

CURSO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSION

Objetivo General del curso

- Facilitar la información para realizar un Estudio de Coordinación de Protecciones de un Sistema Eléctrico Industrial en Media y Baja Tensión, definiendo los elementos de protección y sus ajustes.

Objetivos Específicos del curso

- Identificar las zonas de protección existentes en un sistema eléctrico industrial.
- Evaluar y seleccionar los dispositivos de protección y control asociados a un sistema eléctrico industrial.
- Ajustar los dispositivos de protección de un sistema eléctrico industrial.
- Dibujar los elementos básicos para realizar las curvas de coordinación de protecciones en fase y tierra de un sistema eléctrico industrial en media y baja tensión .
- Elaborar el documento de un estudio de coordinación de protecciones para sistemas eléctricos industriales en media y baja tensión.

Contenido del curso

- Objetivos e importancia de las protecciones eléctricas.
- Características de las protecciones de un sistema eléctrico.
- Zonas de protección.
- Tipos de fallas de cortocircuito en un sistema eléctrico.
- Niveles de cortocircuito.
- Dispositivos de protección y control de un sistema eléctrico industrial.
- Flujograma para coordinación de protecciones
- Elementos de sensado.
- Elementos de protección.
- Selección y criterios de ajustes de dispositivos de protección en equipos tales como:
 - Motores de baja y media tensión
 - Transformadores de potencia

Contenido del curso (cont.)

- Selección y criterios de ajustes de dispositivos de protección en equipos tales como (cont.):
 - Barras en tableros eléctricos (CDPs y CCM)
 - Alimentadores (cables eléctricos de potencia).
 - Generadores de emergencia.
- Gráficas de curvas de coordinación de protecciones.
- Guía para elaboración de un documento para un estudio de coordinación de protecciones.
- Ejemplos de coordinación de protecciones, orientados a los sistemas eléctricos industriales en media y baja tensión

Objetivos e Importancia de las Protecciones Eléctricas

- Separar el equipo fallado del resto del sistema.
- Limitar el daño ocasionado en el equipo fallado.
- Minimizar la posibilidad de fuego o explosiones.
- Minimizar el riesgo de daño al personal.
- Preservar en lo posible la continuidad del servicio eléctrico



Características de las Protecciones



Confiabilidad: Seguridad de que el sistema operará correctamente para aislar fallas.



Selectividad: Máxima continuidad del servicio con mínima desconexión del sistema.



Velocidad: Mínima duración de la falla y por lo tanto mínimo daño a equipos afectados.

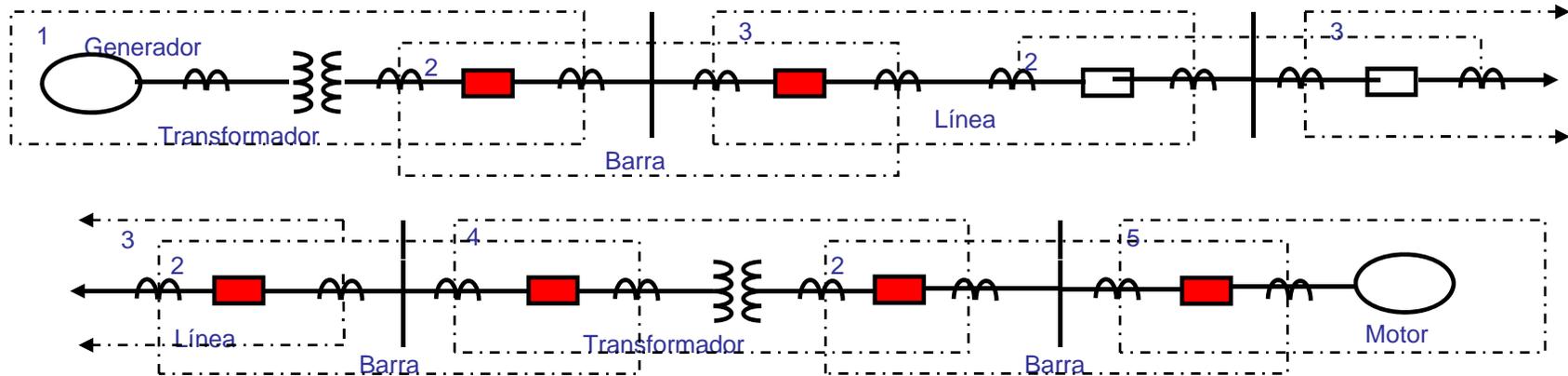
$2 + 2 = 4$

Simplicidad: Mínima cantidad en equipos de protección y circuitos de control asociados para cumplir con los objetivos de protección.



Economía: Máxima protección a mínimo costo

Zonas de Protección



Todo sistema de potencia está dividido en zonas de protección definidas por el equipo a proteger y por la presencia de interruptores.

En general, existen 5 zonas de protección.

- 1.- Unidades de Generación o Generación- Transformación.
- 2.- Barras.
- 3.- Líneas (transmisión, subtransmisión y distribución eléctrica).
- 4.- Transformadores.
- 5.- Cargas (motores, cargas estáticas)

Tipos de fallas de cortocircuito

Concepto de Cortocircuito: Es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

Fallas Monofásicas: Ocurren al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Es el cortocircuito más frecuente.

Fallas Bifásicas: Entran en contacto dos fases cualesquiera del sistema.

Fallas Bifásicas a tierra: Entran en contacto dos fases cualesquiera y la tierra del sistema.

Fallas Trifásicas: Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. En la mayoría de los casos es el cortocircuito más severo.

Niveles de Cortocircuito según IEEE 242-2001

Nivel de Cortocircuito Momentáneo (Primer Ciclo): Es usada para determinar la capacidad de soporte de cortocircuito de los equipos; y en protecciones para ajustar la parte instantánea de los dispositivos de protección (simétrica o asimétrica, depende de los equipos).

Nivel de Cortocircuito de interrupción (1.5-8 Ciclos): Se emplea para determinar la capacidad de interrupción de los equipos de desconexión. En protecciones es generalmente usada para comprobar que los márgenes de coordinación establecidos son cumplidos (se toma el valor simétrico de la corriente).

Nivel de Cortocircuito permanente (30 Ciclos): Es el valor de corriente de falla estable, y en protecciones es utilizado para evaluar la operación de dispositivos con alto tiempo de acción, tales como protecciones de respaldo (se toma el valor simétrico de la corriente).

Niveles de Cortocircuito según IEEE 242-2001 (cont.)

Table 2-1 – Short-circuit impedances for protective device application and evaluation

Impedance	Instantaneous currents	Time-delay currents	Long-time currents
Remote system equivalent	$R + jX$	$R + jX$	$R + jX$
Local synchronous generators	$R + jX''_d$	$R + jX'_d$	$R + jX$
Synchronous motors	$R + jX''_d$	$R + jX'_d$	infinite
Induction motors	$R + jX_{lr}$	infinite	infinite
Passive components	$R + jX$	$R + jX$	$R + jX$

Niveles de Cortocircuito según IEC 60909-0@2001

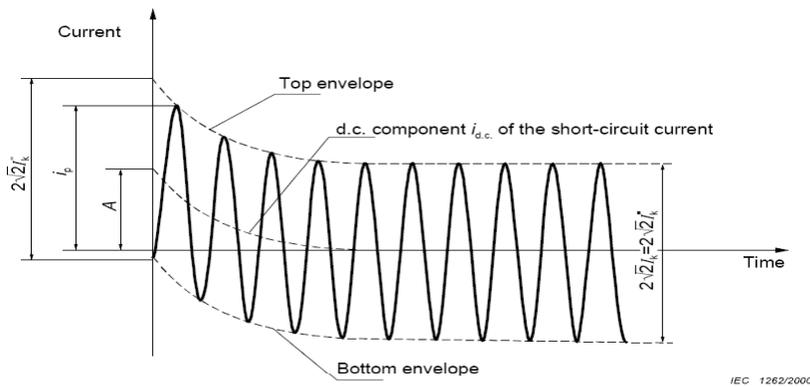
Nivel de Cortocircuito Inicial Simétrico (I_k''): Valor rms simétrico de corriente de cortocircuito en el instante de la falla.

Nivel de Cortocircuito Pico (I_p): Máximo valor instantáneo posible de la corriente de cortocircuito

Nivel de Cortocircuito de Interrupción (I_b): Valor rms simétrico de corriente de cortocircuito en el instante de separación del primer contacto de un dispositivo de interrupción.

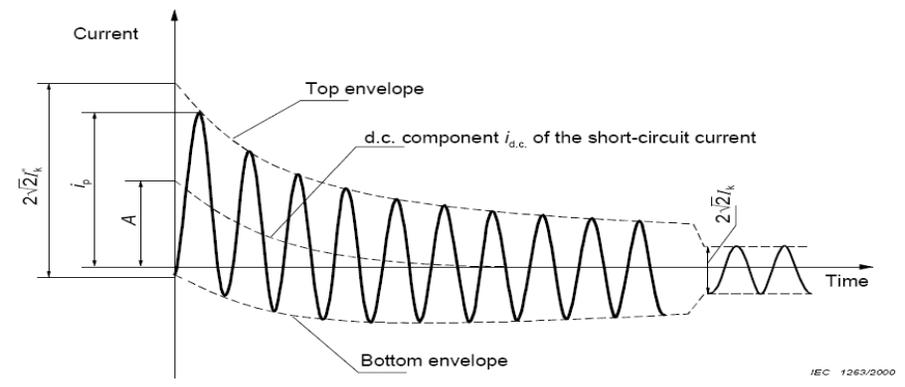
Nivel de Cortocircuito de Estado Estable (I_k): Valor rms simétrico de corriente de cortocircuito después de culminar el régimen transitorio.

Niveles de Cortocircuito según IEC 60909-0@2001 (cont.)



I_k^* = initial symmetrical short-circuit current
 i_p = peak short-circuit current
 I_k = steady-state short-circuit current
 $i_{d.c.}$ = d.c. component of short-circuit current
 A = initial value of the d.c. component $i_{d.c.}$

Figure 1 – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant a.c. component (schematic diagram)



I_k^* = initial symmetrical short-circuit current
 i_p = peak short-circuit current
 I_k = steady-state short-circuit current
 $i_{d.c.}$ = d.c. component of short-circuit current
 A = initial value of the d.c. component $i_{d.c.}$

Figure 2 – Short-circuit current of a near-to-generator short circuit with decaying a.c. component (schematic diagram)

Dispositivos de Protección y Control

- **Elementos de Sensado:**

- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente



- **Elementos de protección:**

- Fusibles
- Contactores
- Interruptores
- Relés de protección



Transformadores de Potencial (TPs)

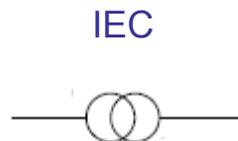
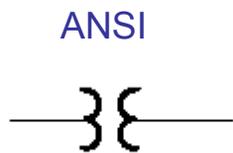
Definición:

Es un dispositivo utilizado para reducir el nivel de voltaje, con la finalidad de alimentar dispositivos de protección, control y medición del sistema eléctrico.
Ejemplo: Relé de bajo voltaje, medidores de energía, etc.

Tipos:

- Transformadores de potencial inductivos (electromagnéticos)
- Divisores de tensión capacitivos

Simbología:



Parámetros para Seleccionar TPs

- Voltaje primario y secundario del transformador
- Frecuencia
- Nivel de aislamiento al impulso (BIL)
- Potencia en VA de consumo (Burden)
- Exactitud de medición
- Capacidad de cortocircuito

Normas de TPs

Transformadores de Corriente (TCs)

Definición:

Es un dispositivo utilizado para transformar la corriente del circuito a valores aceptables por los relés. El devanado primario esta asociado con la carga que debe medirse o controlarse y el devanado secundario está arrollado en el núcleo.

Simbología:



Tipos de TCs según su Construcción

TC de devanado primario:

Posee un devanado primario de una o más vueltas alrededor del núcleo. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados entre ellos, y son ensamblados permanentemente a un núcleo aislado.

TC de barra:

El devanado primario consiste de un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo. Los devanados primarios y secundarios están aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo aislado.

TC de ventana:

El conductor del circuito pasa a través de la ventana y actúa como devanado primario (el TC no tiene devanado primario). El devanado secundario está aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo aislado.

TC de “bushing”:

No posee un arrollado primario como parte integral del TC. Posee un núcleo anular y arrollado secundario aislado del núcleo y ensamblado a éste. Se aplica en equipos donde el conductor primario es completamente aislado (bushing de transformadores o interruptores).

Parámetros de Selección de TCs

- Relación de transformación
- Tipo de TC según construcción
- Tipo de instalación (interior o exterior)
- Tipo de aplicación (protección o medición)
- Error máximo permisible
- Carga secundaria (Burden)
- Tensión primaria y nivel de aislamiento (BIL)
- Frecuencia
- Capacidad de cortocircuito

Corriente Térmica Continua en TCs

Según IEEE C57.13-2008:

- 100%, 133%, 150%, 200%, 300% ó 400% de la Corriente nominal del primario

Según IEC 60044-1 @2003:

- 100%, 120%, 150%, 200% de la Corriente nominal del primario

Relación de Transformación de TCs según IEEE C57.13-2008

Table 7—Ratings for the current transformers with one or two ratios

		Current ratings (A)	
Single ratio		Double ratio with series-parallel primary windings	Double ratio with taps in secondary winding
10:5	800:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	2000:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	3000:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	4000:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	5000:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	6000:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5	8000:5		1500/3000:5
400:5	12000:5		2000/4000:5
600:5			

TCs con una o dos Relaciones

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Relación de Transformación de TCs según IEEE C57.13-2008

Current ratings (A)		Secondary taps	Current ratings (A)		Secondary tap
	600:5			3000:5	
50:5		X2 – X3	300:5		X3 – X4
100:5		X1 – X2	500:5		X4 – X5
150:5		X1 – X3	800:5		X3 – X5
200:5		X4 – X5	1000:5		X1 – X2
250:5		X3 – X4	1200:5		X2 – X3
300:5		X2 – X4	1500:5		X2 – X4
400:5		X1 – X4	2000:5		X2 – X5
450:5		X3 – X5	2200:5		X1 – X3
500:5		X2 – X5	2500:5		X1 – X4
600:5		X1 – X5	3000:5		X1 – X5
	1200:5			4000:5	
100:5		X2 – X3	500:5		X1 – X2
200:5		X1 – X2	1000:5		X3 – X4
300:5		X1 – X3	1500:5		X2 – X3
400:5		X4 – X5	2000:5		X1 – X3
500:5		X3 – X4	2500:5		X2 – X4
600:5		X2 – X4	3000:5		X1 – X4
800:5		X1 – X4	3500:5		X2 – X5
900:5		X3 – X5	4000:5		X1 – X5
1000:5		X2 – X5			
1200:5		X1 – X5			

TCs Multirelación

	2000:5		5000:5	
300:5		X3 – X4	500:5	X2 – X3
400:5		X1 – X2	1000:5	X4 – X5
500:5		X4 – X5	1500:5	X1 – X2
800:5		X2 – X3	2000:5	X3 – X4
1100:5		X2 – X4	2500:5	X2 – X4
1200:5		X1 – X3	3000:5	X3 – X5
1500:5		X1 – X4	3500:5	X2 – X5
1600:5		X2 – X5	4000:5	X1 – X4
2000:5		X1 – X5	5000:5	X1 – X5

Relación de Transformación de TCs según IEC 60044-1@2003

- Los valores estándar para primaria son 10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60 y 75 A (valores subrayados son los preferidos).
- Para relaciones de transformación superiores a los valores indicados previamente, se toman los múltiplos decimales de estos.
- Los transformadores multirelación toman combinación de los valores anteriores.
- Las corrientes secundarias permitidas son 1 , 2 y 5 A.
- Para transformadores de corriente que son conectados en triángulo, son permitidos los valores secundarios de $1/\sqrt{3}$, $2/\sqrt{3}$, $5/\sqrt{3}$ A.

Precisión de TCs según IEEE C57.13-2008

Table 6—Standard accuracy class for metering service and corresponding limits of transformer correction factor [0.6 to 1.0 power factor (lagging) of metered load]

Metering accuracy class ^b	Voltage transformers (at 90% to 110% rated voltage)		Current transformers			
	Minimum	Maximum	At 100% rated current ^a		At 10% rated current	
			Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
0.3	0.997	1.003	0.997	1.003	0.994	1.006
0.6	0.994	1.006	0.994	1.006	0.988	1.012
1.2	0.988	1.012	0.988	1.012	0.976	1.024

TCs para medición

^aFor current transformers, the 100% rated current limit also applies to the current corresponding to the continuous thermal current rating factor.

^bFor the 0.15 metering accuracy class, see IEEE Std C57.13.6.

A current transformer designed for relaying purposes shall be given an accuracy rating as follows:

Limits of ratio error relay class	@ rated current	@ 20 times
C and T classification	3%	10%
X classification	1%	user defined

TCs para protección

Precisión de TCs según IEEE C57.13-2008 (cont.)

- El factor de corrección de relación (FCR) no debe exceder 10%.
- La clase de Precisión se designa por una clasificación y el voltaje secundario.
- Clasificación:
 - Clase C y K: RCF puede ser calculado.
 - Clase T: RCF determinado por pruebas
- Voltaje secundario (V) y Burden asociado (ohm):

Secondary terminal voltage	Standard burden (see Table 9)
10	B-0.1
20	B-0.2
50	B-0.5
100	B-1.0
200	B-2.0
400	B-4.0
800	B-8.0

Nota:

- Por norma el FCR debe ser menor a 10% para corrientes de 1 a 20 veces I_{nom_sec} al burden estándar u otro burden menor.

- $V_{sec} = 100$: $20 \times I_n \times Z = 20 \times 5 \times 1.0\Omega$

Precisión de TCs según IEC 60044-1@2003

Table 11 – Limits of current error and phase displacement for measuring current transformers (classes from 0.1 to 1)

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below				± Phase displacement at percentage of rated current shown below							
					Minutes				Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0.2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0.5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1.0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

TCs para medición

(hay datos para TCs de medición de aplicaciones especiales)

Table 13 – Limits of current error for measuring current transformers (classes 3 and 5)

Class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below	
	50	120
3	3	3
5	5	5

TCs para protección

Factores Límites de Precisión

- Se define como el cociente entre la máxima corriente de falla y la corriente nominal primaria del TC
- Valores normalizados: 5, 10, 15, 20 y 30.

Burdens de TCs según IEEE C57.13-2008

Table 9—Standard burdens for current transformers with 5 A secondary windings^a

Burdens	Burden designation ^b	Resistance (Ω)	Inductance (mH)	Impedance (Ω) ^c	Total Power (VA at 5 A)	Power factor
Metering burdens	B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
	B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
	B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
	B-0.9	0.81	1.040	0.9	22.5	0.9
	B-1.8	1.62	2.080	1.8	45.0	0.9
Relaying burdens	B-1.0	0.50	2.300	1.0	25.0	0.5
	B-2.0	1.00	4.600	2.0	50.0	0.5
	B-4.0	2.00	9.200	4.0	100.0	0.5
	B-8.0	4.00	18.400	8.0	200.0	0.5

^aIf a current transformer secondary winding is rated at other than 5 A, ohmic burdens for specification and rating shall be derived by multiplying the resistance and inductance of the table by $[5/(\text{ampere rating})]^2$, with the VA at rated current, the power factor, and the burden designation remaining the same.

^bThese standard burden designations have no significance at frequencies other than 60 Hz.

^cThe impedance tolerance is +5% and -0%.

Burdens de TCs según IEC 60044-1@2003

- 2.5 VA, 5 VA, 10 VA, 15 VA y 30 VA
- Valores superiores a 30 VA pueden ser seleccionados bajo pedido especial

Normas de TCs



ELEMENTOS DE PROTECCIÓN



Fusibles

Definición:

Dispositivo de protección que contiene una parte que se funde para interrumpir el flujo de energía eléctrica cuando la intensidad de corriente que circula por él excede un valor pre-establecido durante un período determinado de tiempo.

Simbología:

ANSI e IEC



Características de Fusibles

- Combina los elementos de sensado e interrupción en un solo dispositivo.
- Es de actuación directa y responde en función de la magnitud y duración de la corriente que circula por él.
- Requiere de otro dispositivo (generalmente un seccionador) para las funciones de energización y desenergización de un circuito.
- Dispositivo monofásico.
- Debe reemplazarse una vez que haya actuado
- Económico y sencillo

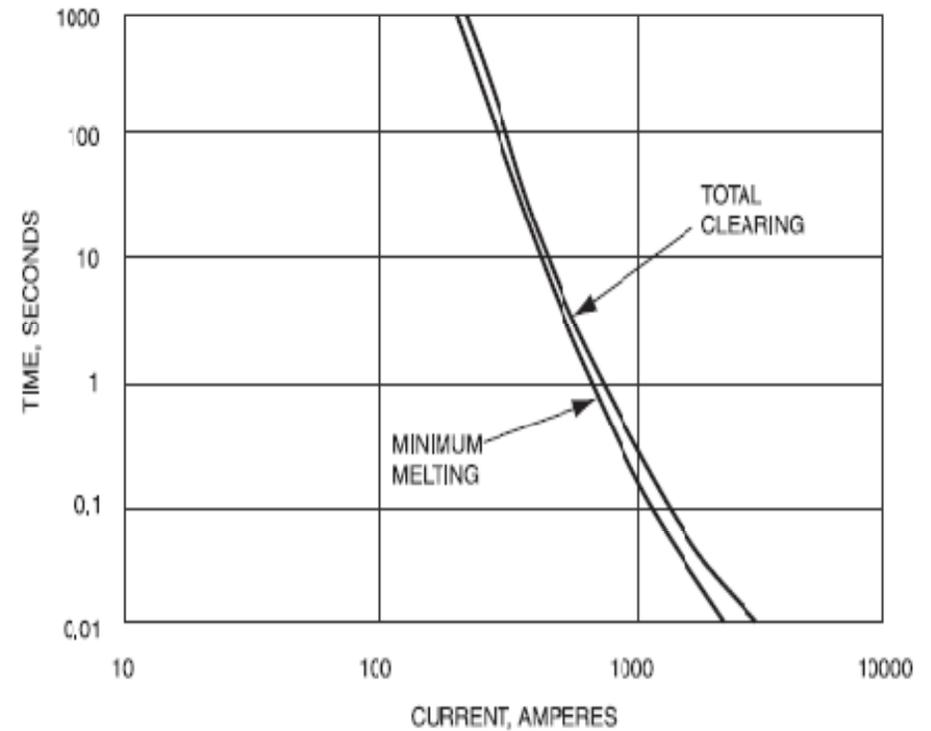
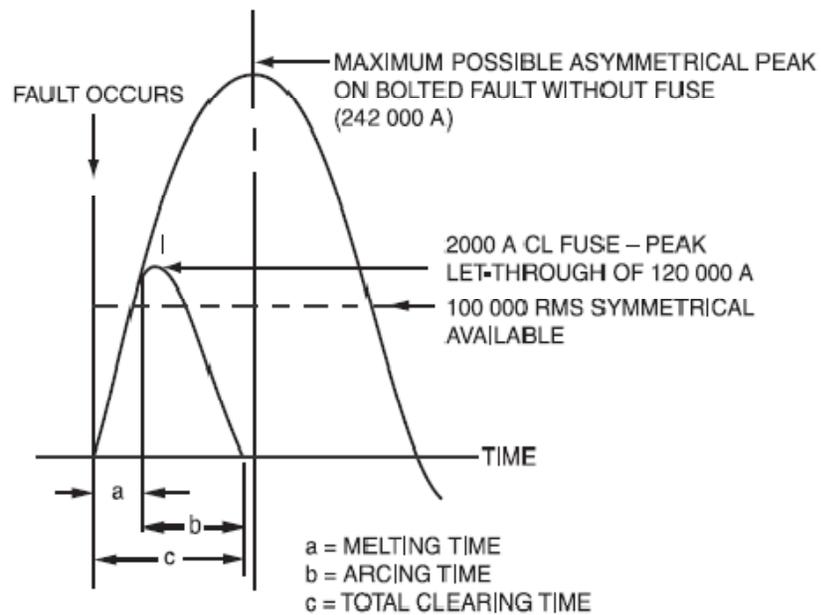
Parámetros de Selección de un Fusible

- Tipo de fusible (limitadores o no limitadores)
- Capacidad nominal del fusible (debe ser superior a la corriente a plena carga del circuito protegido).
- Capacidad de interrupción (valor eficaz simétrico – rms sim).
- Voltaje de servicio y nivel de aislamiento (BIL)
- Tipo de actuación del mecanismo (monofásica o trifásica).
- Posibilidad de apertura del circuito bajo carga o en vacío (en conjunto con seccionadores u otro elemento).
- Instalación en interiores o exteriores.

Aplicaciones más Comunes de un Fusible

- Protección de alimentadores (cables aislados).
- Protección contra cortocircuito en arrancadores de motores.
- Protección de transformadores.
- Protección de capacitores.

Curva de Actuación de un Fusible



Fusibles Limitadores

Definición:

Es un fusible que en su rango de limitación interrumpe la corriente de falla en un tiempo menor a medio ciclo, evitando que la magnitud de la corriente de falla llegue a su máximo valor posible.

Características:

- No todos los fusibles limitadores tienen el mismo grado de limitación.
- El grado de limitación depende del tamaño del fusible, tipo de uso, y de la corriente de falla que será limitada.
- El grado de limitación puede obtenerse de las gráficas de corriente permitida.
- El fusible limitador es especificado en función de su capacidad de corriente que circula en forma continua (valor rms).

Fusibles Limitadores (cont.)

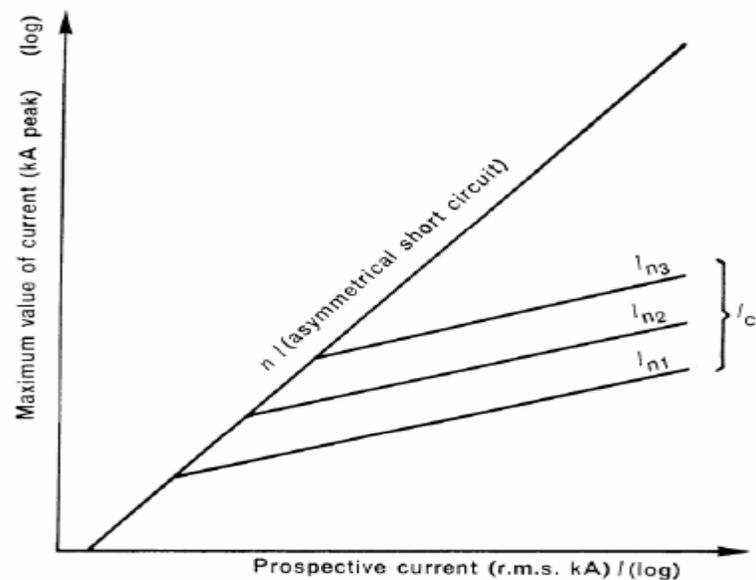
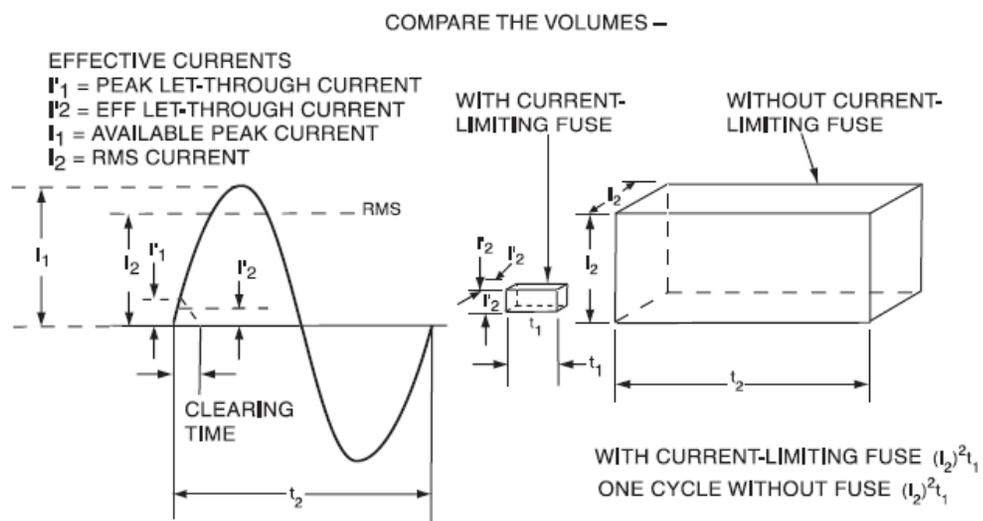
Gráfica de Corriente Permitida:

- Representa la corriente de pico permitida en función de la corriente de falla del sistema (valor rms).
- Se puede determinar la corriente simétrica de falla equivalente que deja pasar el fusible.

Gráfica de Energía Equivalente Permitida (I^2t):

- I^2t es la energía que el fusible permite pasar mientras despeja la falla (calentamiento por la corriente de falla).
- Las fuerzas magnéticas varían con el cuadrado de la corriente pico, y su efecto es reducido considerablemente con el uso de fusibles limitadores.

Actuación de Fusibles Limitadores



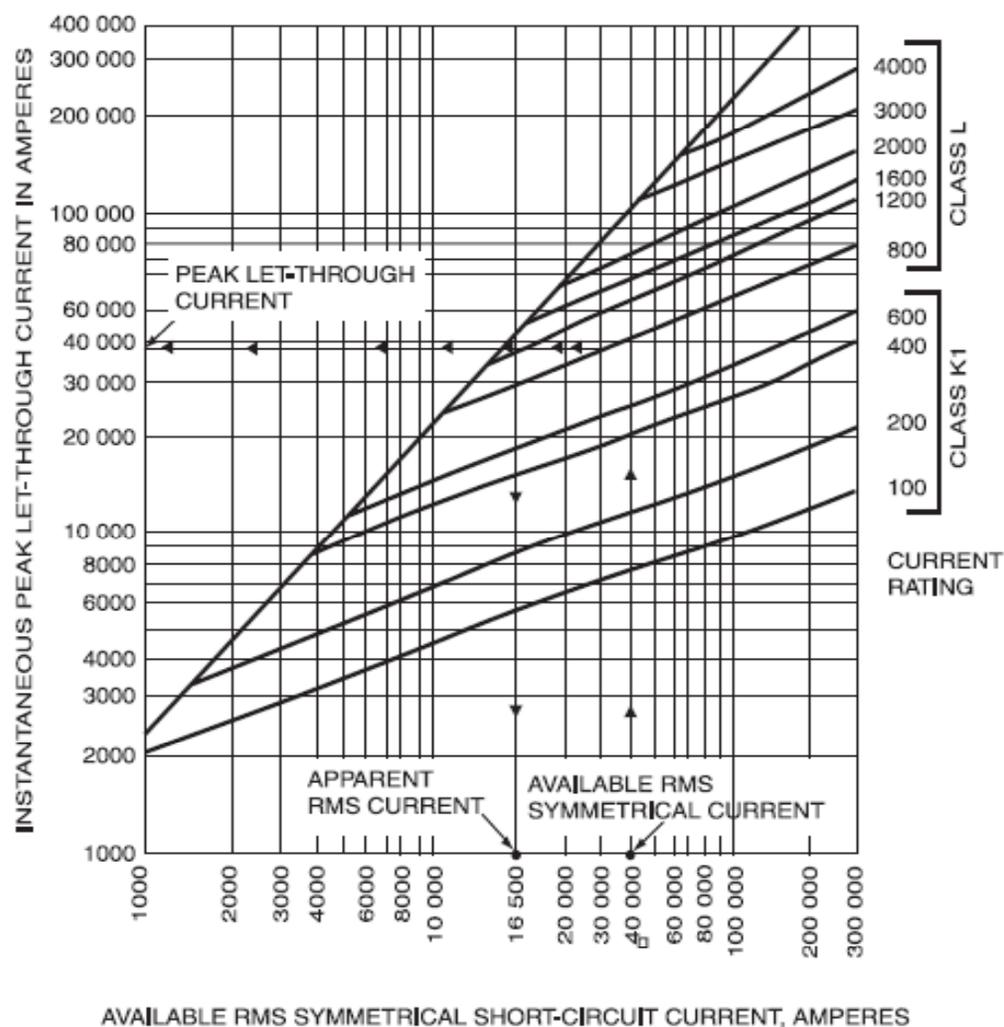
I_{n1}, I_{n2}, I_{n3} rated currents of fuse-links

I_c maximum value of cut-off current

n factor depending on the value of the power factor

Ejemplo de Uso de Gráfica

Determinar la corriente pico y equivalente simétrica que dejará pasar un fusible limitador de 800 A para una falla con 40000 A rms sim.



FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN
(< 1000V)



Capacidades Nominales

240.6 Standard Ampere Ratings.

(A) Fuses and Fixed-Trip Circuit Breakers. The standard ampere ratings for fuses and inverse time circuit breakers shall be considered 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, and 6000 amperes. Additional standard ampere ratings for fuses shall be 1, 3, 6, 10, and 601. The use of fuses and inverse time circuit breakers with nonstandard ampere ratings shall be permitted.

Fuente: NFPA-70, National
Electrical Code – 2008
($V \leq 600 V$)

5.3.1 Rated current of the fuse-link

The rated current for the fuse-link, expressed in amperes, should be selected from the following values:

2 – 4 – 6 – 8 – 10 – 12 – 16 – 20 – 25 – 32 – 40 – 50 – 63 – 80 – 100 – 125 – 160 – 200 – 250 – 315 – 400 – 500 – 630 – 800 – 1 000 – 1 250

NOTE 1 If higher or lower values are required, these values should be selected from the series R10 of ISO 3.

NOTE 2 If, in exceptional cases, it is necessary to choose an intermediate value, this value should be selected from the series R20 of ISO 3.

Fuente: 60269-1
@ IEC-2009
($V \leq 1000 V$)

Valores Típicos de Interrupción de Fusibles de Baja Tensión según IEEE 242-2001

Fuse	Typical interrupting rating (kA)
Class H	10
Class K	50, 100, or 200
Class RK-1 and Class RK-5	200
Class J, Class CC, Class T, and Class L	200
Class G	100
Plug fuses	10

Fusibles de BT según IEC 60269-1@2009

Rango de Interrupción y Categoría de Utilización

5.7.1 Breaking range and utilization category

The first letter shall indicate the breaking range:

- "g" fuse-links (full-range breaking-capacity fuse-link);
- "a" fuse-links (partial-range breaking-capacity fuse-link).

The second letter shall indicate the utilization category; this letter defines with accuracy the time-current characteristics, conventional times and currents, gates.

For example

- "gG" indicates fuse-links with a full-range breaking capacity for general application;
- "gM" indicates fuse-links with a full-range breaking capacity for the protection of motor circuits;
- "aM" indicates fuse-links with a partial range breaking capacity for the protection of motor circuits;
- "gD" indicates time-delay fuse-links with a full-range breaking capacity;
- "gN" indicates non-time-delay fuse-links with a full-range breaking capacity.

Valores Típicos de Interrupción de Fusibles de Baja Tensión según IEC 60269-1@2009

5.7.2 Rated breaking capacity

The rated breaking capacity of a fuse-link is given by the manufacturer corresponding to the rated voltage. Values of minimum rated breaking capacity are given in subsequent parts.

5.8 Cut-off current and I^2t characteristics

The value for cut-off and I^2t characteristics shall take into account manufacturing tolerances and shall refer to the service conditions as specified in subsequent parts, for example, the values of voltage, frequency and power factor.

7.5 Breaking capacity

The fuse shall be capable of breaking, at rated frequency, and at a voltage not exceeding the recovery voltage specified in 8.5, any circuit having a prospective current between,

- for "g" fuse-links, the current I_f ;
- for "a" fuse-links, the current $k_2 I_n$; and
- in the case of a.c., the rated breaking capacity at power factors not lower than those shown in Table 20 appropriate to the value of the prospective current;
- in the case of d.c., the rated breaking capacity at time constants not greater than those limits shown in Table 21 appropriate to the value of the prospective current.

Valores Típicos de Interrupción de Fusibles de Baja Tensión según IEC 60269-1@2009 (cont.)

Table 20 – Values for breaking-capacity tests on a.c. fuses

Remark: this table was previously Table 12A in Edition 3

		Test according to 8.5.5.1				
		No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	No. 5
Power-frequency recovery voltage		105 $\frac{+5}{0}$ % of the rated voltage for the rated voltage of 690 V ^{a)} 110 $\frac{+5}{0}$ % of the rated voltage for other rated voltages ^{a)}				
Prospective test current	For "g" fuse-links	I_1	I_2	$I_3 = 3,2 I_f$	$I_4 = 2,0 I_f$	$I_5 = 1,25 I_f$
	For "a" fuse-links			$I_3 = 2,5 k_2 I_n$	$I_4 = 1,6 k_2 I_n$	$I_5 = k_2 I_n$
Tolerance on current		+10 $\frac{0}{0}$ % ^{a)}	Not applicable	±20 %	+20 $\frac{0}{0}$ %	
Power factor		0,2-0,3 for prospective current up to and including 20 kA 0,1-0,2 for prospective current above 20 kA	0,2-0,3 for prospective current up to and including 20 kA 0,1-0,2 for prospective current above 20 kA	0,3-0,5 ^{b)}		
Making angle after voltage zero		Not applicable	0 $\frac{+20}{0}$ °	Not specified		
Initiation of arcing after voltage zero ^{c)}		For one test: 40°-65°; for two more tests: 65°-90°	Not applicable	Not applicable		

^{a)} This tolerance may be exceeded with the manufacturer's consent.

^{b)} Power factors lower than 0,3 may be permitted with the manufacturer's consent.

^{c)} Where difficulty is experienced in meeting the requirement for initiation of arcing between 40° and 65° after voltage zero, a test shall be performed with a making angle after voltage zero of 0 $\frac{+10}{0}$ °.

If, on this test, arcing is initiated at an angle of more than 65° after voltage zero, then the test shall be accepted in lieu of that meeting the 40° to 65° requirements for start of arcing. Should, however, arcing be initiated at an angle of less than 40° after voltage zero, then the three tests specified in the table shall be achieved.

I_1 : current which is used in the designation of the rated breaking capacity (see 5.7).

I_2 : current which shall be chosen in such a manner that the test is made under conditions which approximate those giving maximum arc energy.

NOTE This condition may be deemed to be satisfied if the instantaneous value of the current at the beginning of arcing has reached a value between $0,60 \sqrt{2}$ and $0,75 \sqrt{2}$ times the prospective current (r.m.s. value of the a.c. component).

As guide for practical application, the value of current I_2 may be found between three and four times the current (symmetrical r.m.s. value) which corresponds to a pre-arcing time of one half-cycle.

I_3, I_4, I_5 : the tests made with these test currents are deemed to verify that the fuse is able to operate satisfactorily in the range of small overcurrents.

I_f : conventional fusing current (see 8.4.3.1) for the conventional time indicated in Table 2.

k_2 : see Figure 2 and 3.

Otros datos de Normas

Relaciones Típicas para Selectividad de Fusibles de BT según IEEE 242-2001

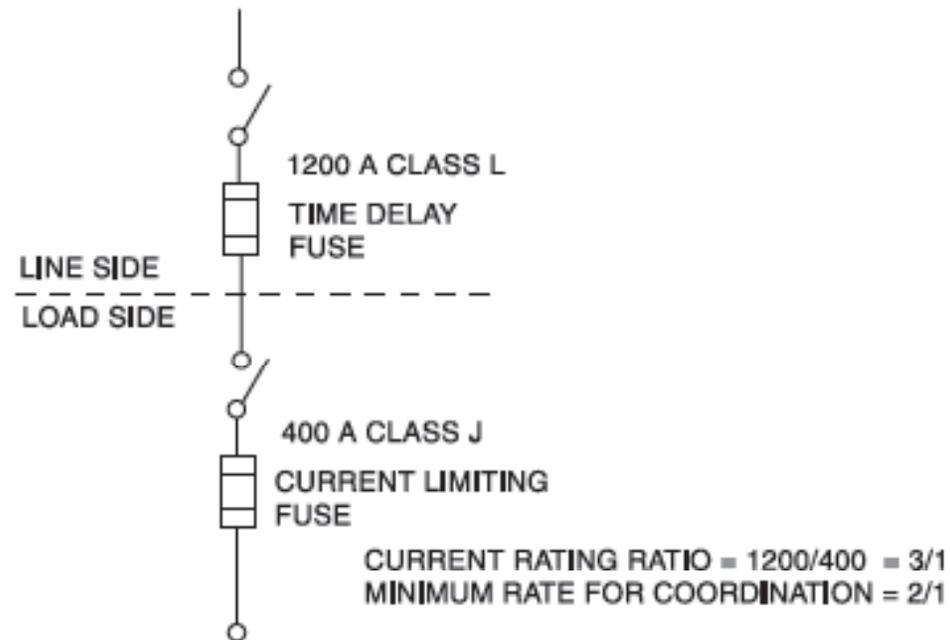
Table 5-1 — Typical selectivity schedule^a for low voltage fuses

Line side	Load side					
	Class L fuse 601–6000 A	Class K1 fuse 0–600 A	Class J fuse 0–600 A	Class K5 time-delay fuse 0–600 A	Class J time-delay fuse 0–600 A	Class G fuse 0–60 A
Class L fuse 601–6000 A	2:1	2:1	2:1	6:1	2:1	
Class K1 fuse 0–600 A		2:1	3:1	8:1	4:1	4:1
Class J fuse 0–600 A		3:1	3:1	8:1	4:1	4:1
Class K5 time-delay current-limiting fuse 0–600 A		1.5:1	1.5:1	2:1	1.5:1	2:1
Class J time-delay fuse 0–600 A		1.5:1	1.5:1	8:1	2:1	2:1

NOTE—For illustration only. Refer to fuse manufacturer for specific and up-to-date data.

^aExact ratios vary with ampere ratings, system voltage, and short-circuit current.

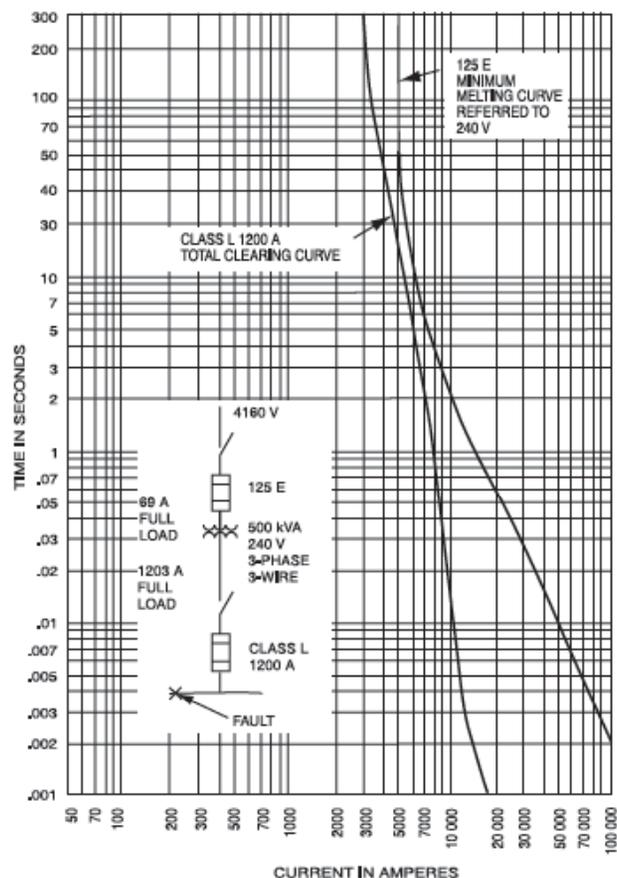
Relaciones Típicas para Selectividad de Fusibles de BT según IEEE 242-2001 (cont.)



NOTE: CHECK SPECIFIC MANUFACTURER FOR EXACT DATE

Figure 5-15—Typical application of selective coordination (see Table 5-1)

Relaciones Típicas para Selectividad de Fusibles de BT según IEEE 242-2001 (cont.)



NOTE: FOR ILLUSTRATION PURPOSES ONLY, REFER TO FUSE MANUFACTURER FOR SPECIFIC AND UP-TO-DATE DATA.

Figure 5-16—Typical coordination study of primary and secondary fuses showing selective system

Selectividad en Fusibles de BT según IEC 60269

2.2.6

overcurrent discrimination

coordination of the relevant characteristics of two or more overcurrent protective devices such that, on the occurrence of overcurrents within stated limits, the device intended to operate within these limits does so, while the other(s) do(es) not

8.7.4 Verification of overcurrent discrimination

The discrimination of the fuse-links is verified by means of the time-current characteristics and the pre-arcing and operating I^2t values.

NOTE In most cases discrimination between "gG" and/or "gM" fuses occurs on prospective currents giving pre-arcing times greater than 0,01 s. Compliance with the values of pre-arcing I^2t given in Table 7 is deemed to ensure a discrimination with ratio 1,6 to 1 between rated currents for these times.

Fuente: 60269-1
@ IEC-2009

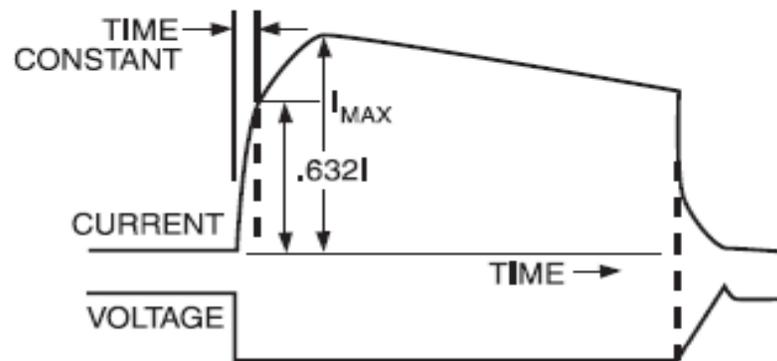
8.7.4 Verification of overcurrent discrimination

The overcurrent discrimination for fuses with rated current up to 12 A and the overcurrent discrimination ratio of 1:1,6 for fuses with rated currents higher than 12 A is verified by the I^2t values evaluated from the recorded test results.

Fuente: 60269-2
@ IEC-2006

Aplicaciones en Sistemas DC con datos en AC de fusibles en BT

- No siempre los datos del fusible para AC son aplicables para sistemas en DC.
- La constante de tiempo del sistema en DC afecta las curvas de actuación de los fusibles obtenidas con pruebas en AC.
- La constante del tiempo en DC es el tiempo requerido para que la corriente alcance el 63.2% de la corriente pico



Aplicaciones en Sistemas DC con datos en AC de fusibles en BT

- La constante de tiempo puede calcularse a partir de la relación Inductancia-Resistencia del circuito (L/R)
- La energía magnética es almacenada en la inductancia, y se opone a cambios bruscos en la corriente
- Con el aumento de inductancia, el tiempo de incremento en corriente es más lento.
- La información en AC para fusibles (F.P del 15% o superior) es aplicable en circuitos DC con constante de tiempo menor a 2 mseg

Aplicaciones en Sistemas DC con datos en AC de fusibles en BT

- La solución típica es derratear el voltaje AC para obtener el valor equivalente en DC

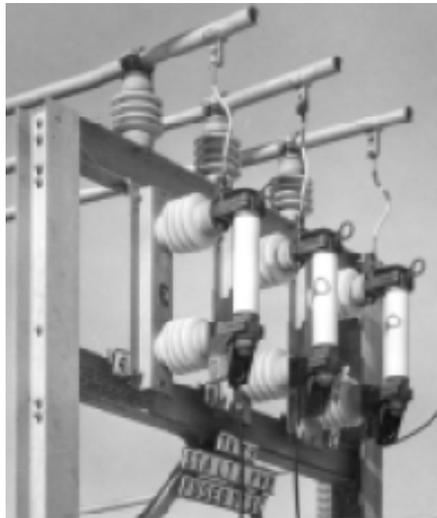
Table 5-6— Voltage derating vs time constant^a

Time constant (<i>L/R</i>) ms	Percentage of rated voltage (rms)	
	700 V fuses	1000 V fuses
5	80–90%	85–95%
10	70–80%	80–90%
20	60–70%	70–85%
30	55–70%	65–80%
40	50–65%	60–75%
50	50–65%	55–70%
60	45–60%	50–65%

^aBased on fuse opening time of 25–300 ms

Ejemplo tomado de
IEEE Std. 242-2001

FUSIBLES DE MEDIA TENSIÓN (> 1000V)



Tipos de Fusibles de MT según IEEE 242-2001

Según la aplicación:

- Fusibles de potencia
- Fusibles de distribución

Según operación:

- Fusibles limitadores
- Fusibles de expulsión

Según Instalación

- Uso en interiores
- Uso en exteriores



Tipos de Fusibles de MT según IEEE 242-2001 (cont.)

Fusibles de Potencia

- Con BIL adecuado para los sistemas de potencia
- Diseñados y construidos para altos niveles de voltaje, capacidades de corriente de conducción e interrupción
- Aplicables en subestaciones y centros de distribución de potencia
- Tipos más comunes: E y R (E de expulsión y limitadores; R solo limitadores)

Fusibles de Distribución

- Con BIL adecuado para sistemas de distribución
- Diseñados y construidos para requerimientos de sistemas de distribución
- Aplicables en circuitos alimentadores y de distribución
- Tipos más comunes: C (limitador), K y T (de expulsión)

Tipos de Fusibles de MT según IEEE 242-2001 (cont.)

Fusibles limitadores

- Interrumpe corrientes por encima de su valor de actuación como limitador y por debajo de su capacidad de interrupción en ½ ciclo originando sobrevoltaje en sus terminales
- Normalmente actúa como limitador a partir de 25 veces la corriente de capacidad nominal

Table 6-3— Maximum continuous-current and short-circuit interrupting rating for current-limiting power fuses

Rated maximum voltage (kV)	Continuous-current ratings (A) (maximum)	Short-circuit maximum interrupting ratings (kA, rms symmetrical)
2.75	225, 450, ^a 750, ^a 1350 ^a	50.0, 50.0, 40.0, 40.0
2.75/4.76	450 ^a	50.0
5.5	225, 400, 750, ^a 1350 ^a	50.0, 62.5, 40.0, 40.0
8.25	125, 200 ^a	50.0, 50.0
15.5	65, 100, 125, ^a 200 ^a	85.0, 50.0, 85.0, 50.0
25.8	50, 100 ^a	35.0, 35.0
38.0	50, 100 ^a	35.0, 35.0

^aParallel fuses

Tipos de Fusibles de MT según IEEE 242-2001 (cont.)

Fusibles de Expulsión

- No limitan el pico de la corriente de falla, ni produce sobrevoltajes en la interrupción
- Expulsa los gases producidos por el arco interno (por si solos o ayudados mediante un mecanismo)

Table 6-4— Maximum continuous-current and short-circuit interrupting ratings for fiber-lined expulsion fuses

Rated maximum voltage (kV)	Continuous-current ratings (A) (maximum)	Maximum interrupting rating ^a (kA, rms symmetrical)
8.3	100, 200, 300, 400	12.5
15.5	100, 200, 300, 400	16.0
25.8	100, 200, 300, 400	20.0
38.0	100, 200, 300, 400	20.0
48.3	100, 200, 300, 400	25.0
72.5	100, 200, 300, 400	20.0
121.0	100, 200	16.0
145.0	100, 200	12.5
169.0	100, 200	12.5

^aApplies to all continuous-current ratings.

Tipos de Fusibles de MT según IEC 60282

Según Operación:

- Fusibles limitadores
- Fusibles de expulsión

Fusibles Limitadores:

- Fusibles de respaldo (back-up)
- De propósito general (general purpose)
- De rango completo (full-range)

Fuente: 60282-1@IEC-2009

Fusibles de Expulsión:

- Clase A (fusibles de distribución)
- Clase B (fusibles de potencia)

Fuente: 60282-2@IEC-2008

Tipos de Fusibles de MT según IEC 60282-1@2009

Corriente Nominal de Fusibles Limitadores

4.5 Rated current of the fuse-base

The current assigned to a fuse-base that a new clean fuse-base will carry continuously without exceeding specified temperature rises, when equipped with a fuse-link of the same current rating designed to be used in the particular fuse-base connected to the circuit with certain specified conductor sizes and lengths, at an ambient air temperature of not more than 40 °C.

The rated current of the fuse-base should be selected from the following values:

10 A, 25 A, 63 A, 100 A, 200 A, 400 A, 630 A, 1 000 A.

4.6 Rated current of the fuse-link

The current assigned to the fuse-link that a new clean fuse-link will carry continuously without exceeding specified temperature rises when mounted on a fuse-base specified by the manufacturer and connected to the circuit with certain specified conductor sizes and lengths, at an ambient air temperature of not more than 40 °C (see Clause 8).

The rated current in amperes of the fuse-link should be selected from the R10 series. For special cases, additional values for the rated current of the fuse-link may be selected from the R20 series.

NOTE The R10 series comprises the numbers 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8 and their multiples of 10.

The R20 series comprises the numbers 1; 1,12; 1,25; 1,40; 1,6; 1,8; 2; 2,24; 2,5; 2,8; 3,15; 3,55; 4; 4,5; 5; 5,6; 6,3; 7,1; 8; 9 and their multiples of 10.

Tipos de Fusibles de MT según IEC 60282-2@2008

Corriente Nominal de Fusibles de Expulsión

6.3.3 Fuse-base

The rated current assigned to a fuse-base shall be the maximum current that a new clean fuse-base will carry continuously, without exceeding specified temperatures and temperature rises, when equipped with a fuse-carrier and a fuse-link of the same current rating designed to be used in the particular fuse-base, and connected to the circuit with certain specified conductor sizes and lengths, at an ambient temperature of not more than 40 °C.

The preferred values of the rated current of the fuse-base are

50 – 100 – 200 – 315 – 400 – 630 A.

6.3.5 Fuse-link

The rated current assigned to a fuse-link shall be the maximum current that a new fuse-link will carry continuously, without exceeding specified temperatures and temperature rises, when mounted on a fuse-base and, if applicable, within a fuse-carrier specified by the manufacturer, at ambient temperature of not more than 40 °C.

The following ratings for fuse-links designated type K and type T are recommended:

- preferred ratings (in amperes): 6,3 – 10 – 16 – 25 – 40 – 63 – 100 – 160 – 200;
- intermediate ratings (in amperes): 8 – 12,5 – 20 – 31,5 – 50 – 80.

NOTE In some countries, values of 1 – 2 – 3 – 6 – 12 – 15 – 30 – 65 and 140 A are also used.

Tipos de Fusibles de MT según IEC 60282

Capacidad de Interrupción de Fusibles Limitadores

4.8.1 Rated maximum breaking current

Fuente: 60282-1@IEC-2009

The value of breaking capacity specified for a fuse.

The rated maximum breaking current in kA of the fuse-link should be selected from the R10 series.

NOTE The R10 series comprises the numbers 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8 and their multiples of 10.

4.8.2 Rated minimum breaking current and class

The manufacturer shall indicate the class (see 3.3.2) and, for Back-Up fuses, the rated minimum breaking current. In the case of General-Purpose fuses, the minimum breaking current may also be indicated.

Capacidad de Interrupción de Fusibles de Expulsión

Fuente: 60282-2@IEC-2008

6.5 Rated breaking capacity

The rated breaking capacity assigned to a fuse and a fuse-carrier shall be the maximum breaking current in kiloamperes r.m.s. symmetrical specified when tested in accordance with this standard.

Aplicación de Fusibles de MT

Protección de Sistemas de Distribución:

- Proveen un rápido despeje de elevadas corrientes de cortocircuito.
- Tiempo de despeje del orden de un ciclo o menos.
- Permiten el seccionamiento de las redes de Distribución.

Protección de Transformadores:

- Debe considerarse la corriente de magnetización (inrush) del transformador.
- Capaz de soportar la corriente de sobrecarga permitida por el transformador.

Protección Transformadores de Potencial:

- Deben soportar la corriente inrush durante la energización del TV.
- Considerar clase de conexión: I ($1.5xI_n$) ó II ($4.5xI_n$).

Aplicación de Fusibles de MT (cont.)

Protección de Capacitores:

- Generalmente seleccionados por el fabricante del banco de capacitores.
- Su selección es compleja, se considera inrush, ruptura del capacitor, sobrevoltajes, armónicos, etc.

Protección de Motores:

- Diseño especial por estar sometidos con frecuencia a corrientes de arranque del motor.
- Normalmente en serie con contactores y relés térmicos

ELEMENTOS DE PROTECCIÓN



FUSIBLES



CONTACTOR



FALLA A TIERRA



RELE DE SOBRECARGA



INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA



INTERRUPTOR DE POTENCIA

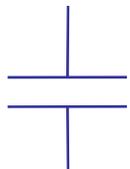
Contactor

Definición:

Dispositivo diseñado para energizar o desenergizar un circuito eléctrico, ya sea mediante mandos locales o remotos (a distancia), bajo condiciones normales de operación y sobrecargas en el circuito. Este dispositivo no está diseñado para interrumpir elevadas corrientes de cortocircuito.

Simbología:

ANSI



IEC



Características Funcionales del Contactor

- Es un dispositivo de interrupción (apertura/cierre) en circuitos con flujo de corriente bajo condiciones normales.
- Necesita de un relé de protección que ejecute orden de disparo ante una eventual falla de baja intensidad.
- Es un dispositivo trifásico.
- Dispositivo con diferentes elementos componentes, de los cuales algunos pueden ser reemplazados para mantenimiento del contactor.

Aplicaciones

- Arrancadores de motores (interrupción para fallas de baja intensidad de corriente)
- Alimentadores de tableros de distribución, de transformadores, capacitores, circuitos de iluminación, entre otros.
- En suiches de transferencia automático (dos fuentes de energía eléctrica).

Parámetros de Selección de un Contactor

- Capacidad de interrupción de corriente del contactor superior a la máxima corriente de operación normal del circuito.
- Capacidad de interrupción de corriente.
- Capacidad de soporte de corriente de cortocircuito.
- Voltaje de servicio y de aislamiento (BIL).
- Número de operaciones.
- Características del circuito de control.

Puntos de Atención

- El punto de daño del contactor puede ser inferior que la corriente de falla, por ende, el circuito debe ser protegido contra cortocircuito por otro elemento, tal como un fusible o interruptor solo magnético.
- Diferencia en presentación de datos según clasificación NEMA (ANSI) e IEC.

CONTACTORES EN BAJA TENSIÓN

(NEMA <600 V)

(IEC <1000V)



Contactores en BT según NEMA

- Tamaño NEMA: desde 00 hasta 9
- Cada tamaño tiene definidos una capacidad de corriente, voltaje, frecuencia, y HP.
- Se tiene un máximo valor de HP para cada nivel de voltaje, correspondiente con el tamaño NEMA.
- Sin importar el fabricante, la corriente y HP serán idénticos para un tamaño dado.
- NEMA busca intercambiabilidad eléctrica.
- Diseñado por convención para garantizar un buen desempeño para un amplio rango de aplicaciones.

Fuente: NEMA ICS 2.4-1989(R2000)

Contactores en BT según IEC 60947-4@2009

- HP y kW máximos permitidos para cada nivel de voltaje (U_e) y categoría de utilización.
- Categoría de utilización (tipo de servicio, más común el AC-3).
- Capacidad de corriente térmica (I_{th}).
- Capacidad de corriente operacional (I_e).
- Voltaje de aislamiento (U_i).
- Voltaje operacional (U_e).
- Estándar IEC bajo el cual el contactor fue probado.

Contactores en BT según IEC 60947-4@2009 (cont.)

- Los contactores IEC no presentan tamaños estandarizados. En lugar de ello, los fabricantes certifican que son adecuados para determinadas aplicaciones
- El usuario debe conocer tanto los requerimientos de la aplicación como la capacidad del contactor.
- El objetivo de IEC es adecuar el contactor a la carga a servir, expresado en términos de la capacidad y vida útil del contactor.

Categorías de Utilización más Comunes según IEC 60947-4@2009

- AC1: Cargas no inductivas o ligeramente inductivas.
- AC2: Para arranques y paradas de motores de anillos partidos
- AC3: Para el control de motores de inducción tipo jaula de ardilla que se desenergizan a plena marcha y que en el arranque consumen de 5 a 7 veces la corriente nominal.
- AC4: Arranque de motores, inversión de sentido de giro, marcha a pulsos, frenado por contracorriente, cerrar/abrir y soportar la corriente de rotor bloqueado.

CONTACTORES EN MEDIA TENSIÓN

(2001 V < NEMA < 7200 V)

(1000 V < IEC < 12000 V)



Contactores en MT según NEMA

- Contactores en aire, en vacío o inmersos en aceite
- Definidos por la capacidad continua de corriente, voltaje y corriente de interrupción.
- Pueden interrumpir corrientes de fallas de bajo valor.
- Clase E:
 - E1: El contactor interrumpe la corriente de cortocircuito
 - E2: Un fusible interrumpe la corriente de cortocircuito

Fuente: NEMA ICS 2-2000

Contactores en MT según IEC 60470@2000

- Contactores en aire, en vacío, en SF6 e inmersos en líquidos (en vacío los más usados).
- Se definen por:
 - Capacidad continua de corriente
 - Voltaje
 - Frecuencia
 - Corriente de interrupción
 - Categoría de utilización

Contactores en MT según IEC 60470@2000 (cont.)

Table 2 – Utilization categories

Category	Typical application
AC-1	Non-inductive or slightly inductive loads, resistance furnaces
AC-2	Starting and plugging – slip-ring motors
AC-3	Starting and switching off motors during running – squirrel-cage motors
AC-4	Starting, plugging and inching – squirrel-cage motors

NOTE The application of contactors or starters to the switching of rotor circuits, capacitors or transformers shall be subject to special agreement between manufacturer and user.

Otros Datos de Norma IEC-60470

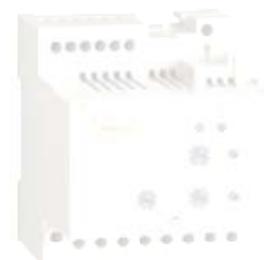
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN



FUSIBLES



CONTACTOR



FALLA A TIERRA



RELE DE SOBRECARGA



INTERRUPTOR DE CAJA MOLDEADA



INTERRUPTOR DE POTENCIA

INTERRUPTORES DE BAJA TENSIÓN

(ANSI: $V < 1000 \text{ VAC}$, $V < 3000 \text{ VDC}$)

(IEC: $V < 1000 \text{ VAC}$, $V < 1500 \text{ VDC}$)



Interruptores en Baja Tensión

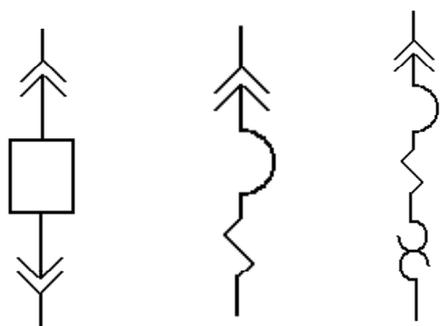
Definición:

Dispositivo de apertura y cierre en forma manual o automática (normalmente manual para BT), diseñado para abrir en forma automática sobrecorrientes por encima de un valor determinado, sin que sufra daños (intensidad de sobrecorriente inferior a capacidad de interrupción).

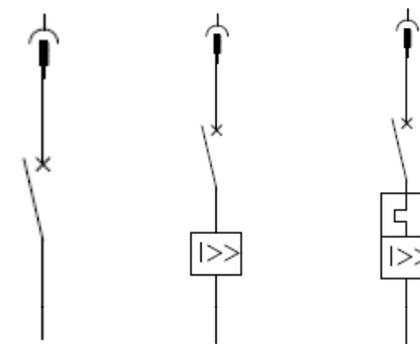
Están diseñados para no operar frecuentemente, sin embargo existen tipos especiales de interruptores en BT que pueden operar con cierta frecuencia.

Simbología:

ANSI



IEC



Parámetros de Selección de un Interruptor en BT

- Capacidad Nominal de Corriente.
- Capacidad de interrupción.
- Tiempo de soporte de cortocircuito (0,15/15/0,15 seg según ANSI y 1 seg según IEC).
- Voltaje y BIL.
- Frecuencia.
- Número de polos.
- Características del sistema de control (voltaje).

Aplicaciones de un Interruptor en BT

- En alimentadores en circuitos de distribución (termomagnéticos o solo magnéticos).
- Arrancadores de motores (interruptores solo magnéticos).
- Transformadores (lado primario y/o secundario).
- Switchgears, CCM, tableros de distribución.
- Banco de capacitores.

Características Especiales

- Algunos interruptores permiten el uso de unidades lógicas de disparo con funciones de protección LSIG.
- Algunos interruptores tienen asociada la propiedad de limitación de corriente (menor paso de energía).

INTERRUPTORES EN
BAJA TENSIÓN
(según ANSI)



Tipos de Interruptores en BT según ANSI

Interruptor de Caja Moldeada (MCCB):

Dispositivos de maniobra y de protección ensamblados en un cerramiento integral de material aislante.



Interruptor de Potencia de Baja Tensión (LVPCB):

Usados en circuitos de 1000 VAC o menores o 3000 VDC y menores (no incluyen los interruptores de caja moldeada). Ensamblajes de construcción abierta con partes accesibles para mantenimiento, inspección y reemplazo.

Fuente: IEEE C37.100-2001

Tipos de Interruptores en BT según ANSI (cont.)

Interruptor de Caja Moldeada (MCCB):

- Generalmente despejan una falla más rápido que un LVPCB
- Los interruptores con cerramiento aislado (ICCB) forman parte de los MCCB
- Probados y dimensionados de acuerdo a UL-489.
- Disponible en los siguientes tipos generales:
 - Termomagnéticos
 - Solo magnéticos
 - Limitadores de corriente
 - Con fusible integrado
 - Alta capacidad de interrupción

Fuente: IEEE 1015-2006

Tipos de Interruptores en BT según ANSI (cont.)

Interruptor de Potencia (LVPCB):

- Principalmente usados en CDP's (switchgears) u otro cerramiento de frente muerto.
- Las unidades de disparo son ajustables e intercambiables.
- Pueden ser usados en combinación con fusibles limitadores de corriente.
- Opción de bobinas de disparo.
- Probado y dimensionado según IEEE C37.13, C37.16, C37.17
- Su capacidad de interrupción es dada para corrientes de falla simétrica, no obstante debe considerarse la corriente de falla asimétrica del cuarto ciclo si la relación $X/R > 6.6$ para LVPCB sin fusibles (0.5/15/0.5 seg) ó $X/R > 4.9$ con LVPCB con fusibles.

Fuente: IEEE 1015-2006

Características de Interruptor en BT según ANSI

Capacidades Preferidas en Amperios para MCCBs (frame sizes)

- 50, 100, 125, 150, 200, 225, 400, 600, 800, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 6000.

Capacidades Preferidas en Amperios para LVPCBs (frame sizes)

- 225, 600, 800, 1600, 2000, 3000, 3200, 4000 (puede llegar hasta 6000)

Fuente: IEEE 1015-2006

Otros datos norma ANSI

Comparación de Interruptores en BT según ANSI

Table 4-2—Comparison of features

LVPCB	ICCB	MCCB
Selective trip over full range of fault currents up to interrupting rating.	Selective trip over partial range of fault currents within interrupting rating.	Selective trip over a smaller range of fault currents within interrupting rating.
Type of operators: mechanically operated, two-step stored energy, and electrical two-step stored energy.	Types of operators: mechanically operated, two-step stored energy, and electrical two-step stored energy.	Type of operators: mechanically operated over-center toggle or motor operator.
Available in draw-out construction permitting racking to a distinct "test position" and removal for maintenance.	Available in draw-out construction permitting racking to a distinct "test position" and removal for maintenance.	Some are available in plug-in design allowing removal for inspection and maintenance. Large frame sizes may be available in draw-out construction.
Operation counter is available.	Operation counter is available.	Operation counter is available.
Interrupting duty at 480 V ac: 22–130 kA without fuses and up to 200 kA with fuses.	Interrupting duty at 480 V ac: 22–100 kA.	Interrupting duty at 480 V ac: 22–65 kA without fuses and up to 200 kA with integral fuses or for current-limiting type.
Current limiting available only with fuses.	Current limiting not available.	Current limiting available with and without fuses.
Usually most costly.	Usually mid-range cost, but depends on the enclosure selected.	Usually least costly.
Small number of frame sizes available.	Small number of frame sizes available.	Large number of frame sizes available.
Extensive maintenance possible on all frame sizes.	Limited maintenance possible on larger frame sizes.	Limited maintenance possible on larger frame sizes.
Used in enclosures, switchgear, and switchboards.	Used in enclosures, switchgear, and switchboards.	Used in enclosures, panelboards, and switchboards.

Table 4-2—Comparison of features (continued)

LVPCB	ICCB	MCCB
Not available in series ratings.	Not available in series ratings.	Available in series ratings.
100% continuous-current rated in its enclosure.	80% continuous-current rated, unless specifically stated to be rated 100% in an enclosure.	80% continuous-current rated, unless specifically stated to be rated 100% in an enclosure.
IEEE Std C37.13™-1990	UL 489-2002	UL 489-2002

Fuente: IEEE 1015-2006

Comparación de Interruptores en BT según ANSI (cont.)

Table 4-3—Estimated clearing times of low-voltage circuit breakers

LVPCBs		
	Frame size	
	225–600 A	1600–4000 A
Instantaneous, cycles	2–3	3
Short time, cycles	10–30	10–30
Long time, seconds	Over 100	Over 100
Ground fault, cycles	10–30	10–30

MCCBs		
	Frame size	
	100 A	225–4000 A
Instantaneous, cycles	1.1	1.5

Fuente: IEEE 1015-2006

Unidades de Disparo en Interruptores de BT según ANSI

- Continuamente miden la corriente e inician un disparo cuando dicha corriente supera un valor preestablecido en un tiempo dado (curva tiempo-corriente).
- Tipos:
 - No ajustables (mayoría de MCCBs)
 - Ajustable solo instantáneo (algunos MCCBs)
 - Electrónicos (estándar en LVPCB y especial en MCCB, con posibilidad de ajustes LSIG)
 - Con comunicación

Coordinación para Fallas de altas intensidades:

- Los MCCB's y algunos LVPCB presentan problemas de coordinación para valores altos de corrientes de falla, en la cual ellos actúan con la protección instantánea.

INTERRUPTORES EN
BAJA TENSIÓN
(según IEC)



Interruptores de BT según IEC

- Según la categoría de utilización se clasifican en tipo A y B
- Según el medio de interrupción se clasifican en tipo Aire, Vacío y Gas
- De acuerdo al diseño pueden ser de construcción abierta o construcción moldeada
- Según la instalación pueden ser fijo, extraíbles o insertables
- Capacidad de corriente convencional al aire (I_{th}), en cerramiento (I_{the}) y nominal (I_n , es igual a I_{th})
- Tipo termomagnéticos, solo magnéticos, solo térmicos, limitadores de corriente.

Fuente: IEC 60947-2@2009

Interrupidores de BT según IEC (cont.)

Table 4 – Selectivity categories

Selectivity category	Application with respect to selectivity
A	Circuit-breakers not specifically intended for selectivity under short-circuit conditions with respect to other short-circuit protective devices in series on the load side, i.e. without an intentional short-time delay provided for selectivity under short-circuit conditions, and therefore without a short-time withstand current rating according to 4.3.5.4.
B	Circuit-breakers specifically intended for selectivity under short-circuit conditions with respect to other short-circuit protective devices in series on the load side, i.e. with an intentional short-time delay (which may be adjustable), provided for selectivity under short-circuit conditions. Such circuit-breakers have a short-time withstand current rating according to 4.3.5.4. NOTE Selectivity is not necessarily ensured up to the ultimate short-circuit breaking capacity of the circuit-breakers (for example in the case of operation of an instantaneous release) but at least up to the value specified in Table 3.
<p>NOTE 1 The power factor or time constant associated with each value of rated short-circuit current is given in Table 11 (see 8.3.2.2.4 and 8.3.2.2.5).</p> <p>NOTE 2 Attention is drawn to the different requirements for the minimum required percentage of I_{cs} for selectivity categories A and B, in accordance with Table 1.</p> <p>NOTE 3 A circuit-breaker of selectivity category A may have an intentional short-time delay provided for selectivity under conditions other than those of short circuit, with a short-time withstand current less than that according to Table 3. In that case, the tests include test sequence IV (see 8.3.6) at the assigned short-time withstand current.</p>	

Fuente: IEC 60947-2@2009

Interrupidores de BT según IEC (cont.)

Capacidades Nominales de Corriente

Standard current ratings A									
1	1,25	1,6	2	2,5	3,15	4	5	6,3	8
10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80
100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
1000	1 250	1 600	2 000	2 500	3 150	4 000	5 000	6 300	8 000
10000	12 500	16 000	20 000	25 000	31 500	40 000	50 000	63 000	80 000
100000	125 000	160 000	200 000						

The steps may vary according to the equipment concerned, depending on their use or properties. The selection of the values to be adopted should be considered in each case on its merits and it may be found that there are good grounds for choosing 1,5 – 3 – 6 – 7,5 instead of 1,6 – 3,15 – 6,3 – 8, as well as their multiples of 10^n (n is a positive integer).

Fuente: IEC 60059@2009

Interruptores de BT según IEC (cont.)

Capacidad de interrupción de corriente de falla (I_{cu}) y capacidad de interrupción de corriente de servicio (I_{cs})

Table 1 – Standard ratios between I_{cs} and I_{cu}

Selectivity category A % of I_{cu}	Selectivity category B % of I_{cu}
25	50
50	75
75	100
100	

Fuente: IEC 60947-2@2009

Relación Capacidad de corriente de cierre ante corriente de apertura

Table 2 – Ratio n between short-circuit making capacity and short-circuit breaking capacity and related power factor (for a.c. circuit-breakers)

Short-circuit breaking capacity I kA r.m.s.	Power factor	Minimum value required for n $n = \frac{\text{short - circuit making capacity}}{\text{short - circuit breaking capacity}}$
$4,5 \leq I \leq 6$	0,7	1,5
$6 < I \leq 10$	0,5	1,7
$10 < I \leq 20$	0,3	2,0
$20 < I \leq 50$	0,25	2,1
$50 < I$	0,2	2,2

NOTE For values of breaking capacity lower than 4,5 kA, for certain applications, see Table 11 for the power factor.

Interruptores de BT según IEC (cont.)

Capacidad de Corriente de Cortocircuito (I_{cw})

The short-time delay associated with the rated short-time withstand current shall be at least 0,05 s, preferred values being as follows:

0,05 – 0,1 – 0,25 – 0,5 – 1 s

Table 3 – Minimum values of rated short-time withstand current

Rated current I_n A	Rated short-time withstand current I_{cw} – Minimum values kA
$I_n \leq 2\,500$ $I_n > 2\,500$	12 I_n or 5 kA, whichever is the greater 30 kA

Fuente: IEC 60947-2@2009

BREVE DESCRIPCIÓN DE
TIPO DE
INTERRUPTORES EN
BAJA TENSIÓN



Interruptor Limitador

Definición:

Interruptor que cuando opera dentro de su rango de limitación de corriente , limita la energía I^2t a un valor menor que el correspondiente a medio ciclo de la onda de la corriente de falla prospectiva.

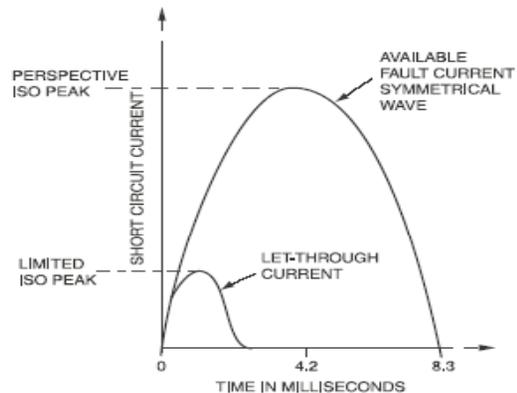


Figure 7-2—Current-limiting waveform (fault initiation at $t = 0$ and V maximum)



FIL
Current Limiting
Circuit Breaker

Interruptor Limitador (cont.)

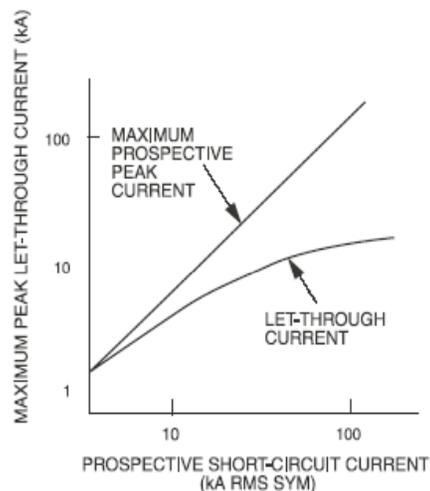


Figure 7-9a—Limited peak let-through current characteristics

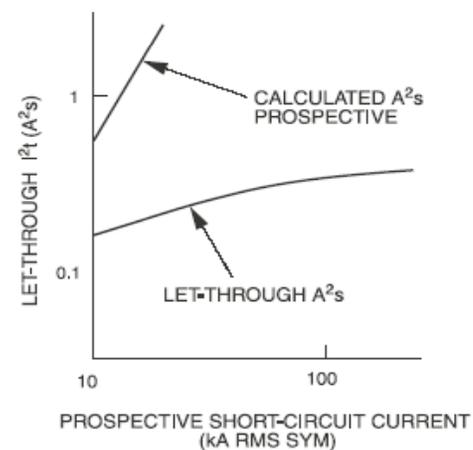


Figure 7-9b—Limited let-through I^2t characteristics

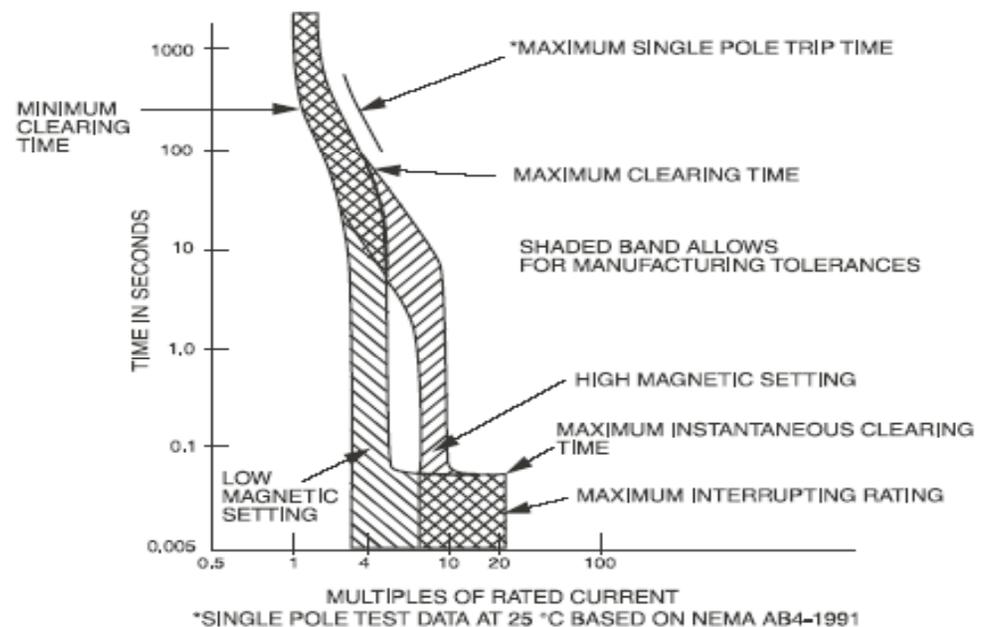
- Usados para proveer protección contra sobrecorriente donde hay presencia de elevadas corrientes de fallas.
- Proveen protección de cables con capacidad de cortocircuito por debajo de la corriente prospectiva de falla.

Interruptor Solo Magnético

Interruptores diseñados para proveer protección contra cortocircuitos solamente (actuación magnética). Actúan instantáneamente ante cortocircuitos y normalmente se aplican para protección de motores en arrancadores de motores en combinación

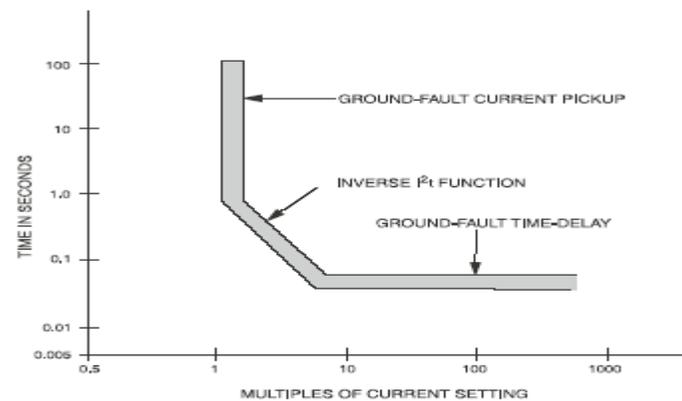
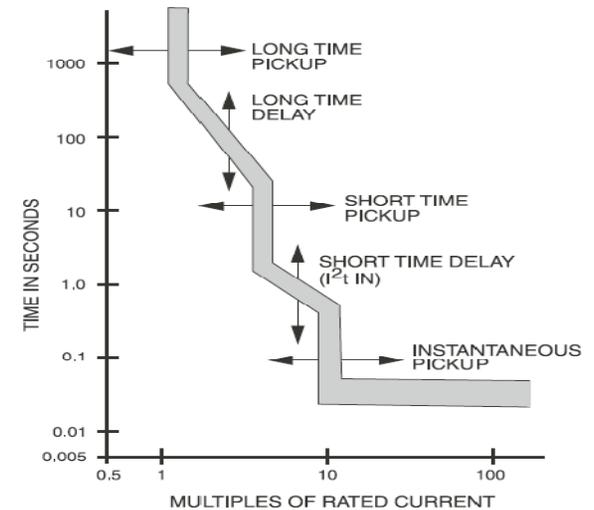
Interruptor Termomagnético

- Protección de sobrecarga y cortocircuito.
- Ajuste del disparo instantáneo.



Dispositivo Electrónico

- Protección de sobrecarga y cortocircuito.
- Ajuste de todas las zonas de la característica tiempo corriente.
- Ajuste del disparo instantáneo.
- Protección de falla a tierra
- Facilidades de comunicación



INTERRUPTORES EN
MEDIA TENSIÓN



Parámetros de Selección

- Capacidad Nominal de Corriente.
- Capacidad de interrupción.
- Capacidad de soporte de cortocircuito.
- Capacidad de corriente al cierre
- Medio de interrupción (aire, vacío, SF6, aceite)
- Voltaje y BIL.
- Frecuencia.
- Características del sistema de control (voltaje).



Características

- Las capacidades de cierre, de retención y de interrupción de corriente son factores muy importantes en los interruptores de media tensión.
- Debe tenerse presente el efecto de la temperatura ambiente sobre la capacidad nominal de conducción de corriente en el interruptor
- Interruptores en aire hasta 15 kV e interruptores en vacío por encima de 15 kV, son los más usados.



INTERRUPTORES EN
MEDIA TENSIÓN
(según ANSI)



Características según ANSI C37.06-2000

Table 1 – Preferred ratings for indoor circuit breakers with voltage range factor K=1.0*

Line No.	Rated Maximum Voltage (1) kV, rms Col 1	Rated Voltage Range Factor K Col 2	Rated Continuous Current Amperes, rms Col 3	Rated Short-Circuit and Short-Time Current kA, rms Col 4	Rated Transient Recovery Voltage (3)		Rated Interrupting Time (5) ms Col 7	Maximum Permissible Tripping Time Delay Y sec Col 8	Rated Closing and Latching Current (2) kA, peak Col 9
					Rated Peak Voltage E ₂ kV, peak Col 5	Rated Time to Peak T ₂ (4) μ sec Col 6			
1	4.76	1.0	1200, 2000	31.5	8.9	50	83	2	82
2	4.76	1.0	1200, 2000	40	8.9	50	83	2	104
3	4.76	1.0	1200, 2000, 3000	50	8.9	50	83	2	130
4	8.25	1.0	1200, 2000, 3000	40	15.5	60	83	2	104
5	15	1.0	1200, 2000	20	28	75	83	2	52
6	15	1.0	1200, 2000	25	28	75	83	2	65
7	15	1.0	1200, 2000	31.5	28	75	83	2	82
8	15	1.0	1200, 2000, 3000	40	28	75	83	2	104
9	15	1.0	1200, 2000, 3000	50	28	75	83	2	130
10	15	1.0	1200, 2000, 3000	63	28	75	83	2	164
11	27	1.0	1200	16	51	105	83	2	42
12	27	1.0	1200, 2000	25	51	105	83	2	65
13	38	1.0	1200	16	71	125	83	2	42
14	38	1.0	1200, 2000	25	71	125	83	2	65
15	38	1.0	1200, 2000, 3000	31.5	71	125	83	2	82
16	38	1.0	1200, 2000, 3000	40	71	125	83	2	104

*For preferred capacitance current switching ratings, see Table 1A.

For preferred dielectric ratings, see Table 4.

For circuit breakers with rated voltage range factor K greater than 1.0, see Tables A1 and A1A.

See page 8 for notes.

Características según ANSI C37.06-2000 (cont.)

Table A1 – Preferred ratings for indoor circuit breakers with voltage range factor $K > 1.0^*$

Line No.	Rated Maximum Voltage (1) kV, rms Col 1	Rated Voltage Range Factor K (2) Col 2	Rated Continuous Current at 60 Hz (3) Amperes, rms Col 3	Rated Short-Circuit Current ** (at Rated Maximum kV) (4)(5)(6)(10) kA, rms Col 4	Transient Recovery Voltage (9)			Rated Interrupting Time (7) Cycles Col 8	Rated Maximum Voltage Divided by K kV, rms Col 9	Maximum Symmetrical Interrupting Capability and Rated Short-Time Current (4)(5)(8) kA, rms Col 10	Closing and Latching Capability 2.7 K times Rated Short-Circuit Current (4) kA, crest Col 11
					Rated Time to Point P T_2 *** μ sec Col 5	Rated Rate R kV/ μ sec Col 6	Rated Delay Time T_1 μ sec Col 7				
1	4.76	1.36	1200	8.8	-	-	-	5	3.5	12	32
2	4.76	1.24	1200, 2000	29	-	-	-	5	3.85	36	97
3	4.76	1.19	1200, 2000, 3000	41	-	-	-	5	4.0	49	132
4	8.25	1.25	1200, 2000	33	-	-	-	5	6.6	41	111
5	15.0	1.30	1200, 2000	18	-	-	-	5	11.5	23	62
6	15.0	1.30	1200, 2000	28	-	-	-	5	11.5	36	97
7	15.0	1.30	1200, 2000, 3000	37	-	-	-	5	11.5	48	130
8	38.0	1.65	1200, 2000, 3000	21	-	-	-	5	23.0	35	95
9	38.0	1.0	1200, 3000	40	-	-	-	5	38.0	40	108

* For rated dielectric test values, See Table 4.

** For the related required capabilities associated with the rated short-circuit current of the circuit breaker, see note 4.

*** These rated values are not yet standardized. Work is in progress. See page A-2 for notes.

Otros datos norma ANSI

INTERRUPTORES EN
MEDIA TENSIÓN
(según IEC)



Características según IEC 62271-100@2008

circuit-breaker class E1

circuit-breaker with basic electrical endurance not falling into the category of class E2

circuit-breaker class E2

circuit-breaker designed so as not to require maintenance of the interrupting parts of the main circuit during its expected operating life, and only minimal maintenance of its other parts (circuit-breaker with extended electrical endurance)

circuit-breaker class C1

circuit-breaker with low probability of restrike during capacitive current breaking as demonstrated by specific type tests

circuit-breaker class C2

circuit-breaker with very low probability of restrike during capacitive current breaking as demonstrated by specific type tests

circuit-breaker class M1

circuit-breaker with normal mechanical endurance (mechanically type tested for 2 000 operations) not falling into the category of class M2 as defined in 3.4.117

circuit-breaker class M2

frequently operated circuit-breaker for special service requirements and designed so as to require only limited maintenance as demonstrated by specific type tests (circuit-breaker with extended mechanical endurance, mechanically type tested for 10 000 operations)

Características según IEC 62271-100@2008 (cont.)

4.1.1 Range I for rated voltages of 245 kV and below

Series I 3,6 kV – 7,2 kV – 12 kV – 17,5 kV – 24 kV – 36 kV – 52 kV – 72,5 kV – 100 kV – 123 kV – 145 kV – 170 kV – 245 kV.

Series II (Voltages based on the current practice in some areas, like North America): – 4,76 kV – 8,25 kV – 15 kV – 15,5 kV – 25,8 kV – 27 kV – 38 kV – 48,3 kV – 72,5 kV – 123 kV – 145 kV – 170 kV – 245 kV.

Standard current ratings A									
1	1,25	1,6	2	2,5	3,15	4	5	6,3	8
10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80
100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
1000	1 250	1 600	2 000	2 500	3 150	4 000	5 000	6 300	8 000
10000	12 500	16 000	20 000	25 000	31 500	40 000	50 000	63 000	80 000
100000	125 000	160 000	200 000						

The steps may vary according to the equipment concerned, depending on their use or properties. The selection of the values to be adopted should be considered in each case on its merits and it may be found that there are good grounds for choosing 1,5 – 3 – 6 – 7,5 instead of 1,6 – 3,15 – 6,3 – 8, as well as their multiples of 10^n (n is a positive integer).

Características según IEC 62271-100@2008 (cont.)

4.5 Rated short-time withstand current (I_k)

The standard value of rated short-time withstand current should be selected from the R 10 series specified in IEC 60059.

The rated peak withstand current is equal to the rated short-circuit making current

4.7 Rated duration of short circuit (t_k)

The standard value of rated duration of short circuit is 1 s.

If it is necessary, a value lower or higher than 1 s may be chosen. The recommended values are 0,5 s, 2 s and 3 s.

Otros datos norma IEC

RELES DE PROTECCIÓN



FUSIBLES



CONTACTOR



FALLA A TIERRA



RELE DE SOBRECARGA



INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA



INTERRUPTOR DE POTENCIA

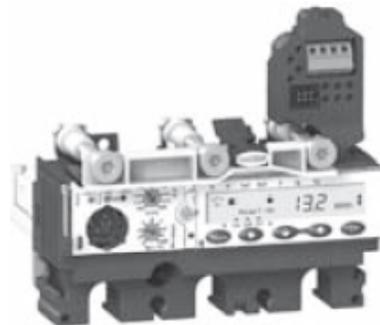
Relés de Protección

Definición:

Es un dispositivo cuya función es detectar condiciones anormales de operación de los elementos que conforman un sistema eléctrico de potencia e iniciar la acción apropiada en el circuito de control.

Clasificación de Acuerdo a su Función:

- Relé de función Unitaria.
- Relé de funciones múltiples o multifunción



Características de Operación

- Son contruidos usando dos principios: electromecánicos y estáticos
- Son clasificados por la variable que ellos manejan o por la función que desempeñan
- Algunos operan con una sola variable (corriente, voltaje, frecuencia) y otros emplean dos o más variables
- Pueden actuar directamente sobre el elemento de interrupción o por medio de relés auxiliares
- Los de nueva tecnología presentan un menor BURDEN para los TCs



Funciones de Protección/Control más Comunes

Designación ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
10	Suiche Selector	Selecciona el interruptor a ser disparado en caso de una transferencia manual.
15	Tensiones L-L.	Relé de sincronización automática.
25	Tensiones L-L.	Relé de sincronismo.
26		Dispositivo térmico (sensor directo de temperatura)
27	Tensiones L-L.	Relé de bajo voltaje temporizado
27I	Tensiones L-L.	Relé de bajo voltaje instantáneo
27R	Tensiones L-L.	Relé de bajo voltaje residual.
32	Tensión y corriente.	Relé direccional de potencia.
40	Tensión y corriente.	Relé de pérdida de excitación.

Funciones de Protección/Control más Comunes (cont.)

Designación ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
43		Suiche selector de transferencia manual
46	Corrientes de línea.	Relé de balance de corriente de fase. Detecta desbalances de corrientes.
47	Tensiones L-L.	Relé de desbalance de voltaje. Detección de tensiones de secuencia negativa.
49	Corrientes de línea. Temperatura.	Relé térmico Generalmente detección de sobrecargas.
50	Corrientes de fase.	Relé de sobrecorriente instantáneo.
50N	Corriente residual.	Relé de sobrecorriente instantáneo (neutro).
51	Corrientes de fase.	Relé de sobrecorriente temporizado.
51G	Corriente de neutro.	Relé de sobrecorriente temporizado. Protección contra fallas a tierra en secundario de transformadores.
51N	Corriente residual.	Relé de sobrecorriente temporizado. Protección contra fallas a tierra en barra.

Funciones de Protección/Control más Comunes (cont.)

Designación ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
63	Presión.	Relé de presión súbita.
66	Intentos de energización.	Relé limitador de arranques repetitivos (motores)
67	Corrientes de línea.	Relé direccional de corriente de fase.
67N	Corriente residual.	Relé de sobrecorriente direccional de neutro.
81	Tensiones de línea.	Relé de frecuencia. Detección de baja o alta frecuencia. Puede ser de frecuencia definida o df/dt
86	Recibe señales de otros relés.	Relé de bloqueo y disparo (enclavamiento).
87	Diferencia de corrientes.	Relé diferencial de corriente. Protección para motores, líneas, barras, transformadores.

R
E
L
E

U
N
I
T
A
R
I
O

RELÉ DE SOBRECARGA

RELÉ DE FALLA A TIERRA

Relé de Sobrecarga

Definición:

Es un dispositivo diseñado para proteger un equipo contra daños debidos a corrientes levemente superiores a su capacidad nominal. Su tiempo de actuación es función inversa a la magnitud de la corriente que circula por este relé (curva de tiempo inverso).

Parámetros Típicos de Ajuste:

- Corriente de arranque (I pick-up)
- Dial de Tiempo
- Tipo de curva (menos usual)

Simbología:



Parámetros de Selección

- Corriente nominal.
- Corriente de Cortocircuito Momentánea.
- Curva de operación (debe permitir la operación en condiciones normales del equipo a proteger y debe estar por debajo de la curva de daño del equipo).
- Nivel de voltaje y BIL

Nota:

- Usados generalmente para protección de motores.
- También pueden usarse en protección de generadores y transformadores.

RELÉ DE SOBRECARGA
PARA MOTORES DE BT
(según NEMA)



Relé de Sobrecarga en BT según NEMA

NEMA ICS 2-2000 has standardized motor overload relays into three classes denoting time delay to trip on locked-rotor current: Class 10 for fast trip, 10 s at six times the overload rating; Class 20, for intermediate trip, for 20 s at six times the overload rating; and Class 30 for long-time trip, 30 s at six times the overload rating. In most applications, the Class 10 relay is applied for hermetic and other motors with a service factor of 1.00 or 1.05. The Class 20 relay is commonly used for higher service factor motors, such as NEMA Design T frame motors. A Class 30 relay is used in applications where high-inertia loads cause the motor to have a long starting time, such as conveyor belt motors. Electronic devices, sometimes integral with the contactor, sense the current in all three phases. They can be adjusted for Class 10, Class 20, or Class 30.

Relé de Sobrecarga en BT según NEMA (cont.)

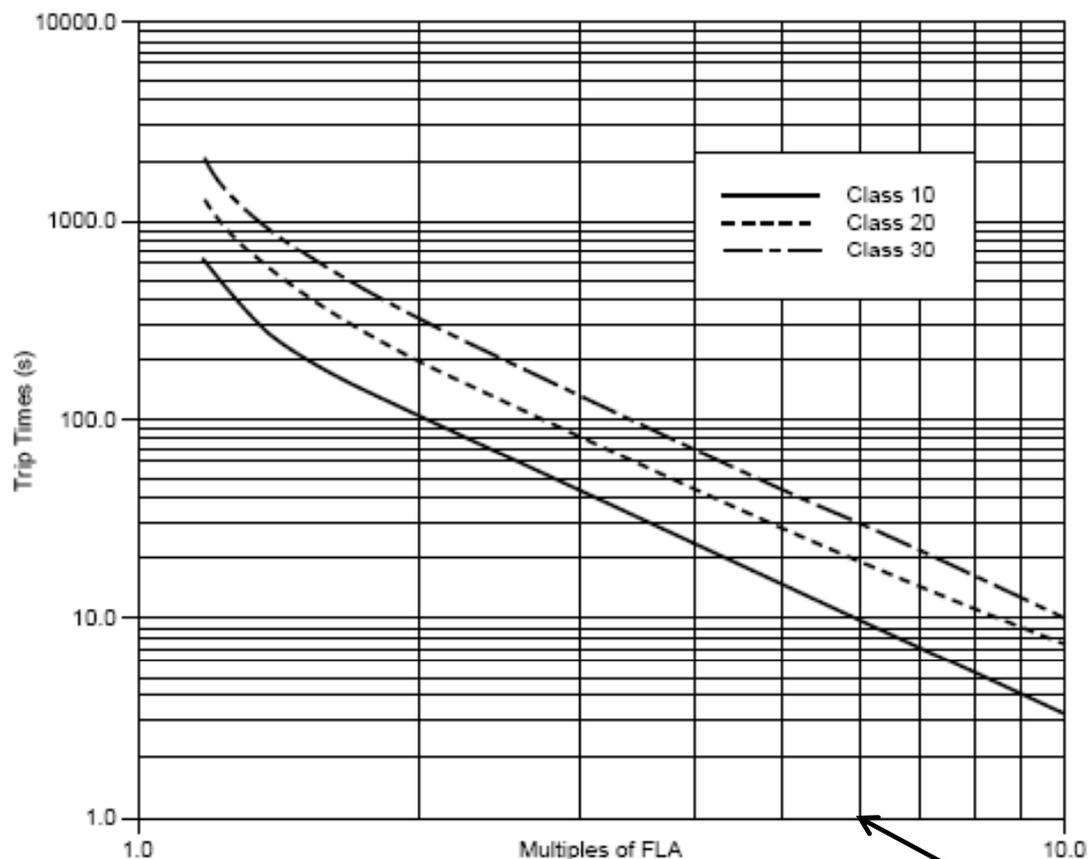


Figure 1 Typical Trip Curves

Six times

RELÉ DE SOBRECARGA
PARA MOTORES DE BT
(según IEC)



Relé de Sobrecarga en BT según IEC-60947-4-1@2009

Table 2 – Trip classes of overload relays

Trip class	Tripping time T_p under the conditions specified in 8.2.1.5.1, Table 3, column D ^a	Tripping time T_p under the conditions specified in 8.2.1.5.1, Table 3, column D for tighter tolerances (tolerance band E) ^a
	s	s
2	–	$T_p \leq 2$
3	–	$2 < T_p \leq 3$
5	$0,5 < T_p \leq 5$	$3 < T_p \leq 5$
10 A	$2 < T_p \leq 10$	–
10	$4 < T_p \leq 10$	$5 < T_p \leq 10$
20	$6 < T_p \leq 20$	$10 < T_p \leq 20$
30	$9 < T_p \leq 30$	$20 < T_p \leq 30$
40	–	$30 < T_p \leq 40$

^a The manufacturer shall add the letter E to trip classes to indicate compliance with the band E.

NOTE 1 Depending on the nature of the relay, the tripping conditions are given in 8.2.1.5.

NOTE 2 In the case of a rheostatic rotor starter, the overload relay is commonly inserted in the stator circuit. As a result, it cannot efficiently protect the rotor circuit and more particularly the resistors (generally more easily damageable than the rotor itself or the switching devices in case of a faulty start); protection of the rotor circuit should be the subject of a specific agreement between manufacturer and user (see, inter alia, 8.2.1.1.3).

NOTE 3 In the case of a two-step auto-transformer starter, the starting auto-transformer is normally designed for use during the starting period only: as a result, it cannot be efficiently protected by the overload relay in the event of faulty starting. Protection of the auto-transformer should be the subject of specific agreement between manufacturer and user (see 8.2.1.1.4).

NOTE 4 The lower limiting values of T_p are selected to allow for differing heater characteristics and manufacturing tolerances.

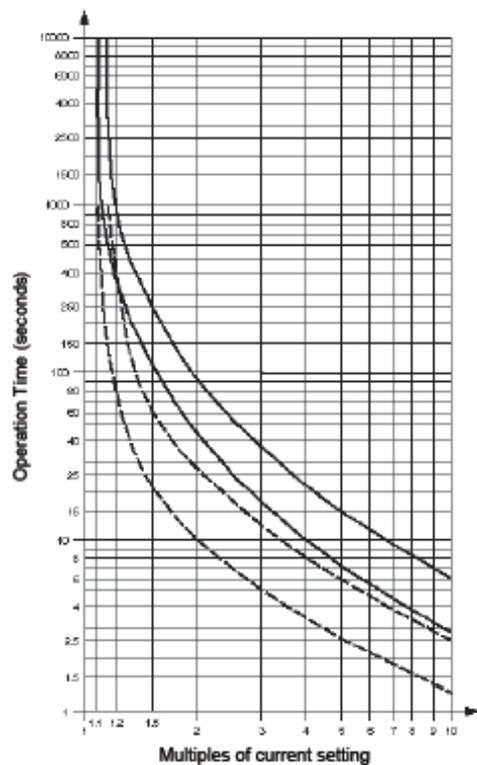
Relé de Sobrecarga en BT según IEC-60947-4-1@2009 (cont.)

Class 10 Overload Relays	Direct Mount	Man./Auto Reset	RT1*	RT2*	RT3*	RT4* (1)	RT5* (2)
	Separate Mount	Man./Auto Reset	RT1* (3)	RT2* (4)	RT3*	RT4*	RT5*

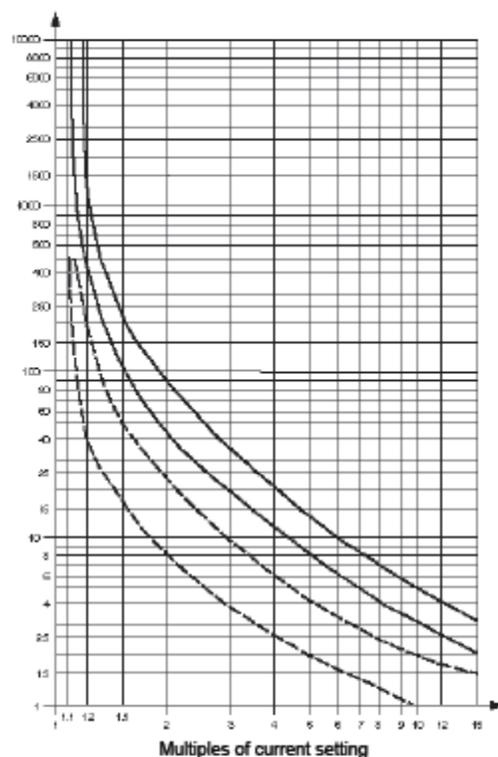
Tolerance Band

— Cold State

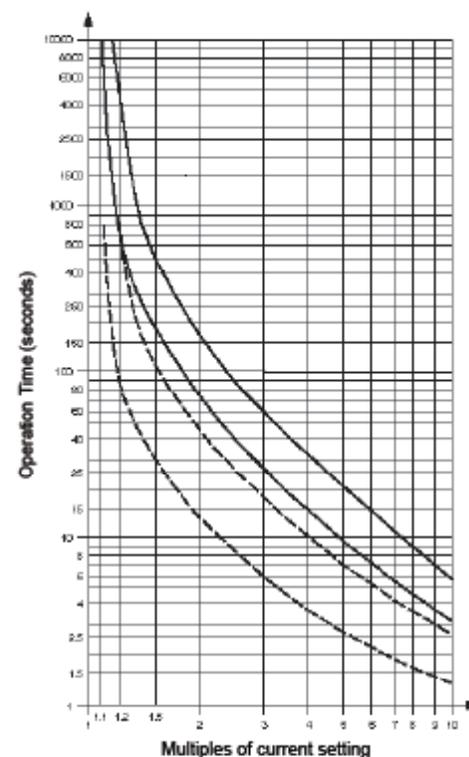
— Warm State



RT1



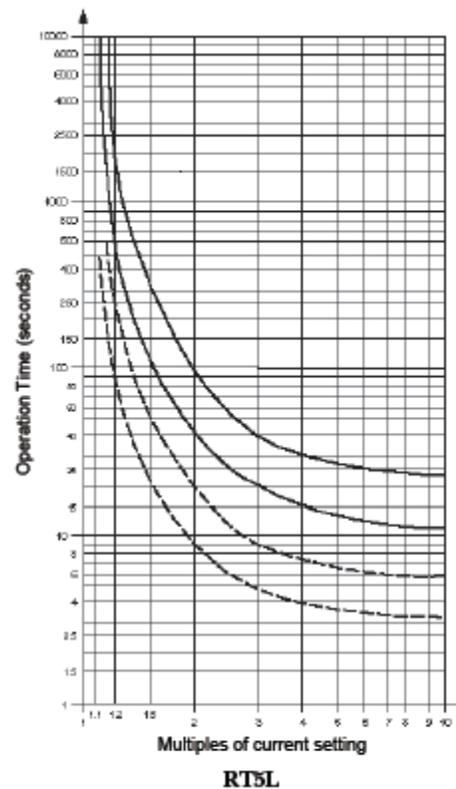
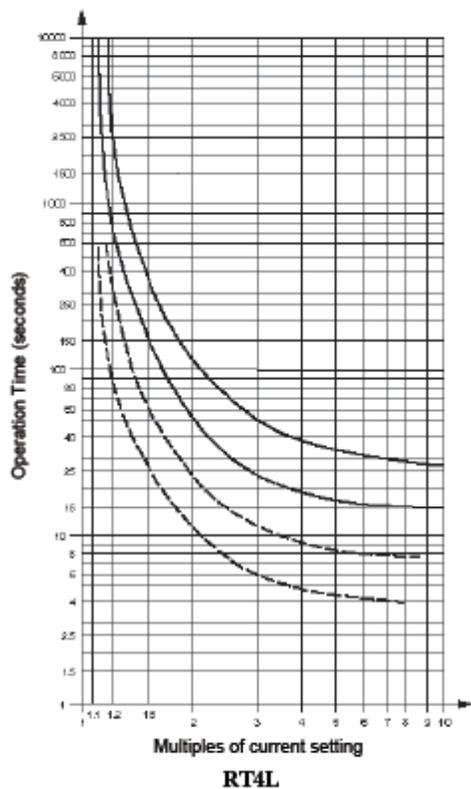
RT2



RT3

Relé de Sobrecarga en BT según IEC-60947-4-1@2009 (cont.)

Class 30 Overload Relays	Man./Auto Reset	RT4L* (1)	RT5L* (2)



RELÉ DE FALLA A
TIERRA

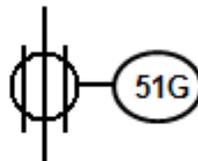
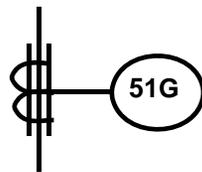


Relé de Falla a Tierra

Definición:

Es un dispositivo diseñado para proteger al equipo de las corrientes de falla fase a tierra. Actúa sobre un medio de desconexión para despejar la falla. Esta protección funciona a valores de corriente menores que los requeridos para la operación del dispositivo de sobrecorriente para fallas trifásicas o doble línea.

Simbología:

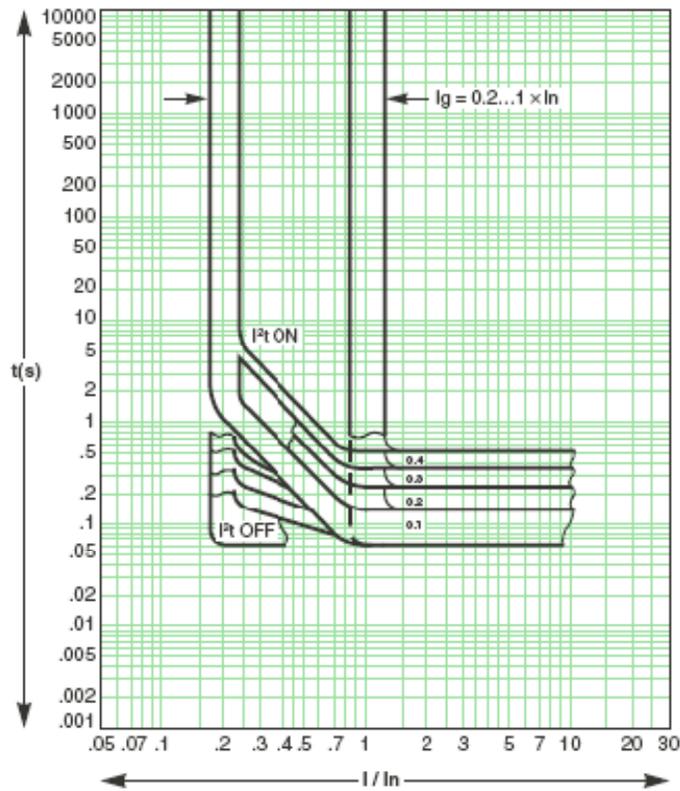


Aspectos para su Selección

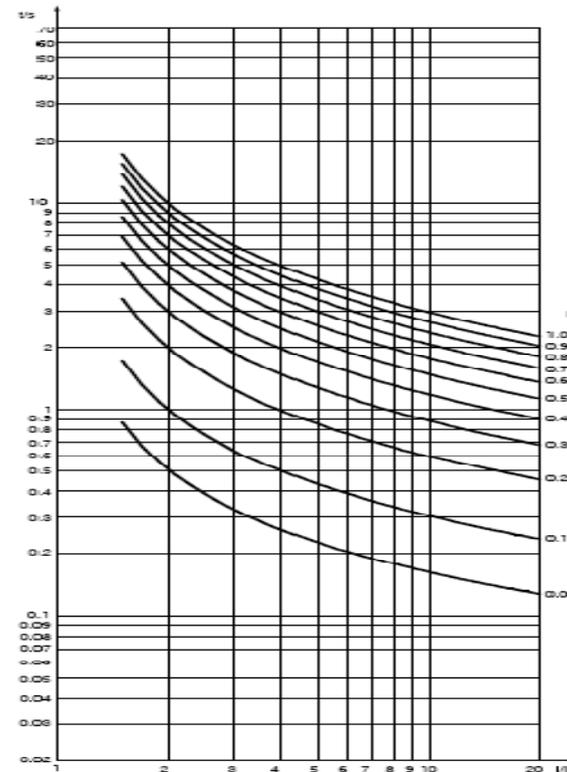
- Que permita la selección del rango de ajustes entre el 10% - 100% de la corriente nominal del circuito.
- Que soporte la corriente de cortocircuito momentánea máxima del sistema.
- Diseñado para la tensión de servicio del sistema
- Preferiblemente que permita ajustes independientes tanto de la corriente de arranque (pick-up) como del dial de tiempo.



Curvas Típicas de Relés de Falla a Tierra



Tiempo Definido



Tiempo Inverso

RELÉ MULTIFUNCIÓN



Relé Multifunción

Definición:

Es un dispositivo que permite combinar elementos de protección y medición que se aplican típicamente a generadores, líneas de transmisión, transformadores, alimentadores, interruptores y motores de diversos tipos.

Dispositivos de Protección y Control que Dispone el Relé

- Unidades de Protección
- Unidades de Medición
- Unidades de Comunicación
- Registradores de Evento
- Relés Auxiliares



Funciones de Protección en Relé Multifunción de Motores

N° ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
46	Corriente de Línea	Relé de Desbalance de Fases
49	Tensiones LL	Relé de Sobrecarga
51	Corrientes de Fases	Relé de Sobrecorriente Temporizado de Fase
50N	Corrientes de Fases a tierra	Relé de Sobrecorriente Instantáneo de Tierra
32	Tensión y Corriente	Relé de Potencia Inversa
38	Temperatura	Relé de Protección de Cojinetes

Funciones de Protección en Relé Multifunción de Transformadores

N° ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
51	Corriente de Línea	Relé de Sobrecorriente Temporizado de Fase
51G	Corriente de Línea	Relé de Sobrecorriente temporizado del neutro del Tx
51N	Corriente de Línea	Relé de Sobrecorriente Temporizado de Tierra
49	Tensiones LL	Relé de Sobrecarga
50	Corrientes de Fases	Relé de Sobrecorriente Instantánea de Fase
50N	Corrientes de Fases	Relé de Sobrecorriente Instantáneo de Tierra
87T	Corrientes de fases	Relé Diferencial de Transformador

Funciones de Protección en Relé Multifunción de Alimentadores

N° ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
51	Corriente de Línea	Relé de Sobrecorriente Temporizado de Fase
50BF	Corrientes de Fases	Relé de Falla del Interruptor
51N	Corriente de Línea	Relé de Sobrecorriente Temporizado de Tierra
21	Corrientes de Fases	Relé de Distancia
50	Corrientes de Fases	Relé de Sobrecorriente Instantánea de Fase
50N	Corrientes de Fases	Relé de Sobrecorriente Instantáneo de Tierra
87L	Corrientes de fases	Relé Diferencial de Línea

Pick-Up y Time-Dial

Concepto de Pick-Up:

Se define como el parámetro de ajuste que le indica al relé el valor de corriente a partir del cual comienza a ser operante la curva de protección de sobrecorriente. Este es, en otras palabras, el punto de partida del cual el conteo de tiempo se inicia.

Concepto de Time-Dial:

Se define como el parámetro de ajuste que le indica al relé la posición de la curva entre los ejes tiempo – corriente. Ajustandolo se logra el desplazamiento de la curva inversa en sentido vertical del plano tiempo corriente.

Ajuste del Pick-Up \longrightarrow Desplazamiento Horizontal de la curva

Ajuste del Dial \longrightarrow Desplazamiento Vertical de la curva

Curvas Relés y Ecuaciones

**CRITERIOS DE AJUSTES PARA LOS
DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ASOCIADOS
A EQUIPOS ELÉCTRICOS**

Equipos a Considerar

- Motores eléctricos
- Transformadores de potencia y distribución
- Barras en centros de distribución de potencia (switchgears) y centros de control de motores
- Cables eléctricos (alimentadores)
- Generadores de emergencia

PROTECCIÓN DE MOTORES



Aspectos Generales

- Los dispositivos de protección de motores deben permitir el arranque y aceleración del motor.
- La protección del motor debe operar abriendo el circuito del motor cuando éste se encuentra en condición de falla o fuera de su condición normal de operación.
- La protección debe operar antes de que cualquier parte del motor sufra daño, y mejor aún, antes de someter al motor a esfuerzos eléctricos o mecánicos no deseados.



Factores que Determinan el Esquema de Protección del Motor

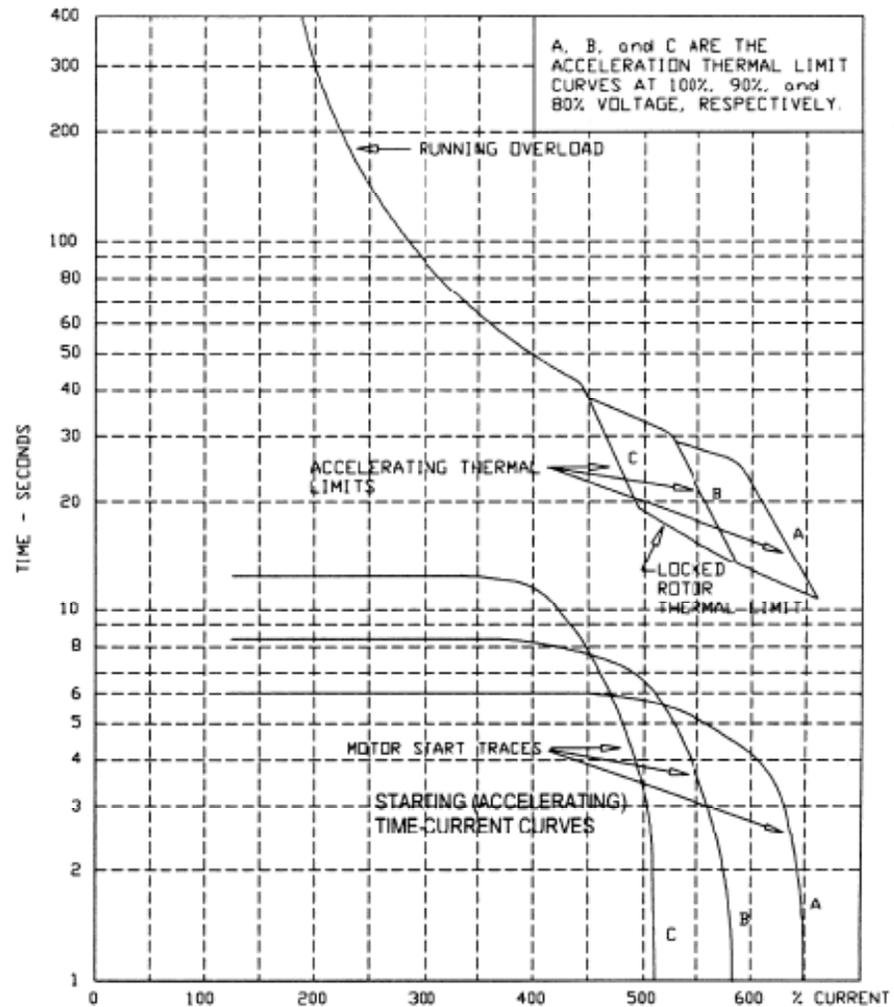
- **Características del motor:** voltaje, HP nominales, Diseño NEMA o IEC, Factor de Servicio, capacidad térmica del rotor y estator.
- **Característica de arranque del motor.**
- **Calidad del servicio eléctrico.**
- **Aplicación del motor:** importancia y costo del motor, costo de la interrupción proceso asociado, mantenimiento.
- **Nivel de cortocircuito.**
- **Protección de falla a tierra.**



Características del Arranque de Motores

- Típicamente, la corriente de arranque del motor puede estar entre 3 y 7 veces la corriente nominal del motor.
- La corriente de arranque varía con el voltaje aplicado, y en consecuencia, el tiempo permitido de arranque. Se debe solicitar al fabricante el tiempo de aceleración para los voltajes: 100%, 90%, 80%.
- Los tiempos de arranque varían en función del diseño del motor y su característica de torque. Estos tiempos pueden variar desde menos de dos segundos hasta más de un minuto, según la aplicación.

Curva Típica de Arranque de Motores



Consideraciones sobre los Puntos de Daños en Motores

- El límite térmico del motor depende de la condición de aceleración y de rotor bloqueado.
- Se debe considerar la característica de daño por sobrecarga (“running overload”)
- La característica de daño es suministrada por el fabricante en función de la corriente de rotor bloqueado y en función de la corriente de carga.

Puntos de Daños en Motores según NEMA MG-1@2003

SMALL (FRACTIONAL) AND MEDIUM (INTEGRAL) MACHINES

12.48 OCCASIONAL EXCESS CURRENT

Polyphase motors having outputs not exceeding 500 horsepower (according to this part) and rated voltages not exceeding 1kV shall be capable of withstanding a current equal to 1.5 times the full load rated current for not less than two minutes when the motor is initially at normal operating temperature.

Repeated overloads resulting in prolonged operation at winding temperatures above the maximum values given by 12.43 will result in reduced insulation life.

12.49 STALL TIME

Polyphase motors having outputs not exceeding 500 horsepower and rated voltage not exceeding 1kV shall be capable of withstanding locked-rotor current for not less than 12 seconds when the motor is initially at normal operating temperatures.

LARGE MACHINES

20.37 OCCASIONAL EXCESS CURRENT

Induction motors while running and at rated temperature shall be capable of withstanding a current equal to 150 percent of the rated current for 30 seconds.

Puntos de Daños en Motores según IEC 60034-1@2004

9.3.3 Motors (except commutator motors and permanent magnet motors)

Polyphase motors having rated outputs not exceeding 315 kW and rated voltages not exceeding 1 kV shall be capable of withstanding:

- a current equal to 1,5 times the rated current for not less than 2 min.

¿Contra qué se protegen los motores?

- Condiciones anormales de la fuente de alimentación.
- Desbalance de fases o pérdida de una fase.
- Sobrecorrientes en fases y/o tierra.
- Sobrecargas.
- Número de arranques consecutivos.
- Altas temperaturas. Fallas mecánicas (cojinetes, enfriamiento, vibración, etc.)
- Fallas mecánicas (cojinetes, enfriamiento, vibración, etc.)

Protección de Motores Contra Sobrecorriente

- Es el método más frecuente para monitorear y proteger los motores contra condiciones anormales o de falla.
- Esta protección opera cuando el motor falla en acelerar, la corriente de carga es excesiva o existe una condición de cortocircuito.
- Los esquemas de operación pueden variar según se trate de motores de Baja Tensión o Media Tensión.

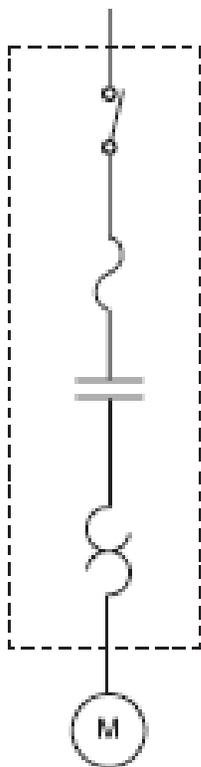
MOTORES EN BT



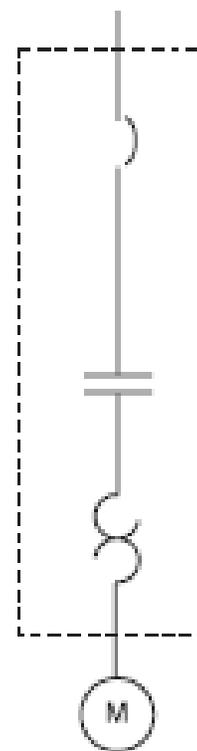
Protección de Motores en Baja Tensión

- La protección de sobrecarga es provista generalmente por relés de sobrecorriente térmicos o dispositivos electrónicos de sobrecorriente.
- La protección de cortocircuito es generalmente provista por fusibles, interruptores sólo magnéticos o interruptores termo-magnéticos.
- La protección de falla a tierra para motores de baja tensión es realizada en muchos casos por la protección de cortocircuito, pero pueden instalarse relés de falla a tierra.
- La protección de falla a tierra suele usarse en motores de 100 HP y mayores, esto para evitar problemas de coordinación (fuente IEEE 242-2001). Algunos clientes o proyectos tienen requerimientos particulares más exigentes (ejemplo PDVSA N-252 requiere el uso de relé de falla a tierra en motores de 40 HP y mayores)

Esquemas de Protección



Esquema con contactor -Fusible



Esquema con contactor - interruptor

Dispositivo de Protección Contra Sobrecarga

Los relés de sobrecarga para motores en baja tensión se ajustan según los artículos 430.32 y 430-33 de NFPA-70.

Para motores de operación continua de más de 1 HP y con dispositivo de sobrecarga separado, los ajustes serán en función de la corriente de plena carga:

- Motores con Factor de Servicio 1.15 o mayor: 125%
- Motores con una elevación de temperatura de 40°C o menos: 125%.
- Otros motores: 115%.

El ajuste anterior también aplica para motores de 1 HP y menores, arrancados automáticamente

Dispositivo de Protección Contra Cortocircuito

Se selecciona según el artículo 430.52 de NFPA-70.

Table 430.52 Maximum Rating or Setting of Motor Branch-Circuit Short-Circuit and Ground-Fault Protective Devices

Type of Motor	Percentage of Full-Load Current			
	Nontime Delay Fuse ¹	Dual Element (Time-Delay) Fuse ¹	Instantaneous Trip Breaker	Inverse Time Breaker ²
Single-phase motors	300	175	800	250
AC polyphase motors other than wound-rotor	300	175	800	250
Squirrel cage — other than Design B energy-efficient	300	175	800	250
Design B energy-efficient	300	175	1100	250
Synchronous ³	300	175	800	250
Wound rotor	150	150	800	150
Direct current (constant voltage)	150	150	250	150

Note: For certain exceptions to the values specified, see 430.54.

¹The values in the Nontime Delay Fuse column apply to Time-Delay Class CC fuses.

²The values given in the last column also cover the ratings of nonadjustable inverse time types of circuit breakers that may be modified as in 430.52(C)(1), Exception No. 1 and No. 2.

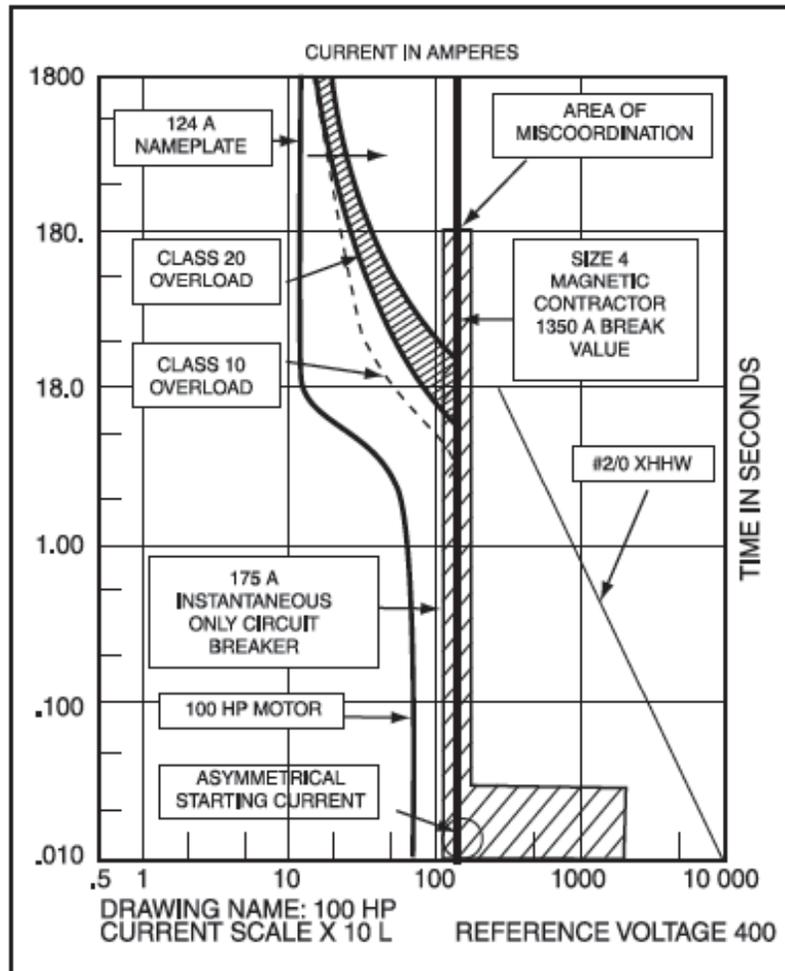
³Synchronous motors of the low-torque, low-speed type (usually 450 rpm or lower), such as are used to drive reciprocating compressors, pumps, and so forth, that start unloaded, do not require a fuse rating or circuit-breaker setting in excess of 200 percent of full-load current.

Dispositivo de Protección Contra Falla a Tierra

- Protección normalmente hecha por el dispositivo de protección contra cortocircuito, aunque es recomendable para evitar problemas de coordinación.
 - Motivo: Según el artículo 230.95 de NFPA-70, el máximo valor de arranque para una protección de falla a tierra es de 1200 A, y para un motor de 100 A, el dispositivo de protección contra cortocircuito estará ajustado aproximadamente a 1500 A

- En sistemas puestos a tierra a través de alta impedancia (corriente de falla en el orden de 5 A a 10 A) es recomendable usar un relé de falla a tierra

Dispositivo de Protección Contra Falla a Tierra (cont.)



Nota: El contactor no es protegido al usar un ajuste de 1500 A. La corriente asimétrica de magnetización del motor podría disparar el breaker al momento del arranque.

MOTORES EN MT



Protección de Motores en Media Tensión

- Se refiere a motores con tensión de diseño de 2300V, 4000V, 4600V, 6600V y 13200V (según NEMA MG-1).
- Los principios de protección son similares a baja tensión, sin embargo las exigencias son mayores
- Los esquemas de protección más frecuentes son: Contactor de Media Tensión con Fusible, o Interruptor de Media Tensión con relé de protección
- Los esquemas de protección incluyen transformadores de corriente y transformadores de potencial.
- Es buena práctica solicitar a los fabricantes las curvas de arranque para el 80% y 100% de la tensión nominal del motor.

Protección Contra Sobrecarga

- Los ajustes están entre 115% y 125% de la corriente nominal del motor
- Estos valores de ajustes son multiplicados por los factores de la tabla a continuación:

Table 8—Correction factors for motor full-load currents

Time rating of motor	Correction factor
Continuous, 1.15 service factor	1.0
Continuous, 1.0 service factor	0.9
Short time, 60 min	0.8
Short time, 30 min	0.75
Short time, 15 min	0.7
Short time, 5 min	0.6

Fuente IEEE C37.96-2000

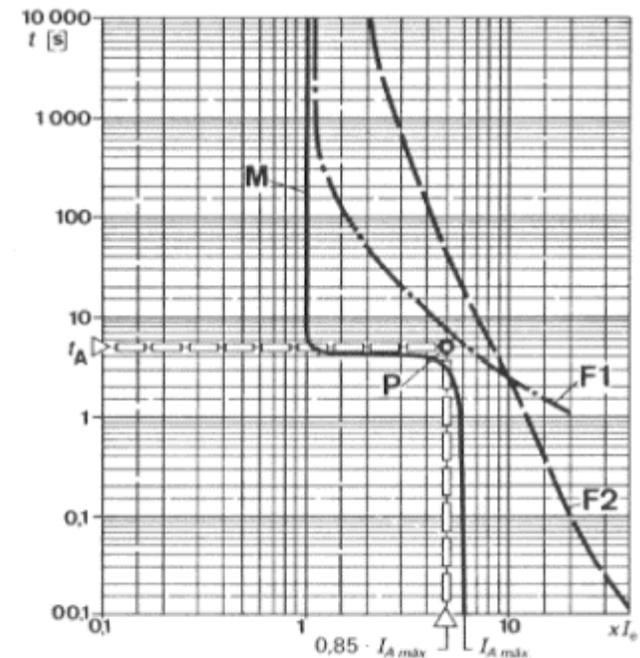
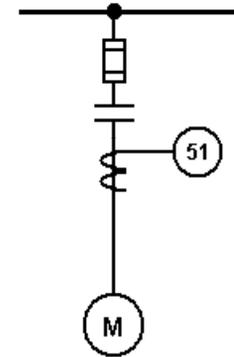
Protección Contra Cortocircuito

- Por fusibles o por relés con ajuste de sobrecorrientes instantánea
- Los fusibles se seleccionan en base a la corriente nominal del motor, con un rango hasta 175% para fusibles de dos elementos (tiempo retardado) y hasta 300% para fusibles no retardados (Artículo 430-52 de NFPA70-2008).
- En el ajuste instantáneo de los relés, se usa un rango típico entre 165% y 250% de la corriente a rotor bloqueado

Protección Contra Cortocircuito (cont.)

► Fusibles:

- Los fusibles sin retardo de tiempo generalmente son escogidos con la finalidad de permitir el arranque del motor y sobrecargas.
- Los fusibles deben coordinar con los relés de sobrecarga: el fusible debe operar antes que el relé para corrientes de falla que excedan la capacidad de interrupción del contactor.



Protección Contra Cortocircuito (cont.)

▶ Relés con Ajustes de Instantáneos:

- El ajuste debe ser lo más bajo posible, pero que nunca opera durante el periodo de arranque del motor.
- El relé puede ser susceptible a operar con la componente DC de la corriente inrush del motor, por ende debe considerarse un factor de seguridad, esto es: $I_{pu} = I_{arr} \times 1.6 \times 1.1 = I_{arr} \times 1.76$.
- Lo anterior puede evitarse con un retraso de tiempo de las protecciones en el momento del arranque (6 a 15 ciclos)
- En todo caso debe cumplirse con lo señalado en el artículo 430-52 de NFPA 70-2008, donde se indica que el ajuste instantáneo máximo será de 800% la corriente nominal del motor

Protección Contra Sobrecorriente

▶ Relés con Ajustes Temporizado:

- Si es usado en conjunto con protección de sobrecarga, el ajuste estará entre 150% y 175% de la corriente nominal del motor.
- Si no se usa con una protección por sobrecarga, el ajuste máximo será del 115% de la corriente nominal del motor.
- En casos donde es requerido que el motor opere en condiciones de emergencias, tales como en bombas contra incendios, seguridad nuclear, etc., ajustes más altos son permitidos

Protección Contra Cortocircuito (cont.)

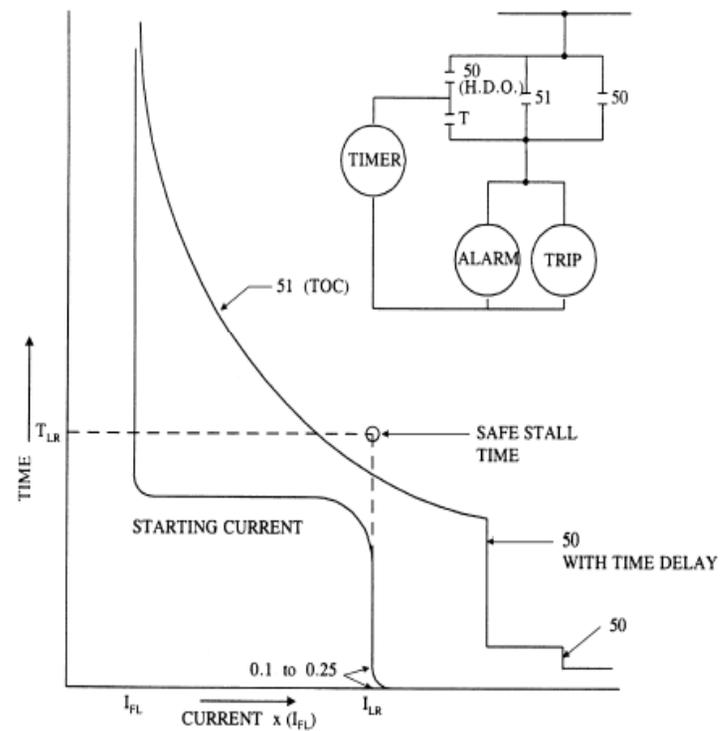
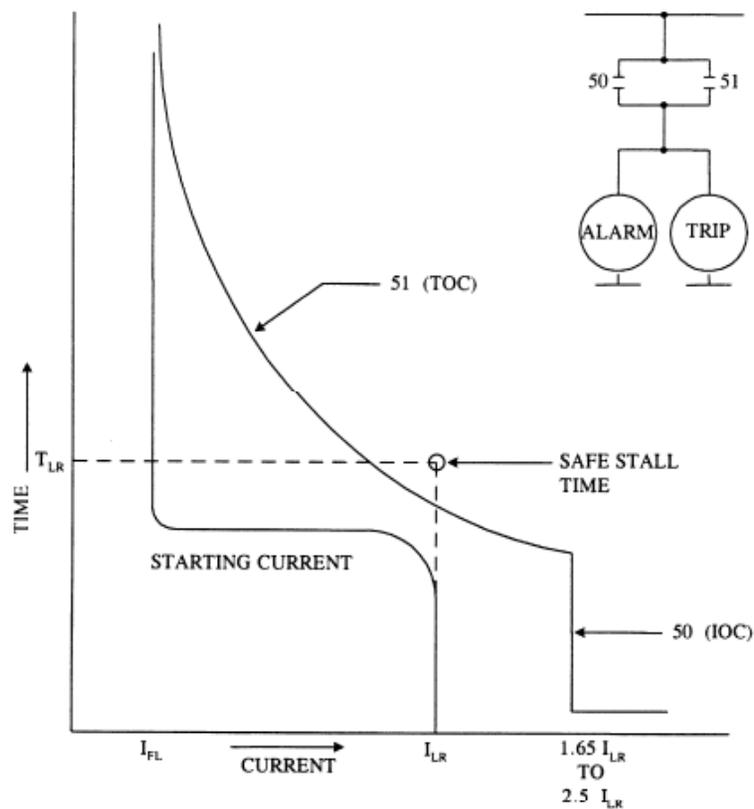


Figure 37—Typical setting of 50/51 overcurrent relays Figure 38—Typical setting of 50/51 overcurrent relays with separate time-delayed instantaneous element

Protección Contra Falla a Tierra

La protección de falla a tierra debe cumplir con lo siguiente:

- Detectar y despejar fallas a tierra sin retardo intencional y de forma segura (el desbalance corresponde a una falla a tierra).
- Se usa con un transformador de corriente toroidal.
- Para aplicaciones de media tensión, los sistemas son generalmente puestos a tierra a través de impedancia (valor típico de 400 A).
- Se puede introducir retardo de tiempo a la protección cuando los motores tienen protección contra sobretensiones.

Protección Contra Falla a Tierra y Protección Diferencial

▶ Falla a Tierra (50G/51G) (cont.):

- Para motores de M.T debe emplearse una protección para fallas a tierra, con un ajuste en el primario no mayor a 30 A (usualmente 5 A) y un tiempo de 0,1 seg (emplear TC's toroidales).

▶ Relé diferencial (87) – Motores > 750 kW:

- Con relés de sobrecorriente ordinarios, el ajuste puede estar por el orden del 10-20% de la corriente nominal del motor, con un ajuste de tiempo de 0.1 segundos.
- Con relés diferenciales porcentuales, se recomienda un pendiente de 10%.

Relé Térmico y de Balance de Corriente

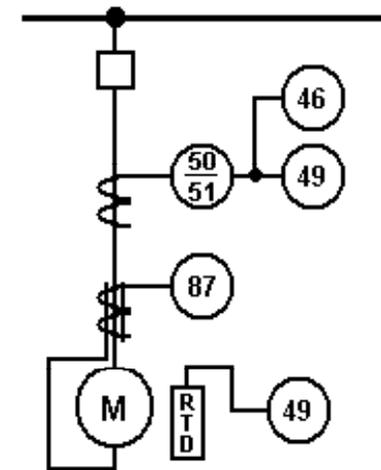
► Relé térmico (49):

Mide temperatura en los devanados y cojinetes del motor a través de sensores instalados dentro del motor.

Los ajustes son dados según datos del fabricante. El ajuste de disparo es seleccionado 5°C por debajo de la máxima temperatura permisible.

► Relé de balance de corriente de fase (46):

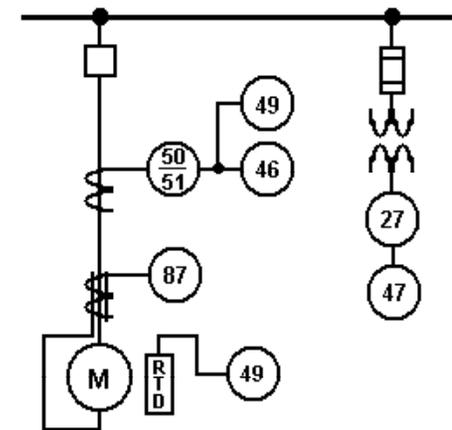
Normalmente se ajusta al 15% de la corriente nominal del motor. Es importante considerar un retardo de tiempo para evitar disparos innecesarios debido a desbalances durante el arranque.



Réle de Bajo Voltaje (27)

Normalmente ajustado al 80% de la tensión nominal. En casos donde se produce una caída de tensión considerable durante el arranque de motores, un ajuste mayor puede ser utilizado si el motor así lo permite.

En una unidad de tiempo definido, se usa un tiempo entre 2-3 seg. Cuando se desea una alta velocidad en el disparo, puede utilizarse un ajuste de 0.1 seg. Cuando el ajuste de tiempo es proporcional al grado de bajo voltaje, se recomienda un ajuste entre 1.25-2 segundos.

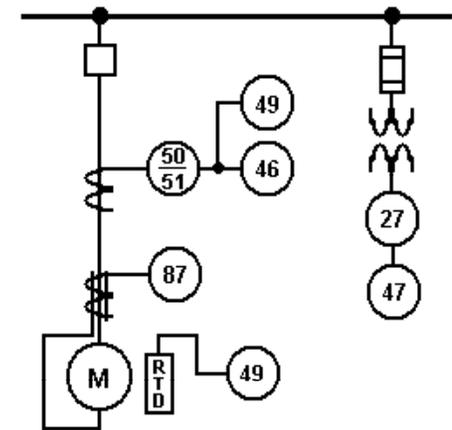


Réle de Tensión de Secuencia Negativa (47)

Funciona en base a un valor pre-determinado de tensión polifásica en una secuencia de fase deseada, o cuando las tensiones polifásicas están desbalanceadas, o cuando la tensión de secuencia negativa excede un valor determinado (por ejemplo, en caso de pérdida de una fase).

Los ajustes recomendados son 90% para un relé de tensión de secuencia positiva, 5% para un relé de tensión de secuencia negativa.

Tiempo típico: 2 seg.



Según Norma PDVSA N-252

▶ Motores de Baja Tensión

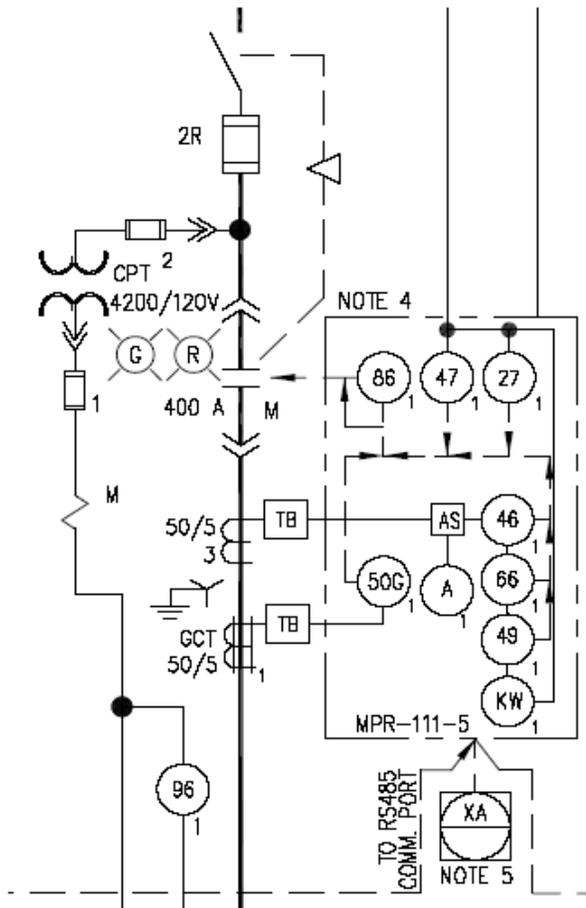
- Los motores serán protegidos contra sobrecargas por relés térmicos y contra cortocircuito por interruptores solo magnéticos.
- El relé térmico deberá proteger contra pérdida de una fase.
- Para motores mayores de 30 kW (40 Hp) se empleará un relé de falla a tierra independiente. Si existe problemas de coordinación también se implementará esta protección para motores de menor capacidad a la anterior indicada.

Según Norma PDVSA N-252 (cont.)

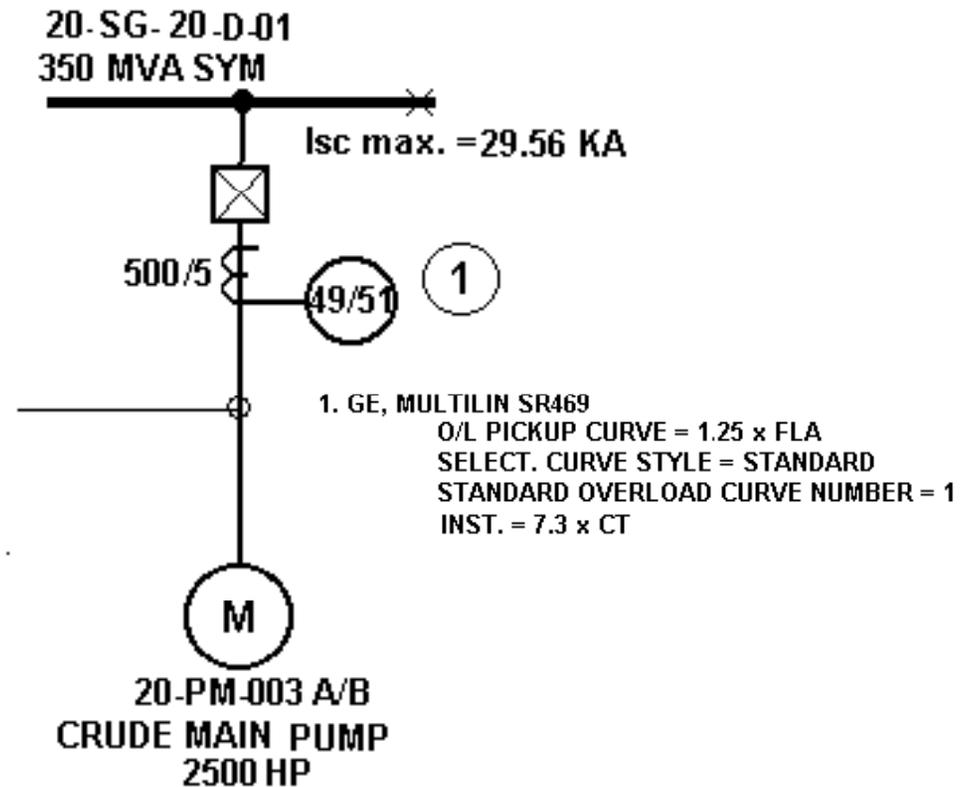
▶ Motores de Media Tensión

- Motores de media tensión serán protegidos por esquemas contactor+fusibles. Para motores mayores a 1500 kW (2000 Hp) se usarán interruptores de potencia. En ambos casos se emplearán relés de protección de motores.
- Los motores serán protegidos contra sobrecargas, cortocircuitos, falla a tierra, bajo voltaje, desbalance de fases, rotor bloqueado.
- Se usará protección diferencial para motores iguales o superiores a 1500 kW (2000 Hp).
- Se usará detección de temperatura en cojinetes para todos los motores de media tensión, y detección de temperatura en devanados para motores de 1500 kW y mayores.

Esquemas en Motores de Media Tensión



Esquema Contactor Fusible



Esquema Interruptor

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES



Datos Requeridos del Transformador



- Potencia Nominal.
- % Impedancia.
- Voltaje primario y secundario.
- Tipo de Conexión.
- Corriente nominal para cada nivel de tensión.

Esquemas de Protección Recomendados

CAPACIDADES (kVA)	PROTECCION PRIMARIA
< 5000 kVA	Fusible o interruptor con relé
≥ 5000 kVA	Interruptor con relé
≥ 10000 kVA	Interruptor con relé, protección diferencial

Fuente: IEEE Std C37.91-2008

Esquemas de Protección Recomendados (cont.)

CAPACIDADES (kVA)	PROTECCIONES PRIMARIA
Cualquier capacidad	Interruptores, con 2 ajustes altos: 1) para coordinar con lado secundario, 2) Para niveles de falla en primario. Protección contra falla a tierra (TC en neutro del Tx)
≥ 500 KVA	Presión súbita (63) , Ventilación forzada , sobrecarga (49), suiche de nivel de aceite
≥ 10000 kVA ó $\geq 34,5$ kV	Se incluye la protección diferencial

Fuente: PDVSA N-252:2008

Definición de Categorías para Transformadores Inmersos en Aceite

Table 15—Category of transformer ratings

Category	Single phase (kVA)	Three phase (kVA)
I ^a	5 to 500	15 to 500
II	501 to 1667	501 to 5000
III	1668 to 10 000	5001 to 30 000
IV	Above 10 000	Above 30 000

^aCategory I shall include distribution transformers manufactured in accordance with ANSI C57.12.20 [B3] up through 500 kVA, single phase or three phase. In addition, autotransformers with equivalent two-winding kVA of 500 or less, which are manufactured as distribution transformers in accordance with ANSI C57.12.20 [B3], shall be included in Category I, even though their nameplate kVA may exceed 500.

NOTE—All kVA ratings listed are minimum nameplate kVA for the principal windings.

Fuente: IEEE Std C37.12.00-2006

Definición de Categorías para Transformadores Secos

Table 14—Dry-type transformer rating¹⁰ categories

Category ^a	Single-phase (kVA)	Three-phase (kVA)
I	1–500	15–500
II	501–1 667	501–5 000
III	1 668–10 000	5 001–30 000

^aAutotransformers of 500 kVA or less (equivalent two-winding) shall be included in Category I even though their nameplate power rating may exceed 500 kVA.

Fuente: IEEE Std C37.12.01-2005

Definición de Categorías para Transformadores Inmersos en Aceite y Transformadores Secos

3.2.2.1 For the purpose of this standard, three categories for the rated power of three-phase transformers or three-phase banks are recognized:

- category I: 25 kVA to 2 500 kVA;
- category II: 2 501 kVA to 100 000 kVA;
- category III: above 100 000 kVA.

Fuente: IEC 60076-5@2006

Cálculo de la Curva de Daño del Transformador Categoría I

Punto 1:

$$t = 1250 \times (Zt)^2$$

$$I = (\text{Capacidad ONAN del TX}) / Zt$$

Punto 4:

$$t = 50$$

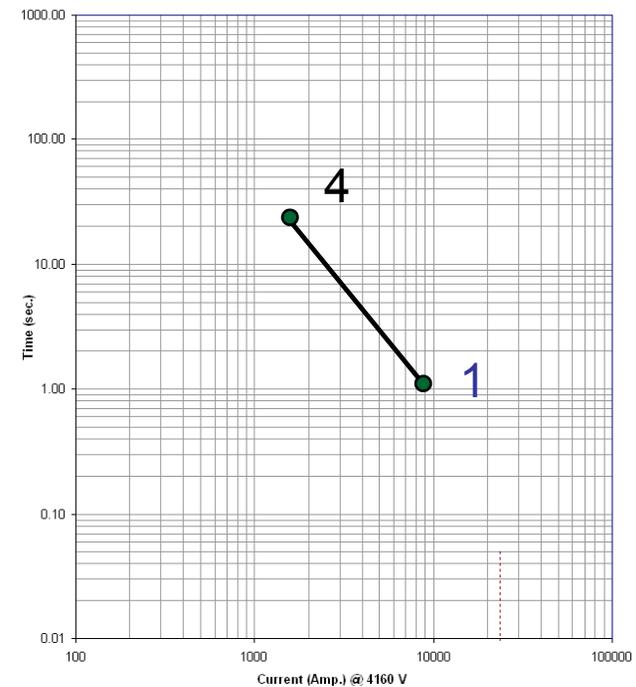
$$I = 5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})$$

En donde:

Zt: Impedancia del TX en p.u. (Base ONAN)

TX: Transformador

Fuente: IEEE Std. C57.12.00-2006
IEEE Std. C37.91-2008



Cálculo de la Curva de Daño del Transformador Categoría II

Punto 1:

$$t = 2$$

$$I = (\text{Capacidad ONAN del TX}) / Zt$$

Punto 2:

$$t = 4.08$$

$$I = 0.7 \times (\text{Capacidad ONAN del TX}) / Zt$$

Punto 3:

$$t = 2551 \times (Zt)^2$$

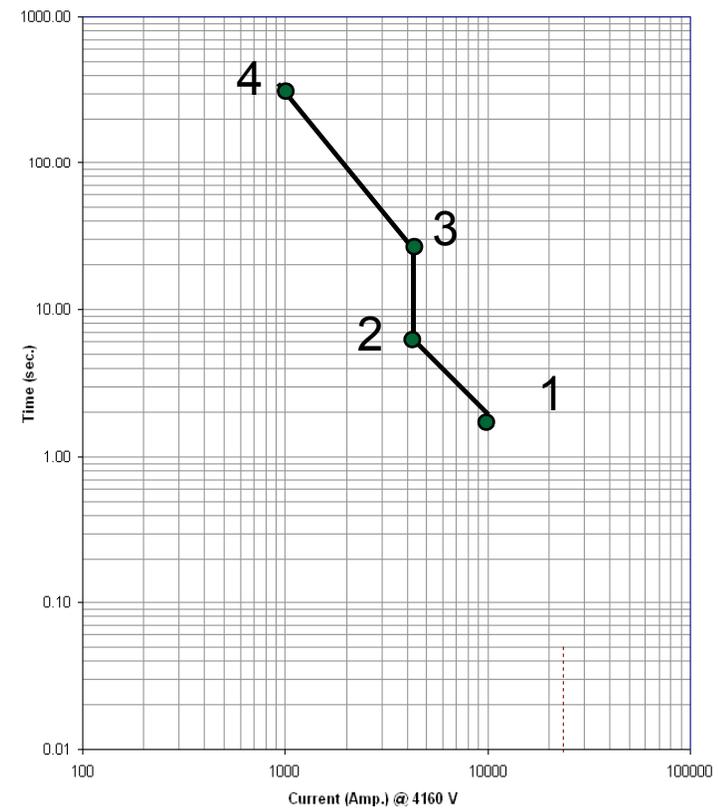
$$I = 0.7 \times (\text{Capacidad ONAN del TX}) / Zt$$

Punto 4:

$$t = 50$$

$$I = 5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})$$

Fuente: IEEE Std. C57.12.00-2006
IEEE Std. C37.91-2008



Cálculo de la Curva de Daño del Transformador Categoría III

Punto 1:

$$t = 2$$

$$I = (\text{Capacidad ONAN del TX})^{1/(Zt + Zs)}$$

Punto 2:

$$t = 8$$

$$I = 0.5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})^{1/(Zt + Zs)}$$

Punto 3:

$$t = 5000 \times (Zt + Zs)^2$$

$$I = 0.5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})^{1/(Zt + Zs)}$$

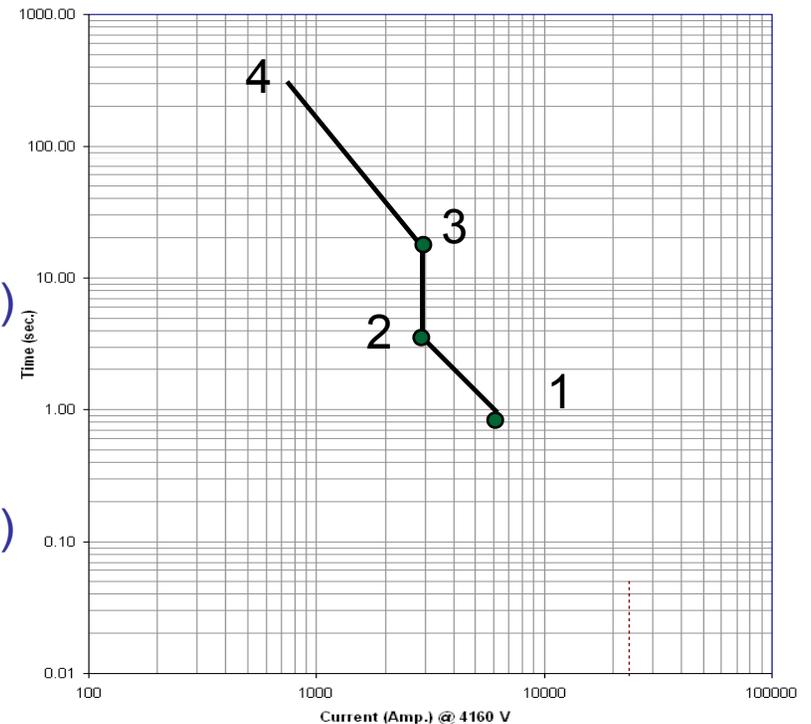
Punto 4:

$$t = 50$$

$$I = 5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})$$

Zs: Impedancia de la fuente en p.u

Fuente: IEEE Std. C57.12.00-2006
IEEE Std. C37.91-2008



Cálculo de la Curva de Daño del Transformador Categoría IV

Fuente: IEEE Std. C57.12.00-2006
IEEE Std. C37.91-2008

Punto 1:

$$t = 2$$

$$I = (\text{Capacidad ONAN del TX})^{1/(Z_t + Z_s)}$$

Punto 2:

$$T_t = 8$$

$$I = 0.5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})^{1/(Z_t + Z_s)}$$

Punto 3:

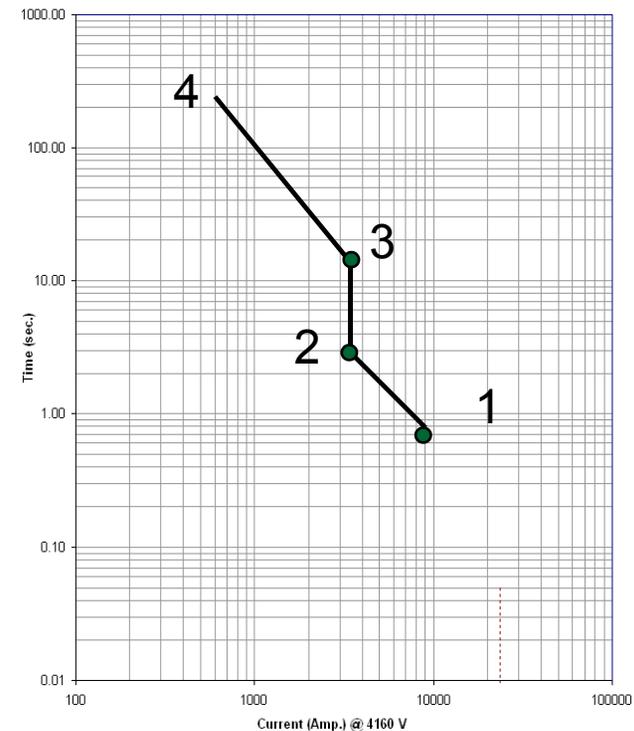
$$T_t = 5000 \times (Z_t + Z_s)^2$$

$$I = 0.5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})^{1/(Z_t + Z_s)}$$

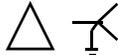
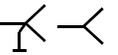
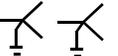
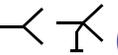
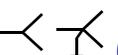
Punto 4:

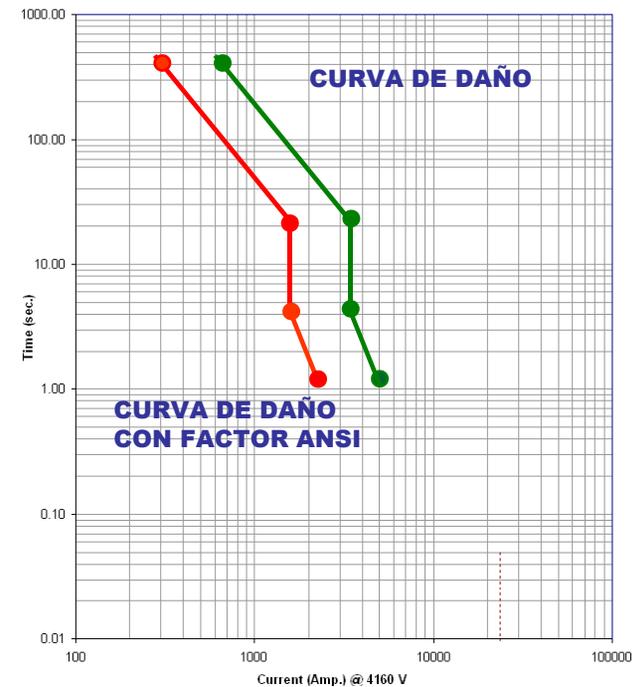
$$t = 50$$

$$I = 5 \times (\text{Capacidad ONAN del TX})$$



Factor ANSI según la Conexión del Transformador

Tipo de Conex.	Falla 3 Φ	Falla 2 Φ	Falla 1 Φ	Factor Ansi
	1.00	0.87	N/A	0.87
	1.00	1.15	0.58	0.58
	1.00	1.15	N/A	1.00
	1.00	1.00	N/A	1.00
	1.00	1.00	1.00	1.00
 (1)	1.00	1.00	0.67	0.67
 (2)	1.00	1.00	N/A	1.00



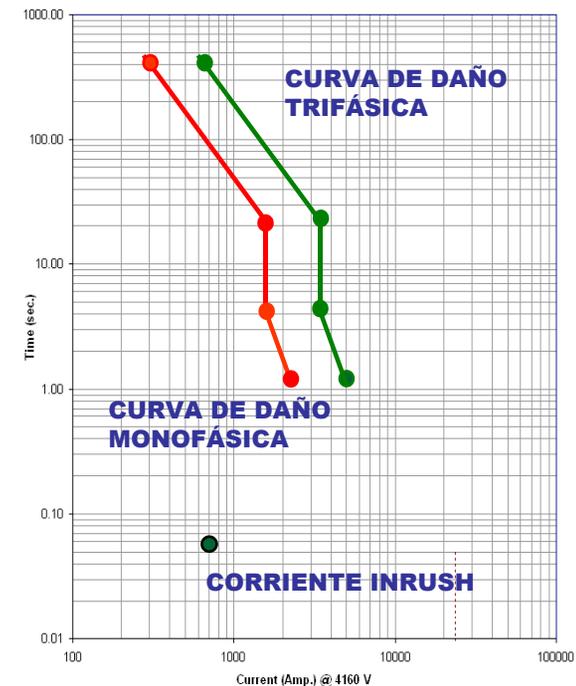
- (1): Transformador tipo “Core”
 (2): Transformador tipo “Shell”

Corriente de Inrush o Energización

Se representa mediante un punto, el cual aproxima el efecto de la corriente de inrush sobre la operación de los dispositivos de protección asociados.

La corriente de “Inrush” dependerá de la capacidad del Tx y generalmente se dibuja en 0.1 s y puede ser estimada de la siguiente manera:

kVA	Corriente Inrush
500 - 2500	$8 \times I_n$
> 2500	$(10 \quad 12) \times I_n$

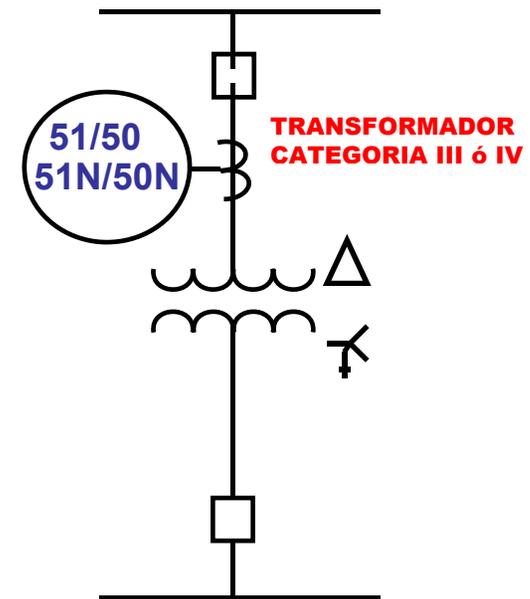


Nota: Es recomendable obtener el dato del Tx por el fabricante. Esto se hace imprescindible para TX's de diseño especial o de muy alta tensión.

Esquemas Típicos de Protección en el Primario del Transformador

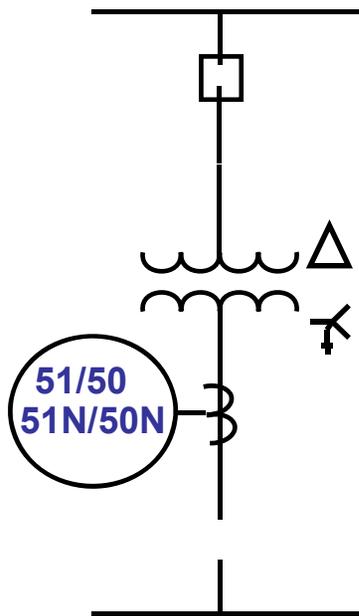


Seccionador - Fusible

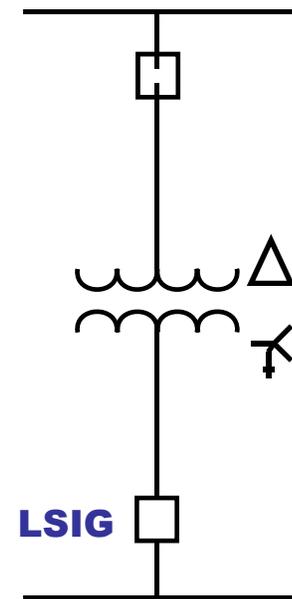


Interruptor con Relé de
Sobrecorriente

Esquemas Típicos de Protección en el Secundario del Transformador



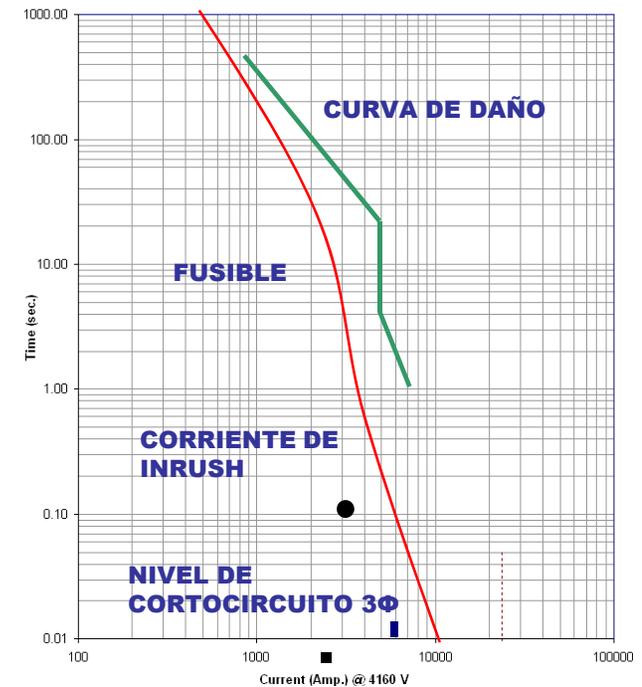
Interruptor con Relé de Sobrecorriente



Interruptor con Módulo de Protección

Parámetros para Selección de Fusible en el Primario del Transformador

- Capacidad del fusible debe cumplir con el artículo 450-3 de NFPA 70-2008 (lo más próximo a la corriente nominal del TX).
- Corriente de Cortocircuito Momentánea Máxima del Sistema.
- La curva de operación del fusible debe estar por debajo de la curva de daño del TX y por encima de la corriente “Inrush”.



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Table 450.3(A) Maximum Rating or Setting of Overcurrent Protection for Transformers Over 600 Volts (as a Percentage of Transformer-Rated Current)

Location Limitations	Transformer Rated Impedance	Primary Protection over 600 Volts		Secondary Protection (See Note 2.)		
		Circuit Breaker (See Note 4.)	Fuse Rating	Circuit Breaker (See Note 4.)	Fuse Rating	Circuit Breaker or Fuse Rating
Any location	Not more than 6%	600% (See Note 1.)	300% (See Note 1.)	300% (See Note 1.)	250% (See Note 1.)	125% (See Note 1.)
	More than 6% and not more than 10%	400% (See Note 1.)	300% (See Note 1.)	250% (See Note 1.)	225% (See Note 1.)	125% (See Note 1.)
Supervised locations only (See Note 3.)	Any	300% (See Note 1.)	250% (See Note 1.)	Not required	Not required	Not required
	Not more than 6%	600%	300%	300% (See Note 5.)	250% (See Note 5.)	250% (See Note 5.)
	More than 6% and not more than 10%	400%	300%	250% (See Note 5.)	225% (See Note 5.)	250% (See Note 5.)

Notes:

1. Where the required fuse rating or circuit breaker setting does not correspond to a standard rating or setting, a higher rating or setting that does not exceed the next higher standard rating or setting shall be permitted.
2. Where secondary overcurrent protection is required, the secondary overcurrent device shall be permitted to consist of not more than six circuit breakers or six sets of fuses grouped in one location. Where multiple overcurrent devices are utilized, the total of all the device ratings shall not exceed the allowed value of a single overcurrent device. If both circuit breakers and fuses are used as the overcurrent device, the total of the device ratings shall not exceed that allowed for fuses.
3. A supervised location is a location where conditions of maintenance and supervision ensure that only qualified persons monitor and service the transformer installation.
4. Electronically actuated fuses that may be set to open at a specific current shall be set in accordance with settings for circuit breakers.
5. A transformer equipped with a coordinated thermal overload protection by the manufacturer shall be permitted to have separate secondary protection omitted.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Table 450.3(B) Maximum Rating or Setting of Overcurrent Protection for Transformers 600 Volts and Less (as a Percentage of Transformer-Rated Current)

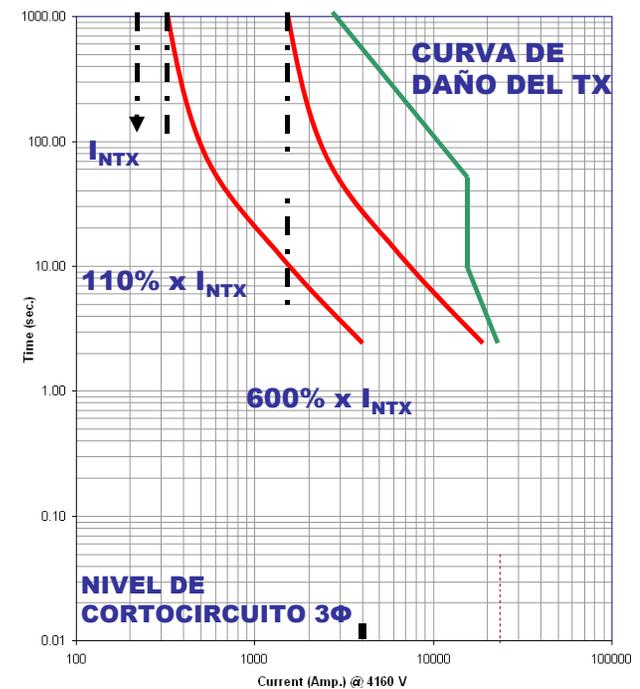
Protection Method	Primary Protection			Secondary Protection (See Note 2.)	
	Currents of 9 Amperes or More	Currents Less Than 9 Amperes	Currents Less Than 2 Amperes	Currents of 9 Amperes or More	Currents Less Than 9 Amperes
Primary only protection	125% (See Note 1.)	167%	300%	Not required	Not required
Primary and secondary protection	250% (See Note 3.)	250% (See Note 3.)	250% (See Note 3.)	125% (See Note 1.)	167%

Notes:

1. Where 125 percent of this current does not correspond to a standard rating of a fuse or nonadjustable circuit breaker, a higher rating that does not exceed the next higher standard rating shall be permitted.
2. Where secondary overcurrent protection is required, the secondary overcurrent device shall be permitted to consist of not more than six circuit breakers or six sets of fuses grouped in one location. Where multiple overcurrent devices are utilized, the total of all the device ratings shall not exceed the allowed value of a single overcurrent device.
3. A transformer equipped with coordinated thermal overload protection by the manufacturer and arranged to interrupt the primary current shall be permitted to have primary overcurrent protection rated or set at a current value that is not more than six times the rated current of the transformer for transformers having not more than 6 percent impedance and not more than four times the rated current of the transformer for transformers having more than 6 percent but not more than 10 percent impedance.

Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Fase en esquema con Relé en el Primario del Transformador

- a) PICK-UP Ó CORRIENTE DE ARRANQUE:
- 110% - 600% de la capacidad nominal de transformador en ventilación natural. Este porcentaje varia de acuerdo a la impedancia y nivel de voltaje del transformador, según se indica en el artículo 450-3 de NFPA 70-2008



I_{NTX} : Corriente nominal del tx

Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Fase en esquema con Relé en el Primario del Transformador (cont.)

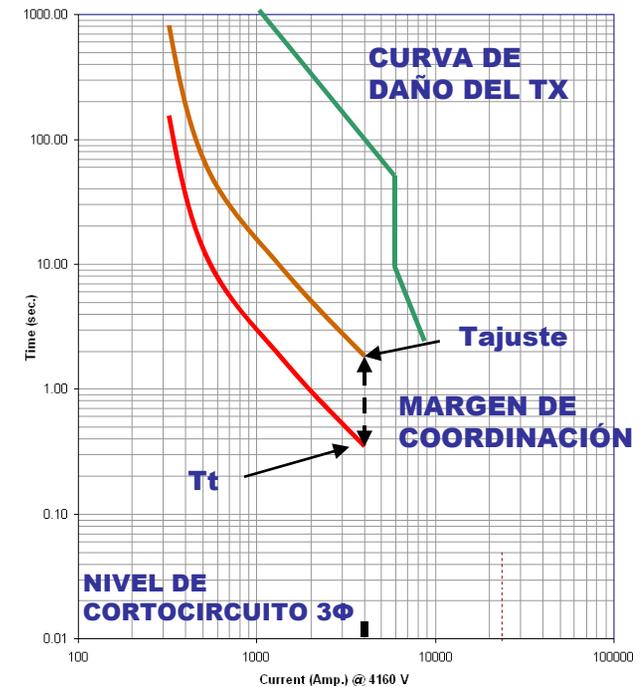
b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Se debe ajustar por encima de la protección de fase del lado de baja tensión del transformador.

Tajuste = T_t + margen de coordinación establecido.

T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 3 Φ de baja tensión del tx

- Considerar factores ANSI para fallas a tierra en secundarios



Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Instantánea de Fase en esquema con Relé en el Primario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

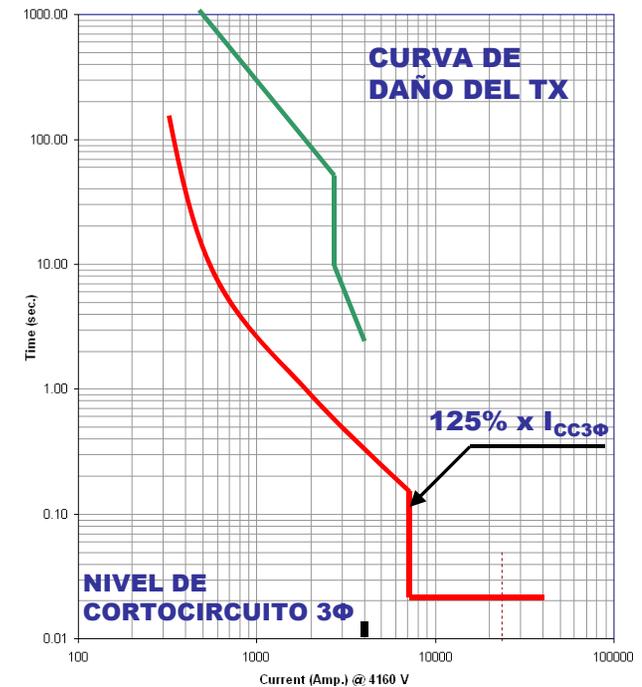
- 125% de la mayor corriente registrada entre el nivel de cortocircuito trifásico máximo de la barra aguas abajo de la protección y la corriente de Inrush del transformador

Basado en: Valor de Referencia, utilizado para bajar los tiempos aguas arriba de la protección.

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Tiempo mínimo de operación del relé.

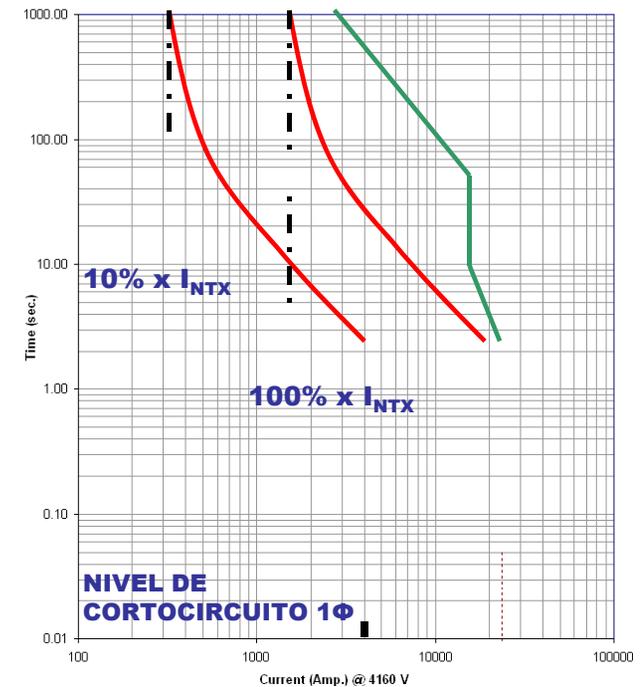
$I_{CC3\Phi}$: Corriente de cortocircuito trifásico



Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Tierra en esquema con Relé en el Primario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- (10-100)% de la capacidad nominal de transformador en ventilación Este porcentaje varía de acuerdo al desbalance del sistema.



I_{NTX} : Corriente nominal del tx

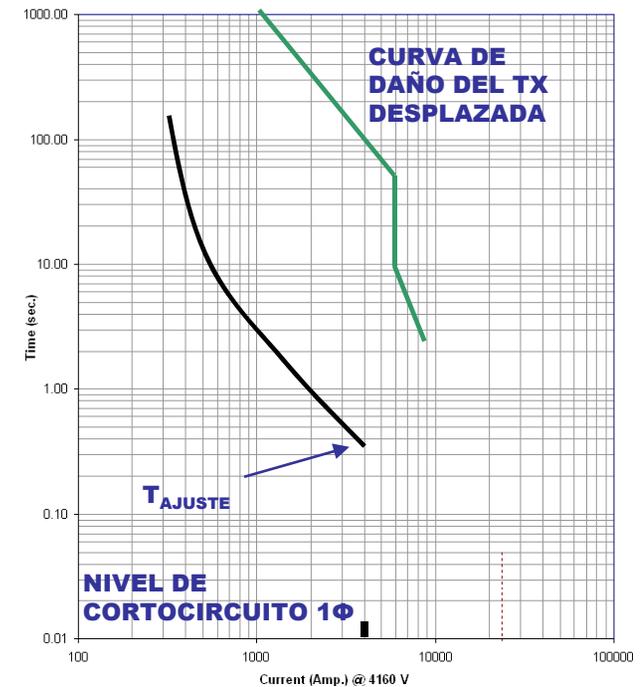
Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Tierra en esquema con Relé en el Primario del Transformador (cont.)

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Para el caso del Tx en conexión Dyn: el Tiempo 0.1 s para TC's toroidales, en otros casos, el tiempo debe ser superior para evitar falsos disparos por desbalances transitorios en arranques de motores o energización de equipos.
- Para el caso del Tx en conexión Yyn:
 - Por encima de la protección de fase del lado de baja tensión del transformador.

$T_{ajuste} = T_t + \text{margen de coordinación establecido.}$

T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 1 Φ de baja tensión del tx



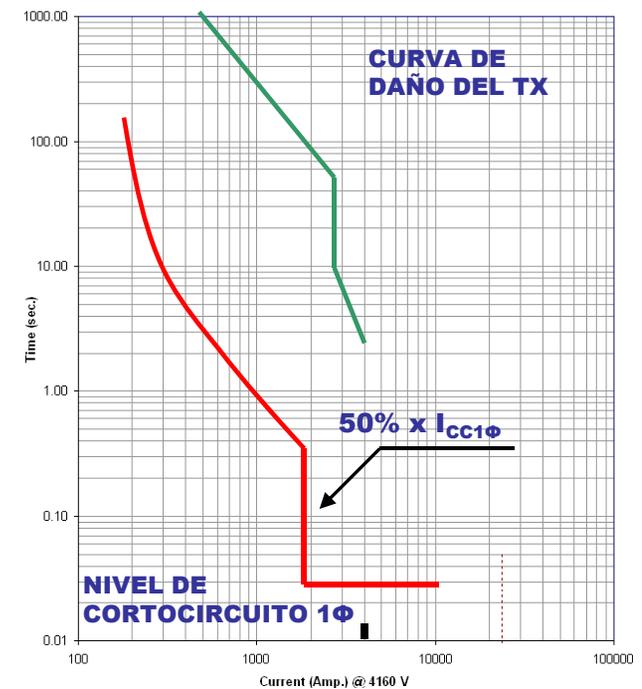
Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Instantánea de Tierra en esquema con Relé en el Primario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- Para conexión Dyn al mínimo posible (valor usual del 50% del nivel de cortocircuito monofásico mínimo de la barra aguas abajo de la protección).
- Para conexión Yyn coordinar con el equipo aguas abajo de la protección.

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Tiempo de 0.1 s (Dyn).
- Cumplir margen de coordinación (Yyn)

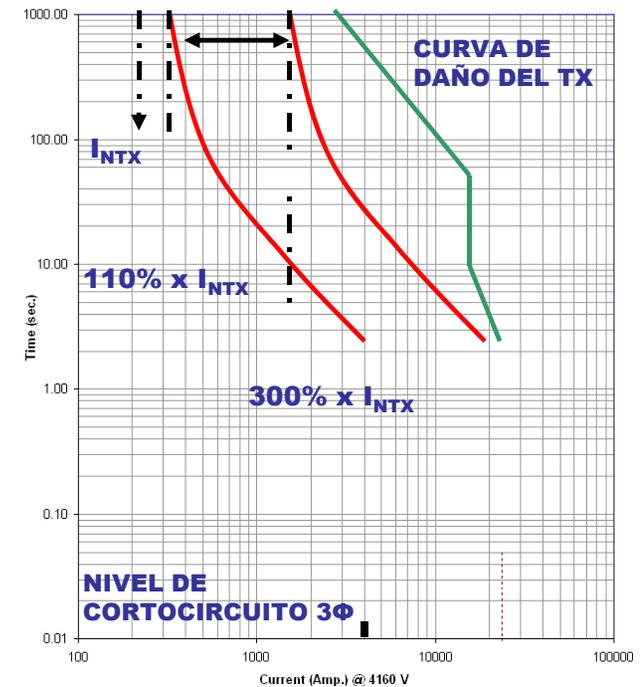


$I_{CC1\Phi}$: Corriente de cortocircuito monofásico

Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Fase en esquema con Relé en el Secundario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- 110% y 300% de la capacidad nominal de transformador en ventilación natural. Este porcentaje varia de acuerdo a la impedancia y nivel de voltaje del transformador, según se indica en el artículo 450-3 de NFPA 70-2008.



I_{NTX} : Corriente nominal del Tx

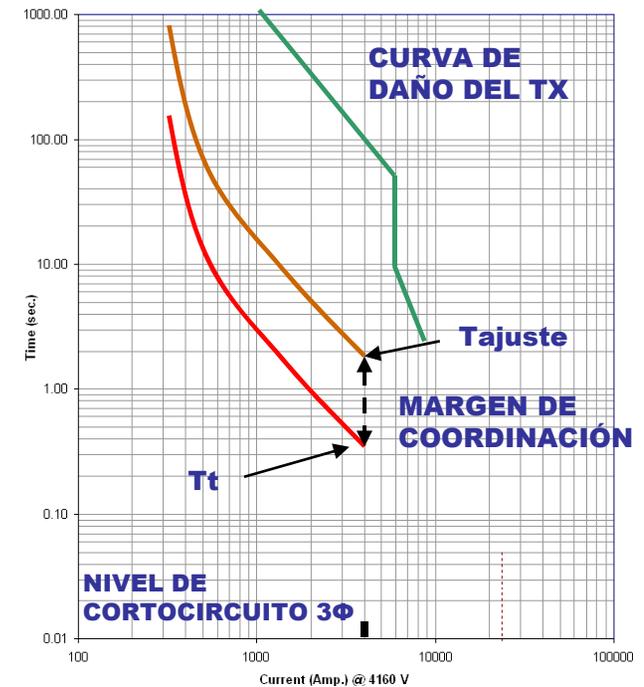
Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Fase en esquema con Relé en el Secundario del Transformador (cont.)

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Se debe ajustar por encima de la protección de fase del circuito mas lento conectado en la barra a nivel de cortocircuito 3Φ.

$$\text{Tajuste} = T_t + \text{margen de coordinación establecido.}$$

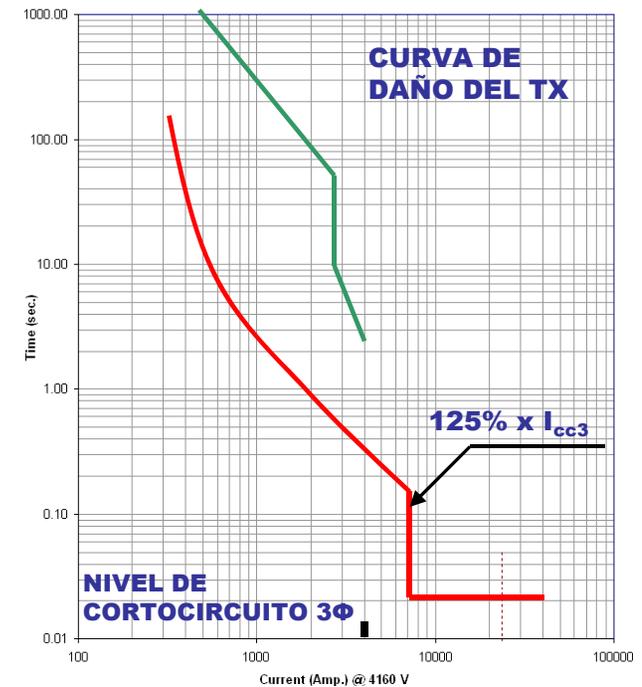
T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 3Φ del circuito mas lento conectado a la barra



Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Instantánea de Fase en esquema con Relé en el Secundario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- No es recomendable usarlo. Si es inevitable, ajustar para coordinar con dispositivos aguas abajo (puede ajustarse al 125% de la corriente de cortocircuito de la barra)
- Para el caso en que exista transferencia automática, se ajustará de acuerdo a lo establecido en las normas del Cliente (ejemplo, PDVSA N-201).

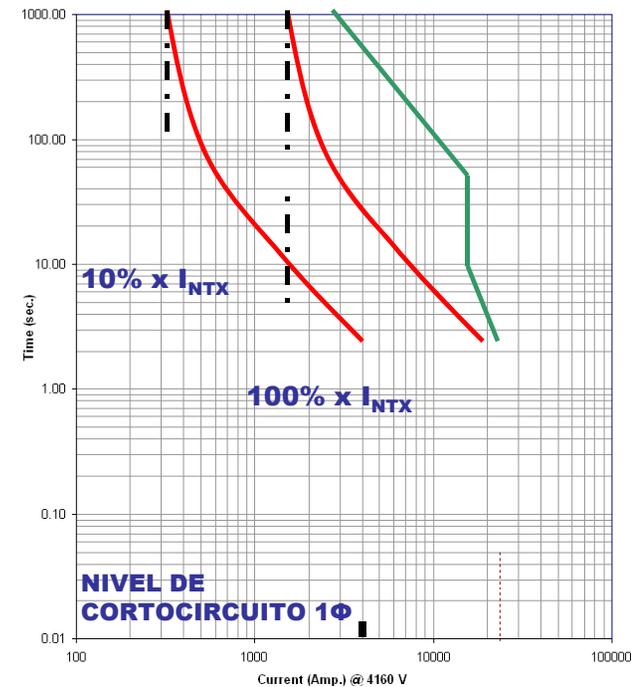


$I_{CC3\Phi}$: Corriente de cortocircuito trifásico

Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Tierra en esquema con Relé en el Secundario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- (10-100)% de la capacidad nominal de transformador en ventilación Este porcentaje varía de acuerdo a las protecciones aguas abajo de la protección.



I_{NTX} : Corriente nominal del tx

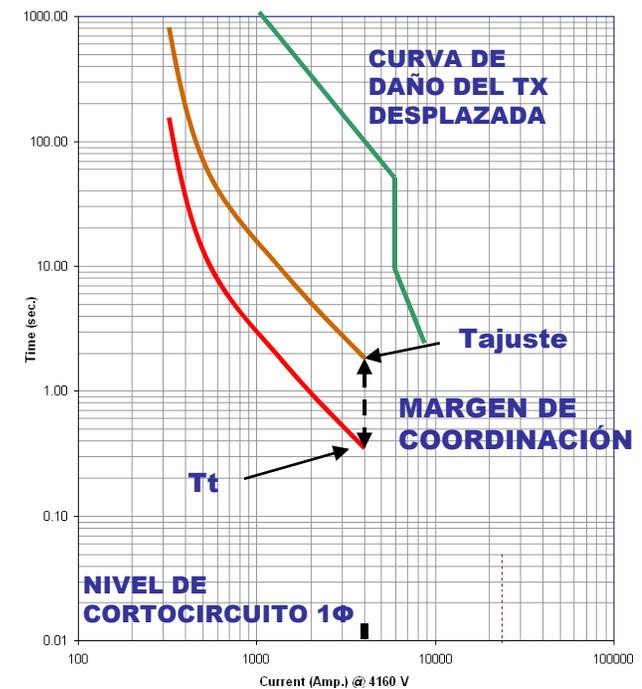
Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Temporizada de Tierra en esquema con Relé en el Secundario del Transformador (cont.)

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Se debe ajustar por encima de la protección de fase del circuito mas lento conectado en la barra a nivel de cortocircuito 1 Φ .

Tajuste = T_t + margen de coordinación establecido.

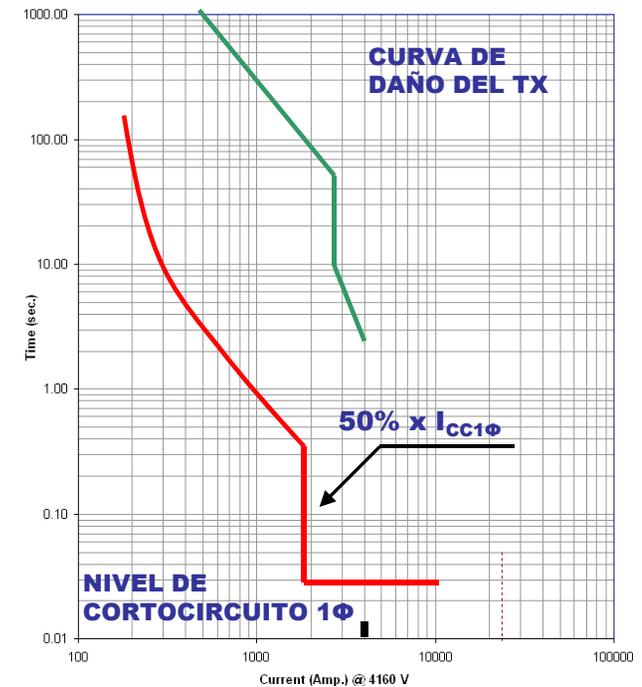
T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 1 Φ del circuito mas lento conectado a la barra



Criterio de Ajuste para Sobrecorriente Instantánea de Tierra en esquema con Relé en el Secundario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- Coordinar con los dispositivos aguas abajo (valor usual del 50% del nivel de cortocircuito monofásico mínimo de la barra aguas abajo de la protección).

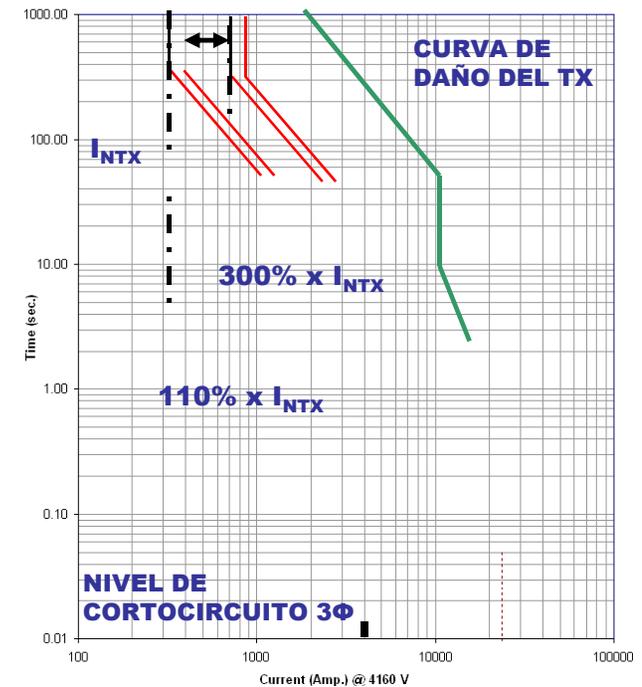


$I_{CC1\Phi}$: Corriente de cortocircuito monofásico

Criterio de Ajuste para la función Long Time en Esquema con Modulo de Protección en el Secundario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

- 110% - 300% de la capacidad nominal de transformador en ventilación natural. Este porcentaje varia de acuerdo a la impedancia y nivel de voltaje del transformador, según se indica en el artículo 450-3 de NFPA 70-2008



I_{NTX} : Corriente nominal del tx

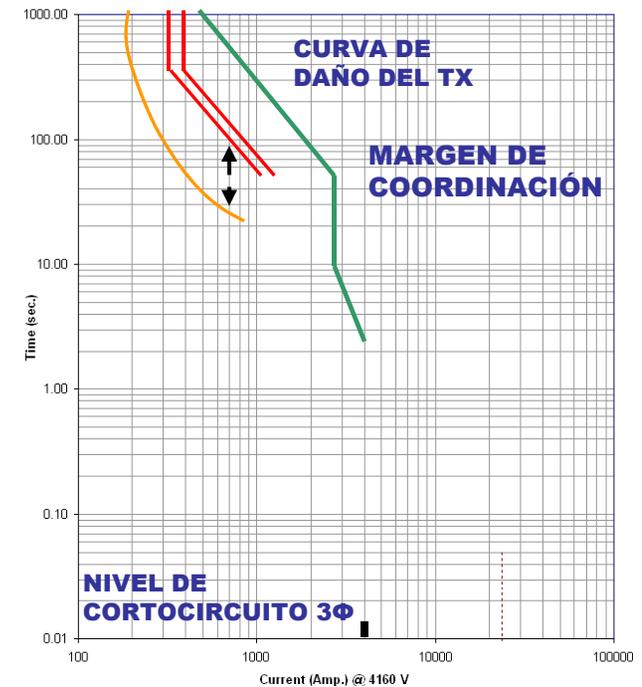
Criterio de Ajuste para la función Long Time en Esquema con Modulo de Protección en el Secundario del Transformador (cont.)

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Se debe ajustar por encima de la protección térmica del circuito mas lento conectado en la barra a nivel de cortocircuito 3 Φ .

Tajuste = T_t + margen de coordinación establecido.

T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 3 Φ del circuito mas lento conectado a la barra



Criterio de Ajuste para la función Short Time en Esquema con Modulo de Protección en el Secundario del Transformador

a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:

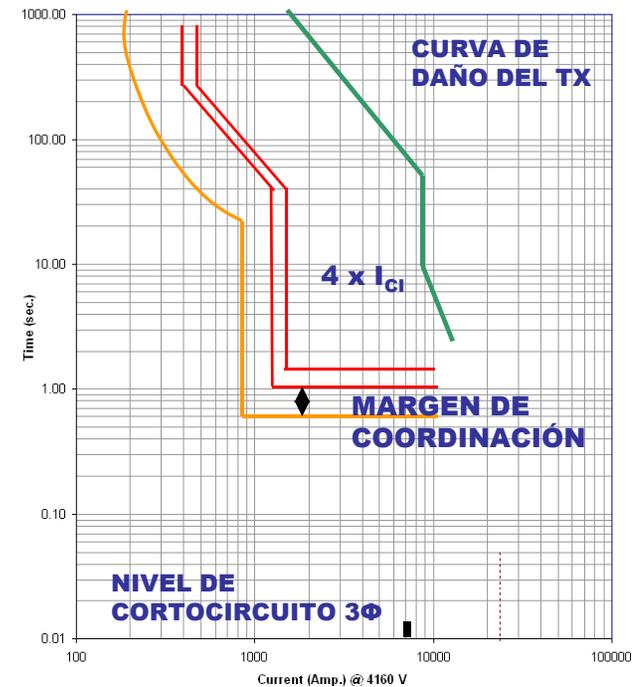
- Coordinar con equipos aguas abajo (valor típico de 4 veces la capacidad nominal de interruptor).

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Por encima de la protección del circuito mas lento conectado en la barra a nivel de cortocircuito 3Φ.

Tajuste = T_t + margen de coordinación establecido.

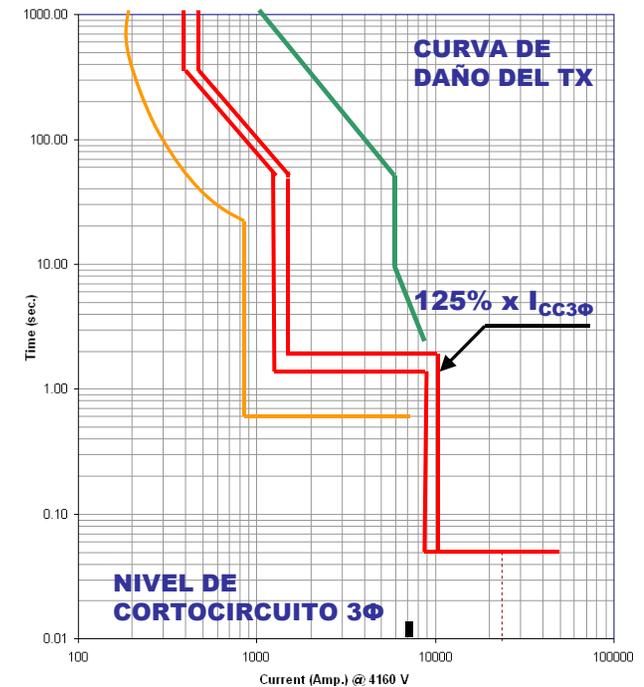
T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 3Φ del circuito mas lento conectado a la barra



I_{C1} : Corriente nominal del interruptor

Criterio de Ajuste para la función Instantaneous en Esquema con Modulo de Protección en el Secundario del Transformador

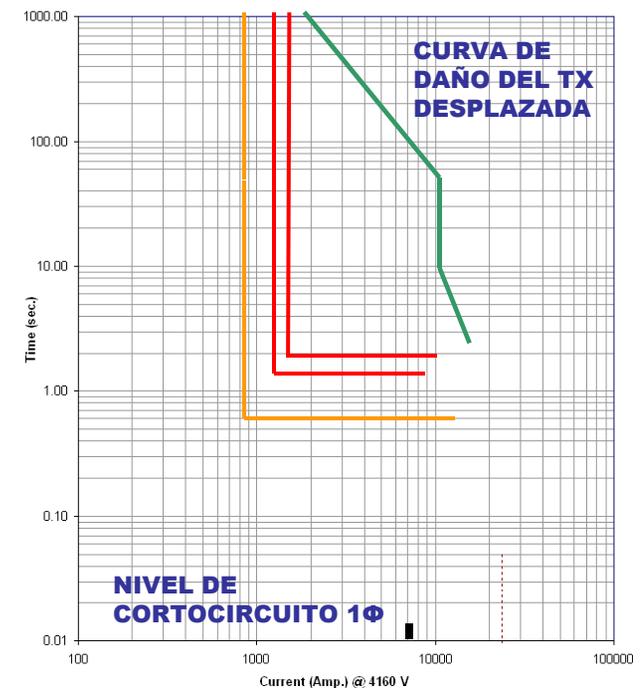
- a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:
- Se deberá inhibir la función ó colocarla al 125% de la corriente de cortocircuito máximo de la barra.



$I_{CC3\Phi}$: Corriente de cortocircuito trifásico

Criterio de Ajuste para la función Ground (Earth Fault) en Esquema con Modulo de Protección en el Secundario del Transformador

- a) PICKUP ó CORRIENTE DE ARRANQUE:
- (10-100)% de la capacidad nominal de transformador en ventilación Este porcentaje varía de acuerdo al desbalance del sistema.



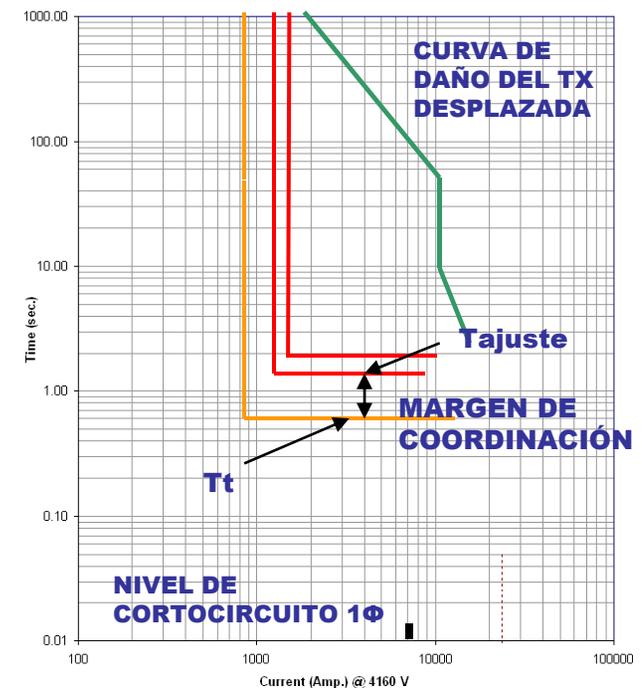
Criterio de Ajuste para la función Ground (Earth Fault) en Esquema con Modulo de Protección en el Secundario del Transformador (cont.)

b) TIEMPO DE OPERACIÓN:

- Se debe ajustar por encima de la protección de fase del circuito mas lento conectado en la barra a nivel de cortocircuito 1 Φ .

Tajuste = T_t + margen de coordinación establecido.

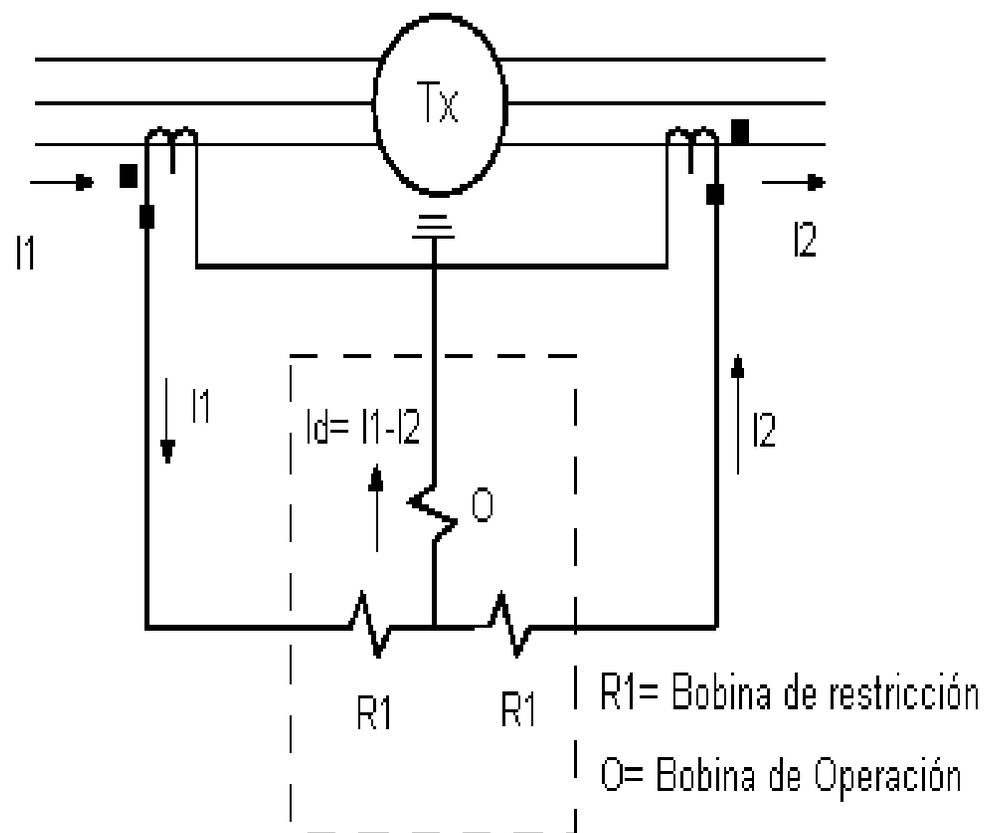
T_t : valor de tiempo a nivel del cortocircuito 1 Φ del circuito mas lento conectado a la barra



Protección Diferencial (87)

Según la figura anexa, seleccionando los transformadores de corriente apropiadamente, se obtiene:

- Falla externa: $I_1 = I_2$, $I_d = I_1 - I_2 = 0$
- Falla interna: $I_1 \neq I_2$, $I_d = I_1 - I_2 \neq 0$



Factores a Considerar en la Protección Diferencial (87)

- No siempre es posible obtener TC's con relaciones de transformación que permitan satisfacer la condición $N1xn1=N2xn2$
- Los errores de transformación de los TC's utilizados pueden ser diferentes, lo que introduce una corriente diferencial tanto en condiciones normales como en presencia de una falla.
- Si el transformador cuenta con cambiador de tomas, se introducen cambios importantes en la relación de transformación, que debe compensarse (algunos relés lo hacen internamente).

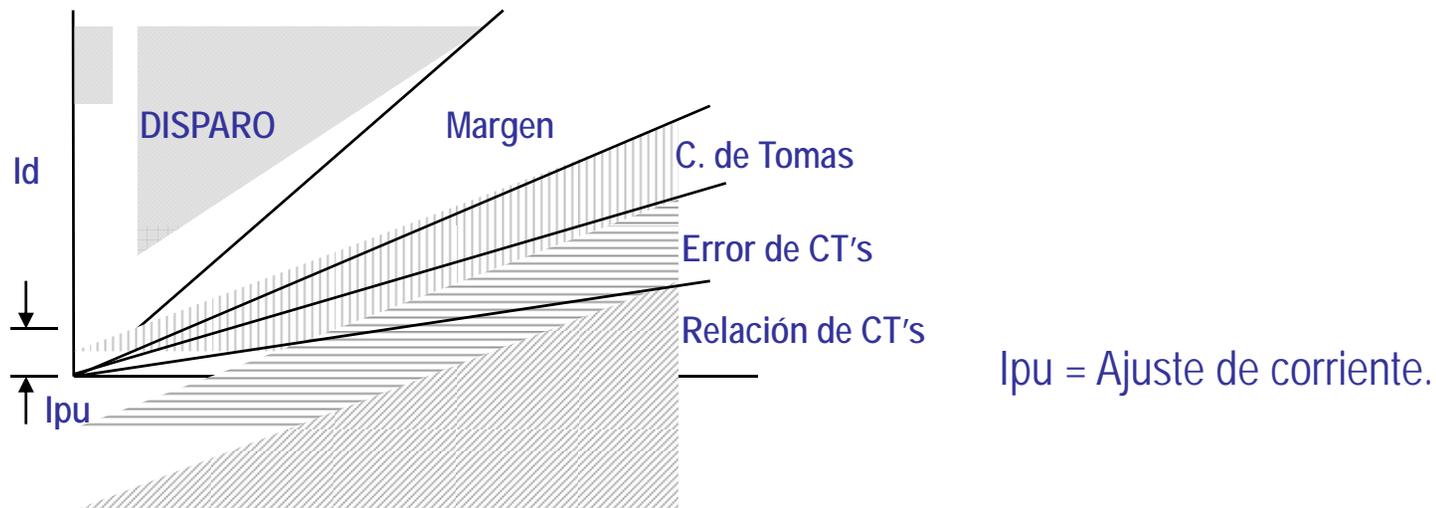
Estos efectos causan una corriente diferencial que pasa a través del relé, la cual no debe originar disparos innecesarios. Los relés de sobrecorriente convencionales son susceptibles a falsas operaciones, por lo cual generalmente se usa el relé diferencial porcentual.

Protección Diferencial Porcentual

En el relé diferencial porcentual, la corriente de operación (I_d) debe exceder un porcentaje fijo de la corriente “pasante” a través del TC, la cual es definida como corriente de restricción [$I_r = (I_{1s} + I_{2s})/2$]

Entonces el relé operará cuando: $I_d > (K \times I_r)$

Donde K es la pendiente de la curva diferencial porcentual de operación del relé, con valores típicos de 10%, 20% y 40%.



Protección Diferencial con Restricción de Armónicos

- Si se desea evitar disparos no deseados debido a la corriente “Inrush”, se puede utilizar la restricción de armónicos (relé diferencial porcentual con restricción de armónicos).
- Estos relés utilizan al menos la componente de corriente de 2° orden (presente en la energización del transformador) para restringir o reducir la sensibilidad del relé durante la energización del transformador.
- La finalidad de estos relés es proveer una restricción apropiada de la corriente “inrush” y a la vez permitir la operación del relé ante una falla interna durante el período “inrush”.

Protecciones Intrínsecas del Transformador

N° ANSI	Señal de Entrada	Descripción / Función
63	Presión	Relé de Presión Súbita
49	Corriente	Relé de Imagen térmica (temperatura en devanados)
26		Dispositivo térmico (temperatura del líquido aislante)
71		Nivel de líquido aislante

Protecciones Intrínsecas del Transformador (cont.)

▶ Dispositivos de Presión (Relé 63).

Al ocurrir una falla interna en un transformador de aceite, el arco producido genera gases, los cuales crean ondas de presión en el aceite.

En los transformadores con tanque tipo “conservador”, las ondas de presión en el aceite son detectadas por una membrana de presión en la tubería que conecta el tanque del transformador con el conservador. El movimiento de la membrana es detectado por un relé **Buchholz**.

En los transformadores con tanques sellados con colchón de aire en el tope, las ondas de presión son detectadas por un **Relé de Presión Súbita**. Estos relés no detectan cambios lentos de presión (cambios en la carga del transformador).

Protecciones Intrínsecas del Transformador (cont.)

▶ Temperatura en Devanados (Relé 49).

Dispositivo que emplea una combinación de corriente y temperatura del aceite para medir el efecto total de carga.

Este relé es usado comúnmente para arrancar y parar los motores de los ventiladores del transformador, y en casos extremos cuando no es posible remover la carga remotamente o enviar a un operador, disparará el interruptor asociado al transformador.

▶ Temperatura en el Aceite (Relé 26).

Dispositivo que mide la temperatura del aceite (usualmente en el tope del aceite) y emplea juegos de contactos para disparo y alarma.

Generalmente se usa para enviar señales de alarma al DCS, para alertar al operador, quien puede remotamente descargar el transformador o realizar revisiones en sitio.

Protecciones Intrínsecas del Transformador (cont.)

- ✓ Dispositivos de alivio de presión.
- ✓ Relé de detección de gases.
- ✓ Protección contra sobrecargas: descargadores de línea y condensadores.
- ✓ Detección y combate de incendios.
- ✓ Protección contra agentes corrosivos, humedad, etc.
- ✓ Inmersión en agua.
- ✓ Impactos.
- ✓ Vibración.
- ✓ Vandalismo.

PROTECCIÓN DE BARRAS



Uso de Barras

- Las barras se encuentran principalmente en subestaciones, centros de distribución de potencia (switchgears) y centro de control de motores
- En los puntos de ubicación de barras se centra y controla el flujo de potencia eléctrica hacia las distintas cargas, y se ubican los equipos principales de conexión / desconexión de dichas cargas.

Esquemas de Protección más Comunes en Barras

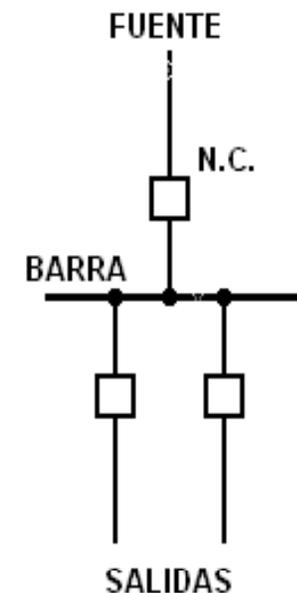
- Protección contra sobrecorrientes (50/51, 50N/51N), esquema diferencial porcentual (87/87N, 51/51N) y/o esquema diferencial parcial (hecho a base de relés 51).
- Relés direccionales de sobrecorriente (67/67N).
- Protección contra sobretensiones.
- Respaldos (51V, 50BF, disparos transferidos).

Criterios de Selección de Barras

- Capacidad de conducción de corriente en forma continua (igual o superior al 100% de la carga de demanda máxima + la reserva, derrateada para la temperatura ambiente donde será instalada)
- Número de hilos (3 fases + tierra, 3 fases + neutro + tierra).
- Capacidad de cortocircuito (intensidad de corriente y tiempo).
- Nivel de tensión de aislamiento (igual o superior a la tensión de servicio).
- Nivel de aislamiento al impulso (BIL).
- Esquema (configuración) de barras.

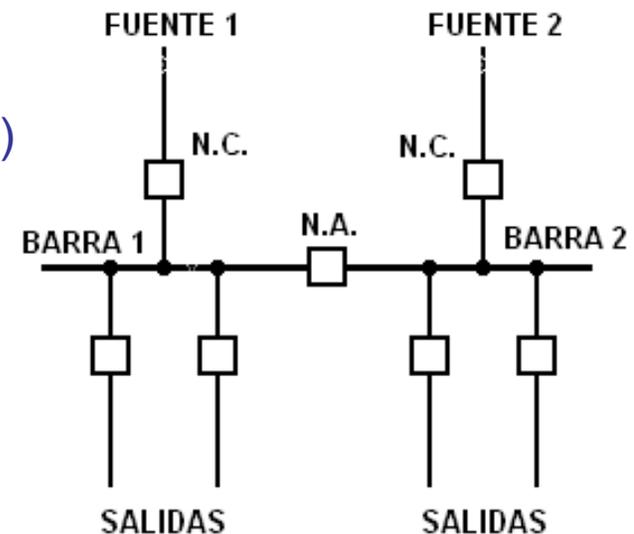
Esquema Radial

- Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N).
- Relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- Respaldos: disparo transferido, 50BF, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente del mismo.
- Protección contra sobretensiones



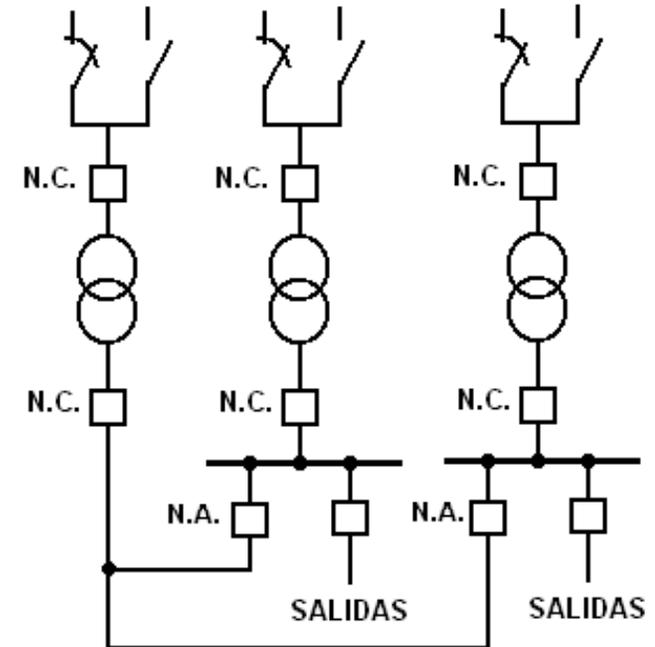
Esquema Secundario Selectivo

- Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N).
- Transferencia manual y / ó automática.
- Relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- Respaldos: disparo transferido, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.
- Protección contra sobretensiones.



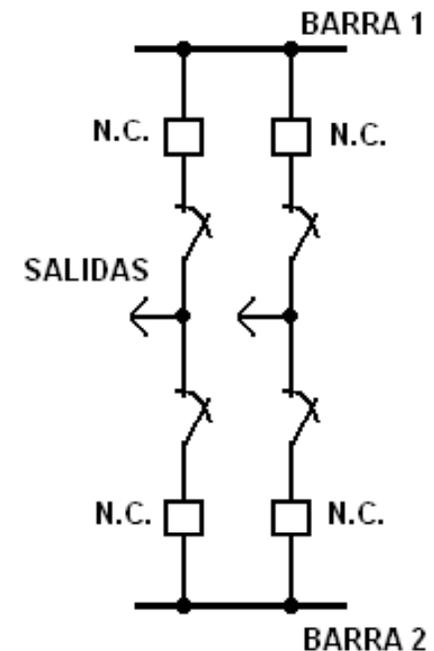
Esquema Transformador de Reserva

- Protección contra sobrecorriente (50 / 50N, 51 / 51N).
- Transferencia manual y / ó automática.
- Relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- Respaldos: disparo transferido, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.
- Protección contra sobretensiones.



Esquema Doble Barra – Doble Interruptor

- Diferencial de barra (87 / 87 N).
- Transferencia manual y / ó automática.
- Relés direccionales de sobrecorriente (67 / 67N) en caso que haya que separar la barra (con generación propia) de otra parte del sistema.
- Respaldos: disparo transferido, 51V: la función 51V es requerida como respaldo de sobrecorriente para desconectar un generador en caso de falla en las protecciones primarias de sobrecorriente.
- Protección contra sobretensiones.



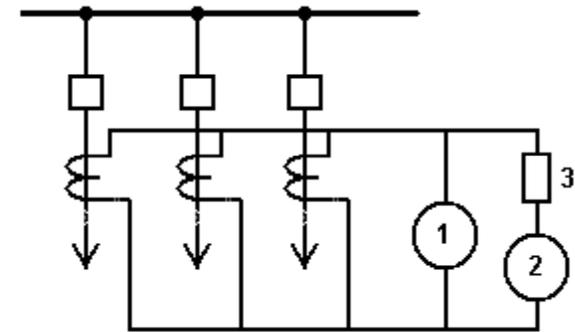
Protección Diferencial

Suma fasorial de las corrientes entrantes y salientes de la barra.

Relé Diferencial de Voltaje:

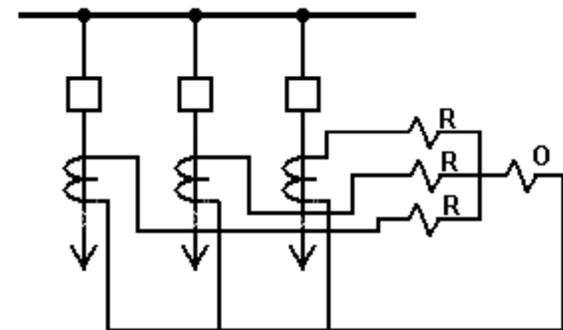
La saturación de los TC's y la componente DC son superados utilizando un relé con bobina de alta impedancia, que responde al voltaje.

- 1 = Relé de sobretensión.
- 2 = Relé de sobrecorriente.
- 3 = Resistor variable.



Relés Diferencial Porcentual:

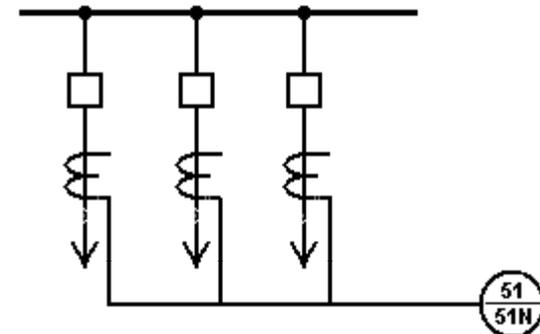
Es vital que los TCs no saturen en ningún caso y posean idénticas características. Limita la cantidad de alimentadores que se pueden proteger.



Protección Diferencial (cont.)

Relés de Sobrecorriente (51/ 51N):

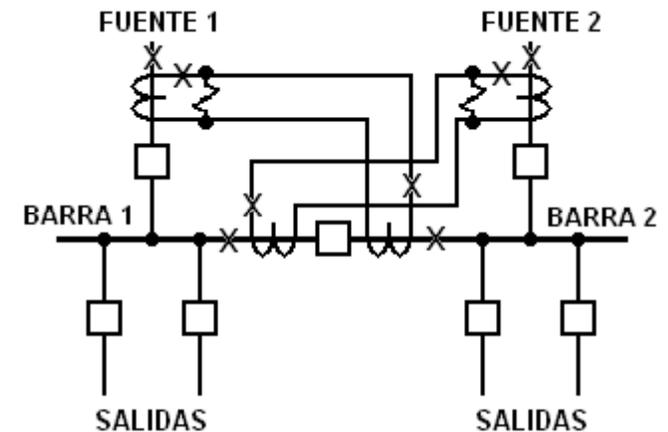
Las mismas previsiones que han de tomarse para el caso de la protección diferencial porcentual aplican para este caso. Este esquema es más lento en operar que los otros disponibles.



Diferencial Parcial:

Es una variante en la cual una o más CARGAS (o todas) son dejadas fuera de la suma fasorial de corrientes.

Este esquema suele ser más económico, pero lento. Debe ser coordinado con los relés de sobrecorriente aguas arriba y aguas abajo.



Aspectos sobre Ajustes de Sobrecorrientes

- Sobrecorriente temporizada de fase ajustar al 100% de la capacidad de la barra.
- Sobrecorriente temporizada de tierra ajustar entre 10-100% de la capacidad de la barra
- Los ajustes de tiempo deben seleccionarse para que haya coordinación con los demás dispositivos.
- Las protecciones instantáneas se deben deshabilitar.
- La curva de operación del relé de protección deberá pasar por debajo del punto de daño de la barra.

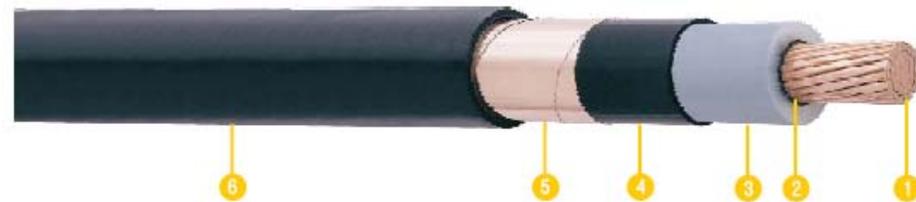
Nota: Si la barra fue seleccionada adecuadamente, su capacidad de cortocircuito es superior al valor máximo de falla disponible.

PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES



Parámetros para Selección de Cables

- Capacidad de conducción de corriente en forma continua.
- Caída de voltaje.
- Capacidad de soporte de cortocircuito.
- Nivel de tensión.
- Nivel de aislamiento.
- Tipo de aislamiento.



Construcción

- 1 Conductor de cobre suave (o aluminio) cableado.
- 2 Blindaje en polietileno reticulado semiconductor.
- 3 Aislamiento en polietileno reticulado XLPE.
- 4 Blindaje del aislamiento en polietileno reticulado semiconductor removible para instalación.
- 5 Pantalla metálica en cinta de cobre con aplicación helicoidal.
- 6 Chaqueta en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, el calor y la humedad.

Consideraciones Generales

- Los cables requieren protección contra cortocircuitos, sobrecargas y daños físicos.
- Las altas temperaturas originadas por sobrecargas ocasionan una disminución en la vida útil del cable (daño del aislamiento).
- Los cables pueden presentar daños térmicos si una falla no es despejada lo suficientemente rápido. El tiempo de despeje de la falla debe ser lo suficientemente pequeño para que las temperaturas de daño no sean alcanzadas.
- Los cables también pueden verse afectados por sobretensiones sostenidas como las que se presentan durante una falla a tierra en uno de los conductores. El nivel de aislamiento porcentual (% IL) clasifica a los cables de la siguiente manera:

Consideraciones Generales (cont.)

100% IL Cables que no son requeridos a operar por más de un minuto en caso de una falla a tierra.

133% IL Cables que no son requeridos a operar por más de una hora en caso de una falla a tierra.

173% IL Cables que pueden ser requeridos a operar por más de una hora continuamente con uno de sus conductores a tierra.

Factores a Considerar para Protección Contra Cortocircuito

- Máxima corriente de cortocircuito.
- Máxima temperatura que el conductor puede soportar sin ocasionar daños al aislamiento.
- Calibre del conductor y su capacidad de contener el calor.
- Tiempo de despeje de la falla.

Capacidad de Cortocircuito en Cables según ICEA P-32-382-1989 (Aplicación Americana)

Para cables, se pueden relacionar el calibre del cable CM (circular mil), la magnitud de la corriente de falla I y el tiempo de despeje t, mediante las siguientes relaciones:

Conductores de cobre: $(I/CM)^2 \times t = 0.0297 \log_{10} \frac{Tf + 234}{T0 + 234}$

Conductores de aluminio: $(I/CM)^2 \times t = 0.0125 \log_{10} \frac{Tf + 228}{T0 + 228}$

To: temperatura de servicio.

Tf: temperatura de cortocircuito.

Capacidad de Cortocircuito en Cables según IEC 60949@1988 (Aplicación Europea)

- Se asume que el efecto del cortocircuito en el conductor se produce en condiciones adiabáticas, siendo retenido todo el calor en el mismo.
- Se incorpora al cálculo una corrección que permite un incremento del 5% como mínimo en la corriente admisible por cortocircuito, para los cables de potencia de uso común

Corriente de cortocircuito admisible

$$I = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

Donde:

I : corriente de cortocircuito admisible (A).

I_{AD} : corriente de cortocircuito calculada por método adiabático (A).

ε : factor para admitir las pérdidas de calor en los componentes adyacentes. Para cálculo adiabático $\varepsilon = 1$.

Capacidad de Cortocircuito en Cables según IEC 60949@1988 (cont.)

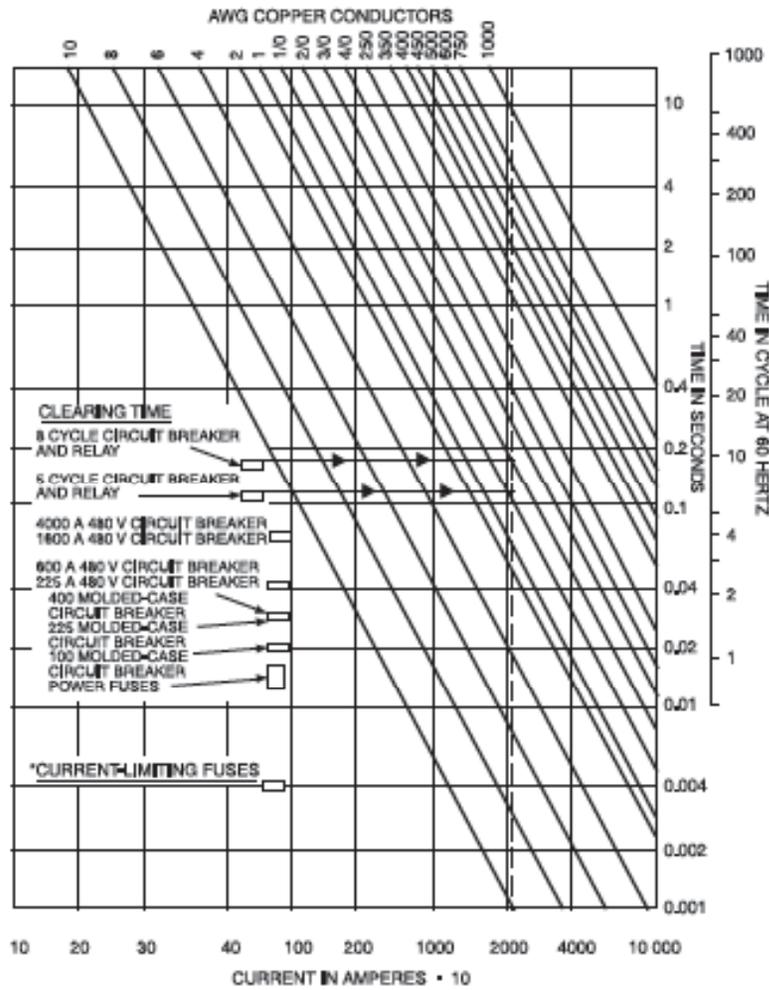
Cálculo de la corriente de cortocircuito adiabática

$$I_{AD}^2 \cdot t = K^2 \cdot S_{cc}^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right) \quad K = \sqrt{\frac{\sigma_c \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}}$$

Cálculo del factor no adiabático para conductores y pantallas de alambres espaciados

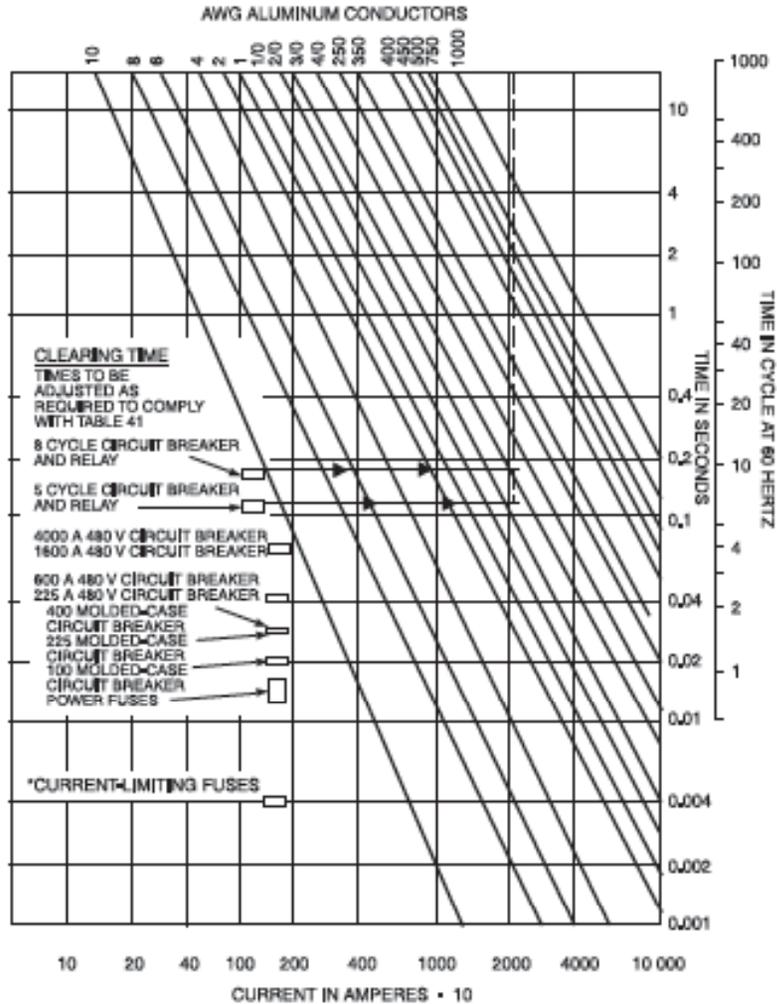
$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \cdot A \cdot \sqrt{\frac{t}{S_{cc}}} + F^2 \cdot B \cdot \left(\frac{t}{S_{cc}}\right)}$$

Curva de Daño en Cables por Cortocircuito según ICEA



Curva para Conductores de Cobre

Curva de Daño en Cables por Cortocircuito según ICEA (cont.)



Curva para Conductores de Aluminio

Protección Contra Sobrecorriente para Baja Tensión ($\leq 600\text{V}$)

- Dispositivos de protección: fusibles, interruptores termomagnéticos, interruptores de aire con unidades lógicas de disparos o relés de protección.
- Se permitirá que el dispositivo de protección sea de capacidad inmediata superior a la del cable para dispositivos menores a 800 A (NFPA 70-2008, Art. 240.4(B)).
- Para el caso de dispositivos mayores de 800 A, el cable protegido debe tener una capacidad igual o superior al equipo de protección (NFPA 70-2008, Art. 240.4(C)).
- Los dispositivos deben seleccionarse para que exista una adecuada coordinación de protecciones.

Protección Contra Sobrecorriente para Media Tensión (>600V)

- Dispositivos de protección: fusibles, interruptores termomagnéticos, interruptores de aire o vacío con unidades lógicas de disparos o relés de protección.
- El régimen del fusible en operación continua no superará el triple de la ampacidad del conductor (NFPA 70-2008, Art. 240.101(A)).
- El elemento de disparo con retardo de tiempo de un interruptor automático o del ajuste del disparo mínimo de un fusible accionado electrónicamente no será mayor a seis veces la ampacidad del conductor (NFPA 70-2008, Art. 240.101(A)).
- Los dispositivos deben seleccionarse para que exista una adecuada coordinación de protecciones.

Protección Contra Fallas a Tierra ($\leq 600V$)

- Se proveerá protección a los equipos contra fallas a tierra en acometidas de sistemas en estrella sólidamente puestos a tierra de más de 150 V, con respecto a tierra, pero de no más de 600 V, entre fases, cuando cada dispositivo de desconexión de acometida tenga una capacidad de 1000 A o más (Art. 210.15 y 230.95, NFPA 70-2008).
- La capacidad del dispositivo de desconexión de acometida se considerará de acuerdo a la capacidad del mayor fusible que puede ser instalado o al mas alto valor continuo de corriente de disparo, para el cual el dispositivo de protección de sobrecorriente instalado en el interruptor automático está diseñado o puede ser ajustado (Art. 230.95, NFPA 70-2008).
- El ajuste máximo de la protección contra fallas a tierra será de 1200 A, y el tiempo de actuación máximo será de 1 seg para corrientes iguales o superiores a 3000 A (Art. 230.95, NFPA 70-2008).

PROTECCIÓN DE GENERADORES



Parámetros para Selección de Generadores

- Potencia nominal (kVA, kW, F.P).
- Nivel de tensión de operación y de aislamiento.
- Número de polos y velocidad.
- Frecuencia.
- Tipo de generador (polos salientes, rotor cilíndrico).
- Tipo de mecanismo de accionamiento del generador (motor a combustión, turbina, tipo de combustible).
- Filosofía de operación (standby o continua, emergencia o principal).

Tipo de Fallas en un Generador

- Sobrecalentamiento
 - Estator (sobrecargas, falla en el sistema de enfriamiento)
 - Rotor (sobre-excitación, falla en el sistema de enfriamiento)
- Fallas en devanados
 - Estator (fallas en fases y/o tierra)
 - Rotor (fallas a tierra y devanados cortocircuitados)
- Sobrevelocidad y baja velocidad.
- Sobervoltaje.
- Pérdida de excitación.
- Motorización.

Tipo de Fallas en un Generador (cont.)

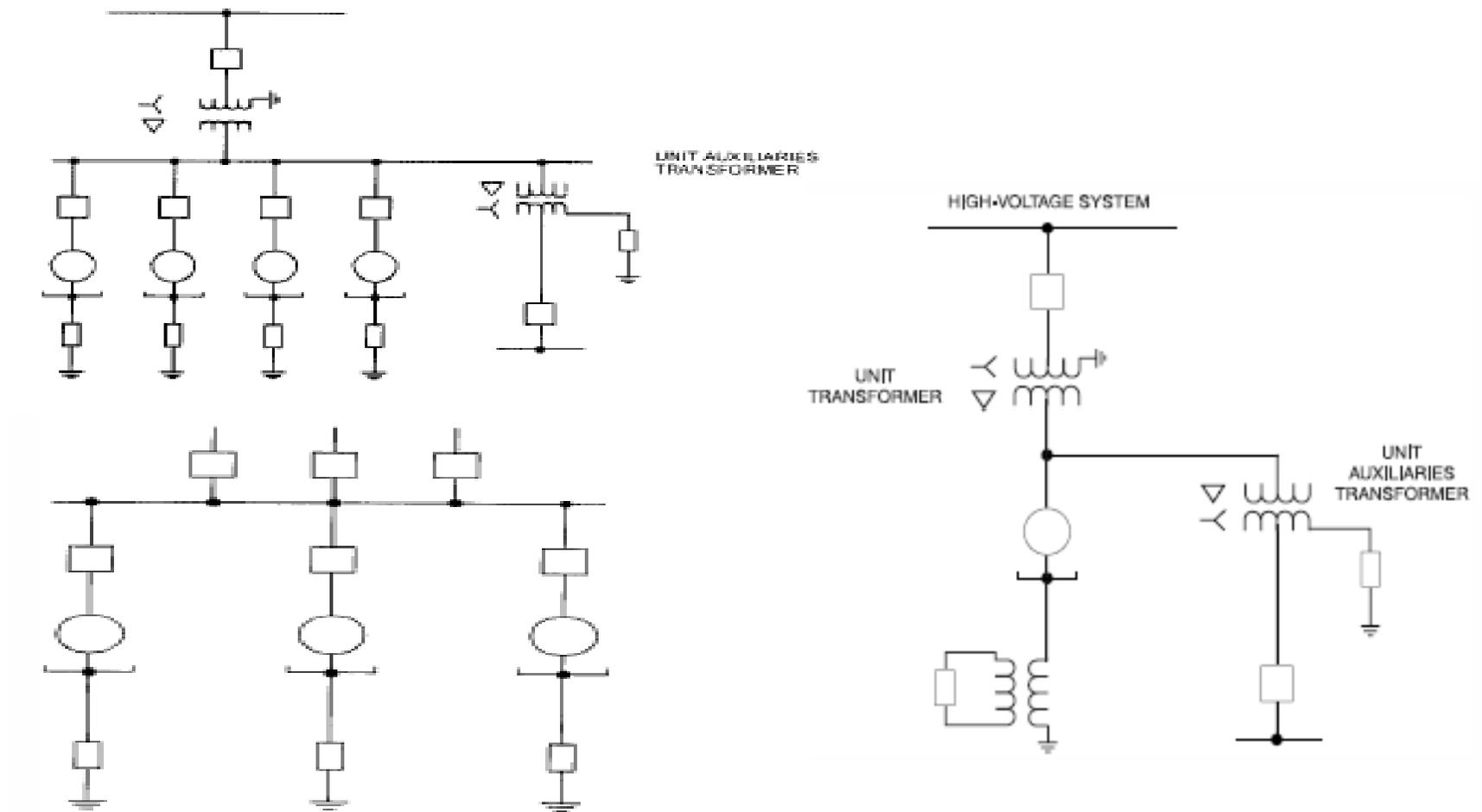
- Desbalance de corrientes.
- Oscilaciones subsincronas.
- Energización inadvertida.
- Conexión no sincronizada.



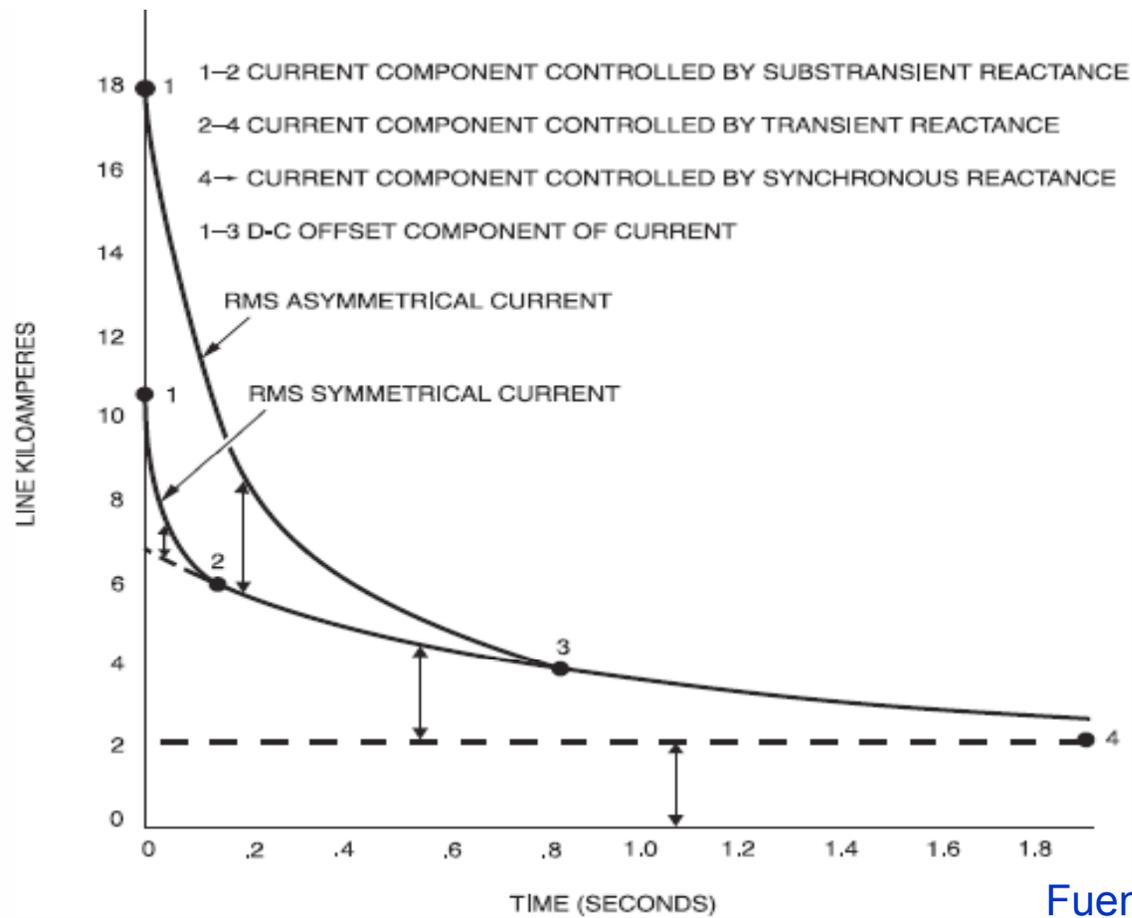
Clasificación de Operación de Generadores

- Generadores aislados.
- Grupo de generadores aislados
- Generadores industriales de gran capacidad
- Generador-Transformador como una Unidad
- Generadores de cogeneración.
- Generadores de inducción.

Clasificación de Operación de Generadores (cont.)



Curva Decremental de Generadores



Fuente: IEEE Std 242-2001.

Curva Decremental de Generadores (cont.)

$$i_{ac} = (i_d'' - i_d')\epsilon^{-t/T_d''} + (i_d' - i_d)\epsilon^{-t/T_d'} + i_d$$

$$i_d'' = \frac{e''}{X_d''} \text{ pu}$$

$$i_d' = \frac{e'}{X_d'} \text{ pu}$$

$$i_d = \left(\frac{e_t}{X_d}\right)\left(\frac{I_F}{I_{Fg}}\right)$$

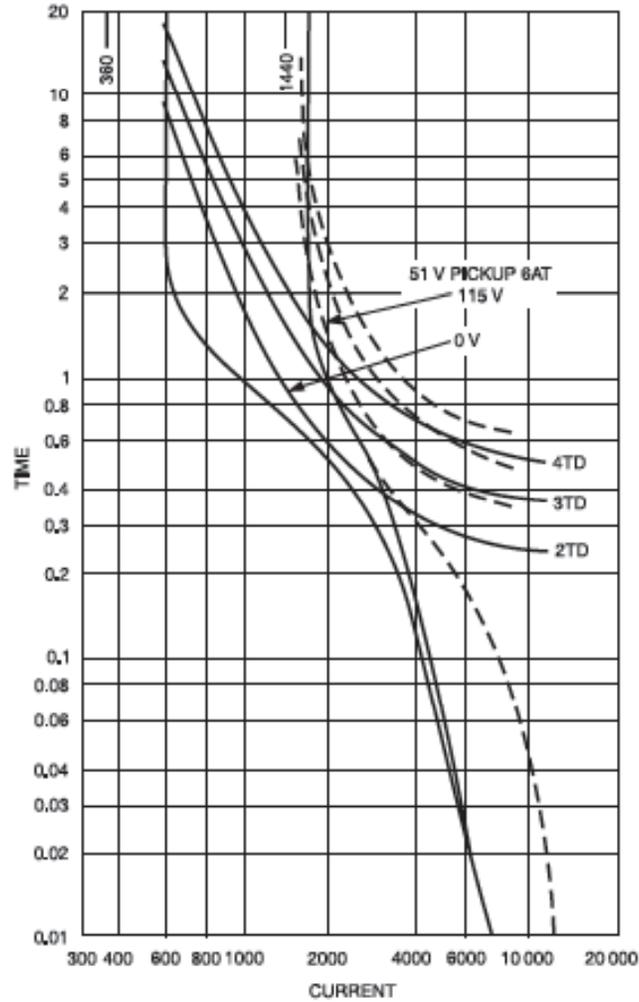
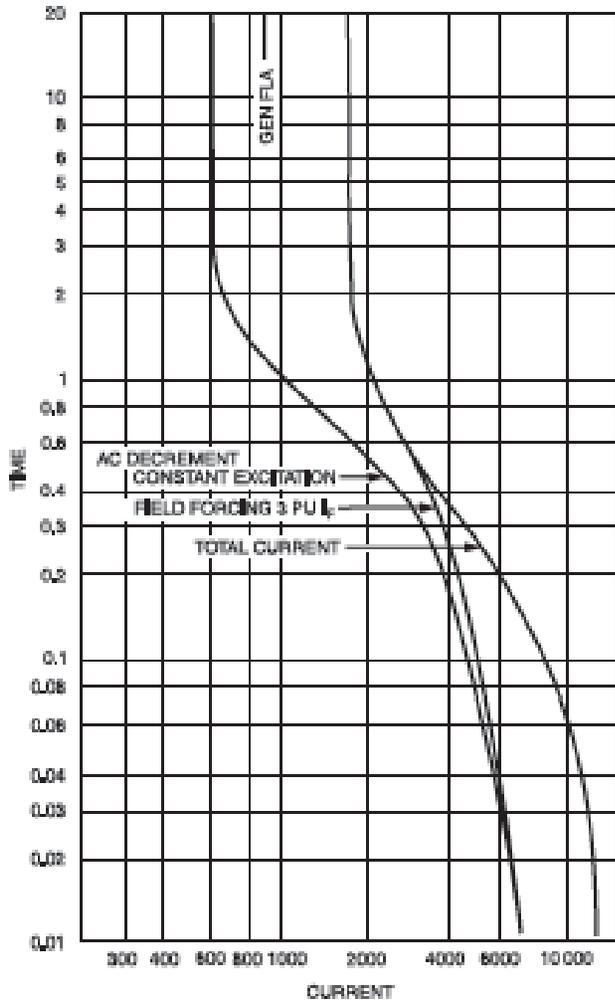
$$i_{dc} = \sqrt{2}i_d''\epsilon^{-t/T_A}$$

$$i_{tot} = \sqrt{i_{ac}^2 + i_{dc}^2}$$

- X_d'' is subtransient reactance, saturated value,
- X_d' is transient reactance, saturated value,
- X_d is synchronous reactance,
- e_t is machine terminal voltage (per unit),
- e'' is machine internal voltage behind X_d'' ,
- e' is machine internal voltage behind X_d' ,
- T_d'' is subtransient short-circuit time constant (s),
- T_d' is transient short-circuit time constant (s),
- T_A is armature short-circuit time constant (s),
- I_{Fg} is field current at no-load rated voltage (V),
- I_F is field current at given load condition,
- θ is load power factor angle.

Fuente: IEEE Std 242-2001.

Curva Decremental de Generadores (cont.)



Fuente: IEEE Std 242-2001

Curva de Daño del Generador

- Esta información es recomendable obtenerla del fabricante.
- En caso de no obtener la curva de daño del fabricante, debe acudir a las curvas o valores mínimos dados por las normas (NEMA, ANSI, IEC).

Curva de Daño del Generador según IEEE C50.13-2005

- El generador debe soportar el 150% de su capacidad hasta por 30 seg.
- En un rango de tiempo entre 10 seg y 120 seg, la máxima corriente permitida en el generador está dada por:

$$I = 100 \sqrt{\frac{37.5}{t} + 1}$$

Curva de Daño del Generador según NEMA MG 1-2003

- Los generadores deberán soportar por un minuto, una sobrecorriente del 150% si su velocidad es menor o igual a 1800 rpm; y del 150% si su velocidad es superior a 1800 rpm.
- El generador debe soportar el 150% de su capacidad hasta por 30 seg, si ha estado en servicio a temperatura normal de operación.
- El generador deberá soportar su máxima corriente de cortocircuito trifásico por lo menos durante 30 seg.
- Para una falla desbalanceada (no simétrica), el generador deberá tener capacidad de soportar hasta 30 seg, de acuerdo a la relación $I^2t= 40$ para máquina de polos salientes y $I^2t= 30$ para máquina de rotor cilíndrico.

Curva de Daño del Generador según IEC 60034-1@2004

- Generadores con capacidad igual o inferior a 1200 MVA, tendrán capacidad para soportar el 150% de su corriente nominal por un tiempo no menor a 30 seg.
- Generadores con capacidad superior a 1200 MVA, tendrán capacidad para soportar el 150% de su corriente nominal por un tiempo no menor a 15 seg.
- La corriente de cortocircuito trifásico de un generador no será superior a 21 veces su corriente nominal, y deberá soportar la misma hasta por 3 seg.
- Para generadores hasta 1200 MVA, en un periodo de tiempo entre 10 seg y 60 seg, la máxima corriente permisible estará dada por (IEC 60034-3@2007):

$$(I^2 - 1)t = 37,5 \text{ s}$$

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores

Fallas de Fase en el Estator - Relés 51 y 50

- La protección temporizada de sobrecorriente se ajusta para que esté por debajo de la curva de daño del generador, y el arranque (pick-up) normalmente se encuentra en un rango entre el 80% y 100% de la corriente nominal del generador.
- La protección instantánea de sobrecorriente no suele usarse en generadores de emergencia.
- Para el caso de generadores generales, la protección instantánea puede ajustarse a partir de 115% de la corriente nominal del mequipo, y en la medida de lo posible, se coordinará con los dispositivos aguas abajo (prevalece la protección del generador ante que la selectividad).

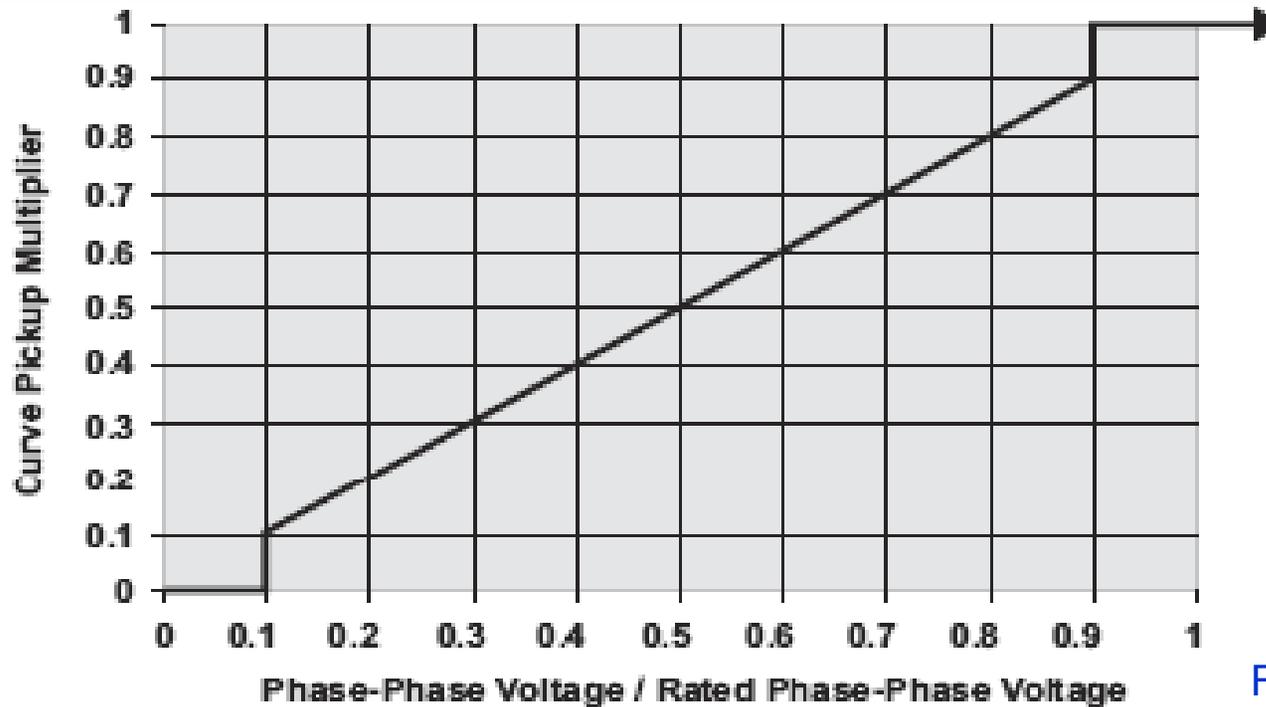
Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas de Fase en el Estator - Relés 51V

- Ajustar la corriente de arranque de 51V al 100% de la corriente nominal para 100% del voltaje nominal.
- Seleccionar el time dial para coordinar con los dispositivos aguas abajo para el 100% (90%) del voltaje nominal.
- A medida que el voltaje en terminales del generador sea menor, la protección será más rápida (se reduce la corriente de arranque - Pickup).
- En algunos casos, la protección 51V es usada como respaldo de la función de protección por sobrecarga.
- Ajustar la protección 50 para que la curva de actuación este por debajo de la curva de daño del generador y coordine con los dispositivos aguas abajo.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas de Fase en el Estator - Relés 51V



Ajuste de Pickup por restricción de voltaje (51V)

Fuente: SR489 de GE.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

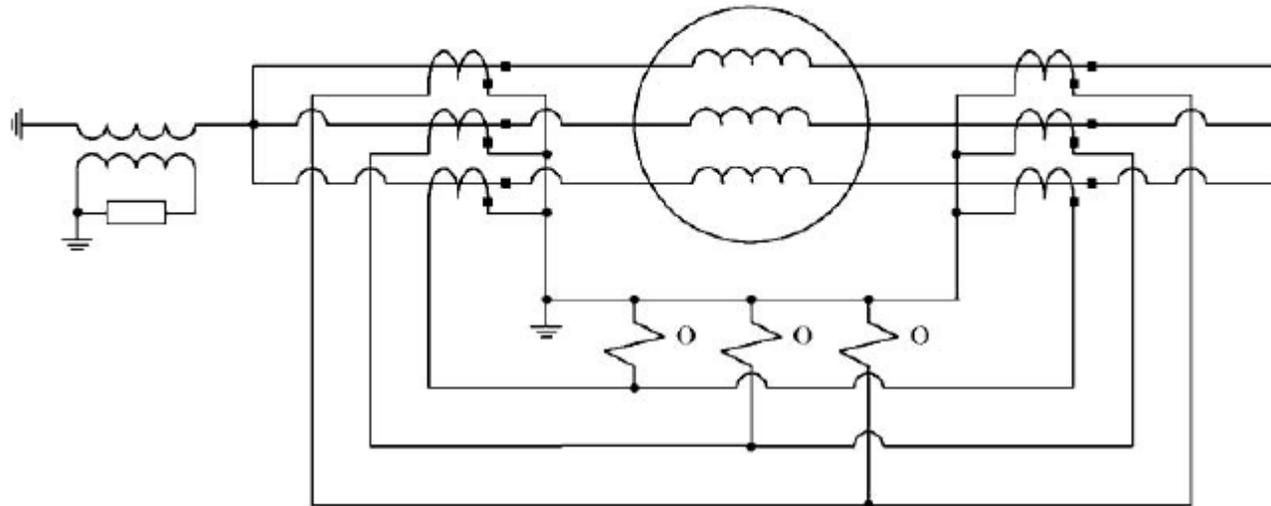
Fallas de Fase en el Estator – Relé 87

- Protección contra fallas dentro de su zona de protección.
- Con pendiente ajustable entre 5% y 50%.
- Los CT's deben tener corriente primaria de al menos el 150% de la corriente nominal del generador.
- Ajuste de tiempo típico de 100 ms.
- La corriente de arranque debe ser la menor posible (10% de la corriente nominal del generador), teniendo presente la posibilidad de falsos disparos.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

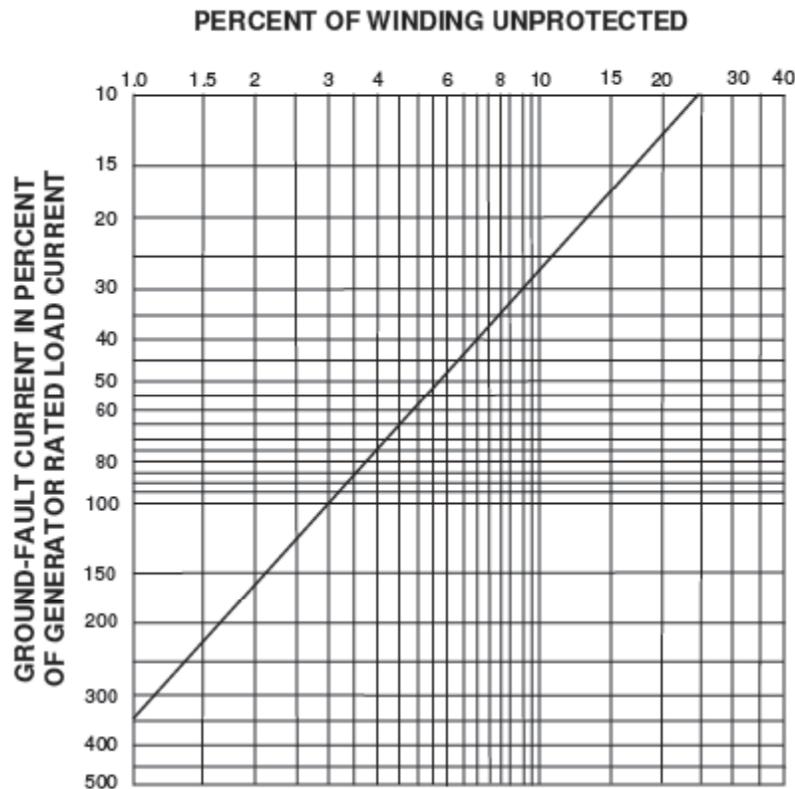
Fallas a Tierra en el Estator – Aspectos Generales

- Su esquema depende del tipo de conexión a tierra del generador (alta resistencia, baja resistencia, reactancia, sólidamente).
- Un mismo esquema diferencial no siempre es adecuado para proteger contra fallas en fases y fallas a tierra.



Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas a Tierra en el Estator – Relé 87

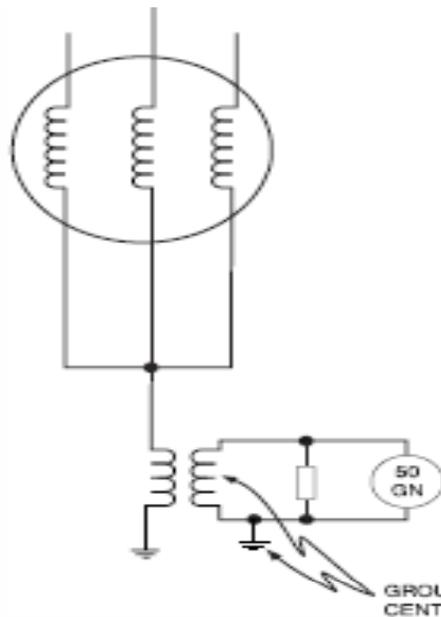


Fuente: IEEE Std 242-2001
IEEE Std C37.102-2006

Figure 4-18—Percent of stator winding unprotected by differential relay for phase-to-ground fault

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas a Tierra en el Estator – Alta Impedancia de PAT



Ajuste del relé de sobrevoltaje de 5V, se cubre entre el 95% y el 98% del devanado en el estator.

Generator ground-fault protection for high-impedance-grounded generator

Fuente: IEEE Std 242-2001
IEEE Std C37.102-2006

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas a Tierra en el Estator – Baja Resistencia de PAT

- Corrientes por encima de 200 A (típicamente de 400 A), por lo que la protección diferencial es suficiente.
- Si la corriente primaria de los CT's de fase dificulta la protección contra fallas a tierra por la magnitud de la corriente, un esquema de protección diferencial para fallas a tierra debe usarse (87G)
- Los CT's del esquema diferencial para protección de falla a tierra deben tener una corriente primaria entre el 10% y 50% del valor de la corriente de falla limitada por la resistencia.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas a Tierra en el Estator – Reactancia.

- Las corrientes de fallas a tierra están en el orden del 25% y 100% de la corriente de cortocircuito trifásica.
- Con estos valores elevados de corriente el esquema diferencial de fases es suficiente para despejar la falla.
- Se puede emplear un esquema de sobrecorriente como respaldo al diferencial (o principal si no se tiene este último), el cual debe ser más sensitivo que el esquema de fases.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Fallas a Tierra en el Estator – Sólidamente.

- Las corrientes de fallas a tierra son elevadas (no es recomendable para niveles de tensión superior a 4,16 kV)
- Con estos valores elevados de corriente el esquema diferencial es suficiente para despejar la falla.
- Se puede emplear un esquema de sobrecorriente como respaldo al diferencial (o principal si no se tiene este último), el cual debe ser más sensitivo que el esquema de fases.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Sobrecarga en el Generador (Relé 49)

- Relé de protección con unidad temporizada de tiempo inverso, y en algunas ocasiones con unidad instantánea incorporada.
- El pickup de la unidad temporizada se ajusta entre 75% y 100% de la capacidad del generador, y el dial se ajusta para que opere en 7 seg para el 226% de la capacidad.
- Si se usa el instantáneo, se ajusta al 115% de la capacidad nominal del generador (valor típico, se buscará garantizar coordinación).
- Protección del devanado de campo contra sobre-excitación.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Potencia Inversa (Relé 32)

- Su ajuste depende de la potencia consumida por el motor de arranque del elemento primario (motor, turbina) del generador.
- Su acción puede bloquearse durante el arranque del generador.
- Puede usarse una característica de tiempo inverso o tiempo definido ajustado entre 10 seg y 30 seg.
- El pickup se ajusta normalmente al 10% de la capacidad del generador.

Maximum motoring power for prime movers

Steam turbine	3.0%
Water wheel turbine	0.2%
Gas turbine	50.0%
Diesel engine	25.0%

Fuente: IEEE Std 242-2001

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Bajo Voltaje (Relé 27)

- En configuración de un solo generador, se usa para bote de carga.
- En configuración de varios generadores, puede emplearse como protección de respaldo.
- El Pickup es normalmente ajustado entre 85% y 95% del voltaje nominal.
- El rango de tiempo de operación está entre 15 seg y 20 seg.

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Sobrevoltaje (Relé 59)

- Dos ajustes: instantáneo y temporizado.
- El arranque instantáneo se ajusta entre 130% y 150% del V_n .
- El arranque temporizado normalmente es ajustado en 110% del V_n .

Dispositivos de Protección más Comunes en Generadores (cont.)

Sobretemperatura en Estator y Rotor del Estator

- Se emplean sensores de temperatura (RTD's, termocuplas) conectados a un relé de protección.
- Las temperaturas de alarma y disparo se ajustan de acuerdo a los datos suministrados por el fabricante del generador.

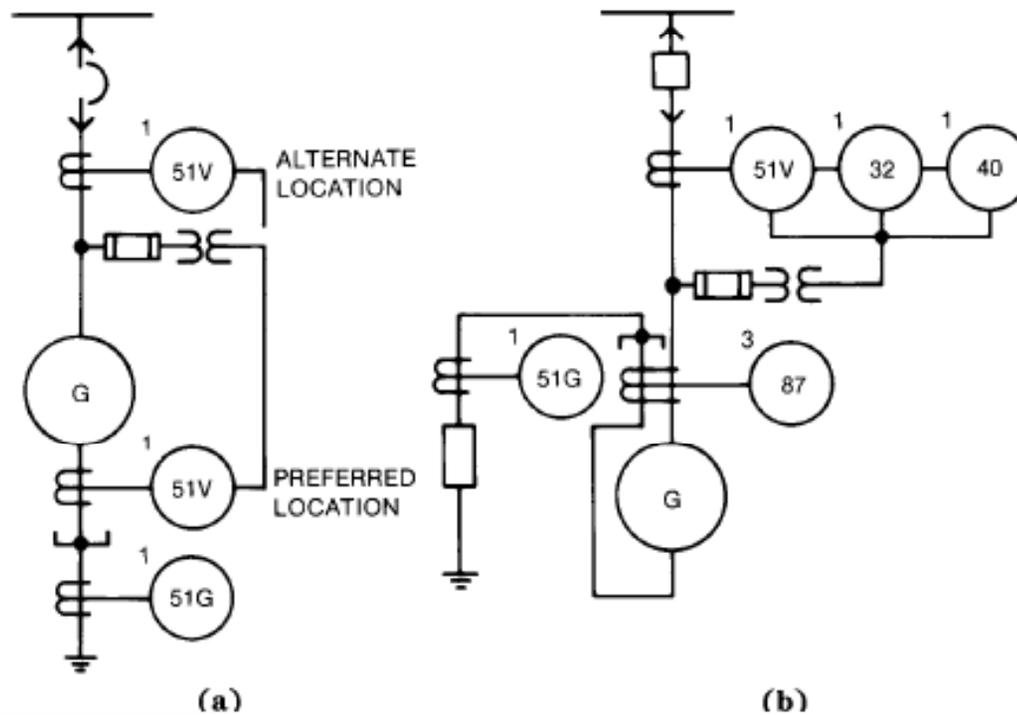
Esquemas de Protección Recomendados

Aplicación de Esquemas según Tamaños de Generadores

- Pequeños: Hasta 1000 kVA en 600 V, y hasta 500 kVA por encima de 600 V.
- Medianos: Por encima de los pequeños y hasta 12500 kVA independientemente del voltaje.
- Grandes: Por encima de los medianos y hasta aproximadamente 50000 kVA.

Fuente: IEEE Std 242-2001

Esquemas de Protección Recomendados (cont.)

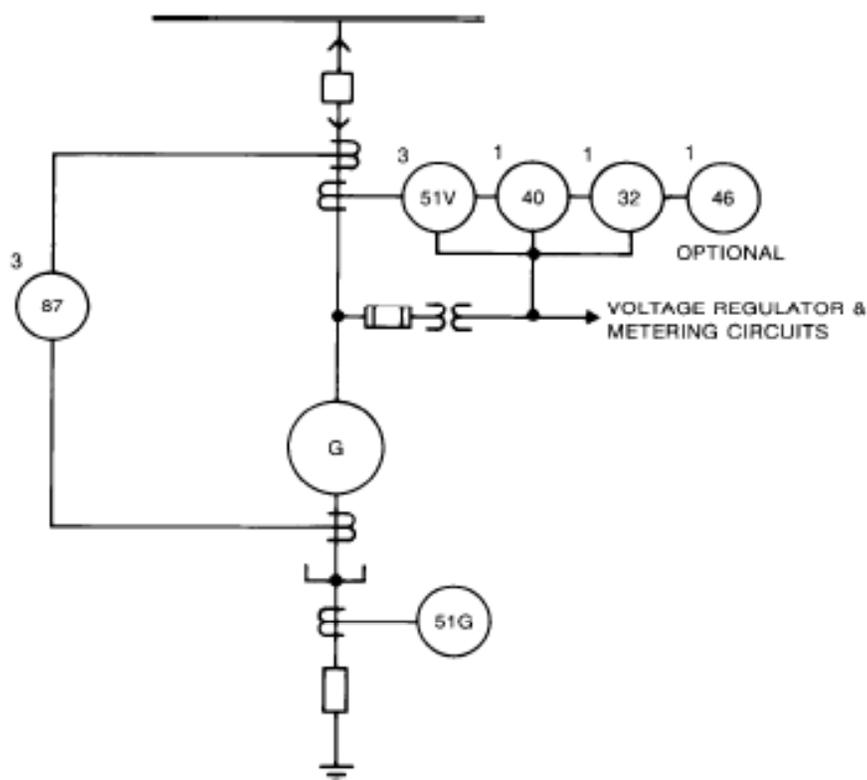


- a) Single-isolated generator on low-voltage system
- b) Multiple-isolated generator on medium-voltage system

Typical protective relaying scheme for small generators

Fuente: IEEE Std 242-2001

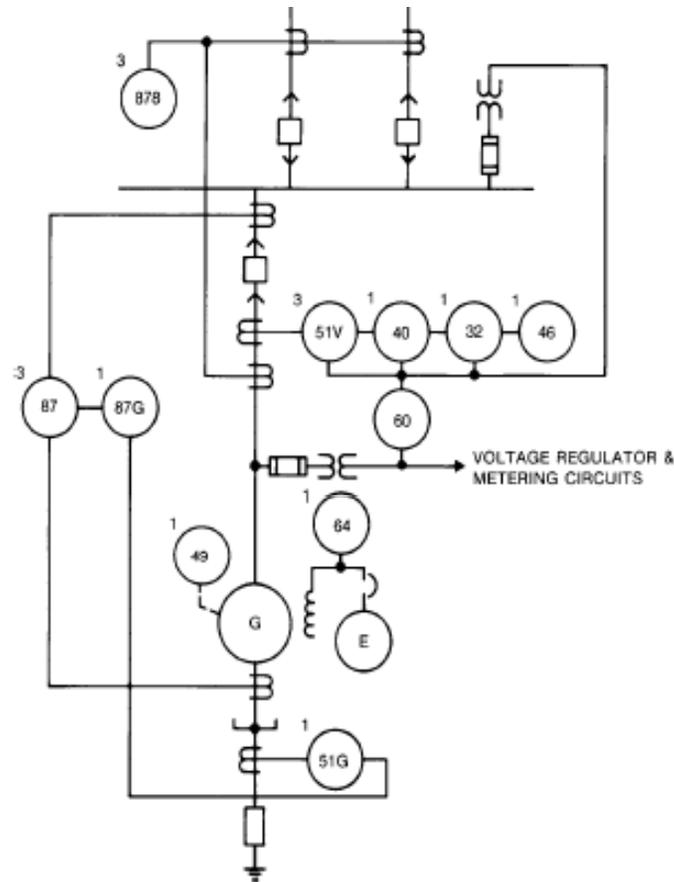
Esquemas de Protección Recomendados (cont.)



Typical protective relaying scheme for medium generators

Fuente: IEEE Std 242-2001

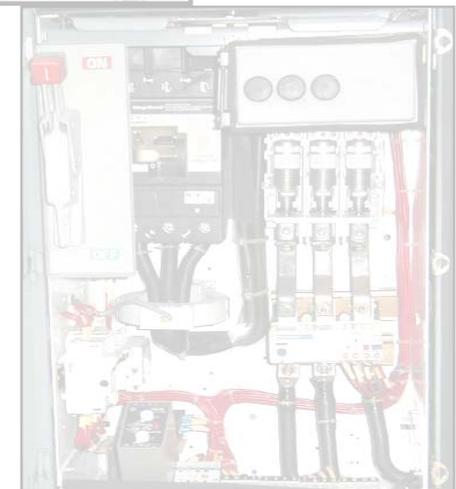
Esquemas de Protección Recomendados (cont.)



Typical protective relaying scheme for large generators

Fuente: IEEE Std 242-2001

GRÁFICAS DE SOBRECORRIENTE PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES



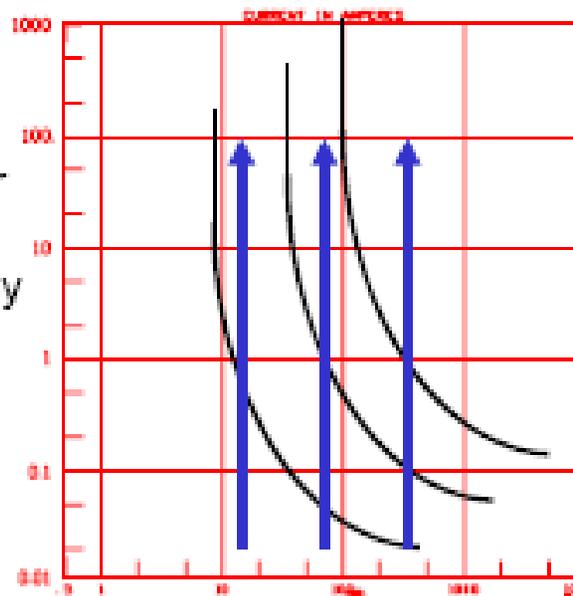
Procedimiento para Coordinar

- Para coordinación protecciones por sobrecorriente, se inicia en los dispositivos terminales (cargas) y se continua hacia el punto de suministro de energía eléctrica.
- El ajuste de las protecciones instantáneas de fase y tierra se deben considerar los niveles de cortocircuito de $\frac{1}{2}$ ciclo (momentáneo) y para las protecciones térmicas los valores de cortocircuito de 30 ciclos.
- Emplear márgenes de coordinación adecuados entre los elementos de protección, considerando los tiempos de operación electromecánica de los mismos.
- Comprobar la coordinación con el primer dispositivo aguas arriba fuera del límite del alcance del proyecto.
- **Se representan curvas para fallas en fases y para fallas a tierra**

Procedimiento para Coordinar

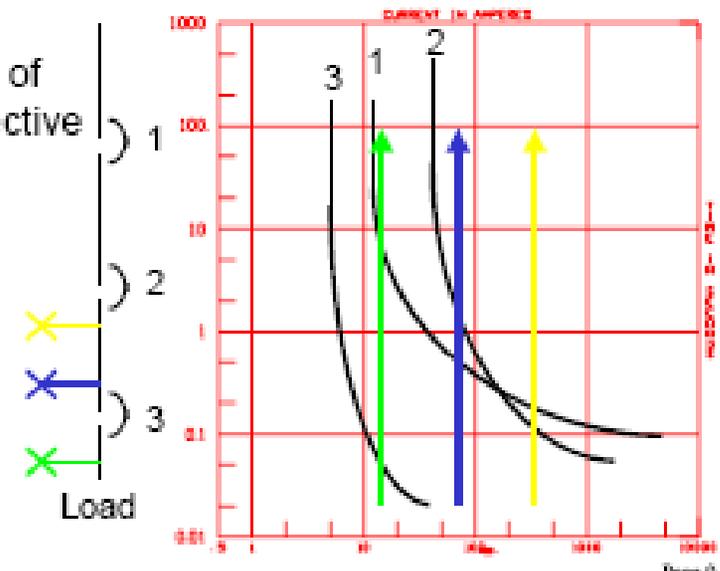
Rule for Complete Selectivity

Device curves should sequence from right to left or top to bottom as you go from supply to load with no crossings or overlaps



Rule for Complete Selectivity

Example of Non-selective System



Márgenes de Coordinación entre Dispositivos

Table 15-1 – CTIs without field calibration

Components	CTI without field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.17 s	0.17 s
Total CTI	0.35 s	0.25 s

Según IEEE Std 242-2001

Nota: márgenes recomendados, en todo caso deben consultarse los datos del fabricante de los diferentes equipos y elementos a coordinar.

Márgenes de Coordinación entre Dispositivos (cont.)

Table 15-2—CTIs with field calibration

Components	CTI with field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.12 s	0.12 s
Total CTI	0.30 s	0.20 s

Según IEEE Std 242-2001

Nota: márgenes recomendados, en todo caso deben consultarse los datos del fabricante de los diferentes equipos y elementos a coordinar.

Márgenes de Coordinación entre Dispositivos (cont.)

Table 15-3— Minimum CTIs^a

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS ^{b,c}	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS ^c	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

^aRelay settings assumed to be field-tested and -calibrated.

^bCS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.

^cSome manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

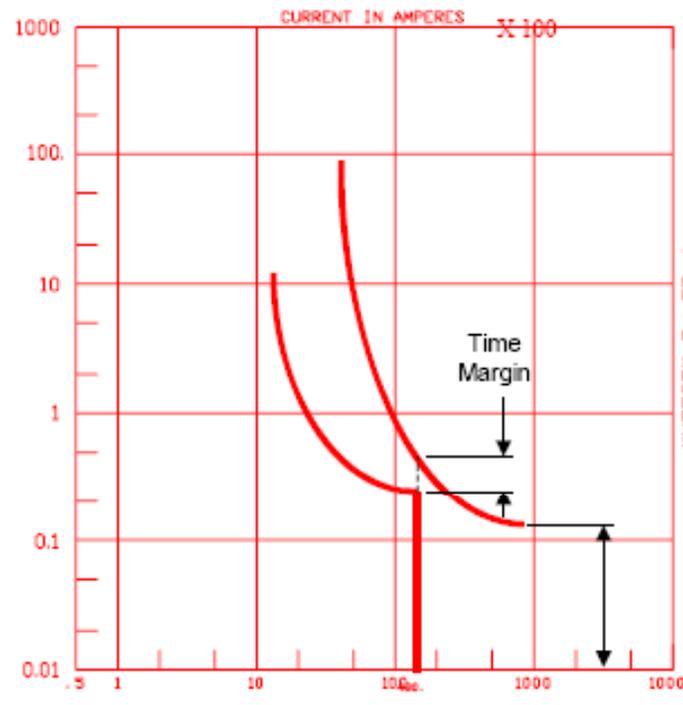
Según IEEE Std 242-2001

Nota: márgenes recomendados, en todo caso deben consultarse los datos del fabricante de los diferentes equipos y elementos a coordinar.

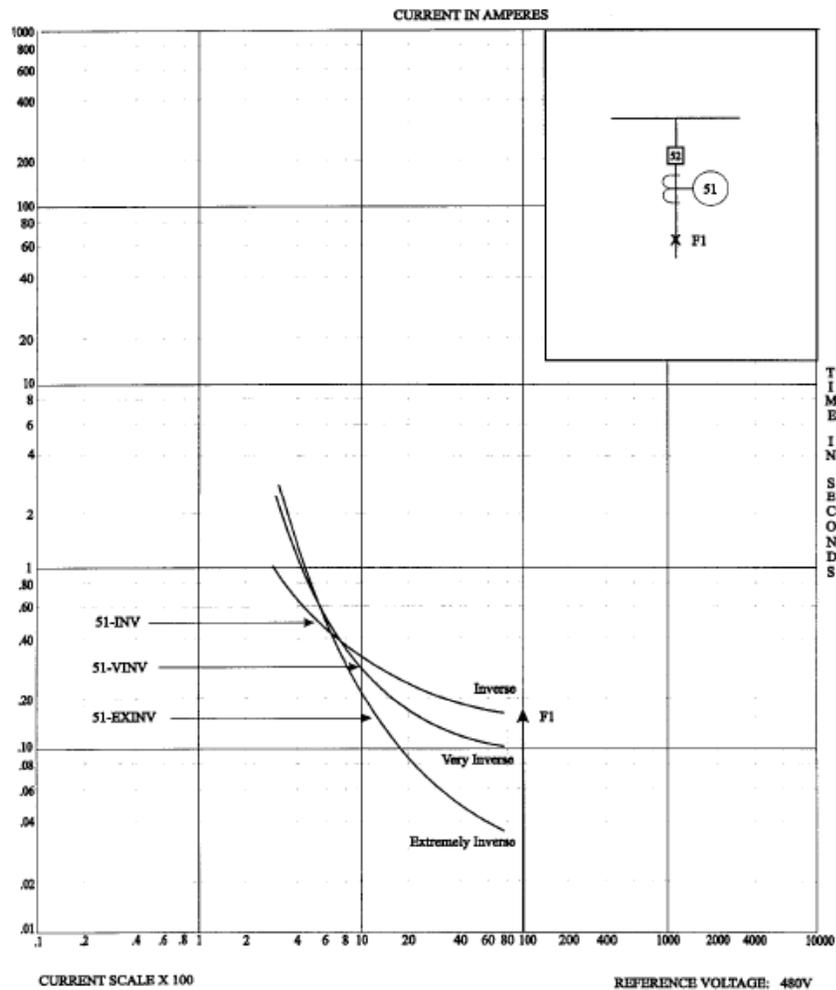
Márgenes de Coordinación entre Dispositivos (cont.)

Protective Relay Curves

- Illustrate operational characteristic of a properly calibrated relay ONLY.
- Does NOT account for:
 - Breaker clearing time
 - Tolerances of associated devices (current transformers)
 - Operational deficiencies (CT saturation)
- Use minimum time margins between relays and other devices to account for these concerns



Selección del Grado de Inversidad de las Curvas

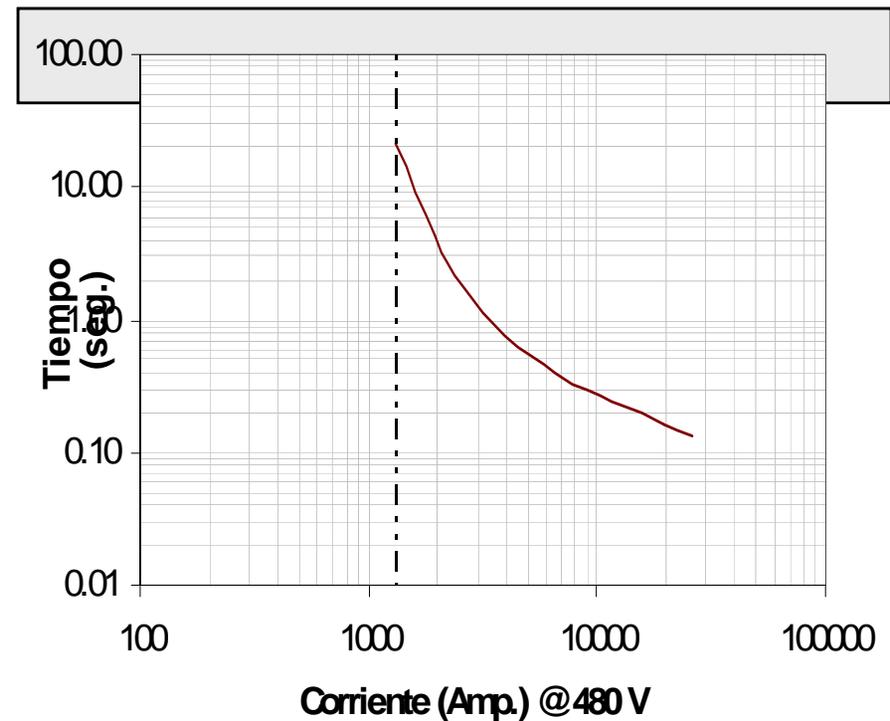


- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Tiempo corto
- Moderadamente inversa
- Tiempo definido

Selección del Grado de Inversidad de las Curvas (cont.)

Curva Inversa:

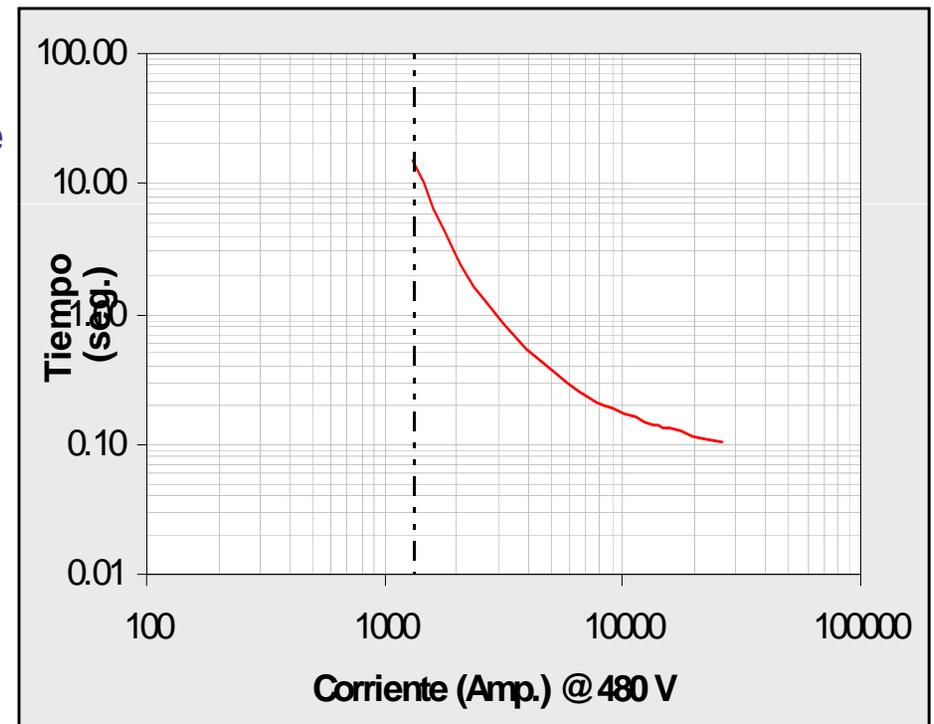
Aplicables en aquellos puntos donde la magnitud de la falla depende de la capacidad de cortocircuito del sistema a una topología específica: La curva t-I es casi plana a altas corrientes, lo cual implica pequeños cambios en los tiempos de operación sobre un amplio rango de corrientes de falla.



Selección del Grado de Inversidad de las Curvas (cont.)

Curva Muy Inversa:

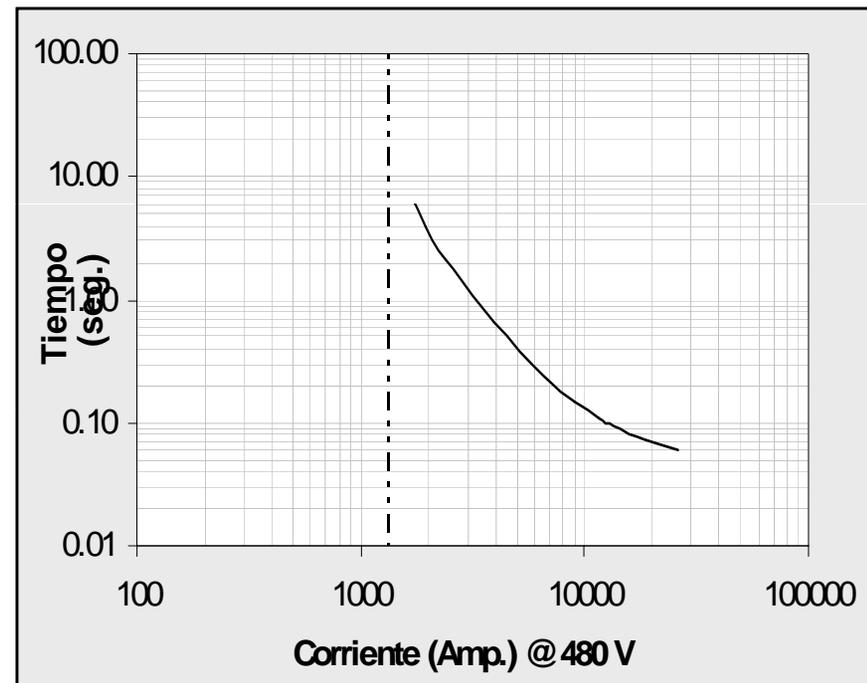
Aplicables en líneas de subtransmisión y distribución, donde la magnitud de la corriente de falla es principalmente una función de la localización relativa de la falla con respecto al relé. Además, provee mejor coordinación con interruptores de baja tensión o como respaldo de otros relés.



Selección del Grado de Inversidad de las Curvas (cont.)

Curva Extremadamente Inversa:

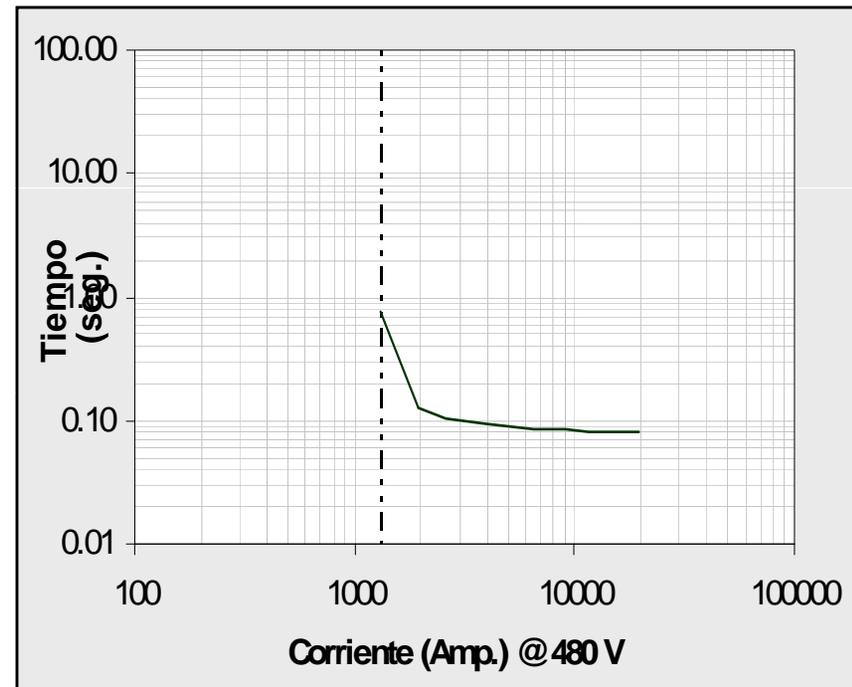
Utilizada en Alimentadores de Suministro Eléctrico de Distribución Primaria para coordinar con fusibles y reconectores principales y ramales.



Selección del Grado de Inversidad de las Curvas (cont.)

Curva Tiempo Corto:

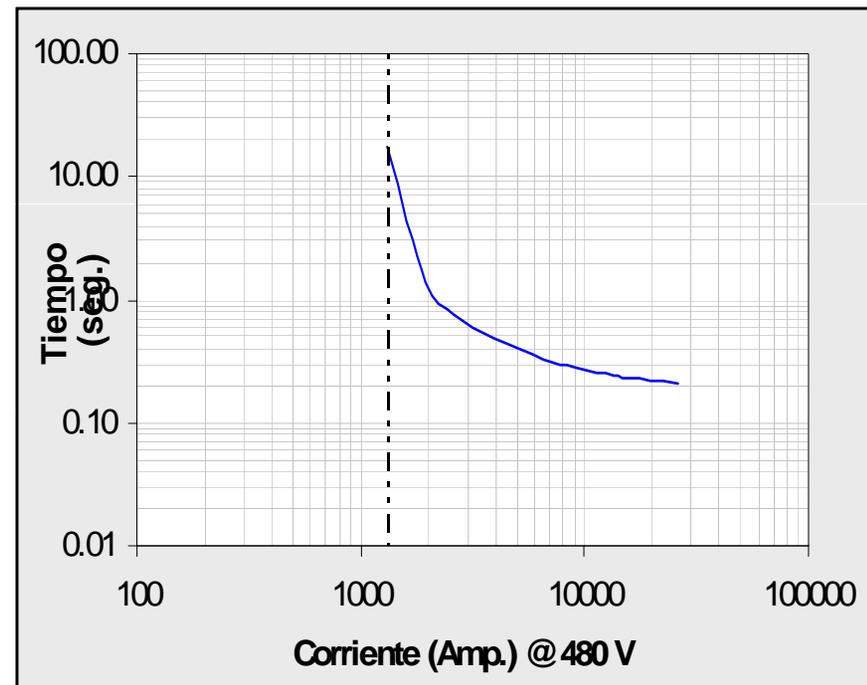
Diseñada para proveer protección contra sobrecorriente cuando se requiere despeje rápido de fallas, tales como en protección residual de tierra, o cuando la rapidez es un factor clave para la estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico. También aplicado en algunos casos a los esquemas diferenciales de barras y generadores cuando la restricción de armónicas no es necesaria.



Selección del Grado de Inversidad de las Curvas (cont.)

Curva Moderadamente Inversa:

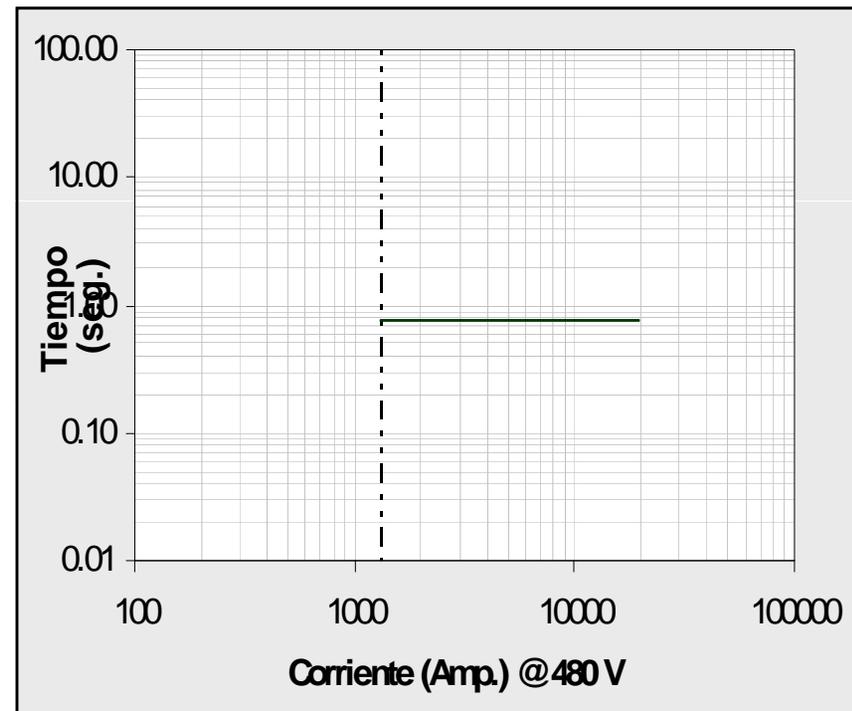
Aplicada con frecuencia en la protección de motores, para evitar problemas en motores con largo tiempo de arranque.



Selección del Grado de Inversidad de las Curvas (cont.)

Curva Tiempo Definido:

Para uso en aquellos casos en que las corrientes de falla y la capacidad de generación varían sensiblemente en un amplio rango. La función es de tiempo fijo (una línea recta horizontal en el gráfico t-I) a partir de unas 10 veces la corriente de pick-up.



Gráficas de Coordinación de Equipos:



Motores de baja tensión

Cargas Estáticas



Barras

Alimentador



Motores de media tensión

Transformadores



Gráficas de Motores de Baja Tensión

Datos iniciales necesarios:

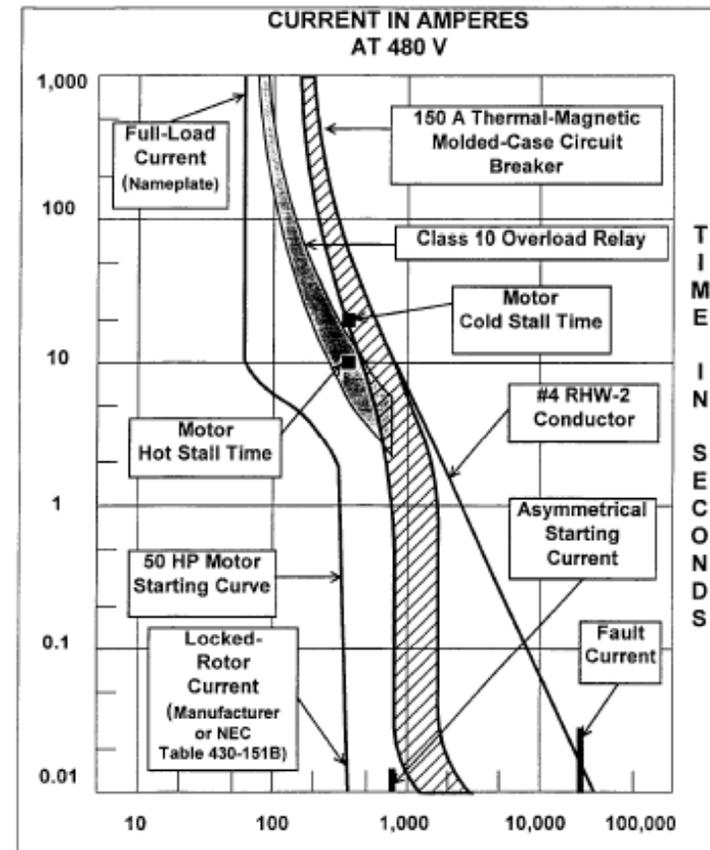
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Ajustes de las protecciones asociadas al motor de mayor capacidad. Estas protecciones son: relé térmico, cortocircuito y falla a tierra.
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curvas de arranque y daño de los motores (datos de los fabricantes o en su defecto de normas).
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo de la barra de 480 V.
- Punto de daño del contactor (Corriente de cortocircuito y Tiempo).
- Curva de daño de los alimentadores



Gráficas de Motores de Baja Tensión (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

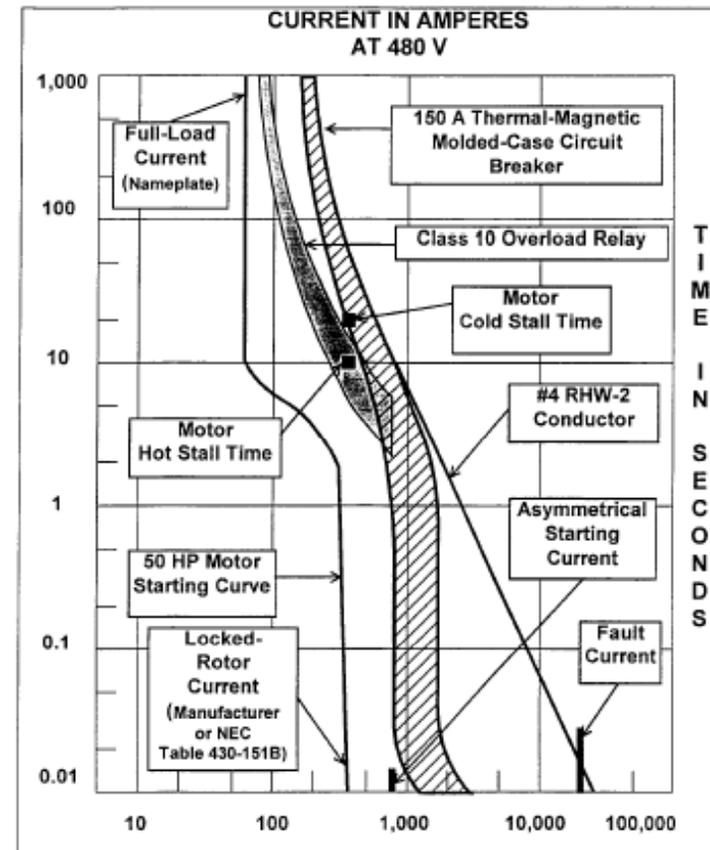
- Curva de Arranque del motor.
- Puntos de daño (Caliente y frío) del motor.
- Curva de la protección térmica e instantánea del motor, con los valores de ajustes reflejado en la tabla.
- Punto de daño del contactor
- Curva de daño de los cables de alimentación al motor
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico



Gráficas de Motores de Baja Tensión (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

- Curva de protección contra falla a tierra del motor, con los valores de ajustes reflejado en la tabla.
- Punto de daño del contactor
- Curva de daño de los cables de alimentación al motor
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico



Gráficas de Cargas Estáticas de Tableros

Datos iniciales necesarios:

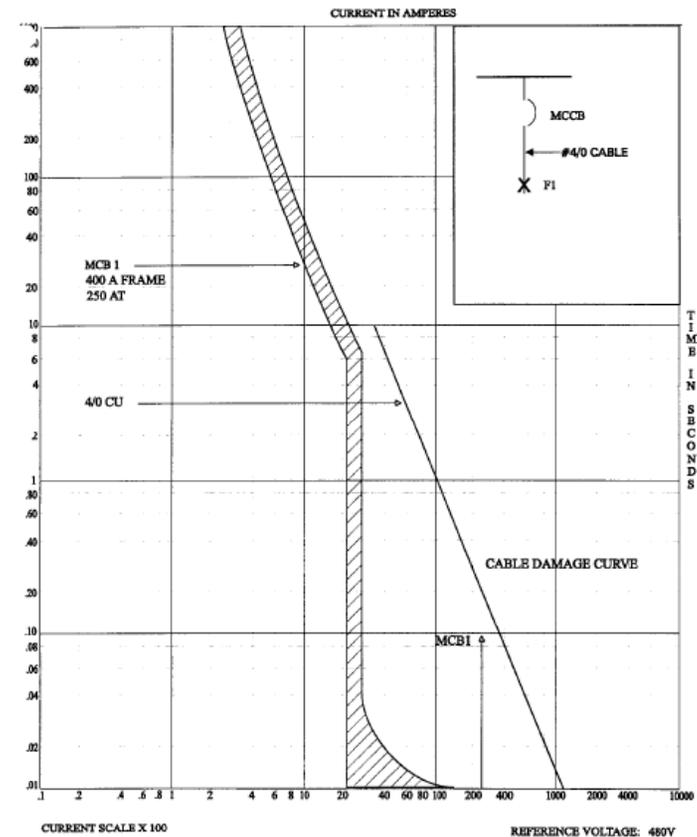
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Conocer I_{nc} a justes de las protecciones asociadas a la carga estática de mayor capacidad (sobrecarga, cortocircuito y falla a tierra si aplica).
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curvas de daño de los alimentadores.
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo de la barra.



Gráficas de Cargas Estáticas de Tableros (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

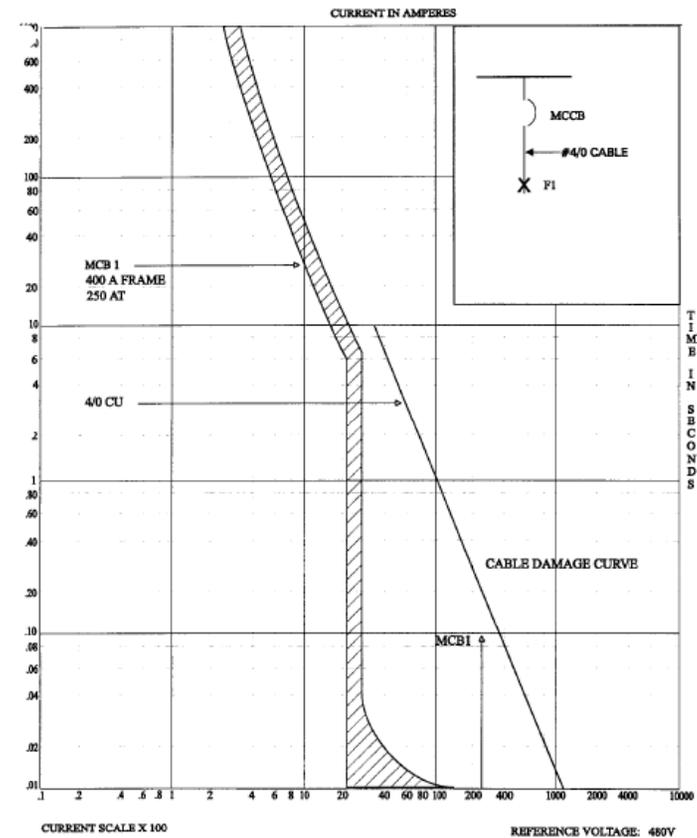
- Corriente de la máxima demanda de la carga
- Curva de daño del alimentador.
- Curva de los dispositivos de protección para fallas en fases
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico



Gráficas de Cargas Estáticas de Tableros (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

- Curva de daño del alimentador.
- Curva de los dispositivos de protección para fallas a tierra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico



Gráficas de Transformadores

Datos iniciales necesarios:

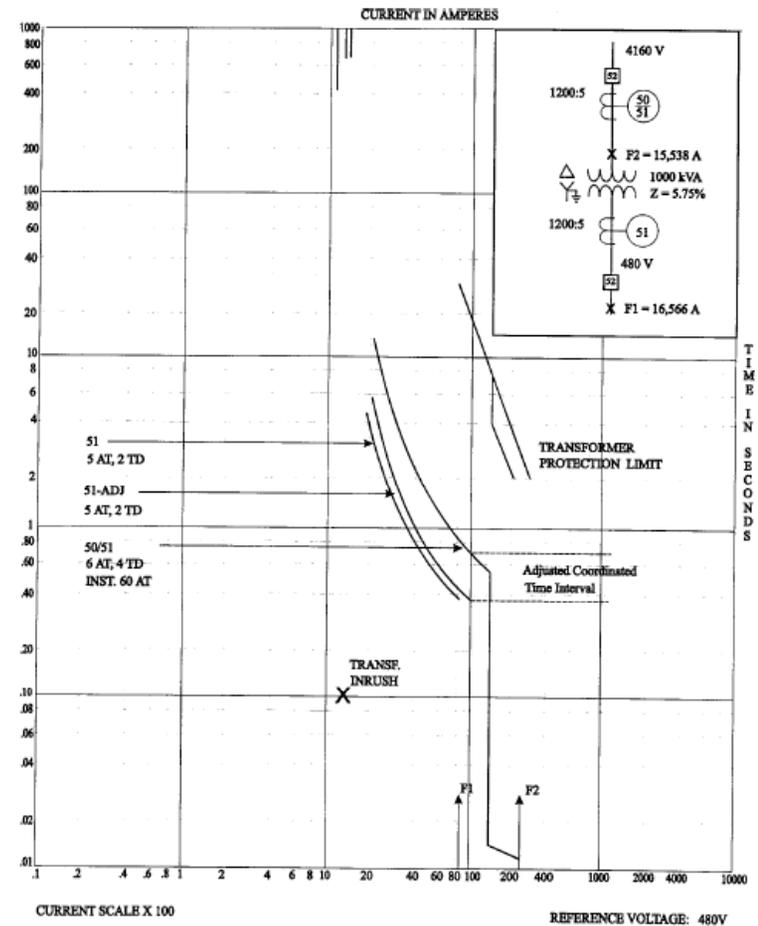
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Conocer I_{nc} a justes de las protecciones asociadas al transformador (sobrecarga, cortocircuito y falla a tierra si aplica).
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curva de daño del transformador.
- Punto de corriente inrush.
- Curva de daño de los alimentadores.
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo de barras.



Gráficas de Transformadores (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

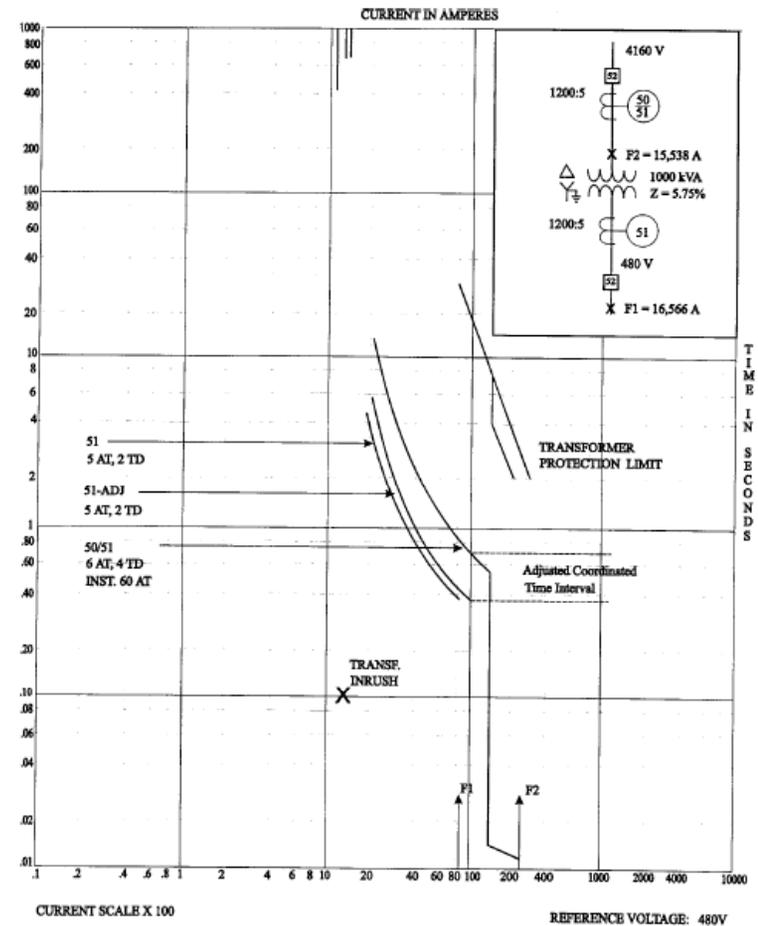
- Curva de daño del transformador.
- Punto de corriente inrush del transformador
- Corriente nominal del transformador (en el voltaje que se esté graficando)
- Curva de daño de alimentadores.
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de fase
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico



Gráficas de Transformadores (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

- Curva de daño del transformador.
- Punto de corriente inrush del transformador
- Corriente nominal del transformador (en el voltaje que se esté graficando)
- Curva de daño de alimentadores.
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de tierra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico



Gráficas de Barras – CDP / CCM

Datos iniciales necesarios:

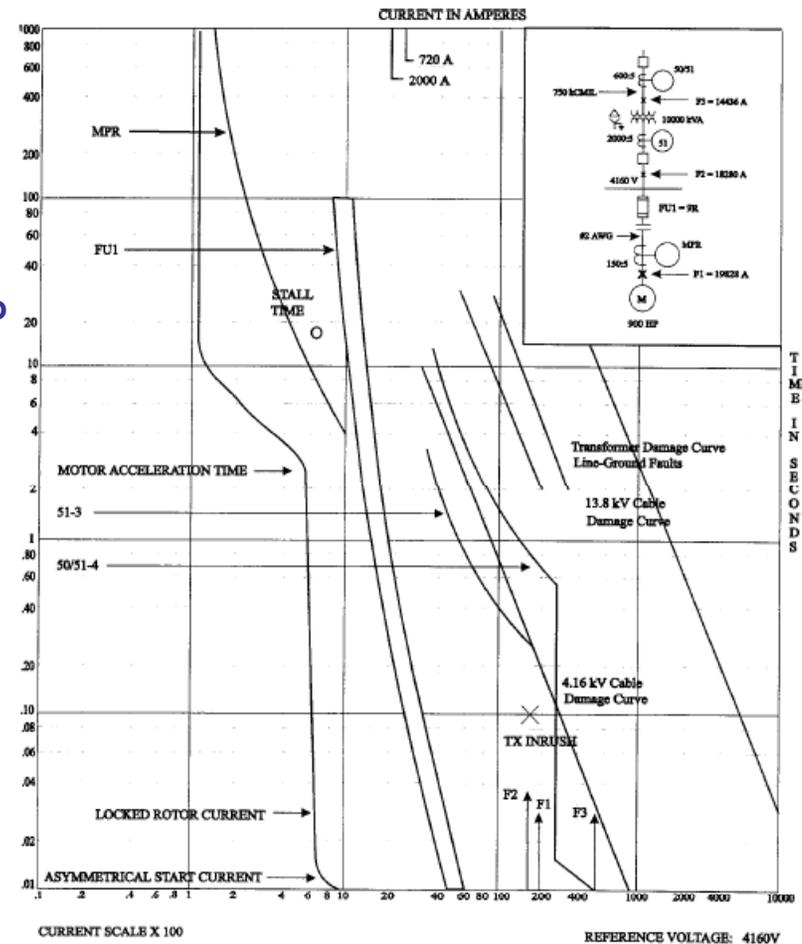
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Conocer I_{nc} a justes de las protecciones en las acometidas y enlace (si aplica).
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curva de daño del equipo de mayor capacidad (motor, transformador, tablero)
- Curva de daño de los alimentadores.
- Demanda máxima del CDP o CCM.
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo de la barra.



Gráficas de Barras – CDP / CCM (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

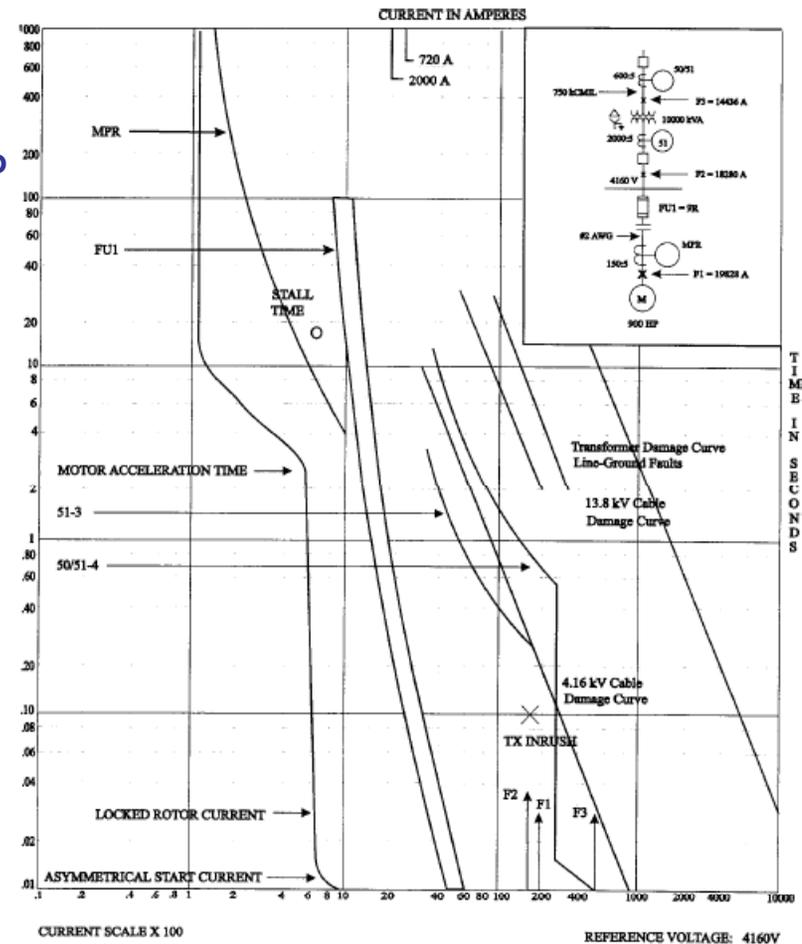
- Punto crítico de coordinación (máxima demanda + arranque de motor).
- Curva de daño del alimentador del CDP o CCM
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de fase
- Punto de daño de la barra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico



Gráficas de Barras – CDP / CCM (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

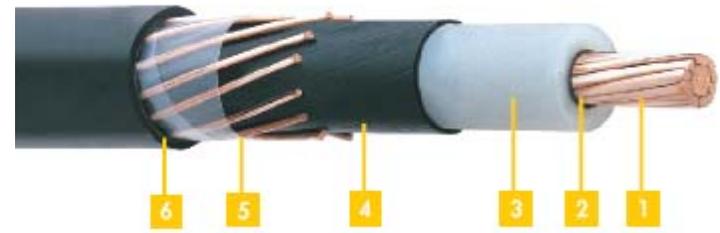
- Curva de daño del alimentador del CDP o CCM
- Curva de los dispositivos de protección por falla a tierra
- Punto de daño de la barra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico



Gráficas de Alimentadores

Datos iniciales necesarios:

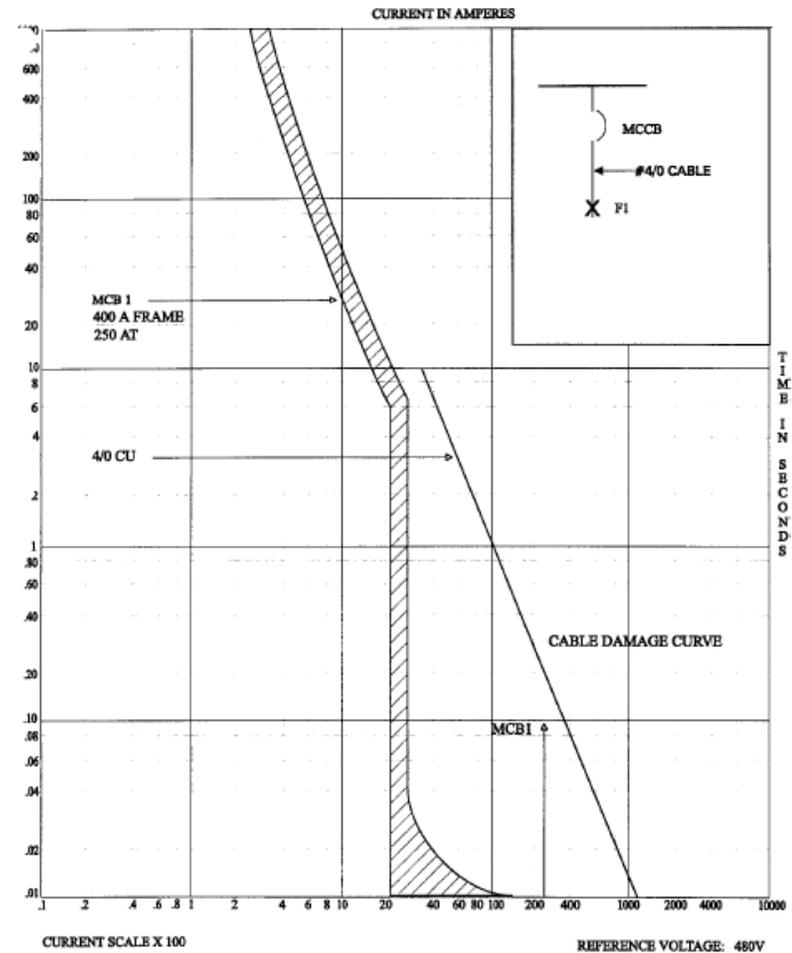
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Conocer I_{nc} a justes de las protecciones (sobrecarga, cortocircuito y falla a tierra)
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curva de daño de los alimentadores.
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo de la barra.



Gráficas de Alimentadores (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

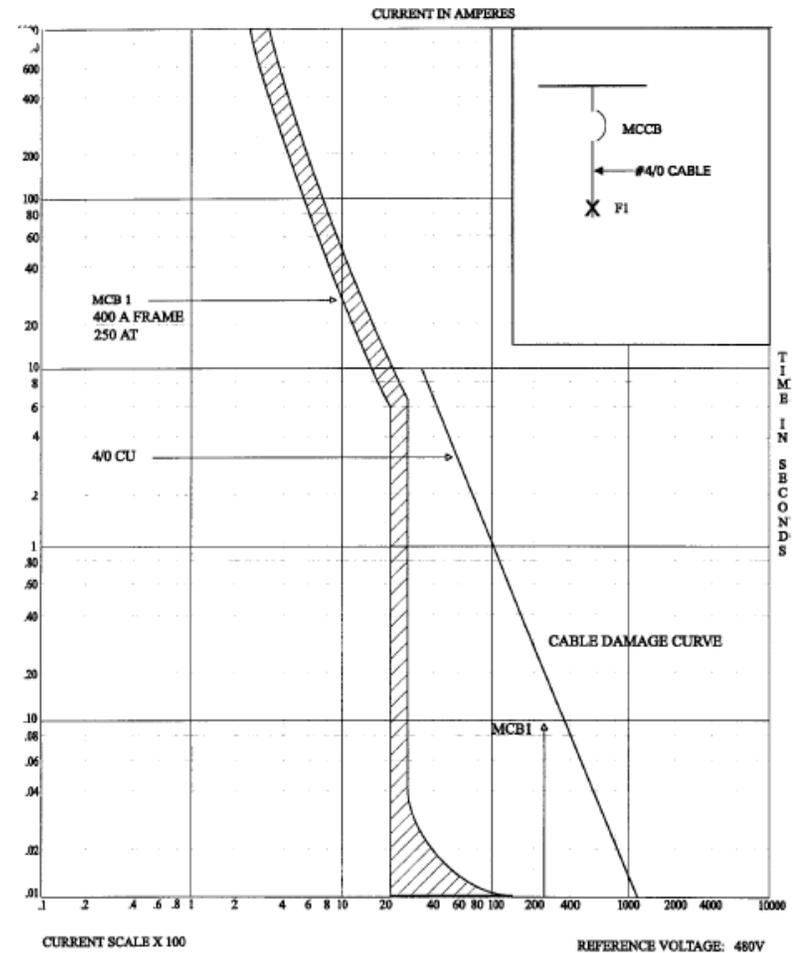
- Curva de daño del alimentador
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de fase
- Punto de daño de la barra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico



Gráficas de Alimentadores (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

- Curva de daño del alimentador
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de falla a tierra
- Punto de daño de la barra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico



Gráficas de Motores de Media Tensión

Datos iniciales necesarios:

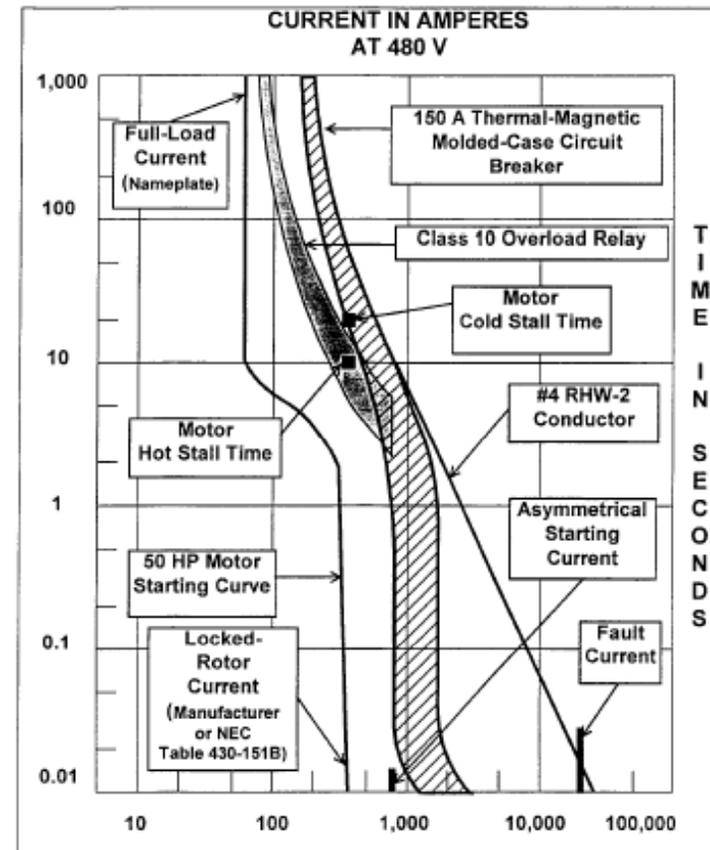
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Ajustes de las protecciones asociadas al motor (imagen térmica, cortocircuito y falla a tierra).
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curvas de arranque y daño del motor (datos de los fabricantes o en su defecto de normas).
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo de la barra.
- Punto de daño del contactor (si aplica).
- Curva de daño de los alimentadores



Gráficas de Motores de Media Tensión (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

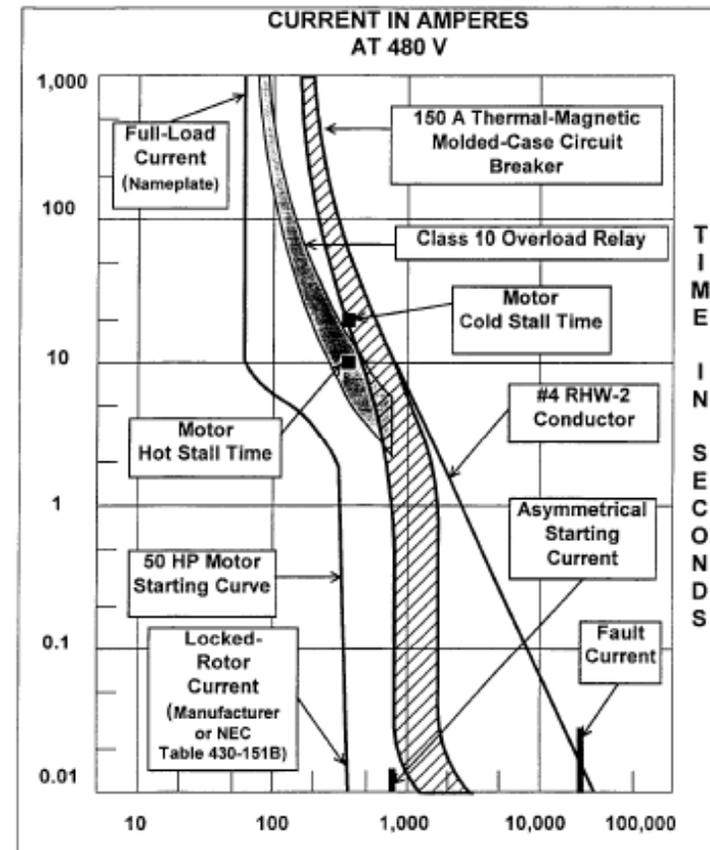
- Curva de Arranque del motor.
- Puntos de daño (Caliente y frío) del motor.
- Curva de la protección térmica e instantánea del motor, con los valores de ajustes reflejado en la tabla.
- Punto de daño del contactor (si aplica)
- Curva de daño de los cables de alimentación al motor
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico



Gráficas de Motores de Media Tensión (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

- Curva de protección contra falla a tierra del motor, con los valores de ajustes reflejado en la tabla.
- Punto de daño del contactor
- Curva de daño de los cables de alimentación al motor
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico



Gráficas de Generadores

Datos iniciales necesarios:

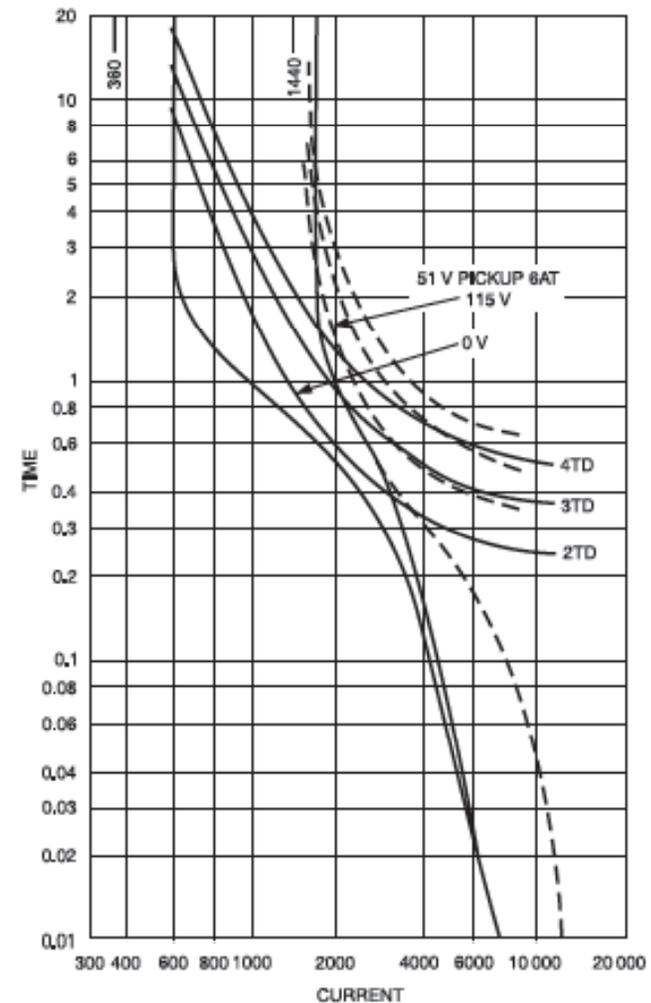
- Tabla de dispositivos de protecciones.
- Conocer I_{nc} a justes de las protecciones asociadas al generador.
- Contar con catálogos de los dispositivos de protecciones.
- Curva de daño del generador.
- Curva de corriente decremental.
- Curva de daño de los alimentadores.
- Niveles de cortocircuito máximo y mínimo.



Gráficas de Generadores (cont.)

Curvas en Gráfica de Fase:

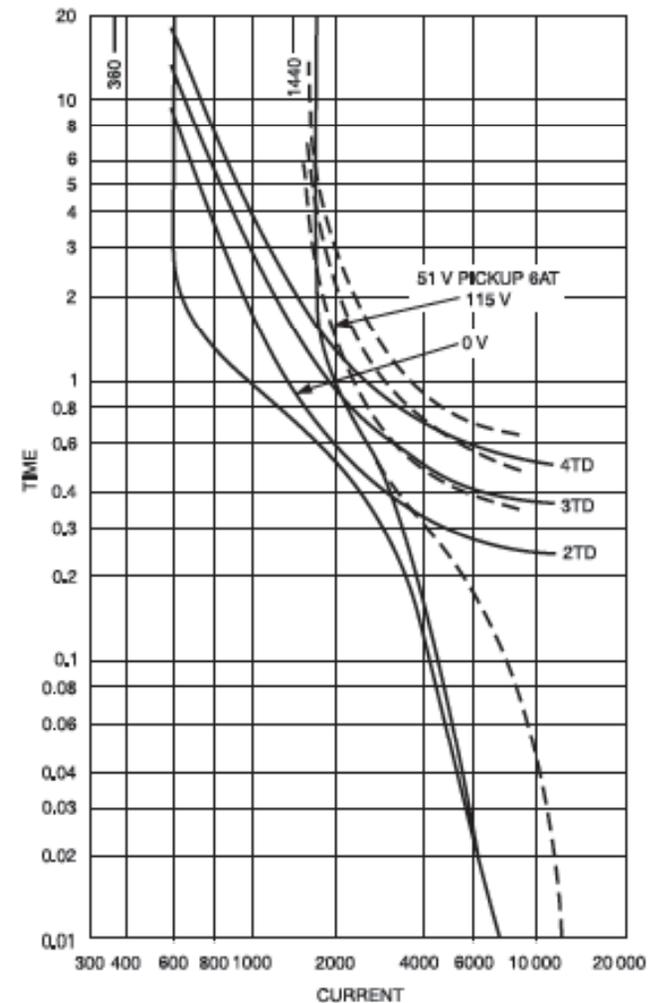
- Curva de daño del generador para falla trifásica.
- Curva decremental para falla trifásica
- Corriente nominal del generador
- Curva de daño de alimentadores.
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de fase
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito trifásico (si no se conoce la curva decremental o hay contribución de otras fuentes).



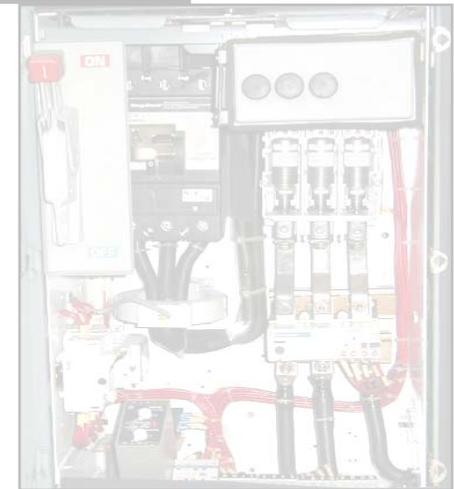
Gráficas de Generadores (cont.)

Curvas en Gráfica de Tierra:

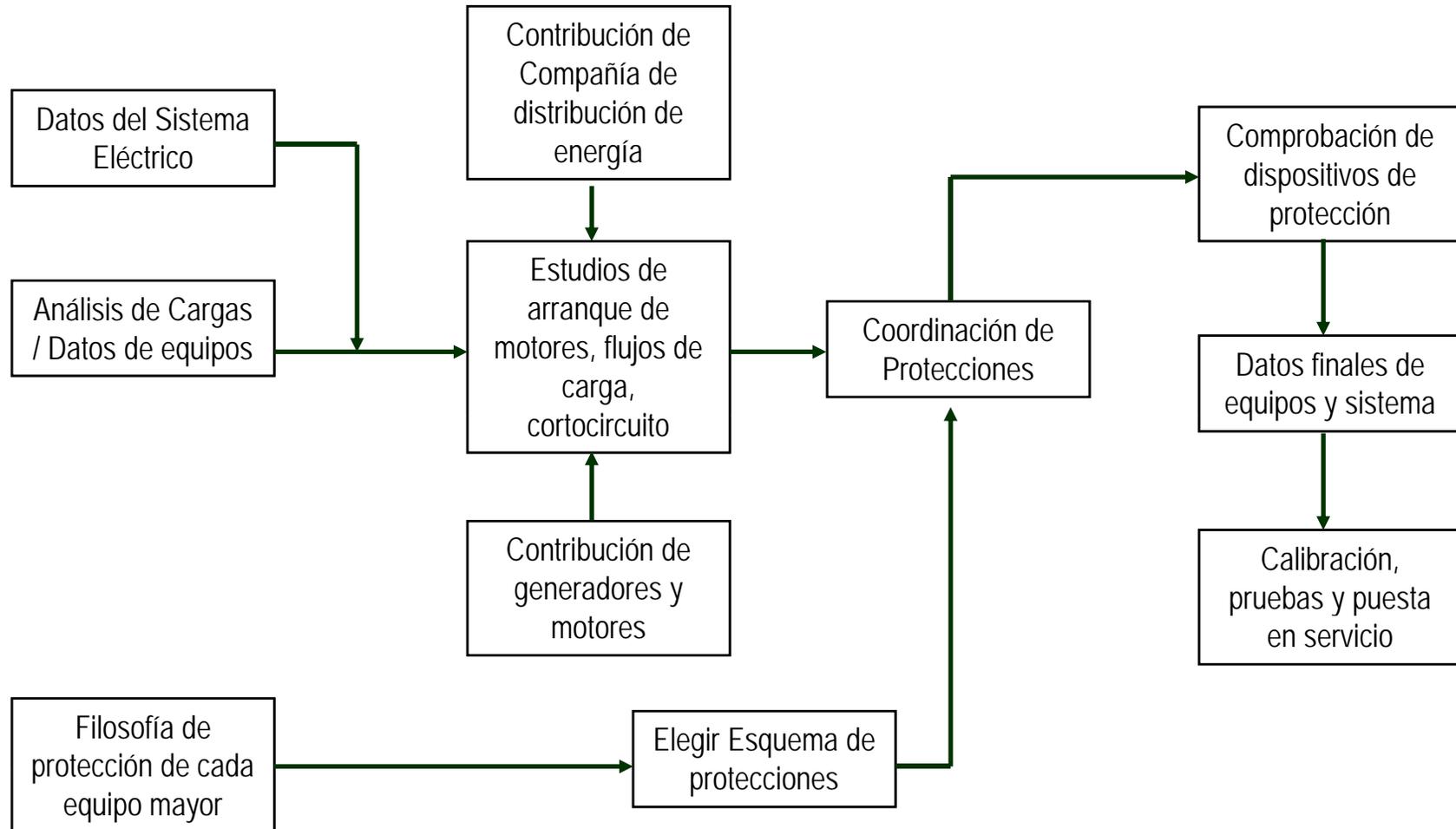
- Curva de daño del generador para falla a tierra.
- Corriente decremental para falla a tierra
- Curva de daño de alimentadores.
- Curva de los dispositivos de protección por sobrecorriente de tierra
- Niveles máximo y mínimo de Cortocircuito monofásico (si no se conoce la curva decremental o hay contribución de otras fuentes).



INFORMACIÓN PARA ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES



Flujograma para Coordinación de Protecciones



Información para Realizar Coordinación de Protecciones

- Datos de las cargas.
- Datos de los componentes del sistema (cables, transformadores, motores, generadores, etc).
- Diagramas unifilares, trifilares, esquemas de control.
- Planos de fabricante de los equipos (Tx, CCM, SWGR, etc.)
- Catálogos de los dispositivos de protección
- Estudio de flujos de potencia.
- Estudio de cortocircuitos.
- Estudio de arranque/reaceleración de motores.
- Estudio dinámico (esquema de bote de carga, separación de áreas, protecciones de generadores).

Resultados Generales de los Estudios Eléctricos

- Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de operación del circuito.
- Demanda en cada nodo del sistema.
- Corriente de cortocircuito momentánea máxima y mínima (primer ciclo).
- Corriente máxima y mínima de interrupción (5 ciclos).
- Corriente máxima y mínima de falla a tierra.
- Corriente máxima (y su dirección fasorial) que circula por los enlaces entre áreas en caso de oscilaciones de potencia y otros fenómenos transitorios.
- Entre otros.

Información en Motores

- Corriente nominal , tensión nominal, potencia nominal, número de fases y frecuencia nominal.
- Curva de arranque al 100% y 80% de su tensión nominal en terminales.
- Factor de potencia, factor de servicio, ciclo de servicio.
- Información sobre heaters, temperaturas de arrollados/cojinetes (motores donde existen RTDs).
- Curvas de daño (motores de media tensión o potencia elevada).
- Características de VFDs asociados (si los hay).

Información en Transformadores

- Potencia nominal en cada régimen de operación (sistemas de ventilación), tensiones nominales, cambiador de tomas.
- Número de fases.
- Corriente de energización o “inrush”.
- Tipo de conexión e impedancia.
- Curva de daño.

Información en Barras - CDPs o CCMs

- Capacidad de conducción de corriente en forma continua.
- Capacidad de cortocircuito (corriente y tiempo).
- Número de hilos (fases + neutro + tierra, según aplique).
- Configuración de barras (radial, secundario selectivo, en anillo, etc).

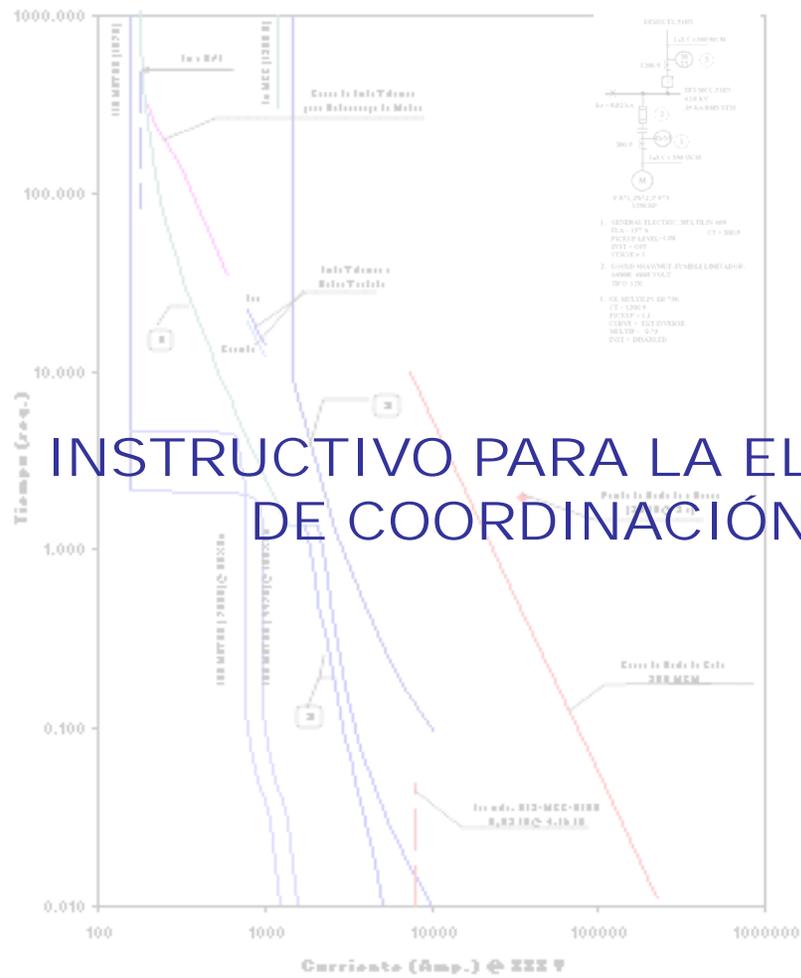
Información en Cables

- Ampacidad
- Curva de daño, tanto en del conductor como de la pantalla / armadura (cuando aplica).

Información en Generadores

- Tensión máxima de excitatriz y tensión máxima de plena carga.
- Curvas decrementales para fallas trifásicas, fase-fase y fase a tierra.
- Reactancias sincrónica, subtransitoria, transitoria de eje “d” y “q”.
- Constante de tiempo transitoria para circuito abierto y subtransitoria de eje “d” y “q”.
- Impedancias de secuencia negativa y cero.
- Reactancia de fuga del estator.
- Curva de daño.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN



INSTRUCTIVO PARA LA ELABORACIÓN DEL INFORME DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES



Partes que comprenden el informe

1. Alcance
2. Documentos de referencia
3. Descripción del sistema eléctrico
4. Premisas o consideraciones generales
5. Criterios generales de ajustes de coordinación de protecciones.
6. Análisis de gráficas de coordinación de protecciones.
7. Tabla de Ajustes de Protecciones
8. Conclusiones y Recomendaciones
9. Anexos correspondientes

Breve Descripción de Partes del informe

1. Alcance

Describe el contenido del estudio, delimitando el sistema eléctrico analizado, referenciando al proyecto del cual forma parte.

2. Documentos de Referencia

Indica las normas, estándares, publicaciones, así como documentos y planos del proyecto que son usados como referencia en el estudio de coordinación de protecciones.

Por ejemplo: estándares y normas IEEE, ANSI; lista de cargas, diagramas unifilares, estudios de cortocircuito, etc.

Se coloca el código y título del documento/plano.

Breve Descripción de Partes del informe (cont.)

3. Descripción del Sistema Eléctrico

Se hace una breve descripción del sistema eléctrico analizado, señalando los límites de batería del estudio. Se recomienda colocar un esquema o diagrama unifilar general del mismo.

4. Premisas o Consideraciones Generales

Las premisas representan las consideraciones hechas de información que no se conoce con certeza al momento del estudio. Por ejemplo, las curvas de daño de transformadores, las curvas de arranque y de daño de motores, etc.

Cuando esto pasa, esta información es obtenida de normas u otra bibliografía confiable, lo cual hay que señalarlo en las premisas.

Breve Descripción de Partes del informe (cont.)

4. Premisas o Consideraciones Generales (cont.)

También es típico informar que para los relés multifunción solo se dan a conocer los ajustes que son objeto del estudio, que los no señalados son responsabilidad de terceros.

5. Criterios Generales de Ajustes de Coordinación de Protecciones

Se inicia señalando el procedimiento seguido para realizar la adecuada protección de los elementos y equipos del sistema eléctrico analizado (transformadores, motores, cables, CDPs, CCMs, etc), así como la elaboración de las gráficas de coordinación de protecciones.

Es importante señalar que concepto prevalece ante conflicto entre la protección y selectividad (normalmente prevalece la protección)

Breve Descripción de Partes del informe (cont.)

5. Criterios Generales de Ajustes de Coordinación de Protecciones (cont.)

Se dan a conocer para cada elemento o equipo que forma parte del sistema eléctrico, los criterios de ajustes utilizados para los dispositivos de protección.

Entre estos criterios se señalan los ajustes de corrientes de arranque (pick-up), dial de tiempo, tipo de curva, etc.

6. Análisis de Gráficas de Coordinación de Protecciones

Se indican las gráficas que forman parte del estudio, recordando que para cada zona de protección analizada debe existir una gráfica para fallas de fase y para fallas a tierra.

Breve Descripción de Partes del informe (cont.)

6. Análisis de Gráficas de Coordinación de Protecciones (cont.)

A cada una de estas gráficas se le hace un análisis, señalando el resultado logrado en protección y selectividad.

Las gráficas son colocadas en un anexo del informe.

7. Tabla de Ajustes de Protecciones

Se señala que en las tablas de ajustes de protecciones son mostrados los ajustes resultantes del estudio realizado, y que los ajustes no señalados son responsabilidad de terceros.

Las tablas son colocadas en un anexo del informe.

Breve Descripción de Partes del informe (cont.)

8. Conclusiones y recomendaciones

Se indican las principales conclusiones que se obtienen del estudio y las recomendaciones para mejorar el sistema analizado, en caso de que aplique.

9. Anexos

Conformados básicamente por las gráficas de coordinación de protecciones y por las tablas de ajustes.

Si El Cliente lo requiere, se colocan parte de los catálogos de los dispositivos de protección analizados, o cualquier otra información solicitada que se haya empleado durante el estudio.

ANEXO N°2 - MATERIAL

Standardization of Benchmarks for Protective Device Time-Current Curves

CONRAD R. ST. PIERRE AND TRACEY E. WOLNY

Abstract—The history of time-current curves and the development of time-current curve techniques and practices leading up to the present day standards are reviewed. A format is suggested for the calculation and illustration of benchmarks on time-current curves. The discussion will encompass medium- and low-voltage coordination benchmarks as well as the identification of time-current curve elements. A brief discussion of time-current curve production using computer graphic techniques is also included.

HISTORY

PROTECTIVE devices, such as circuit breakers, fuses, and relays, have been widely used in industrial plants for system protection since the beginning of the twentieth century. The proper selection and adjustment of these devices can provide the user with optimum circuit and equipment protection while maintaining service continuity. In the early 1950's a push was made to standardize the time-current characteristic curves for relays and later for fuses and low-voltage circuit breakers in order to facilitate the coordination of overcurrent devices. At this time manufacturers began to produce protective device time-current characteristic curves with uniform time and current scales, while standardizing the pertinent information identifying the curves. These efforts constitute the basis for the present-day development of time-current characteristic curves.

TIME-CURRENT CURVE PAPER

The graph paper used for medium- and low-voltage coordination matches the log-log scales manufacturers use for fuse, relay, and breaker time-current characteristic curves. The ordinate represents time and, generally, consists of a five-decade logarithmic scale ranging from 0.01 to 1000 s. The abscissa represents the current level and consists of a four-and-a-half-decade logarithmic scale. The range of the current scale is selected (or designated) by the user to match the voltage and current range of the devices being shown.

EQUIPMENT COORDINATION BENCHMARKS

Transformers

Until 1979 a thermal curve [8, fig. 92-06.200] was used to represent a transformer's ability to withstand through short-circuit currents on the assumption that the transformer thermal

Paper IPCSD 85-67, approved by the Power Systems Protection Committee of the IEEE Industry Applications Society for presentation at the 1985 Industry Applications Society Annual Meeting, Toronto, ON, October 6-11. Manuscript released for publication March 11, 1986.

The authors are with the General Electric Company, Industrial Power Systems Engineering, 1 River Road, Building 6-309, Schenectady, NY 12345.

IEEE Log Number 8608870.

TABLE I

Category	Minimum Nameplate kVA (Principal Winding)	
	Single-Phase	Three-Phase
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10 000	5001-30 000
IV	above 10 000	above 30 000

effects produced the most severe internal stresses [1]. However, it has been determined that the mechanical effects are more significant than the thermal effects, particularly for transformers with larger kVA ratings. In 1983 the standards board approved the *Transformer Through-Fault Current Duration Guide* [2]. This guide discusses the techniques used to construct the transformer through-fault current-withstand curve for category I-IV transformers. Table I lists the four categories of transformers and their respective kVA ranges. These values apply only to oil-filled transformers.

In order to determine whether representing the transformer mechanical through-fault curve in addition to the thermal curve is necessary, the transformers are separated into two classes: those susceptible to frequently occurring faults and those susceptible to infrequently occurring faults. Frequently occurring faults are considered to be characterized by more than ten faults in a lifetime for a category II transformer and more than five faults in a lifetime for a category III transformer. Category IV transformers are classified as being susceptible to frequently occurring faults.

Transformers susceptible to frequently occurring faults must be represented with the mechanical and thermal curve, and transformers susceptible to infrequently occurring faults can be represented with the thermal curve only. Since the thermal plus the mechanical curve is considered to be more conservative, it has been used in the remainder of the paper.

Category I transformers can be represented by the thermal curve. However, the remaining transformers must be represented with a combination of a thermal and a mechanical curve, often referred to as the ANSI transformer protection curve, the ANSI curve, or the Z curve. The older "ANSI point" was one point on the ANSI curve. Table II and Fig. 1 illustrate the calculation methods used to derive the ANSI curve for category I-IV transformers.

The ANSI withstand requirements for distribution and power transformers given in [9, para. 2.08-110 and -112] requires that a "transformer shall be capable of withstanding, without injury, the mechanical and thermal stress caused by

TABLE II

Calculation Point	Transformer Category	Time (s)	Current (A)
1	I ^a	$T = 1250(Z_t)^2$	$I = (Xfmr \text{ rated OA})/Z_t$
	II	$T = 2$	$I = (Xfmr \text{ rated OA})/Z_t$
	III, IV	$T = 2$	$I = (Xfmr \text{ rated OA})/(Z_t + Z_s)$
2	II	$T = 4.08$	$I = 0.7 (Xfmr \text{ rated OA})/Z_t$
	III, IV	$T = 8.00$	$I = 0.5 (Xfmr \text{ rated OA})/(Z_t + Z_s)$
3	II	$T = 2551(Z_t)^2$	$I = 0.7 (Xfmr \text{ rated OA})/Z_t$
4	III, IV	$T = 5000(Z_t + Z_s)^2$	$I = 0.5 (Xfmr \text{ rated OA})/(Z_t + Z_s)$
	I, II, III, IV ^b	$T = 50$	$I = 5 \times Xfmr \text{ rated OA}$

where

Z_t transformer impedance in per-unit on transformer self-cooled kVA base,
 Z_s source impedance in per-unit on transformer self-cooled kVA base,
 OA oil-immersed self-cooled,
 Xfmr transformer.

^a Minimum allowable transformer impedance for calculation of T and I :

One-Phase kVA	Three-Phase kVA	Minimum Z_t in Per-Unit on Transformer Base
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

^b Calculation point 4 was chosen by authors as a reference point ($T = 50$, $I = 5 \times Xfmr \text{ rated OA}$ amperes). The thermal damage curve actually extends to 1800 s and can be plotted to 1000 s.

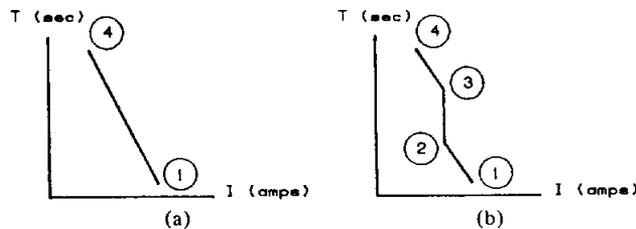


Fig. 1. (a) ANSI curve for category I transformers. (b) ANSI curve for category II, III, and IV transformers.

short circuits on the external terminals of any winding or windings, with rated voltage maintained across the terminals of all other windings intended for connection to the source of energy." In order to meet this requirement it is sometimes necessary to shift the ANSI curve. Table III shows the ratio of the per-unit primary-side current to the per-unit transformer winding current for delta-delta, delta-wye, and wye-wye connected transformers. A line-to-ground fault on a solidly grounded system supplied by a delta-wye transformer produces a maximum primary current seen by a protective device to be 58 percent of the maximum line current in the faulted secondary winding. One per-unit current flows in a secondary winding for both the line-to-ground and three-phase faults. Therefore, the ANSI curve must be shifted by 58 percent of the three-phase current level in order to ensure that the transformer primary device is capable of detecting these lower primary winding currents. A line-to-ground fault produces the same secondary winding current levels as a three-phase fault. Similarly, a line-to-line fault on a system supplied by a delta-delta transformer produces a maximum primary line current of 87 percent of the maximum primary line current for a three-phase fault for the same 58 percent transformer winding

TABLE III
RATIO OF PER-UNIT PRIMARY SIDE CURRENT TO PER-UNIT TRANSFORMER WINDING CURRENT^a

Transformer Connection	Type of Fault				ANSI Factor
	Three Phase	Phase-Phase	Line to ground		
	1.0	0.87	N.A.	0.87	
	1.0	1.15	0.58	0.58	
	1.0	1.15	N.A.	1.0	
	1.0	1.0	N.A.	1.0	
	1.0	1.0	1.0	1.0	
CORE TYPE	1.0	1.0	0.67	0.67	
SHELL TYPE	1.0	1.0	N.A.	1.0	
	1.0	1.0	N.A.	1.0	
	1.0	1.0	N.A.	1.0	
	1.0	1.0	N.A.	1.0	
	1.0	1.15	1.0	1.0	
	1.0	1.0	0.67	0.67	
	1.0	1.0	0.67	0.67	
	1.0	1.0	N.A.	1.0	

^a Ratio is A/B where A is the primary line current for an unbalanced fault divided by the secondary winding current for an unbalanced fault and B is the primary line current for a three-phase fault divided by the secondary winding current for a three-phase fault.

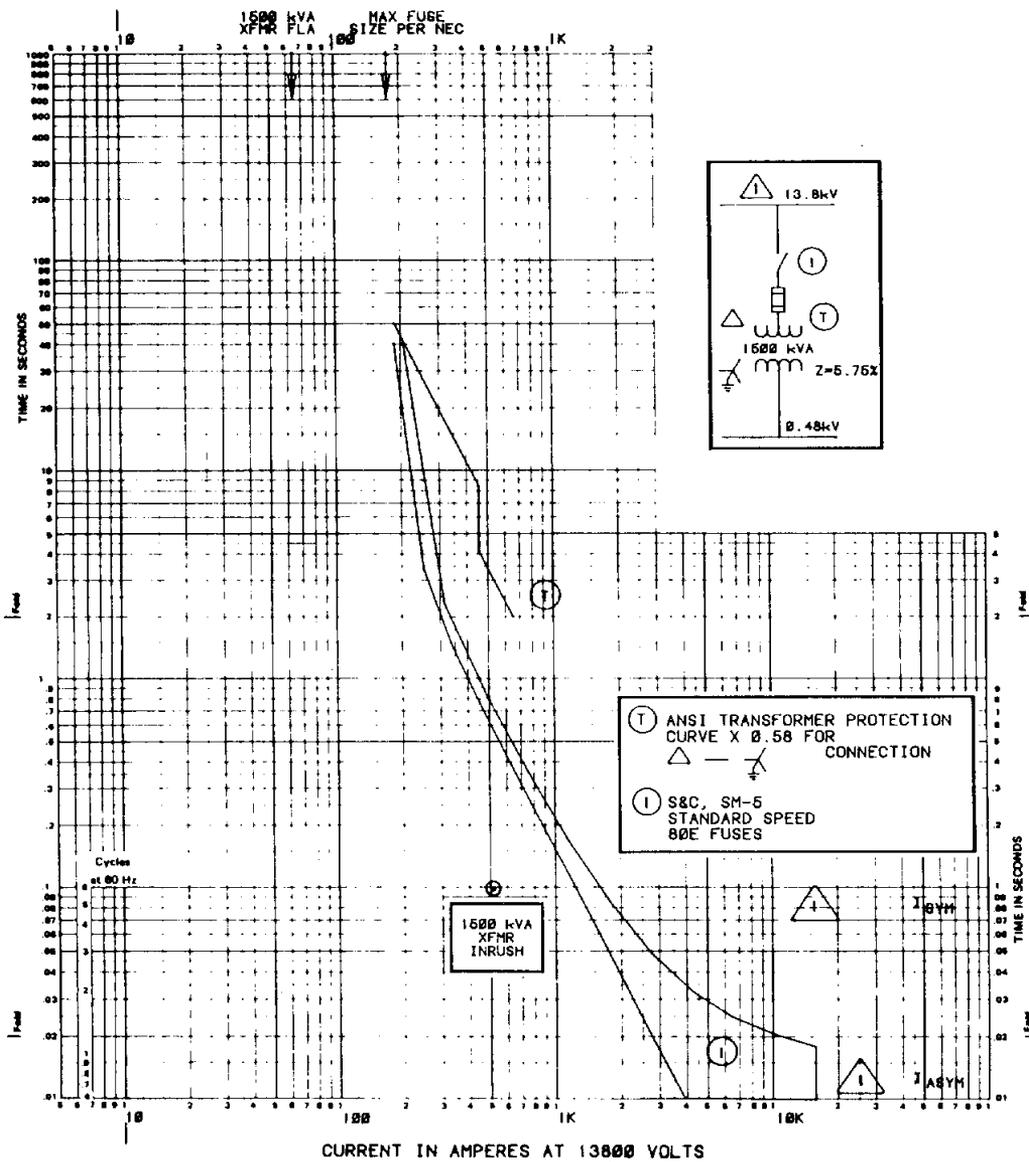


Fig. 2. Coordination benchmarks for 1500-kVA transformer protected by fuses.

current. To protect a delta-delta transformer for a line-to-line fault condition, the protective device must be set at 87 percent of the three-phase current level. For these fault conditions, it is necessary to shift the ANSI curve to a lower value to ensure that the transformer primary device is capable of detecting these lower winding currents and thus protecting the transformer windings against through faults.

As an example, Fig. 2 shows the ANSI curve for a 1500-kVA delta primary-solidly grounded wye secondary transformer with a 5.75-percent impedance. Note that the transformer withstand curve has been shifted by 58 percent to represent the reduced primary line current as compared to the maximum secondary winding current.

In addition to the transformer ANSI curve, the transformer inrush current point is an important benchmark. This point approximates the effect of inrush current in causing operation of the protective devices, such as fuses and relays. The inrush current is dependent upon the transformer rating and is typically identified at 0.1 s. The inrush point is a variable and

TABLE IV

Transformer kVA	Inrush Current (rms)
500-2500	8 × full load
Above 2500	10-12 × full load

depends on the residual magnetism in the transformer and the point on the voltage wave when energizing occurs. Table IV lists typical inrush currents, based on transformer rating, that have been shown from a relaying point of view to prevent tripping on energizing. The inrush currents for transformers rated less than 500 kVA may exceed those listed in Table IV.

The transformer full-load current and the National Electric Code (NEC) requirements for transformer overcurrent protection are the two remaining transformer benchmarks. The National Electric Code [3, article 450-3] lists the required limits for primary and secondary transformer overcurrent protection. Table V lists the overcurrent device limits for

TABLE V
MAXIMUM OVERCURRENT DEVICE

Transformer Rated Impedance	Primary			Secondary		
	Voltage (V)	Circuit Breaker (Percent)	Fuse (Percent)	Over 600 V Circuit Breaker (Percent)	Fuse (Percent)	600 V or Below Circuit Breaker or Fuse (Percent)
All		300	250	none	none	none
Not more than six percent	over 600	600	300	300	250	250
More than six percent and not more than ten percent		400	300	250	225	250
All		125	125	—	—	none
		250	250	—	—	125
Not more than six percent	600 or below	600	600	—	—	coordinated
More than six percent and not more than ten percent		400	400	—	—	thermal overload protection

transformers, assuming the transformer is not equipped with coordinated thermal overload protection. The numbers shown represent the percent of rated transformer current (primary or secondary as applicable) which the overcurrent device rating or setting must not exceed. Fig. 2 shows the coordination benchmarks needed for transformer protection. The ANSI withstand curves or the NEC protection requirements will provide the upper allowable limits of protection for the transformer. For example, an overload relay set at six times the transformer full-load current generally will not meet the ANSI withstand requirements. Therefore, in this case the ANSI withstand curve is the limiting factor in the relay setting.

Motors

Several coordination benchmarks are required to ensure adequate motor protection. The motor's characteristic curve should consist of five parts: 1) the inrush current, 2) the locked rotor current, 3) the acceleration time, 4) the allowable stall time, and 5) the full-load current. The inrush current consists of the current through the motor windings when the motor is initially energized. This number is not available from the motor manufacturer since the system fault X/R (reactance/resistance) ratio determines the total current (symmetrical plus offset). Therefore, an approximation is required. A value of inrush current is derived by the following equation:

$$I_{\text{inrush}} = I_{\text{locked rotor}} \times 1.6 \times 1.1.$$

The 1.6 factor accounts for the asymmetrical component of the current present during inrush, and the 1.1 factor is a safety factor which accounts for an elevated terminal voltage prior to starting. The transition between the inrush and the locked rotor currents generally occurs at approximately 0.1 s.

The second part of the motor characteristic curve is the locked rotor current. This value is often available from the motor data sheet and represents the motor current at zero speed. If the locked rotor current is not known, the NEMA letter, frequently found on the motor nameplate, can be used to determine this value. The NEC [3, table 430-7(b)] lists the

NEMA code letters and their respective ranges of locked rotor kVA. The motor locked rotor current maximum duration is determined by the thermal heating limit curve. If the motor has not started to accelerate at this point, the motor winding insulation may be thermally damaged unless a protective device removes the motor from service before the stall time is reached. Once the motor begins to accelerate, the starting current becomes slightly less than the locked rotor current.

The third and fourth items of concern are the acceleration time of the motor and its locked rotor stall time. The acceleration time designates the transition from the starting current to the full-load current and is dependent on the motor size, torque, inertia, and load. The rotor stall time represents a point on the motor I^2t thermal heating limit curve at locked rotor current. This value is often available from the motor manufacturer. Some motor manufacturers provide a hot and a cold stall time. If both are available, they should be placed on the time-current curve. The overcurrent protection must give enough time delay to allow the motor to start, but not so much time that the operating time at locked rotor current is above the rotor stall time. If the acceleration time is greater than the stalled rotor time, special relaying considerations may be required.

The final segment of the motor characteristic curve, the full-load current, can be obtained from the motor nameplate. If this information is not available, an approximation of 1.0 kVA/hp for induction motors under 100 hp, 0.95 kVA/hp for motors of 101–1000 hp, and 0.90 kVA/hp for motors over 1000 hp can be used to determine the current. A correction factor of current values due to differences in the system operating voltage to the motor nameplate voltage rating should be included if exact motor data are furnished.

In addition to the motor characteristic curve, a benchmark designating the maximum allowable overcurrent device setting for motor overload protection is recommended. Motor overload protection is discussed in [3, art. 430, sec. c]. Table VI summarizes the maximum protective device setting as a function of the motor full-load current for the most common

TABLE VI

Motor Service Factor	Maximum Overcurrent Device (percent)
1.00	115
1.15	125

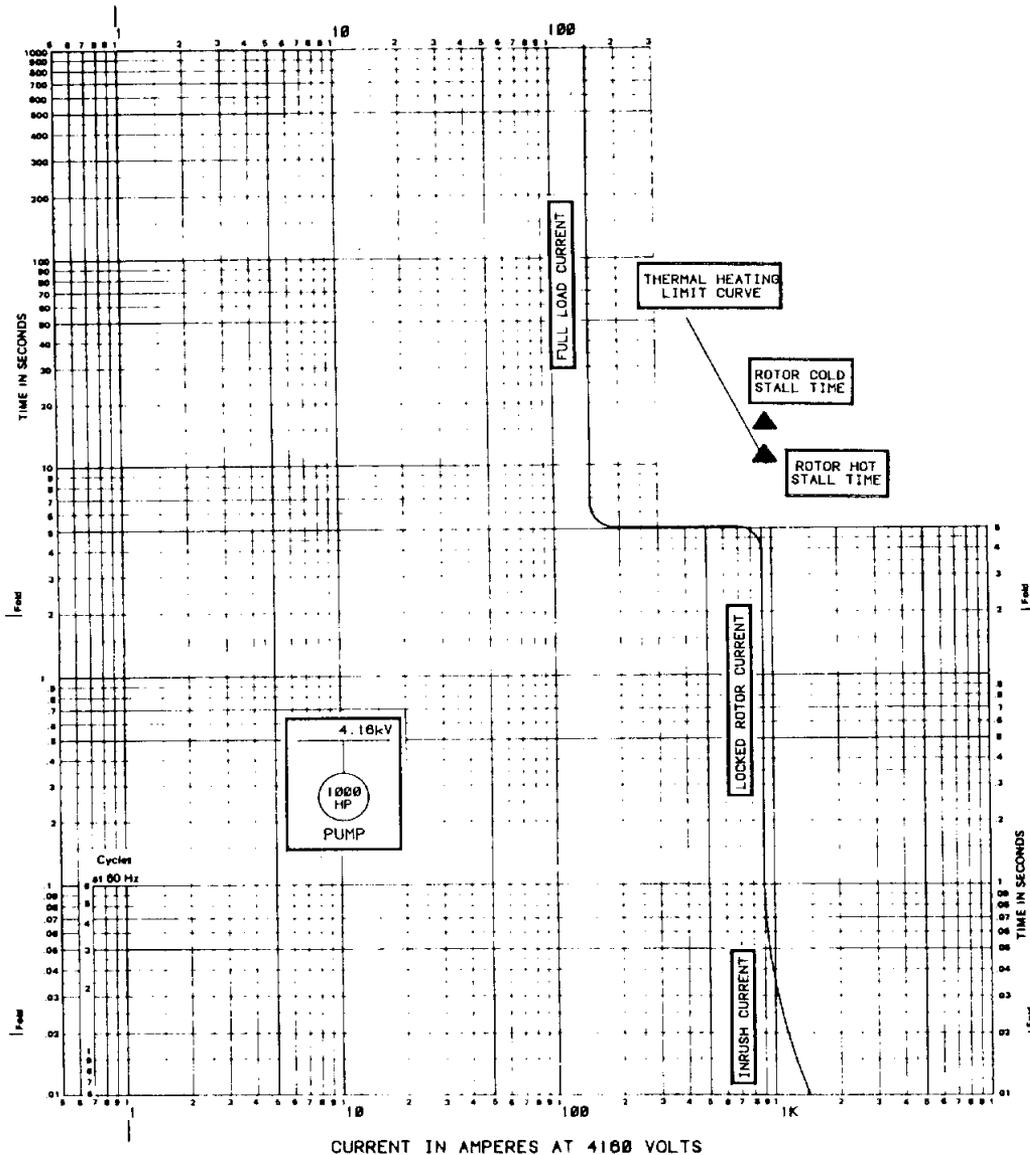


Fig. 3. Coordination benchmarks for 1000-hp induction motor.

motor service factors. Fig. 3 shows the coordination benchmarks of a typical 1000-hp motor applied at 4160 V.

Motor Control Centers

In order to select a protective device setting for a low-voltage motor, the same benchmarks are used as in medium-voltage coordination. However, when a group of motors in a motor control center are supplied by one circuit breaker, additional considerations are required. In order to provide a

combined motor characteristic curve, it is generally assumed that the largest motor in the motor control center is starting and the remaining motors are running at rated load. The individual curves can then be summed to create a combined characteristic curve. The protective device should be set above the combined motor characteristic curve and allow for the reverse current contribution of all of the running motors for a fault on an adjacent feeder to occur without operating the protective device. Fig. 4 illustrates the coordination of a typical motor control center fed by a low-voltage circuit breaker.

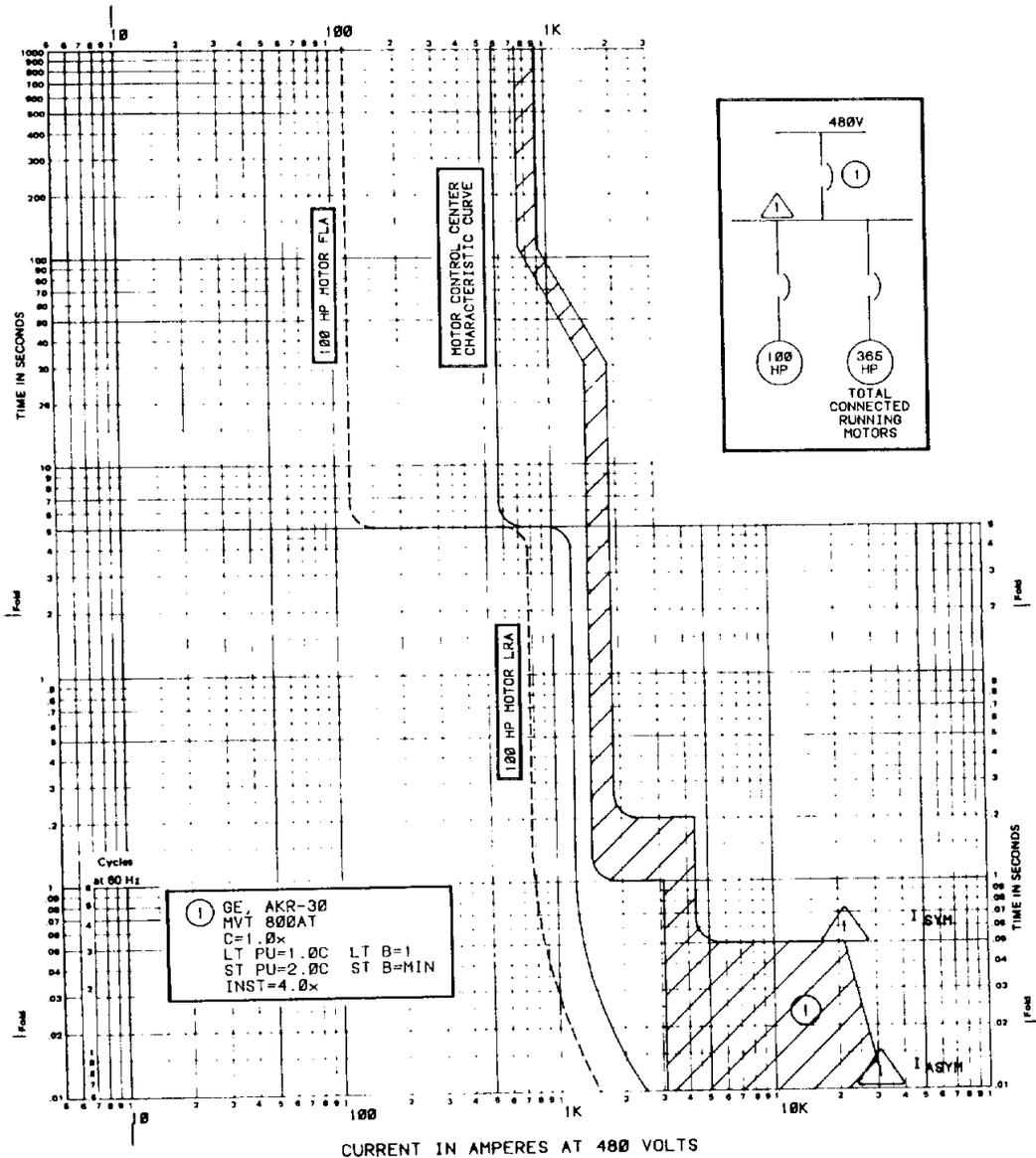


Fig. 4. Coordination benchmarks for typical motor control center.

Cables

The overcurrent protection requirements for cables over 600 V are discussed in [3, art. 240-100]. Depending on the device protecting the cable, it can be set as high as 600 percent of the cable ampacity to match the protection limits imposed by the equipment served by the cable. However, care should be used to ensure that the load current is within the cable current-carrying capabilities. For instance, a transformer with a forced oil and air (FOA) rating should have the cable sized for the FOA rating, or the transformer protective device should be selected to prevent overloading of the cables.

If the cable heating limit curves are available, they should be placed on the time-current curve to ensure that the cable's thermal limitations have not been exceeded. The cable heating limits are a concern when the cable is small and the fault current level high. Fig. 5 shows the heating limit curve for a three-conductor 4/0 aluminum cable serving the 1500-kVA transformer.

In order to determine whether the cable is adequately protected, it is necessary to calculate the rms value of fault current. This value is a function of the symmetrical current multiplied by a correction factor for the dc component of current (based on a system X/R ratio). The combined operating time of the relay and breaker (if the relay is time delayed) can then be used in conjunction with the rms fault current to locate a point on the time-current curve. This point should fall below the cable heating limit curve in order to provide adequate protection.

Unlike medium-voltage cable, cable rated to 600 V or less must be protected to its ampacity as outlined in [3, art. 310-15]. If cable heating curves are available and are a limiting factor, they should also be included on the time-current curve to ensure the cable's thermal limits are not exceeded.

PROTECTIVE DEVICE COORDINATION BENCHMARKS

The devices used to protect transformers, motors, and

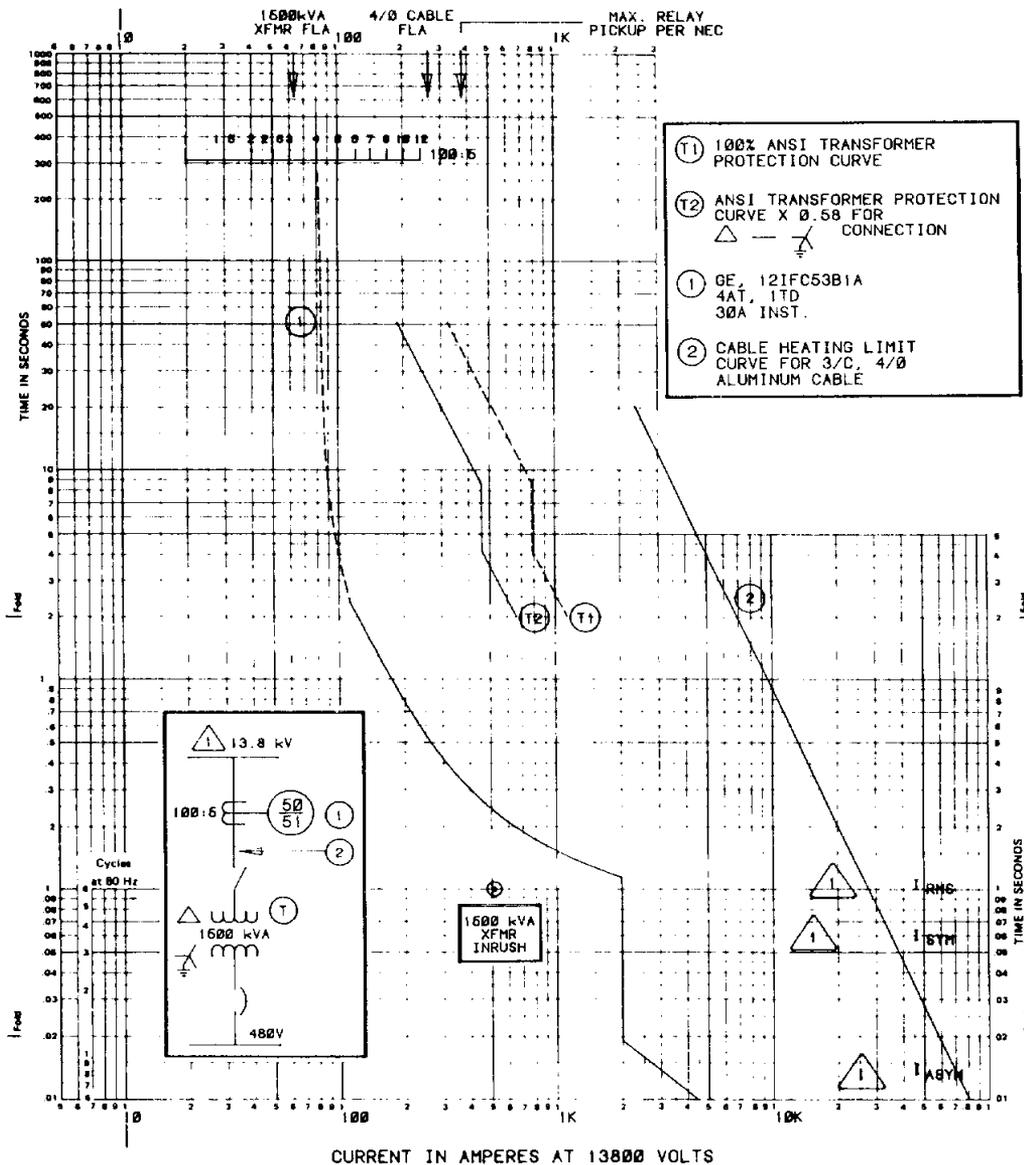


Fig. 5. Coordination benchmarks for 1500-kVA transformer protected by relay.

cables include fuses, direct tripping circuit breakers, and relay-activated circuit breakers.

Fuses

Fuses are often used in medium-voltage protection schemes involving transformers and motors. When applying a fuse as the primary protection for a transformer, it is important that the fuse meet NEC requirements for transformer primary protection as well as fall below the ANSI curve and above the inrush point. For motors the fuses are typically applied in conjunction with overload devices to provide short-circuit protection and to interrupt current levels above the interrupting rating of the breaker or contactor. In this case it is important that the fuse characteristic lies above the motor locked rotor and inrush currents. In order to determine the degree of selectivity existing between the fuse and other upstream overcurrent devices in the system, a benchmark

depicting the maximum short-circuit current is needed. This point is typically located at 0.01 s on the time-current curve and consists of the rms asymmetrical current (symmetrical plus dc offset current) through the fuse for a first cycle short-circuit calculation. Fig. 2 illustrates 100-A fuses protecting a 13.8-kV 1500-kVA transformer.

Circuit Breakers and Relays

Short-circuit level benchmarks and their identification are critical in the coordination of overcurrent relays. Table VII summarizes the short-circuit current levels required for protective devices with and without time delay. The coordination point should coincide with the current levels expected at the fault time. In addition to these short-circuit benchmarks, similar values should be determined for coordination of the ground-fault overcurrent relays. For systems supplied by a resistance-grounded wye, the ground-fault current is limited

TABLE VII

Relay	Short-Circuit Current
Time delay	1) 30 cycles—no contribution from motors and generators at transient impedance. (Symmetrical current from a 1.5–4-cycle short-cycle calculation can be used when a 30-cycle calculation is not available.)
Instantaneous	1) Symmetrical current from a first-cycle short-circuit calculation. 2) symmetrical plus asymmetrical current from a first-cycle short-circuit calculation.

by the resistor, and the resistor ampere rating should be shown on the time-current curve.

Illustrating the range of relay taps on the time-current curve facilitates the selection of the appropriate tap position. It can also provide insight into the application or misapplication of the relay in use. The tap range should include the current transformer (CT) size as indicated in Fig. 5.

A single feeder breaker activated by a relay is often used to supply several (individually fused) unit substation transformers. In this case the overcurrent relay may contain an instantaneous unit, and additional benchmarks are needed. If more than one transformer is located on the feeder, the inrush of the transformers should be summed and placed on the time-current curve at 0.1 s. This accounts for all of the transformers being energized at one time. In addition, the through-fault short circuit current of the largest transformer should be placed on the time-current curve. This point should depict the asymmetrical current value to match the instantaneous-type protection on upstream breakers, since most instantaneous-type relays respond to asymmetrical current. This benchmark is necessary to ensure that the relay instantaneous unit will not operate for faults on the transformer secondary. The protection of transformers for high-impedance or arcing secondary faults should be provided by the secondary protective devices. The relay instantaneous unit can then be set above the higher of the two values. A ten-percent safety factor is recommended to allow for fluctuations in the system voltage.

The short-circuit levels comprise the major benchmarks needed for low-voltage circuit breaker coordination. The low-voltage circuit breakers operate for first-cycle symmetrical and asymmetrical fault currents, and these points should be designated on the time-current curve. In addition, the ground-fault levels should be shown on the time-current curve when coordinating ground devices. In a solidly grounded low-voltage system, phase-ground faults, originating from arcing ground faults, are common. If a ground-fault protective device can detect an arcing ground-fault, equipment damage can be minimized. A commonly used approximation for arcing ground-fault current is 38 percent of the maximum bolted ground-fault current. This benchmark should be included on the time-current curve.

COORDINATION MARGINS

Although the coordination margins between protective devices are not actual benchmarks on the time-current curve, they are general guidelines to follow when selecting protective

device settings. Fig. 6 illustrates the recommended allowable time margins used in coordination. These curves have been included to illustrate the time margins between the protective devices. Therefore, additional benchmarks, such as short-circuit currents, relay taps, etc., have been omitted in order to simplify the time-current curve. Note that the time-current characteristics of the fuses and low-voltage circuit breakers are represented by operating bands. These operating bands account for the manufacturing tolerances. The time-current characteristic of a relay is represented by a single line curve, and a time allowance is required for proper coordination. For two relays in series a margin of 0.13-s circuit breaker operating time (eight cycles) plus a 0.1-s relay overtravel plus 0.17 s to allow for manufacturing tolerances (and relay setting errors) creates a 0.4-s coordination margin. For five-cycle breakers the circuit breaker opening time is 0.08 s, creating a coordination margin of 0.35 s. If the relays are calibrated, the manufacturing tolerance can be reduced to 0.12 s, creating smaller coordination margins. Static relays require a smaller coordination margin due to the absence of relay overtravel.

In the case of wye-delta and delta-wye connected transformers, it is necessary to leave a 16-percent current margin between the transformer primary and secondary protective devices. This accounts for the protective devices on opposite sides of the transformer seeing different magnitudes of fault current for a line-to-line fault condition and prevents operation of the protective device on the unfaulted side of the transformer before the faulted-side protective device has time to operate.

Fuses often require a coordination margin when they are exposed to inrush and through-fault currents to allow for fuse damageability. Since this characteristic varies according to the fuse design, the fuse manufacturer should be consulted for the appropriate margin.

These coordination margins are applicable only for radial protective device coordination. It is beyond the scope of this paper to include techniques in multisource coordination.

IDENTIFICATION OF TIME-CURRENT CURVE ELEMENTS

Once the coordination process has been completed, it is important that the individual device characteristic curves are identified, as well as the entire time-current curve plot. A title block should be used to identify the time-current curve plot and should include the following information:

- 1) title, bus or substation name, phase or ground current relaying identification,
- 2) facility name and location (where applicable),
- 3) date,
- 4) name and location of individual drawing the curve.

To identify the individual elements of the time-current curve, it is recommended that a one-line diagram be drawn. Each element (relay and CT ratio, fuse, etc.) should be labeled on the one line and correspond to its respective curve. A legend can then be included to identify the various elements. Each protective device listed in the legend should be referred to by the manufacturer, model/type, and specified settings.

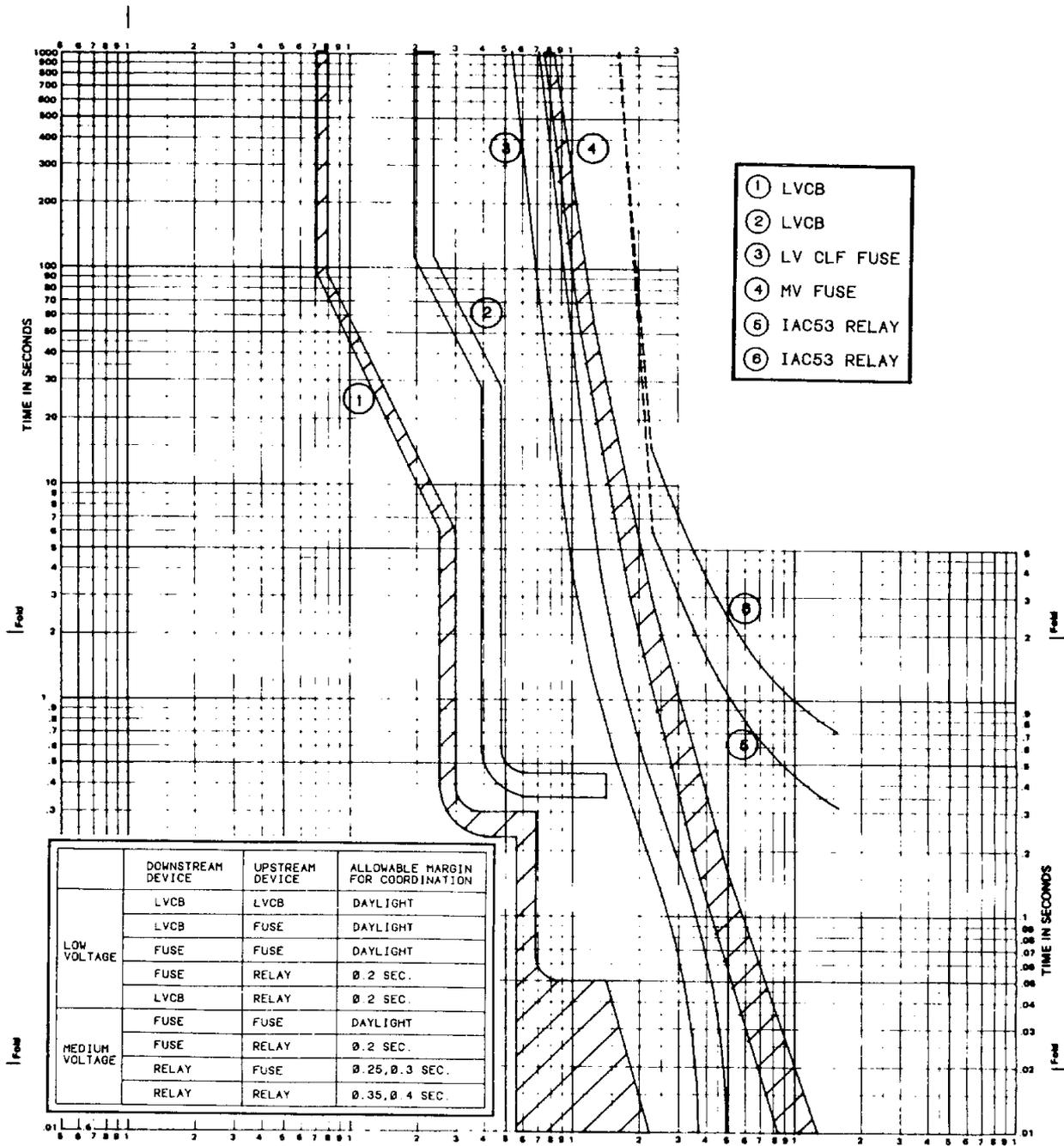


Fig. 6. Typical time-current curve title block and element identification.

Fig. 7 illustrates a typical title block and element identification.

COMPUTER GENERATED TIME-CURRENT CURVES

The use of digital computers in the design and study of power systems has made them an invaluable tool to power system engineers. Recently, computers have been implemented to perform overcurrent protective device coordination [4]-[7]. These computer graphics routines allow the user to construct time-current coordination curves quickly and systematically.

Some programs use an interactive mode while others use a computer-programmed logic to produce the final time-current curves. In any case, the human element is needed to provide judgement when conflicts arise.

CONCLUSION

The coordination benchmarks outlined in this paper are guidelines meant to make the time-current curve plot more useful. The adoption of these benchmarks throughout the industry will alleviate some of the difficulties resulting from the variety of protective device coordination techniques in practice today.

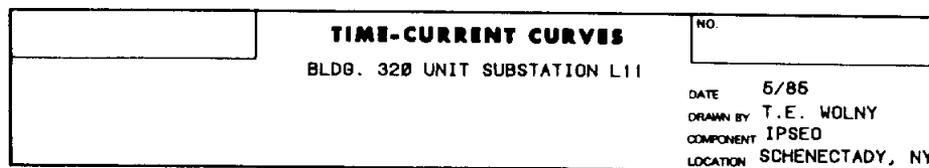
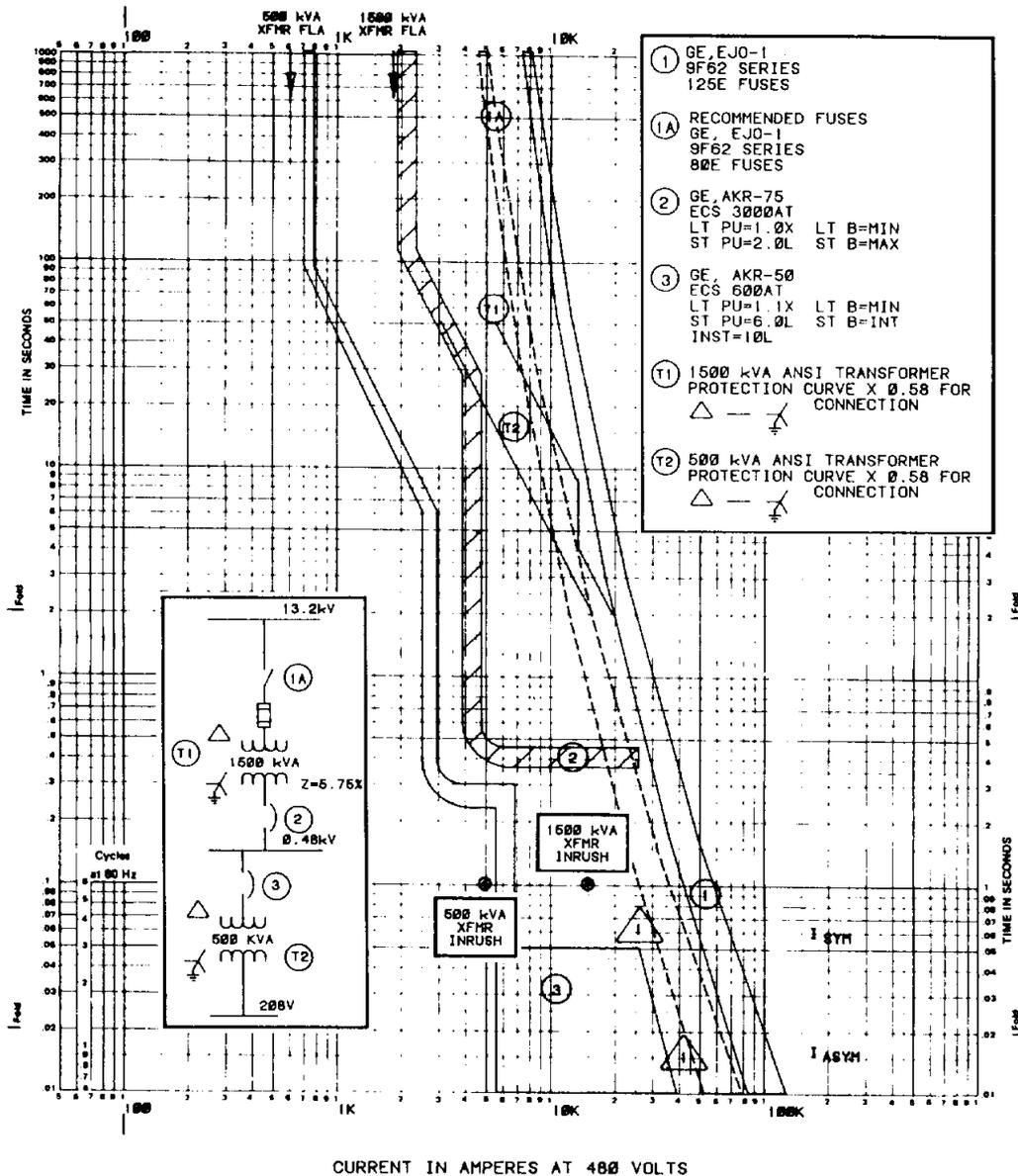


Fig. 7. Building 320 unit substation L11; time-current curve identification.

REFERENCES

- [1] J. C. Dutton, F. J. McCann, and R. L. Smith, Jr., "Transformer protection then and now," *Ind. Power Syst. Mag.*, Mar. 1981.
- [2] *Transformer Through Fault Current Duration Guide*, ANSI/IEEE Standard C57.109.
- [3] *National Electric Code 1984*, ANSI/NFPA 70-1984.
- [4] R. A. Kennedy and L. E. Curtis, "Overcurrent protective device coordination by computer," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-17, pp. 464-474, 1981.
- [5] J. K. Wagner and F. C. Trutt, "Interactive mine power system relay coordination," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-17, pp. 148-153, 1981.
- [6] A. E. Knight, Jr., and Harry A. Sieling, "Computer techniques for power system design analysis," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-17, pp. 419-425, 1981.
- [7] J. D. Langhans and A. E. Ronat, "Protective devices coordination via computer graphics," *IEEE Trans. Ind. Appl.* vol. IA-15, pp. 1209-1217, 1979.
- [8] ANSI Standard C57.92, 1962.
- [9] ANSI Standard C57.12.



Conrad R. St. Pierre received the B.S. degree in electrical engineering and a certificate in power system engineering from the University of Maine, Orono, and the M.S. degree from Union College, Schenectady, NY.

He joined the General Electric Company in 1965. His work has included three years of design and application engineering for the General Electric Medium Voltage Switchgear Department, Philadelphia, PA. This work involved the application and design of relay and control circuits of switchgear to industrial and utility customers. In 1968 he transferred to the Industrial Power Systems Engineering Operation, Schenectady, NY, as a Consulting Application Engineer. He has worked in the field of conceptual design and system analysis of power systems for industries. He has also made electrical power system studies for plants in the steel, chemical, automotive, paper, and

aircraft industries, as well as commercial buildings, hospitals, and electric utilities.



Tracey E. Wolny received the B.S. degree in electrical engineering from the University of Nevada, Reno, in 1980.

She joined the General Electric Company in 1980. Her work included two years as a Field Engineer working on ac adjustable-speed drives and programmable controllers in Albany, NY. In 1982 she transferred to the Industrial Power Systems Engineering Operation, Schenectady, NY, as an Application Engineer. Her work there involves short-circuit, protective-device coordination, load-

flow, and stability analysis of industrial power systems.

CT Saturation Calculations: Are They Applicable in the Modern World?—Part I: The Question

Roy E. Cossé, Jr., *Senior Member, IEEE*, Donald G. Dunn, *Senior Member, IEEE*,
and Robert M. Spiewak, *Senior Member, IEEE*

Abstract—Previously, ANSI/IEEE relay current transformer (CT) sizing criteria were based on traditional symmetrical calculations that are usually discussed by technical articles and manufacturers' guidelines. In 1996, IEEE Standard C37.110-1996 introduced $(1 + X/R)$ offset multiplying, current asymmetry, and current distortion factors, officially changing the CT sizing guideline. A critical concern is the performance of fast protective schemes (instantaneous or differential elements) during severe saturation of low-ratio CTs. Will the instantaneous element operate before the upstream breaker relay trips? Will the differential element misoperate for out-of-zone faults? The use of electromagnetic and analog relay technology does not assure selectivity. Modern microprocessor relays introduce additional uncertainty into the design/verification process with different sampling techniques and proprietary sensing/recognition/trip algorithms. This paper discusses the application of standard CT accuracy classes with modern ANSI/IEEE CT calculation methodology. This paper is the first of a two-part series; Part II provides analytical waveform analysis discussions to illustrate the concepts conveyed in Part I.

Index Terms—Accuracy class, asymmetrical current, current transformer (CT) burden, CT saturation, digital filter, direct current (dc) offset, X/R ratio.

I. INTRODUCTION

INITIALLY, current transformer (CT) sizing criteria were based on traditional symmetrical calculations that are usually explained by technical articles from major electrical equipment manufacturers. In the mid-1980s, relay performance and asymmetrical secondary current waveforms appeared as part of a continuing investigation by Zocholl and Kotheimer; this is evidenced by the series of technical papers they published concerning this topic [2]–[8]. Later, the IEEE Power Engineering Society Relay Committee and other notable authors wrote technical papers addressing this topic [9], [10]. In 1996,

Paper PID-06-23, presented at the 2005 IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, Denver, CO, September 12–14, and approved for publication in the IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS by the Petroleum and Chemical Industry Committee of the IEEE Industry Applications Society. Manuscript submitted for review September 15, 2005 and released for publication September 27, 2006.

R. E. Cossé, Jr., is with Powell Electrical Systems, Inc., Houston, TX 77075 USA (e-mail: rcosse@powl.com).

D. G. Dunn is with Aramco Services Company, Houston, TX 77096 USA (e-mail: donald.dunn@ieee.org).

R. M. Spiewak is with PolAmex Engineering and Design Services, Inc., Houston, TX 77069 USA, and also with W.S. Nelson and Company, Houston, TX 77077 USA (e-mail: robert_spiewak@polamexinc.com).

Color versions of one or more of the figures in this paper are available online at <http://ieeexplore.ieee.org>.

Digital Object Identifier 10.1109/TIA.2006.890023

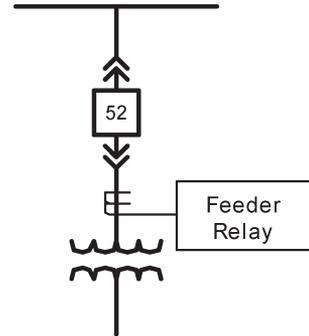


Fig. 1. Typical feeder relay example.

IEEE Standard C37.110-1996 formalized some of this prior work by introducing $(1 + X/R)$ offset multiplying factor for determining the CT secondary voltage requirement. This officially changed the guideline basis for sizing CTs. Because C37-110.1996 recognizes primary current asymmetry and CT saturation due to the dc offset current component, it is no longer acceptable to use symmetrical primary current as the basis when performing CT calculations.

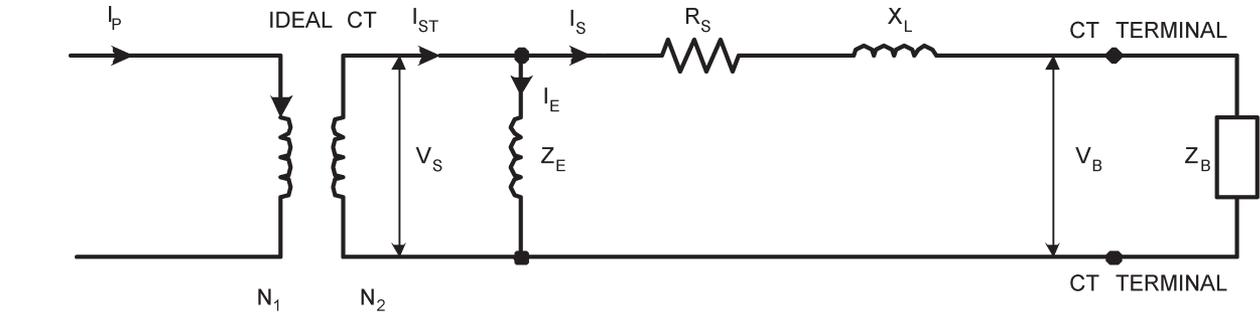
Parts I and II of this paper review modern CT sizing calculations using $1 + X/R$ to determine if the results are practical and if standard CTs can be used. To augment the $1 + X/R$ consideration, a waveform approach is introduced.

Because modern industrial electrical power systems are typically resistance grounded, ground relaying is considered beyond the scope of this paper. Although this paper focuses on microprocessor-based relays, the CT discussions are applicable to both traditional and modern relays.

II. CONCERNS

A critical concern is the performance of the relay's instantaneous element during severe saturation of low-ratio CTs. Will the instantaneous element operate before the upstream main breaker relay trips? It is obvious that the instantaneous element will eventually trip, but will it trip in an anticipated repeatable manner before the upstream main breaker relay operates? Typical applications that involve either nonoperational or nuisance tripping concerns are given as follows (Fig. 1):

- 1) feeder instantaneous overcurrent (ANSI 50) relay;
- 2) motor self-balancing differential (ANSI 87M) instantaneous relay;
- 3) generator differential (ANSI 87G) protection relay.



where

I_p	is the primary current	I_s	is the secondary load current
$N_2:N_1$	is the CT turns ratio	R_s	is the secondary resistance
V_s	is the secondary exciting voltage	X_L	is the leakage reactance (negligible in Class C CT's)
I_{ST}	is the total secondary current	V_B	is the CT terminal voltage across external burden
I_E	is the exciting current	Z_B	is the burden impedance (includes R_R -secondary devices and R_W -leads)
Z_E	is the exciting impedance		

Fig. 2. Equivalent circuit of a CT [1].

This paper focuses on traditional CT sizing criteria during fault conditions for instantaneous element (ANSI device 50) only.

III. TRADITIONAL CT CALCULATION SIZING APPROACH

Protective relaying has always combined art and applied physics, with the goal of issuing tripping commands during abnormal electrical system conditions. Protective relaying systems are typically straightforward with CTs, wiring, and relays. Fig. 2 shows the equivalent circuit of a CT with a load impedance [2].

Traditionally, manufacturers' literature and industry standards provided calculation analysis guidance to ensure that CTs were adequately sized for both ratio and accuracy class.

One author's professional development of performing CT saturation calculations began with

$$V_S = I_{S \text{ rms}} \times (R_S + R_W + R_B) \quad (1)$$

to determine the minimum CT accuracy class. When the offset waveform concept was introduced, the following expression was used:

$$V_S = 2 \times I_{S \text{ rms}} \times (R_S + R_W + R_B). \quad (2)$$

Introduction of the waveform peak resulted in

$$V_S = 2\sqrt{2} \times I_{S \text{ rms}} \times (R_S + R_W + R_B). \quad (3)$$

Finally, the ANSI C37.110-1996 addition of $(1 + X/R)$ for CT saturation calculation resulted in

$$V_S = \left(1 + \frac{X}{R}\right) \times I_{S \text{ rms}} \times (R_S + R_W + R_B). \quad (4)$$

To show the impact of introducing the $(1 + X/R)$ term, two industrial examples are selected. Using (1)–(4) calculation results, the significant change introduced by (4) is shown.

Examples 1 and 2 use a system $X/R=14$; this is less than the ANSI switchgear interrupting the X/R rating ($X/R=17$). Modern industrial electrical power systems, particularly systems with generators or large synchronous motors, may have X/R magnitudes that are significantly greater than 14. Some large industrial system generators have an X/R that is greater than 100, and large industrial transformers may have an X/R in the range of 30–40.

Example 1: A typical industrial 13.8-kV switchgear feeder with high-ratio CTs is described as follows:

600/5 CT with C200 accuracy class

18 kA_{rms} short-circuit magnitude

System $X/R = 14$

$R_{CT} = R_S = 0.193 \Omega$

$R_{WIRE} = R_W = 0.032 \Omega$

$R_{RELAY} = R_R = 0.01 \Omega$

with

$$V_S = \left(18 \text{ kA} \times \frac{5}{600}\right) \times 0.235 \Omega = 35.3 \text{ V}_{\text{rms}} \quad (5)$$

$$V_S = 2 \times \left(18 \text{ kA} \times \frac{5}{600}\right) \times 0.235 \Omega = 70.5 \text{ V}_{\text{rms}} \quad (6)$$

$$V_S = 2\sqrt{2} \times \left(18 \text{ kA} \times \frac{5}{600}\right) \times 0.235 \Omega = 99.7 \text{ V}_{\text{rms}} \quad (7)$$

$$V_S = (1 + 14) \times \left(18 \text{ kA} \times \frac{5}{600}\right) \times 0.235 \Omega = 528.8 \text{ V}_{\text{rms}}. \quad (8)$$

Section 6.4.1 of IEEE Std. C57.13-1993 (R2003) [11] defines relaying accuracy ratings as a designation by a classification and a terminal voltage rating. "These effectively describe the steady-state performance." "The secondary voltage rating is the voltage that the CT can deliver to a standard burden at 20-times-rated secondary current without exceeding 10% ratio correction factor [11]."

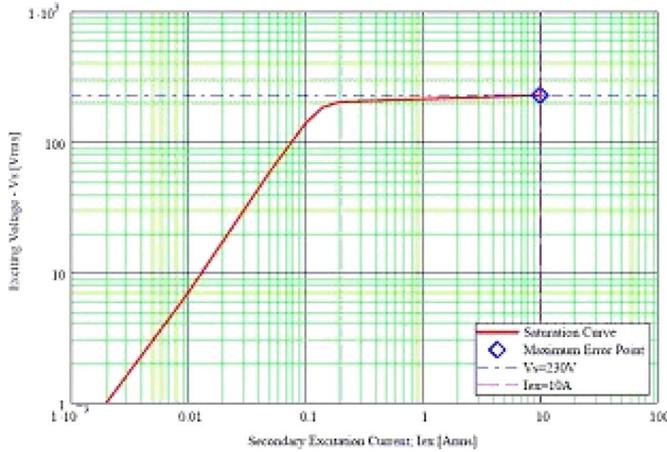


Fig. 3. CT saturation curve for 600/5, C200.

Fig. 3 shows a 600/5 CT saturation curve with a C200 accuracy class that may be used in example 1. “C” refers to a calculated ratio magnitude; “200” means that the ratio correction will not exceed 10% at any secondary current from 1- to 20-times-rated secondary current value with a standard 2.0- Ω burden.

The following indicates the secondary terminal voltage at 20-times-rated current of 5 A:

$$V_S = 2.00 \, \Omega \times 5 \, \text{A} \times 20 = 200.0 \, \text{V}_{\text{rms}}. \quad (9)$$

With a known CT internal resistance and CT saturation curve, the CT maximum terminal voltage can be estimated. Obviously, the CT accuracy rating must be greater than the required CT voltage. In example 1, with 18-kA primary fault current and 600/5 ratio, the CT secondary current is 150 A. This is 30 times the CT 5-A nominal secondary current rating ($150 \, \text{A}/5 \, \text{A} = 30 \times 5 \, \text{A}$ CT rating). This exceeds the 20-times CT secondary rating requirement of Section 6.4.1 [11]; hence, predictable CT performance with no more than 10% ratio correction is not guaranteed because CT performance may become nonlinear.

Results of (5)–(7) indicate that the selected 600/5 CT is adequate. However, the results of (8) indicate that a C200 accuracy class is significantly underrated for the $(1 + X/R)$ dc offset conditions. Because protective relays are designed for an undistorted waveform input, it is important to provide CTs that are capable of accurately reproducing the primary system short-circuit waveform on the CT secondary.

Example 1 shows the results with high-ratio CTs on feeder circuits. At this point, the application question could be asked: What is required for typical 13.8-kV switchgear feeders with low-ratio CTs?

Example 2: A typical industrial 13.8-kV feeder with low-ratio CTs is described as follows:

$$\begin{aligned} &200/5 \text{ CT with C20 accuracy class} \\ &18 \text{ kA}_{\text{rms}} \text{ short-circuit magnitude} \\ &\text{System } X/R = 14 \\ &R_{\text{CT}} = R_S = 0.054 \, \Omega \\ &R_{\text{WIRE}} = R_W = 0.032 \, \Omega \\ &R_{\text{RELAY}} = R_B = 0.01 \, \Omega \end{aligned}$$

TABLE I
EXCERPT FROM C37.20.2-1999 [12]

CT Ratio	Relaying accuracy ^c
50/5	C or T10
75/5	C or T10
100/5	C or T10
150/5	C or T20
200/5	C or T20
300/5	C or T20
400/5	C or T50
600/5	C or T50
800/5	C or T50
1200/5	C100
1500/5	C100
2000/5	C100
3000/5	C100
4000/5	C100

^c(see text for footnote)

with

$$V_S = \left(18 \, \text{kA} \times \frac{5}{200} \right) \times 0.096 \, \Omega = 43.2 \, \text{V}_{\text{rms}} \quad (10)$$

$$V_S = 2 \times \left(18 \, \text{kA} \times \frac{5}{200} \right) \times 0.096 \, \Omega = 86.4 \, \text{V}_{\text{rms}} \quad (11)$$

$$V_S = 2\sqrt{2} \times \left(18 \, \text{kA} \times \frac{5}{200} \right) \times 0.096 \, \Omega = 122.2 \, \text{V}_{\text{rms}} \quad (12)$$

$$V_S = (1 + 14) \times \left(18 \, \text{kA} \times \frac{5}{600} \right) \times 0.074 \, \Omega = 648.0 \, \text{V}_{\text{rms}}. \quad (13)$$

Obviously, the low-ratio CT is underrated for an 18-kA fault magnitude with a system X/R of 14. This is the commonly unrecognized dilemma—using underrated low-ratio CTs with protection relays. Industrial systems with large supply transformers, large motors, or local generators could have a short-circuit X/R ratio in excess of 50, making the dc offset condition more severe.

IV. IEEE STANDARD C37.20.2-1999

Traditionally, switchgear CT sizing assistance has been provided from IEEE Standard C37.20.2-1999 [12]. In [12], Table 4 shows the standard CTs supplied by manufacturers considered adequate for most applications. Table I reproduces only the CT ratio and relaying accuracy class portions of Table 4 and footnote “c.”

At first glance, the industrial user may attempt to use Table 4 for a company standard or project specification. When compared to examples 1 and 2, it is intuitively obvious that the minimum CTs supplied as standard by manufacturers for industrial relaying purposes are typically not adequate.

Upon further inspection, footnote “c” of Table 4 states: “These accuracies may not be sufficient for proper relaying performance under all conditions. To ensure proper relaying performance, the user should make a careful analysis of CT performance, considering the relaying requirements for the

TABLE II
TWENTY-TIMES CT PRIMARY RATING COMPARED TO SWITCHGEAR SYMMETRICAL rms RATING

CT Ratio	20 Times CT Primary	25kA Fault	31.5kA Fault	40A Fault	50kA Fault	63kA Fault
50/5	1000 A	-	-	-	-	-
75/5	1500 A	-	-	-	-	-
100/5	2000 A	-	-	-	-	-
150/5	3000 A	-	-	-	-	-
200/5	4000 A	-	-	-	-	-
250/5	5000 A	-	-	-	-	-
300/5	6000 A	-	-	-	-	-
400/5	8000 A	-	-	-	-	-
500/5	10000 A	-	-	-	-	-
600/5	12000 A	-	-	-	-	-
800/5	16000 A	-	-	-	-	-
1000/5	20000 A	-	-	-	-	-
1200/5	24000 A	CONFIRM	-	-	-	-
1500/5	30000 A	OK	CONFIRM	-	-	-
2000/5	40000 A	OK	OK	CONFIRM	-	-
3000/5	60000 A	OK	OK	OK	OK	CONFIRM
4000/5	80000 A	OK	OK	OK	OK	OK

Notes: 1. Metal-Clad switchgear half-cycle rating is based on $X/R=25$.
2. Metal-Clad switchgear interrupting rating is based on $X/R=17$.
3. "-" indicates the CT is not adequate for minimum accuracy class CT's.

specific short-circuit currents and secondary circuit impedances (see Section 8.7.1).” Section 8.7.1 of C37.20.2-1999 [12] is entitled “Current Transformers” and provides a synopsis of the application of CTs in metal-clad switchgear. “The accuracies listed in Table 4 are the standard supplied in the usual design of this equipment and are adequate for most applications. If an application requires higher accuracies, it should be specified by the user [12].” Considerations in the proper selection of CTs are listed, i.e., circuit load current, continuous, mechanical and short-time current rating factors, accuracy class, secondary burden, protection type, and available fault current. “When the CT ratio is selected primarily to meet the full load and overload protection requirements of the protected load, the ratio and accuracy may be too low to ensure proper operation of the short-circuit protection at the maximum available fault current. Improper protective relay operation resulting from CT saturation may cause misoperation or nonoperation of the circuit breaker [12].” The standard indicates two considerations to overcome the undesirable condition of relay/circuit breaker maloperation because of CT saturation, namely: 1) special accuracy CTs from the manufacturer or 2) two sets of CTs (a low-ratio CT set for overload protection and a much higher CT ratio/accuracy set determined from the fault current and the CT secondary burden). At the end of Section 8.7.1, two references, i.e., [9] and [10], are included. These references discuss the transient response of CTs and relay performance when applying low-ratio CTs in high-magnitude fault conditions.

The directives in Section 8.7.1 of C37.20.2-1999 send a mixed message. The initial statements in Section 8.7.1 instruct the user that Table 4 CTs represent the “standard supplied in the usual design of this equipment, and are adequate for most applications”; however, the remainder of Section 8.7.1 provides a list of qualifications for applying the Table 4 standard. Table 4 may be adequate for utility industry applications with

X/R ratios in the range of 4–8, but it should be used cautiously by industrial users.

The application question arises: What should the industrial user do?

- 1) Use Table 4? Example 2 showed that low-ratio CTs are inadequate with an 18-kA fault current and system $X/R = 14$. With typical industrial equipment symmetrical interrupting ratings of 50 or 63 kA, the low-ratio CTs may be inadequate for typical heavy industry applications.
- 2) Provide two sets of CTs: one set for overload conditions and the second CT set for fault conditions? This could resolve the concern of relay maloperation during fault conditions but may require an additional metering device, adding cost to the switchgear. Although two sets of CTs are a viable solution, it has not been adopted as a common practice by heavy industries. However, this is the recommendation of [9], as indicated in Section VI.
- 3) Apply Table 4, footnote “c,” and perform a careful analysis by applying [7] and [8]? This would be consistent with a rigorous engineering investigation approach.

Parts I and II of this paper provide discussions concerning the use of Table 4 CT accuracy recommendations for modern heavy industrial applications.

V. BUFF BOOK—ANSI/IEEE STANDARD 242-2001, CHAPTER 3

Another source of CT sizing guidance is the Buff Book, ANSI/IEEE Standard 242-2001 [13]. Buff Book Chapter 3 discusses Instrument Transformers, and Section 3.2.9, which is entitled “Examples of Accuracy Calculations,” provides three point-by-point calculated relaying examples with symmetrical calculations only. However, the symmetrical calculations are followed by Section 3.1.10 entitled “Saturation,” where CT

TABLE III
SECONDARY EXCITING VOLTAGE (V_S) SUMMARY USING ANSI C37.110-1996 ($1 + X/R$) CALCULATION METHOD (STANDARD ACCURACY CLASS CT)

Standard	CT Ratio	25kA Fault	31.5kA Fault	40A Fault	50kA Fault	63kA Fault	COMMENTS
No Class	50/5	1875	2363	3000	3750	4725	CT not adequate
C10	75/5	1450	1827	2320	2900	3654	CT not adequate
C10	100/5	1294	1630	2070	2588	3260	CT not adequate
C20	150/5	1050	1323	1680	2100	2646	CT not adequate
C20	200/5	900	1134	1440	1800	2268	CT not adequate
C20	250/5	818	1030	1308	1635	2060	CT not adequate
C20	300/5	869	1095	1390	1738	2189	CT not adequate
C50	400/5	802	1010	1283	1603	2020	CT not adequate
C50	500/5	761	959	1218	1523	1918	CT not adequate
C100	600/5	734	925	1175	1469	1851	CT not adequate
C100	800/5	703	886	1125	1406	1772	CT not adequate
C100	1000/5	683	860	1092	1365	1720	CT not adequate
C200	1200/5	670	845	1073	1341	1689	CT not adequate
C200	1500/5	813	1024	1300	1625	2048	CT not adequate
C200	2000/5	591	744	945	1181	1488	CT not adequate
C200	3000/5	717	903	1147	1434	1807	CT not adequate
C200	4000/5	523	659	837	1046	1318	CT not adequate

TABLE IV
SECONDARY EXCITING VOLTAGE (V_S) SUMMARY USING ANSI C37.110-1996 ($1 + X/R$) CALCULATION METHOD (HIGH ACCURACY CLASS CT)

HI	CT Ratio	25kA Fault	31.5kA Fault	40A Fault	50kA Fault	63kA Fault	COMMENTS
C10	50/5	2625	3308	4200	5250	6615	CT not adequate
C20	75/5	2125	2678	3400	4250	5355	CT not adequate
C20	100/5	1856	2339	2970	3713	4678	CT not adequate
C50	150/5	1613	2032	2580	3225	4064	CT not adequate
C50	200/5	1481	1866	2370	2963	3733	CT not adequate
C50	250/5	1410	1777	2256	2820	3553	CT not adequate
C100	300/5	1356	1709	2170	2713	3418	CT not adequate
C100	400/5	1289	1624	2063	2578	3248	CT not adequate
C100	500/5	1249	1573	1998	2498	3147	CT not adequate
C200	600/5	1222	1540	1955	2444	3079	CT not adequate
C200	800/5	1191	1500	1905	2381	3000	CT not adequate
C400	1000/5	1170	1474	1872	2340	2948	CT not adequate
C400	1200/5	1158	1459	1853	2316	2918	CT not adequate
C400	1500/5	1428	1799	2284	2855	3597	CT not adequate
C400	2000/5	1041	1311	1665	2081	2622	CT not adequate
C400	3000/5	1285	1619	2056	2570	3238	CT not adequate
C400	4000/5	936	1179	1498	1872	2359	CT not adequate

saturation effects are very briefly considered with the following general guides.

- 1) "Where fault currents of more than 20 times the current transformer nameplate rating are anticipated, a different current transformer, or different current transformer ratio, or less burden may be required."
- 2) "A comprehensive review of saturation and its effect on transient response of current transformers is presented in IEEE Publication 76 CH 1130-4 PWR [9]."

Again, there is a mixed message when CT saturation is introduced. The example calculations are symmetrical without reference to the dc component or X/R ratio, yet there is a caveat when short-circuit currents result in greater than 20 times the CT nameplate rating or other transient conditions.

Table II is a simple tabulation based on the 20-times CT rating criteria. Table II shows typical CT capabilities for the maximum ANSI standard switchgear ratings from 25 to 63 kA without including dc component ($1 + X/R$) concerns. This most basic criterion illustrates that only high-ratio CTs are adequate for protective relaying during maximum fault conditions and the dc offset component is ignored.

VI. IEEE PUBLICATION 76 CH 1130-4 PWR, "TRANSIENT RESPONSE OF CURRENT TRANSFORMERS"

Publication of Power System Relaying Committee of IEEE, "Transient Response of Current Transformers," special publication 76 CH 1130-4 PWR, January 1976 [9] provides analysis details for determining CT performance during transient conditions. This publication was a primary reference in the 1995 IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, vol. 31, no. 2, Mar./Apr. 1995, "Relay Performance Considerations with Low-Ratio CT's and High-Fault Currents [10]," which focused on the typical industrial application of low-ratio CTs and high-magnitude fault currents. The purpose of the paper was to notify industrial, power plant, and cogeneration engineers of the concerns of using low-ratio CTs and alternative application solutions.

On the first page, definitive statements are provided for correct CT application during both overload and short-circuit conditions. "For applications addressed by this report, this requirement will usually mean the provision of two CTs: a low ratio for overload and a high ratio (in the order of 2000–4000 to 5 A) for short-circuit protection." Although based on detailed

investigations, this recommendation has typically not been implemented by heavy industries.

To assist application engineers in determining the CT output waveform into the relay, a BASIC computer program was included as a fundamental tool to aid in analyzing relay performance. By including this type of rudimentary analytical tool, it is intuitive to conclude that symmetrical hand calculations are not completely adequate for evaluating CT/Relay performance during severe transient fault conditions.

In the mid-1980s, Zocholl, Kotheimer, and others began publishing technical conference papers discussing CT saturation and the impact on relay response. Previously, electromechanical relays were tested to confirm expected operation during severe fault conditions; however, testing is a costly activity. Microprocessor-based relays use modern digital simulation confirmation—a more cost-effective approach.

The Zocholl, Kotheimer, *et al.* papers continued to highlight the concern of relay response with saturated CTs, particularly the effect of significant X/R ratio (dc component) and CT remanence. Kotheimer even produced CT saturation waveform programs for both one CT and two CTs (differential application). This introduced the era of CT saturation and relay response via waveform analysis.

VII. MODERN CT CALCULATION SIZING APPROACH

In 1996, ANSI C37.110-1996 adopted the continuing work of Zocholl and Kotheimer to include the $(1 + X/R)$ dc offset component and waveform analysis into CT sizing criteria. Now, industrial applications should comply with a CT standard that requires significantly increased CT accuracy class requirements. Tables III and IV apply modern ANSI CT sizing requirements to ANSI standard switchgear ratings during maximum rated fault conditions. The results of Tables III and IV show that typically used switchgear accuracy class CTs may not be adequate for industrial applications.

Obviously, modern ANSI CT sizing criteria are more stringent than ANSI C57.13-1993 (R 2003) [11], but what method should be used? Basic calculations are only part of the CT selection process because relay response must also be considered. The answer is provided by an ongoing application research activity formalized by the Power System Relay Committee in the 1976 IEEE publication 76 CH 1130-4 PWR [9] and continued by Zocholl, Kotheimer, and others: Relay Response to CT Output Waveforms. It is a two-step process.

- 1) Determine the CT secondary output waveform.
- 2) Using the CT secondary output waveform as input to the relay or relay model, determine the relay response to confirm that the relay responds as anticipated for an ANSI device 50 relay, i.e., an immediate trip with only relay response time delay is anticipated.

VIII. CT WAVEFORM SATURATION SOFTWARE

Determining the relay response to CT output waveforms is complex and requires computer simulation. Typically available

CT saturation software is freeware or developed by programming commercial computational software tools. The following list indicates some types of available software; others may be available [14]–[17].

- 1) The Power System Relay Committee BASICA freeware software from [5] yields unrefined CT output waveform results, utilizing many assumptions.
- 2) More refined proprietary CT output waveform software from relay manufacturers may be available upon request with a proprietary agreement.
- 3) Commercial computational application software may be procured and programmed from basic physics and electrical engineering principles.
- 4) An electromagnetic transient program, such as free licensing alternative transient program or commercial versions, may be programmed with basic physics and electrical engineering principles.

Obviously, with the use of any computer simulation tool, simulation computations should be verified. Comparison of the computer results with the test results from the user's specific application or known test results is desired; a check is performed to confirm that the computer results match the “real-world” response. This means that the application engineer should determine the CT output waveform and the subsequent relay response via significantly more analysis than traditional calculation methods. Section IX begins to address the relay response concerns by providing some fundamental building block modules for microprocessor relays.

IX. MICROPROCESSOR RELAY BASICS

Analyzing relay response to CT output waveforms is a multipart task. Here are some typical concerns when investigating relay response to a CT secondary output waveform.

- 1) What does the primary power circuit short-circuit waveform look like?
- 2) What does the CT secondary waveform into the relay look like?
- 3) How does the relay process the input waveform?
- 4) What is the relay response?
- 5) Is a trip provided as anticipated?
- 6) Is an additional delay incurred by the relay?

These and other questions are discussed in this section and Part II of this paper.

Fig. 4 shows a typical CT/relay application with pertinent microprocessor relay modules. It provides a minimal fundamental discussion of a modern CT/microprocessor relay protection system by briefly describing the function of the CT/relay modules and illustrating example waveforms at pertinent CT/relay test points [18]–[21].

Fig. 4: CT/Relay Test Point Discussion

- Primary CT: The purpose of the Primary CT is to reproduce the primary current waveform to the RELAY AUX CT. This is extremely important because microprocessor relays are typically designed for symmetrical waveforms. Significantly distorted current sinusoidal wave input into the relay presents a challenge to microprocessor relays

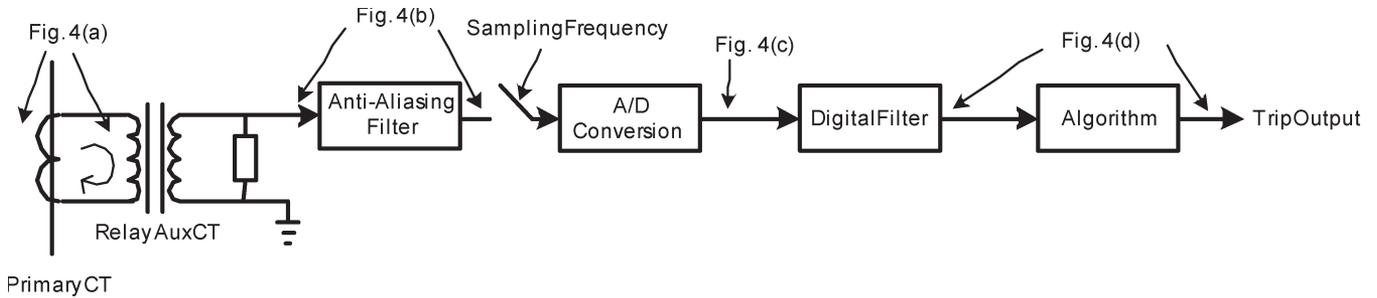


Fig. 4. Rudimentary CT/microprocessor relay block diagram with waveform test points [5].

because the relay recognition algorithm is anticipating a symmetrical sinusoidal wave input. This illustrates another reason for true reproduction of the primary fault current waveform on the CT secondary.

- Relay Aux CT block: The microprocessor relay has a Relay Aux CT block that converts the waveform input into a useable scaled voltage quantity. Providing a waveform input that exceeds the design limits of the switchgear installed CT secondary current is discouraged because of potential RELAY AUX CT block saturation and decreased relay response performance.
- Antialiasing filter: An antialiasing filter conditions the analog waveform via a low-pass filter to remove any high-frequency content.
- Analog-to-digital (A/D) conversion: An A/D converter converts the signal to a digital value of current at a sample rate.
- Digital filter: A digital filter extracts the fundamental frequency and rejects all harmonics.
- Algorithm: The fundamental is then compared with the tripping algorithm. If the trip setting is exceeded, a trip command is issued to the output trip relay.

Example waveforms at pertinent test points in Fig. 4 are included to promote insight into the operation of the CT/relay system. Fig. 5(a) shows a primary system fault current waveform and a scaled waveform on the Primary CT Secondary. Fig. 5(b) shows the Relay Aux CT output to the antialiasing filter, which is a scaled voltage waveform of the primary CT secondary, and illustrates antialiasing filter removal of high frequencies. Fig. 5(c) shows the A/D conversion. Fig. 5(d) shows the waveform input to the digital filter where the fundamental frequency waveform is extracted by the digital filter and the rms value of the waveform is calculated. The rms value is compared to the settings of the ANSI element 50 in the relay tripping logic, and a trip is initiated by logic. In this example, a trip occurs in approximately one cycle from the fault occurrence, which is an acceptable response for instantaneous protection.

This is the modern CT/relay protection system that application engineers should understand.

Further waveform analysis at CT/relay test points can be found in the application references [5] and [6].

Although this process may seem straightforward, it is imperative that the input waveform to the relay reproduces the primary current fault for anticipated predictable relay response during fault conditions. Hence, the CT must be adequate for the application, with a ratio and accuracy class consistent with the

fault current characteristic and the CT/relay protection system hardware and software algorithms. Part II of this paper expands on this discussion by providing waveform analysis to determine the CT accuracy class guidance for CTs.

X. SUMMARY

Modern IEEE Standard C37.110-1996 CT saturation calculations include a $(1 + X/R)$ multiplier that significantly increases the required CT accuracy class during fault conditions in medium-voltage industrial power feeder circuit applications, particularly when low-ratio CTs are implemented. Tables III and IV show typical industrial CT accuracy class examples using ANSI C37.110-1996 $(1 + X/R)$ methodology and that practical CT accuracy class sizes are not achieved.

IEEE Standard C37.20.2-1999 Table 4 indicates the minimum accuracy class CTs that are provided as a standard for usual applications and considered adequate for most applications; however, many qualifications and confirmations are required.

Table II suggests a minimum of 1200/5 CT ratio per ANSI/IEEE Standard 242-2001 Section 3.1.10 "Saturation."

References [9] and [10] propose the use of a low-ratio CT for overload and a high-ratio CT for short-circuit conditions. This has not been typical industrial practice.

A modern CT sizing approach is introduced with waveform analysis as the evaluation basis rather than a symmetrical hand calculation. A fundamental CT/microprocessor relay block diagram and sequential test point waveforms are included to illustrate this modern approach.

XI. CONCLUSION

When IEEE Standard C37.110-1996 formally introduced the $(1 + X/R)$ multiplier for CT saturation calculations, CT accuracy class requirements significantly increased for heavy industrial applications with low-ratio CTs on typical medium-voltage feeder applications because the X/R ratio is "high" (14 or greater). This did not appreciably affect utility transmission applications because the utility industry X/R range is "low" (4 to 8).

Because the $(1 + X/R)$ multiplier may require significant CT accuracy requirements, a modern method is needed to confirm the CT ratio and accuracy class and relay response during fault conditions.

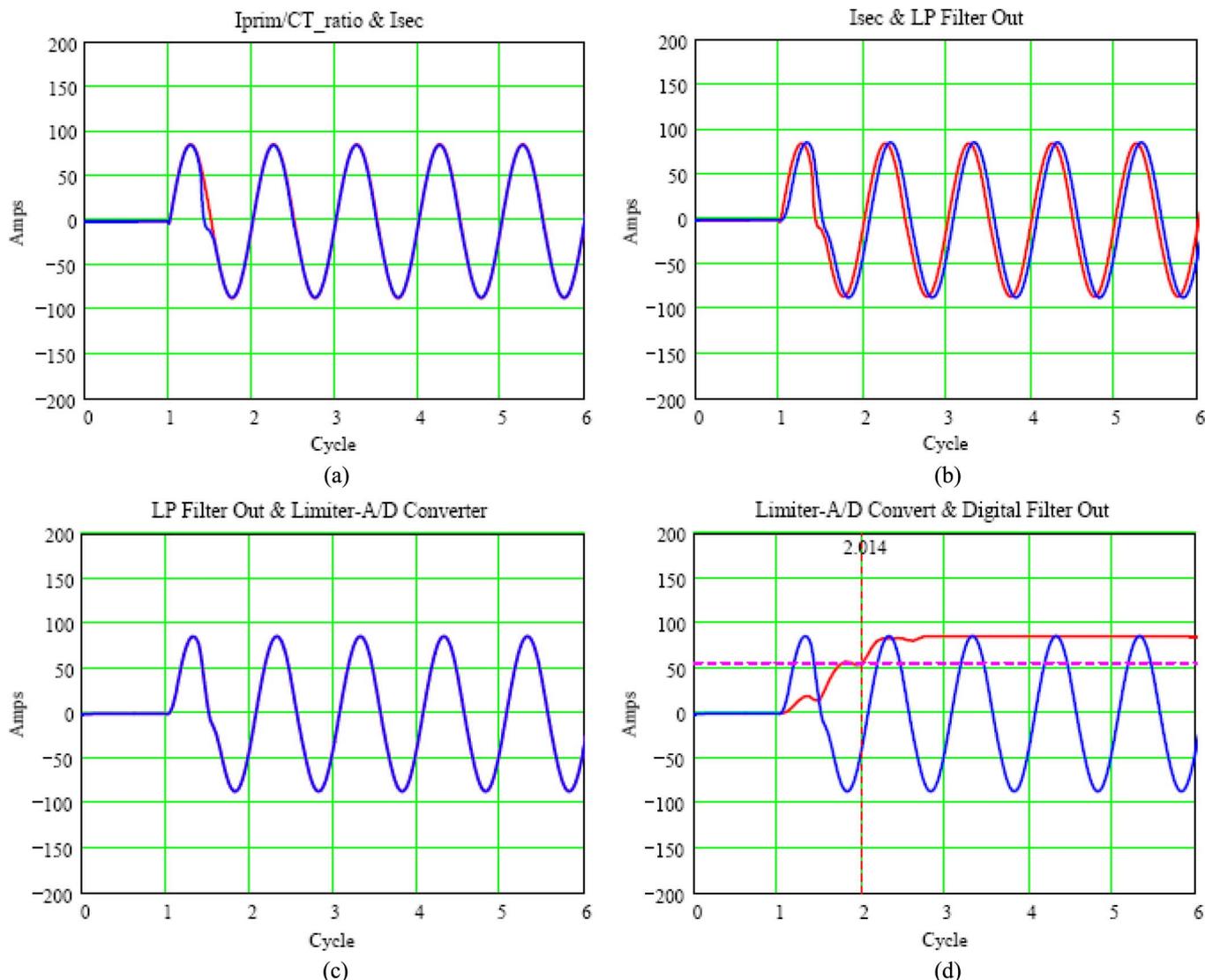


Fig. 5. (a) Primary (scaled to secondary) and secondary currents. (b) Relay Aux CT and antialiasing filter output. (c) A/D converter output. (d) Digital filter and relay output.

In Part II of this paper, typical examples utilizing waveform analysis will be discussed to provide guidance for the required CT accuracy class and to evaluate if low-ratio CTs are adequate for typical industrial medium-voltage feeder instantaneous applications.

ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank S. Zocholl, T. Hazel, and T. Zhao for their helpful suggestions.

REFERENCES

[1] *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*, IEEE Std. C37.110-1996.
 [2] S. E. Zocholl and G. Benmouyal, "How microprocessor relays respond to harmonics, saturation, and other wave distortions," presented at the 24th Annu. Western Protective Relay Conf., Spokane, WA, Oct. 1997.
 [3] W. A. Elmore, C. A. Kramer, and S. E. Zocholl, "Effect of waveform distortion on protective relays," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 29, no. 2, pp. 404–411, Mar./Apr. 1991.
 [4] S. E. Zocholl, W. C. Kotheimer, and F. Y. Tajaddodi, "An analytic approach to the application of current transformers for protective relaying,"

in *Proc. 43rd Annu. Georgia Tech. Protective Relaying Conf.*, May 3–5, 1989, pp. 1–21.
 [5] S. E. Zocholl and G. Benmouyal, "The impact of high fault current and CT rating limits on overcurrent protection," presented at the 29th Annu. Western Protective Relay Conf., Spokane, WA, Oct. 2002.
 [6] S. E. Zocholl and J. Mooney, "Primary high-current testing of relays with low ratio current transformers," Schweitzer Eng. Lab., Inc., Pullman, WA, 2003.
 [7] R. Garrett, W. C. Kotheimer, and S. E. Zocholl, "Computer simulation of current transformers and relays for performance analysis," presented at the 14th Annu. Western Relay Conf., Spokane, WA, Oct. 20–23, 1987.
 [8] W. C. Kotheimer and S. E. Zocholl, "CT performance in critical relay applications," presented at the Georgia Tech. Protective Relay Conf., Atlanta, GA, May 1–3, 1991.
 [9] Power System Relaying Committee of IEEE, *Transient Response of Current Transformers*, Special Pub. 76 CH 1130-4 PWR, Jan. 1976.
 [10] J. R. Linders *et al.*, "Relay performance considerations with low-ratio CT's and high-fault currents," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 31, no. 2, pp. 392–404, Mar./Apr. 1985.
 [11] *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*, IEEE Std. C57.13-1993 (R2003).
 [12] *IEEE Standard for Metal-Clad Switchgear*, IEEE Std. C37.20.2-1999.
 [13] *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)*, ANSI/IEEE Std. 242-1986.

- [14] D. A. Tziouvaras *et al.*, "Mathematical models for current, voltage, and coupling capacitor voltage transformers," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 15, no. 1, pp. 62–72, Jan. 2000.
- [15] M. Kezunovic, C. W. Fromen, and F. Philips, "Experimental evaluation of EMTP-based current transformer models for protective relay transient study," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 9, no. 1, pp. 405–413, Jan. 1994.
- [16] L. A. Kojovic, "CT modeling techniques for relay protection system transient studies," in *Proc. IPST Conf.*, New Orleans, LA, Sep. 28–Oct. 2, 2003, pp. 1–6, Paper 5d-3.
- [17] R. Folkers, "Determine current transformer suitability using EMTP models," presented at the 26th Annu. Western Protective Relay Conf., Spokane, WA, Oct. 1999.
- [18] L. Underwood, "Current transformer selection criteria for relays with adaptive overcurrent elements," Schweitzer Engineering Application Guide AG2005-04.
- [19] E. O. Schweitzer and D. Hou, "Filtering for protective relays," presented at the 47th Annu. Georgia Tech. Protective Relaying Conf., Atlanta, GA, Apr. 1993.
- [20] *IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers*, IEEE Std. C37.04-1999, pp. 9–11.
- [21] P. G. McLaren *et al.*, "Software models for relays," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no. 2, pp. 238–245, Apr. 2001.



Roy E. Cossé, Jr. (S'66–M'68–SM'99) received the B.S.E.E. and M.S.E.E. degrees from the University of Southwestern Louisiana, Lafayette, in 1968 and 1972, respectively.

He is currently with Powell Electrical Systems, Inc., Houston, TX, where he is the Powell Apparatus Service Division Technical Director. He has more than 30 years of electrical engineering experience in the petrochemical, marine, pipeline, cogeneration, and IPP industries. His experience encompasses conceptual design, detailed engineering, training, startup, maintenance, and operations, and his specialty is power system analysis.

Mr. Cossé, Jr., is a Professional Engineer in the States of Texas and Louisiana. He is one of the original organizers of the IEEE Houston Continuing Education on Demand series; he has presented technical seminars for this program. He has coauthored and presented several IEEE conference technical papers.



Donald G. Dunn (S'87–M'91–SM'99) received the B.S.E.E. degree from Prairie View A&M University, Prairie View, TX, in 1991. In 1993, he worked toward the M.B.A. degree at West Texas A&M University, Canyon.

From 1992 to 1998, he was with Diamond Shamrock as an Instrument, Electrical and Control System Engineer and worked on many diverse capital projects. From 1998 to 2006, he was with Lyondell Chemicals as a Principal IEA and Controls Engineer at the Channelview Complex. Since 2006, he has been with Aramco Services Company, Houston, TX, as a Consulting Engineer in the Technical Services Group, Engineering Unit, supporting Saudi Aramco and its subsidiaries. He has authored or coauthored in excess of 15 technical papers of which six were for the IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC).

Mr. Dunn is currently a Senior Member of the Instrument Society of America (ISA). He has held numerous leadership positions within the IEEE and the ISA since 1996. He is a member of the IEEE Standards Association, IEEE 1242 Working Group, and ISA Standards Committees SP3, SP5.6, and SP60. In addition, he is the Chairman of ISA Standards Committee SP18 and IEEE P1714. He was the Chairman of the IEEE Region 5 South Area in 2004–2005 representing approximately 20 000 members. He has been an invited author and presenter at over 20 various IEEE and ISA international, national, and regional conferences, specifically the 2002 and 2005 IEEE Sections Conference among others.



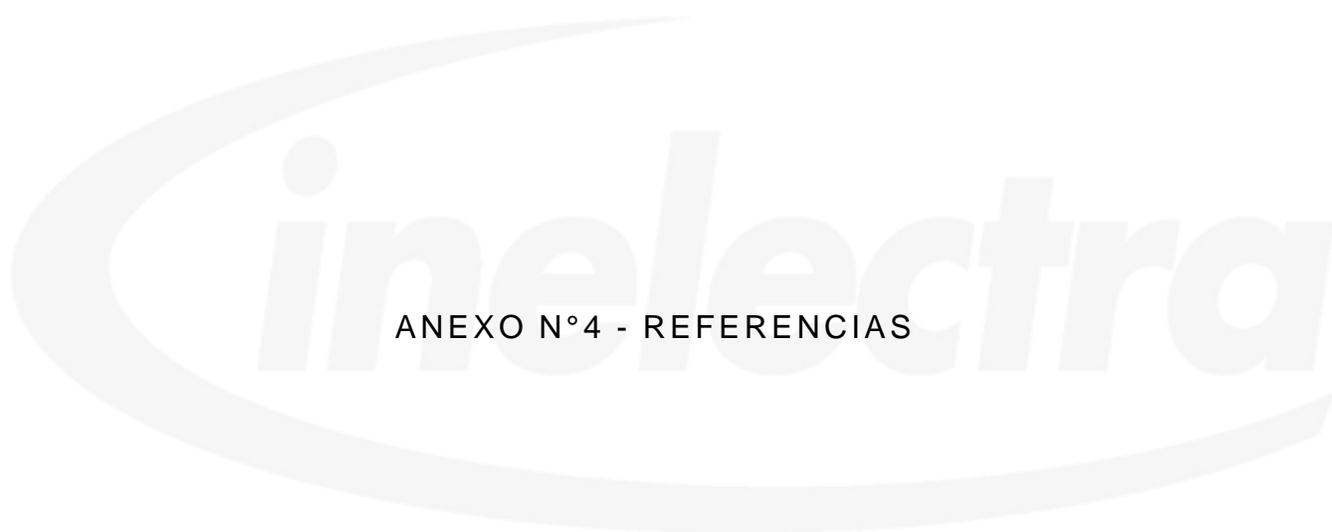
Robert M. Spiewak (M'92–SM'06) received the B.S.E.E. equivalent degree from Krakow University of Technology, Krakow, Poland, in 1988, and the Master of Electrical Engineering degree from the University of Houston, Houston, TX, in 1996.

He has 16 years of professional experience, including extensive field and theoretical experience in power, marine, petrochemical, pipeline, IPP, and OEM industries. He is a Principal Engineer with PolAmex Engineering and Design Services, Inc., Houston, an engineering consulting company. His daily tasks include conceptual design, system engineering, detail engineering, startup, and maintenance support. His areas of interest include power system design, control, and steady-state/transient analysis, electric machines, and electromechanical drive system controls. He specializes in industrial and power applications, power system relaying, power system analysis, protection automation, and special applications.

Mr. Spiewak is a member of the IEEE Power Engineering and IEEE Industry Application Societies. He is a Professional Engineer in the State of Texas.

Conversion Chart for American Wire Gauge to Metric System

Size (AWG or MCM)	Amperes Single Cond. 75C Copper (NFA)	Circular Mils	CROSS-SECTIONAL AREA		Approximate Diameter	
			IN	MM	IN	MM
20	7	1020	.0008	.52	.038	.97
18	10	1620	.0013	.82	.048	1.22
16	15	2580	.0020	1.31	.060	1.52
14	30	4110	.0032	2.08	.078	1.98
12	35	6530	.0051	3.31	.101	2.57
10	50	10380	.0082	5.26	.126	3.20
8	70	16510	.0130	8.37	.162	4.11
6	95	26240	.0206	13.30	.215	5.46
4	125	41740	.0328	21.15	.269	6.83
2	170	66360	.0521	33.62	.337	8.56
1	195	83690	.0657	42.41	.376	9.55
1/0	230	105600	.0829	53.50	.423	10.74
2/0	265	133100	.1045	67.43	.508	12.90
3/0	310	167800	.1318	85.01	.576	14.63
4/0	360	211600	.1662	107.20	.645	16.38
250 MCM	405	250000	.1964	126.70	.713	18.11
300 MCM	455	300000	.2356	152.00	.768	19.51
500 MCM	620	500000	.3927	253.40	.997	25.32
750 MCM	785	750000	.5891	380.00	1.207	30.66
1000 MCM	935	1000000	.7854	506.70	1.404	35.66



NFPA 70™

National Electrical Code®

2008 Edition



NFPA, 1 Batterymarch Park, Quincy, MA 02169-7471
An International Codes and Standards Organization



ANSI Approval Date
September 3, 2004

NEMA Standards Publication ANSI/NEMA MG 1-2003, Revision 1-2004

Motors and Generators

Revisions are indicated with ▲.

Published by:

National Electrical Manufacturers Association
1300 North 17th Street, Suite 1847
Rosslyn, VA 22209

www.nema.org

© Copyright by the National Electrical Manufacturers Association. All rights including translation into other languages, reserved under the Universal Copyright Convention, the Berne Convention for the Protection of Literary and Artistic Works, and the International and Pan American Copyright Conventions.



IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers

IEEE Power Engineering Society

Sponsored by the
Transformers Committee

C57.13

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997, USA
28 July 2008

IEEE Std C57.13™-2008
(Revision of
IEEE Std C57.13-1993)



IEEE Standard for Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers

IEEE Power Engineering Society

Sponsored by the
Transformers Committee

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997, USA

28 February 2007

IEEE Std C57.12.00™-2006
(Revision of
IEEE Std C57.12.00-2000)



IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses

IEEE Power & Energy Society

Sponsored by the
Power System Relaying Committee

C37.234TM

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997, USA

IEEE Std C37.234TM-2009

6 November 2009



IEEE Guide for AC Generator Protection

IEEE Power Engineering Society

Sponsored by the
Power System Relaying Committee

C37.102TM

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997, USA

16 February 2007

IEEE Std C37.102TM-2006
(Revision of
IEEE Std C37.102-1995)

IEEE Guide for AC Motor Protection

Sponsor

**Power System Relaying Committee
of the
IEEE Power Engineering Society**

Approved 30 March 2000
Reaffirmed December 5, 2006

IEEE-SA Standards Board

Abstract: Generally accepted methods of protection for ac motors are provided. This guide identifies and summarizes the functions necessary for adequate protection of motors based on type, size, and application. This guide does not purport to detail the protective requirements of all motors in every situation.

Keywords: ac motor protection, adjustable-speed drive motor protection, induction motor protection, microprocessor-based motor protection, motor, rotating machinery protection, synchronous motor protection, wound rotor motor protection

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA

Copyright © 2000 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
All rights reserved. Published 12 September 2000. Printed in the United States of America.

Print: ISBN 0-7381-2496-6 SH94857
PDF: ISBN 0-7381-2497-4 SS94857

No part of this publication may be reproduced in any form, in an electronic retrieval system or otherwise, without the prior written permission of the publisher.



IEEE Guide for Protecting Power Transformers

IEEE Power Engineering Society

Sponsored by the
Power System Relaying Committee

C37.91TM

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997, USA

30 May 2008

IEEE Std C37.91TM-2008
(Revision of
IEEE Std C37.91-2000)

Recognized as an
American National Standard (ANSI)

IEEE Std 242-2001
(Revision of
IEEE Std 242-1986)

IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems

Sponsor

**Industrial and Commercial Power Systems Department
of the
IEEE Industry Applications Society**

Approved 14 June 2001
IEEE-SA Standards Board

Approved 25 October 2001
American National Standards Institute

Abstract: The principles of system protection and the proper selection, application, and coordination of components that may be required to protect industrial and commercial power systems against abnormalities that could reasonably be expected to occur in the course of system operation are presented in a simple, yet comprehensive, format. The principles presented apply to both new electrical system design and to the changing, upgrading, or expansion of an existing electrical distribution system.

Keywords: bus protection, cable protection, calibration, conductor protection, coordinating time intervals, current-limiting fuses, current transformers, fuse coordination, fuse selectivity, generator grounding, generator protection, high-voltage fuses, liquid preservation systems, low-voltage motor protection, medium-voltage motor protection, motor protection, overcurrent protection, potential transformers, power fuses, protective relays, relay application principles, relay operating principles, service protection, short-circuit protection, switchgear protection, system design, system protection, transformer protection, voltage transformers

IEEE Std 141-1993
(Revision of IEEE Std 141-1986)

IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants

Sponsor

**Power Systems Engineering Committee
of the
Industrial and Commercial Power Systems Department
of the
IEEE Industry Applications Society**

Approved December 2, 1993

IEEE Standards Board

Abstract: A thorough analysis of basic electrical-systems considerations is presented. Guidance is provided in design, construction, and continuity of an overall system to achieve safety of life and preservation of property; reliability; simplicity of operation; voltage regulation in the utilization of equipment within the tolerance limits under all load conditions; care and maintenance; and flexibility to permit development and expansion. Recommendations are made regarding system planning; voltage considerations; surge voltage protection; system protective devices; fault calculations; grounding; power switching, transformation, and motor-control apparatus; instruments and meters; cable systems; busways; electrical energy conservation; and cost estimation.

Keywords: energy management, grounding, industrial power system, industrial power system economics, industrial power system planning, industrial power system protection, power cables, power distribution, power transformers, power system measurements, switches/switchgear, wiring



IEC 62271-1

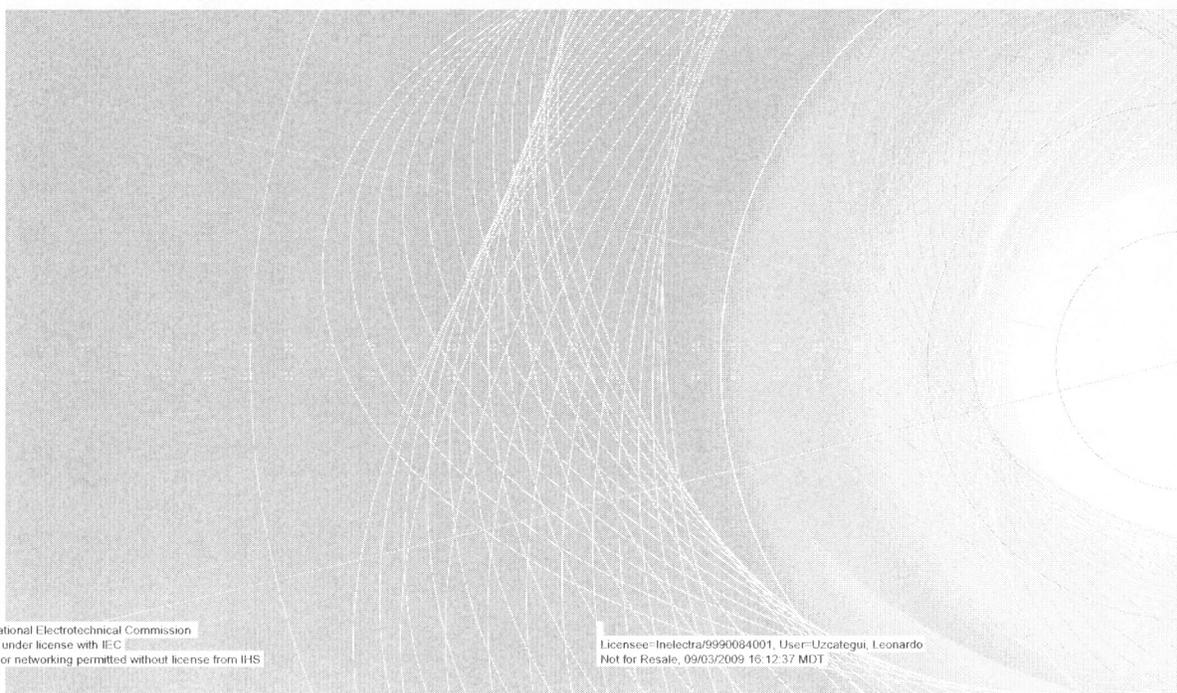
Edition 1.0 2007-10

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**High-voltage switchgear and controlgear –
Part 1: Common specifications**

**Appareillage à haute tension –
Partie 1: Spécifications communes**



IEC 62271-1:2007

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
949**

Première édition
First edition
1988

**Calcul des courants de court-circuit admissibles
au plan thermique, tenant compte des effets
d'un échauffement non adiabatique**

**Calculation of thermally permissible short-circuit
currents, taking into account non-adiabatic
heating effects**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 949: 1988

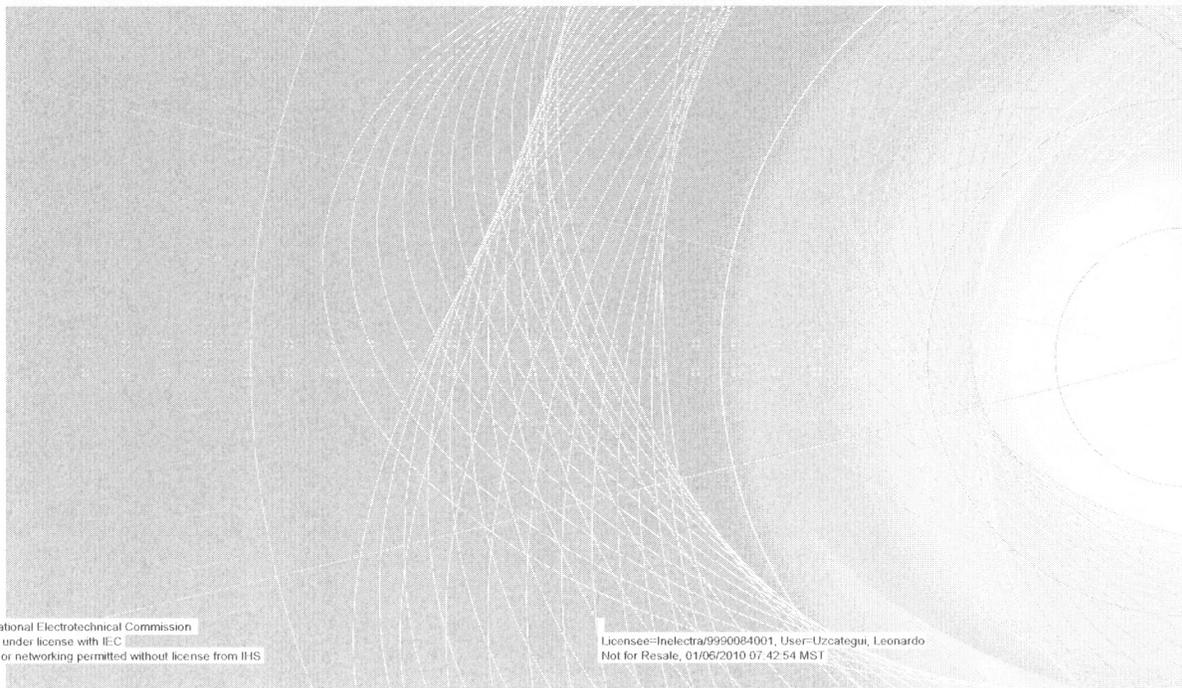
INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Low-voltage switchgear and controlgear –
Part 4-1: Contactors and motor-starters – Electromechanical contactors and
motor-starters**

**Appareillage à basse tension –
Partie 4-1: Contacteurs et démarreurs de moteurs – Contacteurs et démarreurs
électromécaniques**



INTERNATIONAL
STANDARD
NORME
INTERNATIONALE

IEC
CEI
60947-1

Fifth edition
Cinquième édition
2007-06

Low-voltage switchgear and controlgear –

**Part 1:
General rules**

Appareillage à basse tension –

**Partie 1:
Règles générales**



Reference number
Numéro de référence
IEC/CEI 60947-1:2007



IEC 60269-1

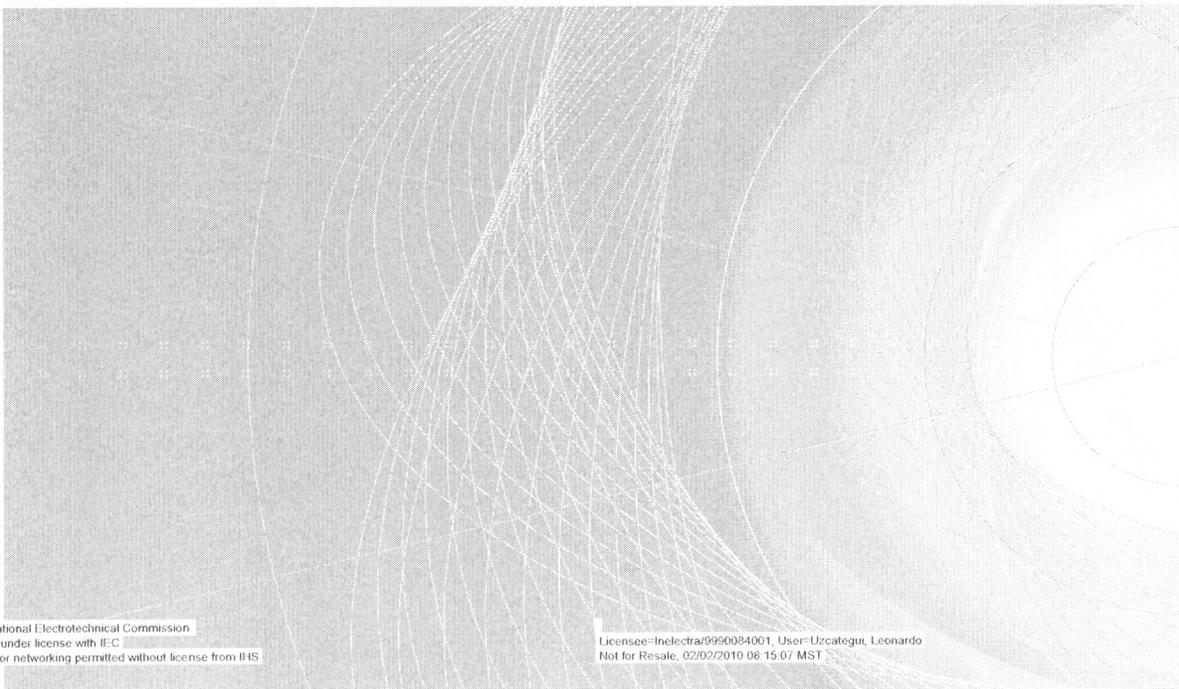
Edition 4.1 2009-07

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Low-voltage fuses –
Part 1: General requirements**

**Fusibles basse tension –
Partie 1: Exigences générales**



IEC 60269-1:2006+A1:2009

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Licensee=Inecltra/9990084001, User=Uzcategui, Leonardo
Not for Resale, 02/02/2010 08:15:07 MST

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

CEI
IEC
60228

Troisième édition
Third edition
2004-11

Âmes des câbles isolés

Conductors of insulated cables



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60228:2004

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
60076-5**

Troisième édition
Third edition
2006-02

Transformateurs de puissance –

**Partie 5:
Tenue au court-circuit**

Power transformers –

**Part 5:
Ability to withstand short circuit**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60076-5:2006

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

CEI
IEC
60076-1

Edition 2.1

2000-04

Edition 2:1993 consolidée par l'amendement 1:1999
Edition 2:1993 consolidated with amendment 1:1999

Transformateurs de puissance –

**Partie 1:
Généralités**

Power transformers –

**Part 1:
General**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60076-1:1993+A1:1999

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
60044-2**

Edition 1.2

2003-02

Edition 1:1997 consolidée par les amendements 1:2000 et 2:2002
Edition 1:1997 consolidated with amendments 1:2000 and 2:2002

Transformateurs de mesure –

**Partie 2:
Transformateurs inductifs de tension**

Instrument transformers –

**Part 2:
Inductive voltage transformers**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60044-2:1997+A1:2000+A2:2002

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
60044-1**

Edition 1.2

2003-02

Edition 1:1996 consolidée par les amendements 1:2000 et 2:2002
Edition 1:1996 consolidated with amendments 1:2000 and 2:2002

Transformateurs de mesure –

**Partie 1:
Transformateurs de courant**

Instrument transformers –

**Part 1:
Current transformers**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60044-1:1996+A1:2000+A2:2002

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

CEI
IEC
60034-1

Onzième édition
Eleventh edition
2004-04

Machines électriques tournantes –

**Partie 1:
Caractéristiques assignées
et caractéristiques de fonctionnement**

Rotating electrical machines –

**Part 1:
Rating and performance**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60034-1:2004