

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“ANÁLISIS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LÍNEA CON  
COMPENSACIÓN SERIE (MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA  
DEL SINAC)”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**ANTENOR DANIEL JARA CONTRERAS**

**PROMOCIÓN  
1992- II**

**LIMA – PERÚ  
2 005**

**“ANÁLISIS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LÍNEA CON  
COMPENSACIÓN SERIE  
(MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA DEL SINAC)”**

*Dedico este trabajo a:  
Mis padres, abuela materna,  
Mis Hermanos, y mi esposa por el apoyo  
constante en mi carrera,  
y en especial a mis hijos.*

## **SUMARIO**

El presente informe proporciona las pautas y criterios generales para las calibraciones y ajuste de los relés de protección de distancia, no se pretende hacer un análisis riguroso del tema debido a limitaciones de información y estudios previos de planificación del sistema, se ha tomado como ejemplo la línea de transmisión 220 kV doble terna con compensación serie que interconecta el SICN y SIS integrantes del Sistema Interconectado Nacional SINAC.

Con la información de los parámetros eléctricos de la línea y equipos que conforma el sistema de potencia, se analiza el flujo de potencia y cortocircuito en las distintas configuraciones de operación, para obtener indicadores que nos permiten conceptualizar la filosofía de la protección de distancia.

Se utiliza los procedimientos convencionales de estudio en el cálculo de calibraciones y ajuste del rele de distancia.

Dentro del marco de la coordinación de la protección del sistema de potencia en estudio, se establece una filosofía de protección de distancia que es utilizado como respaldo a la protección principal del tipo diferencial de línea.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	
<b>DE POTENCIA</b>	3
1.1. Subestaciones	3
1.1.1 Subestación Mantaro	3
1.1.2 Subestación Cotaruse	4
1.1.3 Subestación Socabaya	4
1.2. Características de las redes	4
1.2.1 Líneas de transmisión doble terna en 220 kV	5
1.2.2 Condensadores	5
1.2.3 Reactores	6
1.2.4 Relé de distancia	6
1.3. Compensación serie en líneas de transmisión	7
1.3.1 Reducción de las distancias medidas al punto de falla en relé de distancia	7
1.3.2 Ubicación de los condensadores en la línea de transmisión	8
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA</b>	10
2.1. Definición de la configuración del sistema	10

2.2.	Análisis de flujo de carga	10
2.2.1.	Premisas de cálculo para el flujo de carga	11
2.2.2.	Cálculo del flujo de carga	12
2.2.3.	Resultados de los flujos de carga	13
2.3.	Análisis de cortocircuito	14
2.3.1.	Introducción	14
2.3.2.	Metodología utilizada para el estudio de cortocircuito	15
2.3.3.	Cálculo de cortocircuito	15
2.3.4.	Resultados de cálculos de cortocircuito	18

### **CAPÍTULO III**

<b>FUNDAMENTO TEÓRICO PARA LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA</b>	<b>22</b>	
3.1.	Introducción	22
3.2.	Protección de distancia	23
3.3.	Tipos de falla	24
3.3.1.	Fallas bifásicas y trifásicas	25
3.3.2.	Fallas monofásicas	27
3.4.	Implementación física de las unidades de medida	31
3.5.	Zonas de operación de la protección de distancia	33
3.6.	Fenómenos a considerar en el ajuste del relés de distancia	35
3.6.1	Efecto de la carga	35
3.6.2	Efecto infeed	35
3.6.3	Influencia de la relación X/R de las fuentes	35
3.6.4	Factor de compensación residual	37

3.6.5 Alcances resistivos	37
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE LOS RELÉS DE DISTANCIA</b>	39
4.1. Filosofía de operación de la protección de distancia	39
4.1.1. Premisas para la protección de distancia	40
4.2. Cálculos para la calibración y ajuste	42
4.2.1. Datos del sistema	42
4.2.2. Cálculo de la impedancia secundaria	43
4.2.3. Consideraciones para la calibración de los relés de distancia	44
4.2.4. Determinación de las zonas de operación y tiempos de ajuste	45
4.2.5. Resumen de calibraciones y ajustes de la protección de distancia	57
<b>CONCLUSIONES</b>	66
<b>ANEXOS</b>	
Anexo A: Winf Fdc 2.01 – Flujo de carga	70
Anexo B: Resultados de flujo de carga	78
Anexo C: Win Fdc 2.01 – Cortocircuito	92
Anexo D: Resultados de cortocircuito	102
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	123

## PRÓLOGO

Para satisfacer la creciente demanda de potencia y energía, las compañías involucradas en el negocio eléctrico empezaron a instalar condensadores shunt y serie en las líneas de transmisión, permitiendo esta acción el incremento de la capacidad de transmisión y mejora de la regulación, para el caso de condensadores conectados en serie trae además como consecuencia la disminución de la impedancia de la línea, este tipo de compensación es utilizada para casos de líneas largas.

En nuestro informe analizaremos la protección de distancia de una línea de transmisión con compensación serie, que corresponde a la interconexión SICN y SIS del Perú, tramos Mantaro - Cotaruse - Socabaya con un nivel de tensión 220 kV y una longitud de 609 km.

Los alcances del estudio considera el análisis del sistema eléctrico de potencia como (flujo de carga, cortocircuito), además considera la calibración y ajuste de los relés de distancia del tramo analizado como parte de la coordinación de la protección de la línea de transmisión.



El efecto de la compensación serie dificulta la filosofía de la protección de distancia de las líneas, pues hacen que el valor de las impedancias de la línea no sea uniforme desde un punto de referencia y no permite definir en forma precisa la localización de una falla vista desde el relé de distancia. La característica de impedancia negativa de los condensadores respecto a la impedancia inductiva de la línea hace que fallas ocurridas sobre dos puntos diferentes de la red se vean de la misma forma, siendo imposible el concepto de la selectividad de la protección para discriminar las fallas.

En el presente informe plantea la protección de distancia como respaldo a la protección principal que son del tipo relés diferenciales de línea.

Agradeciendo a la empresa COVIEM S.A. por el uso del Software Win Fdc 2.01 para el análisis de flujo de carga y cortocircuito además el apoyo constante de los ingenieros del departamento de ingeniería.

## CAPÍTULO I

### DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

#### 1.1. Subestaciones

El tramo en estudio para la análisis de la protección de distancia consta de tres subestaciones:

- Subestación Mantaro : del SICN a 294 km de Subestación Cotaruse
- Subestación Cotaruse : Ubicada en la parte central de la interconexión
- Subestación Socabaya : del SIS a 315 km de subestación Cotaruse

##### 1.1.1 Subestación Mantaro

Es una ampliación de la subestación Campo Armiño con las siguientes características:

- Configuración : Doble barra (principal y reserva)
- Propiedad : Electro Perú
- Tensión nominal : 220 kV
- Ubicación : Departamento de Huancavelica, Provincia de Tayacaja
- Altitud : 3 275 msnm

### **1.1.2 Subestación Cotarusc**

Subestación donde se encuentra la compensación capacitiva serie e inductiva shunt con las siguientes características:

- Configuración : Anillo (ring bus)  
Dos módulos para la línea de llegada Mantaro  
Dos módulos para las líneas de salida Socabaya
- Tensión nominal : 220 kV
- Ubicación : Departamento de Apurimac, Provincia de Aymaraes
- Altitud : 4 104 msnm

### **1.1.3 Subestación Socabaya**

Ampliación de la subestación Socabaya mediante autotransformador 138/220 kV con las siguientes características:

- Configuración : Doble barra (principal y reserva)
- Propiedad : Etesur
- Tensión nominal : 220 kV
- Ubicación : Departamento de Arequipa, distrito de Socabaya
- Altitud : 2 390 msnm

## **1.2. Características de las redes**

Comprende los siguientes componentes del sistema eléctrico de potencia:

- ✓ Líneas de transmisión
- ✓ Condensadores

- ✓ Reactores
- ✓ Relé de distancia

### 1.2.1 Líneas de transmisión doble terna en 220 kV

- Longitud Mantaro - Cotaruse : 294 km
- Longitud Cotaruse - Socabaya : 315 km
- Número de circuitos : 2
- Conductores por fase : 2
- Distancia entre conductores : 410 mm
- Tipo de conductor : ACSR Starling (716 MCM)
- Parámetros de la línea

$$Z_1 = 0,0415 + 0,376 j \ \Omega/\text{km}$$

$$Z_0 = 0,344 + 1,480 j \ \Omega/\text{km}$$

$$\text{Suceptancia} = 4,43 \ \mu\text{S}/\text{km}$$

### 1.2.2 Condensadores

- Corriente nominal : 630 A
- Potencia, tensión, impedancia  
(Mantaro-Cotaruse) : 22,22 MVAR/ $\phi$ ; 35,28kV; 56 $\Omega$ /  $\phi$
- Potencia tensión, impedancia  
(Cotaruse-Socabaya) : 28,55 MVAR/ $\phi$ ; 45,36kV; 72  $\Omega$ /  $\phi$
- Corriente de corta duración (30 minutos) : 950 A
- Corriente de muy corta duración (10 s) : 1 100 A
- Corriente de cortocircuito : 5 000 A valor pico

### 1.2.3 Reactores

Potencia : 50 MVAR

Tensión : 220 kV

### 1.2.4 Relé de distancia

Del tipo SEL – 321 de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. cuyas características son las siguientes:

- ✓ Relé de protección de tecnología digital
- ✓ Posee temporizadores internos y ajustables para las protecciones de zonas 2, 3 y 4, tanto para la protección de fase como para la protección de tierra.
- ✓ Cualquiera de las zonas puede calibrarse para detección de falla “aguas arriba”, como “aguas abajo”.
- ✓ Elementos independientes para los elementos de fase y de tierra
- ✓ El elemento de tierra puede ser seleccionado entre las características Mho, cuadrilátera o ambas.
- ✓ La característica cuadrilátera del elemento de distancia de falla provee una alta sensibilidad para fallas de alta resistencia, con compensación de corriente de carga y previene el sobre o bajo alcance.
- ✓ Polarización por memorización de secuencia positiva
- ✓ Elementos independientes para detección de sobrecorrientes temporizados de fase, de secuencia negativa y corriente residual.
- ✓ Cuatro niveles de sobrecorriente instantánea y de tiempo definido para corrientes de secuencia negativa y residual.
- ✓ Tiempo de operación, típica, para fallas trifásicas de un ciclo

✓ Oscilografía y registro de eventos

Con las características de las redes de 1.2.1 hasta 1.2.3 descritas se modela el circuito doble terna con compensación serie, para realizar los cálculos de flujo de carga y cortocircuito utilizando un software especializado, en el presente informe usaremos el Software Win Fdc 2.01.

### **1.3. Compensación serie en líneas de transmisión**

La instalación de condensadores en serie con líneas de transmisión de Alta y Extra Alta Tensión crean problemas adicionales a los relés de protección respecto al caso sin condensadores.

Entre los problemas adicionales que se encuentra comentaremos los siguientes:

#### **1.3.1 Reducción de las distancias medidas al punto de falla en relé de distancia**

Las protecciones de distancia cuyo principio de funcionamiento se basa en la medición de la impedancia del circuito a proteger son afectadas por las capacitancias serie instaladas ya que la capacitancia cancela o compensa una parte de la inductancia de la línea (dependiendo el grado de compensación), este efecto es percibido por el relé de distancia como una disminución de la impedancia medida con el peligro potencial que la reducción caiga dentro de los límites de operación de la primera zona o también que una falla en primera zona puede ser percibida como una falla hacia atrás del relé.

### 1.3.2 Ubicación de los condensadores en la línea de transmisión

Existen las siguientes opciones:

- Condensadores en uno o ambos extremos de la línea que es la solución más económica pero puede causar la medición de una reactancia negativa por parte de la protección de distancia para una falla cercana y que es interpretada como una falla detrás del relé, ver figura N° 1.1 caso (a).
- Condensadores a la mitad de la línea y que requiere de una subestación encareciendo el proyecto, ver figura N° 1.1 caso (b).
- Combinaciones de las dos opciones anteriores, ver figura N° 1.1 caso (c).

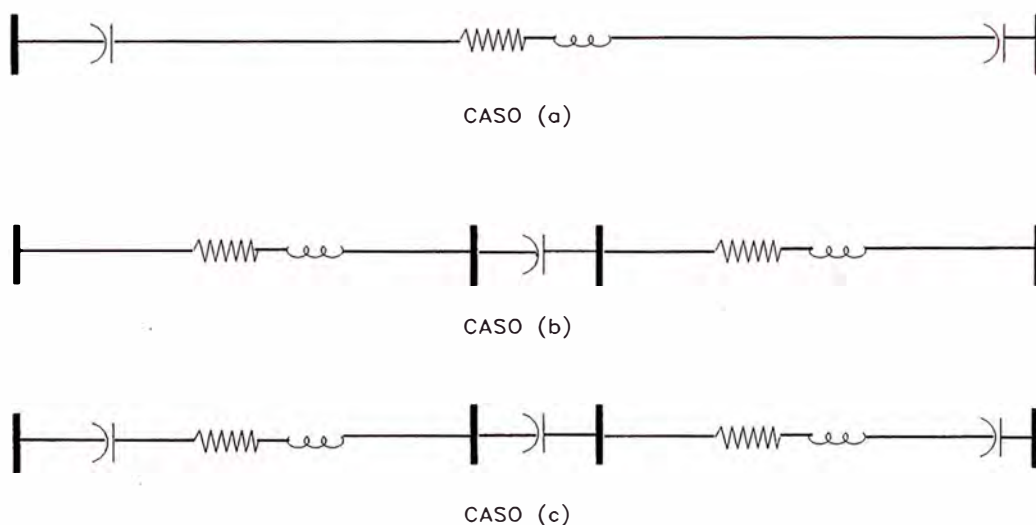


figura N° 1.1: Ubicaciones del condensador en la línea

### 1.3.3 Alteraciones de las tensiones y corrientes durante fallas

Durante las fallas, la presencia de los condensadores serie en la línea alteran grandemente las tensiones y corrientes y en consecuencia la impedancia vista por los

relés. La distorsión es mayor en el caso de tener los condensadores en ambos extremos de la línea que en el caso de condensadores al centro de la línea.

La distorsión adiciona errores en la medición de la distancia a la falla a tal punto que relés especiales son requeridos para poder superar este problema.

Así, los problemas más conocidos asociados con la protección con compensación serie de líneas son las tensiones y corrientes inversas.

Tensiones inversas, es el que ocurre cuando hay una falla y la impedancia al punto de falla es capacitiva en vez de inductiva. Como resultado, la tensión aplicado al relé se desfasa 180 grados de la que era considerada su posición normal y dado que el relé ha sido diseñado para trabajar apropiadamente en un sistema inductivo, la tensión inversa afectara el correcto funcionamiento del relé.

#### **1.3.4 Protección de los condensadores**

Para proteger los condensadores serie contra sobretensiones durante cortocircuitos se acostumbra protegerlos conectando en paralelo Varistores de Metal-Oxido los cuales se cortocircuitan a un determinado nivel de tensión, sin embargo la combinación de la reactancia capacitiva con la resistencia no lineal del Varistor crean también problemas de alteración de la tensión y corriente vistas por los relés de distancia.



## **CAPÍTULO II**

### **ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

#### **2.1. Definición de la configuración del sistema**

Para el estudio del sistema eléctrico de potencia se ha tomado los datos reales de los parámetros eléctricos de los equipos y de la línea de transmisión existente, indicados en el informe de coordinación de la protección de Trans Mantaro S.A., en base a la información antes descrita se elabora un diagrama unifilar mostrado en la figura N° 2.1, a partir de esta configuración y con los distintos modos de operación del sistema se hará el análisis de flujo de carga y cortocircuito.

#### **2.2. Análisis de flujo de carga**

El cálculo de flujo de carga es uno de los procedimientos más usados en el análisis de sistemas de potencia para el planeamiento, diseño y operación óptima del sistema de potencia, se exigen tales cálculos para el análisis de estado estable. En el presente estudio este cálculo es utilizado para obtener el comportamiento del sistema eléctrico de potencia bajo distintas condiciones de operación y los efectos producidos por los cambios en la configuración del sistema.

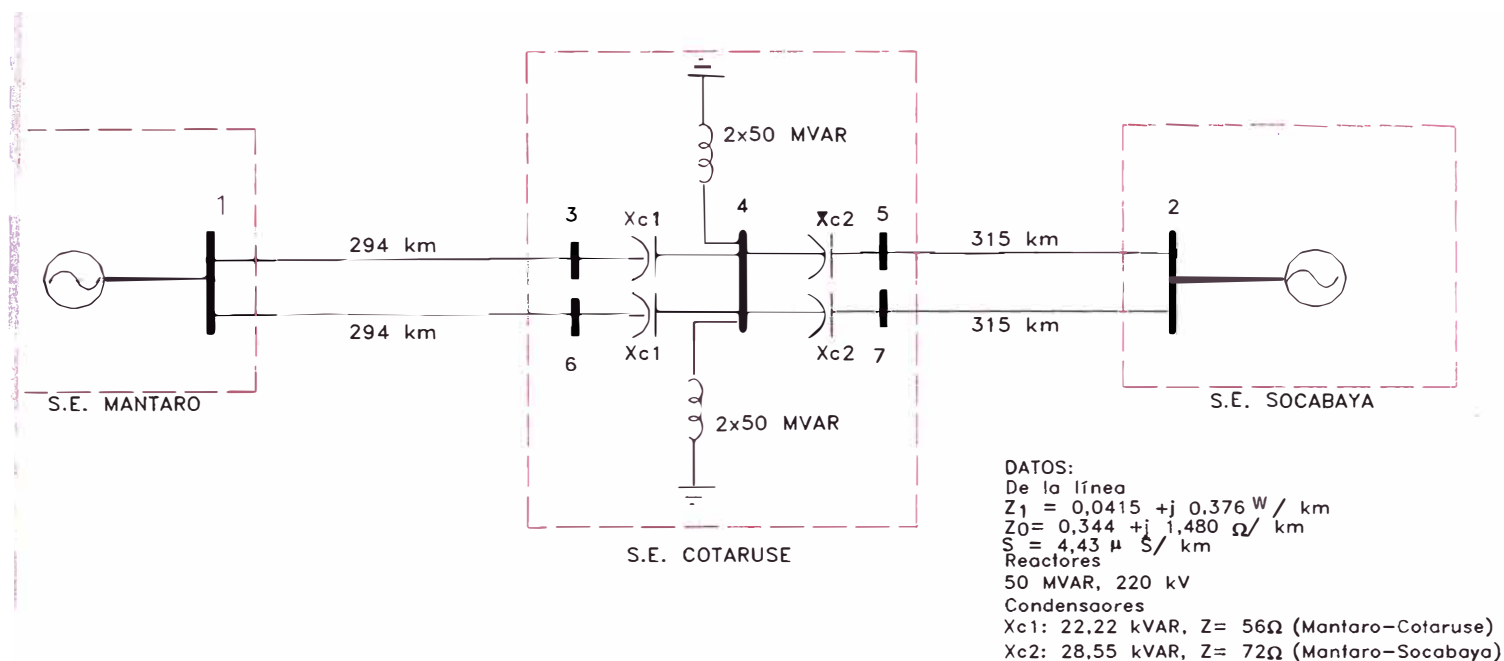


figura N° 2.1: Diagrama unifilar del sistema eléctrico general

Se calculará los flujos de carga de los siguientes casos:

- Con la configuración completa
- Pérdida de una batería de compensación serie
- Pérdida de una inductancia shunt en la subestación Cotaruse
- Pérdida de un circuito Mantaro - Cotaruse
- Pérdida de un circuito Cotaruse – Socabaya

### 2.2.1 Premisas para el cálculo para el flujo de carga

Barras equivalentes	:	Mantaro y Socabaya.
Capacidad de transito de línea bidireccional	:	300 MW (regida por el COES)
Capacidad nominal de compensación serie	:	150 MW
Límites de tensión	:	$\pm 5\%$
Factor de potencia	:	0,98 en el punto de recepción

Método del software

Algoritmo desacoplado rápido de  
flujo de carga (ver Anexo A)

### 2.2.2 Cálculo de flujo de carga

Con la información del sistema eléctrico mostrado en el diagrama unifilar de la figura N° 2.1, donde se observa la ubicación, tamaño de cargas, barras equivalentes, reactores y condensadores, se obtienen los datos de entrada que necesita el software Win Fdc 2.01 para el cálculo del flujo de carga de los distintos casos de la configuración del sistema eléctrico.

#### a) Datos del sistema

Se requiere establecer potencia y tensión base, a partir de ellas se define la impedancia y corriente base.

Potencia base : 100 MVA

Tensión base : 220 kV

#### a.1) Datos de barra

Tabla N° 2.1: Tipo de barra

BARRA	TENSIÓN (kV)	TIPO	SHUNT (MVAR)
1	220	SWING (referencia)	
2	220	P-V (tensión controlada)	
3, 5, 6 y 7	220	P-Q (barra de carga)	
4	220	P-Q (barra de carga)	4x50

#### a.2) Datos de impedancia de las líneas y equipos

Tabla N° 2.2: Parámetros eléctricos de la línea y equipos

BARRAS		R	Reactancia	B	L (km)	TIPO
DE	A	(ohm/km)	(X)	( $\mu$ s/km)		
1	3	0,0415	0,376 ohm/km	4,43	294	Línea
5	2	0,0415	0,376 ohm/km	4,43	315	Línea
3	4	-	-56 ohm	-		Condensador
4	5	-	-72 ohm	-		Condensador

a.3) Datos de las barras equivalentes

G1(barra equivalente) : Mantaro (Referencia  $V=220$  kV, ángulo  $0^\circ$ )

G2 (barra equivalente) : Socabaya (tensión 220 kV)

### 2.2.3 Resultados de los flujos carga

a) Tensiones y ángulos para todos los casos:

Tabla N° 2.3: Resultados de flujo de carga para todos los casos

BARRAS	Caso (a)		Caso (b)		Caso (c)		Caso (d)		Caso (e)	
	TENSIÓN (kV)	ANGULO (°)	TENSIÓN (kV)	ANGULO (°)	TENSIÓN (kV)	ANGULO (°)	TENSIÓN (kV)	ANGULO (°)	TENSIÓN (kV)	ANGULO (°)
1	220	$0^\circ$	220	$0^\circ$	220	$0^\circ$	220	$0^\circ$	220	$0^\circ$
2	220	$-22.28^\circ$	220	$-26.31^\circ$	220	$-21.81^\circ$	220	$-37.46^\circ$	220	$-36.5^\circ$
3	223,8	$-21.73^\circ$	219,4	$-15,18^\circ$	229,8	$-21,21^\circ$			207,1	$-24,92^\circ$
4	221,3	$-11,4^\circ$	219,4	$-15,18^\circ$	224,7	$-11,35^\circ$	212,3	$-25,41^\circ$	210,8	$-12,32^\circ$
5	197	$3,81^\circ$	192,8	$0,52^\circ$	203,8	$3,01^\circ$	178,5	$-7,59^\circ$		
6	223,8	$-21,73^\circ$	228,6	$-28,53^\circ$	229,8	$-21,21^\circ$	244,3	$-45,78^\circ$	207,1	$-24,92^\circ$
7	197	$3,81^\circ$	192,8	$0,52^\circ$	203,8	$3,01^\circ$	178,5	$-7,59^\circ$	206,2	$21,95^\circ$

Los resultados en detalle de flujos de carga en todos los casos se muestran en el Anexo B.

b) Cálculo de las corrientes nominales

La corriente nominal de la interconexión Mantaro – Socabaya está dada por la capacidad del sistema, el cual es 340 MW en el punto de emisión y 300 MW en el punto de recepción.

Corriente nominal : 455 A ( $340\text{MW} / 2$ ,  $f_p = 0,98$ ; 220 kV)

Corriente nominal : 910 A (340MW,  $f_p = 0,98$ ; 220 kV)

Se han calculado las corrientes capacitivas de las líneas considerando las tensiones:

Tensión Mantaro	Icap L1 y L2	Icap L3 y L4
235	174	186
242	179	192

Para fines de cálculo de las protecciones se tomará el valor de referencia de **180 A**.

## 2.3 Análisis de cortocircuito

### 2.3.1 Introducción

El cálculo de la corriente de cortocircuito es una información importante para los ajustes de los relés de distancia y equipos de protección.

Para este cálculo se parte de la información base, potencia de cortocircuito y valores X/R proporcionada por el COES de las barras equivalentes de las subestaciones de Mantaro y Socabaya.

Debido a la configuración de interconexión SICN-SIS el cual brinda flexibilidad en cuanto a la operación, se establecen diversos escenarios para los cálculos de corriente de cortocircuito que son los siguientes casos:

- a) Fallas a tierra en la configuración completa
- b) Fallas trifásicas en la configuración completa
- c) Fallas a tierra con una línea fuera Mantaro – Cotaruse
- d) Fallas trifásicas con una línea fuera Mantaro – Cotaruse
- e) Fallas a tierra con una línea fuera Cotaruse - Socabaya
- f) Fallas trifásicas con una línea fuera Cotaruse – Socabaya

### 2.3.2 Metodología utilizada para el estudio de cortocircuito

Con el diagrama unifilar del sistema eléctrico y los datos de los parámetros eléctricos se simula el cortocircuito para las distintas condiciones, donde se considera lo siguiente:

- ✓ Simulación de cortocircuito por cada barra real o ficticia. Para todas estas barras se indicaran los aportes por cada alimentador y la potencia total de cortocircuito en la barra.
- ✓ En las líneas de transmisión se efectuaran cortocircuito adicionales en barra ficticias ubicadas al 20%, 40%, 60 % y 80% de la longitud de la línea de los tramos Mantaro – Cotaruse y Cotaruse – Socabaya.

#### Información requerida del sistema:

- ✓ Esquema general de las instalaciones eléctricas, donde las protecciones se encuentran instaladas.

El cual tiene la siguiente información adicional:

- Nombre de cada subestación
- Número de barras ficticias y reales
- Valores de impedancia de las líneas ( $R_1$ ,  $X_1$ ,  $R_0$  y  $X_0$ )
- ✓ Datos característicos de todos los equipos componentes del sistema
- ✓ Límites térmicos y cortocircuitos de los equipos instalados

### 2.3.3 Cálculo de cortocircuito

Se ha considerado las siguientes premisas de cálculo:

Pcc Mantaro

5 378 MVA-3 $\phi$  y 6 428 MVA-1 $\phi$  (Enero 2000)

- Pcc Socabaya : 2 890 MVA-3 $\phi$  y 3 560 MVA-1 $\phi$  (Enero 2000)
- X/R de Mantaro : 30
- X/R de Socabaya : 30
- Método del software : ver Anexo C
- Norma utilizada : Protocolo Estándar, simulación con carga
- Reactancias : Subtransitorias

Además de las premisas antes descritas se requiere de una potencia y tensión base para el ingreso de datos en el programa Win Fdc 2.01, en una línea de transmisión se usa los siguientes valores:

Potencia base : 100 MVA

Tensión base : 220 kV

#### Datos del sistema:

La información del sistema eléctrico mostrado en el diagrama unifilar de la figura N° 2.2, define la configuración del sistema eléctrico la ubicación y tamaño de cargas, generación, reactores y condensadores.

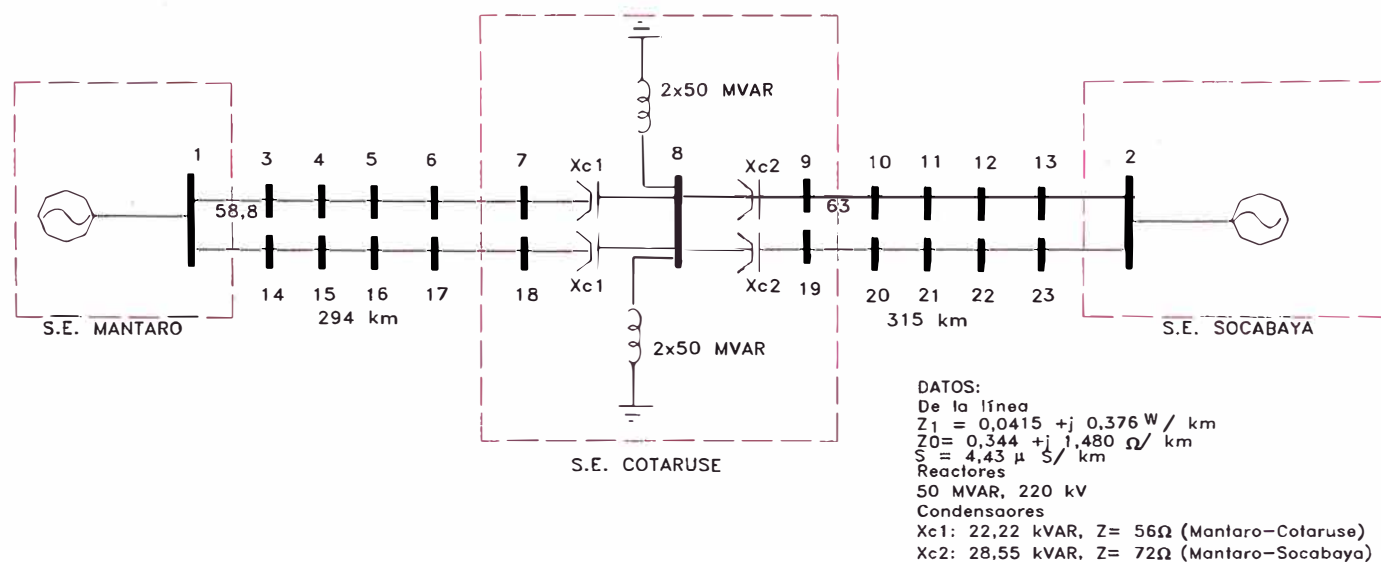


figura N° 2.2: Diagrama unifilar para el cálculo de cortocircuito

## a) Líneas

Para secuencia positiva y negativa ( $Z_1 = Z_2$ ):

$$Z_1 = r + j x = (0.0415 + j 0.376) \Omega/\text{km}$$

Para secuencia cero:

$$Z_0 = r_0 + j x_0 = (0.344 + j 1.480) \Omega/\text{km}$$

## b) De las barras

G-1(barra equivalente Mantaro) : Scc1 = 5 378 MVA-3 $\phi$  y 6 428 MVA-1 $\phi$

G-2/barra equivalente Socabaya) : Scc2 = 2 890 MVA-3 $\phi$  y 3 560 MVA-1 $\phi$

Barras ficticias : de 3 al 6 y 10 al 13; del 14 al 17 y 20 al 23

## c) De los reactores shunt

4 de 50 MVAR, 220 kV en la Subestación de Cotaruse

## d) De los condensadores conectados en serie

Xc1(Cotaruse norte) = -56  $\Omega$  (lo mismo para secuencia cero)

Xc2(Cotaruse sur) = -72  $\Omega$  (lo mismo para secuencia cero)



### 2.3.4 Resultados de cálculo de corriente de cortocircuito

a) Resumen de cortocircuito trifásico y monofásico en subestaciones

Tabla N° 2.4: Corrientes de cortocircuito en las líneas

CASO	Corriente de falla de línea (kA)			
	Mantaro →	←Cotaruse	Cotaruse →	←Socabaya
(a) - 1 $\phi$	0,80	1,56	1,49	1,03
(b) - 3 $\phi$	0,95	1,56	1,00	1,78
(c) - 1 $\phi$	1,19	1,94	1,65	1,10
(d) - 3 $\phi$	1,36	1,60	1,14	1,79
(e) - 1 $\phi$	0,59	1,75	1,69	1,35
(f) - 3 $\phi$	0,70	1,97	1,03	2,12

Los resultados en detalle de cortocircuito en todos los casos se muestran en el Anexo D.

b) Contribución de corriente de falla monofásica en la interconexión Mantaro Socabaya

Tabla N° 2.5: Valores de cortocircuito monofásico en la línea

<b>NODOS</b>	<b>Icc1-Mantaro (kA)</b>	<b>Icc2-Socabaya (kA)</b>	<b>I BIAS (kA)</b>
S.E. Mantaro	17,02	0,79	8,905
Barra 3	2,29	0,87	1,580
Barra 4	1,16	1,09	1,125
Barra 5	0,69	1,56	1,125
Barra 6	0,28	2,82	1,550
Cotaruse	0,81	0,79	0,800
Barra 10	4,56	1,14	2,850
Barra 11	2,07	0,72	1,395
Barra 12	1,32	1,03	1,175
Barra 13	0,99	1,96	1,475
Socabaya	1,03	10,21	5,620

Los resultados se muestran en detalle en el anexo D, caso (a).

c) Contribución de corriente de falla trifásica en la interconexión Mantaro Socabaya

Tabla N° 2.6: Valores de cortocircuito trifásico en la línea

<b>NODOS</b>	<b>Icc1-Mantaro (kA)</b>	<b>Icc2-Socabaya (kA)</b>	<b>I BIAS (kA)</b>
S.E. Mantaro	14,02	0,95	7,49
Barra 3	3,94	1,89	2,92
Barra 4	2,2	3,13	2,67
Barra 5	1,38	7,20	4,29
Barra 6	1,56	10,79	6,18
Cotaruse	1,56	1,56	1,56
Barra 10	4,59	1,44	3,02
Barra 11	12,22	1,92	7,07
Barra 12	4,33	1,78	3,06
Barra 13	2,16	3,11	2,64
Socabaya	1,78	8,06	4,92

Los resultados se muestran en detalle en el anexo D, caso (b).

Con los datos obtenidos de la tabla N° 2.5 y 2.6 se grafica la contribución de corriente de cortocircuito monofásico y trifásico de las subestaciones Mantaro y Socabaya.

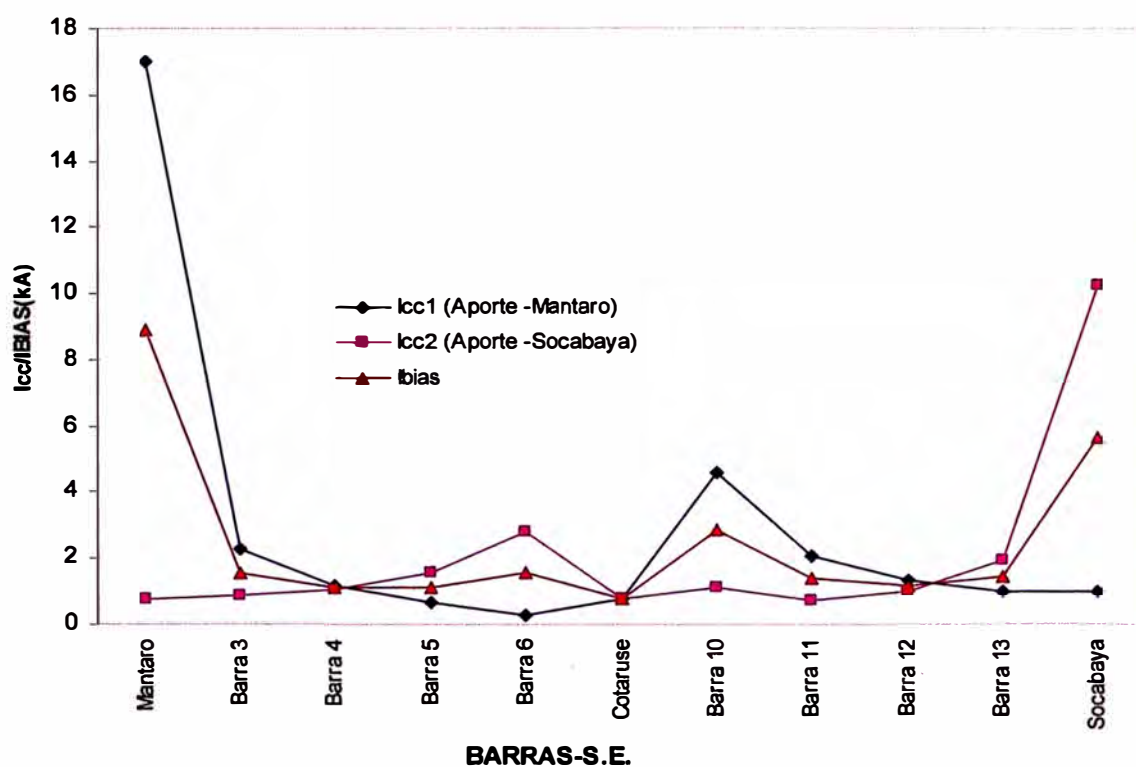


Gráfico N° 2.1: Contribución de fallas monofásicas tramos Mantaro-Cotaruse-Socabaya

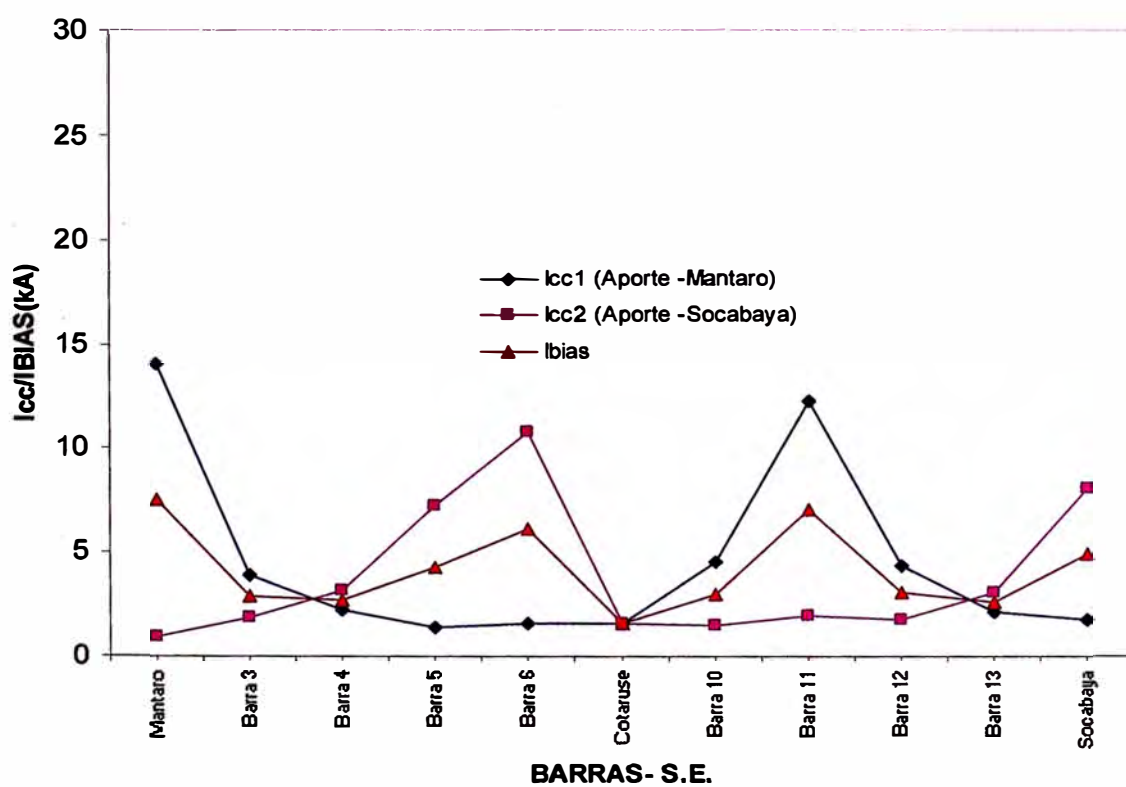


Gráfico N° 2.2: Contribución de fallas trifásicas tramos Mantaro-Cotaruse-Socabaya

## **CAPÍTULO III**

### **FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA**

#### **3.1. Introducción**

En general la filosofía para la aplicación de los relés, divide a los sistemas eléctricos de potencia en zonas, para causar mínima anomalía en parte del sistema que está en servicio.

Los equipos que protegen estas zonas se dividen en dos tipos:

- ✓ Protecciones principales
- ✓ Protecciones de respaldo

Las protecciones principales actúan como primera línea de defensa, estas desconectan la red cuando la falla ocurre, cuando esta no despeja la falla actuará la protección de respaldo y así aislar la zona protegida.

Las protecciones de respaldo deben trabajar en forma independiente de las protecciones principales.

Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, si la protección principal despeja la falla la protección de respaldo se inhibe y vuelve a su estado normal.

En los sistemas eléctricos de potencia se utilizan dos tipos de protecciones de respaldo, las de tipo remoto y local.

La de respaldo remoto es lenta y provoca la apertura de más interruptores dejando una gran parte de la red sin servicio.

La protección respaldo local es utilizada debido a las limitaciones de la protección remota, despeja las fallas a través de relés ubicados en la misma instalación.

Todo sistema de protección se diseña bajo los siguientes requisitos:

- ✓ Sensibilidad
- ✓ Selectividad
- ✓ Rapidez

Los equipos de protección deben ser confiables para evitar operaciones incorrectas para una buena aplicación.

Para nuestro estudio los equipos de protección de distancia son del tipo local

### **3.2. Protección de distancia**

El principio de operación de una protección de distancia está basado en el hecho de que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, por lo que, si un relé es capaz de medir una impedancia de una línea hasta un punto de falla, será capaz de medir indirectamente la distancia hasta dicho punto, pero realmente miden impedancia.

Así el principio básico de medida implica la comparación de la corriente de falla vista por el relé con la tensión en el punto del relé. Comparándose estas dos cantidades, es posible determinar si la impedancia de la línea hasta el punto de falla es mayor o menor que un valor de impedancia predeterminada, para la cual se ajusta la protección. En la figura N° 3.1, se muestra el caso sencillo de una red radial en la que ocurre una falla a una distancia “p” en por unidad (p.u.) de la longitud de la línea.

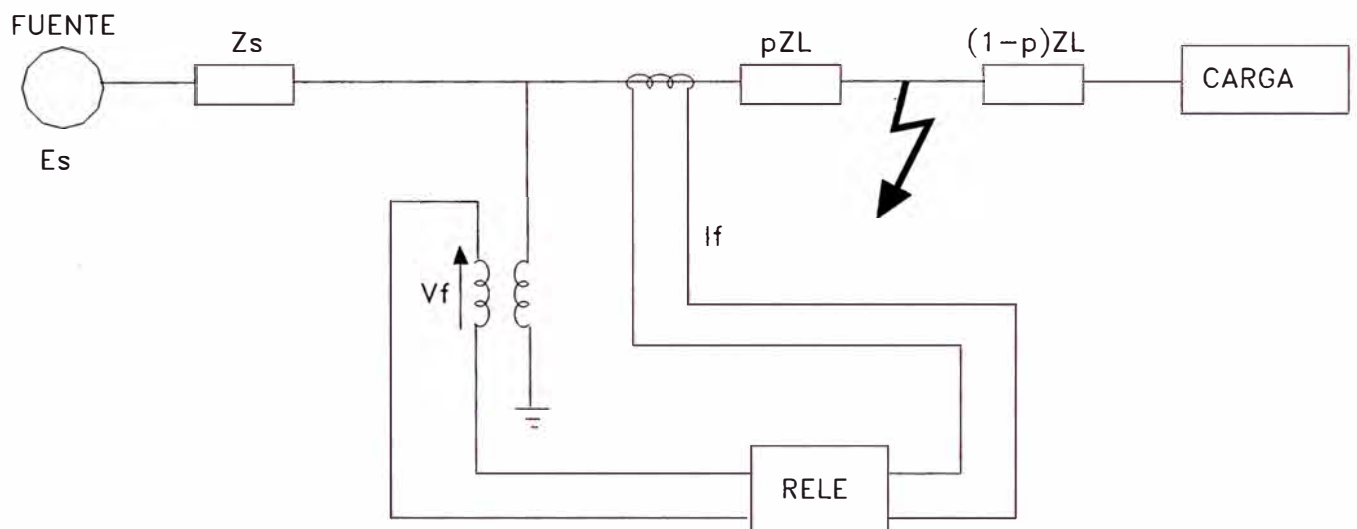


figura N° 3.1: Principio básico de medida del relé de distancia

### 3.3. Tipos de falla

En un sistema eléctrico, se puede considerar cuatro tipos de fallas estas son:

- ✓ Trifásica
- ✓ Bifásica a tierra
- ✓ Bifásica
- ✓ Monofásica

Del análisis de las tensiones en el punto de falla, se llega a las conclusiones siguientes:

- Para fallas bifásicas las diferencias de “tensiones simples” es cero en dicho punto.
- Para fallas monofásicas la “tensión simple” es cero de la fase en falla.

Si se desea medir la distancia a la falla, es razonable que la tensión que afecte al relé sea proporcional a la caída de tensión hasta el punto de falla. Este es el motivo por lo que no es posible un único elemento de medida, siendo lo habitual emplear tres unidades para fallas a tierra y otras tres para fallas entre fases.

### 3.3.1 Fallas bifásicas y trifásicas

A continuación se muestran los valores de las tensiones e intensidades en el punto de relé para fallas bifásicas y trifásicas.

Tabla N° 3.1: Tensiones e intensidades en el punto de relé

Magnitudes en el punto del relé	Falla Trifásica A-B-C	Fallas Bifásica B-C
Ia	$I_{a1}$	0
Ib	$a^2 I_{a1}$	$(a^2 - a) I_{a1}$
Ic	$a I_{a1}$	$(a - a^2) I_{a1}$
Va	$p Z_{L1} I_{a1}$	$2(Z_{s1} + p Z_{L1}) I_{a1}$
Vb	$a^2 p Z_{L1} I_{a1}$	$(2a^2 p Z_{L1} - Z_{s1}) I_{a1}$
Vc	$a p Z_{L1} I_{a1}$	$(2a p Z_{L1} - Z_{s1}) I_{a1}$

Estas tensiones e intensidades están dadas en términos de impedancia fuente y de línea, de secuencia positiva (suponiendo que la secuencia negativa es la misma), y la intensidad de secuencia positiva en la fase “a”, en el sentido en el que ve el relé, es



decir, desde el relé hacia la falla, con aplicación de las formulas de Clarke de componentes simétricas ver figura N° 3.2.

Se tiene las siguientes consideraciones:

$$Z_{s1} = Z_{s2}$$

$$Z_{L1} = Z_{L2}$$

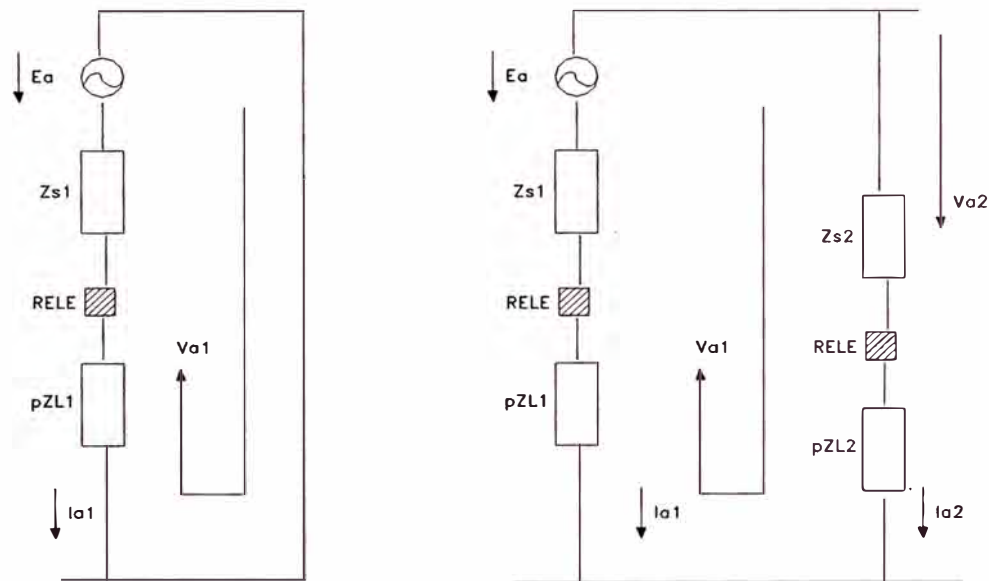


figura N° 3.2 : Fallas trifásicas y bifásicas

Para falla trifásica:

$$I_{a2} = I_{a0} = 0$$

$$V_{a1} = I_{a1} pZ_{L1}$$

$$V_{a2} = 0$$

$$V_{a0} = 0$$

Para falla bifásica

$$I_{a1} = -I_{a2} ; I_{a0} = 0$$

$$V_{a1} = I_{a1} pZ_{L1} + I_{a2} pZ_{L2} + I_{a1} Z_{s2}$$

$$V_{a2} = I_{a1} Z_{s2}$$

De la Tabla N° 3.1 se observa en fallas bifásica la dependencia de la impedancia de la fuente, se elimina estas con las tensiones entre fases proporcionales a la impedancia de línea a medir y a la diferencia de intensidades de fase.

Para las medidas de las fases A, B tenemos lo siguiente:

Tabla N° 3.2: Magnitudes de V e I de fase en función de  $I_{a1}$

Magnitud	Bifásicas	Trifásicas
Vbc	$2(a^2-a)pZ_{L1}I_{a1}$	$(a^2-a)pZ_{L1}I_{a1}$
Ibc	$2(a^2-a)I_{a1}$	$(a^2-a)I_{a1}$
Zvista	$\frac{2(a^2-a)pZ_{L1}I_{a1}}{2(a^2-a)I_{a1}}$	$\frac{(a^2-a)pZ_{L1}I_{a1}}{(a^2-a)I_{a1}}$

Se concluye que tres unidades dispuestas para medir Vbc/Ibc, Vca/Ica, Vab/Iab medirían, adecuadamente, la distancia a una falla bifásica. AB, CA, AB, además cualquiera de ellas adecuada para medir una falla trifásica.

Si bien la falla trifásica también podríamos medir con una unidad de medida Va/Ia, Vb/Ib, Vc/Ic,. Es usual aprovechar las unidades de medida de fallas bifásicas para este fin.

### 3.3.2 Fallas Monofásicas

La diferencia de potencial de fase a tierra entre el punto y el relé es directamente proporcional al producto de la intensidad de la fase en falla por la impedancia de línea mas la impedancia de la tierra.

De la figura N° 3.3 la tensión en el punto del relé será:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (3.1)$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (3.2)$$

Entonces al corriente residual será:

$$I_N = I_a + I_b + I_c = 3I_{a0} \quad (3.3)$$

siendo Ia, Ib, Ic, las corrientes de fase en el punto del relé:

$$I_{a1}=I_{a2}=I_{a0} = 1/3(I_a+I_b+I_c) \quad (3.4)$$

$$V_{a1}=pZ_{L1}I_{a1}+(Z_{s2}+pZ_{L2})I_{a2}+(Z_{s0}+pZ_{L0})I_{a0} \quad (3.5)$$

$$V_{a2}=-I_{a2}Z_{s2};$$

$$V_{a0}=-I_{a0}Z_{s0}$$

$$Z_{L1}=Z_{L2}$$

$$Z_{L0} \neq Z_{L1}$$

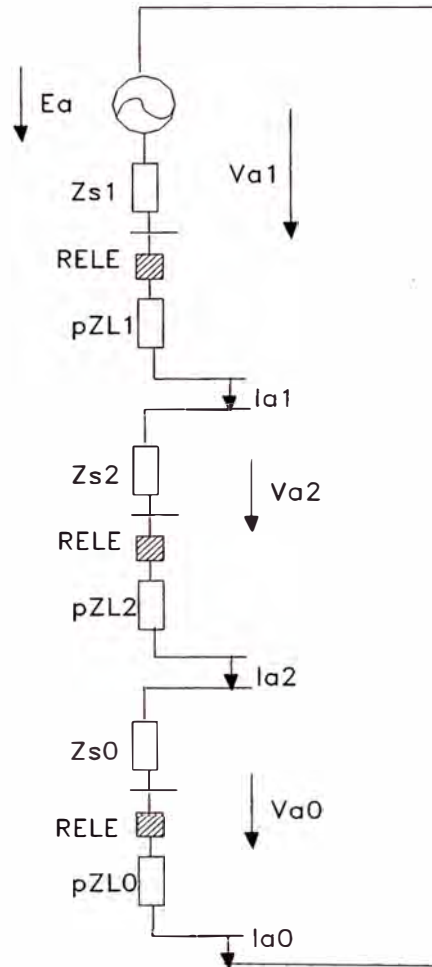


figura N° 3.3: Falla monofásica

De estas expresiones se deduce que la tensión en el punto del relé es:

$$V_a = I_{a1}pZ_{L1} + I_{a2}pZ_{L2} + I_{a0}pZ_{L0} \quad \text{ó} \quad V_a = I_{a1}pZ_{L1} + I_{a2}pZ_{L2} + I_{a0}pZ_{L0} + I_{a0}pZ_{L1} \quad (3.6)$$

Agrupando términos tenemos:

$$V_a = (I_{a1} + I_{a2} + I_{a0})pZ_{L1} + I_{a0}(pZ_{L0} - pZ_{L1}) = pZ_{L1}[I_a + I_{a0}p(Z_{L0} - Z_{L1})] \quad (3.7)$$

$$V_a = pZ_{L1} [I_a + (I_a + I_b + I_c)/3 \times (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}] \quad (3.8)$$

Se observa, para que el relé mida una impedancia proporcional a la distancia de falla, debe ser alimentado por una intensidad igual a la de la fase en falla mas una proporción de la corriente residual de neutro, siendo esta proporción:

$$K_N = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3Z_{L1} = (K-1)/3; \quad (3.9)$$

donde:  $K = Z_{L0} / Z_{L1}$

De lo contrario, la impedancia vista por un relé que comparará la tensión de fase y la intensidad de la fase en falla sería:

$$Z_{\text{vista}} = V_a / I_a = pZ_{L1} [I + (I_a + I_b + I_c)(K_N / I_a)] \quad (3.10)$$

Los factores que influyen sobre la tensión del relé son los siguientes:

- ✓ Número de infeed
- ✓ Puesta a tierra en el sistema
- ✓ Posición relativa del infeed y puesta a tierra

Cuando se trata de una línea con alimentación por los dos extremos, y dado que todos los problemas de medida inadecuada se deben al término  $(I_a + I_b + I_c) / (K_N / I_a)$ , siendo  $K_N = (K-1)/3$ , el relé medirá una impedancia, independiente del sistema de puesta a tierra y del infeed si se añade a la corriente de fase una proporción  $K_N$  de la corriente residual  $I_N$ . Así la impedancia vista sería:

$$Z_{\text{vista}} = V_{\text{relea}} / I_{\text{relea}} = \frac{pZ_{L1}(I_a + (I_a + I_b + I_c)K_N)}{I_a + (I_a + I_b + I_c)K_N} = pZ_{L1} \quad (3.11)$$

Esta técnica es conocida como compensación residual y requiere eliminar al relé según el esquema de la figura N° 3.4, también a partir de este esquema se pueden alimentar a las unidades bifásicas.

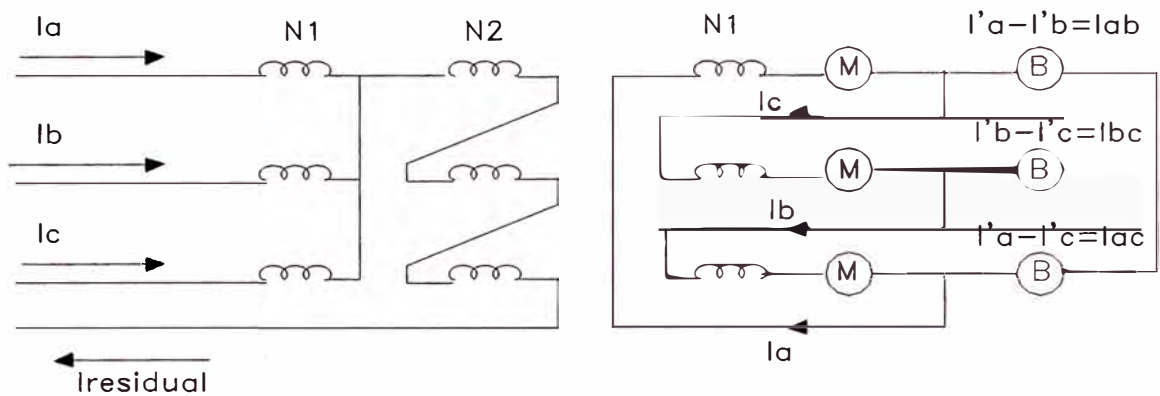


figura N° 3.4: Esquema de alimentación para fallas monofásica y bifásicas

Sin embargo la mayoría de los relés de distancia compensan las condiciones de falla a tierra mediante el empleo de una impedancia de replica adicional, en los circuitos de medida,  $Z_N$  (lo que equivale a considerar como referencia para la actuación no la impedancia replica de la línea sino la impedancia replica del bucle), de manera que la impedancia replica de la línea  $Z_{L1}$  sea recorrida por la intensidad de fase mientras que  $Z_N$  lo sea por la intensidad residual según se indica en la figura N° 3.5.

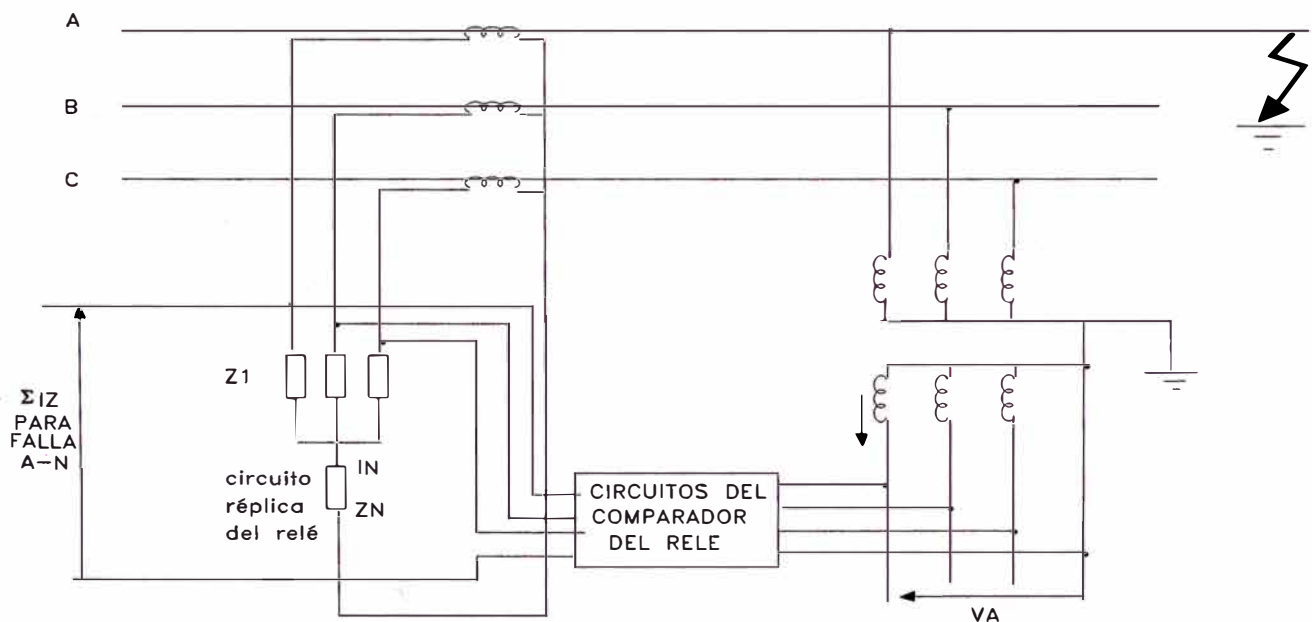


figura N° 3.5: Circuitos de tensión y corriente en el relé de falla a tierra

El valor de  $Z_N$  es ajustado de forma que, para una falla en el punto del alcance ajustado, las tensiones desarrolladas a través de  $Z_L$  y  $Z_N$  sean iguales a las medidas por al tensión fase – neutro, es decir, la simple del relé dela fase en falla.

Si, para una falla en la fase a, en ese punto, la tensión suministrada por los transformadores de tensión es:  $I_{a1}Z_{L1} + I_{a2}Z_{L1} + I_{a0}Z_{L0}$ , o lo que es lo mismo  $I_{a1}(2Z_{L1} + Z_{L0})$  y la tensión a través de la impedancia réplica, es:

$I_{a1}Z_{L1} + I_N Z_N = 3I_{a1}(Z_{L1} + Z_N)$  por ser ( $I_N = I_a = 3I_{a1}$ ) resultara que, para que ambas tensiones se igualen, el ajuste de  $Z_N$  debe ser:

$$Z_N = \frac{2Z_{L1} + Z_{L0}}{3} - Z_{L1} = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3} = Z_{L1}K_N \quad (3.12)$$

Siendo  $K_N = (Z_{L0}/Z_{L1} - 1)/3$  el parámetro normalmente utilizado para ajustar la impedancia réplica adicional empleada en la mediada de fallas monofásicas.

Este factor  $K_N$  es un número complejo, en general, y es constante para una configuración dada y una cierta resistividad del terreno, siendo valores típicos, por ejemplo de 100 % en líneas de 33 kV ( $K = Z_{L0}/Z_{L1} = 4$ ) o del 50 % ( $K = Z_{L0}/Z_{L1} = 2,5$ ) en líneas de 132 kV, etc.

### 3.4. Implementación física de las unidades de medida

Los relés de distancia comparan dos magnitudes complejas, tensión e intensidad, y obtener su cociente, este a su vez será un número complejo, interpretable como una impedancia y se puede representar como un diagrama R-X. Esta impedancia “vista” por el relé, dará lugar a al operación del mismo, cuando su valor sea inferior a un valor de impedancia replica ajustado para cubrir un tramo de línea.

La comparación entre la impedancia vista y la impedancia límite de operación del relé puede, por tanto, llevarse a cabo en un diagrama R-X, siendo necesario definir un área de actuación del relé en torno a línea, de cara a cubrir aspectos tales como errores en el relé y los transformadores, la resistencia de arco, etc. Así, se definen como zonas aceptables de protección formadas en el plano R-X como el rectángulo, círculo, etc. Como se muestra en la figura N° 3.6.

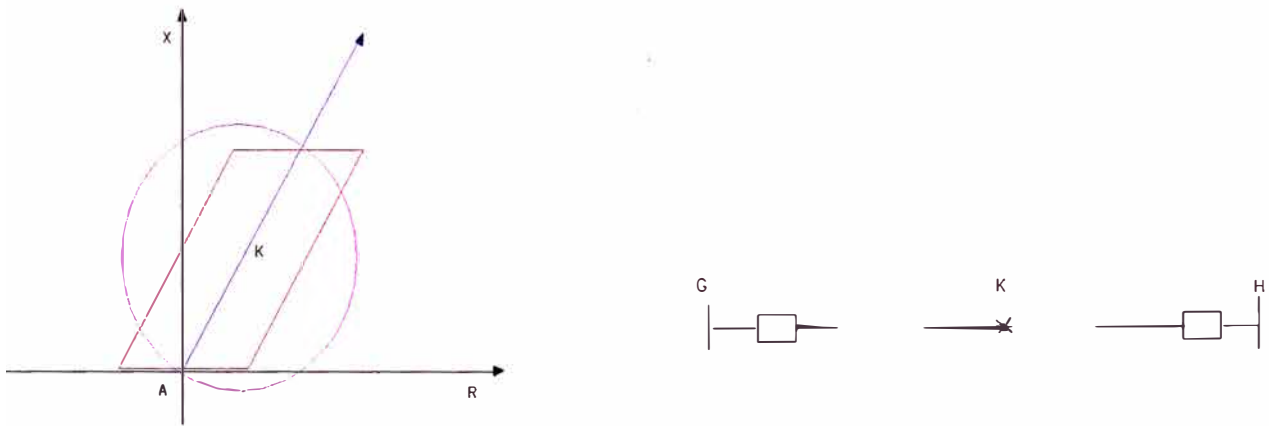


figura N° 3.6 : Curvas de relé tipo Mho y cuadrilátera en plano R-X

Mientras que la filosofía de los relés electromagnéticos y estáticos es la misma, en tanto que ambos consiguen delimitar las áreas de actuación mediante comparadores de amplitud o de fase, la filosofía de los relés digitales es distinta no compara señales analógicas ya sea en módulo o argumento solo maneja señales digitales, a partir de ellas con la aplicación de algoritmos matemáticos se obtiene el área de operación deseada.

### 3.5. Zonas de operación de la protección de distancia

Una protección de distancia convencional contempla una zona 1 direccional “instantánea” y una o más zonas “retardadas”. En la figura N° 3.7 se muestran los tiempos y alcances típicos para una protección de distancia con 3 zonas.

#### **Zona 1:**

Es aceptado que el ajuste de esta zona cubra entre el 80 y el 90%, de la línea protegida. La línea no se protege totalmente para evitar perdidas posibles de coordinación con las otras zonas por errores debidos a transitorios de corriente, imprecisiones de los transformadores de corriente y potencial e inexactitudes en el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Donde:

ZA: Impedancia de la línea protegida

#### **Zona 2:**

La zona 2 se ajusta considerando el mayor valor entre:

$$Z2 = ZA + 50\% ZB$$

$$Z2 = 120\% ZA$$

Donde:

ZB: Impedancia de la línea adyacente más corta

#### **Zona 3:**

El ajuste de la zona 3 se realiza seleccionando el menor valor entre:

$$Z3 = ZA + ZC$$

$$Z3 = ZA + 0,8 * Zt$$



Donde:

- $Z_C$  : Impedancia de la línea adyacente más larga
- $Z_t$  : Menor impedancia de cortocircuito de los transformadores de potencia ubicados en las subestaciones adyacentes a la subestación donde se encuentra el relé

### Ajuste de tiempos:

El tiempo de operación de cada zona se debe seleccionar de manera que permita la operación selectiva de los relés de la línea protegida.

- Zona 1 : Instantáneo
- Zona 2 : 20 a 30 ciclos
- Zona 3 : 0,7 s – 1 s (suficiente para discriminar la zona 2 y actuación del Relé)

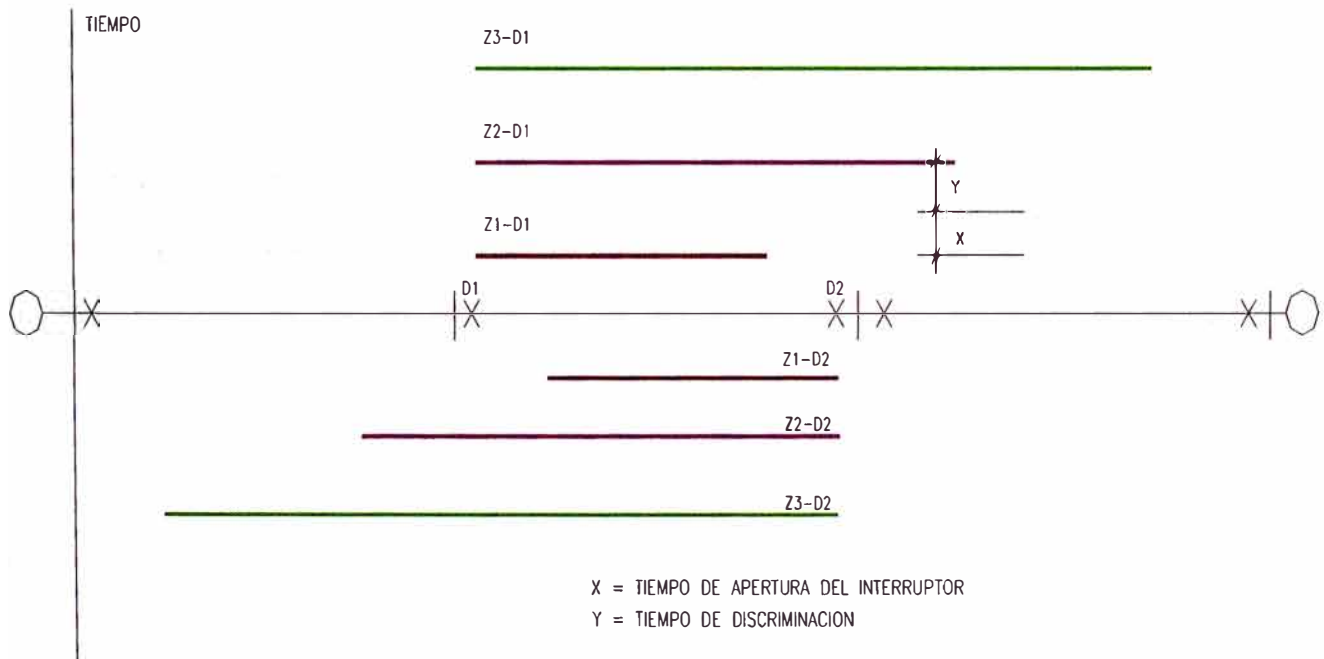


figura N° 3.6: Características tiempo – distancia

### 3.6. Fenómenos a considerar en el ajuste de los relés de distancia

#### 3.6.1 Efecto de la Carga

La impedancia de la carga en líneas largas y cargadas puede alcanzar valores cercanos a la tercera zona. Y se debe reducir la tercera zona en este caso.

#### 3.6.2 Efecto Infeed

El efecto infeed se produce cuando alimentaciones remotas aportan corriente a la falla, lo cual distorsiona la impedancia que mide el relé. Y se debe considerar a la Impedancia aparente en lugar de la Kilométrica.

#### 3.6.3 Influencia de la relación X/R de las fuentes

El hecho que las fuentes tengan diferentes relaciones X/R, da lugar a un error en la medida de la distancia, siempre que en el camino de la falla este presente la resistencia de falla. Este error es debido a un desplazamiento de fase entre la componente de la intensidad de falla proveniente de la posición del relé y la corriente total en la falla propiamente dicha.

Si se considera una falla resistiva en el punto F del circuito de la figura N° 3.7

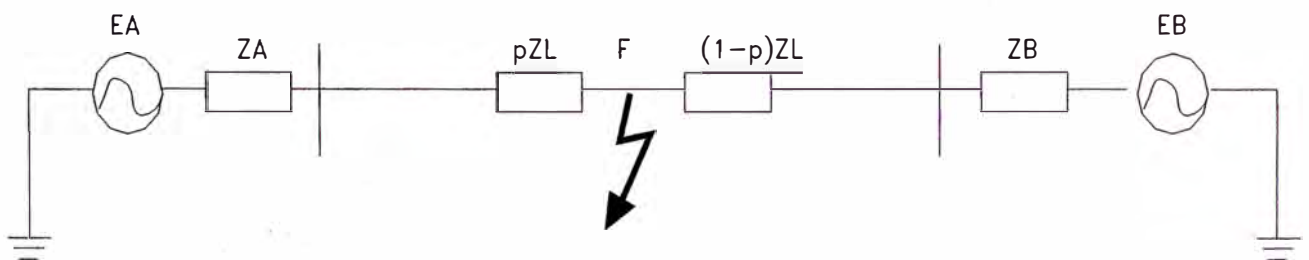


figura N° 3.7: Falla resistiva en un circuito heterogéneo

La impedancia vista por el elemento de la fase o fases en falla, será de la forma:

$Z_{\text{vista}} = pR_f + k R_f$ , donde  $K$  es un coeficiente complejo dado por:

$K = 1/C_1$ ; para fallas trifásicas

$K = 1/2C_2$ ; para fallas bifásicas

$K = 1/C_0$ ; para fallas monofásicas

Donde  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_0$  son los factores de distribución de corriente:

$$C'' = \frac{2C_1 + C_0 Z_{L0}}{Z_L} \quad (3.13)$$

Para un sistema “no homogéneo”, los factores de distribución de corriente son números complejos pudiendo el argumento de  $K$  ser positivo o negativo.

Por ejemplo, para una falla bifásica se tiene que:

$$K = \frac{Z_{SA} + Z_{SB} + Z_L}{Z_{SB} + (1-p)Z_L} = \frac{1 + Z_{SA} + p Z_L}{Z_{SB} + (1-p)Z_L} \quad (3.14)$$

De manera que:

a) si  $(X_{SA}/R_{SA}) > (X_{SB}/R_{SB})$

$K = |K| \angle \theta$  tendrá un argumento  $\theta$  positivo y, por lo tanto, la componente de resistencia de falla de la impedancia vista:

$Z_{\text{vista}} = p Z_L + |K| R_f \angle \theta$ ; aparecerá como inductiva (de la forma  $R_f + j X_f$ )

b) si  $(X_{SA}/R_{SA}) < (X_{SB}/R_{SB})$

$K = |K| \angle \theta$  tendrá un argumento  $\theta$  negativo y, por lo tanto, la componente de resistencia de falla de la impedancia vista:

$Z_{\text{vista}} = p Z_L + |K| R_f \angle \theta$ ; aparecerá como capacitiva (de la forma  $R_f - j X_f$ )

c) si  $(X_{SA}/R_{SA}) = (X_{SB}/R_{SB})$

$K = |K| \angle 0^\circ$  y por lo tanto, la componente de resistencia de falla de la impedancia vista, en un circuito homogéneo aparece como tal resistencia:

$$Z_{\text{vista}} = p Z_L + |K| R_f \angle 0^\circ$$

Según estas consideraciones, se llega, por tanto, a la conclusión de que en una falla resistiva en un sistema no homogéneo puede afectar la exactitud de los relés de distancia.

### 3.6.4 Factor de compensación residual

El ajuste de compensación residual es requerido para la operación del relé durante fallas de línea a tierra. El valor de ajuste se determina con base en la siguiente expresión:

$$K_N = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3Z_{L1} \quad (3.15)$$

Donde  $Z_{L0}$  y  $Z_{L1}$  son las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea protegida.

Las variaciones en el valor de la resistividad del terreno dan lugar a variaciones del valor de  $K_N$  del sistema y, por tanto a errores en el factor de compensación de la protección y, por lo tanto de medida.

### 3.6.5 Alcance Resistivo

El alcance resistivo se deberá ajustar independientemente para cada zona. Este ajuste tiene una elevada incidencia en líneas cortas.

Los ajustes se basan en la impedancia mínima de carga la cual se calcula considerando la mayor corriente entre la máxima corriente de carga y la nominal del transformador de corriente.

Máxima alcance resistivo, zona 1	:	50% de la impedancia mínima de carga
Máxima alcance resistivo, zona 2	:	55% de la impedancia mínima de carga
Máxima alcance resistivo, zona 3	:	60% de la impedancia mínima de carga
Máxima alcance resistivo, Arranque	:	75% de la impedancia mínima de carga

## **CAPÍTULO IV**

### **CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE LOS RELÉS DE DISTANCIA**

#### **4.1. Filosofía de operación de la protección de distancia**

El esquema de protección de distancia para el sistema mostrado en la figura N° 4.1 funciona bajo el siguiente principio, la protección principal de línea no opera los relés de distancia D1, D2, D3 y D4 (de una sola terna), estos relés de distancia comienzan a realizar su función de protección de forma independiente de la protección principal; es decir que la calibración de los relés de distancia se realiza sin tener en cuenta la reactancia capacitiva tramo Mantaro-Cotaruse de los condensadores.

Las dos protecciones diferenciales de línea principales (87-1 y 87-2) tienen un enlace de comunicación por microondas, en el caso de pérdida de los dos canales de este enlace de comunicación de estos relés, los relés de distancia actuarían como una protección de respaldo a las dos protecciones diferenciales de línea.

El esquema de protección previsto para el relé de distancia no requiere utilizar el enlace de comunicaciones y opera en forma independiente bajo condiciones de inserción y desinserción de la compensación serie en la subestación Cotaruse.

No necesita canales de comunicación, por esta razón el esquema de protección de distancia no tendrá ninguna función de inter disparo ni inter bloqueo.

Las protecciones diferenciales cubren solamente las zonas de las líneas, mientras que la protección de distancia cubre la zona de la línea y la zona de las líneas adyacentes.

Las funciones no utilizadas por el relé de distancia son el recierre y localizador de fallas.

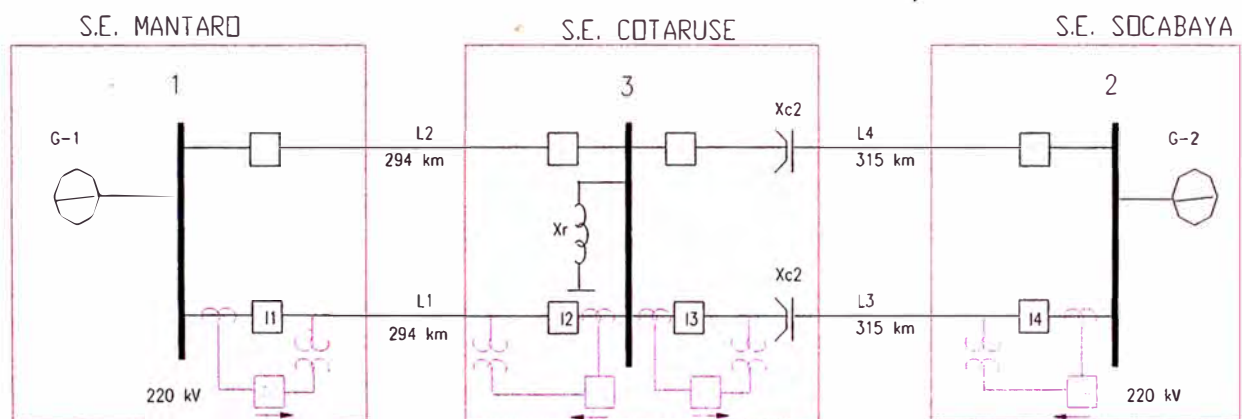


figura N° 4.1: Esquema de principio de protección de distancia

#### 4.1.1 Premisas para la protección de distancia

- La compensación en serie de las líneas afecta en la medición de la impedancia aparente de los relés de distancia SEL 321 ubicadas en las subestaciones Mantaro, Cotaruse y Socabaya.
- En el presente informe se hace el ajuste y calibración para una sola terna la calibración de la otra terna se asume similar por la simetría existente.
- Se va utilizar la característica paralelogramo del relé de distancia para las fallas de fase y fase a tierra.

- El interruptor de derivación de la compensación serie se cierra cuando por el varistor circula 3,6 kA (compensadores). Estas corrientes de operación son superiores a las contribuciones de corrientes de falla en las condiciones actuales de operación del sistema interconectado.
  - Para este informe no se ha considerado la inductancia mutua entre los dos circuitos de la línea.
  - Se ha considerado solamente la presencia de la compensación serie sobre las líneas Cotaruse – Socabaya.
  - Los cuatro circuitos de la interconexión debe encontrarse en servicio.
  - La protección de distancia 21, será calibrada para la operación de las zonas, de fase y de fase a tierra, con protección disparo tripolar en todos los casos.
  - El cierre del interruptor de derivación también se lleva a cabo por actuación de los relés diferenciales. Con esta opción, el cierre es monofásico y luego de 10 s (tiempo dentro el cual se ha cumplido toda la secuencia de eliminación de la falla y el recierre de los interruptores de línea), se abre el interruptor de derivación de la compensación serie en forma automática.
- Para cumplir con la lógica anterior es necesario que el contacto de entrada de deshabilitación de reinserción automática (automatic reinsertion disabled input contact) este abierto.
- Las protecciones principales de línea han sido diseñadas para detectar y eliminar una falla en un tiempo máximo de 6 ciclos (0,1 s).
  - Se ha seleccionado transformadores de corriente con características “TPY” que permite tener una respuesta adecuada a los fenómenos transitorios que ocurren



directamente y posterior a la falla, de modo que la respuesta del relé sea de acuerdo a la falla, incluyendo las operaciones de recierre.

- La alimentación auxiliar (125 Vcc) de forma independiente para los tres relés de protección de línea (dos diferencial y uno de distancia).
- Activado el bloqueo por oscilación de potencia.

## **4.2. Cálculos para la calibración y ajuste**

### **4.2.1 Datos del sistema**

#### **a) Identificación de los relés**

Para el caso de una sola terna (ver figura N° 4.1)

- Subestación Mantaro : D1
- Subestación Cotaruse : D2 y D3
- Subestación Socabaya : D4

#### **b) Tiempo de operación de los relés e interruptores**

- Relé 1 diferencial (LFCB122-Alstom) : 16 a 25 ms (enlace por canales de 64 kb/s de microondas)
- Relé 2 diferencial (ABB-REL350) : 15 ms (enlace por canales de 64 kb/s de microondas)
- Interruptor de línea (ABB-LTB420E2) : tiempo de apertura : 40 ms  
tiempo de cierre : 90 ms

### c) Datos de las líneas de transmisión

Tabla N° 4.1: Parámetros eléctricos en p.u. de las líneas de transmisión

Línea	Volt (kV)	Long. (km)	r1 (Ω/km)	x1 (Ω /km)	b1 (μS /km)	ro (Ω /km)	xo (Ω /km)	bo (μS /km)
L1=L2	220	294	0,0415	0,376	4,43	0,344	1,480	2,8
L3=L4	220	315	0,0415	0,376	4,43	0,344	1,480	2,8

Tabla N° 4.2: Parámetros eléctricos en valores reales de las líneas de transmisión

Componente	R1 Ohms	X1 Ohms	B1 μS	Ro Ohms	Xo Ohms	B0 μS
L1=L2	12,20	110,54	1302,42	101,14	435,12	823,2
L3=L4	13,07	118,44	1395,45	108,36	466,20	882,0
Xc1		56			56	
Xc2		72			72	

### 4.2.2 Cálculo de la impedancia secundaria

Transformadores de corriente :  $A_{prim} / A_{sec} = 800 \text{ Amp} / 1 \text{ Amp} = 800$

Transformadores de tensión :  $U_{prim} / \sqrt{3} / U_{sec} / \sqrt{3} = \frac{220 \text{ KV}}{0,1 \text{ KV} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}}} = 2200$

a) Factor de Transformación :  $Z_{sec} = \frac{U_{sec}}{I_{sec}} = \frac{U_{pri}}{I_{prim}} = \frac{220}{1} = 0,3636$

$Z_{sec} = Z_{prim} \times 0,3636$

## b) Parámetros de la red en coordenadas polares

Tabla N° 4.3 : Valores reales de impedancia en el primario y secundario del sistema

Componente	Z1(Prim) Ohms	Z1(Sec) Ohms	Ang grados	Zo(Prim) Ohms	Zo(Sec) Ohms	Angulo (grados)
L1=L2	111,21	40,436	83,70	446,72	162,43	76,91
L3=L4	119,16	43,327	83,70	510,46	174,03	76,91
Xc1	56	20,36	90	56	20,36	90
Xc2	72	26,18	90	72	26,18	90

### 4.2.3 Consideraciones previas en la calibración de los relés de distancia

#### a) Zonas activas de los relés de distancia

Zonas de fase:

- Subestación Mantaro : Zonas 1, 2 y 3
- Subestación Cotaruse : Zonas 1, 2 y 3
- Subestación Socabaya : Zonas 1, 2 y 3

Zonas de fase tierra:

- Subestación Mantaro : Zonas 1, 2 y 3
- Subestación Cotaruse : Zonas 1, 2 y 3
- Subestación Socabaya : Zonas 1, 2 y 3

#### b) Ajustes de las direcciones de las zonas de distancia

Todos los relés de distancia serán ajustados en dirección de la línea protegida, su protección en reversa no será utilizada de acuerdo al principio utilizado.

### c) Criterios de calibraciones

- La zona 1; del elemento cuadrilátero se calibrará para los elementos de fase y tierra, sin embargo, el elemento de tierra su alcance resistivo se calibrará en 25 Ohmios primarios, para defectos de alta resistencia .

- La zona 2; será ajustado al 121% de la impedancia de la línea, el problema de la zona 2, no es posible distinguir en algunos casos una falla dentro de dicha zona, las características de la línea, hacen que una falla detectada en la zona 2, pueda corresponder a dos ubicaciones de fallas diferentes. Por esta razón, la zona 2 tendrá la función de protección de respaldo de la zona 1.

Por lo tanto se temporizará con un tiempo relativamente largo.

El elemento cuadrilátero de la zona 2, de los elementos de tierra, se calibrará con un alcance resistivo de 50 Ohmios primarios, para detectar fallas de alta resistencia.

Para la zona 3; los elementos de tierra, se calibrarán con un alcance resistivo de 100 Ohmios primarios, para los defectos de alta resistencia.

- Todas las impedancias y corrientes de calibración del relé de distancia, están referidas al secundario. por lo que los cálculos estarán referidos a los secundarios de los circuitos.

## 4.2.4 Determinación de las zonas de protección y tiempos de ajuste

### a) Características de los elementos

Debido a la compensación serie ubicada en la subestación Cotaruse los ajustes de la protección distancia serán diferentes en las tres subestaciones (Mantarc=MAN, Cotaruse Norte= COT-N, Cotaruse Sur= COT-S y Socabaya =SOC), las tres zonas de protección serán utilizadas.

Para elementos de fase:

Tabla N° 4.4: Alcances de protección de fases de todas las zonas

CARACTERISTICA	MAN	COT-N	COT-S	SOC
ZONA 1	63%	80 %	32%	27%
ZONA 2	121%	121 %	65%	67%
ZONA 3	171%	171%	160%	130%

Para elementos de tierra:

Tabla N° 4.5: Alcances de protección de fase tierra todas las zonas

CARACTERISTICA	MAN	COT-N	COT-S	SOC
ZONA 1	63%	80 %	40%	17%
ZONA 2	121%	121 %	84%	70%
ZONA 3	171%	171%	160%	125%

## b) Calibración de los elementos de fase

### b.1) Para la impedancia vista desde el secundario:

De la tabla N° 4.3 y 4.4 se obtienen los valores de impedancia vista en el secundario del relé con los alcances de impedancia de la línea protegida en cada zona:

Tabla N° 4.6: Valores de impedancia y % de alcances de la línea protegida zona 1

RELE	IMPEDANCIA SECUNDARIA ZONA 1	% DE LINEA PROTEGIDA
MAN (D1)	$0,63 \cdot 40,436 = 25,47 \Omega$	63% impedancia de línea
COT-N (D2)	$0,80 \cdot 40,436 = 32,35 \Omega$	80% impedancia de línea
COT-S(D3)	$0,32 \cdot 43,327 = 13,86 \Omega$	32% impedancia de línea
SOC (D4)	$0,27 \cdot 43,327 = 11,70 \Omega$	27% impedancia de línea

Tabla N° 4.7: Valores de impedancia y % de alcances de la línea protegida zona 2

RELE	IMPEDANCIA SECUNDARIA ZONA 2	% DE LINEA PROTEGIDA
MAN (D1)	$1,21 * 40,436 = 48,93 \Omega$	121% impedancia de línea
COT-N (D2)	$1,21 * 40,436 = 48,93 \Omega$	121% impedancia de línea
COT-S(D3)	$0,65 * 43,327 = 28,16 \Omega$	65% impedancia de línea
SOC (D4)	$0,67 * 43,327 = 29,03 \Omega$	67% impedancia de línea

Tabla N° 4.8: Valores de impedancia y % de alcances de la línea protegida zona 3

RELE	IMPEDANCIA SECUNDARIA ZONA 3	% DE LINEA PROTEGIDA
MAN (D1)	$1,71 * 40,436 = 69,15 \Omega$	171% impedancia de línea
COT-N (D2)	$1,71 * 40,436 = 69,15 \Omega$	171% impedancia de línea
COT-S(D3)	$1,60 * 43,327 = 69,32 \Omega$	160% impedancia de línea
SOC (D4)	$1,30 * 43,327 = 56,33 \Omega$	130% impedancia de línea

### b.2) Calibración para la supervisión de sobrecorriente de los elementos de fase:

Los elementos de distancia de fase, operan cuando reciben una señal de permiso de los elementos de supervisión de sobre corriente. Estos elementos de supervisión deben arrancar cuando se presenta cualquier condición de falla, para este efecto se ha efectuado los cálculos de corrientes de cortocircuito para distintos escenarios de operación.

#### - Supervisión de sobre corriente zona 1 (50PP1)

La corriente de falla mínima de la zona 1, es definida; como la menor corriente de falla en las barras Mantaro y Cotaruse, en este caso; es por la que circula por el interruptor de Mantaro, cuando la falla se encuentra en la barra de Cotaruse.

La corriente de supervisión debe ser 1,73 veces la corriente nominal, o la corriente mínima de falla multiplicada por 0,6.

Debido a que la corriente de cortocircuito, bajo distintos escenarios de falla pueden ser muy bajos, el cálculo se basa en la corriente de falla mínima multiplicada por 0,6.

Corriente de falla mínima: = 590 A (caso e de la Tabla N° 2.1)

Entonces :  $0,6 * 590 / 800 = 0,44$  A se calibrará a 0,5 A

**50PP1 = 0,5 A**

#### **- Supervisión de sobrecorriente zona 2 (50PP2)**

La corriente de falla mínima de la zona 2, es definida; como la menor corriente de falla que ocurre entre el 70% y el 100% de la línea Mantaro Cotaruse, La función principal de la zona 2 es; proteger la zona de la línea y no las líneas adyacentes, sin embargo, no es posible discriminar una falla en el tramo de la línea Mantaro Cotaruse y Cotaruse Socabaya. Por esta razón, el elemento de supervisión de corriente de la zona 2, se ajustará al mismo nivel que el elemento de la zona 1.

La corriente de supervisión debe ser 1,73 veces la corriente nominal o la corriente mínima de falla multiplicada por 0,8.

Entonces :  $0,8 * 590 / 800 = 0,59$  A se calibrará a 0,5 A

**50PP2 = 0,5 A**

#### **-Supervisión de sobrecorriente zona 3 (50PP3)**

La corriente de falla mínima en la zona 3 asumida será igual al de la zona 2

**50PP3 = 0,5 A**

### c) Alcances resistivos de las zonas 1 al 3

De acuerdo a lo establecido en los criterios de calibración, los elementos resistivos de la zona 1, 2 y 3 se calibrarán en  $25\Omega$ ,  $50\Omega$  y  $100\Omega$  respectivamente. Estos valores de resistencia son validos para los elementos de fase y de tierra.

De donde:

$$RG1 = 25 * 0,3636 = 9,10 \Omega$$

$$RG2 = 50 * 0,3636 = 18,20 \Omega$$

$$RG3 = 100 * 0,3636 = 36,36 \Omega$$

### d) Calibración de los elementos de tierra

#### d.1) Para la impedancia vista desde el secundario:

De la tabla N° 4.3 y 4.5 se obtienen los valores de impedancia vista en el secundario del relé con los alcances de impedancia de la línea protegida en cada zona:

Tabla N° 4.9: Valores de impedancia y % de alcances de la línea protegida zona 1

RELE	IMPEDANCIA SECUNDARIA ZONA 1	% DE IMPEDANCIA PROTEGIDA
MAN (D1)	$0,63 * 40,436 = 25,47 \Omega$	63% impedancia de línea
COT-N (D2)	$0,80 * 40,436 = 32,35 \Omega$	80% impedancia de línea
COT-S(D3)	$0,40 * 43,327 = 17,33 \Omega$	40% impedancia de línea
SOC (D4)	$0,17 * 43,327 = 7,37 \Omega$	17% impedancia de línea

Tabla N° 4.10: Valores de impedancia y % de alcances de la línea protegida zona 2

RELE	IMPEDANCIA SECUNDARIA ZONA 2	% DE IMPEDANCIA PROTEGIDA
MAN (D1)	$1,21 * 40,436 = 48,93 \Omega$	121% impedancia de línea
COT-N (D2)	$1,21 * 40,436 = 48,93 \Omega$	121% impedancia de línea
COT-S(D3)	$0,84 * 43,327 = 36,39 \Omega$	84% impedancia de línea
SOC (D4)	$0,7 * 43,327 = 30,33 \Omega$	70% impedancia de línea



Tabla N° 4.11: Valores de impedancia y % de alcances de la línea protegida zona 3

RELE	IMPEDANCIA SECUNDARIA ZONA 3	% DE IMPEDANCIA PROTEGIDA
MAN (D1)	$1,71 * 40,436 = 69,15 \Omega$	171% impedancia de línea
COT-N (D2)	$1,71 * 40,436 = 69,15 \Omega$	171% impedancia de línea
COT-S(D3)	$1,60 * 43,327 = 69,32 \Omega$	160% impedancia de línea
SOC (D4)	$1,25 * 43,327 = 54,16 \Omega$	125% impedancia de línea

### d.2) Calibración de supervisión de sobrecorriente de tierra

Los elementos de distancia de tierra operarán, cuando reciban una señal de permiso de la unidad de supervisión de sobrecorriente. Estos elementos de supervisión de fase y de tierra, deben arrancar cuando se presente cualquier condición de falla, para este efecto, se han llevado a cabo cálculos de corrientes de cortocircuito para distintos escenarios de operación.

#### - Supervisión de corriente zona 1 (50L1)

La corriente de supervisión debe ser 1,73 veces la corriente nominal o la corriente mínima de falla multiplicado por 0,6, debido a que; las corrientes de cortocircuito bajo ciertas condiciones de falla pueden ser bajos, este parámetro se ajustará aun valor mínimo, de 160A.

Entonces :  $160/800 = 0,2 \text{ A}$  ( valor de calibración)

$$50L1 = 0,2 \text{ A}$$

De la misma forma para las zonas 2 y 3 entonces tenemos:

$$50L2 = 0,2 \text{ A}$$

$$50L3 = 0,2 \text{ A}$$

### - Supervisión de corriente residual zona 1 (50G1)

Este parámetro debido a las corrientes bajas de cortocircuito en distintos escenarios, se ajustará aun valor mínimo de 80 A. (es 1.73 veces  $I_n$  ó 0.6 por la corriente mínima de falla)

**50G1** =  $80/800 = 0,10$  A (es 80A, debido a que en ciertos escenarios la corriente de falla es baja)

De la misma manera para las zonas 2 y 3

**50G2** =  $80/800 = 0,10$  A

**50G3** =  $80/800 = 0,10$  A

### - Calibración del factor de compensación de secuencia cero

El relé SEL-321 utiliza dos factores de compensación de secuencia cero. El elemento de distancia de tierra en la zona 1, tiene un factor de compensación ( $K_{01}$ ), mientras que; para el resto de zonas de tierra usan factores de compensación separados ( $K_0$ ).

Factor de compensación de secuencia cero ( $K_{01M}$ )

Ambos factores de compensación serán iguales ( $K_{01}=K_0$ ), estos factores se basan en la relación de impedancias de la línea y se calcula de acuerdo a lo siguiente ecuación (3.9) :

$$K_0 = (Z_0 - Z_1) / 3 * Z_1$$

$$K_0 = (101,14 + 435,12j - 12,2 - 110,54j) / (3 * 111,22 \angle 83,7^\circ)$$

$$K_0 = 336,54 \angle 74,68^\circ / 333,66 \angle 83,70^\circ$$

$K_0 = 1,01 \angle -9,02$  de donde:

**K01M = k0M = K0 = 1,01** (modulo del factor de compensación)

**K01A = k0A = -9,02** (ángulo del factor de compensación)

Donde:

K01M : Factor de compensación de secuencia cero zona 1

KoM : Idem a K01M para le resto de zonas

K01A : ángulo del factor de compensación de secuencia cero zona 1

K0A : Idem a K01A para le resto de zonas

#### **e) Ángulo de corrección (T)**

Aplicable al elemento de distancia de tierra cuadrilateral, este factor será igual a cero, debido a que los ángulos de impedancia de las barras de las líneas tienen sensiblemente los mismos ángulos de fase.

Entonces:  $T=0$ .

#### **f) Calibración de los elementos de sobrecorriente de fase temporizados**

Los elementos de sobrecorriente de fase temporizados, serán utilizados; con una protección de ultima prioridad y será ajustado al 60 % de la corriente de falla del sistema.

La temporización tendrá la característica tiempo inverso, con un tiempo muy prolongado, para garantizar su operación solamente en casos extremos, donde las protecciones principales hallan fallado.

Para fines de este cálculo, la menor corriente de falla de la línea Mantaro – Cotaruse es de 590 A y para el caso Cotaruse – Socabaya es de 1000 A. Estos valores se encuentran en la intersección de las corrientes de contribución Norte y Sur (ver tabla N° 2.4).

**g) E51P :** elemento de sobrecorriente activo, solo en las subestaciones Mantaro Socabaya)

**h) Corrientes de arranque (51PP)**

$800/800 = 1A$  (Mantaro y Socabaya solamente, la corriente de 800A fue determinado por Trans Energie)

**51PP = 1 A**

**i) Temporización 51PTD= 0,25** (que proporciona una operación lenta)

i.1) Temporización de reposición (no activada, nula)

i.2) Torque de control (ningún torque de control previsto)

**j) Calibración de los elementos de sobrecorriente de tierra temporizados**

Los elementos de sobrecorriente de tierra temporizados, serán utilizados; con una protección de ultima prioridad y será ajustado al 60 % de la corriente de falla del sistema.

La temporización tendrá la característica de tiempo inverso, con un tiempo muy prolongado, para garantizar su operación solamente en casos extremos, donde las protecciones principales hallan fallado.

Para fines de este cálculo, la menor corriente de falla de la línea Mantaro – Cotaruse es de 590 A y para el caso Cotaruse – Socabaya es de 1 030 A. Estos valores se encuentran en la intersección de las corrientes de contribución Norte y Sur (ver tabla N° 2.4).

**k) E51N : elemento de sobrecorriente activo, solo Socabaya**

**l) Corrientes de arranque (51NP)**

$112/800 = 0,14$  A (Mantaro Socabaya solamente, determinado por Trans Energie)

**51NP = 0,14 A**

**ll) Temporización 51NTD= 0,25**

ll.1) Temporización de reposición (no activada, nula)

ll.2) Torque de control (ningún torque de control previsto)

**o) Calibración de los elementos de sobrecorriente Instantáneo residual**

Estos elementos serán desactivados.

**p) E50N número de elementos de sobrecorriente residual instantáneo activo**

(solo para la subestación Mantaro):

**E50N=1**

**q) 50N1 corriente residual instantáneo ( $3 \cdot I_0$ ) de arranque zona 1**

Esta corriente será ajustada en 4 500 A según requerimiento de TransEnergie.

$50N1 = 4500/800=5,625$  o sea 5,60 A

**50N1=5,60 A**

**r) Calibración de los elementos de sobrecorriente temporizado de secuencia negativa.** (este elemento desactivado)

**s) Calibración de los elementos de tensión**

**EVOLT = N** (este elemento desactivado)

**t) Calibración de los elementos temporizados**

Estos elementos se ajustarán como sigue:

Zona 1 : Instantáneo (fase y tierra)

**u) Para los elementos de fase zonas 2 y 3 (fase y tierra)**

Tabla N° 4.12 : Temporización de los relés en cada zona

<b>Relés</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>
MAN (D1)	300 ms	800 ms
COT-N (D2)	200 ms	800 ms
COT-S(D3)	200 ms	800 ms
SOC (D4)	167 ms	300 ms

**v) Elementos inactivos de temporización para:**

- Corriente residual
- Corriente de secuencia negativa

**w) Calibraciones adicionales que dependen de la lógica de la protección**

**- Calibración del esquema de transferencia permisivo de sobrealcance**

(EPOTT=N): esquema inactivo

**- Calibración del esquema de desbloqueo direccional**

EDCUB= N (esquema inactivo)

**- Calibración del esquema de bloqueo direccional**

EDCB= N (esquema inactivo)

**- Calibración de zona 1 extendida**

EZ1EXT = N (inactivo)

**- Calibración del terminal remoto abierto**

EREJO = N (inactivo)

**- Calibración de la función “Conmutación sobre falla”**

ESOTF = N (inactivo)

ENCLO =N (inactivo)

**- Calibración de la función “Pérdida de tensión”**

ELOP = N (inactivo)

**- Lógica de disparo**

El relé SEL 321 cuenta con cinco variables lógicas programables:

basadas en comunicación (no utilizadas)

Lógica de disparo incondicional (MTU)

Los elementos que generan la señal de disparo en forma incondicional son:

MTU = M1P\*PT+ (Sobrecorriente instantánea de fase zona 1)

MTU = Z1G\*PT+ (Sobrecorriente instantánea de tierra zona 1)

MTU = M2P\*PT+ (Sobrecorriente instantánea de fase zona 2)

MTU = Z2G\*PT+ (Sobrecorriente instantánea de tierra zona 2)

MTU = M3P\*PT+ (Sobrecorriente instantánea de fase zona 3)

MTU = Z3G\*PT+ (Sobrecorriente instantánea de tierra zona 3)

Nota: PT; operación activa si hay pérdida de comunicación.

### x) Calibraciones misceláneas

- FP-Timeout= 5 min (apagado de pantalla frontal por inactividad)
- TGR=5 s (Apagado de pantalla por cambio de grupo inactividad)
- ERESTART = Y (Diagnostico de CR RAM reiniciación activa, acción luego de diagnostico, reinicialización activa)

### 4.2.5 Resumen de calibraciones y ajustes de la protección de distancia

Tabla N° 4.13 : Calibraciones generales del relé de distancia

CODIGO	FUNCION	ACCION
50PP1	Supervisión de corriente zona 1	0,5 A (activado)
50PP2	Supervisión de corriente zona 1	0,5 A (activado)
50PP3	Supervisión de corriente zona 3	0,5 A (activado)
RG1	Alcance resistivo zona 1	9,10 $\Omega$
RG2	Alcance resistivo zona 2	18,20 $\Omega$
RG3	Alcance resistivo zona 3	36,36 $\Omega$
50L1	Supervisión de corriente de tierra zona 1	0,2 A
50L2	Supervisión de corriente de tierra zona 2	0,2 A
50L3	Supervisión de corriente de tierra zona 3	0,2 A
50G1	Supervisión de corriente residual zona 1	0,10 A
50G2	Supervisión de corriente residual zona 2	0,10 A
50G3	Supervisión de corriente residual zona 3	0,10 A
K01M	Factor de compensación de secuencia cero	1,01
K01A	Angulo del factor de compensación de secuencia cero	-9,02
T	Angulo de corrección elemento tierra	0
E51P	Elemento de sobrecorriente (solo en Mantaro y Socabaya)	Activo
51PP	Corriente de arranque	1A
51PTD	Temporización	0,25
E51N	Elemento de sobrecorriente tierra (solo Socabaya)	Activo
51NP	Corriente de arranque	0,14 A
51NTD	temporización	0,25
E50 N	Número de elementos de sobrecorriente residual instantáneo	1, Activo



<b>CODIGO</b>	<b>FUNCION</b>	<b>ACCION</b>
E50N1	Sobrecorriente residual instantáneo Para zona 1	5,60 A
EVOLT	Elementos de tensión	N
EPOTT	Esquema de transferencia permisivo de sobre alcance	N
EDCUB	Esquema de desbloqueo direccional	N
EDCB	Esquema de bloqueo direccional	N
EZ1EXT	Calibración de zona 1 extendida	N
EREJO	Terminal remoto abierto	N
ESOTF	Conmutación sobre falla	N
ENCLO	Conmutación sobre falla	N
ELOP	Pérdida de tensión	N
MTU	Lógica de disparo	Activado
FP-timeout	Apagado de pantalla frontal	5 min
TGR	Cambio de grupo por inactividad	5 s
ERESTART	Diagnostico de CR RAM	Y

Tabla N° 4.14: Calibración de los % de ajuste de la impedancia para fase y tierra

<b>CARACTERISTICAS</b>		<b>% de impedancia protegida</b>			
		<b>MAN</b>	<b>COT-N</b>	<b>COT-S</b>	<b>SOC</b>
<b>FASE</b>	ZONA 1	63%	80%	32%	27%
	ZONA 2	121%	121%	65%	67%
	ZONA 3	171%	171%	160%	130%
<b>TIERRA</b>	ZONA 1	63%	80%	40%	17%
	ZONA 2	121%	121%	84%	70%
	ZONA 3	171%	171%	160%	125%

Tabla N° 4.15: Calibración de temporizaciones de elementos de fase y tierra

Relés	Zona 1	Zona 2	Zona 3
MAN (D1)	Instantáneo	300 ms	800 ms
COT-N (D2)		200 ms	800 ms
COT-S(D3)		200 ms	800 ms
SOC (D4)		167 ms	300 ms

## a) Curvas de características de tiempo y distancia para los elementos de fase

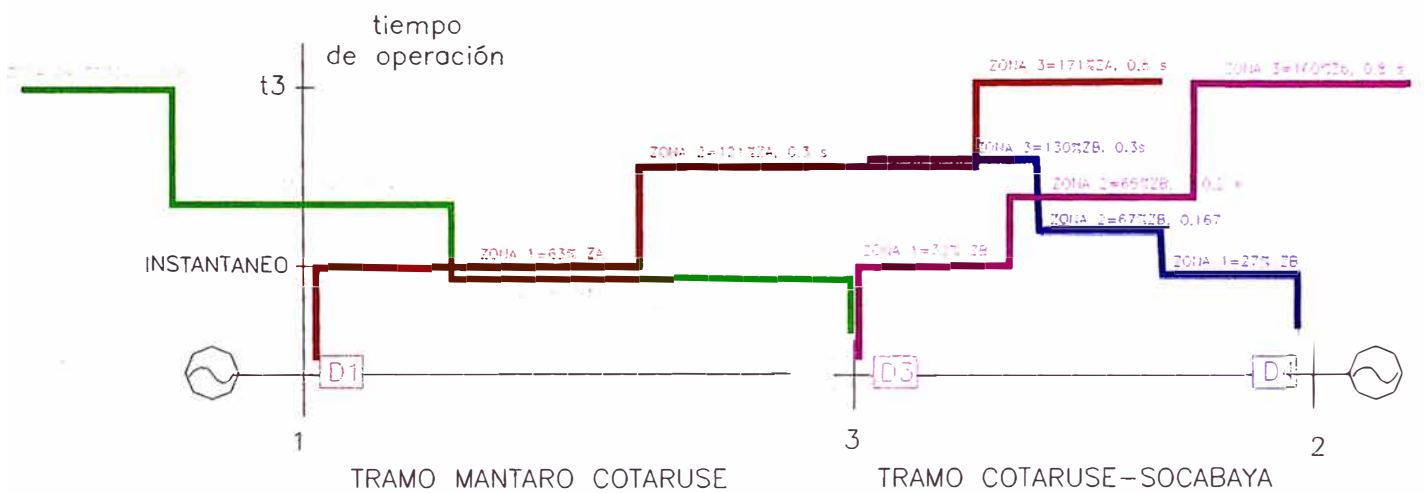
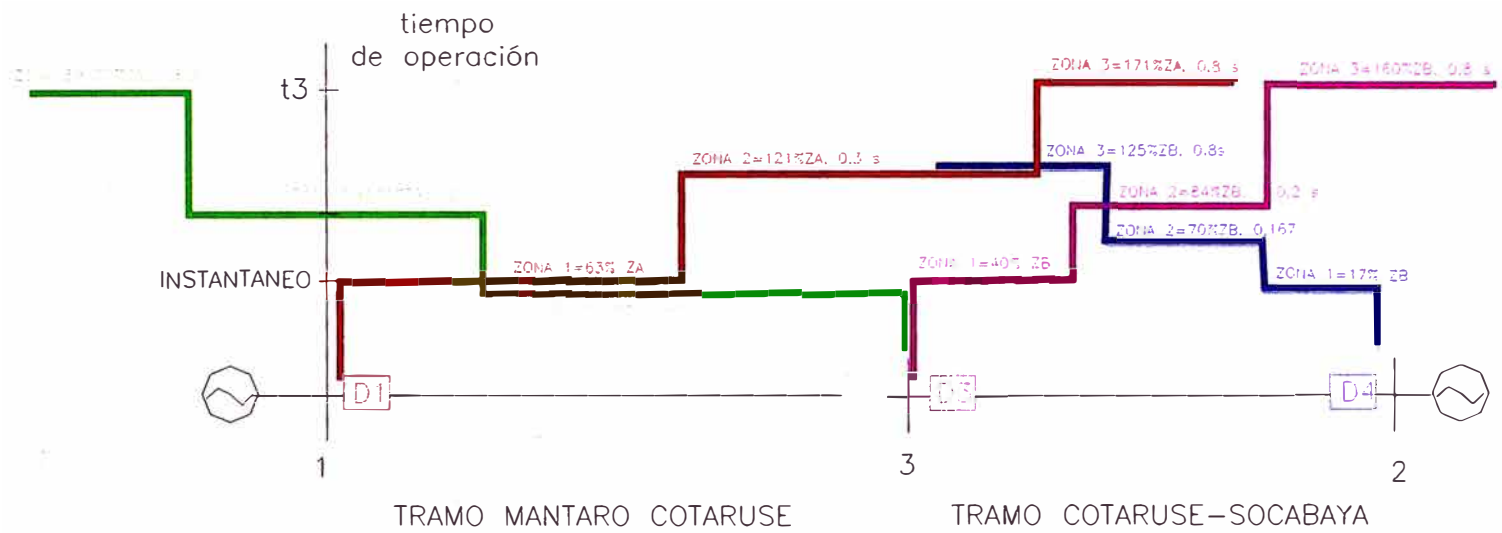


figura N° 4.2: Alcances de las zonas 1, 2 y 3 de una terna Mantaro-Cotaruse Socabaya

**b) Curvas características de tiempo y distancia para los elementos de tierra**



**figura N° 4.3: Alcances de las zonas 1, 2 y 3 de una terna Mantaro-Cotaruse-Socabaya**

**c) Gráfico de la zona de operación para el relé D1**

Alcances resistivos:  $R1= 9,10\Omega$  ;  $R2= 18,20\Omega$  y  $R3= 36,36\Omega$

Tabla N° 4.16: Puntos para graficar las zonas de alcance del relé D1

COORDENADAS	ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG
P1	-6,31	25,32	-12,83	48,64	-28,77	68,74
P2	11,89	25,32	23,57	48,64	43,95	68,74
P3	6,31	-25,32	12,83	-48,64	28,77	-68,74
P4	-11,89	-25,32	-23,57	-48,64	-43,95	-68,74

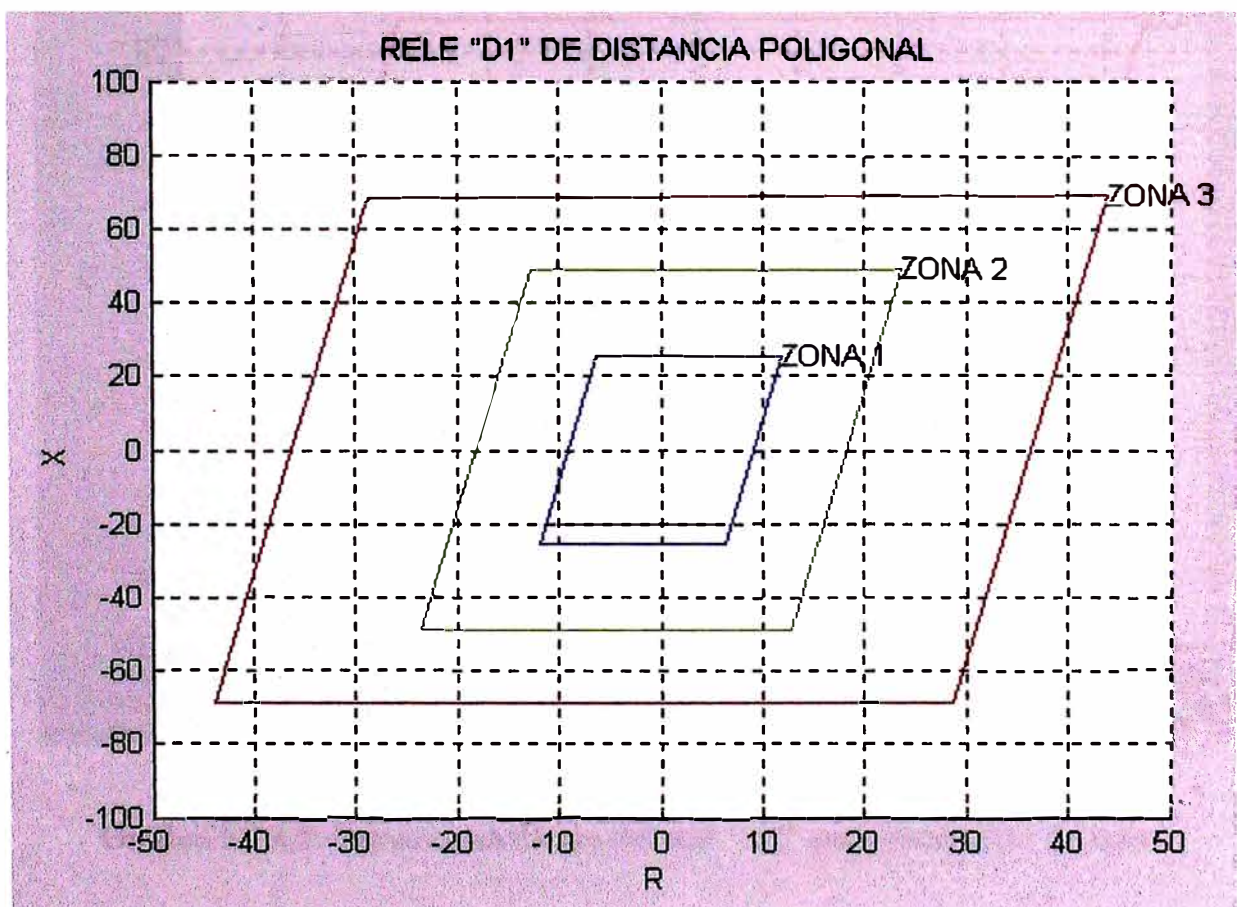


Gráfico N° 4.1: Curva cuadrilátera del relé "D1" para protección de fase

**d) Gráfico de la zona de operación para el relé D2**

Alcances resistivos:  $R_1 = 9,10\Omega$  ;  $R_2 = 18,20\Omega$  y  $R_3 = 36,36\Omega$

Tabla N° 4.17. Puntos para graficar las zonas de alcance del relé D2

COORDENADAS	ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG
P1	-5,55	32,16	-12,83	48,64	-28,77	68,74
P2	12,65	32,16	23,57	48,64	43,95	68,74
P3	5,55	-32,16	12,83	-48,64	28,77	-68,74
P4	-12,65	-32,16	-23,57	-48,64	-43,95	-68,74

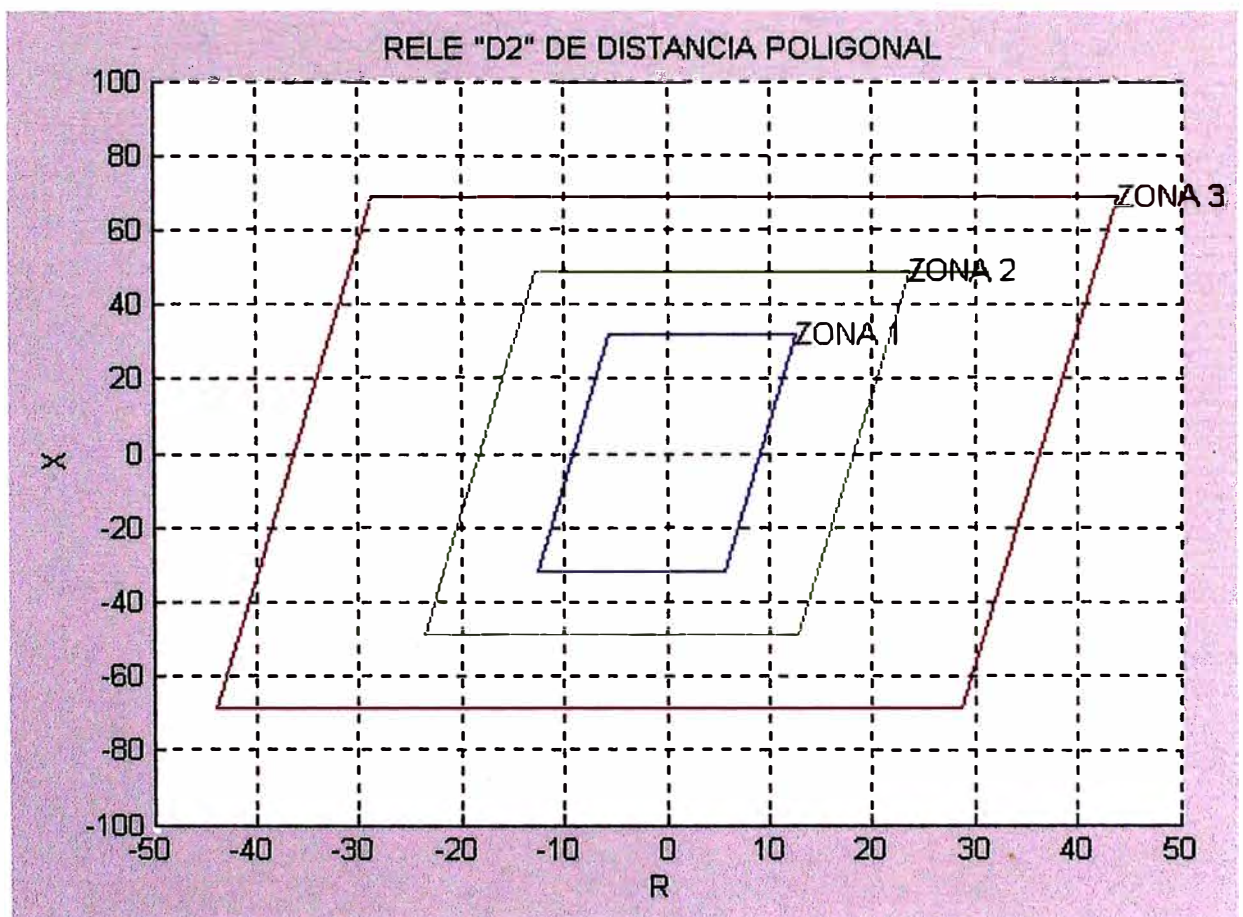


Gráfico N° 4.2: Curva cuadrilátera del relé "D2" para protección de fases



e) **Gráfico de la zona de operación para el relé D3**

Alcances resistivos:  $R_1 = 9,10\Omega$  ;  $R_2 = 18,20\Omega$  y  $R_3 = 36,36\Omega$

Tabla N° 4.18: Puntos para graficar las zonas de alcance del relé D3

COORDENADAS	ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG
P1	-7,58	13,78	-15,11	27,99	-28,76	68,90
P2	10,62	13,78	21,29	27,99	43,96	68,90
P3	7,58	-13,78	15,11	-27,99	28,76	-68,90
P4	-10,62	-13,78	-21,29	-27,99	-43,96	-68,90

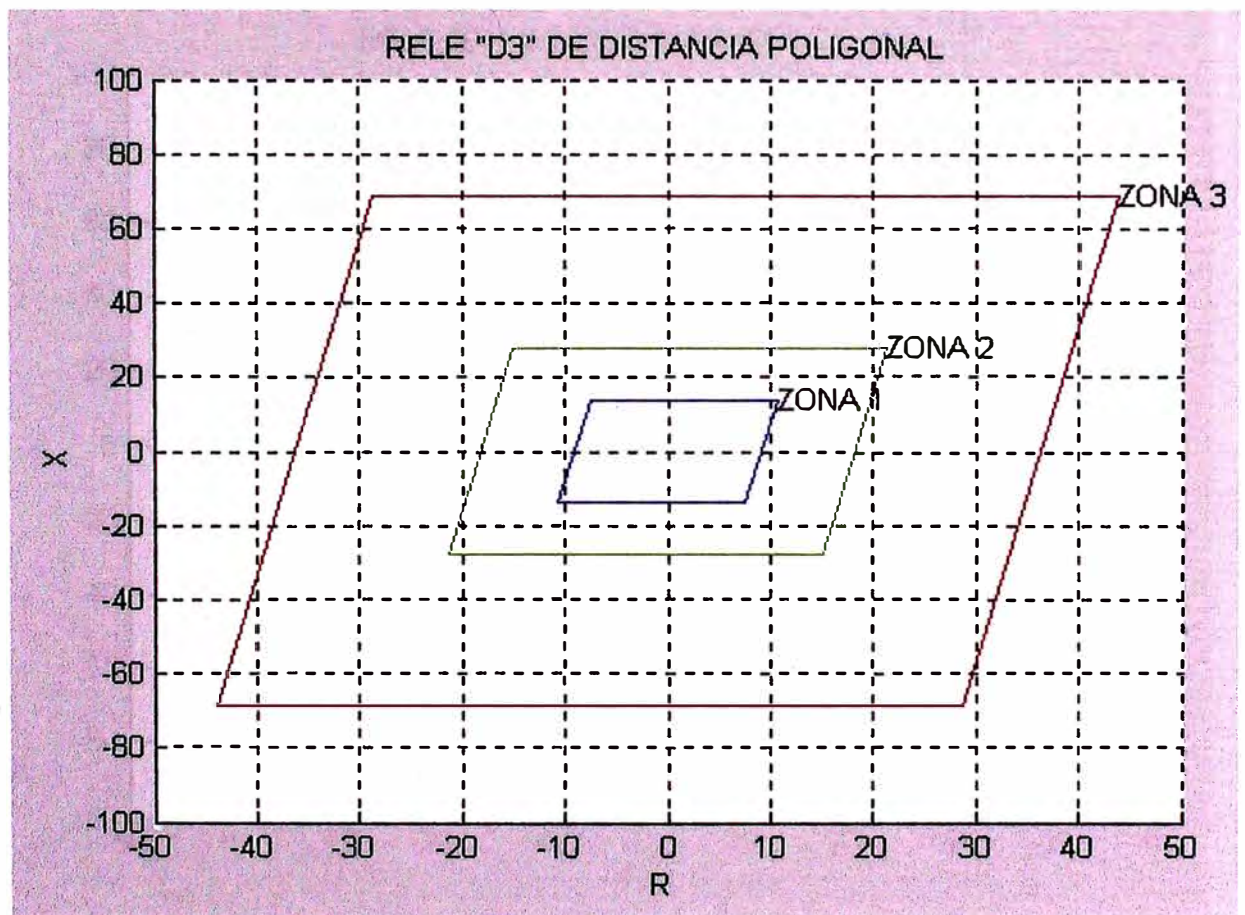


Gráfico N° 4.3: Curva cuadrilátera del relé "D3" para protección de fases

**f) Gráfico de la zona de operación para el relé D4**

Alcances resistivos:  $R_1 = 9,10\Omega$  ;  $R_2 = 18,20\Omega$  y  $R_3 = 36,36\Omega$

Tabla N° 4.19: Puntos para graficar las zonas de alcance del relé D4

COORDENADAS	ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG
P1	-7,82	11,63	-15,02	28,86	-30,18	55,99
P2	10,38	11,63	21,38	28,86	42,54	55,99
P3	7,82	-11,63	15,02	-28,86	30,18	-55,99
P4	-10,38	-11,63	-21,38	-28,86	-42,54	-55,99

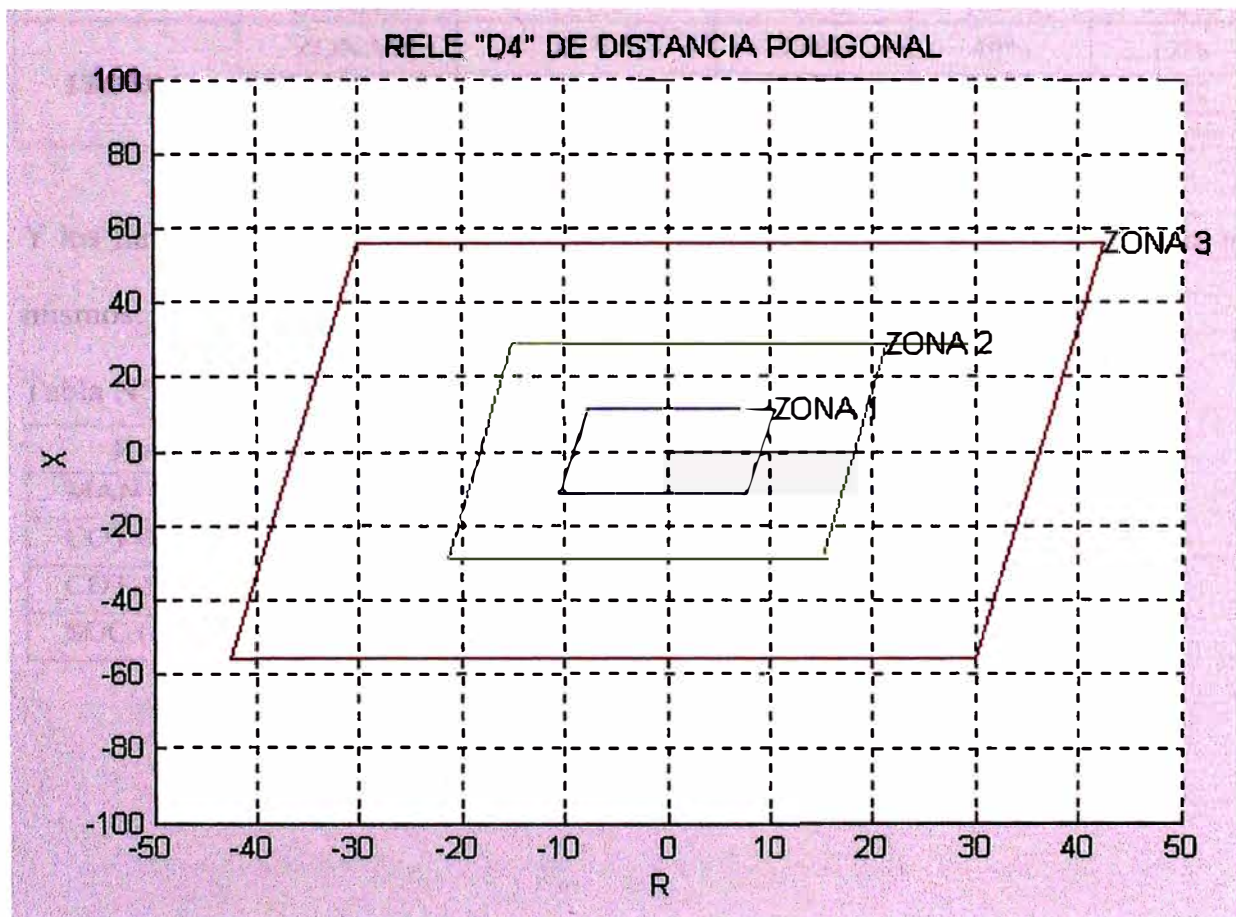


Gráfico N° 4.4: Curva cuadrilátera del relé "D4" para protección de fases

Como resultado del análisis se ha seleccionado los relés de distancia tipo cuadrilátero para las fallas de fase y tierra.

Donde se establece las zonas de operación del relé de la siguiente manera:

Tabla N° 4.20: Calibración de los % de ajuste de la impedancia para fase y tierra

CARACTERISTICAS		% de impedancia protegida			
		MAN	COT-N	COT-S	SOC
FASE	ZONA 1	63%	80%	32%	27%
	ZONA 2	121%	121%	65%	67%
	ZONA 3	171%	171%	160%	130%
TIERRA	ZONA 1	63%	80%	40%	17%
	ZONA 2	121%	121%	84%	70%
	ZONA 3	171%	171%	160%	125%

Y los tiempos de ajuste para cada zona del elemento de fase y fase a tierra son los mismos:

Tabla N° 4.21: Calibración de temporizaciones de elementos de fase y tierra

Relés	Zona 1	Zona 2	Zona 3
MAN (D1)	Instantáneo	300 ms	800 ms
COT-N (D2)		200 ms	800 ms
COT-S(D3)		200 ms	800 ms
SOC (D4)		167 ms	300 ms



## CONCLUSIONES

1. La protección de líneas de transmisión Mantaro–Socabaya; con compensación serie, introduce problemas adicionales en la protección de distancia que no se presenta en una línea sin compensación, principalmente las impedancias vistas por los relés de distancia se ven alteradas por efecto de la reactancia capacitiva del condensador serie introducido en la línea.
2. La distribución de las corrientes de cortocircuito por las líneas; depende de las potencias de cortocircuito de cada extremo.
3. No se ha considerado el efecto producido por la inductancia mutua, que se presenta cuando dos circuitos están soportados en una misma torre.
4. La presencia de la compensación serie, hacen que las impedancias de las líneas sean variables, y no definen en forma precisa la localización de una falla; por ello no se ha considerado la compensación serie en los cálculos de ajuste de los relés de distancia.

5. Debido al efecto de compensación serie sobre la protección de distancia convencional, la protección principal de línea; son con relés diferenciales el cual requiere de un canal de comunicación, para que los relés en ambos extremos intercambien información. Sin embargo existe la posibilidad de falla de esta protección, cuando falle el canal de comunicaciones, en este momento; los relés de distancia actúan como protección de respaldo.  
  
El esquema de protección prevista para el relé de distancia, no necesita del enlace de comunicaciones y opera en forma autónoma.
6. Las protecciones de la compensación serie funcionan en forma autónoma, y la coordinación con la protección de línea se limita a la coordinación de los tiempos de disparo y recierre, y además se realiza en forma paralela, el cierre del interruptor de derivación de la compensación serie, y el intercambio de señales permisivos de bloqueo.
7. La protección de línea consta de tres relés, dos relés diferenciales (protección principales) y un relé de distancia (protección de respaldo).
8. La coordinación de protección de los bancos de condensadores en la subestación Cotaruse esta a cargo del fabricante (General Electric).
9. Las inductancias en la subestación de Cotaruse, son utilizadas con fines de regulación de tensión en la interconexión. Son controladas con protección automática, a través de sincronizadores de maniobra de interruptores los cuales están destinados a la conexión y desconexión de inductancias para los fines antes mencionados.
10. De los análisis de flujo de carga la Subestación Socabaya no necesita aporte de carga reactiva, por parte de la interconexión sobre su red.

11. Es de suma importancia los estudios de planificación del sistema a analizar, para conocer las proyecciones de demanda, la configuraciones de operación normal y de emergencia, análisis de flujo de carga y cortocircuito, donde se conoce el diagrama unifilar y las características generales de los equipos de alta tensión. Estos son básicos para un estudio de coordinación de la protección.

En nuestro informe, se ha tomado información base del reporte de coordinación de la protección, de las Subestaciones Mantaro- Cotaruse – Socabaya por TransMantaro.

Obteniéndose las características de las redes, y potencias de cortocircuito, en las subestaciones Mantaro y Socabaya; para simular la red y evaluar los resultados de flujo de carga y cortocircuito para las distintas condiciones de operación, que sirven como base para la protección de distancia.

12. Los relés de distancia están activadas la función de bloqueo por oscilación de potencia. Cuando los relés de distancia están bloqueados por oscilación de potencia, y detectan algún cambio brusco en la impedancia, o una sobrecorriente que pasa determinado umbral, estos se desbloquean activando el disparo.
13. El disparo de los relés de distancia por pérdida de sincronismo, debe ser aplicado solo como último recurso para preservar la estabilidad del sistema. El punto en el cual los relés de distancia deben aperturar, debe ser determinado basándose en estudios de estabilidad, para evitar que los sistemas aislados originados por la separación de áreas no colapsen.

# **ANEXOS**

- Anexo A : WIN FDC – FLUJO DE CARGA
- Anexo B : RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA
- Anexo C : WIN FDC – CORTOCIRCUITO
- Anexo D : RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

## **ANEXO A**

### **WIN FDC 2.01 – FLUJO DE CARGA**

## **FLUJO DE CARGA (NewFdc Versión 3.0)**

### **1. Introducción**

El programa de flujo de carga NewFdc es una poderosa herramienta de análisis de redes eléctricas que permite calcular las tensiones y los flujos de potencia en una red eléctrica trifásica en estado estacionario.

El programa NewFdc es una versión mejorada del programa FDC. El programa FDC proveniente de UMIST (Manchester, Inglaterra) es una versión del algoritmo Desacoplado Rápido de Flujo de Carga desarrollado por Brian Stott en 1974 y fue inicialmente implementado en una minicomputadora Data General de 64 kb de memoria (100 barras). Entre 1981 y 1987 esta versión del programa FDC fue ampliamente usada para estudios de flujo de carga de la red de Centromin y del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). En 1987 el programa FDC fue transferido a computadora personal (PC) ampliándose la capacidad a 500 barras y reteniendo todas sus características originales. La versión del FDC para PC ha sido utilizada durante los 10 últimos años en redes de variadas características tales como el SICN y el SISUR de miles de MW o los Pequeños Sistemas Eléctricos en media tensión (22.9, 13.8 ó 10 kV) de unos pocos kW. Esto ha demostrado que el algoritmo de flujo de carga es robusto y confiable.

Las principales características del FDC son las siguientes

- ◆ Definición de barras de carga (PQ), generación (PV) y holgura (SL)
- ◆ Modelo líneas con resistencia, reactancia, susceptancia y conductancia
- ◆ Modelo de transformadores con taps variables bajo carga
- ◆ Modelo de impedancias shunts (condensadores y reactores)

La nueva versión (NewFdc) incluye las siguientes características adicionales:

- ◆ Detección de tensiones fuera de límites
- ◆ Verificación de los límites de generación reactiva
- ◆ Verificación de los límites de generación activa de la barra de holgura
- ◆ Conversión de barra PV a PQ si se exceden los límites de generación reactiva
- ◆ Distinción entre transformadores con taps fijos y con taps variables
- ◆ Activación o desactivación de conversión PV a PQ
- ◆ Activación o desactivación de taps variables
- ◆ Unidades en MW/MVAR/MVA o en kW/kVAR/kVA

Estas características adicionales posibilitan el análisis de redes eléctricas de cientos de barras permitiendo detectar rápidamente tensiones anormales o sobrecargas en líneas, transformadores y generadores.

## **2. Metodología**

La solución de flujo de carga implica resolver mediante la utilización de matrices un cierto número de ecuaciones algebraicas. Las incógnitas son las tensiones en módulo y ángulo en las barras. En la barra de holgura (SL) se conoce la tensión en módulo y ángulo, en las barras de generación (PV) se conoce el módulo de la tensión pero se ignora el ángulo y finalmente en las barras de carga y generación fija (PQ) se desconoce tanto el módulo como el ángulo de la tensión.

Utilizando las ecuaciones de flujo de potencia es posible establecer un juego de ecuaciones para la potencia activa y otro para la potencia reactiva. A partir de un cierto vector de tensiones y ángulos es posible determinar valores calculados de potencia inyectada a las barras. La diferencia con los valores

conocidos o especificados forma un vector de diferencias de potencia. El método Newton Raphson mediante una matriz Jacobiana permite obtener un vector de corrección de la tensión en módulo y ángulo. Con los nuevos valores de tensión en módulo y ángulo se calcula un nuevo vector de diferencias de potencia y esto permite obtener otro vector de corrección de tensión. El proceso se prosigue hasta que el vector de diferencias de potencia sea menor a una cierta tolerancia.

El método desacoplado rápido que constituye el algoritmo más difundido de flujo de carga toma en cuenta que los flujos de potencia activa están básicamente influenciados por el ángulo y en mucho menor grado por el módulo de la tensión. A la inversa, los flujos de potencia reactiva depende básicamente del módulo de la tensión y en mucho menor grado del ángulo. Esto permite simplificar la matriz Jacobiana en submatrices; una que relaciona las potencias activas inyectadas con los ángulos y otra que relaciona las potencias reactivas con los módulos de las tensiones. Las ecuaciones toman la forma de:

$$[B1] \Delta\theta = \Delta P$$

$$[B2] \Delta V = \Delta Q$$

Donde

B1 es la matriz Jacobiana activa

B2 es la matriz Jacobiana reactiva

$\Delta P$  es el vector de diferencias de potencia activa

$\Delta Q$  es el vector de diferencias de potencia reactiva

$\Delta\theta$  es el vector de corrección de los ángulos

$\Delta V$  es el vector de corrección de los módulos



Los vectores  $\Delta\theta$  y  $\Delta V$  se calculan mediante factorización triangular óptimamente ordenada de las matrices B1 y B2. Una vez factorizadas estas matrices, se utiliza un procedimiento de sustitución hacia adelante y hacia atrás para convertir los vectores  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  en los vectores  $\Delta\theta$  y  $\Delta V$ .

Durante el proceso de convergencia se simula la operación de taps variables bajo carga de transformadores. Los taps son ajustados a fin de obtener los valores especificados de tensión en las barras indicadas.

Asimismo una vez alcanzada la convergencia, si la opción correspondiente está activada, se verifica la generación reactiva en las barras PV. La barra con mayor exceso o déficit es convertida a barra PQ asignándosele el valor límite correspondiente. Este proceso continúa hasta que no haya barras PV con generación reactiva fuera de los límites.

Una vez obtenida la convergencia, se procede a calcular los flujos de potencia en las líneas y transformadores. Asimismo, se verifican los límites de tensión, de potencia reactiva de generación, de potencia activa de generación de la barra de holgura y los límites según las capacidades de las líneas y transformadores.

### **3. Implementación**

El programa NewFdc ha sido implementado bajo las siguientes consideraciones:

- Las líneas incluyen resistencia, reactancia, susceptancia y conductancia.
- Los transformadores se representan con su resistencia y reactancia.

También se puede incluir la conductancia y susceptancia para representar el efecto de la impedancia de magnetización. Es posible incluir los taps de envío y recepción, y el tap de envío puede ser variable.

- Las potencias de las cargas pueden reajustarse mediante un exponente asociado a la relación entre la tensión de flujo de carga y la tensión base de una barra.
- Es posible incluir la capacidad de cada línea, transformador o generador.
- Es posible especificar límites en pu para las tensiones.

#### **4. Características del programa NewFdc**

El programa NewFdc posee las siguientes características:

- Cada barra es identificada por un número de como máximo 4 dígitos. Este número debe ser único.
- El nombre de una barra puede tener un máximo de 10 caracteres. El nombre de cada barra es solo a título referencial y no tiene necesariamente que ser único.
- El usuario puede trabajar con potencias en MW o en kW.
- Una opción permite activar la conversión de barras PV a PQ cuando la generación reactiva se encuentre fuera de los límites especificados.
- Una opción permite activar los taps variables de los transformadores.

- La salida de datos incluye una lista de las condiciones anormales tales como tensiones fuera de límites, sobrecarga en líneas y transformadores, y potencias de generación fuera de límites.
- Las impedancias de las líneas y transformadores deben ser predominantemente inductivas. No es posible resolver un caso de flujo de carga con ramas puramente resistivas.

## 5. Método de formulación del problema

Para efectuar un estudio de flujo de carga el usuario debe disponer de la siguiente información:

- ◆ Diagrama unifilar de la red
- ◆ Parámetros de líneas, transformadores y generadores
- ◆ Datos de carga
- ◆ Despacho de generación activa

El usuario debe verificar la consistencia de parámetros de líneas y transformadores a fin de evitar problemas de convergencia. Asimismo, el despacho de generación activa debe ser razonable para evitar problemas numéricos.

Una vez definida la red debe asignarse a cada barra un número y un nombre. El número de barra debe ser único. El nombre de barra de hasta 10 caracteres es meramente indicativo, pero se recomienda que sea único también. Una vez definida la identificación de las barras debe seleccionarse las barras de carga, de generación y de holgura. Luego mediante un editor de texto se procede a introducir los datos de barras y de ramas según el formato indicado en el numeral 7.

## 6. Ejecución del programa

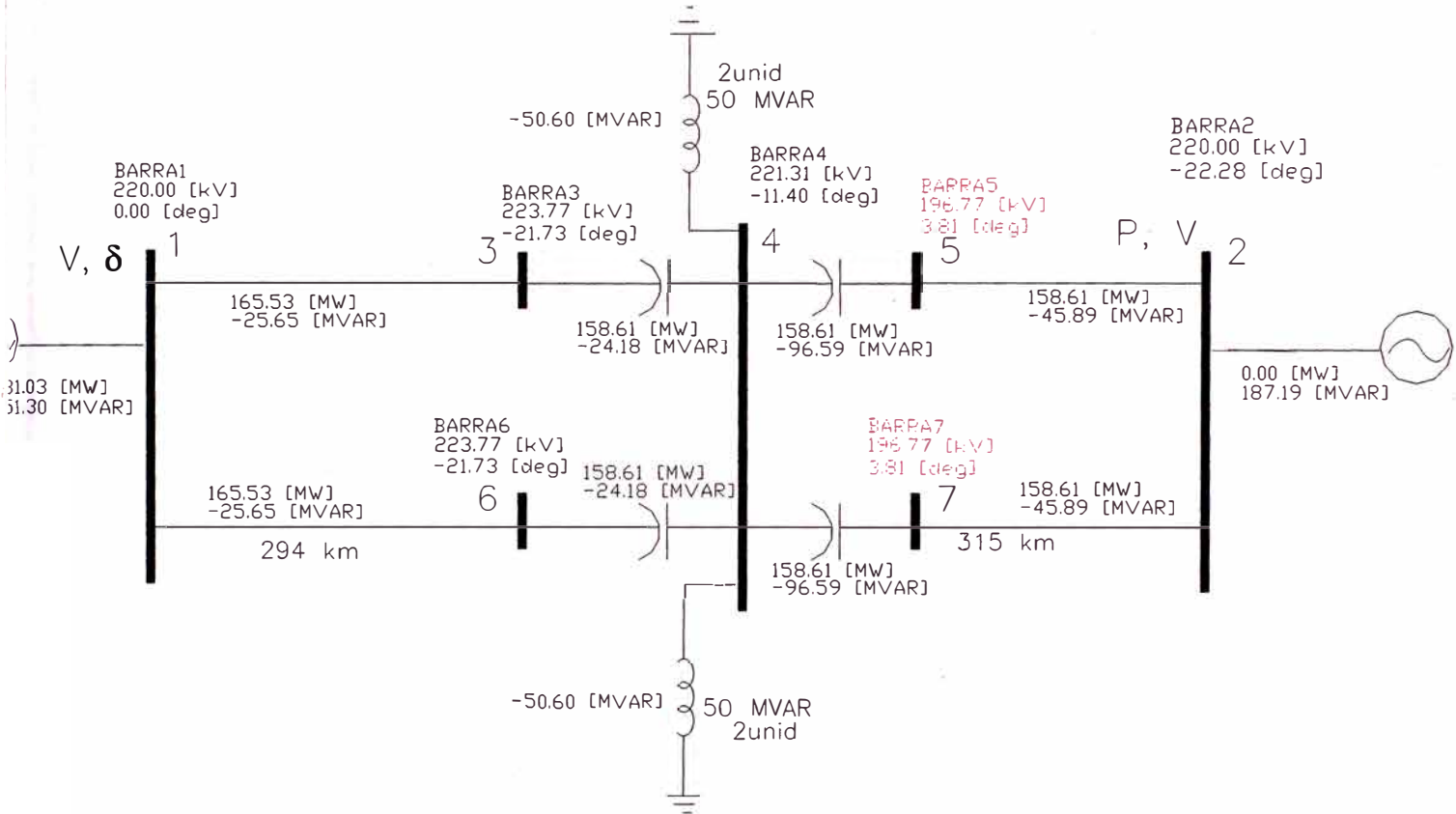
El programa NewFdc debe ser ejecutado a partir del sistema operativo DOS. Debe teclearse NewFdc y luego apretar Enter. Al efectuar esto el programa NewFdc pide los nombres de los archivos de entrada y salida. Una vez introducidos los nombres de estos archivos NewFdc empieza su ejecución. Durante la ejecución el programa NewFdc informa al usuario sobre la convergencia del programa. Si la opción de conversión de barra PV a PQ está activada se informa sobre cada barra donde se efectúe este tipo de conversión.

Durante el proceso de convergencia puede en algunos casos no ser posible obtener la convergencia deseada. Existen dos posibles situaciones de no-convergencia. Si se alcanza el máximo número de iteraciones puede deberse a que el límite máximo de iteraciones sea muy bajo o a que la tolerancia de convergencia sea muy pequeña. El error de convergencia impreso junto con los datos de salida de barra permite decidir si hay divergencia o si se ha alcanzado convergencia por encima del valor de tolerancia de convergencia. Otra posibilidad es que durante el proceso de convergencia se obtengan tensiones anormales (inferiores a 0.1 pu o superiores a 3.0 pu). Si esta situación se produce el programa informa al usuario y detiene su ejecución. La aparición de tensiones anormales indica usualmente que es matemáticamente imposible resolver las ecuaciones de la red. Usualmente ese error indica un desbalance reactivo muy fuerte. A fin de obtener una convergencia que permita analizar el problema se puede definir la barra con la tensión más baja como una barra PV que permita introducir reactivos en dicho punto del sistema.

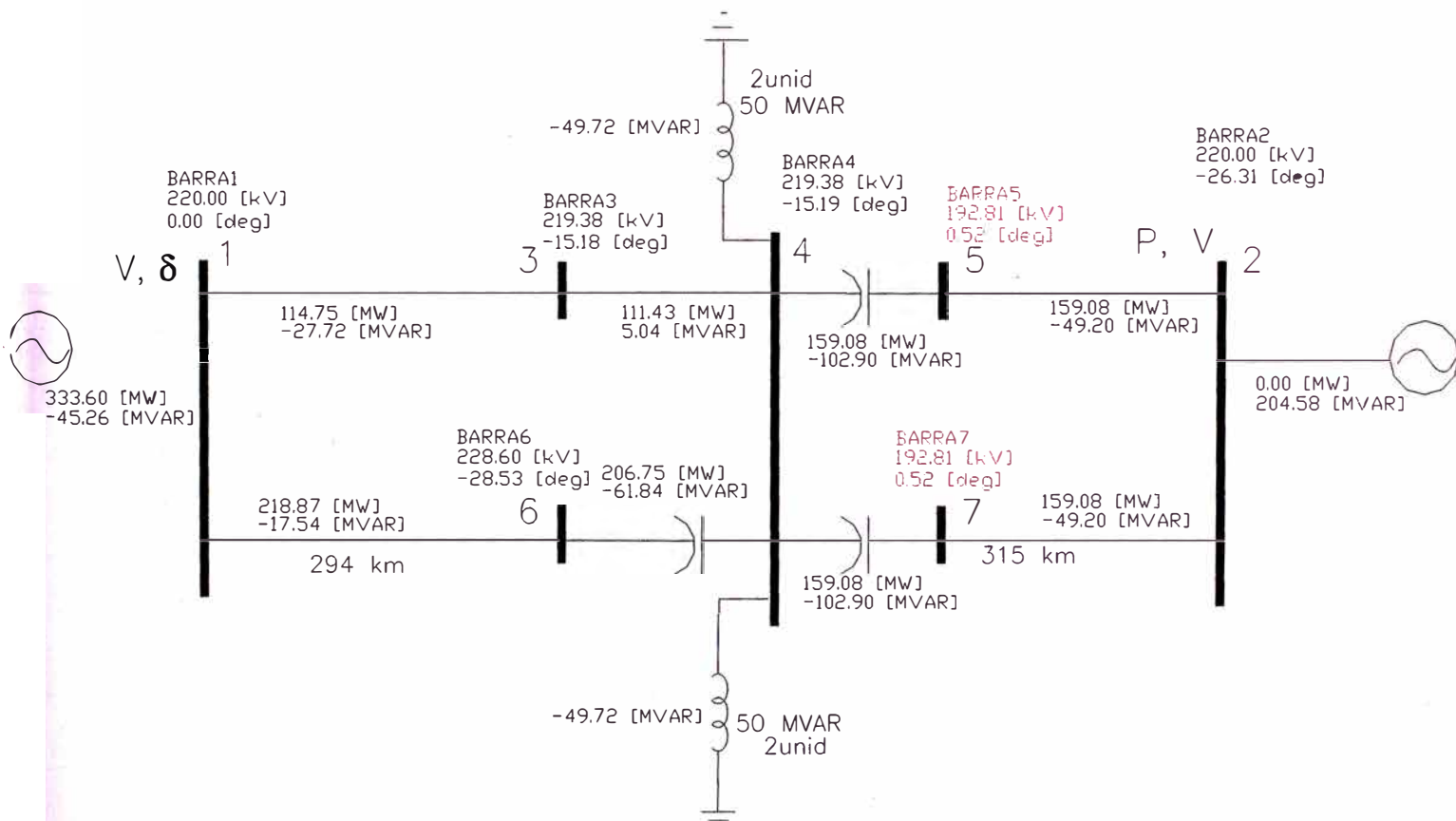
## **ANEXO B**

# **RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA**

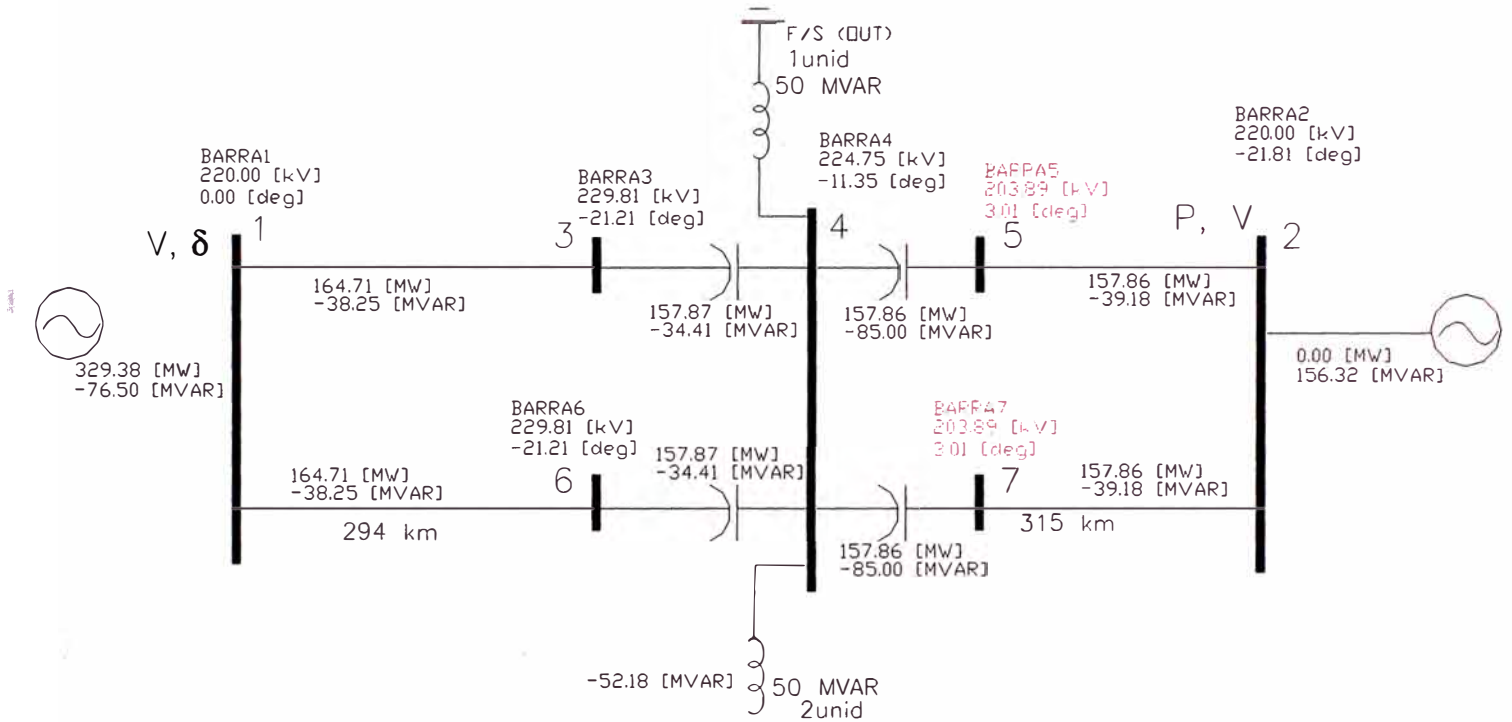
### Caso(a): Con la configuración completa



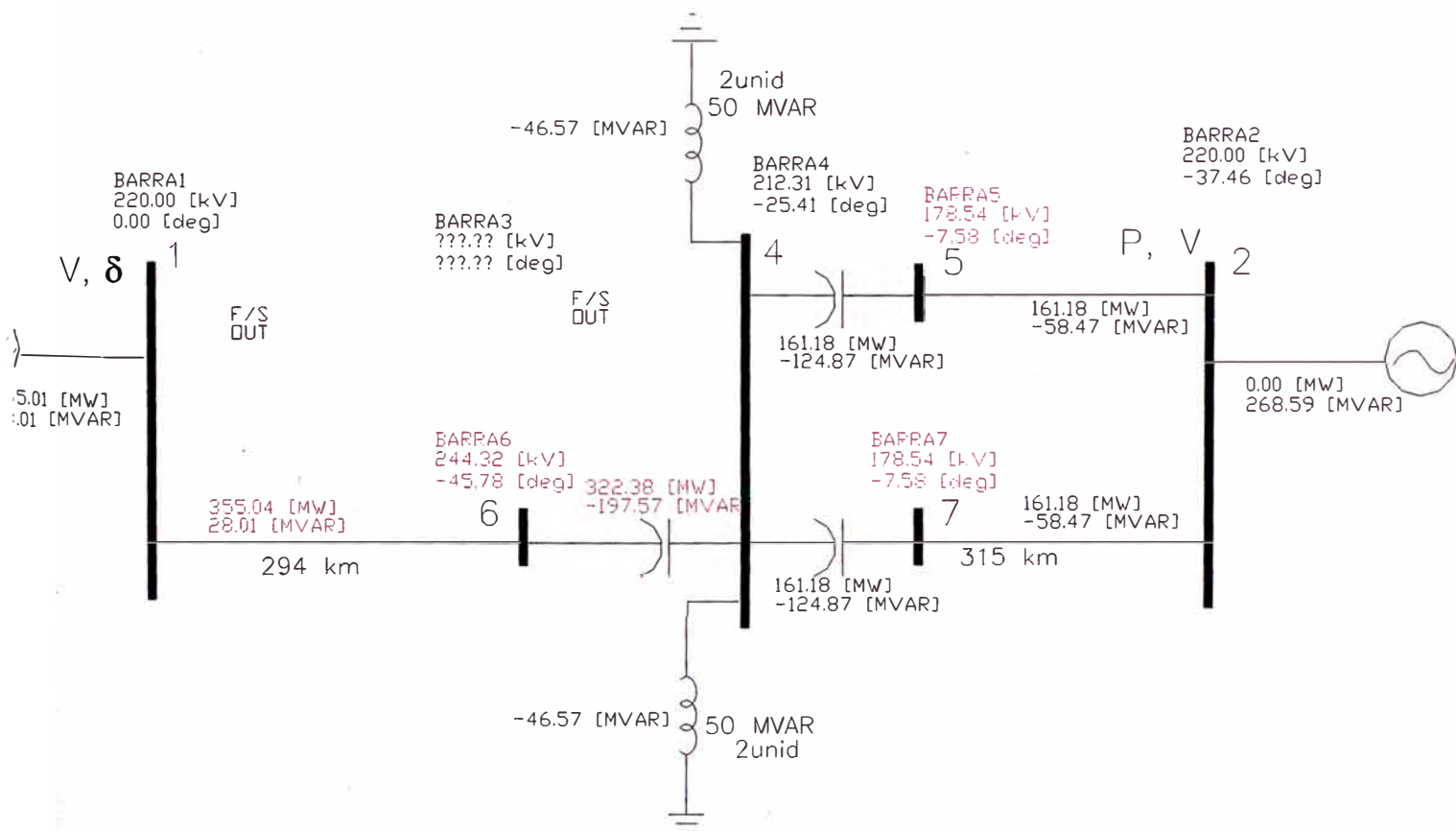
### Caso (b): Pérdida de una batería de compensación serie



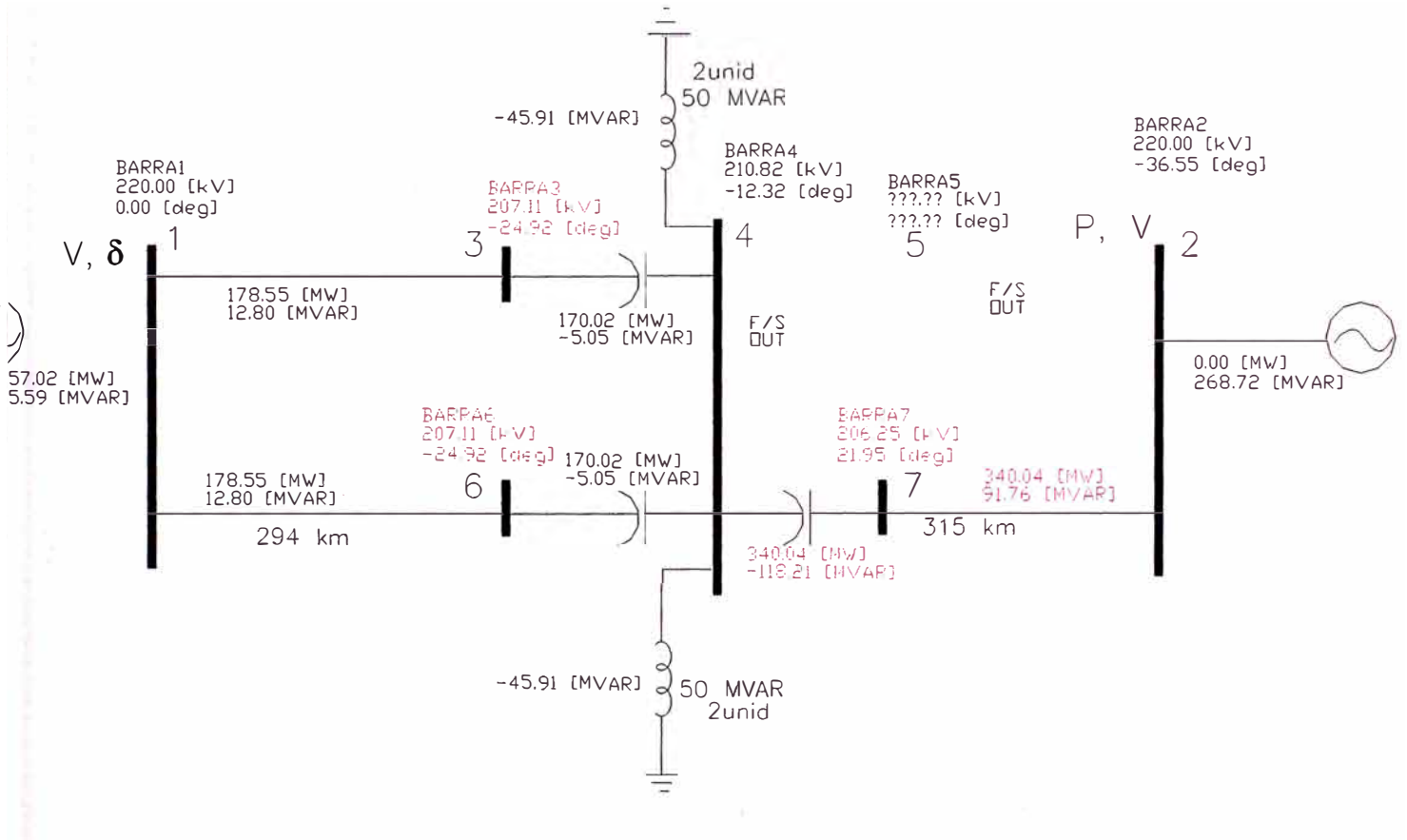
**Caso(c): Pérdida de una inductancia shunt en la S.E. Cotaruse**



**Caso(d): Pérdida de un circuito Mantaro - Cotaruse**



**Caso(e): Pérdida de un circuito Cotaruse - Socabaya**





## CASO(A): CON LA CONFIGURACIÓN COMPLETA

Flujo de carga desacoplado rapido - NewFdc 3.00  
 \*\*\*\*\*

Potencia base : 100.000 MVA  
 Unidades de potencia : MW  
 Tolerancia de convergencia : 0.100 MVA  
 Exponente de carga activa : 0.000  
 Exponente de carga reactiva : 0.000  
 Conversion de barra PV a PQ : Desactivada  
 Control de tension por taps : Desactivado  
 Control de MVAR por taps : Desactivado  
 Control de MW por defasadores : Desactivado

### Reporte de barras

Error Barra MVAR	Red MW	Zona MVAR	Tension			Generacion		Carga
			kV	pu	deg tipo	MW	MVAR	MW
BARRA1 0.000	1 0.000	1 0.000	220.000	1.000	0.00 SL	331.019	-51.297	0.000
BARRA2 60.918	1 -0.059	1 0.000	220.000	1.000	-22.28 PV	0.000	187.176	300.000
BARRA3 0.000	1 -0.005	1 -0.022	223.772	1.017	-21.73 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA4 0.000	1 0.036	1 0.068	221.311	1.006	-11.40 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA5 0.000	1 0.001	1 -0.010	196.774	0.894	3.81 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA6 0.000	1 -0.005	1 -0.022	223.772	1.017	-21.73 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA7 0.000	1 0.001	1 -0.010	196.774	0.894	3.81 PQ	0.000	0.000	0.000

### Reporte de equivalentes

Equivalente	Barra	Red	Tipo		Tension kV	Generacion	
			Eqv/Barra			MW	MVAR
GENERADOR-1	BARRA1	1	SL	SL	220.000	331.019	-51.297
GENERADOR-2	BARRA2	1	PV	PV	220.000	0.000	187.176

### Reporte de generadores

Generador	Barra	Red	Tipo		Tension kV	Generacion	
			Gen/Barra			MW	MVAR

### Reporte de lineas/cables

Linea/Cable %	Red	Barras	Flujo		Perdidas		Flujo	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	Amp
L-001 54.9	1	BARRA1	165.52	-25.65	6.916	-1.471	167.50	439.6
		BARRA3	-158.61	24.18				
L-002 54.9	1	BARRA1	165.52	-25.65	6.916	-1.471	167.50	439.6
		BARRA6	-158.61	24.18				
L-003 60.6	1	BARRA5	158.61	-45.89	8.613	17.253	165.11	484.5
		BARRA2	-149.99	63.14				

L-004 60.6	1	BARRA7	158.61	-45.89	8.613	17.253	165.11	484.5
		BARRA2	-149.99	63.14				
L-005 65.7	1	BARRA3	158.61	-24.17	0.000	-28.788	160.44	414.0
		BARRA4	-158.61	-4.62				
L-006 65.7	1	BARRA6	158.61	-24.17	0.000	-28.788	160.44	414.0
		BARRA4	-158.61	-4.62				
L-007 76.9	1	BARRA4	158.61	-96.59	0.000	-50.694	185.70	484.5
		BARRA5	-158.61	45.89				
L-008 76.9	1	BARRA4	158.61	-96.59	0.000	-50.694	185.70	484.5
		BARRA7	-158.61	45.89				

## Reporte de defasadores

Tap Defasador Ang. Tipo	Red	MW Dev Barras Esp.	Flujo		Perdidas		Flujo	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
Real								

## Reporte de shunts

Shunts	Red	Barra	Tension kV	Perd. MW	Gen. MVAR
shunt-1	1	BARRA4	221.311	0.000	-50.60
shunt-2	1	BARRA4	221.311	0.000	-50.60
shunt-3	1	BARRA4	221.311	0.000	-50.60
shunt-4	1	BARRA4	221.311	0.000	-50.60

Resumen de la red: 1

	MW	MVAR
		CAP. IND.
Generacion:	331.019	135.878
Static Vars:		0.000
Carga:	300.000	60.918
Shunts:	0.000	0.000 202.391
Perdidas:	31.057	-127.402

Resumen de la zona: 1 de la red: 1

	MW	MVAR
		CAP. IND.
Generacion:	331.019	135.878
Static Vars:		0.000
Carga:	300.000	60.918
Shunts:	0.000	0.000 202.391
Perdidas:	31.057	-127.402

## Reporte de condiciones anormales

Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%

Barra	Red	kV	kVnormal	kV%
BARRA5	1	196.77	220.00	89.4%
BARRA7	1	196.77	220.00	89.4%

## CASO(B): PERDIDA DE UNA BATERIA DE COMPENSACIÓN SERIE

Flujo de carga desacoplado rapido - NewFdc 3.00

\*\*\*\*\*

Potencia base : 100.000 MVA  
 Unidades de potencia : MW  
 Tolerancia de convergencia : 0.100 MVA  
 Exponente de carga activa : 0.000  
 Exponente de carga reactiva : 0.000  
 Conversion de barra PV a PQ : Desactivada  
 Control de tension por taps : Desactivado  
 Control de MVAR por taps : Desactivado  
 Control de MW por defasadores : Desactivado

## Reporte de barras

Error Barra MVAR	Red MW	Zona MVAR	Tension			Generacion		Carga
			kV	pu	deg tipo	MW	MVAR	MW
BARRA1 0.000	1 0.000	1 0.000	220.000	1.000	0.00 SL	333.609	-45.260	0.000
BARRA2 60.918	1 -0.030	1 0.000	220.000	1.000	-26.31 PV	0.000	204.582	300.000
BARRA3 0.000	1 0.010	1 -0.026	219.383	0.997	-15.18 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA4 0.000	1 0.009	1 0.047	219.382	0.997	-15.19 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA5 0.000	1 0.000	1 -0.004	192.814	0.876	0.52 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA6 0.000	1 -0.004	1 -0.014	228.605	1.039	-28.53 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA7 0.000	1 0.000	1 -0.004	192.814	0.876	0.52 PQ	0.000	0.000	0.000

## Reporte de equivalentes

Equivalente	Barra	Red	Tipo		Tension	Generacion	
			Eqv/Barra		kV	MW	MVAR
GENERADOR-1	BARRA1	1	SL	SL	220.000	333.609	-45.260
GENERADOR-2	BARRA2	1	PV	PV	220.000	0.000	204.582

## Reporte de generadores

Generador	Barra	Red	Tipo		Tension	Generacion	
			Gen/Barra		kV	MW	MVAR

## Reporte de lineas/cables

Linea/Cable %	Red	Barras	Flujo		Perdidas		Flujo	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	Amp
L-001 38.7	1	BARRA1	114.75	-27.72	3.323	-32.753	118.05	309.8
		BARRA3	-111.43	-5.03				
L-002 72.0	1	BARRA1	218.87	-17.54	12.126	44.310	219.57	576.2
		BARRA6	-206.75	61.85				
L-003 62.3	1	BARRA5	159.09	-49.20	9.089	22.642	166.52	498.6
		BARRA2	-150.00	71.84				
L-004 62.3	1	BARRA7	159.09	-49.20	9.089	22.642	166.52	498.6

L-005	1	BARRA2	-150.00	71.84					
36.7		BARRA3	111.44	4.99	0.000	0.013	111.55	293.6	
L-006	1	BARRA4	-111.44	-4.98					
86.5		BARRA6	206.75	-61.84	0.000	-49.902	215.80	545.0	
L-007	1	BARRA4	-206.75	11.94					
79.1		BARRA4	159.09	-102.90	0.000	-53.702	189.46	498.6	
L-008	1	BARRA5	-159.09	49.20					
79.1		BARRA4	159.09	-102.90	0.000	-53.702	189.46	498.6	
		BARRA7	-159.09	49.20					

## Reporte de defasadores

Tap Defasador Ang. Tipo	Red Sens.	MW Dev Barras Esp.	Flujo Real	Flujo		Perdidas		Flujo	
				MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
-----									
-----									

## Reporte de shunts

Shunts	Red	Barra	Tension kV	Perd. MW	Gen. MVAR
shunt-1	1	BARRA4	219.382	0.000	-49.72
shunt-2	1	BARRA4	219.382	0.000	-49.72
shunt-3	1	BARRA4	219.382	0.000	-49.72
shunt-4	1	BARRA4	219.382	0.000	-49.72

Resumen de la red: 1

	MW	MVAR
		CAP. IND.
Generacion:	333.609	159.323
Static Vars:		0.000
Carga:	300.000	60.918
Shunts:	0.000	0.000 198.878
Perdidas:	33.627	-100.453

Resumen de la zona: 1 de la red: 1

	MW	MVAR
		CAP. IND.
Generacion:	333.609	159.323
Static Vars:		0.000
Carga:	300.000	60.918
Shunts:	0.000	0.000 198.878
Perdidas:	33.627	-100.453

## Reporte de condiciones anormales

Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%

Barra	Red	kV	kVnormal	kV%
BARRA5	1	192.81	220.00	87.6%
BARRA7	1	192.81	220.00	87.6%

## CASO(C): PERDIDA DE UNA INDUCTANCIA SHUNT EN LA S.E. COTARUSE

Flujo de carga desacoplado rapido - NewFdc 3.00  
\*\*\*\*\*

Potencia base : 100.000 MVA  
 Unidades de potencia : MW  
 Tolerancia de convergencia : 0.100 MVA  
 Exponente de carga activa : 0.000  
 Exponente de carga reactiva : 0.000  
 Conversion de barra PV a PQ : Desactivada  
 Control de tension por taps : Desactivado  
 Control de MVAR por taps : Desactivado  
 Control de MW por defasadores : Desactivado

### Reporte de barras

Error Barra MVAR	Red MW	Zona MVAR	Tension			Generacion		Carga
			kV	pu	deg tipo	MW	MVAR	MW
BARRA1 0.000	1 0.000	1 0.000	220.000	1.000	0.00 SL	329.423	-76.504	0.000
BARRA2 60.918	1 -0.028	1 0.000	220.000	1.000	-21.81 PV	0.000	156.311	300.000
BARRA3 0.000	1 -0.002	1 -0.012	229.814	1.045	-21.21 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA4 0.000	1 0.016	1 0.033	224.746	1.022	-11.35 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA5 0.000	1 0.001	1 -0.006	203.886	0.927	3.01 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA6 0.000	1 -0.002	1 -0.012	229.814	1.045	-21.21 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA7 0.000	1 0.001	1 -0.006	203.886	0.927	3.01 PQ	0.000	0.000	0.000

### Reporte de equivalentes

Equivalente	Barra	Red	Tipo		Tension kV	Generacion	
			Eqv/Barra			MW	MVAR
GENERADOR-1	BARRA1	1	SL	SL	220.000	329.423	-76.504
GENERADOR-2	BARRA2	1	PV	PV	220.000	0.000	156.311

### Reporte de generadores

Generador	Barra	Red	Tipo		Tension kV	Generacion	
			Gen/Barra			MW	MVAR

### Reporte de lineas/cables

Linea/Cable %	Red	Barras	Flujo		Perdidas		Flujo	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	Amp
L-001 55.5	1	BARRA1	164.72	-38.25	6.851	-3.839	169.10	443.8
		BARRA3	-157.87	34.41				
L-002 55.5	1	BARRA1	164.72	-38.25	6.851	-3.839	169.10	443.8
		BARRA6	-157.87	34.41				
L-003 57.6	1	BARRA5	157.87	-39.18	7.870	8.528	162.66	460.6
		BARRA2	-150.00	47.71				

L-004 57.6	1	BARRA7	157.87	-39.18	7.870	8.528	162.66	460.6
		BARRA2	-150.00	47.71				
L-005 64.4	1	BARRA3	157.87	-34.41	0.000	-27.681	161.58	405.9
		BARRA4	-157.87	6.73				
L-006 64.4	1	BARRA6	157.87	-34.41	0.000	-27.681	161.58	405.9
		BARRA4	-157.87	6.73				
L-007 73.1	1	BARRA4	157.87	-85.00	0.000	-45.824	179.30	460.6
		BARRA5	-157.87	39.18				
L-008 73.1	1	BARRA4	157.87	-85.00	0.000	-45.824	179.30	460.6
		BARRA7	-157.87	39.18				

## Reporte de defasadores

Tap Defasador Ang. Tipo	Red Sens.	MW Dev Barras Esp.	Flujo		Perdidas		Flujo		
			MW Real	MVAR	MW	MVAR	MVA	%	
-----									
-----									

## Reporte de shunts

Shunts	Red	Barra	Tension kV	Perd. MW	Gen. MVAR
shunt-2	1	BARRA4	224.746	0.000	-52.18
shunt-3	1	BARRA4	224.746	0.000	-52.18
shunt-4	1	BARRA4	224.746	0.000	-52.18

## Resumen de la red: 1

	MW	MVAR CAP.	IND.
Generacion:	329.423		79.807
Static Vars:			0.000
Carga:	300.000		60.918
Shunts:	0.000	0.000	156.541
Perdidas:	29.442		-137.633

## Resumen de la zona: 1 de la red: 1

	MW	MVAR CAP.	IND.
Generacion:	329.423		79.807
Static Vars:			0.000
Carga:	300.000		60.918
Shunts:	0.000	0.000	156.541
Perdidas:	29.442		-137.633

## Reporte de condiciones anormales

Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%

Barra	Red	kV	kVnormal	kV%
BARRA5	1	203.89	220.00	92.7%
BARRA7	1	203.89	220.00	92.7%

## CASO(D): PERDIDA DE UN CIRCUITO MANTARO COTARUSE

Flujo de carga desacoplado rapido - NewFdc 3.00

\*\*\*\*\*

Potencia base : 100.000 MVA  
 Unidades de potencia : MW  
 Tolerancia de convergencia : 0.100 MVA  
 Exponente de carga activa : 0.000  
 Exponente de carga reactiva : 0.000  
 Conversion de barra PV a PQ : Desactivada  
 Control de tension por taps : Desactivado  
 Control de MVAR por taps : Desactivado  
 Control de MW por defasadores : Desactivado

### Reporte de barras

Error Barra MVAR	Red MW	Zona MVAR	Tension			Generacion		Carga
			kV	pu	deg tipo	MW	MVAR	MW
-----								
BARRA1 0.000	1 0.000	1 0.000	220.000	1.000	0.00 SL	355.011	28.009	0.000
BARRA2 60.918	1 -0.074	1 0.000	220.000	1.000	-37.46 PV	0.000	268.583	300.000
BARRA4 0.000	1 0.070	1 0.057	212.313	0.965	-25.41 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA5 0.000	1 -0.003	1 -0.007	178.539	0.812	-7.58 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA6 0.000	1 -0.020	1 -0.052	244.322	1.111	-45.78 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA7 0.000	1 -0.003	1 -0.007	178.539	0.812	-7.58 PQ	0.000	0.000	0.000

### Reporte de equivalentes

Equivalente	Barra	Red	Tipo		Tension kV	Generacion	
			Eqv/Barra			MW	MVAR
GENERADOR-1	BARRA1	1	SL	SL	220.000	355.011	28.009
GENERADOR-2	BARRA2	1	PV	PV	220.000	0.000	268.583

### Reporte de generadores

Generador	Barra	Red	Tipo		Tension kV	Generacion	
			Gen/Barra			MW	MVAR
-----							

### Reporte de lineas/cables

Linea/Cable	Red	Barras	Flujo		Perdidas		Flujo	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	Amp
-----								
L-002 116.8	1	BARRA1	355.03	28.01	32.669	225.596	378.10	934.6
		BARRA6	-322.37	197.59				
L-003 69.3	1	BARRA5	161.18	-58.47	11.192	45.393	182.44	554.4
		BARRA2	-149.99	103.86				
L-004 69.3	1	BARRA7	161.18	-58.47	11.192	45.393	182.44	554.4
		BARRA2	-149.99	103.86				
L-006 141.8	1	BARRA6	322.38	-197.56	0.000	-134.113	378.10	893.5
		BARRA4	-322.38	63.45				

L-007	1	BARRA4	161.18	-124.87	0.000	-66.401	203.89	554.4
88.0		BARRA5	-161.18	58.47				
L-008	1	BARRA4	161.18	-124.87	0.000	-66.401	203.89	554.4
88.0		BARRA7	-161.18	58.47				

## Reporte de defasadores

Tap	MW			Flujo		Perdidas		Flujo	
	Defasador	Red	Dev Barras	MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
Ang. Tipo	Sens.	Esp.	Real						
-----									
-----									

## Reporte de shunts

Shunts	Red	Barra	Tension kV	Perd. MW	Gen. MVAR
shunt-1	1	BARRA4	212.313	0.000	-46.57
shunt-2	1	BARRA4	212.313	0.000	-46.57
shunt-3	1	BARRA4	212.313	0.000	-46.57
shunt-4	1	BARRA4	212.313	0.000	-46.57

Resumen de la red: 1

	MW	MVAR	IND.
		CAP.	
Generacion:	355.011		296.592
Static Vars:			0.000
Carga:	300.000		60.918
Shunts:	0.000	0.000	186.267
Perdidas:	55.053		49.466

Resumen de la zona: 1 de la red: 1

	MW	MVAR	IND.
		CAP.	
Generacion:	355.011		296.592
Static Vars:			0.000
Carga:	300.000		60.918
Shunts:	0.000	0.000	186.267
Perdidas:	55.053		49.466

## Reporte de condiciones anormales

Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%

Barra	Red	kV	kVnormal	kV%
BARRA5	1	178.54	220.00	81.2%
BARRA6	1	244.32	220.00	111.1%
BARRA7	1	178.54	220.00	81.2%

## Lineas/cables con sobrecargas

Linea/Cable	Barras		Red	Flujo		Capacidad	
	Envio	Recepcion		MVA	Amp	Amp	%
L-002	BARRA1	BARRA6	1	378.10	934.6	800.0	116.8
L-006	BARRA6	BARRA4	1	378.10	893.5	630.0	141.8



## CASO(E): PERDIDA DE UN CIRCUITO COTARUSE SOCABAYA

Flujo de carga desacoplado rapido - NewFdc 3.00

\*\*\*\*\*

Potencia base : 100.000 MVA  
 Unidades de potencia : MW  
 Tolerancia de convergencia : 0.100 MVA  
 Exponente de carga activa : 0.000  
 Exponente de carga reactiva : 0.000  
 Conversion de barra PV a PQ : Desactivada  
 Control de tension por taps : Desactivado  
 Control de MVAR por taps : Desactivado  
 Control de MW por defasadores : Desactivado

### Reporte de barras

Error Barra MVAR	Red MW	Zona MVAR	Tension			Generacion		Carga
			kV	pu	deg tipo	MW	MVAR	MW
BARRA1 0.000	1 0.000	1	220.000 0.000	1.000	0.00 SL	357.058	25.601	0.000
BARRA2 60.918	1 -0.044	1	220.000 0.000	1.000	-36.55 PV	0.000	268.722	300.000
BARRA3 0.000	1 0.001	1	207.107 -0.009	0.941	-24.92 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA4 0.000	1 -0.024	1	210.816 0.039	0.958	-12.32 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA6 0.000	1 0.001	1	207.107 -0.009	0.941	-24.92 PQ	0.000	0.000	0.000
BARRA7 0.000	1 0.006	1	206.252 -0.018	0.938	21.95 PQ	0.000	0.000	0.000

### Reporte de equivalentes

Equivalente	Barra	Red	Tipo		Tension	Generacion	
			Eqv/Barra	kV	MW	MVAR	
GENERADOR-1	BARRA1	1	SL	SL	220.000	357.058	25.602
GENERADOR-2	BARRA2	1	PV	PV	220.000	0.000	268.722

### Reporte de generadores

Generador	Barra	Red	Tipo		Tension	Generacion	
			Gen/Barra	kV	MW	MVAR	

### Reporte de lineas/cables

Linea/Cable %	Red	Barras	Flujo		Perdidas		Flujo	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	Amp
L-001 59.3	1	BARRA1	178.55	12.80	8.532	17.853	179.01	474.2
		BARRA3	-170.02	5.05				
L-002 59.3	1	BARRA1	178.55	12.80	8.532	17.853	179.01	474.2
		BARRA6	-170.02	5.05				
L-004 123.2	1	BARRA7	340.05	91.77	40.067	299.568	364.93	985.9
		BARRA2	-299.98	207.80				
L-005 75.3	1	BARRA3	170.02	-5.05	0.000	-37.774	173.14	474.2
		BARRA4	-170.02	-32.72				

L-006 75.3	1	BARRA6	170.02	-5.05	0.000	-37.774	173.14	474.2
		BARRA4	-170.02	-32.72				
L-008 156.5	1	BARRA4	340.05	-118.20	0.000	-209.971	360.01	985.9
		BARRA7	-340.05	-91.77				

## Reporte de defasadores

Tap Defasador Ang. Tipo	Red	MW Dev Barras Esp.	Real	Flujo		Perdidas		Flujo	
				MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%

## Reporte de shunts

Shunts	Red	Barra	Tension kV	Perd. MW	Gen. MVAR
shunt-1	1	BARRA4	210.816	0.000	-45.91
shunt-2	1	BARRA4	210.816	0.000	-45.91
shunt-3	1	BARRA4	210.816	0.000	-45.91
shunt-4	1	BARRA4	210.816	0.000	-45.91

Resumen de la red: 1

	MW	MVAR CAP.	IND.
Generacion:	357.058		294.323
Static Vars:			0.000
Carga:	300.000		60.918
Shunts:	0.000	0.000	183.650
Perdidas:	57.131		49.755

Resumen de la zona: 1 de la red: 1

	MW	MVAR CAP.	IND.
Generacion:	357.058		294.323
Static Vars:			0.000
Carga:	300.000		60.918
Shunts:	0.000	0.000	183.650
Perdidas:	57.131		49.755

## Reporte de condiciones anormales

Barras con tensiones fuera de limites: 95.0% / 105.0%

Barra	Red	kV	kVnormal	kV%
BARRA3	1	207.11	220.00	94.1%
BARRA6	1	207.11	220.00	94.1%
BARRA7	1	206.25	220.00	93.8%

## Lineas/cables con sobrecargas

Linea/Cable	Barras		Red	Flujo		Capacidad	
	Envio	Recepcion		MVA	Amp	Amp	%
L-004	BARRA7	BARRA2	1	364.93	985.9	800.0	123.2
L-008	BARRA4	BARRA7	1	360.01	985.9	630.0	156.5

## **ANEXO C**

### **WIN FDC 2.01 – CORTOCIRCUITO**



El programa NewCf al igual que los programas CF y NCF utiliza técnicas avanzadas de matrices y vectores esparcidos para reducir el tiempo de cálculo. El resultado es un programa muy veloz para el cálculo de fallas de cortocircuito.

## **2. Método de solución**

### **2.1 Conceptos**

Los cálculos de fallas implican la evaluación de las tensiones y corrientes en una red en estado de falla, a partir del estado previo a la falla. Para el cálculo de las tensiones y corrientes de falla se usa el teorema de Thevenin para determinar los cambios que ocurren en una red lineal, cuando una impedancia adicional es agregada entre dos nodos de la red. El teorema de Thevenin establece específicamente:

Las variaciones que ocurren en las tensiones y corrientes de una red, debido a la adición de una impedancia entre dos nodos, son iguales a las tensiones y corrientes que son causados por una fuerza electromotriz colocada en serie con la impedancia, y con una magnitud y polaridad igual a la tensión prefalla que existía entre los nodos en cuestión, y estando las otras fuentes en cortocircuito.

Por lo tanto, se puede calcular las tensiones de falla por superposición de las tensiones prefalla y los cambios en las tensiones de los nodos debido a la fuerza electromotriz equivalente conectada al nodo de falla.

De esta manera la metodología de cálculo es la siguiente:

- Conversión de red de flujo de carga a red de cortocircuito
- Cargas como impedancias constantes
- Generadores como fuentes de corriente (teorema de Norton)
- Formación de la matriz de admitancia de barra ( $Y_{bus}$ )

- Se calculan las tensiones prefalla en todos los nodos de la red. Se resuelve el sistema de ecuaciones  $I_{gen} = Y_{bus} * V_{prefalla}$ .  $I_{gen}$  corresponde a un vector con corrientes Norton prefalla de generadores.  $Y_{bus}$  contiene las impedancias de líneas, transformadores, cargas y generadores.
- Para una falla en un nodo determinado se calcula la impedancia Thevenin equivalente.  $Y_{bus}$  permite determinar esta impedancia Thevenin.
- Se calcula la corriente de falla.  $I_{falla} = V_{prefalla} / Z_{thevenin}$ .
- Se calculan los cambios en las tensiones de los nodos multiplicando la matriz de impedancia de barras por el vector de corrientes de falla.  $\Delta V = - Y_{bus}^{-1} * I_{falla}$ . El vector  $I_{falla}$  solo contiene un elemento no-cero correspondiente al nodo de falla.
- Se calculan las tensiones de falla sumando los cambios en las tensiones más las tensiones prefalla.  $V_{falla} = V_{prefalla} + \Delta V$ .
- Se calculan las corrientes de fallas en todas las líneas, transformadores y generadores a partir de  $V_{falla}$ .

El procedimiento anterior corresponde a una falla trifásica. En caso de fallas bifásicas, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra se utiliza el método de componentes simétricas efectuándose el cálculo sobre cada red de secuencia.

## 2.2 Modelos de los elementos de la red

El programa NewCf permite simular fallas bajo dos condiciones:

- Red con carga a partir de resultados de flujo de carga
- Red en vacío

La simulación con red en vacío es apropiada para cálculo de niveles de cortocircuito en barras donde se requiere conocer de manera aproximada los niveles de cortocircuito en barra para especificar equipo y para diseño de puesta a tierra. La simulación con red en carga es necesaria para simular con mayor precisión las corrientes de falla a través de diferentes elementos de la red (líneas, transformadores, etc.). Al simular con red en vacío o con carga no existe mucha diferencia entre los niveles de cortocircuito en barras, pero pueden existir diferencias significativas en las corrientes de falla calculadas a través de líneas, transformadores y generadores debido al efecto de la carga.

Al simular una red con carga las cargas se simulan como impedancias constantes calculadas a partir de la tensión prefalla de flujo de carga y de la potencia activa y reactiva de carga. Los generadores se simulan con una fuente de tensión detrás de una impedancia (subtransitoria o transitoria). La tensión de esta fuente interna de generador se calcula a partir de la tensión prefalla del generador y la potencia de generación. Esto convierte la red de flujo de carga en una red lineal con fuentes de corriente (las fuentes de tensión de los generadores se convierten a fuentes de corriente utilizando el teorema de Norton) e impedancias (impedancias de cargas, líneas, transformadores, generadores, etc.). Al resolver esta red lineal se obtienen como tensiones prefalla de cortocircuito las mismas tensiones de flujo de carga.

Para simular una red en vacío se asume que la tensión prefalla es 1.0 pu y las potencias de carga y generación son nulas. Sin embargo, esto no es suficiente. La experiencia con el programa CF (CF286 y NCF) muestra que el efecto de la susceptancia capacitiva de las líneas de transmisión y los elementos shunts (condensadores y reactores) deforma el perfil de tensión prefalla. Al efectuarse la conversión de red de flujo de carga a red de cortocircuito se asume tensiones prefalla de generación de 1.0 pu. Sin embargo al resolver la red de cortocircuito se obtiene tensiones prefalla de hasta 1.15 pu en barras de 220 kV. Debido a que los elementos shunts tienen poco impacto en la impedancia Thevenin es conveniente suprimirlas de una red de cortocircuito en vacío. Por lo tanto al

utilizar la opción **Red en vacío** el programa NewCf efectúa las siguientes simplificaciones de manera automática.

- Asume potencia de carga igual a cero
- Asume potencia de generación igual a cero
- Ignora la susceptancia de secuencia positiva de las líneas
- Ignora los condensadores y reactores
- Asume que los taps de los transformadores son iguales a 1.0 pu

### **2.3 Modelo de las cargas**

Las cargas se convierten de potencia constante a impedancia constante tomando como referencia la tensión de flujo de carga. Esta impedancia de carga se utiliza en la red de secuencia positiva y negativa. Para la red de secuencia cero se asume que la impedancia de carga es infinita.

### **2.4 Modelo de líneas de transmisión**

Una línea de transmisión se simula en flujo de carga utilizando un modelo PI con los siguientes parámetros de secuencia positiva:

- Resistencia
- Reactancia
- Susceptancia
- Conductancia

Al efectuar la conversión de red de flujo de carga a red de cortocircuito se ignora la conductancia (efecto corona) debido a que es básicamente no lineal y para tensión de falla su efecto es nulo.



Los parámetros anteriores deben ser completados con los parámetros de secuencia cero para el cálculo fallas a tierra. Estos parámetros son los siguientes:

- Resistencia de secuencia cero
- Reactancia de secuencia cero
- Susceptancia de secuencia
- Resistencia mutua de secuencia cero
- Reactancia mutua de secuencia cero

## **2.5 Modelo de transformadores**

Los transformadores en flujo de carga se simulan utilizando los siguientes parámetros

- Resistencia de secuencia positiva (primario secundario)
- Reactancia de secuencia positiva (primario secundario)
- Conductancia de secuencia positiva (pérdidas en el hierro)
- Susceptancia de secuencia ` positiva (corriente de magnetización)
- Tap de envío
- Tap de recepción

Al efectuarse la conversión de red de flujo de carga a red de cortocircuito se ignora la conductancia y susceptancia debido a que su impacto en corrientes de falla es virtualmente nulo. Esto permite simplificar el modelo de los transformadores.

Para el cálculo de fallas a tierra el usuario debe suministrar como información adicional los siguientes parámetros:

- Resistencia primario secundario de secuencia cero
- Reactancia primario secundario de secuencia cero

- Grupo de conexión (YD, DY, YY, DD, YYD, etc.)
- Opcionalmente resistencia primario terciario de secuencia cero
- Opcionalmente reactancia primario terciario de secuencia cero
- Opcionalmente resistencia secundario terciario de secuencia cero
- Opcionalmente reactancia secundario terciario de secuencia cero

El programa NewCf permite opcionalmente modelar en secuencia cero un devanado terciario sin tener que modelarlo en secuencia positiva. Por ejemplo el autotransformador de Trujillo Norte 220/138/10 kV (YYD) es modelado en un flujo de carga que incluye todo el sistema interconectado centro norte (SICN) como un transformador de dos devanados (220/ 138 kV). Se desprecia la carga en 10 kV. Al efectuarse simulaciones de falla a tierra tampoco interesa simular fallas en el terciario. En la red de secuencia positiva no se necesita considerar el terciario debido a que el devanado en 10 KV es un punto de salida radial. Sin embargo, al modelar la red de secuencia cero debe considerarse el efecto del terciario en delta debido a que es una camino para corrientes de secuencia cero provocadas por fallas en 220 y 138 kV. En tal caso hay que especificar los parámetros opcionales para incluir el efecto del terciario. Este terciario para secuencia cero puede modelarse solo en DOS.

Otro parámetro del grupo de conexión es el defasaje angular de transformador. Por ejemplo un transformador de generación YD11 posee un defasaje angular de 30 grados entre el la barra de generación y la barra de alta tensión. Esta información debe darse como un ángulo de base para cada barra. Para determinar el ángulo base de cada barra hay que asumir como cero un ángulo de base de una barra cualquiera y determinar mediante un examen de la red de transformación los cambios angulares debido a etapas de transformación. El ángulo de base no tiene ningún efecto en las corrientes de fallas en barras pero si tiene un gran impacto en los flujos de corriente de falla a través de líneas, transformadores y generadores. Por esta razón el usuario no debe necesariamente especificarlo para calcular niveles de cortocircuito en barras.

Asimismo, si requiere conocer corrientes de fallas a través de líneas y transformadores solo debe especificar el ángulo de base para las barras en y alrededor de dicha zona de la red.

## 2.6 Modelo de generadores

Los generadores se modelan en base a los siguientes parámetros:

- Impedancia subtransitoria (secuencia positiva)
- Impedancia transitoria (secuencia positiva)
- Impedancia de secuencia negativa
- Impedancia de secuencia cero

La opción  $X''$  permite seleccionar entre fallas utilizando la reactancias subtransitorias o las reactancias transitorias. Asimismo la opción **Asumir  $Z2=Z1$** , indica que se utilicen o no las impedancias de secuencia negativa. Si se asume  $Z2$  igual a  $Z1$ , la impedancia de secuencia negativa se hace igual a la impedancia de secuencia positiva ( $X''$  o  $X'$ ).

## 2.7 Modelo de elementos shunts

Los elementos shunts (condensadores y reactores) son modelados como susceptancias de barra de secuencia positiva y cero.

Asimismo el programa NewCf permite incluir impedancias shunts de secuencia cero como datos de líneas. Este permite simular impedancias de secuencia cero equivalentes. En secuencia positiva el equivalente de un sistema radial sin generación es una impedancia infinita que no debe incluirse como dato. En secuencia cero los transformadores YD a tierra en circuito radial presentan una impedancia que debe añadirse a la red.

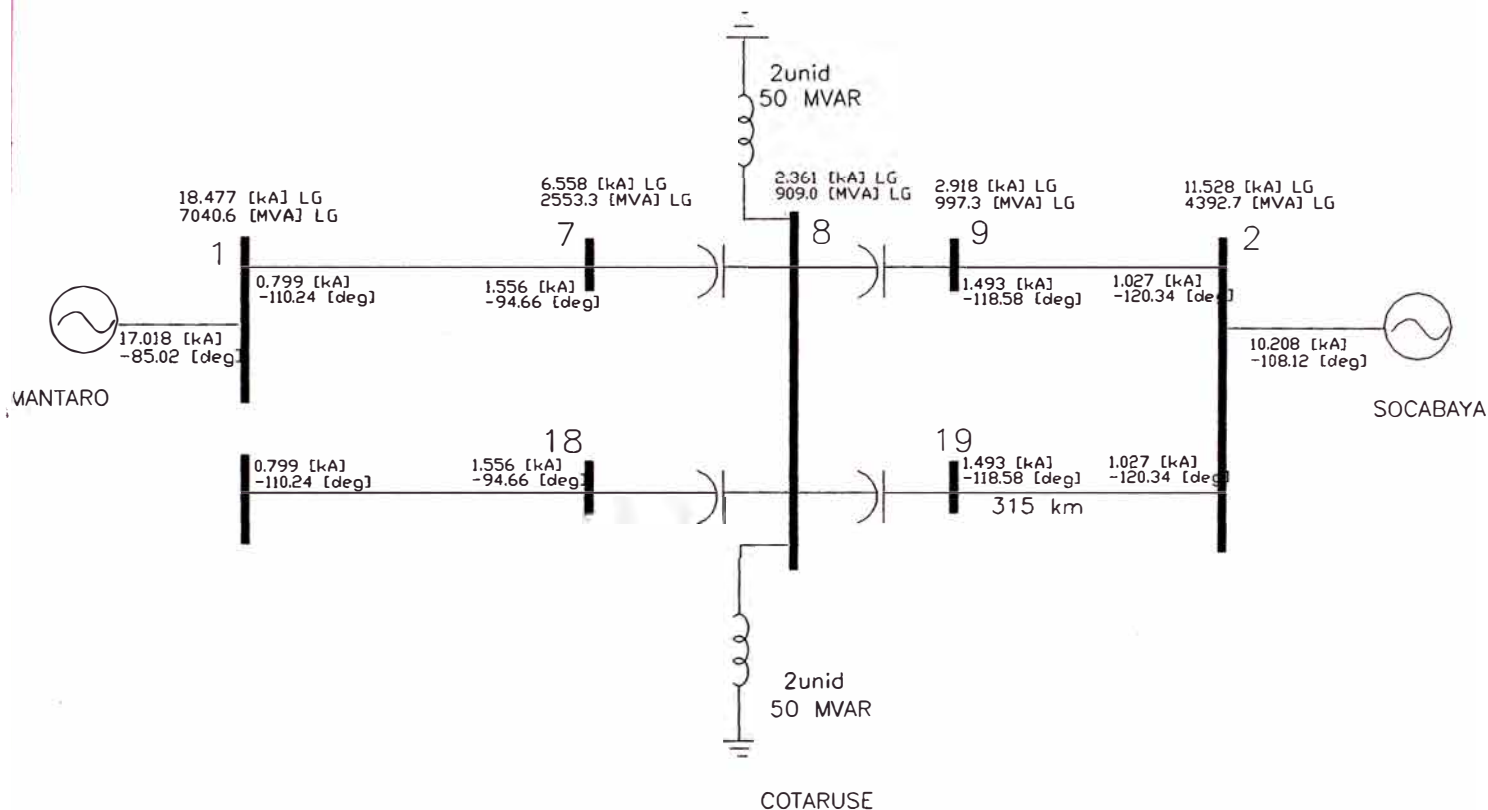
## **2.8 Modelo de static vars**

En la red de flujo de carga el equipo de compensación reactiva estática (SVC) es modelado como un generador con generación activa nula. Sin embargo, a diferencia de un generador un SVC no contribuye a la falla por lo que no debe ser incluido en como generador en cortocircuito. Al no incluir los SVC en la red de cortocircuito, NewCf modela el SVC como una impedancia shunt para evitar que la tensión prefalla recalculada por NewCf resulta diferente de la tensión de flujo de carga.

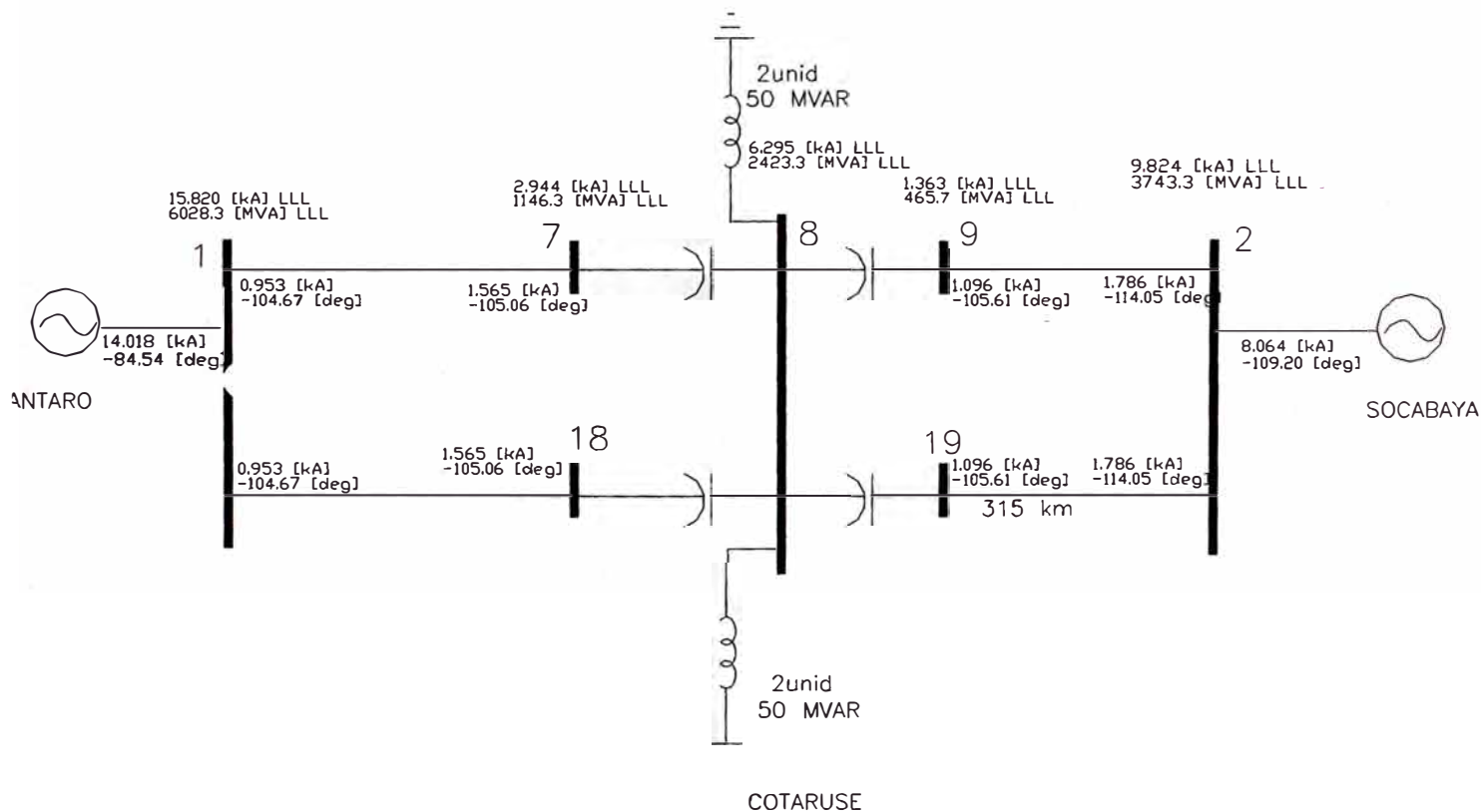
## **ANEXO D**

# **RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO**

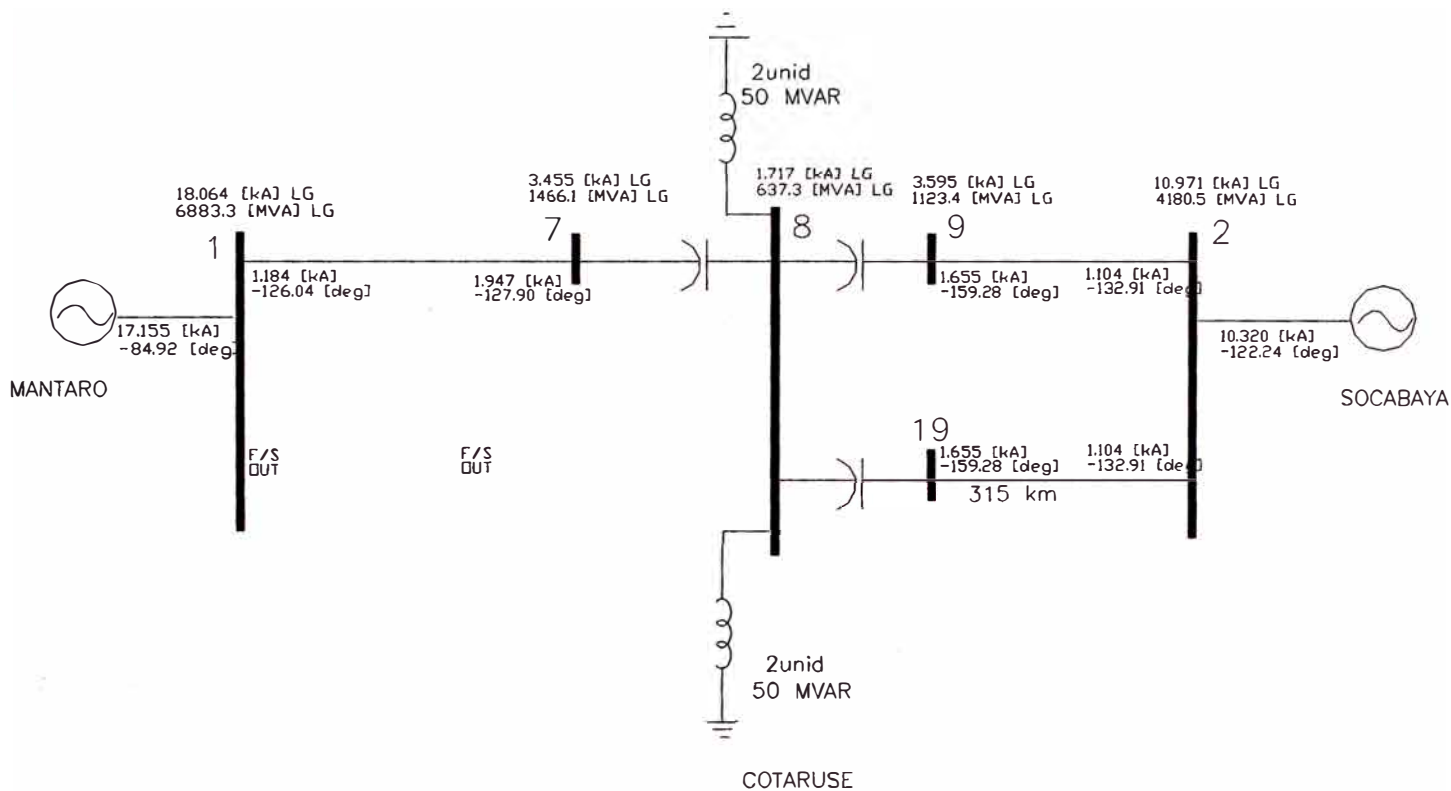
**Caso(a): Fallas a tierra en la configuración completa**



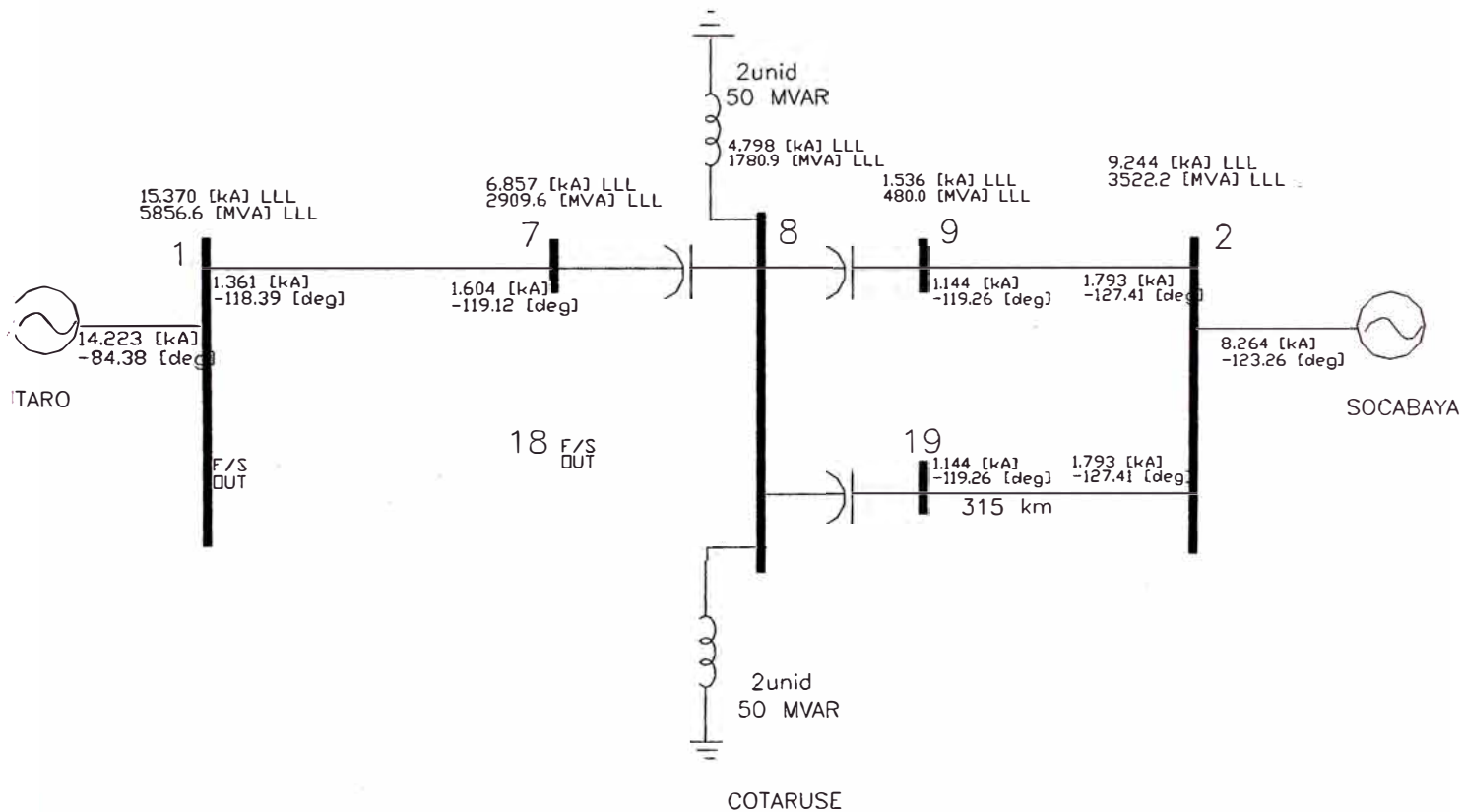
**Caso (b): Fallas trifásicas en la configuración completa**



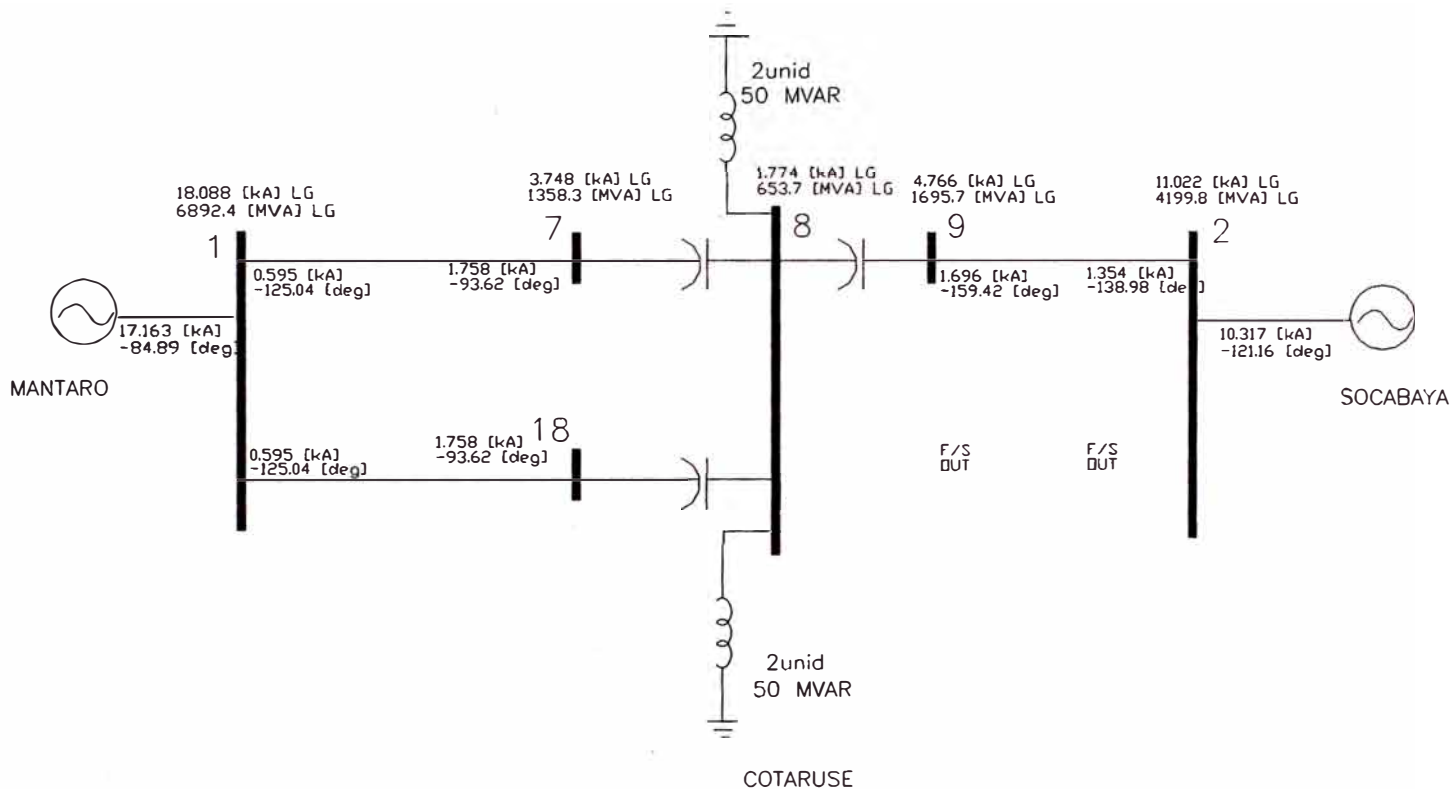
**Caso(c): Fallas a tierra con una línea fuera Mantaro – Cotaruse**



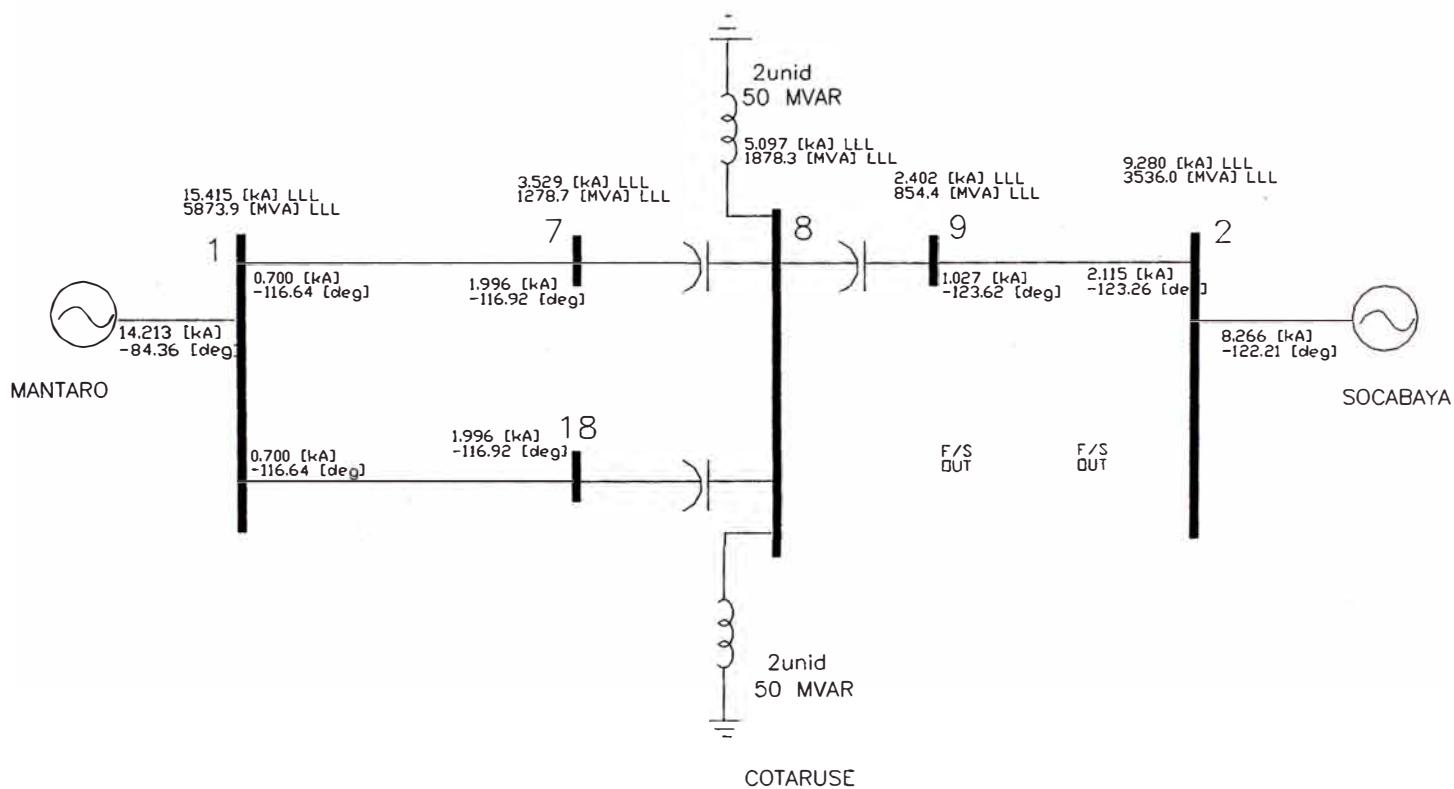
**Caso(d): Fallas trifásicas con una línea fuera Mantaro – Cotaruse**



### Caso(e): Fallas a tierra con una línea fuera Cotaruse - Socabaya



### Caso(f): Fallas trifásicas con una línea fuera Cotaruse – Socabaya





REPORTE DE CORTOCIRCUITO

CASO (A): FALLA A TIERRA CONFIGURACION COMPLETA

Potencia base : 100.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA1 Prefalla: 219.999 kV 1.0000 pu 0.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00089 + j 0.01656 pu  
 Z2 = 0.00089 + j 0.01656 pu  
 Z0 = 0.00034 + j 0.00943 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 18.477 kA 70.4075 pu -87.14 deg 7040.7 MVA  
 I1: 6.159 kA 23.4692 pu -87.14 deg  
 I2: 6.159 kA 23.4692 pu -87.14 deg  
 I0: 6.159 kA 23.4692 pu -87.14 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-001	BARRA1 BARRA3						
	Envio - Sec. -->	0.542	48.43	0.338	102.51	0.018	122.32
	Envio - Fase -->	0.799	69.76	0.732	-96.85	0.219	174.17
	Recep.- Sec. -->	0.525	46.99	0.349	102.06	0.022	116.09
	Recep.- Fase -->	0.795	69.70	0.726	-99.16	0.192	170.88
L-013	BARRA1 BARRA14						
	Envio - Sec. -->	0.542	48.43	0.338	102.51	0.018	122.32
	Envio - Fase -->	0.799	69.76	0.732	-96.85	0.219	174.17
	Recep.- Sec. -->	0.525	46.99	0.349	102.06	0.022	116.09
	Recep.- Fase -->	0.795	69.70	0.726	-99.16	0.191	170.88

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-1	BARRA1						
	Sec. -->	5.439	-79.12	5.495	-88.32	6.128	-87.30
	Fase -->	17.018	-85.02	1.464	-96.85	0.439	174.17

Barra: BARRA2 Prefalla: 219.999 kV 1.0000 pu -21.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00402 + j 0.02641 pu  
 Z2 = 0.00402 + j 0.02641 pu  
 Z0 = 0.00057 + j 0.01493 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 11.528 kA 43.9293 pu -103.76 deg 4392.9 MVA  
 I1: 3.843 kA 14.6431 pu -103.76 deg  
 I2: 3.843 kA 14.6431 pu -103.76 deg  
 I0: 3.843 kA 14.6431 pu -103.76 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-012	BARRA13 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	0.511	-44.67	0.407	-100.30	0.023	-81.27
	Envio - Fase -->	0.836	-69.41	0.108	-169.23	0.757	103.59
	Recep.- Sec. -->	0.522	-46.85	0.395	-99.90	0.018	-75.01
	Recep.- Fase -->	0.841	-69.55	0.132	-179.67	0.750	101.31
L-024	BARRA23 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	0.511	-44.67	0.407	-100.30	0.023	-81.27
	Envio - Fase -->	0.836	-69.41	0.108	-169.23	0.757	103.59
	Recep.- Sec. -->	0.522	-46.85	0.395	-99.90	0.018	-75.01
	Recep.- Fase -->	0.841	-69.55	0.132	-179.67	0.750	101.31

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							

GENERADOR-2 BARRA2  
 Sec. --> 3.447 -110.57 2.967 -110.50 3.810 -104.03  
 Fase --> 10.209 -108.12 0.576 -108.92 1.029 -55.03

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA7 Prefalla: 224.773 kV 1.0217 pu -21.05 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02294 + j -0.08812 pu  
 Z2 = 0.02294 + j -0.08812 pu  
 Z0 = 0.07676 + j 0.17678 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 6.558 kA 24.9912 pu -21.30 deg 2553.3 MVA  
 I1: 2.186 kA 8.3304 pu -21.30 deg  
 I2: 2.186 kA 8.3304 pu -21.30 deg  
 I0: 2.186 kA 8.3304 pu -21.30 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-005	BARRA6 BARRA7						
	Envio - Sec. -->	0.460	-176.18	0.872	178.34	0.416	-31.29
	Envio - Fase -->	1.000	-167.19	1.128	-30.41	1.079	7.65
	Recep.- Sec. -->	0.452	-171.72	0.849	178.47	0.387	-30.23
	Recep.- Fase -->	0.991	-166.16	1.046	-29.90	1.073	9.35
L-006	BARRA7 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	2.589	163.64	2.999	164.19	1.805	160.60
	Envio - Fase -->	7.391	163.12	1.046	-29.90	1.073	9.35
	Recep.- Sec. -->	2.589	163.64	2.999	164.19	1.805	160.60
	Recep.- Fase -->	7.391	163.12	1.046	-29.90	1.073	9.35

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA8 Prefalla: 222.254 kV 1.0102 pu -10.84 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00761 + j 0.04142 pu  
 Z2 = 0.00761 + j 0.04142 pu  
 Z0 = 0.07343 + j 0.24209 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 2.361 kA 8.9984 pu -85.58 deg 909.1 MVA  
 I1: 0.787 kA 2.9995 pu -85.58 deg  
 I2: 0.787 kA 2.9995 pu -85.58 deg  
 I0: 0.787 kA 2.9995 pu -85.58 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-006	BARRA7 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	0.502	-34.06	0.194	-85.84	0.205	-85.88
	Envio - Fase -->	0.811	-56.79	0.419	-131.19	0.400	108.07
	Recep.- Sec. -->	0.502	-34.06	0.194	-85.84	0.205	-85.88
	Recep.- Fase -->	0.811	-56.79	0.419	-131.19	0.400	108.07
L-007	BARRA8 BARRA9						
	Envio - Sec. -->	0.549	38.14	0.167	96.77	0.188	94.74
	Envio - Fase -->	0.798	60.23	0.462	-98.98	0.494	138.70
	Recep.- Sec. -->	0.549	38.14	0.167	96.77	0.188	94.74
	Recep.- Fase -->	0.798	60.23	0.462	-98.98	0.494	138.70
L-018	BARRA18 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	0.502	-34.06	0.194	-85.84	0.205	-85.88
	Envio - Fase -->	0.811	-56.79	0.419	-131.19	0.400	108.07
	Recep.- Sec. -->	0.502	-34.06	0.194	-85.84	0.205	-85.88
	Recep.- Fase -->	0.811	-56.79	0.419	-131.19	0.400	108.07
L-019	BARRA8 BARRA19						
	Envio - Sec. -->	0.549	38.14	0.167	96.77	0.188	94.74
	Envio - Fase -->	0.798	60.23	0.462	-98.98	0.494	138.70
	Recep.- Sec. -->	0.549	38.14	0.167	96.77	0.188	94.74
	Recep.- Fase -->	0.798	60.23	0.462	-98.98	0.494	138.70

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA9 Prefalla: 197.300 kV 0.8968 pu 4.21 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.03676 + j -0.16876 pu  
 Z2 = 0.03676 + j -0.16876 pu  
 Z0 = 0.07792 + j 0.14883 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 2.918 kA 11.1201 pu 55.46 deg 997.3 MVA  
 I1: 0.973 kA 3.7067 pu 55.46 deg  
 I2: 0.973 kA 3.7067 pu 55.46 deg  
 I0: 0.973 kA 3.7067 pu 55.46 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envio - Sec. -->	1.981	53.29	1.594	62.64	0.843	57.55
	Envio - Fase -->	4.406	57.48	1.234	-106.79	0.767	-148.64
	Recep.- Sec. -->	1.981	53.29	1.594	62.64	0.843	57.55
	Recep.- Fase -->	4.406	57.48	1.234	-106.79	0.767	-148.64
L-008	BARRA9	BARRA10					
	Envio - Sec. -->	1.009	51.21	0.640	73.58	0.134	-137.81
	Envio - Fase -->	1.493	61.42	1.234	-106.79	0.767	-148.64
	Recep.- Sec. -->	1.005	50.36	0.661	73.40	0.146	-139.05
	Recep.- Fase -->	1.495	61.25	1.257	-108.72	0.765	-147.79

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA6 Prefalla: 224.023 kV 1.0183 pu -16.98 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01946 + j -0.01884 pu  
 Z2 = 0.01946 + j -0.01884 pu  
 Z0 = 0.08779 + j 0.26680 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 3.062 kA 11.6677 pu -78.04 deg 1188.1 MVA  
 I1: 1.021 kA 3.8892 pu -78.04 deg  
 I2: 1.021 kA 3.8892 pu -78.04 deg  
 I0: 1.021 kA 3.8892 pu -78.04 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-004	BARRA5	BARRA6					
	Envio - Sec. -->	0.294	14.77	0.169	144.29	0.368	-83.04
	Envio - Fase -->	0.271	-44.99	0.818	-93.46	0.088	-95.73
	Recep.- Sec. -->	0.281	8.38	0.166	144.20	0.348	-82.28
	Recep.- Fase -->	0.282	-47.39	0.775	-95.45	0.061	-67.67
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	1.042	86.33	1.149	107.52	0.674	104.15
	Envio - Fase -->	2.823	99.04	0.775	-95.45	0.061	-67.66
	Recep.- Sec. -->	1.004	86.62	1.143	107.43	0.690	103.58
	Recep.- Fase -->	2.799	99.15	0.729	-97.62	0.062	-26.47

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
No hay equivalentes o no estan incluidos en el area de vecindad.							

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
No hay generadores o no estan incluidos en el area de vecindad.							

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA10 Prefalla: 201.204 kV 0.9146 pu -1.36 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02916 + j -0.06970 pu  
 Z2 = 0.02916 + j -0.06970 pu  
 Z0 = 0.09182 + j 0.26076 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 3.730 kA 14.2117 pu -40.31 deg 1299.8 MVA  
 I1: 1.243 kA 4.7372 pu -40.31 deg  
 I2: 1.243 kA 4.7372 pu -40.31 deg  
 I0: 1.243 kA 4.7372 pu -40.31 deg

## Corrientes en las líneas

Línea	Barras Envío/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-008	BARRA9	BARRA10					
	Envío - Sec. -->	1.996	-21.95	1.674	-33.28	0.886	-38.54
	Envío - Fase -->	4.524	-29.34	0.790	-171.94	1.273	148.18
	Recep.- Sec. -->	2.027	-22.80	1.692	-33.18	0.866	-37.95
	Recep.- Fase -->	4.558	-29.50	0.840	-175.32	1.296	146.53
L-009	BARRA10	BARRA11					
	Envío - Sec. -->	0.920	1.16	0.484	-14.59	0.379	134.29
	Envío - Fase -->	1.136	8.52	0.840	-175.32	1.296	146.52
	Recep.- Sec. -->	0.929	-1.06	0.495	-14.64	0.405	133.40
	Recep.- Fase -->	1.139	7.65	0.888	-178.42	1.313	144.93

## REPORTE DE CORTOCIRCUITO

## CASO (B): FALLA TRIFÁSICAS EN LA CONFIGURACION COMPLETA

Potencia base : 100.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA1 Prefalla: 219.999 kV 1.0000 pu 0.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00089 + j 0.01656 pu  
 Z2 = 0.00089 + j 0.01656 pu  
 Z0 = 0.00034 + j 0.00943 pu

## Corrientes de falla:

LLL Ia: 15.821 kA 60.2843 pu -86.91 deg 6028.4 MVA  
 I1: 15.821 kA 60.2843 pu -86.91 deg

## Corrientes en las líneas

Línea	Barras Envío/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-001	BARRA1	BARRA3					
	Envío - Sec. -->	0.953	75.33	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envío - Fase -->	0.953	75.33	0.953	-44.67	0.953	-164.67
	Recep.- Sec. -->	0.950	75.34	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.950	75.34	0.950	-44.66	0.950	-164.66
L-013	BARRA1	BARRA14					
	Envío - Sec. -->	0.953	75.33	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envío - Fase -->	0.953	75.33	0.953	-44.67	0.953	-164.67
	Recep.- Sec. -->	0.950	75.34	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.950	75.34	0.950	-44.66	0.950	-164.66

## Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-1	BARRA1						
	Sec. -->	14.018	-84.54	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	14.018	-84.54	14.018	155.46	14.018	35.46

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA2 Prefalla: 219.999 kV 1.0000 pu -21.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00402 + j 0.02641 pu  
 Z2 = 0.00402 + j 0.02641 pu  
 Z0 = 0.00057 + j 0.01493 pu

## Corrientes de falla:

LLL Ia: 9.824 kA 37.4341 pu -102.35 deg 3743.4 MVA  
 I1: 9.824 kA 37.4341 pu -102.35 deg

## Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-012	BARRA13 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	1.025	-74.42	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.025	-74.42	1.025	165.58	1.025	45.58
	Recep.- Sec. -->	1.028	-74.44	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.028	-74.44	1.028	165.56	1.028	45.56
L-024	BARRA23 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	1.025	-74.42	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.025	-74.42	1.025	165.58	1.025	45.58
	Recep.- Sec. -->	1.028	-74.44	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.028	-74.44	1.028	165.56	1.028	45.56

## Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-2	BARRA2						
	Sec. -->	8.064	-109.20	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	8.064	-109.20	8.064	130.80	8.064	10.80

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA7 Prefalla: 224.773 kV 1.0217 pu -21.05 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02294 + j -0.08812 pu  
 Z2 = 0.02294 + j -0.08812 pu  
 Z0 = 0.07676 + j 0.17678 pu

## Corrientes de falla:

LLL Ia: 2.944 kA 11.2199 pu 54.35 deg 1146.3 MVA  
 I1: 2.944 kA 11.2199 pu 54.35 deg

## Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-005	BARRA6 BARRA7						
	Envio - Sec. -->	1.188	-85.72	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.188	-85.72	1.188	154.28	1.188	34.28
	Recep.- Sec. -->	1.192	-85.73	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.192	-85.73	1.192	154.27	1.192	34.27
L-006	BARRA7 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	3.933	-114.44	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	3.933	-114.44	3.933	125.56	3.933	5.56
	Recep.- Sec. -->	3.933	-114.44	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	3.933	-114.44	3.933	125.56	3.933	5.56

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA8 Prefalla: 222.254 kV 1.0102 pu -10.84 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00761 + j 0.04142 pu  
 Z2 = 0.00761 + j 0.04142 pu  
 Z0 = 0.07343 + j 0.24209 pu

## Corrientes de falla:

LLL Ia: 6.295 kA 23.9877 pu -90.43 deg 2423.3 MVA  
 I1: 6.295 kA 23.9877 pu -90.43 deg

## Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-006	BARRA7 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	1.680	-76.83	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.680	-76.83	1.680	163.17	1.680	43.17
	Recep.- Sec. -->	1.680	-76.83	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.680	-76.83	1.680	163.17	1.680	43.17
L-007	BARRA8 BARRA9						
	Envio - Sec. -->	1.565	74.94	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.565	74.94	1.565	-45.06	1.565	-165.06
	Recep.- Sec. -->	1.565	74.94	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.565	74.94	1.565	-45.06	1.565	-165.06
L-018	BARRA18 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	1.680	-76.83	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.680	-76.83	1.680	163.17	1.680	43.17

```

Recep.- Sec. --> 1.680 -76.83 0.000 0.00 0.000 0.00
Recep.- Fase --> 1.680 -76.83 1.680 163.17 1.680 43.17
L-019 BARRA8 BARRA19
Envio - Sec. --> 1.565 74.94 0.000 0.00 0.000 0.00
Envio - Fase --> 1.565 74.94 1.565 -45.06 1.565 -165.06
Recep.- Sec. --> 1.565 74.94 0.000 0.00 0.000 0.00
Recep.- Fase --> 1.565 74.94 1.565 -45.06 1.565 -165.06

```

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA9 Prefalla: 197.300 kV 0.8968 pu 4.21 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.03676 + j -0.16876 pu  
Z2 = 0.03676 + j -0.16876 pu  
Z0 = 0.07792 + j 0.14883 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.363 kA 5.1925 pu 81.92 deg 465.7 MVA  
I1: 1.363 kA 5.1925 pu 81.92 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-007	BARRA8 BARRA9						
	Envio - Sec. -->	2.453	78.57	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	2.453	78.57	2.453	-41.43	2.453	-161.43
	Recep.- Sec. -->	2.453	78.57	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	2.453	78.57	2.453	-41.43	2.453	-161.43
L-008	BARRA9 BARRA10						
	Envio - Sec. -->	1.096	74.39	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.096	74.39	1.096	-45.61	1.096	-165.61
	Recep.- Sec. -->	1.092	74.41	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.092	74.41	1.092	-45.59	1.092	-165.59

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA6 Prefalla: 224.023 kV 1.0183 pu -16.98 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01946 + j -0.01884 pu  
Z2 = 0.01946 + j -0.01884 pu  
Z0 = 0.08779 + j 0.26680 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 9.866 kA 37.5948 pu 27.09 deg 3828.2 MVA  
I1: 9.866 kA 37.5948 pu 27.09 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-004	BARRA5 BARRA6						
	Envio - Sec. -->	1.557	-95.59	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.557	-95.59	1.557	144.41	1.557	24.41
	Recep.- Sec. -->	1.562	-95.61	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.562	-95.61	1.562	144.39	1.562	24.39
L-005	BARRA6 BARRA7						
	Envio - Sec. -->	10.790	-145.91	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	10.790	-145.91	10.790	94.09	10.790	-25.91
	Recep.- Sec. -->	10.759	-145.89	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	10.759	-145.89	10.759	94.11	10.759	-25.89

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA10 Prefalla: 201.204 kV 0.9146 pu -1.36 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02916 + j -0.06970 pu  
Z2 = 0.02916 + j -0.06970 pu  
Z0 = 0.09182 + j 0.26076 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.177 kA 12.1041 pu 65.93 deg 1107.0 MVA  
I1: 3.177 kA 12.1041 pu 65.93 deg

Corrientes en las lineas							
Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-008	BARRA9	BARRA10					
	Envio - Sec. -->	4.591	68.20	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	4.591	68.20	4.591	-51.80	4.591	-171.80
	Recep.- Sec. -->	4.606	68.18	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	4.606	68.18	4.606	-51.82	4.606	-171.82
L-009	BARRA10	BARRA11					
	Envio - Sec. -->	1.437	73.16	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.437	73.16	1.437	-46.84	1.437	-166.84
	Recep.- Sec. -->	1.433	73.18	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.433	73.18	1.433	-46.82	1.433	-166.82

#### REPORTE DE CORTOCIRCUITO

CASO (C): FALLA A TIERRA CON UNA LINEA FUERA MANTARO COTARUSE

Potencia base : 100.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA1 Prefalla: 219.999 kV 1.0000 pu 0.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00083 + j 0.01705 pu  
 Z2 = 0.00083 + j 0.01705 pu  
 Z0 = 0.00033 + j 0.00943 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 18.064 kA 68.8335 pu -87.39 deg 6883.3 MVA  
 I1: 6.021 kA 22.9445 pu -87.39 deg  
 I2: 6.021 kA 22.9445 pu -87.39 deg  
 I0: 6.021 kA 22.9445 pu -87.39 deg

Corrientes en las lineas							
Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-001	BARRA1	BARRA3					
	Envio - Sec. -->	0.926	28.33	0.500	102.26	0.032	112.87
	Envio - Fase -->	1.184	53.96	1.299	-108.37	0.487	131.78
	Recep.- Sec. -->	0.914	27.24	0.511	101.96	0.036	110.24
	Recep.- Fase -->	1.179	53.89	1.297	-109.67	0.474	128.58

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-1	BARRA1						
	Sec. -->	5.681	-78.94	5.529	-88.26	5.991	-87.49
	Fase -->	17.155	-84.92	1.299	-108.37	0.487	131.78

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA2 Prefalla: 219.997 kV 1.0000 pu -35.01 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00414 + j 0.02809 pu  
 Z2 = 0.00414 + j 0.02809 pu  
 Z0 = 0.00055 + j 0.01504 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 10.971 kA 41.8051 pu -117.93 deg 4180.5 MVA  
 I1: 3.657 kA 13.9351 pu -117.93 deg  
 I2: 3.657 kA 13.9351 pu -117.93 deg  
 I0: 3.657 kA 13.9351 pu -117.93 deg

Corrientes en las lineas							
Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-012	BARRA13	BARRA2					
	Envio - Sec. -->	0.447	-34.67	0.297	-114.48	0.009	-73.86



	Envio - Fase -->	0.587	-65.18	0.201	-121.63	0.692	101.16
	Recep.- Sec. -->	0.449	-37.44	0.285	-113.92	0.007	-43.15
	Recep.- Fase -->	0.591	-65.42	0.194	-130.83	0.679	98.87
L-024	BARRA23	BARRA2					
	Envio - Sec. -->	0.447	-34.67	0.297	-114.48	0.009	-73.86
	Envio - Fase -->	0.587	-65.18	0.201	-121.63	0.692	101.16
	Recep.- Sec. -->	0.449	-37.44	0.285	-113.92	0.007	-43.15
	Recep.- Fase -->	0.591	-65.42	0.194	-130.83	0.679	98.87

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
GENERADOR-2	BARRA2						
	Sec. -->	3.681	-124.53	3.001	-124.42	3.654	-118.14
	Fase -->	10.320	-122.24	0.340	-157.54	1.036	-51.08

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA7 Prefalla: 244.970 kV 1.1135 pu -43.87 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02054 + j -0.03733 pu  
 Z2 = 0.02054 + j -0.03733 pu  
 Z0 = 0.10276 + j 0.28367 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 3.455 kA 13.1663 pu -99.33 deg 1466.1 MVA  
 I1: 1.152 kA 4.3888 pu -99.33 deg  
 I2: 1.152 kA 4.3888 pu -99.33 deg  
 I0: 1.152 kA 4.3888 pu -99.33 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	0.797	0.05	0.192	115.63	0.350	-105.39
	Envio - Fase -->	0.642	-14.77	1.329	-116.79	0.452	131.67
	Recep.- Sec. -->	0.776	-2.36	0.186	115.81	0.326	-104.32
	Recep.- Fase -->	0.640	-16.31	1.276	-118.09	0.440	125.40
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	1.465	48.94	1.308	85.37	0.828	82.63
	Envio - Fase -->	3.437	70.02	1.276	-118.09	0.440	125.40
	Recep.- Sec. -->	1.465	48.94	1.308	85.37	0.828	82.63
	Recep.- Fase -->	3.437	70.02	1.276	-118.09	0.440	125.40

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA8 Prefalla: 214.279 kV 0.9740 pu -23.85 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01004 + j 0.05232 pu  
 Z2 = 0.01004 + j 0.05232 pu  
 Z0 = 0.09969 + j 0.32558 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 1.717 kA 6.5432 pu -98.30 deg 637.3 MVA  
 I1: 0.572 kA 2.1811 pu -98.30 deg  
 I2: 0.572 kA 2.1811 pu -98.30 deg  
 I0: 0.572 kA 2.1811 pu -98.30 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	0.921	-25.90	0.205	-97.93	0.204	-98.61
	Envio - Fase -->	1.115	-46.33	0.881	-133.27	0.881	107.01
	Recep.- Sec. -->	0.921	-25.90	0.205	-97.93	0.204	-98.61
	Recep.- Fase -->	1.115	-46.33	0.881	-133.27	0.881	107.01
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envio - Sec. -->	0.619	27.60	0.154	83.60	0.184	81.88
	Envio - Fase -->	0.859	46.43	0.518	-105.81	0.564	131.42
	Recep.- Sec. -->	0.619	27.60	0.154	83.60	0.184	81.88
	Recep.- Fase -->	0.859	46.43	0.518	-105.81	0.564	131.42
L-019	BARRA8	BARRA19					
	Envio - Sec. -->	0.619	27.60	0.154	83.60	0.184	81.88



```

Envio - Fase -->    0.859  46.43    0.518 -105.81    0.564  131.42
Recep.- Sec. -->    0.619  27.60    0.154  83.60    0.184  81.88
Recep.- Fase -->    0.859  46.43    0.518 -105.81    0.564  131.42
    
```

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA9 Prefalla: 180.420 kV 0.8201 pu -6.47 deg

```

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.03772 + j -0.13494 pu
                       Z2 = 0.03772 + j -0.13494 pu
                       Z0 = 0.10379 + j 0.25860 pu
    
```

Corrientes de falla:

```

L-G  Ia:  3.595 kA  13.6989 pu  -2.87 deg  1123.4 MVA
      I1:  1.198 kA  4.5663 pu  -2.87 deg
      I2:  1.198 kA  4.5663 pu  -2.87 deg
      I0:  1.198 kA  4.5663 pu  -2.87 deg
    
```

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-007	BARRA8	BARRA9						
	Envio - Sec. -->		2.388	6.63	1.846	4.40	0.926	-0.75
	Envio - Fase -->		5.154	4.51	1.264	-147.37	1.318	169.53
	Recep.- Sec. -->		2.388	6.63	1.846	4.40	0.926	-0.75
	Recep.- Fase -->		5.154	4.51	1.264	-147.37	1.318	169.53
L-008	BARRA9	BARRA10						
	Envio - Sec. -->		1.222	15.94	0.674	17.41	0.275	169.98
	Envio - Fase -->		1.655	20.72	1.264	-147.37	1.318	169.53
	Recep.- Sec. -->		1.230	14.66	0.695	17.28	0.300	168.71
	Recep.- Fase -->		1.662	20.29	1.307	-149.87	1.337	168.95

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA6 Prefalla: 232.303 kV 1.0559 pu -36.22 deg

```

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01806 + j 0.01232 pu
                       Z2 = 0.01806 + j 0.01232 pu
                       Z0 = 0.10586 + j 0.33734 pu
    
```

Corrientes de falla:

```

L-G  Ia:  2.138 kA  8.1470 pu -104.80 deg  860.3 MVA
      I1:  0.713 kA  2.7157 pu -104.80 deg
      I2:  0.713 kA  2.7157 pu -104.80 deg
      I0:  0.713 kA  2.7157 pu -104.80 deg
    
```

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-004	BARRA5	BARRA6						
	Envio - Sec. -->		0.848	-11.97	0.076	-154.51	0.327	-108.86
	Envio - Fase -->		0.835	-38.30	1.157	-121.85	0.678	122.30
	Recep.- Sec. -->		0.838	-14.10	0.074	-154.37	0.309	-108.10
	Recep.- Fase -->		0.839	-39.21	1.124	-123.40	0.668	118.65
L-005	BARRA6	BARRA7						
	Envio - Sec. -->		1.107	25.97	0.667	80.05	0.404	77.73
	Envio - Fase -->		1.947	52.10	1.124	-123.40	0.668	118.65
	Recep.- Sec. -->		1.075	25.11	0.666	79.92	0.420	76.89
	Recep.- Fase -->		1.928	52.07	1.085	-125.01	0.656	114.94

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

CASO (D): FALLAS TRIFÁSICAS CON UNA LINEA FUERA MANTARO COTARUSE

Potencia base : 100.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA1 Prefalla: 219.999 kV 1.0000 pu 0.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00083 + j 0.01705 pu  
 Z2 = 0.00083 + j 0.01705 pu  
 Z0 = 0.00033 + j 0.00943 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 15.370 kA 58.5668 pu -87.22 deg 5856.6 MVA  
 I1: 15.370 kA 58.5668 pu -87.22 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-001	BARRA1 BARRA3						
	Envio - Sec. -->	1.361	61.61	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.361	61.61	1.361	-58.39	1.361	-178.39
	Recep.- Sec. -->	1.357	61.63	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.357	61.63	1.357	-58.37	1.357	-178.37

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GENERADOR-1	BARRA1						
	Sec. -->	14.223	-84.38	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	14.223	-84.38	14.223	155.62	14.223	35.62

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA2 Prefalla: 219.997 kV 1.0000 pu -35.01 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00414 + j 0.02809 pu  
 Z2 = 0.00414 + j 0.02809 pu  
 Z0 = 0.00055 + j 0.01504 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 9.244 kA 35.2227 pu -116.62 deg 3522.2 MVA  
 I1: 9.244 kA 35.2227 pu -116.62 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-012	BARRA13 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	0.702	-73.88	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	0.702	-73.88	0.702	166.12	0.702	46.12
	Recep.- Sec. -->	0.704	-73.90	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.704	-73.90	0.704	166.10	0.704	46.10
L-024	BARRA23 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	0.702	-73.88	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	0.702	-73.88	0.702	166.12	0.702	46.12
	Recep.- Sec. -->	0.704	-73.90	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.704	-73.90	0.704	166.10	0.704	46.10

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GENERADOR-2	BARRA2						
	Sec. -->	8.264	-123.26	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	8.264	-123.26	8.264	116.74	8.264	-3.26

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA7 Prefalla: 244.970 kV 1.1135 pu -43.87 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02054 + j -0.03733 pu  
 Z2 = 0.02054 + j -0.03733 pu  
 Z0 = 0.10276 + j 0.28367 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 6.857 kA 26.1302 pu 17.31 deg 2909.6 MVA  
 I1: 6.857 kA 26.1302 pu 17.31 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	1.091	-80.46	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.091	-80.46	1.091	159.54	1.091	39.54
	Recep.- Sec. -->	1.094	-80.48	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.094	-80.48	1.094	159.52	1.094	39.52
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	7.089	-153.89	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	7.089	-153.89	7.089	86.11	7.089	-33.89
	Recep.- Sec. -->	7.089	-153.89	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	7.089	-153.89	7.089	86.11	7.089	-33.89

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA8 Prefalla: 214.279 kV 0.9740 pu -23.85 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01004 + j 0.05232 pu  
 Z2 = 0.01004 + j 0.05232 pu  
 Z0 = 0.09969 + j 0.32558 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 4.798 kA 18.2842 pu -102.99 deg 1780.9 MVA  
 I1: 4.798 kA 18.2842 pu -102.99 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
*****							
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	1.934	-75.58	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.934	-75.58	1.934	164.42	1.934	44.42
	Recep.- Sec. -->	1.934	-75.58	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.934	-75.58	1.934	164.42	1.934	44.42
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envio - Sec. -->	1.604	60.88	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.604	60.88	1.604	-59.12	1.604	-179.12
	Recep.- Sec. -->	1.604	60.88	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.604	60.88	1.604	-59.12	1.604	-179.12
L-019	BARRA8	BARRA19					
	Envio - Sec. -->	1.604	60.88	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.604	60.88	1.604	-59.12	1.604	-179.12
	Recep.- Sec. -->	1.604	60.88	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.604	60.88	1.604	-59.12	1.604	-179.12

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA9 Prefalla: 180.420 kV 0.8201 pu -6.47 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.03772 + j -0.13494 pu  
 Z2 = 0.03772 + j -0.13494 pu  
 Z0 = 0.10379 + j 0.25860 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.536 kA 5.8528 pu 67.91 deg 480.0 MVA  
 I1: 1.536 kA 5.8528 pu 67.91 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg

```

+++++
L-007      BARRA8      BARRA9
  Envio - Sec. -->    2.675  64.85    0.000  0.00    0.000  0.00
  Envio - Fase -->    2.675  64.85    2.675 -55.15    2.675 -175.15
  Recep.- Sec. -->    2.675  64.85    0.000  0.00    0.000  0.00
  Recep.- Fase -->    2.675  64.85    2.675 -55.15    2.675 -175.15
L-008      BARRA9      BARRA10
  Envio - Sec. -->    1.144  60.74    0.000  0.00    0.000  0.00
  Envio - Fase -->    1.144  60.74    1.144 -59.26    1.144 -179.26
  Recep.- Sec. -->    1.140  60.76    0.000  0.00    0.000  0.00
  Recep.- Fase -->    1.140  60.76    1.140 -59.24    1.140 -179.24

```

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA6 Prefalla: 232.303 kV 1.0559 pu -36.22 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01806 + j 0.01232 pu  
 Z2 = 0.01806 + j 0.01232 pu  
 Z0 = 0.10586 + j 0.33734 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 12.677 kA 48.3043 pu -70.52 deg 5100.6 MVA  
 I1: 12.677 kA 48.3043 pu -70.52 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-004	BARRA5	BARRA6					
	Envio - Sec. -->	1.326	-80.48	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.326	-80.48	1.326	159.52	1.326	39.52
	Recep.- Sec. -->	1.330	-80.50	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.330	-80.50	1.330	159.50	1.330	39.50
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	11.369	110.64	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	11.369	110.64	11.369	-9.36	11.369	-129.36
	Recep.- Sec. -->	11.337	110.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	11.337	110.66	11.337	-9.34	11.337	-129.34

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

CASO (E): FALLA A TIERRA CON UNA LINEA FUERA COTARUSE SOCABAYA

Potencia base : 100.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA1 Prefalla: 219.997 kV 1.0000 pu 0.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00085 + j 0.01700 pu  
 Z2 = 0.00085 + j 0.01700 pu  
 Z0 = 0.00034 + j 0.00947 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 18.088 kA 68.9243 pu -87.32 deg 6892.3 MVA  
 I1: 6.029 kA 22.9748 pu -87.32 deg  
 I2: 6.029 kA 22.9748 pu -87.32 deg  
 I0: 6.029 kA 22.9748 pu -87.32 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-001	BARRA1	BARRA3					
	Envio - Sec. -->	0.468	29.89	0.259	102.85	0.007	169.28
	Envio - Fase -->	0.595	54.96	0.672	-107.07	0.229	135.74
	Recep.- Sec. -->	0.457	27.72	0.271	102.25	0.009	138.70
	Recep.- Fase -->	0.591	54.83	0.672	-109.60	0.215	128.87
L-013	BARRA1	BARRA14					
	Envio - Sec. -->	0.468	29.89	0.259	102.85	0.007	169.28
	Envio - Fase -->	0.595	54.96	0.672	-107.07	0.229	135.74
	Recep.- Sec. -->	0.457	27.72	0.271	102.25	0.009	138.70

Recep.- Fase --> 0.591 54.83 0.672 -109.60 0.215 128.87

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-1	BARRA1						
	Sec. -->	5.663	-78.87	5.520	-88.27	6.026	-87.44
	Fase -->	17.163	-84.89	1.344	-107.07	0.457	135.74

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA2 Prefalla: 219.994 kV 1.0000 pu -33.96 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00419 + j 0.02797 pu  
 Z2 = 0.00419 + j 0.02797 pu  
 Z0 = 0.00054 + j 0.01494 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 11.022 kA 41.9978 pu -116.78 deg 4199.7 MVA  
 I1: 3.674 kA 13.9993 pu -116.78 deg  
 I2: 3.674 kA 13.9993 pu -116.78 deg  
 I0: 3.674 kA 13.9993 pu -116.78 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-012	BARRA13 BARRA2						
	Envio - Sec. -->	0.904	-35.73	0.596	-112.42	0.035	-99.31
	Envio - Fase -->	1.221	-65.79	0.406	-126.09	1.366	101.78
	Recep.- Sec. -->	0.908	-37.10	0.584	-112.14	0.031	-96.54
	Recep.- Fase -->	1.227	-65.92	0.401	-130.65	1.355	100.63

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-2	BARRA2						
	Sec. -->	3.685	-123.50	3.003	-123.40	3.645	-116.95
	Fase -->	10.317	-121.16	0.325	-156.56	1.043	-49.19

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA7 Prefalla: 209.210 kV 0.9510 pu -23.84 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02346 + j -0.06672 pu  
 Z2 = 0.02346 + j -0.06672 pu  
 Z0 = 0.09871 + j 0.27013 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 3.748 kA 14.2831 pu -67.03 deg 1358.3 MVA  
 I1: 1.249 kA 4.7610 pu -67.03 deg  
 I2: 1.249 kA 4.7610 pu -67.03 deg  
 I0: 1.249 kA 4.7610 pu -67.03 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-005	BARRA6 BARRA7						
	Envio - Sec. -->	0.201	41.99	0.406	136.19	0.356	-73.51
	Envio - Fase -->	0.085	119.82	0.933	-87.18	0.343	-28.98
	Recep.- Sec. -->	0.175	34.05	0.396	136.28	0.331	-72.44
	Recep.- Fase -->	0.070	126.65	0.874	-88.81	0.347	-21.61
L-006	BARRA7 BARRA8						
	Envio - Sec. -->	1.294	105.37	1.621	118.52	0.921	114.92
	Envio - Fase -->	3.816	113.22	0.874	-88.81	0.347	-21.61
	Recep.- Sec. -->	1.294	105.37	1.621	118.52	0.921	114.92
	Recep.- Fase -->	3.816	113.22	0.874	-88.81	0.347	-21.61

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA8 Prefalla: 212.766 kV 0.9671 pu -11.60 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00888 + j 0.04900 pu  
 Z2 = 0.00888 + j 0.04900 pu  
 Z0 = 0.09564 + j 0.31598 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 1.774 kA 6.7595 pu -86.28 deg 653.7 MVA  
 I1: 0.591 kA 2.2532 pu -86.28 deg  
 I2: 0.591 kA 2.2532 pu -86.28 deg  
 I0: 0.591 kA 2.2532 pu -86.28 deg

Corrientes en las lineas

Línea	Barras Envío/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envío - Sec. -->	0.562	-38.21	0.172	-86.41	0.201	-86.54
	Envío - Fase -->	0.857	-57.18	0.483	-139.37	0.436	98.13
	Recep.- Sec. -->	0.562	-38.21	0.172	-86.41	0.201	-86.54
	Recep.- Fase -->	0.857	-57.18	0.483	-139.37	0.436	98.13
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envío - Sec. -->	0.997	19.55	0.190	97.13	0.189	94.28
	Envío - Fase -->	1.148	38.21	0.971	-110.89	0.969	128.15
	Recep.- Sec. -->	0.997	19.55	0.190	97.13	0.189	94.28
	Recep.- Fase -->	1.148	38.21	0.971	-110.89	0.969	128.15
L-018	BARRA18	BARRA8					
	Envío - Sec. -->	0.562	-38.21	0.172	-86.41	0.201	-86.54
	Envío - Fase -->	0.857	-57.18	0.483	-139.37	0.436	98.13
	Recep.- Sec. -->	0.562	-38.21	0.172	-86.41	0.201	-86.54
	Recep.- Fase -->	0.857	-57.18	0.483	-139.37	0.436	98.13

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA9 Prefalla: 205.405 kV 0.9337 pu 22.13 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02350 + j -0.09928 pu  
 Z2 = 0.02350 + j -0.09928 pu  
 Z0 = 0.09900 + j 0.24828 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 4.766 kA 18.1618 pu 3.32 deg 1695.7 MVA  
 I1: 1.589 kA 6.0539 pu 3.32 deg  
 I2: 1.589 kA 6.0539 pu 3.32 deg  
 I0: 1.589 kA 6.0539 pu 3.32 deg

Corrientes en las lineas

Línea	Barras Envío/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envío - Sec. -->	3.075	8.47	2.101	8.41	1.231	5.22
	Envío - Fase -->	6.405	7.83	1.635	-137.62	1.566	158.80
	Recep.- Sec. -->	3.075	8.47	2.101	8.41	1.231	5.22
	Recep.- Fase -->	6.405	7.83	1.635	-137.62	1.566	158.80
L-008	BARRA9	BARRA10					
	Envío - Sec. -->	1.500	13.92	0.537	23.63	0.361	176.82
	Envío - Fase -->	1.696	20.58	1.635	-137.62	1.566	158.80
	Recep.- Sec. -->	1.521	12.75	0.557	23.37	0.393	175.54
	Recep.- Fase -->	1.708	20.11	1.689	-139.80	1.603	158.23

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA6 Prefalla: 210.832 kV 0.9583 pu -18.96 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01979 + j -0.00387 pu  
 Z2 = 0.01979 + j -0.00387 pu  
 Z0 = 0.10317 + j 0.32978 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 2.142 kA 8.1616 pu -85.06 deg 782.1 MVA  
 I1: 0.714 kA 2.7205 pu -85.06 deg  
 I2: 0.714 kA 2.7205 pu -85.06 deg

I0: 0.714 kA 2.7205 pu -85.06 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-004	BARRA5	BARRA6					
	Envio - Sec. -->	0.381	-12.53	0.086	157.17	0.316	-89.21
	Envio - Fase -->	0.472	-50.87	0.724	-109.58	0.108	112.88
	Recep.- Sec. -->	0.382	-17.25	0.084	156.79	0.300	-88.45
	Recep.- Fase -->	0.481	-52.09	0.694	-112.23	0.124	94.04
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	0.670	63.11	0.757	100.57	0.415	97.39
	Envio - Fase -->	1.758	86.38	0.694	-112.23	0.124	94.04
	Recep.- Sec. -->	0.638	62.58	0.755	100.46	0.431	96.60
	Recep.- Fase -->	1.740	86.47	0.661	-115.07	0.149	80.57

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

CASO (F): FALLAS TRIFÁSICAS CON UNA LINEA FUERA COTARUSE SOCABAYA

Potencia base : 100.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA1 Prefalla: 219.997 kV 1.0000 pu 0.00 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00085 + j 0.01700 pu  
 Z2 = 0.00085 + j 0.01700 pu  
 Z0 = 0.00034 + j 0.00947 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 15.415 kA 58.7385 pu -87.14 deg 5873.8 MVA  
 I1: 15.415 kA 58.7385 pu -87.14 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-001	BARRA1	BARRA3					
	Envio - Sec. -->	0.700	63.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	0.700	63.36	0.700	-56.64	0.700	-176.64
	Recep.- Sec. -->	0.698	63.38	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.698	63.38	0.698	-56.62	0.698	-176.62
L-013	BARRA1	BARRA14					
	Envio - Sec. -->	0.700	63.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	0.700	63.36	0.700	-56.64	0.700	-176.64
	Recep.- Sec. -->	0.698	63.38	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.698	63.38	0.698	-56.62	0.698	-176.62

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GENERADOR-1	BARRA1						
	Sec. -->	14.213	-84.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	14.213	-84.36	14.213	155.64	14.213	35.64

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA2 Prefalla: 219.994 kV 1.0000 pu -33.96 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00419 + j 0.02797 pu  
 Z2 = 0.00419 + j 0.02797 pu  
 Z0 = 0.00054 + j 0.01494 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 9.280 kA 35.3600 pu -115.43 deg 3535.9 MVA  
 I1: 9.280 kA 35.3600 pu -115.43 deg

Corrientes en las lineas



Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-012	BARRA13	BARRA2					
	Envio - Sec. -->	1.444	-73.10	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.444	-73.10	1.444	166.90	1.444	46.90
	Recep.- Sec. -->	1.449	-73.12	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.449	-73.12	1.449	166.88	1.449	46.88

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GENERADOR-2	BARRA2						
	Sec. -->	8.266	-122.21	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	8.266	-122.21	8.266	117.79	8.266	-2.21

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA7 Prefalla: 209.210 kV 0.9510 pu -23.84 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02346 + j -0.06672 pu  
 Z2 = 0.02346 + j -0.06672 pu  
 Z0 = 0.09871 + j 0.27013 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.529 kA 13.4458 pu 46.78 deg 1278.6 MVA  
 I1: 3.529 kA 13.4458 pu 46.78 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	1.224	-87.65	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.224	-87.65	1.224	152.35	1.224	32.35
	Recep.- Sec. -->	1.228	-87.67	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.228	-87.67	1.228	152.33	1.228	32.33
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	4.475	-121.92	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	4.475	-121.92	4.475	118.08	4.475	-1.92
	Recep.- Sec. -->	4.475	-121.92	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	4.475	-121.92	4.475	118.08	4.475	-1.92

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA8 Prefalla: 212.766 kV 0.9671 pu -11.60 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.00888 + j 0.04900 pu  
 Z2 = 0.00888 + j 0.04900 pu  
 Z0 = 0.09564 + j 0.31598 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 5.097 kA 19.4214 pu -91.32 deg 1878.3 MVA  
 I1: 5.097 kA 19.4214 pu -91.32 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L-006	BARRA7	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	1.704	-76.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.704	-76.66	1.704	163.34	1.704	43.34
	Recep.- Sec. -->	1.704	-76.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.704	-76.66	1.704	163.34	1.704	43.34
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envio - Sec. -->	1.996	63.08	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.996	63.08	1.996	-56.92	1.996	-176.92
	Recep.- Sec. -->	1.996	63.08	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.996	63.08	1.996	-56.92	1.996	-176.92
L-018	BARRA18	BARRA8					
	Envio - Sec. -->	1.704	-76.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.704	-76.66	1.704	163.34	1.704	43.34
	Recep.- Sec. -->	1.704	-76.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.704	-76.66	1.704	163.34	1.704	43.34



\*\*\*\*\*

Barra: BARRA9 Prefalla: 205.405 kV 0.9337 pu 22.13 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.02350 + j -0.09928 pu  
 Z2 = 0.02350 + j -0.09928 pu  
 Z0 = 0.09900 + j 0.24828 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 2.402 kA 9.1516 pu 98.81 deg 854.4 MVA  
 I1: 2.402 kA 9.1516 pu 98.81 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-007	BARRA8	BARRA9					
	Envio - Sec. -->	3.234	86.45	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	3.234	86.45	3.234	-33.55	3.234	-153.55
	Recep.- Sec. -->	3.234	86.45	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	3.234	86.45	3.234	-33.55	3.234	-153.55
L-008	BARRA9	BARRA10					
	Envio - Sec. -->	1.027	56.38	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.027	56.38	1.027	-63.62	1.027	176.38
	Recep.- Sec. -->	1.023	56.40	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.023	56.40	1.023	-63.60	1.023	176.40

\*\*\*\*\*

Barra: BARRA6 Prefalla: 210.832 kV 0.9583 pu -18.96 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.01979 + j -0.00387 pu  
 Z2 = 0.01979 + j -0.00387 pu  
 Z0 = 0.10317 + j 0.32978 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 12.473 kA 47.5290 pu -7.90 deg 4554.8 MVA  
 I1: 12.473 kA 47.5290 pu -7.90 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L-004	BARRA5	BARRA6					
	Envio - Sec. -->	1.397	-107.57	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	1.397	-107.57	1.397	132.43	1.397	12.43
	Recep.- Sec. -->	1.401	-107.59	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	1.401	-107.59	1.401	132.41	1.401	12.41
L-005	BARRA6	BARRA7					
	Envio - Sec. -->	12.784	178.31	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	12.784	178.31	12.784	58.31	12.784	-61.69
	Recep.- Sec. -->	12.747	178.32	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	12.747	178.32	12.747	58.32	12.747	-61.68

## **BIBLIOGRAFIA**

1. Ing. Luis Chávez, “Reporte de coordinación de coordinación de protección, Interconexión SICN – SISUR L.T. 220 kV D.T. MANTARO SOCABAYA”, Trans Mantaro S.A., Setiembre 2000.
2. Ing. Bernardino Rojas, “Seminario de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Aguaytia, Marzo de 2000.
3. Ing. J. Gaudio, “Criterios de ajuste para el estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”, Transener S.A. Julio 2002.
4. Ing. Alberto Rojas – Ing. Carlos Muñoz Medina, “Manual del Win Fdc 2.01”, COVIEMSA, Agosto 2001.
5. Norma IEEE Std – 399-1997, “Recomendaciones Practicas para Análisis en Sistemas de Potencia Industrial y Comercial (libro marrón)”, American National Standards Institute , Setiembre 1997.