

MANUAL

PARA

PROTECCIÓN DE INGENIEROS

MOHAMMED FASIL T
9746988538
0483 2854487

AGRADECIMIENTOS

El 'Libro de la mano' cubre el Código de Prácticas de Circuito de protección incluidos los números de plomo y de dispositivos estándar, modo de conexiones en las regletas de bornes, códigos de color en varios núcleos cables, aconsejables y desaconsejables en la ejecución. También diversos principios de relés de protección y esquemas que incluyen esquemas de protección especiales como diferencial, restringido, relés direccionales y de distancia se explican con dibujos. También se dan las normas de protección de generadores, transformadores, líneas y bancos de capacitores.

Los procedimientos de prueba de conmutación, transformadores de medida y relés se explican en detalle. También se incluyen los de cierre y disparo, indicación y alarma para circuitos variedad de interruptores automáticos que indican los números de férula. Todo relevante

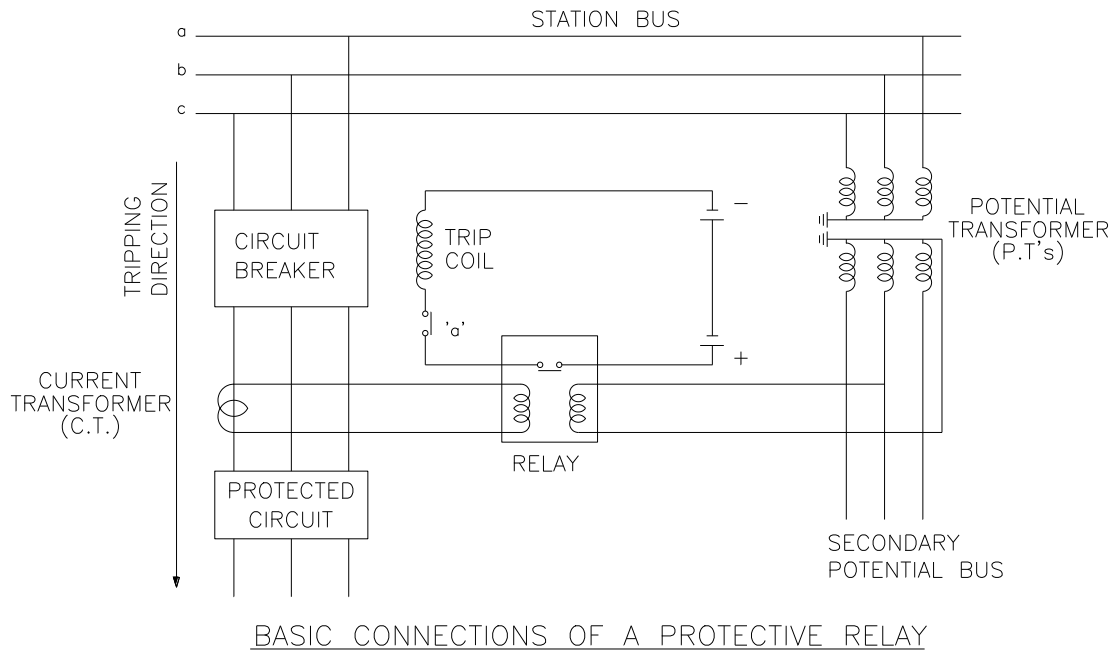
También se les da información y diagramas de circuitos necesarios para la resolución de problemas.

Tenemos más de 25 años de experiencia, cada uno en relés de protección e incluyó una gran cantidad de información a modo de contribución original, aparte de la colección de útiles

información de un gran número de libros de referencia, manuales de los fabricantes, etc., y se espera que este libro Mano servirá como una guía útil para todos los ingenieros en ejercicio.

ÍNDICE

1. Código de Prácticas
 - 1.1 Número estándar para los dispositivos
 - 1.2 Tipos de paneles
 - 1.3 Relé de protección - Conexión y zonas de protección
 - 1.4 Normas de protección para el generador, transformadores y líneas
 - 1.5 Los transformadores de corriente
 - 1.6 Los transformadores de tensión
 - 1.7 Medidores de energía
 - 1.8 Panel Sincronización
2. Generador y su protección
3. Transformadores y su protección
4. Los relés de distancia en APSystem, indicaciones de relé y sus significados
5. Barras de Bus - Arreglos y Protección
6. S / L & E relés / F
7. Rompedores de circuito
8. estación de batería
9. Prácticas de puesta a tierra
10. Excitación y Regulación de voltaje.



PROTECCION

OBJETIVO :

Para aislar rápidamente una sección defectuosa de ambos extremos de manera que el resto del sistema puede funcionar de manera satisfactoria.

Los requisitos funcionales del relé:

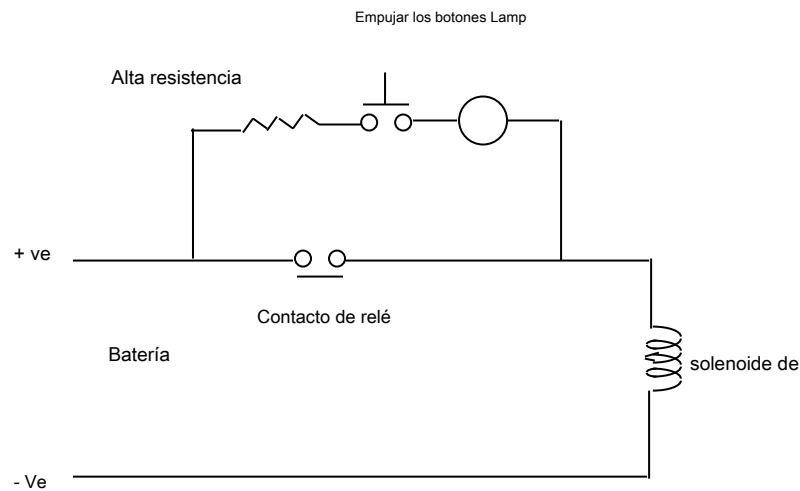
- yo) **Fiabilidad** : El requisito más importante de relé de protección es la fiabilidad, ya que supervisan el circuito por un largo tiempo antes de que ocurra un fallo; si se produce entonces un fallo, los relés deben responder de forma inmediata y correctamente.

- ii) **Selectividad** : El relé debe ser capaz de discriminar (seleccionar) entre esas condiciones para las cuales se requiere un funcionamiento rápido y aquellas para las que no se requiere ninguna operación o funcionamiento en tiempo retardado.

- iii) **Sensibilidad** : El equipo de protección debe ser tan suficientemente sensible que funciona de forma fiable cuando sea necesario bajo las condiciones reales que produce menos tendencia operativo.

- iv) **Velocidad** : El relé debe funcionar a la velocidad requerida. Que no debe ser ni demasiado lento, que puede resultar en daños al equipo ni tampoco debe ser demasiado rápido, lo que puede dar lugar a un funcionamiento no deseado.

CIRCUITO SALUDABLE TRIP

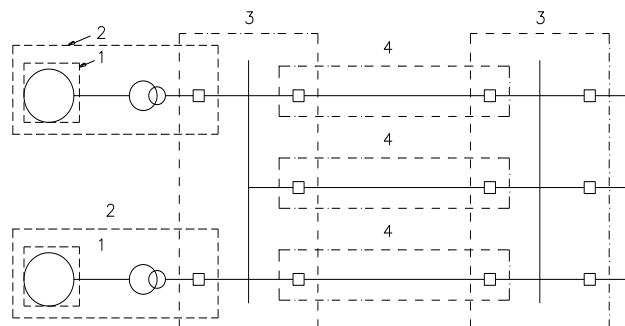


Entre los elementos importantes :

Subestación de control : Circuito de aceite del interruptor a granel, aceite mínimo, SF6, chorro de aire, vacío, etc., dependiendo de medio utilizado para el enfriamiento del arco. se emplean diferentes mecanismos operativos como solenoide, primavera, neumático, hidráulico, etc..

Equipo de protección: Relés (corriente, voltaje, impedancia, potencia, frecuencia, etc. basado en el parámetro de funcionamiento, de tiempo definido, de tiempo inverso, intensificaron etc. según característica de operación, la lógica sabia como diferencial, sobre fundente etc.

Estación de la batería: batería Una estación que contiene un número de células se acumulan energía durante el periodo de disponibilidad de suministro y descarga de CA en el momento de relés operan de modo que el disyuntor se dispara relevante.



1. GENERATOR PROTECTIVE ZONE
2. GENERATOR TRANSFORMER UNIT PROTECTIVE ZONE
3. BUSBAR PROTECTIVE ZONE
4. TRANSMISSION LINE PROTECTIVE ZONE

PROTECTIVE ZONES

CÓDIGO DE PRÁCTICAS

CÓDIGO DE LA PRÁCTICA: PROTECCIÓN

1.00 circuitería

- 1.01 Todo el cableado de los circuitos para las indicaciones, alarmas, medición y protección debe ser cableado permanente.
- 1.02 No hay lugar para el cableado temporal o adhocism en los circuitos de relé.
- 1.03 Los cables deben ser identificados mediante férulas cerca de los terminales.
- 1.04 Cada plomo debe terminar en un punto terminal y no se permite uniones por torsión. Si dos hilos son para ser terminado en mismo terminal pueden estar conectados a dos terminales diferentes y un bucle proporcionado.
- 1.05 El cableado debe ser por cables de cobre para secundarios de TI para todos los núcleos (es decir,) Medición así como la protección.
- 1.06 El cableado debe ser por conductores de cobre para PT secundarias también dondequiera que están destinadas para la protección.
- 1.07 El cable de cobre para 1.05 y 1.06 anteriormente deberá ser multifilar, pero no solo tipo de plomo.
- 1.08 cables de aluminio pueden ser utilizados para la indicación, alarmas y secundarias PT para la medición pero alambres trenzados son sólo para ser utilizado. Sin embargo, cuando se emplean PTs para la medición comercial, hilos de cobre trenzados se van a utilizar.
- 1.09 Las terminaciones deben arrastraban por 'O' orejetas de anillo de la forma. 'U' orejetas forma debe ser evitado.
- 1.10 para CT terminaciones secundarias, dos tuercas con una arandela de resorte y dos arandelas planas para ser utilizado obligatoriamente.
- 1.11 Las regletas de bornes deben ser de tipo espárrago con las tuercas y no tornillo-in-tipo.
- 1.12 Donde dos baterías están disponibles, la protección primaria y la protección de copia de seguridad debe ser de diferentes baterías.
- 1.13 Cuando sólo hay una batería en una subestación eléctrica, las protecciones primarias y de copia de seguridad deben recibir alimentación de CC a través de dos circuitos individuales con fusibles independientes ejecutar desde bus de CC.
- 1.13a cuando la CBS tiene dos bobinas de disparo, tanto la protección principal y protección de respaldo se activará tanto las bobinas de disparo.
- 1.14 CC y CA suministros no deben tomarse a través de diferentes núcleos del mismo cable.
- 1.15 cables de CC independiente se debe ejecutar a todos los equipos en el patio y un bucle de alimentación de corriente continua, ya sea en el patio o en la sala de control de un equipo a otro no está permitido.
- 1.16 iluminación patio La CD para iluminación de emergencia debe ser a través de cables independientes y no se mezcla con la protección y otros circuitos.
- 1.17 Para las indicaciones, alarmas, avisos, los controles (bobina de cierre, la bobina de disparo, etc. negativos (-Ve) es Siempre da directo y positivo (+ ve) se suministra sólo 'en los comandos' como cierre, viaje, disparo del relé, etc.
- 1.18 Cuando el suministro protección contra DC a 24 voltios o 32 voltios, las unidades de batería deben ser muy cerca del equipo y no en las salas de control.
- 1.19 En los casos de 1.18 anteriormente, cada unidades de disparo (24 voltios o 32 voltios de la batería con el cargador) no deben ser utilizados por más de dos disyuntores de circuito o equipo.
- 1.20 códigos de colores estándar para los conductores en el cable de control de diferentes tamaños deben ser como se indica en la portada.

1.21 Los números de plomo también están estandarizados de la siguiente manera para que cualquier ingeniero de MRT puede identificar fácilmente la finalidad para la que el plomo está conectado al observar el número de plomo.

J Series	DC entrante	J1, J2, etc.
Serie K	Control - Cierre, de disparo, etc.	K1, K2, K3, etc.
L Series	Alarmas, indicaciones y avisos	L1, L2, L3, etc.
Serie E	secundarios potenciales transformadores	E1, E2, E3, etc.
<u>Serie H</u>	LT de alimentación de CA	H1, H2, H3, etc.
Una serie	CT secundario de protección especial	A1, A2, A3, etc.
Serie B	protección de barra colectora	B1, B2, B3, etc.
Serie C	Circuitos de protección	C1, C2, C3, etc.
<u>Serie D</u>	Los circuitos de medición	D1, D2, D3, etc.

1.22 TC con 1 amperio calificación secundaria se deben utilizar obligatoriamente en metros, los dispositivos de protección etc., están situados a distancia con referencia a los equipos.

1.23 proporciones El CT disponibles y adoptadas con número de núcleos se muestran en cada panel de la siguiente manera: (con la posición subrayada como adoptaron).

400 - 200 - 100 / 1-1-1

1.24 Dondequiera que no se utilizan núcleos del CT "CORTOCIRCUITO loops" deberá haber junto secundario del TC terminales y no en el cálculo de referencias cajas o en los paneles.

1.25 El Entradas de cables cerca de equipos, cálculo de referencias de cajas y paneles debe ser por el uso de las glándulas de tamaño apropiado.

1.26 el cableado interior de los paneles debe ser clara y perfectamente fijada evitando cables sueltos.

1.27 Todos no hilos en uso no sólo deben ser desconectados, pero eliminan de paneles.

1.28 secundarios de TT deben tener MOCBs grupo con alarma DC. Fusibles en diferentes paneles no deben ser utilizados.

1.29 pocas células de una batería de células no deben ser utilizados para circuitos de corriente continua de baja tensión separadas. corriente continua
- convertidores DC solamente se deben emplear la utilización de la tensión de CC de toda la batería como entrada.

2.00 **NÚMEROS marcha estándar**

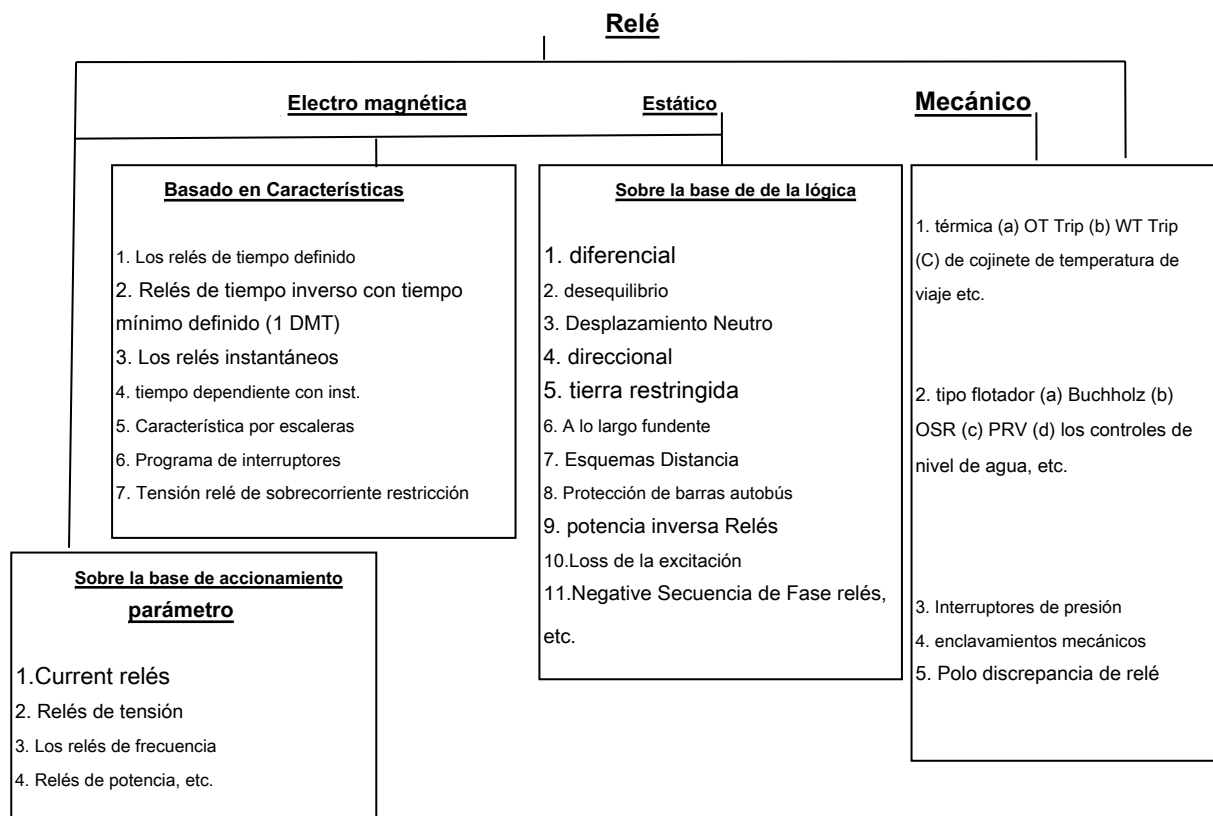
Ciertos números de plomo están estandarizados como sigue y deben adoptarse obligatoriamente con casquillos en las terminaciones de los cables.

J1 - J2 Positivo
- Negativo

Controles y alarmas

Cerrar remoto: K15R
Disparo remoto: K5R
Cerca local : K15L
de viaje locales : K5L

Familia relé



Tipos de paneles de control

<u>1</u>	Paneles de control
<u>2</u>	Relay Panels
<u>3</u>	Los paneles de control y de relé
4	Panel de sincronización o de la carretilla
<u>5</u>	Los paneles de comunicación
<u>6</u>	Los paneles de anunciación
<u>7</u>	Placa de distribución de CC
<u>8</u>	Tarjeta de distribución de CA
<u>9</u>	Los paneles cargador
<u>10</u>	Galerías de relé
11	paneles de control auxiliares

<u>12</u>	Cajas de clasificación
<u>13</u>	Paneles AMG
<u>14</u>	Los paneles de la máquina
15	Dúplex (HV, LV) Paneles
<u>16</u>	Paneles de protección de la zona de autobuses
<u>17</u>	Paneles RTC (OLTC)
<u>18</u>	Paneles RTI (TEMP)
<u>19</u>	Los paneles interiores
<u>20</u>	Placas de Calle
21	Los paneles con elaborado imita y aislador de indicación de estado del interruptor cum (Semáforos) etc.

NÚMEROS dispositivo y su nomenclatura

2	relé de retardo de tiempo
3	Comprobación o de enclavamiento relé 21
	Distancia relé 25
	Comprobar relé de sincronización 27
	Subtensión retransmitir 30
	relé Annunciator 32
	direccional de potencia (potencia inversa) de relé 37
	Bajo relé de potencia hacia adelante 40
	fracaso Field (pérdida de excitación) de relé 46
	relé de secuencia de fase negativa 49
	Máquina o transformador relé térmico 50
	Sobrecorriente instantánea relé 51
	relé de sobrecorriente de tiempo dependiente de CA
52	Circuito 52a disyuntor
	disyuntor auxiliar "normalmente abierto" ('a' contacto) 52b
	disyuntor auxiliar "normalmente cerrado" ('b' de contacto) 55
	Factor de potencia de relé 56
	Campo de Aplicación relé 59
	Sobretensión retransmitir 60
	relé de tensión o saldo actual 64
	relé de falla a tierra 67
	relé direccional 68
	Bloqueo de relé 74
	relé de alarma 76
	relé de sobrecorriente DC
78	Fase de medición de ángulo o de relé de paso 79
	AC Auto volver a cerrar el relé 80
	Monitoreo de pérdida de alimentación de CC
81	relé de frecuencia 81U Bajo
	relé de frecuencia relé de frecuencia
	81O Más del 83
	relé de control selectiva automática o transferencia 85
	Carrier o alambre piloto reciben relé 86
	Relé de disparo 87
	Relé diferencial de 87G
	Generador Relé diferencial
	<u>87GT</u> En general relé diferencial 87U
	UAT relé diferencial
	<u>87NT</u> relé de falla a tierra restringida 95
	relé de supervisión del circuito de disparo
99	relé Overflux
	<u>186A</u> Auto bloqueo del relé de recierre
	<u>186B</u> Auto bloqueo del relé de recierre

Sobre corriente	}	
E / F. Viaje	}	Relé de disparo: viaje K3 Maestro
Diffi. Trip	}	
viaje OSR / conmutador bajo carga		163T
Bucholz viaje	:	63T
viaje de OT	:	26T
WT viaje	:	49T
Con el viaje de fundente	:	99
viaje PRV	:	
Ter.Ala de viaje	:	149T
Bucholz de alarma:		63A
alarma WT	:	49A
alarma OT	:	26A
Ter.Alarm	:	149A
Prot barras. Viaje	:	96
Polo viaje discrepancia:		162

Indicación + ve	:	L 1
APAGADO	:	L 3
EN	:	L 5
semáforo OFF	:	L 7
semáforo EN	:	L 9
alarma de disparo del interruptor	:	L 21
Bus AB Switch OFF remoto:		L 11
indicación de autobús en	:	L 13
Línea / equipo de apagado:		L 15
EN :		L 17
EN :		L 19
APAGADO :		L 21

NORMAS DE PROTECCIÓN A SEGUIR ÓRDENES SEGÚN APERC

Para la transmisión y distribución Líneas

S.No.	voltaje	Esquema de Protección
1.	400 KV Línea	Principal-I: no conmutado o numérica Distancia Esquema principal-II: no conmutado o numérica Distancia Esquema
2.	220 KV Línea	Principal-I: no cambió esquema de distancia (Fed de autobús TEs) Principal-II: Esquema de distancia conmutada (Fed de CVT de línea) con una instalación de cambio de PT autobús para CVT línea y viceversa.
3.	132 kV	<u>Protección principal</u> : Esquema distancia Switched (alimentado desde PT bus). <u>Protección de copia de seguridad</u> : 3 núms direccional IDMT O / L Relés y 1 No. direccional IDMT E / L relé..
4.	33 líneas KV	No direccional IDMT 3 O / L y 1 E / L relés.
5.	11 líneas KV	No direccional IDMT 2 O / L y 1 E / L relés.

notas

- yo. En algunos de los viejos 220KV líneas de un esquema de distancia con IDMT direccional de copia de seguridad 3 O / L Y E / L fueron proporcionados relés.
- ii. En algunas de las líneas de la red de 132 kV, único esquema de distancia está disponible
- iii. Muy pocas líneas de 66 kV están en servicio (que también se están eliminando gradualmente)

barras colectoras : Todos los juegos de barras 220 KV tendrán esquema de protección de barras con el principal y verificación Zona.

NORMAS DE PROTECCIÓN PARA LA CLASE Transformadores de energía EHV

CENTRALES ELÉCTRICAS

relación de tensión y capacidad	HV Side	LV Side	relés comunes
yo. 11/132 KV GT	3-Non-dir O / L + 1-Non-dir E / L de relé y / o de espera E / F + REF	--	Diferencial o diferencial general, Overflux, Buchholz, Buchholz conmutador bajo carga, PRV, OT, WT
ii. 13,8 / 220 KV 15,75 / 220 KV 18/400 KV 21/400 KV Generador T / Fs	3-Non-dir O / L + 1-Non-dir E / L de relé y / o de espera E / F + REF	--	Diferencial o diferencial general, Overflux, Buchholz, Buchholz conmutador bajo carga, PRV, OT, WT
iii. 220 /6.6KV Estación de T / F	3-Non-dir O / L + 1-Non-dir E / L de relé y / o de espera E / F + REF	3-Non-dir. O / relés L	Diferencial, Overflux, Buchholz, Buchholz conmutador bajo carga, PRV, OT, WT
iv. Gen-voltios / 6,6 kV UAT	3-Non-dir. O / relés L	3-Non-dir. O / relés L	Diferencial, Overflux, Buchholz, Buchholz conmutador bajo carga, PRV, OT, WT

<u>SUBESTACIONES</u>			
v. 132/33 / 11KV hasta 8 MVA	3 O / L relés + 1 E / L relé	2 O / L relés + 1 E / L relé	Buchholz, Buchholz conmutador bajo carga, OT, WT
VI. 132/33 / 11KV por encima de 8 MVA y por debajo de 31,5 MVA	3 O / L relés + 1 dir. E / L relé	3 O / L relés + 1 E / L relé	Diferencial, Buchholz, Buchholz conmutador bajo carga, OT, WT
vii. 132 / 33KV, 31,5 MVA y por encima	3 O / L relés + 1 dir. E / L relé	3 O / L relés + 1 E / L relé	Diferencial, Overflux, Buchholz, conmutador bajo carga PRV, OT, WT
viii. 220/33 KV, 31.5MVA y 50MVA 220 / 132KV, 100 MVA	3 O / L relés + 1 dir. E / L relé	3 O / L relés + 1 dir. relé	Diferencial, Overflux, Buchholz, conmutador bajo carga PRV, OT, WT
ix. 400/220 kV 315MVA	3 direccionales O / L relés (con dir.highset) + 1 direccionales relés de E / I. Restringido E / F relé + 3 O / relés L direccionales para la acción	3 relés direccionales O / L (con dir.highset) relés 1 direccional E / I. Restringido E / F relé	Diferencial, Overflux, Buchholz, conmutador bajo carga PRV, OT, WT y sobrecarga (alarma) del relé

la protección de fallo de interruptor :

Se proporcionará el esquema de protección LBB para todas las estaciones de 220KV (junto con el esquema de protección de barras)

transformers

yo. Sin relé Buchholz para transformadores de 500 KVA por debajo de la capacidad

ii. Transformadores upto 1.500 KVA tendrán única protección brecha de Hornos

iii. Transformers anteriores 1.500 KVA y upto 8000 KVA de la relación de 33 / 11KV tendrá un grupo

interruptor de control en el lado de AT y BT interruptores individuales si hay más de un transformador.

iv. Transformadores anteriores 8000 KVA tendrán HV individual y los interruptores automáticos de BT.

v. Los relés indican anteriormente se facilitará en AT y BT

VI. LAs que se proporciona en HV y LV para transformadores de todas las capacidades y clase de tensión.

vii. Conmutador bajo carga de la protección paso se va a proporcionar en régimen seguidor Maestro está en funcionamiento

viii. fracaso aficionados y alarmas de fallo bombas para ser conectados.

ix. Alarmas para OT, WT, Buchholz (Depósito principal y del conmutador bajo carga) deben estar conectados.

Puntos a inspeccionar mientras que el dibujo TC

1. clase de tensión
2. Bajo techo, en exteriores
3. Rellenos de aceite? Resina fundida? Tipo de anillo?
4. calificación de corto circuito
5. relaciones disponibles
6. Los valores actuales secundarias
7. núcleos disponibles
8. Carga
9. Clase de Precisión
10. Conexiones de los terminales
11. Sobre todo, las dimensiones, etc.

Aspectos que deberán comprobarse mientras que el dibujo Disyuntores

1. clase de tensión
2. Bajo techo, en exteriores
3. Quenching: el aceite a granel o Min. Aceite o SF6 o vacío o soplado de aire
4. La tensión de control de CC o 24V o 32V o 110V o 220V
5. corriente nominal (marca y rotura)
6. la ruptura de la capacidad
7. Mecanismo de operación: la primavera? ¿Solenoides? ¿Neumático? ¿Hidráulico? ¿Golpe de aire?
8. Las conexiones de terminales
9. Dimensiones totales
10. Los detalles de los TC si cuentan con disyuntor
11. Los dispositivos de protección, junto con disyuntor
12. Los detalles de PT, etc. si provistos de interruptor etc.
13. Viaje / Tiempo de la rotura, límite de la hora de cierre

RELACIONES DE TC y ajustes del relé A ADOPTAR

- Las relaciones de TI y retransmitir la configuración para todos los equipos en EHT subestación hasta los interruptores de baja tensión de transformadores de potencia serán aprobados por SE / protección.
- Las relaciones de TI y la configuración de transmisión para todas 33KV, 11KV y 6,6 KV interruptores de alimentador en subestaciones EHT serán terminados por DE / EM y MRT.
- Los ajustes del relé de manera finalizadas por SE / o la protección DE afectadas no podrán ser alterados por cualquier otro funcionario.
- Los agentes de arriba son responsables de relé de Coordinación y gradación.

LÍMITES de errores en CTs

Class0.1to1.0: El error y la fase actual de error de desplazamiento a la frecuencia nominal no podrá exceder los valores dados a continuación cuando la carga secundaria es cualquier valor de 25% a 100% a la carga nominal.

Límites de error% en% de la corriente nominal					desplazamiento de fase en minutos en % De r.ct			
Clase	10	20	100	120	10	20	100	120
0.1	$\pm 0,25$	$\pm 0,20$	$\pm 0,10$	$\pm 0,1$	± 10	± 8	± 5	± 5
0.2	$\pm 0,50$	$\pm 0,35$	$\pm 0,20$	$\pm 0,2$	± 20	± 15	± 10	± 10
0.5	$\pm 1,00$	$\pm 0,75$	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	± 60	± 45	± 30	± 30
1.0	$\pm 2,00$	$\pm 1,50$	$\pm 1,50$	$\pm 1,0$	± 120	± 90	± 60	± 60

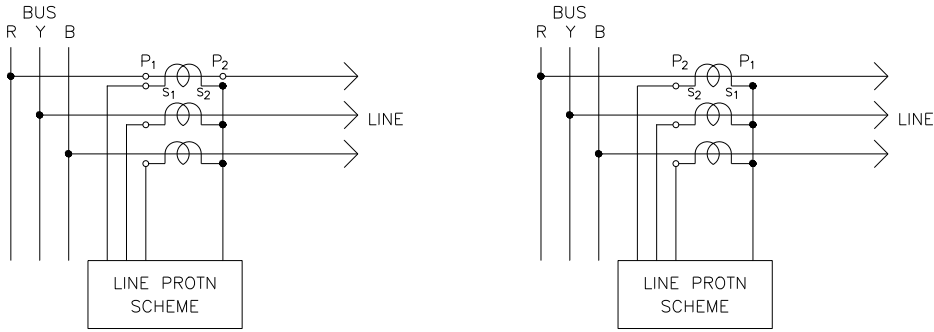
Clase 3 y 5	50%	100%
3	± 3	± 3
5	± 5	± 5

Solicitud	normas IS	
		BS
La precesión de medición	0.1or 0,2	BL BL
COMML. o Indl.metering	0,5 o 1,0	AM BM CM
Amperímetros, medidor de potencia	1,0 o 3,0	discos compactos
relés	<u>5P₁₀ o 5P₂₀</u>	STU
protección selectiva	PD	

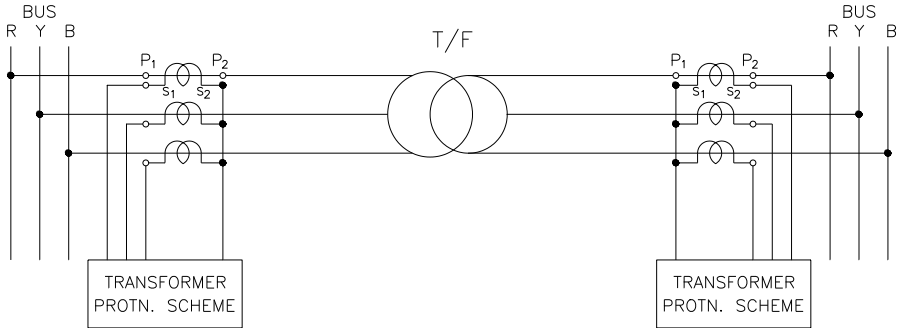
Error compuesto para la protección ISS 2705 Part.III

Clase de precisión	error actual en prim nominal. Actual	desplazamiento de fase a la corriente nominal prim + Mín.	error compuesto al nominal <u>remilgado. actual +</u>
5 P	1	60	5
10 P	3	-	10
15 P	5	-	15

Conexiones secundarias de TI de línea



Conexiones secundarias de transformación del TA



CONEXIONES secundario del TC

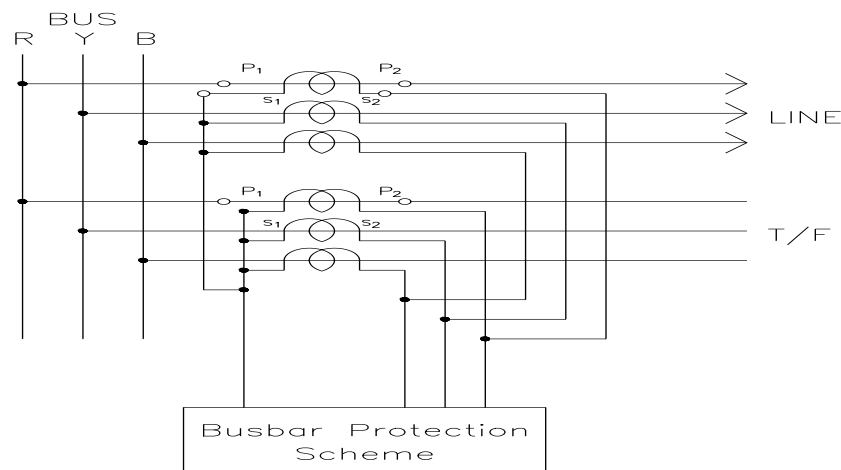
Para la protección de diversos equipos de la clase EHT, el punto de estrella en los secundarios de TC se debe hacer de la siguiente manera para asegurar sensibilidad direccional correcta del sistema de garantía

- | | | |
|----|----------------------------|--------------------------|
| 1. | Para líneas de transmisión | - Línea lateral |
| 2. | para los transformadores | - lado del transformador |
| 3. | Para la barra de bus | - Bus |
| 4. | Protección de generador | - generador Side |

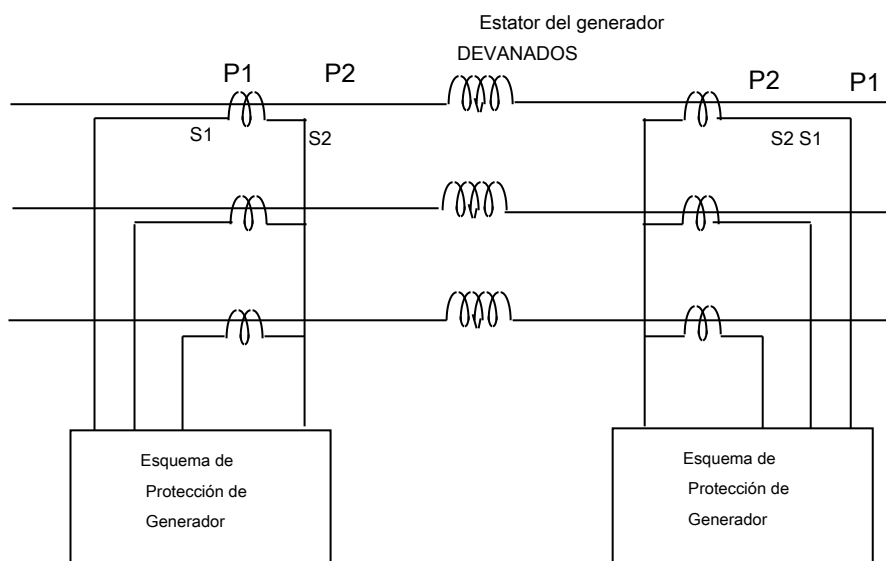
El método anterior tiene que ser seguido con independencia de la polaridad de los CT en el lado primario. Por ejemplo, en protección de la línea, si 'P1' es hacia bus luego 'S2' de deben ser acortada y si 'P2' es hacia bus luego 'de S1 son para ser cortocircuitado.

Las conexiones secundarias CT para la línea de transmisión, transformador y barras colectoras se indican en las figuras.

CONEXIONES DE BARRAS del CT

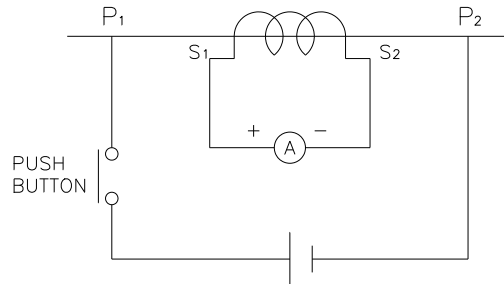


CONEXIONES de GENERADOR CT



TI La polaridad PRUEBA

Cada transformador de corriente debe probarse de forma individual para verificar que las marcas de polaridad de los devanados primario y secundario son correctos. La siguiente figura muestra la unidad de prueba para esto.

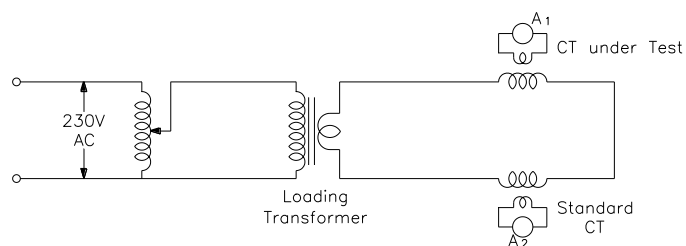


El ammeter 'A' es un robusto, de bobina móvil, centro de imán permanente tipo de instrumento a cero. Una batería de baja tensión se utiliza para energizar los devanados primarios a través de un único botón pulsador poste. Al cerrar el pulsador, la aguja del amperímetro CT, el amperímetro debe dar un giro positivo, lo que indica la polaridad correcta de la CT

TEST inyección primaria

Esta prueba se lleva a cabo para asegurar la relación de TC de los transformadores de corriente. Si esta prueba se lleva a cabo después de que el cableado secundario se completa se asegura no sólo la proporción correcta de C.T.s sino también la exactitud de todo el cableado secundario CT que comprende partes de protección y medida. El equipo de prueba consiste en un transformador de carga (inyección), controlado por un transformador variable para obtener la corriente requerida en el lado primario del TC que se está probando.

Para llevar a cabo la prueba de razón en C.T.s, el siguiente circuito se hace uso de.



La corriente pasa a través de los arrollamientos primarios de la norma CT y CT bajo prueba. La relación de la CT puede determinarse mediante la comparación de las corrientes en amperímetros A1 y A2.

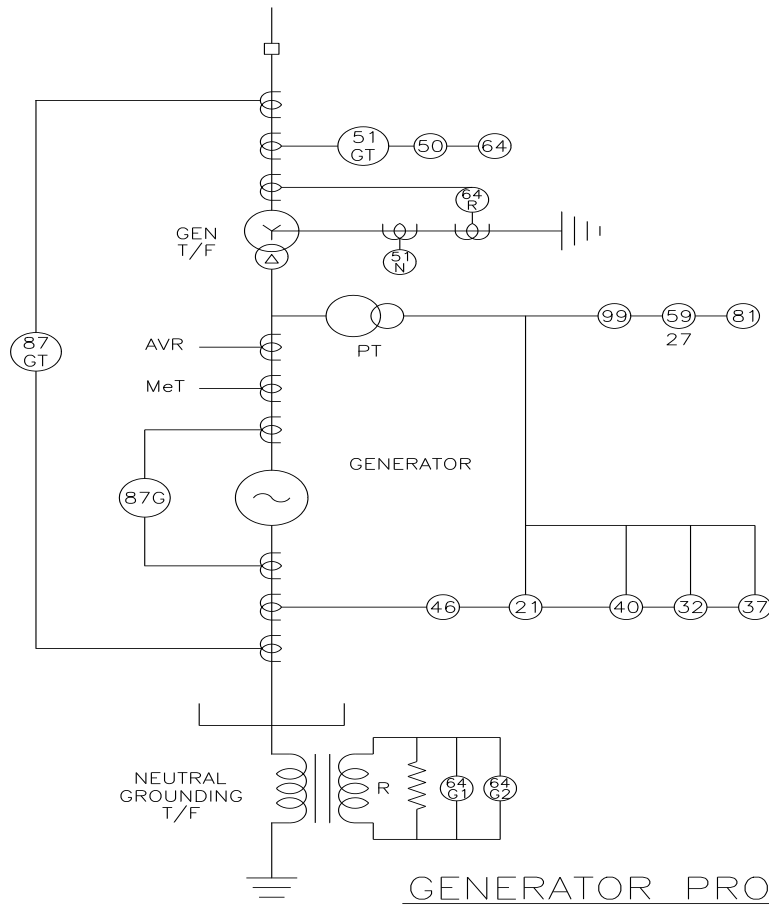
de tensión de transformadores

Clase de <u>Exactitud</u>	Solicitud	Límites de error			
		A 90% a 100% de la carga nominal y de 80 a 100% de UPG carga nominal		A 90-100% de carga de 10 a PF Ph.displacement	
		relación de Ph.displacement	Proporción		
		0.2			
UN	metros Indicación de baja calidad	0.5	20	0.5	20
si	1 s, grado entradas que indican vatímetro, Indl y Sincronización	1.0	30	1.0	70
C	1 s, voltímetro grado	2.0	60	-	-
re	no donde la relación es de menor importancia A, B y C se requiere	5.0	-	-	-

PERIODICAL ENSAYOS

- Los relés deben ser probados
 - un) Anualmente
 - si) Siempre que se modifiquen posiciones de la palanca de tiempo.
 - C) Siempre que se sospeche la mala operación del relé
 - re) Siempre que sea dirigido por DE / EM & MRT Preocupados
 - mi) Siempre que sea dirigida por el Ingeniero Jefe / supervisando Ingeniero / Protección / Vidyut Soudha / Hyderabad.
- Es responsabilidad del Ingeniero Asst.Divisional (Protección a mantener un calendario y asegurar las pruebas de relés)
- El Asst.Engineer (Protección) es responsable de la exactitud de los resultados de las pruebas indicadas en el protocolo de ensayo.
- la apertura del interruptor y de cierre deben ser revisados.
 - un) en el momento de la puesta en marcha
 - si) anualmente durante el servicio
 - C) Siempre que viaje o cierre bobinas se cambian
 - re) Cada vez se hacen reparaciones importantes en el mecanismo operativo
 - mi) Cada vez que se cambian los contactos del interruptor.
- Estación de la resistencia de tierra de pozos de tierra y el valor combinado debe ser tomado
 - un) anualmente
 - si) Siempre que sea dirigido por el DE (EM & MRT)
- El Ingeniero Asistente Divisional (Mantenimiento) a cargo de la Subestación es responsable de la medición y registro de las resistencias de tierra de la subestación y la realización de mejoras en caso necesario.

GENERADOR DE PROTECCIÓN



GENERADOR y su protección

El núcleo de un sistema de energía eléctrica es el generador. Hay unidades de energía en base a vapor, gas, nafta, fuentes de agua, unidad de motor diesel y viento molinos. El rango de tamaño se extiende desde unos pocos cientos KVA (o incluso menos) para accionado por el motor y la hidráulica establece a los conjuntos de turbina accionada 500MVA superior en la calificación.

Pequeño y conjuntos de tamaño medio pueden ser conectados directamente al sistema de distribución. Un mayor unidad se asocia generalmente con un transformador individual, sistema de transmisión. No es aparamenta proporcionado entre el generador y el transformador puede ser girado fuera de la interconexión para la suministro de energía a la planta auxiliar. Provisión de un interruptor en el medio generador y transformador hace que sea posible extraer energía de los auxiliares a través de la UAT desde el bus de EHV, incluso cuando La máquina no está en servicio. Las disposiciones típicas se dan en la figura

The left diagram illustrates a conventional power plant configuration. A 230 kV EHV BUS is connected to a 138 kV bus. A generator is connected to the 138 kV bus through a GEN T/F. A UAT and auxiliaries are connected to the 138 kV bus. A station T/F is connected to the 138 kV bus, which then feeds a tie breaker and STN loads.

The right diagram illustrates a proposed configuration. A 230 kV EHV BUS is connected to a 138 kV bus. A generator is connected to the 138 kV bus through a GEN T/F. A GEN BREAKER and a UAT are connected to the 138 kV bus. A station T/F is connected to the 138 kV bus, which then feeds a tie breaker and STN loads.

UNIT WITH GENERATOR
BREAKER

Protección de Generador - Varias funciones

unidades de generación son la fuente del sistema de energía y su seguridad frente a condiciones adversas es más importante en el sistema. La protección del generador debe garantizar una detección rápida y selectiva de cualquier fallo en el fin de minimizar sus efectos peligrosos.

Protección de los elementos pasivos como líneas de transmisión y transformadores es relativamente simple que implica el aislamiento de elemento defectuoso del sistema, mientras que la protección de generadores implica el disparo del interruptor de campo del generador, interruptor del generador y la turbina.

Protecciones del generador se clasifica en tres tipos.

CLASE A :- Esto cubre todas las protecciones eléctricas para fallos dentro de la unidad de generación en la que el interruptor de campo del generador, interruptor del generador y la turbina debe ser disparado.

CLASE B:- Esto cubre todas protecciones mecánicas de la turbina en la que se pueda tropezar primera turbina y después de este generador se disparará en protecciones de potencia hacia delante de potencia / baja inversa.

CLASE C: - Esto incluye la protección eléctrica de fallos en el sistema en el que el generador será descargado por el disparo del interruptor del generador solamente. La unidad vendrá a la operación de carga casa y la UAT estará en servicio. Varios protecciones de esta clase son:

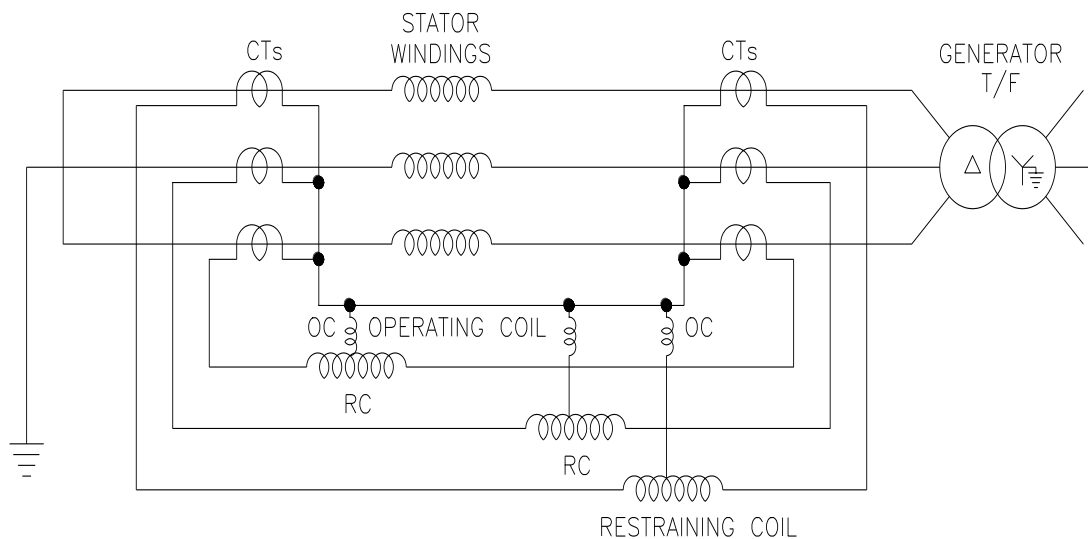
- yo) 220 KV (HV lado del generador transformador) protección de barras.
- ii) interruptor lado del generador de alta tensión del transformador discordancia de polos.
- iii) protección de secuencia de fase negativa Generador
- iv) Generador Transformador sobre protección de fallo de corriente / Tierra
- v) la protección de potencia inversa y sin desconexión de la turbina.

1) **Protección diferencial de generadores (87 G): -**

Es unidad de protección de tipo, que cubre el devanado del estator para la fase a fallas de fase debido a la avería de aislamiento entre devanados de fase del estator. Este relé no es sensible para sola línea para faltas a tierra como la corriente de falta a tierra es limitada debido a la alta resistencia de puesta a tierra neutral.

Si se utilizan los TI de proporciones idénticas en el lado neutral y la línea de generador, un ajuste actual de funcionamiento de 20% puede ser adoptado. Es instantánea en funcionamiento y se dispara el interruptor del generador (Clase - A) para eliminar el sistema en - alimentación a la falla a lo largo con interruptor de campo y turbinas.

Para todas las máquinas de votaciones 10 MVA y superiores, se dispondrá de esta protección.

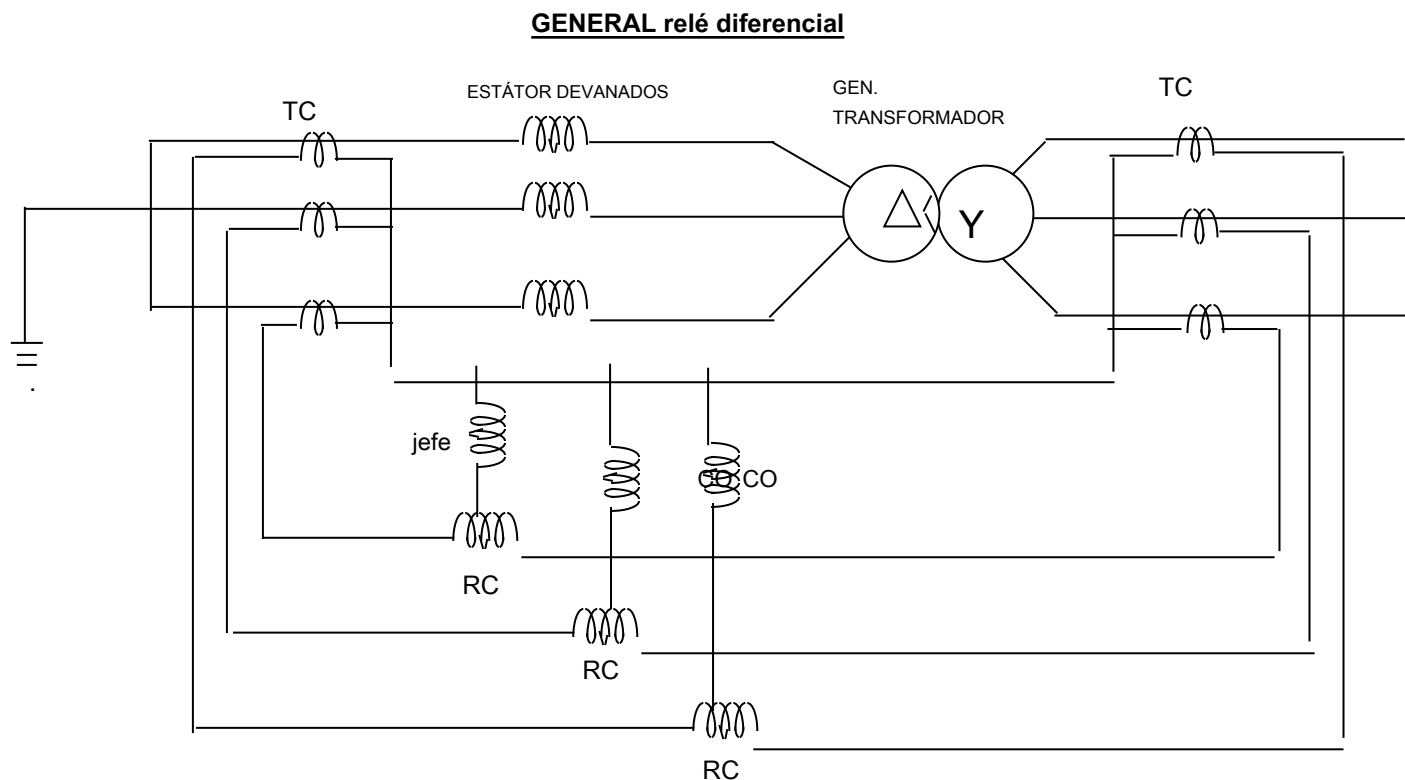


GENERATOR DIFFERENTIAL RELAY

2) **Generador - Protección diferencial del transformador (87T): -**

Esto es similar al Generador de protección diferencial, que abarca desde los terminales del generador upto el interruptor de alta tensión del transformador generador. . A veces, este relé no es siempre donde se proporciona generador y el relé Generador Transformador Diferencial general (87o).

87G y funciones 87T deben tener las características de contención a través de fallos, magnetizar estabilización de conexión.



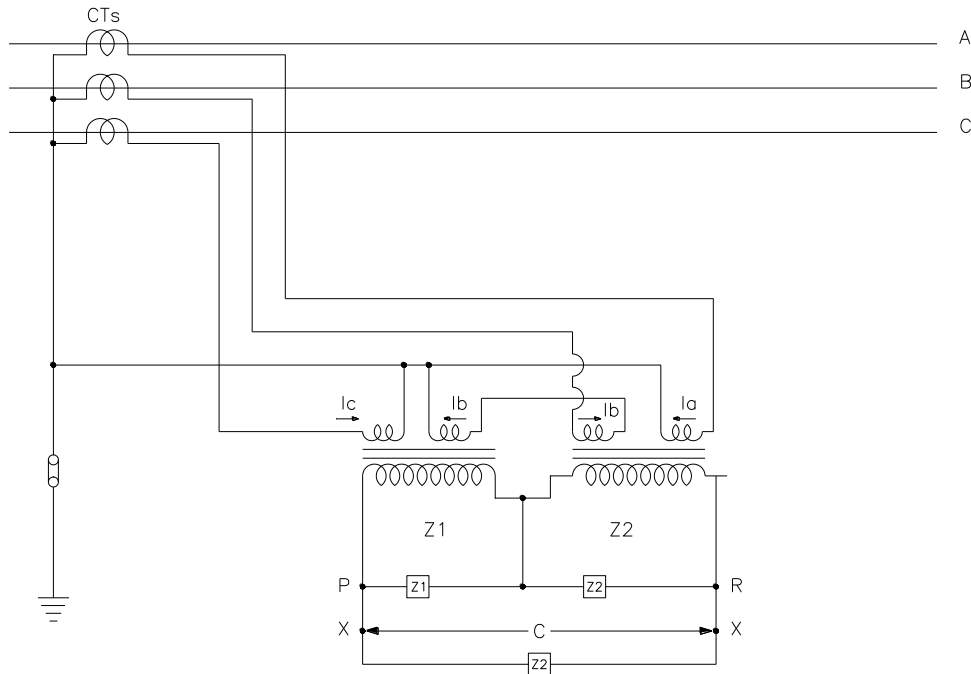
3) **Generador y transformador generador general de Protección Diferencial (87o):**

Además generador diferencial y generador de transformador diferencial, un relé diferencial global se puede proporcionar entre el generador lado neutral TC y el generador transformador CTs lado de AT (y CTS lado de AT de UAT si se proporciona) que cubre tanto el generador y el generador transformador. El principio de funcionamiento del relé anterior es similar a cualquier relé diferencial y también se denomina como relé diferencial unidad.

4) **impedancia de copia de seguridad de protección (21G): -**

Esto funciona para fallos de fase en la unidad, en el patio HV o en las líneas de transmisión adyacentes, con un retardo de tiempo adecuado. Funciona como una copia de seguridad cuando la protección principal correspondiente falla.

En el Sistema AP del alcance se establece como 120% de transformador generador con un retraso de tiempo de aproximadamente 1,0 a 1,5 Sec.



NEGATIVE PHASE SEQUENCE CIRCUIT AGAINST

5) **Voltaje restringido protección de sobrecorriente (51/27 G): -**

Esto funcionará cuando la corriente de fallo de los terminales del generador es baja debido a la característica del sistema de excitación con los criterios de tensión.

Funciona como una protección de respaldo para las fallas del sistema con retardo de tiempo adecuado.

6) **protección de secuencia de fase negativa (46 G): -**

Protege el rotor del generador contra el sobrecalentamiento causado por la frecuencia doble inducida (100 Hz) corrientes cuando las corrientes de secuencia de fase negativa están presentes en el estator. La corriente de secuencia de fase negativa (I_2) puede aparecer debido a cargas monofásicas desequilibradas o fallos asimétricos de línea de transmisión.

Se debe ajustar según la capacidad de secuencia de fase negativa del generador.

$I_2^{**} 2 x t = 30$ para unidades térmicas =

40 Unidades de Hydro

etapa de alarma se puede ajustar a 50% de continua soportar la capacidad de la máquina con un retardo de tiempo de 3 a 5 Sec.

7) **Generador de sobrecargas protección (51G): -**

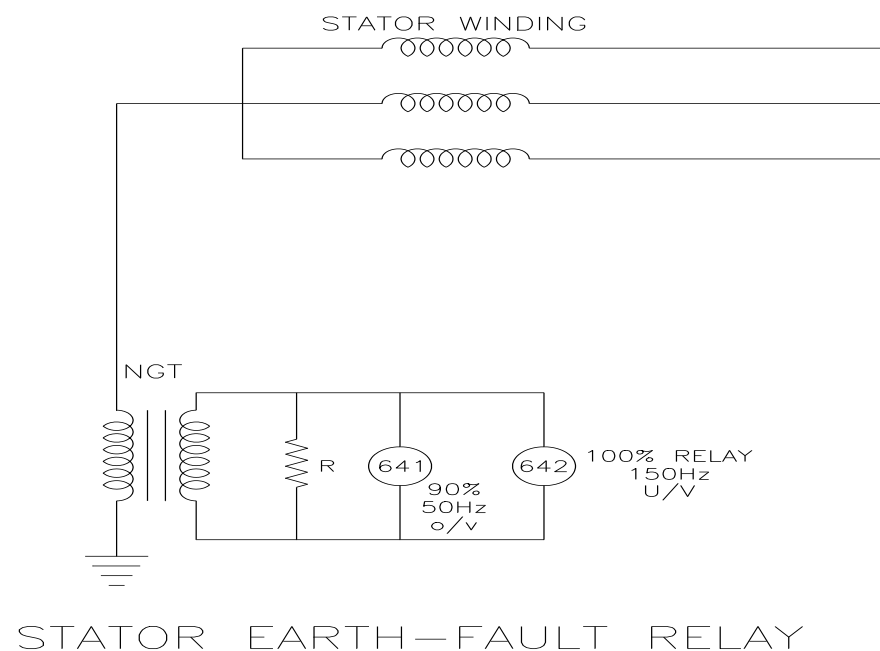
Se utiliza como una comprobación adicional del devanado del estator temperatura alta protección. El relé se puede conectar

Para la alarma con un ajuste de 110%. Por viaje
con un ajuste de 125% con el debido tiempo de retardo

8) **Protección del estator del generador de falla a tierra (64G): -**

La disposición de la resistencia de puesta a tierra de alta neutral limita la corriente de defecto a tierra del generador, minimizando el daño a las laminaciones del núcleo. A pesar de un fallo a tierra monofásico no es crítico, se requiere espacio libre dentro de un corto período de tiempo debido a:

- yo) Puede convertirse en una falla de fase a fase
- ii) Si se produce un segundo defecto a tierra la corriente ya no está limitada por la resistencia de puesta a tierra.
- iii) El fuego puede ser el resultado de arco de defecto a tierra.



un) **95% de protección de falla a tierra del estator (64G1): -**

Se trata de un relé de tensión sobre el control de la tensión desarrollada a través del secundario del transformador de puesta a tierra neutral en caso de fallas a tierra. Cubre generador, LV devanado de transformador generador y HV devanado de UAT. Un ajuste de tensión de captación de 5% se adopta con un ajuste de retardo de tiempo de aproximadamente 1,0 Sec. Para todas las máquinas de votaciones 10 MVA y por encima de este se proporcionará.

si) **100% de protección de falla a tierra del estator (64G2): -**

Este es un 3^{er} armónico U / V relé. Protege 100% de devanado del estator. Durante la condición de funcionamiento de la máquina habrá ciertas tercera tensión armónica en el lado neutral de los generador. This 3^{er} tensión armónica vendrá abajo cuando un fallo a tierra del estator se produce haciendo que este relé para operar. Esto tendrá control de la tensión o de la unidad de verificación actual, para evitar fallos en el funcionamiento del relé en el generador de haberse detenido o durante el periodo máquina que ejecuta abajo.

9) **Pérdida de excitación (40G): -**

En caso de pérdida de la excitación, el generador pasa fuera de sincronismo y comienza a ejecutarse de forma asíncrona a una velocidad superior a la del sistema, la absorción de potencia reactiva del sistema. En estas condiciones, las zonas extremas del estator y el rotor parte de conseguir sobre calentados.

Esta protección debe tener:

- yo) **Mho característica tumbado en 3^{er} y 4^o cuadrantes del diagrama de impedancia con alcance ajustable y offset.**
- ii) Un voltaje bajo y / o relé de sobrecorriente como comprobación adicional.
- iii) Un temporizador con rango ajustable de 1-10 Sseconds.

Configuraciones recomendadas:-

- | | |
|---|---|
| - Diámetro del círculo Mho | = X_d |
| - Off conjunto de circuitos Mho desde el origen | = $x_d \ 1/2$ |
| - Tiempo de retardo | = 1 Sec. |
| - Bajo relé de tensión | = 110 - 115% de la corriente nominal
del generador |

10) **Relé de baja potencia directa (37G): -**

En las máquinas térmicas, cuando el flujo de vapor a través de la turbina se ve interrumpida por el cierre de la ESV o las válvulas del regulador, el vapor restante en la turbina genera energía (bajo) y la máquina entra a las condiciones de automovilismo dibujo alimentación del sistema. Esta protección detecta las condiciones de alimentación hacia adelante bajas del generador y se dispara el interruptor del generador después de un retraso de tiempo, evitando motor de generador.

El relé de potencia hacia adelante baja estará provisto de enclavamiento 'desconexión de la turbina' en las máquinas térmicas. Un valor de 0,5% de la potencia activa nominal del generador con un retardo de tiempo de 2,0 Sec. se adoptarán.

11) **Relé de potencia inversa (32G): -**

la protección de potencia inversa se utiliza para todo tipo de generadores. Cuando se interrumpe la entrada a la turbina de la máquina entra en condición de automovilismo dibujo alimentación del sistema. relé de potencia inversa protege a los generadores de condición automovilismo. En las máquinas térmicas, la condición de potencia inversa aparece posterior a condición de potencia hacia adelante bajo.

Para el relé de potencia inversa, un valor de 0,5% de la potencia activa nominal del generador con temporizador de 2 etapas como se indica a continuación.

yo) **Etapas - I:** - Con turbina de enclavamiento de viaje, un retardo de tiempo de 2 segundos. deberá ser adoptado.

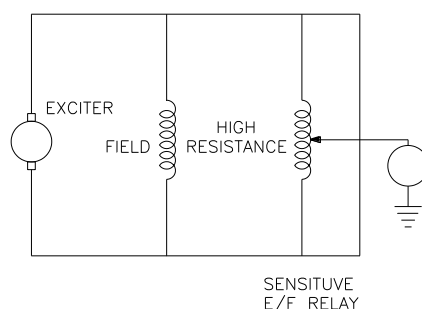
ii) **Etapas - II:** - Sin enclavamiento 'desconexión de la turbina', un retraso de tiempo de aproximadamente 20 Sec. se pueden adoptar para evitar el disparo innecesario de la unidad durante la perturbación sistema causando aumento repentino en las condiciones de frecuencia o de oscilación de potencia.

12) **Rotor de protección de tierra:** -

Se proporcionará esta protección para máquinas de todos los tamaños. Esta protección debe conectarse para la alarma y el operador puede llevar la máquina lo antes posible después de producirse la primera falta a tierra.

Esta protección tendrá una función de voltaje de operación delicada en la base de medición puente con el equipo auxiliar. Tendrá dos niveles, uno para alarma y otro para su viaje. Los ajustes adoptados en general son:

yo)	para la alarma	:	25 KJ Ohm, 1,0 Sec.
ii)	Por viaje	:	5 K Ohm, 0,5 Sec.



ROTOR EARTH-FAULT RELAY

Una unidad de generación moderna es un sistema complejo que comprende el devanado del estator del generador y transformador y unidad de transformador asociado, el rotor con su devanado de campo y excitadores, y la turbina y su condensador asociados y completa caldera con ventiladores auxiliares y bombas. Faltas de muchos tipos pueden ocurrir dentro de este sistema para el cual la protección diversa aplicación vendrán determinadas por consideraciones económicas, teniendo en cuenta el valor de la máquina y su importancia para el sistema de energía en su conjunto

13) **Pole Slip Relay (98 G):** -

El relé de deslizamiento de polos está diseñado para proteger los generadores síncronos contra la posibilidad de la máquina que ejecuta región inestable de la 'curva de ángulo de potencia' que daría lugar a oscilaciones de potencia y de deslizamiento de polos. Pole deslizamiento de generadores con respecto al sistema que conduce a un aumento de la posición angular del rotor más allá de los límites de estabilidad transitoria del generador. Algunas de las causas de deslizamiento de polos son los siguientes.

- i) Large perturbación red
- ii) Los fallos en la red cerca del generador.
- iii) La pérdida de campo del generador.
- iv) hacer funcionar el generador en un excesivo bajo modo de excitación.
- v) Pérdida de evacuación.

El establecimiento de recomendaciones: -

un) Si la fuente de la mentira oscilación entre la unidad de generador / transformador, la máquina tiene que ser aislado de la red después de la primera hoja.

alcance hacia adelante de las características de relevo debe cubrir generador / generador transformador. Tropezar en esta zona será en el primer deslizamiento de polos. El alcance de esta zona es $= 0.7 \times d$.

si) Si la fuente de la mentira de oscilación fuera de la unidad en la red, el generador no debe ser apagado hasta varios resbalones polos se han repetido.

14) Generador de baja frecuencia Protección (81 G):

La protección prevista en frecuencia:

- Previene la turbina de vapor y generador de exceder el tiempo de servicio admisible a frecuencias reducidas.
- Asegura que la unidad generadora está separada de la red a un valor preestablecido de la frecuencia.
- sobreflujo Prevent (v / f) del generador (grande sobreflujo para tiempos cortos).

El estator bajo el relé de frecuencia mide la frecuencia de la tensión en bornes del estator.

Recomendaciones para la configuración: -

para alarma : 48,0 Hz, 2,0 Sec. tiempo de retardo.

Por viaje : 47,5 Hz, 1,0 Sec. (o)
Según lo recomendado por los fabricantes del generador.

15) Protección generador de sobretensión (59 G):

Un exceso de tensión en los terminales del generador puede dañar el aislante del generador, conductos de bus, interruptores, transformadores generador y equipo auxiliar. De ahí que la protección de sobretensión debe proporcionarse para las máquinas de todos los tamaños.

recomendaciones ajustes: -

Etapa I : Recogida = $1,15 \times$ retardo Un tiempo largo de
voltaje = 10 Sec.

Estado-II : Recogida = $1,3 \times$ retardo Tiempo Un voltaje
Sobre la = 0,5 Sec.

dieciséis) Protección de espera de fallo a tierra (51 NGT):

Este relé controla la corriente en el generador de neutro del transformador. Puede detectar faltas a tierra en el lado del transformador de alta tensión o en la red adyacente.

El establecimiento de recomendaciones: -

Como esta pastilla relé para fallos en el sistema, tiene que ser el momento graduada con las líneas de transmisión que emanan de esa estación de generación. Normalmente se proporciona relé de tiempo dependiente

Ajuste de la corriente de funcionamiento = 20% En

Tiempo de funcionamiento = 1,5 a 2,0 Sec.

(o)

Mayor que (max.) Zona-3 momento de líneas de transmisión adyacentes.

Los siguientes peligros requieren consideración.

un) fallos de aislamiento del estator

si) Sobrecargar

C) sobretensión

re) carga desequilibrada

mi) fallas de rotor

F) La pérdida de excitación

sol) Pérdida de sincronismo

h) El fallo de motor primario

yo) bajo vacío

j) insuficiencia de aceite de lubricación

k) La pérdida de la caldera de coacción

l) el exceso de velocidad

metro) la distorsión del rotor

norte) Diferencia en la expansión entre las partes giratorias y estacionarias

o) La vibración excesiva

Pequeños generadores de inducción de capacidad también están en servicio, sobre todo de mini hydel y molinos de viento de la capacidad de 200KW 2000 kW, que dependen del sistema de excitación. su protección

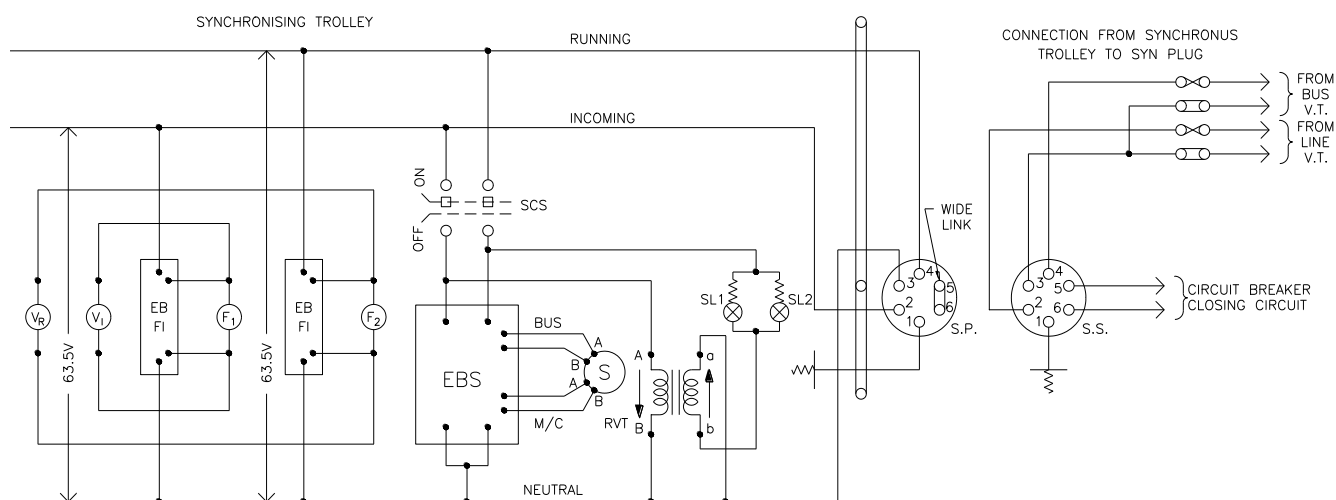
los requisitos son muy simples, tales como relés de sobrecorriente.

Los relés de protección utilizados generalmente para los generadores síncronos se enumeran en el siguiente página.

En lugar de relés independientes para cada función, basado en un microprocesador relé numérico, que puede hacerse cargo de la totalidad de las protecciones del generador de la última entrada.

ESQUEMAS DE PROTECTORES DE LOS GENERADORES DE VARIOS

funciones	Vapor	Gas		Hydro		
		turbinas		turbinas		
	Pequeñas (<10 MVA)	Medio (10-100 MVA)	Grandes (> 100 MVA)	Pequeñas (<10 MVA)	Medio (10-100 MVA)	Grandes (> 100 MVA)
Diferencial	Y	Y	Y	Y	Y	Y
95% del estator E / F	Y	Y	Y	Y	Y	Y
100% del estator E / F	norte	Y / N	Y	norte	Y / N	Y
Fallas entre espiras	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Impedancia de copia de seguridad	norte	Y	Y	norte	Y	Y
Voltaje controlado O / C	Y	norte	norte	Y	norte	norte
Secuencia negativa	Y	Y	Y	Y	Y	Y
El fracaso de campo	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Potencia inversa	Y	Y	Y	Y	Y	Y
deslizamiento de polos	norte	norte	Y	norte	norte	Y
Sobrecargar	norte	norte	norte	Y	Y	Y
voltaje sobre	Y	Y	Y	Y	Y	Y
bajo la frecuencia	Y	Y	Y	Y	Y	Y
máquina de muertos	norte	norte	Y	norte	norte	Y
Faltas a tierra del rotor	Y	Y	Y	Y	Y	Y
sobreflujo	norte	Y	Y	norte	Y	Y



RGF.	DESCRIPTION
VR	VOLT METER (RUNNING)
VI	VOLT METER (INCOMING)
EB F1	EXTERNAL BOX FOR FREQUENCY METER (INCOMING)
EB FR	EXTERNAL BOX FOR FREQUENCY METER (RUNNING)
F1, FR	FREQUENCY METERS (INCOMING; RUNNING)
EBS	EXTERNAL BOX FOR SYNCHROSCOPE
RVT	REVERSING VOLTAGE TRANSFORMER
SL1 & SL2	INDICATING LAMPS (SYNCHRONISING)
S.P.	SYNCHRONISING PLUG
S.S.	SYNCHRONISING SOCKET
SCS	SYNCHROSCOPE CUT-OFF SWITCH

220 KV SYNCHRONISING SCHEME

TRANSFORMADOR DE PROTECCIÓN

TRANSFORMADOR DE PROTECCIÓN

La calificación de los transformadores de potencia utilizado en el sistema de AP.

1. 400/220 KV 315 MVA Auto Transformers
2. 220/132 KV 100 MVA Auto Transformers
3. 220/33 KV y 50 31.5MVA Transformers
4. 132/66 KV y 40 27.5MVA Transformers
5. 132/33 KV 50, 31.5, 25, 16, 15 MVA Transformers
6. 132/11 KV 16, 15 y 7.5 MVA Transformers
7. 33/11 KV 8, 5, 3, 15 MVA Transformadores

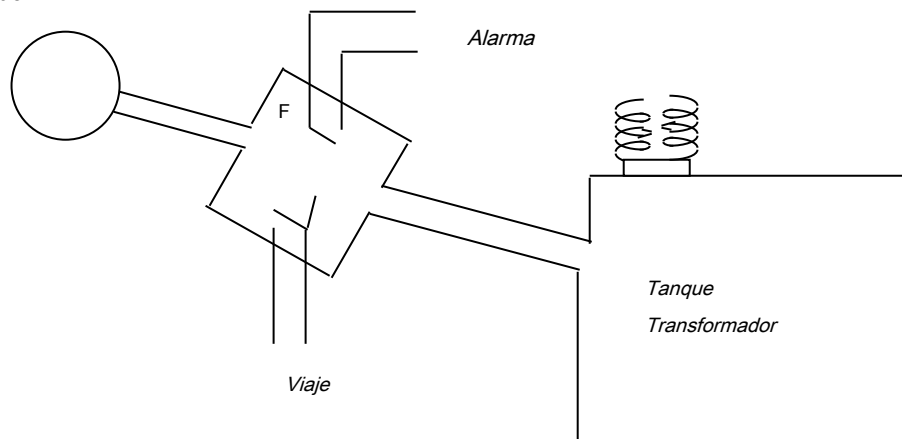
La mayoría de los transformadores de potencia de 132 / 11KV y por encima son de Estrella-Estrella del vector agrupación con el neutro sólidamente conectado a tierra. Hay algunas transformadores con delta-estrella (delta en el lado de AT).

Las 33 / 11KV y 11KV 415V Transformers / son de delta-estrella (delta en el lado HV).

Los tipos de fallos que los transformadores son sometidos a se clasifican en: -

- 1) A través de Fallos: - Estos se deben a las condiciones de sobrecarga y cortocircuitos externos.
Tiempo clasifica O / C y E / F relés se emplean para las condiciones de cortocircuito externo. Los fusibles son proporcionado para transformadores de distribución.
- 2) Los fallos internos: -
un) Fallos eléctricos: - Las averías que causan grave daño inmediato como fase a tierra o fase de fallas de fase, cortocircuitos entre espiras de HV y LV bobinados, etc.
si) Fallas incipientes: - Que inicialmente son fallas menores, causando daños de desarrollo lento. Tal como una mala conexión eléctrica de los conductores de ruptura de aislamiento, etc.

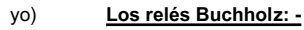
Conservador



yo) **Los relés Buchholz: -**

- yo) **Los relés Buchholz: -**

yo) **Los relés Buchholz: -**



yo) **Los relés Buchholz: -**

Bucholz relé Operación: ciertas precauciones:

Bucholz el relé puede ser operativa no sólo durante las fallas en el transformador. Por ejemplo, cuando se añade aceite a un transformador, el aire puede entrar en junto con el aceite, se acumulan debajo de la tapa del relé y por lo tanto causa de una operación falsa del relé de gas. Por esta razón, cuando la señal de alarma 'gas' se energiza los operadores deben tomar una muestra del gas desde el relé, para lo cual se proporciona un reloj especial. Los gases debido a fallas siempre tienen color y un olor y son inflamables.

El flotador inferior también puede operar falsamente si la velocidad de aceite en la tubería de conexión a través de no debido a los fallos internos, es suficiente para tropezar con el flotador. Esto puede ocurrir en el caso de un cortocircuito externo cuando más corrientes que fluyen a través de los devanados sobre-calentar el cobre y el aceite y que el aceite se expanda. Si se experimenta mala operación de Bucholz relé debido a sobrecargas o cortocircuitos externos puede ser necesario que el flotador inferior se ajusta para la operación para velocidades aún más altas.

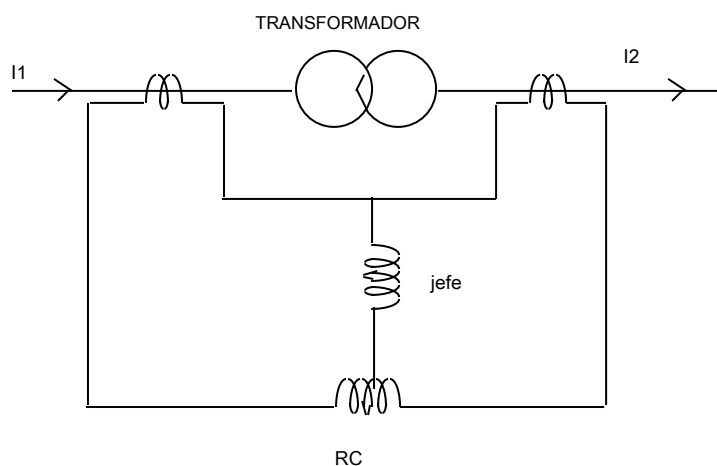
En la instalación de estos relés se deben cumplir los siguientes requisitos.

- a) La conexión del conductor de los contactos a los terminales de la cubierta deben tener aislamiento de papel, como aislamiento de caucho puede ser dañada por el aceite.
- b) Los flotadores deben ser probados para la hermeticidad al aire mediante, por ejemplo, sumergiendo en aceite caliente para crear una presión excedente en ellos.
- c) La tapa del relé y el tubo de conexión deben tener una pendiente de 1,5 a 3 por ciento y no tener cualquier superficie sobresaliente para garantizar el paso sin restricciones de los gases en el conservador.

ii) Relés diferenciales:

relé de un diferencial compara las corrientes en ambos lados del transformador. Mientras no hay fallo en el equipo protegido (transformador), la corriente circula entre los dos CTS y no fluye corriente a través del elemento diferencial. Sin embargo, para los fallos internos de la suma de las corrientes secundarias CTs fluirá a través del relé diferencial de hacer que funcione.

Porcentaje de relé diferencial en un circuito de dos terminales

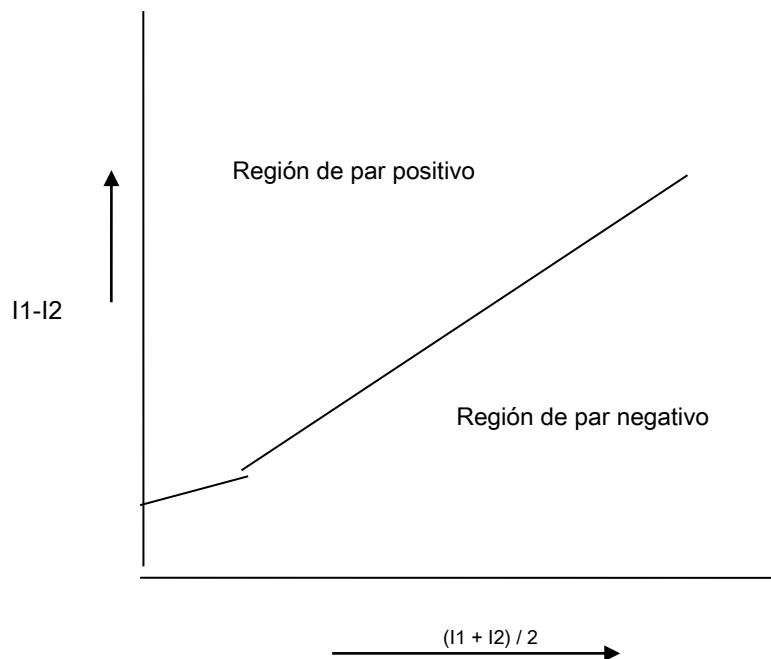


Dos requisitos básicos que las conexiones de relés diferenciales han de ser satisfechos son:

- un) No debe funcionar durante la carga o fallos externos.
- b) Se debe operar para fallos internos.

Como en carga instalaciones de cambio de toma invariablemente se proporcionan en los transformadores de la red, cualquier desviación de la posición nominal del grifo dará lugar a corrientes de derrames en los circuitos de relé. Además, los TI a menudo son de diferentes tipos y tienen características de magnetización diferentes, de nuevo resultante de la corriente de derrame durante pesado a través de condiciones de fallo.

Para evitar el funcionamiento relés no deseado en virtud de las anteriores dos condiciones se utiliza un relés diferenciales "Porcentaje parcialidad".



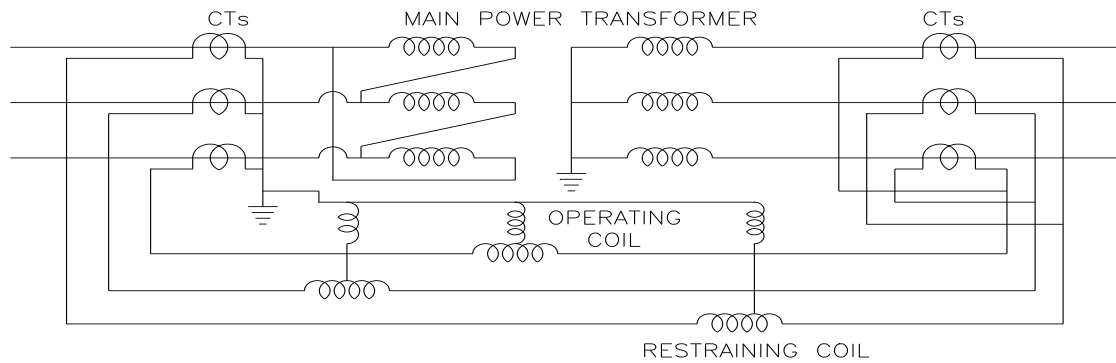
Las características de operación de porcentaje relé diferencial de polarización se muestran en la figura.

La corriente que fluye a través de la bobina de accionamiento del relé debe ser casi cero durante condiciones normales de funcionamiento y cuando se produce cortocircuito externo.

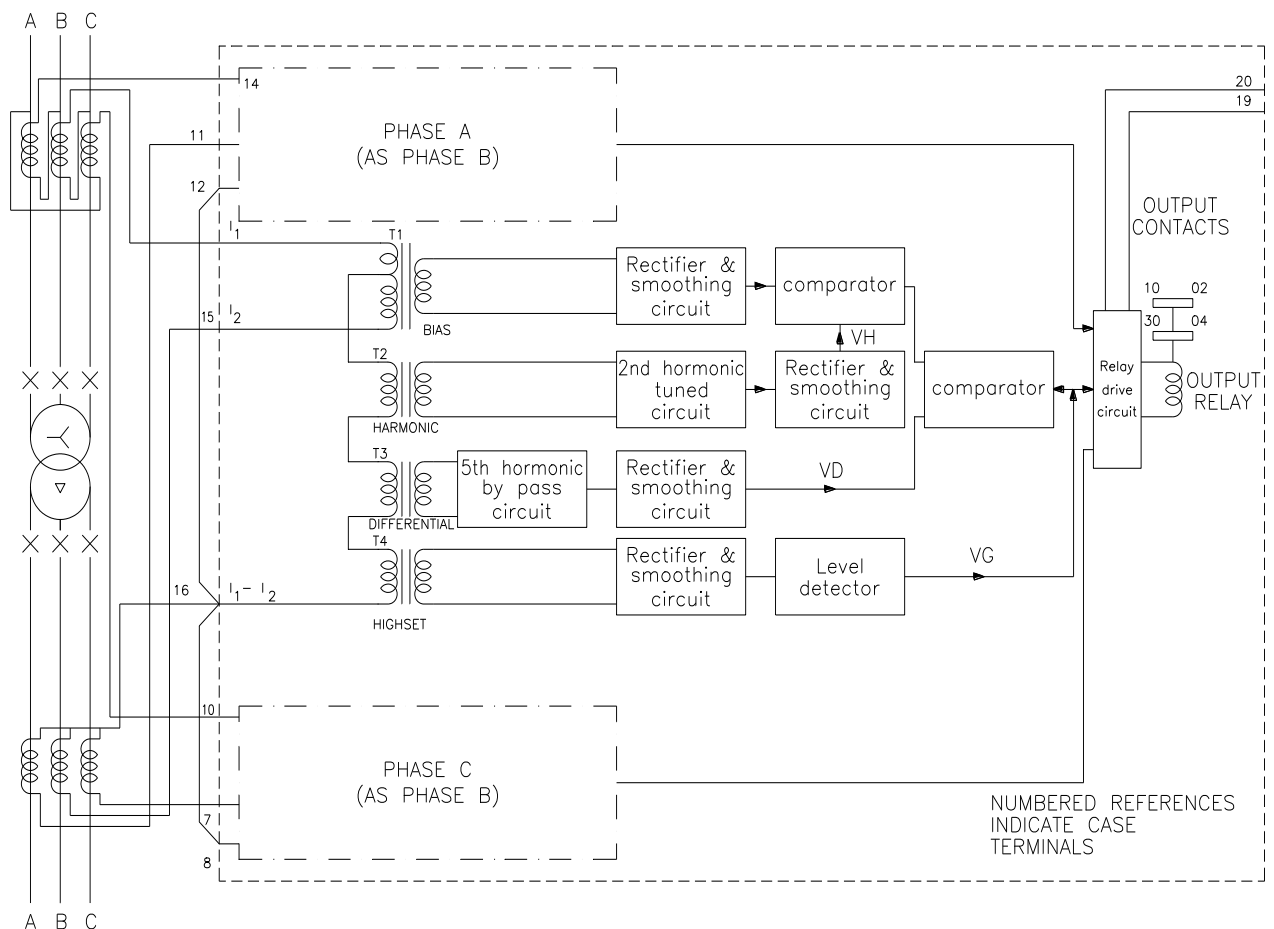
Durante el ajuste del relé diferencial en un transformador, la (falta de coincidencia) corriente a través del elemento diferencial en el grifo normal y grifos extremos positivos y negativos se van a calcular. ajuste de arranque elemento diferencial y / o configuraciones de diferencia se adopta en base a porcentaje máximo desfase añadiendo un poco de margen de seguridad.

$$\begin{aligned} \text{corriente diferencial} &= |I_1 - I_2| \\ \text{Ajuste sesgo} &= \frac{|I_1 - I_2|}{(I_1 + I_2) / 2} \end{aligned}$$

1. Una simple regla de oro es que el TC en cualquier Wye (estrella) de un transformador de potencia debe ser conectados en delta y los TCs en cualquier delta bobinado deben conectarse en Wye (estrella).
2. a) Si los TC deben ser conectados en estrella, la relación de CT estará en / 1A Donde A es la corriente a plena carga del transformador.
b) Si las TC están a ser conectados en Delta, la relación de CT estará en / 0,5775 A.



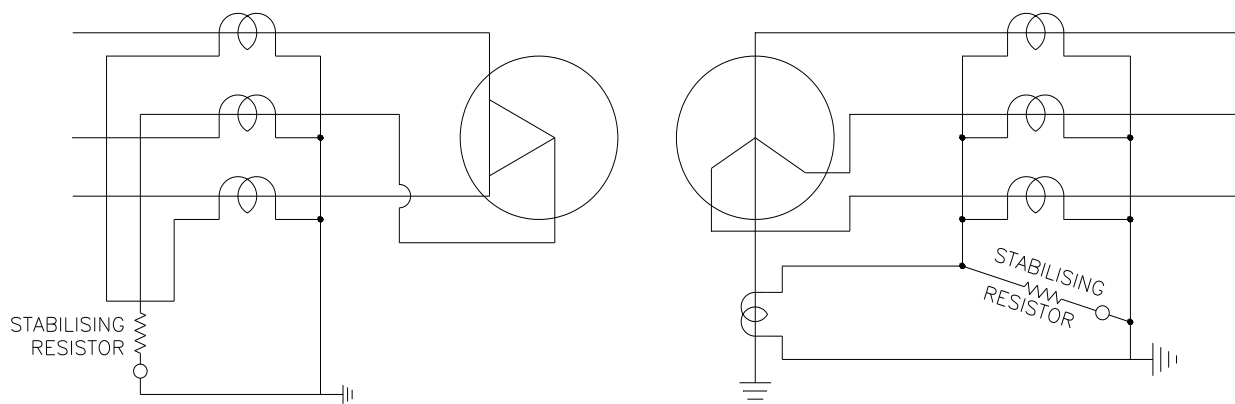
DIFFERENTIAL RELAY CONNECTIONS FOR A DELTA-STAR TRANSFORMER



BLOCK SCHEMATIC DIAGRAM OF DTH31 (EE MAKE)

Protección de falla a tierra restringida (REF): -

Este relé es operativo sólo para los fallos internos del transformador y de este modo de funcionamiento rápido temporizador se puede lograr.



RESTRICTED EARTH FAULT PROTECTION OF TRANSFORMER

1. Un fallo externo en el lado estrella dará lugar a la corriente que circula por la línea de CT del afectado

fase y una corriente de compensación en la CT neutral y la corriente en el relé es cero y por lo tanto retransmitir es estable. Durante un fallo interno, la corriente de línea en la línea de CT se invierte y por lo tanto el relé opera.

2. La disposición de CTs residualmente conectados en el lado delta de un transformador sólo es sensible

para faltas a tierra en el lado delta porque cero corrientes de secuencia son bloqueados por la delta devanado.

Por fallas externas ninguna corriente fluye a través REF menos una TC se satura. Por lo tanto se adoptó ajuste actual captación mínima (10% o 20% I_n) en REF relé. Sobre la base de la corriente a través de fallo, la resistencia de estabilización está configurado de tal manera que el relé no funcionará para fallo externo cuando un CT consigue saturated. This relé funciona sólo para faltas a tierra internas, de forma instantánea.

Corriente de falta de culpa que yo externo $I_f = 2500$ A (asumir)

$$CTR_{\text{Ratio}} (\text{línea y neutro}) = 300/1 \text{ A}$$

$$\text{corriente de falla secundaria} = \frac{2500}{300} = 8,33 \text{ A (Sec.)}$$

$R_{CT} = CT_{\text{Resistance}}$

$TL = \text{Resistencia Lead} = 7,41 \text{ Ohms / Km (2,5 mm cuadrados Cu)}$

Voltaje desarrollado a través CT (saturado)

$$\begin{aligned} (V_k) &= I_f (R_{CT} + 2R_L) = \\ &8,33 (5 + 3) = 66,64 \\ &\text{Volts} \end{aligned}$$

$$\text{relé de carga} = 1 \text{ VA}$$

$$\begin{aligned} \text{Corriente de} \\ \text{funcionamiento del relé} &= 0,2 \text{ A (valor Set)} \end{aligned}$$

Tensión de funcionamiento del relé

$$\begin{aligned} VR &= \frac{\text{relé de carga}}{\text{Corriente de funcionamiento del relé}} \\ &= 1 / 0,2 = 5 \text{ voltios} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Resistencia de estabilización } S_R &= \frac{V_k - V_R}{\text{Lo puse}} \\ &= \frac{66,64 - 5,0}{0,2} \\ &= 308.2 \text{ Ohms} \\ \text{conjunto } S_R &= 310 \text{ Ohms} \end{aligned}$$

Si el valor calculado de S_R excede el rango existente, la configuración actual se pueden elevar en consecuencia y llegaron a S adecuado R valor.

Protección sobreflujo

1. Sobreflujo condición en un transformador puede ocurrir durante el sistema sobre voltaje y / o bajo

condiciones de frecuencia (V / F).

2. La condición Sobreflujo no requiere alta velocidad de disparo. El disparo se puede retrasar

dependiendo de la capacidad de resistencia overflux del transformador.

3. se emplean relés con retardo de tiempo definido (casi 30 seg.) y característica inversa.

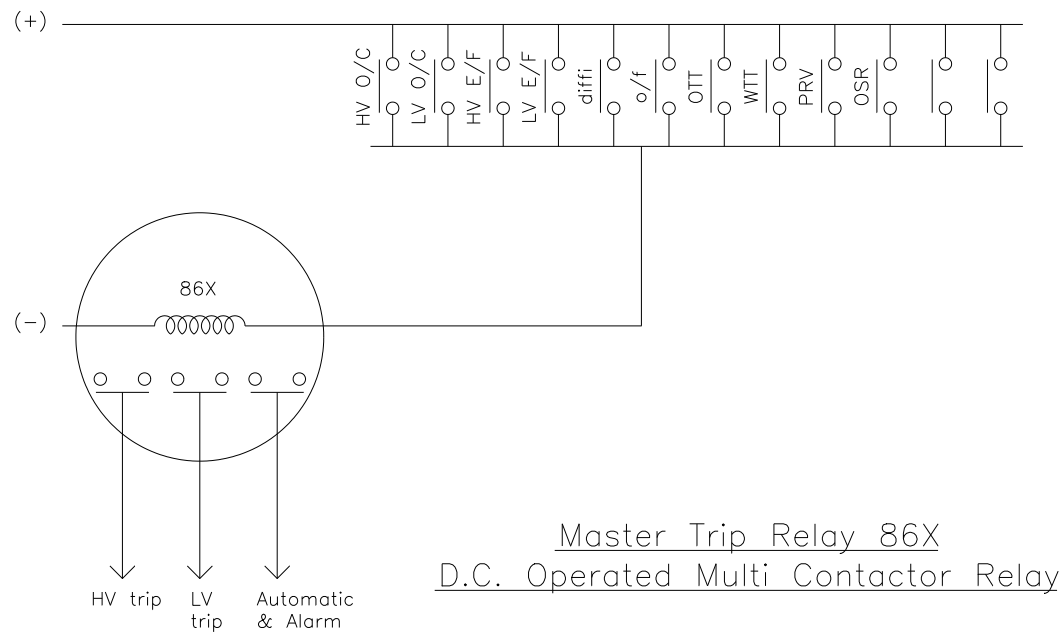
Otros dispositivos de protección empleadas

Valor de alivio de presión (PRV)

Temperatura de bobinado

Temperatura del aceite

CTC Buchholz



LINEAS DE TRANSMISIÓN PROTECCION

Distancia: - Relés

Introducción:

Los relés de impedancia también llamados relés de distancia se emplean para proporcionar protección a las líneas de transmisión conectadas en una red, ya que son económicos y poseen varias ventajas técnicas. Son relativamente fáciles de aplicar, operan con una velocidad extremadamente alta, y las dos características principales y de reserva de protección son inherentes a ellos. Además, pueden ser fácilmente modificados para el trabajo como esquemas de unidad mediante la coordinación de ellos con instalaciones de transporte de la línea eléctrica y son adecuados para el recierre de alta velocidad. El relé de impedancia se hizo para responder a la impedancia entre la ubicación del relé y el punto donde falla es incidente. La impedancia es proporcional a la distancia al fallo, (de ahí el nombre de 'relé de distancia') y es por lo tanto independiente de los niveles de corriente de defecto.

Distancia retransmisión Principio:

Un relé de distancia compara las corrientes y tensiones en el punto de la retransmisión con actual proporcionar el par de funcionamiento y el voltaje proporciona el par de restricción. En otras palabras, un relé de impedancia es un voltaje restringido relé de sobrecorriente.

La ecuación en el punto de equilibrio en un relé sencillo impedancia es $K_1 V^2 = K_2 I^2$ o $V / I = K_3$ donde K_1 , K_2 y K_3 son constantes. En otras palabras, el relé está a punto de operación en un valor constante de la relación V / I , que se puede expresar como una impedancia.

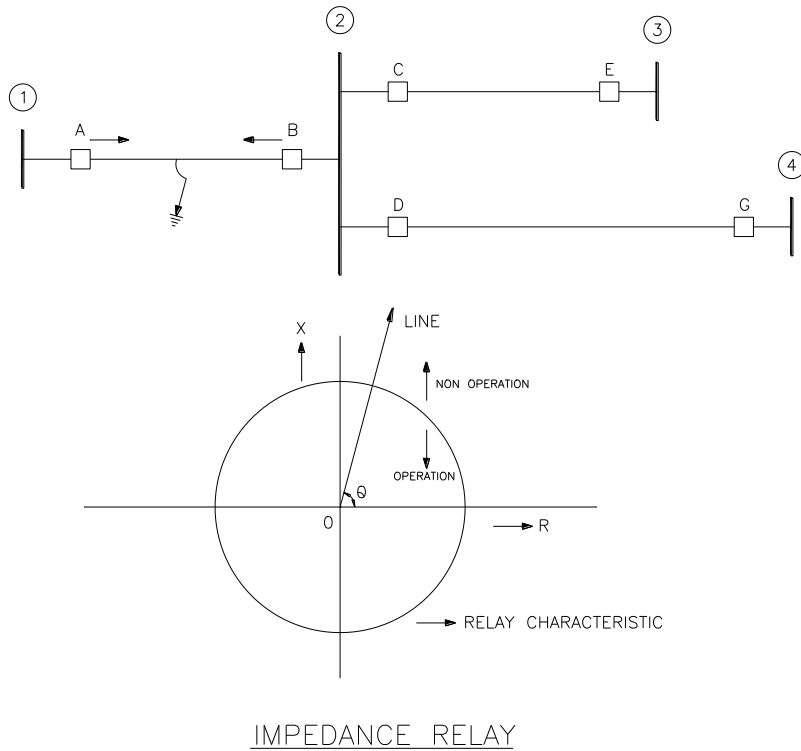
Dado que las características de operación del relé dependen de la relación entre la tensión y la corriente y el ángulo de fase entre ellos, sus características pueden ser representados mejor en una RX diagrama donde tanto V relación I y el ángulo de fase se pueden trazar en términos de una impedancia $R + jX$. Además, la impedancia del sistema de potencia como impedancia de falta, oscilaciones de potencia, cargas etc. También se puede trazar en el mismo diagrama RX. Por lo tanto la respuesta de un relé particular durante la oscilación de potencia, fallos y otras alteraciones del sistema puede ser fácilmente evaluada.

Distancia tipos de relés:

- (1) relé de impedancia (2)
- relé de reactancia (3)
- relé Mho (4)
- relé de impedancia Modificado

(1) Impedancia de relé:

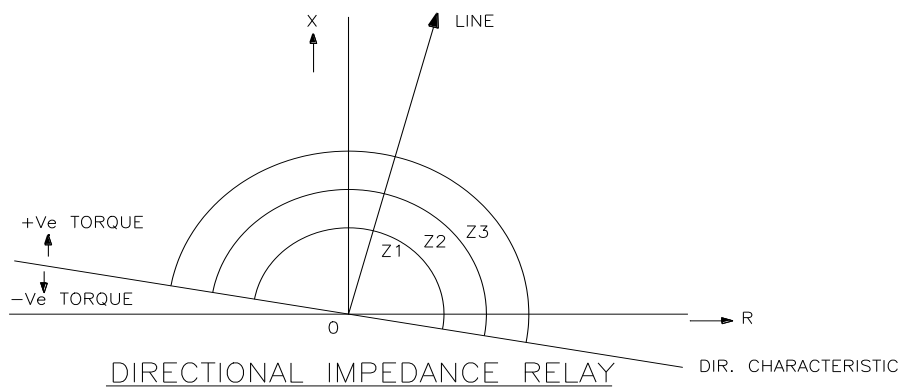
Características de un relé de impedancia en el diagrama RX se muestra en la fig



El funcionamiento del relé de impedancia es independiente del ángulo de fase entre V y I. La característica de funcionamiento es un círculo con su centro en el origen, y por lo tanto el relé no es direccional.

Impedancia característica direccional del relé:

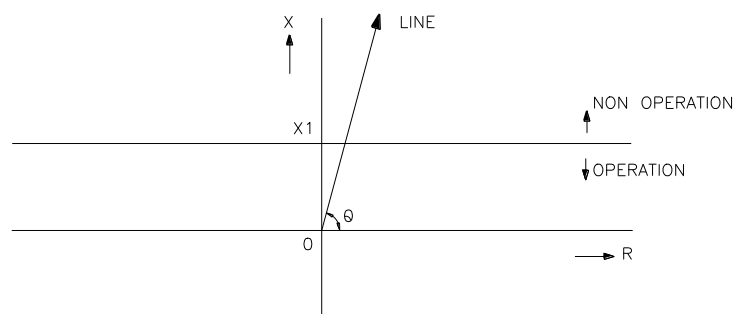
Característico de un relé de impedancia direccional en la fase RX complejo se muestra en la fig.



La unidad direccional del relé causa la separación de las regiones de la característica del relé que se muestran en la figura por una línea trazada perpendicular a la locus impedancia de la línea. El resultado neto es que el disparo se producirá solamente para los puntos que están tanto dentro de los círculos y encima de la unidad característica direccional.

(2) **El tipo de reactancia Distancia relé:**

Reactancia relé mide $V / I \sin \theta$ (es decir, $Z \sin \theta$). Siempre que la reactancia medida por el relé es menor que el valor establecido, el relé se activa. La característica de operación en el diagrama RX se muestra en la fig

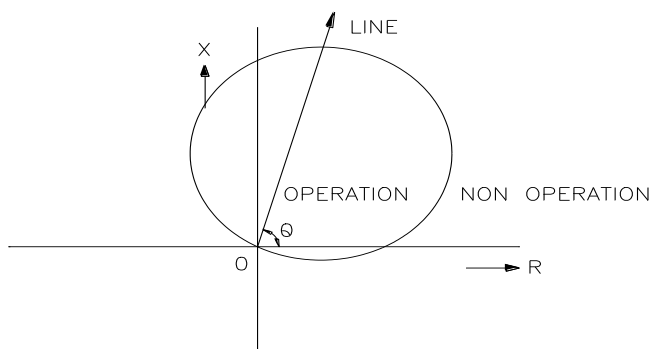


REACTANCE RELAY

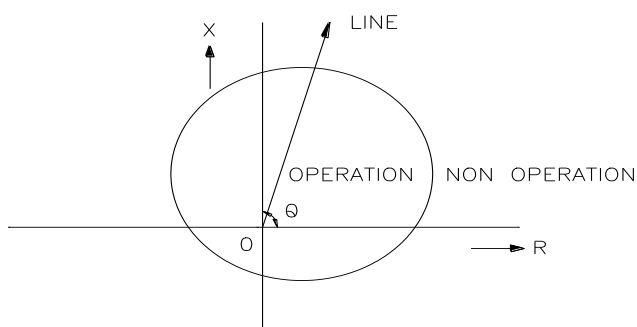
El componente de resistencia de la impedancia no tiene ningún efecto sobre el funcionamiento del relé de reactancia, el relé responde únicamente al componente de la reactancia de la impedancia. Este relé es intrínsecamente no direccional. El relé es la más adecuada para detectar faltas a tierra en el que el efecto de la resistencia del arco es apreciable

(3) **Mho relé:**

Este es un relé de impedancia direccional, también conocido como relé de admisión. Su característica en el diagrama RX es un círculo cuya circunferencia pasa por el origen, como se ilustra en la figura muestra que el relé es inherentemente direccional y sólo opera para fallas en la dirección de avance.



MHO RELAY



OFFSET MHO RELAY

(4) relé de impedancia de modificación:

También conocido como desplazamiento de relé Mho cuya característica encierra el origen en el diagrama RX como se muestra en la figura

Este relé mho desplazamiento tiene tres aplicaciones principales: -

- yo) copia de seguridad zona de barras
- ii) Soporte de unidad a partir de esquemas de bloqueo a distancia / portador.
- iii) bloqueo por oscilación de potencia.

Características principales de Distancia Esquema

Distancia esquemas constan de los siguientes componentes principales: -

- yo) Entrantes.
- ii) Unidades de medida.
- iii) temporizadores
- iv) relés auxiliares

yo) Entrantes: -

El relé de arranque (o de arranque) inicia el esquema de distancia en el caso de un fallo dentro del alcance requerido (más de zona-3).

Otras funciones del motor de arranque son: -

- un) A partir de los relés de temporización para la segunda y tercera zonas.
- si) A partir de los elementos de medición.

Los entrantes son generalmente de tipo Mho o impedancia.

Con entrantes tipo Mho: -

unidades para faltas fase y de tierra de medición pueden ser ya sea direccional o no direccional como Mho de arranque es inherentemente direccional.

Con entrantes tipo de impedancia: -

Unidades de medida tienen que ser direccional como titulares de impedancia son no - direccional.

El relé de impedancia bajo puede ser usado en conjunción con el relé direccional como motor de arranque que luego función similar a la de arranque Mho.

ii) Unidades de medida: -

Por lo general son de un mho o reactancia o una combinación de mho, reactancia y resistencia tipos.

Unidades de falta de fase: -

Estas unidades de medición son alimentados con línea a tensiones de línea (tal como V_{ab} , V_{bc}) y la diferencia entre las corrientes de línea ($I_a - I_b$).

Miden la secuencia positiva

impedancia de la ubicación del relé hasta el punto de fallo. Tres de estos relés responden correctamente a todos los posibles de una sola línea de fallas a tierra se alinean a fallos en la línea, doble línea de fallas a tierra y faltas de 3 fases. Sin embargo, ellos no responden correctamente a las fallas a tierra.

Unidad de falla a tierra S: -

Estas unidades de medición utilizan línea de tensión de neutro (V_{an} , V_{bn} , V_{cn}) y corrientes de fase (I_a , I_b , I_c). A fin de que estas unidades miden la impedancia de secuencia positiva correctamente, una compensación de la corriente de secuencia cero se va a proporcionar que se obtiene por:

$$KN = (Z_0 - Z_1) / 3 * Z_1 \text{ (en donde } Z_1 = \text{impedancia de secuencia positiva de la línea.)}$$

$$Z_0 = \text{Zero impedancia de secuencia de la línea)}$$

En el circuito de corriente ($1 + KN$) la será alimentado para la medición anterior.

iii) Temporizadores: -

relés de temporización cuando iniciados por los arrancadores proporcionan el lapso de tiempo requerido para las zonas. También serán utilizados para el propósito extensión de la zona siempre que sea necesario.

iv) relés auxiliares: -

esquema Distancia dispone de varios relés auxiliares, que realizan funciones tales como indicaciones bandera, desconexiones, de señalización, alarma, etc.

Características adicionales en los esquemas de distancia: -

- yo) el bloqueo de relé de potencia oscilación
- ii) VT relé de fallo de fusible.
- iii) Interruptor de relé de fallo en
- iv) localizador de fallos
- v) Reenganche esquema.
- vi) esquema de comunicación portadora.

yo) Oscilación potencia bloqueo: -

relé de distancia que responden a equilibradas cambios 3-fase en la impedancia se ve afectada por las oscilaciones de potencia. Estas oscilaciones u oscilaciones ocurrir después de una perturbación del sistema, como importante cambio de carga o un baño en tensión debido a la eliminación de la falta retardada.

En caso de avería, la transición de período de ubicaciones de impedancia (25 a 33% de la impedancia de arranque) al fallo de impedancia (la impedancia de arranque) es repentina, mientras que durante oscilaciones de potencia. Los relés PSB utilizan esta diferencia para bloquear la desconexión durante columpios.

ii) VT relé de fallo de fusible: -

Los relés de distancia siendo restricción de voltaje S / relés C, pérdida de la tensión debido a un fallo principal PT fusible o retirada inadvertida de fusible en una o más fases hará que el funcionamiento del relé. El relé de fallo de fusible detectará dicha condición por la presencia de tensión residual sin corriente residual y para el relé.

iii) Cambiar a la falla: -

Cuando la línea se conecta a un cierre por fallo (después de decir clara línea con interruptor de tierra se cerró), la tensión en el punto de la retransmisión será cero. Faltas de este tipo normalmente se borran por zonas de copia de seguridad.

El voltaje aplicado al relé es baja y esta condición se produce simultáneamente con la operación de arranque hará que disparo instantáneo por el relé SOTF. Esta característica SOTF sólo será eficaz durante aproximadamente 1-2 segundos después se carga la línea. Fallos que se producen después de este tiempo se medirán en la forma normal.

iv) Localizador de fallas: -

Se mide la distancia entre la ubicación del relé y la localización de fallos en términos de Z en ohmios, o la longitud en KM o porcentaje de longitud de la línea.

Este relé consigue mismas entradas como el relé de distancia (conectado en serie con uno de los principales relés). La medición se inicia con la señal de disparo de los relés de distancia.

El localizador de faltas da la ubicación exacta de la falla, reduciendo así el tiempo de la restauración.

v) Esquemas de reenganche automático: -

Tipos de fallos: -

yo) Fallos transitorios: -

Estos se corrige mediante el disparo inmediato de disyuntores y no vuelvan a ocurrir cuando la línea está re-energizado.

ii) Fallos semipermanentes: -

Estos requieren un intervalo de tiempo en desaparecer antes de que una línea se carga de nuevo.

iii) Fallos permanentes: -

Estos han de ser localizado y reparado antes de la línea es re-energizado.

Aproximadamente el 80-90% de los fallos que se producen son de naturaleza transitoria. Por lo tanto el reenganche automático del interruptor (después de un disparo en la culpa) resultará en la línea de ser con éxito re-energizado, por lo tanto

- un) Disminuyendo el tiempo de interrupción
- si) La mejora de la fiabilidad
- C) La mejora de la estabilidad del sistema
- re) Reduce el daño a fallos y el tiempo de mantenimiento

Tiempo muerto:- El tiempo entre el esquema de reenganche está energizado y el 1 s volver a cerrar el interruptor de circuito. Esto se establece normalmente a 1 Sec.

Tiempo de recuperación: - El tiempo después de una operación de cierre con éxito medido desde el instante en que el relé de reenganche cierre de los contactos que hacen que debe transcurrir antes de que el relé de reenganche inició un nuevo intento de reconexión. En otras palabras, puede decirse que es el tiempo entre 1 s y 2 Dakota del Norte reenganche.

Tipos de esquemas de reenganche (basados en fase):

un) **Trifásico de reenganche:**

Este tipo de reenganche provoca un desplazamiento inmediato, aparte de los dos sistemas y, por tanto, ningún intercambio de sincronizar la energía puede tener lugar durante el tiempo muerto.

si) **Monofásico de reenganche:**

En este sólo la fase defectuosa (que ya ha disparado en la culpa SLG) se vuelve a cerrar sin causar interrupción en el intercambio de la sincronización de poder entre dos sistemas a través de otras dos fases saludables.

Tipos de esquemas de reenganche (caso de intentos de reconexión):

un) **Un solo disparo Auto-reconexión: -**

En este esquema, el interruptor se vuelve a cerrar sólo una vez en un determinado fallo antes de que ocurra el bloqueo de interruptor de circuito. Alta velocidad de reenganche para el sistema EHV es invariablemente solo tiro.

si) **Multi-shot de reenganche: -**

En este esquema, se hace más de un intento de reconexión para un fallo determinado antes del bloqueo de ocurre el interruptor de circuito. intentos de cierre repetidos con nivel de falla de alta afectarían seriamente el disyuntor, el equipo y la estabilidad del sistema. Los factores que se deben tener en cuenta: -

yo) Limitaciones del disyuntor de circuito: -

Capacidad de interruptor de circuito para llevar a cabo varias operaciones viaje de cerca en rápida sucesión.

ii) Condiciones del sistema: -

En el porcentaje de los defectos semi-permanente (que podría ser quemados fuera) es moderado, por ejemplo en las líneas a través del bosque, es seguido multishot reenganche.

Tipos de Auto-reconexión (dependiendo de la velocidad):

YO) Alta velocidad de reenganche:

Esto ayuda en la restauración rápida de la oferta, pero se debe hacer teniendo en cuenta los siguientes factores: -

yo) tiempo de perturbación del sistema puede ser tolerada sin pérdida de la estabilidad del sistema.

ii) Características de los esquemas de protección y disyuntor.

II. Velocidad lenta o retardada de reenganche: -

Esto es adecuado para sistemas altamente interconectados en los que es poco probable que cause dos secciones del sistema a separarse y sincronismo suelta la pérdida de una sola línea.

Para sistemas EHV: -

un) Elección del Tiempo Muerto: -

límite inferior se decide según la hora del disyuntor desionización.

límite superior se decidió por la estabilidad transitoria y sincronismo.

largas líneas de transmisión requieren más tiempo muerto por fallas monofásicas.

El tiempo muerto para el esquema de reenganche de alta velocidad con sistema de EHV es 0,3-0,8 Sec.

si) Elección de tiempo de bloqueo: -

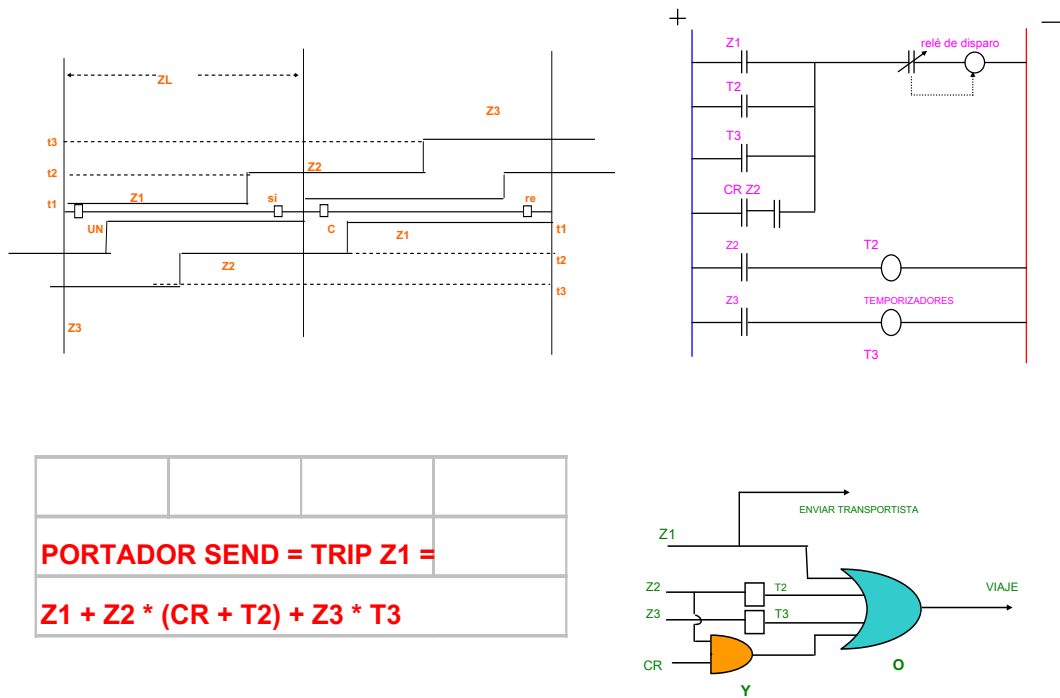
Esto no debe ser ajustado a un valor tan bajo que se supera el ciclo de funcionamiento del interruptor cuando dos incidente fallo se produce cerca juntos. El tiempo de bloqueo estará en el intervalo de 10-30 Sec., Dependiendo de la apertura del interruptor y mecanismos de cierre.

vi) Esquemas portadora de comunicación: -

La principal desventaja de la protección de distancia de tiempo escalonado convencional es que la instantánea Zone-1 del esquema de protección en cada extremo de la línea protegida se establece para cubrir el 80% de la línea y por lo tanto defectos en el equilibrio el 20% de la línea (en cada extremo) se borran en la Zona-2 tiempo, lo que no es deseable.

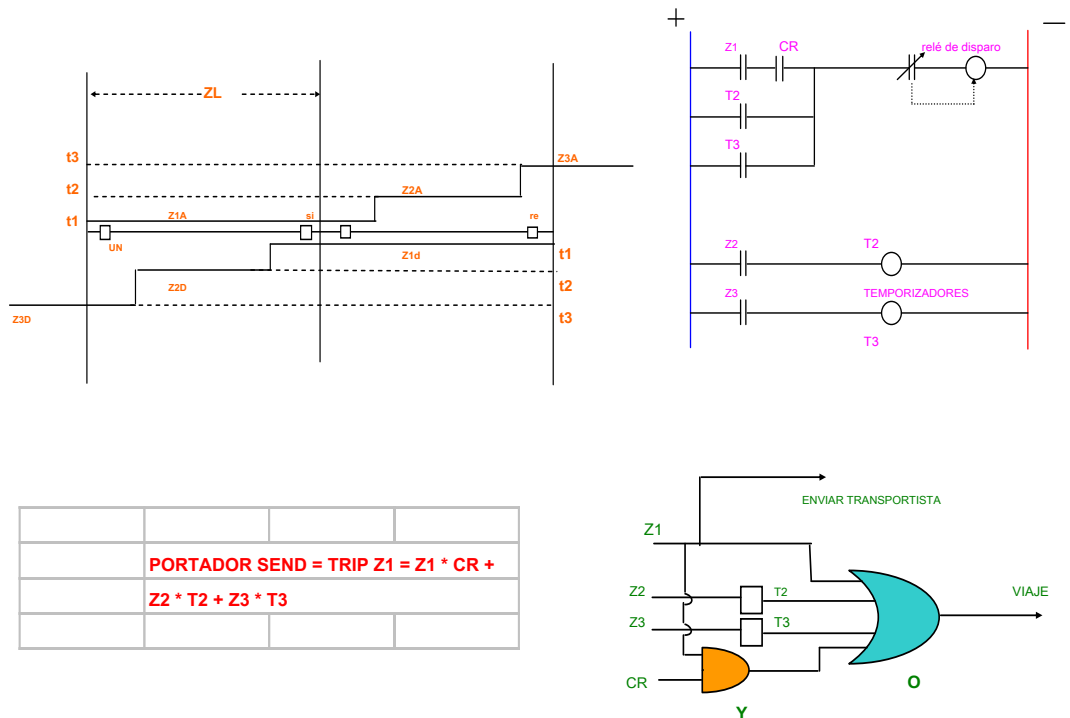
El esquema deseable es el uno en el que los relés Borrar los fallos en el 100% de la línea protegida instantáneamente y también proporcionan copia de seguridad para los fallos no despejadas en las líneas adyacentes. Esto puede lograrse mediante la interconexión de los relés de distancia son cada extremo de la línea por un canal de señalización (que puede ser cualquiera de los pilotos, un canal de comunicación portador de línea de potencia, un enlace de radio o un canal de microondas).

El propósito del canal de señalización es transmitir la información acerca de las condiciones del sistema en un extremo de la línea protegida al otro extremo e iniciar o prevenir el disparo del interruptor de circuito remoto. La disposición anterior se conoce como un “esquema de transferencia de viaje”, mientras que se conoce a este último como “estado de bloqueo”



un) plan de viaje de transferencia: -

En este esquema, el relé de distancia en un extremo de las líneas protegidas envía una señal portadora para el relé en el otro extremo de la línea para inter-disparo, limpiando de este modo los fallos en la línea completa de forma instantánea.



viaje de transferencia es de dos tipos: -

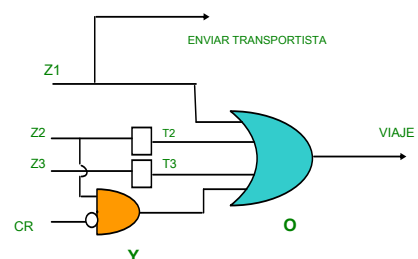
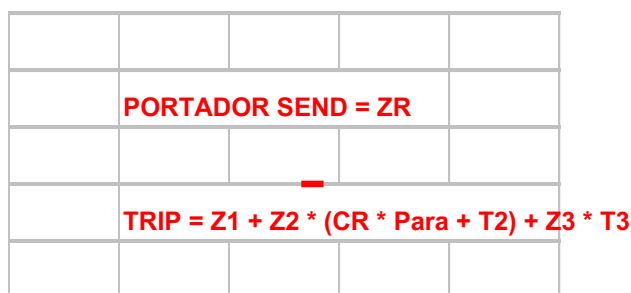
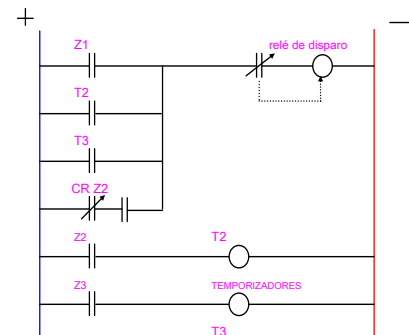
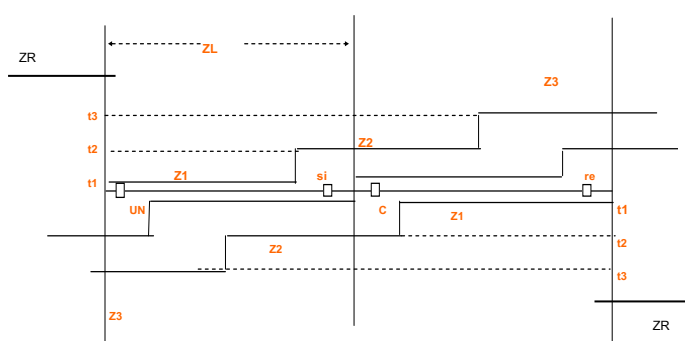
yo) Bajo alcance esquema: -

El esquema en el que el relé Zone-1 (ajustado a la cubierta alrededor del 80% de ZL) se utiliza para enviar una señal al extremo remoto de la alimentador para inter-disparo se denomina como viaje transferencia bajo alcance esquema. Para evitar mal-funcionamiento debido a la recepción de la señal de falso, el funcionamiento del relé extremo receptor es inter-bloqueado con su / operación Zone-3 de arranque es decir, el esquema opera ya sea por su propia operación Zone-1 relé o por la recepción de llevado y su Zona -3 / operación de arranque.

ii) Durante esquema de largo alcance: -

Este esquema es adecuado para líneas cortas donde un subalcance Zona-1 sería demasiado corta para ser de cualquier uso práctico. En este esquema el conjunto de relé para llegar más allá de 100% de la línea, se utiliza para enviar una señal de inter-disparo al extremo remoto de la línea. Es esencial que la reciben contacto de relé se controla mediante un relé direccional para asegurar que el disparo no se produce a menos que el fallo está dentro de la sección protegida. La desventaja de este esquema es que no hay independiente Zona-1 de disparo. El disparo rápido por lo tanto, se basa enteramente en el canal de señalización.

Las desventajas de estos esquemas es que la señal se transmite a través de la sección de línea de falla. La distorsión de la señal puede ocurrir debido a la atenuación introducido en la línea por el fallo.



si) Esquemas de bloqueo: -

En este esquema, una señal de bloqueo es enviado por el reverso mirando unidad ZR direccional para evitar disparo instantáneo para la Zona-2 y Zona 3-fallas, externos a la línea protegida. Aquí ZR debe operar más rápido que mirando hacia adelante Zona-3 unidades y el canal de señalización también debe ser extremadamente rápido es el funcionamiento.

Aunque todos los esquemas de distancia con soporte inter-disparo / vehículo bloqueando las instalaciones son adquiridos, la misma aún no se han encargado.

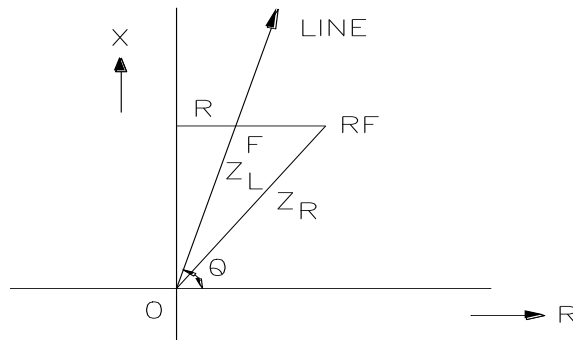
Factores que afectan el funcionamiento del relé de distancia: -

- yo) Fallo resistencia.
- ii) efecto de alimentación.
- iii) La ramificación-off efecto.
- iv) Cargar la invasión.

yo) Avería de resistencia: -

resistencia de fallo tiene dos componentes: -

- a) La resistencia al arco.
- b) resistencia a tierra.



EFFECT OF FAULT RESISTANCE

En un defecto entre fases, única resistencia de arco está involucrado. Para una falla en F, la línea real de impedancia = $R + jX = Z_L$

Debido a la presencia de resistencia de fallo, la impedancia medida por el relé = $R + jX + R_F = Z_R$
(donde $Z_R > Z_L$)

Fallo de arco resistencia está dada por la fórmula de Warrington:

$$R_{\text{arco}} = \frac{XI 8750}{I^{1.4}}$$

donde L = longitud del arco en ft

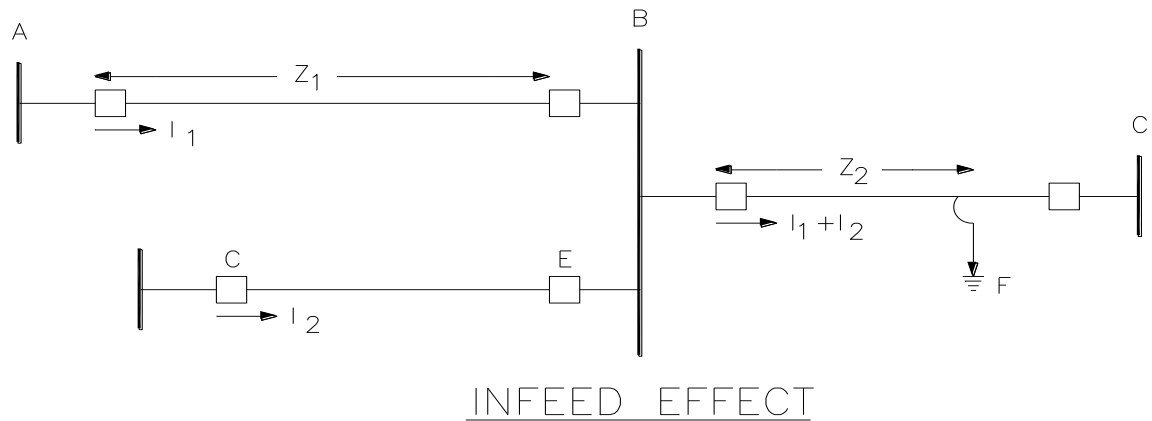
I = corriente de defecto en amperios

La resistencia de arco tiene poco efecto en la precisión de la zona-1 unidad, ya que opera instantaneously antes de que el arco puede estirar apreciablemente excepto en caso de líneas cortas. por lo tanto, los relés de reactancia se utilizan para líneas cortas donde la resistencia de fallo puede ser comparable con la de las líneas protegidas y también para faltas a tierra en donde la resistencia de tierra es alta.

La resistencia de arco tendrá un mayor impacto en la precisión de zonas de copia de seguridad (tiempo de retraso) como el arco se extiende apreciablemente.

ii) efecto de entrada: -

El efecto de la fuente de corriente intermedia entre la ubicación de relé y punto de fallo se denomina como efecto de alimentación.
 Considere el boceto se indica en la fig ---



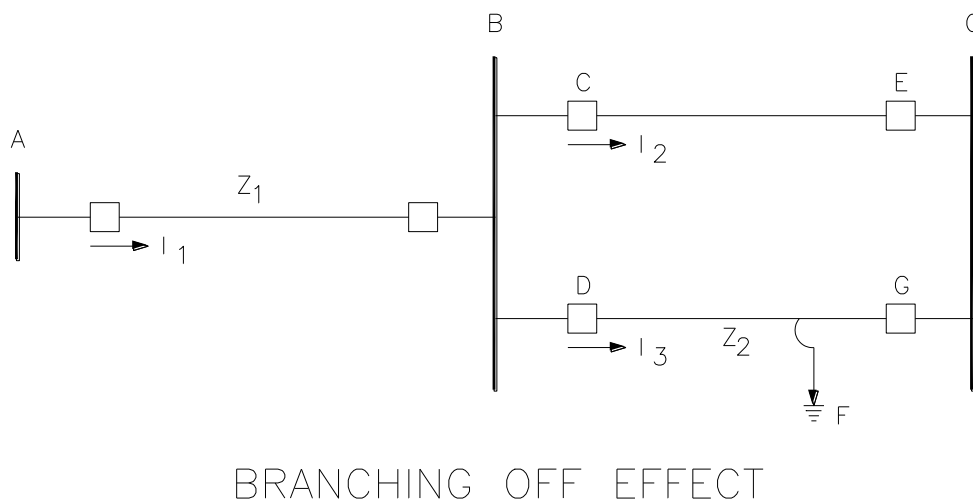
Un fallo en F en la línea BC está a una distancia de $Z_1 + Z_2$ para el relé en la estación A. Pero cuando corriente I_2 fluye de bus D, la impedancia a la falla como se ve por el relé en A es $Z_1 + Z_2 + Z_2 \times (I_2 / I_1)$.

Así pues, la culpa es vista por el relé como más lejos de lo que realmente es, es decir, relé de distancia bajo alcances debido al efecto de alimentación.

El efecto de la penetración es más pronunciado con más interconexiones en la estación B.

iii) La ramificación-off efecto: -

Considere el boceto se indica en la fig ---



Un fallo en F está a la distancia de $Z_1 + Z_2$ para el relé en la estación A. Pero cuando la corriente I_1 se distribuye como I_2 y I_3 en la estación B, la impedancia a FALLO visto por el relé en la estación A será $(Z_1 + I_3 / I_1 \times Z_2)$ que es menor que $(Z_1 + Z_2)$.

A continuación, la culpa es vista por el relé como más cerca de lo que realmente es decir extralimita relé de distancia debido al efecto de ramificación-off. Esta tendencia extralimitación hará que el relé a perder su selectividad.

iv) Cargar la invasión: -

Mientras que la protección de líneas largas del alcance necesaria puede ser tan grande que la impedancia de servicio mínimo (o impedancia de carga) cae dentro de la región del motor de arranque. Esto daría lugar a tropezar sin que haya alguna falla. Las dos condiciones es decir, funcionamiento a carga pesada y cortocircuito difieren en virtud de ángulo de fase entre tensión y corriente. Para la impedancia de carga, el ángulo de fase será dentro de 30 a -30° C. Mientras que durante los cortocircuitos, la impedancia de falta tiene un ángulo de fase de 60 a 80° C. (Es decir, ángulo de la línea).

problema de la invasión de carga es más pronunciado en el caso de los arrancadores bajo impedancia y se disminuye en el caso de mho, elíptica, etc lente, el tipo de entrantes. Relés con característica adecuada en el diagrama RX tienen que ser elegidos cuidadosamente para proteger largas y fuertemente cargados líneas, y esto se convierte fácilmente posible con relés numéricos basados en microprocesador.

esquema no conmutada vs esquema de conmutación: -

En un esquema de conmutación de no ideales, habrá 6 entrantes, 3 para fallos de fase y 3 para faltas a tierra. Habrá unidades de medición independientes para ambos fallos de fase y de falta a tierra para cada fase, para las tres zonas, por un total de 18 unidades. Este esquema es más rápido y más preciso, pero es costoso.

En el esquema de conmutación, sólo una unidad de medida será utilizado para todo tipo de fallas. Esta unidad de medición única se conmuta a la impedancia de bucle de fallo correcta por conmutación en los respectivos voltajes y corrientes por el motor de arranque.

El alcance del elemento de medición se extiende a la zona 2 y zona 3 después del transcurso de los tiempos correspondientes a través de proceso de extensión de zona. esquema de conmutación es relativamente lento en funcionamiento y tiene el riesgo de fracaso total esquema en el caso de fallo de la unidad de medición único disponible.

esquemas de extensión de la zona: -

Como una vía media entre no conmutada y conmutada esquemas, hay esquemas con facilidad de ampliación de zona (como EE hacer relés MM3V y MR3V). Estos esquemas consta de 3 unidades de medición para faltas entre fases y 3 unidades de medición para faltas a tierra (aparte de 3 entrantes).

El alcance de la unidad de medición se extiende a la zona 2 y zona-3 después de transcurrir los tiempos correspondiente a través de un proceso de extensión de zona.

Otras Características de funcionamiento:

Antes, cuando relés electromagnéticos estaban en uso, las características que implican líneas rectas y / o círculos en el diagrama RX sólo eran posibles. Con la llegada de los relés estáticos, relés basados en microprocesadores y en la actualidad de los relés numéricos, cualquier característica / operacional requerida deseado es posible dar mayor posibilidad de elección para la selección de los relés. De hecho hay relés, que se pueden programar de forma remota.

Aplicación de los relés de distancia:

Puesto que los relés de distancia se alimentan desde los secundarios de los TI de línea y PTs bus / CVT de línea, los parámetros de la línea son para ser convertidos en valores secundarios para ajustar el relé según los requisitos.

$$Z_{\text{secy}} = Z_{\text{PRI}} / \text{Impedance ratio (where Impedance ratio = P.T.Ratio/C.T.Ratio)}$$

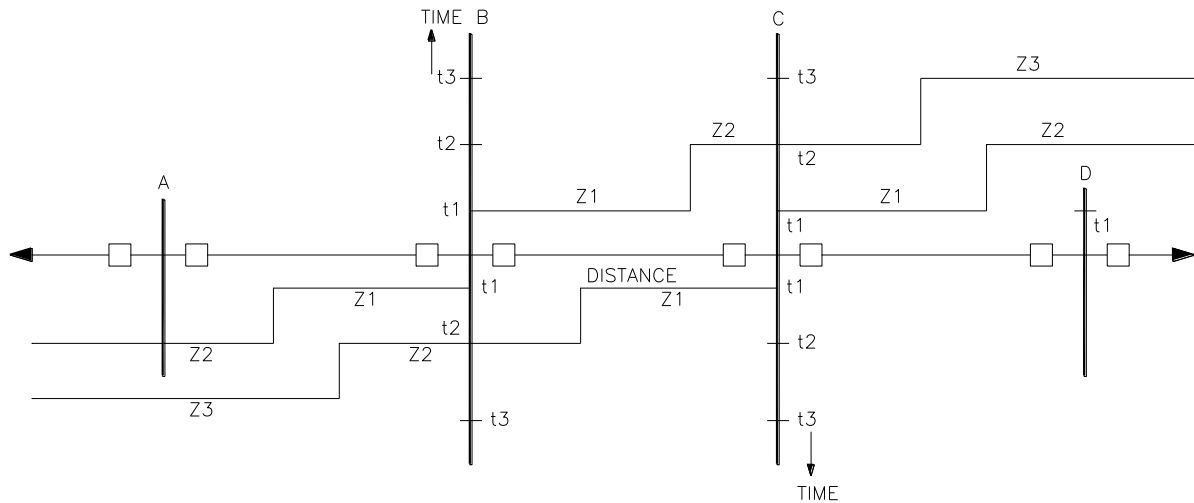
Hence any changes in C.T .ratio has to be effected along with revision of relay settings only.

For the lines, the impedance in Ohms per KM is approximately as under:

KV	Z1 (= Z2)	Line Angle
132 KV	0.4	60 to 70 Deg.
220 KV	0.4	70 to 80 Deg.
400 KV	0.3	80 to 85 Deg.

The line impedance is to be computed depending on line configuration conductor size and clearness. The values in the table are only representative.

A distance relay is stepped for either 3 zones or 4 zones to provide protection.



THREE ZONE TIME-DISTANCE CHARACTERISTICS

To ensure proper coordination between distance relays in power system, it is customary to choose relay ohmic setting as follows: -

S.No.	Zones	Reactance	Time
1.	Zone-1	80% of ZL	Instantaneous (no intentional time delay).
2.	Zone-2	100% of ZL + 40-50% of ZSL	0.3 to 0.4 seconds
3.	Zone-3	100% of ZL + 120% of ZSL	0.6 to 0.8 seconds
4.	Zone-4	100% of ZL + 120% of ZLL	0.9 to 1.5 seconds.

where ZL = Positive sequence impedance of line to be protected.

ZSL = Positive sequence impedance of adjacent shortest line. ZLL = Positive sequence impedance of adjacent longest line.

Note: i) Where a three zone relay only is available, the zone 3 will be set to cover the adjacent longest line. jj)

The zonal timings will be carefully selected to properly grade with the relays on all the feeders emanating from the adjacent bus.

Norms of protection adopted for transmission lines in A.P.System:-

i) 132 KV Lines: -

A switched type distance scheme supplemented by three numbers directional O/L relays and 1 No. directional E/L relay.

ii) 220 KV Lines: -

Two Distance Schemes: -

Main-I: - Non-switched scheme fed from bus PT.

Main-II: - A switched scheme fed from line CVT.

A provision is generally made for the changeover of voltage supply for the distance schemes from the bus PT to line CVT and vice-versa.

Each distance scheme is fed from independent CT secondary cores.

iii) 400 KV Lines:-

Two Distance Schemes:-

Main-I:- Non-switched or Numerical distance schemes

Main-II:- Non-switched or Numerical distance schemes

Details of distance relays:-

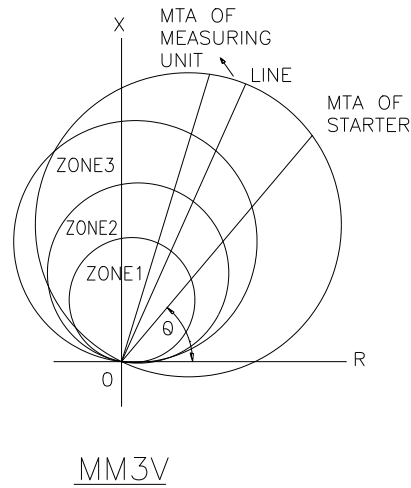
1) Make: - GEC Alstom Ltd.

i) MM3V : - It is an electromagnetic type distance relay with:

3-mho measuring units for phase to phase faults.

3-mho measuring units for phase to earth faults.

3-mho starting units, each starter being associated with one phase and operating for all faults associated with that phase and one offset mho unit for power swing blocking.



R-X diagram is indicated

Setting range in ohms for Zone-1

0.834 to 30

1.335 to 48

1.668 to 60

Z2 = 1 to 3.5 times Z1 Z3 =

1 to 5 times Z1

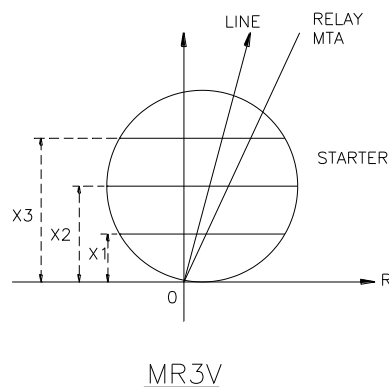
Some of the schemes are provided with a Zone-4 timer to make the scheme works as a 4 zone relay, the starter itself being the 4th zone.

ii) MR3V: -

It is an electromagnetic relays with 3 mho units for phase faults, 3 reactance units for earth faults. 3 mho starters, each being associated with one phase for all types of faults and one offset mho unit for power swing blocking.

Setting ranges same as in MM3V.

R-X diagram for phase faults is same as that for MM3V relay and for earth faults it is indicated in figure

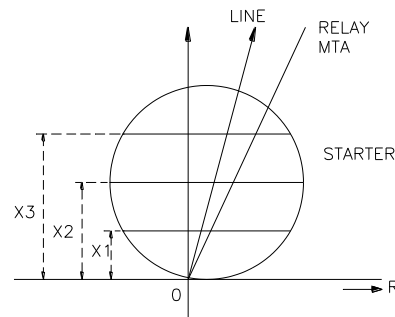


iii) RR3V : -

It is an electromagnetic relay with 3 Nos. reactance units for phase faults, 3 reactance units for earth faults, and 3 mho starters per phase for all types of faults and one offset mho unit for PSB. R-X diagram is indicated in figure

iv) SSRR3V : -

It is an electromagnetic switched scheme with two version i.e. with mho or under impedance starter and available in low and high range.



RR3V & SSRR3V

3 under impedance starters directionalised by mho element or 3 mho element starters and for all types of fault, one reactance-measuring unit for phase and earth faults.

Low range relay: $Z_1 = 0.5$ to 7.7 Ohms (k_1 of zone1: $7.7, 3.0, 1.22$)

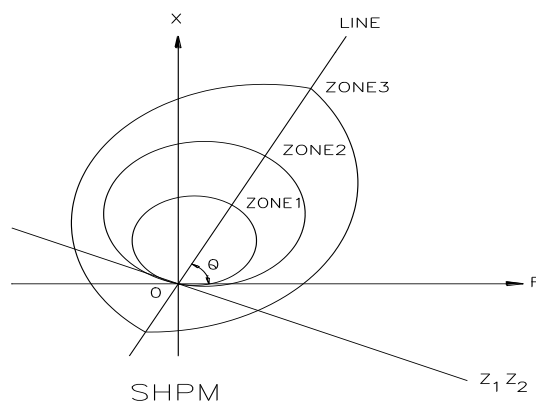
High range relay: $Z_1 = 1.3$ to 20 Ohms (k_1 of zone-1: $20, 7.8, 3.16$) $Z_2 = (1$ to $3.5)$ times Z_1 $Z_3 = (1$ to $5)$ times Z_1

R-X diagram is same as that for RR3V relay.

Few versions do not have separate zone-4 timer. In such relays, zone-4 time = zone-3 time + 150 msec (fixed built-in delay).

v) SHPM (Quadra mho) : -

It is a non-switched static scheme with 18 measuring mho units. The zone-3 measuring elements will act as starters, which have either mho or a lenticular characteristic. The operating characteristic on R-X diagram is indicated in figure



The lenticular characteristics allows healthy overloads and hence prevents tripping on load encroachment.

Setting range: - 0.2 to 240 Ohms.

It has built-in feature of continuous self monitoring (on demand and periodic self testing).

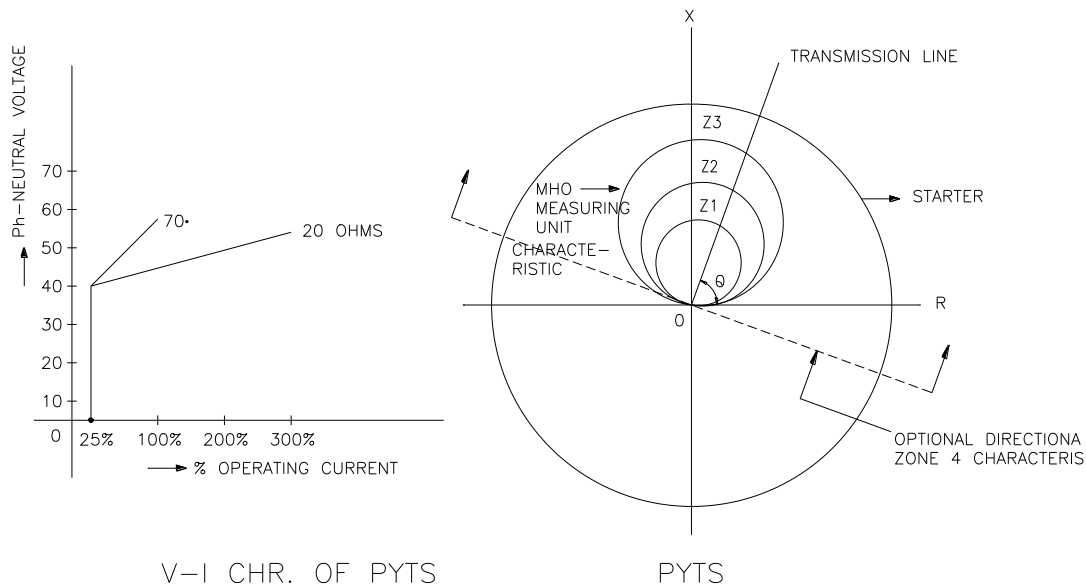
All the additional features provided by relay can be enabled or disabled with the help of switches provided for them.

vi) PYTS:-

It is a static switched scheme with modular plug-in construction (with built in test points). It has 3 under impedance starters and a single mho measuring unit. One U/I unit for power swing blocking. R-X diagram is indicated in figure

Setting range: 0.05 to 40 Ohms, with starter having range of 20 to 70 Ohms.

It has an uncompensated U/I starter, which has become a problem due to load encroachment for long lines.



The V-I characteristic of the starter is indicated in above figure.

When the voltage is less than 65% rated, the starter operates at a current greater than 0.25 In. With low voltages at some of the stations, this feature has caused relay to operate unnecessarily.

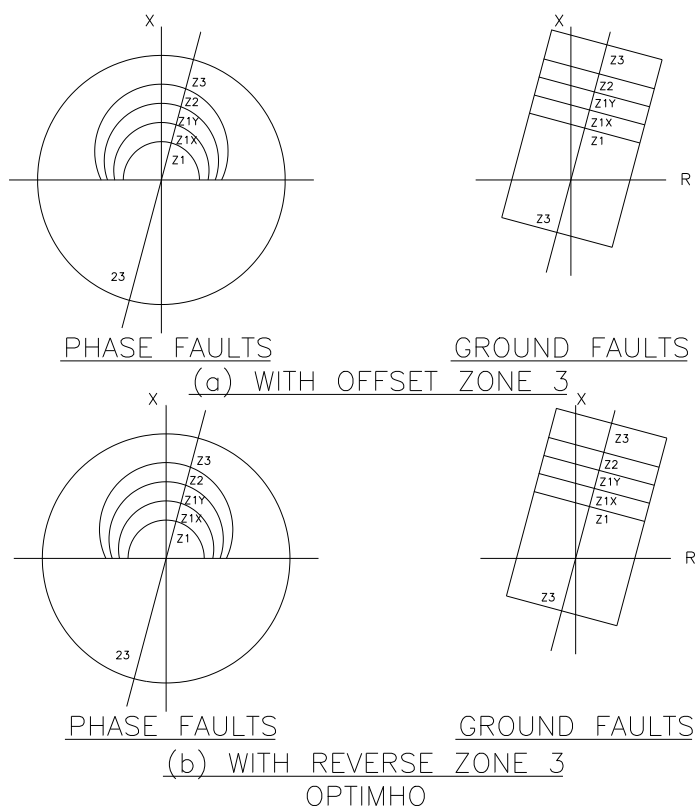
vii) OPTIMHO

Optimho distance relay is a non-switched protection scheme having 18 comparators and upto five zones of protection (three basic zones of measurement and two for zone extension schemes)

The relay has partially cross polarised shaped mho characteristics for zone-1 and zone-2 phase units. The zone-3 for phase faults have offset lenticular characteristics which permit the relay to be applied to long heavily loaded transmission lines without encroachment into the load impedance.

For earth faults, zone-1 and zone-2 units have quadrilateral characteristics with independent reaches in resistive and reactive axes. The zone-3 units are offset quadrilateral.

The zone-3 units for phase and earth faults can be chosen for offset or to see in reverse direction. The relay characteristic is indicated in Fig.



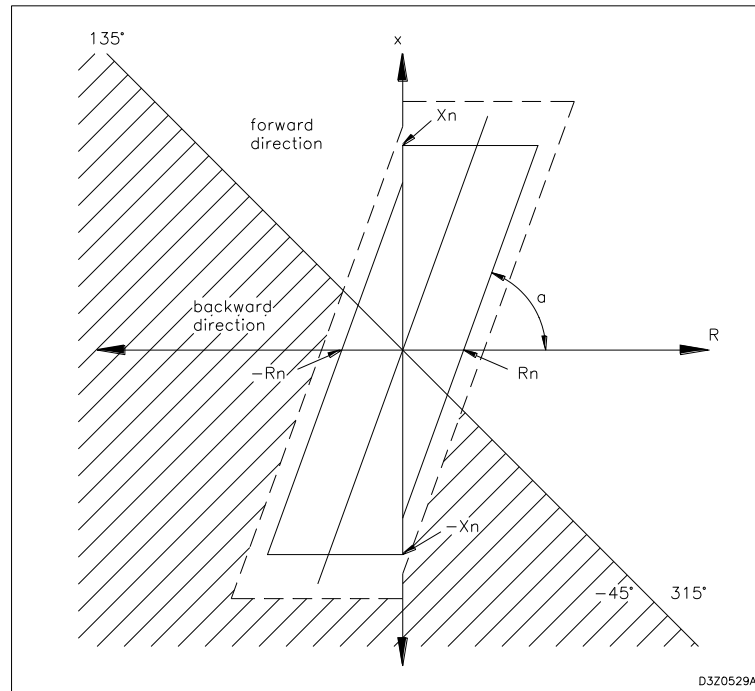
On event of failure of quadrilateral comparators, mho/lenticular comparators are automatically enabled but vice versa is not possible. The relay has self testing facility. It has 8 groups of settings and any one group can be set active.

PD – 521 : -

- It is a numerical protection relay with polygon characteristics.
- It consists of four impedance zones with independent R and X values for each zone
- Zone – 4 can be utilized as a special zone for cable protection.
- R – X diagram as indicated in figure.
- Through MMI, one can enter and edit the settings (The settings are password protected)

Setting Range : 0.1 to 2000 Ohms.

Timers : 0 to 10 Secs.



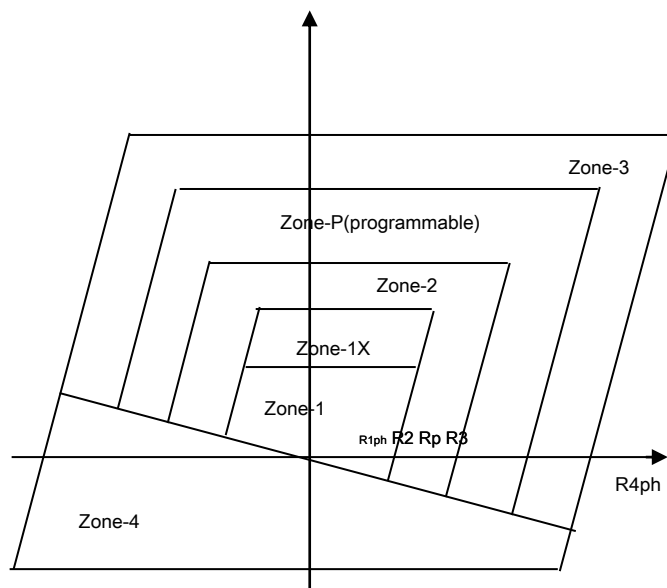
PD. 521

MICOM DISTANCE RELAY (Alstom make):

MICOM P440 series is a distance scheme with advanced numerical technology. MICOM P441 and P442 relays have five zones of phase fault protection and five zones of earth fault protection.

a) Phase fault protection

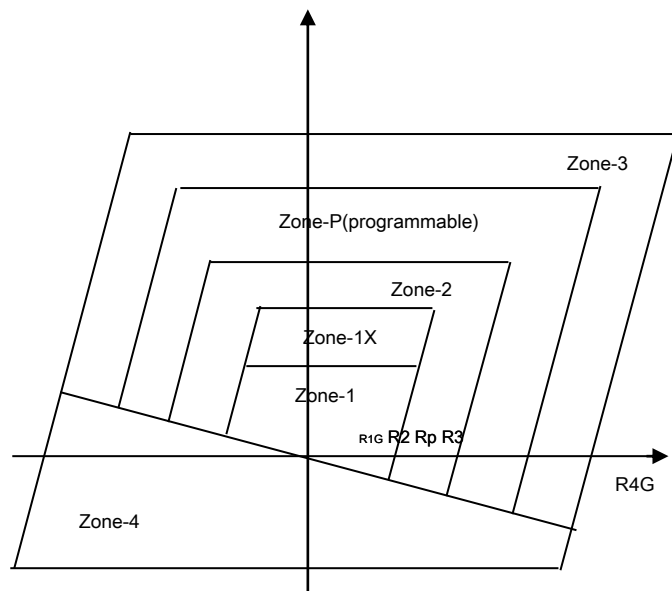
Phase fault quadrilateral characteristics is shown in the figure.



- i) Zones 1,2 & 3 – directional forward zones, as used in conventional three zone distance schemes. Note that Zone-1 can be extended to Zone-1X when required in Zone-1 extension scheme.
- ii) Zone P – Programmable. Selectable as a directional forward or reverse zone.
- iii) Zone-4 – Directional reverse zone. Note that Zone-3 and Zone-4 can be set together to give effectively a forward zone with a reverse offset.

c) Earth Fault Protection:

Earth fault quadrilateral characteristics is similar to the phase fault quadrilateral characteristics as shown below. Resistive reaches can be set independently for phase and earth fault protections.



All earth fault elements are quadrilateral shaped, and are directionalised similar to the phase fault elements.

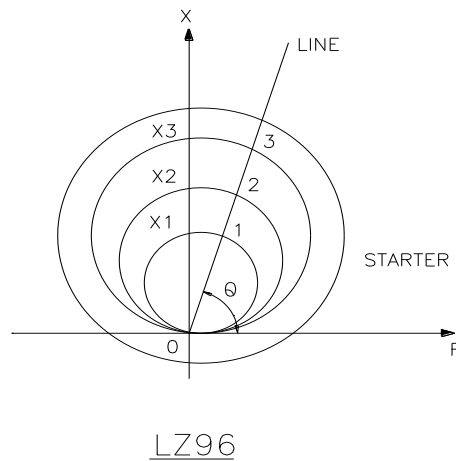
The impedance reaches of earth fault elements use residual compensation of the corresponding phase fault reaches.

2) Make: - BBC/HBB

i) LZ96:

It is a non-switched scheme with 3 underimpedance measuring units common for ground and 3-phase faults.

3 Nos. under impedance (offset mho) starters, one under-impedance unit for all possible phase to phase faults. R-X diagram is indicated in figure

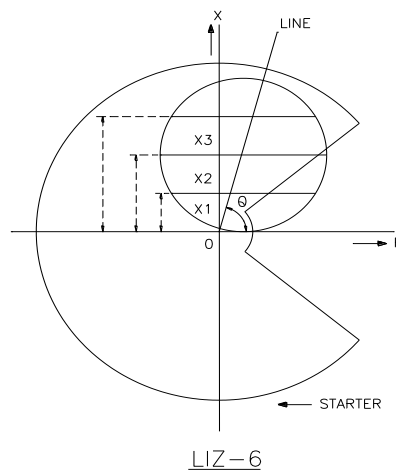


Forward and reverse reach can be selected independently in starters (with zone-4 time setting).

Setting range: 0.1 to 100 Ohms.

ii) LIZ6: -

It is a switched scheme with 3 under-impedance starters, 3 overcurrent starters and one neutral current starter. It has one reactance measuring unit for all faults. With the provision of angle replica unit the relay has special operating characteristic on R-X diagram indicated in figure, which permits high loading on long lines. This being the initial versions of static relays there have been number of component failure and are being phased out.

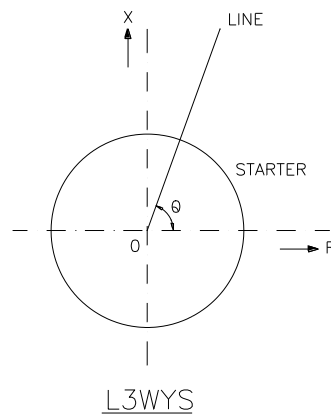


iii) L3 relays: -

a) L3WYS:-

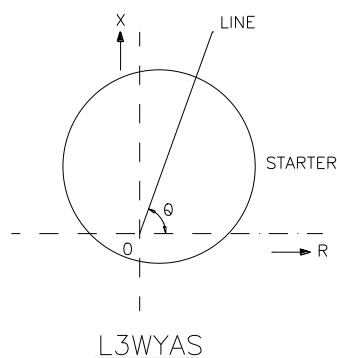
This relay consists of 3 under impedance starters and a single directional reactance measuring unit (CM relay).

It is four zone relay, the zone-4, starter step being non-directional. Time settings for all the four zones (including Zone-1) can be varied from 0.1 to 5 seconds. R-X diagram is indicated in figure.



b) L3wyas: -

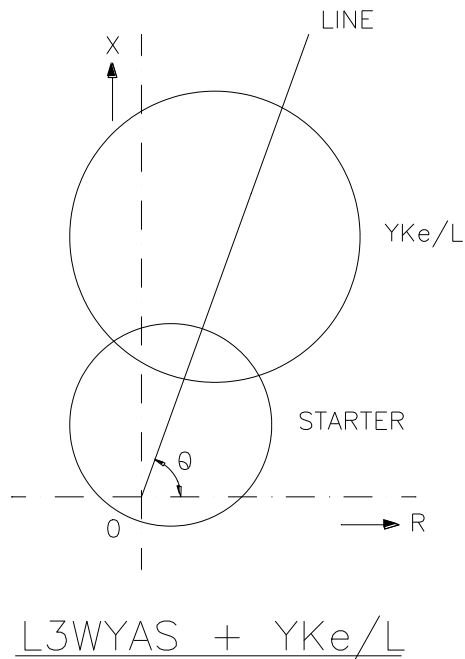
This is similar to L3WYS relay except that the U/I starters are provided with compounding chokes thereby shifting the circle, making it an offset mho as indicated in figures.



It is also supplemented by Yi/L - power swing blocking unit.

iv) L6ft: -

It is high speed, single step distance relay usually supplemented to L3wys or L3wys. It is set to protect 80% of line and without any time delay.



v) Yke/l relay: -

This consists of three under impedance starters, used in conjunction with L3wys relays. By provision of compounding chokes, the operating region of the Yke/l relay is shifted much above the origin of the R-X diagram. The operating characteristic of the combination of L3wys and Yke/l relay is indicated in figure.

It may be seen from the diagram that this combination permits much higher loading and protects longer lines, without any problem of load encroachment.

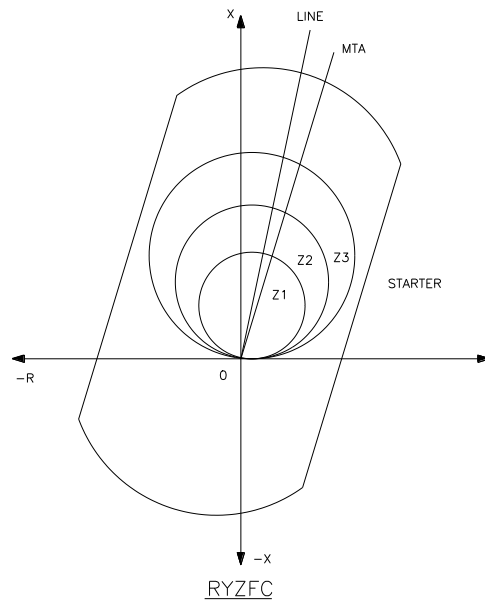
3) **Make: ABB: -**

i) RYZFC: -

It has come into service in the initial stage of the advent of static relays, has 3 mho measuring units for earth faults, one mho unit for phase faults and 3 under impedance starters.

In addition, this relay has negative sequence current starter with a fixed setting of 20% of I_n , which causes the relay to trip in Zone-4. The starter can be made to operate either as a circle or as oval.

R-X diagram is indicated in figure.



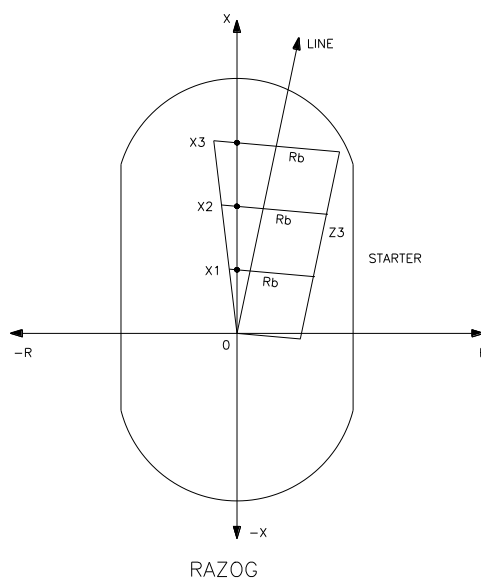
Setting range: - 1.8 to 200 Ohms.

- This relay is found to lose its directional sensitivity for closeby reverse faults and hence not recommended for use on feeders emanating from generating stations.
- Also the negative phase sequence starter is found to respond to very far end faults.

ii) RAZOG: -

It is a switched scheme with 3 under impedance starters and one reactance measuring unit. It has quadrilateral characteristic.

R-X diagram is indicated in figure.



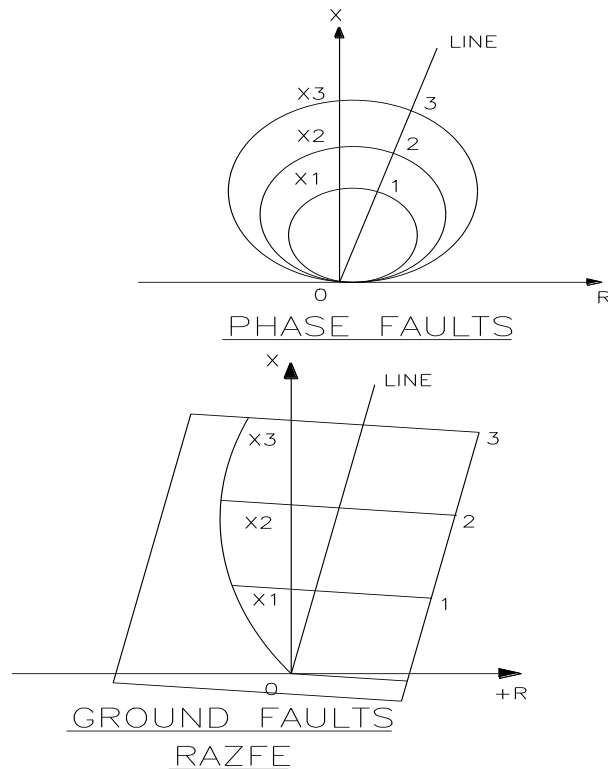
Setting range: 0.25 to 64 Ohms.

The starter can be made to operate either as a circle or oval.

iii) RAZFE:

It is static three zone non-switched scheme.

For ground and 3-phase faults, the distance relay has a reactance like operating characteristic, the reactance line being inclined by a few degrees towards resistance axis on R-X diagram, which provides excellent margin for high resistance faults and minimises effects of load current and remote ends infeed on distance measurement R-X diagram is indicated below.



To avoid load encroachment problem, the relay is provided with blinder, which has independent settings in resistive and reactive directions.

For phase to phase faults, mho units are used.

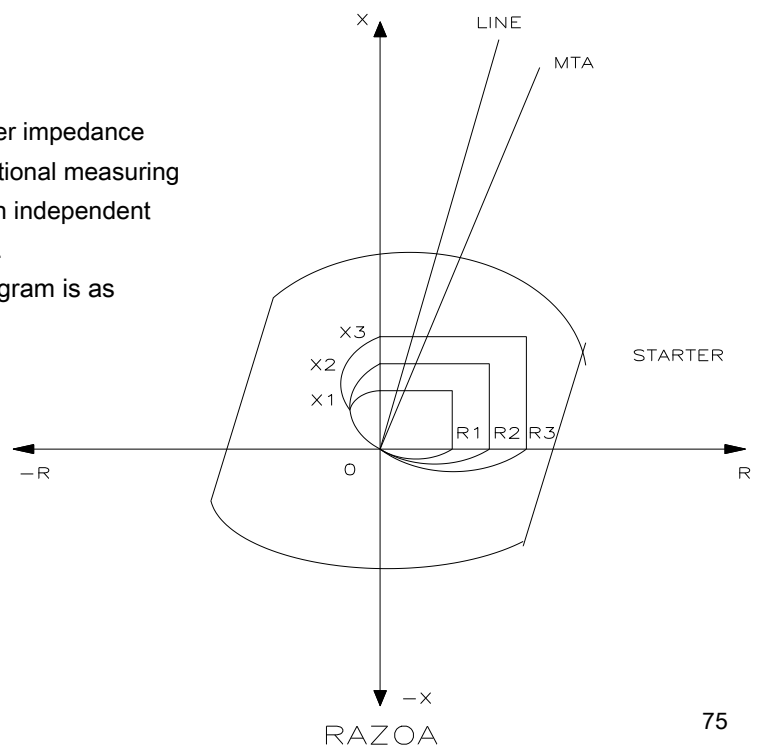
Setting range: 0.25 to 64 Ohms.

iv) RAZOA: -

It is a static scheme having 3 under impedance starters and one measuring unit. The directional measuring unit has got quadrilateral characteristic with independent settings in resistive and reactive directions.

R-X diagram is as

indicated.



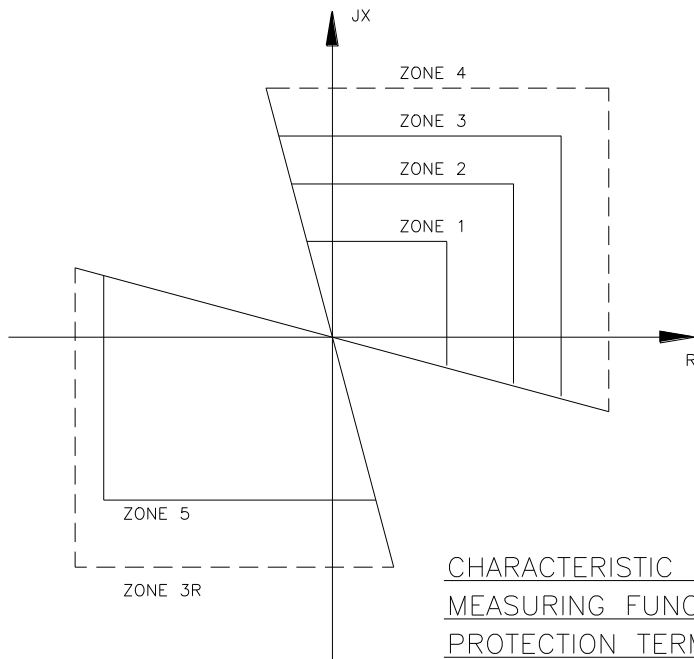
The U/I starter can be made to operate with a circle or oval characteristic with a selectable switch (S3: 1 ON for circle OFF for oval in RGZB module).

RGSB Module:

Directional : S1: 1 - OFF

Non-directional : S1: 1 - ON

Setting range : 0.16 to 64 Ohms.



CHARACTERISTIC OF THE IMPEDANCE
MEASURING FUNCTION IN THE LINE
PROTECTION TERMINAL REL 100

(v)

RELZ-100:

It is a numerical relay with quadrilateral impedance units for phase and earth faults. Each measuring unit has individual and independent setting of the reach in resistive and reactive directions, as well as for the zero sequence compensation factor, KN. Entire Zone-3 reach (in forward direction) is available in reverse direction with a separate timer T3R. R-X diagram is as indicated

Four groups of setting parameters are possible to suit different system conditions. Only one of the groups will be in service by choice.

It has continuous self monitoring and self testing feature and indicate the same by extinguishing "Relay Available" LED on the relay. Through MMI, one can enter; edit the settings, read the mean service values of line voltage, current, real, reactive power and frequency.

It stores data of latest 3 disturbances occurred. (The settings are not password protected).

Setting range: 0.1 to 150 Ohms. Timers: 0 to 10 Secs.

It has a feature which does overload supervision and unsymmetrical load condition, which can be used for alarm or trip.

vi) RADSL: -

This pilot wire protection scheme used for protection of short lines. It is very fast operating relay, clearing the faults in 100% of line without any time delay. This is commissioned on 220 KV KTS 'C' Station - KTS V Stage tie lines 1 & 2 at both ends as Main-1 protection scheme (MainII being RELZ-100 relay).

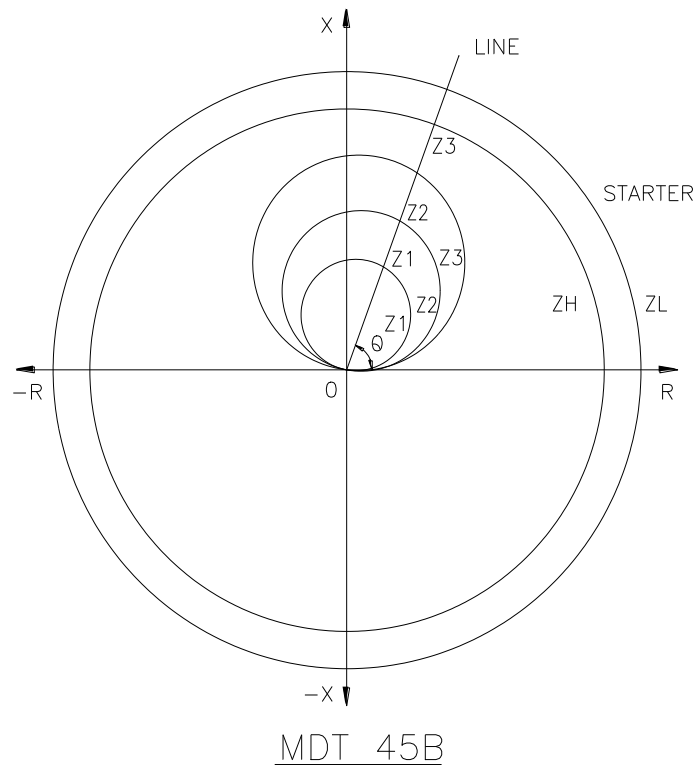
Likewise GEC make FAC34 pilot wire differential relays are provided on 220 KV NTPC RAMAGUNDAM tie lines 1 & 2 with backup O/L, E/L relays.

4) Make: - Universal Electric

i) MDT45B:

It is a non-switched 3-zone distance scheme with 18 measuring units, 3 Nos. low set starters ZL and 3 Nos. high set starters ZH. It is available in two ranges low and high.

R-X diagram is indicated in figure.

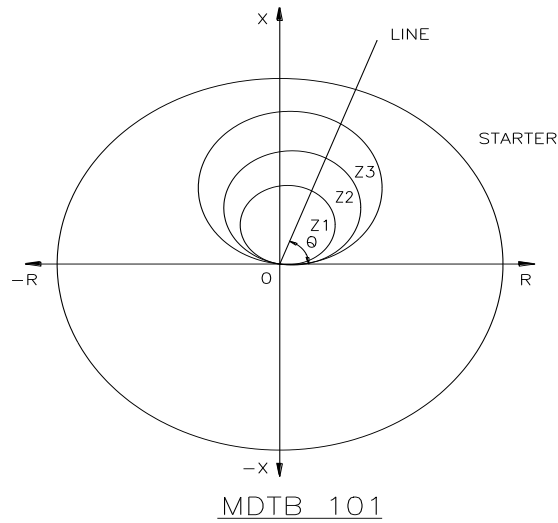


- a) For Low range:
Reactance Measuring units for Zone-1 & Zone-2.
- b) For High range:
Mho measuring units for Zone-1 & Zone-2.

ii) MDTB101:

It is switched scheme, with 3 impedance starters, one neutral overcurrent starter and one mho measuring unit.

R-X diagram is indicated in figure.



This relay has a V-I characteristic similar to that of PYTS relay. When the voltage is less than 65% rated, the starter operates at a current greater than $0.25 I_n$.

For 220 KV lines, the settings on Main-I distance relay must be on par with that of Main-II relay and vice-versa.

For 132 KV lines, distance relay along with directional O/L, E/L relays are used. The operating time of O/L, E/L relays for adjacent bus faults are set equal to or more than zone-2 time of distance relay.

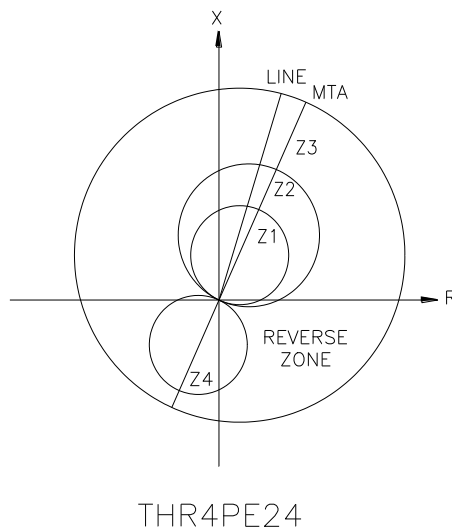
5) Make: - Easun Reyrolle: -

i) THR4PE24: -

It is static non-switched scheme with 3 forward zones and 1 reverse zone consists of a total of 24 measuring units. 12 Nos. mho units for zone-1 & zone-2 for phase and earth faults. 6 Nos. offset mho units for zone-3, 6 Nos. Mho units for reverse reach.

R-X

diagram is indicated in figure.

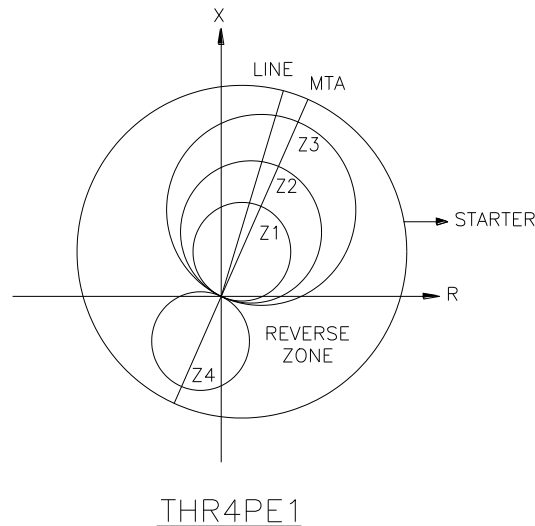


It has reverse reach set to $(c \times \text{zone-1})$ for phase faults and $(c \times \text{zone-1}) (1+KN)$ for earth faults, KN being compensation factor. Generally c is set equal to '1'.

ii) THR4PE1:-

It is static switched scheme with 3 offset mho starters and one mho measuring unit. R-X diagram is indicated in the figure.

It is available in low and high ranges: -



Setting range: -

Low range: - 0.08 to 9.5 Ohms (with A:0.8 to 9.6)

High range: - 0.4 to 47.5 Ohms (with A: 4 to 48)

The starter has a built in reverse reach, equal to 50% of forward reach for phase faults and 50% of forward reach $(1+KN)$ for earth faults, KN being compensation factor.

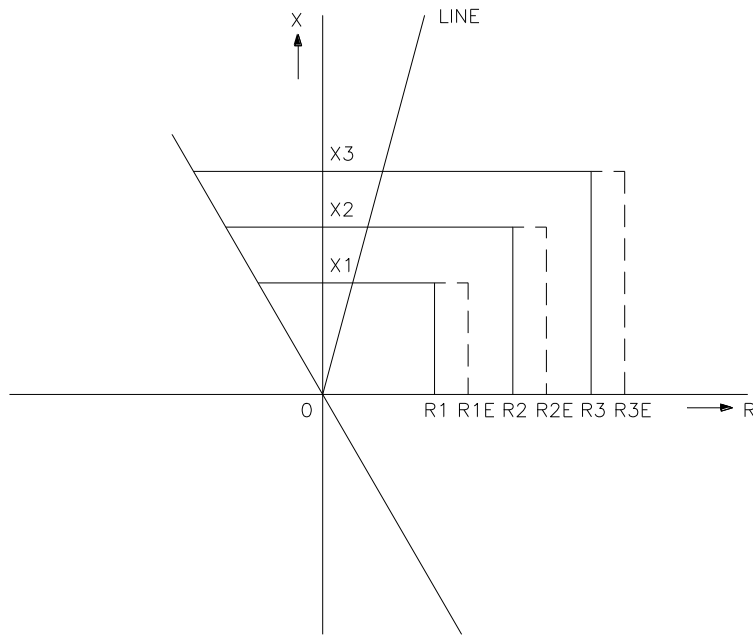
Make: - Seimens Ltd.

7SA511 relay:

It is a numerical protection scheme with 16 bit microprocessor. With three version of detectors.

- i) Phase selective overcurrent fault detector.
- ii) Voltage controlled (under-impedance) fault detector (with independent R & X reaches) and
- iii) Polygonally shaped angle-dependent impedance fault detector.

It has five zones (two of which can be used for communication schemes). R-X diagram is indicated below.



7SA511

Apart from common features, it provides Emergency overcurrent function, which comes into picture when main distance scheme is blocked due to VT fuse failure conditions.

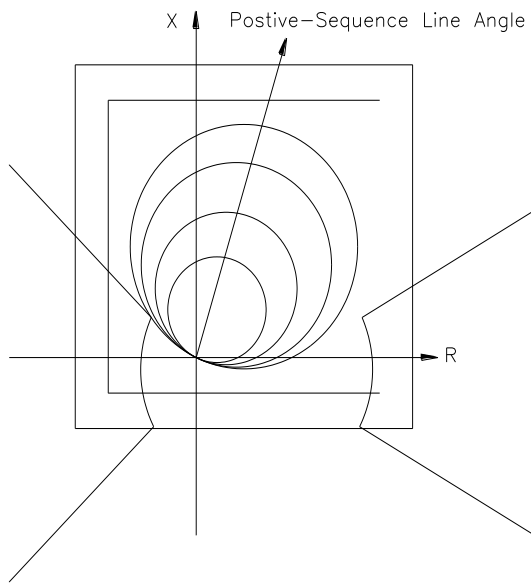
It provides two user defined logic functions. It has continuous self monitoring and self testing feature. It stores data of latest three faults and measures values of load current, operating voltage, power and frequency continuously.

Setting range: 0.1 to 200 Ohms with 0.0 to 32 sec (in step of 0.01 sec) timers.

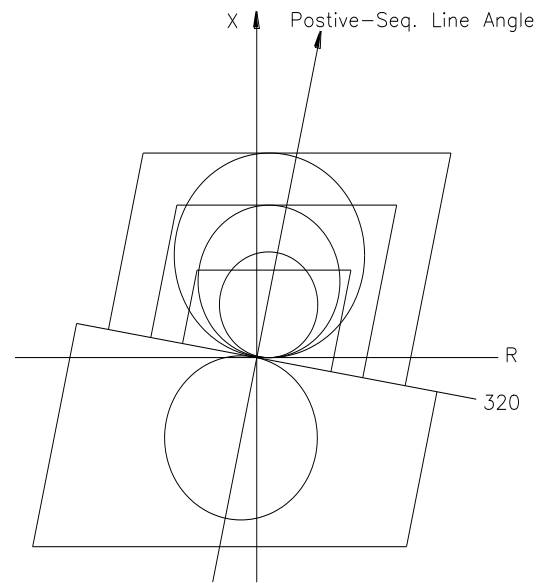
Four groups of settings are possible to suit different system conditions. Only one of the groups will be in service by choice.

SEL – 321: - It is numerical relay with

- a) Four Mho zones for phase faults with independent phase to phase overcurrent supervision.
- b) Four ground faults for Mho and Quadrilateral zones with independent phase and residual overcurrent supervision and zero sequence compensation.
- c) Two Quadrilateral zones for power swing blocking.
- d) Load-encroachment characteristics.
- e) Instantaneous, Definite time and IDMT overcurrent characteristics.
- f) Six (6) setting groups are available in the scheme.



Three-Phase and Phase-Phase Distance Characteristics



Ground Distance Characteristics

SEL321

Setting ranges:-

For Mho zones	:	0.25 to 320 Ohms (Secondary)
For Quadrilateral Zones	:	
Reactance	:	0.25 to 320 Ohms (Secondary)
Resistance	:	0.25 to 250 Ohms (Secondary)
Timers	:	0-2000 Cycles

Relay indications: purpose and meaning: -

The relay indications are a guide to identify the type and broad location of fault. They are the means to assess the relay performance by tallying with the actual faults occurred. They help in review and analysis of the trippings occurred. Different manufacturers used different symbols/flags of signaling different types of faults.

Whenever the relays operate, their indications should be noted before they are reset

Relay indications with their meanings on various types and makes of relays are indicated in the following tables.

CHART SHOWING RELAY INDICATIONS FOR VARIOUS RELAYS

S.No	Make & Type of Relay	Distance protection operated Trip.	Type of Fault with Indications				Zone Indication				Switch On-to Fault Trip	Power Swing Blocking	Carrier Relay Operated	V.T Fuse Failure
			Type Phase to phase	Indica-tions	Type Phase to Earth	Indications	Z1	Z2	Z3	Z4				
1.	EE/GEC MM3V		R-Y	30(A-B)	R-E	30A		30G 30G	2/2				85X	Tripping Blocked
			Y-B	30(B-C)	Y-E	30B	30G 30H		30H					
			B-R	30(C-A)	B-E	30C			30J					
2.	MM3T		R-Y	AB	R-E	AN	Z1	Z2	Z3					Tripping Blocked
			Y-B	BC	Y-E	BN								
			B-R	CA	B-E	CN								
			R-Y-B	AB,BC,CA										
3.	RR3V		R-Y	30(A-B)	R-E	30A 30G 30G 30G								Tripping Blocked
			Y-B	30(B-C)	Y-E	30B		30H	30H 2/2					
			B-R	30(C-A)	B-E	30C			30J					
4.	MR3V		R-Y	30(A-B)	R-E	30A 30G 30G 30G								
			Y-B	30(B-C)	Y-E	30B		30H	30H 2/2					
			B-R	30(C-A)	B-E	30C			30J					
5.	MR3V		R-Y	30A	R-E	30D 30G 30G 30G								Tripping Blocked
			Y-B	30B	Y-E	30E		30H	30H					
			B-R	30C	B-E	30F			30J					
6.	SSRR3V		R-Y	A,B	R-E	A	Z1	Z1,Z2	Z1,Z3					
			Y-B	B,C	Y-E	B				2/2 1				
			B-R	C,A	B-E	C								
			R-Y-B	A,B,C										

CHART SHOWING RELAY INDICATIONS FOR VARIOUS RELAYS

S.No	Make & Type of Relay	Distance protection operated Trip.	Type of Fault with Indications				Zone Indication				Switch Onto Fault Trip	Power Swing Blocking	Carrier Relay Operated	V.T Fuse Failure
			Type Ph to ph	Indications	Type Ph to E	Indications	Z1	Z2	Z3	Z4				
7.	EE/GEC PYTS		R-Y	A,B R-E		A		Z2	Z3	Z4	SOTF	PSB		
			Y-B	B,C	Y-E	B								
			B-R	C,A B-E		C								
			R-Y-B	A,B,C										
8.	SHPM "QUADRO MHO"		R-Y	A,B R-E		A		Z2	Z3		SOTF		AIDED TRIP	VFAIL
			Y-B	B,C	Y-E	B								
			B-R	C,A B-E		C								
			R-Y-B	A,B,C										
9.	LZ-96	D	R-Y	R,S	R-E	R								
			Y-B	S,T	Y-E	S								
			B-R	T,R	B-E	T		2	3	4			HF (Yellow)	
			R-Y-B	R,S,T										
10.	LIZ-6		R-Y	R,S	R-E	R,E		T2	T2, T3	T2, T3, T4				
			Y-B	S,T	Y-E	S,E								
			B-R	T,R	B-E	T,E								
			R-Y-B	R,S,T										

CHART SHOWING RELAY INDICATIONS FOR VARIOUS RELAYS

S.No	Make & Type of Relay	Distance protection operated Trip.	Type of Fault with Indications				Zone Indication				Switch On-to Fault Trip	Power Swing Blocking	Carrier Relay Operated	V.T Fuse Failure
			Type Ph to Ph	Indications	Type Ph to E	Indications	Z1	Z2	Z3	Z4				
11.	L3wyas/ L3wys/ Lz3	PD (D)	R-Y	PAR(R), PAS(S)	R-E	PAR(R)P E(E)		PSII (2)	PSII PS-III (2) (3)	PSII PS-III (2) (3)	PTa		PtrH	
			Y-B	PAS(S) <u>PAT(T)</u>	Y-E	PAS(S) PE(E)								
			B-R	PAT(T) <u>PAR(R)</u>	B-E	PAT(T) PE(E)								
12.	L6FT	PD3										PTa5		
13.	ASEA / ABB :- RYZFC	UD												
			R-Y	R,S	R-E	R		2	2,3	<u>2,3,4</u>		P	CS/CR	
			Y-B	S,T	Y-E	S								
			B-R	T,R	B-E	T								
14.	RAZOG	UD	R-Y	R,S	R-E	R		2	2,3	-		P		
			Y-B	S,T	Y-E	S								
			B-R	T,R	B-E	T								
			R-Y-B	R,S,T										
15.	RAZFE	U	R-Y }	2-phase Y-E	R-E	RN	<u>Z1</u>	Z2,	TK2,			P		
			Y-B }			SN	<u>Z2</u>	TK2	TK3					
			B-R }		B-E	TN								
			R-Y-B	3-Phase										

CHART SHOWING RELAY INDICATIONS FOR VARIOUS RELAYS

S.No	Make & Type of Relay	Distance protection operated Trip.	Type of Fault with Indications				Zone Indication				Switch On-to Fault Trip	Power Swing Blocking	Carrier Relay Operated	V.T Fuse Failure
			Type Ph to ph	Indications	Type Ph to E	Indications	Z1	Z2	Z3	Z4				
16.	ASEA/ ABB RAZOA	Trip												
			R-Y	R,S	R-E	R,N		2	2,3	2,3,4		P		
			Y-B	S,T	Y-E	S,N								
			B-R	T,R	B-E	T,N								
17.	REL-100	Trip Z	R-Y	<u>PSR, PSS</u> R-E		PSR, PSN TRZ1 (Trip-R)	Zm1,	TRZ2 TRZ3		TRZ3R	TREF	PSB	CRZ/CBZ VTF /	
			Y-B	<u>PSS, PST</u> Y-E		PSS, PSN (Trip-S)	Zm2,	Zm3		Zm3R SOTF (Reverse)				VTS
			B-R	PST, PSR B-E		PST, PSN (Trip-T)	Zm3							
			R-Y-B	PSR, PSSP ST										
18.	UE MDT-45B		R-Y	AB, ZIS	R-E	A	Z1	Z2	Z3	Z4	SOFT	PSB	RR/CS	SV
			Y-B	BC, ZIS	Y-E	B								
			B-R	CA, ZIS	B-E	C								
			R-Y-B	<u>ABC, ZIS</u>										
19.	UE MDTB-101		R-Y	AB	R-E	A		Z2	Z3	Z4	SOFT		CAT	VTF
			Y-B	BC	Y-E	B								
			B-R	CA	B-E	C								
			R-Y-B	ABC										
20.	ER THR4PE24	PO	R-Y	r, y	R-E	r							Pt	
			Y-B	y, b	Y-E	y		1	2	3				
			B-R	b, r	B-E	b								
			R-Y-B	r, y, b										

CHART SHOWING RELAY INDICATIONS FOR VARIOUS RELAYS

S. No	Make & Type of Relay	Distance protn. operate d Trip.	Type of Fault with Indications				Zone Indication				Switch On-to Fault Trip	Power Swing Blocking	Carrier Relay Optd	V.T Fuse Failure
			Type Ph to ph	Indications	Type Ph to E	Indications	Z1	Z2	Z3	Z4				
21	THR4PE1 PO		R-Y	r, y	R-E	r, Earth		2	3	2&3				
			Y-B	y, b	Y-E	y, Earth								
			B-R	b, r	B-E	b, Earth								
			R-Y-B	r, y, b										
22	SIEMENS RIZ-24a		R-Y	JR,JS,R,S	R-E	JR,TM, R,M		T2	T3	T4		P		
			Y-B	JS,JT,S,T	Y-E	JS,JM,S,M								
			B-R	JT,JR,T,R,B	B-E	JT,JM,T,M								
			R-Y-B	JR,JS,JT,R ,S,T										
23	75A511		R-Y	LED 2,3, 12,13	R-E	LED 2,5,12 LED 7		LED 8	LED 9	LED 10			AR	
			Y-B	LED 3,4, 13,14	Y-E	LED 3,5,13								
			B-R	LED 4,2, 14,12	B-E	LED 4,5,14								
			R-Y-B	LED 2,3, 4,12,13, 14										
24	IGE:- a) GCY-51A b) GCX-51A													
			R-Y	R,Y										
			Y-B	Y,B			I	II	III					
			B-R	B,R										
					R-E	R								
					Y-E	Y								
					B-E	B								

Distance relays in service in A.P.System:

S.No. Make		Main-I distance relay	Main-II relay
1.	GEC Alstom/ EE	MM3V - - SHPM OPTIMHO EPAC MICOM	MR3V SSRR3V (MHO/UI starter) RR3V PYTS PD521 MICOM
2.	ABB/ASEA	RYZFC RAZFE RELZ-100 REL511 REL521 REL316 RADSL	RAZOG RAZOA
3.	BBC/HBB	LZ96 L3wys+L6ft L3wys+L6ft	LIZ6
4.	SEIMENS	7SA511 -	7SA511 RIZ24a
5.	ER	THR4PE24 SEL-321	THR4PE1
6.	UE	MDT45B	MDTB101

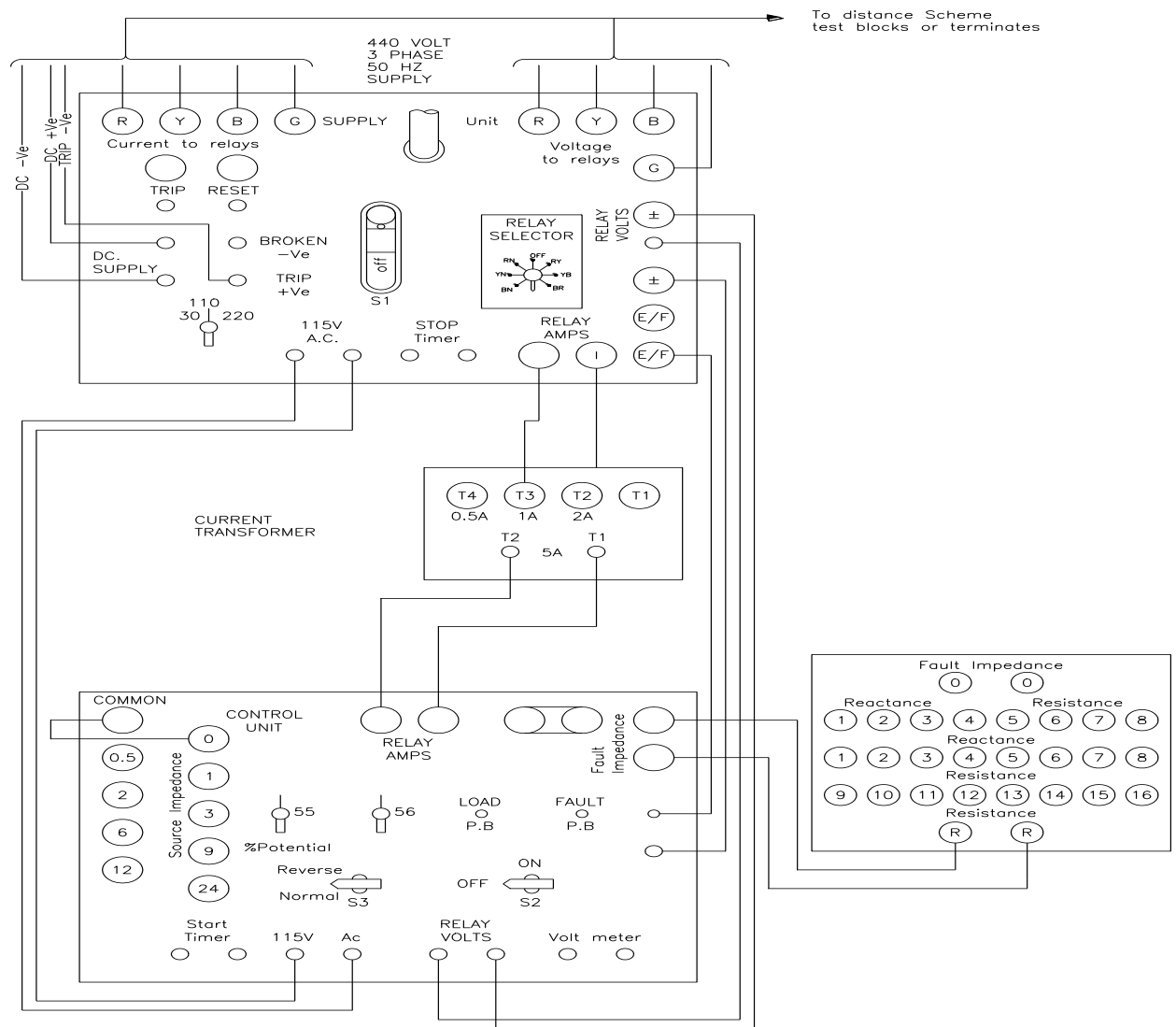
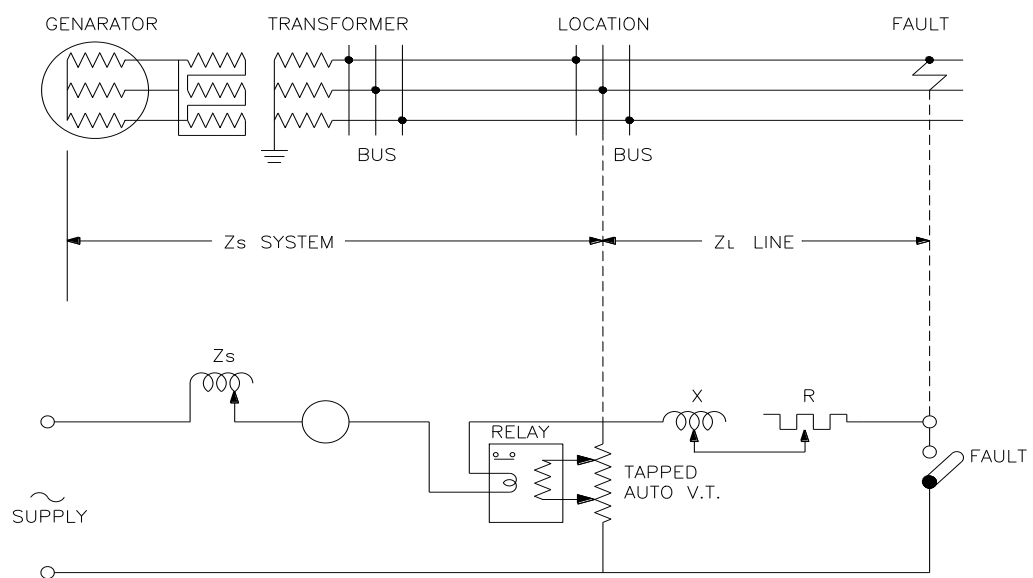
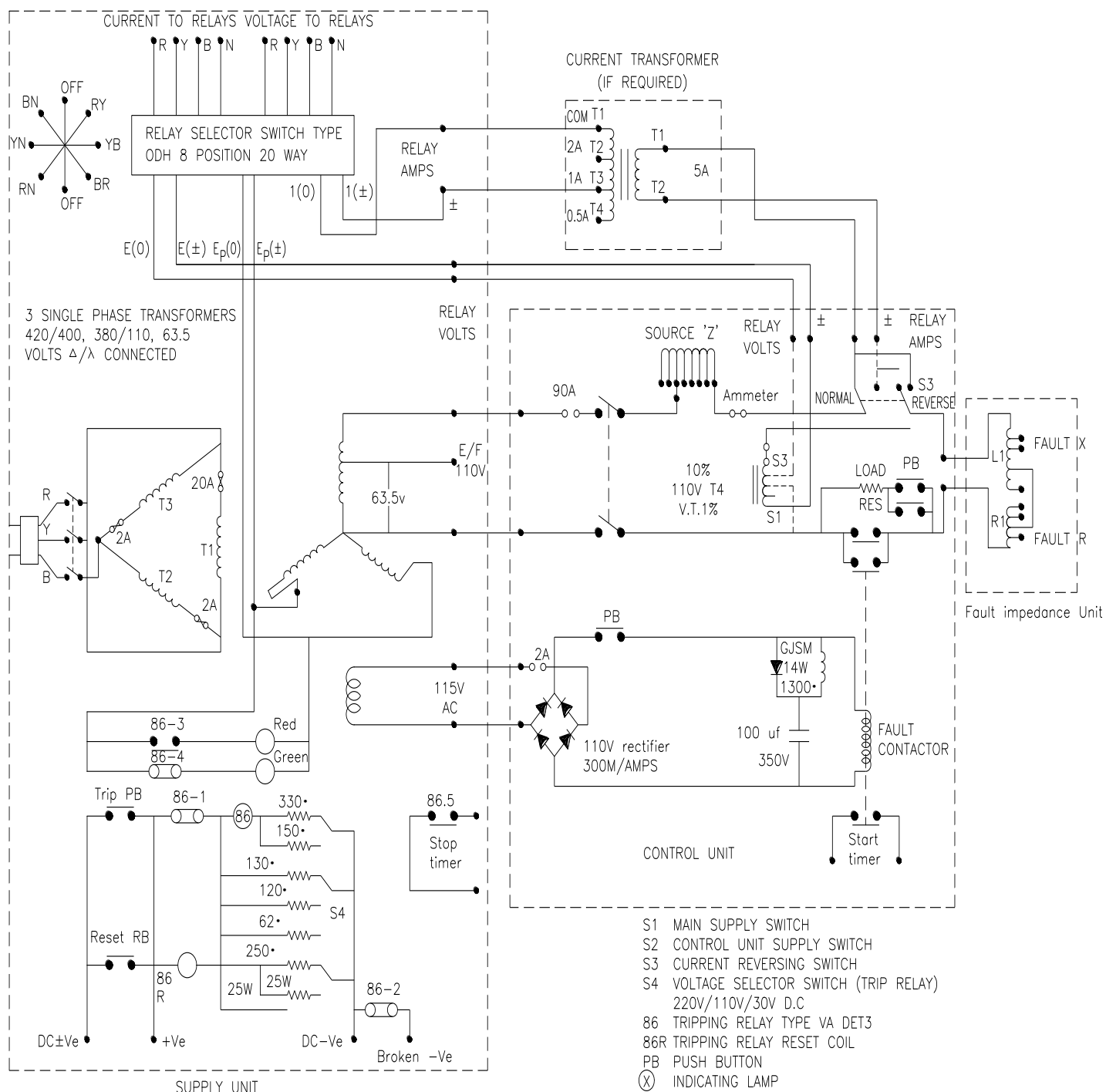


FIGURE 3



TEST CIRCUIT EQUIVALENT OF POWER SYSTEM



SCHEMATIC DIAGRAM 3 PHASE PROTABLE DISTANCE TEST SET MK11 (EE ZFB)

BUSBAR PROTECTION

Busbar Arrangements & Protection

In order to maintain system stability and minimise fault damage due to high fault levels, instantaneous tripping for busbar faults is necessary.

Busbar protection scheme should be:

- a) Completely reliable
- b) Absolutely stable for heavy through faults
- c) Selective
- d) Accurate and fast operating

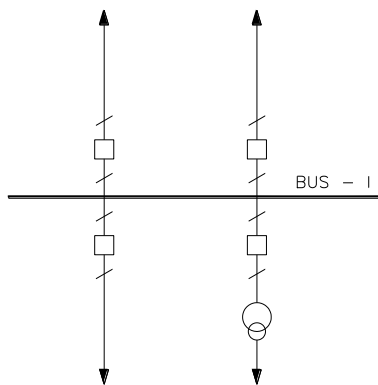
General Busbar Arrangements

a) Single Busbar Arrangement

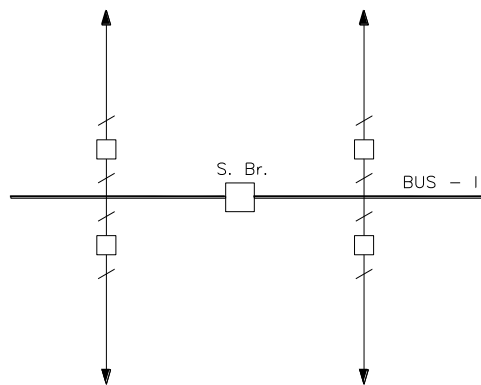
This has only single busbar to which all lines/Transformers/Generators, etc. are connected. In the event of the fault on the bus entire bus has to be deenergised and a major outage occurs.

b) Single Sectionalised Busbar Scheme

In this, main bus is divided into two sections with a circuit breaker. One complete section can be taken out for maintenance or for breakdown works without distribution continuity of other section.



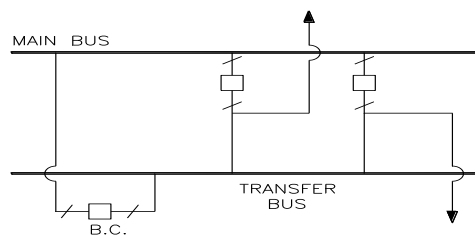
SINGLE BUSBAR



SINGLE SECTIONALIZED BUSBAR

c) Main & transfer busbar scheme: -

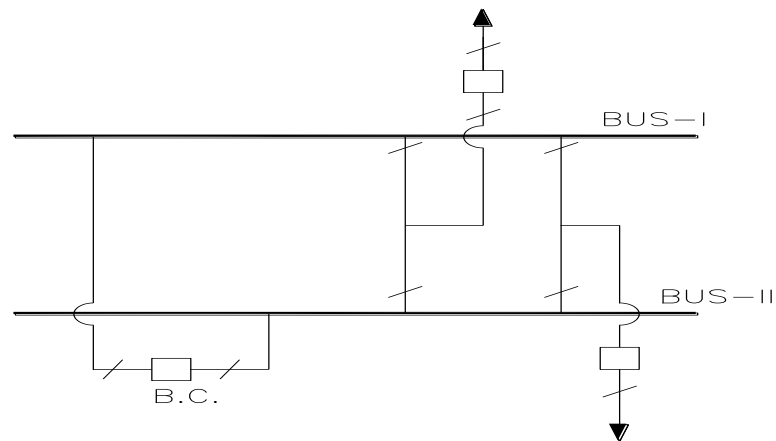
With this arrangement, any line breaker (one at a time) requiring maintenance can be transferred to transfer bus. The feeder protection thus gets transferred to trip bus couple breaker. On fault occurrence or maintenance, entire bus becomes de-energised.



MAIN AND TRANSFER BUSBAR

d) Double Bus arrangement :-

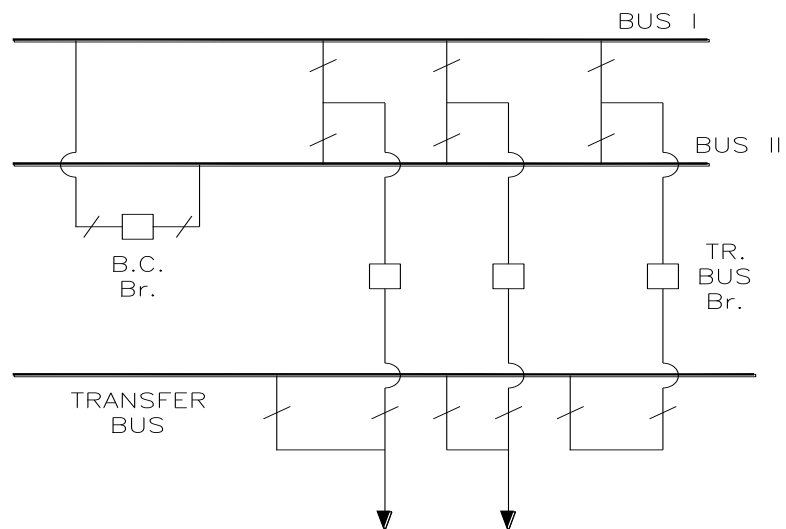
Flexibility of transferring any line to any of the buses. On fault occurrence or maintenance only one bus becomes dead, while other bus remains in service.



DOUBLE BUSBAR

e) Double bus and transfer bus arrangement:-

Combination of main and transfer bus and double bus arrangement.

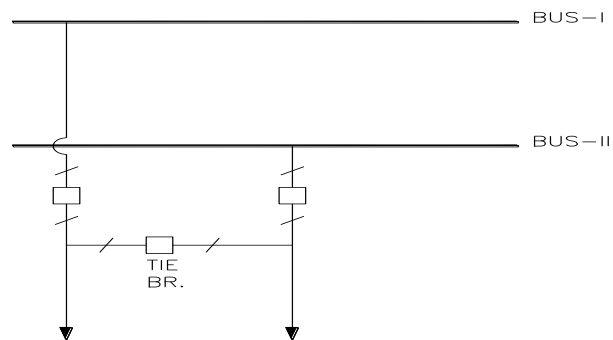


DOUBLE AND TRANSFER BUSBAR

f) Breaker and half arrangement: - (One and half Breaker arrangement)

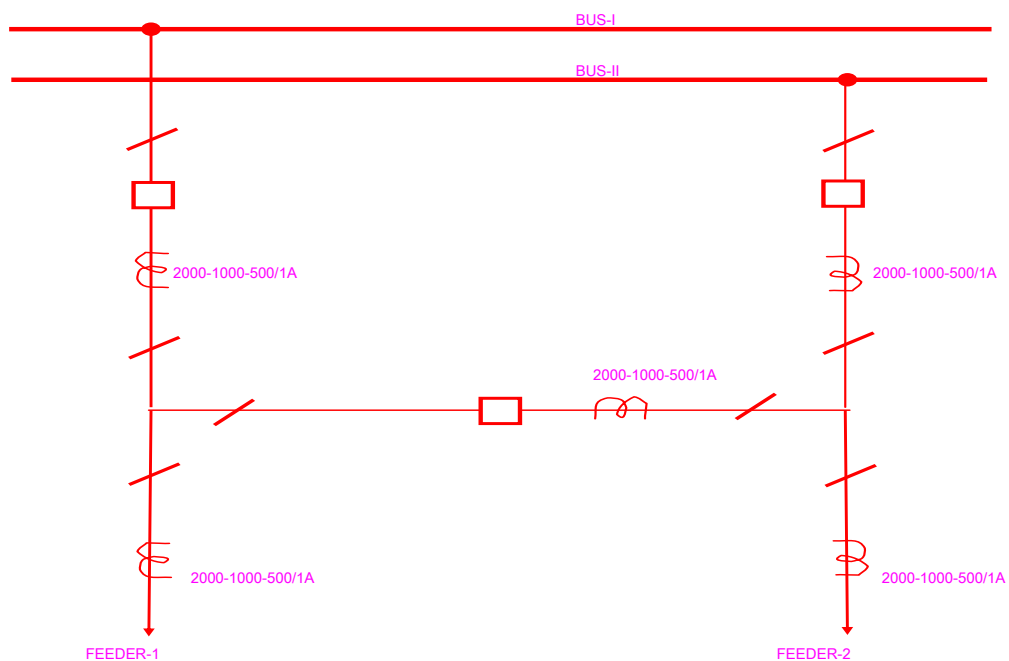
Advantages:-

- 1) It has 3 breakers for two connections. Each circuit is connected to a particular bus.
- 2) No changeover of line from one bus to the other is required.
- 3) This pairing is done such that one is a source and the other a load.
- 4) For breaker maintenance of any line, the load gets transferred to the other bus.
- 5) On occurrence of a bus fault or for maintenance all the interconnections will be on healthy bus.
- 6) Even if both buses become dead, lines can still be in service through the tiebreakers.



BREAKER AND HALF SCHEME

ONE AND HALF BREAKER SCHEME WITH 5 CT METHOD



400 KV System Protection:

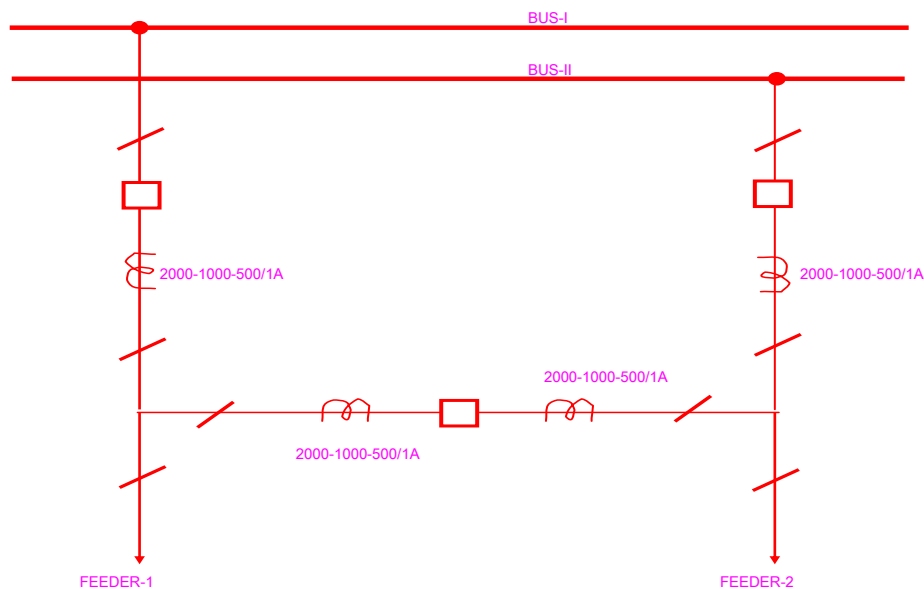
Generally the 400 KV Substations are provided with breaker and half arrangement. In breaker and half scheme five CTs method or four CTs method will be adopted for protection.

Five CTs Method:

The CTs arrangement is shown in the figure for 5 CTs method in breaker and half scheme.

- a) Line side CTs will be utilised for Line Protection
- b) Bus side CTs will be utilised for bus protection.
- c) Teed Protection will be used to cover blind area between bus CTs, Line CTs and Tie Breaker CT.
- d) Two differential relays are provided for each T-Section by summing the three concerned CTs i.e. CT1, CT2 & CT5 for T-Section of feeder-1 and CT3, CT4 and CT5 for T-Section of feeder-2.

ONE AND HALF BREAKER SCHEME WITH 4 CT METHOD



Four CTs method:

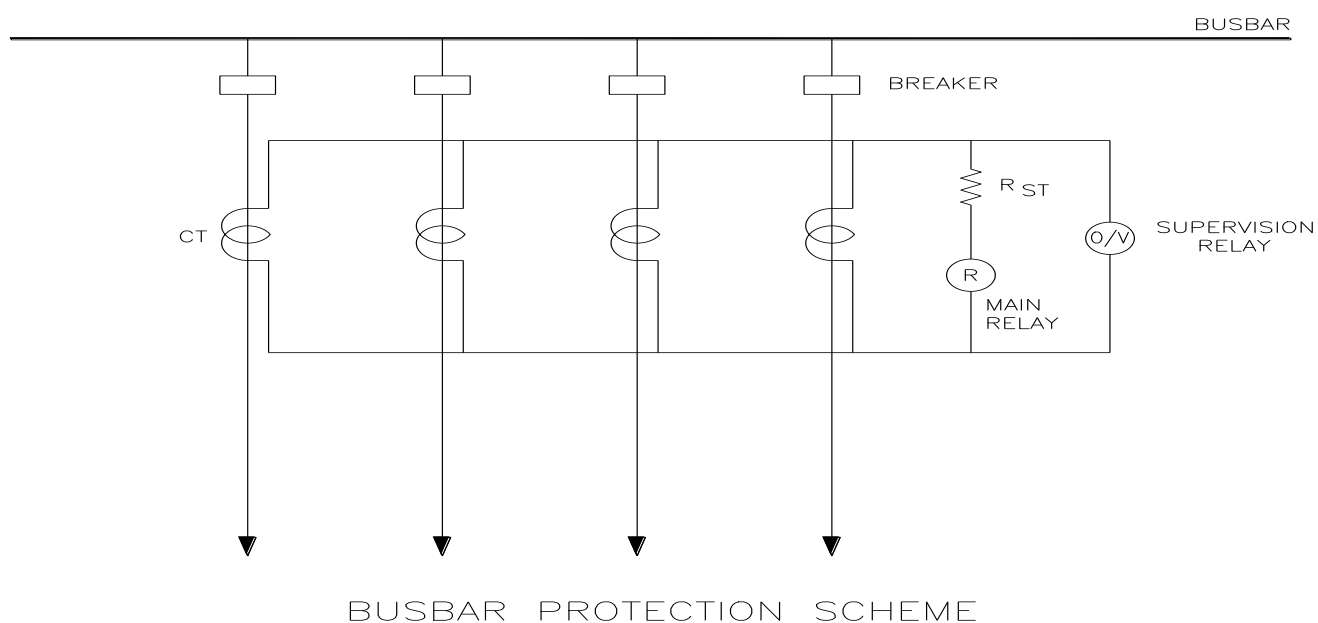
The CTs arrangement is shown in the figure for 4 CTs method in breaker and half scheme.

- a) For feeder protection both bus CT and opposite tie breaker CT will be summated and connected to the relay (CT1 & CT4 for feeder-1, CT2 & CT3 for feeder-2).
- b) Bus side CTs will be utilised for busbar protection.
- c) There is no uncovered zone in 4 CTs method.

Busbar Protection Scheme

- 1) High impedance circulating current scheme
- 2) Biased differential or low impedance circulating scheme.

S.No.	Details	High impedance circulating current relay	Low impedance biased differential relay
1.	Principle	The currents entering and leaving the busbar are compared continuously. It involves choosing of impedance high enough to stabilise the relay for heavy external faults.	It has differential and bias setting. The resultant bias is proportional to arithmetic sum of all currents, whereas the operating current is vector sum of all circuit currents.
2.	CTs	It requires all identical CT ratios	It can work with CTs of unequal ratios also.
3.	Burden	Imposes comparatively high burden on CTs. Auxiliary CTs reduce the performance of scheme	Imposes less burden on CTs. Auxiliary CTs have no effect on performance of scheme
4.	CT Saturation	Operation of scheme even when CTs get saturated during internal faults	Operation of scheme even when CTs get saturated during internal faults.
5.	Performance	Highly sensitive for internal faults and completely stable for external faults	Highly sensitive for internal faults and completely for external faults
6.	Relays in A.P System GEC make CAG34, PBD CB		GEC make MBCZ ABB make RADSS



RELAY SETTING CALCULATION PRINCIPLES

High Impedance Busbar Protection:-

Relay Operating Current and Stabilising Resistor are to be set in high impedance scheme. An Operating Current (I_{op}) of 10% or 20% of I_n can be set.

During through fault, the voltage developed across the relay is

$$V = I_f (R_{CT} + 2 R_L)$$

Where I_f = Fault current

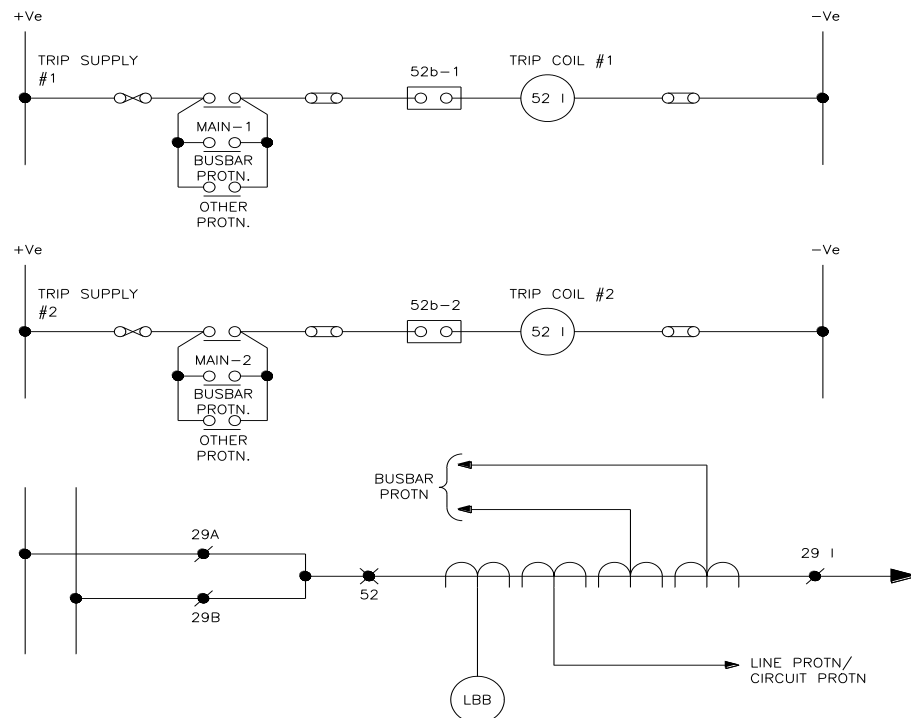
R_{CT} = Internal resistance of CT

 R_L = Cable resistance

Stabilising Resistor R_{st} can be computed as follows.

	V	VA burden of relay
R _{st} =	--- (-)	-----
	I _{op}	I _{op} **2

C.B. TRIPPING



PRIMARY CIRCUITS

For some high impedance schemes, only Voltage Setting 'V' will be set.(The calculations are similar to that of Restricted Earth Fault relay setting for the Transformer protection).

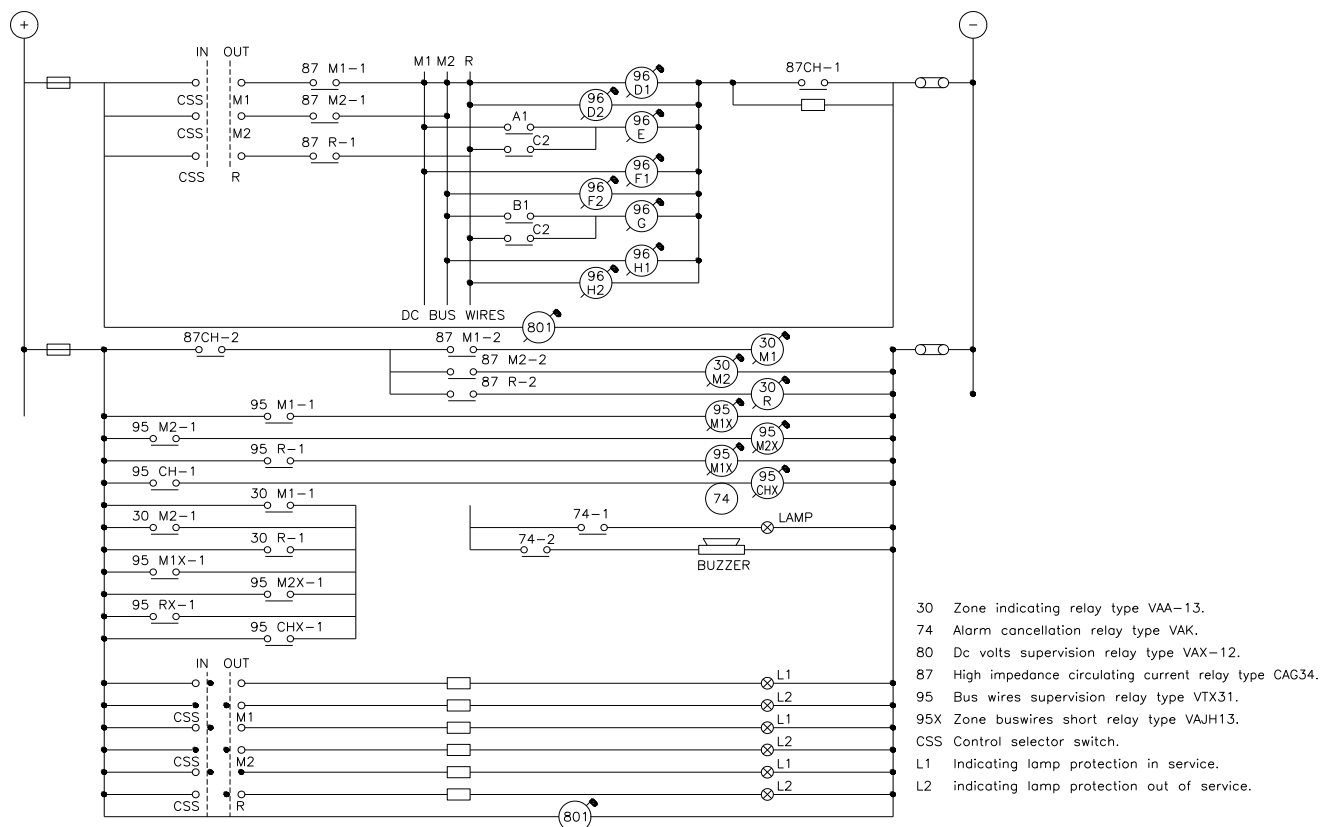
Low Impedance Busbar Scheme:-

This relay operates on circulating current principle and differential current setting (20% I_n) is adopted on the relay. The bias setting is generally set by the relay manufacturer based on bus fault levels.

Busbar Protection

a) Check Feature: -

To prevent incorrect tripping due to damage to wiring and equipment from extraneous sources, check relay is provided. This check relay is provided by duplication of primary protection using a second set of current transformers cores on all circuits other than bus section and bus couple units. The check system is arranged in a similar manner of the primary protection, but forms one zone only covering the whole of the busbars (in case of single sectionalized busbar or both the buses (in case of double busbar arrangement).



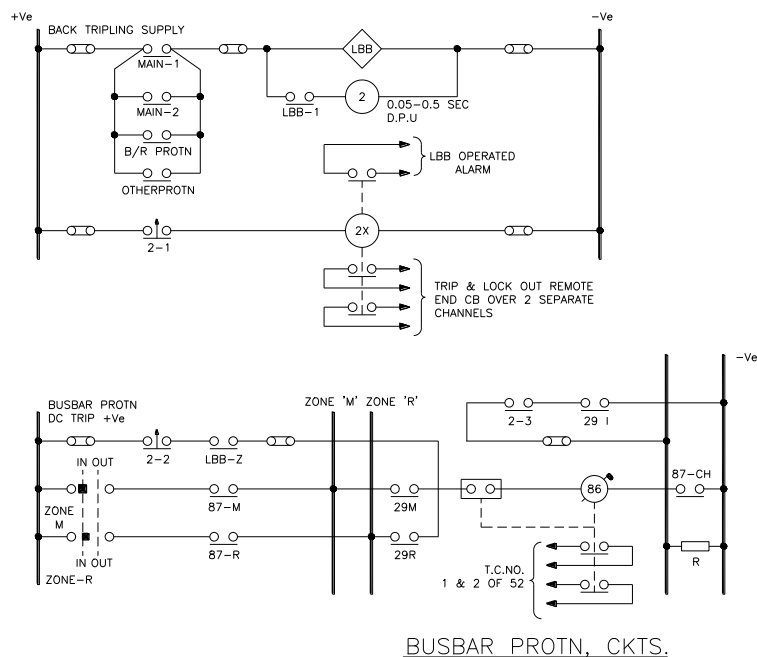
D.C. CIRCUITS FOR HIGH IMPEDANCE CIRCULATING CURRENT SCHEME

b) Supervision

When a CT secondary winding or connections between CT and the relay circuit become open circuited, the relay may mal operate for load or through faults depending on the effective primary setting. This condition of an open circuit can be detected by using supervision (over voltage) relay, which is arranged to give alarm.

The supervision must be time delayed to avoid a false alarm during genuine fault conditions, typically three seconds is adopted.

BACK TRIPPING LBB THROUGH BUSBAR PROT.N, CKTS.



BUSBAR PROT.N, CKTS.

BREAKER FAILURE RELAY (LBB PROTECTION)

Main protective schemes provided for line /transformer/generator are required to operate and clear the fault immediately, isolating the faulty section of the system. It is then important that the circuit breaker operates correctly, clearing the fault quickly by tripping. However there is a risk that breaker may not trip (either due to mechanical sluggishness or due to inability to interrupt heavy fault current). Then the fault gets cleared by backup relays at remote stations.

Increasing power system complexity demands shorter fault clearing times. It is therefore necessary to provide breaker failure relay (also called “Local breaker backup relay” or “Stuck breaker protection”). This scheme will isolate the bus to which the stuck breaker is connected, faster. It comprises of O/L & E/L relays with a timer. The LBB relay is energised by trip command of main protection schemes and thus initiate master trip relay of the busbar protection scheme after elapsing of defined time. Then the entire breaker connected to the bus get tripped, thus isolating faulty element.

In A.P System, ABB make RAICA, GEC make CTIG39 type breaker failure relays are commonly used. The general practice is to set the current setting = 20% of I_n and Time setting = 200 m .Sec. The schematic diagrams for the application of the LBB relay (type CTIG) are indicated in the figure.

Even if the bus bar protection scheme is not available, the LBB scheme can be made use of by providing special trip circuits and trip relays similar to that of bus protection trip circuits for each line. A schematic for such application is indicated in figure.

O/L & E/L RELAYS

Types of O/L Relays:-

1) Inverse definite minimum type relays (IDMT):-

a) Normal Inverse

i) 3.0 sec relays - i.e. 3.0 sec. at ten times pickup with T.L of 1.0

ii) 1.3 sec relays - i.e. 1.3 sec. at 10 times pickup

b) Very Inverse relays

c) Extremely Inverse relays

2) Definite Time Relays

Instantaneous highest O/L relay supplementing the above O/C relays. By providing a timer, the required time delay can be obtained.

The O/L, E/L relays are used for line protection (for 11KV to 132KV) and for Transformer Protection.

O/C relaying is very well suited to distribution system protection for the following reasons:-

1. It is basically simple and inexpensive
2. Very often the relays do not need to be directional and hence no PT supply is required.
3. It is possible to use a set of two O/C relays for protection against inter-phase faults and a separate O/C relay for ground faults.

Pick-up Setting

For coordination of the inverse time O/C relays, the pickup current and time dial setting are to be chosen. The pickup of the relays must be chosen such that it will operate for all short circuits in its own line and provide backup for adjoining lines, keeping in view of maximum full load current.

O/C relay

Pickup setting = $I_{max.load}$

E/F Relay

Pickup setting = 20% of rated current.

For the E/F relay, the load current is not a factor in the selection of pickup settings and is normally set at 20% of rated current.

Time Settings

The actual operating time of the O/C & E/F relays can be varied by proper selection of the 'Time Dial Setting' which is selectable from 0.1 to 1.0.

Time dial settings are to be chosen by having proper coordination and gradation in the system. Gradations between successive relays are obtained by 'Selective time interval' which is usually set between 0.3 to 0.4 Sec.

The operating time of various types of IDMT relays are in the sketches. Also can be obtained by the formulae: -

$$\begin{aligned}
 \text{Normal inverse} & : t = \frac{0.14 \times TL}{(PSM)^{0.02-1}} \\
 \text{Very inverse} & : t = \frac{13.5 \times TL}{PSM - 1} \\
 \text{Extremely inverse} & : t = \frac{80 \times TL}{(PSM)^{2-1}}
 \end{aligned}$$

where $PSM = \text{Fault Current} / (\text{C.T. Ratio} \times \text{Plug Setting})$

Calculation example for O/L & E/L relay on line/Transformer:

For remote bus fault, fault current through the protected element

$$\begin{aligned}
 &= \text{3-Phase : 3000 A (Assume) SLG} \\
 &\quad : 2500 \text{ A (Assume)}
 \end{aligned}$$

O/L relay:

Adopted C.T. Ratio on protection line = 600/1 A (Assume) Pickup
 Setting for O/L relay = 1 A (Plug Setting)

$$\text{PSM for O/L relay} = \frac{3000}{(600/1 \times 1)} = 5$$

Actual time of operation for O/L & E/L relays is generally set to grade with the down side system.

Assume time setting required = 0.4 Sec.

$$\text{Actual Time of Operation (ATO) : 0.4} = \frac{0.14}{\text{-----}} \times TL \text{ (For Normal Inverse) } (5)^{0.02-1}$$

$$\begin{aligned}
 T.L &= \frac{0.4 \times 0.0327}{0.14} = 0.093
 \end{aligned}$$

Set Time Dial (TL) for O/L relay = 0.1

$$\begin{aligned}
 &\text{Actual Time of Operation (ATO) for O/L relay} \\
 &\text{(With T.L:0.1)} \quad T = \frac{0.14}{(5)^{0.02-1}} \times 0.1 = 0.42 \text{ Sec.}
 \end{aligned}$$

E/L relay:-

Pickup setting for E/L relay = 0.2 A

$$\begin{aligned}
 \text{PSM for E/L relay} &= \frac{2500}{600/1 \times 0.2} = 20.8
 \end{aligned}$$

If PSM exceed 20, set PSM = 20 Actual

Time of Operation (ATO)

$$\text{for E/L relay} \quad = 0.4 = \frac{0.14}{(20)^{0.02-1}} \times \text{T.L.}$$

$$\text{T.L.} = \frac{0.4 \times 0.0617}{0.14} = 0.176$$

Set T.L = 0.2

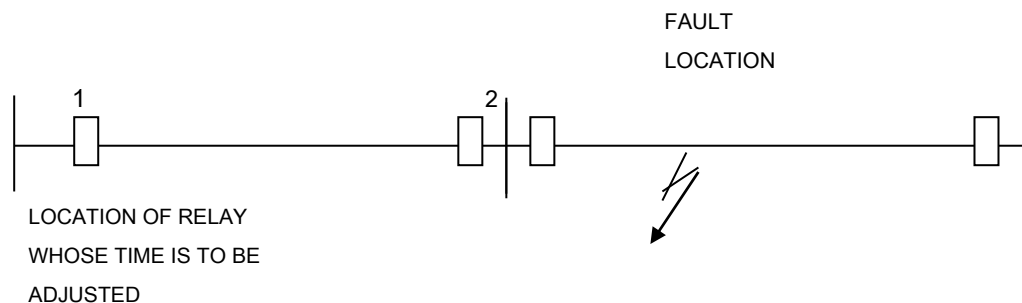
Actual Time of Operation for E/L relay with T.L = 0.2

$$T = \frac{0.14}{1} \times 0.2 = 0.45 \text{ Sec. } (20)^{0.02-1}$$

Selective time interval:

The time interval between two successive breakers to provide the required selectivity is termed as selective time interval.

Consider the following:-



The operating time of the relay at 1

$$\text{i.e., } t_1 = t_2 + b_2 + 0_1 + f$$

where t_2 = operating time of relay at 2

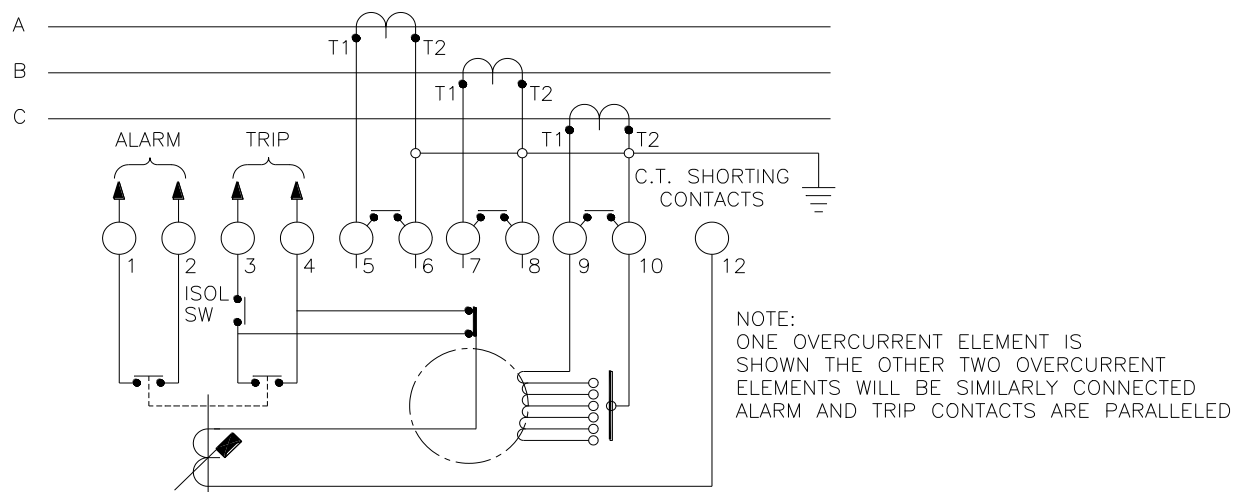
b_2 = breaker operating time at 2 f =

factor of safety time 0_1 = overtravel time

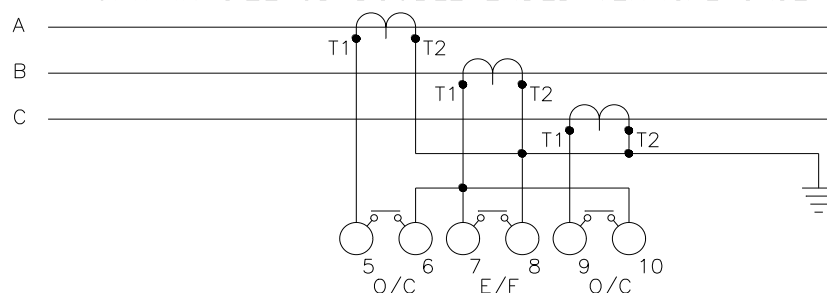
of relay at 1

The selective time interval

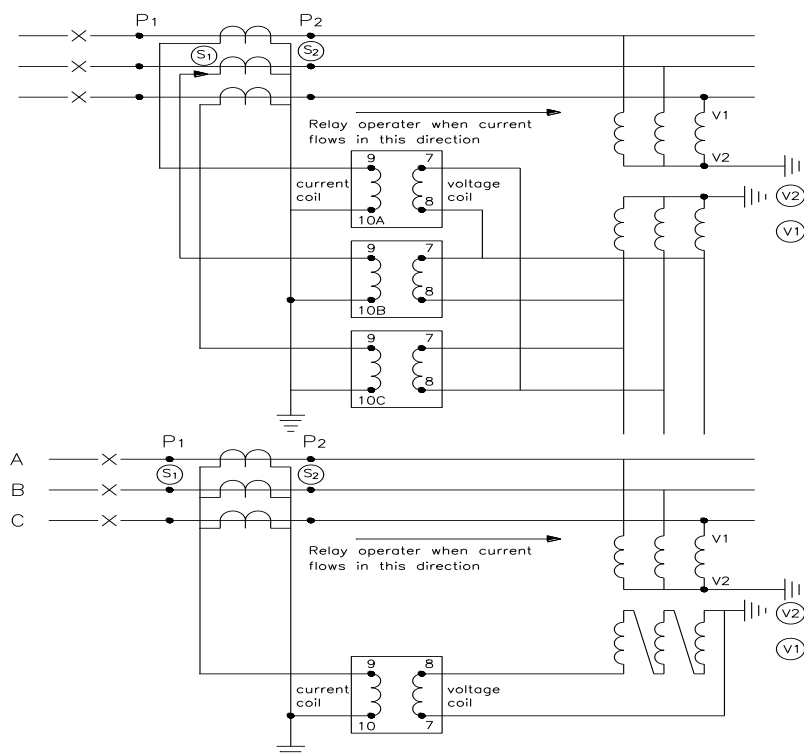
$$S = b_2 + 0_1 + f = 0.3 \text{ to } 0.4 \text{ Sec.}$$



THREE PHASE OVERCURRENT PROTECTION WITH SHUNT REINFORCING
UNIT IN SIZE 3D DOUBLE ENDED VERTICAL CASE

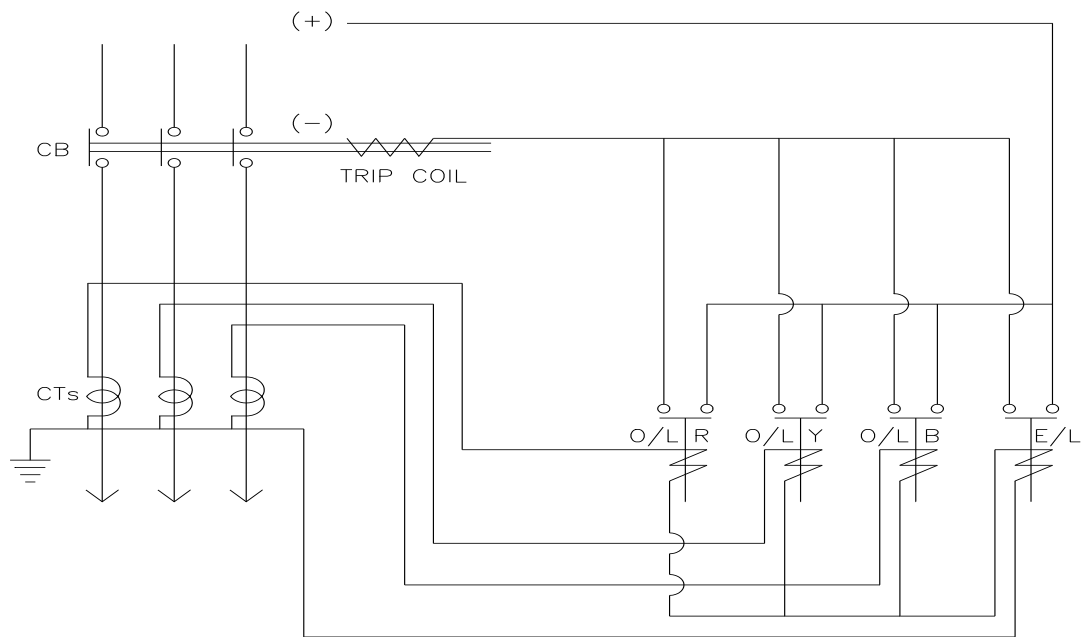


C.T. CONNECTIONS FOR THREE-PHASE OVERCURRENT AND
EARTH FAULT PROTECTION. EE MAKE, CDG TYPE

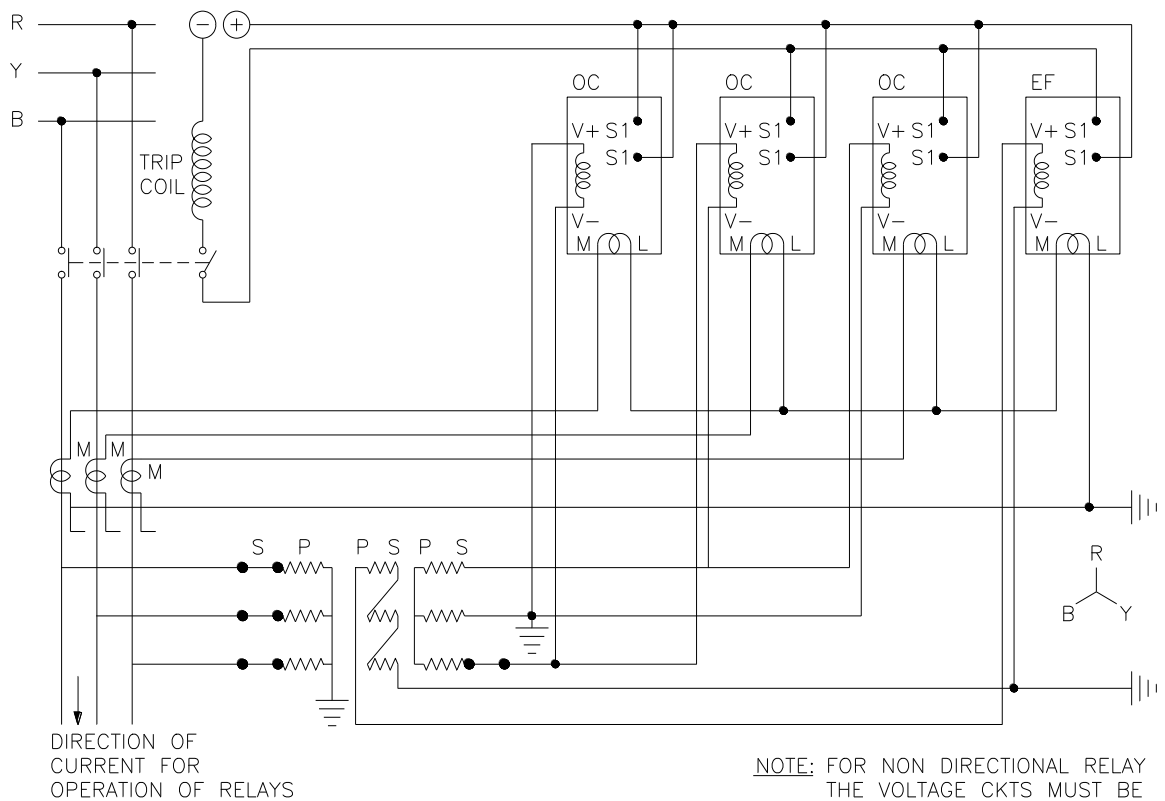


DIRECTIONAL OVER
CURRENT RELAYS
EE, CDD TYPE

DIRECTIONAL EF RELAY. EE, CDD TYPE



3 OVER CURRENT AND 1 EARTH FAULT SCHEME



ER MAKE, TJM-12 CONNECTIONS FOR DIRECTIONAL OVER CURRENT AND EARTH FAULT RELAYS (90° CONNECTED)



CIRCUIT BREAKERS

CIRCUIT BREAKERS

The function of a Circuit breaker is to isolate the faulty part of the power system in case of abnormal conditions.

A Circuit breaker has two contacts - a fixed contact and a moving contact. Under normal conditions these two contacts remain in closed position. When the circuit breaker is required to isolate the faulty part, the moving contact moves to interrupt the circuit. On the separation of the contacts, the flow of current is interrupted, resulting in the formation of arc between the contacts. The contacts are placed in a closed chamber containing some insulating medium (liquid or gas) which extinguishes the arc.

Arc Interruptions

There are two methods of arc interruption

- i. High Resistance Interruption
- ii. Current Zero Interruption

(i) High Resistance Interruption

In this method of arc interruption, its resistance is increased so as to reduce the current to a value insufficient to maintain the arc. The arc resistance can be increased by cooling, lengthening, constraining and splitting the arc. This method is not suitable for a large current interruption.

(ii) Current Zero Interruption

In case of a.c supply, the current wave passes through a zero point, 100 times per second at the supply frequency of 50 Hz. This feature of arc is utilised for arc interruption. The current is not interrupted at any point other than the zero current instant, otherwise a high transient voltage will occur across the contact gap.

Restriking voltage and Recovery Voltage

After the arc has been extinguished, the voltage across the breaker terminals does not normalise instantaneously but it oscillates and there is a transient condition. The transient voltage which appears across the breaker contacts at the instant of arc being extinguished is known as restriking voltage. The power frequency rms voltage, which appears across the breaker contacts after the arc is finally extinguished and transient oscillations die out, is called recovery voltage.

Classification of Circuit Breakers

Depending on the arc quenching medium employed, the following are important types of circuit breakers.

- i. Oil Circuit Breakers
- ii. Air Blast Circuit Breakers
- iii. Sulphur Hexafluoride (SF₆) Circuit Breakers
- iv. Vacuum Circuit Breakers

Comparison of SF6, CB & ABCB for Number of Interrupters per Pole:

<u>Rated Voltage KV</u>	<u>145 KV</u>	<u>245 KV</u>	<u>420 KV</u>	<u>765 KV</u>
SF6 CB	1	1 or 2	2 or 4	4
ABCB	4	4 or 6	8 or 10	10 or 12

The piston is pushed down by high pressure oil on top area of the piston

During closing stroke high pressure oil is admitted from the bottom of piston. Piston bottom area being larger than that on the top the differential pressure acts and the piston is pushed upwards for closing stroke.

Rating of Circuit Breakers

Circuit breakers have the following important ratings

- i. Breaking Capacity
- ii. Making Capacity
- iii. Short-time Capacity

Breaking Capacity

The breaking capacity of a circuit breaker is of two types.

- (i) Symmetrical breaking capacity
- (ii) Asymmetrical breaking capacity

(i) Symmetrical breaking capacity

It is the rms. Value of the ac component of the fault current that the circuit breaker is capable of breaking under specified conditions of recovery voltage.

(ii) Asymmetrical breaking capacity

It is the rms value of the total current comprising of both ac and dc components of the fault current that the circuit breaker can break under specified conditions of recovery voltage.

Making Capacity

The rated making current is defined as the peak value of the current (including the dc component) in the first cycle at which a circuit breaker can be closed onto a short circuit. I_p in Figure. is the making current.

Short-time Current Rating

The circuit breaker must be capable of carrying short-circuit current for a short period while another circuit breaker (in series) is clearing the fault. The rated short-time current is the rms value (total current, both a.c. and d.c. components) of the current that the circuit breaker can carry safely for a specified short period.

Rated Voltage, Current and Frequency

The rated current is the rms value of the current that a circuit breaker can carry continuously without any temperature rise in excess of its specified limit.

The rated frequency is also mentioned by the manufacturer. It is the frequency at which the Circuit breaker has been designed to operate. The standard frequency is 50 Hz. If a circuit breaker is to be used at a frequency other than its rated frequency, its effects should be taken into consideration.

Operating Mechanism

Different manufacturers adopt one of the following:

1. Pneumatic
2. Hydraulic
3. Spring

1. Compressed air system for pneumatic mechanism: -

The pressure of the operating air produced by the self-enclosed motor compressor unit is supervised by a pressure gauge and controlled by a pressure switch (located in the breaker control cabinet). The pressure switch has four sets of contacts each of which operates at a different pressure level for the following functions: Start/stop, low pressure indication, reclosure interlock, closing and opening interlock.

This type of system is provided for each pole of 420 KV and 765 KV CB.

2. Hydraulic Mechanism : -

The hydraulic cylinder is mounted at the base of interrupter unit and the hydraulic rod is pushed up during closing stroke and pushed down during opening stroke. Moving contact and puffer cylinder are linked with the hydraulic rod.

The hydraulic oil at atmospheric pressure from the low pressure tank is pumped into accumulators at high pressure (310 kg/cm²). High pressure oil is used for opening and closing operations.

During opening operation high pressure oil from lower area of hydraulic piston is discharged into low pressure tank by opening appropriate hydraulic valve.

3. Spring Mechanism: -

For CB upto 245 KV, spring operating mechanism is used. The closing spring gets charged by geared motor. During closing stroke the closing spring is discharged. It closes the breaker and also charges the opening springs.

The Circuit breaker mechanism is basically very simple since it comprises a motor-reducer and two springs (one for closing and one for opening), plus their solenoid operated latching devices.

The closing spring after having been charged by the motor-reducer is kept ready for closing by its latching device.

As soon as energised, the closing control coil triggers the closing latch thereby causing the closing spring to operate the breaker to the closed position and simultaneously charge the opening spring.

From now on, trip latch keeps the breaker in the closed position and the opening springs ready for opening.

The compact design of the mechanism avoids the need for the opening springs to be located close to each pole and permits the opening operation to be performed by only one spring accommodated in the control cabinet.

Reasons for preference of SF6 Breakers

- Less number of interrupters per pole, hence cheaper.
- Maintenance free. Very long contact life.
- Reliable
- Non-explosive
- Does not require compressed air system
- Silent operation
- **Technically superior**

Performs all the required duties including line switching, transformer switching, reactor switching, etc.

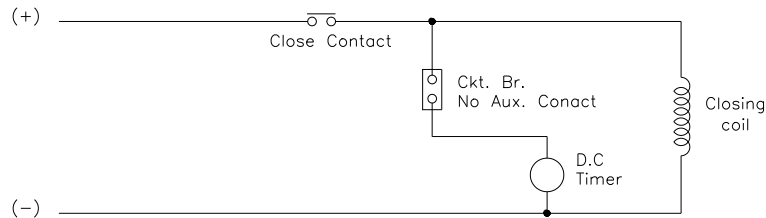
without excessive over voltages.

Easy to install, operate & maintain.

OPENING & CLOSING TIMES

a) Closing Time Measurement of Circuit Breaker using Digital Time Internal Meter

To measure the closing time of circuit breaker (i.e. the time elapsed from the movement of the extending control supply to the Closing coil to the movement of actual closing of the circuit breaker), the following circuit is made use of.



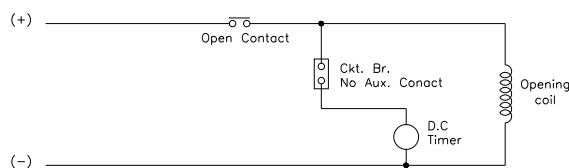
In this mode, NC/NO “start” and NC/NO “stop” switches should be in ‘No’ position.

The counter starts when the two terminals of “START” switch are shorted by closing the D.P.D.T switch. Simultaneously the D.C supply is extended to the closing coil of the breaker. The counter stops counting when the two terminals of ‘STOP’ switch are shorted through the ‘main contact’ of circuit breaker, as soon as it closes and the timer displays the time interval, which is the closing time of circuit breaker.

Hence the principle is that the energisation of the closing coil of the circuit breaker and starting of the counter should be simultaneous.

b) Measurement of Circuit Breaker Opening time

To measure the opening time of circuit breaker, (i.e., the time elapsed from the movement of extending control supply to the trip coil of the circuit breaker to the movement of actual tripping of circuit breaker), the following circuit is made use of.



In this mode, NC/NO “START” switch should be in “NO” position and NC/NO “STOP” switch should be in ‘NC’ position.

The counter starts when the two terminals of “START” switch are shorted by closing the D.P.D.T switch. Simultaneously the D.C supply is extended to the trip coil of the breaker.

The counter stops counting when the two terminals of “STOP” switch are opened with the opening of the circuit breaker “MAIN CONTACTS”. The time internal displays the time interval, which is the “Opening time” of circuit breaker.

Pole Discrepancy Relay:

Two cases are to be studied:

1) Three Phase Tripping.

All the three poles should simultaneously trip or close. While tripping, if any one or more of the poles do not open simultaneously with the other, after a set time (of 0.1 Sec.), the pole discrepancy relay will give a trip command again to trip the same. Similarly while closing the breaker, if any of the three poles do not close simultaneously with the other, the pole discrepancy relay, after a preset time (of 0.1 Sec.) will give a trip command to trip the closed pole(s).

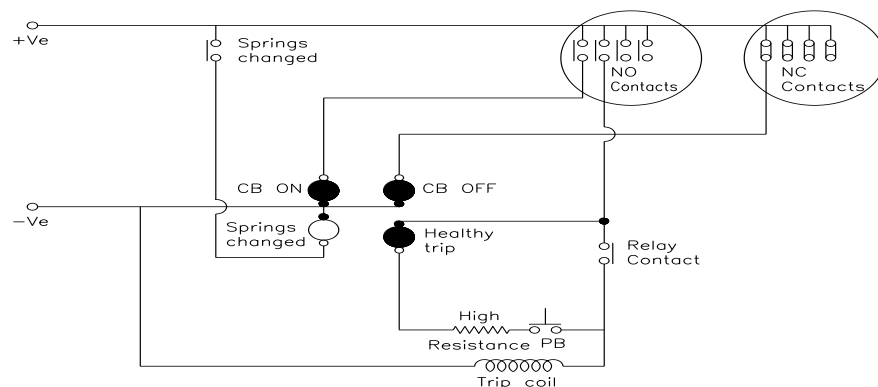
2) Single phase tripping and Auto Reclosure:

While the application principle is same as with the three phase tripping, the time setting of the pole discrepancy relay shall be more than the dead time (of 1 Sec.) of the auto reclosure relay.

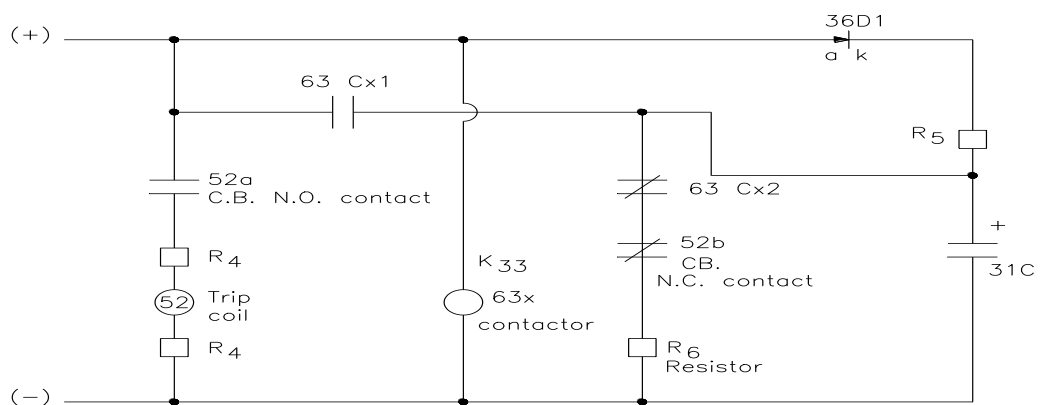
Circuit breaker operation Analyzer: -

This instrument helps in measurement of contact make and break times, contact travel speeds.

CIRCUIT BREAKER INDICATION CIRCUITS



(Close, Trip, Healthy Trip & Spring Charge Indications)



Capacitor Tripping Device for Circuit Breakers

STATION BATTERY

BATTERY OPERATION AND MAINTENANCE

- I) 1.** (a) The Ampere hour capacity of 220V batteries at smaller Sub-stations shall be 80.
- (b) The same at EHT Sub-stations shall be 200
- (c) Batteries with 300Amps hour capacity shall be used only at Power houses or Sub-stations where solenoid closing of circuit breakers is in use.
- 2.** The trickle charging rate shall be
- “Amp hour capacity $\times \frac{2}{24} \times 100$ plus regular discharge in amps”.
- 3.** The boost charge rate shall not exceed “ Amp.hour capacity divided by ten”.
- 4.** The individual cell voltage shall not go down below 2.1 volt.
- 5.** The specific gravity should not differ by more than 30 points between cells in the same battery maximum and minimum. Where the difference is more; electrolyte should be diluted by adding distilled water in cells with higher specific gravity thus narrowing down the difference and all cells in the battery given a boost charge.
- Under no circumstances electrolyte or concentrated acid should be added to cells with low specific gravity.
- 6.** Usage of alkali cells and acid cells in the same substation should be avoided to avert inadvertent mix up of electrolyte or usage of accessories of one with the other.
- 7.** Leakage indication lamps should be compulsorily connected on the charges panel for continuous indication of healthiness.
- 8.** Every D.C. Circuit takes off should be through protective fuses (H.R.C) or m.c.bs.
- 9.** (i) Once in a day A.C. supply to charges should be switched off and D.C. voltage measured and noted.
- (ii) In that condition with no A.C. supply to charger, the duty performance of the battery by closing or tripping of a relatively un-important breaker is to be ensured. Mere availability of D.C voltage is no index of healthiness of battery.
- (iii) A.C supply to charger is to be restored immediately after this test.
- 10.** Certain charger panels have “Switch Off” arrangement whenever A.C supply fails. There should be switched on after each restoration of supply.
- 11.** Leakages in D.C circuitry should be attended on top priority first by sectionalisation, then by isolation and finally be rectification.

Lead Acid Batteries (Common)

1. Check up the Electricity to level in the cell of all the cells in morning shift every day. If the electrolyte is low, top up the cell with distilled water.
2. Check up the voltage and specific gravity of six cells in each shift and record as per cell numbers given (PILOT CELLS)
3. Check up the D.C voltage of the combined cells (battery) after switching off the battery charger every day in the morning shift. Record the battery voltage and current with the charger off.
4. Ensure that the battery is in floating condition normally by adjusting the rheostat of the charger.
5. Never charge a battery at a voltage higher than 2.4 V per cell i.e., it works out to 264 V for 220 V Battery and limit the charger ampere capacity also.
6. If any of the cells is found to be having low voltage and specific gravity, by pass the cell. The removed cell should be charged separately and replaced after the voltage and specific gravity attains normal value. Improvement should not be attempted by adding acid to electrolyte.
7. Check the condition of all the cells every month for voltage and specific gravity. Charge the battery if required. The voltage and specific gravity readings shall be taken before and after charging. The charging rate shall be limited to 10 hours rating to avoid excessive gassing and evaporation of Electrolyte.
8. All the cells shall be physically checked for fracture and buckling of the container and excessive rise. Check battery terminals for tightness. Apply Vaseline (petroleum jelly) whenever necessary. This check should be attempted after the battery is brought to full charge.
9. Keep the charger off, observe the voltage with D.C lighting 'on' continuously for two hours.
Observe the voltage and current. The voltage should not fall by 10% when the discharge on the battery is at 10Hrs i.e., 25Amps for 250Hrs. battery 30Amps for 300Hrs. battery etc. Every discharge shall be compensated by charging. As the ampere hour efficiency is always less than unity, the charging ampere hours shall be more than discharge ampere hours.

The battery charger panels, in some cases have a no volt trips. Whenever A/C supply fails, the charger should be switched on after restoration of AC supply.

EARTHING PRACTICES

EARTHING PRACTICES AT SUBSTATIONS

Introduction

Earthing practices adopted at Generating Stations, Substations, Distribution structures and lines are of great importance. It is however observed that this item is most often neglected. The codes of practice, Technical Reference books, Handbooks contain a chapter on this subject but they are often skipped considering them as too elementary or even as unimportant. Many reference books on this subject are referred to and such of those points which are most important are compiled in the following paragraphs. These are of importance of every practicing Engineer in charge of Substations.

Importance of Earthing & Practices

- The earthing is provided for
 - a) Safety of Personnel
 - b) Prevent or atleast minimise damage to equipment as a result of flow of heavy fault currents.
 - c) Improve reliability of Power supply
- The earthing is broadly divided as
 - a) System earthing (Connection between part of plant in an operating system like LV neutral of a Power Transformer winding and earth).
 - b) Equipment earthing (Safety groudng)

Connecting frames of equipment (like motor body, Transformer tank, Switch gear box, Operating rods of Air break switches, etc) to earth.
- The system earthing and safety earthing are interconnected and therefore fault current flowing through system ground raises the potential of the safety ground and also causes steep potential gradient in and around the Substation. But separating the two earthing systems have disadvantages like higher short circuit current, low current flows through relays and long distance to be covered to separate the two earths. After weighing the merits and demerits in each case, the common practice of common and solid (direct) grounding system designed for effective earthing and safe potential gradients is being adopted.
- The earth resistance shall be as low as possible and shall not exceed the following limits:

Power Stations	-	0.5 Ohms
EHT Substations	-	1.0 Ohms
33KV Stations	-	2.0 Ohms
D/t Structures	-	5.0 Ohms
Tower foot resistance -		10.0 Ohms

Step Potential

Step Potential is the difference in the voltage between two points which are one metre apart along the earth when ground currents flowing.

Touch Potential

Touch Potential is the difference in voltage between the object touched and the ground point just below the person touching the object when ground currents are flowing.

Specification of Earthing

Depending on soil resistivity, the earth conductor (flats) shall be buried at the following depths.

	<u>Soil Resistivity in ohms/metre</u>	<u>Economical depth of Burial in metres</u>
1)	50 – 100	0.5
2)	100 – 400	1.0
3)	400 – 1000	1.5

To keep the earth resistance as low as possible in order to achieve safe step and touch voltages, an earth mat shall be buried at the above depths below ground and the mat shall be provided with grounding rods at suitable points. All non-current carrying parts at the Substation shall be connected to this grid so as to ensure that under fault conditions, none of these part are at a higher potential than the grounding grid.

Plate Earths

- Taking all parameters into consideration, the size of plate earths are decided as

Power Stations & EHT Station -	Main -	100 x 16mm
	Auxiliary -	50 x 8mm
Small Stations	-	75 x 8mm

- The complete specifications for providing earth mats at EHT & 33KV Substations, Distribution transformers & Consumers premises are reproduced below.

Specification for Earthing System

1) EHT Substation

1. The earth mat shall be as per the approved layout. The earth mat shall be formed with the steel flats buried in the ground at a depth of 750mm on edge.
2. The earth mat shall extend over the entire switchyard as per the layout.
3. All the junctions of the steel flats while forming the earth mat and taking risers from the earth mat for giving earth connections to equipment, steel structures, conduits cable sheaths shall be properly welded. All joints shall be provided with suitable angle pieces for proper contact between flats.
4. Provisions shall be made for thermal expansion of the steel flats by giving smooth circular bends. Bending shall not cause any fatigue in the material at bends.
5. The earth mat shall be formed by welding 50x8 mm steel flat to the 100 x 16mm peripheral earth conductor. The grounding grid shall be spaced about 5 meters i.e in longitude and about 5 meters in the transverse directions. After the completion of earth mat, the earth resistance shall be measured. In case the earth resistance is more than one ohm the earth mat shall be extended by installing extra electrodes, so that the earth resistance is less than one ohm.

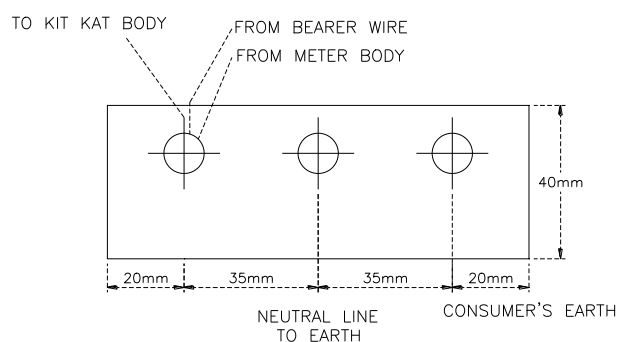
6. All fence corner posts and gate posts shall be connected to the ground by providing 32mm dia M.S rods of 3 metre length near the posts and connected to the main grounding mat.
7. All paint enamel and scale shall be removed from surface of contact on metal surface before making ground connection.
8. The risers taken along the main switchyard structures and equipment structures (upto their top) shall be clamped to the structures at an interval of not more than one metre.
9. 50 x 8mm ground conductor shall be run in cable routes and shall be connected to the ground mat at an interval of 10 metres.
10. Grounding electrodes of 32mm dia 3mtr. long MS rods shall be provided at the peripheral corners of the earth mat. The grounding rods shall be driven into the ground and their tops shall be welded to clamp and the clamp together with the grounding rods shall be welded to the ground mat.
11. Lightning arrestors shall be provided with earth pits near them for earthing.
12. Cast iron pipes 125mm dia and 2.75 metres long and 9.5mm thick shall be buried vertically in the pits and a mixture of Bentonite compound with Black cotton soil a ratio of 1:6 is to be filled 300 mm dia and the pipe for the entire depth. Where it is not possible to go to a depth of 2.75 metres, 1.3 x 1.3 MMS plates, 25mm thick shall be buried vertically in pits of 2 metres depth and surrounded by Bentonite mixture atleast 2 metre away from any building or structure foundation. The plates shall be atleast 15 metres apart. These earth pits in turn shall be connected to the earth mat.

II) Earthing at 33KV Substations

1. Providing of earth pit and earth matting include the following connected works:
 - a) Excavation of earth pits of size 21/2ft x 21/2ft x 9ft in all type of soils.
 - b) Providing of CI pipe of 3 inch diameter 9ft length with flange. All connections to CI pipe shall be with GI bolts and nuts.
 - c) Filling of earth pit excavated with Bentonite with Black cotton soil (1:6) in alternate layers.
 - d) Providing of cement collar of size 2ft diameter 2ft height 1 inch below the ground level.
 - e) The top of the CI earth pipe should be at the surface level of the ground.
2. Providing of earth matting with MS flat 75 x 8mm including the following connected works:
 - a) Excavation of trench in all types of soils of size 2½ ft depth and 1 ft. width.
 - b) Laying of M.S flat 75 x 8mm in the excavated trench.
 - c) Inter connecting all earth pits and welding properly at jointing location and junctions.
 - d) Back filling of earth completely.

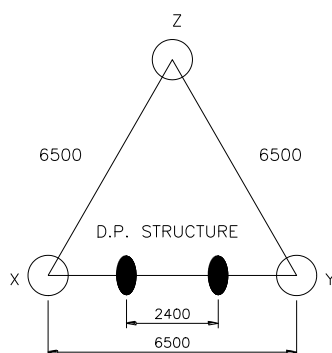
III) Earthing at Consumer's premises

The earthing at Consumer's premises shall be as per sketch below using a 6mm thick plate



IV) Earthing at D/P Structure

Three electrodes forming an equilateral triangle with minimum distance of 6500 mm, so that adequate earth buffer is available. Each Electrode shall be 'A' grade GI pipe of 2 inch thick and 8ft long and buried vertically so as to leave about 4 inch pipe length above ground level to fix a 'U' shaped clamp.



Note:

1. The connections to the three earth conn.Electrodes should be as follows.

(A) To one of the earth electrodes on either side of double pole structure (X or Y)

- i. One direct connection from three 11KV Lightning Arrestors.
- ii. Another direct connection from the LT lightning Arrestors if provided.

(B) To each of the remaining two earth electrodes.

- i. One separate connection from neutral (on the medium voltage side) of the Transformer (Two wires)
- ii. One separate connection from the Transformer body and the handle of the 11KV A.B switch (Two separate body earths to tank)
- iii. One separate connection from the Earthing Terminal of poles.

(C) 4mm G.I wire should be used for earth leads.

JOINTS

- There shall be minimum joints preferably no joints enroute to earth electrodes
- Where Joints are unavoidable, they shall be brazed, rivetted or welded (and painted with red lead and alluminium paints one after the other and finely coated with bitumen)

TOWER LINE GROUNDING

- 1) Ground rods are driven at the base of the tower. Where it is not feasible, an electrode is located within a distance of 200 ft. of the tower and grounding rods are provided at that point and tied to the tower base by a single buried wire.
- 2) If low resistance is not obtained with 200ft, crowfoot counterpoise with 4 wires is installed. The counterpoise conductors shall be 6 SWG galvanised steel wires taken away from the tower at mutually right angles and kept atleast 50ft apart. Each of these wires is terminated at a rod at the nearest point where low resistance is obtained. If counterpoise wires cannot be terminated within half span from the tower the wire is carried through a continuous counterpoise to the next tower, where the procedure is repeated.

Measurement of Earth Resistance

The measurement of earth resistance is done using three terminal earth meggers or four terminal earth meggers.

Three Terminal: Two temporary electrodes or spikes are driven one for current and the other voltage at a distance of 150 feet and 75 feet from the earth electrode under test and ohmic values of earth electrode is read in the meggar.

Four Terminal: Four spikes are driven into the ground at equal intervals. The two outer spikes are connected to current terminals of earth meggar and the two inner spikes to potential terminals of the meggar till a steady value is obtained.

Maintenance of Earthing System

The following Maintenance schedule is mandatory at each of the Substations

<i>Sl.No</i>	<i>Item</i>	<i>Periodicity</i>
1.	Watering of Earth Pits	Daily
2.	Measurement of earth resistance of individual earth pits	Half yearly @
3.	Measurement of combined earth resistance at all the pits	Half yearly...
4.	Checking of inter connections between earth pits and tightness of bolts and nuts	Quarterly

@ Earth resistance of individual earth pits can be measured by disconnecting the earth connections to the electrode. This is possible if the connections are made to a common clamp which is in turn is fixed round the pipe.

... Combined earth resistance shall be the same at every earth pit unless it gets disconnected from the earth mat

Definitions of General Earthing Terms

Soil Resistivity : This is the resistivity of a typical sample of soil

Earth Surface Voltage: The voltage between a specified point on the ground around the rod and reference earth.

Earth Electrode

These are conductors, which are in direct contact with the soil and provide the conductive part in electrical contact with earth. They can include rods, tape, steel reinforcing bars.

Definitions of Terms associated with Power Systems

Neutral Point

The common point of a star connected poly phase system or the earthed mid-point of a single phase system.

Independent Earth Electrode

An earth electrode located at such a distance from other electrodes that its electrical potential is not significantly affected by electric currents between Earth and other electrodes.

Exposed Conductive Part

Conductive part of equipment and which is not normally live, but which can become live when basic insulation fails.

Points of Earthing

1. Earth mat of 75 x 8 MS flat should be laid as outer of the switchyard compulsorily and see that the pole structures are enclosed in the outer mat.
2. Make vertical and horizontal sections for the outer mat as shown in the fig. The internal vertical and horizontal sections may be 75 x 8 or 50 x 6 MS flat.
3. The Earth mat should be laid minimum 600MM, below the ground level under the Earth mat and Bentonite powder is to be laid upto 25mm and over the earth mat. The same Bentonite compound with Black cotton soil a mixture of 1:6 ratio is to be placed upto 100 mm and the remaining earth trench is to be back filled with the soil.
4. See that each and every pole structure is earthed with 50 x 6 MS flat to the Earth Mat.
5. For every breaker there will be fine earth connections to the earth mat with 50 x 6 MS flat (a) Breaker body (b) Relay Panel (c) CT's of the Breaker (d) and two sides of the breaker structure.
6. Lightning arrestor is to be connected one end directly to the earth mat and the other end is to the nearer earth pit or to the earth mat.
7. Line Isolators are to be connected directly to the earth mat.
8. The Power transformer body is to be connected two sides to the earth mat.
9. Twin neutral earthing should be done to Power Transformer as shown in the fig. one Earth flat of size 75 x 8mm M.S flat is directly connected to the earth pit and the earth pit is again connected to the Earth mat. The second neutral is directly connected to the earth mat,
10. Provide flexible jumpers thoroughly brazed as shown in figure
11. All AB switches operating rods are to be provided with coil earths and the AB switch support is to be earthed to the earth mat.

12. All the exposed earth flat which is dropping down from the breakers, CT's structures should be applied with bituminous paint.
13. 75 x 8 MS flat is to be laid around the control room from main earth and the panels of the breakers, midpoint of the Battery and Battery stand structures are to be earthed to the earth flat and make a section in front of the control room.
14. The distance between any two earth electrodes should be twice the length of the Electrode.
15. The cable (11 x 33KV) sheaths are to be earthed with 25 x 3 GI strip to the Earth mat.
16. The neutral of the station transformer is to be connected to the Earth mat directly with 25 x 3 GI strip. The body of the Station transformer two sides to be connected to the earth mat with 25 x 3 GI strip.
17. All the welding joints should be painted with bituminous paint.