

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



CONFIGURACIÓN, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

OSCAR EMILIO DEL AGUILA RIOS

**PROMOCIÓN
2002- I**

**LIMA – PERÚ
2014**

CONFIGURACIÓN, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE RELÉS DE PROTECCIÓN

Agradezco primeramente a mis padres
y a mi amada esposa Andrea.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata las diferentes pruebas a los relés de protección de línea y transformador de potencia realizadas en la subestación eléctrica Ezequiel Zamora en el estado de Guárico de la ciudad de Venezuela. Cumpliendo con los protocolos de puesta en servicio de los equipos se verificaron las operaciones de los equipos ante distintas condiciones de falla en el sistema eléctrico de potencia en estudio.

La elección de los umbrales de arranque y tiempos de actuación de los relés se realizó de acuerdo con el estudio de coordinación de protecciones.

Uno de los puntos en que incido bastante es en la capacitación del personal ejecutor de las labores de mantenimiento; ningún plan o proyecto tendrá éxito si no se dispone de personal capacitado y motivado.

Hoy en día, las estrategias del mantenimiento están encaminadas a garantizar la disponibilidad y eficacia requerida de las unidades, equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de mantenimiento, dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente.

INDICE

PROLOGO	10
CAPITULO I	
ANTECEDENTES	
1.1 Objetivo	11
1.2 Alcances	11
1.3 Justificación del tema	13
CAPITULO II	
CONCEPTOS BÁSICOS DE PROTECCIONES	
2.1 Introducción	14
2.2 Conceptos Básicos	14
2.2.1 Esquema funcional en AC del sistema de protección	16
2.2.2 Esquema funcional en DC del sistema de protección	19
2.2.3 Relés de atracción electromagnética	20
2.3 Naturaleza y clasificación de las protecciones	25
2.3.1 Protección de sobrecorriente de fases y tierra (50/51N)	25
2.3.1.1 Relés instantáneos (50)	29
2.3.1.2 Relés temporizados (51)	29
2.4 Cortocircuitos	39
2.4.1 Cortocircuito 3Φ en sistema radial	39
2.4.2 Cortocircuito 2Φ en sistema radial sin contacto a tierra	40
CAPITULO III	
APLICACIONES	
3.1 Recierre (79)	43
3.1.1 Arranque de recierre	46
3.1.1.1 Configuración	50
3.1.1.2 Prueba 1: Falla transitoria monofásica en Z1	51
3.1.1.3 Prueba 2: Falla permanente monofásica en Z1	52

3.2	Sincronismo (25)	58
3.2.1	Selección de tensiones	58
3.2.2	Sincronismo de generadores	61
3.2.3	Grupos de ajuste	62
3.2.4	Configuración de entradas y salidas	65
3.2.5	Pruebas de sincronismo en generadores	70
3.2.6	Transferencia de disparos	76
3.3	Supervisión del circuito de disparo (74TC)	78
3.3.1	Supervisión con una entrada binaria	78
3.3.2	Supervisión con dos entradas binarias	79
3.4	Rechazo de carga	81
3.4.1	Regulación de tensión	82
3.4.2	Relés de baja frecuencia	82
3.4.3	Reserva en frío	82
3.4.4	Reserva en giro	83
3.4.5	Modelado de cargas eléctricas	84
3.4.6	Criterios de rechazo automático de carga	86
3.4.7	Relés utilizados para monitoreo de carga	90
3.4.8	Configuración de relés para rechazo de carga	90
3.5	Mando sincronizado PSD	111
3.5.1	Funcionamiento del PSD	113
3.6	Coordinación de la protección	121
3.6.1	Coordinación de relés de sobrecorriente de tiempo definido (51)	121
3.6.2	Coordinación de relés de tiempo definido (51) con instantáneo (50)	121
3.6.3	Coordinación de relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51)	123
3.6.4	Coordinación de relés de tiempo inverso (51) con instantáneo (50)	123
3.7	Protección de sobrecorriente direccional	125
3.7.1	Relé de sobrecorriente direccional (67)	125
3.7.1.1	Principio de funcionamiento	125
3.7.1.2	Relé direccional de secuencia cero	131
3.7.1.3	Coordinación de un sistema anillo con relés direccionales	137
3.8	Configuración del relé de sobrecorriente	138
3.8.1	Pruebas al relé de sobrecorriente	141

3.9	Protección de distancia (21)	145
3.9.1	Direccionalidad del relé de impedancia	146
3.9.2	Impedancia secundaria del relé de impedancia	148
3.9.3	Zonas de actuación del relé de impedancia	148
3.9.4	Temporización de alcances del relé de impedancia	149
3.9.5	Diagrama funcional DC de un relé de impedancia	150
3.9.6	Configuración del relé de distancia	152
3.9.7	Prueba de tiempo de disparo	157
3.9.7.1	Pruebas al relé de distancia	160
3.9.7.2	Implementación ANSI 67 en el relé de distancia	166
3.10	Relé de admitancia	171
3.10.1	Temporización de alcances relé de admitancia	173
3.11	Relé de reactancia	177
3.12	Relé cuadrilateral	178
3.13	Efectos del arco eléctrico en relés de impedancia	188
3.14	Relé de reactancia y arco eléctrico	189
3.15	Oscilación de potencia (68)	193
3.15.1	Métodos de operación	194
3.15.2	Bloqueo de oscilación	202
3.15.3	Disparo por oscilación	204
3.15.4	Estabilidad y oscilación de potencia	205
3.15.4.1	Estabilidad estática	205
3.15.4.2	Estabilidad dinámica	206
3.15.4.3	Configuración de la función oscilación de potencia	209
3.15.4.4	Prueba de oscilación de potencia	210
3.16	Cierre sobre falla (50HS)	211
3.16.1	Configuración y prueba cierre sobre falla	217
3.17	Protección de zona muerta	220
3.17.1	Configuración sobrecorriente respaldo para zona muerta	223
3.17.2	Prueba sobrecorriente respaldo para zona muerta	224
3.18	Teleprotección (85)	226
3.18.1	Esquema de subalcance	227
3.18.2	Esquema de sobrealcance	227

3.18.3	Canales de transmisión	227
3.18.4	Transferencia de disparo PUTT con arranque	228
3.18.5	PUTT con aceleración Z1B	228
3.18.6	Transferencia de disparo directo por subalcance (DUTT)	229
3.18.7	Transferencia de disparo permisivo por sobrealcance Z1B (POTT)	230
3.18.8	Esquema de comparación direccional de bloqueo	232
3.18.9	Configuración y pruebas PUTT con aceleración Z1B	233
3.19	Falla interruptor (50BF)	237
3.19.1	Descripción funcional	237
3.19.2	Supervisión de los contactos auxiliares del interruptor	239
3.19.3	Temporizaciones	242
3.19.4	Interruptor de potencia no operativo	243
3.19.5	Supervisión de la discrepancia de polos	245
3.19.6	Configuración 50BF	247
3.19.7	Prueba 50BF-1	248
3.19.8	Prueba 50BF-2	252
3.20	Protección diferencial (87)	255
3.20.1	Relé diferencial	256
3.20.2	Estabilización adicional para fallas externas	260
3.20.3	Estabilización con armónicos	261
3.20.4	Curva característica de disparo	264
3.20.5	Adaptación de las magnitudes de medida	266
3.20.6	Protección diferencial monofásica para barras colectoras	266
3.20.7	Conexión a través de transformador de medida mezclador	267
3.20.8	Configuración del relé 87T	270
3.20.9	Configuración de plantilla de pruebas	273
3.20.10	Prueba de estabilidad	275
3.20.11	Prueba característica	276
3.20.12	Tiempo de disparo	276
3.20.13	Restricción de armónicos menor al 15%	277
3.20.14	Restricción de armónicos mayor al 15%	277
3.20.15	Característica de operación	278

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	279
ANEXOS	280
BIBLIOGRAFÍA	291

PROLOGO

El propósito de este informe es mostrar los criterios tomados para realizar las pruebas a los relés de protección, detallar las plantillas usadas como módulos de prueba en la maleta de inyección, configuraciones cargadas a los relés y explicar los resultados obtenidos producto de estas condiciones de falla del sistema eléctrico de potencia; la calidad del servicio de electricidad que tienen efectos inmediatos sobre el bienestar de los consumidores. Si hay una interrupción del servicio eléctrico los usuarios tienen costos asociados a la imposibilidad de utilizar sus equipos eléctricos, la empresa distribuidora tiene costos asociados con la energía dejada de vender y a los costos que supone reducir el número de interrupciones y su duración a su vez el lucro cesante impacta de manera directa a estas empresas ante tales situaciones. De igual forma si hay condiciones de interrupción del suministro se generan pérdidas por la parada de producción asociada a la continuidad de energía eléctrica, lo cual significa que los equipos de protección deben operar de manera segura evitando la desconexión por mucho tiempo del suministro eléctrico una vez superada la condición de falla del sistema.. Es por este motivo en que se ha incidido en la capacitación del personal técnico.

La mejora en los ratios de Disponibilidad y eficiencia y la disminución de los costos de mantenimiento suponen el aumento de la rentabilidad de la empresa, la cual finalmente, como en cualquier empresa privada y moderna, requiere para su subsistencia.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

1.1 Objetivo

El presente trabajo muestra los criterios utilizados para probar a los equipos de protección previos a su puesta en servicio en los sistemas eléctricos. Lo concerniente a la configuración pruebas y puesta en servicio de relés de protección 02 Celdas de Línea y 01 Celda de Generación de la Subestación Ezequiel Zamora 115kV propiedad de la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAPE, incluyendo sus tableros de protección de las líneas Bamari 1 y Bamari 2 en la SEZ, instalación e integración del relé diferencial de transformador en dicha Subestación.

1.2 Alcances

El proyecto tomado como referencia comprende ingeniería, suministro, instalación, pruebas y puesta en servicio de los campos de línea Bamari 1 y Bamari 2 así como el suministro instalación, pruebas y puesta en servicio del campo de generación en la sub estación eléctrica 115kV Ezequiel Zamora para recibir 230 MVA en 115kV desde la planta Generación S.A., incluye relés de distancia para protección de línea primarios y secundarios a ser instalados en la celda Bamari 1 y Bamari 2 en SEZ así como un relé diferencial de transformador y un relé de sobrecorriente para protección de transformador a ser instalados en la celda de Generación. El alcance incluye la integración total de todos los IED (Dispositivos electrónicos inteligentes: relés, equipos de medición, etc.), como conexionado físico de todos los equipos necesarios a la SE SEZ existente tanto en hardware como software, lo cual tiene como puntos principales lo siguiente:

- . Realizar la ingeniería de detalle de protecciones acorde al esquema unifilar en el anexo 1 y compatible con los equipos actualmente instalados en la SE SEZ considerando la integración de los equipos al sistema scada de la subestación.
- . Realizar la integración y configuración de todos los IED, relés de protección de la celda, controlador de bahía, los relés diferenciales de línea, principal y de respaldo, incluyendo todos los equipos de medición al sistema Scada de CADAPE.

. 04 Relés de distancia (02 en el campo de línea Bamari 1 y 02 en el campo de línea Bamari 2 en la sala de control SEZ, principal y respaldo) marca SIEMENS modelo 7SA612 como protección primaria y secundaria para fibra óptica con las funciones: 21, 67, 50, 51, 25 y 79, con registro cronológico de eventos, oscilografía, sincronismo (relé principal) y localizador de fallas. El relé de respaldo debe ser marca Siemens con las funciones: 21, 67, 50, 51, 25 y 79, con registro cronológico de eventos, oscilografía y localizador de fallas.

. Realizar las integraciones necesarias de estas nuevas celdas a las instalaciones existentes como son protecciones distancia, diferenciales de transformador, servicios auxiliares, iluminación, fuerza, bloqueos y disparos.

. Fibra óptica para transferencia de datos entre todos los equipos de la celda y línea de SEZ para su integración total con el sistema de control de CADAFE. El concentrador principal (Switch) se verificará si es necesario el aumento de capacidad en Hardware.

. Suministro de los bloques de prueba de los relés de protección y medida de la celda Bamari 1, Bamari 2 y Generación (Relés de distancia y diferenciales de línea).

. Acometidas de las estructuras metálicas a la malla a tierra existente en la subestación SEZ.

. Cableado eléctrico entre los equipos electromecánicos de patio y los tableros de protección, control y medida, servicios auxiliares y tablero de agrupamiento (Marshalling box) de la bahía 115kV de la subestación SEZ y Sala de Control SEZ de acuerdo a la ingeniería desarrollada.

. Tablero de agrupamiento externo para el conexionado entre la caseta y el patio de equipos de las celdas de línea Bamari 1 y 2 en SEZ, de acuerdo a los tableros de agrupamiento existentes en la Subestación.

. Tableros de protección, control, medida y tableros de servicios auxiliares, rectificador y banco de baterías en SE SEZ acorde a la filosofía y disposición de los actuales equipamientos instalados. Los tableros de protección, control de bahía y medición deben tener un grado de protección IP55.

01 Tablero de Protección de línea 115kV en SE SEZ BAMARI 1.

Montado con los siguientes equipos:

. 01 Relé de protección distancia principal SIEMENS 7SA612.

. 01 Relé de protección distancia respaldo SIEMENS 7SA612. Registrador de fallas, similar a los existentes, referencia SIEMENS 7KE6000 el cual se debe integrar a la red de gestión de registradores existente en la subestación.

01 Tablero de Protección de línea 115kV en SE SEZ BAMARI 2.

Montado con los siguientes equipos:

- . 01 Relé de protección distancia principal SIEMENS 7SA612.
- . 01 Relé de protección distancia respaldo SIEMENS 7SA612. Registrador de fallas, similar a los existentes, referencia SIEMENS 7KE6000 el cual se debe integrar a la red de gestión de registradores existente en la subestación.

01 Tablero de Protección de Transformador en SE SEZ.

- . 02 Relés de protección de transformador: El relé principal será marca SIEMENS modelo 7UT613 como protección primaria para fibra óptica. Para el relé de respaldo se puede optar por un relé marca SIEMENS modelo 7SJ64 como protección de respaldo para fibra óptica.
- . Bloques de prueba de los relés del tablero de protección.

Todos los Tableros estarán montados con el siguiente equipo:

- . 01 controlador de bahía marca Siemens 6MD, para el control del interruptor y los seccionadores de las líneas Bamari 1, Bamari 2 y Transformador con pantalla que muestra el unifilar de las bahías correspondientes, y que permite el control remoto de los equipos.

1.3 Justificación del Tema

Las pruebas y posterior puesta en servicio de un sistema de Protecciones tiene como fin evidenciar y garantizar el funcionamiento de los equipos de protección ante fallas dentro de la zona protegida evitando la pérdida de unidades de generación, transformadores de Potencia y salidas de la línea de transmisión asociada a dichas unidades. Los problemas se presentan cuando no se dan adecuados alcances o selectividades de las zonas de protección haciendo que los relés operen en forma descoordinada.

Ante estos problemas, se reunió en este informe algunos criterios para la operación en forma coordinada de los relés, además de dar algunas recomendaciones para la adecuada selección de la protección, para que los equipos operen de la mejor manera garantizando una operación segura y confiable ante las fallas producidas en la red eléctrica.

Para tal fin en el capítulo final veremos los casos de falla simulados en la línea de transmisión Bamari 1 y Bamari 2 115kV, en donde podremos mostrar los tiempos de operación de los relés de protección.

CAPITULO II

CONCEPTOS BASICOS DE PROTECCIONES

2.1 Introducción

Las protecciones juegan un papel muy importante dentro de un sistema eléctrico de potencia asegurando el suministro continuo de energía, protegiendo efectivamente a las personas y equipos que forman parte del sistema eléctrico, previniendo o minimizando daños en el sistema eléctrico, retirando del sistema eléctrico tan rápido como sea posible el elemento en el que se ha desarrollado la falla y minimizando los tiempos de interrupción del servicio. La función primordial de los relés es identificar las fallas, localizarlos de la manera más exacta posible y alertar a quien opera el sistema, promoviendo el disparo de alarmas, señalizaciones y dependiendo del caso, operando la apertura del interruptor de modo de aislar la falla, manteniendo al resto del sistema en operación normal, sin que los efectos de la falla perjudiquen su normalidad.

2.2 Conceptos Básicos

En la figura 2.2 se representa el principio básico de la configuración de la protección de sistemas eléctricos. Las configuraciones cambian dependiendo del tamaño e importancia del sistema; el esquema es general y muestra los diversos elementos que componen la protección.

Cualquier contacto que este en paralelo con el contacto NA del relé de la figura 2.2 puede cuando es actuado provocar la abertura del interruptor. De esta manera se puede comandar la abertura del interruptor por:

Comando manual (Nivel 1), selector del Interruptor en patio (Local/Remoto) colocado en posición Remoto, la actuación de este botón está en paralelo con un contacto NA al relé de armadura atraída. Cuando es operada esta llave, produce un desligamiento (abertura) del respectivo interruptor de la línea asociada independiente a la acción del relé; este comando se hace desde la sala de control de la subestación.

Comando vía computador (Nivel 2) produce una señal en su terminal de salida una pequeña corriente eléctrica que alimenta un relé auxiliar que opera cerrando un contacto

H de la figura 2.2 activando el circuito de disparo del interruptor. Este comando puede ser local en la subestación o remotamente vía tele comando.

Comando vía Unidad Terminal Remota (Nivel 3, Centro Control SAS, sistema de automatización de subestaciones), que puede ser local o remotamente vía tele comando.

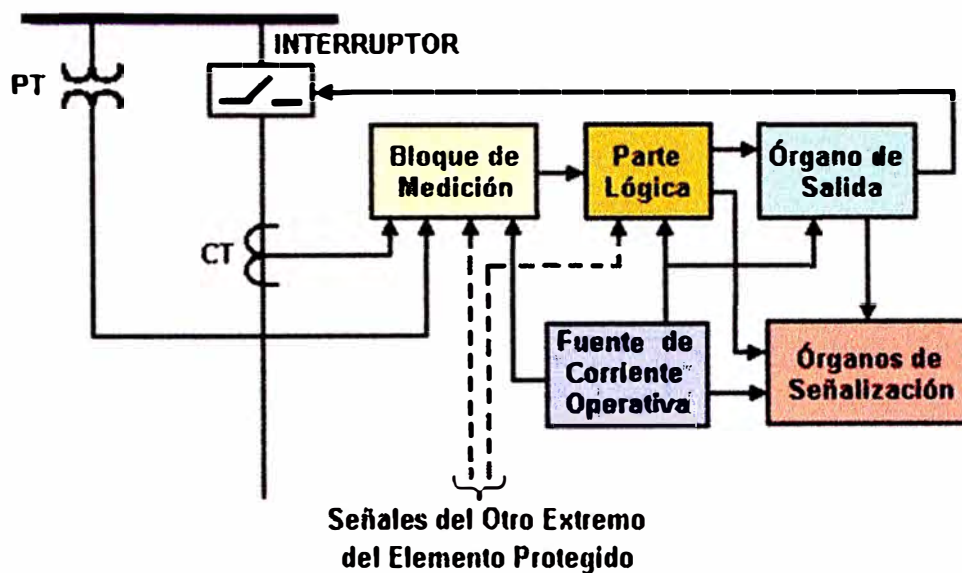


Fig. 2.1 Esquema estructural de una protección

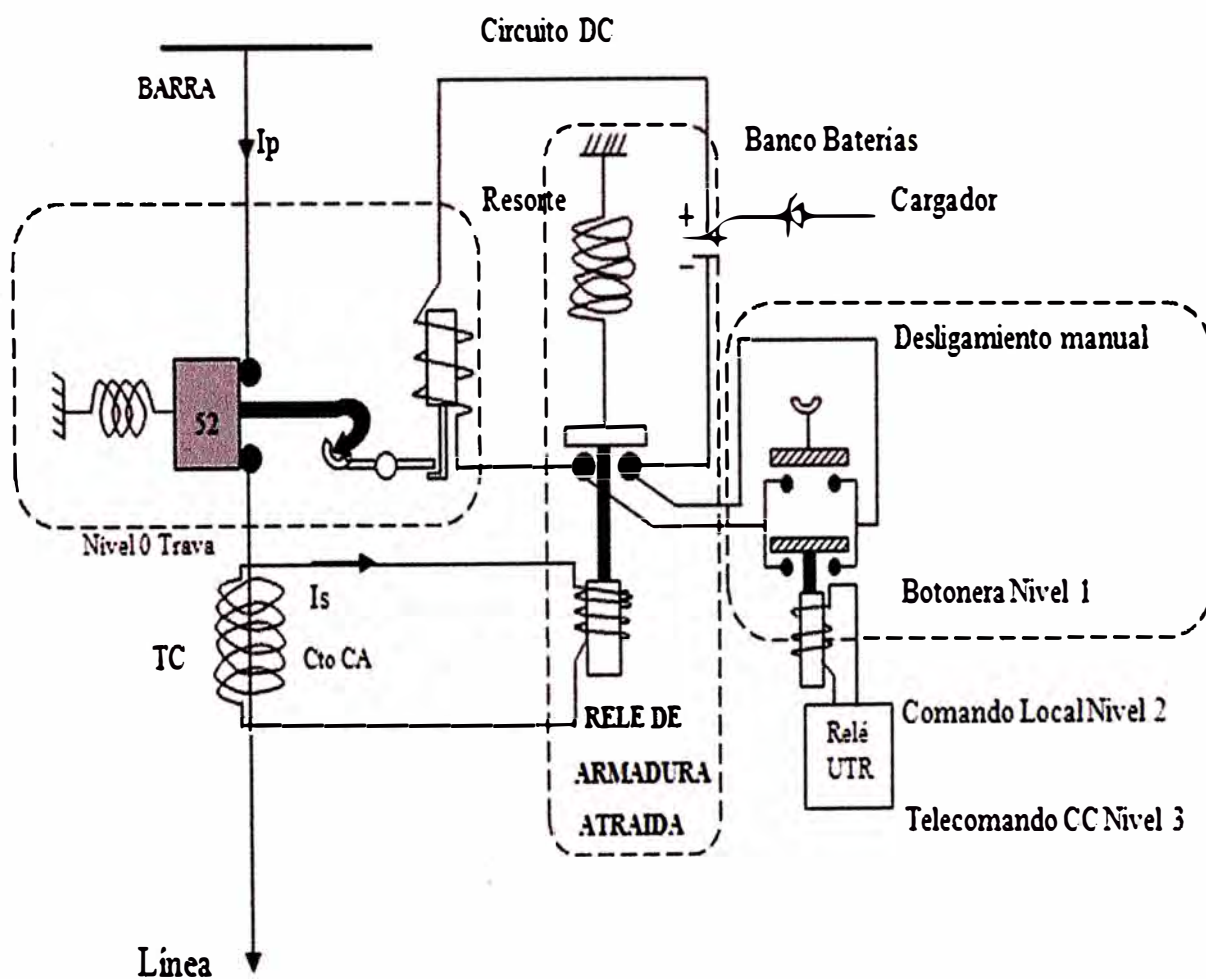


Fig. 2.2 Principio de Configuración de Protección

2.2.1 Esquema funcional en AC del sistema de protección

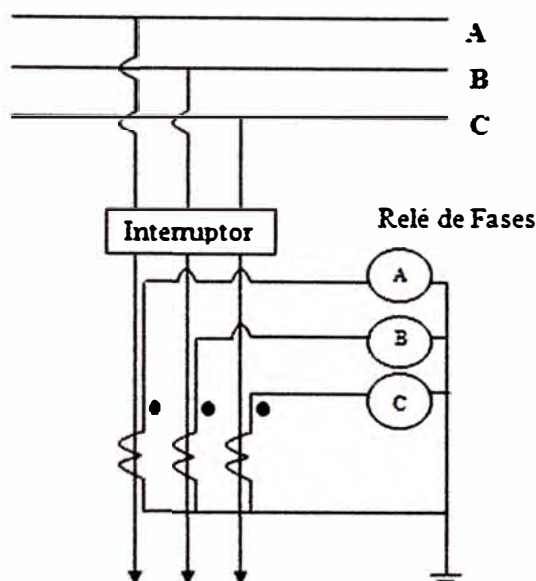


Fig. 2.3 Diagrama Funcional

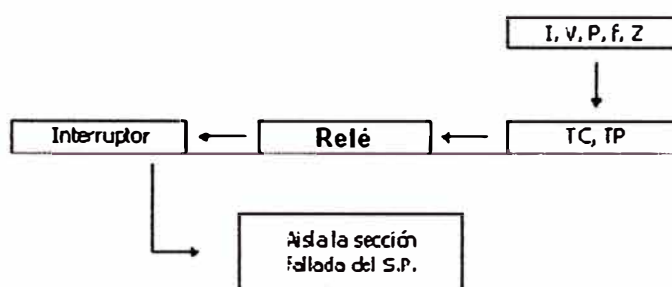


Fig. 2.4 Proceso de señal de falla

La figura 2.4 muestra el proceso que sigue la señal de falla desde el momento en que es detectada hasta que se produce el aislamiento de la falla del Sistema de Potencia además de los equipos que intervienen.

Los relés de tecnología digital micro procesados han desarrollado algoritmos eficientes para la unificación de prácticamente todas las funciones de protección, lo que queda es perfeccionarlos en el aspecto de la velocidad y memoria requerida, así también la inmunidad a componentes transitorias de las señales de entrada. En este contexto está planteado el tema del lenguaje ensamblador en los relés de microprocesadores, pero esto limita el traslado de programas de unos relés a otros. Hoy en día es objeto de estudio los problemas relacionados a la comunicación entre los relés de microprocesadores y las computadoras de los diferentes niveles jerárquicos de la subestación y el sistema. El uso de estos relés como terminales inteligentes de la red de computadoras ofrece grandes ventajas.

Estos relés tienen la ventaja de realizar cambios automáticos de sus parámetros de ajuste de acuerdo a los requerimientos del sistema de Potencia, por ejemplo cambio del grupo de ajuste “A” al grupo de ajuste “B” en el arranque de un grupo de generación para incrementar la corriente diferencial. Esta posibilidad de lograr protecciones que se adapten constituye una ventaja importante de los relés basados en microprocesadores, y es objeto de investigación en la actualidad.

De un modo general, el relé digital, funciona internamente asociando varias lógicas de bloques, como muestra la figura 2.5

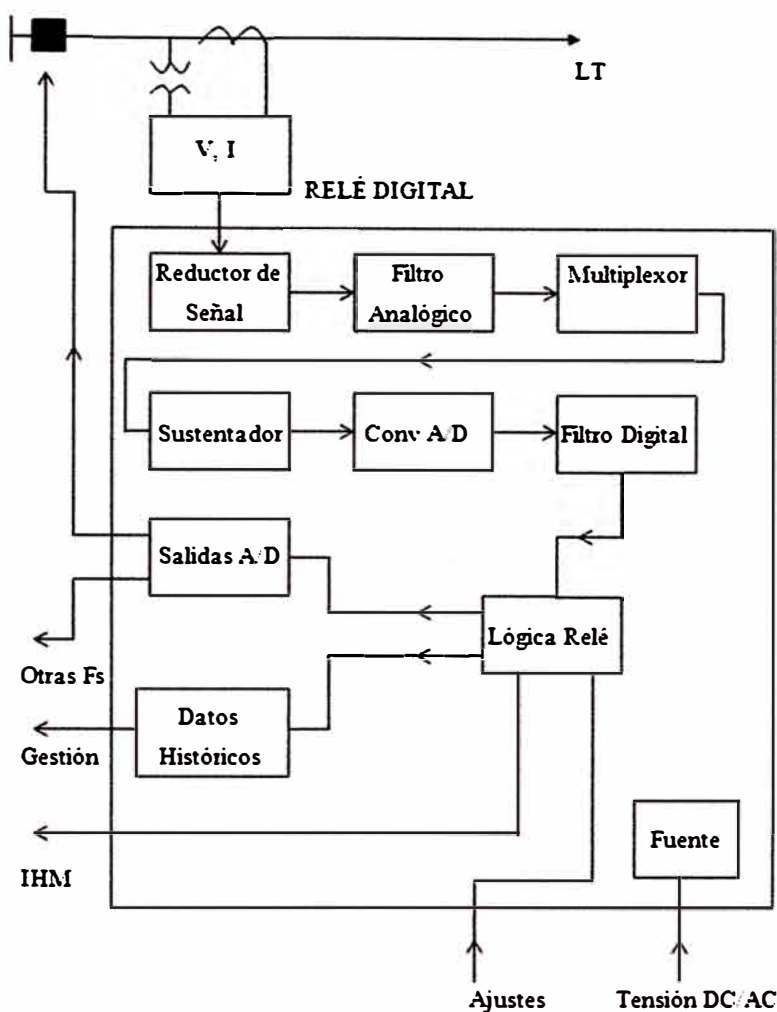


Fig. 2.5 Bloques lógicos del relé digital

El relé digital funciona internamente agrupando varias lógicas de bloques así:

Las señales análogas V, I provenientes del transformador de tensión y corriente. El bloque reductor de señal el cual acondiciona las dos señales al circuito del relé. El bloque filtro analógico produce de acuerdo con una necesidad de función requerida un filtro de señales indeseables. El bloque multiplexor hace la multiplicación de las señales de entrada para las funciones que así lo requieran. El bloque sustentador de muestra prepara las dos señales análogas por ciclo para una posible conversión en señal digital.

El bloque conversor A/D transforma las señales preparadas en señales digitales. El bloque filtro digital estabiliza las dos señales digitales. El bloque lógico del relé hace la lógica de operación del relé, esto depende del algoritmo que utiliza el fabricante de acuerdo a la función de protección deseada. Algunos algoritmos se basan en las formulas matemáticas siguientes:

Aproximación de funciones, Transformada discreta de Fourier, Algoritmo de Mann-Morrison, Técnicas de Phadke, Técnicas de Kalman, Técnicas de Wavelet.

El bloque de salidas análogo digital son salidas para cumplir las funciones del relé. Estas salidas pueden asociar alarmas, controles de supervisión y comando para otros relés y primordialmente para el disparo del interruptor. El bloque de datos históricos almacena los datos necesarios para efectuar análisis del comportamiento, desempeño y actuación de la protección. Los datos pueden ser eliminados o transferidos vía comunicación, hacia un computador central de mayor almacenamiento. La IHM a través de un computador local para efectuar todas las facilidades hombre – máquina, para análisis, muestra de los diagramas de los relés y de las configuraciones de la subestación. La fuente de alimentación suministra la tensión alterna o continua necesaria para el funcionamiento del relé.

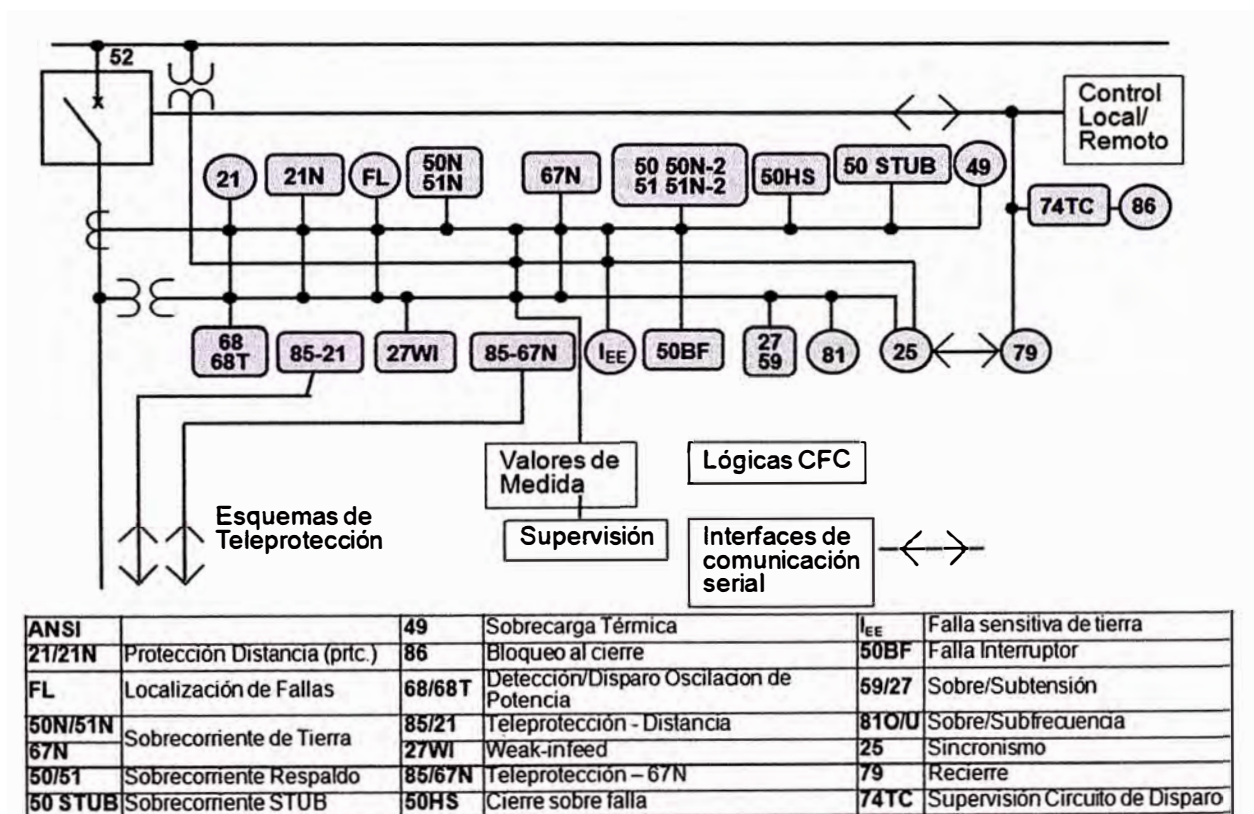


Fig. 2.6 Diagrama funcional

TABLA N° 2.1 Códigos de protección ANSI/IEC

ANSI No.	IEC	Funciones de Protección
50HS		Cierre sobre falla
21/21N		Protección de distancia
50, 50N	$I >, I >>, I >>>$ $I_E >, I_E >>, I_E >>>$	Sobrecorriente de tiempo definido (fase/neutro)
68/68T		Oscilación de Potencia (detección/disparo)
51, 51V, 51N	I_p, I_{EP}	Sobrecorriente de tiempo inverso (fase/neutro), función de fase con opción dependiente de tensión
67, 67N	$I_{dir} >, I_{dir} >>, I_{p dir}$ $I_{dir} >, I_{dir} >>, I_{EP dir}$	Sobrecorriente direccional de tiempo (definido/inverso, fase/neutro) comparación direccional
67Ns/50Ns	$I_{EE} >, I_{EE} >>, I_{EP}$	Detección sensitiva de falla a tierra Direccional/no direccional
-		Arranque carga fria
59N/64	$V_E, V_0 >$	Desplazamiento de tensión, tensión de secuencia cero
-	$I_n >$	Falla a tierra intermitente
87N		Protección con restricción de falla a tierra de alta impedancia
50BF		Falla interruptor
79M		Autorecierre
25		Sincronización
46	$I_2 >$	Inversión de fases o de secuencia negativa
47	$V_2 >, \text{phase seq.}$	Monitoreo de tensión para secuencia de fases
49	$\theta >$	Sobrecarga térmica
48		Supervisión de tiempo de arranque
51M		Rotor bloqueado
14		Bloqueo rotor por baja velocidad
66/86		Disparo y bloqueo
37	$I <$	Monitoreo de baja corriente o potencia
38		Monitoreo de temperatura de cojinetes
27, 59	$V <, V >$	Sub/Sobre tensión
32	$P <, Q <$	Potencia reversa, direccional de potencia
55	$\cos \varphi$	Factor de potencia
81O/U	$f >, f <$	Sobre/Sub frecuencia
81R	df/dt	Gradiente de frecuencia
21FL		Localizador de Fallas

2.2.2 Esquema funcional en DC del sistema de protección

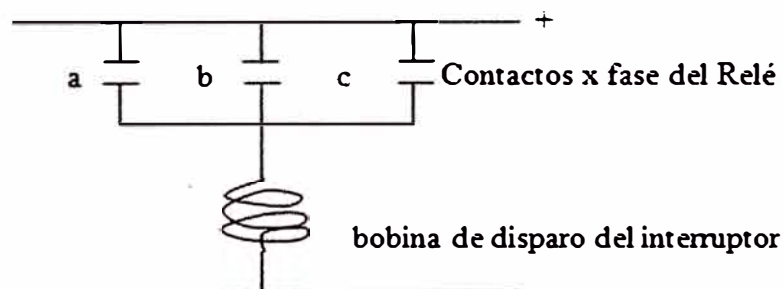


Fig. 2.7 Esquema DC del sistema de protección

2.2.3 Relés de atracción electromagnética

Los relés electromecánicos son construidos con componentes eléctricos, magnéticos y mecánicos, tienen una bobina de operación y varios contactos, son muy robustos y confiables. Son los relés más simples, su principio de funcionamiento es idéntico al del electroimán. Estos relés accionan una palanca y pueden ser de dos tipos:

Tipo Embolo (Axial/Plunger): Son relés que operan cuando son energizados por una corriente eléctrica igual a su ajuste. La corriente eléctrica que pasa por la bobina de magnetización produce un campo magnético que atrae al embolo, el contacto eléctrico (NA) cierra sus contactos activando el circuito de disparo de apertura del interruptor.

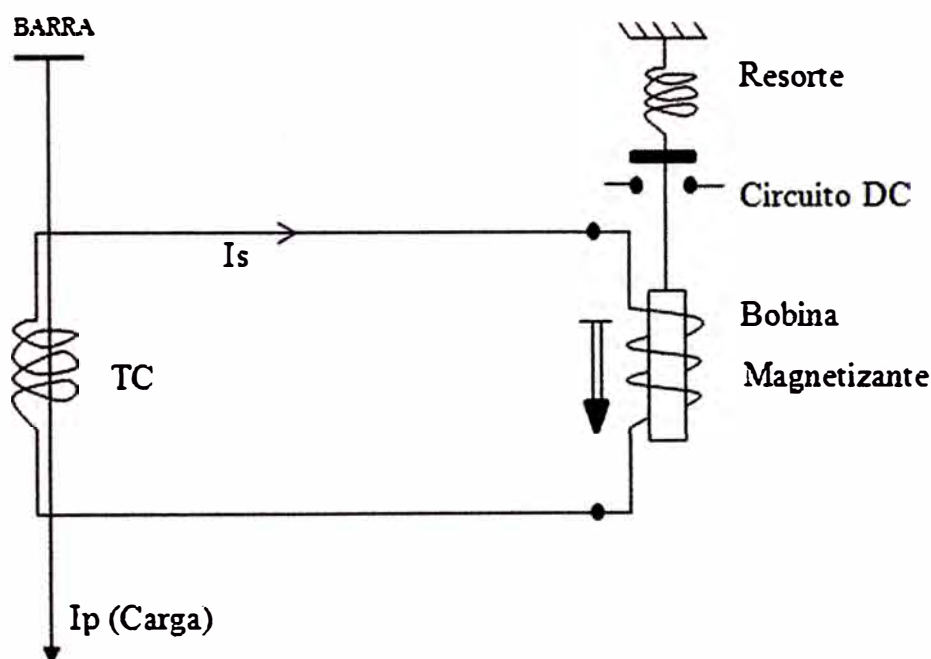


Fig. 2.8 Relé de atracción electromagnética

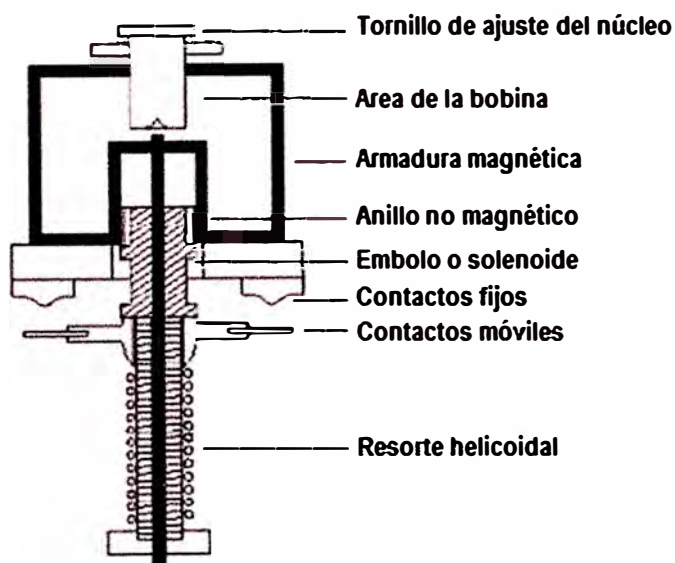


Fig. 2.9 Relé tipo embolo

Tipo Armadura de Pivote (Palanca/hinged): Son relés que contienen un armazón magnético en forma de U con una armadura móvil articulada a un lado del armazón y sujetado con un resorte al otro lado. Cuando la bobina se energiza, la armadura mueve el núcleo hacia arriba, abriendo o cerrando un conjunto de contactos con un torque proporcional al cuadrado de la corriente de la bobina. Las unidades de pivote son menos seguras que las unidades tipo embolo (solenoides) y son aplicadas como unidades auxiliares. En la figura 2.10 se muestra este tipo de relé. Un modelo un poco más sencillo contiene una placa o barra metálica que pivotea cuando es atraída hacia la bobina. La armadura también lleva la parte móvil del contacto, el cual es cerrado o abierto de acuerdo al diseño cuando la armadura es atraída hacia la bobina.

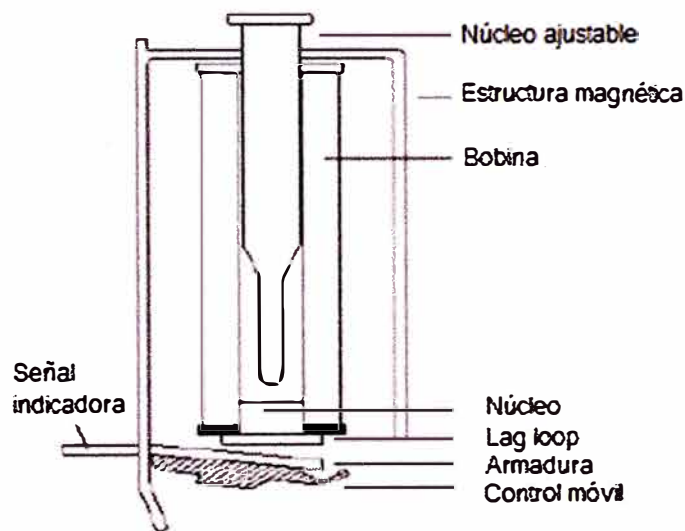


Fig. 2.10 Relé tipo palanca

Para los dos tipos de relés (embolo y armadura) se cumple que la fuerza de atracción es igual a:

$$F_{\text{atracción}} = K1I^2 - K2$$

F = Fuerza neta

I = La magnitud eficaz de la corriente en la bobina.

K1: Depende del número de vueltas del solenoide de operación, el entrehierro, el área efectiva y la reluctancia del circuito magnético.

K2: Es la fuerza de oposición usualmente producida por un resorte y la fricción.

Cuando el relé está balanceado (en el límite de puesta en trabajo, $F = 0$), la fuerza resultante es cero y por lo tanto $K1I^2 = K2$, entonces:

$$I = \sqrt{K2/K1} = \text{Constante}$$

Con el fin de controlar el valor al cual el relé arranca, la fuerza de restricción del resorte o la resistencia del circuito solenoide puede ser variada, modificando así la fuerza

opositora. Normalmente se modifica K1 por medio de tomas en la bobina, tal como se ilustra en la Figura 2.11. Los relés de atracción magnética no tienen tiempo diferido y por esta razón, son ampliamente usados para operaciones inmediatas.

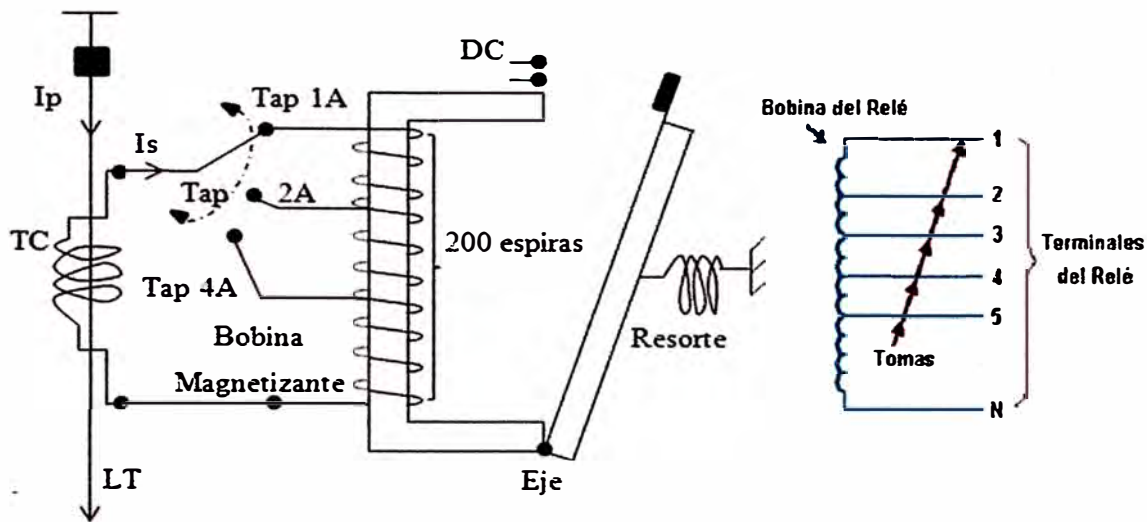


Fig. 2.11 Relé de Palanca y tomas en la bobina

Teóricamente el menor campo magnético exactamente igual a la fuerza mecánica de retención es llamado e

l Límite de Operación del Relé. Así el límite de operación del relé es el estado en que la fuerza resultante que actúa en la parte móvil es nula, en este momento los mecanismos de los relés están sueltos pero sin moverse. Los términos relacionados a la activación y desactivación del relé son:

Pick-up conocido por la menor de todas las corrientes que hace posible atraer al embolo o palanca que hace operar al relé, es una corriente especial que deja al relé en el límite de operación. El límite de operación es el lugar geométrico de todas las corrientes que dejan al relé en esta situación.

Drop-out se refiere a la desoperación del relé, ósea la mayor corriente que produce la desactivación del relé.

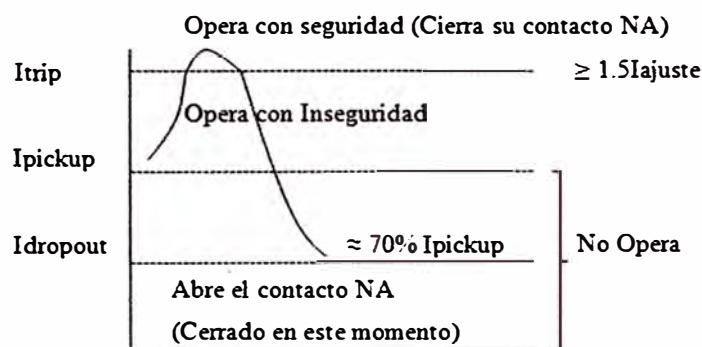


Fig. 2.12 Activación y desactivación del relé

En los casos de falla en los sistemas eléctricos, para asegurar la adecuada operación del relé es necesario ajustar la corriente de modo que cumpla la inecuación:

$$1.5 * I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{ajuste}} \leq I_{\text{cc mínima al final del circuito protegido}} / 1.5$$

El relé debe soportar variaciones rutinarias de carga sin operar absorbiendo estas fluctuaciones, por eso se deja un 50% de margen para la corriente de carga. El relé debe operar con garantía para cualquier corto circuito en el tramo protegido, de este modo la corriente de corto circuito mínima (se da al final del alimentador) es muchas veces mayor que el límite de operación del relé, el factor 1.5 que aparece dividiendo la menor corriente de cortocircuito es para garantizar en el peor caso que la menor corriente de cortocircuito sea 1.5 veces el límite de operación del relé. Una corriente de operación 50% mayor que el límite de operación produce una fuerza de atracción en el embolo o palanca que sobrepasa todos los efectos adversos al movimiento garantizando así la confiabilidad en la actuación del relé.

La fuerza magnética que atrae la palanca es proporcional al cuadrado del flujo magnético:

$$F \propto \Phi^2$$

Los efectos en el relé se muestran enseguida:

$$I_{\text{falla}} \Leftrightarrow FMM = n.i \Leftrightarrow \Phi \Leftrightarrow F \propto \Phi^2 \Leftrightarrow \text{atrae la palanca}$$

El ajuste de la corriente de atracción es realizado por el cambio de tap en la bobina magnetizante del relé, podemos ver en la figura 2.11 suponiendo que la mínima fuerza magnetomotriz necesaria para dejar al relé en el límite de operación es 200 Ampere-espiras (A.e.). Una misma fuerza magnetomotriz siempre generará el mismo flujo magnético Φ el mismo que producirá la misma fuerza de atracción en la palanca. De esta manera se puede conseguir la misma fuerza magnetomotriz, variando el tap (espiras de la bobina magnetizante del relé), en el ejemplo siguiente:

$$TAP 1A \Leftrightarrow 1A.200 \text{ espiras} = 200 \text{ A.e.} \Leftrightarrow \Phi$$

$$TAP 2A \Leftrightarrow 2A.100 \text{ espiras} = 200 \text{ A.e.} \Leftrightarrow \Phi$$

$$TAP 4A \Leftrightarrow 4A.50 \text{ espiras} = 200 \text{ A.e.} \Leftrightarrow \Phi$$

Cabe resaltar que cuando la corriente de operación del sistema eléctrico es igual a la corriente del tap, el relé está en el límite de operación. De esta manera el tap del relé es llamado como corriente de ajuste del relé, es decir: $I_{\text{ajuste}} = \text{Tap del relé}$

Por lo tanto, la corriente de ajuste del relé corresponde exactamente a la situación en el límite de operación del relé, esto es usado ampliamente. Para que el relé opere en una situación de sobrecarga o de cortocircuito, esta corriente debe ser mayor que la corriente

de ajuste del relé. Para tener una idea de si esta corriente es capaz de hacer actuar al relé se define el término múltiplo del relé (M), el cual indica cuantas veces la corriente de falla es mayor que su tap o mayor de su corriente de ajuste. El valor de este múltiplo se define de la siguiente manera: $M = I_s / Tap = I_p / RTC.Tap$

Para un mismo múltiplo del relé, la fuerza de atracción en la palanca es la misma, por lo que el tiempo en que los relés cierran sus contactos provocando el disparo del interruptor son iguales. Considerando por ejemplo, para un mismo tipo de relé con ajustes de taps diferentes más que tengan corrientes de falla correspondiente a un mismo múltiplo, los relés tendrán la misma performance de atracción en la palanca, esto es, su operación será idéntica, así:

$$\begin{aligned} \text{RELÉ A} &\Leftrightarrow \text{TAP 1A con } I_{falla} = 10A \Leftrightarrow M = 10 \\ \text{RELÉ B} &\Leftrightarrow \text{TAP 2A con } I_{falla} = 20A \Leftrightarrow M = 10 \\ \text{RELÉ C} &\Leftrightarrow \text{TAP 4A con } I_{falla} = 40A \Leftrightarrow M = 10 \end{aligned}$$

Se puede acoplar un relé de tiempo monitoreado por el relé de palanca atraída de tal manera de retardar la actuación inmediata del relé, el relé de tiempo sólo entra en servicio cuando el relé actúa.

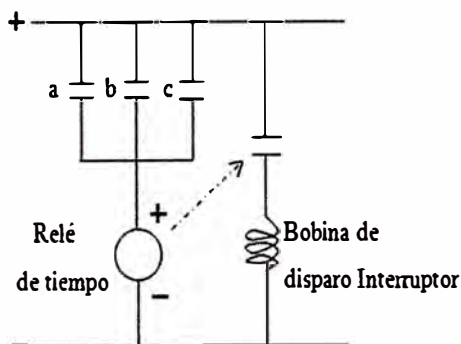


Fig. 2.13 Esquema en DC de la temporización del relé de Palanca

La operación en paralelo de cualquiera de los contactos NA de los relés de fase garantiza la operación del relé de tiempo y la energización de la bobina de disparo del interruptor. Podemos ajustar el tiempo de actuación del relé auxiliar de tiempo (ver Figura 2.13), más su actuación siempre es definida, lo cual quiere decir que su contacto siempre cerrará en el tiempo ajustado no importando la intensidad de la corriente de cortocircuito, por lo tanto el relé auxiliar de tiempo es conocido como relé de tiempo definido.

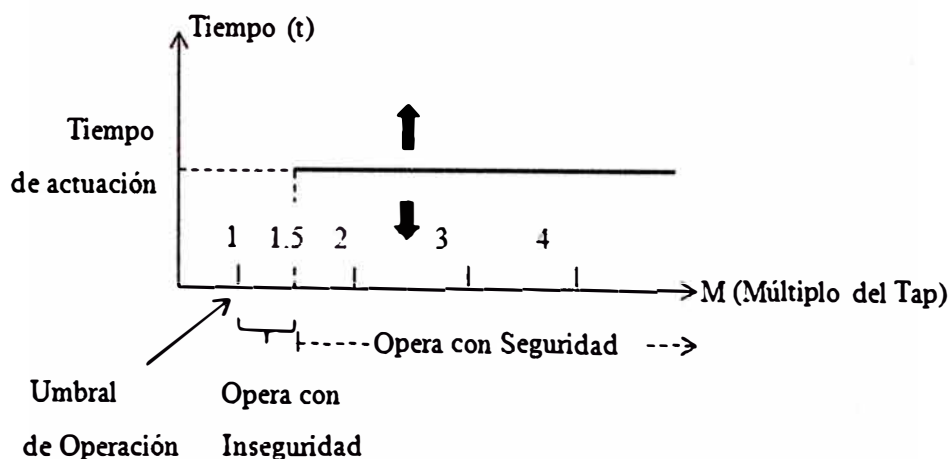


Fig. 2.14 Temporización del relé de tiempo acoplado al relé Electromagnético

2.3 Naturaleza y clasificación de las protecciones

2.3.1 Protección de sobrecorriente de fases y tierra (50/51N)

Se llaman así a aquellas con selectividad relativa que responden a la corriente en el elemento protegido y que operan cuando esa corriente es mayor que un valor predeterminado. Esta protección se dispone, por lo general, de manera que cada protección es primaria para la línea propia y respaldo para la ó las líneas adyacentes.

Este tipo de protección se basa en el aumento de corriente que provocan los cortocircuitos de línea de distribución protegida. Las magnitudes sobre las que se debe actuar para su aplicación son la corriente mínima de operación pick-up y la curva de operación (tiempo inverso y temporizado). Al ocurrir una anomalía en el sistema, de modo que el parámetro sensible del relé sobrepasa su ajuste, este actúa. Por ejemplo, en el caso de los relés de sobrecorriente, si se tiene una corriente de cortocircuito que sobrepase a la corriente de ajuste del sensor del relé, el mismo actúa instantáneamente o temporizado de acuerdo a la necesidad.

TABLA N° 2.2 Clasificación de acuerdo al tiempo de operación

Instantáneos	$t=0, I \geq I_{op}$		
Temporizados	Definido	$t=K, I \geq I_{op}$	
	Inverso	Normal Inverso	$t=K/I$
		Muy Inverso	$t=K/I^2$
		Extremadamente Inverso	$t=K/I^3$

Estas características son aproximaciones debidas que para el caso de relés electromecánicos, la forma de la curva es influenciada por elementos tales como: el resorte de reposición, la inercia de las partes móviles, imanes permanentes de freno, etc. de esta manera en la práctica se obtienen curvas como las indicadas en la figura 2.15.



Fig. 2.15 Curvas

Los relés de sobrecorriente se conectan a transformadores de corriente conectados en estrella y se instalan uno por fase y uno en el neutro, este último es sensible a corrientes homopolares. Por cada relé de fase circula la corriente de la fase correspondiente de la línea, referida al secundario; por el relé del neutro circula una corriente igual al triple de la corriente de secuencia cero u homopolar de la línea, referida al secundario.

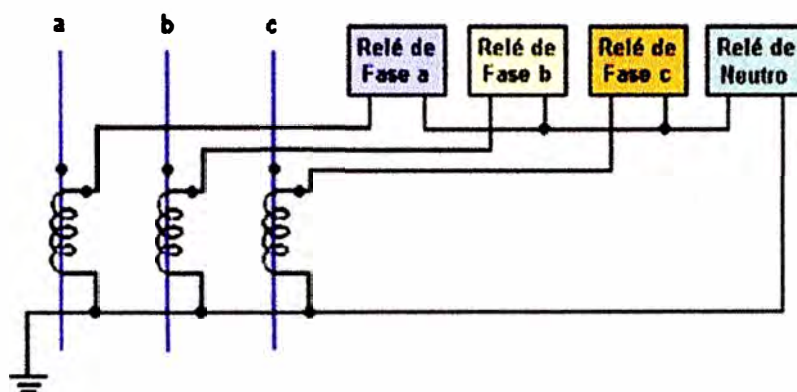


Fig. 2.16 Relés de fase

De la Figura 2.16 se deduce que los relés de fase constituyen la protección contra fallas trifásicas y bifásicas mientras que el relé del neutro es la protección contra fallas a tierra en la línea.

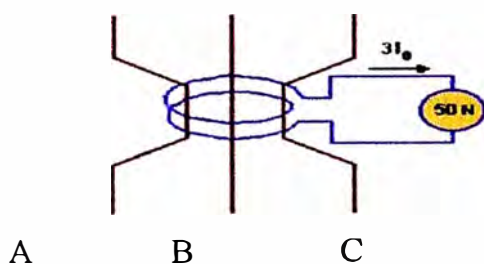


Fig. 2.17 Relé de Secuencia Homopolar

De la Figura 2.17 el relé se puede conectar a un transformador de corriente que abarque las tres fases. Debido a que las corrientes que circulan por los relés de fase y tierra son por lo general distintas para un circuito en estudio, ó para regímenes normales ó anormales de operación, cada uno de estos relés pueden tener diferentes parámetros de ajuste y sensibilidades. Los transformadores de corriente se conectan en estrella, con

conexión residual para relés de tierra en delta y en conexión de secuencia homopolar (Figuras 2.18).

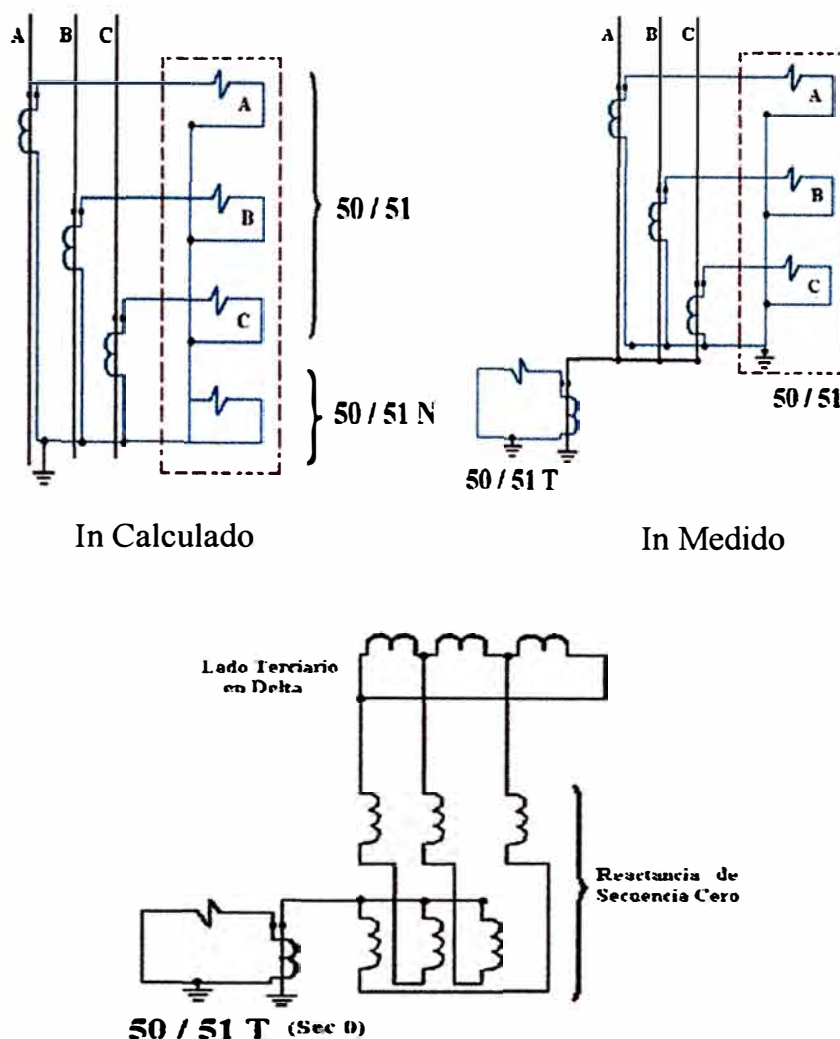


Fig. 2.18 Conexiones para sobrecorriente de fases y tierra

En algunas aplicaciones el tercer devanado de un transformador de potencia es usado para atender una línea larga que alimenta cargas grandes por lo que es conveniente tener la medida la magnitud exacta de las corrientes de falla a tierra, así también se usan reactancias (capacitivas) para regular la tensión del lado terciario.

TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONALES

Estos relés son diseñados para operar, cuando la corriente que circula en el circuito que protegen excede un valor determinado, sin importar en qué dirección fluya la corriente de cortocircuito, es decir cuando: $I_r \geq I_p$ (I_r : Corriente que circula en el relé, I_p : Corriente pre-establecida)

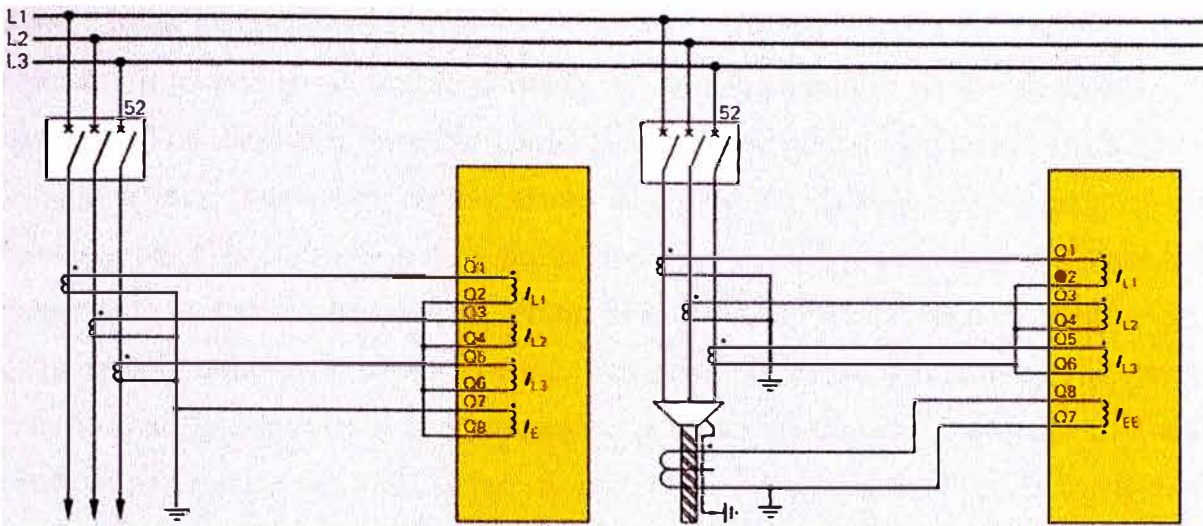


Fig. 2.19 Conexión residual sin elemento direccional

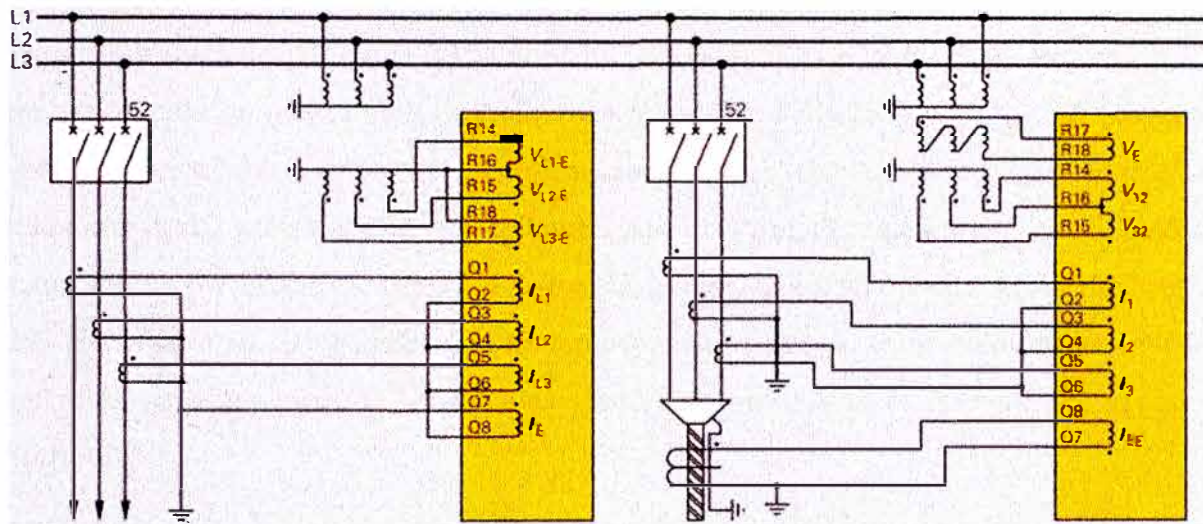


Fig. 2.20 Conexión residual con elemento direccional

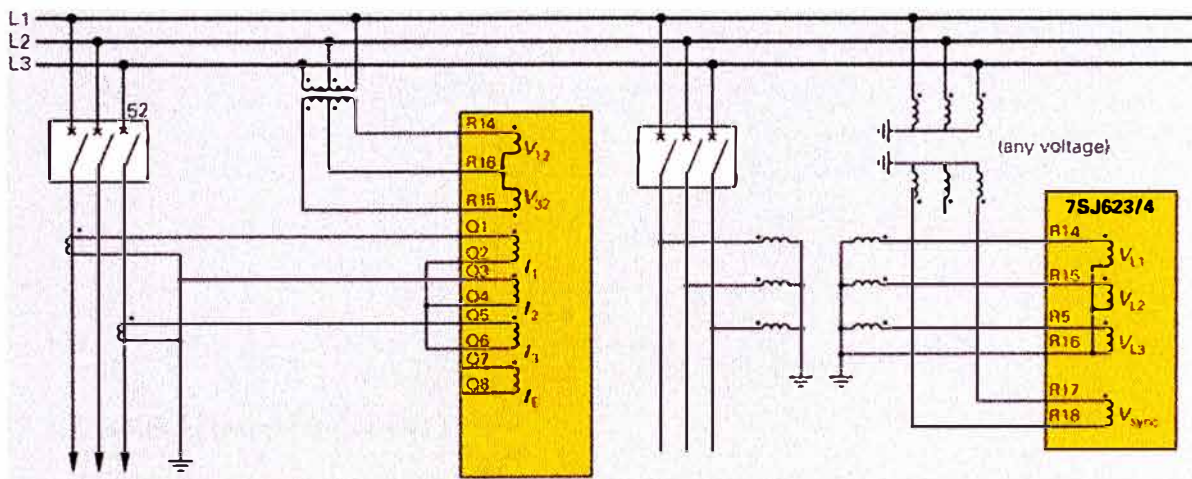


Fig. 2.21 Conexión neutro aislado y para sincrocheck

2.3.1.1 Relés instantáneos (50)

Operan sin un tiempo de retraso ajustado, se componen de una unidad de inducción y una unidad de disparo instantáneo combinadas. Su uso combinado con relés de tiempo inverso o muy inverso es debido a que la protección debe hacerse inherentemente selectiva por ajuste, es decir, si la protección es arreglada por zonas de tal manera de cubrir todo el sistema de potencia, entonces debe tener la capacidad de discriminar y disparar sólo aquellos interruptores más cercanos, propiedad denominada “selectiva”; esto nos hace pensar que el relé instantáneo debe ser escalonado (2 etapas), tal que no opere al presentarse una falla de un sistema adjunto, aun cuando fluya la corriente de cortocircuito máxima. El relé deberá parametrizarse para operar sólo en su propia línea y en condiciones de generación máxima. Con generación reducida el relé puede no operar. En sistemas de poca variación de generación, este tipo de protección puede emplearse para un buen tramo de cada línea protegida. El tiempo depende del proyecto, tipo y fabricación. Los relés electromecánicos más rápidos tienen un tiempo de actuación de 23 ciclos ≈ 383 ms, mientras que los relés digitales tienen un tiempo de actuación de 0.7 ciclos ≈ 11.6 ms. La simbología estandarizada por la ANSI/IEEE es la IEC (International Electrotechnical Commission) a través de la resolución IEC 60617; los relés de sobrecorriente instantáneos son conocidos por el número 50 y por el símbolo $I>>$

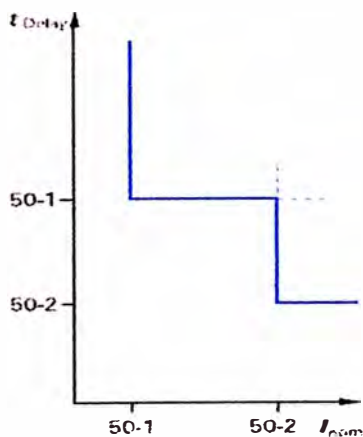


Fig. 2.22 Etapas del relé instantáneo

2.3.1.2 Relés temporizados (51)

Los relés temporizados tienen tiempos de operación establecidos como se esquematiza en la figura 2.23 ó tiempos que son inversamente proporcionales a la magnitud de la corriente. Su aplicación es básicamente en líneas de transmisión pues su aplicación es laboriosa en otros campos debido a que operan para fallas en toda dirección, por lo cual se deben coordinar con todos los relés de líneas contiguas.

En la figura 2.23 se muestran las características tiempo-corriente $T=f(I)$ de relés de sobrecorriente de tiempo definido, inverso, muy inverso y extremadamente inverso. Es usual ver las características de inversa y muy inversa en circuitos alimentadores de potencia, donde no se presentan problemas de coordinación y cargas acumuladas. La característica extremadamente inversa se usa en circuitos de distribución donde hay una acumulación de cargas con fuentes de control automático tales como bombas para agua, calentadores, refrigeradores, etc.

Las acumulaciones de carga en un punto del sistema producen a menudo picos de corrientes altos y luego de un breve tiempo se re-energiza el alimentador. La característica extremadamente inversa del relé permite un arranque eficiente con estas cargas y asimismo provee una protección adecuada de fallas, la que puede hacerse selectiva colocando fusibles en otras partes del circuito. El uso de la característica inversa y muy inversa es generalmente más conveniente en la protección de líneas largas. En una línea larga puede verse una marcada diferencia entre las corrientes de falla según donde se presenten estas a lo largo de la línea, así el tiempo de operación depende de la proximidad de la falla a la fuente. Esto hace que obtener el tiempo propio de coordinación sea más fácil.

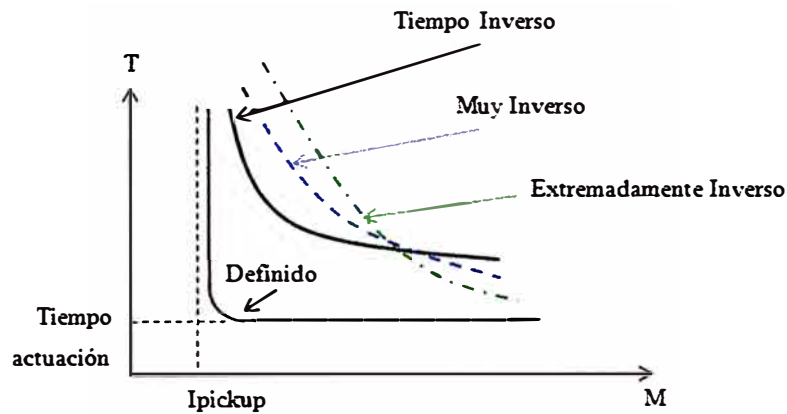


Fig. 2.23 Curvas características

Ajuste de tiempo del relé de sobrecorriente de tiempo inverso

En este tipo de relé no se escoge el tiempo más si la curva bajo la cual el relé se ceñirá en su operación. Esta curva se escoge de acuerdo a las características y condiciones de la coordinación de los relés presentes en la protección con el cuál esta interrelacionado. La coordinación depende de una escala de tiempos de actuación distintos para una misma corriente de falla. Esto nos asegura una selectividad y secuencia en la apertura de circuitos por los interruptores más cercanos a la falla, teniendo siempre como objetivo dejar el menor número de consumidores sin energía.

Para un relé electromecánico, las diferentes curvas mostradas en la figura 2.24 son relativas a las diferentes distancias entre los contactos fijos y móviles del relé; los fabricantes proveen las curvas de actuación en base a un porcentaje.

Curvas: 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90%, 100%

Cabe resaltar que todas las curvas están referenciadas a la curva de 100%, por lo que las otras curvas tienen su tiempo referido a la curva de 100%; quiere decir que para un cortocircuito, el tiempo de actuación del relé corresponde a un porcentaje en relación al tiempo de la curva 100%.

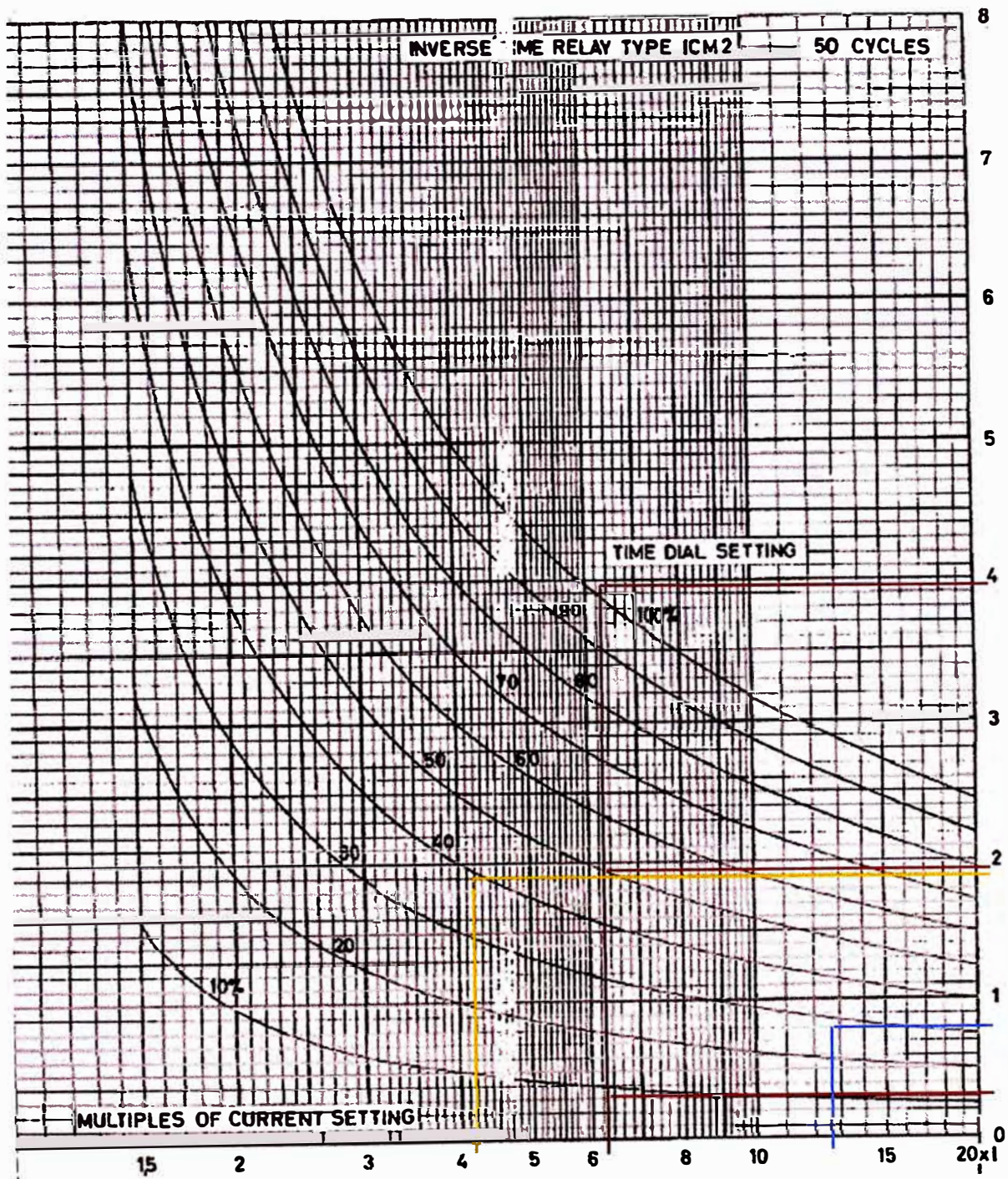


Fig. 2.24 Curva de actuación de un relé electromecánico [7]

Por ejemplo, de la figura arriba indica que para un cortocircuito con $M = 6$ se tienen los siguientes tiempos de operación:

- Tiempo en Curva 100% = 4s
- Tiempo en Curva 50% = 2s
- Tiempo en Curva 10% = 0.4s

Luego el tiempo de actuación del relé en la curva 10% es de 0.4s que corresponde al 10% del tiempo en la curva 100%.

Las curvas inversas de la figura 2.24 de los relés electromecánicos son dados a partir del múltiplo 1.5, que corresponde a un torque 50% superior al torque del umbral de operación del relé con el cual el fabricante garantiza una repetida actuación de los relés en la correspondiente curva.

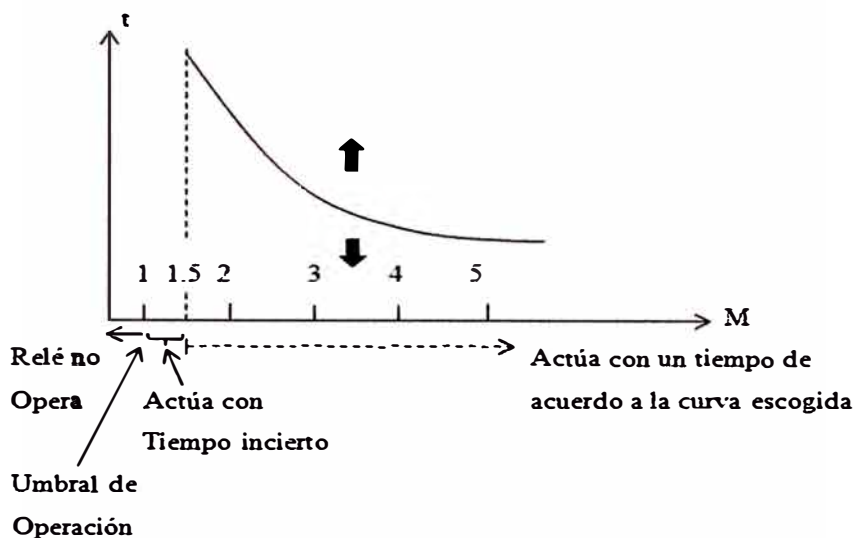


Fig. 2.25 Curva tiempo Inverso

El valor de $M = 1$ corresponde a un valor de corriente correspondiente al valor de su tap. Por tanto el relé en esta condición está en el límite de operación. Entre el valor de 1 a 1.5 el relé electromecánico opera con un pequeño torque no produciendo un buen funcionamiento en el cierre de su contacto sin garantizar la operación de la protección, por lo que imposibilita la adecuada coordinación en este tramo.

Para evitar que el relé actúe entre los múltiplos 1 a 1.5, se debe ajustar el relé para que actúe de acuerdo a la siguiente inecuación:

$$1.4 - 1.5 I_{nominal\ de\ carga} \leq I_{ajuste} \leq I_{cc\ mínima\ al\ final\ del\ circuito\ protegido/a}$$

Donde: $a = 1.5$ para relés electromecánicos ó 1.1 para relés digitales.

Los digitales no están sujetos a las limitaciones de los electromecánicos, como son: efecto de temperatura que produce una dilatación diferenciada en los componentes, presión atmosférica que cambia la densidad de los componentes metálicos, humedad

que provoca mayor aceleración en la corrosión de los metales, por esta razón en los relés digitales los fabricantes garantizan que las curvas de actuación comienzan en un múltiplo de 1.1. Lo ideal en la protección es que todos los relés tengan una misma característica de inclinación de las curvas, de este modo la coordinación se facilita y se consigue garantía de coordinación en todas las corrientes de cortocircuito del sistema.

Una de las ventajas de los relés digitales es que los mismos posibilitan:

- Ajustar las inclinaciones de las curvas de tiempo.
- Crear curvas propias de actuación.
- Simular curvas normalizadas de actuación de relés electromecánicos.

El digital opera asociando una curva a una función que reproduce una curva normalizada. Esta función es la expresión 2.1 que representa las curvas de tiempo por múltiplos de los relés electromecánicos establecidos por la IEC, I^2t y por la C37.112-1996 IEEE Standard Inverse Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays.

$$t_{actuación} = T_{curva} \left(\frac{K}{M^{\alpha-\beta}} + L \right) \dots \dots \dots (2.1)$$

T_{curva} (T_p): Múltiplo de tiempo de las curvas de tiempo del relé electromecánico

Ejemplo: curva 100% = $T_{curva} = 1$

$t_{actuación}$: tiempo de actuación del relé en segundos (tiempo de disparo)

$M = I/I_{ajuste}$: Múltiplo del relé

K, α, L y β : Coeficientes de acuerdo a la tabla 2.3

TABLA N° 2.3 Coeficientes expresión 3.1

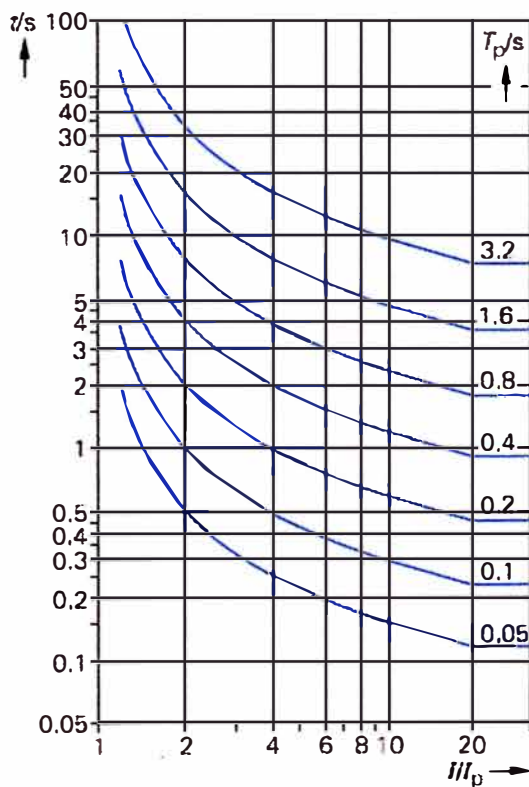
Norma	Tipo de curva	K	α	L	β
IEC	Curva Inversa	0.14	0.02	0	1
	Moderadamente Inversa	0.05	0.04	0	1
	Muy Inversa	13.5	1	0	1
	Extremadamente Inversa	80	2	0	1
IEEE	Moderadamente Inversa	0.515	0.02	4.91	1
	Muy Inversa	196.1	2	1.217	1
	Extremadamente Inversa	282	2	0	0
I^2t	Curva I^2t	100	2	0	0
todas	Tiempo Definido	0	-	cualquier	1

Las inclinaciones de la curva de tiempo del relé según IEC, son conocidas como:

IEC	Inversa	Clase A
	Muy Inversa	Clase B
	Extremadamente Inversa	Clase C

Curvas características del tiempo de disparo según IEC

Según IEC 60255-3 o BS 142, capítulo 3.5.2 (véase también las figuras 4-1 y 4-2)	
INVERSA (Tipo A)	$t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} \cdot T_p \quad [s]$
INVERSA CORTA (Tipo B)	$t = \frac{13.5}{(I/I_p)^1 - 1} \cdot T_p \quad [s]$
EXTREM. INVERSA (Tipo C)	$t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p \quad [s]$
INVERSA LARGA (Tipo B)	$t = \frac{120}{(I/I_p)^1 - 1} \cdot T_p \quad [s]$
Aquí significa t Tiempo de disparo T_p Valor de ajuste del multiplicador de tiempo I Intensidad de falta I_p Valor de ajuste de la intensidad	
Los tiempos de disparo para $I/I_p \geq 20$ son idénticos a los de $I/I_p = 20$	
Para la corriente homopolar debe leerse $3I_0$ en lugar de I_{3I_0} y T_{3I_0} en lugar de T_p ; para las faltas a tierra I_{E2} debe leerse I_{E2} en lugar de I_p así como T_{E2} en lugar de T_p	
Umbral de arranque	aprox. $1.10 \cdot I_p$



$$t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} T_p$$

Ajuste de corriente de actuación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso

El ajuste de la corriente de actuación es hecho escogiendo el tap sobre la bobina magnetizante del relé electromecánico. El relé fija su umbral de operación exactamente como lo detallamos anteriormente, así también el ajuste de su corriente de actuación es el correspondiente a su tap.

Suponiendo que la mínima fuerza magnetomotriz necesaria para hacer al relé operar sea $F = NI$, así si F es la misma, generará dentro del relé el mismo flujo Φ que a su vez producirá el mismo torque, de esta manera una misma F es conseguida usando varios taps.

Todos los taps con sus respectivas corrientes generan la misma fuerza magnetomotriz que producen el mismo flujo y que dejan al relé en el límite de operación lo que quiere decir que consumen la misma energía (potencia aparente); si en cada tap el consumo de potencia aparente es el mismo el secundario del Transformador de Corriente ve al relé con un misma potencia (burden) en VA.

$$P_1 = P_2$$

$$Z_1(\text{Tap}_1)^2 = Z_2(\text{Tap}_2)^2$$

La nueva impedancia correspondiente al cambio del Tap 1 al Tap 2 será:

$$Z_2 = Z_1 (\text{Tap}_1/\text{Tap}_2)^2$$

Se debe siempre escoger una corriente de ajuste del relé lo más próximo posible al límite inferior. De este modo la sensibilidad será mayor y tendrá el alcance hasta el final de su circuito protegido. La corriente mínima de cortocircuito al final del tramo protegido deberá ser obtenida durante la operación de una carga leve del sistema eléctrico en estudio.

La protección pone mucho énfasis a las fallas monofásicas debido que el menor cortocircuito es bifásico.

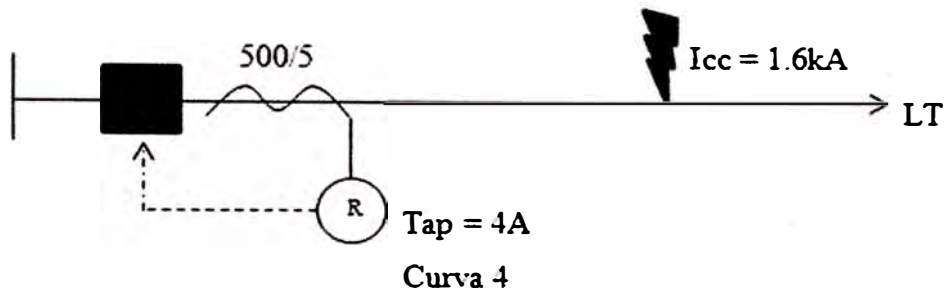
De acuerdo con los tipos de generadores, el cálculo del cortocircuito bifásico puede ser efectuado considerando dos tipos de generadores síncronos en próximos a la zona del cortocircuito:

Para Generadores de síncronos de rotor liso:

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}I_{cc3\phi}}{2}$$

Para Generadores síncronos de polos salientes, se deben calcular las corrientes de cortocircuito a través de las componentes simétricas aplicadas al sistema eléctrico.

Aplicación 1: Tomando el relé cuyas graficas tiempo vs corriente correspondan al de la figura 2.27, determinaremos el tiempo de actuación del relé para un cortocircuito mostrado en el grafico siguiente:



$$M = \frac{I_p}{RTC * Tap}$$

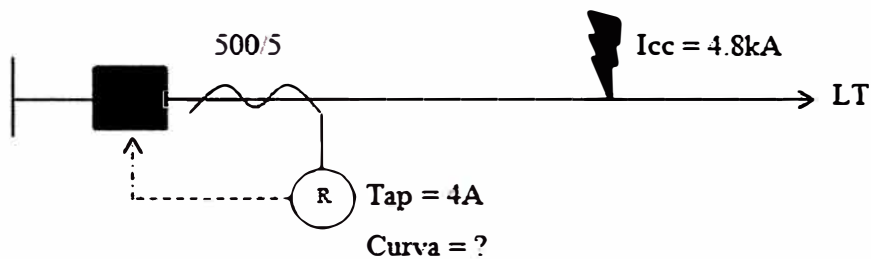
$$M = \frac{1600}{\frac{500}{5} * 4}$$

$$M = 4$$

Con $M = 4$ en la curva 4 de la figura 3.3.1 se tiene:

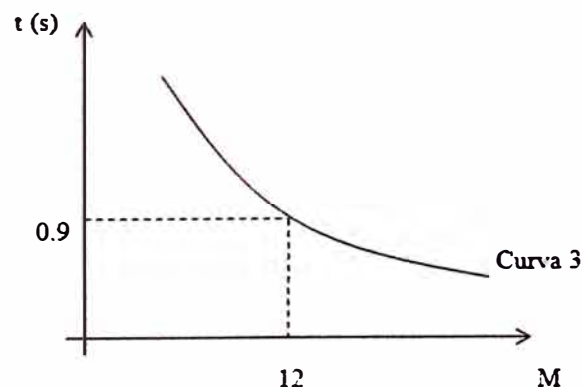
$$t \text{ actuación} = 2s$$

Aplicación 2: Para el relé de la figura 3.3.1, cuál deberá ser la curva a escoger si queremos que el tiempo de actuación del mismo sea de 0.9 segundos.



$$M = \frac{4800}{\frac{500}{5} * 4} = 12$$

Según el gráfico 3.3.1 con $M = 12$ y tiempo de actuación 0.9s (54 ciclos) se obtiene la correspondiente curva que pasa por dicho punto, en este caso es la curva 30%.



Relé de sobrecorriente temporizado con elemento instantáneo

Este relé se conoce con el número 50/51, es un relé de sobrecorriente temporizado (51) que incorpora en su circuito una unidad instantánea (50), ésta última unidad se utiliza para corrientes mayores. La corriente de ajuste del elemento instantáneo es hecha a partir del TAP del relé de sobrecorriente temporizado, así:

$$I_{\text{ajuste del instantáneo}} = X \cdot I_{\text{ajuste del relé}}$$

El desempeño de la actuación del relé digital 50/51, M en función del tiempo es:

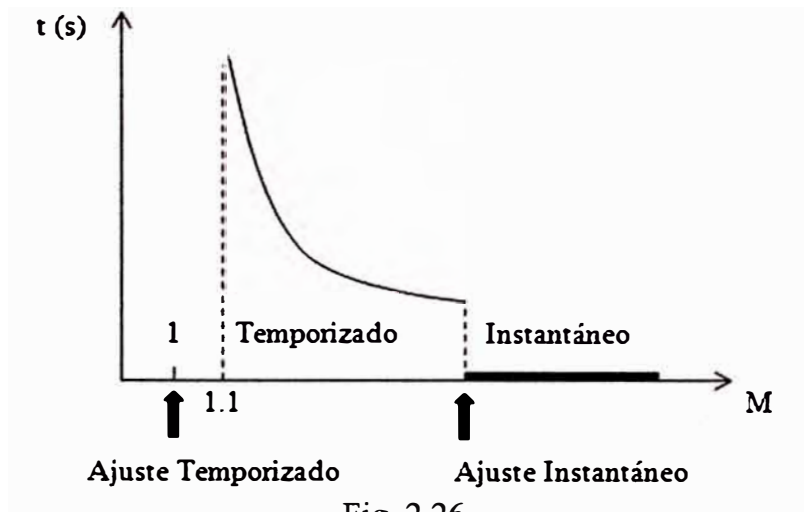


Fig. 2.26

De la figura 2.26 se desprende que dependiendo del valor que alcance la corriente de corto circuito actuara la unidad 50 o 51 del relé.

Actuación unidad temporizada (51):

$$1.1 \cdot I_{\text{ajuste}} \leq I_{\text{cc}} \leq I_{\text{ajuste instantáneo}}$$

Actuación unidad instantánea (50):

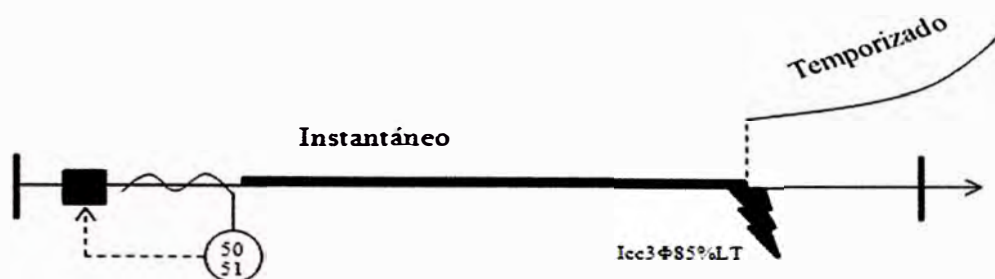
$$I_{\text{cc}} > I_{\text{ajuste instantáneo}}$$

Debido a que la unidad instantánea no es temporizada, para evitar actuaciones de otros relés su ajuste debe ser tal que no alcance a otros relés. Por esta razón la corriente de ajuste del instantáneo debe ser calculada de modo que haya selectividad es decir sin sobrepasar su zona de actuación. Se acostumbra ajustar el instantáneo para un cortocircuito trifásico, que por tratarse de una falla extrema, dicha línea debe ser removida del sistema de manera inmediata. Por esta razón su alcance se da hasta el 85% de la línea de transmisión protegida.

$$I_{\text{ajuste instantáneo}} = I_{\text{cc}3\Phi} \text{ al } 85\% \text{ LT}$$

El 15% de holgura nos garantiza que la actuación del relé no sobre alcance al relé en el lado extremo de la línea protegida. Por lo tanto, para cualquier falla trifásica entre el punto de instalación del relé 50/51 y el punto al 85% de la línea de transmisión, actuaría

la unidad instantánea 50. La filosofía de la protección se cumple atendiendo al hecho de que cuanto mayor sea el peligro, más rápida será la eliminación de la falla.



En el caso de los relés electromecánicos se tiene un único ajuste para la unidad instantánea por lo que todos los tipos de fallas son referenciados a este ajuste para hacer o no actuar al relé. Es un hecho que los cortos bifásicos son menores a los cortos trifásicos, entonces su alcance se restringe sólo al 57% de la línea de transmisión, para el caso de los relés digitales se deben tener dos ajustes instantáneos que son:

. Falla 3Φ:

$$I_{\text{ajuste instantáneo}} = I_{cc3\Phi} \text{ al } 85\% \text{ LT}$$

. Falla 2Φ:

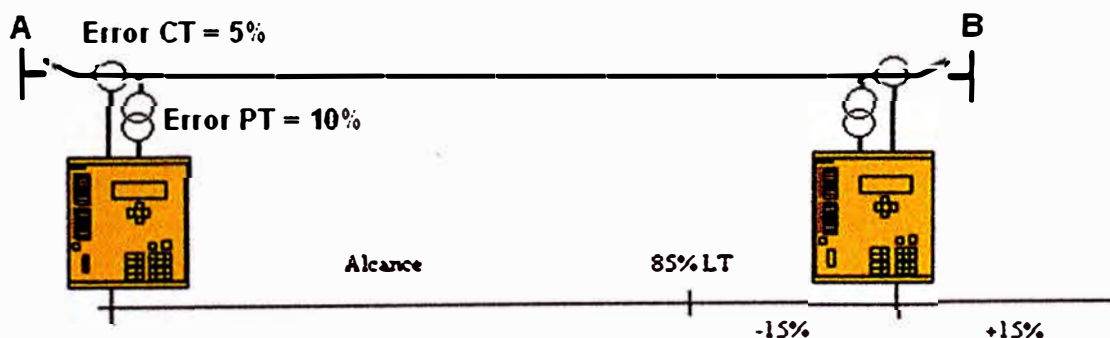
$$I_{\text{ajuste instantáneo}} = I_{cc2\Phi} \text{ al } 57\% \text{ LT}$$

Como en los relés electromecánicos se tiene un único ajuste instantáneo entonces:

$$I_{\text{instantáneo}} = I_{cc3\Phi}85\%LT = I_{cc2\Phi}57\% \text{ LT}$$

$$I_{cc2\Phi} = \frac{\sqrt{3}I_{cc3\Phi}}{2} = 86\%I_{cc3\Phi}$$

Se deduce que cuando ocurre una falla, el relé digital debe primero discernir el tipo de falla en la línea de transmisión, en seguida hacer una comparación de acuerdo a su ajuste, de esta manera se garantiza que el 85% de la línea estará cubierta por la protección instantánea. La necesidad de ajustar el alcance de la protección hasta un 85% de la línea de transmisión para cortocircuitos trifásicos radica en el hecho de que el error en la medición de los transformadores de corriente es de aproximadamente un 10% y el de los transformadores de tensión es de aproximadamente un 5% por lo que hay un error total de $\pm 15\%$. El hecho de asegurar la actuación del relé dentro de la línea protegida nos obliga a fijar el ajuste instantáneo sólo hasta el 85% de la longitud de la línea.



2.4 Cortocircuitos

2.4.1 Cortocircuito 3Φ en un sistema Radial

El cortocircuito tripolar representa para la red una carga simétrica. Las tensiones de las tres fases en el punto de cortocircuito son nulas.

Por lo tanto se cumple: $V_a = V_b = V_c = 0$

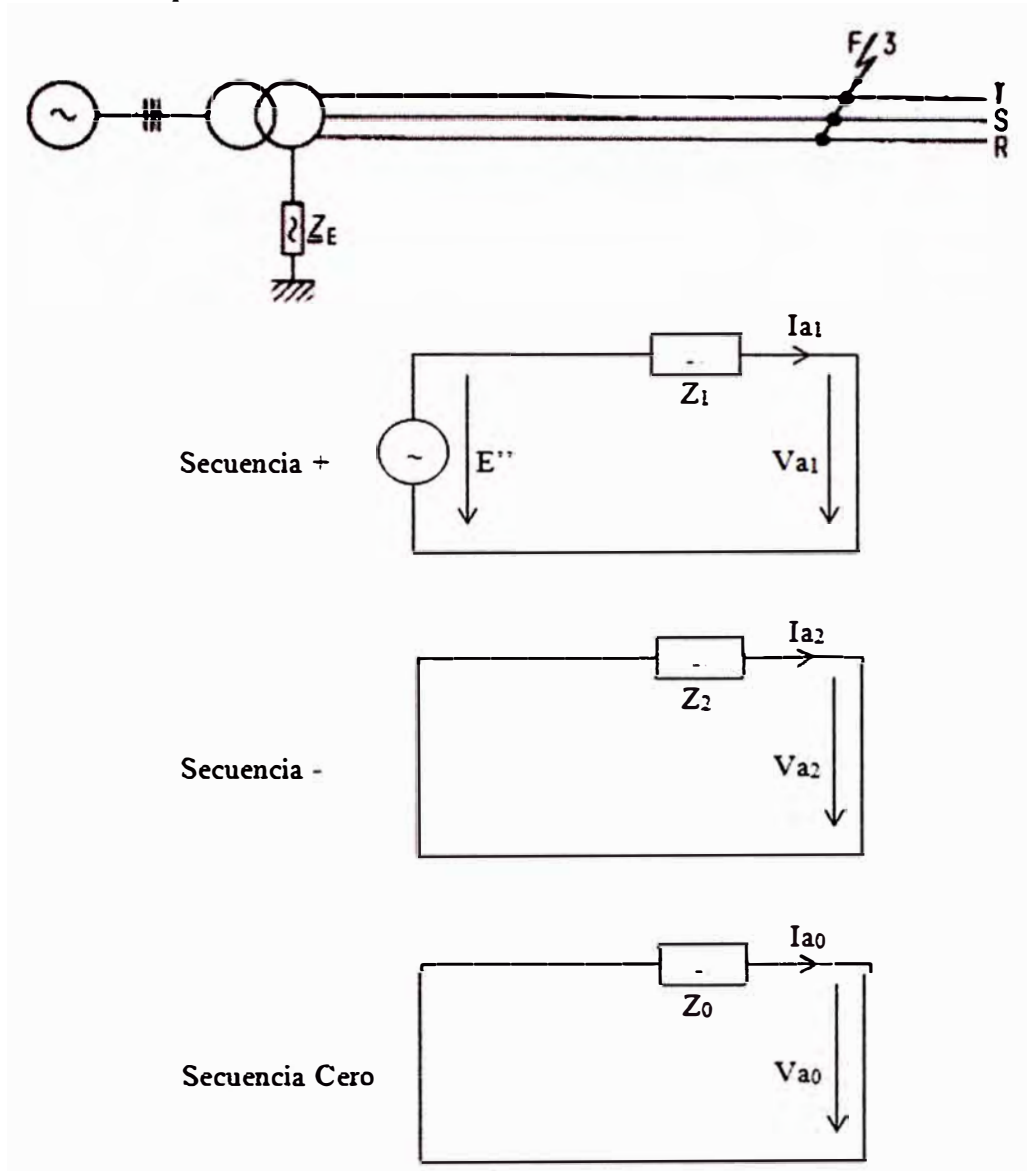


Fig. 2.27 Redes monofásicas de secuencia para falla tripolar

Tomando la fase A como referencia, tendremos las siguientes relaciones:

$V_1 = V_2 = V_0 = 0$, la figura 2.27 nos muestra el esquema equivalente, con la fuerza electromotriz inicial del generador E'' , correspondiente a la combinación de las redes monofásicas. [12]

$$\text{Secuencia +: } V_{a1} = E'' - I_{a1}Z_1 = 0; I_{a1} = E''/Z_1 \dots \dots \dots (2.2)$$

$$\text{Secuencia - : } V_{a2} = -I_{a2}Z_2 = 0; I_{a2} = 0$$

$$\text{Secuencia 0: } V_{a0} = -I_{a0}Z_0 = 0; I_{a0} = 0$$

Usando la expresión matricial:

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

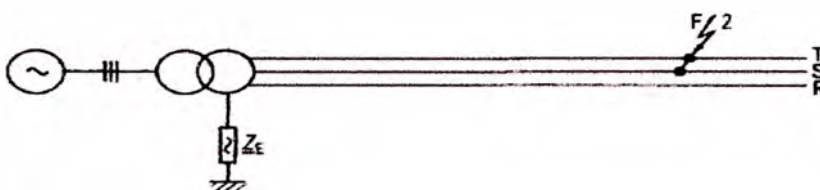
Por lo tanto:

$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$, donde $I_a = I_{a1} = E''/Z_1 = I_{cc}3\Phi$, es la corriente de cualquier fase.

2.4.2 Cortocircuito 2Φ en un sistema radial sin contacto a tierra

Este tipo de falla representa para la red una carga asimétrica. Tomando A como referencia se cumple:

$V_b = V_c; I_a = 0; I_b = -I_c$



$V_b - V_c = V_{a1} - V_{a2} = 0; V_{a1} = V_{a2}$

$3I_{a0} = I_a + I_b + I_c = 0; I_{a0} = 0 = V_{a0}/Z_0; V_{a0} = 0$

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

$I_b = a^2I_{a1} + aI_{a2} = (a^2 - a)I_{a1}$

$I_c = aI_{a1} + a^2I_{a2} = (a - a^2)I_{a1}$

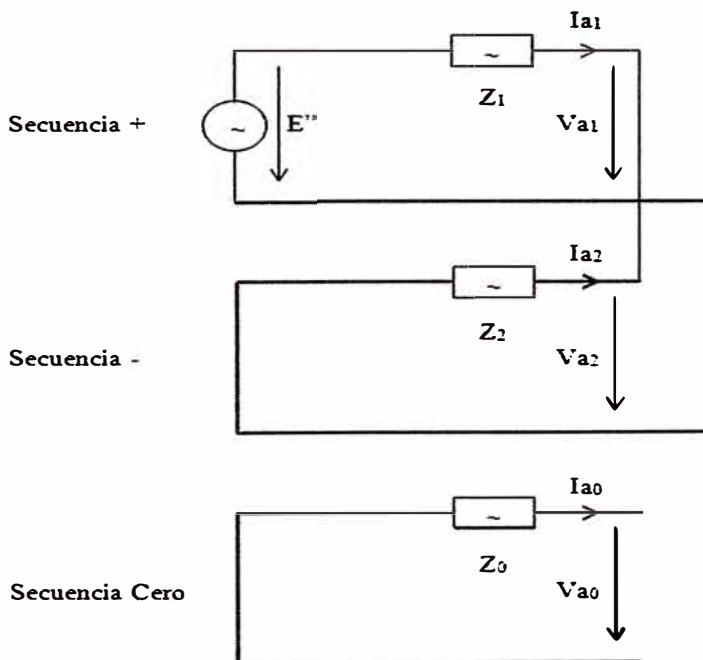


Fig. 2.28 Combinación de redes monofásicas para Falla Bipolar

Se cumplen las siguientes relaciones:

Secuencia +: $V_{a1} = E'' - I_{a1}Z_1 \dots \dots \dots (2.3)$

Secuencia - : $V_{a2} = -I_{a2}Z_2$

Secuencia 0: $V_{a0} = -I_{a0}Z_0 = 0$; $I_{a0} = 0$

Como $V_{a1} = V_{a2}$ e $I_{a1} = -I_{a2}$

$$E'' - I_{a1}Z_1 = I_{a1}Z_2 \quad \text{entonces: } E'' = I_{a1}(Z_1 + Z_2) \quad \text{y} \quad I_{a1} = \frac{E''}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_b = (a^2 - a) \frac{E''}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_c = (a - a^2) \frac{E''}{Z_1 + Z_2} \quad \text{siendo } a = 1 \angle 120^\circ; \quad a^2 - a = \sqrt{3} \angle -90^\circ$$

$$\text{Luego: } I_b = -j\sqrt{3} \frac{E''}{Z_1 + Z_2}$$

Siendo que el sistema de distribución generalmente está lejos del generador. Se puede considerar que la impedancia de secuencia positiva Z_1 es igual a la impedancia de secuencia negativa Z_2 . Así, los modelos conectados en paralelo son:

$$\text{Si: } Z_1 = Z_2 \quad \text{entonces } I_b = -j\sqrt{3} \frac{E''}{2Z_1} \quad \text{e} \quad I_c = j\sqrt{3} \frac{E''}{2Z_1}$$

$$V_{a0} = 0 \quad \text{la tensión } V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} = 2V_{a1}$$

$$\text{De la ecuación 3.3: } V_a = 2(E'' - I_{a1}Z_1) \quad \text{siendo } Z_1 = Z_2$$

$$V_a = 2(E'' - (E''/2Z_1)Z_1)$$

$$V_a = E''$$

La impedancia de puesta a tierra Z_E no interviene en el cortocircuito pues $V_{a0} = 0$.

El modulo del cortocircuito 2Φ en función del cortocircuito 3Φ será:

$$I_{cc2\Phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E''}{Z_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3\Phi}$$

$$\text{Por lo tanto: } I_{cc2\Phi} = \frac{\sqrt{3}I_{cc3\Phi}}{2} = 86\%I_{cc3\Phi}$$

De todas las fallas, la que tiene mayor ocurrencia es el cortocircuito monofásico a tierra. Dependiendo del sistema, los cortocircuitos monofásicos a tierra, prácticamente el 90% son temporales el resto son permanentes. Cuando un cortocircuito es permanente, la protección debe abrir definitivamente el circuito.

En el caso de fallas temporales en los que no hubiese daños permanentes al sistema, la protección debe tener la capacidad de reponer el circuito una vez despejada la falla, lo que quiere decir que no se debe abrir definitivamente el circuito, dejando los consumidores sin energía.

Cuando ocurre un cortocircuito, la protección actúa, espera un cierto tiempo, reconecta el sistema eléctrico.

En los sistemas de distribución, constituido por varios circuitos alimentadores, las cargas conectadas son pequeñas, por lo que la energía involucrada es pequeña y permite apertura y recierres trifásicos. En este caso la corriente de energización (inrush) es pequeña y no daña ostensiblemente al sistema, por lo cual muchas veces el reconector se ajusta hasta en cuatro maniobras de recierre.

Para los sistemas de potencia, como la energía eléctrica transmitida es mayor se pueden usar:

- . Recierre Tripolar
- . Recierre Monopolar

El proceso de apertura y energización de un sistema eléctrico envuelve mucha energía lo cual provoca inrush, que provoca arco eléctrico, transitorios de corriente y tensión, armónicos, sobretensiones de maniobra, envejecimiento de los componentes del sistema disminuyendo su vida útil, deterioro de los contactos de los interruptores, etc.

	1		2		3		4			
Name	PRE-FALLA		FALLA FASE A		TIEMPO MUERTO		POST-FALLA			
VL1-E	57.73 V	0.00 ° 60.000 Hz	12.35 V	0.00 ° 60.000 Hz	0.000 V	0.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	0.00 ° 60.000 Hz		
VL2-E	57.73 V	-120.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	-120.00 ° 60.000 Hz	0.000 V	-120.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	-120.00 ° 60.000 Hz		
VL3-E	57.73 V	120.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	120.00 ° 60.000 Hz	0.000 V	120.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	120.00 ° 60.000 Hz		
IIL1	200.0 mA	30.00 ° 60.000 Hz	2.000 A	-18.14 ° 60.000 Hz	0.000 A	0.00 ° 60.000 Hz	200.0 mA	0.00 ° 60.000 Hz		
IIL2	200.0 mA	-90.00 ° 60.000 Hz	0.000 A	0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A	-120.00 ° 60.000 Hz	200.0 mA	-120.00 ° 60.000 Hz		
IIL3	200.0 mA	150.00 ° 60.000 Hz	0.000 A	0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A	120.00 ° 60.000 Hz	200.0 mA	120.00 ° 60.000 Hz		
V(2)-1	57.73 V	0.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	0.00 ° 60.000 Hz	0.000 V	0.00 ° 60.000 Hz	57.73 V	0.00 ° 60.000 Hz		
CMC Ref	0 output(s) active		0 output(s) active		0 output(s) active		0 output(s) active			
Trigger	⌚	3.000 s	⚡		⌚	2.000 s	⌚	3.000 s		
Time Assessment										
	Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessment
1	DEAD TIME PRE-FALLA		Trip 0>1	Bin. in 1 0>1	550.0 ms	100.0 ms	100.0 ms	648.6 ms	98.60 ms	+

Figura 3.3.6 Recierre Tripolar falla Monofásica

En la gran mayoría de casos el recierre es tripolar como el de la figura 3.3.6 con una sola maniobra, para los sistemas de alta y extra alta tensión ($\geq 220\text{kV}$) los cortocircuitos más probables son los monofásicos a tierra con características temporales, y para atenuar el impacto al sistema de la corriente inrush es conveniente utilizar la apertura y recierre monopolar del interruptor de la fase en falla. En esta condición el sistema opera desequilibrado con solo dos fases energizadas. Después del tiempo muerto ($\sim 700\text{ms}$ para sistemas de 220 kV), se realiza el recierre monopolar de la fase en falla. Si la falla fuese temporal, el sistema volverá a operar de manera normal. Si la falla fuese permanente, nuevamente la protección detecta la corriente de cortocircuito y provoca la apertura tripolar definitiva del tramo en falla.

CAPITULO III APLICACIONES

3.1 Recierre (79)

El recierre (reclosure) se hace con un relé de tiempo el cuál cierra su contacto normalmente abierto (NA) activando el circuito de cierre del interruptor después de un tiempo ajustado (tiempo muerto). El relé de recierre está en serie con el contacto auxiliar NC del interruptor. Por lo que en operación normal del sistema eléctrico el contacto NC está abierto, dejando desactivado el recierre. El relé 79 sólo entra en operación cuando el interruptor abre. Para entender mejor este principio veremos el esquema funcional DC de la figura 3.1

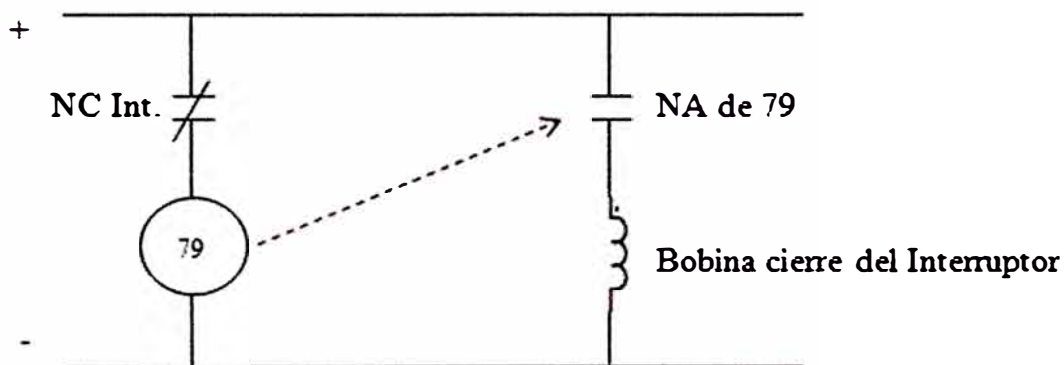


Fig. 3.1 Esquema Funcional DC del relé de recierre

El tiempo ajustado del relé de recierre es llamado tiempo muerto, porque durante este lapso el sistema o la correspondiente fase fija su tensión. La función del recierre tiene como objetivo provocar en la zona de falla la extinción del arco eléctrico y la desionización del aire que hace posible el arco eléctrico.

El uso de un tiempo muerto grande garantiza la no re ignición del arco eléctrico más aumenta el tiempo de discontinuidad del servicio, he aquí algunos valores de tiempo muerto en función al nivel de tensión.

- 1.0s para recierres monopolares en 500 kV
- 0.7s para recierres tripolares en 220 kV

- 0.5s para recierres tripolares en 138 kV

La figura 3.2 muestra la corriente, para una falla temporaria 1Ø con recierre exitoso.

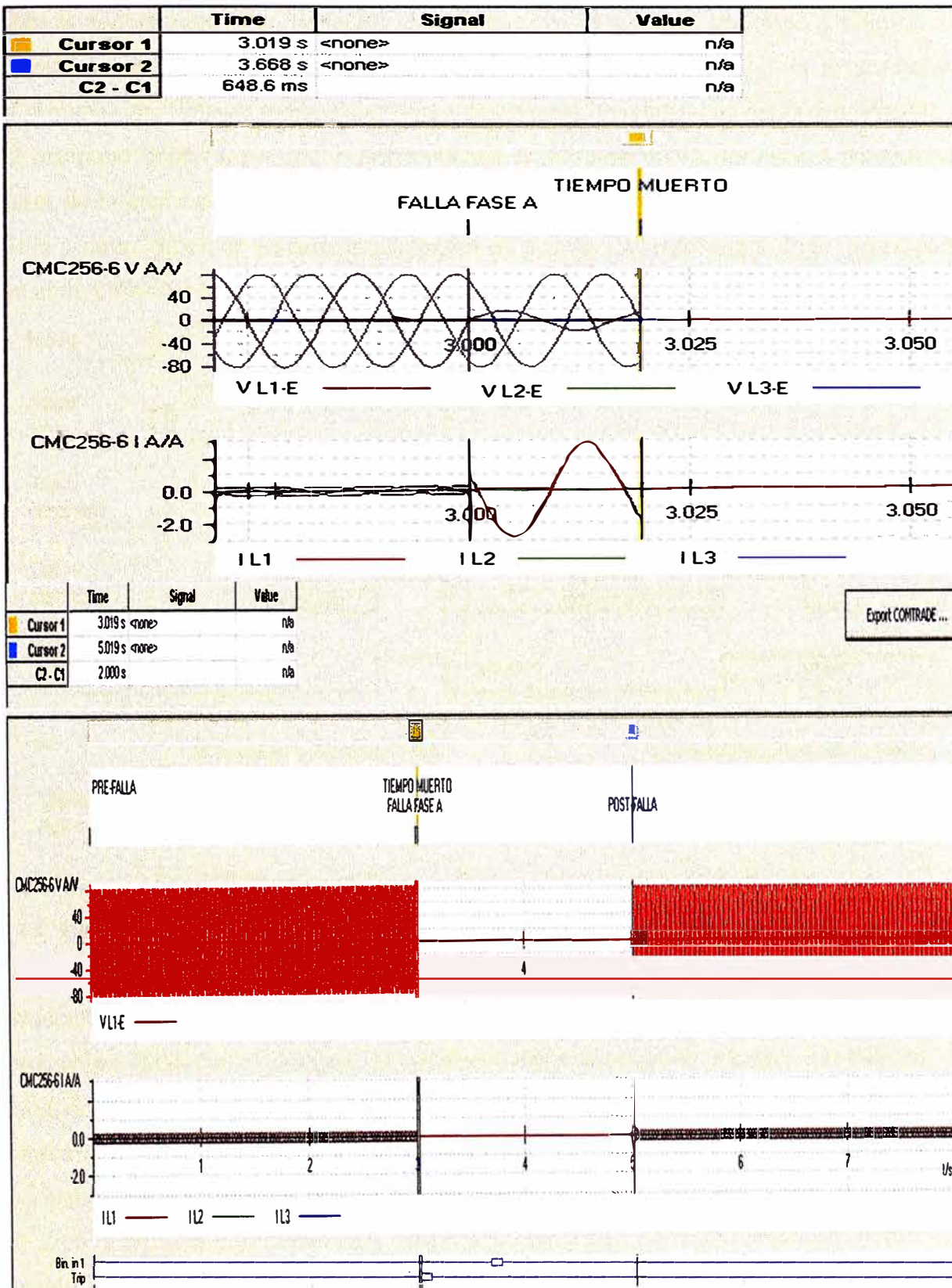


Fig. 3.2 Espectro de Corriente Icc 1Ø-t

El arranque de la función de recierre significa la memorización de la primera señal de disparo durante una falla en la red, que fue generada por una función de protección que trabaja con recierre. Por lo tanto, el arranque, en el caso de recierres múltiples, se efectúa únicamente con la primera orden de disparo. La memorización de esta señal es el requisito previo para todas las acciones posteriores del equipo de recierre automático. El arranque tiene mayor importancia cuando la primera orden de disparo no aparece antes de la expiración del tiempo de acción. El recierre no se arranca si en el momento de la primera orden de disparo el interruptor de potencia no está dispuesto al menos para un ciclo OFF-ON-OFF (disparo-cierre-disparo).

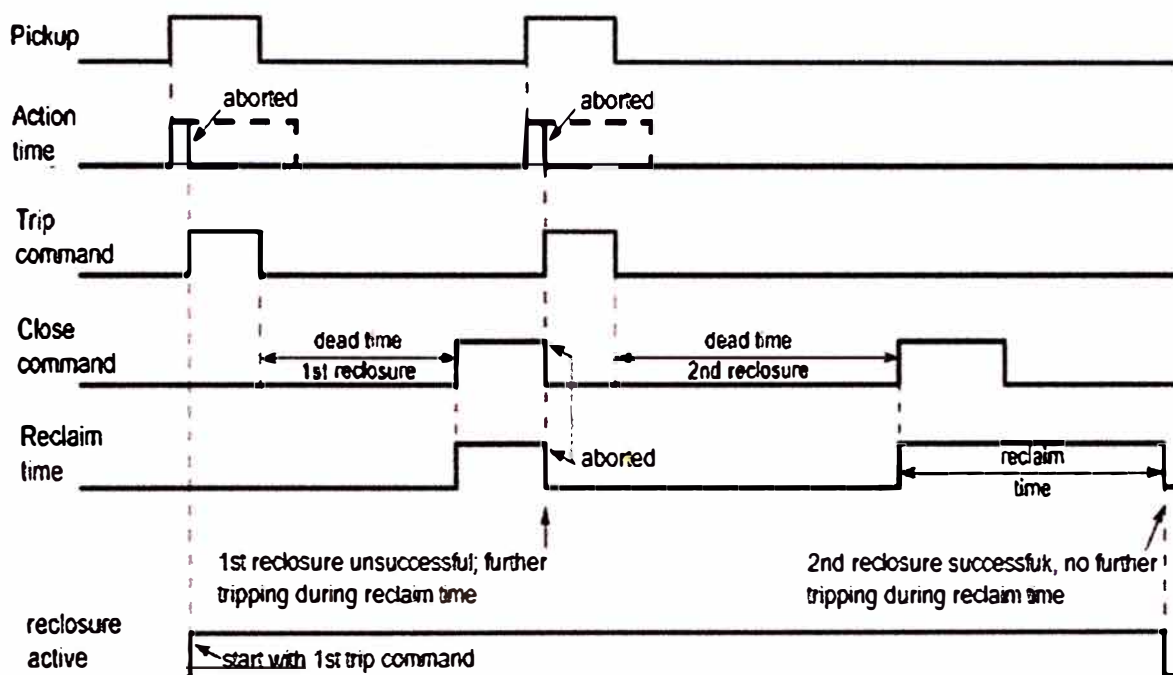


Fig. 3.3 Secuencia de un recierre doble con tiempo de acción

Las funciones de protección y supervisión del equipo que no reaccionen ante cortocircuitos o condiciones similares (por ejemplo, una protección de sobrecarga) no producen el arranque del recierre, ya que este caso no tendría sentido. Tampoco la protección fallo del interruptor de potencia debe arrancar el recierre automático. A menudo es deseable suprimir la disponibilidad de recierre, en caso de que el cortocircuito persista durante un cierto tiempo, por ejemplo debido a que existe una falla permanente y el arco se ha intensificado de manera que no hay posibilidad de extinción de arco durante la fase sin tensión del recierre. Por tanto, se recomienda usar tiempo de acción en relación a la protección de distancia.

3.1.1 Arranque de recierre

Tiempo de acción (Action time): A menudo es deseable suprimir la disponibilidad de recierre, en caso que la condición de cortocircuito persista durante un cierto tiempo; también por razones de selectividad no debe conducir a recierre las fallas que son despejadas normalmente, después de un tiempo de retardo (Zona 2 y demás). No se necesita ninguna señal de arranque desde las funciones de protección o desde equipos de protección externos que operen sin tiempo de acción. El arranque se efectúa en cuanto aparezca la primera orden de disparo. Si después de transcurrir el tiempo de acción todavía no se dispone de ninguna orden de disparo, no se lleva a cabo el correspondiente ciclo de recierre. En otras palabras el “action time” es el tiempo configurado dentro del cual deberá salir el comando de disparo del relé. [4]

Para cada ciclo de recierre se puede parametrizar, si está permitido o no realizar un arranque. Con el primer arranque general, solamente tienen importancia los tiempos de acción cuyos ciclos permiten el arranque, ya que los restantes ciclos no tienen permiso para arrancar. Mediante los tiempos de acción y el permiso de arranque se puede determinar que ciclos de recierre son ejecutados dependiendo del tiempo usado para el disparo por la función de protección.

Ejemplo 1: Supongamos que ajustamos 3 ciclos. Se supone que el arranque está permitido al menos para el primer ciclo. Los tiempos de acción son ajustados así:

1er Recierre: Tiempo efectivo = 0.2 s

2do Recierre: Tiempo efectivo = 0.8 s

3er Recierre: Tiempo efectivo = 1.2 s

Dado que el recierre está dispuesto antes de que ocurra la falla, el primer disparo a continuación de un cortocircuito es rápido, ejemplo, antes de que haya transcurrido cualquier tiempo efectivo de acción. Con ello se arranca la función de recierre automático. Después de un recierre sin éxito, normalmente se iniciaría el segundo ciclo; pero en este caso la protección de sobreintensidad dispara de acuerdo con su plan de escalonamiento 1s después. Ya que el tiempo de acción para el segundo ciclo fue excedido en este caso, éste queda bloqueado. Por lo tanto, se realiza ahora el 3er ciclo con sus parámetros. Si la orden de disparo después del 1er recierre no se hubiese efectuado hasta después de 1,2 s, no habría ningún recierre posterior.

Ejemplo 2: Supongamos que ajustamos 3 ciclos. Supongamos que el arranque sólo está permitido para el primero. Suponiendo que el primer disparo de protección se lleva a cabo 0,5 s después del arranque. Ya que el tiempo de acción para el 1er ciclo ya ha

expirado en este momento, éste no puede iniciar la función de recierre automático. Pero tampoco pueden realizarse el 2º y 3º ciclo, ya que con estos no está permitido ningún arranque. Por lo tanto, no se produce ningún recierre ya que no tiene lugar ningún arranque.

Ejemplo 3: Se supone que están ajustados 3 ciclos. Se supone que el arranque está permitido al menos para los dos primeros. Suponiendo que el primer disparo de protección se lleva a cabo 0,5 s después del arranque. Dado que en este momento el tiempo de acción para el 1er ciclo ya ha expirado, éste no puede iniciar la función de recierre automático sino que se inicia inmediatamente el 2º ciclo para el cual sí está permitido el arranque. Con éste se arranca la función de recierre automático, saltándose prácticamente el 1er ciclo.

Bloqueo del recierre (Reclaim time): Diversos acontecimientos dan lugar a que se bloquee el reenganche automático. Si se bloquea, p. ej., mediante una entrada binaria, no hay posibilidad de recierre. Si el recierre automático no ha sido arrancado todavía, no puede arrancarse en modo alguno. Si ya está en curso un ciclo de recierre tiene lugar un bloqueo dinámico. La condición de bloqueo dinámico impide el recierre durante la duración del tiempo de bloqueo dinámico (0,5 s). Esto ocurre por ejemplo después de un disparo definitivo o si otras circunstancias bloquean la función de recierre automático, después de que haya tenido lugar el arranque. Durante este tiempo está bloqueado un nuevo arranque. Una vez que haya transcurrido este tiempo, la función de recierre automático vuelve a la posición de reposo y está disponible para una nueva falla en la red. En caso que el interruptor sea cerrado manualmente (desde el interruptor de control de discrepancia por entrada binaria, con los dispositivos locales de control o mediante un interface serie), el recierre automático queda bloqueado durante un tiempo de bloqueo por cierre manual T.BLQ.CIERR.MAN, dirección 3404. Si durante este tiempo se genera una orden de disparo, puede suponerse que la causa es un cortocircuito metálico (p.ej. seccionador de puesta tierra cerrado). Toda orden de disparo dentro de este periodo de tiempo es por consiguiente un disparo definitivo. Con las funciones lógicas definibles por el usuario (CFC) pueden tratarse funciones de control adicionales tales como una orden de cierre manual.

Consulta de disponibilidad del interruptor de potencia (dead time): Especialmente para el caso de reenganches múltiples es conveniente consultar la disponibilidad del interruptor de potencia no sólo en el momento de la primera orden de disparo sino

también antes de cada nuevo reenganche. El reenganche se bloquea, mientras el interruptor no señalice su aptitud para efectuar otro ciclo OFF-ON (cierre-disparo).

La activación de la función recierre toma en consideración el estado del interruptor, ante una falla y consecuentemente el disparo del relé de protección de línea (principal y respaldo) ambos intercambian esta información para proceder con el recierre de la línea.

Veamos el siguiente esquema de la figura 3.4 con las siguientes consideraciones:

PL1 (-F003): Protección principal

PL2 (-F004): Protección respaldo

S003: Bloque de pruebas de PL1

S004: Bloque de pruebas de PL2

D001: Controlador de campo

S079: Selector recierre ON – OFF

K001, K002, K074: Relés de disparo rápido, repetidores

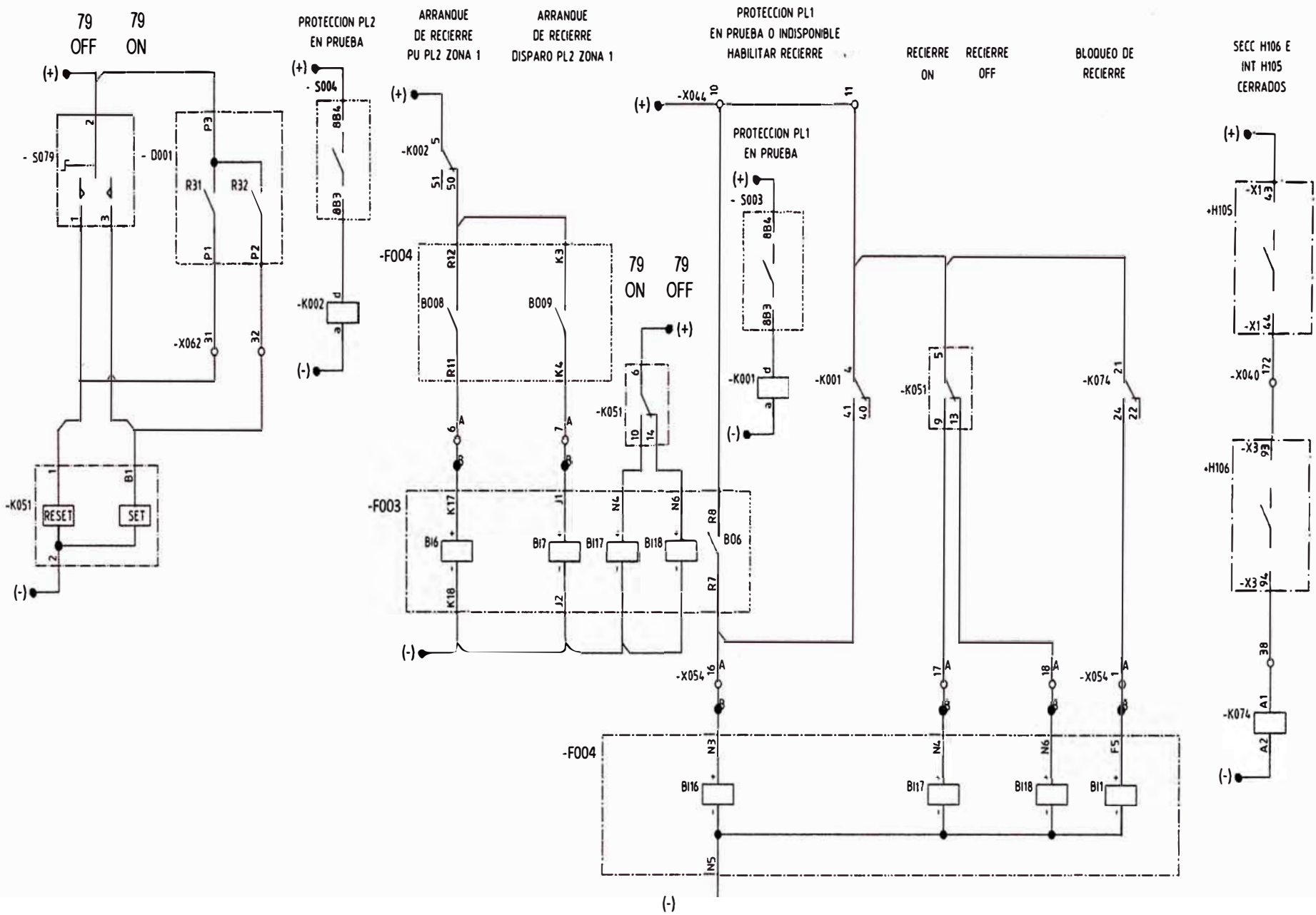
K051: Equipo auxiliar

Si tenemos una de falla en la zona uno de la línea a proteger, nuestros relés PL1 y PL2 se arrancaran y dispararán el disyuntor de la línea; por cualquiera de estos dos criterios el relé de respaldo PL2 cerrará sus contactos de salidas BO8 y BO9 energizando las entradas binarias BI6 y BI7 provocando el arranque de la función 79 en el relé principal PL1.

En el caso que tengamos a PL2 en prueba o indisponible éste no podrá cerrar sus contactos para arrancar el recierre en PL1 ante un disparo, pero ya que la selección del recierre se encuentra en “ON”, el PL1 arrancará la función de recierre con su propio disparo (condición interruptor abierto 52b); cabe resaltar que el equipo auxiliar K051 engancha la condición 79-ON y 79-OFF tanto en PL1 como en PL2 ya sea por selector S079 o a través del controlador de campo D001.

En el caso que PL1 pase a condición indisponible (se apaga) este cierra su contacto BO6 dejando pasar el positivo y energizando la BI16 del relé PL2 habilitando así la función recierre en este último. En el caso que tengamos a PL1 en prueba, el plug ó harting de prueba introducido en el selector S003 cierra los bornes 8B4 y 8B3 lo cual permite tensionar el biestable K001 haciendo posible la energización de la entrada BI16 de PL2 habilitando el recierre en este último. Como se menciona anteriormente, el bloqueo de la función 79 está dado por la condición de interruptor cerrado (52a), con el interruptor cerrado podemos energizar la entrada binaria BI1 a través del repetidor K074 bloqueando la función, esta condición es configurada en la lógica CFC del relé.

Fig. 3.4 Esquema de recierre protección principal (PL1) y respaldo (PL2)



3.1.1.1 Configuración

Power System Data 1		
Transformers Power System Breaker		
Settings:		
No.	Settings	Value
0239	Closing (operating) time of 52 (CB)	0,06 sec
0240A	Minimum TRIP Command Duration	0,10 sec
0241A	Maximum Close Command Duration	0,50 sec
0242	Dead Time for CB test-autoreclosure	0,50 sec

Fig. 3.5 Tiempos de duración de comandos para interruptor tripolar

Functional Scope		
Available functions:		
No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Enabled
0114	21 Distance protection pickup program	Z< (quadriateral)
0120	68 Power Swing detection	Enabled
0121	85-21 Pilot Protection for Distance prot	PUTT (Z1B)
0122	DTT Direct Transfer Trip	Enabled
0124	50HS Instantaneous SOTF	Enabled
0125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	Enabled
0126	50(N)/51(N) Backup OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0131	50N/51N Ground OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0132	85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	Directional Comparison Pickup
0133	79 Auto-Reclose Function	1 AR-cycle
0134	Auto-Reclose control mode	with Trip and Action time
0135	25 Synchronism and Voltage Check	Enabled

Fig. 3.6 Habilitación y elección del modo de recierre

79 Auto Reclosing - Settings Group A		
General 1st AR-cycle 3pTRIP/DLC/RDT Start AR with..		
Settings:		
No.	Settings	Value
3401	79 Auto-Reclose Function	ON
3402	52-ready interrogation at 1st trip	NO
3403	Reclaim time after successful AR cycle	30,00 sec
3404	AR blocking duration after manual close	1,00 sec
3406	Evolving fault recognition	with Trip
3407	Evolving fault (during the dead time)	starts 3pole AR-cycle
3408	AR start-signal monitoring time	0,20 sec
3409	Circuit Breaker (CB) Supervision Time	3,00 sec
3410	Send delay for remote close command	oo sec
3411A	Maximum dead time extension	oo sec

79 Auto Reclosing - Settings Group A		
General <u>1st AR-cycle</u> 3pTRIP/DLC/RDT Start AR with..		
Settings:		
No.	Settings	Value
3450	Start of AR allowed in this cycle	YES
3451	Action time	0,20 sec
3457	Dead time after 3pole trip	0,50 sec
3458	Dead time after evolving fault	1,20 sec
3459	52-ready interrogation before reclosing	YES
3460	Request for synchro-check after 3pole AR	NO

Fig. 3.7 Activación y configuración de tiempos

3.1.1.2 Prueba 1: Falla transitoria monofásica en Z1

Los recierres son para los tramos de línea protegida por lo que el relé no deberá arrancar para fallas en la zona 2 en adelante. Escogeremos una falla en zona Z1.

PRE-FALLA: Carga nominal, tensión nominal de línea y barra, tiempo de duración 3s.

FALLA 1Φ: Falla monofásica fase A y tiempo de duración con la recepción del disparo por la entrada binaria 2 de la maleta de pruebas configurada como Trip L2 0>1, es decir cuando esta entrada reciba el positivo proveniente del cierre del contacto de disparo del relé, la maleta dejara de inyectar la condición de falla.

TIEMPO MUERTO: Este estado se usa para evaluar el “*dead time*”, este estado lo configuramos para una duración de 2 segundos suficientes para que ocurra el recierre; es una condición fuera de servicio y se inicia con la apertura del interruptor y finaliza con la recepción del positivo proveniente del comando del relé hacia el interruptor el cual esta cableado en la entrada binaria BI4 0>1 de la maleta de pruebas.

POST-FALLA: Falla despejada y línea en servicio nuevamente.

	1			2			3			4		
Name	PRE-FALLA			FALLA FASE A			TIEMPO MUERTO			POST-FALLA		
V L1-E	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	10.00 V	0.00 °	60.000 Hz	0.000 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz
V L2-E	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz	0.000 V	-120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz
V L3-E	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz	0.000 V	120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz
IL1	200.0 mA	30.00 °	60.000 Hz	696.0 mA	-75.00 °	60.000 Hz	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz	200.0 mA	0.00 °	60.000 Hz
IL2	200.0 mA	-90.00 °	60.000 Hz	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz	0.000 A	-120.00 °	60.000 Hz	200.0 mA	-120.00 °	60.000 Hz
IL3	200.0 mA	150.00 °	60.000 Hz	0.000 A	0.00 °	60.000 Hz	0.000 A	120.00 °	60.000 Hz	200.0 mA	120.00 °	60.000 Hz
V(2)-1	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	0.000 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger	⌚ 3.000 s			⚡			⌚ 2.000 s			⌚ 3.000 s		

Evaluación del tiempo muerto por la maleta de pruebas:

Time Assessment									
Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessment
DEAD TIME PRE-FALLA		Trip L2 0>	Bin. In. 4 0>1	500.0 ms	100.0 ms	100.0 ms	549.8 ms	49.80 ms	+

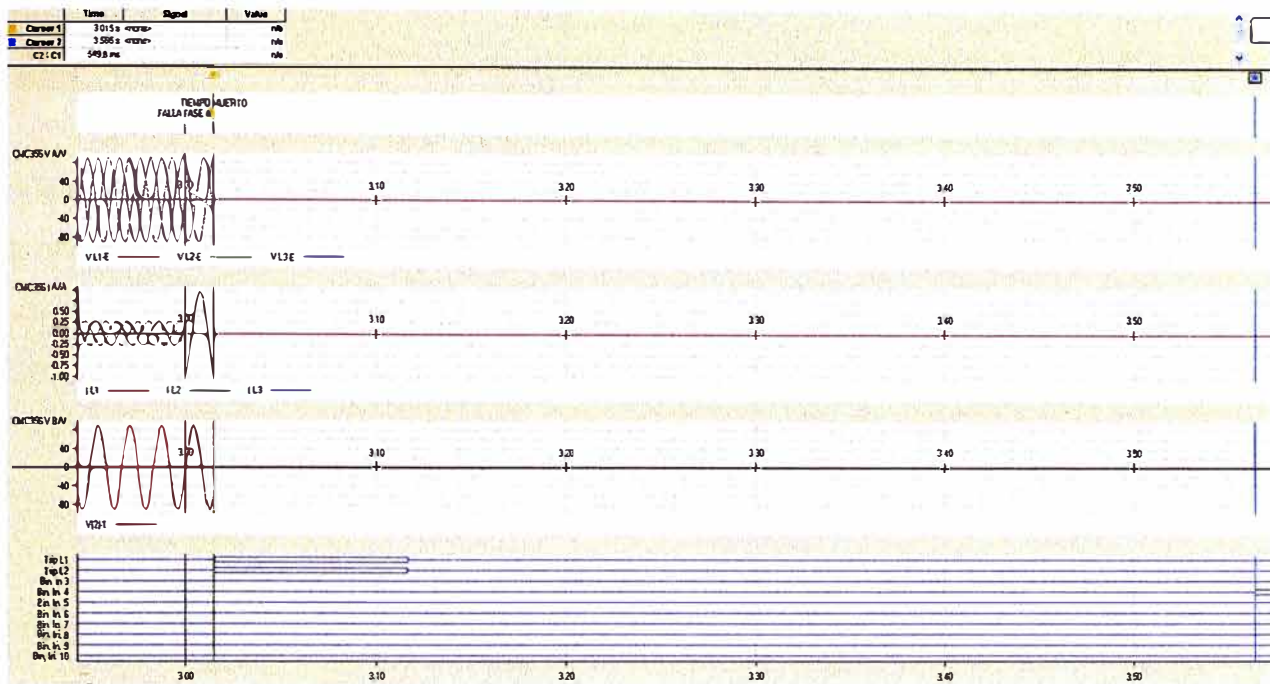


Fig. 3.8 Visualización en la maleta de pruebas del arranque, disparo y recierre

3.1.1.3 Prueba 2: Falla permanente monofásica en Z1

PRE-FALLA: Condición de carga nominal con tensión nominal de línea y Barra y tiempo de duración de 3s.

FALLA 1Φ: Condición de falla monofásica en la fase C y tiempo de duración con la recepción del disparo por la entrada binaria 2 de la maleta de pruebas configurada como Trip L2 0>1, cuando esta entrada reciba el positivo proveniente del cierre del contacto de disparo del relé, la maleta dejara de inyectar la condición de falla.

TIEMPO MUERTO: Este estado se usa para evaluar el “*dead time*”, este estado lo configuramos para una duración de 2 segundos suficientes para evaluar el recierre; es una condición fuera de servicio y tiene una duración desde la primera apertura del interruptor hasta el recierre del mismo, es decir finaliza con la recepción del positivo proveniente del comando de recierre del relé hacia el interruptor el cual se ha cableado en la entrada binaria BI4 0>1 de la maleta de pruebas.

POST-FALLA: Falla monofásica permanente en la fase C con disparo y bloqueo definitivo del relé 86, este disparo es censado por la maleta de pruebas a través de la entrada binaria 3.

	1			2			3			4		
Item	PRE-FALLA			FALLA FASE C			TIEMPO MUERTO			POST-FALLA		
V L1-E	63.51 V	0.00°	60.000 Hz	63.51 V	0.00°	60.000 Hz	0.000 V	0.00°	60.000 Hz	63.51 V	0.00°	60.000 Hz
V L2-E	63.51 V	-120.00°	60.000 Hz	63.51 V	-120.00°	60.000 Hz	0.000 V	-120.00°	60.000 Hz	63.51 V	-120.00°	60.000 Hz
V L3-E	63.51 V	120.00°	60.000 Hz	10.00 V	120.00°	60.000 Hz	0.000 V	120.00°	60.000 Hz	10.00 V	120.00°	60.000 Hz
I L1	200.0 mA	30.00°	60.000 Hz	0.000 A	0.00°	60.000 Hz	0.000 A	0.00°	60.000 Hz	0.000 A	0.00°	60.000 Hz
I L2	200.0 mA	-90.00°	60.000 Hz	0.000 A	0.00°	60.000 Hz	0.000 A	-120.00°	60.000 Hz	0.000 A	0.00°	60.000 Hz
I L3	200.0 mA	150.00°	60.000 Hz	649.0 mA	45.00°	60.000 Hz	0.000 A	120.00°	60.000 Hz	649.0 mA	45.00°	60.000 Hz
V(2)-1	63.51 V	0.00°	60.000 Hz	63.51 V	0.00°	60.000 Hz	0.000 V	0.00°	60.000 Hz	63.51 V	0.00°	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger	3.000 s						2.000 s					

Time Assessment									
Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessment
DEAD TIME	PRE-FALLA	Trip L2 0>1	Bin. In. 4 0>1	500.0 ms	100.0 ms	100.0 ms	543.0 ms	43.00 ms	+

Fig. 3.9 Evaluación del tiempo muerto con la plantilla de pruebas de la maleta . Comando de disparo: Según parametrización (dirección 0240A) el valor es de 100ms, la maleta de pruebas registra una duración de 102.9ms.

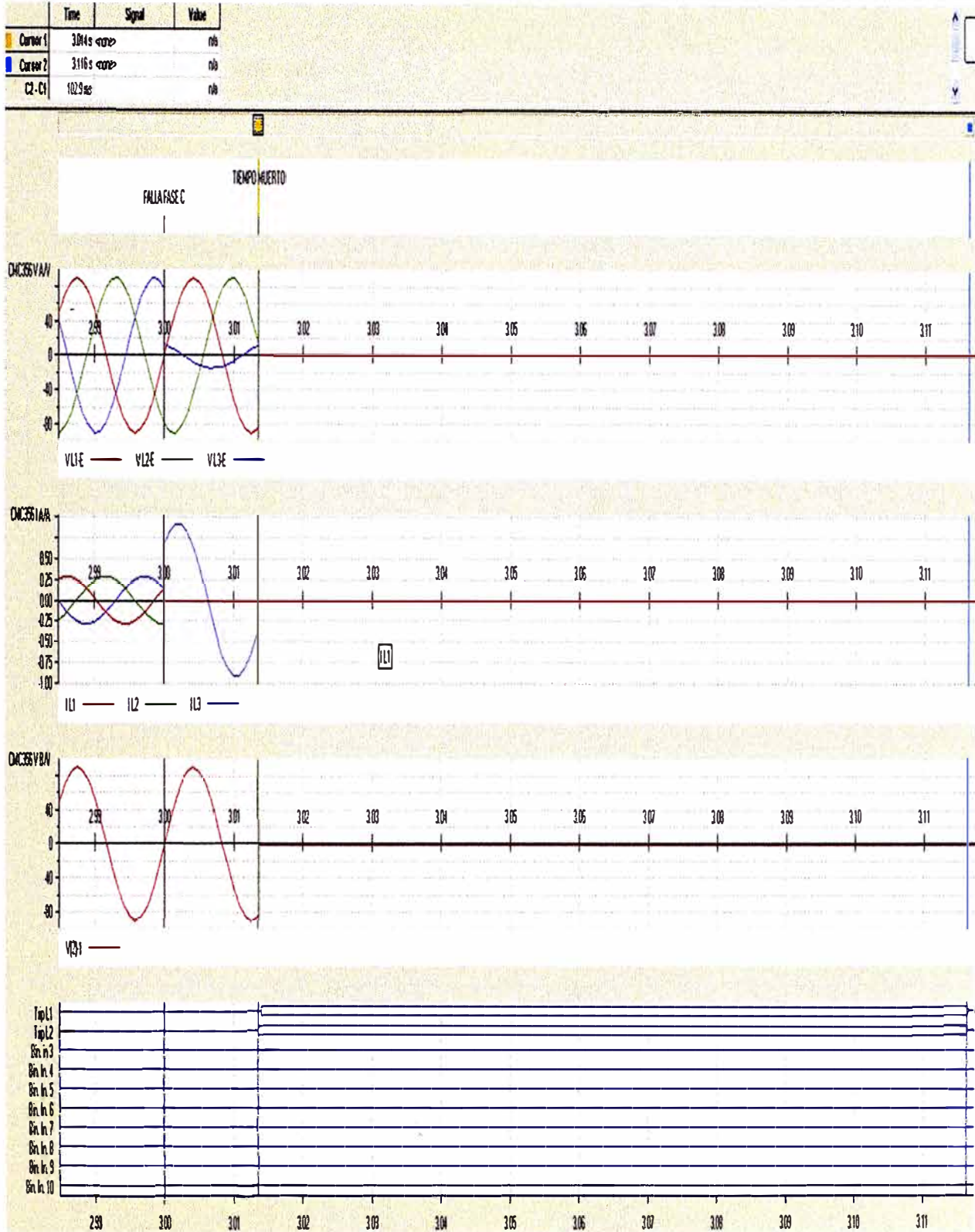


Fig. 3.10 Evaluación de la duración del comando de disparo por la maleta

. Duración del comando de cierre: Según parametrización (dirección 0241A) el valor es de 500ms, la maleta de pruebas registra una duración de 495.1ms.

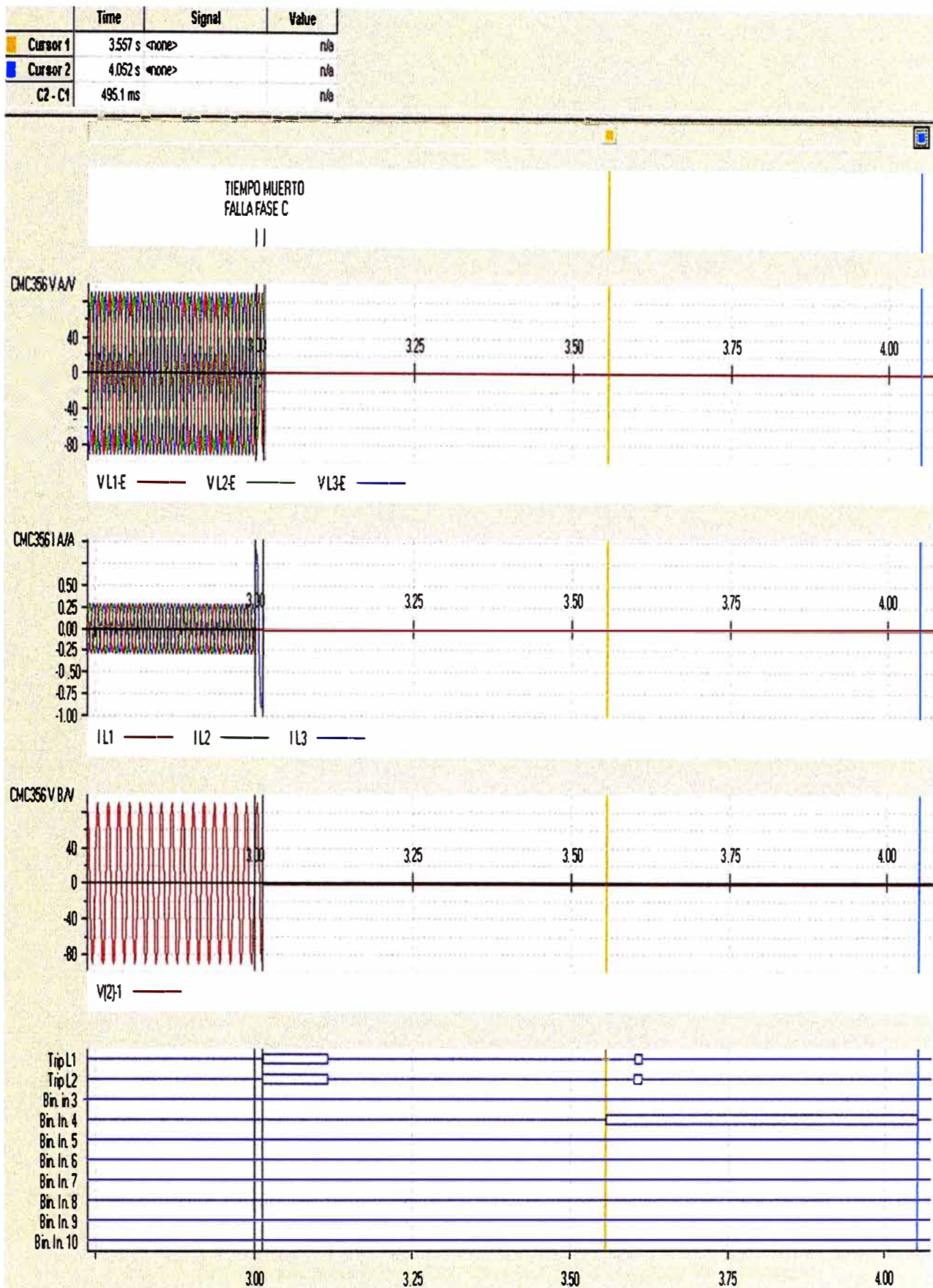


Fig. 3.11 Evaluación de la duración del comando de cierre por la maleta

. Evaluación del tiempo muerto: Según parametrización (dirección 3457) el valor es de 500ms, la maleta de pruebas registra una duración de 543ms.

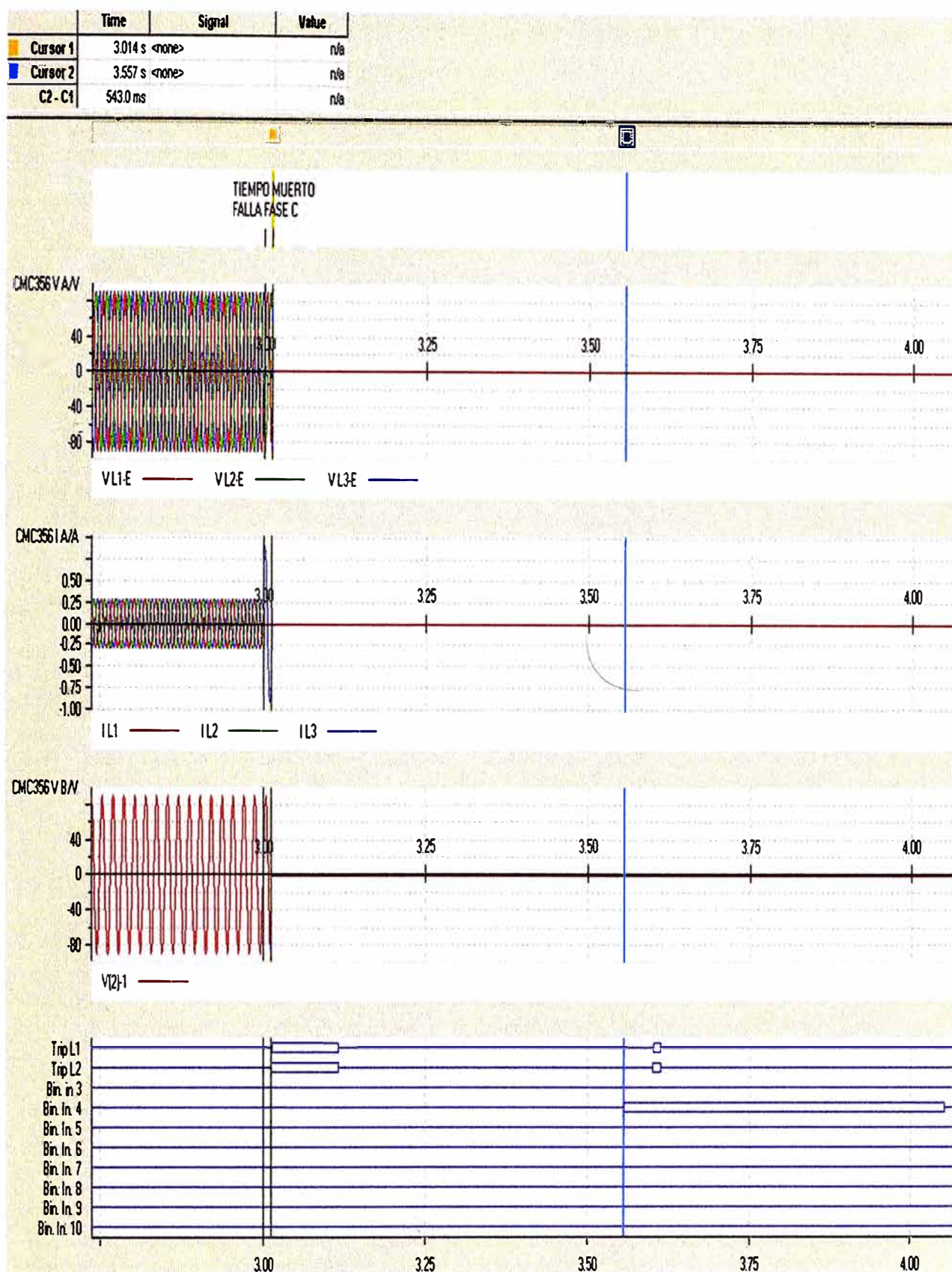


Fig. 3.12 Evaluación del tiempo muerto por la maleta de pruebas

. Apertura trifásica definitiva: Correspondiente a la permanencia de la falla en la línea por lo que podemos visualizar la actuación de la protección a través del relé de disparo y bloqueo 86. El tiempo censado por la maleta de pruebas desde el primer disparo hasta el disparo definitivo es de 2.018 segundos.

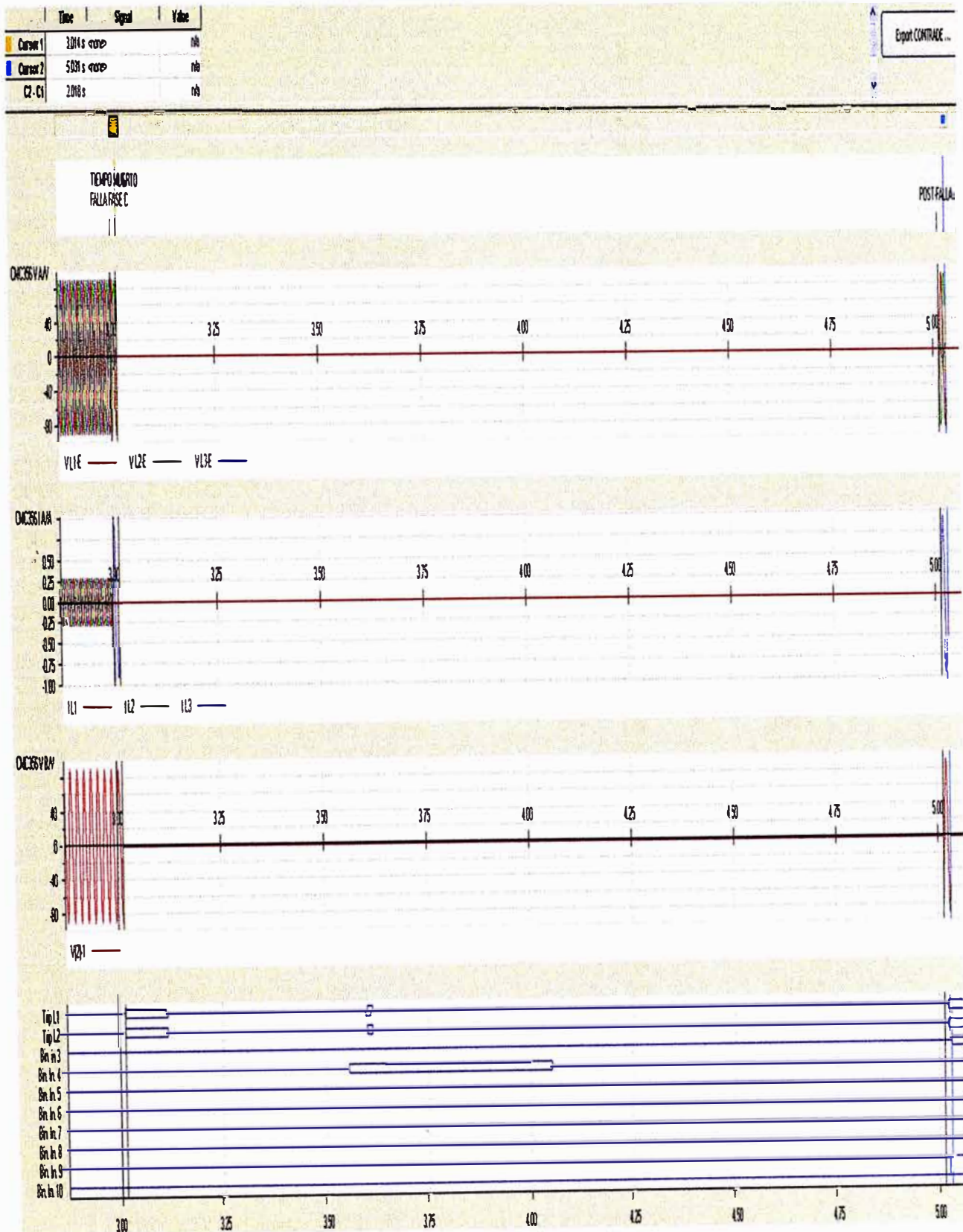


Fig. 3.13 Disparo definitivo mostrada por la maleta de pruebas

. La visualización de la actuación del 86 de acuerdo a la secuencia de estado se muestra a continuación, fíjese que el relé muestra un tiempo de disparo definitivo de 2014ms.

Number	Indication	Value	Date and time
02941	25: Synchronization is running	OFF	550 ms
02946	25: SYNC Condition Vsy1<Vsy2< true	OFF	550 ms
02951	25: Synchronism release (to ext. AR)	OFF	550 ms
02865	79: Synchro-check request	OFF	584 ms
00380	>52b Bkr. aux. contact (3pole open)	OFF	592 ms
00411	>52b Bkr1 aux. 3p Open (for AR,CB-Test)	OFF	592 ms
00371	>Breaker 1 READY (for AR,CB-Test)	OFF	598 ms
00379	>52a Bkr. aux. contact (3pole closed)	ON	609 ms
00410	>52a Bkr1 aux. 3pClosed (for AR,CB-Test)	ON	609 ms
02961	25: Close command from synchro-check	OFF	1039 ms
02851	79 - Close command	OFF	1039 ms
02853	79: Close command after 3pole, 1st cycle	OFF	1039 ms
00510	Relay GENERAL CLOSE command	OFF	1039 ms
00563	CB alarm suppressed	OFF	1039 ms
00131	Load angle Phi(PQ) blocked	OFF	2013 ms
	Reset LED	OFF	2013 ms
00302	Fault Event	14 - ON	24.05.2012 23:05:56.415
00501	Relay PICKUP	ON	2013 ms
00505	Relay PICKUP Phase C	ON	2014 ms
00506	Relay PICKUP GROUND	ON	2014 ms
03671	21 PICKED UP	ON	2014 ms
03674	21 PICKUP Phase C	ON	2014 ms
03675	21 PICKUP GROUND	ON	2014 ms
03688	21 Pickup CG	ON	2014 ms
03703	21 Selected Loop CG forward	ON	2014 ms
03719	21 Picked up FORWARD	ON	2014 ms
03805	21 TRIP command Phases ABC	ON	2014 ms
03801	21 Distance General TRIP command	ON	2014 ms
03823	21 TRIP 3phase in Z1 with single-ph Flt.	ON	2014 ms
00507	Relay TRIP command Phase A	ON	2014 ms
00508	Relay TRIP command Phase B	ON	2014 ms
00509	Relay TRIP command Phase C	ON	2014 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	2014 ms
01000	Number of breaker TRIP commands	14	2014 ms
00563	CB alarm suppressed	ON	2014 ms
03771	21 Time Out T1	ON	2014 ms
03743	21 Pickup Z1, Loop CG	ON	2014 ms
03780	21 Time Out T1B	ON	2014 ms
03749	21 Pickup Z1B, Loop CG	ON	2014 ms
03755	21 Pickup Z2	ON	2014 ms
03758	21 Pickup Z3	ON	2014 ms
03759	21 Pickup Z4	ON	2014 ms
02861	79: Reclaim time is running	OFF	2014 ms
02844	79 1st cycle running	OFF	2014 ms
02801	79 - in progress	OFF	2014 ms
00536	Relay Definitive TRIP	ON	2014 ms
00563	CB alarm suppressed	OFF	2014 ms

Fig. 3.14 Visualización de mensajes espontáneos mostrados en el relé

3.2 Sincronismo (25)

La sincronización de dos sistemas en AC se da cuando un dispositivo opera dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulos de fase y tensión luego de esta validación se hace posible la conexión de estos dos circuitos.

El sincronismo en los transformadores de Potencia pasa por el hecho de poder conectar la carga (V_{carga} , f_{carga} , ϕ_{carga}) local a la generación cerrando el interruptor teniendo las condiciones antes mencionadas.

Límites permisibles:

ΔV : 1 a 60 V (pasos de 0.1 V)

Δf : 0.03 a 2 Hz (pasos de 0.01 Hz)

$\Delta \alpha$: 2 a 80° (pasos de 1°)

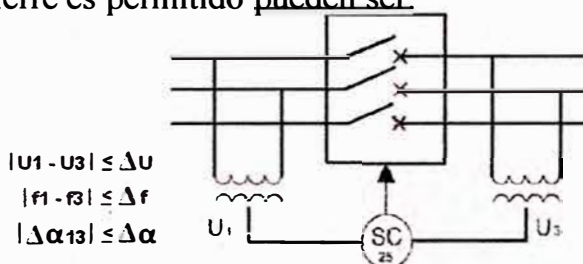
El chequeo de sincronismo por el relé asegura las correctas condiciones existentes entre estos dos circuitos para ser conectados antes que el comando de cierre (close command) sea enviado. Las condiciones para el cual el cierre es permitido pueden ser:

Línea Viva – Barra Viva ($V1 > V2 >$)

Línea Viva – Barra Muerta ($V1 > V2 <$)

Línea Muerta – Barra Viva ($V1 < V2 >$)

Línea Muerta – Barra Muerta ($V1 < V2 <$)



3.2.1 Selección de tensiones:

Para poder realizar un cierre o un recierre exitoso en condiciones de sincronismo, es necesario llevar las tensiones de barra y línea al relé de protección principal, respaldo así como al controlador del campo de línea. Para esto se realiza una selección de la tensión de barra a través del seccionador de barra A o el seccionador de barra B, dicha selección habilita el camino por el cuál le llegará la tensión análoga a los relés y controlador. Así mismo se prevé la señal cuando el interruptor que trae la señal análoga de tensión falla.

Selección de tensión barra A:

Si la subestación estuviera alimentando sus cargas conectadas en ese instante a través de la barra A y quisiéramos alimentar una carga adicional cerrando el campo de la línea L-2250 del ejemplo, tendríamos que cerrar su propio seccionador de barra A (Figura 3.15) antes del cierre del interruptor IN-2726, en nuestro ejemplo tenemos SA-8125. La maniobra de cierre del seccionador de barra A lleva un positivo energizando la bobina – K001 y haciéndola cambiar la posición de todos sus contactos habilitando los caminos que llevan la tensión de barra A a través del transformador de tensión TT-318 con sus

dos núcleos (núcleo uno para el controlador y núcleo dos para protección). En ese momento ya tenemos tensión de barra y tensión de línea (Figura 3.16) con lo cual controlador podrá ejecutar el comando de cierre del interruptor por servicio; el relé 25 podrá correr sus lógicas evaluando sus medidas de tensión, frecuencia y ángulo y podrá ejecutar el recierre del interruptor en caso de una falla. Los interruptores -F502 y -F504 (ANEXO A Figura 3.17) trabajan llevando la tensión alterna de la barra A hacia los relés y el controlador; en el caso de que estos interruptores estando en servicio se abrieran accidentalmente o producto de una falla operaran abriendo el circuito de tensión, los contactos auxiliares normalmente abiertos (NA) se cerrarán llevando el positivo hasta la bobina -K026 energizándola y haciéndola cerrar sus contactos, esta operación lleva el positivo hasta la entrada binaria BI6 en los relés principal y respaldo informando de la indisponibilidad de la tensión de barra (falla interruptor de transformador de tensión de barra).

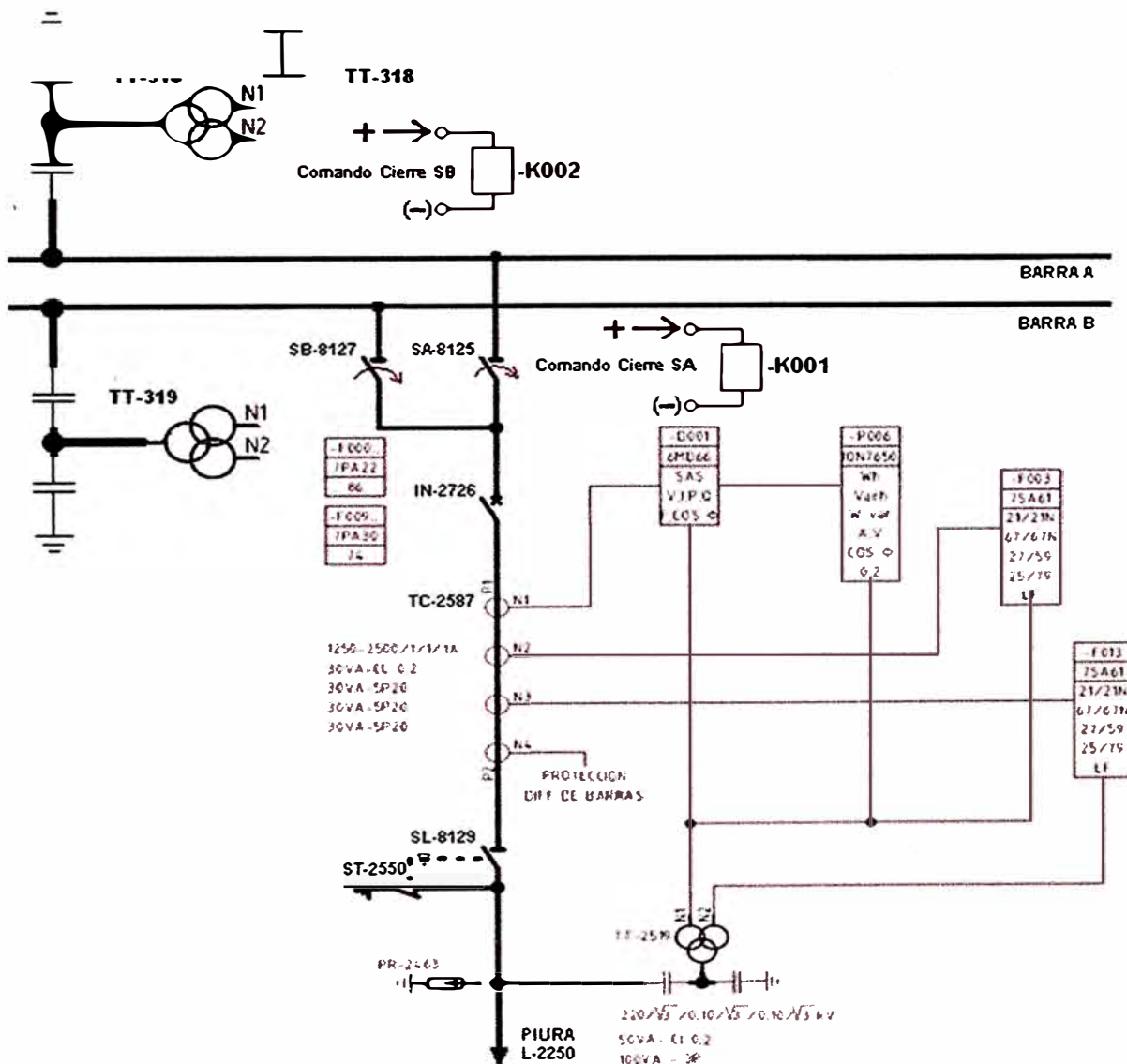


Fig. 3.15 Unifilar con seccionadores de barras A y B

Selección de tensión barra B:

De la misma manera, si la subestación estuviera alimentando sus cargas conectadas en ese instante a través de la barra B y quisiéramos alimentar una carga adicional con la línea L-2250 del ejemplo, tendríamos que cerrar su propio seccionador de barra B antes del cierre del interruptor IN-2726, en nuestro ejemplo tenemos SB-8127. La maniobra de cierre de seccionador de barra B lleva un positivo energizando la bobina -K002 y haciéndola cambiar la posición de todos sus contactos habilitando los caminos que llevan la tensión de barra B a través del transformador de tensión TT-319 con sus dos núcleos (núcleo uno para el controlador y núcleo dos para protección). En ese momento ya tenemos tensión de barra y tensión de línea con lo cual controlador podrá ejecutar el comando de cierre del interruptor por servicio; el relé 25 podrá correr sus lógicas evaluando sus medidas de tensión, frecuencia y ángulo y podrá ejecutar el recierre del interruptor en caso de una falla. Los interruptores -F501 y -F503 trabajan llevando la tensión alterna de la barra B hacia los relés y el controlador; en el caso de que estos interruptores estando en servicio se abrieran accidentalmente o producto de una falla operaran abriendo el circuito de tensión, los contactos auxiliares normalmente abiertos (NA) se cerrarán llevando el positivo hasta la bobina -K026 energizándola y haciéndola cerrar sus contactos, esta operación lleva el positivo hasta la entrada binaria BI6 en los relés principal y respaldo informando de la indisponibilidad de la tensión de barra (falla interruptor de transformador de tensión de barra).

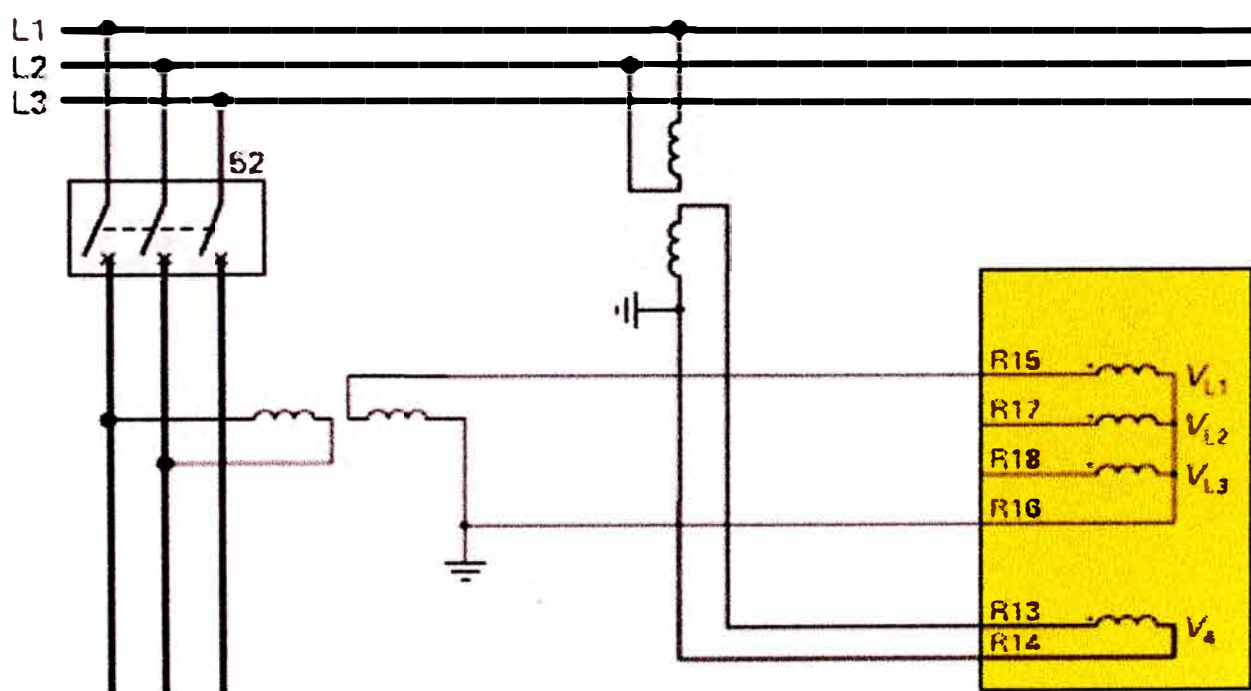


Fig. 3.16 Conexión típica para Sincrocheck

3.2.2 Sincronismo de generadores:

El control de sincronismo comprueba durante la conexión de una salida de línea a una barra, si esta operación de cierre es permitida y puede ser efectuada sin peligro para la estabilidad de la red. Aquí se verifica si la tensión de la salida de la línea a conectar, coincide en su amplitud, posición de fase y frecuencia, con la tensión de la barra dentro de límites determinados. Alternativamente se comprueba el estado sin tensión de la salida de la línea antes de efectuarse el cierre a una barra que se encuentra bajo tensión (o viceversa). El control de sincronismo puede ser efectuado opcionalmente sólo para reenganche automático o sólo para cierre manual o cierre desde el control o para ambos casos. También se pueden parametrizar diferentes criterios de autorización para el cierre automático y el cierre manual. Una verificación de sincronismo también es posible, si entre los puntos de medida se encuentra un transformador de potencia; es decir, sin utilizar medios de adaptación externos. La autorización de cierre es posible tanto bajo condiciones de red síncronas como asíncronas. En el último caso, el equipo determina el instante de la orden de cierre de tal manera que cuando los polos del interruptor hacen contacto, las tensiones son idénticas.

Descripción funcional: Para comparar las dos tensiones, la función de control de sincronismo utiliza las tensiones Us_{i1} y Us_{i2} . Si los transformadores de tensión para las funciones de protección Us_{i1} están conectados a la salida de la línea, entonces Us_{i2} debe ser conectada a una tensión de la barra. Por el contrario, si los transformadores de tensión para las funciones de protección Us_{i1} están conectados a la barra, entonces Us_{i2} debe ser conectada a una tensión de la salida de la línea. Us_{i2} puede ser cualquier tensión fase-tierra o fase-fase.

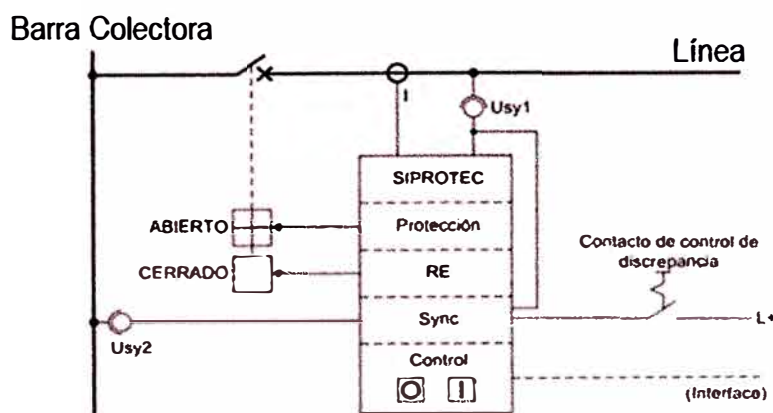


Fig. 3.18 Control de sincronismo para operación de cierre

Si un transformador de potencia está situado entre los transformadores de tensión de la salida de la línea y los transformadores de tensión de la barra, su grupo vectorial puede

ser compensado por el relé 7SA6 de manera que no sean necesarios transformadores correctores externos.

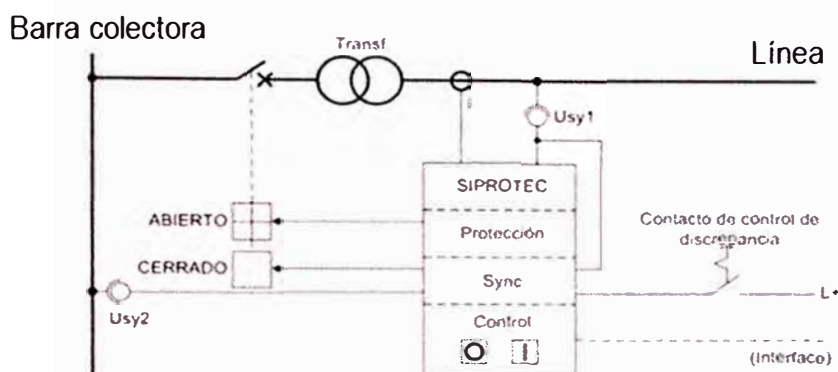


Fig. 3.19 Control de sincronismo mediante transformador

A continuación se presenta el proceso de sincronización del grupo de generación térmica el cual puede arrancarse en los niveles de 220kV, 16.5kV ó en línea muerta, es decir cuando la tensión de la red o sistema es cero, esta última es llamada condición de Black Start, para esta operación se hace uso de un relé siemens 7SJ64 el cual tiene configurado cuatro grupos de sincronismo según:

3.2.3 Grupos de ajuste:

Grupo de sincronismo 25-1 ($V1>$, $V2>$, No Black Start, lado GCB):

Se activa la función 25 a través de la entrada binaria uno BI1, el comando de arranque de sincronismo viaja desde el panel de control llamado "Digital Control System" (DCS) y cierra el contacto 101S el cual llevara el positivo hasta la BI1.

Se selecciona el interruptor GCB (Lado 16.5kV) de generación con el comando positivo en la entrada binaria dos BI2, así también la condición de arranque en No Black Start se configura en el relé a través de la BI6 dejándola en "LOW" (Sin tensión). Dicha secuencia cargará el grupo de ajuste 25-1.



Fig. 3.20 Selección del breaker (lados 16.5kV ó 220kV)

Grupo de sincronismo 25-2 (V1>, V2>, No Black Start, lado HCB):

Se activa la función 25 a través de la entrada binaria uno B11. Se selecciona el interruptor HCB (Lado Alta 220kV generación) con el comando positivo en la entrada binaria tres BI3, así también se dejara en “LOW” la entrada binaria seis BI6. Dicha secuencia cargará el grupo de ajuste 25-2.

Grupo de sincronismo 25-3 (V1<, V2<, Black Start, lado GCB):

Se activa la función 25 a través de la entrada binaria uno B11. Se selecciona el interruptor GCB (lado 16.5kV generación) con el positivo en la entrada binaria dos BI2, así también desde el DCS se activa en “HIGH” la entrada binaria seis (BI6) a través del contacto 101BS la misma que activará el arranque en BLACK START. Dicha secuencia cargará el grupo de ajuste 25-3.

Grupo de sincronismo 25-4 (V1<, V2>, Black Start, lado HCB):

Se activa la función 25 a través de la entrada binaria uno B11. Se selecciona el interruptor HCB (lado 220kV generación) con el comando positivo en la entrada binaria tres BI3, así también desde el DCS se activa la entrada binaria seis (BI6) a través del contacto 101BS la misma que activara el arranque en BLACK START. Dicha secuencia cargará el grupo de ajuste 25-4. Adicionalmente el Manual Close puede generarse en modo LOCAL desde el nivel 1 a través del sincronoscopio o en modo REMOTO desde el nivel 2 a través del contacto 101C con el DCS.



Fig. 3.21 Relé de sincronismo del generador

Resumen de Grupos de Ajuste 25:

A continuación se muestran los umbrales para la evaluación del sincronismo (V1: Lado Sistema, V2: Lado Generación)

TABLA N° 3.1 Grupo de ajustes para seleccionar el grupo de sincronismo

SYNCHRONISM				
GROUPS	25-1	25-2	25-3	25-4
CONDITIONS SIDE	V1>, V2> V2 = 16.5kV	V1>, V2> V2 = 220kV	V1<, V2< V2 = 16.5kV	V1<, V2> V2 = 220kV
V _{mín} (V)	105	90	105	90
V _{máx} (V)	130	110	130	110
V1, V2 Sin tensión	5	5	5	5
V1, V2 Con tensión	80	80	80	80
$\Delta V_{máx}$, V2>V1	5	5	5	5
$\Delta V_{máx}$, V2<V1	5	5	5	5
$\Delta f_{máx}$, f2>f1	0.1	0.1	0.1	0.1
$\Delta f_{máx}$, f2<f1	0.1	0.1	0.1	0.1
$\Delta \alpha_{máx}$, $\alpha_2 < \alpha_1$	10°	10°	10°	10°
	10°	10°	10°	10°
BI's	H1: Activate 25 (101S)	H1: Activate 25 (101S)	H1: Activate 25 (101S)	H1: Activate 25 (101S)
	H2: Breaker GCB Side 16.5kV	H3: Breaker HCB High Side 220kV	H2: Breaker GCB Side 16.5kV	H3: Breaker HCB High Side 220kV
	L6: No Black Start	L6: No Black Start	H6: Black Start (101BS)	H6: Black Start (101BS)
	H4: 52/a H5: 52/b	H4: 52/a H5: 52/b	H4: 52/a H5: 52/b	H4: 52/a H5: 52/b
	H7: ManCL (101C)	H7: ManCL (101C)	H7: ManCL (101C)	H7: ManCL (101C)
BO's	BO4: 25 OK BO5: 101C ManCL	BO4: 25 OK BO5: 101C ManCL	BO4: 25 OK BO5: 101C ManCL	BO4: 25 OK BO5: 101C ManCL

H1: Binaria interna uno (BI1) energizada (Activar sincronismo)

H2: Binaria interna dos (BI2) energizada (Activar lado Vgen en 16.5 kV)

H3: Binaria interna tres (BI3) energizada (Activar lado Vgen en 220 kV)

H4/H5: Estatus del interruptor

H6: Binaria interna seis (BI6) energizada (Activar modo arranque black start)

H7: Binaria interna siete (BI7) energizada (Manual close)

BO4: Salida binaria cuatro (condiciones de sincronismo ok)

3.2.4 Configuración de entradas y salidas:

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - Prueba Chinalco / Folder / MALAK/7SJ641]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

	Information			Source															
	No.	Display text	Long text	Type	BI														
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Device, General																			
P.System Data 1																			
Osc. Fault Rec.																			
Change Group																			
P.System Data 2	>Manual Close	>Manual close signal	SP																
	>Enable ANSIN-2	>Enable 50/67-(N)-2(override 79 blk)	SP																
	Ia =	Primary fault current Ia	VI																
	Ib =	Primary fault current Ib	VI																
	Ic =	Primary fault current Ic	VI																
	Relay PICKUP	Relay PICKUP	OUT																
	Relay TRIP	Relay GENERAL TRIP command	OUT																
	Man.Clos.Detect	Manual close signal detected	OUT																
	>52-a	>52-a contact (OPEN, if bkr is open)	SP																
	>52-b	>52-b contact (OPEN, if bkr is closed)	SP						H										
ProtON/OFF	Protection ON/OFF (via system port)	IntSP																	
BKR DISP	BKR DISP	DP																	
Measurem.Superv																			
SYNC function 1																			
SYNC function 2																			
SYNC function 3																			
SYNC function 4																			
Critl Authority																			
Control Device																			
Process Data																			
Measurement																			
Demand meter																			
Min/Max meter																			
Set Points(MV)																			
Energy																			
Statistics																			
SetPoint(Stat)																			
Thresh.-Switch																			
Man Close	101C ManCL	101C ManCL	SP																H
	101S	101S	SP	H															
25GroupActivate	25GroupH2	25GroupH2	SP		H														
	25GroupH3	25GroupH3	SP			H													
	25GroupL6	25GroupL6	SP							L									
	25GroupH6	25GroupH6	SP								H								
25 Request H1	25 Synch R	25 Synch R	SP	H															

Fig. 3.22 Entradas binarias (BI) en la masking del relé

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - Prueba Chinalco / Folder / MALAK/7SJ641]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

No.	Information			Source			BO													
	Display text	Long text	Type	BI	F	C	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	>25direct CO	>25 Direct Command output	SP																	
	>25 Sync req.	>25 Synchronization request	SP			X														
	>25 Start	>25 Start of synchronization	SP																	
	>25 Stop	>25 Stop of synchronization	SP																	
	>25 synchr.	>25 Switch to Sync	SP																	
	>25 V1>V2<	>25 Switch to V1> and V2<	SP																	
	>25 V1<V2>	>25 Switch to V1< and V2>	SP																	
	>25 V1<V2<	>25 Switch to V1< and V2<	SP																	
	25 Measur. req.	25 Sync. Measuring request of Control	SP																	
	25 CloseRelease	25 Sync. Release of CLOSE Command	OUT																	
	25 Sync. Error	25 Synchronization Error	OUT																	
	25-1 meas.	25-group 1: measurement in progress	OUT																	
	25-1 BLOCK	25-group 1 is BLOCKED	OUT																	
	25 CLOSE BLK	25 CLOSE command is BLOCKED	OUT																	
	25-1 OFF	Sync-group 1 is switched OFF	OUT																	
	25 MonTimeExc	25 Monitoring time exceeded	OUT																	
	25 Synchron	25 Synchronization conditions okay	OUT																	
SYNC function 1	25 V1> V2<	25 Condition V1>V2< fulfilled	OUT																	
	25 V1< V2>	25 Condition V1<V2> fulfilled	OUT																	
	25 V1< V2<	25 Condition V1<V2< fulfilled	OUT																	
	25 Vdiff ok	25 Voltage difference (Vdiff) okay	OUT																	
	25 fdiff ok	25 Frequency difference (fdiff) okay	OUT																	
	25 Alphadiff ok	25 Angle difference (alphadiff) okay	OUT																	
	25 f1>>	25 Frequency f1 > fmax permissible	OUT																	
	25 f1<<	25 Frequency f1 < fmin permissible	OUT																	
	25 f2>>	25 Frequency f2 > fmax permissible	OUT																	
	25 f2<<	25 Frequency f2 < fmin permissible	OUT																	
	25 V1>>	25 Voltage V1 > Vmax permissible	OUT																	
	25 V1<<	25 Voltage V1 < Vmin permissible	OUT																	
	25 V2>>	25 Voltage V2 > Vmax permissible	OUT																	
25 V2<<	25 Voltage V2 < Vmin permissible	OUT																		
25 V2>V1	25 Vdiff too large (V2>V1)	OUT																		
Man Close	101C ManCL	101C ManCL	SP																	
	101S	101S	SP																	

Fig. 3.23 Salidas binarias (BO) en la masking del relé

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - Prueba Chinalco / Folder / MALAK/7SJ641]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

	Information				Source			Destination								
	No.	Display text	Long text	Type	BI	F	C	BO	LED	Buffer			C	D	CM	
										O	S	T				C
Device, General																
P.System Data 1																
Osc. Fault Rec.																
Change Group																
P.System Data 2	>Manual Close	>Manual close signal		SP												
	>Enable ANSIN-2	>Enable 50/67-(N)-2 (override 79 blk)		SP					IO							
	Ia =	Primary fault current Ia		VI							IO					
	Ib =	Primary fault current Ib		VI							IO					
	Ic =	Primary fault current Ic		VI							IO					
	Relay PICKUP	Relay PICKUP		OUT								1				
	Relay TRIP	Relay GENERAL TRIP command		OUT									1	X		
	Man.Clos.Detect	Manual close signal detected		OUT						IO						
	>52-a	>52-a contact (OPEN, if bkr is open)		SP						IO						
	>52-b	>52-b contact (OPEN, if bkr is closed)		SP						IO				X		
ProtON/OFF	Protection ON/OFF (via system port)		IntSP						IO							
BKR DISP	BKR DISP		DP			X			IO				X	X		
Measuram.Superv										X						
SYNC function 1	>25-1 act	>25-group 1 activate		SP			X		IO					X	X	
	>BLK 25-1	>BLOCK 25-group 1		SP					IO							
	>BLK 25 CLOSE	>BLOCK 25 CLOSE command		SP					IO							
	>25direct CO	>25 Direct Command output		SP					IO							
>25 Sync req.	>25 Synchronization request		SP			X		IO								
SYNC function 2														X	X	
SYNC function 3														X	X	
SYNC function 4														X	X	
Ctrl Authority														X	X	X
Control Device														X		
Process Data																
Measurement																
Demand meter																
Min/Max meter																
Set Points(MV)																
Energy																
Statistics																
SetPoint(Stat)																
Thresh-Switch																
Man Close	101C ManCL	101C ManCL		SP					IO							
	101S	101S		SP					IO				X	X	X	
25GroupActivate	25GroupH2	25GroupH2		SP					IO				X	X	X	
	25GroupH3	25GroupH3		SP					IO				X	X	X	
	25GroupL6	25GroupL6		SP					IO				X	X	X	
	25GroupH6	25GroupH6		SP					IO				X	X	X	

Fig. 3.24 Configuración de entradas y salidas para los bloques CFC

Lógica Programable CFC (Continuous Function Chart) para editar gráficamente las entradas y salidas del relé: Las Entradas son las tensiones VDC ó positivos que corresponden a la selección del Interruptor GCB/HCB y la condición Black Start/No Black Start y la Salida la correspondiente activación del grupo 25. En este caso la salida en una condición lógica del relé pues es una activación de uno de los cuatro grupos de ajustes (25-1, 25-2, 25-3, 25-4) y no representa una salida binaria.

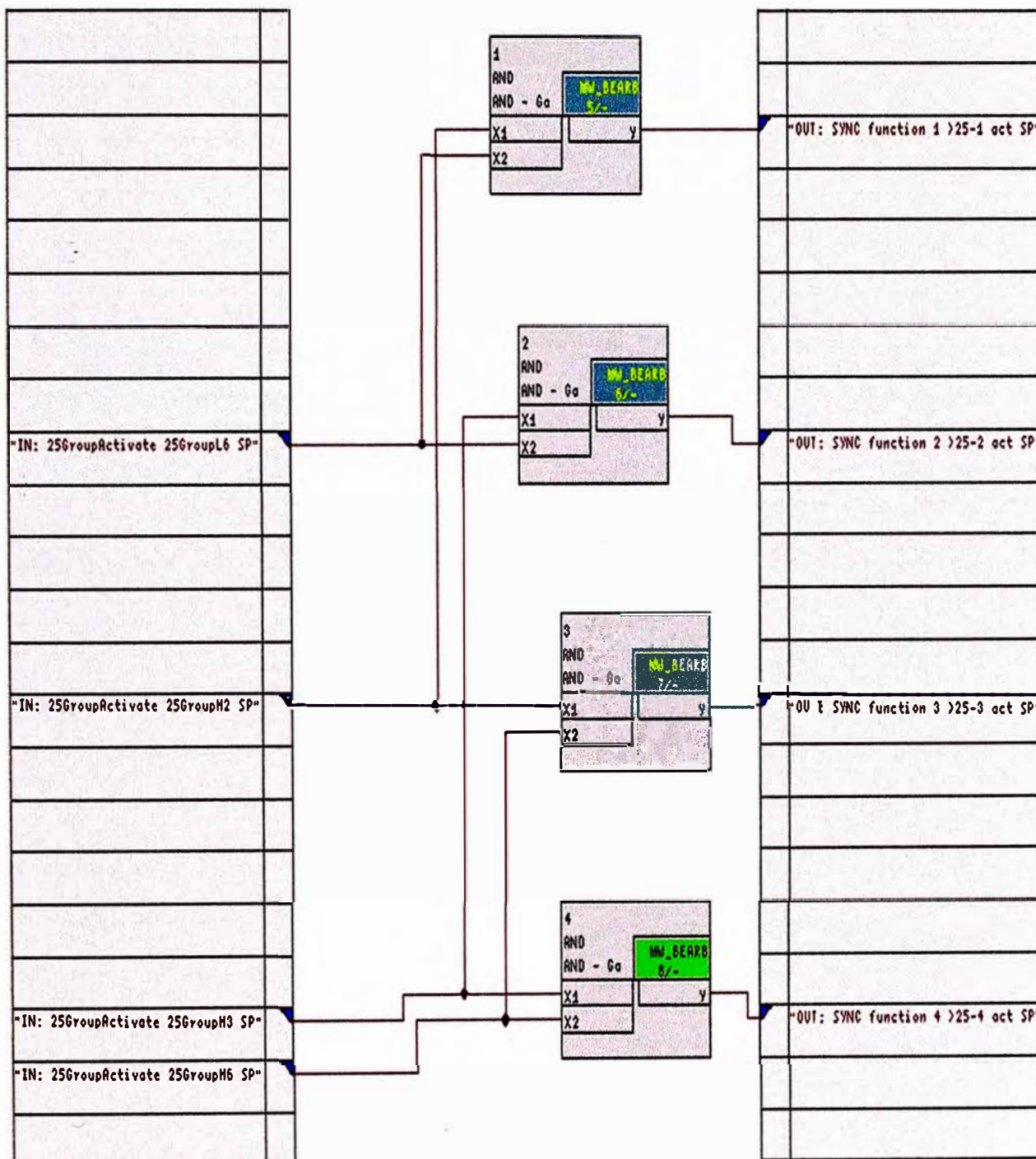


Fig. 3.25 Logica CFC para activación de un grupo de ajuste 25

Una vez que se haya seleccionado el nivel de tensión y la condición de Black ó No black Start el relé inicia la verificación de las condiciones para el cierre de su BO4; esto lo hará siempre que tenga un positivo en BI1:

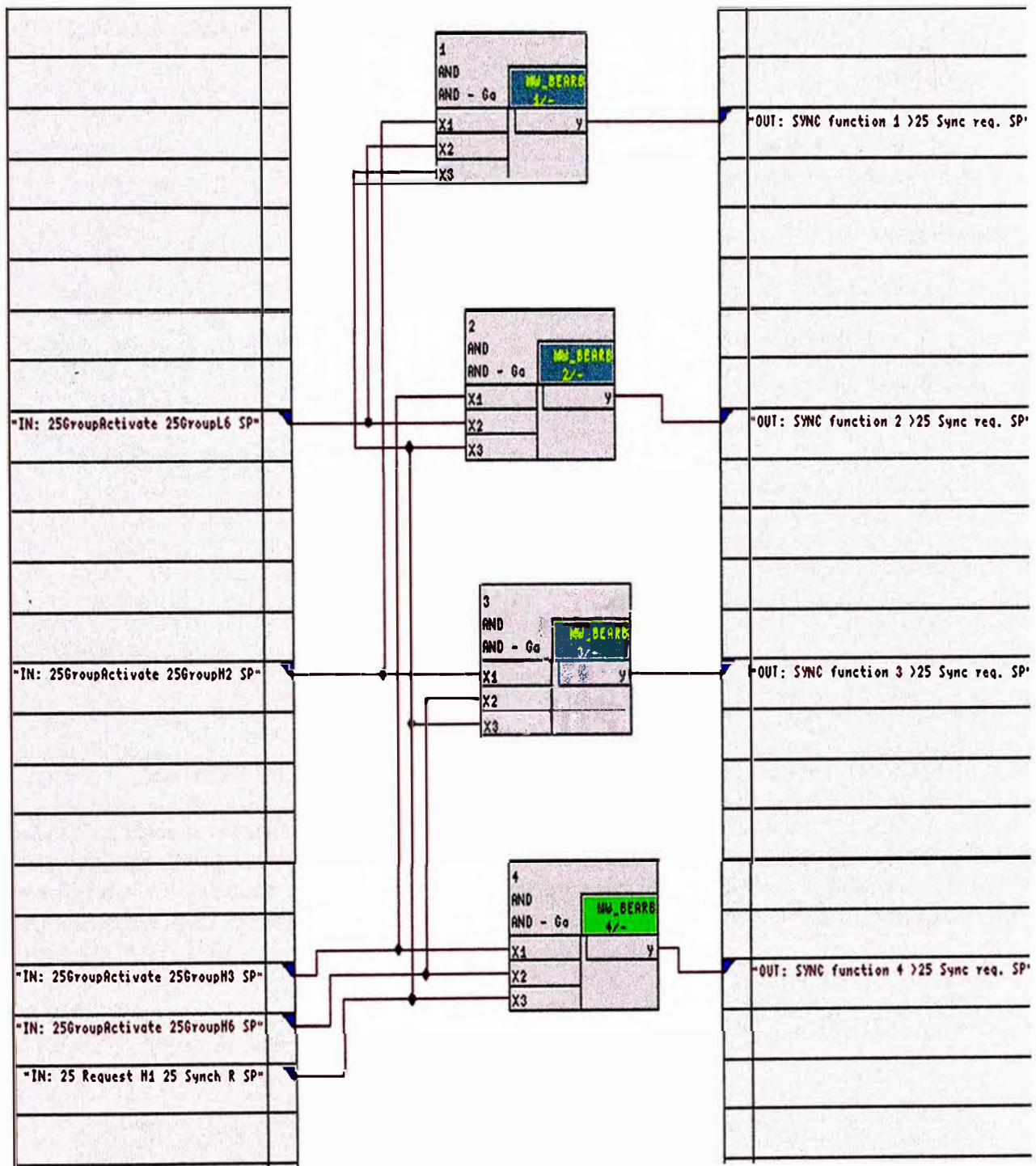


Fig. 3.26 Lógica para el arranque de la función 25

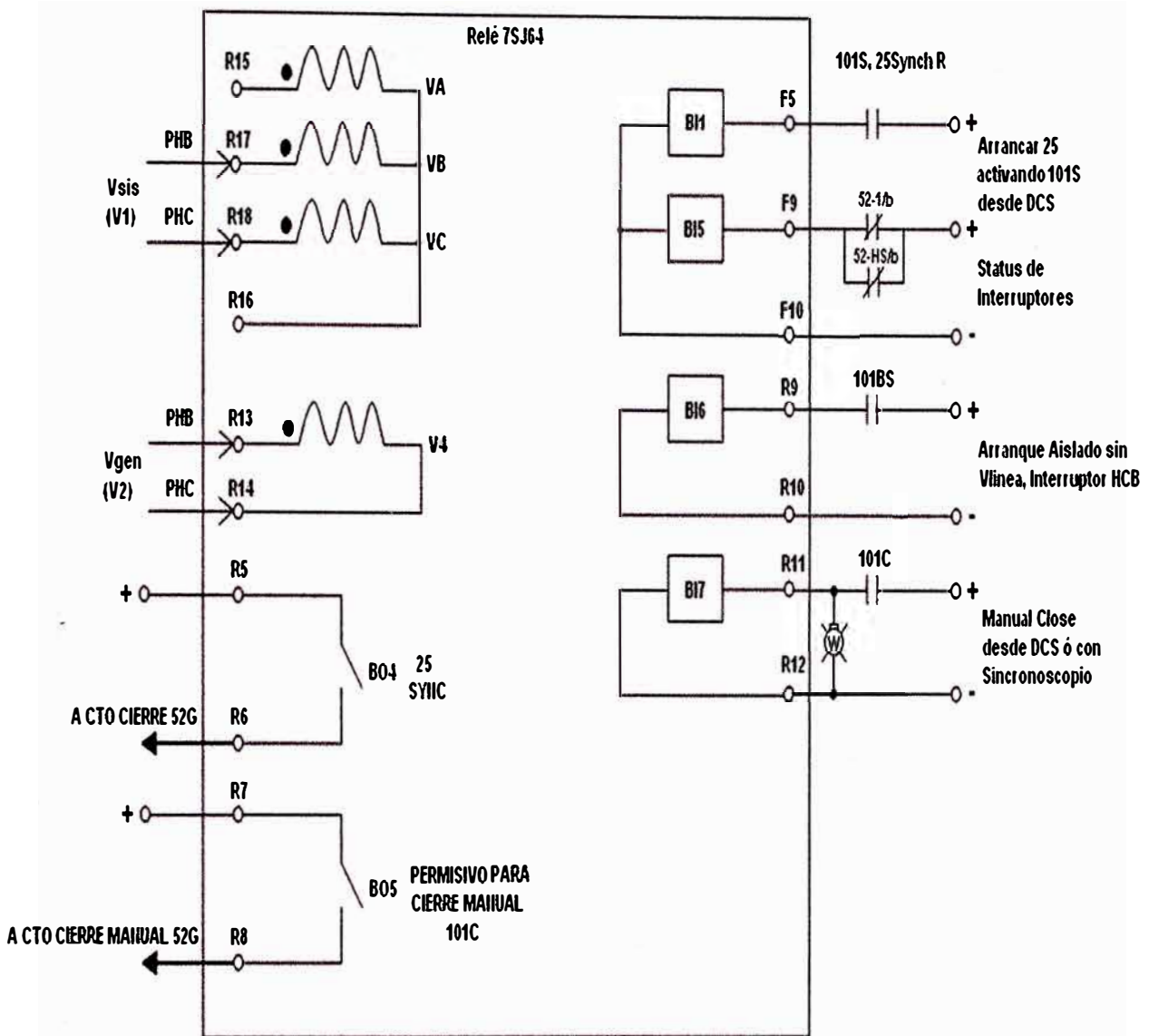


Fig. 3.27 Esquema simplificado de entradas y salidas en el relé de sincronismo

3.2.5 Pruebas de sincronismo en generadores

Se probaron los cuatro grupos de ajuste de la función sincronismo en el relé 7SJ64 resultando las pruebas satisfactorias. A continuación se muestra el procedimiento de pruebas realizado teniendo seleccionado el grupo 25-1; para esto se utilizó la maleta de pruebas CMC-256.

VL2-E: Tensión de Línea o del Sistema (Se mantuvo Línea Viva: V1>)

V(2)-1: Tensión de Barra o de Generación (Variable, Barra: V2)

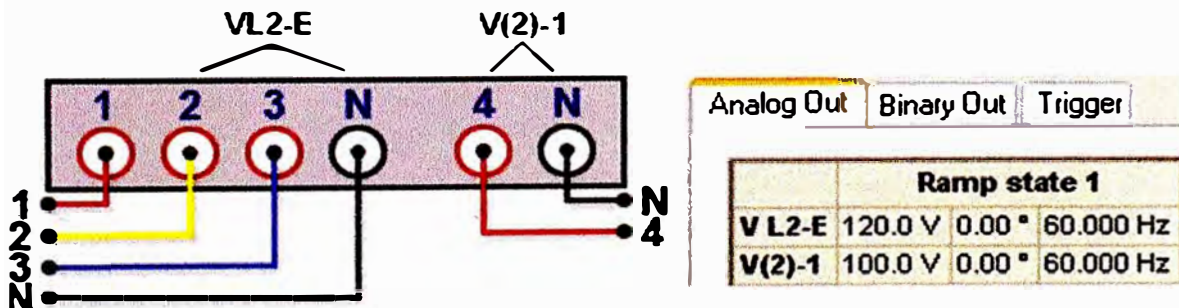


Fig. 3.28 Canales análogos de inyección de tensión VAC utilizados

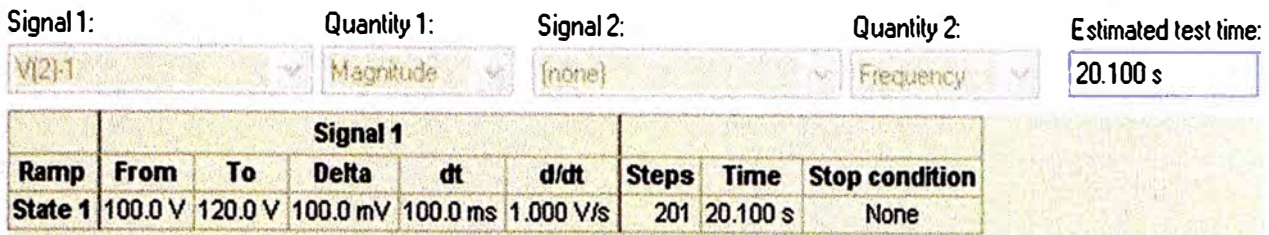
3.2.5.1 Configuración en la maleta para prueba de mínima tensión $V <$ 

Fig 3.29 Rampa creciente

General		Analog Outputs		Binary / Analog Inputs		Binary Outputs	
				CMC256-6			
				FH386H			
Función				Binary	Binar		
Potenciabí Free				<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
Nominal Range				125 V			
Clamplato							
Threshold				88 V			
Test Module Input Signal	Display Name	Connection Terminal	1+	1-	2+	2-	
Trip	Bin. In. 1	Close Command	X				
Start	Bin. In. 2					X	

Fig. 3.30 Entrada binaria para detección del sincronismo

Validación de la prueba según umbral de tensión $V <$ ($V_{nom} = 120V$)

Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
1	25 OK	State 1	Bin. In. 10->1	V(2)-1	115.0 V	1.000 V	1.000 V	115.1 V	100.0 mV	+	16.20 ms

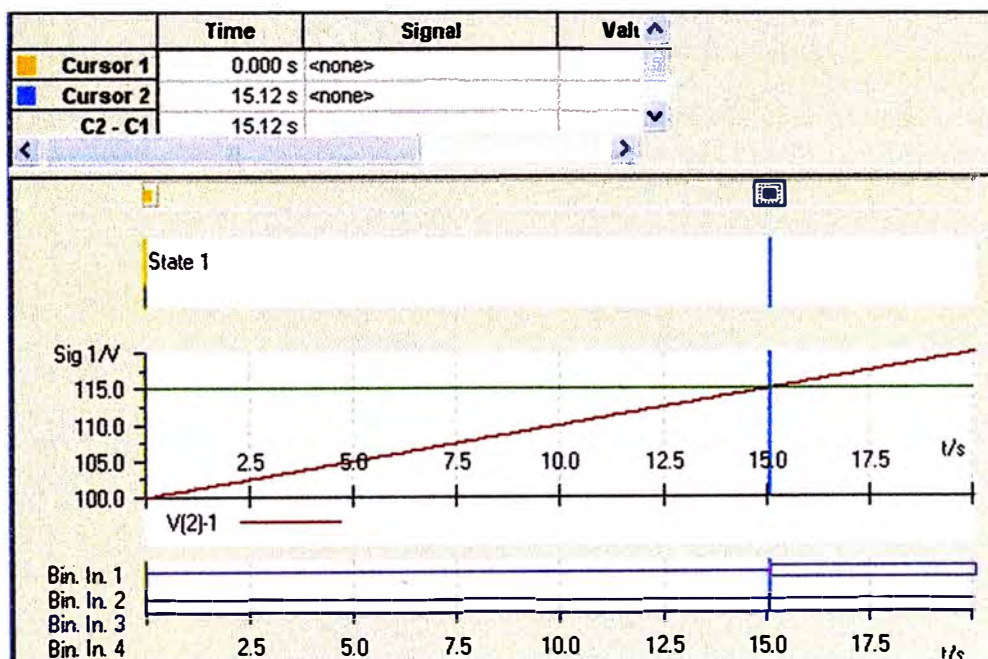


Fig. 3.31 Reconocimiento en la maleta del comando 25 OK

3.2.5.2 Configuración en la maleta para prueba de máxima tensión V>:

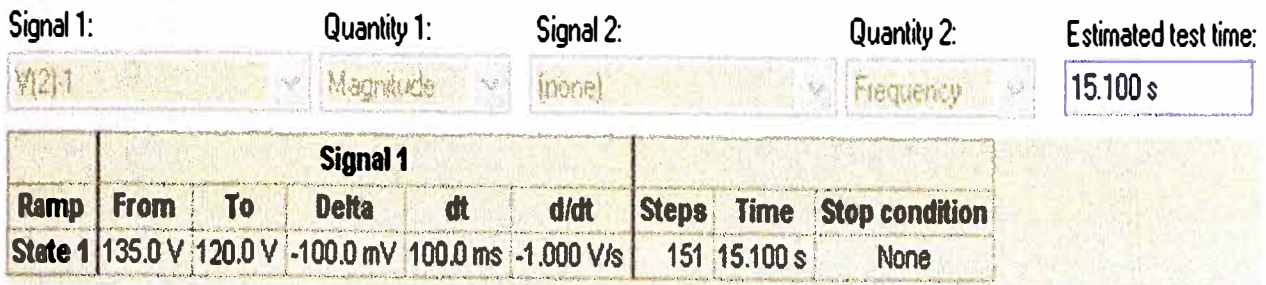


Fig. 3.32 Rampa decreciente

Validación de la prueba según umbral de tensión V> (Vnom = 120V)

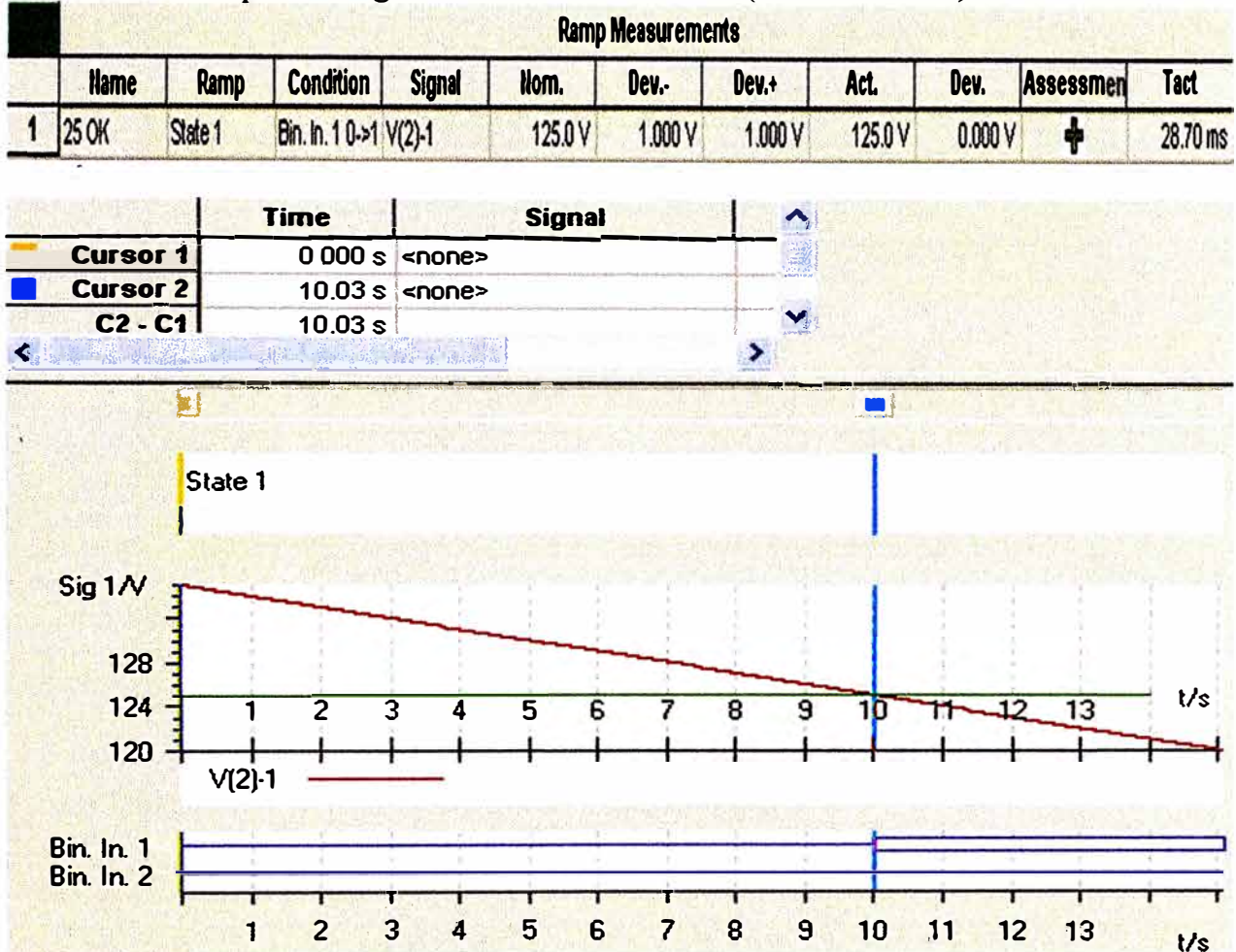


Fig. 3.33 Reconocimiento en la maleta del comando 25 OK

3.2.5.3 Función rampa para detección de mínima frecuencia $f <$:

Signal 1:	Quantity 1:	Signal 2:	Quantity 2:	Estimated test time:
V(2)-1	Frequency	[none]	Frequency	41.000 s

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	59.600 Hz	60.000 Hz	10.000 mHz	1.000 s	10.00 mHz/s	41	41.000 s	None

Validación de la prueba según umbral de frecuencia $f <$ ($f_{nom} = 60\text{Hz}$)

Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
1	25 OK	State 1	Bin. In. 1 0->1	V(2)-1	59.900 Hz	50.000 mHz	50.000 mHz	59.930 Hz	30.000 mHz	+	759.5 ms

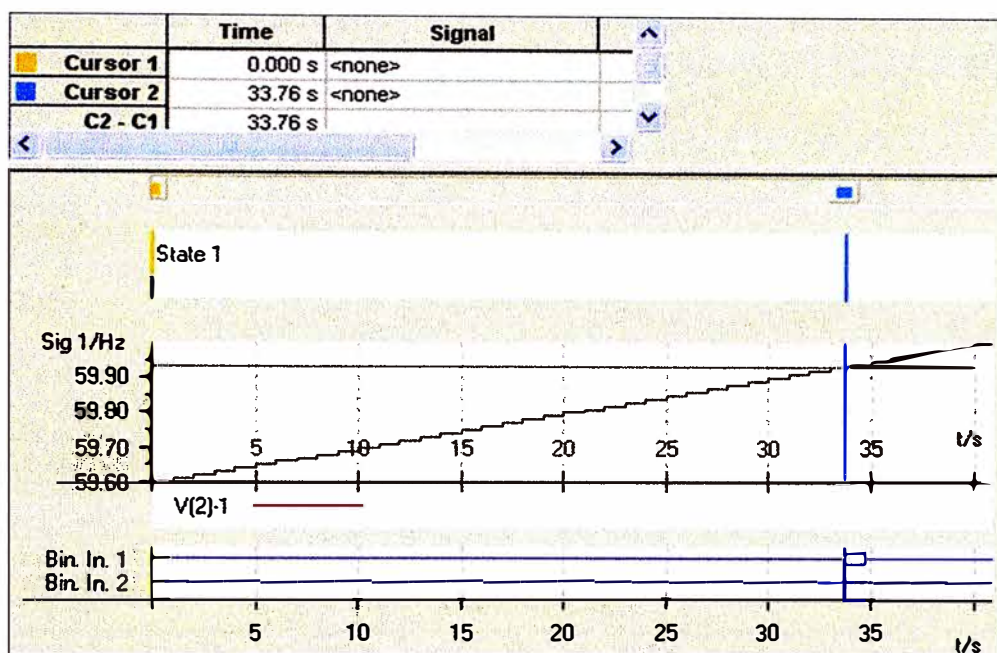


Fig. 3.34 Reconocimiento en la maleta del comando 25 OK

3.2.5.4 Función rampa para detección de máxima frecuencia $f >$:

Signal 1:	Quantity 1:	Signal 2:	Quantity 2:	Estimated test time:
V(2)-1	Frequency	[none]	Frequency	41.000 s

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	60.400 Hz	60.000 Hz	-10.000 mHz	1.000 s	-10.00 mHz/s	41	41.000 s	None

Validación de la prueba según umbral de frecuencia $f >$ ($f_{nom} = 60\text{Hz}$)

Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
1	25 OK	State 1	Bin. In. 1 0->1	V(2)-1	60.100 Hz	50.000 mHz	50.000 mHz	60.070 Hz	-30.000 mHz	+	801.3 ms

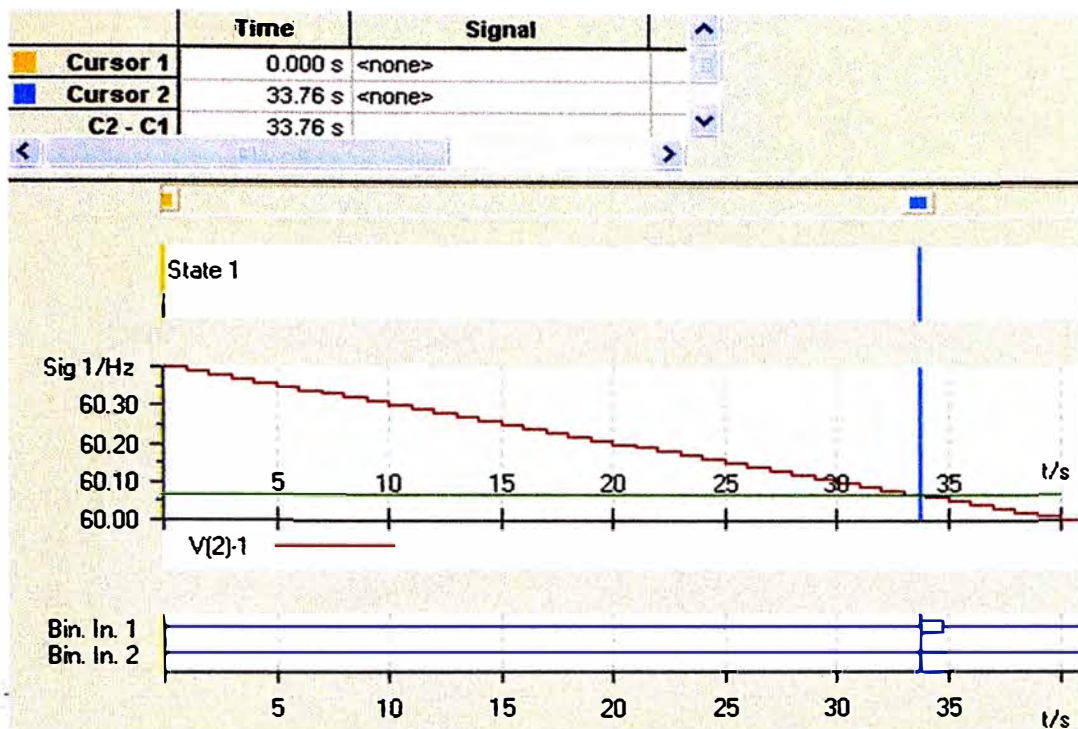


Fig. 3.35 Reconocimiento en la maleta del comando 25 OK

3.2.5.5 Función rampa para detección ángulo mínimo $\alpha <$:

Signal 1: Quantity 1: Signal 2: Quantity 2: Estimated test time:

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	-40.00 °	10.00 °	1.00 °	1.000 s	1 %/s	41	41.000 s	None

Validación de la prueba según umbral de ángulo $\alpha <$:

Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessmen	Tact
1	25 OK	State 1	Bin. In. 1 0->1	V(2)-1	-10.00 °	1.00 °	1.00 °	-9.00 °	1.00 °	+	22.20 ms

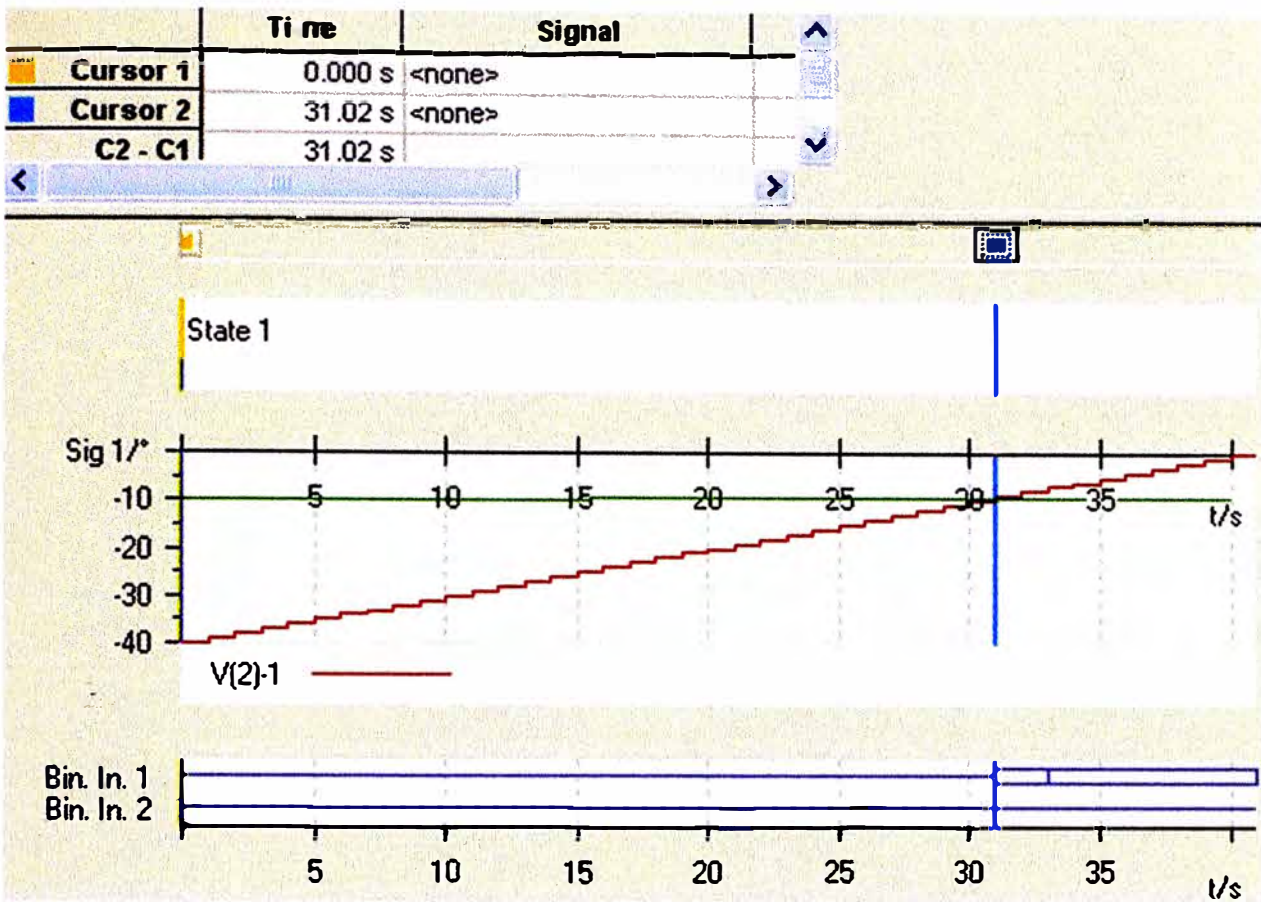


Fig. 3.36 Reconocimiento en la maleta del comando 25 OK

3.2.5.6 Función rampa para detección ángulo máximo α >:

Signal 1: V(2)-1 Quantity 1: Phase Signal 2: (none) Quantity 2: Frequency Estimated test time: 41.000 s

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	40.00 °	0.00 °	-1.00 °	1.000 s	-1 °/s	41	41.000 s	None

Validación de la prueba según umbral de ángulo α >:

Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessmen	Tact
1	25 OK	State 1	Bin. In. 1 0->1	V(2)-1	10.00 °	1.00 °	1.00 °	10.00 °	0.00 °	+	24.10 ms

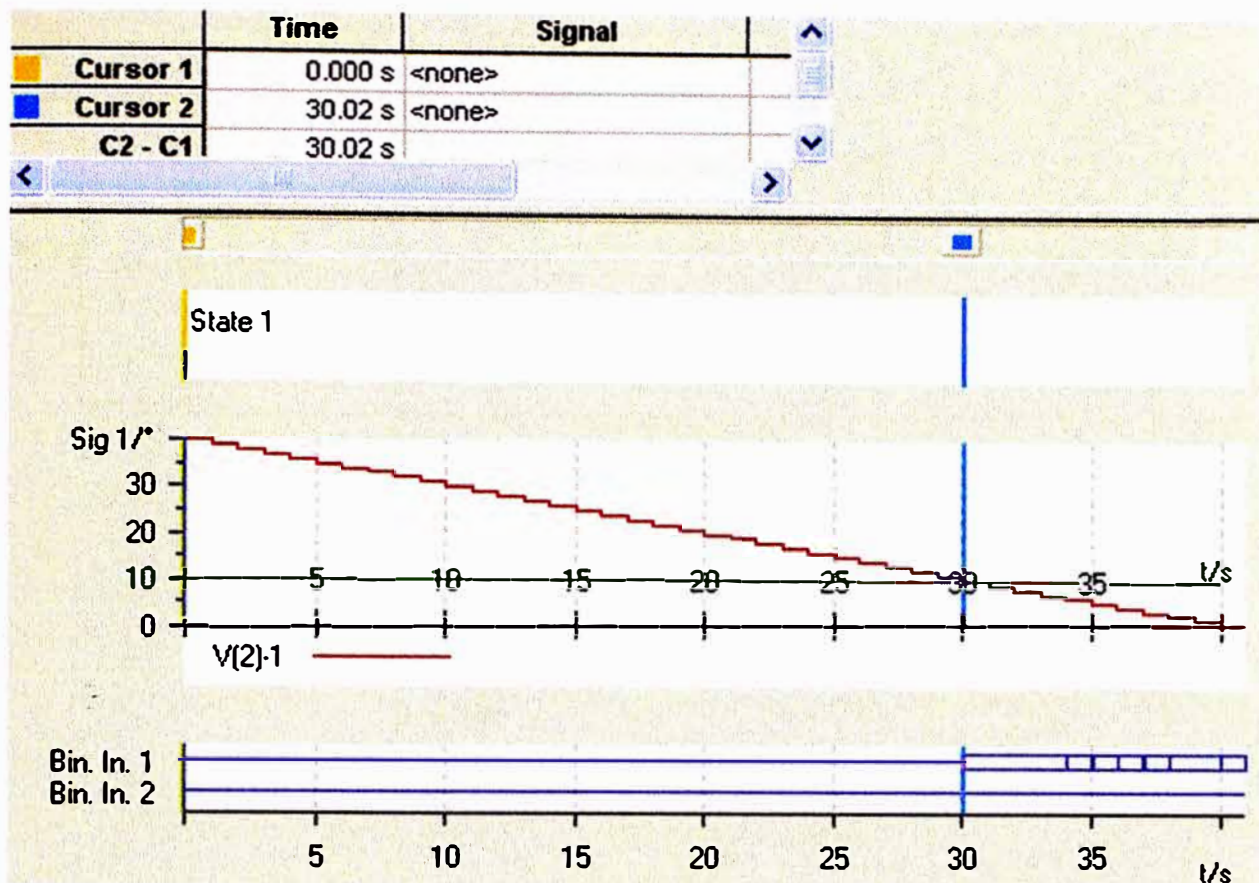


Fig. 3.37 Reconocimiento en la maleta del comando 25 OK

3.2.6 Transferencia de disparos

Muchas veces se necesita hacer trabajos de mantenimiento a los equipos de patio de un campo de línea. Antes de abrir el interruptor se continua con la línea en servicio y se cierra el campo de acople y luego se transfieren todos los disparos desde los relés de protección del interruptor de la línea hacia el relé de protección del campo de acople. Luego se abre el campo de línea para mantenimiento y tendremos la misma línea energizada a través del campo de acople. La implementación de la lógica de transferencia de disparo (Figura 3.38) hace posible que uno y sólo un campo pueda ser transferido; esto debido a que si un pulso positivo que sale desde el controlador de campo o desde un selector hiciera cambiar de grupo de ajuste al relé de protección del campo de acople, no existiera la posibilidad de que dicho relé trabajara con otro grupo de ajuste en simultáneo. Dicho esto cabe mencionar que la comunicación por fibra óptica (utilizando el protocolo IEC 61850 vía Goose: Generic Object Oriented Substation Event) existente entre los relés también posibilita el interbloqueo (interlocking) entre estos cuando un campo este transferido ya que el evento de transferir un campo sería un señal que subiría a la interface del sistema y estaría siendo compartida por todos los relés de los demás campos.

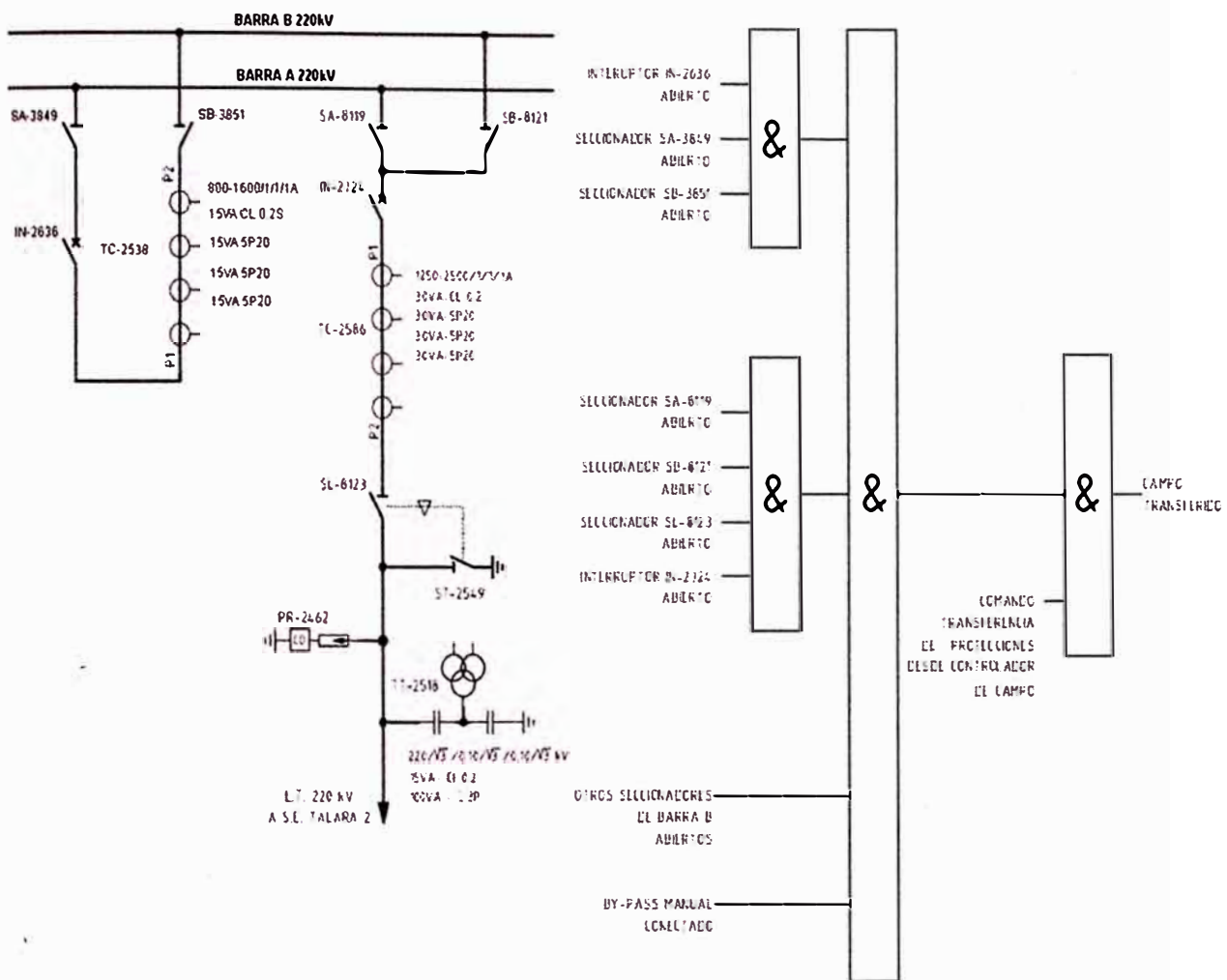


Fig. 3.38 Lógica de enclavamientos para Transferencia de Disparos

El esquema de la figura 3.39 muestra el recorrido de la polaridad tanto positiva como negativa la cual se encontrará habilitada si es que ningún campo se encuentra transferido.

Si transferimos la línea L-2238 notaremos que al energizarse su bobina K043 esta cambia la posición de sus contactos, dicho cambio corta el positivo a los campos del lado derecho (L-2248, L-2241, L-2250) aún cuando estos campos tienen un negativo presente, no es suficiente. Si transferimos la línea L-2248 notaremos que al energizar su bobina K043 está también cambia la posición de sus contactos, dicho cambio corta el positivo para la transferencia de disparos de los campos de línea del lado derecho (L-2241, L-2250) y corta el negativo para la transferencia de disparo del campo del lado izquierdo (L-2238), Seguidamente si transferimos la línea L-2241 se energizará su bobina KT6 la misma que hará cambiar la posición de sus contactos cortando el positivo para la transferencia de disparo del campo de línea L-2250 y el negativo para la transferencia de disparo de los campos de línea del lado izquierdo (L-2248, L-2238). Por último si transfiriéramos el campo de línea L-2250 se energizaría su bobina K043 la

misma que hará cambiar la posición de sus contactos cortando el negativo para la transferencia de disparo de los campos del lado izquierdo. Nótese que siempre que se amplíe un campo de línea en la subestación, la implementación para su esquema de transferencia de disparos tendrá que hacerse al final de todo el recorrido (ANEXO B figura 3.39).

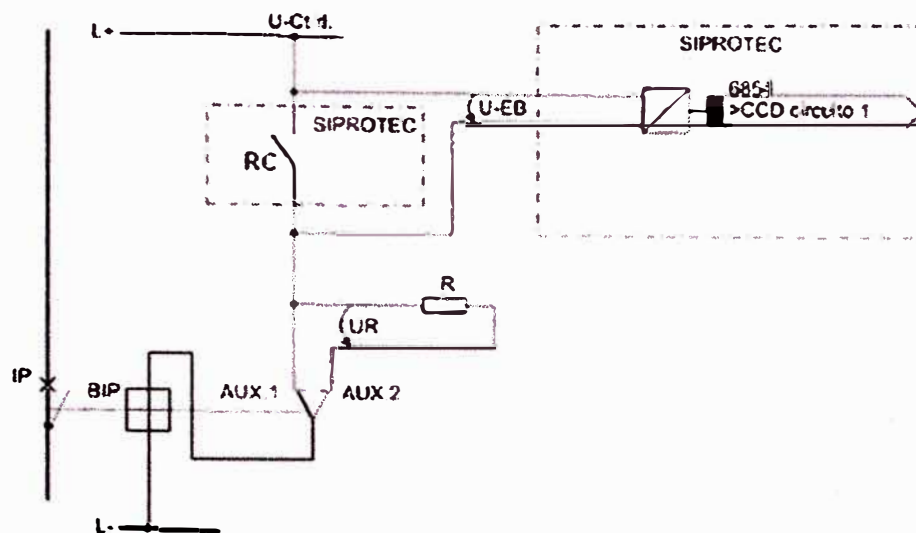
3.3 Supervisión del circuito de disparo (74TC)

Dependiendo del número de entradas binarias disponibles sin contacto común, se puede elegir entre una supervisión con una o dos entradas binarias. Si la configuración de las entradas binarias necesarias para esta aplicación, no corresponden al modo de supervisión previsto, se genera un aviso respectivo (“CCD err.ord. ó TripC ProgFAIL” con el número del circuito de supervisión erróneo). Utilizando dos entradas binarias se reconocen estados intermedios en el circuito de disparo para cada estado de conexión, con una sola entrada binaria no se pueden detectar estados intermedios en el mismo interruptor de potencia. Si el equipo es apto para disparo monopolar, se puede realizar una supervisión del circuito de disparo para cada uno de los polos del interruptor de potencia, si se disponen de las entradas binarias necesarias.

3.3.1 Supervisión con una entrada binaria: La entrada binaria se conecta según la figura 3.40, es decir, en paralelo al contacto del relé de disparo perteneciente al equipo de protección. El contacto auxiliar del interruptor de potencia está puenteado mediante una resistencia equivalente R de alto ohmiaje. La tensión de control para el interruptor de potencia debe ser aproximadamente el doble del valor de la caída de tensión mínima en la entrada binaria ($U_{ctrl.} > 2 \cdot U_{EBmin}$). Ya que para una entrada binaria se necesita por lo menos 19V, se realiza la supervisión con una tensión por parte de la instalación de aproximadamente 38V.

Settings:

No.	Settings	Value
4001	74TC TRIP Circuit Supervision	ON
4002	Number of Binary Inputs per trip circuit	2
4003	Delay Time for alarm	2 sec



RC	Contacto de relé de mando
IP	Interruptor de potencia
BIP	Bobina del interruptor de potencia
Aux1	Interruptor de potencia-contacto auxiliar (abridor)
Aux2	Interruptor de potencia-contacto auxiliar (cerrador)
U-Ct1	Tensión de control (tensión de disparo)
U-EB	Tensión de entrada para la entrada binaria
R	Resistencia equivalente
UR	Tensión en la resistencia equivalente

Fig. 3.40 Supervisión del circuito de disparo con una entrada binaria

En funcionamiento normal, el contacto de disparo RC del relé está abierto y con un circuito de disparo intacto, la entrada binaria está activada (estado lógico "H") ya que el circuito de supervisión está cerrado mediante el contacto auxiliar (con interruptor de potencia IP cerrado AUX. 1 o con IP abierto AUX. 2 mediante la resistencia equivalente R). Solamente, mientras que el relé se dispara y mantiene cerrado su contacto RC, la entrada binaria está cortocircuitada y por lo tanto, desactivada, (estado lógico "L"). Si durante el funcionamiento la entrada binaria permanece desactivada, se puede deducir que existe una apertura en el circuito de disparo o un fallo en la tensión de control (de disparo).

Ya que la supervisión de los circuitos de disparo no trabaja durante una perturbación, el contacto de disparo cerrado no produce un aviso de error ó alarma en el relé.

3.3.2 Supervisión con dos entradas binarias:

Utilizando dos entradas binarias, éstas se conectan según la figura 3.41, es decir, por un lado en paralelo al contacto de disparo del relé RC perteneciente al equipo, y por otro lado en paralelo al contacto auxiliar del interruptor.

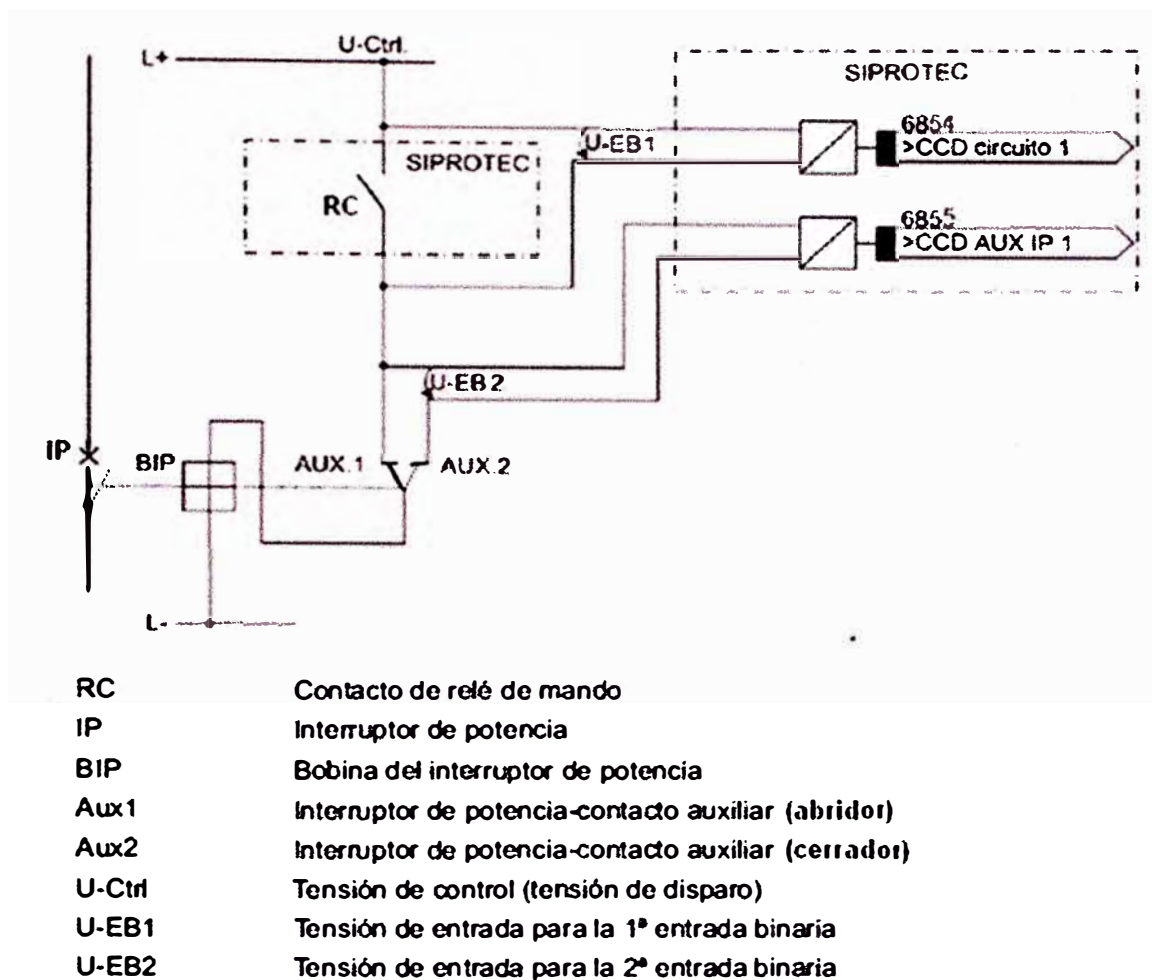


Fig. 3.41 Supervisión con dos entradas binarias

La condición necesaria para poder utilizar la supervisión del circuito de disparo, es que la tensión de accionamiento para el interruptor de potencia sea mayor que la suma de las caídas de tensión mínimas en las dos entradas binarias ($U_{ctrl} > 2 \cdot U_{EBmin}$). Ya que para cada entrada binaria es necesario al menos 19V, la supervisión sólo podrá funcionar con una tensión de accionamiento mayor que 38V disponible en la instalación.

La supervisión con dos entradas binarias no solamente detecta las interrupciones en el circuito de disparo y la pérdida de la tensión de activación, sino también supervisa la reacción del interruptor de potencia mediante la posición de los contactos auxiliares del mismo.

Las entradas binarias son activadas (estado lógico "H" en la tabla siguiente) o desactivadas (estado lógico "L") dependiendo del estado de conmutación del relé de disparo y del interruptor de potencia.

Un estado en el cual ambas entradas binarias no están activadas ("L"), solamente es posible, con los circuitos de disparo intactos, durante una fase de transición breve (el contacto del relé de disparo está cerrado mientras el interruptor de potencia todavía no

ha abierto). Si este estado permanece, entonces se trata de un cortocircuito o de una apertura en el circuito de disparo, como también es presumible la pérdida de la tensión de batería o un fallo en el mecanismo del interruptor. Este estado sirve como criterio de apertura y es supervisado.

TABLA N° 3.3 Estados de las BI's dependiendo de RC e IP

Relé de disparo	Interruptor de potencia	Aux. 1	Aux. 2	EB 1	EB 2	Estado dinámico	Estado estático
abierto	ON	cerrado	abierto	H	L	Servicio normal con interruptor de potencia cerrado	
abierto	OFF	abierto	cerrado	H	H	Servicio normal con interruptor de potencia abierto	
cerrado	ON	cerrado	abierto	L	L	Transición o fallo	Fallo
cerrado	OFF	abierto	cerrado	L	H	RC ha activado con éxito el interruptor de potencia	

Los estados de las entradas binarias se controlan periódicamente. Un ciclo de control se efectúa aproximadamente cada 500 ms. Después de detectar un error en 3 ciclos consecutivos, se genera un aviso de error. Mediante esta repetición de pruebas se determina el tiempo de retardo para el aviso de error y se evita un aviso de error durante fases de transición breves. Después de eliminarse el error en el circuito de disparo, se efectúa una reposición del aviso de error con el mismo tiempo.

3.4 Rechazo de carga

Es la reducción súbita, programada o intempestiva, a la evacuación de energía de una central generadora hacia el sistema interconectado, ocasionado por una falla en el sistema de transmisión. Ello origina la activación de los sistemas de seguridad de la central, de una manera tal que se detiene su operación de inmediato. Los rechazos de carga producen un fuerte ruido a causa de la liberación de vapor por válvulas de emergencia, sin que ello represente riesgos. Con el objeto de asegurar la correcta operación de los sistemas de seguridad se deben realizar periódicamente pruebas de rechazo de carga simulando las condiciones de una falla real.

Regulación de frecuencia:

Ajuste instantáneo de generación por parte de la central generadora encargada de mantener el equilibrio entre oferta y demanda de energía en el sistema interconectado, de manera tal que la frecuencia se mantenga estable. Cuando se producen alteraciones mayores en el sistema, como fallas de las líneas o de centrales, puede ocurrir que la unidad reguladora de frecuencia no tenga una capacidad instantánea suficiente para

restablecer el equilibrio en forma inmediata. En estos casos se recurre a otras medidas, tales como utilizar potencia en giro de otras unidades del sistema, incorporar potencia de unidades de rápida conexión y toma de carga, separar sistema y desconectar consumos por breves lapsos hasta normalizar la generación y luego restablecer el suministro pleno.

3.4.1 Regulación de tensión:

Nivelación y restablecimiento de los niveles normales de tensión de operación, mediante la activación de sistemas de control de centrales generadoras o subestaciones ante una variación que sobrepasa ciertos márgenes establecidos como tolerables. Con la activación de estos reguladores de tensión, las centrales o subestaciones aportan energía reactiva que permite nivelar y restablecer los niveles de tensión normales de operación.

3.4.2 Relés de baja frecuencia:

Sistemas automáticos de protección consistentes en interruptores que se abren ante una baja frecuencia que sobrepasa ciertos márgenes establecidos como tolerables. Con la activación de estos relés, dichas instalaciones son desconectadas automáticamente, evitándose así que sus equipos sufran daños.

3.4.3 Reserva en frío: Centrales termoeléctricas que, por sus costos de operación, se encuentran desconectadas del sistema eléctrico. Permanecen en estado de reserva para entrar en servicio si son requeridas. En estos casos, su tiempo de conexión al sistema supera las 2 horas.

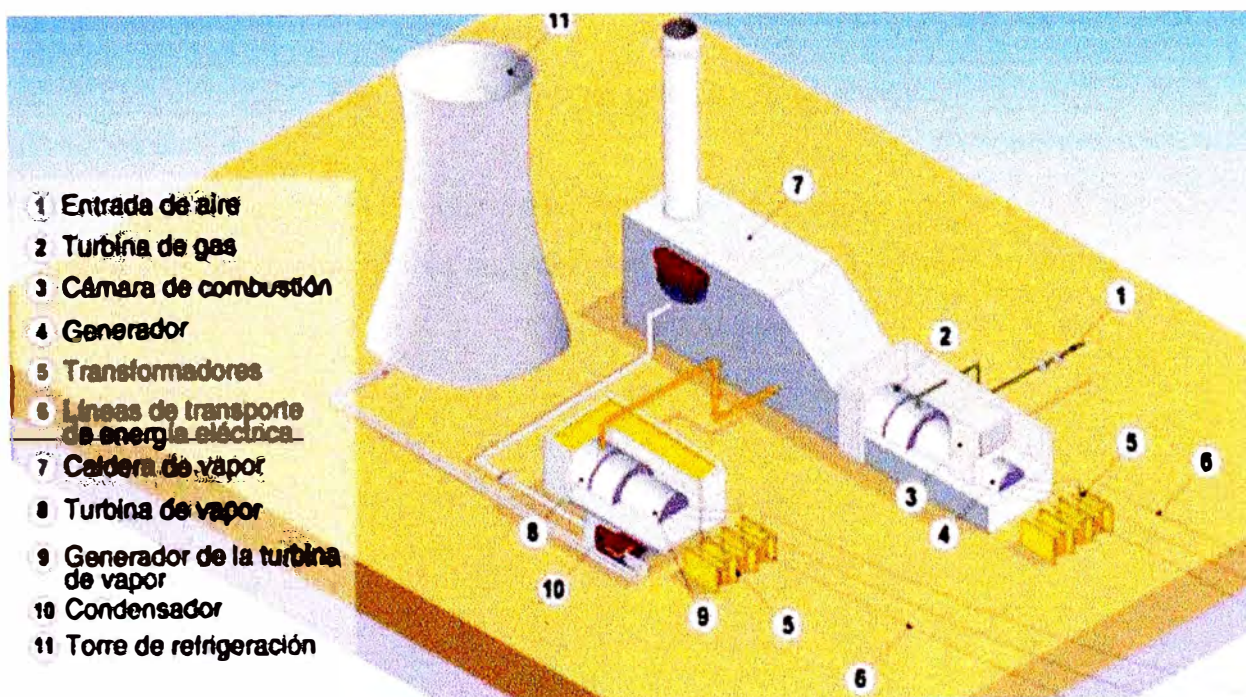


Fig. 3.42 Componentes de una central térmica

3.4.4 Reserva en Giro:

Centrales termoeléctricas o hidroeléctricas que se encuentran en operación a una potencia inferior a la máxima, contando así con un margen de reserva para subir carga si fuera necesario, en muy corto tiempo. El monto de la reserva en giro corresponde a la diferencia entre la potencia máxima y la potencia a la que la central está operando.

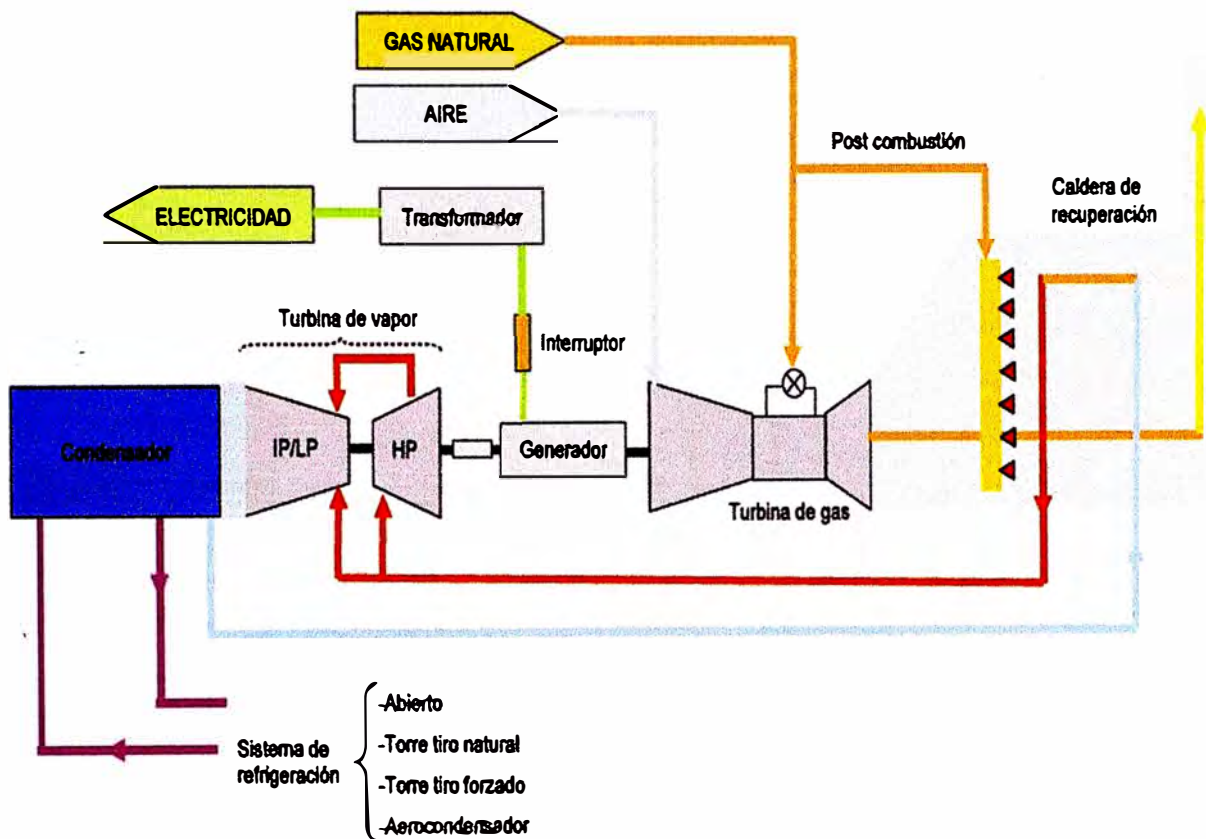


Fig. 3.43 Proceso de generación de energía

Termoeléctricas de ciclo combinado (Brayton + Rankine) son mayormente usadas debido a su rendimiento global superior que los ciclos individuales en configuraciones 1x1, 2x1, 3x1.

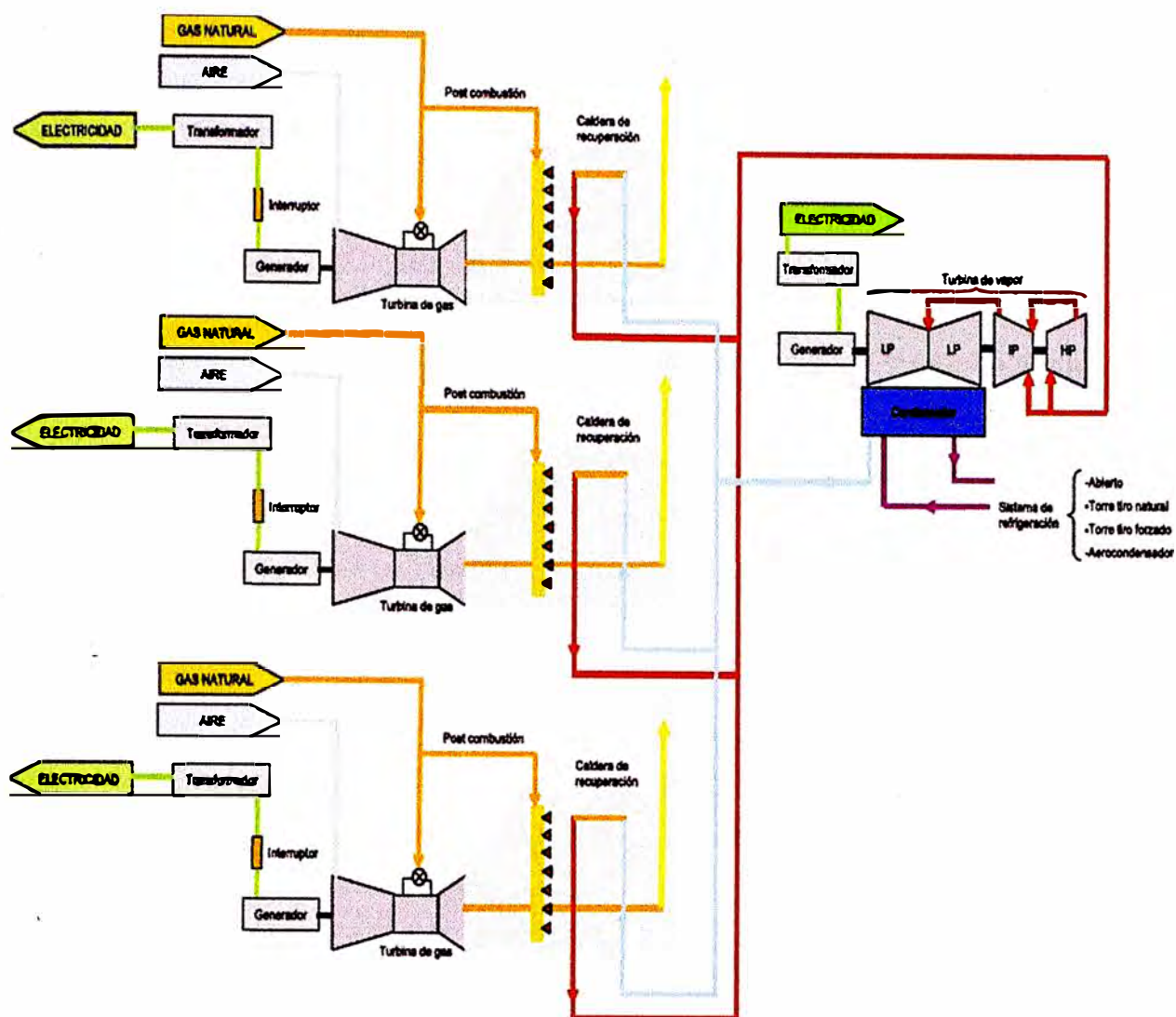


Fig. 3.44 Centrales térmicas de ciclo combinado

3.4.5 Modelado de cargas eléctricas:

La carga en los sistemas eléctricos de potencia está compuesta por una gran variedad de equipos. El consumo de potencia activa de algunas cargas eléctricas como las resistivas, de alumbrado, hornos eléctricos y las de calefacción es independiente de la frecuencia. El consumo de potencia en los motores de inducción como ventiladores y bombas de agua cambia con la frecuencia debido a los cambios en la velocidad del motor.

$$\Delta P_e = \Delta P_L + \Delta P_C(f) \dots \dots \dots (3.1)$$

ΔP_e : cambio en la potencia activa de la carga total.

ΔP_L : cambio de la potencia activa de carga que es independiente a los cambios de frecuencia.

$\Delta P_C(f)$: cambio de la potencia activa de carga sensible a los cambios de frecuencia.

La sensibilidad de la carga ante variaciones de frecuencia se define como constante de amortiguamiento "D" de la carga. Los valores típicos van desde 0.01pu hasta 0.02pu, es

decir, un valor $D = 0.02\text{pu}$ significa que un cambio de frecuencia de 0.01pu causa un cambio de 0.02pu en la carga.

$$\Delta P_e = \Delta P_l + \Delta P_c(f)$$

$$\Delta P_c / \Delta f = D$$

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D * \Delta f$$

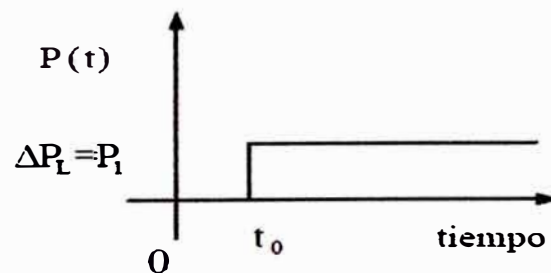
La carga de los SEP tiene variaciones naturales durante el día, son impredecibles y aleatorias. Esto hace que el estado del sistema cambie y que el control automático de carga – frecuencia siga los cambios de la potencia de carga tratando que los valores de frecuencia y de los flujos de potencia en las interconexiones entre las áreas de control se mantengan constantes. Otra característica importante de los cambios naturales de la carga es que son pequeños en comparación con la capacidad del sistema. Por esta razón la regulación carga – frecuencia son modelos lineales, linealizados alrededor de un punto de operación.

Representación de los cambios en la potencia de la carga:

. **Cambio de carga tipo escalón:** Representa la pérdida (aumento) de carga, o la salida (entrada) de un generador. P_l es positivo si la carga del sistema aumenta.

$$\Delta P_L = \begin{cases} 0 & \text{para } t < t_0 \\ \pm P_1 & \text{para } t \geq t_0 \end{cases}$$

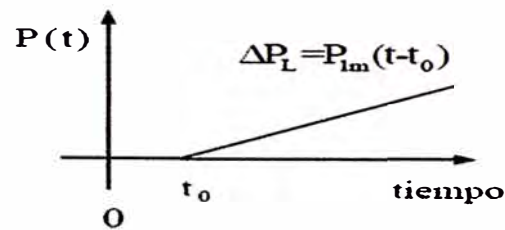
t_0 es el tiempo en el que inicia el disturbio.
 P_1 es la altura del escalón.



. **Cambio de carga tipo rampa:** Corresponde a la trayectoria en el tiempo que sigue la potencia de la carga en periodos de máxima y mínima demanda. P_{lm} es positivo cuando la carga del sistema aumenta.

$$\Delta P_L = \begin{cases} 0 & \text{para } t < t_0 \\ \pm P_{1m}(t - t_0) & \text{para } t \geq t_0 \end{cases}$$

t_0 es el tiempo en el que inicia el disturbio.
 P_{1m} es la pendiente de la rampa.



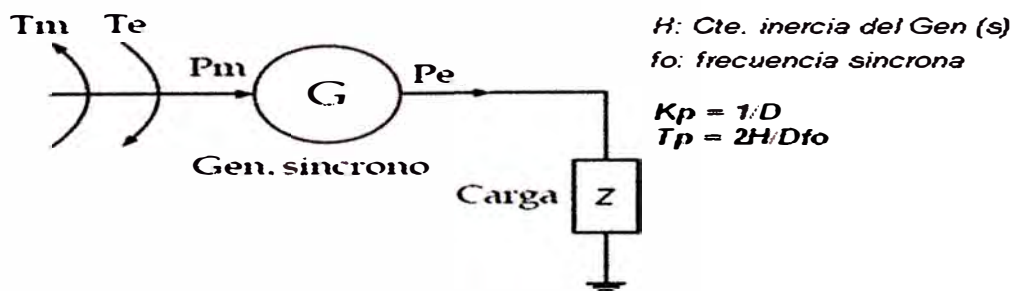
3.4.6 Criterios de rechazo automático de carga:

. ERACMF: Esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia. Debido al elevado consumo de potencia activa o por deficiencias de regulación de “f” o número de revoluciones.

. EDAGSF: Esquema de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia. Debido a la desconexión de cargas en redes aisladas o fallas en la regulación de “f”. Riesgo de autoexcitación de las máquinas que trabajan en líneas de gran longitud en vacío.

. FINALIDAD: Prevenir el colapso de un sistema interconectado o de subsistemas aislados por frecuencia, al permitir que se restablezca el balance Generación – Carga a una frecuencia apropiada.

Los transitorios mecánicos del generador síncrono están expresados en la ecuación de balance electromecánico:

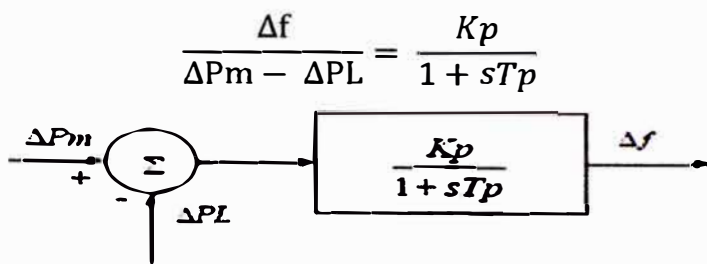


$$\frac{d}{dt}(\omega) = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e)$$

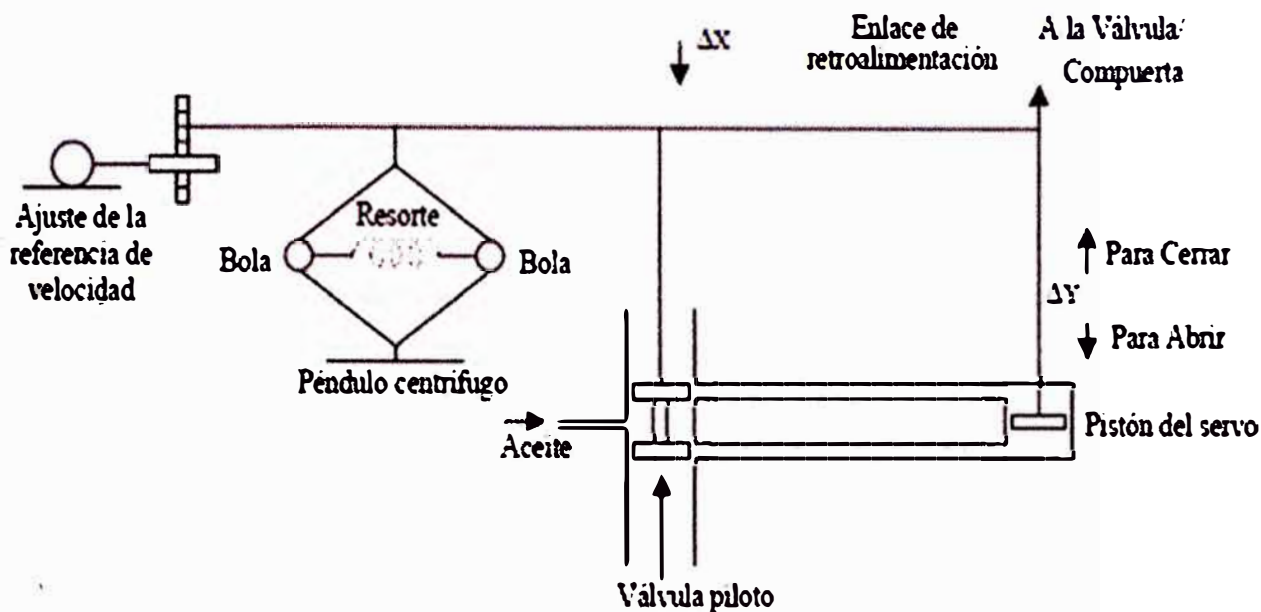
$$\frac{d}{dt}(\Delta f) = \frac{f_0}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e)$$

$$\frac{d}{dt}(\Delta f) = \frac{f_0}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_L - D\Delta f)$$

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_m - \Delta P_L} = \frac{1}{D + s(2H/f_0)}$$



Función de transferencia de un generador síncrono en un área aislada alimentando una carga local

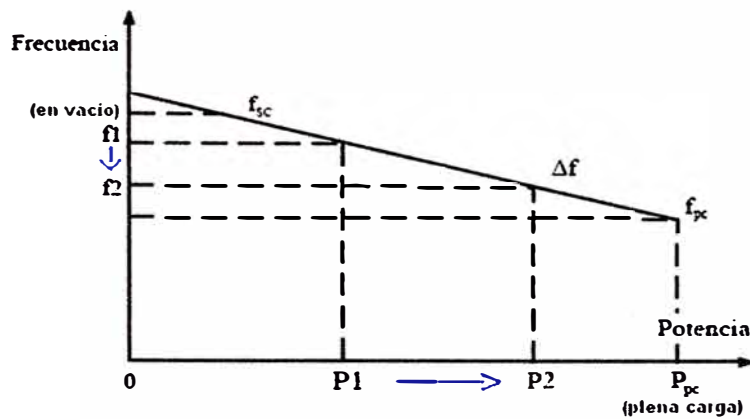


Mecanismo mecánico – hidráulico que representa un gobernador con regulación. La ecuación de regulación de la potencia está dada por:

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \dots \dots \dots (3.2)$$

La ecuación 3.1 es similar a la ecuación 3.2 sólo que esta última es la potencia aplicada a un generador. Si $\Delta P_{ref} = 0$ (la potencia de referencia es constante), un incremento en ΔP_g es el resultado de una disminución en Δf . Luego se define la regulación o estatismo del gobernador como la pendiente de la característica potencia de carga – frecuencia.

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{f_2 - f_1}{P_2 - P_1} = \frac{f_{sc} - f_{pc}}{P_{pc}}$$



Regulación R del gobernador

APLICACIÓN: Una turbina genera 190MW, y trabaja al 80% de su potencia nominal. Si se presenta un incremento de carga de 1%, calcular el valor de Δf resultante teniendo en cuenta que su frecuencia nominal es de 60Hz y su estatismo $R = 0.08$.

SOL:

$$P_{\text{turb}} = 190\text{MW} \cdot 0.8 = 152\text{MW}$$

El disturbio de incremento de carga del sistema en p.u. es:

$$P_{\text{porcentaje}} = 1\%, \text{ por lo tanto } \Delta P_{\text{p.u.}} = 0.01 \text{ p.u.}$$

El incremento de la carga del sistema en MW:

$$\Delta P_{\text{sistema}} = 152\text{MW} \cdot 0.01 = 1.52\text{MW}$$

El cambio de frecuencia del sistema en p.u.:

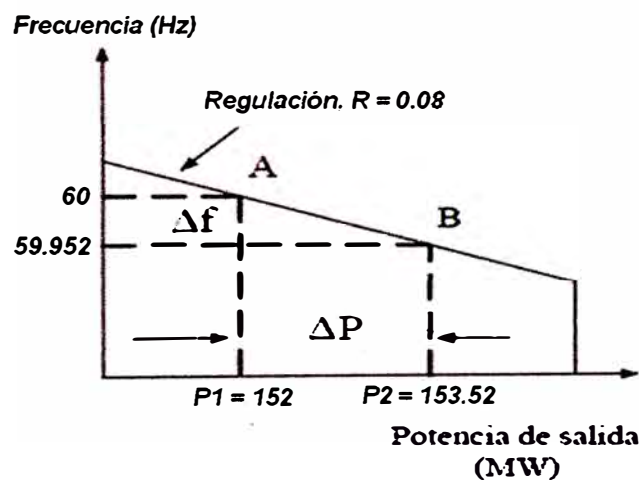
$$\Delta f = R \cdot \Delta P_{\text{p.u.}} = 0.08 \cdot 0.01 = 0.0008$$

El valor de la frecuencia final en Hz

$$f_1 = f_0 - (f_0 \cdot \Delta f), \text{ por lo tanto } f_1 = 60 - (60 \cdot 0.0008) = 59.952\text{Hz}$$

Cambio final de la potencia del sistema:

$$P_2 = P_1 + (P_1 \cdot \Delta P_{\text{p.u.}}) = 152\text{MW} + 152 \cdot 0.01 = 153.52\text{MW}$$



En concordancia a los límites de exposición a subfrecuencias y sobrefrecuencias en las turbinas de vapor, las frecuencias finales luego de la actuación de los esquemas deben ser apropiadas. En algunos casos los rechazos de cargas pueden provocar un retorno muy lento de la frecuencia a su valor normal de operación o su establecimiento en un valor muy bajo, con lo cual existe la posibilidad de operación a una frecuencia baja durante un tiempo largo, provocando daños a las turbinas de vapor. El valor final alcanzado en la simulación debería estar próximo a 59.5Hz. En operación real, luego de un evento que comprometa la frecuencia, el sistema podría operar a este valor durante un tiempo, sin transgredir su máximo tiempo de exposición, con regulación secundaria se lleva a la frecuencia nominal.

Ante un desbalance entre generación y carga, para evitar la salida indeseada de un grupo de generación, antes de la actuación de los ERACMF y EDAGSF, las unidades de generación deben permanecer operando transitoriamente, antes y durante la actuación de los esquemas mencionados y hasta antes de que sus protecciones propias de $f <$ y $f >$ actúen.

El ERACMF debe responder a las necesidades individuales de cada zona del sistema interconectado de potencia, y su especificación debe estar adaptada al comportamiento zonal de la frecuencia al aislarse.

El umbral de primera etapa debe permitir que luego de una pérdida de generación, el sistema desarrolle su frenado en las inercias de las turbinas y generadores del sistema, mientras los gobernadores inician el incremento de potencia de las unidades de generación.

(Frecuencia de inicio ERACMF: 59Hz).

El ERACMF no debe incurrir en sobre rechazos de carga que elevan la frecuencia al punto de activar el EDAGSF.

El EDAGSF (+1Hz) no debe provocar desconexiones excesivas que hagan que la frecuencia descienda al nivel del umbral de la primera etapa del ERACMF.

Las tensiones en barras de 220kV y 138kV no deben exceder el 10% de sus valores nominales luego de la actuación del ERACMF.

El ERACMT debe activarse antes que actúen las protecciones de distancia de las líneas involucradas en la zona afectada; así también deben actuar si la tensión en barras caen por debajo del umbral, desconectando cargas para restituir la tensión a valores superiores al umbral.

El ERACMT no busca restituir la tensión a su valor de operación normal, sino proveer rápidamente un margen de seguridad del sistema afectado para que el coordinador de operación en tiempo real del sistema interconectado adopte acciones correctivas para que la tensión recupere su nivel normal, estas acciones pueden incluir rechazo manual de carga.

3.4.7 Relés utilizados para monitoreo de carga:

Al detectarse desviaciones de la frecuencia indeseadas en la red, la carga puede ser removida para una frecuencia específica configurada. Usaremos un relé siemens 7SJ para ilustrar el arranque de la función 81. La configuración puede darse en los siguientes rangos:

Para f_{nom} : 60Hz la Δf es de 50 a 70Hz (pasos de 0.01Hz).

4 escalones de arranque individualmente configurables como sobre/sub frecuencia ó en modo OFF y cada elemento puede ser retardado separadamente.

Pickup time $f >$, $f <$ ~ 80ms para f_{nom} : 60Hz

El bloqueo de la función 81 puede darse por la activación de la función de protección por subtensión (27) de secuencia positiva o por una entrada binaria.

3.4.8 Configuración de relés para rechazo de carga:

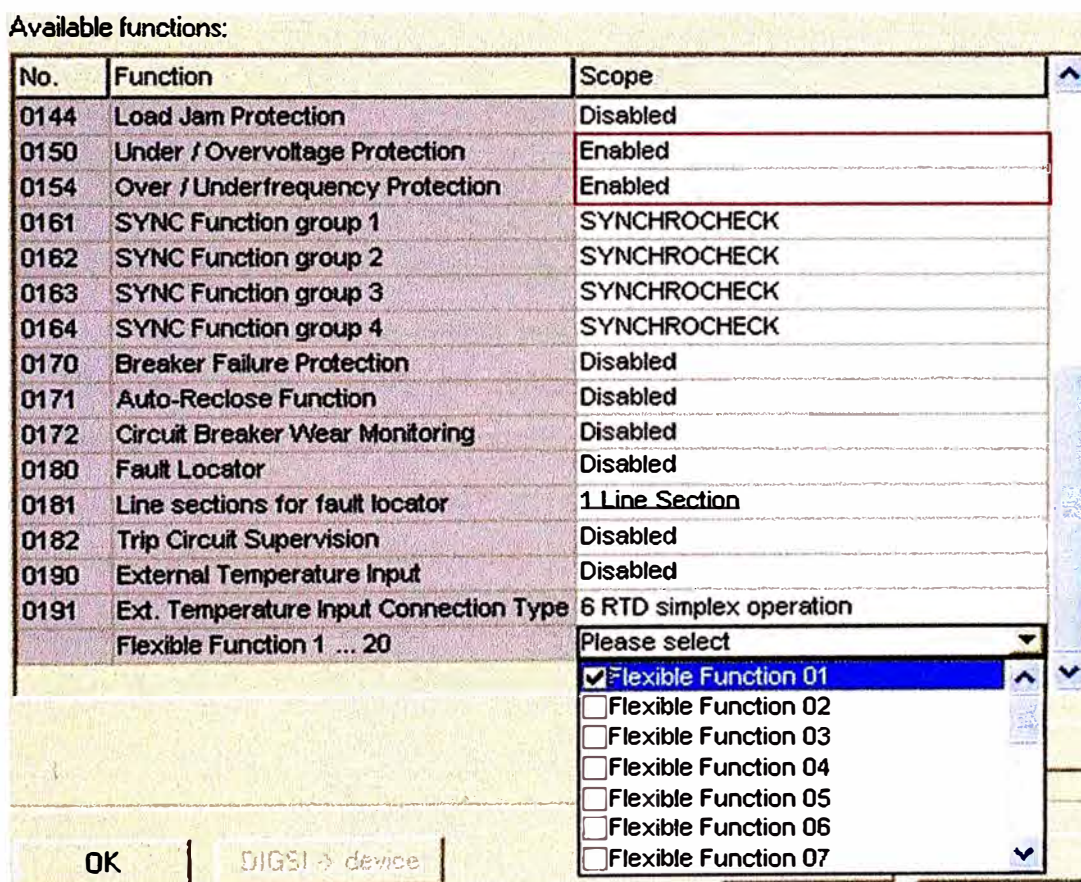


Fig. 3.45 Activación de la función 81 y la función flexible en el relé

Bajo la dirección 5402 se ajusta la tensión mínima, bajo la cual se bloquea la protección de frecuencia. Para una conexión trifásica y para una conexión monofásica con una tensión fase – fase, se debe ajustar el umbral como magnitud fase-fase. Para la conexión monofásica fase – tierra se debe ajustar el valor umbral como tensión de fase.

Frequency Protection - Setting Group A		
General Frequency Prot.		
Settings:		
No.	Settings	Value
5401	Over / Under Frequency Protection	ON ▾
5421	Over / Under Frequency Protection F1	ON - underfrequency stage
5422	Over / Under Frequency Protection F2	ON - overfrequency stage
5423	Over / Under Frequency Protection F3	OFF
5424	Over / Under Frequency Protection F4	OFF
5402	Minimum required voltage for operation	84 V
5415A	Dropout differential	0,02 Hz

Fig. 3.46 Habilitación de función y escalones F1(ON), F2(ON), F3 (OFF), F4(OFF)

Frequency Protection - Setting Group A		
General Frequency Prot.		
Settings:		
No.	Settings	Value
5404	F1 Pickup	58,80 Hz
5405	T F1 Time Delay	0,15 sec
5407	F2 Pickup	59,80 Hz
5408	T F2 Time Delay	0,00 sec
5410	F3 Pickup	57,50 Hz
5411	T F3 Time delay	3,00 sec
5413	F4 Pickup	61,00 Hz
5414	T F4 Time delay	30,00 sec

Fig. 3.47 Configuración de umbrales y tiempos de actuación

Función Flexible: Es una función de aplicación general que puede ser utilizada según su parametrización en diferentes métodos de protección. Cada función puede ser aplicada como una función individual de protección, como escalón suplementario en otra función existente o como lógica universal en la supervisión.

Flexible Function 01		
General Meas. Quantity Meas. Method Settings		
Settings:		
No.	Settings	Value
	Flexible Function	ON ▾
	Mode of Operation	Without Phase Reference

Fig. 3.48 Habilitación de función flexible para 81R

TABLA N° 3.4 Funciones de protección realizables

Grupo de valores característicos	Valor característico / Valor de medida		Función de protección	ANSI-No.	Modo de trabajo	
					3-fásico	1-fásico
Intensidad	I	Valor efectivo de la onda fundamental	Protección de sobreintensidad	50, 50G	X	X
	I_{rms}	True RMS (Valor efectivo)	Protección de sobreintensidad Protección de sobrecarga	50, 50G	X	X
	$3I_0$	Sistema homopolar	Protección de sobreintensidad, tierra	50N	X	
	I1	Componente de secuencia de fases positiva			X	
	I2	Componente de secuencia de fases negativa	Protección de carga desequilibrada	46	X	
	I2/I1	Relación entre componentes de secuencia de fases positiva y negativa			X	
Frecuencia	f	Frecuencia	Protección de frecuencia	81U/O	sin referencia de fase	
	df/dt	Variación de frecuencia	Protección de variación de frecuencia	81R		
Tensión	U	Valor efectivo de la onda fundamental	Protección de tensión Tensión de desplazamiento	27, 59, 59G	X	X
	U_{rms}	True RMS (Valor efectivo)	Protección de tensión Tensión de desplazamiento	27, 59, 59G	X	X
	$3U_0$	Sistema homopolar	Tensión de desplazamiento	59N	X	
	U_1	Componente de secuencia de fases positiva	Protección de tensión	27, 59	X	
	U_2	Componente de secuencia de fases negativa	Asimetría de tensión	47	X	

La función se basa en la conexión de una función lógica estándar a un valor característico a elegir mediante parámetros (valor de medida o valor calculado). Se disponen de los valores característicos indicados en la tabla 3.4 y de las funciones de protección realizables con estos valores.

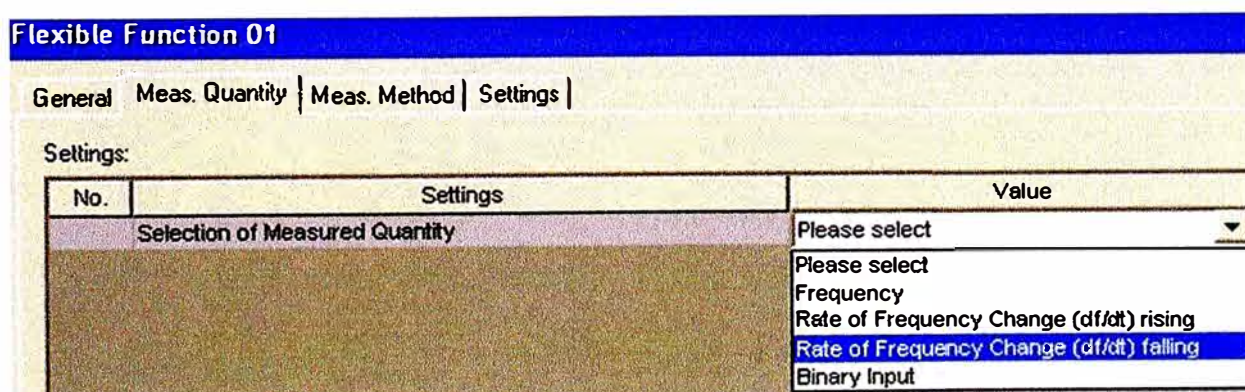


Fig. 3.49 Selección de la variable a medir

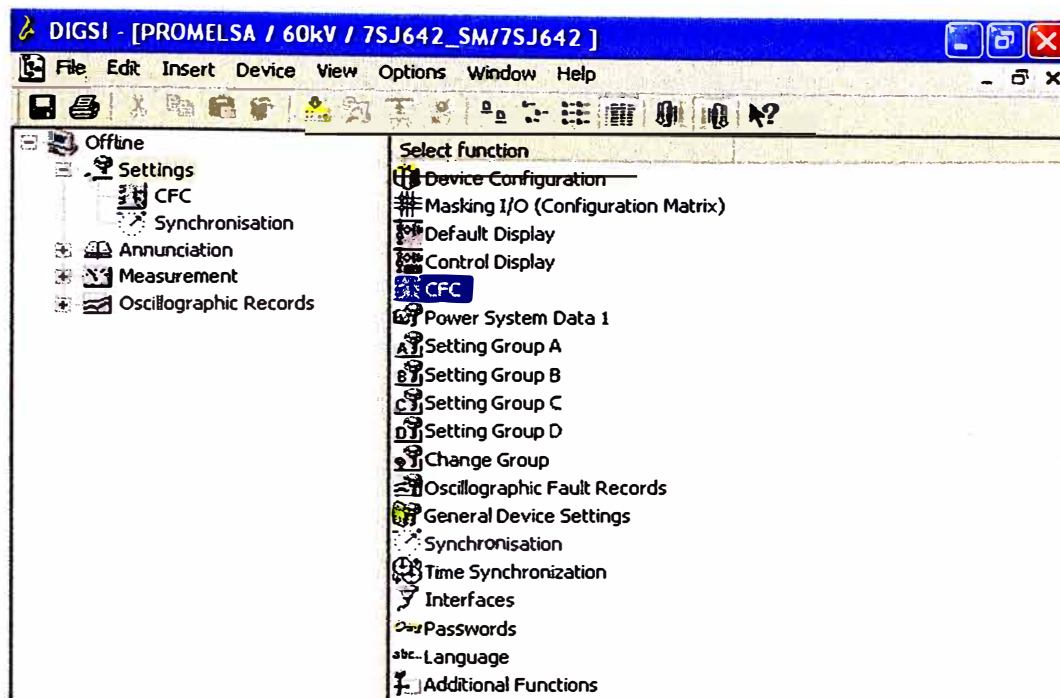


Fig. 3.52 Configuración del CFC para disparo por 81R



Fig. 3.53 Insertar la función CFC

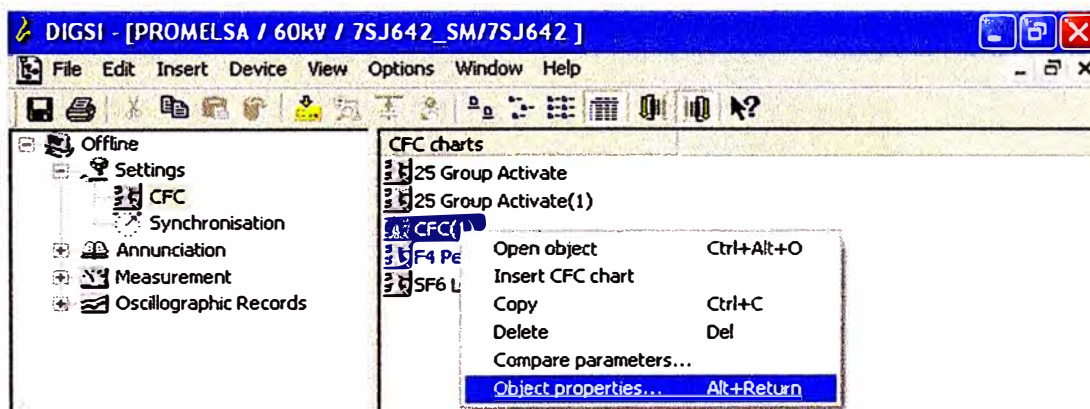


Fig. 3.54 Renombrar la función de acuerdo a la aplicación: Click en object properties

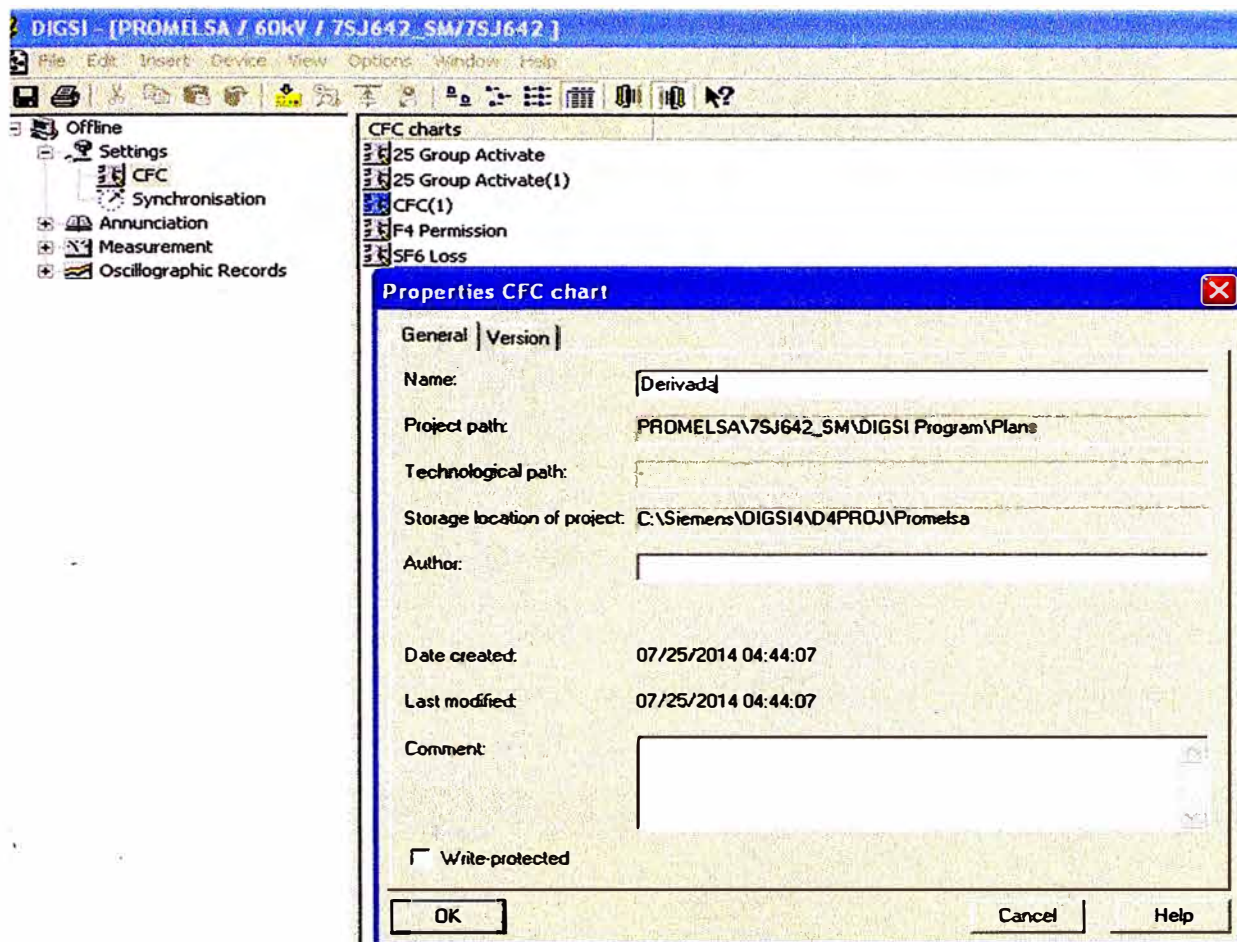


Fig. 3.55 Abrir la función insertada

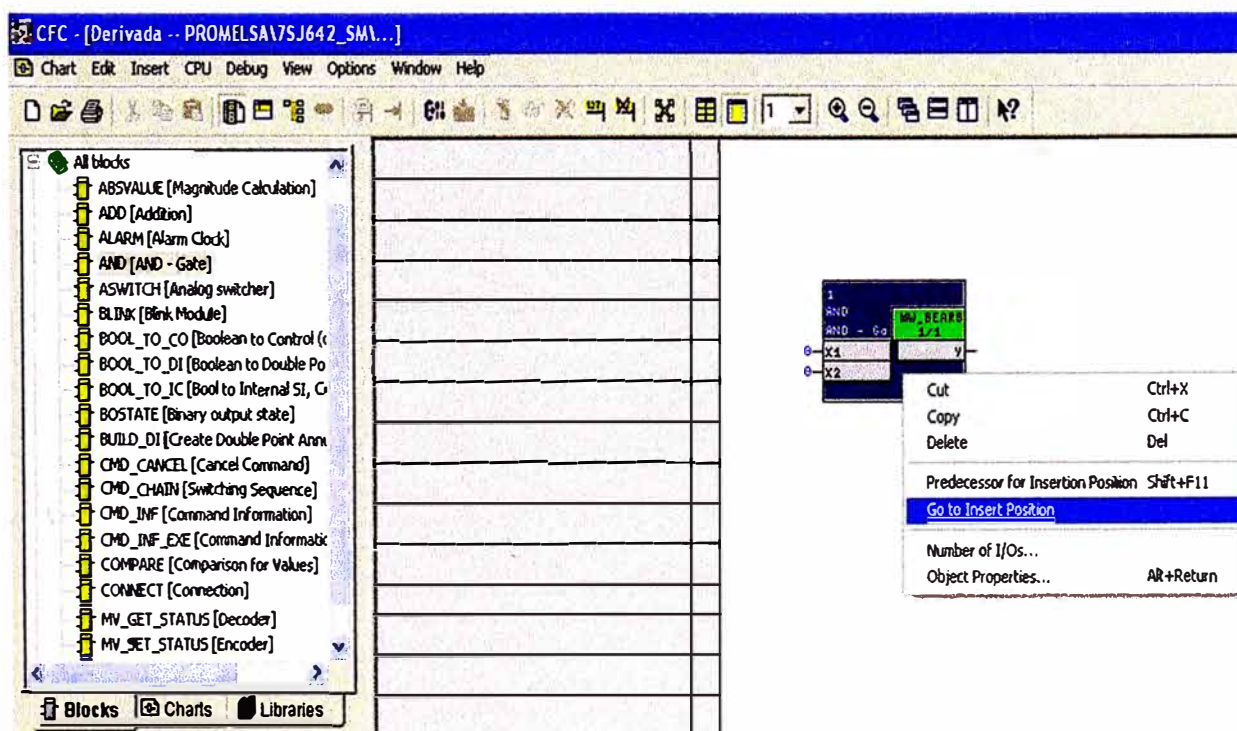


Fig. 3.56 Insertar el bloque lógico

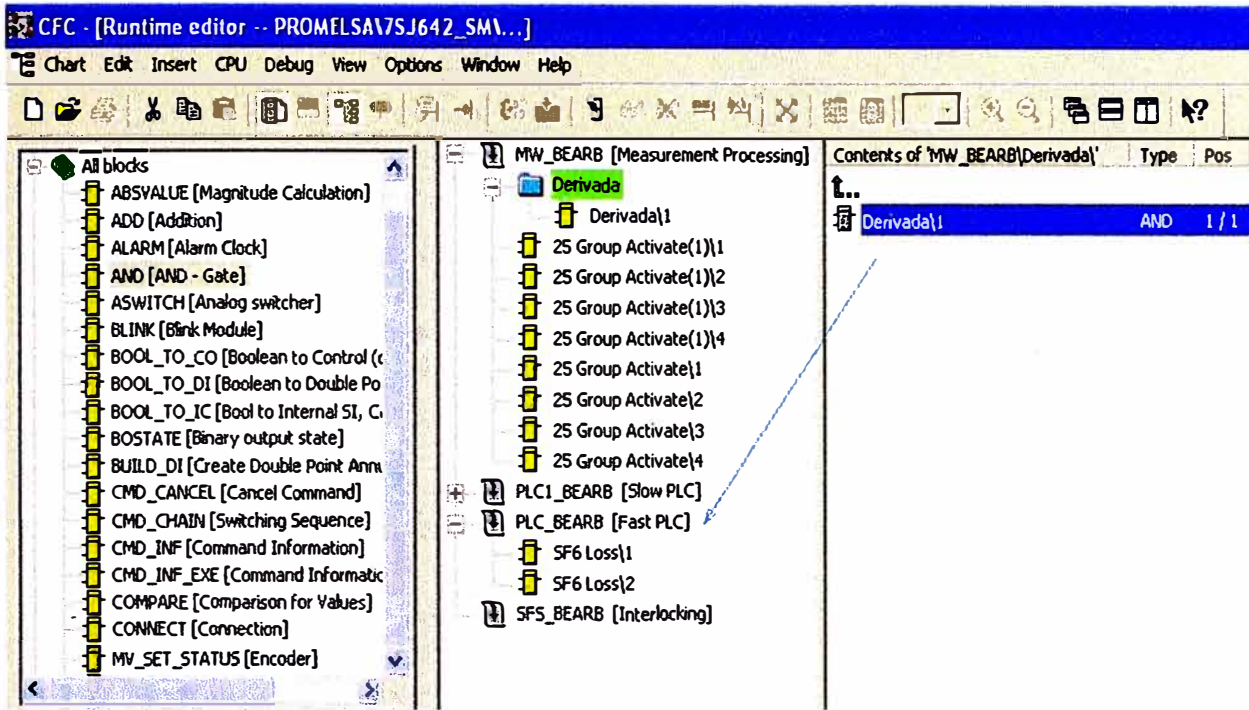


Fig. 3.57 Organizar el bloque lógico de acuerdo al tipo de señal a tratar: Señal rápida

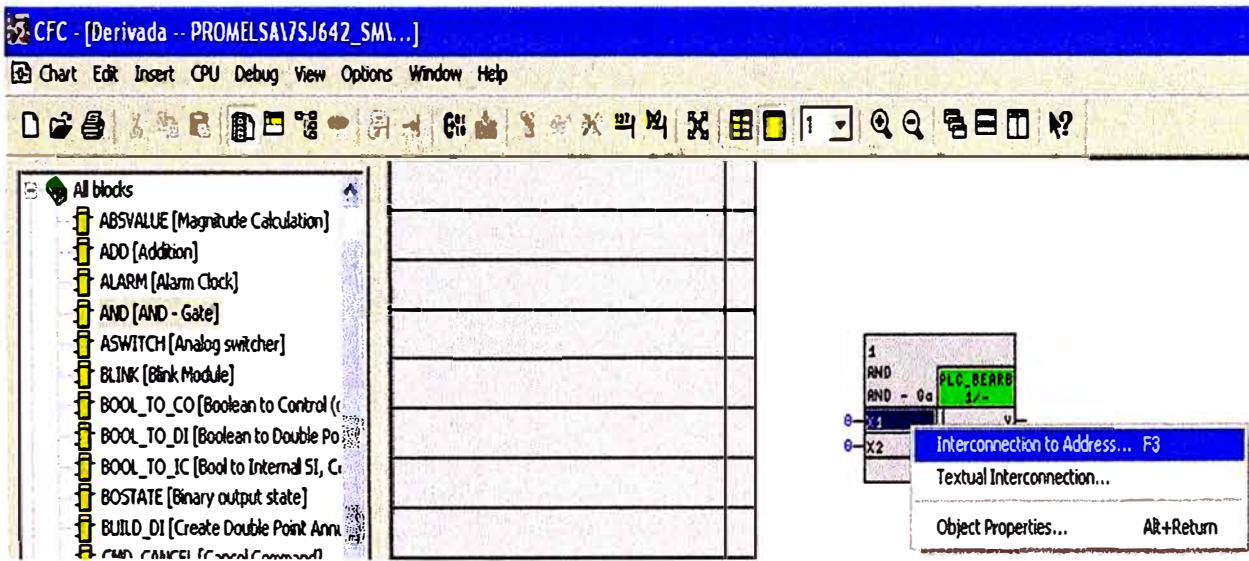


Fig. 3.58 Conectar las entradas del bloque de acuerdo al mapeo

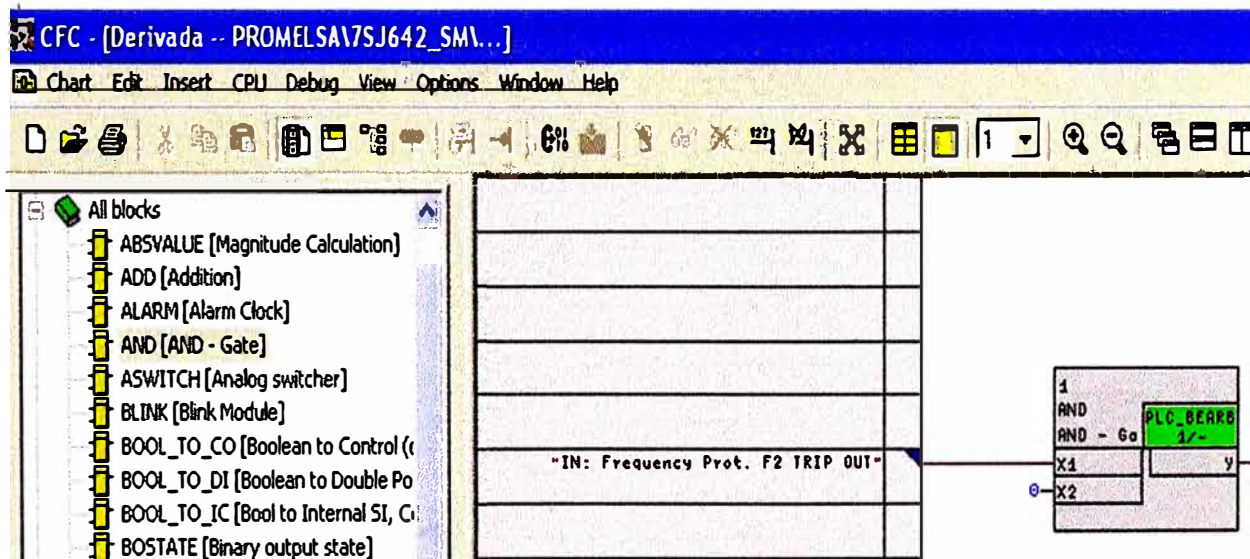
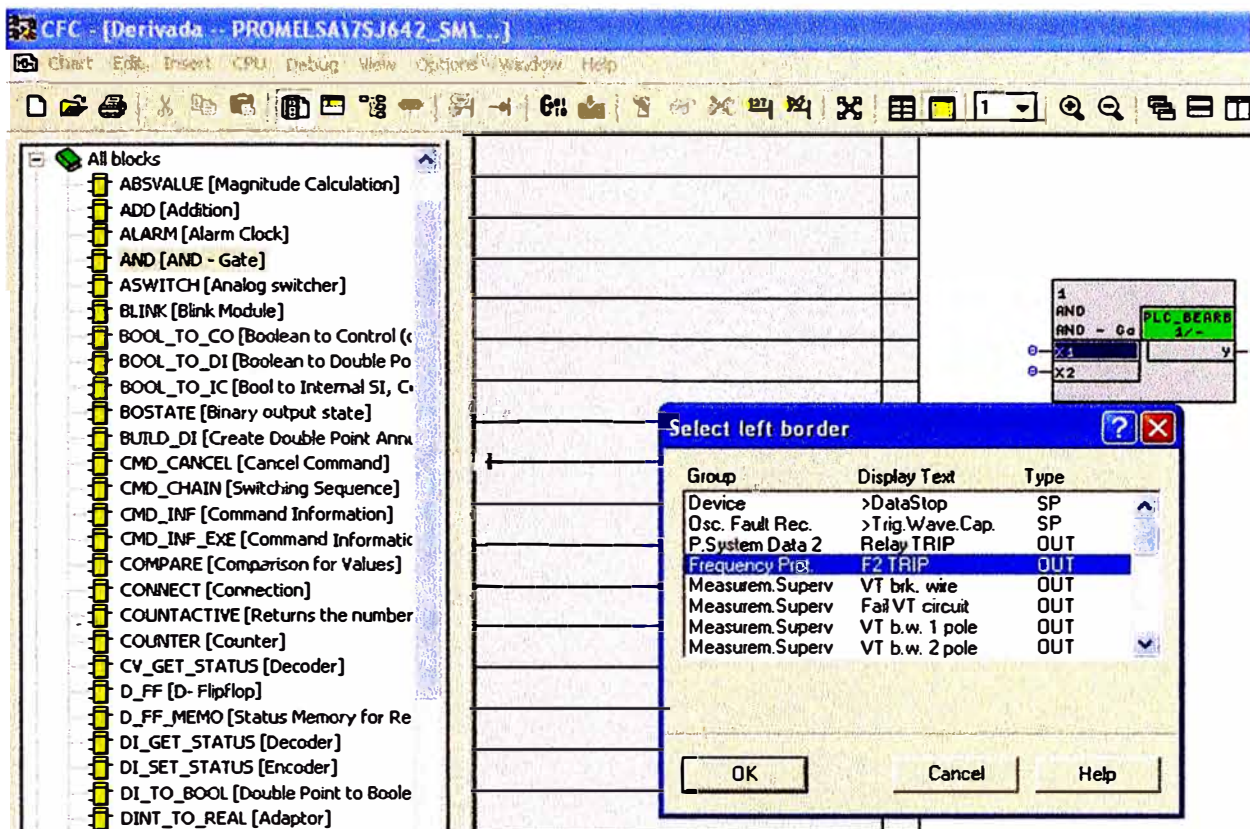


Fig. 3.59 Selección entrada izquierda X1 del bloque

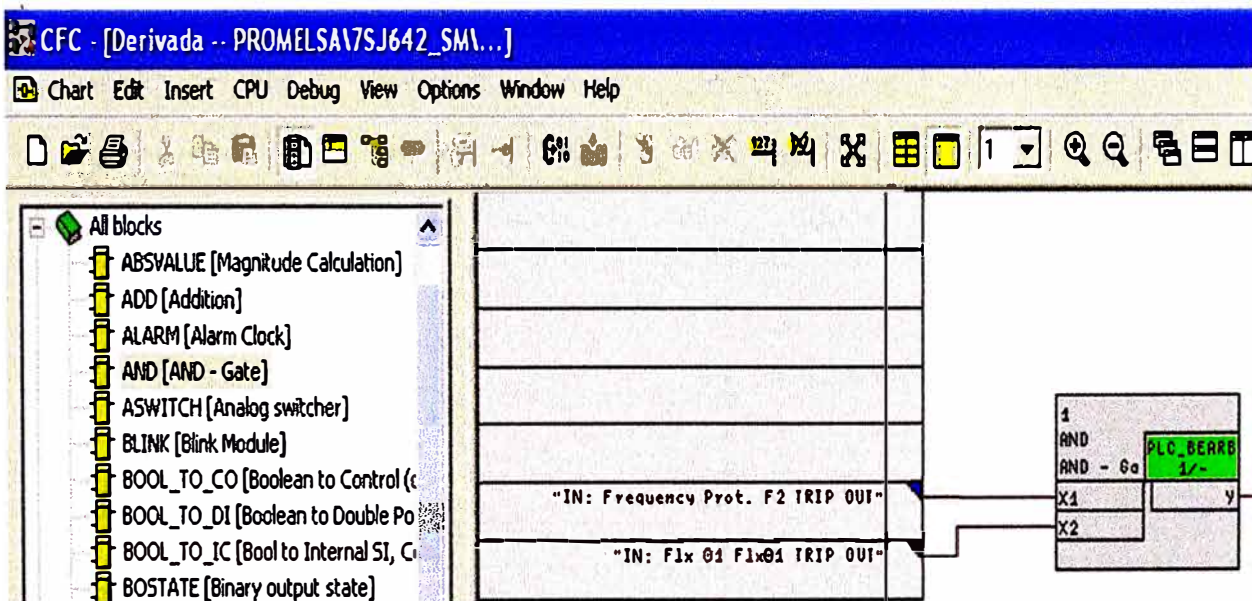
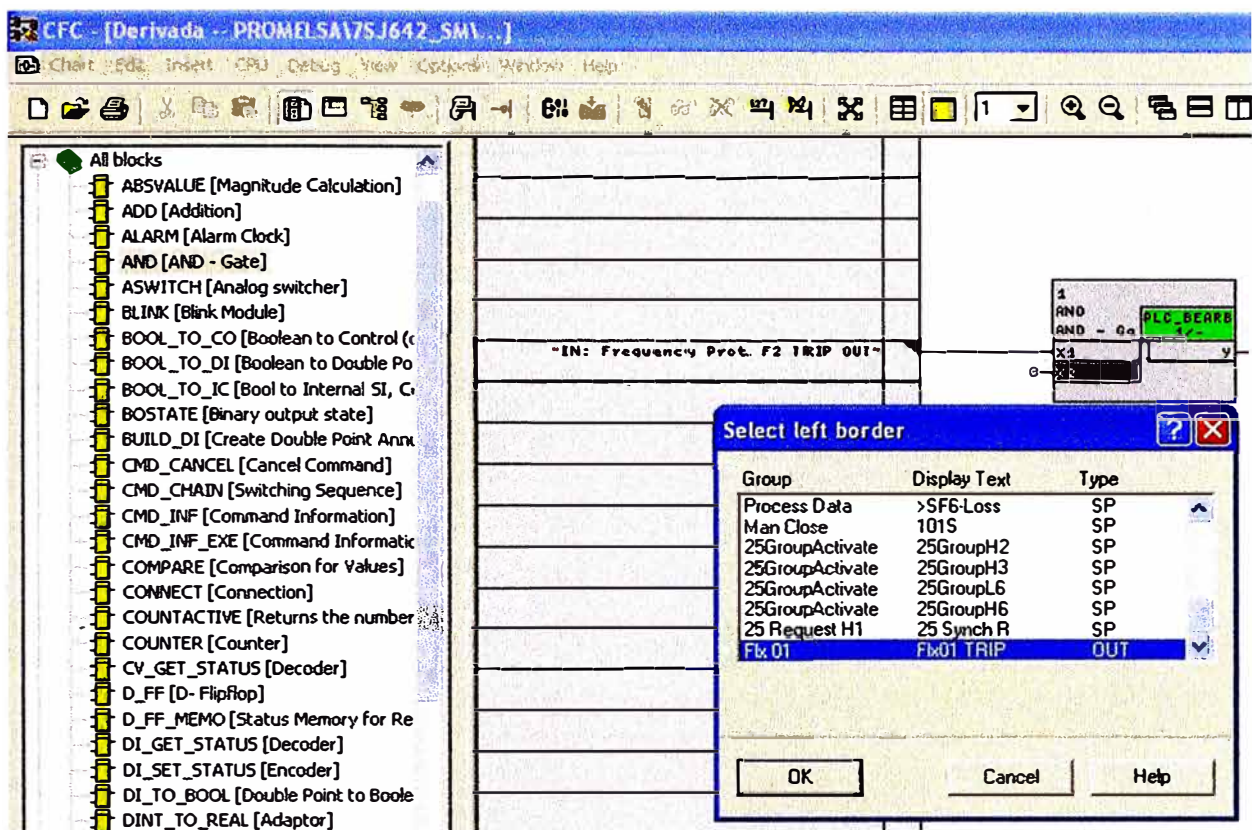


Fig. 3.60 Selección entrada X2 del bloque

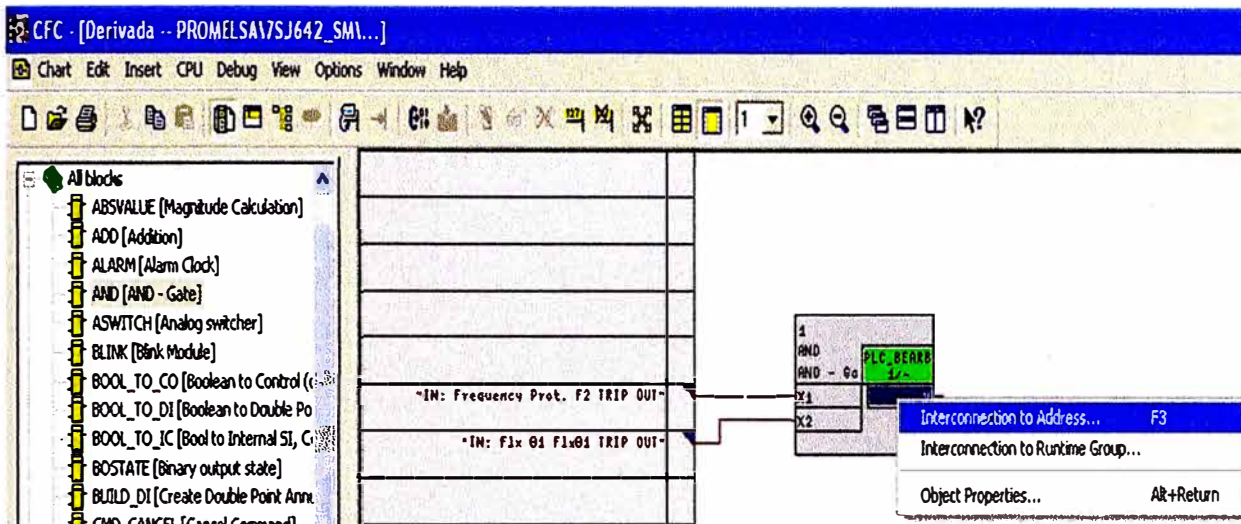
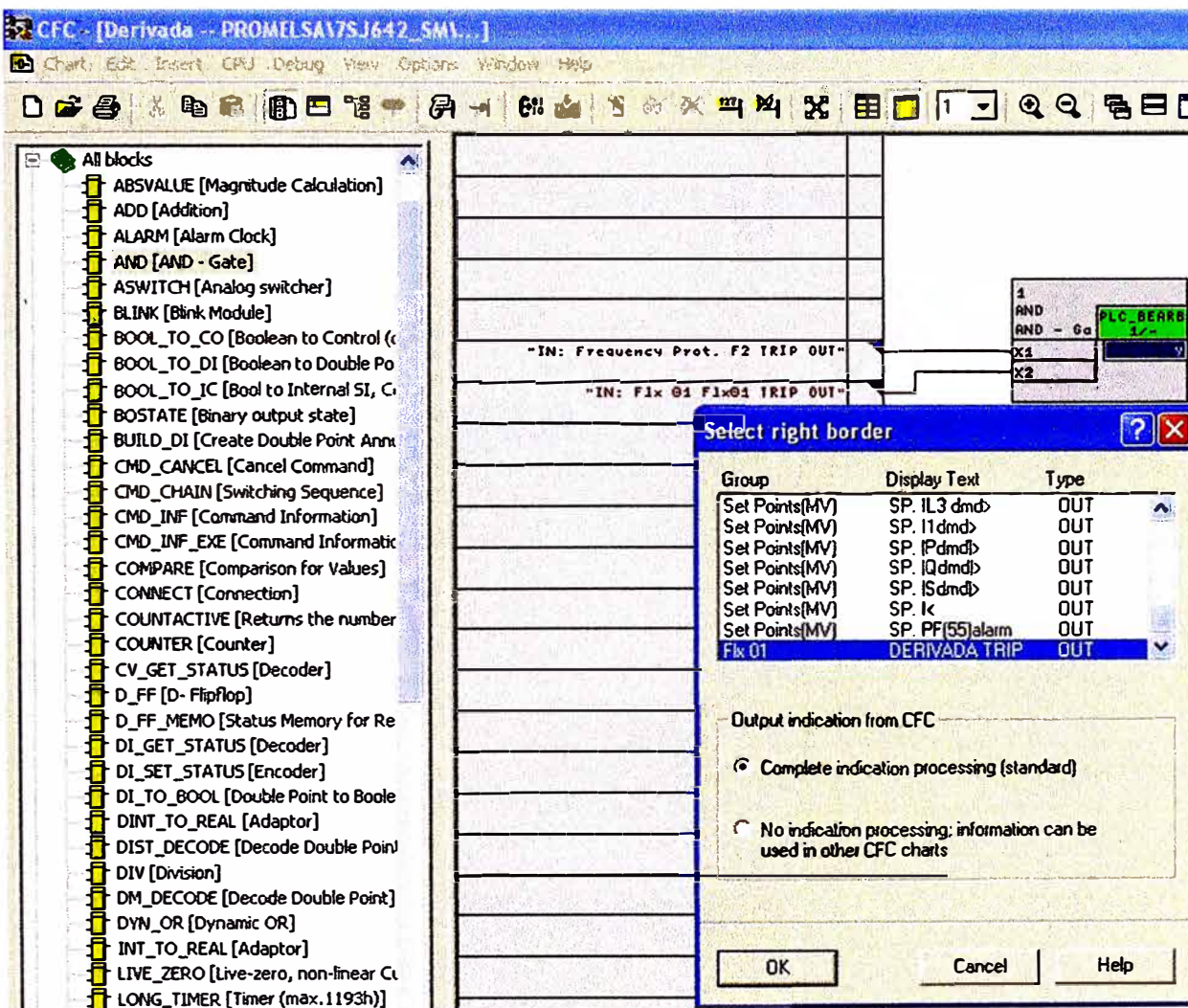


Fig. 3.61 Conectar las salidas del bloque de acuerdo al mapeo



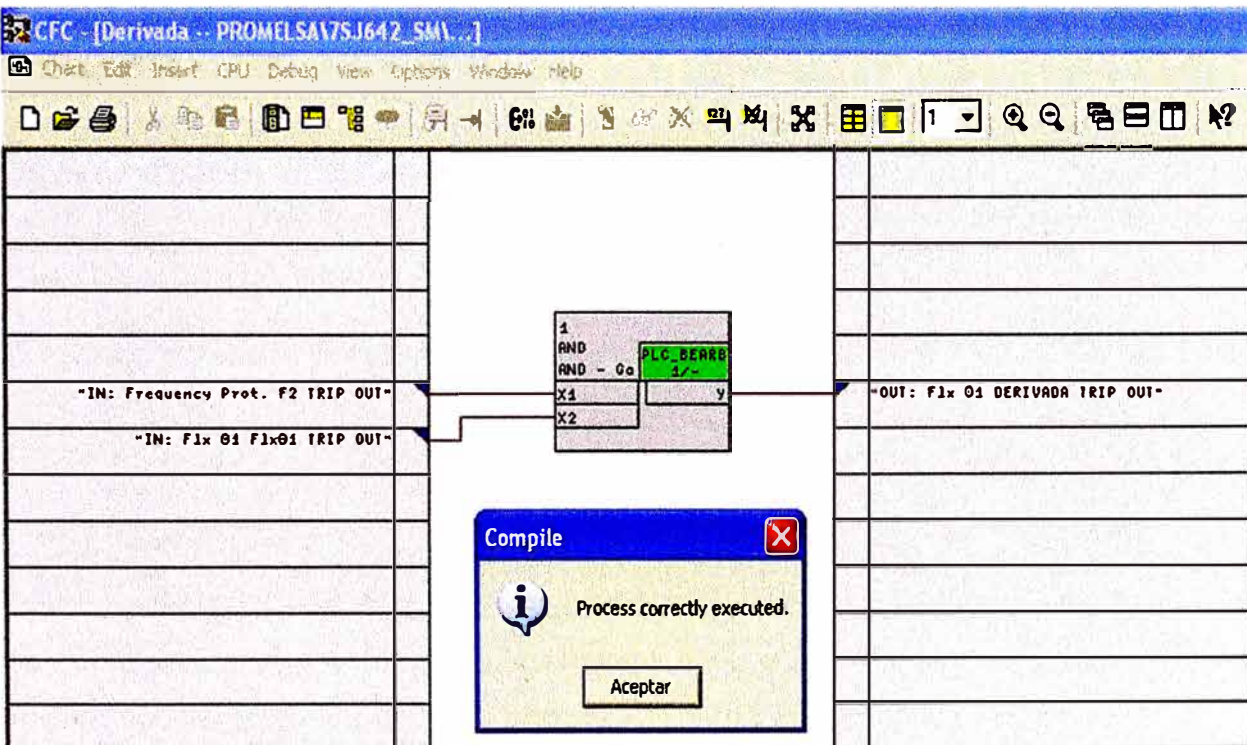
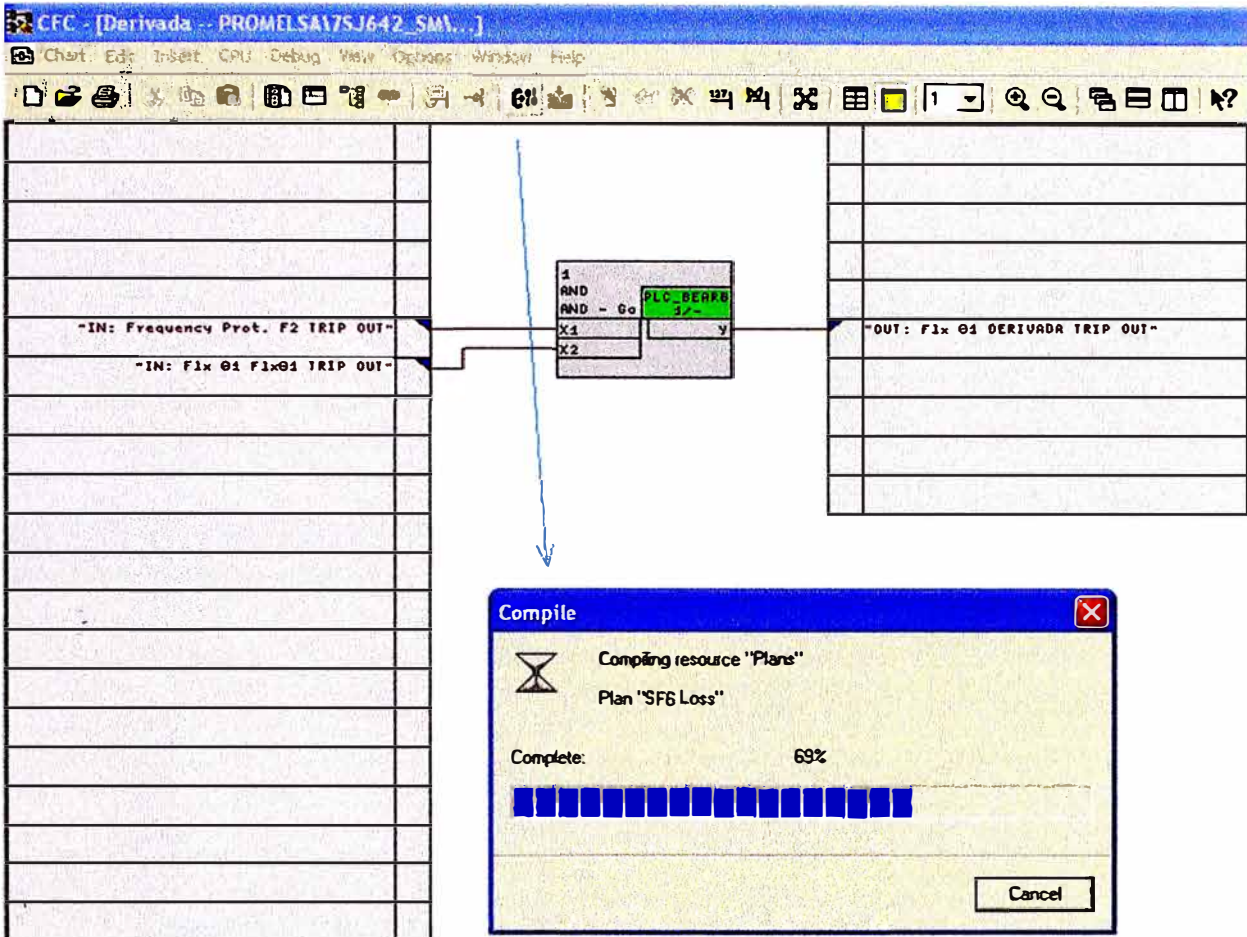


Fig. 3.62 Compilar la configuración completa

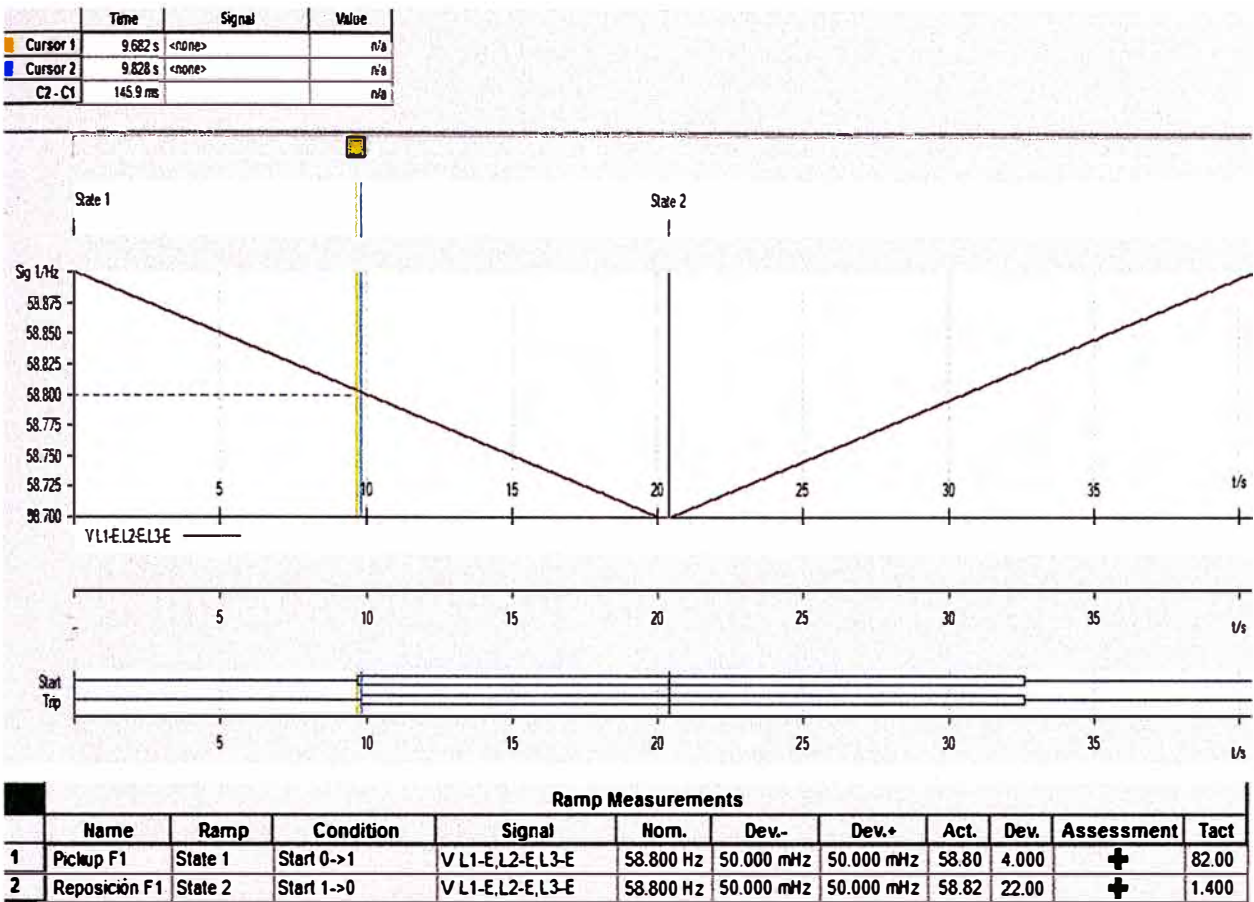
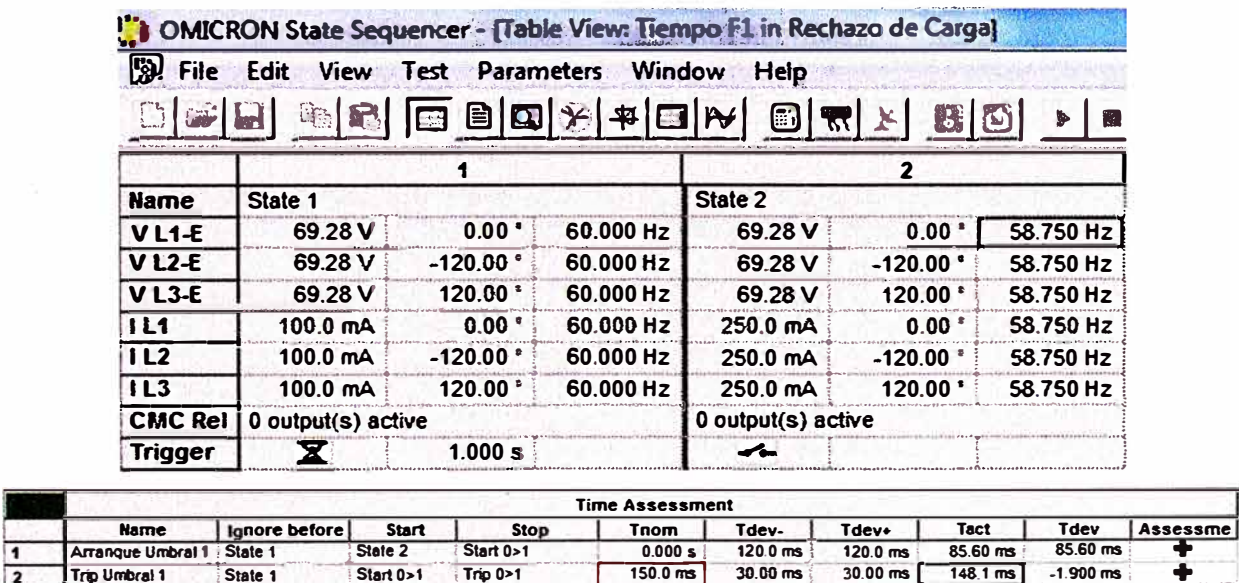


Fig. 3.64 Configuración y visualización de prueba arranque F1, 58.8Hz

El propósito es verificar el arranque de la protección 81U de la etapa 1 (81-1). Para esto generamos dos estados; el primero es una rampa decreciente desde 58.9Hz hasta 58.7Hz la cual deberá verificar el arranque en 58.8Hz; el segundo estado es una rampa creciente desde 58.7Hz hasta 58.9Hz verificándose el dropout de la protección 81-1.



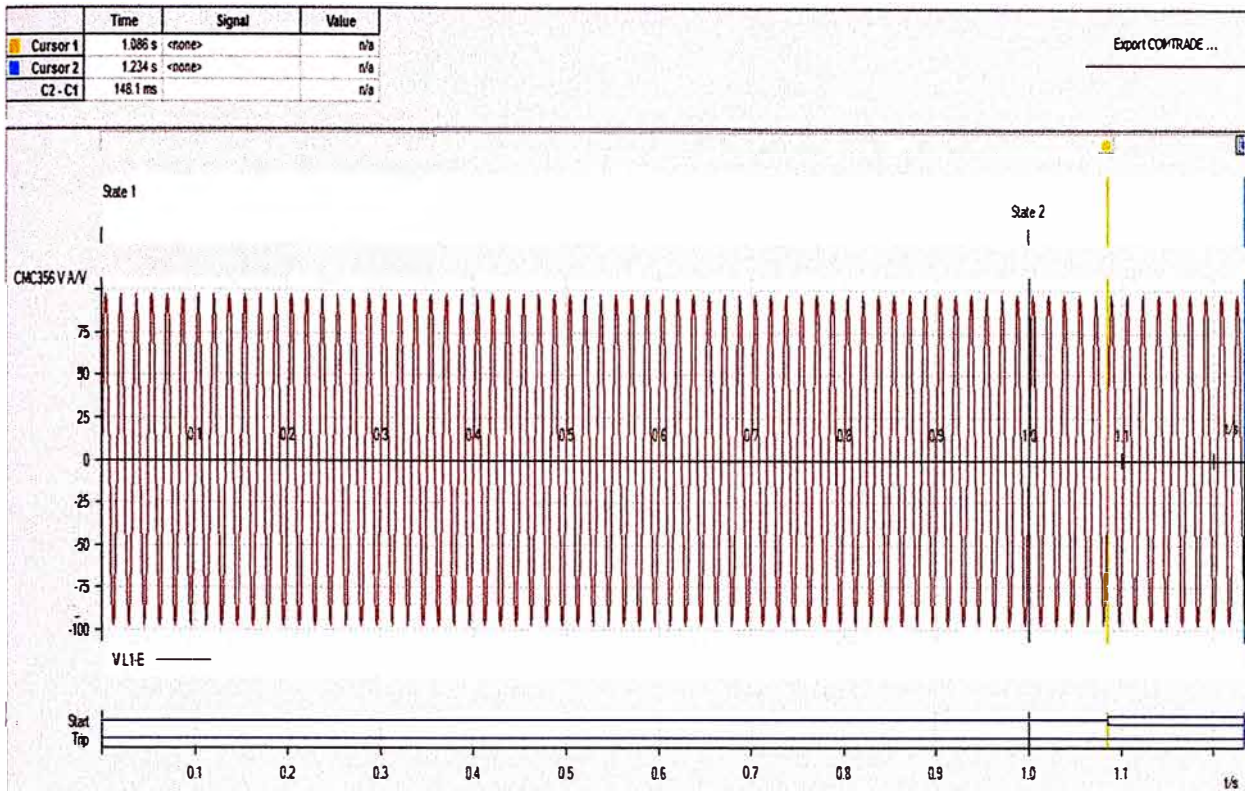


Fig. 3.65 Prueba de evaluación del tiempo de disparo F1, 150mseg

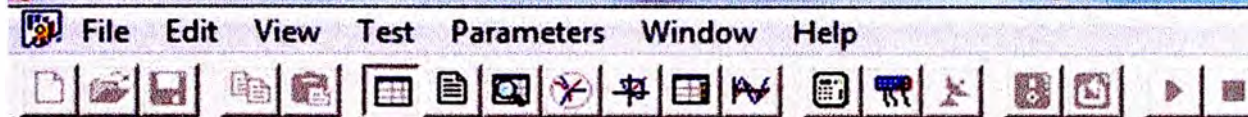
El propósito es verificar el tiempo disparo producto de condición de sub frecuencia de la protección 81-1. Para esto generamos dos etapas utilizando el módulo “state sequencer” de la omicron. La primera etapa tiene una duración de 1seg. a carga nominal (0.1In) y la segunda etapa tiene una duración que va desde la finalización de la etapa 1 y culminara con el disparo del relé por la B012 recibido en la BI2 de la maleta es una condición de sobrecarga (0.25In) que afecta la frecuencia hasta hacerla caer a 58.75Hz. Los espontáneos muestran la activación del disparo a los 147ms de arrancarse y la maleta registra C2-C1 = 148.1mseg desde el arranque hasta el disparo lo cual resulta satisfactorio para un TF1 =150mseg.

DIGSI - [Spontaneous Annunciation - 30/07/2014 - PROMELSA / 60kV / 7SJ642_SM/7SJ642 V04]			
File Edit Paste Device View Options Window Help			
Number	Indication	Value	Date and time
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	OFF	01.01.1994 02:39:00.198
	Reset LED	OFF	01.01.1994 02:39:01.257
00301	Power System fault	46 - ON	01.01.1994 02:39:01.257
00302	Fault Event	46 - ON	01.01.1994 02:39:01.257
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
05232	F1 picked up	ON	0 ms
30053	Fault recording is running	ON	1 ms
	Cond Trip	ON	147 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	147 ms
05236	F1 TRIP	ON	147 ms
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	ON	177 ms
05232	F1 picked up	OFF	178 ms

Fig. 3.66 Espontáneos del relé disparo F1

El propósito es verificar el arranque de la protección 81U de la etapa 2 (81-2). Para esto generamos dos estados; el primero es una rampa decreciente desde 59.9Hz hasta 59.7Hz la cual deberá verificar el arranque en 59.8Hz; el segundo estado es una rampa creciente desde 59.7Hz hasta 59.9Hz verificándose el dropout de la protección 81-2.

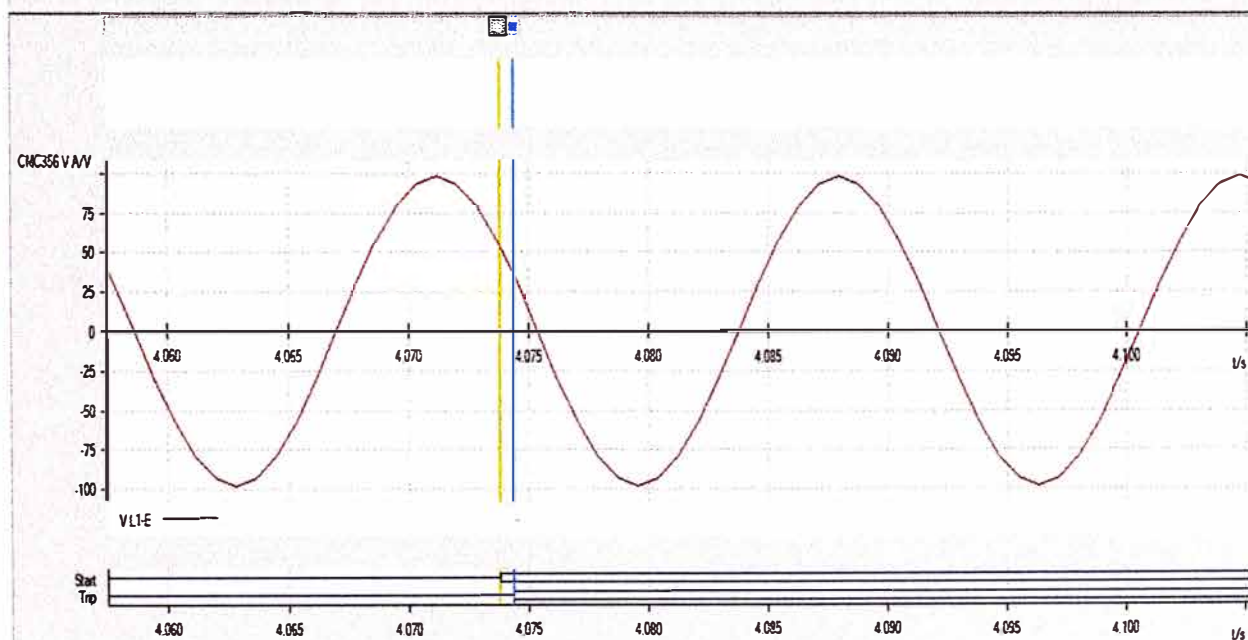
OMICRON State Sequencer - [Table View: Tiempo F2 in Rechazo de Carga]

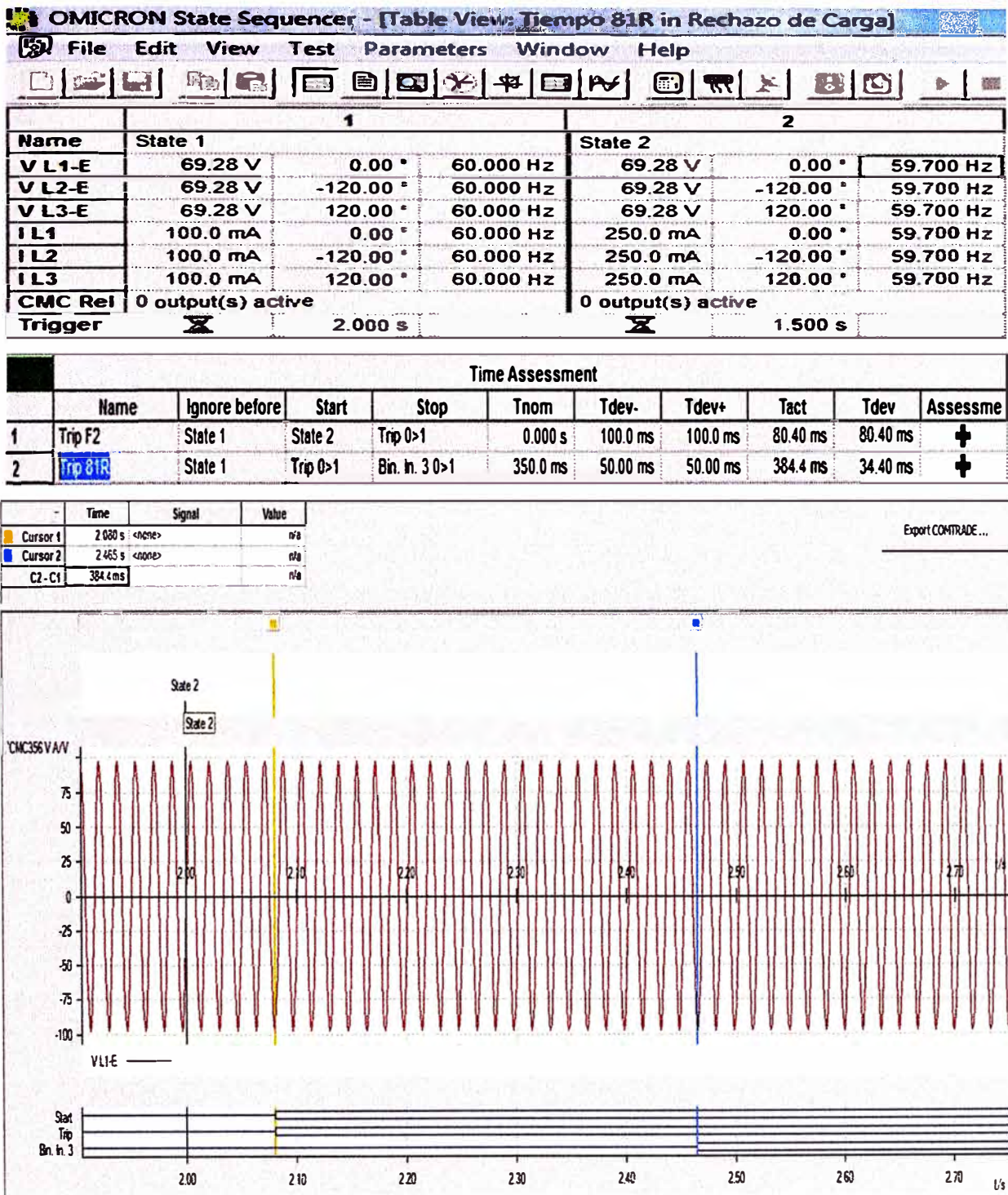


	1			2		
Name	State 1			State 2		
V L1-E	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz	69.28 V	0.00 °	59.700 Hz
V L2-E	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz	69.28 V	-120.00 °	59.700 Hz
V L3-E	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz	69.28 V	120.00 °	59.700 Hz
I L1	100.0 mA	0.00 °	60.000 Hz	250.0 mA	0.00 °	59.700 Hz
I L2	100.0 mA	-120.00 °	60.000 Hz	250.0 mA	-120.00 °	59.700 Hz
I L3	100.0 mA	120.00 °	60.000 Hz	250.0 mA	120.00 °	59.700 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger	⌚ 4.000 s			⌚ 1.500 s		

Time Assessment										
	Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessme
1	Pickup F2	State 1	State 2	Start 0>1	0.000 s	100.0 ms	100.0 ms	73.80 ms	73.80 ms	+
2	Trip F2	State 1	Start 0>1	Trip 0>1	0.000 s	30.00 ms	30.00 ms	600.0 µs	600.0 µs	+

	Time	Signal	Value
Cursor 1	4.074 s	<none>	n/a
Cursor 2	4.074 s	<none>	n/a
C2-C1	600.0 µs		n/a





Utilizaremos la función flexible 01 para detección de la rapidez con que cae la frecuencia (Hz/seg), así mismo configuramos la salida BO04 para el disparo y la retardaremos 200mseg. En los espontáneos se visualiza el tiempo transcurrido para el disparo de la función 81R:

Function Flx01 TRIP – Function Flx01 picked up = 193mseg – 42 mseg = 151 mseg.

Este tiempo corresponde al arranque de la función flexible configurado en 150mseg.

DERIVADA TRIP - Function Flx01 TRIP = 385mseg – 193mseg = 192mseg.

Este tiempo corresponde al retardo al disparo configurado en 200mseg.

DIGSI - [Spontaneous Annunciation - 30/07/2014 - PROMELSA / 60kV / 7SJ642_SM/7SJ642 VO4]

File Edit Paste Device View Options Window Help

Number	Indication	Value	Date and time
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	OFF	01.01.1994 05:31:48.689
	Reset LED	OFF	01.01.1994 05:31:50.746
00301	Power System fault	58 - ON	01.01.1994 05:31:50.745
00302	Fault Event	58 - ON	01.01.1994 05:31:50.745
00501	Relay PICKUP	ON	1 ms
05233	F2 picked up	ON	1 ms
	Cond Trip	ON	1 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	1 ms
05237	F2 TRIP	ON	1 ms
30053	Fault recording is running	ON	3 ms
00533	Primary fault current IL1	0.60 kA	41 ms
00534	Primary fault current IL2	0.60 kA	41 ms
00535	Primary fault current IL3	0.60 kA	41 ms
01021	Accumulation of interrupted current L1	1.56 kA	41 ms
01022	Accumulation of interrupted current L2	1.46 kA	41 ms
01023	Accumulation of interrupted current L3	1.49 kA	41 ms
235.2121.01	Function F1x01 picked up	ON	42 ms
235.2125.01	Function F1x01 TRIP Delay Time Out	ON	193 ms
235.2126.01	Function F1x01 TRIP	ON	193 ms
235.2121.01	Function F1x01 picked up	OFF	282 ms
235.2125.01	Function F1x01 TRIP Delay Time Out	OFF	282 ms
	DERIVADA TRIP	ON	385 ms
235.2126.01	Function F1x01 TRIP	OFF	1193 ms
	DERIVADA TRIP	OFF	1235 ms

Fig. 3.69 Prueba y espontáneos 81R con retardo de 200mseg

OMICRON Ramping - [Test View: 0.25 Hz/s in Rechazo de Carga]

File Edit View Test Parameters Window Help

Ramp States | General |

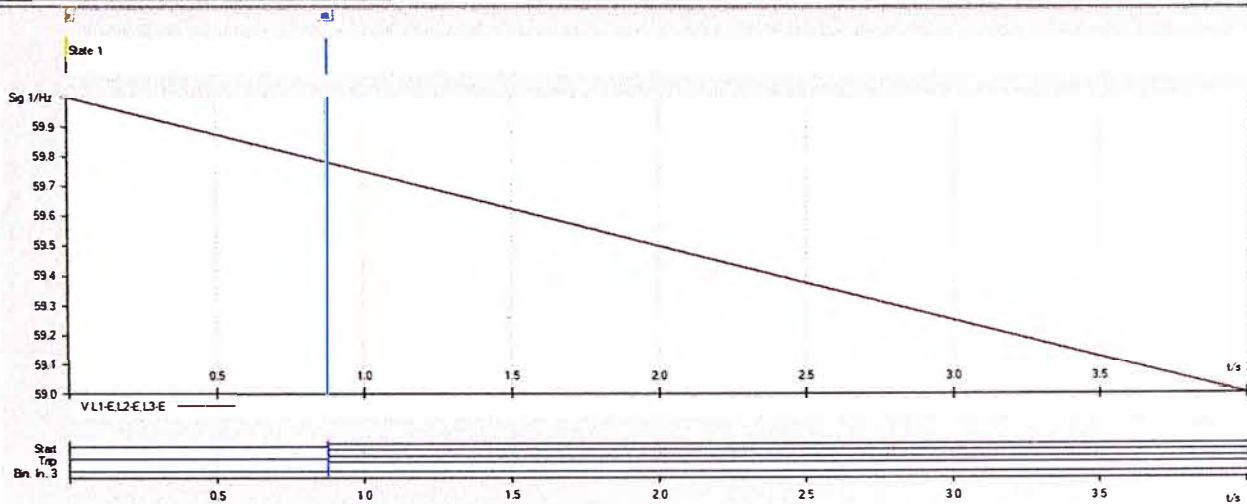
Set mode: Direct Fault type: n/a

Signal 1: V L1-E.L2-E.L3-E Quantity 1: Frequency Signal 2: (none) Quantity 2: Frequency Estimatec

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	60.000 Hz	59.000 Hz	-1.0000 mHz	4.000 ms	-250.0 mHz/s	1001	4.004 s	None

Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
1	Pick-up 81R	State 1	Bn In 3 (->1)	V L1-E.L2-E.L3-E							

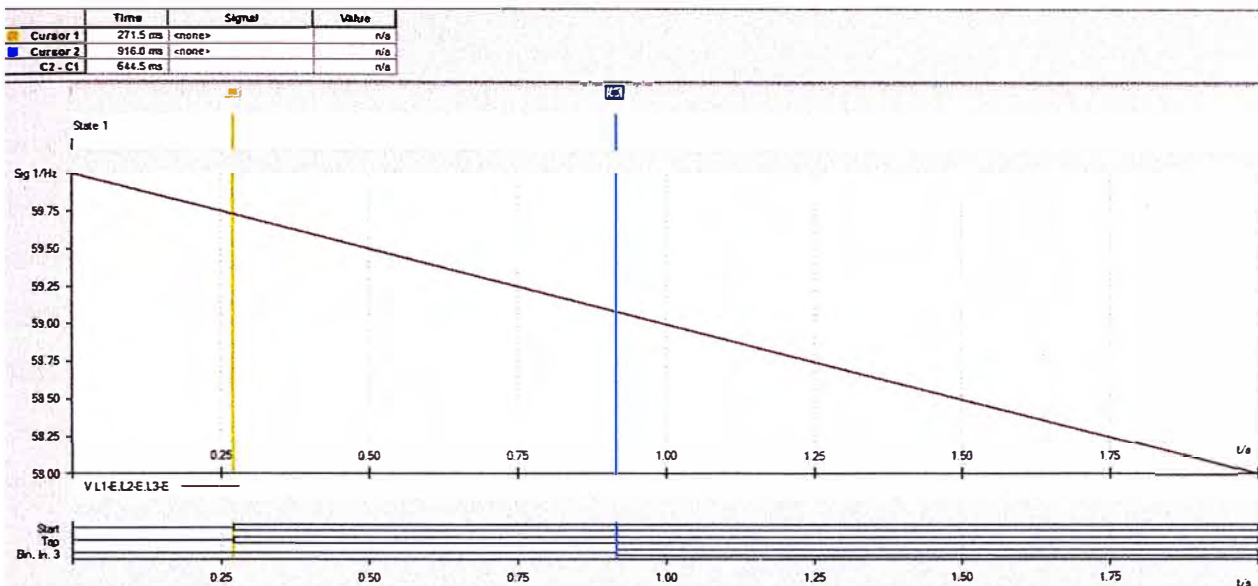
	Time	Signal	Value
Cursor 1	0.000 s	<none>	n/a
Cursor 2	0.772 ms	<none>	n/a
C2-C1	0.772 ms		n/a



Number	Indication	Value	Date and time
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	OFF	01.01.1994 07:14:00.335
	Reset LED	OFF	01.01.1994 07:14:00.784
00301	Power System fault	75 - ON	01.01.1994 07:14:00.784
00302	Fault Event	75 - ON	01.01.1994 07:14:00.784
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
05233	F2 picked up	ON	0 ms
	Cond Trip	ON	1 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	0 ms
05237	F2 TRIP	ON	1 ms
30053	Fault recording is running	ON	3 ms
00533	Primary fault current IL1	0.00 kA	41 ms
00534	Primary fault current IL2	0.00 kA	41 ms
00535	Primary fault current IL3	0.00 kA	41 ms
01021	Accumulation of interrupted current L1	1.56 kA	41 ms
01022	Accumulation of interrupted current L2	1.46 kA	41 ms
01023	Accumulation of interrupted current L3	1.49 kA	41 ms
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	ON	1554 ms
05233	F2 picked up	OFF	1555 ms
00501	Relay PICKUP	OFF	1555 ms
05237	F2 TRIP	OFF	1555 ms
	Cond Trip	OFF	1556 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	1556 ms
00545	Time from Pickup to drop out	1556 ms	1556 ms
00546	Time from Pickup to TRIP	0 ms	1556 ms
00302	Fault Event	75 - OFF	01.01.1994 07:14:02.340
00301	Power System fault	75 - OFF	01.01.1994 07:14:02.340
	Reset LED	OFF	01.01.1994 07:14:02.370
00301	Power System fault	76 - ON	01.01.1994 07:14:02.370
00302	Fault Event	76 - ON	01.01.1994 07:14:02.370
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
235.2121.01	Function Flx01 picked up	ON	0 ms
235.2121.01	Function Flx01 picked up	OFF	64 ms
00501	Relay PICKUP	OFF	64 ms

Fig. 3.70 Prueba verificación del arranque con $81R = 0.25 \text{ Hz/s} < 0.75 \text{ Hz/seg}$
 Utilizamos una rampa decreciente con una rapidez de 0.25 Hz/seg para verificar que la función flexible no dispare y por consiguiente no se produzca el disparo por $81R$.

OMICRON Ramping - [Test View: 1 Hz/s in Rechazo de Carga]											
File Edit View Test Parameters Window Help											
Ramp States General											
Set mode:		Fault type									
Direct		n/a									
Signal 1:		Quantity 1:		Signal 2:		Quantity 2:		Estimate			
V L1-E,L2-E,L3-E		Frequency		(none)		Frequency					
Signal 1											
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition			
State 1	60.000 Hz	58.000 Hz	-1.0000 mHz	1.000 ms	-1.000 Hz/s	2001	2.001 s	None			
Ramp Measurements											
	Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
1	Pick-up 81R	State 1	Bin. In. J 0.>1	V L1-E,L2-E,L3-E				59.084 Hz		○	0.000



DIGSI - [Spontaneous Annunciation - 30/07/2014 - PROMELSA / 60kV / 7SJ642_SM/7SJ642 V04

File Edit Paste Device View Options Window Help



Number	Indication	Value	Date and time
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	OFF	01.01.1994 07:52:04.935
	Reset LED	OFF	01.01.1994 07:52:05.179
00301	Power System fault	99 - ON	01.01.1994 07:52:05.179
00302	Fault Event	99 - ON	01.01.1994 07:52:05.179
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
05233	F2 picked up	ON	0 ms
	Cond Trip	ON	0 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	0 ms
05237	F2 TRIP	ON	1 ms
30053	Fault recording is running	ON	2 ms
00533	Primary fault current IL1	0.00 kA	35 ms
00534	Primary fault current IL2	0.00 kA	35 ms
00535	Primary fault current IL3	0.00 kA	35 ms
01021	Accumulation of interrupted current L1	1.56 kA	35 ms
01022	Accumulation of interrupted current L2	1.46 kA	35 ms
01023	Accumulation of interrupted current L3	1.49 kA	35 ms
235.2121.01	Function Flx01 picked up	ON	303 ms
235.2125.01	Function Flx01 TRIP Delay Time Out	ON	455 ms
235.2126.01	Function Flx01 TRIP	ON	455 ms
	DERIVADA TRIP	ON	646 ms
05214	Frequency Protection Under Voltage Blk	ON	1757 ms
05233	F2 picked up	OFF	1758 ms
05237	F2 TRIP	OFF	1758 ms
	DERIVADA TRIP	OFF	1806 ms
235.2121.01	Function Flx01 picked up	OFF	1865 ms

Fig. 3.71 Prueba verificación del arranque con $81R = 1 \text{ Hz/s} > 0.75 \text{ Hz/seg}$

Utilizamos una rampa decreciente con una rapidez de 1 Hz/seg para verificar que la función flexible dispare y por consiguiente se produzca el disparo por 81R. Los espontáneos de la figura 3.71 nos muestran los distintos tiempos de producidos por las actuaciones consecutivas de la función 81-2, flexible y finalmente el disparo por derivada. Hay que recordar que el disparo por DERIVADA tiene un retardo de 200mseg.

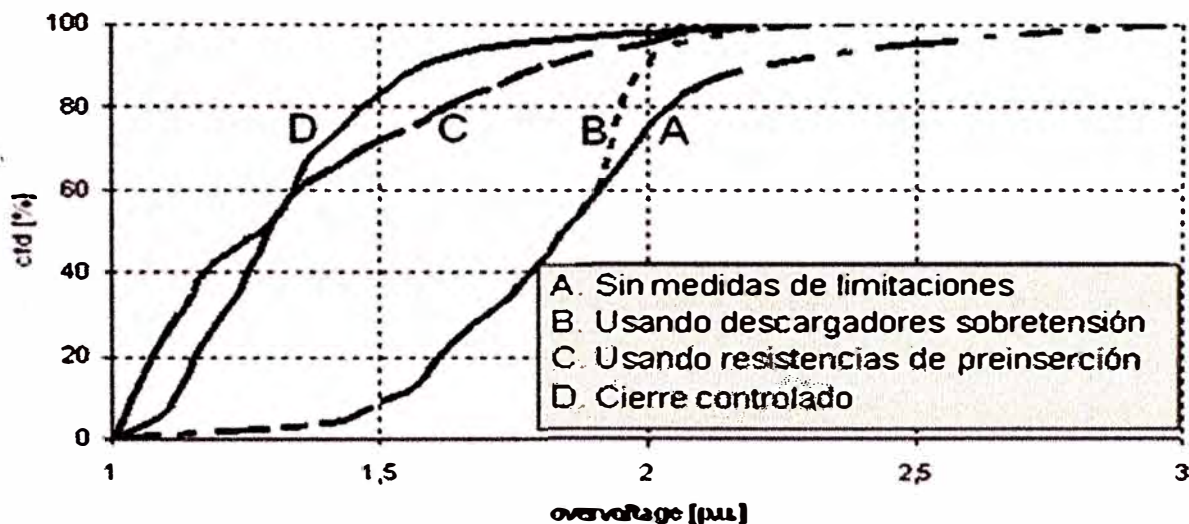
3.5 Mando sincronizado (PSD)

Las continuas maniobras de cargas capacitivas e inductivas causan transitorios originando fatigas electrodinámicas y dieléctricas sobre el sistema, que causan sobretensiones y corrientes de magnetización elevadas, produciendo esfuerzos tanto a la red como a los equipos a energizar y a los interruptores.

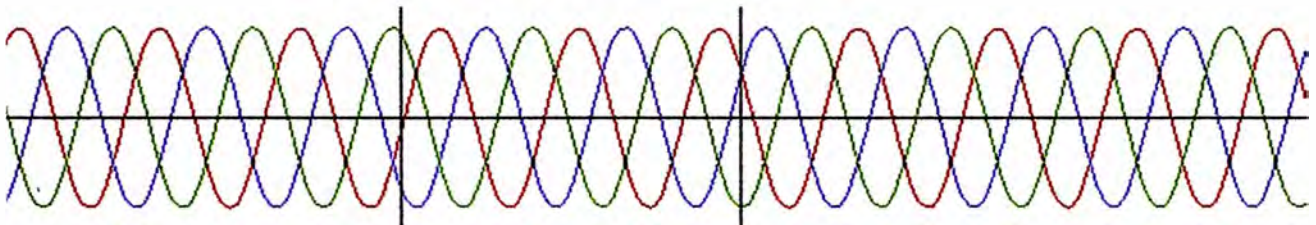
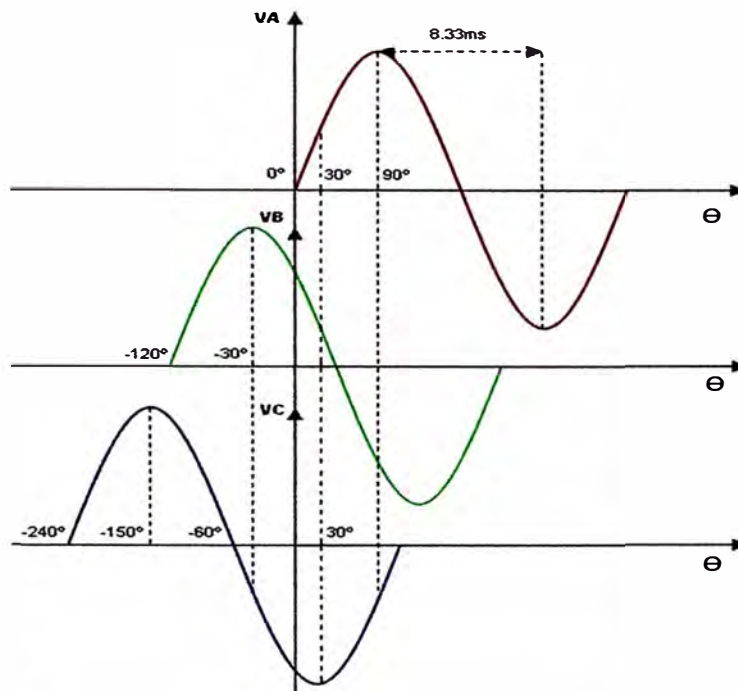
Para minimizar estos efectos han existido varias técnicas o maneras de hacerlo; dependiendo del tipo de carga, el efecto de mayor impacto y la cantidad de maniobras de cierre o aperturas.

Para evitar estos efectos, comúnmente se utilizan tres prácticas:

- Descargadores de sobretensión.
- Interruptores con resistencias de pre inserción.
- Equipos de control numérico PSD (Mando sincronizado) que son equipos encargados de encontrar el momento óptimo para energizar o desenergizar.



La intensidad de los transitorios durante las maniobras de operación depende de la posición de la fase en el punto de la maniobra. Un interruptor de potencia sin equipos de maniobra controlada, opera las tres fases aproximadamente en el mismo instante. Debido a que el instante de la maniobra es aleatorio y el desfase entre las tres fases, la maniobra de cierre o apertura se hará siempre bajo condiciones desfavorables en por lo menos una de ellas.



En cierres no controlados de un **banco capacitivo** se genera un voltaje pico que puede resultar en altas corrientes de energización y sobre voltajes. $I = C \cdot dv/dt$, los cuales ampliamente exceden los valores nominales del sistema. Por consecuencia, los capacitores son fuertemente cargados ambos mecánicamente y eléctricamente los cuales pueden provocar un prematuro envejecimiento, resultando finalmente en la destrucción del capacitor. Cerrando los contactos en el punto optimo en el tiempo, se reduce la carga sobre el banco capacitivo y se logra mejorar la calidad del voltaje en la red.

La energización no controlada de un **reactor o un transformador**, puede resultar en una alta componente de corriente directa. La inducción generada satura el hierro del núcleo e induce una corriente de magnetización la cual resulta en una alta carga sobre el transformador o reactor. $V = L \cdot di/dt$

Controlando la maniobra sobre la cresta del voltaje se puede también prevenir los transitorios por maniobras desde su ocurrencia. De este modo se están protegiendo los equipos.

La desenergización no controlada de cargas inductivas tales como reactores o transformadores permite que el interruptor pueda interrumpir pequeñas corrientes antes

que el natural cruce por cero. Este proceso es conocido como interrupción abrupta (virtual chopping) y conduce a un elevado crecimiento de la tensión.

El efecto de re ignición o re encendido puede presentarse a través de los contactos del interruptor aun cuando estos estén abiertos, si la distancia de aislamiento en el momento no es suficiente para resistir el esfuerzo dieléctrico, que es originado por sobre voltajes.

Maniobras controladas también ofrecen un remedio en este caso. Optimizando el instante de las operaciones de cierre y apertura, previniendo el re encendido y minimizando las sobretensiones. Estas fatigas o desgastes pueden ser minimizados con la introducción de maniobras controladas. Con lo que se obtiene:

- Incremento en la confiabilidad del sistema, como resultado de reducir las fluctuaciones del voltaje y bajo stress de armónicos.

- Aumento de la vida útil en servicio de equipos por la reducción de sobre voltajes por maniobra y corrientes de magnetización. Maniobras controladas producen menos desgaste y evitan prontas salidas de servicio de los equipos.

- Posible sustitución de costosos y complejos equipos auxiliares, como las resistencias de pre inserción.

Las maniobras controladas con un óptimo e individual instante de maniobra, que puede ser ajustado para cada polo, hacen que los transitorios sean reducidos a un mínimo.

Para interruptores con tres mandos independientes, cada polo recibe un comando de maniobra individual desde la unidad de control.

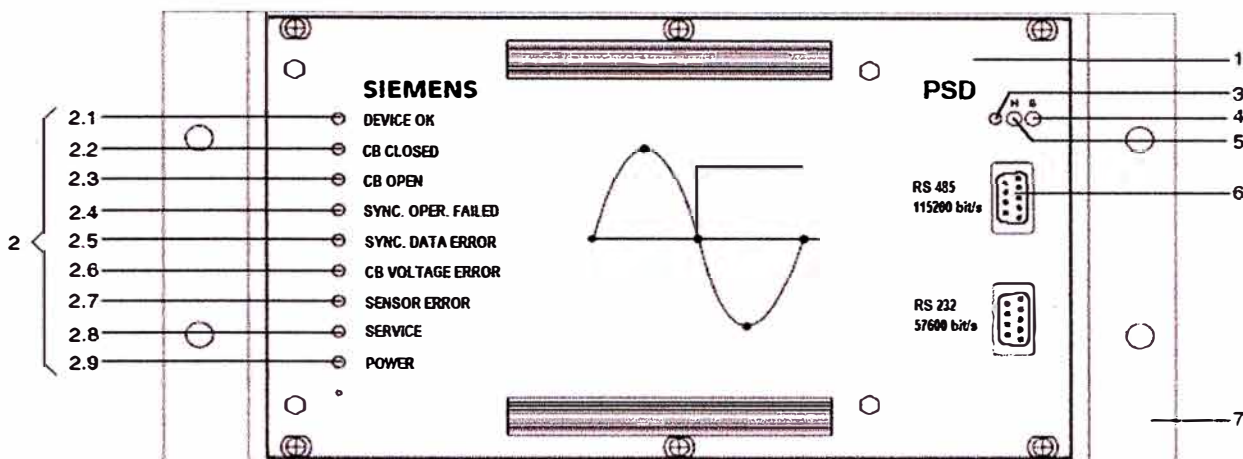
3.5.1 Funcionamiento del PSD

Solamente procesa los mandos de conmutación por servicio, es decir, cierres y aperturas manuales.

Comandos de desconexión generados por protecciones a causa de cortocircuitos se transmiten directamente a las bobinas de disparo del interruptor.

El aparato se puede configurar para que en casos de fallas del mismo los comandos de apertura y cierre manual se puedan efectuar sin mando. Estos dependen de la configuración del control y debe ser acordado con el fabricante. (Ver esquema de funcionamiento en Anexo C).

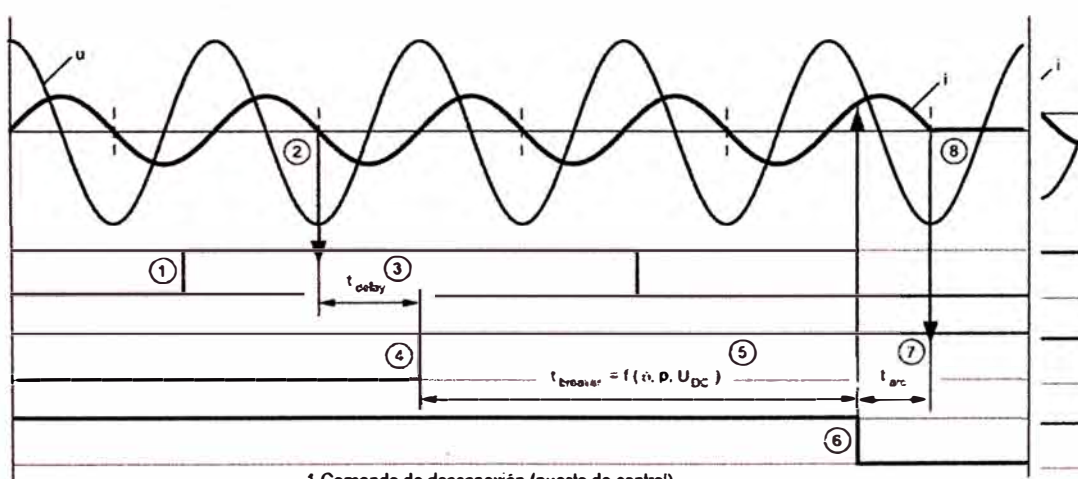
Filosofía de operación, estructura e interfaces



- | | |
|---|-------------------------------------|
| 1 Aparato de mando PSD02 | 3 Condiciones de servicio |
| 2 LEDs (Señales) | 4 Reset Software |
| 2.1 Device OK - aparato en orden | 5 Reset Hardware |
| 2.2 CB closed - interruptor de potencia conectado | 6 Interfaces (comunicación DTE-DCE) |
| 2.3 CB open - interruptor de potencia desconectado | 7 ángulo de soporte |
| 2.4 Sync. oper. failed - conmutación controlada ha fallado | |
| 2.5 Sync. data error - un valor de sincronización es incorrecto | |
| 2.6 CB voltage error - una tensión de interruptor es incorrecta | |
| 2.7 Sensor error - un sensor está defectuoso | |
| 2.8 Service - el aparato se encuentra en modo de servicio | |
| 2.9 Power - la alimentación de tensión es correcta | |

Después que el aparato de mando ha recibido el comando de conmutación primero se registra la posición de fase de la tensión de red (sincronización).

Los momentos de conexión o desconexión deseados se refieren siempre a un paso por cero de una tensión o una corriente. Por medio del PSD se transmite retardado el comando de conmutación a las bobinas de apertura/cierre del interruptor teniendo en cuenta la posición de fase.



- | |
|--|
| 1 Comando de desconexión (puesto de control) |
| 2 Reconocimiento del pasaje por cero |
| 3 Tiempo de retardo |
| 4 Comando controlado al disparador - DESCONEXIÓN |
| 5 Tiempo de apertura |
| 6 Separación de contacto |
| 7 Tiempo de arco |
| 8 Final del flujo de corriente |

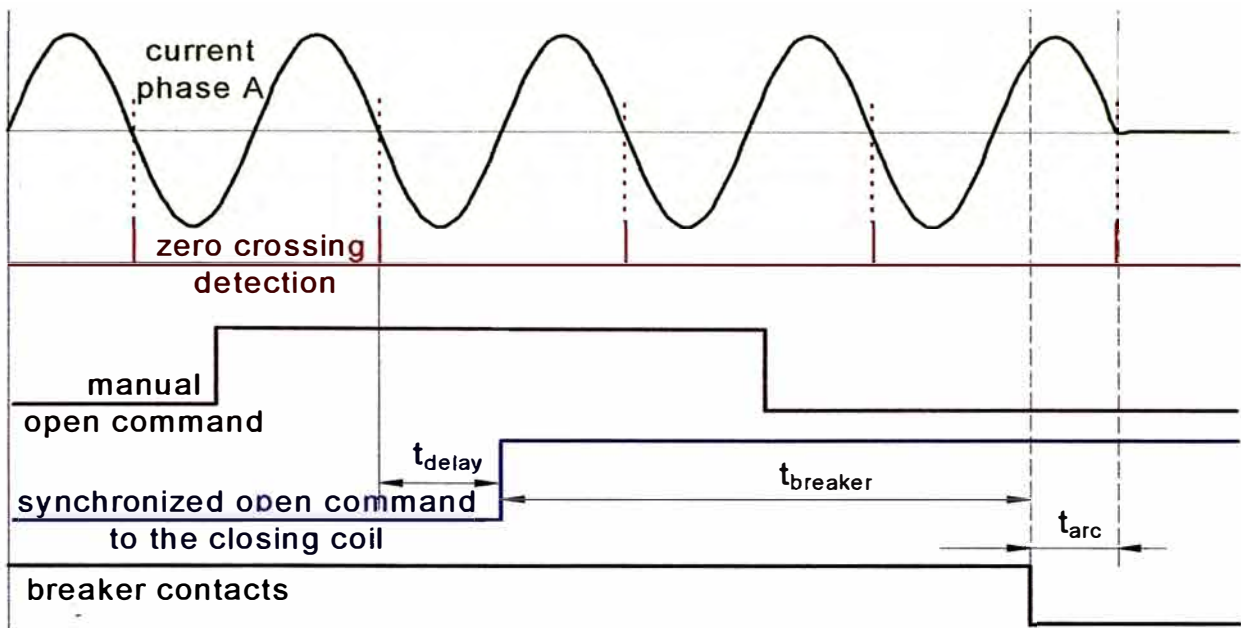
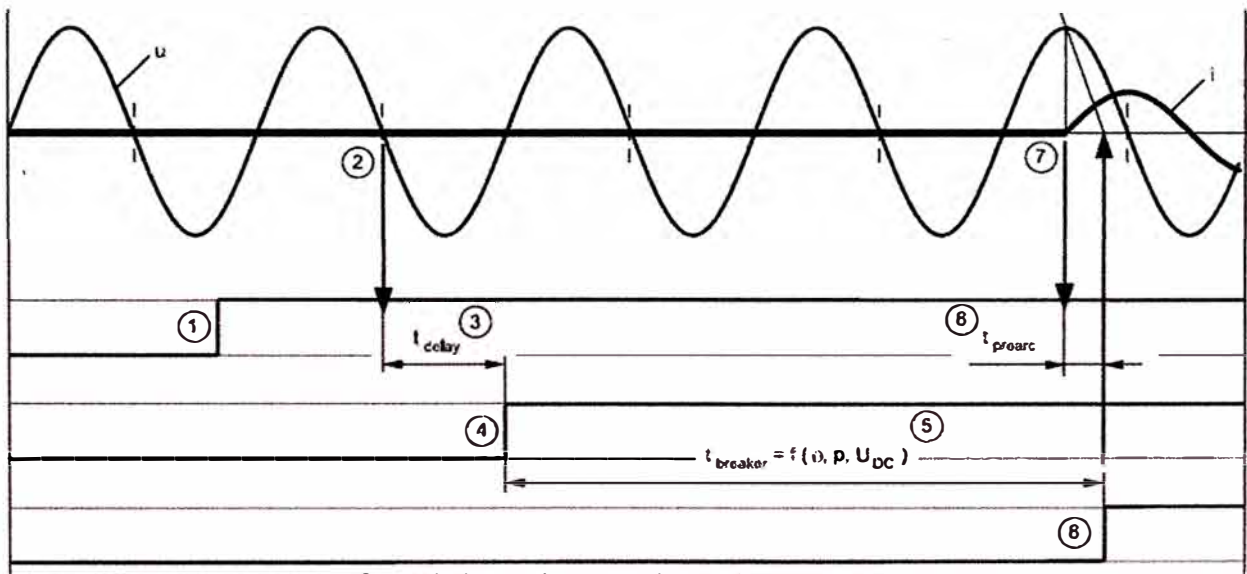


Fig. 3.73 Apertura controlada - Señal de referencia corriente del interruptor



- 1 Comando de conexión (puesto de control)
- 2 Reconocimiento del pasaje por cero
- 3 Tiempo de retardo
- 4 Comando controlado al disparador - CONEXIÓN
- 5 Tiempo de cierre
- 6 Contacto
- 7 Inicio del flujo de corriente
- 8 Tiempo de prearco

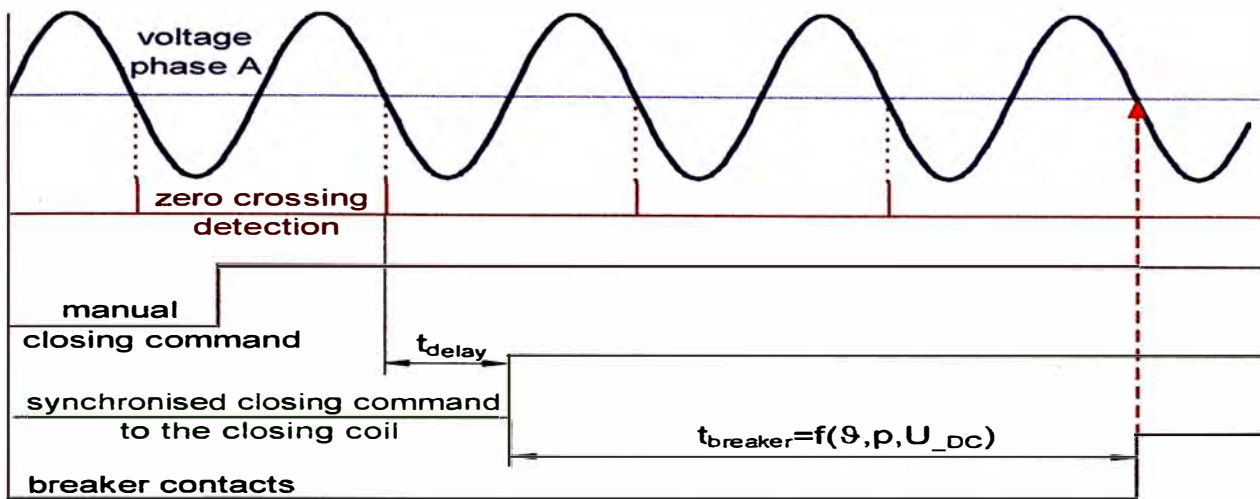


Fig. 3.74 Cierre controlado - Señal de referencia tensión de red (barra)

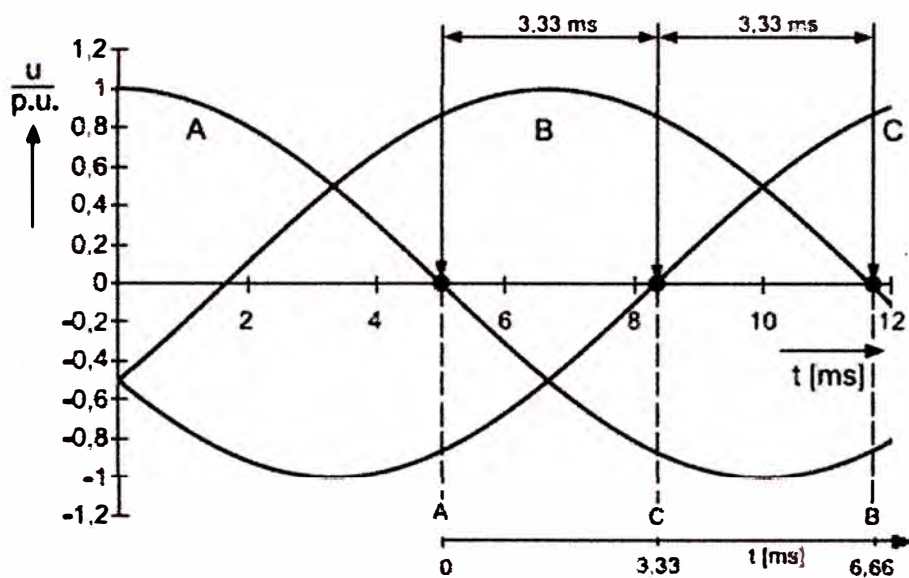


Fig. 3.75 Ciclo de Cierre Controlado banco de condensadores puesto a tierra -
Secuencia de Conexión A - C - B

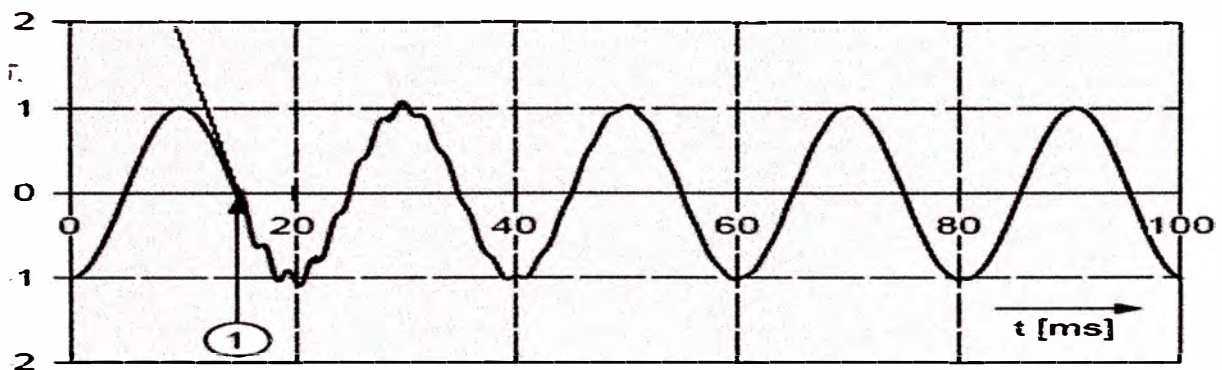


Fig. 3.76 Momento de conexión optimizado

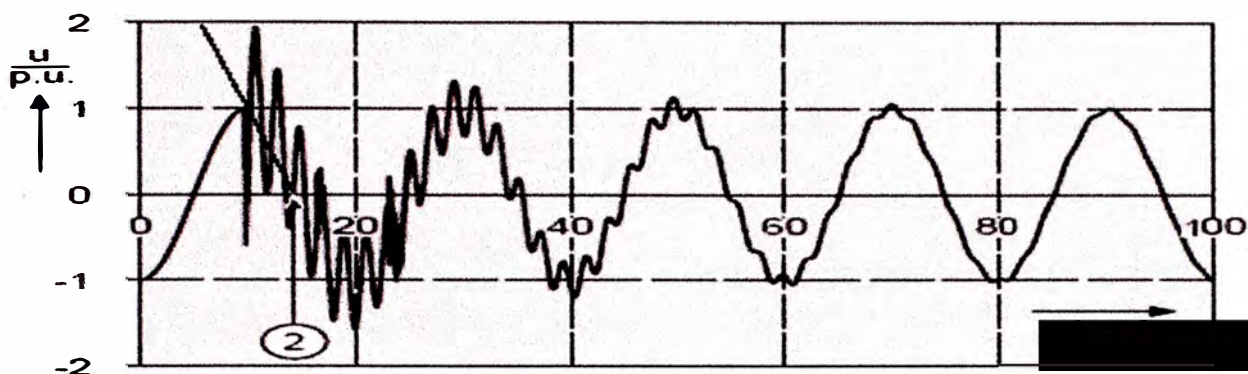


Fig. 3.77 Momento de conexión no optimizado

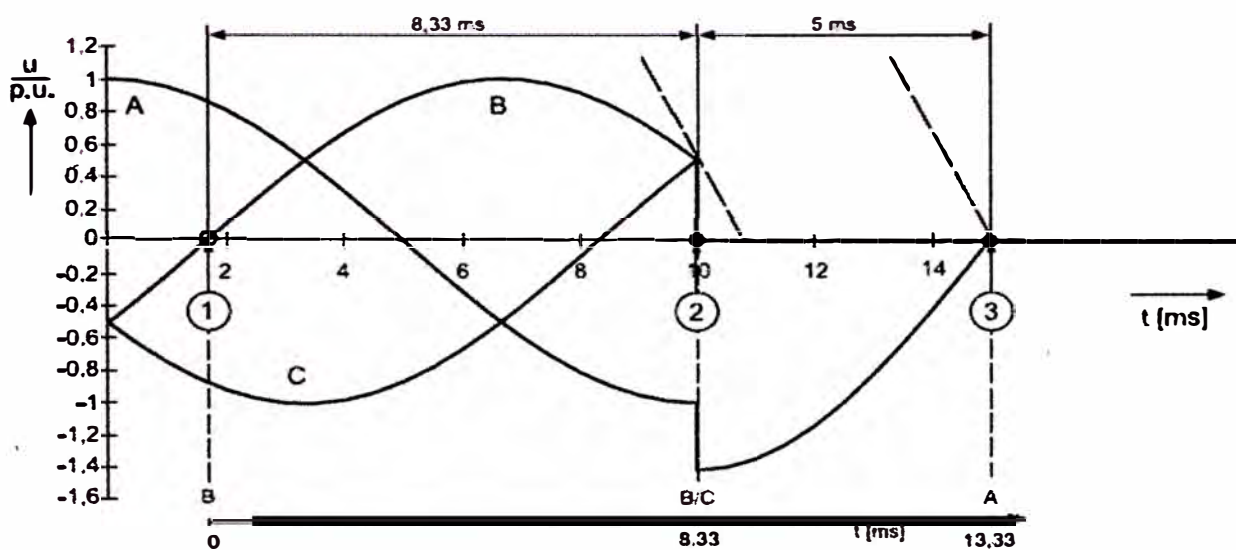


Fig. 3.78 Momentos de conmutación para un banco no puesto a tierra

Se consideran las tensiones entre fases. Se conectan las dos primeras fases en forma simultánea (diferencia entre fases B y C igual a cero). La tercera (Fase A) se conecta en su paso de tensión por cero.

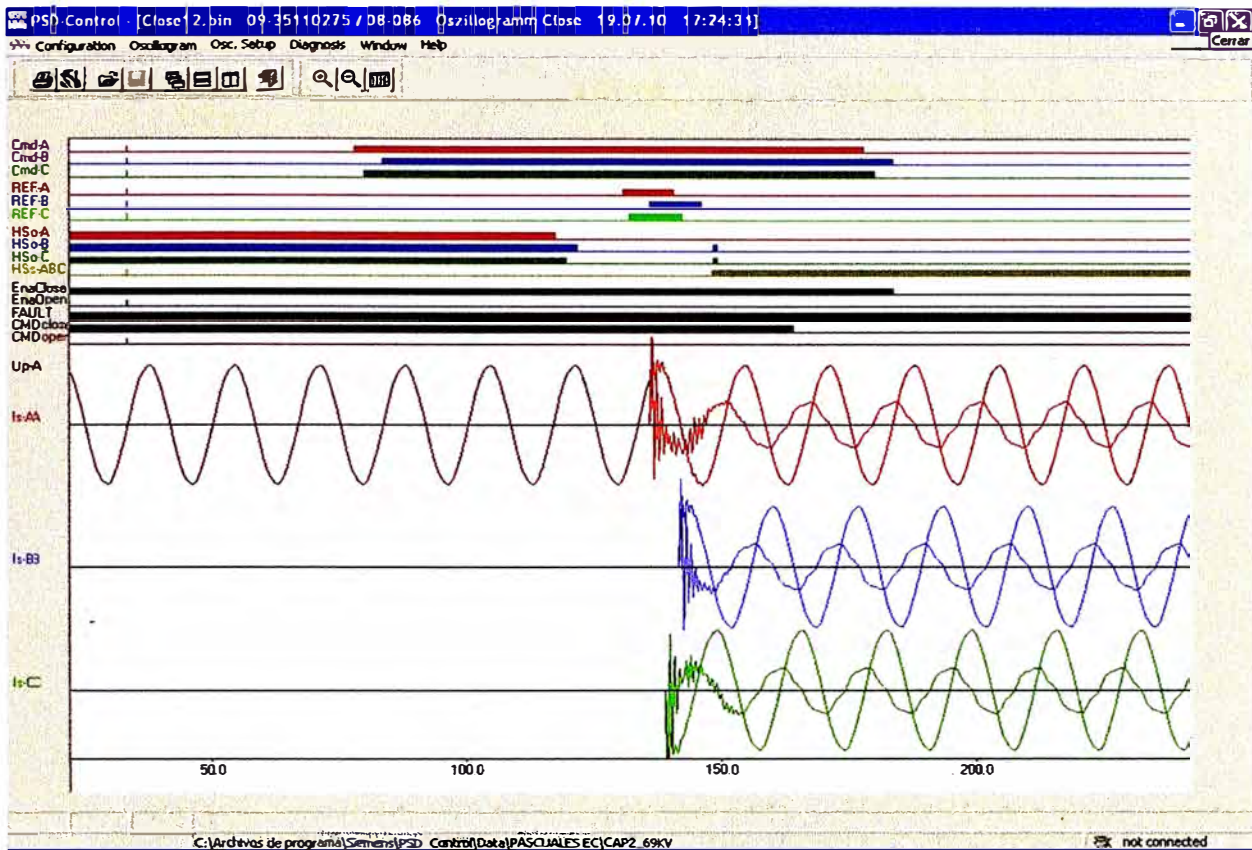


Fig. 3.79 Cierre Sin Optimizar – Banco Capacitivo

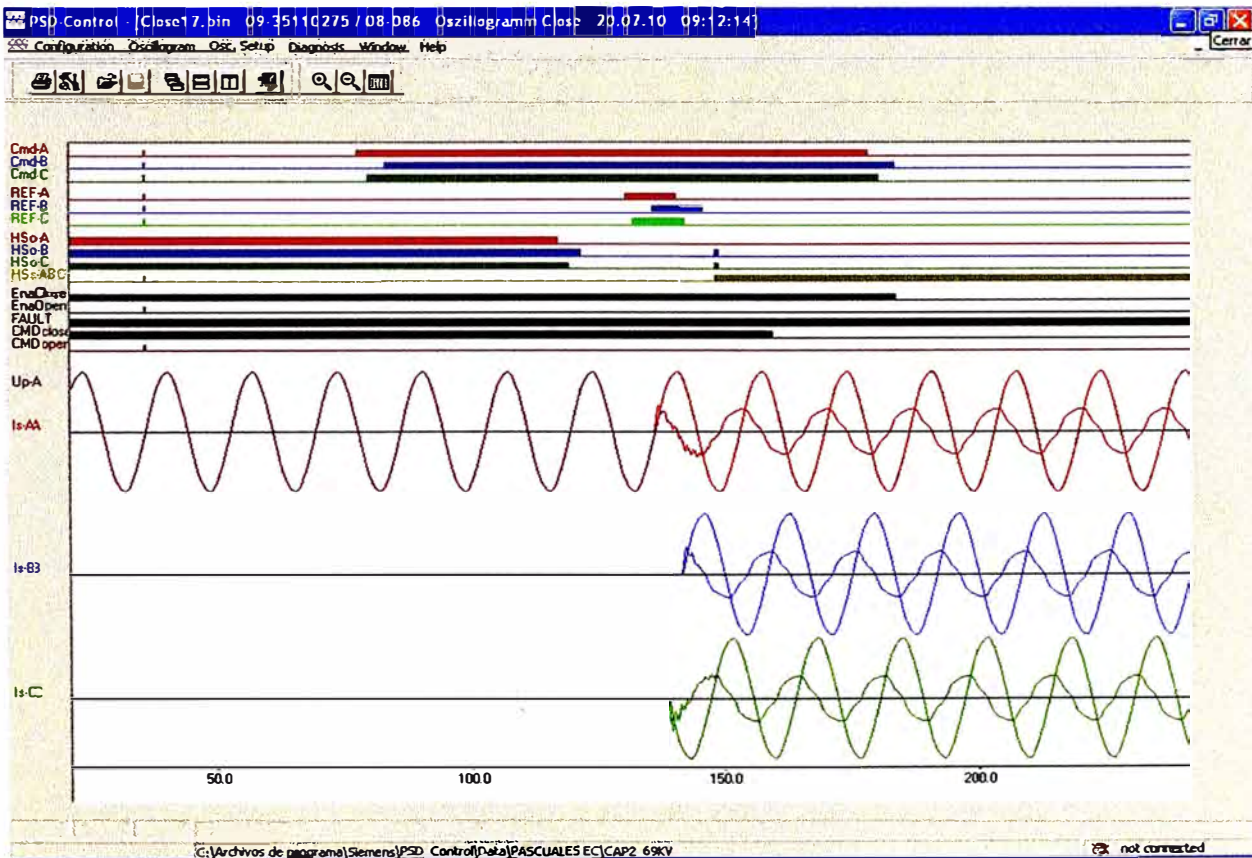


Fig. 3.80 Cierre Optimizado – Banco Capacitivo

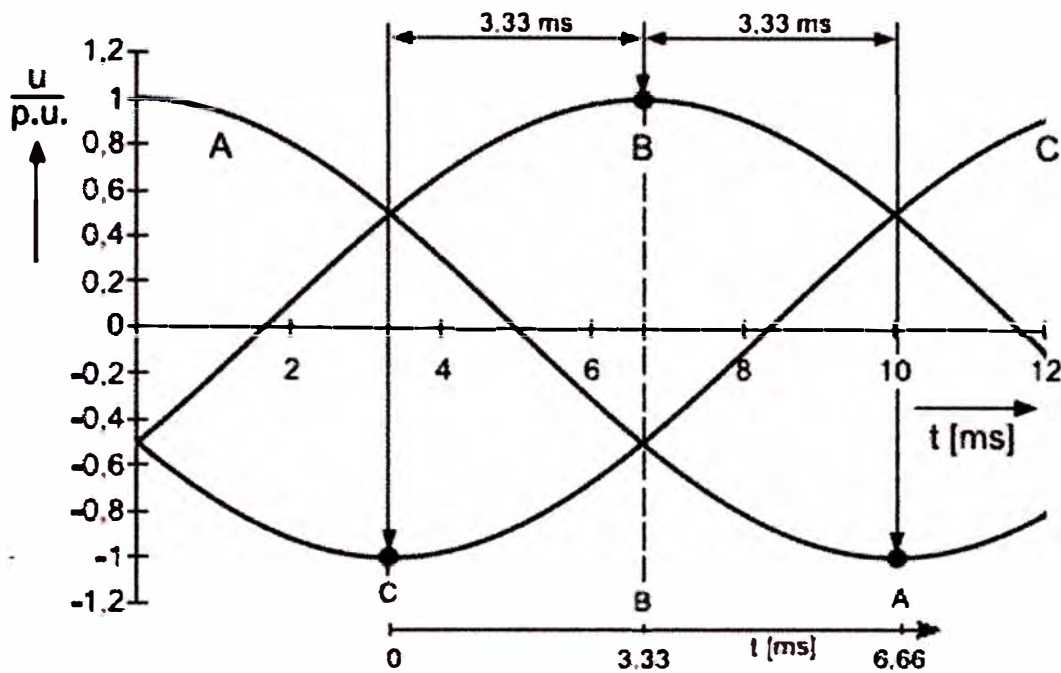
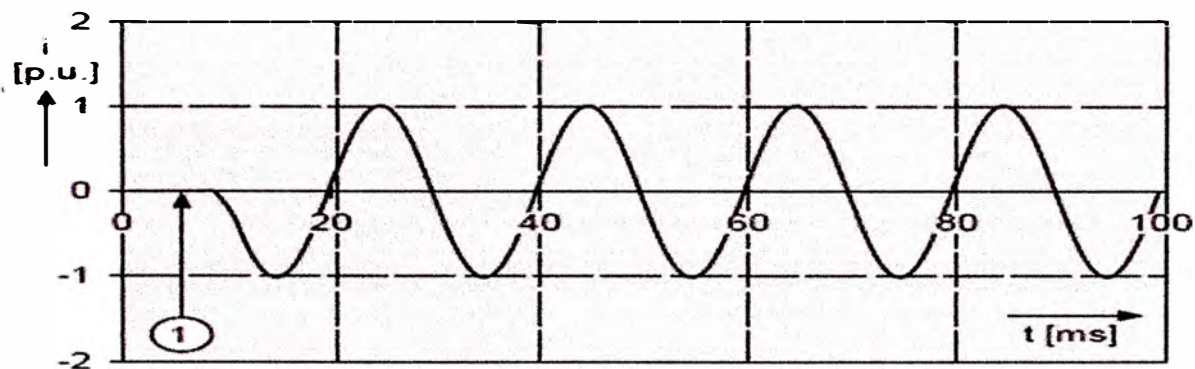
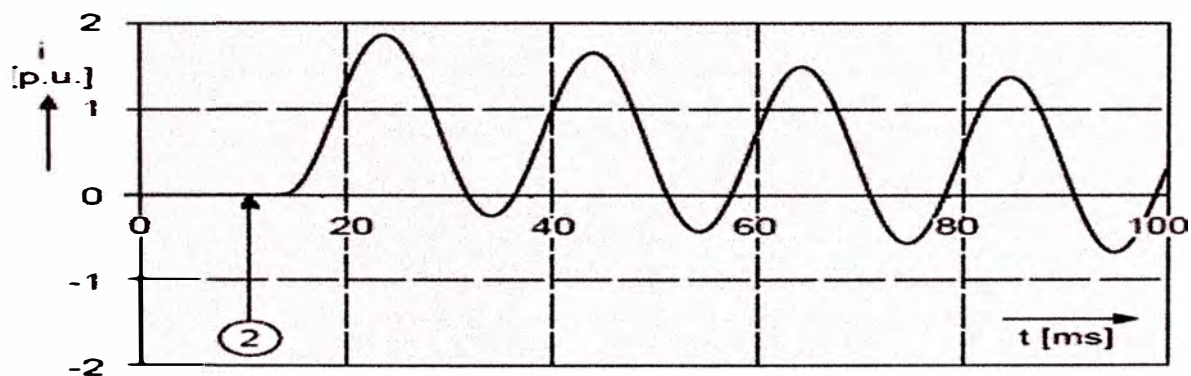


Fig. 3.81 Conexión Reactor Puesto a Tierra - Secuencia de Conexión C – B – A



Momento de conexión optimizado



Momento de conexión no optimizado

Fig. 3.82 Conexión Reactor – Reducción Corriente de Magnetización

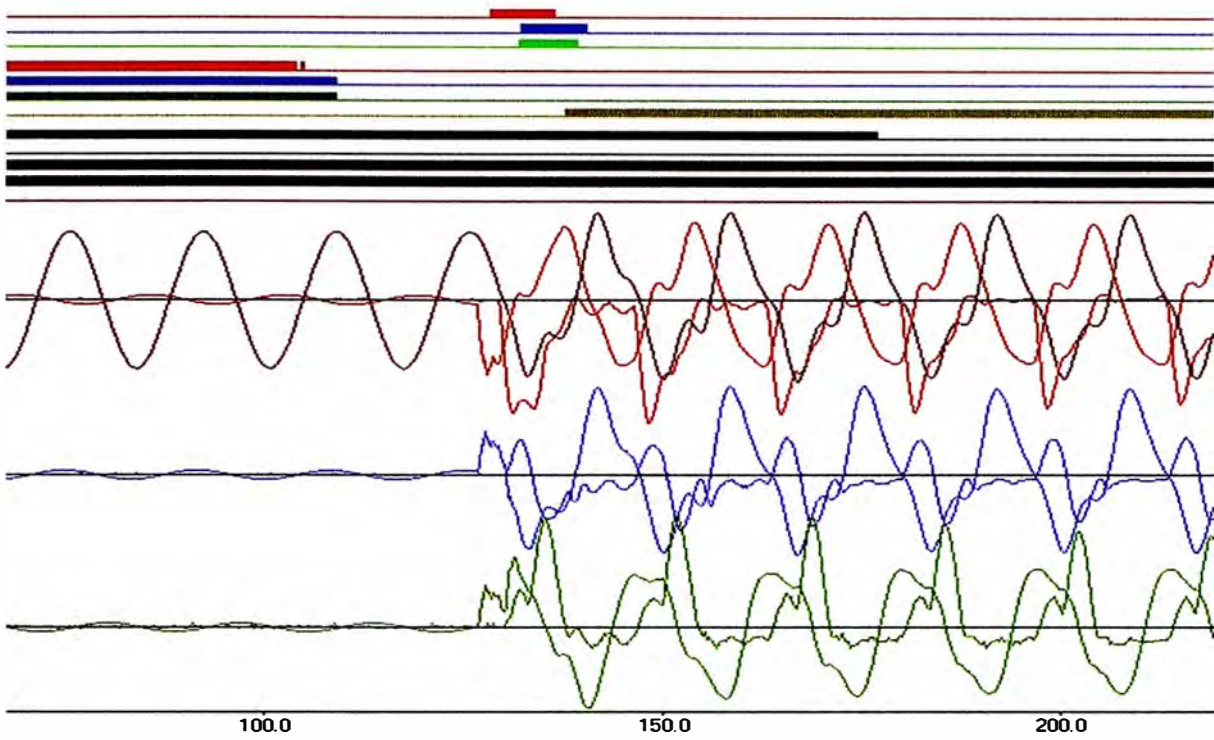


Fig. 3.83 Maniobra Cierre No Optimizado de Transformador

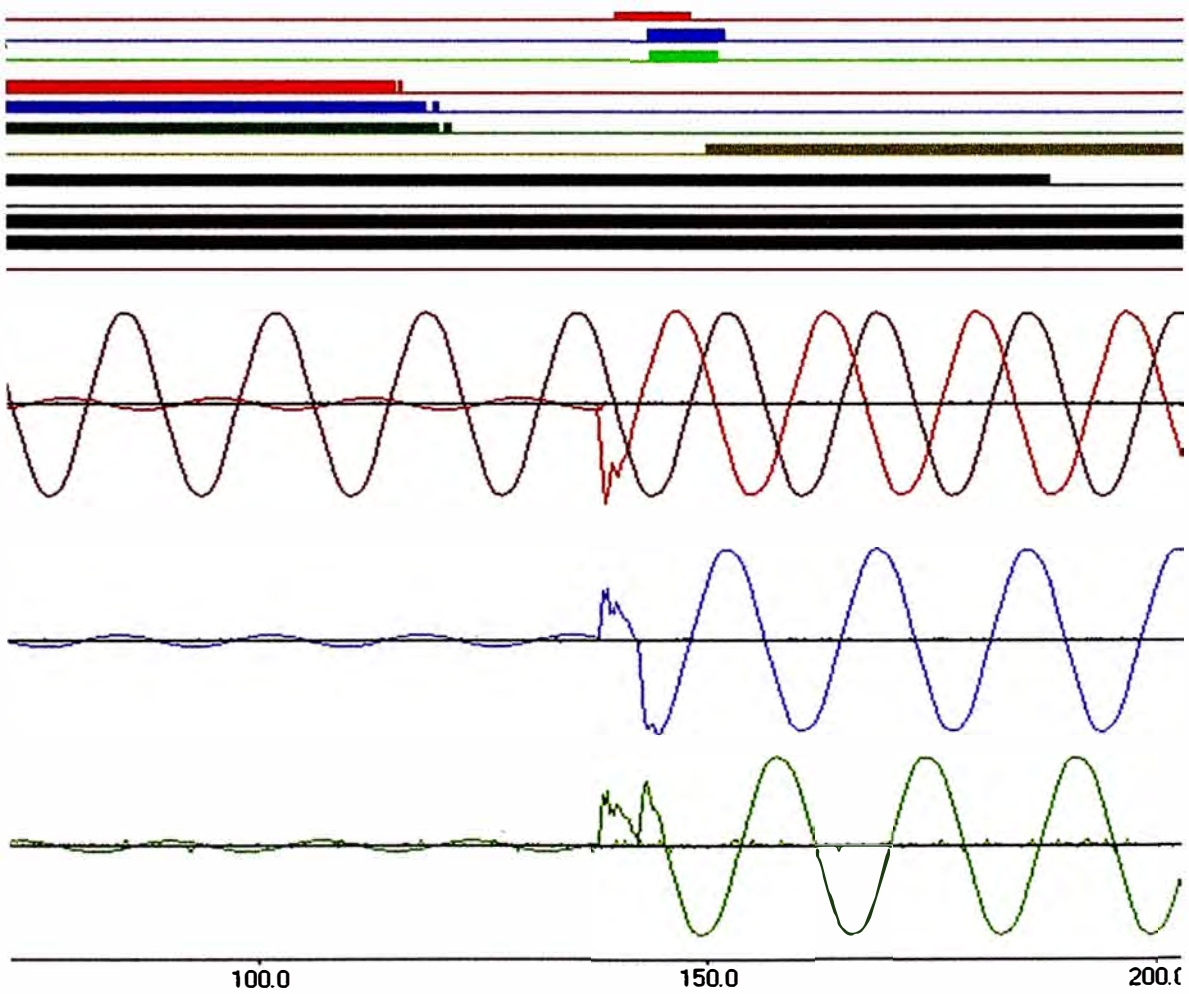


Fig. 3.84 Maniobra Cierre Optimizado de Transformador

3.6 Coordinación de la protección

3.6.1 Coordinación de relés de sobrecorriente de tiempo definido (51)

La coordinación de estos relés en un sistema eléctrico radial se efectúa según la siguiente regla:

- El relé más lejano debe tener el menor ajuste de tiempo posible
- Los relés montantes más próximos deben tener un tiempo de ajuste cuya diferencia sea Δt , es decir: $t_{montante} = t_{pasante} + \Delta t$

Según esto verifiquemos la coordinación del siguiente esquema radial. Todos los relés tienen sensibilidad para actuar en la barra D.

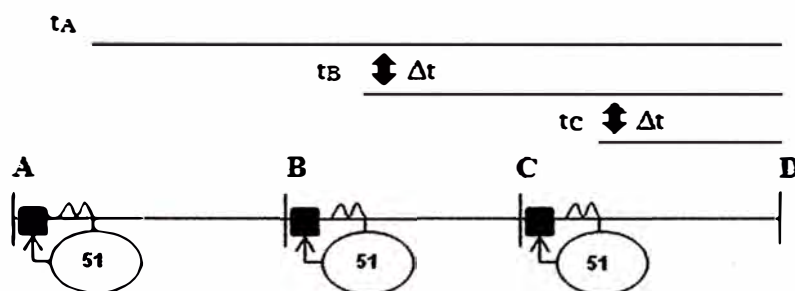


Fig. 3.85 Escalamiento de tiempos en relés 51

El relé C más lejano, tendrá un tiempo de actuación t_C . Para el relé más próximo montante se escoge un t_B que coordine con el relé C, es decir: $t_B = t_C + \Delta t$

Para el relé A más próximo al montante B, escoger un tiempo que coordine con el relé B, es decir: $t_A = t_B + \Delta t$

La desventaja es que los cortocircuitos más cercanos a la fuente son los más peligrosos y por la característica de la coordinación los tiempos de actuación son muy altos. Para mejorar el desempeño de esta protección, usaremos relés de sobrecorriente con función instantánea incorporada.

3.6.2 Coordinación de relés de tiempo definido (51) con instantáneo (50)

Se ajusta el elemento instantáneo, utilizando la corriente de cortocircuito trifásico al 85% de la línea de transmisión descendente.

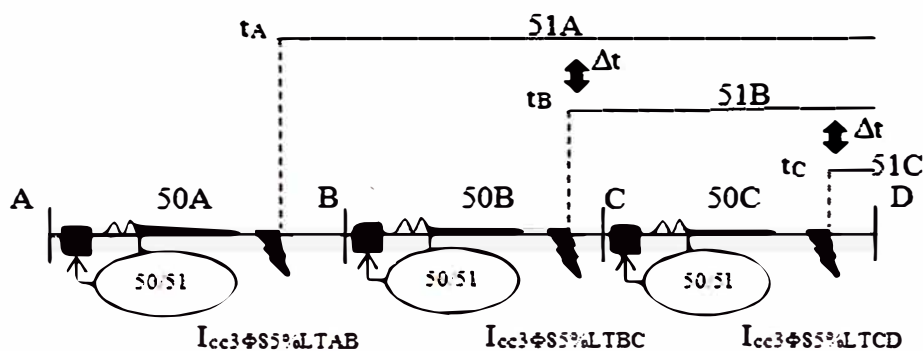


Fig. 3.86 Escalonamiento de relés 50/51

De esta manera las zonas de los instantáneos no se superponen, hay selectividad, no existiendo el problema de la descoordinación pues las zonas son independientes. Se nota claramente que los cortocircuitos cercanos a las barras son eliminados instantáneamente, se concluye que la coordinación de las protecciones se hace con los elementos temporizados.

3.6.3 Coordinación de relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

En este tipo de coordinación se escoge una curva de actuación y no el tiempo. El relé más lejano debe tener la menor curva de tiempo posible.

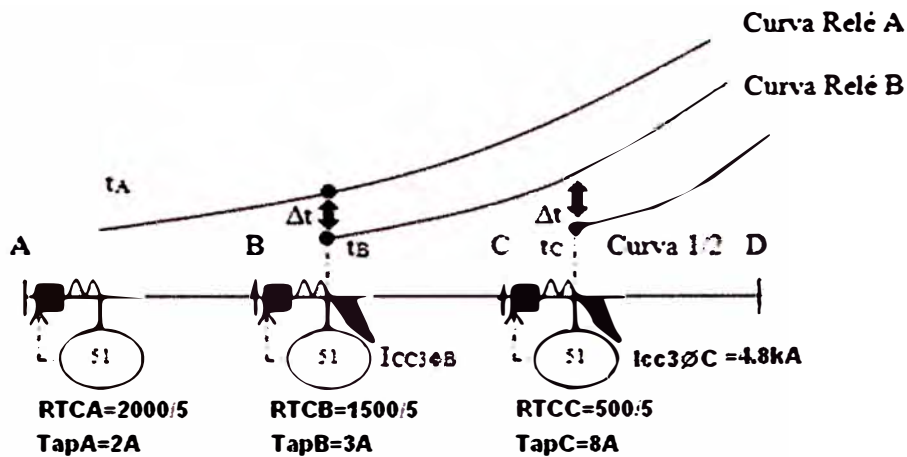
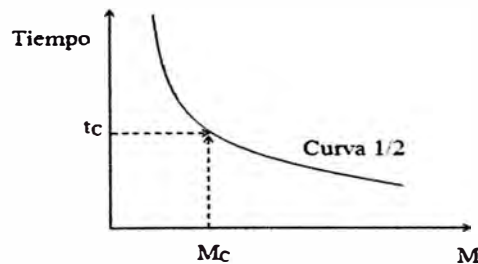


Fig. 3.87 Escalonamiento de curvas de relés 51

De la figura 3.87 la curva escogida para el relé C y proteger la barra D es la curva 0.5, luego calcularemos el tiempo t_c correspondiente a una falla trifásica en la salida primaria del transformador de corriente de la barra C usando el múltiplo M_c , es decir:

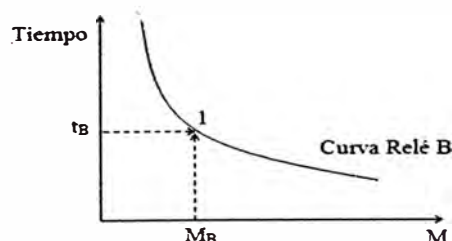
$$M_c = \frac{I_{cc3\phi c}}{RTCc * Tapc} = \frac{4800}{500/5 * 8} = 6$$

Para $M_c = 6$, En la curva 50% se tiene que $t_c = 2\text{s}$



Para una misma corriente de cortocircuito se coordina el relé B con el relé C así:

$$t_B = t_c + \Delta t = 2 + \Delta t$$



Calcularemos el tiempo t_B en el punto 1 de la curva tiempo corriente del relé B el cuál corresponde a una falla trifásica en la salida primaria del transformador de corriente de la barra B usando el múltiplo M_B , es decir:

$$M_B = \frac{I_{cc3\phi B}}{RTCB * TapB} = \frac{4800}{1500/5 * 3} = 4$$

Para $M_B = 4$, En la curva 60% se tiene $t_B = 3s$, luego $\Delta t \approx 1s$

Para una misma corriente de cortocircuito se coordina el relé B con el relé A así:

$$t_A = t_B + \Delta t; M_A = \frac{I_{cc3\phi A}}{RTCA * TapA} = \frac{4800}{2000/5 * 2} = 6$$

Para $M_A = 6$, En la curva 100% se tiene $t_A \approx 4s$, luego $\Delta t \approx 1s$

Cabe resaltar que para la coordinación se fijan las curvas de forma paralela tal de que no se presenten operaciones superpuestas por lo que los relés quedarían operando de manera coordinada. Nótese también que debido a la naturaleza inversa de tiempo produce una protección coordinada adecuada de acuerdo a la filosofía de la protección, es decir los cortocircuitos de mayores intensidades o más cercanos a la barra son eliminados rápidamente.

3.6.4 Coordinación de relés de tiempo Inverso (51) con instantáneo (50)

Esta protección es la mejor con los relés de sobrecorriente, pero requiere un poco más de trabajo. Se ajustan las unidades instantáneas de todos los relés como en la figura 3.88

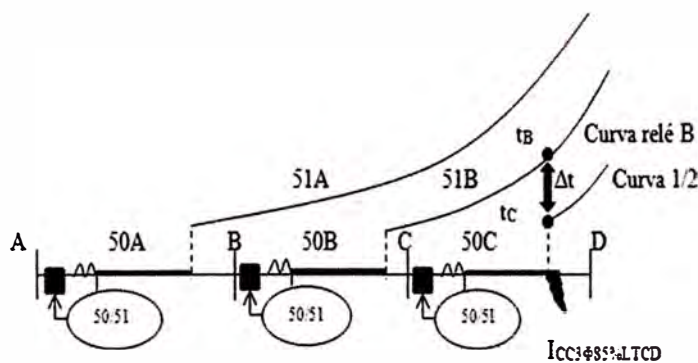


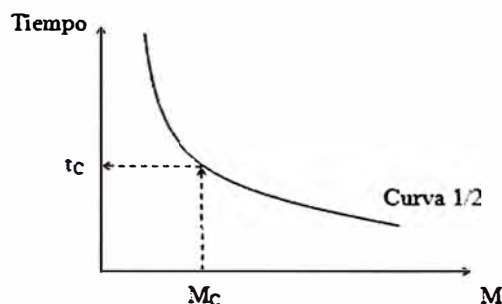
Fig. 3.88 Cortocircuito al 85% de la LTCD

De la misma manera para el relé más lejano C se escoge la menor curva de tiempo de actuación, por ejemplo la curva $1/2$, luego con la corriente de cortocircuito trifásica al 85% de la línea de transmisión CD calcularemos el múltiplo del relé C y del relé B:

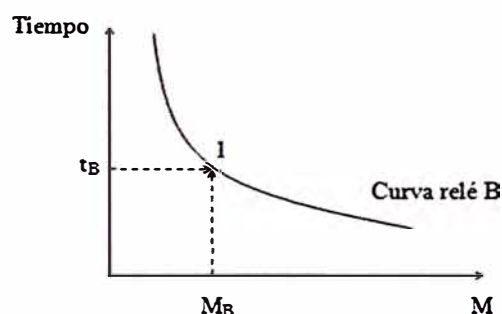
$$M_C = \frac{I_{cc3\phi 85\%LTCD}}{RTCC * TapC}$$

$$M_B = \frac{I_{cc3\phi 85\%LTCD}}{RTCB * TapB}$$

Con el múltiplo M_C y la curva $1/2$, se obtiene el tiempo de actuación del relé C

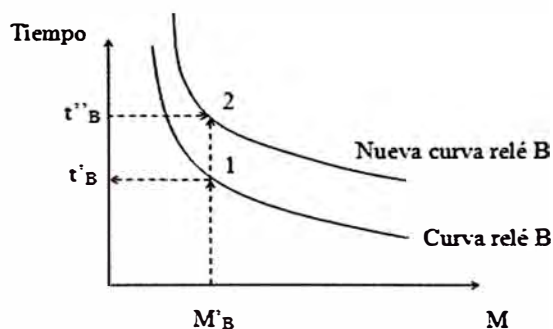


Del mismo modo el cortocircuito trifásico al 85% de la LTCD encontraremos el múltiplo M_B y obtenemos su tiempo de actuación t_B de manera que coordine con el relé C así: $t_B = t_C + \Delta t$



Con el tiempo del relé B y el múltiplo M_B se obtiene el punto 1, que es por donde pasará la curva de actuación del relé B, para verificar que la curva del relé B coordina con el relé C en todo el tramo, consideremos una falla trifásica en el transformador de corriente de la barra C, luego el múltiplo del relé B es:

$$M'_B = \frac{I_{cc3\Phi C}}{R_{TCB} \cdot T_{apB}}; \text{ Y el tiempo de actuación del relé B para la } I_{cc3\Phi} \text{ en la barra C es } t'_B.$$



Para la $I_{cc3\Phi}$ en la barra C el tiempo de actuación del relé C es instantáneo ósea cero, la verificación de la coordinación en la barra C se hace comparando:

$$t'_B - \text{cero} \geq \Delta t$$

$t'_B \geq \Delta t$, Si la desigualdad se cumple, el relé B coordina con el relé C.

Si la desigualdad no se cumple es decir $t'_B < 0$, relé B no coordina con el relé C entonces haremos lo siguiente: Levantamos la curva del relé B hasta coordinar con el relé C en el punto de su instalación, con lo que el nuevo tiempo del relé B deberá ser:

$$t''_B = \Delta t.$$

La coordinación de los relés montantes se hará de la misma manera siguiendo la secuencia.

Siguiendo este criterio podremos atender a la filosofía de la protección la cual indica que aquellos cortocircuitos de mayores intensidades deben ser despejados instantáneamente y las temporizaciones tienen tiempos reducidos para cortocircuitos mayores.

3.7 Protección de sobrecorriente direccional

Muchas veces a la protección de sobrecorriente es necesario agregarle el elemento direccional para mejorar la sensibilidad de la protección y lograr su selectividad por tiempo, se utiliza en las redes con alimentación bilateral ó en malla, tanto para cortocircuitos entre fases, como a tierra. La protección de sobrecorriente direccional es aquella que responde al valor de la corriente y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección actúa si la corriente supera el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida.

3.7.1 Relé de sobrecorriente direccional (67)

Es un dispositivo que actúa cuando la corriente tiene un sentido pre establecido de acuerdo con su referencia de polarización. Para su polarización el relé necesita de dos magnitudes: polarización (tensión), operación (corriente). La direccionalidad es dada por la comparación fasorial de las posiciones relativas de la corriente de operación y la tensión de polarización. El desfase es el que produce el sentido y dirección del flujo de energía de la corriente de operación o de cortocircuito.

3.7.1.1 Principio de funcionamiento

El relé direccional en la figura 3.89 representa un relé direccional de la fase A.

A

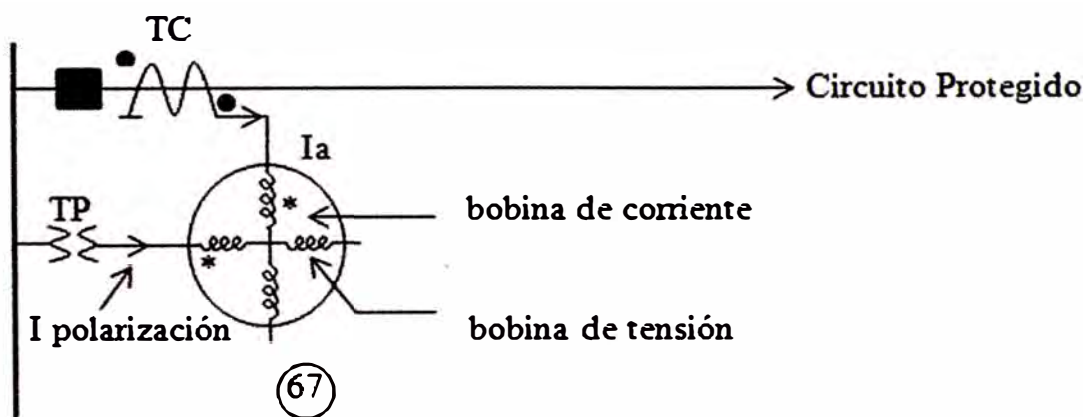


Fig. 3.89 Diagrama Unifilar del Relé Direccional

De la figura 3.89 vemos que las bobinas de corriente de operación y tensión de polarización están en cuadratura. Veamos el diagrama fasorial de un relé direccional.

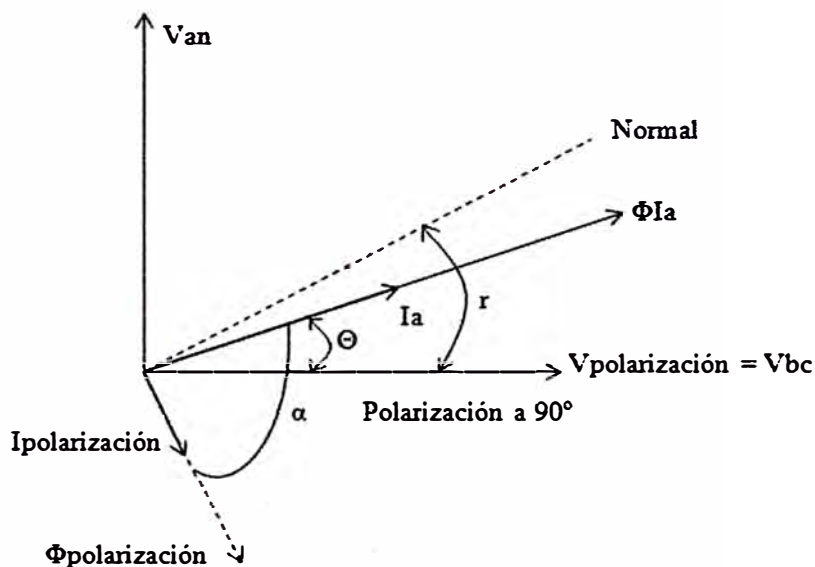


Fig. 3.90 Diagrama Fasorial

Este es el gráfico de un relé direccional de fase "A" de un sistema trifásico, donde:

I_a : Corriente de fase A.

ΦI_a : Flujo Magnético creado por la corriente I_a en la bobina de corriente del relé direccional; este flujo está en fase con la corriente I_a .

V_{an} : Tensión de fase "A" en relación al neutro del sistema.

$V_{polarización}$: Tensión de polarización V_{bc} .

$I_{polarización}$: Corriente que atraviesa la bobina de tensión del relé direccional.

$\Phi_{polarización}$: Flujo magnético en la bobina de tensión, este flujo está en fase con la corriente de polarización.

α : Angulo entre los flujos ΦI_a e $\Phi_{polarización}$.

\square : Angulo entre I_a y la tensión de polarización V_{bc} (Ángulo de cortocircuito).

r : Angulo de máximo torque motor del relé, ángulo característico del relé de acuerdo con su fabricación.

La recta normal forma 90° con el $\Phi_{polarización}$ del relé, durante el cortocircuito debido a que las líneas de transmisión son inductivas la corriente de operación I_a se adelanta a la tensión V_{an} . El desfase entre la corriente I_a y la tensión V_{an} es:

$$\dot{I}_a = I_a \angle 90^\circ - \square \dots \dots \dots (3.3)$$

Además: $I_a \cos (r - \square) = K_2$, ecuación valida en el límite de operación del relé direccional.

Haciendo el diagrama fasorial de los lugares geométricos de la corriente I_a tal que se mantenga siempre en el límite de operación del relé, note que todo valor de corriente I_a

deja al relé en el límite de operación. Esta recta del límite es la recta normal del diagrama del relé de la figura 3.90

La menor corriente I_a que deja al relé en el límite de operación es I_m , también conocida como corriente pick-up, el cual tiene la siguiente posición:

$$\dot{I}_m = I_m \angle 90^\circ - r$$

En algunos casos, la corriente de ajuste es muy pequeña, que la propia corriente nominal de carga es suficiente para la operación del relé direccional.

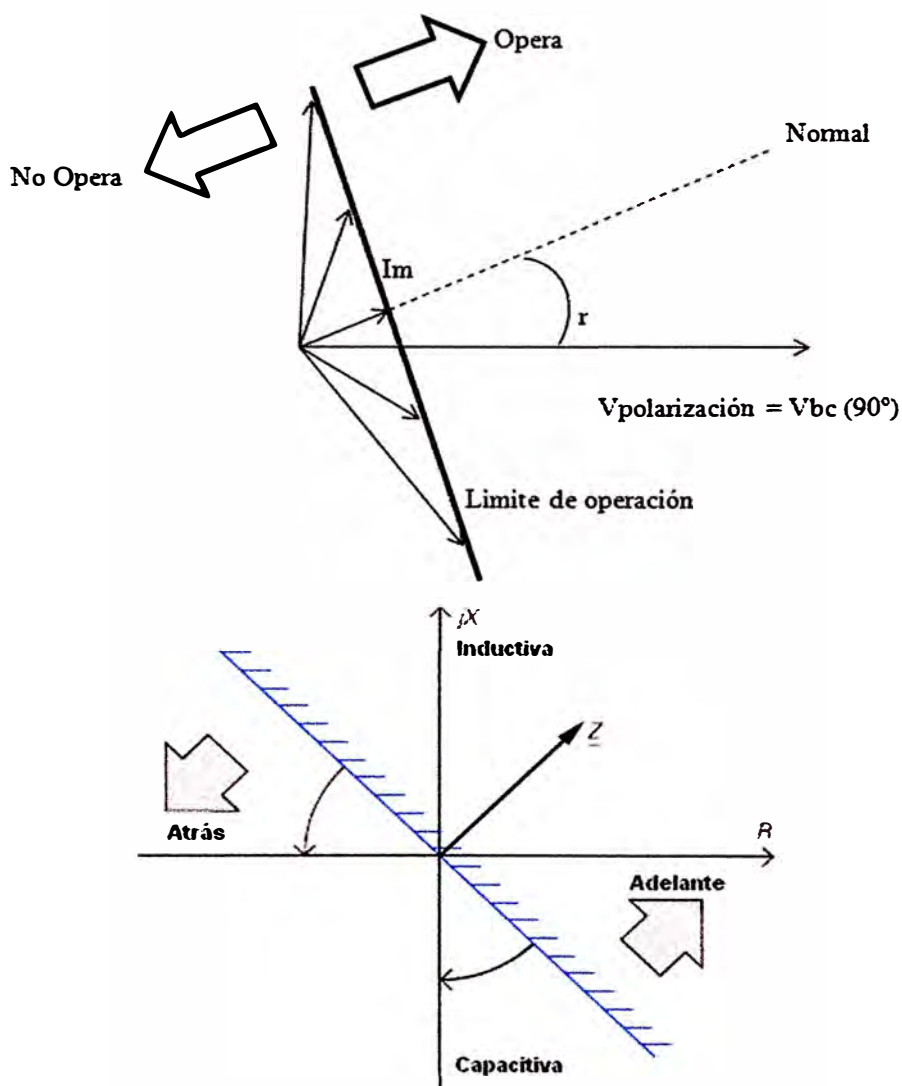


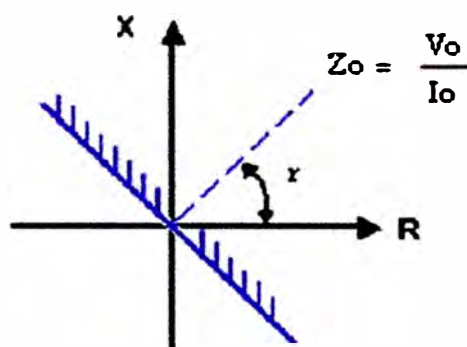
Fig. 3.91 Diagrama fasorial del límite de operación del relé direccional

La detección de la dirección se realiza de manera selectiva por fases y por separado para fallas de fase y tierra.

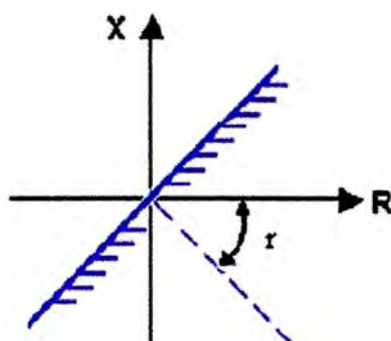
Se puede ver que el término direccional, está caracterizado por la posición relativa de la onda de corriente en relación a la onda de tensión eléctrica. El desfase correspondiente caracteriza la direccionalidad del relé. De la figura 3.91 se puede ver que el máximo torque ocurre cuando la corriente de cortocircuito tiene un desfase de $90^\circ - r$, en este

caso el fasor esta sobre la recta normal, por lo que es más conveniente escoger el ángulo “ r ” en el relé que tenga el mismo ángulo de la línea o lo que es lo mismo el ángulo de la corriente de cortocircuito del tramo protegido. Normalmente se escoge el ángulo “ r ” entre 20° y 80° .

Los esquemas de conexión en los relés direccionales deben asegurar la correcta determinación de la potencia para todos los cortocircuitos a los que la protección debe responder. La representación gráfica de la condición de operación de los relés direccionales puede hacerse mediante la característica angular y mediante la característica tensión – corriente.



Donde: “ θ ” es el ángulo de desfase entre la tensión de polarización y la corriente de operación (cortocircuito) y “ r ” es el ángulo de sensibilidad máxima del relé (ajustable). “ θ ” es positivo cuando la corriente esta en atraso con respecto a la tensión como en la figura 3.90; por ello, en relés en los cuales la sensibilidad máxima se origina para corriente en adelanto con respecto a la tensión (relés direccionales para protección contra fallas entre fases), $r < 0$. La característica angular en el plano impedancia es:



Para garantizar la sensibilidad adecuada es necesario el valor de $V_{polarización}$ sea lo mayor posible, y el ángulo de cortocircuito “ θ ” sea lo más cercano posible al ángulo de sensibilidad máxima “ r ” del relé. La conexión del relé más utilizada es la que responde a la potencia de secuencia cero pues esta tiene una dirección única en caso de falla de la línea protegida lo que garantiza una selectividad adecuada, esta protección se utiliza en sistemas sólidamente aterrados.

Polarización en Cuadratura 90°

La tensión de Polarización es: $V_{polarización} = V_{BC} = V_{BN} - V_{CN}$ esta tensión está desfasada 90° con respecto a la tensión V_{AN} .

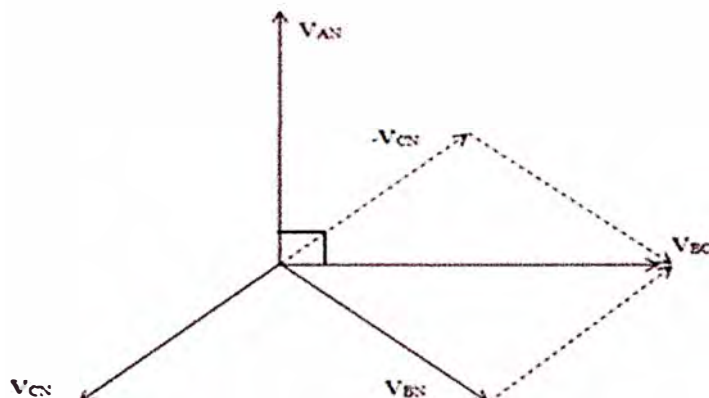
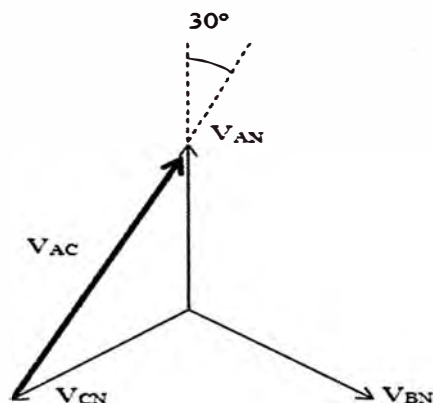


Fig. 3.92 Polarización en cuadratura a 90°

Para los relés de las otras fases, por ejemplo para el relé direccional de fase B se usa la tensión de polarización V_{CA} y para el relé direccional de fase C se usa la tensión de polarización V_{AB} .

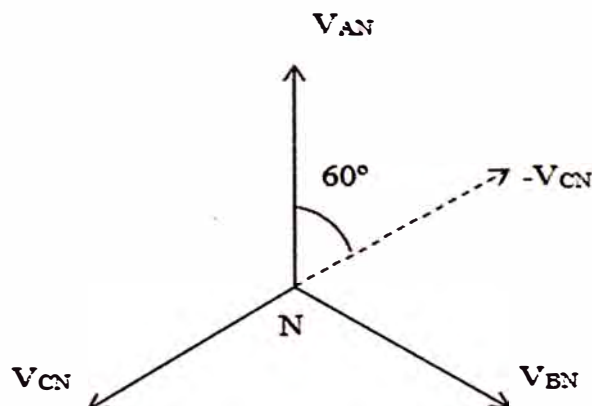
Polarización a 30°

Para tener esta referencia angular utilizaremos la tensión de polarización V_{AC} .



Polarización a 60°

Para tener esta referencia angular utilizaremos la tensión de polarización $-V_{CN}$.



La protección direccional se obtiene al añadir un relé 67 al esquema de protección de sobrecorriente 50 y 51. Para visualizar esto veamos la figura 3.93, en la cual sólo se ha representado la protección direccional de la fase A.

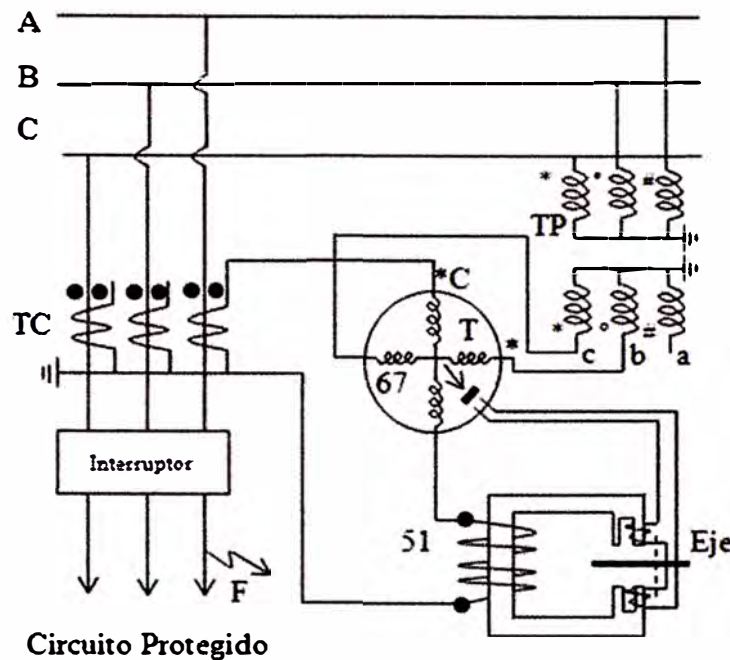
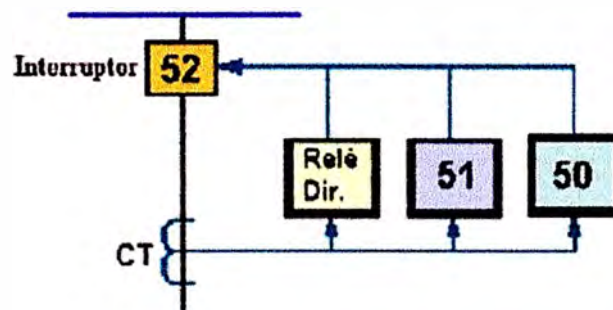


Fig. 3.93 Relé de Sobrecorriente monitoreado por relé direccional

Diagrama de bloques de una protección direccional de Sobrecorriente de tiempo

Inverso



a. Cortocircuito hacia adelante

Si el cortocircuito fuera el indicado en la figura 3.93, la corriente que sale por el secundario del transformador de corriente entraría por la marca de polaridad del relé direccional haciéndolo operar lo que es lo mismo que el relé ve la falla en su dirección y cierra su contacto NA. Esta misma corriente pasa por la bobina magnetizante del relé de sobrecorriente. Luego este relé operara de acuerdo con al tiempo dada por su curva de actuación provocando la apertura del interruptor.

b. Cortocircuito hacia atrás

En el caso que el cortocircuito ocurriera fuera de la zona de visión del relé direccional la protección se inhibe. De la figura 3.93 para una falla fuera de la zona protegida la

corriente de falla entra y sale por el no punto en el devanado primario y secundario del transformador de corriente lo que indica que esta corriente sale por la marca de polaridad de la bobina de operación del relé direccional produciendo un torque negativo, bloqueando su actuación y manteniendo su contacto NA abierto. Esta misma corriente de cortocircuito pasa por la bobina magnetizante del relé de sobrecorriente. En la bobina magnetizante es generado el flujo magnético que se desdobra al pasar por el entrehierro. Note que los dos flujos magnéticos están en fase, esto ocurre debido a que la bobina de sombra está abierta, de esta manera el torque en el disco es nulo y el relé de sobrecorriente no opera.

3.7.1.2 Relé direccional de secuencia cero

Es aquel relé que utiliza la corriente de secuencia homopolar para energizar la bobina magnetizante o de operación, para atender esta condición, el relé de neutro es conectado usando el esquema de la figura 3.94 al que se le adiciona la energización de las bobinas de tensiones por medio de los transformadores de tensión. Esta tensión deberá ser la tensión de secuencia cero que aparece en el momento de la falla o de desequilibrio de las cargas aterradas. Para conseguir la tensión polarizante de secuencia cero, debemos usar la tensión proveniente del terciario en delta abierto de los tres transformadores de tensión de tres arrollamientos o en todo caso de 3 transformadores de tensión monofásicos.

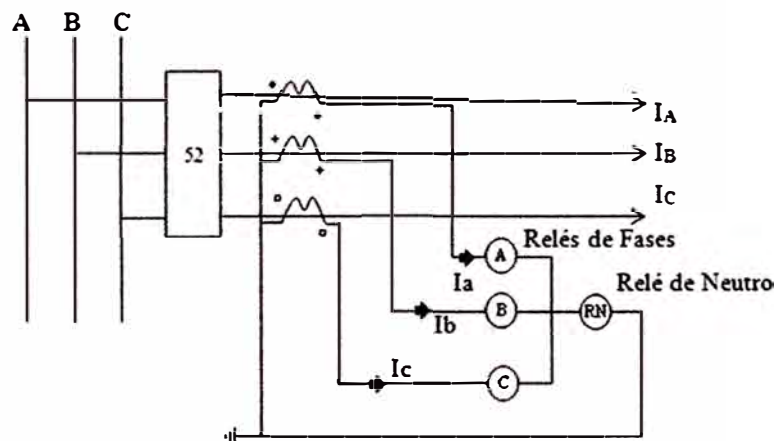


Fig. 3.94 Relé de Secuencia Homopolar

Conexión Y – Δ Abierta en el PT para obtener el filtro de Tensión Homopolar

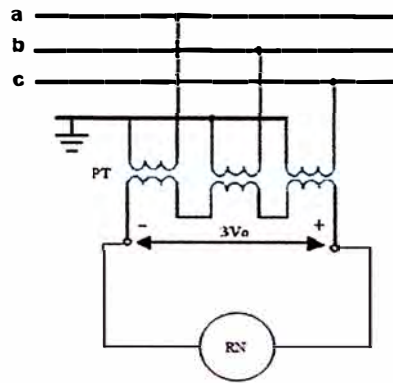


Fig. 3.95 “3Vo” usado para polarizar la bobina magnetizante de tensión del relé 67N

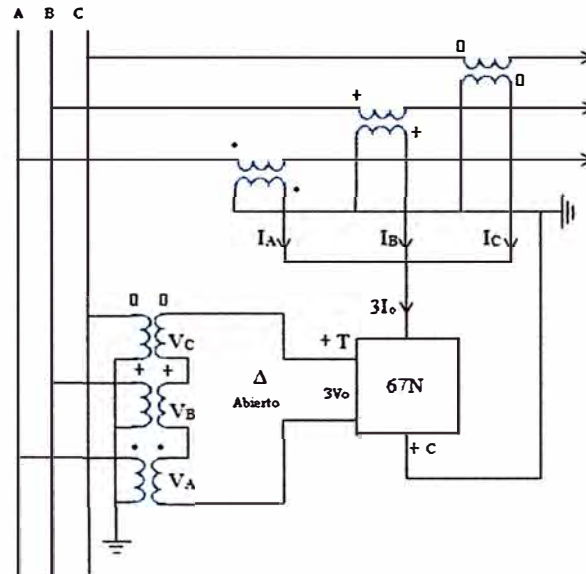


Fig. 3.96 Esquema general del relé de Neutro

Hay que notar que la polarización de la bobina de corriente está invertida en el relé de neutro. Esta configuración se debe al posicionamiento de las corrientes y tensiones de secuencia cero. Supongamos una condición de carga normal, en donde las corrientes son pequeñas ($\approx 0.2I_n$) con desfase de ángulo pequeño propio del factor de potencia en relación con las tensiones nominales del sistema. Si ocurriera un cortocircuito a tierra en la fase A, el desbalance producido sería el mostrado en la figura 3.97, en donde la corriente $3I_0$ y la tensión $3V_0$ son las dos magnitudes que alimentarían al relé de secuencia cero.

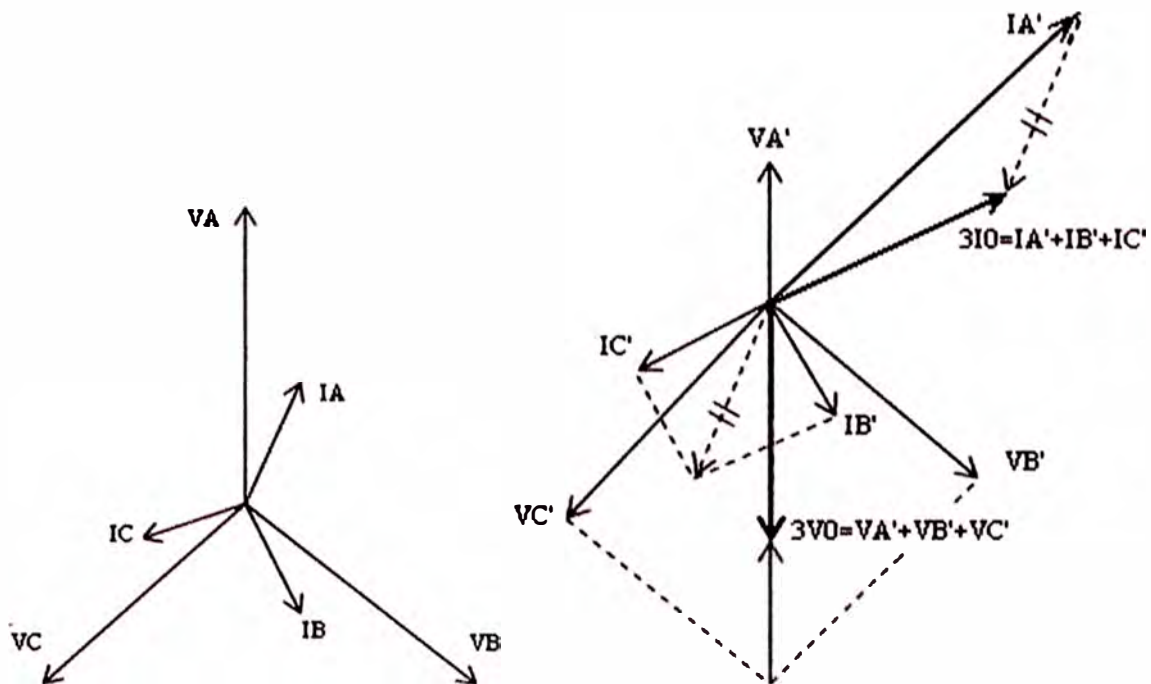


Fig. 3.97

En el cortocircuito de la fase Λ , la tensión de fase cae a un valor V_{Λ}' y la corriente se incrementa a un valor I_{Λ}' mientras que los valores de tensión V_B y V_C no cambian así como los valores de corriente I_B e I_C .

Determinación direccional unidades de medición de fase

Se efectúa mediante la determinación del ángulo de fase entre la intensidad de cortocircuito y la tensión de referencia. Para considerar las diferentes condiciones de la red y aplicaciones, la tensión de referencia puede ser girada en un ángulo ajustable. De esta manera, el vector de la tensión de referencia girada puede ser colocado lo más cerca posible al vector de la intensidad de cortocircuito, para obtener una seguridad máxima posible en el resultado de la determinación direccional. La figura 3.99 aclara la asignación de la unidad de medida de fases en relación a una falla a tierra monofásica en la fase L1. La intensidad de cortocircuito I_{kL1} circula con fase atrasada frente a la tensión de cortocircuito con el ángulo de cortocircuito ϕ_k . La tensión de referencia, en este caso U_{L2L3} para la unidad de medida de fase L1, es girado con el valor de ajuste 1519 ANGULO ROTACION (Figura 3.98), en sentido positivo en contra al sentido de las agujas de reloj. En este caso mencionado el giro es de $+45^\circ$. La tensión de referencia rotada define el campo hacia adelante y hacia atrás, ver figura 3.99. El campo hacia adelante ocupa una zona de $\pm 86^\circ$ en relación a la tensión de referencia girada $U_{ref,rot}$. Si el vector de la intensidad de cortocircuito se encuentra en este campo, el equipo reconoce una dirección hacia adelante. En el campo contrario el equipo reconoce

en sentido hacia atrás. En el campo intermedio, el resultado del sentido es indeterminado.

DMT / IDMT Directional Ph/E Overcurrent - Settings Group A		
General DMT Ph IDMT Ph		
Settings:		
No.	Settings	Value
1501	Directional Phase Time Overcurrent	OFF
1513A	Manual Close Mode	I>> instantaneously
1523	I>> Direction	Forward
1524	I> Direction	Forward
1525	I< Direction	Forward
1518A	Dropout Time Delay DMT Phase	0,00 sec
1519A	Rotation Angle of Reference Voltage	45 °

Fig. 3.98 Ángulo de rotación de la tensión de referencia V_{BC}

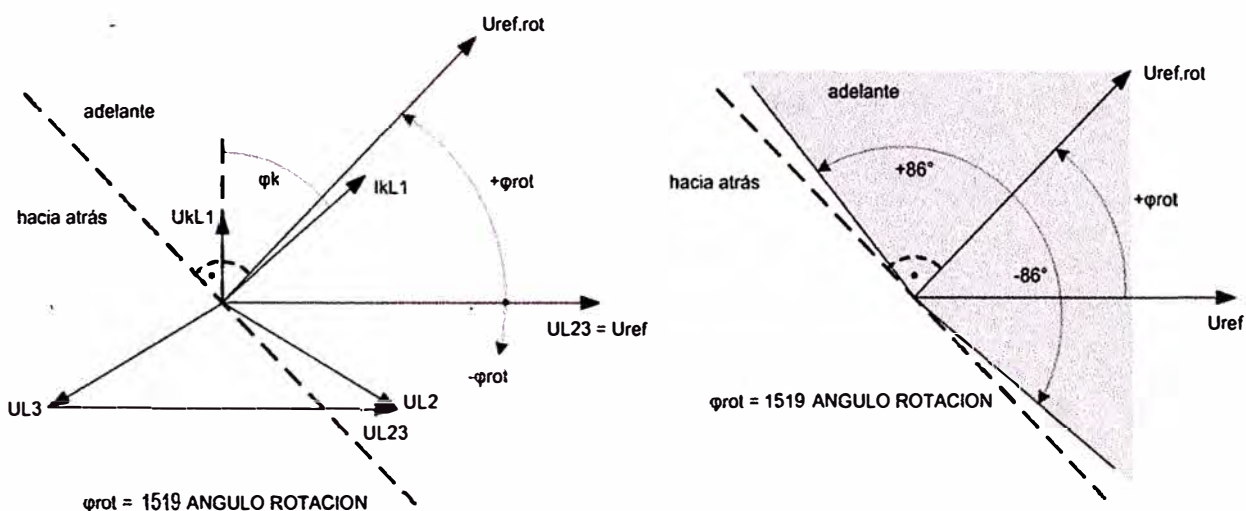


Fig. 3.99 Característica direccional de sobrecorriente de fases 67

Determinación direccional medición con magnitudes a tierra

La figura 3.101 muestra el tratamiento de la tensión de referencia para la unidad de medida a tierra, para una falla a tierra monofásica en la fase L1. Al contrario que con los elementos medidores de fases, que trabajan con la tensión ajena al cortocircuito como tensión de referencia, en el elemento medidor de tierra, la propia tensión de falla es la tensión de referencia. Según la conexión de los transformadores de tensión, ésta es la tensión $3U_0$ o U_E . La intensidad de cortocircuito $-3I_0$ muestra un desplazamiento de fase de 180° en relación a la intensidad de cortocircuito I_{kL1} y circula con fase adelantada frente a la tensión de cortocircuito $3U_0$ con ángulo de cortocircuito ϕ_k . La U_{ref} es girada según el valor de ajuste 1619 ANGULO ROTACION (Figura 3.100). En este caso el giro es -45° . El campo hacia adelante ocupa una zona de $\pm 86^\circ$ en relación a la $U_{ref,rot}$. Si el vector de la intensidad de cortocircuito $-3I_0$ (o I_E) se encuentra en esta zona, entonces el equipo reconoce una dirección hacia adelante.

DMT / IDMT Directional Ph/E Overcurrent - Settings Group A		
General DMT Ph IDMT Ph DMT E IDMT E		
Settings:		
No.	Settings	Value
1524	I> Direction	Forward
1525	I< Direction	Forward
1518A	Dropout Time Delay DMT Phase	0,00 sec
1519A	Rotation Angle of Reference Voltage	45 °
1601	Directional Earth Time Overcurrent	OFF
1613A	Manual Close Mode	I E>> instantaneously
1623	I E>> Direction	Forward
1624	I E> Direction	Forward
1625	I E< Direction	Forward
1617	Ground Polarization	with Ue and Ie
1618A	Dropout Time Delay DMT Earth	0,00 sec
1619A	Rotation Angle of Reference Voltage	-45 °

Fig. 3.100 Ángulo de rotación de la tensión de referencia $3U_0$

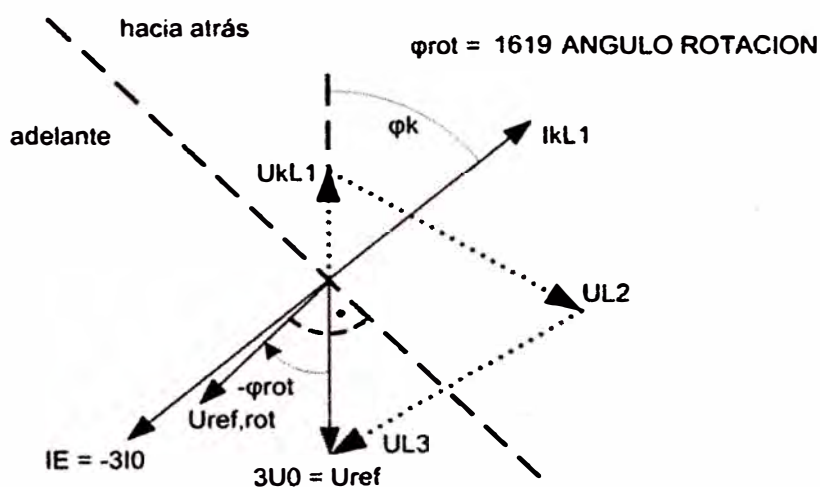
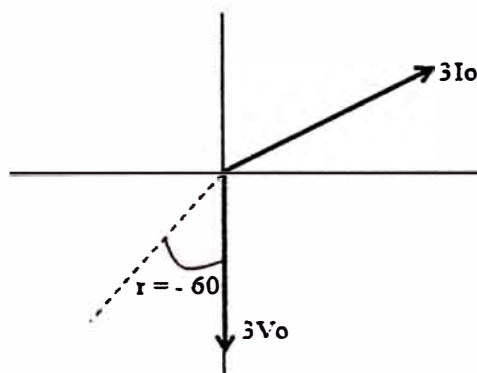


Fig. 3.101 Característica direccional de sobrecorriente de tierra 67N

Consideremos que el relé fue fabricado con un ángulo de máximo torque de -60° .

El diagrama fasorial sería el que se muestra a continuación:



Se puede notar que para que el relé opere correctamente en la dirección pretendida se deberá invertir la polarización en la bobina de corriente del relé de neutro o en su defecto invertir la polarización en la bobina de tensión del relé de neutro. En los relés digitales esta inversión física de la polaridad no es necesaria ya que el software interno del relé ya hace esta operación para este tipo de fallas.

DECLARACIÓN DEL PUNTO ESTRELLA

Como hemos visto en la figura 3.93 la corriente de fase primaria I_p entra al transformador de corriente por el punto (pudiendo ser P1 ó P2) y su correspondiente corriente secundaria I_s deberá salir por el punto, la misma que entrará por la marca de polaridad en el relé 67 haciéndolo operar. En la etapa de montaje de los transformadores de corriente se orientan los polos de una manera definida y luego hay que declararle al relé hacia donde está mirando el punto estrella del transformador de tal manera que pueda ver las corrientes de cortocircuito en la dirección deseada.

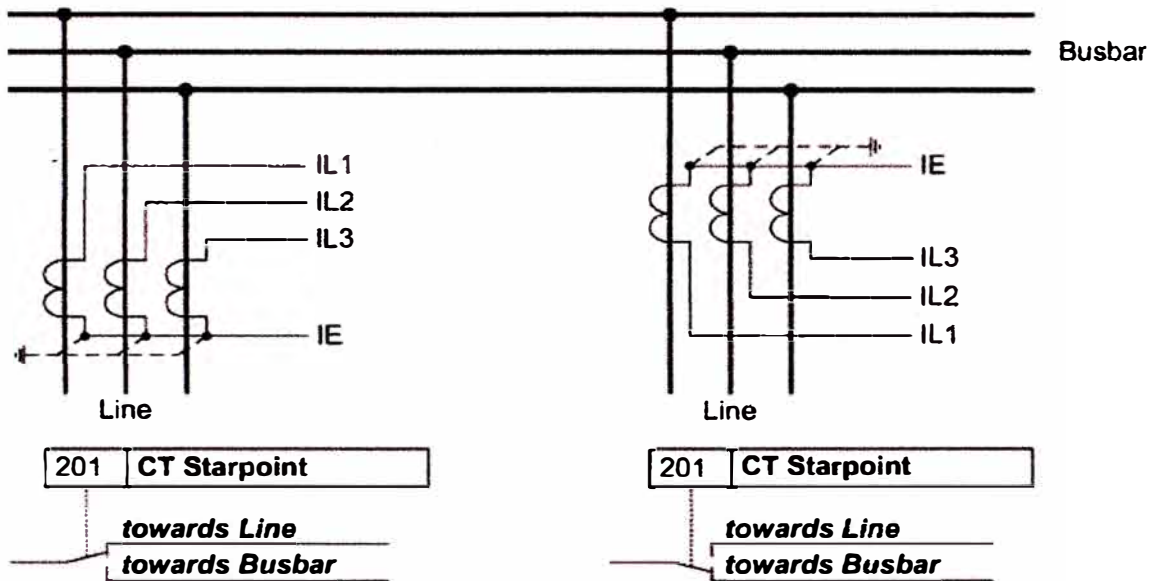
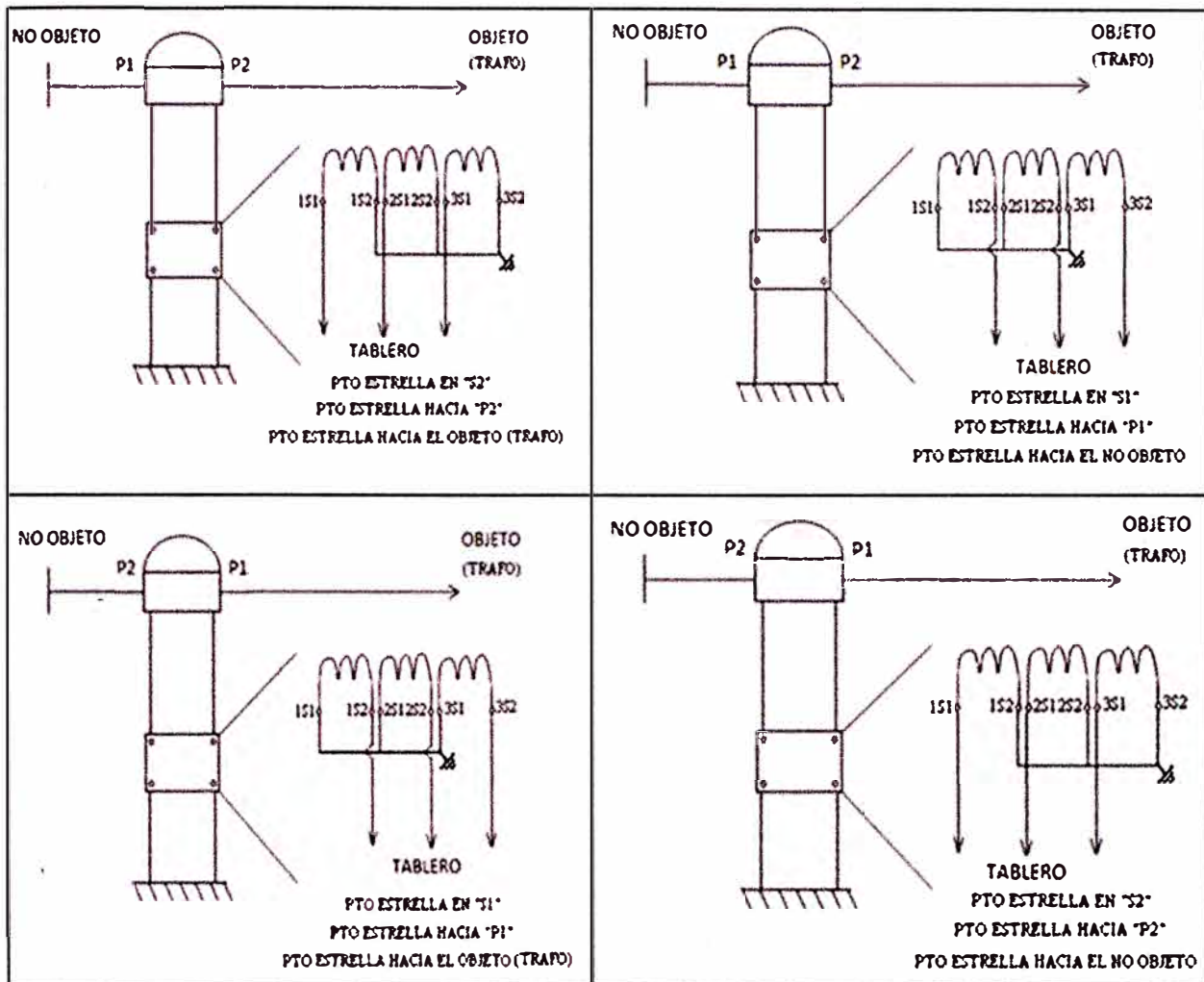


Fig. 3.102 Declaración del punto estrella en el relé

A continuación se muestra la orientación del polo del transformador de corriente P1 mirando hacia el NO OBJETO y el polo P2 mirando hacia el OBJETO, si miramos en el circuito secundario que bien puede ser en la caja de bornes secundarios del transformador ó los bornes del tablero de protección asociado; vemos que la estrella se encuentra en S2 por lo que concluimos que la estrella está dirigida hacia P2 el objeto protegido es un transformador de potencia. Se muestran todos los arreglos posibles, lo único que debemos declarar al relé es hacia donde está mirando el punto estrella.



3.7.1.3 Coordinación de un sistema anillo con relés direccionales

Este sistema puede ser interpretado como dos sistemas eléctricos radiales en direcciones opuestas, esta direccionalidad es producida por los relés direccionales en una misma dirección, se hace un arreglo coordinando los relés de sobrecorriente primero en una dirección y después es hecha la coordinación en la dirección opuesta.

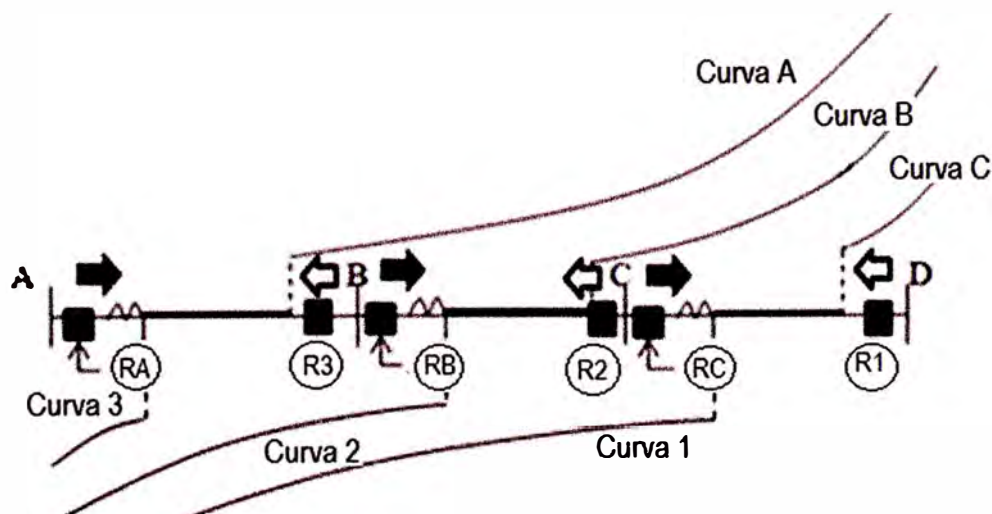


Fig. 3.103 Coordinación de relés 67 en sistema anillo

3.8 Configuración del relé de sobrecorriente

Consideremos un relé Siemens 7SJ612 asociado a una línea de transmisión cuyo transformador de corriente es de 500/1A.

El estudio de coordinación de la protección indica activar la función de sobrecorriente de fases (dirección 1201), sobrecorriente de tierra (dirección 1301) y la restricción al inrush (dirección 2201)

General | DMT Ph | IDMT Ph | DMT E | IDMT E | InrushRestraint |

Settings:

No.	Settings	Value
1201	Phase Time Overcurrent	ON ▼
1213A	Manual Close Mode	Inactive
1215A	Dropout Time Delay DMT Phase	0,00 sec
1301	Earth Time Overcurrent	ON
1313A	Manual Close Mode	Inactive
1315A	Dropout Time Delay DMT Earth	0,00 sec
2201	Inrush Restraint	ON

. Sobrecorriente de tiempo definido de fases primera etapa:

I (50-1): 6000A, en valores secundarios $6000/500 = 12A$

Tiempo: 100ms

General | DMT Ph | IDMT Ph | DMT E | IDMT E | InrushRestraint |

Settings:

No.	Settings	Value
1202	I >> Pickup	00 A
1203	T I >> Time Delay	00 sec
1204	I > Pickup	12,00 A
1205	T I > Time Delay	0,10 sec
1214A	I >> active	Always

. Sobrecorriente de tiempo inverso de fases:

I (51): 650A, en valores secundarios $650/500 = 1.3A$

Tiempo: 150ms

Curva IEC: Normal Inversa

General | DMT Ph | IDMT Ph | DMT E | IDMT E | InrushRestraint |

Settings:

No.	Settings	Value
1207	I _p Pickup	1,30 A
1208	T I _p Time Dial	0,15 sec
1210	Drop-Out Characteristic	Instantaneous
1211	IEC Curve	Normal Inverse

. Sobrecorriente de tiempo definido de tierra primera etapa:

I (50N-1): 500A, en valores secundarios $500/500 = 1A$,

Tiempo: 100ms

General | DMT Ph | IDMT Ph | DMT E | IDMT E | InrushRestraint |

Settings:

No.	Settings	Value
1302	IE>> Pickup	00 A
1303	T IE>> Time Delay	00 sec
1304	IE> Pickup	1,00 A
1305	T IE> Time Delay	0,10 sec
1314A	IE>> active	Always

. Sobrecorriente de tiempo inverso de tierra:

I (51N): 60A, en valores secundarios $60/500 = 0.12A$,

Tiempo: 100ms,

Curva IEC: Normal Inversa

General | DMT Ph | IDMT Ph | DMT E | IDMT E | InrushRestraint |

Settings:

No.	Settings	Value
1307	IEp Pickup	0,12 A
1308	T IEp Time Dial	0,10 sec
1310	Drop-Out Characteristic	Instantaneous
1311	IEC Curve	Normal Inverse

Restricción al inrush (Estabilización al cierre):

Al aplicar el 7SJ6 a la salida de un trafo, debemos considerar las altas corrientes inrush producidas en el cierre, estas pueden alcanzar un valor múltiple de la corriente nominal y circulan según el tamaño y la construcción del trafo durante un tiempo entre algunos diez milisegundos y algunos minutos. El relé 7SJ6 puede hacer uso de la función de restricción al inrush utilizando los elementos de sobrecorriente 50-1, 51, 50N-1 y 51N para características direccionales y no direccionales. A pesar de que las funciones filtro para las corrientes de medida, sólo consideran la onda fundamental, pueden producirse funcionamientos erróneos al conectar los transformadores, ya que en las corrientes inrush de cierre también existe una componente notable de la onda fundamental. El relé dispone para esto una función integrada para la estabilización de cierre. La función impide un arranque normal de los escalones I> o Ip de fases y de tierra. En caso de detección de un inrush se generan avisos especiales de inrush los cuales también inician una perturbación y activan las temporizaciones de disparo. Si después de transcurrir la

temporización se sigue detectando un inrush, se produce un aviso “*timeout*” pero se impide el disparo. La corriente de cierre está caracterizada por su alto contenido de 2do. armónico, que en caso de cortocircuito prácticamente desaparece. La detección de la corriente inrush se basa, por eso, en la evaluación del segundo armónico existente en el inrush. Los filtros de frecuencia efectúan un análisis Fourier en las tres fases y en la corriente a tierra. Se reconoce un inrush de cierre en la fase afectada si ocurren al mismo tiempo las siguientes condiciones:

- . El contenido de armónicos I_2/I_f mayor que el valor de ajuste en la dirección 2202.
- . Las intensidades no superan el valor límite superior (dirección 2205).
- . Existe la superación umbral en un escalón bloqueable por la estabilización inrush.

Cross Blocking (Bloqueo cruzado): Ya que la estabilización de armónicos se efectúa individualmente para cada fase, la protección es efectiva, cuando el transformador se conecta sobre una falla 1Ø, también cuando en otra fase no afectada circule posiblemente una corriente de cierre. También es posible ajustar la protección, de tal manera, que al sobrepasarse el contenido admisible de armónicos de la intensidad sólo en una fase, no solamente esta unidad de medida de fases será bloqueada, sino también las demás unidades de fase (dirección 2203). Se debe considerar que el proceso inrush de tierra no produce ningún bloqueo de las intensidades de fases, tampoco cuando se conecta el bloqueo Cross. El bloqueo cross es retirado cuando en ninguna fase no existe más un inrush. Además la función de bloqueo Cross puede ser limitada a un tiempo determinado (dirección 2204). Después de transcurrir este tiempo, el bloqueo Cross no será efectivo, aún en caso que existiera todavía un inrush. La estabilización de corriente inrush tiene un límite superior; sobrepasando un valor de intensidad (dirección 2205) la estabilización no será más efectiva, ya que podría tratarse de un cortocircuito interno de alta intensidad. Nuestro caso la máxima corriente para la restricción al inrush es 1200A que en valor secundario será $1200/500 = 2.4A$

General | DMT Ph | IDMT Ph | DMT E | IDMT E | InrushRestraint |

Settings:

No.	Settings	Value
2202	2nd. harmonic in % of fundamental	15 %
2203	Cross Block	NO
2204	Cross Block Time	0,00 sec
2205	Maximum Current for Inrush Restraint	2,40 A

3.8.1 Pruebas al relé de sobrecorriente

Signal 1: Quantity 1: Signal 2: Quantity 2: Estimated test time:

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	11.00 A	13.20 A	100.0 mA	400.0 ms	250.0 mA/s	23	9.200 s	None

Ramp Measurements										
Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
Pick-up	State 1	Bin. In. 1 0->1	I L1, L2, L3	12.00 A	1.000 A	1.000 A	11.00 A	-1.000 A	+	27.30 ms

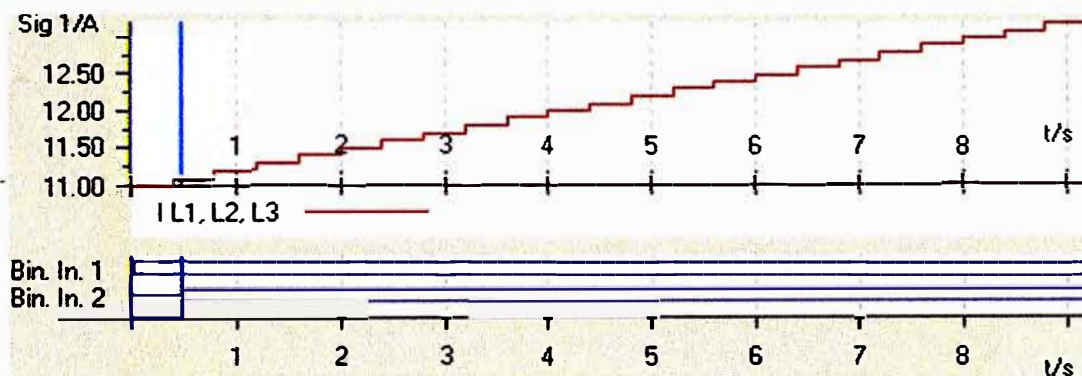


Fig. 3.104 Rampa para evaluación del arranque de sobrecorriente de fases 50-1

Siendo $I_{pickup} = 12A$ y $t_{nom} = 100ms$, utilizaremos un factor $M = 1.083$

$$I_{falla} = M \cdot I_{pickup} = 1.083 \cdot 12 = 13A$$

Pick-up / Drop-off Test | Characteristic Test | Fault | Trigger | Binary Out

Type: Relative to: Factor: Magnitude: Angle: t_{nom} : t_{min} : t_{max} : t_{act} : Assessment:

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	t_{nom}	t_{min}	t_{max}	t_{act}	Report Time Signal
+	L1-L2	I#1 Phase	1.083	13.00 A	n/a	100.0 ms	60.00 ms	140.0 ms	130.5 ms	<input checked="" type="checkbox"/>

Report View: Trip 50-1 AB in IC-106.ocx

Name	Trigger State
Bin. In. 1	X
Bin. In. 2	1

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	t_{nom}	t_{act}	Overload	Result
L1-L2	I#1 Phase	1.083	13.00 A	n/a	100.0 ms	130.5 ms	No	Passed

State:
 1 out of 1 points tested.
 1 points passed.
 0 points failed.

General Assessment: Test passed!

Fig. 3.105 Evaluación del tiempo de disparo por 50-1

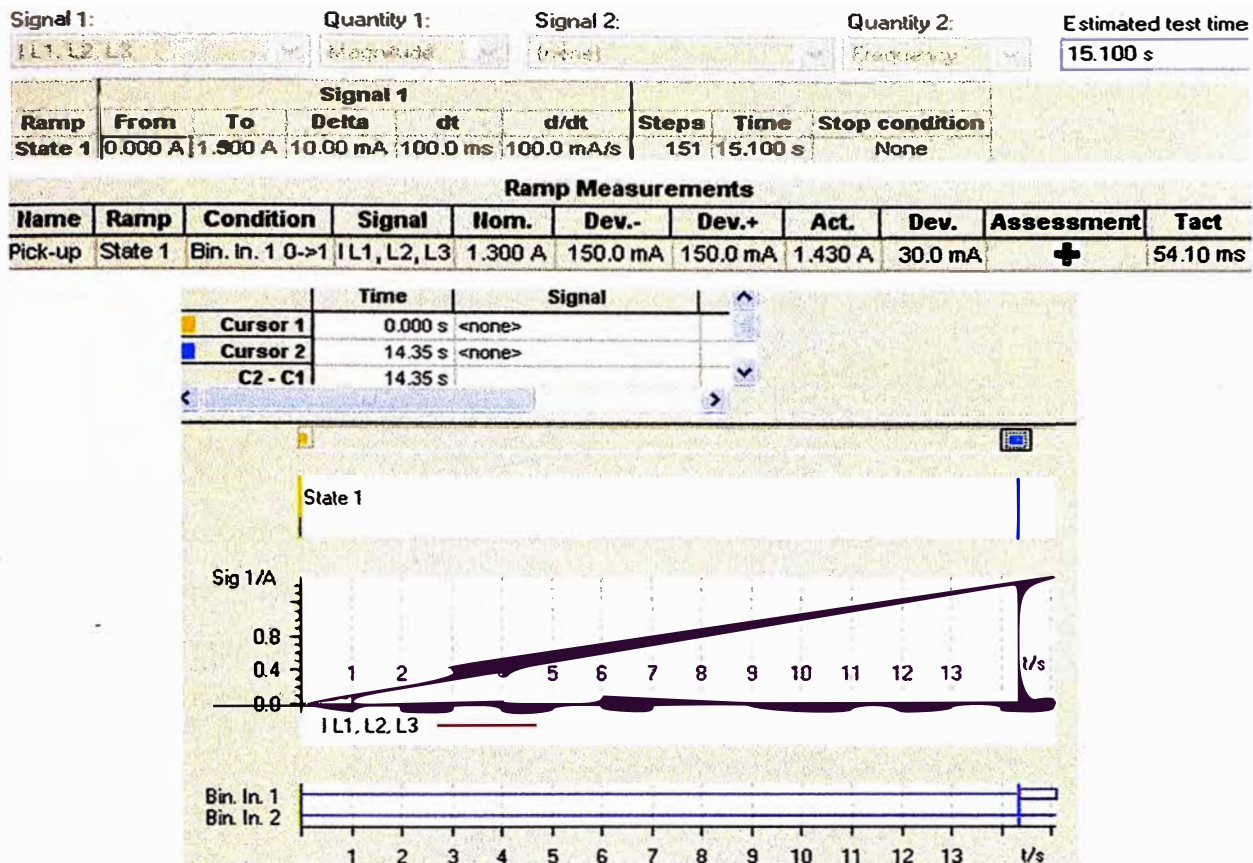


Fig. 3.106 Rampa para evaluación del arranque de sobrecorriente inversa de fases 51
Siendo $I_{pickup} = 1.3A$ y $t_{nom} = 150ms$, considerando el factor $M = 2$, la corriente de prueba será de $I_{test} = 2.6A$, la curva IEC NI está dada por la siguiente expresión:

$$t = \frac{0.14 t_{nom}}{(I_{test}/I_{pickup})^{0.02} - 1} = \frac{0.14 t_{nom}}{(M)^{0.02} - 1} = \frac{0.14 \cdot 0.15}{(2)^{0.02} - 1} = 1.504s$$

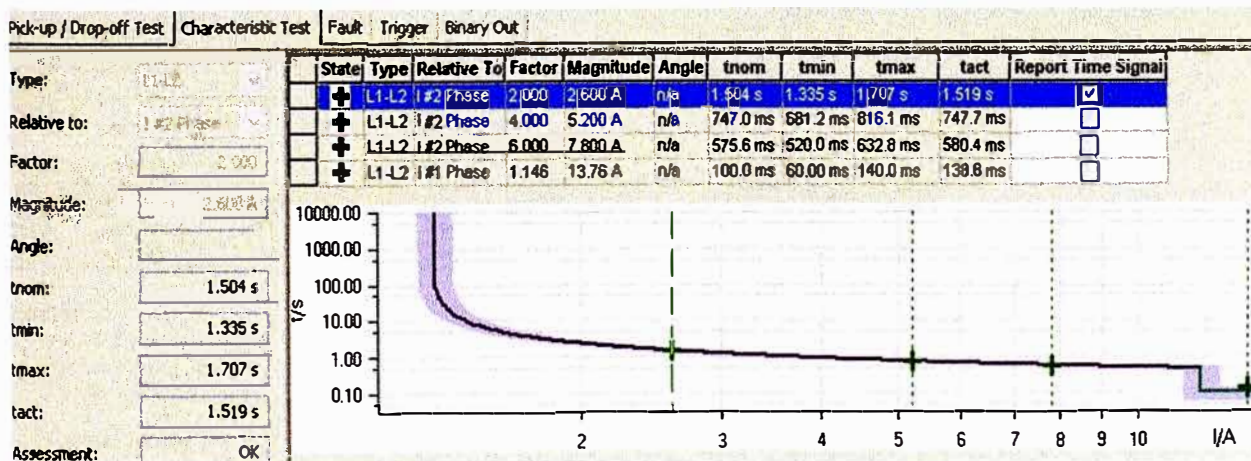
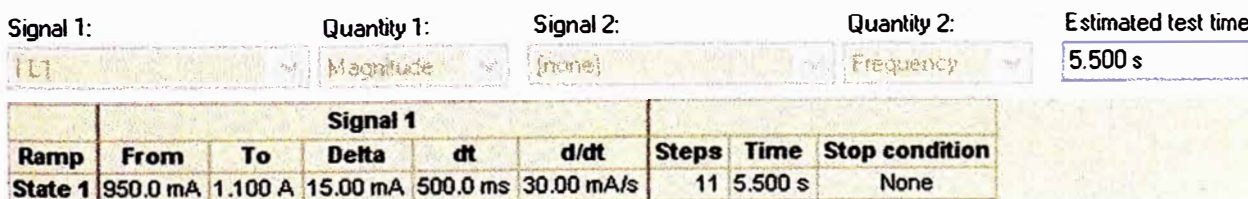


Fig. 3.107 Evaluación del tiempo de disparo por 51



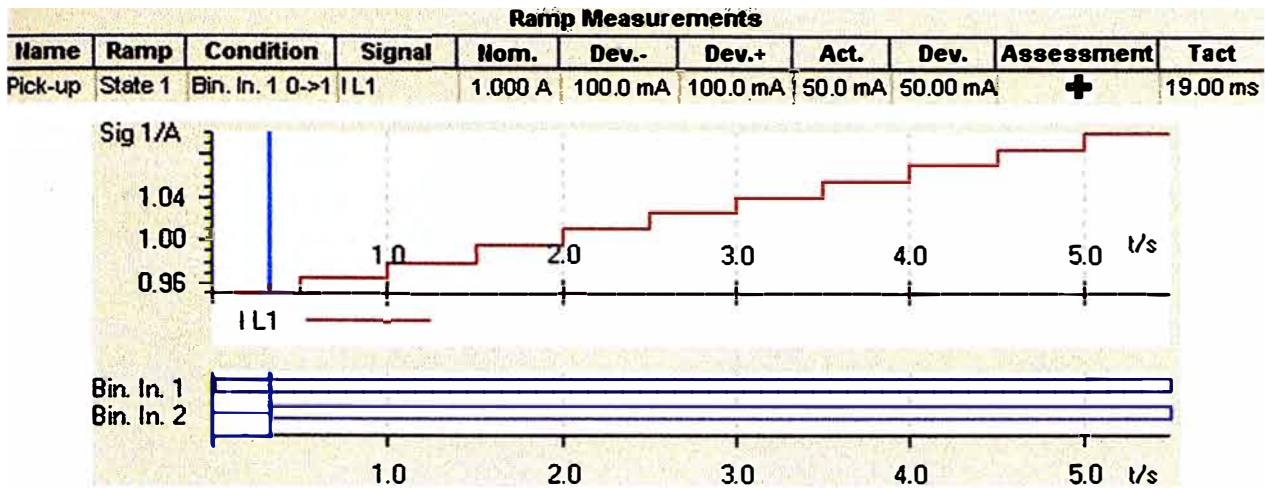
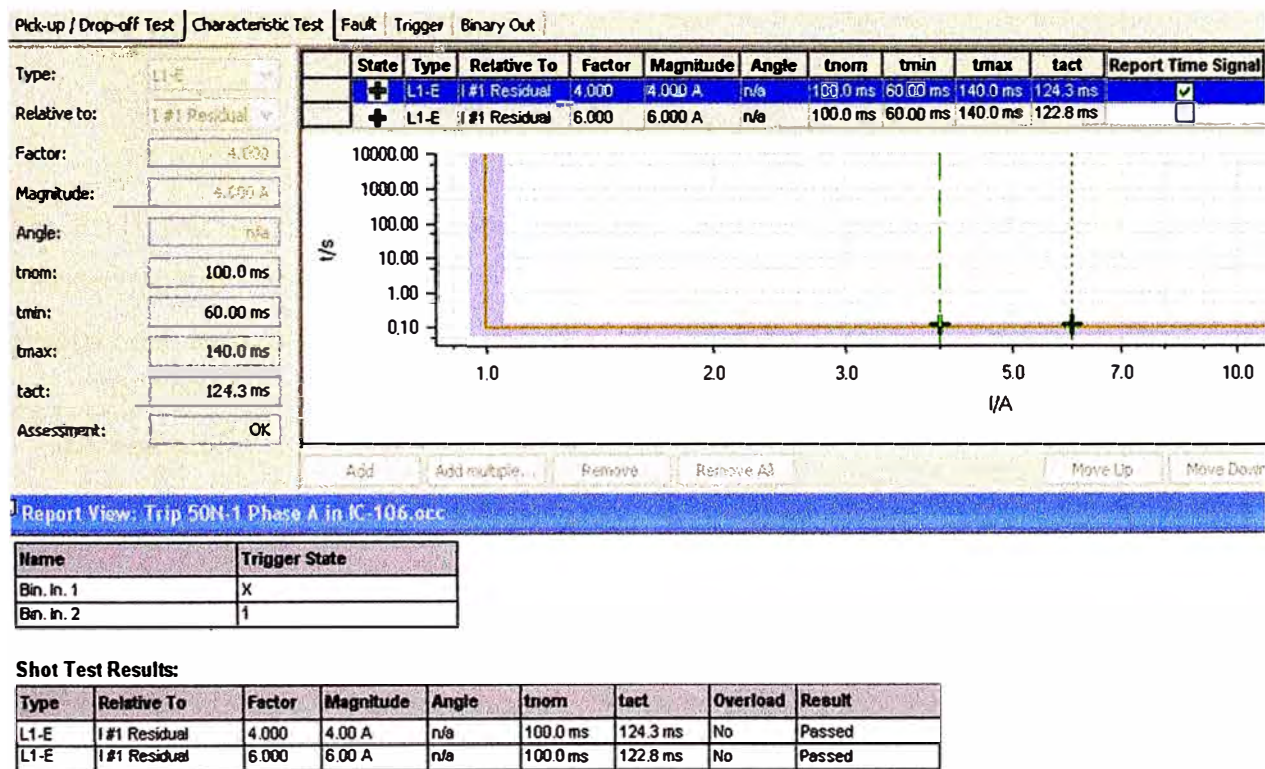


Fig. 3.108 Rampa para evaluación del arranque de sobrecorriente de tierra 50N-1
 Siendo $I_{pickup} = 1A$ y $t_{nom} = 100ms$, utilizaremos un factor $M = 4$
 $I_{falla} = M * I_{pickup} = 4 * 1 = 4A$



State:
 2 out of 2 points tested.
 2 points passed.
 0 points failed.

General Assessment: Test passed!

Fig. 3.109 Evaluación del tiempo de disparo por 50N-1

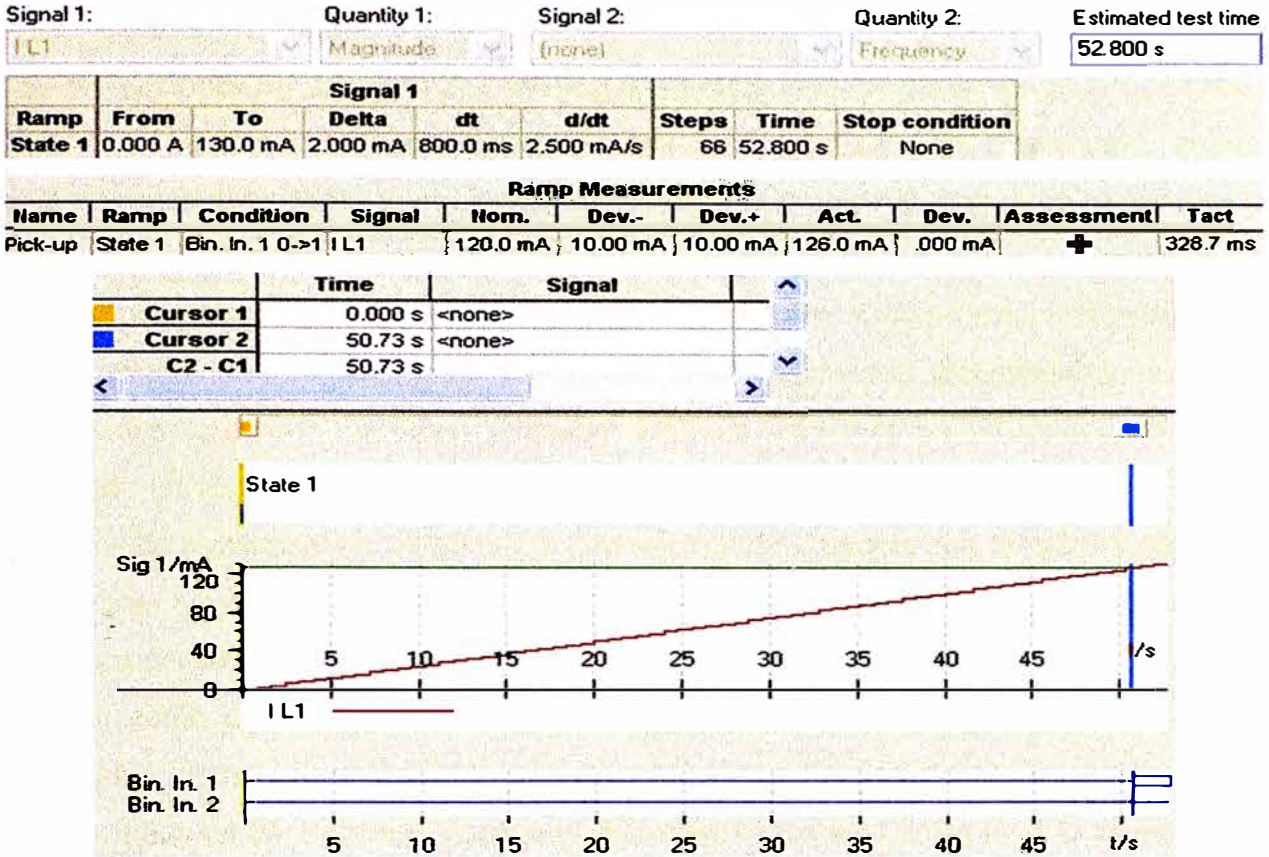


Fig. 3.110 Rampa para evaluación del arranque de sobrecorriente inversa de tierra 51N
Siendo $I_{pickup} = 0.12A$ y $t_{nom} = 100ms$, considerando el factor $M = 2$, la corriente de prueba será de $I_{test} = 0.24A$, la curva IEC NI está dada por la siguiente expresión:

$$t = \frac{0.14 t_{nom}}{(I_{test} \cdot I_{pickup})^{0.02} - 1} = \frac{0.14 t_{nom}}{(M)^{0.02} - 1} = \frac{0.14 \cdot 0.1}{(2)^{0.02} - 1} = 1.003s$$

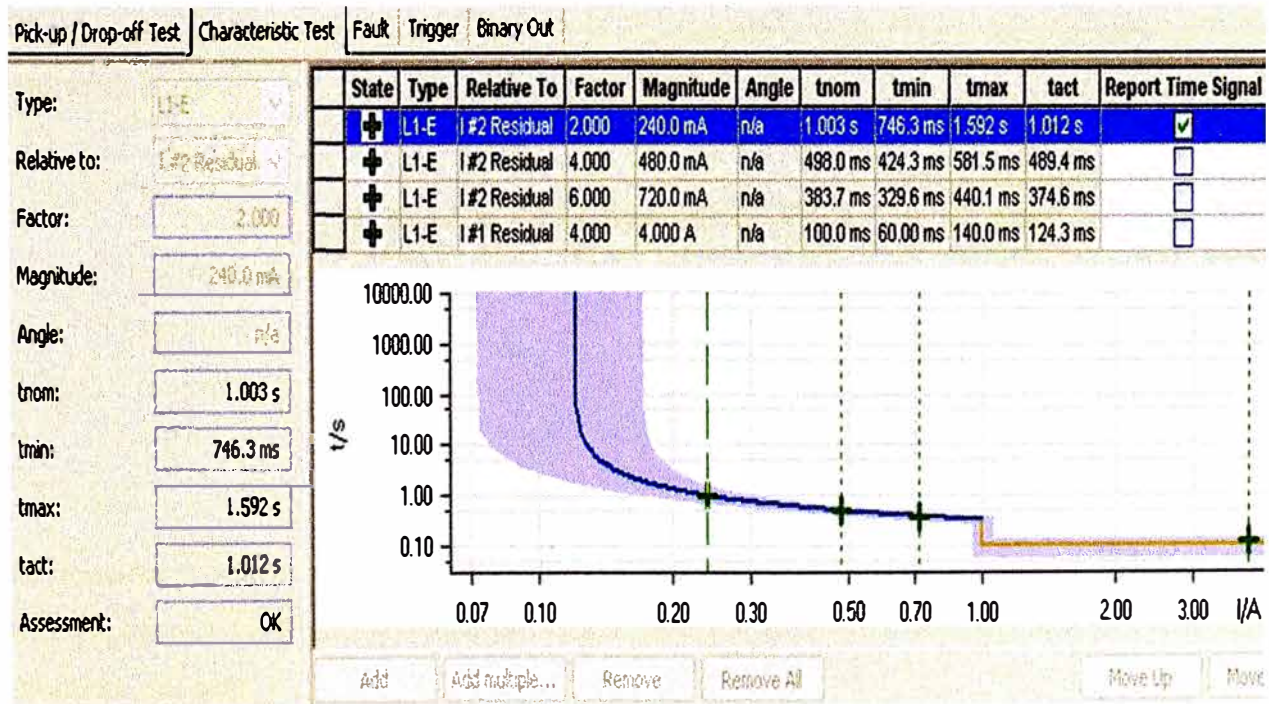


Fig. 3.111 Evaluación del tiempo de disparo por 51N

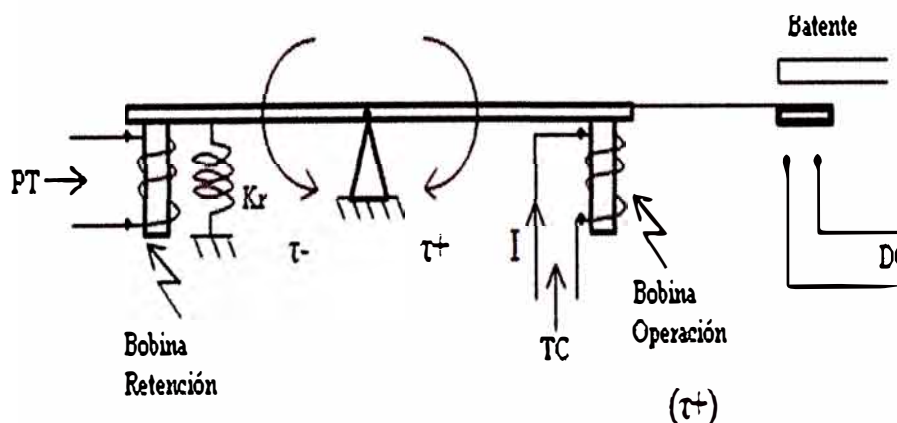
3.9 Protección de distancia (21)

Las protecciones de distancia son utilizadas ampliamente en líneas de 500kV, 220kV, 115kV y en tensiones superiores, realizando la función de protección contra cortocircuitos entre fases y en ocasiones, también la protección contra cortocircuitos a tierra. Estos relés tienen un equilibrio entre tensión y corriente que se expresa en función de la impedancia. El relé de distancia se diseña para operar solamente con fallas que ocurren entre la ubicación del relé y un punto seleccionado, diferenciando las fallas que pueden ocurrir en diferentes secciones de línea. En general, el sistema de potencia se divide en zonas de protección para generadores, motores, transformadores, barras, circuitos de transmisión y distribución. Un sistema de Potencia con diferentes zonas de protección proporciona alguna forma de protección respaldo para disparar los interruptores adyacentes o zonas aledañas al área en falla.

La protección de cada zona es sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas. Está sobre posición es llevada a cabo conectando los relés a los transformadores de corriente. Cualquier disturbio en un área entre los TC es visto por ambos y pueden operar los relés de ambas zonas y si es el caso, disparará los interruptores de las dos zonas.

La filosofía general para el uso de relés es dividir el sistema en zonas separadas que pueden ser individualmente protegidas y desconectadas ante la ocurrencia de las fallas, para permitir que el resto del sistema continúe en servicio.

El principio de funcionamiento de un relé de impedancia puede ser representado por el esquema siguiente:



La tensión produce un torque negativo por ser contrario al circuito de apertura DC del interruptor. La corriente produce un torque positivo la misma que favorece el cierre del contacto del relé.

La acción de las fuerzas hace que en el brazo se produzca un torque resultante dada por la siguiente expresión:

$$\tau_{operación} = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_r \dots \dots \dots (3.4)$$

K_r : Torque de retención del resorte.

En el umbral de operación del relé de impedancia, el torque resultante es cero por lo que la expresión 3.4 quedaría:

$$0 = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_r; \text{ de donde: } \left(\frac{V}{I}\right)^2 = K_1/I^2 - K_r/K_2 I^2, \text{ luego } Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2} - \frac{K_r}{K_2 I^2}}$$

En el momento de la falla la corriente de cortocircuito es grande, por lo mismo se acostumbra despreciar el efecto del resorte ya que sólo tiene efecto cuando la corriente es muy baja, con lo que la expresión $\frac{K_r}{K_2 I^2} \approx 0$, luego $Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = \text{Constante} = K$

La impedancia representada por un numero complejo $\dot{Z} = R + jX$, con modulo $Z^2 = R^2 + X^2 = K^2$



Fig. 3.112 Limite de operación/no operación

El relé sólo opera cuando la impedancia medida Z_r es menor que la impedancia de arranque Z_{ar} , es decir: $|Z_r| \leq |Z_{ar}|$, lo que es lo mismo decir que el relé sólo opera cuando el torque producido por la corriente de cortocircuito es superior a los torques de restricciones; Z_{ar} es el único parámetro de ajuste del relé.

3.9.1 Direccionalidad del relé de impedancia

De la Figura 3.5.2 podemos verificar la no direccionalidad del relé

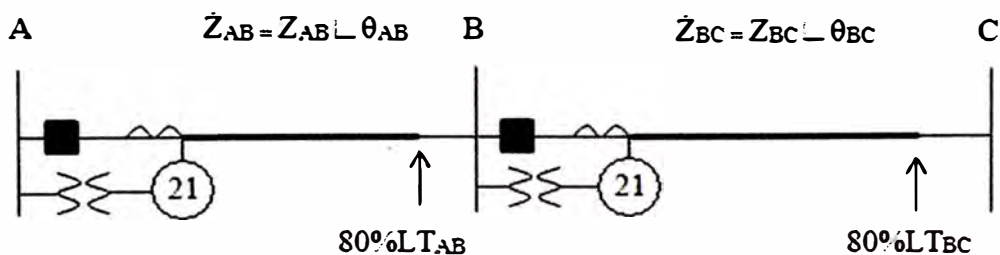


Fig. 3.113

Suponiendo que el diagrama unifilar de la figura 3.113 represente una parte de un sistema en anillo, las impedancias en el plano R vs jX serían:

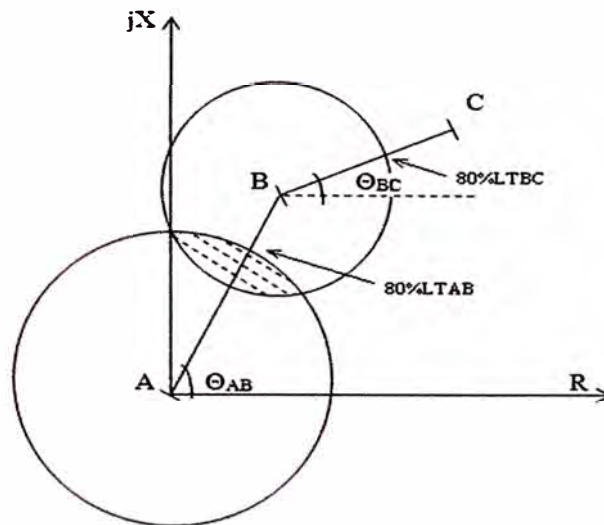


Fig. 3.113 Zonas de actuación de 2 relés de impedancia

Tanto el relé A como el relé B están ajustados para una impedancia que corresponde al 80% de la línea de transmisión. Como los relés de impedancias están instalados en las barras A y B, sus configuraciones se ajustan al de una circunferencia con centro en el local de su instalación y su alcance o radio de acción es igual a su regulación ósea al 80% de la línea. Podemos visualizar en la figura 3.113 que el relé B actúa hacia atrás debido a la no direccionalidad, esto indica que irá a actuar para cualquier falla que suceda dentro de su región o zona de operación. Así mismo en el trecho común, los dos relés actuarían instantáneamente. El relé A actuaría correctamente, pero el relé B lo haría incorrectamente debido a su no direccionalidad, pues vería fallas hacia atrás en la zona “reversa”.

Estos relés requieren de una unidad direccional separada como muestra la figura 3.114 la cual permite el disparo en su región de torque positivo. El resultado neto es que el disparo ocurrirá sólo para puntos dentro del círculo y arriba de la característica direccional.

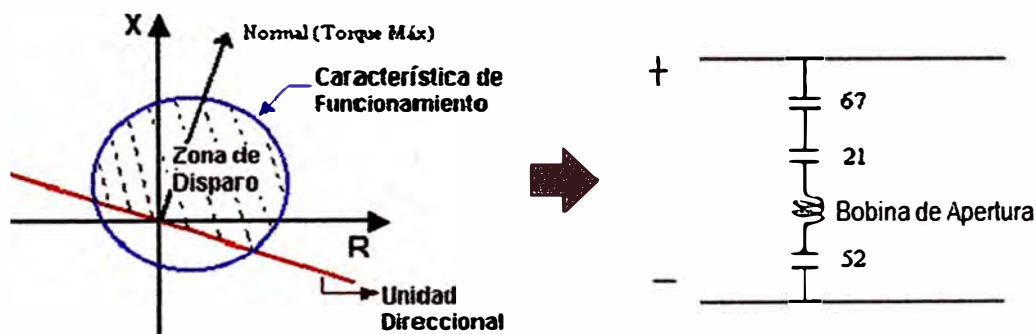


Figura 3.114 Característica de un relé de distancia acoplado a una unidad Direccional

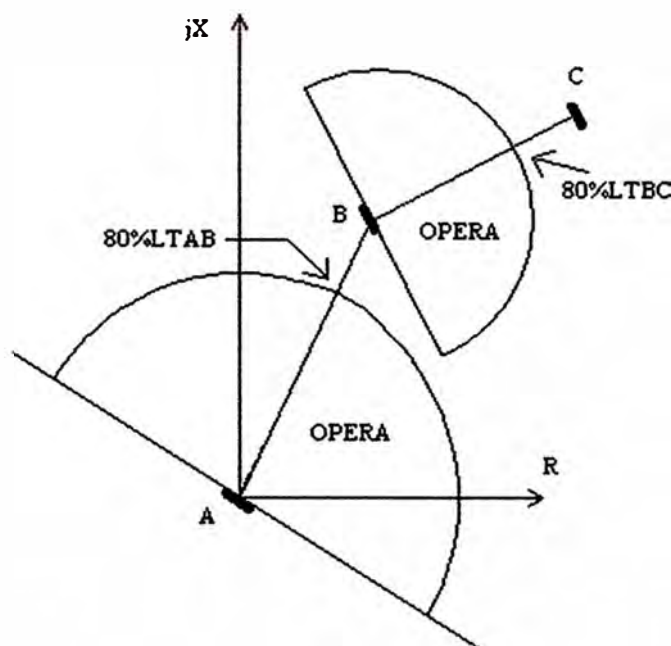


Fig. 3.115 Características direccionales

Este acoplamiento de la unidad direccional la confiere al relé la característica de operar sólo en su zona de actuación, las fallas en el tramo de la línea de transmisión AB no serán vistos por el relé de la barra B pues su direccionalidad tiene sentido de B hacia C.

3.9.2 Impedancia secundaria del relé de impedancia

El valor de la impedancia será:

$$Z_{\text{Secundaria}} = \frac{V_{\text{secundaria}}}{I_{\text{secundaria}}} = \frac{V_{\text{primaria}/RTP}}{I_{\text{primaria}/RTC}} = Z_{\text{primario}} \frac{RTC}{RTP}$$

Regulación: Para una línea de transmisión en 220kV con impedancia igual a 86.25Ω y cuyo relé de impedancia debe proteger el 80% de su longitud. ¿Cuál debe ser la regulación del relé de impedancia si el TC: 500/5 y el TP: 220000/115?

$$Z_{\text{Secundaria}} = 0.8 * 86.25 * \frac{500/5}{220000/115} = 3.61 \Omega$$

Cualquier valor de impedancia por debajo de este valor hará operar al relé, y

Cualquier valor por encima de este valor, el relé no deberá operar.

3.9.3 Zonas de actuación del relé de impedancia

La primera zona de actuación del relé de impedancia es instantánea, más el relé de impedancia puede tener más zonas de actuación temporizadas. Se usan estas zonas adicionales como si fuesen tres relés de respaldo en uno solo. Se usa la 2 y 3era. Zona con el tiempo de la tercera zona mayor que la segunda y una cuarta zona con un tiempo muy grande como respaldo que actuaría una extensión muy grande del sistema eléctrico en mención. Otras veces la cuarta zona es configurada mirando hacia atrás o en dirección opuesta a las demás zonas.

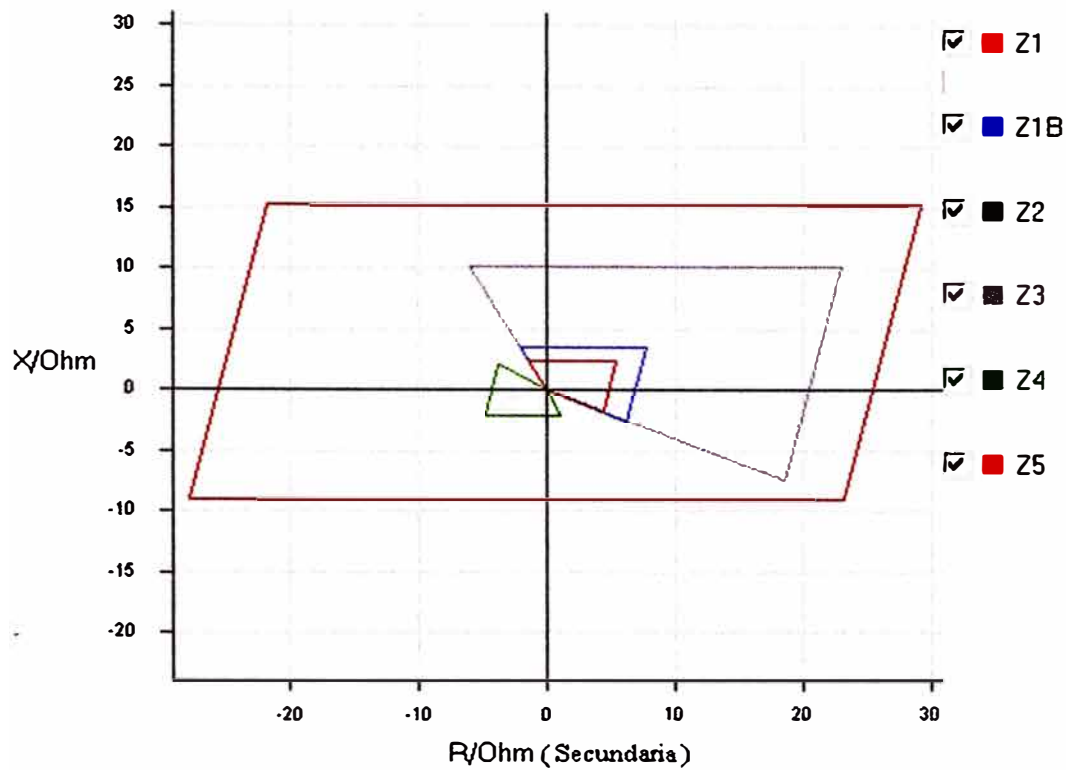


Fig. 3.116 Zonas de actuación relé Z

3.9.4 Temporización de alcances del relé de impedancia

Véamos un relé de impedancia con tres zonas, la temporización de cada zona deberá hacerse por separado, así:

Zona 1: $Z_1 = 80\%$ de LT delante del relé

Temporización = 0, actúa el elemento instantáneo del relé.

Zona 2: $Z_2 = 100\%$ de LT + 50% de la LT siguiente

Temporización = $T_2 = \Delta t$

Zona 3: $Z_3 = 100\%$ de LT + 100% de LT siguiente + 20% la próxima LT

Temporización = $T_3 = T_2 + \Delta t = 2\Delta t$

La figura 3.5.6 nos muestra las zonas de actuación y sus tiempos.

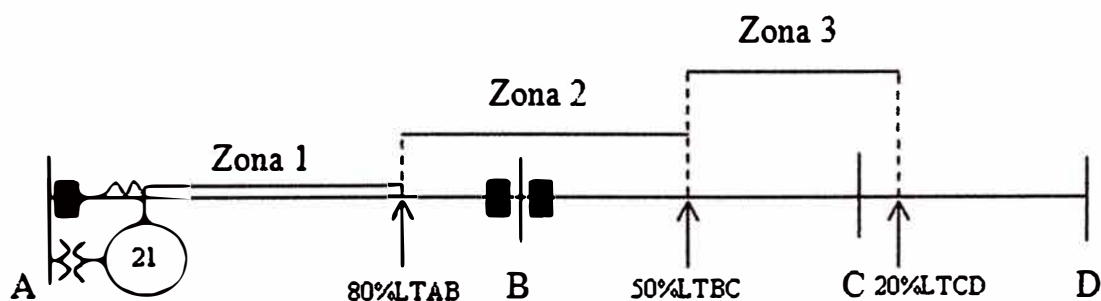


Figura 3.117 Zonas de actuación

3.9.5 Diagrama funcional DC de un relé de impedancia

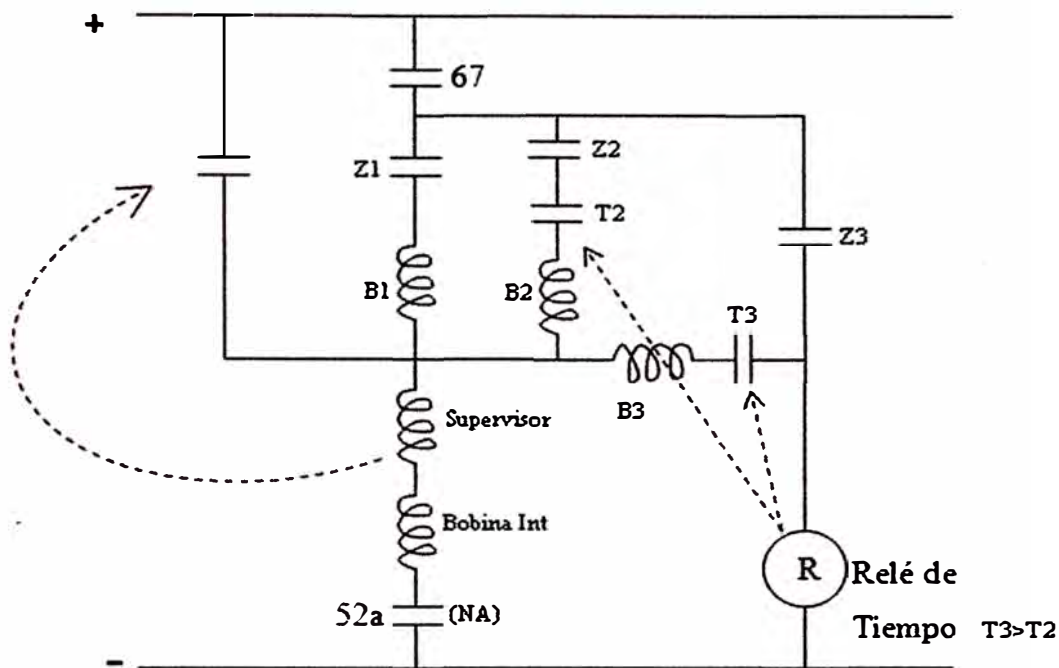


Fig. 3.118

La figura 3.118 representa un esquema funcional típico de un relé de impedancia donde:

Z_1 , Z_2 y Z_3 : Contactos NA del relé de impedancia correspondientes a sus zonas.

B_1 , B_2 y B_3 : Bobinas que cuando son energizadas muestran la zona de actuación correspondiente.

Bobina Supervisor: Protege los demás contactos de los relés de las elevadas corrientes de operación y actuación de la bobina de disparo del interruptor. Protege también los contactos de los demás relés de una súbita falla en la bobina de apertura del interruptor.

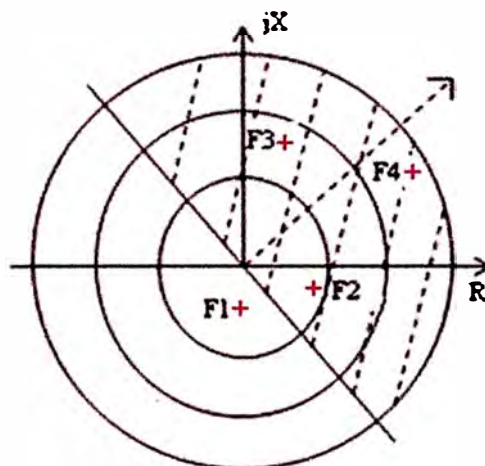


Fig. 3.119 Zonas del relé de Impedancia direccional

Falla en el punto F1: Este punto se encuentra dentro de las zonas Z_1 , Z_2 y Z_3 , luego el relé cerrara simultáneamente sus contactos, pero como el contacto de la unidad direccional se encuentra abierto, el relé no dará la orden de disparo del interruptor; el relé direccional bloqueará la actuación del relé de impedancia.

Falla en el punto F2: El relé cierra simultáneamente los contactos Z_1 , Z_2 y Z_3 ya que la falla se encuentra en la zona Z_1 vista en la dirección de la unidad direccional. La corriente direccional va de la barra positiva a la barra negativa, pasando por la unidad direccional, B_1 , bobina de la unidad supervisora, bobina de disparo del interruptor y cerrando su respectivo contacto que trabaja normalmente abierto.

Falla en el punto F3: En este caso se cierran simultáneamente los contactos direccionales Z_2 y Z_3 del relé de impedancia. El contacto Z_1 sigue abierto, con el cierre del contacto Z_3 el relé de tiempo comienza su conteo hasta que llega al valor ajustado T_2 y llega la corriente por la bobina B_2 la cual derrumba la bandera de zona Z_2 activando la bobina supervisora que cierra su contacto, con lo cual tenemos un camino de corriente que consigue activar la bobina de disparo del interruptor.

Falla en el punto F4: En este caso, se cierra el contacto de la unidad direccional Z_3 el cual activa el relé de tiempo. Después de transcurrido el tiempo T_2 no se producirá disparo alguno ya que el contacto Z_2 está abierto; por lo que el relé de tiempo continua su conteo hasta llegar al valor de T_3 en ese momento llega la corriente a la bobina B_3 derrumbando la bandera de la zona Z_3 activando la bobina supervisora y cerrando el contacto NA (52a).

3.9.6 Configuración del relé de distancia:

Consideremos un relé Siemens 7SA612 que deberá proteger una L.T de 115kV.

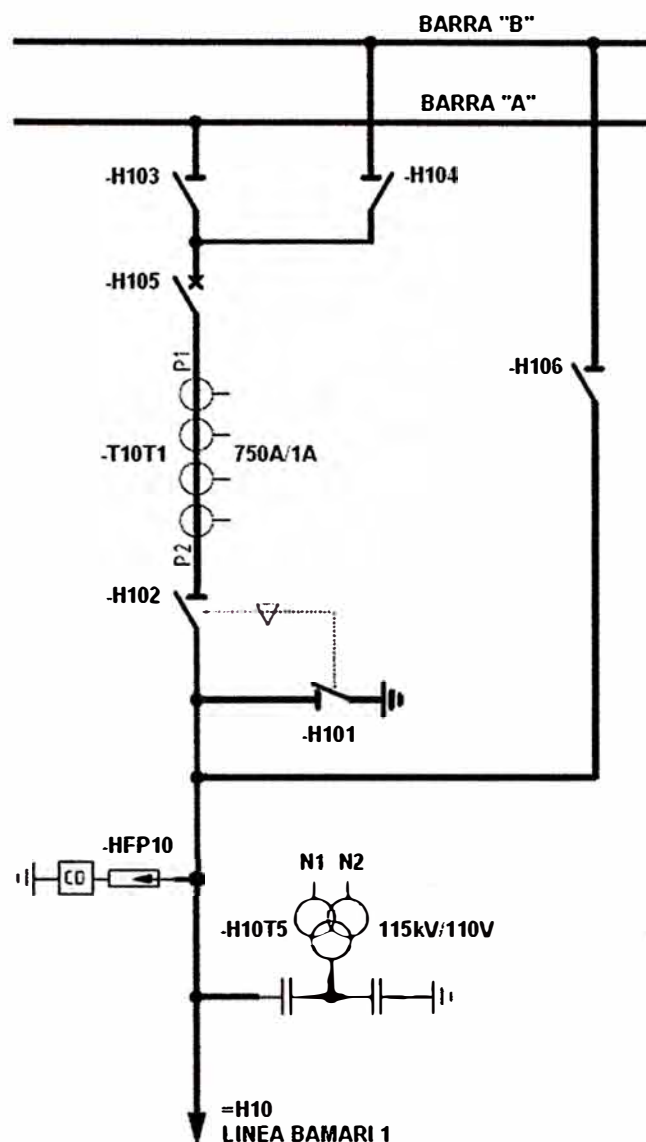


Fig. 3.120

La línea Bamari 1 tiene los siguientes parámetros: 115kV Línea aérea 150mm².

. $R'_1 = 0.125 \Omega/\text{km}$ (Resistencia real relativa de la línea)

. $X'_1 = 0.465 \Omega/\text{km}$ (Reactancia real relativa de la línea)

El ángulo de la línea se calcula como:

$\tan \varphi = X_L/R_L = X'_1/R'_1 = 0.465/0.125 = 3.72$, entonces $\varphi = 75^\circ$

. x' – reactancia de línea por km: 0.465 Ω/km

. longitud de línea 107.3km

Conversión de valores primarios en secundarios:

$Z_{\text{prim}} = V_{\text{prim}} / I_{\text{prim}}$(a)

$Z_{\text{sec}} = V_{\text{sec}} / I_{\text{sec}}$(b)

$Z_{\text{sec}} = (RTC/RTP) * Z_{\text{prim}}$

Para la reactancia por longitud de una línea se aplica en correspondencia:

$$X'_{sec} = (RTC/RTP) \cdot X'_{prim}$$

$$X'_{sec} = (750/1/115000/110) \cdot 0.465 = 0.3336 \Omega/\text{km}$$

No.	Settings	Value
1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	115,0 kV
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	750 A
1105	Line Angle	75 °
1211	Angle of inclination, distance charact.	75 °
1107	P,Q operational measured values sign	not reverse
1110	x' - Line Reactance per length unit	0,3336 Ohm / km
1111	Line Length	107,3 km

Adaptación de la impedancia a tierra: La condición fundamental para el cálculo correcto de la distancia a la falla (localización de fallas LF) durante cortocircuitos a tierra, es la adaptación de la relación de la impedancia a tierra de la línea. Esta se efectúa introduciendo la relación de resistencia efectiva R_E/R_L y la relación de reactancia X_E/X_L , o si no, introduciendo el factor complejo de impedancia a tierra K_0 . La dirección 237 FORMATO Z0/Z1 fija cuál de las posibilidades de entrada se aplicará. Dependiendo de esto, aquí aparecerán sólo las direcciones válidas.

No.	Settings	Value
0207	System Starpoint is	Solid Grounded
0230	Rated Frequency	60 Hz
0235	Phase Sequence	A B C
0236	Distance measurement unit	km
0237	Setting format for zero seq.comp. format	Zero seq. comp. factor K0 and angle(K0) ▾
		Zero seq. comp. factors RG/RL and XG/XL
		Zero seq. comp. factor K0 and angle(K0)

Adaptación de impedancia a tierra con factores escalares R_E/R_L y X_E/X_L : Introduciendo la relación de resistencia efectiva R_E/R_L y la relación de reactancia X_E/X_L las direcciones 1116 a 1119 son determinantes.

Relación de resistencia:	Relación de reactancia:
$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right)$	$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right)$

R_0 : Resistencia homopolar de la línea

X_0 : Reactancia homopolar de la línea

R_1 : Resistencia de secuencia positiva de la línea

X_1 : Reactancia de secuencia positiva de la línea

Estos datos pueden ser aplicados para la línea completa o pueden servir como valores relativos de longitud, ya que los cocientes son independientes de la longitud. Para los cocientes no importa si éstos son calculados con valores primarios o secundarios.

Ejemplo de cálculo: Para la línea Bamari 1 de 115kV y 150mm² con los siguientes datos:

R_1/s : 0.19 Ω /km impedancia de secuencia positiva

X_1/s : 0.42 Ω /km impedancia de secuencia positiva

R_0/s : 0.53 Ω /km impedancia homopolar

X_0/s : 1.19 Ω /km impedancia homopolar, donde s: longitud de línea.

Para las relaciones de impedancia se deduce:

$$R_E/R_L = 1/3*(0.53/0.19 - 1) = 0.60$$

$$X_E/X_L = 1/3*(1.19/0.42 - 1) = 0.61$$

1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	115,0 kV
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	750 A
1105	Line Angle	75 °
1211	Angle of inclination, distance charact.	75 °
1107	P,Q operational measured values sign	not reversed
1110	x' - Line Reactance per length unit	0,3336 Ohm / km
1111	Line Length	107,3 km
1116	Zero seq. comp. factor RG/RL for Z1	0,60
1117	Zero seq. comp. factor XG/XL for Z1	0,61
1118	Zero seq. comp.factor RG/RL for Z1B...Z5	1,00
1119	Zero seq. comp.factor XG/XL for Z1B...Z5	1,00

Estas relaciones de impedancia pueden ser diferentes para la primera zona Z1 y las demás zonas de la protección de distancia. Con ello se puede determinar con mayor exactitud los valores para la línea a proteger y al mismo tiempo indicar los valores para las zonas de reserva también con cierta exactitud, cuando las líneas siguientes tienen relaciones de impedancia a tierra extremadamente diferentes (por ejemplo, cable después de línea aérea). Correspondientemente, los ajustes de las direcciones 1116 y 1117 se calculan con los datos de la línea a proteger, y las direcciones 1118 R_E/R_L (>Z1) y 1119 X_E/X_L (>Z1) son válidas para las demás zonas Z1B y Z2 a Z5 (siempre desde el lugar de instalación del relé).

Adaptación de impedancia a tierra según valor absoluto y ángulo (factor K_0):

Al introducir factores de impedancia a tierra complejos k_0 las direcciones 1120 a 1123 son determinantes. En este caso es indispensable que el ángulo de carga de la línea este correctamente ajustado (dirección 1105), ya que el equipo necesita el ángulo de carga de la línea para calcular las componentes de compensación del factor k_0 . Los factores de impedancia a tierra son definidos mediante su valor absoluto y ángulo y pueden ser determinados con los datos de línea según la siguiente fórmula:

$$\bar{K}_0 = \frac{\bar{Z}_E}{\bar{Z}_1} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_1} - 1 \right)$$

Z0: Impedancia homopolar (compleja) de la línea

Z1: Impedancia de secuencia positiva (compleja) de la línea

$$\bar{Z}_0 = 0.53 + j1.19 \Omega/\text{km} = 1.303e^{j65.993^\circ}$$

$$\bar{Z}_1 = 0.19 + j0.42 \Omega/\text{km} = 0.46e^{j65.659^\circ}$$

$$\bar{K}_0 = 1/3 * (1.303e^{j65.993^\circ}/0.461e^{j65.659^\circ} - 1) = 1/3 * (2.82 * e^{j0^\circ} - 1) = 0.6e^{j0^\circ}$$

No.	Settings	Value
1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	115,0 kV
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	750 A
1105	Line Angle	75 °
1211	Angle of inclination, distance charact.	75 °
1107	P,Q operational measured values sign	not reversed
1110	x' - Line Reactance per length unit	0,3336 Ohm / km
1111	Line Length	107,3 km
1120	Zero seq. comp. factor K0 for zone Z1	0,600
1121	Zero seq. comp. angle for zone Z1	0,00 °
1122	Zero seq.comp.factor K0,higher zones >Z1	0,600
1123	Zero seq. comp. angle, higher zones >Z1	0,00 °

Configuración de tiempos de disparo por zonas:

Los valores de tiempo ingresados al relé para cada una de las zonas son aquellos que resulten del estudio de coordinación de las protecciones.

No.	Settings	Value
1210	Z1 Condition for zone timer start	with distance pickup ▼
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0,30 sec
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,30 sec
1325	T3 delay	1,20 sec
1335	T4 delay	2,00 sec
1345	T5 delay	3,00 sec
1355	T1B-1phase, delay for single ph. faults	0,00 sec
1356	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	0,00 sec

Dirección y alcance de impedancias por zonas:

Los valores de direccionalidad de las Z1, Z1B y Z2 son siempre hacia adelante pudiendo ser ajustadas las demás en zona reversa. Los valores ingresados al relé son aquellos que resulten del estudio de coordinación de las protecciones.

Zona 1: R1 y X1 Hacia adelante, $t1 = 0$

Si: $X'_{sec} = 0.3336 \Omega/\text{km} \dots \dots \dots R'_{sec} = X'_{sec}/\text{tg}75^\circ = 0.3336/3.77 = 0.0885$

Con la longitud de la línea $L = 107.3 \text{ km}$

$R = R'_{sec} \cdot L = 9.49 \Omega$; $X = X'_{sec} \cdot L = 35.79 \Omega$

Para un alcance del 80%: $R1 = 0.8 \cdot R = 7.6 \Omega$ y $X1 = 0.8 \cdot X = 28.6 \Omega$

Zone Z1 | Zone Z1B-exten. | Zone Z2 | Zone Z3 | Zone Z4 | Zone Z5 |

Settings:

No.	Settings	Value
1301	Operating mode Z1	Forward ▾
1302	R(Z1), Resistance for ph-ph-faults	7,589 Ohm
1303	X(Z1), Reactance	28,611 Ohm
1304	RG(Z1), Resistance for ph-gnd faults	7,589 Ohm
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec
1307	Zone Reduction Angle (load compensation)	0°

Zona 1B: Hacia adelante, $t1B: 0\text{ms}$

Zone Z1 | Zone Z1B-exten. | Zone Z2 | Zone Z3 | Zone Z4 | Zone Z5 |

Settings:

No.	Settings	Value
1351	Operating mode Z1B (overreach zone)	Forward ▾
1352	R(Z1B), Resistance for ph-ph-faults	9,486 Ohm
1353	X(Z1B), Reactance	35,764 Ohm
1354	RG(Z1B), Resistance for ph-gnd faults	9,486 Ohm
1355	T1B-1phase, delay for single ph. faults	0,00 sec
1356	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	0,00 sec
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. or ext.)	YES

Zona 2: Hacia adelante, $t2: 300\text{ms}$

Zone Z1 | Zone Z1B-exten. | Zone Z2 | Zone Z3 | Zone Z4 | Zone Z5 |

Settings:

No.	Settings	Value
1311	Operating mode Z2	Forward ▾
1312	R(Z2), Resistance for ph-ph-faults	9,486 Ohm
1313	X(Z2), Reactance	35,764 Ohm
1314	RG(Z2), Resistance for ph-gnd faults	9,486 Ohm
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0,30 sec
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0,30 sec

Zona 3: Hacia adelante, t3: 1.2s

Zone Z1 | Zone Z1B-exten. | Zone Z2 | Zone Z3 | Zone Z4 | Zone Z5 |

Settings:

No.	Settings	Value
1321	Operating mode Z3	Forward ▼
1322	R(Z3), Resistance for ph-ph-faults	10,909 Ohm
1323	X(Z3), Reactance	41,128 Ohm
1324	RG(Z3), Resistance for ph-gnd faults	10,909 Ohm
1325	T3 delay	1,20 sec

Zona 4: No direccional, t4: 2s

Zone Z1 | Zone Z1B-exten. | Zone Z2 | Zone Z3 | Zone Z4 | Zone Z5 |

Settings:

No.	Settings	Value
1331	Operating mode Z4	Non-Directional ▼
1332	R(Z4), Resistance for ph-ph-faults	14,181 Ohm
1333	X(Z4), Reactance	53,466 Ohm
1334	RG(Z4), Resistance for ph-gnd faults	14,181 Ohm
1335	T4 delay	2,00 sec

3.9.7 Prueba de tiempo de disparo

Para efectuar la prueba de verificación de los tiempos de disparos por zonas debemos primero importar el archivo .RIO, utilizando el siguiente procedimiento:

Zone Z1 | Zone Z1B-exten. | Zone Z2 | Zone Z3 | Zone Z4 | Zone Z5 |

Settings:

No.	Settings	Value
1301	Operating mode Z1	Forward
1302	R(Z1), Resistance for ph-ph-faults	7,589 Ohm
1303	X(Z1), Reactance	28,611 Ohm
1304	RG(Z1), Resistance for ph-gnd faults	7,589 Ohm
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0,00 sec
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0,00 sec
1307	Zone Reduction Angle (load compensation)	0 °

Display additional settings

Click para exportar
en .RIO

Export

Graph

About

Fig. 3.121 Exportar archivo .RIO desde el entorno Digsi

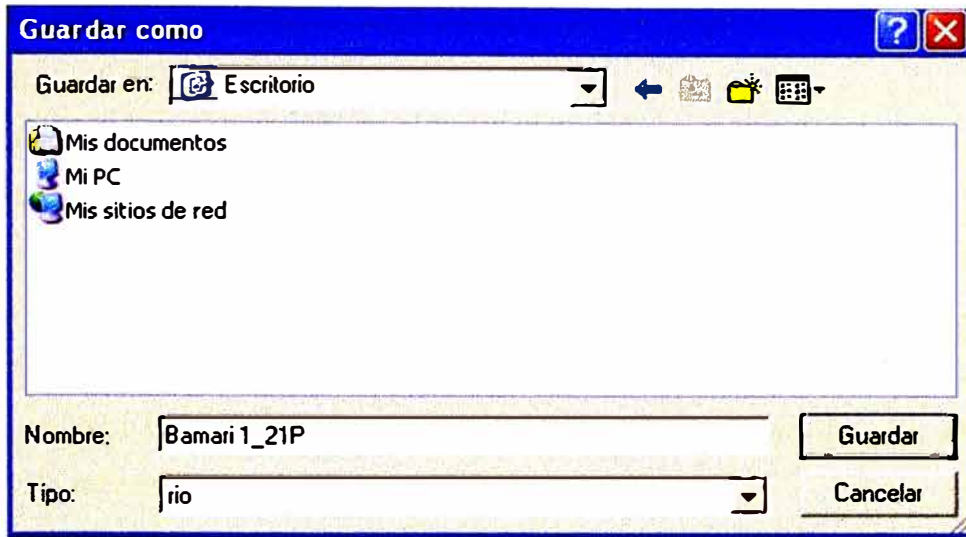


Fig. 3.122 Guardar el archivo .RIO en una dirección específica

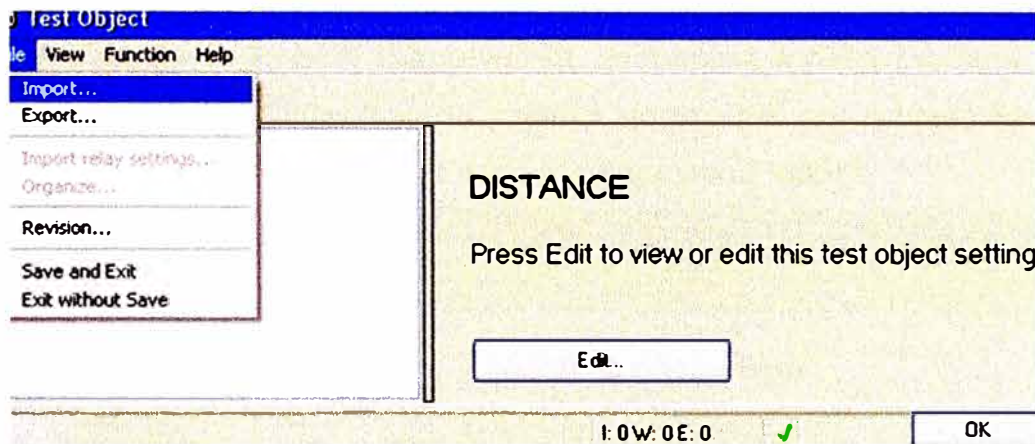


Fig. 3.123 Importar el archivo .RIO desde la plantilla de pruebas Omicron

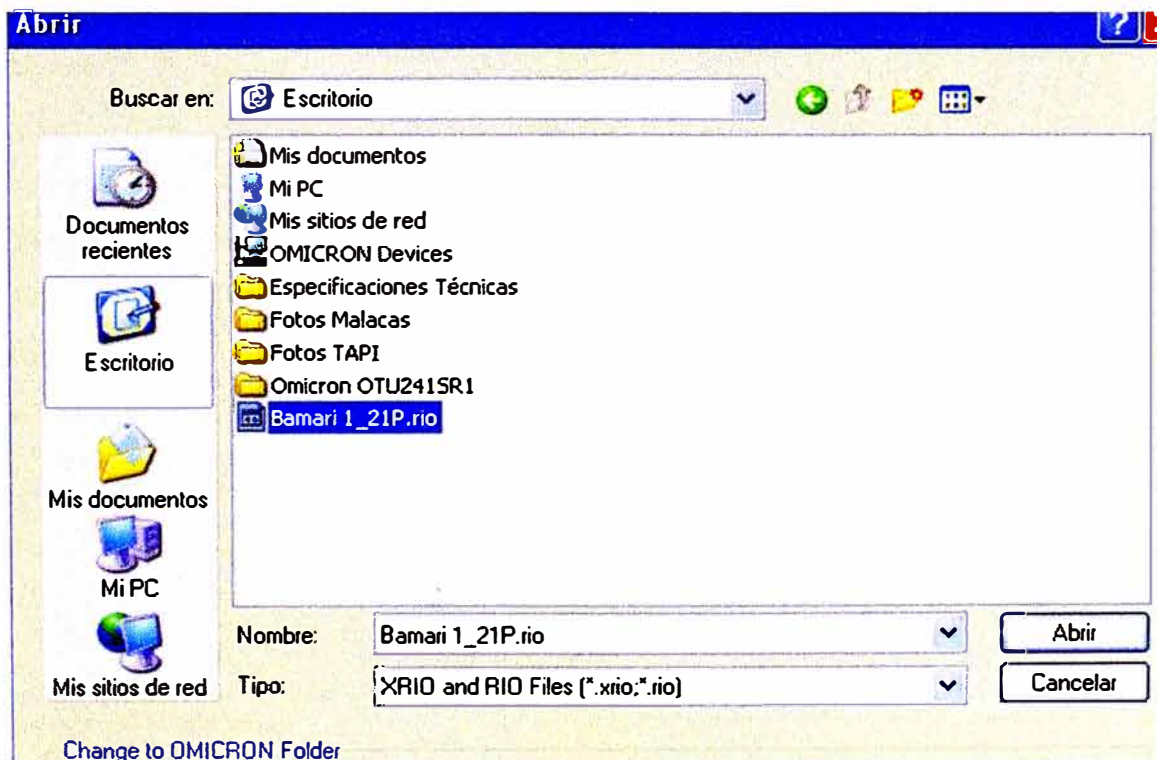


Fig. 3.124 Ubicar la dirección del archivo .RIO para la plantilla de pruebas Omicron

. Ingresar el valor de la reactancia total secundaria de la línea:

$$X'_{\text{secundaria}} = 0.3336 \Omega/\text{km}$$

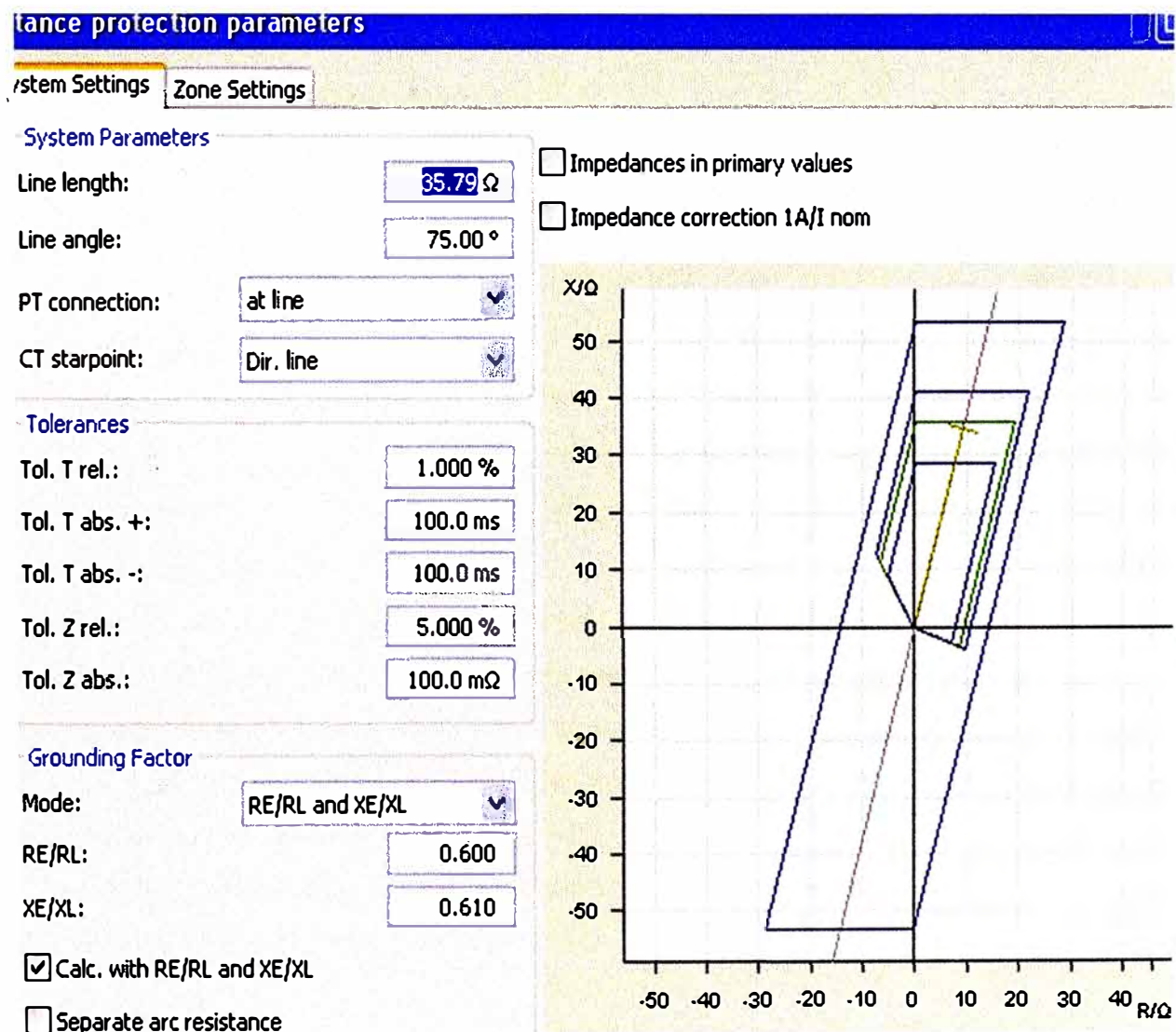
. longitud de línea: 107.3km

$$X'_{\text{secundaria total}} = 0.3336 \Omega/\text{km} * 107.3\text{km} = 35.79\Omega$$

Hay que mencionar que es necesario e importante ingresar este parámetro para el cálculo de la ubicación de la falla (localizador de fallas LF) pues es el archivo .RIO cargado en la plantilla de pruebas no muestra este dato con valores reales secundarios; así mismo se debe ingresar la conexión del transformador de tensión y la ubicación del punto estrella referente al transformador de corriente.

Los parámetros correspondientes a las tolerancias para el cálculo pueden ajustarse según se requiera realizar una mayor precisión en las pruebas.

Para el caso de los factores de adaptación de impedancia a tierra escalares R_E/R_L y X_E/X_L , el archivo .RIO cargado en la plantilla de pruebas nos muestra los valores ingresados en la configuración del relé a través del programa DIGSI.



. Ingresar zonas para las pruebas de evaluación de tiempo de disparo:

En esta ventana se pueden activar las zonas de protección que se deseen probar para la evaluación de sus respectivos tiempos de actuación. En nuestra prueba no consideraremos la zona extendida Z1B la cual la estudiaremos más adelante.

Distance protection parameters

System Settings Zone Settings

Zones

New Delete Edit...

Zone	Label	Type	Fault loop	Active
Z1	Z1	Tripping	L-L	<input checked="" type="checkbox"/>
Z1	Z1	Tripping	L-E	<input checked="" type="checkbox"/>
Z1	Z1B	Extended	L-L	<input type="checkbox"/>
Z1	Z1B	Extended	L-E	<input type="checkbox"/>
Z2	Z2	Tripping	L-L	<input checked="" type="checkbox"/>
Z2	Z2	Tripping	L-E	<input checked="" type="checkbox"/>
Z3	Z3	Tripping	L-L	<input checked="" type="checkbox"/>
Z3	Z3	Tripping	L-E	<input checked="" type="checkbox"/>
Z4	Z4	Tripping	L-L	<input checked="" type="checkbox"/>
Z4	Z4	Tripping	L-E	<input checked="" type="checkbox"/>

Zone details: Z2

Trip time: 300.0 ms Tol. T rel.: 1.000 %

Tol. Z rel.: 5.000 % Tol. T abs. + : 100.0 ms

Tol. Z abs.: 100.0 mΩ Tol. T abs. - : 100.0 ms

3.9.7.1 Pruebas al relé de distancia:

. Prueba de tiempos de disparo: Esta prueba tiene por finalidad la correcta evaluación del tiempo de disparo del relé de distancia según la zona seleccionada de falla.

Se escogen diversos puntos en las zonas activadas en el relé de protección como son Z1, Z2, Z3 y Z4 para las condiciones de fallas monofásicas de las fases A (L1-E), B (L2-E) y C (L3-E) así como entre fases AB (L1-L2), BC (L2-L3) AC (L1-L3) y ABC (L1-L2-L3); en nuestro caso la maleta de inyección CMC inyectará una tensión de prueba o de falla igual a 10V para todos los casos.

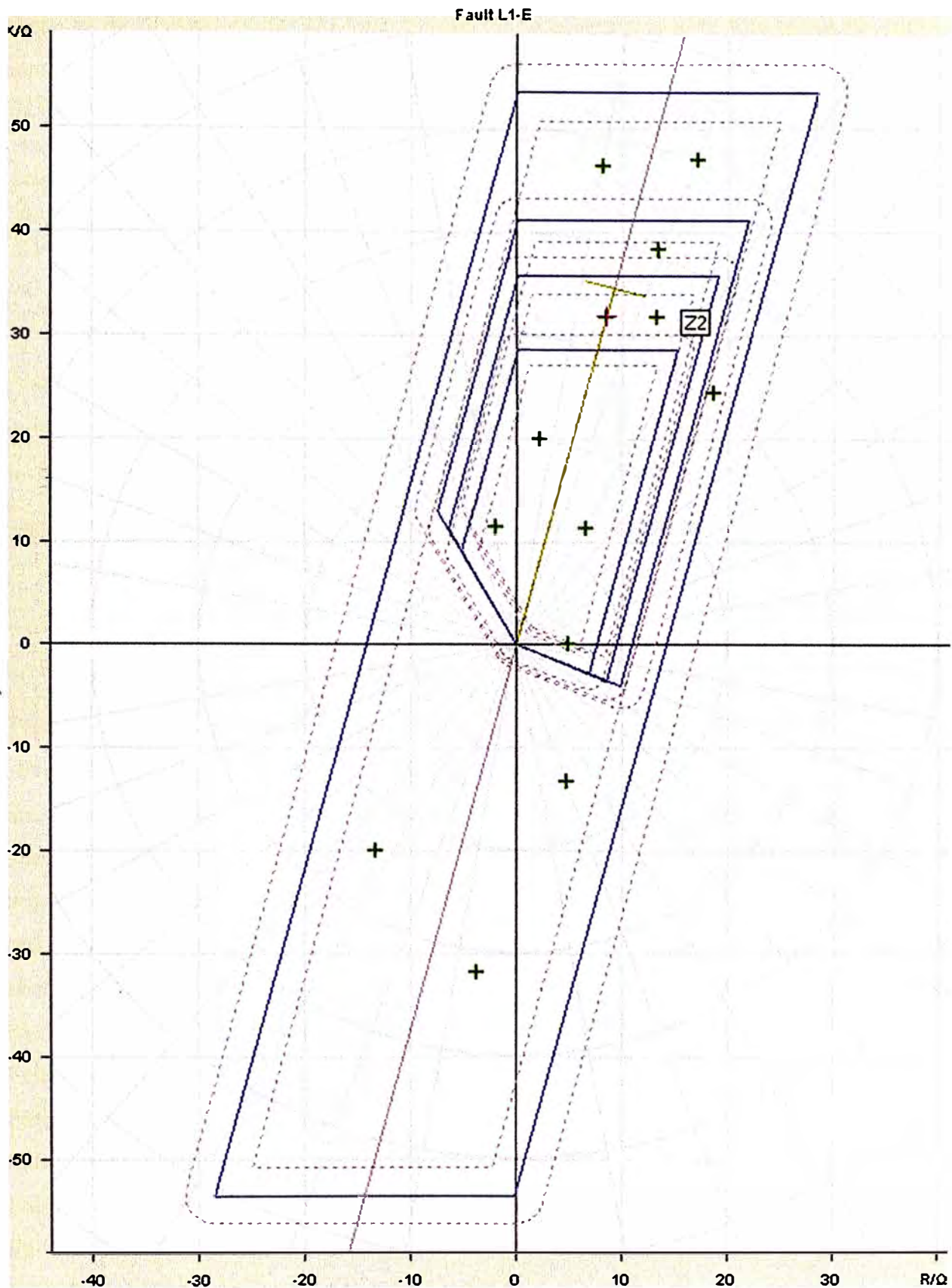


Fig. 3.125 Puntos escogidos para evaluación de tiempo de disparo

Miremos la falla monofásica de la fase A al 91.67% de la línea con una impedancia de 32.81Ω . Dicha falla está ubicada en la zona 2 por lo que su tiempo de actuación nominal es de 300ms. El tiempo que la maleta censa el disparo del relé producto del cierre del

contacto de disparo es de 329.3ms el cuál es aceptable según la tolerancia de 100ms considerándose la prueba como satisfactoria.

shot Test | Check Test | Search Test | Settings | Trigger

Test Point

|Z|: R:

Phi: X:

Follow line angle change

%: of:

|Z| relative

Fault Type

L1-E

L2-E

L3-E

L1-L2

L2-L3

L3-L1

L1-L2-L3

Add

Remove

Add To...

Remove All...

Result

t act.: Assessment:

	State	Z	Phi	R	X	%	% of	t nom	t act.	Dev.	t min	t max	VTest
1	+	13.00 Ω	60.00 °	6.501 Ω	11.26 Ω	n/a		0.000 s	14.60 ms	14.60 ms	-100.0 ms	100.0 ms	10.00 V
2	+	20.00 Ω	83.62 °	2.222 Ω	19.88 Ω	n/a		0.000 s	15.50 ms	15.50 ms	-100.0 ms	100.0 ms	10.00 V
3	+	11.57 Ω	100.00 °	-2.010 Ω	11.40 Ω	n/a		0.000 s	37.20 ms	37.20 ms	-100.0 ms	100.0 ms	10.00 V
4	+	32.81 Ω	75.00 °	8.493 Ω	31.70 Ω	n/a		300.0 ms	329.3 ms	9.767 %	200.0 ms	400.0 ms	10.00 V
5	+	34.36 Ω	67.12 °	13.36 Ω	31.66 Ω	n/a		300.0 ms	329.4 ms	9.8 %	200.0 ms	400.0 ms	10.00 V
6	+	40.52 Ω	70.69 °	13.40 Ω	38.24 Ω	n/a		1.200 s	1.230 s	2.458 %	1.100 s	1.300 s	10.00 V
7	+	47.13 Ω	80.00 °	8.185 Ω	46.42 Ω	n/a		2.000 s	2.026 s	1.31 %	1.900 s	2.100 s	10.00 V
8	+	50.00 Ω	70.00 °	17.10 Ω	46.98 Ω	n/a		2.000 s	2.030 s	1.48 %	1.900 s	2.100 s	10.00 V
9	+	24.05 Ω	-123.74 °	-13.36 Ω	-20.00 Ω	n/a		2.000 s	2.029 s	1.445 %	1.900 s	2.100 s	10.00 V
10	+	31.87 Ω	-96.67 °	-3.704 Ω	-31.66 Ω	n/a		2.000 s	2.030 s	1.5 %	1.900 s	2.100 s	10.00 V
11	+	14.10 Ω	-70.00 °	4.821 Ω	-13.25 Ω	n/a		2.000 s	2.047 s	2.325 %	1.900 s	2.100 s	10.00 V
12	+	30.70 Ω	52.49 °	18.69 Ω	24.35 Ω	n/a		2.000 s	2.033 s	1.65 %	1.100 s	no trip	10.00 V
13	+	5.000 Ω	0.00 °	5.000 Ω	0.000 Ω	n/a		0.000 s	18.10 ms	18.10 ms	-100.0 ms	100.0 ms	10.00 V

. Prueba de búsqueda de zonas: Esta prueba tiene por finalidad verificar los alcances de las diferentes zonas de operación del relé de protección; para esto se pueden elegir puntos fuera de las zonas de operación del relé en el plano de impedancia las cuales al unirse con el centro del plano complejo que es donde se encuentra nuestro relé formaran rectas que atraviesan las diferentes zonas de protección, con dichas rectas el relé buscara acercarse a los limites superiores e inferiores de las zonas quedando plenamente identificadas. Para nuestra prueba utilizaremos los siguientes puntos:

Falla monofásica L1-E: Localizada a 40Ω y 44.99°.

Falla monofásica L2-E: Localizada a 60Ω y 75°.

Falla monofásica L3-E: Localizada a 35.27Ω y 180°.

Falla Bifásica L1-L2: Localizada a 40Ω y 220°.

Falla Bifásica L2-L3: Localizada a 40Ω y 220°.

Falla Bifásica L3-L1: Localizada a 60Ω y 255°.

Falla Trifásica L1-L2-L3: Localizada a 40Ω y -60°.

Note que todos los puntos tienen como punto de origen el centro del sistema coordinado.

Shot Test Check Test Search Test Settings Trigger

Search Line

Origin:

|Z|: R:

Phi: X:

Follow line angle change

Angle:

Length

Length: Relative

?: of: ▾

Fault Type

L1-E

L2-E

L3-E

L1-L2

L2-L3

L3-L1

L1-L2-L3

Add

Remove

Add To...

Remove All...

Sequence...

Quick...

	State	Z	Phi	R	X	Angle	Length
1	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	44.99 °	40.00 Ω
2	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	75.00 °	60.00 Ω
3	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	180.00 °	35.27 Ω
4	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	220.00 °	40.00 Ω
5	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	220.00 °	40.00 Ω
6	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	255.00 °	60.00 Ω
7	+	0.000 Ω	0.00 °	0.000 Ω	0.000 Ω	-60.00 °	40.00 Ω

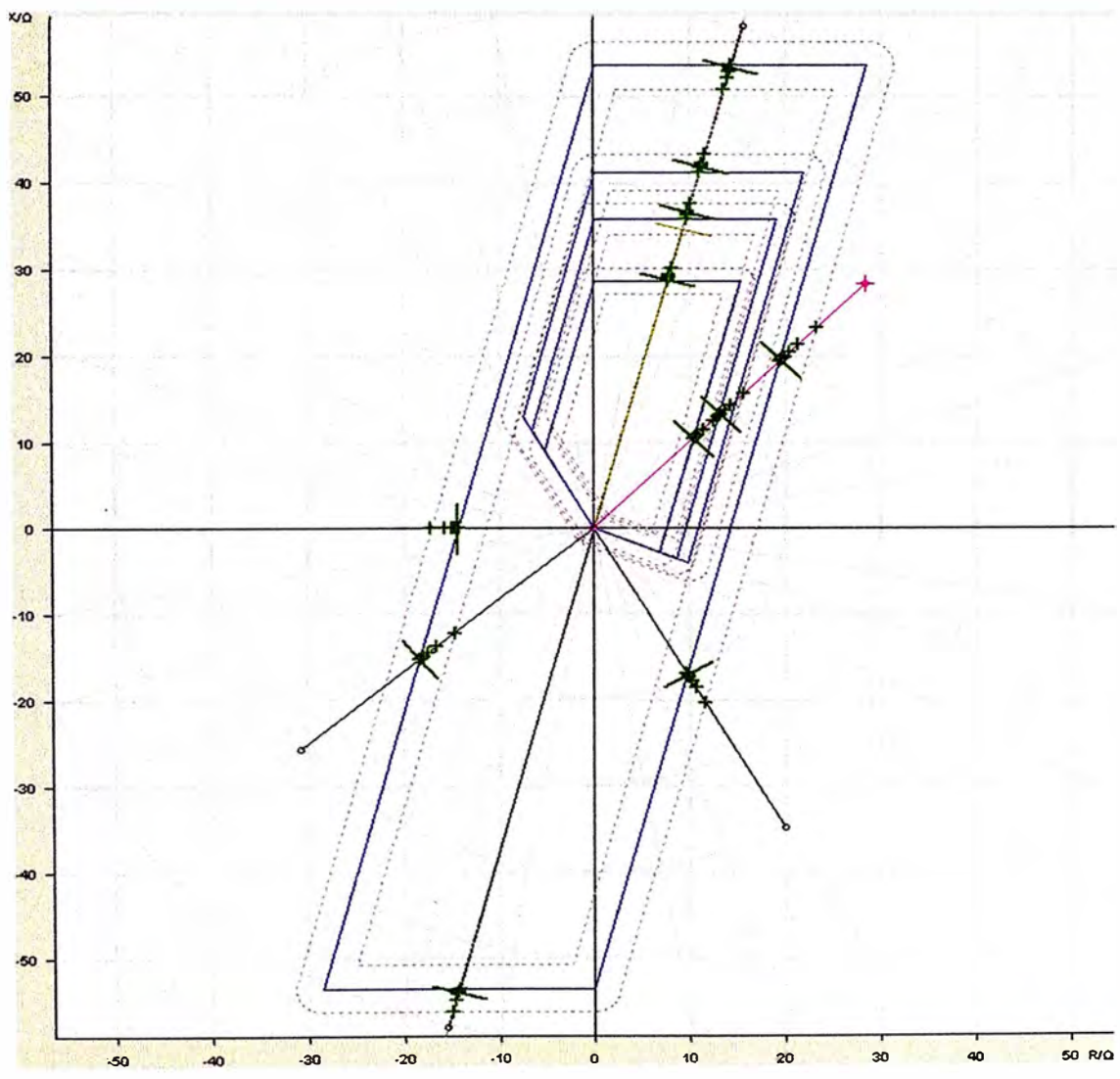


Fig. 3.126 Rectas para determinación de las zonas

. Localizador de Fallas: Esta prueba tiene como finalidad verificar la correcta determinación de la distancia hasta el punto de falla utilizando para esto la impedancia de la línea en porcentajes (50, 80, 120%).

Test Point
 |Z|: R:
 Phi: X:
 Follow line angle change
 %: of:
 |Z| relative

Fault Type
 L1-E
 L2-E
 L3-E
 L1-L2
 L2-L3
 L3-L1
 L1-L2-L3

Result
 t act.: Assessment:

	State	Z	Phi	R	X	%	% of	t nom	t act.	Dev.	t min	t max
1	+	28.64 Ω	75.00 °	7.412 Ω	27.66 Ω	n/a		0.000 s	30.00 ms	30.00 ms	-100.0 ms	400.0 ms
2	+	42.95 Ω	75.00 °	11.12 Ω	41.49 Ω	n/a		2.000 s	1.230 s	-38.51 %	1.100 s	2.100 s
3	+	39.37 Ω	75.00 °	10.19 Ω	38.03 Ω	n/a		1.200 s	1.234 s	2.8 %	1.100 s	1.300 s
4	+	42.95 Ω	75.00 °	11.12 Ω	41.49 Ω	n/a		2.000 s	1.229 s	-38.54 %	1.100 s	2.100 s
5	+	17.90 Ω	75.00 °	4.632 Ω	17.29 Ω	n/a		0.000 s	15.20 ms	15.20 ms	-100.0 ms	100.0 ms
6	+	55.69 Ω	75.00 °	13.90 Ω	51.86 Ω	n/a		2.000 s	no trip		1.900 s	no trip
7	+	35.80 Ω	75.00 °	9.265 Ω	34.58 Ω	n/a		300.0 ms	328.8 ms	9.6 %	200.0 ms	1.300 s

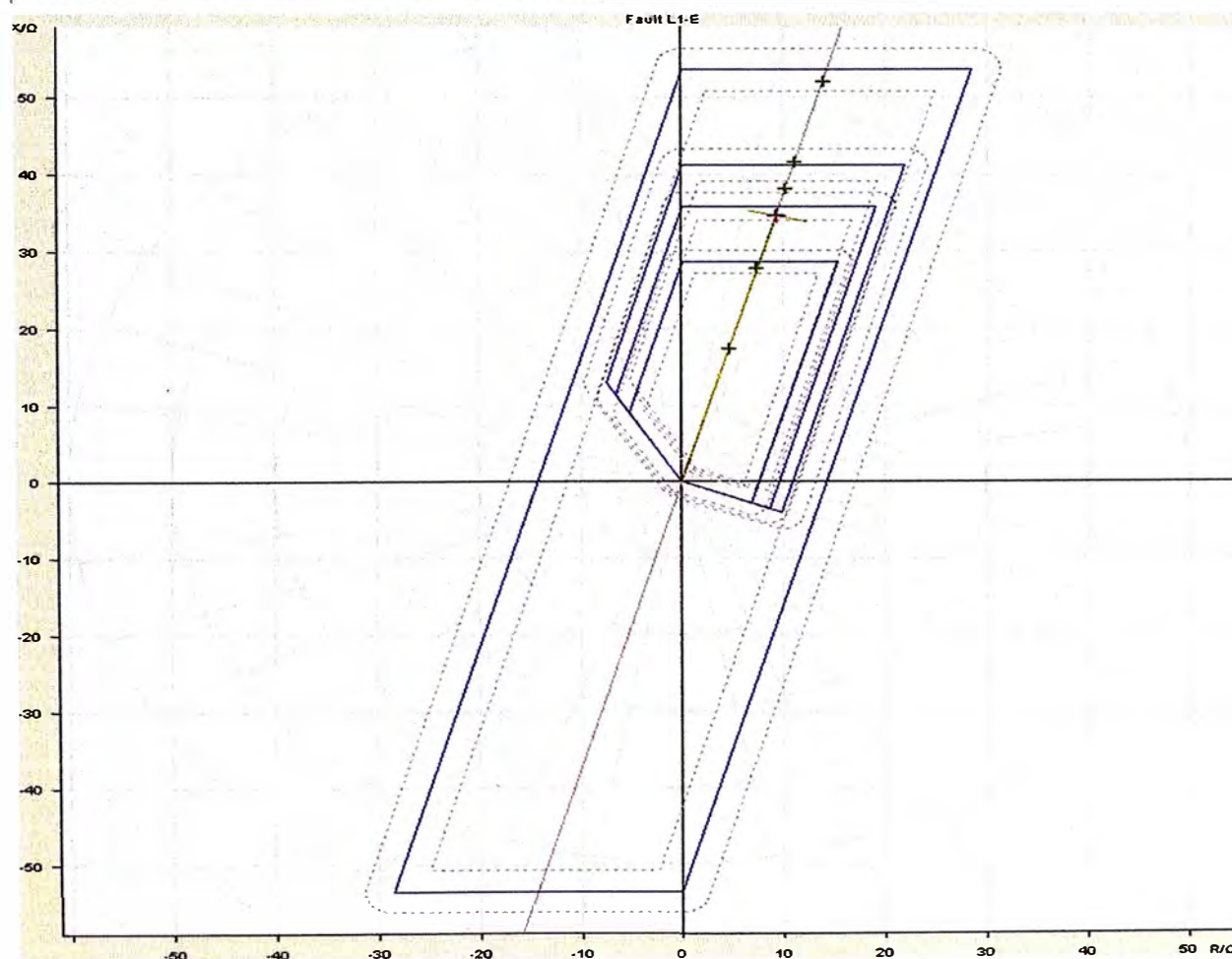


Fig. 3.127 Punto de evaluación para localización de fallas

Los espontáneos del relé muestra la actuación de la protección a los 297ms. El punto de prueba escogido e inyectado con la maleta omicron fue al 100% de la línea con lo cual el relé nos muestra que la falla ocurrió al 98% de la longitud de la línea (Zona 2) a una distancia de 105.1km lo cuál es aceptable considerandose la prueba satisfactoria.

Number	Indication	Value	Date and time
00536	Relay Definitive TRIP	ON	304 ms
03774	21 Time Out T2	ON	304 ms
00533	Primary fault current Ia	0.20 kA	307 ms
01027	Accumulation of interrupted current Ph A	24.06 kA	307 ms
00534	Primary fault current Ib	0.21 kA	307 ms
01028	Accumulation of interrupted current Ph B	17.71 kA	307 ms
00535	Primary fault current Ic	0.21 kA	307 ms
01029	Accumulation of interrupted current Ph C	25.69 kA	307 ms
00501	Relay PICKUP	OFF	387 ms
00545	Time from Pickup to drop out	387 ms	387 ms
00546	Time from Pickup to TRIP	304 ms	387 ms
00503	Relay PICKUP Phase A	OFF	387 ms
00504	Relay PICKUP Phase B	OFF	387 ms
00505	Relay PICKUP Phase C	OFF	387 ms
03672	21 PICKUP Phase A	OFF	387 ms
03673	21 PICKUP Phase B	OFF	387 ms
03674	21 PICKUP Phase C	OFF	387 ms
03693	21 Pickup ABC	OFF	387 ms
03671	21 PICKED UP	OFF	387 ms
03704	21 Selected Loop AB forward	OFF	387 ms
03705	21 Selected Loop BC forward	OFF	387 ms
03706	21 Selected Loop CA forward	OFF	387 ms
03719	21 Picked up FORWARD	OFF	387 ms
03771	21 Time Out T1	OFF	387 ms
03780	21 Time Out T1B	OFF	387 ms
03774	21 Time Out T2	OFF	387 ms
03755	21 Pickup Z2	OFF	387 ms
03758	21 Pickup Z3	OFF	387 ms
03759	21 Pickup Z4	OFF	387 ms
00302	Fault Event	77 - OFF	25.05.2012 18:16:53.432
03805	21 TRIP command Phases ABC	OFF	403 ms
03801	21 Distance General TRIP command	OFF	403 ms
03817	21 TRIP 3phase in Z2	OFF	403 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	403 ms
00507	Relay TRIP command Phase A	OFF	404 ms
00508	Relay TRIP command Phase B	OFF	404 ms
00509	Relay TRIP command Phase C	OFF	404 ms
01127	Fault Locator Loop BC	ON	297 ms
01117	Ft Locator: secondary RESISTANCE	9.37 Ohm	297 ms
01118	Ft Locator: secondary REACTANCE	35.07 Ohm	297 ms
01114	Ft Locator: primary RESISTANCE	13.05 Ohm	297 ms
01115	Ft Locator: primary REACTANCE	48.88 Ohm	297 ms
01119	Ft Locator: Distance to fault	105.1 km	297 ms
01120	Ft Locator: Distance [%] to fault	98.0 %	297 ms
00301	Power System fault	77 - OFF	25.05.2012 18:16:53.478
30053	Fault recording is running	OFF	25.05.2012 18:16:53.534
00536	Relay Definitive TRIP	OFF	25.05.2012 18:16:53.845

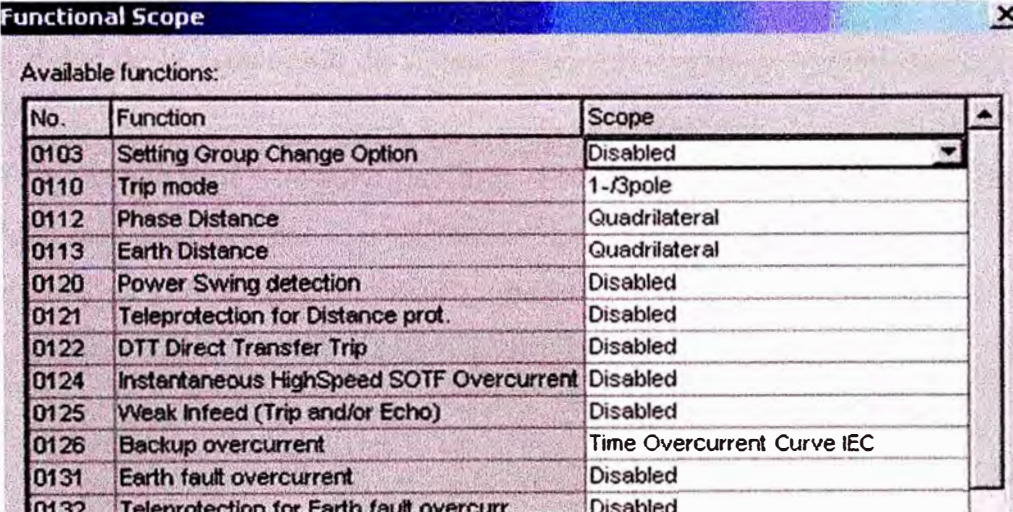
Fig. 3.128 La ventana de espontáneos muestra la localización de la falla

3.9.7.2 Implementación ANSI 67 en el relé de distancia:

Esta implementación es posible acoplando una etapa de la protección direccional de distancia (zona 5) con una etapa de la protección de sobrecorriente ($I>$). La protección de distancia y la de sobrecorriente usan las mismas señales de medida para la corriente y tensión de fase, pero la medición de la impedancia logra una alta sensibilidad y selectividad. Usando una simple lógica en CFC se logrará implementar fácilmente la protección ANSI 67 en un relé de distancia. [5]

Parámetros generales para implementación ANSI 67

Para la protección ANSI 67 al menos las funciones 0112 (Distancia de fases), 0113 (Distancia de tierra) y 0126 (Sobrecorriente de respaldo) deberán ser activadas.



No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0110	Trip mode	1-/3pole
0112	Phase Distance	Quadrilateral
0113	Earth Distance	Quadrilateral
0120	Power Swing detection	Disabled
0121	Teleprotection for Distance prot.	Disabled
0122	DTT Direct Transfer Trip	Disabled
0124	Instantaneous HighSpeed SOTF Overcurrent	Disabled
0125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	Disabled
0126	Backup overcurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0131	Earth fault overcurrent	Disabled
0132	Teleprotection for Earth fault overcurr	Disabled

$I_{67} > \text{pick-up} = 2.5 \text{ A}$, Time 67 = 0.5 s

Para las fallas de fases, la protección de distancia deberá activarse (Cuadrilateral ó Mho) y la protección de sobrecorriente de respaldo (time overcurrent IEC ó ANSI).

Configuración en la masking del relé

Asignaremos la señal “3719 Distancia hacia adelante” dentro del grupo “Distancia General” al bloque de destino en el CFC.

	Information			Source				Destination							
	Number	Display text	L	Type	BI	F	S	C	Buffer			S	C	CM	
									O	S	T				
Dis. General	03713	Dis. Loop L1E<->		OUT								00			
	03714	Dis. Loop L2E<->		OUT								00			
	03715	Dis. Loop L3E<->		OUT								00			
	03716	Dis. Loop L12<->		OUT								00			
	03717	Dis. Loop L23<->		OUT								00			
	03718	Dis. Loop L31<->		OUT								00			
	03719	Dis. forward		OUT										X	X
	03720	Dis. reverse		OUT										X	

Seleccionamos la etapa en el sobrecorriente de respaldo que será ANSI 67. Para esta etapa se asignará una señal “entrada bloqueada” al bloque fuente en el CFC.

7104 > Block O/C I >> ó

7105 > Block O/C I > (usado en este ejemplo) ó

7106 > Block O/C Ip

	Information				Source				Destination							
	Number	Display text	L	Type	BI	F	S	C	BO	LE	Buffer			S	C	CM
											O	S	T			
Dis. Quadril																
	07104	>BLOCK O/C I >>		SP							00		X			
	07105	>BLOCK O/C I >		SP			X				00		X			
	07106	>BLOCK O/C Ip		SP							00		X			
	07110	>O/C InstTRIP		SP							00	00	X			
	07130	>BLOCK I-STUB		SP							00		X			
	07131	>I-STUB ENABLE		SP							00	00	X			
	07151	O/C OFF		OUT							00		X			
	07152	O/C BLOCK		INIT							00	00	X			

Configuración especial para la protección distancia

La sensibilidad de la protección de distancia deberá ser mayor ó igual que la protección ANSI 67. Esto no presenta ningún problema, la protección 67 se configurará menos sensitiva que la máxima corriente de carga mientras que la protección de distancia es configurada más sensitiva que la corriente de falla más pequeña.

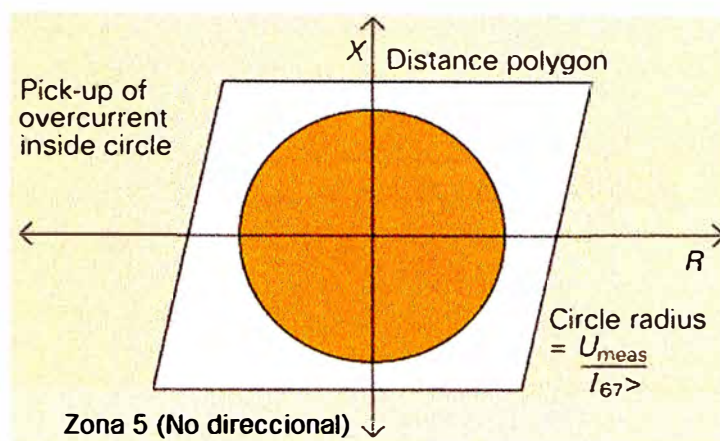
En el Setting Group A la siguiente configuración deberá ser verificada.

Distance protection, general settings - Settings Group A		
General Earth faults Time Delays		
Settings:		
No.	Settings	Value
1201	Distance protection is	ON
1202	Phase Current threshold for dist. meas.	0,10 A
1211	Angle of inclination, distance charact.	85 °
1208	Series compensated line	NO
1232	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	Inactive
1241	R load, minimum Load Impedance (ph-e)	00 Ohm
1242	PHI load, maximum Load Angle (ph-e)	45 °
1243	R load, minimum Load Impedance (ph-ph)	00 Ohm
1244	PHI load, maximum Load Angle (ph-ph)	45 °
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. or ext.)	YES

1201 Protección distancia en ON

1202 Arranque de corriente de fases para distancia $\leq I_{67}$ > pick-up

Para calcular el mínimo alcance de la protección de distancia, la característica de sobrecorriente es mostrada en el plano de impedancia abajo:



En la figura el radio del círculo es evidente que deberá ser determinado para configurar el mínimo alcance de impedancia de tal manera que la decisión de la dirección esté disponible cuando la etapa de sobrecorriente arranque. El radio del círculo máximo es obtenido cuando la medida de tensión de falla junto con la corriente de falla estén en el umbral de arranque. Si la máxima tensión de operación (sin falla) es usada, un amplio factor de seguridad es incorporado ya que la tensión de falla siempre será menor que esta.

Radio círculo = U operación máx / $\sqrt{3} * (I_{67} > pickup)$

En este ejemplo la tensión secundaria es 100V. La máxima tensión de operación es 10% mayor a esta, por lo que el radio del círculo puede ser calculado:

$$\text{Radio círculo} = 100 * 1.1 / \sqrt{3} * 2.5 = 25.4 \Omega$$

La configuración (1243) R carga, mínima impedancia de carga (fase – fase) deberá ser mayor que el radio del círculo calculado. En la práctica esto no es problema debido a que la configuración es calculada con una ecuación similar usando la máxima corriente de carga en lugar del $I_{67} > pick-up$ la cual deberá mayor que la máxima corriente de carga. Por lo tanto, esta configuración cuando se aplica es por naturaleza mayor que el radio del círculo aquí calculado. Al menos una configuración de las zonas de la protección distancia con alcance de dirección hacia adelante o no direccional deberá tener un alcance mayor al radio del círculo. En el ejemplo la zona 5 tiene un mayor alcance, y está como no direccional. En este caso se debe verificar lo siguiente:

1341 Modo de operación Zona 5 es no direccional

1342 R (Z5) resistencia fallas fase-fase \geq radio del círculo (25.4 Ω)

1343 X + (Z5) reactancia dirección adelante \geq radio del círculo (25.4 Ω)

Distance zones (quadrilateral) - Settings Group A		
Zone Z1 Zone Z1B-exten. Zone Z2 Zone Z3 Zone Z4 Zone Z5		
Settings:		
No.	Settings	Value
1341	Operating mode Z5	Non-Directions
1342	R(Z5), Resistance for ph-ph-faults	25,400 Ohm
1343	X(Z5)+, Reactance for Forward direction	25,400 Ohm
1344	RE(Z5), Resistance for ph-e faults	21,000 Ohm
1345	T5 delay	∞ sec
1346	X(Z5)-, Reactance for Reverse direction	20,000 Ohm

Configuración de la etapa de sobrecorriente de respaldo para ANSI 67

La función backup overcurrent deberá operar como protección respaldo así que siempre estará activa: 2601 Modo de operación ON: Siempre activa

En la protección sobrecorriente de respaldo la siguiente configuración deberá ser aplicada a la etapa destinada como función ANSI 67. En este ejemplo la etapa I > deberá usar:

2620 I_{ph} > valor del arranque igual a I_{67} > arranque: 2.5 A

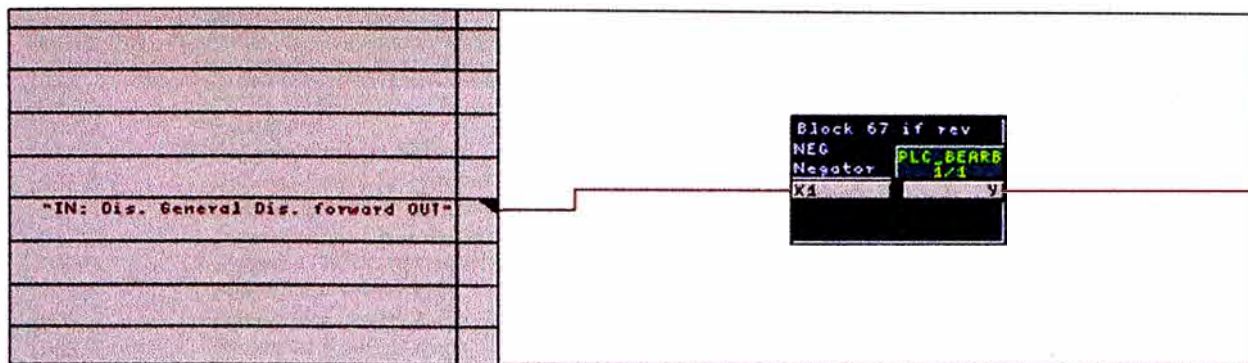
2621 T I_{ph} > tiempo de retardo igual al retardo deseado en el 67: 0.5 s

2622 3Io > arranque deshabilitado configurado en infinito (∞)

Backup overcurrent - Settings Group A		
General I>> I> Inverse I - STUB		
Settings:		
No.	Settings	Value
2620	I_{ph} > Pickup	2.5 A
2621	T I_{ph} > Time delay	0,50 sec
2622	3Io > Pickup	∞ A
2623	T 3Io > Time delay	2,00 sec
2624	Instantaneous trip via Teleprot .BI	NO
2625	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO

Configuración de la lógica CFC

En la lógica CFC, la ausencia de la detección hacia delante de la función distancia en la zona 5 usará la etapa “bloqueo de la función respaldo de sobrecorriente”, en este ejemplo I>. En el PLC rápido, insertar un negador y conectar la señal 03719 “Dis forward” a esta entrada. Conecte la salida del negador hacia la entrada de la etapa block backup overcurrent 07105.



Prueba de la función ANSI 67

Para la prueba de sobrecorriente direccional, una condición de falla hacia adelante y otra hacia atrás serán simuladas con el state sequencer de la Omicron. Para ambas fallas, el nivel de corriente de falla será de 1.1 veces por encima de la corriente de arranque I_{67} , es decir 2.75 A. El ángulo entre la corriente y tensión para fallas hacia adelante será de 0° y para fallas reversa será de 180° . Los registros de estos dos casos de fallas se muestran a continuación:

Trip Log - 000002 / 12.07.2004 16:05:03.111 - Test / Testbox / TSA522 DC67 V4.3/TSA522			
Number	Indication	Value	Date and time
00301	Power System fault	2 · ON	12.07.2004 16:05:03.111
00302	Fault Event	2 · ON	12.07.2004 16:05:03.111
03693	Distance Pickup L123	ON	0 ms
03704	Distance Loop L12 selected forward	ON	0 ms
03705	Distance Loop L23 selected forward	ON	0 ms
03706	Distance Loop L31 selected forward	ON	0 ms
07162	Backup O/C PICKUP L1	ON	10 ms
07163	Backup O/C PICKUP L2	ON	10 ms
07164	Backup O/C PICKUP L3	ON	10 ms
07184	Backup O/C Pickup L123	ON	10 ms
07192	Backup O/C Pickup I>	ON	10 ms
07215	Backup O/C TRIP Phases L123	ON	510 ms
07222	Backup O/C TRIP I>	ON	510 ms
00533	Primary fault current IL1	2,75 kA	514 ms
00534	Primary fault current IL2	2,75 kA	514 ms
00535	Primary fault current IL3	2,75 kA	514 ms
03805	Distance TRIP command Phases L123	ON	900 ms
07161	Backup O/C PICKED UP	OFF	989 ms
03671	Distance PICKED UP	OFF	999 ms
03704	Distance Loop L12 selected forward	OFF	1000 ms
03705	Distance Loop L23 selected forward	OFF	1000 ms
03706	Distance Loop L31 selected forward	OFF	1000 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	1000 ms
01128	Fault Locator Loop L3L1	ON	894 ms
01117	Flt Locator: secondary RESISTANCE	21,84 Ohm	894 ms
01118	Flt Locator: secondary REACTANCE	0,07 Ohm	894 ms
01114	Flt Locator: primary RESISTANCE	87,36 Ohm	894 ms
01115	Flt Locator: primary REACTANCE	0,27 Ohm	894 ms
01119	Flt Locator: Distance to fault	0,5 km	894 ms
01120	Flt Locator: Distance [%] to fault	0,5 %	894 ms

Fig. 3.129 Falla adelante - Disparo de la etapa backup O/C I > después de 510 ms

Trip Log - 000003 / 12.07.2004 16:06:00.775 - Test / Testbox / 7SA522 DC67 V4.3/7SA522			
Number	Indication	Value	Date and time
00301	Power System fault	3 - ON	12.07.2004 16:06:00.775
00302	Fault Event	3 - ON	12.07.2004 16:06:00.775
03693	Distance Pickup L123	ON	0 ms
03710	Distance Loop L12 selected reverse	ON	0 ms
03711	Distance Loop L23 selected reverse	ON	0 ms
03712	Distance Loop L31 selected reverse	ON	0 ms
03805	Distance TRIP command Phases L123	ON	900 ms
00533	Primary fault current IL1	2.75 kA	904 ms
00534	Primary fault current IL2	2.75 kA	905 ms
00535	Primary fault current IL3	2.75 kA	905 ms
03671	Distance PICKED UP	OFF	1000 ms
03710	Distance Loop L12 selected reverse	OFF	1000 ms
03711	Distance Loop L23 selected reverse	OFF	1000 ms
03712	Distance Loop L31 selected reverse	OFF	1000 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	OFF	1001 ms
01128	Fault Locator Loop L3L1	ON	894 ms
01117	Flt Locator: secondary RESISTANCE	-21.82 Ohm	894 ms
01118	Flt Locator: secondary REACTANCE	-0.07 Ohm	894 ms
01114	Flt Locator: primary RESISTANCE	-87.28 Ohm	894 ms
01115	Flt Locator: primary REACTANCE	-0.28 Ohm	894 ms
01119	Flt Locator: Distance to fault	-0.5 km	894 ms
01120	Flt Locator: Distance [%] to fault	-0.5 %	894 ms

Fig. 3.130 Falla hacia atrás - Disparo por 21 en zona reversa después de 900 ms

3.10 Relé de admitancia

El relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé operará si la impedancia medida cae dentro del círculo. La característica de este relé es que no requiere de unidad direccional separada, pues tiene característica propia direccional.

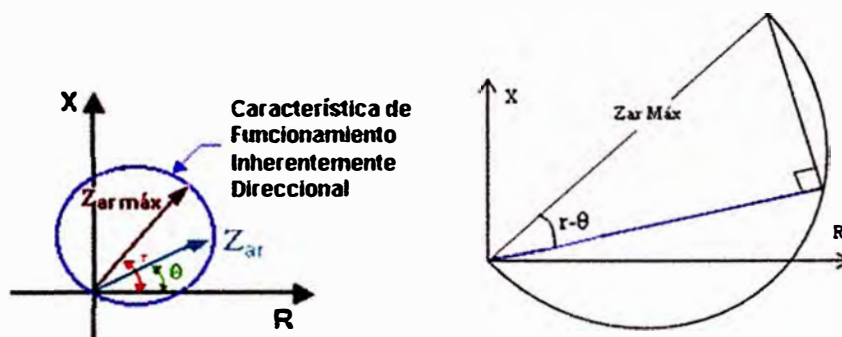


Fig. 3.131 Relé de Admitancia – MHO

La condición de operación del relé de admitancia es que $Z_r \leq Z_{ar \text{ Máx.}} \cos(r-\theta)$

O lo que es lo mismo: $Z_{ar \text{ Máx.}} \geq \frac{Z_r}{\cos(r-\theta)}$

La corriente eléctrica produce un torque positivo o de operación mientras que la tensión produce un torque negativo o de restricción.

Despreciando el efecto del resorte en los relés electromecánicos se tiene la ecuación:

$$\tau_{\text{motor de relé}} = K_d EI \cos(r-\theta) - K_v E^2$$

r: Ángulo de máximo torque del relé

E: Tensión de polarización

I: Corriente de operación

□: Ángulo de desfase entre \dot{E} e \dot{I}

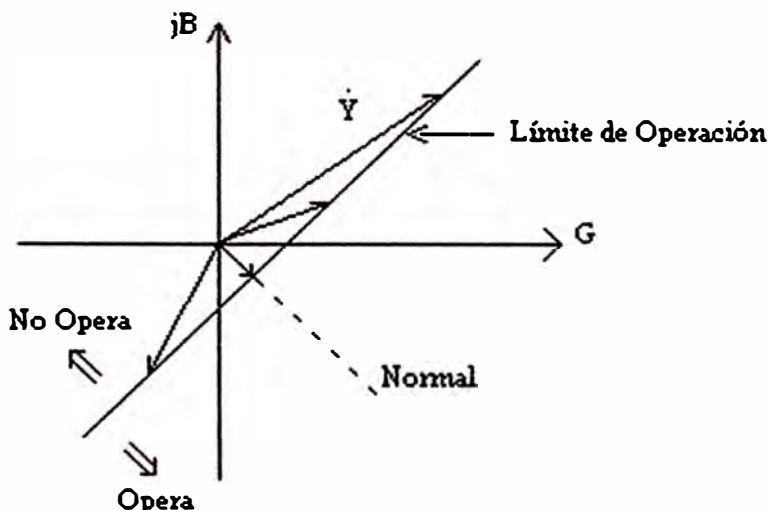
En el límite de operación tendremos: $0 = K_d EI \cos(r-\theta) - K_v E^2$

$K_d EI \cos(r-\theta) = K_v E^2$ (dividiendo entre $K_d E^2$)

$$(I/E) \cos(r-\theta) = K_v/K_d \dots\dots\dots Y \cdot \cos(r-\theta) = K_v/K_d \dots\dots\dots (3.5)$$

Los términos r , K_v y K_d son constantes y las variables son Y y θ .

La curva de la expresión (3.6) en el plano $GxjB$ corresponde a una recta.



De la expresión (3.5) Si: $\theta = r$ entonces $Y \cdot 1 = K_v/K_d$

Lo que significa que el diámetro vale $Z_{m\acute{a}x} = K_d/K_v$

La naturaleza direccional del relé de admitancia hace que su aplicación sea usada en sistemas en anillo debido a que no se necesita de un elemento direccional adicional. El relé sólo actúa para fallas cuya impedancia estén dentro del círculo y hacia el frente del punto de instalación del relé. Para el gráfico de la figura 3.132 los relés de admitancia han sido ajustados para actuar en primera zona hasta el 80% del valor de impedancia de la línea.

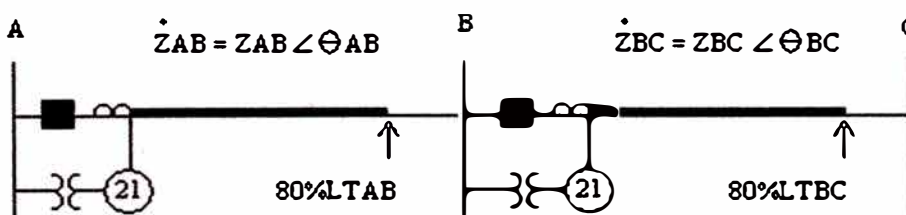
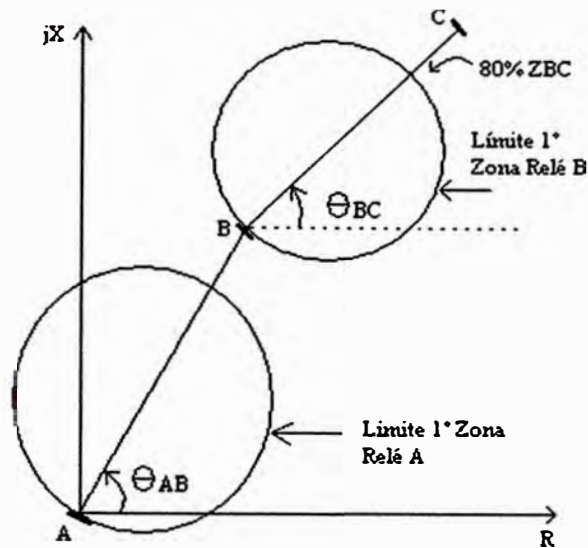


Fig. 3.132 Alcances de los relés de admitancia

Coloquemos las impedancias de los tramos de línea en el plano $RxjX$



Se puede ver que las dos zonas no se interponen, lo cual garantiza la selectividad ante una falla en cualquiera de las zonas, estos no actúan para fallas fuera de su zona; luego tenemos la regulación del relé de admitancia en tres zonas de actuación.

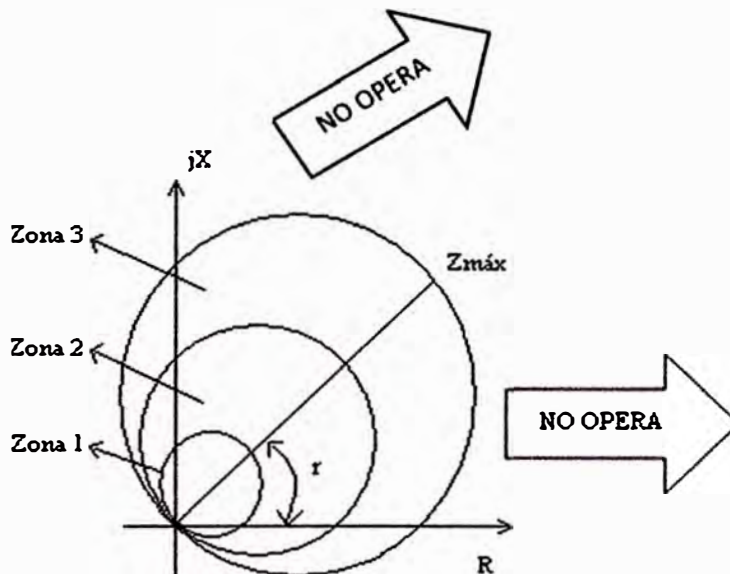


Fig. 3.133 Zonas de actuación Relé de Admitancia

3.10.1 Temporización de alcances relé de admitancia

Veamos un relé de admitancia con tres zonas, la temporización de cada zona deberá hacerse por separado, así:

Zona 1: $Z_1 = 80\%$ de LT delante del relé.

Temporización = 0, actúa el elemento instantáneo del relé.

Zona 2: $Z_2 = 100\%$ de LT + 50% de la LT siguiente.

Temporización = $T_2 = \Delta t$

Zona 3: $Z_3 = 100\%$ de LT + 100% de LT siguiente + 20% la próxima LT.

Temporización = $T_3 = T_2 + \Delta t = 2\Delta t$

La Figura 3.134 nos muestra las zonas de actuación y sus tiempos.

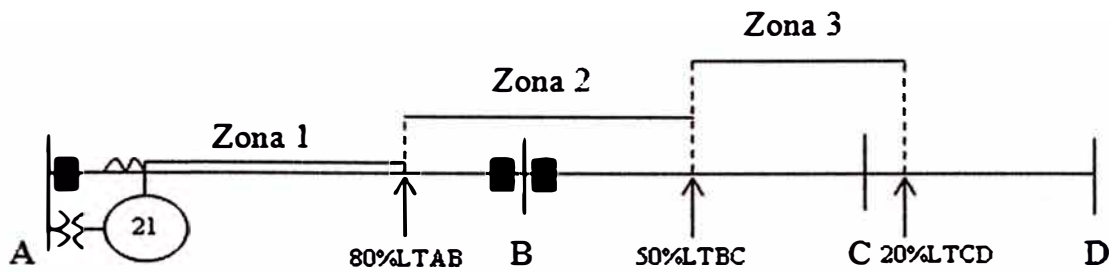


Fig. 3.134 Zonas de actuación

Debido a que el ángulo “r” de máximo torque del relé no coincide con el ángulo natural de impedancia de la línea de transmisión, entonces será necesario corregir las regulaciones de la característica de la inclinación de la circunferencia del límite de operación del relé de admitancia. Para toda falla en la línea AB, la impedancia vista por el relé tiene un ángulo θ_{AB} . En falla, si el valor del módulo de la impedancia es menor al 80% de la LT_{AB} , el relé actuará en zona 1. El ajuste del relé es hecho con su impedancia de ajuste (Ajuste) posicionando la línea a su ángulo de máximo torque.

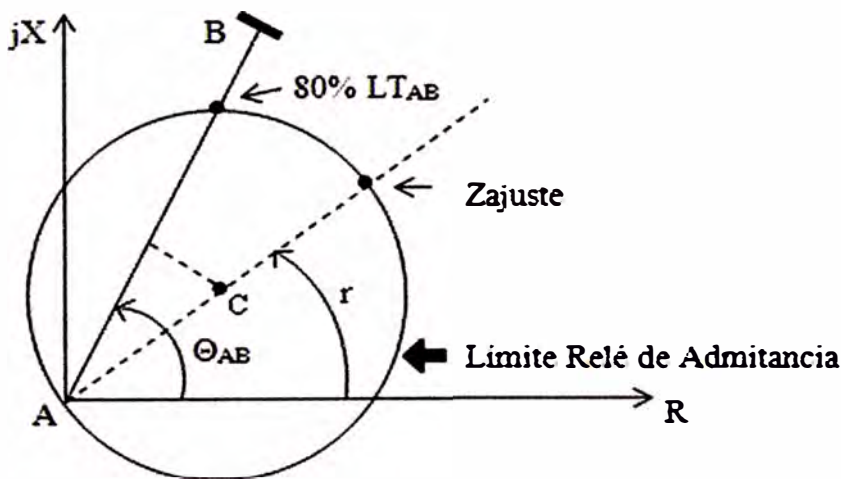


Fig. 3.135 Ajuste del Relé de Admitancia

$$\cos(\theta_{AB} - r) = \frac{Z_{80\% LT_{AB}}}{Z_{1ajuste}}$$

$$Z_{1ajuste} = \frac{Z_{80\% LT_{AB}}}{\cos(\theta_{AB} - r)} \dots \dots \dots (3.6)$$

La expresión 3.6 representa el ajuste de la primera zona del relé de admitancia; para ajustar las zonas dos y tres tomemos $\dot{Z}_{AB} = Z_{AB} \angle \theta_{AB}$ y $\dot{Z}_{BC} = Z_{BC} \angle \theta_{BC}$

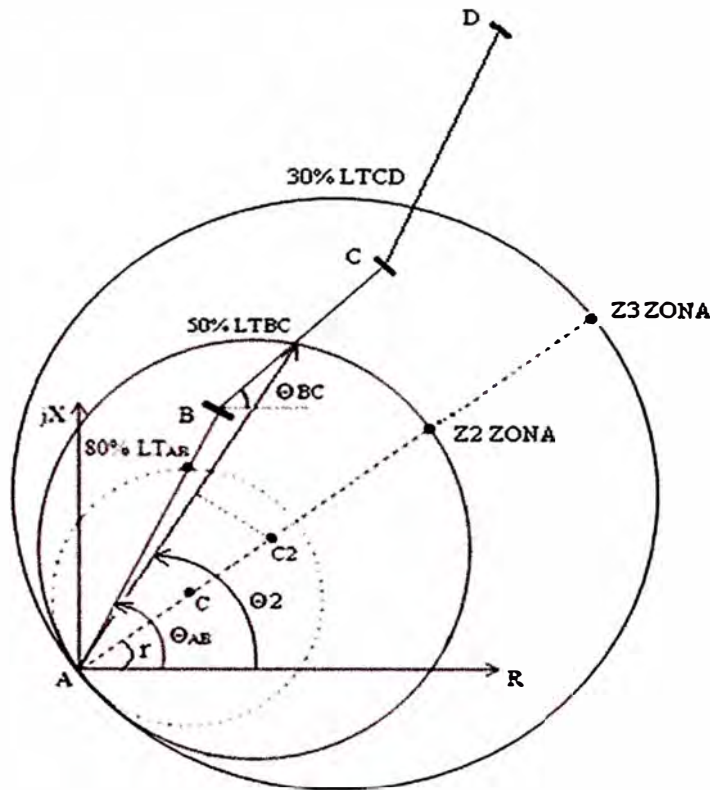


Fig. 3.136 Regulación Zona 2 y Zona 3 Relé de Admitancia

Protección Zona 2: Tomando el ángulo de impedancia “θ2” en Z2.

$$\dot{Z}_{2\text{protegido}} = \dot{Z}_{AB} + 50\% \dot{Z}_{BC} = Z2 \angle \theta_2$$

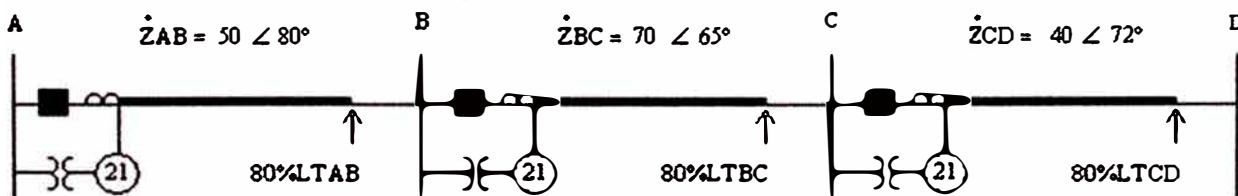
$$Z_{2\text{ajuste}} = \frac{Z_{2\text{protegido}}}{\cos(\theta_2 - r)} \dots \dots \dots (3.7)$$

Protección Zona 3: Tomando el ángulo de impedancia “θ3” en Z3.

$$\dot{Z}_{3\text{protegido}} = \dot{Z}_{AB} + \dot{Z}_{BC} + 30\% \dot{Z}_{CD} = Z3 \angle \theta_3$$

$$Z_{3\text{ajuste}} = \frac{Z_{3\text{protegido}}}{\cos(\theta_3 - r)} \dots \dots \dots (3.8)$$

Aplicación: Para un relé de admitancia con ángulo de máximo torque $r = 35^\circ$, calcularemos su ajuste para las zonas 1, 2 y 3 sabiendo que las impedancias de las líneas de transmisión son: $\dot{Z}_{AB} = 50 \angle 80^\circ \Omega$, $\dot{Z}_{BC} = 70 \angle 65^\circ \Omega$ y $\dot{Z}_{CD} = 40 \angle 72^\circ \Omega$.



Zona 1: $Z_{1\text{real}} = 80\%LT_{AB} = 0.8 \cdot 50 = 40 \Omega$

Utilizando la expresión 3.6: $Z_{1\text{ajuste}} = \frac{Z_{80\%LT_{AB}}}{\cos(\theta_{AB} - r)} = \frac{40}{\cos 45^\circ} = 56.57 \Omega$

Zona 2: $\dot{Z}_{2\text{real}} = \dot{Z}_{AB} + 0.5 \cdot \dot{Z}_{BC} = 50 \angle 80^\circ + 0.5 \cdot 70 \angle 65^\circ = 84.29 \angle 73.83^\circ \Omega$

Utilizando la expresión 3.7: $Z_{2\text{ajuste}} = \frac{Z_{2\text{protegido}}}{\cos(\theta_2 - r)} = \frac{84.29}{\cos(73.83^\circ - 35^\circ)} = 108.20 \Omega$

$$\text{Zona 3: } \dot{Z}_{3\text{real}} = \dot{Z}_{AB} + \dot{Z}_{BC} + 0.3 \cdot \dot{Z}_{CD} = 50 \angle 80^\circ + 70 \angle 65^\circ + 0.3 \cdot 40 \angle 72^\circ = 131 \angle 71.3^\circ$$

$$\text{Utilizando la expresión 3.8: } Z_{3\text{ajuste}} = \frac{Z_{3\text{protegido}}}{\cos(\theta_3 - r)} = \frac{131}{\cos(71.3^\circ - 35^\circ)} = 162.57 \Omega$$

$$RTC = 1500/1$$

$$RTP = 115000/110$$

Relaciones de transformación para obtener los ajustes en el lado secundario:

$$Z_{\text{ajuste Secundario}} = Z_{\text{primaria}} * \left(\frac{RTC}{RTP} \right)$$

$$Z_{1\text{ajuste Sec}} = 56.57 * \left(\frac{\frac{1500}{1}}{\frac{115000}{110}} \right) = 81.16 \Omega$$

$$Z_{2\text{ajuste Sec}} = 108.21 * \left(\frac{\frac{1500}{1}}{\frac{115000}{110}} \right) = 155.26 \Omega$$

$$Z_{3\text{ajuste Sec}} = 162.57 * \left(\frac{\frac{1500}{1}}{\frac{115000}{110}} \right) = 233.25 \Omega$$

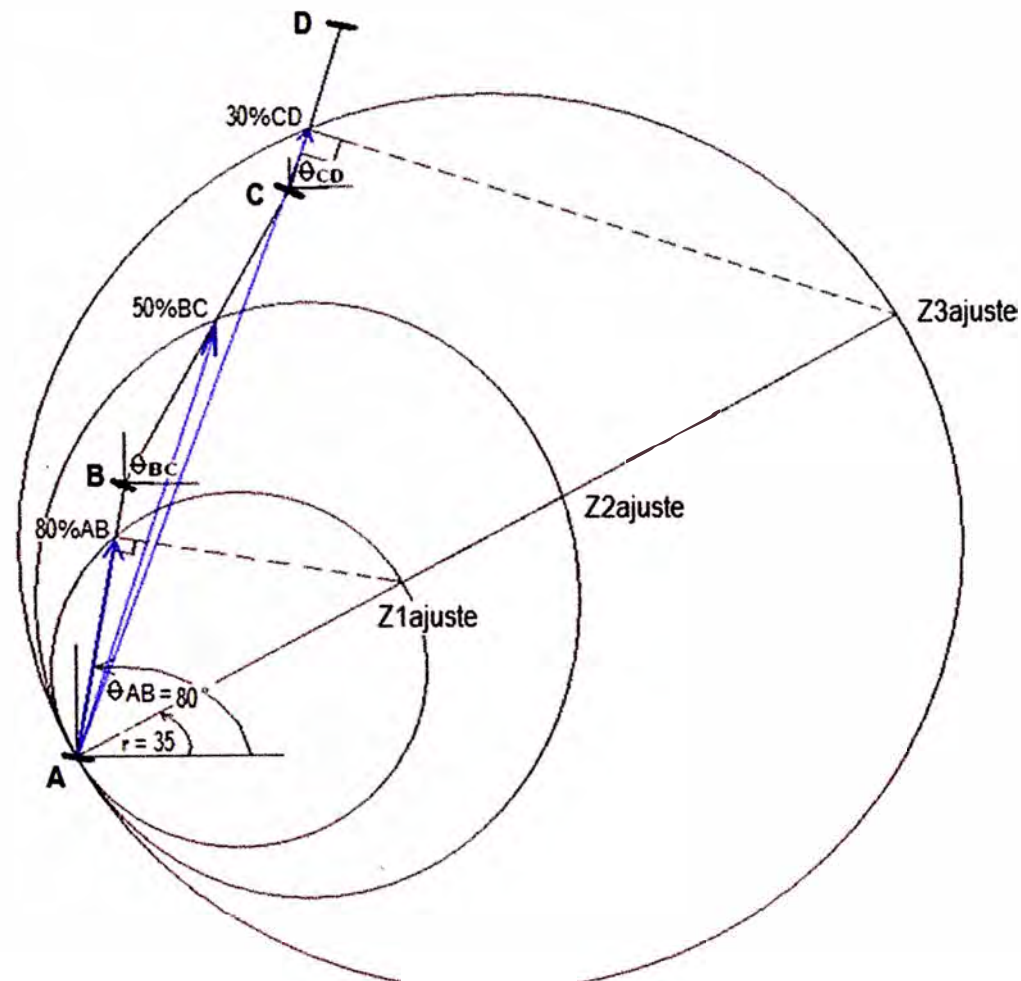


Fig. 3.137 Gráfico de ajuste de zonas

3.11 Relé de reactancia

Es un tipo de relé de distancia, su característica es operar con la sensibilidad de la reactancia, tiene un elemento de sobrecorriente que produce un torque de operación y un elemento direccional que produce un torque de restricción. Es decir, el relé de reactancia es un relé de sobrecorriente con retención direccional.

El torque en el motor del relé de reactancia es:

$$\tau_{motor} = K_1 I^2 - K_E E I \text{Sen}\theta - K \dots \dots \dots (3.9)$$

En el límite de operación:

$$0 = K_1 I^2 - K_E E I \text{Sen}\theta - K \text{ (Dividiendo entre } K_E I^2)$$

$$(E/I) \text{Sen}\theta = K_1/K_E - K/K_E I^2$$

Como en el momento de la falla la corriente de cortocircuito es grande, entonces:

$$(E/I) \text{Sen}\theta = K_1/K_E$$

$$Z \text{Sen}\theta = K_1/K_E$$

Siendo $\dot{Z} = Z \angle \theta = Z \text{Cos}\theta + jZ \text{Sen}\theta = R + jX$, luego:

$$R = Z \text{Cos}\theta$$

$$X = Z \text{Sen}\theta = K_1/K_E \dots \dots \dots (3.10)$$

Todas las impedancias satisfacen la expresión 3.10 y el lugar geométrico será:



Fig. 3.138 Zonas de actuación

Esto nos dice que cuando el relé mide una impedancia de falla cuya reactancia es menor al establecido en su ajuste la protección actúa. En caso de medir una impedancia de falla con reactancia mayor al de su ajuste el relé no actúa.

La aplicación de estos relés los combina con relés de admitancia para limitar su alcance en la zona resistiva logrando tres zonas de protección.

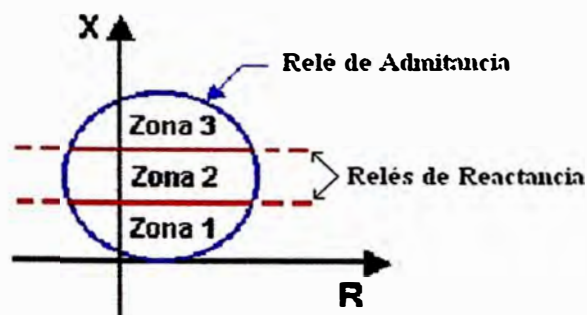
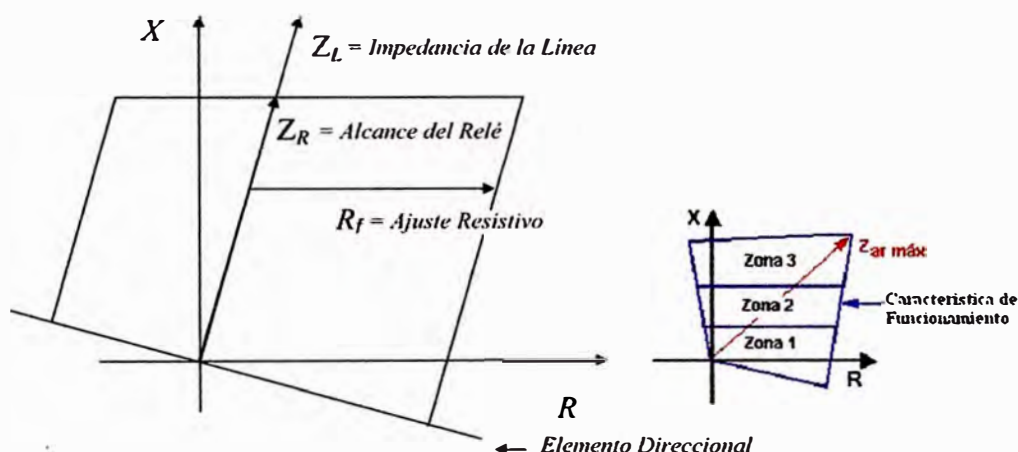


Fig. 3.139 Relé de admitancia limitado por relés de reactancia

3.12 Relé cuadrilateral

La combinación de los relés de ángulo de impedancia y los relés de reactancia se conoce como relé poligonal o cuadrilateral. La característica poligonal de este relé está formada por una unidad de reactancia, una unidad de relé de ángulo de impedancia y dos unidades direccionales lo cual permite un ajuste independiente en las direcciones resistiva y reactiva pudiéndose alcanzar en la dirección resistiva valores cinco veces el alcance en la dirección reactiva [8]. Su aplicación es en 115kV y en tensiones superiores.



Descripción funcional: La característica de disparo poligonal posee cinco zonas independientes y una zona adicional controlada. La figura 3.6.5.1 muestra la forma de los polígonos, la primera zona está sombreada como direccional hacia adelante. La tercera zona está representada como zona direccional hacia atrás. El polígono es un paralelogramo cortado por los ejes R y X, con un ángulo de inclinación ϕ_{Dist} . Un cono de zona de carga con los parámetros R_{carga} y ϕ_{carga} son comunes para todas las zonas. El paralelogramo es simétrico, en lo que se refiere al origen del sistema de coordenadas R-X, sin embargo, la característica direccional limita el rango de disparo a los cuadrantes deseados. Las secciones R pueden ser ajustadas por separado para fallas fase-fase y fallas fase-tierra, para lograr en caso sea necesario una tolerancia mayor de la resistencia de fallas a tierra. Para la zona Z1 existe además una sección ajustable α ,

que puede usarse para prevenir el sobrealcance resultante de la variación del ángulo y/o cortocircuitos alimentados bilateralmente con resistencia de falla. Para las zonas Z1B y superiores no existe esta sección.

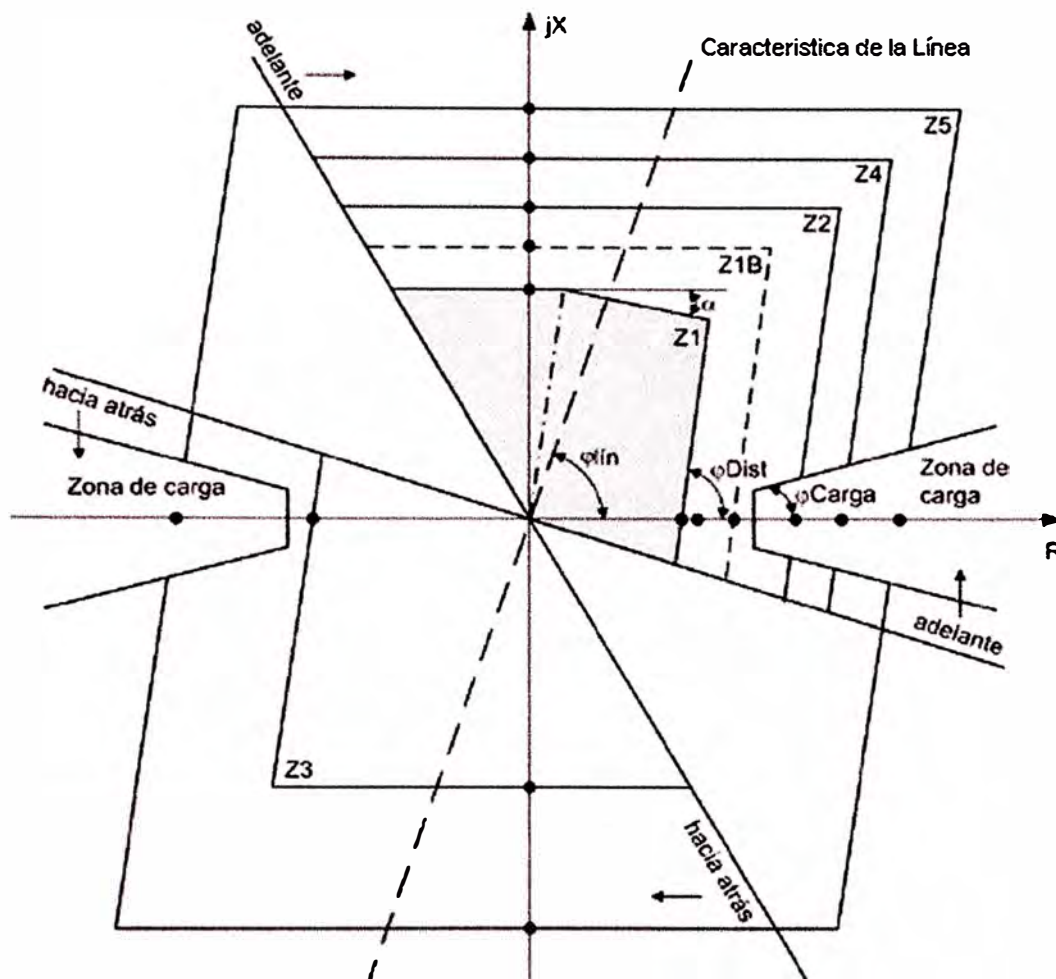


Fig. 3.139 Característica poligonal (Los valores de ajuste son los puntos)

Determinación direccional: Se usa para cada bucle un vector impedancia para determinar la dirección del cortocircuito. Inmediatamente después del inicio de la falla, la tensión del cortocircuito es distorsionada por transitorios, por consiguiente, se usa en esta situación la tensión memorizada antes del inicio de la falla. Si la tensión de cortocircuito estacionaria (durante una falla cercana) es demasiado pequeña para una determinación direccional, se utiliza una tensión ajena al cortocircuito. Esta tensión, teóricamente, se encuentra, tanto para los bucles fase-tierra como para los bucles fase-fase, vertical a las tensiones efectivas de cortocircuito (figura 3.140), lo cual se tiene en cuenta en el cálculo del vector direccional mediante un giro de 90° . La tabla líneas abajo muestra la asignación de los valores de medida a los seis bucles con falla para la determinación direccional. Si para la determinación direccional no se dispone ni de una tensión actual suficiente ni de una tensión memorizada, se elige la dirección *adelante* (ejemplo, 50HS).

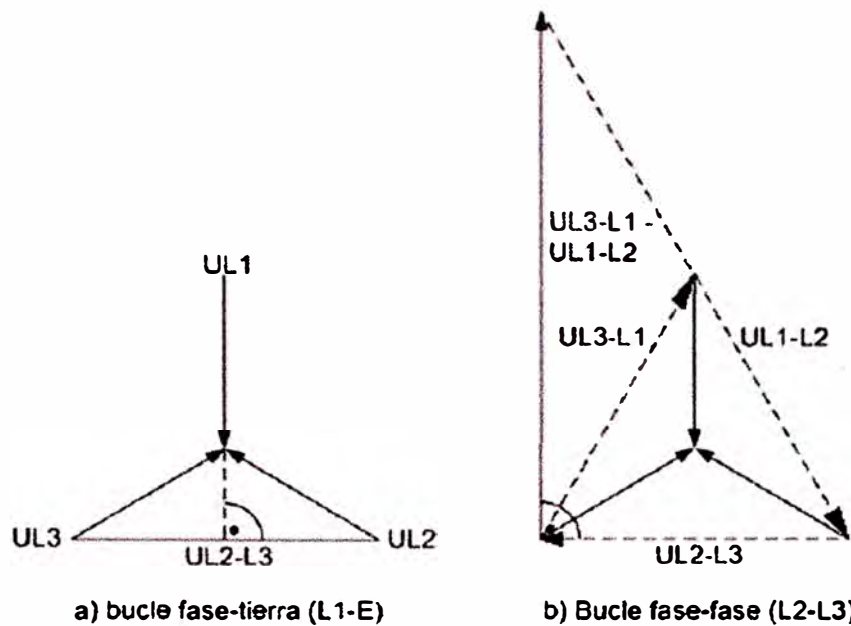


Fig. 3.140 Determinación direccional de las tensiones ajenas al cortocircuito

TABLA N° 3.4 Asignación de valores de medida para la determinación direccional

Bucle	Intensidad de medida (dirección)	Tensión efectiva de cortocircuito	Tensión ajena al cortocircuito
L1-E	R_{L1}	\underline{U}_{L1-E}	$\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}$
L2-E	R_{L2}	\underline{U}_{L2-E}	$\underline{U}_{L3} - \underline{U}_{L1}$
L3-E	R_{L3}	\underline{U}_{L3-E}	$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}$
L1-E ¹⁾	$\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{E^{1)}}$	\underline{U}_{L1-E}	$\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}$
L2-E ¹⁾	$\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{E^{1)}}$	\underline{U}_{L2-E}	$\underline{U}_{L3} - \underline{U}_{L1}$
L3-E ¹⁾	$\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{E^{1)}}$	\underline{U}_{L3-E}	$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}$
L1-L2	$\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}$	$\underline{U}_{L2-L3} - \underline{U}_{L3-L1}$
L2-L3	$\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}$	$\underline{U}_{L3-L1} - \underline{U}_{L1-L2}$
L3-L1	$\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L3} - \underline{U}_{L1}$	$\underline{U}_{L1-L2} - \underline{U}_{L2-L3}$

1) Considerando adaptación de impedancia de tierra

La figura 3.141 muestra la característica direccional estacionaria teórica. En la práctica, la posición de la característica direccional, utilizando tensiones memorizadas, depende tanto de la impedancia serie como también de la potencia transportada por la línea antes del cortocircuito. Por consiguiente, la característica direccional incluye un margen de seguridad con respecto a los bordes del primer cuadrante en el diagrama R-X.

Ya que cada zona puede ser ajustada: adelante, atrás o no direccional, se han previsto para adelante y atrás distintas características direccionales (reflejadas simétricamente). Una zona no direccional no tiene curva característica direccional. En este caso se aplica a la totalidad de la zona de disparo. La característica direccional estacionaria teórica de la figura 3.141 es válida para tensiones efectivas de cortocircuito. Con las tensiones ajenas al cortocircuito o las memorizadas, la posición de la curva característica

direccional depende tanto de la impedancia serie como también de la potencia transportada por la línea antes del cortocircuito.

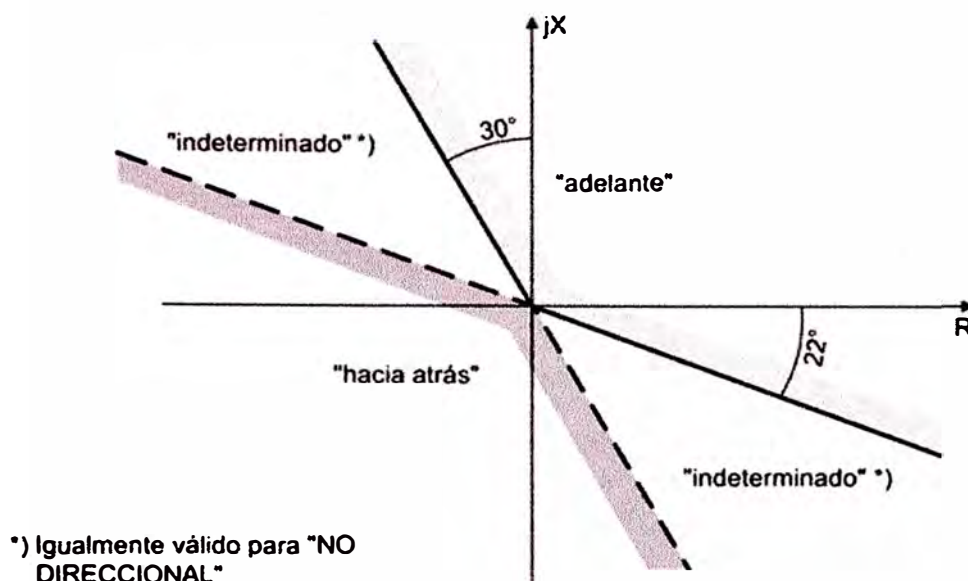


Fig. 3.141 Característica direccional en un diagrama R-X

Protección de fallas a tierra de alta resistencia: En redes puestas a tierra, en las que se producen altas resistencias de paso durante fallas a tierra (líneas aéreas sin cable de tierra, suelos arenosos), la protección de distancia no llega a arrancar ya que se establecen impedancias de cortocircuito a tierra que aparecen fuera de la característica de arranque de la protección de distancia.

Para detección de estas fallas a tierra veamos un relé de distancia siemens 7SA6 el cual dispone de las siguientes posibilidades:

- Tres escalones de sobreintensidad de tiempo definido (S/I t. def.)
- Un escalón de sobreintensidad de tiempo inverso (S/I t. inv.)
- Un escalón de tensión homopolar de característica inversa
- Un escalón de potencia homopolar de característica inversa

Todos los escalones son independientes uno del otro y pueden ser combinados libremente, ajustándolo como direccional o no direccional, hacia adelante o hacia atrás.

Descripción funcional: Como magnitud de medida se utiliza la intensidad homopolar que, según su ecuación resulta de la suma de las tres intensidades de fase, es decir:

$$3 \cdot \bar{I}_0 = \bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3}$$

Si se conecta \bar{I}_4 al neutro del grupo de transformadores de intensidad, o a un transformador de intensidad de tierra independiente de la línea a proteger, se obtiene el valor de la intensidad de tierra directamente como magnitud de medida. Si se ha previsto en el equipo la entrada \bar{I}_4 para la medida de intensidad con alta sensibilidad, entonces se debe utilizar esta intensidad \bar{I}_4 teniendo en cuenta el factor I_4/I_f (figura

3.142). Ya que el margen lineal de esta entrada de medida es muy limitado en el sector superior, esta intensidad solo es evaluada hasta una amplitud de aprox. 1.6A. Con valores de intensidad más altos el equipo cambia automáticamente a un modo de evaluación de la intensidad homopolar por cálculo en base a las intensidades de fase. De esta manera, es posible evaluar la intensidad a tierra tanto en el rango de valores mínimos como también de valores altos los de un cortocircuito a tierra.

Power System Data 1		
Transformers Power System Breaker		
Settings:		
No.	Settings	Value
0201	CT Starpoint	towards Line
0203	Rated Primary Voltage	220,0 kV
0204	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)	100 V
0205	CT Rated Primary Current	1250 A
0206	CT Rated Secondary Current	1 A
0210	V4 voltage transformer is	Vsy2 transformer
0211	Matching ratio Phase-VT To Open-Delta-VT	1,73
0212	VT connection for Vsy2	B-G
0214A	Angle adjustment Vsy2-Vsy1	0 °
0215	Matching ratio Vsy1 / Vsy2	1,00
0220	I4 current transformer is	Neutral Current (of the protected line)
0221	Matching ratio I4/ph for CT's	1,000

Fig. 3.142 Sensibilidad para la corriente I4

La tensión homopolar se determina por la ecuación $3\bar{U}_0 = \bar{U}_{L1-E} + \bar{U}_{L2-E} + \bar{U}_{L3-E}$. Dependiendo de la utilización de la cuarta entrada de tensión \bar{U}_4 del equipo, ésta se mide o se calcula. Si la cuarta entrada de tensión está conectada al devanado delta abierto U_{en} de un grupo de transformadores de tensión y ésta está configurada correspondientemente, se debe utilizar esta tensión teniendo en cuenta el factor U_f/U_{en} . De otra manera el equipo calcula la tensión homopolar utilizando las tensiones de fase.

Protección de potencia homopolar: La protección de potencia homopolar trabaja según la característica de disparo dependiente de la potencia. Ésta puede ser ajustada en lugar del escalón de sobreintensidad de tiempo inverso. La potencia se calcula de la tensión homopolar y de la intensidad homopolar. Determinante es la componente S_r en dirección de un ángulo de compensación ajustable φ_{comp} , que se denomina potencia homopolar compensada, $S_r = 3I_0 \cdot 3U_0 \cdot \cos(\varphi - \varphi_{comp})$ con $\varphi = \angle(U_0; I_0)$. φ_{comp} se determina por tanto la dirección de la sensibilidad máxima haciendo $\cos(\varphi - \varphi_{comp}) = 1$ ($\varphi = \varphi_{comp}$). Con la información del signo matemático, el cálculo de potencia incluye la dirección. Con un cambio del signo matemático se puede determinar la potencia para la dirección opuesta. La característica potencia-tiempo puede ser desplazada en dirección

de la potencia mediante un valor de referencia S_{ref} (= valor básico para la característica inversa con $\phi = \phi_{comp}$ y en dirección del tiempo por un factor k).

Estabilización de intensidad de fase: Las condiciones de carga no equilibrada en redes con múltiples puestas a tierra o los diferentes errores de transformadores de intensidad pueden dar el resultado de una intensidad homopolar. Esta intensidad homopolar podría ser la causa de un arranque defectuoso de los escalones de intensidad a tierra si se parametrizan los umbrales con valores bajos. Para evitar esto, los escalones de intensidad a tierra son estabilizados mediante la intensidad de fase. Con valores de intensidad más altos, se elevan los umbrales de arranque (figura 3.143). El factor de estabilización (pendiente) puede cambiarse por medio del parámetro **ESTAB.310 If** (dirección 3104). Éste es válido para todos los escalones.

50N/51N Ground OverCurrent - Settings Group A

General | 50N-1 | 50N-2 | 50N-3 | 51N InverseTime | Direction |

Settings:

No.	Settings	Value
3101	50N/51N Ground Overcurrent	ON
3102	Block 50N/51N for Distance protection	with every Pickup
3174	Block 50N/51N for Pickup 21	in zone Z1/Z1B
3103	Block 50N/51N for 1pole Dead time	YES
3104A	Stabilisation Slope with Iphase	10 %
3105	3I0-Min threshold for Pilot Prot.schemes	0,08 A
3109	Single pole trip with ground f.f. prot.	YES
3170	2nd harmonic ratio for inrush restraint	15 %
3171	Max.Current, overriding inrush restraint	7,50 A
3172	Instantaneous mode after SwitchOnToFault	with Pickup and direction
3173	Trip time delay after SOTF	0,00 sec

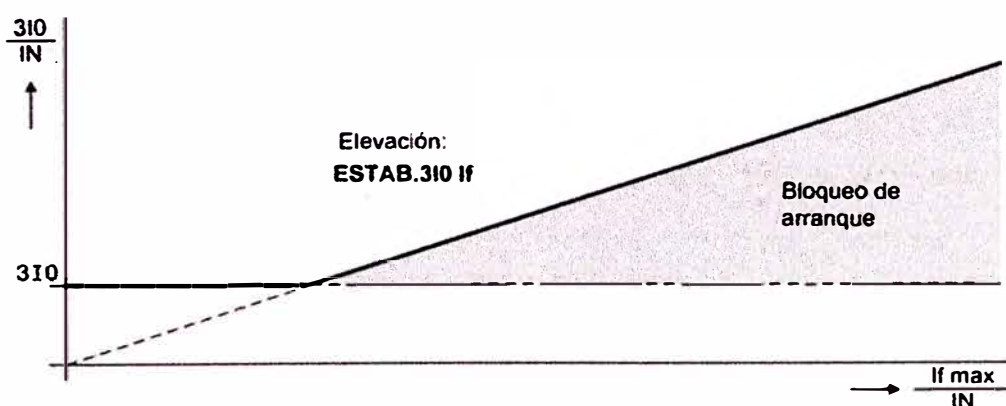


Fig. 3.143 Estabilización de intensidad de fase

Estabilización de la intensidad de cierre (inrush)

En el caso de un transformador, se debe tener en cuenta que puede establecerse un alto valor de intensidad (inrush) cuando se energiza el transformador, también de la intensidad homopolar, si el neutro del transformador está puesto a tierra. La intensidad

de cierre (inrush) puede ser un múltiplo de la intensidad nominal y puede circular un tiempo que va desde algunos milisegundos hasta varios minutos. A pesar de que mediante el filtrado de la intensidad de medida sólo se evalúa la onda fundamental, pueden ocurrir reacciones erróneas durante la energización del transformador, si se parametrizan temporizaciones muy cortas, ya que la intensidad inrush contiene también una componente notable de onda fundamental que depende del tipo y tamaño del transformador.

La estabilización de la intensidad de cierre bloquea el disparo de todos los escalones para los cuales ha sido activada, siempre que se detecte dicha intensidad.

La intensidad de cierre se caracteriza por su contenido relativamente alto de segundo armónico, que prácticamente es inexistente en la intensidad de cortocircuito. Para el análisis de la frecuencia se emplean filtros digitales que efectúan un análisis Fourier de la intensidad. Se bloquea el escalón afectado en el momento que el contenido de armónicos es mayor que el valor ajustado (**2º armón.bloq.**). El bloqueo Inrush sólo es efectivo a partir de una intensidad mínima. Este valor es de 22mA secundarios para equipos con un transformador de intensidad a tierra sensible y de $0.41 I_N$ para equipos con transformador de intensidad a tierra normal.

Determinación de la dirección con un sistema homopolar: La determinación direccional se lleva a cabo con la comparación de la intensidad medida $\bar{I}_E (= -3.\bar{I}_O)$, con una tensión de referencia \bar{U}_P . La tensión requerida para la determinación direccional \bar{U}_P se puede formar de la intensidad del neutro \bar{I}_Y de un transformador puesto a tierra, siempre y cuando esté disponible. Además, es posible medir tanto la tensión homopolar $3.\bar{U}_O$, como también la intensidad del neutro \bar{I}_Y de un transformador. El valor de referencia \bar{U}_P es entonces la suma de la tensión homopolar $3.\bar{U}_O$ y una magnitud proporcional a la intensidad del neutro \bar{I}_Y que corresponde a 20V con intensidad nominal (figura 3.144).

La determinación direccional utilizando la intensidad del neutro del transformador no depende de los transformadores de tensión y por lo tanto, este procedimiento actúa de manera fiable durante un defecto en el circuito secundario de los transformadores de tensión. Sin embargo es imprescindible que las intensidades de cortocircuito a tierra sean alimentadas principalmente a través del transformador en cuyo neutro se efectúa la medida. La determinación direccional requiere una intensidad mínima $3.\bar{I}_O$ y una tensión homopolar (de desplazamiento) mínima ajustable $3.\bar{U}_O$.

Si la tensión de desplazamiento es muy pequeña, sólo se podrá efectuar una determinación direccional, si se puede medir la intensidad del neutro del transformador y ésta posee un valor mínimo de acuerdo al ajuste $\bar{I}_Y >$. La determinación direccional con $3\bar{U}_0$ se suspende, si el equipo detecta un fallo en el circuito secundario del transformador de tensión (aviso por entrada binaria: Fallo fusible del transformador de tensión, "Fuse Failure Monitor", supervisión de pérdida de la tensión de medida) o si ha sido detectada una pausa monopolar sin tensión.

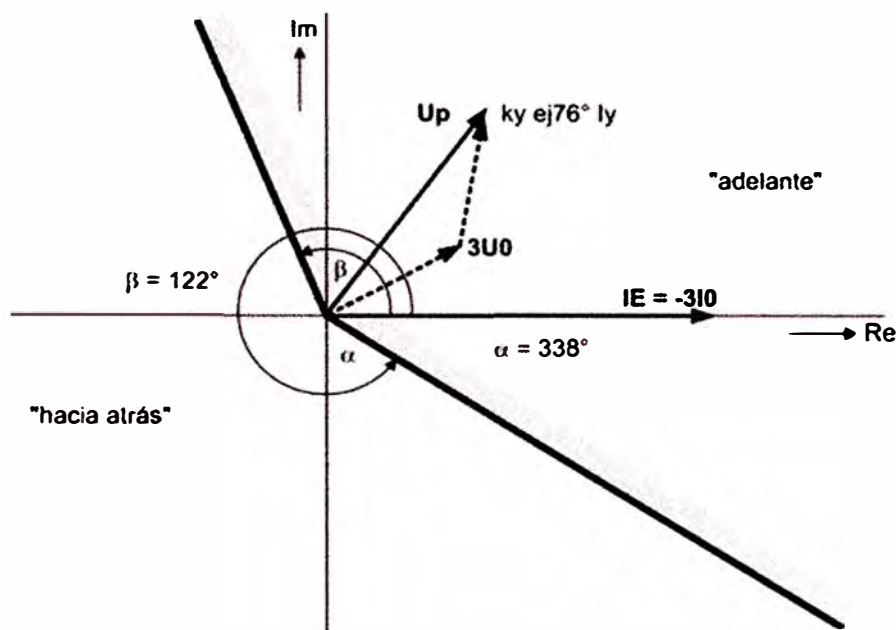


Fig 3.144 Característica direccional de la protección de fallas a tierra

Supervisión del ángulo de fase de la potencia de secuencia positiva

Con esta función de supervisión se puede detectar la dirección de la potencia. Se puede supervisar el ángulo de fase de la potencia compleja y generar un aviso cuando el vector de potencia se encuentra dentro de un segmento ajustable.

Un ejemplo para esta aplicación es la señalización de la potencia reactiva capacitiva. Entonces, el aviso de supervisión puede ser utilizado para el control de la protección de sobreintensidad. Para esto se debe realizar dos ajustes de ángulo como se representa en la figura 3.145.

En este ejemplo se ajustó $\varphi_A = 200^\circ$ y $\varphi_B = 340^\circ$. Si el ángulo de fase $\varphi(\hat{S}_1)$ medido de la potencia de secuencia positiva se encuentra dentro del área marcada por φ_A y φ_B del plano P – Q, se genera un aviso " $\varphi(PQ \text{ sec.pos})$ " (Nº 130).

Los ángulos de fase φ_A y φ_B pueden ser ajustados libremente entre los valores de 0° y 359° . El área comienza con φ_A y se abre en sentido matemático positivo hasta el ángulo

ϕ_B . Una histéresis de 2° impide avisos erróneos que podrían ocurrir en los límites de transición.

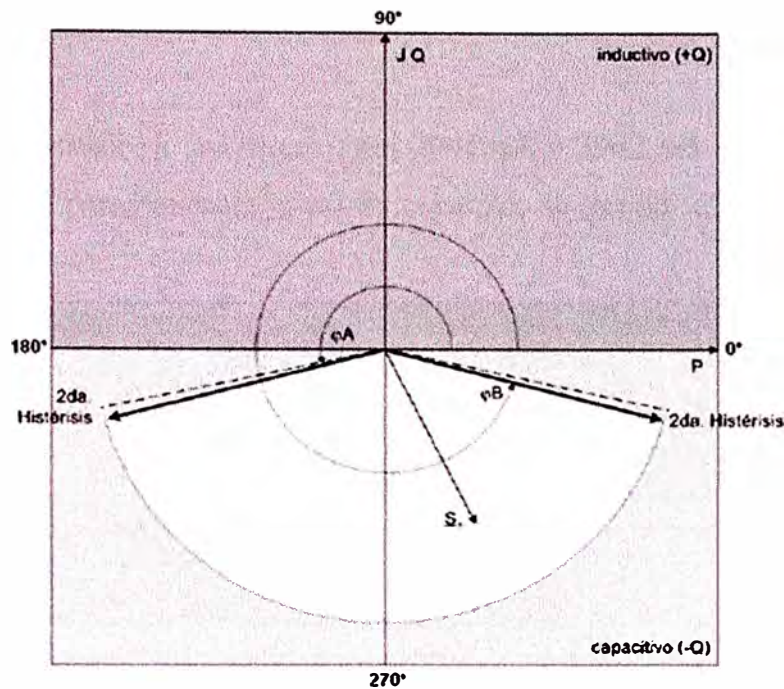


Fig. 3.145 Supervisión ángulo de fase de la potencia de secuencia positiva

La función de supervisión también puede ser utilizada para la señalización de la potencia activa negativa. En ese caso, se deben determinar las zonas como en la figura 3.146

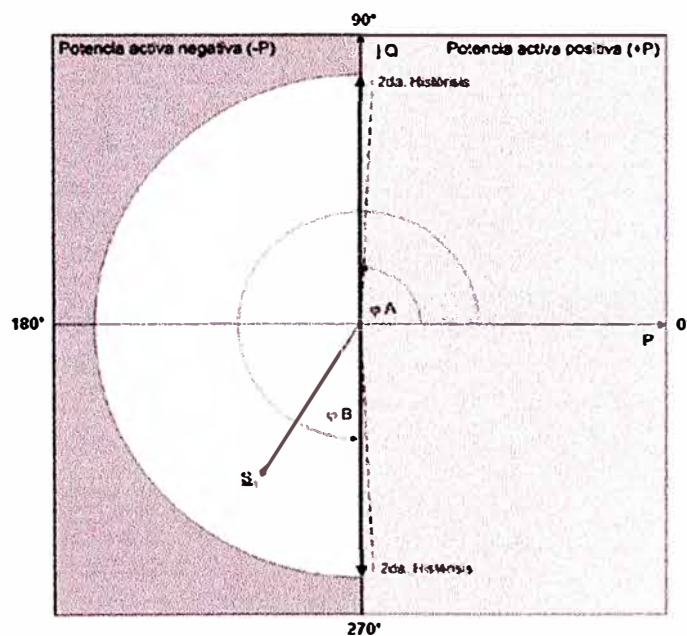


Fig. 3.146 Supervisión ángulo de fase de la potencia activa negativa

La diferencia entre los ángulos debe ser de al menos 3° , de otra manera la supervisión es bloqueada y se genera el aviso " *ϕ Error parám.*" (Nº 132).

Las siguientes condiciones posibilitan la autorización de la medida:

. La intensidad de secuencia positiva \bar{I}_1 es mayor que el valor ajustado para el parámetro 2943 $I_1>$.

. La tensión de secuencia positiva \bar{U}_1 es mayor que el valor ajustado para el parámetro 2944 $U_1>$.

. Los ángulos ajustados bajo las direcciones 2941 ϕA y 2942 ϕB deben diferenciarse al menos en 3° . Si la parametrización no es correcta, se genera el aviso 132 “ ϕ Error parám.”

Measurement Supervision - Settings Group A

Balance / Summ. | Meas.Volt.Fail | VT mcb | Load Angle |

Settings:

No.	Settings	Value
2941	Limit setting PhiA	200 °
2942	Limit setting PhiB	340 °
2943	Minimum value I1>	63 A
2944	Minimum value U1>	44,0 kV

. Las funciones de “*Fallo fusible ó Fuse-Failure-Monitor*” y supervisión de fallo de tensión de medida no deben haber reaccionado ni tampoco debe activarse el aviso por entrada binaria 361 “> FAIL: Feeder VT”. Si la supervisión no está en funcionamiento, se genera el aviso “ ϕ (PQ Pos) block” (Nº 131).

Power System Data 1

Transformers | Power System | Breaker |

Settings:

No.	Settings	Value
0201	CT Starpoint	towards Line ▼
0203	Rated Primary Voltage	220,0 kV
0204	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)	100 V
0205	CT Rated Primary Current	1250 A
0206	CT Rated Secondary Current	1A

Measurement Supervision - Settings Group A

Balance / Summ. | Meas.Volt.Fail | VT mcb | Load Angle |

Settings:

No.	Settings	Value
2910	Fuse Failure Monitor	ON
2911A	Minimum Voltage Threshold V>	96,8 kV
2912A	Maximum Current Threshold I<	125 A
2913A	Maximum Voltage Threshold V< (3phase)	11,0 kV
2914A	Differential Current Threshold (3phase)	125 A
2915	Voltage Failure Supervision	with current supervision

La figura 3.147 muestra la lógica de la supervisión del ángulo de fase con sistema de secuencia positiva.

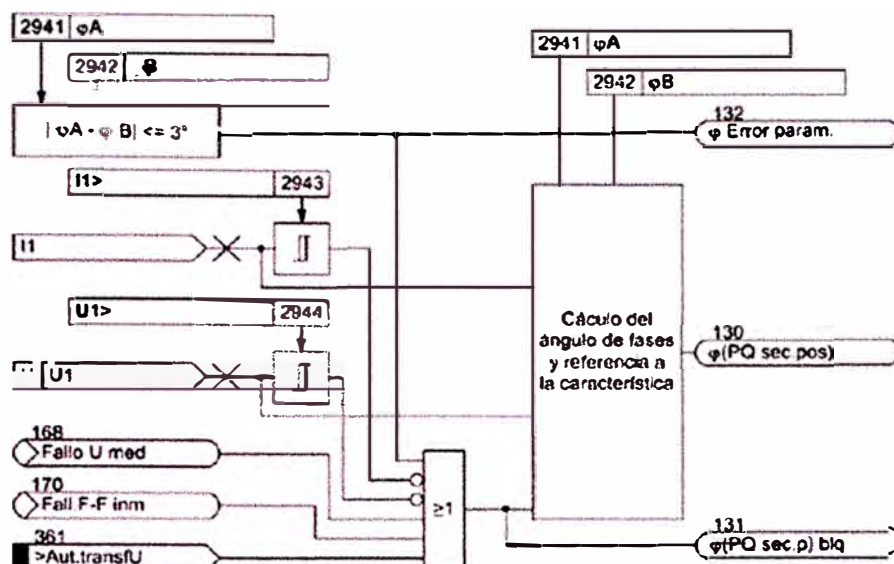


Fig. 3.147 Lógica de la supervisión de ángulo de fase con secuencia positiva

3.13 Efectos del arco eléctrico en los relés de impedancia

En todo cortocircuito se tiene la presencia de arco eléctrico, estos arcos tienen características puramente resistivas por lo que la resistencia eléctrica equivalente es paralela al eje R en el diagrama R vs jX , es decir el valor de la impedancia vista por el relé será la impedancia de la línea en el punto de falla más la resistencia de arco eléctrico.

$$\dot{Z}_{\text{VISTO POR RELÉ}} = \dot{Z}_{\text{FALLA}} + R_{\text{ARCO ELÉCTRICO}}$$

La resistencia de arco es variable pero su valor máximo es el mismo en cualquier punto del sistema independientemente del punto de falla. Luego, si colocamos esta resistencia máxima en todo el tramo de línea, la impedancia vista por un relé de distancia será el mostrado en el gráfico siguiente:

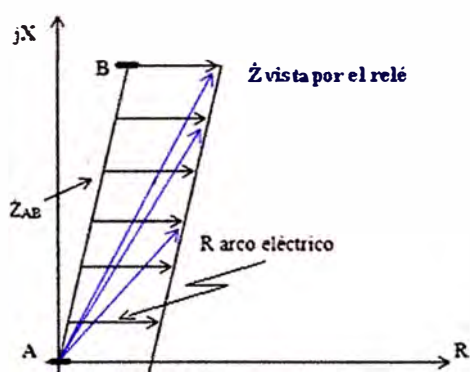


Fig. 3.148 Impedancia vista por el relé

Si ajustamos el alcance de la zona uno del relé hasta un 80% de la impedancia de la línea de transmisión veremos que debido a la resistencia de arco, la impedancia vista por el relé caería fuera de su zona de actuación; la figura 3.149 muestra la reducción en dicho alcance debido a la influencia de la resistencia de arco en el punto de falla.

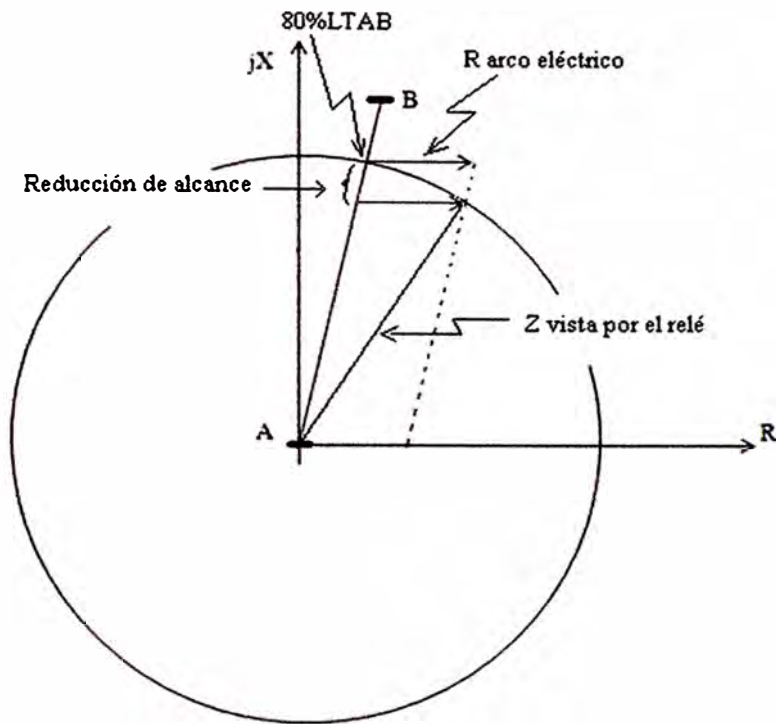
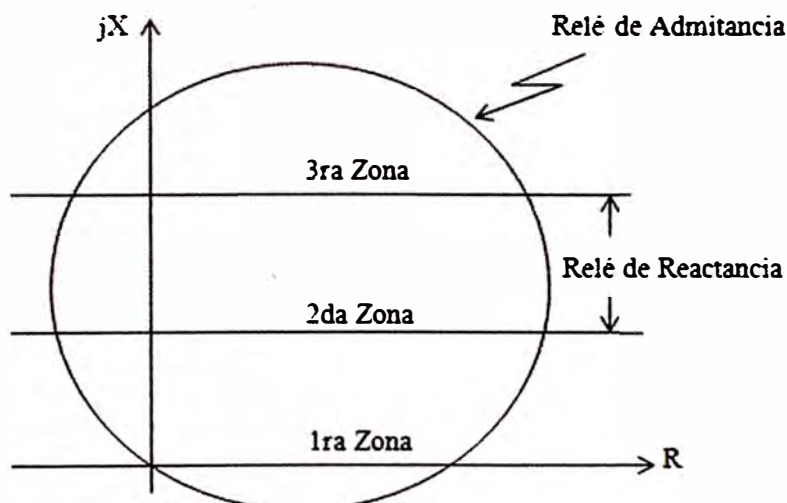


Fig. 3.149 Reducción del alcance en la Línea

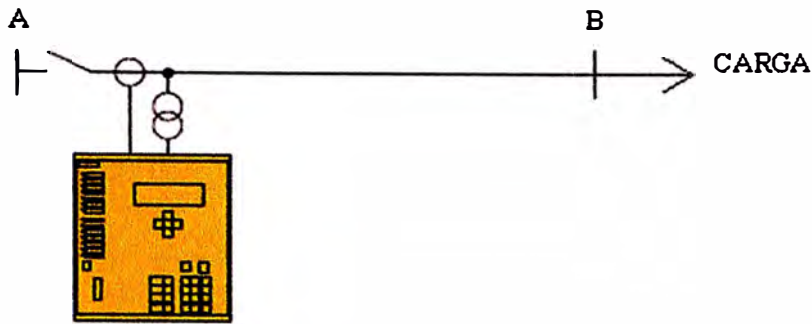
Esta disminución no se muestra en el relé de reactancia pues este es inmune a la variación de la resistencia de arco ya que su alcance o actuación depende únicamente del valor de la reactancia medida en el punto de falla la cual deberá ser menor al de su ajuste para que el relé actúe.

3.14 Relé de reactancia y arco eléctrico

El relé de reactancia es óptimo para proteger sistemas con mucha influencia de desplazamiento de impedancia debido a arcos eléctricos. Como su mismo nombre lo indica este relé solo mira reactancias, entonces podríamos tener actuaciones indebidas cuando la carga tenga un elevado factor de potencia ($\cos \Phi \approx 1$). Debido a esto, el relé de reactancia debe operar conjuntamente con un relé de admitancia. En la figura vemos un relé de reactancia actuando en dos zonas en combinación con un relé de admitancia.



Para una línea de transmisión que atiende una carga, por ejemplo una ciudad.



La impedancia vista por el relé en operación normal es:

$$\dot{Z} \text{ vista por el relé} = \dot{Z}_{AB} + \dot{Z} \text{ ciudad}$$

La impedancia de la ciudad es:

$$\dot{Z} \text{ ciudad} = R \text{ ciudad} + jX \text{ ciudad} \gg \dot{Z}_{AB}$$

Supongamos que el factor de potencia de las cargas en la ciudad es mayor o igual a 0.93, entonces:

$$\cos \theta \geq 0.93$$

$$-21.57 \leq \theta \leq 21.57$$

En operación normal del sistema, la impedancia vista por el relé para las cargas de la ciudad se encontraría fuera del alcance del relé de admitancia, se puede visualizar que si no hubiese relé de admitancia, habría actuación de la protección pues el relé de reactancia mediría el punto de operación de la carga en la ciudad con una reactancia pequeña negativa (capacitiva) por debajo de su ajuste.

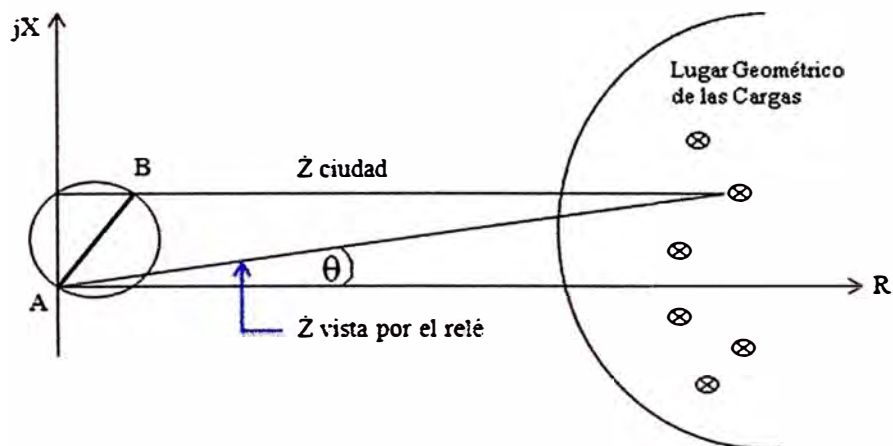
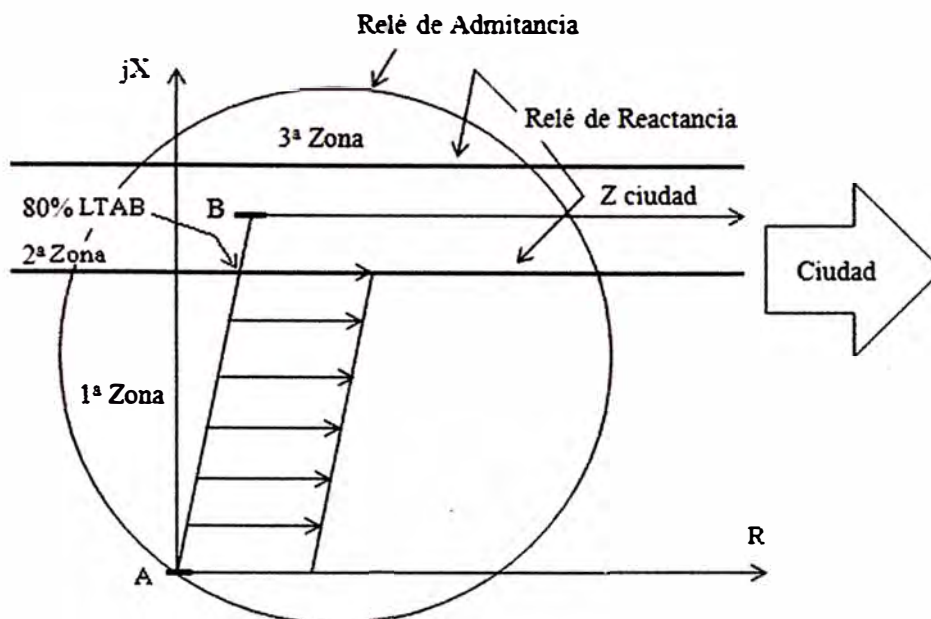


Fig. 3.150 Impedancia vista por el relé MHO y jX

Para el caso de una falla en la línea de transmisión AB con presencia de arco eléctrico, el punto de falla se desplazaría dentro de la zona de actuación y por lo tanto sería visto por el relé de reactancia y admitancia provocando que la protección actúe.



Conforme la carga cambia su punto de operación, cambia también la impedancia vista por el relé 21 ubicado en la barra A, así mismo la impedancia vista por este relé cambia debido a corto circuitos y oscilaciones de Potencia.

En el caso de cambio de punto de operación de la carga no existirá riesgo de operación de la protección pues esta fuera del alcance del relé de admitancia.

En el caso de corto circuito en el tramo de la línea de transmisión AB, la impedancia de falla vista por el relé está dentro de su zona de operación del relé, en este caso el relé actúa instantáneamente si esta falla se sitúa en la zona 1. Dado que el sistema eléctrico es mantenido por generadores síncronos, al ocurrir una falla que provoca la apertura del interruptor y la consecuente salida de la línea que mantiene cargas capacitivas e inductivas enganchadas al sistema, esta operación provoca en otras barras perturbaciones tanto en tensión como en corriente. Estas variaciones hacen que las maquinas síncronas oscilen o pierdan el paso provocando perturbaciones en todo el sistema eléctrico; esta situación es vista por los relés de distancia; la evolución de sus trayectorias en el plano de impedancias se muestra en la figura siguiente:

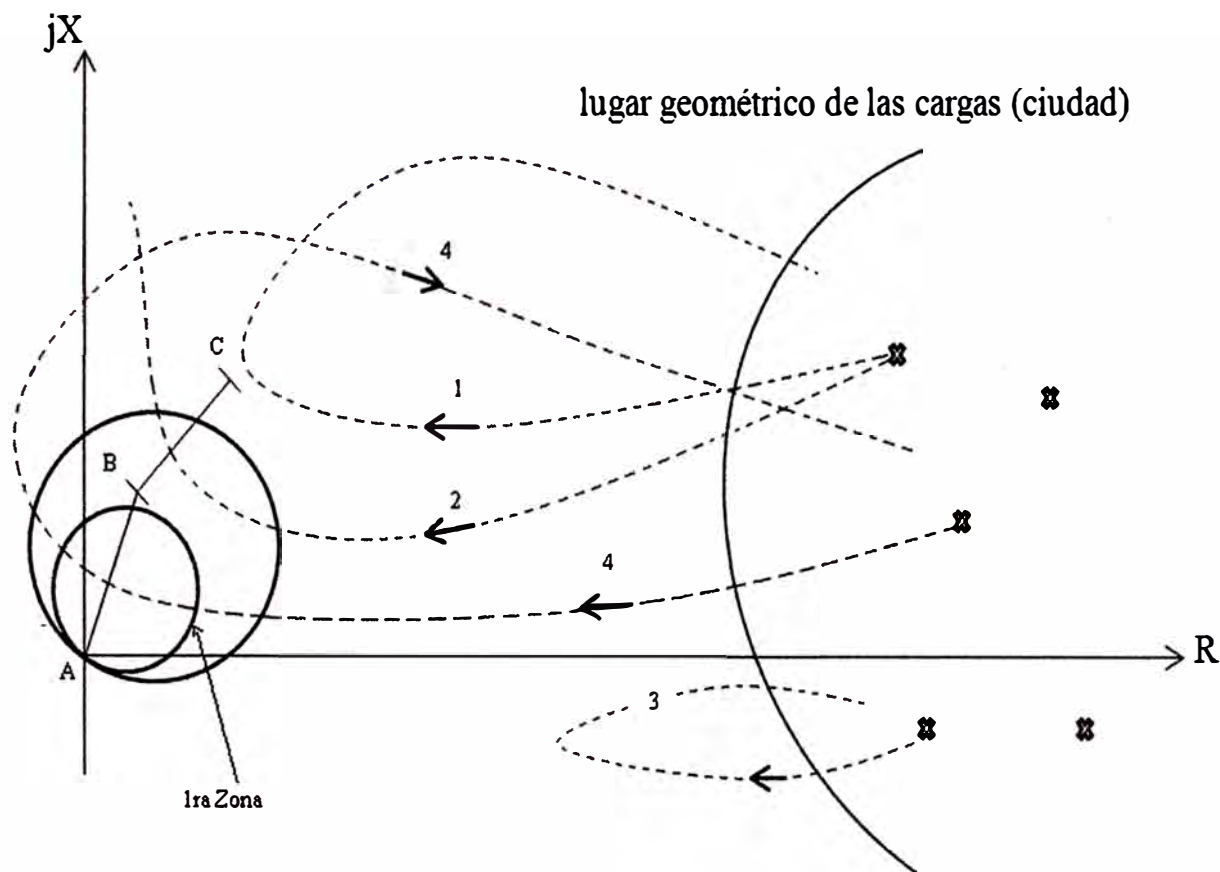


Fig. 3.151 Oscilaciones de Potencia [11]

En la oscilación de Potencia, la variación de la impedancia vista por el relé 21 es mostrada por los trazos punteados, estas cargas evolucionan con cierta velocidad (Ω/s); esta evolución no es tan rápida como los que se dan por un cortocircuito, siendo esta la principal diferencia entre una oscilación y una falla en el sistema eléctrico.

Oscilación 1: Esta oscilación es vista por el relé 21 pero no actúa debido a que la impedancia no entra a la zona de actuación del relé.

Oscilación 2: Esta oscilación entra a la zona 2 del relé, pero sale de esta zona antes de llegar a la temporización del relé para cerrar su contacto por una falla en la zona 2, en el caso de que la oscilación fuera muy lenta y su permanencia en zona 2 rebasara la temporización, el relé actuará.

Oscilación 3: Esta oscilación es muy pequeña y no tiene mayores consecuencias.

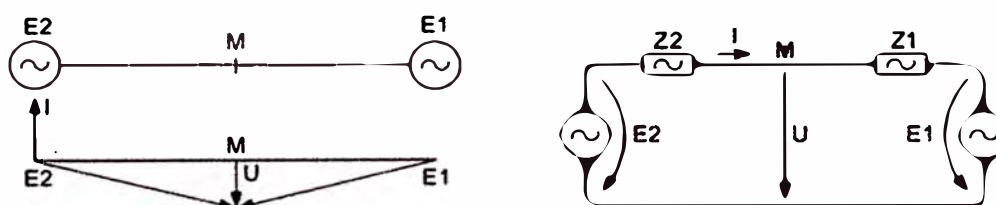
Oscilación 4: Esta oscilación es la más peligrosa debido a que entra a la zona 1 ósea al tramo protegido del relé 21, pero la protección no debe actuar pues no es un cortocircuito; el bloqueo de la actuación del relé para fallas dentro de esta zona es hecha por la función 68, y puede hacerse extensiva hasta una 2da y 3ra zona dependiendo de las características del sistema en estudio.

3.15 Oscilación de potencia (68)

Los relés de distancia disponen de una función adicional de oscilación que impide un disparo de la protección de distancia durante oscilaciones de potencia (bloqueo por oscilación) y que también permite efectuar un disparo durante oscilaciones de potencia inestables (disparo por oscilación de potencia). El bloqueo por oscilación de potencia es una función adicional en la protección de distancia para evitar disparos incontrolados. Además, en determinados lugares de la red se posicionan dispositivos de disparo que sirven para separar la red en lugares selectivos, en caso de pérdidas de sincronismo debido a las oscilaciones de potencia (inestables) de gran magnitud.

Descripción funcional:

Después de procesos dinámicos como variaciones bruscas de carga, cortocircuitos, interrupciones breves, conmutaciones, puede ocurrir que los generadores deban adaptarse al nuevo balance de potencia de la red bajo condiciones desfavorables ocasionadas por oscilaciones de potencia. Durante las oscilaciones aparecen en la protección de distancia altas intensidades de compensación y sobre todo en el centro eléctrico tensiones débiles (figura 3.152). Bajas tensiones con altas intensidades de corriente al mismo tiempo, significan aparentemente bajas impedancias, que podrían ocasionar un disparo en la protección de distancia. En redes extensas con transporte de alta potencia puede incluso ponerse en peligro la estabilidad del transporte de energía debido a estas oscilaciones de potencia.



$$I = \frac{E_1 - E_2}{Z_1 + Z_2} \quad \text{en el puesto de medida M}$$

Fig. 3.152 Oscilación

Para la descripción funcional se toma como ejemplo la característica poligonal. Esta descripción también es válida para la característica circular (entonces se reemplazan los polígonos por los círculos de impedancia correspondientes).

Las oscilaciones de potencia de la red son procesos simétricos trifásicos. Por regla general se puede tener en cuenta que existe una cierta simetría entre las magnitudes. Las oscilaciones de potencia de la red pueden ocurrir también debido a procesos asimétricos, por ejemplo, durante cortocircuitos bifásicos o desconexiones monopolares.

Para este objetivo, la detección de la oscilación en el relé de distancia ha sido concebida con tres procesamientos operacionales. Para cada fase se dispone de un sistema de medida.

Aún cuando se hayan detectado oscilaciones de potencia, cualquier cortocircuito que pueda ocurrir durante ese momento, produce una rápida cancelación del bloqueo por oscilación en las fases afectadas, permitiendo por consiguiente el disparo de la protección de distancia.

Para la detección de una oscilación de potencia se mide la velocidad de variación del vector impedancia. Un aviso se genera, si el vector de impedancia entra al campo de detección de oscilación PPOL (figura 3.153) y también si se cumplen los demás criterios de detección. El campo de arranque APOL en una característica poligonal está definido por los mayores valores de ajuste para R y X de todas las zonas efectivas. Entre el campo de oscilación y el campo de arranque existe una distancia mínima Z_{Dif} de 5Ω (para $I_N = 1A$) o de 1Ω (para $I_N = 5A$) en todas las direcciones. Durante el cortocircuito (1), el vector de impedancia se desplaza espontáneamente desde el estado de carga a la zona de arranque. Por el contrario, durante una oscilación síncrona, el vector impedancia entra primero a la zona detección de oscilación PPOL y después a la zona de arranque APOL (2). También es posible que un vector de impedancia entre a la zona de oscilación y vuelva a salir sin alcanzar la zona de arranque (3). Si el vector recorre la zona completa de oscilación, entonces los sectores de la red a partir de la posición de montaje de la protección se encuentran en estado asíncrono (4): La transmisión de potencia es inestable.

La velocidad de variación de los tres vectores de impedancia se supervisa en ciclos de $\frac{1}{4}$ de período (4.16mseg).

3.15.1 Métodos de operación:

Para detectar una oscilación de potencia, se mide la velocidad de variación del vector impedancia; Para que la operación del relé sea segura durante la detección de una oscilación de potencia sin el riesgo de una sobre actuación de la detección de la oscilación durante la falla, se usan los siguientes criterios de mediciones:

- . **Trayectoria monótona:** La velocidad de variación del vector de impedancia es decisiva para la diferenciación entre casos de falla y oscilaciones de potencia.

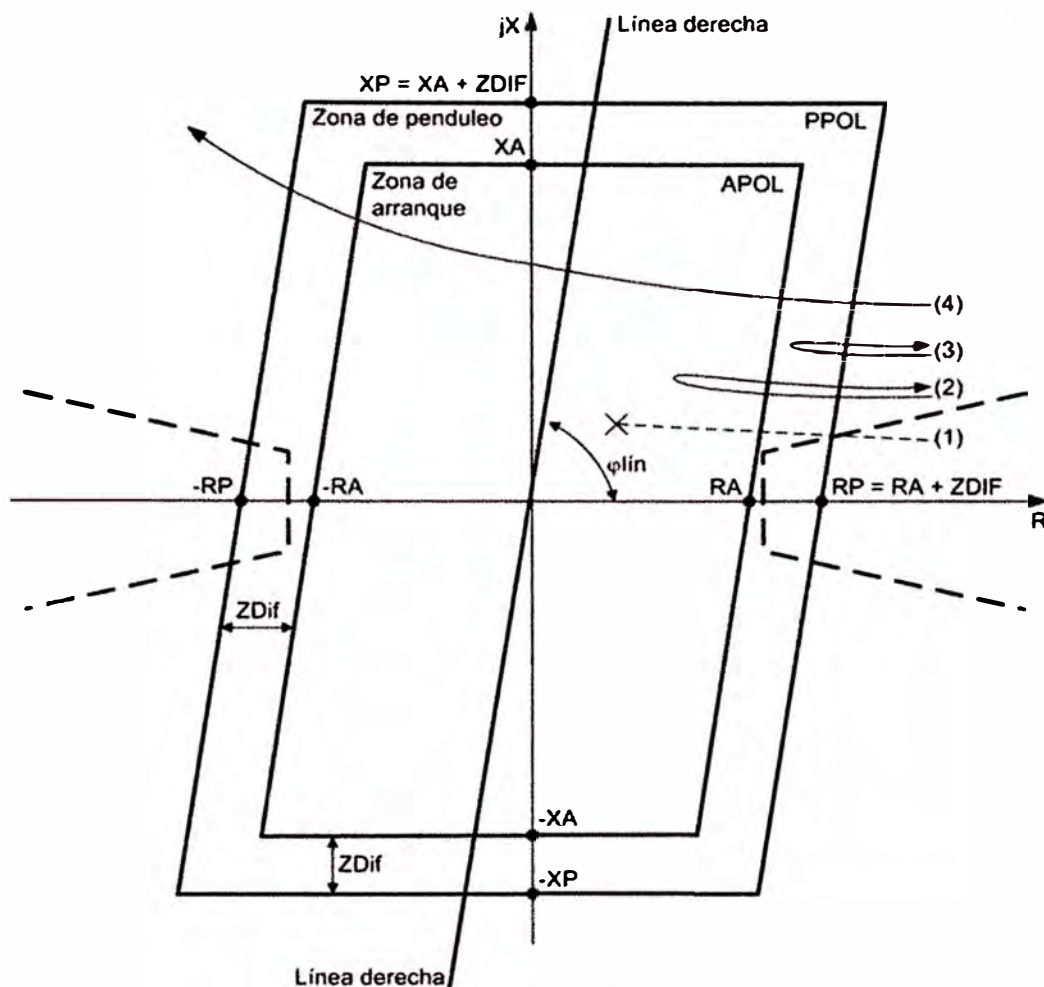


Fig. 3.153 Característica de operación para la detección de oscilación poligonal

Durante una oscilación de potencia, la impedancia medida dispone de un curso de dirección de movimiento. Este curso de movimiento se produce exactamente cuando no más de uno de los dos componentes ΔR y ΔX cuenta con un cambio de dirección dentro de una ventana de medición. Una falla por lo general provoca un cambio de la dirección en ΔR así como en ΔX dentro de una ventana de medición; en las oscilaciones de potencia la impedancia medida muestra, comparando dos puntos de prueba, una variación pronunciada en R y X , caracterizadas en la figura 3.154 como $dR(k)$ y $dX(k)$.

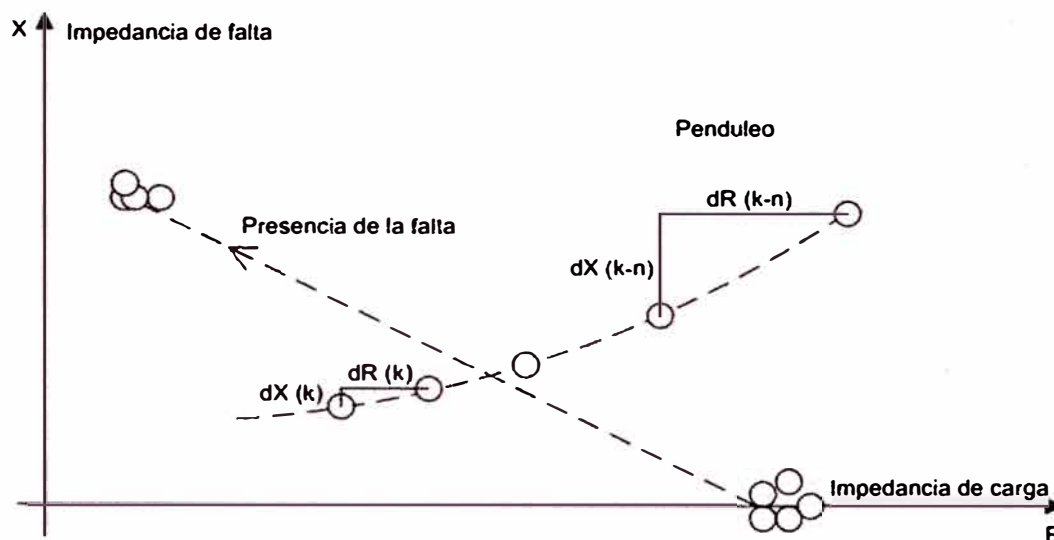


Fig. 3.154 Vector de impedancia durante la oscilación

- . **Trayectoria continua:** Durante una oscilación de potencia, la distancia entre dos valores de impedancia posterior cuenta con un claro cambio de ΔR ó ΔX . En caso de una falla, el vector de impedancia salta a la impedancia de falla sin moverse después; en este caso se produce una alteración tan rápida, que como consecuencia no se activa la detección de oscilaciones de potencia.
- . **Uniformidad de la trayectoria:** Durante la oscilación de potencia, la relación entre dos cambios posteriores ΔR ó ΔX no será superior al umbral, lo cual quiere decir que la diferencia de un punto de prueba al próximo es relativamente pequeña, es decir $|dR(k) - dR(k+1)| < \text{valor umbral}$.
- . **Estabilidad de la trayectoria:** Durante una oscilación de potencia, el vector de impedancia puede entrar en la característica de impedancia, entonces esto ocurre en un punto de la curva elíptica que corresponde a una inestabilidad estática. Para autorizar la detección de oscilación existe también un criterio adicional. La figura 3.155 muestra la zona de inestabilidad estática. Este campo es detectado por el relé de distancia. Para esto el equipo determina por cálculo el centro de la elipse y comprueba si el valor X actualmente medido (valor real) es menor que este valor calculado.
- . **Simetría de la trayectoria:** Adicionalmente a estas mediciones se comparan 3 fases una con la otra, para asegurarse que éstas sean simétricas. Si ocurre una oscilación de potencia, mientras esté abierto un polo, entonces sólo dos de las tres fases reconocen una trayectoria de impedancia. En este caso, sólo se comprueban estas dos trayectorias de fase para asegurarse que éstas están establecidas en forma simétrica.
- . **Detección de Oscilación:** Para lograr un funcionamiento estable y seguro en la detección de oscilación, sin que se active la función de bloqueo por oscilación en la

instalación en caso de una falla, se hace una combinación lógica de diferentes criterios de medida.

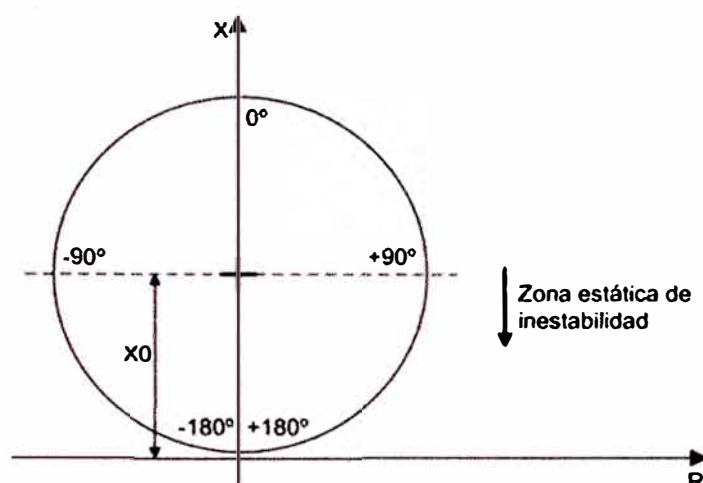


Fig. 3.155 Inestabilidad estática

En la figura 3.156 se muestra un diagrama lógico simplificado para la detección de oscilación. Esta medida se efectúa para cada fase. Antes de que se genere una señal por detección de oscilación, la impedancia medida debe encontrarse dentro del polígono de oscilación (PPOL). A continuación se indican 4 criterios de medida adicionales:

Continuidad de la trayectoria: Los valores medidos R y X deben establecer una línea constante. No es permitida la existencia de un salto de un valor de medida al próximo. Ver la figura 3.154

Monotonía de la trayectoria: La trayectoria de impedancia no debe cambiar al principio de dirección R.

Simetría de la trayectoria: La trayectoria de cada fase es evaluada individualmente. Si no ocurre ninguna falla, estas tres trayectorias deberán ser simétricas. En caso de apertura monopolar, las dos trayectorias restantes deberán ser simétricas.

Estabilidad de la trayectoria: Si durante una oscilación de potencia, la trayectoria de impedancia entra al polígono de oscilación PPOL, entonces esto significa que el sistema se encuentra en el área de inestabilidad estática. En la figura 3.155 este estado corresponde a la mitad inferior del círculo.

Todas estas condiciones mencionadas deberán ser cumplidas para que pueda ser accionado un bloqueo por oscilación. Si el bloqueo se ha activado, entonces éste permanecerá activo, hasta que el vector de impedancia abandone el polígono de oscilación PPOL. Condición es, sin embargo, que durante esta fase no ocurra una falla. Si se detecta un salto en la trayectoria o una asimetría de las trayectorias pendulares,

entonces el bloqueo por oscilación de potencia será retirado. La detección de la oscilación se puede bloquear a través de una entrada binaria.

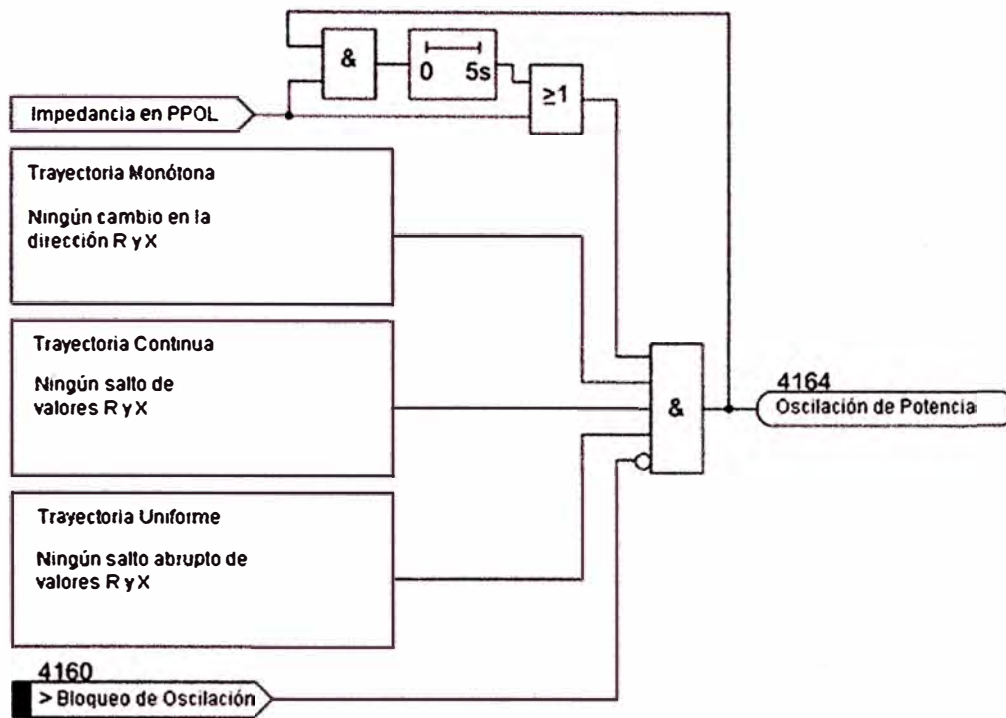


Fig. 3.156 Diagrama lógico de detección de Oscilación de Potencia

Ecuación de oscilación: Una unidad generadora (generador síncrono y su motor primo). El movimiento del rotor según la segunda ley de Newton es:

$$J\alpha_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \dots \dots \dots (3.11)$$

J : momento total de inercia de las masas en rotación, kgm^2

α_m : aceleración angular del rotor, rad/s^2

T_m : momento de torsión mecánico que proporciona el motor primo menos el par de retardo debido a las pérdidas mecánicas, Nm

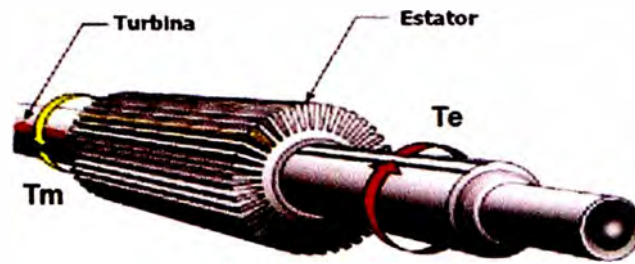
T_e : par eléctrico que representa la entrega de energía eléctrica trifásica total del generador más las pérdidas eléctricas, Nm

T_a : par de aceleración neto, Nm

ω_m : velocidad angular del rotor, rad/s

ω_{msin} : velocidad angular síncrona del rotor, rad/s

θ_m : posición angular del rotor con respecto a los ejes estacionarios, rad



T_m = Par Mecánico de entrada
 T_e = Par eléctrico de salida
 $T_a = T_m - T_e$ = Par acelerante

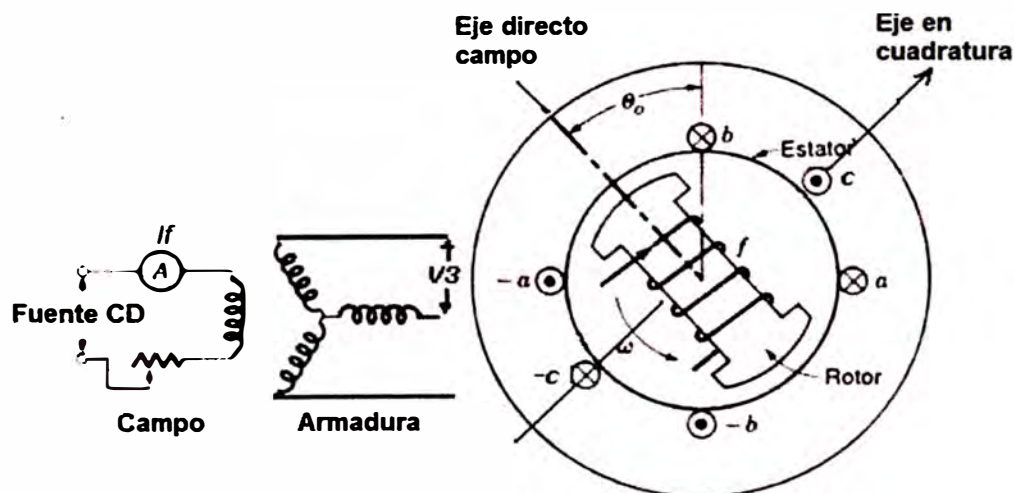
La aceleración angular del rotor está dada por:

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2 \Theta_m(t)}{dt^2}$$

T_m y T_e son positivos para la operación del generador. En estado estable T_m es igual a T_e , el par de aceleración T_a es cero y de la ecuación 4.2.1 la aceleración α_m es cero lo que da por resultado una velocidad constante del rotor llamada velocidad síncrona. Cuando T_m es mayor que T_e , T_a es positivo y α_m por lo tanto positiva, por lo que se tendrá una mayor velocidad del rotor. De igual manera si T_m es menor que T_e , la velocidad del rotor disminuye. Conviene medir la posición angular del rotor con respecto a un eje de referencia de rotación síncrono en lugar de un eje estacionario. De acuerdo con lo anterior se define:

$$\Theta_m(t) = \omega_{msin} t + \delta_m(t) \quad \rightarrow \quad \frac{d\Theta_m(t)}{dt} = \omega_{msin} + \frac{d\delta_m(t)}{dt} \quad \rightarrow \quad \frac{d^2 \Theta_m(t)}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2}$$

δ_m : posición angular del rotor con respecto a la referencia de rotación síncrona, rad



Sustituyendo en 4.3.0 tendremos:

$$\begin{aligned}
 \frac{J \omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} &= \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{nom}} = \frac{P_a(t)}{S_{nom}} \\
 &= P_{mp.u}(t) - P_{ep.u}(t) = P_{ap.u}(t)
 \end{aligned}$$

Utilizando la constante de inercia normalizada H, la cual se define como

$$H = \frac{\text{energía cinética a velocidad síncrona}}{\text{capacidad del generador en VA}} = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{msin}^2}{S_{nominal}} \quad (\text{Joules/VA ó p.u.-segundos})$$

El momento total de inercia de las masas en rotación “J” depende de las dimensiones y el tipo de unidad generadora por lo que varía ampliamente, es conveniente usar la constante H pues queda en un intervalo estrecho.

$$\frac{2H \omega_m(t)}{\omega_{msin}^2} \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = P_{mp.u(t)} - P_{ep.u(t)} = P_{ap.u(t)}$$

$$\text{Velocidad angular del rotor en p.u.: } \omega_{p.u(t)} = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msin}}$$

$$\frac{2H \omega_{p.u(t)}}{\omega_{msin}} \frac{d^2 \delta_m(t)}{dt^2} = P_{mp.u(t)} - P_{ep.u(t)} = P_{ap.u(t)}$$

Para un generador síncrono de P polos, la aceleración angular eléctrica α , la velocidad angular eléctrica ω en rad/s y el ángulo de potencia δ son:

$$\alpha(t) = (P/2) \alpha_m(t)$$

$$\omega(t) = (P/2) \omega_m(t)$$

$\delta(t) = (P/2) \delta_m(t)$, de manera similar la frecuencia eléctrica síncrona en radianes es:

$\omega_{sin} = (P/2) \omega_{msin}$, la frecuencia eléctrica por unidad es:

$\omega_{p.u(t)} = \omega(t) / \omega_{sin} = \omega_m(t) / \omega_{msin}$, reemplazando tenemos:

$$\frac{2H \omega_{p.u(t)}}{\omega_{sin}} \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{mp.u(t)} - P_{ep.u(t)} = P_{ap.u(t)}$$

Siendo: $\delta(t) = \Theta(t) - \omega_{sin} t$

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{sin}$$

$$\frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = \frac{d\omega(t)}{dt} \quad ; \text{ reemplazando}$$

$\frac{2H \omega_{p.u(t)}}{\omega_{sin}} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{mp.u(t)} - P_{ep.u(t)} = P_{ap.u(t)}$

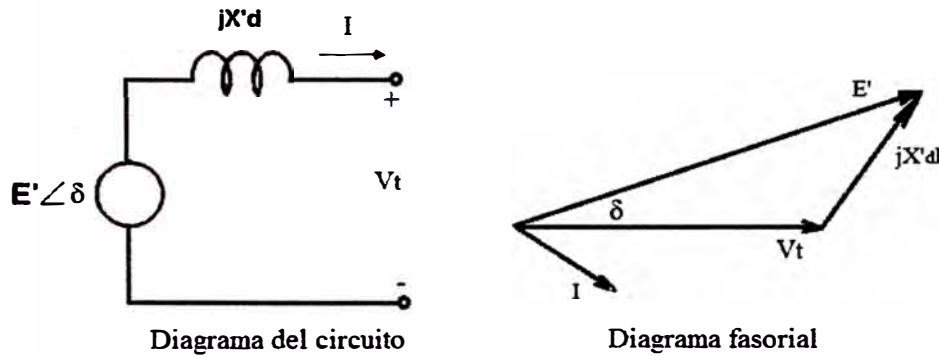
Modelo de generador síncrono simplificado

Para estudios de estabilidad transitoria usaremos un modelo clásico simplificado del generador síncrono. Se representa por una tensión interna constante E' detrás de su reactancia transitoria de eje directo X'd considerando las siguientes suposiciones:

- . El generador está operando en condiciones de secuencia positiva trifásica balanceada
- . La excitación de la máquina es constante

. No se consideran las pérdidas, saturación y saliencia de la máquina.

Cada generador se conecta a un sistema que consiste en líneas de transmisión, transformadores, cargas y otras máquinas. El sistema se representa como un “nodo infinito” detrás de una reactancia de sistema. Un nodo o bus infinito es una fuente de tensión ideal que mantiene constantes la magnitud de tensión, la fase y la frecuencia [6].



La figura 3.157 muestra un generador síncrono conectado a un equivalente del sistema. La magnitud de la tensión V_{bus} y fase de 0° del bus infinito son constantes. El ángulo de fase δ de la tensión interna de la máquina es el ángulo de potencia de la máquina con respecto al nodo infinito. La reactancia equivalente entre la tensión interna de la máquina y el bus infinito es $X_{eq} = X'_d + X$, la potencia real que entrega el generador al bus ó barra infinita es

$$P_e = (E' \cdot V_{bus} / X_{eq}) \cdot \text{Sen} \delta \dots \dots \dots (3.12)$$

Durante las perturbaciones transitorias, tanto E' como V_{bus} se consideran constantes, entonces P_e es una función sinusoidal del ángulo de potencia de la máquina δ .

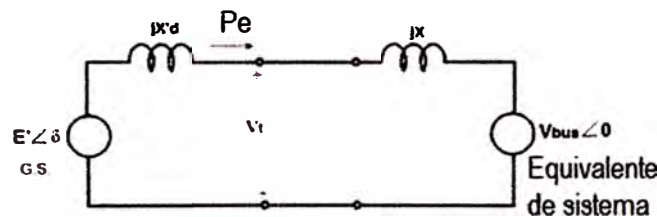


Fig. 3.157

Criterio de las áreas iguales: Consideremos una unidad generadora síncrona conectada mediante una reactancia a un bus infinito. Las curvas de la potencia eléctrica P_e y la potencia mecánica P_m contra el ángulo de potencia δ se muestran en la figura 3.158, P_e es una función sinusoidal de δ según la ecuación 3.12.

Suponga que la unidad opera en estado estable a $P_e = P_m = P_{mo}$ y $\delta = \delta_0$ cuando hay un cambio de escalón en P_m de P_{mo} a P_{m1} en el instante $t = 0$. Por la inercia del rotor, la posición del rotor no puede cambiar de manera instantánea. Es decir, $\delta_m(0^+) = \delta_m(0^-) = \delta_0$ y $P_e(0^+) = P_e(0^-)$. Como $P_m(0^+) = P_{m1}$ es mayor que $P_e(0^+)$, la potencia de aceleración

$P_a(0^+)$ es positiva y $d^2\delta/dt^2(0^+)$ es positiva. El rotor se acelera y δ aumenta. Cuando δ llega a δ_1 , $P_e = P_{m1}$ y $d^2\delta/dt^2$ se vuelve cero. No obstante, $d\delta/dt$ todavía es positivo y δ sigue incrementándose por lo que excede su punto de operación estable final. Cuando δ es mayor que δ_1 , P_m es menor que P_e , P_a es negativa y entonces se desacelera el rotor. Con el tiempo, δ alcanza un valor máximo δ_2 y luego oscila nuevamente hacia δ_1 . Mediante la ecuación de oscilación en la cual no hay amortiguamiento, δ oscilaría en forma continua alrededor de δ_1 . El amortiguamiento debido a las pérdidas mecánicas y eléctricas hace que δ llegue hasta su punto de operación estable final δ_1 . Si el ángulo de potencia sobrepasa a δ_3 , entonces P_m excedería a P_e y el rotor se aceleraría de nuevo, lo que significaría un nuevo incremento en δ y la pérdida de estabilidad. [10]

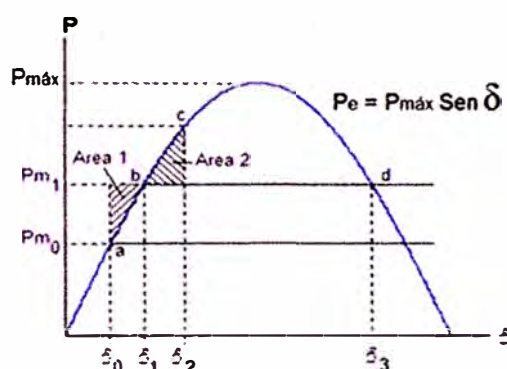


Fig. 3.158 P_e y P_m versus ángulo de potencia

3.15.2 Bloqueo de oscilación: El bloqueo de oscilación afecta a la protección de distancia. Si se han cumplido con los criterios de detección, al menos en una fase, entonces son posibles las siguientes reacciones en relación a la función de bloqueo por oscilación (ajustable bajo la dirección 2002):

68 Power Swing detection - Settings Group A

Settings:

No.	Settings	Value
2002	Power Swing Operating mode	all zones blocked
2006	68T Power swing trip	all zones blocked
2007	68 Trip delay after Power Swing Blocking	Z1/Z1B blocked Z2 and higher blocked Z1,Z1B,Z2 blocked

. Bloqueo de disparos para todas las zonas: Durante una oscilación de potencia son bloqueadas todas las zonas de la protección de distancia.

. Bloqueo de disparo únicamente para la primera zona (Z1 y Z1B): Son bloqueadas la primera zona (Z1) y la zona de sobrealcance (Z1B). Si ocurren fallas en otras zonas se efectúan disparos con el tiempo de retardo correspondiente.

. **Lógica de Bloqueo:** La figura 3.159 es análoga para las demás zonas.

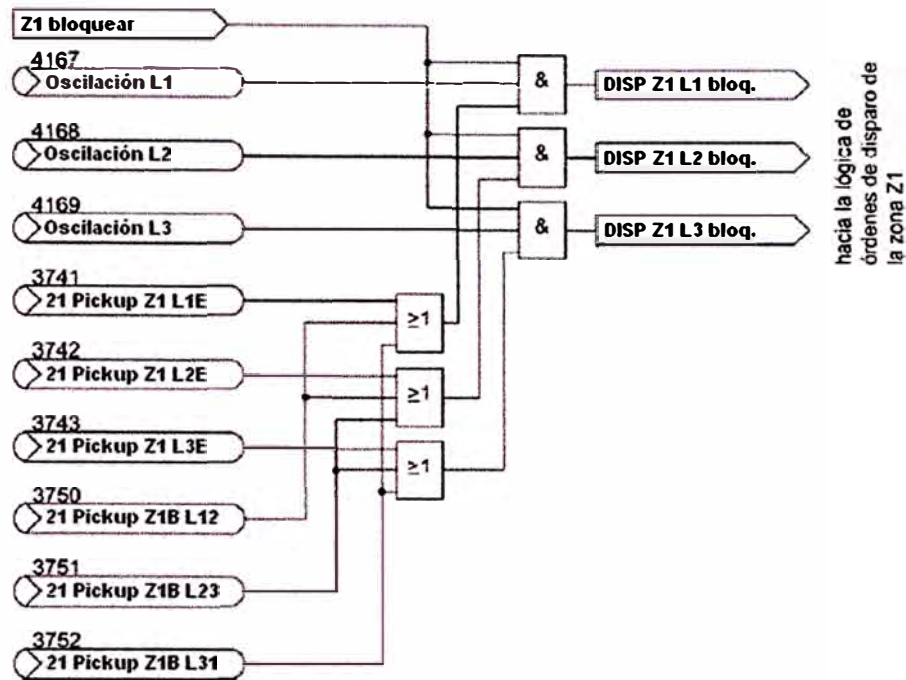


Fig. 3.159 Lógica de bloqueo de la función bloqueo por oscilación para la zona Z1

3.15.3 Disparo por oscilación: Si se desea efectuar un disparo durante una oscilación de potencia inestable, se ajusta el parámetro 2006 DISP. OSCILACIÓN = SI. Si se cumplen los criterios de detección de oscilación, se bloquea primero la orden de disparo de la protección de distancia según el programa parametrizado para el bloqueo por oscilación, de manera que no se produzca un disparo por la protección de distancia. Cuando los vectores de impedancia identificados por la detección de oscilación de potencia salen de la característica de oscilación PPOL, se verifica mediante la componente R si los vectores tienen el mismo signo, que cuando entraron en el polígono de arranque. Si es este el caso, los procesos de oscilación tienden a estabilizarse. En caso contrario, cuando el vector pasó a través de la característica de oscilación (pérdida de sincronismo, caso (4) figura 3.155). Entonces, no será posible efectuar un transporte de potencia estable. El equipo genera un aviso correspondiente (Nº 4163 “Oscilación inestable”), en caso que se haya ajustado el parámetro bajo la dirección 2006 DISP. OSCILACIÓN = NO. El aviso Nº 4163 “Oscilación inestable” es un impulso de aproximadamente 50ms de largo, que puede ser procesado a través de un relé de salida o por vinculación lógica CFC, por ejemplo, para un contador de ciclos o impulsos.

Después de haber detectado la inestabilidad, el equipo genera una orden de disparo tripolar y separa las redes entre sí. El disparo de potencia es señalizado. Ya que el rango operativo de la función adicional de oscilación depende de los ajustes de la protección

de distancia, únicamente puede ser activo el disparo por oscilación, si la protección de distancia está activada debidamente.

3.15.4 Estabilidad y oscilación de potencia

La figura 3.160 ilustra el caso de una red con alimentación bilateral. Las impedancias de las fuentes E_1 y E_2 son Z_{s1} y Z_{s2} respectivamente y corresponden a la potencia de cortocircuito en las dos fuentes. El ángulo ν está referido al ángulo de transmisión. Como la potencia transferida se incrementa, este ángulo aumenta.

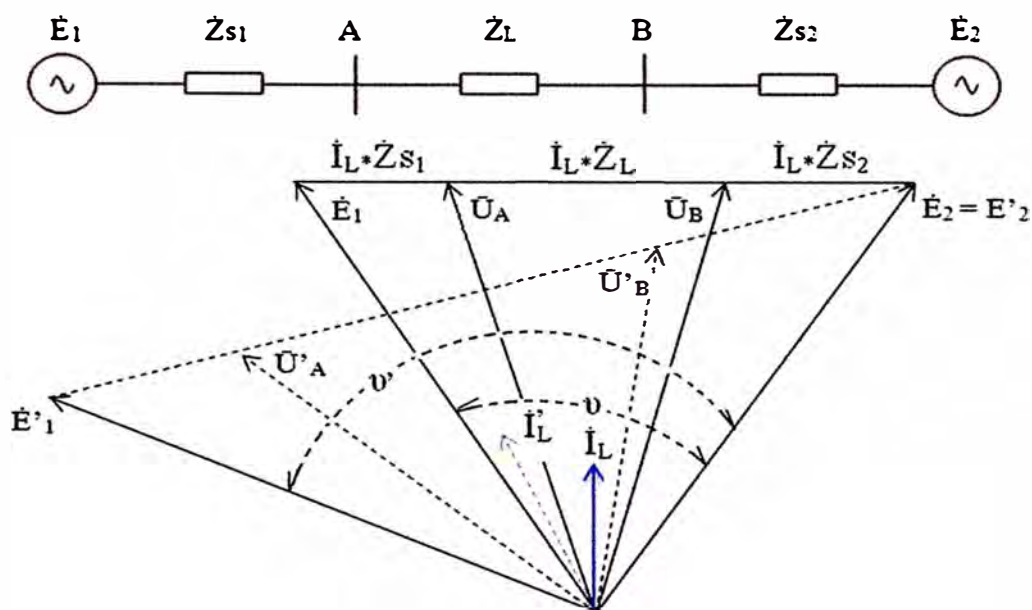


Fig. 3.160 Oscilación de Potencia en un sistema de transmisión

La Potencia transferida está definida por la siguiente ecuación (libre de pérdidas):

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X_T} \text{ Sen } \nu \dots \dots \dots (3.13)$$

$$X_T = X_{s1} + X_L + X_{s2}$$

3.15.4.1 Estabilidad estática: La máxima potencia transferida se da cuando el ángulo $\nu = 90^\circ$ y corresponde al límite de estabilidad estática, en la práctica uno puede encontrar casi siempre un punto de operación cerca de 60° con un margen seguro de estabilidad.

Si todos los voltajes son divididos por la corriente de carga I_L , se puede obtener un diagrama equivalente de carga; la representación en el plano de impedancia se visualiza en la figura 3.161 en donde se considera la ubicación del relé en el origen de coordenadas. Con esta representación es evidente la impedancia de la carga medida por el relé y la distancia también puede ser determinada. Cuando la carga cambia, la impedancia de carga se mueve a través de las trayectorias mostradas. Si $E_1 = E_2$, lo cuál puede ser usado como una primera aproximación para condiciones normales, la impedancia seguirá la línea recta la cuál es perpendicular a la sumatoria de impedancia Z_{Σ} . En el máximo estado estable de potencia transferida ($\nu = 90^\circ$), la impedancia de

carga deberá mantener un margen de seguridad para una característica aproximada de un 20% de variación tal de prevenir arranques del relé producido por variaciones durante la operación normal del sistema.

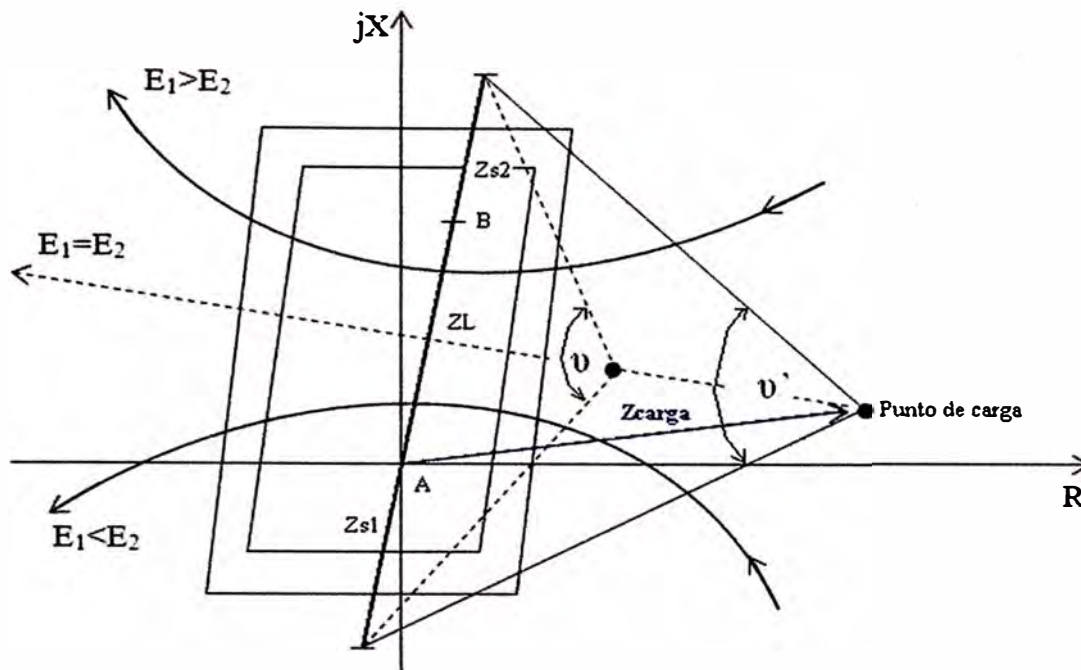


Fig. 3.161 Proceso de Oscilación de Potencia: Diagrama de Impedancia Medida

3.15.4.2 Estabilidad Dinámica: Los cambios de ángulo por encima de 90° son permisibles sin hacer perder estabilidad a la red. Esto está basado en el principio de igualdad de áreas el cuál lo podemos mostrar en la figura 3.162. La potencia transferida está definida por la ecuación 3.13 y sigue la curva sinusoidal dependiendo del ángulo de transmisión v . El punto de operación corresponde a la potencia de la turbina conectada P_T .

Los generadores se aceleran ($\omega > 377 \text{ rad/s}$) cuando la potencia requerida por el sistema (Potencia Transferida) es menor que la potencia mecánica en las turbinas (Potencia del Generador); es decir al abrir el interruptor de una línea de transmisión que alimenta una carga importante del sistema, el generador producto de su inercia se acelera al no tener la carga que antes alimentaba a frecuencia nominal ($f = 60 \text{ Hz}$). Este es el caso durante un cortocircuito, en donde las tensiones colapsan (Área A). Del mismo modo los generadores son retardados durante el tiempo muerto del ciclo de recierre (Área B) y el siguiente recierre exitoso en la línea (Área C) debido a que la potencia que reconectan y transfieren al sistema es mayor a la potencia que está conectada a la turbina. Por último los generadores retornan a su punto o estado inicial de operación cuando las áreas retardadas (B+C) sean mayores que el área acelerada (A). Ciertamente esto se dará solo en el caso que la falla en el sistema de potencia sea rápidamente despejada.

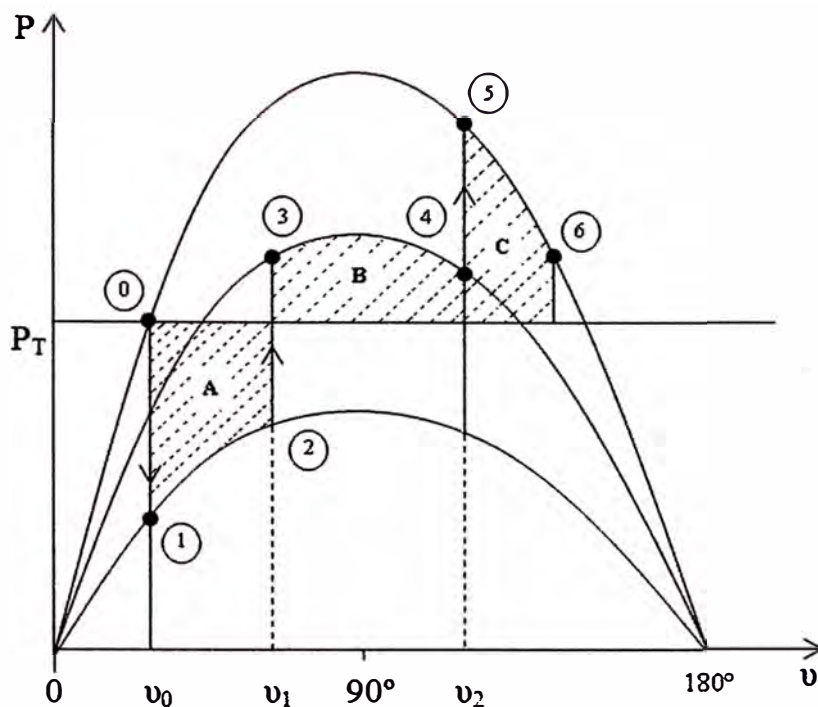
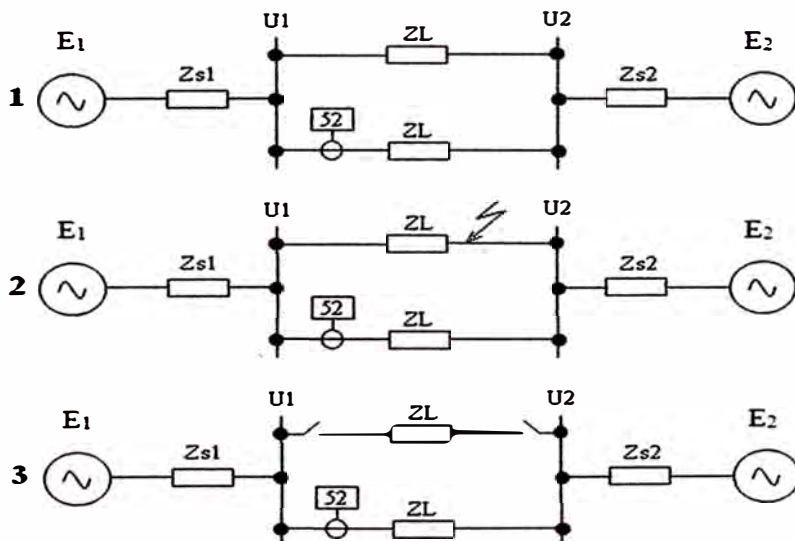


Fig. 3.162 Estabilidad Dinámica, criterio de igualdad de áreas

Bloqueo por Oscilación de Potencia: Durante el estado estable el relé mide la impedancia de carga con un ángulo de transferencia de potencia ν_0 . Para la figura 3.162, en el momento de la falla, la impedancia salta al valor de impedancia de falla, esta condición es reconocida por el relé como una falla externa (1). Después que la protección actúa disparando el interruptor de la línea en falla (2), la impedancia vista por la protección salta a la impedancia de carga (3), la cual ahora corresponde a un mayor ángulo de transferencia de potencia ν_1 , y una mayor impedancia de transferencia $Z_T = Z_{s1} + Z_L + Z_{s2}$ (antes de la falla eran líneas paralelas: $Z_T = Z_{s1} + Z_L/2 + Z_{s2}$). El ángulo de transmisión ahora se mueve a ν_2 (4) como consecuencia del adelanto progresivo de principalmente el rotor del generador.



Luego del re-cierre del alimentador, el vector de impedancia de carga salta a la nueva posición (5), y se mueve más allá de la característica de inicio de la protección de distancia (6). Si no hay disparos seguidos, el vector de impedancia de carga retorna a su valor de posición estable inicial. Si el vector de impedancia de carga entra y permanece dentro de las zonas de protección durante un suficiente periodo de tiempo, puede ocurrir un disparo de la protección.

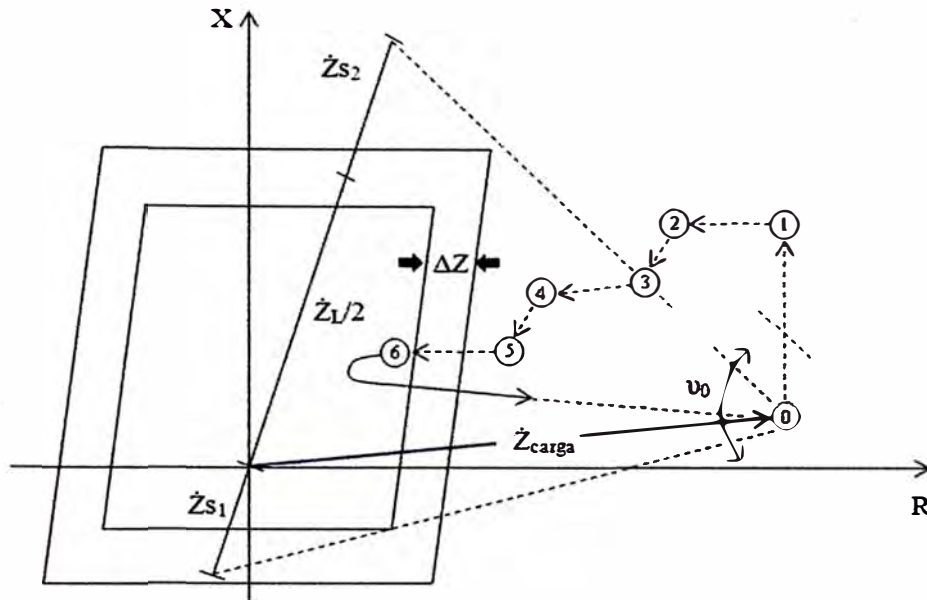


Fig. 3.163 Evolución del vector oscilación de potencia en el plano de impedancia

El disparo durante la oscilación puede ser inhibida mediante la función de bloqueo. Este modo de operación se basa en el hecho de que después de la inyección de la falla, la impedancia inmediatamente salta desde el punto de operación a la impedancia de cortocircuito dentro de la característica de la protección de distancia. Por el contrario, durante una oscilación de potencia, el vector de impedancia muestra una progresión estable. El ratio de cambio corresponde a la frecuencia de oscilación de potencia del sistema. Dicho de otra manera, durante una falla, la impedancia se mueve rápido desde la impedancia de carga hasta la de la falla. En la oscilación de potencia la impedancia se mueve lento. Luego, el esquema convencional utiliza la diferencia en la velocidad de la impedancia para diferenciar entre una falla y una oscilación.

Por la medición de dZ/dt o $\Delta Z/\Delta t$ y comparándolo con un umbral, es posible distinguir entre un cortocircuito y una oscilación. El simple método por estas mediciones es para determinar el tiempo trascendido requerido para que el vector de impedancia a través de dos impedancias características. Para esto se proporciona una característica de oscilación. Esta característica de oscilación encierra la característica de inicio con una distancia fija de Impedancia ΔZ . La variación de tiempo Δt es medida (figura 3.163).

El tiempo será corto si la oscilación es rápida.

Para detectar grandes frecuencias de oscilación, la configuración de ΔZ debería ser lo más alta, y la configuración de Δt lo más pequeña posible.

Configuraciones típicas son de $\Delta Z = 10 - 20\%Z_A$ y $\Delta t = 20 - 40\text{ms}$. Con esta configuración, se pueden detectar oscilaciones de potencia de 2 – 3Hz.

3.15.4.3 Configuración de la función oscilación de potencia

. La función de oscilación sólo es efectiva si se habilita la detección (dirección 120).

Available functions:

No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Enabled
0114	21 Distance protection pickup program	Z< (quadrilateral)
0120	68 Power Swing detection	Enabled
0121	85-21 Pilot Protection for Distance prot	PUTT (Z1B)
0122	DTT Direct Transfer Trip	Enabled
0124	50HS Instantaneous SOTF	Enabled
0125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	Enabled
0126	50(N)/51(N) Backup OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0131	50N/51N Ground OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0132	85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	Directional Comparison Pickup
0133	79 Auto-Reclose Function	1 AR-cycle
0134	Auto-Reclose control mode	with Trip and Action time
0135	25 Synchronism and Voltage Check	Enabled
0138	Fault Locator	Enabled
0139	50BF Breaker Failure Protection	Enabled
0140	74TC Trip Circuit Supervision	Disabled

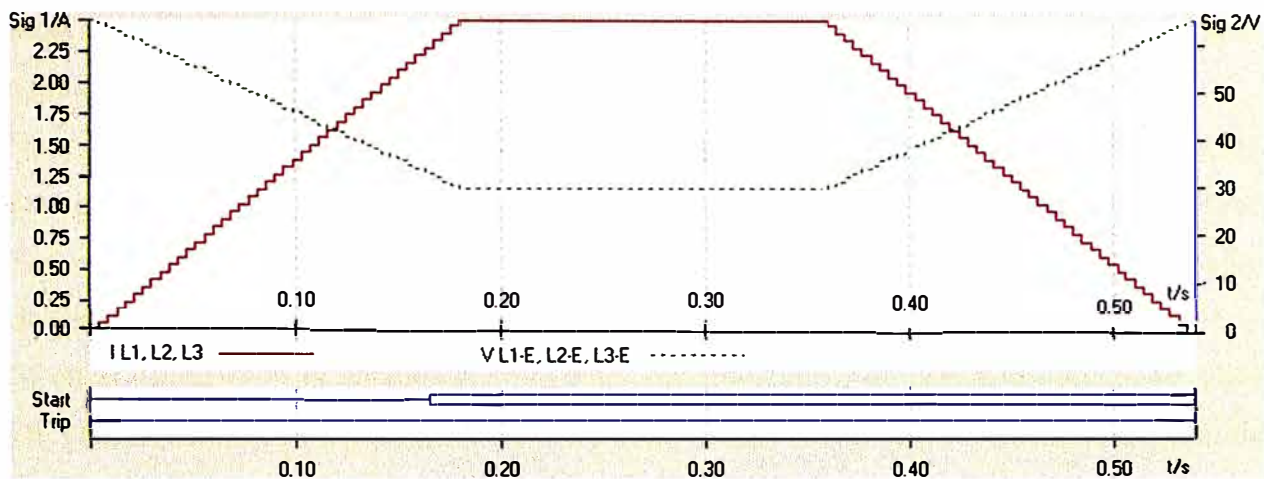
Fig. 3.164 Activación de la función 68

. Introducir el modo de operación y el tiempo de duración del bloqueo por oscilación sobre la protección de distancia (dirección 2007).

Settings:

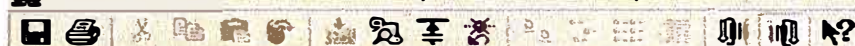
No.	Settings	Value
2002	Power Swing Operating mode	all zones blocked
2006	68T Power swing trip	NC
2007	68 Trip delay after Power Swing Blocking	2,00 sec

Fig. 3.165 Configuración del disparo por oscilación



DIGSI - [Spontaneous Annunciation - 23/05/2012 - PEZ / 115kV / Bamari 1 / Bamari 1 21P/7SA612]

File Edit Paste Device View Options Window Help



Number	Indicación	Value	Date and time
00590	Clock Synchronization	ON	23.05.2012 16:32:56.707
00131	Line closure detected	ON	23.05.2012 16:34:48.145
00590	Load angle Phi(PQ) blocked	OFF	23.05.2012 16:34:48.145
00131	Line closure detected	OFF	23.05.2012 16:34:48.201
04164	68 Power Swing detected	ON	23.05.2012 16:34:48.293
04167	68 Power Swing detected, Phase A	ON	23.05.2012 16:34:48.293
04168	68 Power Swing detected, Phase B	ON	23.05.2012 16:34:48.293
04169	68 Power Swing detected, Phase C	ON	23.05.2012 16:34:48.293
04164	68 Power Swing detected	OFF	23.05.2012 16:34:48.402
04167	68 Power Swing detected, Phase A	OFF	23.05.2012 16:34:48.402
04168	68 Power Swing detected, Phase B	OFF	23.05.2012 16:34:48.402
04169	68 Power Swing detected, Phase C	OFF	23.05.2012 16:34:48.402
00131	Load angle Phi(PQ) blocked	ON	23.05.2012 16:34:48.651
00131	Clock Synchronization	ON	23.05.2012 16:34:57.082

Fig. 3.167 Visualización de detección de oscilación

3.16 Cierre sobre falla (50HS)

La función cierre sobre falla conocida en inglés como “switch on to fault” de remoción rápida por alta intensidad se utiliza para maniobras de cierre en una línea de salida para poder desconectarla inmediatamente, cuando el cierre se efectúa sobre un cortocircuito de alta intensidad. La función se aplica en primer lugar como protección rápida para un cierre en una línea de salida con seccionador a tierra cerrado y también puede ser activada en cada maniobra de cierre, es decir, también para recierre automático.

Descripción funcional: La función de arranque por alta intensidad determina cada intensidad de fase y la compara con el valor de ajuste $I_{>>>}$ (dirección 2404). Las intensidades se filtran con funciones numéricas de tal manera que solamente se evalúa la onda fundamental. Si se sobrepasa el valor ajustado en más del doble, la protección utiliza automáticamente la magnitud de medida sin filtrar, lo cual posibilita reacciones con tiempos de mando extremadamente cortos. La función de arranque por alta intensidad prácticamente no es influenciada por las componentes continuas, tanto en la intensidad de cortocircuito como en la intensidad secundaria después de desconectar

altas intensidades. La desconexión rápida por alta intensidad puede efectuarse por fases separadas o en forma trifásica.

En caso de cierre manual (*Manual Close*) del interruptor de potencia, esta función siempre opera de forma trifásica mediante la señal de autorización interna “DRAP Autor. L123”, que es producida por la función de control del equipo, con la condición de que sea posible detectar el cierre manual.

Si en el ajuste para la detección de estados del interruptor de potencia (dirección 1134 DETECC. CIERRE) se han previsto otros criterios de cierre, se puede activar la señal de autorización “DRAP Autor. Lx” para fases por separado. Esto sólo es posible para equipos que pueden efectuar disparos monopolares y es muy importante en la aplicación de interrupciones breves monopolares.

El disparo es siempre tripolar. La selectividad de fases se realiza sólo en el arranque mediante la vinculación del criterio de alta intensidad con el polo del interruptor cerrado. Para poder generar lo más rápido posible una orden de disparo durante una operación de cierre (disparo por 50HS), se autoriza la desconexión rápida por fase selectiva ya con línea abierta (dirección 1133 tiempo mínimo para detectar línea abierta antes del 50HS).

Power System Line Status

Settings:

No.	Settings	Value
1130A	Pole Open Current Threshold	0,05 A
1131A	Pole Open Voltage Threshold	30 V
1132A	Seal-in Time after ALL closures	0,05 sec
1133A	minimal time for line open before SOTF	0,25 sec
1134	Recognition of Line Closures with	CBpos(52a) OR Current or Manual close BI
1135	RESET of Trip Command	with CB(52a) AND I < PoleOpenCurrent
1136	open pole detector	with measurement (VI,trip, pickup, 52a
1140A	CT Saturation Threshold	16,0 A
1150A	Seal-in Time after MANUAL closures	0,30 sec
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	NO
1152	MANUAL Closure Impulse after CONTROL	<none>

Para conseguir desconexión rápida durante un cortocircuito en la detección de cierre del interruptor, se puede utilizar la función interna de detección de cierre. En ese caso, la protección de sobrecorriente puede efectuar nuevamente un disparo tripolar inmediato o con una temporización mínima.

Cierre sobre una falla a tierra: El escalón que debe disparar durante un cierre sobre falla se elige por ajuste. Estos disponen de los parámetros 3I0>>> (dirección 3114), 3I0>> (dirección 3124), 3I0> (dirección 3134) y 3I0p (dirección 3149), que pueden ser ajustados para el escalón correspondiente con SI o NO. No es necesario elegir el escalón

más sensible, pues al efectuarse un cierre sobre falla se debe contar con un cortocircuito intenso, comúnmente el escalón más sensible se utiliza para la detección de fallas a tierra de alta impedancia. Se debe evitar que el escalón elegido reaccione con señales transitorias cuando se efectuó un cierre. Por otro lado, no es crítico, si un escalón elegido reacciona por una sobrecorriente de cierre. Con la estabilización de cierre se bloquea la desconexión rápida durante un cierre, aún si el escalón indicado está previsto para una desconexión inmediata durante un cierre. Para evitar reacciones erróneas debido a las sobrecorrientes transitorias, se puede ajustar una temporización **T CIERRE MAN.** (dirección 3173). En la mayoría de veces se deja el pre ajuste original 0. Para líneas largas en los cuales se debe contar con impulsos de intensidad inrush, puede ser útil realizar una temporización corta. Esta temporización depende de la intensidad y duración de la interferencia transitoria y de los escalones que se utilicen para el disparo rápido. Finalmente, con el parámetro **DISP. CIERR. FALT** (dirección 3172) se puede determinar también, si durante un cierre sobre falla a tierra, se debe efectuar un disparo con o sin referencia direccional (Arr. y direcc. ó Arranque). La referencia direccional se relaciona a la dirección parametrizada correspondiente para cada escalón.

eneral 50N-1 | 50N-2 | 50N-3 | 51N InverseTime | Direction |

Settings:

No.	Settings	Value
3110	Operating mode	Inactive ▾
3111	Pickup	3,20 A
3112	Time Delay	0,30 sec
3113	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	NO
3114	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO
3115	Inrush Blocking	NO

eneral | 50N-1 | 50N-2 | 50N-3 | 51N InverseTime | Direction |

Settings:

No.	Settings	Value
3120	Operating mode	Inactive ▾
3121	Pickup	1,60 A
3122	Time Delay	0,60 sec
3123	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	NO
3124	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO
3125	Inrush Blocking	NO

eneral | 50N-1 | 50N-2 | 50N-3 | 51N InverseTime | Direction |

Settings:

No.	Settings	Value
3130	Operating mode	Forward ▾
3131	Pickup	1,00 A
3132	Time Delay	3,00 sec
3133	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	YES
3134	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO
3135	Inrush Blocking	NO

eneral | 50N-1 | 50N-2 | 50N-3 | 51N InverseTime | Direction |

Settings:

No.	Settings	Value
3140	Operating mode	Inactive ▾
3141	Pickup	0,80 A
3143	Time Dial	0,50 sec
3147	Additional Time Delay	1,20 sec
3148	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	NO
3149	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO
3150	Inrush Blocking	NO
3151	IEC Curve	Normal Inverse

eneral | 50N-1 | 50N-2 | 50N-3 | 51N InverseTime | Direction |

Settings:

No.	Settings	Value
3101	50N/51N Ground Overcurrent	OFF ▾
3102	Block 50N/51N for Distance protection	NO
3174	Block 50N/51N for Pickup 21	in each zone
3104A	Stabilisation Slope with Iphase	10 %
3105	3I0-Min threshold for Pilot Prot.schemes	0,08 A
3170	2nd harmonic ratio for inrush restraint	15 %
3171	Max Current, overriding inrush restraint	6,00 A
3172	Instantaneous mode after SwitchOnToFault	with Pickup and direction
3173	Trip time delay after SOTF	0,00 sec

Veamos un ejemplo de cálculo para la línea Bamari 1 de la sección 3.9.6:

115kV Línea aérea 150mm²

Longitud: 107.3km

. $R'_1 = 0.14 \Omega/\text{km}$

. $X'_1 = 0.52 \Omega/\text{km}$

Potencia de cortocircuito al principio de la línea:

$S'_k = 2.5 \text{GVA}$

Transformador de corriente 750A / 1A

Con esto se calcula la impedancia de línea Z_L y la impedancia serie Z_V :

$$Z'_L = \sqrt{0.14^2 + 0.52^2} = 0.54 \Omega/\text{km}$$

$$Z_L = 0.54 \Omega/\text{km} * 107.3 \text{km} = 57.78 \Omega$$

$$Z_s = \frac{(115kV)^2}{2500MVA} = 5.29 \Omega$$

La intensidad de cortocircuito trifásico al extremo de la línea es $I_{k\text{ FINAL}}$:

$$I_{k\text{ FIN}} = \frac{1.1 \cdot UN}{\sqrt{3} \cdot (Z_S + Z_L)} = \frac{1.1 \cdot 115kV}{\sqrt{3} \cdot (5.29 + 57.78)} = 1157.98 \text{ A}$$

Con un factor de seguridad del 10% se obtiene el valor de ajuste del primario:

Valor de ajuste $I_{>>} = 1.1 \cdot 1157.98 \text{ A} = 1273.78$, ó el valor de ajuste secundario:

$$I_{>>} = 1273.78 / 750 = 1.6 \text{ A}$$

Es decir para intensidades superiores a 1157 A (primario) ó 1.6 A (secundario), existe con seguridad un cortocircuito en la línea a proteger. Esta falla puede ser despajada inmediatamente por la protección de sobrecorriente.

Indicación: El cálculo fue realizado con valores absolutos, lo cual es suficiente para líneas aéreas. Si la diferencia entre el ángulo de la impedancia serie y la impedancia de la línea es extrema, debe realizarse el cálculo con valores complejos.

Para fallas a tierra se puede hacer un cálculo análogo, aquí es determinante la intensidad a tierra máxima que circula durante una falla a tierra en el extremo de la línea.

El parámetro **AUTORI. DISP. I>>** (dirección 2614) determina, si mediante la entrada binaria “S/I autor. disp” (Nº 7110) o mediante el estado operativo de la función automática de recierre se pueden excluir las temporizaciones **T If>>** (dirección 2611) y **T 3Io>>** (dirección 2613). La entrada binaria “S/I autor. disp” (Nº 7110) (si está configurada) es común a todos los escalones de la protección de sobrecorriente. Con el ajuste **AUTORI. DISP. I>> = SI** se decide que los escalones $I_{>>}$ disparan sin retardo después del arranque si la entrada binaria ha sido activada; con el ajuste **AUTORI. DISP. I>> = NO** el valor ajustado para las temporizaciones siempre tienen efecto.

General 50(N)-B1 | 50(N)-B2 | 51(N)-B | 50(N)-STUB |

Settings:

No.	Settings	Value
2610	50-B1 Pickup	1,60 A
2611	50-B1 Delay	0,10 sec
2612	50N-B1 Pickup	0,40 A
2613	50N-B1 Delay	0,10 sec
2614	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	YES
2615	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	YES

Si se desea que el escalón $I_{>>}$ efectúe nuevamente, durante un cierre de la línea sobre falla, un disparo inmediato o con temporización breve CIERRE MANUAL (dirección 2680) se deberá ajustar el parámetro **CIERR. FALTA I>>** (dirección 2615) con **SI**. También, para realizar este disparo inmediato se puede elegir cualquier otro escalón.

Escalones $I_{f>}$, $3I_{o>}$ en la protección sobrecorriente tiempo definido: Para ajustar el valor de arranque de intensidad, $I_{f>}$ (dirección 2620), es decisiva la máxima intensidad de operación que pudiera ocurrir. Debe excluirse el arranque por sobrecarga ya que el equipo funciona como protección de cortocircuito con tiempos de disparo breves y no como protección de sobrecarga. Por consiguiente, se ajusta el valor de arranque para líneas en 10% y para transformadores y motores aproximadamente 20% por encima de la sobrecarga máxima a esperar.

Veamos un ejemplo de cálculo para la línea Bamari 1 de la sección 2.3.4.5.1:

$V = 115\text{kV}$ línea aérea 150mm^2 , potencia máxima transmisible $S_{\text{máx}} = 120\text{ MVA}$

$I_{\text{máx}} = S/\sqrt{3}*V = 120000\text{ kVA} / \sqrt{3}*115\text{ kV} = 602.47\text{ A}$

Transformador de corriente $750\text{ A} / 1\text{ A}$

Factor de seguridad por sobrecarga en líneas: 1.1

Valor de ajuste $I_{>} = 1.1*602.47 = 662.72$

Al efectuar el ajuste a valores secundarios: $I_{>} = 662.72 / 750 = 0.88$

El escalón de sobrecorriente a tierra $3I_{o>}$ (dirección 2622), debe detectar la menor intensidad de falla a tierra a esperar. El ajuste de la temporización $T_{if>}$ (dirección 2621) se efectúa de acuerdo al estudio de coordinación. En la aplicación como protección de sobrecorriente de respaldo también son adecuadas temporizaciones más cortas (tiempo mayor al disparo inmediato), ya que esta función solamente interviene en caso de pérdida de tensión.

General | 50(N)-B1 | 50(N)-B2 | 51(N)-B | 50(N)-STUB |

Settings:

No.	Settings	Value
2601	Operating mode	ON:only active with Loss of VT sec. cir.
2680	Trip time delay after SOTF	0,00 sec

Se puede ajustar el tiempo $T_{3I_{o>}}$ (dirección 2623) con un valor menor según el plan de escalonamiento separado para las intensidades de tierra.

En los escalones independientes, los tiempos ajustados son solamente retardos adicionales que no incluyen el tiempo propio (tiempo de medida). Si se desea supervisar solamente las intensidades de fase, entonces se ajusta el valor de arranque del escalón de intensidad a tierra con ∞ .

El parámetro **AUTORI. DISP. I>** (dirección 2624) determina, si mediante la entrada binaria “>S/I autor. disp” es posible excluir las temporizaciones $T_{if>}$ (dirección 2621) y $T_{3I_{o>}}$ (dirección 2623). La entrada binaria (si está configurada) es común a todos los escalones de la protección de sobrecorriente. Entonces, con la opción **AUTORI. DISP.**

I> = SI se determina que los escalones disparen I> disparen sin retardo después del arranque, con la opción **AUTORI. DISP. I>= NO** los retardos ajustados son siempre efectivos.

Si se desea que el escalón I> efectúe nuevamente, sobre un cierre de la línea sobre falla, un disparo inmediato o temporizado breve **CIERRE MANUAL** (dirección 2680) se deberá ajustar el parámetro **CIERRE FALTA I>** (dirección 2625 con SI. No se debe elegir un escalón sensible para efectuar un disparo inmediato, ya que al efectuarse un cierre sobre falla se debe contar con un cortocircuito intenso. Se debe evitar que el escalón elegido reaccione con señales transitorias cuando se efectúa el cierre.

General | 50(N)-B1 | 50(N)-B2 | 51(N)-B | 50(N)-STUB |

Settings:

No.	Settings	Value
2620	50-B2 Pickup	00 A
2621	50-B2 Delay	00 sec
2622	50N-B2 Pickup	00 A
2623	50N-B2 Delay	00 sec
2624	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	NO
2625	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO

3.16.1 Configuración y prueba cierre sobre falla

Del cálculo anterior para la línea Bamari 1 nos arroja un valor de arranque en 1.6 A secundarios (dirección 2404).

50HS Instantaneous SOTF - Settings Group A

Settings:

No.	Settings	Value
2401	50HS Instantaneous SOTF-O/C is	ON ▼
2404	50HS SOTF-O/C PICKUP	1,60 A

Tiempo residual después de detectar línea cerrada: La dirección 1132A representa el tiempo en el que la protección 50HS esta activa en el relé luego de haber detectado un cierre del interruptor, culminado este tiempo el relé entiende que la línea esta energizada y la función 50HS se desactiva.

Power System | Line Status |

Settings:

No.	Settings	Value
1130A	Pole Open Current Threshold	0,05 A
1131A	Pole Open Voltage Threshold	30 V
1132A	Seal-in Time after ALL closures	0,05 sec
1133A	minimal time for line open before SOTF	0,25 sec

. **Arranque 50HS:** En el cierre de una línea el relé debe detectar una sobrecorriente alta en un tiempo muy corto, esta condición es simulada por la maleta de pruebas Omicron y le toma 6.1 segundos pasar de 1.4Amp a 1.7Amp por lo que este tiempo resulta muy largo. En el Digi si ajustaremos el parámetro 1132A en 7s suficientes para detectar una falla a tierra durante el cierre de la línea; lógicamente luego de la prueba se debe restituir el valor ajustado en 50ms.

No.	Settings	Value
1130A	Pole Open Current Threshold	0,05 A
1131A	Pole Open Voltage Threshold	30 V
1132A	Seal-in Time after ALL closures	7,00 sec

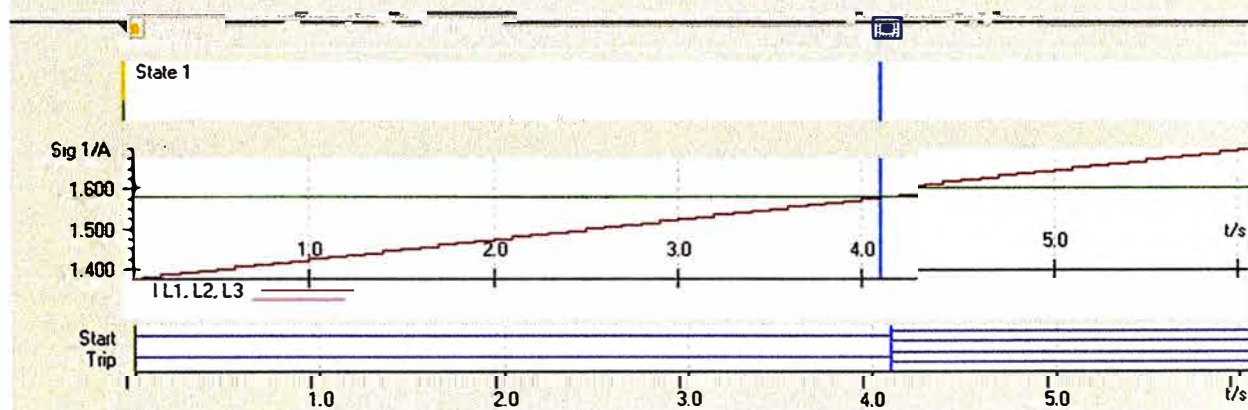
. Rampa para la evaluación del arranque de 50HS:

Signal 1: IL1, L2, L3 Quantity 1: Magnitude Signal 2: (none) Quantity 2: Frequency Estimated test time: 6.100 s

Signal 1								
Ramp	From	To	Delta	dt	d/dt	Steps	Time	Stop condition
State 1	1.400 A	1.700 A	5.000 mA	100.0 ms	50.00 mA/s	61	6.100 s	None

Ramp Measurements										
Name	Ramp	Condition	Signal	Nom.	Dev.-	Dev.+	Act.	Dev.	Assessment	Tact
Pick-up	State 1	Start 0->1	IL1, L2, L3	1.600 A			1.605 A	5.000 mA	+	800.0 µs

Signal View: Pickup 50HS in Add_Bamari 1_21P.occ			
	Time	Signal	Value
Cursor 1	0.000 s	<none>	n/a
Cursor 2	4.100 s	<none>	n/a
C2 - C1	4.100 s		n/a



. **Disparo por 50HS:** Secuencia de estado para evaluación del disparo por 50HS.

PRE-FALLA: Condición de tensión nominal de línea y Barra con tiempo de duración de 3s.

FALLA: Sobrecorriente súbita de 3A secundarios y tiempo de duración 500ms el cuál es suficiente para la recepción del disparo por la entrada binaria 2 de la maleta de pruebas configurada como Trip 0>1, es decir cuando esta entrada reciba el positivo

proveniente del cierre del contacto de disparo del relé, la maleta dejara de inyectar la condición de falla.

POST-FALLA: Línea fuera de servicio.

Table View: Trip 50HS in Add_Bamari 1_21P.occ

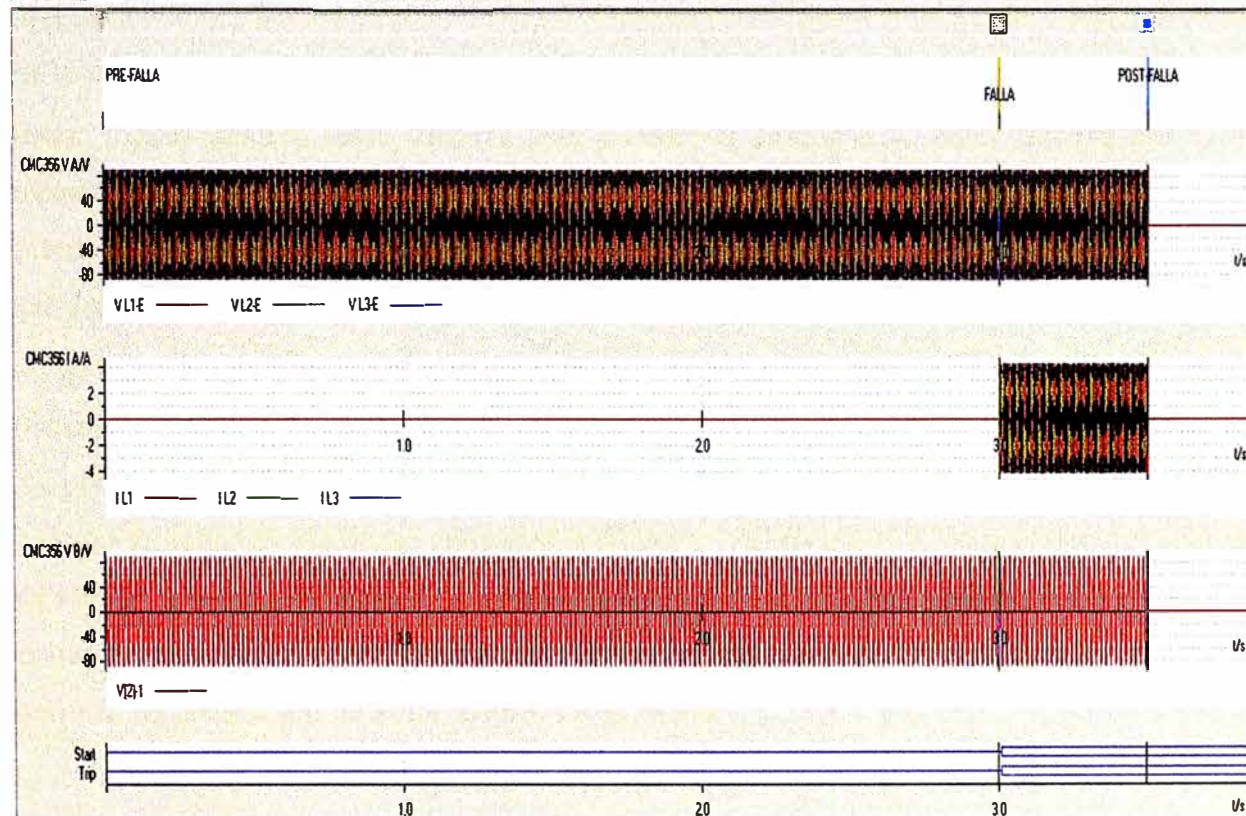
	1			2			3		
Name	PRE-FALLA			FALLA			POST-FALLA		
VL1-E	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	0.000 V	0.00 °	60.000 Hz
VL2-E	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz	0.000 V	-120.00 °	60.000 Hz
VL3-E	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz	0.000 V	120.00 °	60.000 Hz
IL1	0.000 A	30.00 °	60.000 Hz	3.000 A	30.00 °	60.000 Hz	0.000 A	30.00 °	60.000 Hz
IL2	0.000 A	-90.00 °	60.000 Hz	3.000 A	-90.00 °	60.000 Hz	0.000 A	-90.00 °	60.000 Hz
IL3	0.000 A	150.00 °	60.000 Hz	3.000 A	150.00 °	60.000 Hz	0.000 A	150.00 °	60.000 Hz
V(2)-1	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	0.000 V	0.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger	⌘	3.000 s		⌘	500.0 ms		⌘	2.000 s	

Measurement View: Trip 50HS in Add_Bamari 1_21P.occ

Time Assessment										
	Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessment
1	TRIP SOTF	PRE-FALLA	FALLA	Trip 0>1	10.00 ms	10.00 ms	10.00 ms	10.10 ms	100.0 µs	+

Level Assessment			
	PRE-FALLA	FALLA	POST-FALLA
Assessment	+	+	+

	Time	Signal	Value
Cursor 1	3.000 s	<none>	na
Cursor 2	3.500 s	<none>	na
C2 - C1	500.0 ms		na



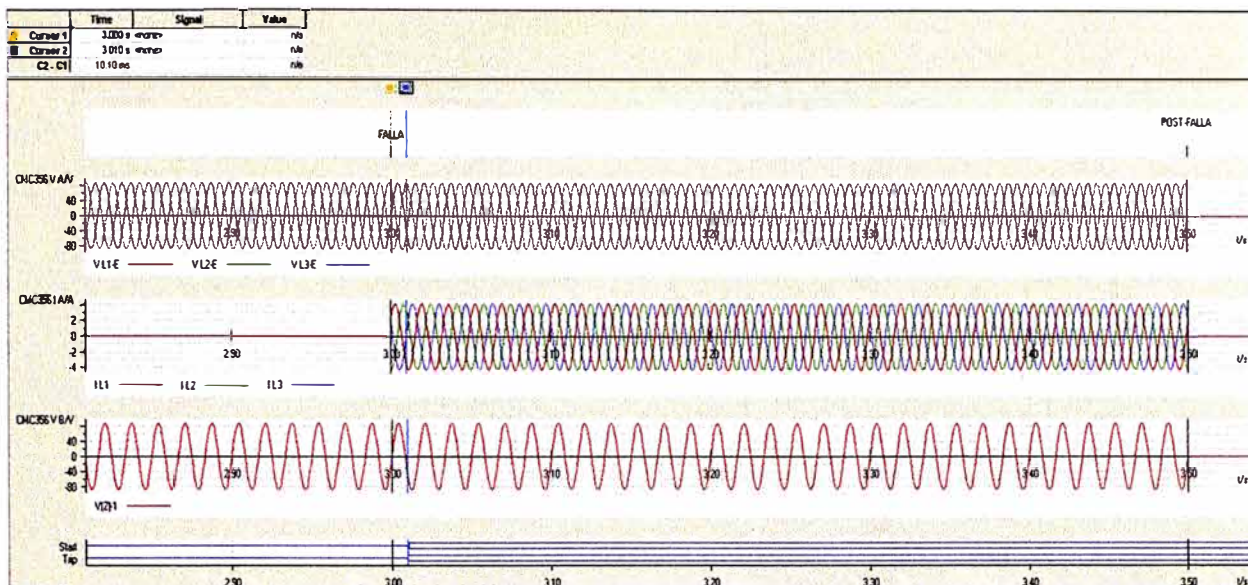


Fig. 3.167 Visualización en la maleta del arranque y disparo por 50HS

3.17 Protección de zona muerta

Se ha previsto un escalón adicional para la protección de zona muerta, sin embargo este escalón puede usarse también como escalón normal adicional de sobrecorriente de tiempo definido, ya que éste es independiente de los demás escalones. La falla en zona muerta es un cortocircuito situado en un extremo de una línea o de un objeto a proteger, que se encuentre entre el transformador de corriente y el seccionador de la salida de la línea. Tiene especial importancia para interruptores de configuración interruptor y medio.

Si la corriente de cortocircuito \bar{I}_A y/o \bar{I}_B , circula mientras el seccionador de la salida de línea 1 está abierto, esto implica que existe un falla en la zona muerta entre los transformadores de corriente A, B y el seccionador de la salida de línea. Los interruptores de potencia IPA e IPM que conducen la corriente de cortocircuito pueden ser disparados sin tiempo de retardo. Los dos grupos de transformadores de corriente se conectan en paralelo de tal manera que su suma $\bar{I}_A + \bar{I}_B$ represente la intensidad que circula en sentido al seccionador de la salida de la línea.

La protección de zona muerta es una protección de sobrecorriente que se sólo se activa cuando se señala mediante una entrada binaria "STUB autoriz." que el seccionador de salida de la línea está abierto. La entrada binaria también tiene que ser activada por el contacto auxiliar de este seccionador. Si el seccionador de la salida de la línea está cerrado, la protección de zona muerta no se activa.

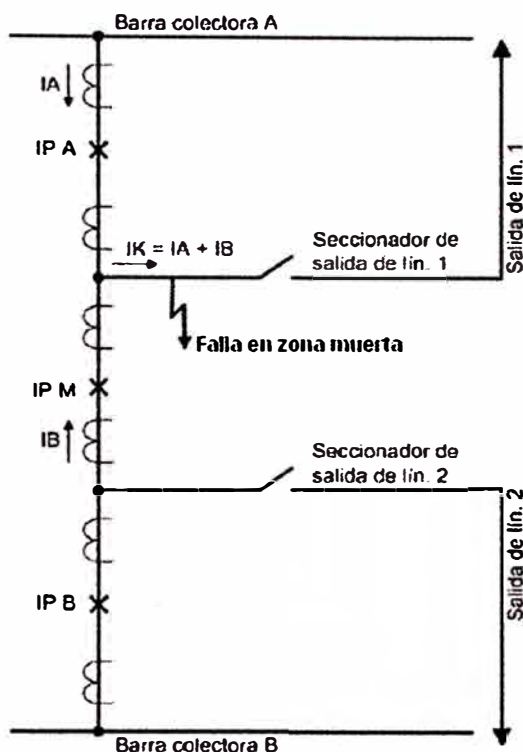


Fig. 3.168 Falla en zona muerta en configuración interruptor y medio

Si este escalón de protección de zona muerta debe ser utilizado como escalón de protección de sobrecorriente de tiempo definido, la entrada binaria “>STUB bloq.” no necesita ser activada ni configurada. Sin embargo, la entrada de autorización “>STUB autoriz.” tiene que estar activada permanentemente mediante una entrada binaria o mediante funciones de lógica (CFC). La protección sobrecorriente de respaldo puede operar entres modos:

. Sólo activa con pérdida de tensión, siempre activa y en OFF.

Para utilizar esta protección en caso de fallas en la zona muerta, debemos configurar el escalón 50(N)-STUB.

50(N)/51(N) Backup OverCurrent - Settings Group A

General | 50(N)-B1 | 50(N)-B2 | 51(N)-B | 50(N)-STUB |

Settings:

No.	Settings	Value
2630	50-STUB Pickup	1,60 A
2631	50-STUB Delay	0,10 sec
2632	50N-STUB Pickup	0,40 A
2633	50N-STUB Delay	0,10 sec
2634	Instantaneous trip via Pilot Prot./BI	YES
2635	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	YES

A continuación vemos el diagrama lógico de esta protección (figura 3.169)

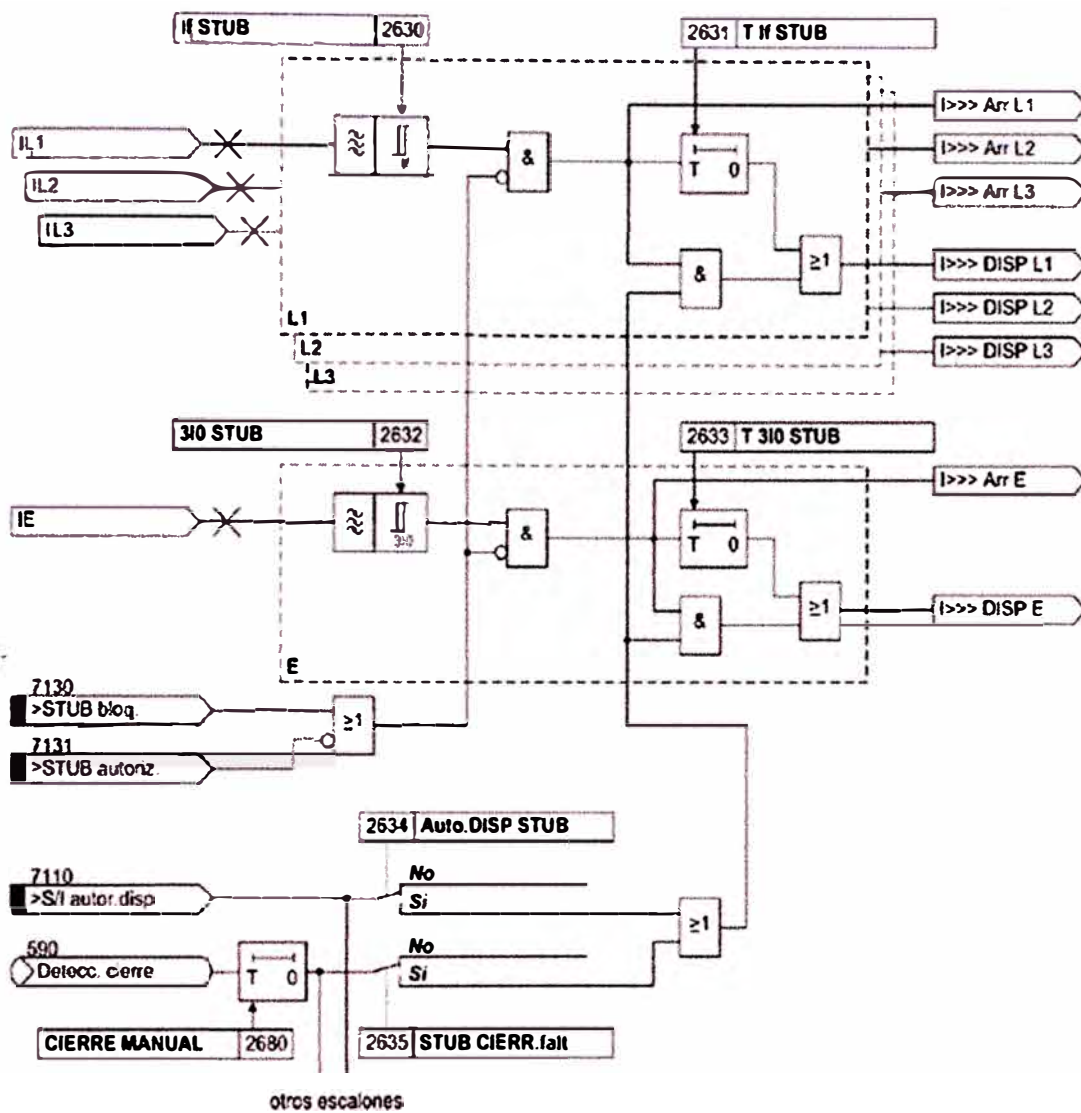


Fig. 3.169 Diagrama lógico de la protección falla en zona muerta

3.17.2 Prueba sobrecorriente de respaldo para zona muerta

Utilizando el modulo de “overcurrent” del software omicron se configurará tanto el arranque 50-STUB: 1.6A como el tiempo 50-STUB: 100ms

Overcurrent Protection Parameters

Relay Parameters Elements

Selected element type: Phase (2 Elements / 1 Active)

Active	Element Name	Tripping Characteristic	I Pick-up	Absolute	Time	Reset Ratio	Direction
<input type="checkbox"/>	I #1 Phase	IEC Definite Time	3.200 Iref	3.200 A	300.0 ms	0.950	Forward
<input checked="" type="checkbox"/>	I #2 Phase	IEC Definite Time	1.600 Iref	1.600 A	100.0 ms	0.950	Forward

Define Element Characteristic | Define Element Directional Behavior | View Resulting Characteristic

Characteristic Name: IEC Definite Time

Range limits

Active

I min: 0.000 Iref t min: 0.000 s

I max: +∞ Iref t max: +∞ s

Reset characteristic

ON

Definite time tr: 0.000 s

Inverse time R: 0.000 s T: 0.000 s

$$tr(s) = \frac{R \cdot Td}{I - M \cdot I}$$

I pick-up: 1.600 Iref Trip time: 100.0 ms

Configuración de arranque 50N-STUB: 0.4A y tiempo 50N-STUB: 100ms

Overcurrent Protection Parameters

Relay Parameters Elements

Selected element type: Residual (4 Elements / 1 Active)

Active	Element Name	Tripping Characteristic	I Pick-up	Absolute	Time	Reset Ratio	Direction
<input type="checkbox"/>	I #1 Residual	IEC Definite Time	300.000 Iref	300.0 A	100.0 ms	0.950	Forward
<input type="checkbox"/>	I #2 Residual	IEC Normal Inverse	0.800 Iref	800.0 mA	0.500	0.950	Forward
<input type="checkbox"/>	I #3 Residual	IEC Definite Time	3.200 Iref	3.200 A	300.0 ms	0.950	Forward
<input checked="" type="checkbox"/>	I #4 Residual	IEC Definite Time	0.400 Iref	400.0 mA	100.0 ms	0.950	Forward

Define Element Characteristic | Define Element Directional Behavior | View Resulting Characteristic

Characteristic Name: IEC Definite Time

Range limits

Active

I min: 0.000 Iref t min: 0.000 s

I max: +∞ Iref t max: +∞ s

Reset characteristic

ON

Definite time tr: 0.000 s

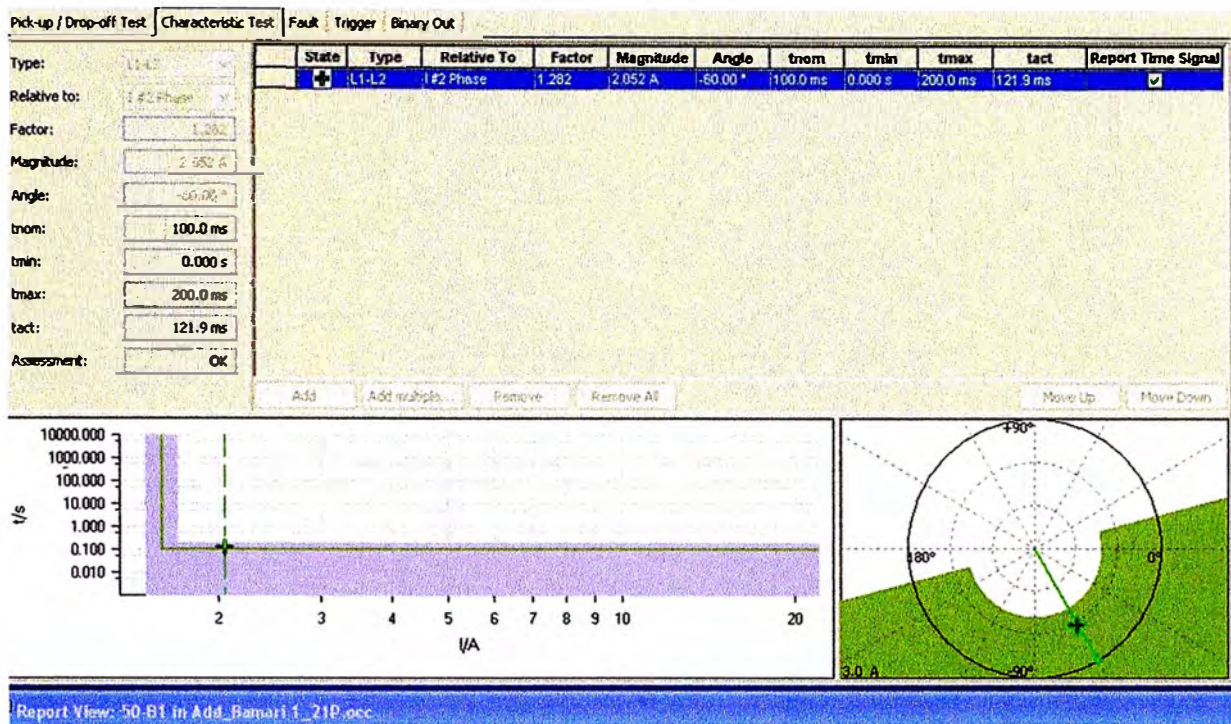
Inverse time R: 0.000 s T: 0.000 s

$$tr(s) = \frac{R \cdot Td}{I - M \cdot I}$$

I pick-up: 0.400 Iref Trip time: 100.0 ms

. Evaluación del tiempo de disparo por 50-STUB:

Siendo $I_{pickup} = 1.6A$ y $t_{nom} = 100ms$, considerando el factor $M = 1.282$, la corriente de prueba será de $I_{test} = 2.052A$, los resultados para la curva IEC tiempo definido:



Name	Trigger State
Start	X
Trip	1

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload	Result
L1-L2	I#2 Phase	1.282	2.05 A	-60.00 °	100.0 ms	121.9 ms	No	Passed

State:

1 out of 1 points tested.
 1 points passed.
 0 points failed.

General Assessment: Test passed!

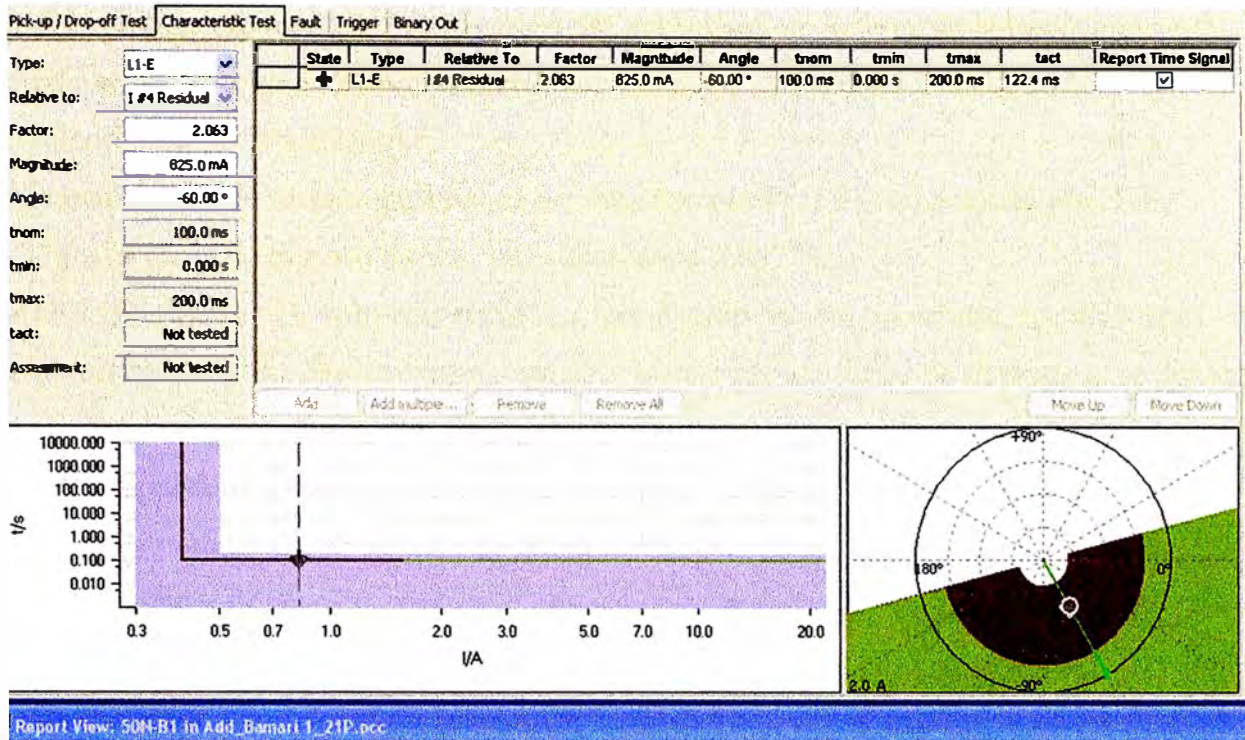
. Visualización de actuación de la protección 50-STUB en espontáneos en el relé:

Number	Indication	Value	Date and time
00590	Line closure detected	ON	24.06.2012 12:03:20.894
	Reset LED	OFF	24.06.2012 12:03:20.902
00301	Power System fault	22 - ON	24.06.2012 12:03:20.902
00302	Fault Event	22 - ON	24.06.2012 12:03:20.902
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
00503	Relay PICKUP Phase A	ON	0 ms
00504	Relay PICKUP Phase B	ON	0 ms
07161	50(N)/51(N) Backup O/C PICKED UP	ON	0 ms
07162	50(N)/51(N) Backup O/C PICKUP Phase A	ON	0 ms
07163	50(N)/51(N) Backup O/C PICKUP Phase B	ON	0 ms
07176	50(N)/51(N)-B Pickup AB	ON	0 ms
07191	50(N)-B1 Pickup	ON	0 ms
30053	Fault recording is running	ON	2 ms
00590	Line closure detected	OFF	41 ms
07235	50-STUB TRIP	ON	100 ms
07211	50(N)/51(N)-B General TRIP command	ON	100 ms

Fig. 3.171 Disparo de sobrecorriente respaldo para zona muerta

. Evaluación del tiempo de disparo por 50N-STUB:

Siendo $I_{pickup} = 0.4A$ y $t_{nom} = 100ms$, considerando el factor $M = 2.063$, la corriente de prueba será de $I_{test} = 825mA$, los resultados para la curva IEC tiempo definido:



Report View: 50N-B1 in Add_Bamari 1_21P.pcc

Name	Trigger State
Start	X
Trip	1

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload	Result
L1-E	I#4 Residual	2.063	0.83 A	-60.00°	100.0 ms	122.4 ms	No	Passed

State:

1 out of 1 points tested.
1 points passed.
0 points failed.

General Assessment: Test passed!

3.18 Teleprotección (85)

Los cortocircuitos que aparecen fuera de la primera zona de distancia (Z1) pero dentro del tramo protegido, sólo pueden ser eliminados selectivamente por la protección de distancia después de un tiempo de reserva. En los tramos de línea que son más cortos que el menor valor posible ajustable de distancia, no se pueden eliminar cortocircuitos selectiva e instantáneamente. Sin embargo, para lograr mediante la protección de distancia una desconexión selectiva y sin retardo para cualquier falla en el 100% del tramo de la línea, el equipo de protección puede intercambiar informaciones con el extremo opuesto y elaborarlas mediante un esquema de teleprotección. Esto se puede realizar mediante vías de comunicación convencionales con relés de transmisión y recepción.

Se hace diferencia entre esquemas de subalcance y los esquemas de sobrealcance.

3.18.1 Esquema de subalcance: La protección de distancia se ajusta con características de escalonamiento de zona normales. Si se produce un orden de disparo en la primera zona, esto se señala al otro extremo de línea mediante una vía de comunicación. La señal recibida produce un disparo, bien por activación de la zona de sobrealcance Z1B o mediante una orden de mando directa.

- . Teleprotección con arranque,
- . Transferencia de disparo permisivo por subalcance (PUTT) con aceleración Z1B,
- . Transferencia de disparo directo por subalcance (DUTT).

3.18.2 Esquema de sobrealcance: La protección ya se encuentra en una zona de sobrealcance rápido. Sin embargo, ésta sólo puede dar una señal de disparo, si se detecta también una falla en el otro extremo de la línea en una zona de sobrealcance. El esquema puede transmitir una señal de autorización o de bloqueo. Se distingue entre:

Esquemas permisivos:

- . Transferencia de disparo permisivo con sobrealcance Z1B (POTT),
- . Comparación direccional,
- . Comparación direccional de desbloqueo.

Esquema de bloqueo:

- . Comparación direccional de bloqueo.

Esquema mediante líneas piloto:

- . Teleprotección de hilo piloto,
- . Bloqueo reversible.

Las zonas de distancia funcionan independientemente, por lo que es posible en el esquema por comparación un disparo instantáneo en Z1 sin una señal de autorización o bien con una señal de bloqueo acoplada. Si no se requiere un disparo rápido en Z1 (caso de líneas muy cortas), entonces Z1 debe ser retardada con T1.

3.18.3 Canales de transmisión: El procedimiento de comparación a través de hilo piloto resulta de útil en distancias cortas. Aquí la información se intercambia entre los extremos de la línea a través de un par de conductores (hilos piloto o de control) usando corriente continua. También, la función de bloqueo reversible funciona con señales de control de corriente continua. Para la transmisión de señales se requiere como mínimo un canal de transmisión en cada dirección. Para esto, se utilizan conexiones de fibra óptica, canales de alta frecuencia de modulación de audiofrecuencia por cables de telecomunicación, onda portadora de alta frecuencia o radioenlace.

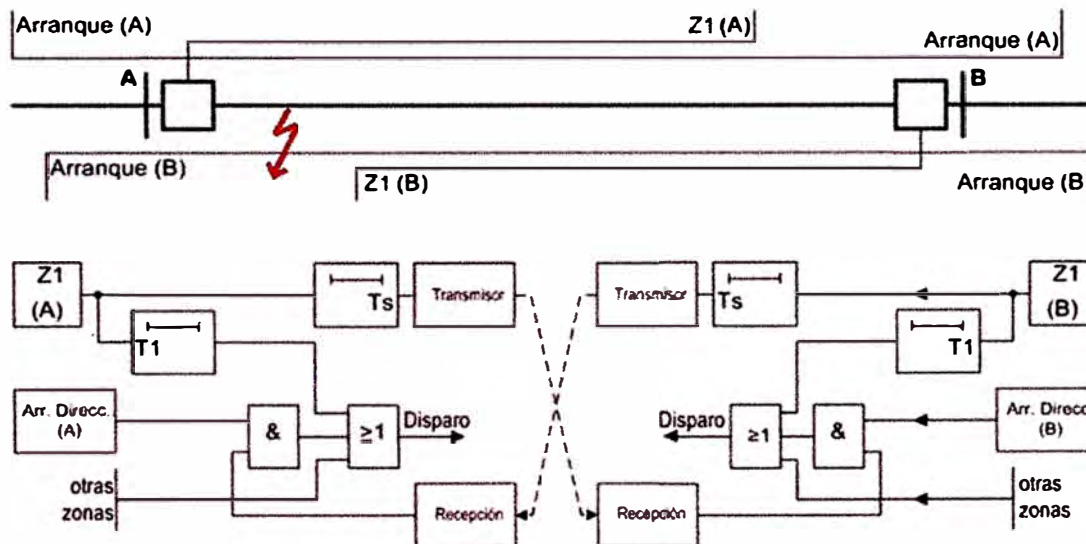
3.18.4 Transferencia de disparo permisivo (PUTT) con arranque: La figura 3.172 muestra el esquema de funcionamiento para el PUTT. Para una falla en Z1, se envía al extremo opuesto de la línea la señal de transferencia de disparo. La señal recibida causa allí el disparo, si la falla es detectada por la función de protección arrancada. La transmisión de la señal puede prolongarse mediante T_s ajustando la dirección 2103, para compensar posibles diferencias en los tiempos de arranque en los dos extremos de la línea.

85-21 Pilot Prot. for Distance prot. - Settings Group A

Settings:

No.	Settings	Value
2101	85-21 Pilot Prot. for Distance prot.	ON
2102	Type of Line	Two Terminals
2103A	Time for send signal prolongation	0,05 sec
2112A	DIS transient block by EF	YES

La protección de distancia se parametriza de tal manera que la primera zona llega hasta aproximadamente el 85% de la longitud de la línea. En líneas con tres extremos, Z1 se ajusta igualmente a aproximadamente 85% del tramo de línea más corto, pero como mínimo más allá del punto de derivación de la T.



3.172 Transferencia de disparo permisivo por subalcançe (PUTT) con arranque

3.18.5 PUTT con aceleración Z1B: La figura 3.173 muestra el esquema funcional PUTT con aceleración de zona Z1B. Hay que recordar que la impedancia (alcance) de la zona Z1B es igual que la Z2 con la diferencia que el tiempo de actuación de la zona Z1B es instantáneo. Una falla en la Z1 es transmitida al extremo opuesto de la línea mediante una señal de disparo transferido. La señal recibida causa el disparo, si la falla ha sido detectada dentro de la zona Z1B en la dirección parametrizada. La protección de

distancia se parametriza de tal manera que la primera zona llegue hasta aproximadamente el 85% de la longitud de la línea y la zona se sobrealcance hasta la siguiente estación (aproximadamente 120% de la longitud de la línea). En líneas con tres extremos, Z1 se ajusta igualmente a aproximadamente 85% del tramo de línea más corto, pero como mínimo más allá del punto de derivación de la T. Se debe tener cuidado que el alcance de Z1 no sobrepase uno de los dos extremos de línea. La zona de sobrealcance Z1B debe cubrir con seguridad el tramo de línea más largo, aún cuando sea posible una alimentación adicional por el punto de derivación.

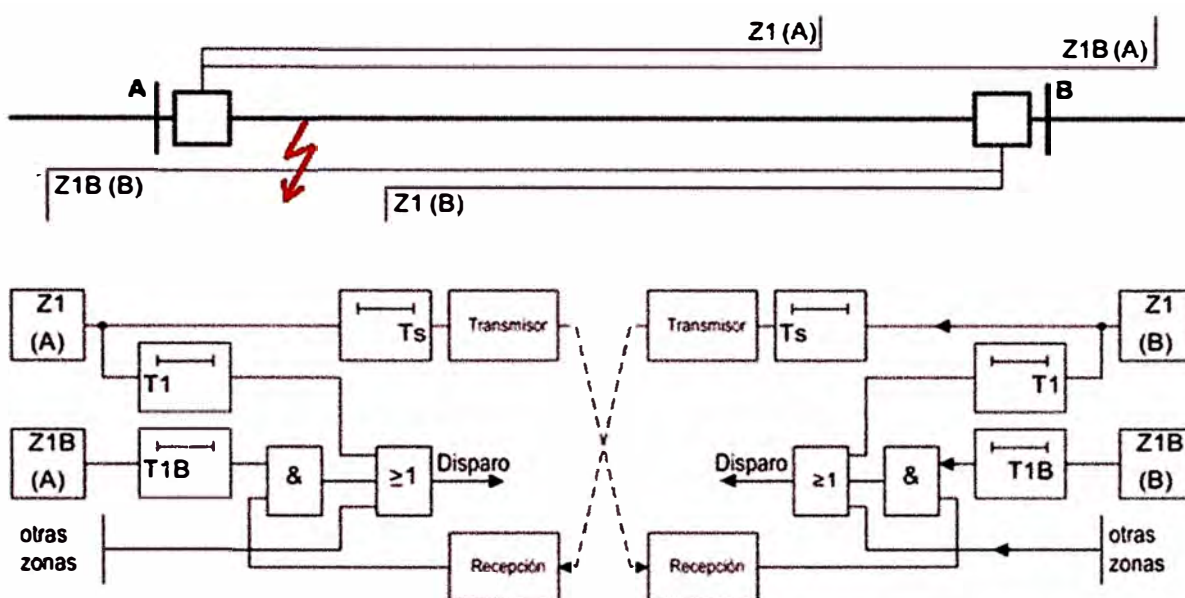


Fig. 3.173 Esquema PUTT con aceleración Z1B

El disparo por transferencia permisivo actúa únicamente con fallas en dirección “*hacia adelante*”. Por lo tanto, la zona Z1 y la zona de sobrealcance Z1B de la protección de distancia deben ajustarse de modo necesario hacia adelante.

3.18.6 Transferencia de disparo directo por subalcance (DUTT): Como en el caso de la transferencia de disparo permisivo por subalcance (PUTT) con aceleración Z1B un defecto en la zona Z1 es transmitido al extremo opuesto de línea por medio de una señal de disparo transferido. La señal recibida origina allí un disparo sin cuestiones adicionales, tras un breve margen de seguridad TV (ajustable en la dirección 2202). En líneas con tres extremos se debe tener cuidado que el alcance de Z1 no sobrepase uno de los dos extremos de línea. En este procedimiento no se requiere la zona de sobrealcance Z1B.

DTT Direct Transfer Trip - Settings Group A

Settings:

No.	Settings	Value
2201	Direct Transfer Trip (DTT)	ON
2202	Trip Time Delay	0,01 sec

La ventaja en comparación con el PUTT con aceleración Z1B es que ambos extremos de línea pueden ser disparados sin necesidad de ninguna medida adicional, aun cuando en un extremo de línea no exista una fuente de alimentación a la falla. Aquí no se efectúa ninguna supervisión adicional de la señal de disparo en el extremo receptor. La aplicación del esquema de transferencia de disparo directo por subalcance no tiene un parámetro o ajuste propio e independiente, sino que si se ajusta la teleprotección para actuar según un esquema de transferencia de disparo permisivo por subalcance PUTT, se usan desde el lado receptor las entradas binarias para el disparo directo externo en el extremo receptor. Para líneas con dos extremos se puede realizar una transmisión de señales por fases separadas. Entonces, los circuitos de recepción y transmisión trabajan por separado para cada fase. En las líneas con tres extremos se envía la señal de transmisión a los otros dos extremos opuestos. Entonces, las señales de recepción deben ser vinculadas con la función lógica OR.

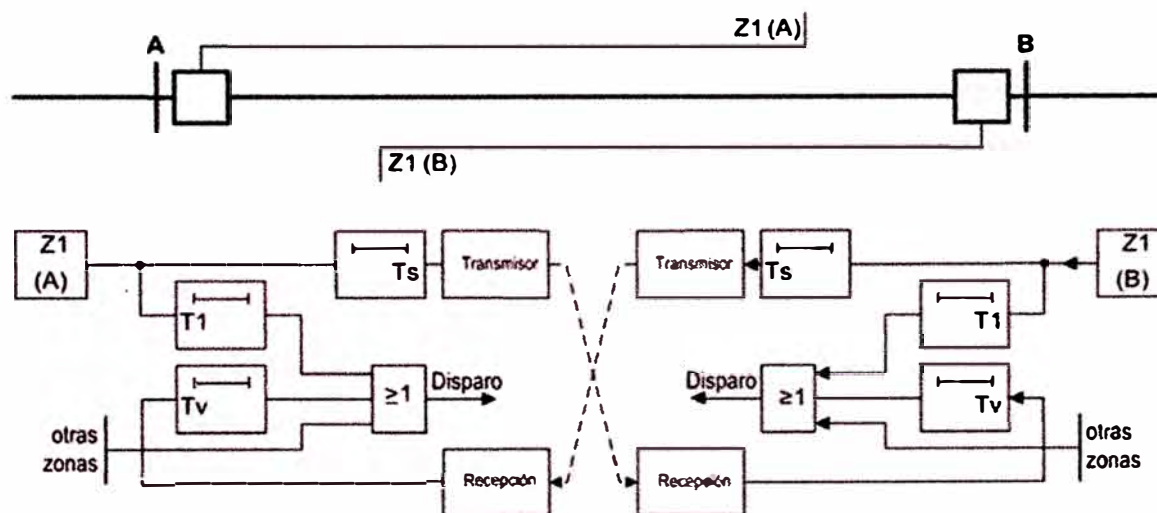


Fig. 3.174 Esquema funcional disparo directo transferido por subalcance DUTT

3.18.7 Transferencia de disparo permisivo por sobrealcance Z1B (POTT): El modo de transferencia de disparo permisivo con sobrealcance Z1B (POTT) es un procedimiento permisivo. La zona de sobrealcance Z1B ajustada a más allá de la subestación en el extremo opuesto es decisiva. La comparación de señal puede ser aplicada en líneas *extremadamente cortas* cuando un ajuste se hace a un 85% de la longitud de la línea y por eso no es posible una desconexión rápida selectiva. Sin

embargo en este caso la zona Z1 debe retardarse mediante T1 (aproximadamente $T1 = 250\text{mseg}$ y la zona Z2 en aproximadamente $T2 = 600\text{mseg}$), para evitar el disparo no selectivo por la zona Z1 (ver figura 3.175). Si la protección de distancia identifica una falla dentro de la zona Z1B de sobrealcance, ésta envía primero una señal de autorización al extremo opuesto de la línea. Si del extremo opuesto igualmente se recibe una señal de autorización, se conduce la señal de disparo al relé de mando. Condición para una desconexión rápida es por lo tanto que en ambos extremos de la línea sea detectada una falla dentro de la zona Z1B en dirección hacia adelante. La protección de distancia se ajusta de tal manera que la zona de sobrealcance Z1B llegue más allá de la subestación en el extremo opuesto (aproximadamente 120% de la longitud de la línea). En líneas con tres extremos, Z1B debe ser ajustado para llegar con seguridad más allá del tramo de línea más largo, incluso con alimentación intermedia a la falla mediante el punto de derivación de la T. La primera zona sigue el plan de escalonamiento normal, es decir, el 85% de la longitud de la línea, en líneas con tres extremos, como mínimo más allá del punto de derivación de la T. La señal de transmisión puede prolongarse mediante Ts (dirección 2103). La prolongación de la señal de transmisión sólo es efectiva, si la protección ya ha producido una señal de disparo. Esto asegura la autorización del otro extremo de línea, aún cuando haya sido despejado localmente el cortocircuito de modo muy rápido por la zona independiente Z1.

Para todas las zonas, excepto para Z1B, se efectúa un disparo sin autorización del extremo opuesto de tal manera que la protección trabaja independientemente de la transmisión de la señal con una característica de escalonamiento normal.

El disparo por transferencia de sobrealcance permisivo actúa únicamente para falla en dirección “hacia adelante”. Por lo tanto, la zona de sobrealcance Z1B de la protección de distancia debe ser ajustada de modo definitivo con la opción *adelante* (dirección 1351). Para líneas con dos extremos se puede realizar una transmisión por fases separadas. Luego, los circuitos de recepción y transmisión trabajan por separado para cada fase. En líneas con tres extremos la señal de transmisión es enviada a ambos extremos opuestos. Entonces, las señales de recepción están vinculadas con AND ya que en un caso de falla interna, los tres extremos de línea deben transmitir señales. En un procedimiento convencional de transmisión, se informa al equipo a través del parámetro CONEXIÓN (dirección 2102) si existen uno o dos extremos opuestos. En líneas con alimentación unilateral no se puede generar una señal de autorización en el extremo sin alimentación ya que aquí no se produce ningún arranque. El equipo

consigue el disparo mediante el esquema POTT activando la función fuente débil (función eco). Esta función se activa cuando recibe del extremo opuesto una señal aun si el equipo no ha detectado una falla.

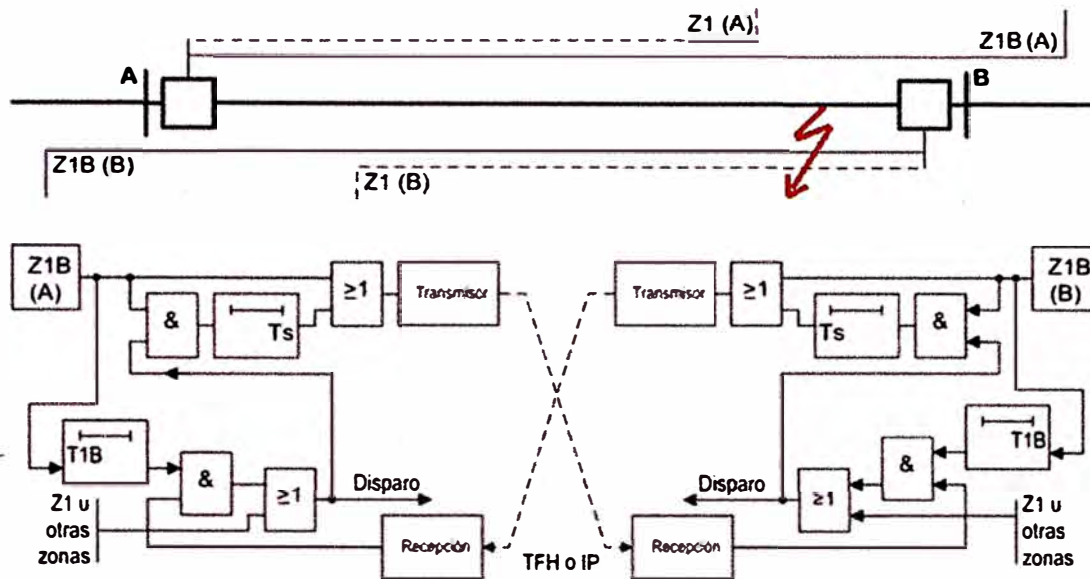


Fig. 3.175 Esquema de transferencia de disparo permisivo con sobrealcance Z1B

3.18.8 Esquema de comparación direccional de bloqueo:

Usa la direccionalidad del relé para determinar la posición de falla relativa a la línea protegida y comunicar la información al terminal remoto es decir transmite señal de bloqueo cuando se detecta una falla en dirección hacia atrás. Se detiene y permite el disparo sin esperar confirmación del extremo en cuanto la protección de falla a tierra detecta una falla hacia adelante. Se usa especialmente en líneas de gran longitud cuando la señal transmitida a través de la línea a proteger mediante onda portadora de alta frecuencia y la atenuación de la señal en el lugar de la falla resulta tan alta que no se puede garantizar la recepción en el otro extremo de la línea.

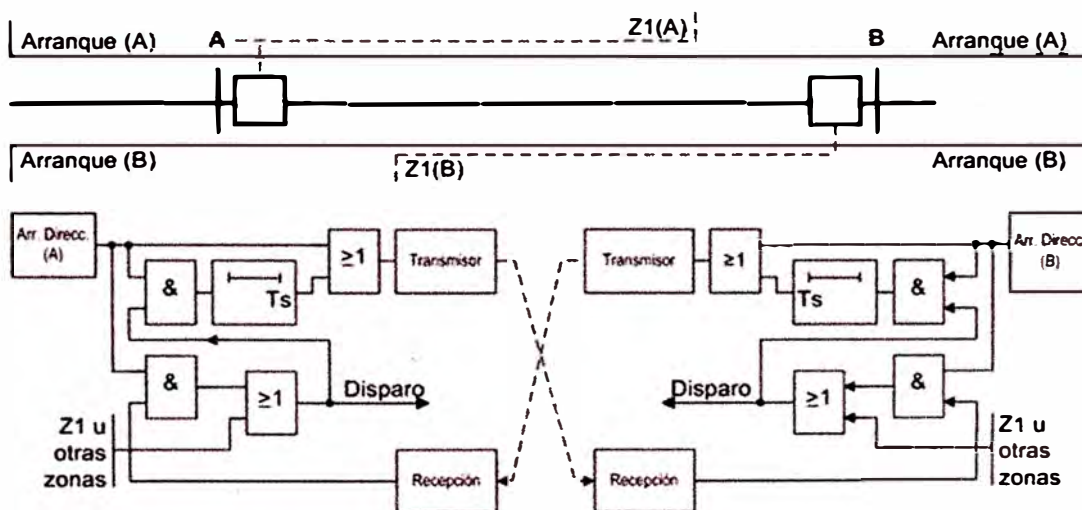


Fig. 3.176 Diagrama funcional del esquema de comparación direccional

3.18.9 Configuración y pruebas PUTT con aceleración Z1B

Primeramente el alcance de la zona Z1B debe ser menor al tramo protegido. La reactancia total de la línea en valores secundarios es: $X_{línea} = 0.3336 \Omega / \text{km} * 107.3 \text{ km} = 35.79 \Omega$, como $X(Z1B) < 35.79$, escogemos $X(Z1B) = 35.76 \Omega$

Functional Scope		
Available functions:		
No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Enabled
0114	21 Distance protection pickup program	Z< (quadrilateral)
0120	68 Power Swing detection	Enabled
0121	85-21 Pilot Protection for Distance prot	PUTT (Z1B)
0122	DTT Direct Transfer Trip	PUTT (Z1B)
0124	50HS Instantaneous SOTF	PUTT (acceleration with Pickup)
0125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	POTT
0126	50(N)/51(N) Backup OverCurrent	Directional Comparison Pickup
0131	50N/51N Ground OverCurrent	Unblocking
0132	85-67N Pilot Protection Grnd. OverCurrent	Blocking
0133	79 Auto-Reclose Function	Reverse Interlocking
0134	Auto-Reclose control mode	Pilot wire comparison
		Disabled

Fig. 3.177 Selección del esquema de teleprotección

Mapeo de entradas y salidas binarias en el relé

Se asignan entradas binarias correspondientes a la función de teleprotección para:

- . Equipo de teleprotección en falla por BI21.
- . Recepción de señal de teleprotección por distancia (85-21) por BI12.

Se asignan salidas binarias correspondientes a la función de teleprotección para:

- . Envío de señal de teleprotección hacia el extremo opuesto de la línea por BO4.
- . Envío de señal de teleprotección para el arranque del registrador de fallas BO10.

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - PEZ / 115kV / Bamari 1 / Bamari 1 21P/7SA612]								
File Edit Insert Device View Options Window Help								
Indications and commands only								
No filter								
	Number	D	Long text	Type	Source			BO
					BI	F	S	
Device General							*	*
P.System Data 1								
Change Group								
Osc. Fault Rec.								
P.System Data 2					*			*
21 Dis.General								*
21 Dis.ZoneQuad								
68 Power Swing								
85-21 PilotDist	04001		>85-21 Pilot Prot. Distance ON	SP				
	04002		>85-21 Pilot Prot. Distance OFF	SP				
	04003		>85-21 Pilot Prot. Distance BLOCK	SP				
	04005		>85-21 Carrier faulty	SP	H21			
	04006		>85-21 Carrier RECEPTION, Channel 1	SP	H12			
	04010		>85-21 Carrier RECEPTION, Channel 2	SP				
	04050		85-21 Pilot Prot. ON/OFF via 8I	IntSP				
	04052		85-21 Pilot Prot. is switched OFF	OUT				
	04054		85-21 Carrier signal received	OUT				
	04055		85-21 Carrier CHANNEL FAILURE	OUT				
04056		85-21 Carrier SEND signal	OUT				U4.U10	

Prueba envío 85-21 por PUTT: Escogeremos un punto de prueba en la zona Z1 (17.47∠70°) para una falla monofásica de la fase A correspondiente a la línea Bamari 1 del capítulo 3.9.6. La temporización para todas las fallas en la zona Z1 es instantánea $T1 = 0$ seg

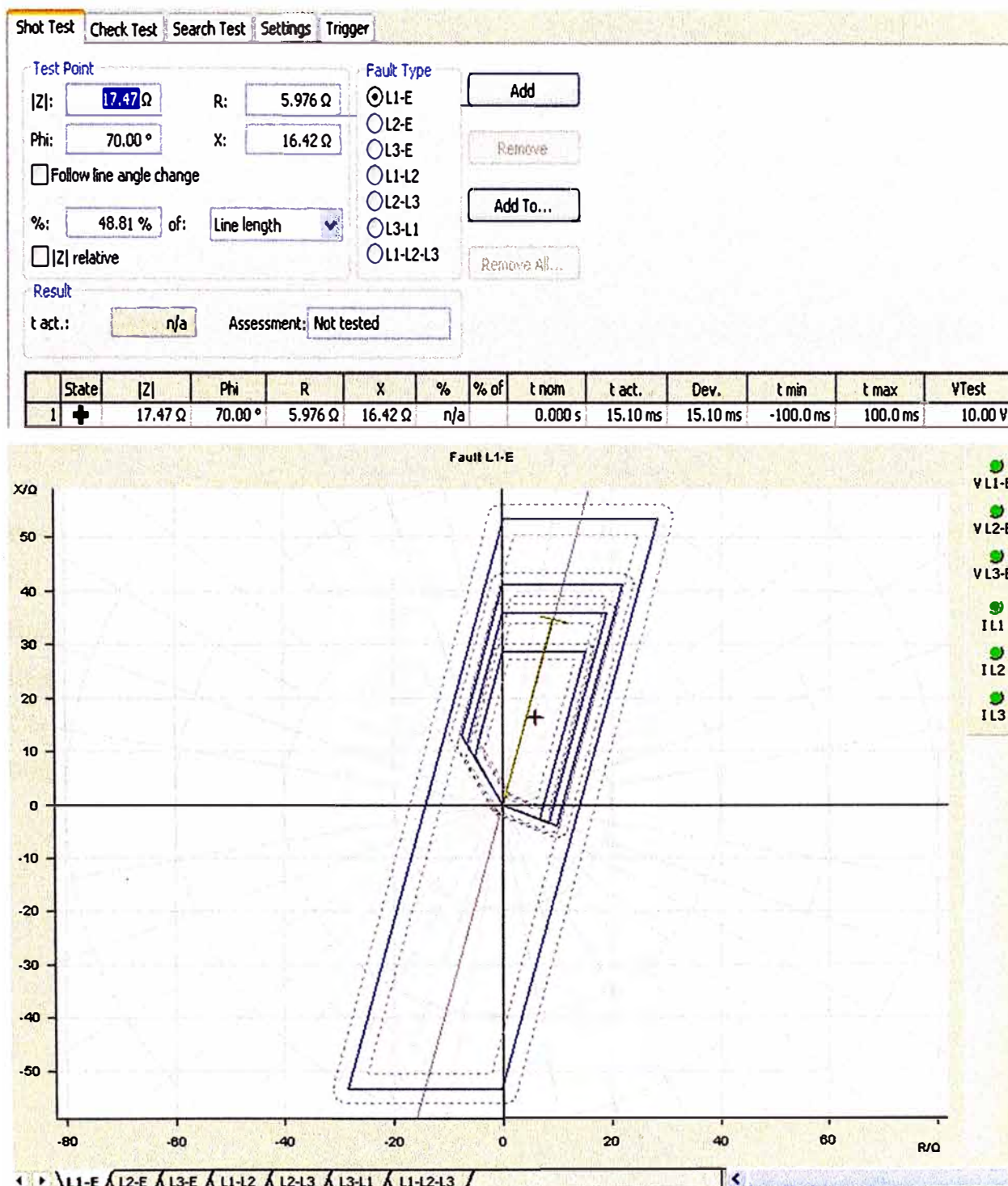


Fig. 3.178 Punto de prueba escogido

La visualización del envío de la señal de teleprotección al extremo opuesto se muestra en los espontáneos del relé:

Number	Indication	Value	Date and time
03671	21 PICKED UP	ON	0 ms
03672	21 PICKUP Phase A	ON	0 ms
03675	21 PICKUP GROUND	ON	0 ms
03682	21 Pickup AG	ON	0 ms
03701	21 Selected Loop AG forward	ON	0 ms
03719	21 Picked up FORWARD	ON	0 ms
03805	21 TRIP command Phases ABC	ON	0 ms
03801	21 Distance General TRIP command	ON	0 ms
03823	21 TRIP 3phase in Z1 with single-ph Ft.	ON	0 ms
00507	Relay TRIP command Phase A	ON	0 ms
00508	Relay TRIP command Phase B	ON	0 ms
00509	Relay TRIP command Phase C	ON	0 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	0 ms
01000	Number of breaker TRIP commands	1	0 ms
00536	Relay Definitive TRIP	ON	0 ms
03771	21 Time Out T1	ON	0 ms
03741	21 Pickup Z1, Loop AG	ON	0 ms
04056	85-21 Carrier SEND signal	ON	0 ms
03780	21 Time Out T1B	ON	0 ms
03747	21 Pickup Z1B, Loop AG	ON	0 ms
03755	21 Pickup Z2	ON	1 ms
03758	21 Pickup Z3	ON	1 ms
03759	21 Pickup Z4	ON	1 ms

Fig. 3.179 Visualización en el relé del envío de señal de teleprotección

Prueba PUTT con aceleración Z1B: Escogeremos un punto de prueba en la zona Z2 (33.27L 71.42°) para una falla monofásica de la fase A correspondiente a la línea Bamari 1 del capítulo 3.9.6

La temporización para todas las fallas en la zona Z2 es $T2 = 300$ mseg.

Condicionaremos al relé la condición de recepción de la teleprotección por la entrada binaria BI12 para ver la respuesta del relé según el tiempo ajustado.

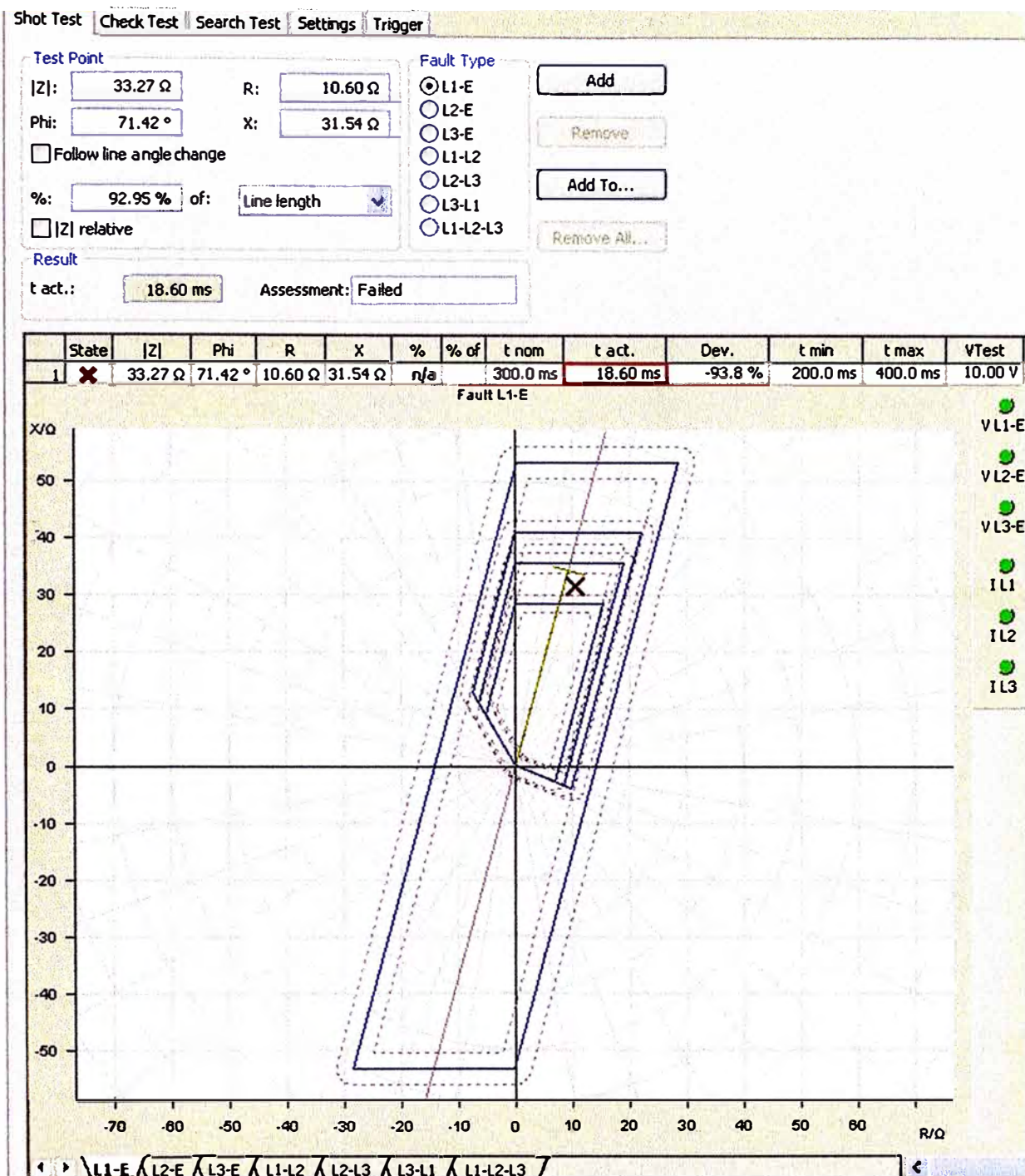


Fig. 3.180 Visualización en la plantilla de pruebas para el punto de prueba escogido por esquema PUTT (Z1B)

Podemos verificar que el tiempo de actuación ha sido acelerado de 300ms a instantáneo por la activación de esta BI12 (t actuación = 18.6ms) la cuál corresponde a la zona Z1B. La visualización de la recepción de la señal de teleprotección del extremo opuesto así como el tiempo de actuación del disparo en la zona Z1B acelerada se muestra en los espontáneos del relé:

Number	Indication	Value	Date and time
04054	85-21 Carrier signal received	ON	24.06.2012 13:18:32.709
00590	Line closure detected	ON	24.06.2012 13:18:41.982
00131	Load angle Phi(PQ) blocked	OFF	24.06.2012 13:18:41.983
	Reset LED	OFF	24.06.2012 13:18:41.988
00301	Power System fault	3 - ON	24.06.2012 13:18:41.988
00302	Fault Event	3 - ON	24.06.2012 13:18:41.988
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
00503	Relay PICKUP Phase A	ON	0 ms
00506	Relay PICKUP GROUND	ON	0 ms
03671	21 PICKED UP	ON	0 ms
03672	21 PICKUP Phase A	ON	0 ms
03675	21 PICKUP GROUND	ON	0 ms
03682	21 Pickup AG	ON	0 ms
03701	21 Selected Loop AG forward	ON	0 ms
03719	21 Picked up FORWARD	ON	0 ms
03771	21 Time Out T1	ON	0 ms
03850	21 TRIP Z1B with Pilot Protection scheme	ON	1 ms
03805	21 TRIP command Phases ABC	ON	1 ms
03801	21 Distance General TRIP command	ON	1 ms
03825	21 TRIP 3phase in Z1B with single-ph Flt	ON	1 ms
00507	Relay TRIP command Phase A	ON	1 ms
00508	Relay TRIP command Phase B	ON	1 ms
00509	Relay TRIP command Phase C	ON	1 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	1 ms
01000	Number of breaker TRIP commands	3	1 ms
00536	Relay Definitive TRIP	ON	1 ms
03780	21 Time Out T1B	ON	1 ms
03747	21 Pickup Z1B, Loop AG	ON	1 ms
03755	21 Pickup Z2	ON	1 ms
03758	21 Pickup Z3	ON	1 ms
03759	21 Pickup Z4	ON	1 ms

Fig. 3.181 Visualización de espontáneos del relé mostrando la recepción de la señal de teleprotección

3.19 Falla Interruptor (50BF)

La protección de fallo del interruptor proporciona un respaldo rápido de despeje de la falla, en el caso de que el interruptor local falle en su reacción a la orden de disparo procedente de una función de protección.

3.19.1 Descripción funcional: En una salida de línea al enviar una orden disparo al interruptor de potencia local, esta orden se comunica al mismo tiempo a la protección contra fallo del interruptor (figura 3.182). En este caso, se inicia una temporización T-BF (temporización falla interruptor de potencia). Esta función de tiempo transcurre mientras esté una orden de disparo de la protección y circule corriente a través de los polos del interruptor. Para esto el relé tiene parámetros para reconocer el estado de la línea y los supervisa de manera continua, el umbral de corriente para detección de polo abierto aparece bajo la dirección 1130A.

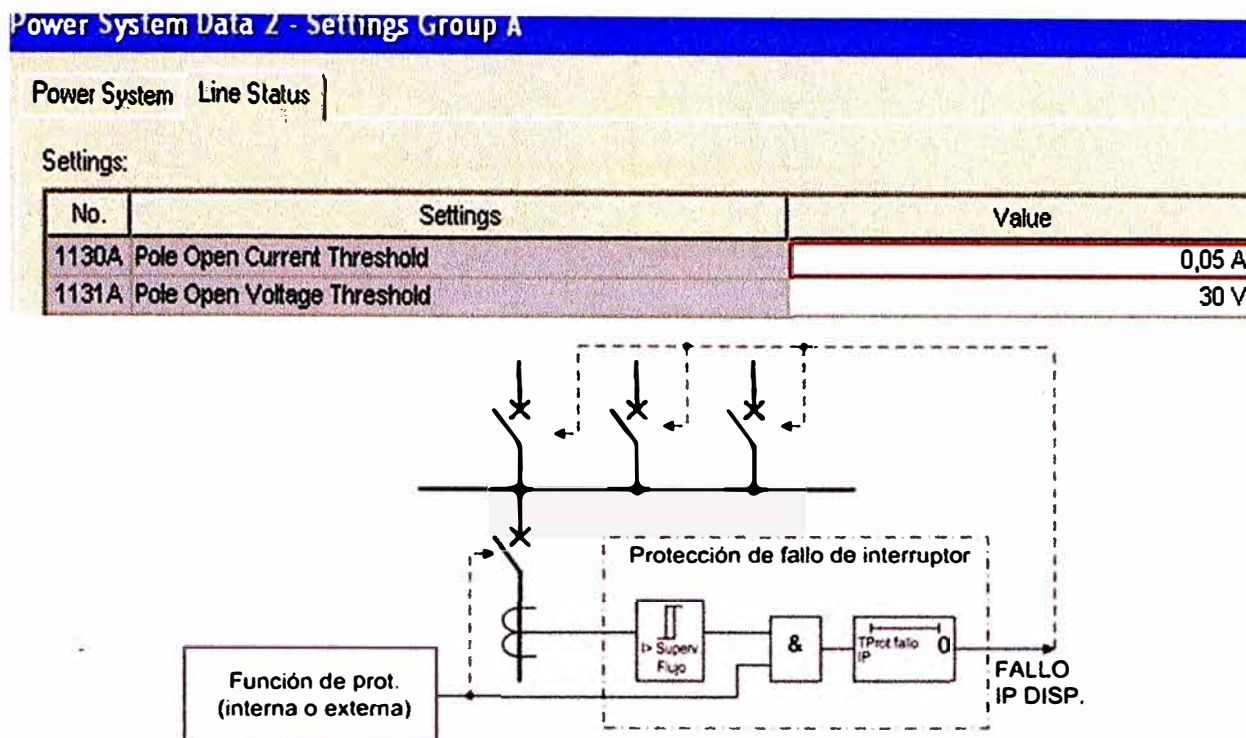


Fig. 3.182 Diagrama funcional simplificado de la protección 50BF con supervisión de flujo de corriente

Durante el funcionamiento sin perturbaciones, el interruptor de potencia desconecta la corriente de falla y por lo tanto interrumpe el flujo de corriente. El escalón de supervisión de corriente retorna rápidamente a su estado inicial de reposición (típicamente 10ms) y detiene el temporizador T-BF.

Si la orden de disparo no se ejecuta (caso fallo del interruptor), la intensidad sigue circulando y el temporizador sigue su curso hasta su límite de tiempo fijado. La protección de fallo del interruptor envía entonces una orden de disparo a los interruptores restantes para desconectar la corriente de falla. El tiempo de reposición de la protección de línea no es relevante debido a que la supervisión del flujo de corriente de la protección 50BF detecta por sí misma la interrupción de la corriente.

En las funciones de protección cuyos criterios de disparo no estén relacionados con un flujo de corriente medible (relé Buchholz), el flujo de corriente no constituye un criterio fiable para controlar el correcto funcionamiento del interruptor [9]. Aquí se controla entonces los contactos auxiliares del interruptor de potencia en lugar del flujo de corriente (figura 3.183). Además es necesario que la posición de los contactos auxiliares del interruptor de potencia sea conducida al equipo a través de entradas binarias.

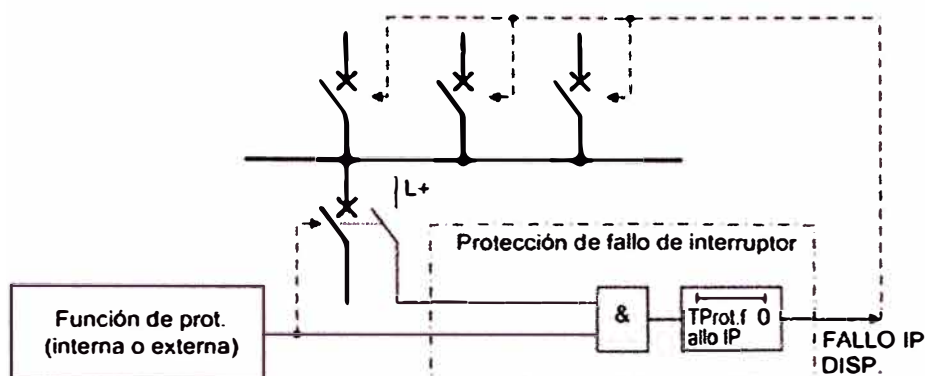


Fig. 3.183 Protección 50BF con control del contacto auxiliar del interruptor

En la figura 3.184 se informa al relé F003 la posición del interruptor H105 con los positivos en sus entradas binarias 4 y 5 (interruptor abierto y cerrado respectivamente); de esta manera cuando el campo es atendido a través de su propia bahía así como cuando se transfiere (cerrando el seccionador de transferencia H106 ver figura 3.120) a través del campo de acople energizando el contactor K006.

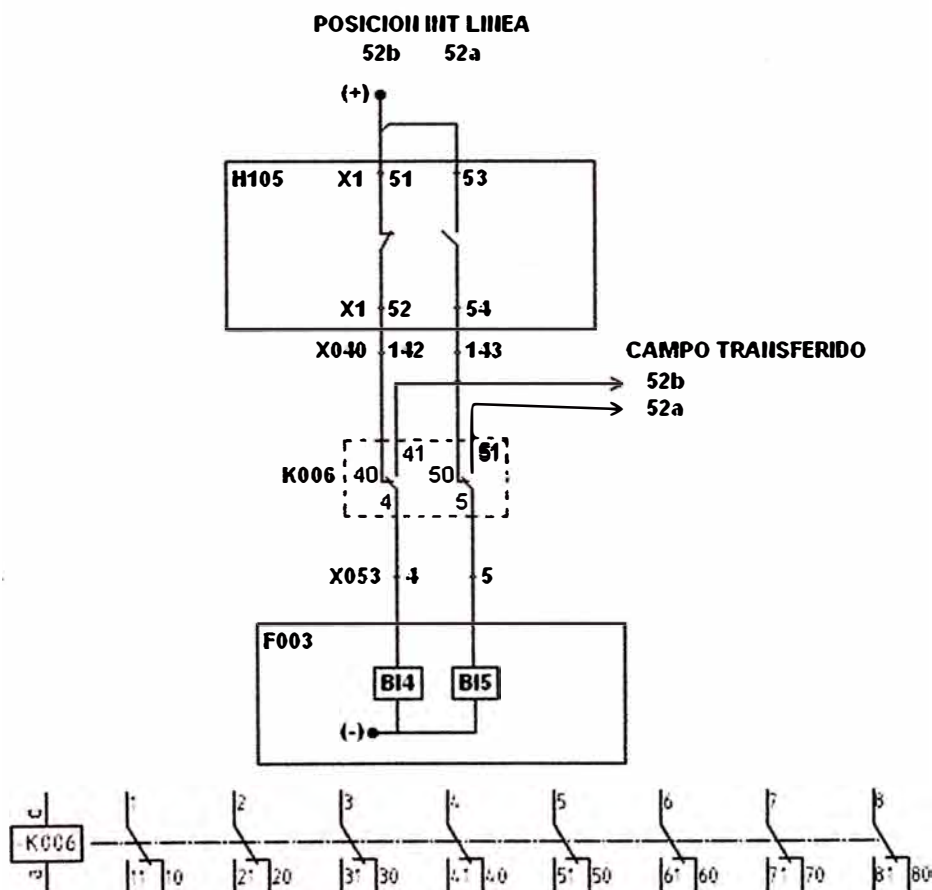


Fig. 3.184 Estados del interruptor de potencia

3.19.2 Supervisión de los contactos auxiliares del interruptor: La posición del interruptor se señala a la protección 50BF por medio de la función central de control del equipo. La evaluación de los contactos auxiliares del interruptor se efectúa en la protección 50BF solamente, cuando no circula corriente superior al valor ajustado para

supervisión del flujo de corriente. Si al producirse el disparo de protección ha reaccionado el criterio de flujo de corriente, se interpreta que el interruptor está abierto tan pronto desaparezca esta intensidad, aun cuando los contactos auxiliares no indiquen todavía que el interruptor está abierto. Esto da preferencia al criterio del flujo de corriente por su mayor fiabilidad y evita reacciones inapropiadas a causa de un defecto, por ejemplo, en el mecanismo de los contactos auxiliares. Esta funcionalidad especial de enclavamiento se proporciona para cada fase independientemente, así como para el disparo tripolar. Para verificar los contactos auxiliares (IK-3) del interruptor de potencia, es necesario precisar que el contacto de referencia RK está acoplado mecánicamente con la unidad ruptora UE del IP y se usa para la determinación indirecta del tiempo de conmutación. El RK se acciona mediante el sistema de accionamiento del IP. No existe unión mecánica directa con el sistema de contacto de la unidad ruptora.

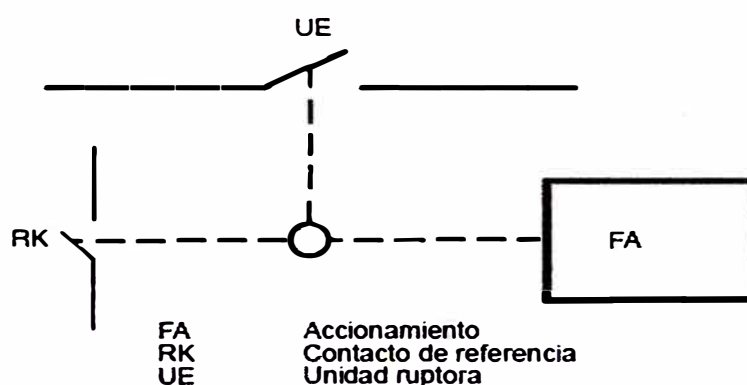
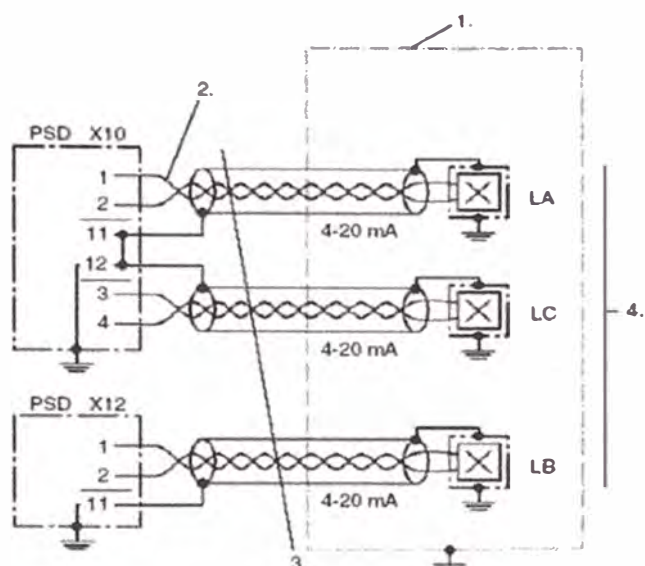


Fig. 3.185 Diagrama funcional del IK-3

El IK-3 es un sistema de 2 hilos de manera que la señal de salida se transmite sobre un lazo de corriente.

TABLA N°3.5 Datos de placa interruptor de potencia 220kV 3AP1-FI

Datos eléctricos		Medio de extinción SF ₆	
Tensión nominal	245 kV	Masa de relleno (interruptor de potencia completo)	21,3 kg
Frecuencia nominal	60 Hz	Volumen (interruptor de potencia completo)	460 dm ³
Corriente nominal de servicio	2500 A	Sobrepresión nominal de SF ₆ a +20°C	6,0 bar
Corriente nominal de corte en caso de cortocircuito	40 kA	Supervisión de SF ₆	
		Sobrepresión de señal pérdida de SF ₆ a 20°C	5,2 bar
		Sobrepresión de bloqueo de funcionamiento del SF ₆ a 20°C	5,0 bar
Tiempos de maniobra		Contacto referencia IK-3	
Duración mínima de la orden (cierre)	80 ms	Principio de funcionamiento	Sensor-"Hall" fijo e imán móvil
Duración mínima de la orden (apertura)	80 ms	Hall-Sensor	HE-6103
Tiempo de cierre	53 ms ± 5 ms	Imán	HE-6104
Tiempo de apertura	28 ms ± 3 ms	Tensión de alimentación	24 V _{DC}
Tiempo de interrupción nominal	≤50 ms	temperatura de servicio	-40°C ... +85°C
Tiempo de cierre/apertura	60 ms ± 10 ms	Salida	4...20 mA, CIERRE: >18 mA, APERTURA: <6 mA
Tiempo muerto	300 ms		



- 1 Interruptor de potencia
- 2 Los extremos no apantallados de los conductores deben ser lo más cortos posible. (< 10cm)
- 3 Twisted Pair 1P X AWG 22 C
- 4 Contacto imagen

Fig. 3.186 Conexión por polo de los contactos imagen con el PSD

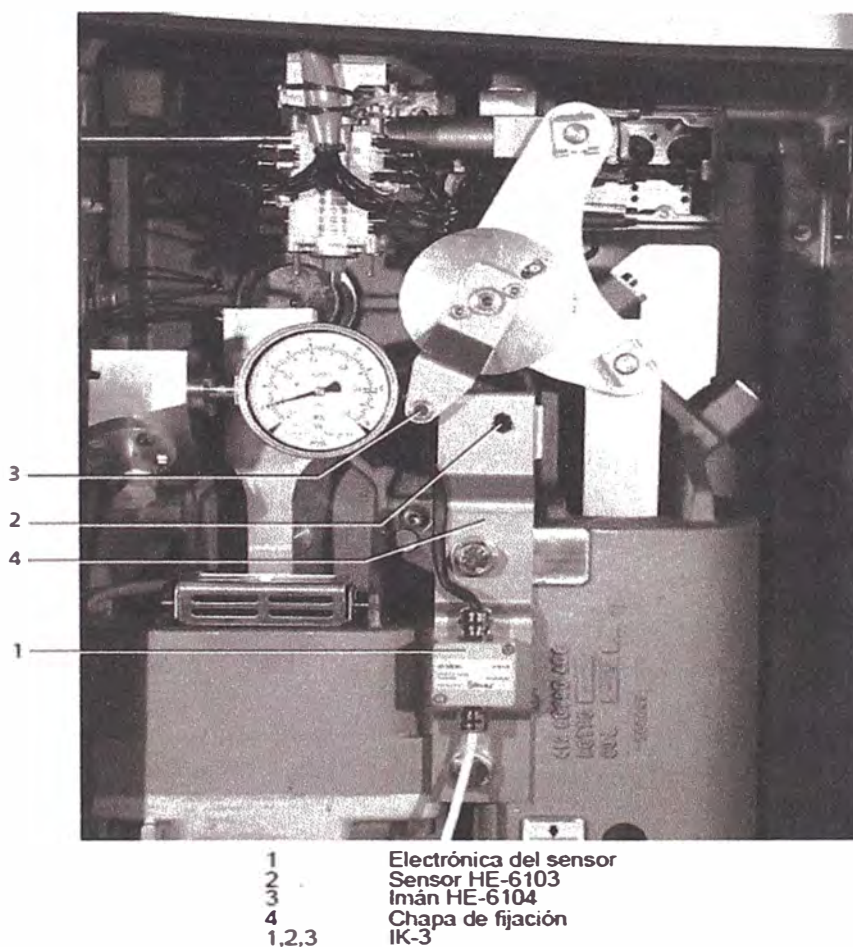


Fig. 3.187 Contacto de referencia IK-3

3.19.3 Temporizaciones: Si se cumplen las condiciones de arranque, se inician las temporizaciones asignadas, dentro de los cuales deberá haber abierto el interruptor de potencia. Para efectuar un arranque monopolar o tripolar se pueden aplicar diferentes temporizaciones. Se puede utilizar otra temporización adicional para una protección en dos escalones.

Con la protección 50BF de un escalón, la orden de disparo se conduce a los interruptores adyacentes en el caso que falle el interruptor local, para que estos desconecten la corriente de falla (figura 3.183). Los interruptores adyacentes son todos aquellos que pertenecen a la barra o sección de barra a la cual está conectada la línea de salida a proteger. Según las posibilidades de la protección de la línea pueden ocurrir las condiciones de arranque común para todas las fases o para fases separadas, pero el disparo producido por la protección de fallo interruptor es siempre tripolar. En el caso más sencillo se emplea el tiempo de retardo T2 (figura 3.188). Las señales de arranque de fases segregadas son omitidas si las funciones de protección que producen el arranque, disparan siempre en modo tripolar, o si el interruptor no es capaz de realizar un disparo monopolar.

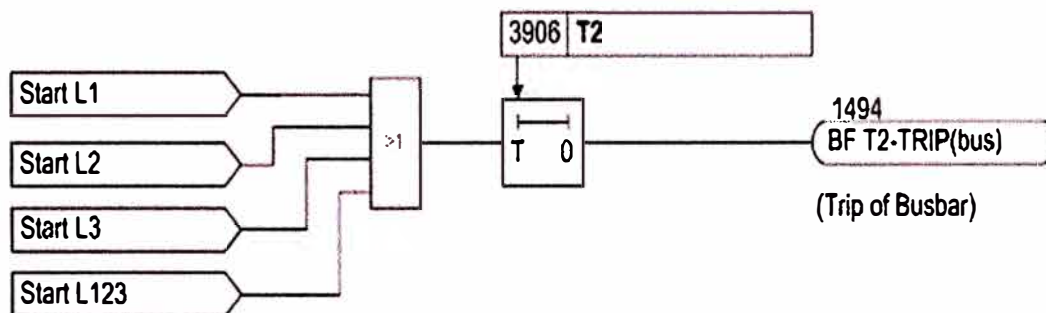


Fig. 3.188 Protección 50BF de un escalón con arranque común para todas las fases

Si se requieren diferentes tiempos de retardo después de un disparo monopolar y de un disparo tripolar, por la protección causante del arranque, existe la posibilidad de usar escalones de temporización (direcciones 3904 y 3905) según la figura 3.189.

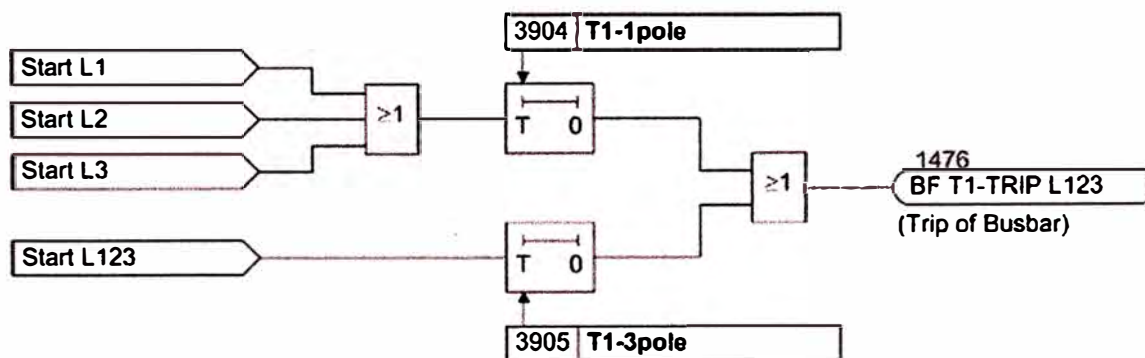


Fig. 3.189 Protección 50BF de un escalón con diferentes temporizaciones

Con una protección 50BF de dos escalones, normalmente, las órdenes de disparo de la protección de la línea de salida para el interruptor de la línea se repiten en un primer escalón de la protección 50BF generalmente para un segundo grupos de bobinas de disparo. Solamente si el interruptor no reacciona ante esta orden de disparo repetida, se efectúa en un segundo escalón una orden de disparo a los interruptores adyacentes de la línea. El primer escalón se puede elegir para un disparo monopolar de la protección que genera el arranque, una temporización *TI-1pole* diferente que para el disparo tripolar

3.19.4 Interruptor de potencia no operativo: Pueden existir casos donde el interruptor de potencia asignado a la protección de la salida de línea no pueda despejar una falla, por ejemplo, cuando no está disponible la tensión de disparo. En este caso no es necesario esperar primero la reacción del interruptor. Si se dispone de un criterio que indique que el interruptor de potencia está fuera de servicio (supervisión de tensión, controlador de presión neumática), éste puede ser conducido a la entrada binaria “52 Breaker faulty (for 50BF” (dirección 378). Si ocurre esta condición de alarma, se activa el temporizador “Delay for start with defective bkr.” (dirección 3907), que normalmente se ajusta a cero. Mediante la dirección 3907 **FALLO IP** se determina a que salida se debe conducir la orden de disparo en caso de un falla del interruptor. De este modo, los interruptores adyacentes son disparados inmediatamente en caso que el interruptor no esté operativo. La figura 3.191 muestra la lógica de disparo por 50BF por interruptor indisponible.

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - PEZ / 115kV / Bamari 1 / Bamari 1]				
File Edit Insert Device View Options Window Help				
Indications and commands only				No filter
Information				
Number	D	Long text	Type	Sort
Device, General				
P.System Data 1				
Change Group				
Osc. Fault Rec.				
00379		>52a Bkr. aux. contact (3pole closed)	SP	H5
00380		>52b Bkr. aux. contact (3pole open)	SP	H4
00356		>Manual close signal	SP	H2
00357		>Block manual close cmd from external	SP	
00361		>Failure: Feeder VT (MCB tripped)	SP	
00362		>Failure: V4 VT (MCB tripped)	SP	
00410		>52a Bkr1 aux. 3pClosed (for AR,CB-Test)	SP	H5
00411		>52b Bkr1 aux. 3p Open (for AR,CB-Test)	SP	H4
00371		>Breaker 1 READY (for AR,CB-Test)	SP	
P.System Data 2		00378	>52 Breaker faulty (for 50BF)	SP H3

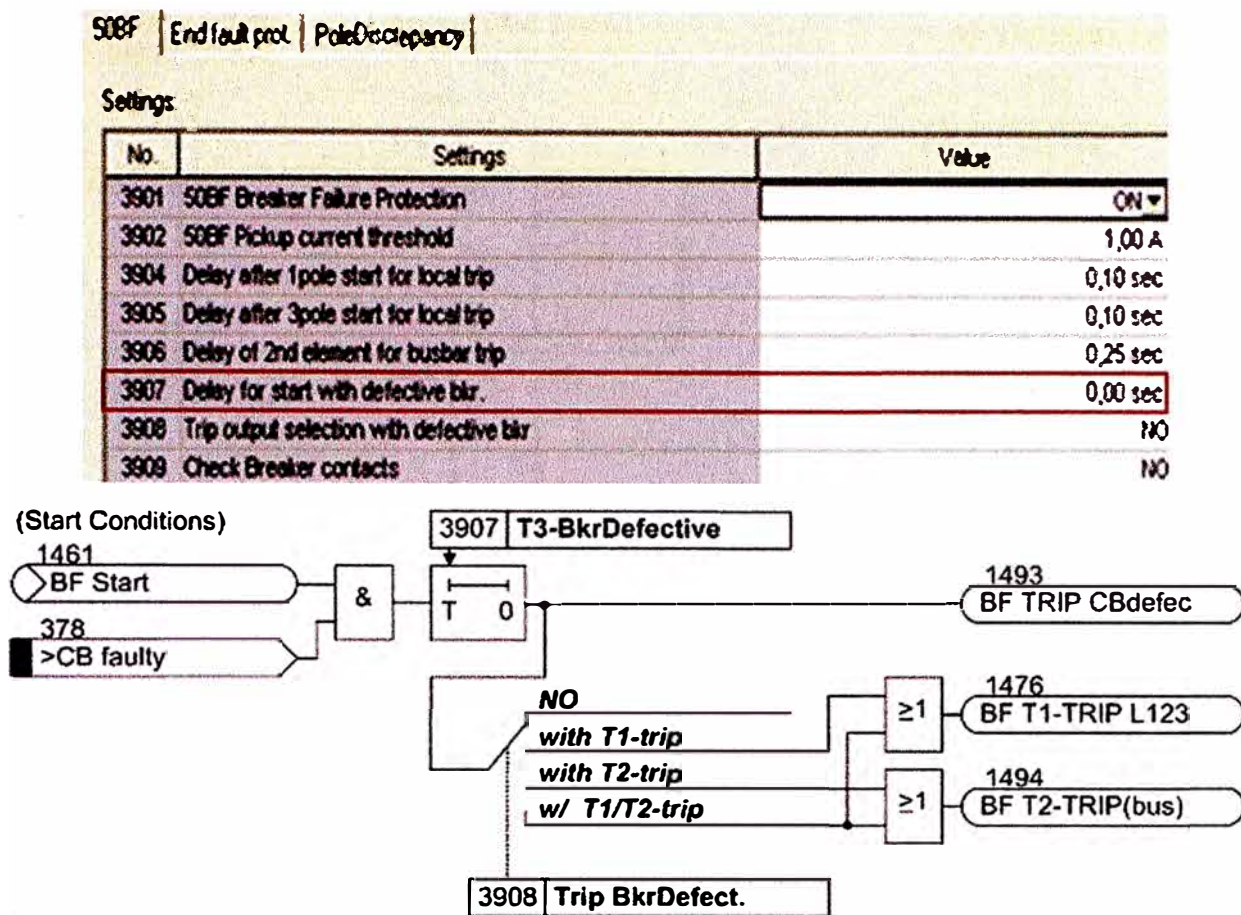


Fig. 3.191 Lógica 50BF con interruptor indisponible

Así mismo se muestra en la figura 3.192 el recorrido de la señal de interruptor H105 indisponible hasta llegar al relé F003. Cuando el interruptor se encuentra operativo, el contacto trabaja normalmente abierto NA, una vez que se encuentre inoperativo este contacto se cerrará energizando el contactor K073 haciendo cambiar la posición de sus contactos y dejando pasar el positivo hasta la entrada binaria BI3 de la protección principal PL1 (F003) y de la protección de respaldo PL2 (F004). Se entiende que al transferir el campo cerrando el seccionador de transferencia H106 llevamos las mismas señales hacia el relé del campo de acople, sólo que esta vez corresponden los estados del interruptor de potencia del campo de acople de una configuración doble barra.

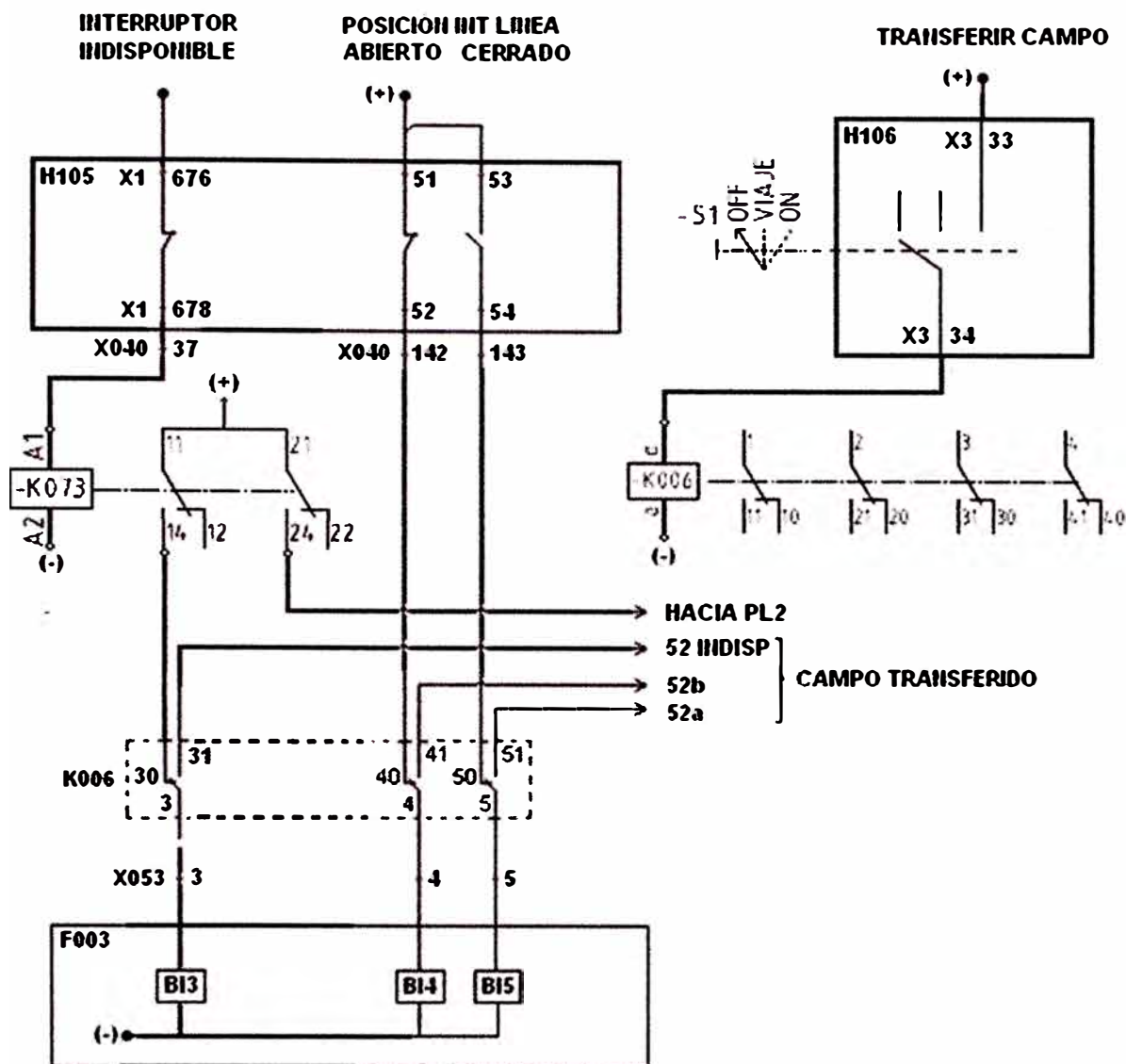


Fig. 3.192 Estados del interruptor de potencia

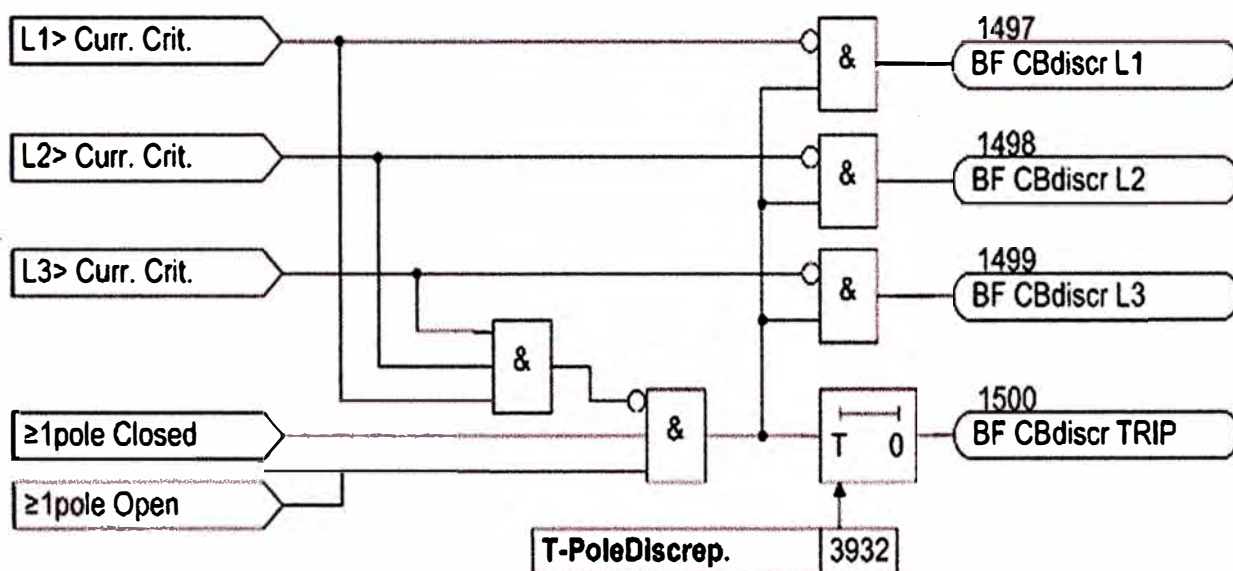
3.19.5 Supervisión de la discrepancia de polos: La discrepancia de polos es una condición en la cual los polos del interruptor trifásico están en posiciones diferentes. Esta condición causa corrientes de secuencia negativa muy peligrosas en el equipo controlado por el interruptor, en especial en máquinas rotativas. Esta condición también puede causar corrientes de secuencia cero en el sistema que pueden llevar al disparo indeseado de relés de tierra. La discrepancia de polos es supervisada por contactos auxiliares o por la comparación de las corrientes en las tres fases. Cuando se identifica un polo abierto, el relé de discrepancia arranca un temporizador y, si la discrepancia permanece por un periodo de tiempo ajustable, aparece una señal de alarma o todos los polos del interruptor son disparados. [1]

En condiciones de operación normal, los tres polos tienen que estar o bien todos abiertos o todos cerrados. Únicamente después de una apertura monopolar antes de un recierre automático, puede estar abierto un solo polo durante un breve tiempo. La figura

3.193 muestra el esquema de funcionamiento. Las señales que son procesadas aquí son las mismas que se han usado para la protección 50BF. La condición de discrepancia de polos se establece cuando al menos está cerrado un polo (≥ 1 pole closed) y al mismo tiempo no todos los polos están cerrados (≥ 1 pole open).

Adicionalmente se consultan también los criterios de flujo de intensidad. La supervisión de discrepancia de polos solamente entra en acción si no circula corriente por los tres polos, es decir, sólo por uno o dos de los polos del interruptor. Si la corriente circula a través de los tres polos, entonces deben estar cerrados los tres polos, aun cuando los contactos auxiliares del interruptor indiquen un estado diferente.

Si se detecta la discrepancia de polos, ésta se comunica de modo selectivo por fase como arranque. De esta manera se identifica el polo que estaba abierto antes de la orden de disparo mediante la supervisión de discrepancia de polos.



50BF Breaker Failure - Settings Group A

50BF | End fault prot. PoleDiscrepancy |

Settings:

No.	Settings	Value
3931	Pole Discrepancy supervision	OFF ▾
3932	Trip delay with pole discrepancy	2,00 sec

Fig. 3.193 Esquema funcional y activación de la supervisión de la discrepancia de polos

3.19.6 Configuración 50BF: Debemos asegurar la disponibilidad de la función de protección 50BF, para esto habilitamos dicha protección en las opciones de configuración (Device Configuration) del relé de distancia 7SA a través de la dirección 139.

Functional Scope		
Available functions:		
No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Enabled
0114	21 Distance protection pickup program	Z< (quadrilateral)
0120	68 Power Swing detection	Enabled
0121	85-21 Pilot Protection for Distance prot	PUTT (Z1B)
0122	DTT Direct Transfer Trip	Enabled
0124	50HS Instantaneous SOTF	Enabled
0125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	Enabled
0126	50(N)/51(N) Backup OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0131	50N/51N Ground OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
0132	85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	Directional Comparison Pickup
0133	79 Auto-Reclose Function	1 AR-cycle
0134	Auto-Reclose control mode	with Trip and Action time
0135	25 Synchronism and Voltage Check	Enabled
0138	Fault Locator	Enabled
0139	50BF Breaker Failure Protection	Enabled
0140	74TC Trip Circuit Supervision	Disabled

Activar la función 50BF (dirección 3901) y verificar el arranque del 50BF y los tiempos de actuación asignados para el re disparo local (local trip) y el disparo a la barra (busbar trip); estos parámetros son ajustados de acuerdo al estudio de coordinación de la protección.

50BF End fault prot. PoleDiscrepancy		
Settings:		
No.	Settings	Value
3901	50BF Breaker Failure Protection	ON
3902	50BF Pickup current threshold	1,00 A
3904	Delay after 1pole start for local trip	0,10 sec
3905	Delay after 3pole start for local trip	0,10 sec
3906	Delay of 2nd element for busbar trip	0,25 sec
3907	Delay for start with defective bkr.	0,00 sec
3908	Trip output selection with defective bkr	NO
3909	Check Breaker contacts	NO

Verificar las entradas y salidas binarias asignadas en el relé para la protección 50BF según ingeniería. En este caso se utilizarán:

BI15: Entrada binaria para el bloqueo funcional (Block 50BF) por pérdida de SF6.

BO13: Salida configurada para el re disparo al interruptor local.

BO9: Salida configurada para el disparo definitivo por 86 a los campos adyacentes, interruptor del campo de acople. Las entradas binarias pueden configurarse en HIGH (activación con tensión) o en LOW (activación sin tensión).

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - PEZ / 115kV / Bamari 1 / Bamari 1 21P/7SA612]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

	Information			Source				BO
	Number	D	Long text	Type	BI	F	S	
Device, General							*	*
50BF Bkr Failure	01401		>50BF: Switch on breaker fail prot.	SP				
	01402		>50BF: Switch off breaker fail prot.	SP				
	01403		>BLOCK 50BF	SP	H15			
	01432		>50BF: External release	SP	H14			
	01439		>50BF: External start 3p (w/o current)	SP				
	01415		>50BF: External start 3pole	SP				
	01435		>50BF: External start A	SP				
	01436		>50BF: External start B	SP				
	01437		>50BF: External start C	SP				
	01440		Breaker failure prot. ON/OFF via BI	IntSP				
	01451		50BF is switched OFF	OUT				
	01452		50BF is BLOCKED	OUT				
	01453		50BF is ACTIVE	OUT				
	01461		50BF Breaker failure protection started	OUT				
	01493		50BF Trip in case of defective CB	OUT				
01476		50BF Local trip - ABC	OUT				U13,U14	
							U9,U24,	

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - PEZ / 115kV / Bamari 1 / Bamari 1 21P/7SA612]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

	Information								
	Number	D	Long text	Type	1	2	3	4	5
Device, General									
P.System Data 1									
Change Group									
Osc. Fault Rec.									
P.System Data 2	00379		>52a Bkr. aux. contact (3pole closed)	SP					H
	00380		>52b Bkr. aux. contact (3pole open)	SP				H	
	00356		>Manual close signal	SP		H			
	00357		>Block manual close cmd. from external	SP					
	00361		>Failure: Feeder VT (MCB tripped)	SP					
	00362		>Failure: V4 VT (MCB tripped)	SP					
	00410		>52a Bkr1 aux. 3p Closed (for AR,CB-Test)	SP					H
00411		>52b Bkr1 aux. 3p Open (for AR,CB-Test)	SP				H		
Control Device			Unlock data transmission via BI	IntSP					
			Int	CF_D2					
			Int	DP				X	X

Fig. 3.194 Mapeo de entradas y salidas en el relé para la protección 50BF

3.19.7 Prueba 50BF-1: Debemos dejar activado dos protecciones: La protección de distancia (21) para poder generar el primer disparo y la protección falla interruptor para evaluación de sus etapas 1 y 2; sólo para efectos de prueba las demás funciones serán

desactivadas con el propósito de que las señales de disparo no se mezclen, posteriormente deberán ser repuestas todas las funciones de protección activas en el relé.

De la figura 3.194 según el mapeo la información del estado del interruptor es a través de las entradas binarias BI4 (52b) como HIGH (condición presente con un positivo en esa entrada) y BI5 (52a) de la misma manera, esto significa que para realizar esta prueba y mantener el interruptor CERRADO el relé debe tener los siguientes dos condiciones: Entrada Binaria 4 en LOW (L4) y Entrada Binaria 5 en HIGH (H5).

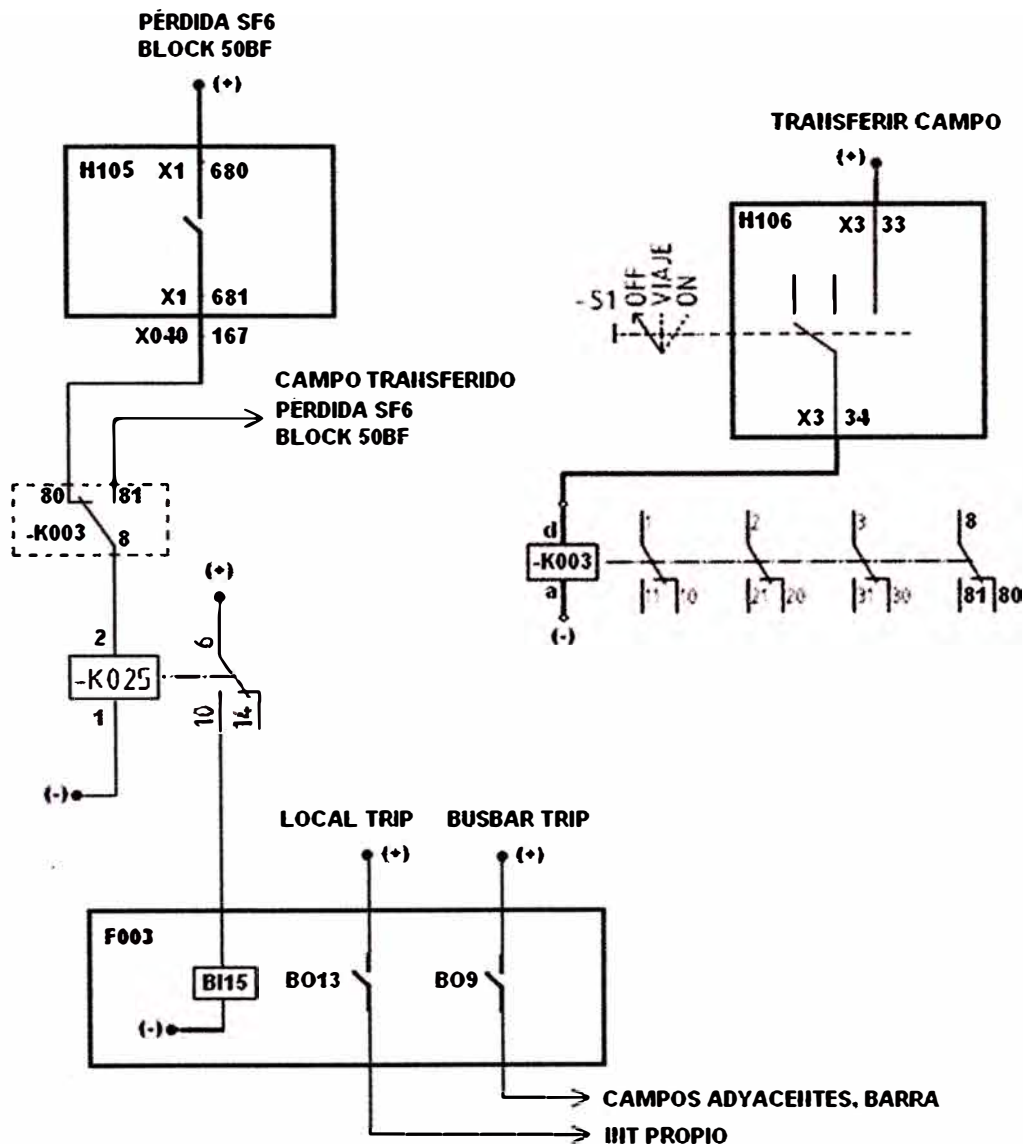


Fig. 3.195 Esquema funcional de operación 50BF

Utilizaremos el módulo “State Secuencer” de la omicron en dos secuencias de estado para simular la condición 50BF; según el estudio de coordinación de la protección, la plantilla de ajuste nos da un valor de corriente de arranque por 50BF igual a 1A (dirección 3902).

	1			2		
Name	State 1			State 2		
V L1-E	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz
V L2-E	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz
V L3-E	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz
I L1	200.0 mA	30.00 °	60.000 Hz	3.500 A	-60.00 °	60.000 Hz
I L2	200.0 mA	-90.00 °	60.000 Hz	3.500 A	-180.00 °	60.000 Hz
I L3	200.0 mA	150.00 °	60.000 Hz	3.500 A	60.00 °	60.000 Hz
V(2)-1	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger	⌚ 1.000 s			⌚ 200.0 ms		

Utilizaremos la entrada binaria BI6 de la maleta de pruebas omicron CMC-356 para recepcionar el disparo por 50BF etapa 1 el cuál corresponde al contacto de la salida binaria del relé BO13 (figura 3.195).

Hardware Configuration															
General			Analog Outputs			Binary / Analog Inputs			Binary Outputs			IRIG-B & GPS			
			CMC356 CB088C												
Function			Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		
Potential Free			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		
Nominal Range			110 V		110 V		110 V		110 V		110 V		110 V		
Clamp Ratio															
Threshold			77 V		77 V		77 V		77 V		77 V		77 V		
Test Module	Display Name	Connection Terminal	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	
Start	Start		X												
Trip	Trip				X										
Bin. in 3	Bin. In. 3					X									
Bin. in 4	Bin. In. 4							X							
Bin. in 5	Bin. In. 5									X					
Bin. in 6	Disp 50BF-1												X		

Con los dos estados considerados para la prueba, el tiempo del disparo por 50BF etapa 1 se evaluará así:

Time Assessment									
Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessment
Disparo 50BF-1	State 1	Trip 0>1	Bin. In. 6 0>1	100.0 ms	30.00 ms	30.00 s	105.1 ms	5.100 ms	+

Fig. 3.196 Evaluación en la maleta de pruebas del disparo al interruptor local

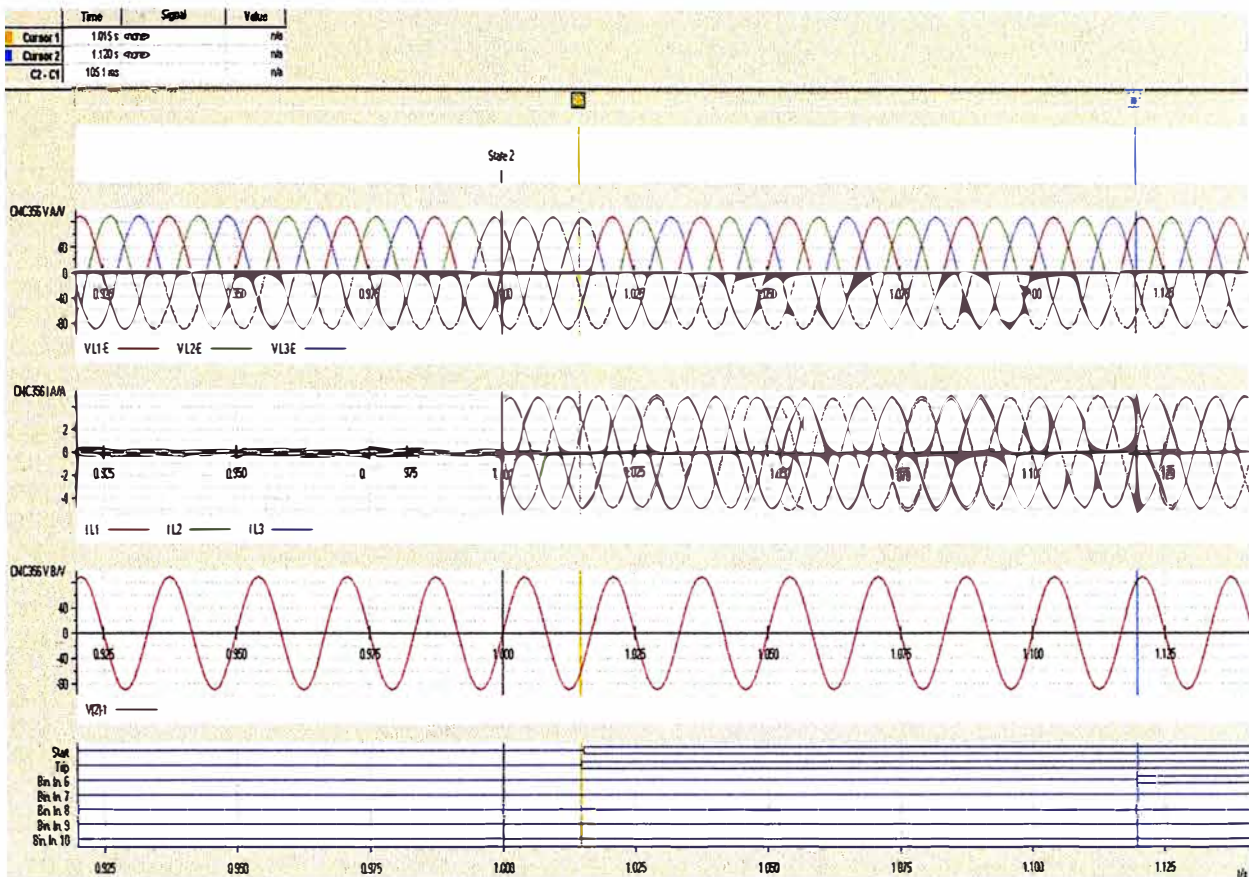


Fig. 3.196 Visualización en la maleta del tiempo de disparo por 50BF-1

La ayuda del cursor 1 y 2 en la plantilla de pruebas de la omicron muestra la recepción del disparo inicial en $t_1 = 1.015s$, luego muestra la recepción del re-disparo por 50BF-1 en $t_2 = 1.120s$ con los cuales tenemos un intervalo de $t_2 - t_1 = 105.1ms$, esta diferencia es el tiempo que el relé no recibió el estatus de interruptor abierto (se mantuvo la sobrecorriente de falla en las tres fases) por lo que salió el segundo disparo hacia la bobina de apertura del interruptor local.

De la visualización de la actuación de la protección 50BF-1 en los espontáneos del relé (figura 3.197) podemos resaltar que el relé muestra la señal presente desde que se activa hasta que se desactiva:

50BF Local trip – ABC (ON) = 102 ms y 50BF Local trip –ABC (OFF) = 201 ms

Lo cual nos da un valor de 99 ms, significa que el contacto BO13 a estado cerrado durante ese tiempo tratando de abrir el interruptor de la línea en falla.

Number	Indication	Value	Date and time
03758	21 Pickup Z3	ON	1 ms
03759	21 Pickup Z4	ON	1 ms
00533	Primary fault current Ia	2.63 kA	1 ms
01027	Accumulation of interrupted current Ph A	2.63 kA	1 ms
01030	max. fault current Phase A	2.63 kA	1 ms
00534	Primary fault current Ib	2.63 kA	1 ms
01028	Accumulation of interrupted current Ph B	2.63 kA	1 ms
01031	max. fault current Phase B	2.63 kA	1 ms
00535	Primary fault current Ic	2.63 kA	1 ms
01029	Accumulation of interrupted current Ph C	2.63 kA	1 ms
01032	max. fault current Phase C	2.63 kA	1 ms
01461	50BF Breaker failure protection started	ON	2 ms
30053	Fault recording is running	ON	11 ms
01432	>50BF: External release	ON	28 ms
00380	>52b Bkr. aux. contact (3pole open)	ON	51 ms
00411	>52b Bkr1 aux. 3p Open (for AR,CB-Test)	ON	51 ms
01476	50BF Local trip - ABC	ON	102 ms
00131	Load angle Phi(PQ) blocked	ON	198 ms
01461	50BF Breaker failure protection started	OFF	198 ms
01476	50BF Local trip - ABC	OFF	201 ms

Fig. 3.197 Espontáneos del relé con la activación de la protección 50BF-1

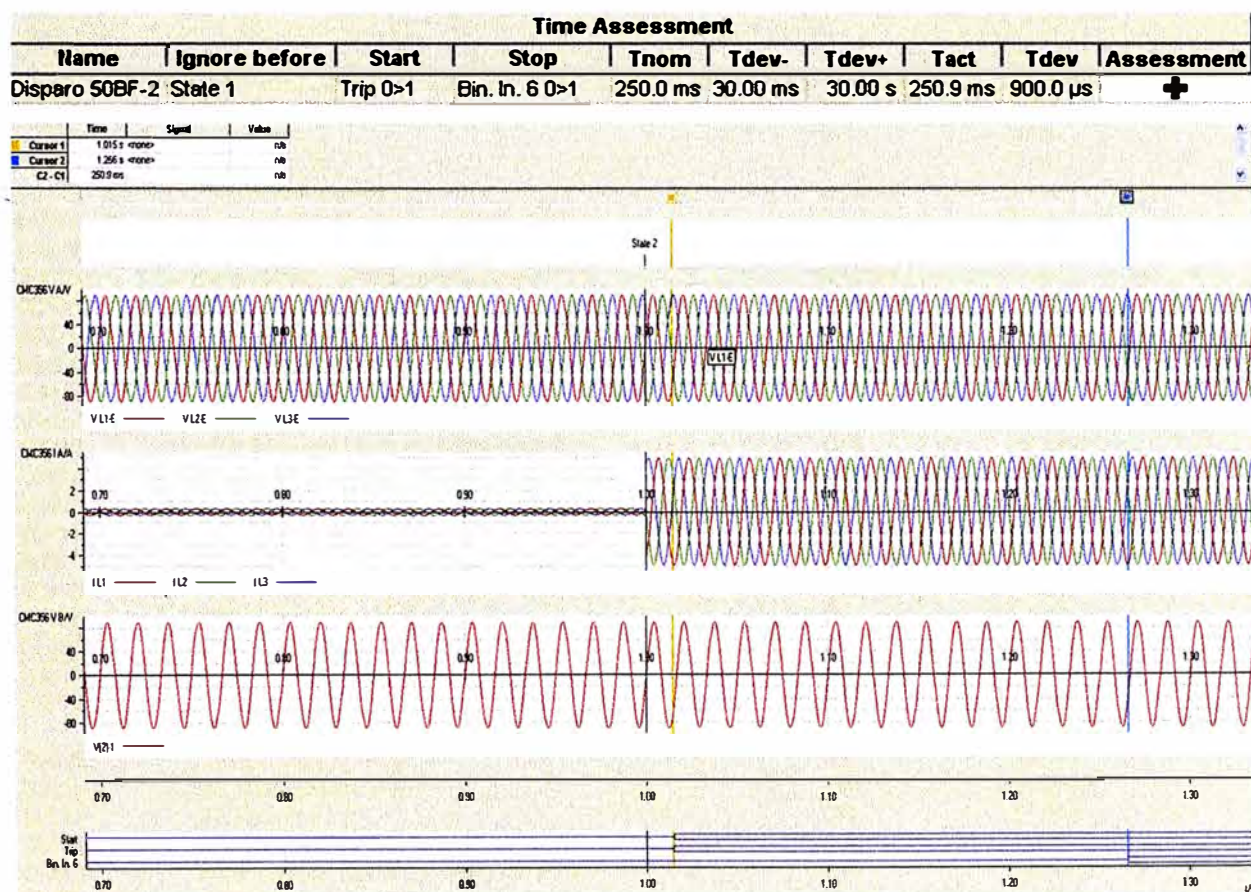
3.19.8 Prueba 50BF-2: De la misma manera que el caso anterior, utilizaremos el módulo “State Secuencer” de la omicron en dos secuencias de estado para simular esta condición; para esto prolongaremos la condición de falla (estado 2) un tiempo de 1.5 segundos suficientes para que detectar el disparo del 50BF-2.

	1			2		
Name	State 1			State 2		
VL1-E	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz
VL2-E	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	-120.00 °	60.000 Hz
VL3-E	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz	63.51 V	120.00 °	60.000 Hz
IL1	200.0 mA	30.00 °	60.000 Hz	3.500 A	-60.00 °	60.000 Hz
IL2	200.0 mA	-90.00 °	60.000 Hz	3.500 A	-180.00 °	60.000 Hz
IL3	200.0 mA	150.00 °	60.000 Hz	3.500 A	60.00 °	60.000 Hz
V(2)-1	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz	63.51 V	0.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger	⌚ 1.000 s			⌚ 1.500 s		

Utilizaremos la entrada binaria BI6 de la maleta de pruebas omicron CMC-356 para recepcionar el disparo por 50BF etapa 2 el cuál corresponde al circuito de la salida binaria del relé BO9 (figura 3.195).

Hardware Configuration															
General			Analog Outputs			Binary / Analog Inputs			Binary Outputs			IRIG-B & GPS			
													CMC35		
													CB088C		
Function			Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		
Potential Free			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		
Nominal Range			110 V		110 V		110 V		110 V		110 V		110 V		
Clamp Ratio															
Threshold			77 V		77 V		77 V		77 V		77 V		77 V		
Test Module	Display Name	Connection Terminal	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	
Start	Start		X												
Trip	Trip				X										
Bin. in 3	Bin. In. 3					X									
Bin. in 4	Bin. In. 4						X								
Bin. in 5	Bin. In. 5								X						
Bin. in 6	Disp 50BF-2										X		X		

Con los dos estados considerados para la prueba, el tiempo del disparo por 50BF etapa 2 se evaluará así:



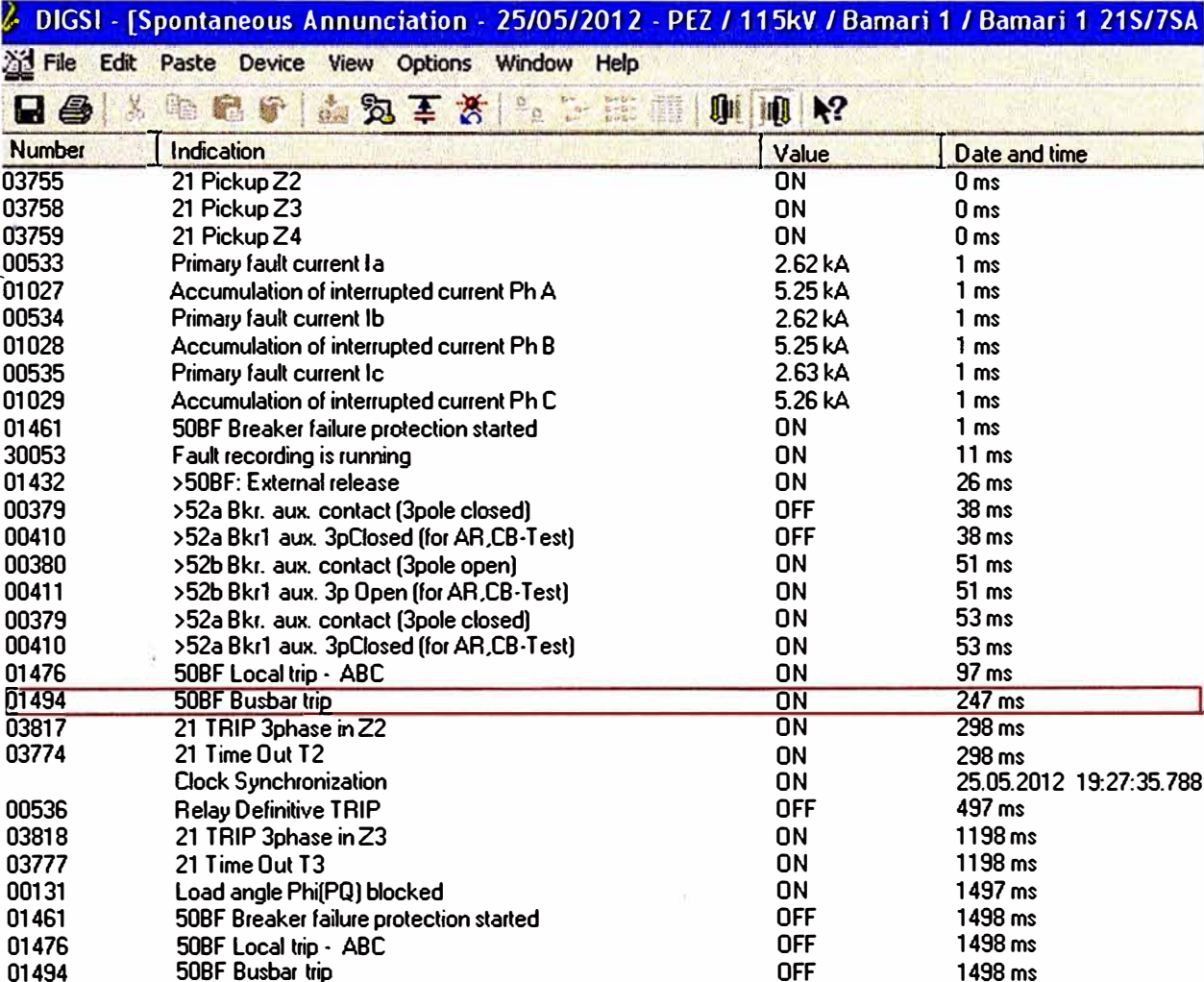
La ayuda del cursor 1 y 2 en la plantilla de pruebas de la omicron muestra la recepción del disparo inicial en $t_1 = 1.015s$, luego muestra la recepción del re-disparo por 50BF-2 en $t_2 = 1.266s$ con los cuales tenemos un intervalo de $t_2 - t_1 = 250.9ms$, esta diferencia es el tiempo que el relé no recibió el estatus de interruptor abierto (se mantuvo la

sobrecorriente de falla en las tres fases) por lo que salió el segundo y luego el tercer disparo hacia los interruptores de los otros campos de línea conectados a la barra.

De la visualización de la actuación de la protección 50BF-2 en los espontáneos del relé (figura 3.198) podemos resaltar que el relé muestra la señal presente desde que se activa hasta que se desactiva:

50BF Busbar trip (ON) = 247 ms y 50BF Busbar trip (OFF) = 1498 ms

Lo cual nos da un valor de 1251 ms, significa que el contacto BO9 a estado cerrado durante ese tiempo abriendo todos los interruptores de los campos conectados a la barra ó si en el caso existieran transformadores de potencia que alimentan a la barra, dicho disparo le pegara o todos los interruptores de dichos campos.



Number	Indication	Value	Date and time
03755	21 Pickup Z2	ON	0 ms
03758	21 Pickup Z3	ON	0 ms
03759	21 Pickup Z4	ON	0 ms
00533	Primary fault current Ia	2.62 kA	1 ms
01027	Accumulation of interrupted current Ph A	5.25 kA	1 ms
00534	Primary fault current Ib	2.62 kA	1 ms
01028	Accumulation of interrupted current Ph B	5.25 kA	1 ms
00535	Primary fault current Ic	2.63 kA	1 ms
01029	Accumulation of interrupted current Ph C	5.26 kA	1 ms
01461	50BF Breaker failure protection started	ON	1 ms
30053	Fault recording is running	ON	11 ms
01432	>50BF: External release	ON	26 ms
00379	>52a Bkr. aux. contact (3pole closed)	OFF	38 ms
00410	>52a Bkr1 aux. 3pClosed (for AR,CB-Test)	OFF	38 ms
00380	>52b Bkr. aux. contact (3pole open)	ON	51 ms
00411	>52b Bkr1 aux. 3p Open (for AR,CB-Test)	ON	51 ms
00379	>52a Bkr. aux. contact (3pole closed)	ON	53 ms
00410	>52a Bkr1 aux. 3pClosed (for AR,CB-Test)	ON	53 ms
01476	50BF Local trip - ABC	ON	97 ms
01494	50BF Busbar trip	ON	247 ms
03817	21 TRIP 3phase in Z2	ON	298 ms
03774	21 Time Out T2	ON	298 ms
	Clock Synchronization	ON	25.05.2012 19:27:35.788
00536	Relay Definitive TRIP	OFF	497 ms
03818	21 TRIP 3phase in Z3	ON	1198 ms
03777	21 Time Out T3	ON	1198 ms
00131	Load angle Phi(PQ) blocked	ON	1497 ms
01461	50BF Breaker failure protection started	OFF	1498 ms
01476	50BF Local trip - ABC	OFF	1498 ms
01494	50BF Busbar trip	OFF	1498 ms

Fig. 3.198 Espontáneos del relé con la activación de la protección 50BF-2

3.20 Protección diferencial (87)

Un sistema de protección diferencial puede proteger efectivamente una línea, un transformador o un generador debido a la confiabilidad inherente de los relés, los cuales son altamente eficientes en la operación y al hecho de que los amperes – vuelta equivalentes son desarrollados en los devanados primario y secundario del transformador. Se basa en el principio de comparación de corriente eléctrica de entrada y salida, los transformadores de corriente son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante como se muestra en la figura 3.199.

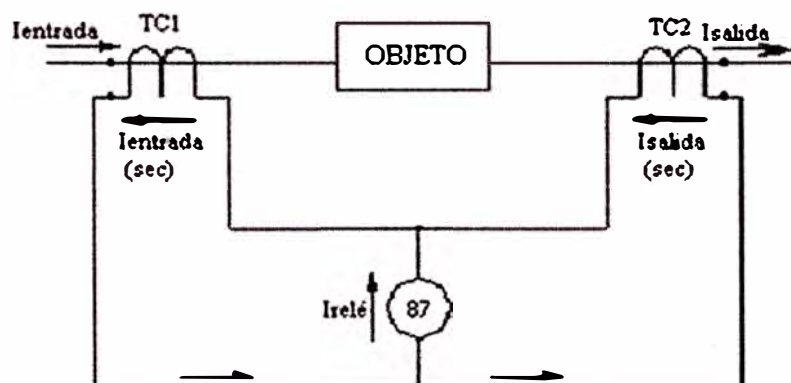


Fig. 3.199

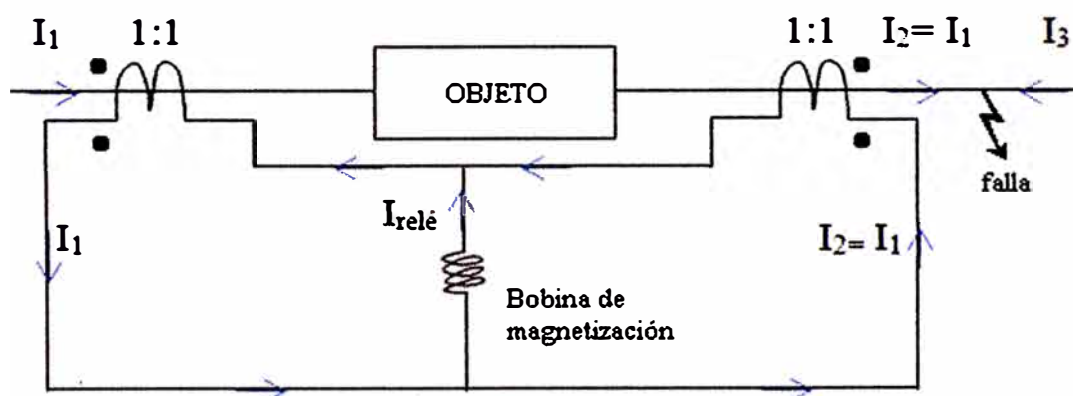


Fig. 3.200 Falla fuera de la zona protegida

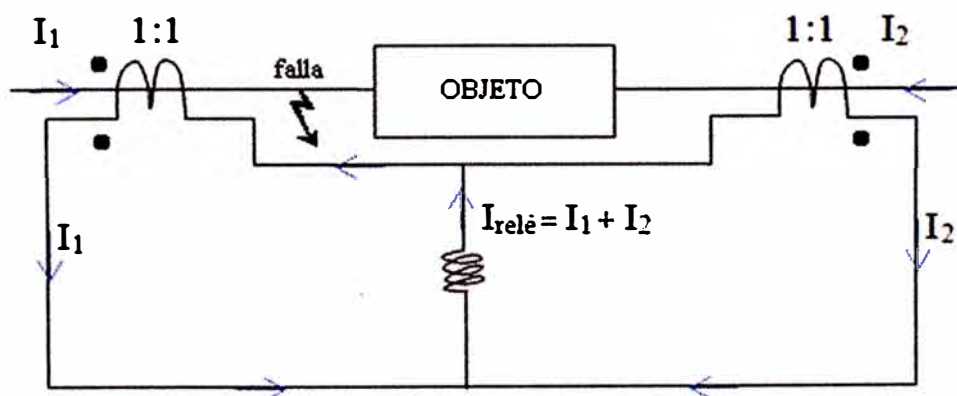


Fig. 3.201 Falla dentro de la zona protegida

Para la figura 3.199 el sistema está operando normalmente, alimentando una carga, las corrientes de entrada y salida son iguales y el relé no opera, esta ilustración aplica para sistemas radiales y en anillo suponiendo que la zona relativa de actuación es entre los dos transformadores de corriente. La figura 3.200 muestra el caso de una falla fuera de la zona protegida por los dos transformadores; suponiendo un sistema en anillo, las corrientes que aportan a la falla serían las que aparecen en la misma figura (I_1 e I_3), más como los dos transformadores ven la misma corriente I_1 pasante el relé no opera. La figura 3.201 muestra un cortocircuito interno, por lo que si el sistema fuera radial $I_2 = 0$, si fuera en anillo la corriente de cortocircuito I_2 sería la que se muestra en la misma figura, luego la corriente que pasaría por la bobina magnetizante sería $I_1 + I_2$ y la protección actuaría.

3.20.1 Relé diferencial

El relé diferencial utiliza el criterio de corriente pasantes iguales, si el elemento protegido fuese una línea de transmisión o un transformador de potencia, las corrientes en el lado primario de los transformadores de corriente serán iguales. Las corrientes secundarias serán aquellas que resulten de la relación de transformación de cada transformador de corriente y podrá ser necesario el uso de los transformadores de interposición.

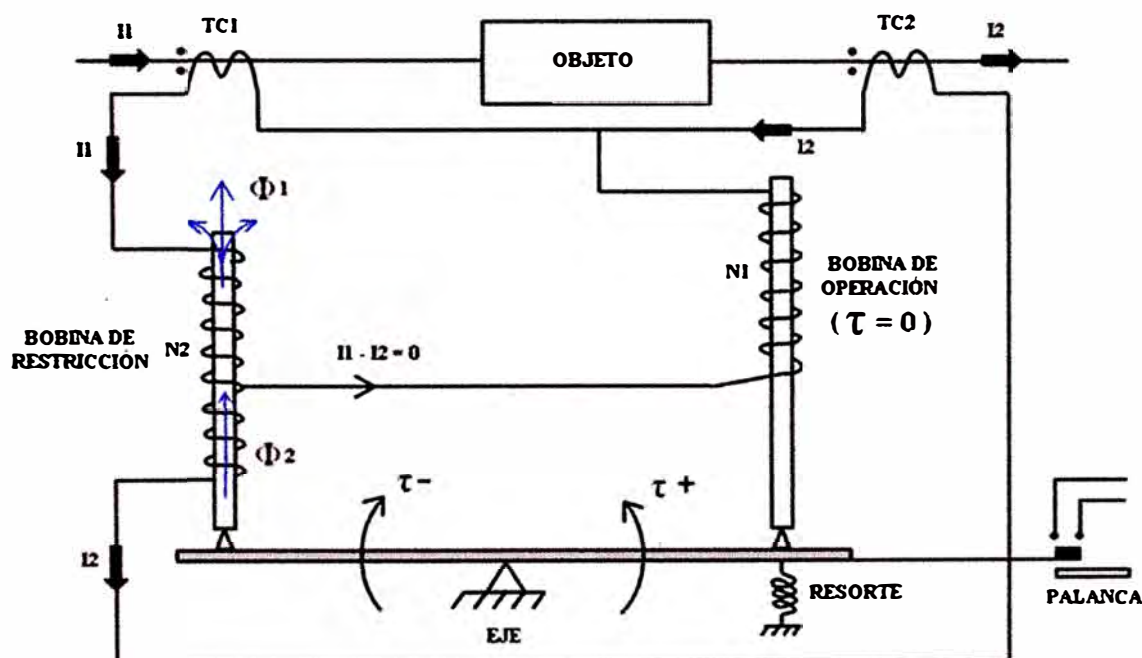


Fig. 3.202 Operación Fallas externas

La interacción de las bobinas de operación y restricción producen la actuación o no del relé diferencial electromecánico; de la figura 3.202 supongamos que el TC1 y TC2 tienen relación de transformación 1:1 entonces $I_1 = I_2$, por lo que para una falla externa

las corrientes circulantes en la bobina de restricción generan campos magnéticos los cuales al interactuar refuerzan el torque de restricción siendo nula la corriente circulante por la bobina de operación garantizando la no actuación del relé 87.

Del mismo modo según la figura 3.203 una falla interna producirá en la bobina de restricción corrientes circulantes que generarán campos magnéticos contrarios anulando el torque en dicha bobina, mientras que en la bobina de operación se genera un campo magnético resultante fuerte el cual provocará un torque positivo garantizando la actuación del relé 87.

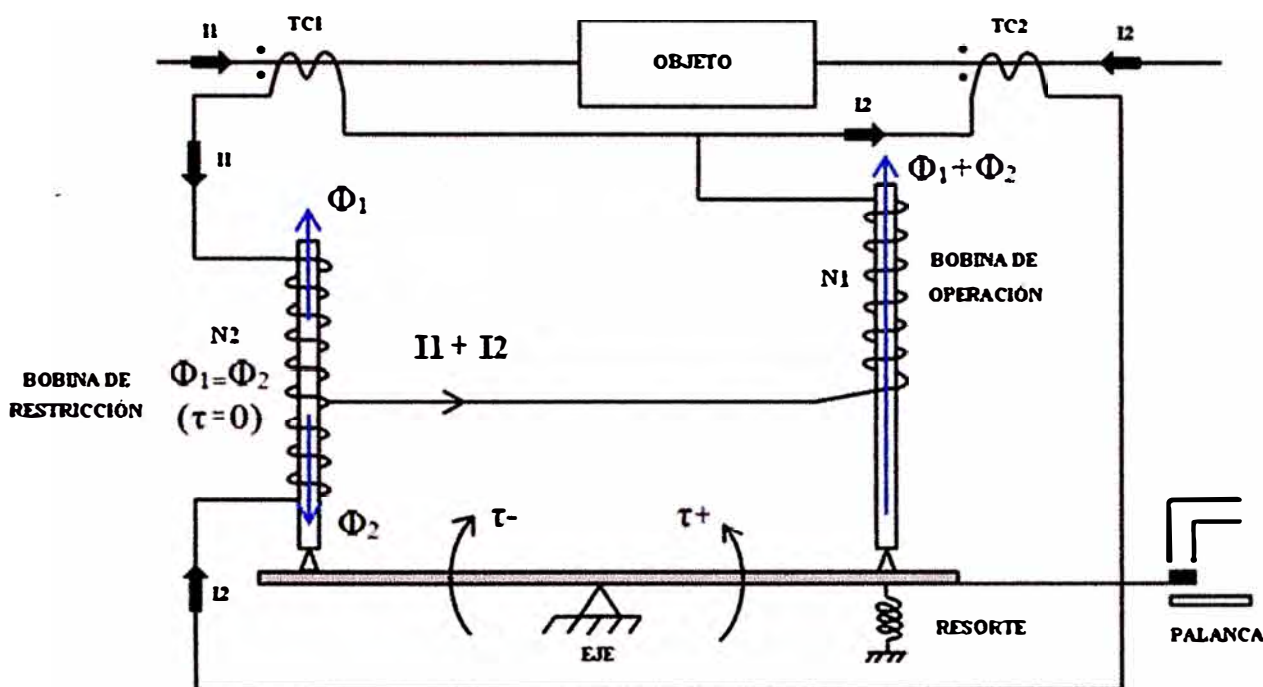


Fig. 3.203 Operación Fallas internas

Para estudiar mejor el relé diferencial tomemos el promedio de corriente de restricción:

$$I_{\text{restricción}} = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

El torque generado por esta corriente es: $\tau_{\text{restricción}} \propto (\Phi_{\text{restricción}})^2 \propto \left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)^2$

La corriente de operación dependiendo donde se ubique la falla es:

$$I_{\text{operación}} = |I_1 - I_2|$$

El torque generado por esta corriente es: $\tau_{\text{operación}} \propto (\Phi_{\text{operación}})^2 \propto (I_1 - I_2)^2$

Haciendo cero el valor del torque en el resorte tendremos la expresión del torque resultante:

$$\tau_{\text{relé 87}} = \tau_{\text{operación}} - \tau_{\text{restricción}}$$

$$\tau_{\text{relé 87}} = K_1 (I_1 - I_2)^2 - K_2 \left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)^2; \text{ en el límite de operación es cero, luego:}$$

$$0 = K_1 (I_1 - I_2)^2 - K_2 \left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)^2$$

$I_1 - I_2 = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} * \frac{I_1 + I_2}{2}$; se tendrá: $I_1 - I_2 = a * \frac{I_1 + I_2}{2}$ que es la ecuación de una recta siendo

$a = \text{Tan } \alpha = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}}$ como la pendiente de la recta del límite de operación del relé 87.

Hemos despreciado el valor del torque de restricción del resorte, en realidad dicha recta no pasa por el origen ya que siempre habrá una pequeña fuerza de retención la cual hará que el torque provocado por la corriente diferencial de operación tenga que superar esta fuerza.

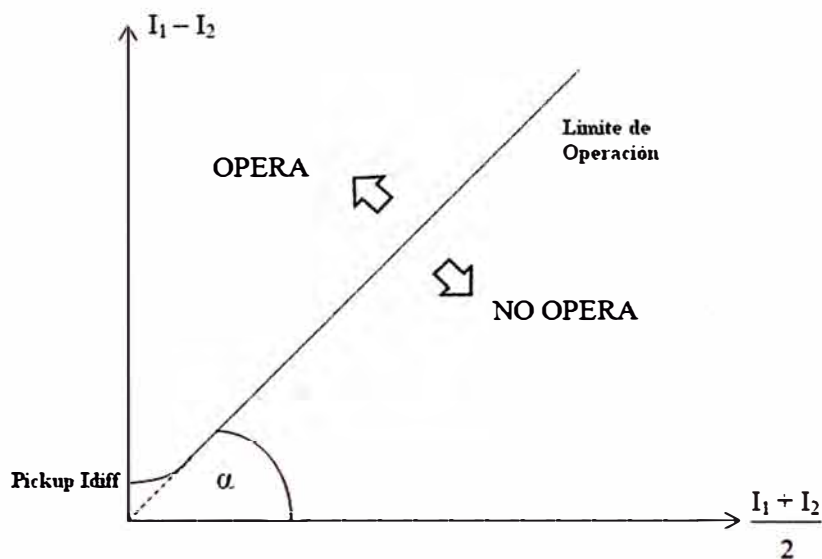


Fig. 3.204 Curva de Operación

De la figura 3.204 se puede visualizar que el ajuste del ángulo “ α ” implica una mayor o menor zona de actuación del relé diferencial por lo que a menor alcance se tendrá una mayor sensibilidad en el relé; así mismo el valor mínimo de la corriente diferencial debe producir un campo magnético capaz de crear un torque que iguale a la fuerza retenedora del resorte, dicha corriente será el arranque de la corriente diferencial.

Principio básico con varios lados: En objetos protegidos con tres o más extremos, o en barras colectoras, el principio diferencial se amplía en el sentido de que, en un funcionamiento sin interferencias, la suma de todas las corrientes que fluyen hacia el objeto a proteger tiene que ser cero, mientras que en un cortocircuito en el objeto a proteger la suma de las corrientes que fluyen es igual a la corriente de falla (figura 3.205).

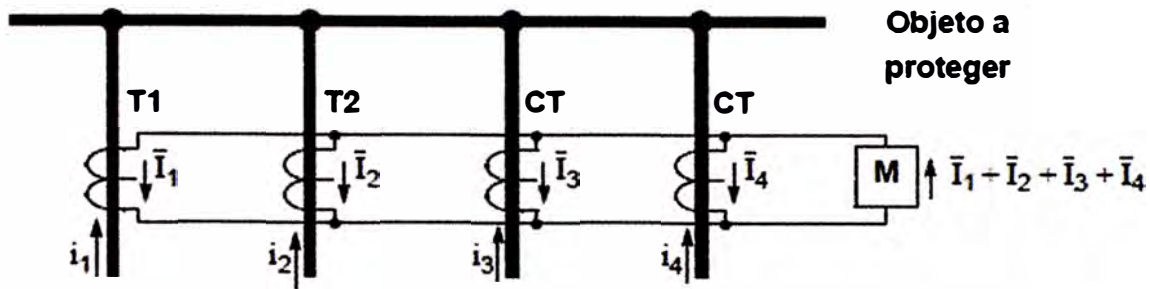


Fig. 3.205 Protección diferencial de barras para 4 extremos

Se define por lo tanto: $I_{\text{operación}} = I_{\text{diferencial}} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2|$

$I_{\text{restricción}} = I_{\text{estabilización}} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2|$

. Corriente de paso durante el funcionamiento sin falla o con falla externa:

$\bar{I}_2 = -\bar{I}_1$ y $\sqrt{I_2} = \sqrt{I_1}$ (invierte su sentido figura 3.202)

$I_{\text{dif}} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| = |\bar{I}_1 - \bar{I}_1| = 0$

$I_{\text{estab}} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_1| = 2 \cdot |\bar{I}_1|$

No hay magnitud de disparo, la estabilización se hace fuerte y corresponde al doble de la corriente que pasa.

. Cortocircuito interno, alimentación desde ambos lados, intensidades iguales:

$\bar{I}_2 = \bar{I}_1$ y $|\bar{I}_2| = |\bar{I}_1|$ (mantiene su sentido figura 3.203)

$I_{\text{dif}} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| = |\bar{I}_1 + \bar{I}_1| = 2 \cdot |\bar{I}_1|$

$I_{\text{estab}} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_1| = 2 \cdot |\bar{I}_1|$

La magnitud de disparo (I_{dif}) y la magnitud de estabilización (I_{estab}) son iguales, y corresponden a la totalidad de la corriente de cortocircuito.

. Cortocircuito interno, alimentación sólo desde un lado:

Se tienen entonces $\bar{I}_2 = 0$

$I_{\text{dif}} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| = |\bar{I}_1 + 0| = |\bar{I}_1|$

$I_{\text{estab}} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| = |\bar{I}_1| + 0 = |\bar{I}_1|$

La magnitud de disparo (I_{dif}) y la magnitud de estabilización (I_{estab}) son iguales, y corresponden a la corriente de cortocircuito unilateral. En el caso de fallos internos es por lo tanto $I_{\text{dif}} = I_{\text{estab}}$. Por lo tanto, el lugar geométrico para fallos internos está caracterizado en el diagrama de disparo por una recta con pendiente de 45° (figura 3.206 línea de trazos y puntos azules). Referentes a la corriente nominal del objeto a proteger.

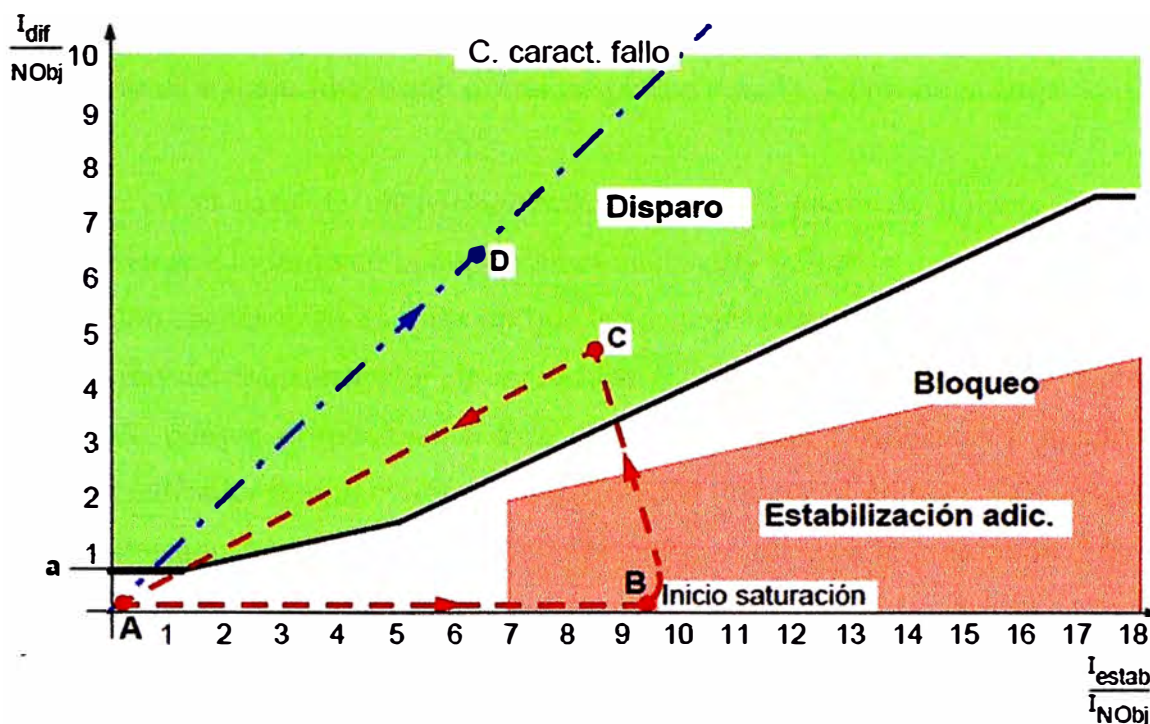


Fig. 3.206 Característica de disparo 87 con curva característica de fallos

3.20.2 Estabilización adicional para fallas externas: En el caso de cortocircuitos internos, la saturación de los TC's en el caso de corrientes de cortocircuito elevadas y/o constantes de tiempo de red largas, prácticamente no juegan ningún papel ya que el error de medida entra del mismo modo en la corriente diferencial como en la corriente de estabilización. La curva característica de fallos de la figura 3.206 también es válida en este caso. Es preciso que la corriente secundaria del transformador de corriente saturado rebase como mínimo el umbral de respuesta "a". En el caso de un fallo exterior, que provoca una corriente de cortocircuito pasante elevada, si la saturación de los TC's es pronunciada y causa diferente intensidad de corriente en los puntos de medición, puede falsear una corriente diferencial considerable, que si está en el punto de trabajo I_{dif}/I_{estab} en la zona de disparo de la curva característica daría lugar a un disparo en falso si no se toman medidas especiales. Los relés 7UT disponen de un indicador de saturación que reconoce estos estados e inicia medidas de estabilización. Este indicador evalúa el comportamiento dinámico de la corriente diferencial y de estabilización. La línea de trazos rojos muestra la variación instantánea de las condiciones de corriente en caso de *fallos exteriores* con saturación unilateral de los transformadores de medida.

Inmediatamente después de producirse el fallo (A) las corrientes de cortocircuito aumentan considerablemente, y provocan una corriente de estabilización debidamente alta (2 veces la corriente que pasa). Si se produce ahora la saturación unilateral (B), esto

da lugar a una corriente diferencial que debilita la corriente de estabilización, de manera que el punto de trabajo I_{dif}/I_{estab} puede desplazarse hasta dentro de la zona de disparo (C).

En cambio en el caso de un *cortocircuito interno*, el punto de trabajo se desplaza inmediatamente a lo largo de la curva característica del fallo (D), ya que la corriente de estabilización apenas llega a ser mayor que la corriente diferencial.

La saturación del transformador de intensidad en caso de *fallo exterior* se caracteriza por lo tanto porque primeramente pasa una corriente de estabilización momentánea intensa. El indicador de saturación toma su decisión durante el primer cuarto de periodo. Si se ha detectado de esta manera un fallo exterior, se bloquea la protección diferencial durante un tiempo que se puede ajustar. Este bloqueo se anula en cuanto se reconoce que el punto de trabajo I_{dif}/I_{estab} está en una situación estable (es decir a lo largo de por lo menos un periodo) dentro de la zona de disparo, cerca de la curva característica de fallo. De esta manera se reconocen rápidamente los fallos subsiguientes en la zona que se trata de proteger, incluso después de haberse producido previamente un cortocircuito exterior con saturación del transformador de corriente.

3.20.3 Estabilización con armónicos: Las corrientes de magnetización elevadas de corta duración se dan en el proceso de la energización de un transformador, estas corrientes entran en la zona protegida pero no vuelven a salir de ella. Actúan por lo tanto como corrientes de falla que entran de un solo lado. La corriente de magnetización de un transformador entra por el primario y no sale por el secundario, por lo que representa para la protección diferencial una condición semejante a la de una falla interna. Esta corriente puede ser vista por el relé y causar la desconexión del transformador, dado que esta corriente es del orden de 8 a 10 veces la corriente nominal I_N , con un tiempo de duración de 100ms y tiene la forma de la figura 3.207. Los factores que controlan la duración y la magnitud de esta corriente son el tamaño y localización del transformador, las dimensiones internas del núcleo del transformador y su densidad de saturación, el nivel de flujo residual y la forma como el banco se energice [3]. También al conectar en paralelo transformadores o al sobreexcitar un transformador debido a una tensión superior o una frecuencia reducida pueden producirse corrientes diferenciales indeseadas. La corriente de energización puede alcanzar un múltiplo de la corriente nominal, y se caracteriza por un contenido relativamente alto del segundo armónico, que en cambio en un cortocircuito está casi ausente. Si en la energización de

un transformador el contenido del segundo armónico en la corriente diferencial rebasa un umbral ajustable, se impide el disparo.

La sobreexcitación del entrehierro de transformadores se caracteriza por armónicos de número impar, entonces el tercer y quinto armónico son ajustables para detectar este fenómeno, el tercer armónico es casi eliminado en el devanado en delta, por ello el uso del quinto armónico es más común. [2]

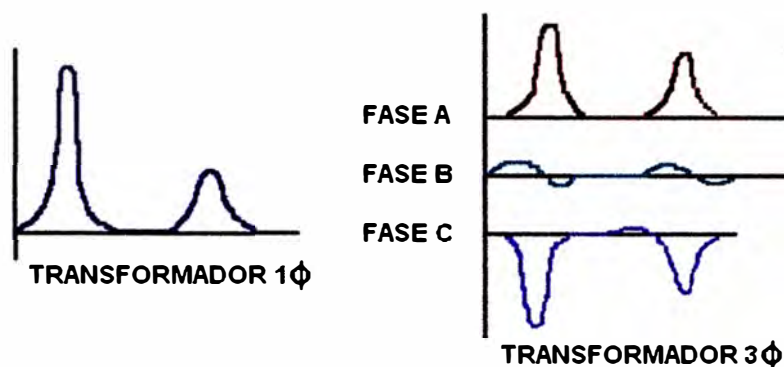


Fig. 3.207 Corriente de magnetización

Las corrientes diferenciales se analizan en cuanto a su contenido de armónicos. Para análisis de la frecuencia se emplean filtros digitales que llevan a cabo un análisis de Fourier de las corrientes diferenciales. En cuanto la proporción de armónicos llega a ser superior a los límites ajustables, se procede a la estabilización de la evaluación de la fase afectada. Los algoritmos de filtrado están optimizados en cuanto a su comportamiento de estabilización de tal manera que en los procesos dinámicos sobran las medidas adicionales de estabilización. Dado que la estabilización de conexión trabaja de forma individual para cada fase, la protección tiene también un efecto óptimo si un transformador se conecta sobre una falla monofásica, con lo cual posiblemente pase por otro conductor sano una corriente de sobrevoltaje de conexión. Es posible ajustar la protección de tal forma que cuando se excede el contenido de armónicos permisible en una fase, no sólo ésta sino también las otras fases quedan bloqueadas. Esta función denominada “bloqueo mutuo” se puede limitar para una duración determinada.

Disparo rápido en el caso de falla de gran intensidad: Los fallos internos de gran intensidad de corriente en la zona protegida se pueden desconectar inmediatamente sin tener en cuenta las corrientes de estabilización, siempre que debido a la magnitud de corriente quede claro que no se trata de una falla externa. En el caso de objetos protegidos que tengan una impedancia longitudinal elevada (transformador, generador), se puede encontrar un valor de corriente que nunca será rebasada por una corriente de

cortocircuito pasante. En el caso de un transformador se trata por ejemplo del valor (primario):

$(1/U_k \text{ Transf.}) \cdot (I_N \text{ Transf.})$. Éste actúa también cuando, por ejemplo, debido a la saturación del transformador de corriente y debido a un elemento de corriente continua y a la corriente de cortocircuito aparece un segundo armónico que la estabilización de conexión podría interpretar como corriente de energización. El disparo rápido trabaja no sólo con la oscilación básica de la corriente diferencial sino también con valores instantáneos. El tratamiento de los valores instantáneos garantiza un disparo rápido incluso cuando debido a la saturación del transformador de corriente, la oscilación básica quedase fuertemente amortiguada. Debido a un posible desplazamiento de la corriente al producirse un cortocircuito, el tratamiento del valor instantáneo trabaja a partir del doble del valor de ajuste.

Aumento del valor de respuesta durante el arranque: El aumento del valor de respuesta resulta especialmente útil en el caso de motores. A diferencia de lo que sucede en los transformadores, la corriente de conexión de los motores es una corriente que pasa. Pero se pueden producir corrientes diferenciales por el hecho de que los transformadores de corriente tengan una magnetización residual diferente antes de efectuarse la conexión, y por lo tanto queden sometidos a la corriente desde distintos puntos de trabajo de su histéresis. Si bien estas corrientes diferenciales son reducidas, pueden no obstante resultar nocivas si la protección diferencial está ajustada con gran sensibilidad.

Como protección adicional contra un sobre funcionamiento al conectar un objeto a proteger que anteriormente estaba sin corriente, se puede hacer uso del aumento del valor de respuesta durante el arranque. Si la corriente de estabilización de una fase no ha alcanzado un valor ajustable **STAB. ARRANQUE**, se activa el aumento del valor de respuesta. La corriente de estabilización es durante el régimen normal, el doble de la corriente que pasa, y por lo tanto, de no alcanzarse esto constituye un criterio para el objeto a proteger desconectado. El valor de respuesta $I\text{-DIF}$ y las demás ramas del nivel I_{dif} , se aumentan ahora en un factor ajustable (figura 3.208). El retorno de la corriente de estabilización caracteriza el arranque. Después de un tiempo ajustable **T.máx.ARRANQUE**, se anula el aumento de la línea característica.

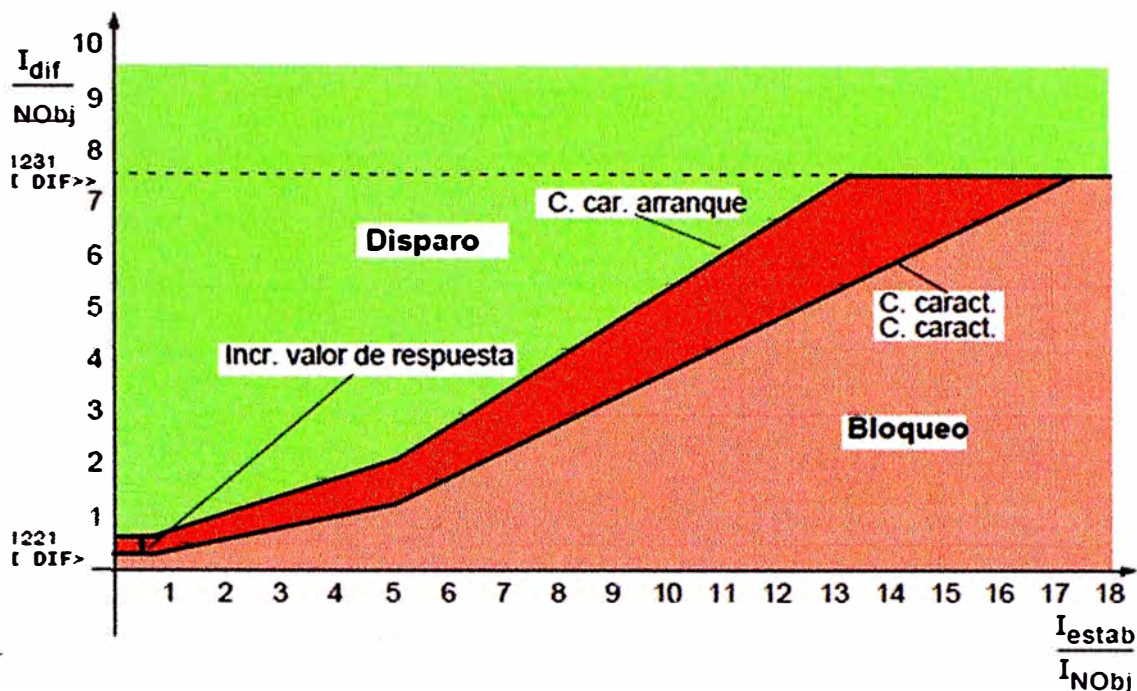


Fig. 3.208 Aumento del valor de respuesta del nivel durante el arranque

3.20.4 Curva característica de disparo: La figura 3.209 muestra la totalidad de la curva característica de disparo. La rama “a” de la curva característica representa el umbral de sensibilidad de la protección diferencial (ajuste **I-DIF>**) y tiene en cuenta las corrientes de falla constantes, como son por ejemplo las corrientes de magnetización.

La rama “b” tiene en cuenta las fallas proporcionales a la corrientes que surgen debido a errores en la relación de transformación de los transformadores de corriente y del transformador de medida en la entrada del relé, o por ejemplo por desviaciones en la adaptación y por interruptores escalonados en el caso de transformadores con regulación de tensión.

En la zona de intensidades superiores que pueden provocar saturación de los transformadores de medida es la rama “c” de la curva y es la que se encarga de conseguir una estabilización más fuerte. En el caso de corrientes diferenciales situadas por encima de la rama “d”, el disparo se produce con independencia de la corriente de estabilización y de la estabilización armónica (ajuste **I-DIF>>**). Se trata por lo tanto de la zona de disparo rápido en el caso de fallas de gran intensidad de corriente. La zona de **estabilización adicional** está determinada por el indicador de saturación. Las magnitudes I_{dif} e I_{estab} las clasifica la protección diferencial en la curva característica de disparo de acuerdo con la figura 3.209. Si estas magnitudes dan lugar a un punto situado dentro de la zona de disparo, se produce el disparo.

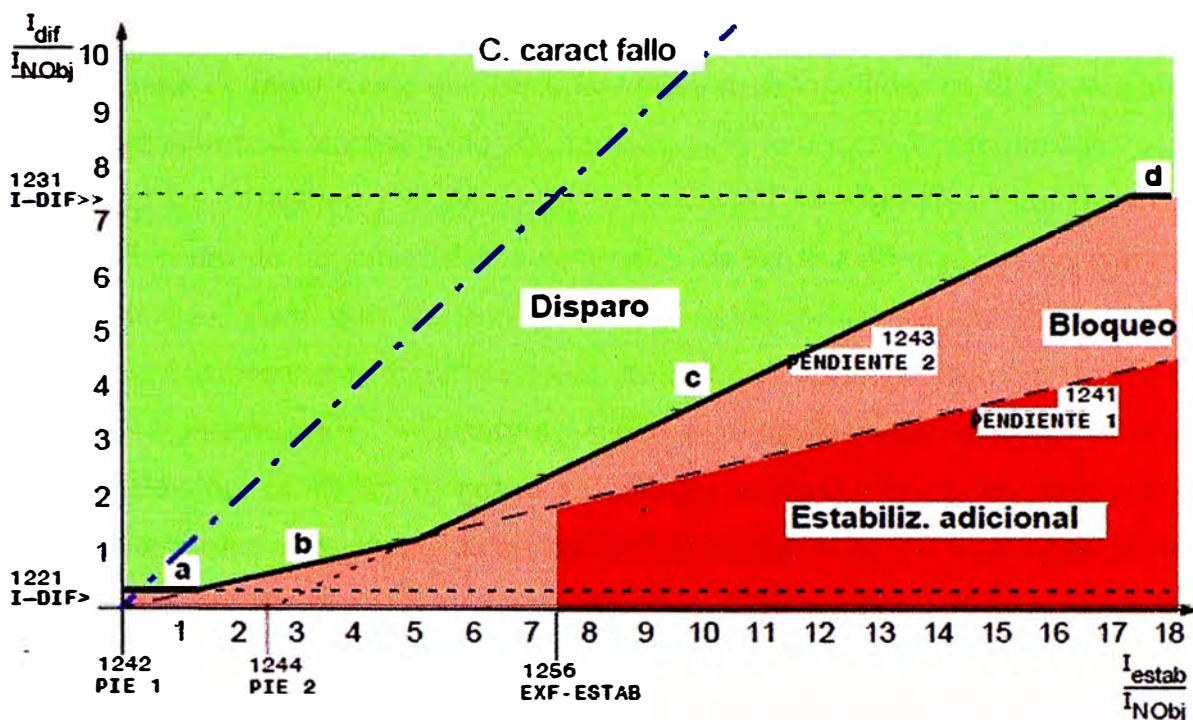


Fig. 3.209 Curva característica de disparo de la protección 87

Excitación, recuperación: La excitación determina el comienzo de un caso de falla. Esto es necesario, por ejemplo para poder establecer protocolos de caso de falla y anotaciones de valores de falla. Pero también las funciones internas necesitan conocer el momento lo más exacto posible del inicio de la falla, también en el caso de una falla situada fuera de la zona protegida, por ejemplo el indicador de saturación, que precisamente debe cumplir su cometido en el caso de una corriente de cortocircuito pasante. La excitación se reconoce en cuanto la oscilación básica de la corriente diferencial alcance el 70% del valor de respuesta, o la corriente de estabilización penetre más del 70% dentro de la zona de estabilización adicional. También la respuesta de nivel de disparo rápido para cortocircuitos de gran intensidad de corriente da lugar a una señal de excitación.

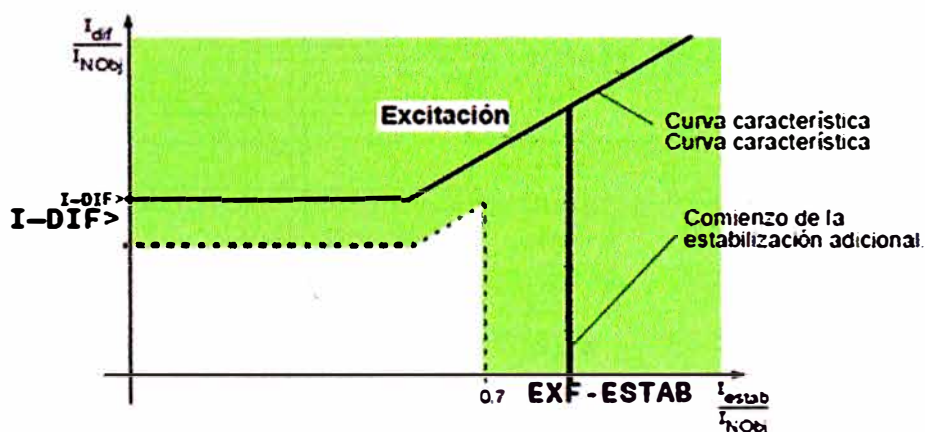


Fig. 3.210 Excitación de la protección 87

3.20.5 Adaptación de las magnitudes de medida: En los transformadores, por lo general en caso de la corriente que pasa, las intensidades medidas en el secundario de los transformadores de corriente no son iguales, sino que vienen determinadas por la relación de transformación y el grupo de conexión del transformador que se trata de proteger así como de las intensidades nominales de los transformadores de corriente. Por este motivo, para que las corrientes sean comparables es preciso adaptarlas previamente. Las corrientes digitalizadas se transforman respectivamente a la corriente nominal del transformador. Para ello introducimos al relé las características nominales del transformador, es decir, la potencia aparente nominal, grupo de conexión las tensiones nominales y las intensidades nominales primarias de los transformadores de intensidad con lo cual el equipo ya está en capacidad de realizar la comparación de intensidades de acuerdo con las reglas de cálculo establecidas. También juega un papel el tratamiento del centro estrella de los arrollamientos del transformador.

3.20.6 Protección diferencial monofásica para barras colectoras: El relé Siemens 7UT612 dispone del canal analógico de alta sensibilidad I_8 , además de 7 entradas de corriente equivalentes. De esta manera se puede realizar una protección diferencial monofásica para barras colectoras que tengan hasta 7 derivaciones.

Por cada fase se utiliza un 7UT612 (figura 3.211). De todas las derivaciones de las barras colectoras se conectan las corrientes por fase cada una a un equipo.

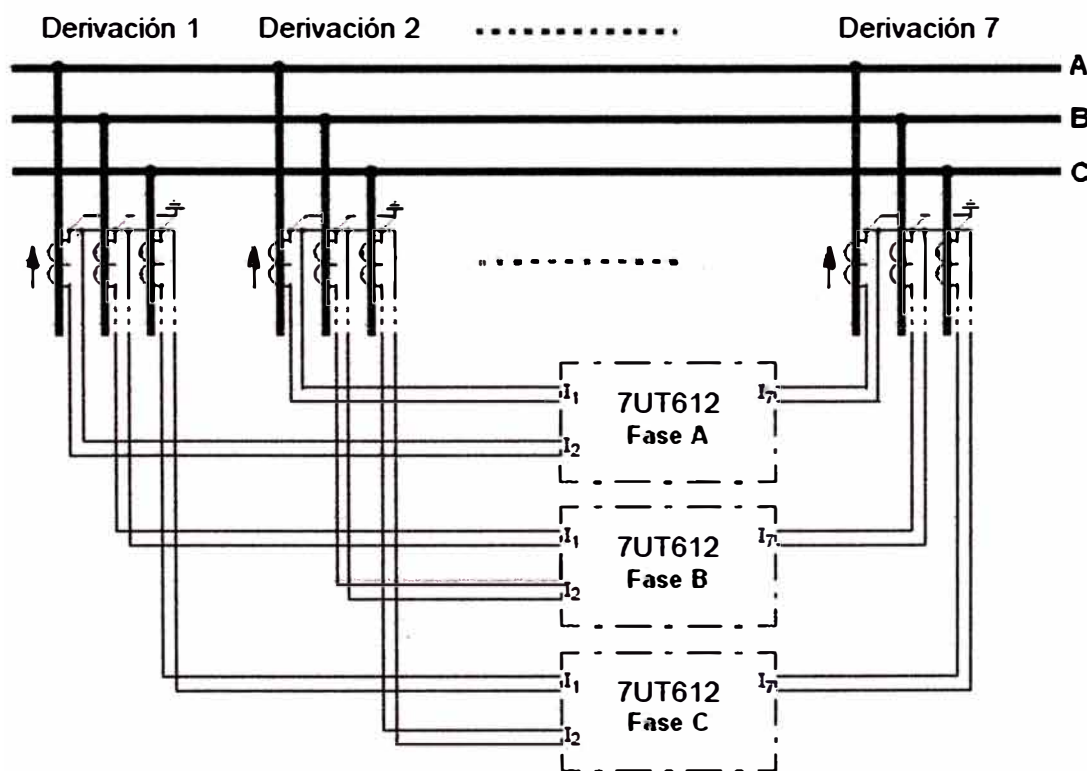


Fig. 3.211 Protección monofásica de barras 87B

La sensibilidad es la misma para todas las clases de fallos. La protección diferencial en el 7UT612 refiere todas las corrientes a la intensidad nominal del objeto a proteger. Por ese motivo es preciso definir una corriente nominal unitaria para las barras colectoras. Tanto ésta como las corrientes nominales primarias de los transformadores de corriente de todas las derivaciones se ajustan en el equipo. La adaptación de las magnitudes de medida se limita en este caso a factores para las magnitudes de corriente. Cuando los transformadores de corriente de las derivaciones tienen corrientes primarias nominales diferentes no se necesitan por lo general medios de adaptación exteriores.

3.20.7 Conexión a través de transformador de medida mezclador:

Al conectar a través de transformadores de medida mezcladores basta con un sólo 7UT612 para barras colectoras, ya que aquí las 3 corrientes de fase respectivas de cada derivación se suman a un transformador de medida mezclador TM formando una corriente equivalente monofásica (figura 3.212). Debido a la mezcla asimétrica de las corrientes de las fases la sensibilidad es distinta para diferentes clases de falla. También aquí es necesario definir una corriente nominal unitaria para las barras colectoras. La adaptación de la magnitud puede realizarse mediante la conexión de los arrollamientos del transformador de medida mezclador. La corriente de salida de los transformadores de medida mezcladores es por lo general de 100mA en caso de una corriente nominal simétrica. Aquí se toma como corriente nominal del objeto a proteger $I_{NOBJ} = 100 \text{ mA}$.

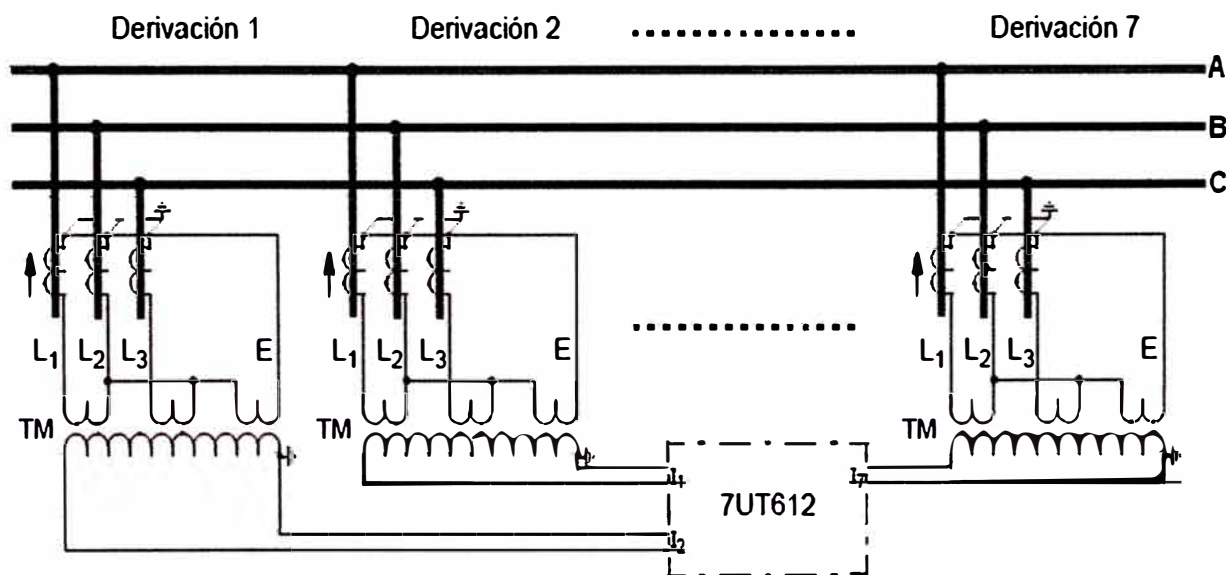


Fig. 3.212 Protección 87B a través de transformador de medida mezclador

Para la conexión de los transformadores de medida mezcladores a los transformadores de corriente existen diversas posibilidades. Para unas mismas barras colectoras hay que

aplicar de manera uniforme la misma forma de conexión. El circuito de conexión representado en la figura 3.213 es el más usual.

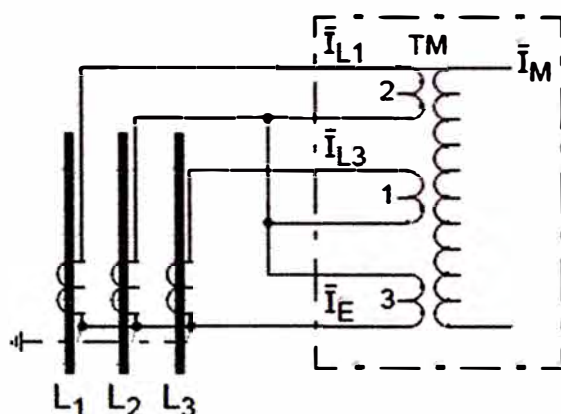


Fig. 3.213 Conexión del transformador mezclador L1-L3-E

Aplicación 1: Para el transformador de la figura 3.214 calcular las corrientes de arranque diferencial en los lados 115kV y 16.5kV, verificar el valor de la corriente diferencial para fallas externas sabiendo que la impedancia de cortocircuito es 10%.

Datos del Transformador de potencia:

S_{nom} : 230 MVA, $Ynd11$ (neutro aterrado),

Tensión lado1: 115 kV, RTC lado1: 1500/1 A

Tensión lado2: 16.5 kV, RTC lado2: 10000/5

Solución:

Inominal primario lado1 = $S_{nom}/(\sqrt{3}*V_{nom1} prim)$

$Inp1 = 230000/(1.73*115) = 1154.7A$

Inominal secundario lado1 = Inominal primario lado1 / RTC lado1

$Ins1 = 0.77A$

Inominal primario lado2 = $S_{nom}/(\sqrt{3}*V_{nom2} prim)$

$Inp2 = 230000/(1.73*16.5) = 8047.9A$

Inominal secundario lado2 = Inominal primario lado2 / RTC lado2

$Ins2 = 4.02A$

Lado2, Δ del transformador, entonces la corriente por fase será $I_f = I_{línea}/\sqrt{3}$

$I_f = 4.02/1.73 = 2.32A$

El arranque del diferencial es $I_{pickup} = 1.5*0.2*Inom$

Pickup Lado 1: $1.5*0.2*0.77 = 0.23$

Pickup lado 2: $1.5*0.2*2.32 = 0.69$

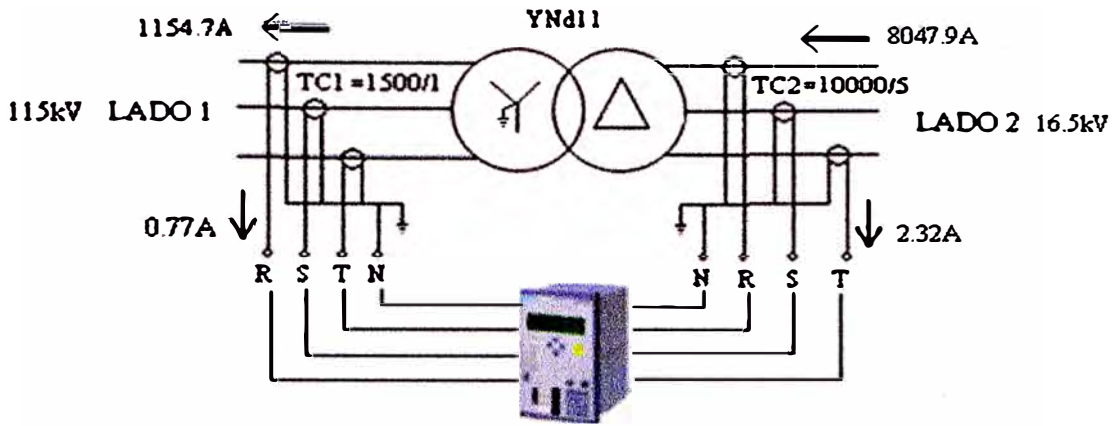


Fig. 3.214 Esquema de conexionado del relé para 87T

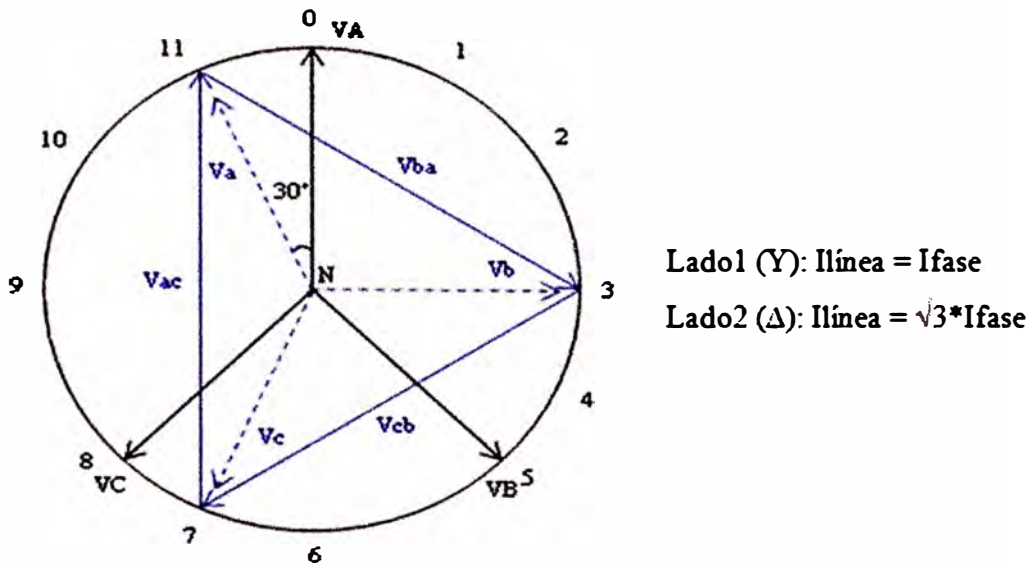


Fig. 3.215 Grupo de conexión del transformador Ynd11

La prueba de estabilidad se hará inyectando tensión trifásica por el lado de alta (Y) con una fuente de 380 VAC y cortocircuitando las tres fases en el lado de baja (Δ).

115/16.5 kV, 230MVA, Zcc: 10%

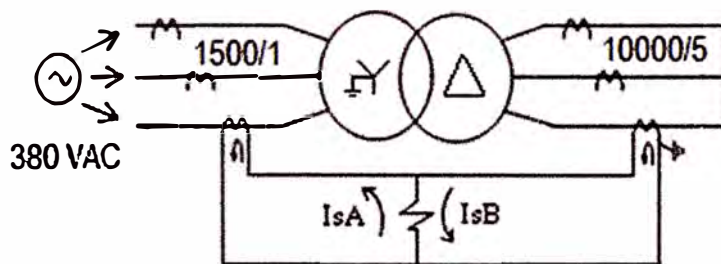


Fig. 3.216 Esquema de la prueba de estabilidad a 380VAC

La tensión de cortocircuito es la que se aplica al lado de alta para que estando el lado de baja cortocircuitado, circule por éste la intensidad nominal.

Según los datos: Para una $Z_{cc} = 10\%$ tendremos un $I_{nominal}$ primario lado1 = 1154.7 A
 $0.1 * 115000 \text{ V} \dots \dots \dots 1154.7 \text{ A}$

$380 \text{ V} \dots \dots \dots I_{prueba} \text{ lado1} = (380 * 1154.7) / (11500) = 38.16 \text{ A}$

Calculo IsA e IsB:

RTC1: 1500/1, la Iprueba secundaria lado 1 = $38.16/1500 = 25.44 \text{ mA}$(1)

Iprueba lado 2 = Iprueba lado 1*(Vlado 1/Vlado 2) = $38.16*(115000/16500) = 265.9 \text{ A}$

RTC2:10000/5, la Iprueba secundaria lado 2 = $265.9/(1.732*2000) = 76.77 \text{ mA}$(2)

De (1) y (2) la corriente diferencial es: $|IsA - IsB| = 51.3 \text{ mA}$

3.20.8 Configuración del relé 87T:

87 Differential Protection - Settings Group A		
General I-Diff Characteristic Inrush 2.HM Restr. n.HM		
Settings:		
No.	Settings	Value
1201	87 Differential Protection	ON ▾
1205	87 Increase of Trip Char. During Start	ON
1206	87 Inrush with 2. Harmonic Restraint	ON
1207	87 n-th Harmonic Restraint	5. Harmonic

Fig. 3.217 Activación función 87 (dirección 1201)

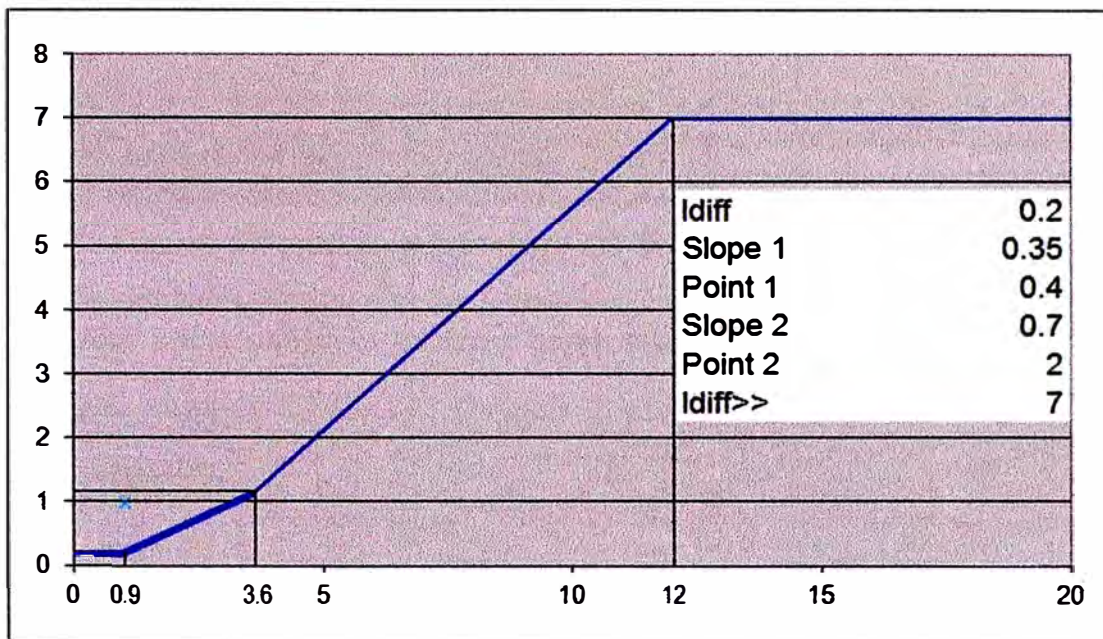
87 Differential Protection - Settings Group A		
General I-Diff Characteristic Inrush 2.HM Restr. n.HM		
Settings:		
No.	Settings	Value
1221	87-1 Pickup Value of Differential Curr.	0,20 InO
1226A	87-1 T I-DIFF> Time Delay	0,00 sec
1231	87-2 Pickup Value of High Set Trip	7,0 InO
1236A	87-2 T I-DIFF>> Time Delay	0,50 sec

Fig. 3.218 umbrales de arranque 87-1 y 87-2 así como los retardos

87 Differential Protection - Settings Group A		
General I-Diff Characteristic Inrush 2.HM Restr. n.HM		
Settings:		
No.	Settings	Value
1241A	87 Slope 1 of Tripping Characteristic	0,35
1242A	87 Base Point for Slope 1 of Charac.	0,40 InO
1243A	87 Slope 2 of Tripping Characteristic	0,70
1244A	87 Base Point for Slope 2 of Charac.	2,00 InO
1251A	87 I-RESTRAINT for Start Detection	0,10 InO
1252A	87 Factor for Increas. of Char. at Start	1,0
1253	87 Maximum Permissible Starting Time	5,0 sec
1261A	87 Pickup for Add-on Stabilization	4,00 InO
1262A	87 Duration of Add-on Stabilization	15 Cycle
1263A	87 Time for Cross-block Add-on Stabiliz.	15 Cycle

Fig. 3.219 Ingreso de parámetros para curva característica de operación

Construcción de la curva de operación del 87T



OMICRON

	X	Y	X	Y
Recta 1	0.000	0.200	0.971	0.200
Recta 2	0.971	0.200	3.600	1.120
Recta 3	3.600	1.120	12.000	7.000

Functional Scope		
Available functions:		
No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0105	Protection Object	3 phase Transformer
0112	87 Differential Protection	Enabled
0117	Cold Load Pickup	Disabled
0120	50/51	Time Overcurrent Curve IEC
0122	50N/51N	Time Overcurrent Curve IEC
0124	50G/51G	Disabled
0142	49 Thermal Overload Protection	Disabled
0143	24 Overexcit. Protection (Volt/Hertz)	Disabled
0180	Disconnect measurement location	Disabled
0181	Measured Values Supervision	Disabled
0186	External Trip Function 1	Disabled
0187	External Trip Function 2	Disabled

Fig. 3.220 Ingreso de los datos del objeto a proteger

87 Differential Protection - Settings Group A

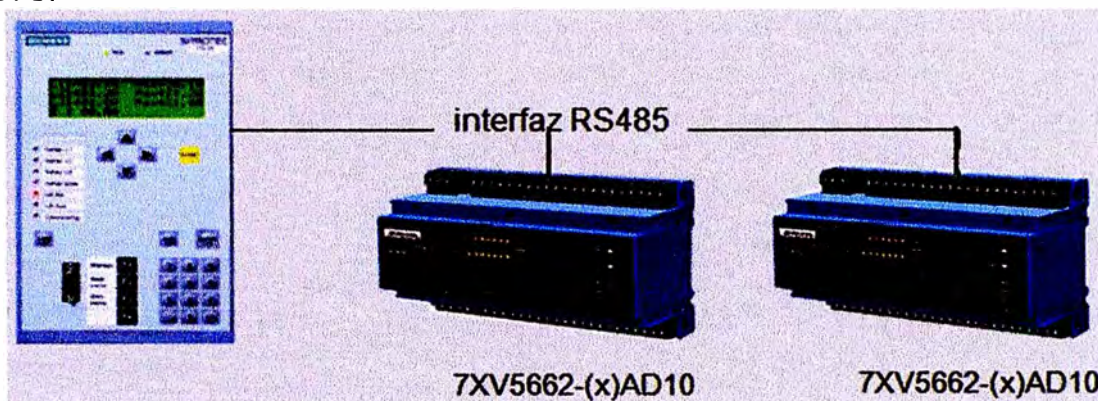
General | I-Diff | Characteristic: Inrush 2.HM | Restr. n.HM |

Settings:

No.	Settings	Value
1271	87 2nd Harmonic Content in I-DIFF	15 %
1272A	87 Time for Cross-blocking 2nd Harm.	5 Cycle

Fig. 3.221 Ingreso del porcentaje permitido del 2° armónico para detección del inrush

Adición de unidades de interfaz para traer las condiciones de operación propia del transformador como imágenes térmicas (temperatura de aceite y devanados) hacia el relé 87T.



- . Se puede conectar 2 RTD boxes a la interfaz de servicio (RS485)
- . Monitoreo de 12 puntos de medición (6 por RTD box) cada uno con 2 umbrales (Niveles de alarma)
- . Despliegue de la temperatura como valor medido directamente de la RTD box (puede ser usado como dispositivo solo) en el relé de protección
- . Monitoreo de valores umbral
- . Una entrada dedicada puede ser usada para el cálculo de punto caliente (temp. del aceite).
- . El tipo de sensor puede ser seleccionado por cada punto de medición (Pt100, Ni100, Ni120)

3.20.9 Configuración de plantilla de pruebas:

Utilizaremos la plantilla para prueba diferencial de la omicron e ingresar las condiciones de operación del relé.

Differential Protection Parameters

Protected Object: CT | Protection Device | Characteristic Definition | Harmonic

Protected Object: Transformer | Vector Group: YD11 | Number of Windings: 2 (selected) | 3

Nominal Values

	115kV	16.5kV	Tertiary
Winding/Leg Name:	115kV	16.5kV	Tertiary
Voltage:	115.00 kV	16.50 kV	30.00 kV
Power:	230.00 MVA	230.00 MVA	10.00 MVA
Vector Group:	Y	D11 (D330°)	Y0 (Y0°)
Starpoint Grounding:	Yes	No	No
Current:	1.15 kA	5.05 kA	769.80 A
Delta-Connected CT:	No	No	

Fig. 3.222 Datos del transformador

Differential Protection Parameters

Protected Object: CT | Protection Device | Characteristic Definition | Harmonic

CT Nominal Values

	115kV	16.5kV	Tertiary
Primary Current:	1.50 kA	10.00 kA	120.00 A
Secondary Current:	1.00 A	5.00 A	1.00 A
Starpoint Grounding:	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.

Use Ground Current Measurement inputs (CT)

Ground CT Nominal Values

	115kV	16.5kV	Tertiary
Primary Current:	200.00 A	800.00 A	800.00 A
Secondary Current:	1.00 A	1.00 A	1.00 A
Starpoint Grounding:	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.

Fig. 3.223 Datos de los transformadores de corriente

Differential Protection Parameters

Protected Object | CT | **Protection Device** | Characteristic Definition | Harmonic

Ibias Calculation
 (|Ip| + |Is|) / K1
 Factor K1 = 1.00
 No combined characteristic

Reference Winding
115kV

Reference Current
 Protected Object Nominal Current
 Current Transformer Nominal Current

Test Time Settings / Transformer Model
 Test Max: 1.500 s
 Delay Time: 0.250 s

Zero Sequence Elimination
 IL-IO
 none
 YD interposing transformer
 YD'Y interposing transformer

Diff Current Settings
 Idiff>: 0.20 In
 Idiff>>: 7.00 In

Diff Time Settings
 Idiff>: 0.030 s
 Idiff>>: 0.030 s

Current Tolerances
 relative: 2.00 %
 absolute: 0.05 In

Time Tolerances
 relative: 3.00 %
 absolute: 0.010 s

Fig. 3.224 Datos de los umbrales de la característica diferencial

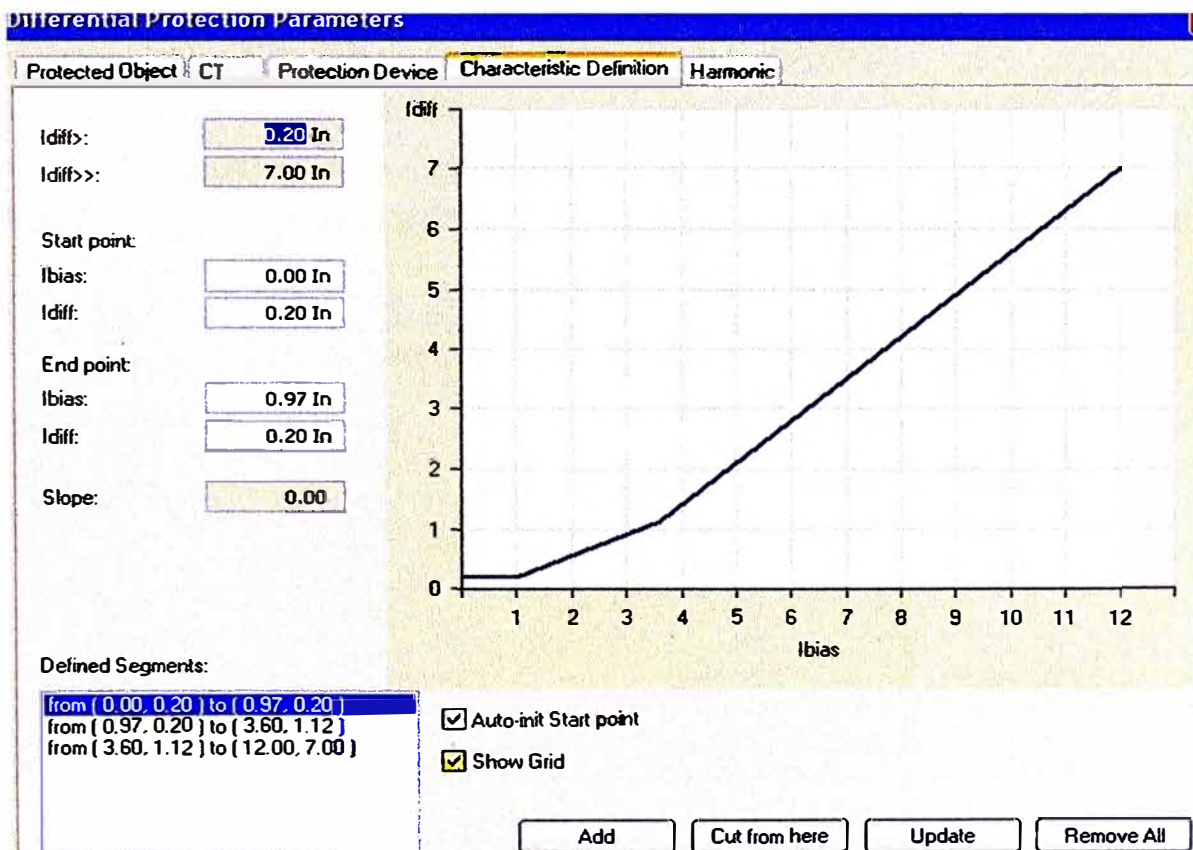


Fig. 3.225 Construcción de la curva característica en la plantilla de la Omicron

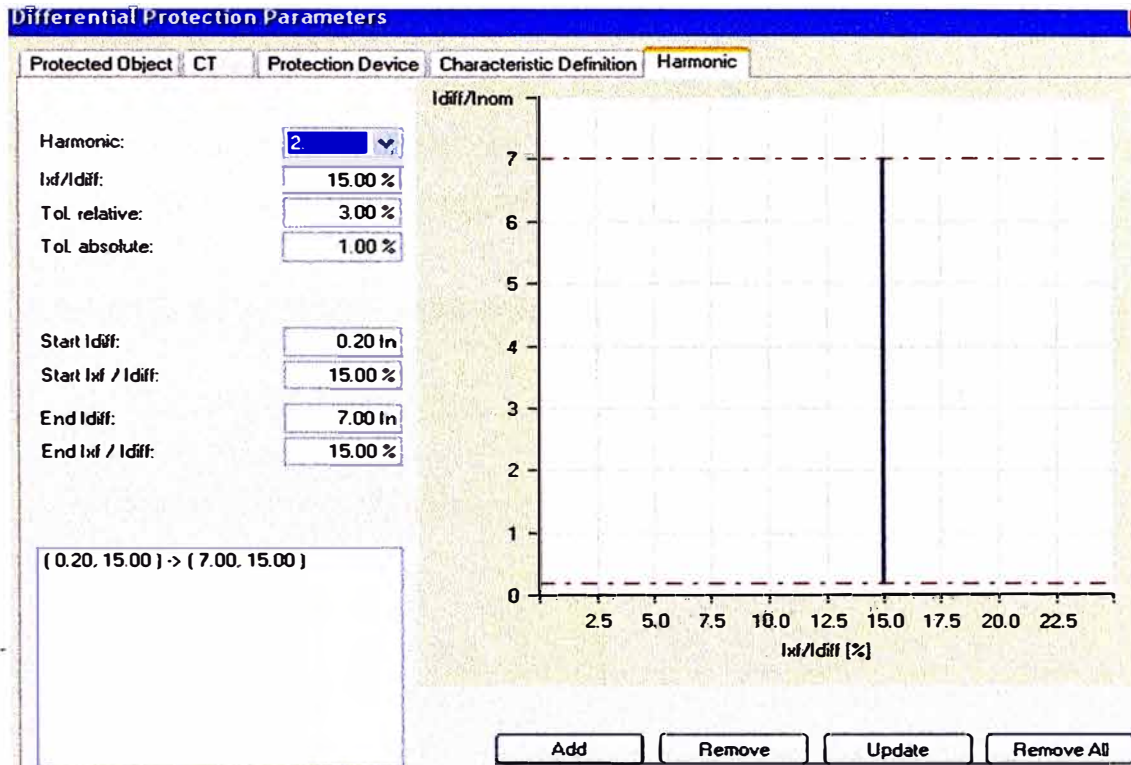


Fig. 3.226 Ingreso de límites para detección de armónicos

3.20.10 Prueba de estabilidad

Falla externa fase A: Con la maleta de pruebas omicron se inyecta la condición de falla monofásica externa debiéndose observar que la corriente diferencial no se incremente y por consiguiente dicha falla no genere disparo del relé diferencial.

Para un valor de corriente de falla igual a la corriente nominal secundaria del lado 1 tendremos: $I_{falla1\phi} = I_{nom \text{ secundario lado 1 (115kV)}} = 0.77 \text{ A}$

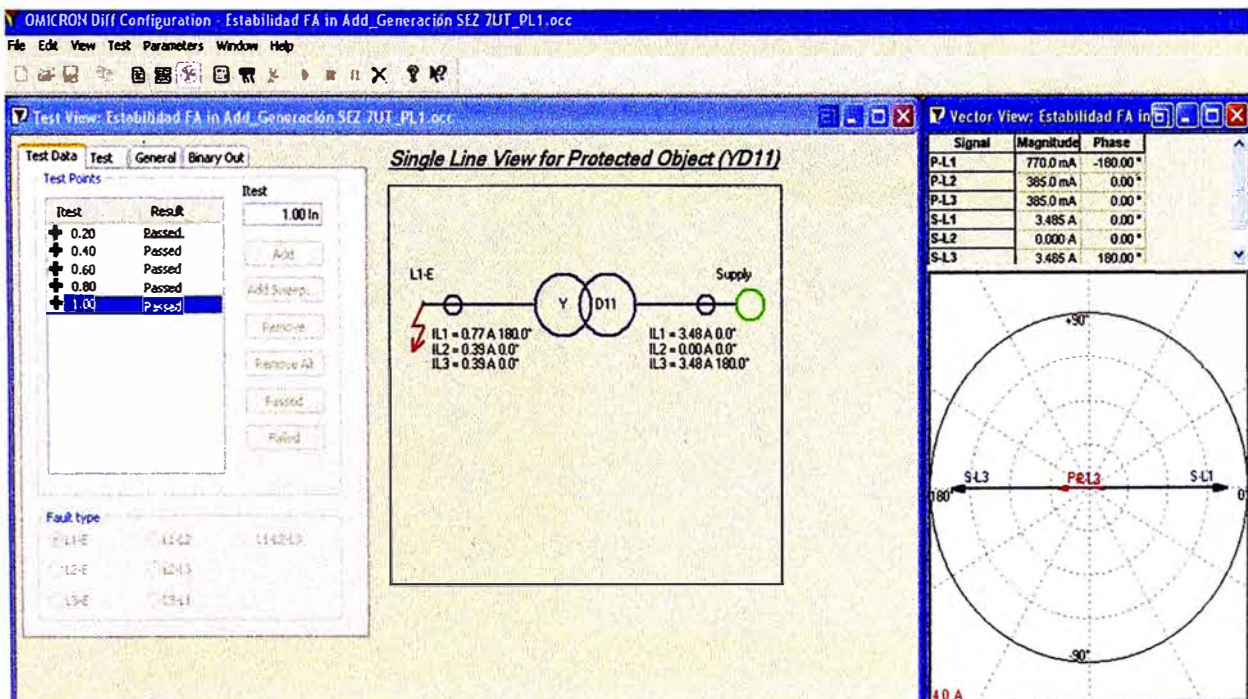


Fig. 3.227 Inyección de corriente de falla monofásica

3.20.11 Prueba característica

Esta prueba tiene por objetivo verificar la característica de operación, para dicho propósito se inyectaran corrientes de estabilización en aumento observándose el respectivo crecimiento de la corriente diferencial de acuerdo a la curva de operación del relé diferencial.

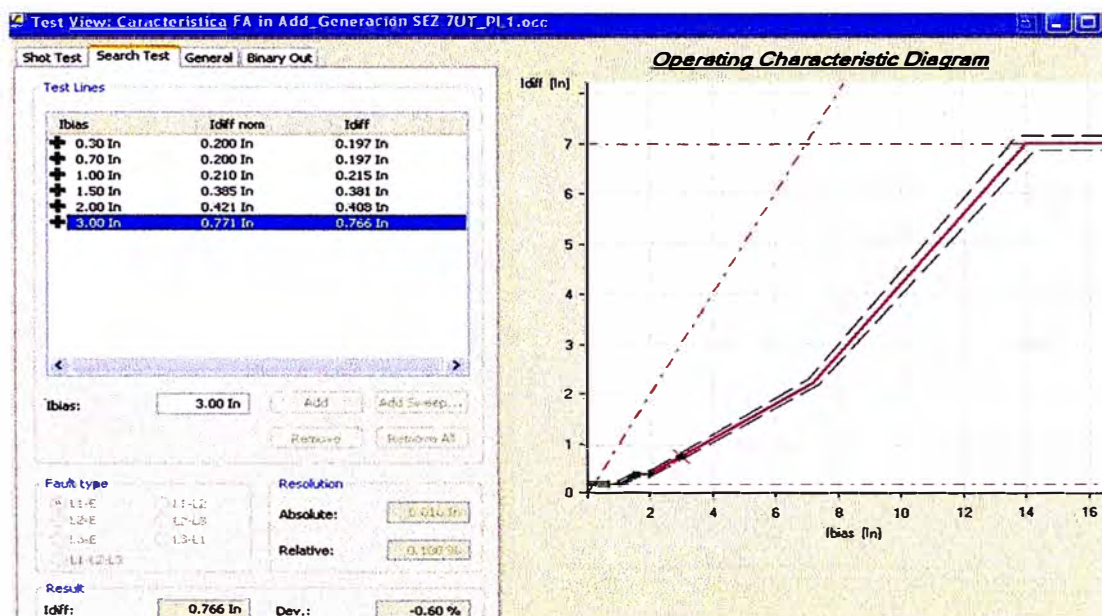


Fig. 3.228 Inyección Ibias para verificación Idiff de acuerdo a la curva 87T

3.20.12 Tiempo de disparo

Busca verificar los tiempos de actuación de la protección de acuerdo al umbral de arranque diferencial del relé. En nuestro ejemplo el arranque tiene un valor de $I_{diff} > 0.2I_n$ y un tiempo de actuación instantáneo. Lógicamente el tiempo que le toma a la maleta de pruebas procesar el disparo del relé tiene un valor de 30 ms y una tolerancia del 3% para dar la prueba como válida. En nuestro ejemplo $t_{actuación} = 27.6\text{ms}$

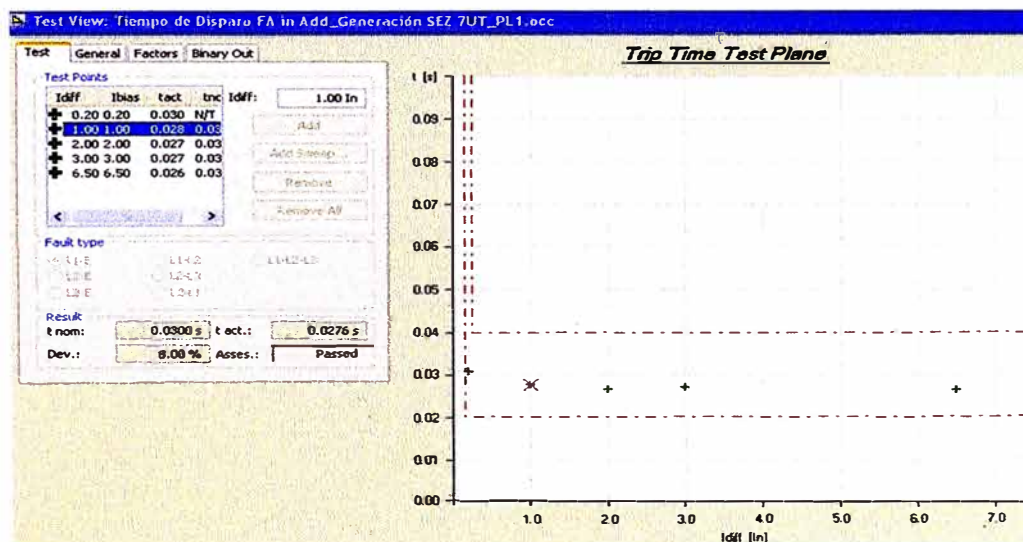


Fig. 3.229 Visualización de los tiempos de operación para $I_{diff} > 0.2I_{nom}$

3.20.13 Restricción de armónicos menor al 15%

Esta prueba tiene por finalidad verificar el disparo del relé para aquellas corrientes de energización con contenido de armónicos inferior al valor configurado. De la figura el lado izquierdo corresponden a puntos con contenido de armónicos menor al 15% por lo que el relé actúa con seguridad.

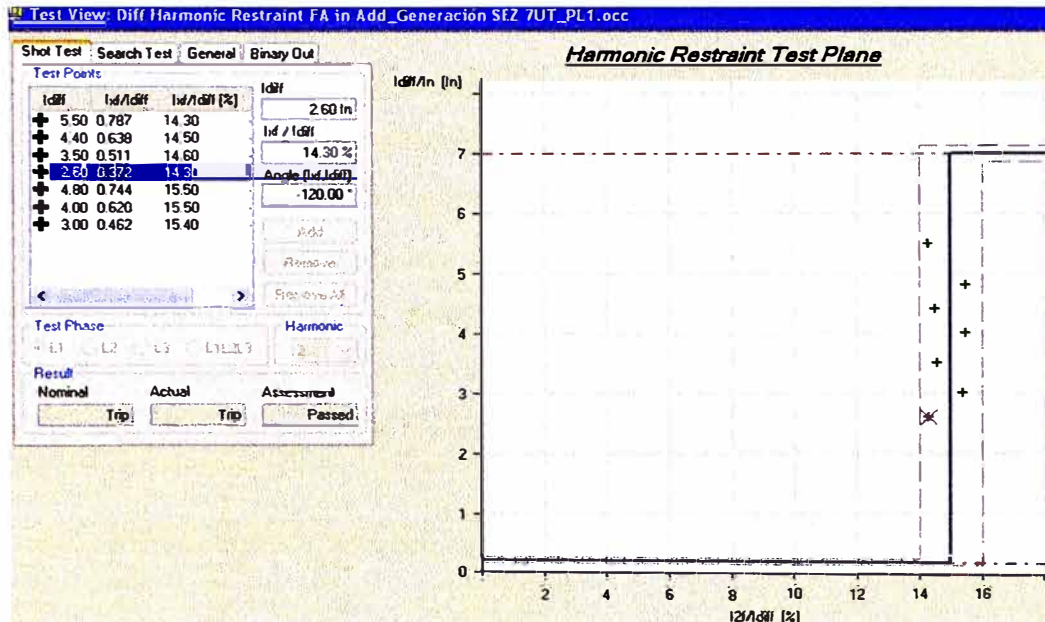


Fig. 3.230 Disparo asegurado 2do. H ($14.3 < 15\%$)

3.20.14 Restricción de armónicos mayor al 15%

Esta prueba tiene por finalidad verificar la no operación del relé para el caso corrientes de energización con contenido de armónicos superiores al valor configurado. En dichos casos el relé interpretaría que se trata de una energización del transformador de potencia. De la figura los puntos del lado derecho corresponden a corrientes de energización con presencia de armónicos mayor al 15% por lo que el relé no actúa.

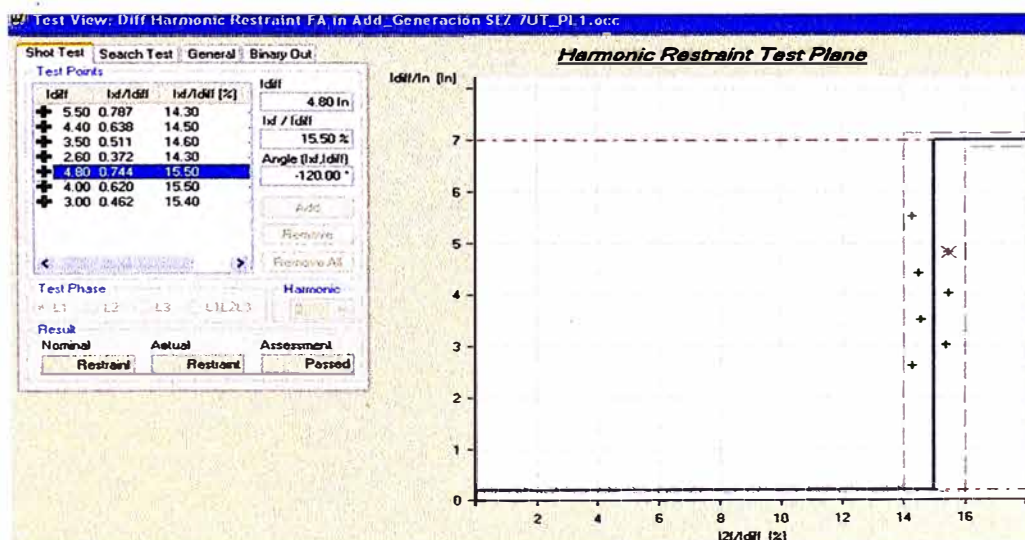


Fig. 3.231 Disparo bloqueado 2do. H ($15.5 > 15\%$)

3.20.15 Característica de operación

Esta prueba tiene por objetivo verificar los disparos del relé para todos los puntos que sean mayores al umbral de arranque diferencial ($I_{diff} > 0.2I_n$); ya que disponemos de la característica de operación, podemos escoger puntos por encima (disparan) y por debajo (no disparan) de la curva característica.

Del ejemplo:

El punto número 2 escogido: Para una $I_{diff} = 0.30I_n$, $I_{bias} = 2.60I_n$ (punto por debajo de la curva), no hay tiempo de actuación (no trip: N/T) pues corresponde a la zona de estabilidad, la maleta no registra ningún disparo.

El punto número 7 escogido: Para una $I_{diff} = 0.90I_n$, $I_{bias} = 3I_n$ (punto por encima de la curva), el tiempo de actuación nominal $t_{nom} = 0.03$ s, la maleta registra el disparo con un tiempo de actuación de $t_{act} = 0.027$ s.

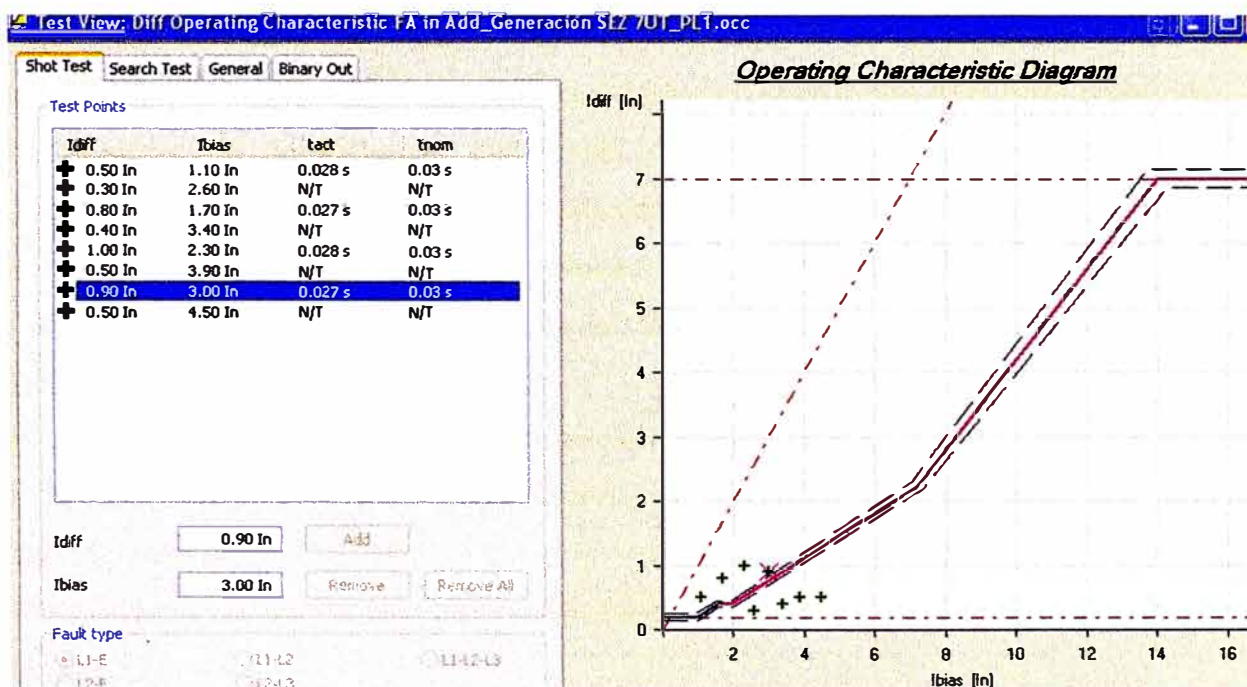


Fig. 3.232 Prueba característica

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Los relés de cuadrilaterales tienen un alcance resistivo mucho mayor que los relés de admitancia, debido a que este se ve limitado por su característica circular.

El esquema de disparo directo DUTT es seguro con canales de comunicación buenos, pero no protege toda la línea si uno de los terminales se encuentra abierto, requiere comunicación dual o un buen para una buena seguridad, requiere relés de distancia para fallas a tierra para un alcance preciso.

El esquema PUTT es más seguro que el esquema DUTT pero no protege toda la línea si un terminal se encuentra abierto, además también requiere relés de distancia para fallas a tierra para un alcance preciso.

El esquema POTT puede usar relés de distancia o de sobrecorriente, particularmente para fallas a tierra y es seguro. Este esquema requiere condiciones especiales para situaciones de “weak infeed” e interruptor abierto en un extremo de la línea protegida.

El esquema de comparación direccional de bloqueo es muy dependiente de la comunicación, puede usarse relés de distancia o sobrecorriente además de usar la onda portadora del tipo on – off, los problemas “weak infeed” e interruptor abierto son manejables pero es menos seguro pues tiende a operar con fallas en zonas de sobrealcance.

El cable de hilo piloto tiene una protección especial y son aislados contra tensiones inducidas provenientes del mismo sistema, son usados en distancias de hasta 25km aproximadamente.

Los canales PLC (power line carrier) son usados en líneas de transmisión de alta tensión largas, hasta 400km.

La fibra óptica usada como enlace directo con distancias hasta 150km y para mayores distancias con amplificadores repetidores; con gran velocidad de transmisión de datos, no se ve afectada por ruido ni interferencias, son más livianos que los cables metálicos. Del mismo modo los empalmes en fibra óptica son difíciles y no se puede transmitir potencias elevadas, así como usan transmisores y receptores más caros.

El efecto infeed en zona 1 hace que la impedancia aparente vista por el relé con una falla resistiva, se vea afectada por la resistencia de falla multiplicada por un factor k, pudiéndose presentar los siguientes casos:

. Si $k = I_2/I_1$ es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé del extremo local no sería afectada significativamente por el efecto “infeed”.

. Si la corriente I_2 es muy grande ó I_1 muy pequeña, k sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor ó una falla más lejana.

En el caso de existir una detección de oscilación de potencia, puede hacerse emisión de señales de bloqueo para algunas zonas de protección de distancia durante un tiempo específico, ya que el bloqueo puede ser importante durante oscilaciones severas de potencia cuando el sistema se está recuperando de los efectos de inestabilidad.

Las funciones de protección cuyos criterios de disparo no estén relacionados con un flujo de corriente medible (relé Buchholz), el flujo de corriente no constituye un criterio fiable para controlar el correcto funcionamiento del interruptor. Aquí se controla los contactos auxiliares del interruptor de potencia en lugar del flujo de corriente.

Recomendaciones

Es necesario ajustar lógicas adicionales de verificación de la oscilación de potencia existentes dentro del propio relé o fuera de él, las cuales detectan la existencia de la oscilación de potencia y bloquean disparos erróneos.

Ante fallas en zonas de respaldo la saturación de TC's afecta la confiabilidad del sistema de protección. Para el caso de la protección de distancia, el principal efecto es el bajo alcance, lo cual puede retardar los tiempos de operación establecidos en los estudios previos. Para el caso de la protección diferencial, la saturación de los TC's pueden producir operaciones no deseadas ante la presencia de este tipo de fallas.

Los relés diferenciales traen una adaptación flexible al transformador/generador/motor a línea corta. Programación de los datos de dispositivo en el relé.

Cantidad de cableado reducido por la conexión directa al TC principal; no hay transformadores asociados y por ello no hay errores de cableado.

La corriente de secuencia cero puede ser medida.

Adaptación flexible de la característica de disparo a varios transformadores de corriente principales y transformadores con tap.

Discriminación exacta entre la condición de corto circuito y la condición de flujo gracias al análisis de armónicos en línea. Disparo rápido para falla de corriente alta. Detección de saturación del trafo de corriente para fallas externas.

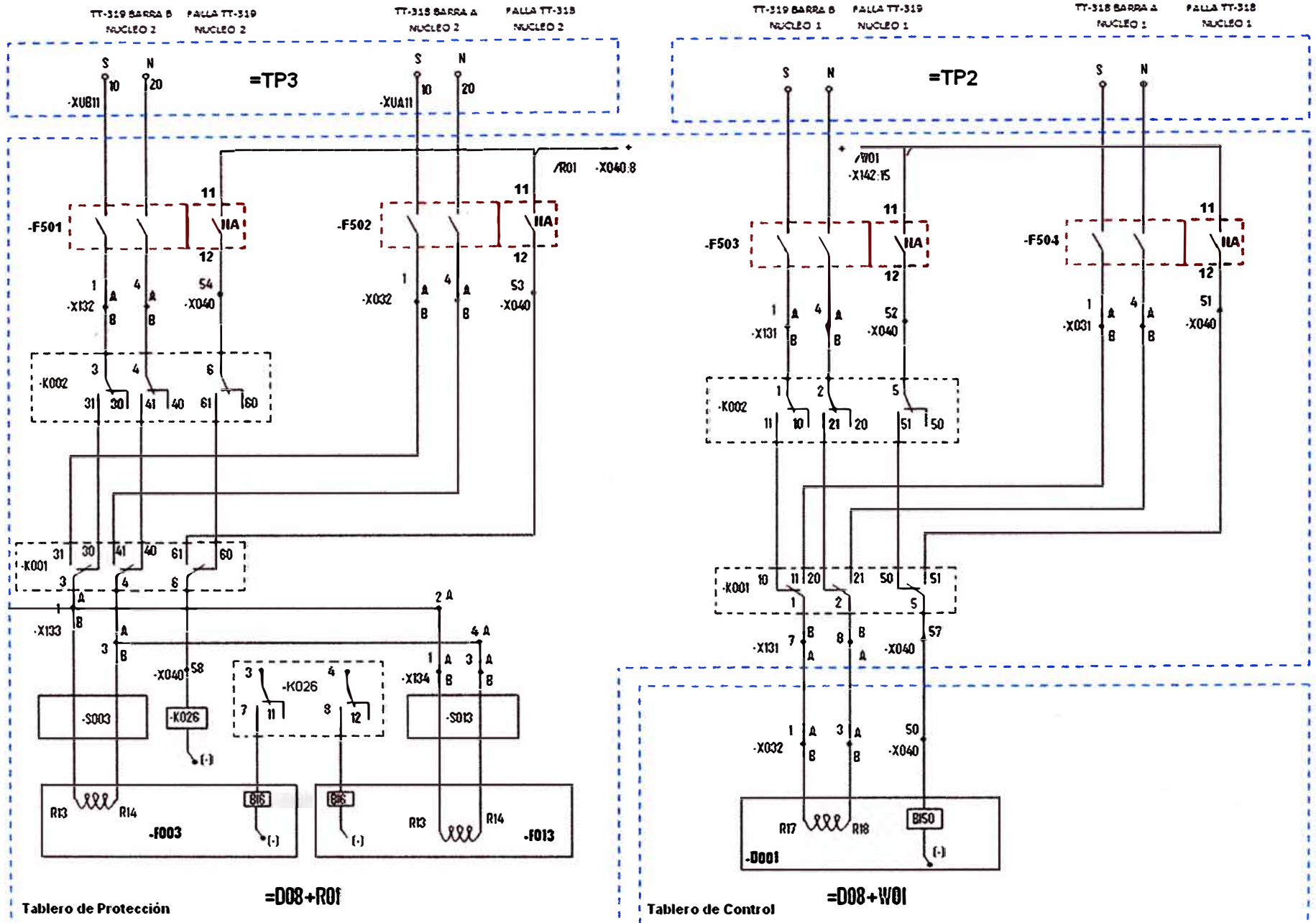
. Protección de sobrecarga para todos los devanados (incluyendo medición RTD).

Protección a tierra de corto circuito sensible para bobinas con falla.

Funciones de disparo externos.

ANEXO A
ESQUEMA DE SELECCIÓN DE TENSIONES

Fig. 3.17



ANEXO B

POLARIDADES PARA TRANSFERENCIA DE UN CAMPO DE LINEA

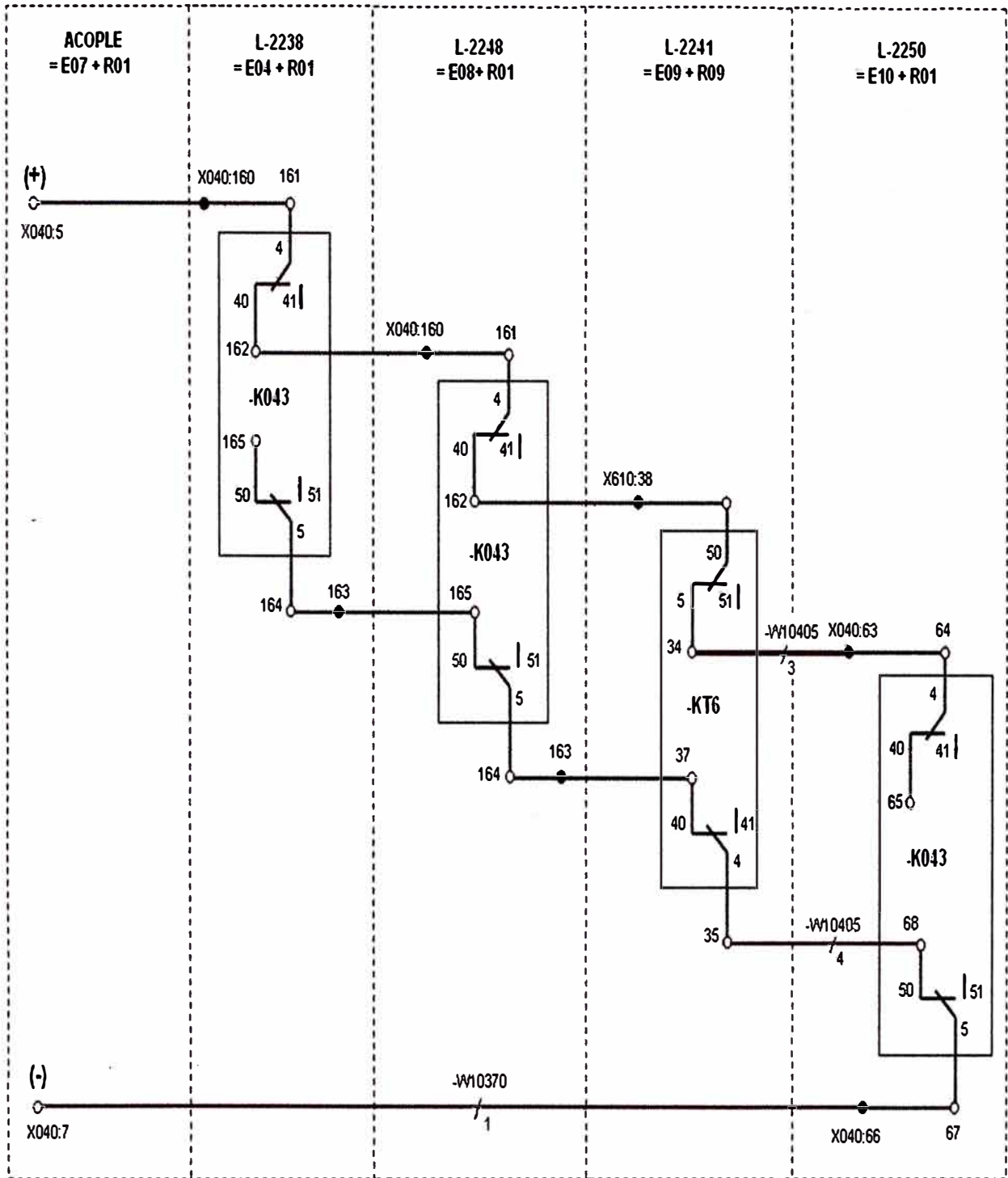


Fig. 3.39

ANEXO C
ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL PSD

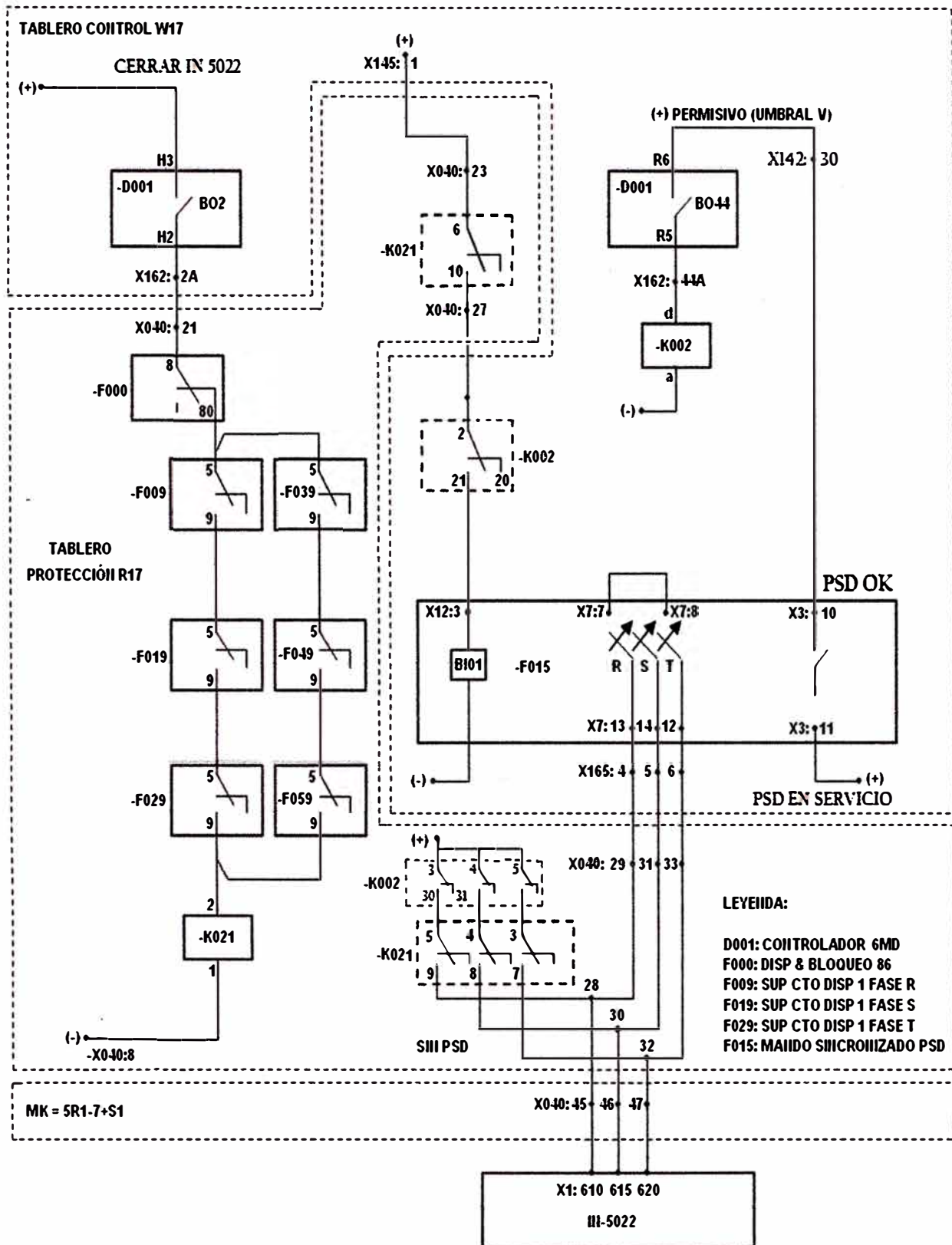
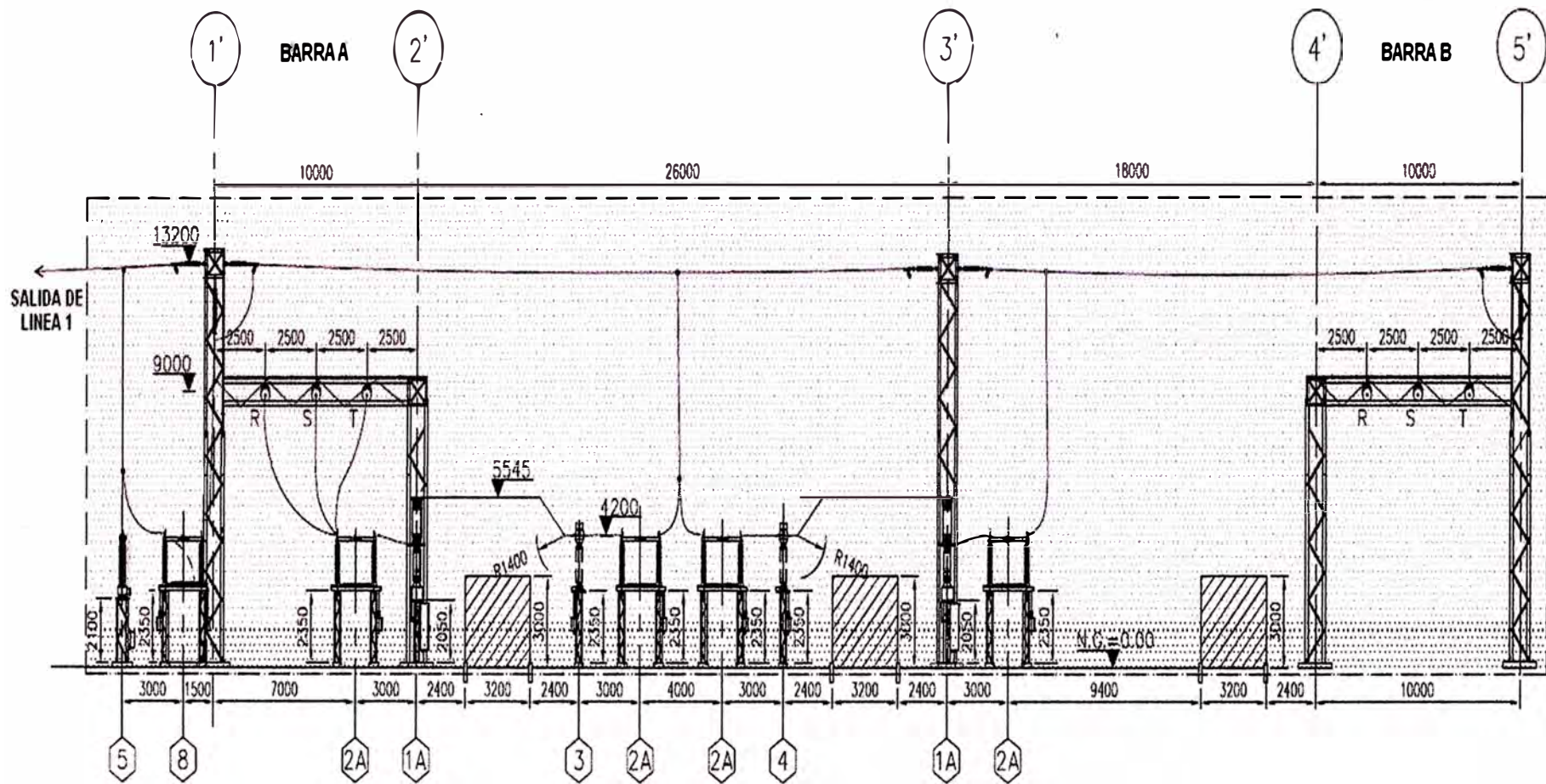


Fig. 3.72

ANEXO D
PLANO DE CORTE ESQUEMA INTERRUPTOR Y MEDIO

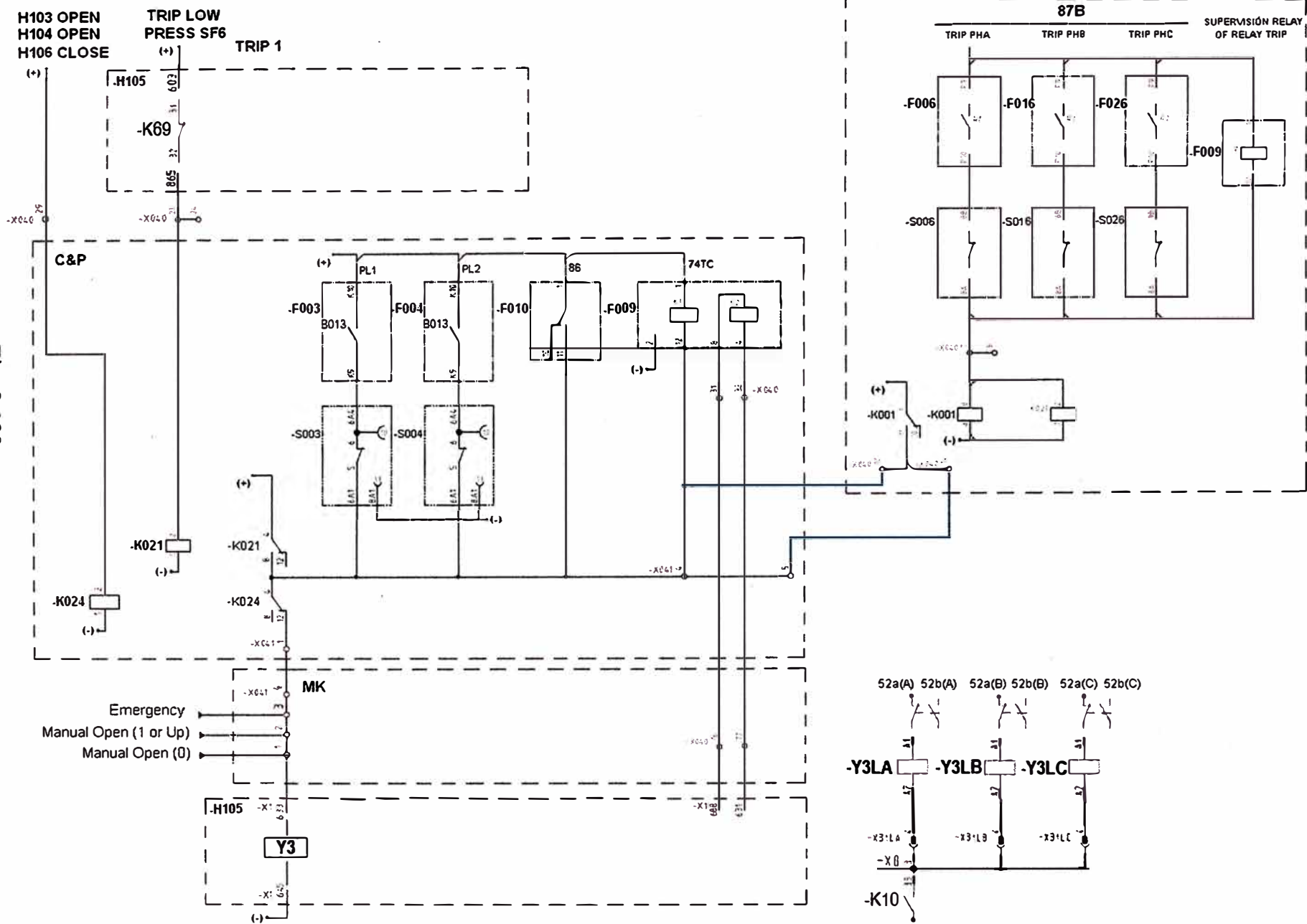


CONVENCIONES:

- ①A INTERRUPTOR DE POTENCIA UNI-TRIPOLAR
- ②A SECCIONADOR DE BARRA
- ③ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 4 DEVANADOS
- ④ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 6 DEVANADOS
- ⑤ TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO
- ⑧ SECCIONADOR DE LINEA CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

ANEXO E
SEÑAL DE DISPARO INTERRUPTOR INDISPONIBLE

Fig. 3.190



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Interconexión eléctrica S.A. Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN
- [2], [3] SIPROTEC Differential Protection 7UT612 V4.0 Manual
- [4] SIPROTEC Distance Protection 7SA6 V4.61 Manual
- [5] Applications for SIPROTEC Protection Relays 2005
- [6] Sistemas de potencia análisis y diseño – Duncan Glover
- [7] Manual Técnico relé ICM21
- [8] Manual de Protecciones para Sistemas Eléctricos de Potencia – ISA
- [9] Relé protector para transformadores - Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH
- [10] Sistemas de Potencia Análisis y Diseño – J. Duncan Glover 3ra. Edición
- [11] Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia – Geraldo Kindermann 2da. Edición
- [12] Circuit Analysis of AC Power System Vol. 1 – Edith Clarke