

TEMA V-A: PROTECCIÓN DE LÍNEAS CON RELES DE SOBRECORRIENTE

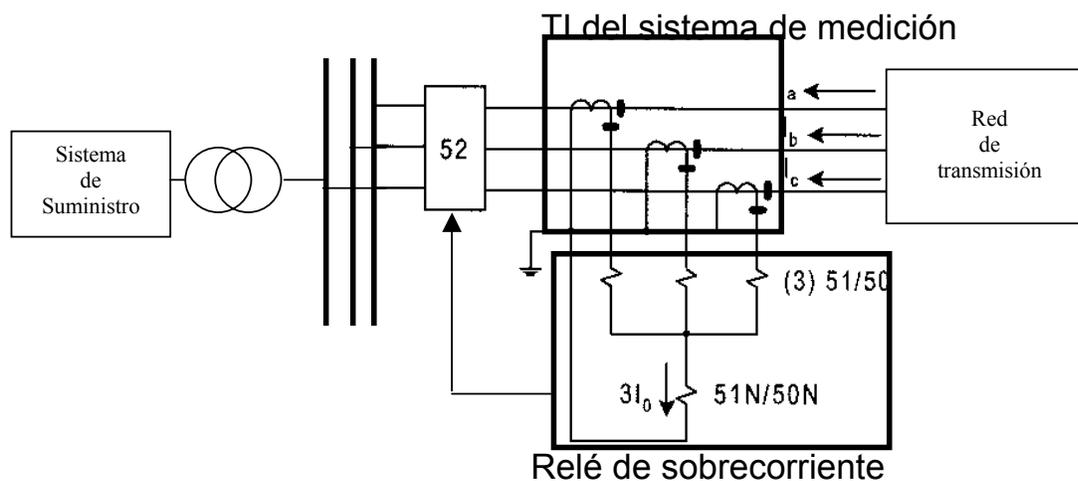
INTRODUCCIÓN

Son utilizados para la protección tanto de redes de transmisión, subtransmisión, y distribución, como de otros elementos de subestaciones tales como transformadores, generadores, reactores, etc...

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

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.

La fig. 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 ($3I_0$).



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. 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. 2 se presentan otros esquemas de conexión de los TI. Los casos a), b) y c) corresponden a sistemas con neutro a tierra.

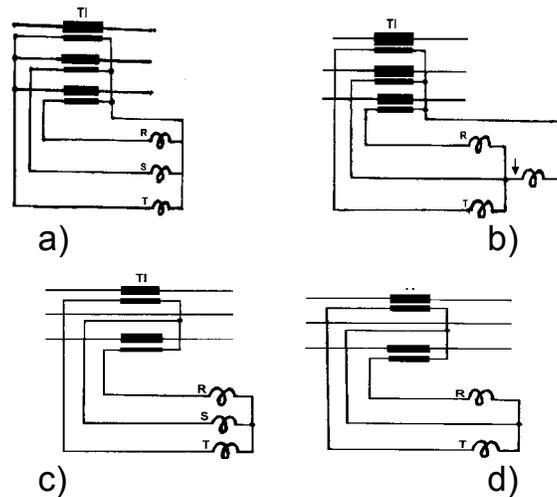


Fig. 2

Caso a) la protección se realiza con tres relés de fase la corriente residual se puede calcular como $3I_0 = IR + IS + IT$.

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 $IS = 3I_0 - IR - IT$.

Los casos c) y d) presentan las opciones de protección en sistemas con neutro aislado, donde solo pueden ser detectadas fallas fase-fase.

2. TIPOS DE RELÉS 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.

2.1 RELÉ DE CORRIENTE DEFINIDA O INSTANTÁNEO (UNIDAD 50)

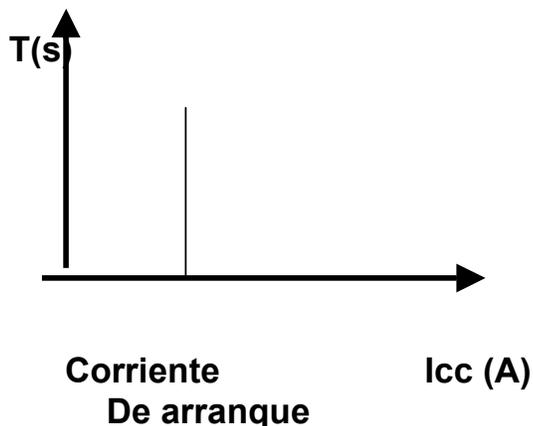
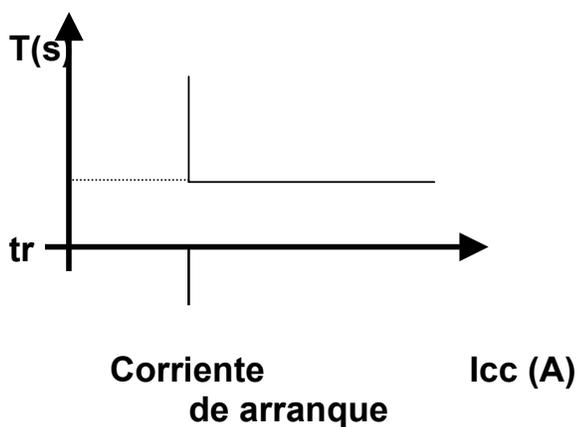


Fig. 3 Relé de corriente definida (unidad 50)

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



tr: tiempo de actuación
Fig. 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.

2.3 RELÉ DE TIEMPO INVERSO (UNIDAD 51)

Curvas de actuación tanto para las unidades de fase y tierra, definidas por fórmulas matemáticas estipuladas por las Normas IEC y ANSI; según las normas IEC 255 el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

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

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:

$$t[s] = \left[\frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k \quad (2)$$

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

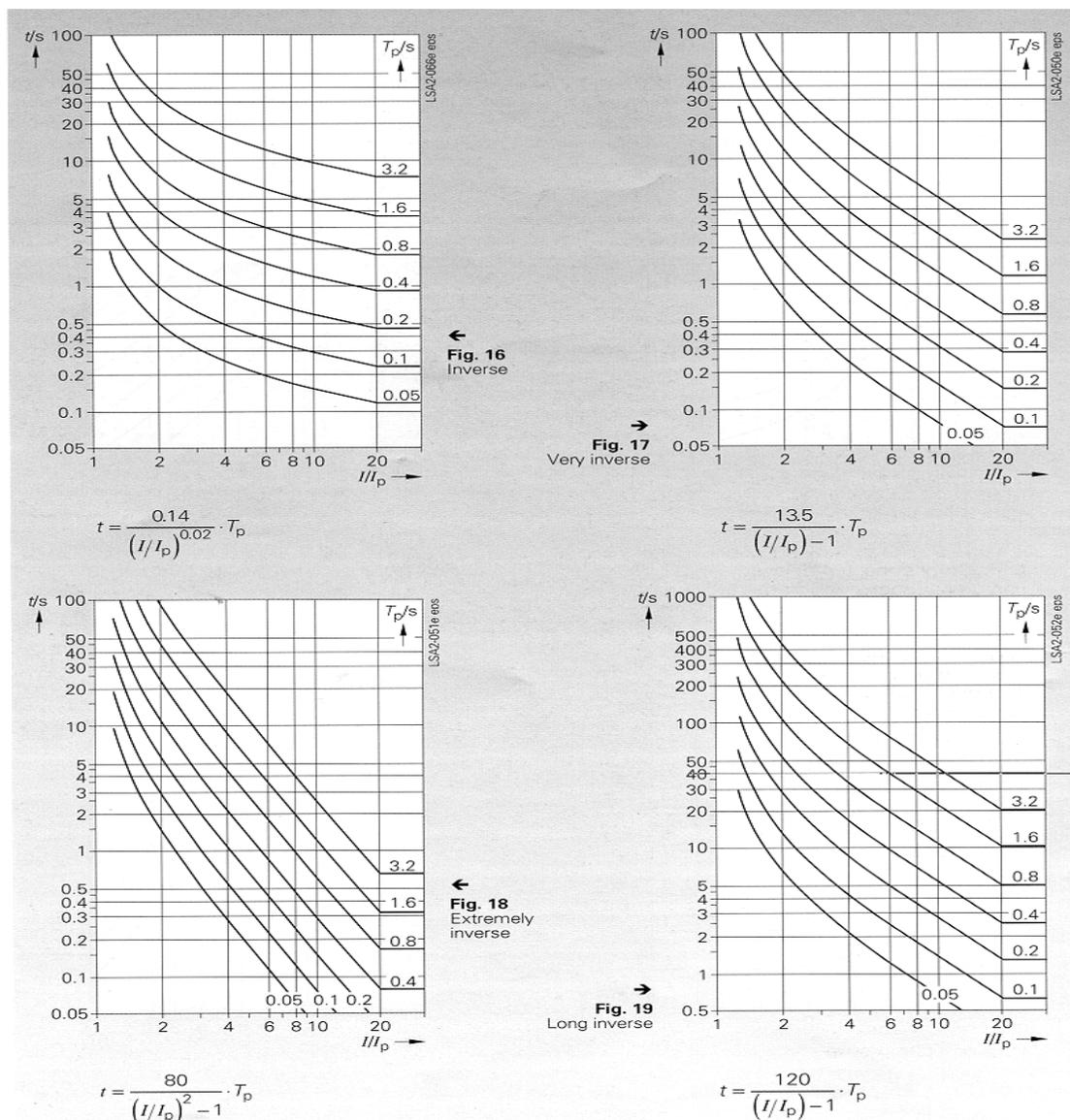


Fig. 5 Curvas características tiempo-corriente según norma IEC 255

Aclaración: La corriente I y la corriente I_p en las ecuaciones mostradas en la fig. 5 corresponden a la corriente I_f y a la corriente I_s de la ec. 1, respectivamente.

Tabla 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 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 1) son $\alpha = 1$. y $\beta = 13.5$; por otro lado $k = DIAL = 0.25$; luego la relación $I_f/I_p = 650/300 = 2.166$; luego reemplazando en la ec. 1, el tiempo de actuación del relé será:

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

2.4 AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE

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).

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.

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.
- 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.

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

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).

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

Diferencia de tiempo de operación de un relé A y otro dispositivo aguas arriba B para mantener la selectividad del sistema de protección.

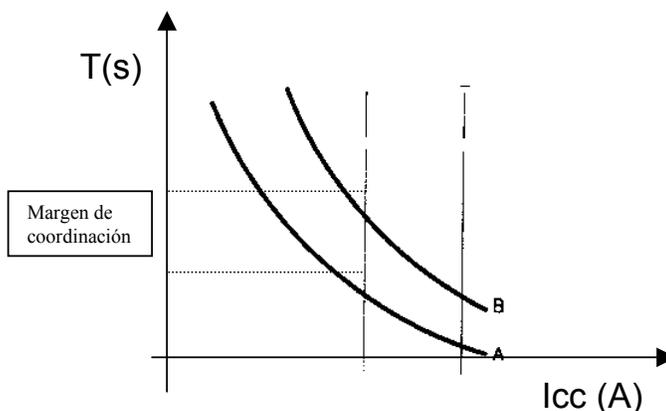


Fig. 6. Curvas de tiempo inverso asociadas a un relé (B) y otro dispositivo (A) en el mismo alimentador

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. 1 queda:

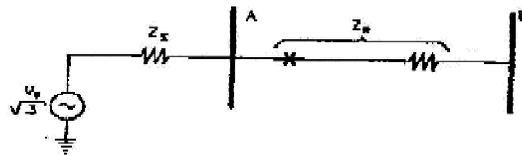
$$k = tB[s]^* = \frac{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1}{\beta} = 3.194 * \frac{1.857 - 1}{13.5} = 0.203$$

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.

fig. 8: 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.



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. 8

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.

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,

(ii) Líneas de Distribución

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.

Ejemplo 4: Considerando la red de la fig. 8, suponer que $Z_s = j2\Omega$ y $Z_{AB} = j15\Omega$, y $U_n = 132\text{kV}$; luego, calcular el ajuste de la unidad 50 de fase, teniendo en cuenta que hay un TI de 1200/5 y el relé tiene $I_n\text{-relé} = 5\text{A}$.

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:

$$TAP (I^\circ) = 4931 A * 1.2 = 5917.2 A$$

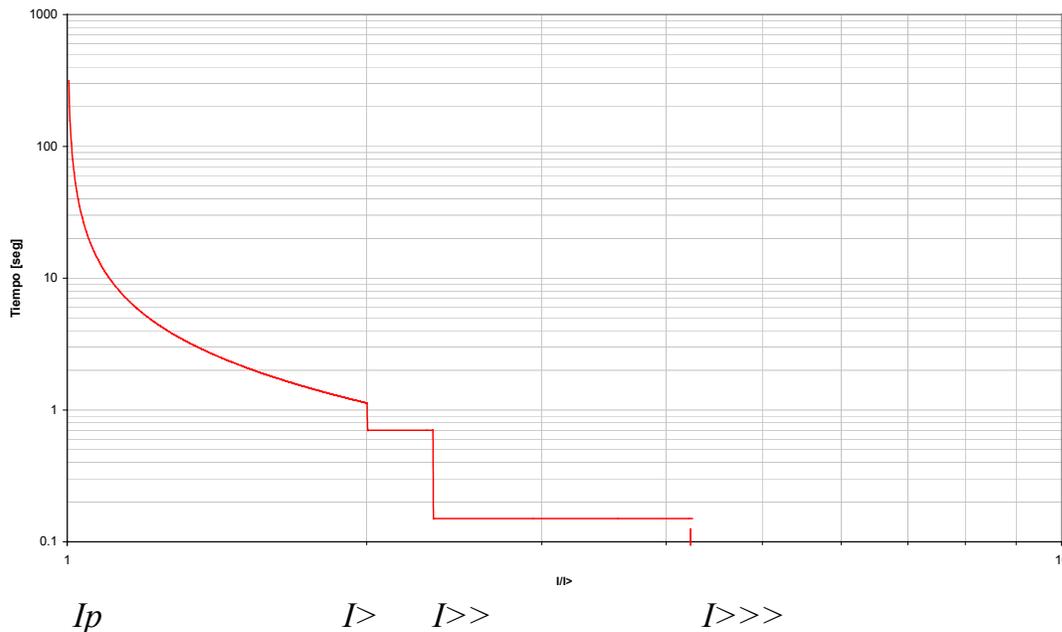
El mismo referido al secundario sería:

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

Luego el valor de ajuste del TAP será:

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

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

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

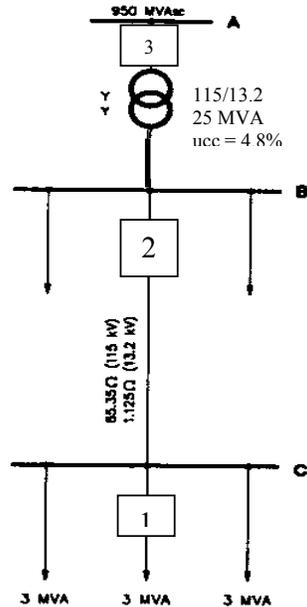


Fig. 13 Diagrama unifilar del ejemplo 6

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:

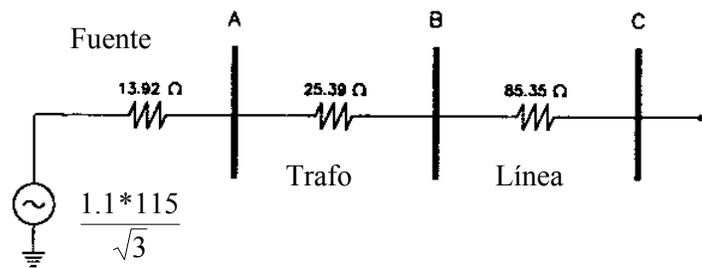
Referido a 115 kV:

$Z_{source} = \frac{V^2}{P_{SC}} = \frac{(1.1 * 115 \text{ kV})^2}{950 \text{ MVA}} = 15.972 \Omega$, 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

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

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

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

Corrientes de cortocircuito

Falla en la barra C:

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

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

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:

$$I_{nom2} = 393.6 A$$

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:

$$TAP(51)\text{-Relé 2} = 393.6 * 1.3 = 511.68 A \text{ (prim.)}$$

$$TAP(51)\text{-Relé 2} = 511.68 * 5/2000 = 1.28 A \text{ (sec.)}$$

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:

$$TAP(50)\text{-Relé } 2 = 1.2 * 5104.1 \text{ A} = 6124.92 \text{ A (prim.)}$$

$$TAP(50)\text{-Relé } 2 = 6124.92 * 5/2000 = 15.31 \text{ A (sec.)}$$

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

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

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

$$TAP(51)\text{-Relé } 3 = 125.5 * 1.3 = 163.15 \text{ A (prim.)}$$

$$TAP(51)\text{-Relé } 3 = 163.15 * 5/500 = 1.631 \text{ A (sec.)}$$

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

$$TAP(50)\text{-Relé } 3 = 163.15 * 2.5 = 407.87 \text{ A (prim.)}$$

$$TAP(50)\text{-Relé } 3 = 407.87 * 5/500 = 4.078 \text{ A (sec.)}$$

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 $tr2$.

$$DIAL - Rele2 = tr2[s] * \frac{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1}{\beta} = 1.6 * \frac{\left(\frac{787.2}{511.68}\right)^{0.02} - 1}{0.14} = 0.098$$

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 $DIAL-Rele 2 = 0.098$, 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:

$$DIAL - Rele3 = 0.692 * \frac{\left(\frac{5104.1}{1421.38}\right)^{0.02} - 1}{0.14} = 0.128$$

4. RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES

4.2 CONEXIONES DEL RELÉ

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.

4.2.1 CONEXIÓN 30° (0° AMT)

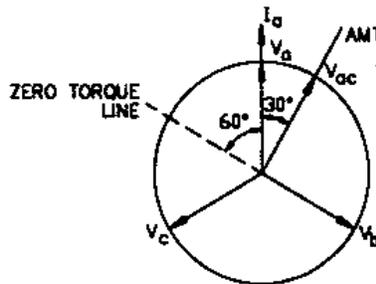


Fig. 14 Diagrama fasorial para la conexión 30° (0° AMT)

Alimentación del relé:

$$\Phi_A : I_a, \Phi_B : I_b, \Phi_C : I_c$$

$$V_{ac} \quad V_{ba} \quad V_{cb}$$

4.2.2 CONEXIÓN 60° (0° AMT)

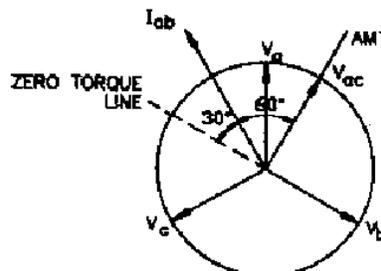


Fig. 15 Diagrama fasorial para la conexión 60° (0° AMT)

Alimentación del relé:

$$\Phi_A : I_{ab}, \Phi_B : I_{bc}, \Phi_C : I_{ca}$$

$$V_{ac} \quad V_{ba} \quad V_{cb}$$

4.2.3 CONEXIÓN 90° (30° AMT)

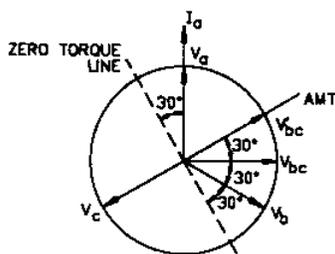


Fig. 16 Diagrama fasorial para la conexión 90° (30° AMT)

Alimentación del relé:

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

4.2.4 CONEXIÓN 90° (45° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 17:

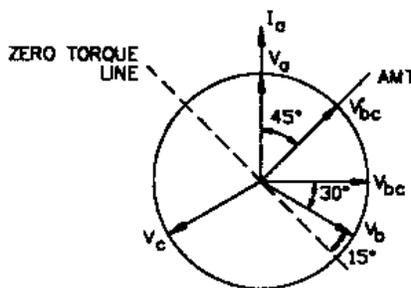
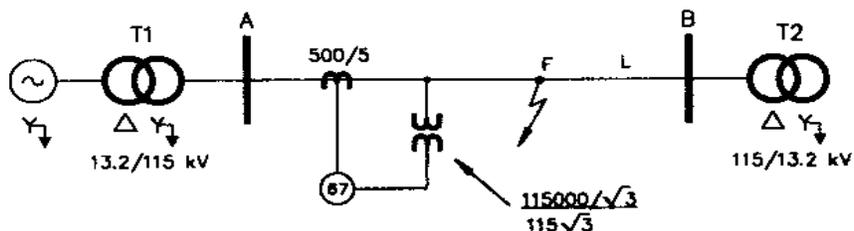


Fig. 17 Diagrama fasorial para la conexión 90° (45° AMT)

Ejemplo 7: En la fig. 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.



G1	T1	L	T2
$x_1 = 0.15$	$x_1 = 0.11$	$x_1 = 0.4$	$x_1 = 0.3$
$x_2 = 0.15$	$x_2 = 0.11$	$x_2 = 0.4$	$x_2 = 0.3$
$x_0 = 0.09$	$x_0 = 0.11$	$x_0 = 1.2$	$x_0 = 0.3$

Fig. 18 Diagrama unifilar del sistema del ejemplo 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:

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

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. 19:

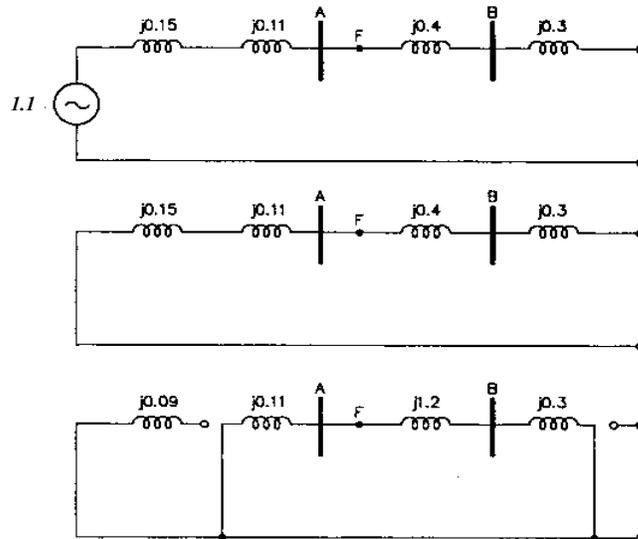


Fig. 19 Redes de secuencia

El circuito equivalente se obtiene conectando las tres redes de secuencia en paralelo como se muestra en la fig. 20:

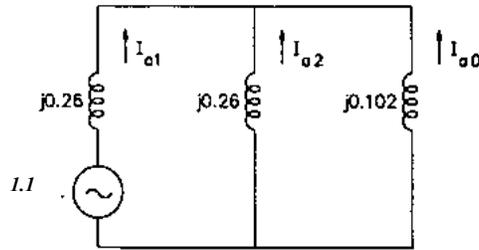


Fig. 20 Circuito equivalente

De la fig. 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):

$$V_{R1} = V_{R2} = V_{R0} = -I_{R2} * (j0.26) = 0.242 pu$$

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3 * V_{R1} = 3 * 0.242 = 0.726 pu$$

$$V_S = V_T = 0.$$

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

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

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

Las magnitudes bases en el punto de falla son:

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

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

$$I_R = 0.$$

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

$$I_S = 5.105 \angle 135.86^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.63 \angle 135.86^\circ A$$

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

$$I_T = 5.105 \angle 44.16^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.63 \angle 44.16^\circ V$$

$$V_{ST} = 0.$$

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 IR 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 IT en el relé son:

$$I_s = a^2 * I_{R1} + a * I_{R2} + I_{R0} = -3.662 + j 3.385498 = 4.987 \angle 137.25^\circ pu.$$

$$I_T = a * I_{R1} + a^2 * I_{R2} + I_{R0} = 3.662 + j 3.385498 = 4.987 \angle 42.75^\circ pu.$$

$$V_{R1} = V_{R2} = -I_{R2} * (j0.26) = 0.242 pu$$

$$V_{R0} = -I_{R0} * (j0.11) = -j2.2 * (j0.11) = 0.242 pu$$

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3 * V_{R1} = 3 * 0.242 = 0.726 pu$$

$$V_S = V_T = 0.$$

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:

Φ_R

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

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

 Φ_S

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

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

 Φ_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. 21):

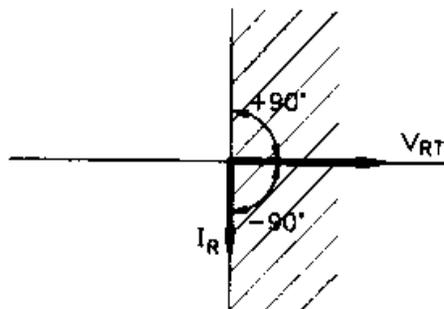


Fig. 21 Análisis de la operación del relé en la fase R

Relé de la fase S:

$$I_S = 25.04 \angle 137.25^\circ A$$

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

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. 22).

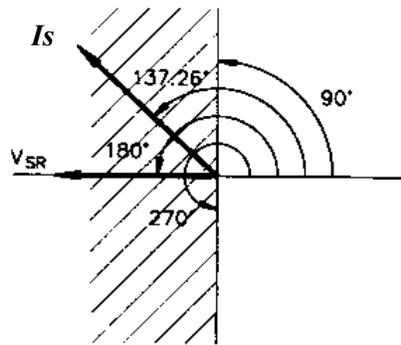


Fig. 22 Análisis de la operación del relé de la fase S

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