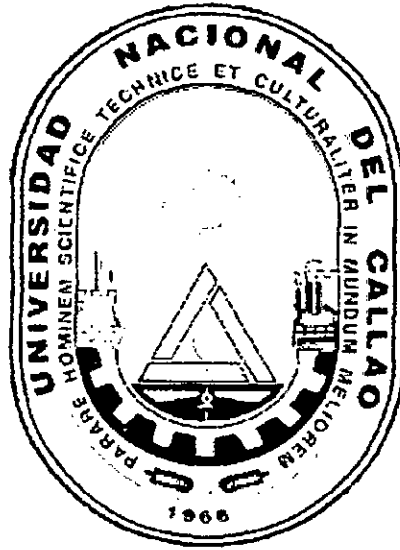


T/621.3/565

Universidad Nacional de Callao
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN
PARALELAS CON RELES NUMÉRICOS
MULTIFUNCIONAL**

APLICACIÓN

SISTEMA ELECTRICO 220 kV

Chimbote I – Trujillo Norte

L – 232

TESIS

**Para optar el Título Profesional de:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR

Bachiller Kety María Vilcas Huamán

Callao – Perú

2004

CAPITULO 1

ALCANCES Y OBJETIVOS

1.1 ALCANCES Y OBJETIVOS 1

CAPITULO 2

INTRODUCCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN 3

CAPITULO 3

TERMINOLOGIA Y SIMBOLOGIA

3.1 Terminología 5

3.2 Simbología 8

CAPITULO 4

CONCEPTOS GENERALES DE PROTECCIÓN

4.1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN 10

4.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN 12

4.2.1 Transformadores de Medida 12

4.2.1.1 Transformador de Corriente 13

4.2.1.2 Transformador de Tensión 23

4.2.2 Interruptor de Potencia 27

4.2.2.1	Mecanismos de Operación	27
4.2.2.2	Secuencia Nominal de Operación	28
4.2.3	Equipo de Protección	29
4.2.3.1	Servicios Auxiliares	29
4.2.3.2	Relés de Protección y Conexiones	31
4.2.3.3	Equipo de Teleprotección	33
4.2.3.4	Sistema de Comunicación	33
4.3	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN	35
4.4	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	37

CAPITULO 5
RELÉ NUMÉRICO



5.1	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	38
5.2	ARQUITECTURA DEL RELÉ NUMÉRICO	40
5.3	FUNCIONES	47
5.3.1	Algoritmos de Relevadores de Sobrecorriente	49
5.3.2	Algoritmo de Relevadores Direccionales	53
5.3.3	Algoritmos de Relevadores de Distancia	55
5.4	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	64

CAPITULO 6
FILOSOFIA DE LA PROTECCION

6.1	PROTECCIÓN REDUNDANTE	65
6.1.1	Función de Distancia	66
6.1.2	Función de Sobrecorriente Direccional	79
6.1.3	Función Falla Interruptor	87
6.1.4	Función de Recierre	92
6.1.5	Función de Sincronismo	94
6.2	FUNCIONES ADICIONALES	96
6.2.1	Falla Fusible	96
6.2.2	Cierre Sobre Falla	102
6.2.3	Detección de Línea Muerta	104
6.2.4	Oscilación de Potencia	106
6.2.5	Inversión de Corriente y Extremo de Fuente débil	109
6.2.6	Supervisión de Circuito de Disparo	120
6.3	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	125

CAPITULO 7

CRITERIOS DE AJUSTE

7.1	LÍNEAS CORTAS	127
7.2	LÍNEAS LARGAS	128
7.2.1	Función Distancia	128
7.2.2	Función de Sobrecorriente Direccional	138
7.2.3	Función de Recierre Automático	141
7.2.4	Función de Sincronismo	143

7.2.5	Función Falla Interruptor	145
7.3	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	147

CAPITULO 8

CARACTERÍSTICAS DE LÍNEAS PARALELAS

8.1	INTRODUCCIÓN	148
8.1.1	Rango de Aplicación	148
8.1.2	Efecto de Acoplamiento Mutuo	151
8.2	PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LA PROTECCIÓN	155
8.2.1	Acoplamiento Mutuo de Circuitos Paralelos	155
8.2.1.1	Circuitos Paralelos con Fuente Común de secuencia positiva y secuencia cero	155
8.2.1.1.1	Impacto en la protección de distancia	156
8.2.1.1.2	Ajustes de las zonas de distancia para líneas paralelas	161
8.2.1.1.3	Compensación de Acoplamiento Mutuo	170
8.2.1.2	Circuitos Paralelos con Fuente de Secuencia Positiva común pero Con fuente de secuencia cero aislada	172
8.2.1.3	Circuito Paralelos con Fuentes de Secuencia Cero y Secuencia Positiva Aislados	174
8.2.2	Efecto de la Corriente Inversa	177
8.2.3	Fallas dobles en líneas multi circuitos	179
8.3	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	181

CAPITULO 9

TELEPROTECCIÓN

9.1	ESQUEMA DE COMPARACIÓN DIRECCIONAL	183
9.1.1	Transferencia Directa de Disparo con Bajo Alcance	183
9.1.2	Transferencia de Disparo con Bajo Alcance Permisivo	185
9.1.3	Transferencia de Disparo con Sobre Alcance Permisivo	185
9.1.4	Aceleración de Zona	187
9.1.5	Bloqueo de Comparación Direccional	189
9.1.6	Comparación Direccional sin bloqueo	192
9.1.7	Comparación Direccional Hibrido	193
9.2	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	194

CAPITULO 10

APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN CON RELÉS SIEMENS 7SA612.

10.1	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	196
10.2	CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA A PROTEGER	197
10.3	RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA	202
10.4	RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO	202
10.5	RESULTADOS DE ESTABILIDAD	207
10.6	AJUSTES DE LOS RELÉS	207
10.7	OSCILOGRAFÍA DE FALLA EN LA LÍNEA	217
10.8	RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL RELÉ	219

CAPITULO 11
RECOMENDACIONES

CAPITULO 12
CONCLUSIONES

ANEXOS

- ANEXO 1:** Parámetros del Sistema Eléctrico Peruano.
- ANEXO 2:** Resultados de Flujo de Carga.
- ANEXO 3:** Resultados de Cortocircuito.

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a mi familia, por el apoyo constante que me brindaron desde los inicios en la Universidad hasta la culminación de este proyecto, gracias a ese constante apoyo y el gran esfuerzo que he puesto he logrado mucho, la cual se plasma en esta tesis que ahora presento.

AGRADECIMIENTOS

- En particular, quiero expresar mi agradecimiento a los Ingenieros Bernardino Rojas Vera y al Ingeniero Javier Vilcas Huamán, por su apoyo, dedicación y paciencia a si como por sus sugerencias sin las cuales no hubiese sido posible el desarrollo de este trabajo.

- Igualmente quisiera expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que de una manera a otra hicieron posible la realización de este trabajo de tesis.

Al Ingeniero Carlos Huayllasco, quien dirigió este trabajo de tesis asesorándome y brindándome todo su apoyo.

A todos mis compañeros y amigos, en especial a los de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por su constante muestra de interés y apoyo.

- Por último me gustaría resaltar la comprensión, la paciencia y el cariño de José y de mi familia, sin el apoyo de los cuales la realización de esta tesis no hubiese sido posible.



CAPITULO 1

ALCANCES Y OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO Y ALCANCES

- Dar a conocer conceptos que intervienen en la protección de líneas de transmisión paralelas.
- Tener en cuenta efectos de líneas paralelas que intervengan directamente con la protección de esta: Como son el factor de secuencia cero y el factor de acoplamiento mutuo que existe entre líneas paralelas.
- Dar criterios de ajustes de protección, así como conocer cada función de la protección que intervienen en líneas paralelas.
- Describir al relé numérico multifuncional, dar a conocer las diversas funciones que pueda tener, y conocer así las ventajas que nos da los relés Numéricos al proteger un sistema eléctrico.
- Complementar la protección de líneas de transmisión paralelas, haciendo uso de la teleprotección, y conseguir así un sistema de protección confiable y seguro.

- Dar un caso real de la protección para la aplicación de los conceptos y temas antes mencionado.

- Describir detalladamente los criterios, conceptos, ajustes que se utilizan en el extenso campo de la protección de un Sistema Eléctrico de Potencia.

CAPITULO 2

INTRODUCCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

La protección de líneas de transmisión paralelas a sido siempre un sistema complicado de proteger en forma selectiva y confiable con los relés electromecánicos y electrónicos convencionales, debido a que se presenta fenómenos especiales durante una falla.

Actualmente los relés numéricos multifuncionales permiten proteger en forma selectiva las fallas en líneas paralelas ya que cuenta con funciones especiales que permite monitorear en tiempo real las condiciones normales y de falla de la línea.

La impedancia de la línea paralela en falla a tierra, es afectado por el acoplamiento mutuo homopolar de la línea paralela sin falla, por ello los criterios utilizados para el cálculo de los ajustes son muy particulares y se redactan a detalle en el documento.

Otro de los fenómenos que se presenta en las líneas paralelas cuando ocurre falla en una de ellas, es la corriente inversa, que genera la no selectiva de la protección. Sin embargo los relés multifuncionales permiten detectar estas corrientes y controlarlos haciendo selectiva la protección.

Para garantizar la potencialidad de los relés multifuncionales, se a elaborado una aplicación real en la línea L-232 de la Empresa de Transmisión Red de Energía del Perú, en el que se muestra las simulaciones de flujo de potencia, corto circuito, estabilidad, calculo de ajustes y una oscilografía y resultados de una falla en la línea.

CAPITULO 3

TERMINOLOGÍA Y SIMBOLOGÍA

3.1 TERMINOLOGÍA

- **Acoplamiento mutuo.-** Sistemas de potencia paralelas de interacción inductiva o capacitiva.

- **Falla doble.-** Fallas simultaneas en dos circuitos de una línea multi-circuito. Puede ser una falla de fase a tierra en cada circuito de la misma torre de una línea de doble circuito.

- **Línea multi-terminal.-** Configuración de la línea con tres o mas terminales de línea.

- **Corriente inversa.-** Corriente de falla inversa en una línea sana, debido a la aclaración no simultanea de la falla cuando el interruptor abre debido a la falla de la línea paralela por un instante de secuencia.

- **Acoplamiento mutuo.-** Sistemas de potencia paralelas de interacción inductiva o capacitiva.

- **Weak infeed.-** Condición de un extremo de la línea donde la corriente no es lo suficientemente fuerte para operar la protección en este terminal para una falla interna (dentro de la línea).

- **Sistema mallado.-** Sistema eléctrico anillado, varios caminos para alimentar la carga, el flujo es bidireccional, el sistema tiene mas de una generación.

- **Sistemas radiales.-** Circuito de un solo camino para alimentar la carga, el flujo es unidireccional.

- **Red muerta.-** Circuito sin tensión (desenergizado).

- **Red viva.-** Circuito con tensión (energizado).

- **Contingencia.-** Cualquier evento que hace variar la operación normal del sistema eléctrico.

- **Tiempo muerto.-** Retardo en que la función de recierre automático emite la orden de cierre.

TT : Transformador de tensión

TC : Transformador de Corriente

HF : Teleprotección

TX : Transmisión

RX : Recepción







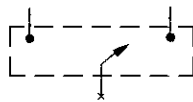


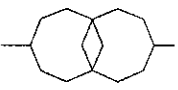
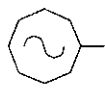

DUTT : Transferencia Directa de disparo con Bajo alcance

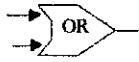
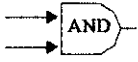





PUTT : Transferencia de Disparo con bajo Alcance permisivo

POTT : **Transferencia de disparo con Sobre Alcance Permisivo**

- 21** **Relé de Distancia.-** Es el que funciona cuando la admitancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.
- 67** **Relé Direccional de Sobreintensidad de C.A. .-** Es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobre intensidad de c.a en una dirección dada.
- 50BF** **Relé de Falla Interruptor.-** Es el que funciona con un valor determinado de corriente después de un tiempo dado.
- 79** **Relé de Recierre.-** Es el que controla el reenganche y enclavamiento de un interruptor de c.a.
- 25** **Relé de Sincronismo.-** Es el que funciona cuando los circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.
- 74** **Relé de supervisión de Circuito de Disparo.-** Es el encargado de dar una alarma visible o audible cuando el circuito de corriente continua de disparo del relé este averiado.

3.1 SIMBOLOGÍA

	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	INTERRUPTOR
	CONTACTO AUXILIAR NORMALMENTE ABIERTO
	CONTACTO AUXILIAR NORMALMENTE CERRADO
	INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA MANUAL
	INVERSOR DE CARGADOR DE BATERIAS
	BATERIA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	GENERADOR
	RELE

	<p>COMPUERTA OR</p>
	<p>COMPUERTA AND</p>
	<p>TEMPORIZADOR A LA DESNERGIZACION DE TEMPORIZACION DEFINIDO</p>
	<p>TEMPORIZADOR A LA ENERGIZACION DE TEMPORIZACION DEFINIDO</p>
	<p>TEMPORIZADOR A LA DESNERGIZACION DE TEMPORIZACION VARIABLE</p>
	<p>TEMPORIZADOR A LA ENERGIZACION DE TEMPORIZACION VARIABLE</p>
	<p>BOBINA</p>

CAPITULO 4

CONCEPTOS GENERALES DE PROTECCIÓN

4.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN

El objetivo de un sistema de protección consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema eléctrico, de tal manera que no se produzcan daños importantes en los equipos ni tampoco pongan en peligro la vida de seres humanos o animales. Esto se puede conseguir cubriendo de una manera ininterrumpida y segura los sistemas de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados especialmente para este fin.

Una red o sistema de transmisión incluye líneas de transmisión y barras. Los transformadores de potencia localizados en las barras son utilizados para transformar la potencia entre redes que operan en diferentes niveles de tensión. Reactores y condensadores son conectados en paralelo en las redes para la regulación de los niveles de tensión en la red.

Además para incrementar la capacidad de transporte en las líneas de transmisión se conectan condensadores en serie. Esta configuración tiene sus particularidades en la aplicación de la protección.

Para la operación de un sistema de protección no solo es necesario la actuación del relé si no también la actuación de la siguiente cadena de aparatos que vienen a formar parte del denominado "Sistema de protección".

- Transformadores de Medida.
- Relés de Protección.

- Relés Auxiliares.
- Interruptores.
- Servicios Auxiliares de C.C
- Equipos complementarios (teleprotección, señalización, etc.) y
- Conexionado.

Para proteger los equipos ante cualquier contingencia del sistema eléctrico en forma confiable, selectiva y rápida se debe mantener en buen estado todo el conjunto de dispositivos que forman el sistema de protección. Si uno de los elementos de la cadena falla, el sistema de protección no opera o lo hace en forma incorrecta.

La supervisión de la operación de un sistema eléctrico se realiza a través de las señales de tensión y corriente, gracias a estas señales podemos determinar con la mayor precisión el estado operativo en tiempo real del sistema de potencia.

Ante una falla es necesario conocer con detalle las magnitudes de tensión y corriente antes de la falla, en falla y después de la falla para la cual es necesario el uso de transformadores de medida, quienes se encargan de reducir estas señales a magnitudes accesibles para los relés de protección.

Los relés de protección son los encargados de analizar las señales de tensión y corriente tomadas de los transformadores de medida y decidir si se ha producido falla en la línea o no. Si el relé detecta falla manda al interruptor a desconectar la línea y aislar la línea del sistema. En el caso de utilizar los sistemas de comunicación, a través de este también manda a abrir el interruptor ubicado en el extremo remoto de la línea.

El interruptor de potencia es el equipo que al desconectar la línea de transmisión en falla, por orden del relé de protección, elimina la falla.

El equipo de teleprotección se encarga de transmitir la señal emitida por el relé al extremo remoto de la línea para indicar que existe falla. También recibe señal del otro extremo para confirmar la presencia de la falla y le transmite la señal al relé para poder así que en ambos extremos de la línea se produzca la apertura de los interruptores.

Los servicios auxiliares también es de vital importancia en esta cadena ya que para el funcionamiento del relé, operación de interruptores, etc, es necesario la c.c, tal como se muestra en el circuito de la fig. 4.1.

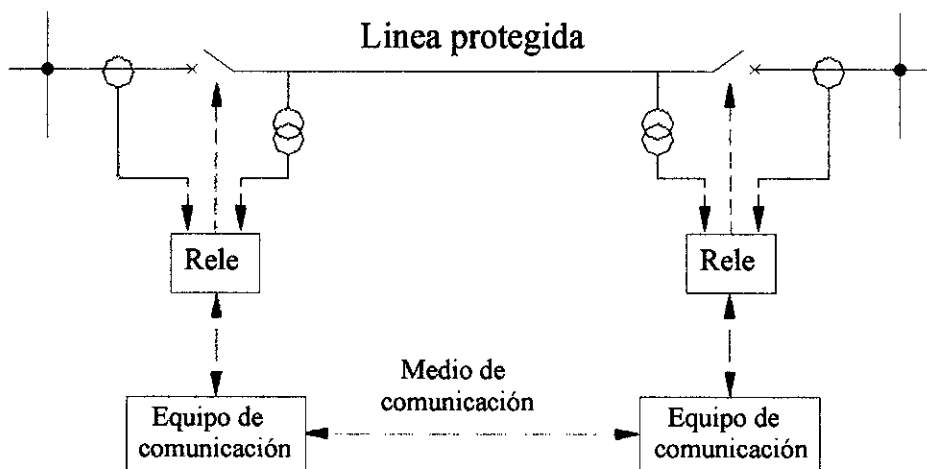


Fig. 4.1

4.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

4.2.1 Transformadores de Medida

Los transformadores de medida son equipos eléctricos destinados a transformar magnitudes eléctricas elevadas (corrientes y tensión) de los

circuitos de alta tensión en magnitudes eléctricos accesibles a instrumentos de medición, tales como: Amperímetros, voltímetros, wattímetros, relés de protección etc.

Existen esencialmente dos tipos de transformadores para instrumentos; transformador de corriente y transformador de tensión, (TC's – TP's).

4.2.1.1 Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente (TC's) son equipos eléctricos que transforman las corrientes altas en corrientes bajas, en una proporción conocida para asegurar una medición más favorable. La corriente que circula en el circuito de alta tensión (A.T) es llamada la corriente primaria (I_1) y la corriente de baja tensión (B.T) es llamada la corriente secundaria (I_2).

El arrollamiento primario (N_1) esta constituido de hilos gruesos para soportar las altas corrientes, teniendo pocas espiras o apenas una sola espira. El arrollamiento secundario (N_2) esta constituido de finos hilos capas de soportar bajas corrientes teniendo muchas espiras.

Las corrientes secundarias están estandarizadas en 1 A o 5 A.

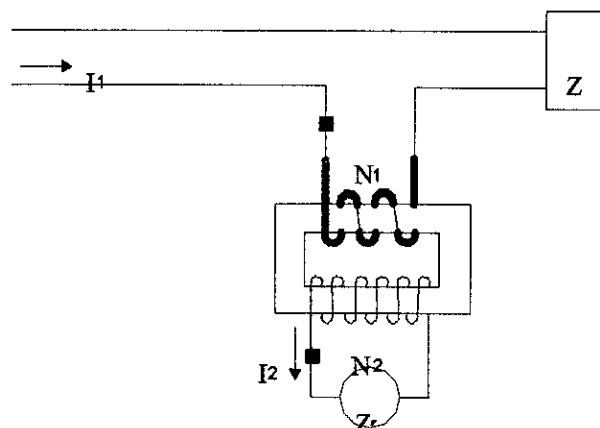


Fig. 4.2 Transformador de corriente conectado en serie

El primario de los transformadores de corriente se conectan en serie (Fig. 4.2) con el circuito cuya intensidad se desea medir, mientras que el secundario alimenta a los aparatos de medida, relés, etc.

El arrollamiento primario puede tener una, dos, o cuatro secciones, permitiendo una, dos o tres intensidades primarias nominales, mediante el adecuado acoplamiento de las mismas.

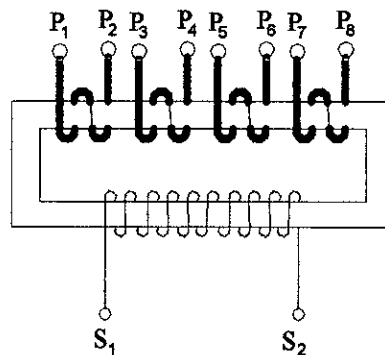


Fig. 4.3 Transformador de corriente con varios primarios.

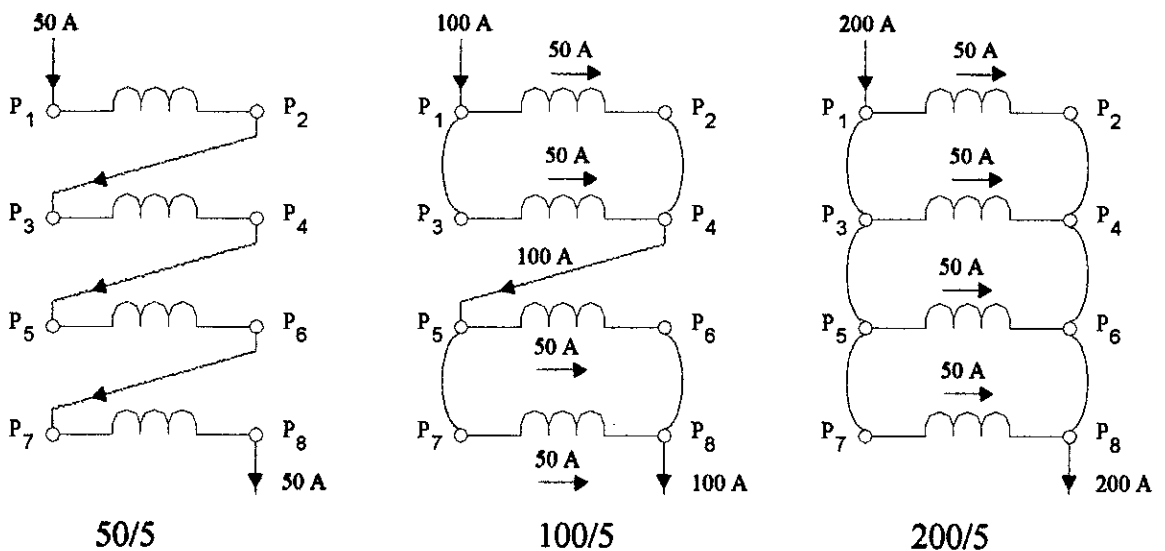


Fig.4.4 Conexión Del TC para diferentes relaciones (50-100-200/5 A)

Es muy frecuente en la práctica (sobre todo en circuitos de alta tensión y extra alta tensión) la utilización de TC de varios núcleos. La fig. 4.5 ilustra esta situación. El arrollamiento primario es común a varios secundarios. En este caso uno de los secundarios es destinado a medición y los otros son destinados a protección. Es importante que en esta situación los arrollamientos que no estén siendo utilizados deben estar cortocircuitados como muestra la Fig. 4.6. Para evitar el deterioro del arrollamiento por sobretensiones.

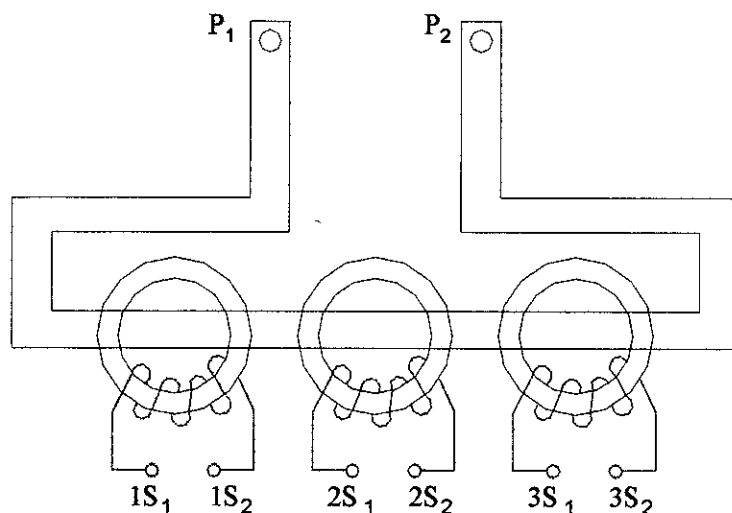


Fig. 4.5 Transformador de corriente con varios secundarios.

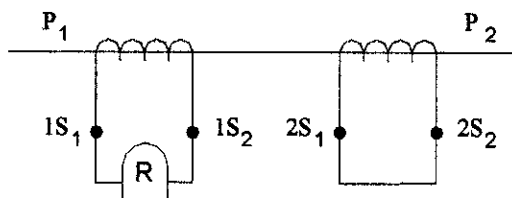


Fig.4.6 Conexión de los secundarios del TC de 2 núcleos

Para transformadores de corriente con múltiple relación como muestra la Fig. 4.7. los terminales que se estén usando no deben de ser cortocircuitados, por lo contrario se deben dejar abiertos.

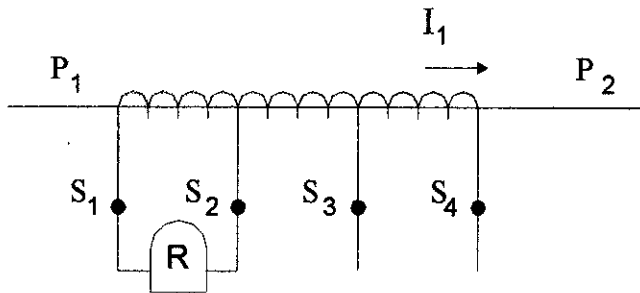


Fig. 4.7 Conexión del circuito secundario de un TC de múltiple relación

A. El secundario del transformador de corriente nunca debe estar abierto

Cuando el primario de un transformador de corriente esta alimentado, el secundario del transformador nunca debe estar abierto. En el caso de que se necesite retirar un instrumento del secundario del TC, este arrollamiento debe ser previamente cortocircuitado a través de un hilo conductor de baja impedancia, un hilo de cobre por ejemplo: veamos las razones de esta precaución.

La corriente primaria de los TC ´s depende de la corriente de carga del sistema.

Si el secundario está cerrado existe un flujo en el lado primario (ϕ_p) y un flujo en el lado secundario (ϕ_s) que se encuentra en equilibrio.

Como muestra la Fig. 4.8.

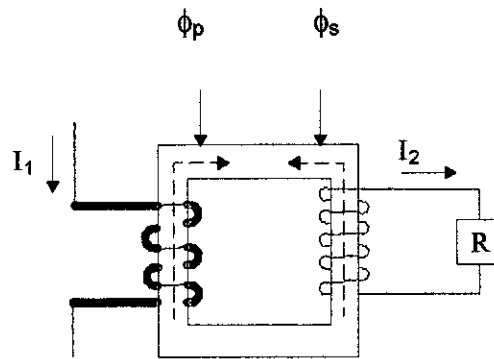


Fig. 4.8

Si el secundario está abierto $I_s = 0$ no habrá un efecto desmagnetizante de esta corriente y la corriente de excitación I_0 pasará a ser la propia corriente I_p , originando en consecuencia un flujo mucho más elevado en el núcleo.

Consecuencias:

- Se produce un sobre tensión en el secundario que superará el nivel de aislamiento la cual causará la destrucción del mismo pudiendo provocar contacto del circuito primario con el secundario y tierra la cual podría llevar a un desastre.
- La sobre tensión inducida en el secundario con elevado valor pondrá en eminente peligro al operador.
- Este flujo (ϕ) elevado corresponderá a una magnetización fuerte en el núcleo que alterará sus características de funcionamiento y precisión.

Por este motivo nunca se debe usar fusibles en el secundario de los TC's.

En los relés de protección que son extraíbles, los circuitos de corriente se cortocircuitan en forma automática, mientras que en los relés que no son extraíbles se deben tener la precaución de cortocircuitar antes de desconectar.

B. Polaridad de los Transformadores de corriente.

Los bornes primarios y secundarios de los TC's reciben varias denominaciones siendo las más utilizadas para el arrollamiento primario: $H_1 - H_2$ o $P_1 - P_2$ y para el arrollamiento secundario: $x_1 - x_2$ o $s_1 - s_2$, como muestra la Fig. 4.9.

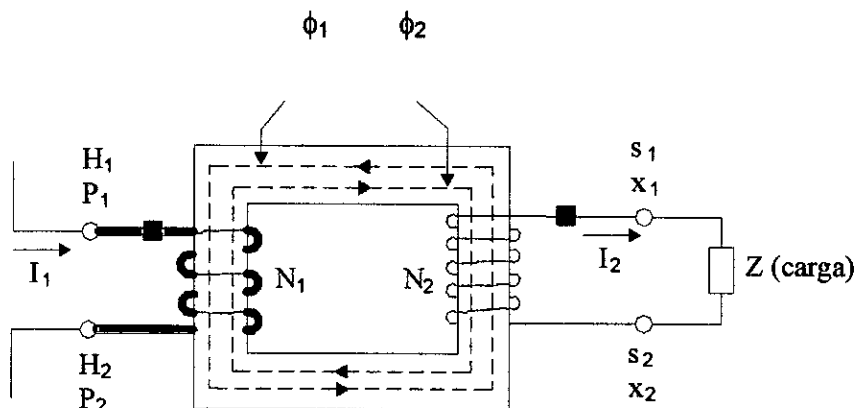


Fig. 4.9

El símbolo "•" indica la polaridad del TC. Las polaridades están indicadas en el lado primario y secundario como muestra la Fig. 4.9 en el caso en el que se utilice relés de protección es importante

conocer la polaridad por que ella nos da el sentido de la corriente para una situación deseada. Sin embargo es del caso aclarar que es más importante conocer que lado del TC se encuentra puesto a tierra tal como se describe a continuación.

C. Puesta a tierra del neutro de los TC's

Para el relé de protección es importante el tipo de conexión del transformador de corriente, para determinar el sentido de flujo de potencia en la línea.

Los transformadores de corriente pueden ser conectados de 4 formas diferentes tal como se muestra en la Fig. 4.10.

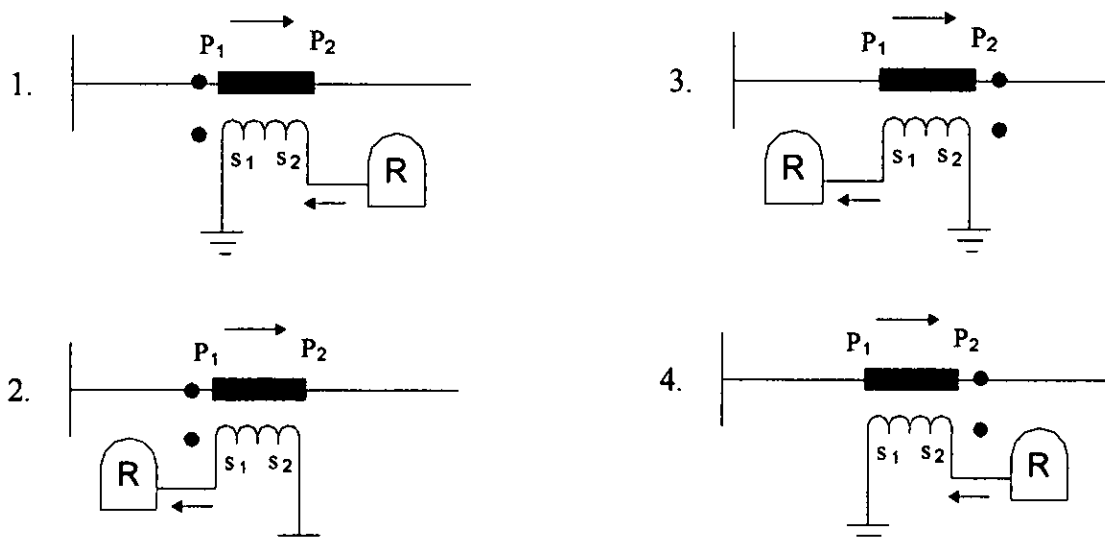


Fig. 4.10

Los transformadores de corriente en general para la polaridad en A.T, los bornes están identificados con P_1 y P_2 , donde P_1 es punto y P_2 es

no punto, en B.T los bornes se identifican como s_1 y s_2 donde s_1 es el punto y s_2 es no punto.

Si la corriente en A.T ingresa al TC por P1, en B.T la corriente sale s_1 y viceversa.

Los relés de sobrecorriente direccionales y relés de distancia para su operación requieren saber el sentido del flujo de corriente si es entrante o saliente para ello se tiene dos opciones:

- *Punto estrella hacia barra:* Cuando la conexión a tierra del secundario esta hacia lado barra, las conexiones 1 y 4 de la Fig. 4.9
- *Punto estrella hacia la línea:* Cuando la conexión a tierra del secundario es hacia línea, las conexiones 2 y 3 de la Fig. 4.9. cumplen con esta condición.

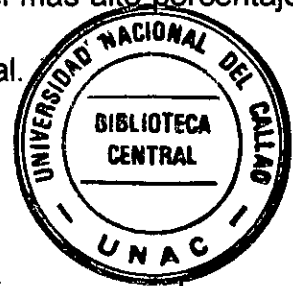
D. Clases de transformadores de corrientes por precisión

Los TC's son agrupados en dos clases distintos:

D.1 TC's para servicio de medición

Es importante que estos transformadores reflejen fielmente la corriente a ser medida. En caso de cortocircuito, no hay necesidad que la corriente sea transformada con exactitud, es ventajoso que en condiciones de cortocircuito el TC se sature, proporcionando así mismo una autoprotección a los equipos de medición conectados en el secundario.

En el caso de un transformador para medición se indica la carga nominal seguida de la clase de precisión, cada devanado secundario debe tener indicado su carga nominal seguida de la clase de precisión correspondiente. Por ejemplo, según IEC: 15VA clase 0,5. Las clases de exactitud son: 0,1-0,2-0,5-1-3-5 y nos indica el más alto porcentaje de error de corriente referida a la corriente nominal.



D.2 TC's para servicio de protección

Los transformadores de corriente de protección son usados para alimentación de relés que deben reflejar fielmente las corrientes de cortocircuito. Siendo las magnitudes de corrientes superiores a la corriente nominal, es importante que los TC's no sufran los efectos de saturación.

Los TC's de protección mantienen su excitación desde la corriente nominal hasta una corriente cuyo valor es dado por el producto de la corriente nominal y por el factor de sobrecorriente nominal (también denominado factor de saturación). El factor de sobrecorriente mas utilizado es 20, existiendo otros factores, como 10 y 5 según normas IEC y según normas ANSI C200 y C400.

La especificación típica de un TC de protección se precisa mediante la carga nominal seguida de la clase de precisión, esta última consta primero del porcentaje del error compuesto, la letra P que indica protección y luego el número de veces de la corriente primaria a la

1951

cual se mantiene el error dentro del valor especificado. Por ejemplo: 30 VA clase 5P10, para una relación de transformación de 100/5 A.

Quiere decir que el transformador de corriente va a leer correctamente hasta un valor de cortocircuito de $10 \times 100 = 1000$ A, con un error del $\pm 5\%$. Pasado este valor el transformador de corriente se saturará y no conserva la precisión de la relación de transformación nominal.

E. Carga

Es la impedancia del circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario, expresada en Ohmios, y factor de potencia. Puede ser indicada también por su factor de potencia y la potencia aparente en voltio-amperios que absorbe para la intensidad secundaria. Por ejemplo: Potencia de precisión 30VA para $I_n = 5$ A.

$$Z = \frac{30}{5^2} = 1.2 \text{ Ohmios}$$

Al calcular la carga secundaria, hay que añadir a la carga de los aparatos de medida, la carga de los cables de conexión. En la Fig. 4.11 vemos un gráfico del consumo en VA de los cables normalmente utilizados.

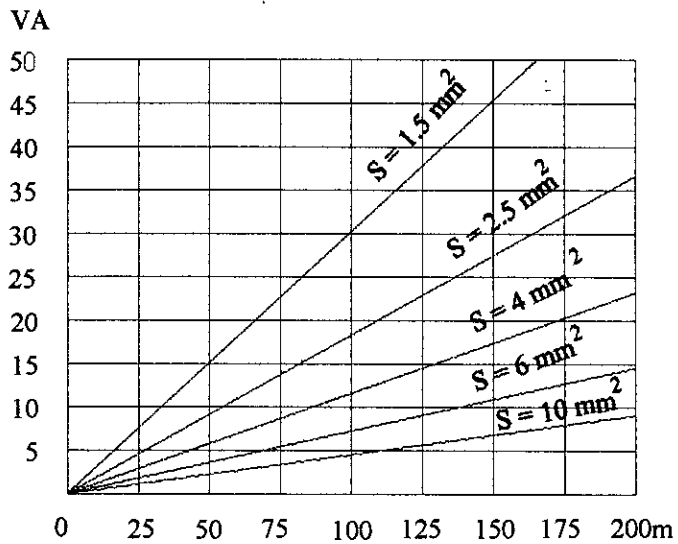


Fig. 4.11

4.2.1.2 Transformadores de Tensión

Los transformadores de potencial (TP's) o el transformador cuyo arrollamiento primario es conectado en derivación con un circuito eléctrico, es destinado a reproducir en el circuito secundario una tensión del circuito primario con su posición fasorial substancialmente mantenida en una proporción conocida y adecuada para uso de instrumentos de medición, control y protección.

La Fig. 4.12, representa esquemáticamente el TP.

Los TP's son proyectados y construidos para una tensión secundaria estandarizada en 100, 110 y 120 volts, siendo una tensión nominal establecida de acuerdo con una tensión entre fases del circuito en el que el TP será conectado.

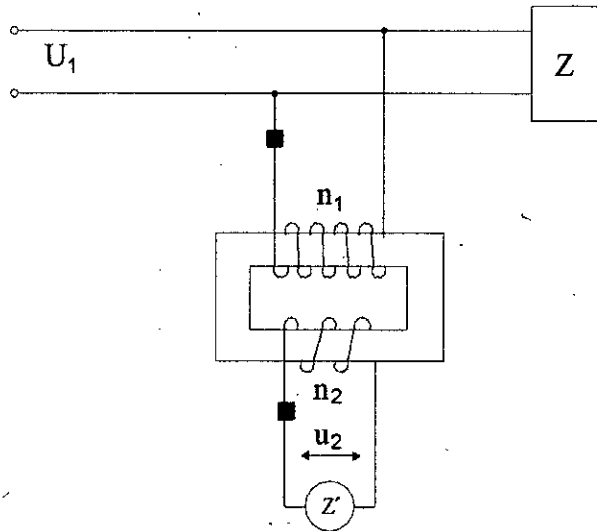


Fig. 4.12 Transformador de tensión

Los TP's deben tener su punto de funcionamiento muy próximo a la condición de funcionamiento de vacío.

Los TP's son proyectados y construidos para soportar una sobretensión de hasta el 10% en régimen permanente.

Como los TP's son diseñados para alimentar instrumentos de alta impedancia (voltímetros, bobinas de potencial de wattímetros, bobinas de potencial de medidores de energía eléctrica, relés de tensión etc.), la corriente I_2 es muy pequeña, por eso se asemeja a los transformadores de potencia que funcionan casi en vacío.

A. Conexión de los TP's

Los TP's pueden ser conectados entre fase y neutro, son construidos para tener como tensión primaria nominal una tensión entre fases del circuito

dividido entre $\sqrt{3}$, y como tensión secundaria nominal 100, 110, 120 $/\sqrt{3}$ volts o 100, 110, 120 voltios aproximadamente, pudiendo tener estas dos posibilidades de tensiones, conforme muestra la Fig. 4.13.

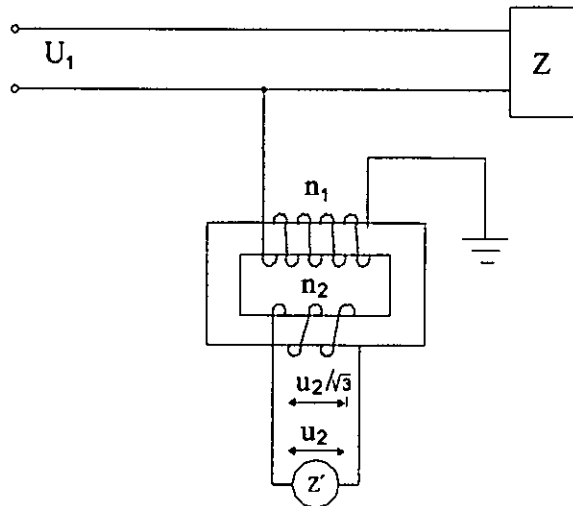


Fig. 4.13

B. Clases de transformadores de tensión por precisión

Los TP's son agrupados en dos clases distintas:

B.1 Transformadores de tensión para medida.

Son los transformadores de tensión destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores de energía, etc.

Las clases de precisión normalizados según las normas IEC son:

$$0,1 - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0$$

En las tablas 4.1 y 4.2 se muestran los límites de errores para transformadores de medición así como también para transformadores para protección

Tabla. 4.1 Límites de error para transformadores de tensión para medición

Clases	Error en relación de Tensión (%)	Angulo de fase (min)
0,1	+/- 0,1	+/- 5
0,2	+/- 0,2	+/- 10
0,5	+/- 0,5	+/- 20
1,0	+/- 1,0	+/- 40
3,0	+/- 3,0	No especificado

En cuanto a la aplicación de los transformadores de tensión se puede decir que la clase 0,1 se utiliza para transformadores de tensión para laboratorio, la clase 0,2 para medidas de precisión, la clase 0,5 para medición comercial, la clase 1,0 para medición industrial y la clase 3,0 para instrumentación.

B.2 Transformadores de Tensión para Protección

Son los transformadores de tensión destinados a alimentar relés de protección.

Las clases de precisión normalizados según la IEC son: 3P y 6P

Tabla 4.2 Límite de error para transformadores de Tensión para protección

Clase	Error en la relación de Tensión (%)	Angulo de fase (min)
3P	+/- 3,0	+/- 120
6P	+/- 6,0	+/-240

Lo ideal en sistemas de protección es tener redundancia en todas las etapas de la cadena, sin embargo duplicar los equipos en el patio de llaves no es común debido a los altos costos que representan y la

experiencia a demostrado un buen porcentaje de fiabilidad de los TP's y TC's, por lo tanto se utilizan diferentes núcleos del transformador de corriente y diferentes núcleos del transformador de tensión. En el caso de que el transformador de tensión no disponga de dos núcleos, los circuitos de tensión secundarios deben ser separados en grupos independientes por medio de interruptores termomagnéticos desde el tablero de agrupamiento ubicado en patio.

4.2.2 Interruptor de Potencia

El interruptor de potencia es el encargado de conectar y desconectar la corriente de régimen permanente y de interrumpir las corrientes de falla del circuito. La magnitud de las corrientes de interrupción varia desde unos pocos amperios hasta los altos valores de corrientes de cortocircuito para los cuales el interruptor esta diseñado; además los interruptores están en capacidad de cerrar con una corriente de magnitudes similar a la corriente de cortocircuito y permanecer completamente cerrados hasta recibir la orden de disparo dada por el sistema de protección.

4.2.2.1 Mecanismo de Operación

El mecanismo de operación es el dispositivo que por medio de la energía almacenada acciona al interruptor ya sea para abrirlo o cerrarlo. La energía que almacena el mecanismo de operación debe ser suficiente para efectuar las secuencias de operación requeridas por el sistema.

Básicamente existen tres tipos de mecanismo de operación o de almacenamiento de energía. El almacenamiento de la energía se puede lograr por medio de motores alimentados por los servicios auxiliares de la subestación, e inclusive se puede lograr por mecanismos manuales durante emergencias. Los tipos principales de mecanismo de operación son: Neumático, Resortes e Hidráulico.

4.2.2.2 Secuencia Nominal de Operación

La IEC normaliza dos(2) tipos de secuencia nominal de operación:

- Secuencia 1: O – t – CO – t' – CO
- Secuencia 2: CO – t'' – CO

O = abrir, C = cerrar

t = 3 minutos en aquella que no esta prevista la reconexión rápida.

t = 0,3 segundos en aquellos interruptores que esta prevista la reconexión rápida.

t' = 3 minutos.

t'' = 15s, para interruptores que no estén prevista la reconexión rápida.

Para fines de especificación puede ser conveniente exigir el desempeño de la secuencia 1 con t = 0,3 s, para todos los interruptores, a pesar de que no siempre la reconexión automática sea adoptada inicialmente.

4.2.3 Equipo de Protección

4.2.3.1 Servicios auxiliares.

Los servicios auxiliares son de vital importancia dentro del sistema de protección, cuya finalidad es suministrar energía a determinados circuitos, para que estos puedan llevar a cabo su cometido.

Cada subestación deberá estar provista de un servicio de corriente continua para alimentar el sistema de control, protecciones y comunicaciones.

Generalmente para el sistema de control y comunicaciones, se utiliza ya sea un conjunto de baterías de 48 Vcc, con dos cargadores. La cual se ilustra en la siguiente Fig. 4.14.

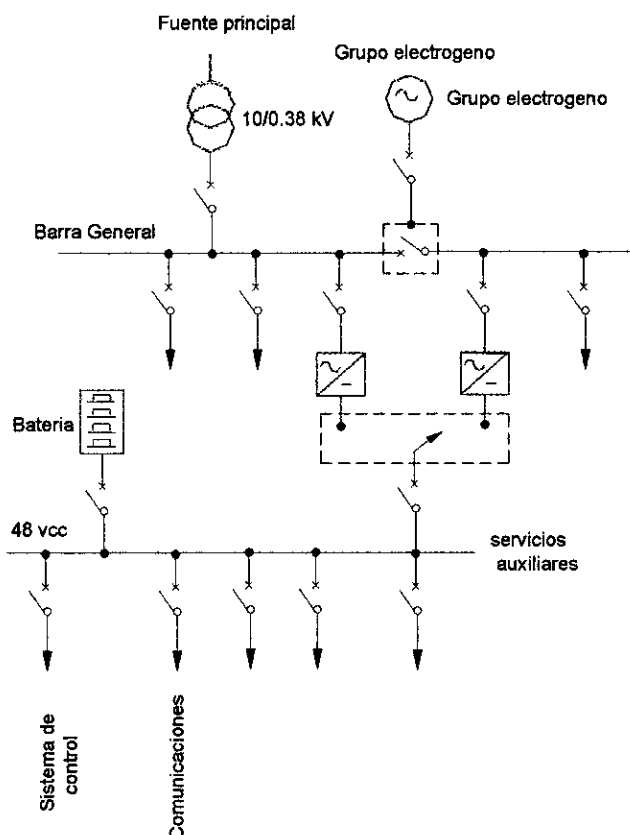


Fig. 4.14

La alimentación auxiliar de los relés de protección y del sistema de control manual y medición proviene de un sistema de baterías de 220 o 120Vcc. En subestaciones de alta y media tensión se acostumbra a utilizar un solo banco de baterías con dos cargadores, mientras que para subestaciones de extra alta tensión se utiliza dos bancos de baterías con doble sistema de distribución como se muestra en la Fig. 4.15.

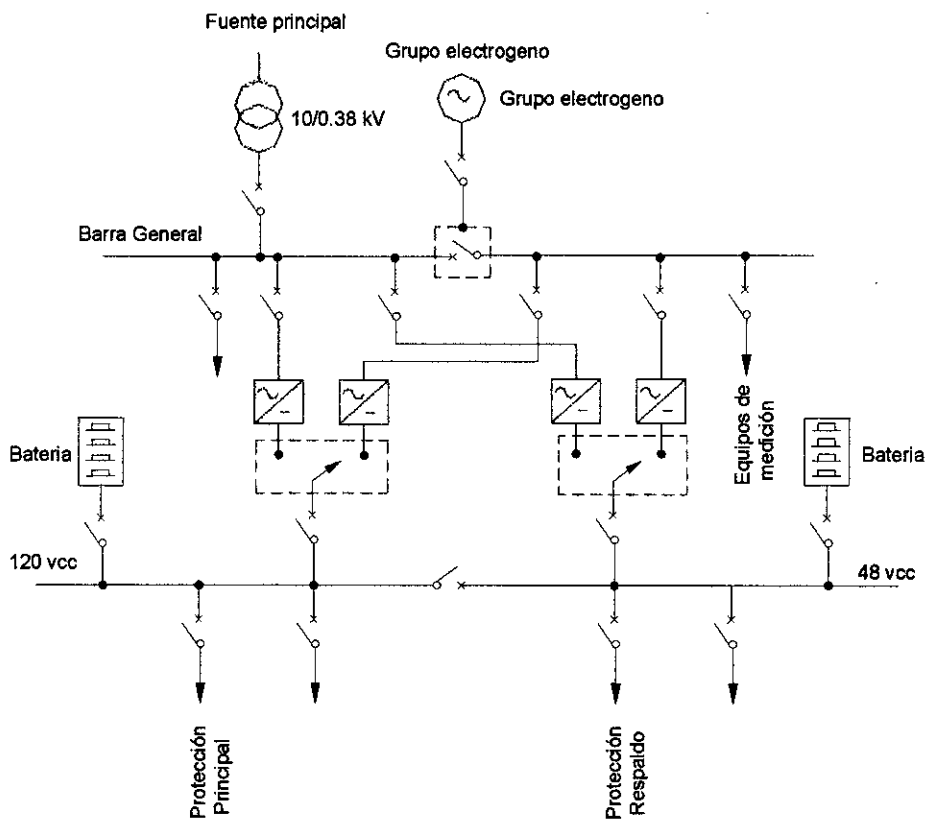


Fig. 4.15

- Alimentación de corriente continua

El sistema de alimentación de corriente continua para la protección principal y la de respaldo debe ser tan independiente como sea posible. Para los sistemas de alta tensión se utilizan sistemas redundantes de baterías.

Para niveles inferiores de tensión puede ser suficiente separar la alimentación principal en dos secciones y alimentar la protección principal y la de respaldo desde diferentes secciones.

4.2.3.2 Relés de protección y Conexiones

El relé de protección es el elemento principal del sistema de protección, y tiene la función de producir la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema sufre un cortocircuito o cuando empieza a operar de manera anormal en forma tal que pueda causar daño o interferencia en la operación efectiva del resto del sistema. Las protecciones trabajan en asociación con los interruptores los cuales desconectan el equipo luego de la orden del relé, para mitigar los efectos que puedan originarse por las fallas. Una función secundaria de los relés de protección es proveer indicación de la localización y tipo de falla, de tal manera que la comparación con la observación humana y los registros de falla constituyan un medio eficiente para el análisis de la falla y sirva para la prevención de fallas y por consiguiente alargar el tiempo de vida de los equipos.

- **Ubicación física y conexiones**

La separación física de las protecciones se realiza hasta donde sea posible, utilizando diferentes rutas de cable y diferentes tableros. Para los sistemas de protección en alta tensión se recomienda la utilización de tableros independientes para la protección principal y la protección de respaldo para prevenir problemas de incendio del cableado y daños mecánicos en el tablero, sin embargo cuando se tienen limitaciones de espacio y los sistemas

de protección lo permiten se pueden combinar en un solo tablero, tomando todas las precauciones para evitar los riesgos de incendio o daños mecánicos.

Cuando la protección principal y la de respaldo se instalan en el mismo tablero se debe prestar especial atención a la identificación y separación de los elementos del tablero para evitar los riesgos de error durante las labores de mantenimiento.

- Intercambio de señales

Se debe evitar al máximo el intercambio de señales entre la protección principal y la protección de respaldo para que hasta donde sea posible operen de manera independiente.

- Pruebas y señalización de alarmas

Se deben incluir en los sistemas de protección los elementos necesarios para realizar las pruebas de las protecciones de manera individual, de tal forma que se aísle su interacción con el resto del sistema (aislar señales de arranque a la protección de falla interruptor o al recierre, aislar disparos y aislar la señalización remota hasta donde sea posible).

Adicionalmente los relés de protección deben permitir la señalización remota de alarmas de falla menor o falla mayor como resultado de las rutinas de autodiagnóstico

4.2.3.3 Equipo de Teleprotección

El equipo de teleprotección basado en esquemas de teleprotección se utiliza como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo cuando hay una falla dentro de la línea. Los esquemas de teleprotección pueden ser permisivos o de bloqueo.

El esquema de teleprotección se debe establecer de acuerdo con las necesidades del esquema de las protecciones principales y de disparo transferido. Se debe garantizar la aclaración de fallas aún cuando los sistemas de teleprotección no estén disponibles para la cual se aceptan los tiempos de respaldo local indicados, incluso cuando esté ausente una de las protecciones principales.

4.2.3.4 Sistema de Comunicación.

Los relés de protección numéricos cuentan con una comunicación local y remota versátil. Para la comunicación local los relés presentan un puerto de comunicación en la parte frontal en la cual por medio de un computador portátil se realiza la parametrización, configuración, recuperación de eventos y oscilografías del relé. Como muestra la Fig. 4.16.

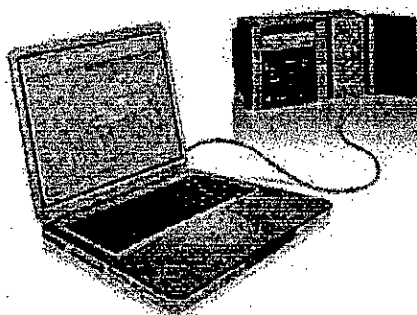


Fig. 4.16

La necesidad actual de las empresas es tener la información en tiempo real de todas las protecciones del sistema al alcance de los supervisores del centro de control y del especialista de protecciones. Para cubrir esta necesidad los relés cuentan con puertos de comunicación adicionales al frontal ubicado en la parte posterior tales como:

Puerto A: Gestión de protecciones.

Puerto B: Integración al sistema escada.

Puerto C: Sincronización del tiempo.

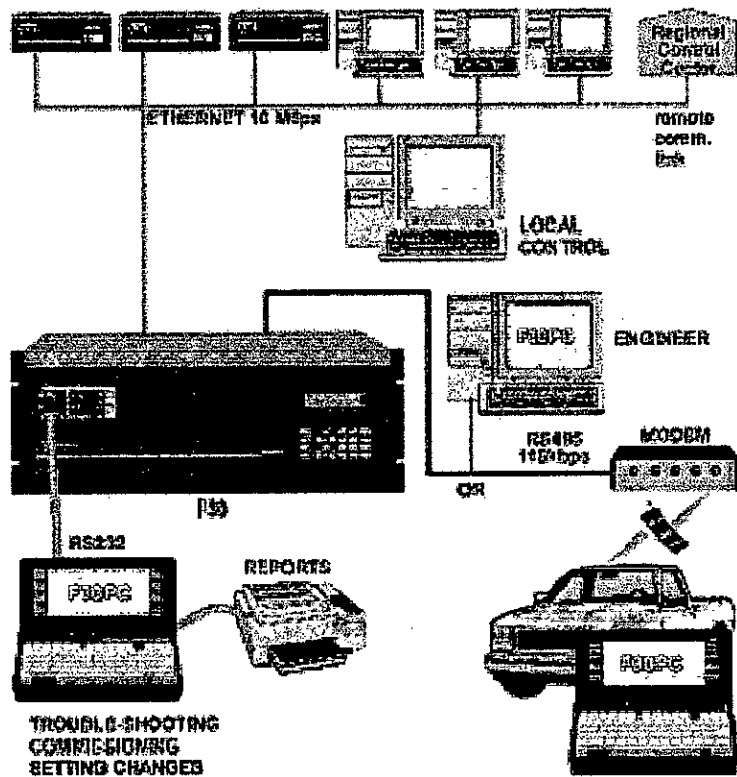


Fig. 4.17

Los protocolos de comunicación dependen del fabricante del relé, cada fabricante tiene un protocolo propio que permite la comunicación remota al 100%.

Actualmente los fabricantes tienen protocolos estándar que es el IEC 870-5-103, DNP3 los cuales permite integrarse con equipos de diferentes fabricantes sin embargo la integración aún no es al 100%.

El medio de comunicación utilizado para la gestión de protecciones, integración al sistema scada puede ser: Onda portadora, Microondas, Satélite, telefónica o Fibra Optica.

4.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

El diseño del sistema de protección debe ser tan claro y simple como sea posible para evitar errores humanos durante todas las etapas de su desarrollo (ingeniería básica, ingeniería de detalle, montaje, pruebas, operación y mantenimiento). Por este motivo debe haber un compromiso entre la fiabilidad y la seguridad que se desea dar al sistema de protección para evitar la inclusión de elementos que no sean estrictamente necesarios.

Una protección ideal sería aquella que reaccionase exclusivamente para la falla o perturbación para la que ha sido diseñada, que actuase en el menor tiempo posible y que su costo fuera mínimo. No obstante, barajar todas estas exigencias obliga a la protección de tener características a veces opuestas entre sí.

- ◆ Seguridad: Es la probabilidad de no actuación de una protección cuando no debe hacerlo.

- ◆ **Obediencia:** Es la probabilidad de actuación de la protección cuando debe hacerlo.
- ◆ **Fiabilidad:** Es la probabilidad que una protección actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. Queda representada por el producto de la seguridad y de la obediencia. Si se disponen dos relés en paralelo se aumenta la obediencia, pero disminuye la seguridad. Por el contrario, si se disponen de dos relés en serie, se aumenta la seguridad pero disminuye la obediencia.
- ◆ **Precisión:** Es la respuesta a los valores de entrada.
- ◆ **Rapidez:** Es el tiempo desde la aparición del efecto o falla hasta la actuación de los contactos del relé. Esta característica es de importancia en las protecciones que no se hallan temporizadas. El aumento de la rapidez supone una disminución de la fiabilidad.
- ◆ **Flexibilidad:** Es la capacidad para adaptarse a cambios funcionales.
- ◆ **Simplicidad:** Representa la reducción de funciones e intersecciones en el diseño de la protección.
- ◆ **Mantenimiento:** Es la disminución máxima de piezas sujetas a desgaste, consiguiendo así un mantenimiento mínimo.
- ◆ **Facilidades de prueba:** Es la posibilidad de realizar verificaciones con el equipo de protección sin necesidad que se desconecten partes del circuito donde se halla instalado dicho equipo.
- ◆ **Autodiagnóstico:** Es la inclusión de funciones de autoverificación en la protección. Esta característica es común en las protecciones digitales.

- ◆ **Modularidad:** Lo que permite el montaje de las protecciones mediante módulos enchufables posibilitando así de una forma más sencilla la localización de averías y las futuras ampliaciones en los equipos de protección.
- ◆ **Costo: Económico.** La tecnología digital a motivado la reducción considerable del costo de los relés. Por esta razón varias empresas eléctricas están optando por implementar sus sistemas de protección con redundancia de relés

4.4. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- CESP, "Transformador de Corrente e Potencial", V concurso Internacional de Treinamiento em Protecao de Sistemas de Geracao e Transmissao, 4 edición 1997
- Introduction to Instrument Transformer, ARTECHE.
- Subestación de alta y extra alta tensión. Carlos, Ramírez. G. 4 edición 1999.
- Manuales de relés General Electric.

CAPÍTULO 5

RELE NUMÉRICO

5.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los relés digitales son sistemas de microprocesadores interconectados con el sistema protegido que realizan tareas de tiempo real. Esto les confiere dos particularidades:

- La información sobre los valores de las señales eléctricas de entrada llega al microprocesador en instantes discretos de tiempo.
- El microprocesador solamente realiza operaciones aritméticas, tales como: suma, resta, multiplicación y división.

Esto trae como consecuencia la necesidad de resolver dos problemas. El primero de ellos consiste en que a las señales discretas de entrada hay que hacerle operaciones matemáticas continuas, tales como la integración y la diferenciación; para ello hay que utilizar métodos de aproximación. Así por ejemplo, para la integración se hace la aproximación por una función escalonada (ver Fig. 5.1)

$$\int_{t_0}^{t_n} x(t) dt = \sum_{k=1}^n x(t_k) \Delta t \quad (5.1)$$

Una aproximación más exacta es la trapezoidal (Fig.1.1), dada por:

$$\int_{t_0}^{t_n} x(t) dt = (\Delta t / 2)(x_0 + 2x_1 + \dots + 2x_{n-1} + x_n) \quad (5.2)$$

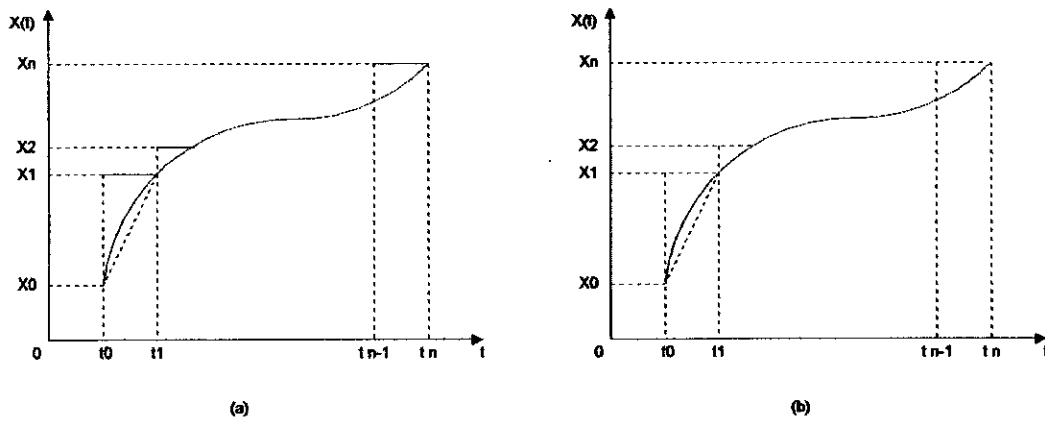


Fig. 5.1 Aproximación discreta de la integración

La diferenciación puede aproximarse a partir de los valores de la función, tal como se muestra en la Fig. 5.2 según:

$$\frac{dx(t)}{dt} = \frac{x(t_{k+1}) - x(t_k)}{t_{k+1} - t_k} \quad (5.3)$$

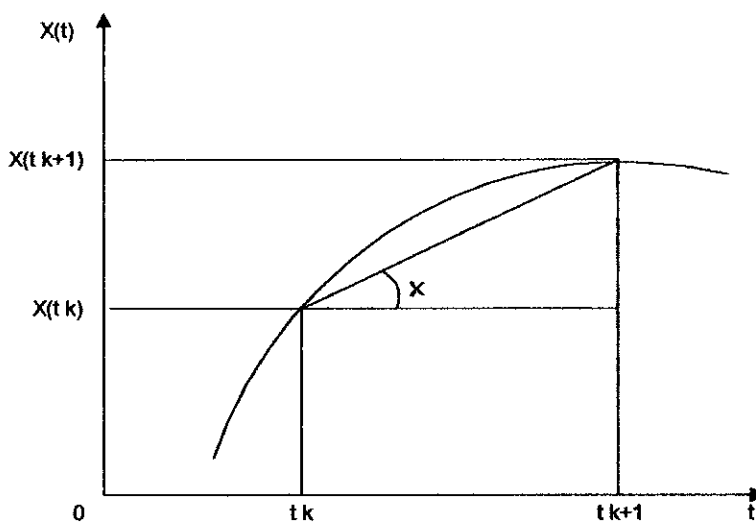


Fig. 5.2 Aproximación discreta de la diferenciación

El segundo problema a resolver es el de la realización de dependencias funcionales complejas mediante operaciones aritméticas. Existen dos vías para la solución de este problema. La primera variante es presentar las dependencias funcionales en forma tabular, y gravar esa información en memoria. La ventaja de este método es la alta velocidad de ejecución, pero tiene como desventaja una reducida precisión o una elevada utilización de la capacidad de memoria (en dependencia del número de valores que se almacenen).

La segunda variante consiste en aproximar las funciones complejas por series que contengan solamente operaciones aritméticas, tales como la serie de Taylor. El subprograma de cálculo de la serie se graba en memoria, y ocupa menos espacio que una tabla, pero requiere mayor tiempo de ejecución, sobre todo cuando se necesita alta precisión. En ocasiones es conveniente combinar ambas variantes, lo que permite obtener una alta velocidad o una elevada precisión, con requerimientos de memoria no tan elevados.

5.2 ARQUITECTURA DEL RELÉ NUMÉRICO.

En la Fig. 5.3 se presenta el diagrama de bloques general de un relevador digital. Al relevador se aplica señales analógicas provenientes de los transductores primarios de corriente y potencial, y señales discretas, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relevadores. Esas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes

antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión análogo-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salida del relevador reciben procesamiento en el subsistema de salidas discretas, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlos de salidas de tipo contacto. El relevador realiza también dispositivos de señalización de su operación (banderas) y de su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. La mayoría de los relevadores digitales dispone también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales mediante puertos de tipos serial y paralelo.

El subsistema de señales analógicas (Fig. 5.3) de un relevador digital tiene las funciones siguientes:

- Acondicionar las señales de voltaje y corriente provenientes de los transductores primarios a voltajes adecuados para la conversión análogo-digital.
- Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada.
- Proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutaciones y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios de protección.

- Hacer el filtrado anti-aliasing de las señales analógicas de entrada. Este filtrado es necesario para eliminar el espectro de frecuencia de esas señales a una frecuencia no mayor que la mitad de la frecuencia de muestreo a utilizar en el relevador.

El subsistema de entradas discretas (Fig. 5.3) tienen las funciones de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos), proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger el relevador contra sobrevoltajes transitorios.

En la interfaz análogo-digital se llevan a cabo los procesos de muestreo y conversión análogo-digital de las señales análogas. El reloj de muestreo (ver Fig. 5.4) genera pulsos de corta duración y de una cierta frecuencia, que marcan los instantes de muestreo; en cada uno de ellos se hace la conversión del valor instantáneo de la señal análoga a una palabra digital, que queda disponible para el procesador.

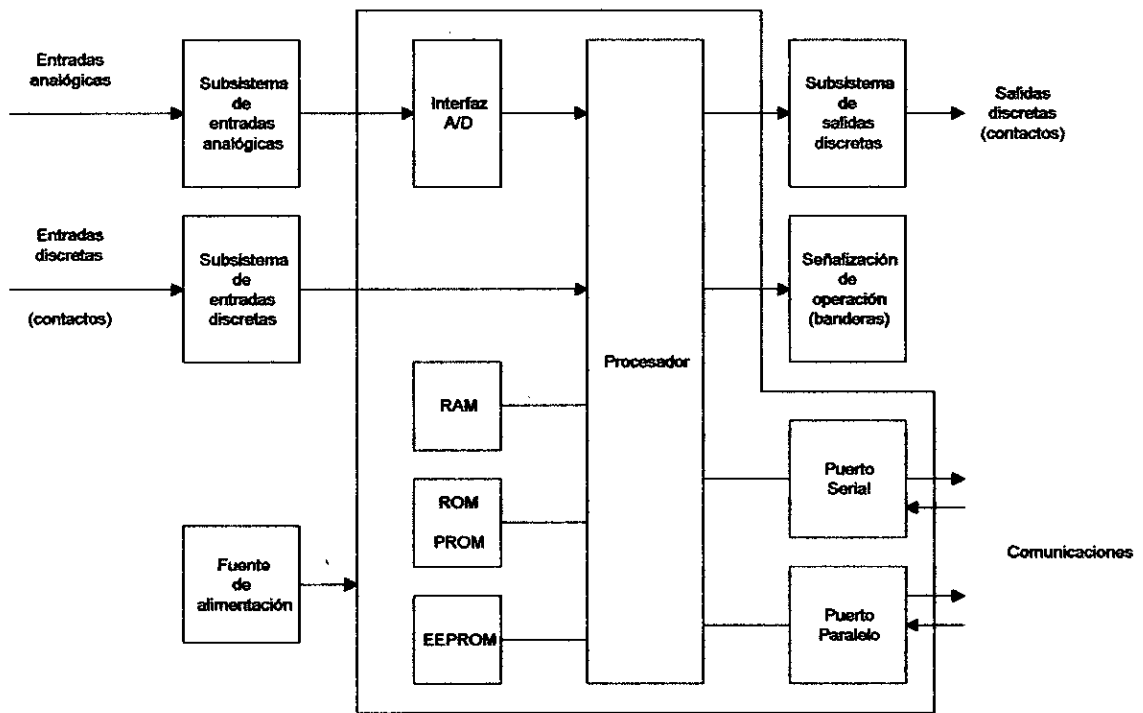


Fig. 5.3 Diagrama de bloques de un relevador digital

Existen las siguientes variantes para el muestreo de señales análogas: a) Tomar muestras con espaciamiento uniforme durante todo el ciclo de la señal (ver Fig. 5.4). Esta es la variante más utilizada en relevadores digitales, y la frecuencia de muestreo $f_m = 1/\Delta t$ es del orden 240 Hz a kHz. b) Hacer un muestreo con alta frecuencia durante parte del ciclo, detener el muestreo para procesar los datos, y reanudarlo posteriormente. c) Hacer un muestreo con baja frecuencia en régimen normal del sistema, y conmutar a una frecuencia mayor en caso de falla.

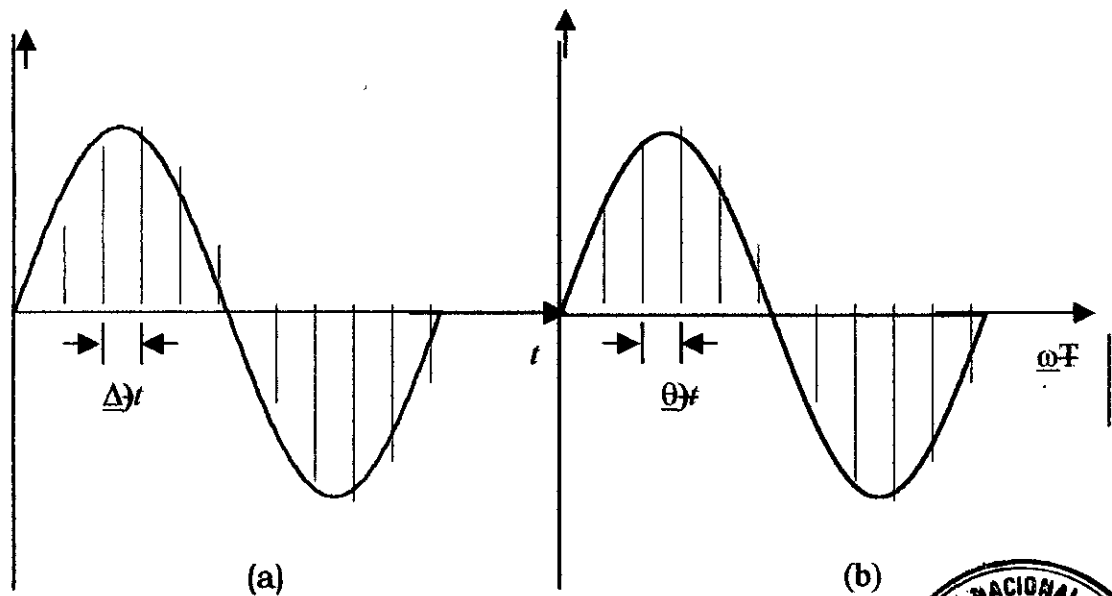


Fig. 5.4 Muestreo de señales analógicas



En la variante de muestreo con espaciamiento uniforme durante todo el ciclo de la señal existen dos alternativas: muestreo uniforme en tiempo o en ángulo. En el muestreo uniforme en tiempo el intervalo de tiempo entre muestras Δt es constante, es decir, la frecuencia de muestreo f_m es constante; también se conoce como muestreo asincrónico, y es el más utilizado hasta el momento (ver Fig. 5.4 (a)).

En el muestreo uniforme en ángulo es constante el ángulo de separación entre muestras $\theta = \omega_0 \Delta t$, donde ω_0 es la frecuencia angular de la señal (Fig. 5.4 (b)); en este caso el muestreo está sincronizado con el cruce por cero de la señal, lo que implica detectar ese cruce por cero. De lo anterior resulta que, si varía la frecuencia ω_0 de la señal, es necesario modificar el valor de Δt y, por tanto, el de f_m . Este inconveniente práctico reduce la aplicación del

muestreo constante en ángulos o muestreo sincrónico a aquellos casos en que la naturaleza del problema lo requiere.

En realidad se hace más de una conversión en cada instante de muestreo pues el relevador tiene varias señales analógicas de entrada. Una alternativa para esto es hacer un multiplexado analógico de las señales de entrada y aplicarlas secuencialmente a un convertidor análogo-digital (Fig. 5.5 (a)); el proceso de conversión y transmisión de cada señal al procesador debe ser muy rápido si se desea que las muestras sean simultáneas, lo que es en general desagradable, pero no indispensable.

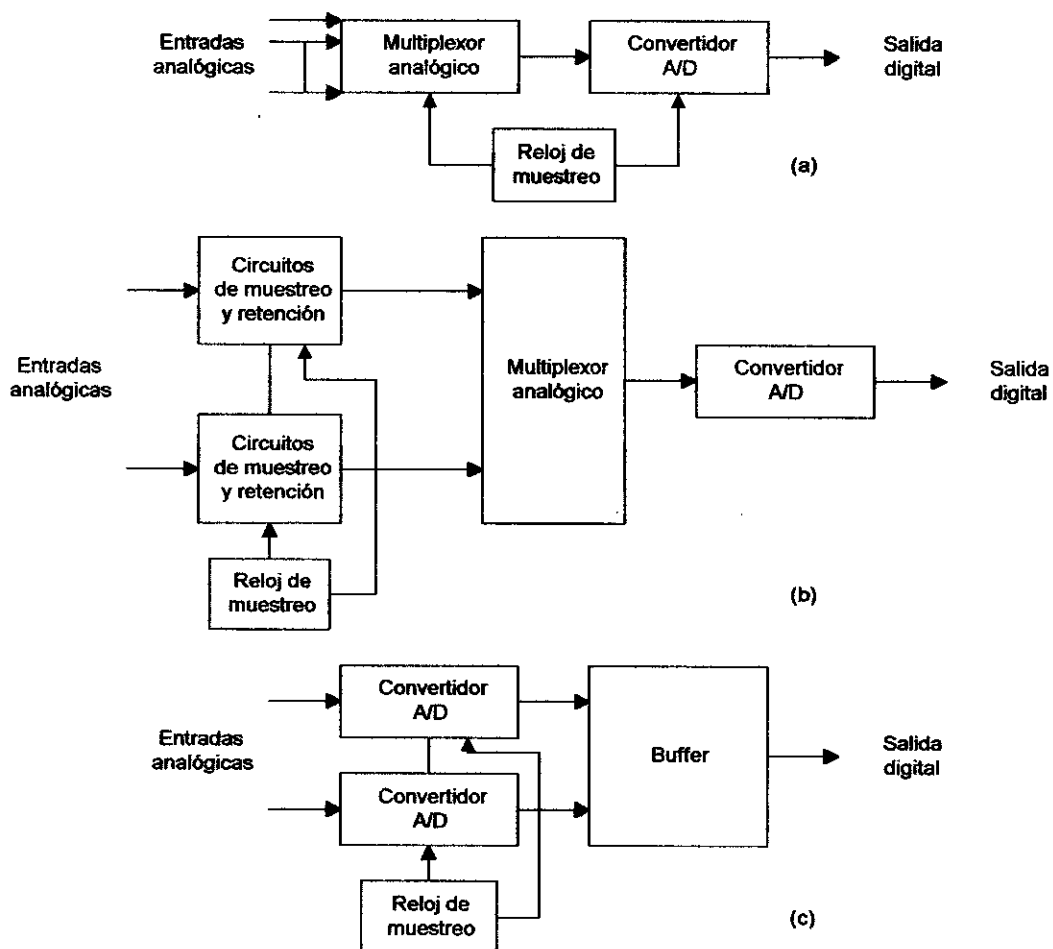


Fig. 5.5 Alternativas de muestreo y conversión análogo-digital

Otra variante consiste en hacer el muestreo de cada señal por separado en forma simultánea, y retener los valores de las muestras para su conversión y transmisión al procesador con velocidad relativamente baja (Fig. 5.5 (b)). Una tercera alternativa es utilizar convertidores análogo-digitales independientes en los distintos canales de entrada (Fig. 5.5 (c)), lo que eleva el costo del esquema.

El procesador del relevador digital (Fig. 5.3) es el encargado de ejecutar los programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo, y de realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. En el relevador se requiere distintos tipos de memorias: la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios de los programas de protección, y para almacenar datos a ser guardados posteriormente en memoria no volátil. Los programas del relevador se guardan en memorias de lectura solamente, de tipos no programables (ROM) o programable (PROM), y se ejecutan directamente desde allí (excepcionalmente), o se cargan inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria tipo PROM borrables (EPROM) o eléctricamente borrables (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo por batería.

El aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serial (Fig. 5.3) permiten el intercambio de información remota fuera de línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registro de fallas o de datos de ajustes, y otras. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario disponer de una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salidas discretas (Fig. 5.3) procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relevador.

El relevador digital debe contar con una fuente de alimentación independiente (Figura. 5.3), generalmente de tipo conmutado, que puede conectarse a la batería de acumuladores de la subestación, y produce los voltajes de corriente directa necesaria para los circuitos del relevador (típicamente 5V y $\pm 15V$).

5.3 FUNCIONES

La tarea fundamental de la protección de una línea de transmisión consiste en determinar el lugar en que ha ocurrido un cortocircuito, con independencia de su tipo, como base para discriminar entre fallas internas y externas en la línea protegida.

En líneas de transmisión pueden utilizarse protecciones de sobrecorriente, direccionales de sobrecorriente, de distancia y tipo piloto o teleprotecciones. La protección de sobrecorriente es la más sencilla y económica, pero tiene limitaciones funcionales, que la restringen a redes radiales de distribución y subtransmisión. La adición de direccionalidad extiende la aplicación de la protección de sobrecorriente a sistemas con más de una fuente de generación, a redes anilladas, y a líneas paralelas; sin embargo, no se resuelve por esta vía la limitación de sensibilidad en la protección de fase, que es inherente al principio de medición de corriente. Las protecciones direccionales de sobrecorriente encuentran su mayor aplicación en la protección contra fallas a tierra, donde tienen gran sensibilidad.

La protección de distancia resuelve en gran medida el problema de sensibilidad de la protección de sobrecorriente de fase, y es aplicable en redes en que no es indispensable la liberación instantánea de las fallas en toda la longitud de la línea. La protección tipo piloto elimina esta limitación de la protección de distancia, y se utiliza en las líneas de mayor nivel de voltaje y más importante del sistema, donde se requieren tiempos reducidos de liberación de las fallas para conservar la estabilidad del sistema.

La protección digital de líneas de transmisión ha sido un área de mucho interés desde las primeras etapas del desarrollo de esta técnica. Esto se explica por el reto que representa la complejidad del problema, por la potencialidad de las protecciones digitales para superar las características

funcionales de las versiones analógicas, y por el incentivo económico, dado por la posibilidad de competir en un mercado relativamente amplio (el número de líneas en el sistema es mayor que el de generadores, transformadores y barras).

En el presente capítulo se estudian los algoritmos básicos de las versiones digitales de relevadores de sobrecorriente, direccionales, de distancia y tipo piloto, que constituyen la base de la protección de líneas de transmisión.

5.3.1 Algoritmos de relevadores de sobrecorriente

Un relevador de sobrecorriente es un órgano de medición de una señal de entrada que responde a la corriente del elemento protegido y que opera cuando esa corriente rebasa un cierto valor. Atendiendo a su tiempo de operación, los relevadores de sobrecorriente pueden subdividirse en instantáneos y con retardo de tiempo. Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo se clasifican a su vez en relevadores de tiempo definido o constante (cuyo tiempo de operación no depende del valor de la corriente), y relevadores de tiempo inverso. Conceptualmente los relevadores instantáneos y los de tiempo definido pueden considerarse como casos particulares de los de tiempo inverso.

La relación funcional $T=F(I)$ entre el tiempo de operación y la corriente de entrada al relevador es denominada característica tiempo-corriente. La ecuación típica de esta característica para un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso es:

$$(I^n - 1) T = K \quad (5.4)$$

Donde el exponente n determina el grado de inversión de la característica y K es un coeficiente constante (ver Fig. 5.6). En realidad para el relevador se especifica una familia de curvas para un cierto valor de n , donde K es el parámetro que determina una curva dada.

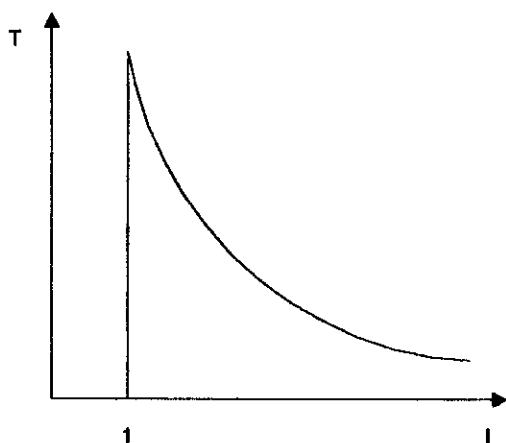


Fig. 5.6 Característica TC de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

El diagrama de bloques de un relevador de sobrecorriente analógico se presenta en la Fig. 5.7. El generador de funciones forma una señal de salida $H(I)$ (generalmente un voltaje), que tiene una cierta relación funcional con la corriente de entrada. La constante de tiempo de este bloque es por lo general pequeño en comparación con el tiempo de operación del relevador.

El integrador es el elemento que introduce la variable tiempo en el proceso y, bajo la suposición de linealidad, su señal de salida está dada por:

$$G(t) = \int_0^t H(l) dt \quad (5.5)$$

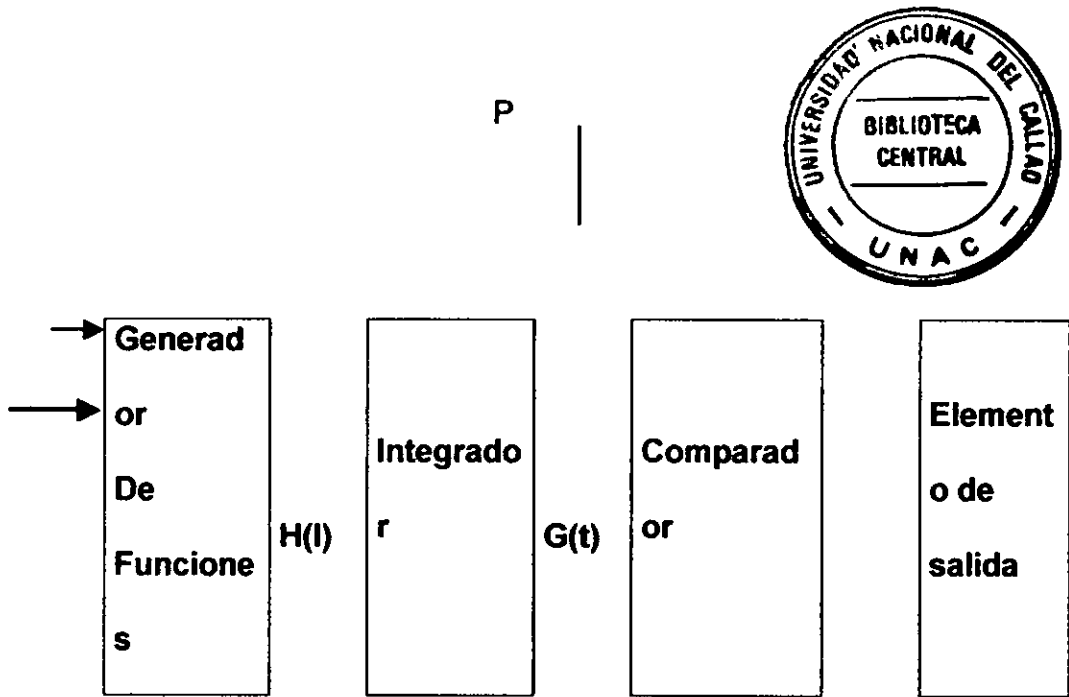


Fig 5.7 Diagrama de bloques de un relevador analógico de sobrecorriente de tiempo inverso

En el comparador se hace la comparación de amplitud de la señal $G(t)$ con un valor constante P . Este esquema opera (cambia el estado de su salida) para $G(t)=P$; este cambio de estado provoca la emisión de una señal de disparo en el elemento de salida (cierre del contacto de un relevador auxiliar o entrada en conducción de un tiristor). En ese instante es $t=T$ (tiempo de operación de relevador), por lo que la condición de operación puede expresarse por:

$$G(T) = \int_0^T H(I) dt = P \quad (5.6)$$

La ecuación (5.6) describe la relación funcional tiempo-corriente en un contexto general, pues es válida incluso cuando la corriente varía durante el tiempo en que el relevador está en proceso de operación.

En un relevador digital de sobrecorriente, la ecuación (5.6) se representa en forma discreta:

$$\Delta t \sum_{k=1}^{k_{op}} H(I_k) = P \quad (5.7)$$

La operación del relevador tiene lugar en el instante en que k alcanza un valor igual a k_{op} y se cumple la ecuación (5.7). El tiempo de operación está dado por:

$$T = k_{op} \Delta t \quad (5.8)$$

Un aspecto importante en el relevador digital de sobrecorriente es la estimación de parámetros de la señal de entrada. Para ello pueden utilizarse las variantes siguientes:

- Rectificación y filtrado de la corriente, lo que equivale a la determinación de su valor medio en forma analógica. Esta

$$G(T) = \int_0^T H(I) dt = P \quad (5.6)$$

La ecuación (5.6) describe la relación funcional tiempo-corriente en un contexto general, pues es válida incluso cuando la corriente varía durante el tiempo en que el relevador está en proceso de operación.

En un relevador digital de sobrecorriente, la ecuación (5.6) se representa en forma discreta:

$$\Delta t \sum_{k=1}^{k_{op}} H(I_k) = P \quad (5.7)$$

La operación del relevador tiene lugar en el instante en que k alcanza un valor igual a k_{op} y se cumple la ecuación (5.7). El tiempo de operación está dado por:

$$T = k_{op} \Delta t \quad (5.8)$$

Un aspecto importante en el relevador digital de sobrecorriente es la estimación de parámetros de la señal de entrada. Para ello pueden utilizarse las variantes siguientes:

- Rectificación y filtrado de la corriente, lo que equivale a la determinación de su valor medio en forma analógica. Esta

Un relevador direccional de protección contra cortocircuitos es un órgano de medición de dos señales de entrada que responde al sentido de circulación de la potencia aparente, y que opera cuando esa potencia fluye hacia la línea protegida por efecto de un cortocircuito. Se utiliza en combinación con un órgano de sobrecorriente para conformar protecciones direccionales de sobrecorriente, entre otras aplicaciones.

El algoritmo más sencillo para determinar el sentido de la potencia aparente del cortocircuito se basa en calcular el ángulo de defasaje entre voltaje y corriente, a partir de los estimados fasoriales de estas señales. Dadas las componentes ortogonales de voltaje y su corriente, se tiene:

$$\varphi_V = \arctan \frac{V_S}{V_C} + m\pi \quad (5.11)$$

$$\varphi_I = \arctan \frac{I_S}{I_C} + m\pi \quad (5.12)$$

donde se hace $m=0$ para $V_c > 0$ ó $I_c > 0$ y $m=1$ en caso contrario.

El desfasaje φ entre voltaje y corriente se calcula por:

$$\varphi = \varphi_y - \varphi_l \quad (5.13)$$

El criterio de operación del relevador direccional está dado por:

$$\varphi_1 < \varphi < \varphi_2 \quad (5.14)$$

Donde φ_1 y φ_2 son los límites angulares del relevador, de cuyos valores depende la característica en el plano complejo impedancia (ver Fig. 5.8).

5.3.3 Algoritmos de relevadores de distancia

Un relevador de distancia es un órgano de medición de dos o más señales de entrada, que basa su operación en la medición de algún parámetro indicativo de la distancia eléctrica hasta el punto de falla. A continuación se presentan los algoritmos fundamentales para la protección de distancia de una línea de transmisión trifásica.

Los algoritmos basados en modelos de la forma de onda de las señales de entrada estiman los fasores de voltaje y corriente medidos, de donde puede calcularse la impedancia aparente:

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{V_c + jV_s}{I_c + jI_s} = R + jX \quad (5.15)$$

Los componentes real e imaginaria de la impedancia aparente son:

$$X = \frac{V_s I_c - V_c I_s}{I_c^2 + I_s^2} \quad (5.16)$$

$$R = \frac{V_s I_s + V_c I_c}{I_c^2 + I_s^2} \quad (5.17)$$

En los algoritmos basados en modelos del sistema se estiman directamente los parámetros R y L de la impedancia aparente, lo que sirve de base para la determinación de la distancia a la falla.

Para tomar la decisión de operación del relevador es necesario determinar si el cortocircuito está dentro de su alcance. En los algoritmos basados en modelos de las señales esto puede hacerse determinando si el punto extremo de la impedancia aparente está dentro o fuera de la característica de operación del relevador (ver Fig. 5.9 (a)). En los algoritmos basados en modelos del sistema puede utilizarse el mismo criterio, pero la característica

debe presentarse en un sistema de coordenadas R,L . compatible con los parámetros estimados por el algoritmo (Fig. 5.9 (b)).

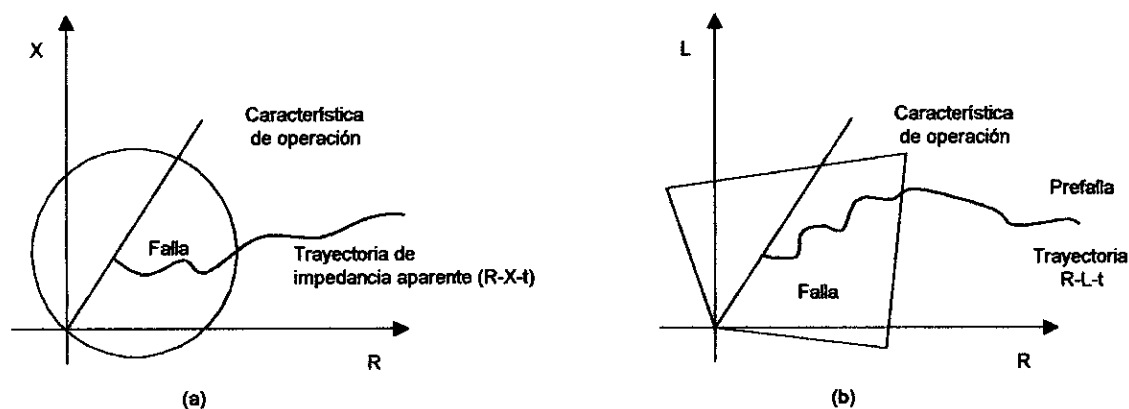


Fig. 5.9 Determinación de la condición de operación de un relevador digital de distancia

En la Fig. 5.9 puede apreciarse que el punto extremo de la impedancia aparente describe una trayectoria entre las condiciones de prefalla y de falla, que refleja la perturbación de las señales de entrada al relevador durante el estado transitorio asociado a la falla, y el efecto del cruce de la ventana de datos por el punto de discontinuidad de las señales de entrada.

En la Fig. 5.10 se representan trayectorias de impedancia obtenidas con dos algoritmos diferentes (uno con ventana de ocho muestras y otro de tres) para un cortocircuito en la línea protegida. Los puntos sobre las trayectorias indican los valores estimados cada vez que entra una nueva muestra al algoritmo. Cada trayectoria se inicia en el valor de impedancia aparente

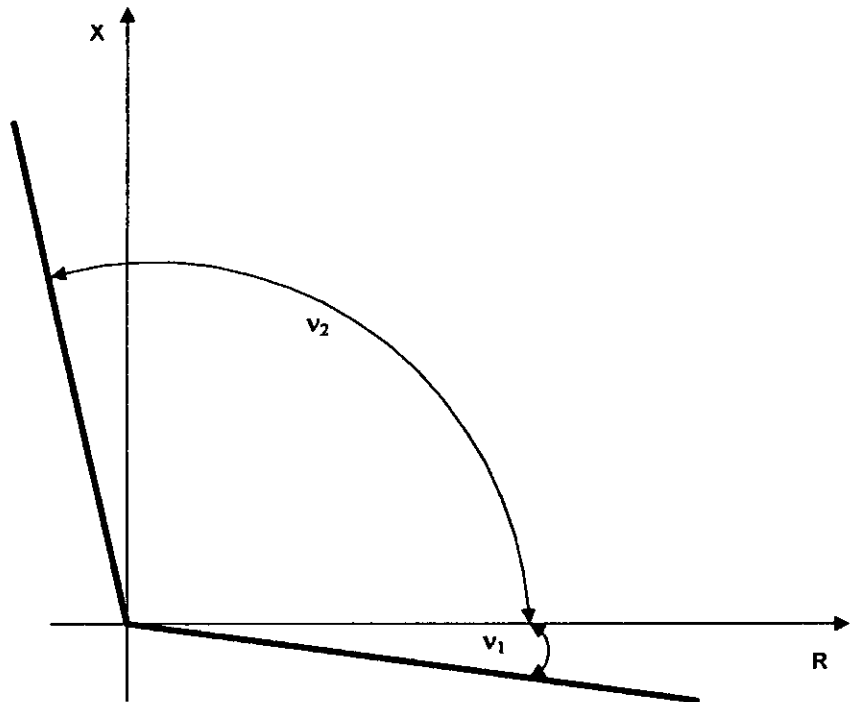


Fig. 5.8 Característica de operación de un reledireccional en el plano complejo impedancia

5.3.4 Medición de la distancia a la falla

La medición de la distancia eléctrica hasta la falla se hace determinando la longitud de la sección de línea comprendida entre el punto de ubicación del relevador y el punto de falla. Para ello es conveniente calcular la reactancia inductiva o la inductancia de esta sección de línea, ya que estos parámetros son poco afectados por la resistencia de falla. Existen factores que afectan la medición de la distancia correcta a la falla (la resistencia de falla es solamente uno de ellos), y el relevador determina en realidad una especie de distancia aparente, resultante de la medición que puede hacer a partir de la información de un solo extremo de la línea protegida.

las señales. Con estas mismas señales de entrada, el algoritmo de ventana corta (tres muestras por ciclo) localiza correctamente la falla en menos tiempo que el algoritmo de un ciclo (ver Fig. 5.10(b)). Sin embargo, cuando hay componentes transitorias en las señales la respuesta del algoritmo de ventana corta se deteriora, como puede apreciarse en la Fig 5.10(c). En este caso la señal de voltaje está contaminada con armónicas, y en la muestra 8 (correspondiente a un ciclo después del inicio de la falla) la impedancia aparente aún no converge al valor correcto.

En el capítulo 5.3 se presentaron las trayectorias de impedancia aparente obtenidas con diferentes algoritmos, para señales de entrada contaminadas con componentes aperiódicas de naturaleza exponencial.

Un aspecto importante es el referente a la utilización de los resultados del algoritmo para formar la señal de disparo del relevador. Si el algoritmo rechazara totalmente las componentes transitorias de las señales de entrada, la señal de disparo podría emitirse desde la primera vez que el punto extremo de la impedancia aparente penetra en la característica de operación del relevador, pero hasta el momento no hay algoritmo que tenga tal comportamiento. Por tanto, si se utiliza este criterio de disparo, el relevador tiene un sobrealcance transitorio exactamente igual al error de estimación del algoritmo.

Se requiere, por tanto, un cierto procesamiento de los resultados del algoritmo para la formación de la señal de disparo. Este procesamiento

posterior constituye una etapa más de filtrado del algoritmo, e incide indirectamente en su respuesta transitoria. Cuanto más eficiente sea el filtrado analógico y digital de las señales de entrada, menos filtrado posterior se requiere, y viceversa.

Uno de los métodos de post-procesamiento consiste en acumular en un contador las condiciones de operación detectadas por el algoritmo, y emitir la señal de disparo cuando el valor acumulado rebase cierto nivel. Un método más adecuado es el de integración de los resultados, mediante el cálculo del valor promedio de varios estimados antes de proceder a la comparación con la característica de operación del relevador. Esto constituye un filtrado FIR de promedio deslizante, que mejora notablemente la respuesta transitoria, a expensas de una disminución de la velocidad de operación del relevador.

En realidad un relevador de distancia requiere alta precisión solamente para los cortocircuitos cercanos al límite de su alcance, y puede tolerar errores mayores para las fallas localizadas bien dentro de su característica de operación. Esto sugiere la idea de incluir pocas muestras en el valor promedio para fallas cercanas, y un número mayor de muestras para cortocircuitos alejados del relevador. Para esto puede compararse cada valor estimado con el límite de la zona de protección, y decidir en base a esto el número de estimados a incluir en el valor promedio. La característica de operación resultante es de tiempo inverso, pues las fallas cercanas, que

requieren menos post-procesamiento de información, son eliminadas en menos tiempo que las fallas lejanas.

Otro aspecto de interés es el referente a los tipos de características en el plano complejo impedancia que pueden lograrse en los relevadores digitales de distancia. En las variantes analizadas anteriormente existe una gran libertad de selección de características, pues estas se representan en el algoritmo a partir de las ecuaciones que las describen geoméricamente. A modo de ejemplo, en la Fig. 5.9 se representan características de tipos circular y poligonal, que son las más utilizadas en relevadores de distancia. En particular, en relevadores digitales es posible lograr una gran flexibilidad en la forma de la característica poligonal, de modo que se adapte a las condiciones de la línea protegida y el sistema. Así por ejemplo, el alcance en la dirección del eje puede extenderse para fallas a tierra con el objetivo de aumentar la sensibilidad ante fallas de alta resistencia, y reducirse para fallas entre fases y regímenes simétricos en general, para evitar operaciones incorrectas por efecto de la carga o de oscilaciones de potencia. El lado superior de la característica poligonal puede tener la posibilidad de inclinarse ligeramente con respecto a la horizontal, para reducir el efecto de la componente imaginaria que puede aparecer en la impedancia de falla como consecuencia de la contribución al cortocircuito desde el otro extremo de la línea.

En algunos relevadores digitales de distancia los estimados fasoriales de voltaje y corriente no se utilizan para calcular una impedancia aparente, sino se sustituyen en ecuaciones clásicas de relevadores de distancia analógicos. Por ejemplo, una característica tipo mho puede obtenerse de la comparación de fase de dos señales:

$$\underline{S}_1 = \underline{I} \underline{Z}_r - \underline{V} \quad (5.18)$$

$$\underline{S}_2 = \underline{V} \quad (5.19)$$

Donde \underline{Z} representa un coeficiente complejo con unidades de impedancia, necesario para formar un voltaje proporcional a la corriente. En relevadores analógicos se utiliza a este fin una impedancia réplica o mímica, en forma de una combinación de resistencia y reactancia inductiva, o de un transformador de corriente con entrehierro (transformador-reactor); su nombre se deriva de que constituye una réplica de la línea protegida. El ángulo de \underline{Z} determina el ángulo de sensibilidad máxima del relevador, es decir, la inclinación del diámetro de la característica circular con respecto al eje real en el plano complejo.

En este tipo de relevadores digitales de distancia la característica de operación en el plano complejo impedancia es inherente, pues depende de la naturaleza de las señales \underline{S}_1 y \underline{S}_2 y del tipo de comparación (de fase o de amplitud) que haga con ellas. En general pueden obtenerse características

correspondiente al estado de prefalla, dado por el flujo de potencia normal por la línea: la ventana de datos está llena totalmente con información de prefalla en esta condición.

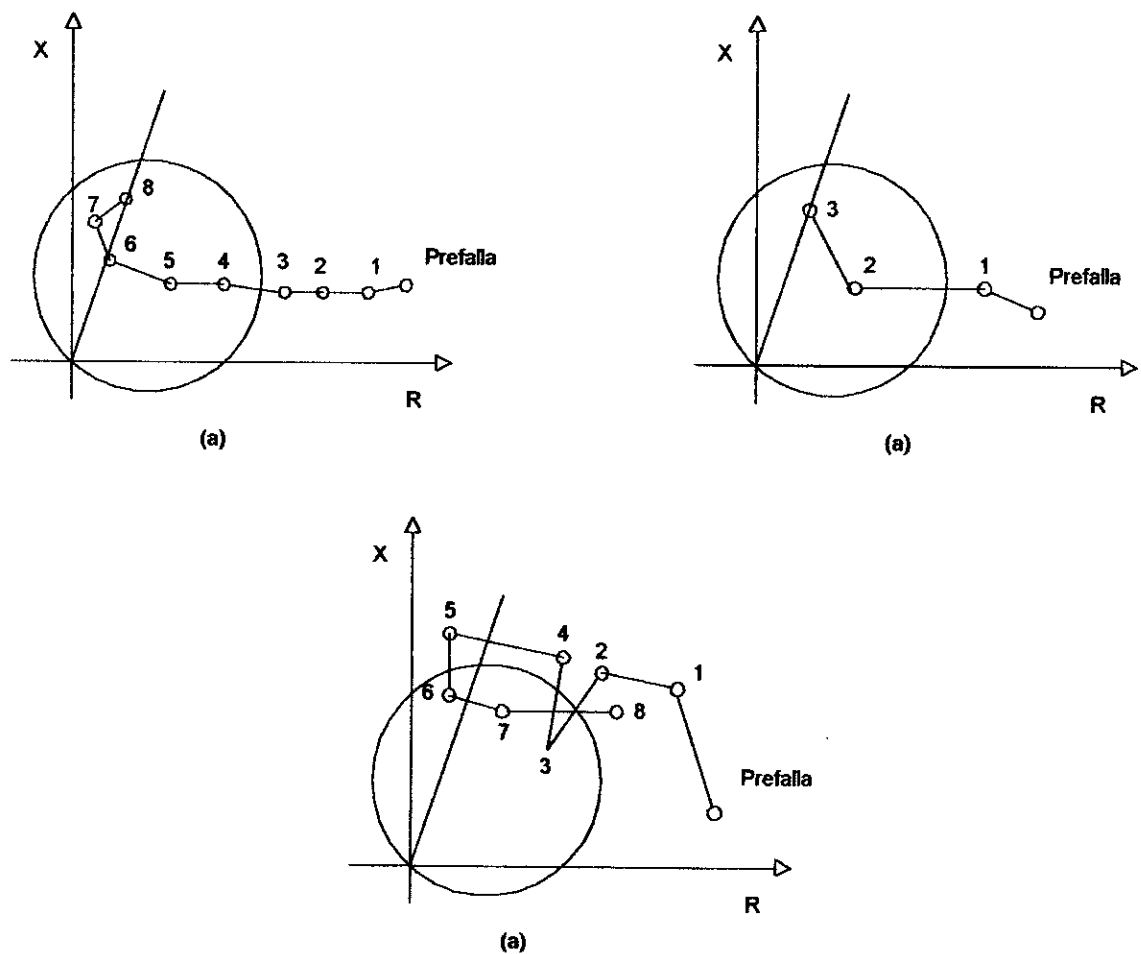


Fig. 5.10 Trayectorias de impedancia aparente en el plano complejo

En la Fig. 5.10(a) se presenta la trayectoria estimada por un algoritmo de un ciclo con ocho muestras por ciclo, en presencia de señales no contaminadas por componentes transitorias ni otros ruidos, de modo que refleja solamente el efecto del cruce de la ventana de datos por el punto de discontinuidad de

algoritmo para la formación de la señal de disparo. Este procesamiento

formadas por segmentos de recta y sectores de circunferencias o combinaciones de ellas; en la práctica por esta vía se han obtenido las características clásicas tipos mho y reactancia, y las lenticulares (formadas por sectores de circunferencias).

5.4 REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- Manuales de reles Multifuncional, General Electric

CAPÍTULO 6

FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN



6.1 PROTECCIÓN REDUNDANTE

En sistemas de alta tensión la eliminación de la falla en un tiempo mínimo es de gran importancia ya que si no es así podría causar la inestabilidad del sistema, pérdidas grandes en el transporte de energía, salida de la generación, deterioro de los equipos etc.

La reducción del costo de los dispositivos de protección permite que actualmente, los esquemas de protección sean redundantes, la cual está compuesta por un sistema de protección principal y una protección secundaria o también denominada protección redundante

Tanto la protección principal como la protección secundaria inician su operación al mismo tiempo y ambos pueden actuar despejando la falla. Esta forma de operación es distinta cuando el esquema de protección está compuesta por protección principal y respaldo donde la última actúa solo cuando la primera falla tal como se describe a continuación.

Protección principal

Es la protección que está prevista para eliminar la falla en primera instancia.

Protección de respaldo

Es la protección prevista para eliminar la falla en caso de que la protección principal no la haya despejado.

La protección de respaldo puede ser como sigue:

- Respaldo remoto: La protección de respaldo esta disponible y comanda otro interruptor. El respaldo remoto se realiza por medio de la coordinación de los tiempos de operación.
- Respaldo local: Es utilizado cuando la protección de respaldo remoto no es posible de implementar o cuando las temporizaciones para lograr selectividad con la protección de respaldo remoto no son aceptables debido a los límites térmicos o de estabilidad del sistema.

6.1.1 Función de Distancia

La función de protección de distancia es la función mas ampliamente extendida en redes de subtransmisión y transmisión. En los últimos años por reducción de costos de los relés también se está ampliando a las redes de distribución:

Los requerimientos básicos para una protección de línea moderna tales como: Rapidez de actuación, sensibilidad y selectividad, junto con las altas exigencias respecto a la seguridad y disponibilidad son cada vez más severas. Además de ello, las protecciones de distancia modernas deben ser capaces de operar en redes junto con otras protecciones de distancia existentes, que están mayormente diseñadas a base de una tecnología diferente (relés estáticos, o incluso electromagnéticos).

La flexibilidad de una protección de distancia moderna es por lo tanto de gran importancia, especialmente cuando se usa en una configuración de red compleja, como: En líneas multicircuito operando en paralelo, en líneas multiterminal, etc.

La operación selectiva de la protección de distancia puede no ser dependiente de las disponibilidades de comunicación entre ambos extremos de línea. Al mismo tiempo es capaz de detectar fallas más allá del transformador de intensidad en el terminal remoto. Esta función hace que la protección de distancia sea un complemento ideal para las protecciones diferenciales de línea que no pueden detectar fallas más allá del transformador de intensidad en el terminal opuesto.

6.1.1.1 Características básicas

Los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltage y la corriente para determinar si la falla esta en la zona de protección del relé.

Las características de este relé se pueden describir mediante el diagrama $R - X$. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y secuencia positiva de la línea de transmisión.

La impedancia medida durante la operación normal de la red es la relación entre el voltage existente en el terminal de ubicación del relé y el flujo de corriente en la línea, como se muestra en la Fig. 6.1.

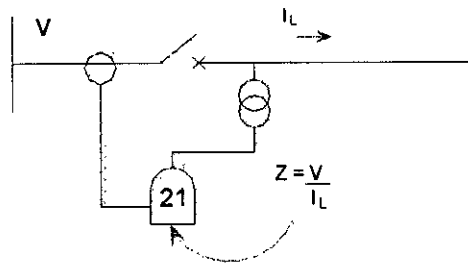


Fig. 6.1

La mayor ventaja de los relés de distancia es que su zona de operación del relé es función solamente de la impedancia medida y de la resistencia de falla, excepto en situaciones donde hay efectos "infeed" en el punto de falla por inyección de corriente de otras fuentes, o cuando hay acoplamiento mutuo en secuencia cero con circuitos paralelos. Su ajuste es fijo e independiente de las magnitudes de las corrientes de falla, por lo que no es necesario modificar sus ajustes a menos que cambien las características físicas de la línea.

La función de protección de distancia, es una protección integral, dependiendo del tipo de relé engloba hasta cinco zonas de medida de impedancia independientes y de características cuadrilateral o circular, como se muestra en la Fig. 6.2.

Donde:

- R_L : Resistencia de la línea a proteger.
- X_L : Reactancia de la línea a proteger.
- R_F : Alcance resistivo de la zona de protección (Resistencia de falla).

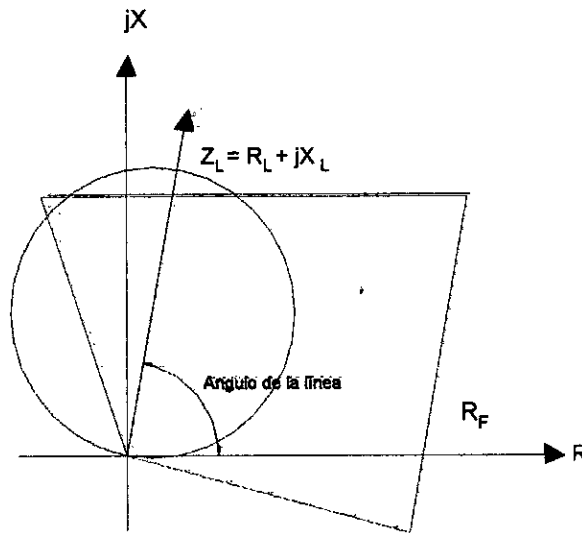


Fig. 6.2

- Característica Cuadrilateral: La característica en la dirección inductiva es una línea recta, paralela al eje de las X . El ajuste del alcance en la dirección inductiva es independiente para cada escalón por separado. Puede diferir también para los elementos de medida fase-a-fase y para fase-a-tierra.

Una línea recta limita el alcance de la zona de protección de distancia en la dirección resistiva. Es paralelo a la característica de impedancia de la línea, Z_L . Esto significa que forma con el eje de las X un ángulo característico de la línea ϕ_L . El ajuste del alcance de zona en la dirección resistiva es independiente para cada zona. Es además posible, introducir valores de ajuste diferentes para faltas fase-a-tierra $R_{F(\phi-t)}$ y para faltas fase-a-fase $R_{F(\phi-\phi)}$

Las características de las zonas de distancia son independientes las unas de las otras en lo que concierne a su direccionalidad y alcance en diferentes direcciones. La direccionalidad de cada escalón de medida puede ser programable. La Fig. 6.3 muestra un ejemplo típico de las características de una zona de medida de impedancia cuando está dirigido hacia adelante o hacia atrás. Un polígono, completado con líneas de trazos, presenta la característica del escalón no direccional.

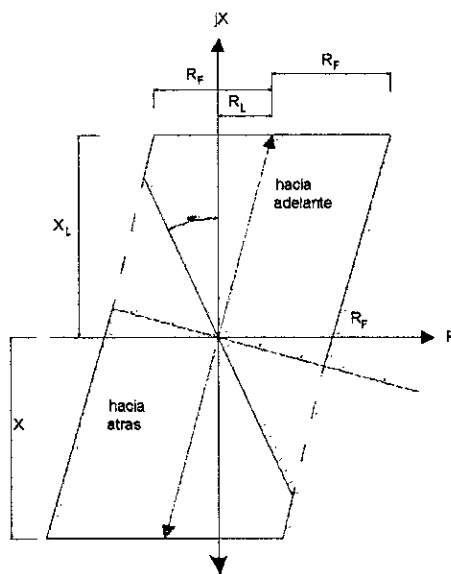


Fig. 6.3 Característica de operación no-direccional y direccional (hacia delante y hacia atrás)

El valor ajustado de un alcance en la dirección resistiva determina si la línea direccional en el segundo cuadrante cruza, en primer término, la característica reactiva o la resistiva. Compárese la diferencia entre las características en las Fig.6.2 y Fig. 6.3.

Los valores de los alcances en la dirección inductiva y resistiva para una zona en particular son los mismos para los elementos de medida de impedancia hacia delante y hacia atrás, así como para el modo no-direccional de operación.

El relé adopta automáticamente el ángulo característico de la línea de acuerdo con los parámetros de la línea. En la Fig. 6.4 se muestra la característica de medida para una falla monofásica que mira hacia delante.

Donde:

Z_N : Impedancia de retorno a tierra

$R_{F(\phi-t)}$: Resistencia de falla a tierra

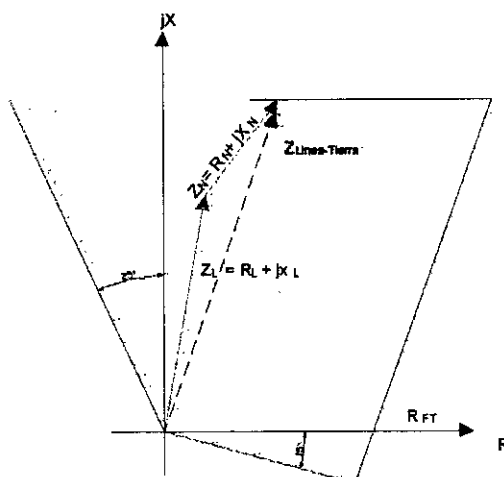


Fig. 6.4

Donde: $R_{1(\phi-t)}$, $X_{F(\phi-t)}$, $R_{0(\phi-t)}$ y $R_{0(\phi-t)}$ son los parámetros de ajuste de alcance.

La impedancia mutua homopolar entre diferentes circuitos de líneas multicircuito operando en paralelo es un factor que influencia particularmente el comportamiento de una protección de distancia durante condiciones de fallas monofásicas.

El ajuste separado e independiente de los parámetros que determinan el valor de la compensación de retorno por tierra para diferentes escalones de protección de distancia, permite la compensación de la influencia de la impedancia mutua homopolar en la medida de los elementos de medida de impedancia para fallas monofásicas a tierra.

6.1.1.2 Compensación de retorno por tierra

Un bucle de medida en el caso de fallas monofásica a tierra consiste en tres impedancias, según se muestra en la Fig. 6.5.

- Impedancia directa del conductor de fase Z_1
- Resistencia de falta R_f
- Impedancia de retorno por tierra Z_N



Para el cálculo del valor de Z_N los tres conductores de fase se conectan a tierra en un extremo de la línea, mientras que en el otro extremo, donde se va a efectuar la medida, se aplica una tensión a los tres conductores simultáneamente como muestra la Fig. 6.5. El valor de la impedancia homopolar por fase (Z_0) de la línea resulta del cociente V_0 / I_0

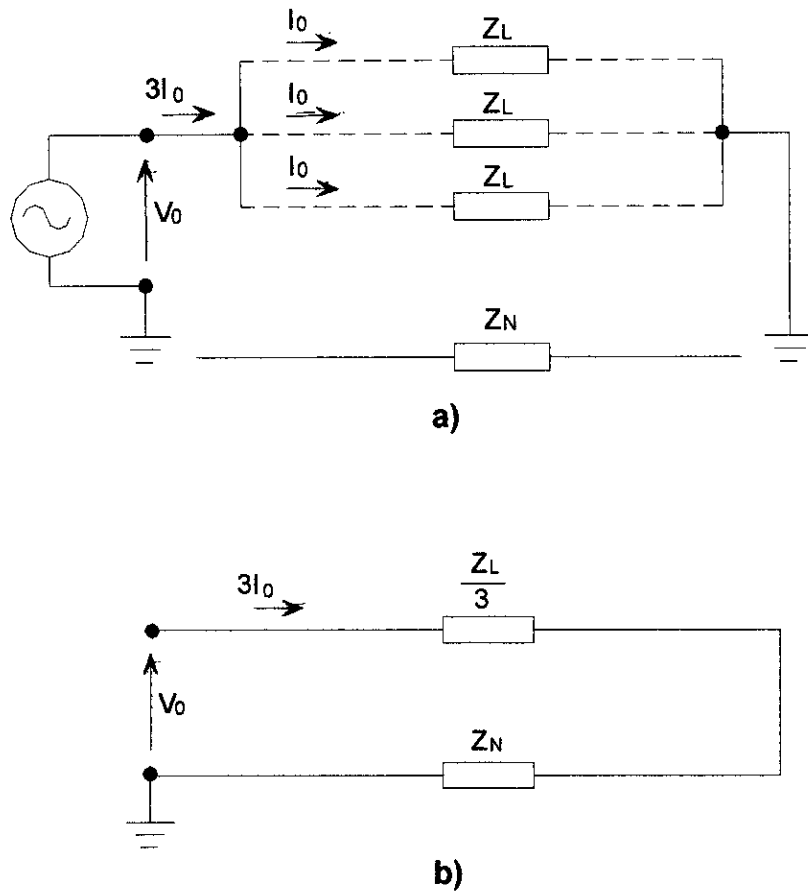


Fig. 6.5

$$\frac{V_0}{3 \times I_0} = \frac{Z_L}{3} + Z_N \quad (6.1)$$

$$\frac{V_0}{I_0} = Z_L + 3 \times Z_N$$

$$Z_0 = Z_L + 3 \times Z_N$$

Entonces la impedancia de retorno por tierra es igual a:

$$Z_N = \frac{1}{3} \times (Z_0 - Z_1) \quad (6.2)$$

Donde Z_0 representa la impedancia homopolar de la línea.

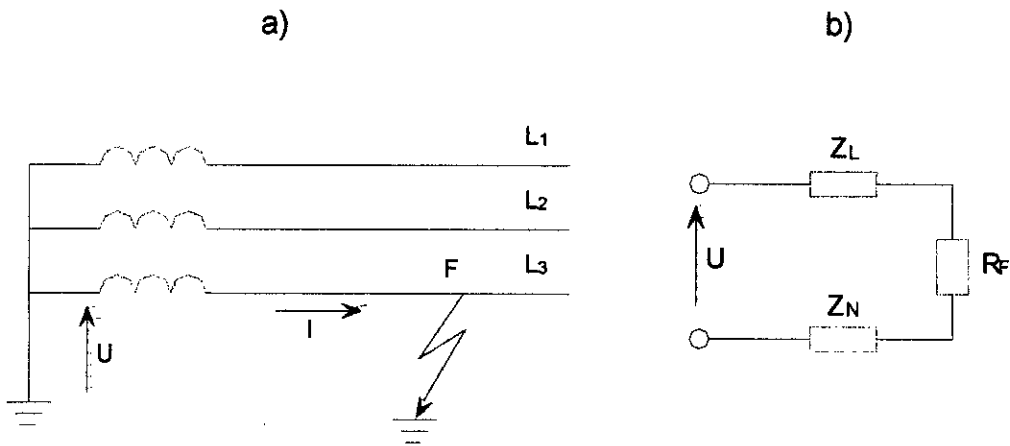


Fig. 6.6 Circuitos equivalentes para la medida de faltas monofásicas a tierra

La impedancia medida completa, según la Fig. 6.6 b. es igual a:

$$Z = Z_1 + Z_N + R_f = \frac{1}{3} \times (2 \times Z_1 + Z_0) + R_f \quad (6.3)$$

El alcance de una zona de protección de distancia está referido a la impedancia directa de la línea, Z_1 . Por lo tanto, ha sido introducido un factor K_N de compensación de retorno por tierra en el algoritmo de medida. Su valor es igual a:

$$K_N = \frac{Z_N}{Z_1} = \frac{1}{3} \times \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} \quad (6.4)$$

El algoritmo de medida de impedancia de los diferentes relés de protección de línea calculará

$$Z = Z_1 \times (1 + K_N) + R_f = \frac{1}{3} \times (2 \times Z_1 + Z_{01}) + R_f \quad (6.5)$$

El algoritmo de medida de impedancia de los diferentes relés de protección de línea calculará automáticamente el valor del factor de compensación de retorno por tierra K_N en base a los valores de ajuste para la :

- Reactancia directa de la sección de línea protegida X_1
- Resistencia directa de la sección de línea protegida R_1
- Reactancia homopolar de la sección de línea protegida X_0
- Resistencia homopolar de la sección de línea protegida R_0

En otros relés se les da directamente el valor K_N para la respectiva compensación.

6.1.1.3 Limitación de la impedancia de carga

El alcance resistivo máximo permisible para cualquier zona debe ser chequeado para asegurarse de que exista suficiente margen de ajuste entre los umbrales del relé y la impedancia mínima de carga.

$$R_{min-carga} = 0.9 \times \frac{V^2}{S_{max}} \quad (6.6)$$

$$S_{max} = \sqrt{3} \times V \times I \quad (6.7)$$

La potencia máxima (S_{max}) es la capacidad máxima de transporte de potencia de la línea a proteger y se determina con el máximo valor de la corriente entre la corriente primaria del transformador de corriente de la línea y la capacidad del conductor en amperios. Este cálculo es referencial por que la capacidad de la línea de transmisión puede depender de condiciones de estabilidad, relación de los TC's, etc. De ahí que el cálculo debe adecuarse a la condición mas crítica.

6.1.1.4 Resistencia de arco eléctrico.

En el lugar donde ocurre el cortocircuito siempre se da la presencia de un arco eléctrico, este arco eléctrico mantiene la continuidad del corto circuito. Así mismo el arco crea problemas destructivos, fundiendo, carbonizando materiales alcanzados por el arco mismo.

Un ejemplo de arco eléctrico de cortocircuito monofásico se representa en la Fig. 6.7.

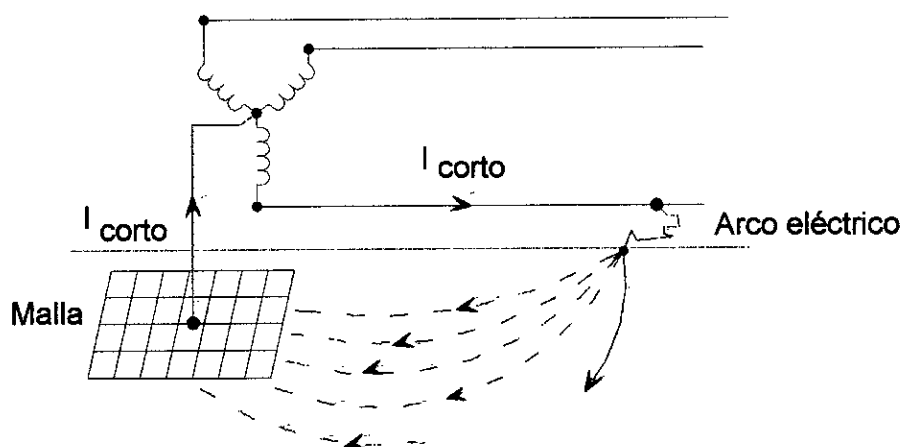


Fig. 6.7

En la práctica el arco eléctrico es prácticamente resistivo y el valor de su resistencia deberá ser necesariamente incluido en los ajustes de la función de distancia de los relés.

El arco eléctrico será calculado por la formula de Warrington

$$R_{\text{arco-electrico}} = \frac{28707 \times L}{I^{1.4}} \quad \Omega \quad (6.8)$$

Donde:

I : Corriente de cortocircuito

L: Longitud de arco en metros

▪ **Resistencia de arco eléctrico para fallas entre fases.**

Para el caso de nuestro sistema el arco eléctrico de fases se calculará por medio de la siguiente formula.

$$R_{\text{arco(fase-fase)}} = \frac{28700 \times 6.2}{I_{\text{corto}(\Phi-\Phi)}^{1.4}} \quad (6.9)$$

$I_{\text{corto}(\Phi-\Phi)}$: Menor valor entre la corriente total de corto bifásico en la subestación local y remota.

▪ **Resistencia de arco eléctrico para fallas fase - tierra.**

Para el caso de nuestro sistema el arco eléctrico de fase a tierra se calculará por medio de la siguiente formula.

$$R_{\text{arco}(fase-tierra)} = \frac{28700 \times 3.2}{I_{\text{corto}(\Phi-l)}^{1.4}} \quad (6.10)$$

$I_{\text{corto}(\Phi-l)}$: Menor valor entre la corriente total de corto monofásico en la subestación local y remota.

6.1.1.5 Conversión de valores primarios a valores secundarios

Es necesario convertir las impedancias de línea primarias a los lados secundarios de los transformadores de medida de tensión e intensidad. A este objeto son de aplicación las siguientes relaciones:

$$CT = \frac{I_{\text{prim}}}{I_{\text{sec}}} \quad (6.11)$$

$$VT = \frac{U_{\text{prim}}}{U_{\text{sec}}} \quad (6.12)$$

$$Z_{\text{sec}} = \frac{CT}{VT} \times Z_{\text{prim}} \quad (6.13)$$

$$Z_{\text{sec}} = \frac{U_{\text{sec}}}{U_{\text{prim}}} \times \frac{I_{\text{prim}}}{I_{\text{sec}}} \times Z_{\text{prim}} \quad (6.14)$$

$$K_Z = \frac{U_{\text{sec}}}{U_{\text{prim}}} \times \frac{I_{\text{prim}}}{I_{\text{sec}}} \quad (6.15)$$

Donde :

I_{prim} : Corriente nominal primaria del transformador de corriente.

I_{sec} : Corriente nominal secundaria del transformador de corriente.

- U_{prim} : Tensión nominal primaria del transformador de tensión.
 U_{sec} : Tensión nominal secundaria del transformador de tensión.
 Z_{prim} : Impedancia primaria.
 Z_{sec} : Impedancia secundaria.
 K_z : Factor de relación de impedancia.

6.1.2 Función de sobrecorriente direccional

El esquema básico de la función de sobrecorriente direccional consta de 4 unidades o elementos de sobrecorriente de tiempo, uno por cada fase y uno para la corriente residual.

Las corrientes que entran al relé son proporcionados por los CT's localizados en el terminal de las líneas una unidad para cada fase y la suma de las tres para la unidad residual. El dispositivo numérico puede sumar las corrientes internamente para producir magnitudes operativas de secuencia cero sin la necesidad de adicionar conexiones externas a las CT's.

La unidad de sobrecorriente de tiempo y la unidad instantánea usados en el esquema del relé de sobrecorriente direccional son idénticos en operación y diseño a los usados en el esquema del relé de sobrecorriente no direccional. Con la excepción que la operación de una o ambas unidades serán controladas o supervisadas por la unidad direccional.

El relé de sobrecorriente direccional responde solo a fallas en una dirección, esto es perfecto para proporcionar al relé una cantidad de medida como

referencia. Esto puede ser una tensión, una corriente o ambos. La direccionalidad aumenta la habilidad de un relé de sobrecorriente para determinar si la falla esta dentro de la zona de protección y pueda permitir al relé ser ajustado mas sensitivamente y sobretodo selectivamente.

En la práctica, se dan casos en que se precisan mas parámetros para conseguir la necesaria selectividad entre protecciones. En la Fig. 6.8 se pone en manifiesto que, en el caso de que los circuitos 1 y 2 estén funcionando en paralelo, es prácticamente imposible garantizar la selectividad entre protecciones y sobretodo cuando se tiene la posibilidad que se encuentre fuera de servicio por avería o mantenimiento.

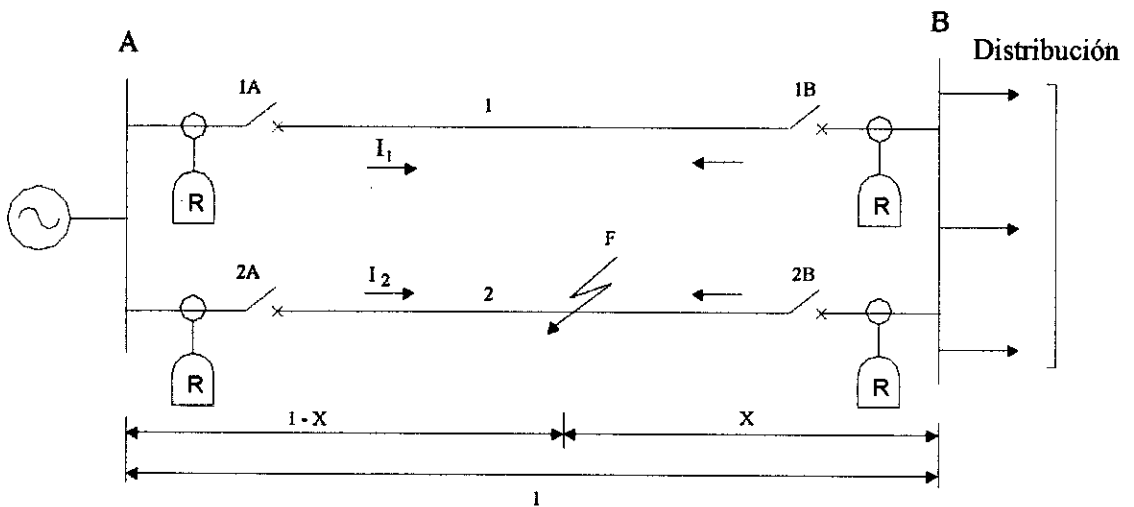


Fig. 6.8

Si aparece una falla en el punto F, la intensidad que la estación (A) aporta al cortocircuito se bifurcará sobre ambos circuitos (1 y 2) en una proporción que dependerá de las distancias.

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{1+X}{1-X} \quad (I_2 > I_1)$$

Si en la estación (A) las salidas cuentan con un equipo de protección de sobrecorriente, la protección 2A actuará antes que la protección 1A, por la razón de que $I_2 > I_1$.

Después de haber disparado el interruptor del circuito (2), en el circuito (1) aumentará (en mayor o menor grado la corriente) y, si el cortocircuito no se elimina de una manera natural, disparará el interruptor del circuito (1) al actuar su protección de sobrecorriente.

En el momento de que se produzca esto la subestación (B) quedará sin alimentación, con la consecuencia de la interrupción del servicio y la pérdida del suministro.

Ahora si en las entradas de la subestación (B) se prevean de relés de sobrecorriente no direccional, como muestra la Fig. 6.9

En primer lugar el ajuste de los relés de cada entrada a la subestación 1B y 2B deben ser superiores a los relés de cada salida b_x, b_y, b_z , ya que, de otro modo, un cortocircuito, por ejemplo en la salida b_y , podría provocar el disparo de los interruptores 1B y 2B.

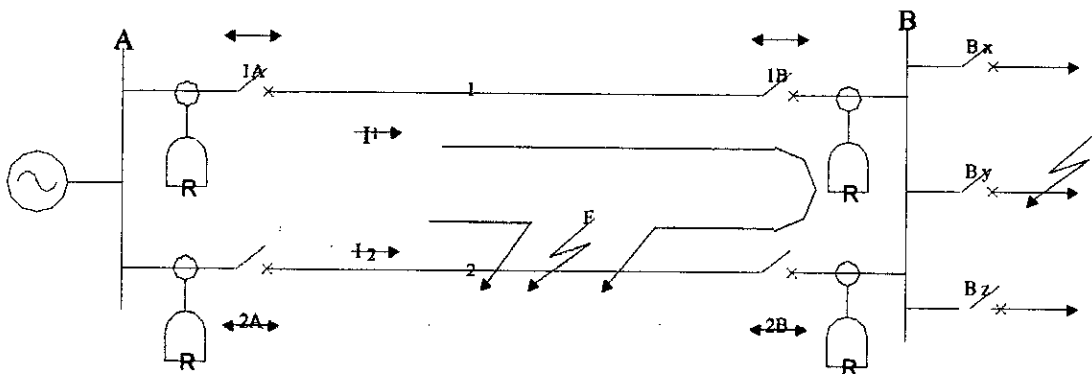


Fig. 6.9

Por otro lado, no existiría selectividad entre las protecciones 1B y 2B; en caso de cortocircuito de uno de los circuitos alimentadores, por ejemplo el 2, la corriente que circula a través de las protecciones 1b y 2B sería prácticamente la misma y se produciría el disparo de ambos interruptores ya que, evidentemente, los ajustes de sus protecciones serían idénticos.

En la práctica, la protección de este tipo de circuitos se confía a un equipo de sobrecorriente direccional, cuya actuación precisa, además de que se supere el ajuste de intensidad, que la potencia circule en una dirección determinada.

Suponiendo que se instalen protecciones de sobrecorriente direccionales en los interruptores 1B y 2B de la Fig. 6.10, igual que sucedía en el caso mostrado en la Fig. 6.9, parte de la intensidad de cortocircuito proveniente de (A) pasará a través de los relés direccionales 1B y 2B; sólo el relé 2B detectará una circulación de potencia en el sentido en el que ha sido ajustado y disparará su interruptor propio, quedando el cortocircuito alimentado a través del interruptor 2A, hasta que dispare su correspondiente protección de sobreintensidad. El servicio no se interrumpe ya que el circuito 1 permanecerá conectado en sus extremos.

Al establecer las selectividades de estos relés direccionales con el resto de las protecciones, no será necesario tener en cuenta los valores de ajuste de las salidas S1 y S2 de la instalación B. Dado que para cualquier falla que se

produzcan en ellas los relés direccionales instalados en 1B y 2B la " avería" en contradi dirección y no operarán. No sucede lo mismo con los ajustes de 1A y 2A, por lo que se deberán establecer las correspondientes selectividades con los mismos criterios que si se tratara de relés de sobrecorriente no direccionales.

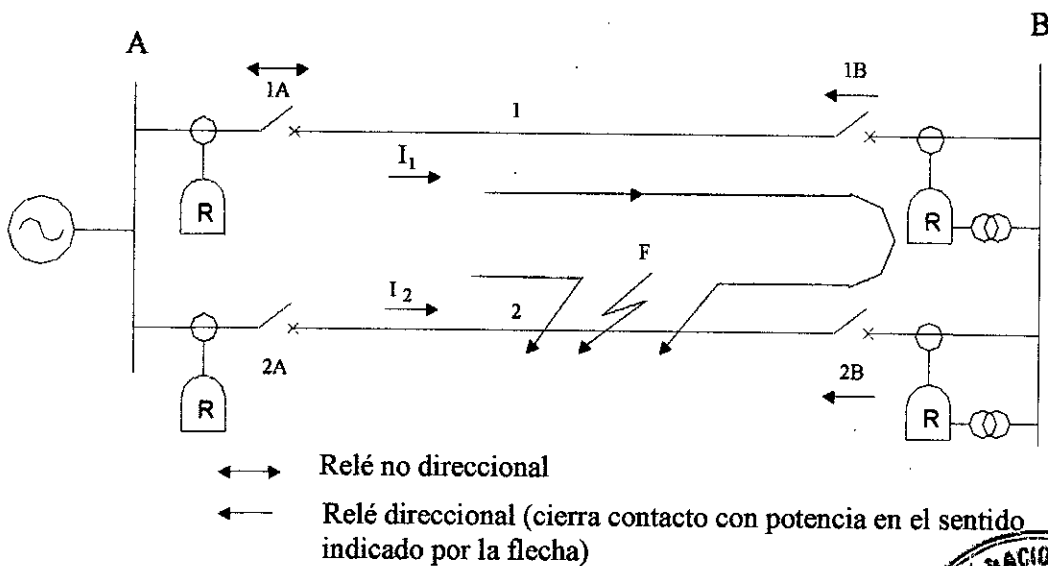
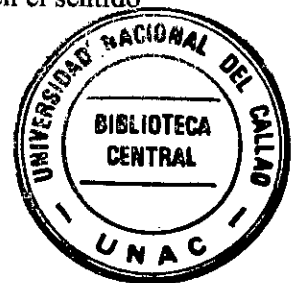


Fig. 6.10



Aplicación:

- Esta protección se usa cuando se requiere proteger líneas en sistemas mallados, ya que una corriente de cortocircuito puede circular en ambos sentidos.
- Estos relés además protegen para flujo de potencia en un solo sentido.
- La protección de sobrecorriente direccional a tierra es usado como protección de respaldo para fallas a tierra con alta impedancia, donde la protección de distancia no lo ve o en todo caso lo ve en segunda, tercera o en otra zona.

6.1.2.1 Protección de sobrecorriente de fallas a tierra.

En caso de fallas monofásicas a tierra, la resistencia de falla variará con las condiciones de la red y localización de la falla. En muchos casos, la resistencia de falla es mucho mayor que la resistencia que puede ser cubierta por un relé de distancia de medida de impedancia.

Las faltas a tierra con resistencia de falla elevada pueden ser detectadas midiendo la corriente residual ($3I_0$). Se obtiene protección de fallas a tierra direccional midiendo la corriente residual y el ángulo de fase entre esta corriente y la tensión homopolar ($3U_0$).

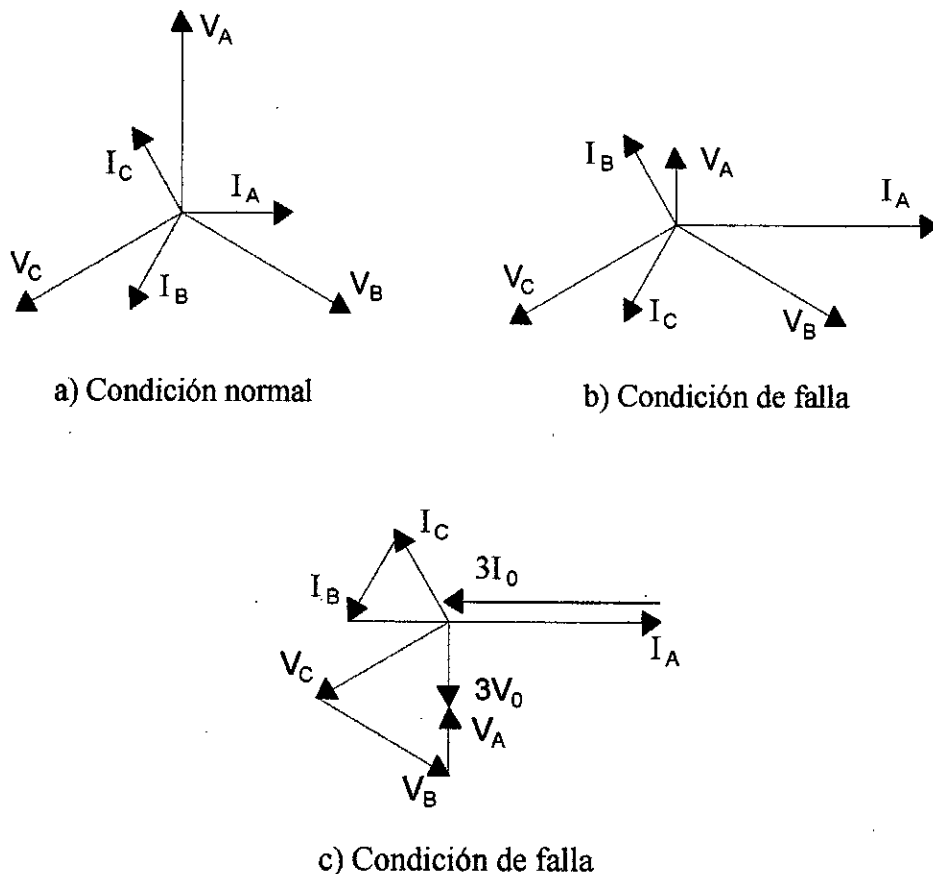


Fig. 6.11 Polarización

La corriente $3I_0$ se halla en retraso con respecto a la tensión de polarización en un ángulo de fase igual al ángulo de fase de la impedancia de fuente homopolar. En redes rígidamente puestas a tierra, este ángulo se halla en el rango de 40° a 90° .

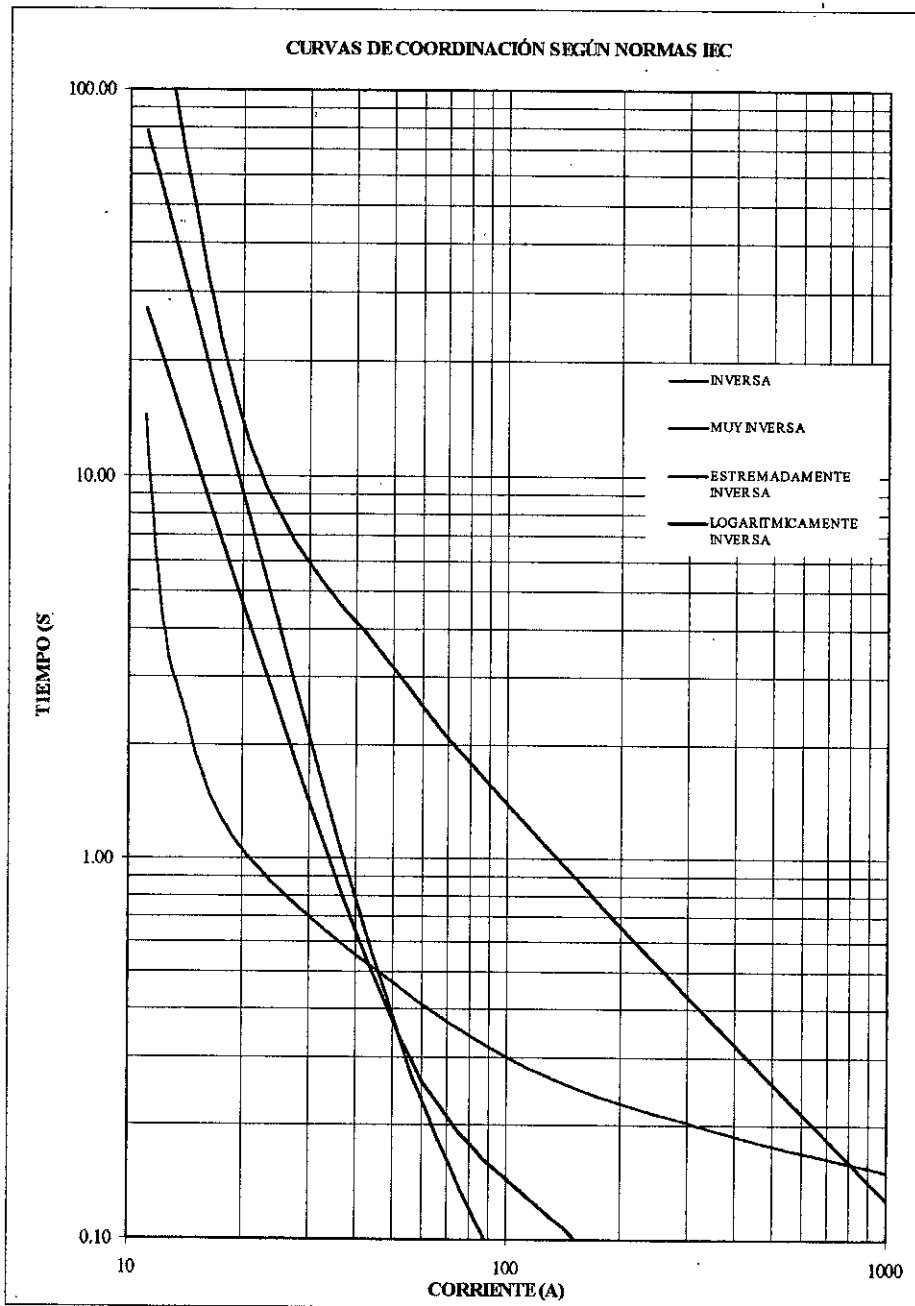


Fig. 6.12

Como regla general, es más fácil obtener selectividad usando protección de sobreintensidad de fallas a tierra direccional que no-direccional como se vio en el ejemplo anterior, pero es necesaria la existencia de suficiente tensión de polarización.

La mejor selectividad se obtiene generalmente utilizando el retardo de tiempo inverso, debiendo tener todos los relés en lo posible el mismo tipo de característica inversa. Una falla a tierra en una línea será activada selectivamente si la diferencia entre la corriente residual en la línea y la corriente residual ($3I_0$) en las otras líneas, da una diferencia de tiempo de 0,3 - 0,4 segundos. Generalmente, una característica logarítmica es la más apropiada con este objeto, puesto que la diferencia de tiempo es constante para una relación dada entre las corrientes, ver Fig. 6.12.

La protección de sobreintensidad de faltas a tierra dispone de diversas características de tiempo inverso dependiendo del tipo de relé que sea la cual obedece a la siguiente fórmula (según normas IEC).

$$t = \frac{A}{I^\alpha - 1} \times K \quad (6.16)$$

Característica	A	α
Normalmente Inversa	0.14	0.02
Muy Inversa	13.5	1
Extremadamente Inversa	80	2
Logarítmica Inversa	120	1

I (Ireal / I operación) : Multiplo de la corriente $3I_0$.

K : Factor multiplicador de tiempo, ajustable en rango de 0.05 a 1.1

La corriente de avalancha puede dar origen a un disparo indebido del relé de sobreintensidad de fallas a tierra al energizar un transformador de potencia directamente puesto a tierra. La protección de sobrecorriente de fallas a tierra está, por lo tanto, provista de frenado de segundo armónico, que bloquea la operación si la corriente residual ($3I_0$) contiene 20% o más de componente de segundo armónico dependiendo del tipo de relé.

6.1.1 Función Falla de Interruptor

Con el fin de obtener un sistema completo de respaldo, es necesario considerar también la posibilidad de falla del interruptor. La redundancia en los sistemas de protección no tendrá utilidad si el interruptor no dispara. Por tal motivo como un complemento al sistema de protección redundante, se utiliza una protección de falla de interruptor.

El esquema de protección esencial para asegurar una buena fiabilidad y seguridad en las subestaciones, especialmente en las de configuración de conexión de interruptores (anillo, interruptor y medio, etc), ya que cuando falla un interruptor la protección ordena la apertura de interruptores locales y evita que operen las protecciones remotas aislando así toda la subestación.

La protección de falla de interruptor proporciona un rápido respaldo de la falla, en el momento que el interruptor falla para responder a un comando de disparo de la protección de la línea protegida.

Sin embargo cuando ocurre una falla en la línea protegida los relés principales y secundarios mandan la señal de disparo al interruptor y esta es repetido para la falla interruptor como muestra la Fig. 6.13. Simultáneamente se energiza un temporizador T-BF en la protección de falla interruptor quien comprueba si la orden de disparo a sido ejecutada en el tiempo ajustado (50 a 300ms). El temporizador corre mientras el comando de disparo está presente y el flujo de corriente continua fluyendo a través de los polos del interruptor.

Normalmente, el interruptor abrirá y la corriente de falla se interrumpirá. El nivel de monitoreo de la corriente rápidamente se restablecera (típico 10ms) y se desenergiza el temporizador T-BF.

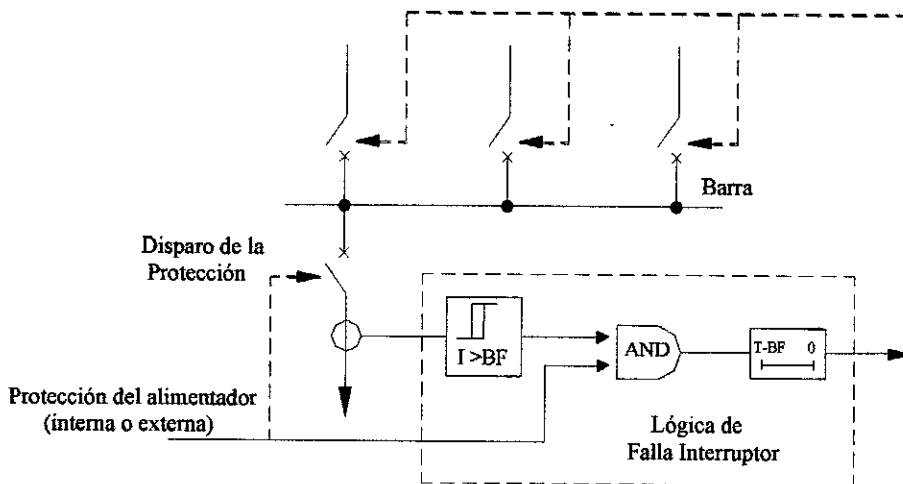


Fig. 6.13

Si el comando de disparo no es llevado a cabo (caso falla interruptor) se determina que interruptores están conectados a la barra, la corriente

continúa fluyendo y el temporizador corre hasta el límite de ajuste. La protección de falla de interruptor entonces da un comando de disparo de respaldo a los interruptores concurrentes en dicha barra y interrumpe la corriente de falla.

El tiempo de reposición de la protección de la línea no es relevante porque la protección de falla interruptor reconoce la interrupción de la corriente.

Para la función de protección donde el criterio de disparo no depende de la corriente (protección Buchholz), el flujo de corriente no es un criterio para proponer operación del interruptor. En este caso, la posición del circuito del interruptor puede ser derivado de los contactos auxiliares del interruptor.

Asimismo, en lugar de monitorear la corriente la condición de los contactos auxiliares es monitoreado como se muestra en la Fig. 6.14. Para este propósito la salida de los contactos auxiliares deben ser alimentados para entradas binarias en el relé

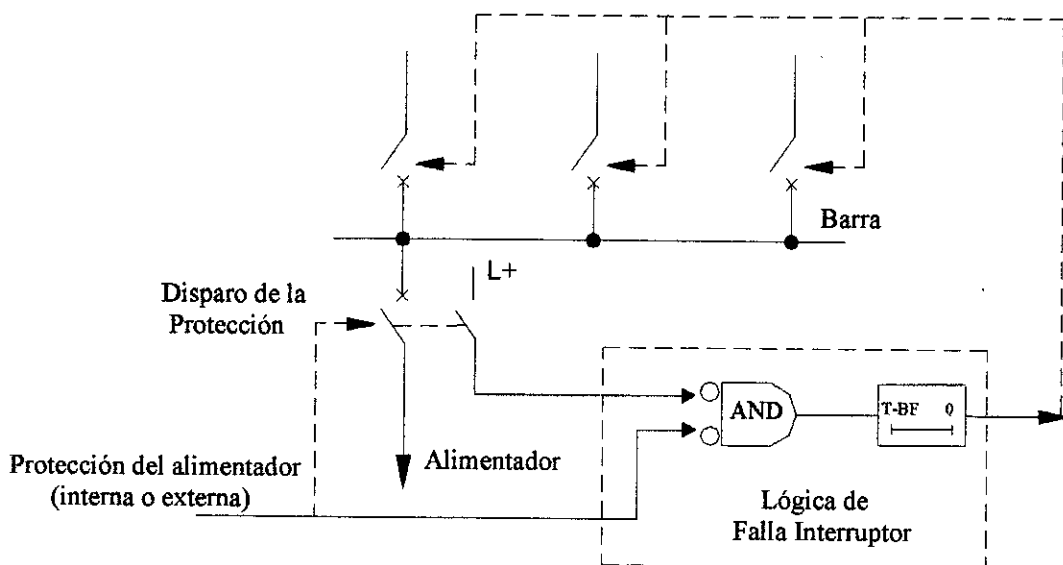


Fig. 6.14

▪ **Monitoreo del flujo de corriente.**

Cada una de las corrientes de fase y una corriente adicional recomendable, son filtrados por los filtros del algoritmo de los relés numéricos para que solo la frecuencia fundamental sea usado para una evaluación futura.

Características especiales reconocen que la interrupción de la corriente instantánea, con corrientes sinusoidales, la corriente de interrupción es detectada después de aproximadamente de 10ms. Con componentes de corriente transitoria presentes en la corriente de falla y/o en el circuito secundario del transformador de corriente, esto puede tomar 1 ciclo antes de la desaparición de la corriente primaria fiablemente detectada.

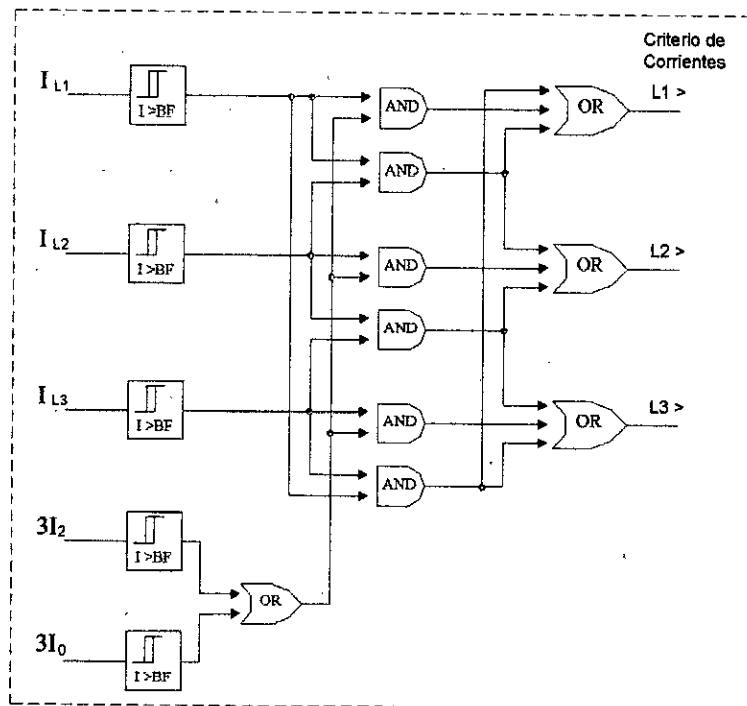


Fig. 6.15



Las corrientes son monitoriadas y comparadas con el umbral de ajuste. Además las tres corrientes de fase y dos detectores mas de corriente son proporcionados en orden para permitir una recomendación para la verificación como muestra la Fig. 6.15.

La corriente de tierra ($I_E = 3.I_0$) es preferentemente usado como la corriente.

Si la corriente residual del punto estrella del transformador de corriente ajustado esta conectado al equipo este es usado para $3.I_0$. Si la corriente residual no esta disponible el equipo calculará esta corriente con la siguiente formula.

$$3.I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$$

Esta corriente recomendada no tiene ninguna influencia en el funcionamiento de la protección de falla de interruptor pero permite una recomendable verificación para que al menos 2 umbrales de corriente deberán ser excedidos antes que el tiempo la falla interruptor que puede estar empezando, asimismo proporciona alta seguridad en contra de una falsa operación.

- Procesando los contactos auxiliares del interruptor.

La posición del interruptor es derivado de la función central de control del equipo. La evaluación de los contactos auxiliares se obtiene en la función de la protección de falla interruptor solo cuando el flujo de

corriente monitoreado no arranca, una vez que el criterio de flujo de corriente arranca durante la señal de disparo de la protección de la línea, el interruptor es asumido para ser abierto en cuanto la corriente desaparezca, incluso si los contactos auxiliares indican que el interruptor no estén abiertos. Esto da preferencia al más fiable criterio de corriente y evita el sobrefuncionamiento debido a un defecto en el mecanismo del contacto auxiliar o circuito. Esta característica de interbloqueo es proporcionada para cada fase individual tanto como el disparo de las tres fases.

Esto es posible para el criterio de contacto auxiliar, si el parámetro de ajuste cambia a no, la protección de falla interruptor puede solo estar empezando cuando el flujo de la corriente es detectada. La posición de los contactos auxiliares no es evaluado incluso si los contactos auxiliar están conectado en el equipo.

6.1.4 Función de Recierre

La experiencia muestra que por encima del 85% de las fallas existentes en la línea son extinguidas después de haber operado la protección.

La mayoría de las fallas de las fallas en las líneas son arcos disrruptivos, que son transitorios por naturaleza. Cuando la línea es desconectada por la operación de la protección de la línea y del interruptor de la línea el arco de desioniza y la tensión se recobra a un ritmo variable. Es por tanto necesario

un cierto tiempo muerto en la línea. Pero el servicio de la línea puede ser entonces restablecida por recierre automático de los interruptores de la línea. La duración del tiempo muerto se selecciona de modo que proporcione una buena probabilidad de desionización de arco de falla y permita que el recierre tenga lugar con éxito.

Si la falla permanece en la línea después del recierre automático, la protección de línea disparará de nuevo. La secuencia de operación se ilustran en la Fig. 6.16.

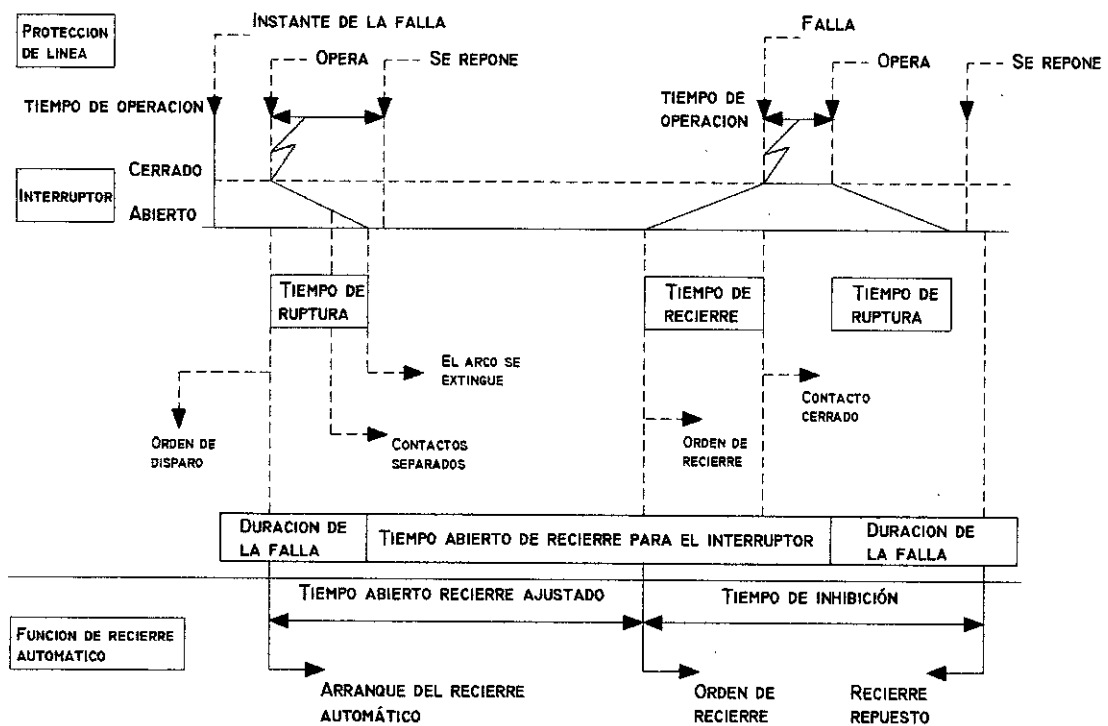


Fig. 6.16 Recierre automático

El recierre automático puede llevarse a cabo tanto trifásico como monofásico. Si los polos del interruptor pueden ser operados individualmente un recierre monopolar automático es usualmente iniciado en el caso de fallas

monofásicas y un recierre automático trifásico en caso de fallas en mas de una fase.

Dependiendo de la versión de los relés ellos pueden permitir un disparo monopolar o disparo trifásico siempre en cuando el equipo esta integrada con la función de recierre.

Los relés numéricos pueden operar con un equipo de recierre automático externo, en este caso la señal es cambiada entre el relé y el equipo externo que deberá hacerse mediante una vía de entradas y salidas binarias.

6.1.5 Función Sincronismo

La función de comprobación de sincronismo se usa para el cierre controlado de un interruptor en una red ya interconectada. Cuando se hace uso de ella, la función da una señal de permisividad si se satisfacen las condiciones de tensión sobre el interruptor a ser cerrado. Cuando hay un circuito paralelo en paralelo establecido, la frecuencia es normalmente la misma en ambos lados del interruptor abierto.

La función de comprobación de sincronismo mide la diferencia entre la tensión de barras y la tensión de línea, ángulo de fase y diferencia de frecuencia.

- Las tensiones de barra y de línea son superiores al valor ajustado.

- Las diferencias en la tensión y ángulos de fase deben ser menores a los valores ajustados.

- La diferencia en frecuencia es menor que el valor ajustado. La frecuencia en barras debe encontrarse también dentro de una gama de valores ± 5 Hz respecto a la frecuencia nominal.

La función puede ser usada como una condición que debe ser satisfecha antes que el interruptor pueda ser cerrado manualmente o con un recierre automático.

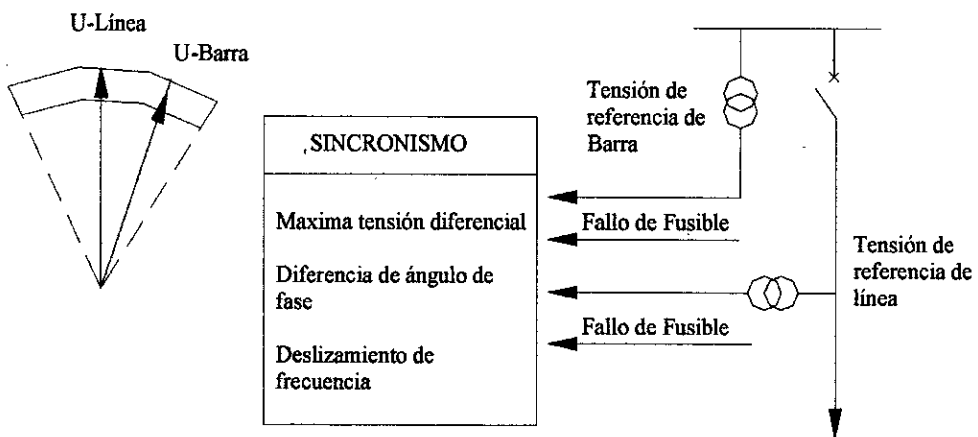


Fig. 6.17 Comprobación de sincronismo

6.2 FUNCIONES ADICIONALES

En los esquemas de protección de línea, existen funciones adicionales que complementan el esquema de protección, aumentando la seguridad y fiabilidad del esquema de protección que permiten el manejo de comportamientos especiales de algunos puntos del sistema de potencia.

En este capítulo se explicarán todas las funciones adicionales que se deben ajustar en el esquema de protección.



6.2.1 Falla fusible

Diferentes funciones de protección, control y monitorización operan en base a la tensión medida en el punto de ubicación del relé. Son ejemplos, función de protección de distancia, función de medida de subtensión y chequeo de tensión para la lógica de alimentación de extremo débil, etc.

Estas funciones pueden operar innecesariamente si ocurre un cortocircuito en los circuitos secundarios entre los transformadores de medida de tensión y el terminal del relé.

Es posible emplear diferentes medidas para evitar tales operaciones no deseadas. Una de ellas es la intercalación de interruptores termomagnéticos situados tan próximos como sea posible a los transformadores de medida de tensión. Otra posibilidad la constituye el empleo de relés de medida de fallo de fusible separados o elementos incorporados en la propia protección o dispositivos de monitorización.

La función de fallo de fusible según sea los diferentes tipos de relés tiene las siguientes posibilidades:

- Puede operar en base a señales binarias externas provenientes del interruptor termomagnético o del seccionador de línea. El primer caso ejercerá influencia en la operación de todas las funciones dependientes de la tensión, mientras que en el segundo caso no afecta a las funciones de medida de impedancia.
- Puede operar en base a las magnitudes de medida de secuencia homopolar (un valor alto de tensión $3U_0$ y sin la presencia de corriente residual $3I_0$) o puede operar en base a las magnitudes de las medidas de secuencia negativa (un valor alto de tensión $3U_2$ y sin la presencia de corriente residual $3I_2$),

6.2.1.1 Teoría de Operación

Los elementos de medida de tensión y corriente dentro de uno de los procesadores de señal digitales incorporados miden permanentemente las corrientes y tensiones en las tres fases, y calculan:

- la corriente homopolar ($3I_0$) o la corriente de secuencia negativa ($3I_2$)
- la tensión homopolar ($3U_0$) o la tensión de secuencia negativa ($3U_2$)

comparándolas con los valores ajustados respectivos $3I_0 <$ y $3U_0 >$ o $3I_2 <$ $3U_0 >$ según sea el caso.

Filtros Fourier, filtran las señales de corriente y tensión, y un contador de disparos separado evita un sobrealcance excesivo de los elementos de medida. La señal STZERO toma el valor 1 si la tensión medida excede, su valor ajustado $3U_0 >$ y si la corriente medida de secuencia cero no sobrepasa el valor pre ajustado $3I_0 <$.

Las señales STUL1N, STUL2N y STUL3N están referidas a las tensiones fase a tierra y toman el valor lógico 1 cuando la tensión de fase respectiva es inferior al valor ajustado. El valor ajustado ($U <$) se elige en la función de detección de línea muerta, que se encuentra siempre presente en el terminal cuando está presente la supervisión de fallo de fusible.

6.2.1.2 Lógica de Operación

El diagrama lógico simplificado de la función de supervisión de fallo de fusible se muestra en la Fig. 6.18.

La función es inhabilitada (bloqueada) sí:

- El terminal es llevado al estado de prueba (TEST-ACTIVE es alta) y la función ha sido bloqueada desde el HMI (BlockFUSE = yes)

- La señal de entrada bloqueo de la función fallo fusible (FUSE-BLOCK) es alta

La señal de bloqueo de falla fusible (FUSE-BLOCK) es una señal de bloqueo para fines generales de la función de supervisión de fallo de fusible. Puede ser conectada a una entrada binaria del terminal con el fin de captar una orden de bloqueo de dispositivos externos o puede ser conectada por software a otras funciones internas del propio terminal con el fin de captar una señal de bloqueo de funciones internas. A través de una puerta OR puede ser conectada a ambas, entradas binarias y salidas de funciones internas.

A la señal de entrada de función de fallo fusible por interruptor termomagnético (FUSE – MCB) se la supone conectada, vía una entrada binaria del terminal, a un contacto auxiliar normalmente cerrado, del termomagnético que protege el circuito secundario de los TP's.

A la señal de entrada para la función falla fusible por seccionador de línea (FUSE-DISC) se la supone conectada, vía una entrada binaria del terminal a un contacto auxiliar normalmente cerrado del seccionador de línea.

La salida de función de falla fusible para el bloqueo de las funciones de medida de tensión (FUSE-VTSU) puede ser utilizada para bloquear las funciones de medida relacionadas con la tensión (protección de subtensión, comprobación de sincronismo, etc.) con excepción de la protección de impedancia.

La salida de función FUSE-VTSZ puede ser utilizada para bloquear la función de protección de impedancia.

La señal FUSE-MCB establece las señales de salida FUSE-VTSU y FUSE-VTSZ con el fin de bloquear todas las funciones relacionadas con la tensión cuando se abre el termomagnético. El temporizador adicional al desenganche, de 150 ms, prolonga la presencia de la señal FUSE-MCB para impedir la operación indebida de la función dependiente de la tensión a causa de la falta de simultaneidad en el cierre de los contactos principales del termomagnético.

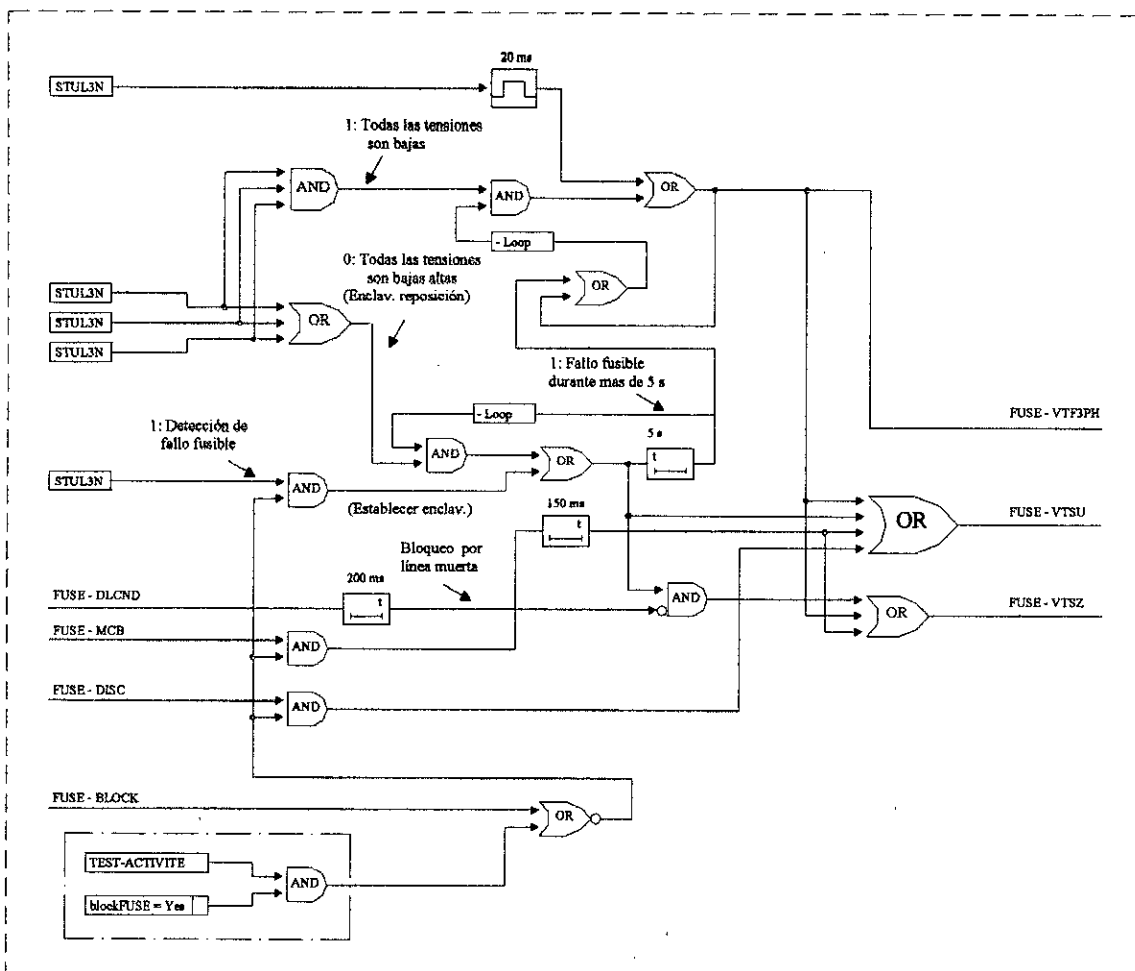


Fig. 6.18

La señal FUSE-DISC establece la señal de salida FUSE-VTSU con el fin de bloquear todas las funciones relacionadas con la tensión cuando, el seccionador de línea esta abierto. La función de protección de impedancia no es afectada por la posición del seccionador de línea.

La señal de entrada de función FUSE-DLCND está relacionada con la detección de condición de línea muerta. Debe ser conectada a la señal de salida de la función de detección de línea muerta (DLD-STPH), detectada condición de línea muerta. Esta señal es activada por la función de condición de línea muerta cuando la tensión y la corriente en una fase, por lo menos, se encuentran por debajo de su respectivos valores de ajuste. Evita el bloqueo de la protección de impedancia por una detección de fallo de fusible durante una condición de línea muerta (cosa que ocurre también durante el recierre monofásico).

El temporizador al desenganche, de 200 ms, prolonga la condición de línea muerta después de la energización de la línea, con objeto de evitar el bloqueo de la protección de impedancia a causa del desigual cierre de los polos.

Si se detecta una condición de fallo de fusible durante mas de cinco segundos y, una por lo menos de las fases presenta una tensión fase a tierra baja, entonces la condición de fallo de fusible es retenida: la señal FUSE-VTSU se vuelve alta y si no existe condición de línea muerta, también FUSE-VTSZ es alta; si las tres fases están a cero de tensión (STUL1N =

STUL2N = STUL3N = 1) entonces la señal de salida FUSE-VT3PH se vuelve alta.

La señal de salida FUSE-VTF3PH es alta si la condición de fallo de fusible es detectada durante 5 segundos y las tres tensiones medidas son bajas.

La condición de fallo de fusible deja de estar retenida cuando son restablecidas las condiciones de tensión normales (STUL1N = STUL2N = STUL3N = 0).

La condición de fallo de fusible es almacenada en la memoria no volátil del relé. En el nuevo proceso de arranque, el terminal chequea el valor VTF3PH (STORE3PH) en su memoria no volátil y establece las condiciones de arranque correspondientes.

6.2.2 Cierre Sobre falla

La función de cierre sobre falla (SOTF) es una función complementaria de la función de protección de distancia.

Con la función de cierre sobre falla, se consigue un disparo rápido para una falla en toda la línea, cuando se aplica tensión a la misma. El disparo de cierre sobre falla, es generalmente no-direccional con objeto de asegurar el disparo en el caso de una falta cercana trifásica cuando se usan transformadores de potencial en la línea. El disparo no-direccional

proporcionará así mismo un despeje rápido de la falla cuando las barras son energizadas desde la línea estando presente una falla en las barras.

6.2.2.1 Lógica de Operación

La función de cierre sobre falta puede ser activada bien sea externamente, o automáticamente, internamente, usando la información emanada de la función de detección de línea muerta (DLD) como muestra la Fig. 6.19.

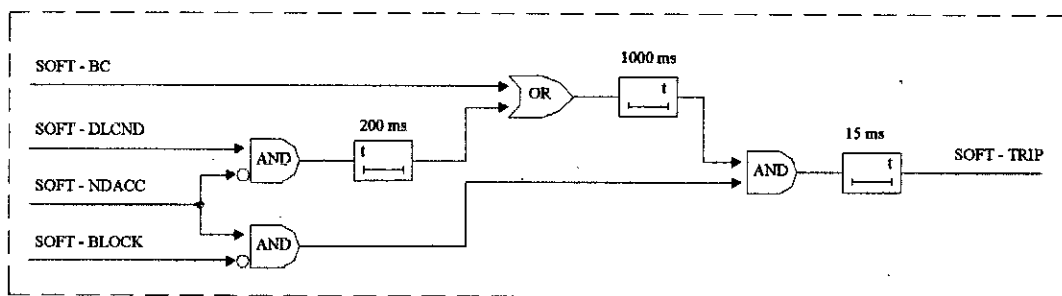


Fig. 6.19

Después de la activación, se le permite a una zona de protección de distancia (generalmente su señal de arranque no-direccional) provocar un disparo instantáneo no-direccional. La zona de protección de distancia usada conjuntamente con la función de cierre sobre falla debe cubrir toda la línea. Utilícese siempre la zona 5 como criterio para la función SOTF conectada a la entrada funcional SOTF-NDACC como muestra la Fig. 6.19. La condición instantánea no-direccional perdura durante 1 s después del cierre del interruptor de línea.

La activación externa se logra a través de una entrada (SOTF-BC), que debe ser ajustada alta para activación, y baja cuando el interruptor ha cerrado. Esto se lleva a cabo a través de la orden de cierre al interruptor.

La activación automática interna es controlada por la función DLD y su salida funcional DLD-START. La salida funcional DLD-START es activada cuando, por lo menos una tensión de fase ha llegado a tomar un nivel bajo y la correspondiente corriente de fase ha sido inferior al valor de operación ajustado. La salida funcional DLD-START se configura usualmente a la entrada funcional SOTF-DLCND, que activa la operación de la función SOTF, si está presente durante más de 200 ms, sin la presencia de la señal de arranque de impedancia no-direccional SOTF-NDACC.

6.2.3 Detección de línea muerta.

La función de detección de línea muerta (DLD) detecta la(s) fase(s) desconectadas de un objeto protegido. La información saliente sirve como una condición de entrada para algunas funciones como son:

- Función de supervisión de fallo fusible
- Función de cierre sobre falla, etc.

Por esta razón se configura siempre la salida funcional DLD-START a las correspondientes entradas de las funciones anteriormente mencionadas.

En la Fig. 6.20 las tensiones y corrientes de las fases L1,L2 y L3 son medidas por uno de los procesadores de señal digital incorporado en el relé. Las señales lógicas STMILn toman el valor de 1, cuando las corrientes y tensiones medidas en las fases correspondientes(n=1,2,3) estén por debajo del nivel de operación ajustado.

Las señales lógicas STULnN toman el valor de 1 cuando las tensiones medidas en las fases correspondientes (n=1,2,3) estén por debajo del nivel de operación ajustado.

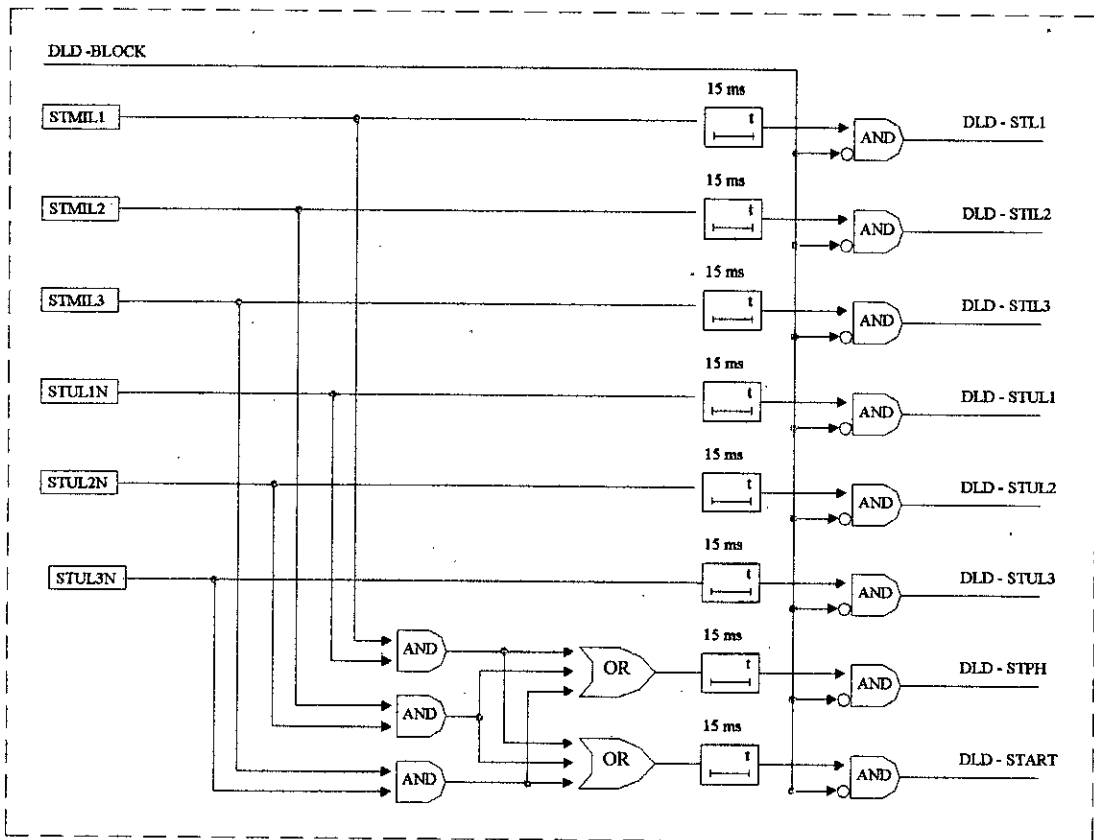


Fig. 6.20 Diagrama simplificado de la función DLD

Las señales de salida de arranque de fase DLD-STILn y DLD-STULn toman el valor de 1, si la función no está bloqueada por la existencia de la lógica 1 en la entrada funcional DLD-BLOCK.

La operación simultanea de los elementos de medida de corriente y tensión en una fase, es una condición necesaria para la determinación de la condición de "fase muerta". Esta condición se presenta por la activación de una señal de salida DLD-STPH.

Una línea en su totalidad viene determinada como línea muerta, cuando las tensiones y las corrientes en las tres fases estén por debajo de los valores de operación. La salida DLD-START informa sobre esta condición de operación.

6.2.4 Oscilación de Potencia.

Las oscilaciones de potencia en los sistemas eléctricos son causados por cambios bruscos que se dan en la red. Los cambios más típicos que causan estas oscilaciones son los cambios acentuados de la carga o cambios en la configuración del sistema de potencia causados por fallas y el despeje de las mismas, dando lugar a que los generadores en el sistema se aceleren o desaceleren originando oscilaciones en la potencia intercambiada entre los diferentes puntos de la red.

Este fenómeno puede causar la pérdida de sincronismo entre dos o mas fuentes de potencia, la amplitud de las oscilaciones depende de la severidad de la perturbación y de la estabilidad natural del sistema. La frecuencia de oscilación depende de la inercia del sistema y de la impedancia entre diferentes unidades generadores.

Estas oscilaciones provocan cambios de fase y amplitud de la diferencia de tensión entre partes oscilantes del sistema de potencia. Esto provoca a su vez, cambios en el flujo de potencia entre dos partes oscilantes de un sistema las oscilaciones de potencia de una a la otra parte y viceversa.

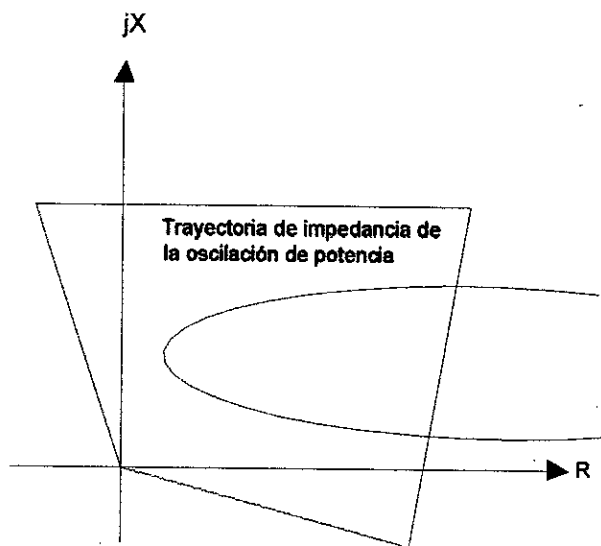


Fig. 6.21 Plano de impedancias con la trayectoria de la impedancia medida y características de operación de los elementos de medida de zona.

Los relés de distancia ven estas oscilaciones de potencia como la oscilación de la medida de impedancia en los puntos de ubicación de los relés. La impedancia medida varia con el tiempo en forma cíclica cambiando desde

grandes valores (punto de corriente muy pequeña o cero) hasta valores muy pequeños (punto de corriente máxima y tensión mínima) correspondientes al cero eléctrico de la red, de modo tal que durante dichas variaciones puede desplazarse desde el área normal de carga y pasar por el interior de la característica de operación de una protección de distancia como muestra la Fig. 6.21, dando lugar a operaciones indebidas, de no tomarse medidas preventivas para evitarlo

6.2.4.1 Características básicas

La función de detección de oscilación de potencia (PSD) está opcionalmente disponible en los diferentes relés numéricos, que incluyan también la función de protección de distancia.

La función PSD detecta fiablemente oscilaciones de potencia con tiempo periódico de oscilación tan bajo como 200 ms (es decir, frecuencia de deslizamiento tan alta como el 10% de la frecuencia nominal en base a 50 Hz). Detecta las oscilaciones bajo condiciones normales de operación, así como durante el tiempo muerto de un ciclo de reenganche monopolar.

6.2.4.2 Teoría de operación

La operación de la función PSD está basada en la medida del tiempo de transición, que la impedancia transitoria de oscilación de potencia precisa para traspasar el área de impedancia comprendida entre la característica de

impedancia exterior y la interior de la función PSD, como muestra la Fig. 6.22.

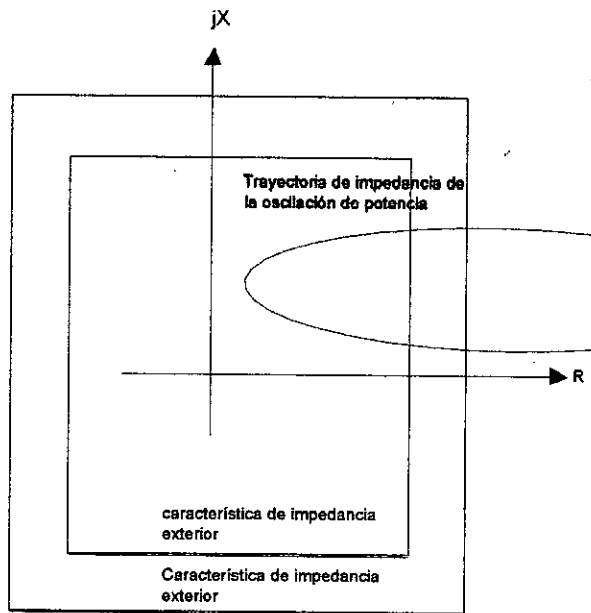


Fig. 6.22 Principio de operación y características de la función PSD.

El principio de medida de impedancia está basado en el uso del mismo algoritmo de medida de impedancia usado por los elementos de medida de zona de la protección de distancia.

6.2.5 Inversión de Corriente y Fuente Débil

6.2.5.1 Lógica de Corriente Inversa y Fuente Débil para protección de distancia

Para conseguir el despeje rápido de una falla en la parte de la línea no cubierta por la zona 1 instantánea, la función de protección de distancia

escalonada puede ser respaldada por lógicas que utilizan los canales de comunicación como se verá en el capítulo 9.

Diferentes condiciones del sistema requieren en muchos casos circuitos lógicos adicionales, como pueden ser la lógica de inversión de corriente y la lógica de alimentación de extremo débil.



6.2.5.1.1 Lógica de Inversión de Corriente

En caso de líneas paralelas conectadas a barras comunes en ambos extremos, los esquemas de comunicación permisivos de sobrealcance pueden disparar sin selectividad debido a la inversión de corriente de falla. Este disparo indeseado afectará a la línea sana cuando es despejada una falla en la otra línea. Con seguridad esta falla dará como resultado una pérdida total de la interconexión entre ambas barras.

Para evitar este tipo de perturbación, se puede usar la lógica de inversión de corriente (lógica de bloqueo transitorio).

Las Fig. 6.23 y Fig. 6.24 muestran una condición del sistema típica, que puede tener como resultado la inversión de la corriente de falla. Obsérvese que la inversión de la corriente se da en la línea dos después de la apertura del interruptor 1B.

En el terminal 2A, en el que la zona dirigida hacia delante fue inicialmente activada, esta zona debe reponerse antes de que llegue la señal por portadoras, iniciada desde 2B. La señal de envío por portadoras emanada desde 2B es por tanto retenida hasta que la zona invertida (operación de la

lógica de inversión de corriente) se ha repuesto y el retardo de tiempo (t_{Delay}) ha transcurrido; ver Fig. 6.25.

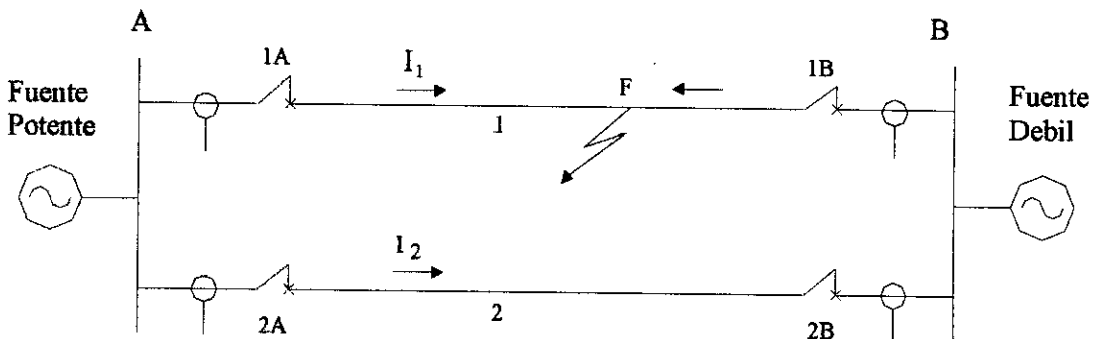


Fig. 6.23 Condición inicial del sistema.

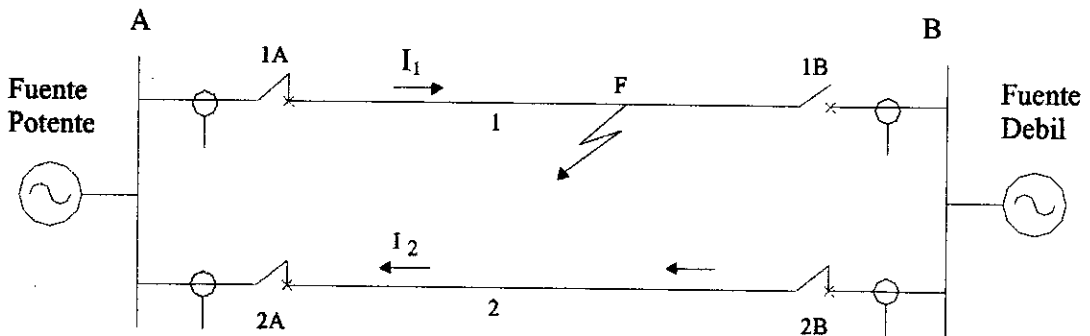


Fig.6.24 Distribución de corriente después de que el interruptor 1B ha abierto.

La lógica de inversión de corriente (IRV) utiliza una zona mirando hacia atrás (conectada a la señal de entrada: Zreversa), que en el terminal 2B reconoce la falla en la línea L1. (ver Fig.6.23). Cuando la zona reversa ha sido activada durante el tiempo de arranque ($t_{arranque}$) como muestra la Fig. 6.25, la lógica está lista para emitir una señal de salida IRV por

Zreversa. Esta señal impide el envío de la señal de teprotección (HF) y la activación de la señal de disparo por HF durante el tiempo que se haya ajustado en el temporizador ($t_{Retardo}$), cuando se conecta a la entrada funcional (bloqueo por HF) de la función de teleprotección.

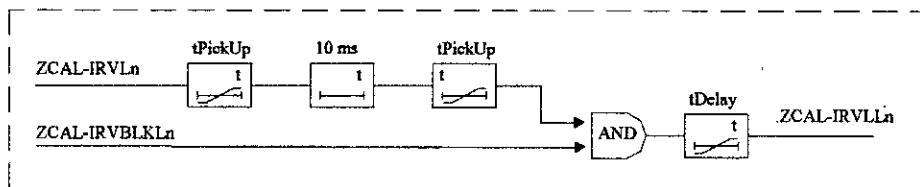


Fig.3 Lógica de inversión de corriente

El temporizador ($t_{Retardo}$) hace posible que la señal recibida por portadoras, conectada a la entrada funcional (recibo de HF), se reponga antes de que sea activada la señal (Disparo por HF) a causa de la inversión de corriente por la zona dirigida hacia delante, conectada a la entrada funcional (recibo HF) para el permisivo de la función distancia.

6.2.5.1.2 Lógica de Fuente Débil

Los esquemas de comunicación permisivos pueden operar solamente cuando la protección en el extremo remoto pueda detectar la falla. La detección requiere una corriente de falla mínima suficiente, normalmente mayor al 20% de la corriente residual. La corriente de falla puede ser

demasiado bajo debido a un interruptor abierto o a una potencia de cortocircuito baja en la fuente. Para superar estas condiciones, se usa la lógica de eco de alimentación de extremo débil.

La corriente de falla puede ser inicialmente demasiado baja debido a la distribución de corriente de falla. En este caso, la corriente de falla aumentará cuando el interruptor abra en el terminal potente, y se alcance un disparo secuencial. Esto requiere una detección de la falla por una zona de disparo 1 independiente. Para evitar disparo secuencial, así como en casos cuando no se dispone de una zona 1 se utiliza la lógica de alimentación de extremo débil.

La función fuente débil devuelve (hace eco) la señal por portadoras recibida bajo la condición de que no haya sido detectada ninguna falla en el extremo de alimentación débil por diferentes elementos de detección de falla (protección de distancia dirigida hacia delante y hacia atrás).

La función lógica de alimentación de fuente débil puede ser extendida para que dispare también el interruptor en el extremo débil. El disparo se consigue cuando una o más tensiones de fase son bajas durante una función eco. En el caso de disparo monopolar, las tensiones de fase se usan como selectores de fase.

La lógica de alimentación de extremo débil se usa generalmente solo en esquemas permisivos.

No es posible utilizar la señal recibida por portadoras del extremo remoto, para arrancar la función fuente débil. Disponer el arranque de la operación de la función fuente débil, conectando la señal de salida de la función de subtensión retardada a la entrada funcional Recepción de HF por fuente débil. La operación de la protección de subtensión arrancara de este modo a la lógica fuente débil.

La función fuente débil devuelve la señal de portadoras recibida (ver Fig. 6.26), cuando:

- La entrada funcional (recibo HF) es activada cuando recibe la señal de portadoras para la lógica de alimentación de extremo débil. Esta entrada está usualmente conectada a la salida funcional de la señal del equipo de la lógica de comunicación.
- La función Fuente débil no está bloqueada por la señal activa conectada a la entrada funcional de mínima tensión o a la entrada funcional de falla fusible.
- Esta última está generalmente configurada a la salida funcional falla fusible.
- No ha estado presente ninguna señal activa durante por lo menos 200ms en la entrada funcional bloqueo de fuente débil. Para este objeto se usa generalmente una combinación OR de todas las funciones de detección de falla (no subtensión) presentes en el terminal.

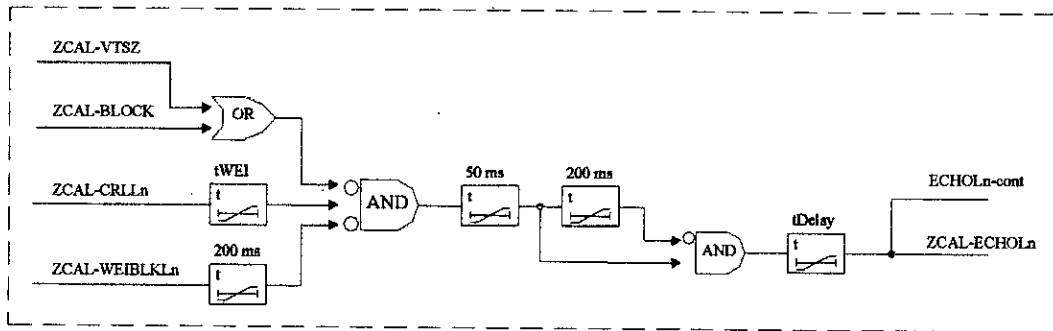


Fig.4 Eco de una señal de portadoras recibida por la función WEI

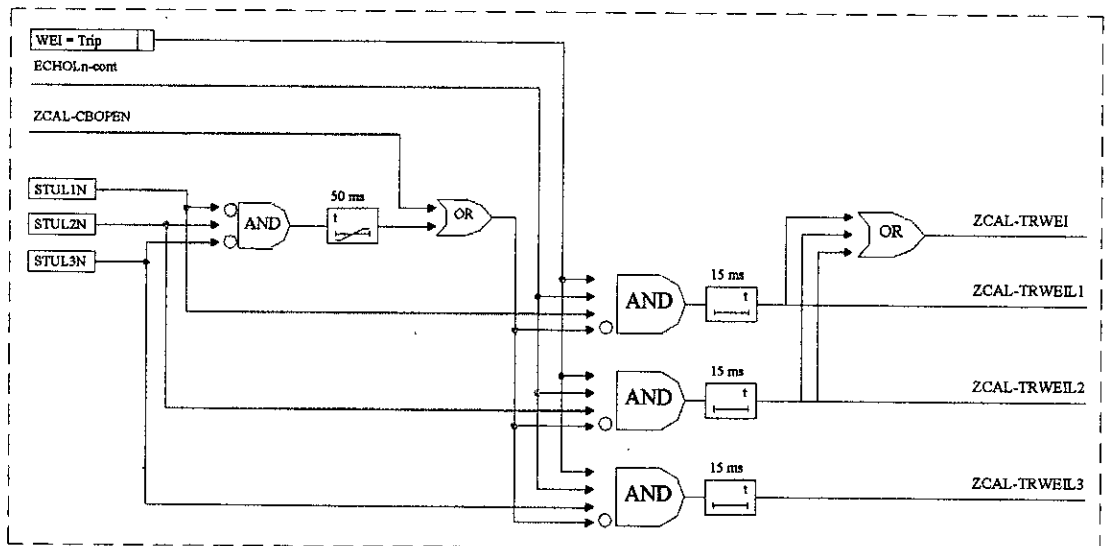


Fig.5 Parte de disparo de la lógica WEI diagrama lógico simplificado.

6.2.5.2 Lógica de Inversión de Corriente y Fuente Débil para protección Sobrecorriente Residual

La función de comparación direccional contiene lógica para esquemas de sobrealcance de bloqueo y permisivos.

Los circuitos correspondientes al esquema de sobrealcance permisivo contienen lógica para las funciones de inversión de corriente y alimentación-de-extremo-débil. Estas funciones no se requieren para el esquema de sobrealcance de bloqueo.

Se debe hacer uso de las funciones de tiempo inverso o definido, en el módulo de faltas a tierra direccional, para obtener disparo de apoyo en el caso de que el equipo de comunicación opere indebidamente e impida la operación de la lógica de comparación direccional, en las Fig.6.28 y Fig. 6.29 se muestran los circuitos lógicos.

6.2.5.2.1 Lógica de Inversión de Corriente

Las Fig. 6.23 y Fig. 6.24 muestran una condición del sistema típica que puede dar como resultado una inversión de corriente de falta. Obsérvese que la corriente de falta se invierte en la línea L2 después de la apertura del interruptor. Esto podría provocar un disparo no selectivo en la línea L2, si la lógica de inversión de corriente no bloqueara al esquema de sobrealcance permisivo en el terminal en 2B

La lógica de inversión de corriente de falta utiliza un elemento direccional mirando hacia atrás, conectado a la entrada de activación de corriente reversa, que en el terminal 2B reconoce la falta en la línea L1. Ver la Fig. 6.23. Cuando el elemento direccional mirando hacia atrás es activado durante el tiempo ($t_{Arranque}$), la operación de corriente reversa es activada, ver Fig. 6.28. La lógica se halla ahora a punto para hacer frente a

una inversión de corriente, sin disparo. La operación de inversión de corriente por la función de sobrecorriente direccional a tierra, será conectada al bloque de entrada en el esquema de sobrealcance permisivo.

Cuando el interruptor en 1B opera, la corriente de falta en la línea L2 se invierte. El terminal reconoce ahora la falta en 2B en la dirección hacia delante. Conjuntamente con la señal de recepción de portadoras recibida remanente dispararía al interruptor en 2B. Para asegurar que esto no ocurre, la función de sobrealcance permisivo precisa ser bloqueada por la operación de inversión de corrientes, hasta que la señal de recepción de portadoras es repuesta.

Cuando se invierte la corriente de falta en la línea L2, la inversión de corriente residual es desactivada y el bloqueo por inversión de corriente es activado. La reposición de la operación de la inversión de corriente es retardada en un tiempo ($t_{Retardo}$), ver Fig. 6.28. Esto asegura la reposición de la señal de recepción de portadoras en el terminal 2B.

En el terminal 2A, en el que el elemento direccional mirando hacia adelante fue inicialmente activado, este elemento direccional debe ser repuesto antes de que la señal de envío de portadoras sea iniciada en 2B. La reposición retardada de la operación de inversión de corriente asegura también que la señal de envío de portadoras emanada del terminal 2B es retenida hasta que el elemento direccional mirando hacia delante es repuesto en el terminal 2A.

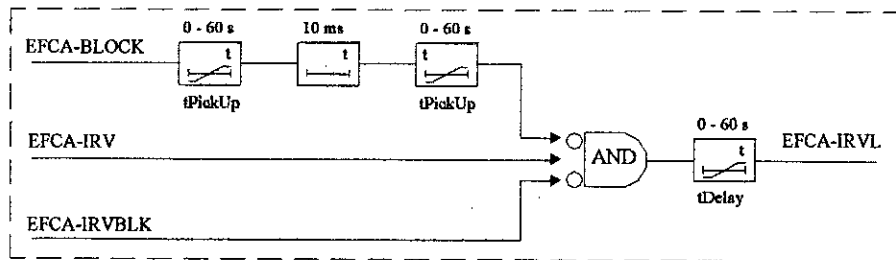


Fig. 6.28 Diagrama lógico simplificado de Inversión de corriente.

6.2.5.2.2 Lógica de alimentación de extremo débil

La Fig. 6.29, muestra una condición de sistema típica, que puede tener como consecuencia una carencia de operación. Obsérvese que no hay aportación de corriente de falta desde el nodo B. Esto motiva el que el terminal B no puede detectar la falta y disparar el interruptor en B. Para hacer frente a esta situación, se ha previsto una lógica de alimentación-de-extremo-debil para el esquema de sobrealcance permisivo.

La función de alimentación-de-extremo-débil puede ser ajustada para que envíe solamente una señal de eco (WEI = Echo) o una señal de eco y una señal de disparo (WEI = Trip). Ver las Fig. 6.30 y 6.31.

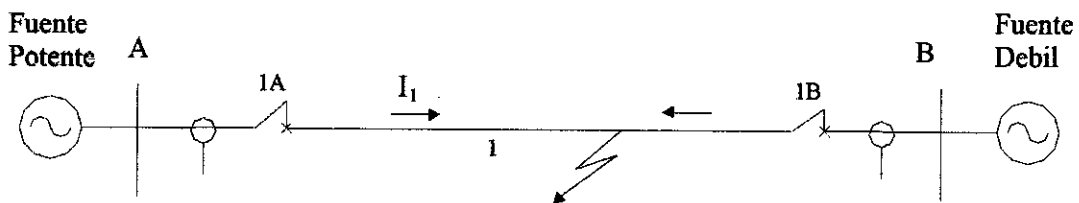


Fig. 6.29 Condición inicial

La lógica de alimentación-de-extremo-débil utiliza normalmente un elemento direccional mirando hacia delante y uno mirando hacia atrás, conectados a EFCA-WEIBLK vía una puerta Or. Ver la Fig. 6.30. Si no es activado ni el elemento direccional mirando hacia delante ni el que mira hacia atrás durante los últimos 200ms, la lógica de alimentación de extremo-debil genera un eco devolviendo la señal permisiva recibida. Ver la Fig. 6.30.

Si el elemento de medida direccional mirando hacia adelante o mirando hacia atrás es activado durante los últimos 200 ms, la corriente de falta es suficiente para el terminal en B pueda detectar la falta con la función de faltas a tierra que está en operación.

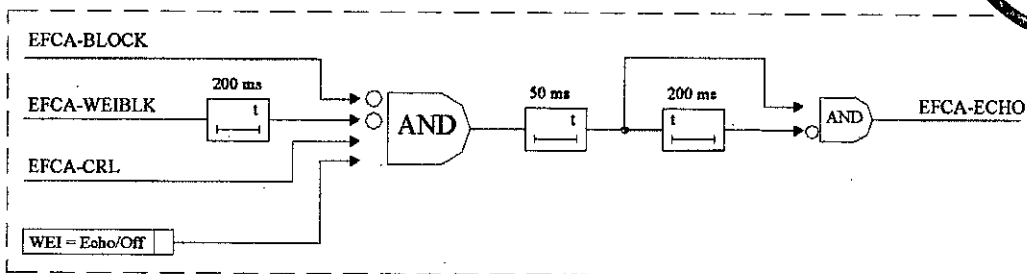
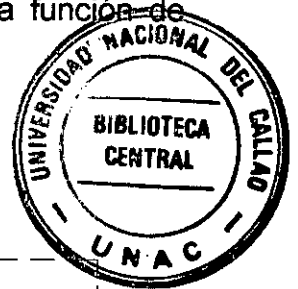


Fig. 6.30 Diagrama lógico simplificado, alimentación-de-extremo debil – Eco

Con el ajuste de disparo (*Trip*), la lógica envía un eco de acuerdo con lo anterior. Además activa la señal EFCA-TRWEI para disparar el interruptor si se satisfacen las condiciones de eco y la tensión de punto neutro se encuentra por encima del valor ajustado $3U_0$.

La señal de tensión que se usa para calcular la tensión homopolar se ajusta en la función de faltas a tierra que se encuentra en operación.

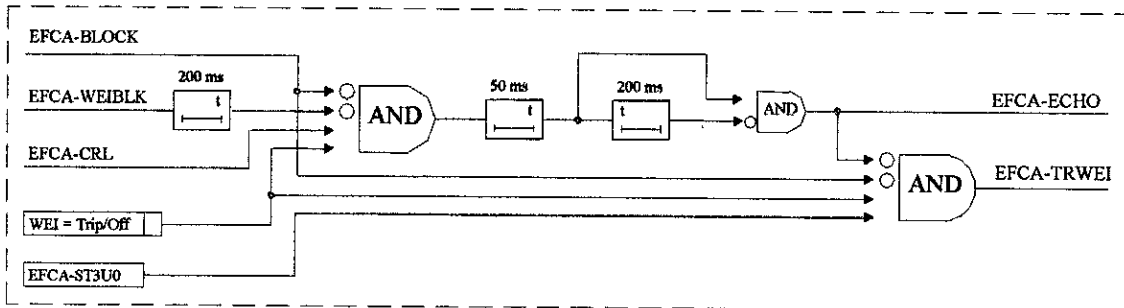


Fig. 6.31 Diagrama lógico simplificado, alimentación de extremo débil Disparo.

El eco de alimentación de extremo débil enviado al extremo potente de la línea tiene una duración máxima de 200 ms. Cuando este periodo de tiempo ha transcurrido, las condiciones que posibilitan el envío de la señal de eco son llevados a cero durante un periodo de tiempo de 50 ms. Esto evita el efecto que si se selecciona eco de alimentación débil en ambos extremos.

6.2.6 Supervisión de circuito de disparo

Los relés numéricos de protección de distancia incorporan la función de supervisión de circuito de disparo. Dependiendo del número de entradas binarias con control aislado de las entradas que están todavía disponibles, una elección puede ser hecha entre el monitoreo con una o con dos entradas binarias. Si dos entradas binarias son usados, la alteración del circuito de disparo puede ser detectado durante todo el estado ya sea abierto o cerrado. Con solo una entrada binaria, la falla en el interruptor

puede no ser detectada. Si el disparo es monopolar es posible, una supervisión de circuito de disparo separado puede ser llevada a cabo para cada polo del interruptor proporcionando que las entradas binarias requeridas estén disponibles.

6.2.5.1 Supervisión del circuito de disparo usando dos entradas binarias.

Si dos entradas binarias son usadas, estas son conectadas como se muestra en la siguiente Fig. 6.32. La primera entrada binaria es conectada en paralelo al contacto del relé de disparo correspondiente de la protección la otra entrada binaria será conectada en paralelo al contacto auxiliar del interruptor.

Un pre requisito para el uso de la función de supervisión de circuito de disparo es que el control de la tensión del interruptor sea mas grande que la suma de la caída de tensión mínima enfrente de las dos entradas binarias ($U_c > 2 \cdot U_{BImin}$). Como por lo menos 19V es necesario por entrada binaria, para un tipo de relé específico. El monitoreo puede solo ser usado si el disparo del control de la tensión es mas grande que 38 V.

El monitoreo con dos entradas binarias no solo detecta interrupciones del circuito de disparo y falla del control de la tensión, pero solo supervisa la reacción del interruptor principalmente del estado conmutable de los contactos auxiliares del interruptor.

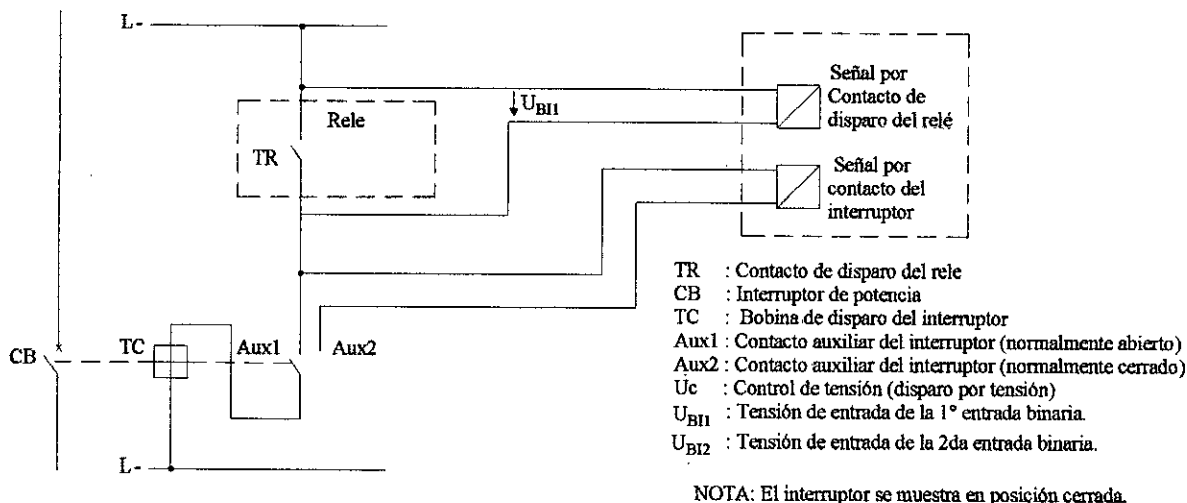


Fig. 6.32 Supervisión de circuito de disparo con dos entradas binarias.

Dependiendo del estado conmutable del relé de disparo y el interruptor, las entradas binarias son iniciadas (estado lógico "h") o corto circuito (estado lógico "L"). Como muestra la tabla 6.1

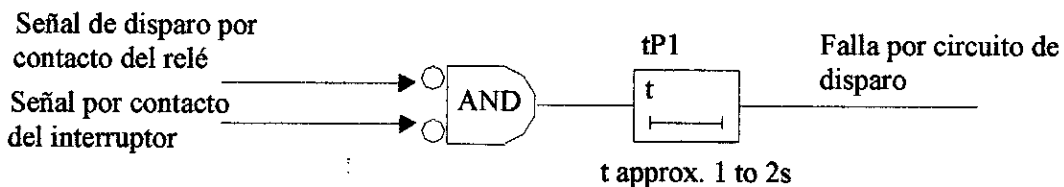
El estado donde ambas entradas binarias no son energizadas ("L") esta solo presente durante una fase de transmisión corta (contacto del relé de disparo esta cerrado, pero el interruptor no haya abierto todavía) si el circuito de disparo esta sano.

Tabla. 6.1

N°	Disparo del relé	Circuito del interruptor	Contacto auxiliar 1	Contacto auxiliar 2	Entrada binaria 1 (BI1)	Entrada binaria 2 (BI2)
1	Abierto	Cerrado	Cerrado	Abierto	H	L
2	Abierto	Abierto	Abierto	Cerrado	H	H
3	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	L	L
4	Cerrado	Abierto	Abierto	Cerrado	L	H

Una ocurrencia continua de este estado sólo es posible durante la interrupción o corto circuito del circuito de disparo así como durante la falla del voltaje de suministro de batería, o fallas en el mecanismo del interruptor.

Las dos entradas binarias son periódicamente interrogadas para determinar su estado. Una interrogación tiene lugar cada 500ms, solo una vez cuando $n=3$ la interrogación de la secuencia de estado detecta una falla, una alarma de falla será generada (esto se refiere en la Fig. 6.32). debido a esta repetición de la medida el retraso de la alarma de falla es determinado. Una alarma de falla debido a las fases transitorias se evita por eso. después de restablecer en el circuito de disparo de la falla, la alarma restablece automáticamente después del mismo tiempo.



• **Fig. 6.33 Diagrama lógico de circuito de disparo con dos entradas binarias**

6.2.6.2 Supervisión usando una entrada binaria.

La entrada binaria es conectada en paralelo al correspondiente rele de disparo de la protección de acuerdo a la Fig. 6.34. El contacto auxiliar del interruptor es puenteado por medio de una resistencia (R) shunt de alto ohmiaje.

El control de la tensión del interruptor deberá ser al menos dos veces la tensión de caída mínima a través de la entrada binaria ($U_c > 2 \cdot U_{BImin}$). Por lo menos 19 V son requeridos para la entrada binaria, la función de supervisión puede ser usado si el disparo de la tensión de control es mas grande que aproximadamente 38 V.

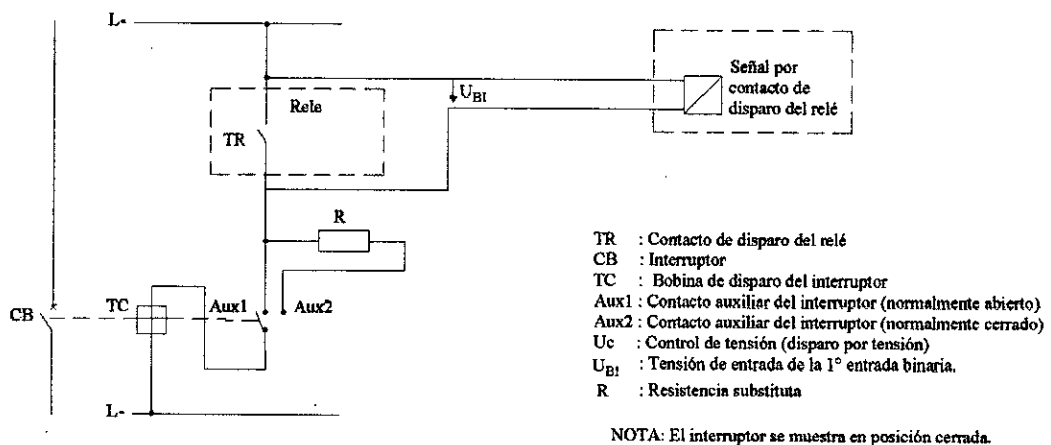


Fig. 6.34 Supervisión de circuito de disparo con una entrada binaria.

Durante una operación normal hay una señal de entrada en la entrada binaria cuando el contacto del relé de disparo y el circuito de disparo esta sano (logic state "H"), porque el circuito de monitoreo esta cerrado vía el contacto auxiliar (mientras el interruptor esta cerrado) o vía la resistencia R. La entrada binaria es sólo un corto circuito y por eso no recogió (el estado de la lógica "L") mientras la parada del viaje está cerrada.

Si la entrada binaria no arranca continuamente, esto indica una interrupción del circuito de disparo o pérdida del (la señal de disparo) voltage del suministro de batería.

Como la supervisión del circuito de disparo no esta en servicio durante una falla en el sistema, el contacto del relé de disparo esta cerrado esto no causa una alarma incorrecta. Sin embargo si otro contacto del relé de disparo de diferentes equipos son conectados en paralelo en el circuito de disparo, la alarma de falla deberá ser retrasada por temporización de alarma como se muestra en la Fig. 6.35. Después de aclararse la falla en el circuito de disparo, la alarma de falla automáticamente se restablece con el mismo tiempo de retraso.

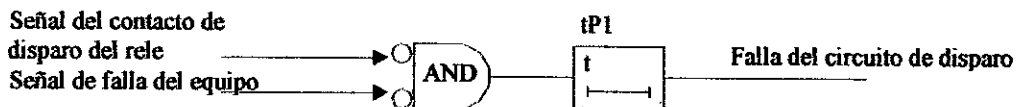


Fig. 6.35 Diagrama lógico de circuito de disparo con una entrada binaria

6.3 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Numerical Distance Protection " Principles And Aplications", Gerhard, Ziegler, Editorial Siemens AG, Berlin and Munich.
- Protecciones en Instalaciones Eléctricas, Paulino Montané S.
- Manual, " Relé numérico REL ", ABB.
- Manual, "Rele Numérico SIPROTEC ", SIEMENS.

una falla externa de alta impedancia, al insertar la impedancia medida en la zona de protección.

7.2 LÍNEAS LARGAS (SIRs < 0.5)

Los esquemas de protección típicos son los siguientes:

- Comparación de fases.
- Comparación direccional.
- Disparo Permisivo transferido en Sub-Alcance (PUTT)
- Disparo Permisivo transferido en Sobre-Alcance (POTT)
- Distancia escalonada.
- Sobrecorriente escalonada ó coordinada.

7.2.1 Función de distancia

Una impedancia vista por la protección de distancia puede diferir respecto a los valores calculados debido a:

- Errores introducidos por los transformadores de medida de intensidad y tensión, particularmente bajo condiciones transitorias.
- Imprecisiones en los datos relativos a la impedancia homopolar de la línea, y su efecto en el valor calculado del factor de compensación de retorno por tierra.
- El efecto de la aportación de potencia entre el relé y el punto de localización de la falta, incluyendo la influencia de diferentes relaciones Z_0 / Z_1 de las varias fuentes de alimentación.

CAPITULO 7
CRITERIOS DE AJUSTE PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión pueden ser definidos o clasificados como cortas, medianas, o largas debido a la influencia de la longitud de la línea para la selección del esquema de protección.

Las líneas cortas son designadas porque el SIRs es grande. La relación de aproximadamente de 4 o mayor define generalmente a las líneas cortas. Las líneas medianas tienen un SIRs de 4 hasta 0.5. las líneas largas tienen un SIRs que es muy pequeño, que esta entre 0.5 hacia abajo.

Esto se debe notar para una longitud de línea determinada, la impedancia por unidad varía mucho mas con la tensión nominal de la línea que la impedancia óhmica. Este factor, junto con las diferentes impedancias de cortocircuito y los diferentes niveles de tensión, principalmente que la tensión nominal de la línea tiene un significativo efecto en el SIR y, por tanto esto será considerado "cortas," "media," "larga."

Aunque la longitud física de las líneas sea un factor para el cálculo del SIR, esto es inapropiado para describir la línea como largas, medianas, o cortas basado en esta característica solamente. Sin embargo, la distancia entre los terminales de una línea dada puede ser un factor determinante para el tipo del sistema de comunicación del relé a ser usado.

Los tipos de sistemas de comunicación típicamente usados por los relés de protección para líneas de transmisión en nuestro sistema son las siguientes.

Onda Portadora (Power Line Carrier PLC)

Microondas (Microwave MW)

7.1 LÍNEAS CORTAS (SIRs > 4)

Los esquemas típicos de protección usados son los siguientes.

- Diferencial de corriente.
- Comparación de fases.
- Esquema de comunicación POTT
- Comparación direccional.

7.1.1 Función de Distancia

7.1.1.1 Alcance y temporización de las zonas para líneas cortas

Los criterios de ajustes de zonas de los relés de distancia que protegen líneas cortas son básicamente los mencionados para líneas largas, a excepción del alcance inductivo de zona 1 que se deberá temporizar (150 ms) para evitar disparos indeseados por errores en la medida.

Para las zonas 1, 2, 3 y reversa se verifica que el alcance resistivo tanto de fases como de tierra, sea menor de seis veces el alcance inductivo de la zona respectiva, para evitar que en las líneas muy cortas, los errores de ángulo de los transformadores de medida produzcan un falso disparo por

- Acoplamiento mutuo homopolar de líneas en paralelo.

Recomendaciones para las zonas de ajustes de la protección

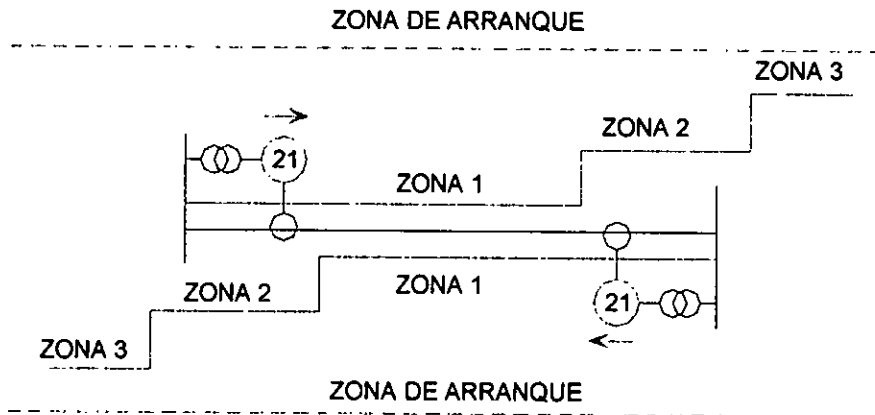


Fig. 7.1



7.2.1.1 Alcance y temporización de las zonas.

A. Alcance inductivos

- **Zona 1:** Para el alcance de la zona 1 se recomienda un máximo del 85 % la impedancia de la línea, para así tener en cuenta los errores por los transformadores de instrumentación, errores en los valores de los parámetros de la línea, y especialmente reducir riesgos de sobrealcances por el efecto de acople mutuo de secuencia cero.

La zona1 debe operar instantáneamente ($t = 0$).

- **Zona 2:** El alcance de la zona 2 tiene que ser como mínimo el **120 % de la impedancia de la línea** para garantizar la eliminación de fallas en toda la línea. Dado que si se escoge un valor inferior, los errores pueden producir un subalcance en el relé.

El ajuste de zona2, se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea a proteger siempre y cuando se justifique con los resultados de un análisis de efecto "infeed" para esta zona y que adicionalmente cumpla con los siguientes criterios:

No deberá alcanzar la zona1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un máximo de 50% de la línea adyacente más corta.

La zona2, no debe operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota (60, 22.9, 10kV). Para evitar esto el ajuste sería como máximo, igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger mas el 50% de la impedancia equivalente de los transformadores existentes en la subestación remota.

En el caso que se presente traslapes con el ajuste al 120 % se verifica que el Efecto Infeed producido por los aportes de las líneas adyacentes, elimine el traslape (considerando contingencia en la línea adyacente que más aporta).

Para líneas con teleprotección y sin traslapos de zonas 2 el temporizador se deberá ajustar en 400 ms. Para líneas con traslapos de zonas 2 se deberá temporizar la zona 2 en 200 ms más el tiempo de operación de la zona 2 adyacente.

Para líneas que terminan en transformadores, las zonas 1 y 2 pueden cubrir un porcentaje del transformador adyacente; se recomienda el ajuste de zona 1 hasta el 20 % del transformador y el ajuste de zona 2 hasta el 50 % de la impedancia del transformador.

- **Zona 3:** La zona 3 se aplica como un respaldo remoto no selectivo para subestaciones adyacentes del mismo nivel de tensión, pero no deberá detectar fallas a otros niveles de tensión. Para esto, su alcance se calcula como el 120 % de la suma de la impedancia de la línea a proteger, más la impedancia de la línea adyacente más larga, pero se restringe hasta el 80 % de la reactancia del transformador de potencia adyacente (o transformadores si existen varios en paralelo). Nunca se considera Efecto Infeed para estas zonas ya que habría que extenderla hasta otros niveles de tensión; también se ignoran los traslapos por tratarse de un respaldo remoto.

El temporizador de zona 3 se deberá ajustar en 1000 ms como respaldo remoto.

- **Zona 4:** La zona 4 (reversa) se emplea como un respaldo a la protección de barras y se ajusta a la menor impedancia de los siguientes valores:
 - 20 % de la impedancia de la línea reversa más corta
 - 20 % del mayor transformador de la subestación.

La temporización de zona reversa se ajustará al 1500 ms con el fin como respaldo para fallas en barras.

- **Zona 5:** la zona5, se usa como zona de arranque y para definir la banda de oscilación de potencia. el tiempo de operación de esta zona debe ser infinito ó el mayor valor que permita el ajuste.

B. Alcance resistivos

Para el ajuste de los alcances resistivos de las diferentes zonas se debe verificar que el alcance resistivo tanto de fases como de tierra, sea menor de seis veces el alcance reactivo de zona respectiva.

Para los alcances resistivos se tienen dos criterios de ajuste, uno basado en la resistencia mínima de carga y otro basado en la resistencia de falla. Se recomienda emplear el primer criterio y verificar el cumplimiento del segundo criterio que generalmente para los niveles de tensión y las características del sistema arroja un valor menor de resistencia.

B.1 Alcance resistivo fase-fase

B.1.1 Primer criterio de ajuste

Se realiza con base en un porcentaje (50 %) de la resistencia mínima de carga de la línea (ver capitulo. 6.1.1.3), y se considera un solo alcance resistivo para las zonas 1, 2 y 3. Y para la zona reversa se considera el 50% de la resistencia mínima de carga de la línea hacia atrás mas corta.

B.1.2 Segundo criterio de ajuste

El ajuste del alcance resistivo fase - fase de la zona 1 esta definido por el 80% de la resistencia de la línea mas la resistencia de arco fase-fase (ver capitulo. 6.1.1.3).

El ajuste del alcance resistivo fase - fase de la zona 2 esta definido por el 120 % de la resistencia de la línea mas la resistencia de arco fase-fase

El ajuste del alcance resistivo fase - fase de la zona 3 y zona 5 esta definido por el 120 % de la resistencia de la línea mas el 120% de la resistencia de la línea adyacente más larga mas la resistencia de arco fase-fase

El ajuste del alcance resistivo fase - fase de la zona 4 esta definido por el 80% de la resistencia de la línea mas la resistencia de arco fase-fase de la línea hacia atrás más corta

B.2 Alcances resistivos fase-tierra

B.2.1 El primer criterio de ajuste

Será el mismo empleado como primer criterio para la unidad de fase-fase.

B.2.2 El segundo criterio de ajuste

Se calcula con base en un porcentaje de la resistencia de la línea, la resistencia de arco fase-tierra (ver capítulo. 6.1.1.3) y la resistencia de la torre.

En caso de no contar con la información precisa de la torre, se asumirá una resistencia primaria de 25Ω

El ajuste del alcance resistivo fase - tierra de la zona 1 esta definido por la suma del 80% de la resistencia de la línea, la resistencia de arco fase-tierra y la resistencia de la torre.

El ajuste del alcance resistivo fase - tierra de la zona 2 esta definido por la suma del 120 % de la resistencia de la línea, la resistencia de arco fase-tierra y la resistencia de la torre.

El ajuste del alcance resistivo fase - tierra de la zona 3 y zona 5 esta definido por la suma del 120 % de la resistencia de la línea, el 120% de la resistencia de la línea adyacente más larga, la resistencia de arco fase-tierra y la resistencia de la torre.

El ajuste del alcance resistivo fase - tierra de la zona 4 esta definido por la suma del 80% de la resistencia de la línea, la resistencia de

arco fase-tierra y la resistencia de la torre de la línea hacia atrás más corta.

El alcance de la zona de arranque se ajusta de tal forma que cubra las demás zonas internas hacia delante y hacia atrás.

Cuando sea posible, los arranques se activarán tanto por baja impedancia como por sobrecorriente; en su defecto se preferirá como arranque la función de baja impedancia.

CRITERIOS DE AJUSTE DE ZONAS PARA LA FUNCION DE DISTANCIA

TABLA 7.1

Zona 1	Criterio
Alcance Inductivo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 85% X línea, o menos cuando hay efecto de acoples mutuos de secuencia cero, mayores del 10%. ▪ 100% X línea + 20% X trafo adyacente, si la línea termina en un transformador.
Alcance Resistivo (fase – fase)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criterio 1 : 50% R min. Carga ▪ Criterio 2 : 80% R línea + Rarco fase – fase
Alcance Resistivo (fase – tierra)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criterio 1: 50% R min. Carga ▪ Criterio 2: 80% Rlínea + Rarco fase – tierra + R torre
Temporización	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instantaneo para líneas mayores de 5 km. ▪ 150 ms para líneas menores de 5 km

TABLA 7.2

Zona 2	Criterio
Alcance Inductivo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 120% X línea. ▪ 100% X línea + 50% X trafo adyacente, si la línea termina en un transformador. ▪ Igual a la zona 3 si esta es menor.
Alcance Resistivo (fase – fase)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criterio 1 : 55% R min. Carga ▪ Criterio 2 : 120% R línea + R arco fase – fase
Alcance Resistivo (fase – tierra)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criterio 1: 55% R min. Carga ▪ Criterio 2: 120% R línea + R arco fase – tierra + R torre
Temporización	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 400 ms con teleprotección y sin traslajos. <p>200 ms mas el tiempo de operación de la zona 2 adyacente si hay traslajos.</p>

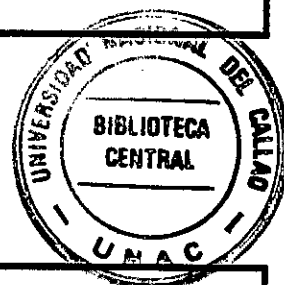
TABLA 7.3

Zona 3	Criterio
Alcance Inductivo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 120% (X línea + línea adyacente más larga), pero se restringe hasta el 80% de la reactancia del transformador de potencia adyacente (o transformadores de potencia si son varios).
Alcance Resistivo (fase – fase)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criterio 1 : 60% R min. Carga ▪ Criterio 2 : 1200% (R línea + R línea ady. Larga) + R arco fase – fase
Alcance Resistivo (fase – tierra)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Criterio 1: 60%R.min. Carga ▪ Criterio 2: 120% (R línea + R línea ady. Larga) + R arco fase – tierra + R torre
Temporización	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 1000 ms.

TABLA 7.4

Zona de Reserva	Criterio
Alcance Inductivo	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste con la menor impedancia de los dos siguientes casos: <ul style="list-style-type: none"> 20% X Trafo mayor de la subestación. 20% X Línea hacia atrás mas corta.
Alcance Resistivo (fase – fase)	<ul style="list-style-type: none"> Los mismos criterios de zona 1 pero para la línea hacia atrás.
Alcance Resistivo (fase – tierra)	<ul style="list-style-type: none"> Los mismos criterios de zona 1 pero para la línea hacia atrás.
Temporización	<ul style="list-style-type: none"> 1500 ms.

TABLA 7.5



Zona de Reserva	Criterio
Alcance Inductivo Hacia delante.	<ul style="list-style-type: none"> 150% del alcance reactivo de la zona 3.
Alcance Inductivo Hacia atrás	<p>El mayor valor de:</p> <ul style="list-style-type: none"> 150: del alcance reactivo de la zona reversa. 10% del alcance de la zona de arranque hacia delante 20% de la línea a proteger.
Alcance Resistivo (fase – fase) o (fase – tierra) hacia delante o hacia atrás.	<ul style="list-style-type: none"> 65% R. Min. Carga.
Temporización	<ul style="list-style-type: none"> Disparo bloqueado o t= infinito.
Teleprotección	<ul style="list-style-type: none"> POTT, o sea esquema permisivo con envío de señal por zona 2, con lógicas de inversión de corrientes.

7.2.2 Función de sobrecorriente direccional (67/67N)

Para detectar fallas a tierra altamente resistivas, se requiere una corriente de operación baja, por otro lado un ajuste bajo significa un riesgo mayor para una operación indebida a causa de desequilibrios de la red y en los circuitos de transformadores de corriente. Por lo tanto la corriente de operación mínima para la operación de la protección de sobrecorriente a tierra debe ser ajustada por encima de máxima corriente residual permanente.

Este desequilibrio en la red es básicamente debido a las líneas no transpuestas o líneas en paralelo con un fuerte acoplamiento mutuo homopolar. Esta corriente de secuencia homopolar es proporcional a la corriente de carga.

En un sistema bien transpuesto, la corriente residual es normalmente inferior al 5% de la corriente de la línea, excepto en el caso de líneas en paralelo extremadamente cortas (inferiores a 5 km), en las que se puede encontrar una corriente residual mayor.

La elección de característica de tiempo retardado, independiente (tiempo definido), normalmente inversa, extremadamente inversa o logarítmica inversa, depende de las magnitudes de corrientes de falla y la selectividad que se quiera tener.

Para el tiempo de operación (en segundos), correspondientes a las curvas con las características mencionadas, obedecen a la ecuación(6.15) ver el capítulo(6.1.1)

7.2.2.1 Sobrecorriente de fases

La protecci3n se ajustar3 para que detecte el menor cortocircuito posible, y que permita la operaci3n normal y en contingencia. El criterio para el valor de arranque o puesta en trabajo ser3 el 120 a 130% de la mayor corriente de carga bajo la mayor contingencia.

De todas formas los resultados del programa de flujo de cargas dar3n alarmas en los casos de contingencia que superen la soportabilidad t3rmica de la lnea o del transformador de corriente, para los cuales se consultar3 la acci3n a tomar sobre los ajustes; para determinar3 si desea proteger la lnea o si se desean permitir sobrecargas transitorias que permitan r3pidas acciones operativas orientadas a corregir la sobrecarga.

Se verificar3 que con el ajuste obtenido, la protecci3n opere m3nimo en 1 s para fallas en la subestaci3n remota.

El 3ngulo direccional donde sea ajustable ser3 entre -45 a -60°.

No se recomienda habilitar unidades instant3neas en la protecci3n de sobrecorriente direccional de fases, debido a la dificultad de diferenciar entre fallas locales y remotas y m3s si se tiene en cuenta que es una protecci3n de respaldo y no principal.

7.2.2.2 Sobrecorriente de tierra

El criterio para el valor de arranque o puesta en trabajo ser3 entre 20 a 40 % de la corriente m3xima de carga con la contingencia m3s desfavorable para que no opere por desbalances normales.

Si el tipo de curva se puede seleccionar, se escoge una ANSI/IEEE normalmente inversa; la curva se calcula a 0,4 s con el mayor aporte de la subestación a la falla monofásica local.

Se verificará que con el ajuste obtenido, la protección opere mínimo en 1 s para fallas en la subestación remota.

El ángulo direccional donde sea ajustable, será de -60° .

No se recomienda habilitar unidades instantáneas en la protección de sobrecorriente direccional de tierra, debido a la dificultad de diferenciar entre fallas locales y remotas y más si se tiene en cuenta que es una protección de respaldo y no principal.

TABLA 7.6
CRITERIO DE AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE
DIRECCIONAL DE FASES.

Sobrecorriente de fases	Criterio
Corriente de arranque (operación)	▪ 120% a 130% máxima de corriente de carga
Tipo de curva	ANSI /IEEE / IEC normal inversa.
Valor de la curva	Calculada para que opere a 0.4 s con el aporte de la subestación (la) a la falla monofásica o trifásica local (la mayor de las dos), verificando que con el ajuste obtenido la protección opere mínimo en 1s para fallas en la subestación remota.
Instantáneo	Deshabilitado

TABLA 7.7
CRITERIO DE AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE
DIRECCIONAL DE TIERRA.

Sobrecorriente a Tierra	Criterio
Corriente de arranque (operación)	20% a 40% máximo corriente de carga
Tipo de curva	ANSI / IEEE / IEC
Valor de la curva	Calculada para que opere a 0.4 s con el aporte de la subestación (la) a la falla monofásica, verificando que con el ajuste obtenido la protección opere mínimo en 1 s para fallas en la subestación remota.
Instantaneo	Deshabilitado

7.2.3 Función de Recierre automático.

Los sistemas de recierre automático se implementan para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio de restaurar rápidamente trayectorias críticas de transmisión de potencia.

La elección del tipo de recierre a usar depende del nivel de voltaje, de requerimientos del sistema, de consideraciones de estabilidad y de la proximidad de generadores.

Para las líneas se habilitará un intento de recierre rápido, para fallas relevadas con tiempos menores a 300 ms. Por lo tanto se pueden incluir,

según la necesidad, recierres por zonas 2 donde no hay teleprotección y su temporización sea menor al tiempo indicado.

De los estudios de estabilidad se verificarán los tiempos de recierre en las líneas para garantizar una adecuada operación de las unidades de generación.

Los ajustes típicos para relés de recierre son:

Tiempo muerto:

- Sistemas enmallados recierre rápido: 400 ms primer extremo a cerrar, 500 ms segundo extremo a cerrar.
- Sistemas radiales: recierre rápido a 500 ms.

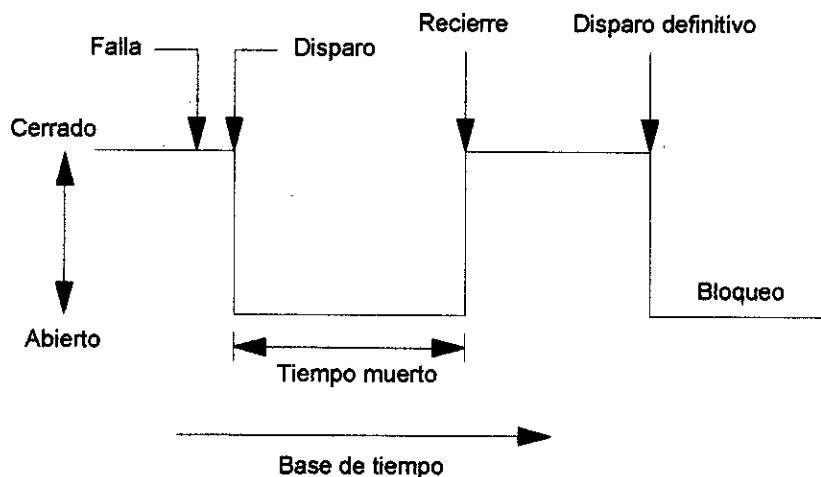


Fig. 7.2 Secuencia de recierre

El tiempo de reposo debe considerar las características técnicas del interruptor en cuanto a mecanismo de operación y ciclo de trabajo.

Normalmente los interruptores cumplen con el ciclo de trabajo IEC O – 0,3 segundos CO – 3 minutos CO, por lo cual se recomienda ajustar este temporizador en 180 s.

Con relés de distancia se utiliza el recierre automático cuando las fallas son en zona 1 o en zona 2 acelerado por la señal de teleprotección, en caso de una falla sostenida se da disparo definitivo. Eventualmente se prodria efectuar un segundo recierre temporizado.

TABLA 7.8
CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION DE RECIERRE

Recierre	Criterio
Sistemas enmallados	Recierre rápido 400 ms primer extremo a cerrar, 500 ms segundo extremo a cerrar
Sistemas radiales	Recierre rápido 500 ms
Tiempo de reclamo	20 s

7.2.4 Función de Sincronismo.

En redes enmalladas el primer extremo a cerrar es el extremo débil, para facilitar las condiciones de sincronismo, a no ser que los estudios del sistema demuestren lo contrario. Cuando los estudios no exigen cierres o recierres con condiciones diferentes, los ajustes típicos para la verificación del sincronismo son:

- Máxima tensión diferencial (ΔU_{MAX}) = 10 % U_n
- Diferencia de ángulo de fase ($\Delta \phi_{MAX}$) = 20°

- Deslizamiento de frecuencia (ΔF_{MAX}) = 0,1 Hz

Tiempo de retardo para la confirmación del sincronismo: 50 ms para recierre, 500 ms para cierre manual.

- Tensión para detección de red muerta = 40 % U_n
- Tensión para detección de red viva = 80 % U_n

Para cierre manual, todas las combinaciones de barra o línea, viva o muerta deben ser habilitadas, si no hay condiciones particulares de operación derivadas de estudios del sistema.

Los ajustes sugeridos son referenciales y serán verificados con base en los resultados de los estudios de estabilidad que se realicen en el sistema para cada una de las líneas. Las simulaciones determinaran cuál es el lugar más favorable para energizar el circuito y en cuál realizar la sincronización con el fin de restablecer la línea de transmisión, bajo las condiciones de demanda más críticas o de las que se derivan de estudios eléctricos.

Los criterios para seleccionar el extremo más adecuado para hacer el recierre con verificación de sincronismo se fundamentan en el análisis en las diferencias de tensión, frecuencia y ángulo que se presentan en cada uno de los extremos al simular un cortocircuito en la línea, seleccionándose el extremo en el cual dichas diferencias sean menores. Desde el punto de vista de la sobretensión, la sincronización se debe realizar en la barra donde ésta no exista o donde sea menor.

TABLA 7.8
CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION VERIFICACIÓN DE
SINCRONISMO

Verificación sincronismo	Criterio
Máxima tensión diferencial (ΔU_{MAX})	▪ 10% U_n
Diferencia de ángulo de fase ($\Delta \phi_{MAX}$)	▪ 20°
Deslizamiento de frecuencia (ΔF_{MAX})	▪ 0,1 Hz
Tiempo de retardo para la confirmación de sincronismo	▪ 50 ms para recierre ▪ 500 ms para cierre manual
Tensión para detección de red muerta	▪ 40% U_n
Tensión para detección de red viva	▪ 80% U_n

7.2.5 Función Falla Interruptor

Este relé actúa como respaldo de las demás protecciones, garantizando la eliminación de una falla ante la eventualidad de que el interruptor no opere correctamente.

Como criterio general de ajuste se toma que la corriente de puesta en operación es el 120 % de la máxima corriente de carga con la peor contingencia; sin embargo se debe verificar que el arranque sea menor que el 65 % del aporte a la falla en el extremo remoto, trifásica, bifásica o

monofásica (la menor de las tres ante mínima demanda); si no es menor se dejará este último como criterio de ajuste.

- En la etapa 1 se da disparo al relé de disparo y bloqueo.
- En la etapa 2 se da disparo a los interruptores adyacentes.
- El criterio utilizado para la temporización de las etapas 1 y 2 es el siguiente:

$$t_1 = (t_{CB} + t_{RBF}) * f$$

$$t_2 = (t_1 + t_{RD} + t_{CB} + t_{RBF}) * f$$

Donde:

t_1 : tiempo de ajuste etapa 1

t_2 : tiempo de ajuste etapa 2

t_{CB} : tiempo total de interrupción de los interruptores
(conservativamente: 50 ms)

t_{RBF} : tiempo de reposición del relé de falla de interruptor (20 ms)

t_{RD} : tiempo de operación de los relés de disparo (20 ms)

f : factor de seguridad

Por esto los tiempos de las etapas 1 y 2 se ajustan en: $t_1 = 150$ ms y $t_2 = 300$ ms.

TABLA 7.9

CRITERIOS DE AJUSTE PARA LA FUNCION FALLA INTERRUPTOR

Falla Interruptor	Criterio
Corriente de arranque	120 % de la máxima corriente de carga con la peor contingencia
Verificación	Verificar que la corriente de arranque sea menor que el 65% del aporte a la falla en el extremo remoto, trifásica, bifásica o monofásica (la menor de las tres ante mínima demanda); si no es menor se deja este último como criterio
Temporización etapa 1	$t_1 = (t_{CB} + t_{RBF}) * f$, da disparo al relé de disparo y bloqueo
Temporización etapa 2	$t_2 = (t_1 + t_{RD} + t_{CB} + t_{RBF}) * f$, da disparo a los interruptores adyacentes
Variables	Descripción
T_1	Tiempo de ajuste etapa 1
T_2	Tiempo de ajuste etapa 2
T_{CB}	Tiempo total de interrupción de los interruptores
T_{RBF}	Tiempo de reposición del relé de falla de interruptor
T_{RD}	Tiempo de operación de los relés de disparo
F	Factor de seguridad

7.3 REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- Numerical Distance Protection "Principles and Aplications", Gerhard Ziegler, Editorial Siemens AG, Berlin and Munich.

CAPÍTULO 8

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARALELAS

8.1 INTRODUCCIÓN

El término de líneas de transmisión multi - circuito es usado cuando 2 o mas circuitos de transmisión trifásicos están dispuestos en la misma torre o siguen la misma trayectoria en torres adyacentes. Los circuitos pueden ser del mismo o diferentes niveles de tensión.

Debido a la presencia del campo magnético los circuitos están acoplados mutuamente. Este fenómeno debe ser considerado para el cálculo de fallas y para el diseño de la protección.

8.1.1 Rango de Aplicación

La proximidad de los circuitos trifásicos especialmente aquellos que están en la misma torre corren el riesgo de estar sometidas fallas simultaneas o consecutivas que pueden ocurrir en sistemas paralelos debido al contorneo inverso (Back-flashover), conductor roto, etc. La estadística de fallas que envuelven a mas de un circuito paralelo varía de acuerdo a la empresa de servicio y a las condiciones de servicio. Un valor de 10 al 20% parece ser normal.

Fallas entre circuitos de diferentes niveles de tensión se dan raras veces, pero causan peligrosas niveles de tensiones y altas corrientes que hacen daño al sistema de menor nivel de tensión.



A continuación se muestran casos de disposiciones de líneas paralelas donde existe el acoplamiento mutuo.

Línea de doble circuito, igual subestación en ambos extremos

- Dispuestas en la misma torre.
- La proximidad de las líneas hace posible aplicar métodos de compensación de acoplamiento mutuo.
- Desde el punto de vista de la protección es el caso más simple.

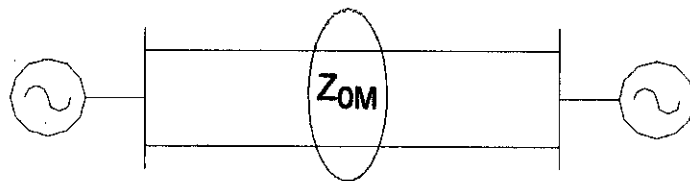


Fig. 8.1

Líneas paralelas que comparten una subestación

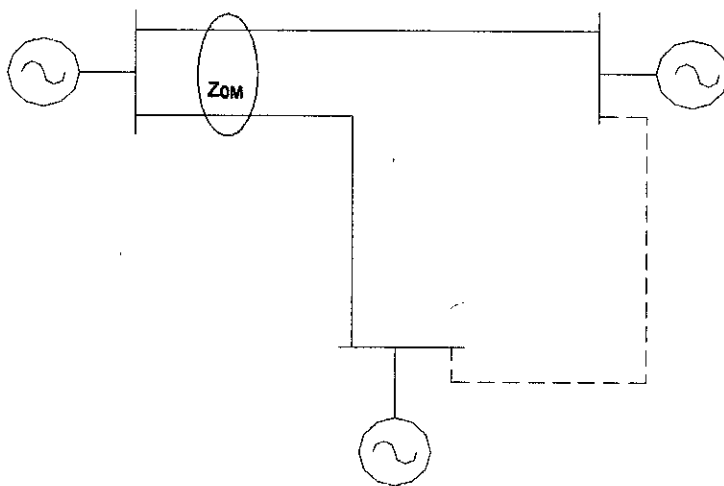


Fig. 8.2

- Líneas paralelas sólo en un tramo del circuito.
- Terminan en diferentes subestaciones.
- Este caso permite la compensación del acoplamiento mutuo solo en la subestación compartida.

Líneas paralelas con subestaciones independientes

- Comienzan y terminan en subestaciones diferentes
- Este es el caso más complejo, no es posible realizar compensación del acople mutuo.

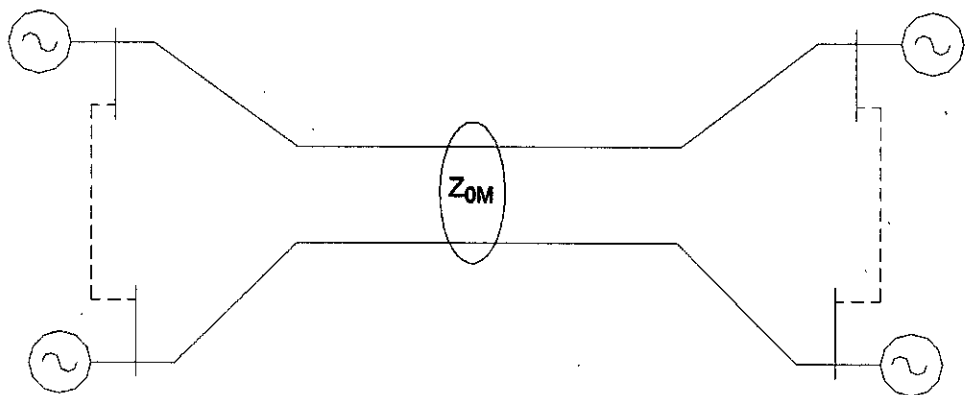


Fig. 8.3

La condición de falla compleja puede ocurrir cuando las líneas paralelas pertenecen a diferentes sistemas de potencia y también a diferentes niveles de tensión. Complicando el nivel de tensión y corriente de cortocircuito, resultado del acoplamiento y fallas dobles que involucren a ambos circuitos.

8.1.2 Efecto de Acoplamiento Mutuo

8.1.2.1 Fundamentos

El acoplamiento mutuo esta basado en el conocimiento de la regla de inducción: La corriente crea un campo magnético alrededor de su conductor. Si este campo magnético corta o envuelve al conductor paralelo, este inducirá a lo largo de toda la longitud del conductor una tensión.

$$V_b = Z_M \times I_a \quad (8.1)$$

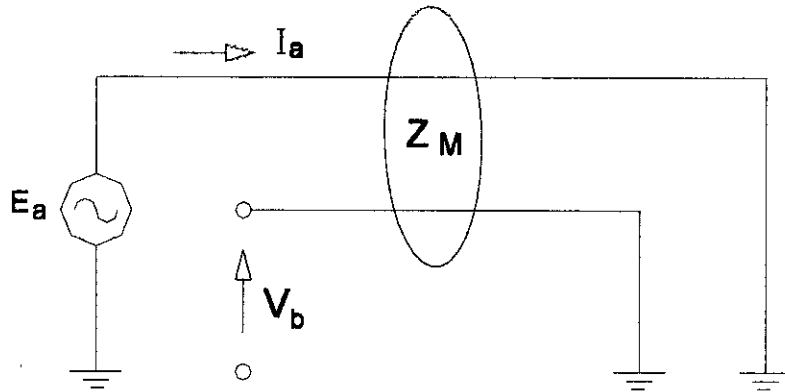


Fig. 8.4 Acoplamiento Mutuo

La impedancia mutua Z_M de dos conductores con retorno de tierra común pueden ser calculadas por diferentes formulas existentes en varios textos de la siguiente forma:

$$Z_M = \frac{\Pi \times U_0}{4} \times f + jU_0 \times f \times Ln\left(\frac{\delta}{D_{ab}}\right) \quad \frac{\Omega}{km} \quad (8.2)$$

$$\mu_0 = 4 \Pi \times 10^{-4} \quad \frac{\Omega \times sec}{km}$$

$$\delta = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

f : frecuencia en Hz

δ : Profundidad de penetración de la corriente s tierra en metros

ρ : Resistividad de tierra en $\Omega \times m$

Dab : Distancia media entre los conductores

Asumiendo la resistividad de tierra de $P = 100 \Omega \cdot m$ y una frecuencia del sistema de 60Hz, Y la distancia media entre conductores de Dab = 20 m, la impedancia de acoplamiento mutuo puede ser calculado como:

$$Z_M = 0.059 + j0.0754 \times Ln\left(\frac{849}{20}\right)$$

$$Z_M = 0.059 + j0.22 \quad \frac{\Omega}{km}$$

Nosotros ahora podemos calcular el voltage inducido en conductores paralelos

Para una longitud de conductor de 100km y una corriente de corto circuito en el conductor a de 2000 A.

$$V_b = 22.77 \times 2000 = 46 kV$$

8.1.2.1 Inducción Mutua en líneas de Transmisión Trifásicas

En este caso existe acoplamiento entre todos los conductores de líneas multi – circuito.

En condición de baja carga y sin falla a tierra la suma de las corriente de la línea es cero. Si las distancias entre los 2 conductores de los circuitos trifásicos son asumidos como iguales entonces la inducción de los diferentes conductores se anulan con los otros y el acoplamiento mutuo es prácticamente cero.

Con la disposición real de los conductores en las torres, algunas asimetrías se dan incluso cuando las líneas son transpuestas.

Prácticamente, el acoplamiento mutuo de secuencia positiva y negativa del sistema es relativamente bajo y se puede obviar para consideración de protección normal. La impedancia mutua en este caso esta usualmente por debajo del 5% de la impedancia de líneas no transpuestas y en torres con líneas transpuestas esta por debajo del 3%.

Las corrientes de secuencia cero son iguales y en fase de los tres conductores de la línea trifásica. El efecto de los conductores se suman a un máximo, en este caso los conductores trifásicos pueden ser reemplazados por un solo conductor por cada línea paralela y el acoplamiento mutuo entre líneas y el conductor a tierra se reduce entonces en un problema de una sola fase.

La impedancia mutua de secuencia cero es definida y puede ser medida como sigue:

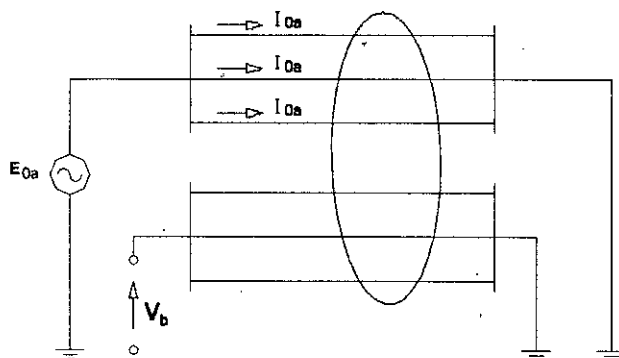


Fig. 8.5 Acoplamiento mutuo de líneas trifásicas

$$Z_{0M} = \frac{V_{0b}}{I_{0a}} = 3 \times Z_M \quad (8.3)$$

Donde Z_M es la impedancia mutua entre dos conductores con retorno a tierra como se a definido anteriormente.

La impedancia mutua de secuencia cero puede ser alta, está alrededor del 70% de la impedancia de la línea, cuando las líneas paralelas son montados en la misma torre.

El efecto de acoplamiento mutuo tiene por lo tanto un fuerte impacto en relés que detectan fallas con contacto a tierra.

El cálculo correcto de Z_{0M} considera la separación real entre los conductores de las líneas multi – circuito y las características, número y localización de los conductores a tierra que reduce el efecto del acoplamiento mutuo.

8.2 PROBLEMAS A ENFRENTAR EN LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS PARALELAS

8.2.1 Acoplamiento mutuo de circuitos paralelos

Para el estudio de este fenómeno en la protección es útil introducir las siguientes clases de redes.

Clase 1: Circuitos paralelos con fuentes comunes de secuencia positiva y Secuencia cero.

Clase 2: Circuitos paralelos con fuentes comunes de secuencia positiva pero fuente aislada de secuencia cero.

Clase 3: Circuitos paralelos con fuentes aisladas de secuencia positiva y secuencia cero.

8.2.1.1 Circuitos paralelos con fuente común de secuencia positivo y secuencia cero.

Este es el caso de una línea paralela normal donde ambas terminales de las líneas están en una misma barra en cada subestación. La red puede entonces ser reducida a la siguiente configuración.

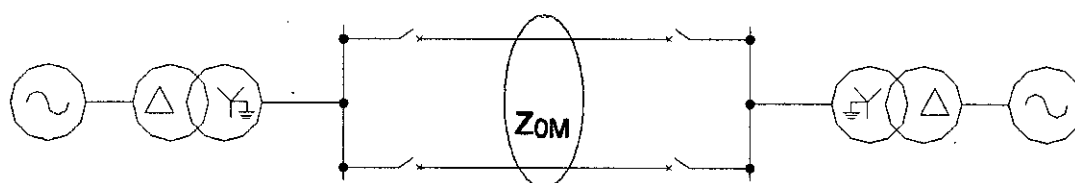


Fig. 8.7 Circuito paralelo

8.2.1.1.1 Impacto en la protección de Distancia.

Los relés de distancia de fase y para fallas trifásicas no está influenciada por la línea paralela debido a que como se indicó anteriormente, el acoplamiento de secuencia positiva es prácticamente nula. Sin embargo, para fallas de fase a tierra, existe error en la medida.

En principio este error aparece debido al hecho que la corriente a tierra ($I_{EP} = 3 \cdot I_{op}$) de la línea paralela induce un voltage $I_{EP} \cdot Z_{0M} / 3$ dentro del lazo envuelto por la falla.

La medida del relé de distancia para una falla fase – tierra es.

$$Z = \frac{V_{ph-E}}{I_{ph} + K_0 \times I_E} \quad (8.4)$$

$$K_0 = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} = \frac{Z_E}{Z_L}$$

$V_{ph - E}$ = Voltage de corto - circuito de fase a tierra de la fase fallada.

I_{ph} = Corriente de corto – circuito de la fase fallada.

I_E = Corriente de tierra

K_0 = factor de compensación de tierra para el ajuste de los relés.

La tensión de corto circuito puede ser calculado como:

$$V_{ph-E} = I_{ph} \times Z_L + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3} \times I_E + \frac{Z_{0M}}{3} \times I_{EP} \quad (8.5)$$

El voltage de corto – circuito puede ser calculado como:

$$V_{ph-E} = Z_L \times \left(I_{ph} + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} \times I_E + \frac{Z_{0M}}{3 \times Z_L} \times I_{EP} \right) \quad (8.6)$$

Introduciendo (8.6) en la ecuación (8.4) nosotros obtenemos:

$$Z = Z_L \times \left(\frac{I_{ph} + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} \times I_E + \frac{Z_{0M}}{3 \times Z_L} \times I_{EP}}{I_{ph} + K_0 \times I_E} \right) \quad (8.7)$$

Si el factor K_0 de compensación del relé de tierra es ajustado para una línea (fase_ tierra).

$$K_0 = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} \quad (8.8)$$

Entonces el relé Medirá.

$$Z = Z_L \times \left(1 + \frac{K_{0M} \times I_{EP}}{I_{ph} + K_0 \times I_E} \right) \quad (8.9)$$

I_E = Corriente a tierra de la terna fallada.

I_{EP} = Corriente a tierra de la terna paralela.

De la formula (8.9) esto puede ser deducido como:

- El error es proporcional al factor de acoplamiento mutuo ($K_{0M} = Z_{0M} / 3 \cdot Z_L$).
- El error se incrementa con la corriente a tierra (I_{EP}) de la línea paralela en relación a la corriente del relé ($I_{ph} + K_0 \cdot I_E$).
- El relé subalcanza cuando I_{EP} esta en fase con I_{ph} y I_E .
- El relé sobrealcanza cuando I_{EP} y I_{ph} / I_E tienen signos opuestos.

A continuación se muestran ejemplos que serán representados para ilustrar el efecto del acoplamiento mutuo en relés de distancia.

Los errores en porcentaje son calculados usando los siguientes datos:

$$K_0 = 0.66, \quad K_{0M} = 0.4.$$

Falla en el extremo de una de las líneas paralelas.

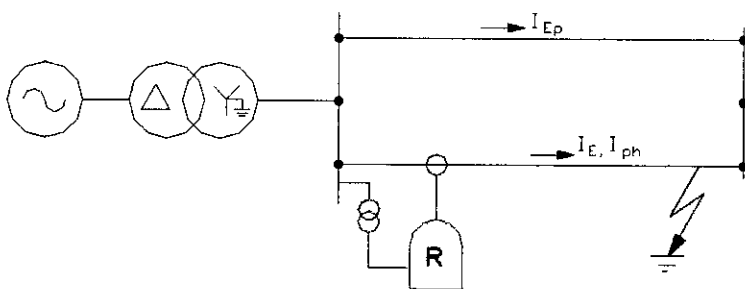


Fig. 8.8

De (8.9) y $I_{ph} = I_E = I_{EP}$ nosotros obtenemos el error.

$$\Delta Z = \frac{K_{0M}}{1 + K_0} \times Z_L = 24\% de Z_L \quad (8.10)$$

Falla en el extremo de una de las líneas paralelas con un interruptor abierto.

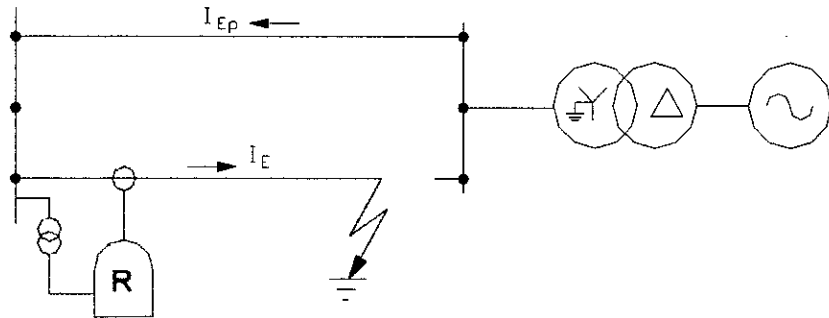


Fig. 8.9

De (8.9) y $I_{ph} = I_E = -I_{EP}$:

$$\Delta Z = \frac{K_{0M}}{1 + K_0} \times Z_L = -24\% \text{ de } Z_L \quad (8.11)$$

Falla en el extremo de una de las líneas paralelas, con fuentes de secuencia positiva y cero opuesto al terminal de la línea.

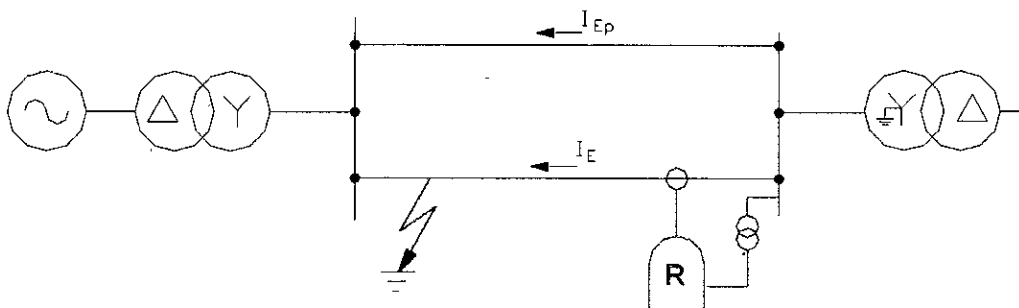


Fig. 4.10

De (8.9) y $I_E = I_{EP} = 3 \cdot I_{ph}$

$$\Delta Z = \frac{3 \times K_{0M}}{1 + 3 \times K_0} \times Z_L = \frac{Z_{0M}}{Z_0} = 40\% \text{ de } Z_L \quad (8.12)$$

Para el ajuste y comportamiento de la protección de distancia con fallas a tierra, el caso es importante donde la terna paralela esta desconectada y aterrada en ambos terminales.

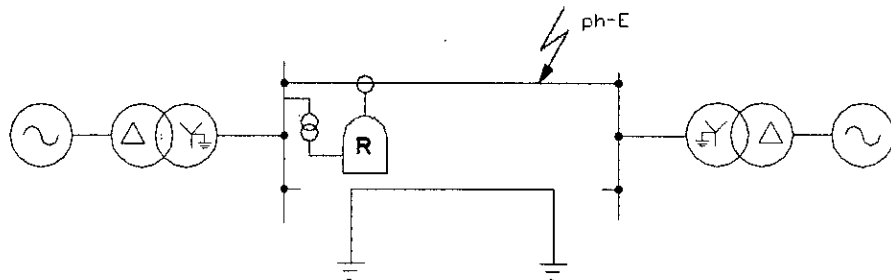


Fig. 4.11

La protección de distancia sobrealcanza considerablemente debido a que la impedancia de tierra es reducida considerablemente por la conexión paralela de secuencia cero de ambas ternas.

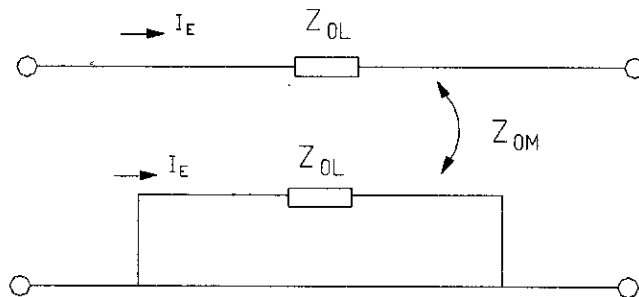
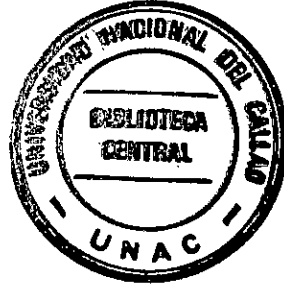


Fig. 4.12.

La corriente de secuencia cero de la línea paralela puede ser calculada como sigue:

$$I_{OP} = \frac{Z_{OM}}{Z_{OL}} \times I_0 \quad (8.13)$$

$$I_{EP} = \frac{Z_{OM}}{Z_{OL}} \times I_E \quad (8.14)$$



Reemplazando el valor de I_{EP} en la ecuación (8.7), nosotros obtendremos la medida del relé de impedancia.

$$Z = Z_L \times \left[\frac{I_{ph} + \left(\frac{Z_{OL} - Z_L}{3 \times Z_L} - \frac{Z_{OM}^2}{3 \times Z_L \times Z_{OL}} \right) \times I_E}{I_{ph} + K_0 \times I_E} \right] \quad (8.15)$$

La medida de la impedancia que realiza la protección de distancia es

$$\Delta Z = -Z_L \times \left(\frac{K_{OM} \times \frac{Z_{OM}}{Z_{OL}}}{1 + K_0} \right) = -10\% de Z_L \quad (8.16)$$

(Con $K_0 = 0.66$ y $K_{OM} = 0.4$)

8.2.1.1.2 Ajustes de las zonas de distancia para líneas paralelas

El alcance de zonas de la protección de distancia varia con el estado de los interruptores de la configuración de la línea paralela.

Las configuraciones y correspondientes cálculos de formulas para el alcance están dadas para los casos mas importantes.

Caso 1:

Interruptores abiertos de la terna paralela y aterrados en ambos extremos.

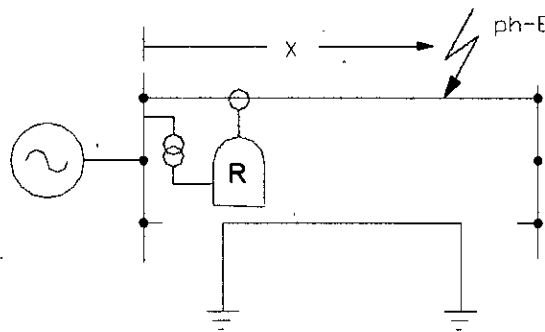


Fig. 4.13

$$Z = x \times Z_L \times \left[\frac{1 + \left(\frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} - K_{0M} \times \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}} \right)}{1 + K_0} \right] \quad (8.17)$$

Caso 2:

Interruptores de la línea paralela abiertos y no aterrizados o aterrizado solo en un extremo.

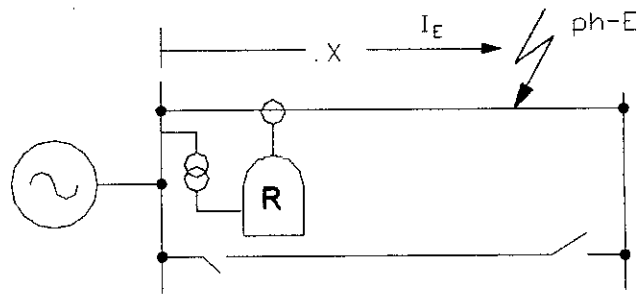


Fig. 4.14

$$Z = x \times Z_L \times \left(\frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L}}{1 + K_0} \right) \quad (8.18)$$

Caso 3:

Ambas líneas en servicio.

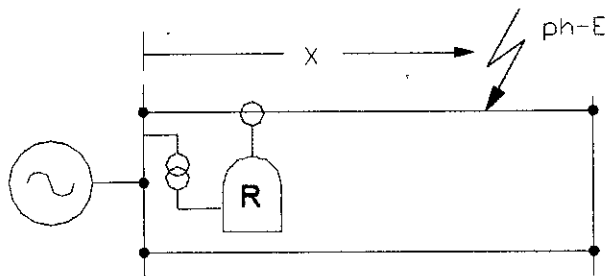


Fig. 4.15

$$Z = x \times Z_L \times \left[\frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} + \frac{x}{2 - x} \times K_{0M}}{1 + K_0} \right] \quad (8.19)$$

En el caso 1 se presenta la menor medida de la impedancia, el mayor alcance ocurre debido a la conexión del sistema de secuencia cero de ambos extremos de la línea paralela.

En el caso 3 se presenta la mayor medida de la impedancia que corresponde al menor alcance para esta condición operativa del sistema.

Ajustes de la zona de bajo alcance.

El ajuste del alcance de zona deberá cumplir 2 criterios:

- Se debe asegurar selectividad, evitando sobrealcances mas allá del extremo de la línea remota, como se presenta en el caso 1.
- Se debe cubrir la mayor parte de la línea que sea posible, por lo menos 50% mas un margen de seguridad en el caso mas desfavorable (caso3).

Un posible ajuste estratégico es el ajuste de la zona a un 90% de la longitud de la línea para el caso 1 y verificar luego si existe suficiente alcance en el caso 2 y 3.

Ejemplo de ajuste de mínimo alcance:

$$\text{Datos: } Z_L = 0.303 \text{ Ohm/km}$$

$$Z_{OL} = 0.88 \text{ Ohm/km}$$

$$Z_{OM} = 0.523 \text{ Ohm/km}$$

El alcance de la zona es ajustado a un 90% de la Z_L .

$$K_0 = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} = \frac{0.88 - 0.303}{3 \times 0.303} = 0.635$$

$$K_{0M} = \frac{Z_{0M}}{3 \times Z_L} = \frac{0.523}{3 \times 0.303} = 0.575 \quad (8.20)$$

Caso 1:

Para lograr un alcance de zona del 90% de Z_L para fallas a tierra, el factor de compensación K_0 tiene que ser ajustado a:

$$K_0 = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} - K_{0M} \times \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}} \quad (8.21)$$

$$K_0 = 0.635 - 0.575 \times \frac{0.523}{0.88} = 0.29$$

En caso contrario el relé medirá:

$$Z = x \times Z_L \times \left[\frac{1 + \left(\frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} - K_{0M} \times \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}} \right)}{1 + K_0} \right]$$

$$Z = 0.9 \times Z_L \times \frac{1 + 0.29}{1 + 0.635} = 71\% Z_L$$

Entonces el relé sobre alcanza debido a que el ajuste del relé es mayor al valor medido por el relé.

Caso 2

El alcance en este caso puede ser calculado por la fórmula.

$$90\%Z = X \times Z \times \left(\frac{1 + \frac{Z - Z}{3 \times Z}}{1 + K} \right)$$

Donde X es el alcance y K0 es el ajuste del factor a tierra de caso1:

K0 = 0.29. Nosotros obtenemos x = 71%.

Caso 3:

Reemplazando los datos en la ecuación (6.18) obtendremos.

$$09 \times 0.303 = x \times 0.303 \times \left(\frac{1 + 0.635 + \frac{x}{2 - x} \times 0.575}{1 + 0.29} \right)$$

Resolviendo la ecuación nosotros obtenemos: x=62%

El relé sub alcanza debido a que el ajuste del relé es menor a la impedancia medida por el mismo.

Ajuste de las zonas de sobrealcance

Las zonas de sobrealcance para la protección de respaldo o esquemas permisivos de sobrealcance deberá por lo menos cubrir el 100% de la línea con un margen de seguridad alrededor del 20%. Esto deberá ser

garantizado para la condición más desfavorable que es el caso 3. Para el caso 1 y 2 debe entonces ser alto. Tiene que ser considerando la terna paralela con interruptores abiertos y aterrados en ambos extremos. La segunda zona podría entonces traslapar la segunda zona de la línea adyacente y poner en peligro la selectividad el escalón de la zona.

Sin embargo, en la práctica normal esta extensión del alcance no proporciona peligro como el sobre alcance dentro de la siguiente línea es en cualquier caso reducido por el efecto infeed de la subestación remota.

La extensión del alcance puede ser calculado por la sustracción de la medida de las impedancias del caso3 y caso 1. (ecuación (8.18) y (8.16)).

Entre la Z_L .

$$Z_2 = \frac{K_{0M} \times \left(1 + \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}} \right)}{1 + K_{0P}} \quad (8.22)$$



Donde K_{0P} es el factor de compensación a tierra del relé ajustado para la condición de línea paralela.

$$K_{0P} = K_{0S} + K_{0M} \quad (8.23)$$

$$K_{0S} = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} \quad (8.24)$$

$$K_{0M} = \frac{Z_{0M}}{3 \times Z_L} \quad (8.25)$$

K_{0M} = Factor de acoplamiento mutuo

K_{0S} = Factor compensación para líneas paralelas

Ejemplo de cálculo.

Valores dados: $Z_L = 0.303 \text{ Ohm/km}$

$Z_{0L} = 0.88 \text{ Ohm/km}$

$Z_{0M} = 0.523 \text{ Ohm/km}$

Reemplazando en la ecuación (8.19).

$$Z_2 = \left[\frac{0.575 \times \left(1 + \frac{0.523}{0.88} \right)}{1 + 1.21} \right] = 0.4$$

Este resultado significa que en este caso el ajuste de la segunda zona permite ver el 150% de Z_1 debe tener entonces un alcance de 209% de Z_L .

A continuación se muestra una conexión serie de una línea doble y una línea simple:

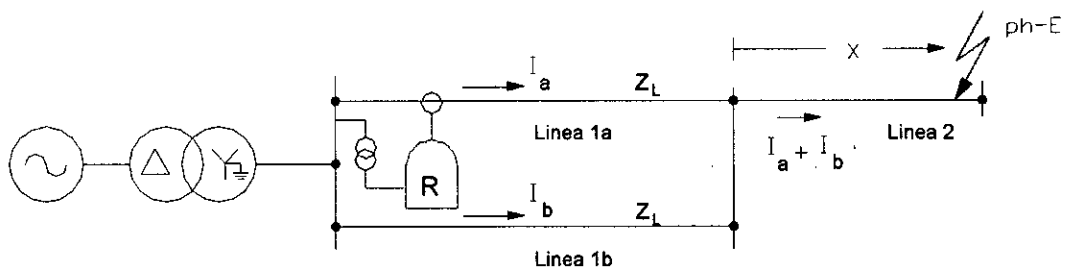


Fig. 4.16: falla externa en la línea adyacente.

El relé medirá la impedancia de falla en la línea 2 a una distancia X% de la ZL de la subestación B (conexión serie de la definición del caso 3 y 2).

$$Z_2 = Z_L \times \left[\frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L + K_{0M}}{3 \times Z_L}}{1 + K_{0P}} + 2 \times Z_L \times \frac{1 + \frac{Z_{0L} + Z_L}{3 \times Z_L}}{1 + K_{0P}} \times X \right] \quad (8.26)$$

Donde K_{0P} es el ajuste del factor de compensación adaptado a la línea paralela.

$$K_{0P} = 0.635 + 0.52 = 1.21$$

El ajuste para la segunda zona asumida de $Z_2 = 150\%$ de ZL, nosotros podemos calcular el alcance de X en la línea 2 de la ecuación (4.25).

Nosotros obtenemos $X = 33\%$ de alcance en la línea adyacente durante el servicio normal de la línea paralela.

Cuando los interruptores de la línea 1b están abiertos y aterrados ambos extremos de la línea, el relé medirá la impedancia de falla a tierra en la línea 2 de acuerdo con la siguiente fórmula (conexión serie de la definición del caso 1 y 2):

$$Z_2 = Z_L \times \left[\frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L - K_{0M} \times \frac{Z_{0M}}{Z_L}}{3 \times Z_L}}{1 + K_{0P}} + Z_L \times \frac{1 + \frac{Z_{0L} + Z_L}{3 \times Z_L}}{1 + K_{0P}} \times X \right] \quad (8.27)$$

Para el ajuste de la zona de $Z_2 = 150\%$ de Z_L , nosotros obtenemos ahora un alcance en la línea adyacente de $X = 117\%$, el alcance de la zona esta mas allá de la siguiente subestación.

8.2.1.1.3 Compensación de Acoplamiento Mutuo

El relé de distancia convencional medirá la falla de fase a tierra de acuerdo a la siguiente formula (8.7).

La medida de la corriente es

$$I = I_{ph} + K_0 \times I_E \quad (8.28)$$

Donde K_0 es el factor de compensación de tierra.

La tensión inducida de la corriente a tierra de la línea paralela

$$V_{OM} = I_{EP} \times \frac{Z_{OM}}{3} = I_{OP} \times Z_{OM} \quad (8.29)$$

Puede ser compensado por un termino de la corriente medida del relé proporcional a la corriente de tierra de la línea paralela ($k_{OM} \cdot I_{EP}$).

Entonces la formula (8.7) cambia como sigue:

$$Z = Z_L \times \left(\frac{I_{ph} + \frac{Z_{OL} - Z_L}{3 \times Z_L} \times I_E + \frac{Z_{OM}}{3 \times Z_L} \times I_{EP}}{I_{ph} + K_0 \times I_E + K_{OM} \times I_{EP}} \right) \quad (8.30)$$

Es obvio que el relé mida la impedancia correcta de Z_L cuando:

$$K_0 = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} \quad (8.31)$$

$$K_{0M} = \frac{Z_{0M}}{3 \times Z_L} \quad (8.32)$$

Con la compensación mutua, el relé medirá correctamente la falla de la línea. Sin embargo, el relé en la línea paralela sana dará una medida incorrecta y tendrá a sobrealcanzar.

Por lo tanto es necesario bloquear el relé de distancia, la compensación mutua en el relé de la línea paralela sana.

Una solución es comparar las corrientes de tierra de ambas líneas y realizar la compensación solo en la línea de corriente a tierra alta que es siempre la línea fallada.

Este método de compensación requiere una conexión cruzada de las corrientes de tierra de las líneas paralelas en las bahías de cada subestación y un equipo adicional de comparación de corriente. Esto puede ser una razón para que la compensación mutua no sea aplicada muy frecuentemente por los relés de distancia.

8.2.1.2 Circuitos paralelos con fuente de secuencia positiva común pero con fuente de secuencia cero aislado

La siguiente red es una representación típica de las redes de clase 2.

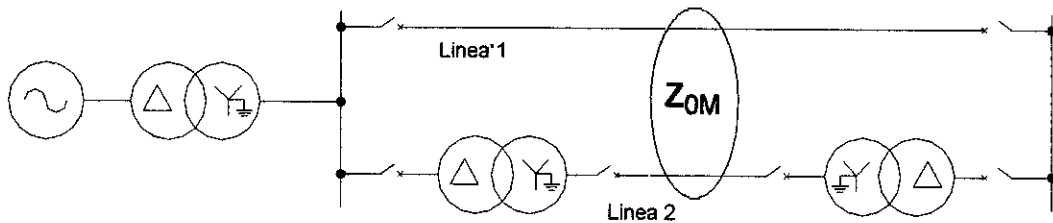


Fig. 4.17: Red de clase 2 .

En este tipo de red el acoplamiento mutuo no solo influencia en la medida de la distancia, además causa problemas con la dirección de los relés de falla a tierra en el sistema de secuencia cero aislado en la línea paralela.

El comportamiento del relé de falla a tierra puede ser analizado en el sistema de secuencia a cero.

En el caso sin acoplamiento mutuo, cuando una falla externa es correctamente detectada, la relación de fases de la tensión de secuencia cero (V_0) y la corriente de secuencia cero (I_0) de la terminal de cada línea son resumidas en la siguiente figura 4.18.



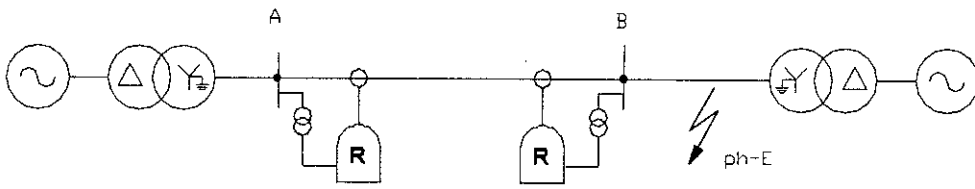


Fig. 4.18 a

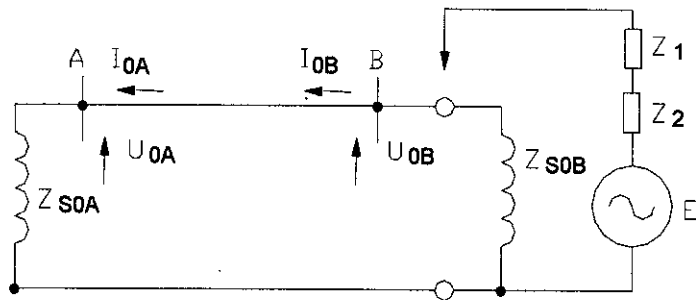


Fig. 4.18 b

Para una falla a tierra en circuitos paralelos con acoplamiento mutuo sin fuente común de secuencia cero el circuito se muestra en la Fig. 4.19.

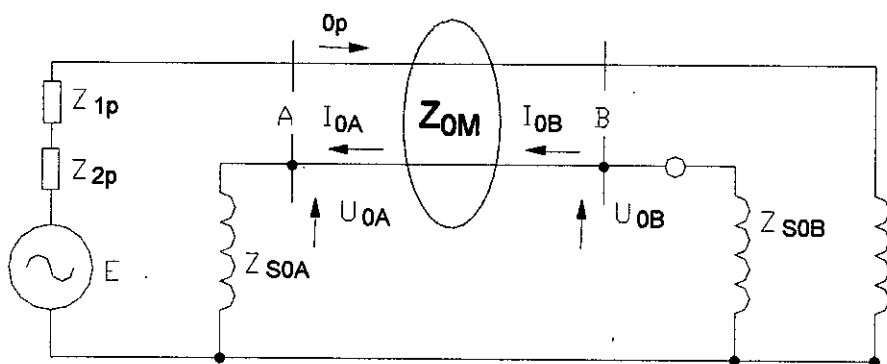


Fig. 4.19

La corriente inducida circula en el sistema de secuencia cero aislado y genera tensión al extremo de ambas líneas comparable a una falla a tierra interna.

De esta consideración se puede concluir que el relé sensitivo direccional de secuencia cero puede normalmente no ser aplicado en redes de clase 2.

8.2.1.3 Circuitos paralelos con fuentes de secuencia cero y secuencia positiva aislados.

Una representación de la clase 3 esta mostrada en la siguiente figura.

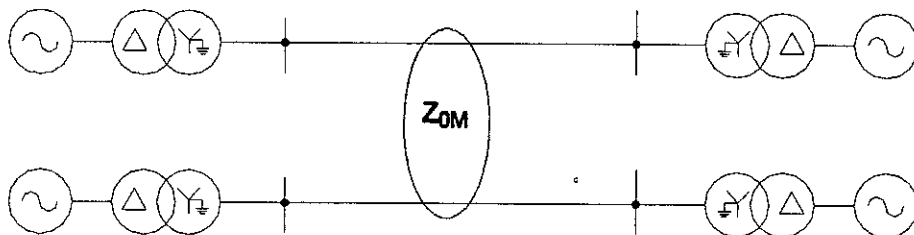


Fig. 4.20 Circuitos paralelos con fuentes aisladas

Esta situación normalmente no ocurre con líneas del mismo nivel de tensión porque redes de transmisión son operados como sistemas mallados.

Las redes de clase 3 existen principalmente donde líneas de diferentes niveles de tensión son montados en las mismas torres.

Naturalmente , todos los problemas discutidos anteriormente en las redes de clase 1 y 2 se aplican también aquí . la diferencia en contra de la red de

clase 2 es que el método de compensación no puede ser aplicado. La comparación de la corriente a tierra de la línea con diferentes niveles de tensión no es usualmente practicado.

Para la aplicación de la protección de distancia, esto tiene que ser considerado, como se muestra en la Fig. 4.21, Una línea paralela conectado por un sistema de secuencia cero que reduce la medida de la impedancia de falla, la protección de la línea fallada tiende a sobrealcanzar.

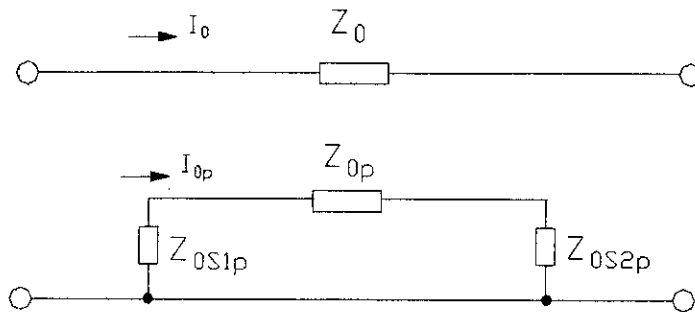


Fig. 4.21 Imagen de un circuito de secuencia cero de dos líneas acopladas mutuamente con fuentes de secuencia cero aisladas.

La corriente de secuencia cero de la línea paralela puede ser determinada de la Fig. 4.21

$$I_{0p} = \frac{Z_{0M}}{Z_{0s1p} + Z_{0p} + Z_{0s2p}} \times I_0 \quad (4.33)$$

Si nosotros insertamos I_{0P} dentro de la ecuación (4.7) nosotros obtenemos una formula similar a (4.14).

$$Z = Z_L \times \left[\frac{I_{ph} + \left(\frac{Z_{0L} - Z_L}{3 \times Z_L} - \frac{Z_{0M}^2}{3 \times Z_L \times (Z_{0S1P} + Z_{0P} + Z_{0S2P})} \right) \times I_E}{I_{ph} + K_0 \times I_E} \right] \quad (4.34)$$

La diferencia de la medida de la impedancia en contra de una línea sin circuito paralelo es entonces

$$\Delta Z = -Z \times \frac{Z_{0M}^2}{3 \times Z_L \times (Z_{0S1P} + Z_{0P} + Z_{0S2P}) \times (1 + K_0)} \quad (4.35)$$

Esta influencia tiene que ser verificado para cada caso individual. La zona de ajuste debería ser adaptado a la clase 1 de las líneas paralelas.

Resumen para los relés en las redes de clase 3.

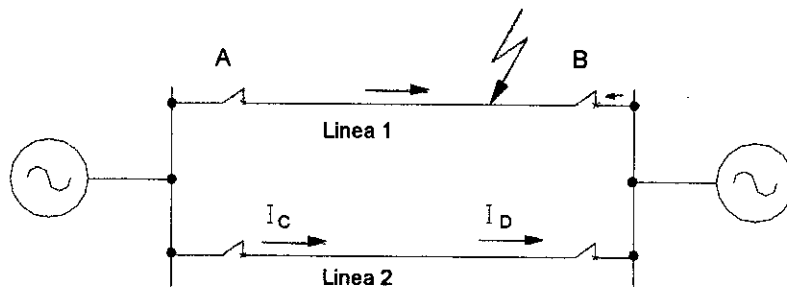
- El acoplamiento mutuo de las líneas de clase 3 se da normalmente en sistemas de potencia de diferentes niveles de tensión.
- Los métodos de compensación pueden usualmente no ser aplicados.
- La polarización por V_0 y I_0 en relés de falla a tierra direccional no puede ser aplicado. La polarización por secuencia negativa puede ser una alternativa a considerar.

- La protección diferencial o por comparación de fase pueden ser recomendados para la protección que para este caso es mas seguro contra el acoplamiento mutuo.

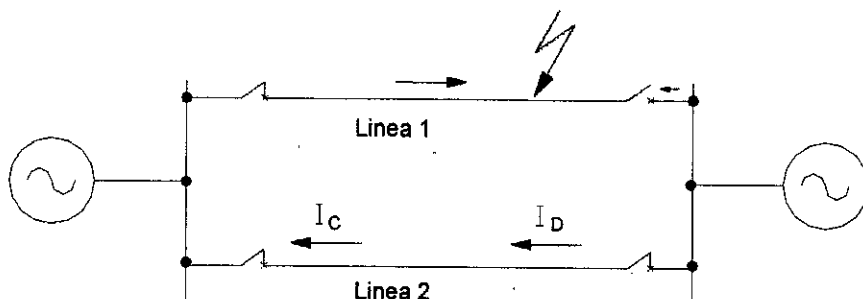
8.2.2 Efecto de la corriente inversa

Cuando se presenta No simultaneidad en la operación de los interruptores para el despeje de una falla en circuitos de transmisión paralelos puede causar corrientes de fallas inversas en las líneas sanas. Este fenómeno puede causar una competencia entre la protección direccional y la señal portadora y puede resultar en una falsa operación en el peor de los casos.

La siguiente figura demuestra el problema.



a) situación inicial después de que ocurra una falla.



b) Situación después de la apertura del interruptor en B.

En la situación inicial después de la falla la corriente de falla fluye de C a D en la línea sana. Puede ocurrir ahora el interruptor en B abra antes que el interruptor en A porque la protección en B opera rápido debido a la alta corriente de corto circuito o porque la falla esta afuera del bajo alcance de la zona de protección en A. En este caso la corriente de falla en la línea 2 se invierte. Esto puede causar problemas en esquemas de protección de comparación direccional.

Un esquema permisivo se comportará como sigue:

El relé en C inicia viendo la falla en dirección hacia delante pero no dispara debido a que no recibe señal del extremo remoto. Cuando la corriente se invierte, el relé en D enviara una señal a C. Si ahora no ha cambiado la dirección a reversa antes de que la señal es recibida, una falsa operación ocurrirá.

El relé en D inicia viendo la falla en dirección reversa y, por lo tanto no dispara aunque este reciba una señal de disparo del relé en C.

Cuando la corriente reversa, la decisión de la dirección del relé en D cambia de reversa hacia adelante. Si ahora la señal de disparo del relé C todavía se mantiene emitirá un falso disparo.

En líneas paralelas cortas se presenta la peor condición por que la zona de disparo de sobrealcance es alto en este caso. Esta situación es aún mas grave para líneas compensadas en serie.

Para evitar una falsa operación antes de esta condición, es necesario una función de bloqueo temporal.

Esta característica permite un disparo rápido para un tiempo de corto circuito en un intervalo de 40ms después de que ocurra una falla pero bloquea la protección antes de que abra el interruptor en B, antes de que pueda ocurrir la corriente reversa.

8.2.3 Fallas dobles o intercircuitos en líneas multicircuitos

Fallas dobles que envuelven a dos circuitos de una línea paralela ocurre predominantemente cuando los circuitos múltiples son montados en la misma torre.

Cuando se presenta una descarga atmosférica sobre una torre en un sistema de transmisión aparecen sobretensiones en todas las cadenas de aisladores creando fallas monofásicas o múltiples fallas de línea a tierra. El tiempo entre las fallas es solo pocos milisegundos. Por lo tanto esta falla doble puede ser considerado como simultaneo.

La probabilidad de doble falla depende considerablemente de la configuración de la torre y crece aún mas con el incremento de la resistencia de puesta a tierra de la torre.

Las estadísticas muestran que alrededor del 10 al 20% de las fallas fase – tierra involucran dos circuitos de una línea paralela.

Otras razones de fallas múltiples son conductor roto, fuego bajo la línea, etc.

En este caso de falla con descarga directa (flash – over) puede ocurrir que el corto circuito se produzca entre los conductores de dos circuitos paralelos con o sin conexión a tierra. Este puede causar una inusual distribución de la corriente de falla las cuales pueden afectar en el funcionamiento de las protecciones de línea.

La peor condición se da cuando se presenta una falla entre dos sistemas de transmisión de diferentes niveles de tensión.

La situación normal de una falla intercircuito es la siguiente:

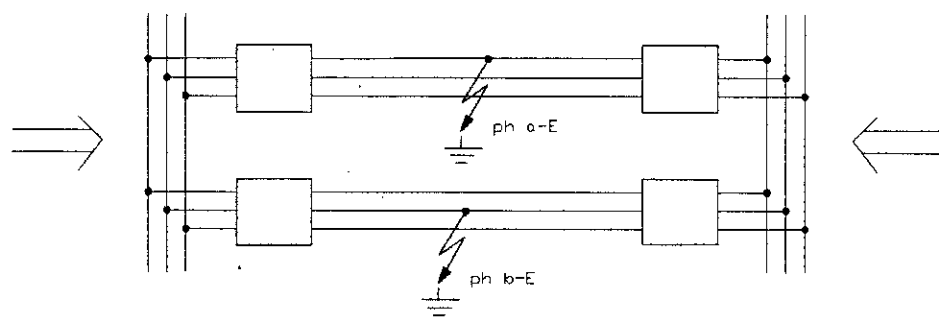


Fig. 4.23: falla doble en una línea paralela.

Un esquema de protección con disparo monofásico y recierre automático es deseable para mantener la estabilidad del sistema de potencia.

La selección de la fase fallada no debe ser controlada por los elementos de arranque de la protección, porque estos usualmente poseen un alcance grande y podrían ver ambas fallas.

Consecuentemente inician un recierre trifásico de ambas líneas.

8.3 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- CIGRE, "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations".
- Gerhard, Ziegler. "Numerical Distance Protection – Principles y Applications".

8.3 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Numerical Distance Protection "Principles y Applications", Gerhard Ziegler. Editorial Siemens AG , Berlin and Munich.
- CIGRE, "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations".

CAPITULO 9

TELEPROTECCIÓN



Por razones de estabilidad y selectividad en las protecciones es importante asegurar un disparo rápido y casi simultáneo en ambos extremos de la línea, con el fin de despejar una falla en cualquier punto de la línea protegida.

Una de las principales desventajas del sistema de protección de distancia es su selectividad relativa como protección ya que la zona 1 que generalmente es instantánea que cubre solo entre el 80% y 90% de la longitud de la línea, y si ocurriese una falla dentro del 20% de la línea restante estaría dentro de la zona 2 la cual esta temporizada normalmente entre 0,3 y 0,4 segundos.

En algunas aplicaciones estas situaciones no deberían ser toleradas porque: Las fallas que permanecen en una línea durante el tiempo de zona 2 pueden causar inestabilidad en el sistema.

Cuando se usa un recierre automático de alta velocidad, la no apertura simultánea de los interruptores en ambos extremos de la falla pueden resultar en la no existencia del tiempo muerto para extinguir la falla. Esto puede causar que una falla transitoria que un bloqueo permanente de los interruptores.

Para superar las dificultades anteriores, se hace uso de los medios de comunicación (teleprotección) de manera que las fallas sean eliminadas desde ambos extremos prácticamente al mismo instante.

que proporcione el traslape requerido con fallas mas alla de la línea protegida.

Para fallas internas sin traslapes de zona, la función RU de cada terminal opera y dispara el interruptor directamente. Al mismo tiempo, la función RU iniciará al transmisor respectivo para enviar una señal de disparo de transferencia directa para la terminal remota de la línea. La recepción de la señal de disparo también iniciara el disparo del interruptor.

El esquema dispara a alta velocidad para fallas cercanas. Pero ello no proporciona disparo mas allá del alcance de las funciones RU si el interruptor remoto esta abierto o si el canal remoto esta inoperativo. Si sólo un canal de comunicación es usado para cada terminal, la seguridad puede ser arriesgada por que alguna salida errónea del canal iniciara un disparo instantáneo. Por esta razón, este esquema es frecuentemente aplicado con doble canal, donde ambas salidas inician disparo para proporcionar seguridad. La seguridad puede ser incrementada para requerir que un canal incremento en frecuencia. El otro canal reducirá frecuencia para iniciar un disparo.

Funciones de respaldo temporizados son adheridos para disparar fallas de la línea mas allá del alcance de la función RU cuando el interruptor remoto esta abierto. Porque la señal guardada es transmitida continuamente, el canal puede ser monitoreando continuamente con un sistema, por lo tanto no se requiere equipo de chequeo inverso.

9.1.2 Transferencia de Disparo con Subalcance Permisivo (PUTT)

El esquema PUTT requiere ambas funciones el sobrealcance (RO) y (RU). Este esquema es idéntico al DUTT, excepto que todo disparo piloto es supervisado por una unidad teniendo un alcance de zona 2. La lógica simplificada del esquema PUTT se muestra en la figura. 9.2.

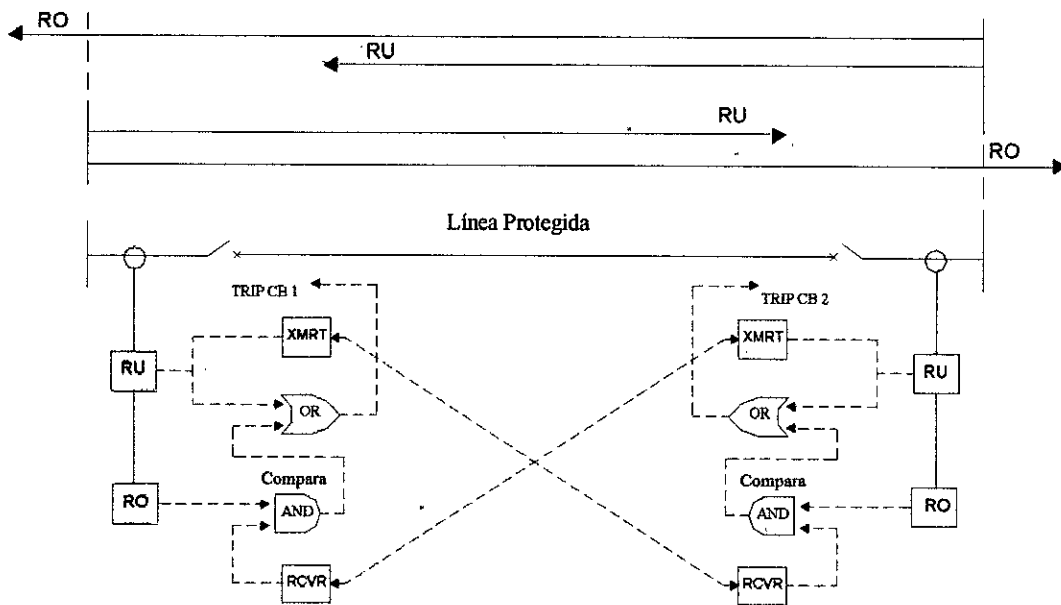


Figura. 9.2.

9.1.3 Transferencia de Disparo con Sobrealcance (POTT)

El esquema POTT requiere de las funciones RO. La función de distancia de fase es usado casi exclusivamente para la detección de fallas múltiples, la función de distancia a tierra o la función de sobrecorriente direccional a tierra pueden ser usados para la detección de fallas a tierras. El esquema POTT es usualmente aplicado con un canal de frecuencia desplazada (FSK), en el cual la frecuencia de guarda se iniciara en reversa y el transmisor se

activa para la frecuencia de disparo por alguna salida de las funciones RO.

La lógica simplificado del esquema POTT se muestra en la figura. 9.3.

Para una falla en cualquier punto de la línea, ambas funciones de las RO operarán y aplicara una de las entradas para el comparador. Al mismo tiempo, el sobrealcance activará el transmisor a la frecuencia de disparo. La recepción de la frecuencia de disparo de cada terminal y una salida de la de la función RO solo un terminal de la línea operará; así el disparo no será iniciado por cualquier terminal.

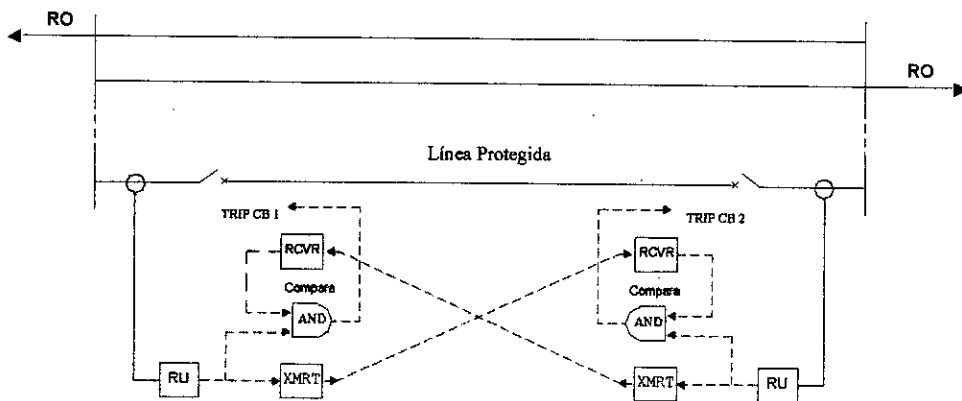


Fig. 9.3

El esquema es muy seguro en el cual este esquema no disparará para fallas externas si el canal esta inoperativo. Recíprocamente el esquema es deficiente en formalidad por que esto no dispara para fallas internas si el canal esta inoperativo. El canal no disparará para ninguna falla si la falla es no detectada en toda la terminal de la línea. El esquema puede no disparar a altas velocidades para fallas cercanas en el terminal fuerte, por que el disparo mas rápido time, que puede ser requerido depende de la función mas lento para operar para una falla interna. Algunos medios se deben usar

para transmitir hacia un interruptor abierto si el disparo es iniciado para operar en el otro terminal. Comúnmente se usa el contacto 52b del interruptor activado por eco. Para proveer este requerimiento el contacto 52b debe ser temporizado de 1 a 2 ciclos para prevenir un disparo de línea por el relé ubicado en el extremo del interruptor remoto para una falla externa a la barra. El disparo temporizado puede ser provisto aunque se use el esquema de la función RO. Porque la señal de guarda es transmitida continuamente, el canal puede ser monitoreado sobre una base continua.

9.1.4 Zona de Aceleración

La lógica para un esquema de zona de aceleración se muestra en la siguiente figura. 9.4. Este esquema requiere el uso de las funciones de RU que tiene la capacidad de ser conmutable en alcance por la recepción de la señal de disparo del terminal remoto de la línea. La función RU debe ser ajustado con sobrealcance para cubrir zonas muertas en la línea. Esto generalmente requiere el uso de la función de distancia de tierra, la función de distancia para fase es usado para la detección de fallas múltiples, el esquema es usualmente aplicado con canal FSK. El canal es operado a la frecuencia de guarda y durante una condición inactiva y activada para la frecuencia de disparo por operación de alguna función RU.

Para una falla interna dentro de la zona cubierta por la función RU, el disparo se inicia inmediatamente y el canal es activado para la frecuencia de disparo. La recepción de la frecuencia de disparo se extiende(accelera) el

alcance de la función RU para algún caso mayor que el de la impedancia de la línea. Esta extensión en alcance no tiene efecto mas allá por que el disparo ya será iniciado por cada terminal de la línea. Para una falla interna cerca de una terminal, la función RU de aquella terminal disparará directamente, mientras se transmite a la frecuencia de disparo. La recepción de la frecuencia de disparo del otro terminal extenderá el alcance de la función RU, que luego detectará la falla para iniciar disparo. Para una falla externa, ninguna de las funciones RU operará; por tanto, el disparo no será tentativa para ninguna terminal.

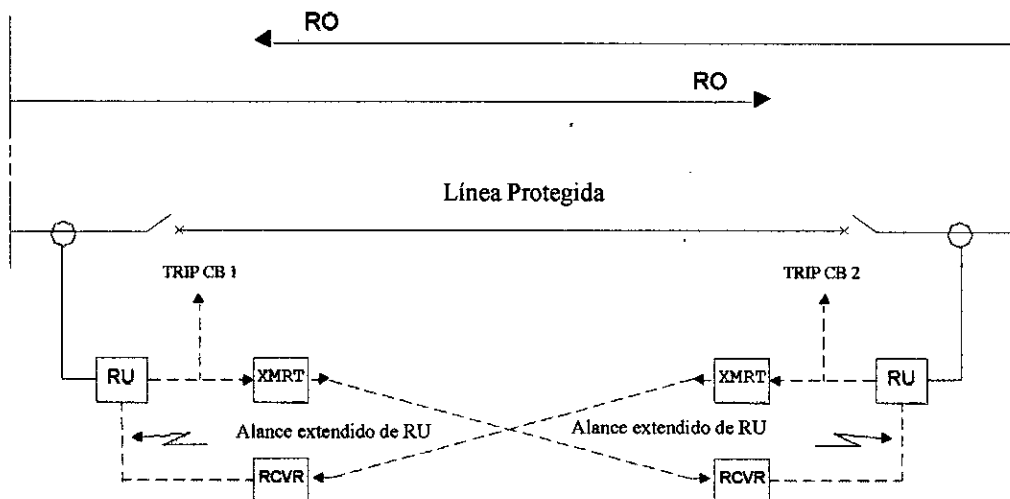


Fig. 9.4

Este esquema es muy seguro por que este no dispara para ninguna falla externa a pesar del estado del canal. Recíprocamente este no dispara para una falla al final de la zona si el canal esta inoperativo. Se debe preveer un respaldo temporizado en el disparo para esta condición. El disparo a alta velocidad será proporcional al terminal fuerte para la falla cercanas. El

disparo para fallas al final de la zona depende de la operación de la función RU remota; entonces el tiempo de operación es retrasada por el canal, el tiempo de propagación, y el tiempo de la función RU extendida. Porque la señal de guarda es transmitida continuamente, el canal puede ser monitoreado en una base continua.

9.1.5 Bloqueo con Comparación Direccional

El esquema lógico simplificado del bloqueo de comparación direccional se muestra en la siguiente figura. 9.5.

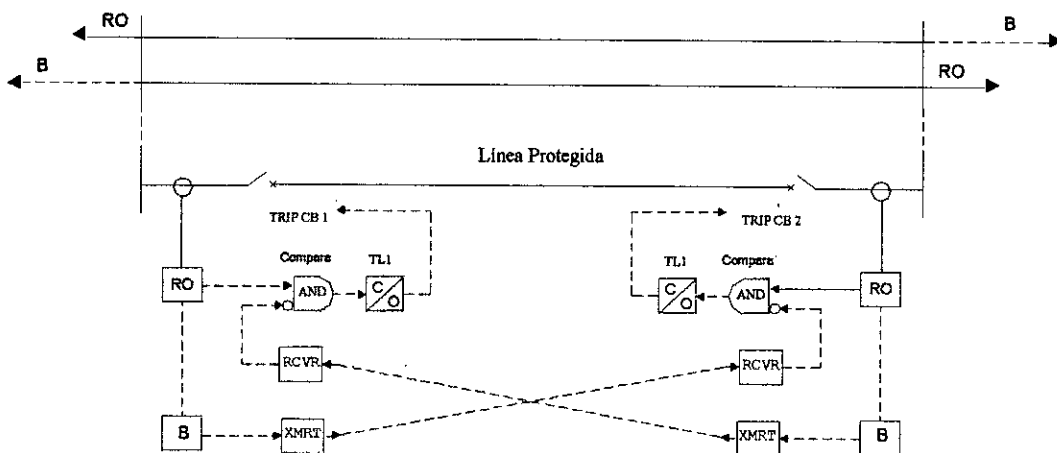


Fig. 9.5

El esquema requiere la función de disparo de sobrealcance (RO) y la función de bloqueo (B), como se muestra. La función de distancia de fase es usado casi exclusivamente para la detección de fallas multifases. Donde cualquiera de las funciones de distancia a tierra o sobrecorriente direccional a tierra pueden ser usados para la detección de fallas a tierra. Un canal de comunicación (OFF-ON) es típico usado con este tipo de esquema. La

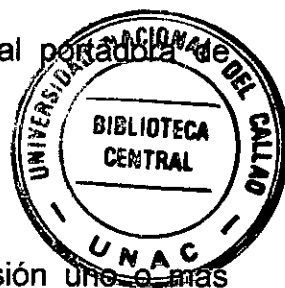
misma línea de potencia es casi siempre usado como el medio de comunicación. Líneas telefónicas de audio, microondas, y fibra óptica son también usados. El transmisor esta normalmente en el estado OFF para una condición inactiva y se activa para el estado ON por operación de algunas de las funciones de bloqueo. La recepción de una señal de la terminal remota aplicada a la entrada NOT del comparador para el bloqueo de esta produciendo una salida.

La función de disparo debe ser ajustado para el alcance mas allá de la terminal remota de la línea de transmisión con un margen hasta tal punto que ellos sean capaces de detectar una falla en cualquier punto de la línea de transmisión. La función de bloqueo es usado para detectar cualquier falla que no sea en la línea protegida; por tanto ellos deben ser ajustados para un alcance mas atrás del terminal que la función de disparo del extremo remoto.

Para una falla externa a la línea protegida, una o mas funciones de bloqueo operarán para activar su respectivo el transmisor, enviará una señal de bloqueo al terminal remoto. La recepción de la señal de bloqueo bloqueará el disparo en el evento que una de las funciones de disparo tenga que operar para una falla remota. La coordinación del Temporizador TL1 es requerido para permitir un tiempo para un bloqueo de la señal para ser recepcionado de la terminal remota. Esto esta ajustado para compensar el tiempo del canal, la señal de tiempo de propagación, y para alguna diferencia en el

tiempo de operación que puede resultar si la función de bloqueo remota es lenta que la función de disparo local.

Los problemas de coordinación entre la función de bloqueo de un terminal y la función de disparo de la terminal remoto será minimizado si ambas funciones operan con el mismo principio. Si este es el caso, la función de bloqueo será menos rápido, o mas rápido que , la función de disparo que esta mas lejos de la falla. Algunos esquemas de bloqueo de comparación direccional usan un elemento no direccional para empezar la señal portadora de bloqueo, particularmente para fallas a tierra, y luego usa un elemento direccional hacia delante para parar (o cancelar) la señal portadora de bloqueo.



Para una falla en cualquier punto de la línea de transmisión uno o mas funciones dispararán en cada terminal operarán y aplicarán la entrada superior para este comparador (AND). La función de bloqueo no operará, o será prevenido de la operación, por alguna falla interna. La función de disparo toma el control para toda falla interna . Ningún transmisor será activada de manera que no habrá salida del extremo receptor. El comparador de cada terminal producirá una salida que causará una salida de tiempo TL1 y iniciará el disparo.

Este esquema es muy seguro por que opera para fallas producidas en cualquier punto de la línea protegida. Si el canal de comunicación esta fuera

de servicio. Esto proporciona alta velocidad en el disparo (dependiendo del tiempo de retraso) para condiciones de fuente y de línea. Sin embargo esto puede no disparar para terminales débiles de la línea de transmisión. Si el nivel de la falla esta por debajo del relé sensitivo. Porque el canal es requerido será activado solo durante fallas externas, no hay camino para monitorear la continuidad del canal. Un canal de chequeo inverso deberá ser usado si esto es deseado para verificar el canal en un periodo base. La función RO puede ser usado para manejar el tiempo de manera que el respaldo temporizado puede ser provisto para fallas dentro del alcance de la función RO.

9.1.6 Comparación Direccional sin bloqueo

Cuando la línea de potencia es usado como medio de comunicación con un esquema de comparación direccional de sobrealcance permisivo, existe la posibilidad de que la señal transmitida puede ser atenuada o perdida como resultado de la falla. Si esto ocurriese, el disparo no será permitido por que la señal de disparo se atenúa.

Para vencer esta posibilidad, la lógica de desbloqueo puede ser proporcionada al aparato receptor. Cuando la señal es atenuada, la lógica de desbloqueo producirá una salida de disparo del aparato receptor por un corto periodo (típicamente 150 – 300ms).

Si la señal que se perdió es debido a una falla, al menos uno de las funciones de disparo permisivo de RO será arrancado. Es por eso que el disparo será iniciado cuando la salida de desbloqueo es producido. Si

ninguno de las funciones de disparo permisivo son arrancados el canal se bloqueará el mismo entre 150 – 300ms después la señal se perderá y permanecera bloqueada hasta que retorne la señal de guarda por un tiempo considerable.

9.1.7 Directional comparison hybrid (unblocking scheme with echo logic)

El esquema de comparación direccional híbrido usa ambas funciones de disparo y de bloqueo, como el esquema de bloqueo. La función de distancia de fase es usado casi exclusivamente para la detección de fallas de fases multiples, donde la función de distancia a tierra o la función de sobrecorriente direccional a tierra pueden ser usado para la detección de fallas a tierra.

Este esquema ya no es usado, debido que existen sistemas de teleprotección mas sencillos de utilizar.

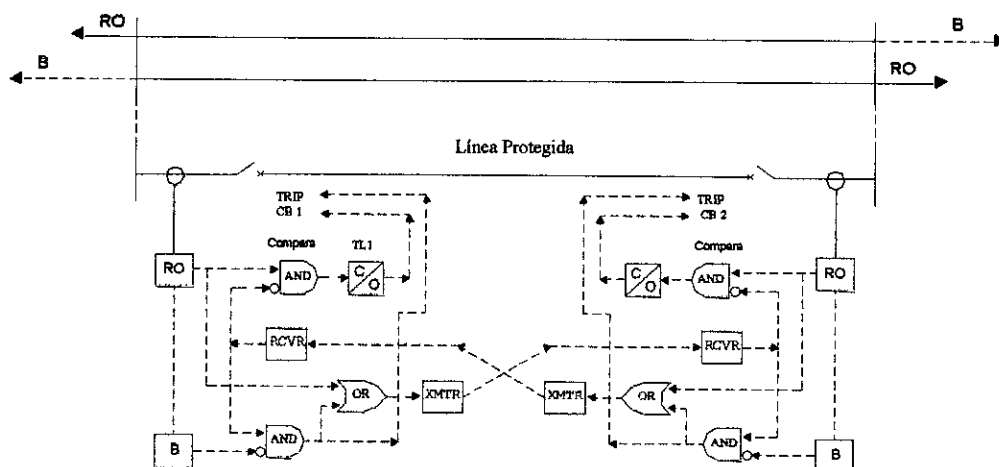


Fig.9.6

9.2 REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- Subestaciones de alta y extraalta tensión, Carlos Felipe Ramírez. G. Editorial cadena S.A-1989
- IEEE, "Guide for protective to transmisión lines".

9.2 REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- Subestaciones de alta y extraalta tensión, Carlos Felipe Ramírez. G. Editorial cadena S.A-1989
- IEEE, "Guide for protective to transmisión lines".

CAPITULO 10

APLICACIÓN DE LA PROTECCION

10.1 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ELECTRICO DEL SISTEMA

Para motivos de estudio se ha considerado la línea de transmisión de 220 kV que conecta las ciudades de CHIMBOTE y TRUJILLO codificada como L-232, dentro del sistema eléctrico peruano esta línea opera en paralelo a la L-233.

- **Subestación Chimbote 1**

Esta subestación esta ubicada a la altura del km 425 de la carretera Panamericana Norte, Distrito cambio puente, Provincia de Santa, Departamento de Ancash.

Cuenta con 3 celdas de línea de 220 kV, que son las correspondientes a la línea 215 proveniente de la S.E. Paramonga Nueva y a las línea 232 y a línea 233 que se conecta a la S.E. trujillo Norte.

Además posee un autotransformador de 120/120/36 MVA, con tensiones de 220/138/13.8 kV.

Es una zona con bastante contaminación ambiental y altamente corrosivo, puede considerarse como un ambiente altamente contaminado.

- **Subestación Trujillo Norte**

Esta subestación está ubicada a la altura del km 556 de la carretera Panamericana Norte, distrito de la Esperanza, Provincia de Trujillo, Departamento de la Libertad.

Cuenta con 3 celdas de línea de 220 kV, que son las correspondientes a la línea 234 proveniente de la S.E. Guadalupe y a las líneas 232 y 233 que se conecta a la S.E. Chimbote 1.

El patio de 220 kV está implementado en sistema de doble barra con su respectivo acoplamiento. La subestación Trujillo Norte posee un autotransformador de 100/100/20 MVA con tensiones de 220/138/10 kV.

Al igual que la S.E. Chimbote 1, esta subestación se encuentra en una zona cercana al mar, con bastante contaminación y ambiente altamente corrosivo, con presencia de polvo salino en suspensión y elevada humedad relativa del aire, puede definirse como un ambiente altamente contaminado.

10.1.1 Características Eléctricas del Sistema Eléctrico Peruano

En el **Anexo 1**, se muestra tablas de parámetros eléctricos de líneas, transformadores y generadores del sistema eléctrico peruano que se tomaron en cuenta para la aplicación.

10.2 CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LA LINEA

En la tabla 10.1 se muestra los parámetros eléctricos de las líneas y transformadores en Alta tensión que influyen en las protecciones de la línea L-232, en la Fig. 10.1, se muestra el esquema unifilar en estudio.

10.2.1 Cálculo de los factores de compensación homopolar de la línea L-232.

Estos factores son importantes para el ajuste adecuado del relé de distancia para fallas a tierra.

Tabla 10.1

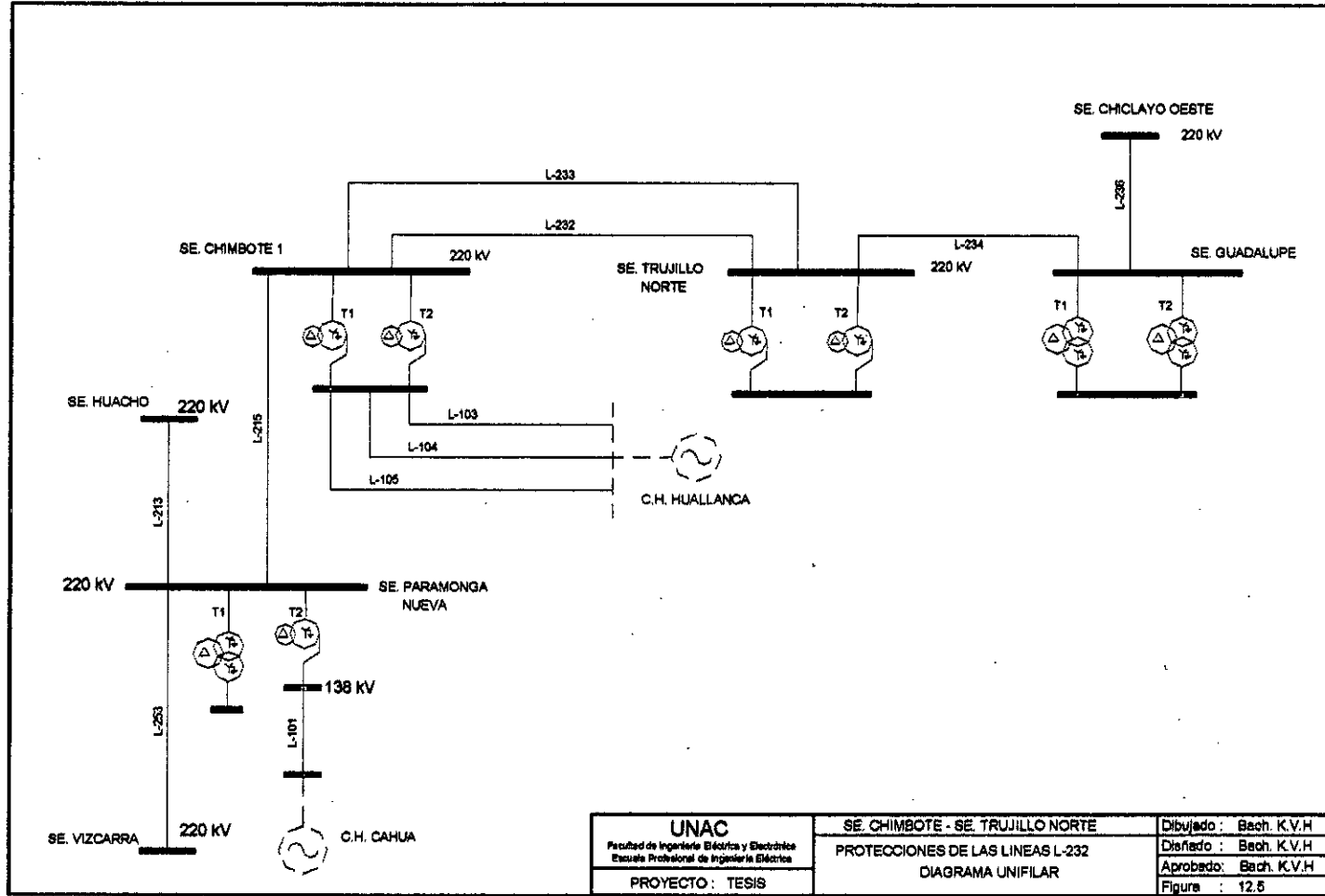
Parámetros de las líneas de Transmisión

SUBESTACION	LINEA	DATOS DE LINEA							DATOS DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACION			DATOS DE LÍNEAS ADYACENTES O HACIA ATRÁS			
		TENSION	I carga máxima	LONG	R1	X1	RO	XO	RT-CT	RT-TP	In RELE (105A)	X1 línea adyacente más larga	X1 línea adyacente más corta	X1 línea reversa más corta	
		(kV)	(A)	(km)	(ohm prim)	(ohm prim)	(ohm prim)	(ohm prim)	(prim/sec)	(Vprim/Vsec)	(A)	(ohm prim)	(ohm prim)	(ohm prim)	
Trujillo Norte	Chimbote 1	L-232	220	600	134	8.98	64.32	30.78	264.4	600	2200	1	110.58	64.71	49.27
Trujillo Norte	Chimbote 1	L-233	220	600	134	8.98	64.32	30.78	264.4	600	2200	1	110.58	64.71	49.27
Trujillo Norte	Quevedo	L-234	220	600	163.21	9.81	54.98	27.78	161.99	600	2200	1	44.53	44.53	49.27
Chimbote 1	Parasango	L-215	220	600	221.17	19.9	110.58	54.74	361.25	600	2200	1	72.52	27.82	64.32
Chimbote 1	Trujillo Norte	L-232	220	600	134	8.98	64.32	30.78	264.4	600	2200	1	64.71	49.27	64.71
Chimbote 1	Trujillo Norte	L-233	220	600	134	8.98	64.32	30.78	264.4	600	2200	1	64.71	49.27	64.71
Quevedo	Chidayo	L-236	220	600	83.62	7.78	44.53	22.51	131.31	600	2200	1	104.24	40.87	54.98

Parámetros de Transformadores

Subestación	Potencia Alta	Potencia Media	Potencia baja	Voltaje Alta	Voltaje media	Voltaje baja	Zcc Alta-Media	Zcc Media-Baja	Zcc Baja-Alta	CONEX.
	(MVA)	(MVA)	(MVA)	kV	kV	kV	%	%	%	
Chimbote 1	120	120	36	220	138	13.8	10.91	7.239	10.638	YNDynDd11
Chimbote 1	120	120	36	220	138	13.8	10.91	7.239	10.638	YNDynDd11
Trujillo Norte	100	100	20	220	138	10	7.51	3.68	5.37	YNDynDd11
Trujillo Norte	100	100	20	220	138	10	7.51	3.68	5.37	YNDynDd11

Fig. 10.1
DIAGRAMA UNIFILAR



10.2.1.1 Factor de compensación homopolar.

Para mas detalle revisar el capitulo 8.

Parámetros (tabla 10.1)

$$Z_1 = 8.98 + j64.32$$

$$Z_0 = 30.78 + j176.1$$

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3xZ_1}$$

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3xZ_1} = \frac{176.1 \angle 83.4 - 64.94 \angle 82}{3x64.94 \angle 82} = 0.5706 \angle 2.216$$

10.2.1.2 Factor de compensación homopolar mutuo.

$$Z_{0M} = 81.395 \angle 59.9$$

$$k_{0M} = \frac{Z_{0M}}{3xZ_1} = \frac{81.395 \angle 59.9}{3x64.94 \angle 82} = 0.41779 \angle -22.1$$

10.2.1.3 Factor de compensación homopolar equivalente.

El alcance del relé en primera zona es afectado por el acoplamiento mutuo homopolar, por lo tanto para que el ajuste de la protección de distancia sea mas confiable para fallas a tierra se hará uso del siguiente factor.

$$k'_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3xZ_1} - k_{0M} x \frac{Z_{0M}}{Z_1} = K_0 - K_{0M} x \frac{Z_{0M}}{Z_1}$$

$$k_0 = 0.576 \angle 2.216 - (0.41779 \angle -22.1 x \frac{81.395 \angle 59.9}{64.94 \angle 82})$$

$$k_0 = 0.594 \angle 10.276$$

La línea L-232 y L-233 inician y terminan en la misma barra por lo tanto se realizará el análisis de la influencia del acoplamiento homopolar mutuo para los siguientes tres casos: y se escogerá el caso más crítico.

Revisar capítulo 8 (ecuaciones 8.17, 8.18, 8.19).



Caso 1:

$$Z = 0.80 x Z_L \left[\frac{1 + \left(\frac{176.1 \angle 83.4 - 64.94 \angle 82}{3x64.94 \angle 82} - 0.4177 \angle -21.1 x \frac{81.395 \angle 59.9}{64.94 \angle 82} \right)}{1 + 0.594 \angle 10.276} \right]$$

Caso 2:

$$Z = 0.8 x Z_L \left(\frac{1 + 0.5706 \angle 2.216}{1 + 0.594 \angle 10.276} \right) = 0.837 x Z_L$$

Caso 3:

$$Z = 0.8 x Z_L \left(\frac{1 + 0.5706 \angle 2.216 + 0.41779 x \frac{0.8}{2.08}}{1 + 0.594 \angle 10.276} \right) = 0.93 x Z_L$$

10.3 RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA

El estudio de flujo de potencia es de gran importancia para la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existente a si como para la planeación y diseño de expansión futura de sistemas de potencia. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujo de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea.

En el Anexo 2 se muestra los esquemas de resultados de flujo de potencia.

Tabla 10.2

Flujo de Potencia

LINEA	SUBESTACION	ESTIAJE MAXIMA DEMANDA		ESTIAJE MINIMA DEMANDA		AVENIDA MAXIMA DEMANDA		AVENIDA MINIMA DEMANDA	
		ACTIVA (MW)	REACTIVA (MVAR)	ACTIVA (MW)	REACTIVA (MVAR)	ACTIVA (MW)	REACTIVA (MVAR)	ACTIVA (MW)	REACTIVA (MVAR)
L-234	GUADALUPE	64.54	-17.54	-20.01	4.01	-42.28	3.83	19.18	-13.52
	TRUJILLO	-63.73	5.37	20.12	-20.41	48.73	-17.62	-20	-13.15
L-233	TRUJILLO	-13.48	-14.8	-82.08	10.98	-68.69	-2.7	-41.85	-7.75
	CHIMBOTE	13.51	-8.47	83.36	-24.9	89.43	-14.28	42.16	-13.8
L-232	TRUJILLO	-13.59	-14.54	0	0	-68.74	-1.31	0	0
	CHIMBOTE	13.63	-8.73	0	0	69.61	-15.67	0	0
L-215	CHIMBOTE	51.85	-18.65	-126.28	23.63	-10.31	-13.84	-12.73	12.8
	PARAMONGA	-50.8	-13.15	133.41	-21.22	10.37	-23.24	-17.75	-20.65
L-253	PARAMONGA	-32.73	-12.2	-99.12	2.32	-41.21	-10.26	-5.34	-0.9
	VIZCARRA	32.93	-10.58	90.67	-14.84	41.53	-11.6	5.37	-23.78

10.4 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuito es de gran importancia para determinar los ajustes de los relés de protección.

Los cortocircuitos se realizaron para época de Avenida y Estiaje, tanto en máxima demanda como en mínima demanda.

En las tablas 10.3, 10.4, 10.5, 10.6.

TABLA 10.3

Corriente de Cortocircuito
Época de Estiaje 2003 – Demanda Mínima

BARRIA FALLADA	Monofásico (kA)					Bifásico (kA)	Trifásico (kA)	APORTE DE FALLA	MONOFÁSICO (kA)				BIFÁSICO (kA)	TRIFÁSICO (kA)
	0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm	0 Ohm				20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm			
PARAMONGA 220	3.885	2.716	1.8088	1.294	2.840	3.311	L-215	0.58	0.51	0.37	0.23	0.84	0.77	
							L-213	1.07	0.94	0.68	0.42	1.13	1.302	
							L-253	0.7	0.61	0.44	0.28	0.79	0.917	
							T1	24	0.21	0.15	0.08	0	0	
							T2	0.51	0.45	0.33	0.2	0.29	0.323	
PARAMONGA 138	2.8	2.32	1.43	0.78	2.1	2.42	L-101	0.98	0.77	0.47	0.25	0.6	0.671	
							T1	1.94	1.55	0.95	0.53	1.5	1.749	
							L-215	0.71	0.62	0.46	0.29	0.72	0.836	
							L-232	0.54	0.47	0.35	0.22	0.49	0.577	
							L-233	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
CHIMBOTE 220	3.824	2.873	1.832	1.321	2.316	2.868	T1	0.09	0.79	0.56	0.36	0.55	0.721	
							T2	0.89	0.79	0.58	0.36	0.55	0.721	
							L-103	0.8	0.48	0.24	0.12	0.74	0.986	
							L-104	0.8	0.48	0.24	0.12	0.73	0.986	
							L-105	0.8	0.48	0.24	0.12	0.74	0.986	
CHIMBOTE 138	6.695	3.262	1.83	0.852	3.775	4.816	T1	1.26	0.75	0.37	0.2	0.79	0.924	
							T2	1.26	0.75	0.37	0.2	0.79	0.924	
							L-234	0.73	0.67	0.54	0.37	0.67	0.768	
							L-232	0.94	0.86	0.7	0.48	0.92	1.106	
							L-233	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
TRIUNFO NORTE 220	2.19	2.024	1.335	1.121	1.694	1.888	T1	0.27	0.25	0.2	0.14	0	0	
							T2	0.27	0.25	0.2	0.14	0	0	
							T1	1.44	1.13	0.69	0.39	1.03	1.214	
							T2	1.44	1.13	0.69	0.39	1.03	1.214	
							L-234	0.72	0.67	0.55	0.39	0.85	0.768	
GUADALUPE 220	2.807	1.872	1.047	1.069	1.821	1.916	L-236	0.78	0.73	0.6	0.42	0.7	0.84	
							T1	0.25	0.24	0.2	0.14	0.13	1.555	
							T2	0.25	0.24	0.2	0.14	0.13	1.555	

TABLA 10.4

Corriente de Cortocircuito
Época de Estiaje 2003 – Demanda Máxima

BARRA FALLADA	Monofásico (kA)				Bifásico (kA)	Trifásico (kA)	APORTE DE FALLA	MONOFASICO (kA)				BIFASICO (kA)	TRIFASICO (kA)
	0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm				0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm		
PARAMONGA 220	3.202	2.781	1.588	1.292	2.803	3.412	L-215	0.59	0.52	0.37	0.23	0.66	0.782
							L-219	1.12	0.97	0.7	0.43	1.2	1.328
							L-253	0.7	0.61	0.44	0.27	0.79	0.927
							T1	0.28	0.24	0.17	0.11	0	0
							T2	0.51	0.48	0.32	0.2	0.29	0.323
PARAMONGA 138	2.83	2.32	1.41	0.79	2.06	2.44	L-101	0.96	0.76	0.46	0.26	0.6	0.671
							T1	1.97	1.56	0.95	0.53	1.45	1.768
							L-215	0.72	0.63	0.45	0.28	0.69	0.847
							L-232	0.35	0.3	0.22	0.13	0.28	0.332
							L-233	0.35	0.3	0.21	0.13	0.28	0.334
CHIMBOTE 220	3.167	2.774	1.992	1.291	2.389	2.854	T1	0.88	0.77	0.56	0.34	0.55	0.721
							T2	0.68	0.77	0.56	0.34	0.55	0.721
							L-103	0.8	0.47	0.23	0.12	0.73	0.989
							L-104	0.8	0.47	0.23	0.12	0.73	0.989
							L-105	0.8	0.47	0.23	0.12	0.73	0.989
CHIMBOTE 138	6.048	3.28	1.825	0.862	3.821	4.819	T1	1.34	0.78	0.38	0.2	0.81	0.975
							T2	1.34	0.78	0.38	0.2	0.81	0.975
							L-234	0.73	0.66	0.51	0.33	0.67	0.788
							L-232	0.64	0.58	0.45	0.29	0.61	0.746
							L-233	0.64	0.58	0.45	0.29	0.62	0.748
TRUJILLO NORTE 220	2.686	2.326	1.793	1.174	1.689	2.282	T1	0.28	0.26	0.2	0.13	0	0
							T2	0.28	0.26	0.2	0.13	0	0
							T1	1.65	1.23	0.71	0.39	1.17	1.404
							T2	1.65	1.23	0.71	0.39	1.17	1.404
							L-234	0.83	0.77	0.63	0.43	0.79	0.936
GUADALUPE 220	2.13	1.974	1.886	1.11	1.768	2.088	L-236	0.78	0.72	0.59	0.41	0.7	0.84
							T1	0.26	0.24	0.2	0.13	0.13	1.555
							T2	0.26	0.24	0.2	0.13	0.13	1.555

TABLA 10.5

Corriente de Cortocircuito
Época de Avenida 2003 – Demanda Mínima

BARRA FALLADA	Monofásico (kA)				Bifásico (kA)	Trifásico (kA)	APORTE DE FALLA	MONOFASICO (kA)				BIFASICO (kA)	TRIFASICO (kA)
	0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm				0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm		
PARAMONGA 220	3.14				2.846	3.316	L-215	0.58	0.51	0.36	0.23	0.64	0.76
		2.748					L-213	1.09	0.95	0.68	0.42	1.14	1.315
			1.88				L-253	0.7	0.62	0.44	0.28	0.79	0.919
				1.228			T1	0.27	0.24	0.17	0.11	0	0
							T2	0.51	0.45	0.32	0.2	0.29	0.323
PARAMONGA 138	2.82				2.24	2.42	L-101	0.96	0.76	0.47	0.26	0.6	0.671
		2.72					T1	1.95	1.55	0.95	0.53	1.51	1.749
			1.42				L-215	0.71	0.63	0.46	0.29	0.72	0.839
				0.79			L-232	0.49	0.43	0.32	0.2	0.44	0.508
							L-233	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CHIMBOTE 220	2.888				2.288	2.788	T1	0.89	0.79	0.58	0.36	0.55	0.721
		2.438					T2	0.89	0.79	0.58	0.36	0.55	0.721
			1.538				L-103	0.8	0.48	0.24	0.13	0.73	0.989
				1.218			L-104	0.8	0.48	0.24	0.13	0.73	0.989
							L-105	0.8	0.48	0.24	0.13	0.73	0.989
CHIMBOTE 138	5.428				3.713	4.193	T1	1.23	0.73	0.37	0.19	0.76	0.887
		3.292					T2	1.23	0.73	0.37	0.19	0.76	0.887
			1.818				L-234	0.64	0.59	0.49	0.34	0.57	0.664
				0.881			L-232	0.94	0.68	0.72	0.5	0.92	1.108
							L-233	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
TRUJILLO NORTE 220	2.078				1.48	1.772	T1	0.25	0.23	0.19	0.13	0	0
		1.634					T2	0.25	0.23	0.19	0.13	0	0
			1.588				L-234	0.72	0.68	0.58	0.42	0.64	0.769
				1.187			L-236	0.61	0.58	0.49	0.35	0.51	0.594
							T1	0.24	0.23	0.2	0.14	0.13	0.155
TRUJILLO 138	2.83				1.94	2.3	T2	0.24	0.23	0.2	0.14	0.13	0.155
		2.34					T1	1.38	1.1	0.68	0.39	0.97	1.149
			1.45				T2	1.38	1.1	0.68	0.39	0.97	1.149
				0.82			L-234	0.72	0.68	0.58	0.42	0.64	0.769
							L-236	0.61	0.58	0.49	0.35	0.51	0.594
GUADALUPE 220	1.82				1.417	1.872	T1	0.24	0.23	0.2	0.14	0.13	0.155
		1.718					T2	0.24	0.23	0.2	0.14	0.13	0.155
			1.457										
			1.857										

TABLA 10.6

Corriente de Cortocircuito
Época de Avenida 2003 – Demanda Máxima

SABIA FALLADA	Monofásico (kA)				Bifásico (kA)	Trifásico (kA)	APORTE DE FALLA	MONOFÁSICO (kA)				BIFÁSICO (kA)	TRIFÁSICO (kA)
	0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm				0 Ohm	20 Ohm	50 Ohm	100 Ohm		
PARABONCA 220	3.1	2.762	1.865	1.229	2.873	2.344	L-215	0.59	0.52	0.37	0.23	0.66	0.728
							L-219	1.06	0.98	0.68	0.42	1.14	1.323
							L-253	0.7	0.61	0.44	0.27	0.79	0.918
							T1	0.22	0.24	0.17	0.11	0	0
							T2	0.51	0.54	0.32	0.2	0.29	0.323
PARABONCA 130	2.65	2.35	1.42	0.79	2.11	2.37	L-197	0.96	0.76	0.47	0.26	0.6	0.671
							T1	1.96	1.56	0.95	0.53	1.51	1.755
							L-215	0.71	0.62	0.45	0.28	0.73	0.84
							L-232	0.35	0.3	0.22	0.13	0.28	0.332
							L-233	0.34	0.3	0.21	0.13	0.28	0.334
CHIMBOTE 220	3.18	2.769	1.99	1.231	2.352	2.047	T1	0.88	0.77	0.56	0.34	0.55	0.721
							T2	0.88	0.77	0.56	0.34	0.55	0.721
							L-193	0.8	0.47	0.23	0.12	0.74	0.986
							L-194	0.81	0.47	0.23	0.12	0.74	0.986
							L-195	0.8	0.47	0.23	0.12	0.74	0.986
CHIMBOTE 130	5.639	3.288	1.825	0.852	2.857	4.912	T1	1.33	0.78	0.38	0.2	0.83	0.972
							T2	1.33	0.78	0.38	0.2	0.83	0.972
							L-194	0.81	0.47	0.23	0.12	0.74	0.986
							L-195	0.8	0.47	0.23	0.12	0.74	0.986
							T1	1.33	0.78	0.38	0.2	0.83	0.972
TRUJILLO NORTE 220	2.584	2.324	1.782	1.174	1.896	2.279	L-234	0.73	0.66	0.51	0.33	0.67	0.788
							L-232	0.64	0.58	0.45	0.29	0.61	0.747
							L-233	0.64	0.58	0.45	0.29	0.61	0.747
							T1	0.28	0.25	0.2	0.13	0	0
							T2	0.28	0.25	0.2	0.13	0	0
TRUJILLO 130	2.48	2.81	1.51	0.83	2.36	2.81	T1	1.65	1.23	0.71	0.39	1.18	1.403
							T2	1.65	1.23	0.71	0.39	1.18	1.403
							L-234	0.83	0.77	0.63	0.43	0.79	0.935
GUADALUPE 220	2.128	1.973	1.805	1.11	1.767	2.085	L-234	0.83	0.77	0.63	0.43	0.79	0.935
							L-235	0.78	0.72	0.59	0.41	0.7	0.84
							T1	0.26	0.24	0.2	0.13	0.13	0.155
							T2	0.26	0.24	0.2	0.13	0.13	0.155

10.5 RESULTADOS DE ESTABILIDAD

De las simulaciones de estabilidad se determinó lo siguiente:

- Falla monofásica franca en la línea debe ser despejada en un tiempo máximo de 150 mS, de lo contrario el sistema pierde estabilidad.
- Falla entre fases en la línea debe ser despejada en un tiempo máximo de 100 mS, de lo contrario el sistema pierde estabilidad.
- Las oscilaciones de potencia de frecuencias superiores a 4Hz, hacen que el sistema pierda estabilidad.
- La línea debe permitir máximo 2 S. de polo abierto debido a que existe generación cerca (C.H. Cañón del Pato).

10.6 AJUSTES DE LOS RELES

AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIÓN PRINCIPAL MULTIFUNCIONAL

MARCA: SIEMENS
MODELO: 7SA612

SUBESTACIÓN CHIMBOTE 1.
LINEA L-232

DIGSI V4.40

REP / CHIME / L-222 / 7SA612 Var/7SA612

04/15/2004 15:54:28

CONTENIDO DE LA IMPRESIÓN

7SA612 Var

Autor:

Creado el: 11.03.04 15:49:12

Mod. por última vez el: 18.04.04 15:47:37

Comentario:

Grupos de parámetros

Grupo A de parámetros

DTGSI V4.45

REP / CHIME / 1-222 / 7SR612 Var/7SR612

04/15/2004 15:54:25

Grupo Datos Generales de planta 2; Grupo Datos de red

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1103	Tens. nom.de servicio primaria de planta	220.0 KV	A
1104	Int.nom.de servicio primaria de planta	600 A	A
1105	Ángulo de impedancia de línea	82 °	A
1211	Ángulo de la característica de distancia	82 °	A
1107	Signo mat. de valores de serv. P,Q	no inverso	A
1110	Reactancia/longitud de línea: Ksec/km	0.1385 Ohm / km	A
1111	Longitud de la línea en kilómetros	134.0 km	A
1120	Factor de adaptación K0 (Z1)	0.990	A
1121	Ángulo de adaptación K0 (Z1)	10.29 °	A
1122	Factor de adaptación K0 (>Z1)	0.990	A
1123	Ángulo de adaptación K0 (>Z1)	10.29 °	A

Grupo Datos Generales de planta 2; Grupo Estado línea

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1130A	Corr. residual I<: detecc. lín. descon.	0.20 A	A
1131A	Tensión residual U<: detecc. lín. descon	30 V	A
1132A	Tiempo de detección para cierre	0.06 s	A
1134	Detección de cierre por	Auxiliar IP y disminuc ión bajo I< o CK	A
1135	Reset de disparo por	Auxiliar IP y disminuc ión I<	A
1140A	Inm-activación detector de saturación	20.0 A	A
1150A	Tiempo activo señal cierre manual	0.30 s	A
1151	Control de sincronismo con cierre manual	sin sincronización	A
1152	Impulso de Cierre Manual tras operación	<ninguna>	todo

Grupo Datos Generales de planta 2; Grupo Disparo 1/3pol

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1155	Acoplamiento tripol. (con disparo monop)	Con orden de disparo	A
1156A	Modo de disparo con faltas bipolares	Tripoliar	A

Grupo Protección de distancia en general; Grupo General

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1201	Protección de distancia	Activar función	A
1202	Corriente mínima de fase If>	0.20 A	A
1211	Ángulo de la característica de distancia	82 °	A
1208	Línea con compensación serie capacitiva	No	A
1232	Campo medida sin retardo con cierre	desactivado	A
1241	Límite RL cono de carga lazo fase-tierra	46.760 Ohm	A
1242	Ángul. apert. cono/carga lazo fas.tierra	37 °	A
1243	Límite RL cono de carga lazo fase-fase	81.000 Ohm	A
1244	Ángul. apert. cono/carga lazo fase-fase	37 °	A
1317A	Disparo monopolar con falta en Z2	No	A
1357	Autoriz. zona Z13 para ciclo IC	No	A

Grupo Protección de distancia en general; Grupo Arranque Tierra

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1203	Detección de falta a tierra 3I0>	0.10 A	A
1204	Detección de falta a tierra 3U0>	3 V	A
1207A	3I0>Estabiliz. de arranque (3I0>/Ifmax)	0.10	A

Grupo Protección de distancia en general; Grupo Arranque Tierra

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1209A	Criterios de detecc. de faltas a tierra	3I0> OR 3U0>	A
1221A	Selección de lazo con arranque f-f-t	todos	A

Grupo Protección de distancia en general; Grupo T. escalonados

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1210	Inicio de tiempos de zona	con arranque general F ret. Distancia	A
1305	Tiempo retardo T1-1pol.	0.00 s	A
1306	Tiempo retardo T1-multipolar	0.00 s	A
1315	Tiempo retardo T2-1pol.	0.40 s	A
1316	Tiempo retardo T2-multipolar	0.40 s	A
1325	Tiempo retardo T3	1.00 s	A
1335	Tiempo retardo T4	1.50 s	A
1345	Tiempo retardo T5	00 s	A
1355	Tiempo retardo T1B-1pol.	0.00 s	A
1356	Tiempo retardo T1B-multipolar	0.00 s	A

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z1

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1301	Modo de funcionamiento de la zona Z1	adelante	A
1302	Resistencia R(Z1)	28.580 Ohm	A
1303	Reactancia X(Z1)	14.910 Ohm	A
1304	Resistencia con falta a tierra RE(Z1)	28.580 Ohm	A
1305	Tiempo retardo T1-1pol.	0.00 s	A
1306	Tiempo retardo T1-multipolar	0.00 s	A
1307	Inclinación de polígono (lo. cuadrante)	0 °	A

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z1B

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1351	Modo de funcionamiento de la zona Z1B	adelante	A
1352	Resistencia R(Z1B)	28.580 Ohm	A
1353	Reactancia X(Z1B)	21.050 Ohm	A
1354	Resistencia con falta a tierra RE(Z1B)	28.580 Ohm	A
1355	Tiempo retardo T1B-1pol.	0.00 s	A
1356	Tiempo retardo T1B-multipolar	0.00 s	A
1357	Autoriz. zona Z1B para ciclo IC	No	A

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z2

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1311	Modo de funcionamiento de la zona Z2	adelante	A
1312	Resistencia R(Z2)	28.580 Ohm	A
1313	Reactancia X(Z2)	21.050 Ohm	A
1314	Resistencia con falta a tierra RE(Z2)	28.580 Ohm	A
1315	Tiempo retardo T2-1pol.	0.40 s	A
1316	Tiempo retardo T2-multipolar	0.40 s	A
1317A	Disparo monopolar con falta en Z2	No	A

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z3

N°	Parámetro	Valor	Grupo
----	-----------	-------	-------

DIGSI V4.40 REF / CHDS / L-232 / 79A612 Var/75A612 04/19/2004 19:54:28

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z3

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1321	Modo de funcionamiento de la zona Z3	adelante	A
1322	Resistencia R(Z3)	29.580 Ohm	A
1323	Reactancia X(Z3)	21.090 Ohm	A
1324	Resistencia con falta a tierra RE(Z3)	29.580 Ohm	A
1325	Tiempo retardo I3	1.00 s	B

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z4

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1331	Modo de funcionamiento de la zona Z4	atrás	A
1332	Resistencia R(Z4)	7.270 Ohm	A
1333	Reactancia X(Z4)	1.210 Ohm	A
1334	Resistencia con falta a tierra RE(Z4)	7.270 Ohm	A
1335	Tiempo retardo I4	1.50 s	A

Grupo Prot. distancia característica poligonal; Grupo Zona Z5

N°	Parámetro	Valor	Grupo
1341	Modo de funcionamiento de la zona Z5	no direccional	A
1342	Resistencia R(Z5)	31.190 Ohm	A
1343	Reactancia X(Z5)+ (dirección adelante)	31.630 Ohm	A
1344	Resistencia con falta a tierra RE(Z5)	31.190 Ohm	A
1345	Tiempo retardo I5	00 s	A
1346	Reactancia X(Z5)- (dirección atrás)	12.000 Ohm	A

Grupo Detección de penduleo; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
2002	Programa de penduleo	Todas zonas bloqueada	A
2006	Disparo por penduleo	No	A
2007	Temporiz. disp. tras bloc. por penduleo	0.08 s	A

Grupo Prot. distanc. dispositivo señal adicional; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
2101	Prot. distancia-dispositivo señal adic.	Activar función	A
2102	Configuración de conexión	Dos LEDs	A
2103A	Exclensación de señal de transmisión	0.05 s	A

Grupo Acoplamiento externo; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
2201	Acoplamiento externo	Activar función	A
2202	Retardo de orden disparo	0.08 s	A

Grupo Localizador de faltas; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
2401	Desconexión rápida	Activar función	A
2404	Val. de reacción para desconex. ráp. I>>>	2.50 A	A

Grupo Control de valores de medida; Grupo Sim./Suma

N°	Parámetro	Valor	Grupo
----	-----------	-------	-------

Grupo Control de valores de medida; Grupo Sim./Suma

Nº	Parámetro	Valor	Grupo
2901	Supervisión de valores de medida,	Activar función	A
2902A	Simetría U: Valor de reacción	50 V	A
2903A	Simetría U: Pendiente lin. caract.	0.75	A
2904A	Simetría I fases: Valor de reacción	0.50 A	A
2905A	Simetría I fases: Pendiente lin. caract.	0.50	A
2906A	Suma I fases: Valor reacción	0.10 A	A
2907A	Suma I fases: Pendiente lin. caracterist.	0.10	A
2908A	Simetría U fase: Temporiz. de arranque	5 s	A
2909A	Simetría I fase: Temporiz. de arranque	5 s	A

Grupo Control de valores de medida; Grupo Fuse Failure

Nº	Parámetro	Valor	Grupo
2910	Modos para Fuse Failure Monitor FFM	Activar función	A
2911A	U> para detección FFM	44 V	A
2912A	I< para detección de FFM	0.10 A	A
2913A	U medida< para fallo de tensión tripolar	5 V	A
2914A	U dif< para fallo de tensión tripolar	0.10 A	A
2915	Supervisión de fallo de tensión	con criterio de intensidad	A
2916A	T. espera supervisión de fallo de tensión	3.00 s	A

Grupo Control de valores de medida; Grupo Rel.automát. TT

Nº	Parámetro	Valor	Grupo
2921	T. de reacc. interruptor autom. del TT	0 ms	A

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo General

Nº	Parámetro	Valor	Grupo
3101	Protección faltas a tierra	Activar función	A
3102	Bloqueo F/I con arranque DIST.especial	cada arranque de distancia	A
3174	Bloqueo F/I con arranque Prot. Distancia	en Zona Z1/Z1B	A
3103	Bloqueo F/I en pausa monopolar	Si	A
3104A	Estabilización con corrientes de fase	10 %	A
3105	3I0mín para transmisión de señal	0.10 A	A
3106	Prot. F/I disparo monopolar permitido	Si	A
3170	Falta de segundo armónico, que bloquee	15 %	A
3171	Imáx desactiva bloqueo de cierre inrush	7.50 A	A
3172	Disparo por cierre con falta	Arranque y dirección	A
3173	Tiempo retardo con cierre manual	0.00 s	A

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo S/I t. def.>>>

Nº	Parámetro	Valor	Grupo
3110	3I0>>>: Dirección	desactivado	A
3111	3I0>>>: Valor de reacción	0.50 A	A
3112	3I0>>>: Tiempo de retardo	0.00 s	A
3113	3I0>>>: sin ret. por Transmisión o EB	Si	A
3114	3I0>>>: sin ret. con cierre sobre falta	NO	A
3115	3I0>>>: Bloqueo por Inrush	Si	A

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo S/I t. def.>>>

DIGSI W4.40 RES / CHMS / 1-262 / 7SAE12 Var/7SAE12 04/15/2004 15:54:28

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo S/I t. def.>>

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3120	3I0>>: Dirección	Desactivado	A
3121	3I0>>: Valor de reacción	2.00 A	A
3122	3I0>>: Tiempo retardo	0.60 s	A
3123	3I0>>: sin ret. por transmisión o EB	No	A
3124	3I0>>: sin ret. con cierre sobre falta	No	A
3125	3I0>>: Bloqueo por Inrush	No	A

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo S/I t. def.>

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3130	3I0>: Dirección	adelante	A
3131	3I0>: Valor de reacción	0.10 A	A
3132	3I0>: Tiempo retardo	30.00 s	A
3133	3I0>: sin ret. por transmisión o EB	Si	A
3134	3I0>: sin ret. con cierre sobre falta	No	A
3135	3I0>: Bloqueo por Inrush	Si	A

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo S/I t.inv.

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3140	3I0P: Dirección	adelante	A
3141	3I0P: Valor de reacción	0.13 A	A
3144	S/I t.inv: tiempo para caract. ANSI I3I0p	2.17	A
3147	S/I t.inv. tiempo ret. adicional I3I0p máx	0.40 s	A
3148	3I0p: sin ret. por transmisión o EB	No	A
3149	3I0p: sin ret. con cierre sobre falta	No	A
3150	3I0P: Bloqueo por Inrush	SI	A
3152	Curva característica S/I t. inv. (ANSI)	Inversa	A

Grupo Prot.cortocirc. tierra alta resistencia; Grupo Dirección

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3160	Valores influyentes, determinación direcc	con U0 + I pto. estrel	A
		La ó U2	
3162A	Ángulo lím.inferior para direcc. adelante	338 °	A
3163A	Ángulo lím.superior para direcc. adelante	122 °	A
3164	Tensión mín. homopolar 3U0mín.	0.8 V	A
3166	Tensión mín.de secuencia neg. U2mín.	0.5 V	A
3167	Corriente mín. de secuencia neg. I2mín.	0.05 A	A
3168	Ángulo de compens. para potencia homop.	255 °	A
3169	Potencia homop. para dirección adelante	0.3 VA	A

Grupo Prot.cortocirc.tierra dispos. señal adic; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3201	Dispositivo adicional de faltas a tierra	Activar función	A
3202	Configuración de conexión	Dos lados	A
3203A	Extensión de la señal de transmisión	0.05 s	A
3209A	Bloq.trans.: T.espera tras falta atrás	0.04 s	A
3210A	Tiempo bloqueo transitivo	0.20 s	A

Grupo Reenganche automático; Grupo General

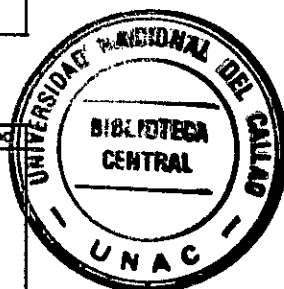
N°	Parámetro	Valor	Grupo
----	-----------	-------	-------

Grupo Reenganche automático; Grupo General

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3401	Reenganche automático	Activar función	A
3402	Prueba IP disponible antes de arranque?	No	A
3403	Tiempo de bloqueo para último ciclo REE	190.00 s	A
3404	T. bloqueo en detección de cierre manual	1.00 s	A
3406	Detección de falta sucesiva	Con orden de disparo	A
3407	Falta sucesiva en pausa sin tensión	RE bloqueado	A
3408	Supervisión tiempo de arranque	0.20 s	A
3409	Tiempo de supervisión del inter.potencia	3.00 s	A
3410	Temporiz. para orden de cierre remoto	cc s	A
3411A	Exlongación máx. de tiempo de pausa	cc s	A

Grupo Reenganche automático; Grupo 1°. Ciclo RE

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3450	¿Arranque permitido en este ciclo?	Si	A
3451	Tiempo efectivo	0.20 s	A
3456	Tiempo de pausa con disparo monopolar	0.42 s	A
3457	Tiempo de pausa con disparo tripolar	cc s	A
3458	Tiempo de pausa con falta sucesiva	0.42 s	A
3459	Prueba de IP disponible antes de RE	No	A
3460	Chequeo de sinc. después de pausa Spolar	Si	A



Grupo Reenganche automático; Grupo Tel3p/SVI/REbr.

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3430	Teleprot. tripolar (plausibilidad de IP)	No	A
3431	Supervisión de tensión inversa /RE breve	sin	A
3438	Tiempo para estado estable de la tensión	0.20 s	A
3440	Valor límite para tensión válida	46 V	A
3441	Valor límite para el estado sin tensión	23 V	A

Grupo Reenganche automático; Grupo Configuración

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3420	¿RE con protección de distancia?	Si	A
3421	¿RE después de desconexión rápida?	No	A
3423	¿RE con protección de faltas a tierra?	Si	A
3424	¿RE después de DISP por accipam. ext.?	No	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U> Fase-Tierra

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3701	Modo F-T Protección de sobretensión	Desactivar función	A
3702	Uf>: Valor de arranque	76.4 V	A
3703	Uf>: Temporización	30.00 s	A
3704	Uf>>: Valor de arranque	93.0 V	A
3705	Uf>>: Temporización	1.00 s	A
3705A	Uf(>): Relación de reposición	0.98	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U> Fase-Tierra

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3711	Modo F-F Protección de sobretensión	Activar función	A
3712	Uff>: Valor de arranque	115.0 V	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U> Fase-Tierra

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3713	Uff>: Temporización	2.00 s	A
3714	Uff>>: Valor de arranque	130.0 V	A
3715	Uff>>: Temporización	0.50 s	A
3715A	Uff(>): Relación de reposición	0.98	A

Grupo Protección de tensión; Grupo 3U0> o Ux>

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3721	Mód. 3U0 (o Ux) Protecc. de sobretensión	Desactivar función	A
3722	3U0>: Valor de arranque (o Ux>)	30.0 V	A
3723	3U0>: Temporización (o Ux>)	2.00 s	A
3724	3U0>>: Valor de arranque (o Ux>>)	50.0 V	A
3725	3U0>>: Temporización (o Ux>>)	1.00 s	A
3725A	3U0(>): Estabilización de medición 3U0	Activar función	A
3725A	3U0(>): Relación de reposición (o Ux)	0.95	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U> sec. fas. pos.

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3731	Mód. secuenc. fase pos. Prot. sobretens.	Desactivar función	A
3732	U1>: Valor de arranque	150.0 V	A
3733	U1>: Temporización	2.00 s	A
3734	U1>>: Valor de arranque	175.0 V	A
3735	U1>>: Temporización	1.00 s	A
3735A	U1(>): Relación de reposición	0.98	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U> sec. fas. neg.

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3741	Mód. secuenc. fase neg. Prot. sobretens.	Desactivar función	A
3742	U2>: Valor de arranque	30.0 V	A
3743	U2>: Temporización	2.00 s	A
3744	U2>>: Valor de arranque	50.0 V	A
3745	U2>>: Temporización	1.00 s	A
3745A	U2(>): Relación de reposición	0.98	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U< Fase-Tierra

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3751	Mód. F-T Protección de subtenión	Desactivar función	A
3752	Uf<: Valor de arranque	23.0 V	A
3753	Uf<: Temporización	0.00 s	A
3754	Uf<>: Valor de arranque	23.0 V	A
3755	Uf<>: Temporización	0.00 s	A
3755	Uf<(<): Criterio de corriente	Activar función	A

Grupo Protección de tensión; Grupo U< Fase-Fase

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3761	Mód. F-F Protección de subtenión	Desactivar función	A
3762	Uff<: Valor de arranque	40.0 V	A
3763	Uff<: Temporización	0.00 s	A
3764	Uff<>: Valor de arranque	40.0 V	A
3765	Uff<>: Temporización	0.00 s	A

DIGSI V4.40

REP / CRIME / L-202 / 7SA612 Var/7SA612

04/15/2004 15:54:28

Grupo Protección de tensión; Grupo UK Fase-Fase

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3768	UIF<(<): Criterio de corriente	Activar función	A

Grupo Protección de tensión; Grupo UK sec.fas.pos.

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3771	Modo secuenc.fase pos. Prot. sustensión	Desactivar función	A
3772	UI<: Valor de arranque	30.0 V	A
3773	UI<: Temporización	2.00 s	A
3774	UI<<: Valor de arranque	10.0 V	A
3775	UI<<: Temporización	1.00 s	A
3778	UI<(<): Criterio de corriente	Activar función	A

Grupo Localizador de faltas; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
3802	Activar localizador de falta	Disparo	A
3806	Compensación de carga	No	A

Grupo Supervisión del circuito de disparo; Grupo

N°	Parámetro	Valor	Grupo
4001	Control de circuito de disparo	Activar función	A
4002	Nc. entradas bin. por circuito disparo	2	A
4003	Tiempo retardado de aviso	1 s	A

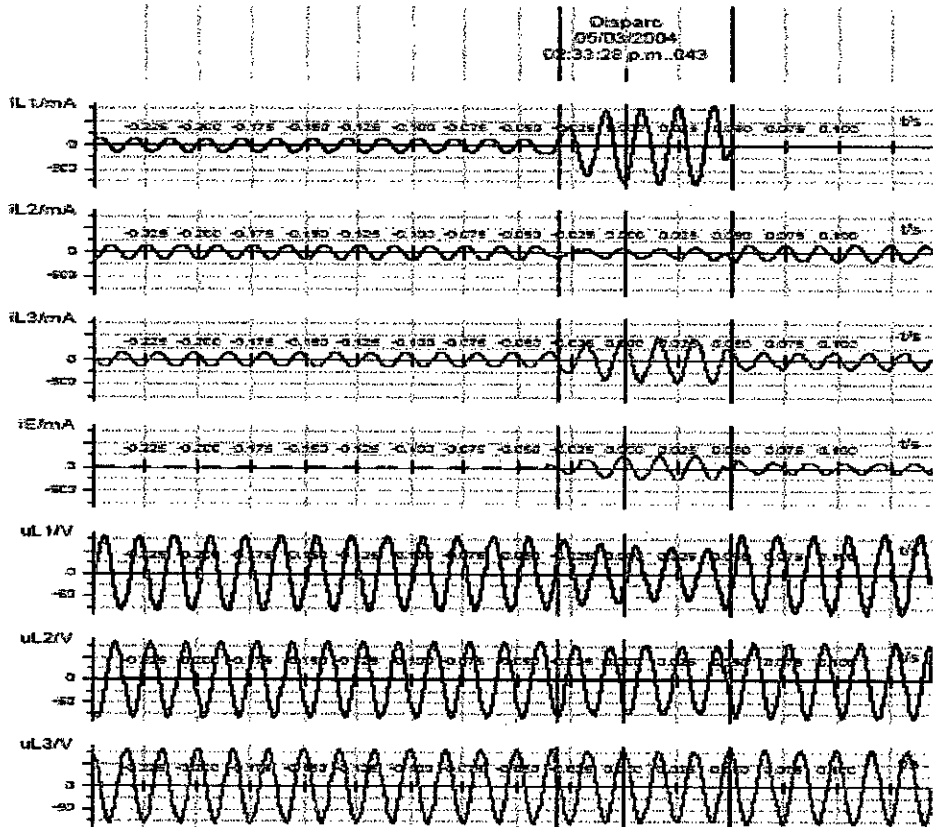
10.7 OSCIOGRAFIA DE FALLA EN LA LINEA

Oscilograma L-232 - S.E. Chimbote 1.

SIGRA 4.2

REP / CHIMB L-232 7SA612 Ver.000618

15/04/2004 05:17:17 p.m.



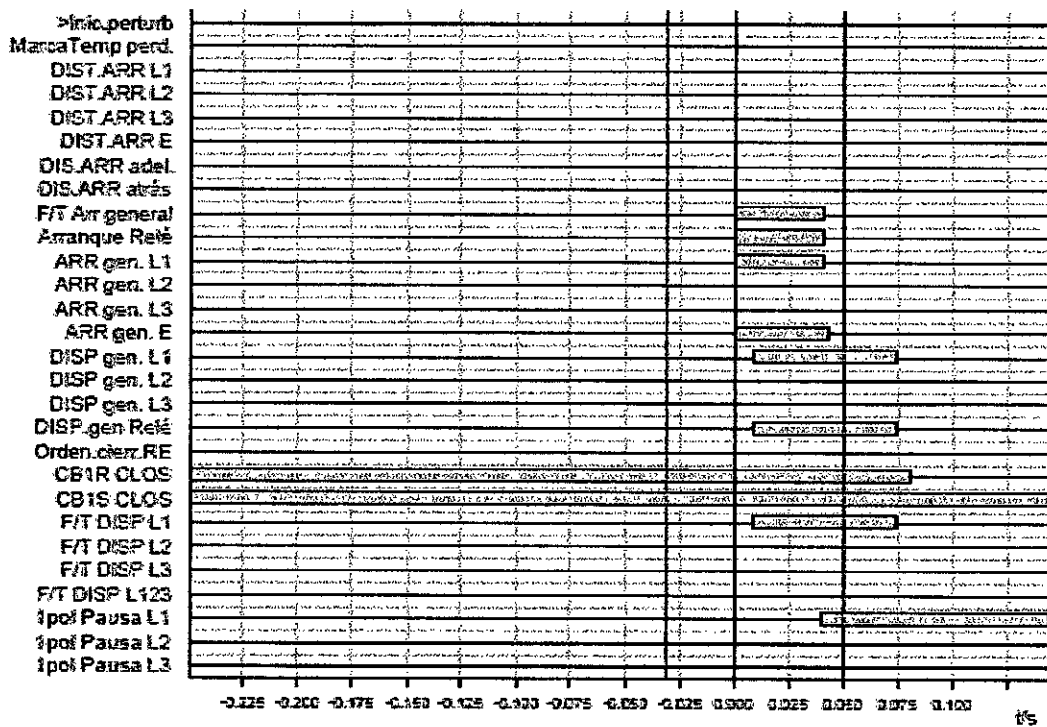
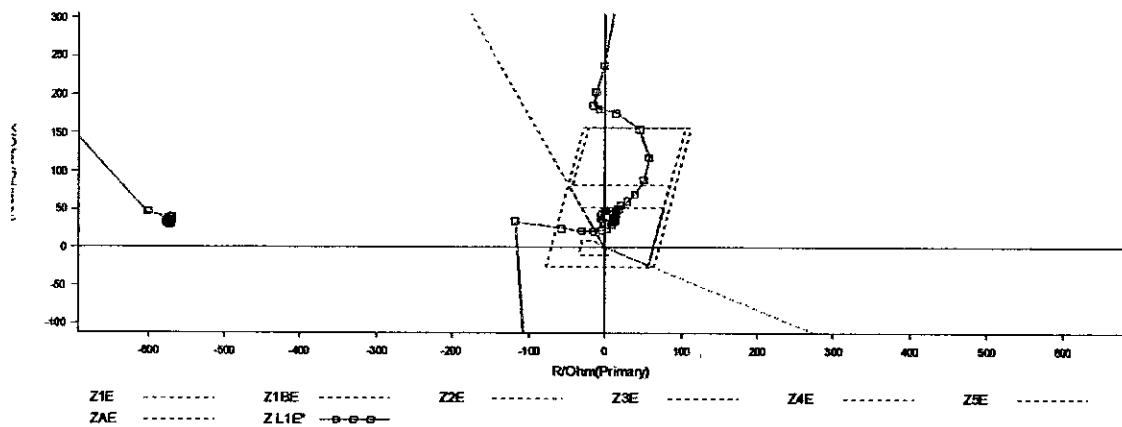


Diagrama de Impedancia L-232 - S.E. Chimbote 1

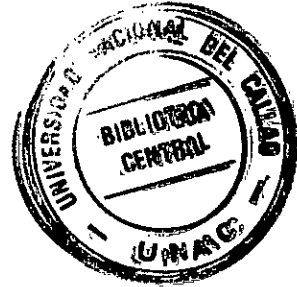


10.8 RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL RELE

DIGSI V4.40 REP / CHIMB / L-232 / 7SA612 Var/7SA612 04/15/2004 17:08:15

Avisos de perturbación - 000018 / 05/03/2004 02:33:28.042 p.m. - REP / CHIMB / L-232 / 7SA612 Var/7SA612

Número	Aviso	Valor	Fecha y hora	Causa	Estado
00301	Falta en Red, numerado	18 - ON	05.03.2004 14:33:28.042		
00302	Perturbación, evento de faltas	18 - ON	05.03.2004 14:33:28.042		
01358	F/T Falta tierra arranque hacia adelante	ON	1 ms		
01336	F/T Selector de fase L1 selecciona	ON	1 ms		
01356	F/T Falta tierra arranque escalón 3I0>	ON	1 ms		
01384	F/T Dispos. señal adic.: señal transmisión	ON	1 ms		
01371	F/T Falta a tierra señal transm. Fase L1	ON	1 ms		
01357	F/T Falta tierra arranque escalón 3i0p	ON	9 ms		
01362	F/T Disparo L1, sólo monopolar	ON	9 ms		
01369	F/T Falta tierra DISP.escalón 3I0p	ON	9 ms		
02844	RE: 1°. ciclo en proceso	ON	10 ms		
02801	Reenganche activado	ON	10 ms		
00533	Intensidad de falta fase L1 primaria	0.31 kA	11 ms		
00591	Pause monopolar en fase L1 detectada	ON	41 ms		
01332	F/T Prot. faltas a tierra bloqueada	ON	41 ms		
01336	F/T Selector de fase L1 selecciona	OFF	42 ms		
01345	F/T Prot. faltas a tierra arranque gen.	OFF	42 ms		
00590	Detección de cierre	OFF	53 ms		
00511	Disparo del relé (general)	OFF	75 ms		
02839	RE: T. pausa monopolar en proceso	ON	75 ms		



ANEXO 1

Parámetros del Sistema Eléctrico Peruano

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

NOMBRE	TIPO DE LINEA	TERMINAL 1	TERMINAL 2	LONG. km	Inom. kA	R1 Ohm	X1 Ohm	R0 Ohm	X0 Ohm	R1 Ohm/km	X1 Ohm/km	R0 Ohm/km	X0 Ohm/km
L-228	L-228 220 KV	RESIT 220	SECA 220	1.60	0.40	0.096	0.800	0.960	3.540	0.060	0.500	0.600	2.213
L-229	L-229 220 KV	SECA 220	RESIT 220	1.60	0.40	0.096	0.800	0.960	3.540	0.060	0.500	0.600	2.213
L-230	L-230 220 KV	SECA 220	RESIT 220	1.60	0.40	0.096	0.800	0.960	3.540	0.060	0.500	0.600	2.213
F-1	F-150.00 KV	OROYA 50	C.FUER 50	3.20	0.62	0.534	1.542	1.334	5.120	0.167	0.482	0.417	1.600
F-11	F-1150.00 KV	JUN 50	CARHU 50	27.43	0.29	10.349	12.728	11.438	43.888	0.377	0.454	0.417	1.600
F-12	F-1250.00 KV	CARHU 50	SHELBY 50	23.40	0.29	8.822	11.852	9.758	37.440	0.377	0.474	0.417	1.600
F-14	F-1450.00 KV	SHELBY 50	EXCELS 50	18.20	0.29	6.851	8.641	7.589	29.120	0.377	0.475	0.417	1.600
F-17	F-1750.00 KV	VALEGR 50	EXCELS 50	6.46	0.29	2.435	3.052	2.684	10.336	0.377	0.474	0.417	1.600
F-19	F-1950.00 KV	PARAI 50	DerMILPO 5	1.52	0.15	0.683	0.882	0.634	2.432	0.449	0.581	0.417	1.600
F-2	F-250.00 KV	C.FUER 50	COTREL 50	0.10	0.62	0.013	0.047	0.042	0.160	0.133	0.469	0.417	1.600
F-20	F-2050.00 KV	DerMILPO 5	MILPO 50	11.70	0.25	6.285	6.545	4.879	18.720	0.536	0.569	0.417	1.600
F-21A	F-21A/B13.20 KV	MILPO 14	ICANDELA14	6.00	0.22	3.524	2.631	2.502	7.374	0.587	0.439	0.417	1.229
F-21B	F-21A/B13.20 KV	MILPO 14	ICANDELA14	6.00	0.22	3.524	2.631	2.502	7.374	0.587	0.439	0.417	1.229
F-23	F-2350.00 KV	CHICRN 50	CHAPRN 50	5.00	0.10	5.128	2.863	2.085	8.000	1.026	0.573	0.417	1.600
F-25	F-2550.00 KV	OROYA 50	PACHA 50	18.20	0.35	6.297	9.027	7.589	28.120	0.346	0.496	0.417	1.600
F-26	F-2550.00 KV	OROYA 50	CURIP 50	10.00	0.29	3.660	5.400	4.170	16.000	0.366	0.540	0.417	1.600
F-27	F-2750.00 KV	CURIP 50	PACHA 50	9.36	0.30	3.519	5.039	3.903	14.976	0.376	0.545	0.417	1.600
F-28A	F-28A/B10.00 KV	PIURA 10	PIURATG 10	0.20	0.72	0.048	0.088	0.083	0.246	0.240	0.440	0.417	1.230
F-28B	F-28A/B10.00 KV	PIURA 10	PIURATG 10	0.20	0.72	0.048	0.088	0.083	0.246	0.240	0.440	0.417	1.230
F-29	F-2950.00 KV	PAITA 60	ARENAL 60	25.00	0.36	6.000	11.000	10.425	30.800	0.240	0.440	0.417	1.232
F-3	F-350.00 KV	COTREL 50	P.ZINC 50	0.50	0.62	0.067	0.235	0.209	0.800	0.133	0.469	0.417	1.600
F-30	F-3050.00 KV	ARENAL 60	SULLANA 60	45.00	0.36	10.800	19.800	18.755	55.440	0.240	0.440	0.417	1.232
F-31	F-3150.00 KV	TEXTIL 60	SULLANA 60	8.00	0.30	1.920	3.520	3.336	9.896	0.240	0.440	0.417	1.232
F-32	F-3250.00 KV	TEXTIL 60	CURUMUY 60	4.00	0.30	0.960	1.760	1.668	4.928	0.240	0.440	0.417	1.232
F-4	F-450.00 KV	P.ZINC 50	CH ORO 50	2.60	0.62	0.346	1.230	1.034	4.160	0.133	0.473	0.417	1.600
F-5	F-550.00 KV	OROYA 50	P.ZINC 50	2.64	0.58	0.414	1.228	1.101	4.224	0.157	0.465	0.417	1.600
F-6	F-550.00 KV	OROYA 50	MAYUP 50	3.30	0.46	0.617	1.581	1.376	5.280	0.187	0.479	0.417	1.600
F-7	F-750.00 KV	MALPA 50	CH ORO 50	18.69	0.40	3.496	9.308	7.794	29.904	0.187	0.498	0.417	1.600
F-8	F-850.00 KV	MAYUP 50	MALPA 50	17.02	0.46	3.217	8.510	7.097	27.232	0.189	0.500	0.417	1.600
F-9	F-850.00 KV	MALPA 50	JUN 50	37.46	0.29	14.122	18.693	20.865	52.444	0.377	0.499	0.557	1.400
L-1	L-1 138.00 KV	SEPAEX 132	CAHUA 132	63.00	0.21	22.050	46.520	26.271	158.407	0.350	0.740	0.417	2.514
L-101	L-101 138.00 KV	SEPANJ 132	SEPAEX 132	9.43	0.37	2.398	5.281	2.263	18.511	0.250	0.590	0.240	1.963
L-103	L-103 138 KV	SECHM1 138	Hualla 138	81.00	0.35	9.831	40.579	23.734	128.393	0.121	0.501	0.293	1.595
L-104	L-104 138 KV	SECHM1 138	Hualla 138	81.00	0.35	9.869	40.679	23.914	129.396	0.122	0.505	0.295	1.597
L-105	L-105 138 KV	Hualla 138	SECHM1 138	81.00	0.35	9.877	40.785	23.849	128.983	0.122	0.503	0.294	1.592
L-106	L-106 138.00 KV	SECHM1 138	SIDSUR 138	9.00	0.46	1.215	4.500	2.160	14.368	0.135	0.500	0.240	1.596
L-107	L-107 138.00 KV	SECHM1 138	SIDSUR 138	9.00	0.46	1.215	4.500	2.160	14.368	0.135	0.500	0.240	1.596
L-118	L-118 138.00 KV	SETNOR 138	CAO 138	26.82	0.31	4.988	13.409	6.436	74.229	0.186	0.500	0.240	2.768
L-119	L-119 138.00 KV	SETNOR 138	CAO 138	26.82	0.31	4.988	13.409	6.436	74.229	0.186	0.500	0.240	2.768
L-2	L-2 138.00 KV	SEPAEX 132	CAHUA 132	63.00	0.21	22.050	46.520	15.120	158.407	0.350	0.740	0.240	2.514
L-201	L-201 220 KV	SEP 220	SECA 220	192.33	0.60	11.726	98.042	64.100	300.993	0.061	0.510	0.333	1.565
L-202	L-202 220 KV	SEP 220	SECA 220	192.33	0.60	11.726	98.041	64.099	300.990	0.061	0.510	0.333	1.565
L-204	L-204 220 KV	SEHUAN 220	SECA 220	67.00	0.60	4.090	35.510	40.400	118.696	0.061	0.530	0.603	1.775
L-203(1)	L-203 220 KV	SEIN 220	SECA 220	248.53	0.60	15.180	131.720	149.860	441.038	0.061	0.530	0.603	1.775
L-205	L-205 220 KV	SEP 220	SEHUAN 220	113.50	0.60	6.920	56.612	64.812	201.417	0.061	0.490	0.571	1.775
L-206	L-206 220 KV	SEP 220	SEHUAN 220	113.50	0.60	6.920	56.610	64.810	201.412	0.061	0.490	0.571	1.775
L-207	L-207 220 KV	SEHUAN 220	SEIN 220	214.75	0.37	17.820	105.231	60.129	259.469	0.083	0.490	0.280	1.208
L-208	L-208 220 KV	SEHUAN 220	SEIN 220	216.24	0.37	17.820	105.230	60.129	259.471	0.083	0.489	0.278	1.200
L-209	L-209 220 KV	SEIN 220	SECA 220	55.19	0.37	4.980	27.040	15.730	65.200	0.083	0.490	0.285	1.200
L-211	L-211 220 KV	SECA 220	SEM 220	195.00	0.37	12.860	75.950	44.171	186.000	0.083	0.490	0.285	1.200
L-217	L-217 220.00 KV	LAMN 220	SEIN 220	24.60	0.40	1.590	10.210	5.904	29.520	0.065	0.415	0.240	1.200
L-218	L-218 220 KV	SEPA 220	SEPA 220	195.13	0.60	11.727	98.032	64.100	297.570	0.060	0.602	0.329	1.525
L-219	L-219 220 KV	SECA 220	SEPA 220	195.13	0.40	11.727	98.033	64.100	297.573	0.060	0.602	0.328	1.525
L-221	L-221	SEJAPA 220	SEH 220	244.00	0.40	14.128	134.176	79.324	345.700	0.058	0.580	0.325	1.421
L-222	L-222 220 KV	SEPA 220	CALL 220 ETC	72.64	0.60	4.119	35.510	40.402	129.907	0.057	0.489	0.565	1.775
L-223	L-223 220 KV	SEPA 220	CALL 220 ETC	72.64	0.60	4.090	35.510	40.402	128.907	0.056	0.489	0.566	1.775
L-224	L-224 220 KV	SEPA 220	OROYA 220	21.30	0.60	1.218	10.349	3.652	30.442	0.050	0.510	0.180	1.500
L-226	L-226 220 KV	SEPA 220	SEP 220	13.45	0.40	0.810	6.730	8.100	23.883	0.060	0.500	0.602	1.775
L-231	L-231 220 KV	SEIN 220	SEHUAN 220	181.53	0.40	11.070	96.211	109.451	322.143	0.061	0.530	0.603	1.775
L-232	L-232 220 KV	SETNOR 220	SECHM1 220	134.00	0.40	8.978	64.320	30.782	264.401	0.057	0.480	0.230	1.973
L-234	L-234 220 KV	SEGUA 220	SETNOR 220	103.21	0.40	9.609	54.861	27.782	161.995	0.053	0.532	0.269	1.570
L-236	L-236 220 KV	SECHO 220	SEGUA 220	89.62	0.40	7.785	44.527	22.506	191.310	0.059	0.532	0.269	1.570
L-238	L-238 220 KV	SEPO 220	SECHO 220	211.19	0.40	16.211	104.243	50.306	338.685	0.077	0.494	0.238	1.604
L-240	L-240 220.00 KV	SECHO 220	SECARH 220	89.00	0.30	7.470	40.670	19.845	130.518	0.050	0.450	0.235	1.573
L-244	L-244 220 KV	SECHAYA 220	SEVENT 220	10.56	0.60	0.921	5.277	2.710	17.761	0.087	0.500	0.257	1.882
L-245	L-245 220 KV	SECHAYA 220	SEVENT 220	10.56	0.60	0.921	5.275	2.709	17.762	0.087	0.500	0.257	1.882
L-246	L-246 220 KV	SECHAYA 220	SEVENT 220	11.08	0.60	0.965	5.506	3.218	17.732	0.087	0.497	0.250	1.600
L-249	L-248 220 KV	SETAL 220	SEPO 220	103.21	0.35	9.609	54.961	27.795	161.993	0.053	0.532	0.269	1.569
L-251	L-251 220.00 KV	TINGO 220	AGUAY 220	73.20	0.50	4.685	36.014	17.641	100.870	0.064	0.492	0.241	1.378
L-301	L-30160.00 KV	VITARTE 30	HUAMPAN30	2.50	0.30	0.775	1.364	1.288	3.816	0.267	0.470	0.444	1.315
L-302	L-30230.00 KV	.SROSAMVE30	.VITARTE 30	1.00	0.50	0.030	0.400	0.207	1.120	0.030	0.400	0.207	1.120
L-601	L-60160.00 KV	SROSAMVE60	MOYO 60	39.80	0.27	10.954	20.029	20.661	69.205	0.265	0.503	0.519	1.739
L-602	L-60260.00 KV	SROSAMVE60	MOYO 60	39.80	0.27	10.952	20.029	20.661	69.205	0.265	0.503	0.519	1.739
L-603	L-60360.00 KV	HUACHIPAO	CALLAHUAO	23.53	0.25	3.589	12.504	9.412	39.392	0.153	0.531	0.400	1.674
L-604	L-60460.00 KV	HUAMPAN60	CALLAHUAO	23.53	0.30	3.589	11.639	9.412	39.392	0.153	0.503	0.400	1.674
L-605	L-60560.00 KV	BALNEA 60	SALAM 60	41.96	0.40	4.616	19.176	15.784	70.870	0.110	0.457	0.400	1.689

L-606	L-60660.00 KV	MOYO 60	BALNEA 60	46.35	0.45	5.067	21.242	16.184	76.360	0.109	0.458	0.349	1.691
L-607	L-60660.00 KV	ROSA 60	TACNA 60	6.73	0.40	2.318	4.365	3.863	12.222	0.266	0.500	0.443	1.400
L-609	L-60660.00 KV	TACNA 60	ROSA 60	6.73	0.54	0.631	0.515	3.492	1.983	0.096	0.059	0.400	0.181
L-611	L-61160.00 KV	- MOYO 60	- CALLAHUAGO	12.86	0.54	1.637	3.295	4.738	17.692	0.127	0.256	0.368	1.391
L-614	L-61460.00 KV	TACNA 60	ROSA 60	8.88	0.54	0.845	0.524	3.562	11.544	0.096	0.059	0.400	1.300
L-627	L-62760.00 KV	SEM 60	SEMC 60	14.90	0.40	0.694	6.470	8.940	23.840	0.060	0.434	0.600	1.600
L-628	L-62860.00 KV	SEM 60	SEMC 60	14.90	0.40	0.694	6.470	9.080	23.840	0.060	0.434	0.610	1.600
L-629	L-62960.00 KV	- SEM 60	- SEMC 60	15.40	0.60	1.155	6.314	6.160	24.640	0.075	0.410	0.400	1.600
L-648	L-64860.00 KV	SEGUA 60	GALL 60	32.00	0.40	2.400	13.120	8.064	36.736	0.075	0.410	0.252	1.148
L-650	L-65060.00 KV	SEPO 60	PturCem60	7.00	0.36	1.680	3.060	2.919	8.624	0.240	0.440	0.417	1.232
L-661	L-65160.00 KV	SEPO 60	TEXTIL 60	30.00	0.30	7.200	13.200	12.510	36.960	0.240	0.440	0.417	1.232
L-662	L-65260.00 KV	SEGUA 60	CNPACA 60	17.00	0.40	1.275	6.970	4.284	19.516	0.075	0.410	0.252	1.148
L-663	L-65660.00 KV	SEGUA 60	PACA 60	32.00	0.39	5.600	14.080	11.264	39.424	0.175	0.440	0.352	1.232
L-664	L-65460.00 KV	SEPO 60	PAITA 60	46.40	0.36	11.136	20.416	19.349	57.165	0.240	0.440	0.417	1.232
L-666	L-65660.00 KV	HUACHIPAGO	HUAMPANEO	13.09	0.39	2.291	5.760	4.608	16.127	0.175	0.440	0.352	1.232
L-668	L-65660.00 KV	SROSAMERO	HUACHIPAGO	15.00	0.30	4.500	7.756	8.000	27.428	0.300	0.517	0.400	1.829
L-701	L-701 138.00 KV	YUMI 138	CARHU 138	88.44	0.81	4.517	34.631	27.376	109.504	0.066	0.506	0.400	1.600
L-702	L-702 138.00 KV	CARHU 138	CARI 138	52.50	0.50	8.243	25.673	21.000	64.470	0.157	0.489	0.400	1.228
L-703	L-703 138.00 KV	SEPARG2 138	CARHU 138	39.50	0.60	6.202	19.316	15.800	63.200	0.157	0.489	0.400	1.600
L-120	L-120 138.00 KV	SEHCO 138	SEPARG2 138	86.21	0.20	11.869	43.800	39.900	147.000	0.138	0.508	0.393	1.705
L-121	L-121 138.00 KV	TINGO 138	SEHCO 138	89.40	0.20	14.796	45.000	38.600	157.200	0.166	0.503	0.432	1.758
L-710	L-71060.00 KV	- SESJUAN 60 E	- SESJUAN 60	5.00	0.50	0.190	2.500	1.036	7.000	0.030	0.500	0.207	1.400
L-716	L-716 220.00 KV	CALL 220 ETC	SECALL 220	0.20	1.00	0.012	0.104	0.047	0.291	0.060	0.520	0.237	1.456
L-117A	L-117A 138.00 KV	TRUSUR 138	PORV 138	5.80	0.26	1.740	2.900	1.392	12.000	0.300	0.500	0.240	2.069
L-115B	L-115	PORV 138	SETNOR 138	11.50	0.26	3.450	5.980	4.630	23.690	0.300	0.520	0.420	2.068
L-203	L-203 220 KV	SECHAYA 220	SESROSA 220	8.36	0.60	0.612	4.156	2.030	12.952	0.073	0.498	0.243	1.568
L-204	L-204 220 KV	SECHAYA 220	SESROSA 220	8.36	0.60	0.612	4.156	2.031	12.956	0.073	0.498	0.243	1.566
L-205	L-205 220 KV	SECHAYA 220	BARSI 220	9.32	0.60	0.722	4.721	2.250	15.091	0.077	0.507	0.241	1.619
L-207	L-207 220 KV	SECALL 220	MATUCANA	22.50	0.60	1.662	11.279	6.619	34.323	0.073	0.501	0.294	1.525
L-208	L-208 220 KV	SECALL 220	SECHAYA 220	56.37	0.60	3.866	24.064	18.969	79.912	0.070	0.449	0.336	1.443
L-209	L-209 220 KV	Rm.Zinc	SECALL 220	36.36	0.60	2.531	16.326	12.257	52.466	0.070	0.449	0.337	1.443
L-210	L-210 220 KV	SESROSA 220	SESJUAN 220	26.29	0.60	1.906	12.940	6.316	40.458	0.072	0.492	0.240	1.639
L-211	L-211 220 KV	SESROSA 220	SESJUAN 220	26.29	0.60	1.906	12.940	6.316	40.458	0.072	0.492	0.240	1.639
L-212	L-212 220 KV	BALNEA 220	SESJUAN 220	9.77	0.60	0.681	4.782	2.347	15.382	0.070	0.489	0.240	1.574
L-213	L-213 220 KV	BALNEA 220	SESJUAN 220	9.77	0.60	0.681	4.782	2.347	15.382	0.070	0.489	0.240	1.574
L-215	L-215 220 KV	SECHAYA 220	Ref.Zinc	21.40	0.60	1.490	9.606	7.212	30.868	0.070	0.449	0.337	1.443
L-301A	L-301A60.00 KV	SROSAMERO	HUACHIPAGO	15.00	0.30	4.500	7.756	6.000	27.428	0.300	0.517	0.400	1.829
L-302A(1)	L-302A60.00 KV	VITARTE 30	HUAMPANEO	2.90	0.30	0.775	1.364	1.160	3.616	0.267	0.470	0.400	1.316
L-603A	L-603A60.00 KV	SALAM 60	MOYO 60	41.97	0.45	4.616	19.896	16.786	70.971	0.110	0.474	0.400	1.691
L-609A	L-609A60.00 KV	PUENTE 60	ROSA 60	6.71	0.60	0.752	2.957	1.913	11.581	0.112	0.441	0.285	1.725
L-609B	L-610960.00 KV	BALNEA 60	PUENTE 60	6.71	0.54	0.752	2.990	1.913	11.581	0.112	0.445	0.285	1.726
L-610A	L-610A60.00 KV	PUENTE 60	ROSA 60	6.71	0.60	0.819	2.689	1.913	11.581	0.122	0.401	0.285	1.725
L-610B	L-610960.00 KV	BALNEA 60	PUENTE 60	6.71	0.54	0.752	2.989	1.912	11.576	0.112	0.445	0.285	1.725
L-6180	L-618060.00 KV	SECHO 60	CHCL N 60	6.50	0.23	1.960	3.250	2.600	11.669	0.300	0.500	0.400	1.755
L-6161	L-616160.00 KV	SECHO 60	CHCL N 60	6.50	0.23	1.960	3.250	2.600	11.669	0.300	0.500	0.400	1.755
L-666A	L-666A60.00 KV	SEGUA 60	GALL 60	32.00	0.40	2.400	13.120	8.064	36.736	0.075	0.410	0.252	1.148
L-701A	L-701A60.00 KV	ROSA 60	SROSAMERO	0.20	2.20	0.015	0.103	0.060	0.288	0.075	0.515	0.252	1.442
L-702A	L-702A 138.00 KV	CARI 138	OROYA 138	21.40	0.60	3.360	10.486	8.590	34.240	0.157	0.490	0.400	1.600
L-702B	L-702B 138.00 KV	CARI 138	CONDORC	12.50	0.47	3.060	6.088	5.000	20.000	0.244	0.487	0.400	1.600
L-702C	L-702C60.00 KV	ROSA 60	SROSAMERO	0.20	2.20	0.015	0.103	0.050	0.288	0.075	0.515	0.252	1.442
L-704	L-704 138.00 KV	Parangsha138	SEPARG2 138	1.50	0.60	0.236	0.734	0.600	2.400	0.157	0.489	0.400	1.600
F-10	F-1060.00 KV	CARHU 50	MALPA 50	64.90	0.29	24.467	31.412	27.063	103.840	0.377	0.484	0.417	1.600
F-13	F-1360.00 KV	BVISTA 50	CARHU 50	29.80	0.29	11.272	14.173	12.468	47.840	0.377	0.474	0.417	1.600
F-15	F-1560.00 KV	VALEGR 50	BVISTA 50	4.98	0.29	1.677	2.361	2.077	7.968	0.377	0.474	0.417	1.600
F-18	F-1860.00 KV	PARAI 50	EXCELS 50	1.30	0.52	0.242	0.543	0.542	2.060	0.186	0.418	0.417	1.600
F-22	F-2260.00 KV	PARAI 50	CHICRN 50	17.38	0.10	17.829	9.950	7.247	27.008	1.026	0.572	0.417	1.600
L-1001/1(1)	L-1001/1 138KV	INCASA	MACHUPICCHU	76.83	0.20	13.246	38.415	32.952	115.076	0.172	0.502	0.429	1.498
L-1001/3	L-1001/3 138KV	MACHUPICCHU	CACHIM ELP	74.51	0.20	11.817	37.265	29.688	111.766	0.169	0.500	0.397	1.500
L-1001/4	L-1001/4 138KV	CACHIM ELP	QUENCORO	20.66	0.20	3.307	10.426	8.280	31.275	0.159	0.500	0.397	1.500
L-1003	L-1003 138KV	DOLORES138	INCASA	13.90	0.20	2.322	6.790	5.790	20.220	0.172	0.500	0.426	1.498
L-1004	L-1004 138KV	QUENCORO	DOLORES138	8.34	0.20	1.323	4.170	3.312	12.510	0.159	0.500	0.397	1.500
L-1005/1	L-1005 138KV	COMBA138	QUENCORO	87.52	0.20	12.778	40.697	33.298	137.406	0.146	0.465	0.360	1.570
L-1005/2	L-1005 138KV	COMBA138	TINTAYA	101.09	0.20	14.759	47.007	38.414	158.711	0.146	0.465	0.360	1.570
L-1006/1	L-1006 138KV	TINTAYA	AYAVIRI	82.49	0.20	11.227	41.836	34.110	126.333	0.136	0.507	0.414	1.531
L-1006/2	L-1006 138KV	AYAVIRI	AZANGARO	42.42	0.20	5.773	21.513	17.541	64.966	0.136	0.507	0.414	1.531
L-1007	L-1007 138KV	AZANGARO	JULIACA138	78.17	0.20	10.639	39.644	32.323	119.717	0.136	0.507	0.414	1.532
L-1008/1	L-1008/1 138KV	CALLALU	TINTAYA	90.00	0.20	6.523	43.506	19.403	118.757	0.072	0.483	0.216	1.320
L-1008/2	L-1008/2 138KV	SANTI38	CALLALU	89.60	0.20	6.494	43.313	19.317	118.229	0.072	0.483	0.216	1.320
L-1009/1	L-1009 138KV	SRAFAEL	SGABI38	76.48	0.20	8.489	40.534	24.321	131.278	0.111	0.530	0.318	1.716
L-1009/2	L-1009 138KV	AZANGARO	SRAFAEL	89.24	0.20	9.906	47.297	26.378	153.181	0.111	0.530	0.318	1.717
L-1010	L-1010 138KV	AZANGARO	SGABI38	159.30	0.20	17.662	84.429	50.657	273.439	0.111	0.530	0.318	1.717
L-1011/1	L-1011 138KV	SANTI38	JESUS138	10.70	0.20	0.412	1.366	5.040	16.942	0.039	0.130	0.471	1.583
L-1011/2	L-1011 138KV	JESUS138	SOCABAYA138	10.00	0.20	0.306	1.295	4.710	15.834	0.038	0.130	0.471	1.583
L-1012	L-1012 138KV	SANTI38	SOCABAYA138	20.70	0.20	0.798	2.682	9.790	32.776	0.039	0.130	0.471	1.583
L-1013	L-1013 138.00 KV	CVER138	SOCABAYA138	10.98	0.56	1.724	5.795	5.172	17.366	0.157	0.528	0.471	1.583
L-1014	L-1014 138.00 KV	CVER138	SOCABAYA138	10.98	0.56	1.724	5.795	5.172	17.366	0.157	0.528	0.471	1.583
L-1015/2	L-1015/2	- TOQUEPALA	- MONTALVO138	38.72	0.31	5.970	18.947	15.587	62.277	0.154	0.489	0.403	1.609
L-1016	L-1016 138.00 KV	TOQUEPALA	ARRC2138	35.00	0.56	4.190	17.700	12.569	53.099	0.120	0.506	0.369	1.517
L-1017	L-1017 138.00 KV	TOQUEPALA	MILLSITE	0.30	0.25	0.006	0.152	0.108	0.454	0.120	0.506	0.369	1.512
L-1018	L-1018 138KV	ABANCAY	INCASA	96.80	0.20	15.075	48.609	40.107	180.161	0.158	0.508	0.420	1.675
L-1019/1	L-1019 138.00 KV	REPARTI	CVER138	22.00	0.39	3.208	9.128	6.966	37.763	0.146	0.415	0.318	1.717
L-1019/2	L-1019 138.00 KV	MOLL138	REPARTI	63.00	0.39	9.185	26.139	20.003	108.140	0.146</			

L-1026	L-1026 138.00 KV	S.E. ILO1	ILO-ELS	14.30	0.25	1.939	7.382	5.731	22.144	0.136	0.516	0.401	1.549
L-1028	L-1028 138.00 KV	Batiflaca	MONTALVO138	30.60	0.25	2.190	14.799	7.660	57.340	0.071	0.481	0.249	1.662
L-1029	L-1029 138.00 KV	Batiflaca	MONTALVO138	32.50	0.25	2.311	15.616	8.093	60.505	0.071	0.481	0.249	1.662
L-1030	L-1030 138.00 KV	MONTALVO138	MILLSITE	38.72	0.25	5.457	18.631	12.342	62.095	0.141	0.486	0.319	1.604
L-104(6)		MILLSITE	Batiflaca	32.50	0.25	3.999	15.971	11.876	47.912	0.122	0.491	0.365	1.474
L-108	L-108/109	SECHIM1 138	SECHIMN	6.39	0.13	0.767	3.195	1.725	12.588	0.120	0.500	0.270	1.970
L-109	L-108/109	SECHIM1 138	SECHIMN	6.39	0.13	0.767	3.195	1.725	12.588	0.120	0.500	0.270	1.970
L-1101	L-1101 138KV	JULIACA138	PUNO138	36.60	0.20	5.344	17.019	13.908	57.452	0.146	0.465	0.300	1.570
L-111	L-111 138KV	SECHIM1 138	SECHIMS	13.82	0.13	1.658	6.910	3.731	27.225	0.120	0.500	0.270	1.970
L-115A	L-115	SETNDR 138	PORV 138	11.50	0.26	3.450	5.960	4.630	23.690	0.300	0.520	0.420	2.050
L-123	L-123 138KV	SEPAR2 138	UCHUCCHACUA	47.90	0.20	6.993	22.274	18.202	75.203	0.146	0.465	0.300	1.570
L-2001	L-2001 220 KV	SESROSA 220	HUINCO 220	61.99	0.90	4.557	31.180	18.437	94.019	0.074	0.503	0.297	1.517
L-2002	L-2002 220 KV	SESROSA 220	HUINCO 220	61.99	0.90	4.557	31.180	18.437	94.019	0.074	0.503	0.297	1.517
L-2006	L-2006 220 KV	SECHAYA 220	BARSI 220	9.32	0.60	0.722	4.721	2.250	15.091	0.077	0.507	0.241	1.619
L-2025	L-2025 220.00 KV	MONTALVO220	SOCABAYA220	106.74	0.60	6.854	57.919	25.617	174.598	0.064	0.543	0.240	1.636
L-2026	L-2026	MONTALVO220	SOCABAYA220	106.74	0.60	6.854	57.920	25.618	174.603	0.064	0.543	0.240	1.636
L-2027	L-2027 220.00 KV	S.E. ILO2	MONTALVO220	72.30	0.60	3.759	67.960	17.352	159.959	0.052	0.940	0.240	2.212
L-2028	L-2028 220.00 KV	- S.E. ILO2	- MONTALVO220	72.30	0.60	3.759	67.960	17.352	159.959	0.052	0.940	0.240	2.212
L-2029	L-2029 220.00 KV	TACNA220	MONTALVO220	124.36	0.60	7.450	62.142	94.322	131.788	0.060	0.500	0.758	1.060
L-2030	L-2030 220.00 KV	MONTALVO220	PUNO220	196.67	0.60	9.172	96.970	108.119	432.674	0.047	0.603	0.560	2.200
L-2051	L-2051 220.00 KV	L-2051XC1	SECA 220	295.90	0.60	11.422	120.786	101.790	437.932	0.039	0.408	0.344	1.480
L-2052	L-2052 220.00 KV	L-2052XC2	SECA 220	295.90	0.60	11.422	120.786	101.790	437.932	0.039	0.408	0.344	1.480
L-2053	L-2053 220.00 KV	SOCABAYA220	COTARUSE	314.20	0.60	12.160	128.266	108.065	455.016	0.039	0.408	0.344	1.480
L-2054	L-2054 220.00 KV	SOCABAYA220	COTARUSE	314.60	0.60	12.144	128.420	108.222	455.608	0.039	0.408	0.344	1.480
L-212	L-212 220 KV	SEZAPA 220	HUACHO220	103.86	1.00	9.337	51.930	30.119	166.218	0.090	0.500	0.290	1.600
L-213	L-213 220 KV	SEPANU 220	HUACHO220	55.63	1.00	5.001	27.815	16.133	89.030	0.090	0.500	0.290	1.600
L-215	L-215 220 KV	SECHIM1 220	SEPANU 220	221.17	0.40	19.901	110.579	54.741	361.354	0.090	0.500	0.248	1.634
L-220	L-220 220 KV	SECA 220	SEH 220	79.59	0.60	4.422	38.646	42.287	155.250	0.056	0.486	0.531	1.951
L-233	L-233 220 KV	SETNDR 220	SECHIM1 220	134.00	0.40	7.732	64.709	31.557	240.704	0.058	0.483	0.236	1.796
L-242	L-242	SEZAPA 220	SEVENT 220	18.00	0.60	1.587	8.910	5.349	27.688	0.068	0.495	0.297	1.549
L-243	L-243	SEZAPA 220	SEVENT 220	18.00	0.40	1.977	9.803	2.693	24.008	0.060	0.534	0.190	1.334
L-249	L-249 220 KV	SETAL 220	SEZORRI 220	136.00	0.50	9.317	73.247	25.882	192.047	0.069	0.539	0.190	1.412
L-252	L-252 220.00 KV	Vizcarra	TINGO 220	172.00	0.50	11.008	84.624	40.970	275.688	0.064	0.492	0.238	1.604
L-253	L-252 220.00 KV	Vizcarra	SEPANU 220	147.40	0.50	9.434	72.521	35.111	236.430	0.064	0.492	0.238	1.604
L-255	L-255 220.00 KV	Anatamina	Vizcarra	52.08	0.40	3.125	27.707	12.499	43.903	0.060	0.532	0.240	0.843
L-256	L-256 Pacha Yana	YANGO	SEPAK 220	87.50	0.75	5.077	45.265	20.114	132.373	0.058	0.517	0.230	1.513
L-257	L-257 220.00 KV	CHIMAY	YANGO	29.54	0.40	1.610	13.949	7.001	43.010	0.055	0.472	0.237	1.456
L-302A	L-30233.00 KV	CHIB33	CHACHI	13.20	0.50	3.949	5.239	5.924	16.765	0.299	0.397	0.449	1.270
L-302B	L-30233.00 KV	CHIB33	CHACHI	13.20	0.50	3.949	5.239	5.924	16.765	0.299	0.397	0.449	1.270
L-303	L-30333.00 KV	CHACHI	CHA33	6.98	0.50	2.088	2.770	3.133	8.865	0.299	0.397	0.449	1.270
L-304	L-30433.00 KV	CHIB33	CHV33	11.09	0.50	3.318	4.402	4.977	14.085	0.299	0.397	0.449	1.270
L-306A	L-306 33.00 KV	CHIB33	POIB33	7.40	0.25	2.220	3.050	3.321	9.399	0.300	0.412	0.449	1.270
L-306B	L-306 33.00 KV	POIB33	CHIB33	7.40	0.25	2.220	3.050	3.321	9.399	0.300	0.412	0.449	1.270
L-306A	L-308 33.00 KV	POIB33	SOCABAYA33	8.20	0.25	2.453	3.255	3.680	10.415	0.299	0.397	0.449	1.270
L-306B	L-308 33.00 KV	SOCABAYA33	POIB33	8.20	0.25	2.453	3.255	3.680	10.415	0.299	0.397	0.449	1.270
L-309A	L-309 33.00 KV	SOCABAYA33	JESUS33	8.99	0.25	2.690	3.568	4.035	11.418	0.299	0.397	0.449	1.270
L-309B	L-309 33.00 KV	SOCABAYA33	JESUS33	8.99	0.25	2.690	3.568	4.035	11.418	0.299	0.397	0.449	1.270
L-310A	L-310 33.00 KV	JESUS33	CHIB33	9.77	0.25	3.347	4.885	4.397	12.837	0.343	0.500	0.450	1.314
L-310B	L-310 33.00 KV	CHIB33	JESUS33	9.77	0.25	3.347	4.885	4.397	12.837	0.343	0.500	0.450	1.314
L-601S	L-601S60.00 KV	- JULIACA60	- PUNO60	34.50	0.30	8.580	15.856	13.890	55.497	0.252	0.460	0.403	1.609
L-628(1)	L-62860.00 KV	Terminal(4)	IT 60	15.30	0.40	0.918	6.643	9.335	24.480	0.060	0.434	0.610	1.600
L-631	L-631 60KV	SEH 60	SALESIANOS	25.00	0.14	7.725	11.750	12.000	44.000	0.309	0.470	0.480	1.760
L-657	L-657 60KV	SEPO 60	Chulucanas	50.00	1.00	6.000	23.500	20.000	77.000	0.120	0.470	0.400	1.540
L-661	L-661 66 KV	ARIC166	ARIC266	5.80	0.22	1.499	2.666	2.395	9.300	0.252	0.460	0.403	1.609
L-662 66 KV	L-662 66 KV	- ARIC266	- TOMA66	58.30	0.22	14.688	26.795	23.472	93.781	0.252	0.460	0.403	1.609
L-663 66 KV	L-663 66 KV	TOMA66	TACNA66	35.40	0.22	8.907	16.270	14.252	56.944	0.252	0.460	0.403	1.609
L-666	L-66660.00 KV	SEZORRI 60	TUMBES60	0.30	0.54	0.036	0.066	0.039	0.246	0.120	0.220	0.130	0.820
L-667 66 KV	L-667 66 KV	TACNA66	POINDUS	7.20	0.22	1.612	3.309	2.699	11.582	0.252	0.460	0.403	1.609
L-668 66 KV	L-668 66 KV	POINDUS	CALANA66	3.90	0.22	0.961	1.792	1.570	6.274	0.252	0.460	0.403	1.609
L-C061A	L-C06166.00 KV	Caraz 66	Hualla 66	29.10	0.45	4.365	7.275	14.590	43.650	0.150	0.290	0.500	1.500
L-C061B	L-C06166.00 KV	Caraz 66	Carhuaz 66	34.40	0.45	5.160	8.600	17.200	51.600	0.150	0.290	0.500	1.500
L-C061C	L-C06166.00 KV	Carhuaz 66	Huarez 66	29.20	0.45	4.380	7.300	14.600	43.800	0.150	0.290	0.500	1.500
L-C061D	L-C06166.00 KV	Huarez 66	Tcapampa 66	10.00	0.45	1.500	2.500	5.000	15.000	0.150	0.290	0.500	1.500
L-C061E	L-C06166.00 KV	Tcapampa 66	Pariac 66	4.00	0.45	0.600	1.000	2.000	6.000	0.150	0.290	0.500	1.500
L-2258	L-Oroy-Vizcarra	CARHU 220	PARAG2 220	42.20	0.75	2.243	20.865	14.527	60.780	0.053	0.494	0.344	1.440
L-2259	L-Oroy-Vizcarra	OROYA 220	CARHU 220	75.50	0.75	4.014	37.329	25.990	108.742	0.053	0.494	0.344	1.440
L-2254	L-Oroy-Vizcarra	PARAG2 220	Vizcarra	124.00	0.75	6.532	61.309	42.686	178.596	0.053	0.494	0.344	1.440
L-SETNOR-C	L-SETNOR-CAJA	CAJAM 220	SETNOR 220	100.00	0.40	5.474	49.270	50.000	155.600	0.055	0.493	0.500	1.557
Line	L-62760.00 KV	SEM 60	Terminal	100.00	0.40	6.000	43.420	60.000	160.000	0.060	0.434	0.600	1.600

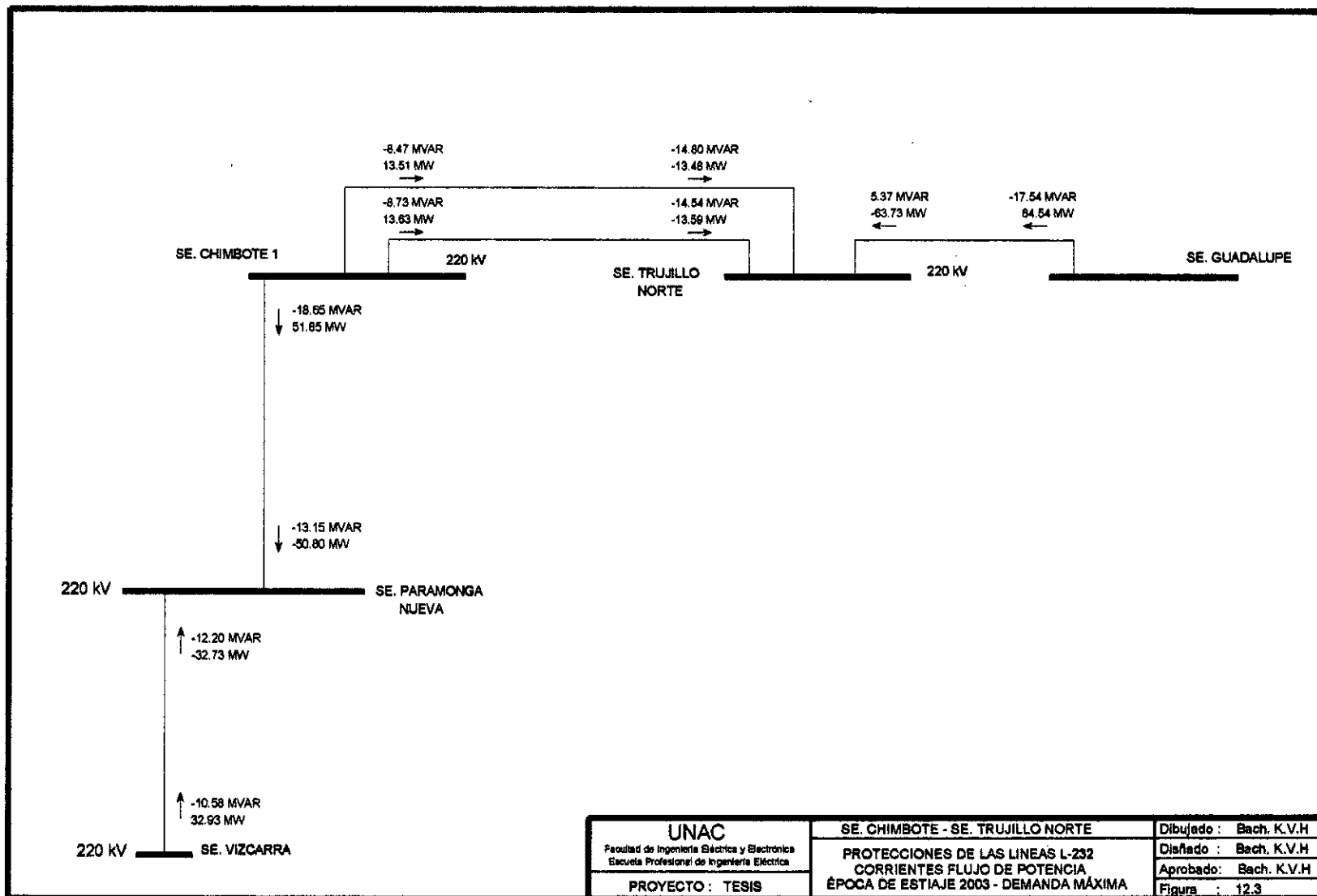
PARAMETROS DE GENERADORES SINCRONOS

NOMBRE GENERADOR	TIPO GENERADOR	BARRA GENERADOR	POTENCIA (MVA)	VOLTAJE (KV)	FACTOR POTENCIA	xd (p.u.)	xq (p.u.)	xd' (p.u.)	xd'' (p.u.)	xq' (p.u.)	xq'' (p.u.)	H(Pgm) (s)	Td' (s)	Td0' (s)	Td'' (s)	Tq' (s)	Tq0' (s)	Tq0'' (s)
VENT13(1)	VENTAN 215	- VENT_3	215.00	13.80	0.85	2.68	2.45	0.20	0.15	0.15	0.14	5.00	0.83	10.96	0.04	0.07	0.06	1.18
VENT_B	VENTAN 215	- VENT_4	215.00	13.80	0.85	2.68	2.45	0.20	0.15	0.15	0.14	5.00	0.83	10.96	0.04	0.07	0.06	1.18
TYCARB(1)	CT_OL2	SE. ILO2	169.00	17.00	0.80	2.15	2.00	0.16	0.12	0.12	0.12	18.80	1.00	13.44	0.05	0.05	0.07	0.90
SROS13A	SANTAROSA127.5	- LGS03	127.50	13.80	0.90	2.00	2.00	0.30	0.14	0.20	0.14	5.00	1.00	6.67	0.05	0.05	0.11	0.50
MAN13B(3)	PGM23	- PGM07	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.23	0.22	0.23	4.26	1.62	10.80	0.05	0.05	0.07	0.49
MAN13B(2)	PGM23	PGM06	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.23	0.22	0.23	4.26	1.62	10.80	0.05	0.05	0.07	0.49
MAN13B(1)	PGM23	PGM04	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.23	0.22	0.23	4.26	1.62	10.80	0.05	0.05	0.07	0.49
MAN13B	PGM20	PGM01	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.22	0.23	0.21	4.28	2.47	9.41	0.06	0.06	0.09	0.23
MAN13B	PGM20	PGM02	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.22	0.23	0.21	4.28	2.47	9.41	0.06	0.06	0.09	0.23
MAN13B	PGM20	PGM03	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.22	0.23	0.21	4.28	2.47	9.41	0.06	0.06	0.09	0.23
MAN13B	PGM23	PGM05	120.00	13.80	0.95	1.04	0.71	0.27	0.23	0.22	0.23	4.26	1.62	10.80	0.05	0.05	0.07	0.49
AGUA2	AGUAY14	AGUAY_14	119.20	13.80	0.85	2.28	2.13	0.26	0.20	0.21	0.15	1.00	2.47	22.06	0.06	0.06	0.10	0.11
AGUA1	AGUAY14	AGUAY_14	119.20	13.80	0.85	2.28	2.13	0.26	0.20	0.21	0.15	1.00	2.47	22.06	0.06	0.06	0.10	0.11
TALA10	TALARA	Melacas(1)	100.00	13.80	0.90	2.27	2.00	0.24	0.16	0.15	0.20	5.00	0.99	9.30	0.03	0.03	0.05	0.40
YANA10	YANANGO	YANANGO10	85.00	10.00	0.75	1.35	0.81	0.32	0.20	0.26	0.22	5.00	1.24	5.31	0.04	0.06	0.06	0.06
HUIN4	LGH	LGH04	85.00	12.50	0.75	1.35	0.81	0.32	0.20	0.26	0.20	22.00	1.24	5.31	0.04	0.06	0.06	0.16
HUIN3	LGH	LGH03	85.00	12.50	0.75	1.35	0.81	0.32	0.20	0.26	0.20	22.00	1.24	5.31	0.04	0.06	0.06	0.16
HUIN2	LGH	LGH02	85.00	12.50	0.75	1.35	0.81	0.32	0.20	0.26	0.20	22.00	1.24	5.31	0.04	0.06	0.06	0.16
HUIN1	LGH	LGH01	85.00	12.50	0.75	1.35	0.81	0.32	0.20	0.26	0.20	22.00	1.24	5.31	0.04	0.06	0.06	0.16
REST3	PGR03	PGR03	82.50	13.80	0.85	0.57	1.02	0.30	0.21	0.24	0.18	3.19	1.62	3.11	0.05	0.06	0.06	0.24
REST2	PGR02	PGR02	82.50	13.80	0.85	2.00	2.00	0.30	0.25	0.00	0.25	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
REST1	PGR01	PGR01	82.50	13.80	0.85	0.57	1.02	0.30	0.21	0.24	0.18	3.19	1.62	3.11	0.05	0.06	0.06	0.24
ILOTV4(1)	TV4ILO1	- BTV4_ILO1	81.18	13.80	0.85	1.45	1.42	0.28	0.17	0.20	0.14	3.65	1.00	5.18	0.05	0.05	0.08	0.36
ILOTV3(1)	TV3ILO1	BTV3_ILO1	81.18	13.80	0.85	1.58	1.51	0.28	0.17	0.20	0.14	3.65	1.00	5.63	0.05	0.05	0.08	0.38
MAT12B	LGM	MAT2	80.00	12.50	0.75	1.20	0.78	0.24	0.18	0.20	0.18	5.00	1.05	5.25	0.04	0.04	0.05	0.16
MAT12A(1)	LGM	MAT1	80.00	12.50	0.75	1.20	0.78	0.24	0.18	0.20	0.18	5.00	1.05	5.25	0.04	0.04	0.05	0.16
CHIMAG2	CHIMAY_G12	BCHIMAY2	70.12	13.80	0.85	1.32	0.75	0.26	0.24	0.10	0.12	5.00	0.10	0.47	0.10	0.10	0.12	2.00
CHIMAG1	CHIMAY_G12	BCHIMAY1	70.12	13.80	0.85	1.32	0.75	0.26	0.24	0.10	0.12	5.00	0.10	0.47	0.10	0.10	0.12	2.00
WESTING	LGS05	LGS05	70.10	13.80	0.85	2.00	2.00	0.30	0.12	0.10	0.12	5.00	0.90	6.00	0.17	0.10	0.42	2.00
SROS13B	LGS04	LGS04	70.10	13.80	0.85	2.00	2.00	0.30	0.12	0.10	0.12	5.00	0.99	6.60	0.17	0.10	0.42	2.00
SGAB10(2)	SAN GABAN G12	SGAB13.8	63.50	13.80	0.85	2.00	2.00	0.30	0.20	0.20	0.20	5.00	1.00	6.67	0.05	0.05	0.08	0.08
SGAB10(1)	SAN GABAN G12	SGAB13.8	63.50	13.80	0.85	2.00	2.00	0.30	0.20	0.20	0.20	5.00	1.00	6.67	0.05	0.05	0.08	0.08
ILOTG2(1)	TG2ILO1	- BTG2_ILO1	57.41	13.80	0.85	2.39	2.20	0.30	0.12	0.15	0.12	12.00	1.00	7.97	0.05	0.05	0.12	0.73
CHAVG3	CHARCANIS_G123	CHARCANIS_B3	57.00	13.80	0.80	1.33	0.80	0.30	0.20	0.32	0.20	5.00	1.00	4.43	0.05	0.05	0.08	0.05
CHAVG2	CHARCANIS_G123	CHARCANIS_B2	57.00	13.80	0.80	1.33	0.80	0.30	0.20	0.32	0.20	5.00	1.00	4.43	0.05	0.05	0.08	0.05
CHAVG1	CHARCANIS_G123	CHARCANIS_B1	57.00	13.80	0.80	1.33	0.80	0.30	0.20	0.32	0.20	5.00	1.00	4.43	0.05	0.05	0.08	0.05
CPATO6	HGHNEW18	HGH06	54.00	13.80	0.95	1.17	0.77	0.37	0.22	0.22	0.18	1.00	1.28	4.05	0.04	0.04	0.07	0.14
CPATO5	HGHNEW18	HGH05	54.00	13.80	0.95	1.17	0.77	0.37	0.22	0.22	0.18	1.00	1.28	4.05	0.04	0.04	0.07	0.14
CPATO4	HGHNEW18	HGH04	54.00	13.80	0.95	1.17	0.77	0.37	0.22	0.22	0.18	1.00	1.28	4.05	0.04	0.04	0.07	0.14
CPATO3	HGHNEW18	HGH03	54.00	13.80	0.95	1.17	0.77	0.37	0.22	0.22	0.18	1.00	1.28	4.05	0.04	0.04	0.07	0.14
CPATO2	HGHNEW18	HGH02	54.00	13.80	0.95	1.17	0.77	0.37	0.22	0.22	0.18	1.00	1.28	4.05	0.04	0.04	0.07	0.14
CPATO1	HGHNEW18	HGH01	54.00	13.80	0.95	1.17	0.77	0.37	0.22	0.22	0.18	1.00	1.28	4.05	0.04	0.04	0.07	0.14

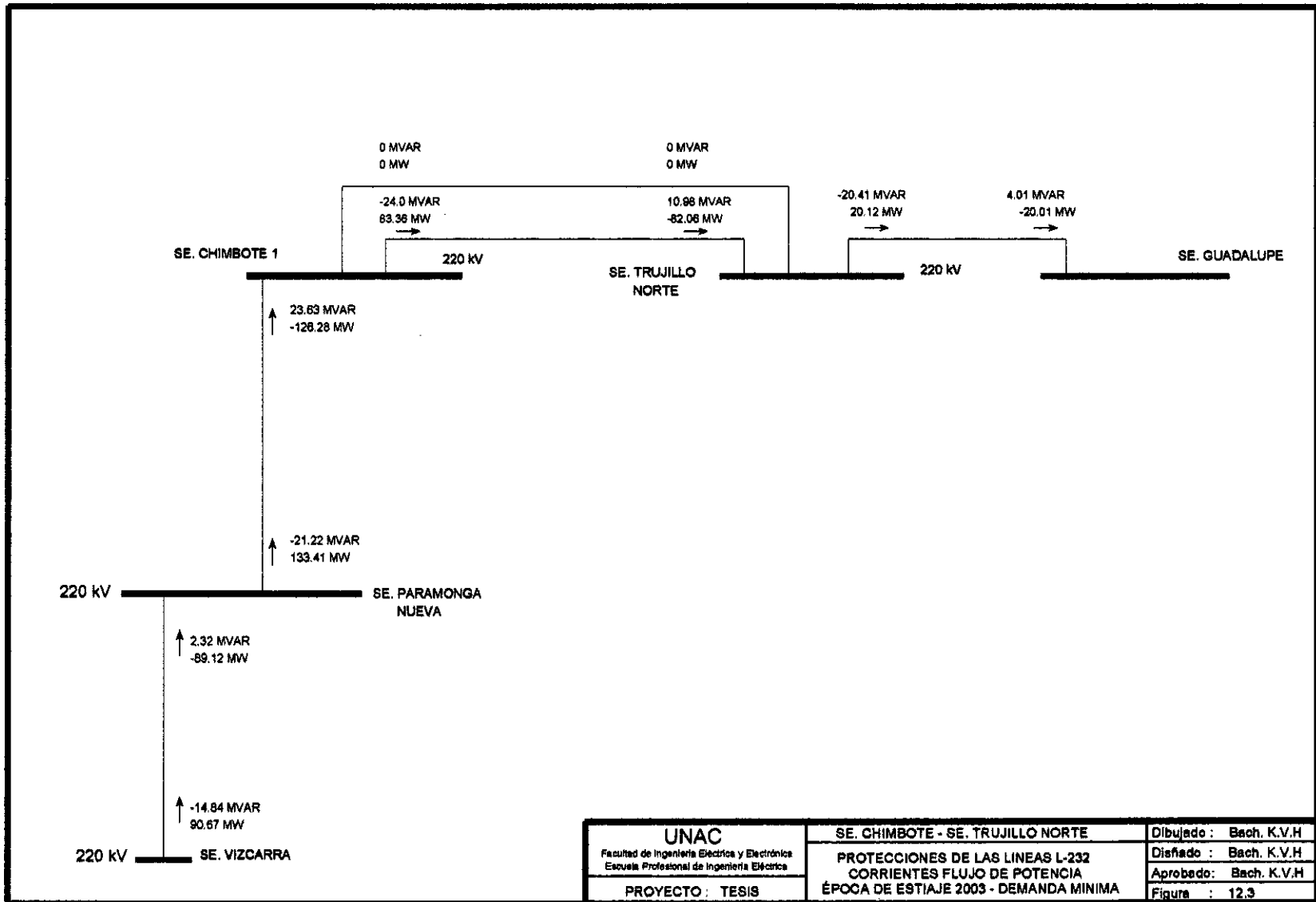
TG2MOL2	TG2_MOLLENDO	- BTG2_MOLLENDO	52.94	13.50	0.95	2.00	2.00	0.30	0.20	0.20	0.20	5.00	1.00	6.67	0.05	0.05	0.08	0.08
TG1MOL1	TG1_MOLLENDO	- BTG1_MOLLENDO	52.94	13.50	0.95	2.00	2.00	0.30	0.20	0.20	0.20	5.00	1.00	6.67	0.05	0.05	0.08	0.08
MALACAS(1)	Malacas	- Talara	60.00	13.20	0.95	2.00	2.00	0.30	0.20	0.16	0.20	5.00	0.90	6.00	0.05	0.05	0.08	0.63
ILOTG1(1)	TG1ILO1	- BTG1_ILO1	45.15	13.80	0.95	1.45	1.42	0.28	0.17	0.20	0.12	4.80	1.00	5.18	0.05	0.05	0.08	0.36
CALL6B	LGC22 CALLAHUANCA	LGC04	44.00	8.00	0.70	1.60	0.75	0.36	0.22	0.30	0.22	2.18	1.28	5.39	0.04	0.04	0.07	0.10
GALL_10(1)	GALL_10	GALL_10	34.00	10.50	0.80	2.00	2.00	0.30	0.20	0.00	0.20	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MACH13.8(2)	MACHUP_G123	B_MACHUP3	33.50	13.80	0.90	1.35	0.88	0.34	0.24	0.84	0.32	5.00	1.00	3.97	0.05	0.05	0.07	0.05
MACH13.8(1)	MACHUP_G123	B_MACHUP2	33.50	13.80	0.90	1.35	0.88	0.34	0.24	0.84	0.32	5.00	1.00	3.97	0.05	0.05	0.07	0.05
MACH13.8	MACHUP_G123	B_MACHUP1	33.50	13.80	0.90	1.35	0.88	0.34	0.24	0.84	0.32	5.00	1.00	3.97	0.05	0.05	0.07	0.05
CCCHIL	CCCHIL	- B_CCCHI	32.00	13.80	0.80	2.06	2.06	0.30	0.14	0.14	0.11	5.00	1.00	6.97	0.05	0.05	0.10	0.11
MOYOP3	LGO-MOYO	LGO03	30.00	10.00	0.70	1.36	0.80	0.33	0.22	0.25	0.22	5.00	1.29	5.67	0.04	0.04	0.06	0.13
MOYOP2	LGO-MOYO	LGO02	30.00	10.00	0.70	1.36	0.80	0.33	0.22	0.25	0.22	5.00	1.29	5.67	0.04	0.04	0.06	0.13
MOYOP1	LGO-MOYO	LGO01	30.00	10.00	0.70	1.36	0.80	0.33	0.22	0.25	0.22	5.00	1.29	5.67	0.04	0.04	0.06	0.13
ILOTV2	TV2ILO1	- BTV2_ILO1	29.41	13.80	0.95	1.45	1.42	0.28	0.17	0.20	0.12	5.50	1.00	5.18	0.05	0.05	0.08	0.36
ILOTV1(1)	TV1ILO1	BTV1_ILO1	29.41	13.80	0.95	1.45	1.42	0.28	0.17	0.20	0.12	5.50	1.00	5.18	0.05	0.05	0.08	0.36
SNIC01	- 1_GS01	- 1_GS02	29.05	13.80	0.95	2.00	2.00	0.30	0.11	0.10	0.11	5.00	1.02	6.90	0.04	0.04	0.11	0.80
CARHU_G3	PGC	PGC03	27.80	10.00	0.90	1.14	0.67	0.24	0.18	0.30	0.20	5.00	0.89	3.94	0.04	0.07	0.05	0.16
CARHU_G2	PGC	PGC02	27.80	10.00	0.90	1.14	0.67	0.24	0.18	0.30	0.20	5.00	0.89	3.94	0.04	0.07	0.05	0.16
CARHU_G1	PGC	PGC01	27.80	10.00	0.90	1.14	0.67	0.24	0.18	0.30	0.20	5.00	0.89	3.94	0.04	0.07	0.05	0.16
CAHUA2	HGC	HGC02	27.60	10.00	0.72	1.32	0.70	0.37	0.22	0.25	0.22	3.32	1.70	6.04	0.04	0.04	0.07	0.11
CAHUA1	HGC	HGC01	27.60	10.00	0.72	1.32	0.70	0.37	0.22	0.25	0.22	3.32	1.70	6.04	0.04	0.04	0.07	0.11
TG4_TS(1)	HGT01	- TG4_TS	27.40	10.00	0.80	2.00	2.00	0.30	0.14	0.00	0.14	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SIDNOR2	HGS02	- SIDNOR13.8	27.40	13.80	0.80	2.00	2.00	0.30	0.15	0.10	0.15	5.00	1.00	6.96	0.05	0.05	0.10	1.00
SIDNOR1	HGS01	- SIDNOR13.8	27.40	13.80	0.80	2.00	2.00	0.30	0.15	0.10	0.15	5.00	0.99	6.60	0.05	0.05	0.10	1.00
YAU5	CGY	YAUPI_14B	24.00	13.80	0.90	1.03	0.68	0.27	0.25	0.27	0.25	21.00	2.23	8.58	0.04	0.04	0.04	0.10
YAU4	CGY	YAUPI_14B	24.00	13.80	0.90	1.03	0.68	0.27	0.25	0.27	0.25	21.00	2.23	8.58	0.04	0.04	0.04	0.10
YAU3	CGY	YAUPI_14B	24.00	13.80	0.90	1.03	0.68	0.27	0.25	0.27	0.25	21.00	2.23	8.58	0.04	0.04	0.04	0.10
YAU2	CGY	YAUPI_14A	24.00	13.80	0.90	1.03	0.68	0.27	0.25	0.27	0.25	21.00	2.23	8.58	0.04	0.04	0.04	0.10
YAU1	CGY	YAUPI_14A	24.00	13.80	0.90	1.03	0.68	0.27	0.25	0.27	0.25	21.00	2.23	8.58	0.04	0.04	0.04	0.10
SNIC03	1_GS03	- 1_GS02	23.00	13.80	0.95	2.00	2.00	0.30	0.15	0.15	0.15	5.00	0.10	0.67	0.04	0.04	0.06	0.55
SIDSUR	HGS03	- SIDSUR13.8	23.00	13.80	0.95	2.00	2.00	0.30	0.15	0.10	0.15	5.00	0.98	6.53	0.05	0.05	0.10	1.00
HUAMP2	LGU-HUAMPANI	HUAMPANI10	22.40	10.00	0.70	1.36	0.70	0.29	0.18	0.25	0.18	5.00	1.06	4.86	0.04	0.04	0.06	0.13
HUAMP1	LGU-HUAMPANI	HUAMPANI10	22.40	10.00	0.70	1.36	0.70	0.29	0.18	0.25	0.18	5.00	1.06	4.86	0.04	0.04	0.06	0.13
SNIC02	1_GS02	1_GS02	22.00	13.80	0.95	2.00	2.00	0.30	0.15	0.15	0.15	5.00	1.00	6.87	0.04	0.07	0.05	0.97
IND10	PGS02	- SEIN_10	20.00	10.00	0.80	2.00	2.00	0.30	0.18	0.00	0.18	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRUPAL	HGED1	- CAO_14	18.80	13.80	0.80	2.00	2.00	0.30	0.18	0.10	0.18	5.00	0.10	0.67	0.10	0.10	0.17	0.24
SROS10(1)	LGS20	- STAROSA_10	18.40	10.00	0.80	2.00	2.00	0.30	0.21	0.00	0.21	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CALL63	LGC28 CALLAHUANCA	LGC03	17.50	6.50	0.70	1.37	0.75	0.33	0.23	0.30	0.26	2.72	1.26	6.31	0.04	0.04	0.06	0.10
CALL62	LGC28 CALLAHUANCA	LGC02	17.50	6.50	0.70	1.37	0.75	0.33	0.23	0.30	0.26	2.72	1.26	6.31	0.04	0.04	0.06	0.10
CALL61	LGC28 CALLAHUANCA	LGC01	17.50	6.50	0.70	1.37	0.75	0.33	0.23	0.30	0.26	2.72	1.26	6.31	0.04	0.04	0.06	0.10
MALPA6.9(3)	CGM	CGM04	17.00	6.90	0.80	1.05	0.70	0.34	0.33	0.35	0.33	5.00	1.90	5.87	0.04	0.04	0.04	0.07
MALPA6.9(2)	CGM	CGM03	17.00	6.90	0.80	1.05	0.70	0.34	0.33	0.35	0.33	5.00	1.90	5.87	0.04	0.04	0.04	0.07
MALPA6.9(1)	CGM	CGM02	17.00	6.90	0.80	1.05	0.70	0.34	0.33	0.35	0.33	5.00	1.90	5.87	0.04	0.04	0.04	0.07
MALPA6.9	CGM	CGM01	17.00	6.90	0.80	1.05	0.70	0.34	0.33	0.35	0.33	5.00	1.90	5.87	0.04	0.04	0.04	0.07
ARIC2(1)	ARICOTA2_G1	ARIC210	14.86	10.50	0.85	1.00	0.92	0.27	0.19	0.34	0.20	9.00	1.00	3.70	0.03	0.03	0.04	0.08
ARIC1(1)	ARICOTA1_G12	ARIC110	14.86	10.50	0.85	1.00	0.88	0.27	0.19	0.21	0.20	9.30	1.00	3.70	0.05	0.05	0.07	0.14
GDMOLL	G123_MOLLENDO	- BG123_MOLLENDO	13.21	13.80	0.80	2.68	1.43	0.30	0.20	0.20	0.41	5.00	1.00	8.93	0.05	0.05	0.08	0.08
TV3CHI	TV3CHI	- B_TV3CHI	12.50	10.50	0.80	2.06	2.06	0.30	0.14	0.14	0.26	5.00	1.00	6.97	0.05	0.05	0.10	0.11
CURM10	CURUMUY_10	CURUMUY_10	12.00	10.00	0.80	2.00	2.00	0.30	0.20	0.00	0.20	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MACK2	MACK12_TUMBES	- TUMBES10	11.27	10.00	0.81	1.81	0.78	0.30	0.19	0.19	0.19	5.00	1.00	6.03	0.05	0.05	0.06	0.08
MACK1	MACK12_TUMBES	- TUMBES10	11.27	10.00	0.81	1.81	0.78	0.30	0.19	0.19	0.19	5.00	1.00	6.03	0.05	0.05	0.06	0.08

ANEXO 2

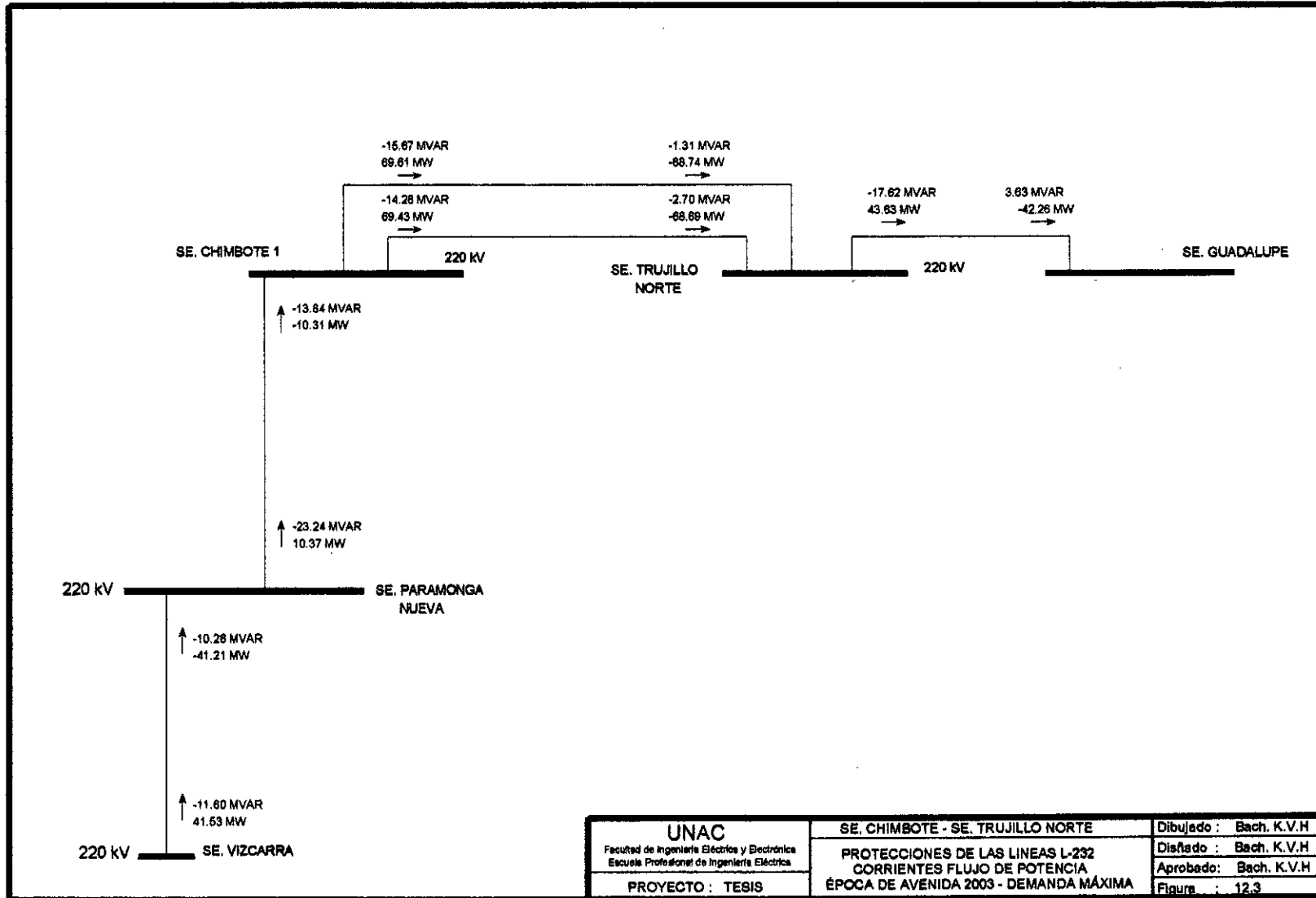
Resultados de Flujo de Carga



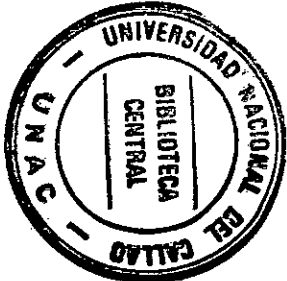
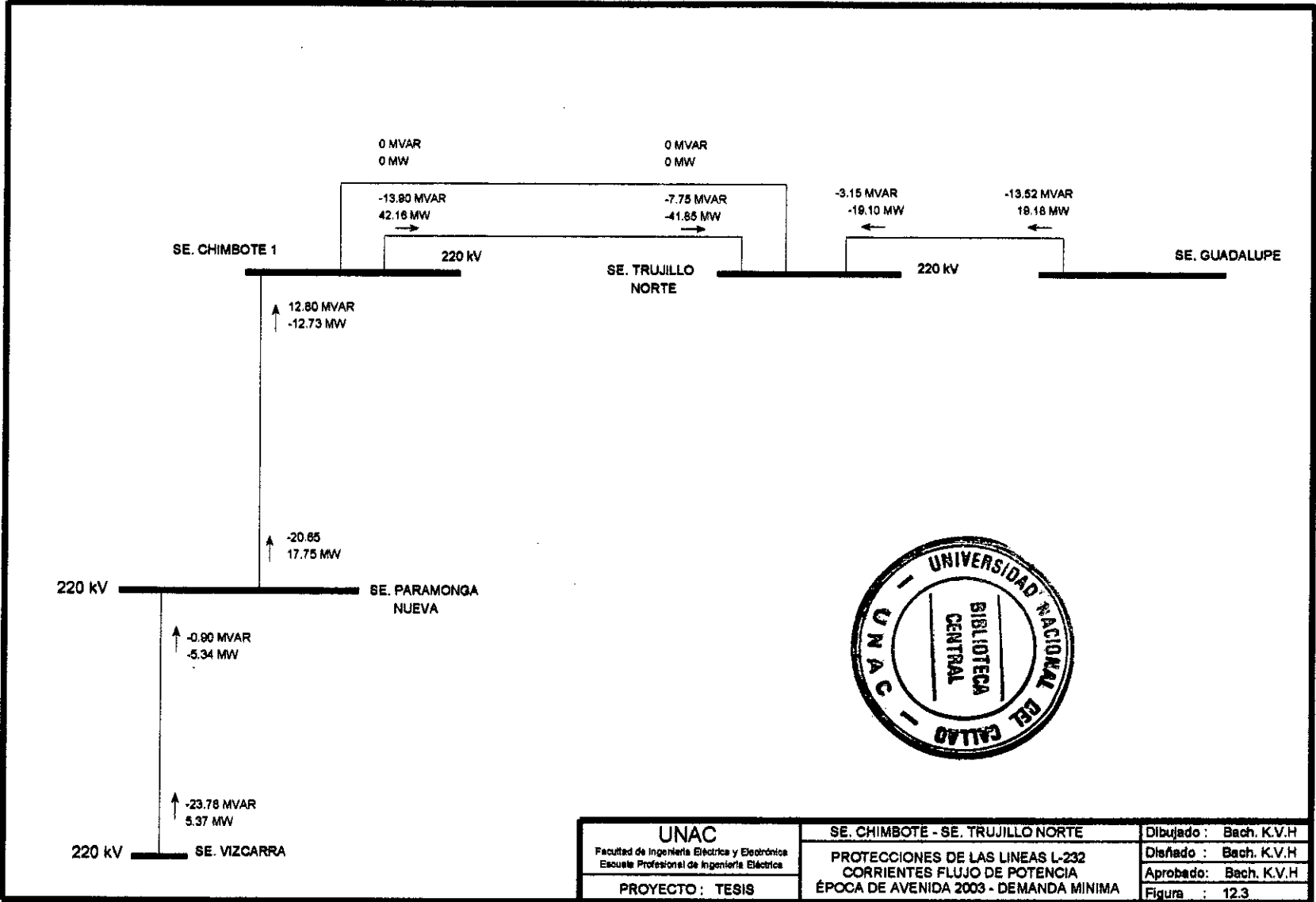
UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado: Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232	Diseñado: Bach. K.V.H
	CORRIENTES FLUJO DE POTENCIA	Aprobado: Bach. K.V.H
	ÉPOCA DE ESTIAJE 2003 - DEMANDA MÁXIMA	Figura: 12.3
PROYECTO: TESIS		



UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado: Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232 CORRIENTES FLUJO DE POTENCIA ÉPOCA DE ESTIAJE 2003 - DEMANDA MINIMA	Disñado: Bach. K.V.H
PROYECTO: TESIS		Aprobado: Bach. K.V.H
		Figura: 12.3



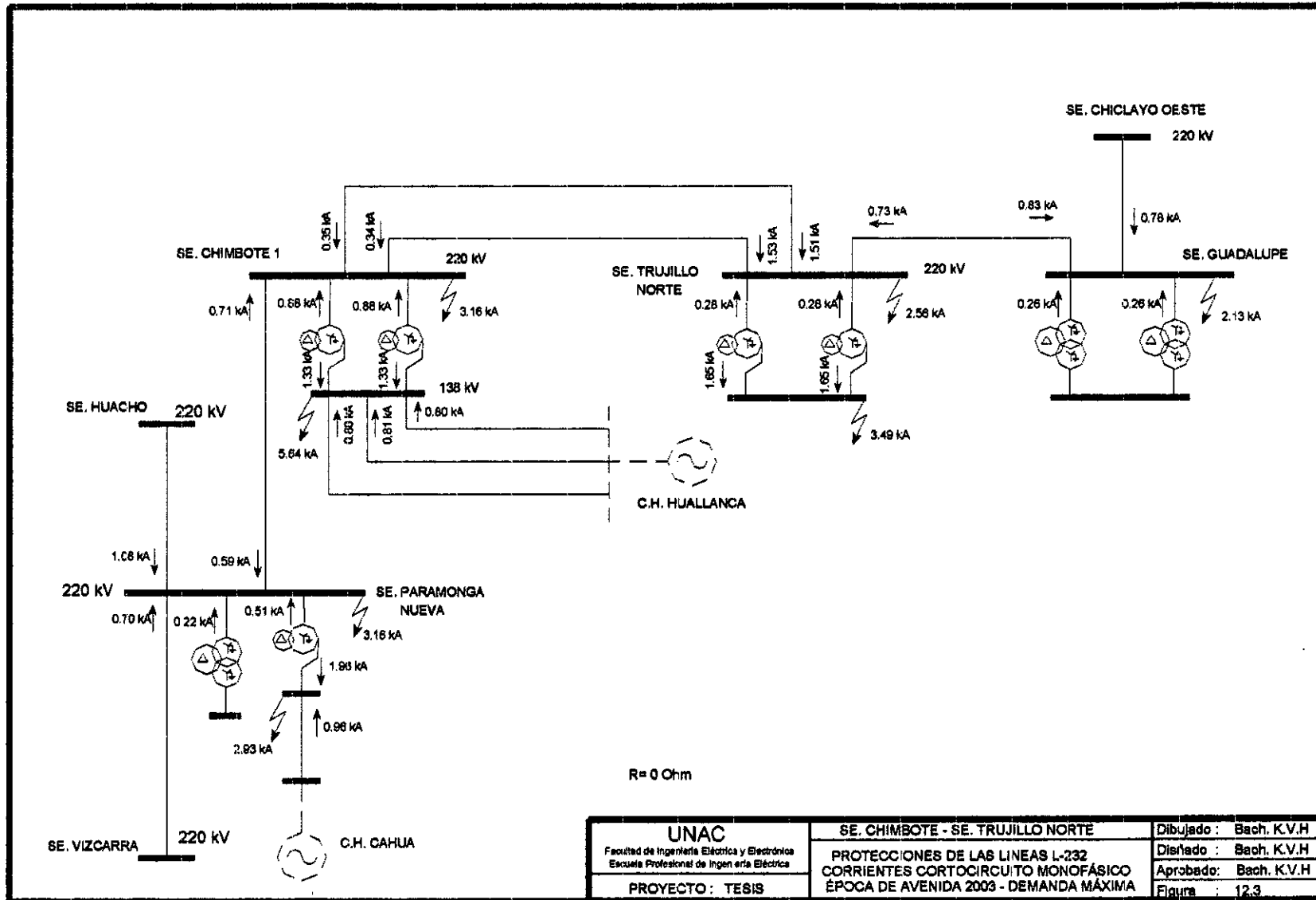
UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado: Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232	Diseñado: Bach. K.V.H
	CORRIENTES FLUJO DE POTENCIA ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MÁXIMA	Aprobado: Bach. K.V.H
PROYECTO: TESIS		Figura: 12.3



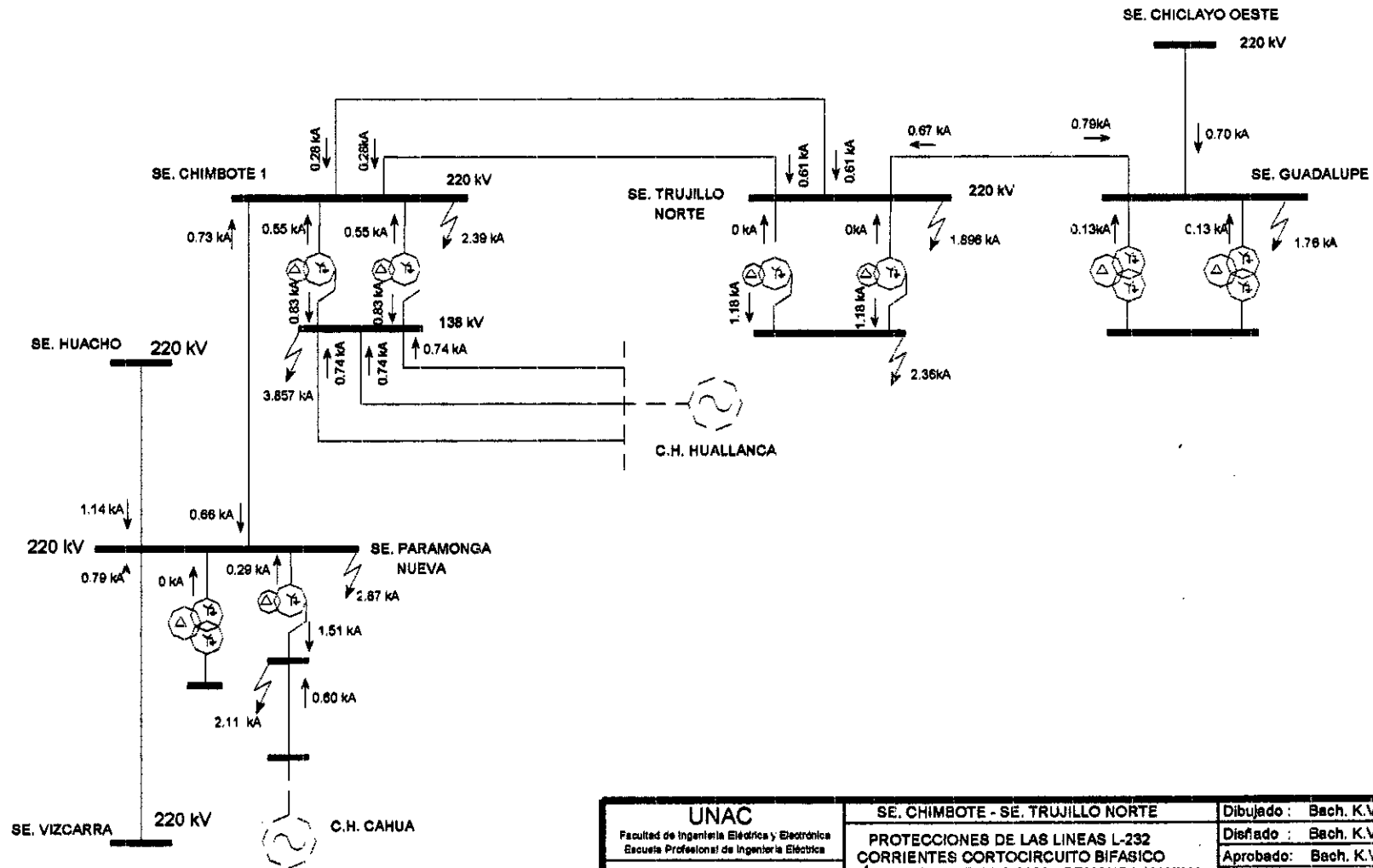
UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado: Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232 CORRIENTES FLUJO DE POTENCIA ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MINIMA	Diseñado: Bach. K.V.H Aprobado: Bach. K.V.H Figura: 12.3
PROYECTO: TESIS		

ANEXO 3

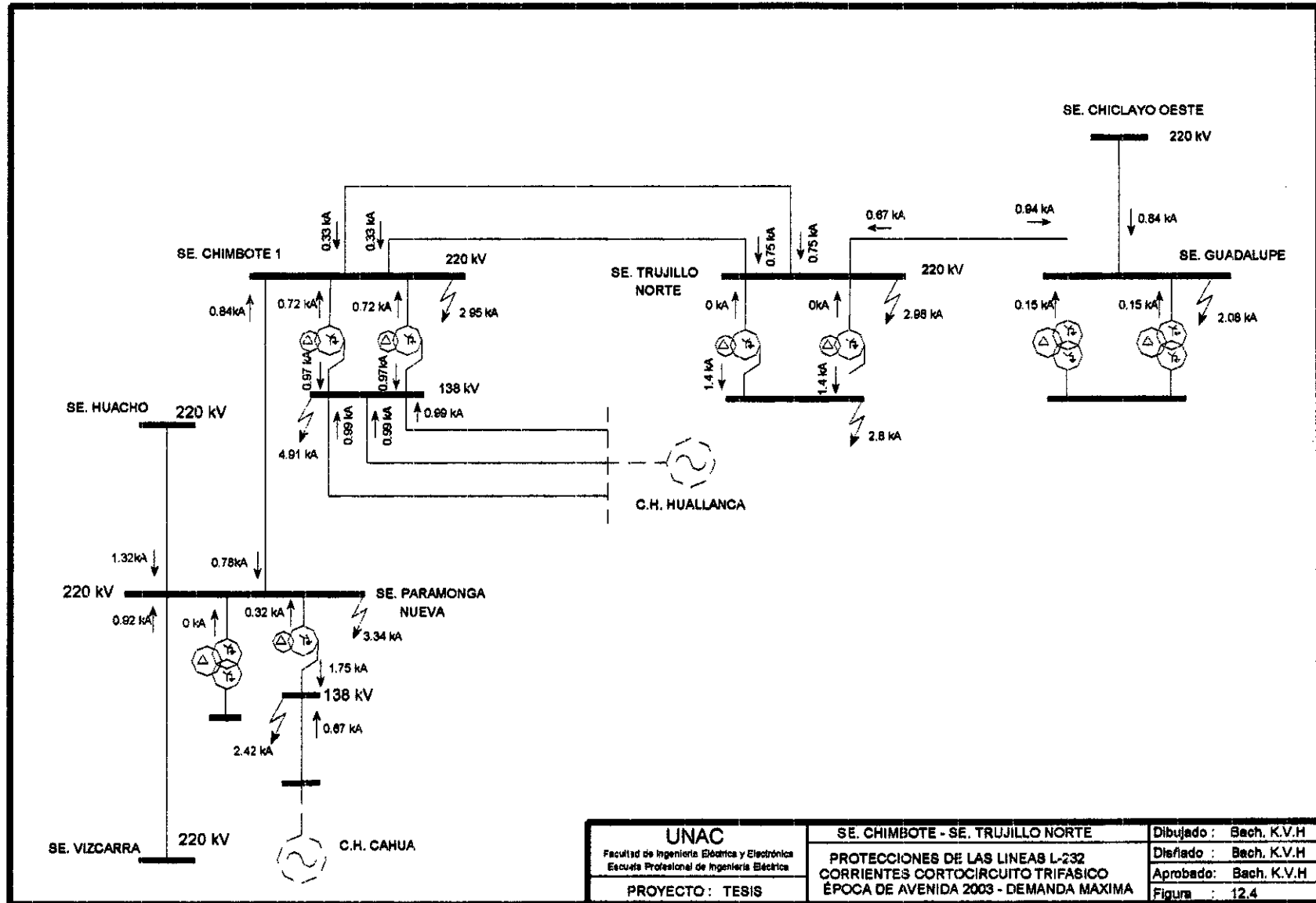
Resultados de corto Circuito



UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado : Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232 CORRIENTES CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MÁXIMA	Diseñado : Bach. K.V.H
PROYECTO : TESIS		Aprobado : Bach. K.V.H
		Figura : 12.3



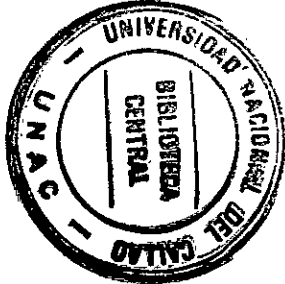
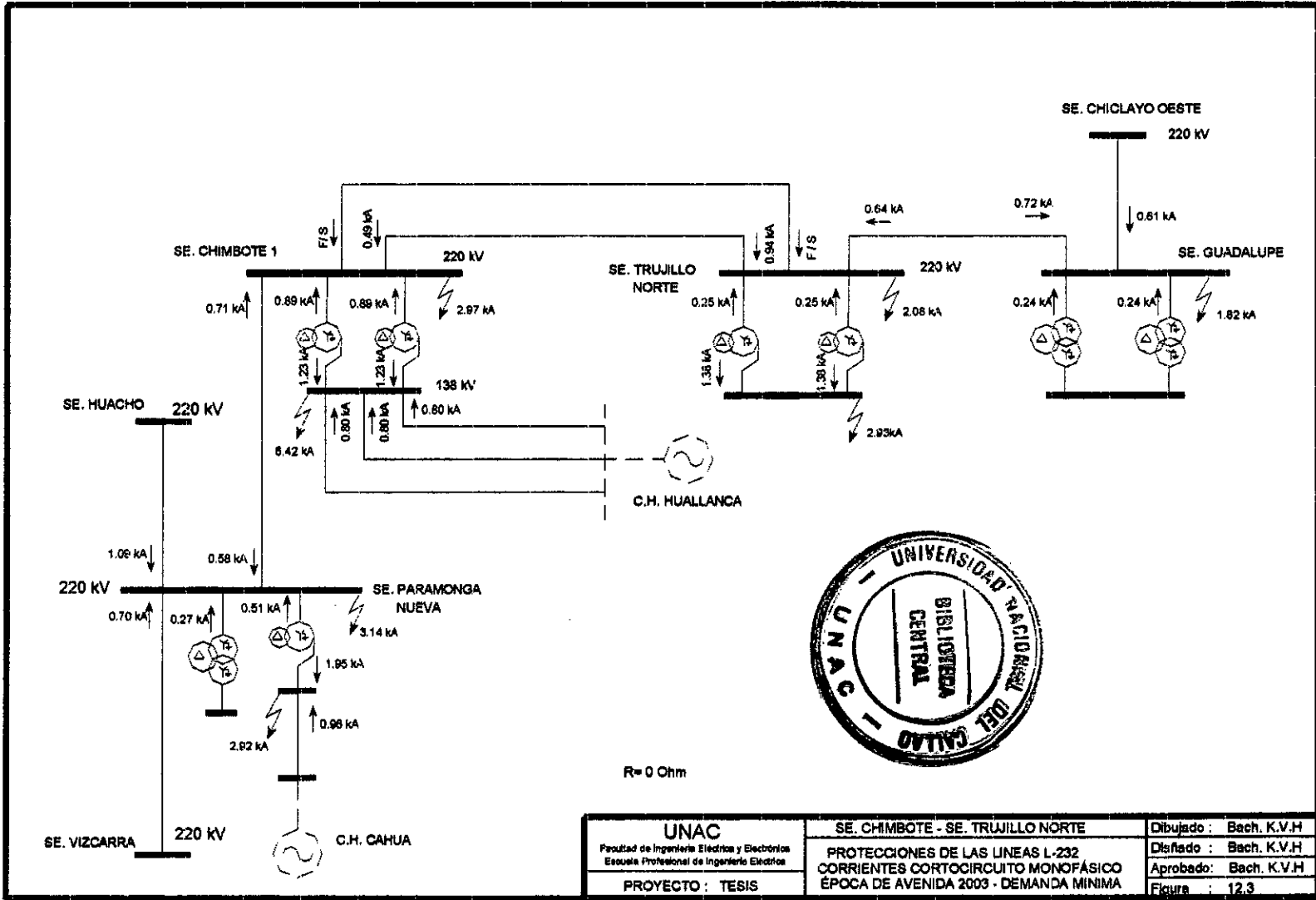
UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado : Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232	Diseñado : Bach. K.V.H
	CORRIENTES CORTOCIRCUITO BIFASICO	Aprobado: Bach. K.V.H
	ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MAXIMA	Figura : 12.4
PROYECTO : TESIS		



UNAC
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
 Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica
 PROYECTO : TESIS

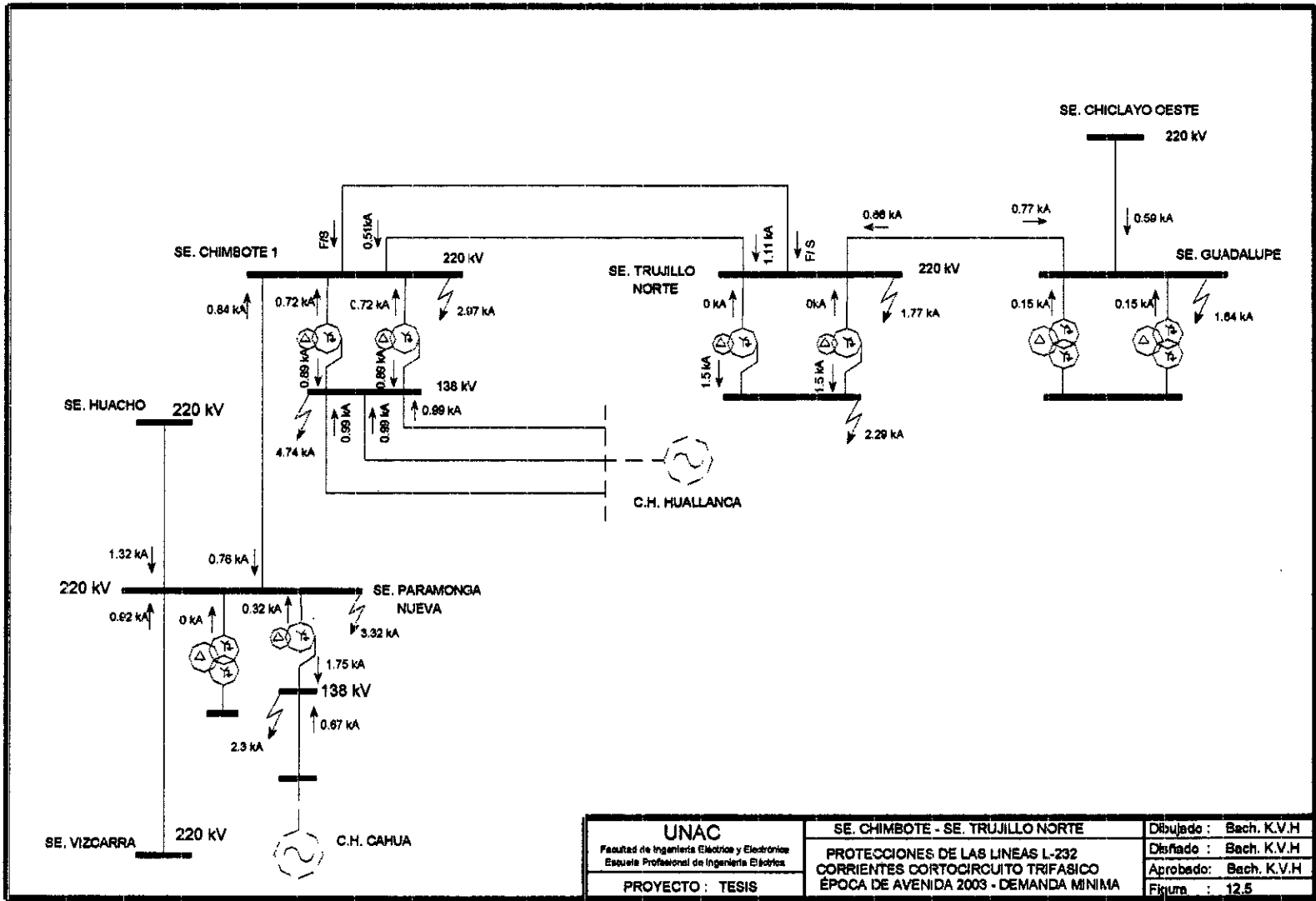
SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE
 PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232
 CORRIENTES CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO
 ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MAXIMA

Dibujado : Bach. K.V.H
 Diseñado : Bach. K.V.H
 Aprobado : Bach. K.V.H
 Figura : 12.4

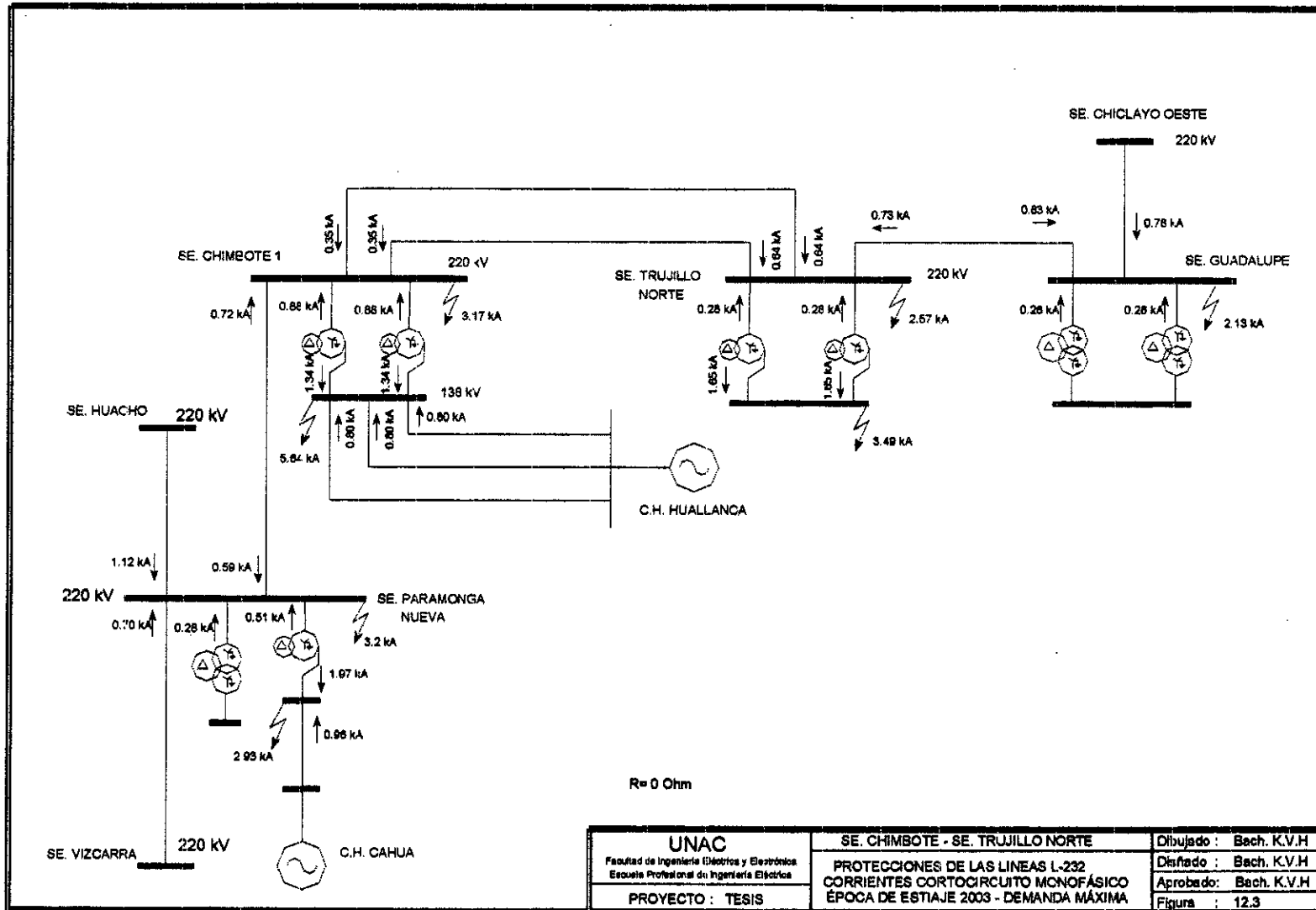


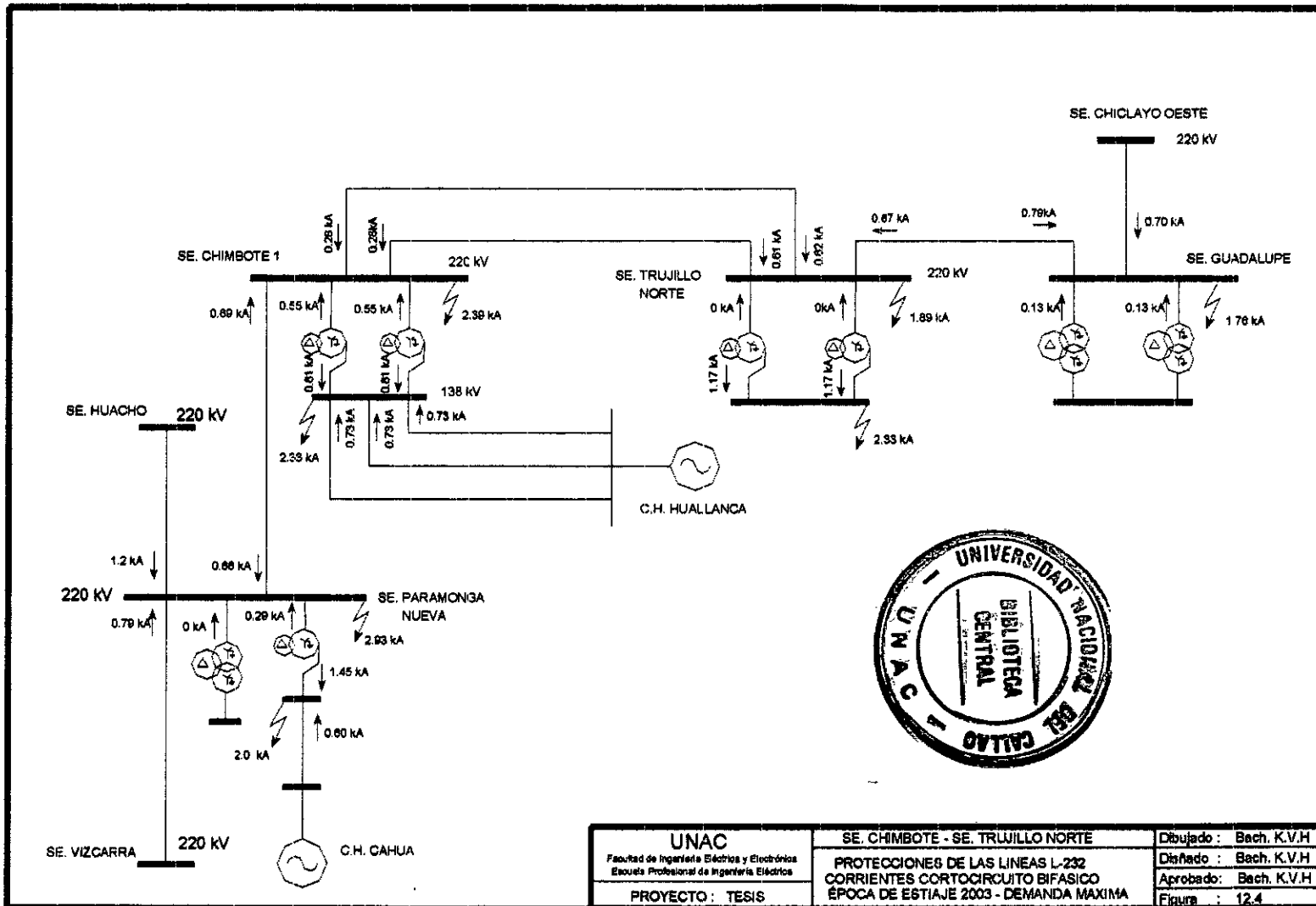
R= 0 Ohm

UNAC	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado : Bach. K.V.H
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232 CORRIENTES CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO	Diseñado : Bach. K.V.H
PROYECTO : TESIS	ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MINIMA	Aprobado: Bach. K.V.H
		Figura : 12.3

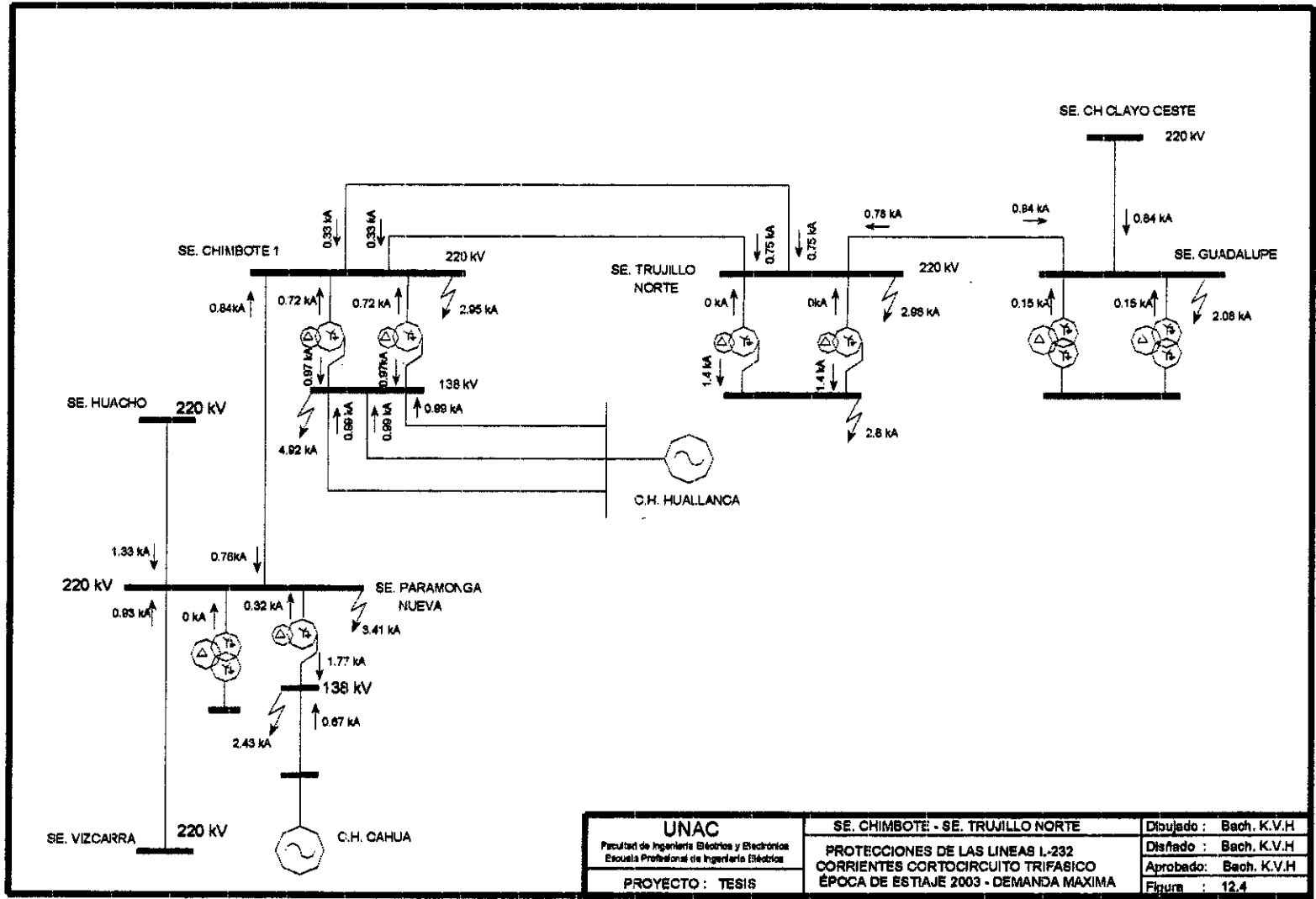


UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado: Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232 CORRIENTES CORTOCIRCUITO TRIFASICO ÉPOCA DE AVENIDA 2003 - DEMANDA MINIMA	Diseñado: Bach. K.V.H Aprobado: Bach. K.V.H Figura: 12.5
PROYECTO: TESIS		

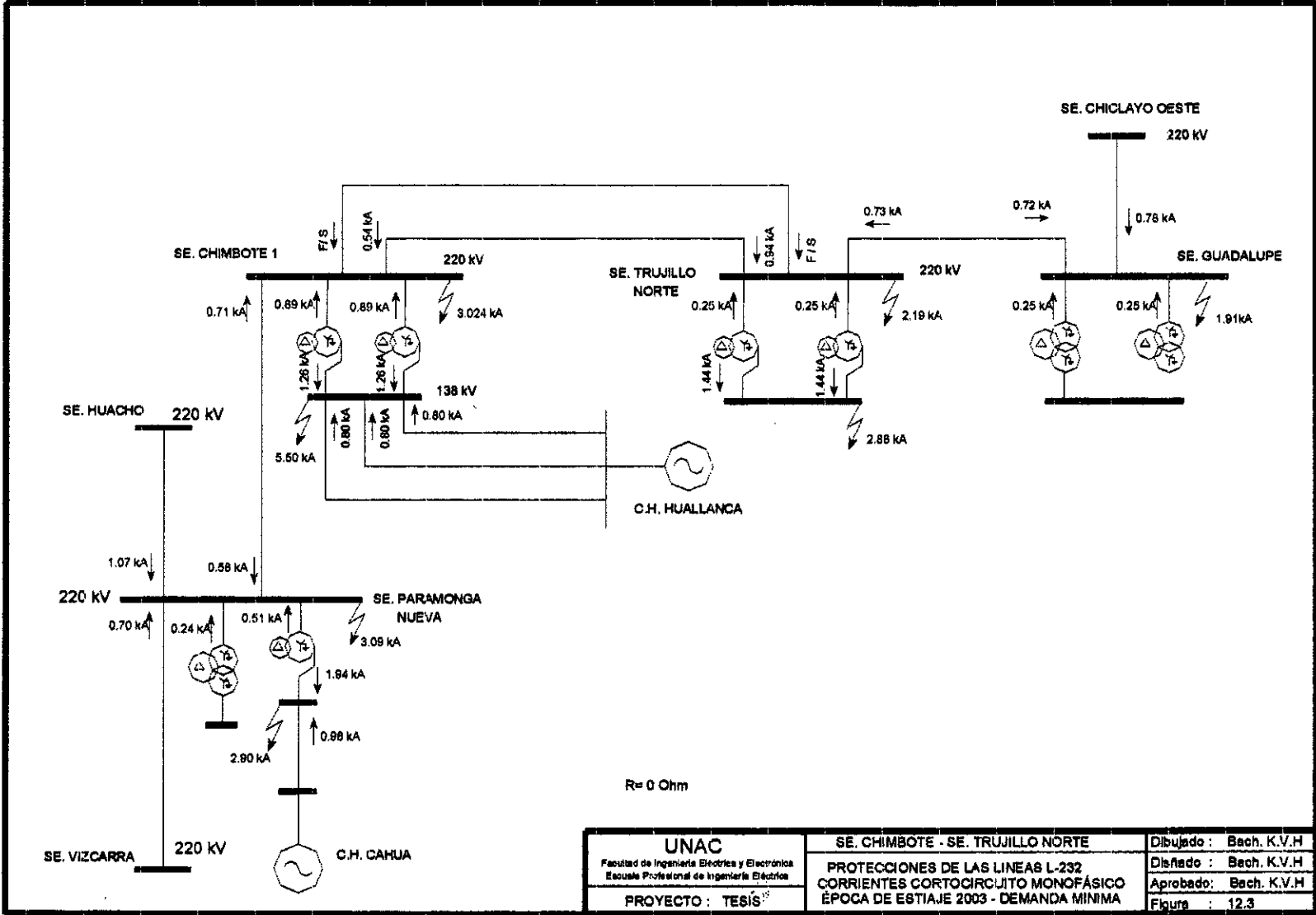




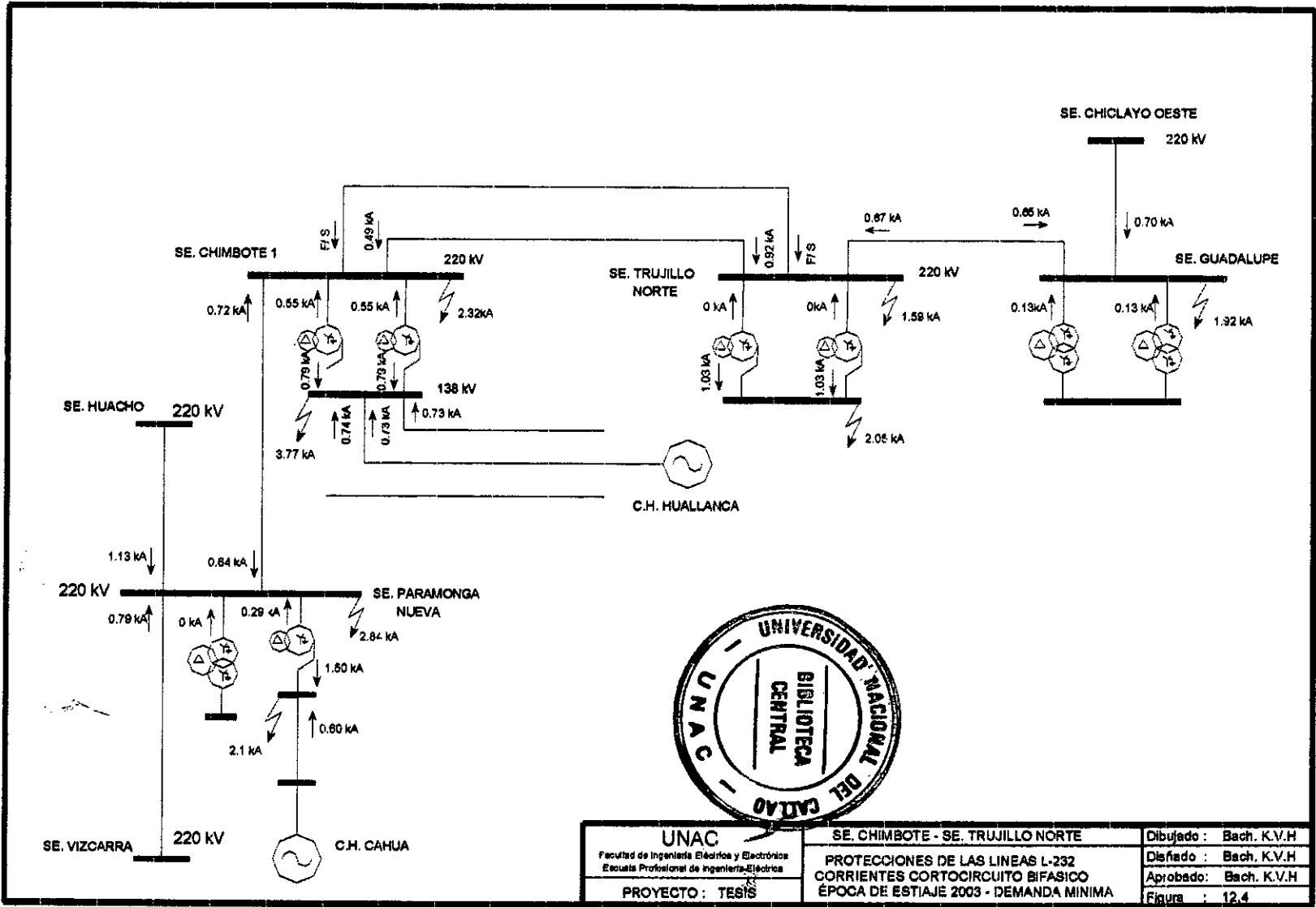
UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado : Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232	Diseñado : Bach. K.V.H
	CORRIENTES CORTOCIRCUITO BIFASICO	Aprobado : Bach. K.V.H
	EPOCA DE ESTIAJE 2003 - DEMANDA MAXIMA	Figura : 12.4
PROYECTO : TESIS		

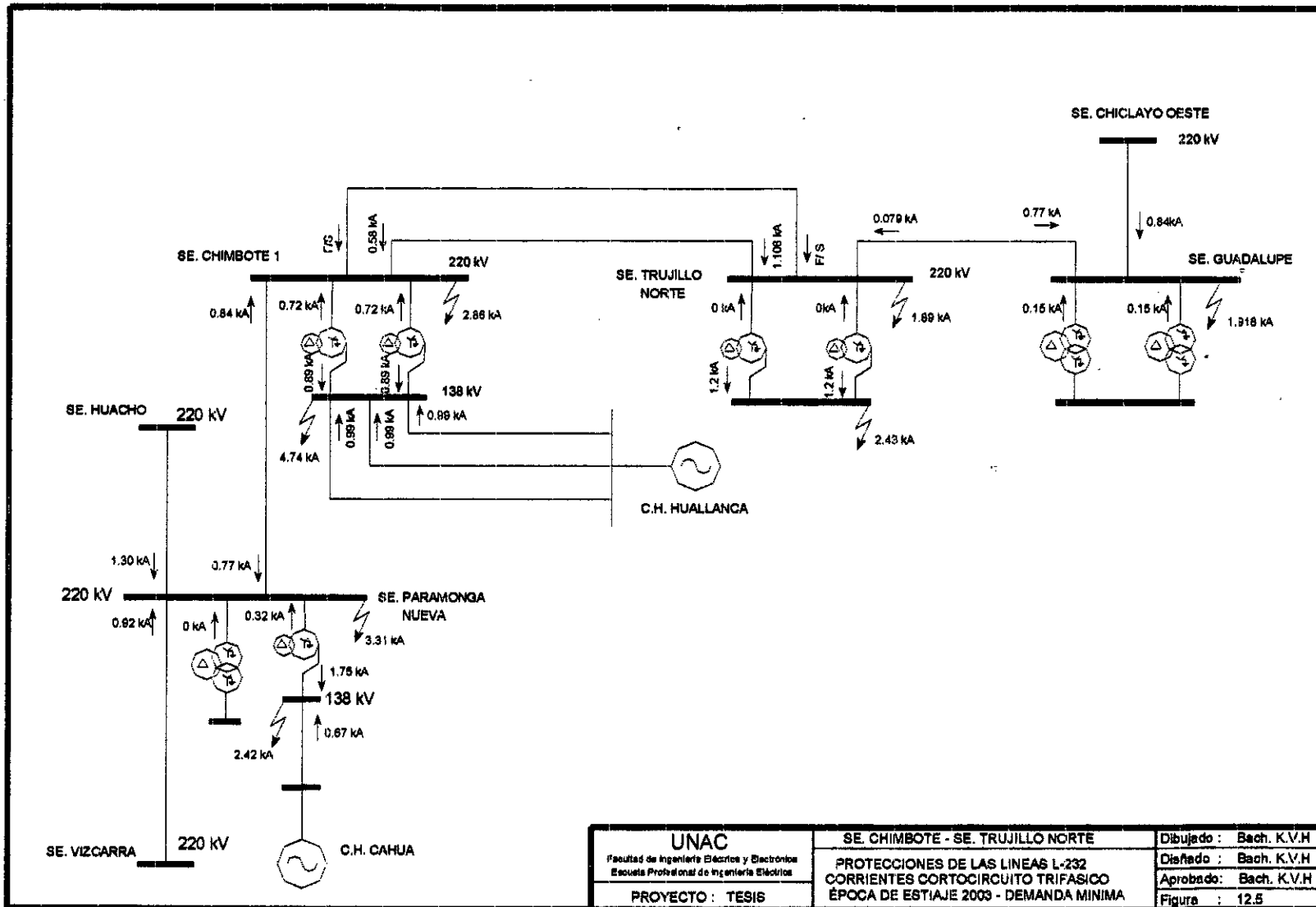


UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado : Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232	Diseñado : Bach. K.V.H
	CORRIENTES CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO	Aprobado : Bach. K.V.H
	ÉPOCA DE ESTIAJE 2003 - DEMANDA MÁXIMA	Figura : 12.4
PROYECTO : TESIS		



UNAC Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica	SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE	Dibujado : Bach. K.V.H
	PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232 CORRIENTES CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ÉPOCA DE ESTIAJE 2003 - DEMANDA MÍNIMA	Diseñado : Bach. K.V.H Aprobado : Bach. K.V.H Figura : 12.3
PROYECTO : TESIS		





UNAC
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
 Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica
 PROYECTO : TESIS

SE. CHIMBOTE - SE. TRUJILLO NORTE
 PROTECCIONES DE LAS LINEAS L-232
 CORRIENTES CORTOCIRCUITO TRIFASICO
 EPOCA DE ESTIAJE 2003 - DEMANDA MINIMA

Dibujado : Bach. K.V.H
 Diseñado : Bach. K.V.H
 Aprobado : Bach. K.V.H
 Figura : 12.5