

APUNTES INGENIERIA ELECTRICA
USACH 2012

Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

Carlos Latorre Valladares



Universidad de Santiago de Chile
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica



Protecciones eléctricas

Apuntes del curso

Profesor Carlos Latorre

PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1.- IMPORTANCIA Y OBJETIVOS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Para comprender la importancia de un Sistema de Protecciones Eléctricas, es necesario referirse a dos aspectos fundamentales a tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto para un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), siendo éstos las condiciones normales y anormales de operación, según lo que se expresa a continuación:

- **Operación bajo Condiciones Normales:** El sistema cumple con los requisitos necesarios para servir la “demanda” del consumo de acuerdo a una cierta “calidad” prefijada de suministro del servicio, cumpliendo con aspectos tales como:
 - Capacidad de reserva necesaria para abastecer el aumento de la demanda.
 - Niveles de voltaje adecuado. Regulación de voltaje.
 - Frecuencia constante.
 - Repartición de la carga entre las centrales generadoras de acuerdo a criterios económicos.
 - Continuidad de servicio. Confiabilidad de la operación.

- **Operación bajo Condiciones Anormales:** Esta condición se produce por:
 - Ocurrencia de fallas en el equipo del SEP.
 - Ocurrencia de fenómenos incontrolables: Tormenta, descargas atmosféricas, inundaciones, terremotos, etc.
 - Errores cometidos por operadores.

Frente a la operación anormal, el proyectista de un SEP puede adoptar dos puntos de vista:

- 1) Incorporar ciertas características al diseño que eliminen las posibilidades de fallas.
- 2) Permitir la ocurrencia de fallas incluyendo en el proyecto características y elementos que reduzcan el daño causado por las fallas.

El aspecto 1) es prácticamente imposible y no es justificable económicamente; razón por la cual el aspecto 2) es el criterio utilizado. En tal caso se permite la ocurrencia de fallas pero se debe aminorar sus efectos, tanto en el equipo que constituye el SEP como en la calidad del servicio suministrado.

Conclusión: Para la operación de los SEP que cumplan con las condiciones de operación con el grado de “calidad” aceptable y frente a condiciones de ocurrencia de perturbaciones y/o fallas que no comprometan la integridad de los equipos, la seguridad de las personas y la calidad de suministro, se incorpora al proyecto “ciertos” elementos, equipos, dispositivos y/o sistemas que

corresponden al denominado “Sistema de Protecciones Eléctricas”, el que constituyen uno de los equipo mas importante que se incluye en el SEP.

Definición: *Sistema de Protecciones Eléctricas*, es el conjunto de equipos y elementos de un sistema de energía eléctrica que realizan operación automática frente a la ocurrencia de condiciones anormales de operación con el objeto de salvaguardar la integridad de los equipos y de las personas así como de mantener las condiciones de operación del Sistema de Energía de modo de cumplir con el “grado de calidad de servicio” aceptable.

Objetivo de un sistema de protecciones:

De acuerdo a la definición anterior, el objetivo es: “Aminorar o eliminar los efectos de las fallas sobre el equipo protegido y las personas, desenergizándolo rápidamente, así como mantener la calidad de servicio al eliminar la condición de operación anormal o de falla y aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa pueden producir perturbaciones”.

Del objetivo enunciado, la **función de un sistema de protección** se puede definir como: “La detección y rápido aislamiento de la falla o condición anormal de operación que pueda producir daño a la parte afectada y/o a la carga que alimenta”.

1.2.- CARACTERÍSTICAS GENERALES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES

- a) **Selectividad:** Permite discriminar la ubicación del equipo o elemento del Sistema de Energía Eléctrica afectado y, por consiguiente actuar de modo de aislarlo del resto del sistema, el que deberá seguir en operación normal.
- b) **Rapidez:** Operación en el tiempo mínimo posible luego de la ocurrencia de una falla o condición anormal de operación.
El tiempo de operación es ajustable y depende de la selectividad (temporización de las protecciones).
Razones de la alta velocidad de operación:
 - Se disminuye el daño causado al equipo protegido y/o a las personas.
 - Se evita la inestabilidad del sistema.
 - Se acorta el tiempo durante el cual el voltaje disminuye.
 - Se aumenta la efectividad de la reconexión automática.
- c) **Sensibilidad:** El Sistema de protección debe operar frente a una falla por mínima que ésta sea.
Una desviación de las condiciones de operación de un Sistema de Energía Eléctrica, respecto de las condiciones normales, implica que el sistema de protección debe operar.
- d) **Seguridad:** El sistema de protección debe garantizar la operación en todos los casos que sea requerido.

- e) **Respaldo:** Es la condición de un sistema de protección que permite la operación de una protección secundaria si la que debió operar, por condición de selectividad, no lo hizo.
- f) **Coordinación:** Es la selección y/o ajuste de los dispositivos de protección para despejar una falla y/o aislar la parte afectada del sistema. Es la característica de los equipos de protección de modo que operen selectivamente y otorguen respaldo.

1.3.- COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

La operación completa de un Sistema de Protecciones implica la realización de ciertas funciones básicas que permiten diferenciar en forma clara a sus componentes constitutivos fundamentales. Estas funciones en el diagrama de bloques de la figura 1.1.



Figura 1.1 Diagrama de bloques de un sistema de protecciones

En el caso más frecuente de un SEP, un sistema de protecciones eléctricas, según el esquema anterior, está constituido por:

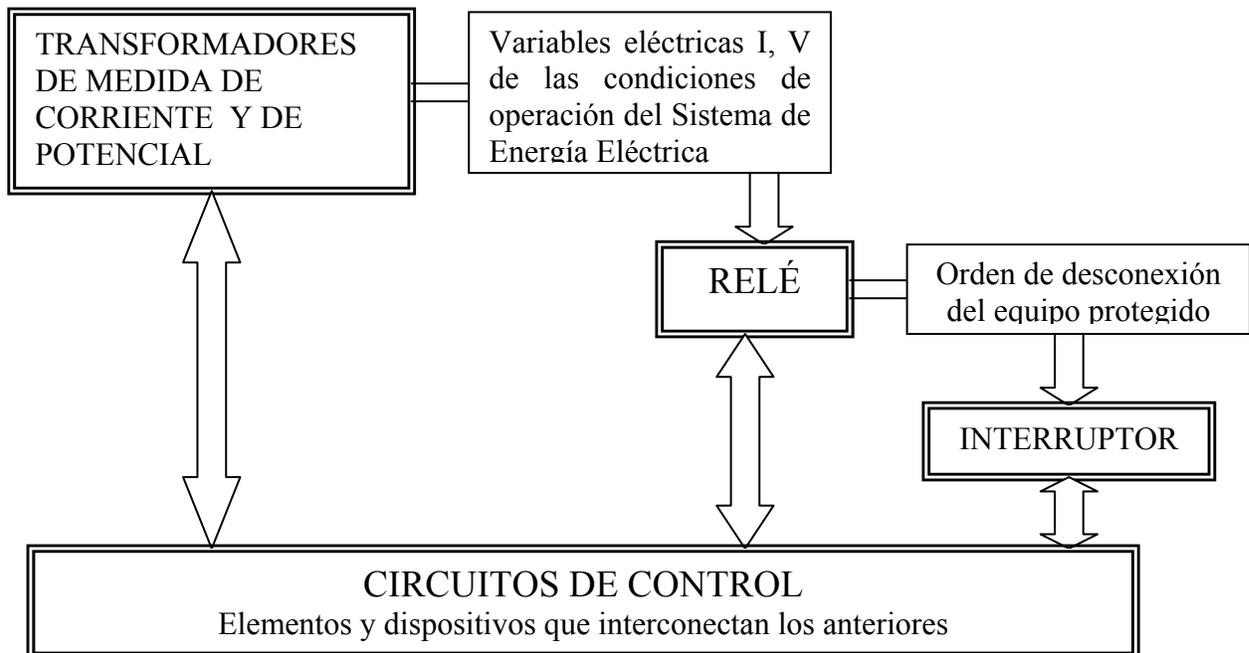


Figura 1.2 Elementos constitutivos de un sistema de protecciones y diagrama funcional

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

2.1.- TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TM)

2.1.1.- Introducción:

Los Transformadores de Medida, según lo expresado antes, son los elementos que suministran la información a los relés mediante magnitudes de corrientes y voltajes, sobre el estado del sistema eléctrico.

Objetivos del uso de los TM:

- Aislar al personal de operación cuando efectúa intervenciones, así como también al equipo eléctrico secundario del equipo eléctrico primario de alta tensión.
- Disponer de corrientes y voltajes en magnitudes normalizadas: Esto facilita el uso de instrumentos, protecciones y otros elementos que se deben conectar a estas magnitudes.
- Permitir efectuar medidas remotas: Por las características de los TM, los instrumentos de medida se pueden ubicar en lugar relativamente lejano (100 a 150 m) del punto de ubicación de los TM.
- Permiten efectuar aplicaciones en protecciones y medidas: Mediante la interconexión adecuada de los secundarios de los TM es posible sumar vectorialmente voltajes y corrientes y obtener la componente de secuencia cero de voltajes y corrientes en condiciones de operación desequilibradas, de gran utilidad en protecciones direccionales contra fallas monofásicas.

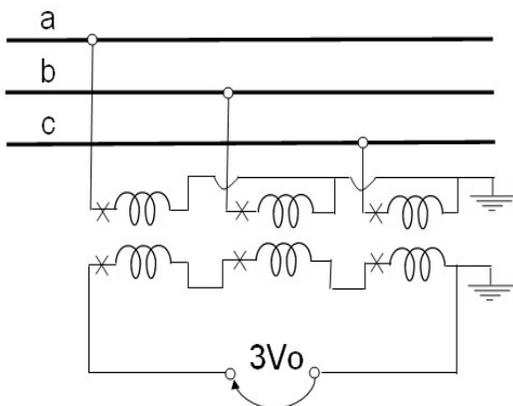


Figura 2.1 Medición de voltaje de secuencia cero

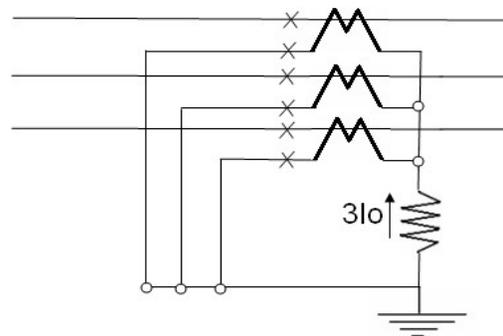


Figura.2.2 Medición de corriente de secuencia cero

- e) Protección de instrumentos al ocurrir cortocircuitos: Los Transformadores de Corriente (TCs) para medida presentan un alto grado de saturación. En ellos la saturación se produce para una corriente superior a 1,2 veces la corriente nominal.
Los TCs que no tienen una saturación apreciable con corrientes del orden de 20 a 30 veces la corriente nominal son aplicables en protecciones.

2.1.2.- Características de los Transformadores de Corriente (TC)

En el diseño de transformadores de corriente, la característica del núcleo magnético debe ser cuidadosamente seleccionada porque la corriente de excitación (I_e) esencialmente se resta de la corriente que se está midiendo, la corriente primaria (I_p), y afecta la razón y el ángulo de fase de la corriente de salida, la corriente secundaria (I_s).

Para el análisis considérese el circuito equivalente de la figura 2.3 siguiente

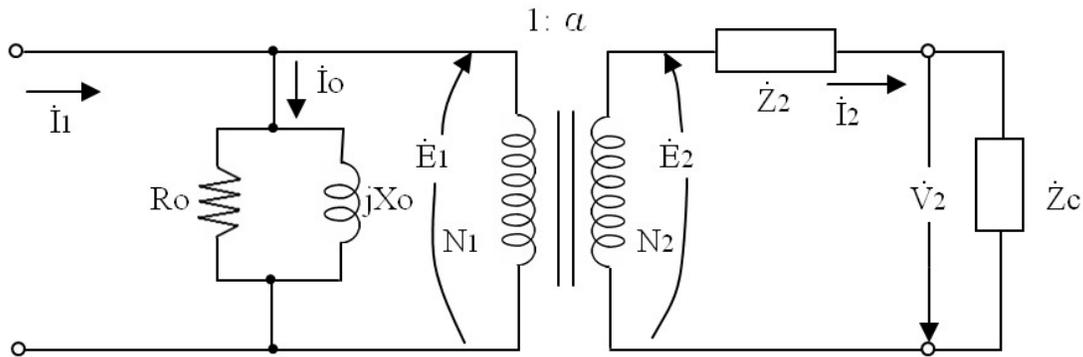


Figura 2.3 Circuito equivalente de un TC con transformador ideal

Dada la característica particular de un TC, la impedancia del circuito primario es despreciable, por tal razón no se incluye en la figura 2.3. En consecuencia, el circuito equivalente referido al primario es:

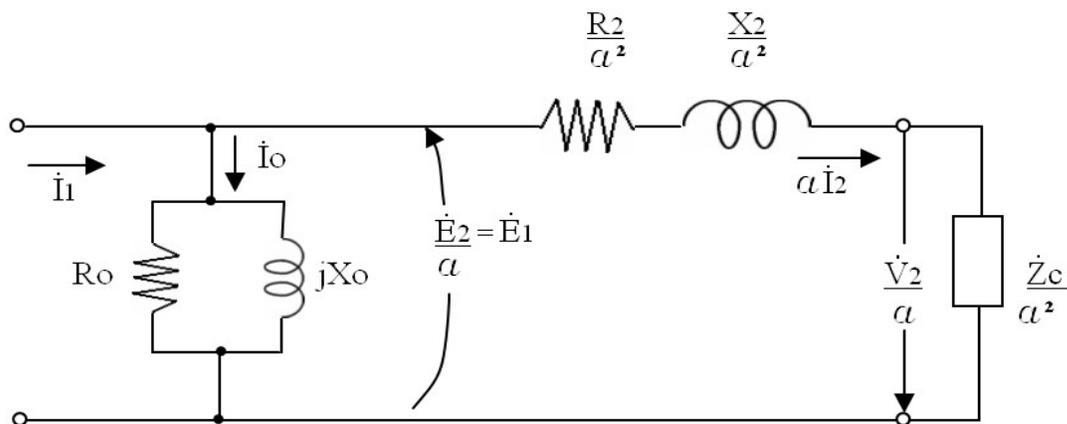


Figura 2.4 Circuito equivalente aproximado de un TC, referido al primario

De acuerdo a la teoría de transformadores, el flujo magnético en el núcleo debe ser constante, por lo que se debe cumplir

$$N_1 \dot{I}_1 + N_2 \dot{I}_2 = N_1 \dot{I}_0 \quad (\text{suma fasorial o vectorial}) \quad (2.1)$$

donde $N_1 I_1$: Amperes vueltas primarios.
 $N_2 I_2$: Amperes vueltas secundarios.
 $N_1 I_0$: Amperes vueltas de excitación.

$$\text{Si en la ecuación (2.1) se hace } I_0 = 0, \text{ entonces } N_1 \dot{I}_1 + N_2 \dot{I}_2 = 0 \quad (2.2)$$

Por lo tanto, se puede escribir en valores absolutos

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = a \quad (2.3)$$

donde a es la razón de transformación del TC

De la ecuación (2.1) se deduce que \dot{I}_1 e \dot{I}_2 no se encuentran en la relación exacta de vueltas, ni tampoco desfasadas 180° (en oposición de fase), ello a causa de la corriente de excitación (I_0) necesaria para inducir el flujo mutuo en el núcleo.

De acuerdo a lo expresado, es deseable que I_0 sea lo mas baja posible, para lo cual los TCs deben trabajar con densidades de flujo magnético (B_m) bajas (del orden de 500 a 300 Gauss).

El diagrama fasorial siguiente aclara lo expresado antes:

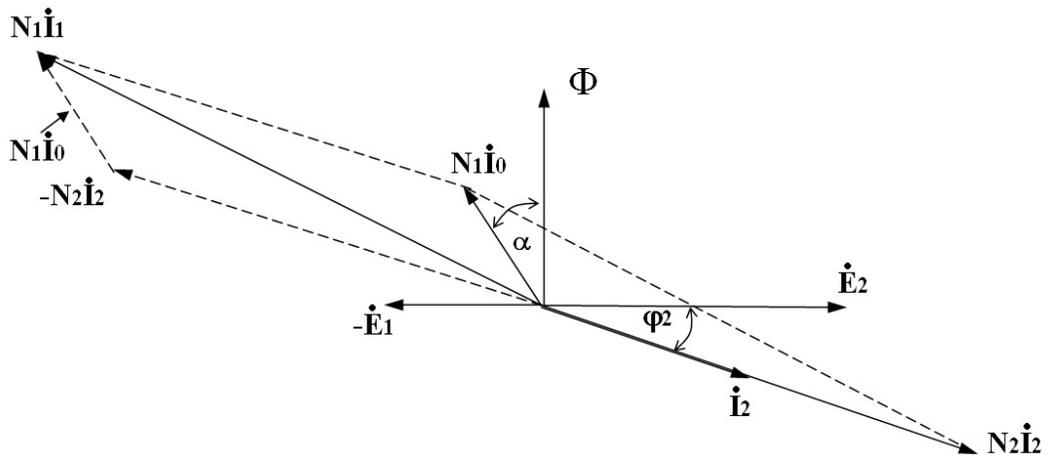


Figura 2.5 Diagrama fasorial de un TC

2.1.2.1.- Característica de la operación de un TC

Considerando que I_1 es constante (corriente primaria), del circuito equivalente de la figura 2.4 se obtiene que I_0 depende del valor de Z_0 (impedancia de excitación, característica física del TC, tipo de núcleo), y la corriente de carga " $a I_2$ " depende de la impedancia de carga conectada (Z_c), esto es, de los instrumentos o elementos de protección conectados al TC y más la impedancia de los conductores que conectan el secundario del TC con la carga. La carga conectada a un TC se denomina "**BURDEN**".

Por lo tanto, para una variación de la carga se tendrá:

- a) Aumento de Z_c : Se produce una disminución de \dot{I}_2 con lo cual la razón de corriente es mayor que la nominal, luego el error de corriente positivo a ($\alpha = I_1/I_2$)
- b) Disminución de Z_c : Se produce un aumento de \dot{I}_2 con lo cual la razón de corriente es menor que la nominal, luego el error de corriente es negativo.

Adicionalmente, una causa importante de error en los TCs es el factor de potencia del consumo. Esto se explica a partir del diagrama fasorial de la figura 2.5, ya que se observa que el efecto de I_0 depende del desfase que ella tenga respecto de I_2 .

Por lo tanto si I_2 está desfasada 180° respecto de I_0 (I_2 en oposición con I_0), el error de razón es máximo y el error de ángulo es cero.

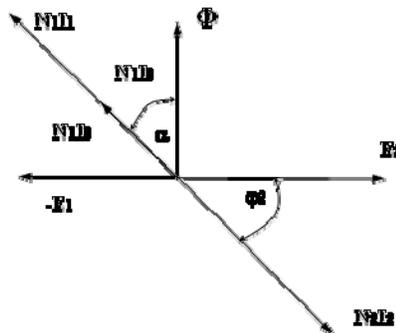


Figura 2.6 Diagrama fasorial para error de ángulo cero

El caso opuesto es cuando la razón es exacta (error de razón cero) pero el error de ángulo es máximo, lo que ilustra la figura 2.7.

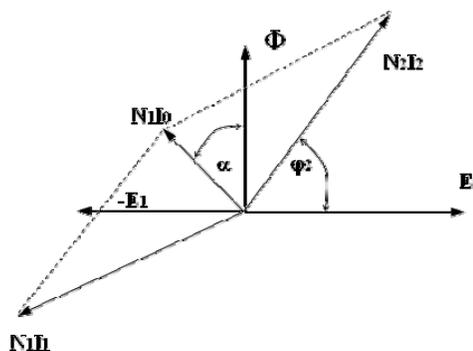


Figura 2.7 Diagrama fasorial para error de razón cero y error de ángulo máximo

De lo anterior se deduce que los TCs deben cumplir ciertas restricciones en cuanto a error, ello para poder tener “lectura” de corriente lo mas exacta posible. En consecuencia son las **NORMAS** las encargadas de expresar la “*precisión de los transformadores de corriente*” en función de las características de la carga (potencia y factor de potencia).

Resumen:

Como se persigue que “ $a I_2$ ”, la corriente de carga referida al primario, sea igual en magnitud y fase que I_1 , es necesario que \dot{Z}_0 sea mucho mayor que $(\dot{Z}_c + \dot{Z}_2)$ (recuérdese que $Z_1 \approx 0$); o bien que I_0 tienda a cero, o que $(\dot{Z}_c + \dot{Z}_2)$ tienda a cero, lo que trae como consecuencia:

- 1) Que el núcleo se diseña para trabajar con baja densidad de flujo y bajas pérdidas (W/kg).
- 2) Que no deben trabajar con un BURDEN superior al nominal, pues un aumento I_0 implica un error de corriente negativo (razón menor que la nominal).
- 3) Que no deben trabajar en circuito abierto, ya que en tal condición se tiene que $I_0 = I_1$, lo que produce sobresaturación del núcleo generando altas pérdidas de potencia en el hierro, lo que produce sobrecalentamiento de éste, y por otra parte se establece un voltaje inducido de valor alto en el secundario constituyendo un riesgo para el personal.

Todo lo expresado hasta aquí, básicamente se refiere al caso de TCs en operación bajo condiciones normales. En consecuencia es importante estudiar que sucede en condiciones anormales de operación (elevadas corrientes).

2.1.2.2 Análisis del caso en que I_1 excede I_{nominal} con Z_{carga} constante

Del circuito equivalente de la figura 2.4, se obtiene que en estas condiciones I_2 e I_0 crecerán proporcionalmente para Z_0 constante, pero cuando I_0 alcance el valor necesario para saturar el núcleo, entonces Z_0 disminuirá y como consecuencia I_2 ya no crecerá proporcionalmente a I_1 sino que lo hará mas lentamente. Esta condición hace que el error de razón empiece a aumentar rápidamente en sentido positivo (la razón es mayor que la nominal, error de razón positivo) y en consecuencia I_2 será menor.

Típicamente la variación de I_1 e I_2 se muestra en la figura 2.8 siguiente.

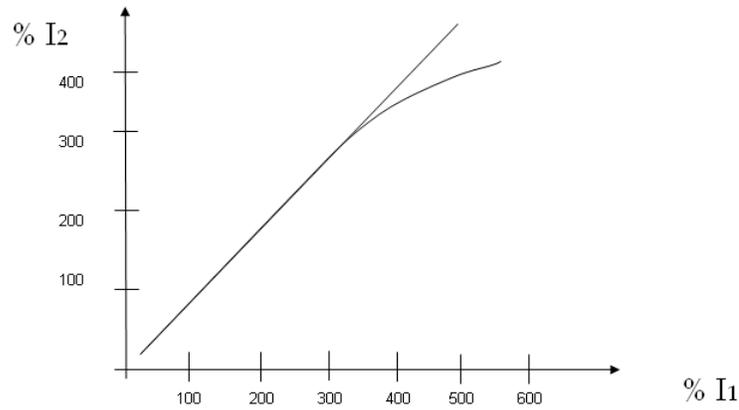


Figura 2.8 Efecto de la saturación del núcleo

El grado de saturación del núcleo se determina midiendo E_2 (f.e.m. inducida en el secundario), ya que I_2 es proporcional a E_2 . También se determina la saturación midiendo la caída de tensión producida por I_2 en Z_c , ya que $\dot{E}_2 = \dot{I}_2 \dot{Z}_2 + \dot{V}_2$ (2.4)

2.1.2.3.- Efectos de la saturación del núcleo

Para la aplicación de TCs en “PROTECCIONES” o en “MEDIDAS”, se usan diferentes tipos de núcleos en cuanto a su características magnética, tal como se expresó anteriormente; esto es, núcleos que alcanzan la saturación para valores de corriente primaria poco mayor que la I nominal y núcleos en lo que dicho fenómeno ocurre para valores muy altos de la corriente primaria. La figura 2.9 ilustra ambas situaciones.

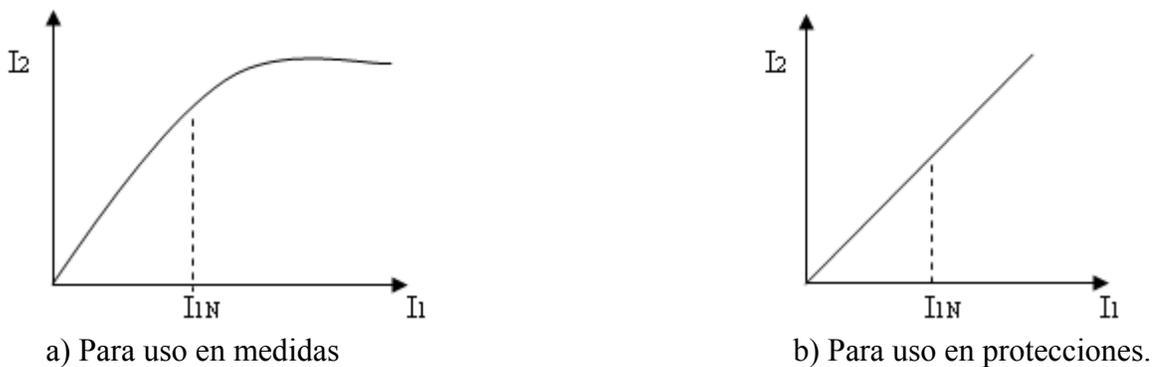


Figura 2.9 Características de saturación del núcleo en TCs

- a) **Para uso en Medidas:** El núcleo del TC se satura para corrientes superiores a 1,2 veces la corriente nominal. Ello protege a los instrumentos en condiciones de operación anormal del Sistema de Energía (corrientes de cortocircuito.).

- b) **Para uso en Protección:** El núcleo del TC no presenta una saturación apreciable con corrientes del orden de 20 a 30 veces la corriente nominal. Esto ya que debe ser capaz de reflejar fielmente la magnitud de las corrientes en condiciones de operación anormal del Sistema de Energía, de modo que los relés (equipos de protección) realicen su función adecuadamente.

2.1.2.4.- Precisión de Transformadores de Corriente

Las normas expresan la “precisión” de los TCs en función de la característica de la carga que se puede conectar a ellos.

a) Clase de precisión

Esta característica es muy importante, incluye dos conceptos de los cuales se ha expresado antes algunos aspectos; estos son:

- i) **Error de razón :** Es la diferencia entre la razón real y la de placa o nominal.
- ii) **Error de ángulo:** Es el desfase entre los fasores de corriente primaria y secundaria.

Es importante destacar que el “factor de potencia de la carga” (factor de potencia del *Burden*) es determinante en el desfase entre las corrientes y en el valor de sus magnitudes relativas. Por esta razón los *Burden* se expresan en Volt Amperes (VA) a un determinado factor de potencia.

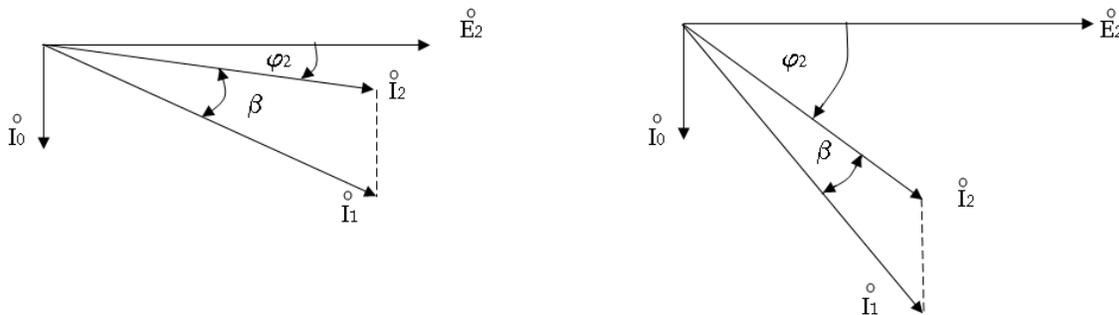


Figura 2.10 Influencia del factor de potencia de la carga en el error de razón y de ángulo

El *Burden* o carga siempre está referido a corriente nominal. Para valor diferente al nominal y considerando que la *Z* de carga es constante, entonces depende del cuadrado de la corriente.

Las Normas de VDE (alemanas) y ASA (americanas) definen distintos valores de factor de potencia normalizado del *Burden*: Para VDE es 0,6 y para ASA es 0,9 y 0,5.

Las “Clases de Precisión” mas usadas que definen las Normas VDE y ASA son:

VDE: 0,1 ; 0,2 ; 0,5 ; 1 ; 3

ASA: 0,5 ; 0,6 ; 1,2 ; 1,7

a.1) Clase de Precisión según VDE (norma alemana)

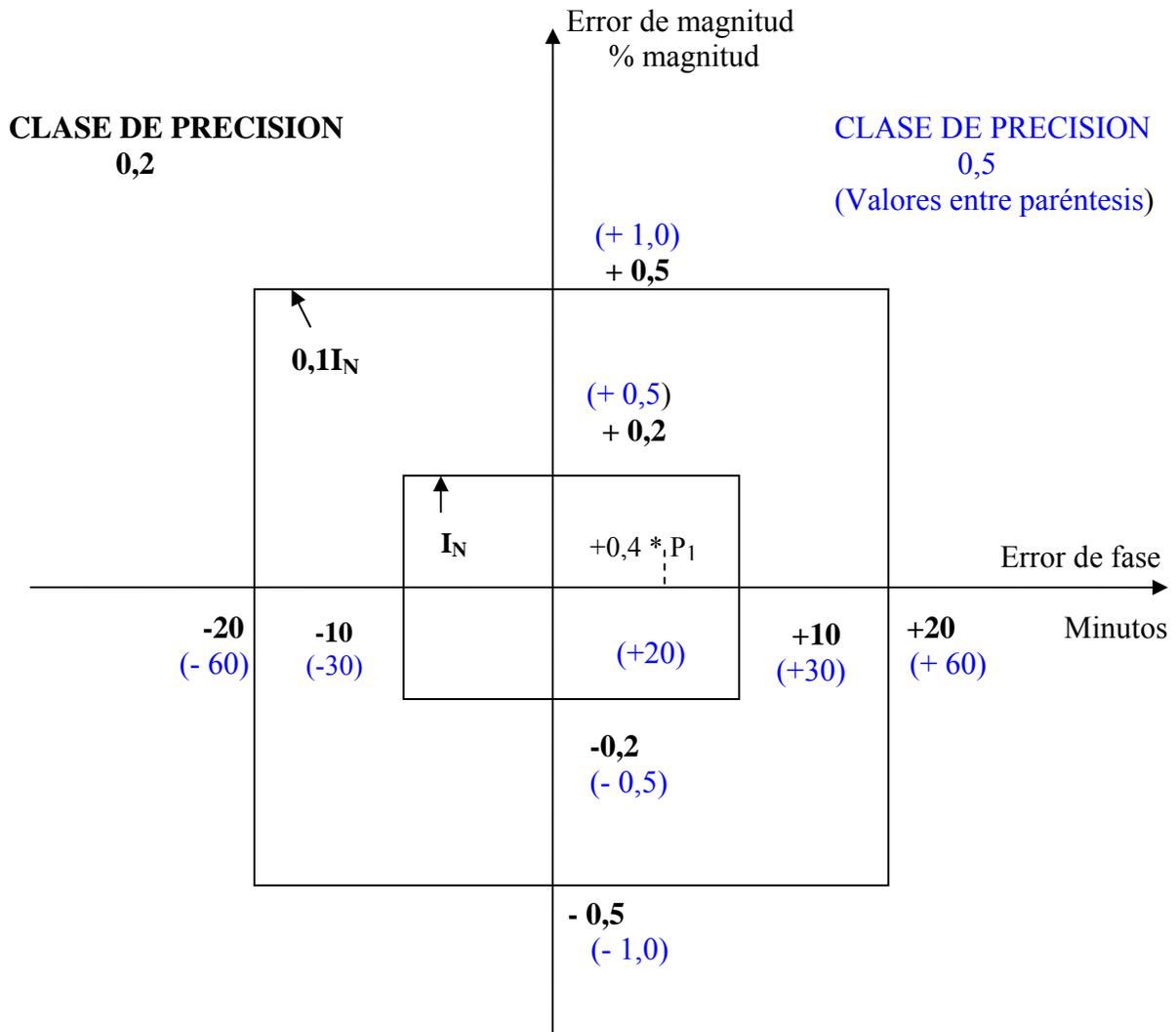


Figura 2.11 Clase de precisión según norma VDE

- **Interpretación y uso del Gráfico de Precisión:** Si por ejemplo, un TC con *Burden* nominal y con 100% de I_N tiene un error de razón $+0,4\%$ y un error de ángulo de $+20$ minutos, coordenadas del punto P_1 en la figura 2.11, cumple con la condición de error pues está dentro del rectángulo para 100% de I_N para la clase 0,5.

Las coordenadas de P_1 en el rectángulo clase 0,2 deben corresponder a un error de aproximadamente $+0,15\%$ en magnitud y $+7$ minutos en fase para 100% de I_N y factor de potencia 0,6.

Por lo tanto, se entiende por EXACTITUD el error máximo en magnitud y fase bajo condiciones de *Burden* nominal y $\text{Cos } \varphi = 0,6$ según VDE.

Tabla 2.1 Clase de precisión de TCs según norma VDE

PRECI- SIÓN	0,1 I_N		0,2 I_N		0,5 I_N		1 I_N		1,2 I_N	
	%	Min	%	Min	%	Min	%	Min	%	Min
0,1	$\pm 0,25$	± 10	$\pm 0,2$	± 8	----	----	$\pm 0,1$	± 5	$\pm 0,1$	± 5
0,2	$\pm 0,5$	± 20	$\pm 0,35$	± 15	----	----	$\pm 0,2$	± 10	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 0,75$	± 40	----	----	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,5$	± 30
1,0	$\pm 2,0$	± 120	$\pm 1,5$	± 80	----	----	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,0$	± 60
3,0	----	----	----	----	$\pm 3,0$	----	$\pm 3,0$	----	----	----

a.2) Clase de precisión según ASA (norma americana)

La exactitud es definida como el error máximo en magnitud y fase bajo condiciones de corriente nominal, carga nominal (*Burden*) y factor de potencia 0,6 ($\text{Cos } \varphi = 0,6$).

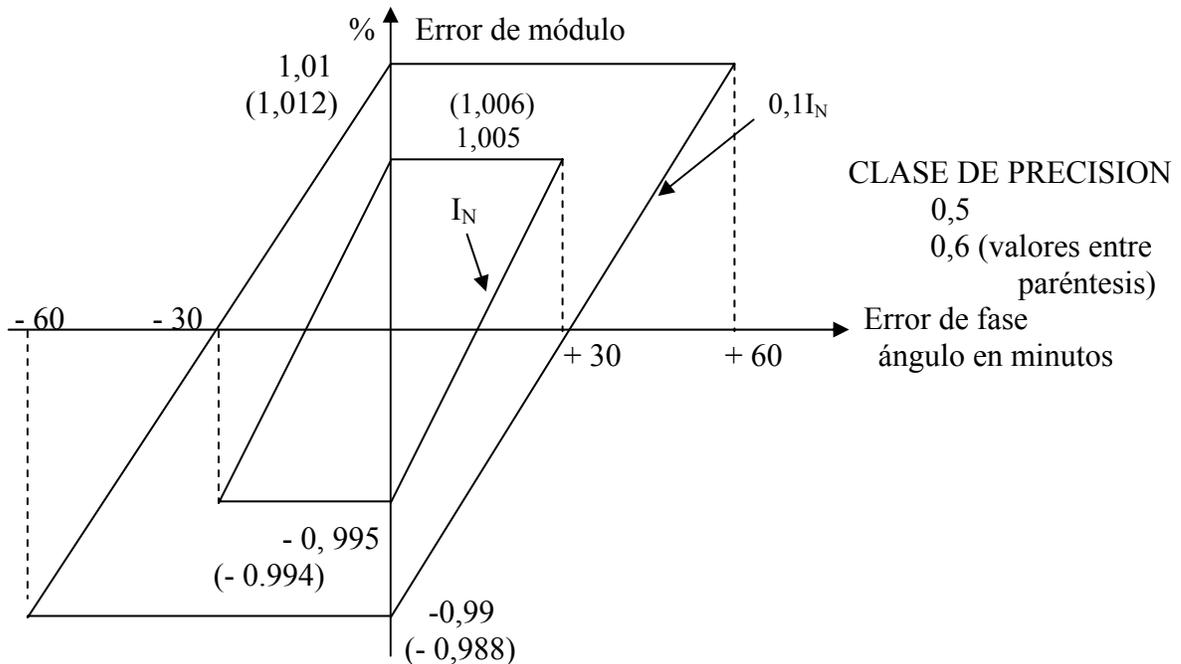


Figura 2.12 Clase de precisión según ASA

b) Índice de saturación “n”

La norma VDE lo define como, “el cuociente entre la corriente primaria de carga y la corriente primaria nominal cuando la corriente secundaria presenta un error de – 10%, esto para *Burden* nominal y factor de potencia 0,6”.

Ejemplo:

Para un TC de razón 100/5 y $n = 5$, ello significa que si por el primario circulan 500 A (hipotéticamente) la corriente secundaria es $\{500 / (100/5)\} [1-0,1] = (500/2) * 0,9 = 22,5$ A para *Burden* nominal y factor de potencia 0,6.

Ahora, si el *Burden* fuera $1/4$ VA del nominal, entonces $n = 5 * 4 = 20$, ya que la impedancia ($Z_2 + Z_{carga}$) es $1/4$ más baja y necesita mas corriente para igualar una caída de potencial con $Z \cdot I_0$.

Por lo tanto, si $n < 5$ ello significa que para corrientes menores de 5 veces I_N , la corriente secundaria tiene – 10 % de error.

Ejemplo de determinación de “n”

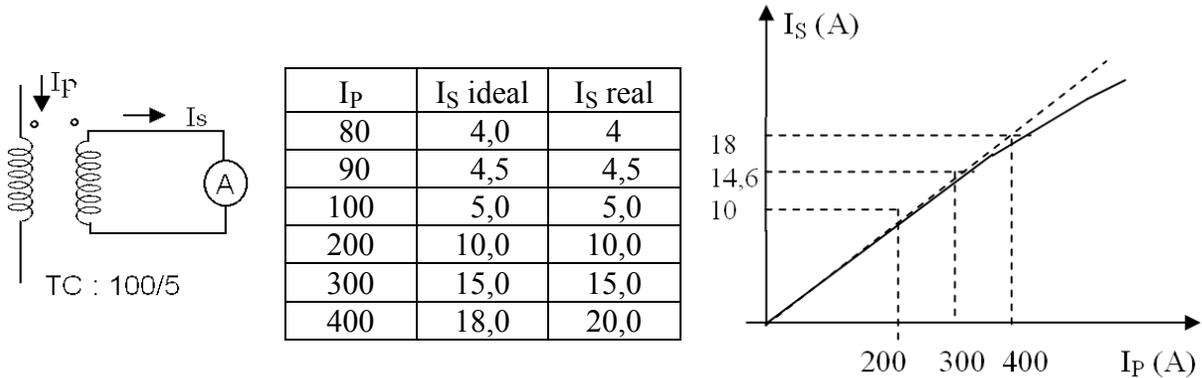


Figura 2.13 Curva de saturación

Para $I_p = 400$ A se obtiene $I_s = 18$ A, siendo la corriente ideal de 20 A, la diferencia entre la corriente secundaria real y la ideal corresponde a un error de magnitud de -10%, en consecuencia, el índice de saturación es:

$$n = \frac{400}{100} = 4$$

Mientras mayor es el índice de saturación mayor es el rango de corriente para el cual la respuesta del transformador es lineal (saturación del transformador a corriente más elevada).

c) Exactitud (clase de precisión) e índice de saturación para diferentes aplicaciones

Tabla 2.2 Clase de precisión VDE e índice de saturación según aplicación

		clase	N
I) Medición :	Medición y Registro	3 - 1 - 0,5	< 5
	Facturación de Energía	0,5 - 0,2 - 0,1	< 5
II) Protección :	De Sobre corriente	3 - 1	> 5 ó > 10
	Protección selectiva	3 - 1	> 10 ó > 15

d) Factor de Sobre Corriente (FSC) según norma IEC

Es el múltiplo de la corriente primaria nominal que da un valor límite del error compuesto (\mathcal{E}_e), error de razón y ángulo, de modo que se mantenga dentro de los límites garantizados por el fabricante para *Burden* nominal. Prácticamente corresponde al valor “n” dado por las normas VDE.

La Nueva normativa expresa:

Para Medida: \mathcal{E}_e máximo = -15 %, se designa por la letra M.

Ej.: 15 M5, significa $\mathcal{E}_e \leq 15\%$ para $I_p = 5 I_N$

15 M10, significa $\mathcal{E}_e \leq 15\%$ para $I_p = 10 I_N$

Para Protección: Se distingue dos valores para \mathcal{E}_e - 5% y - 10%, se designa por la letra P.

Ej.: 5 P10, significa $\mathcal{E}_e \leq 5\%$ para $I_p = 10 I_N$

10 P10, significa $\mathcal{E}_e \leq 10\%$ para $I_p = 10 I_N$

Los factores de sobre corriente normalizados para fines de protección y medición son:
5 - 10 - 15 - 20 - 30

e) Concepto de saturación según norma ASA.

Se refiere en forma relativa a la impedancia de fuga o de dispersión del enrollado secundario Z_e del TC.

La Norma ASA designa los TCs por dos cifras y una letra colocada entre ellas donde la primera cifra expresa el error máximo de razón que puede producirse siempre que no se exceda el voltaje en bornes secundarios que se especifica en la segunda cifra, después de la letra.

La letra indicada puede ser T o C, que para antes de 1968 correspondían a H y L respectivamente, las que designan el tipo o “Clase del TC” en relación al valor de la impedancia de fuga secundaria.

Transformador tipo “ T ” (antiguamente tipo a clase H):

- Tienen un flujo de dispersión alto, alta impedancia de fuga.
- Son aplicables a Medida.
- Las dos cifras mencionadas son válidas para un rango de la corriente secundaria de 5 a 20 veces la corriente nominal.

Transformadores tipo “ C ” (antiguamente tipo o clase L):

- Tienen un flujo de dispersión bajo, baja impedancia de fuga.
- Son aplicables a Protección.
- Las dos cifras mencionadas son válidas sólo para 20 veces la corriente nominal. Para corrientes inferiores, por lo explicado antes, el error aumenta

Ejemplo:

- i) T.C.: 10H200 (norma antes de 1968)
T200 (norma nueva, ANSI/IEEE)

Este TC debe cumplir con no exceder a un error de 10% cuando en bornes secundarios del *Burden* (de la carga) el voltaje no es superior a 200 volts al variar la corriente entre 5 a 20 veces la corriente nominal ($I_{nom.}$).

Así, si se desea saturación para $5 I_N$ deberá colocarse una Z_C (*Burden*) dado por

$$Z_C = \frac{V}{I_N * n} = \frac{200}{5 * 5} = 8(\Omega) \quad (2.5)$$

Ahora, si se desea saturación para $20 I_N$, entonces

$$Z_C = \frac{200}{5 * 20} = 2(\Omega)$$

- ii) TC: 2,5 L 200 (norma antes de 1968)
C 200 (norma nueva ANSI / IEEE)

El TC no excederá el error del 2,5% para $20 I_N$ cuando el *Burden* sea

$$Z_C = \frac{200}{5 * 20} = 2(\Omega)$$

La nueva forma de describir los TCs considera el uso de una fórmula o el uso de la curva de excitación

- **Fórmula:** La ecuación fundamental para la tensión inducida en el transformador es:

$$V_S = 4,44 * f * A * N * B_{\max} * 10^{-8} (V) \quad (2.6)$$

donde: f = frecuencia en Hz

A = Sección transversal del núcleo en pulg²

N = Número de vueltas

B_{\max} = Densidad de flujo magnético máxima en líneas/ pulg²

- **Curvas de excitación**

- Curvas de excitación para TCs clase C (antigua clase L)
- Curvas de FSC para TCs clase T (antigua clase H)
- Curvas de voltaje de excitación secundario versus corriente de excitación secundaria.

2.1.2.5 Factor Térmico de un TC

El Factor Térmico (FT) se define como la relación entre la máxima corriente primaria admisible en régimen permanente y su corriente nominal primaria.

$$FT = \frac{I_{P \text{ Máxima}}}{I_{P \text{ Nominal}}} \quad \text{en régimen permanente} \quad (2.7)$$

Los valores de Factor Térmico más usados son: 1; 1,2; 1,3; 1,5 y 2,0

Un TC puede operar cargado plenamente y permanentemente hasta su límite térmico sin perjuicio en su desempeño, vida útil y nivel de aislación.

El FT es importante porque permite contemplar el aumento de carga en la línea.

2.1.2.6 Corriente térmica y corriente dinámica

- **Corriente térmica (I_{Th}):** Corriente máxima que puede fluir en el punto del sistema donde se encuentra ubicado el TC.

$$I_{Th} \geq I_{cc} * \sqrt{t + 0,05 * \frac{50}{f}} [kA_{RMS} \text{ durante } 1 \text{ segundo}] \quad (2,8)$$

I_{cc} : Corriente de cortocircuito máxima en kA RMS o efectivos.

t : Duración del cortocircuito en segundos.

f : Frecuencia nominal del sistema en Hz o cps.

$$\text{Ejemplo: } I_{Th} \geq 10(kA_{RMS}) * \sqrt{4(seg) + 0,05 \frac{50}{50(hz)}} = 20 (kA_{RMS})$$

La tabla siguiente expresa la I_{Th} para diseños usuales de TCs

Tabla 2.2 Corriente Térmica normal para diseño de TCs

	TC normal	TC de rango extendido (G)
TC de BT (hasta 600V)	60 a 70 I_N	120 I_N
TC de MT (hasta 46 kV)	100 I_N	120 I_N
TC de AT ($V > 46$ kV)	120 I_N	150 I_N

- **Corriente dinámica (I_D):** Corresponde al valor de cresta máximo de la corriente que debe soportar el TC sin sufrir deterioro, cuando el circuito secundario está conectado en cortocircuito. Normalmente la corriente dinámica es $2,5 I_{Th}$. El factor 2,5 resulta de aplicar el factor de multiplicación que considera la asimetría de la onda de corriente de corto circuito producto de la componente de corriente continua, cuyo valor es 1,8. De tal forma I_D resulta ser:

$$I_D = 1,8\sqrt{2} I_{Th} = 2,5 I_{Th} \quad (2.9)$$

Sin embargo este valor de I_D no rige para valores de más de 120 kA cresta (límite en el cual es posible medir la I_D).

De acuerdo a lo anterior en diversas norma I_D es igual a $2,5 I_{Th}$. Sin embargo, en la norma ANSI/IEEE la corriente dinámica se expresa como el valor pico de la componente simétrica totalmente desplazada para la cual el factor de multiplicación para la corriente de cortocircuito simétrica es 2. En consecuencia se tiene,

$$I_D = 2\sqrt{2} I_{Th} = 2,83 I_{Th} \quad (2.10)$$

Para corriente de cortocircuito de duración menor a 1 segundo, el valor de I_D es el decisivo para la fabricación y no el de I_{Th} .

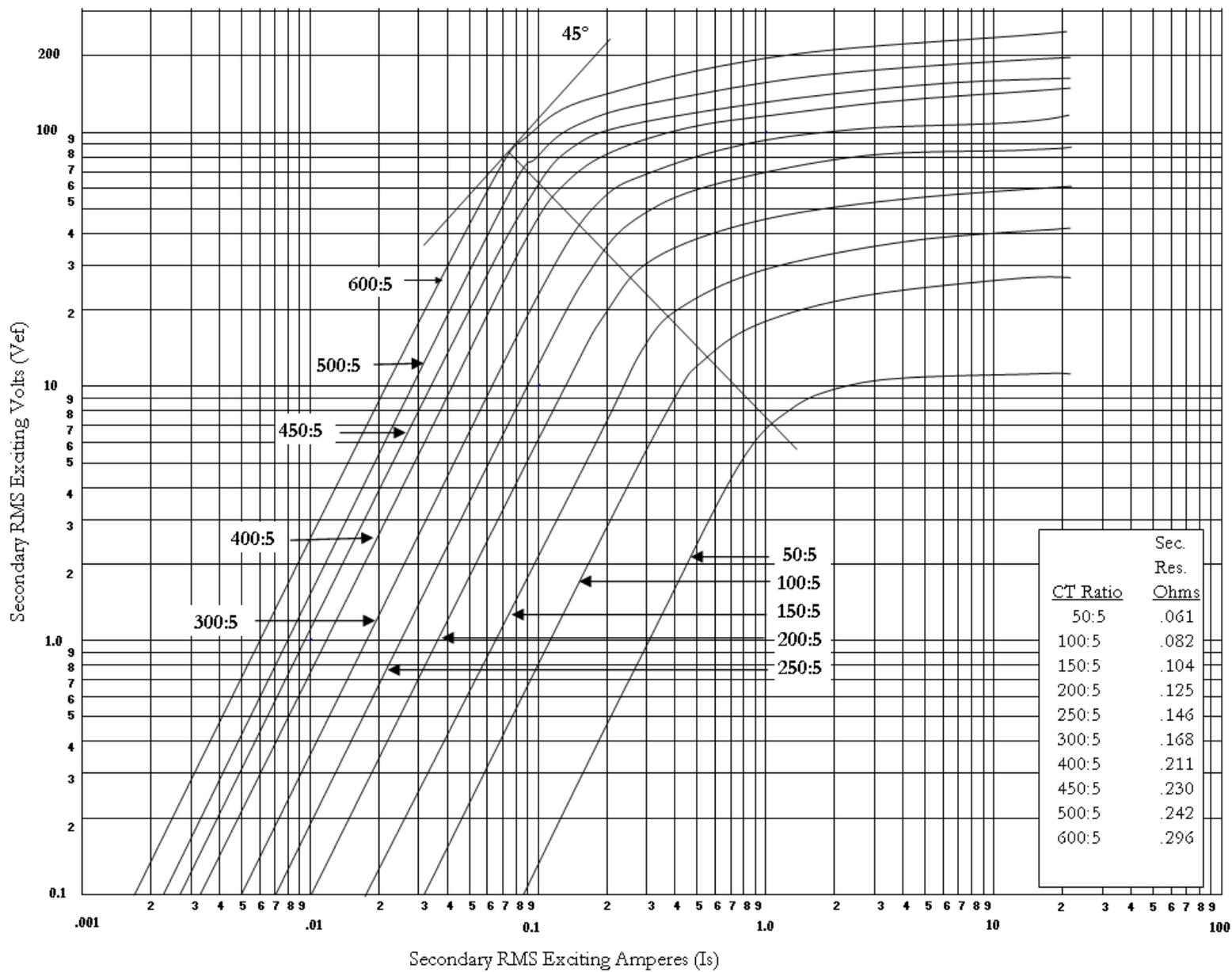
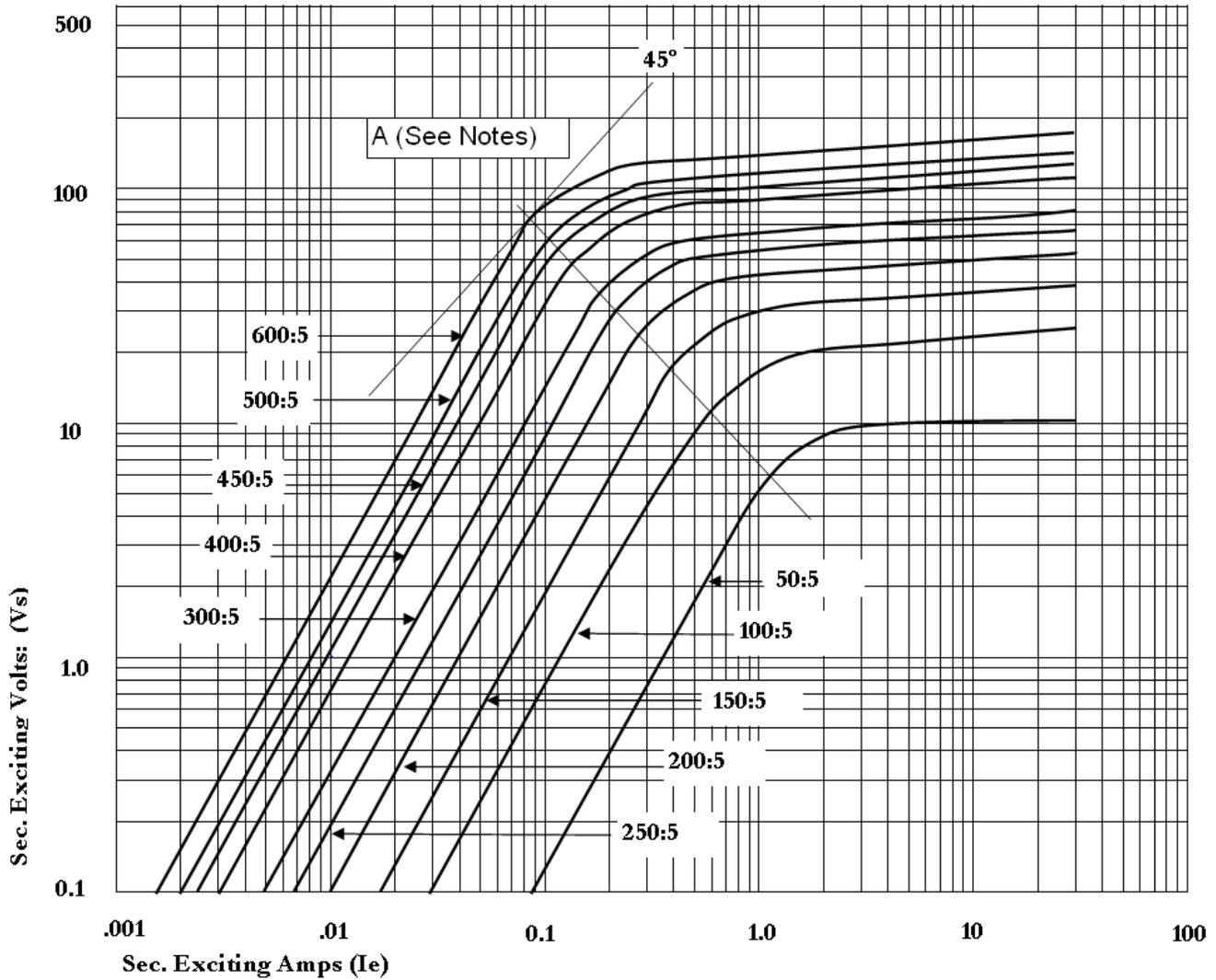


Figura 2.14a Curva de excitación típica para TC multirazón de 600:5 clase C100



Current Ratio	Turn Ratio	Sec. Res (Ω)
50:5	10:1	.061
100:5	20:1	.082
150:5	30:1	.104
200:5	40:1	.125
250:5	50:1	.146
300:5	60:1	.168
400:5	80:1	.211
450:5	90:1	.230
500:5	100:1	.242
600:5	120:1	.296

Notes:

1) Above the Line. the voltage for a Given Exciting Current Will Not be Less Than 95% of the Curve Value

2) Below The Line. The Exciting current for a Given Voltage Will Not Exceed The Curve Value by More Than 25%

Excitation Curves for a Multiratio Bushing Current Transformer With an ANSI Accuracy of C100.

Figura 2.14b Curva de excitación típica para TC multirazón de 600:5 clase C100

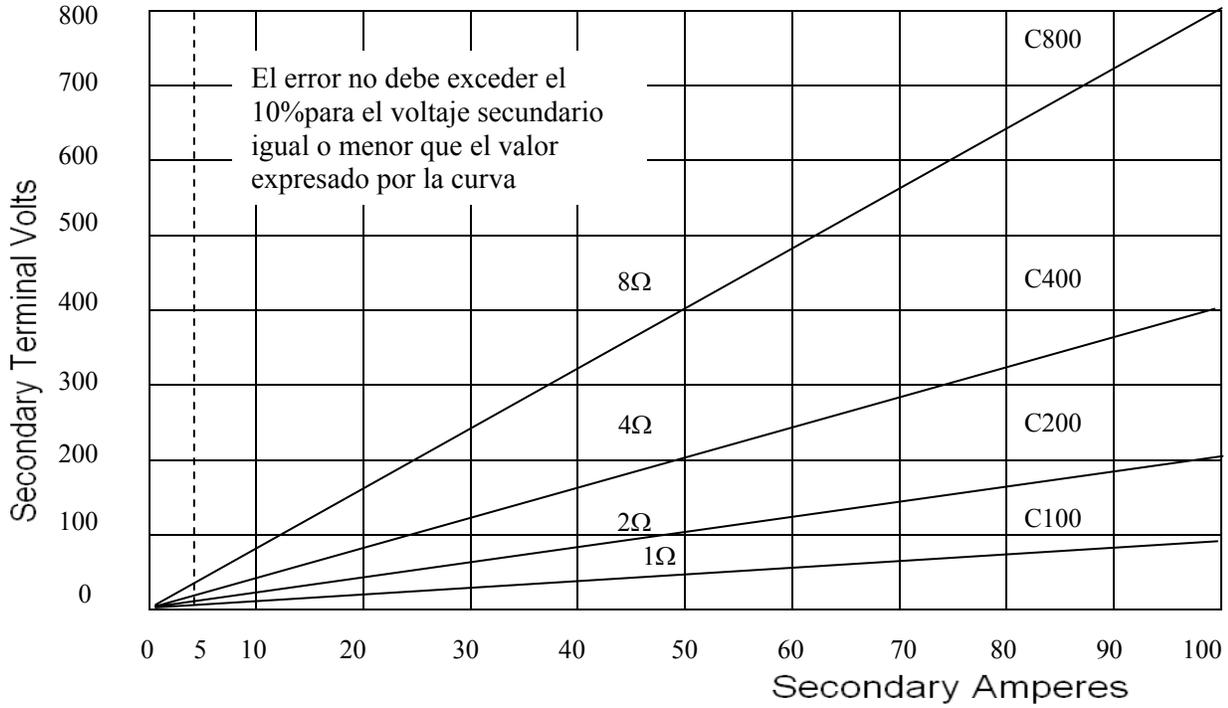


Figura 2.15 Carta estándar de exactitud ANSI para TCs clase C

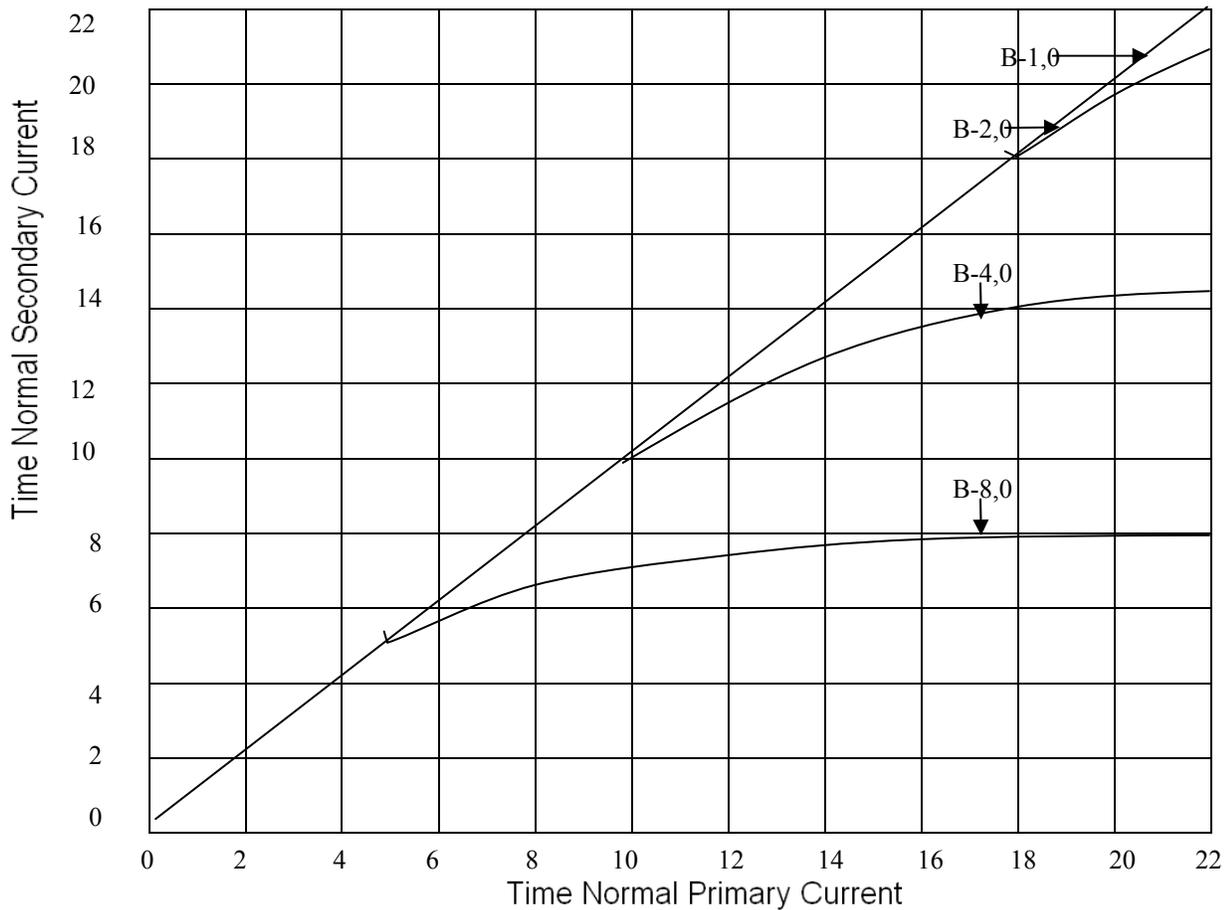
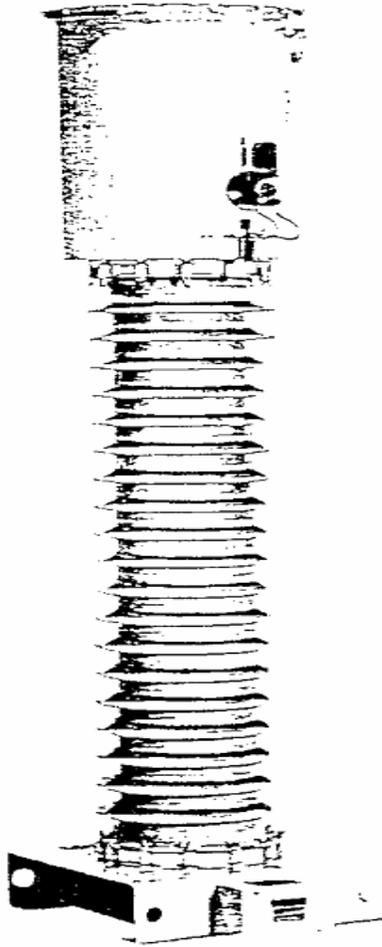
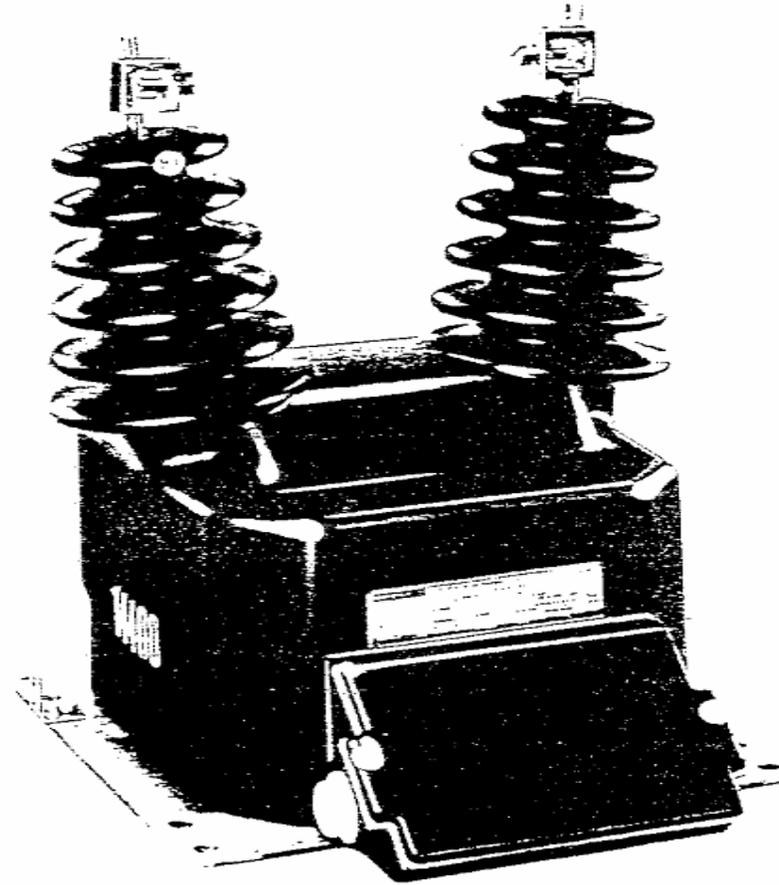


Figura 2.16 Curva típica de razón de sobrecorriente para TC clase T



A 230-kV oil-filled current transformer. The unit is approximately 10 ft high and 2.5 ft in diameter. (Courtesy of Westinghouse Electric Corp.)



Voltage Transformer for use in low-voltage power system. (Courtesy of Westinghouse Electric Corp.)

Figura 2.17 Fotografía de un TC para 230 kV y un TP para uso en baja tensión (los tamaños no son comparables)

- E_1 y E_2 están desfasadas 180° y son de igual magnitud. Se encuentran de acuerdo con la relación de vueltas y están dadas por

$$E_1 = 4,44 * f * B_{max} * A * N_1 * 10^{-8} [V] \quad (2.11)$$

$$E_2 = 4,44 * f * B_{max} * A * N_2 * 10^{-8} [V] \quad (2.12)$$

El objetivo del TP es entregar una tensión secundaria lo mas exacto posible correspondiente a la del primario, por lo que se debe reducir al máximo las impedancias de fuga del primario y secundario lo que se logra sobre dimensionando el núcleo y la sección de los conductores. Esta forma constructiva reduce al mínimo la influencia de la carga sobre la razón de transformación.

Dado que la razón de un TP depende de la carga conectada a su secundario, los límites de error se expresan en función de la característica de la carga conectada.

2.1.3.2.- Designación de carga secundaria y Clase de Precisión de TPs según normas

Tabla 2.3 Designación de la carga según norma ASA

Designación	VA	Factor de Potencia
W	12,5	0,10
X	25	0,70
Y	75	0,85
Z	200	0,85
ZZ	400	0,85

Tabla 2.4 Clases de Precisión según ASA

$\Delta V \pm 10\% V_N$ de 0 a 100 % Burden		
Clase	Error de Razón	Error de Angulo
0,3	0,997 – 1,003	± 15 min
0,6	0,994 – 1,008	± 30 min
1,2	0,988 – 1,012	± 60 min

Tabla 2.5 Clases de precisión según VDE

$\Delta V \pm 20\%$ de V_N Excepto clase 3 para V_N		
Clase	Error de Magnitud	Error de Angulo
0,1	$\pm 0,1 \%$	± 5 min
0,2	$\pm 0,2 \%$	± 10 min
0,5	$\pm 0,5 \%$	± 20 min
1	$\pm 1 \%$	± 40 min
3	$\pm 3 \%$	-----

La Norma VDE no define cargas secundarias normalizadas, pero establece que el porcentaje de error máximo que se indica debe verificarse para factor de potencia 0,8 constante, variando la carga en VA desde 25% hasta 100%, con excepción de la clase 3 en que esta variación es de 50% a 100%.

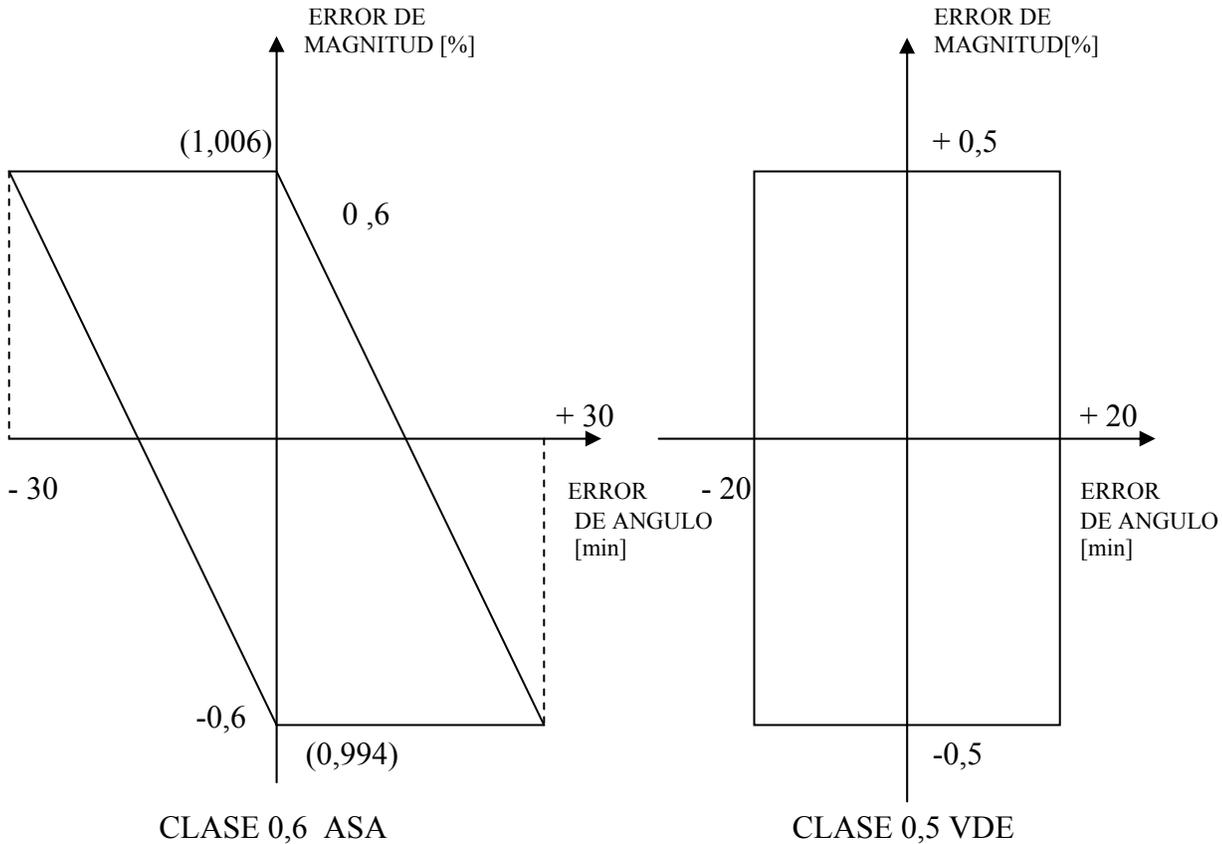


Figura 2.20 Representación de Clases de Precisión según norma ASA y VDE

Voltaje nominal primario: La clase de precisión se cumple según:

ASA: Cuando V primario no varía $\pm 10\%$

VDE: Cuando V primario no varía $\pm 20\%$

Voltaje nominal secundario: Los voltajes normalizados según:

ASA: 115; 120 volts. Para aislación bipolar

$115/\sqrt{3}$; $120/\sqrt{3}$ volts. Para aislación monopolar

VDE: 110; 115 volts. Para aislación bipolar

$110/\sqrt{3}$; $115/\sqrt{3}$ volts. Para aislación monopolar

$110/3$; $115/3$ volts. Para devanado de detección de falla a tierra (monopolar)

2.1.3.3.- Ejercicios sobre transformadores de medida

Ejemplo 2.1. Calcular el valor de la impedancia que se puede conectar al secundario de un TC cuyo *Burden* es de 15 VA, si su corriente secundaria es 5 A y cuando I_{sec} sea 4 A.

$$S = Z_{sec} I_{sec}^2 \quad (2.9) \Rightarrow Z_{sec} = \frac{S}{I_{sec}^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \quad \Omega \quad (2.13)$$

Para el caso $I_{sec} = 4$ A la potencia es menor, por lo tanto:

$$\frac{S'}{S_{Nom}} = \frac{I_{sec}'^2}{I_{sec,Nom}^2} \Rightarrow S' = S_{Nom} \left(\frac{I_{sec}'}{I_{sec,Nom}} \right)^2 \quad (2.14)$$

Luego $S' = 15 \left(\frac{4}{5} \right)^2 = 9,6 \text{ VA}$

Por lo tanto, según Ecuación (2.13) se obtiene: $Z_{sec} = \frac{S'}{I_{sec}'^2} = \frac{9,6}{4^2} = 0,6 \quad \Omega$

Ejemplo 2.2 Calcular la potencia consumida por el conductor que alimenta a los instrumentos de medición en el circuito secundario de un T.C., si el conductor es N° 10 AWG y la distancia desde el TC a los instrumentos es 50m. Suponga $I_{sec} = 5$ A

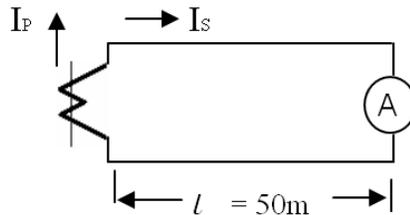


Figura 2.21 Diagrama unilínea de la conexión del TC

Desarrollo

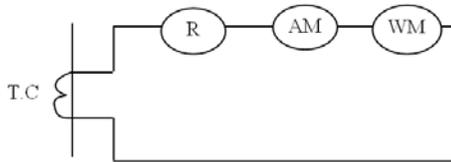
Según Tabla de Conductores: $R_{cond} = 3,34 \quad \Omega/km$

Para el cálculo de la potencia debe considerarse el conductor de ida y retorno, por lo tanto:

$$Z_{cond} = 3,34 \quad \Omega/km * \frac{50 \times 2 \text{ (m)}}{1000 \text{ (m / km)}} = 0,334 \quad (\Omega)$$

Así se obtiene a partir de Ec. (2.9) **S consumida** = $Z_{cond} \cdot I_S^2 = 0,334 \times 5^2 = 8,35 \text{ (VA)}$

Ejemplo 2.3. En el circuito de la figura 2.21, el cable de control que alimenta a los instrumentos y al relé, tiene una longitud total de 275m y es del N° 10 AWG.



Equipo	Burden	
R	Relé	2,5 Ω
AM	Ampérmetro	0,5 Ω
WM	Wáttmetro.	1,0 Ω

Figura 2.22 Diagrama unilineal del circuito

Si $I_s = 4A$ y siendo la impedancia secundaria del TC de $0,069 \Omega$, determine la corriente primaria I_p y el error de razón. Se dispone de la curva de excitación, la que se muestra en la figura 2.22 más adelante

Desarrollo

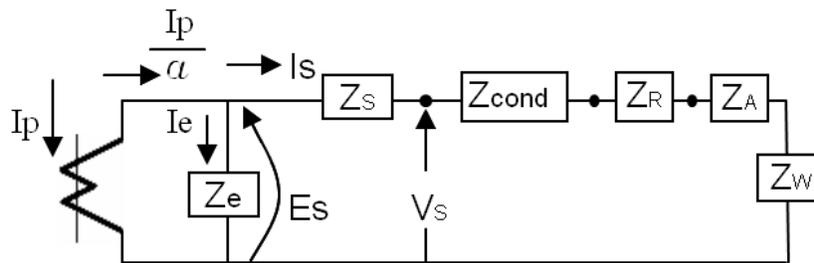


Figura 2.23 Circuito equivalente del TC y su carga asociada

Para el conductor N° 10 AWG, de tabla de conductores se obtiene $R = 3,34 \frac{\Omega}{km}$, luego se tendrá que para el conductor de ida y retorno la impedancia total vale:

$$Z_{cond} = 3,34 \times \frac{275}{1000} = 0,9185 (\Omega)$$

Para determinar I_p se debe calcular la corriente de excitación I_e , la que se determina a partir de la curva de excitación, dibujada en la figura 2.24 siguiente, para lo cual se debe calcular primero la fuerza electro motriz inducida secundaria E_s , en el circuito equivalente de la figura 2.23. Con dicho valor se ingresa en la curva de excitación y donde la recta de valor E_s calculado interseca la curva de excitación se baja al eje de abcisa leyendo el valor de la corriente de excitación I_e .

Del circuito equivalente: $E_s = (Z_s + Z_{cond} + Z_R + Z_A + Z_W) I_s$ (2.15)

$$E_s = (0,069 + 0,9185 + 2,5 + 0,5 + 1,0) 4 = 4,9875 \times 4 = 19,95 V$$

Entrando con este valor en la curva de excitación, se obtiene el valor de I_e (corriente de excitación), cuyo valor es: **$I_e = 0,8 (A)$**

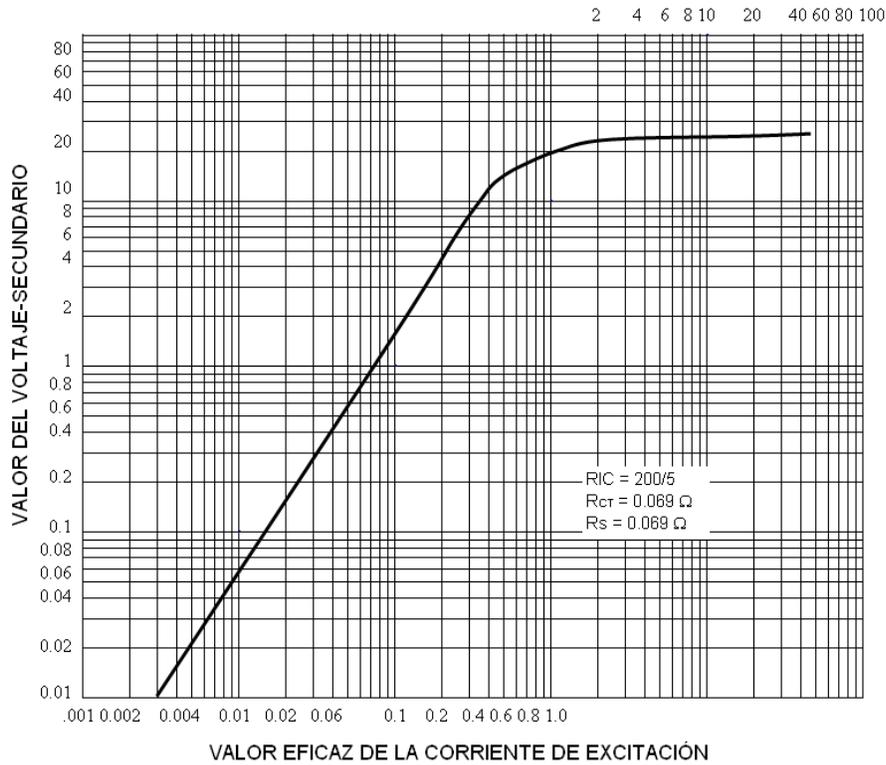


Figura 2.24 Curva de excitación del TC ejemplo 2.3

Del circuito equivalente:

$$\frac{I_P}{a} = I_e + I_s$$

Luego

$$I_P = a * (I_e + I_s) \quad (2.16)$$

donde $a = 200/5 = 40$ por lo tanto de ecuación (2.16) se obtiene $I_P = 40*(0,8+ 4) = 192 \text{ A}$.

Para calcular el error de razón se debe calcular el Factor de Corrección de Razón (FCR)

$$FCR = \frac{\text{Razón Calculada}}{\text{Razón de Placa}} \quad (2.17)$$

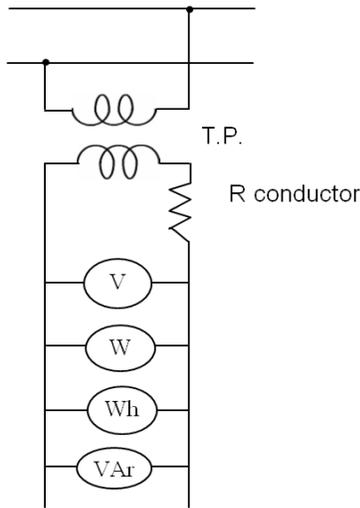
Y el Error de Razón corresponde a: $\mathcal{E}_r(\%) = (FCR - 1)*100 \quad (2.18)$

En el ejercicio se tiene: Razón Calculada = $192 / 4 = 48$; Razón de Placa = 40

Por lo tanto, según ecuación (2.17) se obtiene: $FCR = 48 / 40 = 1,2$

y aplicando ecuación (2.18) el Error de Razón resulta ser $\mathcal{E}_r(\%) = (1,2 - 1)*100 = 20\%$

Ejemplo 2.4 Cálculo del *Burden* para transformadores de Potencial.



Se expresa en VA a un factor de potencia específico.

Burden total = Suma de todos las cargas, incluyendo P y Q

$$VA_{Tot} = \sqrt{P_{Tot}^2 + Q_{Tot}^2} \quad (2.19)$$

Equipo	Burden	cosφ
V	4,3 VA	1,0
W	0,053 VA	0,72 ind
Wh	9,4 VA	0,17 ind
VAR	0,053 VA	0,72 ind

TP de razón 115 kV / 120 V

Figura 2.25 Circuito equivalente de la conexión del TP

La carga que representa cada instrumento es:

Vólmetro (V) : $S = 4,3 \text{ VA}$; $\cos\phi = 1 \Rightarrow \phi = 0^\circ$
 $P = 4,3 \text{ W}$; $Q = 0 \text{ VAR}$

Wáttmetro (W): $S = 0,053 \text{ VA}$; $\cos\phi = 0,72 \Rightarrow \phi = 43,94^\circ$
 $P = S \cos\phi = 0,038 \text{ W}$
 $Q = S \sin\phi = 0,037 \text{ VAR}$

Vármetro (VA): $S = 9,4 \text{ VA}$; $\cos\phi = 0,72 \Rightarrow \phi = 43,94^\circ$
 $P = S \cos\phi = 0,038 \text{ W}$
 $Q = S \sin\phi = 0,037 \text{ VAR}$

Wathorímetro (Wh): $S = 9,4 \text{ VA}$; $\cos\phi = 0,17 \Rightarrow \phi = 80,2^\circ$
 $P = S \cos\phi = 1,598 \text{ W}$
 $Q = S \sin\phi = 9,263 \text{ VAR}$

$$P_{Tot} = P_V + P_W + P_{VAR} + P_{Wh} = 5,974 \text{ W}$$

$$Q_{Tot} = Q_V + Q_W + Q_{VAR} + Q_{Wh} = 9,337 \text{ VAR}$$

$$S_{Tot} = \sqrt{P_{Tot}^2 + Q_{Tot}^2} = \sqrt{5,974^2 + 9,337^2} = 11,085 \text{ VA}$$

$$\phi_{Tot} = \text{tg}^{-1} \frac{Q_{Tot}}{P_{Tot}} = \text{tg}^{-1} \frac{9,337}{5,974} = 57,388^\circ ; \text{Cos}\phi_{Tot} = \cos 57,388 = 0,539$$

Burden total conectado al TP = 11,085 VA a Cosφ = 0,539 inductivo

Ejemplo 2.5 Un interruptor de potencia tiene un TC multirazón tipo bushing de 600:5 A que proporciona la corriente secundaria a un relé de fase que comanda al interruptor, para la protección de un alimentador, mediante un relé de sobrecorriente. El relé operará para aproximadamente 60 A primarios de valor simétrico. El burden total del TC, incluyendo la impedancia secundaria del TC, es de 1,6 Ω por fase cuando el relé está en el tap 6 amperes y es de 3 Ω por fase para el tap de 3 amperes. Se dispone de la curva de excitación del TC multirazón.

Determine la razón del TC multirazón necesaria para que el relé opere correctamente.

Desarrollo

Para comenzar considérese un TC de razón 10, esto es 60:6, que no existe, por tanto se debe usar el TC de razón 50:5 (según las curvas del TC), para considerar al bajo burden del relé en el tap 6.

Por lo tanto, se tiene: $a = 10$ e $I_S = 6$ A para que opere el relé

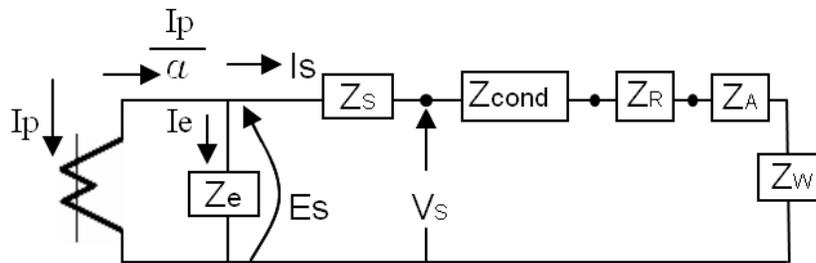


Figura 2.26 Circuito equivalente del TC con la carga conectada

Del circuito equivalente se tiene: $E_S = I_S * (Z_S + Z_R) = 6 * 1,6 = 9,6$ V

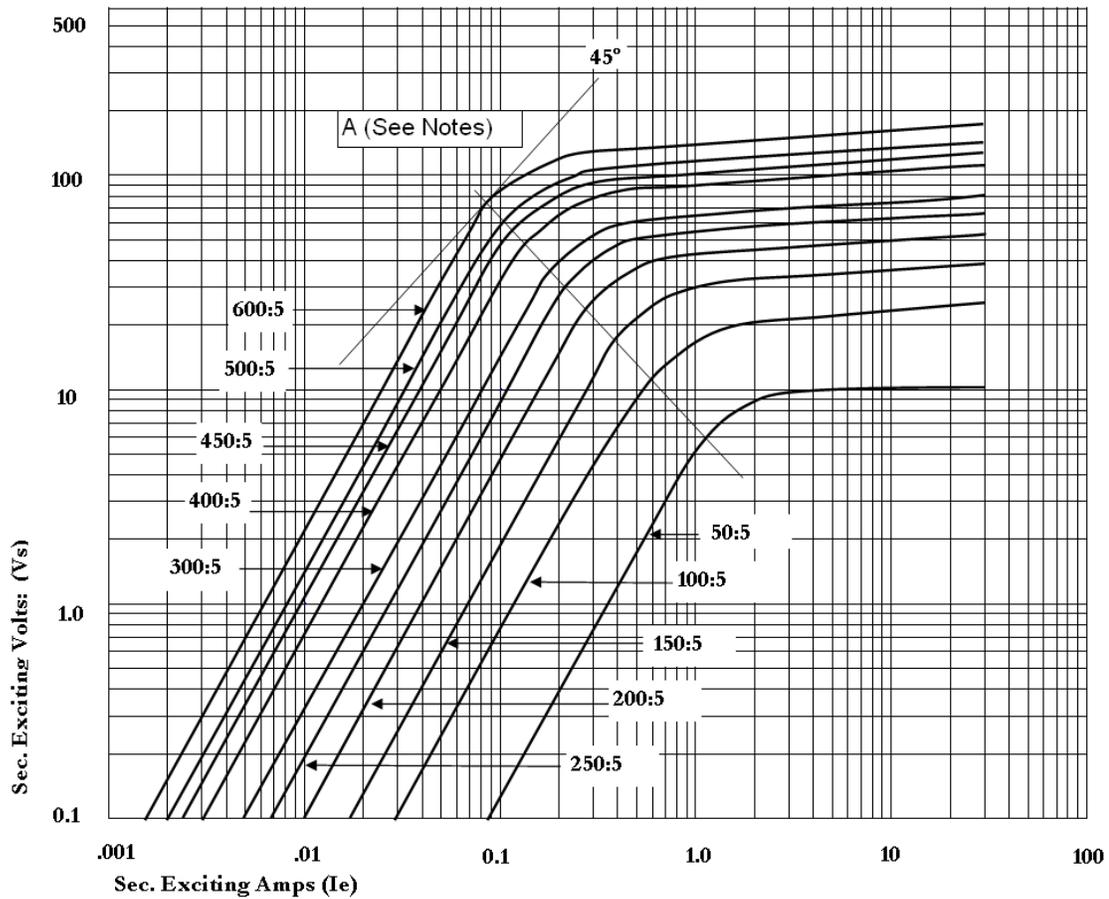
y de la curva de excitación, que se muestra en la figura 2.27 siguiente, se obtiene para $E_S = 9,6$ V, que el valor de la corriente de excitación es $I_e = 6$ A.

Por lo tanto, la corriente primaria, según ecuación (2.16) será:

$$I_P = a (I_e + I_S) = 10 (6 + 6) = 120 \text{ A}$$

valor que es demasiado alto, ya que el TC está operando en la región de saturación. En consecuencia se debe usar un TC de mayor razón siendo la siguiente de la serie $a = 20$ para el TC

de razón 100 : 5 A; con lo cual la corriente secundaria ideal debe ser $I_S = \frac{I_P}{a} = \frac{60}{20} = 3$ A .



Razón de Corriente	Razón de Vueltas	Resistencia secundaria	Notas
50:5	10:1	0.061	1) Sobre la línea, el voltaje para una corriente de excitación dada no deberá ser menor que el 95% del valor de la curva. 2) Bajo la línea, la corriente de excitación para un voltaje dado no excederá el valor de la curva por más de 25%.
100:5	20:1	0.082	
150:5	30:1	0.104	
200:5	40:1	0.125	
250:5	50:1	0.146	
300:5	60:1	0.168	
400:5	80:1	0.211	
450:5	90:1	0.230	
500:5	100:1	0.242	
600:5	120:1	0.296	

Figura 2.27 Curva de excitación de TC multirazón tipo bushing clasificación ANSI C100

Con este valor se debe usar el relé en tap 3 Amperes, cuyo burden total (incluido Z_s del TC) es 3 Ω . Así:

$$E_S = I_S (Z_S + Z_R) = 3 * 3 = 9 \text{ V}$$

y de la curva de excitación de la figura 2.27 se obtiene para $V_S = 9 \text{ V}$ que $I_e = 0,5 \text{ A}$ (corriente de excitación, en la zona lineal de la curva de excitación).

Por lo tanto, la corriente primaria será:

$$I_P = a (I_e + I_S) = 20 (0,5 + 3) = 70 \text{ A}$$

siendo este valor mas próximo a 60 A, pero aún demasiado alto.

Para resolver esta situación considérese que el Interruptor posee dos set de TC, con sus secundarios conectados en serie. Entonces cada uno de los TC toma la mitad del burden, que para tap 3 amperes del relé, más la Z_S de cada TC da un valor de $Z_{Total} = 1,54 \Omega$.

Así, usando el TC de razón 20 (tap 100:5), se tendrá para $I_S = 3 \text{ Amperes}$:

$$E_S = I_S Z_{Tot} = 3 * 1,54 = 4,62 \text{ V por transformador}$$

y según la curva de excitación, para $E_S = 4,62 \text{ V}$ se obtiene $I_e = 0,33 \text{ A}$, con la cual se tendrá:

$$I_P = a (I_e + I_S) = 20 (0,33 + 3) = 66,6 \text{ A}$$

Valor que corresponde a la corriente primaria que hará operar al relé

Ejemplo 2.6 Considérese un TC multirazón 600:5 clase C100. Recordar que C100 significa un TC para protección que no excede el 10% de error cuando en bornes secundarios del Burden (de la carga) el voltaje no es superior a 100 volts para 20 veces la corriente nominal.

Este TC será utilizado con un relé de sobrecorriente para protección de una línea de transmisión para un corto circuito 3 ϕ máximo de 2.500 A primarios y para una falla mínima de 350 A primarios; la carga máxima en la línea es 90 A.

Desarrollo

Con la carga máxima indicada es preferible seleccionar una baja razón para el TC, seleccionando en primera instancia el tap 100:5, TC de razón 20, por lo que la corriente de carga máxima en la línea, medida en el secundario del TC es $I_S = 90/20 = 4,5 \text{ (A)}$. En consecuencia, para el relé de fase se selecciona el tap 5, el cual está por sobre el valor de la carga máxima y así se evita la operación del relé en condición de operación normal (corriente de excitación despreciable). El relé operara para $I_P = 5 * a = 5 * 20 = 100\text{A}$ primarios en tap 5.

Sin embargo, considerando la corriente de excitación, la corriente primaria pick up (corriente mínima de operación del relé) será mayor, la que se calcula a continuación, según los siguientes datos:

$$\text{Burden del relé en tap 5} = 2,64 \text{ VA}$$

$$\text{Resistencia del cable} = 0,40 \text{ } (\Omega)$$

$$\text{Resistencia secundaria del TC para razón 100:5} = 0,082 \text{ } \Omega$$

$$\text{Burden del Relé en } \Omega = \frac{\text{Burden en VA}}{I^2} = \frac{2,64}{5^2} = 0,106 \text{ } \Omega$$

$$Z_T (\text{Burden}) = Z_S + Z_{\text{Línea}} + Z_R = 0,082 + 0,40 + 0,106 = 0,588 \text{ } \Omega$$

$$E_S = Z_{\text{tot}} * I_S = 0,588 * 5 = 2,94 \text{ V}$$

Voltaje de excitación necesario para que circule 5 A en el secundario del TC y por lo tanto en el burden (carga)

De la curva de excitación, correspondiente a la figura 2.27 del ejercicio anterior, para $E_S = 2,94 \text{ V}$ se obtiene $I_e = 0,22 \text{ A}$ (para TC multirazón en tap 100:5)

Luego $I_P = a (I_e + I_S) = 20 * 5,22 = 104,4 \text{ A}$, corriente primaria pick up o mínima para que opere el relé (la corriente de carga es 90 A máximo). Para la falla mínima de 350 A se obtiene que la razón entre I_{falla} e I_{pickup} es $350/104,4 = 3,35$, por lo tanto $I_{\text{falla}} \text{ mínima} = 3,35 I_{\text{pickup}}$, lo cual es bastante aceptable.

Sin embargo, para la falla máxima la corriente secundaria, despreciando la corriente de excitación, es $2500/20 = 125 \text{ A}$. Como 125 es 25 veces 5, para el relé se debe determinar los VA correspondientes, que según el catalogo del relé corresponde para 20 veces tap (tap 5 en este caso) valor máximo a 580 VA. Así, el burden total para el TC es:

$$\text{Burden del relé} = \frac{V A}{I^2} = \frac{580}{(5 * 20)^2} = 0,058 \text{ } \Omega$$

$$\text{Resistencia cables} = 0,4 \text{ } \Omega$$

$$\text{Resistencia Sec. TC} = 0,082 \text{ } \Omega$$

$$Z_{\text{Total secundario}} = Z_{\text{Relé}} + Z_{\text{Cables}} + Z_{\text{S del TC}} = 0,058 + 0,4 + 0,082 = 0,540 \text{ } \Omega$$

Con los datos anteriores se obtiene:

$$E_S = Z_{\text{Total secundario}} * I_S = 0,540 * 125 = 67,5 \text{ V}$$

Con este valor, de la curva de excitación de la figura 2.27, se observa que no es posible, ya que el TC en el tap 100:5 sólo puede producir 12 a 15 V antes de la saturación, esto es, para 67,5

V estaría operando en la zona de saturación, con un máximo de 20 a 25 V. Por lo tanto este tap del TC multirazón no puede ser utilizado.

Considerando ahora usar el tap 400:5 se tendrá, para la carga máxima de 90 (A):

$$I_s = \frac{90}{a} = \frac{90}{80} = 1,13 \text{ A secundario, por lo tanto se elige el tap 1,5 para el relé, para}$$

el cual el burden es 3,5 VA. Con este tap y despreciando la corriente de excitación, la corriente primaria pick up es:

$$I_{p \text{ pick up}} = 1,5 * a = 1,5 * 80 = 120 \text{ (A)} > 90 \text{ (A) que es el valor de la I de carga máxima.}$$

Ahora, considerando I_e se tendrá:

$$\text{Burden del relé} = \frac{V A}{I^2} = \frac{3,5}{1,5^2} = 1,556 \Omega$$

$$\text{Resistencia cables} = 0,4 \Omega$$

$$\text{Resistencia Sec. TC} = 0,211 \Omega$$

$$Z_{\text{Total secundario}} = Z_{\text{Relé}} + Z_{\text{Cables}} + Z_{\text{S del TC}} = 1,556 + 0,4 + 0,211 = 2,167 (\Omega)$$

Con los datos anteriores se obtiene:

$$E_S = Z_{\text{Total secundario}} * I_S = 2,167 * 1,5 = 3,25 \text{ V}$$

Con este valor, de la curva de excitación de la figura 2.27 se obtiene $I_e = 0,024 \text{ A}$ y por tanto $I_p = a (I_e + I_s) = 80 * (0,024 + 1,5) = 121,92 \text{ A}$, valor de la corriente primaria pick up para que opere el relé, por lo tanto para $I_{\text{carga}} = 90 \text{ A}$ máximo este no operará, y la corriente de falla mínima de 350 A es $350/121,92 = 2,9$ veces I_{pickup} del relé.

Para la falla máxima, la corriente secundaria despreciando la corriente de excitación será:

$$I_{\text{sec } 3\phi} = \frac{2.500}{80} = 31,25 \text{ A y asumiendo que el burden del relé a este nivel no es}$$

significativamente diferente, se obtiene que $E_S = Z_{\text{Total secundario}} * I_S = 2,167 * 31,25 = 67,72 \text{ V}$, valor que está próximo a la zona de saturación, de donde se obtiene que $I_e = 0,16 \text{ (A)}$, valor que no disminuye significativamente la corriente de falla aplicada al relé, lo que es alrededor de 20 veces el valor pick up del TC ($I_{\text{sec } 3\phi} / I_{\text{pickup}} = 2.500/1,5 = 20,83$)

Si el tap 1,5 no fuera disponible en el relé, podría usarse el tap 2 con el TC de 400:5. Con éste despreciando I_e , la corriente pick up primaria sería $I_p = a*2 = 80*2 = 160 \text{ A}$. Asumiendo el mismo burden del relé que para tap 1,5, el burden total es:

$$Z_R = \frac{V A}{I^2} = \frac{3,5}{2^2} = 0,875 \Omega \quad \text{Burden determinado para el relé en tap 2.}$$

$$R_{\text{cable}} = 0,40 \Omega$$

$$R_{\text{STC}} = 0,211 \Omega$$

$$Z_{\text{Tots}} = Z_{\text{Relé}} + Z_{\text{Cables}} + Z_{\text{S del TC}} = 0,875 + 0,40 + 0,211 = 1,486 \Omega$$

Con el valor calculado de Z_{Tots} e $I_S = 2$ A, corriente pick up del relé para tap 2, se tiene:

$E_S = Z_{\text{Tots}} * I_S = 1,486 * 2 = 2,972$ V, con este valor, de la curva de excitación de la figura 2.27 se obtiene $I_e = 0,022$ A, y por tanto $I_{\text{pickup}} = a * (I_e + I_s) = 80 * (0,022 + 2) = 161,76$ A.

Este valor es satisfactorio, ya que la mínima corriente de falla es 350A, siendo ella $350/161,76 = 2,16$ veces I_{pickup} .

Para la corriente de falla máxima de 2.500A, la corriente secundaria será: $2.500/80 = 31,25$ A, por lo tanto

$E_S = Z_{\text{Tots}} * I_S = 1,486 * 31,25 = 46,438$ V, con este valor se obtiene de la curva de excitación de la figura 3.26 un valor $I_e = 0,11$ A que no disminuye significativamente la corriente de falla del relé.

Ejemplo 2.7 Propuesto. Especificar las características principales para un TP que va a alimentar los siguientes instrumentos a 120 V.

1 Relé de 8 VA de consumo

1 Vólmetro de 3 VA de consumo

Los instrumentos se encuentran ubicados a 25 m de distancia del TP y están conectados por un conductor aislado de $0,005 \Omega/\text{m}$. El primario del TP se encuentra a 115 kV.

2.2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

2.2.1. Relés

2.2.1.1 Definición: Relé es un dispositivo de un sistema de protección que tiene por función discriminar sobre la magnitud de variables eléctricas previamente definidas cuando ellas alcanzan o sobrepasan el valor ajustado, con el objeto de causar un cambio brusco en uno o más circuitos de control.

Una representación lógica típica de un relé se muestra en la figura 2.28. Los componentes pueden ser electromecánicos, electromagnéticos de estado sólido, digitales o una combinación de ellos.

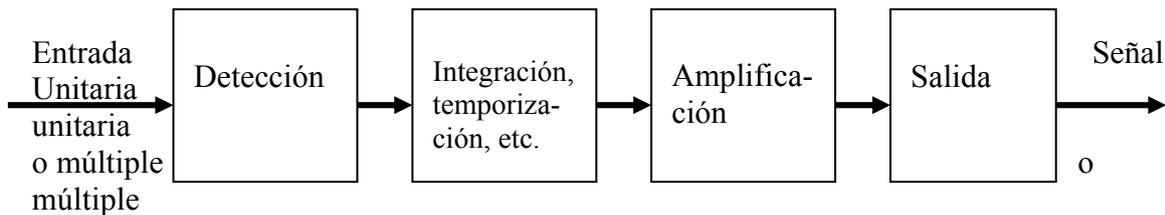


Figura 2.28 Representación lógica de un relé eléctrico.

2.2.1.2 Clasificación de acuerdo a la función

- 1) **Relés de protección:** Detectan anomalías e inician o permiten la desenergización de uno o varios equipos, o parte de un SEP.
Ejemplo: Relé de sobrecorriente, relé de bajo voltaje
- 2) **Relés de regulación:** Operan a causa de una desviación que ha sobrepasado ciertos límites prefijados dando ordenes por medio de equipos adicionales para restablecer la variable dentro de los límites.
Ejemplo: Relé regulador de Voltaje, Relé de sincronización automática.
- 3) **Relés Auxiliares:** Operan en respuesta a la energización de un circuito y asisten a otros relés o dispositivos en alguna función.
Ejemplo: Relé multiplicador de contactos.

2.2.1.3 Clasificación de acuerdo a su velocidad de operación

- 1) De alta velocidad : Tiempo de operación inferior a 1/20 de segundo, 2,5 ciclos a 50 Hz
- 2) De baja velocidad: Tiempo de operación mayor a 1/20 de segundo.
- 3) Instantáneo : Tiempo de operación entre 1 a 2 ciclos (1/50 a 1/25 de segundo)
- 4) Temporizados : Tiempo de operación superior a 25 ciclos (0,5 segundo)
 - De tiempo definido
 - De repuesta a una curva de tiempo.

2.2.1.4 Clasificación según su principio de funcionamiento

La discriminación de la ocurrencia de una falla se realiza por medio de relés a través de la medida de aquellas magnitudes que caracterizan el tipo de falla para la cual se desea proporcionar protección. Esta medida se realiza en base a ciertos elementos cuyo “principio básico de funcionamiento” proporciona un método de clasificación de los relés.

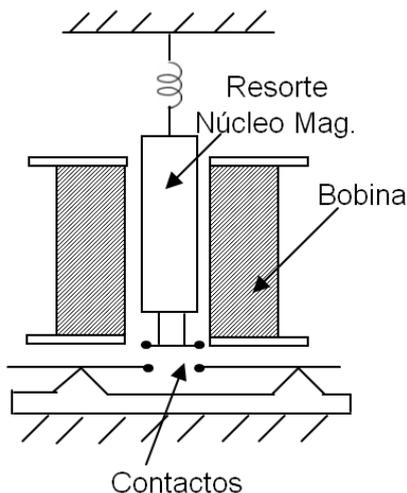
1) **Relés Electromagnéticos:** Están basados en la atracción magnética de un núcleo móvil de material ferromagnético por efecto del flujo magnético producido al energizar una bobina.

La fuerza de acción es proporcional al flujo magnético al cuadrado y siendo éste proporcional a la corriente que circula por la bobina, resulta finalmente que la fuerza es proporcional al cuadrado de la circulación de corriente por la bobina del circuito magnético. Esto se representa según la siguiente ecuación.

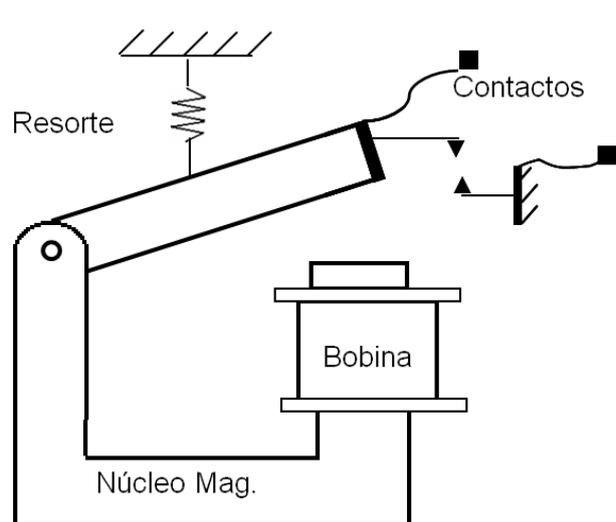
$$F = K_m \Phi^2 = K_i i^2 \quad (2.14)$$

Según sea la disposición relativa de la bobina y el núcleo móvil, se distinguen cuatro tipos básicos de relés:

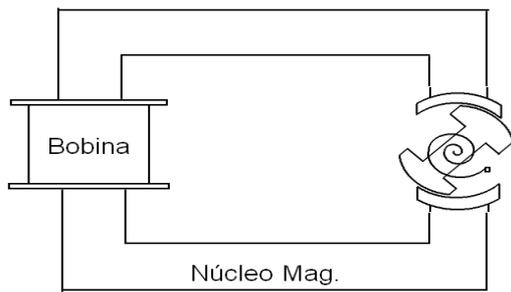
- Relé de Armadura succionada
- Relé de Armadura atraída o de bisagra
- Relé de Armadura rotatoria
- Relé de Balanza



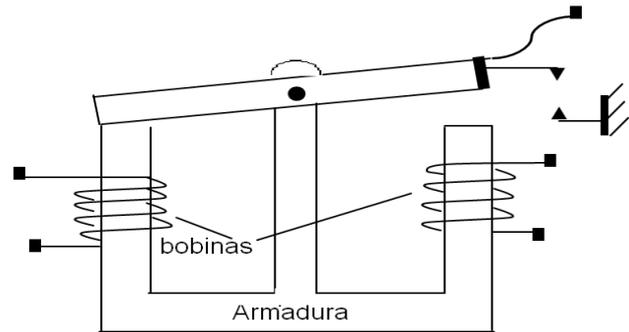
a) Relé de armadura succionada



b) Relé de armadura atraída



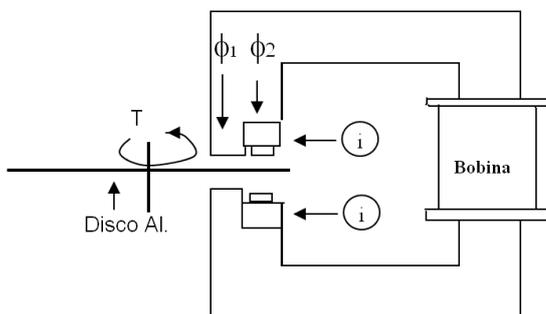
c) Relé de armadura rotatoria



d) Relé de balanza

Figura 2.29 Estructuras básicas de relés electromagnéticos

- 2) **Relés Polarizados:** Son aquellos en el que el sentido de movimiento de la armadura móvil depende de la dirección de la corriente. Su nombre se debe a que parte del flujo magnético necesario para su operación es suministrado por un imán permanente. Consecuencia de ello es su bajo consumo y su elevada sensibilidad.
- 3) **Relés de Inducción:** Consisten en hacer actuar en forma simultánea dos flujos magnéticos alternos desfasados sobre un elemento metálico que gira en torno a un eje.



El torque motriz T se obtiene por

$$T = K \cdot \Phi_1 \cdot \Phi_2 \cdot \sin \alpha \quad (2.15)$$

Φ_1, Φ_2 : Flujos magnéticos

α : Ángulo de fase entre los flujos

i : Espira en corto circuito

Figura 2.30 Relé de disco de inducción

También existe otra forma constructiva llamado de “cilindro de inducción”, que presenta mayor torque que el de disco de inducción.

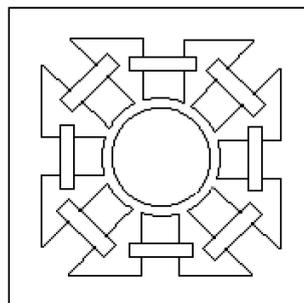


Figura 2.31 Relé de cilindro de inducción

Otra forma constructiva es el denominado tipo Wattmétrico que es el principio usado en los medidores de inducción. Consta de un núcleo magnético que utiliza dos juegos de bobinas.

4) **Relés Electrodinamométricos:** Están constituidos por dos bobinas, en las cuales el campo magnético producido en una bobina fija produce un torque electromagnético sobre una bobina móvil al ser ésta recorrida por una corriente.

5) **Relés Térmicos:** Son aquellos en los cuales la operación de sus contactos es por efecto de un aumento de temperatura. Por ejemplo en una lámina bimetalica cuyos coeficientes de dilatación son distintos, ésta se curva por efecto del aumento de temperatura.

Para el bimetálico níquel-acero, el desplazamiento del par bimetalico alcanza hasta 200 °C.

Es usual usar este principio en los relés de sobre carga. Se dividen en relés de calentamiento directo e indirecto.

Ejemplo: Relé bimetalico de sobrecarga

6) **Relés Mecánicos:** Son aquellos cuyo elemento de medida actúan por medios puramente mecánicos.

Ejemplo: Relé Buchholz de transformadores.

7) **Relés Estáticos:** El término estático se refiere a que el relé no tiene partes móviles. No es estrictamente el caso para un relé estático ya que los contactos de salida son generalmente relés mecánicos. En un relé de protección el término estático se refiere a que el relé no utiliza partes móviles para crear la característica del relé.

Su diseño está basado en el uso de elementos electrónicos análogos en vez de bobinas e imanes para crear la característica del relé. Las primeras versiones utilizaron elementos discretos como transistores y diodos en conjunto con resistencias, condensadores, inductores, etc., pero los avances de la electrónica permitieron el uso de circuitos integrados lineales y digitales en las versiones posteriores para el procesamiento de las señales e implementación de funciones lógicas.

8) **Relés Digitales y Numéricos:** Son aquellos que utilizan la electrónica digital para construir físicamente el relé.

Los relés digitales introdujeron un cambio importante de tecnología. Los circuitos análogos utilizados en los relés estáticos, fueron remplazados por microprocesadores y microcontroladores, para implementar las funciones de los relés.

Comparados con los relés estáticos, los relés digitales utilizan conversión análoga/digital (A/D) de todas las variables análogas medidas.

Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología. Típicamente utilizan un procesador de señal digital (DSP), acompañado de un software asociado.

La continua reducción en el costo de los microprocesadores y de los elementos digitales asociados, lleva naturalmente a que un solo equipo es utilizado para proveer un rango de funciones que anteriormente eran implementadas por equipos separados.

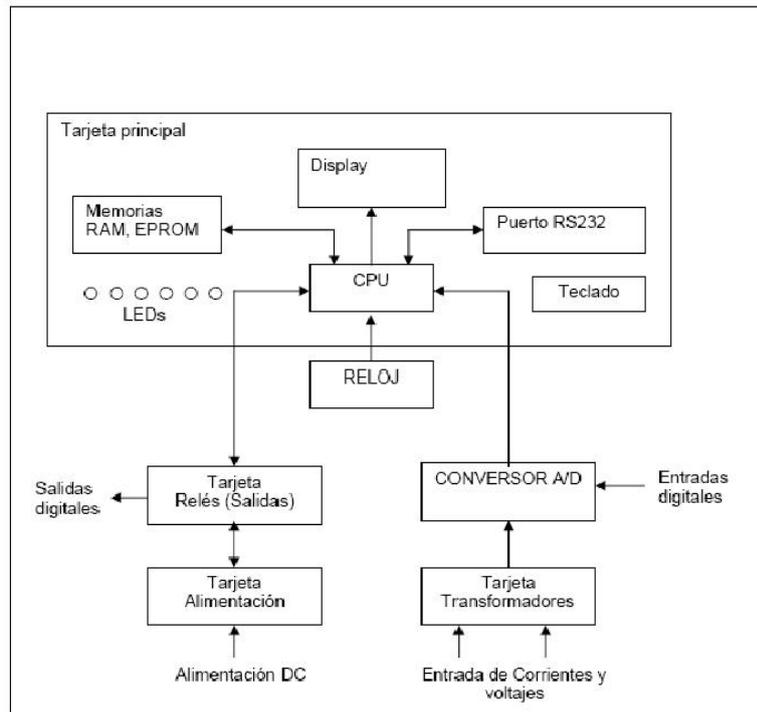


Figura 2.32 Diagrama de bloques de un rele numérico

2.2.1.5 Clasificación de Relés según su función

- De Corriente
- De Tensión
- De Potencia
- De Frecuencia
- De Temperatura
- Direccional: Detecta sentido de flujo de potencia
- Diferencial: Detecta fallas por comparación de magnitudes
- De distancia: mide R, X, Z, Y

2.2.1.6 Propiedades generales de los Relés.

- **Precisión:** Es el valor límite de operación (**valor pick up**), debe ser uniforme y su variación debe estar comprendida entre límites bien definidos. Debe ser un valor estable. El error máximo aceptable es $\pm 5\%$.

La precisión en el tiempo de operación debe ser mayor pues de ello depende la “coordinación” de los tiempos de operación de distintos relés. $\pm 0,1\%$. Segundo es lo encontrado frecuentemente.

- **Razón de reposición (rr)**

$$(2.15) \quad rr = \frac{\text{Valor límite de operación (pick up)}}{\text{Valor límite de operación (pick up)}}$$

Valor límite de reposición

El valor límite de reposición (Drop Out) es el valor para el cual el relé vuelve a su posición de reposo, es generalmente más bajo que el valor pick up.

Mientras más cerca del valor uno (1) sea r_r , mejor será el relé.

La razón de reposición r_r depende de la diferencia entre el torque eléctrico solicitante (torque de operación) y el torque resistente. Esto para relés de principio electromagnético. Esta diferencia de torque es a menudo distinta en la posición de operación que en la posición de reposo.

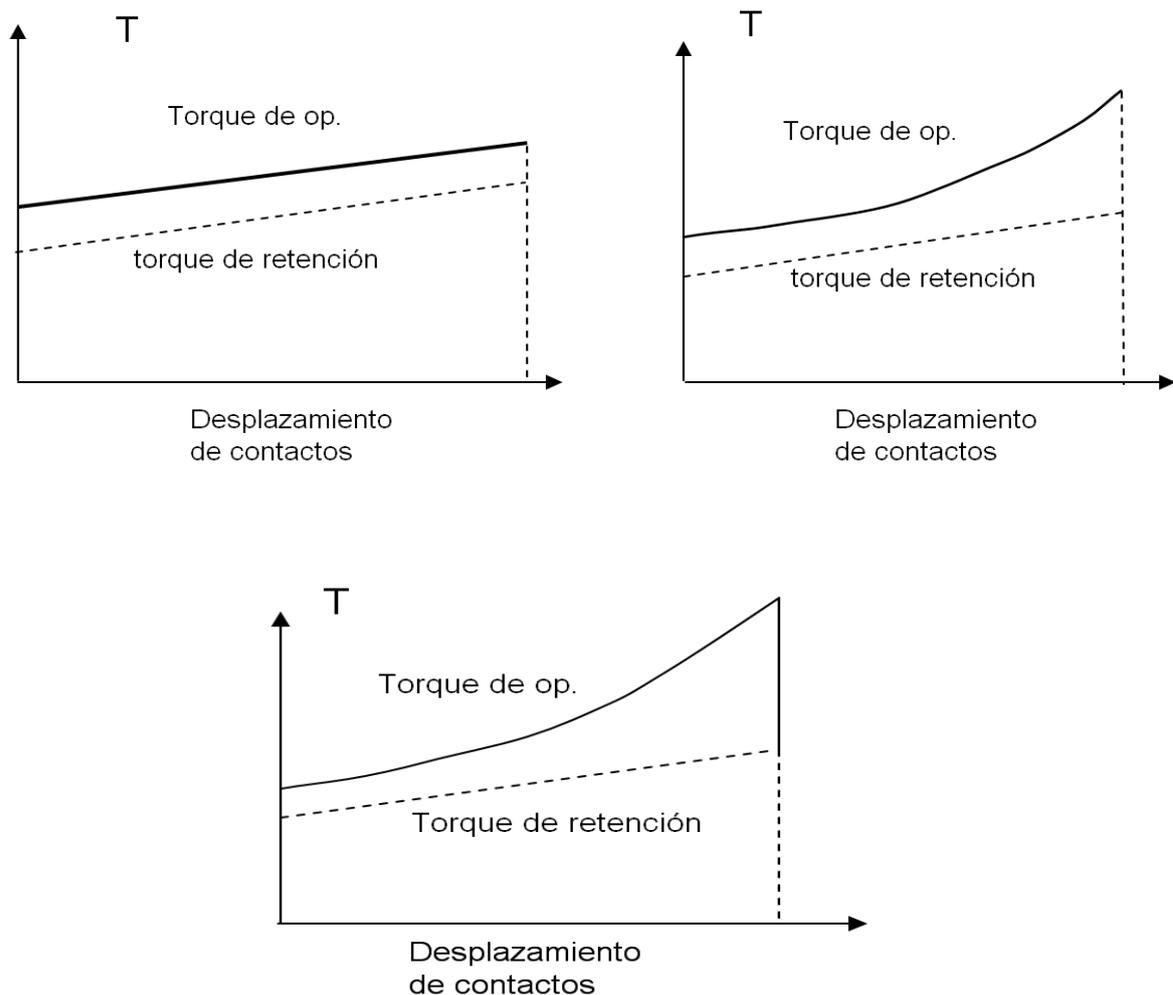


Figura 2.33 Característica de torque de distintos tipos de relés electromagnéticos

- **Tiempo de Operación:** De acuerdo al tiempo de operación los relés se pueden clasificar en:
 - a) **Instantáneos:** El tiempo de operación es de un ciclo (20 ms) (Relés de principio electromagnéticos y cilindro de inducción).

b) **Retardados:** Operan luego de un cierto tiempo después de haber sido energizados. Se dividen en:

- 1) De tiempo definido
- 2) De tiempo inverso definido
- 3) De tiempo inverso
- 4) De tiempo muy inverso
- 5) De tiempo extremadamente inverso

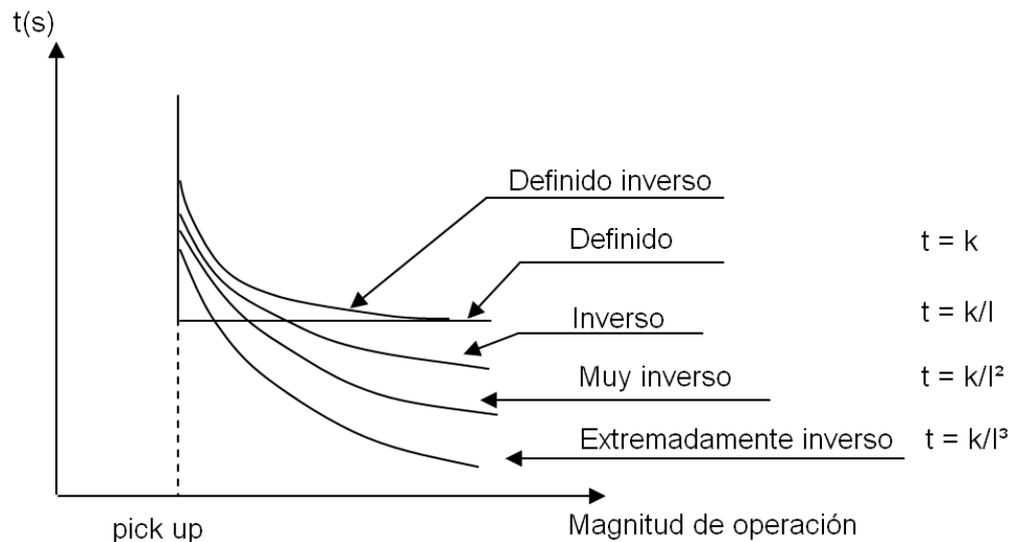


Figura 2.34 Curvas características de tiempo de operación de relés

En los relés electromagnéticos de tiempo inverso se utiliza el principio de “disco de inducción”. Las diferentes características de tiempo se obtienen variando la saturación del circuito magnético.

Tiempo inverso: El núcleo se satura para un valor poco superior al pick up.

Tiempo extremadamente inverso: El núcleo no se satura por lo que todo aumento de la corriente en la bobina se traduce en un aumento proporcional del flujo magnético y por ende del torque de operación.

2.2.1.7 Tiempos propios de un relé:

a) **Tiempo de respuesta:** Es el comprendido entre la energización de los elementos eléctricos y el instante de respuesta cuando sus elementos mecánicos se ponen en movimiento. Este tiempo depende de la característica constructiva y de las condiciones de falla.

Para valor pick-up el tiempo es máximo y disminuye para valores mayores hasta llegar a ser constante.

- b) Tiempo de reposición (reset time):** Es aquel tiempo que el relé demora en volver a la posición de reposo luego de haber sido desenergizado. Este tiempo debe ser lo menor posible; para relés electromagnéticos es de 1 a 2 ciclos y para relés de inducción es mayor. En relés térmicos es de 2 a 5 ciclos. En relés numéricos (digitales microprocesados) el tiempo de reposición se determina según una ecuación matemática que emula el comportamiento del disco de inducción correspondiente a relés electromecánicos de disco de inducción.

2.2.1.8 Variables que afectan la operación del relé

- a) Temperatura:** Variaciones extremas deben ser consideradas de modo de no sobrepasar los límites de temperatura ambiente especificados por el fabricante. En el caso de relés electromecánicos éstos deben estar instalados en una sala con ambiente controlado y para los relés numéricos, específicamente en cuanto a la temperatura, sus límites inferior y superior son bastante amplios,
- b) Frecuencia:** En general las variaciones de frecuencia en el SEP son prácticamente despreciables. El elemento sensible a la frecuencia es la reactancia de las bobinas en el caso de relés electroecánicos, las que se diseñan con mayor resistencia para evitar la influencia de la frecuencia.
- c) Armónicas:** La influencia depende del tipo de funcionamiento, de la magnitud que mide y de la tecnología de construcción del relé
Los relés de corriente son más afectados que los de voltaje en el caso de relés de tecnología electromecánica.

2.2.2 Fusibles

2.2.2.2 Introducción

El fusible es un elemento de protección que interrumpe el paso de la corriente por la ruptura por fusión de un elemento de características especiales, es un conductor de metal especial, plomo, estaño, aluminio, plata o aleaciones, calibrado de modo que permita el paso de la corriente para la que es diseñado y la interrumpa cuando dicha corriente se exceda, tanto en condición de sobrecarga como de cortocircuito.

Los fusibles son elementos de operación sumamente rápidos y de una gran “capacidad de ruptura” del orden de 100 kA en 380 V, por ejemplo.

Los fusibles usados en baja y media tensión son constructivamente diferentes, debido a los niveles de tensión en los cuales operan, sin embargo al principio de operación es el mismo.

2.2.2.3 Características fundamentales

- a) Capacidad de Ruptura:** Es el valor máximo de la corriente de cortocircuito que puede interrumpir a su tensión nominal. Se expresa en kA.

- c) **Corriente Nominal:** Es aquella que puede soportar indefinidamente sin que el calentamiento de sus diversas partes exceda los valores fijados por norma.
- c) **Tiempo de interrupción:** La duración total de la interrupción de un corto circuito comprende la suma de dos tiempos, el tiempo de fusión t_1 y el tiempo de extinción del arco t_2 . La figura 2.35 siguiente ilustra estos tiempos.

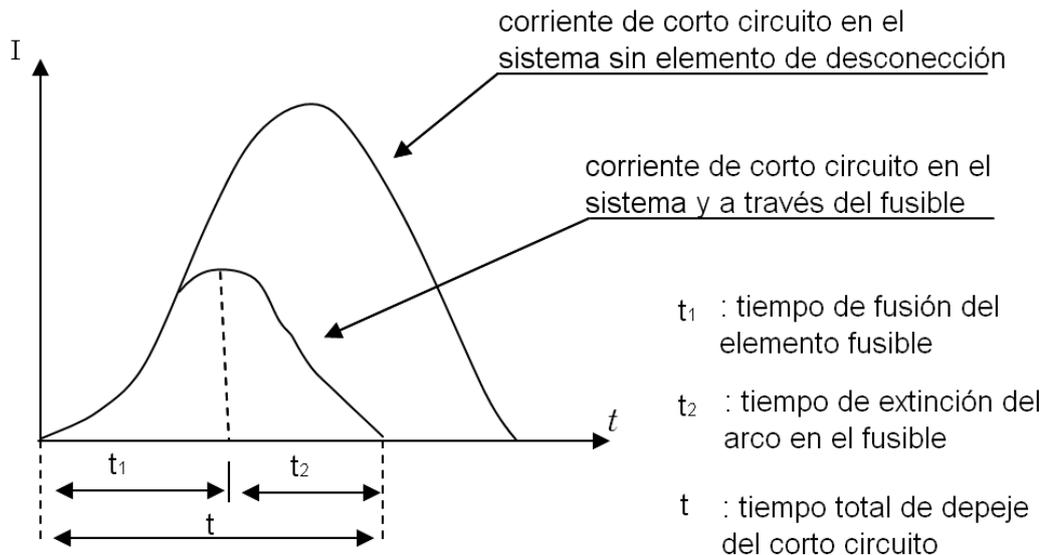


Figura 2.35 Tiempos involucrados en un fusible

2.2.3 Clasificación de Fusibles

- a) **De acuerdo a la forma de la fusión:**
- 1) De fusión libre: Los productos de la fusión son evacuados a la atmósfera.
 - 2) De expulsión: El elemento fusibles se encuentra dentro de un tubo relleno de material inerte (ácido bórico).
 - 3) De fusión encerrada: El elemento fusibles se encuentra encerrado, por lo que los productos de la fusión quedan confinados.
- b) **Según el nivel de tensión:**
- 1) Fusibles de baja tensión $V \leq 600$ V
 - 2) Fusibles de media tensión $V > 600$ V
- c) **Según su capacidad de ruptura:**
- 1) De baja capacidad
 - 2) De media capacidad
 - 3) De alta capacidad
- d) **De acuerdo a la característica energética:**
- 1) Fusible retardado o no limitador de corriente

2) Fusible limitador de corriente

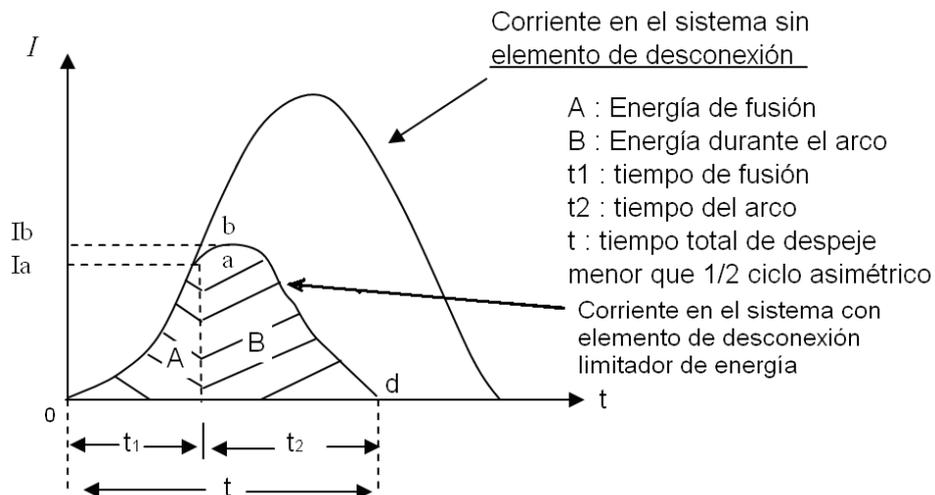
El fusible limitador de corriente permite que una determinada cantidad de energía pase al punto cortocircuitado; el fusible retardado o no limitador no limita la corriente, ni la energía.

La cantidad de energía se expresa como I^2t , así un fusible limitador de corriente posee un valor bien definido de energía, en cambio un fusible retardado no tiene dicha característica.

Para un fusible retardado, el tiempo de despeje de un cortocircuito es la suma del tiempo de fusión más el de extinción del arco, por lo que el fabricante proporciona las curvas del tiempo total de despeje. La cantidad de energía que entra al sistema será siempre I^2t , pero un valor no definido y normalmente mayor que el correspondiente a un fusible limitador de la misma capacidad nominal de corriente.

Para un fusible limitador de corriente el tiempo de despeje del cortocircuito es variable, pero la energía que pasa al sistema está limitada. Se distinguen también el tiempo de fusión y el tiempo de extinción del arco, pero ellos son función de la energía que puede pasar por el fusible.

Las normas indican el valor I^2t para la duración total del cortocircuito. La figura 2.36, que tiene la misma forma de la figura 2.35 ilustra el comportamiento de un fusible limitador de corriente.



- | | |
|---|--|
| a: Punto donde se funde el elemento. | Ia: Valor instantáneo de la corriente de falla para fundir el elemento. |
| b: Máximo valor de la I de falla con elemento de desconexión limitador | Ib: Valor instantáneo máximo de la corriente de falla, durante el proceso del arco. |

Figura 2.36 Comportamiento de un fusible limitador de corriente

Para fusibles limitadores de corriente es importante considerar que:

La energía I^2t durante la fusión no varía con el voltaje.

La energía I^2t durante el arco es dependiente del voltaje.

A partir de las curvas características de fusibles limitadores, entrando en ellas con el valor RMS de la corriente asimétrica de corto circuito, se determina la corriente peak instantánea en el fusible limitador (esto es, el valor de la corriente limitada máxima), esta corriente en inglés se denomina “Let - Trough Current”. En la figura 2.37 siguiente se ilustra un ejemplo:

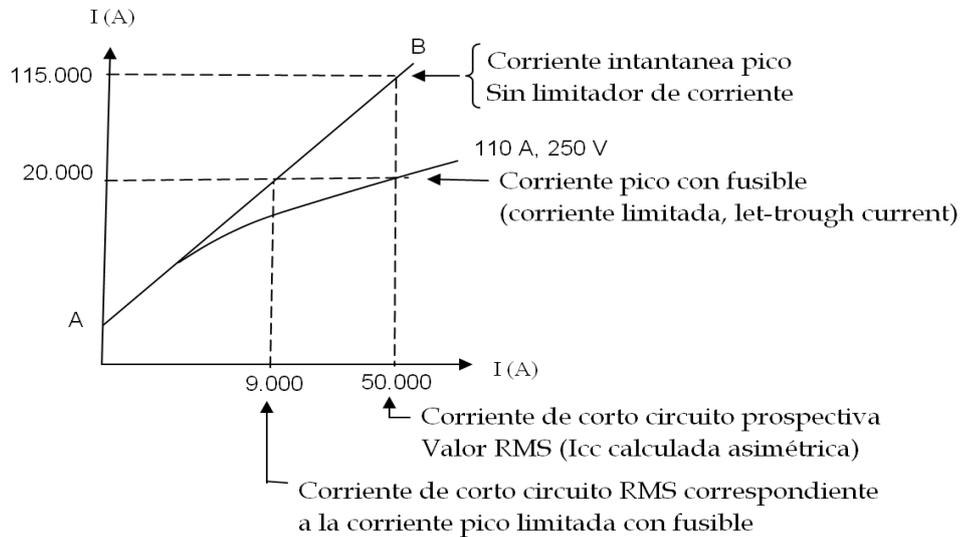


Figura 2.37 Característica de limitación de corriente para fusible limitador

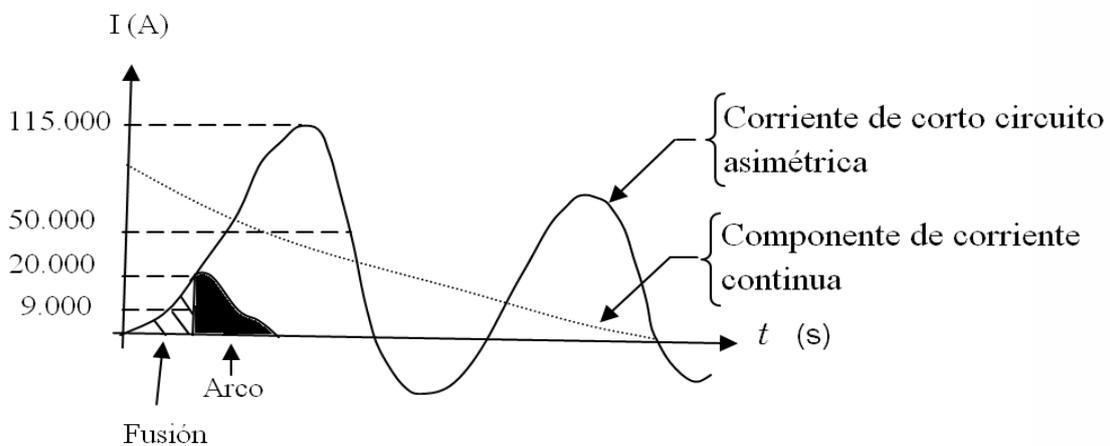


Figura 2.38 Representación de las corrientes RMS y picos, indicadas en la figura 2.37, en la onda de corriente de cortocircuito para un fusible limitador

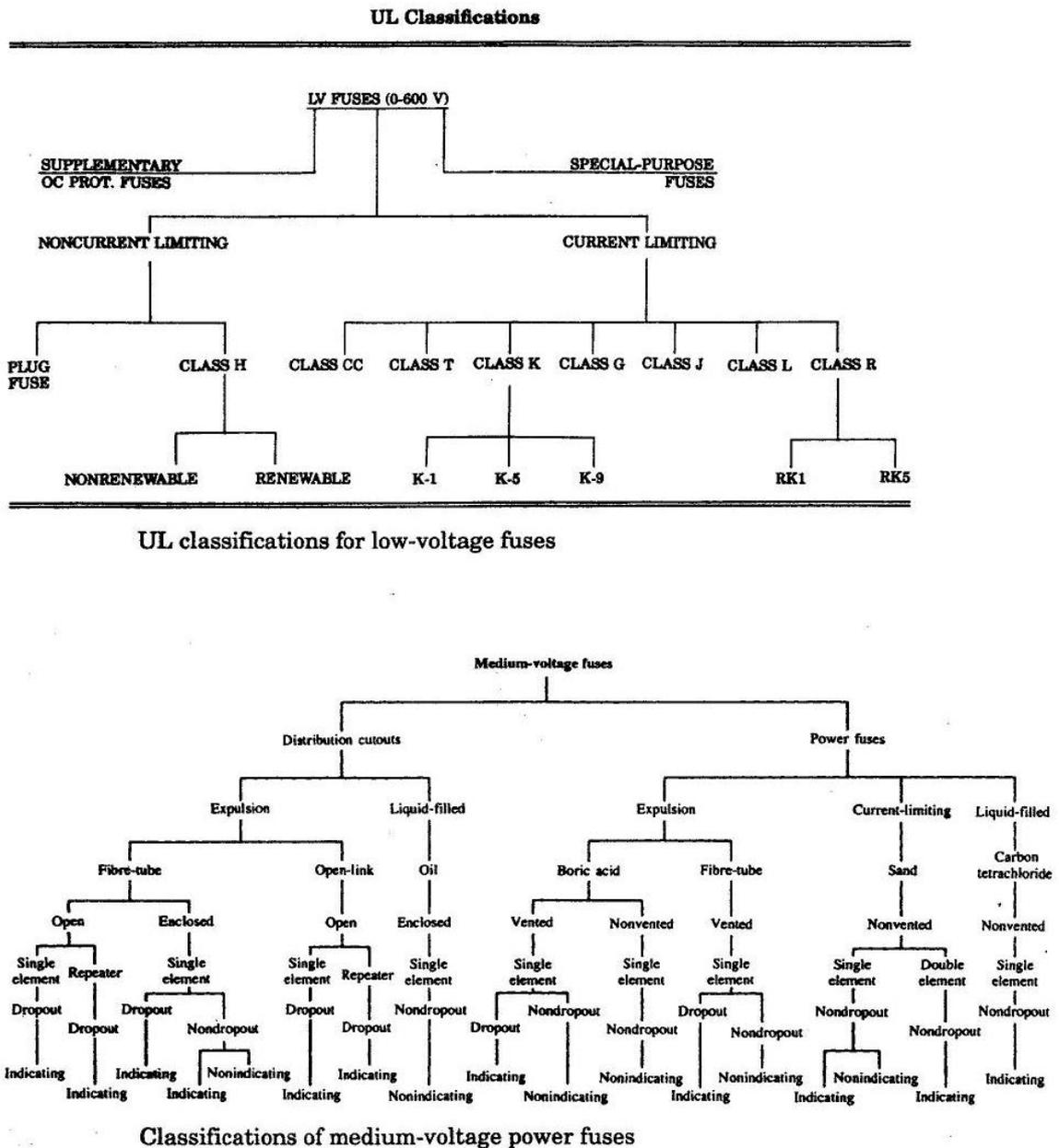


Figura 2.39 Clasificación general de fusibles de baja y media tensión

De la clasificación general anterior es de interés referirse a los fusibles más usuales de baja tensión, y luego a los de media tensión.

- a) Fusibles no limitadores de corriente de BT (hasta 600 V).
Son los denominados tipos "H"; interrumpen corrientes de falla en forma segura hasta unos 10.000 A, pero sin limitación de la corriente.
- b) Fusibles Limitadores de corriente. Son fusibles de propósitos especiales, los más usuales son los clase J, K, L, R y T.

Clase J: Corriente nominal hasta 600 A. Interrumpen corrientes hasta 20.000 A.

- Clase K:** Poseen 3 designaciones: **K-1, K-5 y K-9**.
Cada subclasificación tiene límites específicos de corriente peak (pico) y valores I^2t . Tienen retardo de tiempo de 10 segundos para 5 veces la corriente nominal (**$5I_N \times 10 \text{ Seg.}$**).
La capacidad de interrupción según el tipo es de 50 kA, 100 kA y 200 kA, respectivamente.
- Clase L:** Son ampliamente utilizados; están disponibles en capacidades de 601 A a 6.000 A. Tienen capacidad de interrupción de hasta 200 kA..
- Clase R:** Son para voltaje de 250 V y 600 V. Se subclasifican en **RK – 1 y RK – 2**. Su capacidad nominal de corriente es hasta 600 A. Son de “acción retardada” y conducen hasta el 50% de la corriente nominal durante al menos 10 seg.
- Clase T:** Están diseñados para ser utilizados en instalaciones compactas. Se fabrican en los rangos de voltaje de 250 V y 600 V. Su capacidad de interrupción se incrementa llegando hasta los 200 kA. Su corriente nominal es hasta 6.000 amperes.

Tabla 2.1 Valores estándar de corriente en amperes para fusibles de baja tensión

15 A a 600 A			601 A a 6.000 A	
15	70	225	601	1.800
20	80	250	650	2.000
25	90	300	700	.2500
30	100	350	800	3.000
35	110	400	1.000	3.500
40	125	450	1.200	4.000
45	150	500	1.350	4.500
50	175	600	1.500	5.000
60	200		1.600	6.000

CAPÍTULO 3

PROTECCIONES EN SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN, CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES Y APLICACIONES

3.1.- Dispositivos de Protección contra sobrecorriente.

3.1.1. Interruptores Termomagnéticos (ITM)

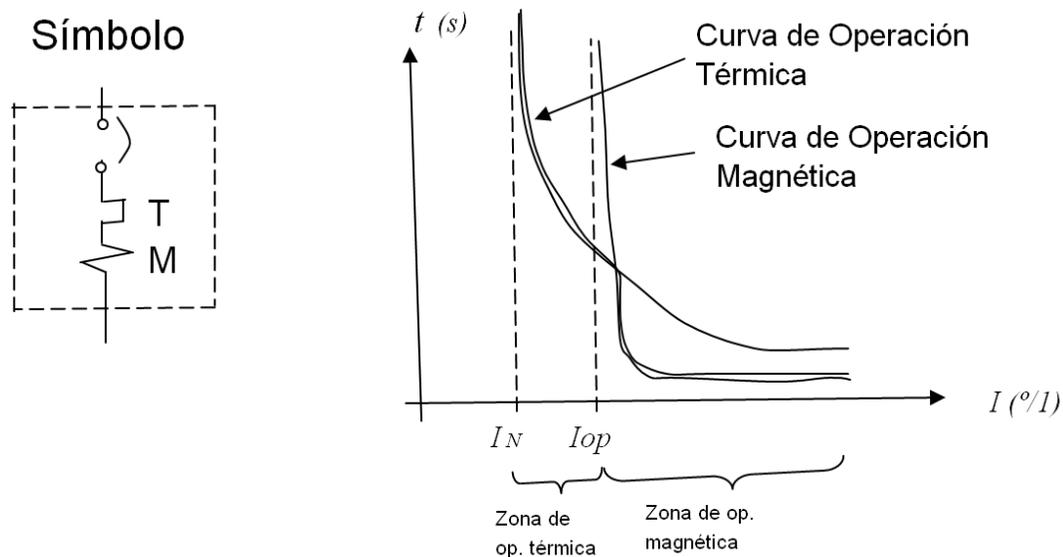


Figura 3.1 Curva tiempo – corriente característica de un interruptor termomagnético

Los tiempos de operación magnética son valores normalizados: 5 ms ; 10 ms ; 20 ms

Tabla 3.1. Valores de corriente normalizada de ITM.

a	10^a	I comercial	a	10^a	I comercial
1.0	10	10	2.1	125,9	125
1.1	12,6	---	2.2	158,5	160
1.2	15,8	16	2.3	199,53	200
1.3	19,95	20	2.4	251,2	250
1.4	25,1	25	2.5	316,2	315
1.5	31,6	32	2.6	398,1	400
1.6	39,8	40	2.7	501,18	500
1.7	50,1	50	2.8	630,9	630
1.8	63,1	63	2.9	794,3	900
1.9	79,4	80	3.0	1000	100
2.0	100	100	3.1	1258,9	1250

Evolución de las curvas de disparo magnético:

Antes se tenía: Curva tipo **L** **G** **H**
 Característica Op. magnética $3,5I_N \leq I \leq 5 I_N$ $2,5I_N \leq I \leq 10 I_N$ $2,4I_N \leq I \leq 3 I_N$

Luego se estableció:

	Para ITM de 6 a 10 A	Para ITM de 16 a 47 A
Curva L	$2,9I_N \leq I \leq 4,2 I_N$	$2,7I_N \leq I \leq 3,9 I_N$
Curva V	$4,2I_N \leq I \leq 9,6 I_N$	$3,9I_N \leq I \leq 8,9 I_N$

En general Curva **K** $8I_N \leq I \leq 1,2 I_N$

Actualmente las curvas se definen del tipo **B, C, D**; las que tienen igual característica de operación térmica y se diferencian en la característica de operación magnética.

Curva tipo	B	C	D
Operación Magnética	$3I_N \leq I \leq 5 I_N$	$5I_N < I < 10 I_N$	$10I_N < I < 20 I_N$

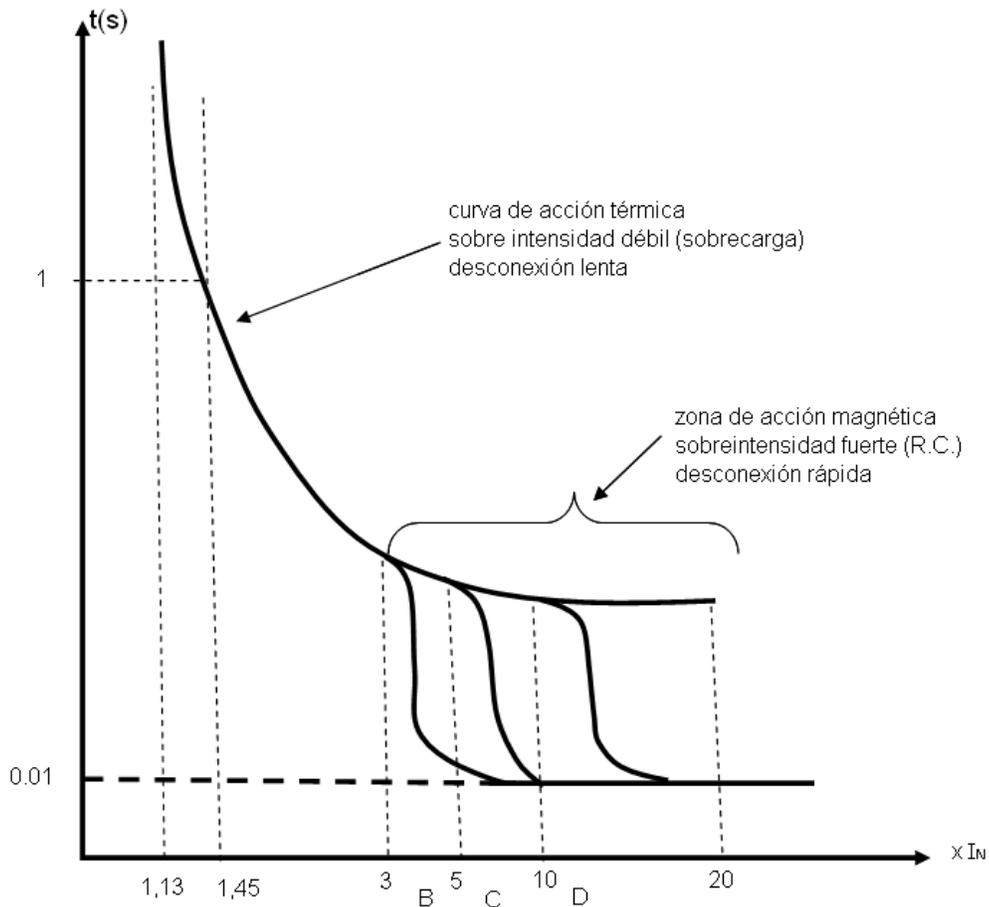


Figura 3.2 Curva tiempo – corriente para ITM con curva B, C y D

3.2.- Protección de motores

La norma NCh Elec 4/84 Instalaciones Interiores en Baja Tensión, establece:

- a) **Protección de Sobre carga:** “Todo motor cuya potencia sea superior a 1HP deberá protegerse contra sobrecarga mediante un dispositivo que responde a la corriente del motor”, el que tendrá una capacidad o estará regulado como se indica a continuación:

Motor con Factor de Servicio (F.S.) igual o Superior a 1,15	1,25 I_{Nom}
Motor con elevación de Temperatura no mayor de 40° C	1,25 I_{Nom}
Motor que no tenga las indicaciones anteriores (Ref. NEC)	1,25 I_{Nom}

Especial atención debe ponerse a los motores con partida Y- Δ cuando la protección queda incorporada a cada bobinado en la conexión Δ . Así mismo también en motores de varias velocidades cada conexión de bobinados se debe considerar en forma independiente.

Factor de Servicio: Indica la sobrecarga permitida del motor bajo condiciones especificadas tensión nominal y frecuencia nominal.

- b) **Protección de Corto Circuito:** “La capacidad nominal de protección de corto circuito de un motor estará comprendida entre 1,5 y 3 veces la corriente nominal del motor, de acuerdo al tipo de motor y al sistema de partida empleado. En condiciones de partida muy severas esta capacidad podrá ser 4 veces Inominal”.

La protección de corto circuito de un motor puede ser mediante fusibles o interruptores, debe tener la suficiente capacidad para soportar la corriente de partida, del orden de hasta 10 veces I_{Nom} .

La Letra de Código NEMA de motores permite calcular la corriente de partida, ya que a cada Letra de Código corresponde un valor mínimo y un valor máximo de kVA por Hp

Tabla 3.2 Potencia absorbida por motores asincrónicos durante la partida.

Código	kVA/HP	Código	kVA/HP
A	0 - 3.14	L	9.00 - 9.99
B	3.15 - 3.54	M	10.00 - 11.19
C	3.55 - 3.99	N	11.20 - 12.49
D	4.00 - 4.49	P	12.50 - 13.99
E	4.50 - 4.99	R	14.00 - 15.99
F	5.00 - 5.59	S	16.00 - 17.99
G	5.60 - 6.29	T	18.00 - 19.99
H	6.30 - 7.09	U	20.00 - 22.39
J	7.10 - 7.99	V	22,40 y Superior
K	8.00 - 8.99		

(Ref. NEC)

Con los valores mínimos y máximos de kVA/HP según las letras de código NEMA, se puede calcular la mínima y máxima corriente que toma el motor a la partida.

Ejemplo: Motor 3Ø de Inducción de 5 HP, 60 Hz, 220 V, Letra de Código H.

Para Letra de Código H, de tabla se obtiene que el motor toma de 6,3 a 7,09 kVA/HP (Valor mínimo y valor máximo) a la partida, por lo tanto:

$$kVA_{\min \text{ part.}} = 6,3 * 5 = 3,15$$

$$kVA_{\max \text{ part.}} = 7,09 * 5 = 35,45$$

$$I_{\min \text{ partida}} = \frac{kVA_{\min \text{ part.}}}{\sqrt{3}V_L (kV)} = \frac{3,15 * 10^3}{\sqrt{3} * 220} = 82,67 (A)$$

$$I_{\max \text{ partida}} = \frac{kVA_{\max \text{ part.}}}{\sqrt{3}V_L (kV)} = \frac{35,45 * 10^3}{\sqrt{3} * 220} = 93,03 (A)$$

La corriente nominal del motor se obtiene de placa o bien de tabla de catálogo o de NORMA. Para este caso se obtiene que $I_{Nom} = 15$ A de tabla del NEC

Se obtiene, como dato adicional que

$$\frac{I_{\max \text{ part.}}}{I_{Nom}} = \frac{93,03}{15} = 6,2$$

$I_{\max \text{ part.}} = 6,2 I_{Nom}$
--

La capacidad nominal del elemento de protección de cortocircuito para motores corresponde al indicado en la tabla siguiente

Tabla 3.3 Protección de corto circuito para motores (Ref. NEC)

Tipo de Motores	Veces I nominal			
	F _R	F _L	PM _S	PTM
a) Jaula de Ardilla y Sincrónico ¹				
a ₁) Partida directo, con resistencia o con reactor:				
Sin Letra de Código	3,0	1,75	7,0	2,5
Código A	1,5	1,5	7,0	1,5
Código B a E	2,5	1,75	7,0	2,0
Código F a V	3,0	1,75	7,0	2,5
a ₂) Partida con Autotransformador				
I _{Nom} < 30 A, Sin letra de código	2,5	1,75	7,0	2,0
I _{Nom} > 30 A, Sin letra de código	2,0	1,75	7,0	2,0
Código A	1,5	1,75	7,0	1,5
Código B a E	2,0	1,75	7,0	2,0
Código F a V	2,5	1,75	7,0	2,0
b) Jaula de Ardilla de alta reactancia				
I _{Nom} < 30 A	2,5	1,75	7,0	2,5
I _{Nom} > 30 A	2,0	1,75	7,0	2,0
c) Rotor Bobinado	1,5	1,5	7,0	1,5
d) Corriente Continua				
Potencia ≤ 50 HP	1,5	1,5	2,5	1,5
Potencia > 50HP	1,5	1,5	1,75	1,5

F_R: Fusible Rápido

PM_S: Protección Magnética Sola

F_L: Fusible Lento

PTM: Protección termomagnética

1.- Los motores sincrónicos de bajo torque, baja velocidad (≤ 450 rpm) usados para mover compresores, bombas, etc., que parten sin carga no requieren un fusible o interruptor mayor que $2 * I_{Nom}$

- **Combinación de interruptores y fusibles:**

Combinando adecuadamente los “Fusibles Limitadores de Corriente” con los “Interruptores Termomagnéticos en caja Moldeada”, la capacidad de interrupción del Interruptor se incrementa sobre la del propio interruptor solo (ver los aspectos de fusibles de BT en Capítulo 2, punto 2.2.2.- Fusibles de baja tensión).

El interruptor conserva todas las funciones dentro de su rango y el fusible detecta e interrumpe la corriente de cortocircuito que está por encima del valor nominal del interruptor. Es fundamental la adecuada coordinación de ambos dispositivos para obtener los resultados esperados.

3.3.- Protección del alimentador de motores

La protección del alimentador ya sea por medio de fusibles, interruptor termomagnético u otro tipo de interruptor, se debe calcular para una corriente que tome en consideración la corriente máxima del motor mayor más la suma de las corrientes a plena carga de los otros motores conectados al mismo circuito.

$$I_{\text{protección alimentador}} = I_{\text{protección del motor mayor}} + \sum I_{\text{plena carga del resto de los motores}}$$

El calibre o sección del alimentador para dos o más motores se calcula para una corriente dada por la siguiente expresión:

$$I_{\text{alim.}} = 1,25 I_{\text{plena carga motor mayor}} + \sum I_{\text{plena carga del restos de los motores}}$$

Protección del Circuito Derivado a cada motor:

A los conductores que conectan el motor con el tablero de distribución de fuerza o con el alimentador, se les denomina “circuito derivado del motor”. El cálculo de la sección del circuito derivado se realiza para la corriente según la siguiente expresión

$$I_{\text{circuito derivado}} = 1,25 * I_{\text{plena carga del motor}}$$

La protección del circuito derivado, se realiza mediante fusibles o interruptor termomagnético. Tiene por objeto proteger a los conductores del circuito derivado contra corto circuito y debe tener una capacidad tal, que permita el arranque del motor sin que se desconecte el circuito.

En consecuencia se calcula su capacidad según la tabla 3.4 siguiente:

Tabla 3.4.- Protección fusible para motores de inducción trifásicos

CORRIENTE NOMINAL DEL MOTOR (A)		TAMAÑO FUSIBLE (A)
PARTIDA DIRECTA	PARTIDA Y - Δ	
1.5	4.0	4
1.6 - 2.	4.1 - 5	6
2.1 - 4	5.1 - 10	10
4.1 - 5	10.1 - 12	16
5.1 - 8	12.1 - 18	20
8.1 - 9	18.1 - 20	25
9.1 - 12	20.1 - 28	35
12.1 - 17	28.1 - 44	50
17.1 - 25	44.1 - 60	63
25.1 - 30	60.1 - 70	80
30.1 - 37	70.1 - 85	100
37.1 - 50	81.1 - 125	125
50.1 - 75	126 - 160	160
75.1 - 90	161 - 200	200
90.1 - 120	201 - 250	250
121.1 - 145	251 - 315	315
146. - 185	315 - 355	355

Tabla 3.5.- Datos técnicos para motores trifásicos tipo jaula de ardilla (1)

Potencia		Velocidad rpm	Rendimiento (%)	Factor de Potencia Cosφ	Corriente		Torque	
kW	HP				a 380 V In Amp.	Partida veces In	Partida	Máximo
0,12	0,16	1360	56	0,72	0,45	3,0	1,9	2,0
0,18	0,25	1360	59	0,73	0,63	3,2	2,1	2,2
0,25	0,34	1370	62	0,74	0,82	3,4	1,9	2,0
0,37	0,50	1360	67	0,77	1,10	3,6	1,9	2,1
0,55	0,75	1380	70	0,77	1,55	4,4	1,7	1,7
0,75	1	1380	72	0,78	2,00	4,8	2,1	2,2
1,10	1,5	1410	77	0,78	2,80	5,6	2,2	2,4
1,50	2	1415	78	0,76	3,80	6,0	2,8	3,0
2,20	3	1425	78,5	0,77	5,55	6,2	2,7	3,0
3,00	4	1430	81	0,83	6,80	6,2	2,2	2,5
4,00	5,5	1430	83	0,83	8,85	6,6	2,5	2,9
5,5	7,5	1440	83	0,82	12,50	6,5	2,4	3,2
7,5	10	1435	85	0,82	16,50	5,5	2,0	2,3
11,0	15	1440	87	0,83	23,0	6,0	2,1	2,6
15,0	20	1455	89	0,86	30,0	6,0	2,1	2,5
18,5	25	1455	89	0,86	36,5	6,0	2,3	2,5
22,0	30	1465	90	0,85	43,5	6,5	2,2	2,6
30	40	1460	90	0,87	58,0	6,0	2,0	2,4
37	50	1470	92	0,87	70,0	6,5	2,0	2,5
45	60	1465	92	0,86	86,5	6,5	2,2	2,5
55	75	1475	93	0,86	104	7	2,4	2,3
75	100	1480	93	0,86	142	7	2,0	2,2
90	125	1480	94	0,86	169	7	2,1	2,2
110	150	1485	94	0,86	207	7	2,1	2,4
132	180	1485	94	0,87	245	7	2,3	2,4
160	220	1480	94,5	0,87	296	6,5	1,8	2,1

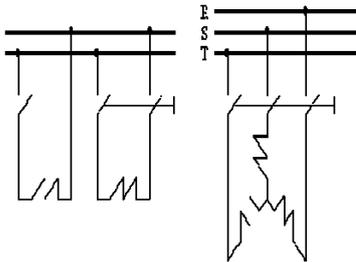
(1) Corresponde a motores para servicio continuo de 1.500 rpm fabricados por VEM.

4. INTERRUPTORES

4.1. INTERRUPTORES

Inicialmente definiremos un interruptor como un dispositivo mecánico de conexión y desconexión eléctrica, capaz de establecer, soportar e interrumpir la corriente en las condiciones normales de funcionamiento del circuito donde va asociado.

Para interrumpir la corriente en un receptor monofásico, es suficiente abrir éste en un solo punto, por medio de un interruptor unipolar, pero procediendo así no lograremos aislar el receptor de la línea, puesto que éste queda al potencial de la fase no cortada.



Para lograr aislar por completo un receptor o una instalación cualquiera, es necesario abrir el circuito por tantos puntos como conexiones tenga con la línea que lo alimenta. Así, pues, los interruptores unipolares solamente se utilizarán en pequeños receptores de uso doméstico, debiendo utilizar en los demás casos interruptores con tantos polos como conductores lo alimentan.

Las condiciones exigidas a un buen interruptor deberán ser inicialmente las siguientes:

- 1) Que las superficies de las piezas que realizan el contacto eléctrico, sean suficientes para dejar paso a la intensidad nominal prevista en el circuito donde ha de ser colocado, sin provocar excesivas elevaciones de temperatura.
- 2) Que el arco de ruptura, que sin duda se formará cuando abramos el circuito, se extinga lo más rápidamente posible, de manera que no forme arco permanente, ya que de lo contrario se destruirían rápidamente los contactos.

La primera condición se logra dimensionando ampliamente la superficie de las piezas que forman el contacto eléctrico, procurando que sea lo más perfecta posible y haciendo que exista una cierta presión entre dichas piezas. Así, podremos decir que la intensidad nominal que puede circular por los contactos de un interruptor, es directamente proporcional a la superficie de los contactos y a la presión ejercida sobre ellos.

La rápida extinción del arco se logra con gran sencillez cuando la tensión e intensidad nominal del interruptor son pequeñas. Por el contrario, en interruptores para elevadas tensiones e intensidades, la dificultad en extinguir el arco crece enormemente según estas dos variables.

Cuando un interruptor en servicio está cerrado, existe una cierta presión entre sus contactos que hace que la superficie de contacto sea máxima y por tanto la corriente que por él circula lo hará con una densidad de corriente mínima (mínima elevación de la temperatura). En la maniobra de apertura, al iniciarse el despegue de los contactos, lo primero que se obtiene es una disminución de presión con el consiguiente aumento de la densidad de corriente. En el instante de la separación de los contactos, la finísima capa de aire que los separa es atravesada por la corriente, provocando una rápida elevación de temperatura que da lugar a un resplandor azulado extremadamente brillante de la chispa, a la vez que se tiene un elevado campo eléctrico entre los contactos capaz de producir una fuerte emisión de electrones en el contacto que hace el papel de cátodo.

Si la corriente que interrumpen los contactos es débil, la elevación de temperatura de la chispa no alcanzará el valor suficiente como para provocar la fusión y volatilización del metal de los contactos, pero a partir de cierto límite, la temperatura llegará a sobrepasar el punto de fusión y volatilización del metal, haciendo que la chispa se torne conductora y produzca el "arco", es decir, una llama de color netamente diferente del de la chispa.

La diferencia entre la chispa y el arco depende, en consecuencia, de la mayor o menor intensidad de la corriente en el momento en que los contactos se separan.

El arco se manifiesta como una columna gaseosa incandescente según una trayectoria aproximadamente rectilínea entre los electrodos, cuyo núcleo alcanza temperaturas comprendidas entre 6.000 y 10.000 °C. Al mismo tiempo, y dada la constitución de los arcos eléctricos, podemos decir que son conductores y extremadamente móviles, es decir, que se desplazan fácilmente bajo el efecto de corrientes de aire y campos magnéticos.

Analizando la maniobra de apertura de un interruptor en lo que a tensión e intensidad se refiere, podemos apreciar cómo en el instante antes de iniciarse la apertura, la tensión entre sus extremos es prácticamente nula y la intensidad que por él circula es la que en ese momento demanda el circuito (I_r). Iniciada la apertura y establecido el arco, este se irá alargando a medida que los contactos se separan, y en consecuencia, la intensidad irá disminuyendo hasta anularse. La tensión entre extremos de los contactos pasa desde un valor prácticamente nulo (contacto cerrado), hasta un valor igual a la tensión de línea (E_r) (contacto abierto).

Durante el tiempo t_r que dura la apertura del interruptor, existen infinitos pares de valores (e_r ; i_r) que determinan la potencia desarrollada por el arco en cada instante, por lo tanto, el trabajo de ruptura desarrollado por el arco en el tiempo t_r , será:

$$T_r = \int_0^{t_r} e_r i_r dt$$

No conociendo las funciones de variación de e_r e i_r , no podremos conocer el trabajo de ruptura, por lo que deberemos obtenerlo de una forma experimental. Así, siendo E_r e I_r la tensión e intensidad máxima por el interruptor, el trabajo de ruptura será inferior a $E_r \cdot I_r \cdot t_r$, pudiendo admitir que:

$$T_r = K E_r I_r t_r$$

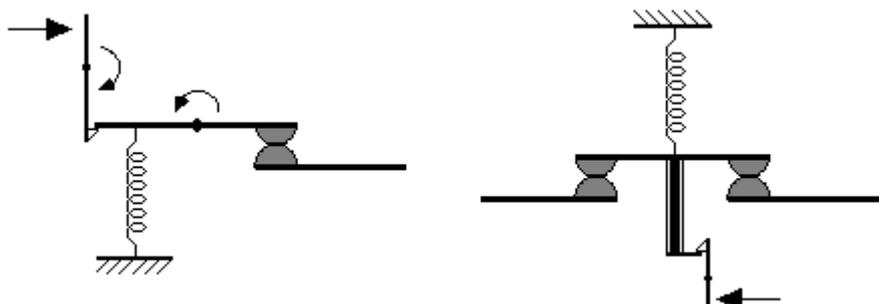
K es una constante cuyo valor suele ser aproximadamente igual a 0,1.

Las conclusiones que podemos extraer de esta fórmula son inmediatas, pues si reflexionamos sobre la necesidad de que el trabajo de ruptura debe ser lo menor posible, ya que de él depende la vida de los contactos, tendremos que conseguir interruptores cuyos contactos sean capaces de cortar el arco eléctrico en un tiempo lo más pequeño posible, y siendo $t_r = d/v$, deducimos que la velocidad de separación de los contactos (v) debe ser lo mayor posible y la separación necesaria para cortar el arco (d) lo menor posible.

Sustituyendo:

$$T_r = K E_r I_r \frac{d}{v}$$

En la mayor parte de los interruptores, la velocidad de separación de los contactos se dan muelles antagonistas capaces de imprimir a los contactos velocidades de separación relativamente grandes, y por lo tanto, tiempos de corte pequeños, del orden de centésimas de segundos.



Si en lugar de un único par de contactos, disponemos de dos pares de contactos en serie, mecánicamente unidos, tal y como se muestra en la figura, conseguimos duplicar el arco, lo cual equivale a decir que la velocidad de corte se ha duplicado, o lo que es igual, el tiempo y el trabajo de ruptura se han reducido a la mitad. Esta es la disposición que adoptan la mayor parte de los interruptores denominados "contactores".

La separación necesaria para que los contactos puedan cortar el arco, depende del medio donde éste se produce. El medio es generalmente el aire, sobre todo en interruptores de baja tensión, pero encontraremos casos en los que el medio es el vacío, aceite mineral, exafluoruro de azufre, etc.

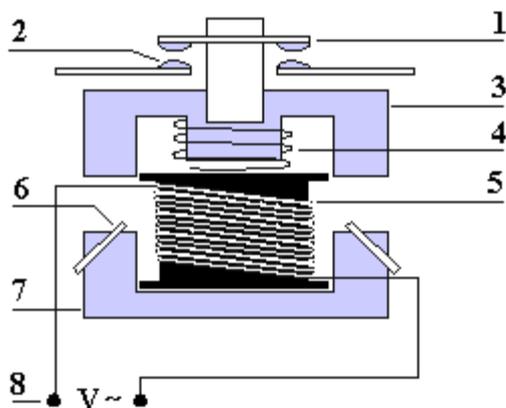
Por otra parte, dada la gran facilidad de desplazamiento del arco eléctrico, en algunas ocasiones veremos como ciertos interruptores disponen de dispositivos para alargar artificialmente el arco, consiguiendo una longitud del arco mayor que la que correspondería en condiciones normales. El soplado de aire a presión o magnético, son los procedimientos más comúnmente utilizados.

4.2. CONTACTORES

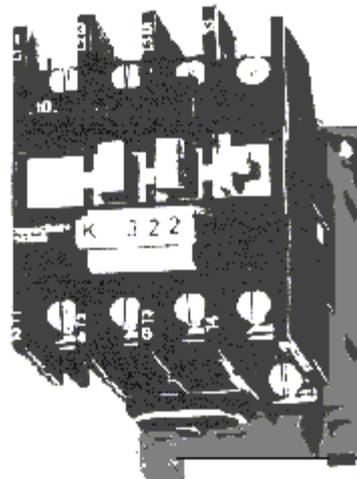
Podemos definir un contactor como un aparato mecánico de conexión y desconexión eléctrica, accionado por cualquier forma de energía, menos manual, capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito, incluso las de sobrecarga.

Las energías utilizadas para accionar un contactor pueden ser muy diversas: mecánicas, magnéticas, neumáticas, hidráulicas, etc.. Los contactores corrientemente utilizados en la industria son accionados mediante la energía magnética proporcionada por una bobina, y a ellos nos referimos seguidamente.

Un contactor accionado por energía magnética, consta de un núcleo magnético y de una bobina capaz de generar un campo magnético suficientemente grande como para vencer la fuerza de los muelles antagonistas que mantienen separada del núcleo una pieza, también magnética, solidaria al dispositivo encargado de accionar los contactos eléctricos.



- 1- Contactos móviles. 2 - Contactos fijos.
- 3- Hierro móvil. 4 - Muelle antagonista. 5 - Bobina.
- 6- Espira de sombra (en corriente alterna).
- 7- Hierro fijo. 8 - Alimentación bobina.



Así pues, característica importante de un contactor será la tensión a aplicar a la bobina de accionamiento, así como su intensidad ó potencia. Según sea el fabricante, dispondremos de una extensa gama de tensiones de accionamiento, tanto en continua como en alterna siendo las más comunmente utilizadas, 24, 48, 220, y 380. La intensidad y potencia de la bobina, naturalmente dependen del tamaño del contador.

El tamaño de un contactor, depende de la intensidad que es capaz de establecer, soportar e interrumpir, así como del número de contactos de que dispone (normalmente cuatro). El tamaño del contactor también depende de la tensión máxima de trabajo que puede soportar, pero esta suele ser de 660 V. para los contactores de normal utilización en la industria.

Referente a la intensidad nominal de un contactor, sobre catálogo y según el fabricante, podremos observar contactores dentro de una extensa gama, generalmente comprendida entre 5 A y varios cientos de amperios. Esto equivale a decir que los

contactores son capaces de controlar potencias dentro de un amplio margen; así, por ejemplo, un contactor para 25 A. conectado en una red bifásica de 380 V. es capaz de controlar receptores de hasta $380 \times 25 = 9.500$ VA. y si es trifásica $3 \times 220 \times 25 = 16.454$ VA. Naturalmente nos referimos a receptores cuya carga sea puramente resistiva ($\cos \varphi = 1$), ya que de lo contrario, las condiciones de trabajo de los contactos quedan notablemente modificadas.

Cuando el fabricante establece la corriente característica de un contactor, lo hace para cargas puramente óhmicas y con ella garantiza un determinado número de maniobras, pero si el $\cos \varphi$ de la carga que se alimenta a través del contactor es menor que uno, el contactor ve reducida su vida como consecuencia de los efectos destructivos del arco eléctrico, que naturalmente aumentan a medida que disminuye el $\cos \varphi$.

Por lo general, los contactores que utilizemos referirán sus características a las recomendaciones C. E. I (Comité Electrotécnico Internacional), que establecen los siguientes tipos de cargas:

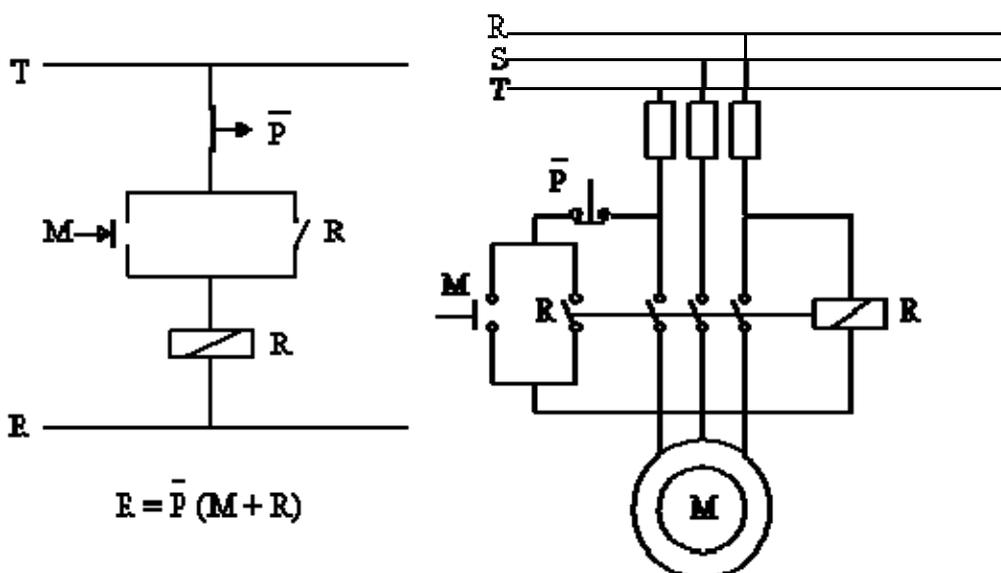
AC-1 Para cargas resistivas o débilmente inductivas $\cos \varphi = 0,95$.

AC-2 Para cargas inductivas ($\cos \varphi = 0.65$) .Arranque e inversión de marcha de motores de anillos rozantes.

AC-3 Para cargas fuertemente inductivas ($\cos \varphi = 0.35$ a 0.65). Arranque y desconexión de motores de jaula.

AC-4 Para motores de jaula: Arranque, marcha a impulsos y frenado por inversión.

Por ejemplo, el contactor de 25 A. al que nos referíamos anteriormente, corresponde al modelo AC 3-9 de Sprecher, el cual en AC-1 puede controlar una potencia de 16 kW. a 380 V., mientras que en AC-3 solamente puede controlar 4 kW. a 380 V.



Prácticamente, la casi totalidad de las aplicaciones industriales, tales como máquinas-herramientas, equipos para minas, trenes de laminación, puentes-grúas, etc, precisan de la colaboración de gran número de motores para realizar una determinada operación, siendo conveniente que puedan ser controlados por un único operador situado en un "centro de control", desde donde sea posible observar y supervisar todas las partes de la instalación. Esta clase de trabajo no se puede realizar con interruptores o cualquier otro elemento de gobierno que precise de un mando manual directo, debido a que el operador no tendría tiempo material de accionar los circuitos que correspondiesen de acuerdo con las secuencias de trabajo. Estos y otros problemas similares pueden quedar solventados con el uso de contactores montados según un circuito de marcha-paro que denominaremos "función memoria" y que es base de los automatismos eléctricos.

La función memoria en su forma más simple la hemos representado como aplicación al accionamiento de un motor trifásico. Este circuito consta de dos pulsadores, uno de marcha (M) normalmente abierto y otro de paro (P) normalmente cerrado; asimismo, dispone de un contactor con cuatro contactos normalmente abiertos, tres para el accionamiento del motor y uno para el control de la función memoria. Al pulsar M, la bobina del contactor se excita, el contactor cierra sus contactos y por tanto el contacto R de retención de la función memoria retiene la alimentación aunque dejemos de pulsar M (motor en marcha). Si por alguna circunstancia pulsamos P la alimentación de la bobina del contactor queda cortada, el contacto de retención se abre quedando la función memoria en situación de reposo (motor parado).

4.3. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores automáticos son aparatos destinados a establecer e interrumpir circuitos eléctricos, con la particularidad de que precisan una fuerza exterior que los conecte pero que se desconectan por sí mismos, sin deteriorarse, cuando el circuito en que se hallan presenta ciertas anomalías a las que son sensibles.

Normalmente dichas anomalías son:

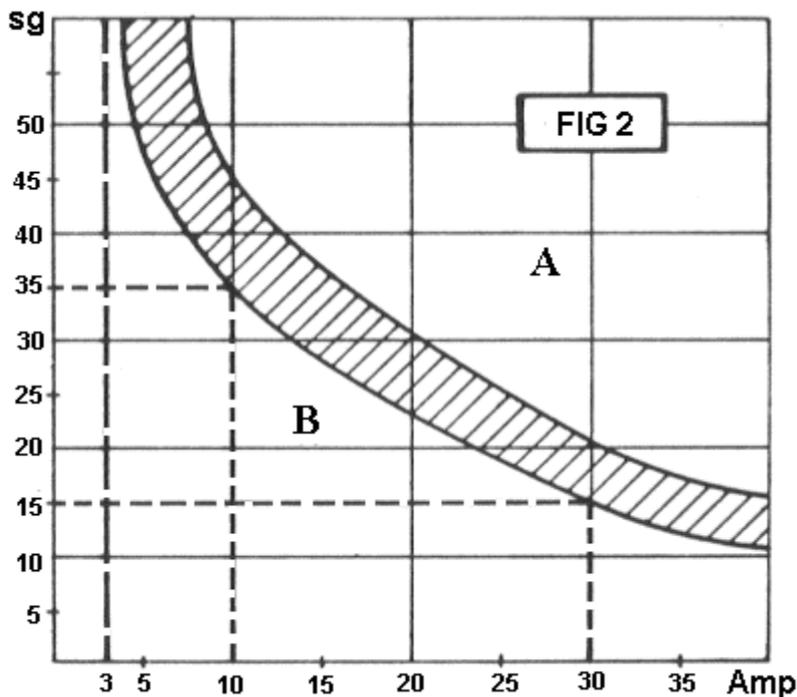
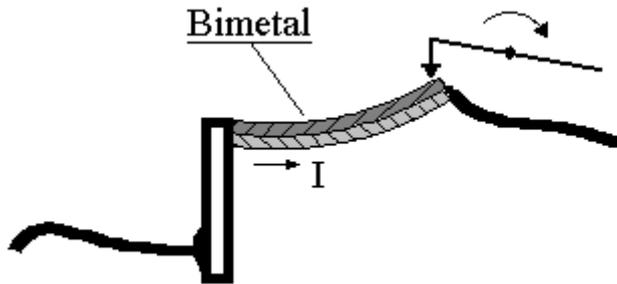
- Sobreintensidades.
- Cortocircuito.
- Sobretensiones o bajas tensiones.
- Descargas eléctricas a las personas.

Los automáticos que reaccionan ante estas anomalías se denominan respectivamente: Térmicos, Magnéticos, de máxima o mínima tensión y Diferenciales.

4.4. INTERRUPTORES TÉRMICOS

Son interruptores automáticos que reaccionan ante sobreintensidades ligeramente superiores a la nominal, asegurando una desconexión en un tiempo lo suficientemente corto para no perjudicar ni a la red ni a los receptores asociados con él.

Para provocar la desconexión, aprovechan la deformación de una lámina bimetálica, que se curva en función del calor producido por la corriente al pasar a través de ella.



La curva característica de un disparo térmico es la representada en la figura 2.

El dispositivo térmico permite trabajar en la zona A pero no llegar a la zona B. La interrupción del circuito se efectúa siempre cuando las condiciones de trabajo llegan a la zona rayada que marca la separación entre ambas. Esta zona rayada marca las tolerancias lógicas que tendrá la fabricación de este tipo de aparatos.

Así, pues, en la curva de la figura 2, que citamos a título de ejemplo, circulando una intensidad de $3A.$, el interruptor no desconectaría nunca.

Con 10A. iniciaría la desconexión a los 35 seg., y con 30 A. la desconexión se iniciará a los 15 seg.

La forma y límites de la curva característica de un interruptor térmico varía según la técnica empleada en el sistema de caldeo de la bilamina.

4.5. INTERRUPTORES MAGNÉTICOS

Son interruptores automáticos que reaccionan ante sobreintensidades de alto valor, cortándolas en tiempos lo suficientemente cortos como para no perjudicar ni a la red ni a los aparatos asociados a ella.

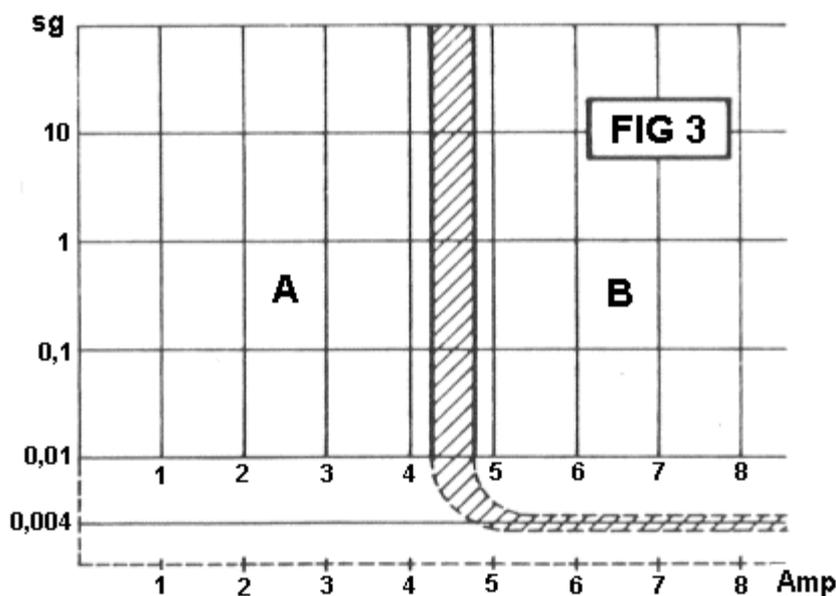
Para iniciar la desconexión se sirven del movimiento de un núcleo de hierro dentro de un campo magnético proporcional al valor de la intensidad que circula.

La curva característica de un disparo magnético es la representada en la figura siguiente.

El dispositivo permite trabajar en la zona A pero no en la B. La desconexión se efectúa cuando las condiciones del circuito llegan a la zona rayada de separación entre ambas.

Así pues, para la curva ejemplo de la figura 3, cualquier intensidad menor de 4,25 A, no provocaría la desconexión, por más tiempo que estuviera circulando. En cambio, para cualquier intensidad mayor de 4,75 A, provocaría la desconexión inmediata.

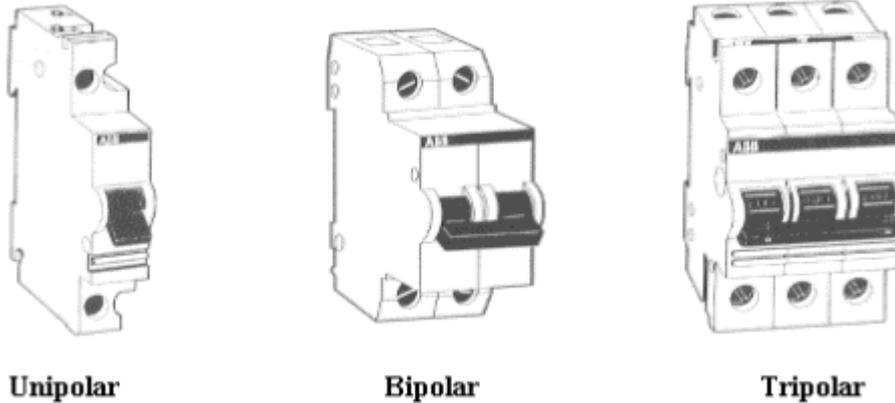
El límite inferior de la curva (unos 4 milisegundos), viene determinado por el tiempo que transcurre desde el instante de establecimiento de la intensidad, hasta la extinción del arco. Este tiempo marca la inercia mecánica y eléctrica propia de estos aparatos.



4.6. INTERRUPTORES MAGNETO-TÉRMICOS

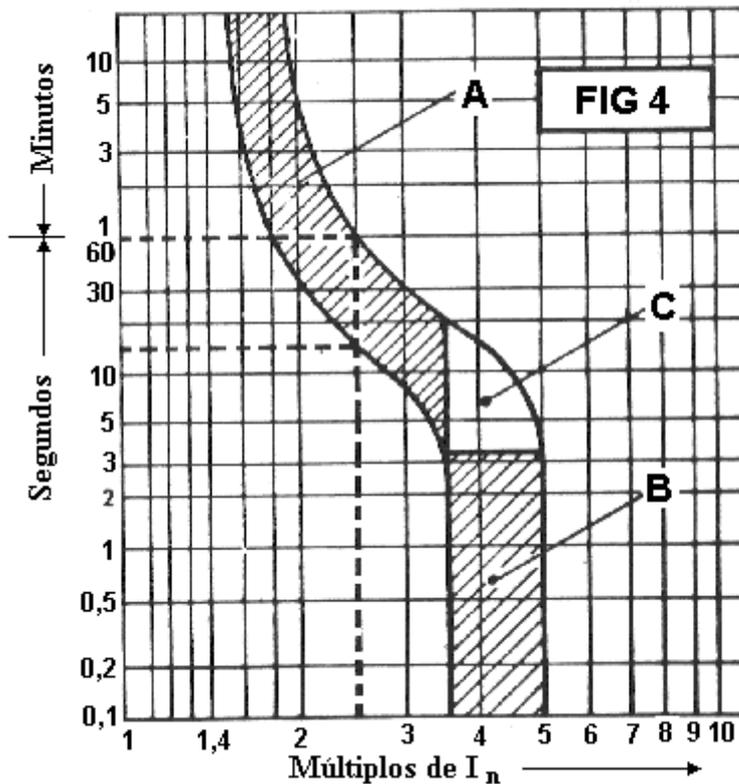
Generalmente, los interruptores automáticos combinan varios de los sistemas de protección descritos, en un solo aparato. Los más utilizados son los magneto-térmicos.

INTERRUPTORES MAGNETOTÉRMICOS



Poseen tres sistemas de desconexión: manual, térmico y magnético. Cada uno puede actuar independientemente de los otros, estando formada su curva de disparo por la superposición de ambas características, magnética y térmica.

Curva característica de un magnetotérmico



En el gráfico de la figura 4. puede verse la curva de desconexión de un magneto-térmico, en la que se aprecia una zona A, claramente térmica, una zona B que corresponde a la reacción magnética, y la zona de solape C, en donde el disparo puede ser provocado por el elemento magnético o térmico indistintamente.

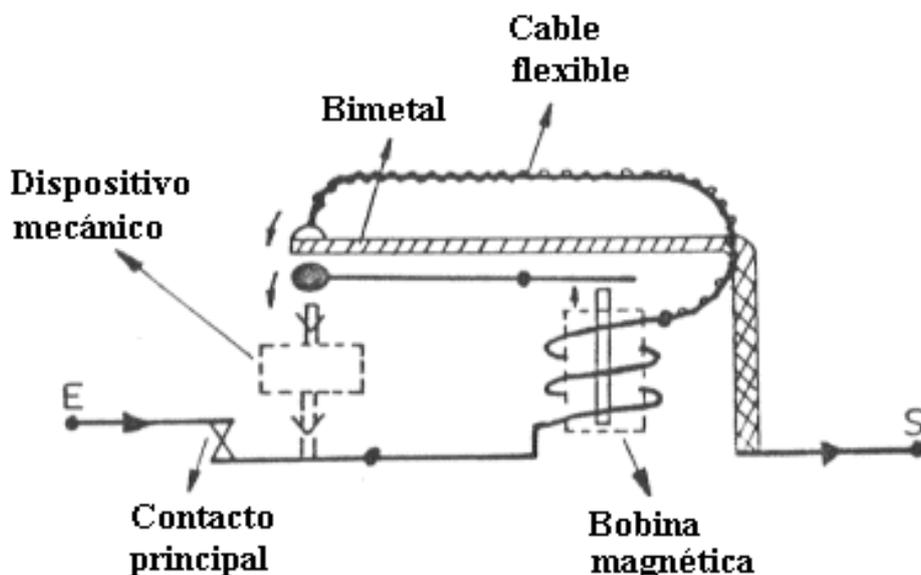
Normalmente, en los gráficos en que se ilustra la curva característica de los magneto-térmicos, se concede el eje vertical a la escala de tiempos, graduada logarítmicamente, y el eje horizontal a la escala de intensidades, graduada también a escala logarítmica, y en múltiplos de la intensidad nominal. Así, por ejemplo, un punto $3 I_n$ corresponderá a 30A, si el aparato es de 10A, o bien a 75A, si el aparato es de 25A, etc.

Como en casos anteriores, la zona de tolerancia delimita las dos zonas características de "no desconexión" y de "segura desconexión". Así, para una intensidad $2,5 I_n$ podría suceder la desconexión entre los 15 y los 60 sg, siendo correcto cualquier tiempo intermedio de disparo.

Mecánicamente, podemos decir que estos interruptores disponen de desconexión libre, es decir, que cuando se produce una desconexión, ya sea por sobrecarga o cortocircuito, el aparato desconecta aunque se sujete la manecilla de conexión.

Para los magneto-térmicos bipolares o tripolares, podemos decir también que cuando una fase es afectada en la desconexión, ésta se efectúa simultáneamente en todos los polos mediante transmisión interna, independiente de la pieza de unión entre manecillas.

Descripción de un magnetotérmico unipolar



4.6.1. APLICACIONES DE LOS MAGNETOTÉRMICOS

Si comparamos los fusibles con los magneto-térmicos, veremos cómo estos últimos presentan una mayor seguridad y prestaciones ya que interrumpen circuitos con más rapidez y capacidad de ruptura que los fusibles normales. Después, a la hora de

restablecer el circuito, no se precisa ningún material ni persona experta, basta presionar un botón o mover un resorte que se halla perfectamente aislado y visible.

Por contra, un fusible requiere el gasto de compra de un cartucho nuevo, su colocación en la base, sometida a tensión y una persona lo bastante capacitada para efectuar estas operaciones. Estas molestias ocasionadas por la fusión de un fusible, llevan en muchas ocasiones a colocar cartuchos inadecuados, por personas inexpertas, ignorando el peligro que esto puede ocasionar a las personas y aparatos que con él van asociados.

Cuando se trata de magneto-térmicos tripolares, si una fase sufre perturbaciones, al disparar su polo arrastra a los otros dos y desconecta completamente el sistema. Si este circuito se hubiera protegido sólo con tres fusibles, se fundiría el correspondiente a la fase perjudicada y dejaría a todo el sistema en marcha con sólo dos fases, con los consiguientes peligros de averías que tal estado acarrea en determinados circuitos.

Con todo lo dicho anteriormente no pretendemos descalificar los fusibles, pero sí podemos asegurar que su utilización se vio notablemente reducida después de la aprobación, en 1973, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, el cual regulaba la utilización de estos aparatos. La fabricación masiva de los magneto-térmicos hace que su actual precio sea realmente sugestivo, por lo que muchos proyectistas no tienen reparo en colocarlos donde hasta no hace mucho colocaban fusibles.

Naturalmente los fusibles son imprescindibles en cuadros generales de protección y en todos aquellos casos en que se desee una protección adicional.

Otra aplicación muy interesante de los magnetotérmicos la tenemos en la posibilidad de su desconexión a distancia, ya que algunos modelos se fabrican con la particularidad de poder acoplarles una bobina llamada de *emisión* (accionada con la aparición de una tensión) o de *mínima tensión* (accionada cuando la tensión desaparece), encargada de accionar el resorte de desconexión del magnetotérmico.

4.6.2. CURVAS DE DISPARO

Según sean los límites que posea la curva característica de un magneto-térmico, así será su comportamiento, debiendo adaptar en cada caso el aparato correspondiente a las peculiaridades del circuito que se pretenda proteger.

En España está en vigor la norma EN que especifica una serie de curvas características para los magneto-térmicos, tales como son:

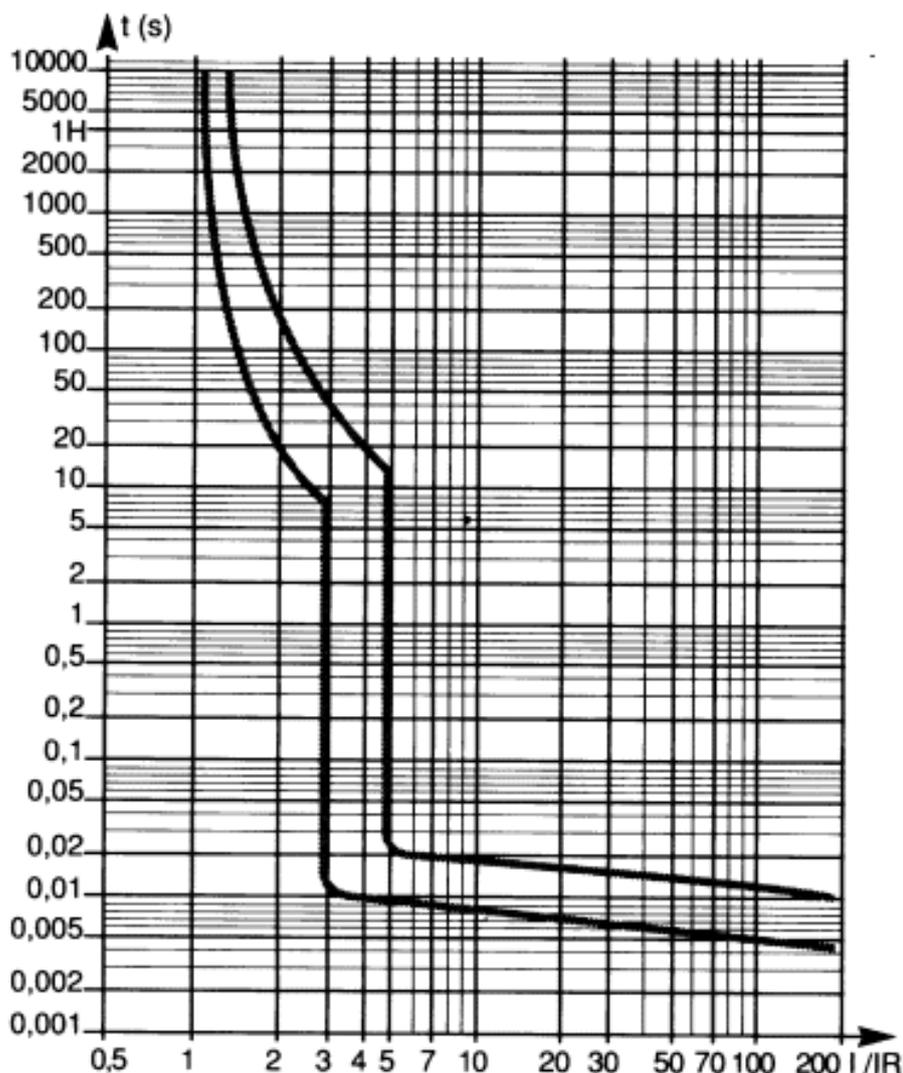
- Curva B. - Curva C. - Curva D.
- Curva Z - Curva MA - Curva Unesa

A continuación se exponen cada una de las curvas por separado, estudiando para cada una de ellas la forma que presentan y las aplicaciones en las que se utilizan.

CURVA B

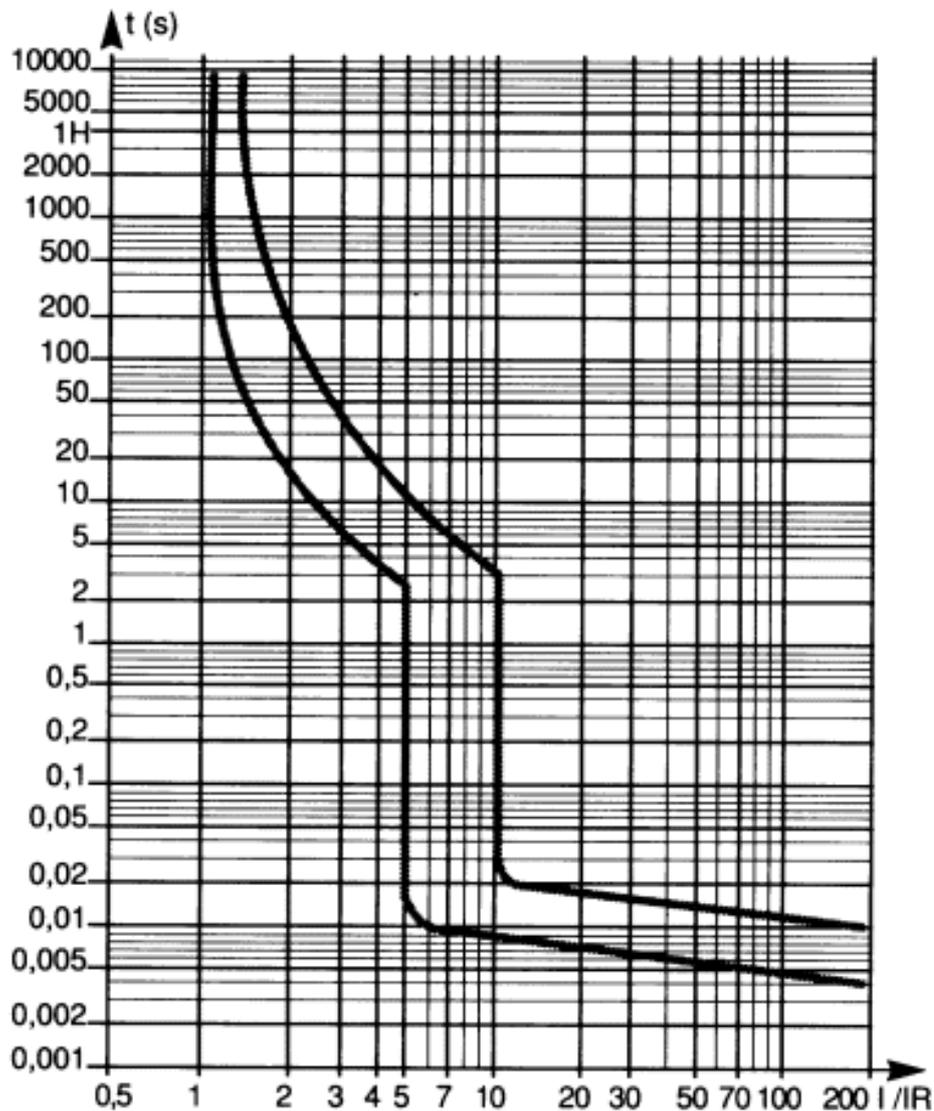
Estos magnetotérmicos actúan entre 1,1 y 1,4 veces la intensidad nominal I_n en la zona térmica y en su zona magnética entre un $3 I_n$ y $5 I_n$, o $3,2 I_n$ y $4,8 I_n$, según el tipo de aparato, de acuerdo con las normas EN 60.898 y EN 60947.2, respectivamente. Permiten realizar la protección de las personas para longitudes mayores que con la curva C, siendo indicado para instalaciones de líneas y generadores.

Así, por ejemplo, en un magnetotérmico de intensidad nominal 10A, para una intensidad de 20A., la desconexión la efectuará el elemento térmico en un tiempo comprendido entre 20 sg. y 200 seg. Para una intensidad de 50A, la desconexión la efectuará el elemento magnético en un tiempo del orden de comprendo entre 0,01 y 0,009 seg.



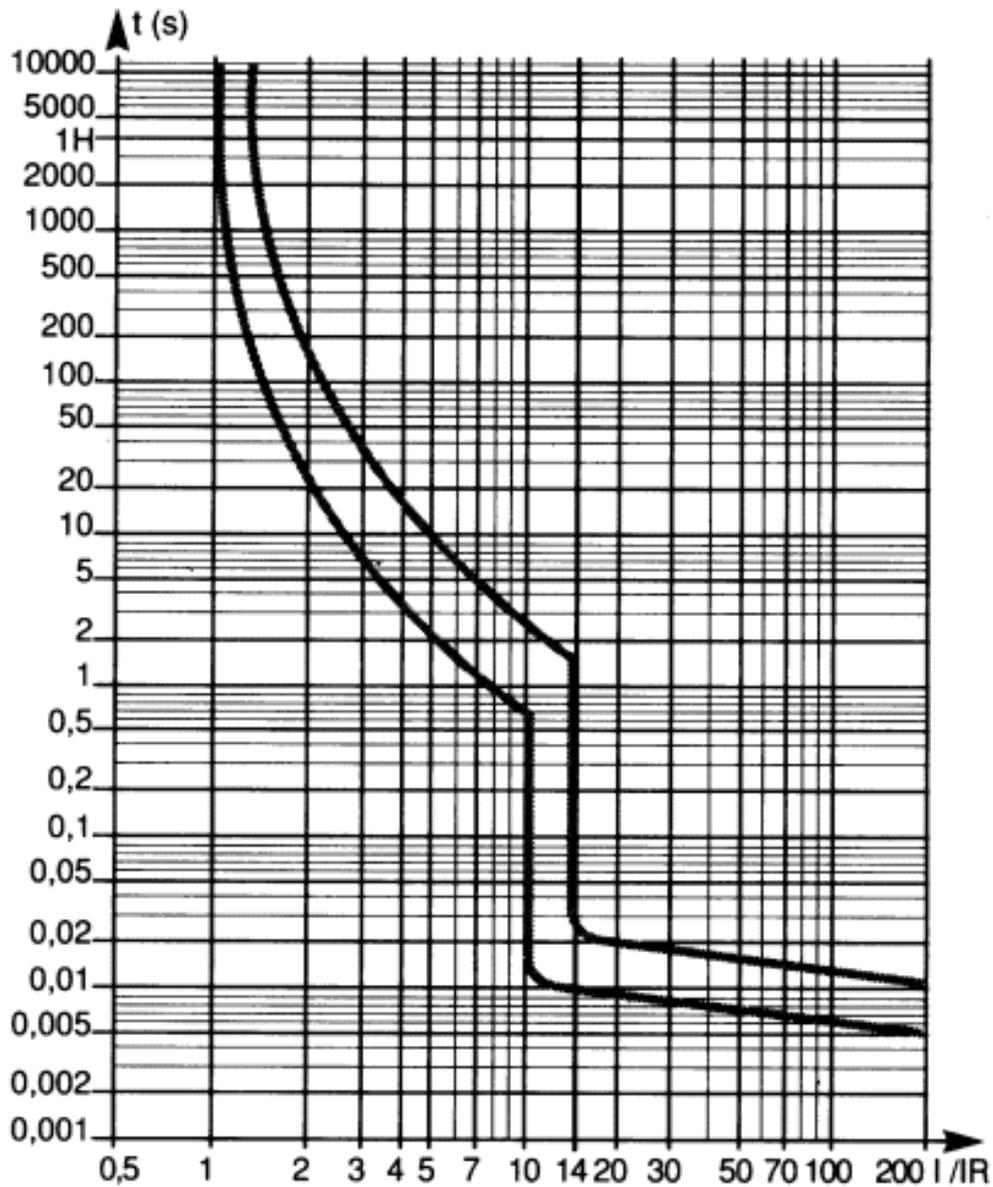
CURVA C

Estos magnetotérmicos actúan entre 1,13 y 1,45 veces la intensidad nominal en su zona térmica y en su zona magnética entre $5 I_n$ y $10 I_n$, o $7 I_n$ y $10 I_n$, según el tipo de aparato, de acuerdo con las normas EN 60898 y EN 60947.2, respectivamente. Se aplican para evitar los disparos intempestivos, en el caso de la protección de receptores, que presentan, una vez en servicio, puntas de corriente de cierta consideración. Se utilizan en las instalaciones de líneas-receptores.



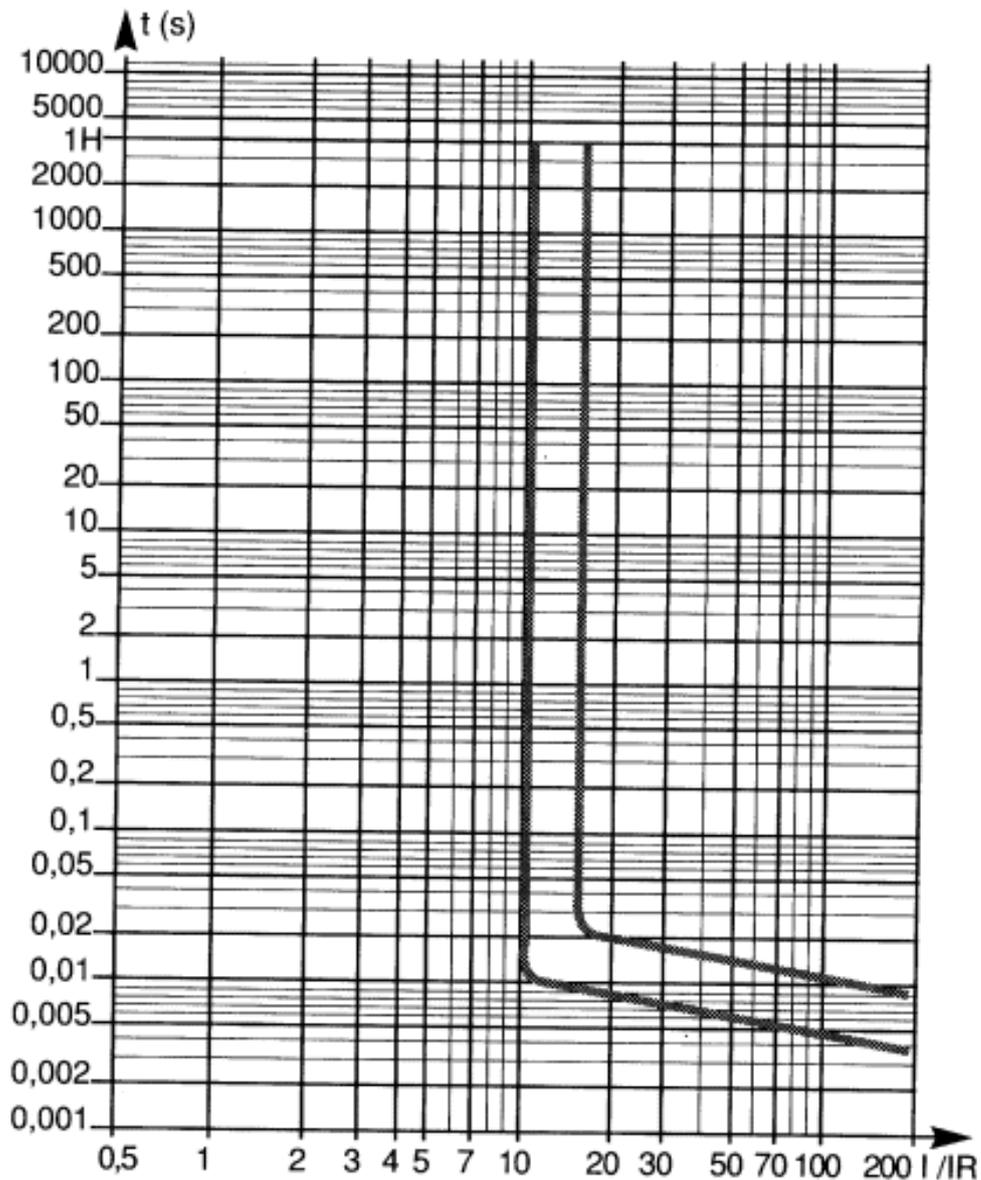
CURVA D

Estos magnetotérmicos actúan en la zona térmica con sobrecargas comprendidas entre $1,1$ y $1,4 I_n$ y en su zona magnética actúan entre $10 I_n$ y $14 I_n$, de acuerdo con las normas EN 60.898 y EN 60947.2. Son adecuados para instalaciones que alimentan receptores con fuertes puntas de arranque.



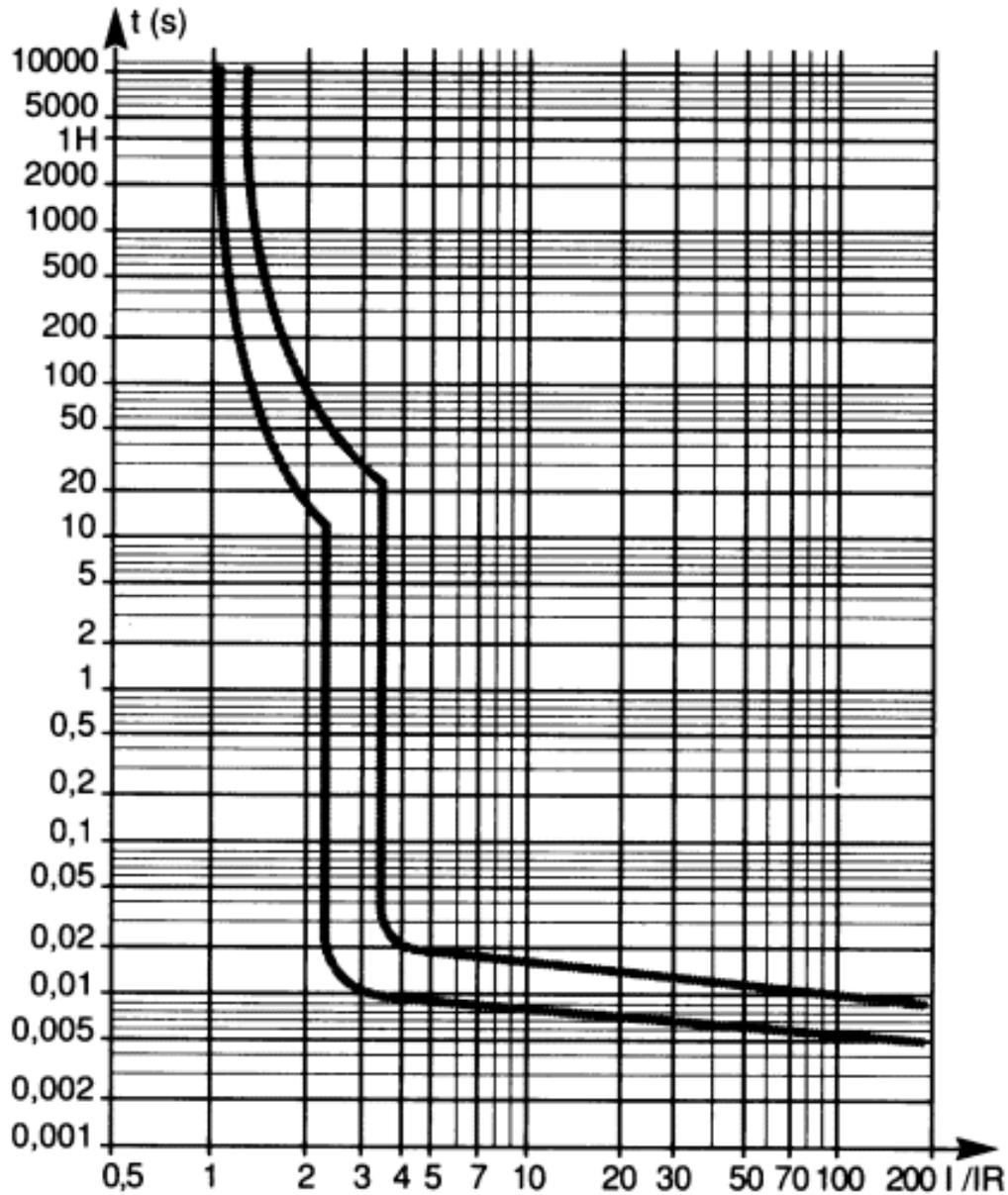
CURVA MA

Curva de disparo magnético exclusivamente, con un valor de $12 I_n$, de acuerdo con la norma EN 60947.2. Se utilizan para la protección de motores. Los interruptores automáticos equipados con esta curva no son interruptores magnetotérmicos, ya que carecen de protección térmica.



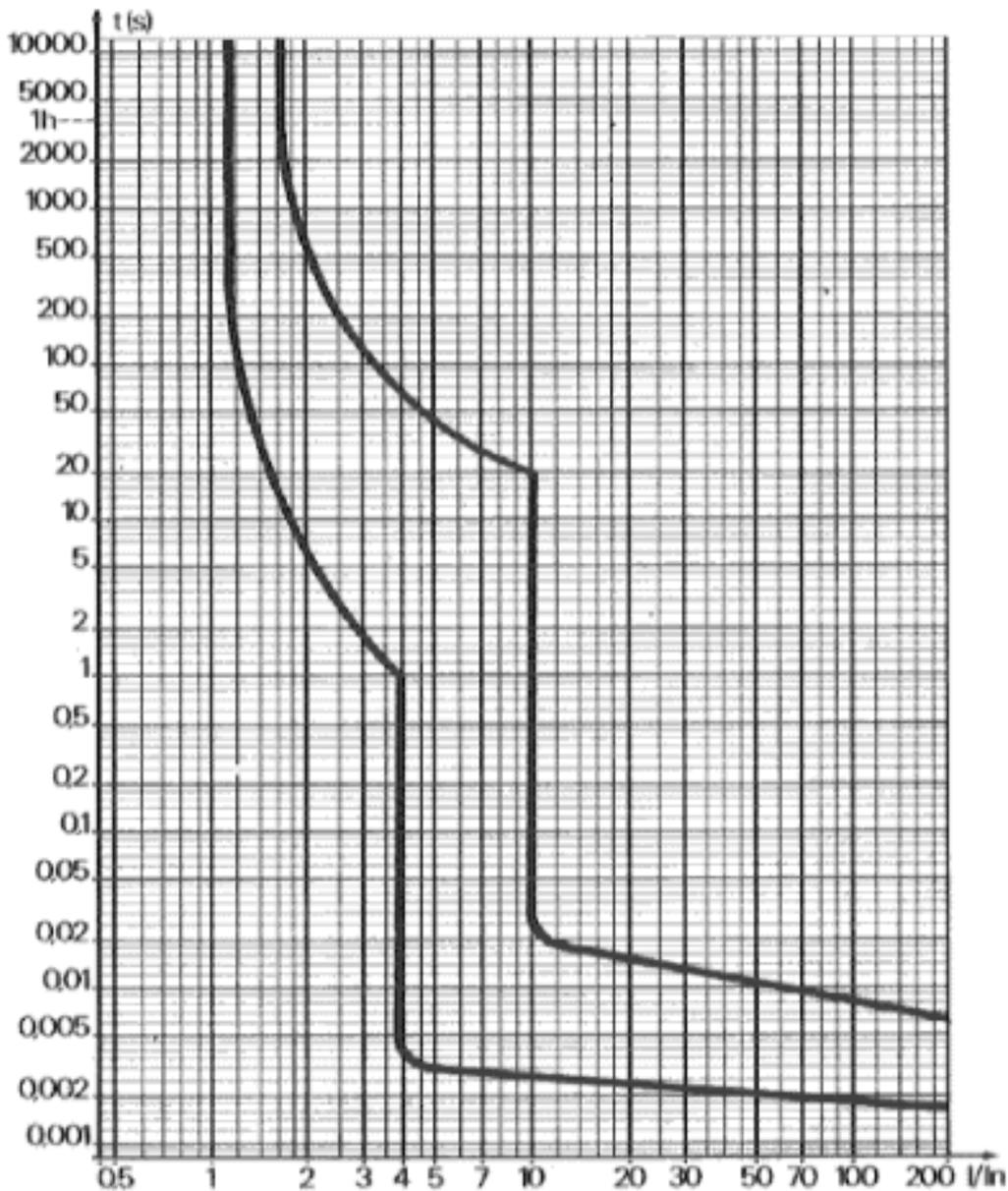
CURVA Z

Estos magnéticos actúan entre $2,4 I_n$ y $3,6 I_n$, de acuerdo con las normas EN 60.898 y EN 60947.2. Se utilizan para proteger instalaciones con receptores electrónicos.



CURVA UNESA(ICP)

El disparo térmico actúa entre 1,13 y 1,45 veces la I_n , siendo éste común para todas las curvas. El disparo magnético actúa entre 3,9 I_n y 8,9 I_n . Se emplean como Interruptores de Control de Potencia (ICPM). En uso general equivaldría a los interruptores de curva C. Esta curva no está englobada en la norma EN, sino en la recomendación UNESA: RU 6101B.



Todos los magneto-térmicos utilizados como ICPM deberán poder ser identificados por su parte frontal y, además de estar homologados oficialmente y cumplir el Reglamento de Verificaciones Eléctricas, llevarán grabadas las siguientes características:

- a.- Nombre del Fabricante o Marca comercial.
- b.- Tipo del aparato.
- c.- Intensidad nominal.
- d.- Naturaleza de la corriente y frecuencia.
- e.- Tensión nominal 220/380 V.
- f.- Poder de cortocircuito.
- g.- Número de fabricación.

Las intensidades nominales de los magneto-térmicos más corrientemente utilizados son las siguientes:

1,5 - 3 - 3,5 - 5 - 7,5 - 10 - 15 - 20 - 25 - 30 - 35 - 40 - 45 - 50 y 63 A.

Las características de desconexión deberán ser las que a continuación se especifican:

Múltiplos de la I_n en A.	Tiempo de "no desconexión" seg.	Tiempo de "desconexión" seg.
1,13 I_n	7200	-
1,45 I_n	10	500
3,5 I_n	0,2	40
5 I_n	-	0,2

Referente al poder de corte de los magneto-térmicos, las normas exigen un poder de corte superior a los 4500 A., valor superado ampliamente por la mayoría de las casas fabricantes de estos aparatos.

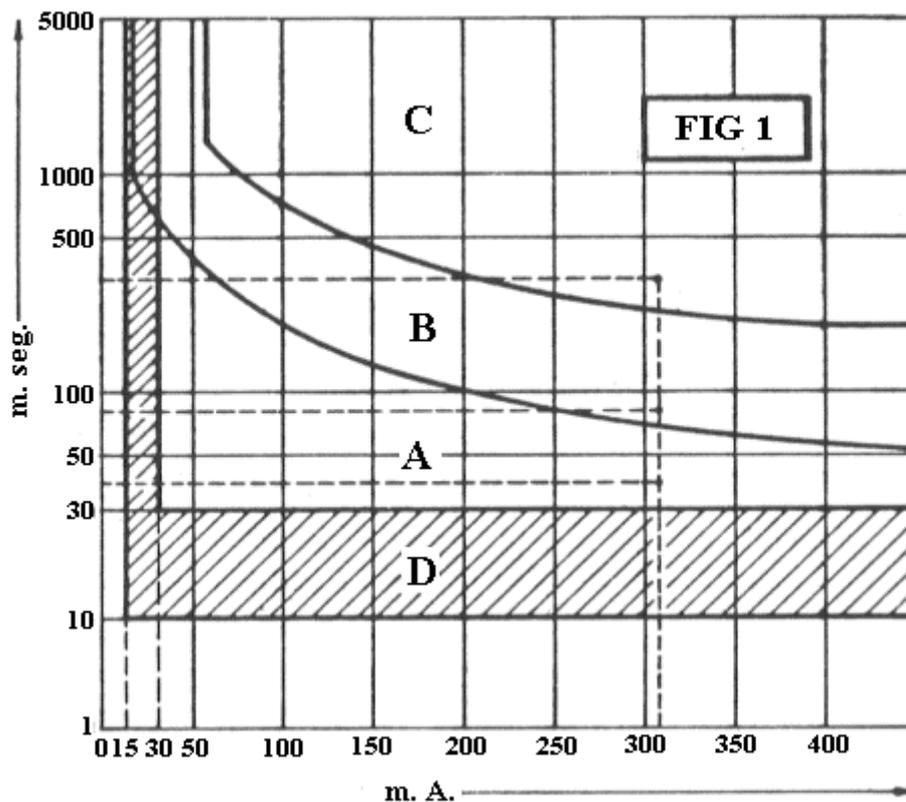
Según la norma VDE-0100 los interruptores automáticos deben protegerse contra sobreintensidades que rebasen su poder de corte. Por tal motivo en la caja general de protección de una instalación se colocan fusibles del tipo -gl- cuyo poder de corte supera los 50 kA.

4.7 INTERRUPTORES DIFERENCIALES

Son interruptores automáticos que evitan el paso de corriente de intensidad peligrosa por el cuerpo humano. La peligrosidad de los efectos que se pueden producir depende de la intensidad de la corriente y de su duración, tal como se determina en el gráfico de la figura 1.

En dicho gráfico, si fijamos una intensidad circulante en mA., y un tiempo de duración en ms., se nos determina un punto. Si este punto se halla en la zona A, los efectos que se producirán serán inofensivos para personas normales. Si se halla en la zona B, ocasionará molestias que pueden ser peligrosas, y si se halla en la zona C podrá resultar mortal, ya que puede ocasionar inconsciencia o fibrilación ventricular.

Por ejemplo, vemos en el gráfico que una intensidad de 310 mA., según actúe durante 40, 80 o 400 ms. está situada en la zona A, B ó C.



La intensidad circulante por el cuerpo humano viene limitada por una parte, por la resistencia propia del cuerpo (unos 550 ohmios mínimo) y por otra, por la resistencia del contacto con las zonas en tensión. Para el caso más desfavorable de resistencia del cuerpo y suponiendo un contacto perfecto, la intensidad circulante será máxima.

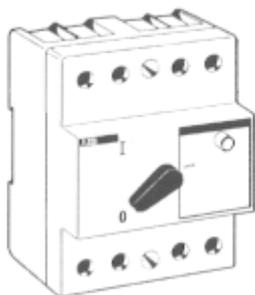
$$I_{\max} = \frac{E}{0 + 550}$$

En el supuesto de una tensión de 220V., que es la tensión normalizada en viviendas, la intensidad alcanzará un valor de 400 mA.

Si trasladamos esta intensidad al gráfico, veremos que para que no se produzcan más efectos que los inofensivos de la zona A, debe ser cortado en un tiempo máximo de 60 msg.

Esta desconexión la garantizan los interruptores diferenciales, ya que su curva característica (señalada con D en la figura 1) delimita debajo de ella un campo de trabajo donde no se desconecta por hallarse en la zona de seguridad A. No obstante, cuando los valores intensidad-tiempo tiendan a crecer, alcanzado las zonas peligrosas B ó C, deben cruzar la banda de desconexión D y en este instante el interruptor se abrirá.

INTERRUPTOR DIFERENCIAL

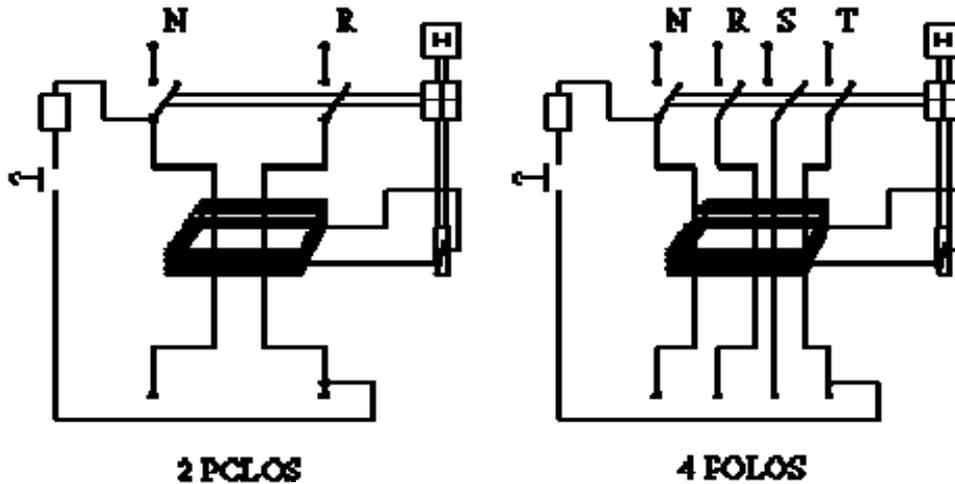


Los diferenciales se basan en una característica de los circuitos bifásicos o trifásicos, en los que la suma de las intensidades debe ser cero cuando no existen fugas. Cuando por algún motivo la suma de intensidades no es cero, en la bobina auxiliar aparece una tensión que aplicada a una pequeña bobina, acciona un pivote que a su vez acciona el dispositivo mecánico que abre los contactos principales del circuito. Según sea el valor de la intensidad de desequilibrio que acciona el diferencial, así se definirá su sensibilidad. Normalmente se fabrican de dos sensibilidades, 30 y 300 mA.

Referente al dispositivo de disparo automático es del tipo llamado de "libre mecanismo", es decir, que aun reteniendo el correspondiente mando en la posición de circuito cerrado, éste se abre si aparece el defecto correspondiente.

La intensidad nominal que puede controlar un diferencial, depende de las dimensiones de los contactos principales, y se fabrican con intensidades comprendidas entre 25 y 63 A. , siendo el más corriente el de 40A., por ser el que se suele utilizar en viviendas.

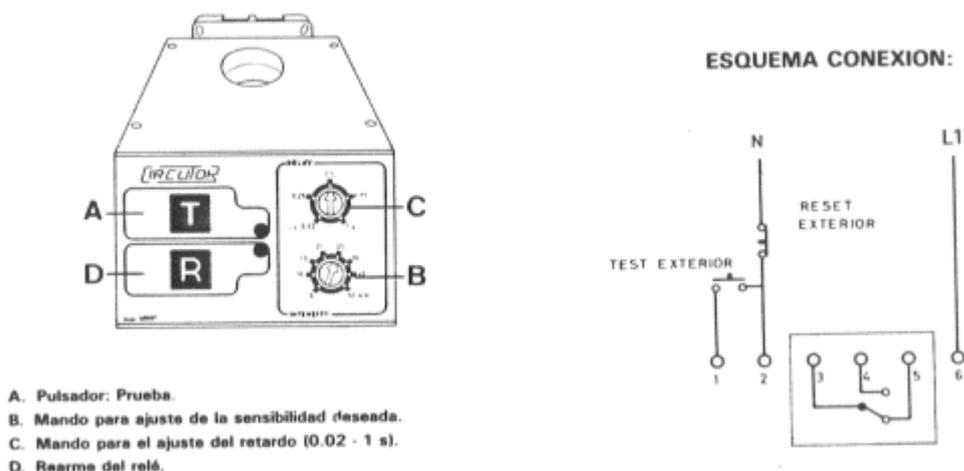
Se fabrican dos modelos de diferenciales, uno de dos polos para suministros bifásicos y otro de cuatro polos para los suministros trifásicos con neutro.



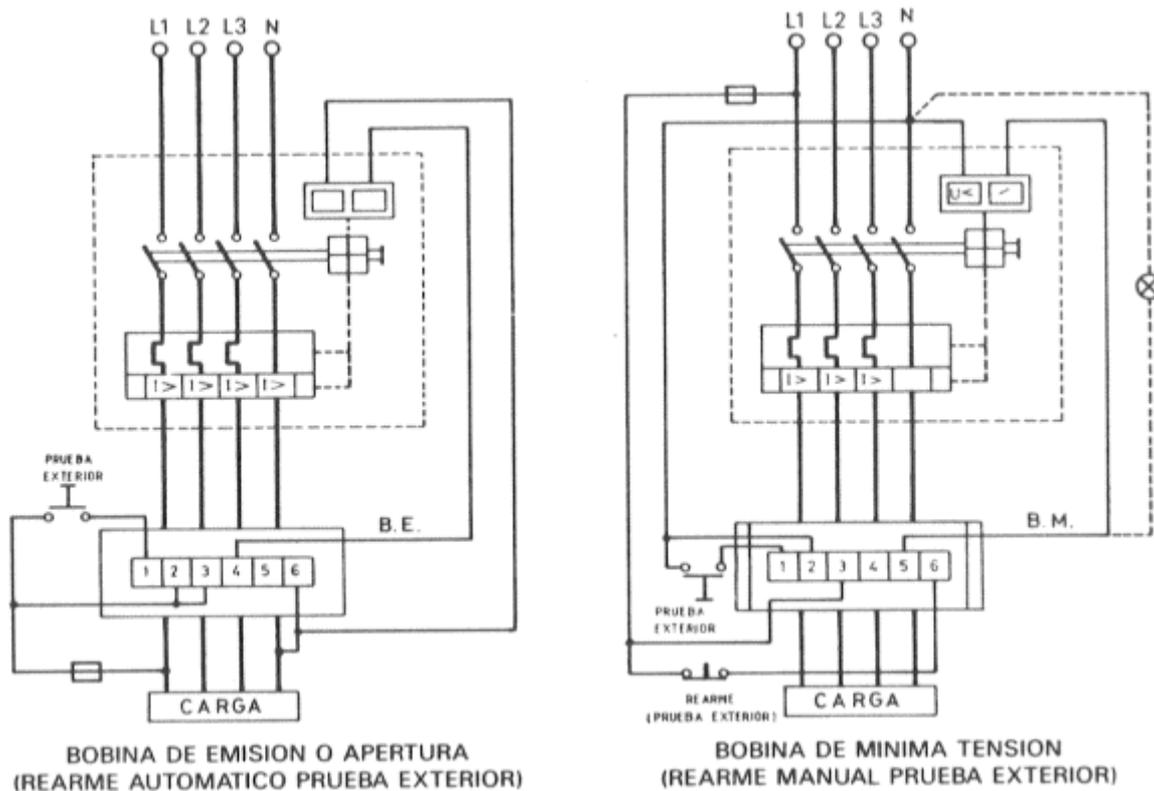
Según normas VDE-0100, los diferenciales deben de disponer de un botón de prueba mediante el cual se provoca una fuga igual a la sensibilidad del aparato y por tanto su desconexión inmediata. La finalidad de este pulsador es la de permitir al usuario comprobar periódicamente el correcto funcionamiento del interruptor diferencial.

Para intensidades superiores a los 63A., los diferenciales suelen utilizarse de forma indirecta, es decir, la señal diferencial obtenida de un toroidal es utilizada para accionar un contacto conmutado, encargado de accionar la bobina de emisión o la de mínima tensión del magneto-térmico de línea.

Este tipo de diferenciales suele fabricarse según una extensa gama de prestaciones, por lo que resulta difícil generalizar.



En la figura vemos un modelo de Circutor que tiene la particularidad de poder regular la sensibilidad y el tiempo de retardo de desconexión del diferencial.



4.8. CORTACIRCUITOS FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN

Los cortacircuitos fusibles son el medio más antiguo de protección de los circuitos eléctricos y se basan en la fusión por efecto de Joule de un hilo o lámina intercalada en la línea como punto débil.

Los cortacircuitos fusibles o simplemente fusibles son de formas y tamaños muy diferentes según sea la intensidad para la que deben fundirse, la tensión de los circuitos donde se empleen y el lugar donde se coloquen.

El conductor fusible tiene sección circular cuando la corriente que controla es pequeña, o está formado por láminas si la corriente es grande. En ambos casos el material de que están formados es siempre un metal o aleación de bajo punto de fusión a base de plomo, estaño, zinc, etc.

Fundamentalmente encontraremos dos tipos de fusibles en las instalaciones de baja tensión:

gI (fusible de empleo general)

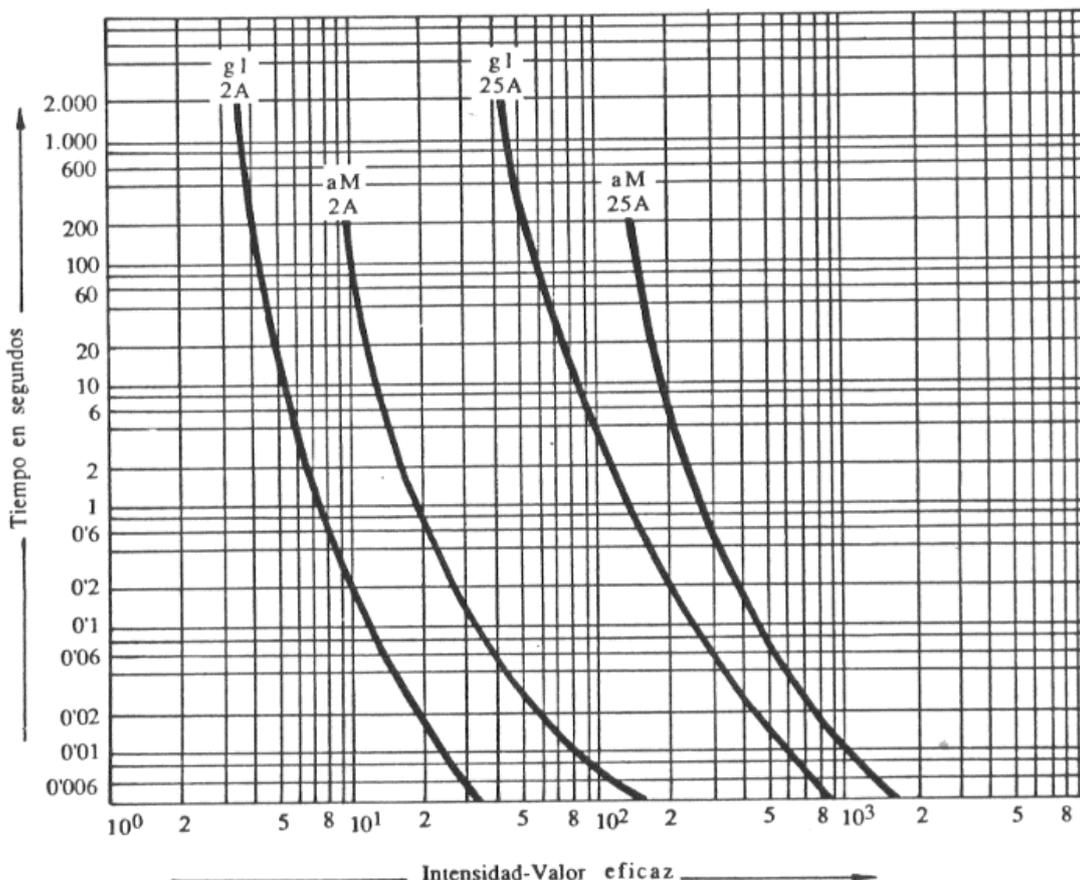
aM (fusible de acompañamiento de Motor)

Los fusibles de tipo gI se utilizan en la protección de líneas, estando diseñada su curva de fusión "intensidad-tiempo" para una respuesta lenta en las sobrecargas, y rápida frente a los cortocircuitos.

Los fusibles de tipo aM, especialmente diseñados para la protección de motores, tienen una respuesta extremadamente lenta frente a las sobrecargas, y rápida frente a los cortocircuitos. Las intensidades de hasta diez veces la nominal ($10 I_n$) deben ser desconectadas por los aparatos de protección propios del motor, mientras que las intensidades superiores deberán ser interrumpidas por los fusibles aM.

La intensidad nominal de un fusible, así como su poder de corte, son las dos características que definen a un fusible.

La intensidad nominal es la intensidad normal de funcionamiento para la cual el fusible ha sido proyectado, y el poder de corte es la intensidad máxima de cortocircuito capaz de poder ser interrumpida por el fusible. Para una misma intensidad nominal, el tamaño de un fusible depende del poder de corte para el que ha sido diseñado, normalmente comprendido entre 6.000 y 100.000 A.



Un gran inconveniente de los fusibles es la imprecisión que tiene su curva característica de fusión frente a otros dispositivos que cumplen el mismo fin, tales como los interruptores automáticos. Esto equivale a decir que la banda de dispersión de los

fusibles es mayor que la de los interruptores automáticos, pese a que el fabricante solamente facilita la curva media de los fusibles.

Otro inconveniente de los fusibles es la facilidad que tienen de poder ser usados con una misma disposición de base, hilos o láminas no adecuadas.

Así mismo, la independencia de actuación de los fusibles en una línea trifásica supone un serio problema, ya que con la fusión de uno de ellos se deja a la línea a dos fases, con los inconvenientes pertinentes que ello conlleva.

La selectividad entre fusibles es importante tenerla en cuenta, ya que de ello dependerá el buen funcionamiento de los circuitos. Idéntico problema se nos presentara con la selectividad de los interruptores automáticos.

Entre la fuente de energía y el lugar de defecto suele haber varios aparatos de protección contra cortocircuitos. Para desconectar la zona afectada, es necesario que los fusibles reaccionen de forma selectiva, es decir, debe desconectar primero el fusible más próximo al lugar de defecto. Si por alguna causa este fusible no responde correctamente, debe actuar el siguiente, y así sucesivamente.

La selectividad entre dos fusibles se determina gráficamente mediante la comparación de ambas características de disparo; para ello, las curvas, a la misma escala, no deben cortarse ni ser tangentes. Esto es cierto en el caso de sobrecargas y pequeñas intensidades de cortocircuito, pero no lo es en el caso de intensidades muy grandes de cortocircuito, ya que aquí los tiempos de fusión son extremadamente cortos y solamente es posible la selectividad en fusibles con una notable diferencia de valor nominal de la intensidad.

Según la norma VDE 0636, los fusibles cuyas intensidades nominales se encuentren en la relación 1:1.6, deben de poder desconectar de forma selectiva.

La norma CEI 269-2, no es tan exigente, y dice que sólo los fusibles cuyas intensidades nominales estén en la relación 1:2 pueden desconectar de forma selectiva.

4.8.1. INTENSIDAD NOMINAL MÍNIMA ADMISIBLE EN UN FUSIBLE aM

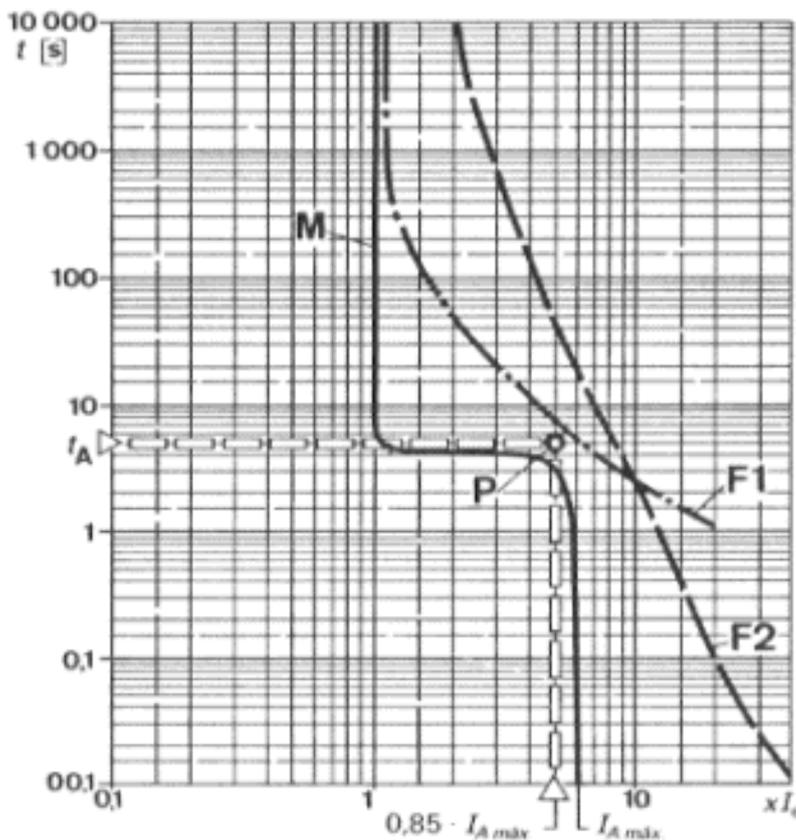
La intensidad nominal mínima del fusible de protección de un motor se determina a partir de la intensidad de arranque y del tiempo de arranque del mismo. En un arranque normal un fusible no debe fundir ni envejecer.

En los motores de jaula (arranque directo) la intensidad de arranque es aproximadamente de 4 a 8 veces la intensidad nominal. El tiempo de arranque depende del par de giro del motor y del momento de inercia de todas las masas a acelerar; este tiempo suele estar comprendido entre 0,2 y 4 segundos, pudiendo ser mayor en casos especiales de "arranque difícil".

En los motores de anillos rozantes y motores de jaula con arranque estrella-triángulo, la intensidad de arranque suele estar comprendida entre 1,1 y 2,8 veces la intensidad nominal. El tiempo de arranque en estos casos varía muy ampliamente.

Para tiempos de arranque de hasta 5 segundos, la intensidad nominal del fusible puede ser igual a la intensidad nominal de empleo del motor, pero para valores iguales o superiores es conveniente determinar la intensidad nominal del fusible, teniendo en cuenta las curvas características intensidad-tiempo de arranque del motor y del relé térmico de protección.

Seguidamente veamos el caso de un motor cuya intensidad de arranque es seis veces el valor nominal y el tiempo es de cinco segundos.



M = Evolución de la intensidad de arranque del motor.

I_{max} = Intensidad en el arranque.

t_A = Tiempo de arranque.

F₁ = Característica de disparo del relé térmico.

F₂ = Característica media del fusible elegido.

P = Punto determinante de la intensidad nominal mínima.

La intensidad nominal mínima del fusible la podemos obtener mediante la intersección de dos líneas, la determinada por el tiempo de arranque t_A y la correspondiente a 0,85 de la intensidad nominal I_A . El punto así determinado nos marca el límite inferior de la banda de dispersión del fusible, por lo tanto el fusible elegido deberá pasar por encima de este punto.

Observando la curva característica de la protección térmica F_1 y la curva característica del fusible elegido F_2 , podremos observar cómo la actuación de relé térmico se extiende hasta diez veces la intensidad nominal (intersección de F_1 con F_2), y a partir de este valor será el fusible el encargado de proteger el motor.

4.9. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN UN PUNTO DE LA LÍNEA

Supongamos un cortocircuito producido a la salida de un transformador para baja tensión, es decir, el cortocircuito más desfavorable que puede producirse. Para determinar esta intensidad dispondremos de un método práctico basado en unas gráficas que representan las variaciones de la intensidad de cortocircuito en función de la potencia del transformador y de la resistencia de la línea intercalada hasta el lugar del cortocircuito.

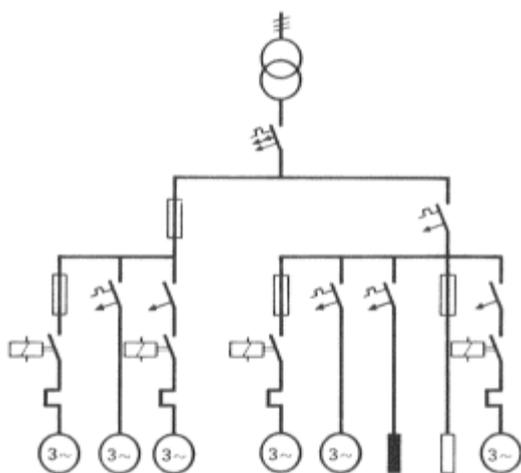
Basándonos en estas gráficas, el procedimiento a seguir será el siguiente:

1º) Se calcula la resistencia del conductor intercalado desde el transformador hasta el cortocircuito.

2º) Al valor de resistencia que resulte deberá sumarse el valor del hilo neutro, cuando el cortocircuito sea entre fase y neutro, y multiplicarlo por $\sqrt{3}$ cuando el cortocircuito sea entre dos fases.

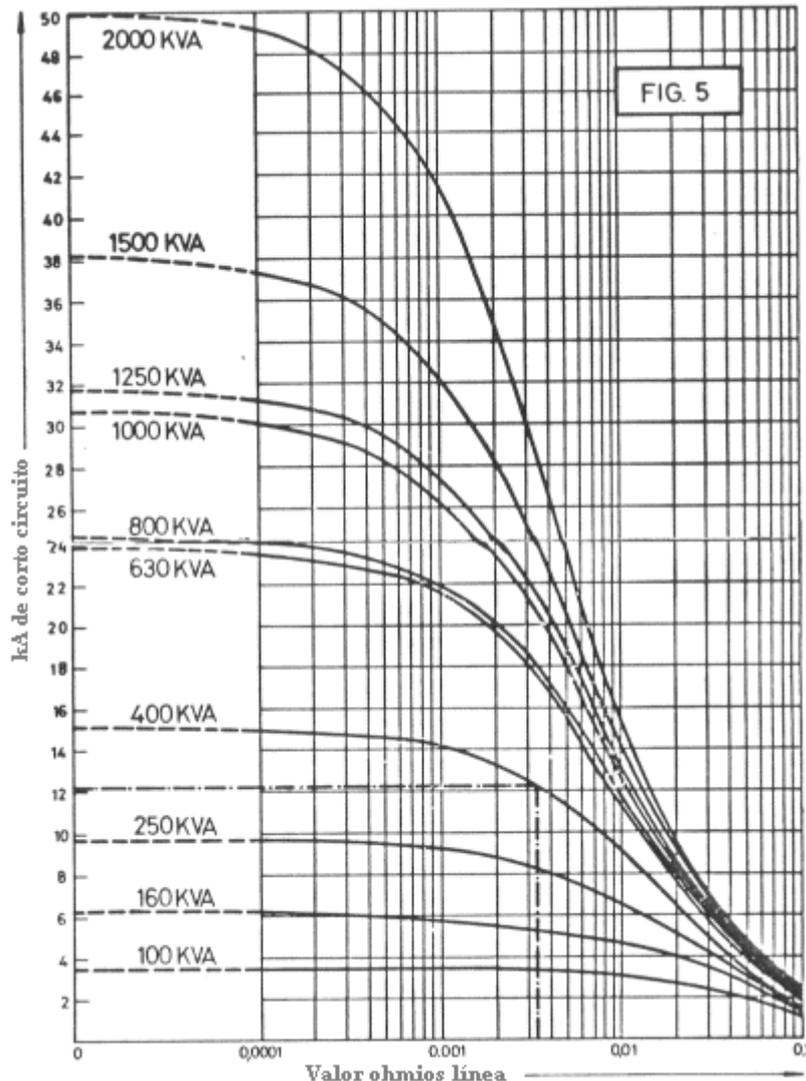
3º) El resultado obtenido se traslada al gráfico de la figura 5, donde en función de la potencia del transformador, se determinará el valor de la intensidad de cortocircuito en amperios.

Mediante este procedimiento obtenemos la intensidad de cortocircuito en el punto elegido, y con él tendremos el poder de corte mínimo del fusible o interruptor automático que vayamos a colocar. El valor obtenido será en exceso ya que no tenemos en cuenta la reactancia de la línea.



Así, según vemos en la figura, inmediatamente después del transformador tenemos un interruptor automático, dividiéndose el circuito en dos ramales, con sendas derivaciones

a motores y resistencias de calefacción. Hasta llegar a los receptores, existen una serie de protecciones selectivas y en cada uno de estos puntos deberemos calcular la intensidad de cortocircuito para poder dimensionar correctamente cada una de las protecciones.



Estas curvas solamente son válidas para transformadores cuya tensión de salida sea de 220/380 V.

EJEMPLO DE CÁLCULO

Sea una nave industrial alimentada a 220/380 V. mediante un transformador de 400 kVA. Suponiendo que el cable de salida del transformador es de cobre de sección $3,5 \times 200 \text{ mm}^2$ y de 23 metros de longitud, calculemos el poder de corte del interruptor automático en ese punto.

La resistencia óhmica del cable utilizado, será:

$$R = \rho \frac{l}{s} = 0,018 \frac{23}{200} = 0,002 \Omega$$

Puesto que el cortocircuito se supone entre dos fases, este resultado hay que multiplicarlo por $\sqrt{3}$

$$0,002 \times \sqrt{3} = 0,0034\Omega$$

Las curvas características determinan para una resistencia de la línea de 0,0034 y un transformador de 400 kVA., una intensidad de cortocircuito de 12.000 A.

Según esto, elegiremos un interruptor automático con un poder de corte de 12.000 A y si este valor no existe comercialmente deberemos elegir el inmediatamente mayor que encontremos.

Cualquier cortocircuito que se produzca después será de intensidad menor, ya que la resistencia intercalada será mayor, debiendo seguir el mismo criterio de cálculo para los sucesivos puntos

5.7 Solved Problems

Example 5.3 Up-Over-and-Down Method

Situation. Your utility circuit neighbor has just installed a small cogeneration unit, thus increasing the fault availability to 50,000 A at your service drop. You have a small, 30-A circuit breaker with a 14,000-A interrupting rating that will not withstand the 50,000 A available on the line side of the breaker.

Requirement. Select a fuse to protect the circuit breaker. Compare fuse peak let-through current to the circuit breaker-tested peak-current withstand capability. See Fig. 5.10.

solution Remember the distinction we made in Chap. 3 regarding the difference between withstand and interrupting ratings. From the circuit breaker manufacturer (the catalog or the sales representative), we learn that the circuit breaker will withstand 24,000 A before destruction. From the fuse manufacturer, we obtain a diagram such as Fig. 5.11. This particular diagram is the let-through time-current characteristic for a Class J fuse (Bussman, 1990).

On the horizontal axis we read 50,000 A; on the vertical axis, we read 24,000 A. We must try to find a fuse size with an instantaneous peak let-through current less than 24,000 A. We find that the 400-A fuse satisfies this condition, and therefore the circuit breaker will be protected.

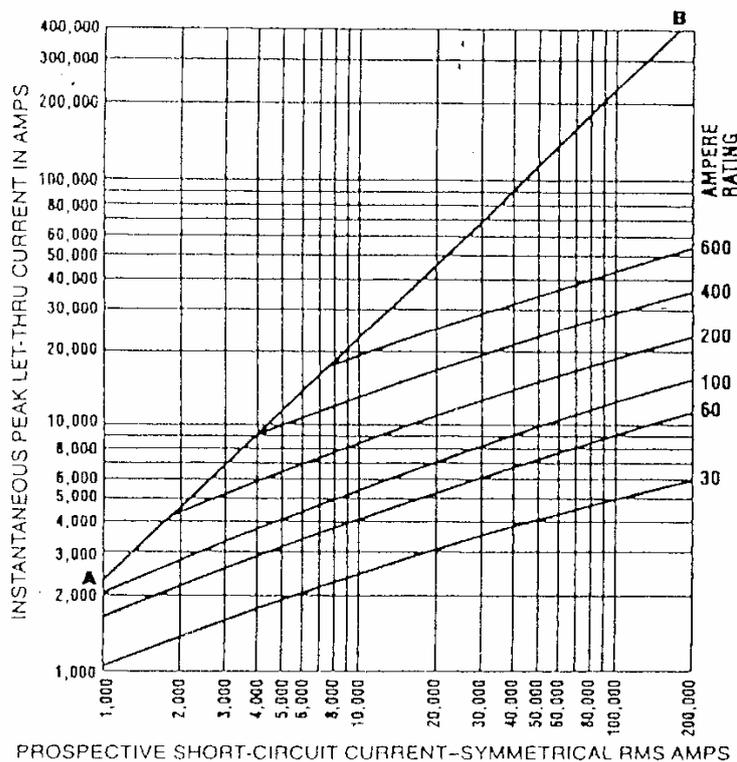
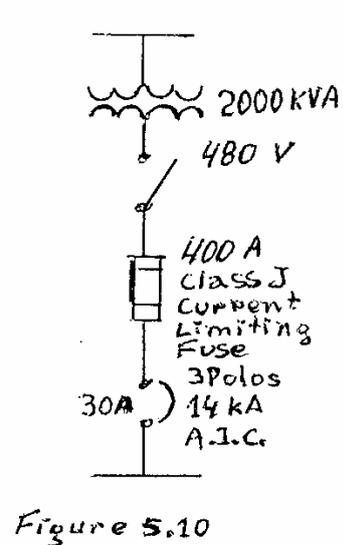
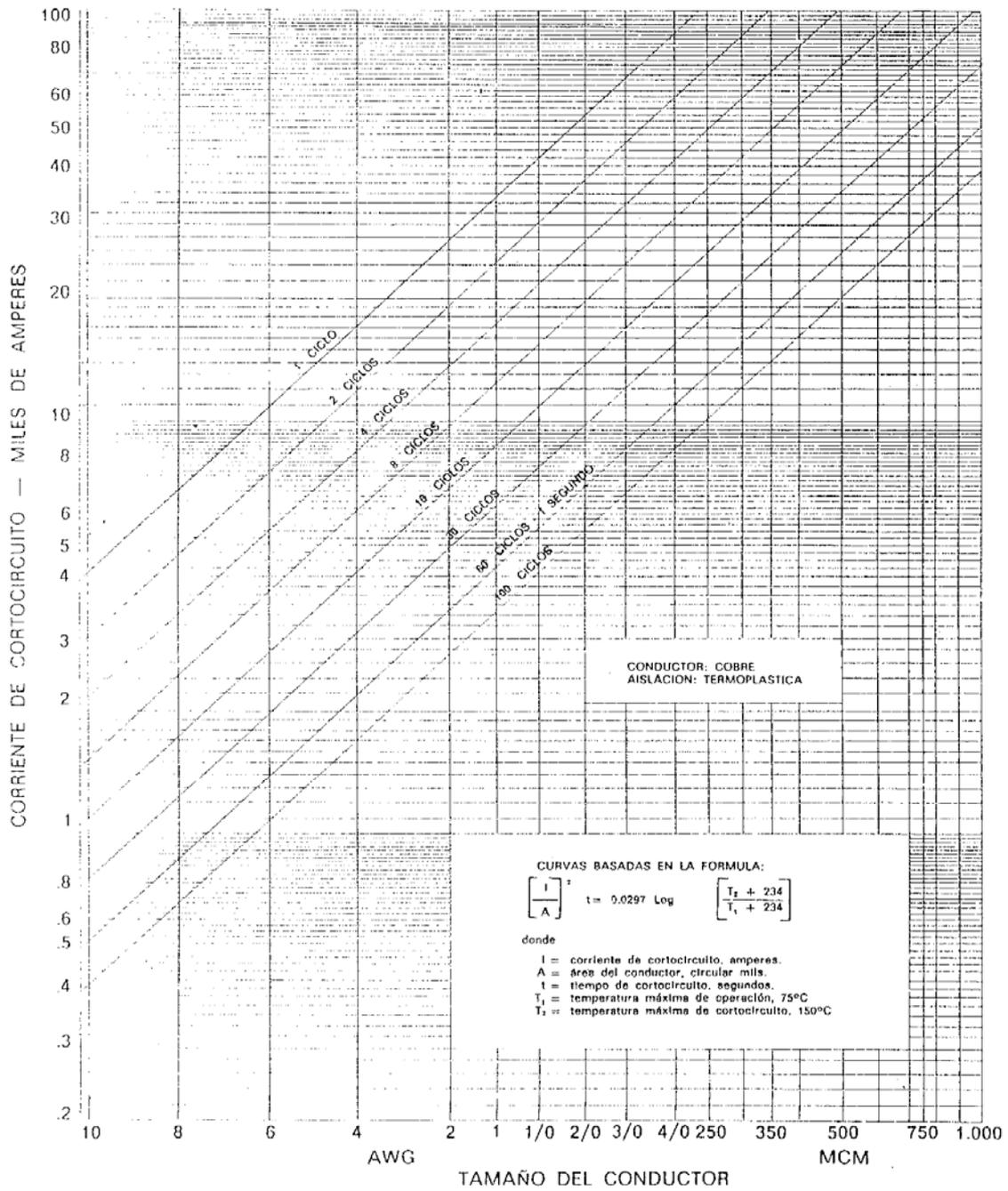


Figure 5.11 Typical Class J peak let-through current data at 600 V. (Cooper-Bussman)



CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA CABLES AISLADOS



CAPÍTULO 5

PROTECCIONES EN SISTEMAS DE ALTA TENSION

CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES Y APLICACIONES

5.1 INTRODUCCION

Los sistemas de protección no requieren funcionar durante la operación normal de un Sistema de Potencia, pero deben estar disponibles inmediatamente para responder frente a condiciones anormales de operación del SEP y evitar la salida de servicio del SEP completo y daños a los elementos componentes. Así, la operación de los relés puede ser del orden de unos segundos, aún estando ellos conectados en el sistemas por muchos años. En la práctica los relés operan más durante las pruebas y mantenimiento que en respuesta a las condiciones de servicio adversas.

En teoría, un sistema de relés de protección debería estar disponible para responder a una infinidad de anomalías que pueden posiblemente ocurrir en el SEP.

La aplicación lógica de los relés de protección divide el SEP en diversas zonas, donde cada una de ellas requiere su propio grupo de relés. En todo caso, los cinco criterios de diseño fundamentales, comunes a cualquier sistema de protección eficiente y bien diseñado son:

- a) **Confiabilidad:** Es la habilidad del relé o sistema de relés de actuar correctamente cuando se necesita (dependencia) y evitar operación innecesaria (seguridad).
- b) **Velocidad:** Alta velocidad de operación de modo de despejar o aislar una falla en el mínimo tiempo, para evitar daño a los equipos y sistemas.
- c) **Selectividad:** Máxima continuidad de servicio con la desconexión mínima del sistema.
- d) **Económico:** Máxima protección al mínimo costo.
- e) **Simplicidad:** Equipamiento y circuitería mínima.

Dado que es prácticamente imposible satisfacer completamente todos estos criterios de diseño simultáneamente, el compromiso necesario debe ser evaluado sobre la base del riesgo comparado.

5.1.1 ZONAS DE PROTECCIÓN

La filosofía general de la aplicación de relés es la de dividir el SEP en “Zonas de Protección” que puedan ser protegidas adecuadamente con la mínima cantidad de equipos desconectados frente a la ocurrencia de una falla.

La modalidad de “Zonas de Protección” se usa para la aplicación de las denominadas “protecciones principales”, siendo éstas aquellas que constituyen la primera línea de protección para despejar los cortocircuitos, fundamentales. Las “protecciones principales” se distinguen de las “protecciones de respaldo”, que son aquellas que completan su funcionamiento cuando falla la “protección principal”. Esta descripción expresa, evidentemente, que al ocurrir una falla ambas protecciones inician su operación, pero la principal, por tener menor tiempo de operación, cumple primero su función.

La premisa en que se basa la determinación de las zonas de protección de un SEP es:

“Los componentes o grupos de componentes de un sistema eléctrico de potencia pueden aislarse adecuadamente con el mínimo de desconexión de interruptores, sin comprometer a otros o componentes o grupo de componentes que puedan continuar dando servicio”.

El concepto expresado es también válido para el diseño del sistema de potencia; así por ejemplo, en la figura 5.1 se observa que los componentes o grupos de componentes considerados como zonas de protección son:

1. Generador o Unidad Generador – Transformador.
2. Transformador.
3. Barras de Subestaciones.
4. Línea de Transmisión o Distribución.
5. Cargas.

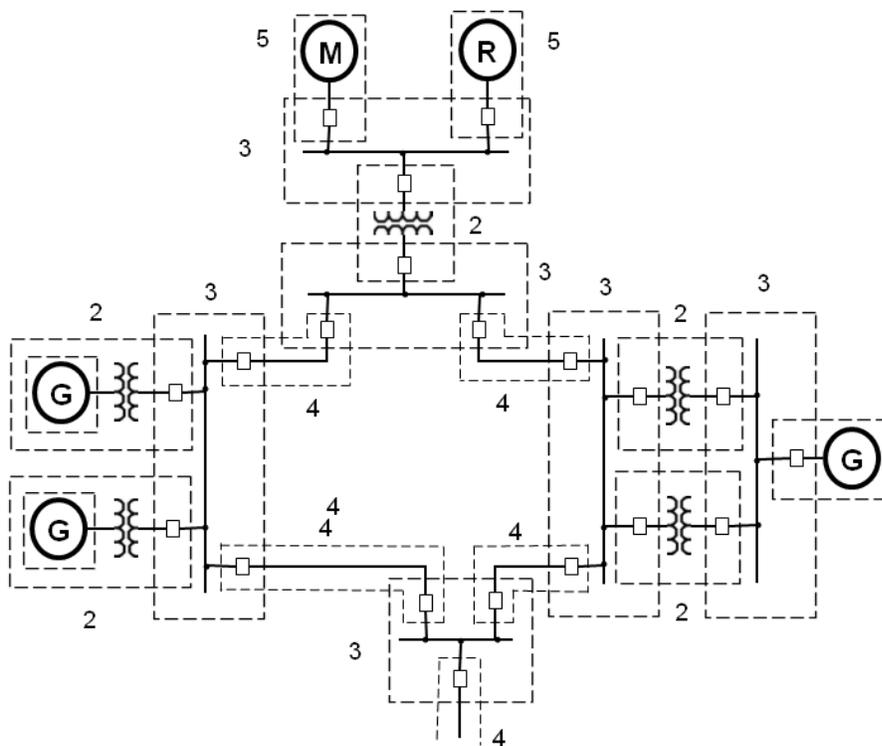


Figura 5.1. Zonas de protección en un SEP

En el diagrama unilineal de la figura 5.1 se puede observar tres características de la división de un SEP en zonas de protección:

- 1) Los interruptores están ubicados en el punto de conexión de cada componente del sistema.
- 2) Las zonas de protección circunscriben a estos componentes o unidades.
- 3) Las zonas adyacentes se trasladan alrededor de los interruptores comunes.

5.1.2 PROTECCION DE RESPALDO

La protección de respaldo es aquella que tienen como objetivo aislar o eliminar la falla cuando la protección principal no ha cumplido con su objetivo, esto debido a que ambas protecciones inician su funcionamiento, pero la protección de respaldo siempre deberá tener un mayor tiempo, que la protección principal, para cumplir su operación. Se emplea solamente contra cortocircuitos, ya que para otros tipos de fallas resulta antieconómico.

El respaldo puede variar desde la total duplicación de los componentes de un esquema de protección de cierto equipo de poder, hasta la duplicación de los relés que, según sea el caso, son de diferentes características de funcionamiento.

Los criterios para proveer protección de respaldo son:

- Respaldo remoto y
- Respaldo local

Respaldo Remoto: Es el elemento de protección que, ubicado en otro punto del SEP, provee protección temporizada cuando la protección principal correspondiente no aísla o despeja la falla en el tiempo previsto. Por lo general estas protecciones de “respaldo remoto” cumplen en su punto de ubicación el papel de protecciones principales de acuerdo con su característica de operación.

El respaldo remoto se basa en la característica de selectividad que deben cumplir las protecciones entre sí, ubicadas en diferentes puntos del SEP.

Respaldo Local: Como su nombre lo indica, es por la presencia local de otra protección.

El respaldo local se puede dar en dos formas:

- 1) Por selectividad de protecciones ubicadas en el mismo punto, a semejanza del respaldo remoto. Este es el caso de la protección de sobrecorriente de un transformador de poder y de las líneas de transmisión o distribución que se derivan de él.
- 2) Mediante la duplicación en forma parcial o total de los componentes de un esquema de protección.

5.2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

5.2.1. Introducción

El aumento de corriente es uno de los fenómenos que ocurren durante las anomalías y en particular, durante la ocurrencia de cortocircuitos, sobrepasando los valores normales de operación. Esta particularidad permite discriminar la ocurrencia de fallas y por consiguiente se emplea ampliamente en dispositivos de protección, ya sea como protección principal o de respaldo.

Las protecciones de sobrecorriente se clasifican de acuerdo con la característica de su tiempo de operación, como se muestra en la figura 5.2.

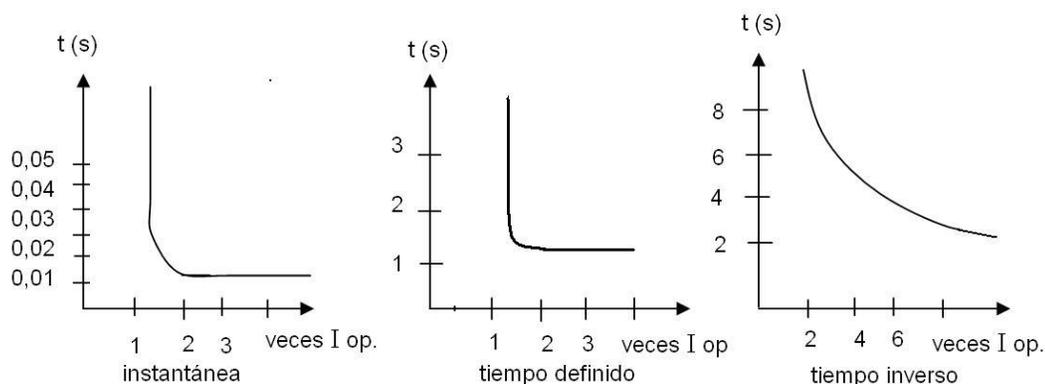


Figura 5.2 Característica de tiempo de relés de sobrecorriente

La corriente mínima de operación “ $I_{mín. op.}$ ” se acostumbra a designar por “corriente de pick-up”, y corresponde a aquella corriente mínima que produce el cambio de posición de los contactos (cierre de contactos) del relé. No debe confundirse con la “corriente de partida” del relé (electromagnético), que es aquella corriente que saca de la inercia a la parte móvil de un relé (por ejemplo el disco de inducción).

➤ Definición de términos empleados en la aplicación de relés de sobrecorriente:

1. **Tap:** Dispositivo mecánico que determina el número de vueltas de la bobina de corriente del circuito magnético de un relé electromecánico y que permite variar la sensibilidad del relé electromecánico, permitiendo que opere con diferentes valores de corriente. Normalmente el Tap está designado en “amperes”, e indica el valor de corriente mínima que produce la operación del relé en un tiempo determinado.

Si se trata de relés digitales o numéricos el concepto de Tap tiene por significado expresar un ajuste de corriente mínima de operación, lo que se realiza mediante ajuste numérico de dicha corriente, correspondiente a un “rango de ajuste en un paso de ajuste”, específico para cada relé

2. **Pick-up:** Corriente mínima de operación, definida antes.
3. **Lever:** Dispositivo de ajuste que permite variar el tiempo de operación del relé. En los relés electromagnéticos de disco de inducción, es la indicación del tope que controla la posición de reposo del disco de inducción, fijando la posición del contacto móvil respecto del contacto fijo (más cerca o más lejos) y que determina el recorrido del mismo hasta la operación o cierre de contactos, y que por tanto permite variar el tiempo de operación. En relés Americanos el Lever está graduado en pasos discretos de 0,5 a 10 con valores intermedios, y en relés Europeos de 0,05 a 1, lo que proporciona las respectivas curvas de tiempo versus corriente

Cuando se trata de relés digitales o numéricos, no existe en éstos un dispositivo de naturaleza mecánica para variar el tiempo de operación del relé, sino que esta acción se realiza mediante la determinación, por software, del ajuste del Time Dial (TD), dial de tiempo o Lever, el que se fija de acuerdo a si el relé operará bajo norma americana o europea. Si se trata de norma americana el rango del Time Dial es de 0,5 a 15 en pasos de 0,01, y para el caso de norma europea es de 0,05 a 1,0 en pasos de 0,01.

5.2.2. Consideraciones básicas para seleccionar una protección de sobrecorriente de fase

Es fundamental tener en cuenta que todo sistema de protección, cualquiera sea el caso de topología de SEP que se considere, debe cumplir con las dos propiedades básicas más importantes, **Selectividad y Rapidez**.

Para explicar en forma clara dichos conceptos, se analizará conceptualmente algunos casos particulares como se desarrolla a continuación

i) Caso elemental:

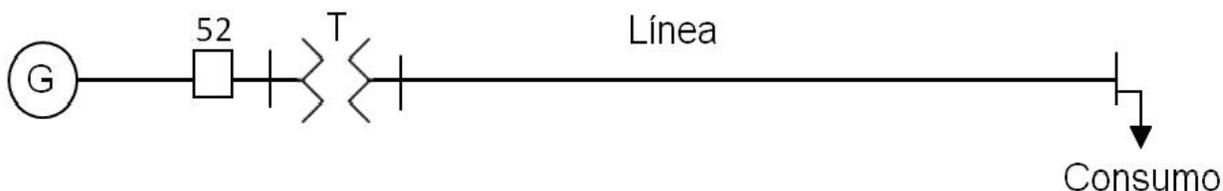


Figura 5.3. Generador alimentando un consumo

Para este caso, la protección más simple y económico es un **relé de sobrecorriente de operación instantánea**, cuyo único ajuste es variar la corriente de operación instantánea mínima; dicho valor debe ser el correspondiente a la corriente de corto circuito mínima que se pueda producir en el sistema. Como en este caso no es aplicable la selectividad, pues el consumo es único, solo interesa la rapidez. En estas circunstancias, el ajuste de corriente de operación instantánea, se acepta, en la práctica, que sea de 2 a 16 veces la corriente nominal del generador.

Si se tiene dos generadores en paralelo, alimentando al consumo único a través de un solo interruptor, como se muestra en la figura 5.4., es necesario considerar la variación de la corriente de cortocircuito al estar en servicio uno o dos generadores.

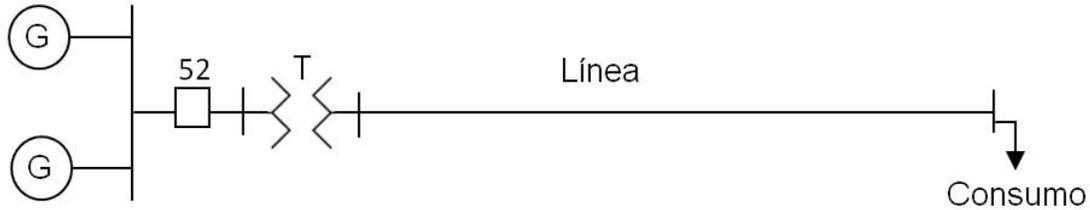


Figura 5.4. Dos generadores alimentando un consumo

En este caso, la condición esencial para una buena operación de la protección es que la **Icc mín** sea mayor que la **Iop. mín** del relé y que ésta, a su vez, sea mayor que la **Icarga máxima**.

Podría ocurrir que la **Icarga máxima**, con los dos generadores en servicio fuese mayor que la **Icc mín**, y en este caso la protección de sobrecorriente no operaría, por lo que es evidente que se requiere otro tipo de protección, que en este caso corresponde a la “protección de sobrecorriente residual”, la que se verá mas adelante.

ii) Caso de sistemas mas complicados:

Corresponden a sistemas de distribución o transmisión de topología radial y en anillo o enmallados. En ellos el proyecto de la protección de sobrecorriente necesariamente debe considerar la selectividad.

a) **Sistema Radial:** La figura. 5.5 muestra un sistema típico de distribución radial.

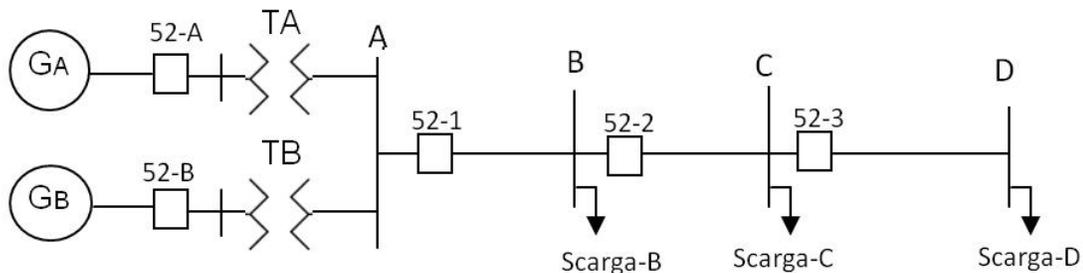


Figura 5.5. Sistema de distribución radial

En el sistema radial de la figura 5.5, los interruptores son los encargados de despejar un cortocircuito mediante la operación en forma selectiva de los relés de sobrecorriente que dan

orden de operación a sus respectivos interruptores, dependiendo ello del lugar de ocurrencia del cortocircuito, y además, en este caso se debe considerar el concepto de respaldo en la operación de las protecciones.

En un sistema radial la corriente de cortocircuito que circula por todos los interruptores tiene la misma dirección desde la central generadora a la falla; y su valor dependerá del número de generadores en servicio y del punto de ubicación de la falla.

En este caso no es posible una protección selectiva con relés de sobrecorriente de operación instantánea. Sin embargo, si los relés pudiesen operar con un retardo de tiempo prefijado, sería posible obtener una operación selectiva. De este modo, el esquema de tiempo de operación versus punto de ocurrencia de la falla corresponde al mostrado en la figura 5.6 siguiente.

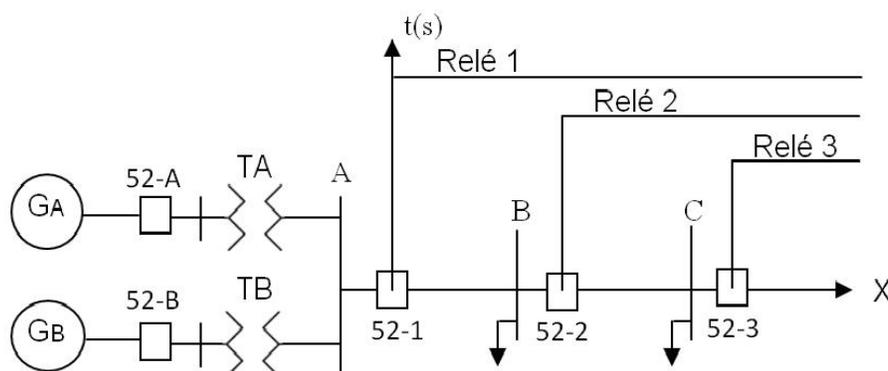


Fig. 5.6. Sistema de distribución radial con protección de sobre corriente de tiempo definido

Según la figura 5.6, el relé 3 que da orden de apertura al interruptor 3 podría ser de operación instantánea, y al que comanda al interruptor 2 se le introducirá un retardo de tiempo, con el fin de asegurar la operación del interruptor 3 en primera instancia, del mismo modo al relé que comanda la operación del interruptor 1 se le introduce un retardo tal que asegura la operación del interruptor 3 y del 2, en ese orden.

Se ha obtenido así un esquema de protección de sobrecorriente selectivo con “relés de sobrecorriente de tiempo definido”.

Si bien el esquema de protección es de operación selectiva, no cumple con la otra condición importante, rapidez, ya que el relé que comanda el interruptor 1 tiene un retardo de tiempo innecesario para fallas que ocurran entre los puntos A y B. Lo mismo ocurre para el caso del relé que comanda al interruptor 2 para fallas que ocurran entre los puntos B y C. Este inconveniente se reduce con el uso de relés de sobrecorriente de tiempo inverso, en los cuales el tiempo de operación disminuye al aumentar la corriente.

Considerando entonces relés de sobrecorriente de tiempo inverso, para el esquema de la figura 5.5, el ajuste del tiempo de operación de cada relé dependerá de su ubicación en el SEP,

dado que el valor de la corriente de cortocircuito varía con la ubicación del punto de falla, aumentando ésta a medida que el cortocircuito ocurre más próximo a la barra de generación, de este modo el esquema de tiempo de operación versus punto de falla es el que se muestra en la figura 5.7.

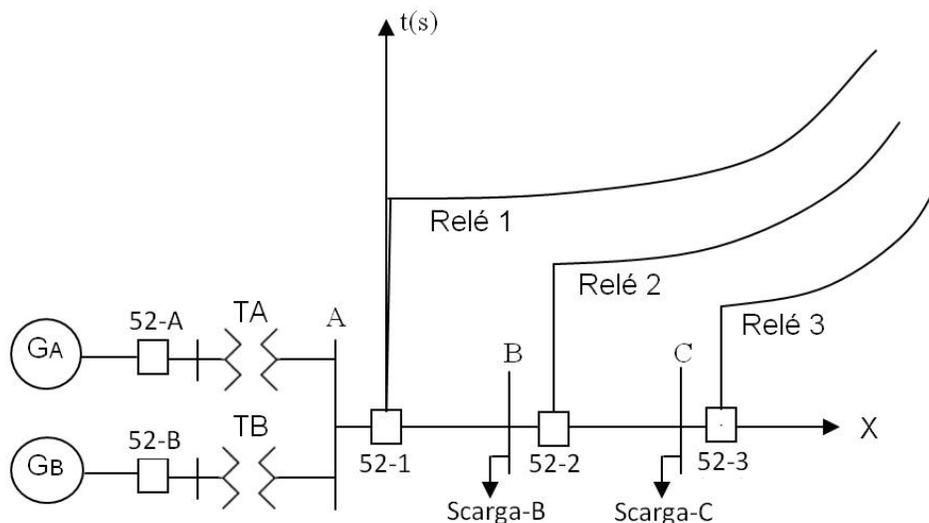


Figura 5.7. Sistema de distribución radial con protección de sobrecorriente de tiempo inverso

Del esquema de la figura 5.7 se observa que es conveniente que para una falla ocurrida próxima a la barra C y a la derecha del punto C, el tiempo de operación del relé que comanda el interruptor 3 sea lo más corto posible y en cambio el tiempo de operación del relé que comanda el interruptor 1, para esta misma falla sea tal que asegure una coordinación correcta de los interruptores considerados, para lo cual debe existir un tiempo de retardo adecuado entre relés consecutivos ubicados aguas arriba del punto de ocurrencia de la falla

El esquema de protección de sobrecorriente de tiempo inverso es el más comúnmente utilizado en sistemas tipo de radiales.

b) Sistema en anillo o enmallado:

Un sistema en anillo consiste de una central generadora y líneas de transmisión que forman un circuito cerrado de tal forma que cualquier punto del sistema tiene dos vías de alimentación y el servicio debe mantenerse cuando ocurre una falla en cualquiera de las líneas de transmisión o distribución del anillo, mediante la desconexión de la línea fallada. En la figura 5.8 se ilustra esta situación.

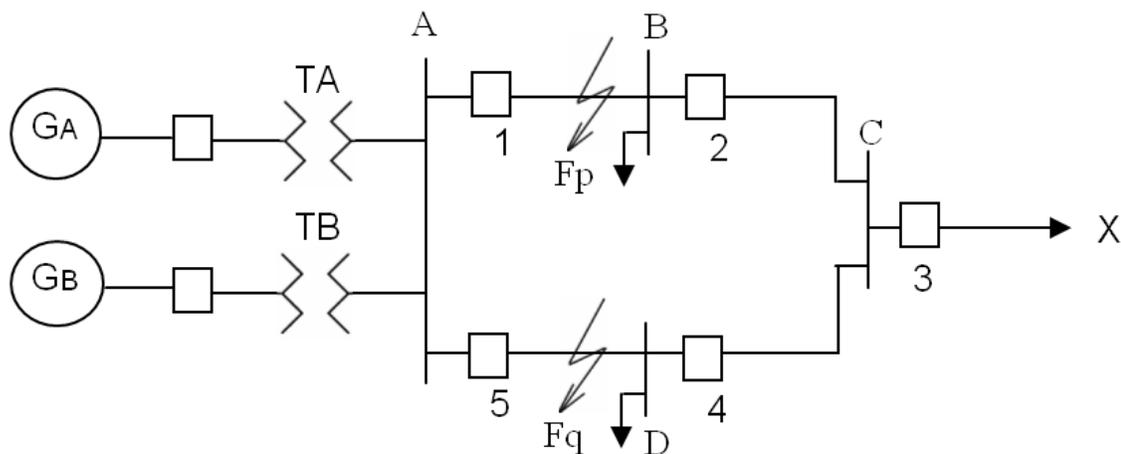


Fig. 5.8. Sistemas de distribución o transmisión en Anillo

En el sistema de la figura 5.8 no es posible obtener un sistema de protección selectivo para el caso de los interruptores 2 y 4 cuando ocurren fallas en las líneas A-B o A-D usando solamente relés de sobrecorriente de fase de tiempo inverso, por que para cortocircuitos como los indicados, F_p y F_q , la corriente por los interruptores 1 y 2 ó 4 y 5 fluyen hacia la falla respectiva, por lo tanto se requiere, en estos casos proveer de un “control direccional” a los relés de sobrecorriente par obtener una coordinación adecuada. Este tipo de protección se estudiará mas adelante.

5.2.3. Protección residual de sobrecorriente

Al calibrar una protección de sobrecorriente es necesario elevar al ajuste de la corriente mínima de operación o pick-up de los relés por sobre el valor de la corriente máxima de carga para evitar una falsa operación durante una posible sobrecarga.

Es frecuente que los cortocircuitos monofásicos a tierra se produzcan a través de impedancia elevadas (es usual considerar un valor de 40Ω), y por consiguiente la corriente de falla será relativamente baja. En tal circunstancia, debido al elevado valor de corriente pick-up de ajuste de los relés de sobrecorriente, no se tendría protección contra fallas a tierra. Esta situación se resuelve colocando, en los sistemas conectados a tierra, además de los tres relés de sobrecorriente de fase, un cuarto relé de sobrecorriente conectado como se muestra en la figura 5.9 y 5.10

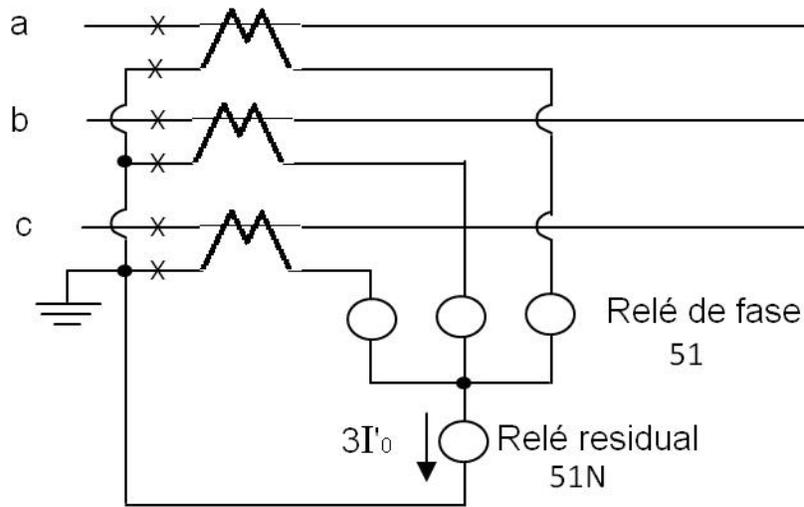


Fig. 5.9. Conexión de un relé residual de sobrecorriente de fase

Bajo condiciones normales de operación o de cortocircuito trifásico o bifásico aislado de tierra, la suma de las tres corrientes de fase es cero y por lo tanto no circulará corriente por el cuarto relé (relé residual). En cambio, durante un cortocircuito monofásico o bifásico a tierra la suma de las corrientes de fase por los secundarios de los TCs no será nula y la corriente residual pasará por el cuarto relé el que, de acuerdo a su corriente pick-up ajustada, dará orden de operación al interruptor que comanda. Esta es la “Protección Residual de sobrecorriente”. Los relés empleados en ella son simples relés de sobrecorriente (por ejemplo IAC de G.E) con un rango de ajuste inferior al de los relés de fases.

Otra forma de detectar la corriente residual es mediante la instalación de un relé de sobrecorriente en el neutro de la estrella del transformador del lado de la línea, como muestra la figura 5.10. Esto mismo puede ser implementado en cualquier neutro conectado a tierra, sea éste de un transformador, un generador sincrónico o un motor sincrónico o de inducción que tenga conexión estrella con neutro aterrizado.

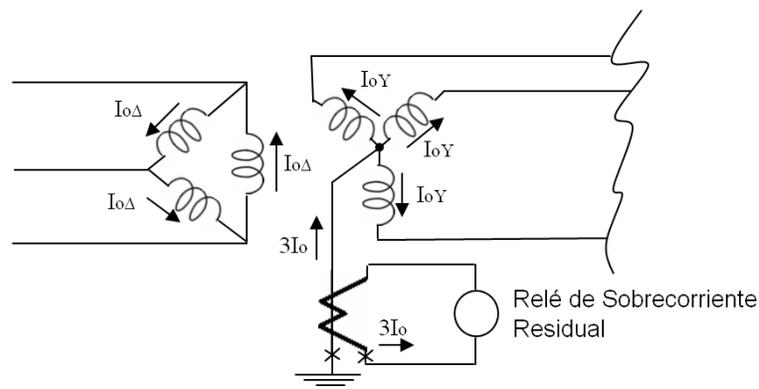


Figura 5.10. Conexión de un relé residual en el neutro de la estrella de un transformador

5.2.4 El relé de sobrecorriente de inducción con características de tiempo inverso

1. **Elementos de ajuste:** se reducen a dos, éstos son:

- a) **Los Taps:** Es el cambio del número de vueltas de la bobina de operación por donde se hace circular la corriente (bobina del elemento de inducción). Los taps indican los amperes correspondiente a la corriente mínima de operación o pick-up, correspondiente a la sensibilidad del relé.

Por ejemplo, para los relés electromagnéticos de disco de inducción IAC de General Electric los taps son:

0,5 - 0,6 - 0,8 - 1,0 - 1,2 - 1,5 - 2 A
1,5 - 2 - 2,5 - 3 - 4 - 5 - 6 A
4 - 5 - 6 - 8 - 10 - 12 - 16 A

Si se trata de relés de sobrecorriente de tiempo inverso de tecnología digital o numérica, el tap no existe físicamente, sino que corresponde a un ajuste directo de la corriente mínima de operación $I_{min. op}$, cuyo rango de ajuste va de 0,5 amperes a 16 amperes en pasos de 0,1 ampere.

- b) **El Lever o Palanca:** En relés electromagnéticos de disco de inducción es una mezcla de tres elementos de ajuste, tensión de resorte antagonico, apertura de contactos y superficie de imán permanente enfrentada. Físicamente es un dial mecánico graduado con números, que se gira en sentido a la derecha o a la izquierda aumentando o disminuyendo la separación del contacto móvil respecto del contacto fijo, lo que significa diversas curvas de tiempo versus corriente para el mismo relé, como se muestran en la figura 5.11. El ajuste del Lever Palanca ya fue descrito en el punto 5.2.1 anteriormente.

Si se trata de relés de tecnología digital o numérica, el Lever no existe físicamente como elemento mecánico de ajuste, sino que corresponde al ajuste por software de un valor numérico que fija el ajuste del tiempo de operación del relé mediante el Dial de Tiempo (Time Dial), variable que se encuentra incorporada en una ecuación matemática para el cálculo del tiempo de operación (t_{op}) del relé. En el punto 5.1.1 anterior se encuentra expresado el rango de time dial y el paso de ajuste, según la naturaleza del relé

En la figura 5.11 siguiente se muestra la estructura constructiva de un relé de sobrecorriente electromecánico del tipo de disco de inducción, correspondiente a la serie IAC de General Electric, y en la figura 5.12 se muestra las curvas de tiempo versus corriente de un relé electromecánico de disco de inducción de General Electric.

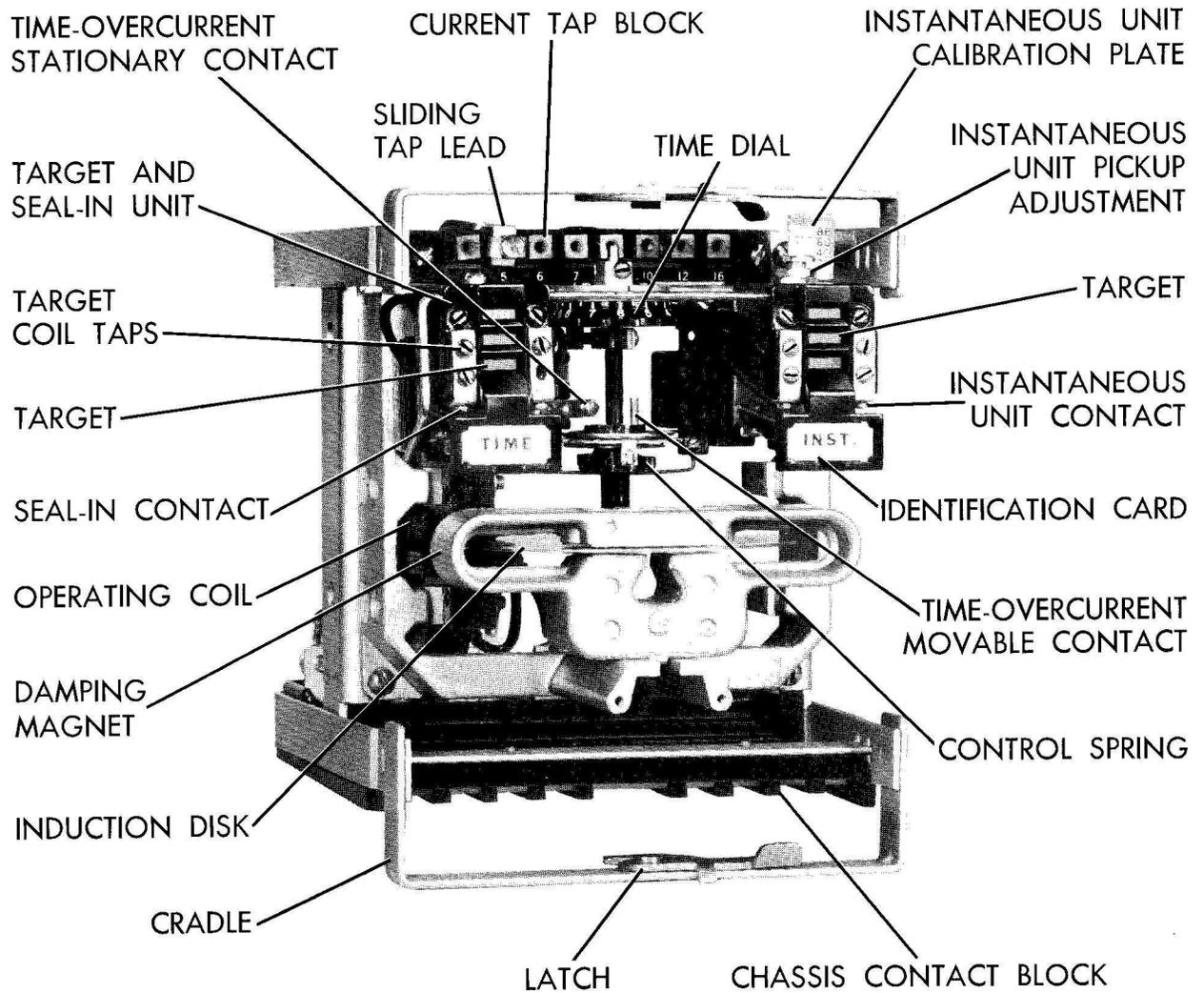


Figura 5.11 Relé de sobrecorriente de fase de tiempo inverso IAC General Electric

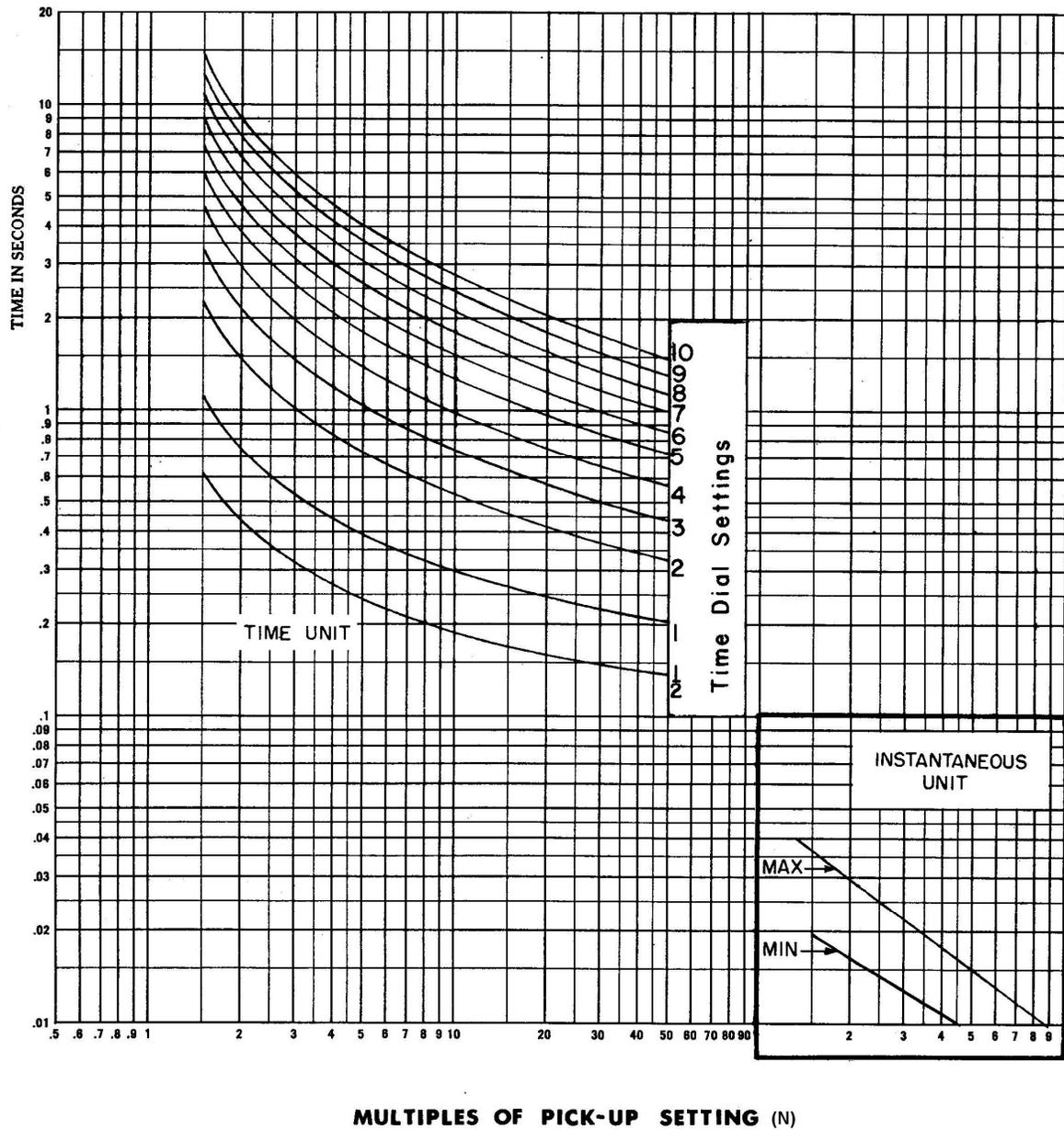


Fig. 5.12 Curvas tiempo-corriente de Relé IAC de tiempo inverso de G. E.

En el eje de abcisas del gráfico de la figura 5.12 se indica el número de veces “N” de la corriente pick-up (corriente mínima) del ajuste del relé (esto es del tap seleccionado).

$$N = \frac{\text{corriente real en amperes secundarios del TC}}{\text{corriente pickup de ajuste del relé}} \quad (5.1)$$

Así, por ejemplo, si se ha seleccionado el tap 5 y circulan en determinado momento 15 amperes, el factor N es $N = \frac{15}{5} = 3$, y si el relé se encuentra en el lever 2, entonces el tiempo de operación del relé, de la figura 5.12, se obtiene que es 1,0 segundo.

“En la práctica los fabricantes recomiendan trabajar con valores de N superior a 1,5”, porque cualquier desequilibrio o leve sobrecarga podría hacer operar el relé si $N < 1,5$.

2. Cálculo de Ajustes:

El cálculo de ajustes del relé debe dar finalmente el valor de “Tap” y de “Lever” a que deberá ajustarse el relé. En los casos que se tenga elemento de sobrecorriente instantáneo, deberá también indicarse el valor al cual debe operar éste, el que se ajusta directamente en amperes secundarios.

Para el cálculo de ajustes es necesario definir previamente el tipo de respuesta de tiempo del relé en función de la corriente (relé de tiempo inverso, muy inverso, extremadamente inverso, etc.) y establecer las razones de transformación de los transformadores de corriente a usar. Además, como es lógico, es necesario disponer de las curvas características de tiempo – corriente (veces pick-up) del relé seleccionado.

a) Reglas generales para calcular los ajustes

i) Para relés de fase (sistema radial)

- El relé debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección de circuito siguiente a la que se está protegiendo.

Como ejemplo considérese el sistema de la figura. 5.13

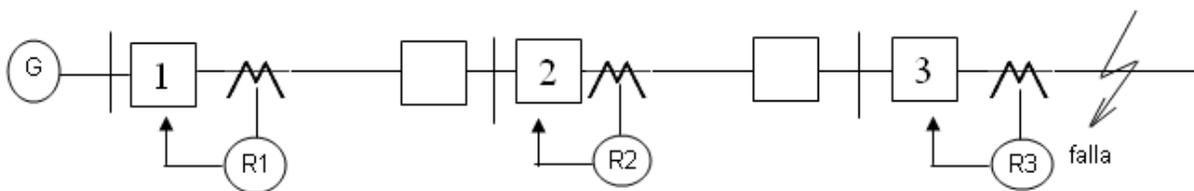


Figura 5.13 Sistema radial protegido con relés de sobrecorriente de tiempo inverso

En el sistema de la figura 5.13, el relé R₁ debe ser capaz de detectar fallas mínimas en la zona del relé R₃.

- El tap debe elegirse de modo que el valor pick-up sea mayor que la corriente máxima de carga y su posible sobrecarga y tal que el relé detecte fallas mínimas en respaldo. Cuando el relé tiene el carácter de relé de sobrecarga, el tap debe elegirse con un valor de 1,2 a 1,5 veces la corriente de carga nominal del equipo protegido.
- La elección del Lever (ajuste de tiempo) debe ser dando el tiempo mas corto posible al relé mas alejado de la fuente (generador). Si éste no coordina con otros elementos (fusibles, relés térmicos, etc) deberá dársele el Lever mínimo permisible que evite falsas operaciones por vibraciones. Se recomienda que este Lever sea 1 para los relés americanos y 0,1 para los europeos de tecnología electromecánica de disco de inducción, pero puede ser hasta 0,5 y 0,05 respectivamente. Para relés numéricos se puede aplicar el Time Dial menor sin ninguna restricción (0,5 para norma Americana y 0,05 para norma europea) dado que dicho ajuste corresponde a fijar un valor numérico por software, según lo que se ha explicado en el punto 5.1.1 previo.

El resto de los relés, aguas arriba, deberá coordinarse con los que le anteceden (aguas abajo), dándole el tiempo de paso o de respaldo entre 0,25 y 0,4 segundos (una práctica aceptada nacional es de 0,4 segundos) más el tiempo del relé con que se coordina, en el punto que corresponde a la máxima falla, generalmente cortocircuito trifásico, con máxima generación (como se vio antes en 5.2.2. numeral ii) justo después de la siguiente barra.

Esto, aplicado al sistema radial de la figura. 5.13, es por ejemplo: el Lever del relé 2 debe calcularse con el tiempo del relé 3 mas 0,4 segundos, con una falla máxima en F (barra siguiente al relé 2). En todo caso debe verificarse la coordinación para otros tipos de fallas.

Lo explicado precedentemente es válido para sistemas radiales. En sistemas en anillo, enmallados, o con líneas de doble circuito, deberá usarse relés con control direccional.

ii) Para relés residuales

Para estos relés es válido lo expresado en (i), excepto lo indicado respecto a la corriente de carga máxima, ya que estos relés operan con la corriente residual (corriente de secuencia cero) por tanto puede elegirse un tap que este por debajo del valor de la corriente de carga normal (como se expresó antes en 5.2.3.)

Protección de sobrecorriente Instantánea (50)

Considerando lo expresado antes en relación al ajuste del Lever en los relés de sobrecorriente de tiempo inverso, en los cuales a medida que se acerca al generador el ajuste del Lever se hace cada vez con un Lever mayor, esto por la condición de selectividad y respaldo, lo que implica, por efecto de coordinación, aumentar el tiempo de operación de los relés aguas arriba, lo que es contraproducente para fallas cercanas al generador, las que son de mayor valor

de corriente, ya que se ha reducido la impedancia entre la fuente (generador) y el punto de falla, y para tales circunstancias es deseable y necesario despejar la falla lo mas rápido posible. Ello se logra incorporando al esquema de protección los **relés de sobrecorriente instantáneos**, los que se ajustan para operar desde cierto valor de corriente hacia arriba. Este elemento es un dispositivo adicional incorporado al relé de sobrecorriente de tiempo inverso, constituido por un elemento electromagnético de armadura atraída o de solenoide, el cual se ajusta para un valor elevado de corriente de cortocircuito, 1,25 a 1,30 veces la I_{cc} máxima correspondiente al punto de ubicación del siguiente relé (barra siguiente) aguas abajo, o bien con el valor de la corriente de cortocircuito trifásico calculado al 85% de la línea protegida

El Relé instantáneo opera en tiempos del orden de 0,02 segundos sin perder selectividad.

Los relés de sobrecorriente instantáneos se utilizan en casos cuando hay líneas largas y/o transformadores, en donde la impedancia de la fuente es pequeña comparado con la impedancia del circuito, lo que origina diferencias apreciables de corriente de corto circuito entre dos relés consecutivos.

En la figura 5.14 se muestra un ejemplo del uso de elementos instantáneos en conjunto con relés de tiempo inverso.

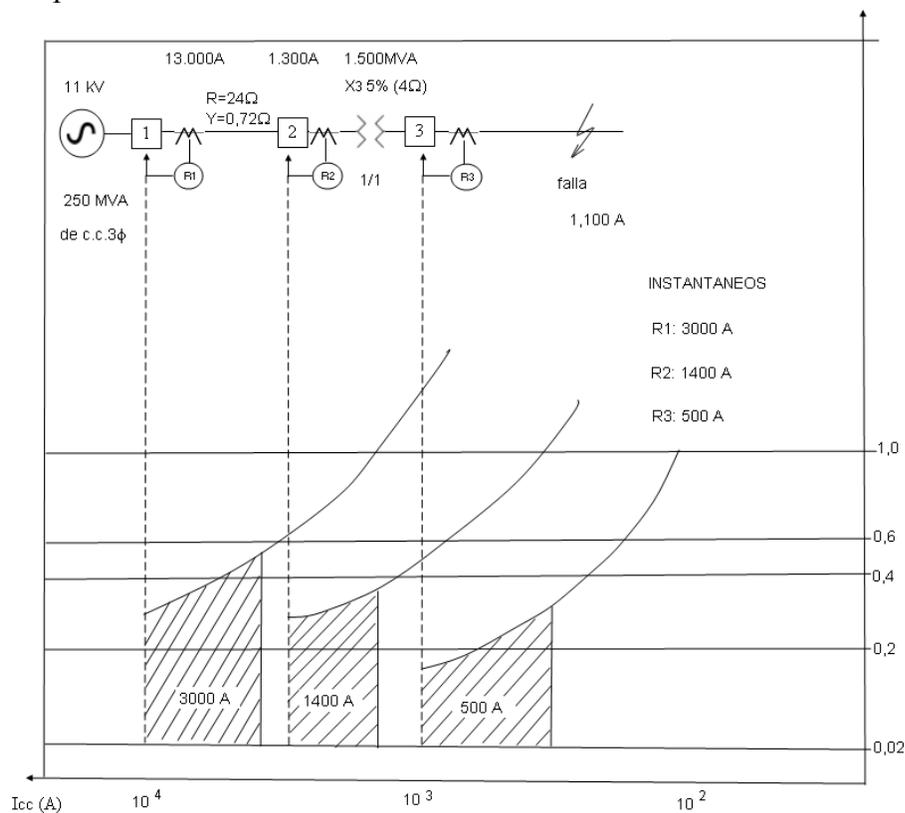


Figura 5.14. Ejemplo de ajuste de elementos instantáneos

En el ejemplo se aprecia que existe bastante diferencia entre las corrientes de corto circuito en la barra del generador (13.000 A), y en el secundario del transformador (1.100 A).

Esto significa que el relé R_2 nunca tendrá corriente superiores a 2.300 A. Luego, el relé R_1 puede disponer de un elemento instantáneo que, siempre que opere para valores superiores a 2.300 A, nunca producirá descoordinación con R_2 . Así, considerando el factor 1,3 el ajuste del instantáneo de R_1 será $2.300 * 1,3 = 2.990$ valor que se ajusta en 3.000 A. Igual razonamiento se usa para obtener el ajuste del instantáneo de R_2 , el que deberá ser para una corriente $I = 1.100 * 1,3 = 1.430 \text{ A} = 1.400 \text{ A}$.

Se puede apreciar la ventaja obtenida ya que por ejemplo, fallas al principio de la línea y hasta aproximadamente un 70% de ella serán despejadas en forma instantánea por R_1 , y no con retardo de tiempo, lo que habría sucedido si sólo se dispone del elemento de tiempo inverso.

Luego en la figura. 5.1, las áreas achuradas indican lo que se acorta el tiempo de despeje por el hecho de usar elementos instantáneos.

El relé de sobrecorriente instantáneo se conecta en serie con el elemento de inducción de tiempo inverso. Ello se ilustra en la figura. 5.15 siguiente.

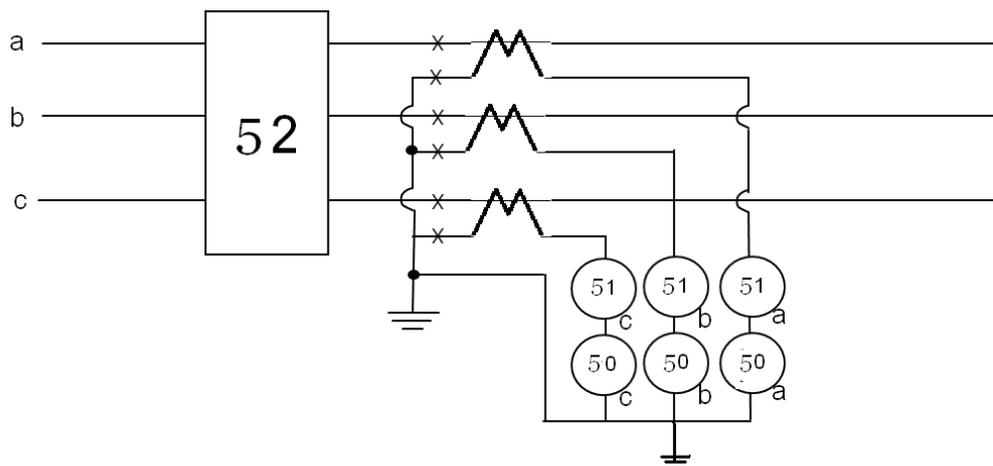


Figura. 5.15. Conexión de relés de sobrecorriente de fase de tiempo inverso e instantáneo

5.2.5 Ejemplo de aplicación de cálculo de ajustes de relés de sobrecorriente

Ejemplo 5.1: Considérese el sistema de Energía Eléctrica Radial de la figura 5.16 siguiente, con los datos en él indicados, en el cual el transformador de poder permite una sobrecarga del 25% alimentando la carga en el lado de 13,8 kV. Los TC de cada uno de los subalimentadores son de razón 400/5 amperes. Los relés de sobrecorriente tienen tap disponibles de 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 amperes. Las curvas tiempo corriente son las que se muestran en la figura 5.17.

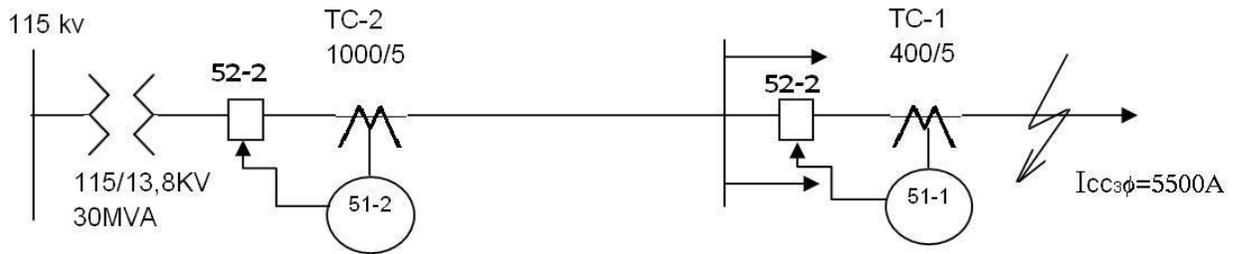


Figura 5.16 Diagrama unilineal de sistema de energía eléctrica de topología radial

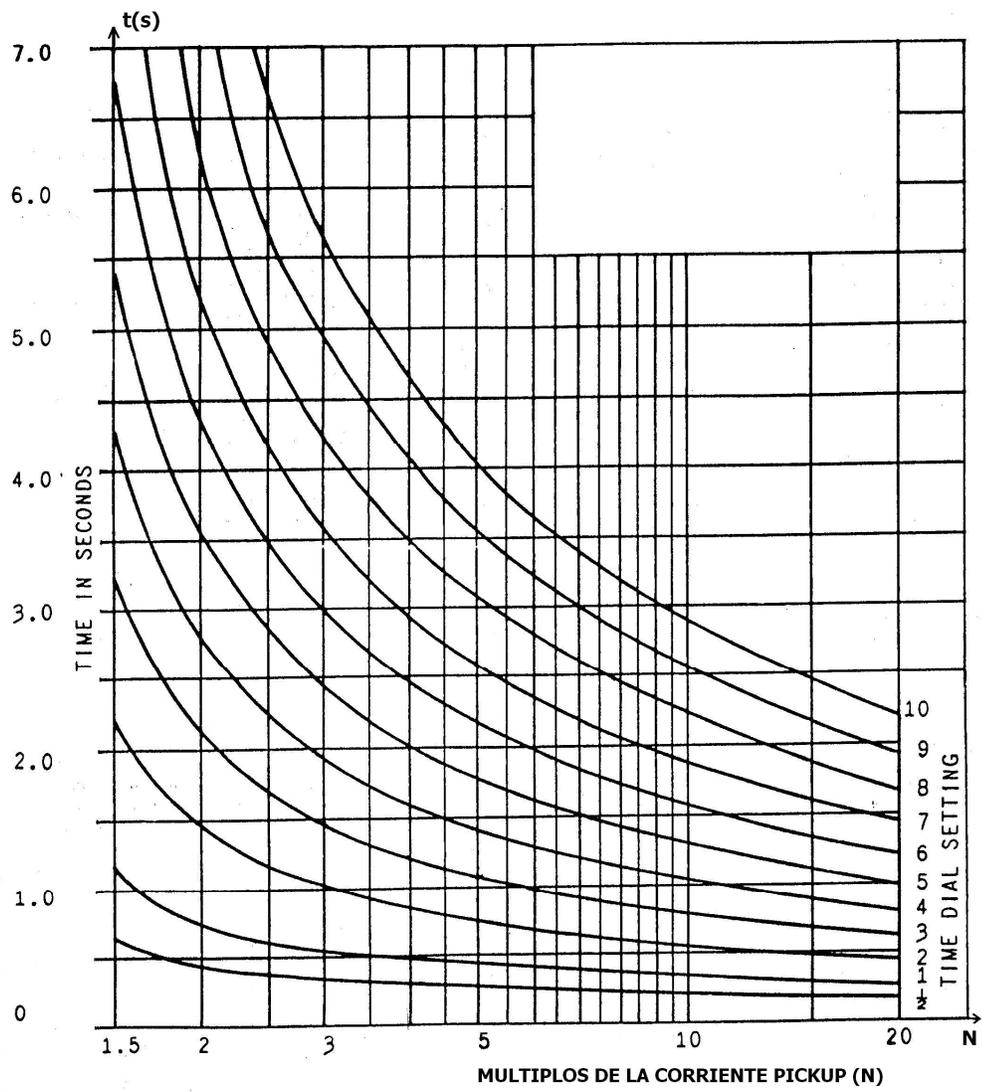


Figura 5.17 Curvas tiempo corriente de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso del sistema correspondiente a la figura 5.16

Si ocurre una falla trifásica, cuyo punto se indica en el diagrama unilineal, con un valor de $I_{cc} = 5.500 \text{ A}$, y el relé 51-1 está ajustado para operar con $1,25 I_{nom}$ a 0,3 segundos, usando un tiempo de paso de 0,5 segundos, entre relés aguas arriba, calcular los demás ajustes de las protecciones (tap y lever, según corresponda).

Desarrollo

Con la sobrecarga del 25% la corriente en el transformador es:

$$I = 1,25 * \frac{S (kVA)}{\sqrt{3} V(kV)} = 1,25 * \frac{30.000}{\sqrt{3} * 13,8} = 1.568,9 \text{ A}$$

La corriente en el lado secundario del TC-2 es:

$$I_{s2} = \frac{I_{p2}}{RTC_2} = \frac{1.568,9}{1.000/5} = 7,84 \text{ (A)} \quad \text{con lo cual El Tap de ajuste para el relé 51-2}$$

es Tap 8

Para la corriente de corto circuito 3ϕ de 5.500 A, la corriente en el secundario del TC-2 es:

$$I_{s2cc} = \frac{I_{cc}}{RTC_2} = \frac{5.500}{1.000/5} = 27,5 \text{ (A) [A]}$$

El múltiplo del Tap (valor de N) para el Relé 2 es entonces: $N_2 = \frac{I_{s2cc}}{Tap_2} = \frac{27,5}{8} = 3,43$

Por otro lado, el tiempo de operación del Relé 51-2 corresponde al tiempo de operación del Relé 51-1 más el tiempo de paso de 0,5 segundos, así se tiene:

$$top_2 = top_1 + t_{paso} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ s}$$

Con este valor se entra a las curvas características del relé, figura 5.17, con $t = 0,8 \text{ s}$ y $N = 3,43$ y se determina el "Lever", que corresponde al **Lever entre 1 y 2**, estando más próximo a 2, por lo tanto:

Ajuste para el Relé 51-2: Tap 8 - Lever 2

Cálculo del Ajuste para el Relé 51-1: Considerando lo expresado en el enunciado, que $top_1 = 0,3 \text{ s}$ para $1,25 I_{nom}$ resulta entonces que la corriente que "ve" el relé 51-1 es:

$$I_{op1} = 1,25 \times I_{Nom \text{ sec}} = 1,25 \times 5 = 6,25 \text{ A}$$

Por lo que el Tap seleccionado, de los disponibles corresponde a “**Tap 8**”. En consecuencia la corriente de falla que ve el relé 51-1 es:

$$I_{op1cc} = \frac{5.500}{400/5} = 68,75 \text{ A}$$

Con el valor de I_{op1cc} determinado, el múltiplo del Tap (N veces tap) para el relé 1 es entonces:

$$N_1 = \frac{I_{s1} = I_{op1cc}}{\text{Tap}} = \frac{68,75}{8} = 8,59$$

En consecuencia entrando en las curvas de tiempo versus N veces Tap, figura 5.17, con $t = 0,3$ s y $N = 8,59$ se encuentra que el ajuste del dispositivo de tiempo, el Lever, es: **Lever₁ = 0,5**

Ajuste Relé 51-1: Tap 8 – Lever 0,5

Ejemplo 5.2: Para la protección del transformador, correspondiente al diagrama unilineal de la figura 5.18, calcular el ajuste del relé de sobrecorriente de tiempo muy inverso, cuyas curvas tiempo corriente, en múltiplos de la corriente pickup, se proporciona en la figura 5.19, de modo que :

- El interruptor abra con una corriente mínima de 1.000 A
- El interruptor abra para un cortocircuito de 6.000 A en 1,5 seg.

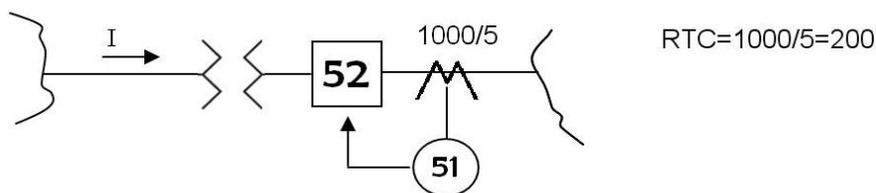


Figura 5.18 Diagrama unilineal del SEP del ejemplo 5.2

Respuesta:

$$\text{a) } \quad \text{Tap} = \frac{I_{min}}{RTC} = \frac{1.000}{200} = 5$$

$$\text{b) } \quad I_{cc_{sec}} = \frac{I_{cc_{min}}}{RTC} = \frac{6.000}{200} = 30$$

$\therefore I_{cc_{sec}} = \frac{30}{5} = 6 \text{ veces tap}$ y entrando en las curvas de la figura 5.19 con el valor de N y para $t = 1,5$ segundos se obtiene el Lever, que corresponde a Lever 7.

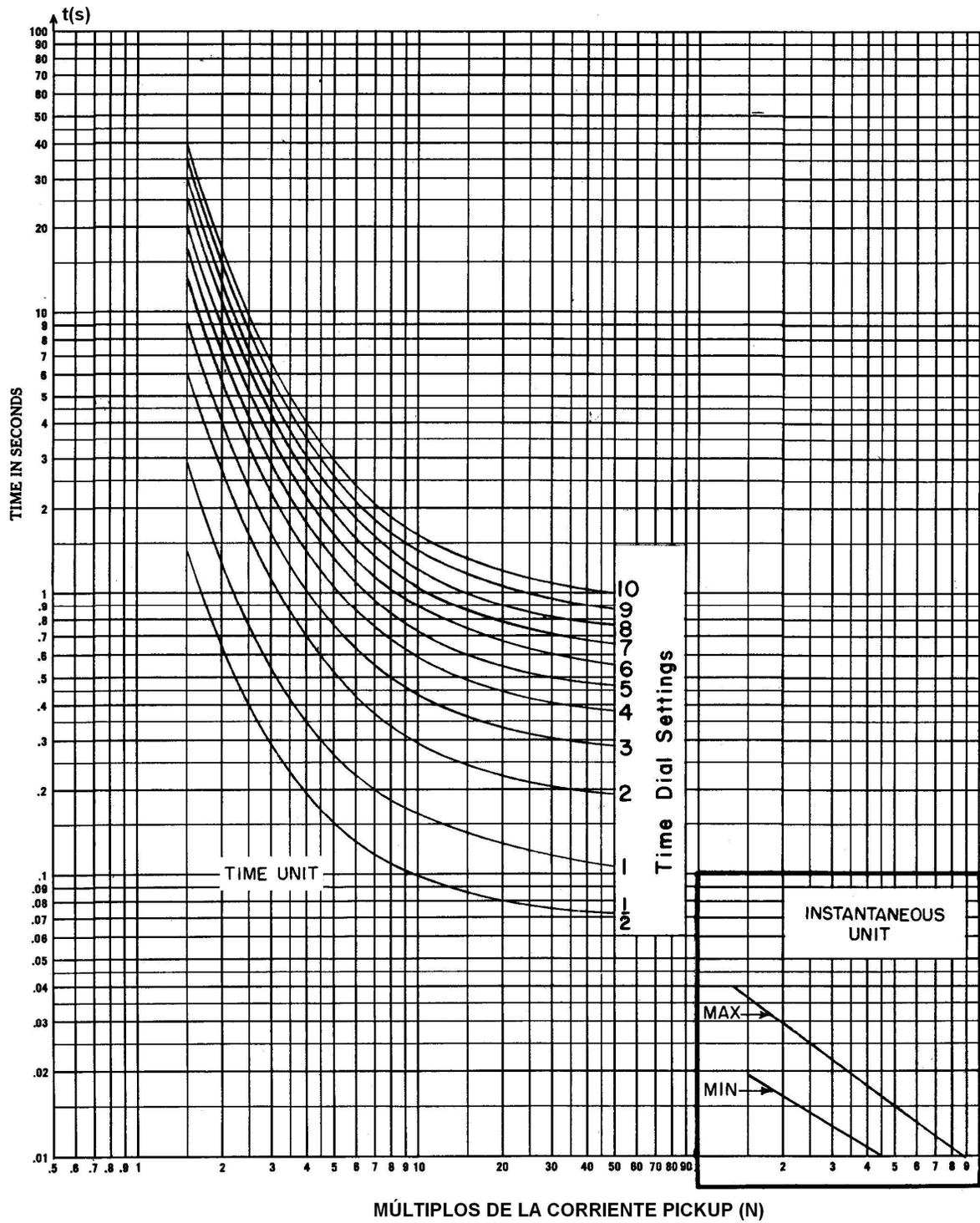


Figura 5.19 Curvas tiempo de operación versus múltiplos de la I_{pickup} para relé de tiempo muy inverso IAC de G. E.

Ejemplo 5.3: Para el SEP representado por el diagrama unilineal de la figura 5.20, coordinar los relés 1 y 2 para la condición de máxima generación.

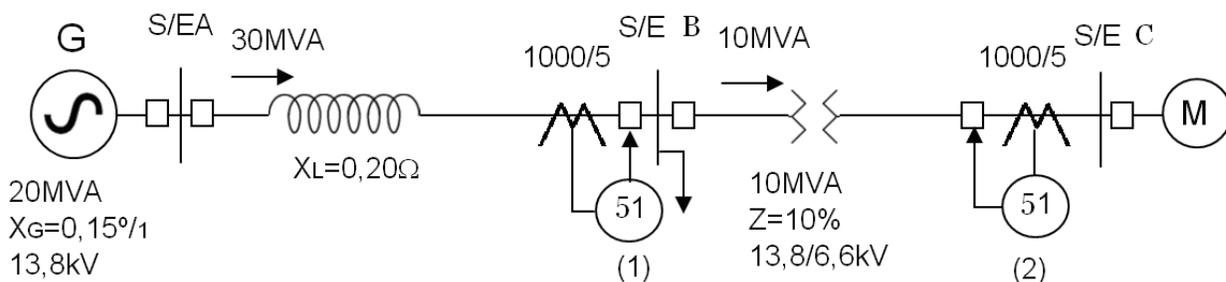


Figura 5.20 Diagrama unilineal del ejemplo 5.3

Para los cálculos se elige $S_B = 20 \text{ MVA}$, $V_B = 13,8 \text{ kV}$ para el lado del generador y por tanto $6,6 \text{ kV}$ para el lado del motor.

i) **Reactancias del SEP en $\frac{0}{1}$**

$$\text{Generador : } X_g \left(\frac{0}{1} \right) = 0,15 \left(\frac{0}{1} \right)$$

$$\text{Línea : } Z_B = \frac{kV_B^2}{MVA_B} = \frac{13,8^2}{20} = 9,522 (\Omega)$$

$$X_L \left(\frac{0}{1} \right) = \frac{Z_L (\Omega)}{Z_B (\Omega)} = \frac{0,20}{9,522} = 0,021 \left(\frac{0}{1} \right)$$

$$\text{Transf. : } X_T \left(\frac{0}{1} \right) = X_{TBa} \left(\frac{0}{1} \right) * \left(\frac{V_{Ba}}{V_{Bn}} \right)^2 * \frac{S_{Bn}}{S_{Ba}} = 0,10 * \left(\frac{13,8}{13,8} \right)^2 * \frac{20}{10}$$

$$X_T \left(\frac{0}{1} \right) = 0,20 \left(\frac{0}{1} \right)$$

ii) **Cálculo de las corrientes de carga y de fallas máximas**

a) **Corriente de carga:**

$$\text{Generador : } I_g = \frac{20.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV}} = 836,7 \text{ A} \approx 837 \text{ (A)}$$

$$\text{Línea : } I_L = I_g = 837 \text{ (A)}$$

$$\text{Transformador: } I_{T13,8KV} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 418,4 \text{ (A)}$$

$$I_{T_{6,6kV}} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \times 6,6} = 874,8 \text{ (A)}$$

b) Corriente de falla máxima, cortocircuito 3φ en barras de S/E C y S/E B.

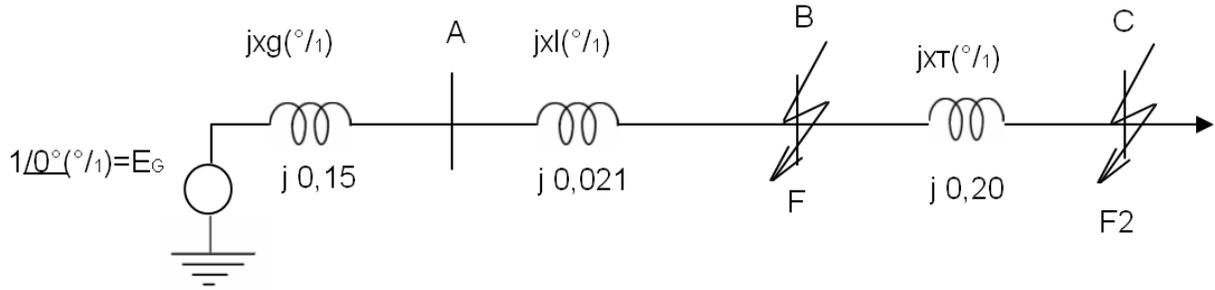


Figura 5.21 Diagrama unilineal del SEP para cálculo de cortocircuitos

Corto circuito en Barra C:

$$I_{F_2} (^{\circ}/_1) = \frac{I}{X_g + X_L + X_T} = \frac{I}{0,15 + 0,021 + 0,20} = \frac{I}{0,371} = 2,7(^{\circ}/_1)$$

$$I_{F_2} \text{ (A)} = I_{F_2} (^{\circ}/_1) \times I_{B_{6,6kV}} \quad ; \quad I_{B_{6,6kV}} = \frac{S_B \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} V_B \text{ (kV)}} = \frac{20.000}{\sqrt{3} * 6,6}$$

$$I_{B_{6,6kV}} = 1.749,55 \text{ (A)}$$

$$I_{F_2} \text{ (A)} = 2,7 * 1.749,55 = 4.723,8 \text{ (A)}$$

$$I_{F_{2sec TC_2}} \text{ (A)} = \frac{I_{F_2} \text{ (A)}}{RTC_2} = \frac{4.723,8}{200} = 23,6 \text{ (A)}$$

$$I_{F_{2ref 13,8kV}} \text{ (A)} = 23,6 * \frac{6,6}{13,8} = 11,3 \text{ (A)}$$

Corto circuito en Barra B:

$$I_{F_1} (^{\circ}/_1) = \frac{I}{X_g + X_L} = \frac{I}{0,15 + 0,021} = \frac{I}{0,171} = 5,85 (^{\circ}/_1)$$

$$I_{F_1} (A) = I_{F_1} (0/1) I_{B_{13,8kV}} (A) ; I_{B_{13,8kV}} = \frac{S_B (kVA)}{\sqrt{3} V_B (kV)} = \frac{20.000}{\sqrt{3} * 13,8}$$

$$I_{B_{13,8kV}} = 836,7 \approx 837 (A)$$

$$I_{F_1} (A) = 5,85 * 837 = 4.896,5 (A) \approx 4.900 A$$

$$I_{F_{1secTC_1}} (A) = \frac{I_{F_1} (A)}{RTC_1} = \frac{4.896,5}{200} = 24,5 (A)$$

Ajuste de los Relés:

Relé 2: I Ajuste = 1,2 I carga = 1,2 * 874,8 = 1.050 (A)

$$I_{secTC_2} = \frac{1,050}{200} = 5,25 (A) \Rightarrow Tap_2 = 5$$

$$\frac{I_{F_{2sec}} (A)}{Tap_2} = \frac{23,6}{5} = 4,72 \text{ veces tap.}$$

Considerando Lever 1, para 4,72 veces tap (valor de N), se obtiene, a partir de las curvas características de la figura 5.22 que $t_{op2} \approx 0,28 \text{ seg.}$

Relé 1: I Ajuste = 1,5 I carga = 1,5 * 837 = 1255,5 A

$$I_{secTC_1} = \frac{1.255,5}{200} = 6,28 \Rightarrow Tap_1 = 6$$

$$\frac{I_{F_{1secTC-1}} (A)}{Tap_1} = \frac{24,5}{6} = 4,08 \approx 4,1 \text{ veces tap.}$$

Si se elige **Lever 1** se obtiene, de las curvas de tiempo versus múltiplo de la corriente pickup (figura 5.22) que $t_{op1} \approx 0,35 \text{ seg.}$

Se debe verificar ahora el respaldo del Relé 2 para falla en C.

La corriente I_{F_2} en el lado AT del transformador es:

$$I_{F_{213,8kV}} = 4.723,8 * \frac{6,6}{13,8} = 2.260 \text{ (A)}$$

y la corriente en el secundario del TC-1 es $I_{F_{2secTC1}} = \frac{2.260}{200}$

$I_{F_{2secTC1}} = 11,3$ (Valor determinado antes, ver cortocircuito. en barra C), con lo cual

$$\frac{I_{F_{2-sec TC1}}}{Tap_1} = \frac{11,3}{6} = 1,88 \text{ que corresponde al valor de N}$$

Entrando con este valor en las curvas características del relé (figura 5.22), para **Lever 1**, se obtiene $t_{op} = 1,4$ seg., tiempo que es mayor que $t_{op2} + \Delta t = 0,28 + 0,4 = 0,68$ segundos. En consecuencia se acepta el ajuste determinado.

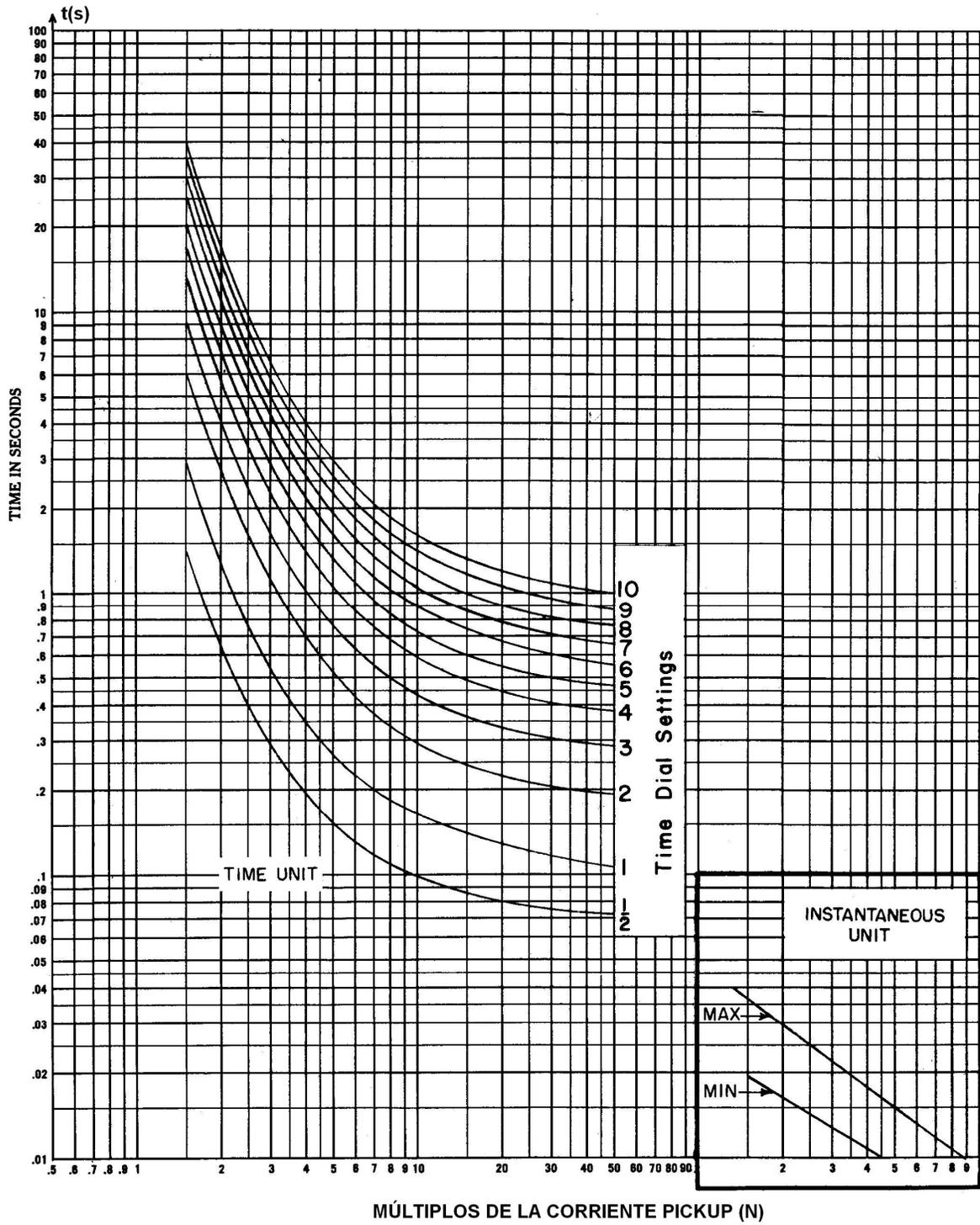


Figura 5.22 Curva tiempo – corriente muy inversa de relé IAC de G. E.

Ejemplo 5.4 Una carga de 12 kV, 10 MVA no puede tolerar una corriente de secuencia cero de más del 10% de $I_{Nominal}$ y deberá desconectarse cuando se exceda dicho límite. Diseñar un filtro de I_0 para detectar esta situación, especificando el ajuste del relé residual respectivo.

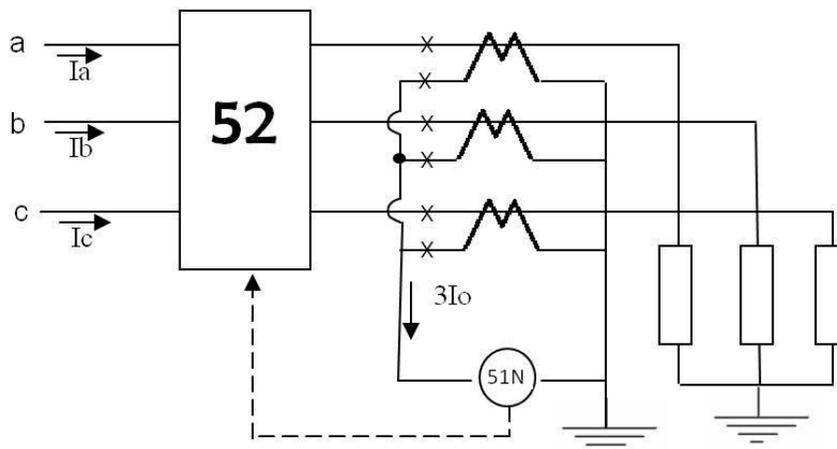


Figura 5.23 Conexión de una protección de sobrecorriente a una carga trifásica

$$I_{Nom} = \frac{10 \cdot 10^3 (kVA)}{\sqrt{3} \cdot 12 (kV)} = 481A \quad \text{Por lo tanto se especifican TCs de fases de razón } 500/5$$

Para determinar el ajuste de la protección residual se debe determinar el valor máximo de la corriente de secuencia cero aceptable por la carga. Por lo tanto, según el enunciado se tiene que:

$$I_0 = 10\% I_{Nominal} = 0,1 \cdot 481,1 = 48,11 \text{ A}$$

De acuerdo con la máxima corriente de secuencia cero aceptable se determina:

$$I_{pickup_{Relé}} = \frac{3I_0}{RTC} = \frac{3 \times 48,11}{500/5} = 1,443 \text{ A}$$

Se debe ajustar la corriente pickup del relé al valor $I_{pickup} = 1,44 \text{ A}$

Ejemplo 5.5 En un alimentador de M.T. de 13,2 kV, con los niveles de falla indicados en el diagrama unilineal (S_{cc}), se cuenta con un sistema de protección en base a relés de sobrecorriente IAC 51 de tiempo muy inverso (figura 5.22), conectados a TCs de razón 200/5. Si para la barra (3) el relé está ajustado al tap 4 y lever 2, determine los ajustes de los relés en las barras (1) y (2).

Las curvas tiempo corriente son las del ejemplo 5.4, correspondiente a la figura 5.22

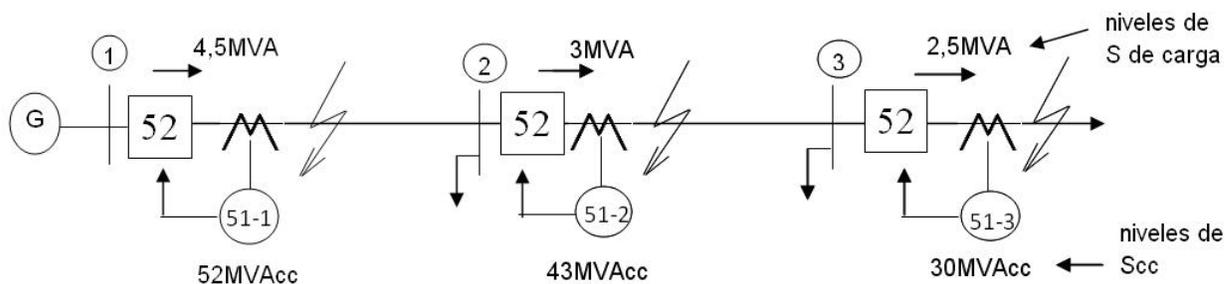


Figura 5.24 Diagrama unilineal con las protecciones del SEP del ejemplo 5.5

Relé 3 en barra (3): Ajuste; Tap 4, Lever 2 (datos)

Con estos datos se obtiene $I_{pick\ up} = RTC * Tap = \frac{200}{5} \times 4 = 160\ A$

Por otra parte $I_{carga} = \frac{Scarga}{\sqrt{3}\ V} = \frac{2,5 \times 10^3 (kVA)}{\sqrt{3} \times 13,2 (kV)} = 109,3\ (A)$

Con lo cual $\frac{I_{pick\ up}}{I_{carga}} = \frac{160}{109,3} = 1,46$ lo que está de acuerdo con el ajuste mínimo para

$Imín = 1,2$ a $1,5$ veces la corriente de carga, luego el Relé 3 se encuentra bien ajustado.

$$I_{cc\ max_3} = \frac{S_{cc_3}}{\sqrt{3}\ V} = \frac{30.000 (kVA)}{\sqrt{3} \times 13,2 (kV)} = 1.312,16\ A$$

$$N\ veces\ tap = \frac{I_{cc\ max}}{I_{pick\ up}} = \frac{1.312,16}{160} = 8,2$$
 , con este dato de las curvas del relé

(figura 5.22) se obtiene, para 8,2 veces pick-up y Lever 2 que el tiempo de operación es $top_3 = 0,33\ seg.$

Relé 2 en barra (2):

$$I_{carga} = \frac{3 \times 10^3 (kVA)}{\sqrt{3} \times 13,2 (kV)} = 131,22\ (A) \quad para\ RTC = \frac{200}{5} = 40$$

Con $I_{carga_{sec\ TC_2}} = \frac{131,22}{40} = 3,28\ A$ se elige Tap 4, luego N veces tap para la Icc en

barra 3 se obtiene calculando I_{pickup} del relé 2, que vale:

$$I_{pickup} = RTC * Tap = \frac{200}{5} * 4 = 160 \text{ A} \quad \text{con lo cual se calcula el valor N veces tap}$$

$$N_{veces tap_2} = \frac{I_{cc_3}}{I_{pickup_2}} = \frac{1.312,16}{160} = 8,2$$

y considerando que $top_2 = top_3 + \Delta t$ con $0,25 \leq \Delta t \leq 0,4 \text{ seg.}$ se obtiene que

$top_2 = 0,33 + 0,35 = 0,68$ segundos, lo que de las curvas proporciona el ajuste del Lever, obteniéndose Lever 4.

Relé 1 en barra (1):

$$I_{carga} = \frac{4,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13,2} = 196,8 \text{ A} \quad \text{para } RTC = \frac{200}{5} = 40$$

$$\text{Se tiene que } I_{carga_{sec RTC_1}} = \frac{196,8}{40} = 4,92 \text{ con lo cual } Tap = 5$$

$$\text{en consecuencia } I_{pickup_1} = RTC * Tap = \frac{200}{5} * 5 = 200 \text{ A}$$

$$\text{y por tanto } N_{veces tap_1} = \frac{I_{cc_3}}{I_{pickup_1}} = \frac{1.312,16}{200} = 6,56$$

y considerando $top_1 = top_2 + \Delta t = 0,68 + 0,35 = 1,03 \text{ seg.}$

se obtiene de las curvas correspondiente a la figura 5.22 el ajuste del Lever, cuyo valor es 5.

COORDINACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN RED RADIAL

De acuerdo a lo definido antes, cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo “protector” y el siguiente mas cercano del lado de la alimentación es el dispositivo de “respaldo”.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consistente en que el dispositivo “protector debe operar y despejar la falla antes de que el dispositivo de respaldo lo haga.

Existen diversos esquemas de protección que se aplican en función de la importancia del suministro de energía, siendo los mas comunes los siguientes:

- Interruptor - reconectador
- Interruptor - fusible
- reconectador - reconectador
- reconectador - seccionalizador
- reconectador - fusible
- fusible - fusible
- fusible de MT - interruptor termomagnético de BT.

a) Interruptor – Reconectador



Figura 12.- Protección de un alimentador radial con Interruptor de MT y Reconectador aguas abajo

Una adecuada coordinación entre ambos elementos de protección se logra cuando el reconectador (R) opera debido a una falla en el lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor (I) comandado por el relé de sobrecorriente (S1) es decir, que la curva característica del reconectador no cruza con la del relé, dejando un tiempo mínimo de 0,35 segundos y eliminando el ultimo recierre del reconectador.

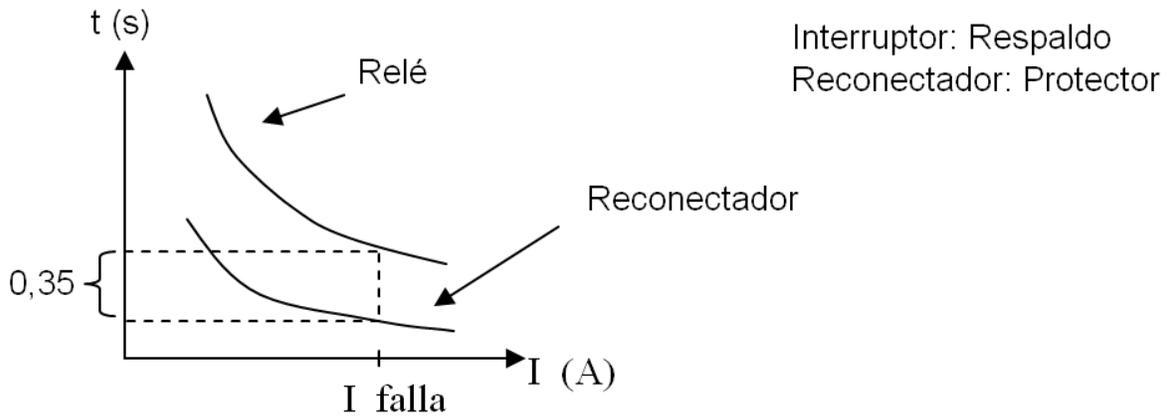


Figura 13.- Coordinación Interruptor – Reanclador

b) Interruptor – fusible

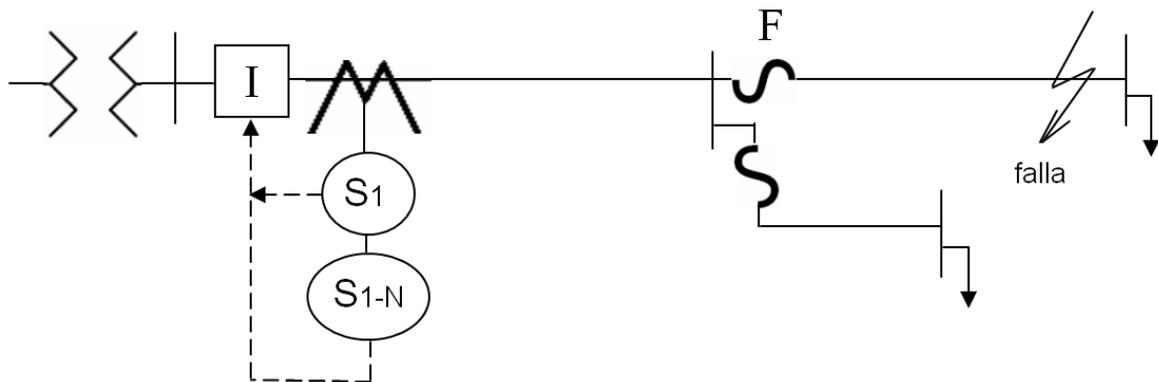


Figura 14.- Protección de un alimentador radial con Interruptor de MT y Fusible aguas abajo

En este caso, el fusible debe de operar primero cuando ocurre una falla del lado de la carga impidiendo la operación del interruptor comandado por el relé de sobrecorriente a menos que el relé cuente con una unidad instantánea que operará de inmediato y en caso de persistir la falla operará el fusible (F) después del “recierre” del interruptor, quedando dicho elemento de protección (el interruptor) nuevamente como respaldo. Se recomienda un tiempo mínimo de 0,35 segundos entre la curva I - t de tiempo máximo de aclaramiento del fusible y la curva I- t del relé de tiempo del interruptor.

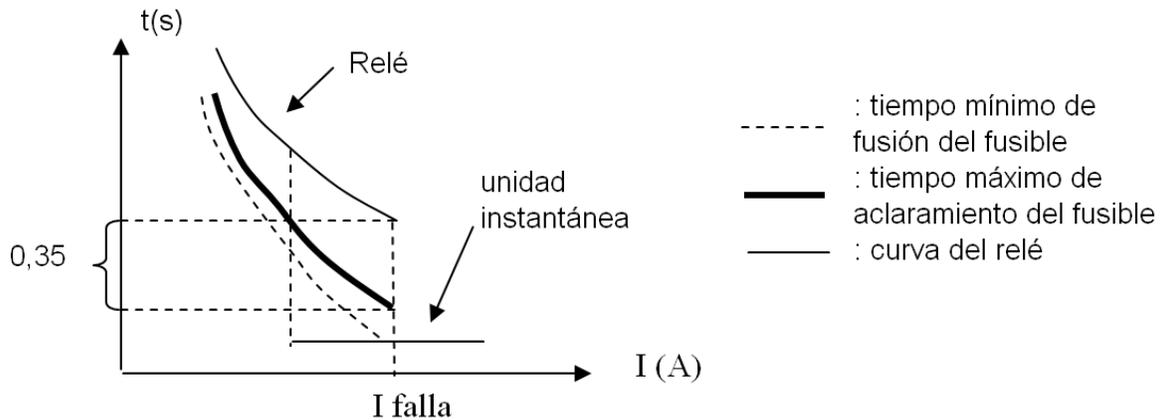


Figura 15.- Coordinación Interruptor en MT con Fusible aguas abajo

c) Reconector – reconector

Debido a que los reconectores están diseñados para operar en una secuencia de hasta cuatro (4) disparos y tres (3) recierres con el objetivo de eliminar fallas transitorias, para una adecuada coordinación debe existir un retraso en la operación del reconector R_1 de por lo menos 12 ciclos (para $f = 60$ Hz), ya que en un rango menor a éste (hasta 2 ciclos) pueden operar simultáneamente, y menos a 2 ciclos ambos operarán siempre.

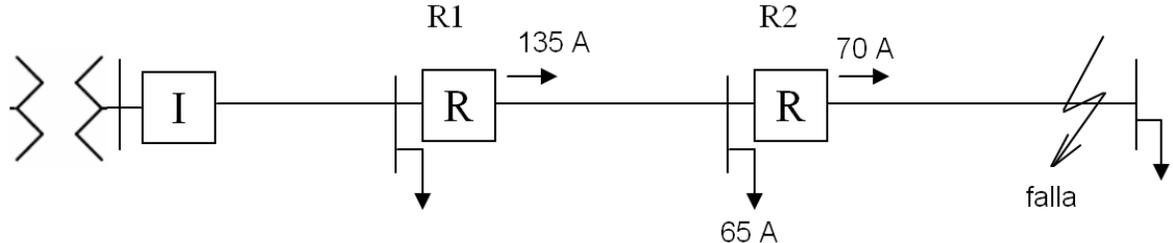


Figura 16.- Protección de un alimentador radial con reconectores

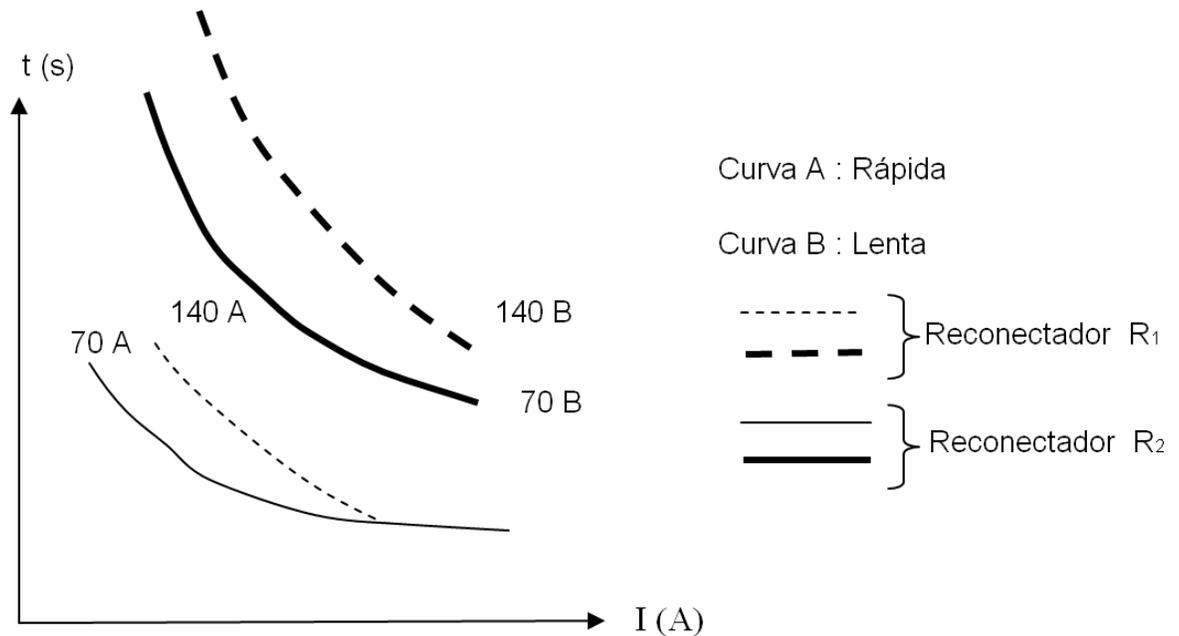


Figura 17.- Coordinación de dos reconectores

d) Reconector – seccionalizador

El seccionalizador es un dispositivo de seccionamiento automático que no posee una característica o curva de operación I – t y simplemente será una corriente mínima de acción de 160% de la capacidad nominal de su bobina; por otra el seccionalizador posee la capacidad de registrar las operaciones del dispositivo de respaldo (reconector o interruptor) y efectúa a su vez un conteo en el caso de persistir la falla hasta llegar a una cantidad preseleccionada en que abre sus contactos. Para una adecuada coordinación se requerirá ajustarlo a un recierre menos que el dispositivo de respaldo.

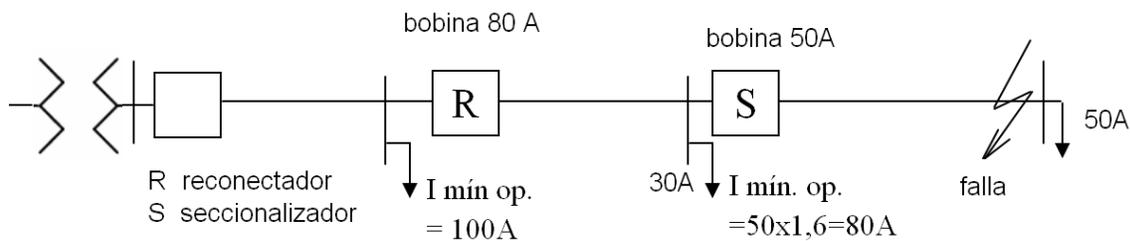


Figura 18.- Protección de un alimentador radial reconector y seccionalizador

Considérese que en el esquema anterior el reconector (R) posee un ciclo de operación con cuatro (4) desconexiones y tres (3) reconexiones, en consecuencia el seccionalizador (S) debe ser seteado para contar tres (3) operaciones de apertura del reconector. Si una falla permanente ocurre aguas abajo del seccionalizador, el seccionalizador operará al contar 3 operaciones de apertura del reconector y aislará la

falla durante el intervalo del tiempo del tercer recierre del reconectador. De este modo el reconectador reenergiza la sección no fallada del alimentador.

Si se agregan seccionalizadores adicionales aguas abajo (en serie con el 1^{er} seccionalizador), ellos deben ser seteados para cuentas de desconexión del reconectador menores en 1 cada uno de ellos ubicados en cascada, como se muestra en el esquema siguiente

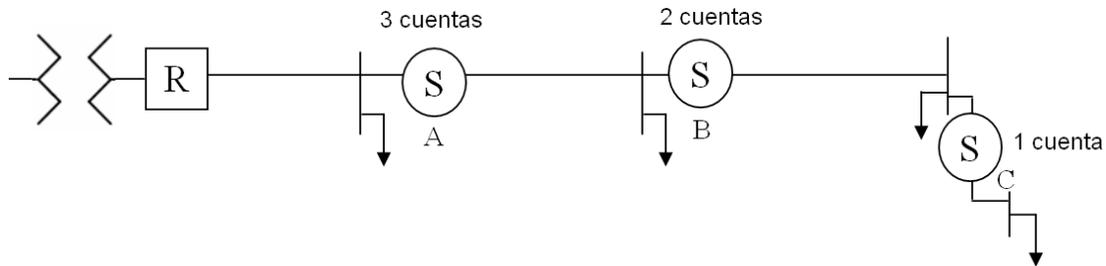


Figura 19.- Protección de un alimentador radial con un reconectador y tres seccionalizadores

Para una falla aguas abajo del último seccionalizador actúa el reconectador (R), y los 3 seccionalizadores (A, B, C) cuentan las interrupciones de corriente. El seccionalizador C, sin embargo, abre y aísla la falla al contar la primera operación del reconectador. El reconectador reenergiza el alimentador en las zonas no falladas, y los seccionalizadores A y B se resetean, quedando habilitados para una próxima operación de conteo frente a fallas aguas debajo de ellos.

e) Reconectador – Fusible

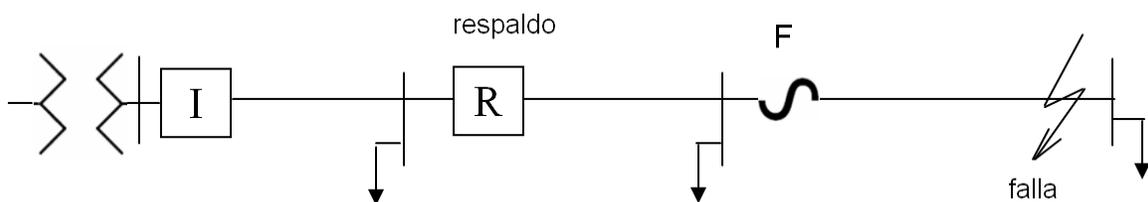


Figura 20.- Protección de un alimentador radial con reconectador y fusible

En este esquema se busca que las operaciones rápidas del reconectador (R) no provoquen daño a los fusibles (F), incluyendo el efecto acumulativo de las operaciones rápidas considerando los intervalos de recierre. Así mismo, las operaciones lentas del reconectador (R) se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del restaurador.

La curva de interrupción total del fusible (tiempo máximo de despeje) se utiliza para establecer el límite inferior de la coordinación con la curva de retraso de tiempo del reconectador (punto "a" del gráfico).

La curva de tiempo mínimo de fusión del fusible (F) se utiliza para establecer el límite superior de la coordinación con la curva de disparo instantáneo del reconectador (punto b). Sin embargo es necesario modificar las curvas del reconectador y fusibles para considerar los efectos de los ciclos de calentamiento – enfriamiento por la secuencia de operación del reconectador.

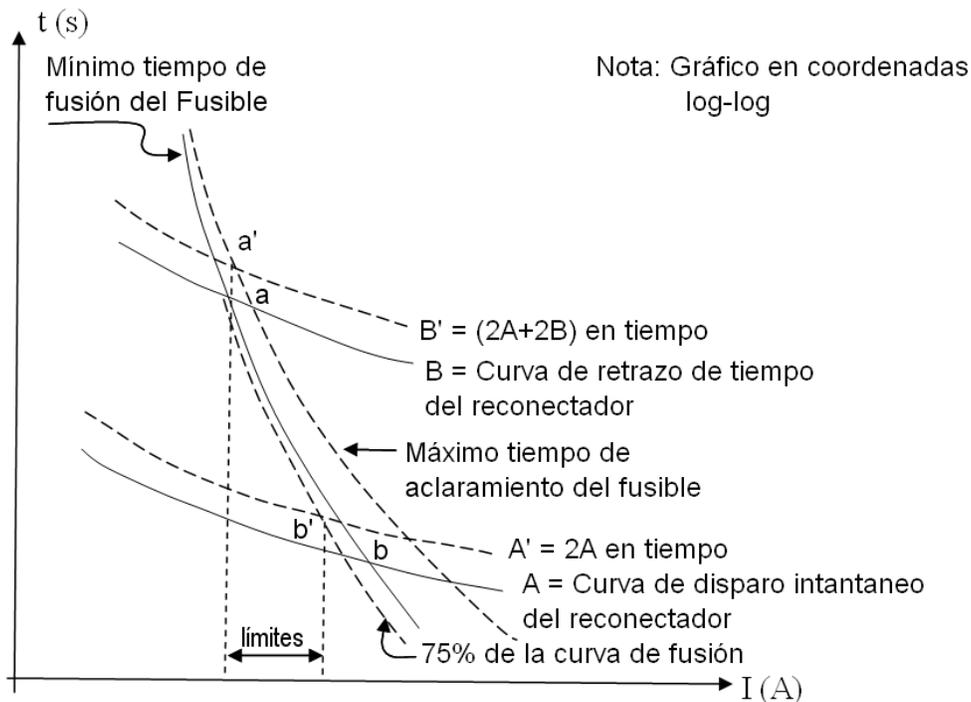


Figura 21.- Coordinación Reconectador - Fusible

De lo anterior, la curva A' es la suma de las dos aperturas instantáneas A del reconectador, y se compara con la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible, que previamente se ha desplazado el 75% en función del tiempo de fusión, encontrándose el nuevo límite superior de coordinación (punto b').

La curva B' es la suma de las dos aperturas instantáneas y las dos de retraso de tiempo, que representan la cantidad total de calor aplicado al fusible obteniéndose el límite inferior de coordinación (punto a') al compararse con la curva de tiempo máximo de aclaramiento o despeje del fusible.

f) Coordinación fusible – fusible

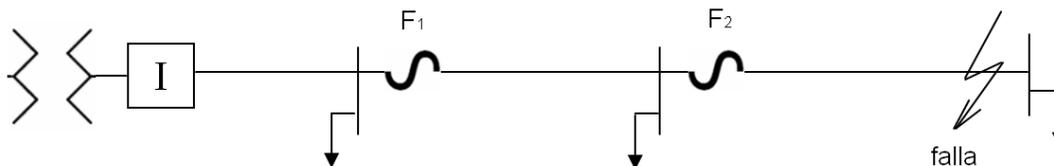


Figura 22.- Protección de un alimentador radial con fusibles

Para lograr una coordinación entre fusibles se utilizan las curvas de tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de despeje de cada fusible (F_1 y F_2), de modo que para una falla ocurrida aguas abajo del fusible F_2 debe operar éste antes que opere el fusible F_1 o se presente algún daño en él (elemento protegido o de respaldo), el cual debe operar únicamente como respaldo o para alguna otra falla entre ambos.

Debido a que en MT se tiene fusibles del tipo expulsión K o T y fusibles limitadores de corriente N, se puede establecer las combinaciones de coordinación siguientes:

- Fusible de expulsión – Fusible de expulsión
- Fusible limitador de corriente – Fusible limitador de corriente
- Fusible de expulsión – Fusible limitador de corriente
- Fusible limitador de corriente – Fusible de expulsión

Para la correcta coordinación se debe utilizar las curvas tiempo – corriente o las tablas de coordinación, tal como se describió anteriormente.

Protección de Transformadores de Distribución

La principal función en la protección de transformadores es la desconexión de éstos del sistema de distribución, reduciendo los daños y disturbios al mismo.

En un transformador se aplican los siguientes protecciones:

- **Protección de sobrecarga:** Esta se requiere debido a la elevación de temperatura causada por la sobrecorriente de larga duración debido a condiciones de sobrecarga, la que puede deteriorar el aislamiento de los devanados.
- **Protección de cortocircuito:** Previene efectos electrodinámicos y térmicos debidos a las corrientes de cortocircuito causadas por una falla ajena al transformador.
- **Protección de falla interna:** Esta trata de minimizar el daño dentro de un transformador fallado y lo aísla del resto del sistema.

Para la protección de sobrecarga y cortocircuito se usan fusibles y/o interruptores, dependiendo de la tensión y potencia del transformador. Así, en sistemas de distribución de

BT, el transformador se protege por el lado de MT mediante fusibles, y por el lado de BT, mediante fusibles o bien interruptor termomagnético.

Para la protección contra falla interna se utiliza protección mediante relé diferencial, relé Buchholz o relé de imagen térmica, las cual no son aplicable a transformadores de distribución secundaria por el costo que ellas significan.

Es de interés en sistemas de distribución secundaria, estudiar la coordinación de fusible en el lado de MT con interruptor termomagnético en el lado de BT, para otorgar una protección efectiva al transformador contra sobrecarga y cortocircuito.

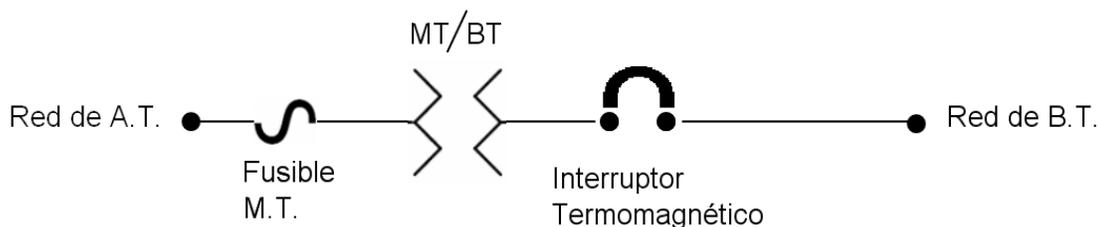


Figura 23.- Protección de un transformador de distribución secundaria

Criterio de Selección del fusible:

El criterio de selección del fusible está dado por las características del sistema de distribución primaria en MT, esto es: tipo de red (aérea o subterránea), tensión nominal, nivel básico de impulso BIL y capacidad de interrupción en el punto de alimentación. También es de interés considerar las características propias del transformador, tales como: capacidad de carga y sobrecarga, curva de daño del transformador, curvas de energización “inrush” y de restablecimiento de carga fría.

- **Curva de daño del transformador:** Es la curva característica del transformador entregada por el fabricante, donde se indica la corriente soportada por el transformador y el tiempo máximo de permanencia de dicha corriente que no le produzca daño térmico y/o mecánico.
- **Curva de energización “inrush” o de puesta en servicio:** Es la curva formada básicamente por cuatro puntos donde el transformador alcanza corrientes transitorias, formada por la corriente de excitación del transformador (inrush) y la corriente de restablecimiento de carga fría.
- **Curva de restablecimiento de carga fría:** Es la curva que resulta de la reconexión de la carga del transformador que anteriormente fue desconectada. El valor de estas corrientes depende del tipo de sistema y de las cargas conectadas a él.

Para seleccionar un fusible se debe verificar que las curvas tiempo – corriente del fusible se encuentran ubicadas entre la “curva de daño del transformador desplazada hacia

la derecha y las curvas de energización (inrush) y de carga fría desplazadas a la izquierda”, como indica la figura siguiente:

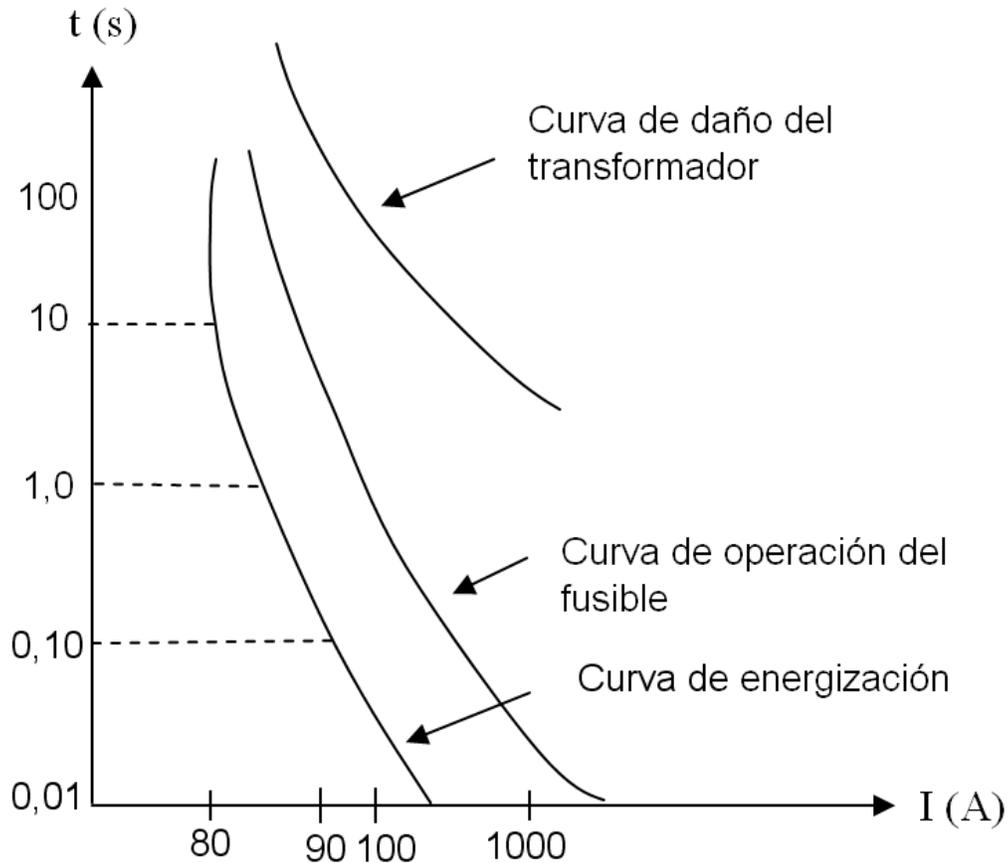


Figura 24.- Curvas características de un transformador

El fusible seleccionado debe ser capaz de interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del lado primario, debiéndose coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo.

Cuando se selecciona un fusible para proteger un transformador contra sobrecarga debe emplearse relaciones de fusión muy bajas, entre 1,0 y 1,5, definiéndose “relación de fusión” como:

$$\text{Relación de Fusión} = \frac{I \text{ nominal del fusible}}{I \text{ nominal del transformdor}}$$

Curva de daño de equipos y materiales

Esta curva es proporcionada por el fabricante; sin embargo, para el caso de transformadores se puede tomar el criterio establecido en la “Guía de duración de corrientes de transformadores” (P784/D4 de la Norma ANSI C 57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA), el cual se expresa en la tabla siguiente:

Tabla 7.- Puntos característicos de la curva de daño de transformador de 1 a 500 kVA

Tipo de daño	N° de veces la I nominal	Tiempo en segundos
Térmico	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12,5
	15	5,8
	20	3,3
Mecánico	25	2,0
	30	1,5
	40	0,8
	50	0,5

Corriente Inrush en transformadores

La corriente inrush o de energización, depende del flujo magnético residual en el transformador (en el núcleo) y el punto de la onda de tensión cuando ocurre la energización. La corriente transitoria de carga fría se produce debido a la energización súbita del transformador con cierto tipo de carga, el cual experimenta previamente una interrupción.

El criterio generalmente utilizado para obtener la curva “inrush” y de carga fría en transformador de distribución es el indicado en la tabla siguiente:

Tabla 8.- Puntos característicos de la curva de inrush y carga fría de transformadores

Corriente Transitoria	N° de veces la I nominal	Tiempo en segundos
INRUSH	12	0.10
	25	0.01
CARGA FRÍA	3	10.00
	6	1.00

Curvas características de un transformador

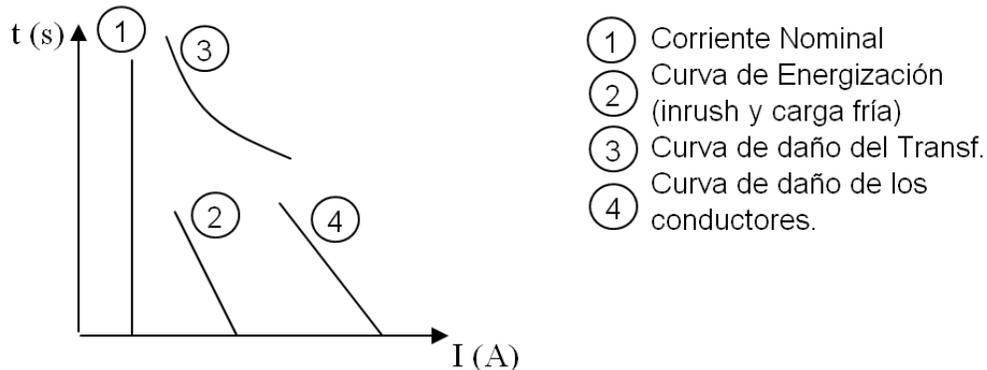


Figura 25.- Curvas características de un transformador incluida la curva de daño de los conductores del lado de BT

Criterio de selección del Interruptor Termomagnético

El interruptor termomagnético debe seleccionarse de acuerdo con la capacidad de corriente en el lado secundario y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos los valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. La capacidad de cortocircuito del interruptor debe determinarse para la máxima corriente de cortocircuito en barra de BT.

La figura siguiente ilustra todas las curvas que deben considerarse en el procedimiento de coordinación de un fusible en MT con un interruptor termomagnético en BT.

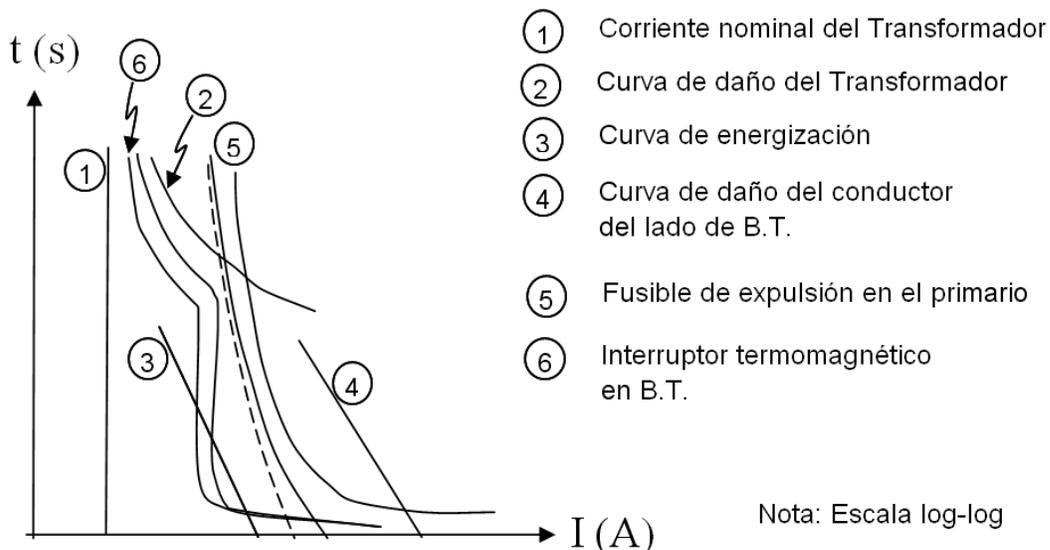


Figura 26.- Coordinación fusible MT con interruptor termomagnético BT para protección de un transformador de distribución secundaria

PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION EN MEDIA TENSIÓN

Fallas y Perturbaciones

El sistema eléctrico posee un límite de seguridad determinado por condiciones técnico – económicas, a partir del cual se desarrollan eventos denominados fallas y perturbaciones.

Perturbaciones: No representan peligro inmediato, pueden evolucionar a la condición de falla.

Causas típicas de perturbaciones:

- Sobre cargas
- Cargas desequilibradas
- Oscilaciones de potencia
- Bajo frecuencia
- Conexión a tierra en sistemas aislados de tierra.

Fallas: Son condiciones de operación anormal que presentan situaciones de riesgo para los equipos y las personas.

Características:

- Impiden continuar con el equipo afectado en servicio.
- Provocan daño serio a los equipos
- Requieren tiempos de desconexión muy cortos.

Las fallas de interés particular en Sistemas de Distribución de Media Tensión son los cortocircuitos.

Causas de cortocircuito:

- Fenómenos naturales
- Defectos de los equipos
- Errores de operación
- Pérdidas de aislación
- Mantenimiento deficiente
- Impacto sobre equipos y sistema (postes, líneas, transformadores, etc.)

Sistema de Protección

Definición: Conjunto de componentes y sus circuitos asociados, destinados a efectuar operación automática, con el fin de proteger los equipos y componentes de un sistema eléctrico así como a las personas.

Componentes de un Sistema de Protección:

- Transformadores de medida
- Dispositivos de protección
- Dispositivos de interrupción o desconexión
- Circuitos de control
- Fuente de alimentación de energía (banco de baterías)
- Sistemas auxiliares

Equipos de Protección

- Fusibles
- Seccionalizadores
- Reconectadores
- Relés de sobre corriente
- Interruptores de poder

Fusibles: Elemento de protección basado en un hilo conductor, que se funde a partir de un cierto valor de corriente.

Características relevantes:

- Voltaje nominal (clase de tensión)
- Corriente nominal
- Capacidad de corto circuito
- Curvas de operación
 - Mínimo tiempo de fusión
 - Máximo tiempo de despeje
 - En general de tipo extremadamente inverso

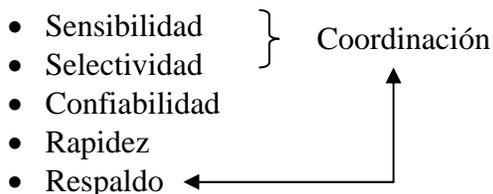
Reconectadores automáticos:

- Equipos de potencia destinados a efectuar reconexiones programadas en Sistemas de Distribución
- Su objetivo es permitir la eliminación de fallas transitorias (73% de los casos)
- Poseen un ajuste denominado ciclo de reconexiones, especificado de acuerdo a la características del sistema protegido.

Seccionalizadores:

- Son interruptores sin capacidad de ruptura, deben operar en vacío
- Requieren un interruptor ubicado previamente. para eliminar las fallas, por medio de operaciones coordinadas o bien necesitan de un reconectador para interrumpir la corriente y poder operar.

Características de los Sistemas de Protección



- **Sensibilidad:** Se entiende por tal el hecho que el sistema de protección debe ser capaz de detectar cualquier tipo de falla, por máxima que esta sea.
- **Selectividad:** Se refiere a la característica del esquema de protección, tal que sea capaz de dejar fuera de servicio la parte del circuito afectado por la falla.
- **Respaldo:** Se entiende por tal, el hecho que un sistema de protección debe ser tal que al no operar la parte que corresponda, opera otra que está mas atrás.
- **Coordinación:** Es la característica correspondiente al cálculo y especificación de los ajustes y/o características de los equipos de protección de modo que operen selectivamente y otorguen respaldo.
- **Rapidez:** Es la características de tiempo de operación en función del nivel de la corriente de falla. Es deseable gran rapidez en la operación, pero para lograr selectividad se debe temporizar la operación siempre que sea compatible con los límites de los equipos a la falla.

Característica de los Equipos de Protección

FUSIBLES:

Tensión Nominal: Es el mayor valor efectivo de tensión en el que puede operar. El fusible interrumpe cualquier corriente de falla dentro de su carga de tensión nominal, y después de fundirse mantiene abierto el circuito (no se produce arco).

Corriente Nominal: Es la corriente máxima de carga determinada por el aumento de temperatura que no debe ser mayor de 30° C en los apoyos del fusible.

Normalmente la corriente nominal es 1,5 a 2 veces la corriente de carga correspondiente al sistema a proteger.

Capacidad de Interrupción: Es el máximo valor efectivo de corriente simétrica de corto circuito que puede interrumpir. Se expresa en kA

Un fusible está diseñado para fundirse dentro de un tiempo especificado para una corriente de falla dada.

La característica tiempo - corriente de un fusible está representada por dos curvas:

- 1) La curva de Mínimo Tiempo de Fusión
- 2) La curva de Máximo Tiempo de Despeje

La curva de Mínimo tiempo de Fusión de un fusible es un gráfico de tiempo mínimo versus corriente requerida para fundir el fusible.

La curva de Máximo Tiempo de Despeje es un gráfico de tiempo máximo versus corriente requerida para fundir el fusible y extinguir el arco.

Los fusibles diseñados para ser usados sobre 600 V se denominan “fusibles de distribución” o “fusibles de potencia”.

La clasificación de los fusibles de distribución está basada en la capacidad de corriente permanente, voltaje nominal y voltaje máximo de diseño y la capacidad de interrupción.

En general los fusibles son seleccionados basados en los siguientes datos:

1. El tipo de Sistema para el cual serán usados (aéreo, subterráneo, en Δ o Y aterrizado o no aterrizado).
2. Nivel de voltaje del sistema.
3. Máxima corriente de falla en el punto de aplicación.
4. Razón X/R en el punto de aplicación.
5. Otros factores, tales como: seguridad, crecimiento de la carga, etc.

Capacidad nominal de fusibles

La Norma EEI-NEMA establece 3 categorías para los fusibles:

1. **Tamaños preferidos:** 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140, 200 A (Preferred Sizes)
2. **Tamaños no preferidos:** 8, 12, 20, 30, 50, 80 A.. (Nom Preferred Sizes)
3. **Tamaños < 6 A:** 1, 2, 3, 5

Por otra parte, esta NORMA establece 2 tipos de fusibles: Rápidos y Lentos, designados por las letras **K** y **T**, respectivamente.

La diferencia entre los tipos **K** y **T** es la razón de velocidad (Speed Ratio), que es la razón entre la corriente de fusión a 0,1 segundo y 300 segundos para fusibles de hasta 100 A, y 0,1 segundo y 600 segundos para fusibles mayores de 100 A.

$$\text{Speed Ratio} = \frac{\text{Corriente de fusión a 0,1 segundos}}{\text{Corriente de fusión a 300 ó 600 segundos}}$$

Corriente de fusión a 0,1 segundos y 300 segundos para fusibles de 6 a 100 A.

Corriente de fusión de 0,1 segundos y 600 segundos para fusibles de 140 a 200 A.

De este modo la “Speed Ratio” para fusibles tipo **K** esta comprendida entre 6 y 8, y para fusibles tipo **T** queda comprendida entre 10 y 13.

Los fusibles tipo **K** y **T** de la misma capacidad tienen la misma corriente de fusión para 300 s ó 600 s, pero ellos tienen diferente curva tiempo - corriente. Así, el tipo **T** es más lento para corrientes mayores, que el tipo **K** del mismo tamaño (size) (capacidad nominal de corriente).

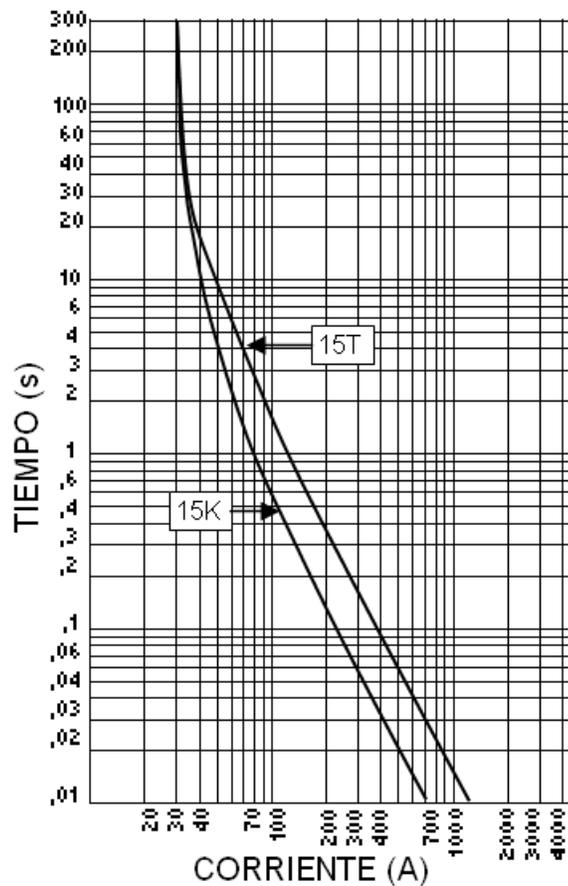


Figura 1.- Curva de tiempo mínimo de fusión para fusible rápido (K) y lento (T) de la misma capacidad.

Los fusibles de capacidad menor de 6 A se designan por la letra **H** y están específicamente diseñados para proporcionar protección de sobrecarga y evitar operación innecesaria durante tiempo corto, que podría ocasionar la corriente de partida de motores, la corriente insush de transformadores y bancos de condensadores, etc.

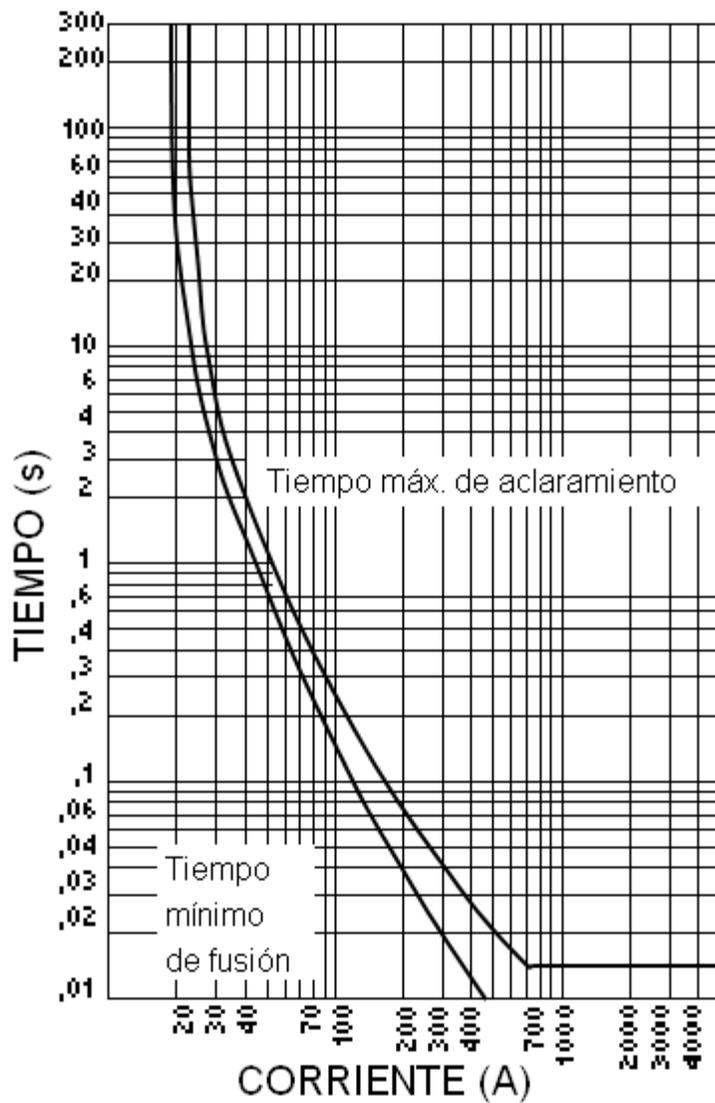


Figura 2.-Curvas tiempo - corriente para fusibles 10 K

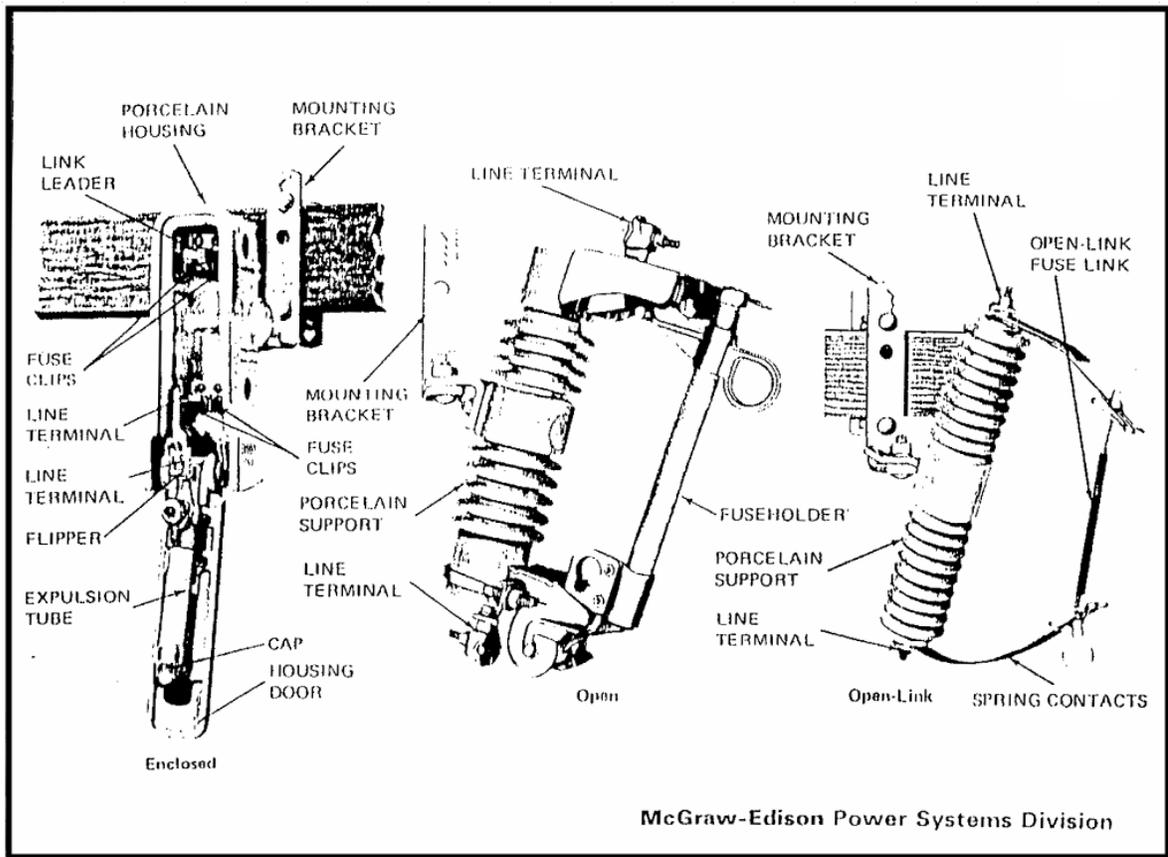


Figura 3.- Desconectadores fusibles típicos (fuse cut-outs)

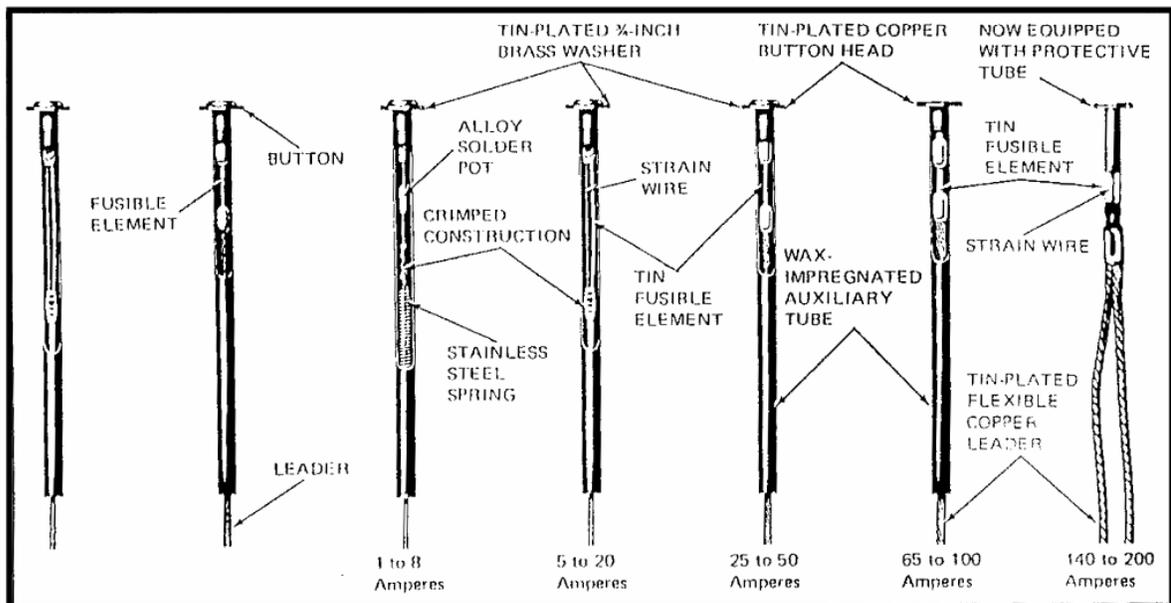


Figura 4.- Construcción típica de fusibles de media tensión tipos T y K de capacidad entre 1 A y 200 A

SELECCIÓN Y COORDINACION DE FUSIBLES

Selección de la capacidad de corriente nominal

La capacidad nominal de un fusible debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga del equipo o sistema a proteger. Debe considerarse la carga normal y las posibles sobrecargas incluyendo los armónicos permanentes.

En la tabla siguiente se proporciona la capacidad nominal de corriente para fusibles de media tensión, con elemento fusible de estaño

Tabla 1.- Capacidad nominal de corriente de fusibles de estaño para media tensión

High Surge Link Rating	Continuous Current (amperes)	N Rating	Continuous Current (amperes)	EEI-NEMA K or T Rating	Continuous Current (amperes)	EEI-NEMA K or T Rating	Continuous Current (amperes)
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120†
8H	8	60	60	15	23	100	150†
		75	75	20	30	140	190
N Rating		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

* Only when used in a 100- or 200-ampere cutout.
† Only when used in a 200-ampere cutout.
Limited by continuous current rating of cutout.

Selección del voltaje nominal

Se determina mediante las siguientes características del sistema:

1. Voltaje máximo entre fases o fase neutro
2. Sistema de puesta a tierra
3. Sistema monofásico o trifásico (circuitos)

Estas características determinan el voltaje de recuperación a la frecuencia del sistema visto por el fusible cuando ocurre la interrupción de la falla. Generalmente este voltaje debe ser igual o menor que la tensión nominal máxima del fusible. Esto define las siguientes reglas de selección:

1. En sistemas levantados de tierra, la tensión nominal máxima debe ser igual o superior a la tensión fase - fase máxima del sistema.

2. En sistemas trifásicos efectivamente aterrizados:

- a) Para cargas monofásicas o laterales, el voltaje nominal máximo debe ser igual o mayor que la tensión fase - neutro máximo al sistema.
- b) Para aplicaciones trifásicas: la regla define usar un voltaje correspondiente a la tensión entre fases del sistema.

Selección de la capacidad de interrupción

La capacidad de interrupción simétrica (corriente de falla simétrica) del fusible, debe ser igual o superior a la máxima corriente de falla posible en el lado de la carga correspondiente al fusible.

Reglas de aplicación

Por definición convencional, cuando dos o mas elementos de protección (fusibles, relés, etc.) son aplicables a un sistema, se establece la siguiente nomenclatura:

- a) El elemento de protección mas cercano a la falla es el “elemento protector” y,
- b) El elemento de protección anterior a éste, ubicado inmediatamente aguas arriba es el “elemento de respaldo” o “elemento protegido”.

La figura siguiente ilustra esta situación

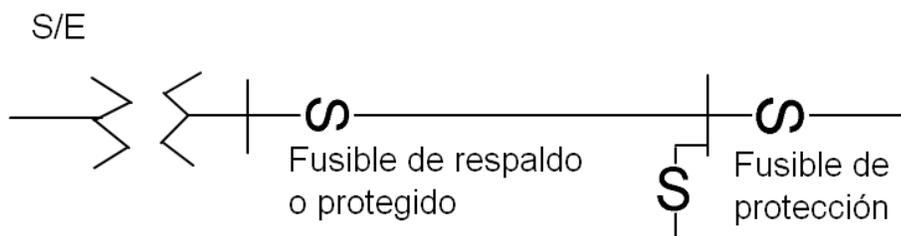


Figura 5.- Definición convencional de elementos de protección, basada en la ubicación de ellos.

Principio de coordinación

Una regla esencial para la aplicación de fusibles, establece que “el máximo tiempo de aclaramiento del fusible de protección no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo o protegido”. Este principio asegura que el “fusible de protección” interrumpirá y aclara la falla antes que el fusible de respaldo se dañe de cualquier modo. El factor 75% compensa variables operacionales tales como precarga, temperatura ambiente y calor de fusión.

Lo anterior se describe en la figura siguiente, correspondiente a un alimentador radial, en el que debe cumplirse que, para cualquier falla aguas abajo del fusible B, el tiempo de aclaramiento del fusible B debe ser menor que el tiempo de fusión del fusible A ubicado inmediatamente aguas arriba.

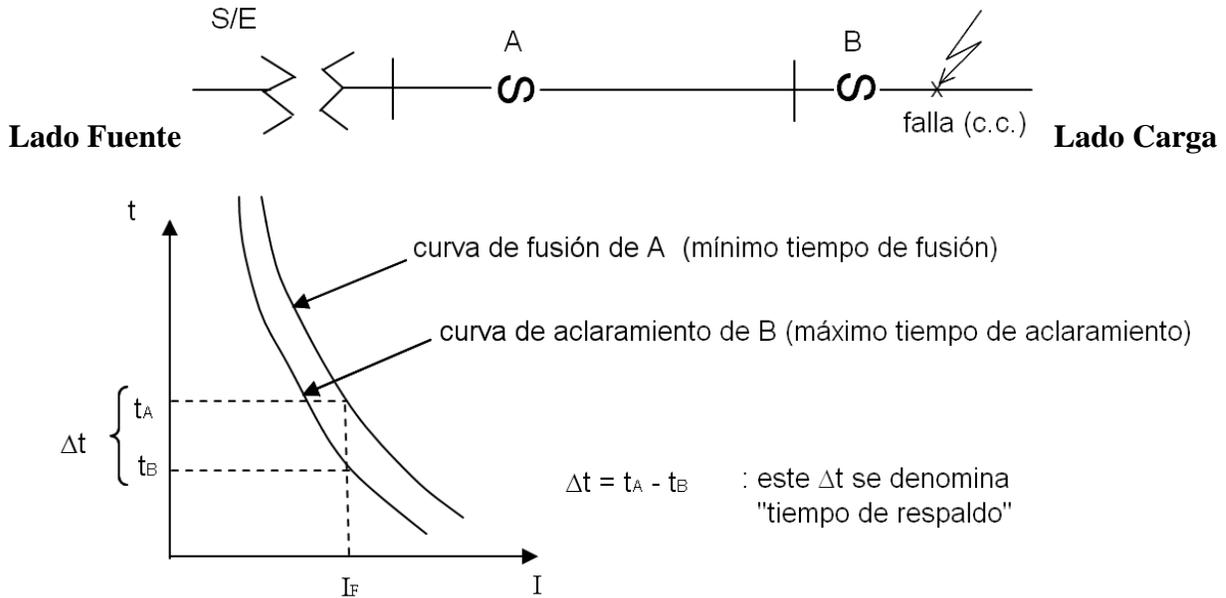


Figura 6.- Principio de coordinación para fusibles en alimentador radial

De acuerdo a lo expresado antes y según lo expuesto en la figura 6, se debe cumplir, para la correcta coordinación de la operación entre los fusibles A y B que:

$$t_B = 0.75 t_A \quad \text{o bien} \quad t_A = 1,333 t_B$$

La coordinación entre fusibles puede ser realizada mediante el uso de las curvas de tiempo versus corriente, proporcionadas por el fabricante de los fusibles o por medio de las tablas de coordinación, basadas en los datos obtenidos desde las curvas tiempo – corriente y según el principio de coordinación enunciado antes. Estas tablas son proporcionadas por el fabricante de los fusibles y para su uso se requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad nominal de corriente y sean usados en el desconectador fusible (fuse cutout) adecuado según lo especificado por el fabricante.

Las tablas de coordinación proporcionadas a continuación, contienen en la columna de la izquierda la capacidad nominal de corriente del fusible de protección, como se define en la figura 5, y en la fila superior, en el encabezado, se encuentra la capacidad nominal de corriente del fusible protegido o de respaldo, que corresponde al fusible ubicado inmediatamente aguas arriba del fusible de protección. Estas tablas proporcionan el máximo valor de la corriente de cortocircuito simétrica para la cual ambos fusibles coordinan, que corresponde a la máxima corriente de cortocircuito simétrica en el lado de la carga del fusible de protección para la cual dicho fusible protege al fusible ubicado aguas arriba.

Tabla 2.- Coordinación entre fusibles EEI-NEMA tipo K

Fusible de Protección Rating (amperes)	Capacidad Fusible Protegido (o de respaldo) (amperes)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de cortocircuito a la cual el fusible B protege al fusible A (amperes)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 3.- Coordinación entre fusibles EEI-NEMA tipo T

Fusible de Protección Rating (amperes)	Capacidad Fusible Protegido (o de respaldo) (amperes)													
	8K	10K	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Maximum Fault Current At Which B Will Protect A (amperes)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 4.- Coordinación entre fusibles EEI-NEMA tipo T y High-Surge Type H

Fusible de Protección Capacidad (amperes)	Capacidad Fusible Protegido (o de respaldo) (amperes)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Maximum Fault Current At Wich B Will Protect A (amperes)													
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabla 5.- Coordinación entre fusibles EEI-NEMA tipo T y High-Surge Type H

Fusible de Protección Capacidad (amperes)	Capacidad Fusible Protegido (o de respaldo) (amperes)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Maximum Fault Current At Wich B Will Protect A (amperes)													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Tabla 6.- Coordinación entre fusibles EEI-NEMA tipo N

Fusible de Protección Rating (amperes)	Capacidad Fusible Protegido (o de respaldo) (amperes)													
	8	10	14	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Maximum Fault Current At Wich B Will Protect A (amperes)													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40									1300	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4950	8900	10000
60											2000	4950	8900	10000
75												3700	8900	10000
85													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

Ejemplo de Aplicación de coordinación de Fusibles.

Sea el siguiente sistema de distribución

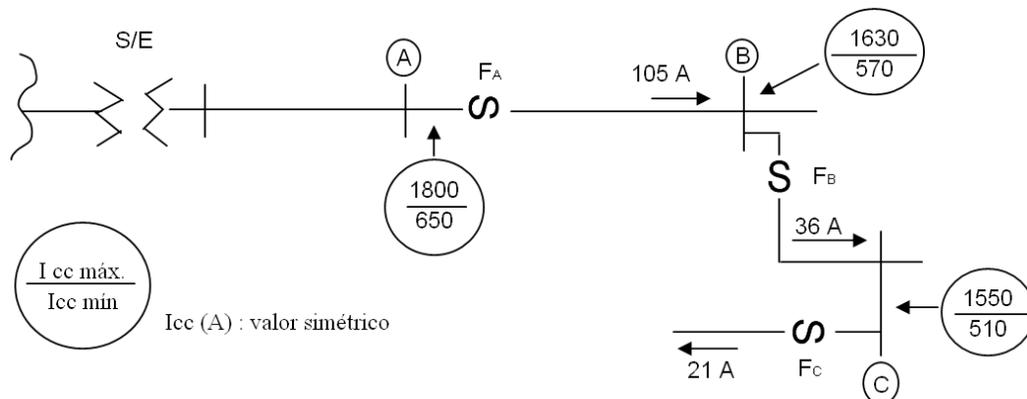


Figura 7.- diagrama unilineal de sistema de distribución primaria

Selección de los Fusibles: Considérese fusibles tipo T

$$I_{\text{carga C}} = 21 \text{ A} \Rightarrow I_{FC} = \frac{21}{1,5} = 14 \Rightarrow F_C = 15 \text{ T}$$

$$I_{\text{carga B}} = 36 \text{ A} \Rightarrow I_{FB} = \frac{36}{1,5} = 24 \Rightarrow F_B = 25 \text{ T}$$

$$I_{\text{carga A}} = 105 \text{ A} \Rightarrow I_{FA} = \frac{105}{1,5} = 70 \Rightarrow F_A = 80 \text{ T}$$

Verificación de la coordinación, desde el fusible más alejado de la S/E hacia la S/E, mediante el uso de las tablas de coordinación, para cual se usará la **Tabla 3**:

F_C = Fusibles de protección **15T**; F_B = Fusibles de respaldo o protegido **25T**

El fusible 25T debe coordinar con el 15T para la corriente de corto circuito máxima de 1.550 A en la Barra C. De la Tabla de coordinación se observa que el 25T solo da respaldo hasta una $I_{CC} = 730 \text{ A}$, por lo tanto debe definirse en la barra B el fusible de capacidad superior que permite dar respaldo hasta 1.550 A, y este corresponde al 30T, que da respaldo hasta 1.770 A.

Ahora se verificará si el fusible $F_A = 80\text{T}$ da respaldo al fusible $F_B = 30\text{T}$ para la corriente de corto circuito máxima en barra B de 1.630 A.

Por lo tanto: Fusible de protección = 30T

Fusible protegido o de respaldo = 80T

De la tabla de coordinación se verifica que el fusible 80T da respaldo al fusible 30T hasta una corriente de corto circuito de 5.000 A.

Curvas tiempo – corriente de fusibles EEI – NEMA T y K

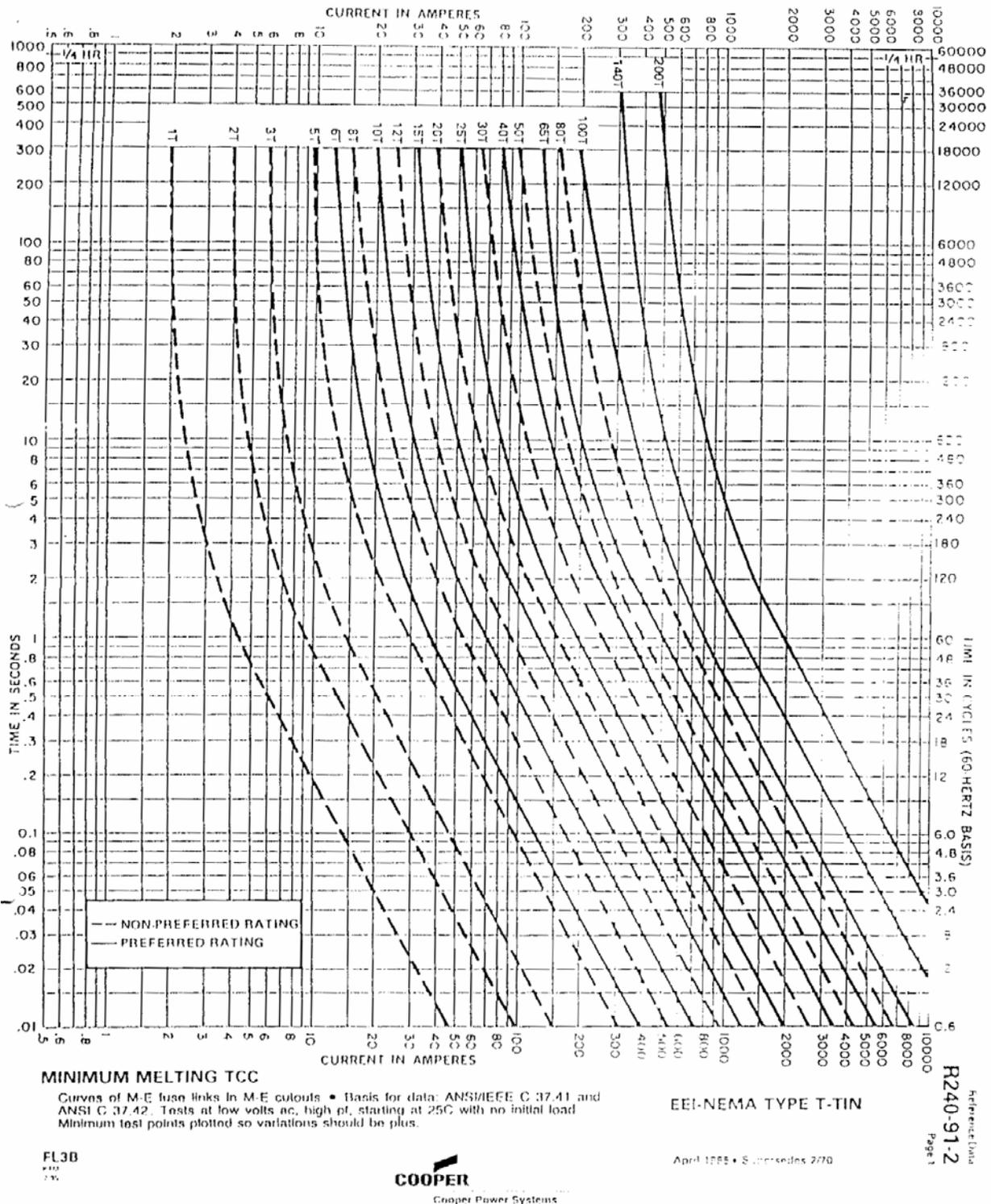


Figura 8.- Curvas de tiempo mínimo de fusión de fusibles EEI - NEMA tipo T de estaño

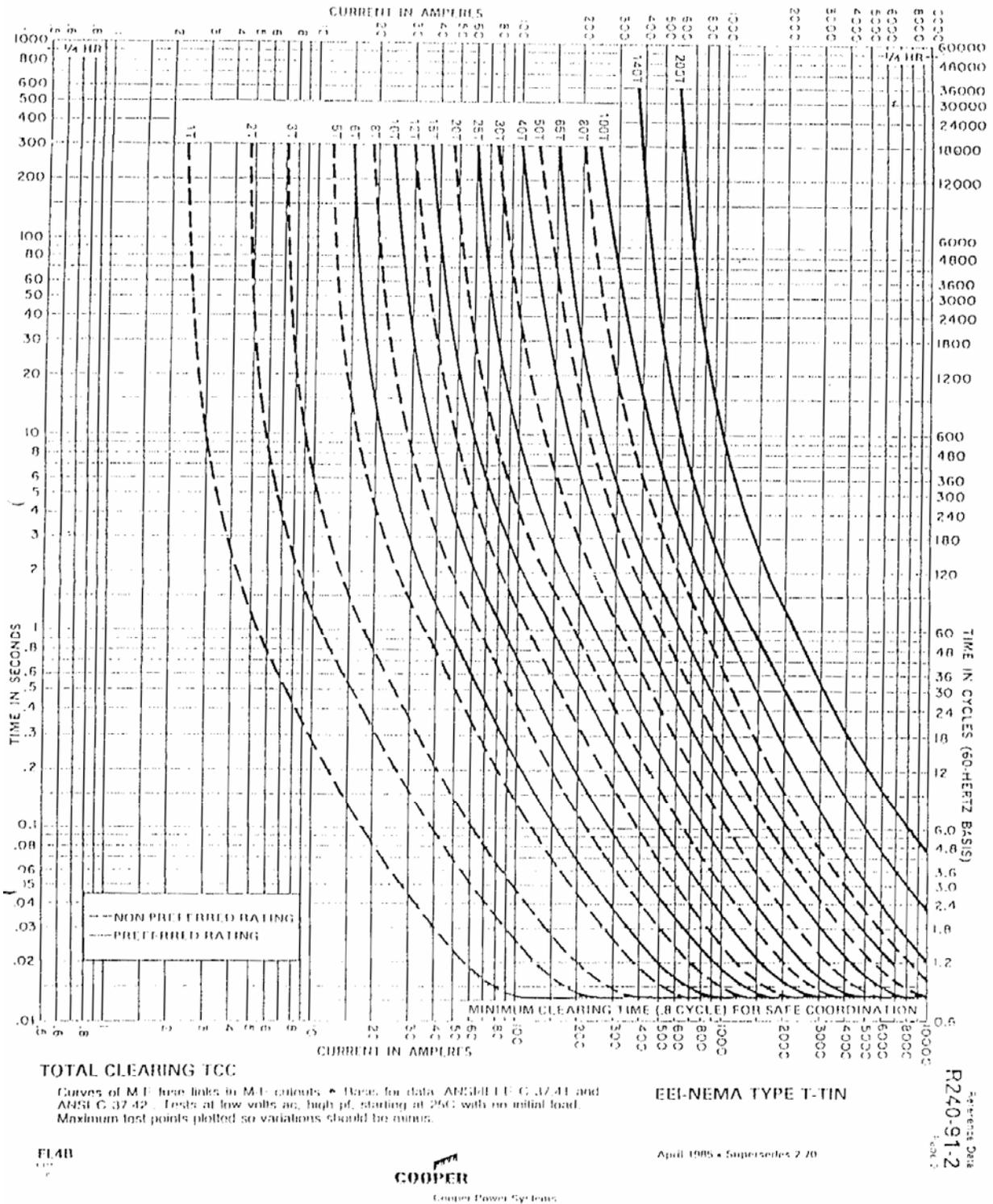
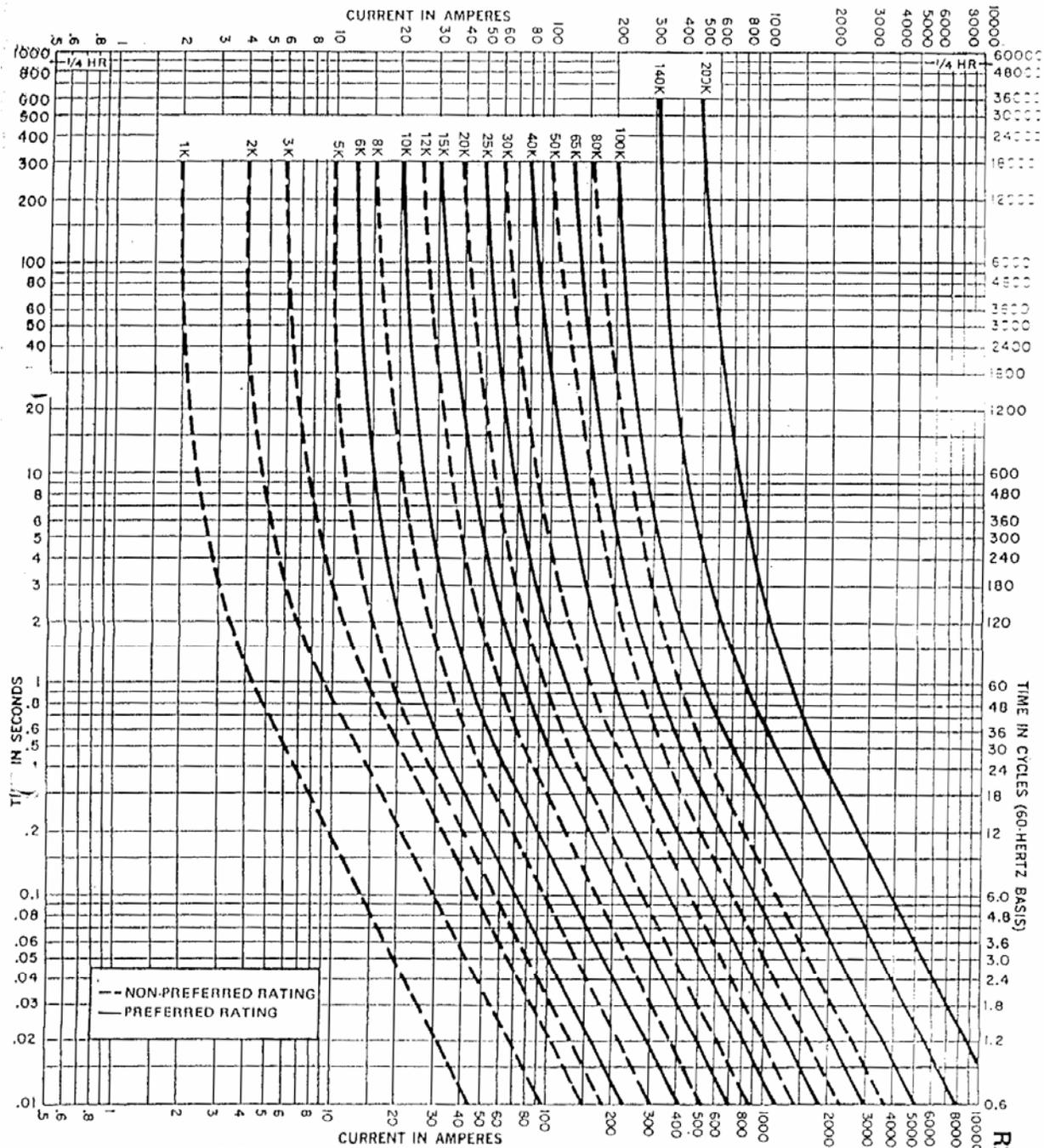


Figura 9.- Curvas de tiempo máximo de aclaramiento de fusibles EEI- NEMA tipo T de estaño



MINIMUM MELTING TCC

Curves of M-E fuse links in M-E cutouts • Basis for data: ANSI/IEEE C 37.41 and ANSI C 37.42. Tests at low volts ac, high pf, starting at 25C with no initial load. Minimum test points plotted so variations should be plus.

EEI-NEMA TYPE K-TIN

FL1B
K1M
795

COOPER
Cooper Power Systems

April 1985 • Supersedes 2/70

Reference Data
R240-91-1
Page 1

Figura 10.- Curvas de tiempo mínimo de fusión de fusibles EEI - NEMA tipo K de estaño

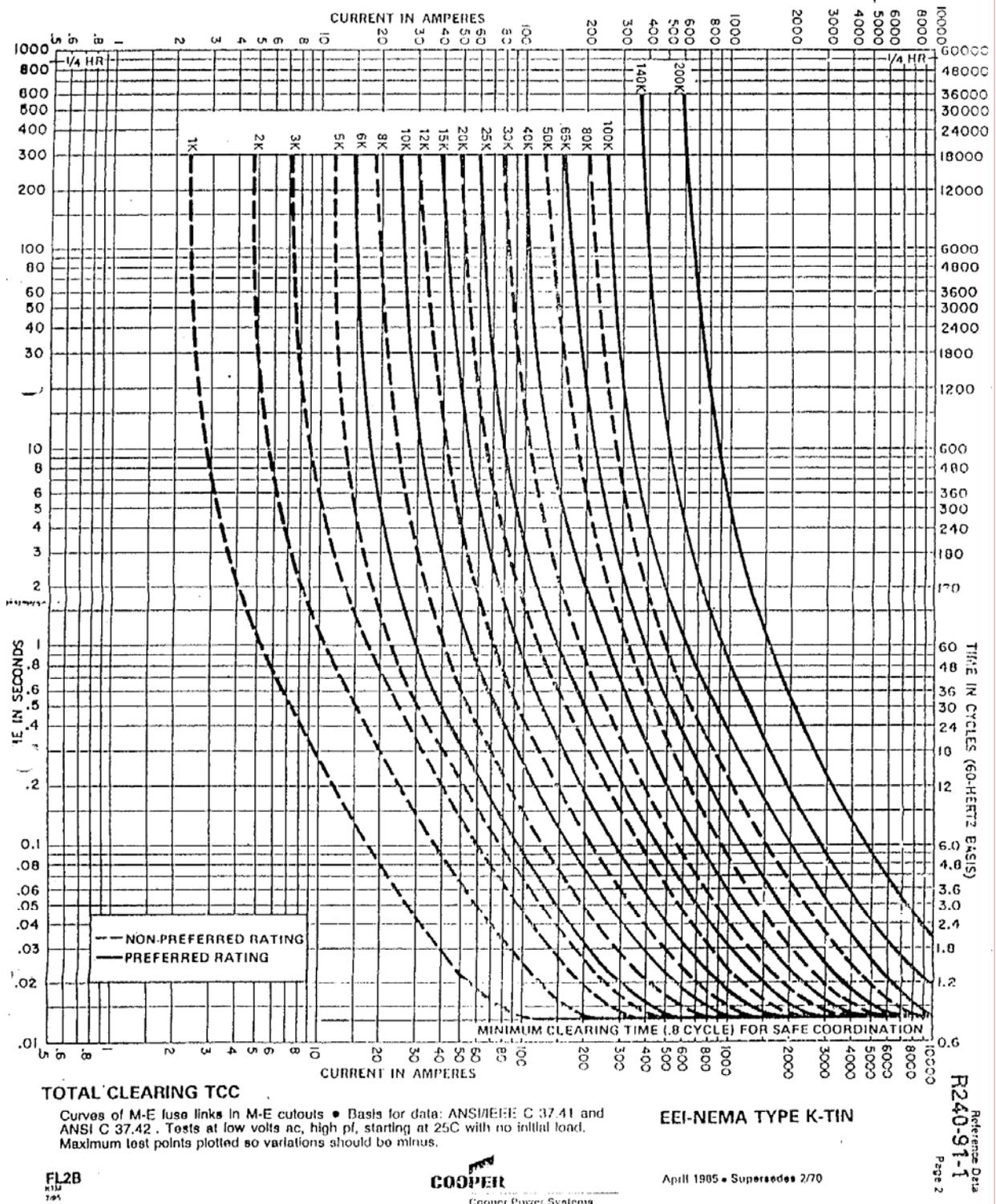
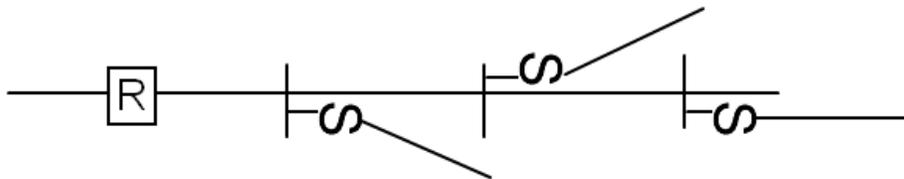


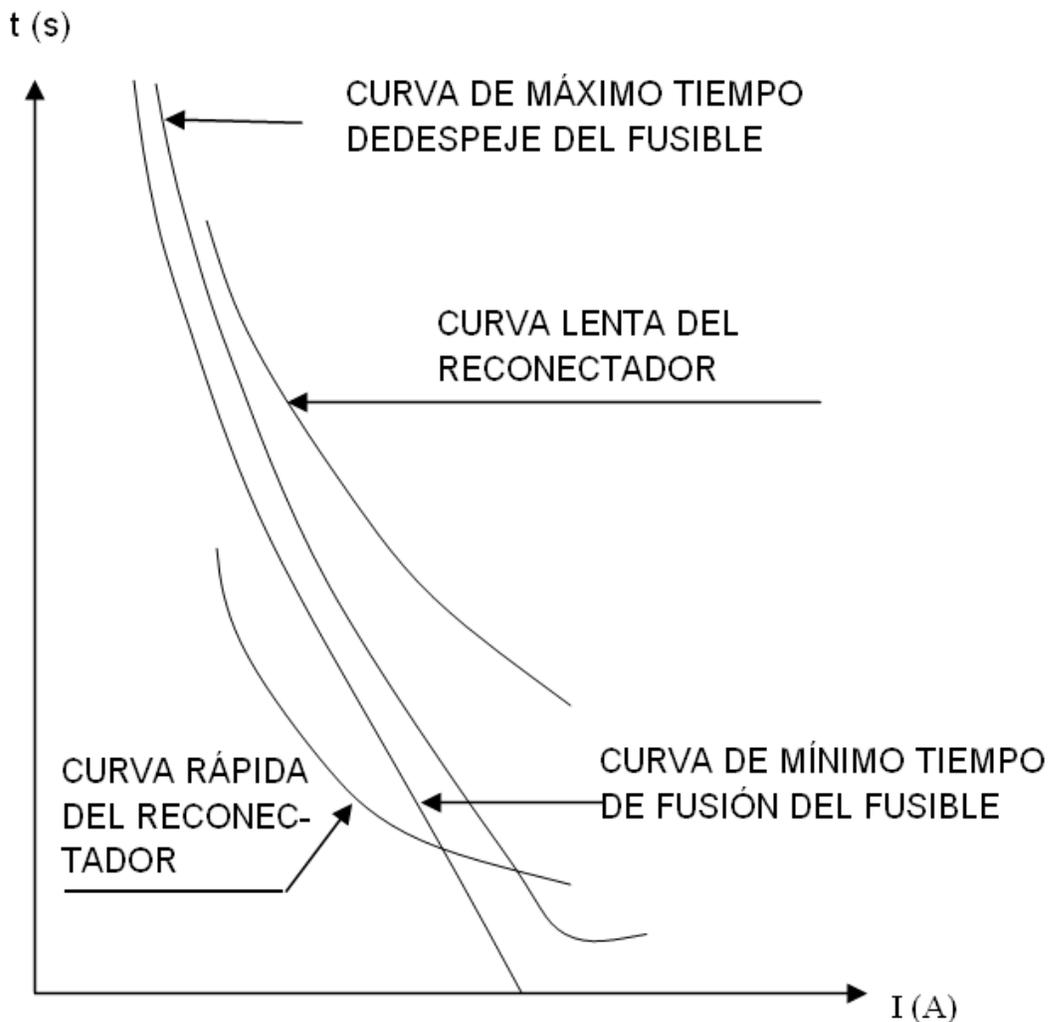
Figura 11.- Curvas de tiempo máximo de aclaramiento de fusión de fusibles EEI – NEMA tipo K de estaño

Coordinación Reconectador – Fusible

Proporciona protección contra fallas transientes y permanentes.

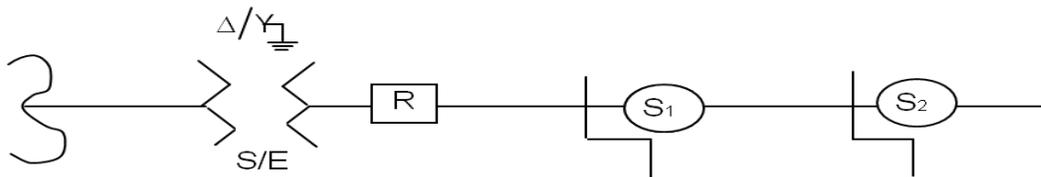


La curva rápida del reanclador es usada para despejar toda falla transiente que ocurra en el alimentador troncal y en sus laterales. Para fallas permanentes en los laterales la curva lenta del reanclador permite que el fusible despeje la falla, resultando sólo fuera de servicio el lateral que se encuentra en condición de fallas; lo anterior se ilustra en la figura siguiente:



PREGUNTAS SOBRE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

1. Dibuje, para un reconectador, un ciclo de operación completo, indicando sus detalles y explique su principio de operación.
2. Explique las características de un “seccionalizador” y describa el criterio de coordinación de este en el sistema de distribución radial de la figura.



3. Exprese como se define “razón de velocidad” para fusibles tipo K y T de hasta 100 A. Dibuje un gráfico de apoyo a su explicación.
4. Para el caso de un sistema de protección:
 - a) Explique que ventajas y/o desventajas presenta un sistema de distribución primario no aterrizado frente a uno aterrizado.
 - b) Explique que entiende por:
 - i) Capacidad de ruptura de un reconectador
 - ii) Capacidad de tensión de un dispositivo de protección
 - c) Explique adecuadamente el principio operativo de la protección de un sistema de distribución primaria contra fallas transitorias. Ayúdese gráficamente.
 - d) Exprese y describa el parámetro o característica que permite diferenciar los fusibles tipo K de los tipo T.

EJERCICIOS DE CÁLCULO DE COORDINACIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE PROTECCIONES FUSIBLES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE MT

Ejercicio 1.- De acuerdo a los datos proporcionados en el diagrama unilineal, se pide:

- especifique los fusibles indicados, de modo de cumplir con el criterio de coordinación y respaldo.
- Para un estudio complementario se requiere conocer las corrientes de corto circuito bifásico en las barras. Determinélas a partir de los datos indicados en el diagrama unilineal.

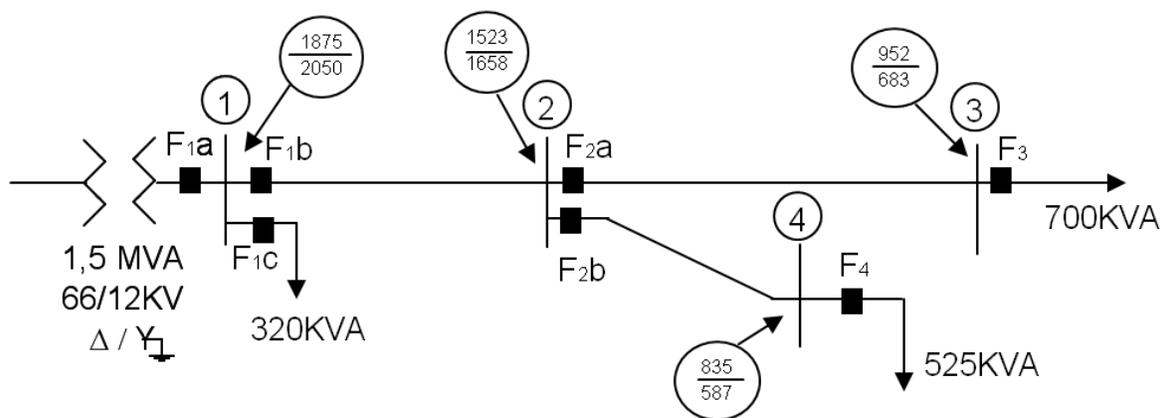


Figura 27.- Diagrama unilineal de sistema de distribución primaria radial con protecciones fusibles

Desarrollo de parte a)

Cálculo de las corrientes de cargas por los fusibles

$$I_{F_3} = \frac{700(\text{KVA})}{\sqrt{3} * 12(\text{kV})} = 33,68 \text{ A} \quad I_{F_{2a}} = I_{F_3}$$

$$I_{F_4} = \frac{525(\text{kVA})}{\sqrt{3} * 12(\text{kV})} = 25,26 \text{ A} \quad I_{F_{2b}} = I_{F_4}$$

$$I_{F_{1b}} = I_{F_{2a}} + I_{F_{2B}} = 33,68 + 25,26 = 58,94 \text{ (A)}$$

$$I_{F_{1c}} = \frac{320(\text{kVA})}{\sqrt{3} * 12(\text{kV})} = 15,4 \text{ (A)}$$

$$I_{F_{1a}} = I_{F_{1b}} + I_{F_{1c}} = 58,94 + 15,4 = 74,33 \text{ (A)}$$

Determinación del número NEMA de cada fusible

$$N^{\circ}_{NEMA} = \frac{I_{\text{carga fusible}}}{1,5}$$

FUSIBLE	Icarga (A)	Icarga/1,5	EEI-NEMA K o T	Icc max en Barra
F ₃	33,68	22,45	25 T	952 A
F _{2a}	33,68	22,45	25 T → 30 T *	1.658 A
F ₄	25,26	16,83	20 T	835 A
F _{2b}	25,26	16,83	20 T → 25 T *	1.658 A

- * En este caso, como son fusibles en cascadas, el que está aguas arriba debe ser tal que su curva de tiempo de fusión esté desplazada hacia la derecha del fusible ubicado aguas abajo.

FUSIBLE	Icarga (A)	Icarga/1,5	EEI-NEMA K o T	Icc max en Barra
F _{1b}	58,94	39,3	40 T	2.050 A
F _{1c}	15,4	10,27	12 T	2.050 A
F _{1a}	74,33	49,55	50 T	2.050 A

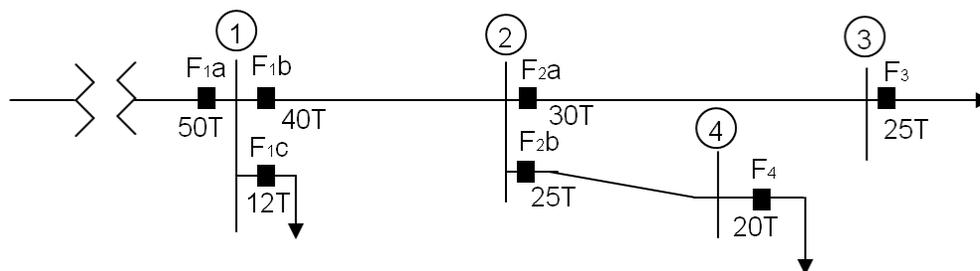
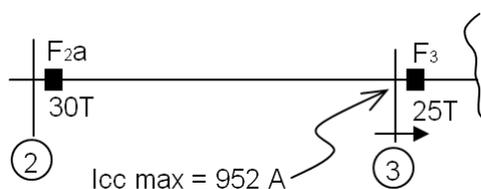


Figura 28.- Identificación de los fusibles de protección en el alimentador

Análisis de coordinación y respaldo mediante tablas de coordinación

a)



Según tabla de coordinación, el **fusible 30 T no da respaldo al fusible 25 T**. En consecuencia se debe subir al fusible de respaldo a la serie siguiente, esto es 40T, el que da respaldo hasta una Icc máxima de 1.400 A en barra 3 que es mayor que la Icc de 952 A en barra 3

Figura 29.- Análisis de coordinación entre fusible F_{2b} y fusible F₃

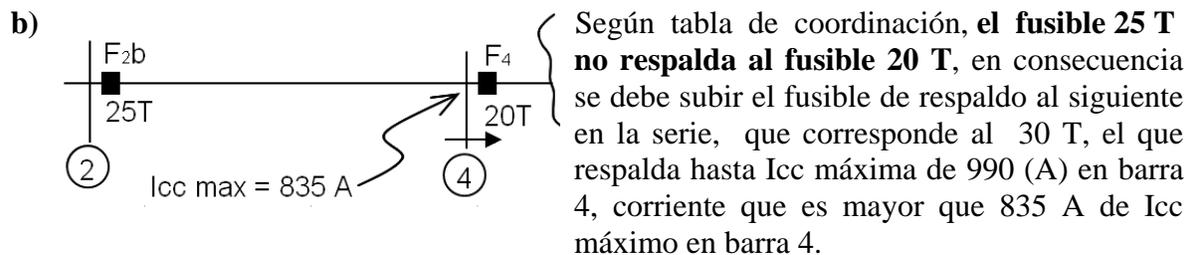


Figura 30.- Análisis de coordinación entre fusible F_{2b} y fusible F_4

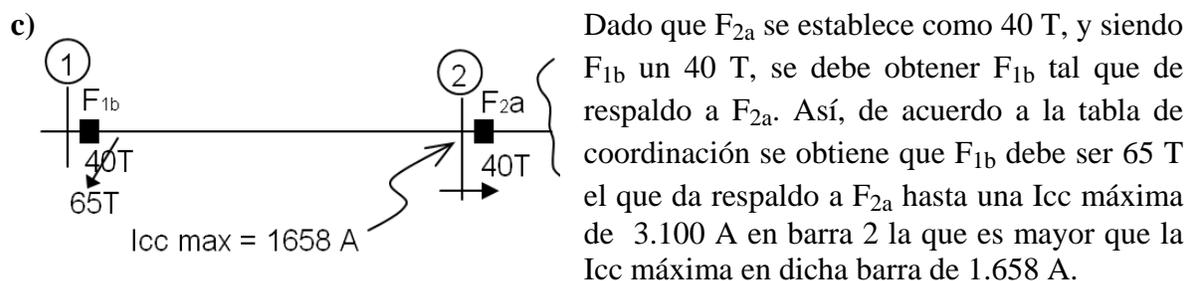


Figura 31.- Análisis de coordinación entre fusible F_{1b} y fusible F_{2a}

- d) Verificación si $F_{1b} = 65$ T da respaldo a $F_{2b} = 30$ T. De la tabla de coordinación obtenemos:
El 65 T da respaldo al 30 T hasta para I_{cc} máxima de 3.100 A en barra 3 la que es mayor que 1.650 A, valor de la I_{cc} máxima en barra 3

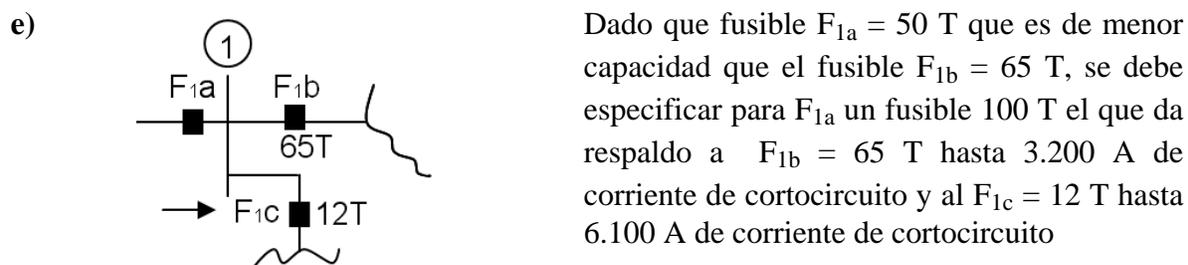


Figura 32.- Análisis de coordinación entre fusible F_{1a} y fusible F_{1b} y Fusible F_{1c}

Resumen Especificación de Fusibles

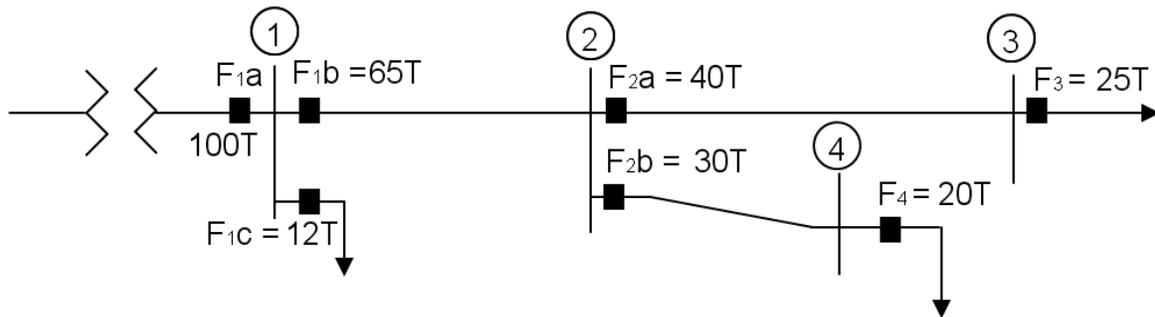


Figura 33.- Especificación final de fusibles para el alimentador radial

Fusible de Protección	Fusible de Respaldo	Icc máxima en barra	Icc máxima de respaldo
$F_3 = 25T$	$F_{2a} = 40T$	(3) 952 (A)	1.400 (A)
$F_{2a} = 40T$	$F_{1b} = 65T$	(2) 1658(A)	1.700 (A)
$F_4 = 20T$	$F_{2b} = 30T$	(4) 835 (A)	990 (A)
$F_{ab} = 30T$	$F_{1b} = 65T$	(2) 1.658 (A)	3.100 (A)
$F_{1b} = 65T$	$F_{1a} = 100T$	(1) 2.050 (A)	3.200 (A)
$F_{1c} = 12T$	$F_{1a} = 100T$	(1) 2.050 (A)	610 (A)

Desarrollo de parte b)

Para la condición de $X_2 = X_1$ se cumple que
$$I_{cc_{2\phi}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc_{3\phi}}$$

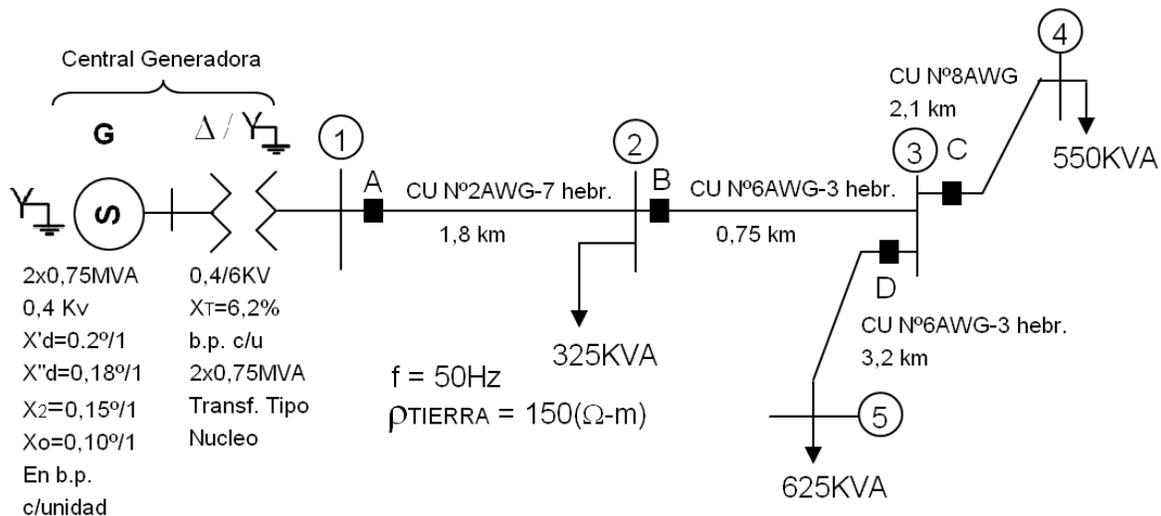
Por lo tanto:
$$I_{cc_{2\phi(4)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 1875 = 1.623,8 \text{ (A)}$$

$$I_{cc_{2\phi(2)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 1523 = 1.319 \text{ (A)}$$

$$I_{cc_{2\phi(3)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 952 = 824,5 \text{ (A)}$$

$$I_{cc_{2\phi(4)}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 835 = 723,1 \text{ (A)}$$

Ejercicio 2.- En el sistema de distribución primaria de la figura determine las corrientes de cortocircuito necesarias para especificar adecuadamente las protecciones fusibles en los puntos indicados.



Todas las líneas son aéreas en cruceta de 2m

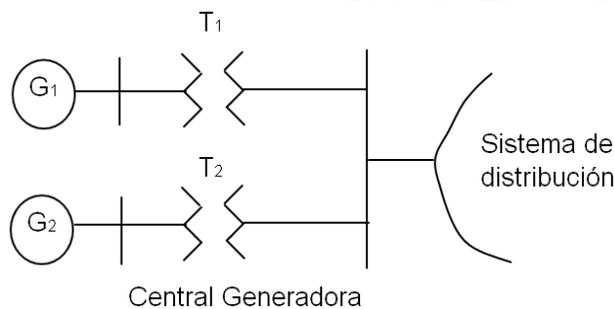


Figura 34 Diagrama unilineal de sistema de distribución primaria para cálculo de cortocircuitos con fines de especificación de protecciones fusibles

Desarrollo

Se requiere evaluar los cortocircuitos en barras (1), (2) y (3) tanto 1 ϕ como 3 ϕ para determinar la máxima corriente de corto circuito. En tales circunstancias se debe determinar las impedancias de secuencias de las líneas y del transformador.

0,1,2

Calculo [Z] de las líneas: asumiendo líneas transpuestas, se tiene:

$$Z_1 = Z_2 = Z \text{ por fase} = R_a + j X_L \quad (\Omega/km)$$

$$\text{Con } X_L = X_a + X_d$$

R_a y X_a se obtienen de tablas de conductores y X_d se calcula según la expresión

$$\text{clásica: } X_d = 2,8935 \times 10^{-3} \times f \times \text{Log DMG } (\Omega/\text{km})$$

$$Z_o = (R_a + R_a) + j (X_a + X_e - 2 X_d) (\Omega/\text{km})$$

Donde R_e y X_e son las correcciones de Carson de primer orden para el cálculo de las impedancias con retorno por tierra:

$$R_e = 2,964 \times 10^{-3} * f (\Omega/\text{Km}) \quad X_e = 3 \times 2,8935 \times 10^{-3} \times f \times \text{Lg De}$$

$$\text{donde } De = 659 \sqrt{\frac{\rho}{f}} (\text{m})$$

Línea 1 – 2 : Cu N° 2 AWG – 7 hebras; 1,8 km de longitud

$$D = 0,9 \text{ m para cruceta de 2 m.}$$

$$\text{de tabla: } \begin{matrix} (\Omega/\text{km}) & (\Omega/\text{km}) \\ R_a = 0,548 (\Omega/\text{km}) \text{ a } 25^\circ\text{C} ; & R_a = 0,544 (\Omega/\text{km}) \text{ a } 50^\circ\text{C} \end{matrix}$$

$$X_a = 0,3717 (\Omega/\text{km})$$

$$X_d = 2,8935 \times 10^{-3} * f * \text{Lg } 0,9 \times \sqrt[3]{2} (\Omega/\text{km})$$

$$X_d = 0,0079 (\Omega/\text{km})$$

$$X_L = X_a + X_d = 0,38 (\Omega/\text{km})$$

$$\text{Luego } Z_1 = Z_2 = (0,548 + j 0,38 (\Omega/\text{km})) * 1,8 \text{ km} = 0,6669 / 34,74 * 1,8 (\Omega)$$

$$Z_1 = Z_2 = 0,9864 + j 0,684 (\Omega) = 1,2 / \underline{34,76^\circ} (\Omega)$$

$$R_e = 2,964 \times 10^{-3} \times 50 = 0,148 (\Omega/\text{km})$$

$$X_e = 3 \times 2,8935 \times 10^{-3} \times 50 * \text{Lg } 659 \sqrt{\frac{150}{50}} (\Omega/\text{km}) = 1,327 (\Omega/\text{km})$$

$$Z_o = (0,548 + 0,148) + j (0,3717 + 1,327 - 2 * 0,074)$$

$$Z_o = 0,696 + j 1,6829 (\Omega/\text{Km}) * 1,8 \text{ Km} = 1,821 / \underline{67,53^\circ} \times 1,8 (\Omega)$$

$$Z_o = 1,2528 + j 3,02922 (\Omega) = 3,27806 / \underline{67,53^\circ} (\Omega)$$

Línea 2 – 3 Cu N° 6 AWG – 3 hebras; $l = 0,75$ km de longitud

De tabla: $R_a = 1,3732$ (Ω/km) a 25°C

$$R_a = 1,4975$$
 (Ω/km) a 50°C

$$X_a = 0,3996$$
 (Ω/km) ; X_d

del cálculo anterior: $X_d = 0,0074$ (Ω/km)

$$X_L = X_a + X_d = 0,3996 + 0,0079 = 0,4075$$
 (Ω/km)

Luego $Z_1 = Z_2 = 1,3732 + j 0,4075$ (Ω/km) * $0,75$ km

$$Z_1 = Z_2 = 1,07429$$
 $\angle 16,53^\circ$ ($\Omega = 1,03 + j 0,30563$ (Ω))

$$Z_o = (R_a + R_e) + j (X_a + X_e - 2 x_d)$$
 (Ω/km)

$$Z_o = (1,3732 + 0,148) + j (0,3996 + 1,327 - 2 \times 0,0079)$$
 (Ω/km)

$$Z_o = 1,5212 + j 1,7108$$
 (Ω/km) * $0,75$ (km)

$$Z_o = 1,1409 + j 1,2831$$
 (Ω) = $1,717$ $\angle 48,36^\circ$ (Ω)

NOTA: Las líneas 3 –4 y 3-5 no es necesario evaluarlas.

Transformador: $X_1 = X_2 = 0,062$ ($^0/1$) base propa $S_B = 0,75$ MVA

$$X_o = 0,85 X_1 = 0,85 \times 0,062 = 0,0527$$
 ($^0/1$) por ser tipo núcleo

Expresando todo en $^0/1$ para $S_B = 0,75$ MVA ; $V_{B_{BT}} = 0,4$ kV

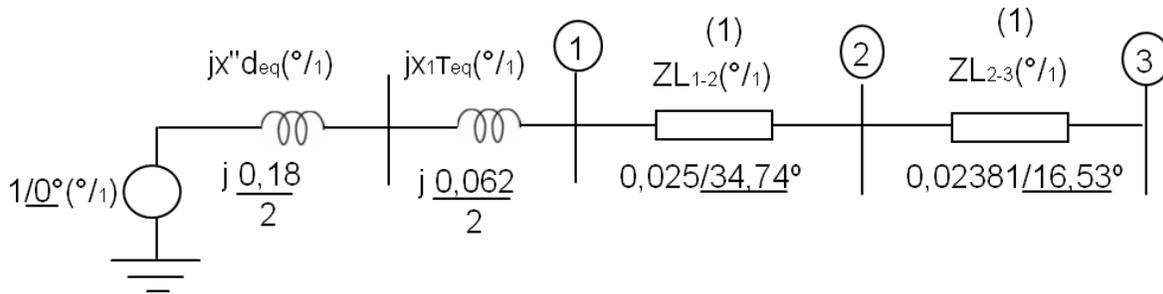
$$V_{B_{AT}} = 6$$
 kV

$$Z_{B_{lado\ línea}} = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = \frac{36}{0,75} = 48$$
 (Ω)

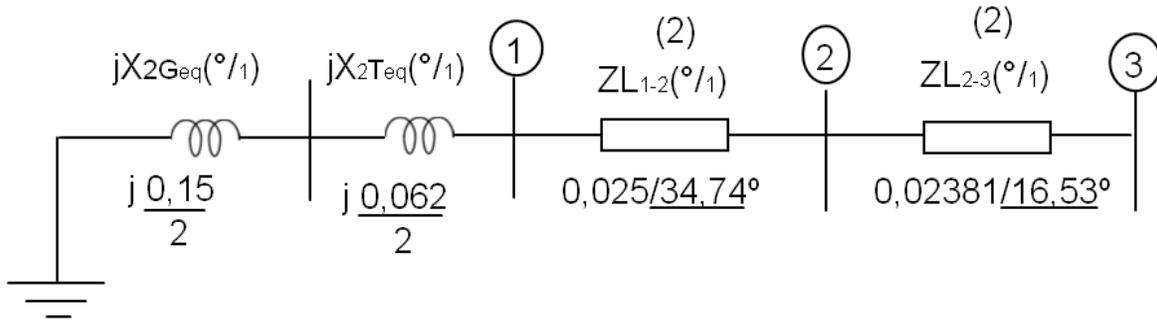
Impedancias de las líneas en $^0/1$

Línea	$Z_1 = Z_2 (\Omega)$	$Z_1 = Z_2 (^0/1) = \frac{Z (\Omega)}{Z_B (\Omega)}$	$Z_0 (\Omega)$	$Z_0 (^0/1) = \frac{Z (\Omega)}{Z_B (\Omega)}$
L ₁₋₂	1,2 36,74	0,025 36,74	3,27806 67,53	0,0683 67,53
L ₂₋₃	1,07429 16,53	0,02381 16,53	1,717 48,36	0,035771 48,36
L ₁₋₂		0,02054x j 0,01425		0,02610 xj 0,06311
L ₂₋₃		0,02263x j 0,00017		0,02377 xj 0,02673

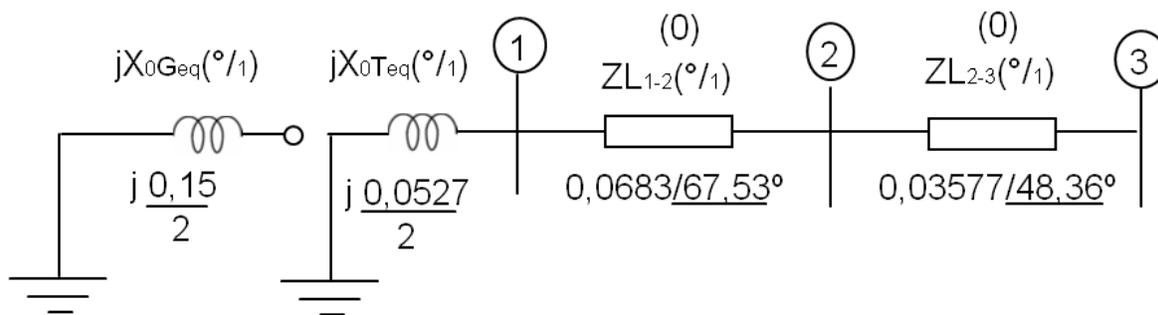
Red de sec (+)



Red de sec (-)



Red de sec (0)



Cálculo del corto circuitos trifásicos en barras 1,2 y 3

CC_{3φ} en Barra 1:
$$\bar{I}_{CC_{3\phi_1}} = \bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_1}{\bar{Z}_1} = \frac{1}{j \frac{(0,18+0,062)}{2}} = \frac{1}{j \frac{0,242}{2}} \text{ (°/1)}$$

$$\bar{I}_{CC_{3\phi_1}} = -j8,26446 \text{ (°/1)}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} V_B} = \frac{0,75 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 6 \text{ KV}} \quad \bar{I}_{CC_{3\phi_1}} \text{ (A)} = 596,45 \text{ (A)}$$

CC_{3φ} en Barra 2:
$$\bar{I}_{CC_{3\phi_2}} = \frac{1}{j0,121+0,025 \left| \underline{34,74} \right.} = \frac{1}{0,1368 \left| \underline{81,36} \right.}$$

$$\bar{I}_{CC_{3\phi_2}} = 7,31 \left| \underline{-81,36} \right. \text{ (°/1)}$$

$$\bar{I}_{CC_{3\phi_2}} \text{ (A)} = 527,57 \text{ (A)}$$

CC_{3φ} en Barra 3:
$$\bar{I}_{CC_{3\phi_3}} = \frac{1}{0,1368 \left| \underline{81,36} \right. + 0,02381 \left| \underline{67,53} \right.}$$

$$\bar{I}_{CC_{3\phi_3}} = \frac{1}{0,16002 \left| \underline{79,32} \right.} = 6,24928 \left| \underline{-72,32} \right. \text{ (°/1)}$$

$$\bar{I}_{CC_{3\phi_3}} = 451,01 \text{ (A)}$$

Cálculo del corto circuitos 1 ϕ en barras 1, 2 y 3 si es necesario

Las 3 redes de secuencia se conectan con serie en el punto donde ocurre el cortocircuito; por lo tanto $I_1 = I_2 = I_o = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_o}$; siendo Z_1 , Z_2 y Z_o las Z_{TH} vistas desde el punto de falla.

$$I_{CC_{1\phi}} = 3I_o = 3I_1 = 3I_2 \quad (\% / 1)$$

CC_{1 ϕ} en Barra 1:

$$I_{CC_{1\phi_1}} = 3 \frac{1}{j0,09 + j0,031 \times 2 + j0,075 + j0,02635} = 3 \frac{1}{j0,25335}$$

$$I_{CC_{1\phi}} = j11,8413 \quad (\% / 1) \quad \Rightarrow \quad I_{CC_{1\phi}} (A) = 854,6 \text{ A} > \bar{I}_{CC_{3\phi_1}}$$

CC_{1 ϕ} en Barra 2:

$$I_{CC_{1\phi_2}} = 3 \frac{1}{j0,35335 + 2 \times 0,025 \left| \begin{array}{l} 34,74 + 0,0683 \\ 67,53 \end{array} \right.}$$

$$I_{CC_{1\phi_2}} = \frac{3}{0,3514 \left| \begin{array}{l} 78,98^\circ \end{array} \right.} = 8,53630 \left| \begin{array}{l} -78,98^\circ \end{array} \right. \quad (\% / 1)$$

$$I_{CC_{1\phi_2}} (A) = 616,06 (A) > \bar{I}_{CC_{3\phi_2}}$$

CC_{1 ϕ} en Barra 3:

$$I_{CC_{1\phi_3}} = 3 \frac{1}{0,35114 \left| \begin{array}{l} 78,98 + 2 \times 0,02381 \\ 67,53 + 0,03577 \\ 48,36 \end{array} \right.}$$

$$I_{CC_{1\phi_3}} = \frac{3}{0,42979 \left| \begin{array}{l} 75,29^\circ \end{array} \right.} = 6,9802 \left| \begin{array}{l} -75,29^\circ \end{array} \right. \quad (\% / 1)$$

$$I_{CC1\phi3} \text{ (A)} = 503,76 \text{ (A)} > \bar{I}_{CC3\phi3}$$

Con las corrientes de cortocircuitos determinadas, proceda a especificar los fusibles de modo que ellos cumplan con las características de selectividad, sensibilidad, coordinación y respaldo.

Ejercicio propuesto.- Para el sistema de Distribución Primaria, cuyo diagrama unilíneal se muestra en la figura, e en el cual se indican los resultados de un estudio de corto circuito, especifique los fusibles de modo de cumplir con los requerimientos fundamentales de un sistema de protección.

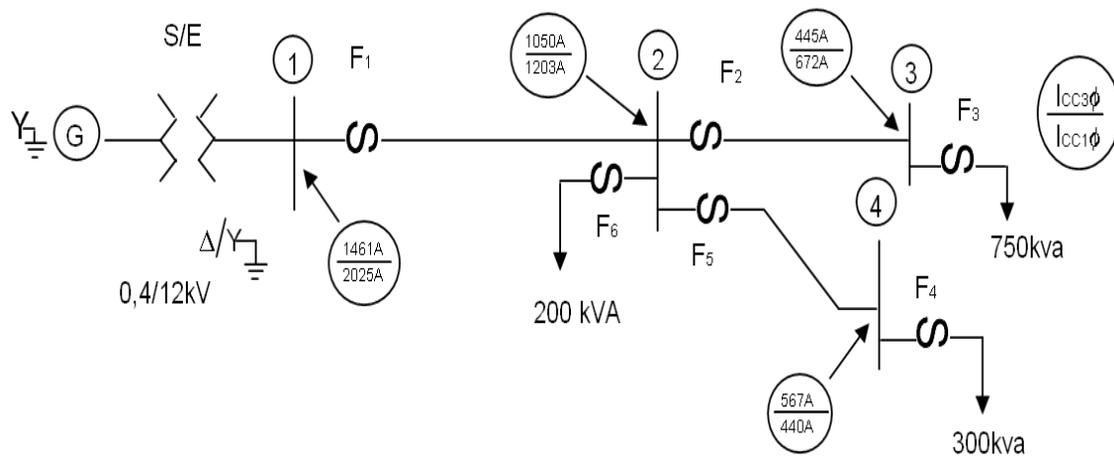


Figura 35.- Diagrama unilíneal de sistema de distribución primaria para determinar las protecciones fusibles

5.2.5. Relé de sobrecorriente con retención por tensión

Este relé es de la misma forma constructiva del relé de sobrecorriente de fase, con la diferencia que además posee una bobina alimentada con tensión, la que genera un torque electromagnético negativo respecto del torque generador por la bobina de corriente del relé. Así, el torque de operación es:

$$T_{op} = K_i I^2 - K_v V^2 \quad (5.2)$$

Donde: I es la corriente por la bobina de corriente, V es el voltaje aplicado a la bobina de tensión, K_i y K_v son constantes propias del elemento de corriente y de tensión, respectivamente.

Este tipo de protección se ha diseñado con el propósito de proveer protección de respaldo contra fallas externas de generadores. En los generadores cuando hay un aumento normal de la carga (sobrecarga), la tensión se mantiene constante, pero cuando ocurre una falla externa, la corriente de falla puede ser del orden de una corriente de sobrecarga normal, pero la tensión disminuye, lo que permite discriminar la ocurrencia de la falla, mediante la utilización de un “relé de sobrecorriente con retención por tensión”.

La figura 5.25 ilustra como alimentar las bobinas de corriente y de tensión de este tipo de relé:

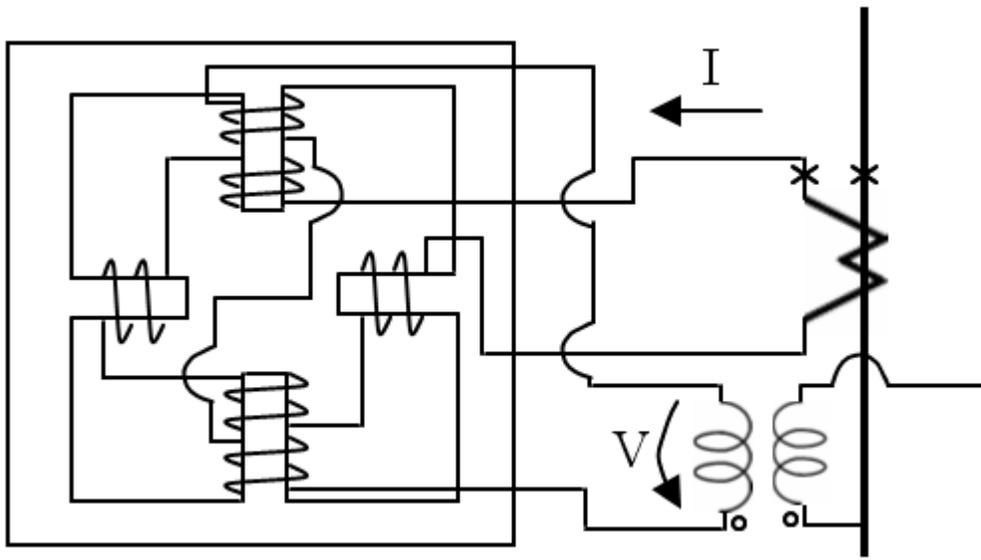


Figura 5.25. Alimentación bobinas de corriente y voltaje de relé de sobrecorriente con retención de tensión.

Una forma típica de conectar el relé de sobrecorriente con retención de tensión es según se muestra en la figura 5.26 siguiente:

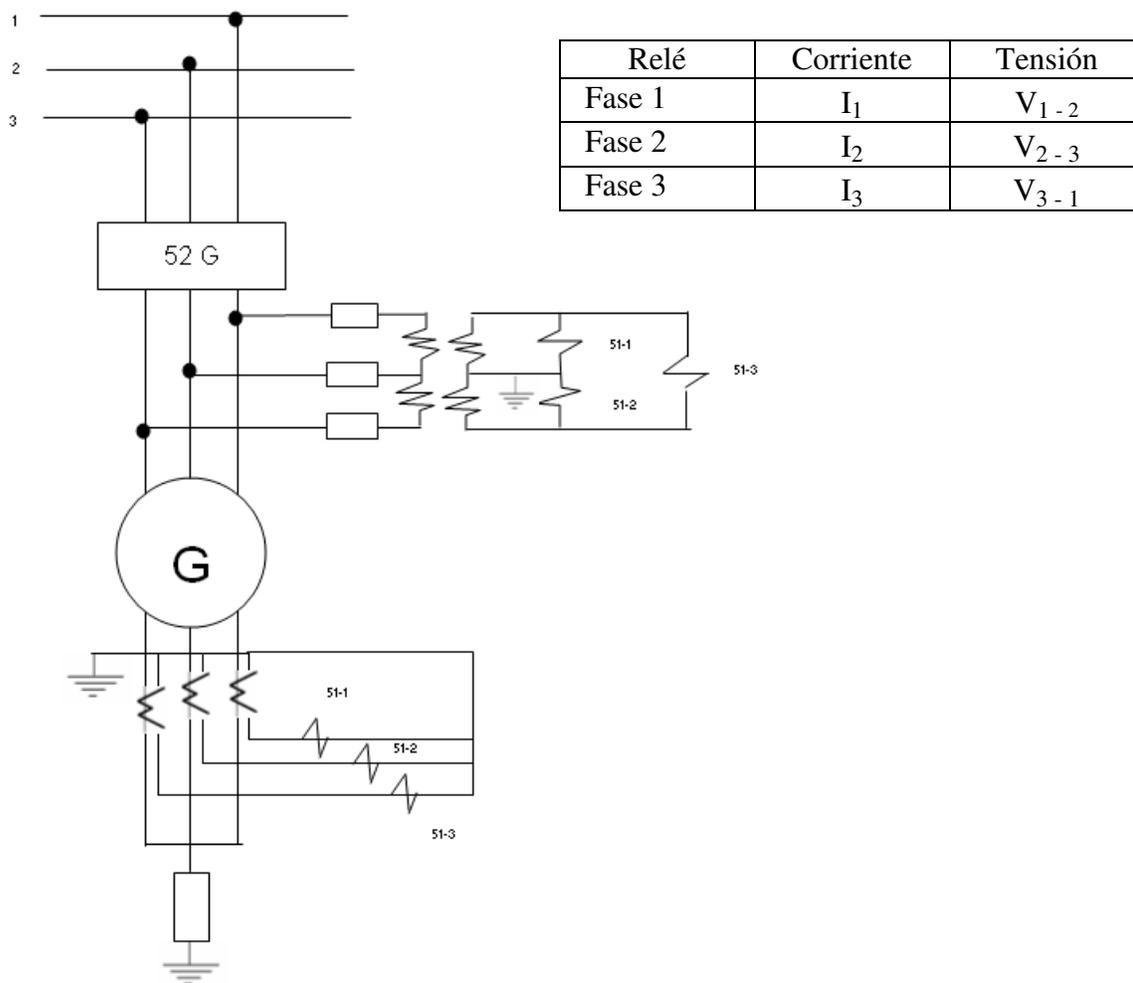


Figura 5.26. Conexión típica de las bobinas de I y V de un relé de sobrecorriente con retención de tensión.

En la figura 5.26, la alimentación de los bobinas de corriente proviene de TCs ubicados en el lado del neutro del generador, proveyendo protección de respaldo aún si el interruptor (52G) está abierto o no hay otra fuente de generación en el sistema. La alimentación de las bobinas de tensión proviene de TPs del generador.

En esta forma de conexión, el relé de la o las fases afectadas tiene un aumento de corriente y una disminución de tensión para cualquier tipo de falla.

De acuerdo con el principio de funcionamiento del comparador del relé y con su conexión, este esquema de protección se caracteriza por discriminar entre fallas motivadas por cortocircuitos y anomalías como penduleos o sobrecargas. Contra cortocircuito es posible dar un ajuste más sensible que con la clásica protección de sobrecorriente de tiempo inverso.

Curvas características: Las curvas características del relé de sobrecorriente con retención, que se ilustran en la figura 5.27, durante la operación normal (con 115 volts de retención, por ejemplo) son mas inversas que las correspondientes al relé de sobrecorriente extremadamente inverso. Sin retención, la forma de la curva se aproxima a la de un relé de inducción del tipo muy inverso y el valor del pick-up del relé es cerca del 25% del valor pick up correspondiente a la condición anterior con 115 V. Este cambio en la forma de la curva de operación del relé, hace posible que el relé se pueda ajustar de modo que permita al generador tomar cualquier sobrecarga posible, dentro de la capacidad de la máquina, de acuerdo a los requerimientos, y a la vez, sea capaz de operar rápidamente con la misma magnitud de corriente o aún con una corriente menor cuando se presenta una falla.

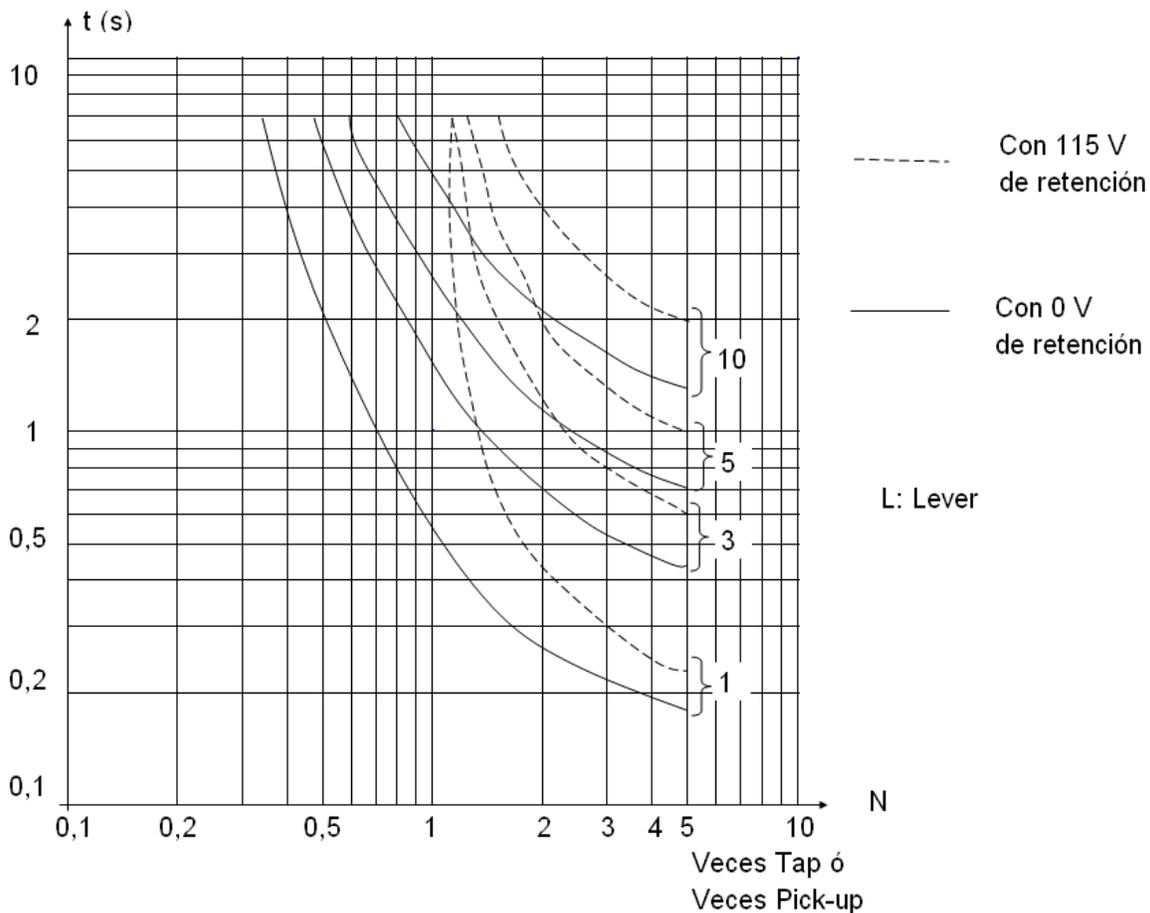


Figura.5.27. Curvas de tiempo versus corriente en múltiplos de tap o pick-up de relé de sobrecorriente de tiempo inverso con retención por voltaje.

5.3. PROTECCION DIRECCIONAL

5.3.1. Introducción

Siendo la potencia eléctrica una magnitud cuya dirección es posible determinar en forma absoluta, contrariamente a lo que sucede con la corriente, ya que su dirección solo puede ser determinada en relación a otra corriente (se puede afirmar solamente que dos corrientes tienen o no la misma dirección), ella, la potencia, con su propiedad de direccionalidad, permite su aplicación como otro medio de selección en un sistema de protección en adición a otras magnitudes y aisladamente.

Un sistema de protección basado en la medida de potencia operará solamente para una determinada dirección de ella y evitará la operación del equipo de desconexión cuando ella fluya en la dirección opuesta. De este modo, es posible completar la aplicación de la corriente como magnitud de medida con un “relé direccional” para el caso de un sistema de energía eléctrica en anillo o enmallado.

5.3.2. Principio de operación de un relé direccional.

Los relés direccionales cumplen con la función de detectar el sentido del flujo de la potencia y estarán, por lo tanto, basados en el principio de operación del wáttmetro.

Por lo tanto, pueden ser del tipo electromagnético (tipo balanza) o de inducción (de cilindro o de disco), o bien del tipo digital numérico.

Los relés direccionales se utilizan en aplicaciones donde se desea permitir la acción de “trip” (operación de desconexión de un interruptor) para corrientes que fluyen en sólo una dirección. De esta forma, tal como se expresara previamente, la incorporación de una segunda bobina para el relé de sobrecorriente, la que se energiza por el voltaje del circuito, “polarizada” la unidad, esto es, predetermina la dirección del flujo de corriente para el cual la unidad operará mediante el posicionamiento de una cantidad de referencia. La otra bobina debe ser energizada por la corriente deseada. De este modo, cuando la corriente fluye en la “dirección de operación” producirá un torque para cerrar los contactos, pero la corriente fluyendo en la dirección opuesta producirá un torque de retención que mantiene los contactos abiertos.

La ecuación general de torque solicitante de los relés direccionales de tecnología electromecánica, queda determinado por el flujo magnético producido en la bobina de corriente (Φ_I) y bobina de voltaje de polarización (Φ_V), los que son proporcionales a la corriente y voltaje respectivamente, además del ángulo de fase entre el voltaje y la corriente (ϕ), entre el voltaje y su flujo magnético (α) y entre la corriente y su flujo magnético (β), dicha ecuación es:

$$T_s = K \cdot V \cdot I \cdot \text{Sen}(\varphi + \beta - \alpha) \quad (5.3)$$

De la ecuación (5.3) se deduce que el torque será máximo cuando se cumpla que $\text{Sen}(\varphi + \beta - \alpha) = 1$, para lo cual debe cumplirse que $(\varphi + \beta - \alpha) = 90^\circ$.

Si se designa por θ el valor de φ que produce torque máximo, la ecuación (5.3) se puede escribir como:

$$T_s = K \cdot V \cdot I \cdot \text{Cos}(\varphi - \theta) \quad (5.4)$$

donde: $\theta = 90^\circ + \alpha - \beta$ Se define como “ángulo de torque máximo” del relé

Para que el torque solicitante (T_s) venza al torque resistente K_R , es necesario que:

$$K \cdot V \cdot I \cdot \text{Cos}(\varphi - \theta) \geq K_R \quad (5.5)$$

Es decir, debe cumplirse que $K \cdot V \cdot I \cdot \text{Cos}(\varphi - \theta) \geq K$ (5.6)

La ecuación (5.6) permite representar la característica de operación de un relé direccional

Dado que se utiliza un voltaje para polarizar la unidad direccional, su corriente pick-up es dependiente de la magnitud del voltaje y del ángulo de fase entre la corriente y el voltaje. El ángulo de fase particular al cual la corriente pick-up es mínima se llama “ángulo de torque máximo”. Esto se muestra en la figura 5.28.

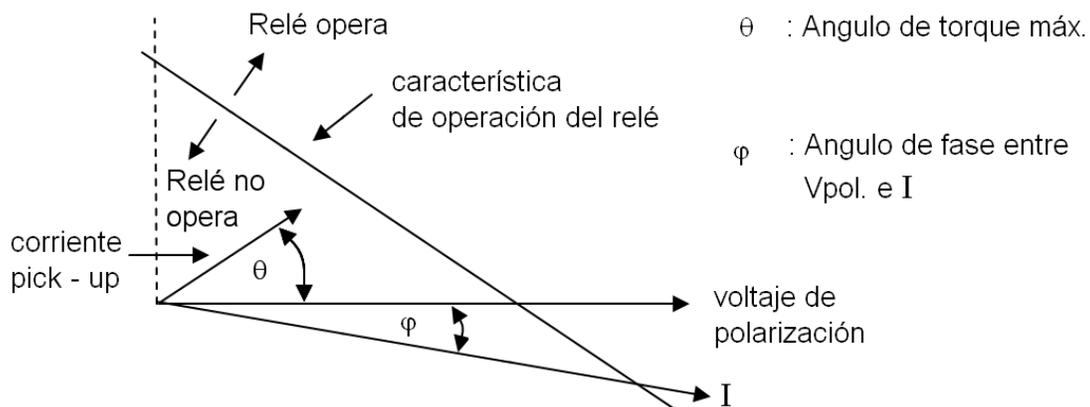


Figura 5.28. Característica Operacional de un Relé Direccional en Coordenadas Polares.

5.3.3. Relés direccionales de sobrecorriente

Estos constan, fundamentalmente de un elemento de sobrecorriente convencional, por ejemplo el relé IAC de la General Electric (relé de disco de inducción), y de un elemento direccional (elemento del tipo cilindro de inducción), que es el encargado de proporcionar el “control direccional” sobre el elemento de sobrecorriente. Recuerde que el

elemento direccional está constituido por la bobina de polarización, la que puede ser alimentada por tensión o por corriente, como se describirá más adelante.

El control Direccional sobre el elemento de sobrecorriente puede realizarse de dos maneras diferentes:

- 1) Conectar los contactos del elemento de sobrecorriente y del elemento direccional en serie en el circuito de desenganche del interruptor, esto se denomina “**supervisión direccional**”, de manera que mientras no se cierren ambos contactos no se completa dicho circuito y por consiguiente no se produce “trip”.
- 2) Combinar los contactos de ambos elementos de modo que mientras no opere el elemento direccional no pueda operar el elemento de sobrecorriente, esto se denomina “**control direccional**”.

La “supervisión direccional” puede, en ciertos casos, causar una falsa operación de la protección, por lo cual comúnmente se utiliza el sistema de “control direccional”.

Control Direccional: La operación de un relé direccional de sobrecorriente se producirá únicamente cuando el elemento de sobrecorriente opere (cierre sus contactos) mientras el elemento direccional se encuentre operado, esto es, con sus contactos cerrados.

En la figura 5.29 siguiente se ilustra una aplicación de relés direccionales.

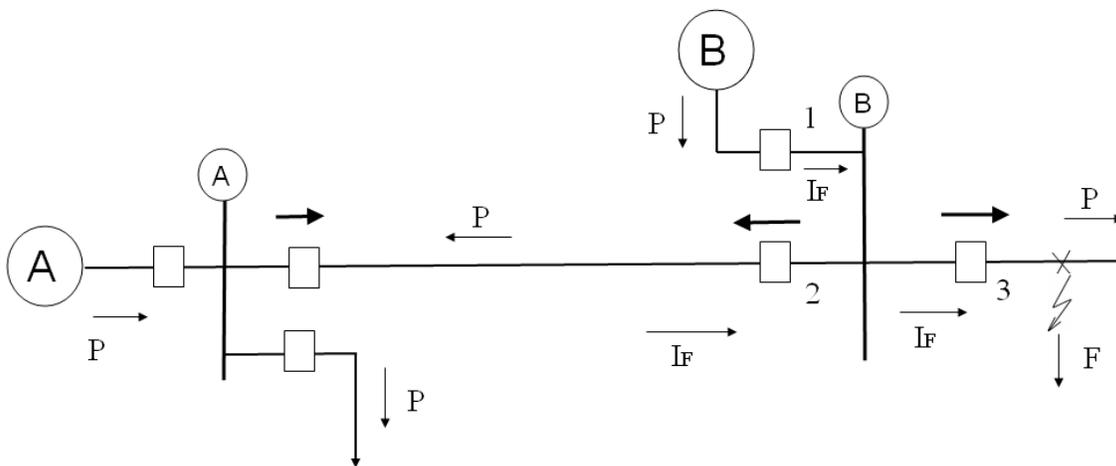


Figura 5.29. Protecciones de sobrecorriente direccional en un SEP.

Suponiendo que la condición de operación normal en el SEP es con el flujo de potencia P indicado, cuando se produce una falla que se indica en el punto F, las corrientes durante la falla fluyen según se indica en la figura 5.29 para I_F

El análisis de la operación del sistema de protección es:

1) En condiciones normales.

En interruptor N° 2: El relé direccional 67 está operado.
El relé de sobrecorriente 51 está abierto.

En interruptor N°3: El relé direccional 67 está operado.
El relé de sobrecorriente 51 está abierto.

Conclusión : Ambos interruptores cerrados, circuito en condición normal.

2) En las condiciones de falla en el punto F.

En interruptor N° 2: El relé direccional 67 abre sus contactos instantáneamente.
El relé de sobrecorriente 51 cierra sus contactos con retardo.

Por lo tanto, el interruptor N° 2 no abre, pues el elemento direccional no está operado (control direccional).

En interruptor N° 3: El relé direccional 67 sigue cerrado, porque el flujo de potencia no ha cambiado de dirección.

El relé de sobrecorriente 51 cierra sus contactos con retardo.

Por lo tanto, el interruptor N° 3 abre, ya que el 67 y el 51 tienen sus contactos cerrados (operados)

3) Después de despejada la falla

El SEP vuelve a su condición normal, la potencia fluye en forma normal.

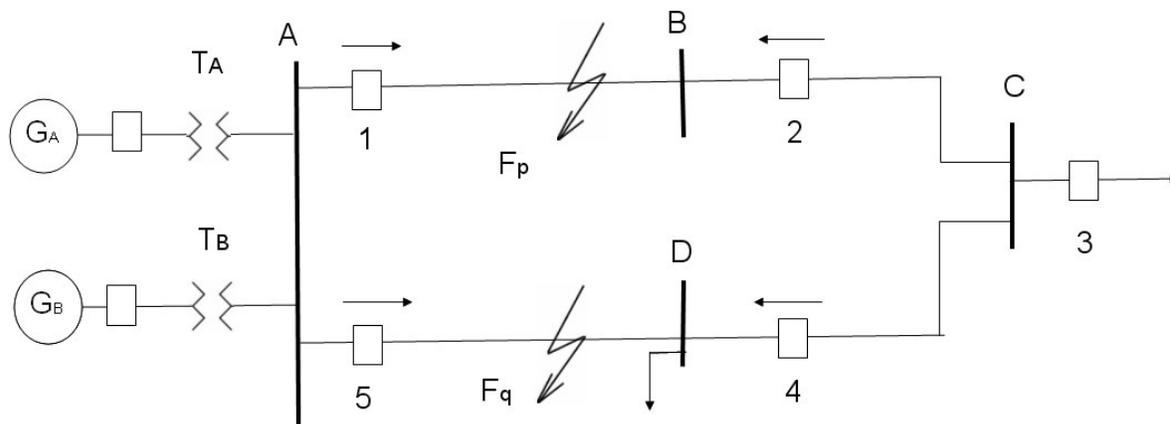
En interruptor N° 2: El relé direccional 67 cierra instantáneamente sus contactos, pues cambia el sentido del flujo P.

El relé de sobrecorriente 51 abre con retardo.

Por lo tanto, el interruptor N° 2 abre erróneamente porque momentáneamente se encuentran operados el 67 y el 51.

Esta situación debe ser resuelta mediante el “control direccional”, de modo de evitar que se produzca la operación errónea de apertura del interruptor N°2 por la acción del relé de sobrecorriente que controla dicho interruptor.

La Protección Direccional es ampliamente utilizada en sistemas en anillo, enmallados o radiales con generación bilateral, para proporcionar a las protecciones de sobrecorriente sus características de coordinación adecuadas, como se expresara en la sección 5.2.2. numeral ii) letra b). En dicho caso, repitiendo el esquema del SEP, la direccionalidad de las protecciones se indica por una flecha, según se muestra en la figura 5.3 siguiente.



**Figura 5.30 Protecciones direccionales en SEP en anillo.
Selección de la tensión de polarización y de la corriente**

Una unidad direccional emplea corriente de la línea protegida (corriente de fase para un relé de fase y corriente residual para un relé residual) y una magnitud de referencia, que corresponde a la magnitud de “polarización”, para determinar la dirección del flujo de la potencia.

Dado que la direccionalidad queda determinada por la potencia activa, es fundamental elegir adecuadamente la corriente y tensión a conectar a la bobina de sobrecorriente y de polarización, respectivamente.

Para conseguir un factor de potencia igual a uno en el relé es necesario elegir una corriente y un voltaje tal que su desfase sea igual al ángulo de la impedancia de la línea, **estando la corriente en adelante respecto al voltaje**. De este modo, al ocurrir un cortocircuito, la corriente se retrasará en el ángulo de la impedancia de la línea quedando en fase con el voltaje. El sistema de medida del relé se comportará, entonces, como si la potencia que fluye hacia el corto circuito fuera puramente activa. Además, los voltajes elegidos deben ser tales que la ocurrencia de un cortocircuito mantengan su valor en lo que sea posible. Esto, ciertamente, es solo posible para cortocircuitos 1 ϕ y 2 ϕ , ya que para el caso 3 ϕ los tres voltajes bajan en la misma proporción.

De acuerdo a lo expresado, para alimentar la bobina de corriente y de polarización por tensión, se distinguen conexiones de 0°, 30°, 60° y 90°.

A partir del diagrama fasorial de secuencia positiva (Sec(+)) para tensiones y corrientes, se determinan las corrientes y sus respectivos voltajes para polarización.

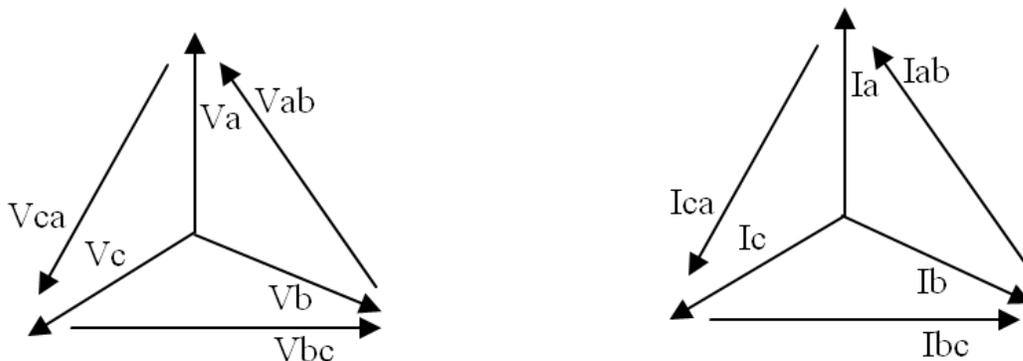


Figura 5.31 Diagramas fasoriales de voltajes y corrientes de Sec (+) o ABC

Corrientes y sus respectivas tensiones para cada tipo de conexión de un relé direccional (0° , 30° , 60° y 90°)

Conexión 0°

Ia ----- Va
Ib ----- Vb
Ic ----- Vc

Conexión 30°

Ia ----- Vac o (-Vca)
Ib ----- Vba o (-Vab)
Ic ----- Vcb o (-Vbc)

Conexión 60°

Ia ----- -Vc
Ib ----- -Va
Ic ----- -Vb

Conexión 60°

Iac ----- Vbc
Icb ----- Vab
Iba ----- Vca

Conexión 90°

Ia ----- Vbc
Ib ----- Vca
Ic ----- Vab

El tipo de conexión se elige en relación al ángulo de la impedancia de la línea. Así por ejemplo, si el ángulo de la impedancia de la línea es cercano a 60° , se deberá elegir la conexión de 60° , que es la más apropiada. En este caso, al producirse un cortocircuito, la corriente de falla, que alimenta la bobina de corriente del relé, se atrasará aproximadamente en 60° , de tal forma que en esta circunstancia quedará prácticamente en fase con el voltaje de polarización, permitiendo al sistema de medida del relé medir la potencia que fluye hacia el cortocircuito como si ésta fuera potencia puramente activa determinando de esta forma la dirección de ocurrencia de la falla, de forma tal que se habilita la operación del relé de sobrecorriente por medio de la unidad direccional. Para el caso de líneas aéreas, la conexión más adecuada es la de 60° ; en el caso de cables, en los cuales el ángulo de la impedancia es menor, la conexión de 30° es la más adecuada.

Los voltajes elegidos para polarización deben ser tales que producido un cortocircuito ellos mantengan su valor en todo lo que sea posible. Esto es sólo posible para el caso de cortocircuitos monofásicos o bifásicos, ya que para cortocircuito trifásico los tres voltajes bajan en la misma proporción.

5.3.4. Relés direccionales de tierra o residuales

En la protección contra fallas a tierra de sistemas en anillo o enmallados, es necesario usar relés residuales que tengan características direccionales, estos son los “relés residuales direccionales” o “relés direccionales de tierra”:

Los relés residuales direccionales pueden polarizarse por voltaje, con voltaje residual (voltaje de secuencia cero); o bien por corriente, con corriente residual (corriente de secuencia cero).

Polarización con voltaje residual: El voltaje residual se obtiene mediante TPs en conexión Y/ Δ abierta en el secundario, como se ilustra en la figura 5.32 siguiente.

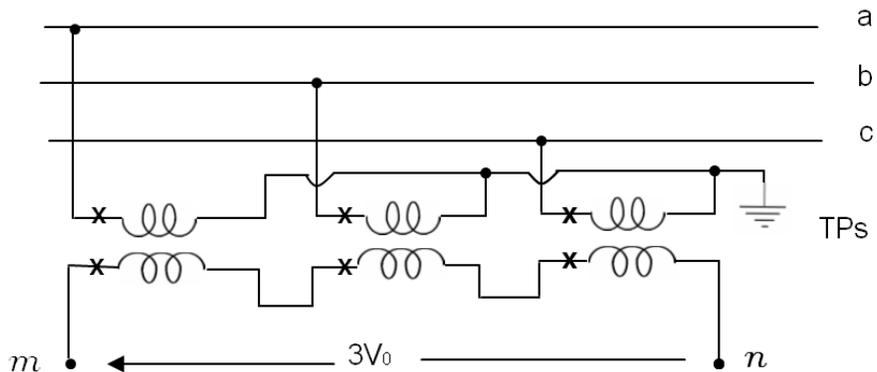


Figura 5.32. Conexión de TPs para obtener voltaje residual.

Otra forma de obtener el voltaje residual de polarización es mediante el empleo de condensadores de acoplamiento y un dispositivo de potencial, como se indica en la figura 5.33.

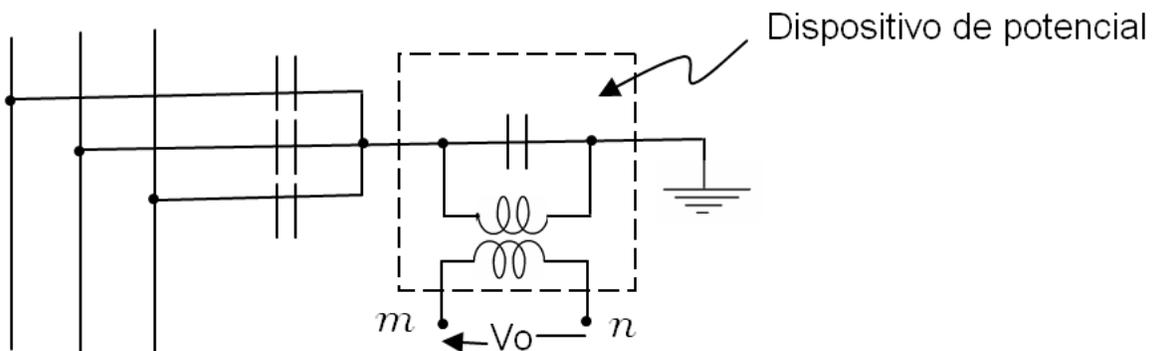


Figura 5.33. Obtención de voltaje de polarización residual.

Polarización con corriente residual: Este método se aplica en subestaciones de poder que tienen transformadores con su(s) neutro(s) adecuadamente conectado(s) a tierra. Generalmente, la corriente residual de polarización ($3I_0$) se obtiene de un TC ubicado en la conexión a tierra del o los neutros de los transformadores.

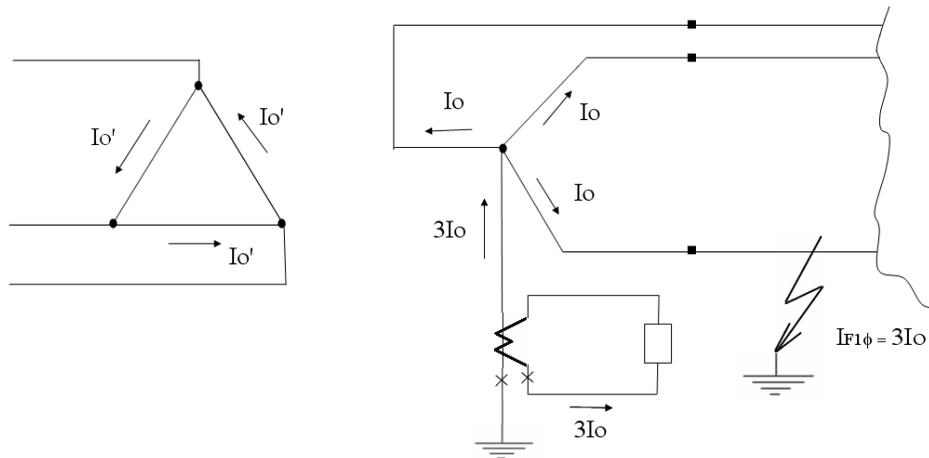


Figura 5.34. Obtención de la corriente de polarización residual en un transformador en conexión Δ/Y_{neutro} .

Cuando se tiene transformadores en conexión $Y_{\text{neutro}}/Y_{\text{neutro}}$, las corrientes residuales en c/u de los neutros son inadecuadas como fuente de polarización, ya que la corriente por los neutros cambia de dirección dependiendo del lado de ocurrencia de la falla a tierra, dado que si la falla es en el lado de la derecha la corriente por el neutro de dicho lado es hacia arriba y en el neutro de la estrella del lado de la izquierda es hacia abajo; y contrariamente, cuando la falla es en el lado izquierdo las corrientes residuales por los neutros invierten su dirección. En consecuencia no es posible obtener una corriente de polarización unidireccional con un TC ubicado en uno de los neutros. Del mismo modo, ocurre lo mismo en autotransformadores en conexión estrella Y_{neutro} , ya que la corriente por el neutro cambia de dirección dependiendo del lado de ocurrencia de la falla a tierra (lado de alta o de baja tensión), esto es, la corriente de polarización residual no es unidireccional. Esto se ilustra en la figura 5.35.

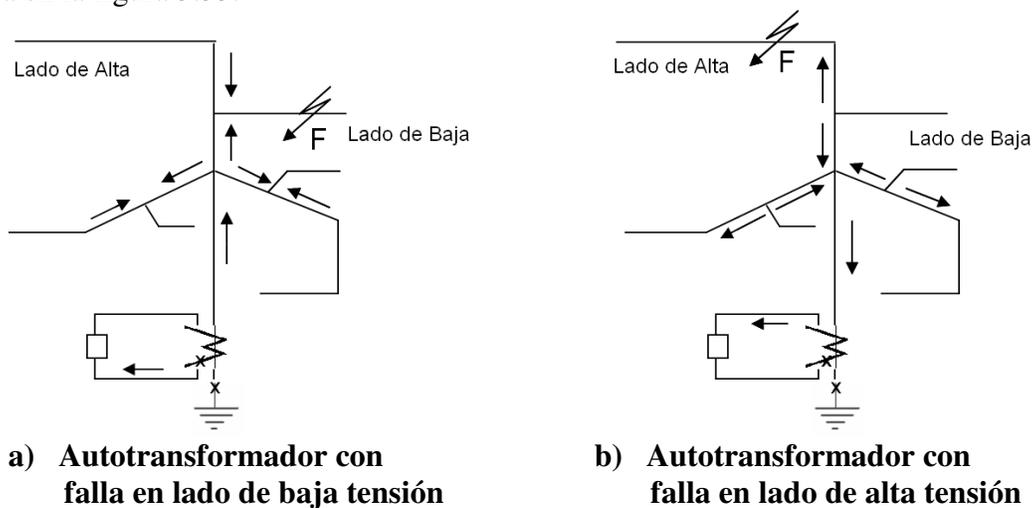


Figura 5.35. Autotransformador con neutro a tierra. Ilustración del cambio de dirección de la corriente residual.

Los transformadores trifásicos de tres enrollados también pueden utilizarse para polarización de corriente residual, siempre y cuando su conexión sea **estrella - estrella - delta** y solo una de las estrellas está con su neutro aterrizado, comportándose en este caso la conexión de los enrollados delta y estrella aterrizada como un transformador trifásico de dos enrollados en conexión delta – estrella aterrizada (figura 5.34) porque en el tercer enrollado, que se encuentra en estrella no aterrizada, no puede circular corriente de secuencia cero, o bien en el caso de conexión **delta – delta – estrella aterrizada**, cuyo comportamiento es igual que el del transformador de dos enrollados en conexión delta – estrella aterrizada descrito en la figura 5.34. En los casos expuestos válidos para obtener corriente residual de polarización, se debe conectar un TC en el neutro aterrizado, similar al caso de una conexión de transformador delta – estrella con neutro aterrizado de la figura 5.34 para obtener la corriente residual de polarización.

En los transformadores trifásicos de tres enrollados, la conexión normal es **estrella - delta – estrella** con los neutros de ambas estrellas aterrizados. En este caso se puede obtener corriente de polarización de secuencia cero colocando un transformador de corriente en cada uno de los neutros aterrizados con sus secundarios conectados en paralelo y en oposición

Los relés direccionales de tierra se dividen en dos grandes grupos:

- 1) **Relés direccionales de tierra de tipo sobrecorriente:** Éstos consisten principalmente de una unidad de sobrecorriente controlada direccionalmente por una unidad direccional.

La unidad direccional compara la corriente residual con una magnitud de polarización que, como se vio antes, puede ser una corriente o un voltaje. En consecuencia esta unidad tiene dos bobinas, una energizada con la corriente residual de la línea (bobina de operación) y la otra energizada con la magnitud de polarización, voltaje o corriente (bobina de polarización). El torque es, en consecuencia, proporcional a $M_p \cdot I_0 \cdot \cos(\varphi - \theta)$, donde “ M_p ” es la magnitud de polarización (voltaje o corriente), “ I_0 ” es la corriente residual, “ φ ” es el ángulo de desfase entre la magnitud de polarización y la corriente residual, y “ θ ” es el ángulo de torque máximo definido en el numeral 5.3.2 y figura 5.28.

La unidad direccional no cerrará sus contactos a menos que la corriente residual en la línea circule en una dirección predeterminada.

- 2) **Relés direccionales de tierra tipo producto:** Éstos constan de una sola unidad con dos bobinas: una de operación y otra de polarización. La bobina de operación recibe la corriente de residual y la bobina de polarización recibe la magnitud de polarización, que puede ser un voltaje o una corriente.

5.4. PROTECCION DIFERENCIAL

5.4.1. Introducción

La protección diferencial se basa en la comparación de corrientes que entran y salen de un equipo o parte de un sistema de energía eléctrica, valiéndose de transformadores de corriente ubicados a la entrada y salida del equipo o parte del sistema. El número que identifica esta protección, según norma ANSI/IEEE, es 87.

Su aplicación está limitada exclusivamente por la distancia entre ambos juegos de transformadores de corriente, debido al “burden” que significan los cables de control que conducen la corriente de los TCs al relé.

De acuerdo al principio de operación de la protección diferencial y lo expresado en el párrafo anterior, esta protección tiene aplicación en máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de poder, barras de subestaciones y líneas de transmisión cortas.

En la figura siguiente se ilustra el esquema general de conexión de esta protección.

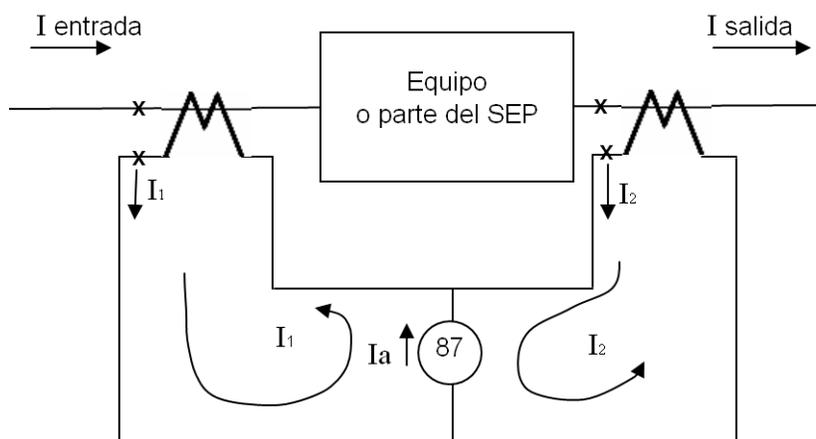


Figura 5.36. Esquema de conexión de un relé diferencial.

De acuerdo con la figura 5.36, el relé diferencial, cuyo número NEMA es el 87, opera cuando la corriente $I_d = I_1 - I_2$ es mayor que cero, produciendo un torque de operación en el elemento comparador (elemento de inducción en el caso de relés electromagnéticos). Esta corriente “ I_d ” se llama “corriente diferencial”. En consecuencia, la protección diferencial operará siempre sólo para fallas internas correspondientes a la zona protegida.

La protección diferencial es totalmente independiente de cualquier otra, por lo tanto no necesita estar coordinada con ninguna otra protección, razón por lo cual es “inherentemente selectiva”, y por consiguiente se puede hacer extremadamente rápida.

En la figura 5.37 siguiente se presenta un sistema eléctrico de energía donde, dadas las potencias y niveles de voltaje así como las razones de los TC elegidos, las corrientes secundarias que entran y salen de los equipos para carga nominal, en condiciones normales de operación, es en todos ellos 4,38 A. En esta circunstancia la corriente que pasa por el elemento detector diferencial “R” es igual a cero.

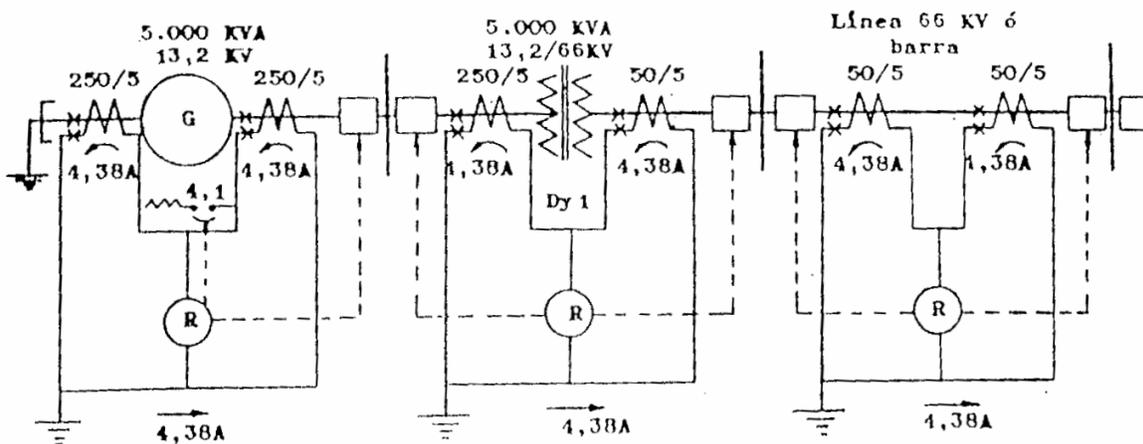


Figura 5.37 Sistema eléctrico de generación – transmisión protegido con relés diferenciales

En el sistema de la figura 5.37, al ocurrir una falla 1 ϕ , 2 ϕ o 3 ϕ dentro de la zona protegida, entre ambos juegos de TCs de cada relé diferencial, se producirá evidentemente un desequilibrio entre las corrientes que entran y salen del equipo, circulando una corriente que es la diferencia entre ellas, en términos secundarios, por el elemento detector diferencial “R” que cierra sus contactos dando orden de desenergización del equipo afectado.

5.4.2. Relé diferencial de porcentaje

El elemento de medida de estos relés compara la corriente que entra con respecto a la que sale del equipo, de tal manera que, cuando la diferencia es igual o superior a un porcentaje dado de la corriente menor, el torque de operación se hace mayor que el de retención produciendo su operación. Para ellos disponen de tres enrollados, dos de retención y uno de operación, dispuestos en el circuito como se muestra en la figura 11.3. A este porcentaje se le denomina “porcentaje de sensibilidad (%S)” (o slope, en inglés) y queda expresado por:

$$\%S = \frac{I_1 - I_2}{I_2} \cdot 100 = \frac{I_d}{I_2} \cdot 100 \quad (5.6)$$

Donde: $I_d = I_1 - I_2$ es la corriente diferencial que corresponde a la corriente de operación.

En la expresión (5.6) debe ser $I_1 > I_2$; en caso contrario, deben invertirse los subíndices, ya que un porcentaje de sensibilidad negativo no tiene significado práctico.

Especificación de ajustes:

Debe especificarse razones de TCs principales y auxiliares, si se requieren, taps y sensibilidad del relé.

a) Cálculo de Tap:

- 1) Calcular I nominal de plena carga en ambos lados del transformador de poder

$$I_N (A) = \frac{S(\text{kVA})}{\sqrt{3} V_L (\text{kV})} \quad (5.7)$$

- 2) Elegir razones de TCs de modo que la corriente secundaria en los TCs no excedan la I nom secundaria del TC (5 A ó 1 A). Debe tenerse en cuenta de equilibrar las corrientes secundarias que llegan al relé, esto por medio de los taps. Se debe cuidar de cumplir que Isec mayor no excede tres veces a Isec menor en el caso de relés electromagnéticos, esto es:

$$\frac{I_{\text{sec mayor}}}{I_{\text{sec menor}}} \leq 3 \quad (5.8)$$

Si se trata de relé numérico, deberá consultarse el manual respectivo

- 3) Elegir un Tap del relé, de un lado cualquiera según :

$$Tap_A = \frac{I_{N_A} * K_A}{RTC_A} \quad (5.9)$$

Donde: I_{N_A} = Corriente nominal del lado A

RTC_A = Razón TC del lado A

K = 1 para TCs en estrella

K = $\sqrt{3}$ para TCs en Delta

Por lo general el Tap calculado no es un valor exacto, entonces se debe elegir el Tap disponible en el relé de valor superior.

Elegido el Tap A, se calcula el Tap B según la siguiente expresión:

$$Tap_B = \frac{\frac{I_{N_B}}{RTC_B} \cdot K_B \cdot Tap_A (\text{Elegido})}{Tap_A (\text{calculado})} \quad (5.10)$$

Expresión válida para relé electromagnético. Si el relé es de tecnología numérica, entonces el valor del tap respectivo estará dado por la ecuación siguiente

$$Tap_B = \frac{I_{N_B} * K_B}{RTC_B} \quad (5.11)$$

Si el relé es de tecnología electromagnética, se elige el Tap del relé más cercano superior al valor del Tap calculado, ecuación (5.10). Se debe cuidar que el error por tap no sea superior al 15%. En el caso de transformadores con cambio de tap bajo carga habrá que considerar el error por cambio de tap dentro de esta tolerancia. Así por ejemplo, si el transformador posee cambio de tap que permite variar el voltaje en $\pm 10\%$, que es lo usual, el error de taps en el relé no deberá exceder el 5%.

El error de taps en el relé se calcula de la siguiente forma:

En transformadores de dos enrollados, se determina la razón de las dos corrientes que llegan al relé calculadas por las ecuaciones siguientes

$$I'_A = \frac{I_{NA} * K_A}{RTC_A} \quad I'_B = \frac{I_{NB} * K_B}{RTC_B} \quad (5.12)$$

$$\text{Razón de corrientes} = I'_A / I'_B \quad (5.13)$$

Luego se determina la razón de los dos tap elegidos:

$$\text{Razón de Tap} = \text{Tap}_{A(\text{elegido})} / \text{Tap}_{B(\text{elegido})} \quad (5.14)$$

La diferencia entre estas dos razones, dividida por la razón menor es el error de tap en $\% / 1$.

En transformadores de 3 enrollados, el % de error de tap debe verificarse para todas las combinaciones de corriente y taps.

Si no se pueden elegir taps que estén dentro de las tolerancias indicadas, deberá escogerse otras razones de TCs, o usar TCs auxiliares.

b) Elección de la Sensibilidad del Relé:

La sensibilidad de relés diferenciales electromecánicos puede ser: 15, 25, 40 y 50%.

Para elegir la sensibilidad se toma en cuenta los siguientes factores:

- 1) Rango máximo de cambio de tap del transformador de poder, manual o automático. Generalmente no excede $\pm 10\%$
- 2) % de error por taps elegidos en el relé no mayor de 5%, según lo establecido antes.
- 3) Error debido a saturación de los TCs para fallas externas. Esto se obtiene conociendo el valor de la corriente máxima por falla externa y la característica de saturación de los TCs.

La suma de estos 3 errores permite elegir la sensibilidad del relé.

- Si suma de error < 10% \Rightarrow sensibilidad 15%
- Si 10% \leq suma de error < 20% \Rightarrow sensibilidad 25%
- Si 20% \leq suma de error < 35% \Rightarrow sensibilidad 40%
- Si suma de error \geq 35% \Rightarrow sensibilidad 50%

Ejercicios Ejemplos

Ej. 1 Determinar las características de la protección diferencial de un transformador trifásico cuyos datos se indican a continuación.

Conexión Δ / Yaterrizada, 115 kV/13,8 kV, 15/20 MVA (OA/FA)

Relé electromecánico G.E. con los siguientes taps:

Block Superior : 3,2 ; 3,5 ; 3,8 ; 4,2 ; 4,6 ; 5 A

Block Inferior : 4,6 ; 5,0 ; 8,7 A

Desarrollo

a) Cálculo de la razón de los TCs

Se debe considerar la condición de operación de mayor exigencia en este caso con aire forzado (FA) para calcular las corrientes nominales y las razones de los TCs.

$$I_{AT} = \frac{20.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 115 \text{ kV}} = 100,41 \text{ A} \Rightarrow RTC_{AT} = 100/5 = 20$$

$$I_{MT} = \frac{20.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13,8} = 836,7 \text{ A} \Rightarrow RTC_{MT} = 800/5 = 160$$

b) Calculo de Taps

TCs lado AT en Estrella $\Rightarrow K_{AT} = 1$

TCs lado MT en Delta $\Rightarrow K_{MT} = \sqrt{3}$

Para calcular los Taps se debe considerar la corriente en condición normal de operación, esto es, sin enfriamiento forzado (OA)

$$I_{N_{AT}} = \frac{15.000}{\sqrt{3} * 115} = 75,3 \text{ A} \Rightarrow I_{P_{AT}} = 75,3 \text{ [A]}$$

$$I_{N_{MT}} = \frac{15.000}{\sqrt{3} * 13,8} = 627,6 \text{ A} \Rightarrow I_{P_{MT}} = 627,6 \text{ [A]}$$

$$Tap_{AT(calculado)} = \frac{I_{N_{AT}} \cdot K_{AT}}{RTC_{AT}} = \frac{75,3 * 1}{100/5} = 3,77 [A]$$

En consecuencia se elige $Tap_{AT(elegido)} = 3,8$ del Block Superior

$$Tap_{MT(calculado)} = \frac{I_{N_{MT}}}{RTC_{MT}} \cdot K_{MT} \cdot \frac{Tap_{AT(elegido)}}{Tap_{AT(calculado)}} = \frac{627,6}{800/5} \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{3,8}{3,77} = 6,86$$

En consecuencia se elige $Tap_{MT(elegido)} = 8,7$ del Block Inferior

c) Cálculo de la Sensibilidad

$$\% S = \left[\frac{(I_{P_{AT}} / RTC_{AT}) * K_{AT}}{(I_{P_{MT}} / RTC_{MT}) K_{MT}} * \frac{Tap_{MT(elegido)}}{Tap_{AT(elegido)}} - 1 \right] * 100$$

$$\% S = \left[\frac{(75,3 / 20) * 1}{(627,6 / 160) \sqrt{3}} * \frac{8,7}{3,8} - 1 \right] * 100 = (1,258 - 1) * 100$$

$$\% S = 25,8 \%$$

Se debe usar, por lo tanto, un relé de $S = 35\%$ (Pendiente (Slope))

Cálculo del error:

$$\frac{Tap_{MT calc}}{Tap_{AT calc}} = \frac{6,86}{3,77} = 1,8196286 \qquad \frac{Tap_{MT elegido}}{Tap_{AT elegido}} = \frac{8,7}{3,8} = 2,28947$$

$$E(^{\circ}/1) = \frac{2,28947 - 1,8196286}{1,8196286} = 0,258 \Rightarrow E = 25,8 \%$$

Ej. 2 Se tiene un transformador monofásico de 20 MVA, 69/115 kV que se desea proteger por medio de un relé diferencial electromecánico que tiene los siguientes taps 3,0 ; 4,0 ; 4,5 ; 4,8 ; 4,9 ; 5,0 ; 5,1 ; 5,2 y 5,5 A.

El transformador tiene cambio de derivación bajo carga en el lado de 69kV de $\pm 5\%$ en pasos de $\frac{5}{8}\%$, se pide:

- Especificar los TCs.
- Determinar los Taps del relé y la Sensibilidad (S%).

Desarrollo

$$a) \quad I_p = \frac{20.000(kVA)}{69(kV)} = 289,8 \text{ A} \Rightarrow RTC_p = 300/5 = 60$$

$$I_s = \frac{20.000(kVA)}{115(kV)} = 173,9 \text{ A} \Rightarrow RTC_s = 200/5 = 40$$

b) Las corrientes en los secundarios de los TCs serán

$$I'_p = \frac{289,8}{60} = 4,83 \text{ A} \Rightarrow Tap_p = 4,9$$

$$I'_s = \frac{173,9}{40} = 4,35 \text{ A} \Rightarrow Tap_s = 4,5$$

$$\%S = \left[\frac{I'_p}{I'_s} * \frac{Tap_s}{Tap_p} - 1 \right] * 100 = \left[\frac{4,83}{4,35} * \frac{4,5}{4,4} - 1 \right] * 100$$

$$\%S = (1,0197 - 1) * 100 = 1,97 \%$$

Si el Tap está en el lado de 69kV, cuando el Tap es + 5% el voltaje es: $1,05 * 69 = 72,45\text{kV}$, y cuando el Tap es - 5% el voltaje es $0,95 * 69 = 65,55 \text{ kV}$.

Las corrientes en el lado de 69 kV serán entonces:

$$I_{P+5\%} = \frac{20.000(kVA)}{72,45(kV)} = 276,05 \text{ A}$$

$$I_{P-5\%} = \frac{20.000(kVA)}{65,55(kV)} = 305,11 \text{ A}$$

Asumiendo que se conserva constante el voltaje en el lado de 115 kV, su corriente sigue siendo 173,9 A y la corriente en el secundario del TC es 4,35 A, valor calculado antes, y en el lado de 69kV, la corriente en el secundario del TC respectivo depende del voltaje establecido por la posición que toma el Tap del transformador, lo que corresponde a:

$$I'_{P+5\%} = \frac{276,05}{60} = 4,6 \quad ; \quad I'_{P-5\%} = \frac{305,11}{60} = 5,085$$

en consecuencia se debe elegir Tap 5,2 para el primario o lado de 69 kV y se mantiene Tap 4,5 para el lado secundario (lado 115kV), con lo que el calculo de la Sensibilidad resulta ser:

$$\% S = \left[\frac{I'_{P-5\%}}{I'_S} * \frac{Tap_S}{Tap_P} - 1 \right] * 100 = \left[\frac{5,085}{4,35} * \frac{4,5}{5,2} - 1 \right] * 100$$

$$\% S = (1,0116 - 1) * 100 = 1,16\%$$

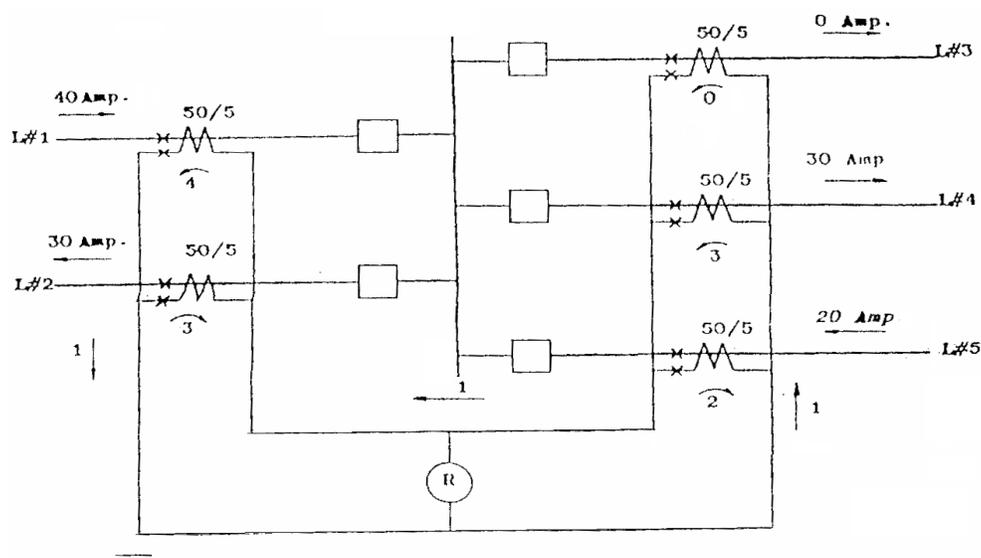


Figura 5.38. Protección diferencial de barra

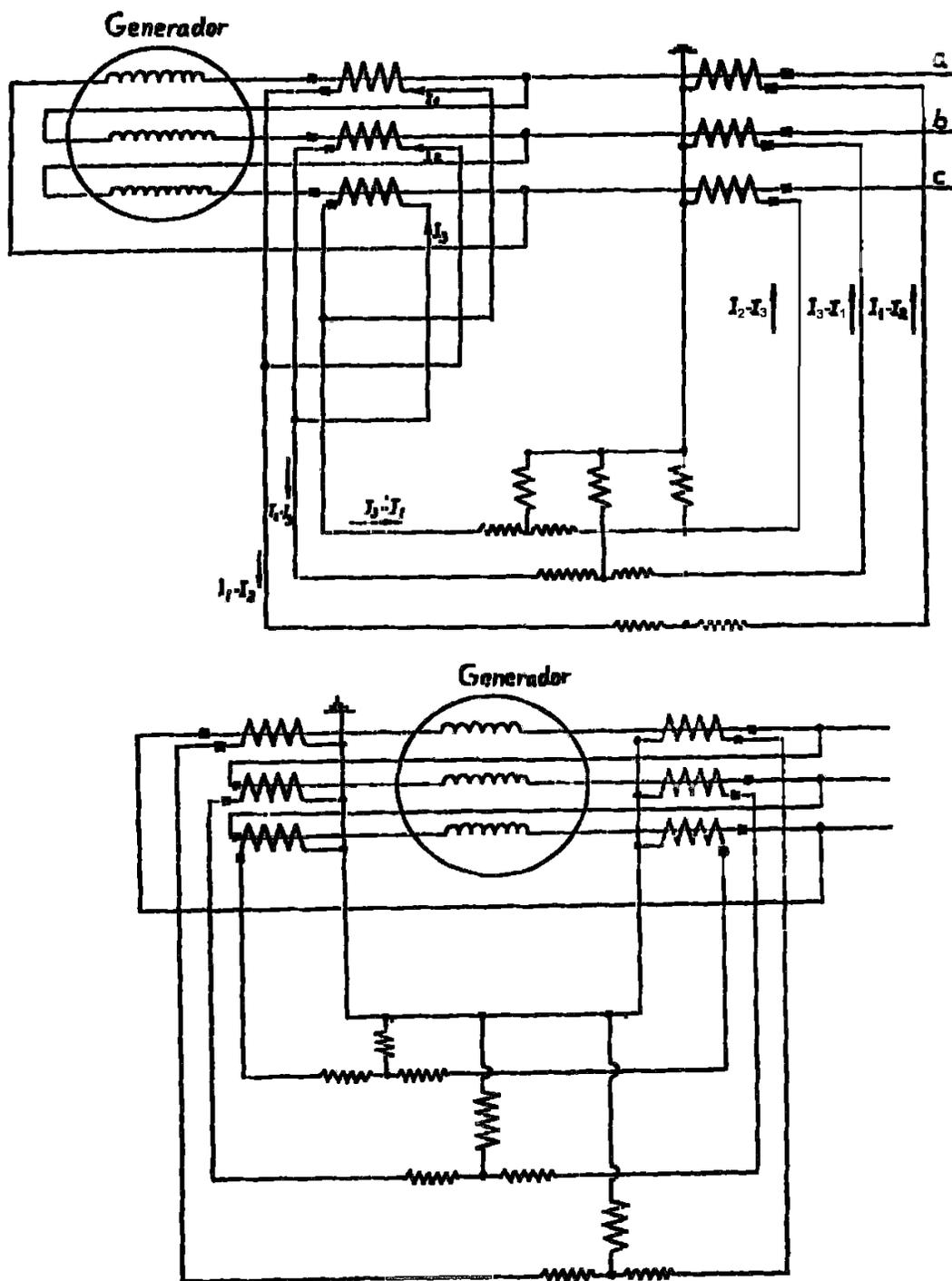


Fig. Esquemas de protección diferencial para generadores en delta.

Figura 5.40 Esquemas de protección diferencial para generadores en conexión delta

5.5. PROTECCION DE DISTANCIA (Relés de Distancia)

5.5.1. Introducción

El termino “distancia” es aplicado a una familia de relés que responde a la razón entre la tensión y la corriente (V/I) y por lo tanto a la impedancia o a una componente de la impedancia. La impedancia es una medida de la distancia a lo largo de una línea de transmisión para cuya protección los relés que miden impedancia o una componente de ella son usados, lo cual explica la elección del término “distancia”.

5.5.2. Impedancias y ángulo característico de líneas de transmisión

En las líneas eléctricas en general (transmisión, distribución, subtransmisión), la impedancia equivalente por fase es igual para cada fase, siempre que en su construcción los conductores de fases estén dispuestos en forma geoméricamente simétrica (triángulo equilátero) y en caso contrario, para línea con disposición geométrica asimétrica, los conductores de fases deben estar transpuestos. La impedancia por fase de una línea es homogénea y expresada en Ohm por unidad de longitud, por lo tanto la impedancia medida entre un punto de medida del voltaje y de la corriente y un punto cualquiera considerado a lo largo de su trayectoria es proporcional a la longitud, de tal forma que $Z_L[\Omega] = (R_L + jX_L)[\Omega/\text{km}] \times l[\text{km}] = Z_L / \varphi$, para cualquier tramo considerando.

De acuerdo a lo anterior, para la figura 5.41 siguiente se cumple que $Z = \frac{V}{I} = Z_L + Z_{\text{carga}}$ en condiciones de operación normal, pero cuando ocurre un corto circuito (corto circuito trifásico) entre c y d, en bornes de la carga, la impedancia medida entre a y b es:

$$Z = \frac{V}{I} = Z_L$$

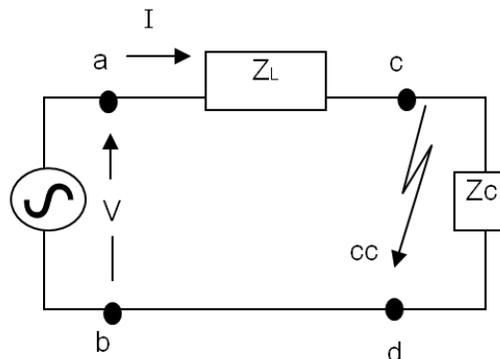


Figura 5.41 Circuito equivalente por fase de una línea.

Ahora, si la falla ocurre en un punto más próximo al lugar donde se mide “V” e “I”, la impedancia será menor, correspondiente al tramo de línea entre el punto de medida y el punto de ocurrencia de la falla. De acuerdo a esto, se concluye que la impedancia “Z” medida será función de la distancia entre el punto de medida y el punto de falla; por tal motivo la protección basada en este criterio se denomina “protección de distancia”.

Si se representa la impedancia de la línea en un diagrama R – X, como ilustra la figura 5.42, el trazo $a - c$ es la impedancia de la línea y para el caso de un corto circuito en un punto antes del final de la línea, punto c' , la representación de la impedancia “medida” en “a” será ahora un trazo de menor longitud, tal como $a - c'$, pero con igual ángulo φ .

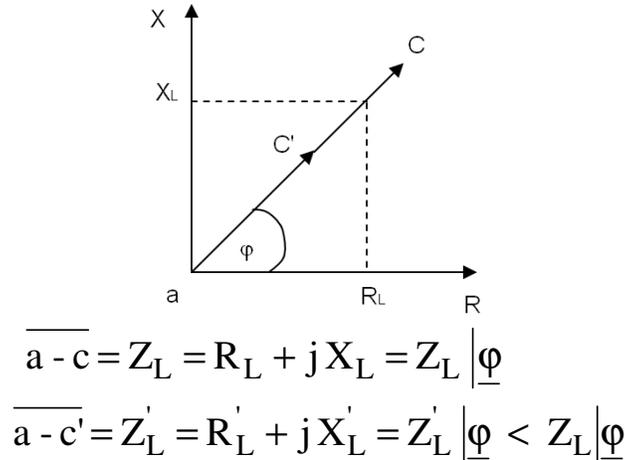


Figura 5.42 Representación de Z en el plano R – X

5.5.3. Principio de operación de un relé de distancia ideal

Considérese un relé de inducción ideal, el cual es sometido o excitado por una tensión y una corriente correspondiente a la línea. en el relé, el elemento móvil es sometido a la acción de un torque (T) electromagnético que es función de V, de I y del desfase entre V e I, esto es:

$$T = f(V, I, \varphi) \quad (5.15)$$

El sentido en el cual actúa el torque determina la operación de los contactos, el que se considera positivo cuando tiende a cerrar los contactos y negativo en caso contrario.

En los relés de tipo electromecánico de inducción el torque es proporcional al cuadrado del flujo magnético, o bien, al producto de los flujos. De acuerdo a esto, y del desarrollo de las ecuaciones correspondientes a estos tipos de relés (ver Brand y Moncada apéndice F), la ecuación general del torque para los relés de distancia de estos tipos es de la forma

$$T = \underbrace{K_i I^2}_{(a)} - \underbrace{K_V V^2}_{(b)} \pm \underbrace{K_p VI \cos(\varphi - \theta)}_{(c)} - K_R \quad (5.16)$$

Donde: K_i, K_V, K_p : Constante constructivas
V e I : Tensión y corriente medida (que alimentan al relé).

φ : Ángulo de fase entre V e I

θ : Angulo de torque máximo del relé

K_r : Torque constante de retención, resorte, que mantiene los contactos abiertos.

Los términos identificados en la ecuación (5.4) corresponden a:

(a) : Elemento de corriente

(b) : Elemento de tensión

(c) : Elemento direccional

De la ecuación se determina que:

Si $T > 0$: El relé opera (cierre de contactos)

Si $T = 0$: El relé está en equilibrio

Si $T < 0$: El relé no opera, porque el torque resistente es mayor que el torque solicitante impuesto por V e I.

Dividiendo la ecuación anterior por I^2 se tiene, para $T > 0$:

$$K_i - K_v \frac{V^2}{I^2} \pm K_p \frac{V I}{I^2} \cos(\varphi - \theta) - K_R > 0 \quad (5.17)$$

Multiplicando la ecuación (5.17) por (-1) y ordenándola se obtiene

$$K_v Z^2 \mp K_p Z \cos(\varphi - \theta) - K_i + \frac{K_R}{I^2} < 0 \quad (5.18)$$

De modo que la operación del relé dependerá de la corriente. Este efecto es especialmente importante para valores bajos de corriente, pudiendo ser despreciado para valores altos de corriente. Por otra parte, una buena precisión se consigue haciendo " K_R " lo mas pequeño posible, o en otros términos, disminuyendo el torque mecánico resistente (torque de retención) hasta el límite que permitan las dimensiones físicas del sistema móvil, compuesto por un cilindro de inducción (copa de inducción).

A pesar de ser posible construir relés de distancia cuyo principio de operación se basa en al ecuación general del torque completa, la complejidad de su construcción originada por el excesivo número de bobinas a colocar en un mismo circuito magnético, hace que se utilice la ecuación general reducida a solo dos de sus términos, haciendo cero los restantes. De este modo, es posible obtener tres tipos distintos de relés de distancia con características de operación perfectamente diferenciadas.

5.5.4. Tipos de Relés de Distancia

a) **Características de impedancia:** Si en la ecuación general se hace $K_i > 0$; $K_V < 0$; $K_P = 0$ y $K_R = 0$, el elemento operará cuando se verifique la relación siguiente:

$$K_i I^2 - K_V V^2 > 0 \quad \text{ecuación que dividida por } I^2 \text{ conduce a}$$

$$K_i - K_V \frac{V^2}{I^2} > 0 \quad \text{ecuación que se escribe como } \frac{K_i}{K_V} > \left(\frac{V}{I} \right)^2 = Z^2$$

de donde se obtiene finalmente que:

$$Z < \sqrt{\frac{K_i}{K_V}} \quad \text{de la cual se concluye que} \quad R^2 + X^2 < \frac{K_i}{K_V} \quad (5.19)$$

dado que el módulo de $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$, entonces $Z^2 = R^2 + X^2$

La ecuación (5.19) graficada en el plano $R - X$ corresponde a un círculo cuyo centro coincide con el origen del plano de coordenadas $R - X$ y su radio es $\sqrt{\frac{K_i}{K_V}}$

En ese tipo de relé se tiene que cuando la impedancia Z medida por el elemento se encuentra dentro del círculo de radio $\sqrt{K_i / K_V}$ el relé opera, produciéndose el cierre de sus contactos.

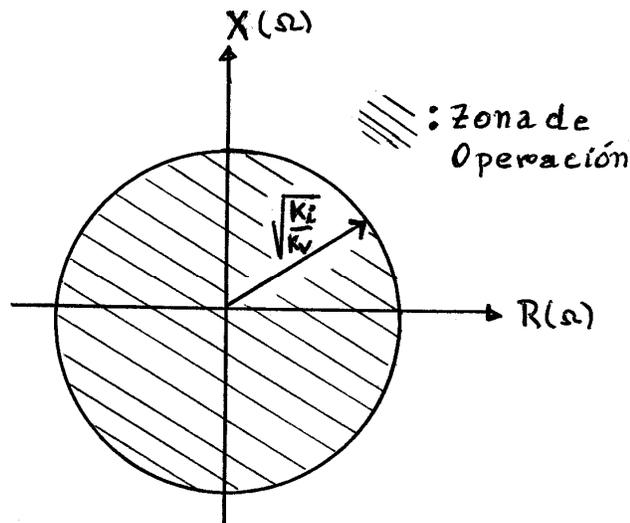


Figura. 5.43. Característica de zona de operación del relé de impedancia

Este relé es de característica no direccional y se usa principalmente como detector de falla.

b) **Característica de reactancia:** Si en la ecuación general se hace $K_i > 0$; $K_V = 0$; $K_p < 0$ y $K_R = 0$, el elemento operará cuando se verifique la relación siguiente:

$$K_i I^2 - K_p V I \text{sen} (\varphi - \theta) > 0 \quad (5.20)$$

dividiendo la ecuación (5.20) por I^2 se obtiene

$$K_i - K_p \frac{V}{I} \text{sen} (\varphi - \theta) > 0 \quad (5.21)$$

ecuación que se escribe como $\frac{V}{I} \text{sen} (\varphi - \theta) < \frac{K_i}{K_p}$

en la que reemplazando $(V/I)=Z$, se obtiene:

$$Z \cos (\varphi - \theta) < \frac{K_i}{K_p} \quad \text{de donde se obtiene} \quad Z \cos \varphi \cos \theta + Z \text{sen} \varphi \text{sen} \theta < \frac{K_i}{K_p}$$

y dado que $Z \cos \varphi = R$ y $Z \text{sen} \varphi = X$, se obtiene finalmente la siguiente ecuación:

$$R \cos \theta + X \text{sen} \theta < \frac{K_i}{K_p} \quad (5.22)$$

que corresponde a la ecuación de una recta cuya distancia al origen es K_i/K_p y que forma un ángulo θ con el eje de las X, como se muestra en la figura 5.44. A esta característica se llama “característica de reactancia” cuando $\theta = 90^\circ$.

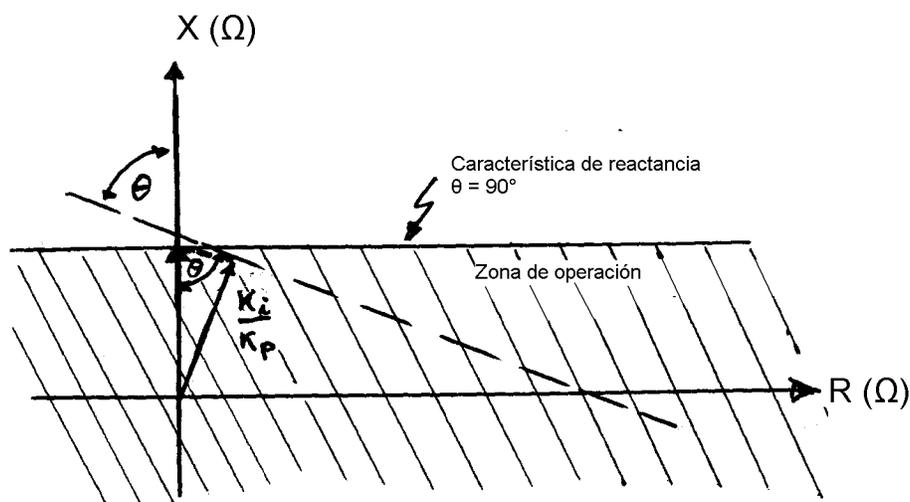


Figura 5.44. Característica de zona de operación del relé de reactancia.

La característica de reactancia es una recta paralela al eje de las R. Los elementos de esta característica se designan “tipo OHM”. El elemento opera cuando la reactancia medida es menor que K_i/K_p y corresponde a la zona achurada bajo la recta paralelo al eje R.

c) **Característica de admitancia:** Si en la ecuación general se hace $K_i = 0$; $K_V < 0$; $K_p > 0$; $K_R = 0$, el elemento operará cuando se verifique la relación siguiente:

$$-K_V V^2 + K_p V I \cos(\varphi - \theta) > 0 \quad (5.23)$$

Dividiendo la ecuación por I^2 se obtiene

$$-K_V \left(\frac{V}{I}\right)^2 + K_p \frac{V}{I} \cos(\varphi - \theta) > 0 \quad (5.24)$$

ecuación que se escribe como

$$\left(\frac{V}{I}\right) < \frac{K_p}{K_V} \cos(\varphi - \theta) \text{ en la reemplazando } (V/I) = Z \text{ conduce a:}$$

$$\frac{Z}{\cos(\varphi - \theta)} < \frac{K_p}{K_V} \text{ la que se escribe de la siguiente forma:}$$

$$Y \cos(\varphi - \theta) > \frac{K_V}{K_p} \quad (5.25)$$

Los elementos que responden a esta ecuación se denominan “tipo MHO o de Admitancia”.

Considérese la ecuación escrita como $Z - \frac{K_p}{K_V} \cos(\varphi - \theta) < 0$ la que desarrollándola conduce a:

$$Z - \frac{K_p}{K_V} (\cos \varphi \cos \theta + \sen \varphi \sen \theta) < 0 \quad (5.26)$$

Reemplazando en la ecuación anterior $\cos \varphi = \frac{R}{Z}$ y $\sen \varphi = \frac{X}{Z}$ se obtiene

$$Z - \frac{K_p}{K_V} \left(\frac{R}{Z} \cos \theta + \frac{X}{Z} \sen \theta \right) > 0 \quad (5.27)$$

la que multiplicada por Z y dado que $Z^2 = R^2 + X^2$ conduce a la ecuación siguiente:

$$R^2 + X^2 - \frac{K_p}{K_v} (R \cos \theta + X \sen \theta) < 0 \quad \text{que se escribe de la siguiente forma}$$

$$\left[R^2 - \frac{K_p}{K_v} R \cos \theta + \left(\frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \cos \theta \right)^2 \right] + \left[X^2 - \frac{K_p}{K_v} X \sen \theta + \left(\frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \sen \theta \right)^2 \right] - \left(\frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \right)^2 < 0$$

que corresponde a la ecuación de un círculo, cuya ecuación es

$$\left[R - \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \cos \theta \right]^2 + \left[X - \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \sen \theta \right]^2 < \left[\frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \right]^2 \quad (5.28)$$

Donde las coordenadas del centro y radio del círculo son:

$$\text{Eje R} = \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \cos \theta \quad \text{Eje X} = \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \sen \theta \quad (5.30)$$

$$\text{Radio} = \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \quad (5.31)$$

El círculo determinado según la ecuación (5.28) pasa por el origen del plano de coordenadas R – X, como muestra la figura 5.45. En esta característica el ángulo θ se llama “ángulo de torque máximo”, ya que para la expresión polar de la impedancia Z / φ cuando $\varphi = \theta$ el valor escalar de Z es máximo.

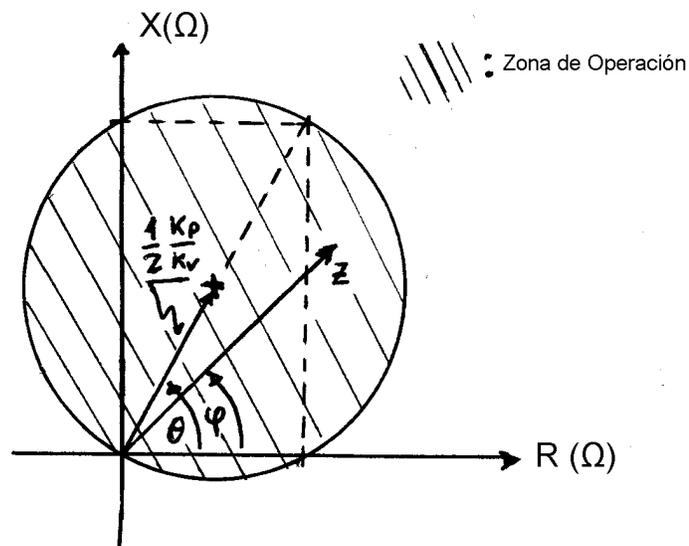


Figura 5.45. Característica de zona de operación del relé de admitancia.

El elemento mide impedancia (admitancia), y cuando la cantidad medida de Z está dentro de la circunferencia el elemento opera. Si Z medida cae fuera del círculo, el elemento no opera.

De acuerdo con esta característica se obtiene que este es un elemento “direccional”.

5.5.5. Relés de distancia compensados

Las características de operación de los relés de distancia pueden mejorarse en algunos casos especiales de aplicación, mediante un torque adicional de retención que depende exclusivamente de la corriente.

La forma mas simple de compensar un relé de distancia consiste en introducir en serie con el voltaje del sistema “ V ”, una tensión adicional “ V_c ” de compensación que sea proporcional a la corriente y que, para el caso mas general, se considerará adelantada en un ángulo θ_c respecto de la corriente.

Si se considera a “ V ” como origen de fase, se puede escribir:

$$\dot{V}_c = \dot{Z}_r I \angle \theta_c - \varphi \quad (5.32)$$

y el voltaje aplicado al relé será entonces:

$$\dot{V}_r = \dot{V} + \dot{Z}_r I \angle \theta_c - \varphi \quad \text{o} \quad |\dot{V}_r| = \sqrt{V^2 + Z_r^2 I^2 + 2 Z_r V I \cos(\theta_c - \varphi)} \quad (5.33)$$

lo que se ilustra en la figura 5.46 siguiente.

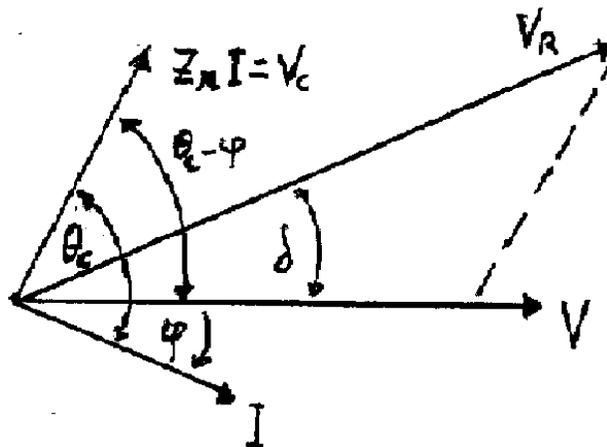


Figura 5.46 Compensación de un relé de distancia.

La impedancia Z_r / θ_c se obtiene mediante un transformador con un entrehierro en su circuito magnético a fin de evitar la saturación, que recibe el nombre de “transformador – reactor” o “transactor”. Variando la resistencia R es posible variar la característica de “ Z_r ” de acuerdo al diagrama fasorial de la figura 5.46.

Para obtener la ecuación que define la característica de operación de los relés de distancia compensados, es necesario reemplazar el voltaje “V” de las expresiones de c/u de los tres casos simples ya estudiados por el nuevo voltaje compensado “ V_c ”.

a) **Caso del relé de impedancia:** La ecuación que se obtiene es:

$$Z^2 + 2 Z_r Z \cos (\theta_c - \varphi) < \frac{K_i}{K_V} - Z_r^2 \quad (5.34)$$

Ecuación que se escribe de la forma que se expresa a continuación y que corresponde a la ecuación de un círculo

$$(R + Z_r \cos \theta_c)^2 + (X + Z_r \sin \theta_c)^2 < \frac{K_i}{K_V} \quad (5.35)$$

Cuyas coordenadas del centro y radio son:

$$\text{Eje R} = Z_r \cos \theta_c \quad \text{Eje X} = Z_r \sin \theta_c \quad (5.36)$$

$$\text{Radio} = \sqrt{\frac{K_i}{K_V}} \quad (5.37)$$

El cuadrante en el cual se encuentre el centro depende del valor del ángulo θ_c . en la práctica conviene que el centro del círculo se encuentre en el primer cuadrante, para lo cual necesario que $\cos \theta_c$ y $\sin \theta_c$ sean positivos, por lo que debe cumplirse que $0^\circ < \theta_c < 90^\circ$. En este caso el centro del círculo se encuentra desplazado del origen, como se muestra en la figura 5.47 siguiente.

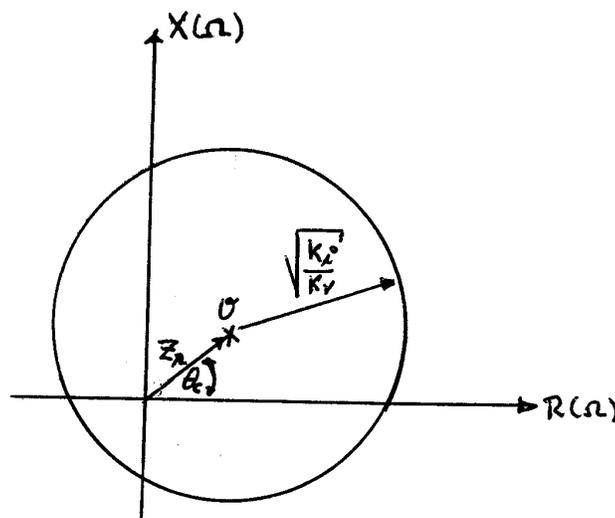


Figura 5.47 Característica del relé de impedancia compensado

b) **Caso del relé de reactancia:** La ecuación que se obtiene es:

$$K_i I^2 - K_p V_r I \cos(\theta - \varphi - \delta) > 0 \quad (5.38)$$

Donde δ es igual al ángulo de fase entre V y V_R . Ecuación de la cual desarrollando se llega a:

$$Z \cos(\theta - \varphi) < \frac{K_i}{K_p} - Z_r \cos(\theta - \theta_c) \quad (5.39)$$

Como el término de la derecha en la desigualdad es constante, la compensación en este caso no ha modificada la ecuación característica del relé, que sigue siendo una recta paralela al eje R. Por este motivo la compensación no se aplica a este tipo de relé.

c) **Caso del relé de admitancia o MHO:** La ecuación que se obtiene es:

$$-K_v V_r^2 + K_p V_r I \cos(\theta - \varphi - \delta) > 0 \quad (5.39)$$

ecuación que desarrollada conduce a:

$$Z^2 - 2Z \left[\frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \cos(\theta - \varphi) - Z_r \cos(\theta_c - \varphi) \right] < \frac{1}{2} \cdot \frac{K_p}{K_v} Z_r \cos(\theta - \theta_c) - Z_r^2 \quad (5.40)$$

ecuación que da como resultado un círculo que ahora no pasa por el origen del plano de coordenadas R-X, cuya ecuación es la siguiente:

$$\left[R - \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{K_p}{K_v} \cos \theta - Z_r \sin \theta_c \right) \right]^2 + \left[X - \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{K_p}{K_v} \sin \theta - Z_r \sin \theta_c \right) \right]^2 < \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{K_p}{K_v} \right)^2 \quad (5.41)$$

Cuyas coordenadas del centro y radio son:

$$\text{Eje R} = \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \cos \theta - Z_r \cos \theta_c \quad \text{Eje X} = \frac{1}{2} \frac{K_p}{K_v} \sin \theta - Z_r \sin \theta_c \quad (5.42)$$

$$\text{Centro} = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_p}{K_v} \quad (5.43)$$

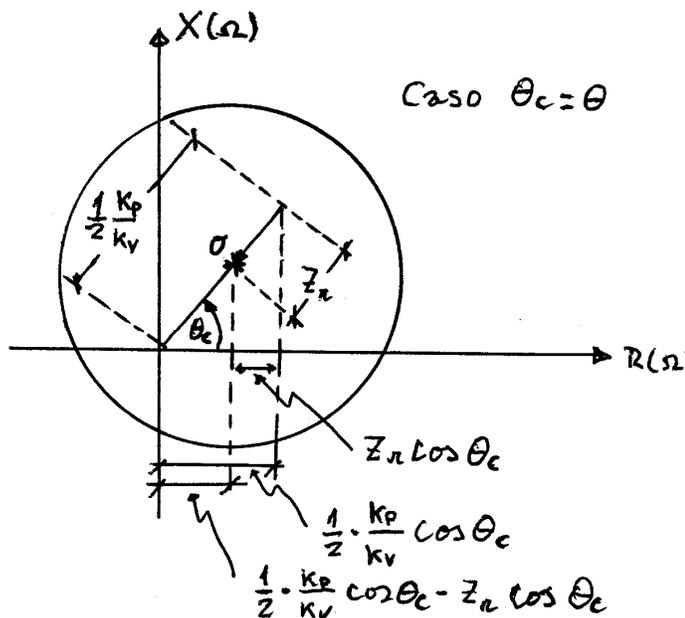


Figura 5.48 Característica del relé de admitancia compensado.

La gran ventaja de representar la característica de operación de los relés de distancia en el diagrama o plano R - X, reside en el hecho de que es posible superponer en el mismo gráfico (plano R-X) las condiciones de operación del sistema eléctrico. En efecto, en cada punto del sistema los valores del voltaje, corriente y desfase entre estas dos magnitudes puede determinar un punto en el plano R - X que representa las condiciones de operación, de acuerdo a las relaciones siguientes.

$$R = \frac{V}{I} \cos \varphi \quad ; \quad X = \frac{V}{I} \sin \varphi \quad (5.44)$$

si se supone que el origen (del plano R-X) coincide con el punto en que se mide “V” e “I”, y el desfase “ φ ”.

Para determinar los signos de R y X, calculados según ecuaciones anteriores se debe adoptar la siguiente convención:

Los signos de R y X quedarán determinados por el sentido del flujo de potencia activa y reactiva, respectivamente.

5.5.6. Definición de la direccionalidad de relés de distancia

Se adopta como positivo el sentido en el cual deben operar los relés de distancia bajo condiciones trifásicas balanceados; esto es, el sentido positivo del flujo de potencia coincide con la dirección hacia la cual se desea proporcionar protección.

Según esta convención, se confecciona el cuadro de la figura 5.49 que indica el cuadrante en que debe encontrarse el punto representativo de la impedancia de acuerdo con el sentido del flujo de potencias.

Si el punto representativo de las condiciones de operación del sistema en un punto dado del sistema se encuentra dentro de la zona de operación de un relé instalado en el mismo punto, el relé deberá operar.

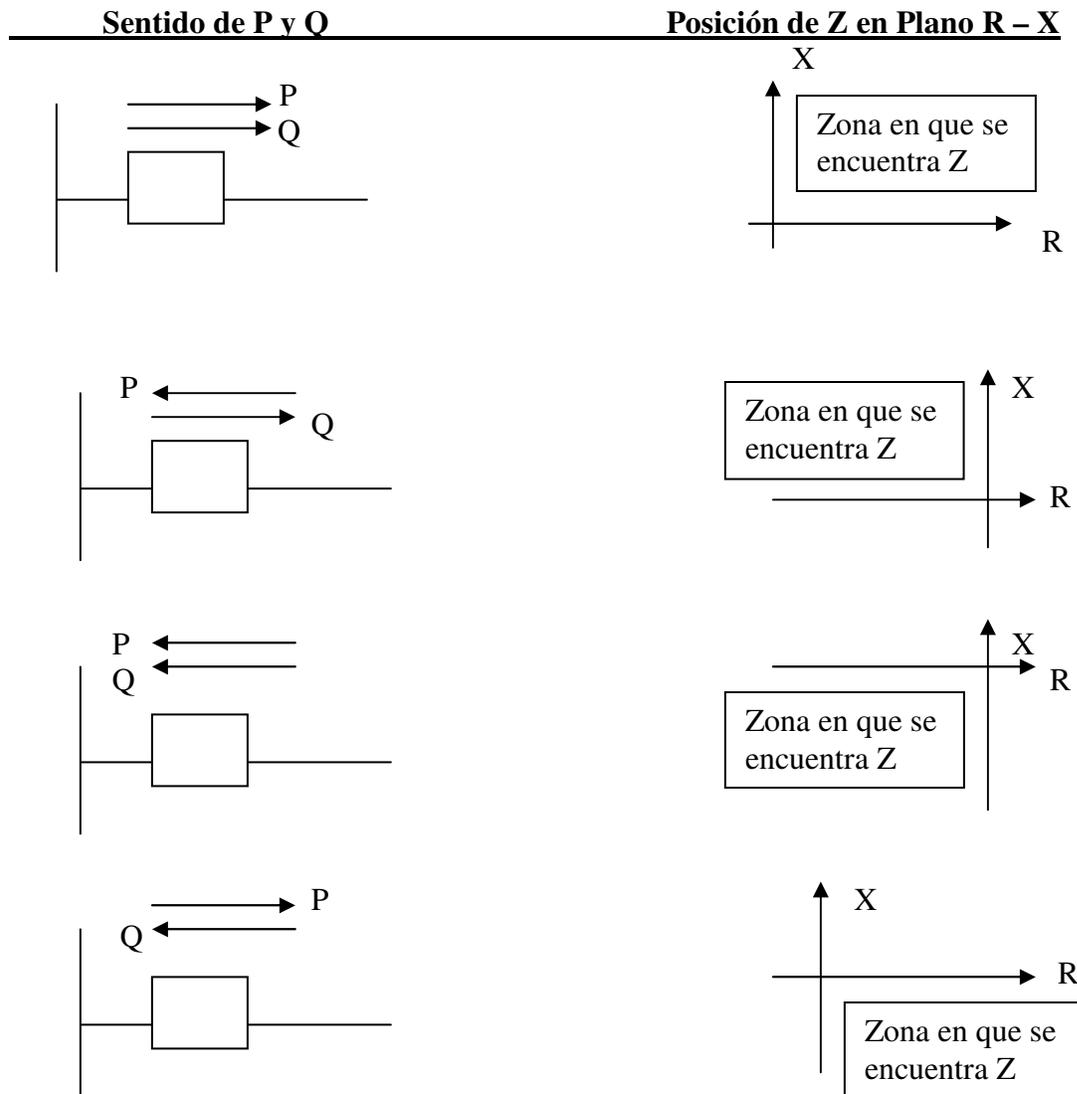


Figura 5.49.- Posición de Z en plano R-X de acuerdo a la dirección del flujo de P y Q.

De acuerdo con lo expresado en la figura anterior, es posible deducir las siguientes conclusiones en relación con las características de operación de los relés de distancia.

- a) **Relés de Admitancia simple:** Es inherentemente direccional, pues su zona de operación no tiene puntos pertenecientes al tercer cuadrante (circulo que pasa por el origen del plano R-X).
- b) **Otros relés de distancia:** El resto de los relés de distancia estudiados (impedancia simple y compensado, admitancia compensado, reactancia) necesitarán un “elemento de control direccional” cuando las condiciones del sistema así lo requieran, siendo este el caso mas común en la práctica.
Recuérdese que un elemento direccional responde a la ecuación $KVI \cos(\varphi - \theta) > 0$, de modo que dividiendo la ecuación por I^2 se obtiene

$$K \frac{V}{I} \cos(\varphi - \theta) > 0 \quad (5.45)$$

En la que desarrollando $\cos(\varphi - \theta) = \cos \varphi \cos \theta + \operatorname{sen} \varphi \operatorname{sen} \theta$ conduce a:

$KZ \cos \varphi \cos \theta + KZ \operatorname{sen} \varphi \operatorname{sen} \theta > 0$ la que se escribe de la siguiente forma:

$$K(R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) > 0 \quad (5.46)$$

que conduce a una ecuación de la forma

$R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta > 0$ que corresponde a una recta que pasa por el origen del plano R - X, como se muestra en la figura 5.50 siguiente

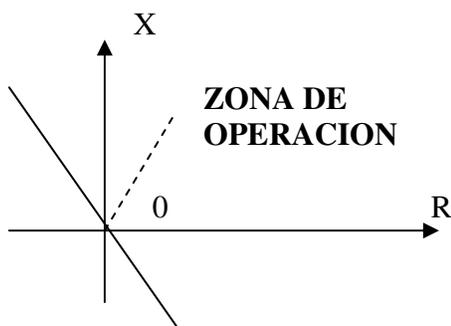


Figura 5.50.- Características de operación de un relé direccional en el plano R-X.

- c) **Notas respecto al relé de reactancia:** Este tipo de relé puede operar para condiciones normales de operación cuando el factor de potencia se aproxima a 100%, ya que en este caso la reactancia que mide el relé, según la relación $X = (V/I) \operatorname{sen} \varphi$ tiende a cero, haciendo operar erróneamente al relé, pues la reactancia medida se encuentra en la zona de operación. Esta situación se controla por medio de otro relé que detecta cortocircuitos para habilitar al relé de reactancia. Es la práctica se emplea como detector de falla otro relé de distancia de tipo admitancia a fin de proporcionar, además, la característica de direccionalidad.

5.5.7. Principios generales de aplicación de los relés de distancia.

Dado que se requiere alimentar al relé con la tensión y corriente del sistema, ellos se conectan a través de TPs y TCs. De este modo, la impedancia que “ve” el relé, desde el lado secundario de los transformadores de medida, es mucho menor que la real (vista por el primario de los transformadores de medida). Así, si Z_S es la impedancia secundaria vista por el relé, V_S es el voltaje secundario del TP e I_S es la corriente secundaria del TC, entonces:

$$Z_S = \frac{V_S}{I_S} \quad ; \quad V_S = \frac{V_P}{RTP} \quad ; \quad I_S = \frac{I_P}{RTC} \quad (5.47)$$

Donde V_P , I_P son el voltaje y la corriente primaria; RTP y RTC corresponde a la razón de transformación del TP y del TC respectivamente.

Reemplazando las expresiones de V_S e I_S en Z_S , se obtiene:

$$Z_S (\Omega) = \frac{V_P/RTP}{I_P/RTC} = \frac{V_P}{I_P} * \frac{RTC}{RTP} = Z_P * \frac{RTC}{RTP} \quad (5.48)$$

Donde $\frac{RTC}{RTP}$ es siempre < 1 , por lo tanto $Z_S < Z_P$

5.5.8. Zonas de alcance en protecciones direccionales de distancia (selectividad)

Como la aplicación de estas protecciones es en líneas que tienen fuentes de cortocircuito en ambos extremos, ya que interconectan sistemas, se requiere de la “característica de direccionalidad”, esto es, que la protección puede operar solamente hacia la línea protegida (opera hacia la línea que mira, hacia adelante).

NOTA: Las protecciones modernas, digitales, incorporan una zona que mira hacia atrás, zona inversa. Poseen 4 zonas.

Otro aspecto importante es que además, en lo posible, las fallas se despejen en forma instantánea para no afectar la estabilidad del sistema. Para cumplir este objetivo se explota la particularidad que tienen estas protecciones de operar hasta distancias bien determinadas, definiendo para ellas las “ZONAS DE ALCANCE”.

Si ambos extremos de una línea de transmisión se aplican protecciones direccionales de distancia cuyo alcance corresponde al largo de la línea, se podría hacerlas operar en forma instantánea, sin tener ningún problema de coordinación de tiempos, logrando una perfecta selectividad. En la práctica esto es imposible por los siguientes motivos:

- a) Errores de medida: que provienen de todos los componentes que intervienen en la determinación de la impedancia, tales como:
 - Transposición insuficiente de conductores.
 - Error de los TPs y TCs
 - Efecto de la T° en la Z de la línea
 - Errores propios de los relés
- b) Influencia de la Resistencia de falla
- c) Variación del tipo de cortocircuito durante la falla
- d) Corto circuito entre fases de distinto circuito en líneas de doble circuito
- e) Variación en la configuración del sistema

Todo esto obliga a dar alcance, a estas protecciones, operando en forma instantánea (1 a 3 ciclos) entre el 80% y el 95% del largo total de la línea protegida. A este alcance se le llama “PRIMERA ZONA”. Para lograr cubrir toda la línea y además dar respaldo, se hace necesario operar a otras unidades de medida con alcances que van más allá del largo total de la línea, pero en forma temporizada. Esto significa definir una “SEGUNDA ZONA” y una “TERCERA ZONA”.

En el diagrama de la figura 5.51 siguiente se ilustra la definición de “ZONAS DE ALCANCE”.

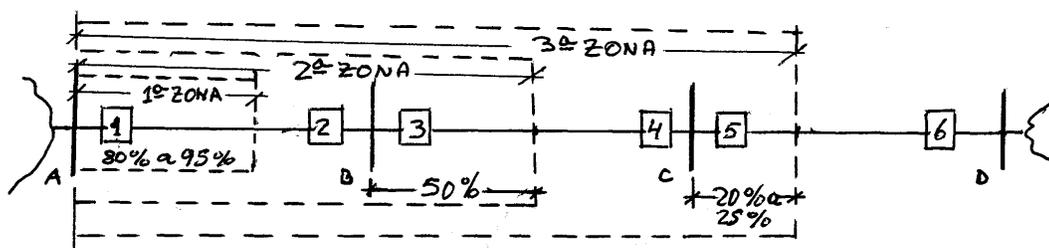


Figura 5.51 Definición de zonas para protecciones de distancia

Es práctica común ajustar la operación de 1ª ZONA para un alcance de 80% al 95% del largo de la línea, quedando un 20% a un 5% sin protección, para lo cual se incorpora otro elemento de distancia en la S/E A que cubra todo el tramo A-B más el 50% del tramo B-C (la línea siguiente), llamado elemento de 2ª ZONA, pero con cierto retardo de tiempo de entre 15 a 30 ciclos, de modo de evitar la descoordinación con el relé que protege la sección inicial (80% al 95%) de la línea B-C. Además se incorpora un tercer elemento en A, elemento de 3ª ZONA, con un retardo mayor que el del elemento de 2ª ZONA, mayor de 30 ciclos, que cubra la línea A-B y B-C y hasta un 20% a un 25% de la línea C-D.

De acuerdo a la cobertura que corresponde a cada zona, y teniendo en cuenta el retardo en la operación de las zonas 2 y 3, se concluye que la segunda zona es respaldo de la primera zona y la tercera zona es a su vez respaldo de la segunda zona y primera zona.

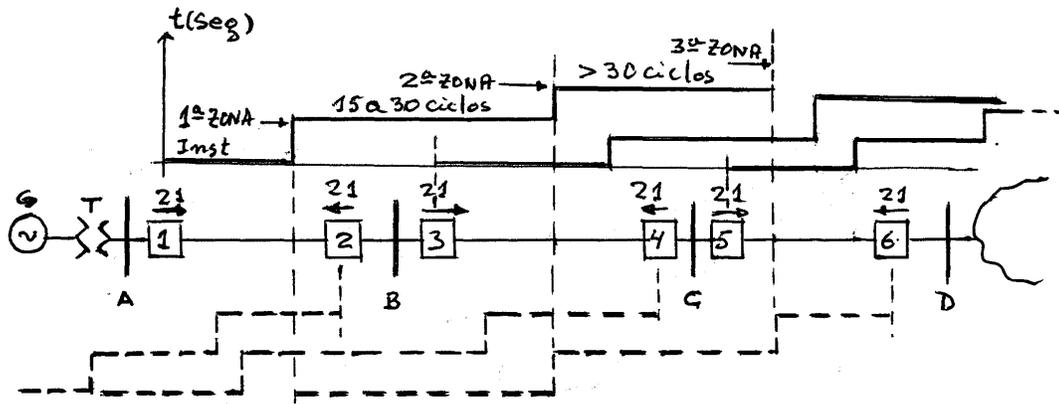


Figura 5.52.- Definición de las zonas de operación de los relés de distancia de un sistema interconectado.