

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



APLICACIÓN TEÓRICA Y PRÁCTICA DE
RELEVADORES DIGITALES (MULTIFUNCIÓN) EN
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO
P R E S E N T A N :
BRICEÑO MOYA RICARDO
ROCHA HUERTA ARTURO

DIRECTOR DE TESIS: ING. RODOLFO MARTÍNEZ QUERO





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mis padres Carmen Moya y Antonio Briceño:

Que son las personas a las que más admiro, gracias a su esfuerzo y dedicación soy lo que soy y les estaré agradecido toda la vida. Con ustedes he logrado este sueño, los amo mucho.

A mis hermanos Gaby, Toño y Fer sin olvidarme de los postizos Pablo, Carlos Leonardo y Ramón:

Soy muy afortunado porque he compartido toda mi vida con ustedes, mil gracias por todo el apoyo, interés y aprecio que me brindan, los quiero mucho.

A la Familia Morones Mendoza: Sra. Elba, Sr. Rubén, Sra. Tina, Ali, Gaby y Beto

Que me abrieron las puertas de su casa y de su familia, los quiero mucho.

A Myrna:

Mi novia y amiga, con quien he aprendido y hecho tantas cosas, eres muy especial te adoro mi niña. Gracias por tu apoyo y comprensión estaremos juntos siempre, te amo.

A mis amigos del alma: Jacobo, Cristina, Joseba, Fabiola, Luis, Walter, Arturo

Que me brindaron una sonrisa, su apoyo y una amistad entrañable.

A mis amigos de la Facultad: Raúl, Christopher, Miguel, Rubén, Oscar, Lalo, Adán, Andrés, José Luis, Erika, Diana, Alejandro, Hideki, Wong, Yaya, Cuper, Seiji, Santa, Uriel, Anuar, Danielote, Tun y a todos los que convivieron conmigo a lo largo de toda la carrera.

A mis amigos perdidos: Esteban, Enrique, Héctor, Isaac, Miguel

Gracias a mi director de tesis Ing. Rodolfo Martínez Quero por su apoyo para la realización de este trabajo.

A la UNAM y la Facultad de Ingeniería que me han hecho un profesionalista

Ricardo Briceño Moya
Nunca dejen de soñar

Agradecimientos.

Gracias a **D**ios por estar presente en cada momento de mi vida y darme la oportunidad de cerrar este ciclo tan importante.

Gracias a mis padres **V**irgilio **R**ocha **M**artínez y **R**osa **M**aria **H**uerta **G**arcía por darme su apoyo incondicional que obtuve en cada momento de la vida, además de ayudarme con cada uno de sus consejos.

Gracias a mis hermanos y amigos por el apoyo que me dieron.

Gracias a mi personita especial por su gran amor.

Gracias a mi director de tesis Ing. Rodolfo Martínez Quero por su apoyo para la realización de este trabajo.

Gracias a cada uno de los profesores que contribuyeron para mi formación profesional.

Atentamente:

Arturo Rocha Huerta

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Clasificación de líneas de transmisión de acuerdo a su distancia.....	2
1.2 Clasificación de las líneas de transmisión de acuerdo a su capacidad de transporte.....	2
1.3 Cálculo de parametros.....	3
1.3.1 Capacitancia.....	3
1.3.2 Inductancia.....	4
1.3.3 Resistencia.....	5
1.4 Componentes simétricas.....	6
1.5 Método por unidad.....	9
1.6 Impedancia de secuencia positiva y negativa de líneas aéreas.....	10
1.7 Impedancia de secuencia cero para líneas aéreas.....	12
1.8 Requisitos necesarios para el estudio de corto circuito.....	13
1.9 Análisis de corto circuito.....	15

CAPITULO 2 FALLAS ELECTRICAS

2.1 Naturaleza de las fallas.....	17
2.1.2 Fallas de naturaleza transitoria.....	17
2.1.2 Fallas de naturaleza permanente.....	17
2.1.3 Falla balanceada.....	17
2.1.4 Falla desbalanceada.....	18
2.2 Tipos de fallas y sus causas.....	18
2.3 Características de las fallas.....	19
2.3.1 Ángulo de falla.....	19
2.3.2 Resistencia de falla.....	19
2.3.3 Variación de los fasores durante fallas.....	20
2.4 Criterios para Detectar Fallas.....	21
2.4.1 Sobrecorriente.....	21
2.4.2 Corriente diferencial.....	21
2.4.3 Diferencia angular de fase y corrientes.....	21
2.4.4 Sobre y Baja tensión.....	22
2.4.5 Dirección de Potencia.....	22
2.4.6 Componentes simétricas de corrientes y tensiones.....	22
2.4.7 Impedancia.....	22
2.4.8 Sincronismo.....	23
2.5 Cálculo de falla.....	23
2.5.1 Falla trifásica.....	23
2.5.2 Falla de una fase a tierra con resistencia.....	25

CAPITULO 3 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

3.1	Requisitos básicos para el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.....	28
3.1.1	Selectividad.....	28
3.1.2	Confiabilidad.....	29
3.1.3	Disponibilidad.....	29
3.1.4	Rapidez.....	29
3.1.5	Economía.....	29
3.1.6	Simplicidad.....	30
3.2	Planificación de las protecciones.....	30
3.3	Zonas de protección.....	31
3.4	Coordinación de la protección de un sistema de potencia.....	33
3.4.1	Protección primaria.....	33
3.4.2	Protección secundaria o de respaldo.....	34
3.4.3	Protección de respaldo remota.....	34
3.5	Sistemas de protección.....	35
3.5.1	Transductores.....	35
3.5.1.1	Transformadores de corriente (TC's).....	35
3.5.1.2	Transformadores de corriente auxiliares.....	36
3.5.1.3	Transformadores de potencial (TP's).....	37
3.5.1.4	Tipo de transformadores de potencial.....	37
3.5.2	Bancos de baterías.....	38
3.5.3	Interruptores.....	39

CAPITULO 4 RELEVADORES

4.1	Desarrollo histórico.....	42
4.2	Clasificación de los relevadores.....	43
4.2.1	Aplicación.....	43
4.2.2	Entradas.....	43
4.2.3	Funciones.....	44
4.3	Características de construcción.....	44
4.3.1	Relevador electromecánico.....	45
4.3.1.1	Relevador de atracción electromagnética.....	45
4.3.1.2	Relevador de inducción electromagnética.....	45
4.3.2	Relevador estático.....	46
4.3.3	Relevador digital (numérico o microprocesado).....	47
4.4	Formas de operación del relevador.....	49
4.4.1	Relevador de sobrecorriente.....	49
4.4.2	Relevador de sobrecorriente direccional.....	54
4.4.3	Relevador diferencial.....	56
4.4.4	Relevador de distancia.....	58
4.4.4.1	Relevador de distancia con característica tipo admitancia (mho).....	59
4.4.4.2	Relevador de distancia tipo admitancia desplazada (offset-mho).....	60
4.4.4.3	Relevador de distancia con característica tipo reactancia.....	60
4.4.4.4	Relevador de distancia con característica tipo poligonal.....	61

CAPITULO 5 PROTECCIÓN PARA LÍNEAS

5.1 Técnicas para la protección de líneas.....	64
5.2 Selección del sistema de protección.....	64
5.3 Esquemas de protección de líneas de transmisión.....	65
5.3.1 Esquemas de la protección de distancia.....	65
5.3.2 Protección piloto.....	67
5.3.2.1 Esquema de protección por diferencial de corriente.....	67
5.3.2.2 Esquema de protección por comparación direccional.....	71
5.3.3 Carrier de Bloqueo.....	73
5.3.4 Carrier de no bloqueo de disparo transferido permisivo de sobrealcance (PUTT).....	73
5.4 Medición a distancia.....	73
5.5 Trayectoria en el plano de impedancia.....	74
5.6 Comparación entre relevadores electromecánicos y digitales.....	76

CAPITULO 6 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL

6.1 Relevador digital.....	79
6.1.1 Subsistema de entrada analógica.....	79
6.1.2 Subsistema de interfase analógica.....	79
6.1.3 Subsistema de entrada digital.....	79
6.1.4 Subsistema de salida digital.....	79
6.1.5 Microcomputadora.....	80
6.1.6 Alimentación.....	80
6.2 Hardware para relevadores de protección digital.....	80
6.2.1 Procesamiento de señales.....	81
6.2.2 Pre-procesamiento Analógico.....	81
6.2.3 Muestreo de las Señales Analógicas de Entrada.....	81
6.2.4 Multiplexado.....	83
6.2.5 Medición de Ganancia Analógica.....	83
6.2.6 Convertidor Analógico a Digital.....	84
6.2.7 Microprocesador.....	85
6.2.8 Memorias.....	85
6.2.9 Componentes de la Interfase.....	85
6.3 Pruebas de Autodiagnóstico.....	86
6.3.1 Prueba de ROM.....	86
6.3.2 Prueba de RAM.....	86
6.3.3 Prueba de Fuente de poder.....	86
6.3.4 Prueba del Tiempo del Convertidor A/D.....	86
6.3.5 Verificación de Ajustes.....	86
6.3.6 Verificación de Ganancia Analógica y Desplazamiento.....	86
6.4 Verificación de fallas.....	87
6.4.1 Medidas de ciclo de falla.....	87
6.4.2 Análisis de tipos de fallas.....	87
6.5 Terminación de la evaluación.....	89
6.6 Método de componentes simétricas.....	89
6.6.1 Fundamentos de los algoritmos para la protección por relevadores.....	89
6.7 Funciones adicionales y de respaldo.....	90

CAPITULO 7 INGRESO, AJUSTE Y PRUEBAS AL RELEVADOR SEL 121-F

7.1 Relevador SEL-121F.....	92
7.1.1 Características del SEL-121F.....	92
7.1.2 Información general.....	92
7.1.3 Funciones del relevador.....	93
7.2 Ingreso al relevador SEL 121-F.....	93
7.3 Formato de los comandos.....	97
7.3.1 Descripción de comandos.....	98
7.3.2 Mascaras.....	108
7.3.3 Panel frontal (banderas).....	110
7.4 Aplicación del relevador SEL 121-F para líneas de transmisión.....	111
7.4.1 Ajustes del relevador SEL 121-F.....	115
7.4.1.1 Impedancia.....	116
7.4.1.2 Relación de transformación de corriente y potencial.....	116
7.4.1.3 MTA.- Ángulo de máximo torque.....	117
7.4.1.4 Intervalo de apertura reset y recierre 79OI y 79RS.....	117
7.4.1.5 Ajuste de supervisión de cierre.....	117
7.4.1.6 Función de análisis de tensión.....	117
7.4.1.7 Análisis de sincronismo.....	118
7.4.1.8 A1 salida programable ajustada con tiempo de retardo en pickup y dropout (A1TP, A1TD).....	120
7.4.1.9 Alcance de la zona 1 (Z ₁ %).....	121
7.4.1.10 Alcance de la zona 2 (Z ₂ %, Z2DP, Z2DG).....	121
7.4.1.11 Alcance de la zona 3 (Z ₃ %, Z3D).....	122
7.4.1.12 Tiempo de duración del disparo (TDUR).....	122
7.4.1.13 Ajuste del elemento de fase y sobrecorriente residual 50NG.....	122
7.4.1.14 Ajuste del elemento de fase de sobrecorriente low-set (50P).....	123
7.4.1.15 Ajuste del elemento de fase de sobrecorriente hig-set (50H).....	124
7.4.1.16 Ajuste del tiempo de sobrecorriente residual (51NP, 51NC, 51NTD, 51NTC).....	124
7.4.1.17 Ajuste de sobrecorriente residual (67NP, 67NTC).....	125
7.4.1.18 Ajuste 52BT.....	126
7.4.1.19 Remote-end-just-opened (REJO) habilitado por REJOE.....	126
7.4.1.20 Pérdida de potencial LOP habilitado por LOPE.....	127
7.4.1.21 Puertos seriales, ajuste de tiempo (TIME1, TIME2).....	127
7.4.1.22 Designación del auto-puerto (AUTO).....	128
7.4.1.23 Ajuste de llamadas al modem (RINGS).....	128
7.4.1.24 Ajuste de contactos de salida programables (Mascaras).....	128
7.5 Pruebas del relevador SEL121-F.....	128
7.5.1 Análisis del localizador de fallas.....	130
7.5.2 Análisis de ajustes.....	132
7.5.3 Análisis del comando METER.....	133
7.5.4 Análisis de los elementos MHO.....	134
7.5.5 Análisis del elemento Mho fase-tierra.....	143
7.5.6 Análisis lógico de verificación de tensión.....	146
7.5.7 Análisis lógico de verificación de sincronismo.....	147

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la energía eléctrica forma un papel muy importante para el desarrollo de los países, presentando notables cambios en los últimos años como resultado de la evolución tecnológica. El avance de los sistemas eléctricos de potencia que se encargan de generar, transportar y distribuir energía, son de vital importancia para el impulso de cada país, debido a que el crecimiento de la población y la industria determinan la necesidad de la ampliación de los sistemas eléctricos de potencia que son un factor preponderante en la economía mundial y esencial en el aumento del nivel de vida de las personas.

Uno de los problemas que enfrenta el mundo, es descubrir nuevas fuentes de energía, obtener un suministro inagotable para el futuro, distribuir donde se requiera además de emplearla sin provocar contaminación ambiental.

Por razones económicas y ambientales la energía eléctrica no puede ser generada donde ésta es requerida. De esta manera la potencia eléctrica debe ser transmitida sobre las redes de potencia eléctrica.

El único medio de transportar energía en forma de electricidad es la línea de transmisión la cual se transmite en alta tensión con líneas relativamente largas, mientras que en los sistemas de distribución se utiliza baja tensión y líneas relativamente cortas.

Un sistema eléctrico de potencia necesita mantener el suministro de energía de una forma continua y con los niveles de calidad necesarios, desde la generación hasta el consumo, con un mínimo de interrupciones y con el abastecimiento necesario para los diferentes niveles de usuario. De ahí la importancia de la detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, que puede producir daño al sistema eléctrico de potencia.

La protección se lleva a cabo mediante la coordinación de los elementos de protección de los sistemas eléctricos de potencia entre los cuales encontramos algunos como cable de guarda, apartarrayos, pararrayos, fusibles, cuchillas, relevadores, etc.



1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Una línea de transmisión aérea consiste esencialmente de un grupo de conductores dispuestos paralelamente y aislados o suspendidos por cadenas de aisladores que cumplen con distancias normalizadas de aislamiento. Las líneas de transmisión se encargan de transportar grandes volúmenes de energía.

Los materiales más comunes usados en líneas de transmisión son el cobre y el aluminio. El aluminio por su conductividad y bajo peso es empleado en líneas con claros grandes, mientras que en claros pequeños se puede usar cobre o aluminio. Por lo general en líneas de transmisión que operan a altas tensiones es donde los claros grandes son comunes y se emplean conductores de aluminio con alma de acero para dar una mayor resistencia mecánica. Además se emplean conductores formados por varios hilos en forma trenzada con el fin de prevenir problemas de vibraciones que tienen los conductores sólidos y que podrían romper los soportes, por otra parte los conductores trenzados son más fáciles de manipular.

Para evitar caídas de tensión a lo largo de la línea de transmisión, se lleva a cabo una transposición la cual consiste en el cambio de posición los conductores de manera que ocupen todas las posibles posiciones a lo largo de la línea haciendo que las impedancias de las fases sean iguales y el sistema quede balanceado.

1.1 Clasificación de líneas de transmisión de acuerdo a su distancia

- Cortas.

Longitud menor a 80 Km.

- Medias.

Se encuentran entre 80 Km. hasta 240 km máximo.

- Largas

Longitudes mayores e iguales a 240 Km.

1.2 Clasificación de las líneas de transmisión de acuerdo a su capacidad de transporte

Son clasificadas normalmente por su nivel de tensión, si bien no existe un estándar su clasificación típica es:

- líneas de distribución. 13.8 a 23 Kv
- líneas de subtransmisión 23 a 69 Kv
- líneas de transmisión 69 a 400 Kv

En México:

Luz y Fuerza del Centro maneja tensiones de 23, 85, 230 y 400 Kv

Mientras que Comisión Federal de Electricidad maneja 13.8, 69, 115, 230 y 400 Kv

La utilización de una línea de transmisión aérea se debe a su alta capacidad de transporte de potencia, mientras las líneas subterráneas no son utilizadas para transmisión debido a su capacidad de transporte de potencia menor, mayor pérdida de energía y costo alto, por lo cual son utilizadas solo en distribución.

1.3 Cálculo de Parámetros

El comportamiento de los sistemas de transmisión de energía eléctrica se puede predecir con bastante exactitud mediante cálculos basados en la teoría de los circuitos eléctricos. Las características de los circuitos formados por líneas de transmisión se pueden determinar basándose en las especificaciones de los conductores a emplear y en su disposición geométrica.

Una línea de transmisión consta principalmente de tres parámetros que determinan su característica para transportar energía eléctrica en un sistema, estas son:

Capacitancia

Inductancia

Resistencia

1.3.1 Capacitancia

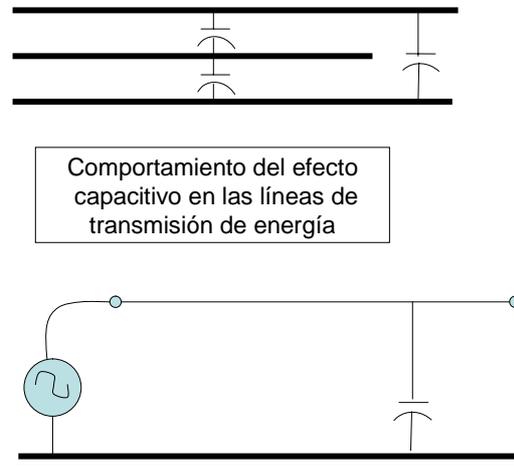
Al existir una diferencia de potencial en una línea de transmisión, entre dos fases o de fase a tierra, los conductores adquieren una carga eléctrica “q” que es proporcional a la diferencia de potencial “v” y una constante “C” llamada capacitancia.

$$q = C v$$

Asociado con las cargas eléctricas de los conductores existe un campo eléctrico cuyas líneas de fuerza son arcos de círculo que terminan en los dos hilos. En otras palabras, la línea se comporta como un capacitor, siendo los conductores las placas del capacitor y el dieléctrico el aire u otro medio aislante que separa los conductores.

La capacitancia de una línea de transmisión esta en función de la dimensión de los conductores, separación entre ellos y naturaleza del dieléctrico. Al aplicar una diferencia de potencial sinusoidal los conductores cambian de polaridad dos veces por ciclo y circula por ellos una corriente alterna. En líneas cortas y de tensiones relativamente bajas la corriente capacitiva es generalmente despreciable comparada con la corriente que circula por los conductores debido a la carga alimentada por la línea, pero en líneas de alta tensión la corriente capacitiva se debe de tomar en cuenta.

En resumen si la línea es muy grande la corriente capacitiva va a ser muy alta por lo que la reactancia capacitiva muy pequeña, si la línea es muy pequeña la corriente capacitiva va a ser muy pequeña y la reactancia capacitiva muy alta. A continuación en la figura 1.1 se muestra la capacitancia que se establece en una línea tanto entre fases como de fase a tierra.



Comportamiento del efecto capacitivo en las líneas de transmisión de energía

Fig.1.1 Capacitancia entre fases y de fase a tierra

1.3.2 Inductancia

Al conectar una carga al final de la línea genera una corriente que circula por cada conductor produciéndose un campo magnético mostradas en la figura 1.2. Si la corriente varía en función del tiempo el campo magnético será también una función del tiempo. Este campo variable induce en los conductores fuerzas electromotrices que se oponen a la fuerza electromotriz aplicada al principio de la línea, a lo cual se le conoce como inductancia.

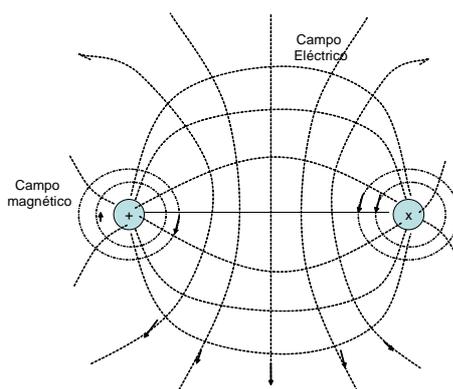


Fig.1.2 Líneas de campo magnético producidas por la corriente

La inductancia total se divide en tres componentes:

- 1- La inductancia debido al flujo que circula en el interior del conductor.
- 2- La producida por el flujo que circunda al conductor hasta una distancia de un pie del centro del conductor.

3- La producida por el flujo que circunda al conductor más allá del radio de un pie y hasta la distancia en que se encuentra un segundo conductor.

Las primeras dos componentes dependen de las características propias del conductor 1, llamándose a esta inductancia propia, la cual puede observarse en la figura 1.3.

La tercera componente no depende de las características del propio conductor 1, sino más bien depende de la distancia de separación entre 2 conductores, llamándosele inductancia mutua.

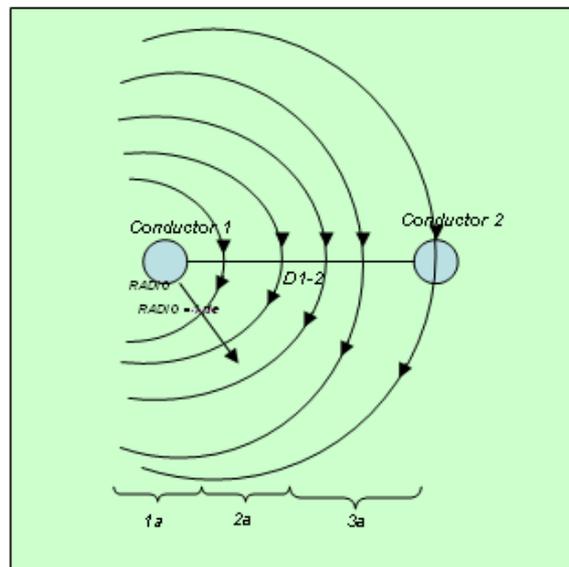


Fig. 1.3 Inductancia debida a un conductor

Las inductancias dependen de la naturaleza y dimensiones de los conductores, así como de la separación entre ellos; además tienen gran importancia en la determinación de caídas de tensión en líneas de transmisión.

1.3.3 Resistencia

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que provoca disipación de energía en forma de calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la corriente que circula por el conductor.

$$P = I^2 R \quad [\text{watts}]$$

Podemos decir que la resistencia de un conductor es directamente proporcional a la resistividad del material del que está hecho y a la longitud del conductor e inversamente proporcional al área transversal de este.

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad [\Omega]$$

Donde:

R = Resistencia valor en Ω
 ρ = resistividad del conductor $\Omega.m$

l = Longitud del conductor m
 A = área de la Sección transversal del conductor m²

Es importante resaltar que la resistencia también esta en función de la temperatura y la frecuencia.

1.4 Componentes simétricas

Un circuito trifásico desbalanceado puede descomponerse en dos sistemas trifásicos balanceados, uno secuencia positiva y otro de secuencia negativa más un circuito trifásico homopolar o de secuencia cero. A estas tres componentes se les llama componentes simétricas del sistema desbalanceado que nos permiten calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico.

- Componente simétrica de secuencia positiva.

Es un conjunto de tres fasores de igual magnitud, con 120° entre ellos y con secuencia positiva A, B, C. Como se muestra en la figura 1.4.

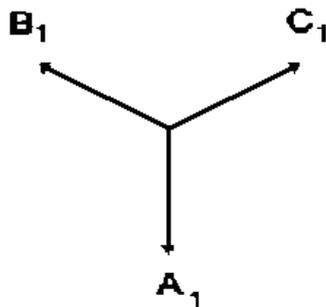


Fig.1.4 Componente simétrica de secuencia positiva

- Componente simétrica de secuencia negativa

Es un conjunto de tres fasores de igual magnitud, con 120° entre ellos y con secuencia negativa A,C,B. Como se muestra en la figura 1.5.

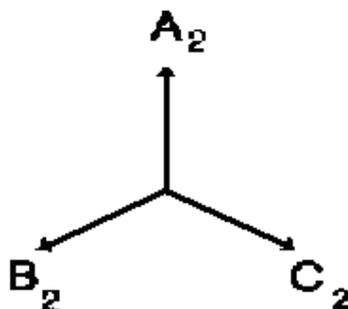


Fig.1.5 Componente simétrica de secuencia negativa

- Componente simétrica homopolar o de secuencia cero de la tensión.

Conjunto de tres fasores de igual magnitud en fase, como se muestra en la figura 1.6.

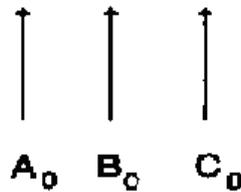


Fig.1.6 Componente simétrica homopolar o de secuencia cero de la tensión

Con el fin de poder relacionar los fasores entre sí se utiliza el operador “a”, cuya función es adelantar 120 grados en el tiempo el fasor al que se aplique:

$$\begin{aligned}
 a &= 1\angle 120^\circ & a &= -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \\
 a^2 &= 1\angle 240^\circ & a^2 + a + 1 &= 0 \\
 a^3 &= 1\angle 0^\circ
 \end{aligned}$$

Las expresiones matemáticas para los tres fasores desbalanceados en función de los tres sistemas balanceados son:

$$\begin{aligned}
 V_A &= V_0 + V_1 + V_2 \\
 V_B &= V_0 + a^2V_1 + aV_2 \\
 V_C &= V_0 + aV_1 + a^2V_2
 \end{aligned}$$

Resolviendo para las Componentes Simétricas, se tiene:

$$\begin{aligned}
 V_0 &= \frac{1}{3}(V_A + V_B + V_C) \\
 V_1 &= \frac{1}{3}(V_A + aV_B + a^2V_C) \\
 V_2 &= \frac{1}{3}(V_A + a^2V_B + aV_C)
 \end{aligned}$$

Para relacionar estas cantidades en forma matricial, se introduce una matriz de transformación A igual a:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

La matriz inversa de A será:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones de transformación para tensiones en forma matricial son:

$$[V_{012}] = [A]^{-1} x [V_{abc}]$$

$$[V_{abc}] = [A] x [V_{012}]$$

La ventaja de utilizar este método reside en que se puede resolver un problema relativamente complicado, solamente haciendo la suma vectorial de la solución de máximo tres redes balanceadas.

Al obtener los valores de secuencia de un sistema eléctrico, se hace posible la construcción de las redes de secuencia para todo el sistema. La red de secuencia puede ser un circuito en donde es posible ver todas las trayectorias posibles para la circulación de la corriente, de esa secuencia, en el sistema. La red de secuencia positiva tiene una fuente de tensión, la cual normalmente es igual a la tensión nominal del sistema.

Dado que las impedancias de secuencia positiva y negativa son las mismas en los elementos pasivos de un sistema, (líneas y transformadores), la conversión de la red de secuencia positiva a la red de secuencia negativa se lleva a cabo solamente omitiendo la fuente de tensión. En vista de que todos los neutros de un sistema trifásico simétrico están al mismo potencial para las corrientes de secuencia positiva o para secuencia negativa. El neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia lógico para determinar las caídas de tensión de secuencia positiva y negativa.

En lo que se refiere a las corrientes de secuencia cero, un sistema trifásico opera como monofásico, ya que éstas tienen la misma magnitud y ángulo de fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Entonces, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito.

1.5 Método por unidad

Este método en por unidad representa las cantidades eléctricas, es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña con el fin de simplificar los cálculos, en donde tanto la impedancia equivalente del sistema como las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA. Esto nos permite la combinación de los elementos de un circuito en una red donde se pueden tener diferentes niveles de tensión, con esto eliminamos las conversiones de unidades para los parámetros obtenidos en cada uno de los nivel de tensión. También las impedancias de los equipos eléctricos usualmente son proporcionados por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

$$\text{Cantidad p.u.} = \frac{\text{Cantidad actual}}{\text{Cantidad base}}$$

Para determinar el valor en p.u. de cualquier cantidad eléctrica, es necesario fijar los valores base para hacer las referencias correspondientes.

Hay cuatro cantidades base en el sistema por unidad: MVA, KV, Ohms y Amperes, están relacionadas de tal forma que la selección de dos de ellas determina los valores base de las otras dos.

En CFE, es práctica común seleccionar como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionan los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se derivan las demás cantidades base como impedancia y corriente.

Antes de combinar impedancias es indispensable expresarlas en términos de los MVA base comunes y que ellas estén conectadas a un sistema que tenga un nivel de tensión igual a los KV base, es decir, expresarlas en valores p.u. que tengan las mismas bases.

Las fórmulas básicas para las cantidades eléctricas en por unidad son las siguientes:

$$\text{Volts p.u.} = \frac{\text{Volts actuales}}{\text{Volts base}}$$

$$\text{Amperes p.u.} = \frac{\text{Amperes actuales}}{\text{Amperes base}}$$

$$\text{MVA p.u.} = \frac{\text{MVA actuales}}{\text{MVA base}}$$

$$\text{Ohms p.u.} = \frac{\text{Ohms actuales}}{\text{Ohms base}}$$

Los valores que se derivan de las cantidades base trifásicas son:

$$Amperes\ base = \frac{MVA\ base \times 10^3}{\sqrt{3} \times KV\ base}$$

$$Ohms\ base = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

En la práctica, a veces es conveniente convertir directamente de cantidades en Ohms a Ohms por unidad sin determinar primero los valores base de Ohms, esto puede llevarse a cabo utilizando la siguiente expresión:

$$Ohms\ p.u. = \frac{Ohms_{actuales} \times MVA_{base}}{(KV_{base})^2}$$

Para convertir valores en p.u. a otras nuevas bases, es necesario utilizar:

$$Z_n = Z_v \left(\frac{KV_v}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right)$$

Donde las cantidades con subíndice “n” son las correspondientes a las nuevas bases, mientras que las cantidades con subíndice “v” son las que corresponden a las bases anteriores.

1.6 Impedancia de secuencia positiva y negativa de líneas aéreas

Las impedancias de secuencia positiva Z_1 y negativa Z_2 de una línea son exactamente iguales, debido a las caídas de tensión son las mismas con secuencia positiva a-b-c que con secuencia negativa a-c-b.

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + j X_1 \quad [\Omega / fase]$$

La resistencia de secuencia positiva R_1 de la línea depende de:

- Tipo y calibre de conductor
- Temperatura de operación.
- Corriente de carga
- Frecuencia de operación.

A esta resistencia comúnmente se le denomina r_a y se obtiene directamente de las tablas de conductores.

La reactancia inductiva de secuencia positiva X_1 está formada por dos términos:

$$X_1 = X_a + X_d$$

Donde:

X_a : Reactancia inductiva propia del conductor, depende de:

- Tipo y calibre de conductor
- Frecuencia de operación

El valor de esta reactancia se obtiene directamente de las tablas de conductores, o bien puede calcularse con la siguiente expresión:

$$X_a = 0.2794 \log\left(\frac{1}{RMG}\right)$$

X_a : Reactancia inductiva por espaciamento en Ohms/mi, determinada por:

Donde RMG es el radio medio geométrico del conductor expresado en pies (esta cantidad también se obtiene de las tablas de conductores).

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores y depende solamente de la disposición geométrica que tienen los conductores, no del tipo y calibre de conductores. Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$X_d = 0.2794 \log DMG \text{ Ohms/mi}$$

Donde DMG es la distancia media geométrica entre conductores expresada en pies, calculándose ésta para un tramo de línea trifásica por medio de:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \times d_{bc} \times d_{ca}}$$

En resumen, la reactancia inductiva de secuencia positiva puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$X_1 = 0.2794 \log\left(\frac{DMG}{RMG}\right)$$

Donde, tanto DMG como RMG deben expresarse en pies.

1.7 Impedancia de secuencia cero para líneas aéreas.

La impedancia de secuencia cero de la línea depende de los factores que se mencionaron para la impedancia de secuencia positiva y adicionalmente de:

- Número y disposición de Hilos de Guarda.
- Impedancia mutua entre hilos de guarda y conductores de fase.
- Resistividad del terreno, ya que la secuencia cero involucra trayectorias de retorno por tierra de las corrientes de desbalance, por lo cual la impedancia de secuencia

cero de la línea considera la existencia de un conductor imaginario localizado justo por debajo de los conductores aéreos y enterrado en el piso a una cierta profundidad, la cual dependerá de la resistividad promedio del terreno.

La impedancia de secuencia cero de una línea aérea se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{(Z_{0ag})^2}{Z_{0g}}$$

Donde:

- Z_{0a} : Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase.
- Z_{0ag} : Impedancia de secuencia cero mutua entre los conductores de fase y los hilos de guarda
- Z_{0g} : Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda.

Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase:

$$Z_{0a} = r_a + r_e + j (X_a + X_e - 2X_d)$$

Donde:

- r_a : Resistencia de secuencia positiva del conductor.
- r_e : Resistencia de secuencia cero del conductor en función de la frecuencia.
- X_a : Reactancia inductiva propia del conductor
- X_e : Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y la frecuencia
- X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores.

Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda.

$$Z_{0g} = \frac{3}{n} r_{ag} + r_e + j \left[X_e + \frac{3 X_{ag}}{n} - \frac{3(n-1) X_d}{n} \right] \text{ Ohms / mi}$$

Donde:

- r_{ag}, X_{ag} : Resistencia y reactancia inductiva propias del hilo de guarda, (estos valores se toman de las tablas de conductores).
- r_e, X_e : Ya definidas para Z_{0a}
- X_{dg} : Reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda
- n : Número de hilos de guarda

Para líneas con un hilo de guarda:

$$Z_{0g} = 3 r_{ag} + r_e + j(X_e + 3X_{ag})$$

Para líneas con dos hilos de guarda:

$$Z_{0g} = \frac{3 r_{ag}}{2} + r_e + j \left(X_e + \frac{3 X_{ag}}{2} - \frac{3 X_{dg}}{2} \right) \text{ Ohms / mi}$$

Impedancia de secuencia cero mutua entre conductores de fase e hilos de guarda:

$$Z_{0ag} = r_e + j (X_e - 3X_d) \quad \text{Ohms / mi}$$

Donde:

- r_e : Resistencia de secuencia cero del conductor en función de la frecuencia.
- X_e : Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y la frecuencia
- X_d : Reactancia de secuencia cero debida al espaciamiento entre los conductores de fase y los hilos de guarda.

$$X_d = 0.2794 \log DMG$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ag1} d_{bg1} d_{cg1} \dots d_{agn} d_{bgn} d_{cgn}} \text{ Pies}$$

1.8 Requisitos necesarios para el estudio de corto circuito

El corto circuito se presenta cuando se tiene una resistencia igual a cero ($R=0$) que permite que la corriente fluya y sea distinta de cero ($i \neq 0$) provocando que la tensión sea igual a cero ($V=0$), como se muestra en la figura 1.7.

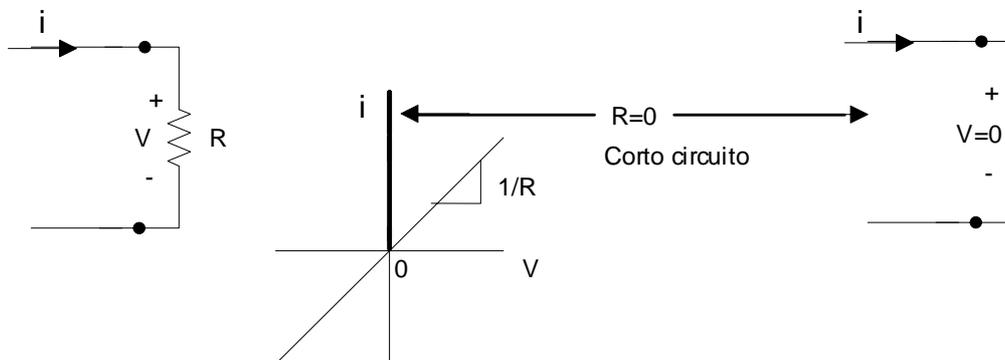


Fig.1.7 Característica del corto circuito

Con los valores de corriente de corto circuito se calculan los elementos de la instalación de forma que resistan los efectos dinámicos y térmicos correspondientes. Por lo tanto además de los valores máximos, interesan los procesos y las duraciones.

Los cortos circuitos son el resultado de las descargas disruptivas en el aislamiento transportando corriente a tierra o entre fases.

Los requisitos que son necesarios para llevar a cabo el estudio de corto circuito son:

- Equivalentes de Thévenin del Sistema Generación-Transmisión-Subtransmisión. Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad.
- Diagramas del Sistema:
 - * Impedancias equivalentes de Thévenin
 - * Impedancias de transformador(es) y líneas en el lado de baja tensión en por unidad, además, la forma en que están interconectados en las redes de secuencia, esto depende del tipo de falla a calcular.
- Tipo de fallas.- Comúnmente se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de fase a tierra. La falla trifásica porque es la que proporciona las corrientes de corto circuito de mayor magnitud en la mayoría de nodos a analizar.

La falla de fase a tierra generalmente es de menor magnitud, (excepto en los buses donde están conectados transformadores en Y con neutro aterrizado). En ocasiones la magnitud de la corriente de falla de fase a tierra es menor que la corriente de carga normal del circuito, sobre todo cuando se involucra la existencia de arco; por lo que esta falla es la de mayor ocurrencia en cualquier sistema eléctrico.

Las magnitudes de las corrientes que se obtienen en los otros tipos de falla, (falla de fase a fase, falla de dos fases a tierra), están comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica. En estas la corriente de falla puede ser diez veces la corriente nominal

En la interconexión de las redes de secuencia para distintos tipos de falla, es necesario seguir los siguientes pasos:

- 1.- Dependiendo el tipo de diagrama, se muestran las conexiones de los conductores de fase en el punto de la falla. Identificando todas las corrientes, tensiones e impedancias; cuidando las direcciones y polaridades. Se considera que la carga consiste de impedancias balanceadas y que las corrientes de falla fluyen del sistema hacia el punto fallado.
- 2.- Planteando las ecuaciones que relacionan las corrientes en la falla y las tensiones de acuerdo con el tipo de falla a considerar.

- 3.- Efectuar la transformación de corrientes y/o tensiones del sistema de secuencia positiva a-b-c al sistema de componentes simétricas 0-1-2 mediante el uso de la matriz de transformación A.

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

- 4.- Analizando las corrientes de secuencia para determinar el corto circuito y con esto determinar el equipo de protección.

1.9 Análisis de corto circuito

Con el análisis de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y tensiones en los diversos puntos del sistema.

Evaluando las corrientes de corto circuito en diferentes puntos del sistema nos permite determinar lo siguiente:

- 1) Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.
- 2) Verificar que es adecuada la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y/o cortacircuitos.
- 3) Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.
- 4) Diseño adecuado de la red de tierras con el fin de minimizar los riesgos del personal, que pudiera estar en contacto con aparatos y equipos conectados a dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.



2 FALLA ELÉCTRICAS

Una falla consiste en una conexión de dos o más conductores que comúnmente operan con una diferencia de potencial. Esta conexión puede ocurrir por contacto físico entre elementos metálicos donde la tensión reduce a cero en el punto de contacto y las corrientes son muy altas, o por medio de un arco. Estas corrientes de corto circuito suelen ser muy superiores a las admisibles por los conductores debido a consideraciones de capacidad térmica, ya que las elevadas temperaturas pueden causar daños en los aislamientos de los conductores y equipos.

2.1 Naturaleza de las fallas

En los sistemas eléctricos de potencia, pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

2.1.1 Fallas de naturaleza transitoria

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable". Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Dado el corto tiempo de presencia de este fenómeno, incluso en algunas ocasiones los dispositivos de protección no llegan a operar dependiendo de la capacidad de auto-recuperación del aislamiento, por lo que podría establecerse una "auto-liberación" de la falla sin la acción de una protección.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal, pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecida después de que el aislamiento ha recuperado su capacidad dieléctrica.

2.1.2 Fallas de naturaleza permanente

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocados normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

2.1.3 Falla balanceada

En este tipo de falla la condición de operación del circuito es balanceada, es decir las magnitudes de los fasores de corrientes son iguales, así mismo las magnitudes de los fasores de tensiones son iguales; la relación angular entre fasores de tensión es de 120° e igualmente en los fasores de corriente, pero aun así produciendo sobrecorrientes.

2.1.4 Falla desbalanceada

En este tipo de fallas el circuito se encuentra operando en una forma desbalanceada, es decir las magnitudes de los fasores de corrientes son diferentes, así mismo los fasores de tensiones son diferentes; puede existir un defasamiento en la relación angular entre fasores de tensión y corriente, podemos encontrar las siguientes fallas:

- (a) fallas trifásicas
- (b) fallas entre dos fases
- (c) fallas entre dos fases y tierra
- (d) fallas de fase a tierra

La magnitud de la corriente de falla depende de:

- La impedancia del sistema a partir del origen de la falla
- Tipo de falla.
- Del punto donde ocurra la falla

Es importante mencionar que no se toma en cuenta la carga, debido a que la impedancia es menor y como la falla es aleatoria no se podría saber el nivel de carga que se tendría al momento de la falla.

2.2 Tipos de fallas y sus causas

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de los tipos y causas de falla se encuentran listados en la tabla 2.2.

Principales tipos y causas de falla	
Tipo	Causa
Aislamiento	defectos o errores de diseño, fabricación inadecuada, instalación inadecuada, aislamiento envejecido, contaminación
Eléctrico	descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra, sobretensiones dinámicas
Térmica	falla de enfriamiento, sobrecorriente, sobretensión, temperatura ambiente
Mecánica	esfuerzos por sobrecorriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o viento

Tabla 2.2

2.3 Características de las fallas

2.3.1 Ángulo de falla

El factor de potencia o ángulo de una corriente de falla, está determinado para las fases falladas por la naturaleza de la fuente y la topología de los circuitos conectados hasta la ubicación misma de la falla; y para las fallas a tierra por el tipo de aterrizamiento del sistema.

La corriente tendrá un ángulo de 80 a 85° atrás para una fase fallada cerca de las fuentes de generación. El ángulo será menor en el sistema dependiente de las líneas involucradas.

Los ángulos de falla típicos para líneas aéreas con conductor desnudo son los siguientes:

7.2 a 23 kv:	20 a 45° atrás
23 a 69 kv:	45 a 75° atrás
69 a 230 kv:	60 a 80° atrás
230 y mayores:	75 a 85° atrás

En estos niveles de tensión, las corrientes para las fases falladas tendrán los ángulos mostrados donde la impedancia de línea es la mayor.

Si predomina la impedancia de transformadores o generadores, los ángulos de las fallas serán mayores.

2.3.2 Resistencia de falla

A menos que la falla sea sólida, se presentará a través del dieléctrico (generalmente aire), un arco cuya resistencia varía con su propia longitud y la magnitud de la corriente de falla.

La resistencia de arco es en sí misma un factor importante en las fallas de fase excepto en sistemas de baja tensión. El arco no se prolonga lo suficiente para que el espaciamiento entre las fases involucradas reduzca el flujo de la corriente.

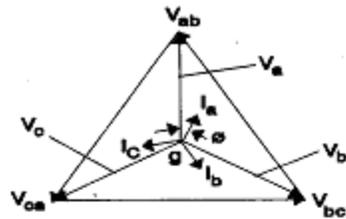
Adicionalmente la resistencia del arco se encuentra en cuadratura con la reactancia y por tal razón puede no incrementar de manera significativa la impedancia total que limita a la corriente de falla. Para fallas a tierra, la resistencia de arco puede ser un factor importante debido a que pueden ocurrir arcos de mayor longitud.

Por otra parte la relativamente alta resistencia de aterrizamiento de una estructura puede limitar de manera significativa a la corriente de falla.

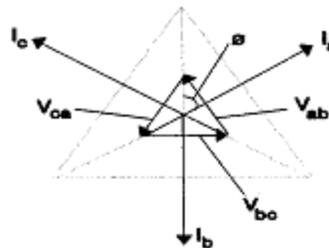
2.3.2 Variación de los fasores durante fallas

Los diagramas fasoriales de la figura 2.1 muestran el efecto de las fallas tanto en las tensiones como en las corrientes del sistema.

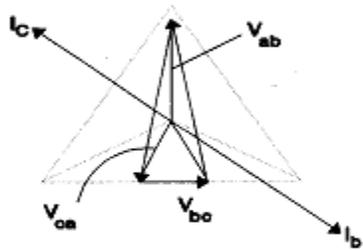
Los diagramas mostrados corresponden a sistemas efectivamente aterrizados. En todos los casos el triángulo de tensiones no colapsados indicado con línea punteada, existe en la fuente de generación, y el máximo colapso ocurre en la ubicación de la falla. Las tensiones existentes entre ambos extremos varían dependiendo del punto de medición.



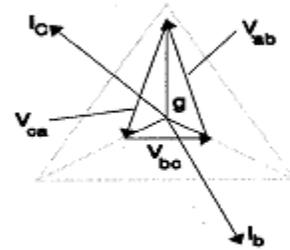
Condición Normal Balanceada



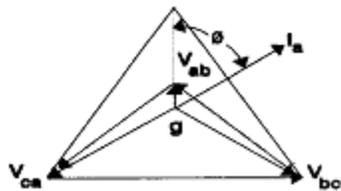
Nota : En la Falla
 $V_{ab} = V_{bc} = V_{ca} = 0$
 Falla Trifásica



Nota : En la Falla
 $V_{bc} = 0$
 Falla entre Fases
 "b" y "c"



Nota : En la Falla
 $V_{bc} = V_{bg} = V_{cg} = 0$
 Falla de Fases "b" y
 "c" a Tierra



Asumiendo $Z_1 = Z_1 = Z_1 = 0$
 Nota : En la Falla
 $V_{bc} = 0$
 Falla de la fase "a"
 a Tierra

Fig. 2.1 Diagramas fasoriales para la ocurrencia de varios tipos de fallas sólidas en un sistema eléctrico típico

2.4 Criterios para Detectar Fallas

En la protección de los sistemas eléctricos de potencia se manejan diferentes criterios para la detección de fallas con el fin de implementar una protección adecuada al sistema, entre los cuales encontramos:

2.4.1 Sobrecorriente

Se tiene una sobrecorriente cuando se excede la corriente máxima para la cual está diseñado el equipo, estas son características de las fallas entre fases y tierra, o durante la operación normal de los dispositivos. Por ejemplo, cuando se energiza un transformador de potencia, un motor de inducción, etc.

La sobrecorriente puede ser entonces utilizada como un criterio para detectar fallas, siempre que sea contemplada la condición de arranque de los dispositivos con el fin de que se evite el disparo innecesario y esto se logra mediante funciones incluidas en la protección, por ejemplo, retraso de tiempo, bloqueo mediante detectores de armónicas, discriminación por ajuste de las corrientes de arranque, etc.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente monitorean continuamente la corriente que es conducida por el elemento protegido y ordenan la apertura del interruptor cuando la corriente excede el ajuste, con lo cual se aísla el elemento.

2.4.2 Diferencia de corrientes

Se comparan las amplitudes de las corrientes de entrada y salida del elemento protegido y se presenta una falla tan pronto como la diferencia entre las dos corrientes deja de ser cero; debido a esta comparación se le conoce como protección diferencial.

En caso de que se presente una falla dentro de la zona protegida, la corriente de salida de la fase fallada se invertirá y el dispositivo de protección medirá la suma en lugar de la diferencia de corrientes.

Si se tiene una falla fuera de la zona protegida el dispositivo de protección no detectará la falla al menos que esta se encuentre dentro de la zona de protección. Es importante resaltar que se compensan los defasamientos angulares, así como las variaciones de tensiones provocadas por las conexiones delta y estrella, mediante las diversas conexiones de los TCs.

2.4.3 Diferencia angular de fase y corrientes

La protección compara ángulos de fase y corrientes que fluyen hacia adentro y fuera de la unidad protegida por lo cual se le conoce como protección de comparación de fase. Mientras que un esquema de corriente diferencial determina la diferencia de amplitudes en ambos lados de la unidad protegida, en este caso es la diferencia entre los ángulos de fase.

2.4.4 Sobre y Baja tensión

En un sistema trifásico, las tensiones de fase a neutro y de fase a fase en la carga están influenciadas por la caída de tensión a lo largo de la línea y por lo tanto por la propia carga, pero puede variar solamente dentro de ciertos límites dados. Si las tensiones llegan a caer fuera de estos límites, una condición de operación anormal o una falla pueden ser resultado de reguladores de tensión o transformadores de potencia defectuosos, del corte de carga o de una pobre regulación del factor de potencia.

Las sobretensiones atmosféricas (descargas, ondas viajeras, etc.) no pertenecen a este grupo, porque generalmente los apartarrayos se hacen cargo. Las tensiones bajas son generalmente consecuencia de una falla.

2.4.5 Dirección de Potencia

Este tipo de protección monitorea la dirección de la potencia comparando las variaciones que se tienen en el sistema, con lo cual al obtener un cambio de dirección por una falla esta obtiene aportaciones del sistema.

2.4.6 Componentes simétricas de corrientes y tensiones

Estas son más adecuadas para los propósitos de la protección que los propios valores de fase. Ejemplos típicos son la detección de desbalances mediante el monitoreo del nivel de la componente de secuencia negativa y la detección de las componentes de secuencia positiva y negativa de la corriente en los esquemas de protección por comparación para reducir el volumen de los datos que se han de transmitir. En estas aplicaciones, se usan filtros para extraer las componentes simétricas a partir de los sistemas trifásicos de corrientes y tensiones.

Las principales clases de fallas que son detectadas mediante el monitoreo de las componentes simétricas son:

- Fallas entre fases y a tierra en sistemas conectados a tierra sólidamente o a través de una baja resistencia.
- Fallas a tierra en sistemas aislados de tierra o conectados a ella a través de bobinas de reactores.
- Configuraciones asimétricas de un sistema, cargas asimétricas y conductores con circuito abierto.

2.4.7 Impedancia

La impedancia es el criterio medido para detectar fallas en sistemas de transmisión, la detección de fallas en sistemas de transmisión se basa en el hecho de que la impedancia medida en el sitio donde se encuentra el relevador en condiciones de carga normal es mayor que la impedancia de una falla.

También durante ciertas condiciones, la impedancia de malla de la falla desde el sitio donde se encuentra el relevador hasta el sitio donde se encuentra la falla es proporcional a la distancia entre ellos.

2.4.8 Sincronismo

La desviación de la frecuencia de un sistema de potencia eléctrica de su valor nominal es una indicación de desbalance entre la generación de potencia real y la demanda de carga, un defecto en generación hace que la frecuencia caiga, y generación en exceso hace que la frecuencia suba. Como el sistema de potencia también alimenta a los relojes síncronos, es importante que la frecuencia permanezca dentro ciertos límites muy estrechos. Las desviaciones de la frecuencia son por lo tanto relativamente pequeñas.

2.5 Cálculo de falla

Para condiciones de falla es necesario realizar un análisis, utilizando un método que facilite el estudio de la falla.

2.5.1 Falla trifásica

A continuación en la figura 2.2 se muestra el diagrama del comportamiento de las tensiones y corrientes en un falla trifásica.

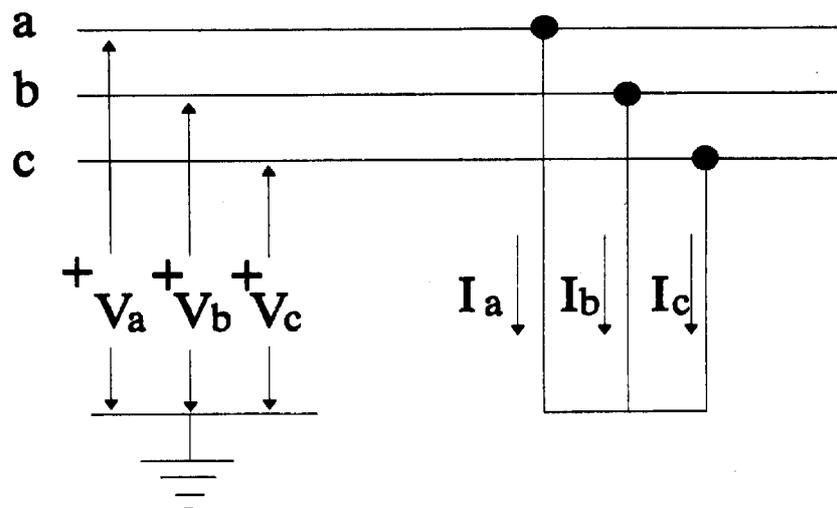


Fig 2.2 Condiciones en el punto de falla trifásica

Condiciones de la falla

$$I_{falla} = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$
$$I_b = a^2 I_a$$
$$I_c = a I_a$$

Obteniendo las componentes simétricas mediante la matriz de transformación

Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}]$$

$$|I_{a1}| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_{a2} = 0$$

$$I_{a0} = 0$$

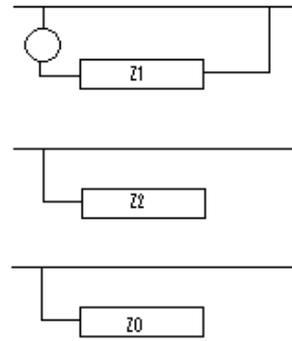


Fig 2.3 Circuito de Thevenin

Por ser una condición balanceada, la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva, lo cual queda demostrado analíticamente y se muestra en la figura 2.3.

Las corrientes son simétricas durante el corto circuito.

La magnitud de corto circuito esta determinada por

$$I_A = \frac{E_A}{R_S + R_L + J(X_S + X_L)}$$

La tensión va disminuyendo a lo largo de la línea hasta ser cero en el punto de falla, como puede observarse en la figura 2.4.

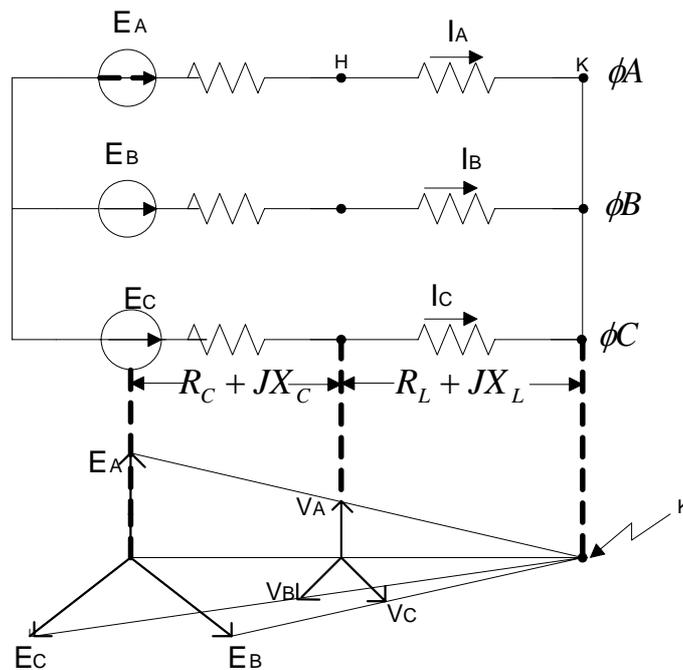


Fig 2.4 Comportamiento de la tensión en la línea durante una falla

2.5.2 Falla de una fase a tierra con resistencia

A continuación en la figura 2.5 se muestra el diagrama del comportamiento de las tensiones y corrientes en un falla de fase a tierra con resistencia.

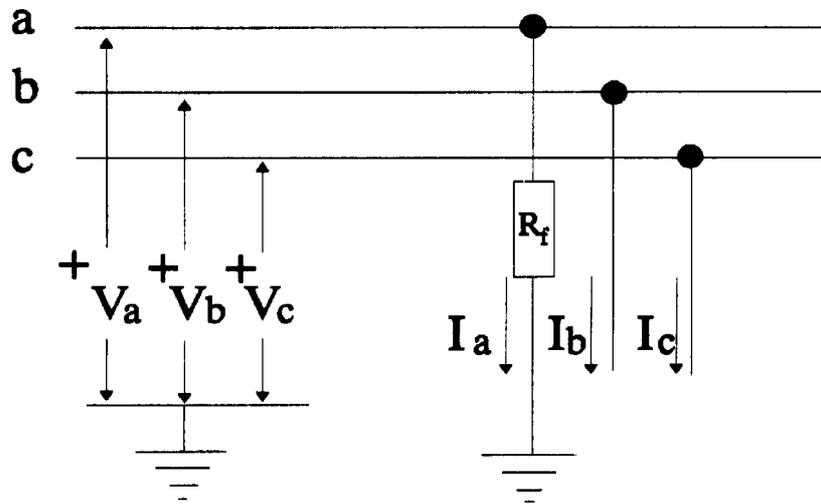


Fig 2.5 Condiciones en el punto de falla de fase a tierra

Condiciones de falla

$$I_{falla} = |I_a|$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = R_f I_a$$

Obteniendo las componentes simétricas mediante la matriz de transformación

Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}]$$

$$|I_{a1}| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_{a2} = 0$$

$$I_{a0} = 0$$

Se observa que todas las corrientes de secuencia son iguales, por lo tanto, las redes de secuencia para este tipo de falla deben estar conectadas en serie.

$$V_a = R_f I_a = 3 R_f I_{a1}$$

La ecuación anterior puede expresarse también como:

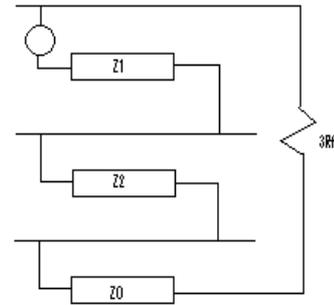
$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3R_f I_{a1}$$

Esto implica que se tiene que añadir una impedancia externa igual a $3R_f$ en el circuito de las 3 redes de secuencia conectadas en serie.

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_{th}}{Z_{a0} + Z_{a1} + Z_{a2} + 3R_f}$$

Manejando el diagrama de Thevenin para su fácil análisis como se muestra en la figura 2.6 y suponiendo $V_{th} = 1.0$ p.u., la corriente de falla de fase a tierra es:

$$I_{falla} = I_a = 3I_{a0} = \frac{3}{Z_{a0} + Z_{a1} + Z_{a2} + 3R_f}$$



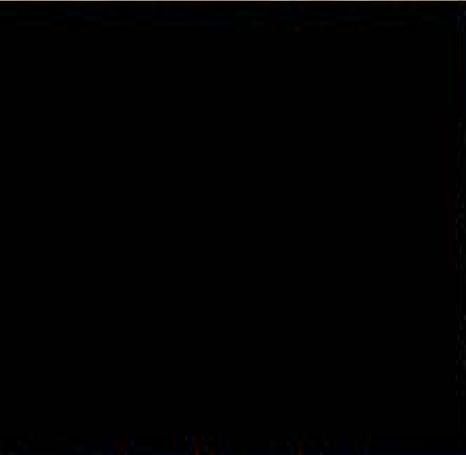
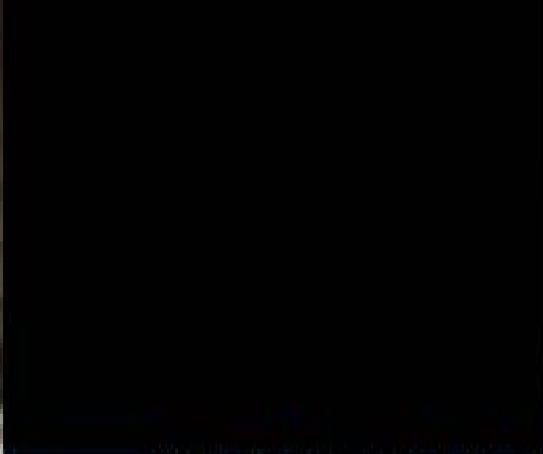
Falla de una fase a tierra a través de una impedancia

Fig 2.6 Falla de una fase a tierra a través de una impedancia

Considerar o no la existencia de la resistencia de falla R_f en el cálculo de las corrientes de falla a tierra, depende del uso que se dé a los resultados del estudio de corto circuito en los estudios de coordinación de protecciones.

Si se requiere determinar la sensibilidad (mínima corriente para operar) del dispositivo de protección, entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla, usualmente se considera que ésta varía desde 10 hasta 100 Ohms en circuitos de distribución.

Por otro lado, si lo que se requiere es ajustar el tiempo de operación del dispositivo de protección con el fin de coordinarlo con otro, entonces la falla debe considerarse como sólida (sin resistencia de falla).



3 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Sabemos que a pesar de todos los esfuerzos realizados para prevenir fallas estas son imposibles de eliminar en su totalidad, por lo que se requiere de equipo de protección para minimizar los efectos causados por estas fallas en los sistemas de potencia.

Como el daño que provoca una falla depende principalmente de su duración, es necesario que los dispositivos de protección operen tan rápido como sea posible. Sin embargo, deben también operar en una forma absolutamente selectiva para aislar el elemento fallado del sistema, operando en forma confiable.

Entre las consecuencias más importantes de una falla se tienen:

- Daño a los equipos debido a los efectos dinámicos de la corriente de falla
- Daño al equipo debido a los efectos térmicos de la corriente de falla
- Pérdida de la estabilidad del sistema
- Pérdida del suministro a las cargas
- Riesgo para la vida

3.1 Requisitos básicos para el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia

Para que un sistema de protección funcione correctamente necesitamos satisfacer los siguientes requisitos básicos:

3.1.1 Selectividad

Es la habilidad para aislar solamente el elemento fallado del resto del sistema; esto se puede lograr mediante los métodos siguientes:

- Por diferencia de tiempo de operación, es decir, el dispositivo de protección más cercano a la falla dispara primero, así los otros, entre ese dispositivo y las fuentes, deben operar sucesivamente en forma más lenta con retraso de tiempo fijo (definido) o de un tiempo inversamente proporcional al nivel de la corriente de falla.
- Comparación de la amplitud o fase de las corrientes en ambos lados del elemento protegido.
- Determinación de la dirección (del flujo de potencia de falla) en ambos lados del elemento protegido comparando las señales derivadas. Aplicación: comparación direccional y protección de distancia con un canal de comunicaciones.

Los dos últimos métodos también son conocidos como protecciones unitarias porque solamente detectan fallas entre los TCs en ambos lados del elemento protegido y no proporcionan protección de respaldo a los elementos vecinos.

3.1.2 Confiabilidad

Es la habilidad del dispositivo de protección para llevar a cabo su propósito durante su vida operacional. Se hace una distinción entre:

Dependabilidad: Asegura que el dispositivo de protección lleve a cabo la función para la cual fue diseñado y dispare en forma selectiva al elemento protegido del resto del sistema en el caso de una falla.

Seguridad: Asegura que el dispositivo de protección no va a disparar a menos que sea una falla en el elemento protegido.

3.1.3 Disponibilidad

Es el tiempo en el cual la protección se encuentra funcionando sin problema alguno, desde su instalación hasta su mantenimiento. Se puede lograr una disponibilidad alta en el equipo de protección con lo siguiente:

- Alta calidad técnica de todos los componentes en la cadena de protección, es decir, en los transformadores de instrumento, baterías, sistema de distribución, canales de comunicación, interruptores y todas las interconexiones entre estos componentes.
- Un diseño óptimo del esquema de protección, es decir, instalando una cadena de protección redundante para la protección de líneas importantes de alta tensión.
- Auto-monitoreo continuo de los dispositivos de protección.
- Realizar pruebas cuidadosas en la aceptación de los dispositivos, puesta en servicio de los equipos, pruebas periódicas y pruebas automáticas de rutina.

3.1.4 Rapidez

El desarrollo de dispositivos de protección más rápidos deben siempre ser evaluado en comparación al incremento en la probabilidad de un mayor número de operaciones no deseadas o inexplicables.

El tiempo es un excelente criterio para descartar entre un problema real y uno falso. Aplicando esta característica en particular a un dispositivo de protección, la “alta velocidad” indica que el tiempo usual de operación no excede los 50 milisegundos (3 ciclos). El término “instantáneo” indica que ningún retardo es introducido a propósito en la operación. En la práctica, “alta velocidad” e “instantáneo” son frecuentemente usados de manera indistinta.

3.1.5 Economía

Un dispositivo de protección que tiene una zona de influencia perfectamente definida, provee una mejor selectividad pero generalmente su costo es mayor. Los dispositivos de protección de alta velocidad ofrecen una mayor continuidad del servicio al reducir los daños provocados por una falla y los riesgos al personal, por tanto tienen un costo inicial mayor.

El más alto desempeño y costo no pueden ser siempre justificados. Consecuentemente, dispositivos de protección de baja y alta velocidad son usados para proteger un sistema eléctrico. Ambos tipos pueden proporcionar una alta confiabilidad.

3.1.6 Simplicidad

Como cualquier otra disciplina de la ingeniería, la “simplicidad” en un sistema de protección es siempre la “marca” de un buen diseño. El sistema de protección más simple, sin embargo no es siempre el más económico. Como se indicó previamente una mayor economía puede ser posible con un sistema de protección complejo que usa un número mínimo de elementos.

Otros factores de manera similar tales como la simplicidad del diseño, mejoran la simplicidad del sistema, si únicamente hay pocos elementos que pueden representar una mala operación.

3.2 Planificación de las protecciones

Para determinar las protecciones necesarias en un sistema eléctrico de potencia, es preciso disponer de la información completa de este. Consecuentemente, se debe proceder a una planificación general de los sistemas de protección de la siguiente manera:

- a) Conocimiento detallado de la red.
- b) Definición concreta de las zonas de influencia de cada protección y su comportamiento para cada tipo de falla previsible
- c) Acotación de las zonas de protección.
- d) Definición de las protecciones de respaldo que deben actuar en caso de fallo de una protección primaria.

Así como tomar en cuenta los siguientes puntos:

- a) Manejo de un aislamiento adecuado.
- b) Coordinación de la resistencia de aislamiento con las capacidades de los apartarrayos.
- c) Uso de hilos de guarda y baja resistencia de tierra de las torres.
- d) Resistencia mecánica de diseño, para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de fallas externas al sistema.
- e) Prácticas de mantenimiento preventivo y predictivo
- f) Estudio de corto circuito
- g) Análisis de cargas y flujos de potencia

3.3 Zonas de protección

La forma ideal de proteger un sistema eléctrico de potencia se logra dividiéndolo en zonas de protección, procurando que se encuentren estas traslapadas. Cada una de estas zonas deberá de tener sus propios relevadores de protección, que detectaran las fallas y enviaran la señal de disparo hacia los interruptores de potencia, que son los únicos dispositivos que tienen la capacidad de aislar la zona afectada del resto del sistema cuando se han presentado condiciones anormales o de falla.

La zona protegida es aquella parte de un sistema de potencia resguardada por una protección y por lo general contiene uno o como máximo dos elementos del sistema a su cuidado. Las zonas se disponen de manera que se traslapen, para que ninguna parte del sistema quede sin protección. En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambio en las magnitudes eléctricas de un circuito.

Las Zonas de Protección se traslapan para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la figura 3.1 muestra el sistema con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de líneas de subtransmisión (1)
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de transformadores de potencia (3)
- Zona de protección de barras y circuito de media tensión (4)
- Zona de protección de circuitos de distribución (5)
- Zona de protección de transformadores de distribución y circuitos secundarios (6)
- Zona de protección de transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas de baja tensión (7)

La siguiente figura 3.1 muestra los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado. En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito.

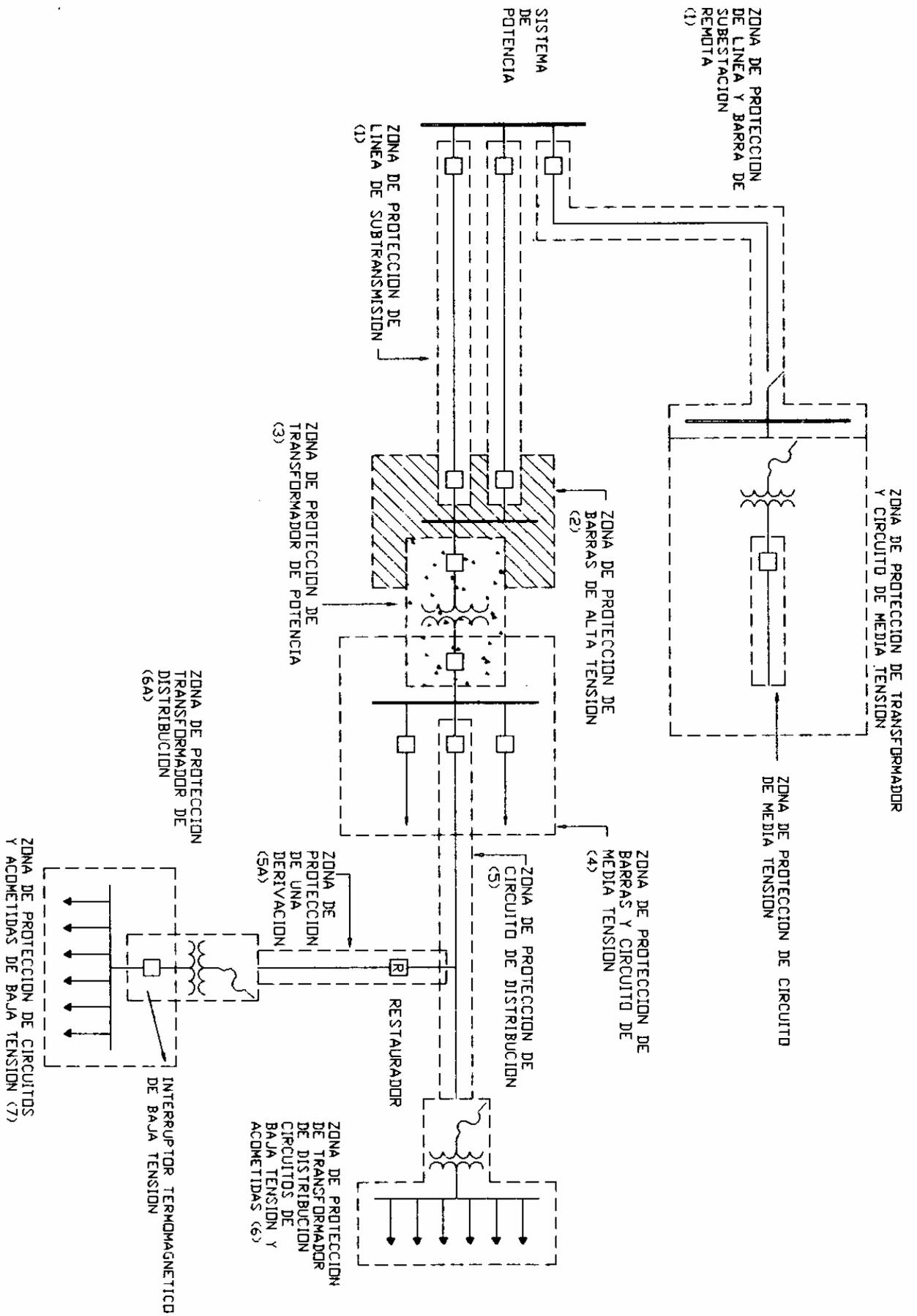


Fig. 3.1 Zonas de protección

Ejemplo de un traslape:

Puede verse que en la figura 3.2, para una falla que ocurre en x se disparan los interruptores de la zona B e inclusive el interruptor C; sin embargo esto no interrumpirá el paso de la corriente de falla procedente de la zona A; el equipo del relevador de la zona B también debe disparar ciertos interruptores en la zona A. Las fallas que ocurran en la zona B a la derecha del interruptor C no será útil la operación de los interruptores de la zona A.

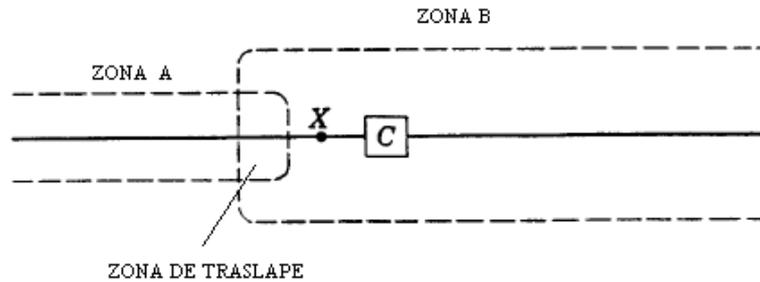


Fig 3.2 Traslape de protecciones

3.4 Coordinación de la protección de un sistema de potencia

La coordinación de protecciones se basa en diferentes diagramas esquemáticos, con un conjunto de relevadores que protegen una serie de zonas. Cada zona debe de estar protegida básicamente por dos juegos de protecciones que deben ser lo más independientemente posible, con objeto de cubrir la falla de alguno de ellos.

Estas protecciones se denominan.

- primaria
- secundaria o de respaldo
- de respaldo remoto
- de respaldo local de interruptor

3.4.1 Protección primaria

La protección primaria debe de operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar durante los primeros ciclos de falla.

La protección primaria se maneja de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia como se muestra en la figura 3.3, de manera que aísle al elemento fallado, tomando en consideración lo siguiente:

- Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada debe disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
- Se deben considerar zonas de traslape, que por lo general son interruptores, de tal manera que al producirse una falla en la zona de traslape deben dispararse todos los interruptores que alimentan a las dos zonas.

-Los transformadores de corriente son los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores.

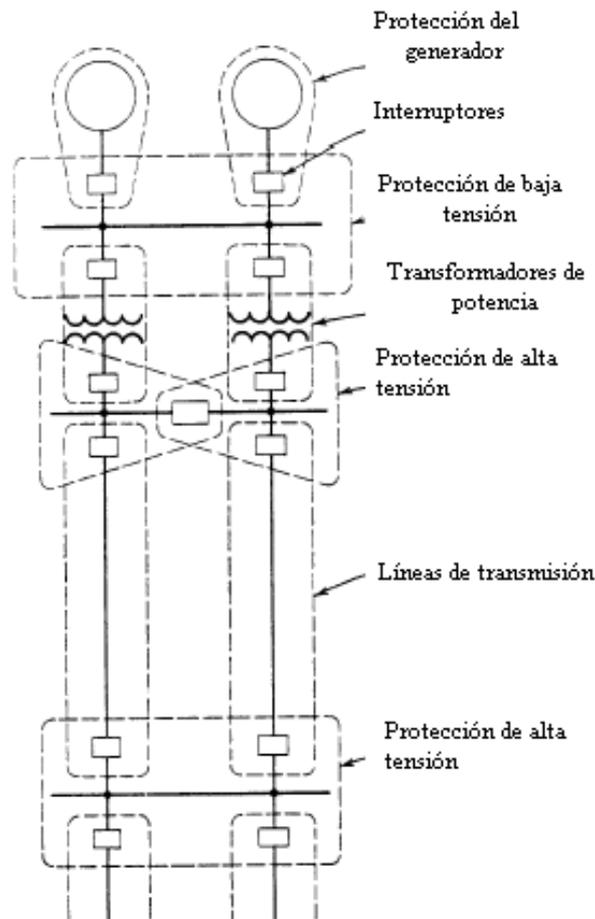


Fig. 3.3 Protección primaria de acuerdo a la zona

3.4.2 Protección secundaria o de respaldo

La protección de respaldo debe de operar cuando la protección primaria falla o esta fuera de servicio, funcionando con un retardo de tiempo.

Es necesario que los relevadores estén de tal forma que no empleen o controlen cualquier elemento en común con los relevadores primarios que vayan a ser respaldados. La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema que la primaria

3.4.3 Protección de respaldo remota

Es aquella que se activa cuando han fallado la protección primaria y secundaria. Se considera como un tercer grado de protección que libera los interruptores que alimentan la falla, es decir una subestación adyacente la cual aísla una mayor parte del sistema.

3.5 Sistemas de protección

Un sistema de protección tiene como función principal detectar cuando el cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en cual ocurrió la falla, para disminuir el daño en el mismo equipo y las interrupciones del servicio. Un sistema de protección está formado por el siguiente equipo:

- transductores (TC's, TP'S y equipo de multimedición)
- relevadores
- banco de baterías
- interruptores de potencia

3.5.1 Transductores

Un transductor es un dispositivo que su entrada es una variable cualquiera de un sistema y que produce una salida con valor proporcional al de la entrada, de acuerdo a una regla específica de conversión. En la mayor parte de los casos, el valor de la salida es directamente proporcional al valor de la entrada.

La medición de los parámetros eléctricos que cuantifican las variaciones de potencia y tensión del sistema eléctrico, ocasionadas por fallas en el sistema, sobrecargas, sobretensiones, variaciones en la demanda de energía, etc., requiere contar con transformadores de instrumento y equipos de medición normalizados, que contemplen indicaciones de tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva así como de la energía consumida en los elementos del sistema eléctrico. En la protección de sistemas eléctricos de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento que a su vez pueden ser:

- transformadores de corriente
- transformadores de potencial

3.5.1.1 Transformadores de corriente (TC's)

La función de los transformadores de corriente es reducir la corriente nominal del sistema de potencia a una corriente secundaria aunque ligeramente defasado del valor normalizado, para alimentar a los relevadores de protección, como en la figura 3.4. Entre sus principales funciones se encuentra:

Aislar los instrumentos de medición

Para una aplicación adecuada de los transformadores de corriente implica considerar las siguientes características principales:

- Tipo de aislamiento.- Dependiendo de la tensión nominal de operación, los TC's pueden tener tres tipos de aislamiento: en aire, en resina epóxica o en aceite. Los transformadores para alta tensión suelen especificarse sumergidos en aceite.
- Corriente nominal primaria.- Se define como el valor eficaz de la corriente primaria sobre la cual se basa el funcionamiento del transformador. Existen relaciones normalizadas de transformación simple, doble o múltiple así como valores para la corriente primaria.

- Corriente nominal secundaria.- Es el valor de corriente que se obtiene de dividir la corriente nominal primaria entre la relación nominal de transformación. El valor normalizado de esta corriente es 1A, 2A y 5A, de los cuales se selecciona preferentemente este último. Para grupo de transformadores conectados en delta, el valor normalizado se debe dividir entre $\sqrt{3}$.
- Corriente térmica nominal de tiempo corto.- Se define como el valor rms de la corriente que puede circular durante un segundo por el devanado primario, cuando el devanado secundario está en corto circuito, sin que se excedan los límites especificados de temperatura.
- Corriente nominal dinámica.- Es el valor pico de la corriente primaria que el transformador sin sufrir ningún daño, es capaz de soportar con el devanado secundario cortocircuitado.
- Niveles de aislamiento.- Al transformador de instrumento, se le asigna un nivel de aislamiento al impulso de acuerdo con las pruebas dieléctricas en fábrica que el transformador es capaz de soportar.
- Devanados secundarios.- Los transformadores de corriente pueden ser especificados con uno, dos, tres o cuatro devanados secundarios con circuito magnético independiente y devanado primario común. El hecho de tener circuitos magnéticos independientes, permite asignar una función específica a cada devanado sin que la operación de uno afecte a los otros; teóricamente se comportan como transformadores independientes.
- Clase de precisión y carga secundaria (burden).- La precisión de un transformador de instrumento, se afecta de acuerdo con su diseño y construcción, por las condiciones de operación del circuito y por la carga impuesta al circuito secundario; por lo tanto, para un transformador de corriente específico y bajo condiciones determinadas de operación, la precisión dependerá de la carga secundaria impuesta.



Fig. 3.4 Transformador de corriente

3.5.1.2 Transformadores de corriente auxiliares

En las protecciones que comparan parámetros de corriente, es necesario igualar las relaciones de los transformadores de corriente, de tal manera que bajo condiciones normales de operación las corrientes secundarias se encuentran balanceadas. Para tal

objeto, se utilizan transformadores auxiliares o de ajuste que se deben seleccionar considerando especialmente la carga secundaria (burden) y la posible saturación.

3.5.1.3 Transformadores de potencial (TP's)

Los transformadores de potencial tiene como función reducir la tensión nominal del sistema de potencia a una tensión secundaria para alimentar a los relevadores de protección con tensión de valor normalizado, un ejemplo es mostrado en la figura 3.5. Entre sus funciones principales se encuentran:

Aislar los instrumentos de medición

Las tensiones normalizadas en el primario para un transformador potencial conectado entre una línea de un sistema trifásico y tierra, debe ser $1/\sqrt{3}$ veces el valor de la tensión nominal del sistema. Asimismo, los valores de tensión normalizados en el secundario deben dividirse entre $\sqrt{3}$ para conservar la relación de transformación nominal. Estos valores normalizados de tensión en el secundario son: 100, 110, 115, 120, 200 y 230 V. Los valores normalizados para considerar el factor de tensión de los TP's, están determinados por la tensión máxima de operación, la cual depende de la tensión nominal del sistema y de las condiciones de aterrizamiento del devanado primario de los transformadores.



Fig. 3.5 Transformador de potencial

3.5.1.4 Tipos de transformadores de potencial

Existen dos tipos de transformadores de potencial dos tipos de transformadores: Medición y protección, para propósitos de protección por relevadores, se utilizan dos tipos de transformadores de potencial que son los siguientes:

- Inducción electromagnética
- Tipo capacitivo

Transformadores de potencial de inducción electromecánica

Los transformadores de potencial de inducción electromagnética, son aquellos que tienen como función principal transformar los valores de tensión sin tomar en cuenta la corriente, estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control y protección que requieren señal de tensión.

Estos transformadores se constituyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar y varía de 15 a 60 VA. Los aislamientos empleados son de muy buena calidad, pudiendo ser, en algunos casos, resinas sintéticas, aceites o líquidos no inflamables.

Transformadores de potencial capacitivos

Los transformadores de potencial capacitivos tienen la misma función que las TP's, sin embargo, debido a su construcción, los transformadores de potencial capacitivos tienen la ventaja de que permiten un acoplamiento en conjunto con el equipo de onda portadora (carrier). Los transformadores de potencial capacitivos, cuentan con un capacitor de acoplamiento y adicionalmente con un dispositivo de potencial diseñado para suministrar una tensión adecuada a los aparatos de medición y equipos de protección que en condiciones normales de uso, la tensión secundaria del transformador reductor, es proporcional a la tensión primaria defasada un ángulo cercano a cero grados. Estos dos últimos conectados a los circuitos de alta tensión.

3.5.2 Bancos de baterías

Para la operación de los relevadores e interruptores se requiere una fuente de energía diferente a la del circuito de suministro que se está protegiendo. El suministro auxiliar se provee por medio de bancos de baterías, como se muestran en la figura 3.6.

Los bancos de baterías son el equipo que, en un sistema de protección, tienen la función de energizar al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo puede ser de corriente directa o de corriente alterna.

Los bancos de baterías están conectados permanentemente a través de un cargador-rectificador al servicio de estación de corriente alterna. El cargador tiene capacidad suficiente de potencia aparente (VA) para proporcionar toda la carga en estado estable suministrada por la batería.

Todos los circuitos de suministro auxiliar de corriente directa deben mantener su resistencia de aislamiento al nivel adecuado, ya que cualquier falla de aislamiento a tierra pueden producir una apertura en falso, debido a la formación de una trayectoria de desvío de la corriente en torno a los dispositivos de control. Por lo tanto toda instalación auxiliar de suministro de corriente directa debe incluir una unidad que monitoree constantemente el estado de aislamiento.



Fig. 3.6 Banco de baterías

3.5.3 Interruptores

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para aislar al elemento que está en cortocircuito del resto del sistema, como el mostrado en la figura 3.7.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente. Este equipo además de desconectar a un elemento del sistema en cortocircuito, tiene la función de cerrar o abrir un circuito de potencia en condiciones normales de operación o en vacío.

Los interruptores pueden operarse de forma manual cuando el sistema el sistema de control falla o automáticamente el cual es accionado por un relevador de protección de manera que cuando se requiera abrirlo se energice una bobina de disparo que libere la energía almacenada en el mecanismo haciendo que se abran los contactos.



Fig. 3.7 Interruptor de potencia



4 RELEVADORES

Un dispositivo que se utiliza en la protección de sistemas eléctricos de potencia son los relevadores, que operan por la variación de alguna de las condiciones en el mismo ordenando la acción de alguno o algunos de los elementos del sistema, abriendo ó cerrando contactos, aislando automáticamente al equipo dañado.

Los relevadores proporcionan una indicación de su operación mediante banderas, señales luminosas o alarmas sonoras.

La función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos por los cortos circuitos, así como indicar el sitio y el tipo de falla.

4.1 Desarrollo histórico

Los relevadores han sufrido diversos cambios de acuerdo a la evolución tecnológica y a las necesidades que el sistema exige, a continuación se muestra el desarrollo:

Relevadores electromecánicos (campos electromagnéticos)

1901 Sobrecorriente de inducción (50)

1908 Diferencial (87)

1910 Direccional (67)

1921 Distancia tipo impedancia (21)

1937 Distancia tipo mho (21)

Relevadores estáticos (bulbos)

1925 Protección piloto por comparación direccional (onda portadora)

1930-1940 Distintos tipos de relevadores

1948 Relevadores de distancia (21)

Relevadores estáticos (conductores transistorizados)

1949 Comparación de fase

1954 Distancia (21)

1959 Sobrecorriente (50)

1961 Distancia (versión comercial) (21)

Estáticos (circuitos integrados analógicos)

1960-1970 Distintos tipos:

Esquemas microprocesados (Digital)

1969 Distancia (21)

1970 Diferencial de barras (87)

1972 Diferencial de transformadores (87)

1973 Diferencial, integración de funciones, protección y control

1978 Frecuencia (81)

1980 Sobrecorriente de tiempo inverso (51)

1981 Localización de fallas

1983 Prototipo piloto por fibra óptica

1984 Registro digital de fallas
1987 Protecciones con relevadores microprocesados

4.2 Clasificación de los relevadores

4.2.1 Aplicación

Los relevadores pueden ser divididos en seis categorías de acuerdo a su función:

- Relevadores de protección: detectan líneas defectuosas, equipos en mal estado u otras condiciones intolerables.

- Relevador de monitoreo: Verifica las condiciones en los sistemas de potencia o en los sistemas de protección. Estos relevadores incluyen detectores de falla, unidades de alarma, un canal de monitoreo del relevador, verificación de sincronismo.

- Relevador de control : Establece una secuencia de recierre para el circuito seguido de un ágil relevador de protección que trabaja en intervalos de 0, 10, 20, 40 o 45 ciclos

- Relevadores reguladores: Son operados cuando existen variaciones de los parámetros del sistema fuera de los rangos de tolerancia. Los relevadores de regulación son operados por medio de equipo suplementario que restaura los límites de los parámetros.

- Relevadores auxiliares: Operan en respuesta de la apertura o recierre de la operación del circuito siendo una extensión del principal. Este incluye (timers).

- Relevador de sincronización: asegura que las condiciones sean propias para la interconexión de los sistemas eléctricos de potencia.

Los relevadores también pueden ser clasificados por sus entradas, operaciones principales, estructura y sus características funcionales

4.2.2 Entradas

Corriente
Tensión
Potencia
Presión
Frecuencia
Temperatura
Fluidos
Vibraciones

4.2.3 Funciones

Distancia (21)
Direccionales de sobrecorriente (67)
Tiempo inverso (51)
Baja tensión (27)
Tiempo definido
Sobretensión (59)
Sobrecorriente (50)
Alta o baja velocidad (15)
Comparación de fase
Comparación direccional (67)
Balance de corriente

De acuerdo a la tecnología implementada los relevadores pueden ser:

- Analógicos: Los relevadores analógicos son aquellos donde las señales son transformadas a bajas tensiones, pero similares para ser comparadas estas señales directamente con otras de referencia para pasarla por los detectores y obtener la salida deseada.
- Digitales: Los relevadores digitales son elementos que manejan las señales de a.c. manipuladas en forma analógica y subsecuentemente convirtiéndolas a tensiones binarias. Los circuitos microprocesados comparan la señal transformada con la señal cuadrada para tomar una decisión.
- Numéricos: En los relevadores numéricos las señales de a.c. son muestreadas secuencialmente y convertidas en forma de datos numéricos. Un microprocesador ejecuta lógica matemática (and/or) en los datos para tomar una decisión.

4.3 Características de construcción

Por sus características de construcción los relevadores se pueden clasificar como:

- Relevadores electromecánicos.
- Relevadores estáticos.
- Relevadores digitales ó microprocesados.

4.3.1 Relevador electromecánico

Por su principio de funcionamiento se clasifican en:

- Atracción electromagnética.
- Inducción electromagnética.

4.3.1.1 Relevador de atracción electromagnética

Funciona por medio de un embolo que es atraído dentro de un solenoide o una armadura es atraída por los polos de un electroimán, como se muestra en el esquema de la figura 4.1. Dichos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente directa o corriente alterna. Existen tipo armadura bisagra y tipo embolo.

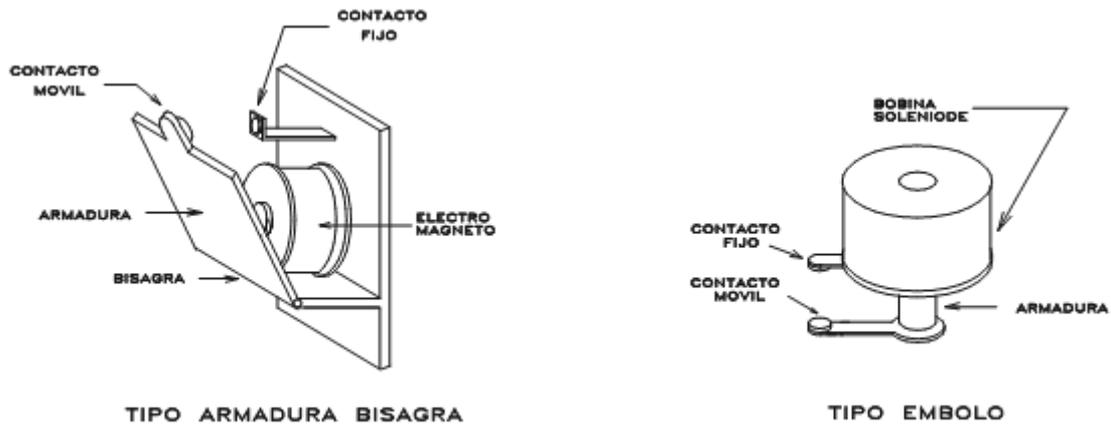


Fig 4.1 Relevador de atracción electromagnética

4.3.1.2 Relevador de inducción electromagnética

Estos utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor; este principio de funcionamiento se aplica solo a relevadores accionados por corriente alterna, como se muestra en el esquema de la figura 4.2. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, que es un disco de material no magnético conductor de corriente, por la interacción de los flujos electromagnéticos.

Los relevadores más utilizados tienen la estructura del tipo wathorímetro. El rotor que es un disco, en su flecha se encuentra alojado un contacto móvil, en el armazón del relevador se localiza el contacto fijo. La mayor ó menor separación de los contactos se obtienen ajustando el contacto ó la palanca y por consiguiente el tiempo de operación de los relevadores.

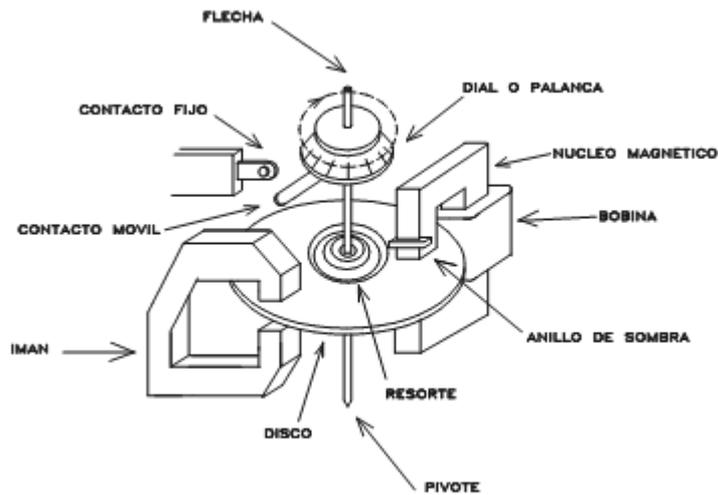


Fig. 4.2 Relevador de inducción electromagnética

La similitud en las características de tiempo-corriente de los relevadores electromecánicos y microprocesados, hace posible coordinar los tiempos de operación entre relevadores electromecánicos y microprocesados ó viceversa.

4.3.2 Relevador estático

Con el desarrollo de los circuitos integrados, compuertas digitales y circuitos lógicos se mejoraron las características de velocidad, sensibilidad, inmunidad a vibraciones, reducción en sus dimensiones y libre de mantenimiento.

Las funciones de estos relevadores son semejantes a las obtenidas con los del tipo electromecánico, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.

Los relevadores de sobrecorriente utilizan los siguientes circuitos básicos:

- Rectificador, cuya función es convertir una entrada de corriente alterna en una señal de tensión, capaz de ser medida y comparada.
- Detector de nivel, el cual compara una entrada analógica con un nivel prefijado, el cual responde con una salida analógica cuando este nivel es excedido.
- Temporizadores para retardar de una manera constante ó proporcional la entrada.

4.3.3 Relevador digital (numérico o microprocesado)

Mediante el manejo e implementación de microprocesadores se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección; efectúan otras adicionales como son: medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografía. Esto se realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador cumpliendo con las tareas anteriormente descritas.

Estos relevadores son trifásicos, en un solo módulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupado por ellos en los tableros de control, medición y protección.

Los relevadores microprocesados están constituidos básicamente de la siguiente manera:

- Unidades de entrada analógicas
- Unidades de entrada digitales: contactos del interruptor, etc.
- Filtro pasa bajas
- Fuente de alimentación
- Microprocesador para funciones de protección
- Microprocesador para funciones de medición
- Memoria RAM para registro de eventos
- Memoria EEPROM para grabar ajustes
- Unidades de salida: contactos de disparo y alarma
- Puertos de comunicación
- Display y teclado
- Leds para señalización de banderas y encendido
- Unidad de autodiagnóstico y monitoreo

Las curvas características de operación de los relevadores digitales, figura 4.3, son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, tabla 4, estas son utilizadas por el microprocesador para determinar el tiempo (de operación) en segundos bajo una condición de sobrecorriente dada. Las cuales han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI.

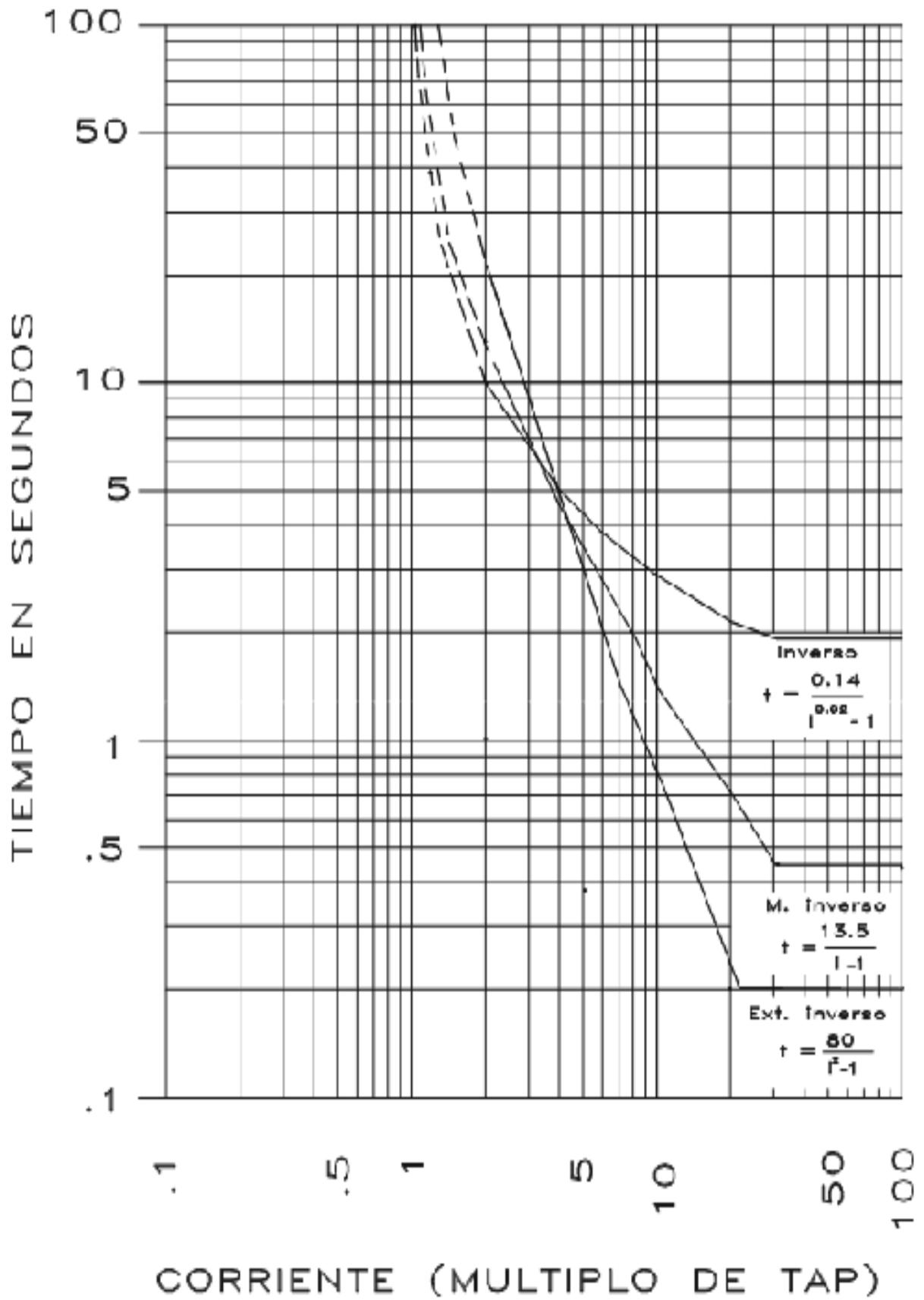


Fig .4.3 Curvas características de operación de los relevadores digitales

TIPO DE CURVA	ECUACION
INVERSA	$t = \frac{0.14}{I^{0.02} - 1} * K$
MUY INVERSA	$t = \frac{13.5}{I - 1} * K$
EXTREMADAMENTE INVERSO	$t = \frac{80}{I^2 - 1} * K$
K=DIAL EXPRESADO EN VALOR DECIMAL I= MULTIPLO DE LA CORRIENTE MÍNIMA DE OPERACIÓN	

Tabla 4. Ecuaciones matemáticas de los relevadores digitales

4.4 Formas de operación del relevador

4.4.1 Relevador de sobrecorriente

El relevador de protección de sobrecorriente responde con selectividad relativa a la corriente que circula por el elemento protegido y que opera cuando esa corriente excede un valor preestablecido.

Los relevadores de sobrecorriente por su característica de tiempo de operación se clasifican en instantáneos y con retardo de tiempo.

Relevador de Sobrecorriente Instantáneo (50).

Es un relevador con "respuesta instantánea para un valor predeterminado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 3 ciclos (0.05 segundos).

Relevador de Sobrecorriente con Retardo de Tiempo (51).

Es un relevador con una "respuesta retardada" la cual se ajusta a una curva característica de tiempo-corriente definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede de un valor predeterminado.

Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo están divididos en relevadores de tiempo definido y relevadores de tiempo inverso.

Los relevadores de sobrecorriente con tiempo definido tienen un tiempo de operación constante independientemente de la magnitud de la corriente. Este tipo de característica se aplica normalmente en donde la magnitud de corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima o mínima, así como para una falla en las barras colectoras locales o remotas.

Para los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, la característica de tiempo-corriente en que a mayor corriente menor es el tiempo de "respuesta" del relevador; y consecuentemente a menor corriente mayor será el tiempo de operación del relevador.

Las características tiempo-corriente de operación de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, de acuerdo a su grado de inversión pueden ser:

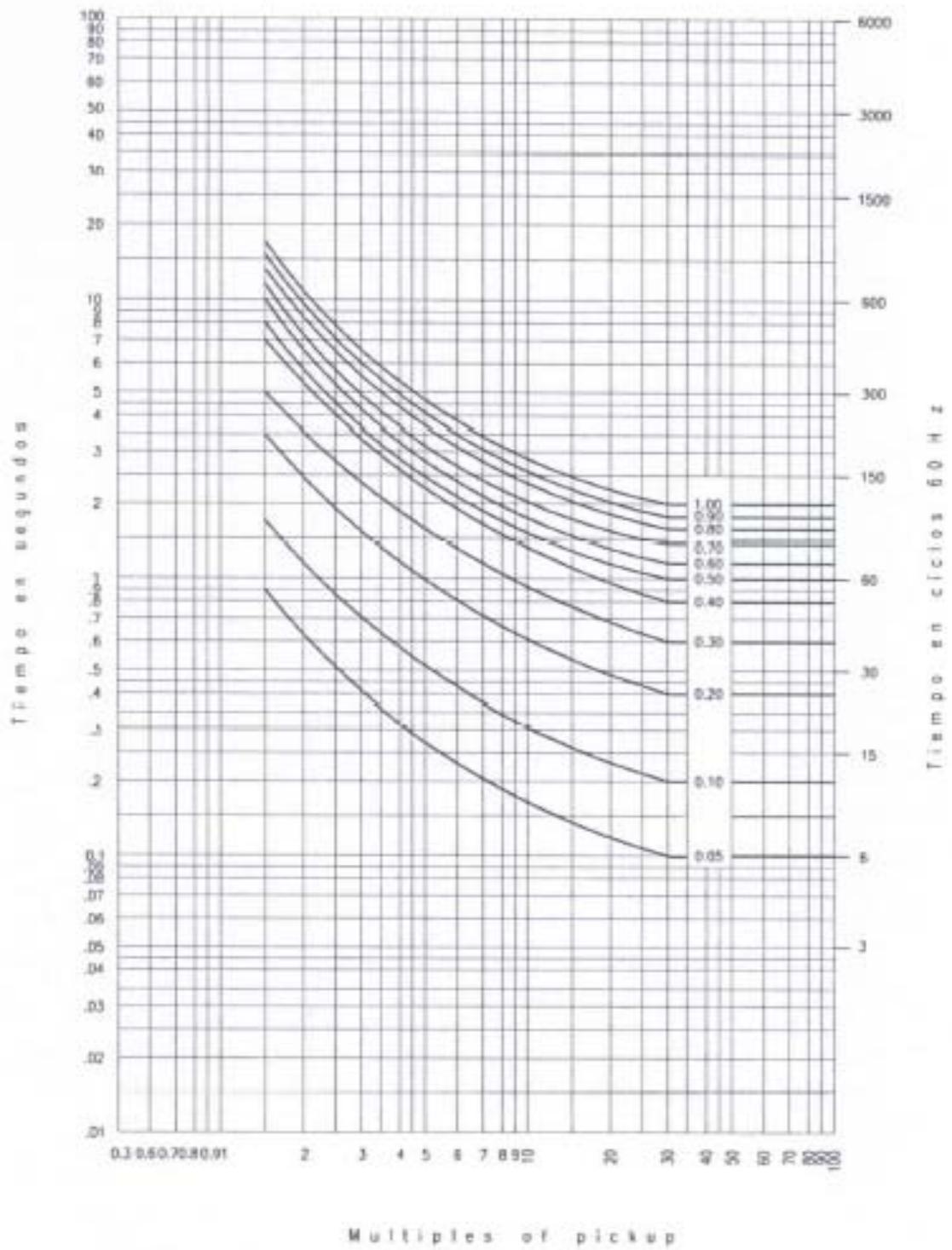
- Tiempo inverso, figura 4.4: generalmente se aplica donde la magnitud de corriente de cortocircuito depende considerablemente de la capacidad de generación en el momento de la falla o por cambios en la configuración del sistema. Este tipo de característica permite una adecuada coordinación en sistemas muy grandes.

- Tiempo muy inverso, figura 4.5: es aplicada en las partes del sistema donde la magnitud de la corriente de corto circuito que fluye a través de un relevador determinado, depende principalmente de la localización relativa de la falla con respecto al relevador y depende ligeramente en la capacidad de generación del sistema; asimismo, el tiempo de liberación de la falla es considerablemente importante. Este tipo de característica es adecuada cuando se requiere coordinar con fusibles.

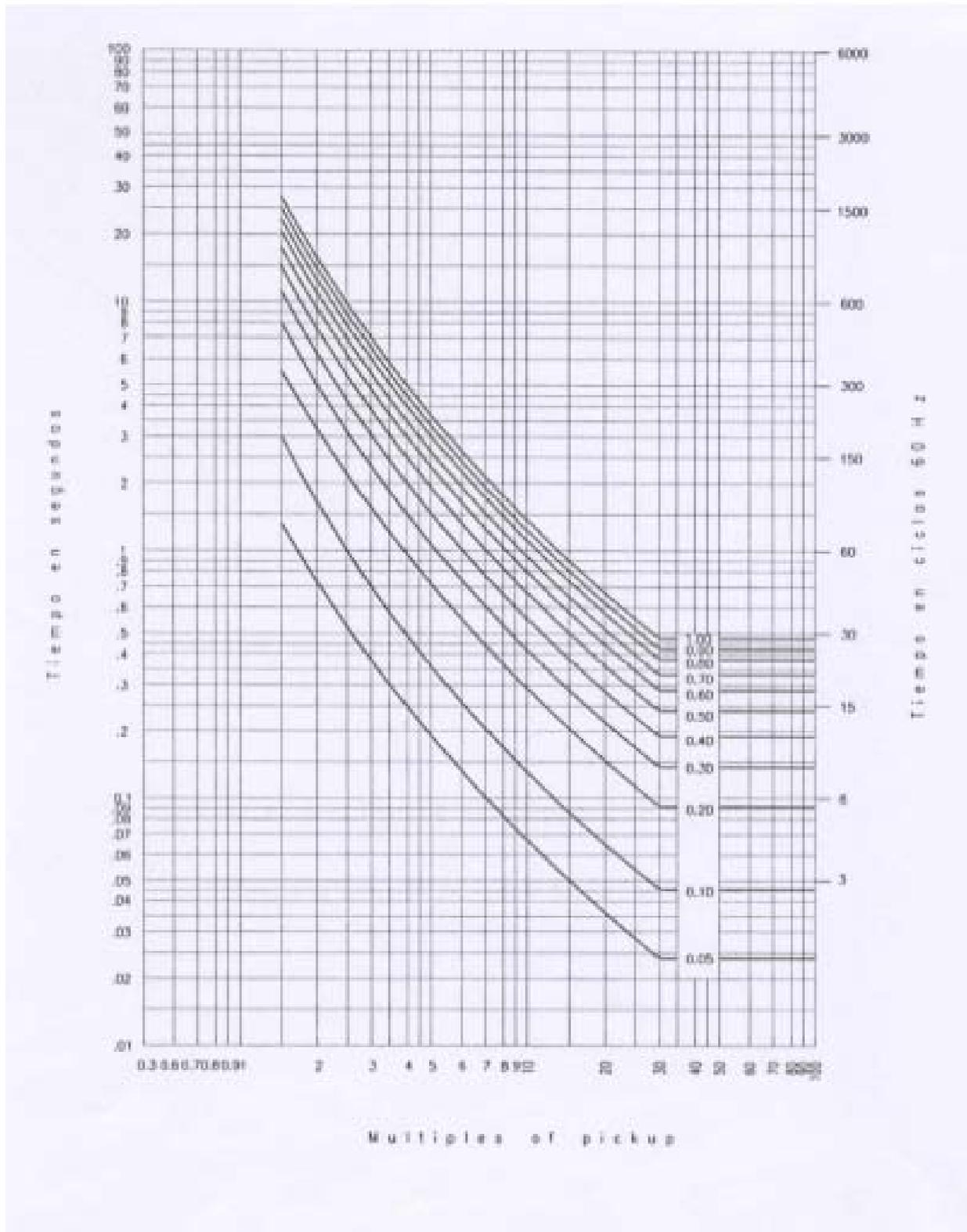
- Tiempo extremadamente inverso, figura 4.6: Este tipo de característica se aplica en la parte del sistema donde se debe proporcionar el suficiente tiempo de retardo de operación para la coordinación apropiada con fusibles. Esta característica es la más recomendable en las redes de distribución, porque es la que mejor se puede coordinar con los restauradores y fusibles de un mismo circuito.

Por sus características de rango de corriente y forma de conexión, pueden ser:

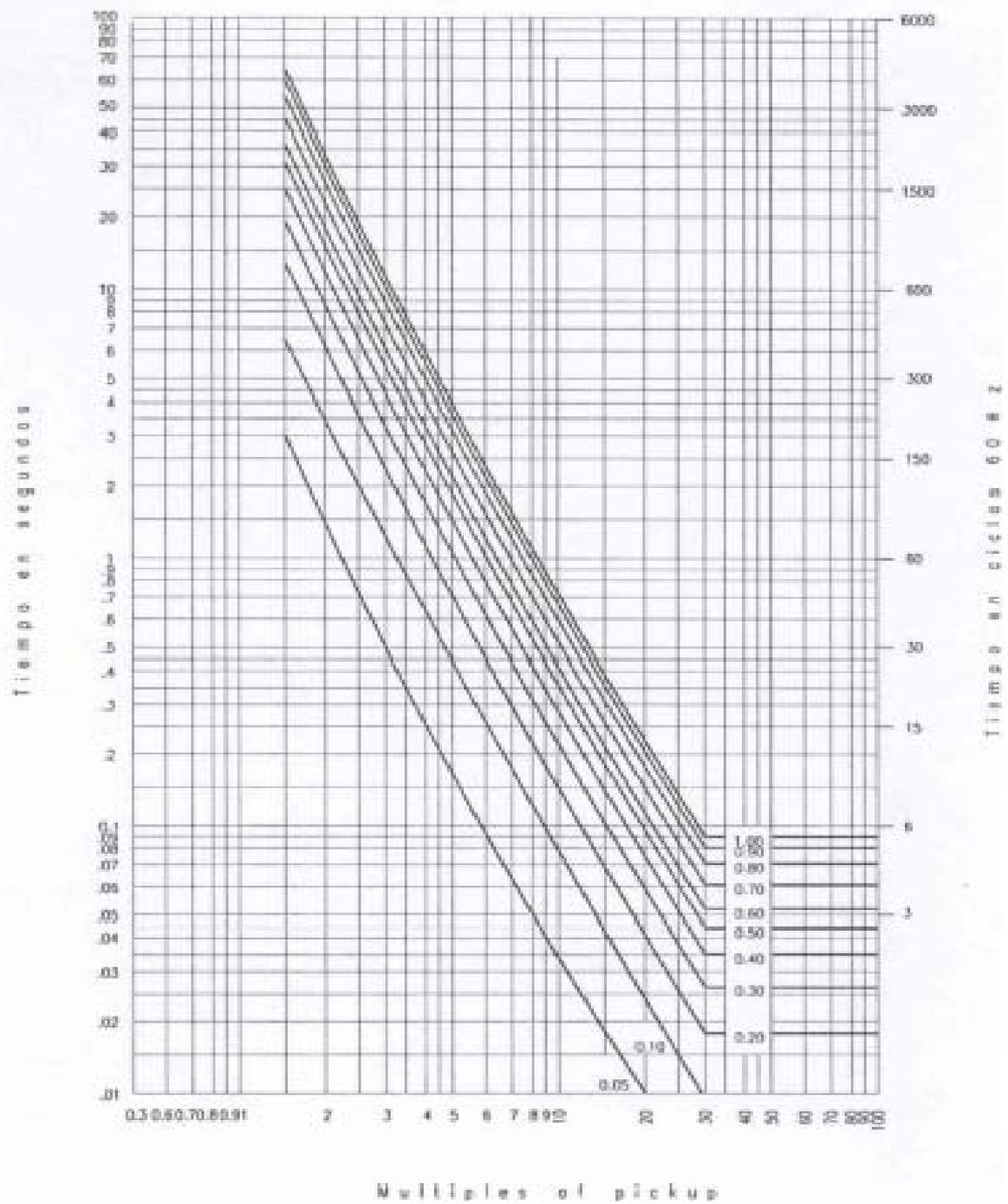
- Relevadores de sobrecorriente de fase. (50/51)
- Relevadores de sobrecorriente de neutro. (50/51-N)
- Relevadores trifásicos.



Característica corriente-tiempo inverso
Fig. 4.4



Característica corriente-tiempo muy inverso
Fig. 4.5



Característica corriente-tiempo extremadamente inverso
 Fig. 4.6

4.4.2 Relevador de sobrecorriente direccional (67)

En una línea de transmisión se requiere la utilización de los relevadores direccionales de sobrecorriente de tiempo e instantáneos, con el objeto de determinar la dirección en que ocurrió la falla y para facilitar la coordinación en los diferentes tramos de la línea, como se muestra en la figura 4.7 en la cual se muestra la dirección en la que apuntan los relevadores y el tiempo de respuesta que depende de que tan cerca sea la falla y su magnitud de la falla.

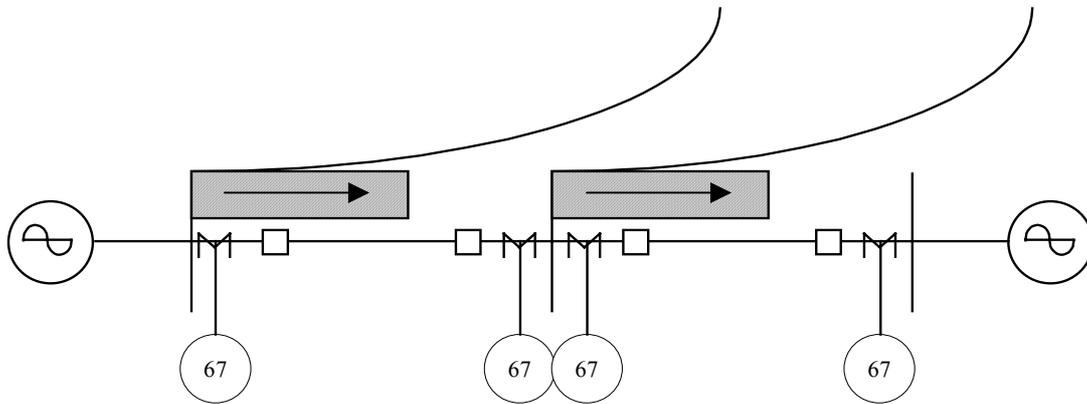


Fig 4.7 Relevadores direccionales de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente, se utiliza en sistemas de anillo o de interconexión, en donde la corriente en caso de falla puede fluir en cualquier sentido con respecto a la localización del relevador.

La característica de esta protección es que solo detecta fallas hacia un sentido solamente; lo cual permite lograr una gran selectividad en el diseño de este tipo de esquema de protección.

Así por ejemplo en las líneas de transmisión de la figura 4.8 la protección direccional solo ve fallas hacia las líneas y no en dirección contraria; que podrían ser fallas en las barras colectoras o en otros circuitos adyacentes.

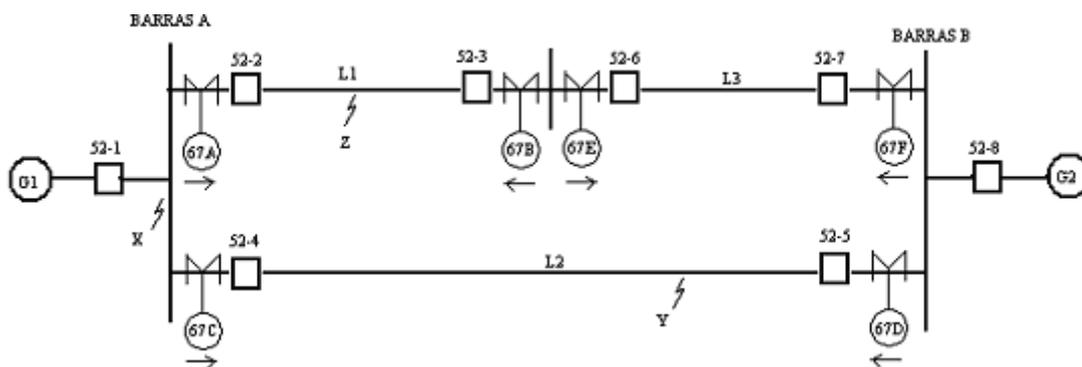


Fig. 4.8 Protección de sobrecorriente direccional

De la figura 4.8 el comportamiento de la protección de sobrecorriente direccional, para fallas X, Y y Z, serian como sigue:

La falla X; en las barras A, la detectan los relevadores 67F, 67B y 67D

La falla Y; en la línea L2 la detectan todos los relevadores 67, pero solo la protección primaria proporcionada por los relevadores 67C y 67D operaran primero, aislando únicamente al elemento dañado (L2); por lo tanto los tiempos de operación de los demás relevadores se deberán ajustar y coordinar adecuadamente con el objeto de no aislar un porción mayor y en consecuencia interferir con el funcionamiento norma l del resto del sistema.

La falla Z; en la línea L1, la detectan todos los relevadores 67.

Los relevadores direccionales son de operación instantánea y controlan la unidad de sobrecorriente que puede ser de operación instantánea o de tiempo inverso, estos son utilizados en sistemas con fuentes de generación múltiples, cuando es necesario limitar el disparo de la protección de sobrecorriente para fallas en una dirección.

La protección de sobrecorriente direccional es aquella que responde al valor de la corriente de falla y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. Esta protección se compone de una unidad de sobrecorriente con selectividad relativa, en combinación con una unidad 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 el elemento protegido por efecto de un cortocircuito, a esta unidad se le denomina direccional.

El relevador direccional trabaja con señales de corriente y de tensión las cuales interactúan entre sí proporcionando un par positivo o negativo dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y la tensión. La unidad direccional opera para un par positivo y para un par negativo no opera como se muestra en la figura 4.9.

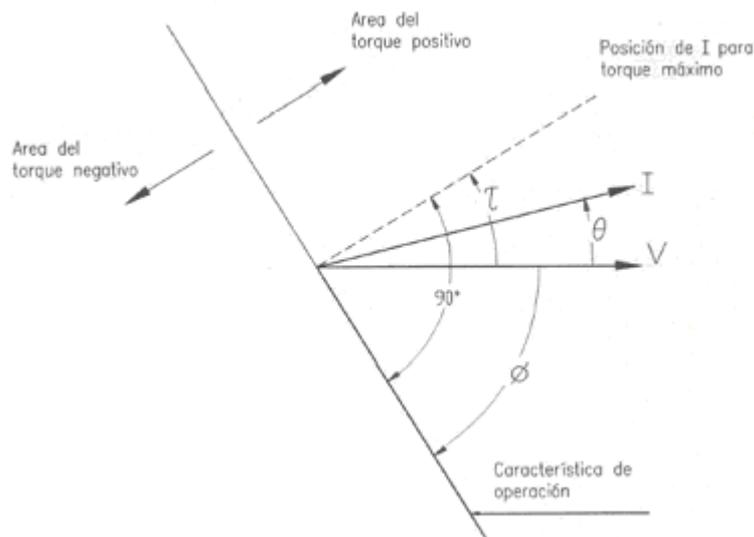


Fig. 4.9 Característica de operación de un relevador direccional corriente-tensión

También existen unidades direccionales que se polarizan con corrientes en las cuales su característica de operación está representada en la figura 4.10. La corriente I_1 es la señal de polarización, por lo que es la referencia contra la que se compara el ángulo de fase de la corriente I_2

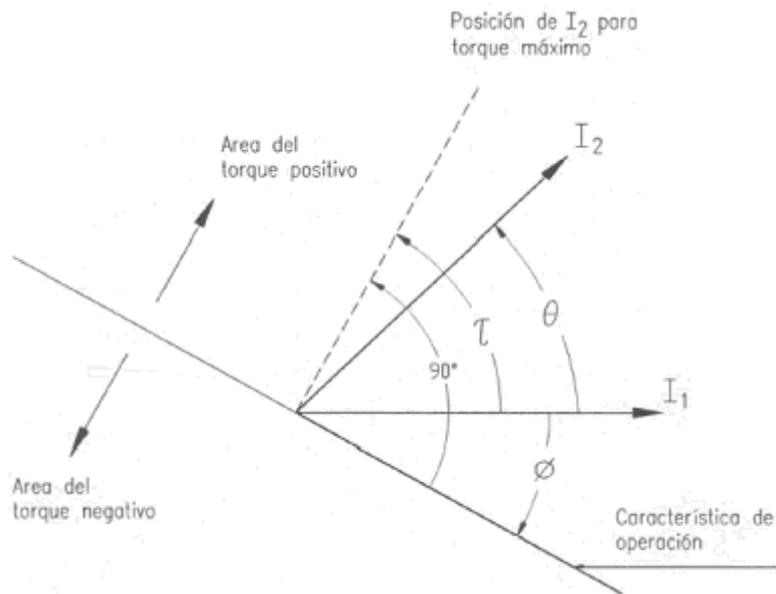


Fig. 4.10 Característica de operación de un relevador direccional corriente-corriente

Para fallas entre fases en sistemas trifásicos se necesitan tres unidades direccionales una para cada fase, por lo que requiere tener una señal de polarización adecuada para cada una de ellas.

4.4.3 Relevador diferencial (87)

La protección diferencial es uno de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. La protección diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento no tiene falla, si las corrientes son diferentes el elemento presenta falla. Basándose en esta comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos.

Están formados por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido existe un fuga de corriente.

El relevador diferencial de porcentaje esta integrado por una bobina de operación y dos de restricción como se muestra en la figura 4.11.

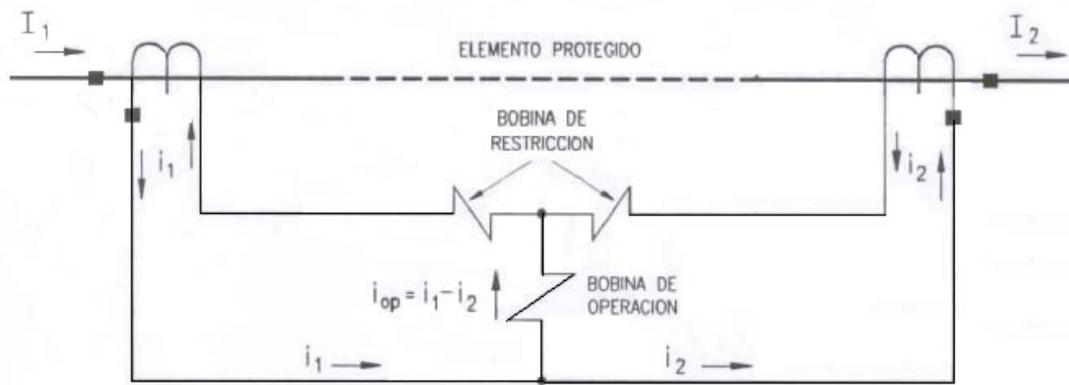


Fig.4.11 Relevador diferencial de porcentaje

En este relevador la corriente resultante en la bobina de operación es proporcional a la corriente

$$I_1 - I_2$$

Y la corriente en las bobinas de restricción es proporcional a

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

La relación entre la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente de restricción se conoce como la pendiente del relevador en porciento la cual se muestra en la figura 4.12.

$$pendiente = k = \frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}}$$

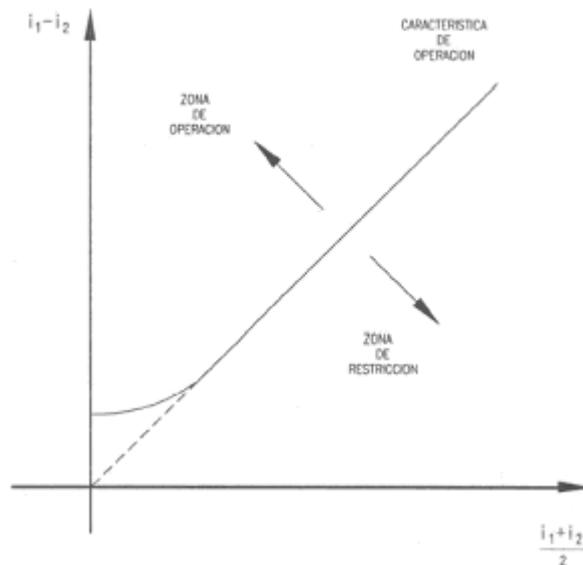


Fig. 4.12 Curva característica del relevador diferencial de porcentaje

Los relevadores tienen diferente porcentaje de pendiente. Esta característica se utiliza para evitar falsas operaciones del relevador por desequilibrios en los transformadores de corriente cuando ocurren fallas externas. Estos desequilibrios pueden ocurrir por

- operar el variador de derivaciones
- falta de correspondencia entre la relación de los tc y las derivaciones del relevador
- diferencia de error entre los tc de alta y baja tensión

Estos relevadores se utilizan como protección primaria de líneas con longitudes inferiores a 20 Km., si la línea es de mayor longitud, se acostumbra utilizar el sistema de onda portadora que maneja señales de baja tensión y alta frecuencia, que se transmiten a lo largo de los conductores de la línea de transmisión, por medio de dos sistemas de acoplamiento instalados en los extremos.

4.4.4 Relevador de distancia (21)

Un relevador de distancia responde a la relación de tensión medida entre corriente medida, dada por la siguiente expresión:

$$Z = \frac{V}{I}$$

La impedancia Z medida por el relevador, también conocida como impedancia aparente, es la distancia a lo largo del elemento protegido, es decir, esta impedancia es proporcional a la distancia eléctrica desde el sitio donde se localiza el relevador hasta el punto en donde se presenta la falla, por lo que el relevador es conocido como relevador de distancia.

Al ocurrir un cortocircuito la corriente aumenta y la tensión disminuye, por lo que la impedancia aparente Z , o medida por el relevador, tiende a disminuir y si esta llega a ser menor que la impedancia de operación o característica Z_r del relevador de distancia, este opera.

Los relevadores de distancia se conectan a los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial. Por lo que además de la impedancia Z aparente o medida por el relevador tenemos la impedancia Z_p , que es la impedancia medida por el relevador referida al primario de los transformadores de instrumento y está determinada por:

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p}$$

Donde I_p y V_p son la corriente y tensión medidas por el relevador referidas al lado primario de los transformadores de instrumento. La relación entre Z y Z_p está dada por:

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{V_p / n_{tp}}{I_p / n_{tc}} = \frac{n_{tc} V_p}{n_{tp} I_p} = \frac{n_{tc}}{n_{tp}} Z_p$$

Donde:

n_{tc} = relación de transformación de TC's

n_{tp} = relación de transformación de TP's

Para que los relevadores de distancia proporcionen mayor confiabilidad y selectividad se han desarrollado diferentes tipos de características que están representadas en el diagrama X-R, también conocido como diagrama de impedancia, para su interpretación y análisis. Con la introducción de relevadores basándose en microprocesadores, se han realizado una gran variedad de características, siendo las más usuales las siguientes:

- admitancia (mho)
- admitancia desplazada (offset mho)
- reactancia
- poligonal

4.4.4.1 Relevador de distancia con característica tipo admitancia (mho)

La característica del relevador tipo admitancia, figura 4.13, es un círculo que pasa por el origen del diagrama R-X. La característica tipo mho es inherentemente direccional, es decir detecta fallas en una sola dirección. Por lo que en el diagrama R-X este tipo de relevador no detecta fallas en el tercer cuadrante.

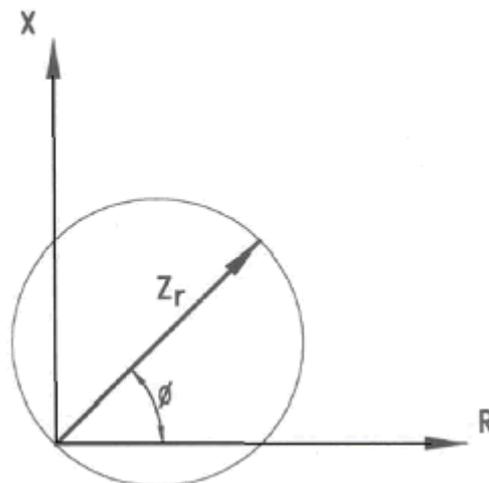


Fig. 4.13 Característica del relevador de distancia tipo admitancia (mho)

Los parámetros de ajuste de los relevadores tipo mho son el diámetro o magnitud de la impedancia característica Z_r y su ángulo Φ con respecto al eje R del diagrama de impedancias. Este tipo de característica se utiliza principalmente para la protección de líneas de transmisión de 115 y 230 Kv.

4.4.4.2 Relevador de distancia tipo admitancia desplazada (offset-mho)

Para proporcionar protección a una pequeña sección de la línea que se encuentra atrás del relevador de distancia tipo mho, se puede desplazar esta característica con respecto al origen del diagrama de impedancias hacia el tercer cuadrante, obteniéndose la característica de tipo admitancia desplazada (offset mho). Este tipo de característica se muestra en la siguiente figura 4.14.

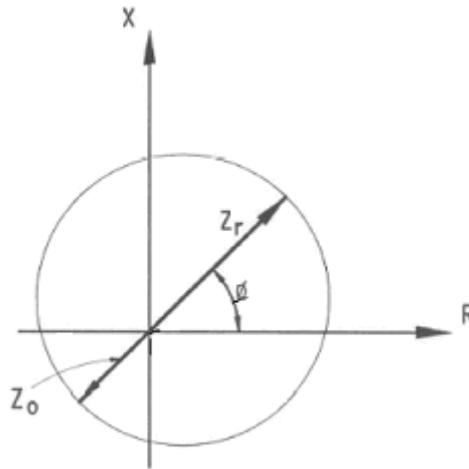


Fig. 4.14 Característica del relevador de distancia tipo admitancia desplazada (mho)

4.4.4.3 Relevador de distancia con característica tipo reactancia

El relevador de distancia tipo reactancia tiene como característica una línea recta paralela al eje R del diagrama de impedancia, como se muestra en la figura 4.15. Su condición de operación está dada por:

$$X \leq X_r$$

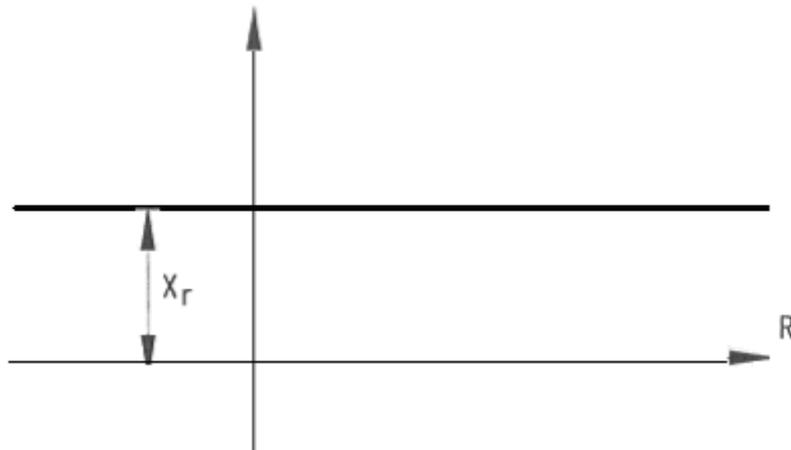


Fig. 4.15 Característica del relevador de distancia tipo reactancia

La reactancia de arranque o característica X_r es el ajuste del relevador. Como la protección de distancia tipo reactancia responde solamente a la componente reactiva de la impedancia aparente, esta protección no es afectada por la resistencia de falla, por lo que se emplea normalmente para la protección de líneas cortas y para la protección de distancia contra cortocircuitos a tierra, en la que la resistencia de falla puede ser grande comparada con la impedancia de la línea.

Como los relevadores de distancia tipo reactancia no son inherentemente direccionales y además son muy sensibles a las impedancias de carga normales con factor de potencia cercano a la unidad y a las oscilaciones de potencia, esta protección requiere de una unidad de distancia que sea inherentemente direccional como unidad de arranque, para limitar el alcance de la unidad de tipo reactancia sobre el eje R del diagrama de impedancia. Normalmente la función de arranque se realiza con una unidad tipo mho, que además se puede utilizar como protección de tercera zona.

4.4.4 Relevador de distancia con característica tipo poligonal

La característica tipo poligonal, también conocida como cuadrilateral, es una combinación de características tipo reactancia y direccional como se muestra en la figura 4.16.

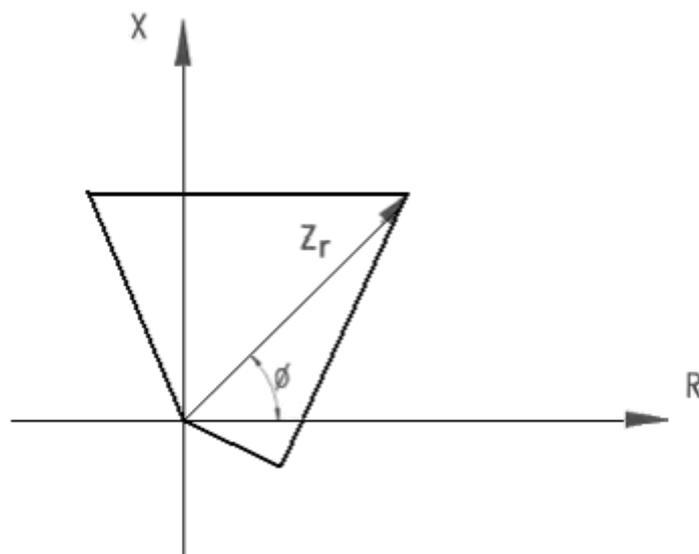
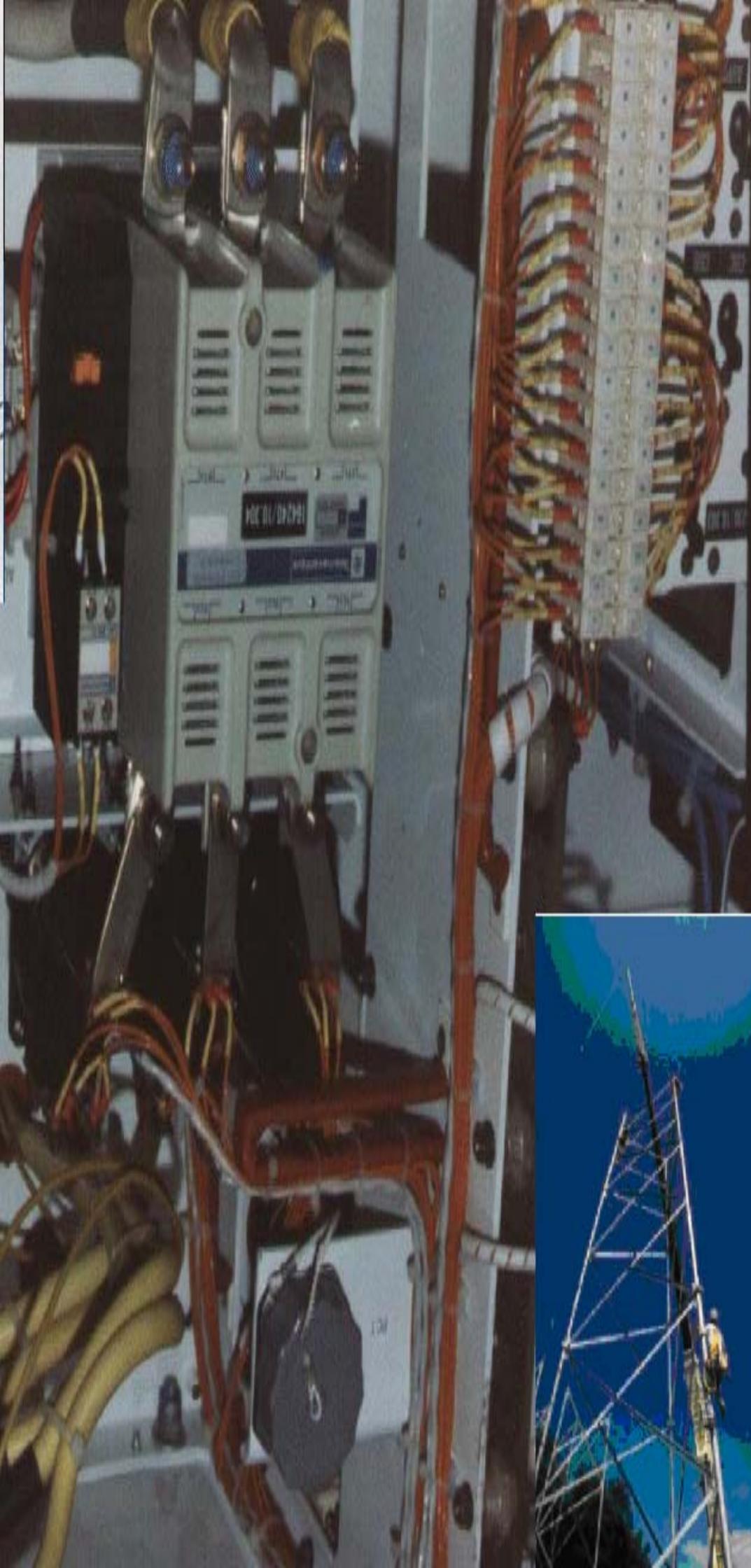


Fig. 4.16 Característica del relevador de distancia tipo poligonal

El lado superior de la característica tipo poligonal es similar al relevador tipo reactancia con respecto a la resistencia de falla, este lado fija con precisión el alcance de cada zona de protección. Los costados izquierdo y derecho previene la operación incorrecta de la protección durante oscilaciones de potencia o periodos severos de carga. El lado inferior, que parte del origen con cierta inclinación hacia el cuarto cuadrante, proporciona la dirección y la operación correcta del relevador para fallas cercanas, provocadas por flameo o por arqueos en aisladores.

Un requerimiento importante de la característica tipo poligonal es que exista la posibilidad de ajustar cada uno de sus lados en forma independiente.

Los relevadores de distancia con característica tipo poligonal se aplican por lo general para la protección de líneas de transmisión de 230 KV y de tensiones superiores.



5 PROTECCIÓN PARA LÍNEAS

En los sistemas eléctricos de potencia, el elemento más propenso a sufrir fallas es la línea de transmisión debido a que esta expuesta, por su longitud, a diversas condiciones climatológicas y ambientales.

De los diferentes tipos de fallas que se presentan en las líneas de transmisión, la mayor parte de ellas son fallas de corto circuito de fase a tierra, debido a descargas atmosféricas, fallas de aislamiento, contaminación o fallas francas a través de hilos de guarda caídos.

Debido a la gran importancia de las líneas de transmisión dentro de los sistemas de potencia, es necesario que su esquema de protección cumpla con los siguientes requisitos:

- Selectivo: Para librar únicamente el tramo de la línea afectado por la falla.
- Rápido: Para reducir al mínimo los daños al equipo y evitar problemas de estabilidad.
- Flexible: Para que la protección pueda seguir operando con cambios en la configuración del sistema.

5.1 Técnicas para la protección de líneas

La experiencia en fallas en sistemas de potencia han demostrado que estas ocurren o se originan en la conexión de líneas. Estos circuitos varían ampliamente en sus características, configuraciones, longitudes y su relativa importancia para la aplicación de las debidas protecciones. Para la implementación de la protección de líneas se utilizan algunos de los siguientes relevadores:

- Relevador instantáneo de sobrecorriente (50)
- Relevador de tiempo de sobrecorriente (51)
- Relevador instantáneo direccional y / o de tiempo de sobrecorriente.
- Relevador de control de recierres (79)
- Relevador de tiempo inverso de distancia (21)
- Relevador de distancia por zonas (21)
- Relevador de hilo piloto

5.2 Selección del sistema de protección

Existen varios factores fundamentales para la selección de la protección aplicada a líneas de potencia.

- Tipo de circuito: Cable, línea sencilla, líneas paralelas, mutiterminales, etc.
- Función de la línea e importancia: Efectos en la continuidad del servicio, el tiempo real y practico para aislar la falla del resto del sistema.
- Coordinación: Compatibilidad del equipo asociado a las líneas y sistemas de potencia.

A estas tres consideraciones debe agregársele el factor económico, la experiencia y el conocimiento de la ingeniería de protección.

En los esquemas de protección de líneas de transmisión se emplean frecuentemente los relevadores de distancia, ya que estos se adaptan adecuadamente.

5.3 Esquemas de protección de líneas de transmisión

5.3.1 Esquema de la protección de distancia

El objetivo principal de un esquema de protección de distancia, es proporcionar protección primaria contra un cortocircuito dentro de la línea de transmisión protegida y protección de respaldo a las líneas adyacentes. Los relevadores de distancia no pueden ser ajustados para suministrar protección primaria, con un alcance del 100% de la longitud de la línea, debido a que pueden operar falsamente para una falla en el otro lado del extremo remoto de la línea protegida. Las probables causas que ocasionan una falsa operación de la zona de protección primaria de los relevadores de distancia pueden ser por los siguientes errores:

- producidos por los transformadores de corriente y potencial
- en los datos de los parámetros de las líneas de transmisión
- en el ajuste de la protección

Para satisfacer los requerimientos de protección primaria y de respaldo, impuestos a los relevadores de distancia y proporcionar la discriminación adecuada entre fallas internas y externas de la línea protegida, se han adoptado los esquemas de protección de distancia con tres zonas. Los relevadores de distancia no pueden ser ajustados para suministrar protección primaria, con un alcance del 100% de la longitud de la línea, debido a que pueden operar falsamente para una falla en el otro lado del extremo remoto de la línea protegida. El alcance de cada una de las zonas de la protección de distancia, es expresado como un porcentaje de la impedancia total de la línea en la forma siguiente y en la figura 5.1-2:

- La primera zona es ajustada normalmente para proporcionar protección primaria a la línea contra fallas, que ocurren entre el 80% y 90% de la longitud de la línea. La primera zona de la protección de distancia es instantánea, su tiempo de operación depende únicamente del tiempo que se lleva en operar el relevador y en disparar el interruptor.
- La segunda zona proporciona protección para el resto de la línea más allá del alcance de la primera zona y entre el 20% y 50% de la longitud de la línea adyacente. La segunda zona se debe coordinar con la primera zona de la misma protección de distancia de la línea, así como con la primera zona de la protección de distancia del extremo remoto de la línea y con las protecciones primarias de las líneas y otros elementos conectados a la subestación remota. Por lo que normalmente a la segunda zona se le da un retardo de tiempo de 0.2 a 0.5 segundos.
- La tercera zona ofrece protección de respaldo para fallas que se producen fuera del alcance de la segunda zona en la línea adyacente. El ajuste para la tercera zona, se da en la práctica para que esta tenga un alcance entre el 125% y el 150% de la línea adyacente. Se debe tener la precaución de que el alcance de la tercera zona no sea tan largo para evitar que opere para cualquier condición de carga o durante oscilaciones de

potencia. Para la coordinación de la tercera zona con la segunda zona de la misma protección y con las protecciones de las líneas adyacentes, a esta zona se le da normalmente un retardo de tiempo.

Se puede resumir que la zona 1 y parte de la zona 2 proporcionan protección primaria para una zona determinada de la línea, mientras que la otra parte de la zona 2 y la zona 3 proporcionan protección de respaldo para buses y líneas adyacentes.

En la figura se muestran las dos formas de representar las características de estas zonas de protección del relevador de distancia; diagrama Z-t y el diagrama R-X.

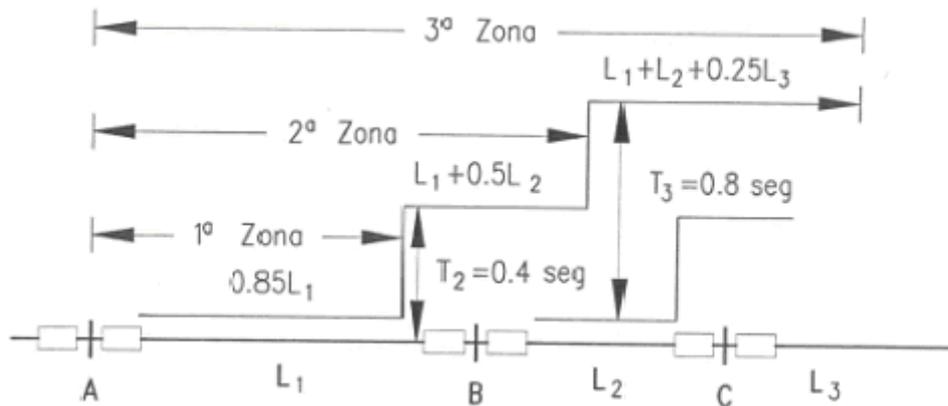


Fig.5.1 Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia

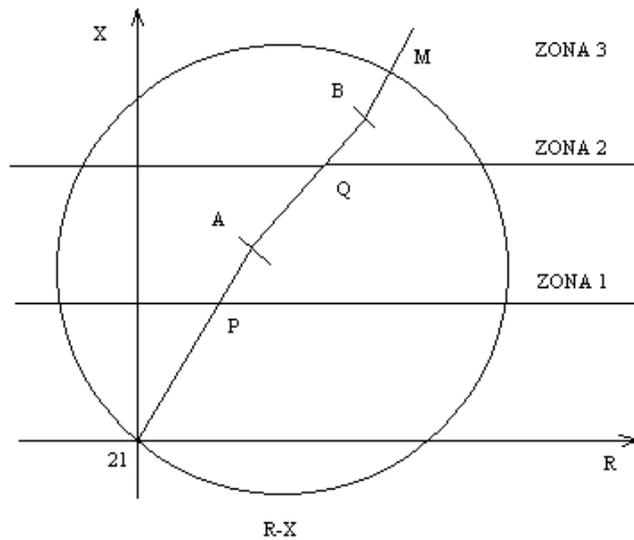


Fig. 5.2 Esquema R-X de zonas de protección sobre la línea

5.3.2 Protección piloto

La protección piloto utiliza relevadores de protección en ambas terminales de la línea de transmisión y un canal de comunicación entre ellas, para lograr disparos simultáneos de alta velocidad en los interruptores de ambos extremos de la línea protegida. Los relevadores de este tipo de protección determinan si una falla es interna o externa a la línea protegida y el canal de comunicaciones, llamado piloto, se usa para transportar esta información entre ambas terminales de la línea. La ubicación de la falla es indicada por la presencia o ausencia de la señal piloto. Si la presencia de una señal bloquea el disparo, indicando una falla externa, recibe el nombre de protección piloto de bloqueo.

Si la presencia de una señal es requerida para causar disparo, indicando falla interna se le llama protección piloto de disparo.

Existen diferentes canales de comunicación siendo los más usuales los siguientes:

- hilo piloto
- fibra óptica
- onda portadora por línea de alta tensión (OPLAT)

Los esquemas de protección tipo piloto utilizados en las líneas de transmisión se pueden clasificar en:

- Esquema de protección por diferencial de corriente
- Esquema de protección por comparación direccional

5.3.2.1 Esquema de protección por diferencial de corriente

En la protección diferencial de corriente se determina la posición de la falla comparando la magnitud y el ángulo de fase de la corriente que entra y de la que sale de la línea. En estos esquemas, las corrientes de las tres fases son convertidas en una tensión monofásica por medio de filtros de secuencia. La tensión monofásica se usa después para comparar las corrientes en las terminales de la línea a través del canal de comunicación.

Hay dos esquemas diferenciales de corriente básicos utilizados en las líneas de transmisión:

- Protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante
- Protección por comparación de fases

a) Protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante

El equipo de comunicación por hilo piloto consiste en un par de conductores, generalmente del tipo telefónico, por los que generalmente se transmite la información mediante señales de corriente alterna con la frecuencia del sistema de potencia (60 Hz) como se puede observar en la figura 5.3.

En la protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante se utilizan relevadores del tipo porcentaje diferencial, solo que en lugar de compararse las corrientes de las tres

fases, la comparación se hace en base de la corriente circulante que se obtiene de la tensión del filtro de secuencia de cada extremo del hilo piloto. En este tipo de protección se tiene en relevador de porcentaje diferencial en cada extremo. Con este esquema durante la comparación se determina si la falla está dentro o fuera de la línea de transmisión protegida. En la Fig.5.3 se muestra el esquema de protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante.

En esta la comparación de la magnitud y del ángulo de fase entre las corrientes que entran y salen de la línea, la hace con la corriente que circula por el hilo piloto. En condiciones normales de operación o durante una falla externa, las tensiones V_1 y V_2 aplicadas en los extremos del hilo piloto tiene los sentidos mostrados en la Fig.5.3 por lo que circula una corriente a través de las bobinas de restricción y por el hilo piloto, lo cual impide que el relevador opere. Debido a los errores de transformación y precisión de los transformadores de corriente también circulará una corriente muy pequeña a través de la bobina de operación, pero esta no provoca el arranque de la protección.

Durante una falla interna el sentido de la tensión de una de las terminales se invierte. Con las tensiones V_1 y V_2 en oposición la mayor parte de la corriente circulará a través de la bobina de operación del relevador de cada extremo. Puesto que el par de operación es mayor que el par de restricción, los relevadores en ambos extremos operan. La protección diferencial por hilo piloto utiliza solamente señales de corriente por lo que no se requieren transformadores de potencial.

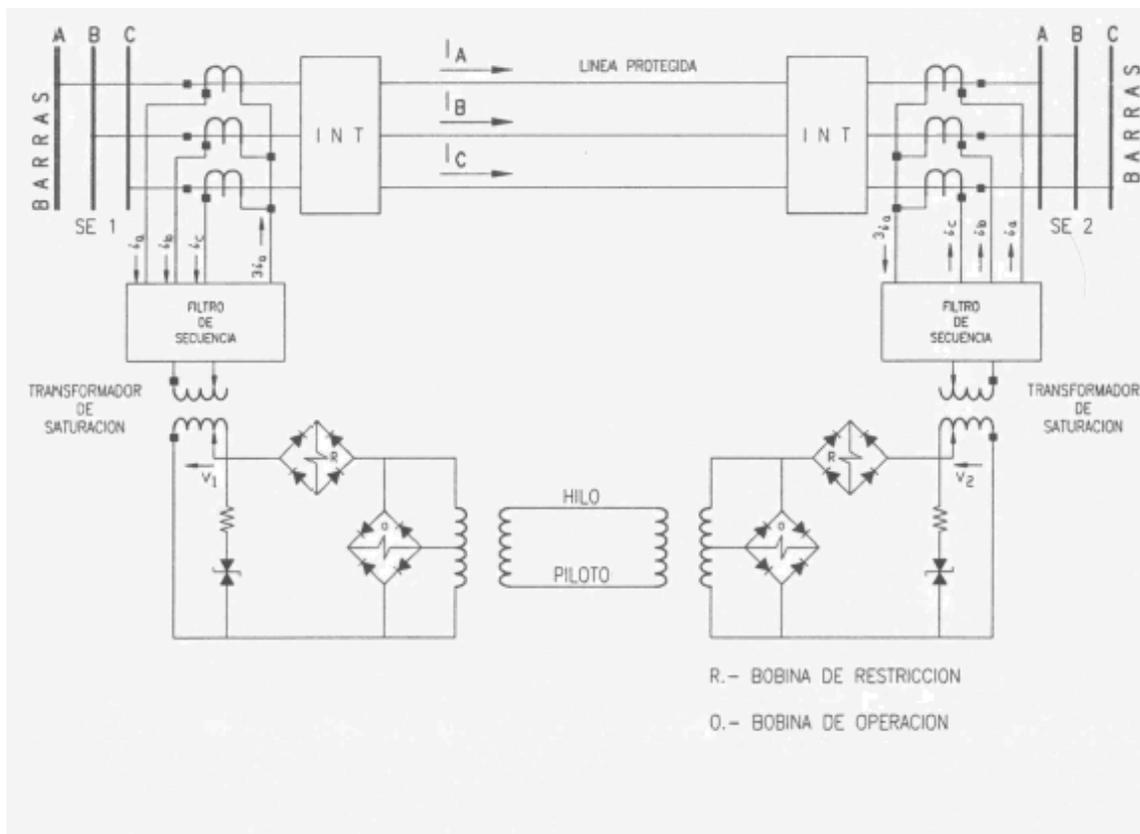


Fig. 5.3 Esquema de protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante

La protección diferencial por hilo piloto de corriente circulante se emplea principalmente para la protección de líneas cortas con longitud máxima de 15 km por razones económicas ya que su costo crece casi proporcionalmente con la longitud de la línea. Además debido a que para mayores longitudes se produce la atenuación de las señales por la resistencia del mismo hilo piloto.

b) Protección por comparación de fase

El equipo de protección por comparación de fases utiliza su piloto para comparar la relación de fase entre la corriente que entra en una terminal de la línea de transmisión y la que sale por su otro extremo. Las magnitudes de corriente no se comparan. La protección por comparación de fases utiliza como canal de comunicación piloto al equipo de onda portadora como se puede observar en la figura 5.4.

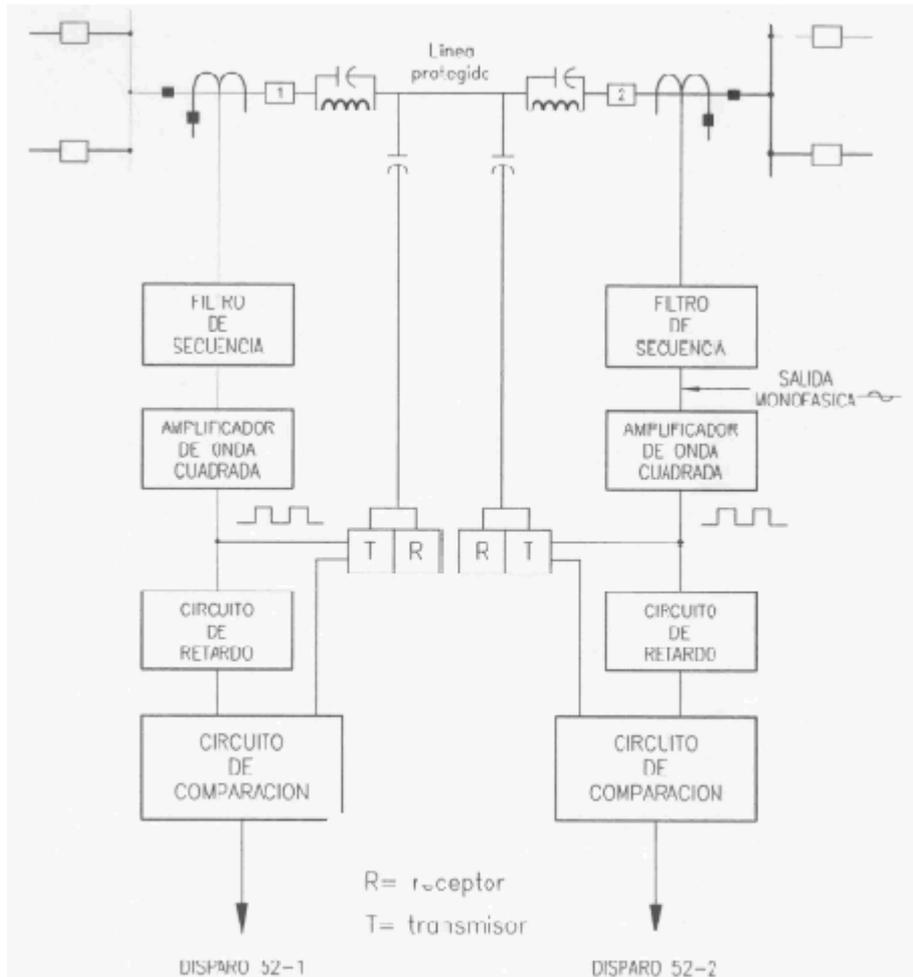
La onda portadora es el equipo de comunicación por el cual las bajas frecuencias de radio se propagan sobre conductores metálicos. En los sistemas de potencia se utilizan las líneas de alta tensión como medio de propagación de la onda portadora para la comunicación, por lo que normalmente se le conoce como equipo de onda portadora por línea de alta tensión (OPLAT). El rango de frecuencia utilizado en la onda portadora es de 30 a 300 kHz. Este rango de frecuencia es suficientemente alto para que quede aislado de la frecuencia del sistema de potencia que es de 60 Hz y del ruido que este produce, sin embargo no es tan alto como para tener una atenuación excesiva.

Para acoplar el equipo de comunicación de onda portadora a la línea de alta tensión se requiere de un condensador de acoplamiento conectado a la línea de transmisión en derivación. Este presenta una baja impedancia a las señales de alta frecuencia de comunicación permitiendo el paso al equipo de onda portadora y por otra parte una alta impedancia a las señales de 60 Hz del sistema de potencia, impidiendo el paso a dicho equipo. También se emplea una trampa de onda que esencialmente es un circuito resonante en paralelo conectado en serie con la línea de transmisión. La trampa de onda tiene una impedancia despreciable para las señales con frecuencia de 60 Hz del sistema de potencia y una impedancia muy elevada para las señales de alta frecuencia del equipo de comunicación de onda portadora. Por lo que la señal del equipo de onda portadora solo puede fluir entre los extremos de la línea de transmisión.

En la Fig. se muestra el esquema funcional simplificado para la protección por comparación de fases en ambos extremos de la línea de transmisión protegida. De la misma forma que la protección diferencial por hilo piloto, los transformadores de corriente de la línea de transmisión alimentan a un filtro de secuencia que transforma a las corrientes de salida de los TC's en una tensión de salida monofásica senoidal.

La señal de tensión monofásica se transforma en una onda cuadrada mediante un amplificador de onda cuadrada. La parte positiva de la onda cuadrada de tensión corresponde al medio ciclo positivo de la onda senoidal de tensión y la parte de tensión cero de la onda cuadrada corresponde al medio ciclo negativo de la onda senoidal de tensión.

La onda cuadrada de tensión se aplica al transmisor del equipo piloto por corriente portadora y a un comparador. El comparador discrimina si la falla es interna o externa y en función de esta discriminación controla la operación de un relevador auxiliar para el disparo de interruptores de la línea de transmisión, en caso de que la falla sea interna.



Elementos básicos de la protección por comparación de fase con onda portadora
Fig. 5.4

Las relaciones entre las tensiones de salida del amplificador de onda cuadrada en ambos extremos de la línea transmisión y también de las señales de la corriente portadora que se transmiten durante condiciones de falla, se muestran en la figura 5.5

Como se puede observar en la figura para una falla en D, las tensiones de salida del amplificador de onda cuadrada en las subestaciones A y B (ondas a y c) están 180° fuera de fase, esto se debe a que las conexiones de los transformadores de corriente en las dos subestaciones están invertidas. Como la onda cuadrada de tensión controla el transmisor del equipo de comunicación, la corriente portadora solo se transmite en el semiciclo positivo de la onda cuadrada de tensión. Las señales de la corriente portadora transmitida desde A a B (ondas b y d) están desplazadas en tiempo, de tal manera que siempre hay una señal de corriente portadora que se envía de un extremo a otro.

Para una falla interna en C, debido a la inversión de la tensión de salida del amplificador de onda cuadrada en la subestación B, originada por la inversión de las corrientes de la línea de potencia, las señales de la corriente portadora (ondas b y f) son concurrentes y no hay señal en ninguna de las subestaciones para cada otro semiciclo.

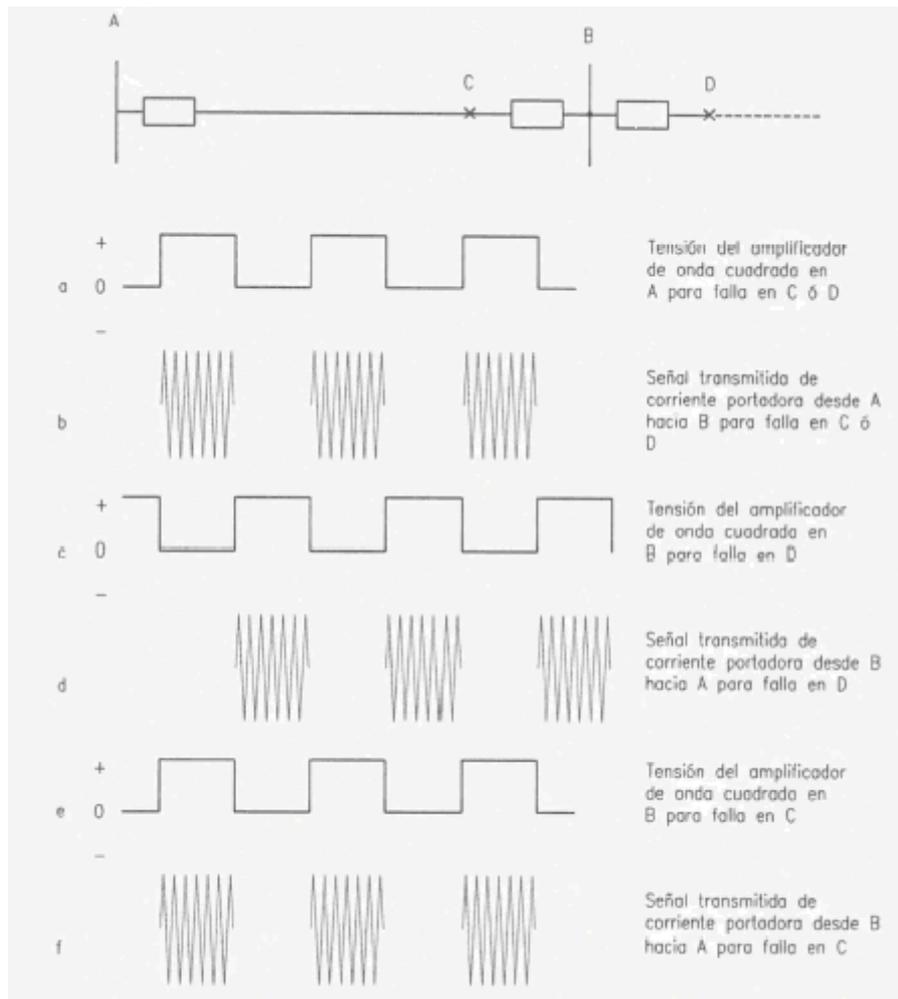


Fig. 5.5 Relación entre las tensiones de salida de la red y las señales de la corriente portadora

5.3.2.2 Esquema de protección por comparación direccional

En los esquemas de comparación direccional se usan relevadores de distancia y/o relevadores direccionales de sobrecorriente con un canal piloto para determinar la posición de la falla. Hay dos tipos de esquemas de comparación direccional:

- Esquema de comparación direccional de bloqueo
- Esquema de comparación direccional de disparo

Esquema de comparación direccional de bloqueo

Los esquemas de comparación direccional de bloqueo utilizan tanto relevadores de disparo como de bloqueo. Los relevadores de disparo se ajustan en cada terminal para sobrealcanzar el extremo remoto a fin de detectar todas las fallas que puedan presentarse en cualquier punto de la línea. Los relevadores de bloqueo son ajustados para detectar las fallas externas. La lógica simplificada del esquema de comparación direccional de bloqueo se ilustra en la figura 5.6

En este esquema, la operación de un relevador de bloqueo inicia o arranca una señal para bloquear el disparo en la terminal remota de la línea protegida. Por ejemplo, para una falla en F_1 , el relevador de bloqueo en B () MBB transmitirá una señal para

bloquear el disparo en la terminal A. Cuando operen los relevadores de disparo, producirán un disparo si no está presente la señal de bloqueo. Los relevadores de disparo tienen preferencia sobre los de bloqueo en el control del transmisor local. Para la interna F_2 , los relevadores de disparo en A y en B dispararán sus interruptores ya que los relevadores de bloqueo no transmitirán la señal de bloqueo. El disparo de cada terminal es independiente de la operación de los relevadores de disparo en la otra terminal y no requiere la recepción de una señal piloto. Un pequeño retardo para coordinación se inserta en la cadena de disparo a fin de dar tiempo para recibir una señal de bloqueo de la terminal remota durante fallas externas. El esquema de bloqueo de comparación direccional se usa generalmente con un canal de comunicación on-off. El canal de comunicación es encendido únicamente durante fallas externas que están dentro de las funciones de bloqueo. No se requiere operación del canal durante fallas internas. La pérdida del canal no afecta el disparo durante fallas internas, pero puede causar un disparo incorrecto si una falla externa está dentro del alcance de un relevador de disparo. Por lo tanto, el esquema de bloqueo es considerado como altamente confiable para fallas internas, pero menos confiable para fallas externas.

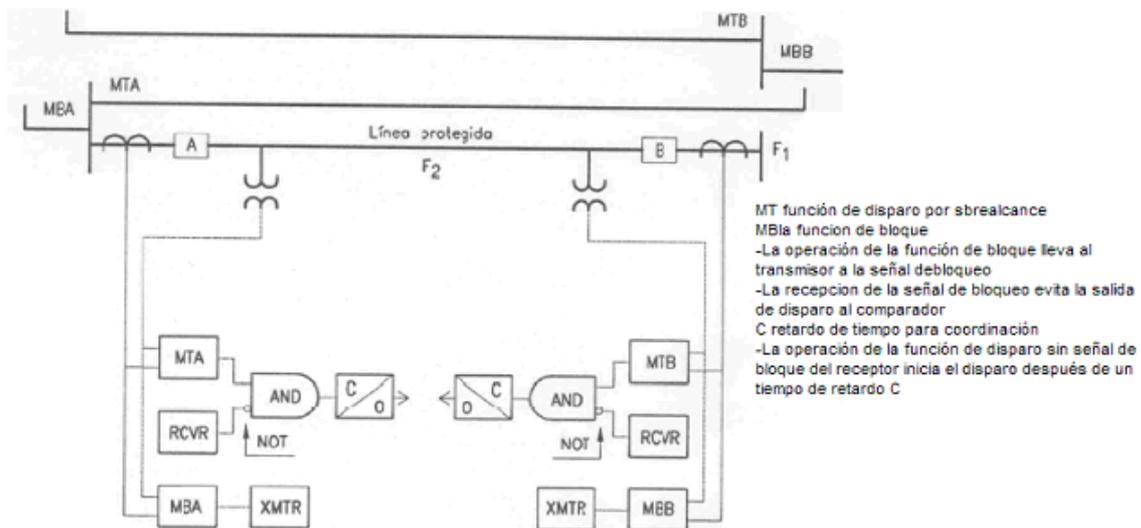


Fig. 5.6 Lógica simplificada de un esquema de bloqueo de la comparación direccional

Existen diferentes esquemas de disparo usados en la protección de líneas de transmisión que son:

- disparo transferido directo con bajo alcance
- disparo transferido permisivo con bajo alcance
- disparo transferido permisivo con sobre alcance

Todos los esquemas operan sobre el mismo principio en el cual se requiere una señal de comunicación para que se dispare una Terminal.

5.3.3 Esquema de protección carrier de bloqueo

Las mediciones de distancia de los 21s (multifases) y 21NS (tierra) se vuelven señales de carrier de bloqueo hacia la terminal remota para fallas atrás del relevador. Las mediciones 21P y 21NP que ven hacia delante se ajustan para sobrealcanzar la terminal remota de la línea y disparan si no se recibe la señal de carrier de la terminal remota.

La precisión del alcance no es crítica, así el procesamiento de las salidas del algoritmo puede ser optimizadas para mejorar la velocidad.

Las mediciones de los 21P / 21NP son ajustados para sobrealcanzar la terminal remota para la peor combinación de errores del algoritmo y errores de inducción del sistema de potencia. Entonces, las mediciones remotas de los 21S/21NS son ajustadas para alcanzar mas allá que esto en la misma dirección. La coordinación del tiempo es importante para fallas inversas, la medición remota del 21S/21NS puede funcionar y enviar carrier antes que el 21P/21NP local tenga oportunidad de disparar. Si la falla inversa esta en una línea paralela, entonces el libramiento secuencial de los relevadores produce posteriores complicaciones de tiempo.

El disparo local del 21P que fue accionado debe ser bloqueado el tiempo suficiente para que accione el 21S remoto. Los esquemas existentes usan un cierre de bloque transitorio que retarda el disparo para un ajuste de tiempo dado.

5.3.4 Carrier de no bloque de disparo transferido permisivo de sobrealcance (PUTT)

Estos esquemas usan una solo medición de sobrealcance hacia delante en conjunto con un carrier totalmente duplex de dos estados o un canal de tonos de audio. El carrier de no bloque usa una lógica que permite el disparo si la falla en si interfiere con la transmisión de un comando carrier de disparo. Como en el esquema de bloqueo, el objetivo del procesamiento de disparo piloto en la zona uno, es la velocidad más que la precisión de alcance. La lógica de bloqueo transitorio por coordinación de tiempo debe proporcionarse como el esquema de carrier de bloqueo.

Disparo transferido de bajo alcance, permisivo o directo

El disparo es realizado por relevadores de distancia en una o ambas terminales, ninguna de las cuales debe sobrealcanzar la otra. Por lo tanto, la preedición de alcance es importante para fallas de fin de zona. Desde que la falla se aproxima a la terminal normalmente inicia el disparo por ambos extremos, solo se requiere disparo mas rápido para fallas de hasta 50-60% de la longitud de la línea. El elemento de bajo alcance puede ser ajustado desde 80-90%, así que la característica inversa tiempo-distancia puede ser usada para optimizar en forma efectiva la velocidad y la seguridad.

5.4 Medición a distancia

Los relevadores de distancia son comúnmente usados para la protección de circuitos de transmisión en una línea. Estos relevadores son incorporados en esquemas piloto donde la medida en dos o más líneas terminales es comparada usando un canal de comunicación. En esquemas de zona de traslape o sea en un diagrama tiempo contra distancia.

Como se puede ver en la figura 5.7 el conductor de línea es una impedancia compleja, que consiste de reactancia inductiva y una resistencia pequeña. Ambos, la reactancia inductiva y la resistencia son asumidas para ser constantes y uniformemente distribuidas a lo largo de la línea, de manera que las magnitudes de X_L y R varíen en proporción de la distancia del punto del relevador a la falla.

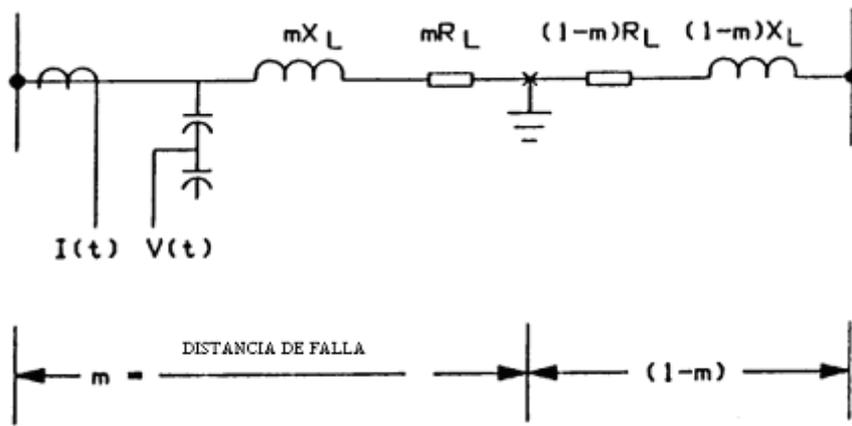


Fig. 5.7 Línea unifilar con una falla

5.5 Trayectoria en el plano de impedancia

El plano de impedancia R-jx provee una herramienta conveniente para visualizar los resultados del análisis, valores computarizados de impedancia de varias condiciones de fallas y no fallas se imprimen en un plano, además se comparan con las características a alcanzar mostrándose en un círculo que describe la zona de protección para muchos relevadores de distancia, junto con una línea que representa la ubicación de las impedancias de corto circuito de fallas a tierra junto con el circuito de transmisión protegido como se muestra en la figura 5.8.

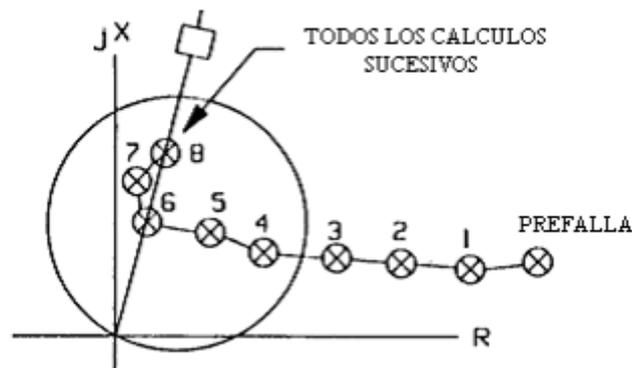


Fig. 5.8 Algoritmo de ocho muestreos, ventana de ciclo completo

Las marcas numeradas representan una secuencia de tiempo de valores computarizados de impedancia comenzando con un valor enteramente computarizado de la tensión de falla y muestras de corriente. Esto normalmente no representa un elemento real de impedancia al sistema. En particular el punto de pre-falla mostrado en la figura corresponde al flujo real de potencia mas alejado del bus donde le relevador digital se encuentra, como se muestra en la figura 5.9.

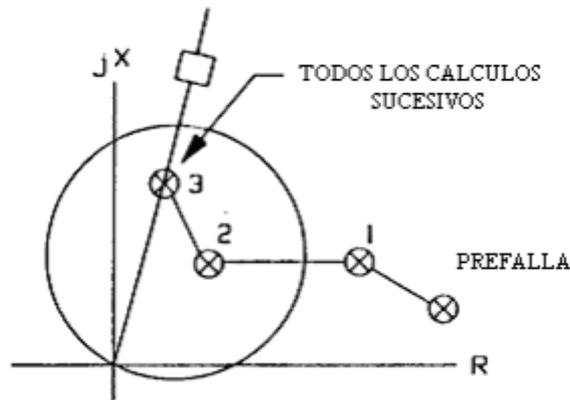


Fig.5.9 Algoritmo con ventana de tres muestras

Cuando una falla daña la línea protegida las señales de tensión y corriente cambian a sus valores de falla. Si las señales de la falla están libres de contaminación o si el algoritmo rechaza el particular transitorio que puede ser presentado, entonces las señales calculadas de tensión y corriente cambian suavemente, estabilizándose después de que la ventana esta llena de datos de falla. La figura muestra el resultado de la trayectoria computarizada de impedancia para un algoritmo con una ventana de ocho muestras, como se muestra en la figura 5.10.

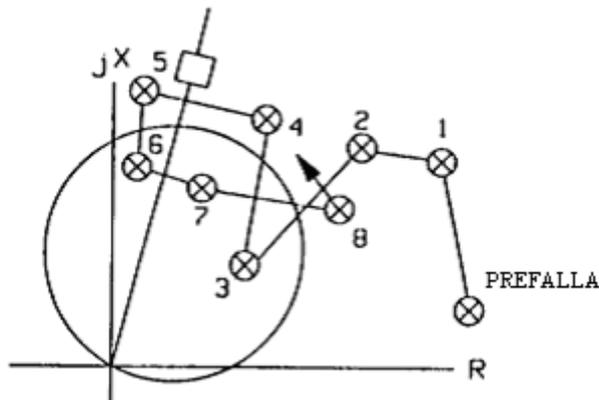


Fig. 5.10 Algoritmo con ventana de tres muestreos, tensión con armónicas

5.6 Comparación entre relevadores electromecánicos y digitales

En los sistemas eléctricos de potencia la protección con el uso de relevadores ha sufrido cambios a lo largo del tiempo, es decir una evolución tecnológica, y en la transición de relevadores electromecánicos a relevadores microprocesados se han conservado los principios básicos de operación haciendo una emulación de cada uno de estos mediante el empleo de microprocesadores como puede verse en la figura 5.11.



Fig.5.11 Comparación relevador microprocesado y un relevador electromagnético

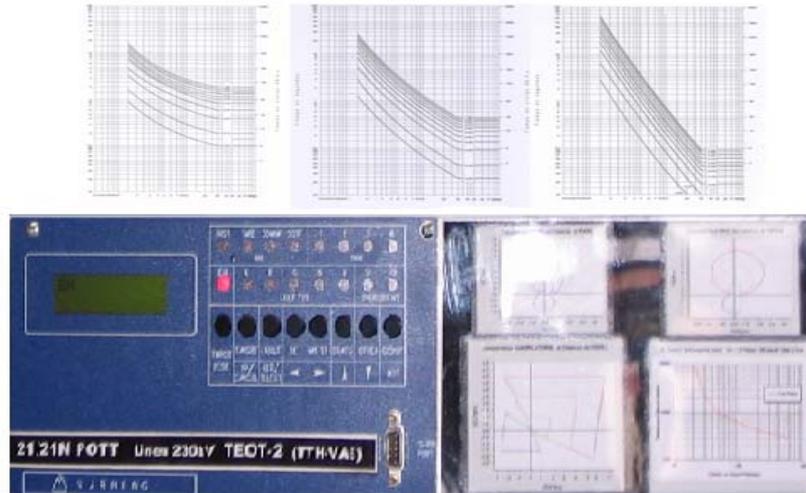
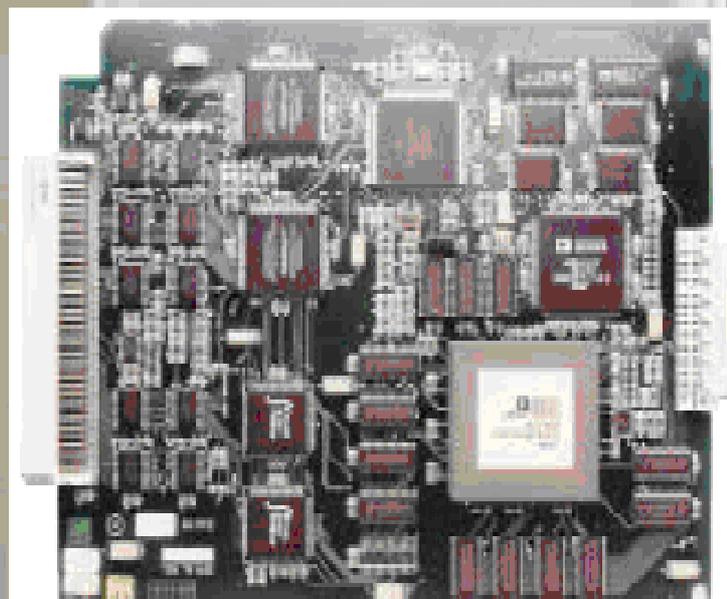
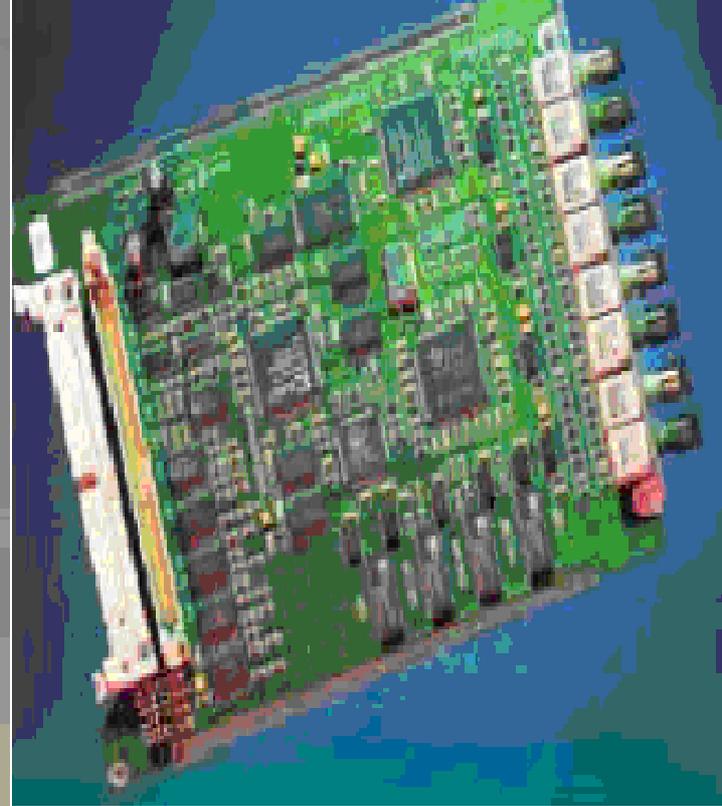
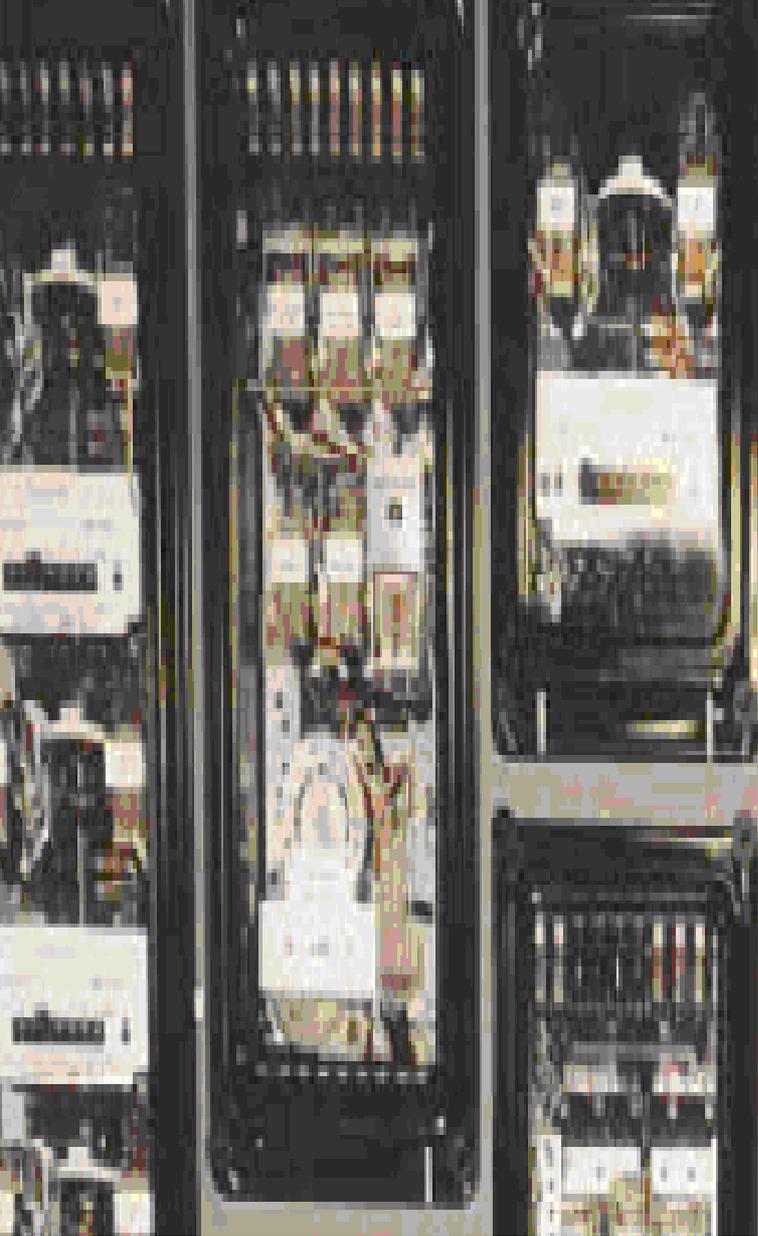


Fig.5.12 Versatilidad en el manejo de graficas

Entre las principales ventajas del uso del relevador digital tenemos las siguientes:

- Una reducción en la cantidad de dispositivos a emplear, lo cual reduce el espacio utilizado.
- Las consideraciones que se debían tomar en cuanto a las conexiones delta y estrella por el defasamiento angular son compensadas internamente por el relevador, evitando un alto factor de error en las conexiones con los TCs y TPs.
- La cantidad de cableado se reduce debido a que el relevador digital emula distintos tipos de relevadores y equipo de medición, que antes eran independientes.
- El relevador digital tiene una serie de autodiagnósticos en el equipo que aseguran su buen funcionamiento y una mayor confiabilidad.
- Es posible manejar una comunicación con el equipo para saber el estado de cada uno de los elementos del relevador, un historial acerca de las actividades de sus elementos, ajustes con respecto al equipo protegido, etc.
- Se tiene una mayor exactitud de operación, figura 5.12.

Se pueden manejar sistemas híbridos entre relevadores electromecánicos y digitales pero esto no es recomendable puesto que los ajustes para la coordinación de ambos son muy imprecisos.



6 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL

6.1 Relevador digital

Un relevador digital puede supervisar uno o más parámetros operacionales de un sistema de potencia. Las tensiones y corrientes son los parámetros operacionales que más se usan en protección por relevadores, estos parámetros son señales que dependen del tiempo, que pueden llegar a cientos de kilovolts y varios kiloampers. Los niveles de estas señales generalmente se reducen a 125 [v] y 5 [A]

6.1.1 Subsistema de entrada analógica

Las señales reducidas a un bajo nivel por transductores se aplican al subsistema de entrada analógica. El propósito de este subsistema es el de aislar al relevador del sistema de potencia, proporcionar protección contra sobretensiones transitorias, atenuar lo suficiente las frecuencias altas para minimizar las consecuencias del aliasing reducir el nivel de las tensiones y convertir las corrientes a señales de tensión equivalente.

Las tensiones y corrientes de un sistema de potencia incluyen componentes de alta frecuencia durante las fallas. La mala interpretación puede hacer que los relevadores digitales lleguen a interpretaciones incorrectas aumentando las probabilidades de tomar malas decisiones. Para evitar este problema se usan filtros aliasing.

6.1.2 Subsistema de interfase analógica

Las salidas del subsistema de entrada analógica se conectan a la interfase analógica que esta dentro del microprocesador. Este subsistema incluye el muestreo y soporta el hardware convertidor analógico-digital y multiplexor.

6.1.3 Subsistema de entrada digital

La información del estado de los interruptores, seccionadores, banderas de los relevadores y el sensor de tensión de potencia, es proporcionada por el relevador a través de una entrada digital.

Se utiliza una fuente auxiliar de potencia y un mecanismo sensor. Ya que las tensiones transitorias pueden llegar al alambrado de la entrada digital, se proporcionan arreglos aislantes, pantallas en los alambrados de entrada y protección contra transitorios.

6.1.4 Subsistema de salida digital

La salida de un relevador digital es transmitida al sistema de potencia a través de una salida digital. Es importante incluir aislamiento apropiado a los circuitos de salida de la microcomputadora contra los transitorios del sistema.

En varios diseños de los relevadores se deben grabar los datos del muestreo para el oscilógrafo y análisis de falla; además de tener registros de transitorios significativos como referencia.

Es importante que la información grabada incluya los periodos transitorios de prefalla, falla y postfalla, así como grabar los mensajes generados por el relevador. La

información debe de ser pasada a un dispositivo de almacenamiento masivo, local o remoto; tan pronto como sea posible ya que esto libera la memoria RAM para el siguiente transitorio.

6.1.5 Microcomputadora

El programa del relevador, la lógica y los ajustes son almacenados en alguna forma de memoria de lectura exclusiva programable (EPROM, EEPROM). El controlador, el CPU y registros trabajan como una unidad para ejecutar el programa. Para este propósito es necesaria alguna memoria tipo pastilla (chip memory) y alguna memoria de acceso aleatorio (RAM). Un temporizador de amarre (watch dog) repone al sistema en caso de un mal funcionamiento del software.

Los datos analógicos son muestreados continuamente para medir los valores instantáneos de las señales, para obtener resultados consistentes, la apertura debe de ser pequeña y generalmente del rango de nanosegundos. Sin embargo, una apertura muy pequeña puede causar problemas.

6.1.6 Alimentación

Debe disponerse de un suministro de potencia para la microcomputadora del relevador, aun cuando se interrumpa la tensión de corriente alterna de la subestación. Por lo tanto, los relevadores microprocesados deben proveerse de una batería, un cargador de baterías y un convertidor.

6.2 Hardware para relevadores de protección digital

El hardware de los relevadores digitales acepta corrientes, tensiones, datos de fuentes analógicas y datos de contactos de los circuitos de control. Este procesa los datos y efectúa las acciones de control necesarias cerrando contactos o conectando interruptores de estado sólido. Además, incluye dispositivos de indicación tales como banderas o leds.

Los circuitos de comunicación contenidos en el relevador digital proporcionan acceso local o remoto a los ajustes, datos de medición, registros de falla y otra información. El mantenimiento se reduce y la disponibilidad se incrementa con el autodiagnóstico.

Un diseño básico de hardware sirve para diferentes propósitos de protección, ya que el hardware puede ser diseñado en forma general y lo que determina la aplicación es el software.

Los relevadores digitales incluyen intercambio de información en el sistema, es decir con otros relevadores y equipo de medición a una alta velocidad.

6.2.1 Procesamiento de señales

Los procesadores digitales requieren tiempo para procesar la información de entrada proporcionada por los transductores, cuyas señales de entrada (tensiones, corrientes y señales de control) y magnitudes de salida (estado de los contactos) deben ser actualizadas en tiempos discretos. El tiempo entre observaciones puede andar desde segundos para aquellas mediciones térmicas que varían lentamente, a milisegundos para observaciones directas de las cantidades a frecuencia del sistema de potencia, a microsegundos para la medición de fenómenos de ondas viajeras.

El procesamiento previo de la información analógico de las señales consiste generalmente de filtros paso baja de las señales analógicas, convirtiéndolas en señales de tiempo continuo a señales de tiempo discreto, usando uno o más amplificadores de muestreo sostenido. Una vez muestreadas, las señales son convertidas a datos digitales y presentadas al procesador.

El procesador lee la información, hace funcionar al relevador de protección y efectúa otros cálculos para finalmente cerrar o abrir los contactos de salida. El procesador también puede efectuar funciones de comunicación, autodiagnóstico, despliegue de banderas, reloj, etc.

6.2.2 Pre-procesamiento Analógico

Antes de ser muestreadas, las entradas analógicas deben pasar por un filtro paso bajas para limitar los efectos de ruido y de componentes de señales indeseables con rangos de frecuencia por arriba del valor de la frecuencia de corte.

La aplicación de los relevadores de protección establece la cantidad total de filtraje requerida. El diseño de la respuesta del filtro paso baja se hace una vez que se define el procesamiento de la señal entera. Los diseños de filtros activos ofrecen las implementaciones más adecuadas. Las consideraciones de un diseño incluyen un corrimiento diferencial de fases entre dos canales y funcionamiento a frecuencias muy arriba del rango esperado.

6.2.3 Muestreo de las Señales Analógicas de Entrada

Una vez filtradas las señales analógicas deben ser muestreadas en intervalos de tiempo determinados por un reloj de muestreo. Los amplificadores de muestra sostenida (SAMPLE/HOLD AMP (S/H)) realizan el muestreo deseado. La entrada del amplificador de S/H aparece a la salida, tan larga como es la entrada lógica en el estado TRACK. Cuando conmuta al estado de retención (HOLD) la salida se mantiene estable al valor presente de entrada cuando la entrada lógica cambia.

La mayoría de los amplificadores de muestra sostenida S/H consiste de dos amplificadores operacionales y un conmutador analógico, tal como se muestra en la figura. Cuando el interruptor se cierra el dispositivo esta en el modo TRACK y cuando el interruptor abre está en el modo de retención. El amplificador de entrada debe tener un ancho de banda amplio, para mantener al capacitor de retención en el valor presente de la entrada mientras esta en el modo TRACK. La corriente de entrada del amplificador de salida debe ser lo suficientemente baja para que no afecte la carga del capacitor de retención durante tiempo de interés. El interruptor analógico debe

conmutar rápidamente y tener un efecto mínimo en la carga del capacitor cuando haga la conmutación como se observa en la figura 6.1.

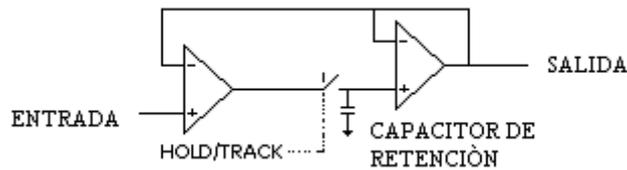


Fig.6.1 Amplificador típico de muestra sostenida

Para no introducir desplazamientos de fase diferenciales entre los canales todos los amplificadores S/H deben ser controlados por el mismo reloj de muestreo. Sin embargo, puede ser necesario un desplazamiento de fase entre corrientes y tensiones para alguna aplicación. Esto es fácilmente manejado oscilando el muestreo entre corrientes y tensiones por un tiempo proporcional al desplazamiento de fase requerido. Este esquema ha sido aplicado para ajustar el ángulo de máximo alcance de un relevador de distancia con característica circular MHO, con la ayuda de un reloj temporizador programable controlado por el procesador.

Una alternativa del esquema se muestra en la figura 6.2, que utiliza un amplificador S/H, pero no necesariamente preserva las relaciones entre las fases de los canales de entrada. Aquí, cada canal es muestreado y convertido. Si el proceso de muestreo y conversión toma 100 microsegundos, entonces se tendrá un desplazamiento diferencial de fase entre dos canales sucesivos de cerca de 2 grados a 60 Hz. Si este desplazamiento o retraso es muy estable y si el desplazamiento en la fase no puede ser tolerado, entonces puede ser removido por cálculo.

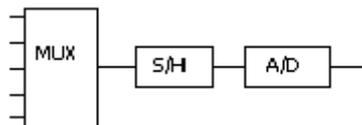


Fig.6.2 Aplicación alternativa del amplificador de muestreo y retención

6.2.4 Multiplexado

En la figura 6.3 muestra un multiplexor analógico aplicado para seleccionar una salida de S/H a la vez, en subsecuentes medidas analógicas, así como conversión analógica a digital. El multiplexor analógico consiste de un arreglo de contactos analógicos y una lógica de control digital.

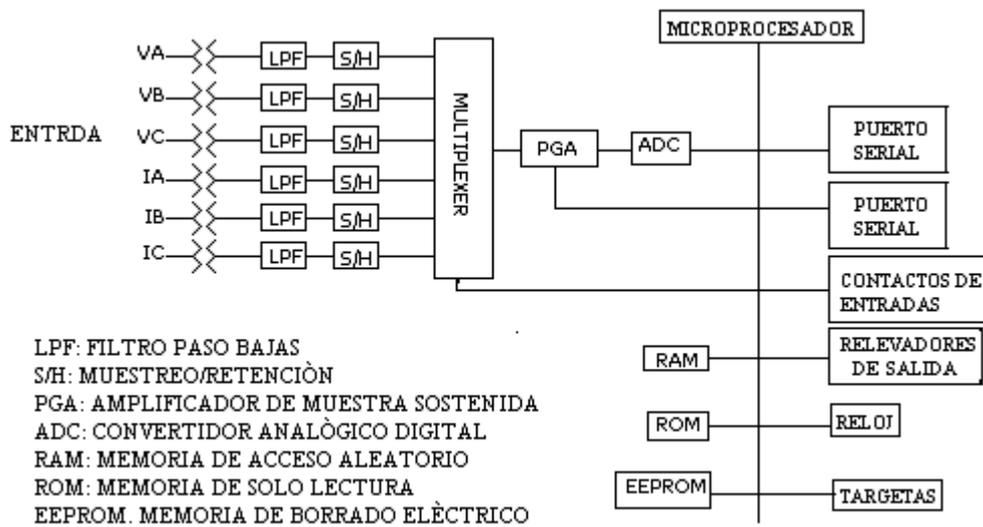


Fig.6.3 Diagrama de bloques de un relevador digital

Otros canales del multiplexor se pueden usar para verificar las tensiones del suministro u otras señales, como parte de los esquemas de prueba propios.

6.2.5 Medición de Ganancia Analógica

El amplificador con ganancia programable (PGA) figura 6.4, mostrado entre el multiplexor y el convertidor A/D en la figura anterior, permite al procesador optimizar la medición de los canales analógicos antes de que hayan sido convertidos en cantidades digitales. En un relevador de distancia las ganancias de la relación de tensión y corriente proporcionan un ajuste para el alcance de la impedancia. En un relevador de sobrecorriente, el ajuste de la ganancia de corriente determina el valor de pickup (corriente de ajuste). El software del relevador también puede controlar el alcance del pickup, y otros puntos de ajuste, así como mediciones; sin embargo, la etapa de ganancia programable permite igualar el rango de la señal al rango de medición del convertidor A/D.

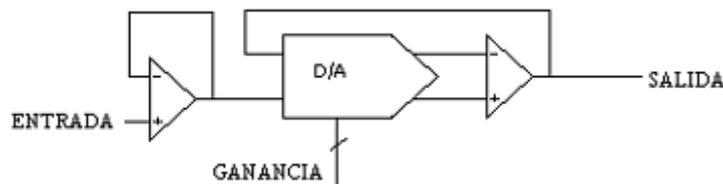


Fig.6.4 Amplificador de ganancia programable (PGA)

6.2.6 Convertidor Analógico a Digital

La cantidad analógica, filtrada, muestreada, seleccionada, y medida, se presenta al convertidor analógico digital para una rápida conversión de una tensión a un número que pueda ser leído por el procesador.

Los convertidores A/D de aproximación sucesiva son los más utilizados, figura 6.5, y también son los más adecuados para los relevadores digitales. En la siguiente figura se ve un diagrama de bloques para este tipo de convertidor. El dispositivo lleva a cabo una búsqueda binaria para el mejor acople que se pueda producir entre las tensiones de la señal de entrada que se va a convertir y la salida de su convertidor A/D interno. Con la afirmación de un control de línea, comienza una conversión. El registrador ajusta el bit

más significativo, provocando que el D/A dé un nivel de salida a medio rango. La salida del comparador informa al registrador si la salida es más baja o más alta que la salida del D/A. Si es más baja, el registrador restablece ese bit. Si la salida es más alta, el registrador deja ese bit puesto. Luego, el registrador trata el bit siguiente, y usa otra vez la salida del comparador para determinar si este bit debe quedar puesto o no. El proceso continúa hasta que queda ajustado el bit menos significativo, en ese momento se señala el final de la conversión, y el dato de salida puede ser leído.

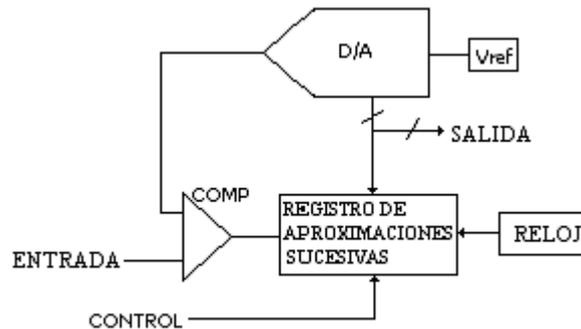


Fig.6.5 Convertidor analógico-digital de aproximación sucesiva

Un reloj interno en el A/D controla el proceso, y su velocidad está limitada por el ajuste de tiempo del convertidor A/D y la velocidad del comparador.

La entrada analógica y la salida del A/D se suman en la entrada del comparador. A medida que se realiza el proceso de aproximación sucesiva, los contactos en el A/D cambian su resistencia de salida. Este cambio en la resistencia presenta una carga variable al amplificador. El amplificador manejador debe tener un ancho de banda amplio y una impedancia de salida lo suficientemente baja para mantener la tensión de entrada dentro de la mitad del bit menos significativo, o se tendrán errores.

El convertidor A/D debe ofrecer suficiente precisión (número de bits), velocidad, y exactitud para su aplicación. Los convertidores A/D con ocho a dieciséis bits han sido aplicados en varios diseños de relevadores de protección.

6.2.7 Microprocesador

El microprocesador lleva a cabo las funciones de protección y otras tareas definidas en programas almacenados permanentemente en memoria. La figura 6.6 proporciona un diagrama de bloques de un microprocesador. Cuando el procesador es encendido por primera vez o es restablecido, carga su contador de programa con una dirección. Esta dirección se coloca en el bus de direccionamiento, y se lleva a cabo una lectura de datos para traer la primera instrucción de la memoria. La instrucción es almacenada en un registro de instrucciones, y es ejecutada por la unidad lógica aritmética. La instrucción puede afectar otros registros, memoria o control. Cuando la instrucción es completada, el contador de programa proporciona la siguiente dirección, y el proceso continúa.



Fig.6.6 Diagrama de bloques de un microprocesador

Los microprocesadores seleccionados para diseñar relevadores digitales van desde elementos de un solo chip para aplicaciones de recierre que no tienen capacidades analógicas o de comunicaciones, pasando por diseños de rango medio de ocho bits, hasta sistemas sofisticados de multiprocesadores de dieciséis bits.

6.2.8 Memorias

El diagrama de bloques del relevador digital muestra tres tipos de memorias. El programa almacenado reside en memoria de solo lectura (ROM). El almacenaje temporal requerido por el proceso de cómputo y los registros de datos de fallas se proporcionan en memoria de acceso aleatorios (RAM). Los ajustes y otra información vital se almacenan en memorias EEPROM de solo lectura reprogramables eléctricamente. El procesador se comunica con estos elementos de memoria a través de sus datos, direcciones y líneas de control.

6.2.9 Componentes de la Interfase

Las entradas de contactos son acondicionadas y presentadas en puertos de entrada paralelos. Estos puertos son direccionados por el procesador cuando necesita leer los estados de los contactos.

Las salidas por contactos son controladas por candados que retienen la información de salida actualizada. Las banderas pueden también ser controladas de este modo.

Las interfaces serie de datos proporcionan un medio económico para realizar lecturas remotas de los registros de fallas, ajustes del relevador y realizar otras tareas. Las interfaces son manejadas por comunicación serie que soportan muchos de los esquemas de comunicación estándar.

6.3 Pruebas de Autodiagnóstico

Las fallas de todos los dispositivos no pueden dejar de ser consideradas. El hardware de los relevadores digitales proporciona oportunidades únicas para buscar fallas o problemas incipientes. El descubrimiento y el reporte rápido de los problemas conducen a una mejor disponibilidad. Abajo se describen varias de las técnicas de prueba:

6.3.1 Prueba de ROM

El contenido de la memoria de solo lectura es fácilmente verificado, computando el contenido de la ROM y comparándola contra una verificación calculada en la fábrica y almacenada en la computadora. Las discrepancias se pueden reportar por alarmas o mensajes.

6.3.2 Prueba de RAM

La memoria de acceso aleatorio se puede probar escribiendo y leyendo patrones de prueba. Para temporalmente salvar datos durante la prueba se pueden utilizar los registros del procesador.

6.3.3 Prueba de Fuente de poder

Dedicando algunos canales del multiplexor a las tensiones de la fuente de suministro, el relevador puede medir los niveles de tensión de la fuente de poder y compararlos contra valores de referencia de advertencia y falla. Como la referencia del convertidor A/D y las referencias de tensiones de la fuente de poder no tienen relación, las pruebas de la fuente de poder también cubren al convertidor A/D en cierto grado.

6.3.4 Prueba del Tiempo del Convertidor A/D

El tiempo de conversión máximo del convertidor A/D es conocido. Como el convertidor está bajo el control del procesador en la mayoría de los diseños, el programa sabe cuando se inicia una conversión y cuando debe estar hecha. Una falla para completar una conversión especificada indica una falla en el convertidor A/D.

6.3.5 Verificación de Ajustes

Las EEPROMs proporcionan un almacenaje confiable para los ajustes. Para mejorar aún más la dependabilidad de los ajustes almacenados en las EEPROMs, estas se pueden almacenar dos veces, y periódicamente compararlas uno contra el otro.

6.3.6 Verificación de Ganancia Analógica y Desplazamiento

Señales de prueba de CD, diseñadas para no interferir con las cantidades de protección, han sido introducidas en los canales analógicos y luego recobradas. Cuando las señales de prueba se comparan con las señales recuperadas, las ganancias y desplazamientos de los canales analógicos se pueden computar y verificar contra límites de advertencia y de falla.

Ninguna de las pruebas arriba mencionadas necesita interferir con las tareas del relevador en ningún momento.

6.4 Verificación de fallas

6.4.1 Medidas de ciclo de falla

La impedancia como parámetro físico es utilizada como técnica para localizar fallas a distancia en un ciclo particular, un conductor de fase con retorno a tierra o un par de fases de falla.

Si la falla empieza en un ciclo y luego vuelve para incluir al otro y la misma ubicación o una diferente mientras los cálculos de distancia se preceden, la nueva falla tal vez no sea vista hasta después de que los cálculos son terminados para la primera selección.

Después de usar el proceso de distancia el programa necesita decidir si es tiempo de cesar la verificación, esto se basa principalmente en tiempo pero también incluye consideraciones de la falla que también aparece en cualquier zona. Cuando no hay ningún punto a verificar, el programa procede a limpiar el análisis en todos los ciclos.

6.4.2 Análisis de tipos de fallas

El método consiste simplemente en buscar las tres fases de corriente y los residuos de corriente para ver cual a incrementado después de que el detector de fallas lo ubique, para fuentes de alta impedancia el análisis de la corriente se suplementa con la caída de tensión. En las más recientes implementaciones los valores se insertan en series de expresiones describiendo relaciones de tensión y corriente para varios tipos de falla. El incremento se refiere al cambio en la fase de corriente al tiempo de la falla para cada muestra de corriente, el valor correspondiente a uno o más ciclos que precede a la falla es sustraído para eliminar los errores del flujo de prefalla.

En el caso de análisis de tensión los valores de muestra de la prefalla pueden ser sustraídos para ver que fases han colapsado usando las relaciones para cada tipo de falla como se muestra en la figura 6.7.

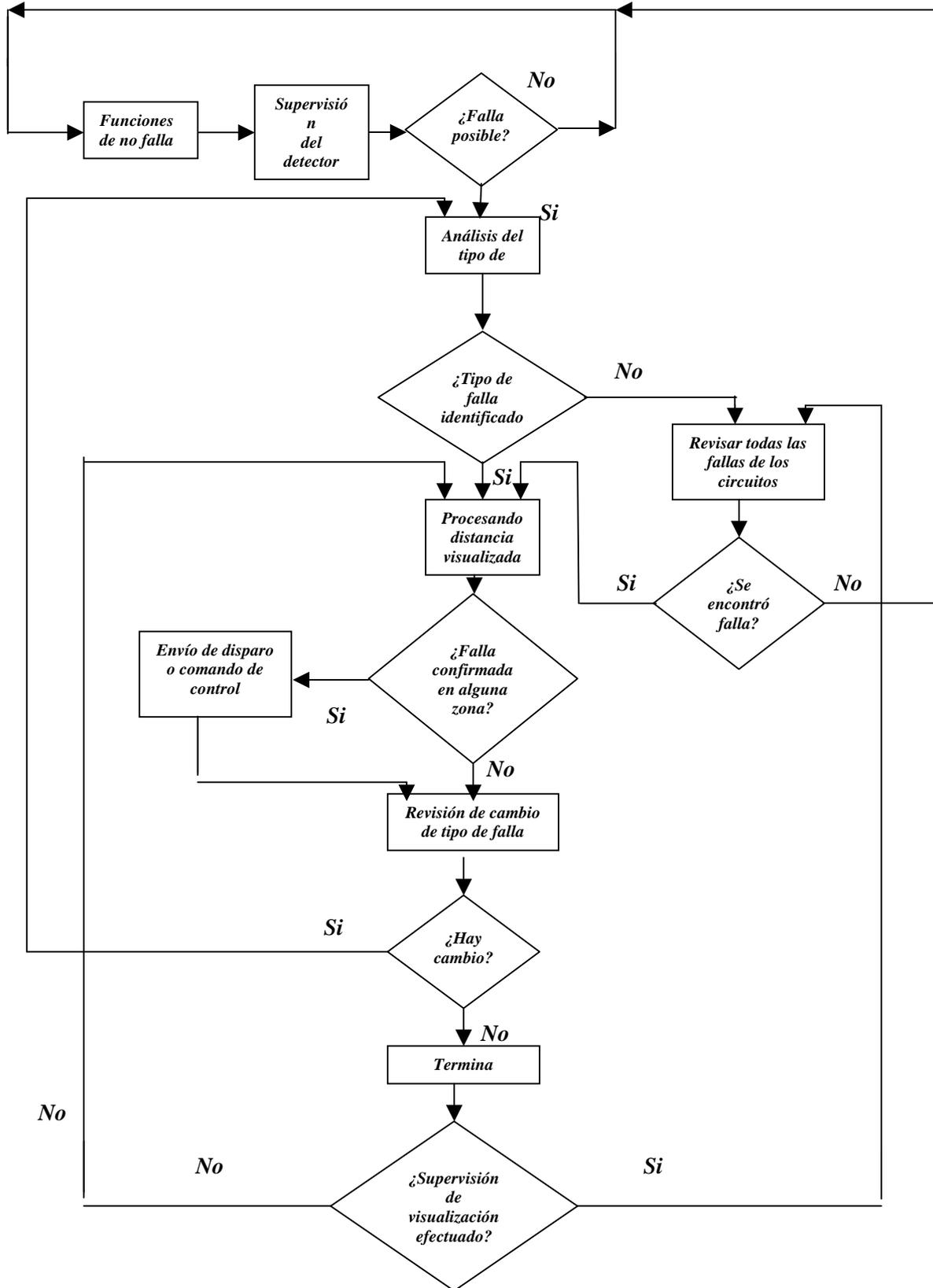


Fig.6.7 Programa para protección de distancia

6.5 Termino de la evaluación

Después de que se ha efectuado por un tiempo el proceso de medición de distancia, el programa necesita decidir si es tiempo de terminar tal revisión. Esta revisión esta basada en el tiempo, pero también considera las fallas que aparecen en cualquier zona. Para una falla lejana en una zona de disparo de respaldo remoto, el proceso debe de continuar hasta que la falla sea librada por los otros relevadores o se termine el retardo del disparo local. Para una falla en dirección inversa el análisis debe de continuar para controlar la transmisión por carrier de bloqueo hasta después del libramiento.

6.6 Método de componentes simétricas

Las componentes simétricas de tensión y corriente en un cálculo simple miden la distancia de la falla que es independiente del tipo de falla, este procedimiento consiste en:

- Fasores computarizados de la tensión y corriente para las tres fases usando cualquiera algoritmo adecuado.
- Derivar secuencia de valores positivo, negativo y cero de los fasores.
- Desarrollar incremento de valores por secuencias positiva, negativa y cero por sustracción de cantidades de prefalla.

6.6.1 Fundamentos de los algoritmos para la protección por relevadores

Los algoritmos son programas dentro del microprocesador que opera con los muestreos de tensión y/o corriente, para producir evaluaciones de los parámetros, ya que es necesario modelar el sistema o las formas de onda para desarrollar un algoritmo.

La mayoría de los algoritmos propuestos al usarse en la protección por relevadores digitales, pueden agruparse en dos categorías. El primer tipo se basa en un modelo de forma de onda por ejemplo de corriente o tensión. El parámetro de interés para la protección por relevadores esta contenido en la descripción de la forma de onda, que incluirá por ejemplo:

- El valor pico de la corriente senoidal para protección por sobrecorriente.
- Las magnitudes de las armónicas en forma de onda de corriente para la restricción de armónicas en la protección de transformadores.
- La frecuencia fundamental de una señal periódica para un relevador de frecuencia.

La segunda categoría de algoritmos involucra un modelo del sistema más que las formas de onda. En particular, un modelo R-L serie de la línea fallada, implica que la tensión y la corriente terminales deben satisfacer una ecuación diferencial lineal de primer orden.

Los parámetros de interés para la protección por relevadores, son los valores de R-L en el modelo del sistema los cuales deben de ser evaluados de las formas de onda.

6.7 Funciones adicionales y de respaldo

El principio del relevador digital es la protección del equipo de potencia así como del sistema en si. Si embargo, debido a la lógica y capacidad de cálculo con que cuenta dicho relevador este puede y debe realizar otras funciones además de la protección.

Estas funciones de respaldo siempre han sido un aspecto importante en cualquier relevador digital o sistema de protección y son las siguientes:

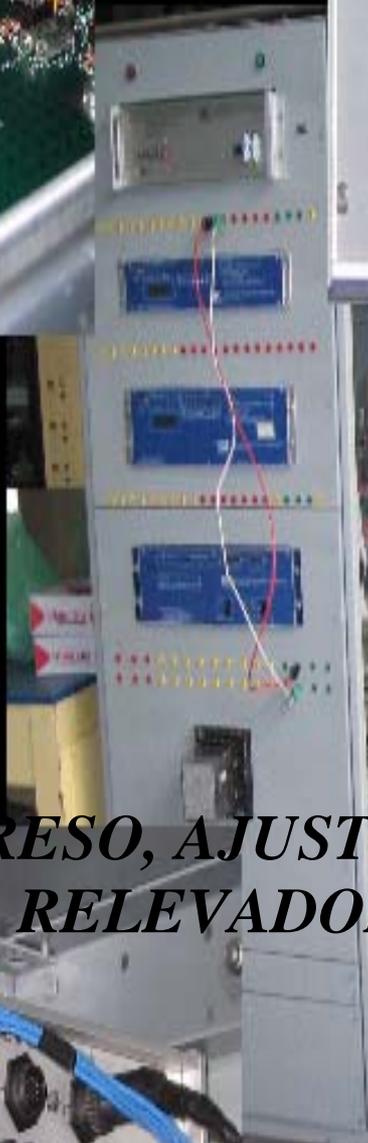
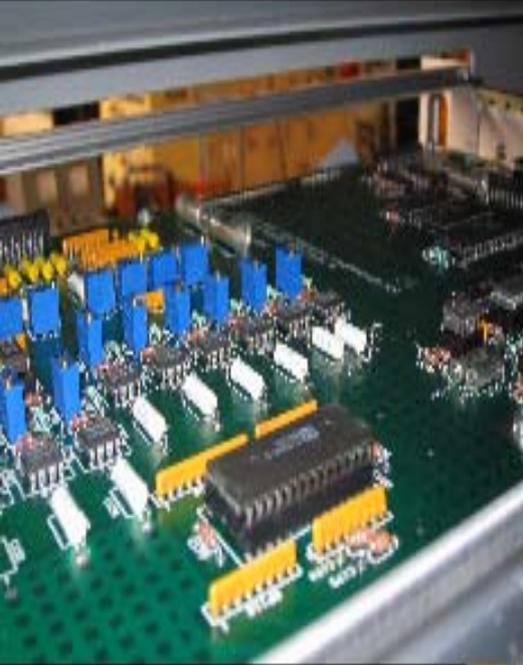
- Comunicación
- Interfaz hombre-maquina con:
 - a) Reporte de secuencia de eventos
 - b) Reporte de fallas
- Recierre automático
- Protección de falla del interruptor
- Medición de los parámetros
- Lógica programable
- Autodiagnóstico

Modulo de comunicaciones

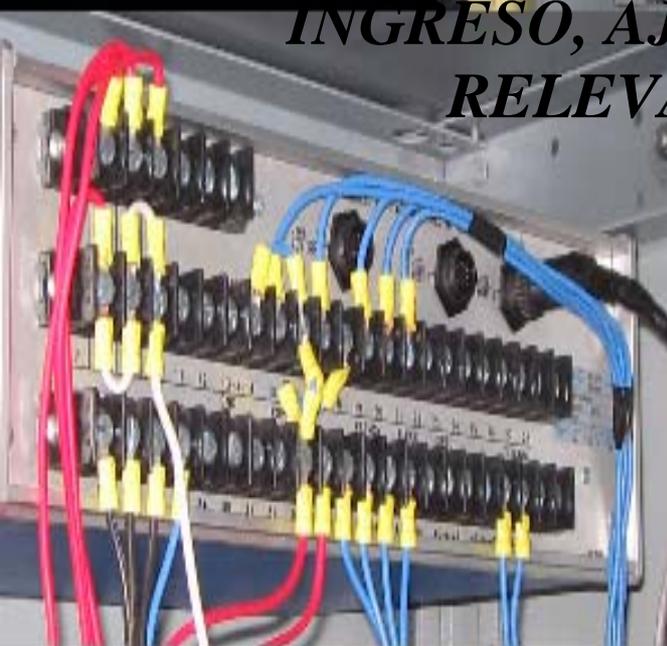
- chip (circuitos controlados)
- puertos seriales local y remoto
- puerto paralelo para impresora dedicada
- puerto para scada
- display
- teclado
- señalizacion, led's

Este modulo es la interfaz con el usuario a través del cual se puede acceder el esquema para consulta, programación, obtención de registros, impresión de reportes inmediatamente después de una operación, envío de datos hacia scada, presentación de lecturas y reporte de display, programación y acceso a través de su teclado integrado, señalización de funciones operadas a través de LED's.

CAPITULO 7



INGRESO, AJUSTE Y PRUEBAS AL RELEVADOR SEL 121-F



RELEVADOR SEL 121-F

7.1 Relevador SEL-121F

El SEL-121F es un relevador de distancia de fase y tierra con localizador de falla que se aplica en la protección de líneas:

- Transmisión.
- Subtransmisión
- Distribución

7.1.1 Características del SEL-121F

- Relevador de distancia para fallas de fase, tres fases y fallas a tierra.
- Protección direccional de sobrecorriente para fallas de fase a tierra.
- Interruptor de protección antifallas
- Detección de apertura remota
- Detección de pérdida de potencia
- Lógica programable versátil
- Disparo sencillo de cierre, supervisión de tensión y análisis de sincronismo
- Localizador de fallas en la línea de transmisión
- Historial de eventos
- Autodiagnóstico
- Mediciones
- Indicador para falla e historial
- Tiempo de entrada de código
- Puerto de comunicación local y remota
- Tamaño compacto y económico

7.1.2 Información general

La función de comunicación local y remota provee un análisis amplio del rango de información, además de contar con sistemas de ajuste y un historial de las doce fallas más recientes y localización de estas.

El sistema de ajuste puede ser accesado localmente o remotamente. Además de contar con canales de comunicación para los circuitos de control y ajuste, los cuales son protegidos por una seguridad de dos niveles para acceder al esquema, también es monitoreado por una alarma de salida de acceso no autorizado.

Incluye un localizador de fallas que puede ser usado en cualquier tipo de falla, prefalla y condiciones de falla teniendo una aproximación estimada en la localización de falla, sin la necesidad de canales de comunicación, transformadores de instrumentos especiales u origen de las impedancias.

Un detallado reporte de eventos es generado después de la falla. Este contiene toda la información necesaria para examinar cuantitativamente la prefalla, falla y postfalla de tensiones y corrientes. El reporte de eventos incluye la distancia de las fallas el tipo de falla y el estado de todos los relevadores durante el suceso. Adicionalmente a la generación automática del reporte de fallas, el reporte puede ser generado por un comando o por algunas entradas de control para los instrumentos permitiendo accionar el reporte desde otro tipo tal como un oscilógrafo u otro relevador del sistema.

7.1.3 Funciones del relevador

Características MHO expandidas para todo tipo de fallas:

Tres zonas para detección de fallas entre fases con supervisión por sobrecorriente.

Tres zonas para detección de fallas de una fase a tierra con supervisión de sobrecorriente.

Filtro que proporciona por lo menos seis ciclos de memoria al circuito de polarización de todos los elementos MHO.

Supervisión de sobrecorriente de fase y de neutro para los elementos MHO.

Elementos de sobrecorriente de fase con ajuste alto.

Dos elementos de sobrecorriente residual para detección de fallas a tierra:

Uno instantáneo, que puede ser direccional o no.

Otro de tiempo inverso con opción a escoger cuatro tipos de curvas, que puede ser o no direccional.

Elemento direccional de secuencia negativa para la supervisión en caso de fallas desbalanceadas.

Recierre 48 volts: 20-60 VCD 12 watts re automático (1), para el tipo de falla que se requiera.

Verificación de sincronismo y lógica de verificación de tensión para condiciones de bus vivo/muerto y línea viva/muerta.

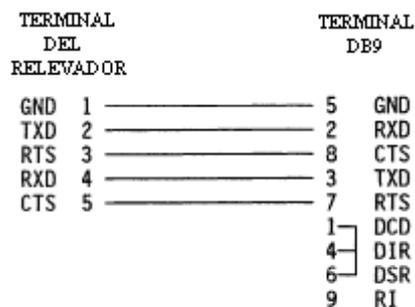
Lógica para condiciones de pérdida de potencial.

Lógica para disparo permisivo al abrirse el extremo remoto.

7.2 Ingreso al relevador SEL 121-F

Para el ingreso al relevador SEL 121-F es necesario cumplir con ciertas condiciones de comunicación, las cuales son mencionadas en el protocolo de comunicaciones del manual proporcionado por el fabricante. Para hacer mas fácil la comunicación se muestran a continuación los pasos a seguir.

Debemos de contar con un cable RS32 de 9 hilos y una terminal DB9 que se conecta en el puerto serie de la computadora que a su vez se interconectara con la terminal del relevador como se muestra en la figura, posteriormente esta se introducirá en el puerto 2 de comunicación local del relevador que se encuentra en el panel posterior del mismo como se muestran en las figuras 7.1-2-3.



CONEXIÓN DE LAS TERMINALES

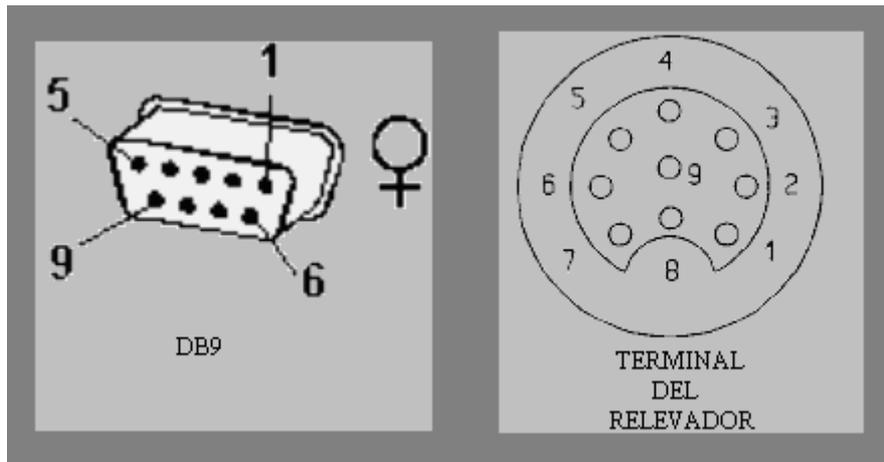


Fig. 7.1 Terminales del cable de conexión

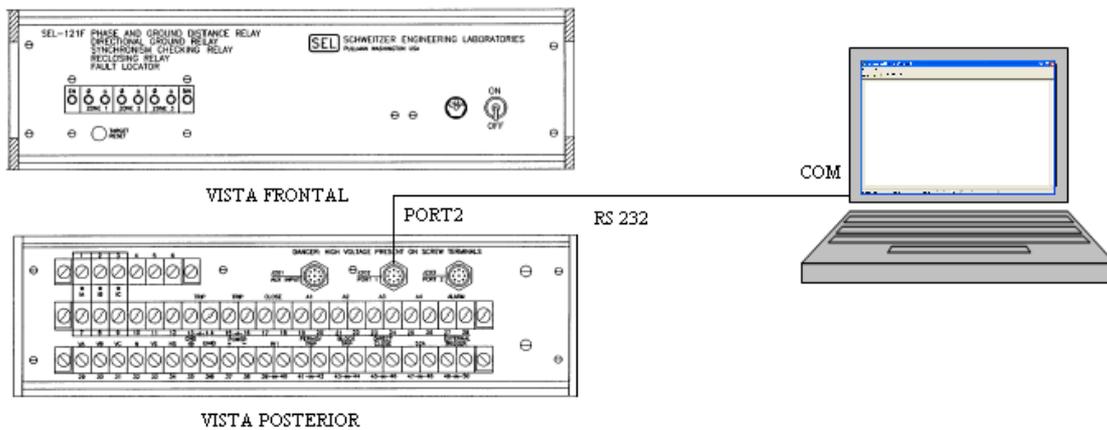


Fig.7.2 Esquema de conexión



Fig. 7.3 Vista de los puertos de comunicación

Posteriormente tenemos que asegurar que el relevador este energizado en los pines 37 y 38 que se alimentaran con 127 V de corriente alterna, así como conectar el armazón a tierra.

Encender el relevador y verificar que el LED (EN) este encendido, si no asegúrese que la potencia este presente y el fusible se encuentre en buenas condiciones.

Ahora para poder establecer comunicación computadora-relevador de manera eficiente se debe de instalar el programa SEL-5801 SEL Cable Versión: 3.0.4.4 provisto por el fabricante.

En el programa es necesario configurar de acuerdo a las especificaciones de los dispositivos como se muestra a continuación en la figura 7.4.

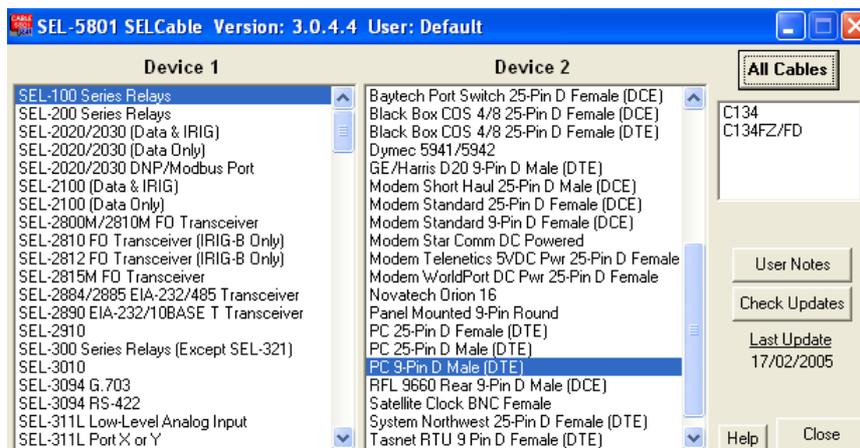


Fig.7.4 pantalla del programa de configuración

Para poder establecer la comunicación se utilizara la hyperterminal contenida en el sistema operativo de la computadora, la cual abrirá el archivo SEL 121-F asegurando de que este configurado de la manera siguiente en la figura 7.5:

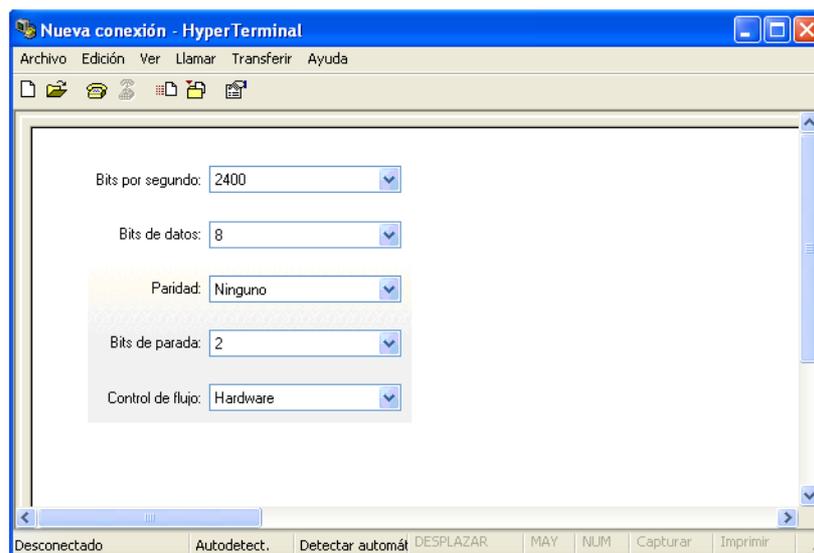


Fig.7.5 Vista de la pantalla de la hyperterminal y su configuración

El relevador responde a comandos recibidos por cualquiera de los puertos seriales, ya sea en el lugar o remotamente. Tiene un sistema de dos niveles que provee seguridad a accesos no autorizados mediante una clave de acceso (passwords).

El nivel cero es automático al conectar el relevador con la computadora, en el nivel 1 podemos hacer ajustes de hora y fecha solamente además de observar los ajustes que contiene el relevador mediante comandos. Posteriormente en el nivel 2 se puede hacer el cambio de los ajustes mediante la utilización de comandos.

A continuación se mostrara la secuencia que sigue el relevador para pasar de un nivel a otro.

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 01:01:01

SEL-121F

=

Podría escucharse la alarma del relevador.
Al ingresar al nivel 1

=ACCESS <ENTER>

=ACCESS <CR>

La respuesta es:

Password: ? @@@@@@

Respondiendo al password del nivel 1 con OTTER seguido por un enter: la respuesta es:

=>ACCESS <ENTER>
Password: OTTER <ENTER>

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 14:12:01

Level 1

=>

El símbolo “=” y el símbolo mayor que “>” es la forma del cursor que aparecerá en la pantalla. Para el nivel 1. Ahora algún comando del nivel 1 puede ser ejecutado.

Para acceder al nivel 2 es un procedimiento muy similar. Ingresar el comando **2ACCESS** y escuchando la alarma. Estos pulsos son de aproximadamente 1 segundo, indicando que el nivel 2 está siendo accedido. Se ingresa mediante el **password TAIL** en respuesta se obtendrá lo siguiente:

```
=>2ACCESS <ENTER>
Password:  TAIL <ENTER>
```

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 01:03:32

Level 2

=>>

Algunos comandos del nivel 1 y nivel 2 pueden ser ejecutados.

7.3 Formato de los comandos

Los comandos consisten de tres o más caracteres; solo los tres primeros caracteres de algunos comandos son necesarios. Se pueden utilizar algunos comandos sin distinción del nivel, los argumentos de los comandos pueden ser separados por espacios, comas, dos puntos entre otros. Los comandos pueden ser ingresados después de recibir el prompt. Adecuado.

7.3.1 Descripción de comandos

Comando **DATE** [MM/DD/YY]

Para leer la fecha interna del calendario y el reloj, se escribe DATE <CR> y para ajustarla se puede hacer como en el ejemplo siguiente:

```
=>DATE 1/17/92 <ENTER>
1/17/92
=>
```

Comando **EVENT** [N]

El historial puede ser revisado vía un reporte de eventos, para revisar el reporte de eventos se ingresa EVENT N <CR> donde N indica el número de evento a revisar de los doce eventos mas recientes. Si N no es especificada por default N es uno.

El reporte de eventos provee el día y hora en que ocurrió el evento, la parte siguiente del reporte muestra 11 ciclos para los tres canales de corriente (IA, IB, IC), cuatro canales de tensión (VA, VB, VC, VS) y el estado de los elementos internos del relevador, salidas y entradas durante el evento. El reporte muestra el tipo de evento, falla, localización, duración y corrientes. En el final del reporte se muestra los ajustes del relevador.

La transmisión del relevador puede ser cancelada por CONTROL-X , pausada por CONTROL-S o continuada por CONTROL-Q usada en el protocolo de

comunicaciones. Cuando los datos del buffer son limpiados por un interruptor de control todos los datos de los eventos son perdidos.

Ejemplo

```
-----  
=>EVENT 12 <ENTER>  
Invalid event  
=>  
-----
```

Comando **HISTORY**

La fecha, tiempo y tipo de evento son mostrados para cada uno de los eventos mas recientes. Si el evento es una falla, la distancia, duración y corriente son también mostrados:

```
-----  
=>HISTORY <ENTER>
```

```
Example 230 kV Line           Date: 6/2/92           Time: 07:38:12
```

#	DATE	TIME	TYPE	DIST	DUR	CURR
1	1/01/91	07:36:52.150	1AG	74.93	5.00	1070.1
2	1/01/91	07:36:18.400	1BC	74.53	4.75	1567.2
3	1/01/91	07:35:42.970	3BC	84.68	4.25	1411.8
4	1/01/91	07:35:23.783	EXT			
5	1/01/91	07:35:07.958	TRIP			

```
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12
```

```
=>  
-----
```

Comando **IRIG**

Ejecutando el comando IRIG causa que el relevador lea la emulación de IRIG-B. Si el intervalo de tiempo es sucesivamente leído, entonces el intervalo de tiempo de reloj/calendario esta al día (UPDATE) para la lectura del código de tiempo y una cadena de mensajes de salida (línea, fecha y hora).

=>IRIG <ENTER>

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 01:45:40

=>

Si no existe señal de código de tiempo y esta no puede ser sucesivamente decodificada es producido un mensaje de error "IRIG DATA ERROR". Produciendo una salida:

=>IRIG<CR>

IRIG DATA ERROR

=>

=>

Comando **METER** [N]

La tensión, corriente, potencia real y reactiva están mostrados en los amperes primarios, Kilovolts, Megawatts y Megavars.

=>METER <ENTER>

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 07:56:36

	A	B	C	AB	BC	CA	IR/VS
I (A)	994	995	994	1723	1724	1724	0
V (kV)	134.4	134.3	134.2	233.1	232.8	232.9	134.3
P (MW)	401.12						
Q (MVAR)	1.00						

=>

Comando **QUIT**

Ejecutando el comando QUIT regreso al control de Access del nivel 0, 1 o 2

=>QUIT <ENTER>

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 01:45:40

=

Comando **SHOWSET**

Ingresando SHOEWSET inspecciona los ajustes del relevador, así como ajustes lógicos. Los ajustes no pueden ser modificados con este comando (los ajustes solo puede ser realizados desde el comando SET y LOGIC en el nivel 2)

=>**SHOWSET <ENTER>**

Settings for: Example 230 kV Line

R1	=13.90	X1	=79.96	RO	=41.50	X0	=248.57	LL	=100.00
CTR	=200.00	PTR	=2000.00	SPTR	=2000.00	MTA	=80.10		
790I	=40.00	79RS	=240.00						
PSVC	=S	27VLO	=26.60	59VHI	=106.20	25DV	=53.12	SYNCP	=A
25T	=300.00	VCT	=30.00						
A1TP	=0.00	A1TD	=0.00						
Z1%	=80.00	Z2%	=120.00	Z3%	=150.00				
Z2DP	=30.00	Z2DG	=30.00	Z3D	=40.00	TDUR	=9.00		
50NG	=250.00	50P	=370.00	50H	=1500.00				
51NP	=270.00	51NTD	=3.00	51NC	=2	51NTC	=Y		
67NP	=650.00	67NTC	=Y	52BT	=30.00	REJOE	=N	LOPE	=Y
TIME1	=5	TIME2	=0	AUTO	=2	RINGS	=7		

Logic settings:

MTU	MPT	MTB	MTO	MA1	MA2	MA3	MA4	MRI	MRC
F4	08	00	FC	00	00	F0	04	F0	04
A2	00	00	A4	00	00	80	20	80	20
00	00	00	00	02	01	00	00	00	00

=>

Comando **STATUS**

Para inspeccionar el autodiagnóstico del relevador se utiliza el comando STATUS siempre que un autodiagnóstico es ingresado, una advertencia o un estado de falla. Causando que el reporte STATUS sea transmitido por el puerto.

=>STATUS <ENTER>

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time: 01:08:44

SELF TESTS

W=Warn F=Fail

```
      IR   IA   IB   IC   VA   VB   VC   VS
OS    0    0    0    0    0    2    0    0
PS    5.11  15.15 -14.91
RAM   ROM   A/D   MOF   SET
OK    OK    OK    OK    OK
```

=>

La cadena OS indica la medición del nivel de offset de los 8 canales digitales, esto expresado en milivolts y se mide en la salida del amplificador de ganancia programable, para advertencia es de 50 milivolts y para falla es de 75 milivolts.

Un offset fuera de la tolerancia es indicado por W (warning) o F (failure) seguido del diagnóstico de offset.

La cadena PS indica la tensión trifásica aplicada y puede llevar los sufijos F o W después del diagnóstico.

Los niveles de advertencia y falla tienen una desviación de 0.5 a 0.4 volts para cada 5 volts aplicados y de 0.8 a 1.2 para cada 15 volts aplicados.

El estado de los 5 diagnósticos es reportado al final de la cadena OK. Si una RAM o ROM falla, es indicada en lugar de OK.

SET indica el estado del autodiagnóstico, el cual compara con dos copias de los ajustes albergados en memorias no volátiles. Fallas en el diagnóstico deshabilita al relevador y las funciones de control.

La tabla 7.1 muestra las acciones que toma el relevador en respuesta del autodiagnóstico de una advertencia o falla.

SEL TEST	STATUS MESSAGE	PROTECTION DISABLED	CONTROL DISABLED	ALARM OUTPUT
CHANEL OFFSETS	W F	NO NO	NO NO	NO El contacto pulsa un segundo
+5V	W F	NO SI	NO SI	NO Contacto permanentemente

+/- 15V	W F	NO SI	NO NO	cerrado
RAM	F	SI	SI	NO Contacto permanentemente cerrado
ROM	F	SI	SI	Contacto permanentemente cerrado
A/D	F	SI	NO	Contacto permanentemente cerrado
MASTER OFFSET	W F	NO NO	NO NO	Contacto permanentemente cerrado
SETTINGS	F	SI	SI	Contacto permanentemente cerrado NO El contacto pulsa un segundo Contacto permanentemente cerrado

Tabla 7.1 Autodiagnóstico de falla

Comando **TARGETS [N] [K]**

Este comando selecciona la información exhibida en el panel frontal y también los estados de comunicación de la selección de los LED'S.

Cuando el relevador es encendido los LED'S indican la función marcada en el panel frontal. Usando el comando TARGET se pueden seccionar en los siete ajustes de datos como se muestran en la tabla 7.2 :

LED:	1	2	3	4	5	6	7	8	
N									
0	EN	PH1	G1	PH2	G2	PH3	G3	51N	RELAY TARGETS
1	Z1P	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q	RELAY WORD #1
2	67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO	RELAY WORD #2
3	LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC	RELAY WORD #3
4	50G	50N	59PH	25	Z3G	Z3P	RC	RI	ELEMENTOS INTERNOS
5			ET	52A	DC	BT	PT	IN1	CONTACTOS DE
6		TRIP	CLOS	A1	A2	A3	A4	ALRM	ENTRADA CONTACTOS DE SALIDA

Tabla 7.2 Ajustes de los TARGET

Esta selección es usada en el diagnostico, en el análisis del estado de los contactos y en la lectura remota de los LED'S. Un uno indica un elemento afirmado y un cero muestra un elemento no afirmado.

Un comando opcional es el parámetro K que selecciona el numero de eventos de la información del LED mostrando, alternativamente el parámetro N indica los elementos a mostrar, por ejemplo para una serie de 10 eventos de la fila 4, ejecutar lo siguiente.

```
-----  
=>TARGET 4 10 <ENTER>  
  
50G  50N  59PH 25   Z3G  Z3P  RC  RI  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
  
50G  50N  59PH 25   Z3G  Z3P  RC  RI  
0    0    0    1   0    0    1   0  
0    0    0    1   0    0    1   0  
  
=>
```

Presionando el botón **TARGET RESET** colocado en el panel frontal limpia los datos de TAR 0 y hace una prueba de lámparas como si fuera un diagnostico.

Los LED'S del panel frontal pueden ser inicializados para TAR 0 y limpiados normalmente o localmente por el comando TARGET

```
-----  
=>TARGET R <ENTER>  
Targets reset  
  
EN   PH1  G1   PH2  G2   PH3  G3   51N  
1    0    0    0    0    0    0    0  
  
=>
```

Comando TIME [hh:mm:ss]

Este comando lee el reloj interno.

```
-----  
=>TIME 23:30:00 <ENTER>  
23:30:00  
=>  
-----
```

Comando **TRIGGER**

TRIGGER <CR> genera una grabación del evento, una respuesta del disparo es transmitida. Después de un retardo corto, durante el cual la computadora es formateada y un resumen de los eventos es mostrado.

```
-----  
=>TRIGGER <ENTER>  
Triggered
```

```
=>
```

```
Example 230 kV Line          Date: 6/2/92      Time:01:11:17.304  
Event   : EXT      Location   :      mi      ohms sec  
Duration:          Flt Current:
```

```
=>  
-----
```

El comando trigger es usado en el análisis de los fasores de tensión y corriente en algún tiempo. Por ejemplo cuando el relevador es instalado por primera vez, ejecuta el comando trigger, dibuja los fasores, analiza las propiedades de polaridad y la secuencia de las fases de entrada.

El reporte puede también ser generado sin la afirmación de la entrada EXTERNAL TRIGGER.

Acceso a los comandos del nivel 2

Todos los comandos mostrados anteriormente pueden estar disponibles también en el nivel 2; sin embargo, los comandos listados abajo están disponibles solo accediendo al nivel dos. Recordando que algunos intentos sucesivos o fuera de estos causan el cierre de la alarma durante un segundo.

Comando **CLOSE**.

La salida CLOSE del relevador puede ser cerrada por la ejecución del comando CLOSE o por la afirmación de la entrada DIRECT CLOSE mientras que la entrada 52A no es

afirmada. La salida CLOSE del relevador entonces permanece cerrada hasta que la entrada 52A es afirmada (indicando que el interruptor es cerrado), o hasta que expire el tiempo de recierre del reset interno (79RS). Se usa el comando CLOSE para cerrar este interruptor.

```
=====  
=>>CLOSE <ENTER>  
Close BREAKER (Y/N) ? Y <ENTER>  
Are you sure (Y/N) ? Y <ENTER>  
Breaker CLOSED  
=>>
```

Comando LOGIC N

Los comandos lógicos son utilizados para programar las mascararas usadas en el control de las salidas y operaciones de cierre el relevador. El parámetro N indica la mascara a programar, la N puede ser alguna de las siguientes.

```
=====  
=>>LOGIC MTU <ENTER>  
  
1 selects, 0 deselects.  
  
Z1P Z1G Z2PT Z2GT Z3 Z3T 3P21 32Q  
0 0 0 0 0 0 0 0  
? 11110100 <ENTER>  
1 1 1 1 0 1 0 0  
? <ENTER>  
67N 51NP 51NT 50NG 50P 50H IN1 REJO  
0 0 0 0 0 0 0 0  
? 10100110 <ENTER>  
1 0 1 0 0 1 1 0  
? <ENTER>  
LOP 52BT 27S 27P 59S 59P SSC VSC  
0 0 0 0 0 0 0 0  
? <ENTER>  
  
New MTU :  
  
Z1P Z1G Z2PT Z2GT Z3 Z3T 3P21 32Q  
1 1 1 1 0 1 0 0  
67N 51NP 51NT 50NG 50P 50H IN1 REJO  
1 0 1 0 0 1 1 0  
LOP 52BT 27S 27P 59S 59P SSC VSC  
0 0 0 0 0 0 0 0  
  
OK (Y/N) ? Y <ENTER>  
Enabled  
  
Example 230 kV Line Date: 6/2/92 Time: 02:12:28  
=>>
```

El procedimiento de programación lógica consiste de escribir cambios dentro de las mascararas

Comando OPEN

Abre el interruptor, si el jumper JMP104 es instalado

```
=>>OPEN <ENTER>
Open BREAKER (Y/N) ? Y<ENTER>
Are you sure (Y/N) ? Y<ENTER>
Breaker OPEN
=>>
```

```
Example 230 kV Line          Date: 6/2/92    Time: 23:36:10.887

Event   : TRIP   Location   :          mi      ohms sec
Duration:         Flt Current:

=>>
```

Comando **PASSWORD**

Nos permite ver o cambiar el password que es establecido por el fabricante.

```
=>>PASSWORD <ENTER>
1: OTTER
2: TAIL
=>>
```

```
=>>PASSWORD 1 BIKE <ENTER>
Set
=>>
```

Comando **SET**

Inicia el procedimiento de ajuste, cierra momentáneamente la alarma del relevador mientras los nuevos ajustes son almacenados en la EEPROM y los eventos almacenados en los buffers son limpiados.

Ajuste del relevador

Para el ajuste del relevador es importante conocer como esta formada cada una de las mascarar, para lo cual se define cada uno de sus componentes.

7.3.2 *Mascarar*

Mascara para control de la salida TRIP

- MTU.- Mask Unconditional trip
- MPT.- Mask Permissive trip
- MTB.- Mask Block trip
- MTO.- Mask Trip with brake open

Mascara MTU, selecciona el disparo para la zona 1 de fase y tierra por medio de un elemento de distancia, sobrecorriente, 51N, por un instantáneo de sobrecorriente residual; la zona 2 por relevadores de tiempo al igual que la zona 3.

Mascar MPT, dispara cuando es afirmado el PT (disparo permisivo)

MTB, es habilitada cuando es bloqueada la entrada y esta no es afirmada

MTO, selecciona que elemento va a disparar cuando el bit del 52BT es ajustado. Permitiendo un mayor ajuste de sensibilidad de los elementos del relevador por un corto tiempo después del cierre; así manejándose un swich antifallas.

Mascaras para iniciación y recierre

MRI.- mask for reclose initiate

MRC.-mask for reclose cancel

Iniciación de recierre para zona 1 en fallas de fase y tierra. Cancelación del recierre para otras fallas.

MRI, iniciación de recierre

MRC, cancelacion de recierre

Mascaras de control para las salidas programables del relevador A1-A4

LOG MA1(PT), selecciona la falla para la cual se iniciara el disparo permisivo

LOG MA2(51N), selecciona la salida del relevador tiempo-sobrecorriente

LOG MA3, iniciación de recierre

LOG MA4, cancelación del recierre

Los ajustes lógicos son mostrados en hexadecimal, la siguiente tabla 7.3 muestra la equivalencia entre números hexadecimales y binarios utilizados en los ajustes lógicos.

HEXADECIMAL	BINARIO
0	0000
1	0001
2	0010
3	0011
4	0100
5	0101
6	0110
7	0111
8	1000
9	1001
A	1010
B	1011
C	1100
D	1101
E	1110
F	1111

Tabla 7.3 Equivalencia de números decimales con binarios

Por ejemplo considerando dos cadenas de mascarar MA1, los cuales son ajustados para A1 en formato hexadecimal

A4 -> 1010 0100

Ahora manejando en el Relay Word las dos mascarar para MA1 como sigue:

67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO
1	0	1	0	0	1	0	0
----- A -----				----- B -----			

RELAY WORD

ZIP	Z1G	Z2PT	Z2GT	Z3	Z3T	3P21	32Q
67N	51NP	51NT	50NG	50P	50H	IN1	REJO
LOP	52BT	27S	27P	59S	59P	SSC	VSC

Z1P Z1G Z2PT Z2GT Z3 Z3T 3P21 32Q	Zona 1 fallas de fase, salida instantánea (ajuste por el Z1%) Zona 1 fallas a tierra, salida instantánea (ajuste por el Z1%) Zona 2 fallas de fase, tiempo de retardo (ajuste por Z2% y Z2DP) Zona 2 fallas de tierra, tiempo de retardo (ajuste por Z2% y Z2DG) Zona 3 fallas de fase o tierra, salida instantánea (ajustada por Z3%) Zona 3 fallas de fase o tierra, tiempo de retardo (ajustadas por Z3% y por Z3D) Condición de fallas trifásicas detectadas por un relevador de distancia de fase Elemento direccional de secuencia positiva
67N 51NP 51NT 50NG 50P 50H IN1 REJO	Instantáneo de sobrecorriente residual (ajustado por 67NP y 67NTC) Pickup of residual time-o/c (ajustado por 51NP,51NTD,51NC y 51NTC) Condiciones de sobrecorriente de fase (ajustado por el 50P) Condiciones de ajuste fino de sobrecorriente de fase (ajustado por 50H) Entrada 1 lógica (usada para disparo directo, recierre inicio/cancelar, etc.) Condición remote-end-just-opened
LOP 52BT 27S 27P 59S 59P SSC VSC	Condiciones de pérdida de potencial Salida invertida 52A, retardo por 52BT ajustado en pickup y baja salida Condiciones de sincronización de baja tensión (análisis VS contra el ajuste VLO) Condiciones de polarización de baja tensión (análisis VABC contra ajuste VLO) Condiciones de sincronización de baja tensión (análisis VS contra el ajuste VHI) Condiciones de polarización de baja tensión (análisis VABC contra ajuste VHI) Supervisión de sincronismo (ajustado por 25DV,25T,SYNCP) Supervisión de tensión (ajustado por PSVC para deshabilitar LSDP o DSLP)

7.3.3 Panel frontal (banderas)

El panel frontal se ilumina para las condiciones mostradas en la tabla.

LED	Condiciones de iluminación
EN	Operación normal
Ø1	Z1P+50H
G1	Z1G+67N
Ø2	Z2PT
G2	Z2GT
Ø3	Z3P
G3	Z3G
51N	51NT

Los LEDs del relevador se iluminaran al final de la salida de disparo con la siguiente prioridad:

51N: para el tiempo fuera del 51N (51NT)
Ø1, G1: para el ZIG + 67N+Z1P+50H, pero no 51NT
Ø2, G2: para Z2GT + Z2PT, pero no zona 1 o 51NT
Ø3, G3: para Z3G + Z3P, pero no zona 2, zona 1 o 51NT

En el principio de una nueva falla el LED es limpiado, y las banderas para la nueva falla están exhibidas.

Para limpiar las banderas se presiona el botón TARGET RESET. Todos los indicadores se iluminarán aproximadamente por un segundo, como una prueba de lámparas. Después que las banderas de falla son limpiadas se restablece el estado normal del relevador. Además presionando el botón TARGET RESET no ancla el TRIP desde la entrada 52A. Esta característica es usada durante el análisis del relevador, y eso minimiza los riesgos de reinstalación del relevador con la salida TRIP afirmada.

7.4 Aplicación del relevador SEL 121-F para líneas de transmisión

La función primordial de la protección es desconectar rápidamente cualquier elemento de un sistema eléctrico que sufra un corto circuito o que empiece a operar en una forma anormal que pudiera causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema.

En los sistemas eléctricos de potencia uno de los elementos más vulnerables son las líneas de transmisión, ya que están expuestas a condiciones climatológicas que en algunas ocasiones son muy adversas para el buen funcionamiento del sistema.

Por esta razón se pone especial atención en proporcionar a las líneas de transmisión protección adecuada, confiable y segura.

El objetivo principal del esquema de protección de distancia, proporciona protección primaria contra corto circuito dentro de la línea de transmisión protegida y protección de respaldo a líneas adyacentes.

En este capítulo se utilizara un ejemplo de una línea de transmisión real en el cual se aplicaron conceptos previos analizados en capítulos anteriores en el manejo del relevador SEL 121-F, con lo cual se desarrollo el cálculo, ajuste y aplicación de un relevador digital, demostrando el comportamiento de dicho dispositivo en condiciones de falla mediante la implementación de una práctica.

Para nuestro propósito utilizaremos una línea de de transmisión de 230 Kv con las siguientes características y sus diagramas de conexiones mostrados en las figuras 7.6-7-8:

Tensión nominal: 230 [Kv] entre fases, 132.8 [Kv] de fase a neutro

Longitud de la línea: 100 millas

Impedancia de la línea:

$$\begin{aligned} \text{Secuencia positiva: } Z_1 &= 81.16 \angle 80.1^\circ && (\Omega \text{ primarios}) \\ &= 13.90 + j79.96 && (\Omega \text{ primarios}) \\ \text{Secuencia cero: } Z_0 &= 252.01 \angle 80.5^\circ && (\Omega \text{ primarios}) \\ &= 41.50 + j248.57 && (\Omega \text{ primarios}) \end{aligned}$$

Impedancia por sección de la línea:

$$\begin{aligned} \text{Secuencia positiva: } Z_{1AB} = Z_{1CD} &= 40.58 \angle 80.1^\circ && (\Omega \text{ primarios}) \\ &= 6.95 + j39.98 && (\Omega \text{ primarios}) \\ \text{Secuencia cero: } Z_{0AB} = Z_{0CD} &= 126.01 \angle 80.5^\circ && (\Omega \text{ primarios}) \\ &= 20.75 + j124.29 && (\Omega \text{ primarios}) \end{aligned}$$

Relación de transformación:

Transformador de corriente (TC) 1000:5 (200:1)
 Transformador de potencial (TP) 2000:1

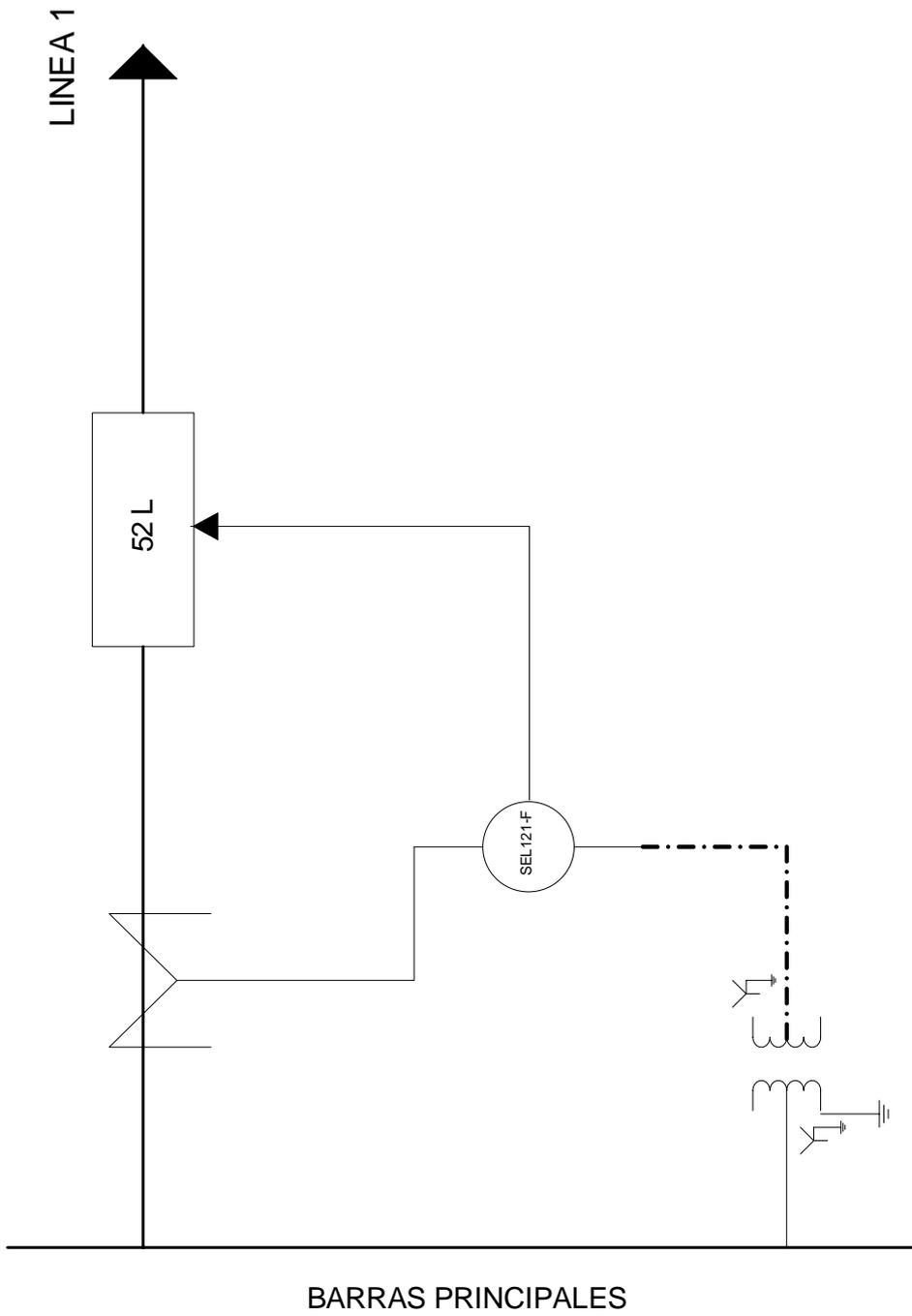


Fig.7.6 Diagrama unifilar de una línea de transmisión

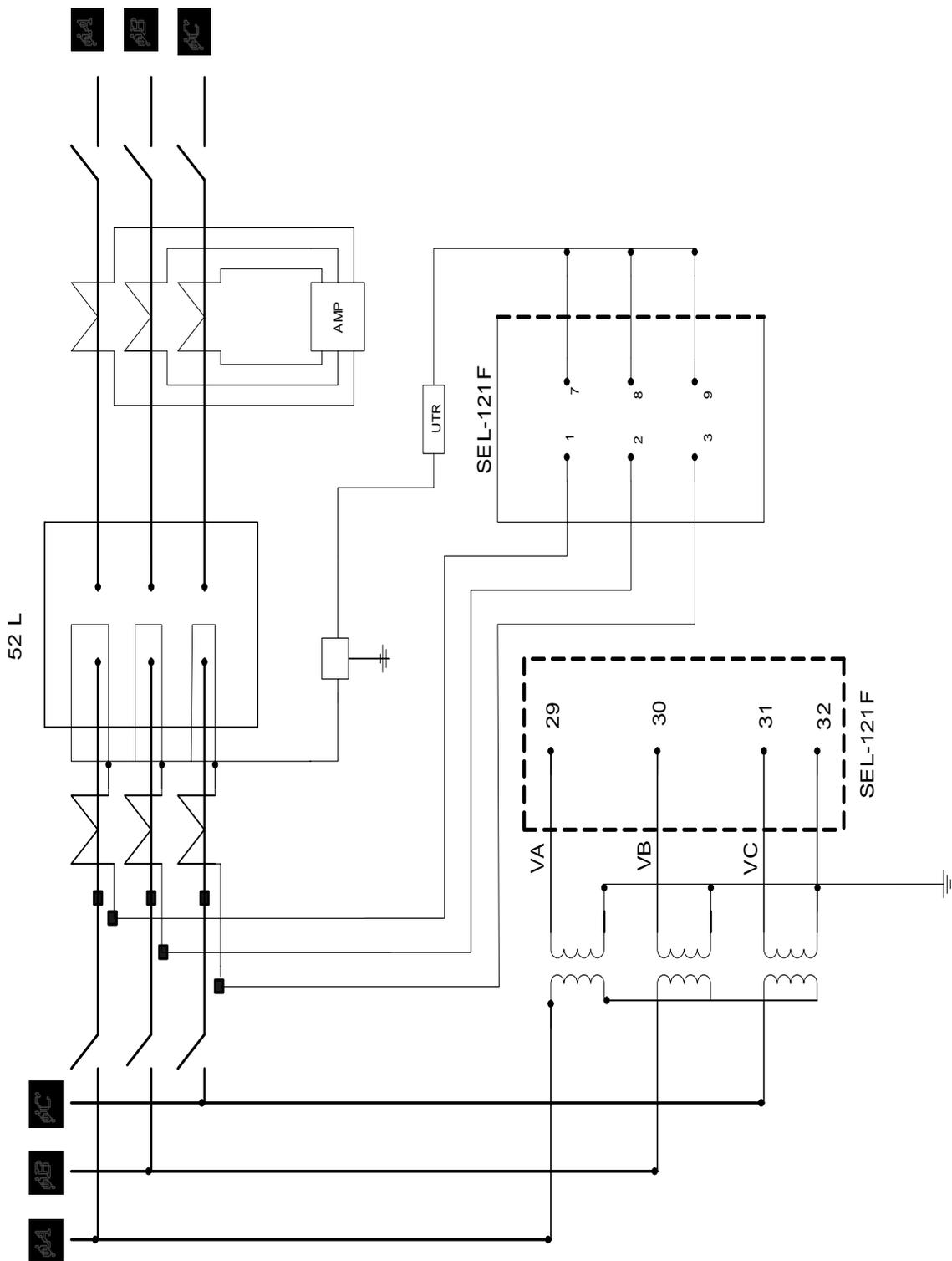


Fig.7.7 Diagrama Trifilar de una línea de transmisión

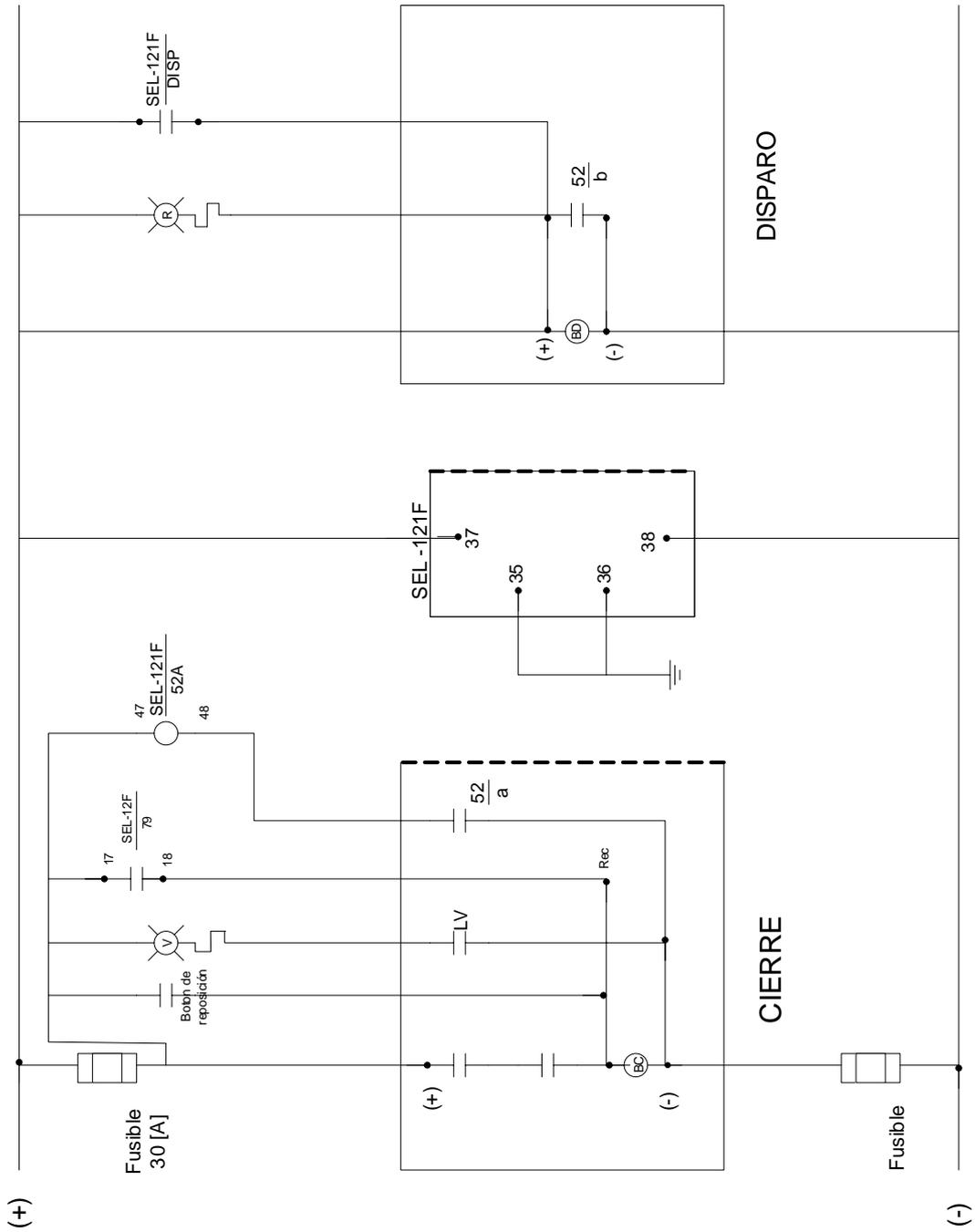


Fig. 7.8 Diagrama de control y protección

7.4.1 Ajustes del relevador SEL 121-F

Una vez analizado el proceso de ingreso, así como la descripción de cada uno de los comandos del relevador procederemos a realizar un análisis de los ajustes necesarios que se llevan a cabo en el relevador SEL 121-F, en una línea de transmisión de 230 [Kv] de la figura 7.9.

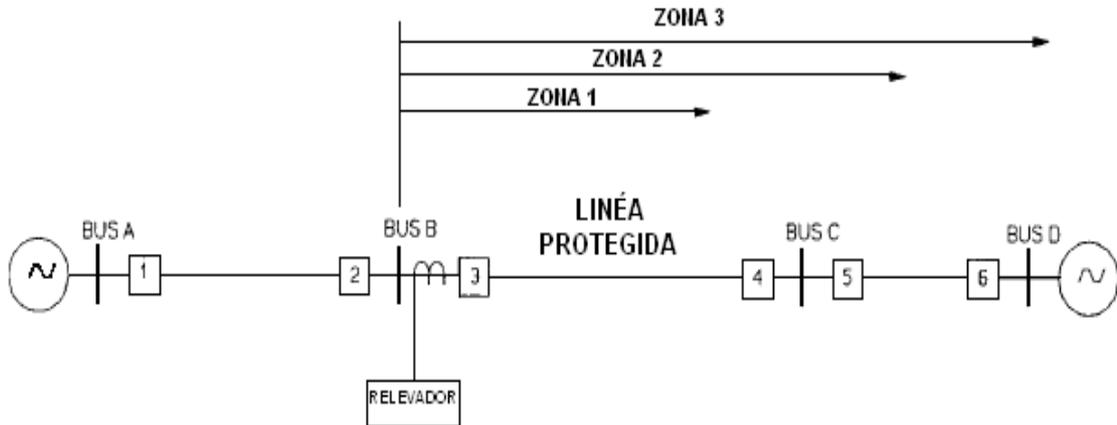


Fig.7.9 Línea de transmisión de 230 Kv

Para fines prácticos se analizarán los ajustes de acuerdo a cada renglón mostrados por el comando SHOWSET, que se muestran en la figura 7.10:

```

SEL121F - HyperTerminal
Archivo Edición Ver Llamar Transferir Ayuda

Settings for: Example 230 kV Line - S/N 92218009

R1 =13.90      X1 =79.96      R0 =41.50      X0 =248.57     LL =100.00
CTR =200.00    PTR =2000.00    SPTR =2000.00 MTA =80.10
79OI =40.00    79RS =240.00
PSVC =S        27VLO=26.60     59VHI=106.20   25DV =53.12   SYNCP=A
25T =300.00    VCT =30.00
A1TP =0.00     A1TD =0.00
Z1% =80.00     Z2% =120.00     Z3% =150.00
Z2DP =30.00    Z2DG =30.00     Z3D =40.00     TDUR =9.00
50NG =250.00   50P =370.00     50H =1500.00
51NP =270.00   51NTD=3.00      51NC =2        51NTC=Y
67NP =650.00   67NTC=Y         52BT =30       REJOE=N        LOPE =Y
TIME1=5        TIME2=0         AUTO =2        RINGS=7        0

Logic settings:

MTU  MPT  MTB  MTO  MA1  MA2  MA3  MA4  MRI  MRC
F4   04   00   FC   00   00   F0   04   F0   04
A2   00   00   A4   00   00   80   20   80   20
00   00   00   00   02   01   00   00   00   00

=>▼:!!◀!!◀!!◀!!◀!!◀!!◀!!◀
    
```

Fig.7.10 Cuadro de ajustes SHOWSET

7.4.1.1 Impedancia

R_1, X_1 : impedancia de secuencia positiva la cual establece el alcance del elemento de distancia y el cálculo de fallas de localización.

R_0, X_0 : impedancia de secuencia cero la cual establece el alcance del elemento de distancia de tierra y el cálculo de fallas de línea a tierra y su localización.

Ambos son ingresados en ohms primarios

El relevador permite un ajuste de impedancia de 0-9999 ohms

Longitud de la línea 0.1-999 millas

Factor de compensación de la magnitud y el ángulo de la corriente residual.

$$k = \frac{z_0 - z_1}{3z_1} \quad 0.083 < k < 2.0$$

$47^\circ < \text{MTA} < 113^\circ$

MTA.- es el ángulo de máximo torque

7.4.1.2 Relación de transformación de corriente y potencial

CTR: relación de transformación del TC

PTR: relación de transformación del TP

SPTR: relación de transformación de potencial para análisis de sincronismo

CTR= 200:1

$I_p = 1000 \text{ A}$

$I_s = 5 \text{ A}$

El limite de corriente en el secundario es de 50 A

Ajustes desde 1-5000 A

$$CTR = \frac{1000}{5} = 200 : 1$$

La línea tiene 230 KV fase-fase y 132.8 KV fase-neutro.

El relevador requiere una tensión aproximada de 66.4 V fase-neutro o 115 V fase-fase

$$PTR = \frac{230 \text{ KV}}{115 \text{ V}} = 2000 : 1$$

$$SPTR = \frac{132.8 \text{ KV}}{66.4 \text{ V}} = 2000 : 1$$

Ajustes de 1-10000 V

Relación entre PTR: SPTR 0.5-1.99

7.4.1.3 MTA.- Ángulo de máximo torque.

Si se obtiene del ángulo de impedancia de secuencia positiva y por lo regular no debe de ser menor

$$Z_1 = 81.16 \angle 80.1^\circ$$

$$\text{MTA} = 80.1^\circ$$

MTA debe de estar entre 47° a 90° o ser compensado por k si no se encuentra en este rango.

$$47^\circ < \text{MTA}^\circ + K^\circ < 113^\circ$$

7.4.1.4 Intervalo de apertura reset y recierre 79OI y 79RS

79OI.- Es el intervalo de tiempo de recierre.

79RS.- Es el tiempo de recierre, bloqueo del recierre.

79OI=40 ciclos

Ajustes desde 0-8000 ciclos

79RS=240 ciclos

Ajustes desde 60-8000 ciclos

7.4.1.5 Ajuste de supervisión de cierre

Supervisión del cierre basado en

Hot-bus / dead-line ó hot-line / dead-bus

La función de análisis de sincronismo determina si una línea energizada y un bus energizado están en sincronismo. El relevador utiliza la tensión de sincronismo de entrada VS.

59VHI umbral de tensión viva

25DV umbral de diferencia de tensiones

SYNCP sincronismo de fase A, B o C

25T tiempo de sincronización

VS tensión de sincronismo de entrada.

Las condiciones de tensión analiza las funciones de

PSVC prueba de tensiones (polarización y sincronismo)

27VLO umbral de tensión muerta

59VHI umbral de tensión viva

SYNCP sincronismo de fase A, B o C

VCT condición de tiempo de la tensión

7.4.1.6 Función de análisis de tensión

Habilitadas PSVC= S, P o E

Deshabilitadas PSVC = N

PSVC=S se afirma el bit VSC que es la condición de supervisión de tensión

Cuando

$VS > 59VHI$

$VPI < 27VLO$ (sincronismo vivo/polarización muerta)

Para un VCT

PSVC=P se afirma VSC cuando $VPI > 59VHI$

$VS < 27VLO$ (polarización viva/sincronismo muerto)

PSVC=E se afirma VSC cuando existe otra condición de tensión en un tiempo VCT

59VHI y 27VLO se ajustan en condiciones estándar considerando los niveles de tensión cuando la línea esta considerada viva o muerta para el recierre.

VSC es ajustado desde las mascararas programada en un contacto de salida programable, así permitiendo un cierre si es validada la condición.

Ejemplo:

Se validara el recierre en una línea condición:

Live-bus/dead-line

PSVC= S

$VS > 59VHI$

$VPI < 27VLO$ (live sync/dead pol)

VCT= 30 ciclos

SYNCP=A

7.4.1.7 Análisis de sincronismo

El relevador ejecuta un análisis de sincronismo para supervisar el cierre del interruptor cuando la línea y el bus esta energizado. Se hace analizando la diferencia de fasores VP (tensión de polarización) y VS (tensión de sincronismo). Esta diferencia de tensiones es comparada con el ajuste de 25DV (umbral de diferencia de tensiones).

Cuando la diferencia fasorial es menor entre VP y VS a lo ajustado por el 25DV por el 25T, el relevador afirma el SSC (condición de supervisión de sincronismo)

El relevador analiza la magnitud de VI Y VS para asegurar que se aproxima al ajuste de 59VHI. Este solo ejecuta el análisis si el bus y la línea esta energizados. Mediante SYNCP se elige la fase a analizar.

En la figura 7.11 se muestra la región en la cual el interruptor puede cerrar sin falla.

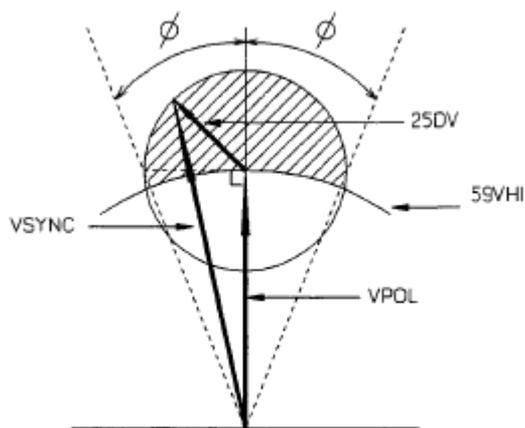


Fig.7.11 Ventana de análisis de sincronismo

Para calibrar el relevador necesita conocerse el máximo ángulo ϕ entre VPLO y VS que permite que el interruptor cierre. El defasamiento de frecuencia puede ser ajustado por el 25T.

$$25DV = (\text{sen } \phi) 59VHI$$

El máximo defasamiento de frecuencia entre VP y VS

$$\Delta F = (2 \times \phi) / (360 \times 25T)$$

Ejemplo para un ángulo máximo de 30° y 59VHI igual al 80% de fase a neutro en una línea de 230 KV y $25T = 5$ s

$$25DV = (\text{SEN}30^\circ)(0.8)(132.8\text{KV}) = 53.12 \text{ KV}$$

$$\Delta F = (2 \times 30^\circ) / (360^\circ \times 5) = 0.033\text{Hz}$$

Esto quiere decir que el defasamiento de frecuencias entre VS y VP es:

$$59.967 \text{ Hz} - 60.33 \text{ HZ}$$

Para que pueda cerrarse el interruptor, asumiendo que el VPOL tiene una frecuencia de 60 Hz. Se supervisa un cierre con una condición VSC live-bus/dead-line. Si la línea no esta desenergizada o en sincronismo no se permite un cierre externo.

Para el ajuste del 27VLO se asume que la línea esta muerta para propósitos de cierre si la línea esta 20% debajo de la tensión nominal.

$$27VLO = (0.20)(132.8\text{KV}) = 26.6\text{KV}$$

Para ajustar el 59VHI se asume que la línea esta viva para propósitos de cierre y la tensión esta por lo menos en un 80% de la nominal.

$$59VHI = (0.80)(132.840) = 106.2 \text{ KV}$$

Fase a analizar

SINCP=A

El 25T esta ajustado para que pueda ocurrir un cierre bajo las condiciones de sincronismo.

$$25T = 5 \text{ s} = 300 \text{ ciclos}$$

$$VCT = 30 \text{ ciclos}$$

Los ajuste del lado secundario permitidos por el relevador:

$$59VHI, 27VLO \text{ secundarios } 0-80 \text{ V}_{1-n}$$

En las entradas de polarización VPOL 0-125 V_{1-n}

25DV 0-150 V secundarios.

25T y VCT 0-8000 ciclos

PSVC=S

$$27VLO = 26.6$$

$$59VHI = 106.6$$

$$25DV = 53.12$$

SYNCP=A

$$25T = 300$$

$$VCT = 30$$

Si el VS no esta conectado en la aplicación puede ser conectado A, B o C para la aplicación SYNCP.

7.4.1.8 Al salida programable ajustada con tiempo de retardo en pickup y dropout

(A1TP, A1TD)

El pickup y el dropout del contacto de salida pueden ser utilizados por el tiempo de retardo mediante el ajuste A1TP Y A1TD

A1TP y A1TD 0-8000 ciclos

En este ejemplo no se necesitan

$$A1TP = 0.0$$

$$A1TD = 0.0$$

7.4.1.9 Alcance de la zona 1 ($Z_1\%$)

La zona 1 provee elementos instantáneos de fase a fase, trifásicos y fase a tierra de protección en el 75%-80% de la línea de transmisión. El porcentaje de error alcance del elemento de impedancia es menor al 5% debido a errores en la relación de transformación de TC y TP así como el modelado de la línea y el estudio de fallas impiden una protección en la zona 1 del 100%

$$Z_1 = (0.80)(81.16 \angle 80.1^\circ \Omega) = 64.93 \angle 80.1^\circ \Omega$$

Ajustes permitidos en la zona 1 0-2000% permitiendo un ajuste de impedancia en el secundario 0.125-64 ohms

PTR: 2000:1

CTR: 200:1

PTR/CTR=10

Ohms secundarios = $64.93/10 = 6.493$ ohms

En caso que el ángulo MTA no sea el de la secuencia positiva y sea compensado el alcance de la protección se haría:

$$diámetro = \frac{Z_1 80\%}{\cos(\text{ángulo } Z_1 - MTA)}$$

7.4.1.10 Alcance de la zona 2 ($Z_2\%$, Z2DP, Z2DG)

El tiempo de retardo de la zona 2 de los elementos de distancia de fase y tierra son ajustados para coordinarse con los elementos de la zona 1. Así ofreciendo una cobertura para fallas en el fin de la sección.

Un ajuste típico entre la zona 2 es de 120-130%

Z_L para la línea = 40.58 ohms primarios

$Z_2 = Z_L + (0.20 + Z_L) = 81.16 + (0.20 \times 81.16) = 97.39$ ohms

$Z\% = 120\%$

PTR/CTR = $2000/200 = 10$

Ohms secundarios = $97.39/10 = 9.739$

Z2DP=30

Z2DG=30

7.4.1.11 Alcance de la zona 3 ($Z_3\%$, $Z3D$)

La zona 3 con sus elementos de tiempo con retardo sirven como un respaldo para fallas más allá del bus

$$Z_3\% = 150\%$$

$$Z_3 = (1.5)(81.16) = 121.74$$

Ajuste típico de retardo $Z3D = 40$ ciclos

Límite de ajustes en secundario

$Z3$ está en el rango de 0-3200%

0.125-64 ohms secundarios

$$Z3 \text{ secundarios} = 121.74/10 = 12.174$$

$Z3D$ está entre 3-2000 ciclos

7.4.1.12 Tiempo de duración del disparo ($TDUR$)

El ajuste del tiempo de duración de disparo determina el tiempo mínimo en que los contactos cierran. Un típico ajuste de este es 150 ms o 9 ciclos.

$$TDUR = 9.00$$

Puede ser ajustado de
0-2000 ciclos

7.4.1.13 Ajuste del elemento de fase y sobrecorriente residual 50NG

Por medio del ajuste del elemento 50NG para el umbral de pickup el relevador puede detectar grandes corrientes de fase y residuales, en zonas remotas de la zona 3 de fallas de fase a tierra.

Esto asegura que el contacto de salida TRIP abra hasta que la corriente deje de fluir por el interruptor.

Ajuste 50NG 0.25-50000 A primarios y menos de 40 A secundarios

Ejemplo, figura 7.12:

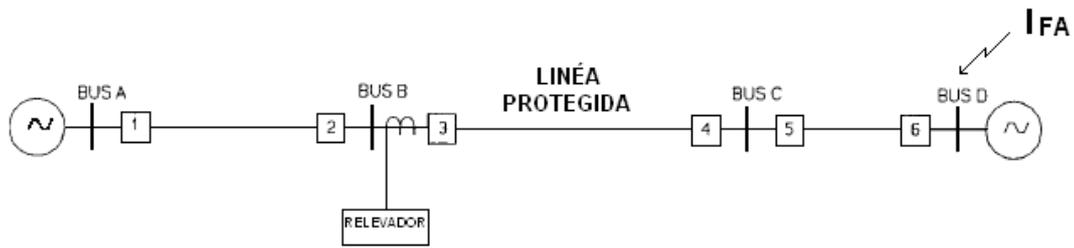


Fig. 7.12 Ajuste del 50NG

I_{FA} primaria = 435 A
 I_R primaria = 410 A

Condiciones de la falla
 falla de fase a tierra en el BUS D
 Zona 3

Para asegurar que el ajuste no falle se ajusta el 50NG debajo de I_R para evitar un arco y errores en el estudio de falla. Se puede manejar un 60% de I_F .

Por lo que $50NG = 250$ A

7.4.1.14 Ajuste del elemento de fase de sobrecorriente "low-set" (50P)

Provee un elemento de fase de distancia detector de fallas. El ajuste ideal es sobre la corriente de carga pero abajo del mínimo de corriente de carga, para que la zona 3 de falla de fase lo detecte.

Para que una falla sea detectada el umbral de ajuste de corriente del elemento 50P debe ser excedido, como se muestra en la figura 7.12.

Ajuste del primario 0.25- 50000 A

Ajuste en el secundario 0.5-40 A

Ejemplo:

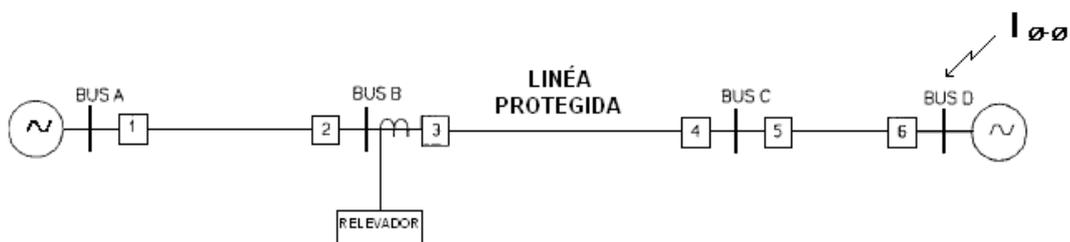


Fig. 7.12 Ajuste del 50P

I_F primaria = 620 A

Falla de fase a fase en el BUS D

Se ajusta el 60% de la corriente de falla, por lo que $50P = 370$ A

7.4.1.15 Ajuste del elemento de fase de sobrecorriente "50H"

El 50H es un elemento de ajuste fino no direccional de fase de sobrecorriente del switch antifallas.

El elemento 50H mide la magnitud de corriente de cada fase. Este elemento no es direccional y puede ser usado en el switch antifallas de la mascara lógica MTO o ser usado en un disparo incondicional de la mascara MTU, mostrado en la figura 7.13.

0.25-50000 A primarios
0.5-80 A secundarios

Ejemplo:

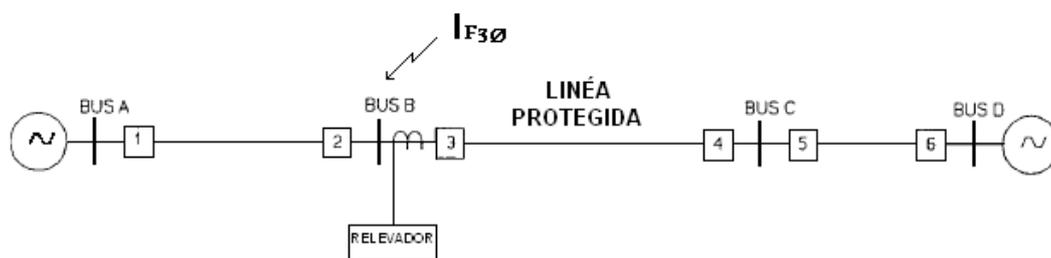


Fig.7.13 Ajuste del 50H

$$I_{F3\phi} = 2180 \text{ A}$$

Falla trifásica BUS B

El ajuste típico es del 50%-70% corriente de falla trifásica en el bus local.
Por lo que el 50H = 1500 A

7.4.1.16 Ajuste del tiempo de sobrecorriente residual (51NP, 51NC, 51NTD, 51NTC)

Se maneja el estudio de falla para el ajuste del pickup del elemento de tiempo de sobrecorriente residual.

Se ajusta el mínimo de corriente de pickup en el 51NP, el tiempo apropiado 51NTD y la curva característica 51NC cuando se habilita el elemento 51NTC=Y considerando fallas solo hacia el frente de la línea, de acuerdo a la figura 7.14.

Ajustes permitidos:

51NP 0.25-50000 A primarios
0.5-8 A secundarios

51NTD 0.5-15 A con incrementos de 0.01

51NC Cuatro familias de curvas 1, 2, 3 o 4

51NTC Y elemento direccional
N no direccional

Ejemplo:

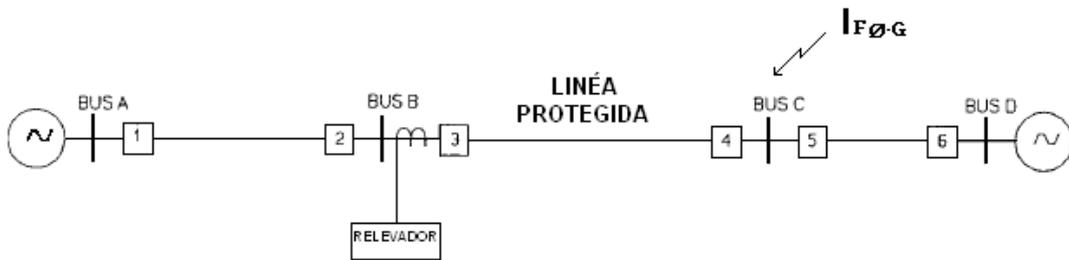


Fig.7.14 Ajuste de tiempo de: 51NP, 51NC, 51NTD, 51NTC

$I_{F0G} = 540$ A primarios

Falla de fase a tierra en el BUS C

51NP = 270 A

51NTD = 3 A

51NC = 2

51NTC = Y

7.4.1.17 Ajuste de sobrecorriente residual (67NP, 67NTC)

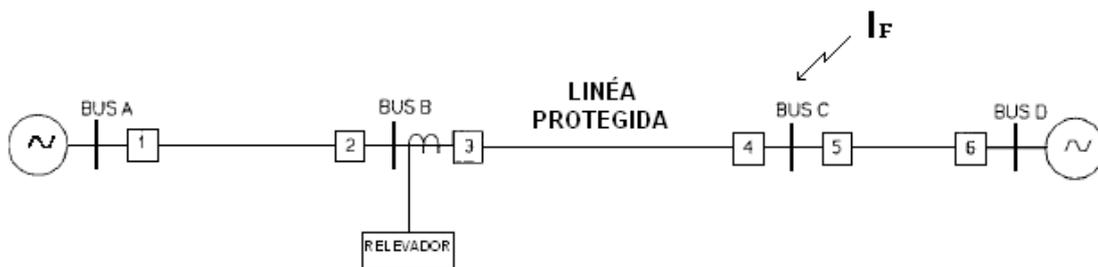
Se ajusta el 67NTC = Y para que busque hacia delante.

El ajuste de pickup se hace mas grande que la corriente de falla a tierra en el fin de la línea, por lo regular a un 120% de la corriente de falla en 67NP. Esto previene que el elemento instantáneo sobre-alcance el bus de adelante.

Ajuste del primario 0.25-50000 A

Ajuste en el secundario 0.5 A y menos que 50 veces el 51NP

Ejemplo:



$I_{F0G} = 540$ A

Para un falla en el BUS C

Ajuste del 67NP = 120 % I_{F0G}

67NP = 650 A

67NTC = Y

7.4.1.18 Ajuste 52BT

Permite que se habilite un elemento por una corta dirección después de un cierre por medio de un switch antifallas en la mascara MTO. El ajuste del tiempo de retardo del 52BT dicta el intervalo durante el cual estará habilitado para disparar, como se muestra e la figura 7.16.

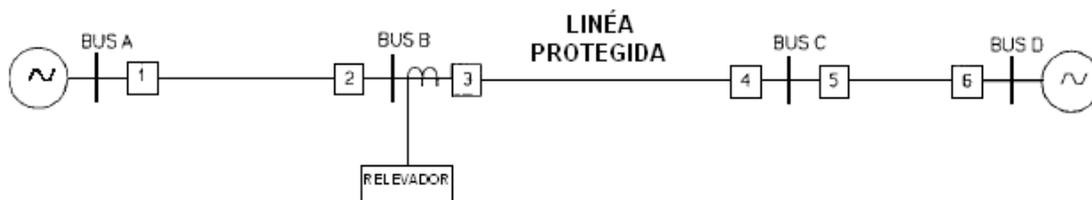


Fig.7.16 Ajuste del 52 BT

Para el relevador en el interruptor 3 se habilita el instantáneo de la zona 3 para disparar en una falla en el fin de sección inmediatamente seguido del cierre por medio del switch antifallas en la mascar MTO y el elemento 50H.

Dado que el primer cierre ocurre a los 40 ciclos el 52BT se ajusta a 30 ciclos para asegurar que el elemento este afirmado antes del cierre.

Ajustes del 52BT 0.5-10000 ciclos

52BT = 30

7.4.1.19 Apertura remota al final (REJO) habilitado por REJOE

Cuando esta característica es validada el relevador podría librar la falla, acelerara el disparo en el la zona 2 sin el uso del canal de comunicación y habilita el elemento de protección de sobre-alcance.

Las siglas habilitadas por el rejo nos indican:

N.- Sin habilitar.

P.- Habilita el 3P50 corriente trifásica por encima del ajuste del 50P.

G.- Habilita el 3G50 se afirma cuando la corriente trifásica esta encima del ajuste del 50NG.

7.4.1.20 Pérdida de potencial LOP habilitado por LOPE

El relevador discrimina entre fallas (los cuales pueden reducirse en magnitudes de tensión cerca de cero) y condiciones de pérdida de potencial.

Ajustes LOPE	Bloqueo 21 en LOP	Supervision 52 A por LOP Bit Relay Word	Cierre del contacto ALARM
N	NO	NO	NO
Y	SI	NO	NO
1	SI	SI	NO
2	SI	NO	SI
3	SI	SI	SI
4	NO	NO	SI

LOPE 1 y 3 se usan cuando la línea esta polarizada y aplicados al relevador. Una condición LOP es detectada cuando el interruptor es abierto y los TP son desenergizados.

LOPE 2,3, y 4 causa el cierre del contacto de ALARM cuando la pérdida de potencial es detectada.

Para este ejemplo se utilizara LOPE = Y

7.4.1.21 Puertos seriales, ajuste de tiempo (TIME1, TIME2)

El ajuste de TIME1 y TIME2 respectivamente permite cerrar la comunicación del relevador después de un tiempo de inactividad.

TIME1, PORT1.- Comunicación vía modem

TIME2, PORT2.- Comunicación remota

TIME1 y TIME2 permiten ajuste de 0-30 minutos. Si se coloca cero significa que este nunca se deshabilitara automáticamente.

Ejemplo: TIME1 = 5

TIME2 = 0

7.4.1.22 Designación del auto-puerto (AUTO)

El AUTO especifica el puerto por el cual el relevador genera automáticamente mensajes.

AUTO	PUERTO
1	PORT1
2	PORT2
3	Ambos

Ejemplo: AUTO = 2

7.4.1.23 Ajuste de llamadas al modem (RINGS)

Los RINGS especifican el número de llamadas al modem para conectarse PORT1.

Ajustes, permiten hacer entre 1 y 30 llamadas

Ejemplo: RINGS = 7

7.4.1.24 Ajuste de contactos de salida programables (Mascaras)

El relevador maneja diez mascarar. Cuatro de estas controlan los contactos de salida TRIP (MTU, MPT, MTB y MTO). Las mascara etiquetadas con MA1, MA2, MA3 y MA4 son cuatro contactos de salida programables. La mascara para iniciación de recierre MRI y la mascara para cancelación de recierre.

7.5 Pruebas del relevador SEL121-F

Ya que hemos analizado los ajustes necesarios en el relevador SEL 121-F procederemos a analizar las pruebas más significativas con fines didácticos.

El equipo que utilizaremos para la realización de las pruebas es el siguiente, como se ilustra en la figura 7.17:

Relevador SEL 121-F
Relevador ARTECHE que simulara el interruptor (*opcional*)
Equipo de pruebas SEL 4000
Cables de comunicación
Computadora



Fig. 7.17 Equipo necesario para llevar acabo las pruebas

Para el uso del relevador con el equipote pruebas SEL 4000 se utilizo un cable de comunicación entre el relevador y la fuente como se muestra en la figura 7.18-19:

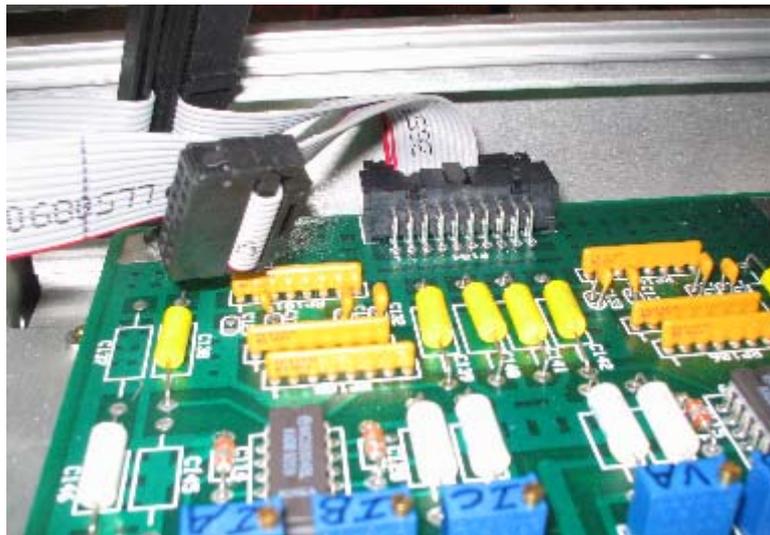


Fig.7.18 Vista interna del relevador SEL 121-F con cable de comunicación

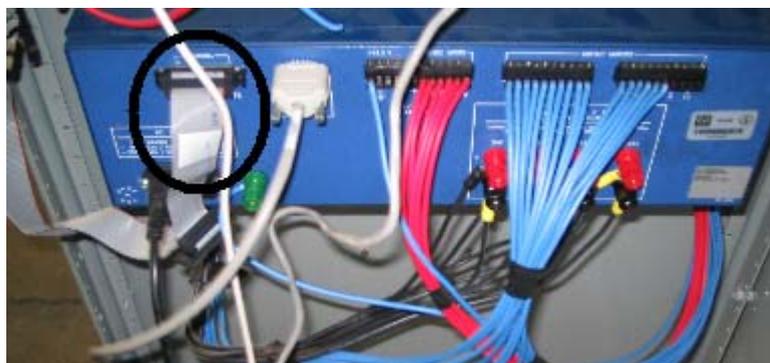


Fig.7.19 Vista trasera del equipo de pruebas SEL 4000 con cable de comunicación

Para visualizar de una forma mas practica la conexión de los dispositivos a continuación se muestran imágenes del relevador así como del equipo de pruebas en las figuras 7.20-21.

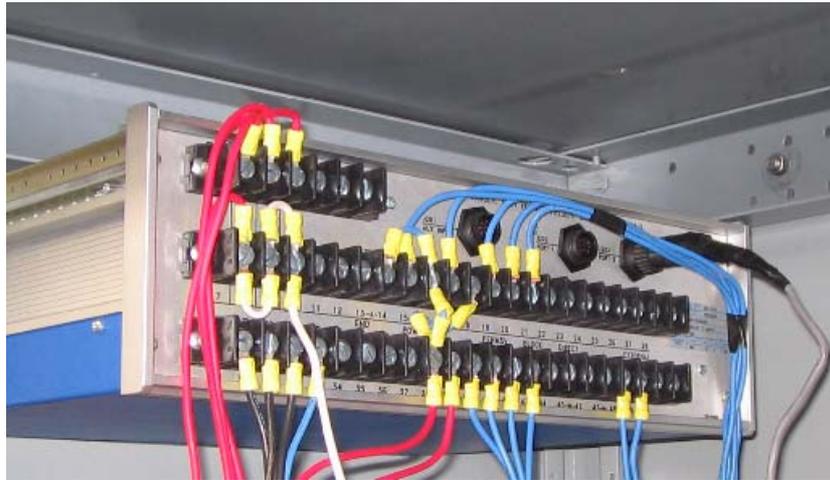


Fig. 7.20 Vista trasera de conexiones del relevador SEL 121-F



Fig.7.21 Vista trasera de conexión del equipo de pruebas

7.5.1 Análisis del localizador de fallas

El análisis del localizador de fallas se hace usando las tensiones y corrientes de la tabla. Estas tensiones y corrientes fueron obtenidas para varias localizaciones y tipos de fallas asumiendo una línea radial con un origen de impedancia de 0.75 veces el total de una línea de 100 millas de impedancia.

Para simplificar este paso, aplicar un porcentaje lógico de tensión a través de la entrada del 52A antes de aplicar cada falla. Estas entradas podrían permanecer energizadas durante este paso, si no existe un simulador del interruptor colocar todas las salidas de la mascara MTO en cero.

LOCALIZACIÓN	TIPO	VA	VB	VC	IA	IB	IC	UNIDADES
75 mi	AG	33.5 0.00	74.93 -129.2	74.81 129.2	3.23 -80.4	0.00 0.00	0.00 0.00	V o A grados
	BC	67.00 0.00	44.32 -139.1	44.32 139.1	0.00 0.00	4.77 -170.1	4.77 9.9	V o A grados
85 mi	AG	35.59 0.00	74.39 -128.6	74.27 128.7	3.03 -80.4	0.00 0.00	0.00 0.00	V o A grados
	BC	67.00 0.	45.52 -137.4	45.52 137.4	0.00 0.00	4.47 -170.1	4.47 9.9	V o A grados
135 mi	AG	43.07 0.00	72.49 -126.7	72.39 126.8	2.31 -80.4	0.00 0.00	0.00 0.00	V o A grados
	BC	67.00 0.00	50.14 -131.9	50.14 131.9	0.00 0.00	3.4 -170.1	3.40 9.9	V o A grados

Tabla 7.4 Análisis de valores de tensiones y corrientes de falla

Fallas hasta de 75 millas están dentro de la zona 1, desde la zona 1 el ajuste es de 80% para 100 millas, en una línea de impedancia de secuencia positiva. Fallas de 85 millas están mas allá de la Zona 1, pero con el ajuste de la zona 2 del 120%. Fallas de hasta 135 millas están mas allá de la zona 1 y 2, pero dentro de la zona 3 ajustada al 150%.

Las fallas enlistadas en la tabla 7.4 causadas por la combinación de cantidades de salidas de los relevadores para el cierre e iluminación de los led's del panel frontal. La tabla 7.5 muestra los resultados respecto a la localización y tipo de falla en las salidas del relevador, así como en las banderas del panel frontal. Recuerde presionar el botón de reset (restauración) entre cada falla. Asumiendo que para estos análisis se utilizara un dispositivo que simulara un interruptor. Si no se cuenta con uno se deberán colocar los bits de la mascara MTO en cero.

LOCALIZACIÓN	TIPO	SALIDAS DEL RELEVADOR	TARGET LED (LED DEL PANEL FRONTAL)
75 mi	AG	TRIP, A3	G1
75 mi	BC	TRIP, A3	Ø1
85 mi	AG	TRIP, A3	G2
85 mi	BC	TRIP, A3	Ø2
135 mi	AG	TRIP, A4	G3
135 mi	BC	TRIP, A4	Ø3

Tabla 7.5 Contactos de salida y resultados de los Target LED

Explicación de los contacto de salida

La salida TRIP se cierra debido al la respuesta de las siguientes condiciones:

- 1.-Por una falla trifásica, de fase a fase o de línea tierra en la zona 1
- 2.-Por una falla trifásica o de fase a fase que persista más de 30 ciclos en la zona 2

- 3.-Una falla de fase a tierra que persista por mas de 30 ciclos en la zona 2
- 4.- Por una falla trifásica, de fase a fase o de fase a tierra que persista más de 40 ciclos en la zona 3
- 5.-Cualquier falla delante de una línea a tierra la cual resulte en la expiración del tiempo del elemento de sobrecorriente 51NT
- 6.-En la afirmación de la entrada IN1 si esta es ajustada en el disparo de la mascara lógica
- 7.-Mediante la ejecución del comando OPEN

Los contactos de salida A3 están ajustados para cerrar cuando iniciado el recierre ocurren las condiciones de falla. Los contactos de salida A4 son ajustados para cerrar cuando ocurren las condiciones de cancelación de cierre.

Las salidas programables del relevador A1-A4 y cuatro disparos lógicos de las mascararas son explicados a detalle en el comando LOGIC.

Explicación de los led's del panel frontal banderas (TARGET'S)

- G1.- falla a tierra AG hasta 75 millas podría iluminarse el led de zona 1 de falla a tierra
- G2.- falla a tierra hasta 85 millas podría ser iluminado el G2
- G3.- falla a tierra hasta 135 millas podría iluminarse solamente el led G3
- Ø1.- falla entre fases BC zona 1 hasta 75 millas podría iluminarse Ø1
- Ø2.- falla entre fases BC zona 2 hasta 85 millas podría solo iluminarse Ø2
- Ø3.- falla entre fases BC zona 3 hasta 135 millas podría solo iluminarse Ø3

Cada falla genera un pequeño reporte de eventos. Para ver un completo reporte de eventos hasta la última falla, escribir EVENT1 <ENTER>. Cada reporte de eventos provee 11 ciclos del evento de corriente, tensión, estado de los elementos del relevador y el estado de todos los contactos de entrada y salida. Los doce últimos eventos son guardados en la memoria volátil.

7.5.2 Análisis de ajustes

Para asegurar que el relevador acepte los ajustes

- 1.-Acceder al nivel 2
 Nivel 0: al conectar el dispositivo
 Nivel 1: ACCESS
 OTTER
 Nivel 2: 2ACCESS
 TAIL

- 2.-Escribir SET
- 3.-Cambiar un ajuste; el ajuste de la zona 1 de un 80% a un 82%, escribir END para completar el procedimiento de ajuste. Escribir Y en el prompt OK (Y o N)? Los contactos de ALARM podrían cerrarse mientras lo nuevos ajuste son cargados (si esto no ocurre el autodiagnóstico podría fallar)

5.-Usando el comando SHOWSET podrá verificar que el cambio fue realizado y el comando aceptado.

6.-Escribir LOG MTU y <ENTER>

7.-Cambiar un bit en la mascara lógica MTU. Por ejemplo remover el bit del Z3T del primer renglón del Relay Word como se muestra en el siguiente ejemplo:

```
=>>LOGIC MTU <ENTER>
1 selects, 0 deselects.
Z1P  Z1G  Z2PT Z2GT Z3   Z3T  3P21 32Q
1    1    1    1    0    1    0    0
? 11110000 <ENTER>
1    1    1    1    0    0    0    0
? <ENTER>
67N  51NP 51NT 50NG 50P  50H  IN1  REJO
1    0    1    0    0    1    0    0
? <ENTER>
LOP  52BT 27S  27P  59S  59P  SSC  VSC
0    0    0    0    0    0    0    0
? <ENTER>
```

New MTU :

```
Z1P  Z1G  Z2PT Z2GT Z3   Z3T  3P21 32Q
1    1    1    1    0    0    0    0
67N  51NP 51NT 50NG 50P  50H  IN1  REJO
1    0    1    0    0    1    1    0
LOP  52BT 27S  27P  59S  59P  SSC  VSC
0    0    0    0    0    0    0    0
```

```
OK (Y/N) ? Y <ENTER>
Enabled
```

Example 230 kV Line

Date: 6/2/92

Time:02:12:28

8.-Escribir LOG MTU <ENTER>, asegurándose de que el cambio fue efectuado y restaurándolo a su configuración original.

7.5.3 Análisis del comando METER

Analiza la magnitud exacta de tensiones y balance de fases del relevador. Este análisis requiere tan solo de una tensión monofásica y una corriente, conexiones en la figura 7.22.

1.-Conectar toda las tensiones de entrada en paralelo en las terminales 29, 30 y 31

2.-Conectar las corrientes de entrada en serie en las terminales

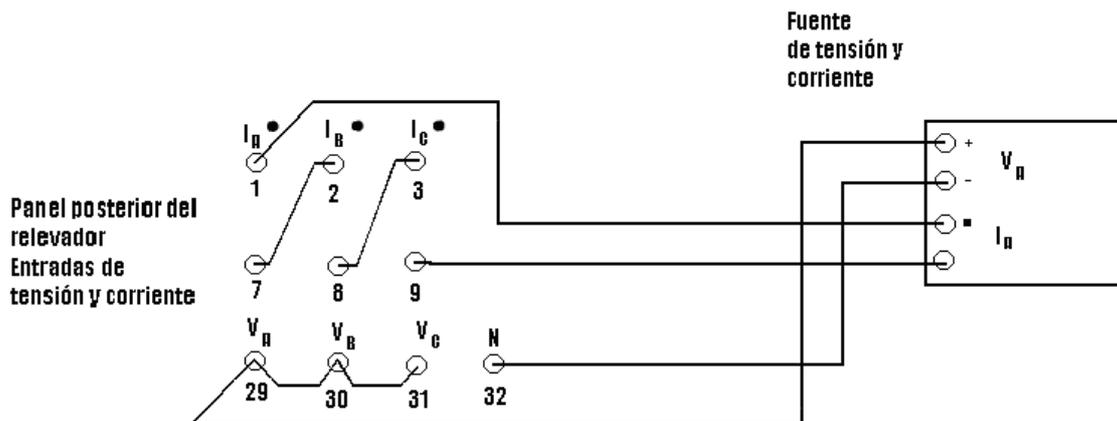


Fig 7.22 Diagrama para el análisis de tensiones y balance de fases del relevador

3.-Aplicar una tensión de 50Vac en la entrada entre las entradas de tensión en paralelo al punto neutro y una corriente de 5 amperes a través de las tres entradas. El Angulo de fase de la tensión y corriente podrían ser de 0 grados.

4.-Usando el comando METER para inspeccionar las medidas de tensión, corriente y potencia. Las tensiones V_A , V_B y V_C son iguales usando una relación de transformación ajustada como en el ejemplo de la línea de 230 [kv]

$$V_A = V_B = V_C = (50 [v]) (2000) = 10 [kv] (+/- 0.5\%)$$

Las tensiones entre fases V_{AB} , V_{BC} y V_{CA} podrían ser menores que 1.5[kv]
De una forma similar la corriente I_A , I_B y I_C podría ser igual aplicando la relación de transformación como en el ejemplo de la línea de 230 [kv]

$$I_A = I_B = I_C = (5 [A])(200) = 1000[A] (+/- 1\%)$$

La diferencia de corrientes I_{AB} , I_{BC} y I_{CA} podría ser menor de 20 [A]

La potencia real P (MW)

$$(V_A)(I_A) + (V_B)(I_B) + (V_C)(I_C) = 300 [MW]$$

La potencia reactiva Q (MVAR) podría ser menor de 5 [MVAR]

7.5.4 Análisis de los elementos MHO

Antes de comenzar el análisis de los elementos MHO de distancia, determinar las cantidades a analizar. Para realizar el cálculo de las corrientes y tensiones requeridas para llevar a cabo la simulación de una falla en un sistema eléctrico de potencia se utilizara el programa ONEBUS.

Durante el análisis de los elementos MHO, se recomienda deshabilitar el elemento de perdida de potencial LOP con el ajuste de LOPE=N. Esto prevendrá una condición LOP la cual bloquearía los elementos MHO de distancia.

a) Determinar los valores de simulación de una falla entre fases y de fase a tierra

La impedancia de toda la línea es ingresada en valores secundarios en el programa ONEBUS para obtener los cálculos como se muestra a continuación, así convirtiendo la impedancia primaria ajustada desde el relevador y convertirla con la siguiente formula.

$$R_{1\text{Secundarios}} = R_1 \left(\frac{\text{Relación de transformación de corriente}}{\text{Relación de transformación de tensión}} \right)$$

$$X_{1\text{Secundarios}} = X_1 \left(\frac{\text{Relación de transformación de corriente}}{\text{Relación de transformación de tensión}} \right)$$

$$R_{0\text{Secundarios}} = R_0 \left(\frac{\text{Relación de transformación de corriente}}{\text{Relación de transformación de tensión}} \right)$$

$$X_{0\text{Secundarios}} = X_0 \left(\frac{\text{Relación de transformación de corriente}}{\text{Relación de transformación de tensión}} \right)$$

Después calcular las tensiones y corrientes requeridas para una falla de fase a tierra y entre fases hasta la frontera de la zona 1, utilizando el ejemplo se ingresan los datos de la siguiente forma:

```
ENTER Z1: R,X? 1.39,7.996 <ENTER>
ENTER Z0: R,X? 4.15,24.857 <ENTER>
ENTER RF FOR GND FLTS? 0 <ENTER>
DIST SOURCE TO BUS (PU OF LINE)? 0.75 <ENTER>
DIST BUS TO FAULT (PU OF LINE)? 0.80 <ENTER>
```

El programa ONEBUS mostraría los resultados como a continuación se muestran en la tabla 7.6:

VA	VB	VC	IA	IB	IC	Falla
34.58	74.65	74.53	3.13	0.00	0.00	A-G
0.0	-128.9	129.0	-80.4	0.0	0.0	
VA	VB	VC	IA	IB	IC	Falla
67.00	44.93	44.93	0.00	4.61	4.61	B-C
0.0	-138.2	138.2	0.0	-170.1	9.9	

Tabla 7.6 Resultados obtenidos mediante el programa ONEBUS para fallas entre fases y de fase a tierra

b) Descripción de las entradas del programa ONEBUS

Línea 1: En la primera línea, ingresar los valores secundarios de impedancia reales y reactivos de secuencia positiva de la línea de transmisión. Separar el cada valor mediante una coma.

Línea 2: En la segunda línea, ingresar los valores secundarios de impedancia reales y reactivos de secuencia cero de la línea de transmisión.

Línea 3: En la tercera línea, La RF para fallas a tierra, esto permite introducir la resistencia de falla a tierra dentro de los casos de falla a tierra. En ciertas RF puede ser cero.

Línea 4: El “DIST SOURCE TO BUS”, ingresando los modelos de la fuente de fuerza detrás de la localización del relevador como un origen para la relación de impedancia de la línea. Este ajuste es ingresado en valores por unidad. Por ejemplo, para un sistema radial con una fuente de impedancia igual al 75% de la impedancia de la línea, ingresando 0.75 en por unidad de distancia de la fuente al bus. La relación de la variación de la fuente de impedancia (SIR) afecta la magnitud y el ángulo de fase de las tensiones y corrientes calculadas.

La relación de la fuente de impedancia puede ser usada para ajustar la magnitud de corriente en casos donde las corrientes calculadas exceden el rango de salida de la fuente de corriente. Por ejemplo, en una línea de transmisión corta con una fuente de impedancia baja, resulta en magnitudes de corriente alta. Subiendo la relación de la fuente de impedancia en el programa ONEBUS resulta en la corriente más baja calculada combinada con la más baja tensión.

Si la relación de la fuente de impedancia es desconocida, ingresar una relación de la fuente de impedancia unitaria para determinar si las corrientes calculadas están entre el rango de la fuente de corriente. Esto es conveniente para mantener la relación de la fuente de impedancia como una posibilidad real.

Línea 5: La línea final “DIST BUS TO FAULT”. Esta es la distancia desde la terminal del relevador a la localización de la falla. Para obtener las tensiones y corrientes para una falla hasta un 80% de la línea, ingresar el valor 0.8 en por unidad que es la distancia del bus a la falla.

c) Determinación de los valores de simulación para una falla trifásica

Puedes calcular los valores de tensión y corriente de una falla trifásica con el programa ONEBUS. Ingresando los datos de impedancia de secuencia positiva de la línea y los valores de secuencia cero, como a continuación se muestran:

```
ENTER Z1: R,X? 1.39,7.996
ENTER Z0: R,X? 1.39,7.996
ENTER RF FOR GND FLTS? 0
DIST SOURCE TO BUS (PU OF LINE)? 0.75
DIST BUS TO FAULT (PU OF LINE)? 0.80
```

Los siguientes resultados los mostraría:

V_A	V_B	V_C	I_A	I_B	I_C	Falla
34.58	67.00	67.00	5.33	0.00	0.00	A-G
0.0	-120.0	120.0	-80.1	0.0	0.0	
V_A	V_B	V_C	I_A	I_B	I_C	Falla
67.00	44.93	44.93	0.00	4.61	4.61	B-C
0.0	-138.2	138.2	0.0	-170.1	9.9	

Usar los valores calculados de una falla de fase a tierra AG para simular una falla trifásica. Las tensiones son aplicadas como se indican en el programa. La magnitud de corriente calculada $A\phi$ es aplicada para los tres relevadores de corriente de salida. Cada corriente es aplicada así como la tensión y sus correspondientes ángulos de cada uno como se muestra en la tabla 7.7:

Tabla 7.7: Tensiones y corrientes de una falla trifásica, con MTA

V_A	V_B	V_C	I_A	I_B	I_C	Unidades
34.58	34.58	34.58	5.33	5.33	5.33	Volts/Amps
0.00	-120.00°	120.00°	-80.10°	159.90°	39.90°	Grados

d) Análisis de fallas trifásicas

Determinar el pickup de cada elemento de distancia de fase a fase para fallas trifásicas en tres puntos para: MTA, MTA+45° y MTA-45°.

1.-Método 1 Programar los contactos de salida deseados A1-A4 mediante el comando LOGIC de los elementos de distancia instantáneos de fase. Seleccionar uno de los elementos de fase de distancia del primer renglón del Relay Word como se indica a continuación:

Z1P = elemento de distancia instantáneo de fase, zona 1

Z2PT = elemento de distancia de fase con tiempo de retardo, zona 2

Z3P = elemento de distancia instantáneo de fase y tierra, zona 3

Nota: El elemento Z2PT incluye un retardo ajustado mediante el temporizador del elemento Z2DP

El siguiente ejemplo representa el procedimiento de ajuste de la zona 1 para una falla trifásica

2.-Conectar la fuente de tensiones y corrientes en las terminales traseras de el relevador como en la figura 7.23a o 7.23b, en la figura 7.23a utiliza una fuente con tres corrientes mientras que en la figura 7.23b tan solo dos corrientes.

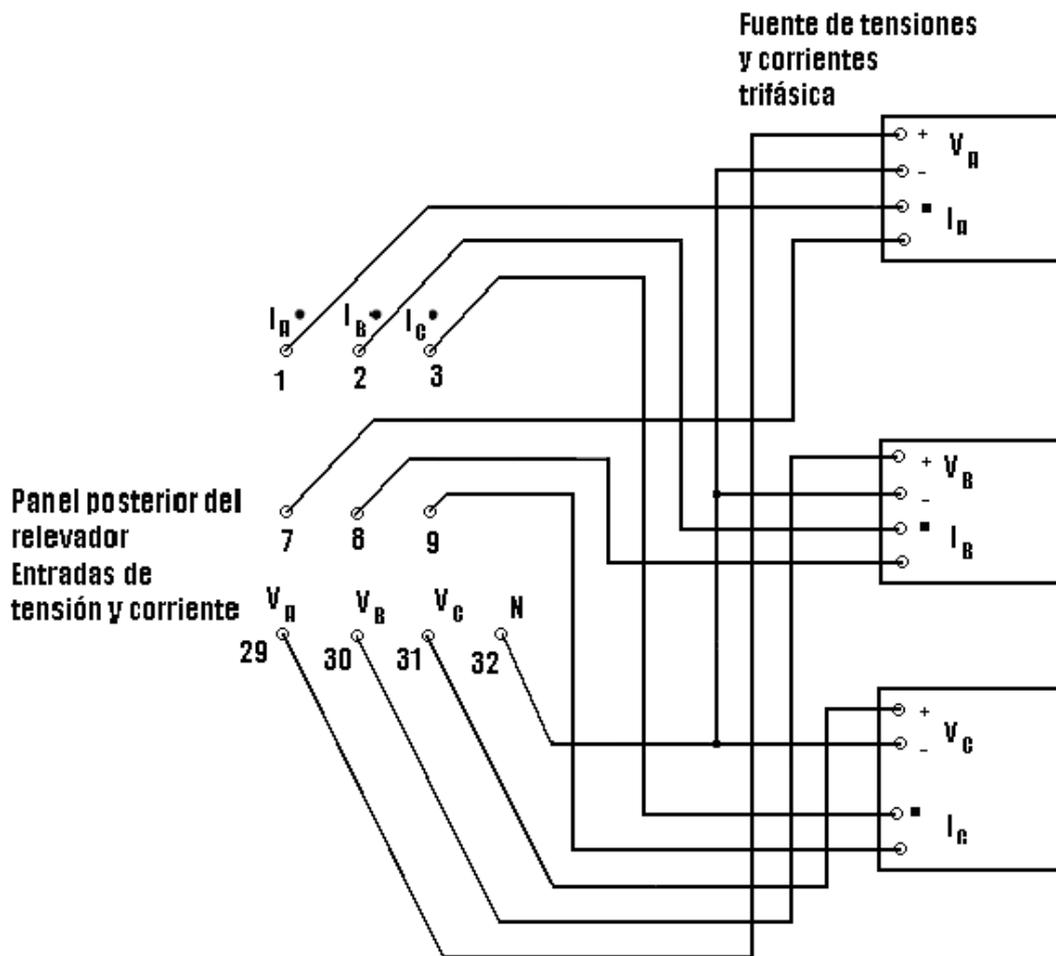


Figura 7.23a Conexiones de una fuente trifásica de tensiones y corrientes
Para un análisis de falla trifásico

El método de la fuente de dos corrientes ofrece los mismos resultados que la fuente trifásica de corrientes. Para balancear la falla trifásica, el ajuste 3I0 es igual a cero. Con esto se podría observar que con tan solo dos corrientes se esta completo el ajuste del elemento trifásico

$$3I_0 = I_A + I_B + I_C = 0$$

Por lo tanto $-I_C = I_A + I_B$

Este tiene el mismo efecto como se muestra en los siguientes pasos:

- a.- conectar la salida punteada corriente de A y B para la entrada IA e IB en las terminales 1 y 2 respectivamente.
- b.- conectar las terminales de corriente de entrada IA, IB e IC del relevador en los bornes 7, 8 y 9 como se muestra en el esquema.
- c.- conectar la línea punteada IC de corriente de entrada del relevador a una fuente de corriente común de A y B (fuente común de regreso de corriente en la terminal 3).

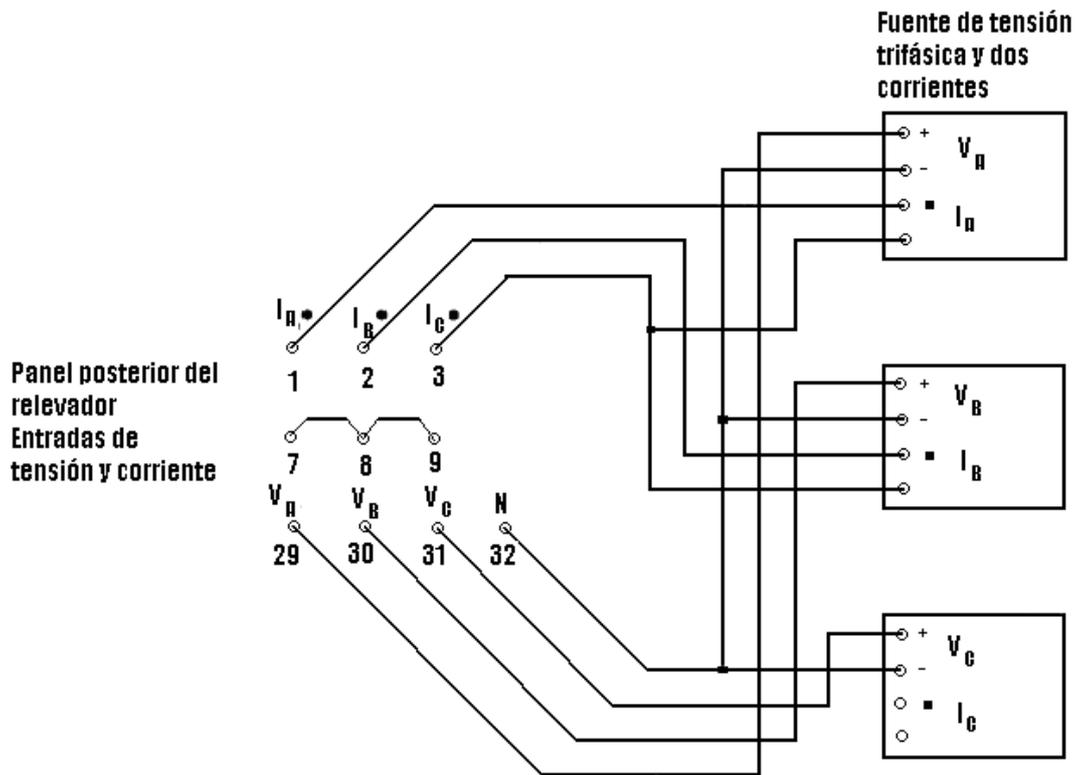


Figura 7.23b Análisis con una fuente trifásica de tensiones y dos corrientes
Conexiones para el análisis de una falla trifásica

3.- determinar las tensiones y corrientes requeridas para simular una falla en la frontera de alcance del relevador. La tabla 7.8 muestra las corrientes y tensiones requeridas para el análisis en el ejemplo de la zona 1 en el MTA (ángulo de máximo torque) obtenidas mediante el programa ONEBUS.

V_A	V_B	V_C	I_A	I_B	I_C	Unidades
34.58	34.58	34.58	5.33	5.33	5.33	Volts/Amps
0.00°	-120.00°	120.00°	-80.1°	-159.9°	39.9°	Grados

Tabla 7.8: Análisis de una falla trifásica en la zona 1, MTA

4.-Ajustando las tensiones y corrientes para los valores mostrados en la tabla 7.5

5.-Encender las fuentes de tensión V_A , V_B y V_C

6.-Aplicar la fuente de corrientes al relevador de forma ascendente hasta el monitoreo del cierre de los contactos de salida, indicando el ajuste de pickup. Registrar el pickup de corriente y comparar con el calculado.

Para calcular el alcance para el elemento de distancia de fase para una falla trifásica se necesita considerar tan solo una fase. Por ejemplo, si la magnitud de tensión de ϕ_A es $34.58 V_{1-n}$ y la magnitud de la corriente de 5.33 A, se calcula el alcance del elemento de distancia de fase como a continuación:

Alcance de la Z_1 en el secundario

$$Z_{1\text{secundario}} = \frac{34.58V \angle 0^\circ}{5.33A \angle -80.1^\circ} = 6.48\Omega \angle 80.1^\circ$$

Alcance de la Z_1 , MTA, en ohms primarios

$$Z_{1\text{primarios}} = (6.48\Omega \angle 80.1^\circ) \left(\frac{PTR}{CTR} \right) = 64.8\Omega \angle 80.1^\circ_{\text{primarios}}$$

$$\text{Dode} \quad PTR = 2000 \quad \text{y} \quad CTR = 200$$

7.-Obtención de otros dos puntos de análisis. Considerando un cuadrado inscrito en un círculo mho con una diagonal que comienza a lo largo del diámetro del MTA. Las dos esquinas del cuadrado en la otra diagonal son alcanzadas por incrementos de corriente en factores de 1.414 en ángulos de ± 45 grados fuera del ángulo obtenido con el programa BASIC.

Para el ejemplo trifásico, las tensiones requeridas no cambian. Las magnitudes de corriente son de 5.33 [A] (1.414)= 7.54 A en los ángulos mostrados a continuación:

	Angulo I_A	Angulo I_B	Angulo I_C
MTA + 45°	-125.1°	114.9°	-5.1°
MTA - 45°	-35.1°	-155.1°	84.9°

Tabla 7.6 Falla trifásica en la zona I con cantidades de defasamiento MTA $\pm 45^\circ$

8.-Realizar este análisis de corriente de fase para los ángulos ajustados en MTA+45° y MTA-45°

e)Análisis de elementos Mho de fase a fase

Determinación del ajuste del pickup de los elementos de distancia de fase a fase en tres puntos: MTA, MTA+45° y MTA-45°

1.-Usando el comando LOGIC para programar una salida del relevador (A1-A4) apropiada para el elemento de distancia instantáneo de fase a fase. Seleccionar un elemento de fase a fase en el Relay Word como a continuación se muestra:

Z1P.- elemento de distancia instantáneo de fase a fase en la zona 1

Z2PT.- elemento de distancia con tiempo de retardo de fase a fase en la zona 2

Z3.- elemento de distancia instantáneo de fase y tierra de la zona 3

Nota: el elemento Z2PT incluye un retardo de tiempo mediante el ajuste del elemento Z2DP

El siguiente ejemplo de análisis es aplicado a un esquema de un elemento de distancia de la zona 1.

2.-Conectar la fuente de tensiones y corrientes en las terminales de la parte trasera del relevador (ver la figura 7.24a o 7.24b). La fuente empleada en la figura 7.24a solo maneja dos corrientes y en el esquema 7.24b la fuente utiliza solo una corriente.

El método de la fuente de corriente monofásica rinde el mismo resultado que el método de dos corrientes. El método de la corriente monofásica también asegura que el ángulo en las dos corrientes sea de 180° .

Los siguientes pasos muestran las conexiones de una fuente de corriente monofásica para el relevador para una falla de fase a fase BC.

- a.-Conectar la fuente de corriente de salida B en el borne 2
- b.-Conectar las entradas de corriente I_B e I_C en las terminales 8 y 9 respectivamente
- c.-Conectar la corriente de entrada I_C como una fuente común de regreso de corriente de I_B en la terminal 3

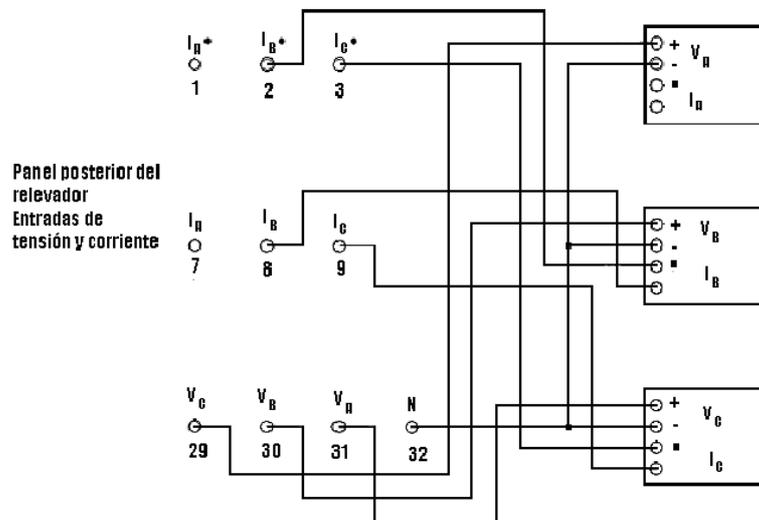


Figura 7.24a Análisis con una fuente de tres tensiones y dos corrientes, conexiones para el análisis del elemento Mho entre fases

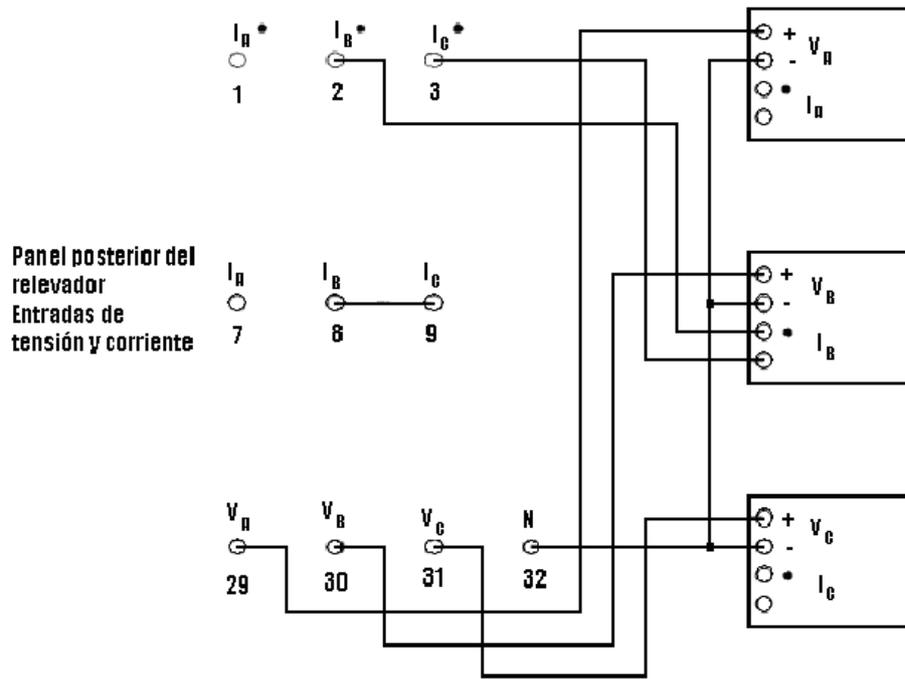


Figura 7.24b Análisis Con una fuente de tensiones trifásica y una corriente
Análisis de conexiones del elemento Mho entre fases

3.-Determinar la tensión y corriente requeridas para simular una falla de fase a fase en la frontera de alcance del relevador. Las corrientes y tensiones requeridas para el análisis del alcance de la zona1 elemento de fase a fase. Ejemplo de la tabla 7.9:

V_A	V_B	V_C	I_A	I_B	I_C	Unidades
67.00	44.93	44.93	0.00	4.61	4.61	Volt/Amps
0.0°	-132.8°	138.2°	0.0°	-170.1°	9.9°	Grados

Tabla 7.9 Análisis de tensiones y corrientes entre fases de la zona , falla BC

4.-Hacer los ajustes de acuerdo a la tabla anterior y encender la fuente trifásica de tensiones V_A , V_B y V_C

5.-Aplicar una corriente al relevador en forma ascendente hasta verificar el cierre de los contactos los cuales indicaran el ajuste del pickup. Comparar este resultado de pickup con el calculado.

Para calcular el alcance del elemento de fase a fase, primero calcular la resultante de tensiones VBC y corrientes IBC

Falla BC

$$\begin{aligned}
 V_B &= 44.93 \text{ V } \angle -138.2^\circ \\
 V_C &= 44.93 \text{ V } \angle 138.2^\circ \\
 V_{BC} &= V_B - V_C = 59.90 \text{ V } \angle -90^\circ \\
 \\
 I_B &= 4.61 \text{ A } \angle -170.1^\circ \\
 I_C &= 4.61 \text{ A } \angle 9.9^\circ \\
 I_{BC} &= I_B - I_C = 9.22 \text{ A } \angle -170.1^\circ
 \end{aligned}$$

Alcance de la zona 1, ohms secundarios MTA

$$Z_{1\text{secundarios}} = \frac{V_{BC}}{I_{BC}} = \frac{59.90 \text{ V } \angle -90^\circ}{9.22 \text{ A } \angle -170.1^\circ} = 6.50 \Omega \angle 80.1^\circ \text{ secundarios}$$

En ohms primarios, el alcance de la zona 1 a lo largo del MTA

$$Z_{1\text{primarios}} = (6.50 \Omega \angle 80.1^\circ) \left(\frac{PTR}{CTR} \right) = 65.0 \Omega \angle 80.1^\circ \text{ primarios}$$

Cuando PTR=2000 y CTR=200

6.-Para llevar acabo este análisis con respecto a un MTA+45 y MTA-45 en la zona 1 entre fases BC se requiere la aplicación de $(4.61)(1.414)=6.52$ amperes en ángulos mostrados abajo:

Tabla 7.8: Análisis de las cantidades de entre fases de la zona, MTA de $\pm 45^\circ$

	Angulo de I_B	Angulo de I_C
MTA +45°	144.9°	-35.1°
MTA -45°	-125.1°	54.9°

7.5.5 Análisis del elemento Mho fase-tierra

En este análisis se determinara el pickup del elemento de distancia de tierra en tres puntos sobre la característica Mho:

$$\text{MTA, MTA}+45^\circ \text{ y MTA}-45^\circ$$

MTA es el ángulo máximo de torque

En este análisis utilizaremos el método que a continuación se muestra:

1. Usar el comando LOGIC para programar una sola salida del relevador (A1-A4) seguir la propuesta del elemento de distancia instantáneo de tierra. Seleccionar un elemento de tierra para el relay Word como esta indicado abajo.

Z_1G = Elemento de distancia instantáneo de tierra de zona 1

Z_2GT = Elemento de distancia de tierra y fase con retardo de tiempo de zona 2

Z_1G = Elemento de distancia instantáneo de tierra y fase de zona 3

El Z_2GT incluye algún retardo para el temporizador Z_2DG

El siguiente ejemplo describe el procedimiento de análisis para el elemento de distancia de tierra de zona 1, figura 7.25.

2. Conectar la fuente de tensiones y corrientes en las terminales del panel trasero del relevador.

En este paso conectar una sola corriente de fuente del relevador para análisis de falla de A-fase-tierra.

- a. Conectar corriente a de la fuente a ala Terminal IA del relevador (Terminal 1)
- b. Conectar A de la fuente de retorno al retorno IA del relevador(Terminal 7)

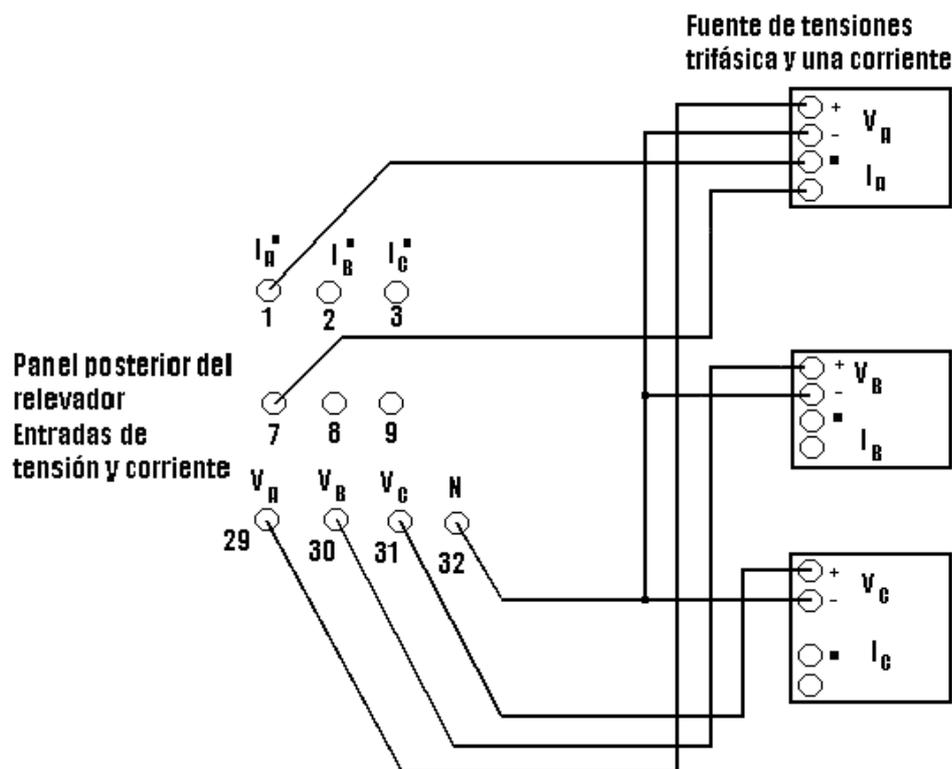


Figura 7.25 Análisis con una fuente trifásica de tensiones y una corriente
Conexión para el análisis del elemento de distancia de fase a tierra

3. Determinar las tensiones y corrientes requeridas para simular una falla de fase a fase en el limite de alcance deseado del relevador. Corrientes y tensiones requeridas para el análisis del alcance de zona 1 de el ejemplo, los ajustes aparecen en la tabla 7.10.

V_A	V_B	V_C	I_A	I_B	I_C	Unidades
34.58	74.56	74.53	3.13	0.00	0.00	Volts/Amps
0.0°	-128.9°	129.00°	-80.4°	0.0°	0.0°	Grados

Tabla 7.10: Magnitudes de una falla a tierra, zona 1

- Ajustar el análisis de tensiones y corrientes para los valores en la tabla anterior. No encender las corrientes en este punto.
- Encender las tensiones de la fuente V_A , V_B y V_C .
- aplicar corriente a el relevador y rampa de magnitudes de corriente de la fuente juntos hasta el monitoreo de la salida de los contactos de cierre, indicando el pickup y comparar esto a el calculo para el umbral.

Para calcular el alcance del elemento de distancia de tierra, primero calcule el factor de compensación de la corriente residual, K_0

$$K_0 = (Z_0 - Z_1) / (3 \times Z_1)$$

Cuando $Z_0 = R_0 + jX_0$

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$

Para el ajuste de ejemplo del relevador, K_0 es calculado:

$$K_0 = \frac{[(4.5 + j248.57) - (139.9 + j79.96)]}{[3 \times 13.9 + j79.96]}$$

$$K_0 = 0.70 \angle 0.57^\circ$$

Se calcula la corriente residual aplicada para añadir las corrientes de fase

$$I_R = I_A + I_B + I_C$$

Para el análisis anterior

$$I_R = 3.13 \angle -80.1^\circ A + 0.0 \angle 0.0^\circ A + 0.0 \angle 0.0^\circ A$$

$$I_R = 3.13 \angle -80.1^\circ A$$

Alcance de la zona 1 primaria a lo largo del MTA

$$Z_{1prim} = (6.5 \angle 79.9^\circ \Omega) \left(\frac{PTR}{CTR} \right) = 65.0 \angle 79.9^\circ \Omega_{primarios}$$

Cuando $PTR = 2000$ y $CTR = 200$

- Encontrar otros 2 puntos convenientes de análisis. Considerar un ángulo recto inscrito en un círculo Mho con una diagonal siendo el diámetro a lo largo del MTA. Las dos esquinas de ese ángulo recto sobre la otra diagonal son alcanzados para incrementar la corriente para un factor de 1.414 en ángulos de $\pm 45^\circ$ de ángulo obtenido usado en el programa ONEBUS.

Para nuestro ejemplo de AG de fase-tierra de zona 1, las tensiones remanentes cambiadas. La magnitud de corriente es $(3.13)(1.14) = 4.43$ en el ángulo listado como sigue:

	Angulo IA
MTA +45°	-125.1°
MTA -45°	-35.1°

8. Probar el relevador en ajustes de 2 corrientes adicionales

7.5.6 Análisis lógico de verificación de tensión

En este punto analizaremos la operación de la función de verificación de tensión del relevador con el siguiente método.

1. Usando el comando SHOWSET, verificar el ajuste PSVC del relevador, si PSVC = S o E, continúe este análisis con el paso dos. Si PSVC = P, continúe este análisis en el paso 5. Si PSVC = N el esquema de verificación de tensión es deshabilitado.
2. coloque un contacto a cierre afirmando el bit 59S. Conecte ese contacto a inicio un temporizador externo.
3. colocar un segundo contacto a cierre afirmando el bit VSC. Conectar ese contacto a paro al temporizador externo.
4. conectar una fuente de tensión a la entrada de la tensión de la verificación de sincronismo. Aplicar tensión por encima del ajuste 59VHI. Cuando el 59S afirma el temporizador externo puede empezar. Cuando las condiciones de tensión de hot sync/dead pol ha estado validado por el tiempo VCT, el bit VSC puede afirmar, parando el temporizador externo. Verificar que el temporizador leído es igual al VCT ajustado.
Si PSVC = E , continúe con el paso 5
5. Coloque un contacto a cierre afirmando del 59P. conecte el contacto a inicio un temporizador externo.
6. colocar un segundo contacto a cierre afirmando el VSC. Conectar el contacto a paro el temporizador externo.
7. conectar una fuente de tensión trifásica a las salidas de polarización de tensión. Aplicar una tensión arriba del ajuste 59VHI. Cuando el bit 59P afirmado, el temporizador externo puede iniciar. Cuando las condiciones de tensión de hot pol/dead sync han estado validadas por tiempo VCT, el VSC puede afirmarse, parando el temporizador externo. Verificar que el tiempo leído es igual al ajuste del temporizador VCT.

7.5.7 Análisis lógico de verificación de sincronismo.

En este análisis verificaremos la operación de la función de sincronismo del relevador utilizando el método que a continuación se describe y las conexiones en la figura 7.26.

1. usando el comando SHOWSET, verificar el SYNCP del relevador, 25T y ajuste 25DV
2. colocar un contacto a cierre afirmado del 59P
3. conectar una fuente de tensión a la salida de tensión polarizada seleccionado en el ajuste SYNCP. Conectar una segunda fuente de tensión a la salida de tensión.
4. colocar un contacto a cierre afirmado del 59S. Conectar ese contacto a inicio un temporizador externo.
5. colocar un segundo contacto a cierre del SSC. Conectar ese contacto a paro el temporizador externo.
6. conectar una fuente de tensión a la salida de tensión de verificación de sincronismo. Aplicar una tensión encima del ajuste 59VHI. Cuando el 59S este afirmado., el temporizador externo puede iniciar. Cuando la verificación de sincronismo de tensión han sido validadas por el tiempo 25T SSC puede afirmar parando el temporizador externo. Verificar que el temporizador leído es igual al ajuste del temporizador 25 T.

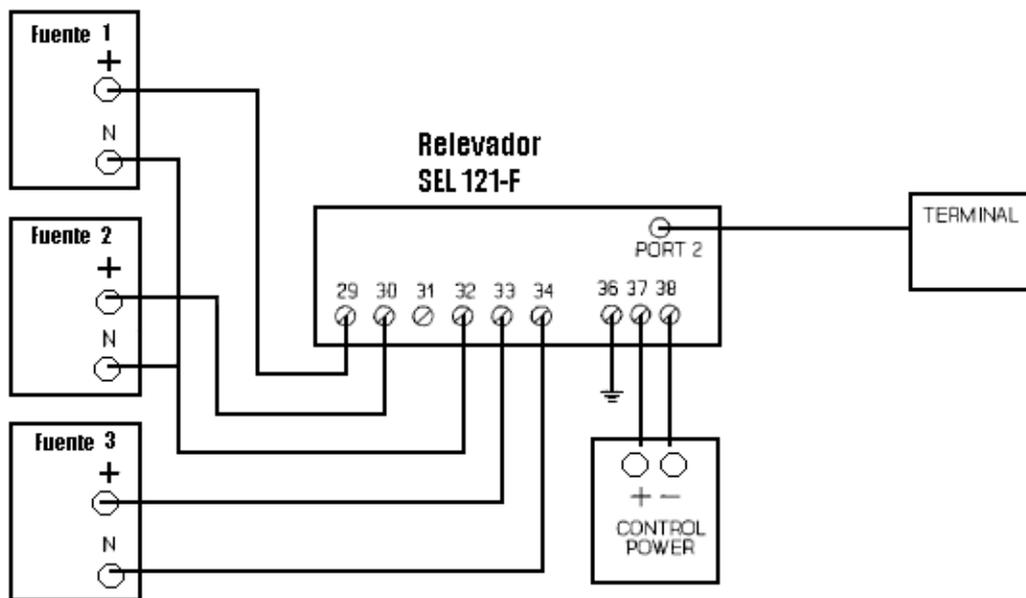


Figura 7.26: Conexiones de tensión para el SYNCP = A

Para la realización de las pruebas se utilizó el equipo fuera del tablero, debido a que en forma paralela a la realización de la tesis estábamos trabajando en la construcción de dicho tablero de protección el cual fue parte de nuestro servicio social como se observa en la figura 7.27.



Fig.7.27 Pruebas con tablero de protecciones eléctricas

Conclusión

Debido a que las líneas de transmisión son parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, ya que estas se encargan del transporte de la energía eléctrica. Es necesario proporcionar protección eléctrica adecuada, confiable y segura, puesto que las líneas de transmisión eléctrica se encuentran a la intemperie y son más vulnerables a fallas.

Con el trabajo realizado se logra un visión mayor sobre los avances en materia de protecciones y la tecnología que se esta aplicando en este momento. Se manejo el relevador SEL 121-F aplicado a una línea de transmisión observando grandes ventajas como disponibilidad, rapidez, economía, eficiencia y confiabilidad con respecto a los relevadores electromecánicos. Este relevador presenta beneficios como un autodiagnóstico de este mismo, historial de eventos y facilidad en sus ajustes que van de la mano con un adecuado estudio de corto circuito.

Con los conocimientos adquiridos en el manejo de este relevador se tienen fundamentos para poder ampliar las practicas del laboratorio de la Facultad de Ingeniería Eléctrica lo cual ayudara a tener un acercamiento a equipos mas sofisticados de los que se tenían en el laboratorio, es importante resaltar que al manejar estos dispositivos el alumno se puede dar una idea de los equipos que se utilizan en los sistemas eléctricos en la actualidad y gracias a que paralelamente al desarrollo de esta tesis fuimos trabajando en la construcción del tablero de protecciones el alumno podrá interactuar con estos dispositivos de una forma mas amigable, segura y confiable; lo cual permitirá la aplicación de la teoría protecciones desde un enfoque distinto al que se tenia.

Bibliografía:

- El arte y la ciencia de la protección con relevadores, C Russel Masson, compañía editorial continental S.A. , Octava impresión, México 1980 ,Pág. 20-33,37,38.
- Diseño de subestaciones eléctricas , José Raúl Martín ,UNAM ,Facultad de ingeniería ,2ª edición ., México 2000,PAG 422
- Líneas de transmisión, guías de onda y fibras ópticas; Maria José Salieron,2ª edición,editorial trillas, México 1984,Pág. 18-19
- Líneas de transmisión y redes de potencia eléctrica , Gilberto Enríquez Harper,ed limusa,vol 1,México 1990,Pág. 16,17,40,58
- Protección de sistemas de potencia e interruptores, B. Ravindranath, M. Chander, Edit Limusa, México 1980, p.p 23,24,33-39, 43-45
- Protective relaying in electric power sistem, M.Titarenko and I.Noskov-Dukelvski,2ª edicion, editorial Peace publishers,pag 32-48

APÉNDICE A

NUMEROS ANSI

<i>Dispositivo o aparato</i>	<i>Designación</i>	<i>Función del aparato o dispositivo</i>
1	<i>Elemento maestro</i>	<i>Dispositivo iniciador, tal como un conmutador de control, relevador de tensión, flotador, etc. Que actúa ya sea directamente o por medio de dispositivos auxiliares como relevadores de protección o de tiempo, para operar un equipo.</i>
2	<i>Relevador de arranque o de cierre con retardo</i>	<i>Dispositivo cuya función es dar un retardo de tiempo deseado antes o después de cada operación, en una secuencia de control o en un esquema de protección por relevadores.</i>
3	<i>Relevador de comprobación o de interbloqueo (bloqueo condicionado)</i>	
4	<i>Contactor maestro</i>	<i>Aparato cuya función es poner un equipo en funcionamiento bajo condiciones deseadas y retirarlo de funcionamiento cuando se encuentra bajo condiciones diferentes o anormales, es controlado generalmente por un dispositivo no. 1</i>
5	<i>Dispositivo de paro</i>	
6	<i>Interruptor o contactor de arranque</i>	
7	<i>Interruptor de ánodo</i>	
8	<i>Interruptor del circuito de control</i>	<i>Dispositivo, tal como un desconector de navajas, un interruptor automático o fusibles desmontables en grupo; utilizando para conectar y desconectar el circuito de control de los aparatos o de las barras colectoras del equipo de control.</i>
9	<i>Dispositivo inversor</i>	
10	<i>Interruptor de secuencia de unidad</i>	
11	<i>Reservado para aplicaciones futuras</i>	
12	<i>Dispositivo de sobre velocidad</i>	
13	<i>Dispositivo de velocidad</i>	
14	<i>sincronía</i>	
15	<i>Dispositivo de baja velocidad</i>	
16	<i>Dispositivo comparador de velocidad o frecuencia</i>	

17	<i>Reservado para aplicaciones futuras</i>	
18	<i>Interruptor o contactor de descarga</i>	
19	<i>Dispositivo acelerador o desacelerador</i>	
20	<i>Contactor o relevador de transición de arranque o marcha</i>	
21	<i>Válvula operada eléctricamente</i> <i>Relevador de distancia</i>	<i>Relevador que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito disminuye mas alla de los limites determinados.</i>
22		
23	<i>Interruptor o contactor compensador</i>	
24	<i>Dispositivo de control de temperatura</i>	
25	<i>Reservado para aplicaciones futuras</i> <i>Relevador de sincronización o de comprobación de sincronismo</i>	<i>Opera cuando dos circuitos de corriente alterna están dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo y tensión para permitir la conexión en paralelo de dos circuitos.</i>
26		
27	<i>Dispositivo térmico de aparatos o maquinas</i> <i>Relevador de baja tensión</i>	<i>Funciona cuando la tensión desciende de un valor determinado.</i>
28		
29	<i>Detector de flama</i>	
30	<i>Contactor de desconexión</i>	<i>Dispositivo de reposición no automático que da una o más indicaciones visuales, independientes al funcionar los dispositivos de protección.</i>
31	<i>Relevador indicador</i>	
32	<i>Dispositivo para excitación separada</i> <i>Relevador direccional de potencia o de potencia inversa</i>	<i>Funciona con un determinado valor de flujo de energía, en una dirección dada o al producirse una inversión en la dirección del flujo, debido a un arco inverso en el circuito anódico o catódico de un rectificador.</i>
33		
34	<i>Interruptor de posición</i>	<i>Interruptor que cierra o abre un contacto cuando el dispositivo principal de un aparato cualquiera llega a una posición dada.</i>
35	<i>Dispositivo maestro de secuencia</i>	
36	<i>Dispositivo para operar escobillas o para poner en corto circuito anillos colectores</i>	

37	<i>Dispositivo de polaridad o polarización</i>	<i>Dispositivo que permite el funcionamiento de otro dispositivo a una predeterminada polaridad.</i>
38	<i>Relevador de baja potencia o baja corriente</i>	
39	<i>Dispositivo de protección de chumacera</i>	
40	<i>Monitor de condiciones mecánicas</i>	
41	<i>Relevador de pérdida de campo</i>	
42	<i>Interruptor o contactor del campo</i>	
43	<i>Interruptor o contactor de marcha</i>	
44	<i>Dispositivo manual de transferencia o selección</i>	
45		
46	<i>Relevador de iniciación de la secuencia de la unidad</i>	
47	<i>Monitor de condiciones atmosféricas</i>	<i>Dispositivo accionado manualmente que permite la transferencia de un circuito de control a otro con el objeto de modificar el plan de operación del equipo del esquema de control.</i>
48	<i>Relevador de sobrecorrientes de fase invertidas o desequilibrio de fases</i>	
49	<i>Relevador de secuencia de fases (tensiones)</i>	
50	<i>Relevador e secuencia incompleta</i>	
50F1	<i>Relevador térmico de maquinas o transformadores</i>	
51	<i>Relevador instantáneo de sobrecorriente</i>	
51	<i>Relevador de falla de interruptor</i>	
52	<i>Relevador de sobrecorriente de corriente alterna de tiempo inverso o definido</i>	
53		
54	<i>Interruptor de corriente alterna</i>	

55	<i>Relevador de excitador o de generador de corriente directa</i>	<i>Relevador que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de corriente alterna llega a ser mayor o menor de un valor determinado.</i>
56	<i>Interruptor de C.D. de alta velocidad</i>	
57	<i>Relevador de factor de potencia</i>	
58	<i>Relevador de aplicación de campo</i>	
59	<i>Dispositivo para poner en corto circuito o a tierra</i>	<i>Relevador que opera cuando el valor de la tensión excede de un valor determinado.</i>
59N	<i>Relevador de falla de rectificación</i>	
60	<i>Relevador de sobretensión</i>	<i>Relevador que funciona al existir una diferencia dada en tensión o corriente entre dos circuitos.</i>
61	<i>Relevador de sobretensión del neutro</i>	
62	<i>Relevador de tensiones o corrientes balanceadas</i>	<i>Relevador de acción retardada que actúa en combinación con el dispositivo que inicia la operación de interrupción, parada o apertura de una secuencia automática.</i>
63	<i>Reservado para aplicaciones futuras</i>	
63	<i>Relevador de paro o apertura, con retardo de tiempo</i>	<i>Relevador que funciona a valores dados de presión, flujo o nivel de un líquido o un gas o a un régimen de variación determinada de dichas magnitudes.</i>
64	<i>Relevador de presión (de líquido o de gas), o de vacío</i>	
65	<i>Relevador para protección a tierra que no esta conectada al secundario de los transformadores de corriente</i>	<i>Relevador que funciona si falla el aislamiento a tierra de una máquina, transformador u otro aparato, o si se produce un arco a tierra en una máquina de corriente directa.</i>
66	<i>Gobernador o regulador de velocidad</i>	
67	<i>Dispositivo para contar impulsos o de ajuste fino de posición</i>	<i>Relevador que funciona cuando el valor de la sobrecorriente llega a un valor predeterminado y en una dirección prefijada.</i>
68	<i>Relevador de sobrecorriente direccional (C.A.)</i>	
69	<i>Relevador de bloqueo de oscilación</i>	<i>Relevador que inicia una señal piloto para producir una acción de bloqueo o de disparo al producirse fallas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos, o que contribuye con otros dispositivos a bloquear la acción de disparo o de recierre bajo condiciones de falta de sincronismo o de oscilaciones de energía.</i>
70		

71	<i>Dispositivo de control condicionado</i>	
72	<i>Reóstato</i>	
73	<i>Interruptor de nivel de líquido o gas</i>	
74	<i>Interruptor de circuito de corriente directa</i>	<i>Cualquier relevador de alarma que no sea del tipo de anunciador descrito bajo el número 30, utilizado para hacer funcionar una alarma visible o audible.</i>
75	<i>Contactador de resistencia de carga</i>	
	<i>Relevador de alarma</i>	
76		
77	<i>Mecanismo cambiador de posiciones</i>	
78	<i>Relevador de sobrecorrientes C.D.</i>	
	<i>Transmisor de pulsos</i>	
79	<i>Relevador de protección que mide desplazamientos angulares entre corrientes y tensiones</i>	<i>Relevador que controla automáticamente el recierre y el bloqueo en posición abierta de un interruptor de corriente alterna.</i>
80	<i>Relevador de recierre de C.A.</i>	
81	<i>Interruptor de flujo de líquido o gas</i>	<i>Relevador que funciona a un valor determinado de la frecuencia que puede ser mayor, menor o igual a la frecuencia normal.</i>
82	<i>Relevador de frecuencia</i>	
83	<i>Relevador de recierre de C.D.</i>	<i>Relevador que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de energía o condiciones de servicio de un equipo.</i>
84	<i>Relevador automático de transferencia o de control selectivo</i>	
85	<i>Mecanismo de operación</i>	<i>Relevador accionado o restringido por una señal del tipo utilizado en sistemas protectores por ondas portadores o del tipo direccional por hilo piloto.</i>
86	<i>Relevador receptor para onda portadora o para hilo piloto</i>	<i>E relevador accionado eléctricamente y de reposición eléctrica o manual, que sirve para desconectar y mantener desconectado un equipo cualquiera después de haberse producido condiciones anormales.</i>
87	<i>Relevador auxiliar de disparo o de bloqueo sostenido</i>	<i>Relevador que funciona bajo una diferencia porcentual, ángulo de fase o de otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes.</i>
88		
89	<i>Relevador de protección diferencial</i>	<i>Desconectador utilizado como seccionador o</i>

90	<p><i>Motor o generador auxiliar</i></p> <p><i>Interruptor de línea</i></p> <p><i>Dispositivo de regulación</i></p>	<p><i>separador de circuito de potencia de corriente alterna o directa, de operación manual o automática.</i></p> <p><i>Dispositivo que funciona para regular una o varias magnitudes tales como tensión, corriente, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura, o carga y mantenerlas a un valor determinado o entre cierto límites, sean maquinas líneas de enlace u otros aparatos.</i></p>
91		
92		
93		
94	<p><i>Relevador direccional de tensión</i></p>	
	<p><i>Relevador direccional de tensión o de potencia</i></p>	<p><i>Relevador que opera disparando un interruptor, contactor u otro aparato, o para permitir que dichos elementos sean disparados en forma inmediata por otros dispositivos, o para impedir el recierre inmediato de interruptor en el caso en que este se abra automáticamente no obstante que su circuito de cierre se mantenga en posición de operación.</i></p>
	<p><i>Contactador cambiador de campo</i></p>	
	<p><i>Relevador de disparo o de disparo libre</i></p>	
95 al 99		<p><i>Utilizado solo para aplicaciones especiales en instalaciones individuales, si tal aplicación no esta cubierta bajo ninguna de las definiciones de dispositivos y funciones a las cuales se les a asignado numero entre el 1 al 94.</i></p>

Subíndices empleados en números para designar aparatos y dispositivos

Las letras X, Y y Z se emplean generalmente como sufijos y forman parte del dispositivo general marcado con el número que le precede, por ejemplo: los dispositivos 21X y 62Y son relevadores auxiliares del relevador 21 y 62 respectivamente.

Abreviaturas empleadas en diagramas eléctricos

<i>termino</i>	<i>abreviatura</i>	<i>termino</i>	<i>Abreviatura</i>
<i>Alarma</i>	<i>ALR</i>	<i>Lámpara roja</i>	<i>LR</i>
<i>Alimentador</i>	<i>ALIM</i>	<i>Lampara verde</i>	<i>LV</i>
<i>Alta tension</i>	<i>AT</i>	<i>Manual</i>	<i>MAN</i>
<i>Ampere</i>	<i>A</i>	<i>Negativo</i>	<i>NEG</i>
<i>Ampermetro</i>	<i>AM</i>	<i>Neutro</i>	<i>N</i>
<i>Apartarayos</i>	<i>AP</i>	<i>Normalmente</i>	<i>NA</i>
<i>Automatico</i>	<i>AUT</i>	<i>abierto</i>	
<i>Autotransformador</i>	<i>ATR</i>	<i>Normalmente</i>	<i>NC</i>
<i>Auxiliar</i>	<i>AUX</i>	<i>cerrado</i>	
<i>Bateria</i>	<i>BAT</i>	<i>Osciloperturbografo</i>	<i>OPG</i>
<i>Baja tension</i>	<i>BT</i>	<i>Pararayos</i>	<i>PAR</i>
<i>Block de pruebas</i>	<i>BP</i>	<i>Polo</i>	<i>P</i>
<i>de corrientes</i>		<i>Positivo</i>	<i>POS</i>
<i>Block de pruebas</i>	<i>BPC</i>	<i>Recator</i>	<i>RAC</i>
<i>de potencial</i>		<i>Recierre automatico</i>	<i>RAUT</i>
<i>Bobina de cierre</i>	<i>BC</i>	<i>Rectificador</i>	<i>RECT</i>
<i>Bobina de disparo</i>	<i>BD</i>	<i>Relevador</i>	<i>REL</i>
<i>Capacitor</i>	<i>CAP</i>	<i>Removible</i>	<i>REM</i>
<i>Ciclos por segundo</i>	<i>c.p.s</i>	<i>Resistencia</i>	<i>R</i>
<i>Cierre</i>	<i>C</i>	<i>Secundario</i>	<i>SEC</i>
<i>Cuadro de alarma</i>	<i>CALR</i>	<i>Sincronoscopio</i>	<i>SINC</i>
<i>Conmutador de</i>	<i>CMA</i>	<i>Sobrecarga</i>	<i>SC</i>
<i>ampermetro</i>		<i>Solenoides</i>	<i>SOL</i>
<i>Conmutador de</i>	<i>CMV</i>	<i>Subestación</i>	<i>SE</i>
<i>voltmetro</i>		<i>Tablilla terminal</i>	<i>TT</i>
<i>Conmutador de</i>	<i>CS</i>	<i>Transductor</i>	<i>TRANSD</i>
<i>sincronizacion</i>		<i>Transformador</i>	<i>TR</i>
<i>Contacto</i>	<i>CTO</i>	<i>Transformador</i>	<i>TAUX</i>
<i>Corriente alterna</i>	<i>CA</i>	<i>auxiliar</i>	
<i>Corriente directa</i>	<i>CD</i>	<i>Transformador de</i>	<i>TC</i>
<i>Defasador</i>	<i>DEF</i>	<i>corriente</i>	
<i>Disparo</i>	<i>D</i>	<i>Transformador de</i>	<i>TP</i>
<i>Divisor capacitivo</i>	<i>DP</i>	<i>potencia</i>	
<i>de potencial</i>		<i>Transformador de</i>	<i>TA</i>
<i>Elemento termico</i>	<i>ET</i>	<i>aislamiento</i>	
<i>Estacion de</i>	<i>EB</i>	<i>Trampa de onda</i>	<i>TO</i>
<i>botones</i>	<i>FP</i>	<i>Volt</i>	<i>V</i>
<i>Factorimetro</i>	<i>F</i>	<i>Voltmetro</i>	<i>VM</i>
<i>Farad</i>	<i>FM</i>	<i>Varhorimetro</i>	<i>VARHM</i>
<i>Frecuencimetro</i>	<i>FUS</i>	<i>Varmetro</i>	<i>VARM</i>
<i>Fusible</i>	<i>G</i>	<i>Voltamper reactivo</i>	<i>VAR</i>
<i>Generador</i>	<i>INT</i>	<i>Watt</i>	<i>W</i>
<i>Interruptor</i>		<i>Wattmetro</i>	<i>WM</i>
		<i>Wathorimetro</i>	<i>WHM</i>

		<i>Watt-hora</i>	<i>WH</i>
--	--	------------------	-----------

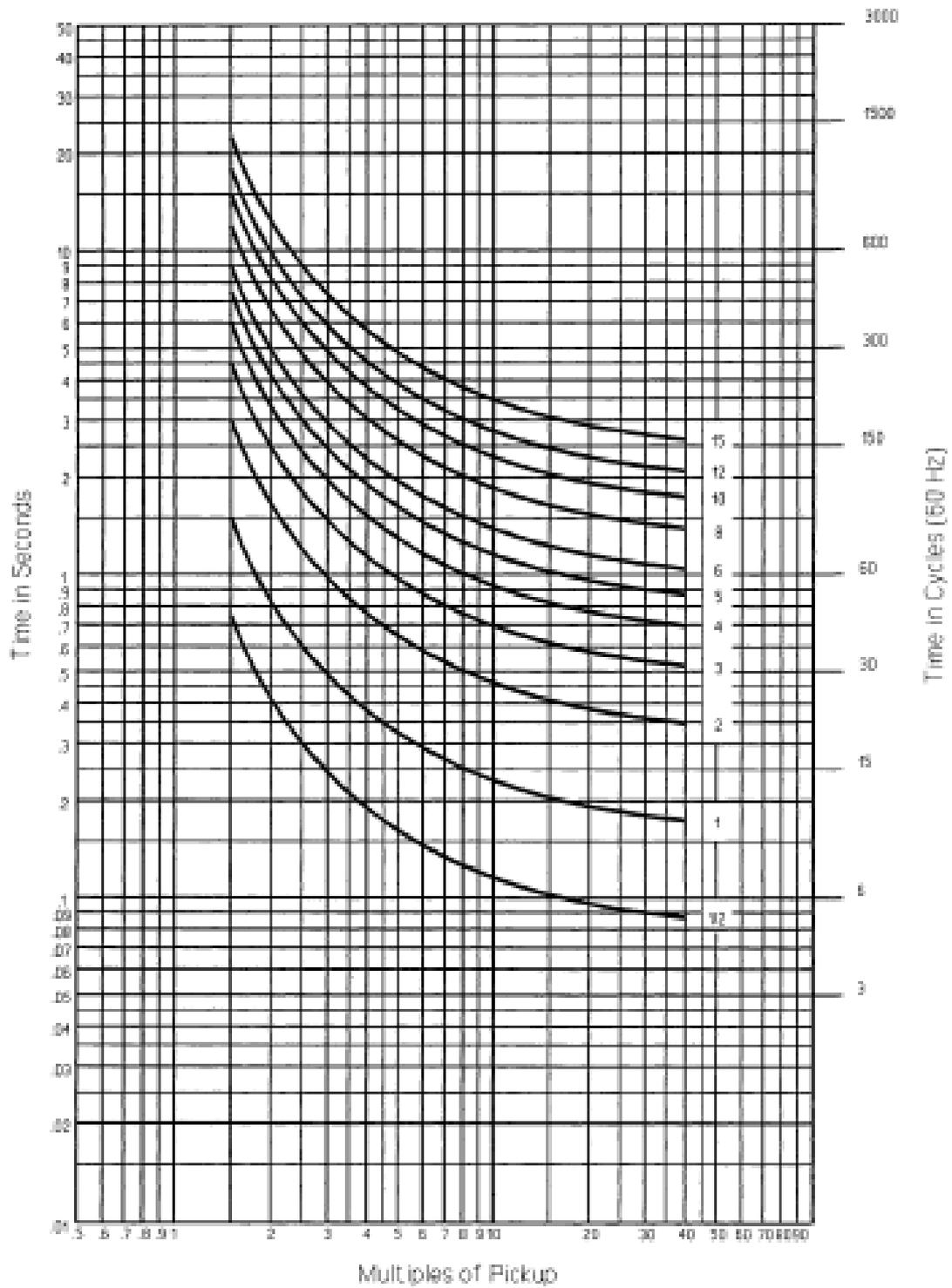
Para indicar en los dispositivos principales los contactos auxiliares que se mueven como parte del mismo dispositivo y no son actuados por medios externos, se designan como sigue:

“a” Abierto cuando el dispositivo principal está desenergizado o en posición no operada.

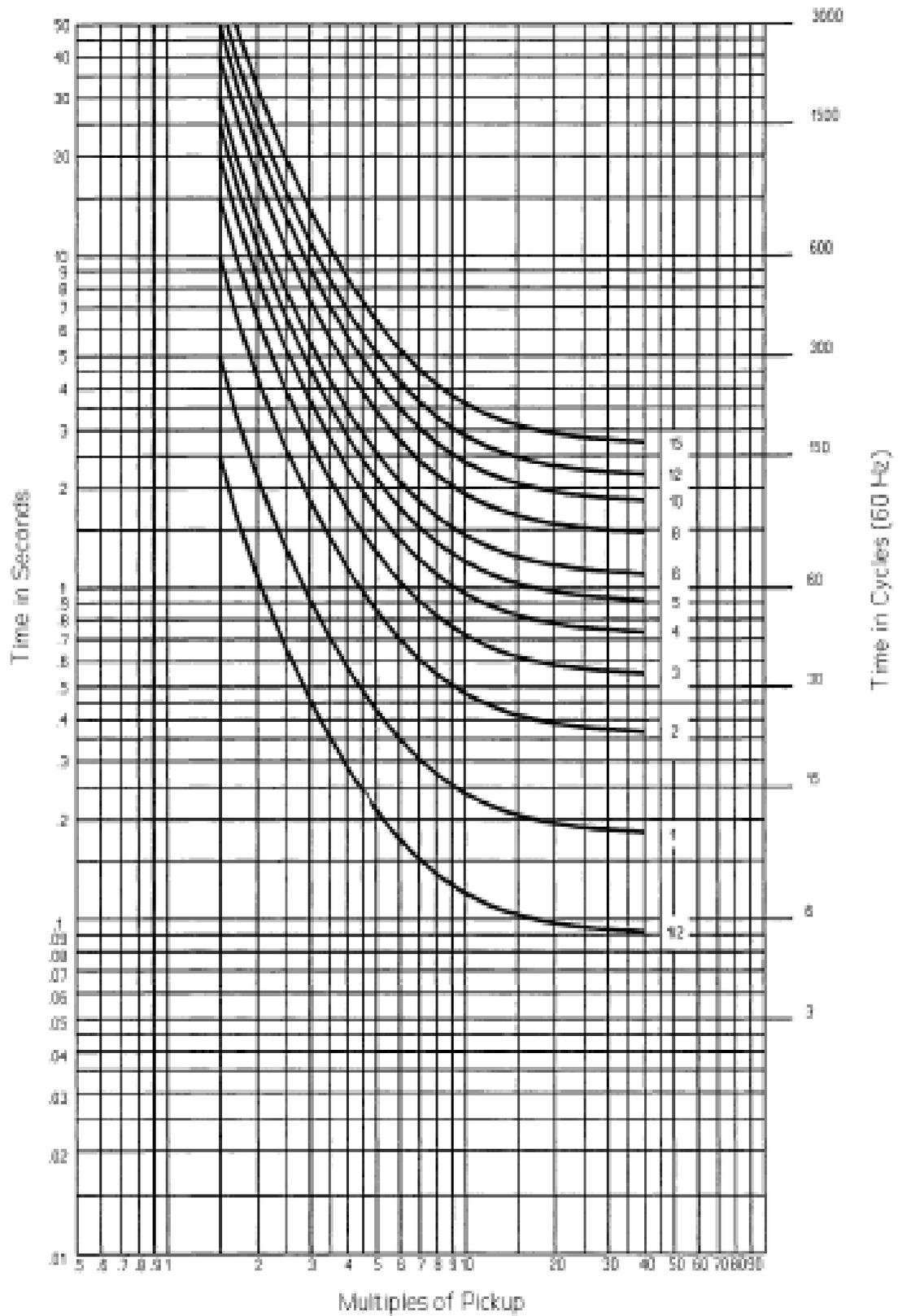
“b” Cerrado cuando el dispositivo principal está desenergizado o en posición no operada.

APÉNDICE B

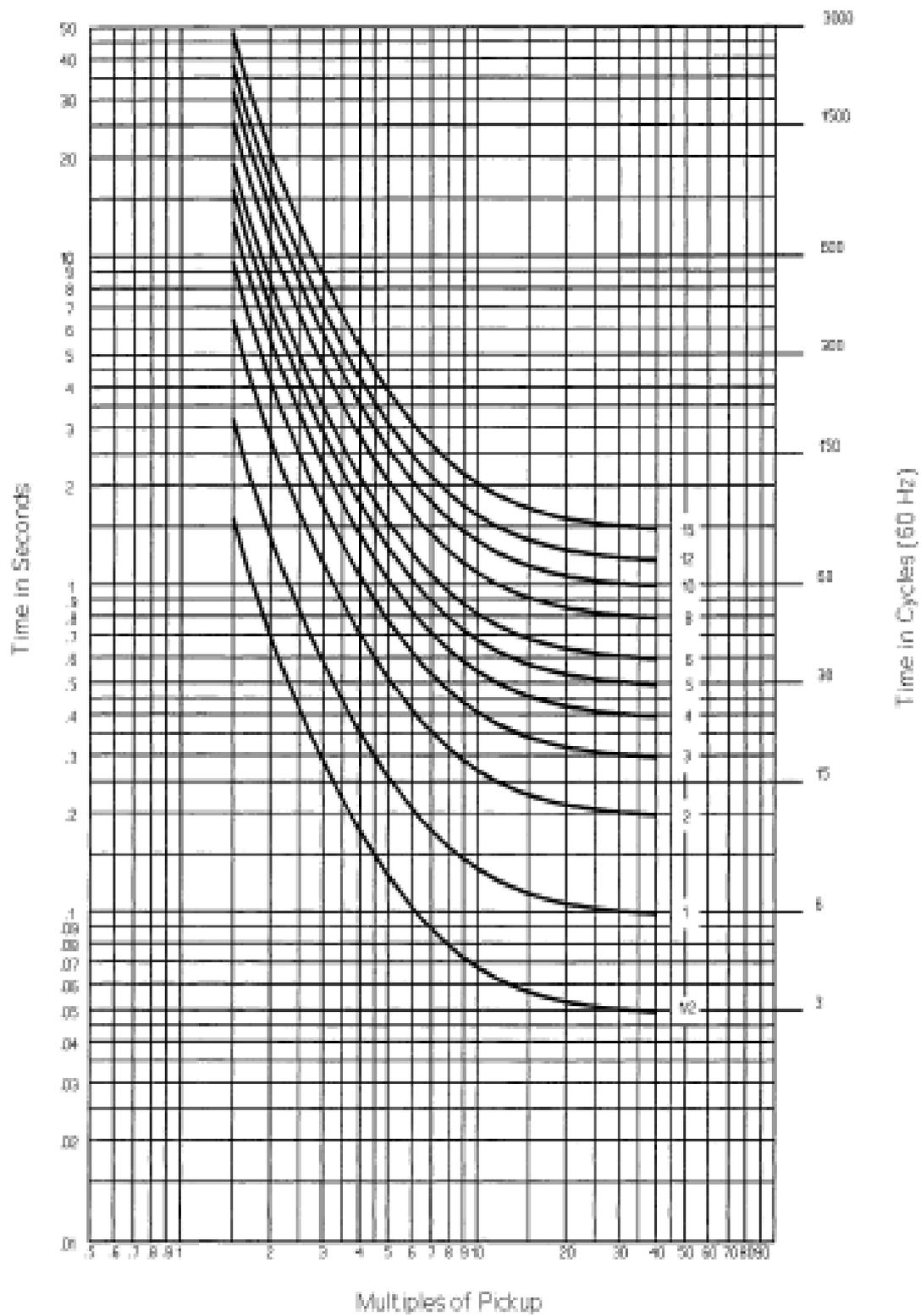
GRAFICAS



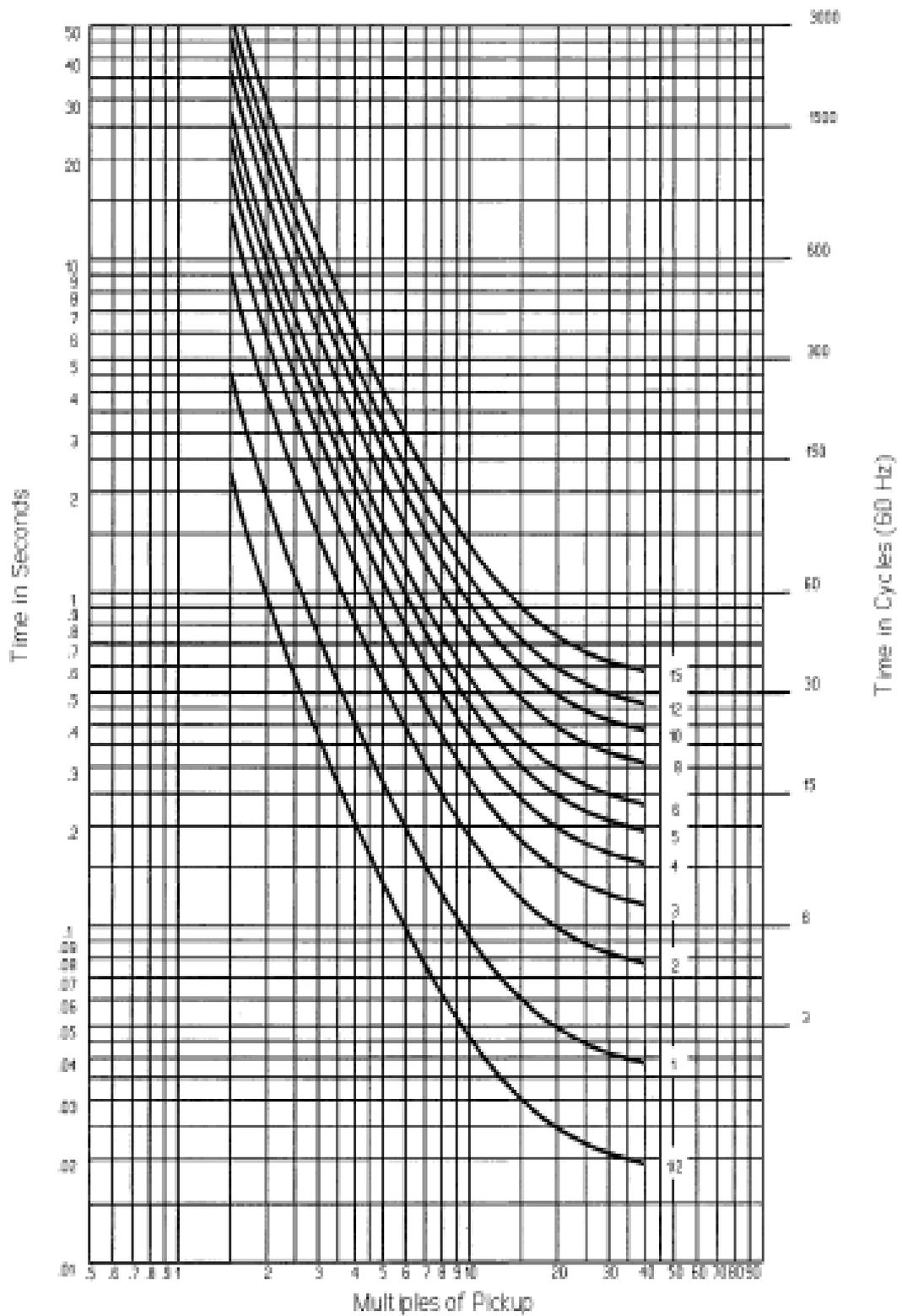
Curva 1, Tiempo Moderadamente Inverso



Curva 2, Tiempo Inverso



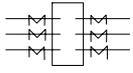
Curva 3, Tiempo Muy Inverso



Curva 4, Tiempo Extremadamente Inverso

APÉNDICE C

SIMBOLOGÍA



Interruptor de potencia con transformador de corriente de tipo devanado



Cuchilla de prueba



Bobina de potencial para circuitos secundarios de los TP



Fusible



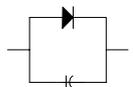
Interruptor termo magnético



Botón de presión de apertura momentánea



Bobina de corriente directa para circuitos de control



Unidad direccional de disparo



Tablilla terminal



Marca de polaridad



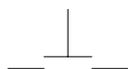
Marca de polaridad



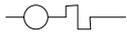
Resistencia



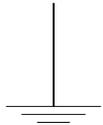
Cuchilla desconectora



Botón de presión de cierre momentáneo



Lámpara indicadora



Conexión a tierra



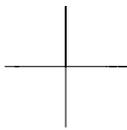
Señal de alta tensión



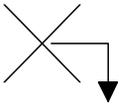
Señal de corriente secundaria de los TC



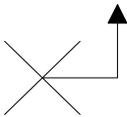
Señal de control



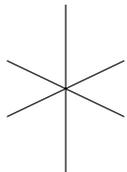
Cruce de señales con conexión



Block de pruebas de un circuito de corrientes de los Tc



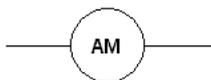
Block de pruebas de un circuito de potenciales de los TP



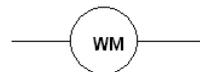
Block de pruebas que permiten insertar en serie equipo de comprobación



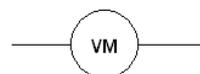
Interruptor de potencia con transformadores de corriente tipo dona



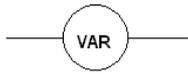
Ampermetro



Wattmetro



Voltmetro



Varmetro



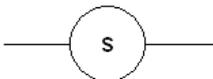
Wathorimetro



Varhorimetro



Frecuenciometro



Sincronoscopio



Osciloperturbografo