



Apuntes de Cátedra

Tema N°6: Aparatos de Maniobra y Protección

Interruptores (52)

Los interruptores de potencia de alta tensión son equipos mecánicos de maniobra que interrumpen y cierran los circuitos eléctricos (corrientes de trabajo y corrientes de fuga) y, en estado cerrado, conducen la corriente nominal.

Los interruptores deben ser capaces de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico debido a fallas en el sistema. Además tienen la posibilidad de apertura en forma manual/voluntaria para la operación de los sistemas eléctricos; o automática por medio de relés de protección en caso de fallas.



Mecanismos de accionamiento

Los interruptores en alta tensión son de tres polos debido a las características eléctricas de los sistemas en el mundo, la operación de éstos puede ser tripolar, donde el mecanismo en cuestión opera simultáneamente los tres polos, o pueden ser tripolares con tres polos individuales, en donde cada una de las fases se puede manejar de manera individual, tanto para la apertura como para el cierre. Aunque éstos últimos requieren de ciertas consideraciones de comando sincronizado para realizar las conexiones en paralelo de líneas, trafos a generadores.

Estos mecanismos de accionamiento deben tener la capacidad de realizar maniobras, aun cuando exista ausencia de servicios auxiliares, por lo tanto la energía de accionamiento se debe acumular al pie de los interruptores.



Las maneras en la que la tecnología ha resuelto la acumulación de dicha energía son:

- **Neumático:** Por acción del aire comprimido.
- **Hidráulico:** Por acción de aceite a presión.
- **Mecánico:** Por acción de resortes.

Existe, en los sistemas eléctricos, la posibilidad de realizar “recierres”, por lo general monofásicos, por lo tanto los interruptores deben ser capaces de realizar múltiples maniobras sucesivas de apertura y cierre, con la misma “carga” de energía, los interruptores comerciales tienen capacidad, en algunos casos de hacer hasta 5 maniobras, pero en general se utilizan 3 maniobras (apertura – cierre – apertura).

Cabe destacar que en el diseño de los interruptores siempre se hace que la última maniobra posible sea la “apertura”.

Métodos de extinción de arco eléctrico

La característica principal de los interruptores es que son capaces de interrumpir grandes cantidades de energía, para lograr esto se debe extinguir el arco eléctrico que se genera al intentar separar dos elementos conductores sometidos a altas tensiones.

En general todos los métodos de extinción de arco eléctrico buscan lograr las condiciones más desfavorables para la propagación del arco; y los diseños de cámaras de extinción buscan lograr esto mediante dos acciones fundamentales que son por un lado el aumento abrupto de la resistencia, que se logra mediante medios especiales (aceite, SF₆, etc) o aumentando la longitud del arco eléctrico mediante la separación espontánea de los electrodos.

Los métodos de extinción de arco eléctrico más conocidos son:

- Gran volumen de aceite
- Aceite
- Vacío
- Soplado de aire a presión
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)

Seccionadores (89)

Los seccionadores, al igual que los interruptores son elementos electromecánicos cuya función es abrir/cerrar circuitos eléctricos de alta tensión, sólo que éstos no tienen la capacidad de extinguir el arco eléctrico que se produce en estas acciones.

En cambio los seccionadores nos dan otras ventajas, que no se pueden despreciar y por ello se utilizan, y es que éstos nos dan la posibilidad de tener la “apertura visible” y la capacidad de lograr el “bloqueo” de su operación, por lo que nos permiten trabajar de manera segura.

A continuación veremos algunos tipos constructivos de seccionadores dentro de las cuales pueden tener disposiciones unipolares o tripolares.

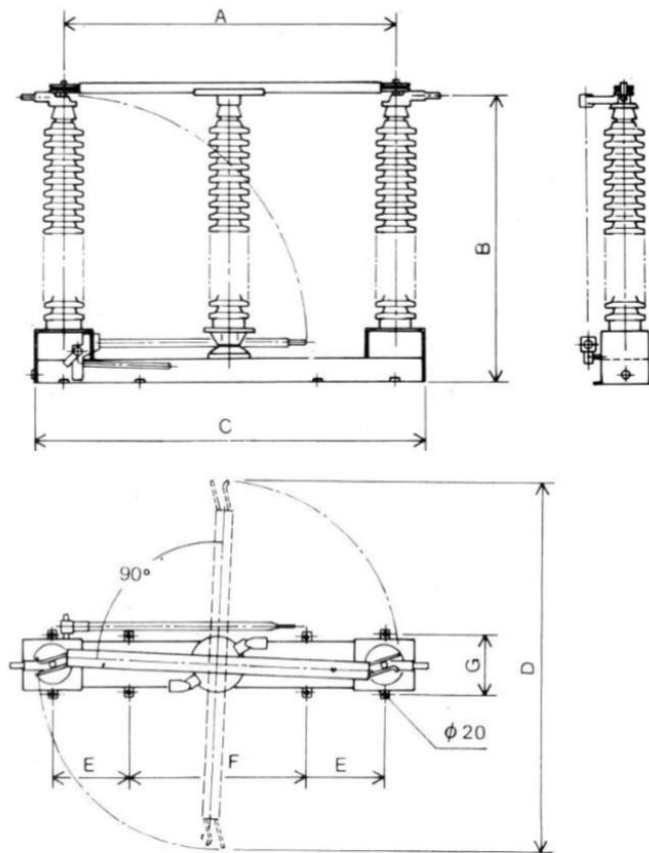
Seccionadores de columnas giratorias

Este tipo de seccionadores se utiliza en instalaciones de intermedia y con tensiones de servicio desde 33 kV hasta 220 kV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes:

Seccionador de columna giratoria central o de tres columnas por polo

En este tipo de seccionador la cuchilla o contacto móvil está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal suerte que cada punto de interrupción requiere una distancia en aire igual a la mitad de la total.

Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles de acero galvanizado en caliente y son las encargadas de sostener los contactos fijos.



Dimensiones aproximadas en mm.

| kV | A | B | C | D | E | F | G |
|-----|-------|-------|-------|-------|-----|-------|-----|
| 145 | 2.170 | 1.850 | 2.500 | 2.200 | 270 | 1.260 | 320 |
| 170 | 2.420 | 2.050 | 2.740 | 2.450 | 270 | 1.460 | 320 |
| 245 | 3.200 | 2.650 | 3.550 | 3.230 | 300 | 2.000 | 350 |



En caso de que se disponga de un seccionador de columna central giratoria trifásico, el accionamiento de las tres columnas centrales giratorias se realiza mediante un juego de barras y bielas que permiten un accionamiento conjunto de las tres cuchillas giratorias o contactos móviles.

En el seccionador montado con cuchilla de puesta a tierra se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento electromecánico.

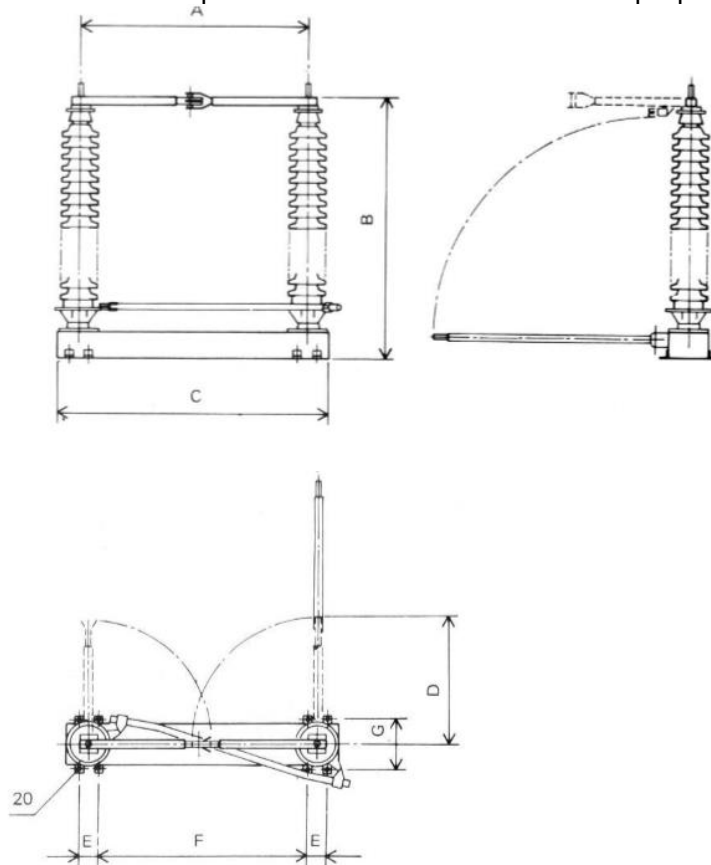
Este tipo de seccionadores se suele utilizar en instalaciones con tensiones de servicio entre 13,2 y 245 kV y corrientes nominales comprendidas entre 630 A y 1.250 A.

Seccionador de dos columnas giratorias por polo

El seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central. Siendo estas dos columnas giratorias y portadoras de cuchillas solidarias (contactos móviles) que giran hacia el mismo costado. En este caso se obtiene sólo un punto de interrupción a mitad de recorrido entre las dos columnas.

El campo de aplicación de este seccionador es en instalaciones de intemperie con tensiones de servicio de hasta 245 kV y corrientes nominales comprendidas entre 800 A y 2.000 A.

Este seccionador puede montarse con cuchilla de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado.



**Dimensiones aproximadas en mm.**

| kV | A | B | C | D | E | F | G |
|-----|-------|-------|-------|-------|-----|-------|-----|
| 145 | 1.620 | 1.850 | 1.940 | 930 | 270 | 760 | 320 |
| 170 | 1.920 | 2.050 | 2.240 | 1.080 | 270 | 1.060 | 320 |
| 245 | 2.700 | 2.650 | 3.020 | 1.470 | 300 | 2.100 | 350 |

El accionamiento de esta clase de seccionadores puede realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico. Para accionar conjuntamente los polos del seccionador tripolar, se han acoplado éstos entre sí.

El accionamiento va unido a los aisladores giratorios de un polo, desde donde parten las varillas de acoplamiento con los otros polos.

Seccionadores de pantógrafo

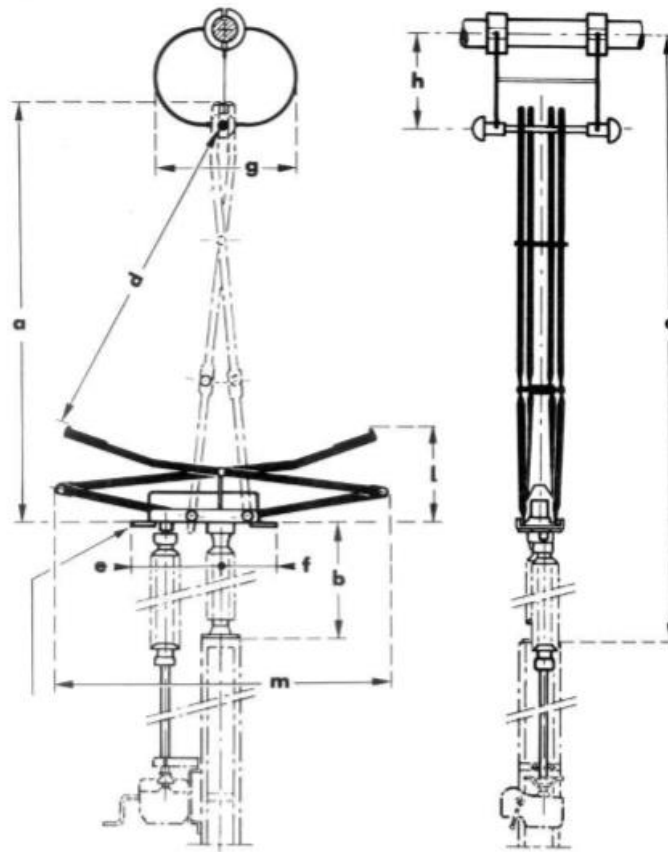
Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suelen utilizar para la conexión entre líneas y barras que se hallan a distinta altura y cruzados entre sí). Conceptualmente se distinguen de los anteriores seccionadores mencionados porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea (en un contacto especial instalado en ella).

Son seccionadores de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Ésta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas. La parte fija, llamada trapecio, está colgada de un cable o de un tubo que constituyen las barras, exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al elevarse el contacto móvil, éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

Estos seccionadores se disponen para tensiones de servicio entre 132 y 550 kV en corrientes nominales entre 800 A y 3.150.

La cinemática del pantógrafo ha sido estudiada de tal forma que la última parte de su carrera de cierre se efectúa sin la ayuda del mando. De esta forma, la presión del contacto es totalmente independiente de la posición final de los elementos de mando.

Este seccionador se puede equipar también con cuchillas de puesta a tierra.



Dimensiones aproximadas en mm y peso de cada polo en kg.

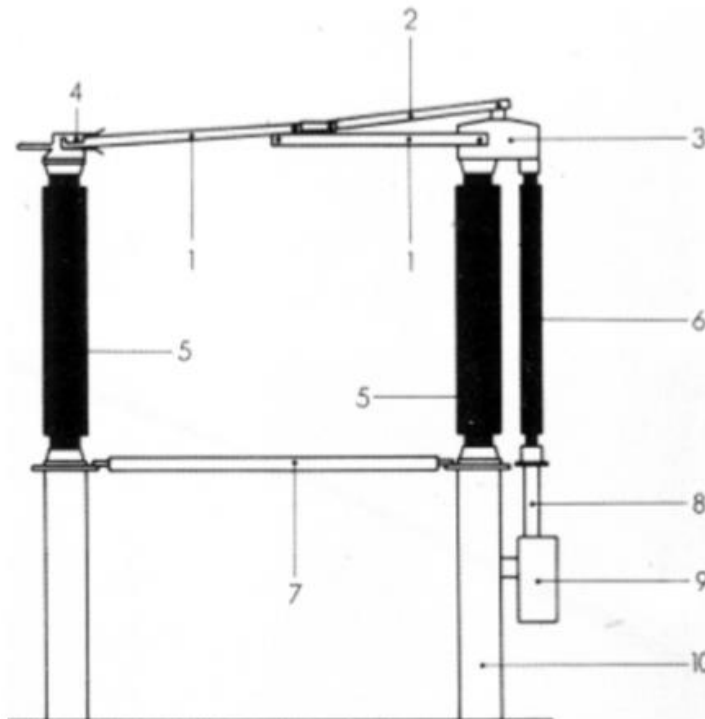
| kV | a | b | c | d | e | f | g | h | l | m | Peso |
|-----|-------|-------|-------|-------|-----|-----|-------|-----|-------|-------|------|
| 170 | 2.390 | 1.916 | 5.145 | 1.935 | 840 | 520 | 1.100 | 700 | 552 | 1.905 | 220 |
| 245 | 3.300 | 2.375 | 6.205 | 2.400 | 655 | 405 | 1.100 | 700 | 660 | 2.410 | 300 |
| 420 | 4.780 | 3.490 | 8.705 | 3.400 | 820 | 570 | 1.100 | 700 | 1.110 | 3.500 | 440 |
| 525 | 5.150 | 3.490 | 9.005 | 3.600 | 820 | 570 | 1.100 | 700 | 1.225 | 3.500 | 450 |

Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla

El seccionador tipo rodilla pertenece al grupo de los seccionadores de palanca. El brazo del seccionador, que constituye el contacto móvil, se mueve en un plano vertical y al abrirse genera un espacio de aislamiento horizontal. La alta confiabilidad operacional y el diseño simple son ventajas típicas de este tipo constructivo.

La caja de mando (9), los aisladores soporte (5), el aislador rotativo (6) y el mecanismo de accionamiento (3) son idénticos que los usados para el seccionador tipo pantógrafo.

El contacto móvil (1) consiste en dos brazos paralelos unidos entre sí y articulados en un punto (rodilla). El contacto móvil es conducido en uno de sus extremos por el mecanismo de giro (3) mientras que el extremo libre se introduce casi horizontalmente en el contacto fijo (4) y es asegurado en la posición cerrada por una guía (2) vinculada al mecanismo de giro.



El cierre confiable está garantizado incluso si el tiro de los conductores cambia como resultado de fluctuaciones de la temperatura o de cortocircuitos.

El mecanismo de giro acomoda en su interior el sistema de palanca para transmitir las fuerzas mecánicas y los resortes para contrapesar la masa intrínseca del contacto móvil.

El sistema de palanca alcanza una posición central muerta en ambas posiciones finales del contacto móvil en las cuales el seccionador es bloqueado y las partes móviles son aliviadas de carga mecánica.

Mando de seccionadores

Los mandos para seccionadores de alta tensión son muy variados, los cuales se pueden agrupar en distintas clasificaciones, de las que una podría ser la siguiente:

- Mando por pértiga
- Mando mecánico a distancia
 - Mecanismos de biela y manivela
 - Mecanismos por árbol y transmisión
 - Mecanismos por cadena y piñones
- Mando por servomotor
 - Motor eléctrico con reducción
 - Grupo motor-bomba y transmisión hidráulica
 - Grupo motor-compresor y transmisión neumática



Los mandos por pértiga y mecánico a distancia son los más utilizados, en instalaciones de media tensión.

Los mandos por servomotor se emplean principalmente en seccionadores de columnas giratorias y en los seccionadores de pantógrafo. Los mandos por servomotor requieren que los seccionadores estén dotados de contactos auxiliares para indicar la posición del seccionador, también es necesario que estos mandos estén provistos de dispositivos de interrupción de fin de carrera.

Relevadores (Protecciones)

Protección de impedancia (21)

También llamada protección distanciométrica, es un relé de subimpedancia, direccional y normalmente posee de dos a cinco “zonas de medición”. Básicamente mide la relación U/I , considerando el ángulo de fase entre ellas. Ésta medición se compara permanentemente con el “valor ajustado”, y la protección dispara cuando el valor medido es menor al ajustado.

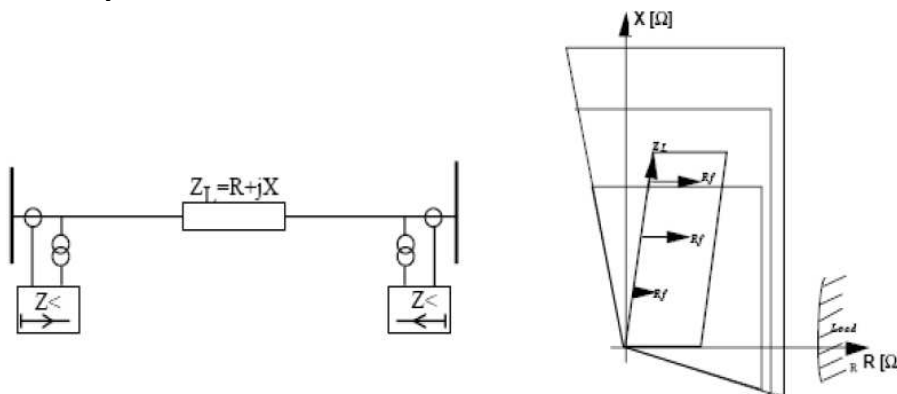
Ventajas:

- **Velocidad:** Tiempos de actuación muy bajos, del orden de los “ms”, necesaria para disminuir los daños por sobrecorrientes y stress mecánico de las instalaciones en fallas severas.
- **Sensibilidad:** Capacidad de detectar todo tipo de fallas.
- **Selectividad:** Capacidad de proteger sólo el elemento afectado, aún cuando se detecten fallas fuera de la zona de influencia.

Funcionamiento:

En general, están midiendo constantemente los parámetros eléctricos de las líneas eléctricas (U , I , Z , f), para que cuando se detecte una baja de tensión sumada a una subida de la corriente, la protección actúe sobre los interruptores de línea y así protegerla. A ésta baja tensión y alta corriente se la llama, baja impedancia.

Como la protección tiene cargada en su configuración la impedancia total de la línea de un extremo a otro, ésta puede medir con cierta exactitud la distancia a la cual se produjo la falla en porcentaje de línea, o en km.

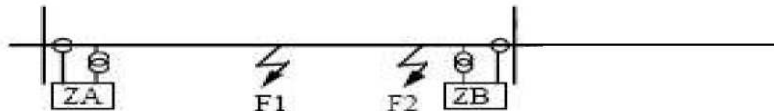
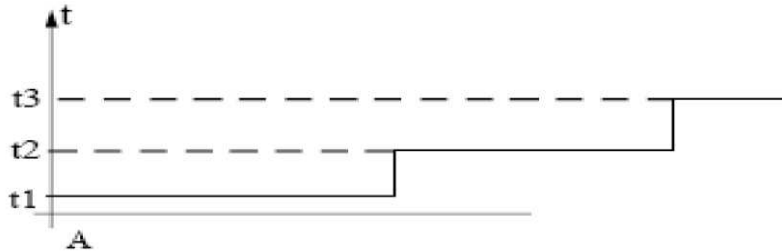




A la protección se le introducen las señales de tensión proveniente de los TV y las señales de corriente provenientes de los TI, pero además se debe agregar señales digitales que ayudan a prevenir falsos disparos, estas señales digitales son las que se enumeran a continuación:

- **Guardamotor de TV:** Es necesario interponer un guardamotor a las señales de tensión de los TV, con un contacto auxiliar que le “avise” a la protección que éste actuó, de éste modo evitamos que la protección vea tensión igual a cero, y actúe por baja impedancia. El guardamotor es necesario para proteger también a los bobinados del TV.
- **Estado del interruptor:** El estado del interruptor, es una señal que se interrumpirá en cualquiera de los casos en que el interruptor no pueda realizar la maniobra de recierre, éstos casos son: sin presión de aire, resorte descargado, falta de SF6, etc.
- **Posición del interruptor:** La posición del interruptor es importante para la habilitación o nó de la maniobra de recierre.

Zonas de medición:



- **Zona 1:** Tomando como referencia el relé ZA, que mira en dirección a la línea eléctrica de la figura, se considera zona 1, al 80% de la longitud total de la línea protegida, es decir la impedancia de línea entre los extremos A y B. Normalmente una falla en ésta zona se despeja de manera instantánea o en un tiempo muy pequeño respecto de los tiempos programados para las otras zonas. Si la falla en zona 1 es el tipo monofásica, se hará un recierre y si ésta persiste se abre tripolar definitivo. Para el caso de fallas bifásicas o trifásicas, se abre la línea tripolar definitivo.
- **Zona 2:** Se define como tal a la falla que se produce entre el 80% y el 120% de la línea de energía, ya sea monofásica, bifásica o trifásica, la falla será despejada de manera tripolar sin recierre.
- **Zona 3,4 y 5:** Llamados “escalones restantes” junto a la zona 2, mantiene la misma lógica que zona 2, solo que a medida que aumenta la zona, el tiempo de retardo será mayor para generar selectividad entre protecciones.

Maniobra de recierre:

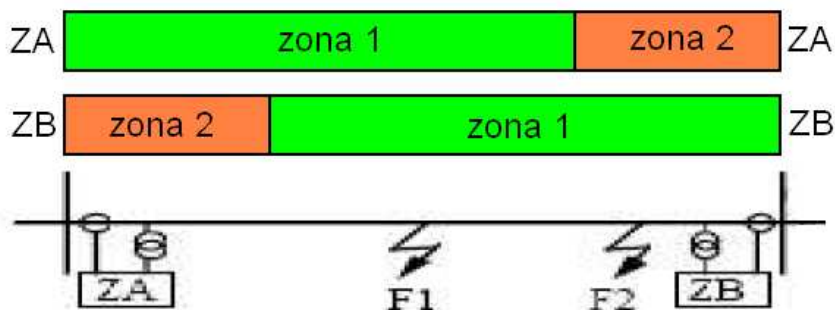
La maniobra de recierre, o simplemente “recierre” es una programación que se realiza en los relés de distancia para salvar una apertura total y definitiva de la línea ante fallas transitorias monofásicas. Básicamente consiste en la apertura unipolar en ambos extremos de la fase afectada, y alrededor de 300 ms después cerrar ambos extremos a la vez, y bloqueándose ésta función durante los próximos 10 segundos. Si al momento del recierre la falla persiste, se abre el interruptor de forma tripolar y permanente.

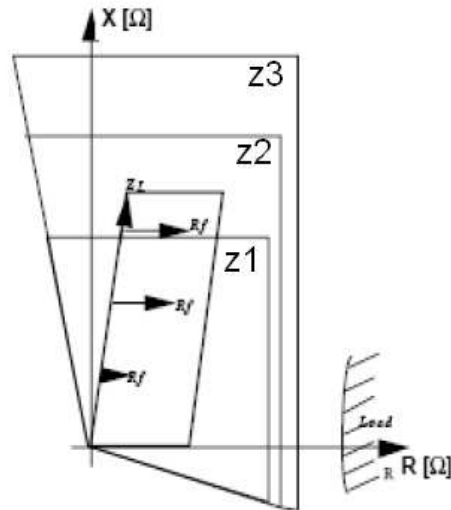
Existen tres condiciones para que el recierre esté habilitado,

- **Llave C/S recierre:** Ésta es una llave que se coloca en las estaciones transformadoras para que al introducir una señal digital al relé, bloqueamos el “recierre”, ésta maniobra se debe realizar siempre que vaya a haber algún trabajo sobre la línea en servicio. Para que el recierre se habilite, la llave debe estar en la posición “c”.
- **Interruptor cerrado:** Es necesario que el interruptor haya estado cerrado por al menos 10 segundos para la habilitación del recierre.
- **Interruptor listo:** Como ya se dijo, es cuando el interruptor está operativo o no aparecen las señales que alertan la falta de presión de aire, la descarga del resorte, o la falta de SF6, etc.

Caso 1: Supongamos que se manifiesta una falla monofásica como la representada por F1, como se ve, ésta falla está en zona 1 para los relés ZA y ZB, para éste caso se producirá el recierre en la fase afectada.

Caso 2: Para el caso de la falla F2, ésta se encuentra en zona 1 para el relé ZB, pero en zona 2 del relé ZA. En estos casos actúa la tele protección selectiva (TPS), es decir, el relé ZB envía una señal de que “vio la falla en zona 1” al relé ZA para que éste ignore la falla en zona 2 y realice la maniobra de apertura y recierre.





Protección diferencial de transformador y línea (87T y 87L)

Es una protección que opera con la diferencia entre las corrientes entrantes y las salientes del elemento a proteger, para el caso de los transformadores hay que tener en cuenta la corriente de magnetización del núcleo, presente sólo en el bobinado que aporta la energía, además se deben referir las corrientes a un mismo nivel de tensión, teniendo en cuenta las relaciones de transformación del transformador de potencia y la relación de transformación de los TI.

Para el caso de los relés diferenciales de línea, el modo de operación es el mismo, pero hay que tener en cuenta el drenaje capacitivo de corriente hacia la tierra.

Aplicación:

Protege la zona de influencia entre los TI exclusivamente. No coordina con ningún otro relé y la orden de apertura es tripolar definitiva y en todos los extremos que puedan aportar energía a la falla.

La protección debe ser estable, es decir, debe ser capaz de distinguir las corrientes que circulan por el elemento protegido ante fallas externas (fuera de zona), para el caso del transformador debe ser capaz de detectar las corrientes “inrush” y los sobreflujos del transformador.

- **Corriente Inrush:** Es la corriente que se genera cuando el transformador se conecta al sistema. Su magnitud y duración dependen de la potencia y diseño del trafo, la impedancia de la fuente (red), el flujo remanente del núcleo y del punto de la onda en que se conecta el trafo al sistema.

Ésta corriente se genera en todas las fases, incluso en la puesta a tierra, y de magnitud 5 a 10 veces la corriente nominal. Tiene una gran componente armónica, sobre todo la segunda. Un contenido normal de armónicos es del 13 al 20%. La protección diferencial incorpora filtros para ésta armónica y evitar el disparo cuando se energiza la máquina.

- Falla externa:** Ante una falla fuera de la zona protegida por la protección diferencial, las corrientes pueden tener valores varias veces superiores a la nominal, una falla de 10 veces la corriente nominal, puede causar una corriente diferencial hasta dos veces mayor a la corriente diferencial nominal. Con el propósito de que la protección diferencial no actúe por error ante éstas condiciones, se hace circular un porcentaje de la corriente de falla por un circuito de restricción.

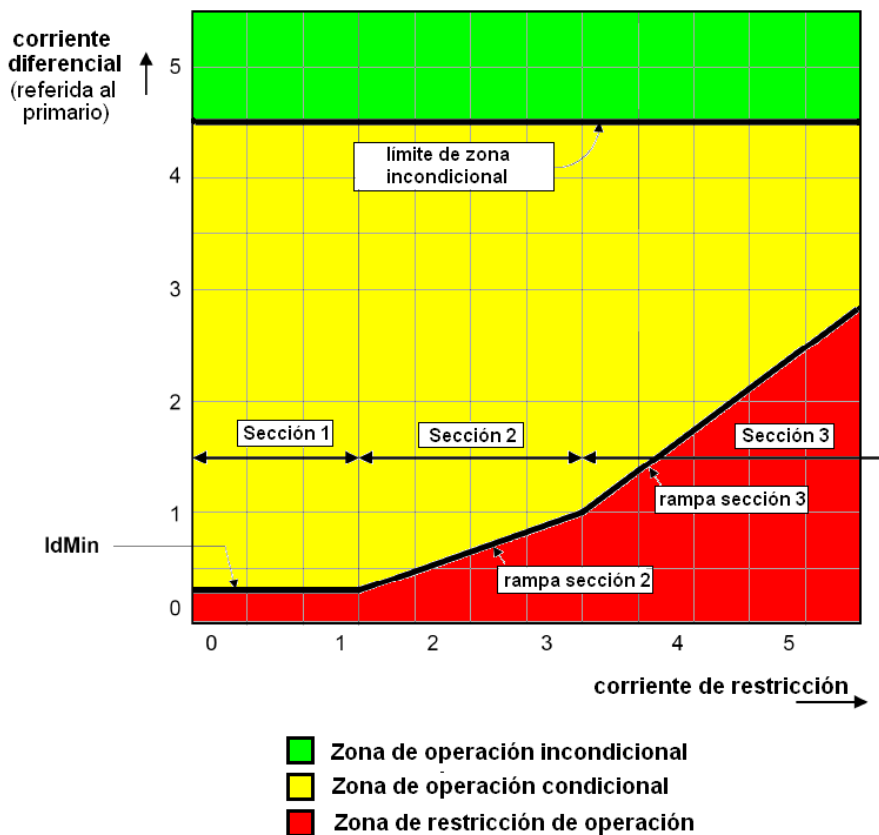
El porcentaje de restricción, asegura que la función se activará sólo si la corriente diferencial obtenida excede cierto porcentaje del total de la corriente de falla.

- Sobre-excitación:** Es cuando el flujo magnético en el núcleo aumenta por encima del nivel normal de diseño, es generada por las sobre-tensiones del sistema y es función de la tensión e inversamente proporcional a la frecuencia.

$$\phi = \frac{dV}{df}$$

La sobre-excitación no es una falla interna del transformador, por lo que la protección diferencial debe permanecer estable ante éstas condiciones. Eso se consigue ajustando la relación I_1/I_5 ya que la corriente durante una sobre-excitación posee un alto nivel de quinto armónico.

Curva característica de la protección diferencial





- **Zona de operación incondicional:** Una condición de la sumatoria de corrientes que cayera en ésta zona, hará que el relé actúe incondicionalmente. Se entiende que la diferencia de corrientes es muy elevado respecto a condiciones conocidas normales.
- **Zona de operación condicional:** La protección actuará ante cualquier punto que se sitúe en ésta zona, excepto por ciertas condiciones como la corriente inrush o la sobreexcitación de la máquina.
- **Zona de restricción de operación:** Es la zona donde el relé no debe actuar nunca, porque la corriente de entrada “no es igual” a la de salidas, pero ésta diferencia es conocida, tal es el caso de la corriente magnetizante de los transformadores o el drenaje capacitivo de las líneas de alta tensión. La variación de las pendientes contempla la saturación del núcleo del transformador.

Protección de máxima corriente (50/51)

Las protecciones de máxima corriente de fases tienen la función de detectar las sobre intensidades monofásicas, bifásicas o trifásica.

La protección se activa cuando una, dos o tres de las corrientes controladas sobrepasan la consigna correspondiente de su umbral de regulación.

Puede ser temporizada, en cuyo caso no se activará hasta que la corriente controlada sobrepase su umbral de regulación durante un tiempo al menos igual a la temporización seleccionada.

De acuerdo con el tiempo de funcionamiento los relés de sobreintensidad pueden clasificarse como sigue:

| Relés de sobreintensidad | | |
|--------------------------|-------------------------|--|
| Instantáneos | T = 0seg | |
| Temporizados | De tiempo independiente | Con tiempo constante o definido |
| | De tiempo dependiente | Con curvas normalmente inversas Con curvas muy inversas Con curvas extremadamente inversas |

El término instantáneo debe entenderse como que a partir de ser superado el nivel de ajuste del relé, este actúa sin demora intencionada.

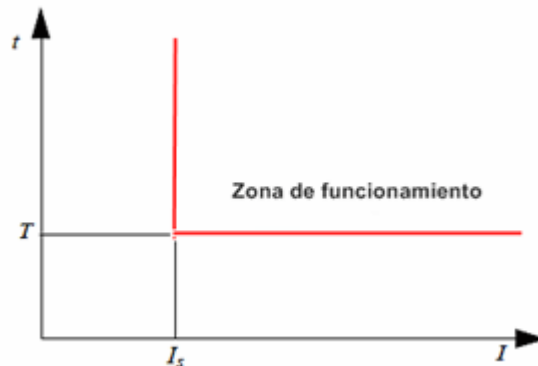
No debe olvidarse, sin embargo, que no existe en rigor ningún relé instantáneo, ya que todos presentan un retardo inherente a sus características constructivas.

Los relés instantáneos son adecuados para protección contra cortocircuitos, si bien, para obtener selectividad es preciso que entre escalones consecutivos haya diferencia clara en los niveles de cortocircuito, de otro modo, habrá que retardar su actuación en el escalón superior.

Protección de sobreintensidad de tiempo independiente

Este tipo de protecciones actúan al superar la intensidad un determinado valor de ajuste después de un tiempo también ajustable.

En general en este tipo de relés el tiempo de actuación y la intensidad determinan gráficos como el de la figura siguiente



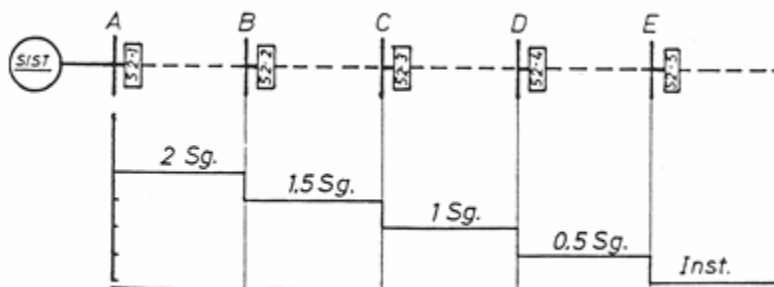
I_s : umbral de funcionamiento en corriente (tarado de corriente)

T : retardo de funcionamiento de la protección (temporización)

Los umbrales de corriente y temporización son normalmente ajustados por el usuario.

Estos relés son adecuados para protección contra cortocircuitos resolviendo, además, el problema de la selectividad al permitir establecer tiempos diferentes en posiciones adyacentes con niveles de falta similares.

Cuando el número de escalones a coordinar es considerable, el tiempo para el último puede resultar inadmisiblemente largo en el caso de una falta en su zona de protección.



Escalonamiento de tiempos con relés de tiempo definido

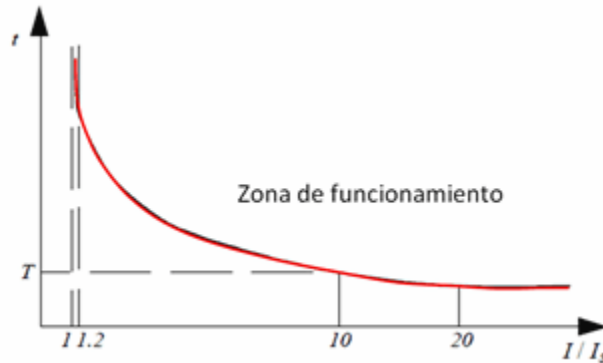
En la situación planteada en la figura anterior con una diferencia entre escalones de 0,5 segundos el tiempo del interruptor es de 2 segundos siendo este el tiempo con el que se despejaría un cortocircuito en la sección de línea entre barras A y B, pudiendo suceder que



la elevada corriente de cortocircuito en las proximidad del sistema no fuera soportada por la línea durante ese tiempo. El problema así planteado puede ser resuelto empleando los denominados relés de tiempo dependiente.

Protección de sobreintensidad de tiempo dependiente

Estos relés actúan al sobrepasar la intensidad un valor ajustado y lo hacen en un tiempo que es función inversa de la sobreintensidad. Cuanto mayor es la corriente que sobrepasa el umbral ajustado menor es el tiempo de actuación.



I_s : Umbral de funcionamiento de corriente correspondiente a la asíntota vertical de la curva
 T : retardo de funcionamiento para $10 I_s$

Protección de tiempo dependiente

En general el tiempo de actuación responde a la ecuación:

$$t = \frac{K}{I^e}$$

donde k es una constante de diseño y “ e ” también por diseño define el grado de inversión de la característica.

El funcionamiento de la protección a tiempo dependiente está definido en la norma IEC 60255-3

Las normas definen varios tipos de protección de tiempo dependiente que se diferencian por la pendiente de sus curvas características: protección a tiempo inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

Característica inversa

Esta característica es de uso general y puede utilizarse en cualquier circuito y situación siempre y cuando no existan especiales requerimientos de una mayor disminución del tiempo de disparo (del permitido por esta característica) al aumentar la corriente de cortocircuito.



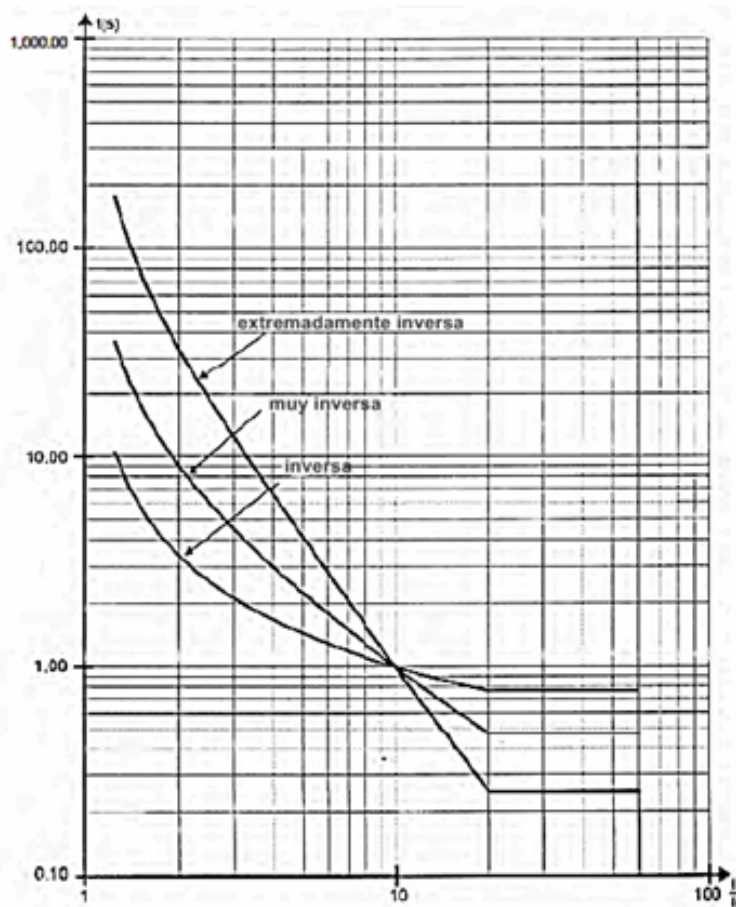
La mayor aplicación, además del uso dado en líneas de distribución como protección de sobrecorriente de fase y neutro, es el de servir como protección de respaldo en transformadores de potencia, o como protección de respaldo de las protecciones de distancia.

Característica muy inversa

Se utiliza para proteger líneas de distribución donde se tenga una alta potencia de cortocircuito en la fuente y líneas relativamente largas, con lo cual se pueden tener tiempos relativamente cortos de eliminación de los defectos en faltas cercanas a la fuente, conservando una adecuada selectividad con los defectos que se produzcan en los alimentadores secundarios que parten del lado remoto del alimentador principal. Como vemos, este tipo de característica se adapta bastante bien para proteger líneas troncales de distribución así como alimentadores primarios conectados a transformadores de potencia.

Característica extremadamente inversa

Es muy utilizada para proteger alimentadores secundarios de donde se alimenten circuitos o cargas protegidos por fusibles (es la característica que mejor coordina con estos elementos). Asimismo, es una protección muy útil como respaldo de los relés de tierra en situaciones donde se necesite una gran sensibilidad en faltas a tierra altamente resistivas sin que el tiempo de operación de la protección sea un factor muy restrictivo.





Descargadores

Se llama descargador al dispositivo destinado a proteger los aparatos eléctricos de elevadas tensiones transitorias y a limitar la duración y frecuentemente la amplitud de la corriente subsiguiente.

El termino descargador incluye a todo espinterómetro externo en serie que sea esencial para el funcionamiento del dispositivo instalado para el servicio.

Los descargadores modernos son:

- De óxido metálico,
- De óxido de cinc
- Sin espinterómetros en serie.

Su funcionamiento básico es que a tensión nominal y hasta una 45% sobre ésta, el elemento se comporta como un aislador soporte. En cambio cuando se supera la tensión de protección, la resistencia a tierra del descargador baja abruptamente, logrando así descargar la falla a tierra.

Protección de generadores y transformadores Cortocircuitos.