAS2_G	306 DIST "Z_Measuring" Zone 2	306 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	QVD_PAS2_G	306 TIMER "T2" Unit 1	306 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	QVD_PAS2_G	306 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	QVD_PAS2_G	306 TIMER "T3" Unit 1	306 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 71 P_QVD1_230 at PASCUALES
Tripping logic:

PROTECCION_LT_230

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	PAS_QVD1	344 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	408 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	410 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	PAS_QVD1_PHZ	307 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	PAS_QVD1_PHZ	307 DIST "Z_Measuring" Zone 2	307 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	PAS_QVD1_PHZ	307 TIMER "T2" Unit 1	307 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	PAS_QVD1_PHZ	307 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	PAS_QVD1_PHZ	307 TIMER "T3" Unit 1	307 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PAS_QVD1_G	308 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	PAS_QVD1_G	308 DIST "Z_Measuring" Zone 2	308 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	PAS_QVD1_G	308 TIMER "T2" Unit 1	308 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	PAS_QVD1_G	308 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	PAS_QVD1_G	308 TIMER "T3" Unit 1	308 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 72 P_QVD2_230 at PASCUALES
Tripping logic:

PROTECCION_LT_230

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	PAS_QVD2	346 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	412 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	414 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	PAS_QVD2_PHZ	309 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	PAS_QVD2_PHZ	309 DIST "Z_Measuring" Zone 2	309 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	PAS_QVD2_PHZ	309 TIMER "T2" Unit 1	309 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	PAS_QVD2_PHZ	309 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	PAS_QVD2_PHZ	309 TIMER "T3" Unit 1	309 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PAS_QVD2_G	310 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	PAS_QVD2_G	310 DIST "Z_Measuring" Zone 2	310 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	PAS_QVD2_G	310 TIMER "T2" Unit 1	310 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	PAS_QVD2_G	310 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	PAS_QVD2_G	310 TIMER "T3" Unit 1	310 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 4.5 cycles 0.075 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic	
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop		
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	QVD_DOM1	170	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	54.607 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	TRANSMITTE	180	AUX						1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	RECEIVER	181	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	DIST	Z_Starting	3	160	2000	54.607 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T2	1				1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM1_230	P	S_QVD_DOM1	300	TIMER	T3	1				1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	DOM_QVD1	168	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2529 ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	TRANSMITTE	172	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	RECEIVER	173	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	295	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2529 ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PP_ZN1
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	295	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.2529 ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	295	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	295	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	296	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2529 ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PG_ZN1
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	296	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.2529 ohm @ 1	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	296	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_QVD1_230	P	S_DOM_QVD1	296	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	QVD_DOM2	171	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	54.969 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	TRANSMITTE	184	AUX						1.5	1.5	Inf	
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	S_QVD_DOM2	302	DIST	Z_Starting	3	160	2000	54.969 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T2	1				1.5	25.5	Inf	PG_ZN2T
QUEVEDO	P_DOM2_230	B	S_QVD_DOM2	302	TIMER	T3	1				1.5	61.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	B	ROS_DOM1	145	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	44.668 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM1_230	B	TRANSMITTE	146	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM1_230	B	ROS_DOM1_G	290	DIST	Z_Starting	3	160	2000	44.651 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM1_230	B	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	B	ROS_DOM1_G	290	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOM2	158	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	44.668 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	TRANSMITTE	160	AUX						1.5	1.5	Inf	
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOS2_G	294	DIST	Z_Starting	3	160	2000	43.651 ohm @ 60	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T2	1				1.5	19.5	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	ROS_DOS2_G	294	TIMER	T3	1				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_QVD2_230	B	RECEIVER	177	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	B	RECEIVER	151	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	RECEIVER	165	AUX						1.5	1.5	Inf	RCVR

**Caso 6: Falla Fase a Tierra en Línea Santa Rosa - Totoras circuito 1
en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 85

Fault 1 of 1:

Midline node on "57 S.ROS230" to "85 TOTOR230" Ckt 1
"999001 S.ROS230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "57 S.ROS230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)

Simulation Area Definition

Center_Line "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 85 relays
12 distinct LZOPs 85 distinct relays
157 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

Midline node on "57 S.ROS230" to "85 TOTOR230" Ckt 1
"999001 S.ROS230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "57 S.ROS230"
SLG_5_OHMS at bus "999001 S.ROS230" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 65 P_ROS1_230 at TOTORAS
Trip path PH_ZN (Relay TOT_ROS1; Tag 260 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 263 AUX) 0.025 seconds from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 63 P_TOT1_230 at SANTA ROSA
Trip path PH_ZN (Relay ROS_TOT1; Tag 250 DIST)
AND RCVR (Relay RECEIVER; Tag 253 AUX) 0.025 seconds from start
Simultaneous PP_ZN1 (Relay ROS_TOT1_PHZ; Tag 327 DIST) 0.025 seconds from start
Simultaneous PG_ZN1 (Relay ROS_TOT1_G; Tag 329 DIST) 0.025 seconds from start

Backup LZOP: 66 P_ROS2_230 at TOTORAS

CTI: Min desired 0.300 Max desired 9999.00 Predicted 0.325 seconds

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (s) predicted at 0.075 seconds from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
SANTA ROSA	63	P_TOT1_230	LINE	Primary	PH_ZN,RCVR,PP_ZN1,P	0.025	0.050	0.075	Trips at step 1
TOTORAS	65	P_ROS1_230	LINE	Primary	PH_ZN,RCVR	0.025	0.050	0.075	Trips at step 1
TOTORAS	66	P_ROS2_230	LINE	Backup	PP_ZN2,PP_ZN2T	0.350	0.050	0.400	Predicted
SANTO DOMINGO	48	P_ROS1_230	LINE	Backup	PG_ZN3,PG_ZN3T	0.825	0.050	0.875	Predicted
SANTO DOMINGO	50	P_ROS2_230	LINE	Backup	PG_ZN3,PG_ZN3T	0.825	0.050	0.875	Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
63 LINE	PRIMARY Branch "57 S.ROS230" to "85 TOTOR230" Ckt 1	3.0 cycles
65 LINE	PRIMARY Branch "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Midline node on "57 S.ROS230" to "85 TOTOR230" Ckt 1
"999001 S.ROS230" (NEWBUS1) distant 0.001 from "57 S.ROS230"

Open breaker on "57 S.ROS230" to "85 TOTOR230" Ckt 1
 at "57 S.ROS230"; New bus "999002 S.ROS230" (NEWBUS2)
 Open breaker on "85 TOTOR230" to "57 S.ROS230" Ckt 1
 at "85 TOTOR230"; New bus "999003 TOTOR230" (NEWBUS3)
 Fault command:
 APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 4.5 cycles 0.075 sec; step 1
 Contact logic for all LZOPs after 0.075 seconds

 LZOP 48 P_ROS1_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS1	110 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	151 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
PP_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Measuring" Zone 2	286 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T2" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_PHZ	286 TIMER "T3" Unit 1	286 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Measuring" Zone 2	287 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T2" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	S_DOM_ROS1_G	287 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	S_DOM_ROS1_G	287 TIMER "T3" Unit 1	287 DIST "Z_Starting" Zone 3

 LZOP 47 P_DOM1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
 PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
 SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
--------------------	--------	------------	---------	----------------------------

```

-----
PH_ZN          FALSE  ROS_DOM1          145 DIST  "Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR           TRUE   RECEIVER          147 AUX   " "              REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR      FALSE  ECHO_RECEIVER    149 AUX   " "              REMOTE_ECHO
PP_ZN1         FALSE  ROS_DOM1_PHZ     289 DIST  "Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2         FALSE  ROS_DOM1_PHZ     289 DIST  "Z_Measuring" Zone 2 289 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T        FALSE  ROS_DOM1_PHZ     289 TIMER  "T2" Unit 1      289 DIST  "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3         FALSE  ROS_DOM1_PHZ     289 DIST  "Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T        FALSE  ROS_DOM1_PHZ     289 TIMER  "T3" Unit 1      289 DIST  "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1         FALSE  ROS_DOM1_G       290 DIST  "Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2         FALSE  ROS_DOM1_G       290 DIST  "Z_Measuring" Zone 2 290 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T        FALSE  ROS_DOM1_G       290 TIMER  "T2" Unit 1      290 DIST  "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3         FALSE  ROS_DOM1_G       290 DIST  "Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T        FALSE  ROS_DOM1_G       290 TIMER  "T3" Unit 1      290 DIST  "Z_Starting" Zone 3
-----

```

LZOP 49 P_DOM2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

```

PROTECCION_LT_230      FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT     FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3
AND PG_ZN3T) )
-----

```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	ROS_DOM2	158 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	161 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	163 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Measuring" Zone 2	293 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T2" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_DOM2_PHZ	293 TIMER "T3" Unit 1	293 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Measuring" Zone 2	294 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T2" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_DOS2_G	294 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_DOS2_G	294 TIMER "T3" Unit 1	294 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 50 P_ROS2_230 at SANTO DOMINGO PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	DOM_ROS2	159 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	165 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	167 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Measuring" Zone 2	291 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T2" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_PHZ	291 TIMER "T3" Unit 1	291 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Measuring" Zone 2	292 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T2" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	DOM_ROS2_G	292 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	DOM_ROS2_G	292 TIMER "T3" Unit 1	292 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 63 P_TOT1_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230 TRUE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT TRUE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	ROS_TOT1	250 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	253 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	255 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	TRUE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST "Z_Measuring" Zone 2	327 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER "T2" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3

PP_ZN3	TRUE	ROS_TOT1_PHZ	327 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_PHZ	327 TIMER	"T3" Unit 1	327 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	TRUE	ROS_TOT1_G	329 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT1_G	329 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	329 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER	"T2" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	TRUE	ROS_TOT1_G	329 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT1_G	329 TIMER	"T3" Unit 1	329 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 64 P_TOT2_230 at SANTA ROSA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	ROS_TOT2	251 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	275 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	277 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 330 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER	"T2" Unit 1 330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_PHZ	330 TIMER	"T3" Unit 1 330 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 331 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER	"T2" Unit 1 331 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	ROS_TOT2_G	331 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	ROS_TOT2_G	331 TIMER	"T3" Unit 1 331 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 65 P_ROS1_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	TRUE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	TRUE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----

PH_ZN	TRUE	TOT_ROS1	260 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	TRUE	RECEIVER	263 AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	265 AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	333 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER	"T2" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	TOT_ROS1_PPG	333 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS1_PPG	333 TIMER	"T3" Unit 1	333 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 66 P_ROS2_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	TRUE	TOT_ROS2	261 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	279 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	281 AUX	" " REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST	"Z_Measuring" Zone 1 Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST	"Z_Measuring" Zone 2 335 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER	"T2" Unit 1 335 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	TRUE	TOT_ROS2_PPG	335 DIST	"Z_Starting" Zone 3 Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_ROS2_PPG	335 TIMER	"T3" Unit 1 335 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 67 P_TOT_230 at RIOBAMBA PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN	FALSE	TOT_PP	282 DIST	" " Zone 1 Unsupervised
PG_ZN	FALSE	TOT_G	283 DIST	"MTG" Zone 1 Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	358 AUX	" " REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	360 AUX	" " REMOTE_ECHO

PP_ZN1	FALSE	RIO_TOT_PH	337 DIST	" " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	RIO_TOT_PH2	347 DIST	" " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	RIO_TOT_PT	349 TIMER	" " Unit 1	347 DIST " " Zone 2
PG_ZN1	FALSE	RIO_TOT_G1	338 DIST	"MTG" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	RIO_TOT_G2	348 DIST	"MTG" Zone 2	Unsupervised
PG_ZN2T	FALSE	RIO_TOT_GT	350 TIMER	" " Unit 1	348 DIST "MTG" Zone 2

LZOP 73 P_RIO1_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PH_ZN	FALSE	TOT_RIO_PPG	339 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	354 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	356 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	TOT_RIO_PHZ	351 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	TOT_RIO_PHZ	351 DIST "Z_Measuring" Zone 2	351 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	TOT_RIO_PHZ	351 TIMER "T2" Unit 1	351 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	TOT_RIO_PHZ	351 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	TOT_RIO_PHZ	351 TIMER "T3" Unit 1	351 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN1	FALSE	TOT_RIO_G	352 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PG_ZN2	FALSE	TOT_RIO_G	352 DIST "Z_Measuring" Zone 2	352 TIMER "T2" Unit 1
PG_ZN2T	FALSE	TOT_RIO_G	352 TIMER "T2" Unit 1	352 DIST "Z_Starting" Zone 3
PG_ZN3	FALSE	TOT_RIO_G	352 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	TOT_RIO_G	352 TIMER "T3" Unit 1	352 DIST "Z_Starting" Zone 3

LZOP 75 P_MOL_230 at TOTORAS PROTECCION_LT_230

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE	((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
--------------------	--------	------------	---------	----------------------------

PH_ZN	FALSE	MOL1	385 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	388 AUX	" "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	390 AUX	" "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_TOT_MOL_PPG	386 DIST	"Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_TOT_MOL_PPG	386 DIST	"Z_Measuring" Zone 2	386 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_TOT_MOL_PPG	386 TIMER	"T2" Unit 1	386 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_TOT_MOL_PPG	386 DIST	"Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_TOT_MOL_PPG	386 TIMER	"T3" Unit 1	386 DIST "Z_Starting" Zone 3
LZOP	76 P_TOT_230 at PAUTE	PROTECCION_LT_230			

Tripping logic:

PROTECCION_LT_230	FALSE (PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)
PRIMARIA_230_POTT	FALSE ((PH_ZN OR PP_ZN OR PG_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)	FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PH_ZN	FALSE	TOT1	391 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
RCVR	FALSE	RECEIVER	394 AUX " "	REMOTE_TRANSMITTER
ECHO_RCVR	FALSE	ECHO_RECEIVER	396 AUX " "	REMOTE_ECHO
PP_ZN1	FALSE	S_MOL_TOT_PPG	392 DIST "Z_Measuring" Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	S_MOL_TOT_PPG	392 DIST "Z_Measuring" Zone 2	392 TIMER "T2" Unit 1
PP_ZN2T	FALSE	S_MOL_TOT_PPG	392 TIMER "T2" Unit 1	392 DIST "Z_Starting" Zone 3
PP_ZN3	FALSE	S_MOL_TOT_PPG	392 DIST "Z_Starting" Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	S_MOL_TOT_PPG	392 TIMER "T3" Unit 1	392 DIST "Z_Starting" Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 4.5 cycles 0.075 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted sec			Contact Logic
					Code	Designation Z/U					Init	Oper	Drop	
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1	250	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2179 ohm @ 3	0.00	0.03	Inf	PH_ZN
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	TRANSMITTE	252	AUX						0.03	0.03	Inf	
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	RECEIVER	253	AUX						0.03	0.03	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_P	327	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2218 ohm @ 3	0.00	0.03	Inf	PP_ZN1
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_P	327	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.2218 ohm @ 3	0.00	0.03	Inf	PP_ZN3
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_P	327	TIMER	T2	1				0.03	0.32	Inf	PP_ZN2T
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_P	327	TIMER	T3	1				0.03	0.82	Inf	PP_ZN3T
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_G	329	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	3.2366 ohm @ 3	0.00	0.03	Inf	PG_ZN1
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_G	329	DIST	Z_Starting	3	160	2000	3.2366 ohm @ 3	0.00	0.03	Inf	PG_ZN3
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_G	329	TIMER	T2	1				0.03	0.32	Inf	PG_ZN2T
SANTA ROSA	P_TOT1_230	P	ROS_TOT1_G	329	TIMER	T3	1				0.03	0.82	Inf	PG_ZN3T
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1	260	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	57.235 ohm @ 54	0.00	0.03	Inf	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TRANSMITTE	262	AUX						0.03	0.03	Inf	
TOTORAS	P_ROS1_230	P	RECEIVER	263	AUX						0.03	0.03	Inf	RCVR
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	DIST	Z_Starting	3	120	2000	57.235 ohm @ 54	0.00	0.03	Inf	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T2	1				0.03	0.32	Inf	PP_ZN2T
TOTORAS	P_ROS1_230	P	TOT_ROS1_P	333	TIMER	T3	1				0.03	0.82	Inf	PP_ZN3T
SANTA ROSA	P_DOM1_230	B	RECEIVER	147	AUX						0.03	0.03	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_DOM2_230	B	RECEIVER	161	AUX						0.03	0.03	Inf	RCVR
SANTA ROSA	P_TOT2_230	B	RECEIVER	275	AUX						0.03	0.03	Inf	RCVR
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	B	DOM_ROS1	110	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	50.735 ohm @ 47	0.00	0.03	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	B	TRANSMITTE	150	AUX						0.03	0.03	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	B	S_DOM_ROS1	287	DIST	Z_Starting	3	160	2000	50.724 ohm @ 47	0.00	0.03	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	B	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T2	1				0.03	0.32	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS1_230	B	S_DOM_ROS1	287	TIMER	T3	1				0.03	0.82	Inf	PG_ZN3T
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2	159	DIST	Z_Measuring	1	160	2000	50.735 ohm @ 47	0.00	0.03	Inf	PH_ZN
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	TRANSMITTE	164	AUX						0.03	0.03	Inf	
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2_G	292	DIST	Z_Starting	3	160	2000	50.724 ohm @ 47	0.00	0.03	Inf	PG_ZN3
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T2	1				0.03	0.32	Inf	PG_ZN2T
SANTO DOMINGO	P_ROS2_230	B	DOM_ROS2_G	292	TIMER	T3	1				0.03	0.82	Inf	PG_ZN3T
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2	261	DIST	Z_Measuring	1	120	2000	57.734 ohm @ 54	0.00	0.03	Inf	PH_ZN
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TRANSMITTE	278	AUX						0.03	0.03	Inf	
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2_P	335	DIST	Z_Starting	3	120	2000	57.734 ohm @ 54	0.00	0.03	Inf	PP_ZN3
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T2	1				0.03	0.32	Inf	PP_ZN2T
TOTORAS	P_ROS2_230	B	TOT_ROS2_P	335	TIMER	T3	1				0.03	0.82	Inf	PP_ZN3T

Reportes del Modulo CG Para Análisis de Protecciones de la Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1

SUBESTACION: SANTO DOMINGO

LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)

Line Impedance: 38.739 P. Ohms @ 83.10 deg.

DOM_ROS1 Tag: 110

Model: YTG33_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1

Branch Main CT: 49-57 Ckt 1 (230.0 kV) to 57 S.ROS230 (SANTA ROSA)

VT at bus 49 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 1999.9 @0 CTR/VTR 0.080

Unit 1: PG

Reach Setting 58.78 P. Ohms @ 83.1 deg.

Unit 2: PP

Reach Setting 57.17 P. Ohms @ 83.1 deg.

S_DOM_ROS1_G Tag: 287

Model: YTG31_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1

Branch Main CT: 49-57 Ckt 1 (230.0 kV) to 57 S.ROS230 (SANTA ROSA)

VT at bus 49 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 2000.0 @0 CTR/VTR 0.080

Reach Setting 31.40 P. Ohms @ 83.1 deg.

2. Distance Z_Measuring Zone 2

Branch Main CT: 49-57 Ckt 1 (230.0 kV) to 57 S.ROS230 (SANTA ROSA)

VT at bus 49 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 2000.0 @0 CTR/VTR 0.080

Reach Setting 45.29 P. Ohms @ 83.1 deg.

3. Distance Z_Starting Zone 3

Branch Main CT: 49-57 Ckt 1 (230.0 kV) to 57 S.ROS230 (SANTA ROSA)

VT at bus 49 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 2000.0 @0 CTR/VTR 0.080

Reach Setting 66.43 P. Ohms @ 83.1 deg.

SUBESTACION: SANTA ROSA

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)

Line Impedance: 38.739 P. Ohms @ 83.10 deg.

ROS_DOM1 Tag: 145

Model: YTG33_FULLL

2. Distance Z_Measuring Zone 1

Branch Main CT: 57-49 Ckt 1 (230.0 kV) to 49 S.DGO230 (SANTO DOMINGO)

VT at bus 57 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 1999.9 @0 CTR/VTR 0.080

Unit 1: PG

Reach Setting 58.78 P. Ohms @ 83.1 deg.

Unit 2: PP

Reach Setting 57.17 P. Ohms @ 83.1 deg.

ROS_DOM1_G Tag: 290

Model: YTG31_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1

Branch Main CT: 57-49 Ckt 1 (230.0 kV) to 49 S.DGO230 (SANTO DOMINGO)

VT at bus 57 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 1999.9 @0 CTR/VTR 0.080

Reach Setting 35.82 P. Ohms @ 83.1 deg.

2. Distance Z_Measuring Zone 2

Branch Main CT: 57-49 Ckt 1 (230.0 kV) to 49 S.DGO230 (SANTO DOMINGO)

VT at bus 57 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 1999.9 @0 CTR/VTR 0.080

Reach Setting 58.04 P. Ohms @ 83.1 deg.

3. Distance Z_Starting Zone 3

Branch Main CT: 57-49 Ckt 1 (230.0 kV) to 49 S.DGO230 (SANTO DOMINGO)

VT at bus 57 (230.0 kV)

CTR 160.0 @0 VTR 1999.9 @0 CTR/VTR 0.080

Reach Setting 132.66 P. Ohms @ 83.1 deg.

**Caso 1: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1
en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

S/E Santo Domingo

LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 DOM_ROS1 Tag: 110
 Model: YTG33_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1 Tag: 145
 Model: YTG33_FULLL
 2. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 57 S.ROS230 Ckt 1
 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	S.I.R. (+ seq)	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]
1	3.55	0.36	1.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	1.08 @ 0.5 With K0 setting	0.745 @ 0.0 deg
2	44.38	-119.69	1.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	1.86 @ 3.8 With K0 setting	0.745 @ 0.0 deg

S/E Santo Domingo

LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 S_DOM_ROS1_G Tag: 287
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 57 S.ROS230 Ckt 1
 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]					
1	3.55	0.36	1.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.08 @ 0.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
2	3.55	0.36	19.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.08 @ 0.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
3	3.55	0.36	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.08 @ 0.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1_G Tag: 290
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 57 S.ROS230 Ckt 1
 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]					
1	44.36	60.31	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86 @ 3.8	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
2	44.36	60.31	19.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86 @ 3.8	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
3	44.36	60.31	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86 @ 3.8	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	

**Caso 2: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1
en el 99,9% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 DOM_ROS1 Tag: 110
 Model: YTG33_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

S/E Santa Rosa
 LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1 Tag: 145
 Model: YTG33_FULLL
 2. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG
 Reach Setting 59.37 P. Ohms @ 83.1 deg.

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 57 S.ROS230 Ckt 1
 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.999 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]				
1	50.16	46.99	1.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.57 @ -0.3	With K0 setting	0.745 @	0.0 deg
2	3.21	-178.99	1.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	0.76 @ 2.9	With K0 setting	0.745 @	0.0 deg

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 S_DOM_ROS1_G Tag: 287
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 57 S.ROS230 Ckt 1
999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.999 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]					
1	50.15	46.99	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.57 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
2	50.15	46.99	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.57 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
3	50.15	46.99	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.57 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
ROS_DOM1_G Tag: 290
Model: YTG31_FULLL
1. Distance Z_Measuring Zone 1
2. Distance Z_Measuring Zone 2
3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 57 S.ROS230 Ckt 1
999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.999 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]					
1	3.20	1.01	1.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	0.76 @ 2.9	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
2	3.20	1.01	19.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	0.76 @ 2.9	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
3	3.20	1.01	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	0.76 @ 2.9	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	

Caso 3: Falla Fase a Tierra en Barra Santo Domingo 230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 DOM_ROS1 Tag: 110
 Model: YTG33_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

S/E Santa Rosa
 LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1 Tag: 145
 Model: YTG33_FULLL
 2. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]							
1	15.07	-178.91	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	2.92	@-177.6	With K0 setting	0.745	@ 0.0 deg
2	44.45	-119.73	1.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86	@ 3.8	With K0 setting	0.745	@ 0.0 deg

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 S_DOM_ROS1_G Tag: 287
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]		S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]					
1	15.07	-178.91	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	2.92	@-177.6	With K0 setting	0.746	@ 0.0 deg
2	15.07	-178.91	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	2.92	@-177.6	With K0 setting	0.746	@ 0.0 deg
3	15.07	-178.91	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	2.92	@-177.6	With K0 setting	0.746	@ 0.0 deg

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)

ROS_DOM1_G Tag: 290

Model: YTG31_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1
2. Distance Z_Measuring Zone 2
3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]		S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]					
1	44.43	60.27	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86	@ 3.8	With K0 setting	0.746	@ 0.0 deg
2	44.43	60.27	19.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86	@ 3.8	With K0 setting	0.746	@ 0.0 deg
3	44.43	60.27	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	1.86	@ 3.8	With K0 setting	0.746	@ 0.0 deg

Paso 2 :

S/E Santo Domingo

LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)

DOM_ROS1 Tag: 110

Model: YTG33_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1

Unit 1: PG

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 49 S.DGO230

Open breaker on 57 S.ROS230 to 49 S.DGO230 Ckt 1 at 57 S.ROS230; New bus 999001 S.ROS230 (NEWBUS1)

Open breaker on 57 S.ROS230 to 49 S.DGO230 Ckt 2 at 57 S.ROS230; New bus 999002 S.ROS230 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line		
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]	
1	3736.83	-89.98	infinite	DELTA-V/DELTA-I	C-A	96.46 @ 6.9
2	infinite		infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	unavailable

S/E Santo Domingo

LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)

S_DOM_ROS1_G Tag: 287

Model: YTG31_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1

2. Distance Z_Measuring Zone 2

3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 49 S.DGO230

Open breaker on 57 S.ROS230 to 49 S.DGO230 Ckt 1 at 57 S.ROS230; New bus 999001 S.ROS230 (NEWBUS1)

Open breaker on 57 S.ROS230 to 49 S.DGO230 Ckt 2 at 57 S.ROS230; New bus 999002 S.ROS230 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line		
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]	
1	3736.83	-89.98	infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	96.46 @ 6.9
2	3736.83	-89.98	infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	96.46 @ 6.9
3	3736.83	-89.98	infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	96.46 @ 6.9

Caso 4: Falla Fase a Tierra en Barra Santa Rosa 230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

Paso 1 :

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 DOM_ROS1 Tag: 110
 Model: YTG33_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

S/E Santa Rosa
 LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1 Tag: 145
 Model: YTG33_FULLL
 2. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	S.I.R. (+ seq)	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]
1	50.31	46.85	1.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting 0.745 @ 0.0 deg
2	27.58	-2.87	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	4.76 @ -180.5	With K0 setting 0.745 @ 0.0 deg

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 S_DOM_ROS1_G Tag: 287
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]		S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]				
1	50.30	46.84	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg
2	50.30	46.84	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg
3	50.30	46.84	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)

ROS_DOM1_G Tag: 290

Model: YTG31_FULLL

1. Distance Z_Measuring Zone 1
2. Distance Z_Measuring Zone 2
3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]		S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]				
1	27.57	177.12	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg
2	27.57	177.12	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg
3	27.57	177.12	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg

Paso 2 :

S/E Santo Domingo
LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
DOM_ROS1 Tag: 110
Model: YTG33_FULLL
1. Distance Z_Measuring Zone 1
Unit 1: PG

S/E Santa Rosa
LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
ROS_DOM1 Tag: 145
Model: YTG33_FULLL
2. Distance Z_Measuring Zone 1
Unit 1: PG

Fault: A
SLG_5_OHMS at bus 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]							
1	43.53	51.71	1.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.745 @	0.0 deg	
2	20.81	-10.64	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @ -180.5	With K0 setting	0.745 @	0.0 deg	

S/E Santo Domingo
LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
S_DOM_ROS1_G Tag: 287
Model: YTG31_FULLL
1. Distance Z_Measuring Zone 1
2. Distance Z_Measuring Zone 2
3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance [Mag] [Deg]		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]						
1	43.52	51.71	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
2	43.52	51.71	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
3	43.52	51.71	49.50	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1_G Tag: 290
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance [Mag] [Deg]		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]						
1	20.80	169.36	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
2	20.80	169.36	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	
3	20.80	169.36	infinite	VPH/(IPH+ICOMP)	A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting	0.746 @	0.0 deg	

**Caso 5: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo – Quevedo circuito 1
en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 DOM_ROS1 Tag: 110
 Model: YTG33_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

S/E Santa Rosa
 LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1 Tag: 145
 Model: YTG33_FULLL
 2. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 44 QUEVE230 Ckt 1
 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	S.I.R. (+ seq)		With K0 setting	S.I.R. (+ seq)	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]
1	15.13	-178.06	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	2.92 @ -177.6	With K0 setting	0.745 @	0.0 deg	
2	44.67	-119.64	1.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	1.86 @ 3.8	With K0 setting	0.745 @	0.0 deg	

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 S_DOM_ROS1_G Tag: 287
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 44 QUEVE230 Ckt 1
999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	[Mag] [Deg]	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]
1	15.12	-178.06	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	2.92 @-177.6 With K0 setting	0.746 @ 0.0 deg
2	15.12	-178.06	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	2.92 @-177.6 With K0 setting	0.746 @ 0.0 deg
3	15.12	-178.06	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	2.92 @-177.6 With K0 setting	0.746 @ 0.0 deg

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
ROS_DOM1_G Tag: 290
Model: YTG31_FULLL
1. Distance Z_Measuring Zone 1
2. Distance Z_Measuring Zone 2
3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.DGO230 (NEWBUS1) Midline node on 49 S.DGO230 to 44 QUEVE230 Ckt 1
999001 S.DGO230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 49 S.DGO230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	[Mag] [Deg]	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]
1	44.65	60.36	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	1.86 @ 3.8 With K0 setting	0.746 @ 0.0 deg
2	44.65	60.36	19.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	1.86 @ 3.8 With K0 setting	0.746 @ 0.0 deg
3	44.65	60.36	49.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	1.86 @ 3.8 With K0 setting	0.746 @ 0.0 deg

**Caso 6: Falla Fase a Tierra en Línea Santa Rosa - Totoras circuito 1
en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.**

S/E Santo Domingo
 LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 DOM_ROS1 Tag: 110
 Model: YTG33_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 Branch Main CT: 49-57 Ckt 1 (230.0 kV) to 57 S.ROS230 (SANTA ROSA)
 VT at bus 49 (230.0 kV)
 CTR 160.0 @0 VTR 1999.9 @0 CTR/VTR 0.080
 Unit 1: PG

S/E Santa Rosa
 LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1 Tag: 145
 Model: YTG33_FULLL
 2. Distance Z_Measuring Zone 1
 Unit 1: PG

Fault: A
 SLG_5_OHMS at bus 999001 S.ROS230 (NEWBUS1) Midline node on 57 S.ROS230 to 85 TOTOR230 Ckt 1
 999001 S.ROS230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	[Mag] [Deg]	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]
1	50.73	47.07	1.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	3.58 @ -0.3	With K0 setting 0.745 @ 0.0 deg
2	27.70	-1.93	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	4.76 @-180.5	With K0 setting 0.745 @ 0.0 deg

S/E Santo Domingo

LZOP: "P_ROS1_230" (LINE)
 S_DOM_ROS1_G Tag: 287
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.ROS230 (NEWBUS1) Midline node on 57 S.ROS230 to 85 TOTOR230 Ckt 1
 999001 S.ROS230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]
1	50.72	47.07	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	3.58 @ -0.3 With K0 setting 0.746 @ 0.0 deg
2	50.72	47.07	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	3.58 @ -0.3 With K0 setting 0.746 @ 0.0 deg
3	50.72	47.07	49.50	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	3.58 @ -0.3 With K0 setting 0.746 @ 0.0 deg

S/E Santa Rosa

LZOP: "P_DOM1_230" (LINE)
 ROS_DOM1_G Tag: 290
 Model: YTG31_FULLL
 1. Distance Z_Measuring Zone 1
 2. Distance Z_Measuring Zone 2
 3. Distance Z_Starting Zone 3

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 S.ROS230 (NEWBUS1) Midline node on 57 S.ROS230 to 85 TOTOR230 Ckt 1
 999001 S.ROS230 (NEWBUS1) distant 0.001 from 57 S.ROS230

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]
1	26.69	178.07	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	4.76 @-180.5 With K0 setting 0.746 @ 0.0 deg
2	26.69	178.07	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	4.76 @-180.5 With K0 setting 0.746 @ 0.0 deg
3	26.69	178.07	infinite	VPH/(IPH+ICOMP) A-G	4.76 @-180.5 With K0 setting 0.746 @ 0.0 deg

Estudio de cortocircuito de la línea Ambato – Totoras.

Falla close-in SINGLE_LINE_GROUND en Ambato.

Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus "82 AMBAT138"

 Substation AMBATO

Bus	82 AMBAT138				Ref	138.00 kV @0	Prefault	1.012 V (p.u.) @	-18.34	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase		B phase		C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd >	43.3556 @-24.026	16.4068 @153.787	26.9681 @157.304		0.00000 @0.00000	66.7480 @-151.91	64.6004 @104.117			
Thev. Impedance(Ohms)>	1.47546+j 15.565	2.30388+j 6.3923	3.13522+j 10.720							

Branch Currents (Amps) from >

AMBATO (Real bus is AMBATO 90 AMBAT-BA):

282 AMB-F1	1	77.9426 @147.687	495.541 @-92.840	2279.35 @-90.411		1216.82 @-94.519	708.413 @-44.592	710.093 @-126.76
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

PUCARA:

80 PUCAR138	1	725.760 @-103.84	554.161 @-100.05	1194.91 @-102.34		1677.54 @-102.23	315.072 @106.163	252.978 @42.0784
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

Close-in fault on branch from TOTORAS:

84 TOTOR138	1	704.944 @70.1450	1047.63 @83.3526	3457.29 @85.4933		2887.97 @81.0105	460.014 @154.956	464.493 @59.2960
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

=====

Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus "82 AMBAT138"

 Substation TOTORAS

Bus	84 TOTOR138				Ref	138.00 kV @0	Prefault	1.013 V (p.u.) @	-17.83	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io		A phase		B phase		C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd >	49.7520 @-23.334	11.3570 @152.753	11.5579 @156.290		26.8772 @-21.519	61.8047 @-143.91	60.5910 @96.4499			

Branch Currents (Amps) from >

AGOYAN:

88 AGOYA138	1	496.365 @-59.713	216.840 @-99.856	405.341 @-104.19		793.942 @-76.890	331.170 @-169.77	441.524 @83.9618
88 AGOYA138	2	496.365 @-59.713	216.840 @-99.856	405.341 @-104.19		793.942 @-76.890	331.170 @-169.77	441.525 @83.9618

AMBATO:

82 AMBAT138	1	1735.80 @89.0425	1367.29 @83.7971	3790.89 @81.8829		4360.30 @85.3279	458.778 @-24.964	463.711 @-120.57
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

TOTORAS (Real bus is TOTORAS 85 TOTOR230):

280 TOT-F1	1	961.458 @-111.46	454.585 @-113.80	1708.27 @-109.20		1984.65 @-111.35	425.650 @141.774	495.854 @-3.2546
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

TOTORAS (Real bus is TOTORAS 83 TOTOR-BA):

294 TOT-F2	1	178.655 @174.709	527.663 @-77.972	1372.36 @-80.550		950.875 @-89.568	572.286 @4.79562	571.968 @-128.00
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------

Falla close-in SINGLE_LINE_GROUND en Totoras.

Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus "84 TOTOR138"

```
-----
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          A phase          B phase          C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 39.4058 @-25.344 17.5128 @152.063 21.9253 @156.727 | 0.00000 @0.00000 60.6020 @-148.96 57.8627 @98.4458

Thev. Impedance(Ohms)> 0.80759+j 13.914 2.03369+j 5.4441 1.98337+j 7.0003
```

Branch Currents (Amps) from >

```
AGOYAN:
  88 AGOYA138      1 574.215 @-66.838 334.372 @-100.55 768.929 @-103.75 | 1110.47 @-84.641 323.288 @-167.63 428.967 @86.0905
  88 AGOYA138      2 574.215 @-66.838 334.372 @-100.55 768.928 @-103.75 | 1110.47 @-84.641 323.288 @-167.63 428.967 @86.0905
Close-in fault on branch from AMBATO:
  82 AMBAT138      1 2317.15 @85.7565 2110.55 @83.0678 7192.80 @82.3198 | 6822.99 @83.7178 382.942 @39.8240 128.516 @128.186
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      85 TOTOR230      ):
  280 TOT-F1       1 1319.57 @-109.38 703.483 @-114.55 3242.08 @-108.76 | 3101.25 @-110.33 508.412 @174.912 579.580 @-20.919
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      83 TOTOR-BA      ):
  294 TOT-F2       1 185.662 @-176.88 813.667 @-78.663 2603.35 @-80.112 | 1667.38 @-85.750 857.436 @-10.202 912.889 @-124.76
```

```
=====
Close-in fault point at "84 TOTOR138"
On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus "84 TOTOR138"
-----
```

```
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          A phase          B phase          C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 41.9968 @-25.986 14.1737 @151.692 14.4244 @155.229 | 13.4163 @-24.839 57.0517 @-146.35 55.5263 @94.1074
```

Branch Currents (Amps) from >

```
AMBATO (Real bus is AMBATO      90 AMBAT-BA      ):
  282 AMB-F1       1 77.9426 @147.687 428.095 @-94.935 1219.15 @-92.486 | 799.947 @-98.651 477.890 @-23.222 441.782 @-147.29
PUCARA:
  80 PUCAR138     1 734.156 @-102.04 477.164 @-102.04 638.469 @-104.42 | 1423.99 @-102.40 456.093 @108.441 447.359 @49.4159
TOTORAS:
  84 TOTOR138     1 710.923 @72.0530 903.525 @81.3193 1848.55 @83.4198 | 2222.84 @78.9501 382.908 @-140.37 129.284 @-51.383
```


Falla close-in LINE_TO_LINE en Ambato.

Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in LINE_TO_LINE at bus "82 AMBAT138"

```
-----
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.012 V (p.u.) @ -18.34 CO
          A phase          B phase          C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 24.5956 @-28.395  24.5956 @-28.395  0.00000 @0.00000 | 49.1912 @-28.395  24.5956 @151.605  24.5956 @151.605
Thev. Impedance(Ohms)> 1.47546+j 15.565  2.30388+j 6.3923  3.13522+j 10.720
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AMBATO (Real bus is AMBATO 90 AMBAT-BA ):
  282 AMB-F1      1 77.9426 @147.687  742.874 @84.9782  0.00000 @0.00000 | 781.686 @90.0620  665.028 @-155.34  787.726 @-39.798
PUCARA:
  80 PUCAR138     1 1072.95 @-102.65  830.752 @77.7671  0.00000 @0.00000 | 242.294 @-104.08  1649.68 @163.322  1656.49 @-8.2762
Close-in fault on branch from TOTORAS:
  84 TOTOR138     1 1049.29 @73.3379  1570.52 @-98.829  0.00000 @0.00000 | 549.938 @-83.756  2193.42 @-5.1260  2364.13 @161.692
```

```
=====
Close-in fault point at "82 AMBAT138"
On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
Close-in LINE_TO_LINE at bus "82 AMBAT138"
-----
```

```
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.013 V (p.u.) @ -17.83 CO
          A phase          B phase          C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 34.1237 @-26.882  17.0255 @-29.429  0.00000 @0.00000 | 51.1380 @-27.730  28.7955 @-176.78  30.3086 @123.018
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AGOYAN:
  88 AGOYA138     1 617.082 @-69.760  325.069 @77.9625  0.00000 @0.00000 | 383.753 @-42.865  917.385 @179.728  685.942 @21.9765
  88 AGOYA138     2 617.082 @-69.760  325.069 @77.9625  0.00000 @0.00000 | 383.753 @-42.865  917.385 @179.728  685.942 @21.9765
AMBATO:
  82 AMBAT138     1 2584.49 @84.7046  2049.72 @-98.384  0.00000 @0.00000 | 548.981 @96.3117  4082.30 @-10.419  3959.33 @177.212
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 85 TOTOR230 ):
  280 TOT-F1      1 1470.98 @-108.89  681.475 @64.0169  0.00000 @0.00000 | 799.155 @-102.85  1958.90 @147.218  1846.25 @-8.7695
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 83 TOTOR-BA ):
  294 TOT-F2      1 190.672 @-172.84  791.028 @99.8461  0.00000 @0.00000 | 822.315 @113.238  627.747 @-148.17  957.066 @-26.330
```

Falla close-in LINE_TO_LINE en Totoras

Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in LINE_TO_LINE at bus "84 TOTOR138"

```
-----
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.013 V (p.u.) @ -17.83 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 23.9850 @-29.960 23.9850 @-29.960 0.00000 @0.00000 | 47.9701 @-29.960 23.9850 @150.040 23.9850 @150.040
          A phase          B phase          C phase
Thev. Impedance(Ohms)> 0.80759+j 13.914 2.03369+j 5.4441 1.98337+j 7.0003
```

Branch Currents (Amps) from >

```
AGOYAN:
  88 AGOYA138      1 698.806 @-74.828 457.947 @77.4310 0.00000 @0.00000 | 362.737 @-38.837 1113.23 @177.856 850.455 @12.6207
  88 AGOYA138      2 698.806 @-74.828 457.947 @77.4310 0.00000 @0.00000 | 362.737 @-38.837 1113.23 @177.856 850.455 @12.6207
Close-in fault on branch from AMBATO:
  82 AMBAT138      1 3162.65 @82.4177 2890.56 @-98.955 0.00000 @0.00000 | 281.565 @96.6528 5279.79 @-9.7143 5207.46 @173.259
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      85 TOTOR230      ):
  280 TOT-F1      1 1832.64 @-108.61 963.472 @63.4276 0.00000 @0.00000 | 888.544 @-99.968 2541.50 @148.782 2368.92 @-10.757
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      83 TOTOR-BA      ):
  294 TOT-F2      1 204.324 @-166.05 1114.38 @99.3146 0.00000 @0.00000 | 1116.58 @109.824 953.368 @-147.68 1301.95 @-24.540
```

```
=====
Close-in fault point at "84 TOTOR138"
On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
Close-in LINE_TO_LINE at bus "84 TOTOR138"
-----
```

```
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.012 V (p.u.) @ -18.34 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 27.5725 @-30.400 19.4119 @-30.331 0.00000 @0.00000 | 46.9844 @-30.371 24.5550 @166.356 24.5094 @132.870
          A phase          B phase          C phase
```

Branch Currents (Amps) from >

```
AMBATO (Real bus is AMBATO      90 AMBAT-BA      ):
  282 AMB-F1      1 77.9426 @147.687 586.307 @83.0422 0.00000 @0.00000 | 623.675 @89.5267 508.660 @-157.67 633.868 @-42.764
PUCARA:
  80 PUCAR138      1 996.432 @-101.35 653.512 @75.9367 0.00000 @0.00000 | 345.050 @-96.193 1457.36 @160.820 1420.18 @-5.4857
TOTORAS:
  84 TOTOR138      1 971.271 @74.3572 1237.44 @-100.70 0.00000 @0.00000 | 282.444 @-83.481 1868.91 @-8.7880 1962.47 @163.233
```

Falla close-in DOUBLE_LINE_TO_GROUND en Ambato

Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "82 AMBAT138"

```
-----
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 1.012 V (p.u.) @ -18.34 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 17.2373 @-28.644 17.2373 @-28.644 17.2373 @-28.644 | 51.7118 @-28.644 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
          A phase      B phase      C phase
Thev. Impedance(Ohms)> 1.47546+j 15.565 2.30388+j 6.3923 3.13522+j 10.720
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AMBATO (Real bus is AMBATO 90 AMBAT-BA ):
 282 AMB-F1 1 77.9426 @147.687 520.626 @84.7287 1456.90 @83.6412 | 1043.34 @88.0367 461.735 @139.304 486.957 @12.3475
PUCARA:
 80 PUCAR138 1 1207.25 @-103.43 582.213 @77.5175 763.753 @71.7140 | 371.634 @-101.60 1622.22 @146.454 1677.49 @6.59877
Close-in fault on branch from TOTORAS:
 84 TOTOR138 1 1184.32 @72.9977 1100.66 @-99.078 2209.81 @-100.45 | 679.805 @-86.714 2081.16 @-35.129 2162.55 @-172.11
```

```
=====
Close-in fault point at "82 AMBAT138"
On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "82 AMBAT138"
-----
```

```
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 1.013 V (p.u.) @ -17.83 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 27.9696 @-27.266 11.9319 @-29.678 7.38750 @-29.658 | 47.2790 @-28.249 18.4900 @-158.26 18.9882 @105.937
          A phase      B phase      C phase
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AGOYAN:
 88 AGOYA138 1 662.063 @-73.347 227.817 @77.7130 259.083 @69.8600 | 425.563 @-50.977 847.599 @168.802 770.411 @32.0877
 88 AGOYA138 2 662.063 @-73.347 227.817 @77.7130 259.083 @69.8600 | 425.563 @-50.977 847.599 @168.802 770.411 @32.0877
AMBATO:
 82 AMBAT138 1 2905.43 @82.6345 1436.50 @-98.634 2423.03 @-104.07 | 678.924 @93.3324 4000.16 @-30.387 4124.32 @-165.90
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 85 TOTOR230 ):
 280 TOT-F1 1 1669.62 @-109.45 477.596 @63.7673 1091.88 @64.8505 | 838.340 @-103.10 2105.98 @131.935 2075.23 @6.59225
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 83 TOTOR-BA ):
 294 TOT-F2 1 199.831 @-168.89 554.373 @99.5966 877.171 @93.5020 | 856.627 @110.956 401.147 @161.458 635.243 @-4.6952
```

Falla close-in DOUBLE_LINE_TO_GROUND en Totoras

Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "84 TOTOR138"

 Substation TOTORAS

Bus	84 TOTOR138					Ref	138.00 kV @0	Prefault	1.013 V (p.u.) @	-17.83 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io			A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	15.2871 @-30.092	15.2871 @-30.092	15.2871 @-30.092	15.2871 @-30.092		45.8612 @-30.092	0.00000 @0.00000	0.00000 @0.00000	0.00000 @0.00000	
Thev. Impedance(Ohms)>	0.80759+j 13.914	2.03369+j 5.4441	1.98337+j 7.0003							

Branch Currents (Amps) from >

AGOYAN:

88 AGOYA138	1	763.203 @-79.186	291.877 @77.2992	536.124 @69.4263		401.942 @-47.767	993.560 @160.520	974.732 @28.7075		
88 AGOYA138	2	763.203 @-79.186	291.877 @77.2992	536.124 @69.4263		401.942 @-47.767	993.560 @160.520	974.732 @28.7075		
Close-in fault on branch from AMBATO:										
82 AMBAT138	1	3615.17 @79.7568	1842.32 @-99.087	5015.07 @-104.50		137.166 @119.056	5231.16 @-39.060	5512.78 @-162.27		
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 85 TOTOR230):										
280 TOT-F1	1	2115.21 @-109.89	614.077 @63.2958	2260.49 @64.4210		769.964 @-98.838	2800.18 @126.117	2796.96 @11.0842		
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 83 TOTOR-BA):										
294 TOT-F2	1	220.808 @-161.73	710.258 @99.1828	1815.14 @93.0684		1286.21 @106.041	653.900 @145.366	822.191 @14.4222		

=====
 Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "84 TOTOR138"

 Substation AMBATO

Bus	82 AMBAT138					Ref	138.00 kV @0	Prefault	1.012 V (p.u.) @	-18.34 CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io			A phase	B phase	C phase	
Voltage (kV) Ph-Gnd >	19.4106 @-30.927	12.3724 @-30.462	10.0572 @-31.590	10.0572 @-31.590		41.8391 @-30.949	8.61863 @-164.33	8.25785 @103.184		

Branch Currents (Amps) from >

AMBATO (Real bus is AMBATO 90 AMBAT-BA):										
282 AMB-F1	1	77.9426 @147.687	373.688 @82.9104	850.036 @80.6952		692.602 @87.8435	285.721 @143.399	341.574 @-3.9651		
PUCARA:										
80 PUCAR138	1	1140.85 @-102.56	416.521 @75.8048	445.163 @68.7644		578.825 @-99.168	1429.75 @146.145	1453.25 @7.50674		
TOTORAS:										
84 TOTOR138	1	1116.92 @73.6733	788.695 @-100.84	1288.87 @-103.40		137.626 @-61.268	1715.20 @-34.313	1789.29 @-174.67		

Falla close-in THREE_PHASE en Ambato

Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in THREE_PHASE at bus "82 AMBAT138"

```
-----
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
Ref      138.00 kV @0 Prefault 1.012 V (p.u.) @ -18.34 CO
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      A phase      B phase      C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Thev. Impedance(Ohms)> 1.47546+j 15.565 2.30388+j 6.3923 3.13522+j 10.720
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AMBATO (Real bus is AMBATO 90 AMBAT-BA ):
 282 AMB-F1      1 77.9426 @147.687 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 77.9426 @147.687 77.9426 @27.6870 77.9426 @-92.313
PUCARA:
 80 PUCAR138     1 1522.02 @-104.89 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 1522.02 @-104.89 1522.02 @135.106 1522.02 @15.1056
Close-in fault on branch from TOTORAS:
 84 TOTOR138     1 1500.54 @72.2648 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 1500.54 @72.2648 1500.54 @-47.735 1500.54 @-167.74
```

```
=====
Close-in fault point at "82 AMBAT138"
On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
Close-in THREE_PHASE at bus "82 AMBAT138"
-----
```

```
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
Ref      138.00 kV @0 Prefault 1.013 V (p.u.) @ -17.83 CO
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      A phase      B phase      C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 13.5539 @-28.647 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 13.5539 @-28.647 13.5539 @-148.65 13.5539 @91.3528
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AGOYAN:
 88 AGOYA138     1 774.414 @-80.169 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 774.414 @-80.169 774.414 @159.831 774.414 @39.8308
 88 AGOYA138     2 774.414 @-80.169 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 774.414 @-80.169 774.414 @159.831 774.414 @39.8308
AMBATO:
 82 AMBAT138     1 3665.07 @79.0420 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 3665.07 @79.0420 3665.07 @-40.958 3665.07 @-160.96
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 85 TOTOR230 ):
 280 TOT-F1      1 2134.90 @-110.52 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 2134.90 @-110.52 2134.90 @129.479 2134.90 @9.47949
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 83 TOTOR-BA ):
 294 TOT-F2      1 224.848 @-161.13 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 224.848 @-161.13 224.848 @78.8709 224.848 @-41.129
=====
```

Paso 2:

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)
 Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in THREE_PHASE at bus "82 AMBAT138"

```
-----
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.006 V (p.u.) @ -16.44 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 14.0155 @-28.443  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 14.0155 @-28.443  14.0155 @-148.44  14.0155 @91.5566
          A phase          B phase          C phase
Branch Currents (Amps) from >
AGOYAN:
  88 AGOYA138      1 770.503 @-79.998  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 770.503 @-79.998  770.503 @160.002  770.503 @40.0017
  88 AGOYA138      2 770.503 @-79.998  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 770.503 @-79.998  770.503 @160.002  770.503 @40.0017
AMBATO:
  82 AMBAT138      1 3789.89 @79.2458  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 3789.89 @79.2458  3789.89 @-40.754  3789.89 @-160.75
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      85 TOTOR230      ):
  280 TOT-F1       1 2266.28 @-109.66  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 2266.28 @-109.66  2266.28 @130.338  2266.28 @10.3384
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      83 TOTOR-BA      ):
  294 TOT-F2       1 224.040 @-161.36  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 224.040 @-161.36  224.040 @78.6357  224.040 @-41.364
=====
```

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)
 Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in THREE_PHASE at bus "82 AMBAT138"

```
-----
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.005 V (p.u.) @ -16.62 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000
          A phase          B phase          C phase
Thev. Impedance(Ohms)> 1.76612+j 21.200  3.13883+j 8.2303  4.01644+j 12.749

Branch Currents (Amps) from >
AMBATO (Real bus is AMBATO      90 AMBAT-BA      ):
  282 AMB-F1       1 77.9426 @147.687  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 77.9426 @147.687  77.9426 @27.6870  77.9426 @-92.313
PUCARA:
  80 PUCAR138      1 Branch has been modified or outaged
999001 PUCAR138    1 0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000
Close-in fault on branch from TOTORAS:
  84 TOTOR138      1 77.9424 @-32.314  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000 | 77.9424 @-32.314  77.9424 @-152.31  77.9424 @87.6864
```

Falla close-in THREE_PHASE en Totoras

Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in THREE_PHASE at bus "84 TOTOR138"

```
-----
Substation TOTORAS
Bus      84 TOTOR138
Ref      138.00 kV @0 Prefault 1.013 V (p.u.) @ -17.83 CO
+ seq      - seq      0 seq / 3Io      A phase      B phase      C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Thevs. Impedance(Ohms)> 0.80759+j 13.914 2.03369+j 5.4441 1.98337+j 7.0003
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AGOYAN:
  88 AGOYA138      1 884.355 @-85.292 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 884.355 @-85.292 884.355 @154.708 884.355 @34.7081
  88 AGOYA138      2 884.355 @-85.292 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 884.355 @-85.292 884.355 @154.708 884.355 @34.7081
Close-in fault on branch from AMBATO:
  82 AMBAT138      1 4422.67 @76.3459 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 4422.67 @76.3459 4422.67 @-43.654 4422.67 @-163.65
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      85 TOTOR230      ):
  280 TOT-F1        1 2613.25 @-111.54 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 2613.25 @-111.54 2613.25 @128.464 2613.25 @8.46434
TOTORAS (Real bus is TOTORAS      83 TOTOR-BA      ):
  294 TOT-F2        1 252.396 @-155.63 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 252.396 @-155.63 252.396 @84.3650 252.396 @-35.635
```

```
=====
Close-in fault point at "84 TOTOR138"
On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
Close-in THREE_PHASE at bus "84 TOTOR138"
-----
```

```
Substation AMBATO
Bus      82 AMBAT138
Ref      138.00 kV @0 Prefault 1.012 V (p.u.) @ -18.34 CO
+ seq      - seq      0 seq / 3Io      A phase      B phase      C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 5.07779 @-34.934 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 5.07779 @-34.934 5.07779 @-154.93 5.07779 @85.0661
```

```
Branch Currents (Amps) from >
AMBATO (Real bus is AMBATO      90 AMBAT-BA      ):
  282 AMB-F1        1 77.9426 @147.687 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 77.9426 @147.687 77.9426 @27.6870 77.9426 @-92.313
PUCARA:
  80 PUCAR138      1 1395.37 @-104.15 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 1395.37 @-104.15 1395.37 @135.847 1395.37 @15.8472
TOTORAS:
  84 TOTOR138      1 1373.07 @72.7553 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 1373.07 @72.7553 1373.07 @-47.245 1373.07 @-167.24
```

Paso 2:

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)
Close-in fault point at "84 TOTOR138"
On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
Close-in THREE_PHASE at bus "84 TOTOR138"

Substation AMBATO

Bus 82 AMBAT138 Ref 138.00 kV @0 Prefault 1.005 V (p.u.) @ -16.62 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 0.28833 @-140.01 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 0.28833 @-140.01 0.28833 @99.9912 0.28833 @-20.009

Branch Currents (Amps) from >

AMBATO (Real bus is AMBATO 90 AMBAT-BA):
282 AMB-F1 1 77.9426 @147.687 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 77.9426 @147.687 77.9426 @27.6870 77.9426 @-92.313
PUCARA:
80 PUCAR138 1 Branch has been modified or outaged
999001 PUCAR138 1 0.02650 @129.986 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 0.02650 @129.986 0.02650 @9.98631 0.02650 @-110.01
TOTORAS:
84 TOTOR138 1 77.9677 @-32.320 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 77.9677 @-32.320 77.9677 @-152.32 77.9677 @87.6804

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)
Close-in fault point at "84 TOTOR138"
On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
Close-in THREE_PHASE at bus "84 TOTOR138"

Substation TOTORAS

Bus 84 TOTOR138 Ref 138.00 kV @0 Prefault 1.006 V (p.u.) @ -16.44 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Thev. Impedance(Ohms)> 0.63713+j 17.663 2.45931+j 6.3057 2.15801+j 7.3663

Branch Currents (Amps) from >

AGOYAN:
88 AGOYA138 1 884.355 @-85.292 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 884.355 @-85.292 884.355 @154.708 884.355 @34.7081
88 AGOYA138 2 884.355 @-85.292 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 884.355 @-85.292 884.355 @154.708 884.355 @34.7081
Close-in fault on branch from AMBATO:
82 AMBAT138 1 4560.12 @76.5554 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 4560.12 @76.5554 4560.12 @-43.445 4560.12 @-163.44
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 85 TOTOR230):
280 TOT-F1 1 2747.31 @-110.80 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 2747.31 @-110.80 2747.31 @129.202 2747.31 @9.20178
TOTORAS (Real bus is TOTORAS 83 TOTOR-BA):
294 TOT-F2 1 252.396 @-155.63 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000 | 252.396 @-155.63 252.396 @84.3650 252.396 @-35.635

Estudio de la protección de sobrecorriente direccional de la línea Ambato – Totoras.

Reportes del módulo SS para falla Close-in SINGLE_LINE_GROUND en Ambato.

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

Simulation Area Definition

Center_Bus "82 AMBAT138"

Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0

Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON

Pilots ON (pilot flags ignored)

Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX

LZOP_Type LINE MISC

AND_Limit_Relays_By X

AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 32 relays

4 distinct LZOPs 32 distinct relays

60 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

*** Starting event # 2 *****
 Fault 1 of 1:
 Close-in fault point at "82 AMBAT138"
 On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus "82 AMBAT138"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

 *** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

Primary LZOP: 12 TOT at AMBATO
 Trip path DIR_GND_IOC (Relay AMB-TOT-GND; Tag 143 IOC)
 AND RCVR_GND (Relay RECEIVER_GND; Tag 485 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHA_IOC (Relay AMB-TOT-PHA; Tag 140 IOC)
 AND RCVR_PHA (Relay RECEIVER_PHA; Tag 479 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous trip of Primary LZOP: 11 AMB at TOTORAS
 Trip path DIR_GND_IOC (Relay TOT-AMB-GND; Tag 144 IOC)
 AND RCVR_GND (Relay RECEIVER_GND; Tag 493 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHA_IOC (Relay TOT-AMB-PHA; Tag 139 IOC)
 AND RCVR_PHA (Relay RECEIVER_PHA; Tag 487 AUX) 3.5 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 17.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at		6.5 cycles from start:				LZOP	Breaker	Total	
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path				
AMBATO	12 TOT		LINE	Primary	DIR_GND_IOC,RCVR_GN	3.5	3.0	6.5	Trips at step 2
TOTORAS	11 AMB		LINE	Primary	DIR_GND_IOC,RCVR_GN	3.5	3.0	6.5	Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
11 LINE	PRIMARY Branch "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1	3.0 cycles
12 LINE	PRIMARY Branch "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Close-in fault point at "82 AMBAT138"

On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1

Open breaker on "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "84 TOTOR138"; New bus "999001 TOTOR138" (NEWBUS1)

Open breaker on "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1

at "82 AMBAT138"; New bus "999002 AMBAT138" (NEWBUS2)

Fault command:

APPLY_FAULT SINGLE_LINE_GROUND CLOSE_IN_BUS X

Fault is cleared after 6.5 cycles 0.108 sec; step 2

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV	TRUE	(PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE	TRUE	((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE	FALSE	(DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	TRUE	TOT-AMB-GND	144 IOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	TRUE	RECEIVER_GND	493 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHA	139 IOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	487 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 IOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	491 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 IOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	492 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 TOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 TOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 TOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 TOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

		----- Element -----				OC amps DIST ohm		Predicted cyc			Contact Logic
Substation Id	LZOP Name	P/B Relay Name	Tag Code	Designation Z/U	CTR	VTR	before dropout	Init	Oper	Drop	
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139 DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHA
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139 IOC		120		4360.3 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHA_IOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139 TOC		120		4360.3 amps	1.0	63.3	Inf	DIR_PHA_TOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-GN	144 DIR	DIR -60 VOL	120	692		1.0	2.0	Inf	DIR_GND
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-GN	144 IOC		120		3790.9 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_GND_IOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-GN	144 TOC		120		3790.9 amps	2.0	39.9	Inf	DIR_GND_TOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	156 DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHB
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	157 DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHC
TOTORAS	AMB	P TRANSMITTE	486 AUX					2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_P	487 AUX					3.5	3.5	Inf	RCVR_PHA
TOTORAS	AMB	P TRANSMITTE	490 AUX					3.5	3.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_G	493 AUX					3.5	3.5	Inf	RCVR_GND

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

```

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV      TRUE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE                TRUE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
(DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC) )
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE              FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	TRUE	AMB-TOT-GND	143 IOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	TRUE	RECEIVER_GND	485 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHA	140 IOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	479 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 IOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	483 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 IOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	484 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	Inf	DIR_PHA
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140	IOC		120		2888.0 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_PHA_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140	TOC		120		2888.0 amps	2.0	133	Inf	DIR_PHA_TOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	DIR	DIR -60 VOL	120	692		1.0	2.0	Inf	DIR_GND
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	IOC		120		3457.3 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_GND_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	TOC		120		3457.3 amps	2.0	45.1	Inf	DIR_GND_TOC
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	478	AUX					3.5	3.5	Inf	
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	479	AUX					2.5	2.5	Inf	RCVR_PHA
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	482	AUX					3.5	3.5	Inf	
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_G	485	AUX					3.5	3.5	Inf	RCVR_GND

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 5 AMB at PUCARA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T)) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 1	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 2	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 1	10 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 2	10 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 1	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 2	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 1	11 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 2	11 DIST " " Zone 3

Reportes del módulo SS para falla Close-in SINGLE_LINE_GROUND en Totoras.

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

Simulation Area Definition

Center_Bus "82 AMBAT138"

Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0

Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON

Pilots ON (pilot flags ignored)

Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX

LZOP_Type LINE MISC

AND_Limit_Relays_By X

AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 32 relays

4 distinct LZOPs 32 distinct relays

60 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

*** Starting event # 2 *****
 Fault 1 of 1:
 Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus "84 TOTOR138"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

 *** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

Primary LZOP: 12 TOT at AMBATO
 Trip path DIR_GND_IOC (Relay AMB-TOT-GND; Tag 143 IOC)
 AND RCVR_GND (Relay RECEIVER_GND; Tag 485 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHA_IOC (Relay AMB-TOT-PHA; Tag 140 IOC)
 AND RCVR_PHA (Relay RECEIVER_PHA; Tag 479 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous trip of Primary LZOP: 11 AMB at TOTORAS
 Trip path DIR_GND_IOC (Relay TOT-AMB-GND; Tag 144 IOC)
 AND RCVR_GND (Relay RECEIVER_GND; Tag 493 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHA_IOC (Relay TOT-AMB-PHA; Tag 139 IOC)
 AND RCVR_PHA (Relay RECEIVER_PHA; Tag 487 AUX) 3.5 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 47.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at		6.5 cycles from start:						
Substation ID	LZOP Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
AMBATO	12 TOT	LINE	Primary	DIR_GND_IOC,RCVR_GN	3.5	3.0	6.5	Trips at step 2
TOTORAS	11 AMB	LINE	Primary	DIR_GND_IOC,RCVR_GN	3.5	3.0	6.5	Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
-----	-----	-----

```

11 LINE      PRIMARY Branch "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1      3.0 cycles
12 LINE      PRIMARY Branch "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1      3.0 cycles

```

Network changes now in effect:

```

Close-in fault point at "84 TOTOR138"
On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
Open breaker on "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
at "84 TOTOR138"; New bus "999001 TOTOR138" (NEWBUS1)
Open breaker on "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
at "82 AMBAT138"; New bus "999002 AMBAT138" (NEWBUS2)
Fault command:
APPLY_FAULT SINGLE_LINE_GROUND CLOSE_IN_BUS X

```

Fault is cleared after 6.5 cycles 0.108 sec; step 2

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

```

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV      TRUE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE                 TRUE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
(DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC) )
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE               FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	TRUE	TOT-AMB-GND	144 IOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	TRUE	RECEIVER_GND	493 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHA	139 IOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	487 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 IOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	491 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 IOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	492 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 TOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 TOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 TOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 TOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

		----- Element -----				OC amps DIST ohm		Predicted cyc			Contact Logic	
Substation Id	LZOP Name	P/B Relay Name	Tag	Code	Designation Z/U	CTR	VTR	before dropout	Init	Oper		Drop
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHA
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139	IOC		120		6823.0 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHA_IOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139	TOC		120		6823.0 amps	1.0	51.6	Inf	DIR_PHA_TOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-GN	144	DIR	DIR -60 VOL	120	692		1.0	2.0	Inf	DIR_GND
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-GN	144	IOC		120		7192.8 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_GND_IOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-GN	144	TOC		120		7192.8 amps	2.0	37.1	Inf	DIR_GND_TOC
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	156	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHB
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	157	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	1.0	DIR_PHC
TOTORAS	AMB	P TRANSMITTE	486	AUX					2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_P	487	AUX					3.5	3.5	Inf	RCVR_PHA
TOTORAS	AMB	P TRANSMITTE	490	AUX					3.5	3.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_G	493	AUX					3.5	3.5	Inf	RCVR_GND

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

```

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV      TRUE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE                 TRUE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
(DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC) )
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE               FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	TRUE	AMB-TOT-GND	143 IOC	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	TRUE	RECEIVER_GND	485 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHA	140 IOC	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	479 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 IOC	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	483 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 IOC	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	484 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	Inf	DIR_PHA
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140	IOC		120		2222.8 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_PHA_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140	TOC		120		2222.8 amps	2.0	160	Inf	DIR_PHA_TOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	DIR	DIR -60 VOL	120	692		1.0	2.0	Inf	DIR_GND
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	IOC		120		1848.5 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_GND_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	TOC		120		1848.5 amps	2.0	65.2	Inf	DIR_GND_TOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	Inf	DIR_PHC
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	478	AUX					3.5	3.5	Inf	
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	479	AUX					2.5	2.5	Inf	RCVR_PHA
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	482	AUX					3.5	3.5	Inf	
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_G	485	AUX					3.5	3.5	Inf	RCVR_GND

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 5 AMB at PUCARA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 1	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 2	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 1	10 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 2	10 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 1	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 2	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 1	11 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 2	11 DIST " " Zone 3

Reportes del módulo SS para falla Close-in THREE_PHASE en Ambato.

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

Simulation Area Definition

Center_Bus "82 AMBAT138"

Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0

Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON

Pilots ON (pilot flags ignored)

Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX

LZOP_Type LINE MISC

AND_Limit_Relays_By X

AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 32 relays

4 distinct LZOPs 32 distinct relays

60 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

*** Starting event # 2 *****

Fault 1 of 1:
Close-in fault point at "82 AMBAT138"
On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
Close-in THREE_PHASE at bus "82 AMBAT138"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

Primary LZOP: 5 AMB at PUCARA
Trip path PP_ZN2 (Relay PUC-AMB-PH; Tag 10 DIST)
AND PP_ZN2T (Relay PUC-AMB-PHT; Tag 14 TIMER) 22.0 cycles from start
Simultaneous PG_ZN2 (Relay PUC-AMB-G; Tag 11 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay PUC-AMB-GT; Tag 62 TIMER) 20.5 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 17.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 23.5 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
PUCARA	5 AMB		LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	20.5	3.0	23.5 Trips at step 2
TOTORAS	11 AMB		LINE	Primary	DIR_PHA_TOC,DIR_PHB	69.4	3.0	72.4 Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
5 LINE	PRIMARY Branch "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Close-in fault point at "82 AMBAT138"

On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)

Fault command:

APPLY_FAULT THREE_PHASE CLOSE_IN_BUS X

Fault is not cleared after 23.5 cycles 0.392 sec; step 2

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 23.5 cycles

LZOP 5 AMB at PUCARA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 1	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2	TRUE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 2	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2T	TRUE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 1	10 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	TRUE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 2	10 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 1	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 2	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	TRUE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 1	11 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 2	11 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 23.5 cycles 0.392 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	10	DIST		2	80 1200	14.293 ohm @ 75	2.5	4.0	Inf	PP_ZN2
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	10	DIST		3	80 1200	14.293 ohm @ 75	1.0	2.5	Inf	PP_ZN3
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-G	11	DIST		2	80 1200	14.293 ohm @ 75	2.5	2.5	Inf	PG_ZN2
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-G	11	DIST		3	80 1200	14.293 ohm @ 75	1.0	2.5	Inf	PG_ZN3
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	14	TIMER		1			4.0	22.0	Inf	PP_ZN2T
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	14	TIMER		2			2.5	50.5	Inf	PP_ZN3T
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-GT	62	TIMER		1			2.5	20.5	Inf	PG_ZN2T
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-GT	62	TIMER		2			2.5	50.5	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 23.5 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
 PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
 SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 IOC	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	485 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 IOC	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	479 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 IOC	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	TRUE	RECEIVER_PHB	483 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 IOC	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	TRUE	RECEIVER_PHC	484 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 23.5 cycles 0.392 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	----- Element ----- Designation Z/U	CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact Logic
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	479	AUX					2.5 2.5 Inf	RCVR_PHA
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	483	AUX					2.5 2.5 Inf	RCVR_PHB
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	484	AUX					2.5 2.5 Inf	RCVR_PHC

Contact logic for chosen LZOP after 23.5 cycles

LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
 PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
 (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
 SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 IOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	493 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHA	139 IOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	487 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHB	156 IOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	491 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHC	157 IOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	492 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 TOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 TOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 TOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 TOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 23.5 cycles 0.392 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	139	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHA
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	139	IOC		120		3665.1 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHA_IOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	139	TOC		120		3665.1 amps	1.0	69.4	Inf	DIR_PHA_TOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	156	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHB
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	156	IOC		120		3665.1 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHB_IOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	156	TOC		120		3665.1 amps	1.0	69.4	Inf	DIR_PHB_TOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	157	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	157	IOC		120		3665.1 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHC_IOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	157	TOC		120		3665.1 amps	1.0	69.4	Inf	DIR_PHC_TOC
TOTORAS	AMB	P	TRANSMITTE	486	AUX					2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P	TRANSMITTE	488	AUX					2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P	TRANSMITTE	489	AUX					2.5	2.5	Inf	

*** Starting event # 3 *****

Fault 1 of 1:

Close-in fault point at "82 AMBAT138"

On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)

Close-in THREE_PHASE at bus "82 AMBAT138"

With breakers open in step # 2 continue to step # 3

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

Primary LZOP: 11 AMB at TOTORAS

Trip path DIR_PHA_TOC (Relay TOT-AMB-PHA; Tag 139 TOC) 68.6 cycles from start

Simultaneous DIR_PHB_TOC (Relay TOT-AMB-PHB; Tag 156 TOC) 68.6 cycles from start

Simultaneous DIR_PHC_TOC (Relay TOT-AMB-PHC; Tag 157 TOC) 68.6 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 17.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 71.6 cycles from start:

Substation ID	LZOP Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
PUCARA	5 AMB	LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	20.5	3.0	23.5 Trips at step 2
TOTORAS	11 AMB	LINE	Primary	DIR_PHA_TOC,DIR_PHB	68.6	3.0	71.6 Trips at step 3

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
11 LINE	PRIMARY Branch "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
5 LINE	PRIMARY Branch "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Close-in fault point at "82 AMBAT138"

On "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)

Open breaker on "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "84 TOTOR138"; New bus "999002 TOTOR138" (NEWBUS2)

Fault command:

APPLY_FAULT THREE_PHASE CLOSE_IN_BUS X

Fault is not cleared after 71.6 cycles 1.193 sec; step 3

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 71.6 cycles

LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

```

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV      TRUE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE                FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
(DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC) )
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE              TRUE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

```

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 IOC " "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	493 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHA	139 IOC " "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	487 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHB	156 IOC " "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	491 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHC	157 IOC " "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	492 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 TOC " "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	TRUE	TOT-AMB-PHA	139 TOC " "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	TRUE	TOT-AMB-PHB	156 TOC " "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	TRUE	TOT-AMB-PHC	157 TOC " "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 3

Relay Element Summary at 71.6 cycles 1.193 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Element		CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact Logic
					Designation	Z/U					Init	Oper	Drop	
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	139 DIR	DIR 60 VOLT		120	1200			0.0	1.0	Inf	DIR_PHA
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	139 IOC			120		3789.9 amps		1.0	2.5	Inf	DIR_PHA_IOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	139 TOC			120		3789.9 amps		1.0	68.6	Inf	DIR_PHA_TOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	156 DIR	DIR 60 VOLT		120	1200			0.0	1.0	Inf	DIR_PHB
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	156 IOC			120		3789.9 amps		1.0	2.5	Inf	DIR_PHB_IOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	156 TOC			120		3789.9 amps		1.0	68.6	Inf	DIR_PHB_TOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	157 DIR	DIR 60 VOLT		120	1200			0.0	1.0	Inf	DIR_PHC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	157 IOC			120		3789.9 amps		1.0	2.5	Inf	DIR_PHC_IOC
TOTORAS	AMB	P	TOT-AMB-PH	157 TOC			120		3789.9 amps		1.0	68.6	Inf	DIR_PHC_TOC
TOTORAS	AMB	P	TRANSMITTE	486 AUX							2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P	TRANSMITTE	488 AUX							2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB	P	TRANSMITTE	489 AUX							2.5	2.5	Inf	

Contact logic for chosen LZOP after 71.6 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
(DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
DIR_GND_IOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 IOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	485 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 IOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	479 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 IOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	TRUE	RECEIVER_PHB	483 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 IOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	TRUE	RECEIVER_PHC	484 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Reportes del módulo SS para falla Close-in THREE_PHASE en Totoras.

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

Simulation Area Definition

Center_Bus "82 AMBAT138"

Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0

Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON

Pilots ON (pilot flags ignored)

Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX

LZOP_Type LINE MISC

AND_Limit_Relays_By X

AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 32 relays

4 distinct LZOPs 32 distinct relays

60 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:

NO_FAULT_CONDITION at buses

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

*** Starting event # 2 *****
 Fault 1 of 1:
 Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in THREE_PHASE at bus "84 TOTOR138"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

 *** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

Primary LZOP: 5 AMB at PUCARA
 Trip path PP_ZN3 (Relay PUC-AMB-PH; Tag 10 DIST)
 AND PP_ZN3T (Relay PUC-AMB-PHT; Tag 14 TIMER) 50.5 cycles from start
 Simultaneous PG_ZN3 (Relay PUC-AMB-G; Tag 11 DIST)
 AND PG_ZN3T (Relay PUC-AMB-GT; Tag 62 TIMER) 50.5 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 47.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 53.5 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
PUCARA	5 AMB		LINE	Primary	PP_ZN3,PP_ZN3T,PG_Z	50.5	3.0	53.5 Trips at step 2
AMBATO	12 TOT		LINE	Primary	DIR_PHA_TOC,DIR_PHB	253.6	3.0	256.6 Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
5 LINE	PRIMARY Branch "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Close-in fault point at "84 TOTOR138"

On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)

Fault command:

APPLY_FAULT THREE_PHASE CLOSE_IN_BUS X

Fault is not cleared after 53.5 cycles 0.892 sec; step 2

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 53.5 cycles

LZOP 5 AMB at PUCARA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 1	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 2	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 1	10 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	TRUE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	TRUE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 2	10 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 1	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 2	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 1	11 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	TRUE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 2	11 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 53.5 cycles 0.892 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	10	DIST		3	80 1200	17.924 ohm @ 74	1.0	2.5	Inf	PP_ZN3
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-G	11	DIST		3	80 1200	17.924 ohm @ 74	1.0	2.5	Inf	PG_ZN3
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	14	TIMER		2			2.5	50.5	Inf	PP_ZN3T
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-GT	62	TIMER		2			2.5	50.5	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 53.5 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
 PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
 SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 IOC	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	485 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHA	140 IOC	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	479 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHB	154 IOC	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	483 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHC	155 IOC	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	484 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 53.5 cycles 0.892 sec

				----- Element -----				OC amps DIST ohm		Predicted cyc			Contact Logic
Substation Id	LZOP Name	P/B Relay Name	Tag	Code	Designation Z/U	CTR	VTR	before dropout	Init	Oper	Drop		
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	140	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	Inf	DIR_PHA	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	140	IOC		120		1373.1 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_PHA_IOC	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	140	TOC		120		1373.1 amps	2.0	253	Inf	DIR_PHA_TOC	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	154	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	Inf	DIR_PHB	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	154	IOC		120		1373.1 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_PHB_IOC	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	154	TOC		120		1373.1 amps	2.0	253	Inf	DIR_PHB_TOC	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	155	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	Inf	DIR_PHC	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	155	IOC		120		1373.1 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_PHC_IOC	
AMBATO	TOT	P AMB-TOT-PH	155	TOC		120		1373.1 amps	2.0	253	Inf	DIR_PHC_TOC	
AMBATO	TOT	P TRANSMITTE	478	AUX					3.5	3.5	Inf		
AMBATO	TOT	P TRANSMITTE	480	AUX					3.5	3.5	Inf		
AMBATO	TOT	P TRANSMITTE	481	AUX					3.5	3.5	Inf		

Contact logic for chosen LZOP after 53.5 cycles

LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
 PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
 SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 IOC " "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	493 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 IOC " "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	TRUE	RECEIVER_PHA	487 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 IOC " "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	TRUE	RECEIVER_PHB	491 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 IOC " "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	TRUE	RECEIVER_PHC	492 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 TOC " "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 TOC " "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 TOC " "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 TOC " "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 53.5 cycles 0.892 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact Logic
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	139	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		0.0 1.0 1.0	DIR_PHA
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	156	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		0.0 1.0 1.0	DIR_PHB
TOTORAS	AMB	P TOT-AMB-PH	157	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		0.0 1.0 1.0	DIR_PHC
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_P	487	AUX						3.5 3.5 Inf	RCVR_PHA
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_P	491	AUX						3.5 3.5 Inf	RCVR_PHB
TOTORAS	AMB	P RECEIVER_P	492	AUX						3.5 3.5 Inf	RCVR_PHC

*** Starting event # 3 *****

Fault 1 of 1:

Close-in fault point at "84 TOTOR138"

On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)

Close-in THREE_PHASE at bus "84 TOTOR138"

*** No LZOPS trip in step 3; latest fault is not cleared ***

With breakers open in step # 2 continue to step # 3

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

*** No LZOPS trip in step 3; latest fault is not cleared ***

Network changes now in effect:

Close-in fault point at "84 TOTOR138"

On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

Open breaker on "80 PUCAR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1

at "80 PUCAR138"; New bus "999001 PUCAR138" (NEWBUS1)

Fault command:

APPLY_FAULT THREE_PHASE CLOSE_IN_BUS X

Fault is not cleared after 53.5 cycles 0.892 sec; step 3

Contact logic for chosen LZOP after 53.5 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
 PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
 (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
 SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 IOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	485 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 IOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	479 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 IOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	483 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 IOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	484 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 3

Relay Element Summary at 53.5 cycles 0.892 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact Logic
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140 DIR	DIR 60 VOLT			120	1200		1.0 2.0 53.5	DIR_PHA
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140 IOC				120		77.968 amps	2.0 3.5 53.5	DIR_PHA_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	140 TOC				120		77.968 amps	2.0 253 53.5	DIR_PHA_TOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	154 DIR	DIR 60 VOLT			120	1200		1.0 2.0 53.5	DIR_PHB
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	154 IOC				120		77.968 amps	2.0 3.5 53.5	DIR_PHB_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	154 TOC				120		77.968 amps	2.0 253 53.5	DIR_PHB_TOC

AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	DIR	DIR 60 VOLT	120	1200		1.0	2.0	53.5	DIR_PHC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	IOC		120		77.968 amps	2.0	3.5	53.5	DIR_PHC_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	TOC		120		77.968 amps	2.0	253	53.5	DIR_PHC_TOC
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	478	AUX					3.5	3.5	53.5	
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	480	AUX					3.5	3.5	53.5	
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	481	AUX					3.5	3.5	53.5	

Contact logic for chosen LZOP after 53.5 cycles

LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV FALSE (PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE FALSE ((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR
(DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE FALSE (DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
DIR_GND_IOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 IOC " "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	FALSE	RECEIVER_GND	493 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 IOC " "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	487 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 IOC " "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	FALSE	RECEIVER_PHB	491 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 IOC " "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	FALSE	RECEIVER_PHC	492 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144 TOC " "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 TOC " "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156 TOC " "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157 TOC " "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Reportes del módulo SS para falla Close-in DOUBLE_LINE_GROUND en Totoras.

Fault 1 of 1:
NO_FAULT_CONDITION at buses

Simulation Area Definition

Center_Bus "82 AMBAT138"
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 32 relays
 4 distinct LZOPs 32 distinct relays
 60 relay elements; 3000 allowed

Bus fault: all LZOPS are PRIMARY

Simulation area ready

*** Starting event # 1 *****

Fault 1 of 1:
NO_FAULT_CONDITION at buses

*** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

*** Starting event # 2 *****
 Fault 1 of 1:
 Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "84 TOTOR138"

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

 *** No LZOPS trip in step 1; latest fault is not cleared ***

Primary LZOP: 12 TOT at AMBATO
 Trip path DIR_GND_IOC (Relay AMB-TOT-GND; Tag 143 IOC)
 AND RCVR_GND (Relay RECEIVER_GND; Tag 485 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHB_IOC (Relay AMB-TOT-PHB; Tag 154 IOC)
 AND RCVR_PHB (Relay RECEIVER_PHB; Tag 483 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHC_IOC (Relay AMB-TOT-PHC; Tag 155 IOC)
 AND RCVR_PHC (Relay RECEIVER_PHC; Tag 484 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous trip of Primary LZOP: 11 AMB at TOTORAS
 Trip path DIR_GND_IOC (Relay TOT-AMB-GND; Tag 144 IOC)
 AND RCVR_GND (Relay RECEIVER_GND; Tag 493 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHB_IOC (Relay TOT-AMB-PHB; Tag 156 IOC)
 AND RCVR_PHB (Relay RECEIVER_PHB; Tag 491 AUX) 3.5 cycles from start
 Simultaneous DIR_PHC_IOC (Relay TOT-AMB-PHC; Tag 157 IOC)
 AND RCVR_PHC (Relay RECEIVER_PHC; Tag 492 AUX) 3.5 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 47.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at		6.5 cycles from start:						
Substation ID	LZOP Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
AMBATO	12 TOT	LINE	Primary	DIR_GND_IOC,RCVR_GN	3.5	3.0	6.5	Trips at step 2
TOTORAS	11 AMB	LINE	Primary	DIR_GND_IOC,RCVR_GN	3.5	3.0	6.5	Trips at step 2
PUCARA	5 AMB	LINE	Primary	PP_ZN3,PP_ZN3T	50.5	3.0	53.5	Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
11 LINE	PRIMARY Branch "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1	3.0 cycles
12 LINE	PRIMARY Branch "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1	3.0 cycles

Network changes now in effect:

Close-in fault point at "84 TOTOR138"
 On "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 Open breaker on "84 TOTOR138" to "82 AMBAT138" Ckt 1
 at "84 TOTOR138"; New bus "999001 TOTOR138" (NEWBUS1)
 Open breaker on "82 AMBAT138" to "84 TOTOR138" Ckt 1
 at "82 AMBAT138"; New bus "999002 AMBAT138" (NEWBUS2)

Fault command:

APPLY_FAULT DOUBLE_LINE_GROUND CLOSE_IN_BUS X

Fault is cleared after 6.5 cycles 0.108 sec; step 2

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

 LZOP 11 AMB at TOTORAS SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV	TRUE	(PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE	TRUE	((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE	FALSE	(DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	TRUE	TOT-AMB-GND	144 IOC	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	TRUE	RECEIVER_GND	493 AUX	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139 IOC	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	487 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHB	156 IOC	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	TRUE	RECEIVER_PHB	491 AUX	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	TRUE	TOT-AMB-PHC	157 IOC	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

RCVR_PHC	TRUE	RECEIVER_PHC	492	AUX	" "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	TOT-AMB-GND	144	TOC	" "	144 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHA	139	TOC	" "	139 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHB	156	TOC	" "	156 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	TOT-AMB-PHC	157	TOC	" "	157 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

Substation Id		LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact Logic
												Init	Oper	Drop	
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	139	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		0.0	1.0	1.0	DIR_PHA
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-GN	144	DIR	DIR -60 VOL		120	692		1.0	2.0	Inf	DIR_GND
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-GN	144	IOC			120		5015.1 amps	2.0	3.5	Inf	DIR_GND_IOC
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-GN	144	TOC			120		5015.1 amps	2.0	37.1	Inf	DIR_GND_TOC
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	156	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHB
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	156	IOC			120		5231.2 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHB_IOC
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	156	TOC			120		5231.2 amps	1.0	57.9	Inf	DIR_PHB_TOC
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	157	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		0.0	1.0	Inf	DIR_PHC
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	157	IOC			120		5512.8 amps	1.0	2.5	Inf	DIR_PHC_IOC
TOTORAS	AMB		P	TOT-AMB-PH	157	TOC			120		5512.8 amps	1.0	56.6	Inf	DIR_PHC_TOC
TOTORAS	AMB		P	TRANSMITTE	488	AUX						2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB		P	TRANSMITTE	489	AUX						2.5	2.5	Inf	
TOTORAS	AMB		P	TRANSMITTE	490	AUX						3.5	3.5	Inf	
TOTORAS	AMB		P	RECEIVER_P	491	AUX						3.5	3.5	Inf	RCVR_PHB
TOTORAS	AMB		P	RECEIVER_P	492	AUX						3.5	3.5	Inf	RCVR_PHC
TOTORAS	AMB		P	RECEIVER_G	493	AUX						3.5	3.5	Inf	RCVR_GND

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 12 TOT at AMBATO SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV

Tripping logic:

SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV	TRUE	(PRIMARIA_SOBRECORRIENTE OR SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE)
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE	TRUE	((DIR_GND_IOC AND RCVR_GND) OR (DIR_PHA_IOC AND RCVR_PHA) OR (DIR_PHB_IOC AND RCVR_PHB) OR (DIR_PHC_IOC AND RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE	FALSE	(DIR_GND_TOC OR DIR_PHA_TOC OR DIR_PHB_TOC OR DIR_PHC_TOC)

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
DIR_GND_IOC	TRUE	AMB-TOT-GND	143 IOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
RCVR_GND	TRUE	RECEIVER_GND	485 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_GND
DIR_PHA_IOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 IOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHA	FALSE	RECEIVER_PHA	479 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHA
DIR_PHB_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHB	154 IOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHB	TRUE	RECEIVER_PHB	483 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHB
DIR_PHC_IOC	TRUE	AMB-TOT-PHC	155 IOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
RCVR_PHC	TRUE	RECEIVER_PHC	484 AUX " "	RMT_TRANSMITTER_PHC
DIR_GND_TOC	FALSE	AMB-TOT-GND	143 TOC " "	143 DIR "DIR -60 VOLTAGE"
DIR_PHA_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHA	140 TOC " "	140 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHB_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHB	154 TOC " "	154 DIR "DIR 60 VOLTAGE"
DIR_PHC_TOC	FALSE	AMB-TOT-PHC	155 TOC " "	155 DIR "DIR 60 VOLTAGE"

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact Logic
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	DIR	DIR -60 VOL		120	692		1.0 2.0 Inf	DIR_GND
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	IOC			120		1288.9 amps	2.0 3.5 Inf	DIR_GND_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-GN	143	TOC			120		1288.9 amps	2.0 100 Inf	DIR_GND_TOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	154	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		1.0 2.0 Inf	DIR_PHB
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	154	IOC			120		1715.2 amps	2.0 3.5 Inf	DIR_PHB_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	154	TOC			120		1715.2 amps	2.0 199 Inf	DIR_PHB_TOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	DIR	DIR 60 VOLT		120	1200		1.0 2.0 Inf	DIR_PHC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	IOC			120		1789.3 amps	2.0 3.5 Inf	DIR_PHC_IOC
AMBATO	TOT	P	AMB-TOT-PH	155	TOC			120		1789.3 amps	2.0 192 Inf	DIR_PHC_TOC
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	480	AUX						3.5 3.5 Inf	
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	481	AUX						3.5 3.5 Inf	
AMBATO	TOT	P	TRANSMITTE	482	AUX						3.5 3.5 Inf	
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	483	AUX						2.5 2.5 Inf	RCVR_PHB
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_P	484	AUX						2.5 2.5 Inf	RCVR_PHC
AMBATO	TOT	P	RECEIVER_G	485	AUX						3.5 3.5 Inf	RCVR_GND

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 6.5 cycles

LZOP 5 AMB at PUCARA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA AND PG_ZN3T) FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 1	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2	FALSE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 2	10 DIST " " Zone 3
PP_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 1	10 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	TRUE	PUC-AMB-PH	10 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-PHT	14 TIMER " " Unit 2	10 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 1	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 2	11 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 1	11 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	PUC-AMB-G	11 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	PUC-AMB-GT	62 TIMER " " Unit 2	11 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 6.5 cycles 0.108 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc	Contact Logic
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	10	DIST		3	80	1200	18.814 ohm @ 74		1.0 2.5 Inf	PP_ZN3
PUCARA	AMB	P	PUC-AMB-PH	14	TIMER		2					2.5 50.5 Inf	PP_ZN3T

Reportes del módulo CG para Análisis de las protecciones de la línea Ambato - Totoras.

SUBESTACION: AMBATO

LZOP: "TOT" (LINE)

AMB-TOT-PHA Tag: 140
Model CDD 21
Style CDD21_5A_2.5-10_I

1. Inst. OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 7.00 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

2. Time OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 5.00 R. Amps
Time Dial 0.500
Characteristic NORMAL INVERSE
Test Time 128.39 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

AMB-TOT-PHB Tag: 154
Model CDD 21
Style CDD21_5A_2.5-10_I

3. Inst. OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 7.00 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

4. Time OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 5.00 R. Amps
Time Dial 0.500
Characteristic NORMAL INVERSE
Test Time 128.39 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

AMB-TOT-PHC Tag: 155

Model CDD 21
Style CDD21_5A_2.5-10_I

5. Inst. OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 7.00 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

6. Time OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 5.00 R. Amps
Time Dial 0.500
Characteristic NORMAL INVERSE
Test Time 128.39 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

AMB-TOT-GND Tag: 143

Model CDD 23
Style CDD 23 1I - 2.5T

7. Inst. OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 3.50 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

8. Time OC
Branch Main CT: 82-84 Ckt 1 (138.0 kV)
to 84 TOTOR138 (TOTORAS)
CT Ratio: 120.00
Pickup 2.50 R. Amps
Time Dial 0.500
Characteristic CDD23_VERY_INVERSE
Test Time 79.67 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

SUBESTACION: TOTORAS

LZOP: "AMB" (LINE)

TOT-AMB-PHA Tag: 139
Model CDD 21
Style CDD21_5A_2.5-10_I

1. Inst. OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 13.00 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

2. Time OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 5.00 R. Amps
Time Dial 0.300
Characteristic NORMAL INVERSE
Test Time 77.03 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

TOT-AMB-PHB Tag: 156
Model CDD 21
Style CDD21_5A_2.5-10_I

3. Inst. OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 13.00 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

4. Time OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 5.00 R. Amps
Time Dial 0.300
Characteristic NORMAL INVERSE
Test Time 77.03 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

TOT-AMB-PHC Tag: 157
Model CDD 21
Style CDD21_5A_2.5-10_I

5. Inst. OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 13.00 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

6. Time OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 5.00 R. Amps
Time Dial 0.300
Characteristic NORMAL INVERSE
Test Time 77.03 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

TOT-AMB-GND Tag: 144
Model CDD 23
Style CDD 23 1I - 1T

7. Inst. OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 2.50 R. Amps
Total Oper. Time 1.50 cycles

8. Time OC
Branch Main CT: 84-82 Ckt 1 (138.0 kV)
to 82 AMBAT138 (AMBATO)
CT Ratio: 120.00
Pickup 2.00 R. Amps
Time Dial 0.500
Characteristic CDD23_VERY_INVERSE
Test Time 79.67 cycles
Test Current 500.00 percentage

Voltage Restraint: No

SUBESTACION: PUCARA

LZOP: "AMB" (LINE)

Line Impedance: 14.284 P. Ohms @ 74.85 deg.

PUC-AMB-PH Tag: 10

Model GCX51A
Style 12GCX51A11A

1. Distance Zone 1
Branch Main CT: 80-82 Ckt 1 (138.0 kV) to 82 AMBAT138 (AMBATO)
VT at bus 80 (138.0 kV)
CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067
Reach Setting 10.54 P. Ohms @ 74.9 deg.

2. Distance Zone 2
Branch Main CT: 80-82 Ckt 1 (138.0 kV) to 82 AMBAT138 (AMBATO)
VT at bus 80 (138.0 kV)
CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067
Reach Setting 15.94 P. Ohms @ 74.9 deg.

3. Distance Zone 3
Branch Main CT: 80-82 Ckt 1 (138.0 kV) to 82 AMBAT138 (AMBATO)
VT at bus 80 (138.0 kV)
CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067
Reach Setting 20.71 P. Ohms @ 74.9 deg.

Reportes del módulo CG para fallas close-in en la línea desde Ambato.

SINGLE_LINE_GROUND:

S/E Ambato.

Fault: A
Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus 82 AMBAT138
Close-in fault point at 82 AMBAT138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)
	Primary A	A/Pickup		
1	2887.97	3.44	1.50	14.72 @ 9.5
2	2887.97	4.81	131.55	14.72 @ 9.5
7	3457.29	8.23	1.50	14.72 @ 9.5
8	3457.29	11.52	43.05	14.72 @ 9.5

S/E Totoras.

Fault: A
Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus 82 AMBAT138
Close-in fault point at 82 AMBAT138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)
	Primary A	A/Pickup		
1	4360.30	2.80	1.50	4.96 @ 16.1
2	4360.30	7.27	62.28	4.96 @ 16.1
7	3790.89	12.64	1.50	4.96 @ 16.1
8	3790.89	15.80	37.85	4.96 @ 16.1

Reportes del módulo CG para fallas close-in en la línea desde Totoras.

SINGLE_LINE_GROUND:

S/E Ambato.

Fault: A

Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus 84 TOTOR138
Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)	
	Primary A	A/Pickup			
1	2222.84	2.65	1.50	15.10 @	9.4
2	2222.84	3.70	158.26	15.10 @	9.4
7	1848.55	4.40	1.50	15.10 @	9.4
8	1848.55	6.16	63.18	15.10 @	9.4

S/E Totoras.

Fault: A

Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus 84 TOTOR138
Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)	
	Primary A	A/Pickup			
1	6822.99	4.37	1.50	4.91 @	16.1
2	6822.99	11.37	50.58	4.91 @	16.1
7	7192.80	23.98	1.50	4.91 @	16.1
8	7192.80	29.97	35.06	4.91 @	16.1

Reportes del módulo CG para fallas close-in en la línea desde Ambato.

THREE_PHASE:

S/E Totoras.

Fault: A

Close-in THREE_PHASE at bus 82 AMBAT138

Close-in fault point at 82 AMBAT138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)
	Primary A	A/Pickup		
1	3665.07	2.35	1.50	4.96 @ 16.1
2	3665.07	6.11	68.37	4.96 @ 16.1
3	3665.07	2.35	1.50	4.96 @ 16.1
4	3665.07	6.11	68.37	4.96 @ 16.1
5	3665.07	2.35	1.50	4.96 @ 16.1
6	3665.07	6.11	68.37	4.96 @ 16.1

S/E Pucará.

Fault: A

Close-in THREE_PHASE at bus 82 AMBAT138

Close-in fault point at 82 AMBAT138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]
2	14.29	74.84	21.00	DELTA-V/DELTA-I C-A	2.81 @ 9.5
3	14.29	74.84	49.50	DELTA-V/DELTA-I C-A	2.81 @ 9.5
3	14.29	74.84	19.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	2.81 @ 9With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg
4	14.29	74.84	49.50	Min Vph/Iph uncompensated	2.81 @ith K0 setting 0.000 @ 0.0 deg

Segundo paso:

S/E Totoras.

Fault: A

Close-in THREE_PHASE at bus 82 AMBAT138
Open breaker on 80 PUCAR138 to 82 AMBAT138
Ckt 1
at 80 PUCAR138; New bus 999001 PUCAR138
(NEWBUS1)
Close-in fault point at 82 AMBAT138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)
	Primary A	A/Pickup		
1	3789.89	2.43	1.50	4.77 @ 15.6
2	3789.89	6.32	67.11	4.77 @ 15.6
3	3789.89	2.43	1.50	4.77 @ 15.6
4	3789.89	6.32	67.11	4.77 @ 15.6
5	3789.89	2.43	1.50	4.77 @ 15.6
6	3789.89	6.32	67.11	4.77 @ 15.6

Reportes del módulo CG para fallas close-in en la línea desde Totoras.

THREE_PHASE:

S/E Ambato.

Fault: A

Close-in THREE_PHASE at bus 84 TOTOR138

Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)	
	Primary A	A/Pickup			
1	1373.07	1.63	1.50	15.10 @	9.4
2	1373.07	2.29	251.57	15.10 @	9.4
3	1373.07	1.63	1.50	15.10 @	9.4
4	1373.07	2.29	251.57	15.10 @	9.4
5	1373.07	1.63	1.50	15.10 @	9.4
6	1373.07	2.29	251.57	15.10 @	9.4

S/E Pucará.

Fault: A

Close-in THREE_PHASE at bus 84 TOTOR138

Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line			
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]		
3	17.92	73.70	49.50	DELTA-V/DELTA-I	A-B	2.90 @	9.3
6	17.92	73.70	49.50	Min Vph/Iph uncompensated		2.90 @ 9.3 With K0 setting	0.000 @ 0.0 deg

Reportes del módulo CG para fallas close-in en la línea desde Totoras.

DOUBLE_LINE_GROUND:

S/E Ambato.

Fault: A

Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus 84 TOTOR138
Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)	
	Primary A	A/Pickup			
3	1715.20	2.04	1.50	15.10	@ 9.4
4	1715.20	2.86	197.84	15.10	@ 9.4
5	1789.29	2.13	1.50	15.10	@ 9.4
6	1789.29	2.98	190.10	15.10	@ 9.4
7	1288.87	3.07	1.50	15.10	@ 9.4
8	1288.87	4.30	98.53	15.10	@ 9.4

S/E Totoras.

Fault: A

Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus 84 TOTOR138
Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Current		Operating Cycles	Source/Total line (+ seq SIR)	
	Primary A	A/Pickup			
3	5231.16	3.35	1.50	4.91	@ 16.1
4	5231.16	8.72	56.94	4.91	@ 16.1
5	5512.78	3.53	1.50	4.91	@ 16.1
6	5512.78	9.19	55.56	4.91	@ 16.1
7	5015.07	16.72	1.50	4.91	@ 16.1
8	5015.07	20.90	35.06	4.91	@ 16.1

S/E Pucará.

Fault: A

Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus 84 TOTOR138

Close-in fault point at 84 TOTOR138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line	[Mag] [Deg]	
	[Mag]	[Deg]			[Mag]	[Deg]
6	18.81	73.97	49.5	DELTA-V/DELTA-I B-C	2.90 @	9.3

Estudio de Cortocircuito de la Línea Vicentina – Latacunga.

Fallas a 10% de la Línea desde Vicentina.

Fault SLG_5_OHMS:

```
=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.967 V (p.u.) @ -32.39 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 54.3667 @-41.684 13.1776 @158.165 31.0548 @163.964 | 22.7235 @-93.725 82.4534 @-164.85 70.4729 @96.9074
Thev. Impedance(Ohms)> 2.32726+j 16.337 2.70388+j 8.2677 4.37068+j 20.028
Fault Currents (Amps)> 1514.90 @-93.725 1514.90 @-93.725 4544.70 @-93.725 | 4544.70 @-93.725 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
 74 LATAC138 1 513.112 @-56.856 270.502 @-93.348 679.226 @-90.601 | 962.515 @-74.182 303.720 @-153.99 380.090 @89.4784
VICENTINA:
 71 VICEN138 1 1146.51 @-109.30 1244.41 @-93.807 3866.66 @-94.274 | 3651.86 @-98.784 303.720 @26.0117 380.090 @-90.522
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 58.7030 @-41.148 8.44220 @156.563 14.6687 @166.108 | 38.7502 @-55.014 72.8383 @-160.90 66.2606 @86.6331
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
 72 GUANG138 1 160.634 @-69.423 93.2762 @-103.40 458.461 @-102.26 | 390.462 @-89.650 140.001 @-136.49 38.8818 @87.3864
IBARRA:
 78 IBARR138 1 119.355 @174.754 118.630 @-97.385 256.750 @-87.467 | 232.243 @-124.13 191.057 @17.5447 128.414 @-108.38
 78 IBARR138 2 119.355 @174.754 118.630 @-97.385 256.750 @-87.467 | 232.243 @-124.13 191.057 @17.5446 128.414 @-108.38
LATACUNGA:
 74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
```

SANTA ROSA:

58 S.ROS138	1	990.272 @-89.007	601.318 @-97.025	1217.10 @-88.907		1993.15 @-91.399	434.166 @134.571	599.421 @51.0826
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA):								
258 VIC-F1	1	108.621 @170.018	160.973 @-82.339	847.855 @-98.033		438.739 @-106.56	185.837 @-31.922	354.576 @-115.24
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA):								
259 VIC-F2	1	108.621 @170.018	160.973 @-82.339	847.855 @-98.033		438.739 @-106.56	185.837 @-31.922	354.576 @-115.24
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAAC138):								
999001 VICEN138	1	1145.22 @70.7246	1244.66 @86.1886	3867.72 @85.7230		3651.31 @81.2264	303.560 @-154.32	379.969 @89.2336

Substation LATAACUNGA

Bus	74 LATAAC138					Ref	138.00 kV @0	Prefault	0.988 V (p.u.) @	-24.57	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io			A phase	B phase	C phase		
Voltage (kV)	Ph-Gnd	> 64.8787 @-28.092	3.89905 @150.454	4.94542 @155.404		56.0450 @-28.300	69.6472 @-148.75	68.9560 @92.7391			

Branch Currents (Amps) from >

LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69):											
274 LAT-F	1	76.9398 @163.421	153.300 @-85.627	506.451 @-86.043		303.529 @-99.559	196.214 @-8.4931	207.677 @-121.57			

PUCARA:

80 PUCAR138	1	570.141 @-50.627	122.226 @-103.36	186.591 @-103.74		697.160 @-62.801	475.153 @-165.59	565.510 @80.1015			
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--	--	--

VICENTINA:

71 VICEN138	1	Branch has been modified or outaged									
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138):											
999001 VICEN138	1	508.220 @124.510	272.275 @86.5146	686.556 @89.2166		957.723 @106.266	304.154 @28.9542	380.315 @-88.267			

Fault SLG_15_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.967 V (p.u.) @ -32.39 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
64.9019 @-43.240 9.52589 @-179.87 22.4491 @-174.07 | 49.2795 @-71.758 84.8985 @-159.83 69.1711 @92.2541
Thev. Impedance(Ohms)> 2.32726+j 16.337 2.70388+j 8.2677 4.37068+j 20.028
Fault Currents (Amps)> 1095.10 @-71.758 1095.10 @-71.758 3285.30 @-71.758 | 3285.30 @-71.758 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 492.187 @-42.241 195.542 @-71.381 491.003 @-68.634 | 826.830 @-53.962 320.299 @-150.89 368.209 @94.3167
VICENTINA:
71 VICEN138 1 709.522 @-91.743 899.564 @-71.840 2795.16 @-72.307 | 2510.79 @-77.535 320.299 @29.1104 368.209 @-85.683
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
67.3341 @-42.219 6.10275 @178.530 10.6038 @-171.92 | 57.2390 @-54.465 76.7633 @-159.08 69.8697 @84.3012
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 151.990 @-56.537 67.4281 @-81.432 331.415 @-80.297 | 322.604 @-69.596 110.640 @-136.59 56.9193 @65.3291
IBARRA:
78 IBARR138 1 111.600 @170.289 85.7562 @-75.417 185.601 @-65.500 | 135.831 @-117.52 181.745 @29.5926 139.382 @-97.551
78 IBARR138 2 111.600 @170.289 85.7562 @-75.417 185.601 @-65.500 | 135.832 @-117.52 181.745 @29.5926 139.382 @-97.551
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 762.358 @-70.146 434.684 @-75.058 879.828 @-66.940 | 1488.41 @-70.948 370.033 @152.386 464.938 @66.3327
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 86.8162 @145.560 116.365 @-60.372 612.903 @-76.066 | 252.793 @-82.013 195.908 @-17.969 293.540 @-104.58
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 86.8162 @145.560 116.365 @-60.372 612.903 @-76.066 | 252.793 @-82.013 195.908 @-17.969 293.540 @-104.58
VICENTINA (Real bus is LATACUNGA 74 LATAC138 ):
999001 VICEN138 1 708.294 @88.3431 899.746 @108.156 2795.92 @107.690 | 2510.30 @102.494 320.063 @-151.22 367.886 @94.0513

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus 74 LATAAC138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 70.7356 @-29.803 2.81857 @172.421 3.57497 @177.371 | 65.0021 @-32.182 74.1261 @-149.14 73.1629 @91.6415

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
274 LAT-F 1 70.0074 @152.314 110.819 @-63.660 366.106 @-64.076 | 181.134 @-77.070 175.074 @6.52886 181.006 @-107.50
PUCARA:
80 PUCAR138 1 559.327 @-38.916 88.3552 @-81.393 134.884 @-81.777 | 663.615 @-46.732 485.386 @-156.88 540.407 @88.8495
VICENTINA:
71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138 ):
999001 VICEN138 1 490.849 @139.492 196.824 @108.482 496.302 @111.184 | 825.033 @126.901 321.509 @32.0627 370.237 @-83.242

```

Paso 2:

```

=====
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
at "71 VICEN138"; New bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999002 VICEN138" (NEWBUS2) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
-----

```

```

Substation VICENTINA
Bus 999002 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 1.026 V (p.u.) @ -16.69 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 60.5356 @-21.031 14.4660 @169.158 40.9532 @171.995 | 13.4137 @-82.541 94.7990 @-150.95 86.5229 @117.933

Thev. Impedance(Ohms)> 15.3234+j 71.747 15.2389+j 46.075 36.6320+j 132.42

Fault Currents (Amps)> 298.083 @-82.541 298.083 @-82.541 894.249 @-82.541 | 894.249 @-82.541 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
74 LATAAC138 1 296.774 @-82.404 298.421 @-82.563 896.115 @-82.574 | 893.899 @-82.514 2.05626 @-54.836 1.93995 @-160.79
VICENTINA:
999001 VICEN138 1 1.49082 @-111.03 0.35626 @79.1572 1.93528 @81.9939 | 0.55251 @-133.19 2.05626 @125.164 1.93995 @19.2076

```

```

-----
Substation VICENTINA
Bus      71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.969 V (p.u.) @ -36.52 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 76.7147 @-36.883  0.01933 @133.254  0.00318 @166.645 | 76.6927 @-36.882  76.7297 @-156.87  76.7217 @83.1055
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138      1 117.544 @-42.311  0.21358 @-126.71  0.09928 @-101.73 | 117.582 @-42.428  117.365 @-162.25  117.684 @77.7497
IBARRA:
  78 IBARR138     1 114.573 @162.469  0.27164 @-120.69  0.05560 @-86.930 | 114.628 @162.610  114.759 @42.3695  114.331 @-77.572
  78 IBARR138     2 114.573 @162.469  0.27164 @-120.69  0.05560 @-86.930 | 114.628 @162.610  114.759 @42.3695  114.331 @-77.572
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138    1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138     1 339.706 @-38.393  1.47728 @65.8742  0.57568 @83.8041 | 339.243 @-38.124  341.039 @-158.49  338.841 @81.4340
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1      1 129.434 @121.348  0.36859 @-105.65  0.18360 @-97.496 | 129.135 @121.485  129.784 @1.35828  129.384 @-118.80
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  259 VIC-F2      1 129.434 @121.348  0.36859 @-105.65  0.18360 @-97.496 | 129.135 @121.485  129.784 @1.35828  129.384 @-118.80
-----

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus      74 LATAAC138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.021 V (p.u.) @ -16.62 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 70.2585 @-19.050  4.22373 @161.810  6.50663 @163.432 | 59.5357 @-19.382  75.8308 @-140.41  75.4617 @102.579
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
  274 LAT-F       1 103.632 @154.043  166.066 @-74.270  666.331 @-78.016 | 331.763 @-90.352  251.173 @-9.2427  299.662 @-111.03
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 353.670 @-67.147  138.252 @-92.837  247.920 @-95.591 | 559.798 @-77.364  237.277 @173.983  288.798 @71.9771
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
  999001 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 999002 VICEN138 ):
  999002 VICEN138 1 284.005 @98.9488  300.366 @97.3025  905.778 @97.2434 | 886.215 @97.8099  19.5457 @127.665  18.8613 @15.6319
-----

```

Fault SLG_40_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.967 V (p.u.) @ -32.39 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
73.2905 @-38.869 4.89702 @-159.53 11.5405 @-153.73 | 67.5557 @-51.422 82.5559 @-155.19 72.1578 @88.6014
Thev. Impedance(Ohms)> 2.32726+j 16.337 2.70388+j 8.2677 4.37068+j 20.028
Fault Currents (Amps)> 562.964 @-51.422 562.964 @-51.422 1688.89 @-51.422 | 1688.89 @-51.422 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
74 LATAC138 1 417.273 @-30.310 100.523 @-51.044 252.413 @-48.298 | 594.508 @-36.255 322.475 @-146.99 341.280 @96.9107
VICENTINA:
71 VICEN138 1 229.695 @-92.290 462.444 @-51.504 1436.92 @-51.971 | 1125.89 @-59.363 322.475 @33.0089 341.280 @-83.089
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
74.1032 @-38.621 3.13727 @-161.13 5.45115 @-151.59 | 70.7065 @-44.844 78.1415 @-156.09 74.0744 @84.6405
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 128.286 @-46.781 34.6631 @-61.095 170.372 @-59.960 | 218.231 @-52.440 92.4875 @-148.14 80.4558 @67.4842
IBARRA:
78 IBARR138 1 112.869 @164.693 44.0852 @-55.081 95.4129 @-45.163 | 67.6873 @-154.72 155.201 @38.5670 135.698 @-86.988
78 IBARR138 2 112.869 @164.693 44.0852 @-55.081 95.4129 @-45.163 | 67.6873 @-154.72 155.201 @38.5670 135.698 @-86.988
LATAACUNGA:
74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 455.761 @-56.089 223.461 @-54.722 452.298 @-46.604 | 828.412 @-54.001 265.100 @166.398 290.867 @73.7285
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 113.368 @125.739 59.8203 @-40.036 315.078 @-55.730 | 51.0420 @-40.655 183.114 @-5.1859 215.053 @-101.72
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 113.368 @125.739 59.8203 @-40.036 315.078 @-55.730 | 51.0420 @-40.655 183.114 @-5.1859 215.053 @-101.72
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAC138 ):
999001 VICEN138 1 228.238 @87.9803 462.537 @128.492 1437.32 @128.026 | 1125.48 @120.722 322.192 @-147.33 340.891 @96.6088

```

```

-----
Substation LATACUNGA
Bus 74 LATAC138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 76.0271 @-28.032 1.44896 @-167.24 1.83781 @-162.29 | 73.6821 @-29.791 77.5431 @-147.31 76.9077 @92.9310

Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA (Real bus is LATACUNGA 75 LATAC-69 ):
274 LAT-F 1 76.7207 @142.090 56.9692 @-43.323 188.206 @-43.740 | 44.0022 @-53.393 135.850 @17.5274 137.151 @-98.303
PUCARA:
80 PUCAR138 1 494.234 @-29.580 45.4212 @-61.057 69.3406 @-61.441 | 553.768 @-33.298 455.078 @-149.40 476.274 @94.5750
VICENTINA:
71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138 ):
999001 VICEN138 1 418.470 @151.943 101.182 @128.818 255.137 @131.520 | 595.284 @145.246 324.207 @36.0359 343.934 @-80.326

```

Paso 2:

```

=====
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
at "71 VICEN138"; New bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999002 VICEN138" (NEWBUS2) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
-----

```

```

Substation VICENTINA
Bus 999002 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 1.026 V (p.u.) @ -16.69 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 64.8162 @-23.809 12.6945 @-178.19 35.9382 @-175.36 | 31.3896 @-69.892 96.6093 @-147.46 81.5038 @116.851

Thev. Impedance(Ohms)> 15.3234+j 71.747 15.2389+j 46.075 36.6320+j 132.42

Fault Currents (Amps)> 261.580 @-69.892 261.580 @-69.892 784.741 @-69.892 | 784.741 @-69.892 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 260.433 @-69.648 261.877 @-69.913 786.378 @-69.925 | 784.434 @-69.829 2.10263 @-53.386 1.90964 @-162.05
VICENTINA:
999001 VICEN138 1 1.59624 @-113.81 0.31263 @91.8070 1.69829 @94.6437 | 0.91148 @-140.18 2.10263 @126.614 1.90964 @17.9544

```

```

-----
Substation VICENTINA
Bus      71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.969 V (p.u.) @ -36.52 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 76.8783 @-36.898  0.01696 @145.904  0.00279 @179.295 | 76.8591 @-36.900  76.8886 @-156.89  76.8872 @83.0933
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138      1 117.561 @-41.978  0.18743 @-114.06  0.08712 @-89.077 | 117.639 @-42.075  117.386 @-161.94  117.659 @78.0869
IBARRA:
  78 IBARR138     1 114.478 @162.368  0.23837 @-108.04  0.04879 @-74.280 | 114.471 @162.494  114.676 @42.3001  114.287 @-77.691
  78 IBARR138     2 114.478 @162.368  0.23837 @-108.04  0.04879 @-74.280 | 114.471 @162.494  114.676 @42.3001  114.287 @-77.691
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138    1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138     1 339.455 @-38.879  1.29637 @78.5240  0.50518 @96.4539 | 338.741 @-38.665  340.708 @-158.92  338.921 @80.9435
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1      1 129.662 @120.972  0.32345 @-92.999  0.16112 @-84.846 | 129.346 @121.062  129.957 @1.01099  129.684 @-119.16
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  259 VIC-F2      1 129.662 @120.972  0.32345 @-92.999  0.16112 @-84.846 | 129.346 @121.062  129.957 @1.01099  129.684 @-119.16
-----

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus      74 LATAAC138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.021 V (p.u.) @ -16.62 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 72.5278 @-20.335  3.70650 @174.460  5.70984 @176.082 | 63.5187 @-22.646  77.6368 @-140.60  76.5360 @101.851
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
  274 LAT-F       1 100.394 @150.502  145.730 @-61.620  584.734 @-65.366 | 263.625 @-76.145  244.157 @-0.4977  280.728 @-103.08
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 334.435 @-56.693  121.322 @-80.187  217.560 @-82.941 | 517.038 @-65.643  232.172 @-176.65  272.477 @80.4358
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
  999001 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 999002 VICEN138 ):
  999002 VICEN138 1 249.396 @112.706  263.584 @109.952  794.858 @109.893 | 777.732 @110.815  19.9928 @128.237  18.8847 @14.5739
-----

```

Fallas a 30% de la Línea desde Vicentina.

Fault SLG_5_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.971 V (p.u.) @ -30.64 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
56.5493 @-36.426 13.5227 @156.749 36.7808 @160.573 | 16.0871 @-95.744 88.2024 @-164.34 78.4989 @102.899
Thev. Impedance(Ohms)> 3.45374+j 20.081 3.79295+j 12.025 8.11226+j 33.322
Fault Currents (Amps)> 1072.47 @-95.744 1072.47 @-95.744 3217.42 @-95.744 | 3217.42 @-95.744 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
 74 LATAC138 1 502.883 @-58.660 330.927 @-94.318 993.558 @-93.678 | 1111.08 @-78.822 300.840 @-138.63 302.092 @100.177
VICENTINA:
 71 VICEN138 1 736.607 @-120.05 741.695 @-96.380 2224.80 @-96.667 | 2178.59 @-104.28 300.840 @41.3744 302.092 @-79.823
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
64.8640 @-37.559 5.04456 @153.914 8.45173 @163.699 | 52.2023 @-42.028 73.0608 @-157.96 69.6399 @86.2069
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
 72 GUANG138 1 134.623 @-63.474 55.7364 @-106.05 264.154 @-104.67 | 260.163 @-85.058 120.693 @-148.21 68.5351 @78.8402
IBARRA:
 78 IBARR138 1 119.640 @170.001 70.8865 @-100.03 147.933 @-89.876 | 163.058 @-142.91 158.300 @24.8587 116.891 @-96.507
 78 IBARR138 2 119.640 @170.001 70.8865 @-100.03 147.933 @-89.876 | 163.059 @-142.91 158.300 @24.8587 116.891 @-96.507
LATACUNGA:
 74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
 58 S.ROS138 1 670.024 @-88.843 357.882 @-99.554 700.722 @-91.306 | 1257.36 @-92.334 334.816 @140.108 449.050 @49.4189

```

```

VICENTINA (Real bus is VICENTINA      70 VICEN-BA      ):
  258 VIC-F1      1 117.128 @150.656 96.1877 @-84.988 488.513 @-100.44 | 233.683 @-121.82 156.696 @-16.778 263.250 @-115.99
VICENTINA (Real bus is VICENTINA      70 VICEN-BA      ):
  259 VIC-F2      1 117.128 @150.656 96.1877 @-84.988 488.513 @-100.44 | 233.683 @-121.82 156.696 @-16.778 263.250 @-115.99
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA     74 LATAAC138     ):
999001 VICEN138  1 732.156 @59.9894 742.348 @83.6037 2227.93 @83.3158 | 2176.19 @75.7592 299.101 @-139.62 301.125 @99.2059

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus      74 LATAAC138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 65.4557 @-27.023 4.71534 @149.799 7.19490 @152.389 | 53.5542 @-26.664 71.6071 @-148.88 71.2722 @94.5735
          A phase      B phase      C phase
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA     75 LATAAC-69     ):
  274 LAT-F      1 79.7313 @161.958 185.395 @-86.282 736.815 @-89.059 | 410.257 @-98.375 235.168 @-22.330 282.021 @-121.10
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 561.946 @-52.406 151.158 @-104.41 273.086 @-106.69 | 733.987 @-67.652 453.936 @-164.56 544.023 @81.5368
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA      71 VICEN138      ):
999001 VICEN138  1 498.167 @122.411 332.396 @85.5861 1000.50 @86.2002 | 1106.69 @101.431 304.279 @43.6885 303.784 @-77.527

```


Fault SLG_15_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.971 V (p.u.) @ -30.64 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
63.2314 @-39.392 10.9571 @174.550 29.8025 @178.374 | 39.1049 @-77.943 90.0653 @-159.61 73.3376 @100.303
Thev. Impedance(Ohms)> 3.45374+j 20.081 3.79295+j 12.025 8.11226+j 33.322
Fault Currents (Amps)> 868.997 @-77.943 868.997 @-77.943 2606.99 @-77.943 | 2606.99 @-77.943 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
74 LATAC138 1 501.870 @-46.801 268.142 @-76.517 805.054 @-75.877 | 1004.41 @-62.000 297.432 @-140.22 300.071 @98.9207
VICENTINA:
71 VICEN138 1 510.377 @-108.51 600.975 @-78.579 1802.69 @-78.866 | 1664.24 @-87.486 297.432 @39.7815 300.071 @-81.079
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
69.0162 @-38.905 4.08747 @171.715 6.84821 @-178.50 | 60.6354 @-45.078 75.4448 @-157.54 71.4978 @84.8887
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 134.364 @-55.627 45.1617 @-88.247 214.037 @-86.872 | 241.329 @-70.355 108.334 @-147.81 74.6646 @72.6844
IBARRA:
78 IBARR138 1 115.233 @167.978 57.4374 @-82.232 119.866 @-72.075 | 116.677 @-142.56 158.216 @31.5420 126.002 @-92.413
78 IBARR138 2 115.233 @167.978 57.4374 @-82.232 119.866 @-72.075 | 116.677 @-142.56 158.216 @31.5420 126.002 @-92.413
LATAACUNGA:
74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 577.496 @-74.520 289.982 @-81.753 567.777 @-73.505 | 1054.92 @-76.321 312.170 @152.770 387.198 @60.7280
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 107.395 @139.582 77.9383 @-67.187 395.829 @-82.642 | 137.505 @-104.59 168.409 @-11.221 240.379 @-109.40
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 107.395 @139.582 77.9383 @-67.187 395.829 @-82.642 | 137.505 @-104.59 168.409 @-11.221 240.379 @-109.40
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAC138 ):
999001 VICEN138 1 505.808 @71.6848 601.505 @101.404 1805.23 @101.117 | 1662.01 @92.6213 295.866 @-141.27 299.061 @97.9271

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus      74 LATAAC138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 69.3524 @-29.090  3.82072 @167.599  5.82983 @170.190 | 60.2655 @-31.964  74.6505 @-149.15  73.2829 @93.3405

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA      75 LATAAC-69      ):
  274 LAT-F      1 72.4216 @155.051  150.220 @-68.481  597.022 @-71.258 | 302.405 @-79.833  218.673 @-7.6916  250.955 @-108.17
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 567.844 @-42.958  122.479 @-86.604  221.274 @-88.885 | 721.014 @-53.954  471.968 @-158.53  534.835 @87.9363
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA      71 VICEN138      ):
999001 VICEN138  1 499.472 @134.472  269.332 @103.387  810.681 @104.001 | 1001.83 @118.475  300.535 @42.2354  301.869 @-78.729

```

Fault SLG_40_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
=====
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.971 V (p.u.) @ -30.64 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
71.7674 @-37.461 6.48762 @-163.94 17.6458 @-160.12 | 61.7432 @-56.433 86.9567 @-154.08 71.6825 @94.5702
Thev. Impedance(Ohms)> 3.45374+j 20.081 3.79295+j 12.025 8.11226+j 33.322
Fault Currents (Amps)> 514.527 @-56.433 514.527 @-56.433 1543.58 @-56.433 | 1543.58 @-56.433 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 444.531 @-33.365 158.765 @-55.007 476.666 @-54.367 | 749.391 @-42.231 300.907 @-142.17 303.390 @97.4808
VICENTINA:
71 VICEN138 1 203.657 @-115.22 355.833 @-57.069 1067.36 @-57.356 | 837.523 @-69.114 300.907 @37.8272 303.390 @-82.519
=====
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
74.0643 @-37.547 2.42016 @-166.77 4.05477 @-156.99 | 70.7475 @-41.929 77.2949 @-155.84 74.4565 @84.8418
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 122.629 @-47.272 26.7399 @-66.737 126.730 @-65.362 | 189.282 @-53.955 96.6058 @-152.91 86.3238 @71.4483
IBARRA:
78 IBARR138 1 114.650 @164.371 34.0083 @-60.722 70.9718 @-50.565 | 80.5761 @-167.79 146.231 @38.5536 129.253 @-85.795
78 IBARR138 2 114.650 @164.371 34.0083 @-60.722 70.9718 @-50.565 | 80.5761 @-167.79 146.231 @38.5536 129.253 @-85.795
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 397.618 @-60.053 171.696 @-60.243 336.176 @-51.995 | 680.434 @-58.778 249.560 @165.994 274.116 @69.4033
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 120.459 @126.817 46.1467 @-45.677 234.367 @-61.132 | 5.46884 @-114.02 170.070 @-3.2648 198.179 @-105.94
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 120.459 @126.817 46.1467 @-45.677 234.367 @-61.132 | 5.46884 @-114.02 170.070 @-3.2648 198.179 @-105.94
VICENTINA (Real bus is LATACUNGA 74 LATAC138 ):
999001 VICEN138 1 198.397 @65.1111 356.147 @122.915 1068.87 @122.627 | 835.552 @111.198 299.709 @-143.25 302.421 @96.4589

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus 74 LATAAC138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 74.8058 @-28.475 2.26222 @-170.89 3.45180 @-168.30 | 70.4680 @-31.408 77.7619 @-147.68 76.3295 @93.4285

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
274 LAT-F 1 74.7849 @144.252 88.9445 @-46.971 353.492 @-49.748 | 134.814 @-55.616 172.235 @8.63517 185.268 @-95.578
PUCARA:
80 PUCAR138 1 519.230 @-32.319 72.5191 @-65.094 131.015 @-67.375 | 619.304 @-38.282 458.709 @-151.03 486.154 @94.0607
VICENTINA:
71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138 ):
999001 VICEN138 1 444.601 @148.258 159.469 @124.897 479.998 @125.511 | 749.073 @138.644 303.177 @40.3581 305.082 @-80.104

```

Paso 2:

```

=====
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
at "71 VICEN138"; New bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999002 VICEN138" (NEWBUS2) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999002 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 1.026 V (p.u.) @ -16.68 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 65.2039 @-24.872 12.1480 @-175.48 33.1755 @-172.44 | 35.6732 @-66.616 94.7946 @-146.81 78.9974 @115.083

Thev. Impedance(Ohms)> 13.2924+j 64.323 13.2129+j 38.669 30.4409+j 107.37

Fault Currents (Amps)> 297.277 @-66.616 297.277 @-66.616 891.830 @-66.616 | 891.830 @-66.616 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
74 LATAAC138 1 294.091 @-65.915 298.126 @-66.671 896.358 @-66.698 | 890.985 @-66.431 6.22038 @-53.294 5.63497 @-163.52
VICENTINA:
999001 VICEN138 1 4.81831 @-114.87 0.89769 @94.5165 4.70502 @97.5490 | 2.99981 @-140.16 6.22038 @126.706 5.63497 @16.4844

```

```

-----
Substation VICENTINA
Bus      71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.969 V (p.u.) @ -36.52 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 76.8702 @-36.965  0.01927 @149.185  0.00317 @-177.42 | 76.8486 @-36.968  76.8809 @-156.95  76.8810 @83.0259
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138      1 117.934 @-41.977  0.21293 @-110.78  0.09893 @-85.790 | 118.035 @-42.085  117.731 @-161.95  118.036 @78.0987
IBARRA:
  78 IBARR138     1 114.365 @162.392  0.27080 @-104.76  0.05540 @-70.993 | 114.341 @162.535  114.599 @42.3216  114.156 @-77.681
  78 IBARR138     2 114.365 @162.392  0.27080 @-104.76  0.05540 @-70.993 | 114.341 @162.535  114.599 @42.3216  114.156 @-77.681
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138    1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138     1 337.879 @-38.865  1.47275 @81.8058  0.57367 @99.7410 | 336.988 @-38.629  339.314 @-158.89  337.342 @80.9269
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1      1 129.202 @120.910  0.36746 @-89.717  0.18296 @-81.559 | 128.830 @121.004  129.531 @0.96307  129.247 @-119.24
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  259 VIC-F2      1 129.202 @120.910  0.36746 @-89.717  0.18296 @-81.559 | 128.830 @121.004  129.531 @0.96307  129.247 @-119.24
-----

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus      74 LATAAC138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.021 V (p.u.) @ -16.62 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 71.7173 @-21.352  4.21078 @177.742  6.48395 @179.369 | 61.7829 @-24.759  77.5331 @-141.33  76.0326 @101.394
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
  274 LAT-F       1 96.8684 @151.420  165.557 @-58.339  664.009 @-62.079 | 308.725 @-70.022  264.893 @0.13920  303.096 @-101.31
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 369.285 @-55.400  137.829 @-76.905  247.056 @-79.654 | 578.781 @-63.780  253.196 @-176.27  295.555 @81.9642
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
999001 VICEN138  1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 999002 VICEN138 ):
999002 VICEN138  1 286.193 @115.816  299.445 @113.234  902.621 @113.180 | 886.311 @114.049  19.9977 @127.714  18.6922 @14.1109
-----

```

Fallas a 70% de la Línea desde Vicentina.

Fault SLG_5_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.980 V (p.u.) @ -27.15 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > 55.8581 @-33.131 13.9383 @158.980 36.0559 @162.035 | 14.4193 @-92.115 86.5666 @-161.20 78.3683 @105.097
Thev. Impedance(Ohms)> 4.43030+j 23.792 4.69786+j 13.718 10.2441+j 36.082
Fault Currents (Amps)> 961.285 @-92.115 961.285 @-92.115 2883.86 @-92.115 | 2883.86 @-92.115 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAKUNGA:
  74 LATAC138 1 620.431 @-64.321 547.381 @-90.058 1814.62 @-90.605 | 1731.30 @-81.299 322.305 @-117.88 223.651 @125.646
VICENTINA:
  71 VICEN138 1 503.786 @-127.16 414.722 @-94.830 1070.94 @-94.674 | 1227.11 @-107.47 322.305 @62.1175 223.651 @-54.354
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 68.5702 @-36.801 2.84820 @155.202 4.09184 @165.623 | 62.0392 @-38.790 72.6935 @-156.63 71.0422 @84.7633
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138 1 125.076 @-57.915 31.4692 @-104.76 127.888 @-102.75 | 184.607 @-74.604 110.712 @-160.01 94.9634 @73.6054
IBARRA:
  78 IBARR138 1 118.619 @167.552 40.0230 @-98.745 71.6206 @-87.952 | 126.841 @-162.64 141.725 @33.4785 112.037 @-87.232
  78 IBARR138 2 118.619 @167.552 40.0230 @-98.745 71.6206 @-87.952 | 126.841 @-162.64 141.725 @33.4785 112.037 @-87.232
LATAKUNGA:
  74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138 1 493.000 @-83.613 198.953 @-97.853 338.042 @-89.339 | 800.225 @-87.926 310.440 @149.017 386.332 @51.3876
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1 1 120.812 @140.998 54.3083 @-83.700 236.510 @-98.519 | 114.226 @-150.69 144.902 @-0.9982 192.967 @-114.59

```

VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA):
 259 VIC-F2 1 120.812 @140.998 54.3083 @-83.700 236.510 @-98.519 | 114.226 @-150.69 144.902 @-0.9982 192.967 @-114.59
 VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAAC138):
 999001 VICEN138 1 493.073 @52.7934 416.107 @85.1125 1077.41 @85.2469 | 1220.55 @72.6800 314.652 @-119.72 216.754 @123.014

 Substation LATAACUNGA
 Bus 74 LATAAC138
 Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
 + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
 Voltage (kV) Ph-Gnd > 61.1675 @-28.534 7.73000 @154.308 13.0626 @155.548 | 40.4389 @-30.395 72.1236 @-151.67 71.2632 @95.6943

Branch Currents (Amps) from >
 LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69):
 274 LAT-F 1 78.2333 @170.411 303.923 @-81.772 1337.72 @-85.900 | 732.531 @-90.138 375.883 @-31.502 462.685 @-118.83
 PUCARA:
 80 PUCAR138 1 666.638 @-58.512 251.270 @-100.17 497.206 @-103.49 | 1012.31 @-74.813 477.883 @-168.75 593.197 @81.5132
 VICENTINA:
 71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
 VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138):
 999001 VICEN138 1 618.052 @116.013 548.120 @89.9096 1817.90 @89.3594 | 1729.67 @98.7600 325.364 @62.9007 226.396 @-53.226

Fault SLG_15_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.980 V (p.u.) @ -27.15 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
62.2322 @-36.254 11.5790 @175.122 29.9527 @178.176 | 35.9356 @-75.974 88.9837 @-157.12 74.1807 @102.881
Thev. Impedance(Ohms)> 4.43030+j 23.792 4.69786+j 13.718 10.2441+j 36.082
Fault Currents (Amps)> 798.569 @-75.974 798.569 @-75.974 2395.71 @-75.974 | 2395.71 @-75.974 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 605.518 @-51.642 454.726 @-73.917 1507.46 @-74.464 | 1534.07 @-65.493 286.441 @-121.37 205.767 @113.932
VICENTINA:
71 VICEN138 1 350.956 @-121.28 344.523 @-78.689 889.662 @-78.533 | 930.077 @-93.433 286.441 @58.6346 205.767 @-66.068
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
71.3299 @-37.556 2.36608 @171.343 3.39922 @-178.24 | 66.7103 @-40.389 74.5647 @-156.66 72.8366 @84.1212
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 125.133 @-52.388 26.1424 @-88.618 106.241 @-86.608 | 179.032 @-63.782 106.731 @-158.96 96.6626 @73.8990
IBARRA:
78 IBARR138 1 116.005 @166.096 33.2484 @-82.604 59.4974 @-71.811 | 104.903 @-166.81 141.399 @36.9170 117.768 @-86.272
78 IBARR138 2 116.005 @166.096 33.2484 @-82.604 59.4974 @-71.811 | 104.903 @-166.81 141.399 @36.9170 117.768 @-86.272
LATACUNGA:
74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 438.487 @-71.982 165.276 @-81.712 280.822 @-73.198 | 695.616 @-74.447 291.283 @159.117 341.059 @60.7190
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 117.307 @133.701 45.1156 @-67.559 196.476 @-82.377 | 59.2916 @-158.42 150.164 @-0.5208 184.910 @-111.90
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 117.307 @133.701 45.1156 @-67.559 196.476 @-82.377 | 59.2916 @-158.42 150.164 @-0.5208 184.910 @-111.90
VICENTINA (Real bus is LATACUNGA 74 LATAC138 ):
999001 VICEN138 1 339.503 @58.9125 345.673 @101.254 895.038 @101.388 | 923.539 @86.9629 279.358 @-123.61 200.801 @110.712

```



```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----

```

Substation LATA138

```

Bus      74 LATA138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 65.9987 @-31.064  6.42155 @170.449  10.8515 @171.689 | 50.4448 @-38.527  75.5849 @-151.23  72.7098 @94.2771

```

Branch Currents (Amps) from >

```

LATA138 (Real bus is LATA138      75 LATA138-69      ):
  274 LAT-F      1 67.8666 @162.716  252.479 @-65.631  1111.28 @-69.759 | 582.006 @-73.271  339.069 @-16.500  403.740 @-105.54
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 661.464 @-47.932  208.738 @-84.027  413.045 @-87.347 | 959.844 @-60.594  495.808 @-162.00  577.114 @88.0756
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA    71 VICEN138      ):
999001 VICEN138  1 604.068 @128.785  455.340 @106.051  1510.19 @105.501 | 1532.99 @114.627  289.313 @59.5923  207.736 @-64.698

```

Fault SLG_40_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
=====
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.980 V (p.u.) @ -27.15 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > 71.2563 @-34.729  7.18304 @-163.89  18.5812 @-160.84 | 59.4472 @-54.986  87.3054 @-151.62  72.5724 @97.8819
          A phase          B phase          C phase
Thev. Impedance(Ohms)> 4.43030+j 23.792  4.69786+j 13.718  10.2441+j 36.082
Fault Currents (Amps)> 495.394 @-54.986  495.394 @-54.986  1486.18 @-54.986 | 1486.18 @-54.986  0.00000 @0.00000  0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138      1 519.088 @-35.990  282.090 @-52.929  935.153 @-53.476 | 1100.40 @-45.186  269.664 @-131.52  234.510 @99.8822
VICENTINA:
  71 VICEN138      1 169.019 @-143.44  213.725 @-57.701  551.903 @-57.545 | 443.346 @-79.976  269.664 @48.4808  234.510 @-80.118
=====
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 74.8834 @-36.621  1.46780 @-167.67  2.10871 @-157.25 | 72.9038 @-38.917  76.5275 @-155.60  75.3058 @84.5635
          A phase          B phase          C phase
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138      1 117.130 @-46.080  16.2175 @-67.630  65.9065 @-65.620 | 153.495 @-51.052  101.099 @-159.54  98.0478 @74.9639
IBARRA:
  78 IBARR138      1 115.815 @163.572  20.6257 @-61.616  36.9093 @-50.823 | 93.6474 @176.896  134.994 @40.6019  122.379 @-83.275
  78 IBARR138      2 115.815 @163.572  20.6257 @-61.616  36.9093 @-50.823 | 93.6474 @176.896  134.994 @40.6019  122.379 @-83.275
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138      1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138      1 322.747 @-59.896  102.529 @-60.724  174.208 @-52.210 | 482.855 @-59.150  238.449 @169.938  253.267 @68.2315
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1        1 127.880 @125.732  27.9875 @-46.571  121.884 @-61.389 | 59.8435 @126.966  154.727 @1.45556  169.822 @-110.81
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  259 VIC-F2        1 127.880 @125.732  27.9875 @-46.571  121.884 @-61.389 | 59.8435 @126.966  154.727 @1.45556  169.822 @-110.81
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAAC138 ):
999001 VICEN138    1 157.070 @35.1646  214.439 @122.242  555.238 @122.376 | 436.519 @101.242  264.994 @-134.23  232.287 @96.7679

```

```

-----
Substation LATACUNGA
Bus 74 LATAC138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 73.1296 @-30.257 3.98362 @-168.56 6.73176 @-167.32 | 65.6266 @-36.587 78.7811 @-148.86 75.5916 @93.7705

Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA (Real bus is LATACUNGA 75 LATAC-69 ):
274 LAT-F 1 68.5693 @147.258 156.625 @-44.643 689.387 @-48.771 | 320.203 @-50.142 252.204 @2.29937 282.809 @-90.580
PUCARA:
80 PUCAR138 1 587.292 @-35.092 129.491 @-63.039 256.233 @-66.359 | 781.774 @-42.812 479.718 @-153.10 515.387 @94.7779
VICENTINA:
71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138 ):
999001 VICEN138 1 518.788 @144.597 282.471 @127.039 936.847 @126.489 | 1100.12 @135.060 271.522 @49.6453 235.299 @-78.778

```

Paso 2:

```

=====
Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
at "74 LATAC138"; New bus "999001 LATAC138" (NEWBUS1)
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999002 VICEN138" (NEWBUS2) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
-----

```

```

Substation VICENTINA
Bus 999002 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.976 V (p.u.) @ -36.62 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 66.0700 @-42.997 11.0361 @170.242 33.3066 @173.038 | 39.3944 @-83.608 95.9147 @-164.50 77.7017 @98.2458

Thev. Impedance(Ohms)> 8.82551+j 42.249 9.35057+j 32.291 23.4317+j 98.713

Fault Currents (Amps)> 328.286 @-83.608 328.286 @-83.608 984.859 @-83.608 | 984.859 @-83.608 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA:
999001 LATAC138 1 4.88231 @-133.00 0.81553 @80.2388 4.72362 @83.0322 | 3.23303 @-158.13 6.27744 @108.594 5.57539 @-0.5854
VICENTINA:
71 VICEN138 1 325.130 @-82.955 329.070 @-83.648 989.456 @-83.672 | 984.002 @-83.427 6.27744 @-71.406 5.57539 @179.415

```

```

-----
Substation VICENTINA
Bus      71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.972 V (p.u.) @ -36.55 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 73.2130 @-39.081  2.23558 @166.736  3.77465 @176.636 | 68.2099 @-41.751  76.8197 @-158.58  74.7282 @82.8361
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138      1 131.279 @-48.223  24.7005 @-93.225  117.975 @-91.736 | 182.774 @-62.329  120.879 @-152.95  100.768 @79.0158
IBARRA:
  78 IBARR138     1 112.592 @165.420  31.4145 @-87.211  66.0688 @-76.939 | 105.347 @-166.56  133.904 @34.4541  115.838 @-86.547
  78 IBARR138     2 112.592 @165.420  31.4145 @-87.211  66.0688 @-76.939 | 105.347 @-166.56  133.904 @34.4541  115.838 @-86.547
LATACUNGA:
  74 LATA138      1 Branch has been modified or outaged
  999001 LATA138  1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138     1 543.344 @-54.995  159.823 @-86.978  313.354 @-78.386 | 784.972 @-64.241  391.283 @-170.79  475.128 @76.8391
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1      1 109.120 @127.707  42.6272 @-72.166  218.176 @-87.505 | 57.2376 @-151.96  142.388 @-10.696  183.000 @-115.89
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  259 VIC-F2      1 109.120 @127.707  42.6272 @-72.166  218.176 @-87.505 | 57.2376 @-151.96  142.388 @-10.696  183.000 @-115.89
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 999002 VICEN138 ):
  999002 VICEN138 1 317.224 @98.6551  330.165 @96.2951  995.433 @96.2495 | 979.015 @97.0441  20.1074 @109.653  18.4915 @-3.2360
-----

```

```

-----
Substation LATACUNGA
Bus      74 LATA138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 1.012 V (p.u.) @ -16.54 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 79.9793 @-16.771  0.02125 @132.246  0.00349 @165.651 | 79.9576 @-16.763  79.9998 @-136.77  79.9806 @103.216
          A phase          B phase          C phase

Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA (Real bus is LATACUNGA 75 LATA138 ):
  274 LAT-F       1 117.029 @142.468  0.83543 @-103.83  0.35749 @-75.796 | 116.603 @142.880  117.843 @22.3657  116.647 @-97.841
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 117.029 @-37.533  0.83543 @76.1660  0.35750 @104.203 | 116.603 @-37.120  117.843 @-157.63  116.647 @82.1585
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
-----

```

Fallas a 90% de la Línea desde Vicentina.

Fault SLG_5_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
-----
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.985 V (p.u.) @ -25.43 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > 53.0355 @-34.528 14.2089 @161.412 30.6564 @163.923 | 17.0598 @-87.420 79.7001 @-159.24 72.2516 @101.670
Thev. Impedance(Ohms)> 4.27718+j 23.754 4.51130+j 11.650 8.62265+j 25.539
Fault Currents (Amps)> 1137.32 @-87.420 1137.32 @-87.420 3411.97 @-87.420 | 3411.97 @-87.420 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138 1 798.490 @-67.335 795.871 @-85.227 2691.83 @-86.016 | 2463.97 @-79.802 347.628 @-102.61 190.500 @155.509
VICENTINA:
  71 VICEN138 1 474.620 @-122.71 343.389 @-92.510 723.963 @-92.648 | 1023.28 @-106.04 347.628 @77.3927 190.500 @-24.491
-----
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
          + seq          - seq          0 seq / 3Io          Ref 138.00 kV @0          Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 68.7846 @-37.620 2.38276 @157.282 2.78092 @167.598 | 63.9914 @-39.230 71.6929 @-157.05 70.7068 @83.2582
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138 1 128.579 @-56.898 26.3267 @-102.68 86.9162 @-100.77 | 172.283 @-69.964 112.119 @-165.76 109.283 @72.2046
IBARRA:
  78 IBARR138 1 117.277 @167.682 33.4827 @-96.665 48.6753 @-85.977 | 119.840 @-168.24 138.948 @37.0896 108.380 @-84.758
  78 IBARR138 2 117.277 @167.682 33.4827 @-96.665 48.6753 @-85.977 | 119.840 @-168.24 138.948 @37.0896 108.381 @-84.758
LATAACUNGA:
  74 LATAAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138 1 486.445 @-79.523 163.422 @-95.383 228.404 @-87.320 | 721.176 @-83.896 343.142 @153.224 411.769 @54.2895
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1 1 115.613 @140.349 45.4335 @-81.620 160.738 @-96.543 | 91.8039 @-164.58 138.741 @6.28198 165.006 @-114.23
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):

```

```

    259 VIC-F2      1 115.613 @140.349  45.4335 @-81.620  160.738 @-96.543 | 91.8039 @-164.58  138.741 @6.28198  165.006 @-114.23
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA      74 LATAAC138      ):
999001 VICEN138   1 461.151 @57.3918  345.150 @87.4028  730.888 @87.2259 | 1014.84 @74.2222  335.258 @-104.24  176.465 @153.628

```

Substation LATAACUNGA

```

Bus      74 LATAAC138
                + seq          - seq          0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 55.3322 @-32.417  11.2135 @159.205  19.3471 @160.163 | 26.2757 @-46.679  72.0484 @-155.28  69.3089 @95.9430
                A phase          B phase          C phase

```

Branch Currents (Amps) from >

```

LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA      75 LATAAC-69      ):
  274 LAT-F      1 76.1653 @-176.31  440.885 @-76.875  1981.30 @-81.285 | 1094.14 @-83.483  536.435 @-31.859  651.267 @-115.42
PUCARA:
  80 PUCAR138    1 825.761 @-62.254  365.621 @-95.334  736.824 @-98.865 | 1373.57 @-76.846  533.827 @-173.80  675.262 @81.0911
VICENTINA:
  71 VICEN138    1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA      71 VICEN138      ):
999001 VICEN138  1 797.747 @112.744  796.156 @94.7641  2692.92 @93.9747 | 2463.63 @100.212  348.934 @77.5728  191.983 @-24.271

```

Fault SLG_15_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
=====
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.985 V (p.u.) @ -25.43 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
62.1077 @-37.136 11.2435 @179.089 24.2584 @-178.40 | 40.4983 @-69.744 83.5293 @-155.50 71.4107 @98.6643
Thev. Impedance(Ohms)> 4.27718+j 23.754 4.51130+j 11.650 8.62265+j 25.539
Fault Currents (Amps)> 899.962 @-69.744 899.962 @-69.744 2699.89 @-69.744 | 2699.89 @-69.744 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
74 LATAAC138 1 736.359 @-51.925 629.772 @-67.550 2130.04 @-68.339 | 2057.52 @-62.292 276.809 @-107.49 137.296 @129.480
VICENTINA:
71 VICEN138 1 300.576 @-118.30 271.723 @-74.833 572.871 @-74.971 | 711.660 @-91.765 276.809 @72.5146 137.296 @-50.520
=====
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
72.1374 @-37.992 1.88547 @174.959 2.20054 @-174.73 | 68.9994 @-40.096 74.1582 @-157.03 73.3229 @83.0117
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 126.520 @-50.660 20.8323 @-85.003 68.7767 @-83.097 | 164.833 @-59.049 109.600 @-163.38 108.252 @74.7277
IBARRA:
78 IBARR138 1 114.897 @165.732 26.4948 @-78.989 38.5167 @-68.300 | 102.000 @-174.59 136.782 @39.8967 114.416 @-84.560
78 IBARR138 2 114.897 @165.732 26.4948 @-78.989 38.5167 @-68.300 | 102.000 @-174.59 136.782 @39.8967 114.416 @-84.560
LATAACUNGA:
74 LATAAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 416.943 @-67.248 129.316 @-77.706 180.736 @-69.644 | 604.862 @-69.711 308.417 @164.361 348.715 @64.4993
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 115.158 @131.361 35.9515 @-63.944 127.192 @-78.867 | 53.6049 @166.475 141.584 @4.41968 161.663 @-113.51
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 115.158 @131.361 35.9515 @-63.944 127.192 @-78.867 | 53.6049 @166.475 141.584 @4.41968 161.663 @-113.51
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAAC138 ):
999001 VICEN138 1 285.905 @62.1765 273.117 @105.079 578.351 @104.903 | 702.979 @88.9557 264.907 @-109.90 127.057 @124.174

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus 74 LATAAC138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 63.5534 @-34.942 8.87322 @176.882 15.3093 @177.839 | 45.0498 @-51.672 76.9078 @-153.55 71.4993 @93.9900

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
274 LAT-F 1 59.4809 @171.448 348.872 @-59.199 1567.80 @-63.608 | 836.658 @-65.111 454.885 @-14.914 536.810 @-100.17
PUCARA:
80 PUCAR138 1 780.322 @-48.815 289.315 @-77.658 583.048 @-81.188 | 1222.41 @-60.311 542.615 @-164.11 634.354 @89.4808
VICENTINA:
71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138 ):
999001 VICEN138 1 735.937 @128.191 629.997 @112.441 2130.91 @111.651 | 2057.33 @117.739 278.091 @72.7807 138.400 @-49.957

```

Paso 2:

```

=====
Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
at "74 LATAAC138"; New bus "999001 LATAAC138" (NEWBUS1)
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999002 VICEN138" (NEWBUS2) distant 0.900 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
-----

```

```

Substation VICENTINA
Bus 999002 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.977 V (p.u.) @ -36.62 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 61.3898 @-39.933 13.7253 @151.826 42.2974 @154.358 | 14.9585 @-102.19 96.7707 @-170.20 87.4651 @100.461

Thev. Impedance(Ohms)> 10.8490+j 49.658 11.3725+j 39.693 29.6084+j 123.75

Fault Currents (Amps)> 332.411 @-102.19 332.411 @-102.19 997.234 @-102.19 | 997.234 @-102.19 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
999001 LATAAC138 1 1.51186 @-129.93 0.33802 @61.8259 1.99880 @64.3576 | 0.58394 @-153.49 2.08874 @105.787 1.95648 @1.54205
VICENTINA:
71 VICEN138 1 331.074 @-102.06 332.736 @-102.20 999.178 @-102.21 | 996.869 @-102.16 2.08874 @-74.213 1.95648 @-178.46

```

 Substation VICENTINA
 Bus 71 VICEN138

				Ref	138.00 kV @0	Prefault	0.972 V (p.u.) @	-36.55	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase		

Voltage (kV) Ph-Gnd	>	72.2913 @-37.906	2.26449 @148.153	3.82508 @158.047		66.3742 @-39.020	75.9618 @-158.35	74.5763 @83.5387	
---------------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

Branch Currents (Amps) from >

GUANGOPOLO:

72 GUANG138	1	125.939 @-50.423	25.0199 @-111.81	119.551 @-110.32		167.690 @-70.092	125.803 @-154.20	101.380 @81.6998	
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

IBARRA:

78 IBARR138	1	114.954 @165.607	31.8208 @-105.79	66.9513 @-95.528		124.543 @-168.77	128.432 @31.8310	110.315 @-86.575	
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

78 IBARR138	2	114.954 @165.607	31.8208 @-105.79	66.9514 @-95.528		124.543 @-168.77	128.432 @31.8310	110.315 @-86.575	
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

LATACUNGA:

74 LATAC138	1	Branch has been modified or outaged							
-------------	---	-------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

999001 LATAC138	1	Branch has been modified or outaged							
-----------------	---	-------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

SANTA ROSA:

58 S.ROS138	1	504.999 @-62.313	161.890 @-105.56	317.540 @-96.975		730.310 @-75.864	363.377 @-173.00	460.339 @71.8045	
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA):

258 VIC-F1	1	115.883 @131.015	43.1785 @-90.750	221.091 @-106.09		100.609 @-164.70	133.861 @-11.885	184.750 @-121.03	
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA):

259 VIC-F2	1	115.883 @131.015	43.1785 @-90.750	221.091 @-106.09		100.609 @-164.70	133.861 @-11.885	184.750 @-121.03	
------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

VICENTINA (Real bus is VICENTINA 999002 VICEN138):

999002 VICEN138	1	317.919 @79.1382	334.435 @77.7116	1008.73 @77.6607		988.529 @78.1531	19.7644 @108.552	18.9279 @-2.3686	
-----------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

Substation LATACUNGA

Bus 74 LATAC138

				Ref	138.00 kV @0	Prefault	1.012 V (p.u.) @	-16.54	CO
		+ seq	- seq	0 seq / 3Io	A phase	B phase	C phase		

Voltage (kV) Ph-Gnd	>	79.9037 @-16.604	0.02152 @113.663	0.00354 @147.063		79.8864 @-16.592	79.9258 @-136.60	79.8990 @103.383	
---------------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

Branch Currents (Amps) from >

LATACUNGA (Real bus is LATACUNGA 75 LATAC-69):

274 LAT-F	1	117.516 @142.658	0.84624 @-122.42	0.36227 @-94.385		117.381 @143.119	118.228 @22.4325	116.943 @-97.576	
-----------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

PUCARA:

80 PUCAR138	1	117.516 @-37.342	0.84624 @57.5826	0.36227 @85.6139		117.382 @-36.881	118.229 @-157.57	116.944 @82.4240	
-------------	---	------------------	------------------	------------------	--	------------------	------------------	------------------	--

VICENTINA:

71 VICEN138	1	Branch has been modified or outaged							
-------------	---	-------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

Fault SLG_40_OHMS:

```

=====
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)
=====
Substation VICENTINA
Bus 999001 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.985 V (p.u.) @ -25.43 FI
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
72.1910 @-33.736 6.52465 @-160.51 14.0772 @-158.00 | 62.6701 @-49.343 83.8025 @-150.35 73.5284 @95.5864
Thev. Impedance(Ohms)> 4.27718+j 23.754 4.51130+j 11.650 8.62265+j 25.539
Fault Currents (Amps)> 522.251 @-49.343 522.251 @-49.343 1566.75 @-49.343 | 1566.75 @-49.343 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000
Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
74 LATAC138 1 580.786 @-35.102 365.458 @-47.150 1236.07 @-47.939 | 1350.39 @-42.241 246.856 @-125.41 193.436 @98.5122
VICENTINA:
71 VICEN138 1 148.554 @-155.24 157.682 @-54.433 332.439 @-54.570 | 281.565 @-85.711 246.856 @54.5930 193.436 @-81.488
=====
Substation VICENTINA
Bus 71 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.966 V (p.u.) @ -33.27 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > + seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
75.5107 @-36.496 1.09415 @-164.64 1.27698 @-154.33 | 74.2654 @-38.032 76.3868 @-155.70 75.9195 @84.2024
Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
72 GUANG138 1 116.048 @-44.871 12.0890 @-64.602 39.9113 @-62.697 | 140.329 @-48.202 104.148 @-162.01 104.076 @76.7610
IBARRA:
78 IBARR138 1 115.752 @163.136 15.3750 @-58.588 22.3513 @-47.900 | 98.8996 @171.317 130.244 @41.9796 119.695 @-82.352
78 IBARR138 2 115.752 @163.136 15.3750 @-58.588 22.3513 @-47.900 | 98.8996 @171.317 130.244 @41.9796 119.695 @-82.352
LATAACUNGA:
74 LATAC138 1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
58 S.ROS138 1 295.598 @-57.091 75.0423 @-57.306 104.881 @-49.243 | 405.298 @-56.456 239.299 @173.955 247.316 @70.5177
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
258 VIC-F1 1 129.764 @124.439 20.8628 @-43.543 73.8100 @-58.466 | 84.8432 @122.347 147.425 @3.63858 157.179 @-113.68
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
259 VIC-F2 1 129.764 @124.439 20.8628 @-43.543 73.8100 @-58.466 | 84.8432 @122.347 147.425 @3.63858 157.179 @-113.68
VICENTINA (Real bus is LATAACUNGA 74 LATAC138 ):
999001 VICEN138 1 134.646 @21.2676 158.491 @125.480 335.619 @125.303 | 271.000 @96.6038 239.480 @-129.05 191.054 @93.5769

```

```

-----
Substation LATAACUNGA
Bus 74 LATAAC138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.988 V (p.u.) @ -24.57 CO
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 72.8490 @-32.066 5.14916 @-162.72 8.88405 @-161.76 | 64.7182 @-41.621 79.9710 @-149.66 75.1895 @93.5669

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA (Real bus is LATAACUNGA 75 LATAAC-69 ):
274 LAT-F 1 62.6774 @147.764 202.451 @-38.798 909.799 @-43.208 | 443.602 @-42.738 308.230 @4.02514 344.773 @-85.033
PUCARA:
80 PUCAR138 1 643.336 @-34.664 167.891 @-57.257 338.345 @-60.788 | 906.817 @-41.896 502.459 @-153.46 538.127 @96.4384
VICENTINA:
71 VICEN138 1 Branch has been modified or outaged
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 71 VICEN138 ):
999001 VICEN138 1 580.720 @145.074 365.589 @132.841 1236.57 @132.052 | 1350.39 @137.827 247.644 @54.9977 193.671 @-80.941

```

Paso 2:

```

=====
Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
at "74 LATAAC138"; New bus "999001 LATAAC138" (NEWBUS1)
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999002 VICEN138" (NEWBUS2) distant 0.900 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
-----

```

```

Substation VICENTINA
Bus 999002 VICEN138
Ref 138.00 kV @0 Prefault 0.977 V (p.u.) @ -36.62 FI
+ seq - seq 0 seq / 3Io A phase B phase C phase
Voltage (kV) Ph-Gnd > 65.2052 @-42.307 11.7359 @166.270 36.1666 @168.802 | 34.1076 @-87.742 97.3314 @-165.69 80.3471 @99.6488

Thev. Impedance(Ohms)> 10.8490+j 49.658 11.3725+j 39.693 29.6084+j 123.75

Fault Currents (Amps)> 284.230 @-87.742 284.230 @-87.742 852.690 @-87.742 | 852.690 @-87.742 0.00000 @0.00000 0.00000 @0.00000

Branch Currents (Amps) from >
LATAACUNGA:
999001 LATAAC138 1 1.60582 @-132.31 0.28902 @76.2698 1.70908 @78.8015 | 0.96647 @-158.90 2.11183 @108.064 1.88848 @0.50856
VICENTINA:
71 VICEN138 1 283.088 @-87.514 284.508 @-87.758 854.352 @-87.769 | 852.378 @-87.681 2.11183 @-71.936 1.88848 @-179.49

```

```

-----
Substation VICENTINA
Bus      71 VICEN138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 0.972 V (p.u.) @ -36.55 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 73.5706 @-38.516  1.93627 @162.597  3.27065 @172.491 | 69.0021 @-40.494  76.7312 @-158.27  75.0484 @83.0532
          A phase      B phase      C phase

Branch Currents (Amps) from >
GUANGOPOLO:
  72 GUANG138      1 128.073 @-47.795  21.3934 @-97.365  102.222 @-95.881 | 169.892 @-61.983  121.020 @-154.17  102.741 @79.5438
IBARRA:
  78 IBARR138      1 113.314 @164.999  27.2085 @-91.351  57.2471 @-81.084 | 108.433 @-171.13  130.245 @34.7912  114.507 @-85.469
  78 IBARR138      2 113.314 @164.999  27.2085 @-91.351  57.2471 @-81.084 | 108.433 @-171.13  130.245 @34.7912  114.507 @-85.469
LATACUNGA:
  74 LATA138      1 Branch has been modified or outaged
  999001 LATA138  1 Branch has been modified or outaged
SANTA ROSA:
  58 S.ROS138      1 507.862 @-54.875  138.425 @-91.118  271.514 @-82.531 | 710.545 @-64.913  379.054 @-169.63  455.271 @76.4217
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  258 VIC-F1      1 113.335 @127.224  36.9200 @-76.306  189.045 @-91.650 | 62.2329 @-172.04  139.266 @-9.6031  176.828 @-117.31
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 70 VICEN-BA ):
  259 VIC-F2      1 113.335 @127.224  36.9200 @-76.306  189.045 @-91.650 | 62.2329 @-172.04  139.266 @-9.6031  176.828 @-117.31
VICENTINA (Real bus is VICENTINA 999002 VICEN138 ):
  999002 VICEN138  1 272.007 @94.6855  285.961 @92.1555  862.520 @92.1046 | 845.291 @92.9521  19.9923 @109.784  18.6543 @-3.2062
-----

```

```

-----
Substation LATACUNGA
Bus      74 LATA138
          + seq      - seq      0 seq / 3Io      Ref 138.00 kV @0      Prefault 1.012 V (p.u.) @ -16.54 CO
Voltage (kV) Ph-Gnd > 80.0521 @-16.709  0.01840 @128.107  0.00302 @161.507 | 80.0340 @-16.702  80.0702 @-136.71  80.0520 @103.279
          A phase      B phase      C phase

Branch Currents (Amps) from >
LATACUNGA (Real bus is LATACUNGA 75 LATA138 ):
  274 LAT-F      1 117.300 @142.421  0.72358 @-107.97  0.30976 @-79.941 | 116.983 @142.789  117.990 @22.3085  116.931 @-97.834
PUCARA:
  80 PUCAR138      1 117.301 @-37.579  0.72358 @72.0265  0.30976 @100.058 | 116.984 @-37.211  117.990 @-157.69  116.931 @82.1661
VICENTINA:
  71 VICEN138      1 Branch has been modified or outaged
-----

```

Estudio de la Protección de Distancia de la Línea Vicentina – Latacunga.

Reportes del Modulo SS para Fallas a 10% de la Línea desde Vicentina.

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored

Fault at bus 999001

Fault at temporary bus 999001

Checking Area center bus 74

Simulation Area Definition

Center_Line "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 40 relays
10 distinct LZOPs 40 distinct relays
100 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_5_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PP_ZN1 (Relay VIC-MUL-PH; Tag 8 DIST) 1.5 cycles from start
Simultaneous PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 3 VIC at LATA138
Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: 9 VIC at SANTA ROSA
Trip path PG_ZN3 (Relay ROS-VIC-G; Tag 137 DIST)
AND PG_ZN3T (Relay ROS-VIC-GT; Tag 138 TIMER) 49.5 cycles from start

CTI: Min desired 0.3 Max desired 9999.0 Predicted 48.0 cycles

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at			4.5 cycles from start:			LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path			
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PP_ZN1	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
LATA138	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Breakers opening
SANTA ROSA	9 VIC		LINE	Backup	PG_ZN3,PG_ZN3T	49.5	3.0	52.5 Predicted

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
at "71 VICEN138";
New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
Fault command:
APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is not cleared after 4.5 cycles 0.075 sec; step 1

Contact Logic Summary for Tripped LZOPs

Contact logic for chosen LZOP after 4.5 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	TRUE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	TRUE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	TRUE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 4.5 cycles 0.075 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper	Drop	Contact
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		8 DIST		1	80	1200	23.854 ohm @ 98		0.0	1.5	Inf	PP_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		8 DIST		2	80	1200	23.854 ohm @ 98		0.0	1.5	Inf	PP_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		8 DIST		3	80	1200	23.854 ohm @ 98		0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9 DIST		1	80	1200	5.7490 ohm @ 42		1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9 DIST		2	80	1200	5.7490 ohm @ 42		1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9 DIST		3	80	1200	5.7490 ohm @ 42		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		13 TIMER		1					1.5	19.5	Inf	PP_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		13 TIMER		2					1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61 TIMER		1					3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61 TIMER		2					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 4.5 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 4.5 cycles 0.075 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc	Init	Oper	Drop	Contact
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		1	80	1200	37.575 ohm @ 52		1.5	3.0	Inf		PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		2	80	1200	37.575 ohm @ 52		1.5	3.0	Inf		PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		3	80	1200	37.575 ohm @ 52		0.0	1.5	Inf		PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		1					3.0	21.0	Inf		PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		2					1.5	49.5	Inf		PG_ZN3T

*** Starting event # 2 *****
 Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
 Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
 at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
 SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 3 VIC at LATACUNGA
 Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 17.0 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at			6.0 cycles from start:			LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path			
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PP_ZN1	1.5	3.0	4.5 Trips at step 1
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
 at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
 Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
 at "74 LATAC138"; New bus "999003 LATAC138" (NEWBUS3)
 Fault command:
 APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 2

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_15_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 6.0 cycles from start:								
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_15_OHMS NEWBUS1 X

Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA
Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	TRUE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	TRUE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before	DIST ohm dropout	Predicted cyc	Contact
Logic												Init Oper Drop	
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH	8	DIST		2	80	1200	40.755	ohm @ 74	0.0 1.5	Inf PP_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH	8	DIST		3	80	1200	40.755	ohm @ 74	0.0 1.5	Inf PP_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		1	80	1200	12.070	ohm @ 21	1.5 3.0	Inf PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		2	80	1200	12.070	ohm @ 21	1.5 3.0	Inf PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		3	80	1200	12.070	ohm @ 21	0.0 1.5	Inf PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH	13	TIMER		1					1.5 19.5	Inf PP_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH	13	TIMER		2					1.5 49.5	Inf PP_ZN3T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER		1					3.0 21.0	Inf PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER		2					1.5 49.5	Inf PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA
Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
--------------------	--------	------------	---------	----------------------------

PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6	DIST	" "	Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6	DIST	" "	Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12	TIMER	" "	Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6	DIST	" "	Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12	TIMER	" "	Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	MUL-VIC-G	7	DIST	" "	Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	MUL-VIC-G	7	DIST	" "	Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60	TIMER	" "	Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	MUL-VIC-G	7	DIST	" "	Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60	TIMER	" "	Unit 2	7 DIST "

*** Starting event # 2 *****
 Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
 Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
 at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
 SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
 Trip path PG_ZN2 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST)
 AND PG_ZN2T (Relay MUL-VIC-GT; Tag 60 TIMER) 27.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
 Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)
 LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 30.0 cycles from start:									
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0	Trips at step 1
LATAACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0	Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
-----	-----	-----
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time

4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138";
 New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
 Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138";
 New bus "999003 LATAC138" (NEWBUS3)
 Fault command: APPLY_FAULT SLG_15_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 30.0 cycles 0.500 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 30.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA
 Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
 PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic

PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	TRUE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 30.0 cycles 0.500 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Element		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		2	80 1200	36.960 ohm @ 63	7.5	9.0	Inf	PG_ZN2
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		3	80 1200	36.960 ohm @ 63	6.0	7.5	Inf	PG_ZN3
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		1			9.0	27.0	Inf	PG_ZN2T
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		2			7.5	55.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_40_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at		6.0 cycles from start:			LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B Trip Path			
VICENTINA	4 MUL	LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
-----	-----	-----
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAc138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAc138" Ckt 1
at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X

Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc	Init	Oper	Drop	Contact
Logic																
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		1	80	1200	31.138 ohm @ 11	1.5	3.0	Inf		PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		2	80	1200	31.138 ohm @ 11	1.5	3.0	Inf		PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		3	80	1200	31.138 ohm @ 11	0.0	1.5	Inf		PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		1				3.0	21.0	Inf		PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		2				1.5	49.5	Inf		PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATAACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA
Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

*** Starting event # 2 *****
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.100 from "71 VICEN138"
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
Trip path PG_ZN2 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay MUL-VIC-GT; Tag 60 TIMER) 27.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)
LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 30.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1
LATAACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
-----	-----	-----
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
-----	-----	-----
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1	3.0 cycles
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1		
at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)		
Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1		
at "74 LATAAC138"; New bus "999003 LATAAC138" (NEWBUS3)		
Fault command:		
APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X		

Fault is cleared after 30.0 cycles 0.500 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 30.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATAACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
-----	-----	-----	-----	-----
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	TRUE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 30.0 cycles 0.500 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		2	80 1200	44.935 ohm @ 47	7.5	9.0	Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		3	80 1200	44.935 ohm @ 47	6.0	7.5	Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		1			9.0	27.0	Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		2			7.5	55.5	Inf	PG_ZN3T

Reportes del Modulo SS para Fallas a 30% de la Línea desde Vicentina.

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 74

Simulation Area Definition

Center_Line "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 40 relays
10 distinct LZOPs 40 distinct relays
100 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_5_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 3 VIC at LATA138
Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
LATA138	4 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1
LATA138	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATA138"; New bus "999002 LATA138" (NEWBUS2)
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	TRUE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact
												Init	Oper	Drop	
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		8	DIST		3	80	1200	44.003 ohm @ 104	0.0	1.5	Inf	PP_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		1	80	1200	13.216 ohm @ 59	1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		2	80	1200	13.216 ohm @ 59	1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		3	80	1200	13.216 ohm @ 59	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-PH		13	TIMER		2				1.5	49.5	Inf	PP_ZN3T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		1				3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		2				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T
Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles															

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE ((PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T)))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Element		CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact
					Code	Designation					Z/U	Init	Oper	
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		1	80	1200	28.325 ohm @ 58	1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		2	80	1200	28.325 ohm @ 58	1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		3	80	1200	28.325 ohm @ 58	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		1				3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
LATAACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		2				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_15_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
LATAACUNGA	4 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0	Trips at step 1
LATAACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0	Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)
 Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)
 Fault command: APPLY_FAULT SLG_15_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
 PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper	Drop	Contact Logic
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		1	80	1200	19.574 ohm @ 38		1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		2	80	1200	19.574 ohm @ 38		1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		3	80	1200	19.574 ohm @ 38		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER		1					3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER		2					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper	Drop	Contact
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G		7	DIST		1	80	1200	36.796 ohm @ 35	1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G		7	DIST		2	80	1200	36.796 ohm @ 35	1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G		7	DIST		3	80	1200	36.796 ohm @ 35	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT		60	TIMER		1				3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT		60	TIMER		2				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_40_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 6.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X

Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact
Logic												Init	Oper	Drop	
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			1	80 1200	42.055 ohm @ 21		1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			2	80 1200	42.055 ohm @ 21		1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			3	80 1200	42.055 ohm @ 21		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER			1				3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER			2				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATA CUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

*** Starting event # 2 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA C138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.300 from "71 VICEN138"
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATA C138" Ckt 1
at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 3 VIC at LATA CUNGA

Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 0.150 seconds from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.300 seconds Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (s) predicted at 0.200 seconds from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN1	0.050	0.050	0.100 Trips at step 1
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	0.150	0.050	0.200 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999002 VICEN138" (NEWBUS2)

Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138"; New bus "999003 LATAC138" (NEWBUS3)

Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 12.0 cycles 0.200 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 12.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 12.0 cycles 0.200 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	----- Element -----		CTR	VTR	OC amps DIST ohm before dropout	Predicted cyc			Contact
					Code	Designation Z/U				Init	Oper	Drop	
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST	1	80	1200	38.414 ohm @ 42	7.5	9.0	Inf	PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST	2	80	1200	38.414 ohm @ 42	7.5	9.0	Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST	3	80	1200	38.414 ohm @ 42	6.0	7.5	Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER	1				9.0	27.0	Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER	2				7.5	55.5	Inf	PG_ZN3T

Reportes del Modulo SS para Fallas a 70% de la Línea desde Vicentina.

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 74

Simulation Area Definition

Center_Line "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 40 relays
10 distinct LZOPs 40 distinct relays
100 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_5_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 3.0 cycles from start
Simultaneous trip of Primary LZOP: 3 VIC at LATA138
Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at			6.0 cycles from start:		LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path		
LATA138	4 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	6.0 Trips at step 1
LATA138	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATA138"; New bus "999002 LATA138" (NEWBUS2)
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATA138 SECUNDARIA_DISTANCIA
Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper Drop	Contact
LATAOUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST	1		80	1200	12.743 ohm @ 55		1.5	3.0	Inf PG_ZN1
LATAOUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST	2		80	1200	12.743 ohm @ 55		1.5	3.0	Inf PG_ZN2
LATAOUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST	3		80	1200	12.743 ohm @ 55		0.0	1.5	Inf PG_ZN3
LATAOUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER	1						3.0	21.0	Inf PG_ZN2T
LATAOUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER	2						1.5	49.5	Inf PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE ((PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T)) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T)) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised

PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13	TIMER	"	"	Unit 2			8	DIST	"	"	Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9	DIST	"	"	Zone 1			9	DIST	"	"	Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9	DIST	"	"	Zone 2			9	DIST	"	"	Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61	TIMER	"	"	Unit 1			9	DIST	"	"	Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9	DIST	"	"	Zone 3			Unsupervised				
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61	TIMER	"	"	Unit 2			9	DIST	"	"	Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

				----- Element -----				OC amps DIST ohm		Predicted cyc						
Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	before dropout	Init	Oper	Drop	Contact		

VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			1	80	1200	29.966	ohm @ 63	1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			2	80	1200	29.966	ohm @ 63	1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			3	80	1200	29.966	ohm @ 63	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER			1					3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER			2					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_15_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
 SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
 Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 0.050 seconds from start
 Simultaneous trip of Primary LZOP: 3 VIC at LATACUNGA
 Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 0.050 seconds from start

Backup LZOP: None available
 Desired CTI: 0.300 seconds Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at			6.0 cycles from start:			LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path			
LATACUNGA	4 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)
 Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)
 Fault command: APPLY_FAULT SLG_15_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA
 Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
 PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		1	80	1200	18.461 ohm @ 31		1.5 3.0 Inf	PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		2	80	1200	18.461 ohm @ 31		1.5 3.0 Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		3	80	1200	18.461 ohm @ 31		0.0 1.5 Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		1					3.0 21.0 Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		2					1.5 49.5 Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
 PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact
Logic												Init	Oper	Drop	
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			1	80 1200	41.007 ohm @ 46		1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			2	80 1200	41.007 ohm @ 46		1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST			3	80 1200	41.007 ohm @ 46		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER			1				3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER			2				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_40_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at		6.0 cycles from start:							
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
LATAACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0	Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAAC138"; New bus "999002 LATAAC138" (NEWBUS2)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X
Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted sec			Contact
												Init	Oper	Drop	
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G		7	DIST		1	80	1200	35.577 ohm @ 12	0.03	0.05	Inf	PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G		7	DIST		2	80	1200	35.577 ohm @ 12	0.03	0.05	Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G		7	DIST		3	80	1200	35.577 ohm @ 12	0.00	0.03	Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT		60	TIMER		1				0.05	0.35	Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT		60	TIMER		2				0.03	0.82	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

*** Starting event # 2 *****
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.700 from "71 VICEN138"
Open breaker on "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1
at "74 LATA138"; New bus "999002 LATA138" (NEWBUS2)
SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN1 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST) 9.0 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 12.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN1	9.0	3.0	12.0 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)		
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)		
Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X		

Fault is cleared after 12.0 cycles 0.200 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 12.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA
 Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
 PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 12.0 cycles 0.200 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper	Drop	Contact
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		1	80	1200	38.421 ohm @ 42	7.5	9.0	Inf	PG_ZN1
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		2	80	1200	38.421 ohm @ 42	7.5	9.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		3	80	1200	38.421 ohm @ 42	6.0	7.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		1				9.0	27.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		2				7.5	55.5	Inf	PG_ZN3T

Reportes del Modulo SS para Fallas a 90% de la Línea desde Vicentina.

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 999001
Fault at temporary bus 999001
Checking Area center bus 74

Simulation Area Definition

Center_Line "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
Simulation_Depth 1 Mutual_Depth 0
Skip_Over_XFMR_Sim OFF Skip_Over_Bus_Tie_Sim ON
Pilots ON (pilot flags ignored)
Element_Code DIR IOC TOC DIST TIMER VOLT AUX
LZOP_Type LINE MISC
AND_Limit_Relays_By X
AND_Limit_Elements_By X

Check_By Simulation: open breakers in successive steps

Simulation Statistics:

LINE LZOP 40 relays
10 distinct LZOPs 40 distinct relays
100 relay elements; 3000 allowed

Simulation area ready

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_5_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 6.0 cycles from start:
Table with columns: Substation ID, LZOP, Name, Type, P/B, Trip Path, LZOP, Breaker, Total.
Rows: LATAACUNGA (3 VIC, LINE, Primary, PG_ZN1, 3.0, 3.0, 6.0 Trips at step 1), VICENTINA (4 MUL, LINE, Primary, PG_ZN2,PG_ZN2T, 21.0, 3.0, 24.0 Predicted)

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

Table with columns: LZOP Tag, Location, Bkr opening time.
Row: 3 LINE, PRIMARY Branch "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1, 3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAAC138"; New bus "999002 LATAAC138" (NEWBUS2)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X
Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 3 VIC at LATACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact
												Init	Oper	Drop	
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST			1	80	1200	5.6983 ohm @ 36	1.5	3.0	Inf	PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST			2	80	1200	5.6983 ohm @ 36	1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST			3	80	1200	5.6983 ohm @ 36	0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER			1				3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER			2				1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
 PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc			Contact
												Init	Oper	Drop	
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9 DIST		2	80	1200	40.246 ohm @ 62		1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9 DIST		3	80	1200	40.246 ohm @ 62		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61 TIMER		1					3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61 TIMER		2					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

*** Starting event # 2 *****
 Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
 Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)
 SLG_5_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
 Trip path PG_ZN2 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST)
 AND PG_ZN2T (Relay VIC-MUL-GT; Tag 61 TIMER) 21.0 cycles from start

Backup LZOP: None available

Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 24.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	21.0	3.0	24.0 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)
 Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)
 Fault command: APPLY_FAULT SLG_5_OHMS NEWBUS1 X

Fault is cleared after 24.0 cycles 0.400 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 24.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA
Tripping logic:

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
SECUNDARIA_DISTANCIA	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))		
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	TRUE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 24.0 cycles 0.400 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper	Drop	Contact
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		2	80	1200	34.816 ohm @ 71		1.5	3.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G	9	DIST		3	80	1200	34.816 ohm @ 71		0.0	1.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER		1					3.0	21.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT	61	TIMER		2					1.5	49.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_15_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
 SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
 Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
 Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 6.0 cycles from start:					LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B Trip Path			
LATAACUNGA	3 VIC		LINE	Primary PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAAC138"; New bus "999002 LATAAC138" (NEWBUS2)
 Fault command: APPLY_FAULT SLG_15_OHMS NEWBUS1 X

Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

 LZOP 3 VIC at LATAACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
SECUNDARIA_DISTANCIA	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))		
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm @ 13	Predicted cyc Init	Oper Drop	Contact
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		1	80	1200	11.992 ohm @ 13		1.5	3.0	Inf PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		2	80	1200	11.992 ohm @ 13		1.5	3.0	Inf PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-G	7	DIST		3	80	1200	11.992 ohm @ 13		0.0	1.5	Inf PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		1					3.0	21.0	Inf PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P	MUL-VIC-GT	60	TIMER		2					1.5	49.5	Inf PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA FALSE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

*** Starting event # 2 *****
Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATA138" Ckt 1
"999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
Open breaker on "74 LATA138" to "71 VICEN138" Ckt 1
at "74 LATA138"; New bus "999002 LATA138" (NEWBUS2)
SLG_15_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
Trip path PG_ZN2 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST)
AND PG_ZN2T (Relay VIC-MUL-GT; Tag 61 TIMER) 27.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 30.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0 Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles
Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)		
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)		
Fault command: APPLY_FAULT SLG_15_OHMS NEWBUS1 X		

Fault is cleared after 30.0 cycles 0.500 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 30.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA
Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	TRUE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 30.0 cycles 0.500 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B Relay Name	Tag	Code	Element Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init	Oper	Drop	Contact
VICENTINA	MUL	P VIC-MUL-G		9	DIST	2	80	1200	36.967 ohm @ 63		7.5	9.0	Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P VIC-MUL-G		9	DIST	3	80	1200	36.967 ohm @ 63		6.0	7.5	Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P VIC-MUL-GT		61	TIMER	1					9.0	27.0	Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P VIC-MUL-GT		61	TIMER	2					7.5	55.5	Inf	PG_ZN3T

System Simulator - MID-LINE FAULT SIMULATION

Fault SLG_40_OHMS:

*** Starting event # 1 *****

Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
 SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

Simulation to breaker operation # 1

Primary LZOP: 3 VIC at LATAACUNGA
 Trip path PG_ZN1 (Relay MUL-VIC-G; Tag 7 DIST) 3.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
 Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)

LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 6.0 cycles from start:					LZOP	Breaker	Total
Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B Trip Path			
LATAACUNGA	3 VIC		LINE	Primary PG_ZN1	3.0	3.0	6.0 Trips at step 1

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
3 LINE	PRIMARY Branch "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1	3.0 cycles

Open breaker on "74 LATAAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAAC138"; New bus "999002 LATAAC138" (NEWBUS2)
 Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X

Fault is not cleared after 6.0 cycles 0.100 sec; step 1

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

 LZOP 3 VIC at LATAACUNGA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
SECUNDARIA_DISTANCIA	TRUE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))		
PP_ZN1	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 1	6 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	MUL-VIC-PH	6 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-PHT	12 TIMER " " Unit 2	6 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 1	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 2	7 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 1	7 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	MUL-VIC-G	7 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	MUL-VIC-GT	60 TIMER " " Unit 2	7 DIST " " Zone 3

Step Number: 1

Relay Element Summary at 6.0 cycles 0.100 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact
LATACUNGA	VIC	P MUL-VIC-G	7	DIST		1	80	1200	27.696 ohm @ 3		1.5 3.0 Inf	PG_ZN1
LATACUNGA	VIC	P MUL-VIC-G	7	DIST		2	80	1200	27.696 ohm @ 3		1.5 3.0 Inf	PG_ZN2
LATACUNGA	VIC	P MUL-VIC-G	7	DIST		3	80	1200	27.696 ohm @ 3		0.0 1.5 Inf	PG_ZN3
LATACUNGA	VIC	P MUL-VIC-GT	60	TIMER		1					3.0 21.0 Inf	PG_ZN2T
LATACUNGA	VIC	P MUL-VIC-GT	60	TIMER		2					1.5 49.5 Inf	PG_ZN3T

Contact logic for chosen LZOP after 6.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA	FALSE	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))		
----------------------	-------	--	--	--

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

*** Starting event # 2 *****
 Midline node on "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1
 "999001 VICEN138" (NEWBUS1) distant 0.900 from "71 VICEN138"
 Open breaker on "74 LATAC138" to "71 VICEN138" Ckt 1
 at "74 LATAC138"; New bus "999002 LATAC138" (NEWBUS2)
 SLG_40_OHMS at bus "999001 VICEN138" (NEWBUS1)

With breakers open in step # 1 continue to step # 2

Primary LZOP: 4 MUL at VICENTINA
 Trip path PG_ZN2 (Relay VIC-MUL-G; Tag 9 DIST)
 AND PG_ZN2T (Relay VIC-MUL-GT; Tag 61 TIMER) 27.0 cycles from start

Backup LZOP: None available
 Desired CTI: 0.3 cycles Available CTI: infinite (no backup)
 LZOP Summary Report

LZOP Operating Times (cycles) predicted at 30.0 cycles from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total	
LATACUNGA	3 VIC		LINE	Primary	PG_ZN1	3.0	3.0	6.0	Trips at step 1
VICENTINA	4 MUL		LINE	Primary	PG_ZN2,PG_ZN2T	27.0	3.0	30.0	Trips at step 2

Logical breakers for all LZOPS tripped in this step:

LZOP Tag	Location	Bkr opening time
4 LINE	PRIMARY Branch "71 VICEN138" to "74 LATAC138" Ckt 1	3.0 cycles

Logical breakers for all LZOPS tripped in previous steps:

```

LZOP Tag                Location                Bkr opening time
-----
 3 LINE          PRIMARY Branch "74 LATAc138" to "71 VICEN138" Ckt 1          3.0 cycles
Open breaker on "74 LATAc138" to "71 VICEN138" Ckt 1 at "74 LATAc138"; New bus "999002 LATAc138" (NEWBUS2)
Open breaker on "71 VICEN138" to "74 LATAc138" Ckt 1 at "71 VICEN138"; New bus "999003 VICEN138" (NEWBUS3)
Fault command: APPLY_FAULT SLG_40_OHMS NEWBUS1 X

```

Fault is cleared after 30.0 cycles 0.500 sec; step 2

Contact logic for chosen LZOP after 30.0 cycles

LZOP 4 MUL at VICENTINA SECUNDARIA_DISTANCIA

Tripping logic:

SECUNDARIA_DISTANCIA TRUE (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T))

Contact Logic Code	Status	Relay Name	Element	Supervisor or Parent Logic
PP_ZN1	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 1	Unsupervised
PP_ZN2	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 2	Unsupervised
PP_ZN2T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 1	8 DIST " " Zone 2
PP_ZN3	FALSE	VIC-MUL-PH	8 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PP_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-PHT	13 TIMER " " Unit 2	8 DIST " " Zone 3
PG_ZN1	FALSE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 1	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 2	9 DIST " " Zone 3
PG_ZN2T	TRUE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 1	9 DIST " " Zone 2
PG_ZN3	TRUE	VIC-MUL-G	9 DIST " " Zone 3	Unsupervised
PG_ZN3T	FALSE	VIC-MUL-GT	61 TIMER " " Unit 2	9 DIST " " Zone 3

Step Number: 2

Relay Element Summary at 30.0 cycles 0.500 sec

Substation Id	LZOP Name	P/B	Relay Name	Tag	Code	Designation	Z/U	CTR	VTR	OC amps before dropout	DIST ohm	Predicted cyc Init Oper Drop	Contact
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		2	80	1200	44.945 ohm @ 47	7.5 9.0 Inf	PG_ZN2
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-G		9	DIST		3	80	1200	44.945 ohm @ 47	6.0 7.5 Inf	PG_ZN3
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		1				9.0 27.0 Inf	PG_ZN2T
VICENTINA	MUL	P	VIC-MUL-GT		61	TIMER		2				7.5 55.5 Inf	PG_ZN3T

Reportes del Módulo CG para Análisis de Protecciones de la Línea Vicentina – Latacunga.

SUBESTACION: VICENTINA

LZOP: "MUL" (LINE)

Line Impedance: 38.122 P. Ohms @ 74.83 deg.

VIC-MUL-PH Tag: 8

Model: GCY51A

1. Distance Zone 1
Branch Main CT: 71-74 Ckt 1 (138.0 kV) to 74 LATAC138 (LATACUNGA)
VT at bus 71 (138.0 kV)
CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067
Reach Setting 31.99 P. Ohms @ 74.8 deg.

2. Distance Zone 2
Branch Main CT: 71-74 Ckt 1 (138.0 kV) to 74 LATAC138 (LATACUNGA)
VT at bus 71 (138.0 kV)
CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067
Reach Setting 48.34 P. Ohms @ 74.8 deg.

3. Distance Zone 3
Branch Main CT: 71-74 Ckt 1 (138.0 kV) to 74 LATAC138 (LATACUNGA)
VT at bus 71 (138.0 kV)
CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067
Reach Setting 60.00 P. Ohms @ 74.8 deg.
Offset 0.00 P. Ohms @ 255.0 deg.

SUBESTACION: LATACUNGA

LZOP: "VIC" (LINE)

Line Impedance: 38.122 P. Ohms @ 74.83 deg.

MUL-VIC-PH Tag: 6

Model: GCY51A

1. Distance Zone 1

Branch Main CT: 74-71 Ckt 1 (138.0 kV) to 71 VICEN138 (VICENTINA)

VT at bus 74 (138.0 kV)

CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067

Reach Setting 31.99 P. Ohms @ 74.8 deg.

2. Distance Zone 2

Branch Main CT: 74-71 Ckt 1 (138.0 kV) to 71 VICEN138 (VICENTINA)

VT at bus 74 (138.0 kV)

CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067

Reach Setting 48.33 P. Ohms @ 74.8 deg.

3. Distance Zone 3

Branch Main CT: 74-71 Ckt 1 (138.0 kV) to 71 VICEN138 (VICENTINA)

VT at bus 74 (138.0 kV)

CTR 80.0 @0 VTR 1200.0 @0 CTR/VTR 0.067

Reach Setting 60.00 P. Ohms @ 74.8 deg.

Offset 0.00 P. Ohms @ 255.0 deg.

Reportes del Modulo CG para Fallas a 10% de la Línea desde Vicentina.

SLG_5_OHMS:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance [Mag]	Apparent Impedance [Deg]	Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line		
1	23.85	97.55	1.50	DELTA-V/DELTA-I	A-B	0.44 @ 9.5

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance [Mag]	Apparent Impedance [Deg]	Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line		
4	37.58	51.63	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.24 @ 7	With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg
6	37.58	51.63	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.24 @ 7	With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg

Paso 2:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Open breaker on 71 VICEN138 to 74 LATAAC138 Ckt 1 at 71 VICEN138; New bus 999002 VICEN138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line				
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]		
4	34.81	71.28	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
5	34.81	71.28	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
6	34.81	71.28	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg

SLG_15_OHMS:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line				
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]		
4	12.07	20.59	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.44 @	9	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
6	12.07	20.59	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.44 @	9	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg

Paso 2:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Open breaker on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 at 71 VICEN138; New bus 999002 VICEN138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line				
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]		
4	36.96	63.06	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
5	36.96	63.06	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
6	36.96	63.06	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg

SLG_40_OHMS:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]		S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]				
4	31.14	10.74	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.44 @ 9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	31.14	10.74	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.44 @ 9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

Paso 2:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.100 from 71 VICEN138

Open breaker on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 at 71 VICEN138; New bus 999002 VICEN138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]		S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]				
4	44.93	46.95	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @ 6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
5	44.93	46.95	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @ 6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	44.93	46.95	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @ 6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

Reportes del Modulo CG para Fallas a 30% de la Línea desde Vicentina.

SLG_5_OHMS:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]				
4	13.22	58.81	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	13.22	58.81	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]				
4	28.32	58.29	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	28.32	58.29	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

SLG_15_OHMS:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]						
4	19.57	38.35	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
5	19.57	38.35	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	19.57	38.35	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]			
4	36.80	35.24	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	36.80	35.24	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

SLG_40_OHMS:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]				
4	42.06	21.09	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	42.06	21.09	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.45 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]				
4	62.56	14.39	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
5	62.56	14.39	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	62.56	14.39	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.15 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

Paso 2:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.300 from 71 VICEN138

Open breaker on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 at 71 VICEN138; New bus 999002 VICEN138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq)						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]	Source/total line						
4	38.41	41.58	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6 With K0 setting	80.000 @	0.0 deg		
6	38.41	41.58	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.00 @	6 With K0 setting	80.000 @	0.0 deg		

Reportes del Modulo CG para Fallas a 70% de la Línea desde Vicentina.

SLG_5_OHMS:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line			
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]		
4	12.74	55.14	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.07 @ 7	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
6	12.74	55.14	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.07 @ 7	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line			
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]		
4	29.97	63.33	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @ 9	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg
6	29.97	63.33	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @ 9	With K0 setting	80.000 @ 0.0 deg

SLG_15_OHMS:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq)		
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]	Source/total line	[Mag]	[Deg]
4	18.46	30.87	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.07 @ 7	With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg
6	18.46	30.87	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.07 @ 7	With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq)		
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]	Source/total line	[Mag]	[Deg]
4	41.01	46.35	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @ 9	With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg
6	41.01	46.35	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @ 9	With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg

SLG_40_OHMS:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)
 Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAAC138
 Ckt 1
 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700
 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]			[Mag]	[Deg]			
4	35.58	11.82	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.07 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	35.58	11.82	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.07 @	7	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)
 Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]			[Mag]	[Deg]			
4	84.21	29.18	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
5	84.21	29.18	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	84.21	29.18	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.48 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

Paso 2:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.700 from 71 VICEN138

Open breaker on 74 LATAC138 to 71 VICEN138 Ckt 1 at 74 LATAC138; New bus 999002 LATAC138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]			
4	38.42	41.56	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.43 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	38.42	41.56	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.43 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

Reportes del Modulo CG para Fallas a 90% de la Línea desde Vicentina.

SLG_5_OHMS:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]				
4	5.70	36.02	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.05 @	6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	5.70	36.02	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.05 @	6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_5_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line					
	[Mag]	[Deg]		[Mag]	[Deg]				
4	40.25	61.80	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
5	40.25	61.80	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg
6	40.25	61.80	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg

SLG_15_OHMS:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]				
4	11.99	13.35	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.05 @	6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	11.99	13.35	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.05 @	6	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]				
4	59.75	44.63	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
5	59.75	44.63	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	59.75	44.63	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	

Paso 2:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_15_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Open breaker on 74 LATAC138 to 71 VICEN138 Ckt 1 at 74 LATAC138; New bus 999002 LATAC138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance [Mag]	[Deg]	Operating Time [Cycles]	S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]
4	36.97	63.05	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0) 0.43 @ 9 With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg
5	36.97	63.05	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0) 0.43 @ 9 With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg
6	36.97	63.05	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0) 0.43 @ 9 With K0 setting 80.000 @ 0.0 deg

SLG_40_OHMS:

S/E Latacunga.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line							
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]					
4	27.70	2.99	3.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.05	@	6	With K0 setting	80.000	@	0.0 deg
6	27.70	2.99	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	1.05	@	6	With K0 setting	80.000	@	0.0 deg

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line							
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]					
4	142.09	31.08	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50	@	9	With K0 setting	80.000	@	0.0 deg
5	142.09	31.08	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50	@	9	With K0 setting	80.000	@	0.0 deg
6	142.09	31.08	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.50	@	9	With K0 setting	80.000	@	0.0 deg

Paso 2:

S/E Vicentina.

Fault: A

SLG_40_OHMS at bus 999001 VICEN138 (NEWBUS1)

Midline node on 71 VICEN138 to 74 LATAC138 Ckt 1 999001 VICEN138 (NEWBUS1) distant 0.900 from 71 VICEN138

Open breaker on 74 LATAC138 to 71 VICEN138 Ckt 1 at 74 LATAC138; New bus 999002 LATAC138 (NEWBUS2)

Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line						
	[Mag]	[Deg]	[Cycles]		[Mag]	[Deg]				
4	44.94	46.93	infinite	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.43 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
5	44.94	46.93	21.00	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.43 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	
6	44.94	46.93	49.50	Min Vph/(Iph+GCXG_K*3I0)	0.43 @	9	With K0 setting	80.000 @	0.0 deg	