

**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**



**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA**



**DIPLOMADO
DISEÑO Y CÁLCULO DE
INSTALACIONES ELÉCTRICAS
(RESIDENCIALES, INDUSTRIALES Y
ESPECIALES)**

**MÓDULO II
B. CA410 PROTECCIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS INDUSTRIALES Y DE
DISTRIBUCIÓN**

**EXPOSITOR: DR. FERNANDO TOLEDO TOLEDO
DEL 29 DE OCTUBRE AL 08 DE DICIEMBRE DE 2007
PALACIO DE MINERÍA**



PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES Y DE DISTRIBUCIÓN

M. en C. FERNANDO TOLEDO TOLEDO
AREA ELECTRICA
2 0 0 2

PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES Y DE DISTRIBUCIÓN

M. en C. Fernando Toledo Toledo

1.- PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Filosofía de la coordinación y protección de sistemas.
- 1.3 Características de un sistema de protección.
- 1.4 Elementos requeridos para un estudio de coordinación.

2.- COMPONENTES DE UN ESQUEMA DE PROTECCION.

- 2.1 Características corriente-tiempo.
- 2.2 Transformadores de instrumento.
- 2.3 Fusibles.
- 2.4 Relevadores.
- 2.5 Interruptores en bajo voltaje.

3.- ESQUEMAS DE PROTECCIÓN A EQUIPO ELÉCTRICO.

- 3.1 Protección de generadores.
- 3.2 Protección de motores de CA.
- 3.3 Protección de transformadores y líneas.

4.- GUÍA RÁPIDA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS INDUSTRIALES.

- 4.1 Introducción.
- 4.2 Rutas de coordinación.
- 4.3 Características de operación y límites de protección a equipo eléctrico.
- 4.4 Márgenes de coordinación.
- 4.5 Interpretación de valores en gráficas log-log.

BIBLIOGRAFIA.

1. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.
ELECTRIC UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK.
VOL 3 DISTRIBUTION SYSTEMS. 1978.
2. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.
ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. 1982.
3. IEEE/ANSI STD 141-1993 (R99) [Red Book]
RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION
FOR INDUSTRIAL PLANTS.
4. ANSI/IEEE STD 242-2001 [Buff Book]
RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF
INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.
5. TURAN GÖNEN.
ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEM ENGINEERING.
MC GRAW HILL. 1992.
6. IEEE GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GROUNDING.
ANSI/IEEE STD 80-2000.
7. ANSI/IEEE STD 142-1992, IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR
GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.
[Green Book].
8. ANSI/NFPA 70-1999, NATIONAL ELECTRIC CODE.
9. PROTECTIVE RELAYING THEORY AND APPLICATIONS.
WALTER A. ELMORE. ABB POWER T&D COMPANY INC. 1994.

1. PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

1.1. INTRODUCCIÓN

El estudio de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico consiste en un análisis organizado de las características corriente tiempo de todos los dispositivos de protección conectados en serie desde el punto físico de su ubicación, hasta la fuente o soporte de voltaje.

Este estudio es una comparación del tiempo que requiere para operar cada dispositivo bajo condiciones normales o anormales y con ello, garantizar una secuencia adecuada de operación. De esto se deduce que *sólo se considerarán en un estudio de coordinación de protecciones, aquellos dispositivos que tengan característica de respuesta corriente tiempo.*

El objetivo de un estudio de coordinación es determinar las características, gamas y ajustes de los dispositivos de protección de sobrecorriente, los cuales garantizarán que un mínimo de elementos no fallados dejarán de alimentarse cuando los dispositivos de protección operan aislando una falla en cualquier punto del sistema. Al mismo tiempo, los dispositivos y ajustes seleccionados deben brindar una protección satisfactoria contra corto circuitos y sobrecargas interrumpiendo las fallas tan rápido como sea posible.

1.2. FILOSOFÍA DE LA COORDINACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS

El diseñador tiene disponibles varios métodos para minimizar los efectos de la presencia de disturbios en el sistema, cumpliendo con los siguientes objetivos:

- ◆ Aislar rápidamente la porción afectada del sistema mientras se mantiene normal el servicio para el resto del sistema, reduciendo el daño a la porción afectada.
- ◆ Minimizar la magnitud de la corriente de corto circuito, disminuyendo con ello el daño a los componentes del sistema y al equipo que alimenta.
- ◆ Proveer circuitos alternos, dispositivos de disparo y recierre automático, donde sean aplicables, para reducir la extensión y duración de la paralización del equipo.

Por más esfuerzos económicos y técnicos que se apliquen a un sistema eléctrico, es imposible que esté exento de la incidencia de fallas. Estas fallas se presentan en el sistema debido principalmente a las siguientes causas:

- a) Falla de aislamiento debido a envejecimiento, calentamiento o corrosión.
- b) Falla de aislamiento en aire o elementos de aislamiento de equipo, debido a sobretensiones de origen interno o externo.
- c) Efecto de la humedad en el terreno y medio ambiente.
- d) Fallas mecánicas en las máquinas o líneas.
- e) Errores humanos en maniobras.
- f) Sobrecarga de equipo.
- g) Accidentes provocados por animales.

A su vez, estas fallas se manifiestan en el sistema mediante los siguiente efectos:

- SOBRECORRIENTES
- SOBRECÁLENTAMIENTO
- CAÍDA DE TENSIÓN
- SOBREVOLTAJES

1.3. CARACTERÍSTICAS DE UN BUEN SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección, bajo un estándar de calidad, debe ser:

- a) **CONFIABLE.** Operar correctamente cuando se necesita y evitar operaciones innecesarias.
- b) **RÁPIDO.** Mínimo tiempo de duración de la falla.
- c) **SELECTIVO.** Máxima continuidad de servicio con mínimas desconexiones del mismo.
- d) **ECONÓMICO.** Máxima protección al mínimo costo. En la actualidad se dice que el costo del esquema de protección no debe exceder al 5% del total de la inversión del sistema.
- e) **SIMPLE.** Mínimo equipo y alambrado.

Dado que es impráctico satisfacer simultáneamente todos estos requisitos, en función de las exigencias propias del sistema, será necesario dar prioridad a algunos, sacrificando consecuentemente otros.

1.4. ELEMENTOS REQUERIDOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN

Para realizar un estudio de coordinación es imprescindible contar con la siguiente información:

A) DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA. O de la sección del sistema involucrado en el estudio, conteniendo la siguiente información:

1. Potencia aparente, relación de transformación, impedancia y conexiones de todos los transformadores.
2. Condiciones de operación (normales y de emergencia) de los interruptores.
3. Datos de placa y reactancias subtransitorias y transitorias de las máquinas rotatorias, adicionalmente, reactancias síncronas de generadores.
4. Configuraciones, tamaños y tipo de conductores que conforman la red.
5. Relaciones de transformación, ubicación y especificaciones generales de transformadores de instrumento asociados al equipo de protección.
6. Características generales del equipo de protección, como: capacidad de fusibles, marca, tipo y ajuste de relevadores, marcos y sensores de interruptores de baja tensión, y otros.

Cabe mencionar que las curvas corriente tiempo del fabricante *son imprescindibles*.

B. ESTUDIO COMPLETO DE CORTO CIRCUITO. Se recomienda utilizar el método de la norma IEEE-Std.141-1993 (Red Book), obteniendo para cada barra las corrientes:

- * Corrientes momentáneas de corto circuito trifásico (*primera red*).

- * Corrientes interruptivas de corto circuito trifásico (*segunda red*).
- * Corriente de corto circuito trifásico para relevadores con retardo de tiempo (*tercera red*).
- * Corrientes de corto circuito de línea a tierra.

Las corrientes momentáneas (*primera red*) se utilizan para determinar los valores de respuesta de los relevadores con ajuste instantáneo y de los dispositivos con disparo de acción directa. Además, para verificar la capacidad momentánea de interruptores en bajo voltaje, fusibles, desconectores y reactores.

Las corrientes interruptivas (*segunda red*) sirven, como su nombre lo indica, para verificar la capacidad interruptiva a la cual están sujetos los interruptores en alta tensión (arriba de 1000 volts). Las corrientes para dispositivos con retardo de tiempo (*tercera red*) se utilizan para determinar el valor en el que se terminarán de graficar las curvas de coordinación. Con respecto a este valor deben de establecerse y verificarse los márgenes de coordinación.

C. CONDICIONES DE CARGA Y LÍMITES DE PROTECCIÓN. Características de cargabilidad de los componentes del sistema, perfil de demanda: carga mínima y máxima, condiciones normales y permisibles al sistema.

2. COMPONENTES DE UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN

2.1. CARACTERÍSTICAS CORRIENTE-TIEMPO (I,t)

Una vez que se tienen los valores de corto circuito del sistema es necesario conocer las características o especificaciones de todo el equipo asociado al esquema de protección. Los equipos más comúnmente involucrados en este tipo de esquemas son:

- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO (de potencial y de corriente)
- FUSIBLES
- RELEVADORES
- INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS
- INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS

Siendo que la coordinación consiste en un análisis de las características corriente-tiempo del equipo, es importante contar con información confiable (del fabricante preferentemente) de todos aquellos dispositivos que intervendrán en el estudio, para su correcta graficación en la hoja de coordinación.

Esta hoja representa el formato estandarizado para la representación gráfica del comportamiento del esquema de protección contra sobrecorriente. En ella el tiempo inicial o cero se considera aquel en el que la falla ocurre, y todos los posteriores (hacia arriba en el eje de tiempos) representarán los diferentes tiempos de operación requeridos por los dispositivos.

Las características corriente-tiempo, son curvas que representan los diferentes tiempos de operación de los dispositivos ante magnitudes de influencia (generalmente corriente) distintas. En un sistema radial esta magnitud de corriente es la misma para todos los dispositivos que se encuentran localizados entre la falla y los elementos activos de la red, dado que todos ellos se encuentran conectados en serie.

El esquema de protección, como se mencionó anteriormente, *debe ser selectivo*. Esto implica que no debe actuar ante condiciones normales de operación normal del equipo (como corrientes de arranque y magnetización) y por otro lado actuar ante condiciones de falla (sobrecarga, corto circuito) con suficiente rapidez para impedir el daño al equipo.

En la hoja de coordinación (figura 1), la región geométrica localizada a la izquierda y con características inversas corriente-tiempo agrupa las características de operación normal del equipo, siendo por consecuencia *área de no operación de la protección*, y la localizada a la derecha los límites de protección al equipo (zona de daño). La zona delimitada por estas dos regiones, representa el *área de operación de la protección*, aquí deberán localizarse gráficamente las curvas de los dispositivos de protección. Las curvas de los relevadores de protección comúnmente se representan mediante una sola línea, mientras que las de otros dispositivos se representan mediante una banda que representa los límites mínimo y máximo en los cuales se espera la liberación de la falla.

El rango de tiempos de operación del equipo de protección va desde valores muy pequeños (milisegundos) de tiempo de respuesta ante el corto circuito (corrientes muy grandes), hasta valores muy grandes (minutos) para permitir sobrecargas de corta duración las cuales se manifiestan por corrientes muy pequeñas. Estos rangos tan extendidos en tiempo y en corriente impiden la representación gráfica de las características de respuesta en gráficas lineales, siendo la representación *log-log* la utilizada normalmente en la hoja de coordinación

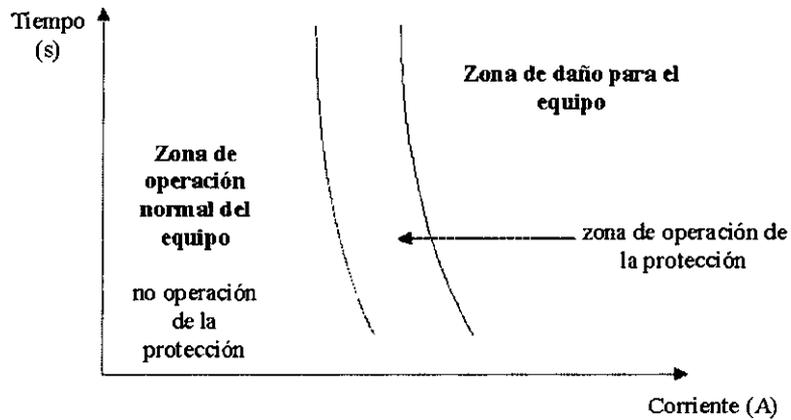


Figura 2.1 Zonificación de la Hoja de Coordinación

2.2. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

En los sistemas de corriente alterna se manejan normalmente voltajes y corrientes de valor elevado; por ello y para proteger al personal y aislar eléctricamente los equipos primarios (protección, control y medición), es que estos últimos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas del sistema a través de dispositivos especiales denominados *transformadores de instrumento*.

La utilización de estos dispositivos que reducen las magnitudes de corriente y potencial, logra también una disminución de los niveles de aislamiento y capacidad de los dispositivos de protección y control, reduciendo tamaño y costo del equipo.

El comportamiento y la selección de los transformadores de instrumento es determinante en la operación adecuada del esquema de protección, por lo que se describirán brevemente sus características.

Transformadores de Potencial

Son transformadores de instrumento en los que, bajo una condición de operación normal, la tensión secundaria es prácticamente proporcional a la primaria y el ángulo de defasaje entre ambas es muy cercano a los 180° . Se emplean para medición y/o protección, permiten reducir un voltaje de un valor muy alto (el nominal de la red), a valores utilizados por instrumentos de medición o protección (generalmente 120 volts); las tensiones primarias pueden tener valores relativamente altos.

Los transformadores de potencial (TP) se clasifican en dos grupos:

- Electromagnéticos
- Capacitivos

En los transformadores electromagnéticos, su precisión depende de la potencia de los devanados, siendo su respuesta ante señales con alto contenido de armónicas, bastante buena, situación contraria a los del tipo capacitivo, la ventaja principal de los capacitivos sobre los electromagnéticos es el costo. En los transformadores de potencial no existe clasificación especial de medición o protección.

Especificaciones generales de un transformador de potencial (TP):

1. **Relación de transformación.** Especificación de voltaje primario entre voltaje secundario, el primero se refiere comúnmente al voltaje nominal del sistema, mientras que el segundo por lo general corresponde a 120 volts. Para un transformador ideal los valores obtenidos en el lado secundario son proporcionalmente iguales al voltaje aplicado
2. **Potencia a alimentar (carga en ohms ó en VA).**
3. **Clase de precisión.(*)**
4. **Tipo de servicio (interior/intemperie).**
5. **Número de devanados.**
6. **Especificaciones dieléctricas.(**)**

(*)(**). Tanto la clase de precisión como los niveles de aislamiento, son especificaciones comunes a TP's y TC's, y resumidamente son:

++ **CLASE DE PRECISIÓN.** (ANSI). "Error máximo admisible expresado en % que un transformador de instrumento puede introducir en una medición de potencia".

++ **NIVELES DE AISLAMIENTO.** Nivel básico de aislamiento (Basic Insulation Level): Valor máximo de cresta de una onda de impulso normalizada (1.2 x 50 μ seg.) que puede soportar el equipo sin sufrir ruptura dieléctrica. Nivel básico de aislamiento a la tensión sostenida (Basic Insulation Voltage Level): Valor eficaz máximo de una onda alterna de frecuencia fundamental que puede soportar el dispositivo durante un tiempo de 60 segundos sin sufrir ruptura dieléctrica.

CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN

Para respetar las condiciones impuestas en cuanto a la clase de precisión es necesario mencionar que cuando el TP es sobrecargado, *no respetará los límites de desviación de error especificados por la clase de precisión.*

Para determinar la carga impuesta (también denominada *burden*), se suman los consumos individuales (*burden* en VA) de cada uno de los dispositivos conectados a su secundario, o en su defecto el paralelo de las impedancias de cada instrumento conectado al devanado secundario (*burden* en ohms). La cargabilidad en ohms se expresa como el mínimo valor de impedancia a conectarse en las terminales del devanado secundario, lo que equivale a que al no conectarse ningún instrumento al secundario, este deberá mantenerse en *circuito abierto*. De acuerdo a esto, el límite operativo en cuanto a cargabilidad se establece como el valor máximo de corriente ó el mínimo de impedancia conectada al secundario que puede soportar el TP sin perder sus características en cuanto a precisión se refiere.

Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente (TC) se diseñan para conectarse en serie con la carga, de la misma forma que se conecta un amperímetro ordinario, es evidente entonces que su impedancia debe ser lo suficientemente baja como para poder despreciarse. La corriente secundaria tiene una relación conocida con respecto a la corriente primaria: *Relación de Transformación de Corriente*, RTC ó KTC. Por lo tanto, cualquier cambio en la corriente primaria, se refleja proporcionalmente en los instrumentos conectados *en serie* en el secundario.

La corriente nominal secundaria de los TC's se ha normalizado a 5 amperes, aunque en algunos casos especiales se emplean otros valores como son 1 y 2 amperes. Los valores típicos de corrientes nominales primarias son: 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 1600, 2000, 2500 y 3000. Los bornes primarios y secundarios se marcan con letras y números para determinar los sentidos de las corrientes, a éstas se les denomina **MARCA DE POLARIDAD**, siendo de gran importancia especialmente en circuitos de protección y medición polifásica.

Según las normas nacionales, se emplea la siguiente designación para las terminales de TC's:

- P1 PRINCIPIO DEL PRIMARIO
- P2 FIN DEL PRIMARIO
- S1 PRINCIPIO DEL SECUNDARIO
- S2 FIN DEL SECUNDARIO

Cuando la corriente está entrando por la terminal primaria marcada P1, se establece que la corriente sale por la terminal secundaria **MARCADA CON EL MISMO SUBÍNDICE** (en este caso S1) y viceversa.

$$RTC = KTC = \frac{\text{Corriente primaria}}{\text{Corriente nominal secundaria}}$$

La corriente secundaria **no** es exactamente proporcional a la corriente primaria. Esta inexactitud varía según el valor de la corriente primaria, la impedancia de todos los elementos conectados al secundario y la frecuencia. La mayor influencia la tienen la construcción y el material del núcleo.

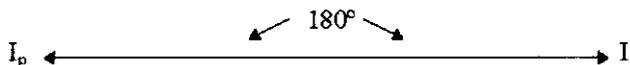


Figura 2.2 Corrientes en un TC ideal

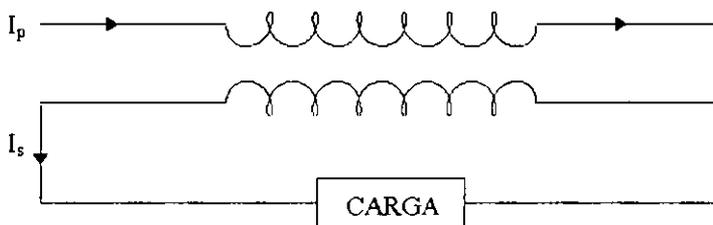


Figura 2.3 Conexiones en un TC

Debido a que existe una diferencia entre el valor especificado y el valor medido en la magnitud de las corrientes en un TC, se expresa esta desviación en términos del **ERROR DE RELACIÓN** (error de relación de transformación), para indicar la clase de precisión del TC como:

$$\text{Error de relación} = \frac{RTC \times I_s}{I_p} \times 100 \%$$

También por aspectos constructivos, el ángulo entre corrientes primaria y secundaria no es de 180° exactos, sino que está sujeto a una desviación que depende de la clase de precisión y del servicio que preste el transformador, algunas especificaciones de TC's incluyen los valores típicos de **error de relación en ángulo**; en el apéndice correspondiente a transformadores de instrumento se pueden encontrar algunos valores característicos.

SELECCIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN. La selección de la RTC está en función de dos características del circuito a donde va a estar físicamente localizado el TC:

1.- CORRIENTE NOMINAL DEL CIRCUITO. Como primer paso se selecciona una RTC tal que cumpla que *la corriente nominal del circuito (plena carga) nunca sea menor al valor de la corriente nominal primaria del TC*, es decir deben cumplirse las siguientes relaciones:

Corriente nominal secundaria (valor típico) del TC = 5 A

Corriente nominal PRIMARIA del TC \geq Corriente nominal del alimentador

2.- CORRIENTE MÁXIMA DE FALLA. La corriente máxima de falla (corto circuito) en el punto de conexión del TC no debe exceder 20 veces el valor nominal de la corriente primaria del TC. En el caso en el que al multiplicar por 20 el valor de la corriente nominal secundaria -elegida en el punto 1- para el TC, este valor sea inferior que el valor de corriente máxima esperada, deberá seleccionarse la RTC con respecto a la siguiente expresión:

$$RTC \geq \frac{(\text{CORRIENTE DE FALLA MAXIMA}) / 20}{5}$$

Se recomienda utilizar el valor inmediato superior, no obstante, el criterio de campo establecerá - en términos de desviaciones pequeñas - si se puede utilizar alguna relación inferior.

Especificaciones generales de transformadores de corriente (TC's):

1. TIPO:

- a) BUSHING. Integrado al equipo primario, es inexacto a corrientes pequeñas, impedancia secundaria baja.
- b) DEVANADO. Separado al equipo primario, mayor costo, impedancia secundaria alta, saturación más rápida.

2. AISLAMIENTO: Porcelana ó aceite.

3. APLICACIÓN: Medición ó Protección.

4. NÚMERO DE DEVANADOS SECUNDARIOS.

5. BIL Nivel Básico de Aislamiento.

6. SOBRECORRIENTE DINÁMICA. Valor máximo de sobrecorriente de impulso (instantánea) que puede soportar el TC sin dañarse.

7. SOBRECORRIENTE TÉRMICA. Máximo valor de corriente que puede soportar el TC durante 4 segundos sin dañarse.

8. CLASE DE PRECISIÓN.

9. FACTOR DE SOBRECORRIENTE. Valor de sobrecorriente que puede soportar el TC durante periodos largos de tiempo sin dañarse (comúnmente 120% de la corriente nominal).

Clasificaciones aplicables a transformadores de corriente.

ESPECIFICACIÓN ASA.- Esta clasificación provee una medida de la exactitud que puede brindar un transformador de corriente. Este método de clasificación asume que el TC alimenta una carga de veinte veces su corriente secundaria nominal (comúnmente $20 \times 5 = 100$ A) y el valor máximo de voltaje (rms) que puede admitir en las

terminales del secundario sin exceder un determinado promedio de error. El formato de esta clasificación es el siguiente:

N1 C N2

N1 Representa el máximo error especificado en porcentaje (clase de precisión).

C Código que establece las características propias de impedancia del devanado secundario, pudiendo ser:
H alta impedancia interna del secundario ó L baja impedancia interna del secundario.

N2 Valor máximo del voltaje secundario al cual el error puede existir, asumiendo una corriente de 20 veces la nominal.

EJEMPLO. Se tiene un TC de especificación 2.5-H-100, esto implica que la clase de precisión es 2.5 el máximo error que puede introducir en % para una corriente de hasta $20 \times I_{nom}$ es de +2.5%, teniendo una impedancia interna secundaria alta.

**** CARGA IMPUESTA AL SECUNDARIO (BURDEN) ****. En cuanto a la impedancia máxima (BURDEN en ohms) a conectarse al secundario y la cargabilidad máxima en VA (BURDEN en volt-ampères), se obtiene de las siguientes relaciones:

N2 voltaje máximo a 20 veces la I_{nom} (Límite de tensión operativa).

I_{ns} Corriente nominal secundaria (comúnmente 5 amperes).

BURDEN EN OHMS:

$$\text{Impedancia de carga} = \frac{N2 \text{ (volts)}}{20 \times I_{ns} \text{ (amp)}} \text{ (ohms)}$$

BURDEN EN VA:

$$B(\text{VA}) = \frac{N2 \text{ (volts)} \times I_{ns} \text{ (amp)}}{20} \text{ (volt - ampere)}$$

Para los datos del ejemplo:

BURDEN EN OHMS:

$$\text{Impedancia de carga} = \frac{100 \text{ (volts)}}{20 \times 5 \text{ (amp)}} = \frac{100 \text{ (volts)}}{100 \text{ (amp)}} = 1 \text{ (ohm)}$$

→ impedancia **máxima** a conectarse en el secundario = 1 ohm.

BURDEN EN VA:

$$B(\text{VA}) = \frac{100 \text{ (volts)} \times 5 \text{ (amp)}}{20} = 25 \text{ (volt - ampere)}$$

→ carga *máxima* a alimentar = 25 VA

CLASIFICACIÓN ANSI.- Esta clasificación establece que el transformador introduce un error máximo del 10% para una magnitud de corriente circulante hasta de 20 veces la corriente nominal.

CLASE	POTENCIA	CARGA ADMISIBLE Burden (ohms)
C-10	2.5 VA	0.1
C-20	5.0 VA	0.2
C-50	12.5 VA	0.5
C-100	25.0 VA	1.0
C-200	50.0 VA	2.0
C-400	100.0 VA	4.0
C-800	200.0 VA	8.0

Para esta clasificación, cabe mencionar que en el caso de transformadores de múltiple relación la clase está dada para LA RELACIÓN MÁXIMA, y sigue en proporción directa al tomar una relación menor. Por ejemplo, si se tiene un TC, CLASE C-400, con múltiples relaciones:

$$(100,200,300,400,500,600) / 5$$

Al conectarse a una relación: $KTC = 300/5$

Tendría una carga máxima admisible (en VA) de:

$$VA = 100 \times \frac{(300/5)}{(600/5)} = 50 \text{ (volt - ampere)}$$

y soportaría una impedancia máxima admisible (BURDEN en ohms) de:

$$B(\text{ohms}) = 4 \times \frac{(300/5)}{(600/5)} = 2 \text{ (ohms)}$$

Como podemos observar de la tabla, al utilizar este TC de clase C-400, en la relación 300/5, queda caracterizado como si fuese de clase C-200.

ESPECIFICACIÓN IEC.- Esta especificación sigue la siguiente nomenclatura:

[capacidad en va].[clase de precisión].[aplicación].
[corriente máxima primaria]

1. La capacidad del transformador en volt-ampères se especifica para el valor de la corriente nominal secundaria (pudiendo ser 1,2,...,5 amp).
2. La clase de precisión, está especificada para el valor máximo de corriente admisible para el TC (punto 4).
3. La aplicación se especifica mediante una M (Medición) o una P (Protección).
4. La corriente máxima se expresa mediante un número que representa el múltiplo de la corriente nominal secundaria.

Como ejemplo de esta especificación, se tiene un TC:

15VA 0.2 M 10

15 voltamp de carga máxima, error máximo en el devanado secundario de 0.2% (a corriente y burden nominales), corriente máxima primaria igual a diez veces la nominal.

ESPECIFICACIONES NACIONALES.- Las normas DGN utilizan una clasificación en términos de la precisión. Puesto que la precisión depende de la carga secundaria, se han determinado cargas normalizadas, y éstas son las que se utilizan para clasificar la precisión.

CARGAS NORMALIZADAS PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		
DESIGNACIÓN	CARACTERÍSTICAS DE CARGA	
	RESISTENCIA (OHMS)	INDUCTANCIA (mH)
B - 0.1	0.09	0.116
B - 0.2	0.18	0.232
B - 0.5	0.45	0.580
B - 1.0	0.50	2.300
B - 2.0	1.00	4.600
B - 4.0	2.00	9.200
B - 8.0	4.00	18.400

DESIGNACIÓN	VALORES SECUNDARIOS A 60 Hz Y 5 AMPERES		
	IMPEDANCIA (Ω)	POTENCIA (VA)	FACTOR DE POTENCIA
B - 0.1	0.1	2.5	0.9
B - 0.2	0.2	5.0	0.9
B - 0.5	0.5	12.5	0.9
B - 1.0	1.0	25.0	0.5
B - 2.0	2.0	50.0	0.5
B - 4.0	4.0	100.0	0.5
B - 8.0	8.0	200.0	0.5

Los factores de corrección por clase de precisión para transformadores de corriente (DGN) es la siguiente:

LÍMITES DEL FACTOR DE CORRECCIÓN DE RELACIÓN FCR

CLASE DE PRECISIÓN	100% de I_{nom}		10% de I_{nom}		Límites del FP atrasado de la carga media
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
1.2	0.988	1.012	0.976	1.024	0.6 - 1.0
0.6	0.944	1.006	0.988	1.012	0.6 - 1.0
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006	0.6 - 1.0
0.5	0.995*	1.005*	0.995	1.005	0.6 - 1.0

* Estos valores también se aplican con 1.5 veces la I_{nom} .

CARACTERÍSTICAS DE CARGABILIDAD Y SATURACIÓN A TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En algunas ocasiones, es necesario evaluar la respuesta de TC's bajo condiciones críticas de operación, presentándose casos como :

+ Los valores de corto circuito esperados en la localidad del TC exceden veinte veces el valor de la corriente nominal máxima en ese punto. Esto implica que ante la presencia de la falla el transformador de corriente *se saturará* enviando señales erróneas a los dispositivos relevadores. Esto se podría solucionar mediante la utilización de relaciones de transformación muy grandes que conducen al empleo -para relevadores de sobrecorriente- de valores de tap muy pequeños, llegando inclusive a estar el valor de disparo requerido para sobrecarga, fuera del rango de ajuste del dispositivo .

Este caso es típico en la protección de equipos de relativa poca potencia que se encuentran localizados muy cerca de centros de generación, en cuyo caso los valores de corriente nominal son muy pequeños comparados con los valores de corto circuito esperados en la localidad del equipo.

Conviene en estos casos analizar hasta que punto se satura el TC cuando circula la corriente de falla. Es lógico suponer que el grado de saturación dependerá de que tanto excede la corriente de corto circuito el parámetro de veinte veces la corriente nominal primaria del TC.

Se recomienda en este caso, analizar la *CURVA DE SATURACIÓN DEL TC* (fig.2.4), principalmente en los valores en los cuales se produce la saturación del núcleo, para ello se recurre a la curva proporcionada por el fabricante o mediante un simple procedimiento obtenerla directamente de campo.

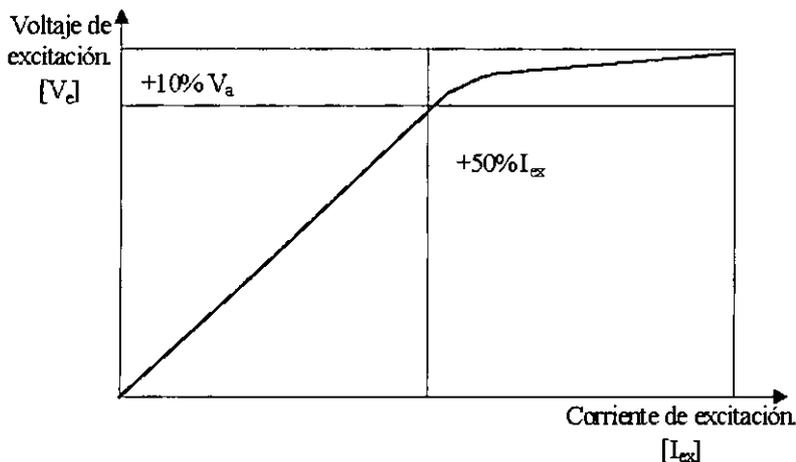


Figura 2.4 Curva de saturación de TC's

Este caso es típico en la protección de equipos de relativa poca potencia que se encuentran localizados muy cerca de centros de generación, en cuyo caso los valores de corriente nominal son muy pequeños comparados con los valores de corto circuito esperados en la localidad del equipo. Se recomienda en este caso, analizar la *CURVA DE SATURACIÓN DEL TC*, principalmente en los valores en los cuales se produce la saturación del núcleo, para ello se recurre a la curva proporcionada por el fabricante o mediante un simple procedimiento obtenerla directamente de campo.

En el contexto de la tensión máxima admisible por el secundario del TC, el "punto codo" o "punto rodilla" (Knee Point), se define como el punto para el cual para obtener un incremento del 10% en la *fem* secundaria, es necesario incrementar la corriente de excitación en un 50% o viceversa.

Esta curva puede construirse a partir de una prueba de campo, con el siguiente circuito :

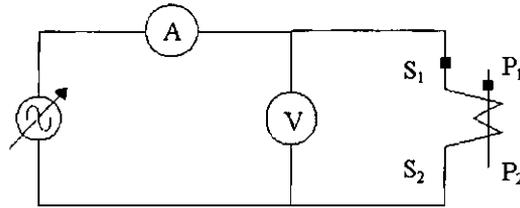


Figura 2.5 Circuito para la determinación de la curva de saturación

DESARROLLO. Con el primario en *circuito abierto*, y partiendo de un valor de tensión igual a cero para la fuente de tensión variable, esta se va incrementando en pasos pequeños (de aproximadamente 5 o menos volts, dependiendo de la precisión con la que se pretenda construir la curva), y se toman las correspondientes lecturas de corriente para cada tensión, al acercarse el TC al "punto rodilla" (Knee point), debe tenerse cuidado con los pasos del aumento de valores de tensión, dado que a pequeñas variaciones de voltaje le corresponden variaciones *GRANDES* de corriente.

Con los datos obtenidos de la curva se puede analizar conjuntamente la magnitud del error en relación debida a el aumento en la impedancia secundaria o al manejo de corrientes superiores a veinte veces la corriente nominal.

Otro error común asociado al empleo de TC's, es no considerar que los conductores que sirven de enlace entre el TC y el tablero, presentan una impedancia, que no obstante siendo pequeña, puede llegar a ser grande comparada con el burden en ohms del transformador, para ello se sugiere evaluar el **CONSUMO DE POTENCIA DE LOS CONDUCTORES** que enlazan al transformador con los instrumentos, mediante la siguiente relación :

$$\text{CONSUMO DE LOS CONDUCTORES} \quad S = Z [I_s]^2$$

DONDE: S consumo del conductor [VA]
 Z impedancia del conductor [ida y vuelta] (ohms)
 I_s corriente nominal secundaria del TC [A]

Si por alguna razón no es posible evaluar la impedancia total conectada al secundario del TC, se puede optar por una prueba de campo similar a la de la obtención de la curva de saturación, y con ello mediante el simple cociente de las lecturas de tensión y corriente se obtiene el **BURDEN EN OHMS** total impuesto al TC y comparar este valor contra el máximo permisible, determinando con ello si el TC está impuesto a una condición de sobrecarga y saturación en su operación.

Se utiliza una fuente de tensión variable aumentando el voltaje aplicado hasta leer en el amperímetro la corriente nominal secundaria del TC. Con esta tensión la carga impuesta en ohms vale:

$$Z = V / Y$$

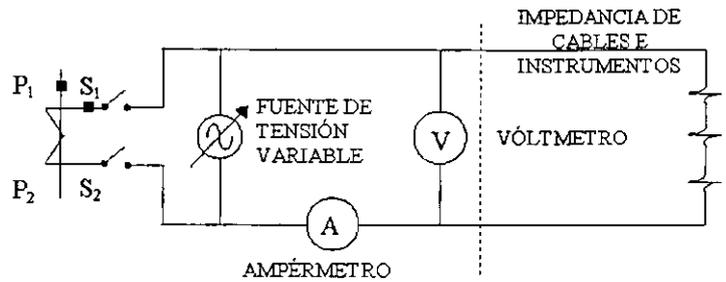


Figura 2.6 Circuito para evaluar en campo el burden impuesto.

2.3 FUSIBLES

Un fusible se define como un dispositivo que protege un elemento o grupo de elementos de una red eléctrica, fundiéndose y desenergizando el o los elementos bajo falla, al circular a través de él una corriente cuyo valor es superior a la corriente nominal del circuito.

Su principio operativo se basa en la fusión de un elemento conductor debida a la generación de calor por efecto Joule, al circular una corriente a través del elemento cuyo valor es superior al definido como nominal para el fusible.

Los fusibles tienen especificaciones de corriente, voltaje y capacidad interruptiva, mismas que no deben ser excedidas. Algunos tienen características de acuerdo a su capacidad de limitación de corriente, como lo establecen las normas de la National Electrical Manufacturers Association (NEMA), Underwriters Laboratories Inc. (U.L.), o la American National Standards Institute [ANSI].

ESPECIFICACIONES GENERALES APLICABLES A FUSIBLES [ANSI C37.40]:

1.- **EL RANGO DE CORRIENTE** de un fusible es el valor máximo directo o eficaz de corriente alterna, en amperes que puede soportar el fusible sin alterar sus características conductivas, también esta especificación se denota como capacidad de conducción continua de corriente. Esta especificación puede ser excedida pero en márgenes inferiores al 30%; en lo referente a los esquemas y límites de protección a equipo, se verá esta condición con detalle.

2.- **VOLTAJE NOMINAL O RANGO DE VOLTAJE:** Es el valor nominal máximo CD o alterna (rms) para el cual el fusible ha sido diseñado, es un valor que **no debe ser sobrepasado** más allá de las especificaciones dadas por el fabricante. Un fusible con una tensión nominal dada, puede ser empleado en circuitos con voltajes inferiores pero **nunca en sistemas cuya tensión nominal sea superior a la del fusible**.

3.- **CAPACIDAD INTERRUPTIVA.** Es el valor máximo de corriente cd o alterna [rms] que el dispositivo es capaz de interrumpir con seguridad, este valor se elige de acuerdo a los valores **máximos** de corto circuito esperados en la localidad del dispositivo, esta capacidad debe seleccionarse de acuerdo al valor inmediato superior disponible por el fabricante.

4.- **HRC. High Rupturing Capacity.** Terminología Inglesa y Canadiense, implica que el fusible tiene alta capacidad de ruptura, es equivalente al término norteamericano "High Interrupting Capacity", y generalmente indica una capacidad interruptiva de al menos 100 kA para fusibles de bajo voltaje.

5.- **I² t.** Representa la medida de energía calorífica disipada por un fusible al fundirse o aclarar (librar) una falla, generalmente se menciona como "I² t de fusión o I² t de despeje", según se trata de energía requerida para fundirse o aclarar completamente la falla respectivamente.

6.- **CORRIENTE CIRCULANTE DE PICO** (peak let-through current). Máxima corriente instantánea a través de un fusible limitador de corriente durante el tiempo total de despeje. Dado que es un valor instantáneo, bien puede exceder la corriente rms esperada, pero será menor que la corriente de pico disponible en el circuito al no tener un dispositivo limitador de corriente cuando el nivel de falla es suficientemente grande para hacer operar al fusible en su modalidad de limitación de corriente.

7.- **CORRIENTE DE UMBRAL**. (Threshold current). Es la magnitud de corriente para la cual el fusible inicia su acción limitadora de corriente.

En el caso de fusibles utilizados en sistemas industriales, se pueden clasificar en dos grupos importantes:

-**FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE**. Es un dispositivo sellado y no ventilado, que se funde por la circulación de una corriente comprendida entre su capacidad interruptiva, produce un voltaje de arco que excede al del sistema y fuerza a la corriente a un valor cero.

Los voltajes de arco se producen mediante la introducción en serie de arcos de alta resistencia dentro del fusible. El resultado es un fusible que típicamente interrumpe corrientes de falla grandes *dentro del primer medio ciclo posterior a la falla*.

-**FUSIBLES DE EXPULSIÓN**. En contraste, un fusible de expulsión depende de un arco que inicia el proceso de interrupción, este actúa como un catalizador generando un gas desionizante desde su alojamiento. El arco es entonces extendido por la fuerza de los gases. En un instante dado, el arco se elonga lo suficiente para impedir la recirculación de la corriente después de un paso por cero. Consecuentemente, no es extraño que un fusible de expulsión utilice varios ciclos para aclarar una falla.

Existen en la caracterización del comportamiento de un fusible tres tiempos importantes :

**** Tiempo Mínimo de Fusión.** (Minimum Melting Time, MMT). Es el tiempo mínimo que necesita permanecer la corriente de falla en el circuito, para que el fusible empiece a fundirse, la característica de mínimo tiempo de fusión es de tiempo inverso, y a la colección de puntos se le denomina **CURVA RÁPIDA DEL FUSIBLE** (CURVA MMT de la figura 2.7), y el tiempo mínimo de fusión para la corriente representada, está dado por el valor t_1 .

**** Tiempo Máximo de Despeje.** (Maximum Clearing Time, MCT, o también Total Clearing Time, TCT). Es el tiempo máximo que el fusible requerirá para despejar o aclarar completamente una falla, para la corriente I el tiempo máximo de despeje está representado por el tiempo t_2 , a la colección de puntos representativos del MCT para el fusible se le denomina curva lenta.

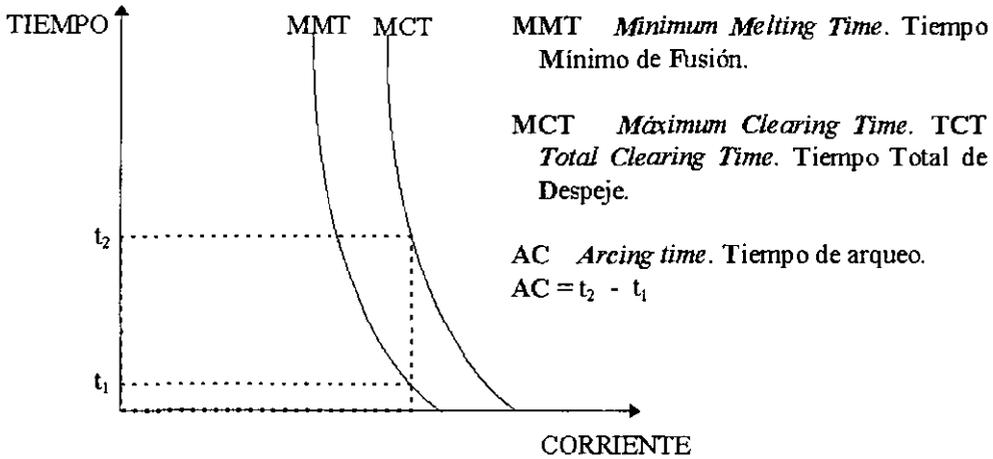


Figura 2.7 Características corriente tiempo de fusibles.

**** Tiempo de Arqueo.** (Arcing Time). Es el tiempo que requiere el fusible desde que empieza a fundirse hasta que aclara completamente la falla (deja de conducir), para cualquier valor de corriente, es la diferencia de los tiempos : total de despeje (MCT), menos el mínimo de fusión, (para la figura $t_2 - t_1$).

CARACTERÍSTICAS DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE

Debido a la velocidad de respuesta de las corrientes de corto circuito, algunos fusibles (los limitadores de corriente), tienen la capacidad de cortar la corriente antes de que alcance valores peligrosos, la figura 2.8 muestra la acción limitadora del fusible. La corriente total de corto circuito fluiría en la red si no existiese algún dispositivo limitador de corriente, un fusible limitador de corriente cortará el flujo de corriente en un tiempo aproximado de medio ciclo (60Hz), por lo que la corriente de corto circuito en este intervalo de tiempo, no alcanzará su valor máximo. El grado de limitación de corriente de un dispositivo comúnmente se representa mediante las curvas de máxima corriente circulante (peak let-through-current charts).

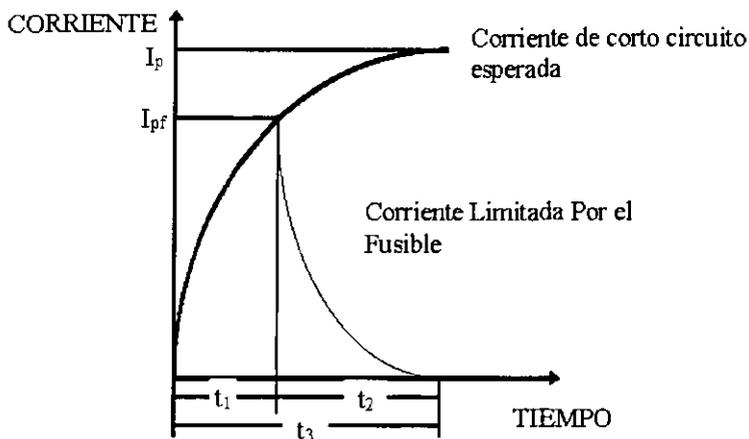


Figura 2.8 Acción limitadora de corriente de fusibles.

Estas curvas también llamadas "curvas de acción limitadora de corriente", son muy útiles para determinar el grado de protección ante condiciones de corto circuito que brinda el fusible al equipo. Estas gráficas muestran la corriente instantánea de pico circulante a través del fusible en función de la corriente esperada de corto circuito, como se muestra en la figura 2.9.

La línea recta que va del extremo inferior izquierdo al superior derecho, muestra una relación 2 a 3 para un factor de potencia de 0.15 entre la corriente instantánea de pico sin dispositivo limitador y la corriente simétrica esperada, entendiendo por este último término el valor de corto circuito en la localidad del fusible obtenido a través del estudio de corto circuito, asumiendo una falla franca.

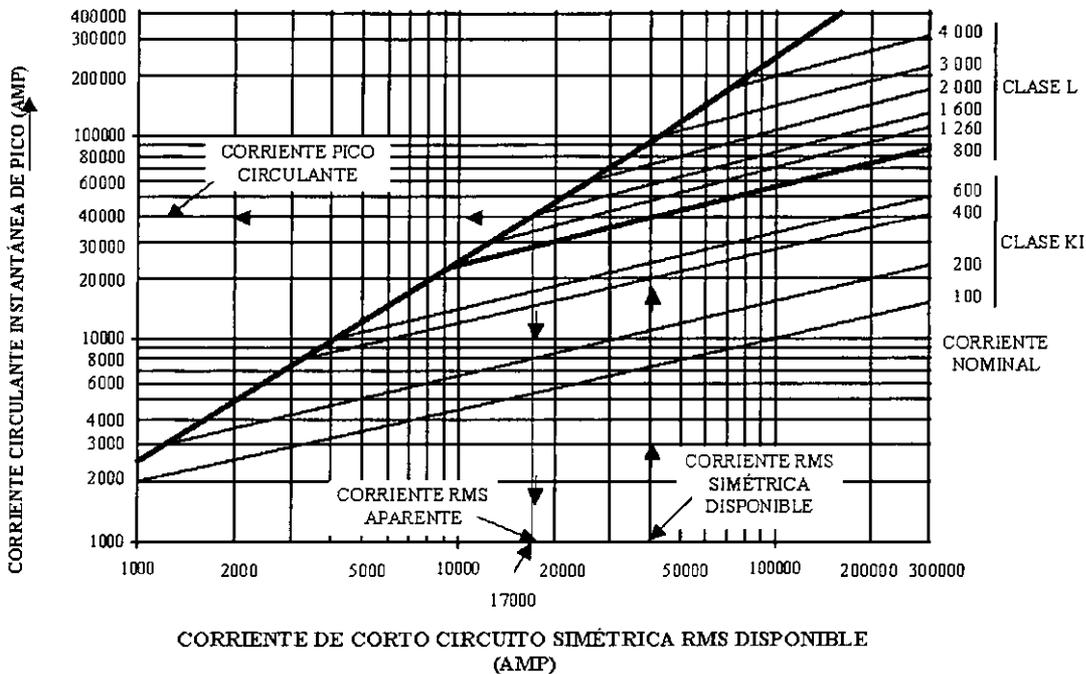


Figura 2.9 Curvas de limitación de corriente en función de la corriente esperada de corto circuito.

Los siguientes datos deben ser obtenidos para una adecuada aplicación de las curvas :

- 1) Corriente pico circulante (corriente momentánea de corto circuito).
- 2) Corriente aparente simétrica circulante rms (Efecto Joule).
- 3) Tiempo de despeje inferior a medio ciclo (fusible operando en su rango limitador).

NOTA.- Este procedimiento brindará un valor conservativo de corriente circulante simétrica, sólo si el componente a proteger tiene un tiempo de resistencia a la falla de medio ciclo o mayor, bajo una prueba con factor de potencia de 0.15 o mayor.

Estos datos pueden compararse con la resistencia al corto circuito de elementos estáticos como con-ductores, alambres, cables, barras, etc.

EJEMPLO DE APLICACIÓN. El equipo analizado está protegido por un fusible limitador de 800 A. Se desea determinar los valores de corriente circulante de falla en el equipo, cuando se dispone en la localidad de un valor esperado de 40 KA rms simétricos de falla.

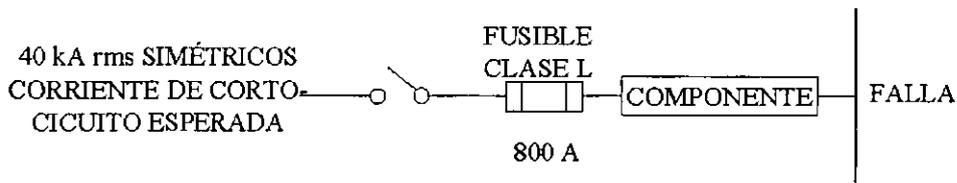


Figura 2.10 Ejemplo de aplicación.

Utilizando la gráfica de corriente (fig.2.8) se selecciona en la corriente disponible un valor de 40 kA simétricos y encontramos en la correspondiente intersección con la curva del fusible (800 amp) una corriente circulante de pico del fusible de 40 kA, el tiempo total de despeje será menor a medio ciclo, por lo tanto los componentes de la red situados por debajo del fusible no estarán expuestos a un esfuerzo $I^2 t$ mayor a la corriente circulante a través del fusible.

Otro aspecto importante a evaluarse son los esfuerzos mecánicos a los que son sometidas las partes rígidas del equipo por el efecto magnético del corto circuito, éstas fuerzas varían en relación al cuadrado de la corriente de pico I_p y pueden reducirse significativamente con el empleo de fusibles limitadores. Reconociendo ante todo que el factor primordial es la duración del corto circuito.

CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA COORDINACIÓN CON FUSIBLES (NEMA SG-2)

1. La curva rápida del fusible (MMT), debe comportarse asintóticamente a la línea representativa de la corriente nominal, es decir, debe ser capaz de soportar la corriente de carga máxima sin calentarse ni modificar sus propiedades originales.
2. Para coordinar tiempos de operación, debe utilizarse como frontera inferior de la cascada, la curva rápida del fusible (MMT), y para elementos en la cascada superior, la curva lenta del mismo (MCT), respetando el hecho de que al incidir sobre el listón una corriente de falla un tiempo superior al MMT, pero inferior al MCT, el fusible no despejará la falla pero ante la presencia de otra sobrecorriente no respetará sus características de respuesta.
3. La falla no es liberada hasta que transcurre como mínimo un tiempo MCT.
4. La curva más lenta (aclaramiento total) de cualquier dispositivo ubicado por debajo del fusible debe quedar por debajo de una curva representativa del 75% de la curva MMT del fusible que está siendo aplicado.
5. La curva MCT (TCT) del fusible bajo consideración, debe quedar por debajo de la curva representativa del 75% de la curva rápida (MMT) de cualquier dispositivo localizado superiormente en la cascada.

Adicionalmente para el caso de FUSIBLES LIMITADORES, cabe mencionar las siguientes reglas :

- A) Como se mencionó anteriormente, los fusibles limitadores producen voltajes de arco [voltaje de apertura], que exceden el voltaje del sistema. Como consecuencia de esto, debe tenerse especial cuidado en que estos voltajes de cresta no excedan el nivel básico de aislamiento del sistema. Se considerará segura la operación del fusible si el valor de voltaje de apertura no excede a 1.4 veces el voltaje del sistema. De todas maneras, debemos asegurarnos que el Nivel Básico de Aislamiento del sistema (BIL) pueda manejar adecuadamente el voltaje pico producido en la interrupción.

- B) De manera similar al caso de fusibles de expulsión, los fusibles limitadores deben estar adecuadamente coordinados con otros dispositivos de protección; para que esto suceda, las reglas de aplicación de un fusible de expulsión deben ser usadas para todas aquellas corrientes que produzcan la fusión del elemento en tiempos de 0.01 seg. o mayores.
- C) Cuando otros dispositivos limitadores de corriente se encuentren en serie con el fusible bajo consideración, será necesario utilizar los valores de energía de fusión que produzcan la fusión en un tiempo inferior a 0.01 seg. Estos valores pueden seguir las siguientes reglas :
- C1) El valor mínimo de energía de fusión del fusible debe ser mayor que el valor total de energía total de aclaramiento del dispositivo localizado por debajo de la cascada.
- C2) El valor total de energía de aclaramiento del fusible bajo consideración, debe ser menor que el valor mínimo de energía de fusión del dispositivo localizado en la parte superior de la cascada.

2.4 RELEVADORES.

Los relevadores son dispositivos analógicos compactos que se conectan al sistema de potencia para detectar condiciones intolerables o indeseables dentro de un área determinada. Están diseñados para mantener un alto grado de continuidad en el servicio, protección al personal y limitación de daño al equipo, son los llamados "CENTINELAS SILENCIOSOS".

CLASIFICACIÓN. (ANSI Standard C37.90 IEEE-313). Los relevadores pueden dividirse en cuatro categorías de acuerdo a su función :

- * RELEVADORES DE PROTECCIÓN. Estos detectan fallas en aparatos o líneas u otras condiciones peligrosas o intolerables.
- * RELEVADORES DE MONITOREO. Verifican las condiciones operativas del sistema de potencia o del esquema de protección. Estos relevadores incluyen detectores de falla, unidades de alarma, relevadores de canal de monitoreo, verificación de sincronismo y faseo de malla. Las condiciones del sistema que no involucran operación de interruptores durante fallas, pueden ser monitoreadas por relevadores de verificación.
- * RELEVADORES DE PROGRAMA. Sirven para establecer o detectar secuencias eléctricas, son muy empleados para sincronización y recierre.
- * RELEVADORES AUXILIARES. Operan en respuesta a la apertura o cierre de un circuito de operación (primario) para complementar su función con otro relevador o circuito. Pueden incluir "timers" (contadores de tiempo), relevadores de contactos múltiples (contactores), relevadores de disparo, receptores de seguro, etc.

Adicionalmente a la clasificación por funciones, los relevadores pueden ser clasificados por: magnitud de influencia, estructura o principio operativo y características de comportamiento.

POR TIPO DE ENTRADA:

- ◆ CORRIENTE
- ◆ VOLTAJE
- ◆ POTENCIA
- ◆ PRESIÓN
- ◆ FRECUENCIA
- ◆ TEMPERATURA

- ◆ FLUJO
- ◆ VIBRACIÓN

ESTRUCTURA O PRINCIPIO OPERATIVO:

- ◆ PORCENTAJE
- ◆ RESTRICCIONES MÚLTIPLES
- ◆ PRODUCTO
- ◆ ESTADO SÓLIDO
- ◆ ELECTROMECAÁNICO
- ◆ TÉRMICO

CARACTERÍSTICAS DE COMPORTAMIENTO:

- ◆ DISTANCIA
- ◆ DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE
- ◆ TIEMPO INVERSO
- ◆ TIEMPO DEFINIDO
- ◆ BAJO VOLTAJE
- ◆ TIERRA O FASE
- ◆ DIRECCIONAL
- ◆ ALTA O BAJA VELOCIDAD
- ◆ COMPARACIÓN DE FASE
- ◆ SEGREGACIÓN DE FASE

CONCEPTOS GENERALES SOBRE RELEVADORES

Coefficiente de sensibilidad. La sensibilidad de la protección debe ser tal que le permita funcionar bajo los regímenes mínimos del sistema, es decir, cuando los cambios de parámetros por la falla son mínimos. La sensibilidad se puede caracterizar por el "Coeficiente de Sensibilidad", K_s , definido como :

$$K_s = \frac{\text{Valor del parámetro de influencia mínimo de falla}}{\text{Valor del parámetro de influencia mínimo bajo el cual la protección actúa *}}$$

*Valor de disparo.

TIEMPO DE RESPUESTA. Algunos relevadores tienen acción retardada ajustable y otros son *instantáneos* o de *alta velocidad*. El término instantáneo significa que no tiene acción retardada, y se aplica a relevadores que funcionan en un tiempo mínimo de aproximadamente 0.1 seg.

El término *alta velocidad* indica funcionamiento en menos de 0.1 seg. y por lo general, en 0.05 seg. o menos, este tiempo de respuesta comúnmente se expresa en términos de ciclos a la frecuencia del sistema, para una frecuencia de 60 Hz:

$$\text{UN CICLO} = \frac{1.0}{60.0} \text{ (seg)}$$

A veces puede utilizarse un relevador auxiliar suplementario que tiene acción retardada fija, que es completamente independiente del valor de la magnitud de influencia. Originalmente sólo fueron utilizados los términos *tiempo definido* y *tiempo inverso*. El primer concepto corresponde al hecho de que el tiempo de respuesta del dispositivo no depende significativamente de la magnitud de influencia, de tal manera que una vez sobrepasado el

valor de puesta en trabajo el tiempo de respuesta permanece más o menos constante; contrariamente cuando se habla de una característica tiempo inverso, implica que a mayor magnitud de influencia el tiempo de respuesta es menor. Estos conceptos se representan gráficamente en la siguiente figura:

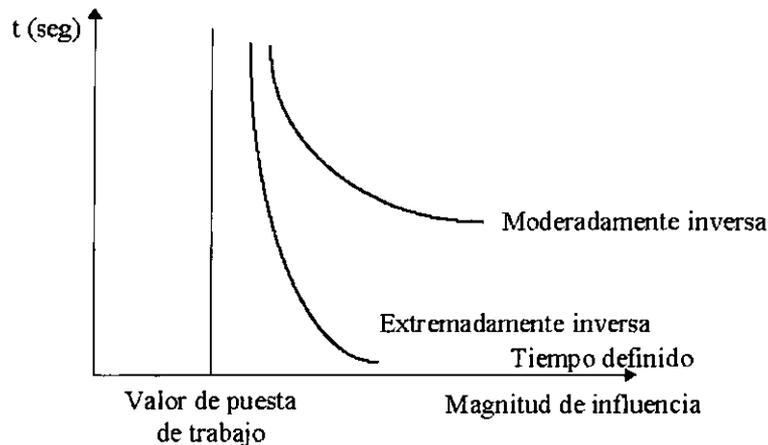


Figura 2.11 Características de respuesta de relevadores

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE. La forma más común de protección contra corto circuito en sistemas industriales es el relevador de sobrecorriente, en sus distintos tipos: atracción electromagnética (sobrecorriente instantáneo [50]), de inducción (sobrecorriente de tiempo inverso [51]) y de estado sólido (sobrecorriente instantáneos y/o de tiempo inverso). Los relevadores con elementos bimetálicos serán discutidos posteriormente (sección 2.5). El relevador más simple del grupo de atracción electromagnética es el del tipo solenoide; para el caso de los relevadores de inducción su construcción es similar al de un wathhorímetro, que consiste en un electromagneto y una armadura móvil, la cual usualmente es un disco metálico soportado sobre una flecha vertical cuyo giro está restringido por una espiral metálica. Los contactos del relevador son operados mediante una armadura móvil.

La corriente de operación o de *pickup* de todos los relevadores de sobrecorriente es ajustable, cuando la corriente a través del relevador excede del ajuste dado, el relevador cierra sus contactos e inicia la operación de disparo del interruptor. El relevador comúnmente opera a un valor de corriente dado por el secundario de un transformador de corriente.

Los relevadores de sobrecorriente del tipo de atracción electromagnética tienen características de tiempo mínimo definido y su tiempo de operación es prácticamente independiente de la magnitud de corriente una vez que cierto valor ha sido alcanzado. La figura 2.12 muestra las características de respuesta típicas de una unidad 51. Para este tipo de relevador, el tiempo de respuesta ante un valor de corriente queda en términos de dos ajustes: **la posición tap** (derivación) y **la posición dial** (palanca o disco).

Debido a que la corriente que alimenta al relevador es un reflejo de la corriente a través del circuito obtenida a través de un TC, es necesario ajustar la respuesta del relevador de tal manera que su curva característica en la hoja de coordinación se comporte asintóticamente a las condiciones normales de operación del equipo, de esta manera el ajuste de la derivación o TAP del relevador debe seguir la siguiente regla:

$$\text{AJUSTE DEL TAP} = \frac{\text{Valor de la corriente nominal primaria del circuito}}{\text{Relacion de transformacion del TP}}$$

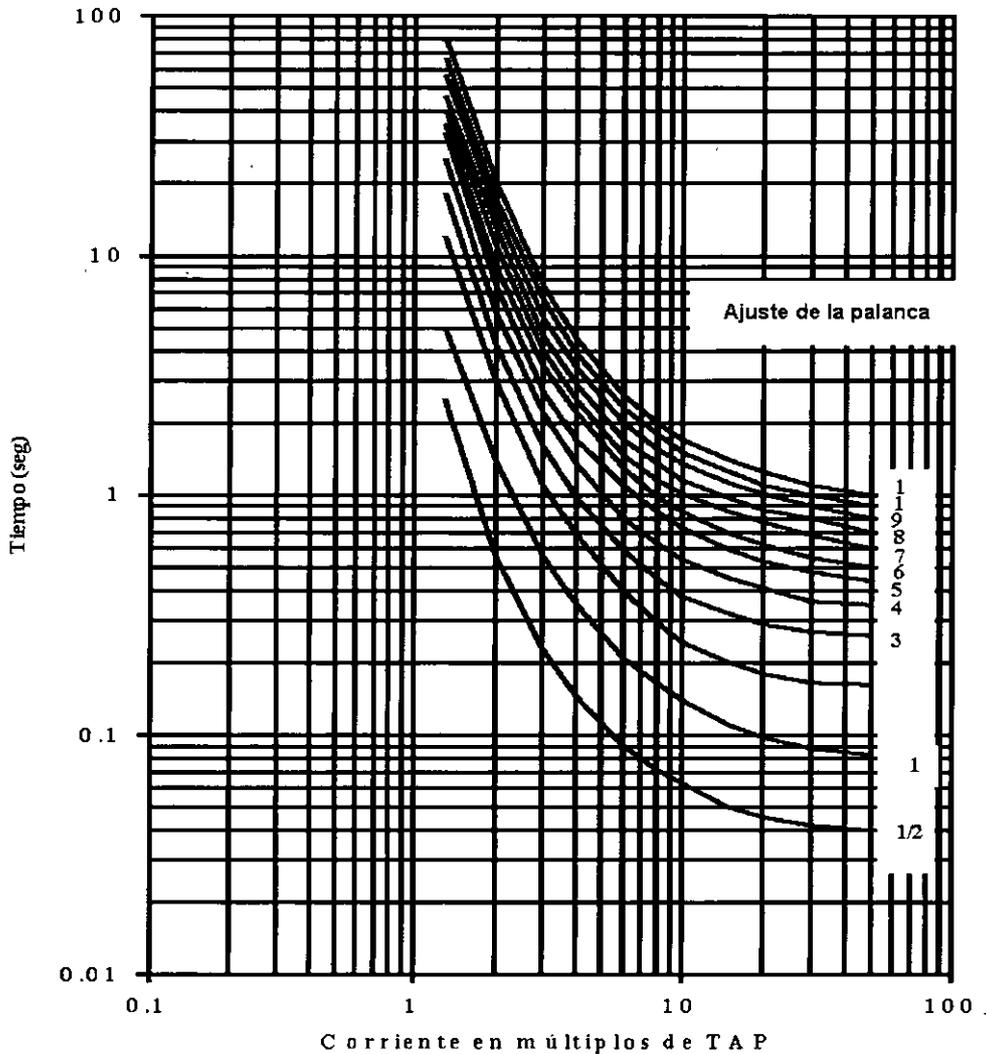


Figura 2.12 Característica corriente tiempo para un relevador de tiempo inverso (51).

Con este ajuste se garantiza que el relevador no operara bajo condiciones normales de operación. Una vez obtenida esta condición y por necesidades de protección y/o coordinación, se requiere que para un valor dado de corriente de falla el dispositivo opere a un tiempo definido, esto se obtiene a partir de la selección de alguna de las curvas representativas de la posición palanca (dial), o de la figura 2.12 observamos que para una posición TAP fija, al utilizar ajustes del dial más grandes el tiempo de respuesta se incrementa.

RESUMIENDO: Es posible desplazar la curva representativa del relevador en un rango muy grande de tiempos y corrientes recordando los siguientes puntos:

** Para desplazar la curva hacia la derecha o hacia la izquierda de la gráfica de coordinación, se utilizan ajustes del TAP más grandes o más pequeños respectivamente.

** Para desplazar la curva hacia arriba o hacia abajo se utilizarán ajustes del DIAL más grandes o más pequeños respectivamente.

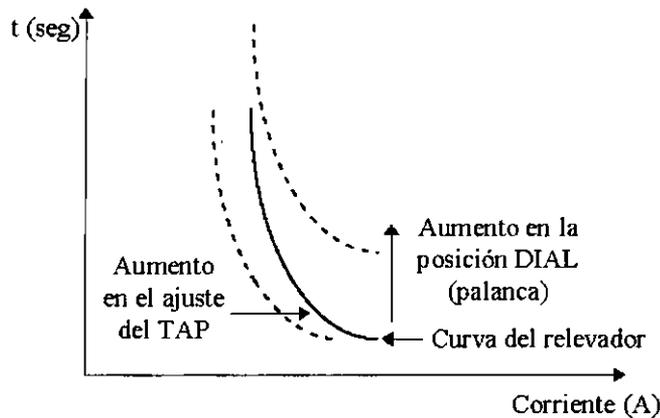


Figura 2.13 Ajuste tiempo corriente de relevadores.

Una vez que han sido determinados los requerimientos de respuesta del relevador es posible determinar los ajustes de la posición palanca en base a dos métodos:

- A) UTILIZACIÓN DE LA CURVA DEL FABRICANTE
- B) CONSTRUCCIÓN DE PLANTILLA PARA EL RELEVADOR

A) Para la determinación del ajuste de la palanca a partir de la curva del fabricante, es necesario seguir los siguientes pasos:

A1) Se representa la corriente de falla en términos del múltiplo de tap, utilizando la siguiente expresión:

$$I_{mt} = \frac{\text{corriente de falla (A)}}{\text{RTC} \times \text{TAP} \times (\text{amp})}$$

- I_{mt} Corriente de falla expresada en múltiplos del TAP
- RTC Relación de transformación del TC que alimenta al rele
- TAP Posición del TAP empleada para relevador

- A2) Se traza en la curva del fabricante una línea **paralela al eje de corrientes** con un valor correspondiente al tiempo requerido de operación del dispositivo.
- A3) Se entra a la curva del fabricante trazando una línea **paralela al eje de tiempos** con un valor correspondiente a la I_{mt} calculada.
- A4) La intersección de ambas rectas da como resultado un punto, siendo la curva más cercana la que define cual posición palanca es la indicada para obtener el tiempo de respuesta.

Cabe hacer notar que será necesario verificar los tiempos de respuesta para cada posición palanca adyacente al punto para elegir aquella que se adapte más a los requerimientos de coordinación. Finalmente, **no se recomienda la utilización de ajustes de palanca en valores inferiores a 0.5** (por ejemplo: utilizar ajustes 1.5, 2.0, 2.5, etc)

- B) Para facilitar los estudios de coordinación, es muy común la elaboración de **plantillas** de cada uno de los dispositivos que intervienen en un estudio, estas consisten en el vaciado de la curva del fabricante en una hoja de plástico o acrílico a una escala logarítmica normalizada, para la comparación y determinación rápida de los tiempos de operación. Adicionalmente, se crea un banco de datos que a mediano plazo agilizan la obtención de resultados.

La construcción de las plantillas depende del tipo de equipo; habrá algunos cuya plantilla se elaborará directamente como una copia de la curva corriente-tiempo dada por el fabricante (como el caso de restauradores fusibles) y en otros casos como el de relevadores, con los cuales se tendrán que realizar consideraciones adicionales en términos del ajuste de posición palanca y derivación de corriente.

- B1) Normalización de la plantilla. En todos los casos es necesario **normalizar el tamaño de la plantilla**, tamaños comunes empleados en sistemas industriales son:

GRÁFICA DE COORDINACIÓN

- ◆ Tamaño doble carta.
- ◆ Tamaño oficio.
- ◆ Tamaño carta.

ESCALA DE TIEMPO.

- ◆ Cinco ciclos logarítmicos.
- ◆ Margen izquierdo: 0.01-1000 segundos.
- ◆ Margen derecho: 0.6-60000 segundos (ciclos 1-10 a 60 Hz).

ESCALA DE CORRIENTE

- ◆ Cuatro y medio ciclos logarítmicos.
- ◆ Rango de 0.5-10000 A (pudiendo ser aplicados factores de multiplicación).

- B2) Plantillas para relevadores de sobrecorriente. Se presenta el ejemplo para un relevador de tiempo inverso. Una vez seleccionada la escala a utilizar se realizan los siguientes pasos:

1. Utilizando la curva del fabricante, se toma la correspondiente a la posición palanca 10 del relevador, reflejándola a la escala indicada. Para ello se representa el eje de las abcisas (MT), en términos de amperes, utilizando la RTC y el ajuste del TAP para el relevador.
2. Se trazan en la plantilla dos líneas paralelas al eje de tiempos. La primera corresponde al múltiplo de TAP 4 del relevador, la segunda al múltiplo de TAP máximo indicado por el fabricante, generalmente 20. Líneas ED y CF respectivamente (fig.2.14).
3. Se trazan en la plantilla **dos líneas paralelas al eje de corrientes**. La primera corresponde al tiempo de operación del relevador para múltiplo de TAP-4, palanca 10. La segunda es el tiempo máximo de operación del relevador para la curva de palanca 10 indicado por el fabricante (líneas EF y AC respectivamente).
4. Para efectos de identificación, en la parte superior de la plantilla se ponen los siguientes datos:

- ** Marca del relevador.
- ** Tipo del relevador.
- ** Múltiplo de TAP empleado (4).
- ** Palanca (10) y tiempo correspondiente a MT = 4.

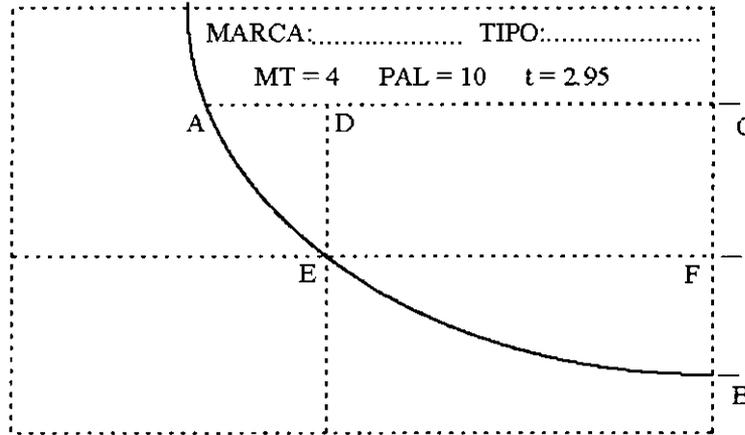


Figura 2.14 Plantilla para coordinación de un relevador de sobrecorriente.

Para utilizar la plantilla en los estudios de coordinación, se parte de los siguientes valores:

- ◆ TAP de ajuste del relevador.
- ◆ Tiempo de operación requerido para el valor de falla, expresado este último en términos de múltiplo de TAP.

Con estos datos se procede a determinar la palanca a la cual *deberá quedar ajustado el relevador*, mediante la aplicación de una regla de tres simple, con objeto de *situar y trazar la plantilla en la hoja de coordinación*.

EJEMPLO. Se requiere de un tiempo de operación de 1.2 seg. para una corriente de falla correspondiente a 6 veces el múltiplo de TAP. Para ello se realizan los siguientes pasos:

- a) Se mueve la plantilla sobre la gráfica de coordinación correspondiente al eje (línea vertical) del valor en amperes del MT = 4, hasta localizar en MT = 6 el tiempo de 1.2 seg.
- b) Para la posición encontrada se verá el tiempo resultante a MT = 4 (como ejemplo supongamos t = 1.41 seg.).
- c) Una vez determinados estos valores, se aplica la siguiente ecuación:

$$\frac{T_{10}}{T_x} = \frac{P_{10}}{P_x}$$

Donde:

- P₁₀ Posición de palanca 10.
- T₁₀ Tiempo a palanca 10 y MT = 4.
- T_x Tiempo encontrado a MT = 4 en la gráfica (Inciso b).
- P_x Posición palanca buscada.

Sustituyendo valores en la ecuación anterior:

$$\frac{P_{10} \times T_x}{T_{10}} = \frac{101.41}{2.95} = 4.78$$

- d) Como se mencionó anteriormente los ajustes de la posición palanca (DIAL) deben realizarse con múltiplos del valor 0.5; por lo que es necesario verificar los tiempos de operación para los valores más cercanos al encontrado (4.78), es decir, los valores 4.5 y 5.0.

Para $P_x = 4.5$:

$$T_x = \frac{P_x T_{10}}{P_{10}} = \frac{4.5 \times 2.95}{10} = 1.3275$$

Situando la plantilla del relevador en el tiempo encontrado para $MT = 4$, determinamos el tiempo para $MT = 6$, gráficamente se obtiene $T = 1.14$ seg.

Para $P_x = 5.0$:

$$T_x = \frac{5.0 \times 2.95}{10} = 1.475$$

Situando la plantilla en la posición de tiempo encontrado para $MT = 4$, determinamos que para $MT = 6$; $T = 1.24$ seg. Ahora depende de las necesidades propias de la coordinación el utilizar una posición u otra.

- e) Generalmente la coordinación se efectúa en amperes primarios al voltaje de operación del sistema, para expresar los MT's en amperes, se aplica:

$$I_{amp} = TAP \times MT \times RTC$$

RELEVADORES DIFERENCIALES. (87). Estos relevadores por definición, son aquellos que funcionan cuando el vector diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares excede una cantidad predeterminada. La mayoría de las aplicaciones del relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente:

Un relevador diferencial opera mediante la comparación de una misma corriente obtenida a través de dos puntos de una zona protegida. Normalmente, como se observa en la figura 2.15, la corriente que entra al elemento protegido es igual a la que sale, por lo que la corriente neta que fluye a través del elemento protegido es igual a cero. Si ocurre una falla dentro de la zona de protección - definida esta por la localización física de los transformadores de corriente - existirá una corriente circulante a través del relevador, de tal manera que es posible ajustar, en términos de las clases de precisión involucradas, valores de disparo suficientemente bajos. Cabe hacer notar que de los TC's, el esquema permanece insensible, por lo que en conjunto la protección diferencial se considera como una de las más sensibles y selectivas.

Dentro de los tipos más comunes de relevadores diferenciales están los siguientes:

1. Relevador diferencial de sobrecorriente.
2. Relevador diferencial de porcentaje
 - ** De porcentaje variable.
3. Relevador diferencial de alta impedancia.
4. Relevador diferencial piloto.

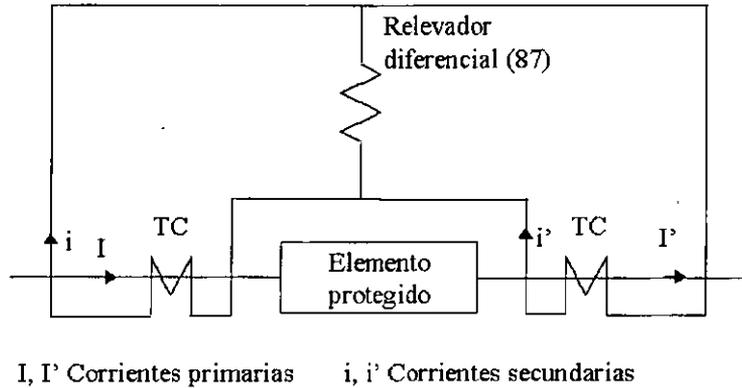


Figura 2.15 Esquema diferencial de sobrecorriente.

El ajuste del disparo para la protección 87 se puede realizar tan bajo como lo permita la clase de precisión de los TC's involucrados. Teóricamente cualquier valor de corriente fluyendo a través de la rama que contiene al relevador implicaría la presencia de una falla, no obstante por las características de los transformadores de corriente, se prevee una desviación en los valores secundarios (error de relación), lo cual involucra que ante condiciones normales de operación, es posible tener corriente circulante a través de la rama que contiene al relevador. Para evaluar esta condición, basta con recurrir a la clase de precisión de los TC's del esquema.

EJEMPLO. Si tenemos para el circuito de la fig.2.15 fluyendo bajo condiciones normales una corriente primaria de 180 amperes, y tenemos dos TC's idénticos de relación 200/5, con corriente diferencial mínima de disparo I_{dm} :

$$\begin{aligned} \text{Corrientes secundarias} &= \text{corriente primaria} / \text{RTC} = (180\text{amp}) / (200/5) \\ \text{Corrientes secundarias} &= 4.5 \text{ amp.} \end{aligned}$$

$$D_m \rightarrow \text{Desviación máxima por clase de precisión} = \frac{I_{sec} \times CP}{100}$$

I_{sec} Valor de la corriente secundaria.
 CP Clase de precisión.

$$D_m = \frac{4.5 \times 3.0}{100} \text{ (amp)} = \pm 0.135 \text{ amp}$$

La corriente máxima fluyendo a través del relevador se refleja como la suma de las desviaciones de cada TC, para este caso:

$$D_m = \pm 0.135 = 2 \times 0.135 = 0.270 \text{ amp.}$$

Esto involucra que bajo una condición normal puede fluir una corriente de hasta 0.270, este valor representa el valor $I_{m,dm}$ descrito anteriormente, debiendo el ajuste de disparo cumplir con la siguiente relación:

$$I_{m,dm} \geq D_m$$

La forma extensamente más utilizada del relevador diferencial es el tipo de porcentaje, aplicándose en la protección de transformadores, barras, motores y generadores; aunque en cada aplicación se verán sus características particulares, se mencionarán algunos conceptos generales a este tipo de relevador.

Uno de los problemas que se presentan en el ajuste de la protección convencional diferencial es que el **valor mínimo de disparo depende de las condiciones de carga al equipo**. Como se vio en el ejemplo anterior, el ajuste mínimo equivalía al valor de 0.270 amp., no obstante al cambiar las condiciones de carga **este valor varía de manera proporcional al valor de la corriente de carga**. Este problema se soluciona con un dispositivo cuyo valor de disparo esté en función de una magnitud variable. (fig.2.16).

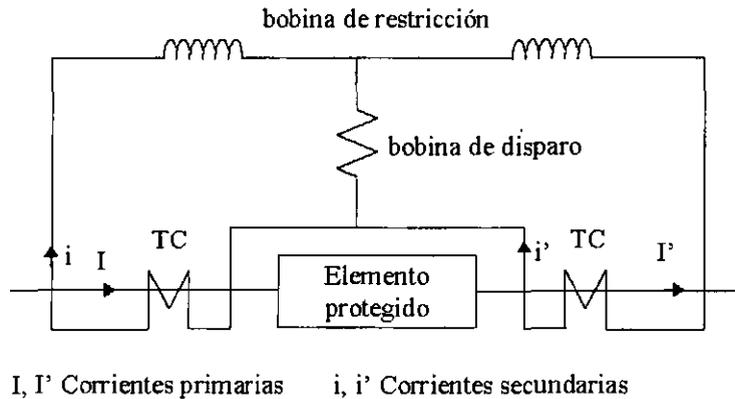


Figura 2.16 Relevador diferencial de porcentaje.

2.5 INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE

INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS

El interruptor acciona por condiciones de sobrecarga o corto circuito para un rango específico del interruptor, están determinadas por el rango, los sensores y por el ajuste en la unidad de disparo, esta unidad también proporciona un impulso de corriente de disparo. Todas las funciones disparo son efectuadas por el circuito de control secundario, sin ninguna acción mecánica o magnética entre la corriente primaria y las partes mecánicas del interruptor.

Normalmente la unidad de disparo tiene controles ajustables con las siguientes características:

- 1.- Magnitud de la corriente a tiempo diferido largo.
- 2.- Tiempo diferido largo.
- 3.- Magnitud de la corriente a tiempo diferido corto.
- 4.- Tiempo diferido corto.
- 5.- Magnitud de la corriente instantánea.
- 6.- Tiempo de disparo para falla a tierra.
- 7.- Magnitud de corriente de falla a tierra.

Magnitud de corriente.

Magnitud de corriente en que la función de la unidad de disparo comienza (pick-up).

Especificaciones generales

MARCO: Valor de corriente I_{marco} (expresada en amperes) máxima que el dispositivo es capaz de conducir en forma permanente.

SENSOR: Valor en amperes (I_{sensor}) que establecerá el valor por el cual hay que multiplicar los valores en múltiplos del sensor de la curva del dispositivo, para obtener la característica de respuesta en amperes-segundos. Siempre se cumple que $I_{\text{sensor}} \leq I_{\text{marco}}$.

VOLTAJE: Pueden ser usados en cualquier sistema en donde el voltaje menor que el de la especificación del interruptor.

FRECUENCIA: Utilizar la especificación nominal del sistema.

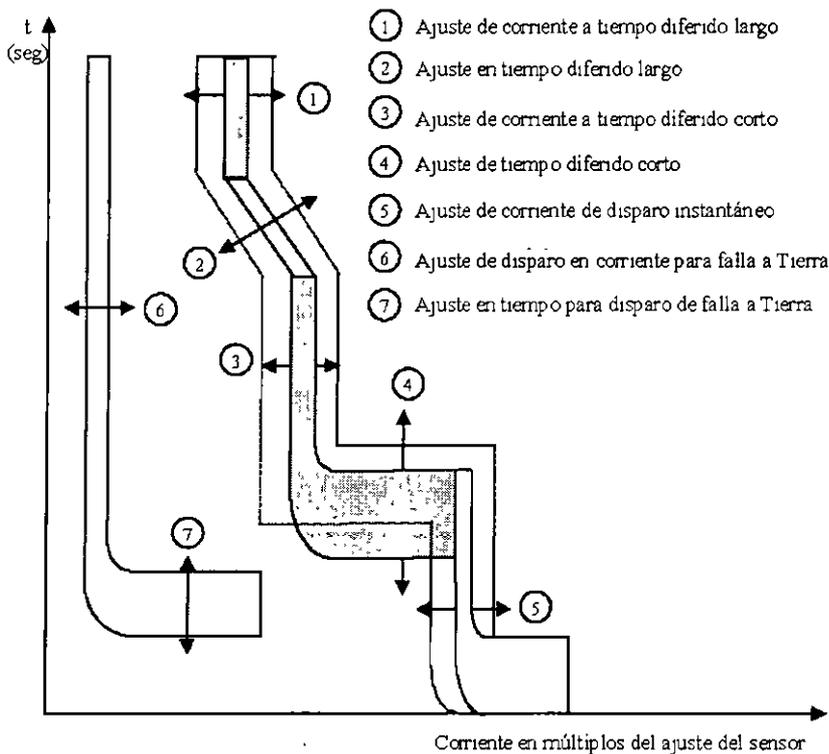
TIPO DE CORRIENTE: Continua o alterna.

RANGO DE TEMPERATURA DE OPERACIÓN: (25-40 grados centígrados).

SOBRECARGA CONTINUA ADMISIBLE: Según NEC no deben sobrecargar continuamente más allá del 80 por ciento de su corriente nominal.

CAPACIDAD INTERRUPTIVA: Máximos amperes RMS simétricos o asimétricos que el dispositivo es capaz de interrumpir con seguridad.

CAPACIDAD DE TIEMPO CORTO: Máxima corriente (continua o de baja frecuencia) que el dispositivo soporta sin iniciar su acción de disparo.



Características corriente-tiempo para interruptores electromagnéticos.

Características

CAPACIDAD DE CORRIENTE DE TIEMPO CORTO: Para un interruptor si su característica de disparo instantáneo, es igual a su capacidad interruptiva de corto circuito.

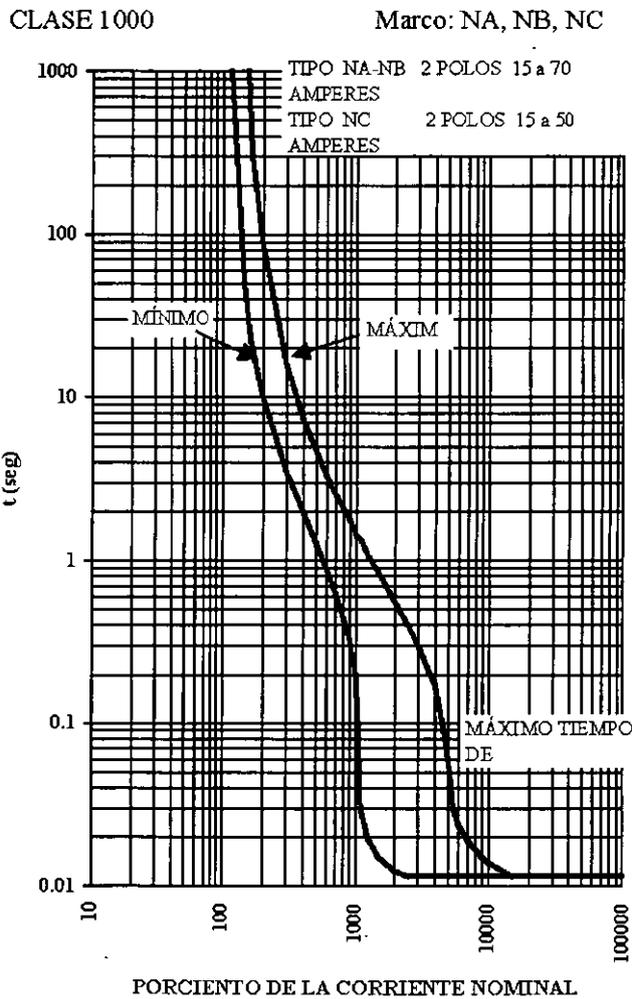
VOLTAJE DE CONTROL: Voltaje (AC o DC) designado para aplicarse al circuito de control de disparo o cierre del interruptor.

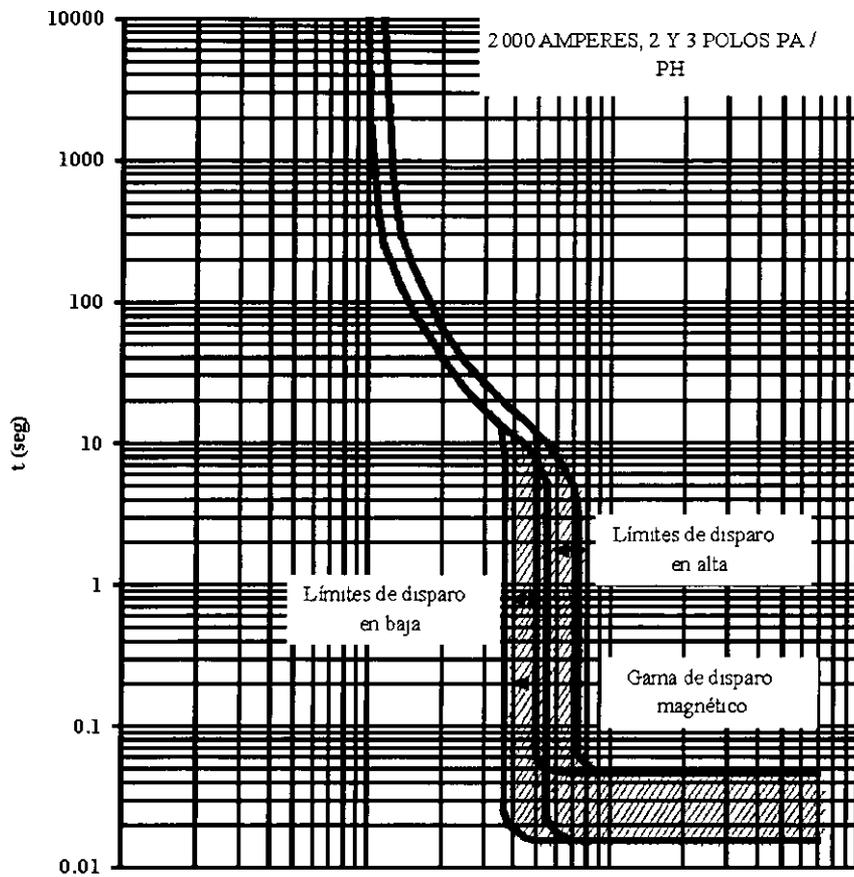
Las curvas características corriente-tiempo para un interruptor electromagnético, están en función principalmente de la marca, del tipo de unidad de disparo y de sus ajustes, las líneas punteadas de la figura superior, muestran los rangos de ajustes y/o tolerancias especificadas por cada fabricante en particular. Las unidades de disparo de estado sólido también incluyen unidad de disparo de falla a tierra en concordancia con las especificaciones NEC 230-95, en estos casos, dependiendo del fabricante, se puede tener o no, rangos de ajuste en corriente y/o tiempo para la unidad de disparo de fallas a tierra. Para conocer con detalle los marcos y ajustes del dispositivo, es necesario en todos los casos, recurrir a la información proporcionada por el fabricante.

INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS

Generalmente estos dispositivos constan de dos unidades de disparo: La térmica cuya característica normalmente no se puede modificar, y la magnética cuyo valor de disparo es ajustable en pasos o continuamente.

Los interruptores en baja tensión están disponibles en un ancho rango de capacidades de corriente y en cada una de estas clasificaciones es posible realizar ajustes tales que permitan trasladar la curva característica tiempo-corriente, lo que permite que haya cortas sobrecargas y facilita la coordinación.





MÚLTIPLOS DE LA CORRIENTE NOMINAL

3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN A EQUIPO ELÉCTRICO

3.1 PROTECCIÓN DE GENERADORES

3.1.1. Introducción. Actualmente, la probabilidad de incidencia de fallas en la máquinas rotatorias es baja debido fundamentalmente al mejoramiento de materiales y técnicas de protección, no obstante cuando el esquema de protección asociado llega a fallar por una mala selección ó calibración de sus componentes, implica la presencia de daños severos al equipo con sus consecuentes periodos muy largos de salida de servicio.

Debido a estas razones, las condiciones de operación anormal deben ser detectadas rápidamente y eliminadas en una forma rápida y oportuna, evitando con ello la propagación de la falla hacia otros equipos ó sectores del sistema. Las principales condiciones anormales que pueden ocurrir en una máquina rotatoria son:

- ◆ Fallas en los devanados
- ◆ Sobrecargas
- ◆ Sobrecalentamiento de rodamientos y devanados
- ◆ Sobrevelocidad
- ◆ Pérdida de excitación
- ◆ Motorización
- ◆ Energización inadvertida
- ◆ Operación con una ó dos fases abiertas (desbalanceo de corrientes)
- ◆ Pérdida de sincronismo
- ◆ Oscilaciones subsíncronas

Algunas de estas condiciones de operación obligan ó no a la salida inmediata de operación del equipo, las restantes pueden permitir su corrección mientras la máquina sigue operando, estas últimas condiciones vienen asociadas a la presencia de una señalización ó alarma cuyo objetivo es la de exigir una pronta acción correctiva.

Para cada falla en particular, los costos iniciales, de operación y mantenimiento de los esquemas de protección estarán justificados en función tanto de los costos del equipo a proteger como la importancia que éste equipo tenga en la continuidad el suministro de energía eléctrica. La complejidad del esquema de protección asociado a un equipo estará en función principalmente de su tamaño e importancia.

Los generadores empleados en plantas industriales , comúnmente tienen capacidades comprendidas desde 500 hasta 30,000 kVA, con voltajes entre los 0.48 y los 13.8 kV.

De manera similar a la de otros equipos, el grado de protección recomendado para generadores depende fundamentalmente de la importancia y del costo de la máquina. Para una máquina de gran potencia, el costo de una protección adicional se justifica fácilmente en función del costo de una reparación y del número de usuarios afectados por la salida del equipo.

Es común la clasificación de generadores en función de su capacidad; todas las máquinas con voltajes medios y con una capacidad de 500 kVA y mayores, se consideran como de *gran capacidad*. Generadores de bajo voltaje pero con capacidades de 1000 kVA y superiores se consideran también como de *gran capacidad*. Todas las máquinas restantes se consideran como de pequeña capacidad.

Se presentan a continuación cuatro esquemas sugeridos por la compañía Westinghouse, a manera de un esquema básico de protección recomendado para generadores ubicados en plantas industriales. Protecciones adicionales, como pudieran ser relevadores de frecuencia y temperatura, pueden considerarse como deseables para una aplicación específica en función de los requerimientos propios del fabricante. Dado que en los esquemas se considera un valor de puesta a tierra bajo, esto no afecta significativamente la protección contra falla a tierra.

Cuando más de un generador está conectado directamente a una barra común, deben de ser considerados otros tipos de protección de falla a tierra para las unidades. Si un generador no está aterrizado, deberá protegerse contra fallas a tierra de manera similar a como se hace con motores.

Las figuras 3.1 y 3.2 representan la protección mínima recomendada para los generadores de pequeña capacidad. El relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51V), provee protección de respaldo para las fallas de fase del sistema, protegiendo también para una falla interna cuando el generador opera en paralelo con otras fuentes de potencia. Dado que es necesario un retardo de tiempo para la coordinación con protecciones adyacentes al generador, la protección contra fallas internas se ve comprometida. Similarmente, las fallas a tierra internas del generador no pueden ser libradas instantáneamente debido al ajuste con retardo de tiempo para el relevador 51G.

El relevador diferencial para generador, dispositivo 87, presentado en la figura 3.2, se recomienda para una respuesta instantánea y sensitiva a las fallas internas del generador. El tipo de porcentaje variable se prefiere debido a que es menos susceptible a disparos por falla externa debidos a saturación desequilibrada de los TC's. Este tipo de relevador (CA), es menos rápido que su análogo estático (SA-1), pero mucho menos costoso.

El relevador auxiliar (86) provee los contactos necesarios para el disparo de los alimentadores y de los interruptores de campo, interruptor del neutro si se usa y de los primomotores.

Un esquema diferencial alternativo aplicable a máquinas conectadas a sistemas con cable, se muestra en la figura 3. Este esquema utiliza tres transformadores de corriente del tipo BYZ (RTC = 50/5), cada uno de los cuales enlaza un juego de conductores (lado primario y lado neutro). Tres relevadores instantáneos de corriente del tipo ITH proveen una excelente sensibilidad a la corriente diferencial.

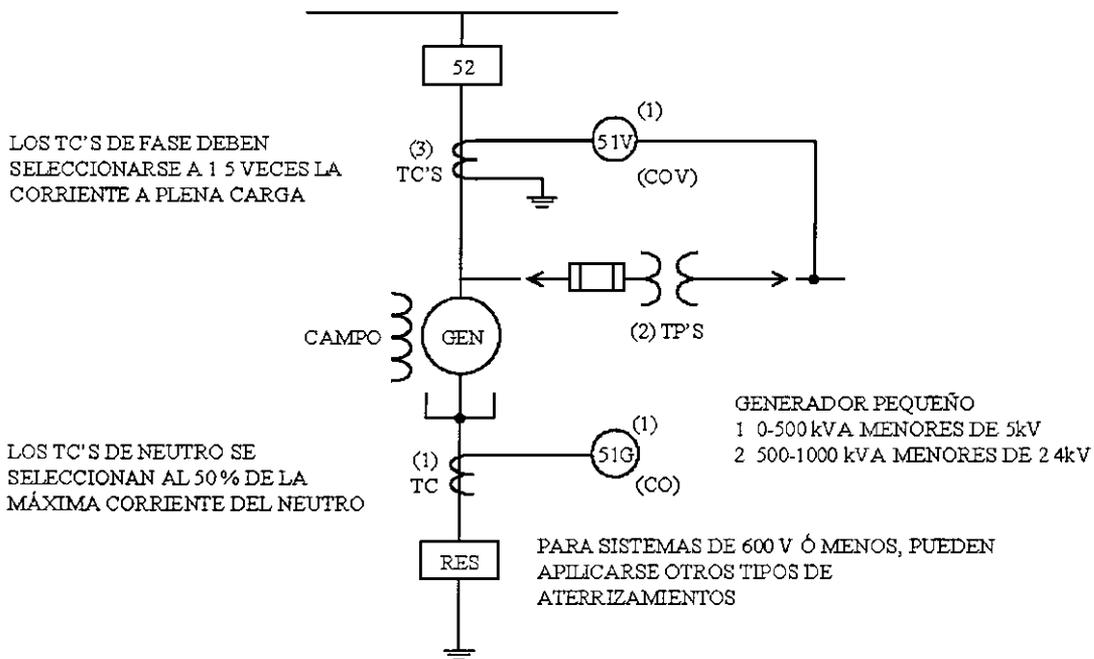


Figura 3.1 Protección mínima para generadores de baja capacidad.

LOS TC'S DE FASE DEBEN SELECCIONARSE A 1.5 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA

LOS TC'S DE NEUTRO SE SELECCIONAN AL 50 % DE LA MÁXIMA CORRIENTE DEL NEUTRO

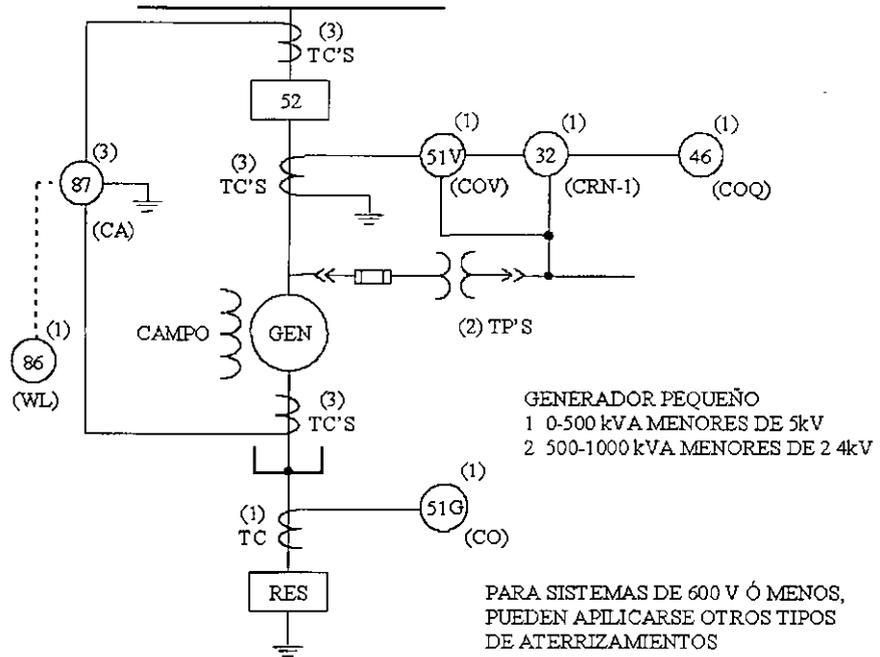


Figura 3.2 Protección recomendada para generadores de baja capacidad.

Para evitar daños severos al generador debidos a la presencia de fallas desbalanceadas cercanas, se utilizan los relevadores 51V y 51G, ó si se prefiere una protección más sensitiva, se utiliza el relevador 46 tipo COQ; las características de ajuste de este relevador deben fijarse de acuerdo a las sobrecorriente dinámica permisible de secuencia cero. Utilizando este tipo de relevador, los requerimientos de relevadores 51V, pueden bajar de 3 a 1.

El dispositivo 32 funciona como una protección para el primomotor, más que para el generador. El relevador direccional de potencia del tipo CRN-1 detecta flujo de potencia fluyendo del sistema hacia el generador, lo cual puede ocurrir al existir una baja de suministro al primo-motor. Este dispositivo debe considerarse como una protección de respaldo a las protecciones de la parte mecánica del turbogenerador, ajustándose con un retardo de tiempo que permita librar las condiciones de sincronización.

Las figuras 3.4 y 3.5 muestran la protección mínima recomendada para generadores de gran capacidad, en adición a los dispositivos previamente descritos, el relevador 40 para protección contra pérdidas de excitación permite prevenir el mal funcionamiento del generador que representa - por su capacidad - una parte importante del sistema, cuya deficiencia debe ser suplida por las unidades restantes. El resultado de la pérdida de excitación puede ser la pérdida de sincronismo, caída de voltaje en el sistema y sobrecalentamiento peligroso en el rotor. El relevador tipo KLF detecta pérdida de excitación por medio de unidades direccionales de impedancia. Estas unidades se emplean normalmente para accionar una alarma, donde la unidad de bajo voltaje opera con retardo de tiempo.

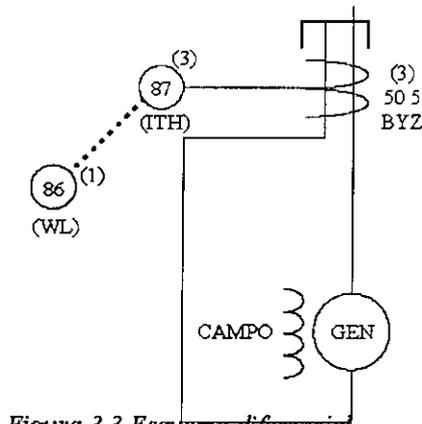


Figura 3.3 Esquema diferencial alternativo para máquinas conectadas por cable.

Un esquema considerado como vital al generador es el dispositivo 87G el cual es altamente sensitivo a fallas a tierra internas del generador, este relevador es un suplemento o respaldo a la protección del relé SA-1, y también opera sobre el relevador 86 para liberar a todo el grupo turbogenerador.

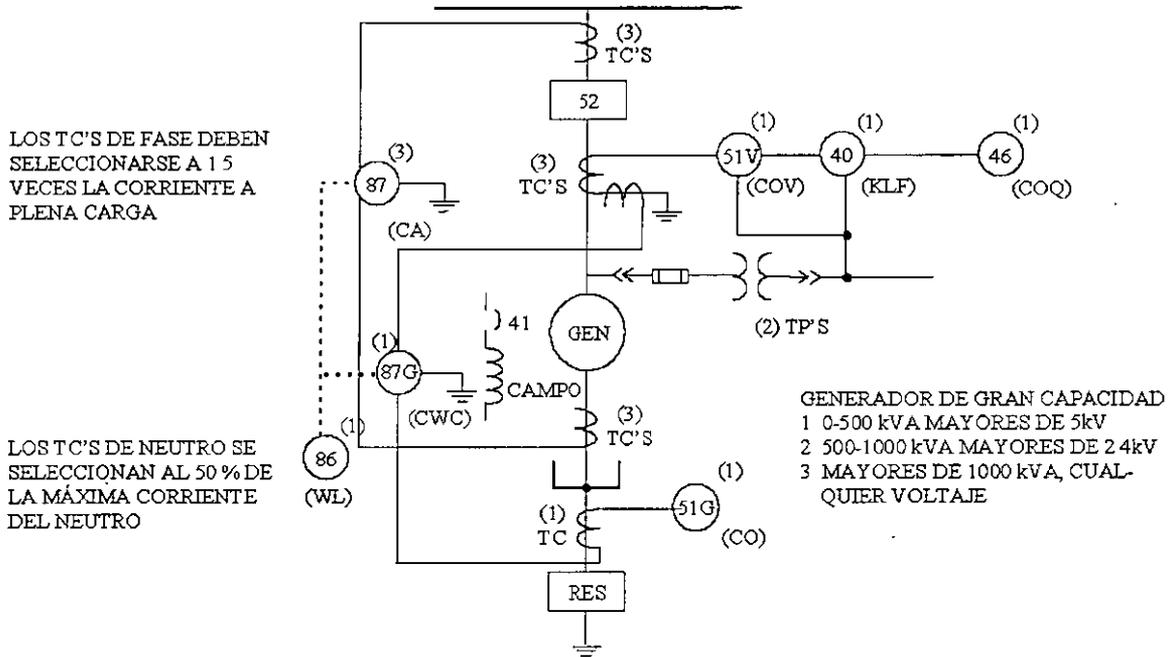


Figura 3.4 Protección mínima para generadores de gran capacidad

Las opciones recomendadas para estos generadores se muestran en la figura 3.5. El dispositivo 32 es protección contra motorización como se describió anteriormente, y el dispositivo 64 es para detectar fugas a tierra en el circuito de campo del generador. El relevador tipo DGF utiliza un mecanismo del tipo D'Arsonval para detectar desbalances de voltaje en CD. El relevador es empleado para activar una alarma que conduzca a una salida ordenada de la unidad, dado que de continuar esta situación, el cortocircuitar una sección del devanado de campo produce vibraciones y desbalances al generador.

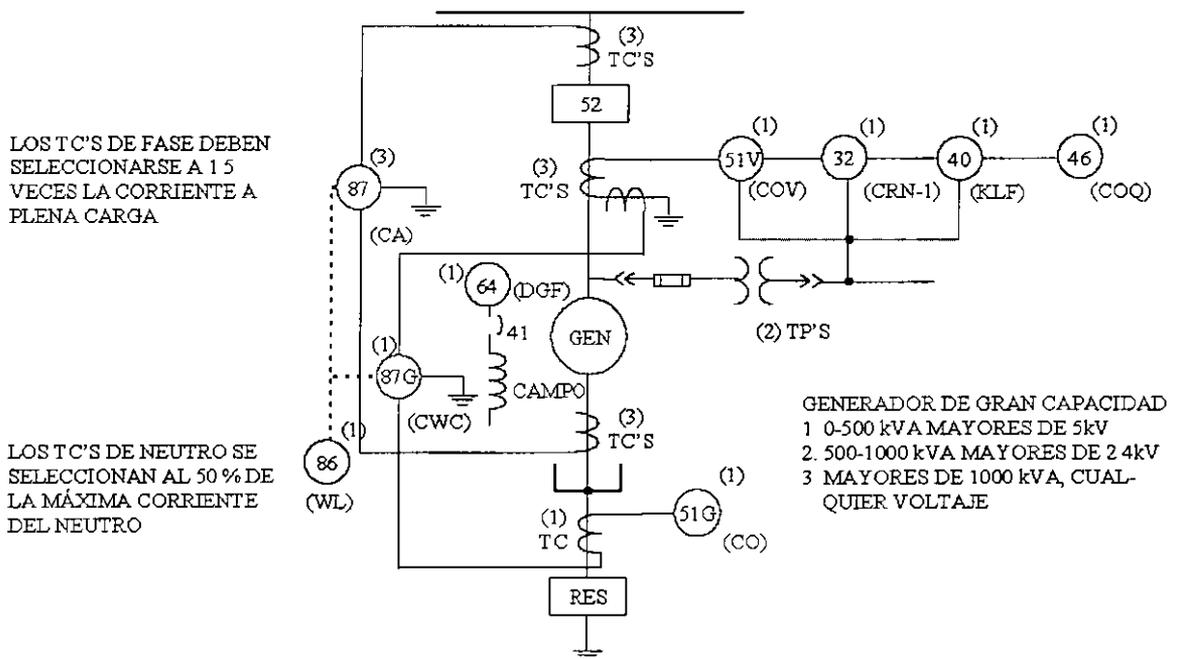


Figura 3.5 Protección recomendada para generadores de gran capacidad

No. DE DISP.	RELEVADOR	FUNCIÓN	AJUSTES RECOMENDADOS Y NOTAS
*32	CRN-1	ANTI-MOTORIZACIÓN	MÍNIMO PICK_UP-0.023 A DIAL 4 APROX. 20 seg. PARA DISPARO.
40	KLF	PÉRDIDA DE CAMPO	DEFINIDO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE LA MÁQUINA.
46	COQ	SECUENCIA NEGATIVA	EN FUNCIÓN DEL VALOR I_2^2t DEL GENERADOR.
51G	CO.5-2.5	TIERRA	TAP A 0.5 Y DIAL COORDINADO.
51V	COV-2-6	RESPALDO DE SOBRECORRIENTE	TAP 2-6 A DIAL COORDINADO EN TIEMPO, AJUSTE DE VOLTAJE 80 V DE FÁBRICA.
64	DGF	TIERRA DEL CAMPO	CONTACTOS AJUSTABLES A 0.15 MA, QUE DESCONECTAN APROX. 1.25 MΩ A TIERRA.
86	WL	BLOQUEO	SIN AJUSTE
87	CA	DIFERENCIAL	DIAL DE POSICIÓN 1.
**87	ITH	DIFERENCIAL	RANGO DE TAP 0.25-0.5 AJUSTE A 0.25 A.
***87	SA-1	DIFERENCIAL	NO REQUERIDO
87G	CWC.25-4	DIFERENCIAL A TIERRA	TAP 0.25-40 PRODUCTO DE TAP 0.25 TAPS EN 0.25 Y X1.

* Para aplicaciones en turbogeneradores diesel y a gas donde no se requiere de tanta sensibilidad, se puede utilizar un relevador del tipo CW

** Alternativo, vea figura 3

*** Esquema opcional para generadores de gran capacidad

3.2 PROTECCIÓN DE MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA

Se presenta a continuación los aspectos referentes a la protección contra sobrecarga y corto circuito para motores, circuitos derivados para motores, sus alimentadores, equipos de control y protección y centros de control de motores; centrándose la discusión en los de corriente alterna, dado que los motores de corriente continua son de poca aplicación en la industria.

El grado de complejidad de los esquemas de protección de equipo eléctrico depende de dos factores principales:

- Costo del equipo, éste a su vez, relacionado directamente con la capacidad ó potencia nominal del equipo.
- Importancia del equipo en cuanto a la continuidad del servicio.

Los esquemas recomendados de protección de motores se agrupan de acuerdo a las siguientes tres categorías:

- A. Protección recomendada para motores con capacidad menor a 1500 HP.
- B. Protección recomendada para motores de 1500 HP y mayores.
- C. Protección adicional para motores síncronos.

Las funciones del esquema de protección pueden subdividirse en los siguientes grupos:

1. Protección térmica

Sobrecarga
Rotor bloqueado

2. Fallas de cortocircuito

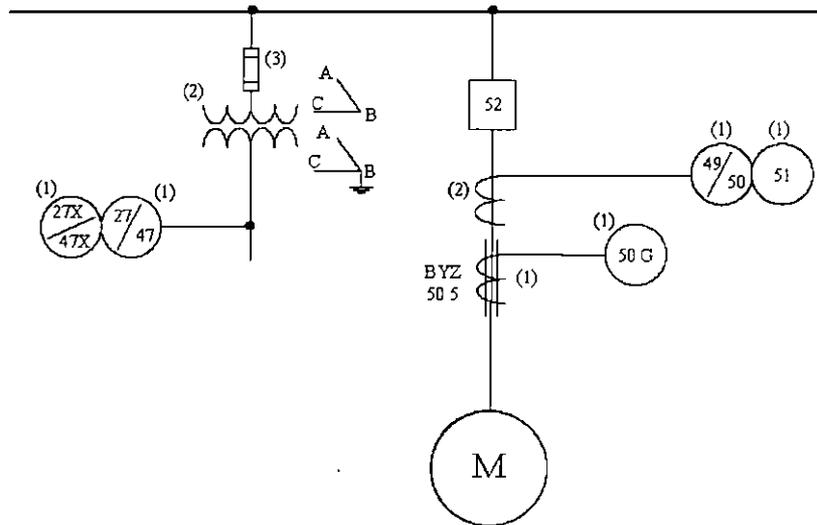
Trifásica
Línea a línea
Fase a tierra
Dos fases a tierra

3. Condiciones anormales de operación

Bajo voltaje
Desbalance
Fases invertidas
Pérdida de excitación
Pérdida de sincronismo
Recierre de alta velocidad
Arranques repetitivos

A. Motores de capacidad menor a 1500 HP (Figura 1)

1. La protección térmica contra sobrecarga se provee mediante dos unidades iguales localizadas en fases distintas, basado en el hecho de que las sobrecargas desbalanceadas raramente se presentan en los equipos, se emplean elementos bimetálicos ó relevadores 49 ó 50 alimentados desde transformadores de corriente, los cuales brindan una réplica muy cercana al comportamiento térmico del motor.



NOTA.- Los TC's se seleccionan al 150% de la corriente de plena carga.

Cuando no se utiliza protección contra sobrecarga con relevadores se debe utilizar protección monofásica de elementos bimetálicos.

Los TC's marcados con BYZ, son del tipo dona.

Figura 1 Esquema de protección recomendado para motores menores de 1500 H.P.

- La **protección contra corto circuito** se brinda a través de tres elementos de sobrecorriente instantáneos del tipo 50, dos de ellos para la detección de fallas entre fases y el tercero (50G) para detección de fallas a tierra.
- Las **condiciones anormales de operación** tales como bajo voltaje, desbalance de voltaje y energización con fases invertidas (verificación de secuencia de fases), se detectan mediante relevadores del tipo 27 y 47. Comúnmente se utiliza un relevador auxiliar 27X/47X para multiplicar los contactos.

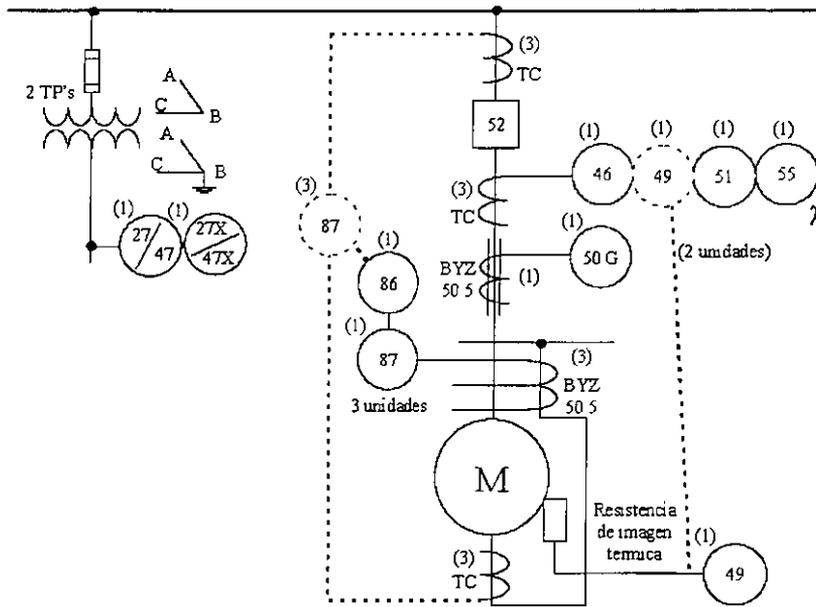
Los arranques repetidos en periodos cortos de tiempo pueden desarrollar altas temperaturas en el estator, esta condición puede ser prevenida mediante el uso de relevadores de tiempo insertados en el esquema de arranque y/o control del motor.

Una interrupción momentánea de la alimentación a un motor de gran capacidad puede causar pares dañinos a la flecha y esfuerzos a los devanados en el instante en que el voltaje se recupera. Esto suele ocurrir cuando la línea de suministro (acometida) del sistema tiene protección a base de restauradores y/o seccionalizadores. Si la presencia del recierre instantáneo (12-20 ciclos) es vital para la planta, se recomienda disparar instantáneamente el interruptor principal de la planta y retardar el recierre automático hasta que el voltaje en la planta haya decaído al menos 25% de su valor nominal.

B. Motores de 1500 HP y mayores (Figura 2)

- La **protección térmica** se suministra a través de relevadores de *imagen térmica*, este tipo de relevadores sensan tanto la corriente del estator como la del rotor, utilizando resistencias de detección térmica alimentados mediante transformadores de corriente.

La protección contra **rotor bloqueado** puede suministrarse mediante un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso del tipo 51, sólo si el tiempo de atascamiento (rotor bloqueado) excede el tiempo de arranque (aceleración) para la unidad. Si tiempo de arranque excede el tiempo de atascamiento se deberá utilizar una protección combinada de un interruptor de velocidad cero y un relevador de retardo de tiempo.



NOTA.- λ Aplicado para motores síncronos sin escobillas.
 Los TC's se seleccionan al 150% de la corriente de plena carga.

Figura 2 Esquema de protección recomendado para motores de 1500 H.P. y mayores.

2. La protección primaria contra corto circuito se establece mediante la protección diferencial (87) a través de dos esquemas alternativos. La protección diferencial preferida debido a su alta sensibilidad y bajo costo consiste de tres relevadores instantáneos alimentados desde tres transformadores de corriente conectados en conexión residual a las terminales del motor. El esquema alternativo utiliza un total de seis transformadores de corriente y tres relevadores diferenciales, este método depende mas de la clase de precisión de los TC's (determinada en función de la corriente a plena carga del motor), y es considerablemente menor su sensibilidad a la falla, como ventaja presenta que el circuito de alimentación del motor puede ser incluido en la zona de disparo diferencial.

Quando se utiliza el primer esquema diferencial, para proteger adecuadamente el cable de alimentación es necesario utilizar dos elementos instantáneos de fase y uno a tierra (50 y 50G respectivamente), estos elementos también se recomiendan para el otro tipo de esquema como protección de respaldo.

3. Una condición anormal de operación de desbalanceo de corrientes en el circuito del motor se detecta mediante un relevador de balance de corriente (46). Como protección contra alimentación de fase invertida se utiliza un relevador 27/47 (bajo voltaje, secuencia de fases y desbalanceo de voltajes). Nota: si se conectan al bus otros motores que no están protegidos con relevador 46, entonces debe usarse un relevador de voltaje de secuencia negativa en lugar del 27/47. El relevador auxiliar 27X/47X suministra contactos adicionales de disparo.

Los arranques repetitivos en intervalos cortos de tiempo pueden desarrollar altas temperaturas en el estator, esta condición puede prevenirse mediante el empleo de un relevador de tiempo en el esquema de control.

Una interrupción momentánea del suministro de energía a un motor de gran capacidad puede causar pares dañinos a la flecha y esfuerzos a los devanados en el instante en el que el suministro se reestablece. Las condiciones de protección so las mismas que las descritas en el punto 3 para motores de capacidad inferior a 1500 HP.

C. Motores síncronos.

En complemento a los esquemas de protección indicados en las figuras 1 y 2, el motor síncrono requiere protección a su circuito de campo. Para una máquina convencional, estos dispositivos incluirán los siguientes relevadores:

- * Relevador de temperatura del devanado de excitación (26)
- * Relevador de campo de excitación (56)
- * Relevador de pérdida de campo (40)
- * Relevador de secuencia incompleta (48)

Para una máquina de escobillas, se emplea un relevador de factor de potencia (55) para cubrir las funciones de control y pérdida de campo. La protección de temperatura del campo se suministra a través de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

PROTECCIÓN DE MOTORES DE C A
DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES POR NÚMERO CÓDIGO

No. Disp. ANSI	FUNCIÓN	RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS
27/47	Bajo voltaje, secuencia de fases y desbalanceo de voltaje.	Bajo Voltaje: Ajustar por encima del valor de caída de voltaje al arranque.
27/47	Bajo voltaje, secuencia de fases y desbalanceo de voltaje.	Bajo voltaje: Permite la CVA. Alto Voltaje: Ajustar al 90% del voltaje de suministro.
27x/47x	Contactos auxiliares.	Sin ajuste. Utilizado en buses multimotores.
46	Corriente desbalanceada.	Útilice el tap de 2 amp, si la corriente a plena carga del motor es menor a 3 amp; utilice el tap de 1 amp. Ajuste los contactos estacionarios a las marcas correspondientes.
49	Sobrecarga de imagen térmica.	Aíse de tierra las resistencias de imagen térmica.
49	Sobrecarga por temperatura.	Ajuste para una temperatura de operación segura del motor.
49/50	Sobrecarga.	Dos unidades de protección en fase. Ajuste a plena carga con un factor de servicio de 1.15 y a un 90% de carga, un factor de 1.0.
50	Falla entre fases.	Ajuste a 2 veces la corriente de arranque. Se puede omitir cuando se usa un relevador 87.
50G	Falla a tierra.	Ajuste a 0.25 A. Use un TC tipo dona con relación 50:5.
51	Rotor bloqueado.	Úsese cuando el tiempo de arranque sea mayor a 30 seg. Ajuste a la mitad de la corriente de arranque. Ajuste el dial para que permita el arranque.
51	Rotor bloqueado.	Úsese cuando el tiempo de arranque sea menor a 30 seg. Ajuste a la mitad de la corriente de arranque. Ajuste el dial para que permita el arranque.
55	Control de excitación por medio del fp (Sólo para motores síncronos).	Ajuste a 20 watts, con dial 2. Use un relevador trifásico con máximo par cuando el ángulo entre I y V sea de 30°. Conecte el relevador con I_A y V_{BA} , operando cuando I_A se

		atrase más de 30°.
86	Bloqueo.	Sin ajuste.
87	Diferencial.	Tres unidades con 3 TC's tipo dona con relación 50:5. Ajuste a 0.25A.
87	Diferencial	Ajuste el dial a 1.

Protección contra sobrecarga del motor y sus circuitos derivados.

La protección mínima con que debe contar un motor es contra sobrecarga y corto circuito, no obstante ambas se manifiestan como *sobrecorriente*, su tratamiento en cuanto a equipo y ajuste son muy distintas.

La sobrecarga en un motor origina una sobrecorriente que de extenderse por un tiempo prolongado puede dañar ó calentar peligrosamente

3.3 SELECCIÓN, CAPACIDAD Y AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LOS PRIMARIOS DE LOS TRANSFORMADORES

En esta sección trataremos sólo los dispositivos de protección contra sobre-corriente que intervienen en un estudio de coordinación, como lo son: fusibles, interruptores, relevadores de sobrecorriente. Existen otros dispositivos que protegen al transformador como lo son los relevadores diferenciales, los relevadores de presión, etc., pero éstos dispositivos no intervienen en un estudio de coordinación. La selección, capacidad y ajuste de los dispositivos de protección en el primario del transformador puede ser determinada siguiendo estas recomendaciones.

Los dispositivos de protección del primario del transformador no deben operar si:

1. Por un transformador tipo seco circula toda la corriente de carga, o por un transformador enfriado por circulación forzada de aire, circula la corriente de carga plena. Y no deben operar bajo condiciones de sobre cargas permitidas. Estas consideraciones se fundamentan en la norma ANSI C57.92 - 1962 y C57.96 - 1959.
2. Los dispositivos de protección no operarán si se presenta la corriente de magnetización del transformador. Si la magnitud de esta corriente no es conocida, se asumirá que es de 12 veces la corriente a plena carga del transformador considerándolo como tipo seco, y su duración es invariablemente de 0.1 segundos.

En lo posible los dispositivos de protección en el primario de los transformadores se deben coordinar con:

1. los dispositivos de protección del lado de la fuente
2. con los dispositivos de protección del lado de baja tensión del transformador.

Algunas veces esto no es posible de lograr. Si este es el caso que se presenta, debemos considerar en primer término la seguridad del transformador y posteriormente considerar la coordinación con los dispositivos del secundario. Por otro lado, es muy frecuente poder escoger o ajustar dispositivos de protección en el secundario que permitan una apropiada coordinación entre estas protecciones sin comprometer los requerimientos de seguridad del transformador.

A continuación se transcribe parte de la norma NEC 450 que trata de la protección de transformadores.

Artículo 450 - Transformadores.

450-3 Protección de Sobrecorriente

En esta sección se utiliza la palabra transformador para denotar un transformador o un banco de transformadores, o bien dos o tres transformadores monofásicos operando conectados entre si.

a) Transformadores sobre los 600 Volts.

1. Primario

Cada transformador con tensión mayor a los 600 V deberá ser protegido por un dispositivo de protección de manera individual en el primario. Donde se utilicen fusibles como dispositivos de protección, su capacidad en corriente no deberá exceder un 250% de la corriente esperada en el primario del transformador. Cuando se utilicen interruptores como dispositivos de protección, deberán ser ajustados a no más del 300% de la corriente esperada en el primario del transformador.

Excepción 1:

Donde el 250% de la corriente esperada en el primario del transformador no correspondá a un tamaño estandar de fusible, el tamaño inmediato superior deberá ser utilizado.

Excepción 2:

No se requerirá un dispositivo de protección individual cuando un dispositivo de protección suministre protección a la sección donde se encuentra conectado el primario del transformador.

2. Secundario

Para transformadores con tensión arriba de los 600 V que tengan dispositivos de protección contra sobrecorriente en el secundario. Estos dispositivos deberán ser ajustados a valores que no excedan los valores de la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Máximo ajuste para los dispositivos protectores en transformadores de 600V con protección primaria y secundaria.

IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR	PRIMARIO		SECUNDARIO		
	MAYOR A 600 V		MAYOR A 600 V		600 V ó MENORES
	INTERRUPTOR	FUSIBLE	INTERRUPTOR	FUSIBLE	INTERRUPTOR ó FUSIBLE
NO MAS DE 6%	600%	300%	300%	250%	125%
MAS DE 6% MENOS DE 10%	400%	300%	250%	225%	125%

b) Transformadores a 600 V o menores

1. Primario

Todo transformador de 600 V ó menores deberá ser protegido en el primario por dispositivos de protección de sobrecorriente individuales, y estas deberán de ser ajustadas a no más de 125% de la corriente esperada en el primario del transformador.

Excepción 1:

Cuando se tengan transformadores con corrientes en el primario de 9 A. Puesto que para esta corriente el 125% no corresponde a ningún tamaño ni de fusible ni de interruptor, se permite utilizar el tamaño inmediato superior.

Para transformadores de corrientes primarias de menos de 9 A, se permite ajustar los dispositivos de protección a no más de 167% del valor de la corriente en el primario.

Para transformadores con una corriente primaria de 2 A o menos se permite un ajuste de 300% en los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Excepción 2:

No se requerirá un dispositivo individual para la protección del transformador siempre que la sección donde se encuentre conectado el primario este protegida por dispositivos contra sobrecorriente.

2. Primario y Secundario

Para transformadores de 600V ó menos con protección contra sobrecorriente en el secundario ajustados a no más de un 125% de la corriente en el secundario no requieren de un dispositivo individual en el primario del

transformador, siempre que haya un dispositivo en la sección donde se encuentra el primario del transformador ajustado a no más de 250% del valor de la corriente primaria del transformador.

Para transformadores de 600 V ó menores, equipados por el fabricante con protección térmica contra sobre carga y dispositivos de interrupción de la corriente primaria, no requieren de un dispositivo de protección individual de sobrecorriente en el lado primario, si el dispositivo protector del alimentador primario está ajustado a un valor no mayor de 6 veces la corriente primaria del transformador, para transformadores que no tengan más de 6% de impedancia, y no más de 4 veces la corriente primaria para transformadores que tengan una impedancia entre 6 y 10%.

Excepción:

En transformadores cuya corriente en el secundario es de 9 A o bien el 125% de esta corriente no alcanza una capacidad de fusible o interruptor, se permite utilizar la capacidad inmediata superior. En caso de que la corriente del secundario sea menor de 9 A, se permite ajustar el dispositivo a 167% de la corriente en el secundario.

Extracto obtenido de las normas ANSI C37.12.00-1973. De la capacidad de corto circuito que pueden soportar transformadores tipo seco.

a) Corto circuito permisible:

Los transformadores deben ser capaces de soportar los daños causados por los esfuerzos mecánicos y térmicos que se presentan durante un corto circuito en las terminales externas de los devanados en los que se presenta una tensión.

- 1- La magnitud de la corriente RMS simétrica que circule por cualquier devanado del transformador no deberá ser mayor que 25 veces la corriente nominal del transformador.
- 2- La duración del corto circuito deberá ser limitada, dependiendo de la magnitud del mismo.

CORRIENTE RMS SIMÉTRICA EN CUALQUIER DEVANADO	PERIODO DE TIEMPO EN SEGUNDOS
25 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	2
20 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	3
16.6 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	4
14.3 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	5

Categorías de Transformadores.

CATEGORÍA	kVA MONOFÁSICOS	kVA TRIFÁSICOS
I	5 A 500	15 A 500
II	501 A 1667	501 A 5000
III	1668 A 10000	5001 A 30000
IV	MAYORES A 10000	MAYORES A 30000

NOTA.- La categoría I debe incluir los transformadores de distribución fabricados según la norma *ANSI C57.12.20-1974*.

b) Duración de la Corriente de Corto Circuito

Para los transformadores de la categoría I y transformadores de distribución la duración de la corriente de corto circuito permisible se calculará según la fórmula:

$$t = \frac{1250 \times f}{I^2}$$

Donde t es la duración en ciclos, f es la frecuencia en Hertz, la I es la corriente de corto circuito si-métrica en veces de la corriente nominal del transformador.

Para las categorías II, III y IV la duración de la corriente de corto circuito es limitada en 2 segundos o menos. Cuando se tiene un circuito con características de recierre, los transformadores en todas las categorías deberán ser capaces de soportar los cortos circuitos que se presentan sucesivamente por las maniobras de recierre cuando se presente una falla de características permanente, sin que los transformadores disminuyan su temperatura a la temperatura normal de operación entre recierre y recierre; siempre y cuando la duración de todos los recierres juntos no exceda los límites de corto circuito definidos anteriormente.

c) Magnitud de la Corriente de Corto Circuito.

Categoría I:

La corriente de corto circuito simétrica deberá ser calculada utilizando únicamente la impedancia del transformador siempre que la magnitud máxima de la corriente simétrica no exceda los valores listados en la tabla 4.2.

Categoría II:

La corriente de corto circuito simétrica se calculará utilizando la impedancia del transformador única-mente.

Categorías III y IV:

En estas categorías la corriente de corto circuito simétrica será calculada utilizando la impedancia del transformador más el sistema de impedancia especificado por el usuario.

Tabla 4.2 Capacidad de Corto Circuito en Transformadores de Distribución

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO kVA	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO kVA	CAPACIDAD QUE PUEDE SOPORTAR EN pu DE LA CORRIENTE BASE
5 - 25	15 - 75	40
37.5 - 100	112.5 - 300	35
167 - 600	500	25

NOTA.- Esta tabla se aplica a todos los transformadores de distribución con voltajes en el secundario de 600 V y menores, y autotransformadores con voltajes secundarios de 600 V o menores.

d) Efectos de las Fallas externas en los Requerimientos de Protección y Coordinación de Protecciones a Transformadores.

Otra importante consideración en la protección y coordinación de protecciones en transformadores es el efecto que produce una falla externa en el secundario de un transformador conectado en delta-delta o en estrella-delta.

Para considerar el comportamiento de la corriente de falla en las terminales del transformador debido a su conexión debe consultar al fabricante.

3.4 CAPACIDAD SELECCIÓN Y AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA CORTO CIRCUITO EN CIRCUITOS DERIVADOS QUE ALIMENTAN MOTORES

En esta sección trataremos únicamente dispositivos de protección contra corto circuito, tales como: fusibles, interruptores, relevadores de sobrecorriente. Existen otros dispositivos de protección como lo son los relevadores de sobrecarga, relevadores de alta tensión, etc., pero que no mencionaremos en esta sección. La capacidad, selección y ajuste de dispositivos que proporcionan protección contra corto circuito a circuitos derivados que alimentan motores puede ser determinada tomando en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Los dispositivos de protección deberán cumplir con las normas industriales para la protección de motores.
- Los dispositivos de protección no deberán operar cuando se presenten las condiciones de arranque del motor.
- En lo posible, los dispositivos de protección se coordinarán con los dispositivos de protección que protegen a la línea de alimentación.
- Para la selección de los dispositivos que proporcionarán protección a los circuitos derivados de motores se seguirán los siguientes pasos:
 1. Se trazará la curva tiempo-corriente de operación normal del motor.
 2. Se trazará la curva característica tiempo-corriente del relevador de sobrecarga.
 3. Se consultarán las recomendaciones del fabricante en cuanto al equipo de control, y así determinar el dimensionamiento de los dispositivos a utilizar. Tómese como regla general, el seleccionar un fusible cuya curva característica tiempo-corriente intercepte a la curva del relevador de sobre carga en un punto no menor al 110% de la corriente a rotor bloqueado. Cuando utilicemos dispositivos con disparo magnético se recomienda que el ajuste final sea hecho ajustando el campo lo suficientemente alto para permitir la corriente de arranque del motor sin que el dispositivo dispare. Sin embargo, cuando utilice este procedimiento se recomienda cuidar que el número de arranque del motor no sobrepase al recomendado por el fabricante.

3.5 PROTECCIÓN DE CONDUCTORES

En esta sección se verán los lineamientos para el correcto ajuste y selección de los dispositivos de protección de sobrecorriente para proteger los conductores.

En general, los requerimientos de protección de la NEC nos dicen que deberán ser protegidos los conductores utilizados a tensiones de 600 V ó menores de acuerdo a su capacidad de corriente.

Sin embargo, hay excepciones a esta regla, como lo son los motores los controles de motores y conductores derivados, por lo que se deberá consultar la NEC para estos casos especiales.

Además, los cables deberán de protegerse contra sobrecalentamiento causados por la circulación de la corriente de corto circuito. No se debe permitir que la temperatura del conductor alcance el punto en que el aislamiento sea dañado.

Para ofrecer protección contra corto circuito al cable, los dispositivos de protección deberán ser ajustados de tal manera que su curva característica tiempo-corriente quede por debajo y a la izquierda de la curva del cable.

EXTRACTO DE LA NEC PARA CONDUCTORES DE 600 V Y MENORES

Protección de Conductores:

Todos los conductores serán protegidos contra sobrecorrientes de acuerdo a su capacidad especificada por el fabricante.

Excepción 1:

En el caso de que la capacidad de corriente del conductor quede por arriba del ajuste de los dispositivos de protección con capacidad más similar, se permite tomar el tamaño inmediato superior, siempre que el ajuste no pase de 500 A.

Excepción 2:

Los conductores para motores y para centros de control de motores, serán protegidos de acuerdo a las partes C, D, E y F del artículo 430. Los conductores utilizados en circuitos con motores serán protegidos de acuerdo a las partes D y B del artículo 422. Para conductores que alimentan a equipo de acondicionamiento de aire y equipo de refrigeración serán protegidos de acuerdo a la parte C y F del artículo 440.

Excepción 3:

Para conductores presentes en controles remotos, y controles remotos de motores, se consideran protegidos si los dispositivos de protección de sobrecorriente se ajustan a no más del 300% de la capacidad de estos conductores.

Excepción 4:

Conductores alimentados por el secundario de un transformador monofásico a dos hilos, se consideran protegidos por los dispositivos de protección del primario del transformador, de acuerdo a la sección 450-3, siempre que la capacidad de corriente de los conductores referidas al primario del transformador no exceda al ajuste de los dispositivos de protección primaria. En el caso de que en el secundario de un transformador monofásico se tengan más de dos hilos no se consideran protegidos por los dispositivos de protección primaria.

Excepción 5:

Los conductores que alimentan capacitores serán protegidos de acuerdo al artículo 460.

Excepción 6:

Los conductores que alimentan soldadoras serán protegidos de acuerdo al artículo 630.

PROTECCIÓN DE CONDUCTORES CON TENSIÓN DE MÁS DE 600 V

Alimentadores:

Los alimentadores deberán tener dispositivos de protección contra corto circuito en cada conductor que no este aterrizado, o bien se deberá cumplir con la sección 230-208 d2 o d3. Los dispositivos de protección deberán ser capaces de detectar e interrumpir todos los valores de corriente que sobrepasen los valores de ajuste de disparo o bien el valor de fundido para fusibles que se produzcan en su localización. Y la capacidad del fusible no excederá a tres veces la capacidad del conductor y en caso de dispositivos con elementos de disparo con ajuste largo o bien algún interruptor, el ajuste no excederá a 6 veces la capacidad del conductor.

Además, el tiempo de operación de los dispositivos de protección, la corriente de corto circuito esperada y el tipo de conductor a utilizarse deberán coordinarse para prevenir que el conductor alcance temperaturas peligrosas y dañe el aislamiento cuando se presenten condiciones de corto circuito.

4. GUÍA RÁPIDA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

INTRODUCCIÓN

La coordinación de protecciones de sobrecorriente consiste en un análisis organizado de las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección de un sistema, obteniendo características de ajuste que nos permitan garantizar que, ante la presencia de una falla, se tenga conjuntamente un número mínimo de usuarios afectados y un tiempo reducido de falta de suministro de servicio.

Para ello es necesario conocer para el equipo a proteger, al menos dos aspectos importantes:

- **CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.**
- **LÍMITES DE PROTECCIÓN.**

El primer punto se refiere al conocimiento de las condiciones normales de operación del equipo como pueden ser: corrientes de magnetización, de arranque, sobrecargas momentáneas, etc. mismas que graficadas en la *hoja de coordinación*, definen una zona denotada como de *no operación de la protección*.

El segundo punto establece el límite de soporte térmico del equipo, de tal manera que representará gráficamente la frontera de operación de la protección, garantizando con ello que la protección actuará antes de que el equipo empiece a dañarse.

Dado que ambas características tienen un comportamiento *corriente-tiempo* inversa, en la hoja de coordinación se establecen zonas gráficas cuyo comportamiento típico se muestra en la siguiente figura:



Figura 1. Zonificación de la Hoja de Coordinación

RUTAS DE COORDINACIÓN

Previo a la selección y ajuste de los dispositivos de protección, es necesario definir uno ó mas caminos desde el punto más remoto de utilización (barras en baja tensión), hasta el más cercano al suministro de energía (buses de generación y/o acometidas). Para determinar una ó mas *rutas de coordinación*, es necesario considerar los siguientes aspectos:

- De manera general, la protección ajustada mas alto corresponde al equipo de mayor capacidad del bus bajo análisis, de esta manera para cada bus se toma como representativo el equipo de mayor capacidad, siendo excepciones cuando se tienen equipos distintos (p.e. motor y transformador) de capacidad similar, en cuyo caso se toman **los dos elementos** como representativos del bus.
- Para efectos de coordinación, únicamente se toman como referencia las protecciones ubicadas en serie.
- El avance de la ruta corresponderá siempre desde el equipo de menor hacia el de mayor capacidad.

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN Y LÍMITES DE PROTECCIÓN DE EQUIPOS

MOTORES. Las características de operación del motor se describen gráficamente con el *perfil del motor*. Las curvas características del motor deben consistir de cinco partes (figura 2):

- Corriente a plena carga.
- Corriente a rotor bloqueado.
- Tiempo de aceleración.
- Tiempo permitido de atascamiento.
- Corriente de magnetización.

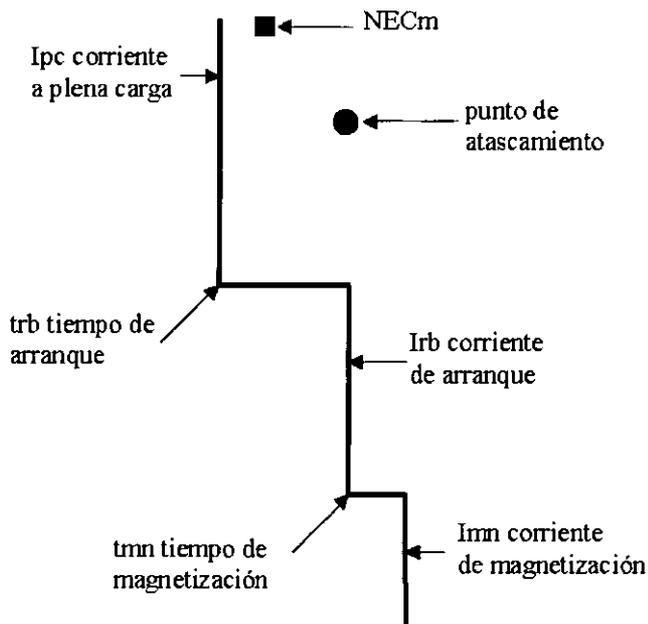


Figura 2. Características de operación y límites de protección para un motor

La corriente a plena carga I_{pc} se obtiene de la placa del motor; en caso de desconocerse, se parte de sus características nominales:

$$I_{pc} = \frac{h.p. \times 0.746}{\sqrt{3} \times F.P. \times Ef. \times kV}$$

Donde:

- h.p. = Capacidad nominal del motor
- F.P. = factor de potencia del motor
- Ef. = eficiencia del motor
- kV = tensión nominal del motor en kV

La protección de sobrecorriente deberá tener el retraso suficiente de tiempo para permitir que el motor arranque, pero cuidando que opere antes que se alcance el tiempo de atascamiento del rotor.

La corriente a rotor bloqueado representa la corriente del motor a velocidad cero, si este valor de corriente no es conocido, la letra NEMA de placa puede ser usada para determinarlo (ver tabla I).

LETRA CÓDIGO	kVA por HP a rotor bloqueado
A	1.00 - 3.14
B	3.15 - 3.54
C	3.55 - 3.99
D	4.00 - 4.49
E	4.50 - 4.99
F	5.00 - 5.59
G	5.60 - 6.29
H	6.30 - 7.09
J	7.10 - 7.99
K	8.00 - 8.99
L	9.00 - 9.99
M	10.00 - 11.19
N	11.20 - 12.49
P	12.50 - 13.99
R	14.00 - 15.99
S	16.00 - 17.99
U	20.00 - 22.39
V	22.40 - MAYORES

**TABLA I. NEC 430-7 (b).
LOCKED-ROTOR INDICATING CODE LETTERS**

El tiempo de aceleración designa la transición de la corriente de arranque a la corriente a plena carga y depende del tamaño del motor, al par de arranque, la inercia y la carga.

El tiempo de atascamiento del rotor representa un punto de la curva límite de calentamiento térmico del motor $I^2 t$ a corrientes del rotor bloqueado. Este valor es a menudo proporcionado por el fabricante del motor.

La corriente de magnetización consiste de la corriente que circula a través de los devanados del motor cuando este es inicialmente energizado. EL valor aproximado de esta corriente es de 1.76 veces la corriente a rotor bloqueado para medio y alto voltaje y de 1.5 veces para bajo voltaje; se considera un tiempo de duración de esta corriente de 0.10 seg.

Los máximos ajustes permitidos de los dispositivos de sobrecorriente para la protección de sobrecarga del motor son indicados en la tabla II, el porcentaje de ajuste está en función de la corriente a plena carga del motor.

Máximo ajuste (%)

Si $FS \geq 1.15$ ó $T \leq 40^{\circ}C$	130-140*
Todos los demás	115-130*

TABLA II. Ajustes máximos de protecciones para motores.

donde:

FS es el factor de servicio.

T es la elevación de la temperatura en °C.

* Valores máximos sólo si se tienen problemas al arranque.

CENTRO DE CONTROL DE MOTORES. Cuando un grupo de motores en un centro de control de motores están protegidos por un interruptor, es necesario graficar una curva que considere el arranque del motor mas grande más la corriente nominal del resto de la carga. El dispositivo de protección debe ser ajustado para que opere arriba de esta curva y para que no dispare cuando los motores de este bus están contribuyendo con corrientes de corto circuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.

TRANSFORMADORES. Las características de operación de transformadores quedan definidas por la corriente a plena carga y el punto inrush, mientras que los límites de protección se conforman mediante los máximos ajustes NEC y la curva ANSI de corriente circulante de falla.

La corriente a plena carga se obtiene de la placa del transformador ó a partir de la fórmula de la potencia aparente trifásica.

$$I_{pc} = \frac{kVA\ nom}{\sqrt{3}\ kVnom}$$

PUNTO INRUSH. El punto de magnetización es una aproximación del efecto de la corriente de magnetización del transformador. El punto de magnetización es variable y depende del magnetismo residual en el transformador, de su capacidad y del punto en la onda de voltaje cuando ocurre la energización. Para calcular el punto de magnetización, se determina el factor inrush (F_{INRUSH}) de acuerdo a la tabla III, cabe hacer notar que sus valores corresponden a transformadores sumergidos en aceite, para transformadores del tipo seco el valor es mayor alcanzando en algunas ocasiones hasta 22 veces la I_{pc} .

$$P_{INRUSH} = (I_{INRUSH}, t_{INRUSH} = 0.10\ s)$$

Donde:

$$I_{INRUSH} = I_{pc} F_{INRUSH}$$

POTENCIA (kVAs)	FACTOR INRUSH
kVAs < 1500	8.0
1500 ≤ kVAs ≤ 3750	10.0
kVAs > 3750	12.0

Tabla III.
Factor INRUSH para transformadores sumergidos en aceite.

CURVA ANSI. La curva ANSI representa la máxima capacidad del transformador de soportar, sin dañarse, esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por la circulación de corrientes de corto circuito.

Para la determinación de la curva ANSI de daño a transformadores requerimos conocer:

- Impedancia del transformador
- Factor ANSI por tipo de conexión
- categoría del transformador

Por lo que se presentan las tablas *IV.1*, *IV.2*, *IV.3*, para que sirvan de referencia en caso de desconocer alguno de estos valores.

kVA's		IMPEDANCIAS MÍNIMAS EN pu A LA BASE DEL TRANSF.
1 FASE	3 FASES	
5 - 25	15 - 750	0.0250
37.5 - 100	112.5 - 300	0.0286
167 - 500	500	0.0400

TABLA IV.1
Impedancias mínimas de Transformadores

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		FACTOR ANSI
DELTA	DELTA	0.87
DELTA	ESTRELLA - A	0.58
DELTA	ESTRELLA	1.0
ESTRELLA - A	ESTRELLA	1.0
ESTRELLA - A	ESTRELLA - A	1.0
ESTRELLA	ESTRELLA - A núcleo	0.67
ESTRELLA	ESTRELLA - A acorazado	1.0
ESTRELLA	ESTRELLA	1.0
ESTRELLA - A	DELTA	1.0
ESTRELLA	DELTA	1.0

TABLA IV.2
Modificadores de valores de Corriente ANSI por Tipo de Conexión.

CATEGORÍAS	CAPACIDAD EN kVAs	
	1 FASE	3 FASES
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5001 - 30000
IV	Arriba de 10000	arriba de 30000

TABLA IV.3
Clasificación de Transformadores por Capacidad y Número de Fases

Una vez conocidas estas tablas podemos estudiar la Tabla *IV.4* donde se definen los cuatro puntos de la curva ANSI.

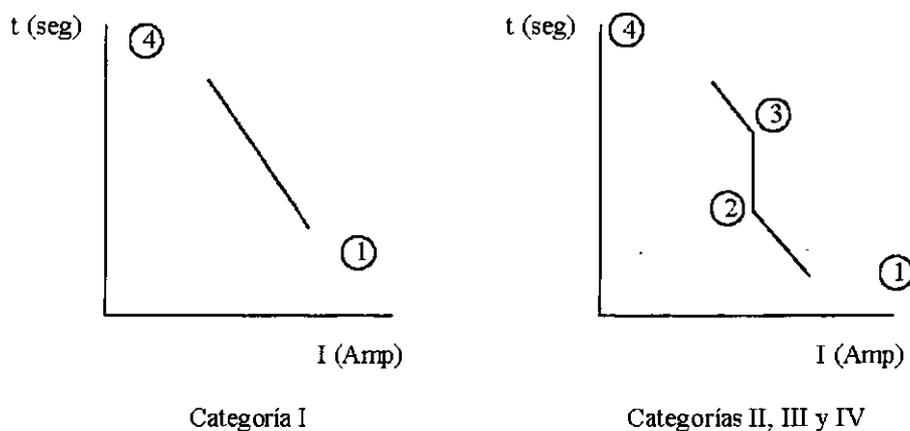


Figura 3. Curva ANSI para transformadores.

PUNTO	CATEGORÍA	TIEMPO (s)	CORRIENTE (A)
1	I	$1250 \times Z_T^2$	I_{pc}/Z_T
	II	2	I_{pc}/Z_T
	III Y IV	2	$I_{pc}/(Z_T + Z_S)$
2	II	4.08	$0.7 \times I_{pc}/Z_T$
	III Y IV	8.0	$0.5 \times I_{pc}/(Z_T + Z_S)$
3	II	$2551 \times Z_T^2$	$0.7 \times I_{pc}/Z_T$
	III Y IV	$5000 \times (Z_T + Z_S)^2$	$0.5 \times I_{pc}/(Z_T + Z_S)$
4	I, II, III Y IV	50	$5 \times I_{pc}$

TABLA IV.4

Puntos (I,t) para la construcción de la curva ANSI para Transformadores.

Donde:

Z_T = Impedancia del transformador en pu en base a los kVAs mínimos del transformador

Z_s = Impedancia Thevenin equivalente del sistema en pu en base a los kVAs mínimos del transformador

I_{pc} = Corriente a plena carga del transformador en Amperes considerando la potencia mínima del transformador.

Recordemos que los valores de corriente los debemos afectar por los factores ANSI por el tipo de conexión del transformador.

LÍMITES NEC. El National Electric Code (NEC) lista los límites máximos requeridos para la protección de sobre-corriente del primario y secundario de transformadores, la Tabla V.1 resume estos límites en porcentaje de la corriente nominal del transformador.

CAPACIDAD DE SOBRECARGA. La capacidad de sobrecarga del transformador depende del tipo de enfriamiento proporcionado y de la temperatura de diseño. Los factores de enfriamiento y temperatura están resumidos en la tabla V.2. La capacidad de sobrecarga del transformador son los amperes de plena carga multiplicados por el factor de enfriamiento y por el factor de elevación de temperatura.

Z _{TRANSFORM} (Z%)	VOLTAJE (V)	PRIMARIO		SECUNDARIO		
		AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	ARRIBA DE 600 V		600 V ó MENOS
				AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	
TODAS Z% ≤6 6 ≤ Z% ≤10	ARRIBA DE 600 V	300	250	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA
		600	300	300	250	125
		400	300	300	250	125
TODAS Z% ≤6 6 ≤ Z% ≤10	600 V O MENOS	125	125	NINGUNA
		250	250	125
		600	600	PROTECC. TÉRMICA DE SOBRECARGA COORDI- NADA
		400	400	

TABLA IV.1 Ajustes máximos NEC.

TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD kVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA		
		TIPO	FACTOR	ELEVACIÓN	FACTOR	
SECO	≤2500	AA	1.0	150°C	1.0	
		FA	1.3			
CENTRO DE CARGA	≤2500	OA	1.0	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	<500	FA	1.0	55/65°C	1.12	
	>500			65°C	1.0	
	≤2000	FA	1.15	55/65°C	1.2	
	>2000			65°C	1.0	
SUBESTACIÓN PRIMARIA	≤2500	FA	1.25	55/65°C	1.12	
				65°C	1.0	
	OA	1.0			55/65°C	1.12
					55°C	1.0
	FA	1.33			55/65°C	1.12
					55°C	1.0
FOA	1.67			55/65°C	1.12	
				55°C	1.0	

TABLA IV.2 Capacidad de sobrecarga para transformadores

CABLES. La curva de daño de los cables debe quedar siempre encima de la curva del dispositivo que lo protege, en el caso de interruptores deben ajustarse a no más del 600% de la ampacidad del conductor. Para calcular la curva de daño de los cables es necesario utilizar las siguientes ecuaciones:

Cobre

$$\left[\frac{I}{CM} \right]^2 (t) F_{ac} = 0.0297 \log_{10} \left[\frac{T_f + 234}{T_o + 234} \right]$$

Aluminio

$$\left[\frac{I}{CM} \right]^2 (t) F_{ac} = 0.0125 \log_{10} \left[\frac{T_f + 234}{T_o + 234} \right]$$

donde:

I	= corriente que fluye por el cable en amperes.
CM	= calibre del conductor en circular mils.
t	= tiempo que fluye la corriente en segundos.
F_{ac}	= relación del efecto piel o relación de corriente alterna a directa.
T_o	= temperatura inicial antes de un cambio de corriente (°C).
T_f	= temperatura final después de un cambio de corriente (°C).

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Fusibles. Los fusibles son a menudo usados para la protección de transformadores y motores en tensión media. Cuando se usan como protección de transformadores deberán cumplir con los requisitos del NEC, así como también permitir la energización y operar antes de alcanzar la curva ANSI. Cuando se usan en motores es en conjunto con los dispositivos de sobrecarga para proporcionar protección contra corto circuitos y para interrumpir niveles de corriente mayores a los nominales del interruptor o contactor. Es necesario que la curva de operación del fusible permita arrancar el motor.

Interruptores en baja tensión. Estos interruptores se usan comúnmente para proteger motores o centros de control de motores. Cuando se usan en motores deben permitir el arranque de este y protegerlo de sobrecargas, evitando además que se alcance el tiempo de atascamiento del rotor. En los centros de control de motores deben permitir, sin operar, el arranque del motor más grande y la contribución de corrientes de corto circuito cuando ocurre una falla en el bus adyacente.

Relevadores. Los relevadores se emplean para proteger a transformadores, motores o centros de control de motores principalmente. Cuando se usan para proteger transformadores no deberán operar durante la corriente de energización y la máxima sobrecarga permitida, pero los ajustes no excederán las recomendaciones del NEC ni deberá operar después de la curva ANSI. Para el caso de motores, deberán permitir el arranque del motor sin exceder los ajustes recomendados por el NEC, además de operar antes de alcanzar el tiempo de atascamiento del motor. En los centros de control de motores deben permitir, sin operar, el arranque del motor más grande y la contribución de corrientes de corto circuito cuando ocurra una falla en un bus adyacente.

MÁRGENES DE COORDINACIÓN

Quando se grafican curvas de coordinación, deberán considerarse ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de los dispositivos de protección, con el propósito de asegurar su operación secuencial correcta. Estos márgenes se requieren ya que los relevadores tienen sobrecarrera; los fusibles características de operación, y los interruptores ciertas velocidades de operación. Si se coordinan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, su intervalo es comúnmente de 0.3 a 0.4 segundos, distribuidos de la siguiente forma:

- Tiempo de apertura de los contactos del interruptor 0.08 seg. (para 5 ciclos).
- Sobrecarrera 0.10 seg.
- Factor de seguridad de 0.12 a 0.22 seg.

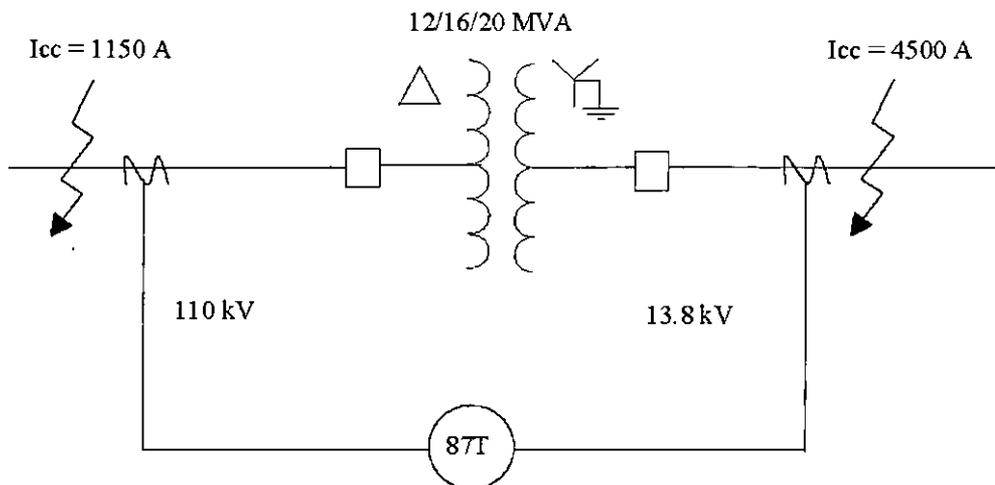
En los relevadores de estado sólido la sobrecarrera se elimina.

El margen permitido entre un relevador y el dispositivo de protección anterior, como en el caso de un fusible o de un interruptor de bajo voltaje con disparo de acción directa, sólo requiere de la sobrecarrera del relevador y del factor de

seguridad considerado, debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva graficada.

PROTECCION DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADORES

Si bien la protección diferencial no entra en estudios de coordinación, es conveniente presentar un ejemplo de aplicación.



A) Corrientes a sus diferentes capacidades.

12 MVA	16 MVA	20 MVA
$I_{AT} = \frac{12MVA}{\sqrt{3}(110kV)} = 62.98 \text{ A}$	$I_{AT} = \frac{16MVA}{\sqrt{3}(110kV)} = 83.98 \text{ A}$	$I_{AT} = \frac{20MVA}{\sqrt{3}(110kV)} = 104.97 \text{ A}$
$I_{AT} = \frac{12MVA}{\sqrt{3}(13.8kV)} = 502.04 \text{ A}$	$I_{AT} = \frac{16MVA}{\sqrt{3}(13.8kV)} = 669.39 \text{ A}$	$I_{AT} = \frac{20MVA}{\sqrt{3}(13.8kV)} = 836.74 \text{ A}$

B) Selección de RTC en AT y BT para máxima corriente de carga.

$I_{AT} = 140.97 \text{ A}$	RTC = 200/5
$I_{BT} = 836.74 \text{ A}$	RTC = 1000/5

C) Determinación de corrientes secundarias. En todos los casos y para establecer una imagen adecuada de las corrientes de secuencia cero, la conexión de los TC's es siempre contraria a la conexión de los TC's es siempre contraria a los del transformador de potencia

Estrella alta tensión, delta baja tensión:

Alta tensión conexión Y:

$$I_{ss} = \frac{62.98}{200/5} = 1.5746 \text{ A}_{sec}$$

Baja tensión conexión Δ:

$$I_{sb} = \frac{502.04}{1000/5} (\sqrt{3}) = 4.3478 \text{ A}_{sec}$$

D) Selección de TAPS de ajuste.

BDD = 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0, y 8.7

Se fija el TAP más alto para la mayor corriente:

$$\begin{aligned} T_B &= 8.7 \\ T_A &= x \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{SB} &= 4.3478 \text{ A} \\ I_{SA} &= 1.5746 \text{ A} \end{aligned}$$

$$T_A = \frac{8.7(1.5746)}{4.3478} = 3.1508$$

El TAP mas cercano es 3.2 \longrightarrow AT TAP = 3.2
BT TAP = 8.7

E) Verificación del "mismatch" (< 5%)

$$M = \frac{\frac{I_{sb}}{I_{sa}} - \frac{T_b}{T_a}}{S} 100\%$$

Donde: S es el menor de los términos

$$\frac{I_{sb}}{I_{sa}} \text{ ó } \frac{T_b}{T_a}$$

$$\frac{T_b}{T_a} = \frac{8.7}{3.2} = 2.7188$$

$$\frac{I_{sb}}{I_{sa}} = \frac{4.3478}{1.5746} = 2.7612$$

} S = 2.7188

$$M = \frac{2.7612 - 2.7188}{2.7188} 100\% = 1.5629 \%$$

Es adecuado

F) Corriente Secundaria Máxima:

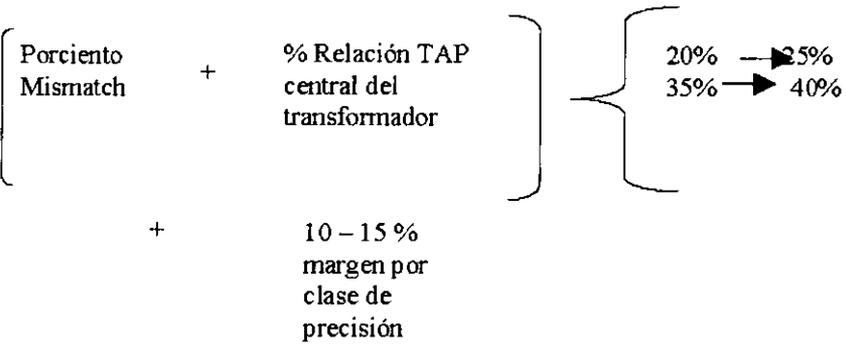
$$I^2 t = 48400 \quad (1 \text{ seg}) \quad I = 220 \text{ A}$$

$$AT = \frac{1150}{40} = 28.75 \text{ A}$$

$$BT = \frac{4500}{200} \sqrt{3} = 38.97 \text{ A}$$

G) Ajuste de % pendiente:

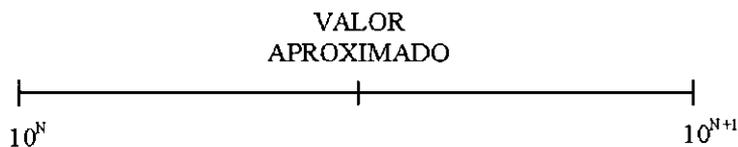
Ajustes disponibles: 25%, 40%



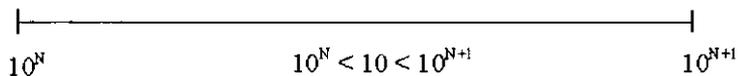
INTERPRETACION DE VALORES GRAFICOS LOG-LOG

En los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente frecuentemente se recurre a hojas del fabricante para determinar tiempos de operación, así como también en el vaciado de curvas. En las hojas de coordinación se trabaja permanentemente con escalas logarítmicas, las cuales evidentemente no siguen una proporción lineal, la problemática se puede resumir en dos casos:

- a) Determinar el valor aproximado de una magnitud en términos de su proyección en la escala logarítmica:



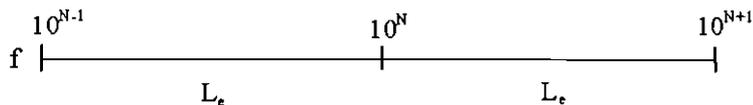
- b) Situar gráficamente en el eje o gráfica de coordinación un valor numérico dado.



Procedimiento Analítico

Caso a:

Toda hoja logarítmica sigue una regla que consiste en que: la distancia lineal entre valores de la escala 10^N a 10^{N+1} es siempre la misma para un valor de N entero. Es decir que existe la misma longitud entre los valores 10 y 100, que entre los valores de 0.01 y 0.1, 1000 y 10000. Esta longitud depende de la hoja utilizada, a esta distancia la denominaremos L_e (longitud de la escala). Comúnmente su valor se da en cms., pero puede utilizarse cualquier unidad lineal.



Una vez determinado este valor se procede a medir la distancia que existe entre la referencia 10^N y la cantidad desconocida C_d , denominando a esta distancia L_c .

Finalmente el valor desconocido C_d se calcula mediante la expresión:

$$C_d = 10^N \times \left[10^{\frac{L_c}{L_e}} \right]$$

De donde:

$$L_c = L_e \times \log_{10} \left[\frac{C_d}{10^N} \right]$$

Donde:

L_c = longitud lineal a partir de 10^N .

C_d = valor que queremos fijar en la gráfica.

L_e = longitud de la escala.

Caso b:

En este caso partimos de un valor conocido (por ejemplo un valor de corto circuito) y se desea ubicar gráficamente en la escala logarítmica. Primero se procede a ubicar el valor conocido dentro de un rango de potencia de 10.

$$10^N < V_c < 10^{N+1}$$

Donde:

V_c = valor conocido (amperes o segundos)

Tomando como referencia el valor de longitud de escala L_e (inciso a) se procede a determinar (incógnita) el valor de L_c , que representa la longitud lineal entre los valores 10^N y L_e , donde hay que situar el valor V_c .

Ejemplos:

Para clarificar el empleo de las expresiones expuestas anteriormente (incisos a) y b)), se procede a ejemplificar el uso de las expresiones utilizadas:

De la curva tiempo-corriente de un interruptor termomagnético:

$L_e = 4.35$ cm en el eje de corriente

$L_e = 4.35$ cm en el eje de tiempo

Suponga que se requiere determinar el tiempo de respuesta del dispositivo en su ajuste mínimo de sobrecarga para un valor de 200 A (punto 1). Para la proyección del punto 1 en el eje del tiempo determinamos la longitud L_c . Gráficamente $L_c = 0.6$ cm. Es decir, que L_c está entre 100 y 1000 segundos, entonces $N=2$, por lo que:

$$C_d = 10^N \times \left[10^{\frac{L_c}{L_e}} \right]$$

$$C_d = 10^2 \times \left[10^{\frac{0.60}{4.35}} \right]$$

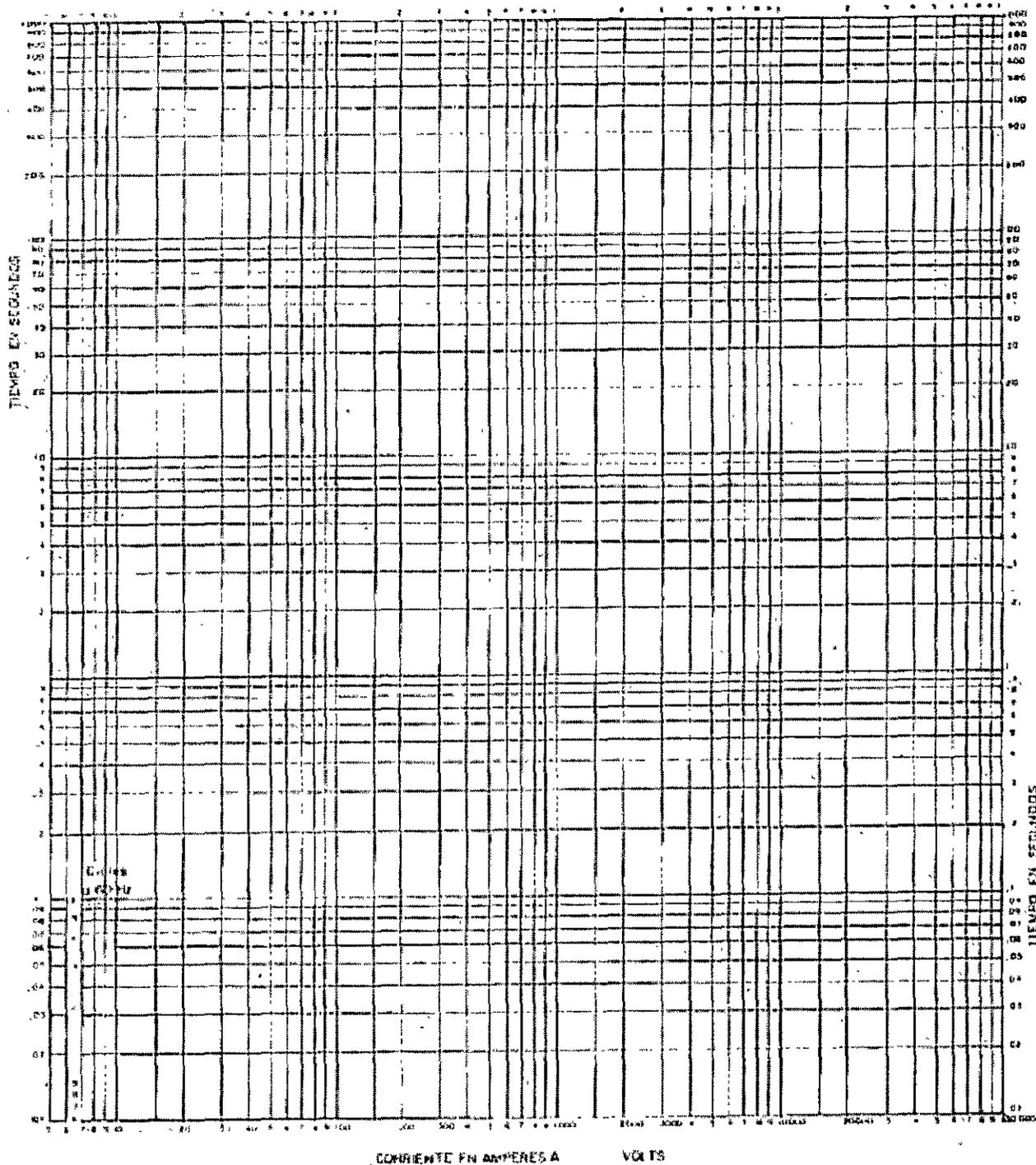
$$C_d = \underline{137.38} \text{ segundos}$$

Temperaturas máximas de operación por letra de clase de aislamiento.

CLASE	MATERIAL	TEMPERATURA MÁXIMA [°C]
Y	PAPEL, ALGODÓN, MADERA SEDA, GOMA	95
A	MATERIALES ORGÁNICOS DE LA CLASE "Y", PERO IMPREGNADOS Ó SUMERGIDOS EN ACEITE.	105
E	ESMALTADOS POR HILOS	120
B	FIBRA Y TEJIDOS DE VIDRIO Y AMIANTO, AGLOMERADOS DE MICA	130
F	MATERIALES DE LA CLASE "B" IMPREGNADOS CON ELEMENTOS DE ELEVADA ESTABILIDAD TÉRMICA	155
H	MATERIALES CLASE "F" MEJORADOS	165

CORRIENTE EN AMPERES A

VOLTS



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE



Casa de la Física
 UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA
 UNIDAD XOCOMILCO
 Área Eléctrica

HOJA No.

FECHA

PLANTA

SUBSTACION

ELABORÓ

REVISÓ

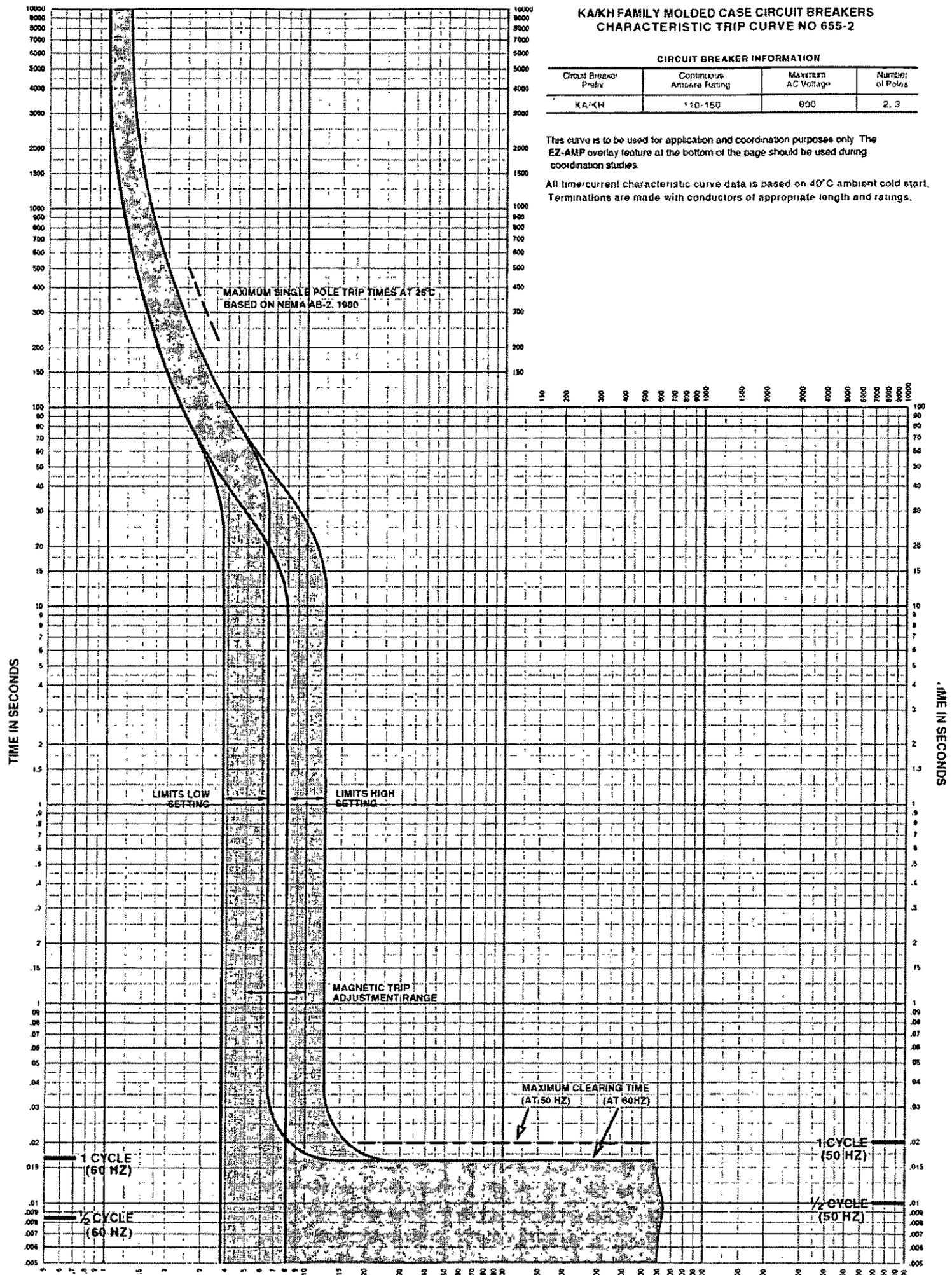
**K/A/KH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 655-2**

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
K/A/KH	110-150	600	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time/current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



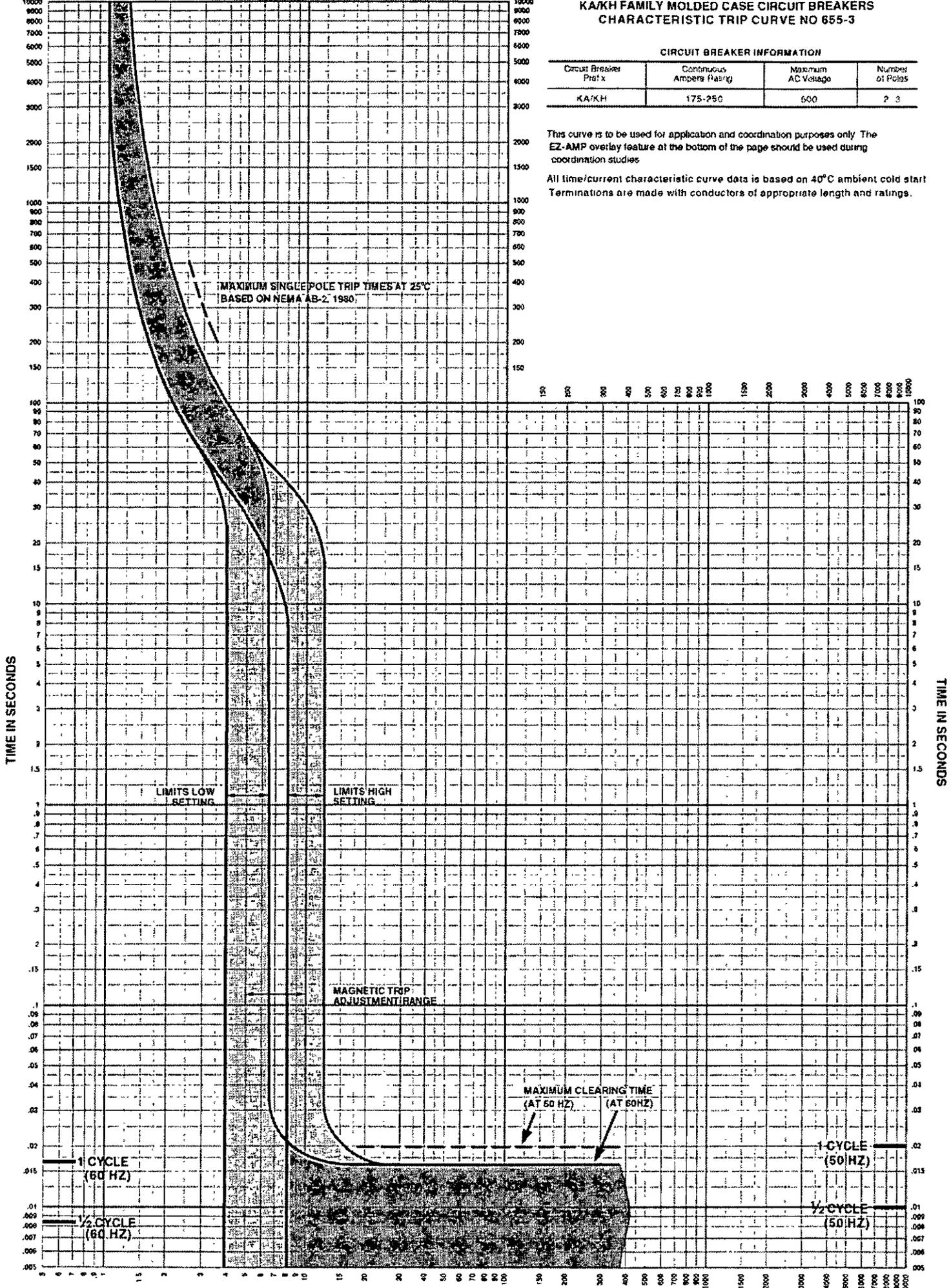
**KAKH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 655-3**

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
KAKH	175-250	600	2-3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time/current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



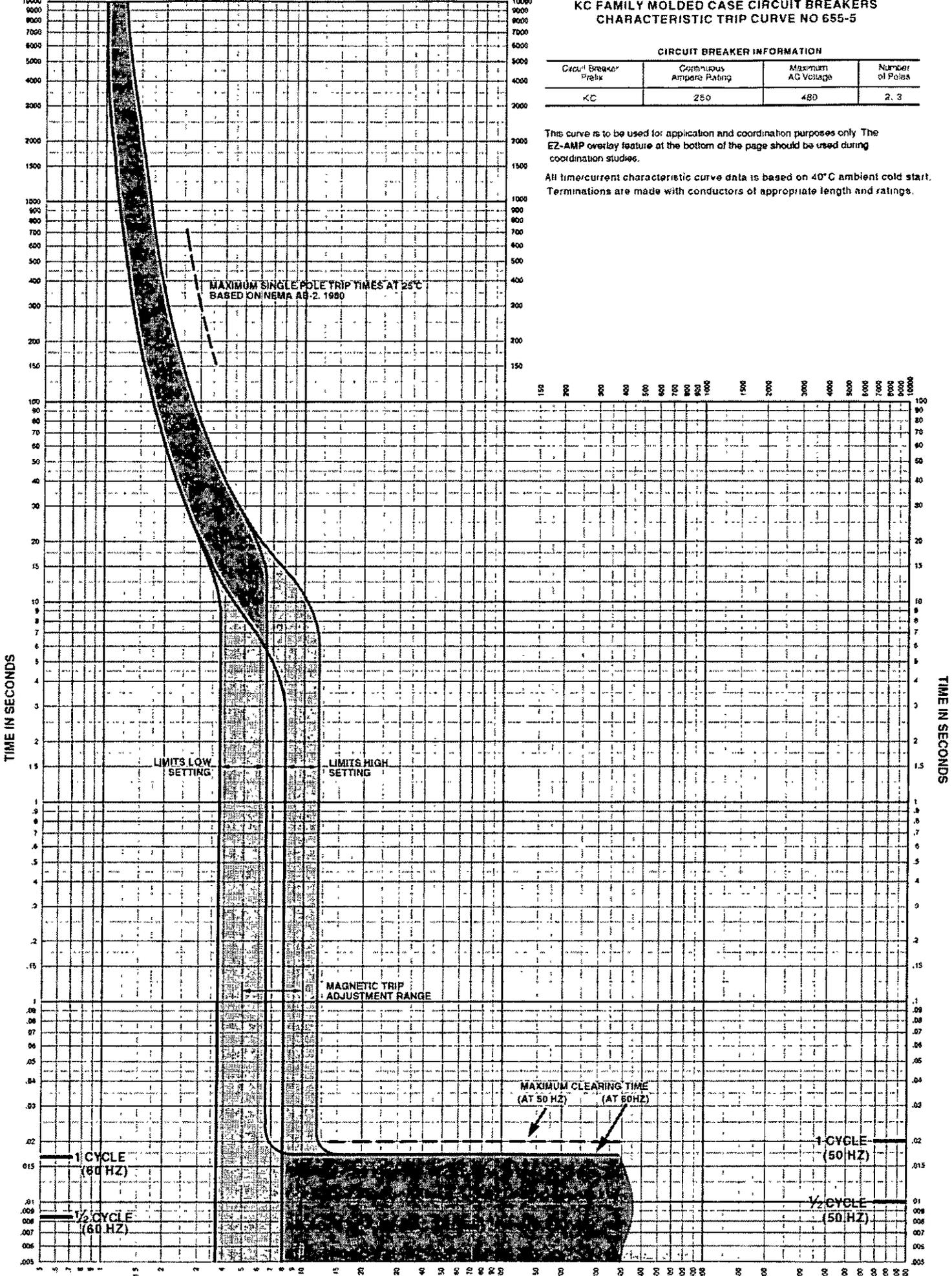
KC FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 655-5

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
KC	250	480	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



250

EZ-AMP

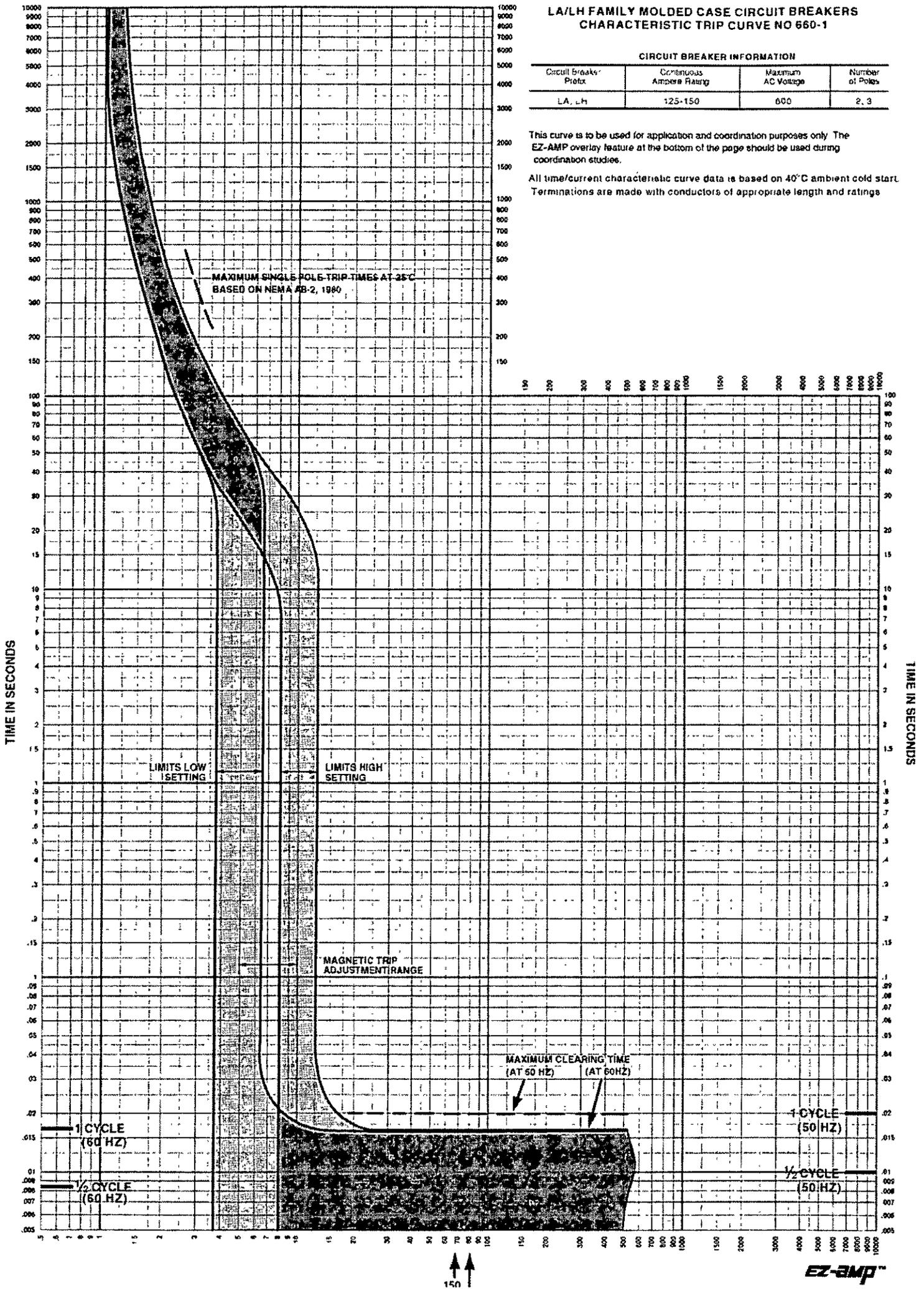
**LA/LH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 660-1**

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
LA, LH	125-150	600	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time/current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



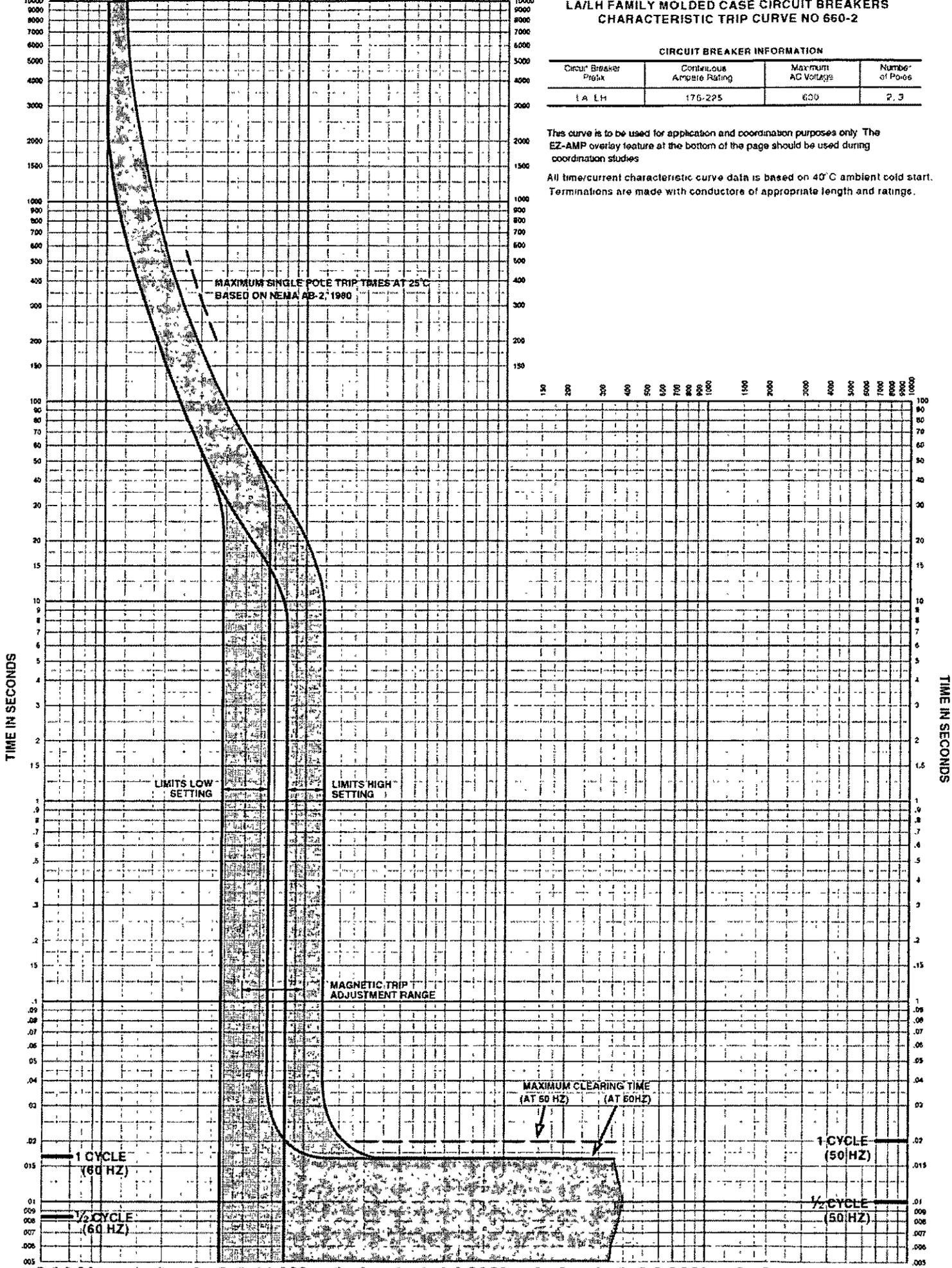
**LA/LH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 660-2**

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
LA LH	176-225	600	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time-current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



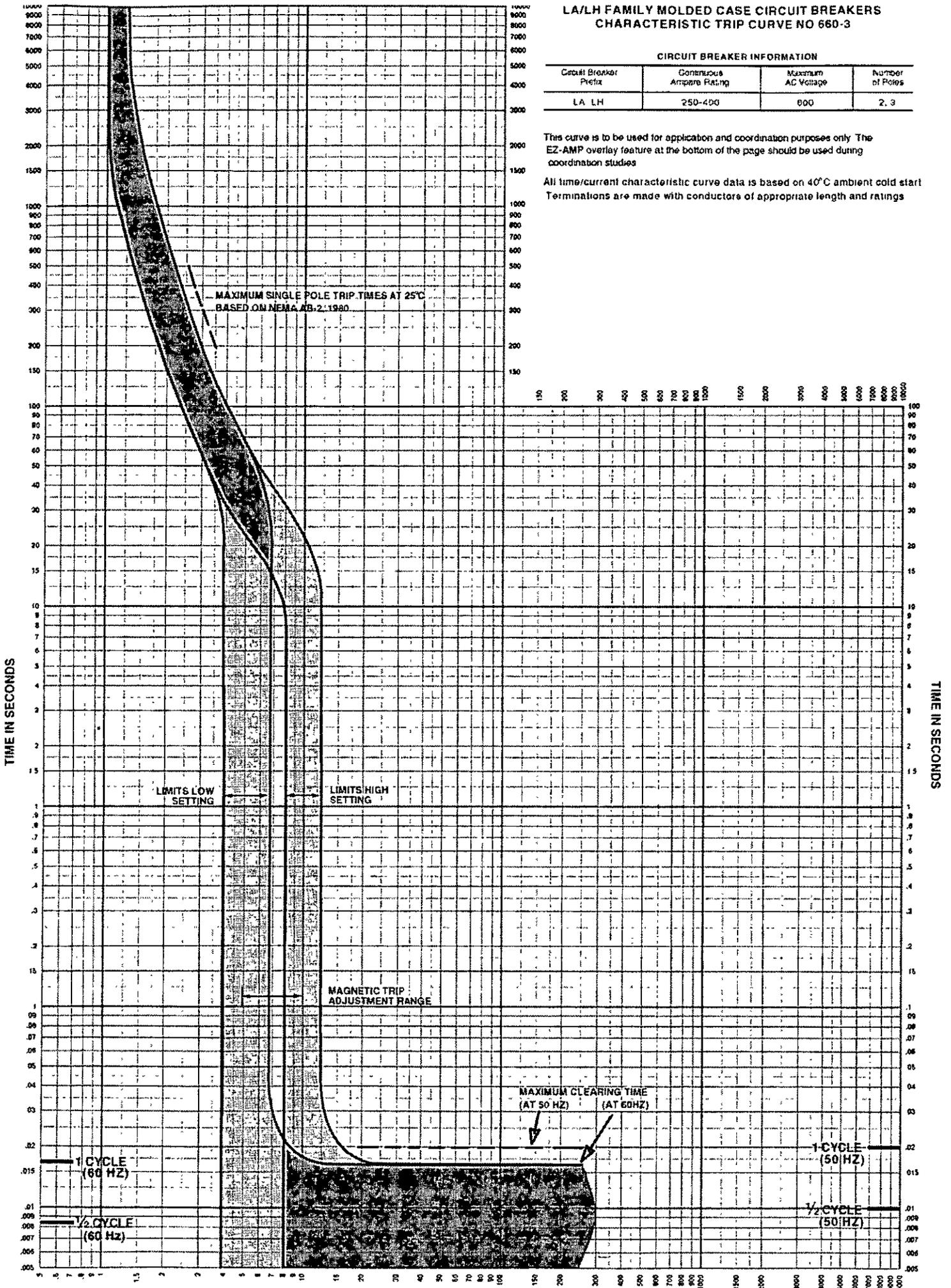
**LA/LH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 660-3**

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
LA LH	250-400	600	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

All time/current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



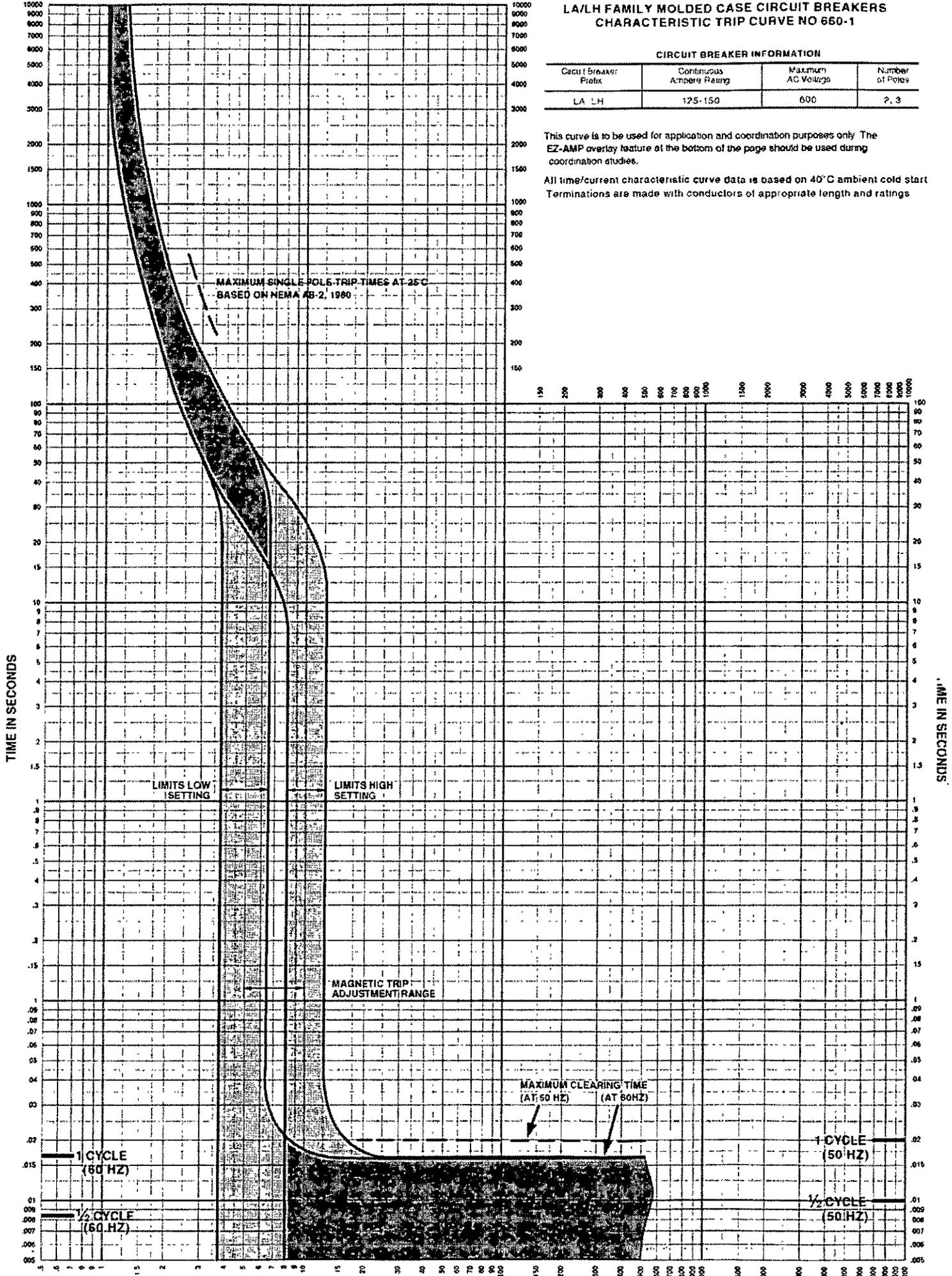
**LA/LH FAMILY MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO 660-1**

CIRCUIT BREAKER INFORMATION

Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
LA LH	125-150	600	3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies.

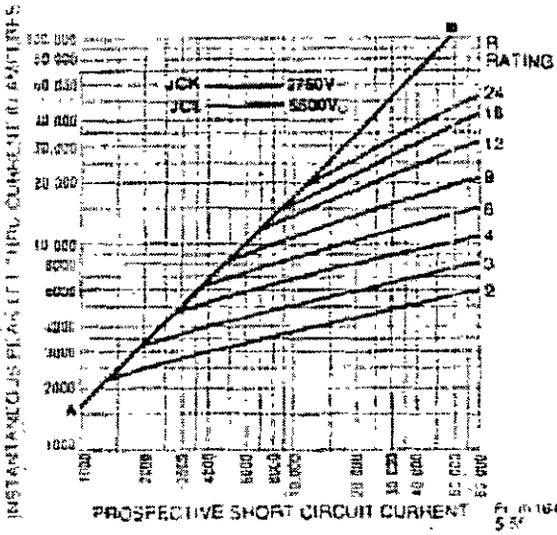
All time/current characteristic curve data is based on 40°C ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.



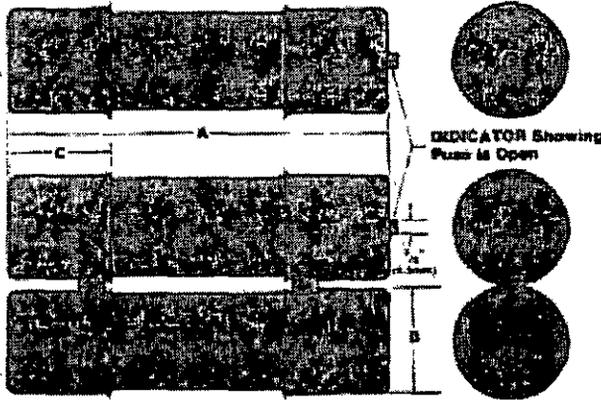
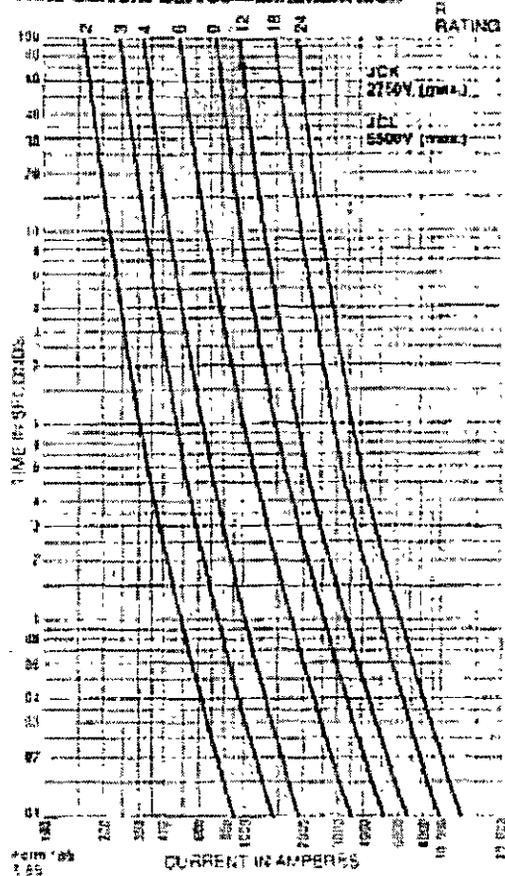
EZ-AMP™

R-Rated Fuses For Motor Circuit Protection

Current Limitation Curves



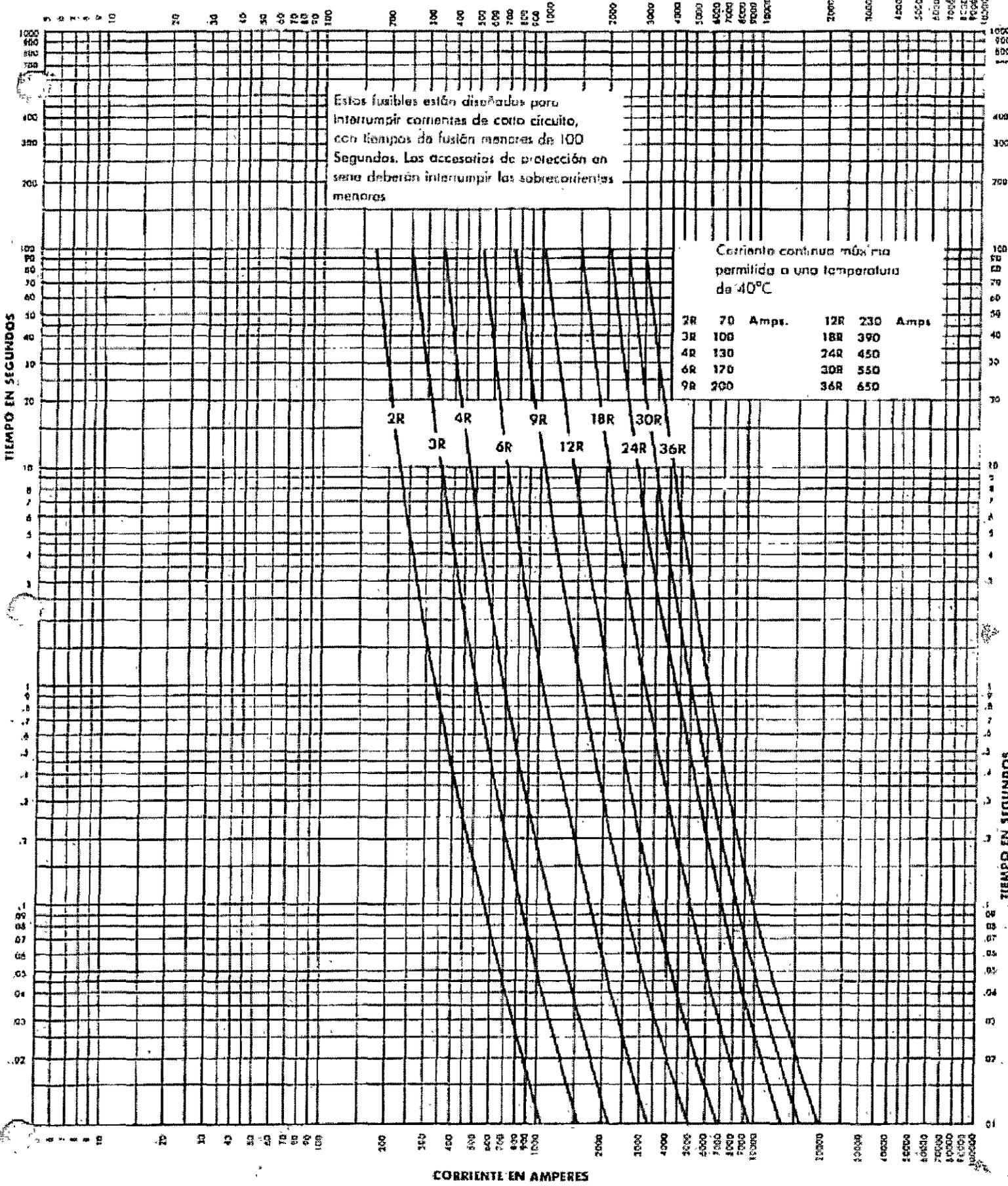
Time-Current Curves—Minimum Melt



Specifications

Bus Catalog No.	Amperage	Maximum Design Voltage	Dimensions (Inches)			Construction	Max. Int. Cap.		Min. Int. Cap.
			A	B	C		Amps (Asym.)	Amps (Sym.)	
2400V; R-Rated; Indoor/Enclosure									
JCK-2R	70 2R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	190
JCK-3R	100 3R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	250
JCK-4R	130 4R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	370
JCK-5R	150 5R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	460
JCK-6R	170 6R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	520
JCK-8R	200 8R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	800
JCK-12R	230 12R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	970
JCK-18R	390 18R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Double	80,000	50,000	1600
JCK-24R	450 24R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Double	80,000	50,000	2000
2400V; R-Rated; Indoor/Enclosure; With Westinghouse Ampguard Hooks									
JCK-A-2R	70 2R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	190
JCK-A-3R	100 3R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	250
JCK-A-4R	130 4R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	370
JCK-A-5R	150 5R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	460
JCK-A-6R	170 6R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	520
JCK-A-8R	200 8R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	800
JCK-A-12R	230 12R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Single	80,000	50,000	970
JCK-A-18R	390 18R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Double	80,000	50,000	1600
JCK-A-24R	450 24R	2750V	10 1/4"	3"	3"	Double	80,000	50,000	2000

CORRIENTE EN AMPERES

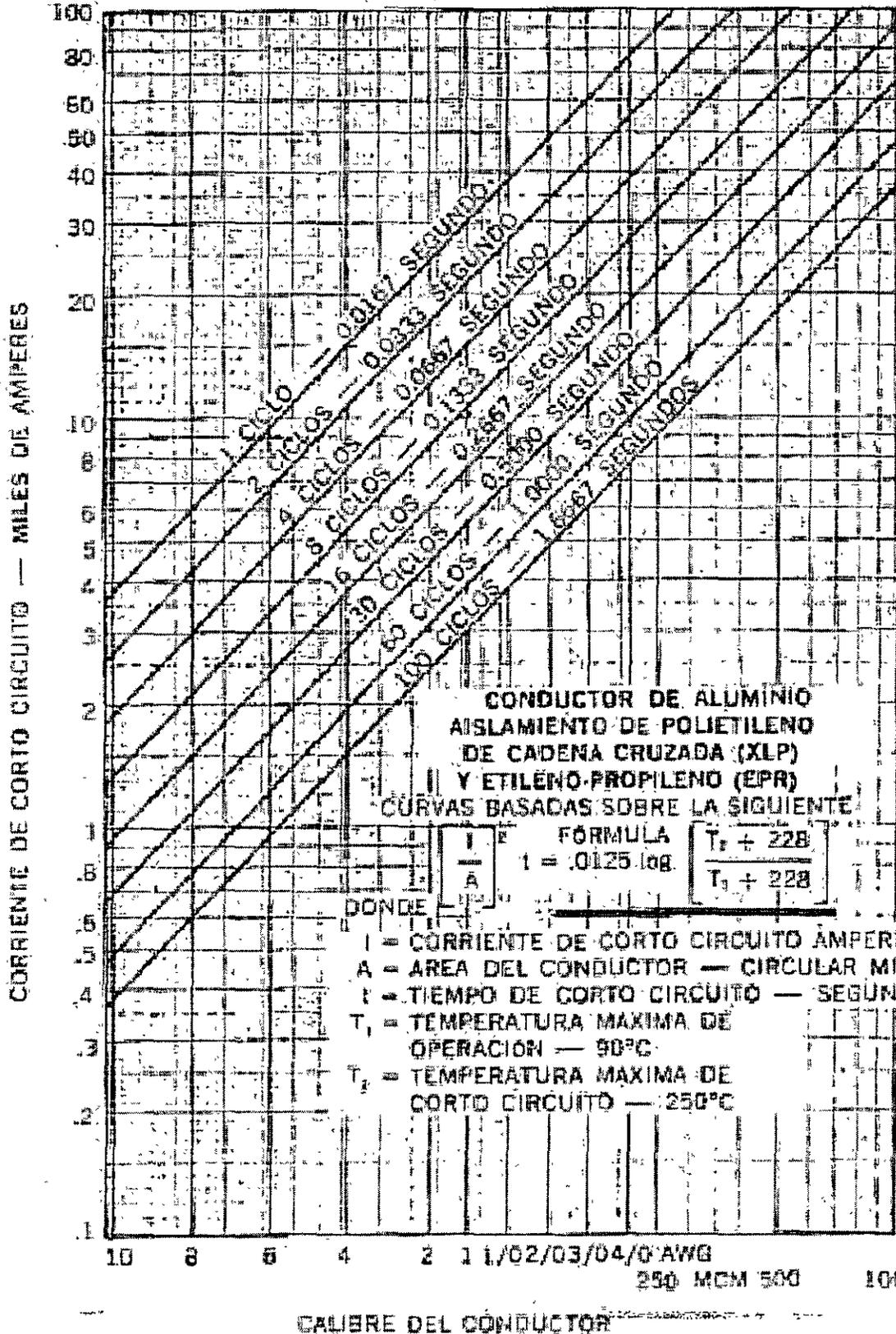


FUSIBLES DE POTENCIA LIMITADORES DE CORRIENTE

CURVA DE CORRIENTE TIEMPO (Fusión mínima total a 25°C sin carga inicial 60 C.P.S.)

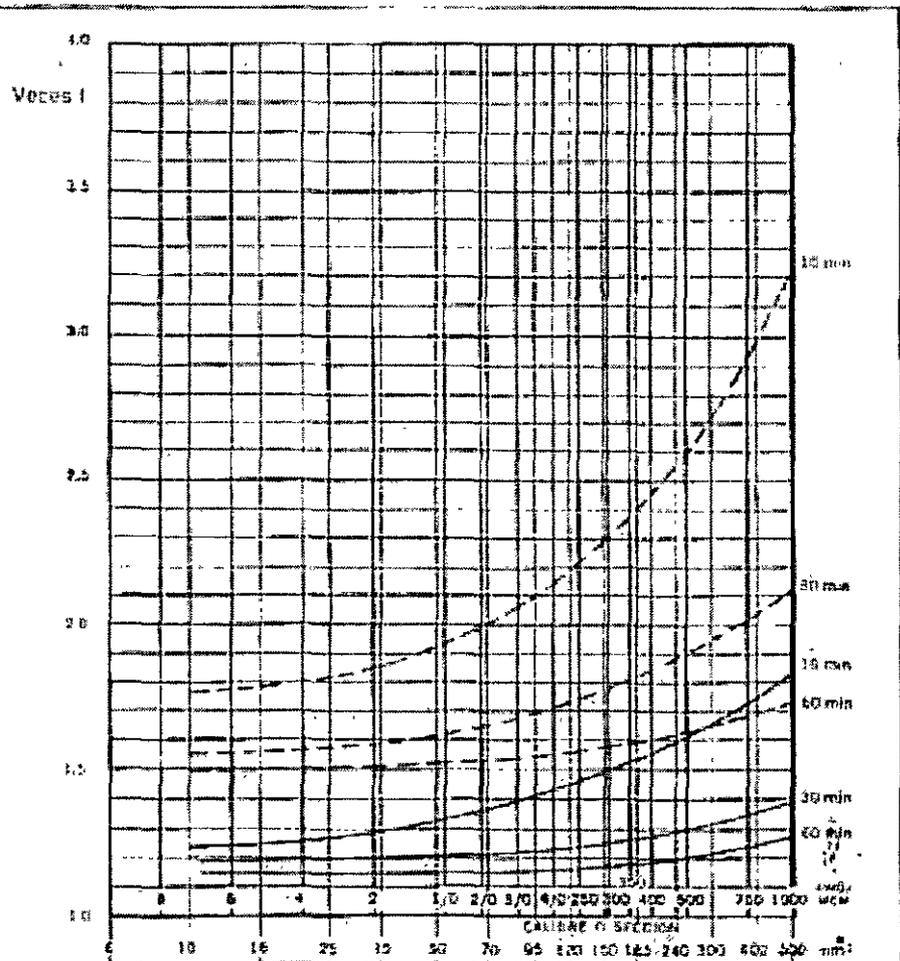
GRÁFICA No. 11.9

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE ALUMINIO



GRAFICA No. 11.5

SOBRECARGA EN CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO DE HULE O TERMOPLÁSTICO 75°C, HASTA 15 KV, EN AIRE

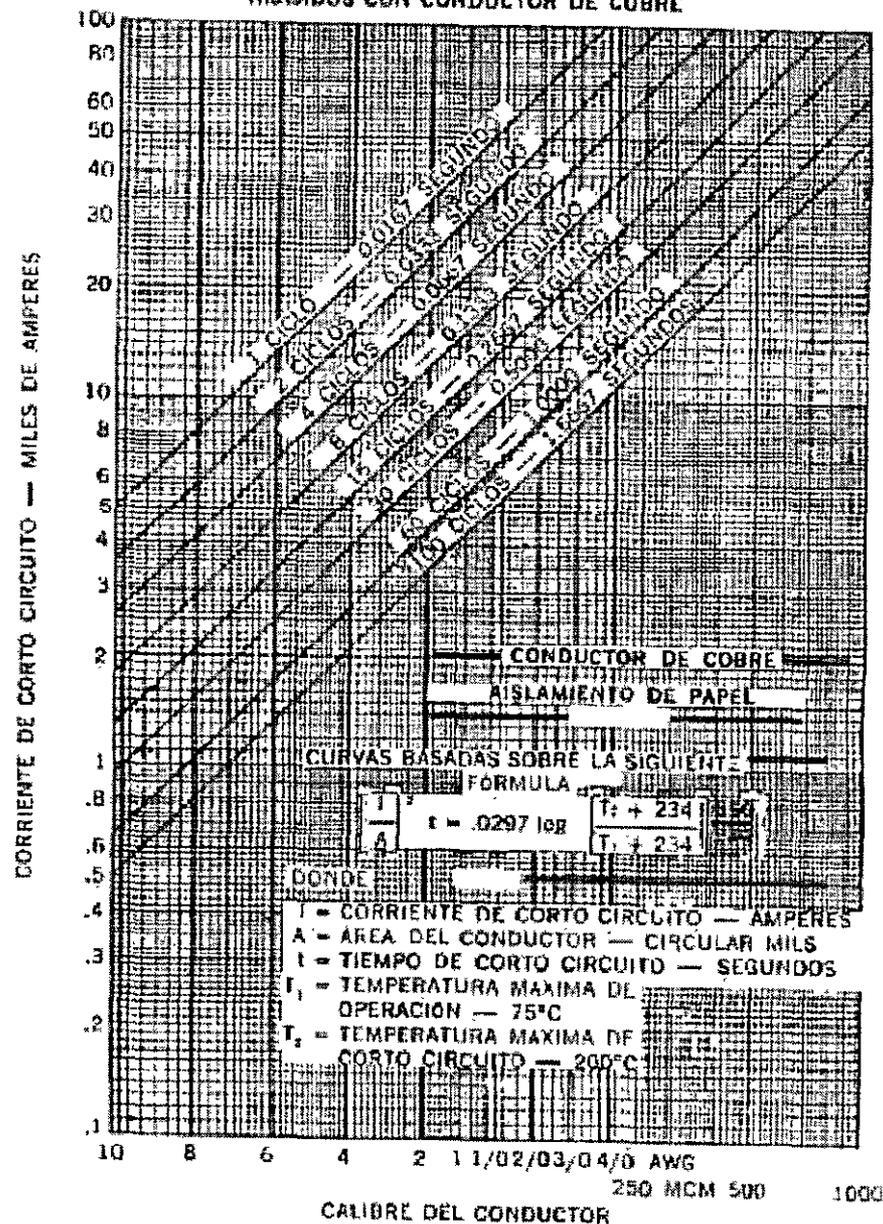


Condiciones supuestas
 — Cable caliente antes de la sobrecarga
 — Cable frío antes de la sobrecarga

T_{aire} — 35°C
 T_{operación} — 75°C
 T_{emergencia} — 95°C
 (según norma IPCEA)

GRAFICA No. 11.6

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



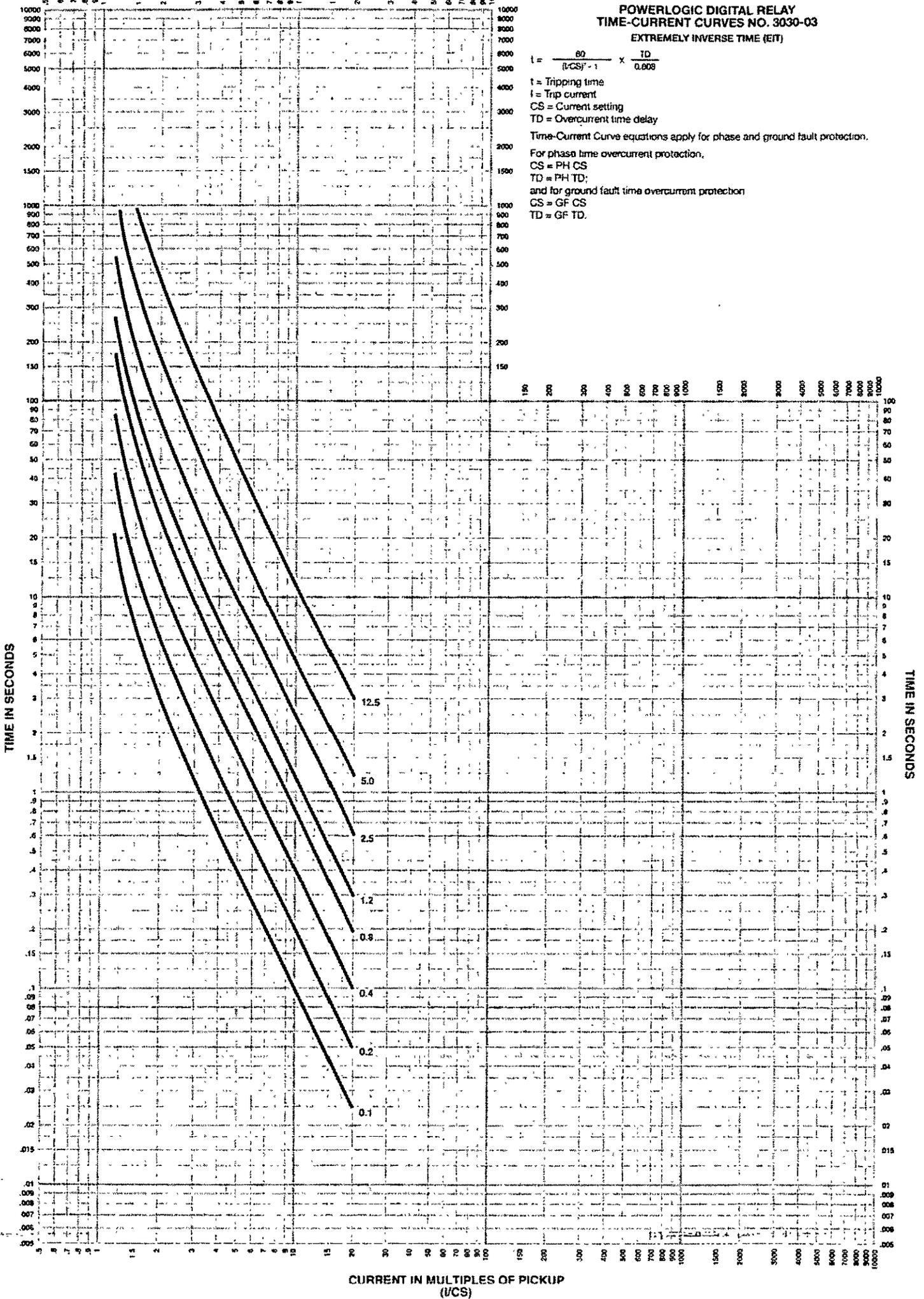
**POWERLOGIC DIGITAL RELAY
TIME-CURRENT CURVES NO. 3030-03
EXTREMELY INVERSE TIME (EIT)**

$$t = \frac{80}{(I/CS)^2 - 1} \times \frac{TD}{0.008}$$

- t = Tripping time
- I = Trip current
- CS = Current setting
- TD = Overcurrent time delay

Time-Current Curve equations apply for phase and ground fault protection.

- For phase time overcurrent protection,
CS = PH CS
TD = PH TD;
- and for ground fault time overcurrent protection
CS = GF CS
TD = GF TD.



**POWERLOGIC DIGITAL RELAY
TIME-CURRENT CURVES NO. 3030-05
RAPID INVERSE (RI)**

$$t = \frac{0.315 \times TD}{0.339 \times I^{0.236}} \times \frac{1}{KCS}$$

t = Tripping time
I = Trip current
CS = Current setting
TD = Overcurrent time delay

Time-Current Curve equations apply for phase and ground fault protection.

For phase time overcurrent protection,

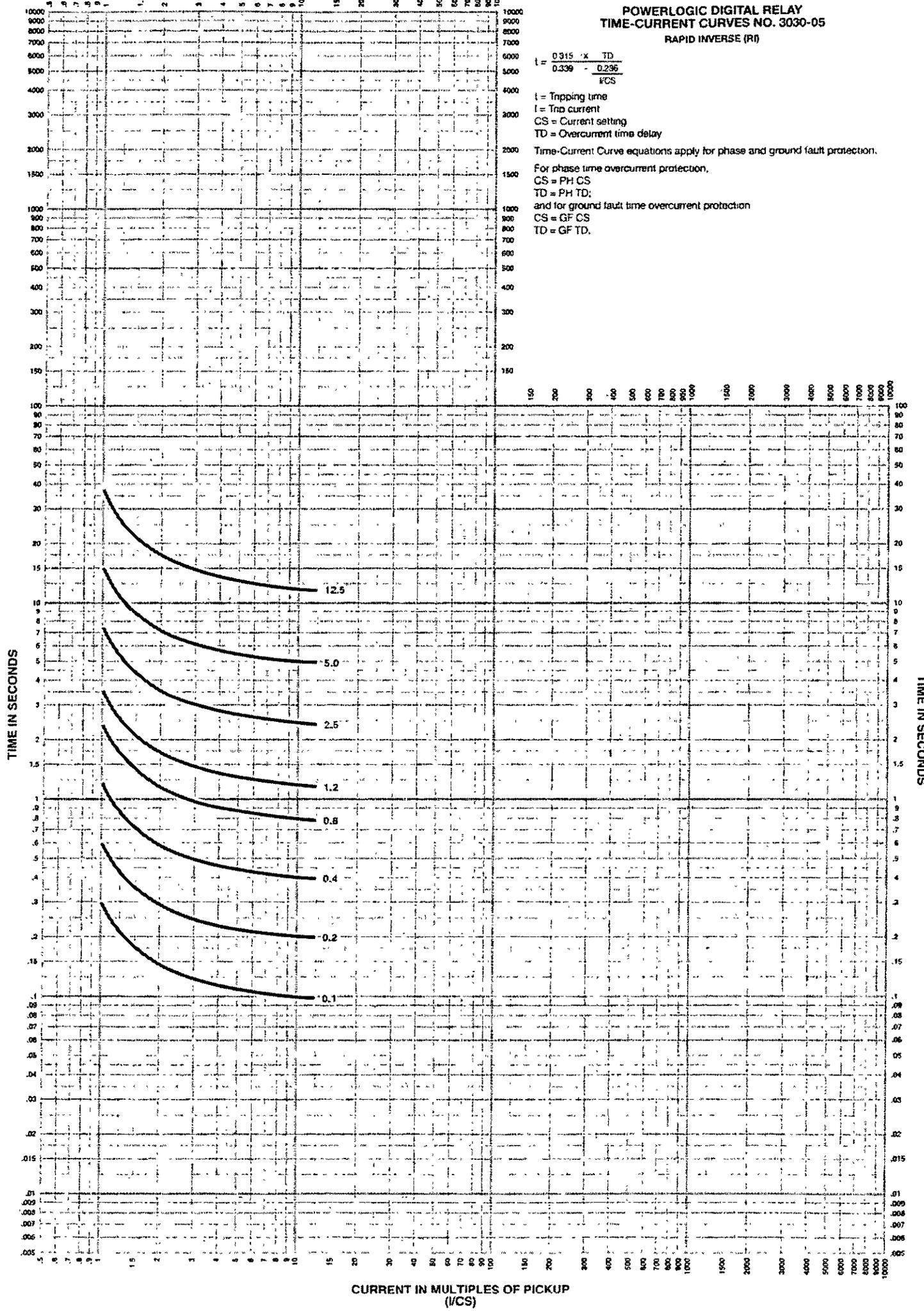
CS = PH CS

TD = PH TD;

and for ground fault time overcurrent protection

CS = GF CS

TD = GF TD.



**CURRENT IN MULTIPLES OF PICKUP
(I/CS)**

TIME IN SECONDS

TIME IN SECONDS

**POWERLOGIC DIGITAL RELAY
TIME-CURRENT CURVES NO. 3030-05
RAPID INVERSE (RI)**

$$t = \frac{0.315 \times TD}{0.339 - \frac{0.236}{I/CS}}$$

t = Tripping time
I = Trip current
CS = Current setting
TD = Overcurrent time delay

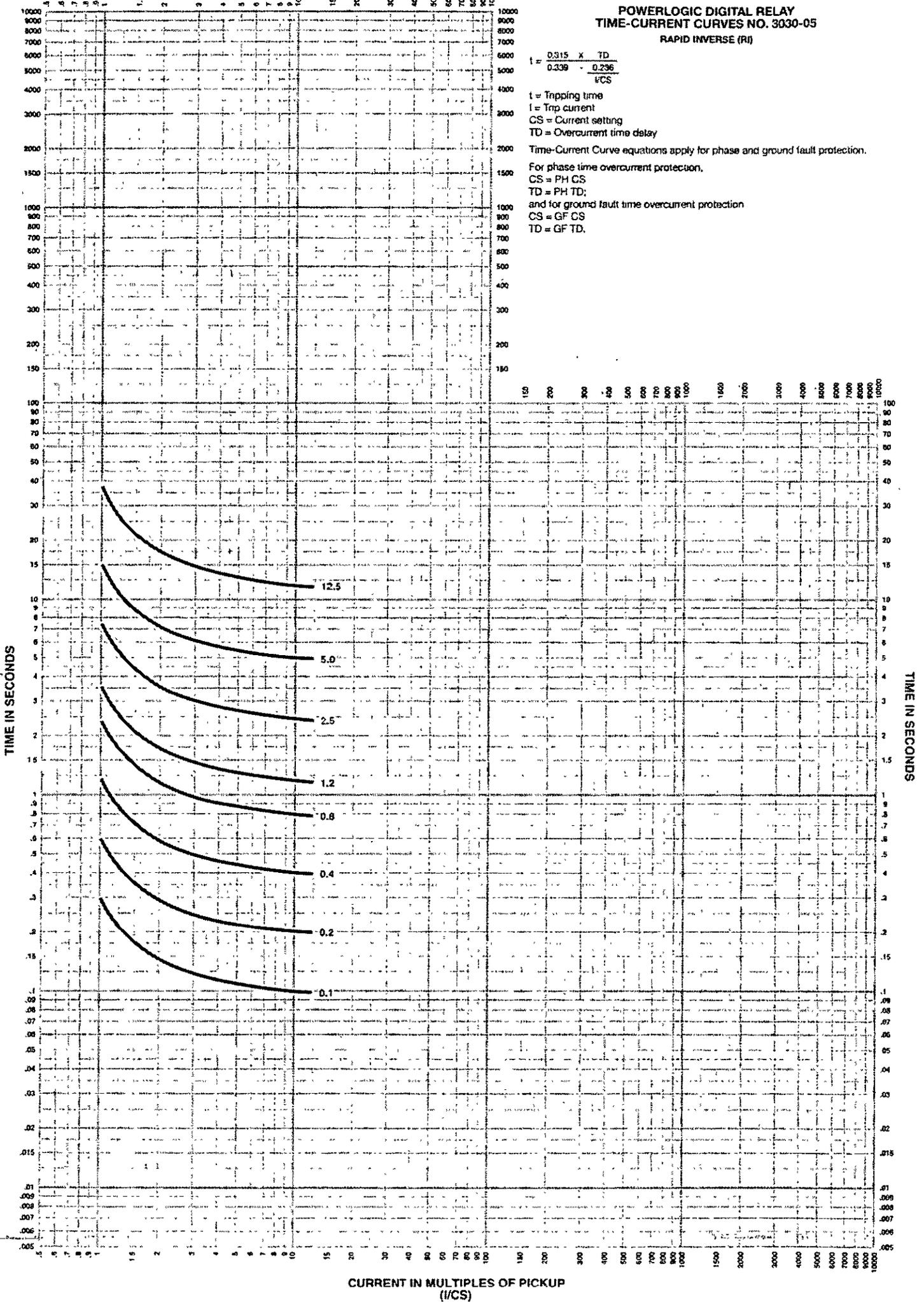
Time-Current Curve equations apply for phase and ground fault protection.

For phase time overcurrent protection,

CS = PH CS
TD = PH TD;

and for ground fault time overcurrent protection

CS = GF CS
TD = GF TD.



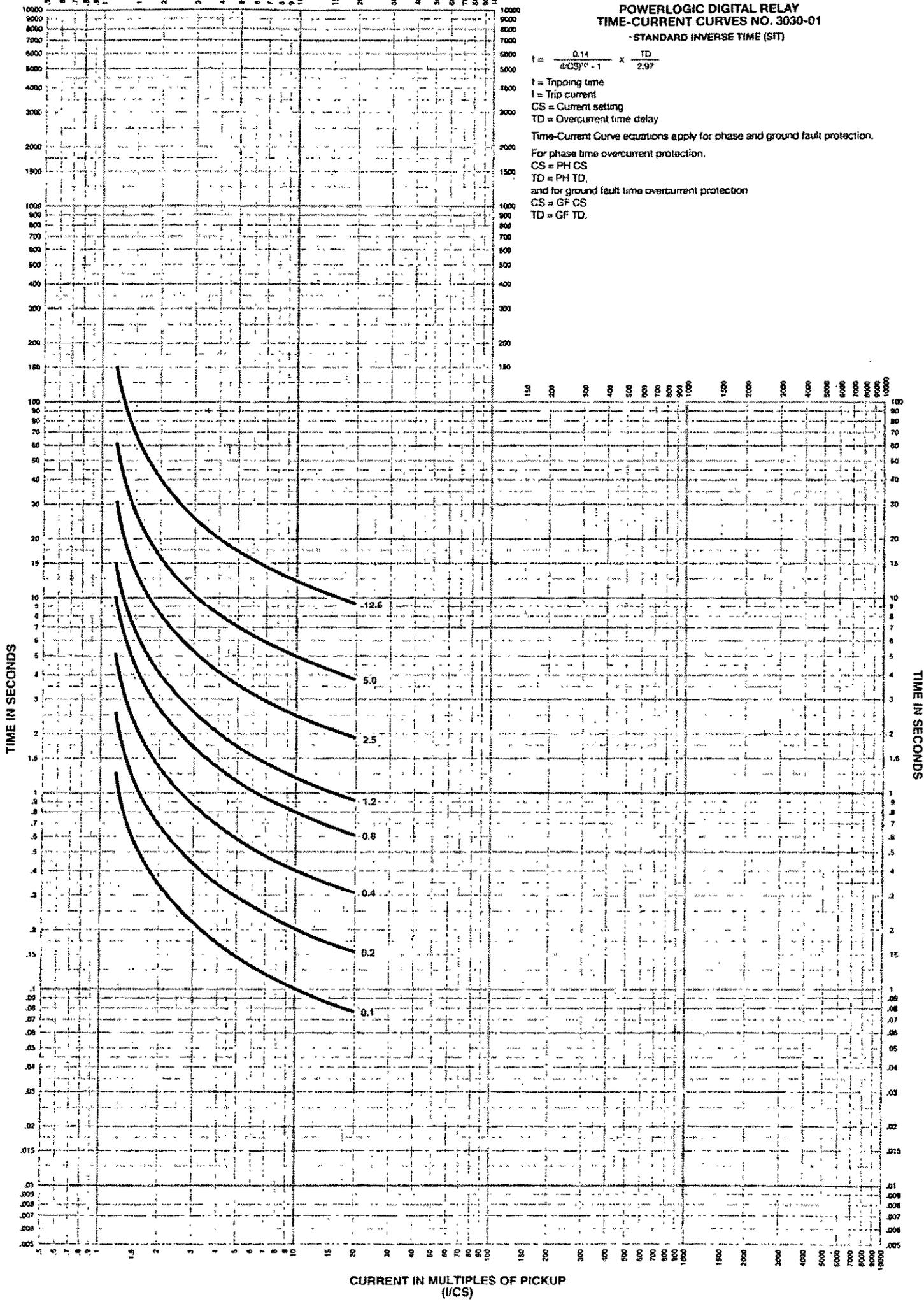
**POWERLOGIC DIGITAL RELAY
TIME-CURRENT CURVES NO. 3030-01
- STANDARD INVERSE TIME (SIT)**

$$t = \frac{0.14}{(i/CS)^2 - 1} \times \frac{TD}{2.97}$$

t = Tripping time
i = Trip current
CS = Current setting
TD = Overcurrent time delay

Time-Current Curve equations apply for phase and ground fault protection.

For phase time overcurrent protection,
CS = PH CS
TD = PH TD,
and for ground fault time overcurrent protection
CS = GF CS
TD = GF TD.



**CURRENT IN MULTIPLES OF PICKUP
(I/CS)**

**POWERLOGIC DIGITAL RELAY
TIME-CURRENT CURVES NO. 3030-04
ULTRA INVERSE TIME (UIT)**

$$t = \frac{315 \times TD}{(ICS)^{-1}}$$

t = Tripping time

I = Trip current

CS = Current setting

TD = Overcurrent time delay

Time-Current Curve equations apply for phase and ground fault protection.

For phase time overcurrent protection,

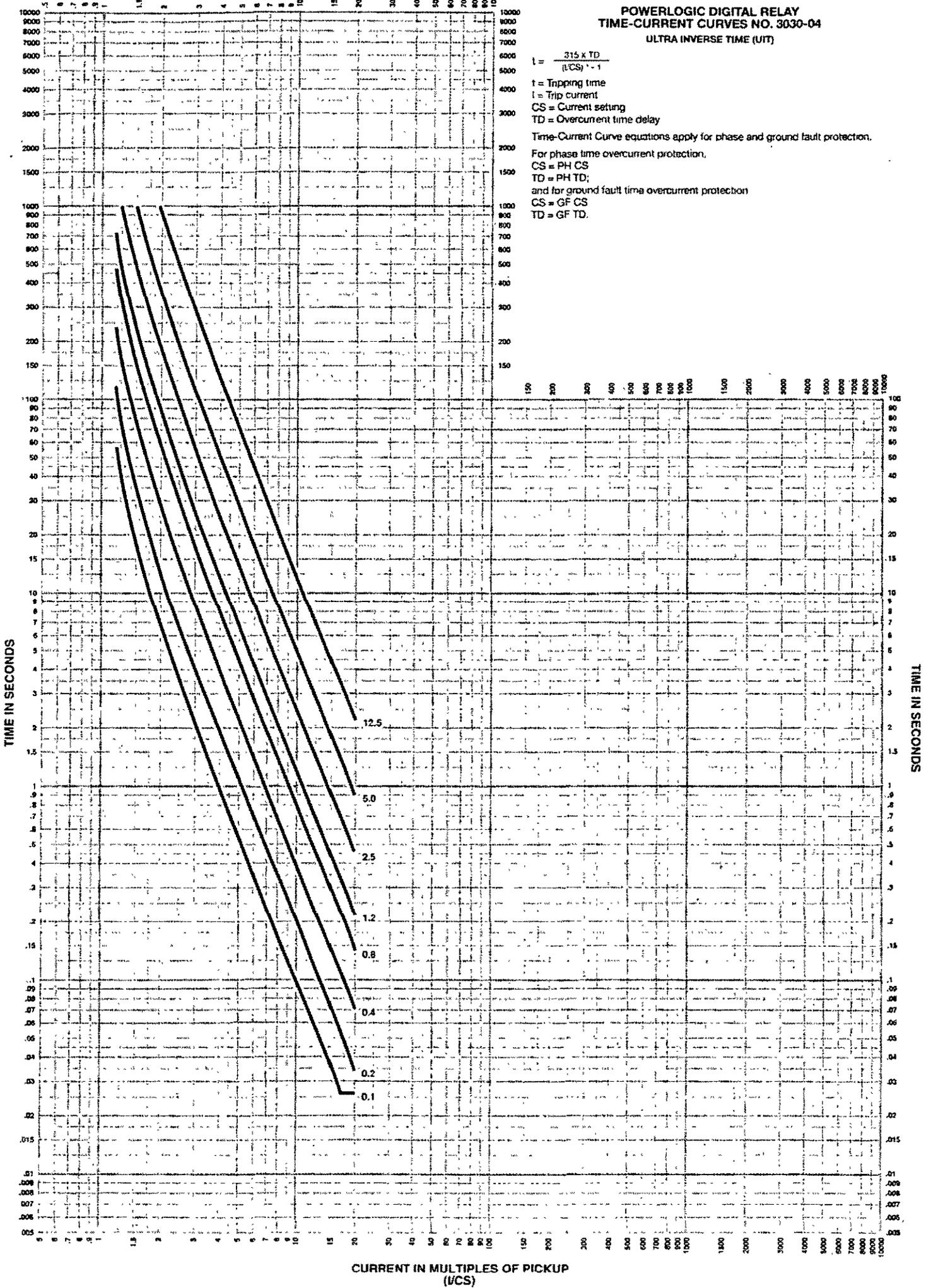
CS = PH CS

TD = PH TD;

and for ground fault time overcurrent protection

CS = GF CS

TD = GF TD.



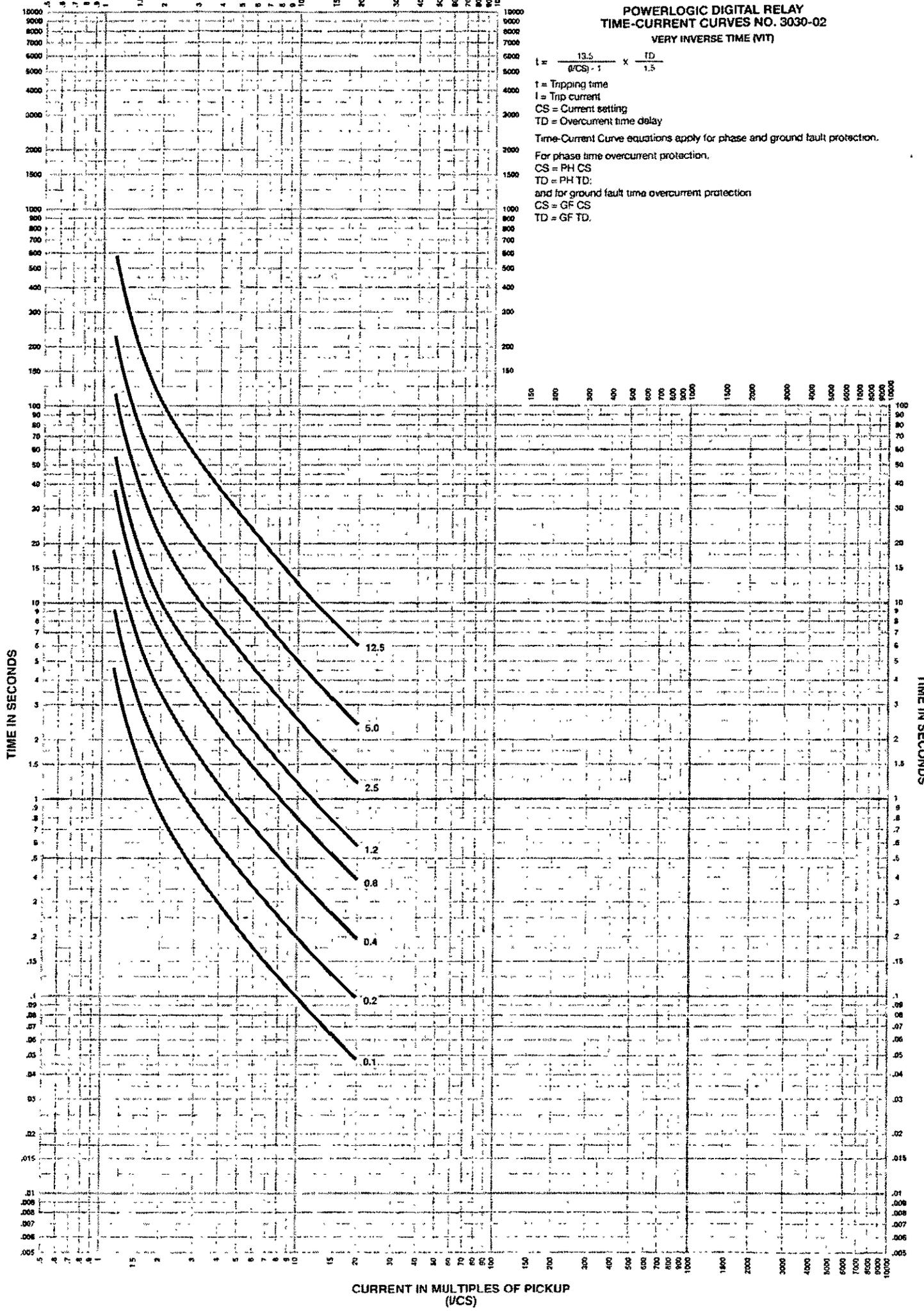
**POWERLOGIC DIGITAL RELAY
TIME-CURRENT CURVES NO. 3030-02
VERY INVERSE TIME (VIT)**

$$t = \frac{13.5}{(I/CS)^2 - 1} \times \frac{TD}{1.5}$$

- t = Tripping time
- I = Trip current
- CS = Current setting
- TD = Overcurrent time delay

Time-Current Curve equations apply for phase and ground fault protection.

- For phase time overcurrent protection,
CS = PH CS
TD = PH TD;
- and for ground fault time overcurrent protection
CS = GF CS
TD = GF TD.



**CURRENT IN MULTIPLES OF PICKUP
(ICS)**

TIME IN SECONDS

TIME IN SECONDS

For Short-Circuit and Overload 3-Phase Motor Protection

SELECTION GUIDE

THREE PHASE RELAY—50/60 Hz (ONE 0.2/2.0 AMP T. & S.I. UNIT)

Full load motor (Nomophre) Amps 1.0 Serv. Fac.		Full load motor (Nomophre) Amps 1.15 Serv. Fac.		Nomophre motor Rating (Amps)	Instantaneous Unit Amps (3 Units)	Model Numbers	Relay 1-3-sec Rating Amps	Case	Adjust. Vol. in Ohms	
Min.	Max.	Min.	Max.						High	Low
1.11	2.28	1.94	2.09	1.43	10 - 40	121NC30A1A	180	S2*	14	25
2.29	2.54	2.10	2.33	1.62	10 - 40	A2A	180			
3.53	3.34	2.34	2.57	1.93	10 - 40	A3A	180			
4.74	3.11	2.32	2.83	2.16	10 - 40	A4A	180			
5.11	3.68	2.86	3.28	2.58	10 - 40	A5A	180			
6.49	4.10	3.39	3.77	4.74	20 - 80	A6A	170			
7.11	4.50	3.78	4.14	4.73	20 - 80	A7A	170			
8.51	4.92	4.15	4.56	5.19	20 - 80	A8A	170			
9.94	4.49	4.37	5.05	5.71	20 - 80	A9A	170			
1.50	6.09	5.06	5.60	6.32	20 - 80	A10A	170			
4.10	6.32	5.61	6.03	7.01	20 - 80	A11A	170			

* Case dimensions are for S-2, although there are no upper terminal connections.
 † All three instantaneous units have the same rating, for any given model number.

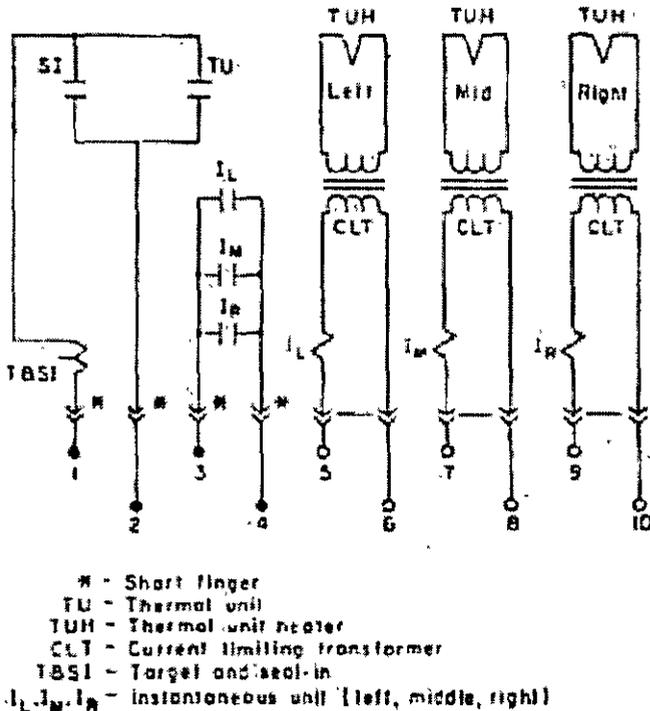


Fig. 2. Int. (227A7106) for THC30A relay.

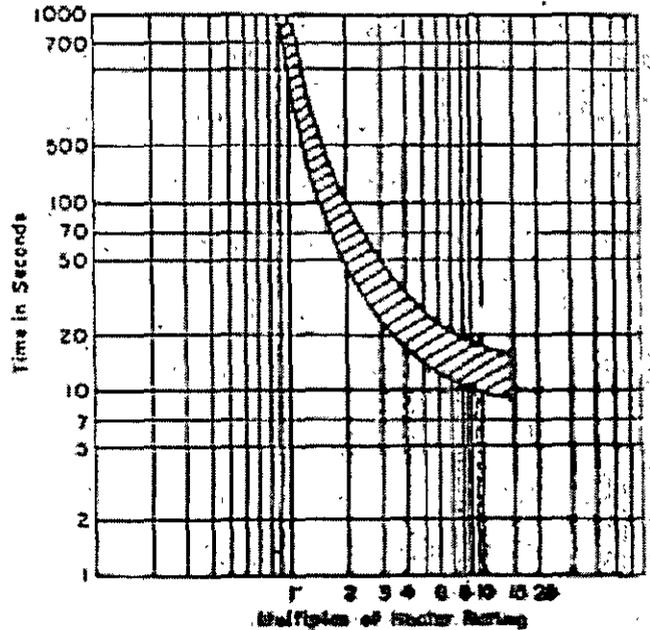


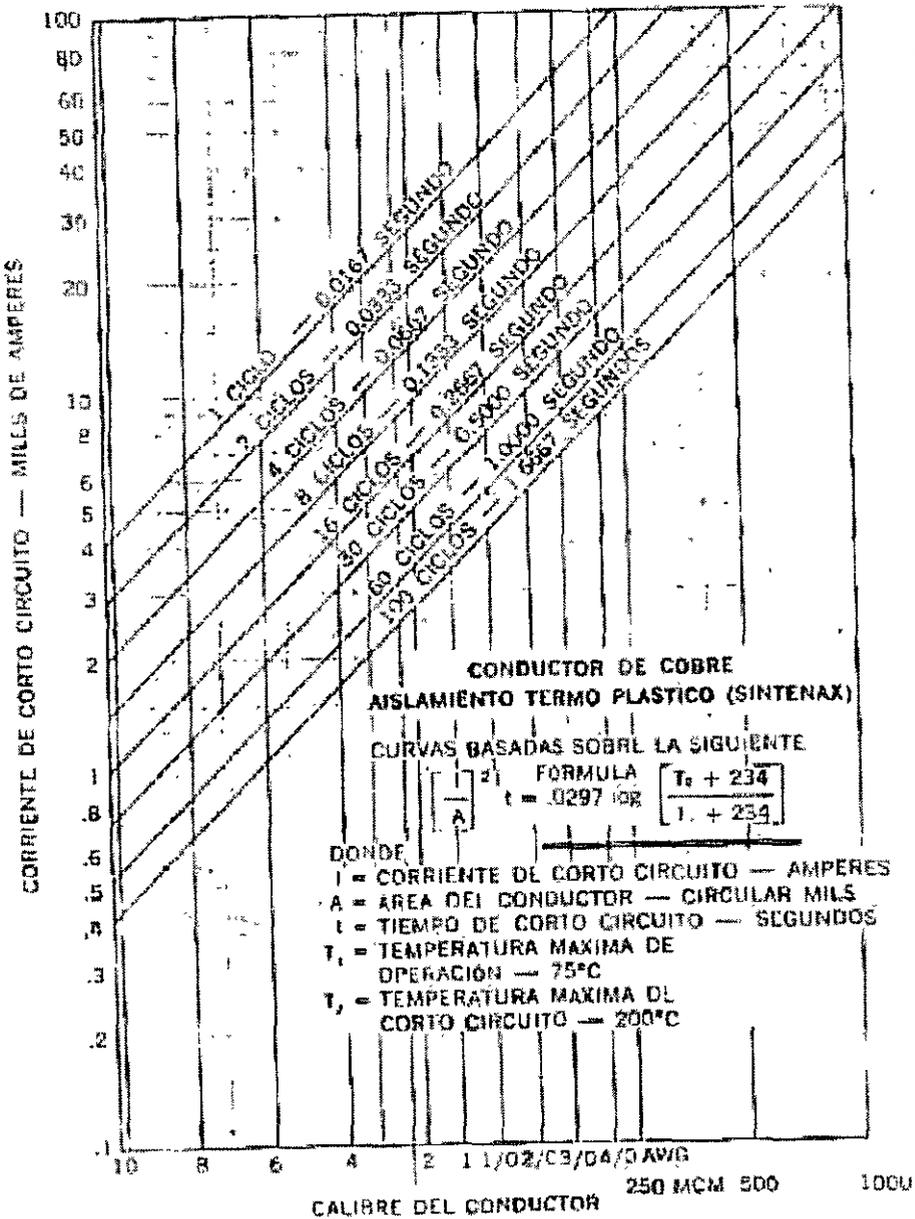
Fig. 3. Time-current curve (227A7106) for THC30A.

DIMENSIONS

See Section 3.1, page 3 case size S2.

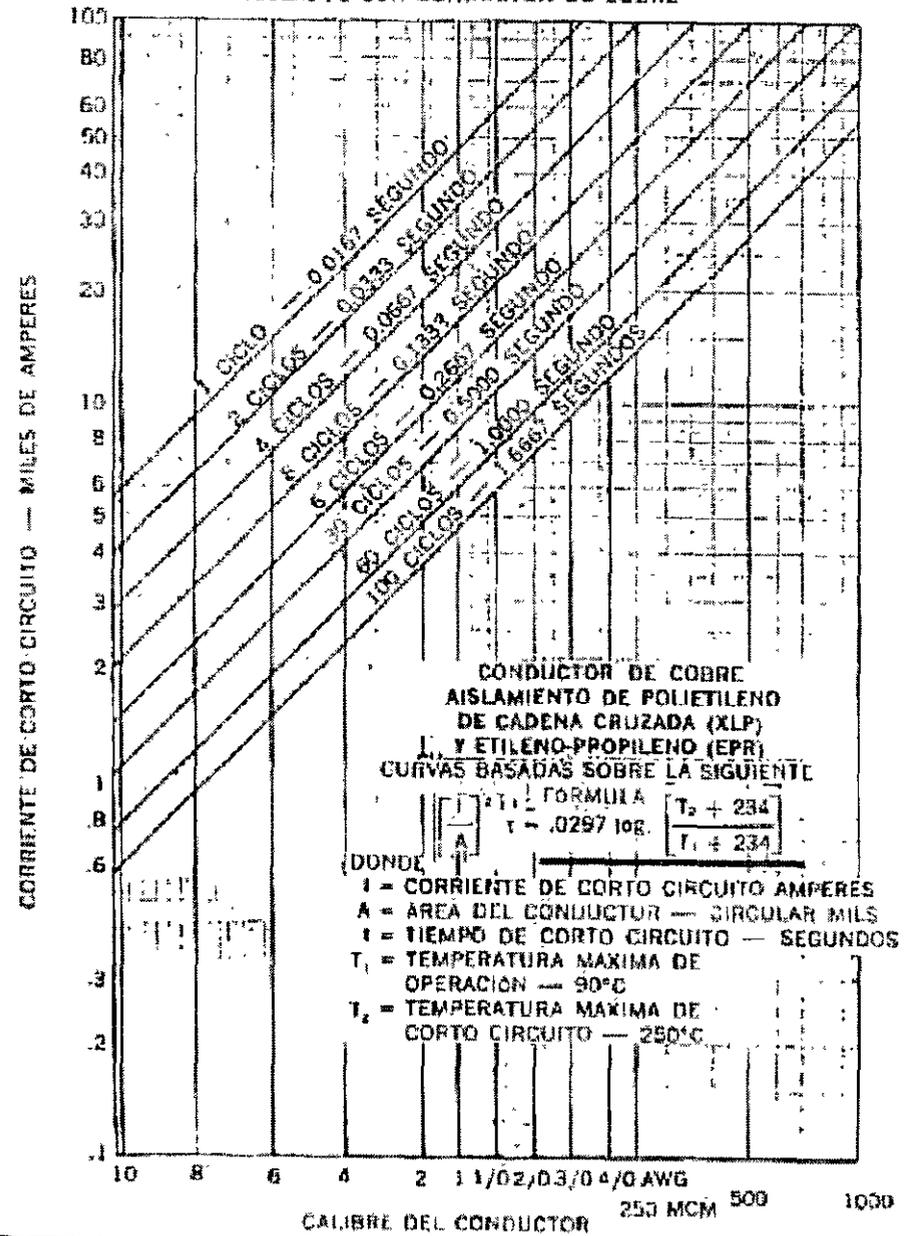
GRAFICA No. 11.7

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



GRAFICA No. 11.8

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



Il possède en standard

- la coupure pleinement apparente
 - une tenue de tension aux chocs électrique élevée (12 kV)
 - la fonction sectionnement conformément à la norme IEC 60947-2 et porte en face avant le symbole "disjoncteur sectionneur"
 - L'isolation de classe II de la face avant, permettant une installation de classe II avec commande du disjoncteur à travers porte
- Pour des caractéristiques ou fonctionnalités plus complètes consulter le catalogue général

... de la norme IEC 60947-2...
 ... la tenue de tension aux chocs électrique élevée (12 kV) ...
 ... la fonction sectionnement conformément à la norme IEC 60947-2 ...
 ... L'isolation de classe II de la face avant, permettant une installation de classe II avec commande du disjoncteur à travers porte ...

Caractéristiques électriques / Electrical characteristics

		NT06-NT08-NT10		NT12-NT16
Courant assigné	I_n (A)	40° C	630-800-1000	1250-1600
Calibre du 4 ^{ème} pôle (A)			630-800-1000	1250-1600
Tension d'isolement	U_i (V)		1000	
Temps de coupure (ms)		Total maxi	25 à 30 (sans retard intentionnel) 9 pour L1	
Temps de fermeture (ms)			< 50	
Tension assignée d'emploi (V)	U_e	CA/AC 50/60 Hz	690/1000	
Nombre de pôles			3, 4	

Caractéristiques suivant IEC 60 947-2 / Characteristics according to IEC 60 947-2

				H1	H2	L1	H10	H1	H2	H10
Pouvoir de coupure ultime (kA rms)	I_{cu}	CA/AC 50/60 Hz	220/415 V	42	50	150	-	42	50	-
			440 V	42	50	130	-	42	50	-
			690 V	42	42	25	-	42	42	-
			1000 V	-	-	-	20	-	-	20
Catégorie d'emploi			B	B	A	B	B	B	B	
Performance de coupure	$I_{cs} = I_{cu} \times$		100 %							
Courant assigné de courte durée admissible (kA eff) I_{cw}		CA/AC 50/60 Hz	0,5 s	42	36	10	20	42	36	20
			1 s	42	36	-	20	-	36	20
			3 s	24	20	-	-	24	20	-

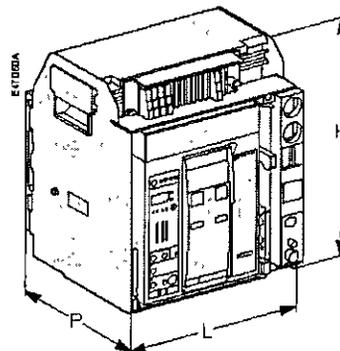
Performance NEMA / Characteristics according to NEMA

		H1	H2	L1	H1	H2
Pouvoir de coupure (O - FO) (kA)	480 V	42	50	100	42	50
	600 V	42	42	25	42	42

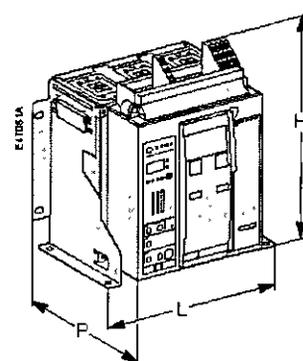
Encombrement et raccordement / Dimensions and connection

Appareil débrochable / Removable device	L (3P)	(4P)	H	P
630 à / 1600 A	288	358	322	277
Appareil fixe / Fixed device	L	H	P	
630 à / 1600 A	276	346	301	196

Disjoncteur débrochable / Removable type



Disjoncteur fixe / Fixed type



Raccordement

- des circuits de puissance
 - prises avant (630 à 1600 A)
 - prises horizontales (630 à 1600 A)
 - prises verticales (630 à 1600 A)
 - prises mixtes (630 à 1600 A)
- des auxiliaires sur bornier en face avant du disjoncteur.

Connexion

... de la norme IEC 60947-2...
 ... la tenue de tension aux chocs électrique élevée (12 kV) ...
 ... la fonction sectionnement conformément à la norme IEC 60947-2 ...
 ... L'isolation de classe II de la face avant, permettant une installation de classe II avec commande du disjoncteur à travers porte ...

Protection en courant / Current protection

- 2** = LR / L, Inst
- 5** = protection sélective LR, CR, Inst / selective LR, CR, Inst
- 6** = protection sélective + terre / selective + earth
- 7** = protection sélective + vigi / selective + earth fault

.0 = 1^{er} Génération / 1st generation

Mesures et autres protections / Measurements and other protection

A = Ampèremètre numérique

- I₁, I₂, I₃, I_N, I_{terre}, I_{différentiel} et maximètres de ces mesures
- signalisation des défauts
- valeurs des réglages en ampères et secondes

P = A + puissance + protections paramétrables

- mesures V, A, W, VAR, VA, Wh, VARh, VAh, Hz, V, A, cos φ, maximètres et minimètres
- protections long retard en IDMTL, minimum et maximum en tension et fréquence, déséquilibres en tension et courant, sens de rotation des phases, retour de puissance
- délestage/relestage en fonction de la puissance ou du courant
- mesures des courants coupés, signalisation différenciée de défaut, indicateurs de maintenance, datation et historique d'événements, etc

H = P + harmoniques

- qualité de l'énergie fondamentaux, taux de distorsion, amplitude et phase des harmoniques jusqu'au rang harmonique 31
- capture d'ondes sur défaut, alarme ou à la demande
- alarmes programmables seuils et actions programmables sur mesure, etc

A = Digital ammeter

- I₁, I₂, I₃, I_N, I_{terre}, I_{différentiel} et maximètres de ces mesures
- signalisation des défauts
- valeurs des réglages en ampères et secondes

P = A + power meter + adjustable protection parameters

- mesures V, A, W, VAR, VA, Wh, VARh, VAh, Hz, V, A, cos φ, maximètres et minimètres
- protections long retard en IDMTL, minimum et maximum en tension et fréquence, déséquilibres en tension et courant, sens de rotation des phases, retour de puissance
- délestage/relestage en fonction de la puissance ou du courant
- mesures des courants coupés, signalisation différenciée de défaut, indicateurs de maintenance, datation et historique d'événements, etc

H = P + harmonic meter

- qualité de l'énergie fondamentaux, taux de distorsion, amplitude et phase des harmoniques jusqu'au rang harmonique 31
- capture d'ondes sur défaut, alarme ou à la demande
- alarmes programmables seuils et actions programmables sur mesure, etc

Micrologic

X . Y Z

Exemple / Example

Micrologic 5.0 P

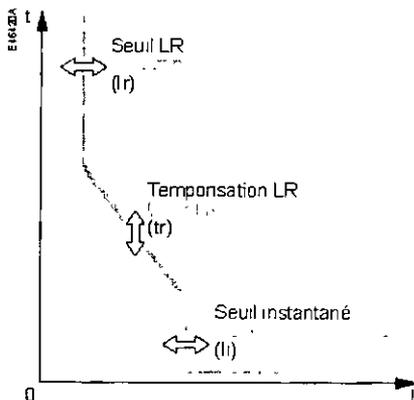
Unité de contrôle Micrologic avec protection sélective (5), de 1^{er} génération (.0), avec ampèremètre numérique, mesure de puissance et protections paramétrables (P)

Micrologic 5.0 P

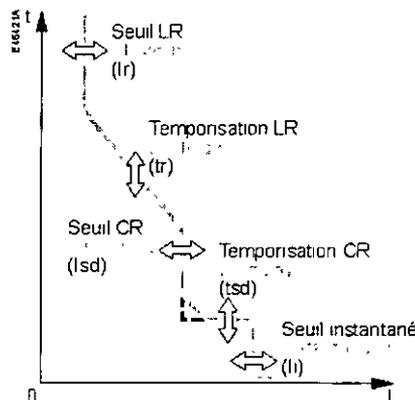
Unité de contrôle Micrologic avec protection sélective (5), de 1^{er} génération (.0), avec ampèremètre numérique, mesure de puissance et protections paramétrables (P)

Courbes de déclenchement / Tripping curves

Micrologic 2.0 A



Micrologic 5.0 6.0 7.0 A/P/H



Micrologic		2.0	5.0	6.0	7.0	
Protection long retard / Long delay protection		■	■	■	■	
Seuil / Threshold (A)	$I_r = I_n \times$	0.4 0.5 0.6	0.7 0.8	0.9 0.95 0.98	1	
Décl. entre 1.05 à 1.20 I _r		Autres plages ou inhibition par changement de plug Long retard				
Temporisation (s)	t _r à / 1.5 x I _r	12.5 25 50	100 200	300 400	500 600	
Précision 0 à -20%	t _r à / 1.6 x I _r	0.7 ⁽¹⁾ 1 2	4 8	12 16	20 24	
	t _r à / 1.72 x I _r	0.7 ⁽²⁾ 0.69 1.38	2.7 5.5	8.3 11	13.8 16.6	
Mémoire thermique / Thermal memory		20 mn avant et après déclenchement / 20 mn before and after tripping				
Protection court retard / Short delay protection			■	■	■	
Seuil / Threshold (A)	I _{sd} = I _r x		1.5 2 2.5	3 4	5 6 8 10	
Précision / Precision ±10%						
Réglage temporisation (s.)	Crans de réglage / Settings	I _{sd} Off	0 0.1 0.2 0.3 0.4			
			I _{sd} On	0.1 0.2 0.3 0.4		
Temporisation (ms) à 10 I _r	t _{sd} (non déclenchement) / t _{sd} (no tripping)	20 80 140 230 350				
		t _{sd} (max de coupure) / t _{sd} (max tripping)	80 140 200 320 500			
Protection instantanée / Instantaneous protection			■	■	■	
Seuil / Threshold (A)	I _i = I _n x		2 3 4	6 8	10 12 15 off	
Précision / Precision ±10%	I _{sd} = I _r x ...					
Temporisation / Timing		Temps de non déclenchement 20 ms / No tripping time 20 ms				
		Temps max de coupure 50 ms / Max tripping time 50 ms				
Protection terre / Earth protection					■	
Seuil / Threshold (A)	I _g = I _n x	A B C D E F G H J				
Précision / Precision ±10%	I _n ≤ 400 A	0.3 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1				
	400 A < I _n ≤ 1200 A 0.2	0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1				
	I _n > 1200 A	500 640 720 800 880 960 1040 1120 1200				
Réglage temporisation (s.)	Crans de réglage / Settings	I _{sd} Off	0 0.1 0.2 0.3 0.4			
			I _{sd} On	0.1 0.2 0.3 0.4		
Temporisation (ms.) à I _n ou 1200 A	t _g (non déclenchement) / t _g (no tripping)	20 80 140 230 350				
		t _g (max de coupure) / t _g (max tripping)	80 140 200 320 500			
Protection différentielle / Differential protection					■	
Sensibilité / Sensitivity (A)	I _{Δn}	0.5 1 2 3 5 7 10 20 30				
Précision 0 à -20%	Temporisation (ms.)	Crans de réglage / Settings	60 140 230 350 800			
		Δt (non déclenchement) / Δt (no tripping)	60 140 230 350 800			
		Δt (max de coupure) / Δt (max tripping)	140 200 320 500 1000			

(1) 0 à -40% - (2) 0 à -60% / (1) 0 to -40% - (2) 0 to -60%

Communication / Communication

L'intégration du disjoncteur ou de l'interrupteur dans un système de supervision nécessite un module de communication installé derrière l'unité de contrôle. Une liaison par bus permet suivant le type d'unité de contrôle et d'appareil:

- l'identification de l'appareil
- la signalisation des états de l'appareil
- la commande de l'appareil
- le paramétrage
- des protections en courant (LR, CR, I, Terre, vigi)
- des protections additionnelles (IDMTL, Min/Max fréquence, courant tension, etc.)
- des alarmes personnalisables (seuil haut et bas associés à chaque mesure avec paramétrage de l'action en cas de dépassement)
- la transmission de données d'aide à l'exploitation et à la maintenance (lecture des réglages, de l'ensemble des mesures et indicateurs calculés, forme d'onde, historique et journaux, registre de maintenance)

Masterpact s'intègre totalement dans le système Digipect ou dans un réseau Modbus

The integration of the circuit breaker or switch into a supervision system requires a communication module installed behind the control unit. A bus connection allows, depending on the type of control unit and device:

- device identification
- device status signalling
- device control
- device parameter setting
- additional protections (current LR, CR, I, Earth, monitoring)
- additional protections (IDMTL, Min/Max frequency, current voltage, etc.)
- customisable alarms (high and low limits associated with each measurement with action parameter setting in case of over/under)
- transmission of data to assist operation and maintenance (reading of settings, of all measurements and calculated indicators, waveforms, history and logs, maintenance register)

Masterpact integrates fully into the Digipect system or into a Modbus network

Schneider Electric Industries SAS
 89, boulevard Franklin Roosevelt
 F - 92500 Rueil-Malmaison (France)
 Tel +33 (0)1 41 29 85 00

En raison de l'évolution des normes et du matériel, les caractéristiques indiquées par le texte et les images de ce document ne nous engagent qu'après confirmation par nos services.

http://www.schneider-electric.com

Ce document a été imprimé sur du papier écologique



Design: Schneider Electric - Ameg
 Photo: Schneider Electric

© 2004 - Schneider Electric - All right reserved