

TEMA:
RELES DE SOBRECORRIENTE
INSTITUTO DE ENERGIA ELECTRICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN

INTRODUCCIÓN

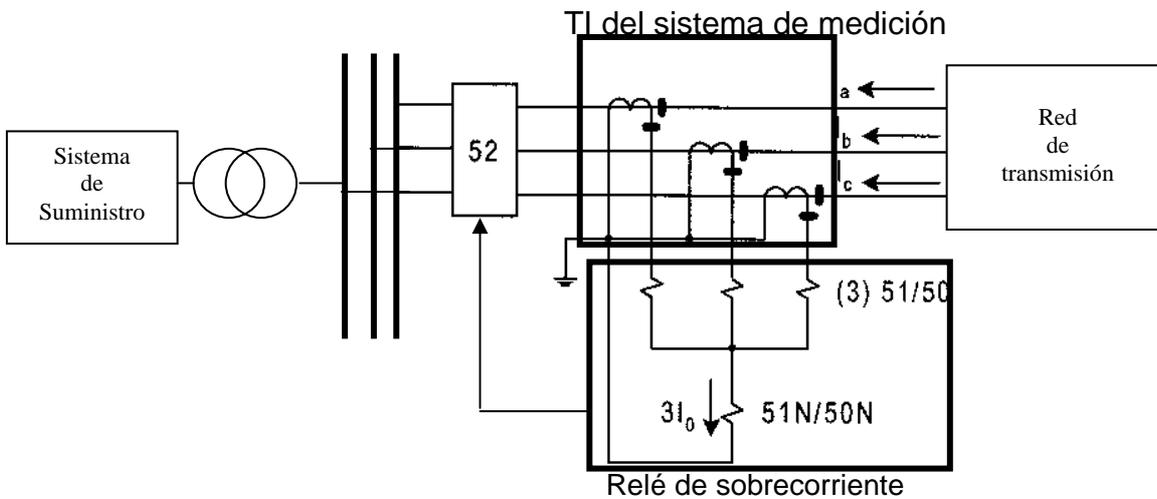
Normalmente las fallas en los componentes de los sistemas eléctricos de potencia causan niveles muy elevados de corrientes que pueden dañar el equipamiento si las mismas no son despejadas a tiempo. La medición de la corriente puede luego utilizarse como criterio para determinar la presencia de fallas y en consecuencia hacer operar dispositivos de protección, los cuales varían en su diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida. En este capítulo se verá las particularidades de los relés de sobrecorriente utilizados para la protección tanto de redes de transmisión, subtransmisión, y distribución, como de otros elementos de subestaciones tales como transformadores, generadores, reactores, etc...

En el tema IV se verá los aspectos relacionados con los dispositivos de protección por sobrecorriente de redes de distribución, utilizados con más frecuencia en la República Argentina: reconectores automáticos, seccionalizadores y fusibles.

3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los relés de sobrecorriente son los dispositivos de protección utilizados como protección contra sobrecargas asociadas con la capacidad térmica del equipamiento, y ante elevados valores de corrientes producidas por cortocircuitos. En las redes de distribución de 13.2kV en la Argentina, estos están instalados comúnmente a la salida de los distribuidores y deben coordinar su actuación con otros dispositivos de protección aguas abajo. Dado que deben operar tanto para sobrecarga como para falla, el ajuste de los mismos debe realizarse teniendo en cuenta el compromiso a cubrir por los dos estados.

La fig. 3.1 muestra uno de los conexionados típicos de un relé de sobrecorriente para la detección de todos los tipos de fallas fase-fase y fase-tierra. A través de los TI (3 TI conectados en estrella), el relé obtiene los valores presentes de las corrientes de fase y residual de tierra ($3I_0$). Cuando, ante la presencia de un cortocircuito o una sobrecarga excesiva, las corrientes medidas superan determinados valores de referencia que se ajustan en el relé, el mismo actúa en forma temporizada (con retardo ex profeso de tiempo) o en forma instantánea, dependiendo del valor de la corriente, enviando una señal de disparo al interruptor (unidad 52) provocando la apertura del mismo.



51/50: códigos de las unidades de fase temporizada e instantánea respectivamente
 51N/50N: códigos de las unidades de tierra temporizada e instantánea respectivamente
 52: código del interruptor de potencia

Fig. 3.1: Conexión típica de un relé de sobrecorriente

La cantidad y conexión de los relés de sobrecorriente necesarios para la protección de una línea, máquina, etc... difiere según se trate de un sistema de neutro aislado (o aislado con bobina Petersen) o de un sistema con neutro a tierra. En la fig. 3.2 se presentan otros esquemas de conexión de los TI. Los casos a), b) y c) corresponden a sistemas con neutro a tierra.

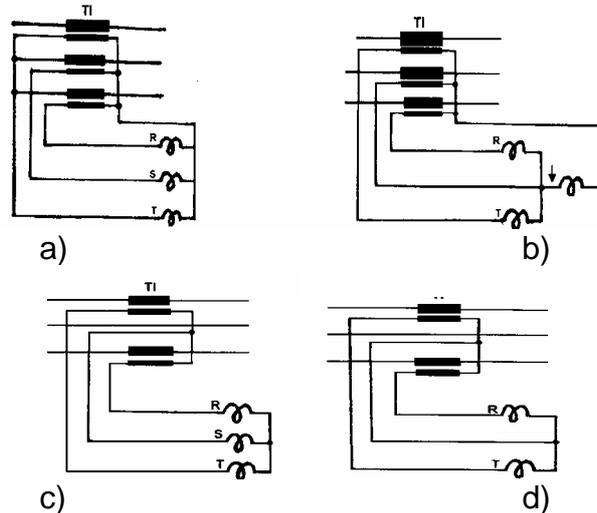


Fig. 3.2

En el caso a) la protección se realiza con tres relés de fase la corriente residual se puede calcular como $3I_0 = I_R + I_S + I_T$. En b) se realiza con dos relés de fase (R y T en este caso) y uno de tierra, luego la corriente por la fase S se puede calcular como $I_S = 3I_0 - I_R - I_T$. Los casos c) y d) presentan las opciones de protección en sistemas con neutro aislado, donde solo pueden ser detectadas fallas fase-fase.

3.2 TIPOS DE RELÉ DE SOBRECORRIENTE Y MAGNITUDES DE AJUSTE

Basado en sus características de operación, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: corriente definida, tiempo definido y tiempo inverso.

3.2.1 RELÉ DE CORRIENTE DEFINIDA O INSTANTÁNEO (UNIDAD 50)

Este tipo de relé opera en forma instantánea (sin temporización intencional) cuando la corriente alcanza un valor mayor o igual a uno predeterminado de referencia previamente ajustado (corriente de arranque o pick-up, fig. 3.3). El tiempo de actuación del relé será el tiempo propio que requiere para el procesamiento de las señales y decisión de actuación (20-50 ms aprox.). Sirve para definir la corriente de falla a partir de la cual se considera que el equipamiento debe ser desconectado en forma inmediata.

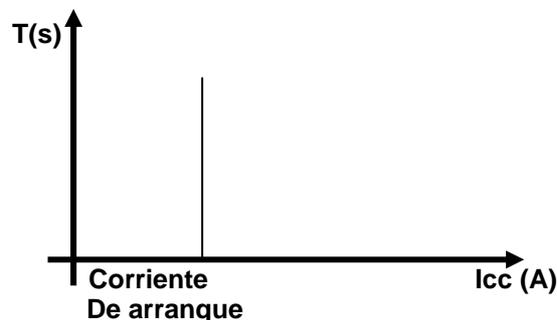


Fig. 3.3 Relé de corriente definida (unidad 50)

3.2.2 RELÉ DE TIEMPO DEFINIDO O TEMPORIZADO CON TIEMPO CONSTANTE (UNIDAD 51)

Para una valor mayor o igual a un valor de corriente medido previamente definido y ajustado (corriente de arranque o pick-up), este tipo de relé opera con un tiempo de retardo constante (temporización intencional) independiente del valor de la corriente (fig. 3.4). Este tipo de relé permite definir diferentes umbrales de corriente de operación con distintos tiempos de operación. La temporización cumple dos funciones: no desconectar el equipo en forma innecesaria ante sobrecargas transitorias y la de poder coordinar su actuación (selectividad de las protecciones) con otros dispositivos de protección como se verá posteriormente.

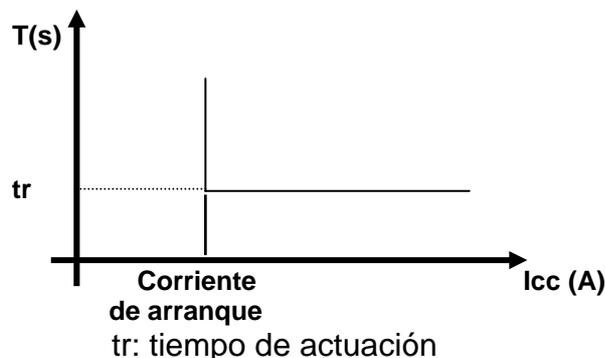


Fig. 3.4 Relé de tiempo definido (unidad 51)

Cuando el tiempo de retardo de actuación es cero, la unidad 51 se convierte en una unidad 50.

3.2.3 RELÉ DE TIEMPO INVERSO (UNIDAD 51)

Como en el caso anterior, también son unidades de temporización de la actuación del relé. La propiedad fundamental de estos es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, como el ilustrado por las curvas características mostradas en la fig. 3.5.

La ventaja sobre el relé de tiempo definido es que, para las corrientes muy altas, pueden obtenerse tiempos menores disparo sin el riesgo de la selectividad de protección. Los relés de tiempo inverso son generalmente clasificados de acuerdo a su curva de actuación tanto para las unidades de fase y tierra. Las mismas están definidas actualmente por formulas matemáticas estipuladas por las Normas IEC y ANSI; según las normas IEC 255 el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

$$t[s] = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k \quad (3.1)$$

Donde:

t = tiempo de operación del relé en segundos

k = ajuste del multiplicador de tiempo o dial

I_f = valor de la corriente de falla

I_s = valor de la corriente de arranque o pick-up

α y β = constantes

Según las normas ANSI/IEEE el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

$$t[s] = \left[\frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k \quad (3.2)$$

Donde:

t = tiempo de operación del relé en segundos

k = ajuste del multiplicador de tiempo (también llamado DIAL)

I_f = valor de la corriente de falla

I_s = valor de la corriente de arranque o pick-up (también llamado TAP)

α , β y γ = constantes

En la tabla 3.1 se muestran las constantes α y β para cada uno de los tipos de característica de tiempo de operación con la que actuará el relé según la norma IEC 255 (fig. 3.5). La tabla 3.2 muestra correspondientemente el valor de las constantes α , β y γ para las características según la norma ANSI- IEEE. Seleccionando un tipo de curva, se puede calcular el tiempo de respuesta conociendo los valores de k (DIAL) e I_s (TAP) previamente ajustados. Igualmente, si se especifica un tiempo particular de actuación t , requerido para una corriente de falla I_f determinada, y además se ajusta I_s en un valor

determinado, se puede determinar el valor de ajuste del multiplicador k . Esto último significa una traslación vertical de la curva, lo cual es útil para lograr la selectividad o coordinación de actuación con otros relés u otro dispositivo de protección.

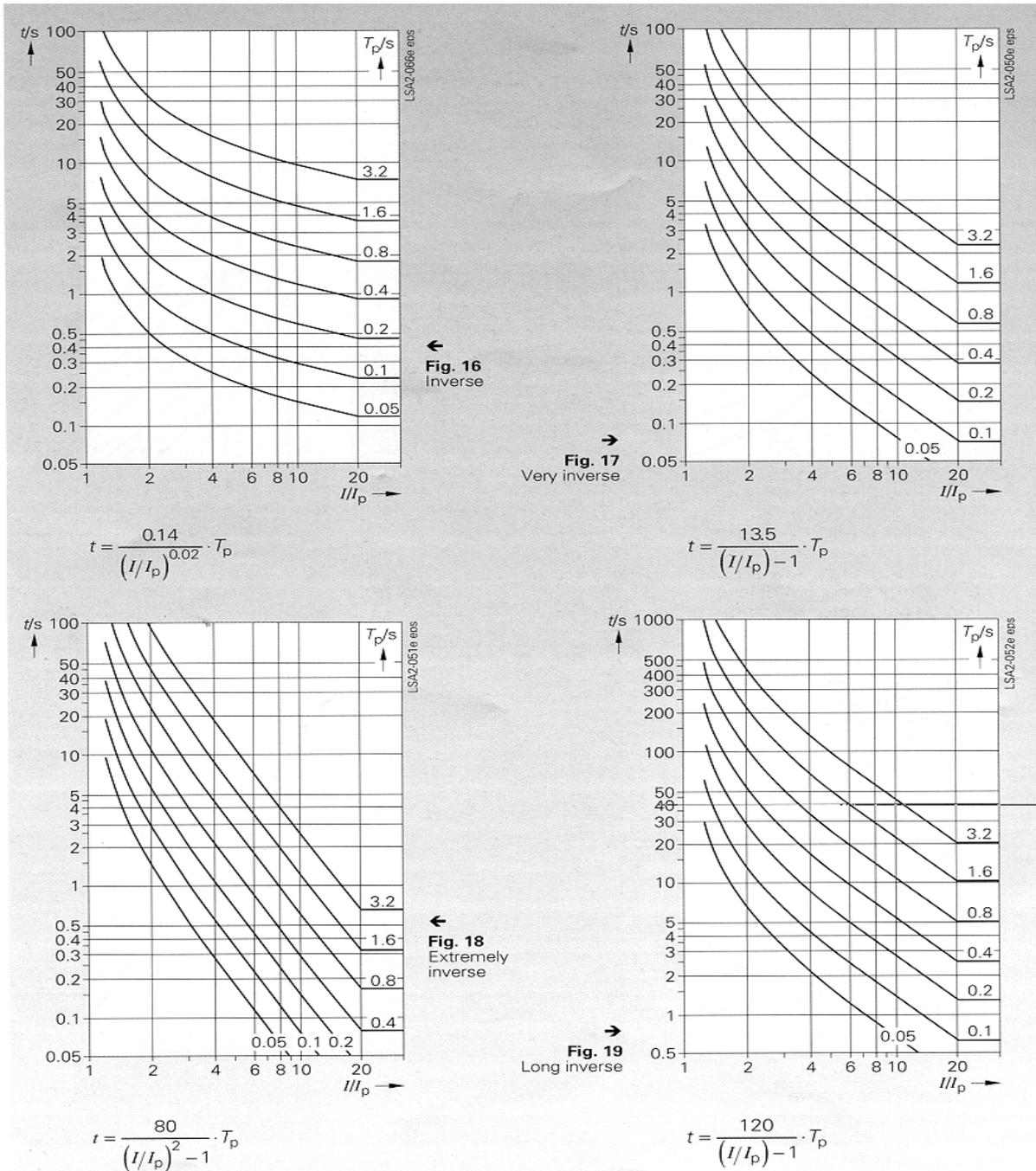


Fig. 3.5 Curvas características tiempo-corriente según norma IEC 255

Aclaración: La corriente I y la corriente I_p en las ecuaciones mostradas en la fig. 3.5 corresponden a la corriente I_f y a la corriente I_s de la ec. 3.1, respectivamente.

Tabla 3.1 Constantes α y β de las curvas $t = f(I_f/I_s)$ según la norma IEC 255

Tipos de relé	α	β
Inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1.00	13.50
Extremadamente inversa	2.00	80.00
Inversa Larga	1.00	120.00

Tabla 3.2 Constantes α , β y γ de las curvas $t=f(I_f/I_s)$ según la norma ANSI-IEEE

Tipos de relé	α	β	γ
Inversa	2.0938	8.9341	0.17966
Inversa corta	1.2969	0.2663	0.03393
Inversa larga	1.	5.6143	2.18592
Moderadamente Inversa	0.02	0.0103	0.0228
Muy inversa	2.00	3.922	0.0982
Extremadamente inverso	2.00	5.64	0.02434
Inversa Definida	1.5625	0.4797	0.21359

Ejemplo 1: Suponer una red radial donde hay instalado un relé A de sobrecorriente cuyo ajuste de la corriente de pick-up de actuación temporizada es $I_s = 300$ A (TAP) y se produce una falla aguas abajo del mismo, la cual da lugar a una corriente de $I_f = 650$ A que pasa por el relé; calcular el tiempo de actuación del relé suponiendo una característica de actuación "Muy Inversa" según norma IEC y el ajuste del DIAL = 0.25.

Solución:

Las constantes para la curva muy inversa según norma IEC 255 (tabla 3.1) son $\alpha = 1$. y $\beta = 13.5$; por otro lado $k = \text{DIAL} = 0.25$; luego la relación $I_f/I_p = 650/300 = 2.166$; luego reemplazando en la ec. 3.1, el tiempo de actuación del relé será:

$$t_A[s] = \frac{13.5}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^1 - 1} * 0.25 = \frac{13.5}{1.166} * 0.25 = 2.894[s]$$

3.2.4 AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Como se expresó anteriormente, los relés de sobrecorriente están normalmente provistos de una unidad instantánea (unidad 50) y una unidad de temporización o temporizada (unidad 51), tanto para fallas fase-fase como para fallas fase-tierra. Los antiguos relés electromagnéticos consistían de unidades monofásicas separadas. Los relés microprocesados modernos tienen unidades de fase y unidades de tierra dentro del mismo encapsulado.

El ajuste de un relé de sobrecorriente implica seleccionar el valor de los siguientes parámetros, tanto para la unidad de fase como de tierra:

- Corrientes de arranque o pick up de la o las unidades de temporización del relé (denominado TAP's de las unidades 51)
- Corriente de arranque o pick-up de la unidad 50 instantánea.
- Tiempo de retardo de actuación de la o las unidades de temporización (denominados también DIAL). En los relés de tiempo definido el ajuste se realiza dando directamente un valor de ajuste en segundos. En los relés con curvas de tiempo inverso, ya sea según Norma IEC 255 o ANSI-IEEE, el ajuste se realiza seleccionando el parámetro k de la ec. 3.1 y 3.2, según se vio en el apartado anterior.

Para el ajuste de las unidades de fase se utilizan normalmente las corrientes resultantes de la simulación de fallas trifásicas y, para las unidades de tierra, las corrientes de cortocircuito monofásico.

3.2.4.1 AJUSTE DE LA UNIDAD DE TEMPORIZACIÓN

Existen dos razones para temporizar o retardar la actuación de un relé de sobrecorriente:

- Cuando se producen sobrecargas temporarias o permanentes en el componente protegido, las cuales pueden ser toleradas durante un tiempo que será función de la sobrecarga. Normalmente el tiempo límite de tolerancia decrece a medida que aumenta la sobrecarga y viene estipulada por el fabricante.
- Cuando, para el resguardo de la selectividad del sistema de protección, la operación del relé debe retardarse para asegurar que, en presencia de una falla en la zona de backup del relé, el mismo no actúe antes que la protección situada más cerca a la falla.

Parámetros del ajuste

Las unidades 51 de tiempo definido y de tiempo inverso pueden ajustarse mediante la selección de dos parámetros: el TAP y el DIAL.

Como se vio anteriormente, el TAP es un valor que define la corriente “pick up” o de “arranque” del relé ya sea para la o las unidades 51 o la unidad 50. Para los relés de fase el valor del TAP es determinado permitiendo un margen de sobrecarga superior a la corriente nominal del elemento o circuito protegido, y se define según la siguiente expresión:

$$TAP = (K \times I_{nom-circuito}) \div CTR$$

donde:

$I_{nom-circuito}$ = corriente nominal del circuito

CTR = relación de transformación del TI

K = múltiplo que tiene en cuenta el límite de sobrecarga permitida (normalmente varía entre 1.2 a 1.5 según el componente y el criterio empleado por ingeniero en protecciones). Por ej., si K se estipula en 1.3, para sobrecargas hasta de $1.3 * I_{nom-circuito}$ no se producirá el arranque del relé.

En los relés digitales modernos, el TAP se ajusta normalmente como un múltiplo de la corriente nominal del propio relé $I_{nom-rele}$. Es decir, el ajuste del TAP en el relé sería:

$$Ajuste - TAP = \frac{(K * I_{nom-circuito} / CTR)}{I_{nom-rele}}$$

Ejemplo 2: Si TAP está ajustado en el relé en 0.5 y la $I_{nom-rele}$ es 5A, significa que la corriente de pick-up del relé, del lado del secundario, será $TAP=2.5A$. Si el TI tiene una $CTR=1200/5$, significa que la corriente de arranque referida al lado primario será $TAP=2.5*1200/5 = 600 A$.

El ajuste del DIAL representa el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que, la corriente pick up, es decir supere el valor de TAP.

La diferencia de tiempo de operación de un relé A y otro dispositivo aguas arriba B, para el mismo nivel de corriente de falla, si se trata de una red radial, debe ser mayor o igual al de nominado 'intervalo de coordinación' o 'margen de coordinación' (fig. 3.6), para mantener la selectividad del sistema de protección.

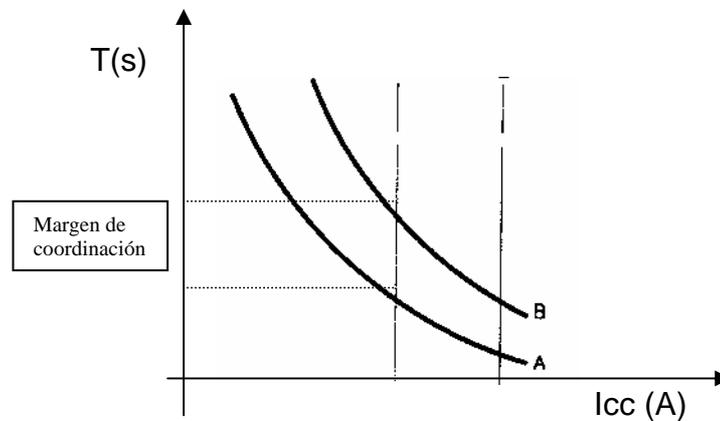


Fig. 3.6. Curvas de tiempo inverso asociadas a un relé (B) y otro dispositivo (A) en el mismo alimentador

Las características tiempo-corriente vienen normalmente representadas como en la fig. 3.5, donde ambos ejes están representados en escala logarítmica, el eje de tiempos expresado en segundos [s] y el eje de las corrientes como múltiplos de las corrientes de arranque (I/I_p) donde I es la corriente de falla e I_p el valor en [A] del TAP.

Para los relés de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo las condiciones de operación normal. Un desbalance típico es del 20% de la I_{nom} ; luego:

$$TAP = (0.2 \times I_{nom}) \div CTR$$

Ejemplo 3: Continuando con el ejemplo 1, suponer que aguas arriba del relé A anteriormente tratado, hay instalado otro relé B de similares características. Suponer además que se produce la misma falla que da lugar a $I_f = 650$ A, pero la corriente de pick-up del relé B es $I_p = 350$ A. Luego, calcular el ajuste del multiplicador del tiempo k o DIAL del relé B de tal forma que el tiempo de operación del mismo sea mayor que el del relé en 0.3 s.

Solución:

El tiempo de operación del relé B es igual al tiempo de operación del relé A $t_A[s] = 2.894$ s más la diferencia de tiempo de operación estipulada, igual a 0.3 s. Luego, llamando t_B al tiempo de operación del relé B aguas arriba, se tiene que:

$$t_B[s] = t_A[s] + 0.3[s] = 2.894[s] + 0.3[s] = 3.194[s]$$

Luego, despejando k de la ec. 3.1 queda:

$$k = tB[s]^* = \frac{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1}{\beta} = 3.194 * \frac{1.857 - 1}{13.5} = 0.203$$

3.2.4.2 AJUSTE DE LAS UNIDADES INSTANTÁNEAS

El empleo de unidades instantáneas ofrece dos ventajas fundamentales:

- reducen el tiempo de operación ante fallas severas a los tiempos propios del relé.
- evitan la pérdida de selectividad que puede darse en el caso de relés con características diferentes; esto se obtiene por el ajuste de las unidades instantáneas de modo que ellos operen antes que se crucen las curvas características de los relés, como es mostrado en la fig. 3.7.

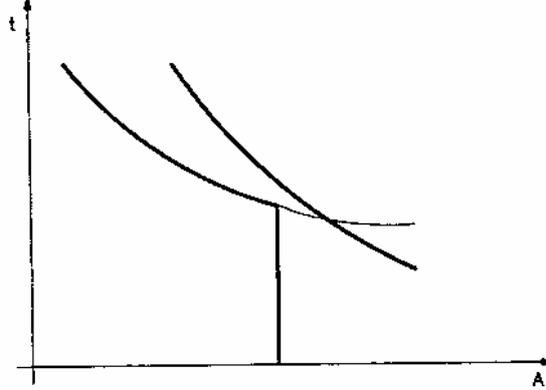
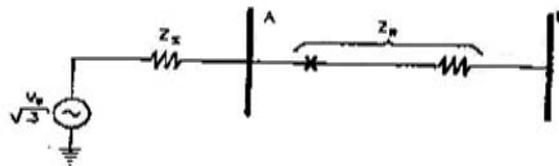


Fig. 3.7 Preservación de selectividad usando unidades instantáneas

La fig. 3.8 ilustra el efecto de la impedancia de la fuente sobre una falla en la barra A y para una falla en la barra B de la línea. Si $Z_s \gg Z_B$, las corrientes de falla serán prácticamente las mismas en ambas barras, por lo que existirá una pobre discriminación del punto de falla.



a)

$$I_{SC(A)} = \frac{V_s}{Z_s \times \sqrt{3}}$$

$$I_{SC(B)} = \frac{V_s}{(Z_s + Z_R) \times \sqrt{3}}$$

Z_R = impedancia del elemento protegido

Z_s = impedancia de la fuente

$V_s = 1.1 U_n$

Fig. 3.8

Si el ajuste está basado en las condiciones de nivel máximo de corriente de falla (Z_s mínima), luego estos ajustes pueden no ser apropiados para las situaciones cuando el

nivel de corriente de falla sea bajo. Por el contrario, si se usa un valor bajo de nivel de corriente de falla al calcular los ajustes del relé, esto podría resultar en la operación innecesaria de algún relé si se aumenta el nivel de corriente de falla.

El criterio para el ajuste de las unidades instantáneas varía, dependiendo de la localización y del tipo de elemento del sistema que es protegido. Pueden definirse tres grupos de elementos - las líneas entre las subestaciones, las líneas de distribución y transformadores.

(i) Líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se lleva a cabo tomando por lo menos el 120% de la corriente de falla en la próxima subestación vecina. El 20% de margen evita solapar las unidades instantáneas de otras estaciones vecinas, debido a errores en el sistema de medición y también en caso de que se presente una componente DC considerable. En los sistemas de alta tensión de 220kV y superior, debe usarse un valor más alto, dado que la relación X/R se vuelve más grande, y de esa forma también la componente DC.

(ii) Líneas de Distribución

El ajuste del elemento instantáneo del relé en las líneas de distribución, las cuales suministran a los transformadores de las subestaciones de rebaje a baja tensión, se trata en forma diferente al caso anterior, dado que no se tiene que cumplir la condición de coordinación de relés de líneas entre subestaciones; así, puede usarse uno de los siguiente dos valores para regular estas unidades:

1. El 50% de la corriente de cortocircuito máxima en el punto de conexión del relé.
2. Entre seis y diez veces la capacidad nominal máxima del circuito.

(iii) Transformadores

Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario de los transformadores se ajustan en un valor entre 120% y 150% de la corriente de cortocircuito en la barra del lado de baja tensión, referida al lado de alta tensión. Esto es así para evitar la pérdida de coordinación por la presencia de corrientes de magnetización (inrush) en el momento de la energización del trafo.

Si las unidades instantáneas de protección contra sobrecorriente del arrollamiento secundario del transformador y los alimentadores de los relés están sujetos a los mismos niveles de corriente de cortocircuito, entonces el ajuste de tiempo de la unidad instantánea del transformador debe ser ajustado en un valor superior para evitar la pérdida de selectividad. Esto es aplicable a menos que haya intercomunicación entre estas unidades, lo cual pueda permitir el bloqueo de la unidad instantánea de la protección del transformador, para fallas detectadas por la unidad instantánea de la protección del alimentador.

Ejemplo 4: Considerando la red de la fig. 3.8, suponer que $Z_s = j2\Omega$ y $Z_{AB} = j15\Omega$, y $U_n=132kV$; luego, calcular el ajuste de la unidad 50 de fase, teniendo en cuenta que hay un TI de 1200/5 y el relé tiene $I_n\text{-relé} = 5A$.

Solución:

La corriente de cortocircuito trifásico para una falla en la barra B es:

$$I_{cc3} = \frac{1.1U_n}{\sqrt{3} * (Z_s + Z_{AB})} = \frac{1.1 * 132}{\sqrt{3} * (j2 + j15)} = 4.931 \text{ kA} \angle -90^\circ$$

Tomando como criterio que el ajuste de la unidad instantánea es el 120% de la corriente de falla en la próxima subestación vecina, donde el 20% de margen evita solapar las unidades instantáneas de la estación vecina B, queda luego que el TAP de la unidad 50 referido al primario es:

$$TAP(1^\circ) = 4931 \text{ A} * 1.2 = 5917.2 \text{ A}$$

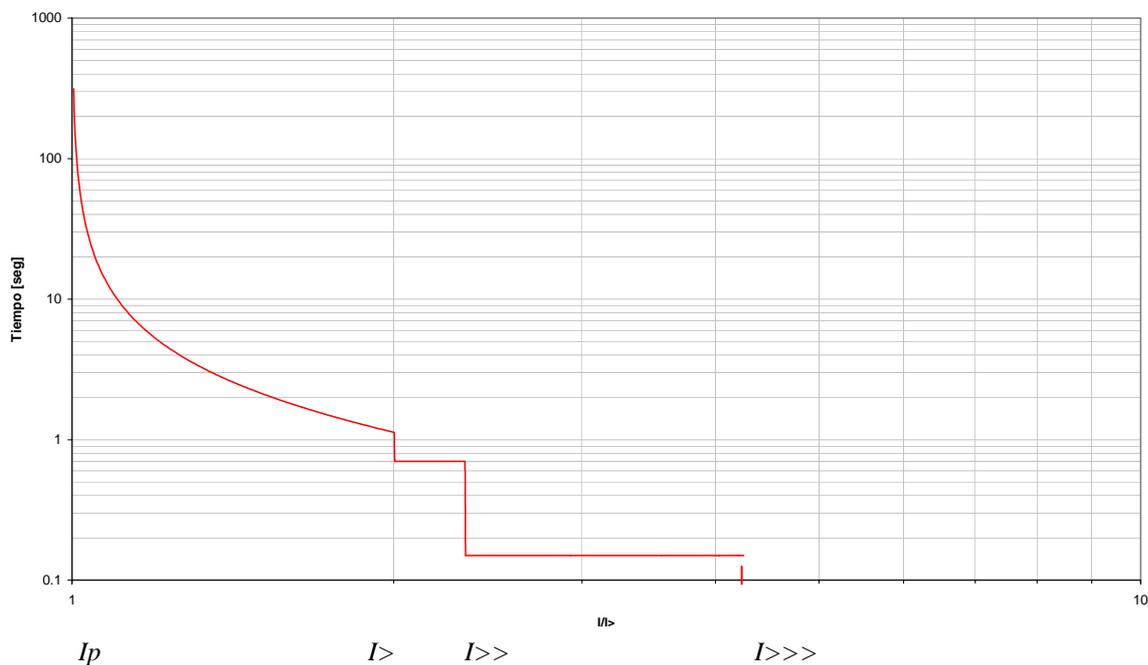
El mismo referido al secundario sería:

$$TAP(2^\circ) = 5917.2 * 5/1200 = 24.655 \text{ A}$$

Luego el valor de ajuste del TAP será:

$$TAP = TAP(2^\circ) / I_{n\text{-relé}} = 24.655/5 = 4.931$$

Ejemplo 5: En el siguiente gráfico se muestra el ajuste de un relé de sobrecorriente en escalas logarítmica, correspondiente a un modelo digital moderno.



Donde:

I_p : Valor del TAP de arranque de la unidad 51 con característica de tiempo inverso

$I >$: Valor del 1er. TAP de arranque de la unidad 51 con característica de tiempo definido

$I >>$: Valor del 2do. TAP de arranque de la unidad 51 con característica de tiempo definido

$I >>>$: Valor del TAP de arranque de la unidad 50

En este ejemplo se puede observar, el escalonamiento de los tiempos de actuación combinando unidades 51 con característica de tiempo inverso y dos más de tiempo definido, habilitando cada una para su actuación con diferentes valores de TAP's (I_p , $I_>$, $I_{>>}$ e $I_{>>>}$). Los relés antiguos venían equipados prácticamente con una sola unidad 51 y una sola unidad 50. La tecnología digital moderna y los bajos costos de implementación han permitido la incorporación de varias unidades con las que se pueden lograr características combinadas como la del ejemplo para diversas aplicaciones. En protecciones de líneas es común utilizar una característica de temporización (de tiempo definido o inversa), para sobrecargas y fallas remotas, y una unidad instantánea para fallas en la línea protegida.

3.2.4.2.1 Alcances de las unidades instantáneas que protegen las líneas entre subestaciones

El porcentaje X de cobertura de una unidad instantánea que protege una línea puede ilustrarse considerando el sistema mostrado en la fig. 3.9.

Se definen los siguientes parámetros:

$$K_i = \frac{I_{pickup}}{I_{end}} \text{ (relación de corrientes)}$$

$$K_s = \frac{Z_{source}}{Z_{element}} \text{ (relación de impedancias)}$$

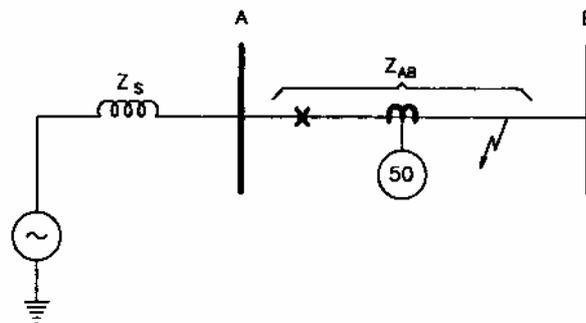


Fig. 3.9 Alcance de la unidad instantánea

De la fig. 3.9:

$$I_{pickup} = \frac{V}{Z_s + X \times Z_{AB}} \quad (3.3)$$

donde:

V = tensión de fuente $1.1U_n/\sqrt{3}$

Z_s = impedancia de la fuente

Z_{AB} = impedancia del elemento protegido

X = porcentaje de línea protegida

$$I_{end} = \frac{V}{Z_s + Z_{AB}} \quad (3.4)$$

$$K_i = \frac{Z_s + Z_{AB}}{Z_s + X \times Z_{AB}} \Rightarrow X = \frac{Z_s + Z_{AB} - Z_s \times K_i}{Z_{AB} \times K_i} \quad (3.5)$$

Reemplazando por K_s queda:

$$K_s = \frac{Z_s}{Z_{AB}} \Rightarrow X = \frac{K_s \times (1 - K_i) + 1}{K_i} \quad (3.6)$$

Por ejemplo, si $K_i = 1.25$ y $K_s = 1$, entonces $X = 0.6$, es decir la protección cubre el 60% de la línea.

Ejemplo 5: El efecto de reducir la impedancia de la fuente Z_s , en la cobertura provista por la protección instantánea puede ser apreciada considerando el sistema de la fig. 3.10, y usando un valor de 1.25 para K_i , en la fórmula 3.6.

Z_s (ohm)	Z_{ab} (ohm)	I_a (A)	I_b (A)	% Cobertura
10	10	100	50	60
2	10	500	83	76

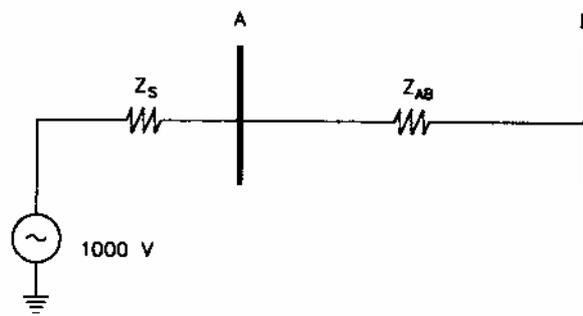


Fig. 3.10 Circuito equivalente

3.2.4.3 UNIDAD DE RECIERRE AUTOMÁTICO

Dado que un gran porcentaje de las fallas en redes de distribución son temporarias y por lo tanto, en esos casos no se necesita desconectar definitivamente el tramo fallado, los relés de sobrecorriente vienen provistos en forma opcional de una unidad de recierre automático (unidad 79).

Una vez que el relé detecta la falla, produce la apertura de los interruptores en forma instantánea y transcurrido cierto tiempo con el distribuidor abierto (el suficiente para que la falla desaparezca, también llamado tiempo muerto), la unidad de recierre envía una señal

a los interruptores para producir el cierre de sus contactos, el que si se produce con éxito retornará al distribuidor al servicio normal; si la falla persiste, el relé inicia un nuevo ciclo de apertura y recierre; si luego de un número programado de ciclos de apertura y cierre, la falla no es extinguida, luego se produce la apertura definitiva del distribuidor.

En la Argentina, las unidades de recierre en líneas de alta tensión (132kV y mayores) están incorporadas normalmente en los relés de impedancia como protección principal, lo cual se verá en capítulos posteriores. Rara vez se habilita el recierre en las protecciones de sobrecorriente de respaldo.

En sistemas de distribución, algunas modalidades de protección prefieren realizar las operaciones de apertura y recierre a través de los dispositivos denominados reconectores los cuales son instalados en puntos aguas debajo de la red de distribución y cuyos principios de operación se verán en el Tema IV.

3.3 COORDINACIÓN A LO LARGO DE TRANSFORMADORES DY

En el caso de coordinación de los relés de sobrecorriente para los transformadores Dy, la distribución de corrientes en estos transformadores debe verificarse para las fallas trifásica, bifásica y monofásica en el arrollamiento secundario, mostrado en la fig. 3.11.

Para simplificar la operación, puede asumirse que las tensiones entre las fases de los transformadores son las mismas, para los bobinados primarios y secundarios. Así, el número de vueltas en el primario es igual a $\sqrt{3}$ veces el número de vueltas del secundario, es decir $N_1 = \sqrt{3} N_2$.

Falla trifásica

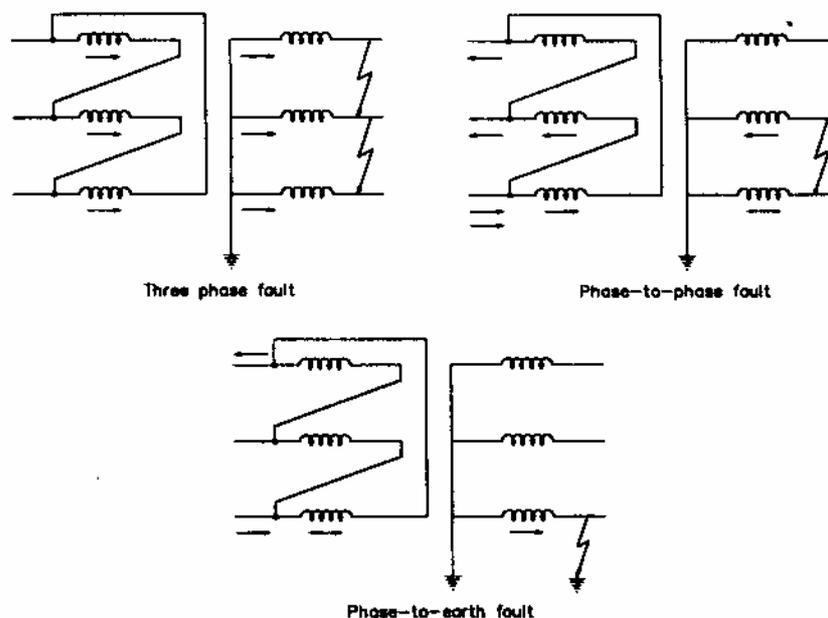


Fig. 3.11 Distribución de corrientes para una falla en un transformador Dy

$$I_f = \frac{E_{\phi-n}}{X} = I$$

$$I_{\delta} = I \times \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{primario}} = \sqrt{3} \times I_{\delta} = I$$

De lo anterior puede verse que las corrientes que fluyen a través de los relés asociados con el bobinado secundario son iguales a las corrientes que fluyen a través de aquellos relés asociados con el bobinado primario, como era de esperarse, debido a que las tensiones del primario y secundario son iguales y la falla involucra las tres fases.

Falla bifásica

$$I_f = \frac{E_{\phi-\phi}}{2 \times X} = \frac{\sqrt{3} \times E_{\phi-n}}{2 \times X} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I$$

$$I_{\delta} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I \times \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{2}$$

$$I_{\text{primario}} = 2 \times I_{\delta} = I$$

Para este caso, la corriente que fluye a través de los relés instalados en el circuito del bobinado secundario es igual a $\sqrt{3}/2$ veces la corriente que fluye a través del relé asociado con el primario en la fase que tiene el mayor valor de corriente. De la fig. 3.11 está claro que, para esta falla, la distribución de corriente en el primario es 1-1-2, y en el secundario 0-1-1.

Falla monofásica

$$I_f = \frac{E_{\phi-n}}{X} = I$$

$$I_{\delta} = I \times \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{primario}} = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

Así, para una falla monofásica, la corriente a través del relé instalado en la fase fallada del bobinado secundario es igual a $\sqrt{3}$ veces la corriente que fluye a través del relé asociado al arrollamiento primario en la misma fase.

Se resumen los resultados de los tres casos en la tabla 3.3. Analizando los resultados, puede verse que el caso crítico para la coordinación de los relés de sobrecorriente es la falla bifásica. En este caso los relés instalados en el secundario llevan una corriente menor a la corriente equivalente que fluye a través de los relés primarios, lo cual podría llevar a una situación dónde la selectividad entre los dos relés esté en riesgo. Por esta razón, el intervalo de

coordinación entre los relés es basado en el tiempo de operación de los relés del secundarios para una corriente igual a $\sqrt{3} \times I_f / 2$, y el tiempo de operación para los relés primarios para un valor de corriente I_f de falla total, es mostrado en la fig. 3.12.

Tabla 3.3 Resumen de las condiciones de falla

Falla	I_{primario}	$I_{\text{secundario}}$
Trifásica	I	I
Bifásica	I	$\sqrt{3} \times I / 2$
Monofásica	I	$\sqrt{3} \times I$

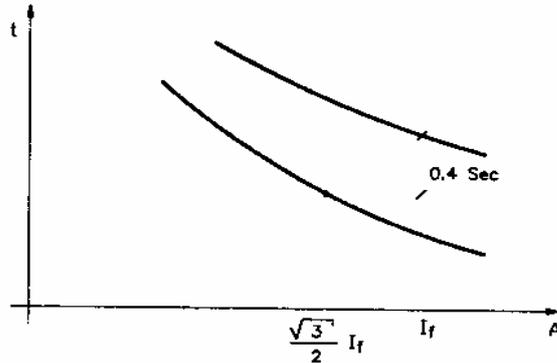


Fig. 3.12 Coordinación de relés de sobrecorriente para transformadores Dy

Ejemplo 6: Para el sistema mostrado en la fig. 3.13:

1. Calcular las corrientes nominales de los elementos y los niveles de cortocircuito trifásico para falla en cada barra.
2. Determinar los valores de los TAP's de la unidad 51 y 50, y DIAL de la unidad 51, para asegurar la coordinación de los relés ubicados en 1, 2, 3.

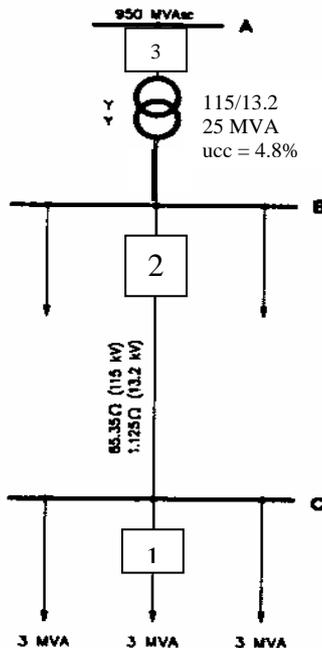


Fig. 3.13 Diagrama unifilar del ejemplo 6

Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El intervalo de coordinación debe ser de 0.4 s.
2. El relé asociado con el interruptor 1 es del tipo tiempo definido con ajuste en 1.2 s. Todos los otros tienen las características de tiempo Normal Inverso, según Norma IEC 255.
3. Los TI tienen las siguientes relaciones de transformación:
Relé 1: 1200/5
Relé 2: 2000/5
Relé 3: 500/5
4. Tomar como criterio de arranque el 30% de sobrecarga sobre la carga nominal para todos los relés

Solución

1) Cálculo de las corrientes nominales y niveles de cortocircuito trifásico

Las impedancias de la fuente la línea BC y trafo, pueden obtenerse como sigue:

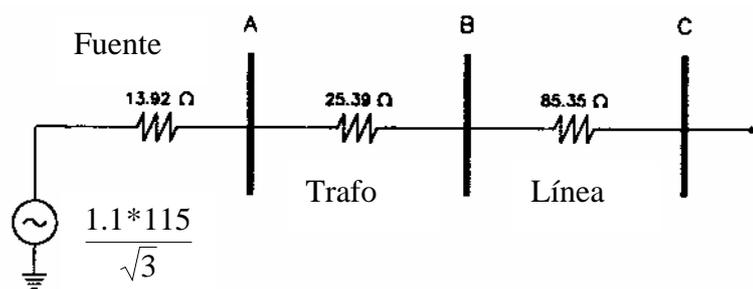
Referido a 115 kV:

$$Z_{source} = \frac{V^2}{P_{SC}} = \frac{(1.1 * 115 \text{ kV})^2}{950 \text{ MVA}} = 15.972 \Omega$$
 , donde 950 MVA es la potencia de cortocircuito trifásica dada como dato.

$$Z_{TRNSF} = Z_{PU} \times Z_{BASE} = 0.048 \times \frac{(115 \text{ kV})^2}{25 \text{ MVA}} = 25.39 \Omega$$

$$Z_{lineaBC} = 85.35 \Omega$$

El circuito equivalente del sistema referido a 115 kV es:



Corrientes nominales

$$I_{nom1} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)} = 131.2 \text{ A} \text{ (para uno de los alimentadores en 13.2 kV)}$$

$$I_{nom2} = 3 \times I_{nom1} = 3 \times 131.2 = 393.6 \text{ A} \text{ (para la línea BC)}$$

$$I_{nom3} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (115 \times 10^3)} = 125.5A \text{ (para el trafo referido a 115kV)}$$

Corrientes de cortocircuito

Falla en la barra C:

$$I_{fallaC} = \frac{1.1 * 115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (13.92 + 25.39 + 85.35)} = 585.86A \text{ referido a 115KV}$$

$$= 585.86 \times (115/13.2) = 5104.1 A \text{ referido a 13.2 kV}$$

Falla en la barra B:

$$I_{fallaB} = \frac{1.1 * 115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (13.92 + 25.39)} = 1857.9A \text{ referido a 115 KV.}$$

$$= 1857.9 \times (115/13.2) = 16186.25 A \text{ referido a 13.2 KV.}$$

Falla en la barra A:

$$I_{fallaA} = \frac{1.1 * 115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.92} = 5246.78A \text{ referido a 115KV.}$$

2) Valores de los TAP's de la unidad 51 y 50, y DIAL de la unidad 51, para asegurar la coordinación.

Valores de los TAP's para las unidades 50 y 51

Relé 1: Para un alimentador, la corriente nominal es:

$$I_{nom1} = 131.2A,$$

Tomando luego como criterio que el relé arranca para una sobrecarga del 30%, luego el valor del TAP de la unidad temporizada deberá ajustarse en:

$$TAP(51)\text{-Relé 1} = 131.2 * 1.3 = 170.56 A \text{ (prim.)}$$

Referido al secundario sería:

$$TAP(51)\text{-Relé 1} = 170.56 * 5/1200 = 0.70 A \text{ (sec.)}$$

Tomando como criterio de actuación de la unidad 50, 6 veces la corriente nominal, luego:

$$TAP(50)\text{-Relé 1} = 131.2 * 6 = 787.2 A \text{ (prim.)}$$

$$TAP(50)\text{-Relé 1} = 787.2 * 5/1200 = 3.28 A \text{ (sec.)}$$

Relé 2: Para la línea, la corriente nominal es:

$$I_{nom2} = 393.6 \text{ A}$$

Tomando luego como criterio que el relé arranca para una sobrecarga del 30%, luego el valor del TAP de la unidad temporizada deberá ajustarse en:

$$\begin{aligned} TAP(51)\text{-Relé } 2 &= 393.6 * 1.3 = 511.68 \text{ A (prim.)} \\ TAP(51)\text{-Relé } 2 &= 511.68 * 5/2000 = 1.28 \text{ A (sec.)} \end{aligned}$$

Para el ajuste de la unidad 50 se toma 120% de la corriente de cortocircuito en la barra vecina C; el margen de 20% se debe a los posibles errores de medición y evitar la superposición de la actuación de las unidades 50 que pudieran existir en la subestación C, como se explicó anteriormente; luego:

$$\begin{aligned} TAP(50)\text{-Relé } 2 &= 1.2 * 5104.1 \text{ A} = 6124.92 \text{ A (prim.)} \\ TAP(50)\text{-Relé } 2 &= 6124.92 * 5/2000 = 15.31 \text{ A (sec.)} \end{aligned}$$

Relé 3: Para el transformador, la corriente nominal es:

$$I_{nom3} = 125.5 \text{ A}$$

Tomando luego como criterio que el relé arranca para una sobrecarga del 30%, luego el valor del TAP de la unidad temporizada deberá ajustarse en:

$$\begin{aligned} TAP(51)\text{-Relé } 3 &= 125.5 * 1.3 = 163.15 \text{ A (prim.)} \\ TAP(51)\text{-Relé } 3 &= 163.15 * 5/500 = 1.631 \text{ A (sec.)} \end{aligned}$$

Tomando como criterio de actuación de la unidad 50, 2.5 la corriente nominal del trafo, luego:

$$\begin{aligned} TAP(50)\text{-Relé } 3 &= 163.15 * 2.5 = 407.87 \text{ A (prim.)} \\ TAP(50)\text{-Relé } 3 &= 407.87 * 5/500 = 4.078 \text{ A (sec.)} \end{aligned}$$

Coordinación de las unidades 51:

Para una falla que se produzca al límite de alcance de disparo instantáneo del relé 1 del alimentador en 13.2kV, es decir una falla que produzca una corriente de falla algo menor a $6 * I_{nom1} = 787.2 \text{ A}$, el relé 1 actuará en forma temporizada en $tr1 = 1.2 \text{ s}$ debido a su característica de tiempo definido; el relé 3 no responderá pues $787.2 \text{ A} < 163.15 \text{ A} * 115/13.2 = 1421.38 \text{ A}$ que es la corriente de arranque del relé 3 referida a 13.2kV. Luego, el relé 2 debe estar coordinado, en un intervalo de 0.4 s, por lo que:

$$Relé 2 - tr2 = tr1 + 0.4 \text{ s} = 1.2 \text{ s} + 0.4 \text{ s} = 1.6 \text{ s}$$

Dado que el relé 2 actúa según la característica normal inversa según Norma IEC 255, luego se puede despejar el valor de ajuste del multiplicador de tiempo DIAL de las ecuaciones correspondientes que satisfaga $tr2$.

$$DIAL - Relé2 = tr2[s]^* = \frac{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1}{\beta} = 1.6 * \frac{\left(\frac{787.2}{511.68}\right)^{0.02} - 1}{0.14} = 0.098$$

Luego para coordinar el relé 3 con el relé 2 se toma la corriente de falla en la barra C; para una falla en la barra C el tiempo de actuación del relé 2, tomando $DIAL-Relé 2 = 0.098$, es:

$$t2[s] = \frac{0.14}{\left(\frac{5104.1}{511.68}\right)^{0.02} - 1} * 0.098 = 0.292[s]$$

, luego $t3 = t2 + 0.4 s = 0.292 + 0.4 = 0.692$; luego el $DIAL-Relé 3$ será:

$$DIAL - Relé3 = 0.692 * \frac{\left(\frac{5104.1}{1421.38}\right)^{0.02} - 1}{0.14} = 0.128$$

3.4 RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES

La protección direccional de sobrecorriente se utiliza cuando es necesario proteger el sistema contra corrientes de falla que podrían circular en ambos sentidos a través de los elementos del sistema, y cuando una protección de sobrecorriente bidireccional podría producir la desconexión innecesaria de circuitos. Esto puede suceder en sistema mallados o en anillo y en sistemas con varios puntos de alimentación. En la fig. 3.13 se muestra el uso de relés de sobrecorriente direccionales en dos situaciones:

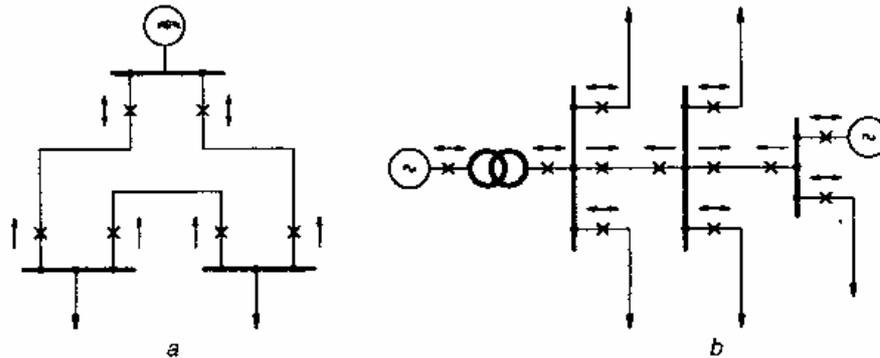


Fig. 3.13 Aplicación de relés de sobrecorriente direccionales

- a) sistema en anillo
b) sistema con alimentación múltiple

Los relés de sobrecorriente direccionales se construyen utilizando una unidad de sobrecorriente más una unidad que determina la dirección del flujo de potencia en el elemento del sistema asociado. Adicionalmente al relé de corriente, esta segunda unidad requiere usualmente una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y de allí si el relé debe operar o no. Generalmente, la señal de referencia o polarización es la tensión.

3.4.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El torque de operación puede definirse como $T = K\Phi_1\Phi_2 \sin \theta$, donde Φ_1 y Φ_2 son magnitudes polarización, siendo Φ_1 proporcional a la corriente y Φ_2 a la tensión, y θ ángulo entre Φ_1 y Φ_2 . El torque es positivo si $0 < \theta < 180^\circ$, y negativo si $180^\circ < \theta < 360^\circ$. Debe notarse que θ está en fase con I pero en atraso con respecto $V = -(d\Phi/dt)$.

Si I y V están en fase, luego los flujos están desfasados en 90° . Por lo tanto, el ángulo de máximo torque se presenta cuando la corriente y la tensión del relé están en fase. Esto se puede obtener simplemente utilizando la corriente y la tensión de la misma fase. Sin embargo, esto no es práctico debido a que, para una falla en una fase, la tensión de la misma puede colapsar. Es por ello práctica común, usar la corriente de una fase diferente.

3.4.2 CONEXIONES DEL RELÉ

La conexión de un relé direccional se define sobre la base del *número de grados que una corriente a factor de potencia unitario adelanta respecto a la tensión de polarización*. El ángulo de máximo torque, AMT, es el ángulo para el cual este desplazamiento produce el máximo torque y por lo tanto está siempre alineado con la tensión de polarización.

3.4.2.1 CONEXIÓN 30° (0° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 3.14:

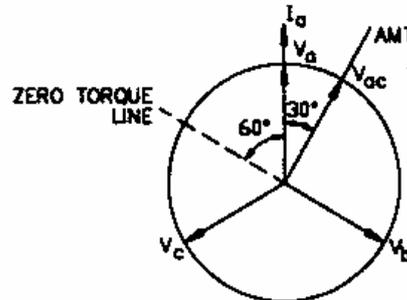


Fig. 3.14 Diagrama fasorial para la conexión 30° (0° AMT)

Alimentación del relé:

$$\begin{array}{ccc} \Phi_A : I_a, & \Phi_B : I_b, & \Phi_C : I_c \\ V_{ac} & V_{ba} & V_{cb} \end{array}$$

Torque máximo:

cuando la corriente atrasa a la tensión de fase-neutro en 30°.

Angulo de operación:

ángulos de la corriente desde 60° en adelante hasta 120° en atraso.

3.4.2.2 CONEXIÓN 60° (0° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 3.15:

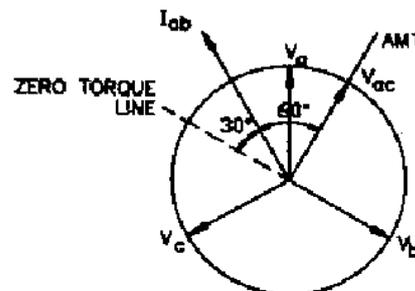


Fig. 3.15 Diagrama fasorial para la conexión 60° (0° AMT)

Alimentación del relé:

$$\begin{array}{ccc} \Phi_A : I_{ab}, & \Phi_B : I_{bc}, & \Phi_C : I_{ca} \\ V_{ac} & V_{ba} & V_{cb} \end{array}$$

Torque máximo:

cuando la corriente I_a atrasa a la tensión de fase-neutro en 60°. I_{ab} atrasa con respecto a V_{ac} en 60°. I_a atrasa con respecto a V_a en 60° a factor de potencia uno.

Angulo de operación: corriente I_{ab} desde 30° en adelanto hasta 150° en atraso, o I_a en atraso 30° o 150° en adelanto a factor de potencia uno.

3.4.2.3 CONEXIÓN 90° (30° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 3.16:

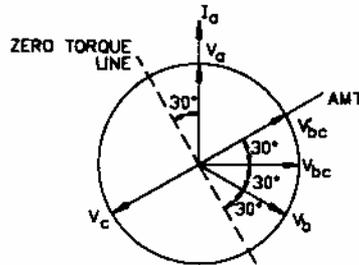


Fig. 3.16 Diagrama fasorial para la conexión 90° (30° AMT)

Alimentación del relé:

$$\begin{array}{lll} \Phi_A : I_a, & \Phi_B : I_b, & \Phi_C : I_c \\ V_{bc} + 30^\circ & V_{ca} + 30^\circ & V_{ab} + 30^\circ \end{array}$$

Torque máximo: cuando la corriente atrasa a la tensión de fase-neutro en 60° .

Angulo de operación: ángulos de la corriente desde 30° en adelanto hasta 150° en atraso.

3.4.2.4 CONEXIÓN 90° (45° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 3.17:

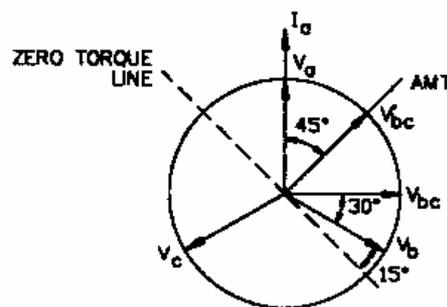


Fig. 3.17 Diagrama fasorial para la conexión 90° (45° AMT)

Alimentación del relé:

$$\begin{array}{lll} \Phi_A : I_a, & \Phi_A : I_b, & \Phi_A : I_c \\ V_{bc} + 45^\circ & V_{ca} + 45^\circ & V_{ab} + 45^\circ \end{array}$$

Torque máximo: cuando la corriente atrasa a la tensión de fase-neutro en 45° .

Angulo de operación: ángulos de la corriente desde 45° en adelanto hasta 135° en atraso.

3.4.3 RELÉS DIRECCIONALES DE TIERRA

Los relés direccionales de tierra se construyen sobre la base de que la tensión residual es tres veces la caída de tensión de secuencia cero, desplazado con respecto a la corriente residual en el ángulo de la impedancia de fuente. Cuando no se dispone de un conjunto adecuado de TVs para obtener la tensión de polarización, se utiliza polarización de corriente, tomando la corriente de tierra desde un transformador local conectado a tierra. Esto se basa en el principio de que la corriente de neutro siempre circula hacia el sistema desde la tierra considerando que, dependiendo de la falla, la corriente residual puede circular en cualquier dirección.

Ejemplo 7: En la fig. 3.18 se representa un sistema donde ocurre una falla franca a tierra de las fases S y T (bipolar a tierra sin resistencia de falla) indicado con una flecha en el punto F.

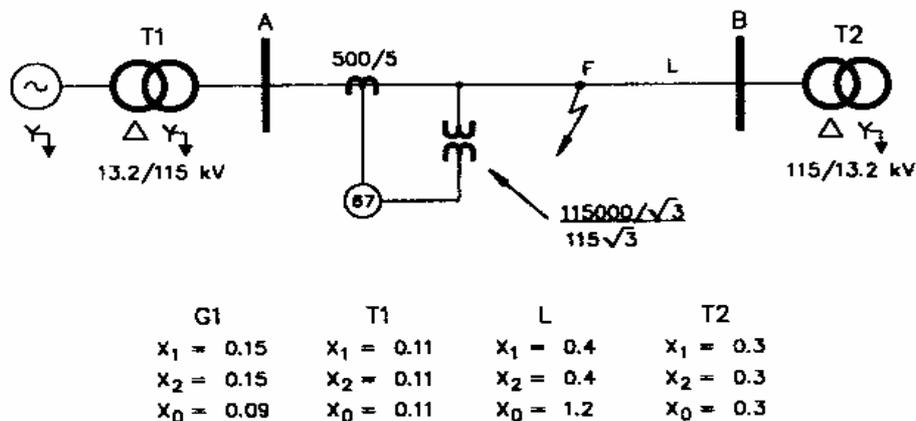


Fig. 3.18 Diagrama unifilar del sistema del ejemplo 3.5

Determinar las señales de corriente y tensión (en A y V) que van a cada una de las unidades direccionales que tienen una conexión 30° y son alimentados como se indica a continuación:

$$\begin{matrix} \Phi_R : I_R, & \Phi_S : I_S, & \Phi_T : I_T \\ V_{RT} & V_{SR} & V_{TS} \end{matrix}$$

Además, indicar cuales operan en el caso de ocurrencia de la falla. Asumir una tensión pre-falla igual 1.1 pu. Las magnitudes bases del generador son 13.2kV y 100 MVA. Nota: A pesar de que el sistema es radial, se justifica la instalación de un relé direccional asumiendo que el circuito podría formar parte de un anillo en el futuro.

Solución

Las condiciones de una falla doble fase-tierra, S-T-N, son:

$$I_R = 0, V_S = 0, V_T = 0$$

Las redes de las tres secuencias se muestran en la fig. 3.19:

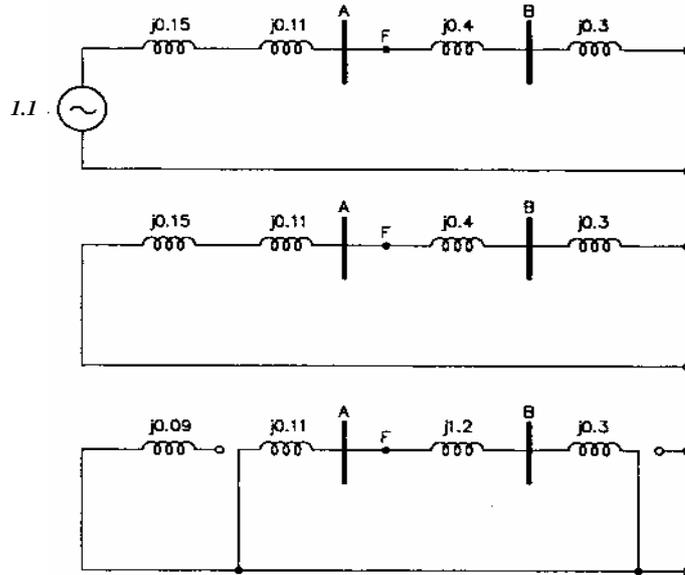


Fig. 3.19 Redes de secuencia

El circuito equivalente se obtiene conectando las tres redes de secuencia en paralelo como se muestra en la fig. 3.20:

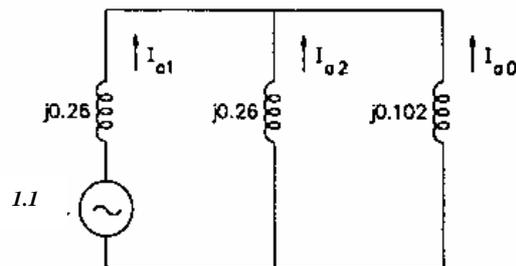


Fig. 3.20 Circuito equivalente

De la fig. 3.19:

$$Z_0 = 0.11 // 1.5 = 0.102$$

así, las corrientes de las tres secuencias de la fase R resultan:

$$I_{R1} = \frac{1.1}{j0.26 + \frac{j0.26 * j0.102}{j0.362}} = -j3.3 pu$$

$$I_{R2} = I_{R1} * \frac{j0.102}{j0.26 + j0.102} = j0.929 pu$$

$$I_{R0} = I_{R1} * \frac{j0.26}{j0.26 + j0.102} = j2.371 pu$$

En el punto de falla se tiene:

$I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = 0$, como era de esperarse para una falla S-T-N

$$I_s = a^2 * I_{R1} + a * I_{R2} + I_{R0} = -3.662 + j 3.556 = 5.105 \angle 135.84^\circ pu.$$

$$I_T = a * I_{R1} + a^2 * I_{R2} + I_{R0} = 3.662 + j3.556 = 5.105 \angle 44.16^\circ pu.$$

En el punto de falla en la red (no en el relé):

$$\begin{aligned} V_{R1} &= V_{R2} = V_{R0} = -I_{R2} * (j0.26) = 0.242 pu \\ V_R &= V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3 * V_{R1} = 3 * 0.242 = 0.726 pu \\ V_S &= V_T = 0. \\ V_{RT} &= V_R - V_T = V_R - 0. = 0.726 pu. \\ V_{SR} &= V_S - V_R = -V_R = -0.726 pu. \\ V_{TS} &= V_T - V_S = 0. \end{aligned}$$

Las magnitudes bases en el punto de falla son:

$$Ub = 115kV/\sqrt{3} \text{ y } Pb = 100 MVA = 3 * Ub * Ib \rightarrow Ib = Pb/3 * Ub = 100/3 * 115 = 0.50204 kA = 502.04 A$$

Por lo tanto, los valores secundarios en el punto de falla son:

$$\begin{aligned} I_R &= 0. \\ V_{RT} &= 0.726 * \frac{115kV}{\sqrt{3}} * \frac{115V}{\sqrt{3}} * \frac{\sqrt{3}}{115kV} = 48.2 \angle 0^\circ V \\ I_S &= 5.105 \angle 135.86^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.63 \angle 135.86^\circ A \\ V_{SR} &= -0.726 * \frac{115kV}{\sqrt{3}} * \frac{1}{1000} = 48.2 \angle 180^\circ V \\ I_T &= 5.105 \angle 44.16^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.63 \angle 44.16^\circ V \\ V_{ST} &= 0. \end{aligned}$$

Según los diagrama de secuencia de la red, en el punto donde está localizado el relé habrá valores iguales de corrientes de secuencia positiva y negativa que en el punto de falla; sin embargo, la corriente de secuencia cero en el relé es diferente, debido a la división de corriente en el circuito de secuencia cero.

En el relé, pasará $I_{R0} = j2.371 * \frac{1.5}{1.61} = 2.2 pu.$ de tal forma que I_R en el relé será:

$$I_R = I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = -j3.3 + j0.929 + j2.2 = -j0.171 pu.$$

entonces con $I_R \neq 0$ I_S e I_T en el relé son:

$$\begin{aligned} I_S &= a^2 * I_{R1} + a * I_{R2} + I_{R0} = -3.662 + j 3.385498 = 4.987 \angle 137.25^\circ pu. \\ I_T &= a * I_{R1} + a^2 * I_{R2} + I_{R0} = 3.662 + j 3.385498 = 4.987 \angle 42.75^\circ pu. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{R1} &= V_{R2} = -I_{R2} * (j0.26) = 0.242 pu \\ V_{R0} &= -I_{R0} * (j0.11) = -j2.2 * (j0.11) = 0.242 pu \\ V_R &= V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3 * V_{R1} = 3 * 0.242 = 0.726 pu \\ V_S &= V_T = 0. \end{aligned}$$

El TI se alimenta desde el mismo punto de falla, así:

$$V_{RT} = V_R - V_T = V_R - 0. = 0.726 pu.$$

$$V_{SR} = V_S - V_R = -V_R = -0.726 pu.$$

$$V_{TS} = V_T - V_S = 0.$$

Las señales que alimentan al relé son:

$$\Phi_R$$

$$I_R = 0.171 \angle -90^\circ * 502.04 * (5/500) = 0.859 \angle -90^\circ$$

$$V_{RT} = 0.726 * \frac{115kV}{\sqrt{3}} * \frac{115V}{\sqrt{3}} * \frac{\sqrt{3}}{115kV} = 48.2 \angle 0^\circ V$$

$$\Phi_S$$

$$I_S = 4.987 \angle 137.25^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.04 \angle 137.25^\circ A$$

$$V_{SR} = -0.726 * \frac{115kV}{\sqrt{3}} * \frac{1}{1000} = 48.2 \angle 180^\circ V$$

$$\Phi_T$$

$$I_T = 4.987 \angle 42.75^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.04 \angle 42.75^\circ V$$

$$V_{ST} = 0.$$

Análisis de la operación de los relés direccionales:

Polarización:

Φ_R	Φ_S	Φ_T
I_R	I_S	I_T
V_{RT}	V_{SR}	V_{TS}

Relé de la fase R:

$$I_R = 0.859 \angle -90^\circ A$$

$$V_{RT} = 48.2 \angle 0^\circ V$$

Para la operación debe cumplirse que $-90^\circ < \text{ángulo de } I_R < 90^\circ$. El relé en la fase R está en el límite de su zona de operación, creando algunas dudas acerca del funcionamiento de su unidad direccional (fig. 3.21):

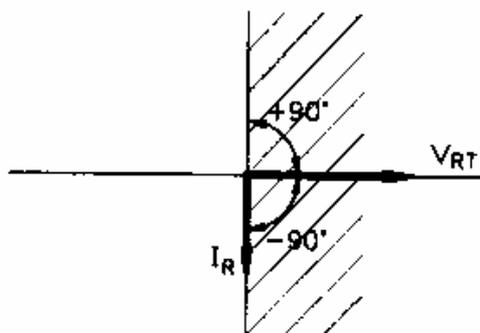


Fig. 3.21 Análisis de la operación del relé en la fase R

Relé de la fase S:

$$I_S = 25.04 \angle 137.25^\circ \text{ A}$$

$$V_{SR} = 48.2 \angle 180^\circ \text{ V}$$

Para la operación debe cumplirse que $90^\circ < \text{ángulo de } I_S < 270^\circ$. El relé de la fase S opera, dado que el ángulo de I_S es 137.26° (fig. 3.22).

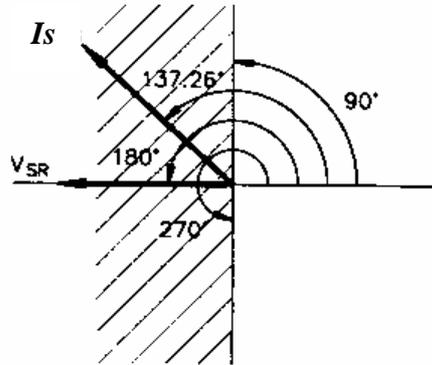


Fig. 3.22 Análisis de la operación del relé de la fase S

El relé de la fase T no opera debido a que $V_{TS} = 0$.