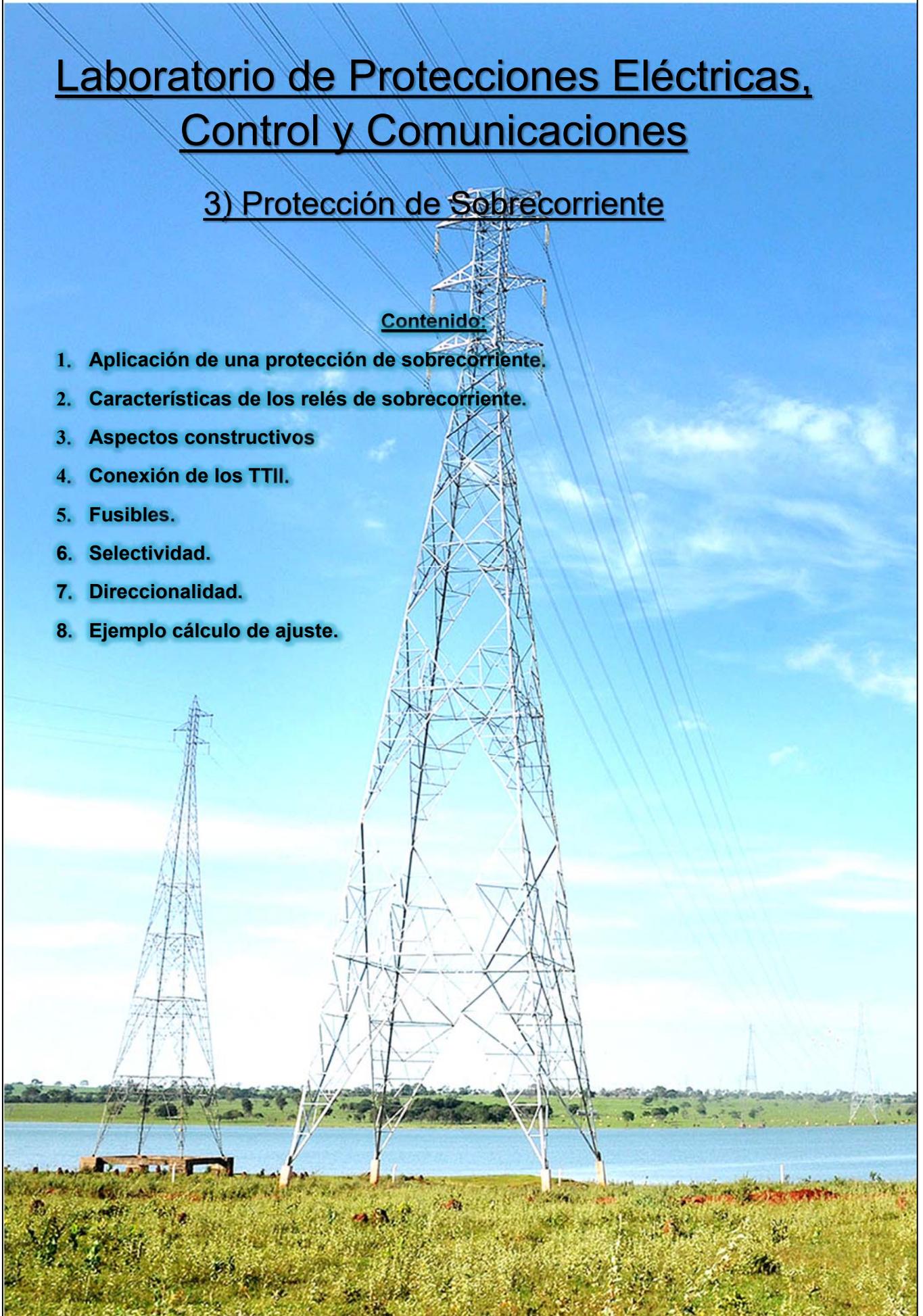


Laboratorio de Protecciones Eléctricas, Control y Comunicaciones

3) Protección de Sobrecorriente

Contenido:

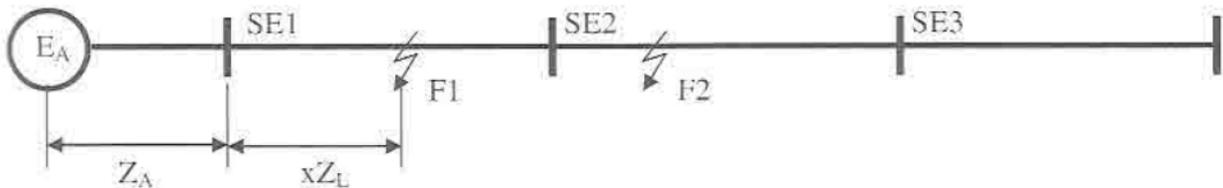
1. Aplicación de una protección de sobrecorriente.
2. Características de los relés de sobrecorriente.
3. Aspectos constructivos
4. Conexión de los TTII.
5. Fusibles.
6. Selectividad.
7. Direccionalidad.
8. Ejemplo cálculo de ajuste.



1) Aplicación de una protección de sobrecorriente:

La protección de sobrecorriente, también denominada protección de máxima corriente, se basa en la comparación de una magnitud del circuito protegido, en este caso la corriente eléctrica.

Supóngase un circuito alimentado desde un solo extremo. Z_A es la impedancia intercalada entre la fuente, incluyendo esta, y la barra de la Subestación 1.



Supóngase también que a una distancia $x*Z_L$, medida en términos de impedancia desde la SE1, se produce la falla F1. La intensidad de la corriente de falla en SE1 no dependerá solamente de $x*Z_L$, sino también de:

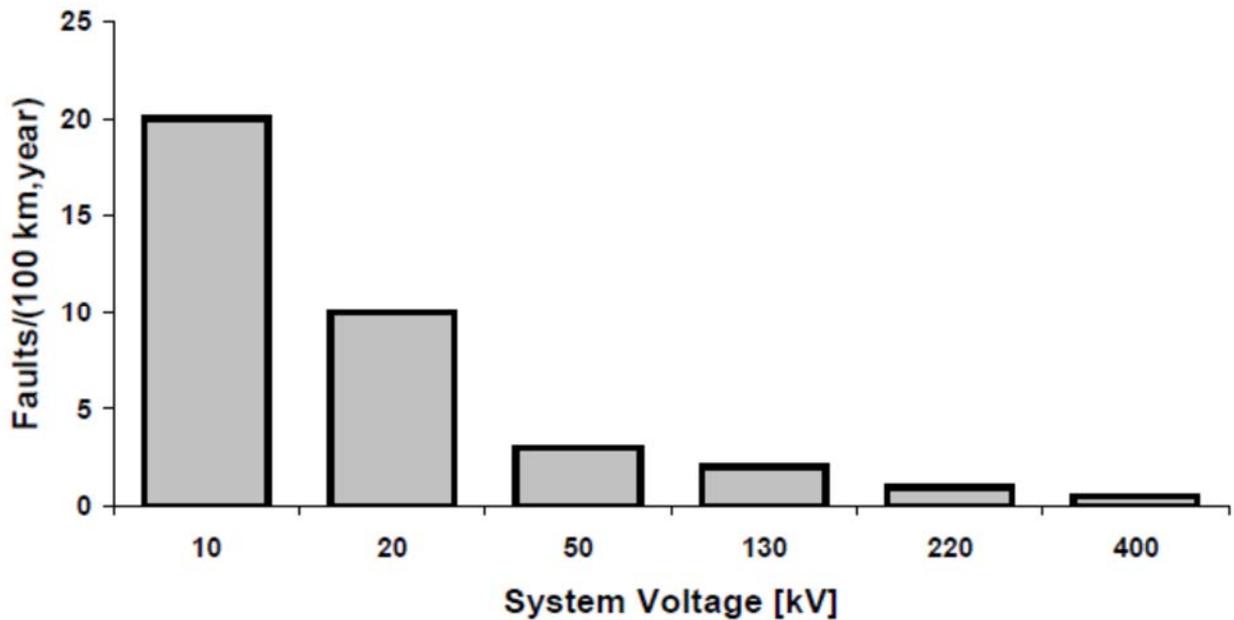
- La generación en el momento de producirse la falla, puesto que Z_A depende de ella.
- La configuración de la red entre la generación y la SE1, ya que también Z_A depende de la misma.
- El tipo de falla, que puede ser trifásica, monofásica a tierra, etc.
- La resistencia de falla.

Es posible entonces que otra falla, por ejemplo F2, produzca en SE1 igual intensidad de corriente que F1, si las condiciones a), b), c) y/o d) son diferentes.

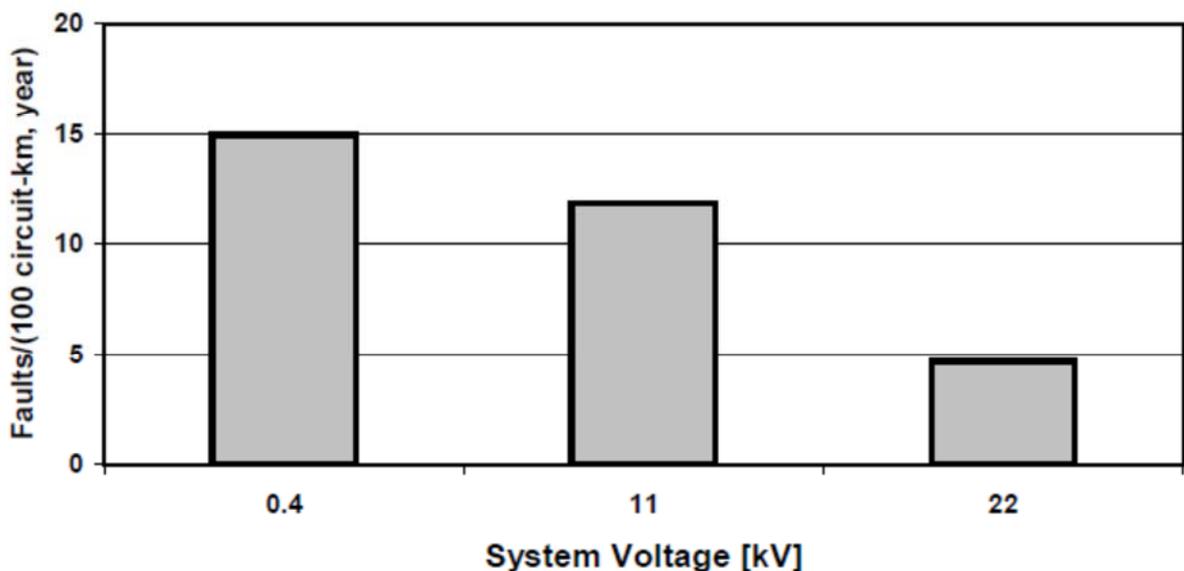
Se puede asegurar, que una protección que se basa en la sola detección de la corriente eléctrica no puede ser selectiva. Es decir no asegura la eliminación de únicamente, la porción de la red en falla. Para esto la protección de sobrecorriente debe recurrir a la temporización. Por lo tanto a la detección de corrientes "anormales", se le adiciona una función de tiempo para retardar la orden de apertura del interruptor asociado.

Esta posibilidad de retardos de operación, para lograr selectividad, hace que esta protección sea utilizada como protección principal en líneas de distribución de media y baja tensión, así como en líneas de subtransmisión como protección de respaldo local de circuito. En grandes líneas de transmisión se las utiliza como respaldo en fallas a tierra, de las protecciones de distancia cuando estas no pueden garantizar su detección ante fallas muy resistivas. También se la utiliza como protección de pequeños motores, generadores y transformadores, así como también de respaldo de transformadores más importantes.

La tasa de fallas de líneas cabecera con conductores desnudos, normalmente aumenta cuando la tensión del sistema decrece.



FAILURE RATE FOR OVERHEAD LINES
Distribution Systems (2 of 5.4 Mill. Cust.) in Sweden 1995-97



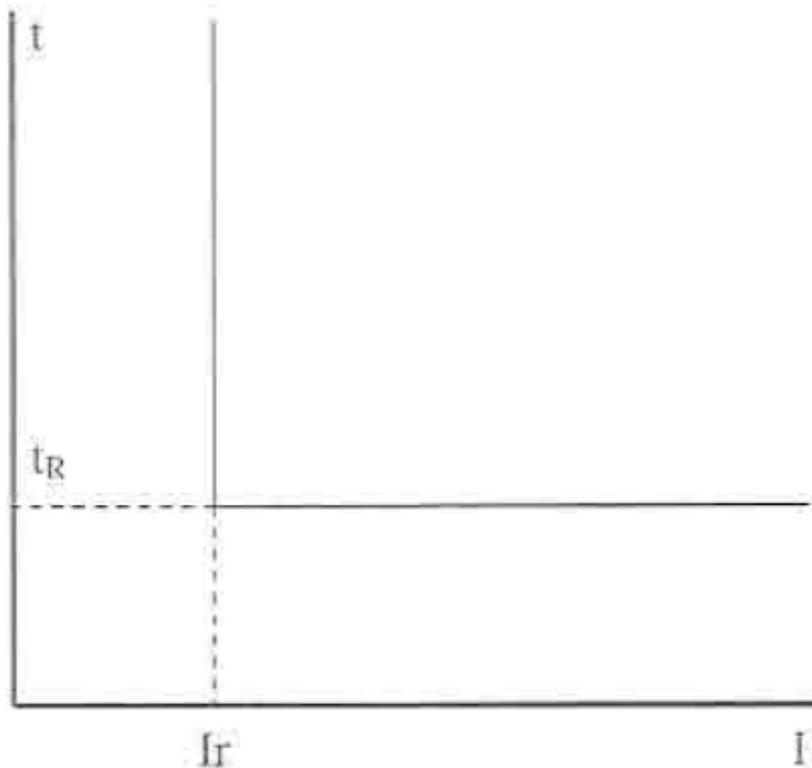
2) Características de los relés de sobrecorriente:

Como se ha expuesto anteriormente, los relés de sobrecorriente basan su selectividad en la temporización, por lo cual las características de este tipo de protección se basan en un plano Tiempo – Corriente. De esta manera, la información que obtenemos es cuánto tiempo tarda la protección en dispararse, para un valor de corriente determinado.

Existen dos tipos de funciones de sobrecorriente:

- a) Características de tiempo independiente, denominadas también de tiempo definido.
- b) Características de tiempo inverso.

Características de tiempo independiente: Su forma, en el plano tiempo – corriente es la siguiente.

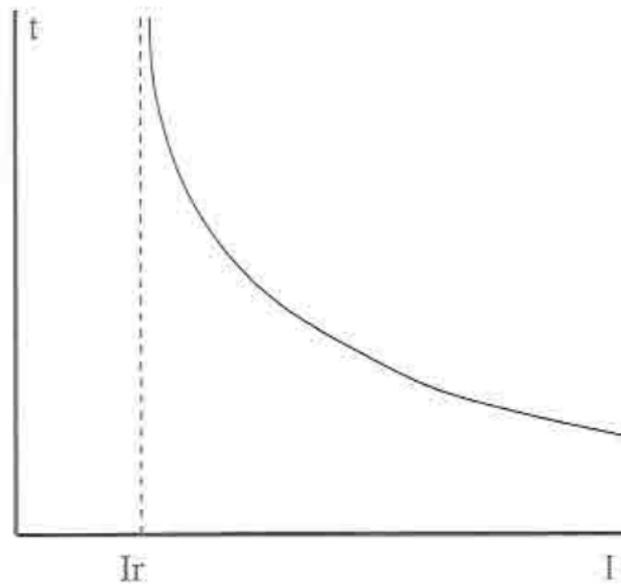


Si la corriente que circula por la protección, es menor que el valor I_r (corriente de arranque o Pickup) el relé no opera, es decir no emite ninguna orden de apertura al interruptor asociado. Si dicha corriente es mayor o igual a I_r , el relé emitirá la orden luego de un retardo de tiempo T_R , el cual es un valor constante.

Las regulaciones, o settings, básicas que puede hacerse en un relé de sobrecorriente de tiempo definido son:

- Regulación de la corriente de arranque I_r
- Regulación de tiempo de retardo T_R

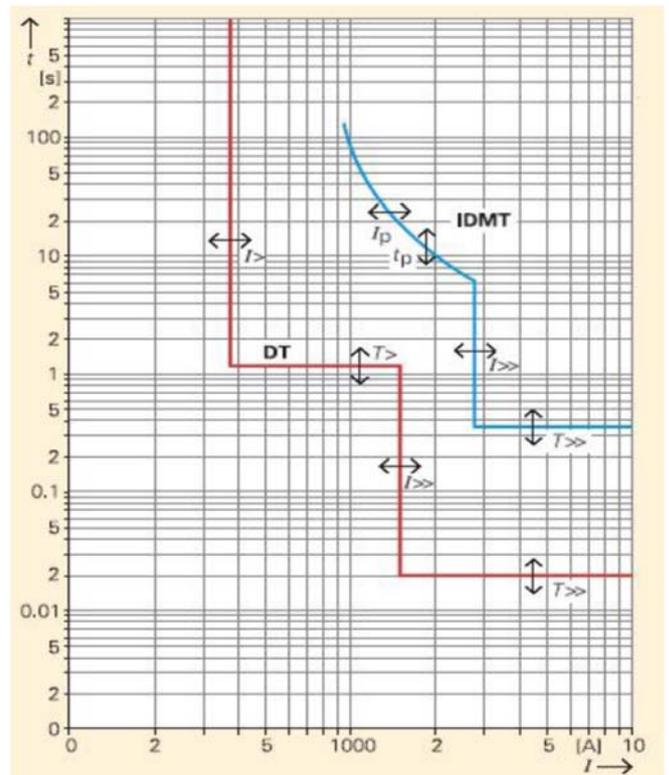
Características de tiempo inverso: Existe una gran variedad de curvas de tiempo inverso, pero todas tienen un comportamiento en común en donde el tiempo de retardo es menor, cuanto mayor es la corriente que circula por el relé. Este tipo de característica tiene también un valor por debajo del cual el relé no opera (I_r) que es regulable, pero la regulación de los tiempos de accionamiento no consiste en establecer un tiempo fijo de retardo, sino la selección de una curva dentro de una familia de curvas. A esta última regulación se la suele denominar TMS (Time Multiplier Setting).



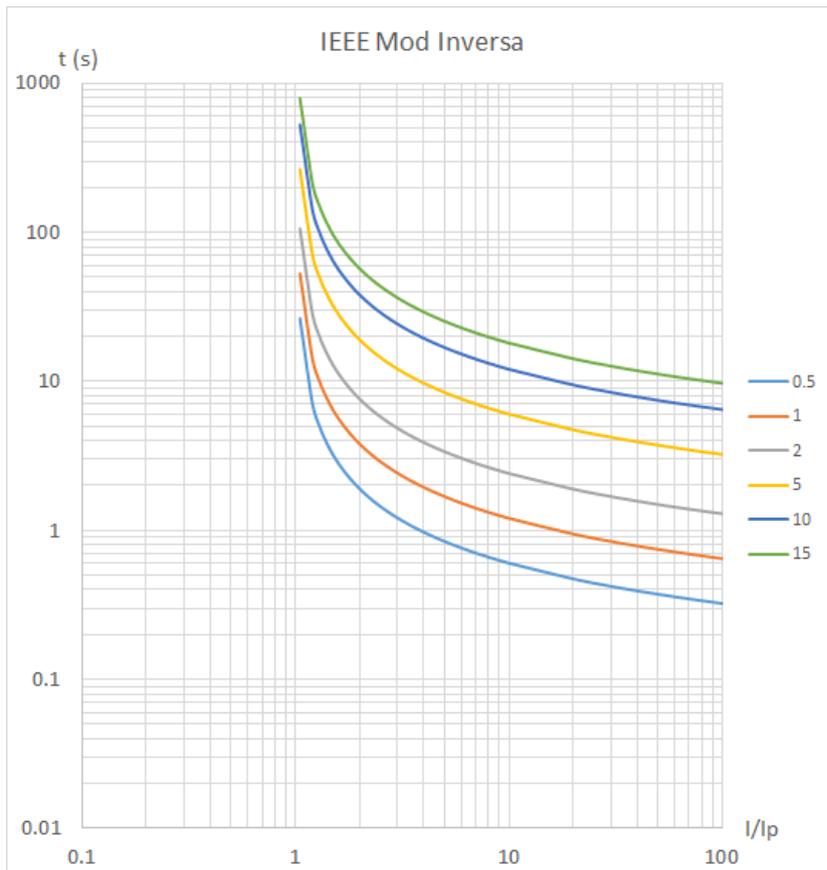
Según la forma y la norma empleada, las características tienen diferentes denominaciones.

La norma IEEE-ANSI distingue varios tipos de curvas:

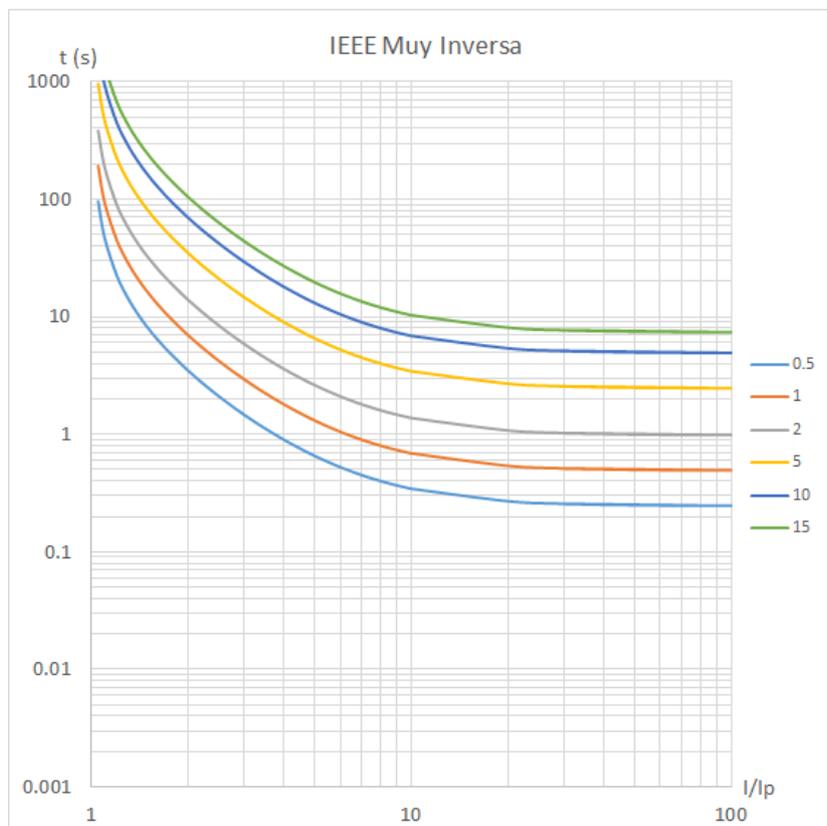
- Inversa.
- Muy Inversa.
- Extremadamente Inversa.
- IDMT (inversa, mínimo tiempo definido).
- De largo tiempo.
- De corto tiempo.



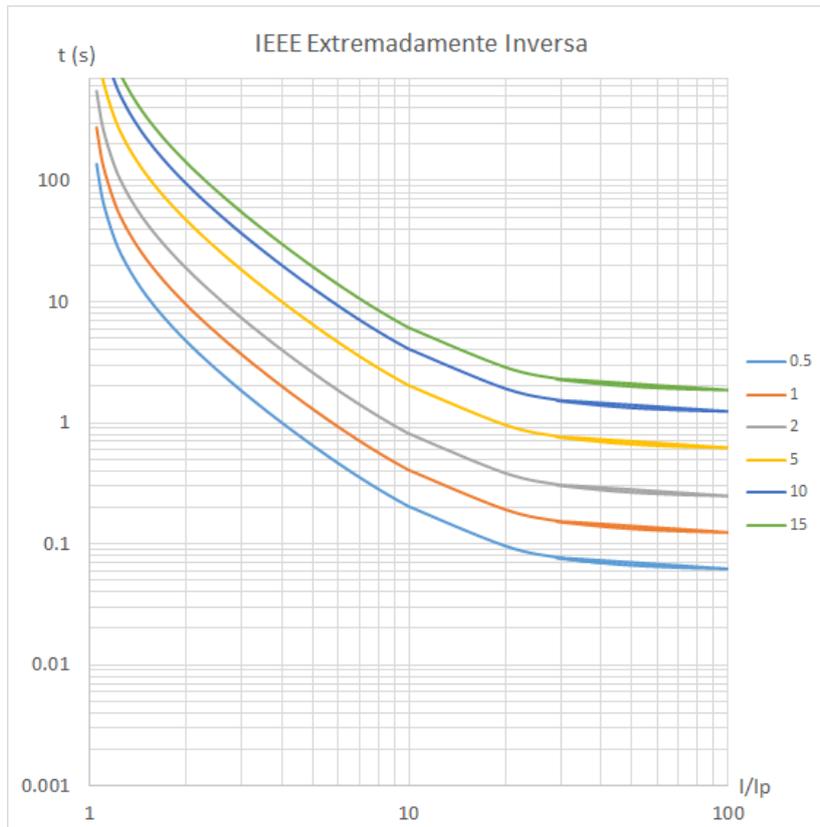
Ejemplos de Curvas IEEE:



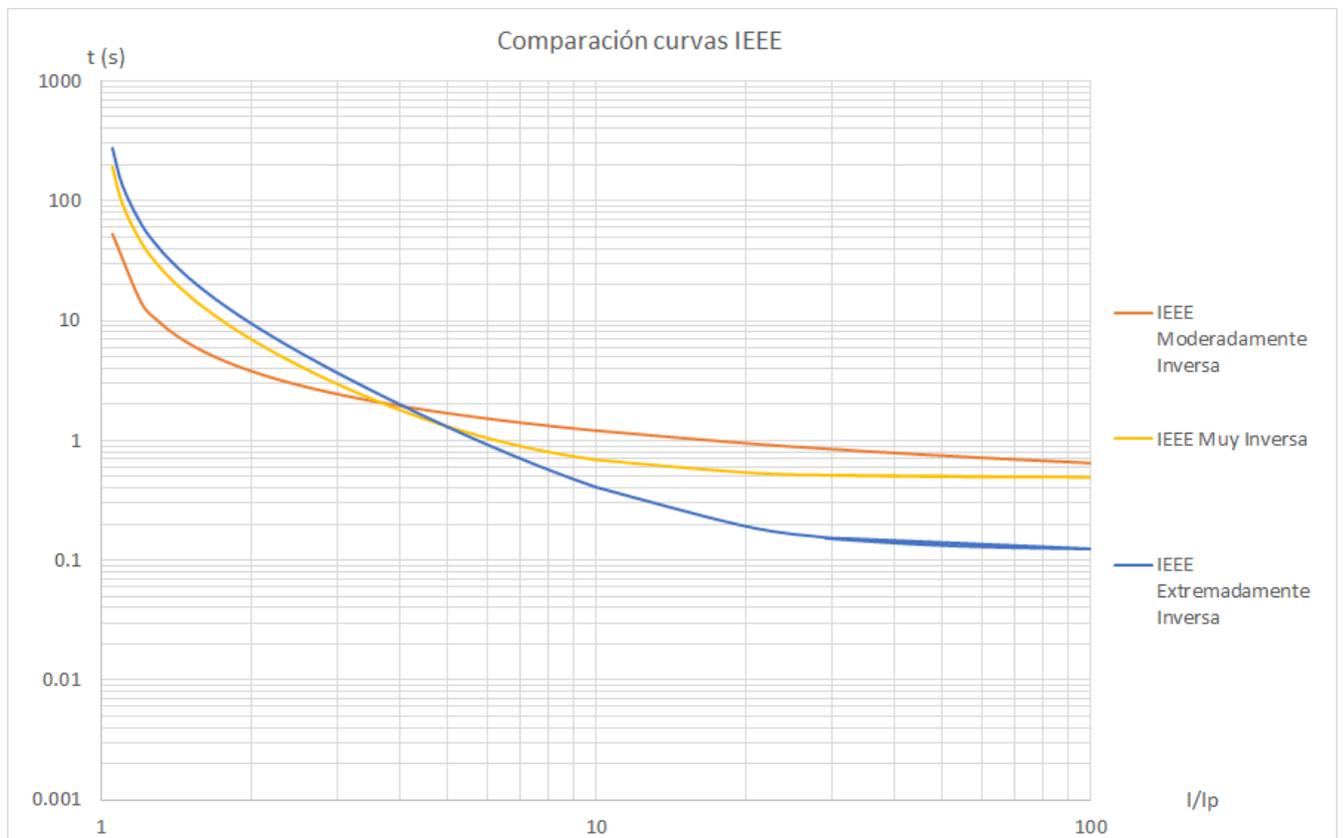
$$t = \left[\frac{0,0515}{\left(\frac{I}{I_p} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right] * TDS$$



$$t = \left[\frac{19,61}{\left(\frac{I}{I_p} \right)^2 - 1} + 0,491 \right] * TDS$$



$$t = \left[\frac{28,2}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} + 0,1217 \right] * TDS$$



La norma IEC y la norma BS diferencian las siguientes curvas:

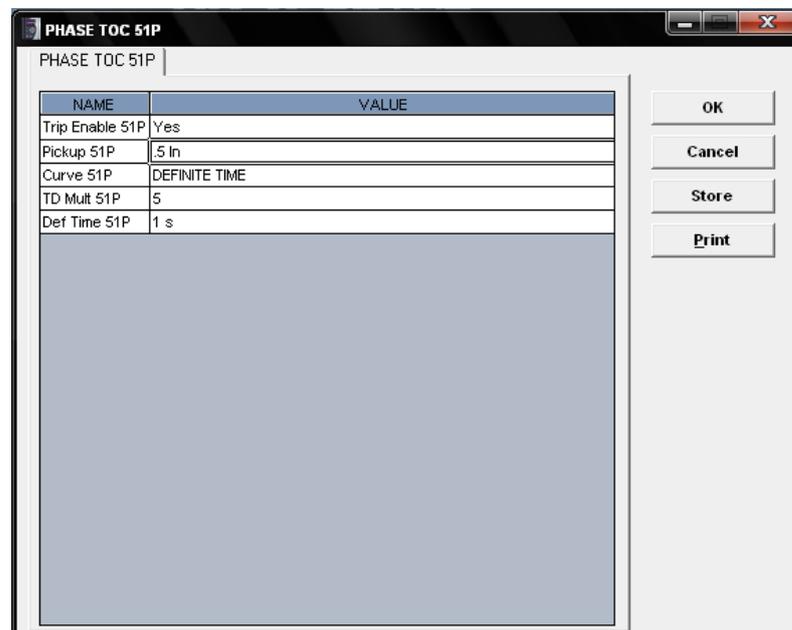
- Normal Inversa.
- Muy Inversa.
- Extremadamente Inversa.
- IDMT
- Inversa de largo tiempo.
-

Las características IDMT (inversa, con tiempo mínimo definido), constituyen una solución intermedia entre las características de tiempo independiente y las características inversas. No tienen una representación matemática sencilla, con una respuesta de tiempo inverso para bajas corrientes y de tiempo constante para corrientes altas.

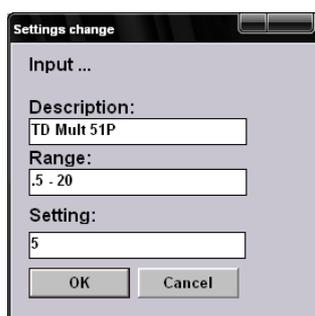
La tecnología electrónica, permitió un aumento en el número de curvas disponibles. Hoy en día las curvas se programan según la necesidad, sin cambiar de dispositivo.

Unidades Instantáneas: en muchas circunstancias, es posible y conveniente el uso de dispositivos de sobrecorriente instantáneos, aunque siempre asociados a temporizaciones. Las unidades instantáneas, operan sin retardo intencional de tiempo, cuando la corriente que circula por ellos es superior a cierto valor seleccionado. Para estos dispositivos, la única regulación posible es el nivel de corriente y en la práctica siempre debe adquirir valores muy superiores a los del nivel de las unidades temporizadas.

Ejemplo de configuración en los relés (Relé MIFII de General Electric).



NAME	VALUE
Trip Enable 51P	Yes
Pickup 51P	.5 In
Curve 51P	DEFINITE TIME
TD Mult 51P	5
Def Time 51P	1 s



Settings change

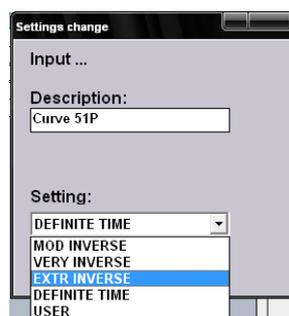
Input ...

Description: TD Mult 51P

Range: .5 - 20

Setting: 5

OK Cancel



Settings change

Input ...

Description: Curve 51P

Setting: DEFINITE TIME

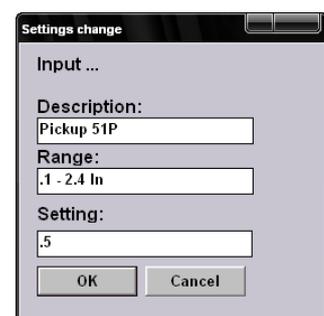
MOD INVERSE

VERY INVERSE

EXTR INVERSE

DEFINITE TIME

USER



Settings change

Input ...

Description: Pickup 51P

Range: .1 - 2.4 In

Setting: .5

OK Cancel

Ejemplo de configuración en los relés (Relé 751A de SEL).

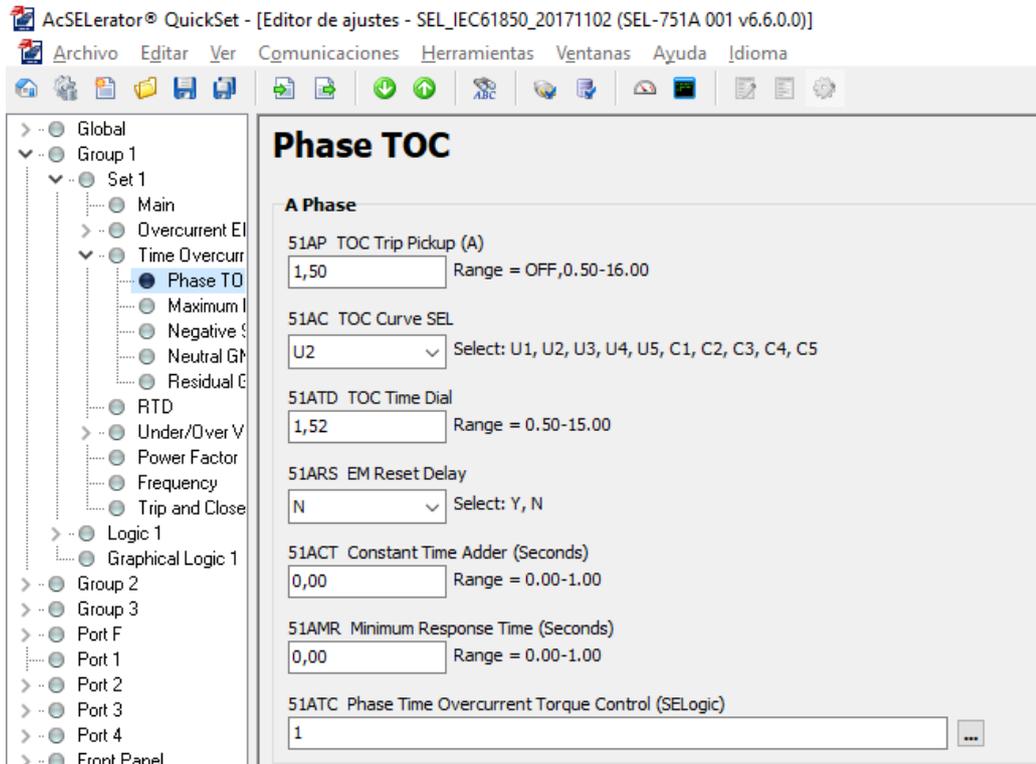


Table 4.13 Equations Associated With U.S. Curves

Curve Type	Operating Time	Reset Time	Figure
U1 (Moderately Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{1.08}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.10
U2 (Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{5.95}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.11
U3 (Very Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{3.88}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.12
U4 (Extremely Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{5.67}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.13
U5 (Short-Time Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{0.323}{1 - M^2} \right)$	Figure 4.14

where:

t_p = operating time in seconds
 t_r = electromechanical induction—disk emulation reset time in seconds (if you select electromechanical reset setting)
 TD = time-dial setting
 M = applied multiples of pickup current [for operating time (t_p), $M > 1$; for reset time (t_r), $M \leq 1$]

Table 4.14 Equations Associated With IEC Curves

Curve Type	Operating Time	Reset Time	Figure
C1 (Standard Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{13.5}{1 - M^2} \right)$	<i>Figure 4.15</i>
C2 (Very Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{13.5}{M - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{47.3}{1 - M^2} \right)$	<i>Figure 4.16</i>
C3 (Extremely Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{80}{1 - M^2} \right)$	<i>Figure 4.17</i>
C4 (Long-Time Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{120}{M - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{120}{1 - M} \right)$	<i>Figure 4.18</i>
C5 (Short-Time Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{4.85}{1 - M^2} \right)$	<i>Figure 4.19</i>

where:

- t_p = operating time in seconds
- t_r = electromechanical induction—disk emulation reset time in seconds (if you select electromechanical reset setting)
- TD = time-dial setting
- M = applied multiples of pickup current [for operating time (t_p), $M > 1$; for reset time (t_r), $M \leq 1$]

Ejemplo de configuración en los relés (Relé 8IRV de ZIV).

ZVercomPlus-2.8.3.0 db[3.17.3.1]

Archivo Ver Equipos Configuración Ayuda

Emulación (001-#IRVK3R***F02*K)\Ajustes\Pro

Texto	IT	Valor actual	Valor nuevo	Un...	Información adicional
<input type="checkbox"/> Permiso Temp Fase			No		0=No, 1=Si, def=No
<input type="checkbox"/> Arranque Temp Fase		2,00		A	min=0.10, max=125.00, inc=0.01, def=2.00
<input checked="" type="checkbox"/> Curva Temp Fase			Tiempo Fijo		0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16...
<input checked="" type="checkbox"/> Indice Temp Fase			[IEC] Inversa		min=0.05, max=10, inc=0.01, def=1
<input checked="" type="checkbox"/> Tiempo Fijo Fase			[IEC] Muy Inversa		min=0.05, max=300, inc=0.01, def=0.05
<input checked="" type="checkbox"/> Cntr Par Tem Fase			[IEC] Extremadan		0=NO, 1=Direccion, 2=Contradirec., def=NO
			[IEC] Inversa Tiel		
			[IEC] Inversa Lim		
			[IEC] Muy Inversa		
			[IEC] Extremadan		
			[IEC] Inversa Tiel		
			[IEE] Moderada		

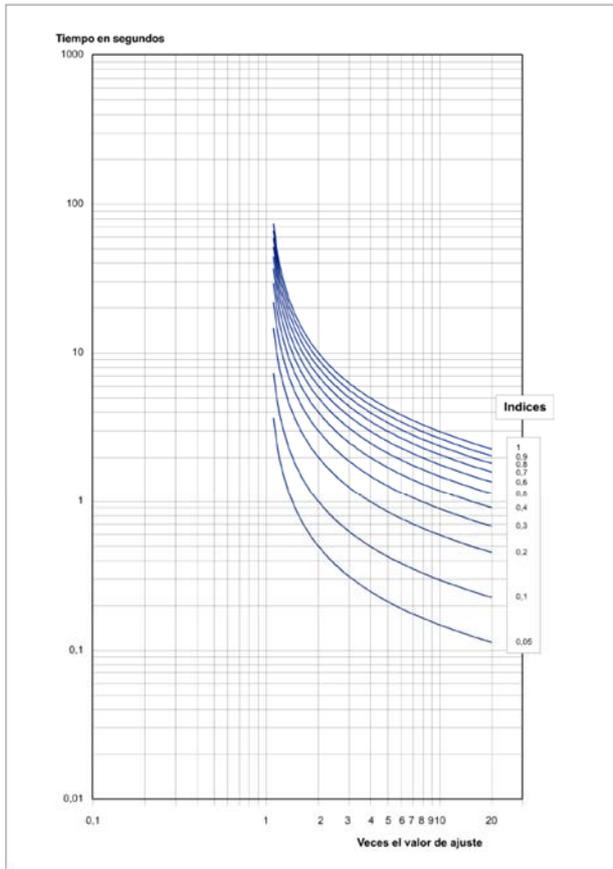


figura 3.1.3: característica INVERSA (IEC)

$$t = \frac{0.14}{I_S^{0.02} - 1}$$

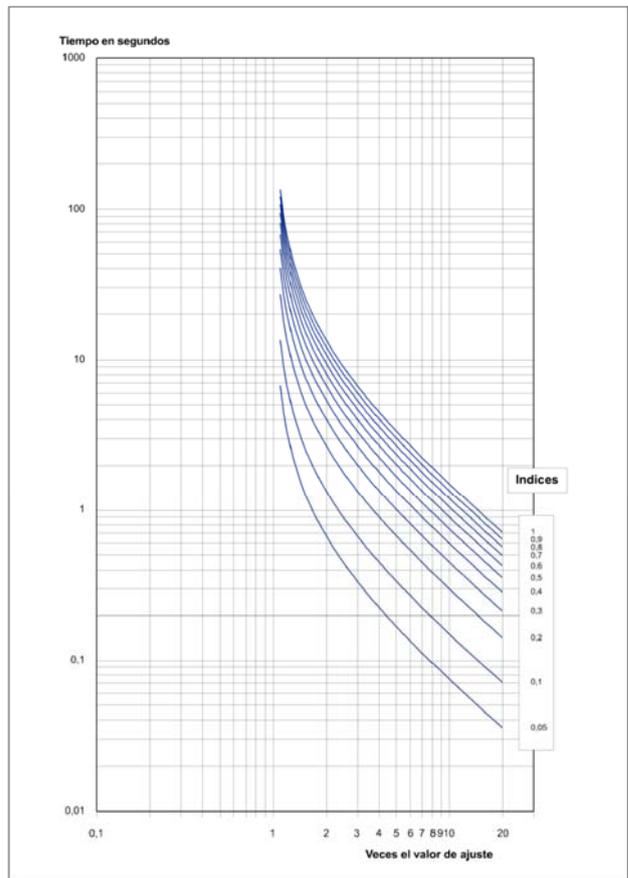
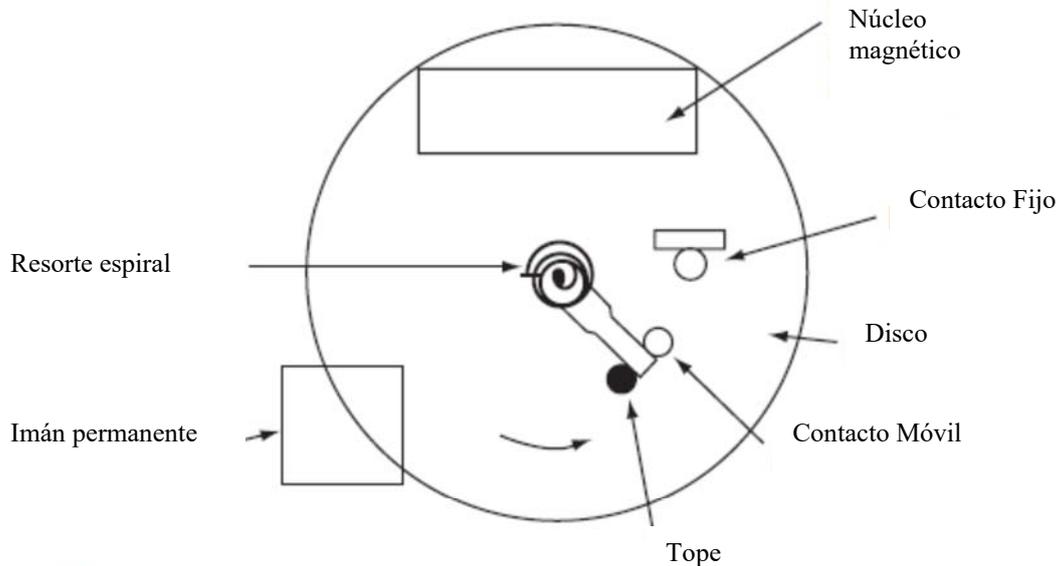


figura 3.1.4: característica MUY INVERSA (IEC)

$$t = \frac{13.5}{I_S - 1}$$

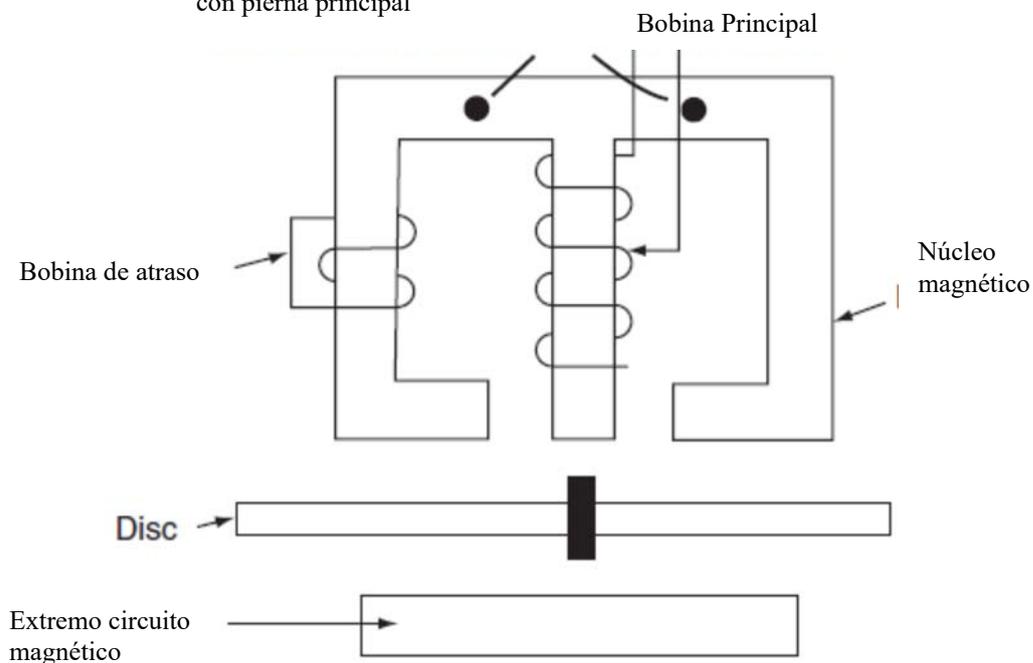
3- Aspectos constructivos:

Los relés de sobrecorriente, originalmente eran básicamente, medidores de energía con contactos y un disco con su movimiento restringido. Un diseño superior, utiliza el principio de disco, pero con otras características.



(a)

Uniones piernas de retorno,
con pierna principal

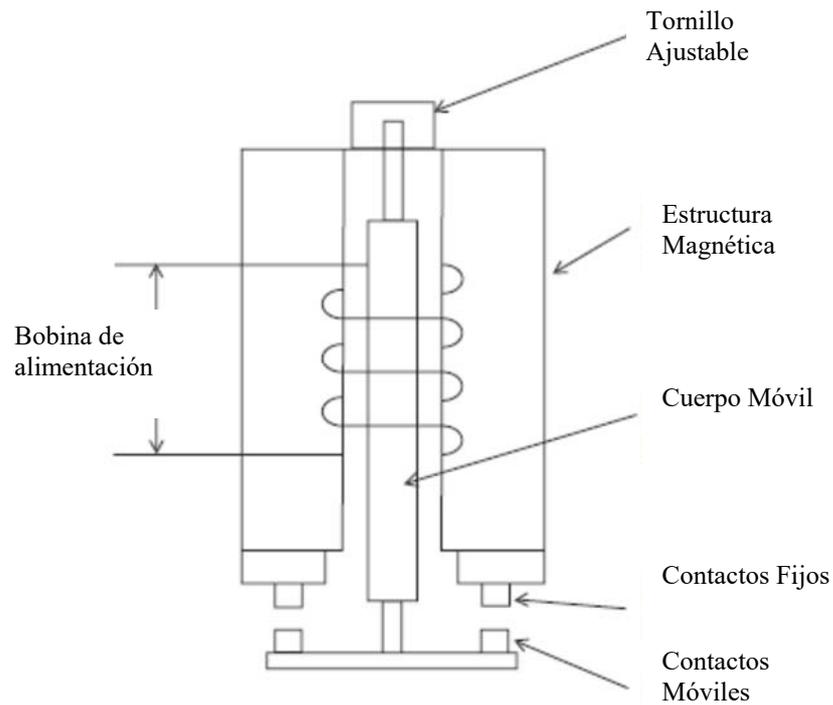


En la figura anterior se muestran esquemáticamente el funcionamiento de un relé de sobrecorriente. Una corriente alterna se aplica sobre la bobina principal, produciendo flujo magnético el cual cruza en mayor medida el aire y el disco, para llegar al otro extremo del circuito magnético. El retorno del flujo, se realiza por el disco a las dos piernas del núcleo magnético. Las espiras en cortocircuito, de la

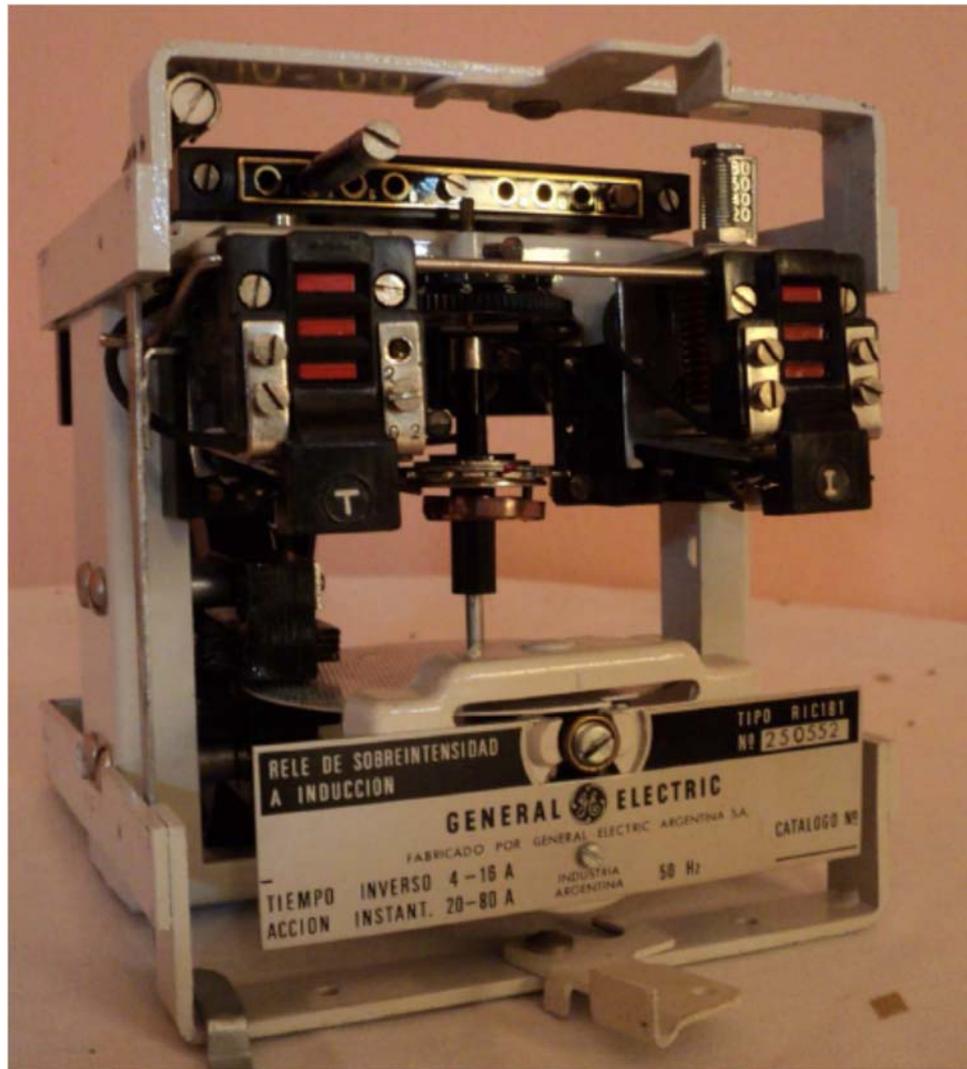
bobina de atraso, causan un desfase en el flujo en su pierna correspondiente del núcleo y sobre el disco, provocando el giro de éste. Este giro es amortiguado por un imán permanente. El resorte en espiral provoca el reset de los contactos al desaparecer la corriente de falla.

Este modo de funcionamiento, provoca operación rápida ante una gran corriente de falla y una operación lenta ante una corriente de falla débil. Este tipo de relés es no direccional.

En el caso del relé de protección por sobrecorriente instantánea, el principio de funcionamiento es similar al de un solenoide, o puede funcionar como un cilindro inductivo.

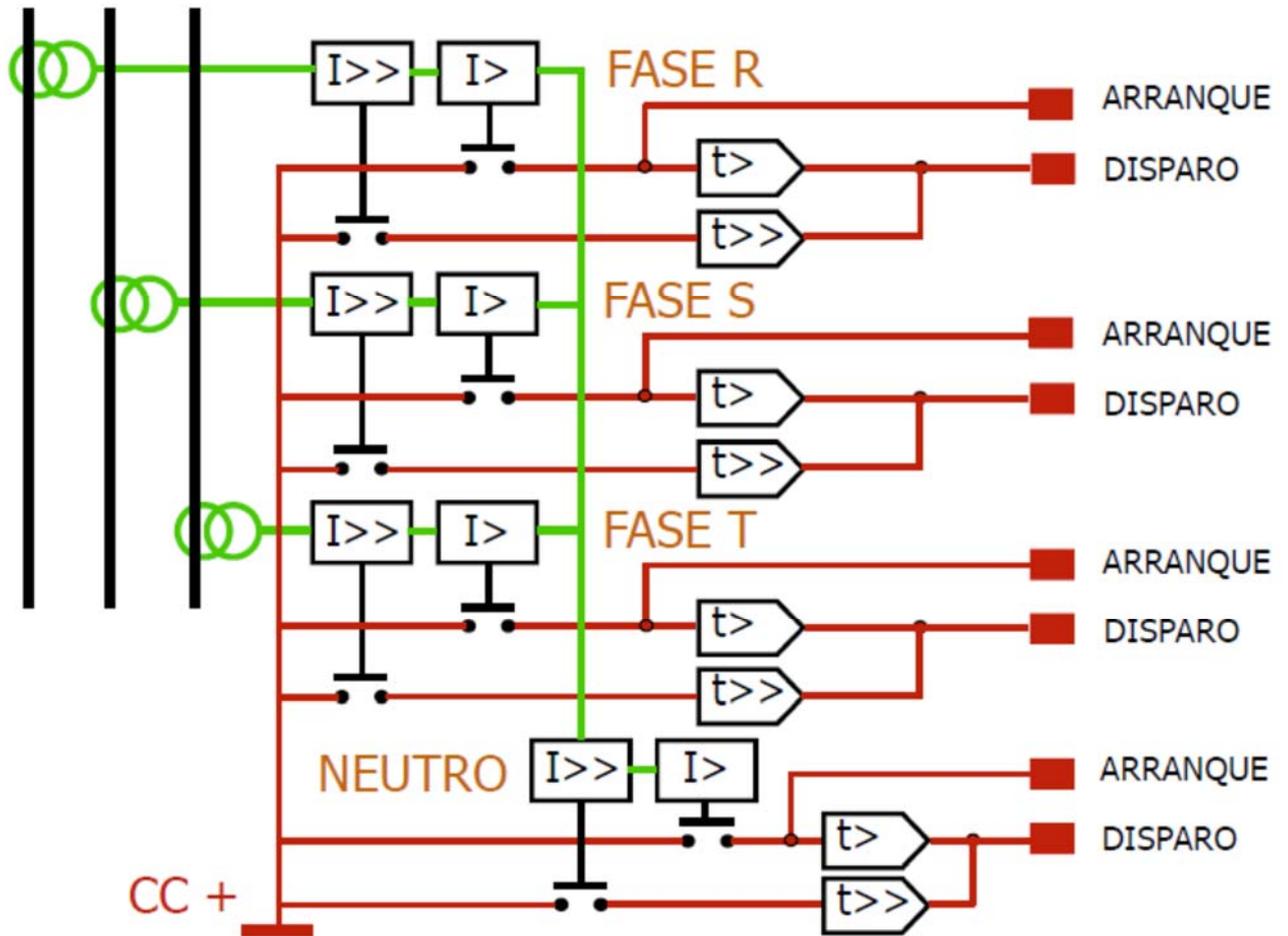


En el esquema solenoide, la corriente al superar cierto umbral de corriente ajustable, provoca el movimiento hacia arriba del cuerpo móvil, cerrando los contactos.

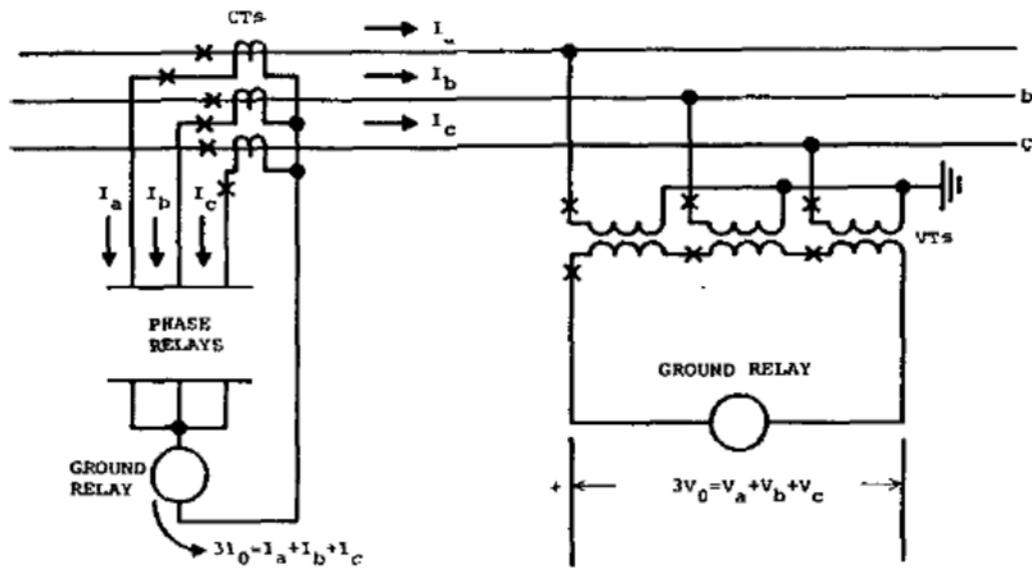
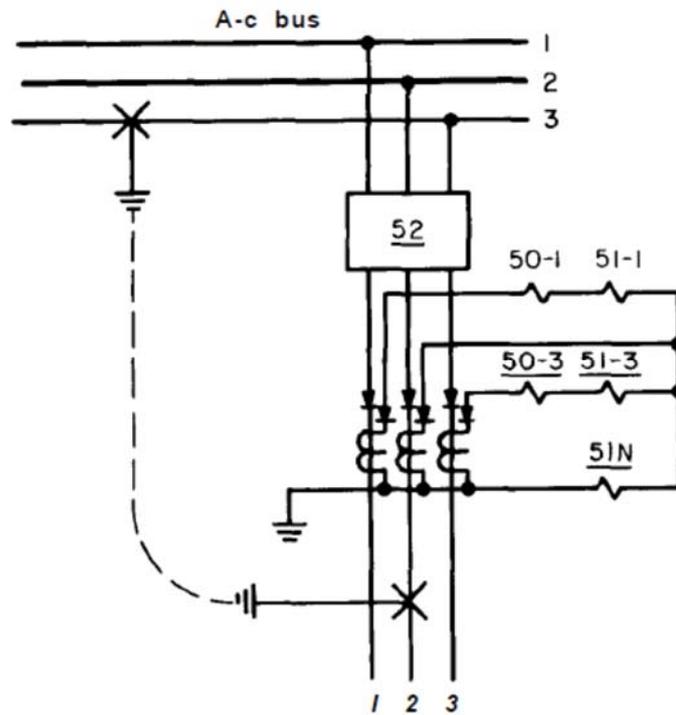


4) Conexión de los TTII:

Un mínimo de tres relés de sobrecorrientes es lo requerido para detectar todo tipo de fallas en un sistema trifásico. Para ello se pueden colocar dos relés de sobrecorriente en dos fases y uno en tierra. De esta manera se puede detectar las fallas entre fases, así como también entre fase y tierra.



En un equipo trifásico, se pueden conectar las tres fases a las entradas del relé, aprovechando que el mismo realiza el sentido de la corriente de tierra residual, por medio del cálculo de equilibrio de las tres fases.



5- Fusibles:

El fusible es un elemento de protección contra sobrecorrientes muy confiable. Está formado por una pieza conductora encapsulada, conectada a la red en ambos terminales.



Figura 2. Fusible LPS-RK, Low-Peak, de doble elemento y retardo de tiempo, que muestra las cuatro características de construcción comunes.

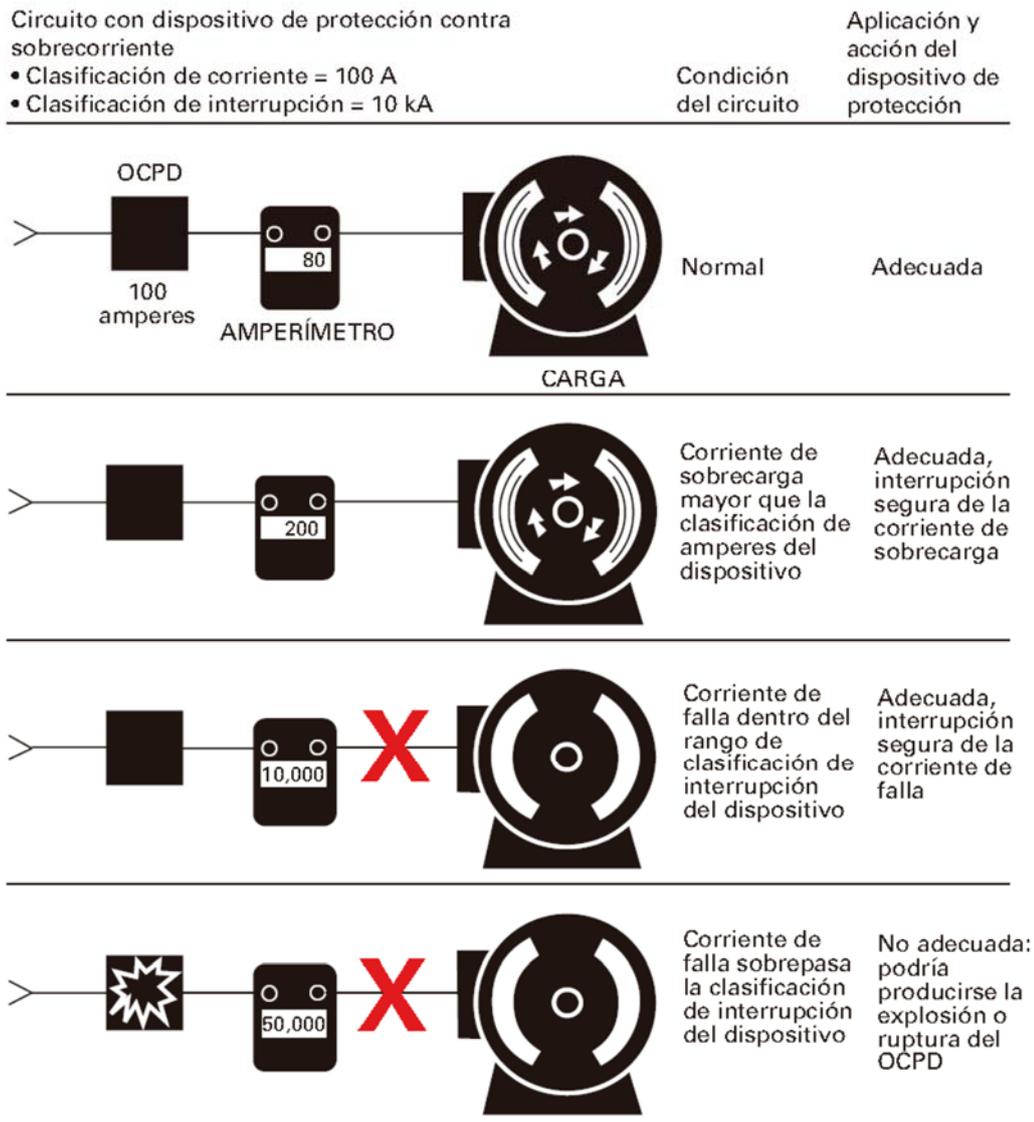
La resistencia eléctrica de la pieza interna es tan baja, que es un conductor más en la red. Cuando circula por él una corriente eléctrica elevada, se destruye por fusión del material metálico, abriendo el circuito, protegiendo cables, máquinas y personas. Los fusibles son elementos estables, los cuales no requieren mantenimiento periódico o ensayos. En un sistema trifásico, la ruptura del fusible de una fase conlleva al reemplazo de las otras dos, estén en el estado que estén.

Característica de los fusibles:

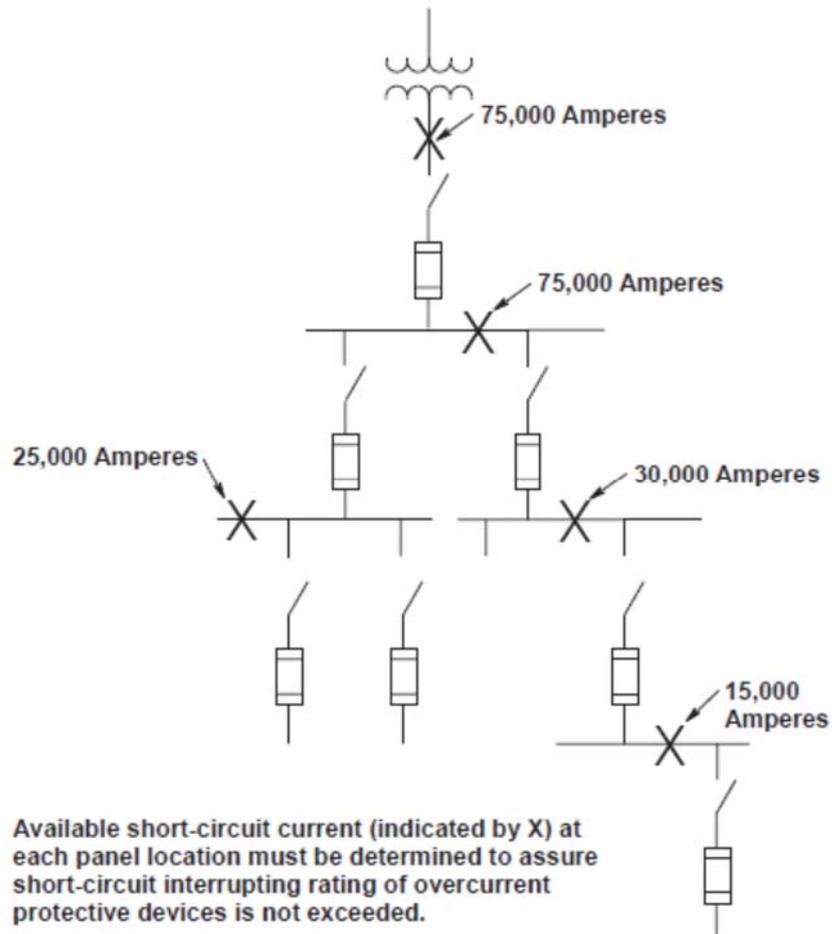
Tensión Nominal: El valor de tensión de un fusible, debe ser igual o superior al valor presente en el punto de instalación. Específicamente este valor, determina la habilidad del fusible, de suprimir el arco eléctrico que se produce ante la apertura de un circuito. Si un fusible es usado en una instalación cuya tensión es superior a la del fusible, puede dañarse su habilidad para la supresión de arcos y aún, bajo corrientes de falla, podría no funcionar correctamente.

Corriente Nominal: En la selección de un fusible, no debe superarse la corriente máxima que puede soportar el circuito a proteger. Existen algunos casos, donde esto está permitido y se trata de los circuitos que incluyen motores, donde se tiene en cuenta los posibles arranques y paradas de estos.

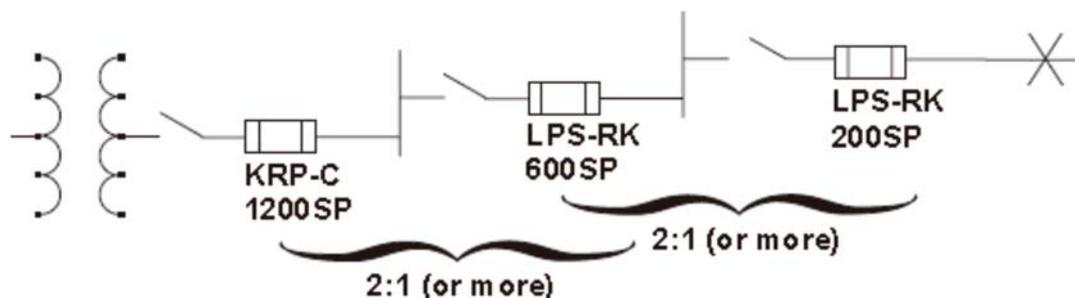
Valores de interrupción nominales: Un dispositivo de protección, debe ser capaz de soportar la energía destructiva de las corrientes de cortocircuito. De circular una corriente de falla mayor a la que el dispositivo puede soportar, este puede dañarse, causando daños a la instalación. Es por eso que cuando se selecciona una protección de tipo fusible, se tenga en cuenta que esta pueda soportar la mayor corriente de falla posible.



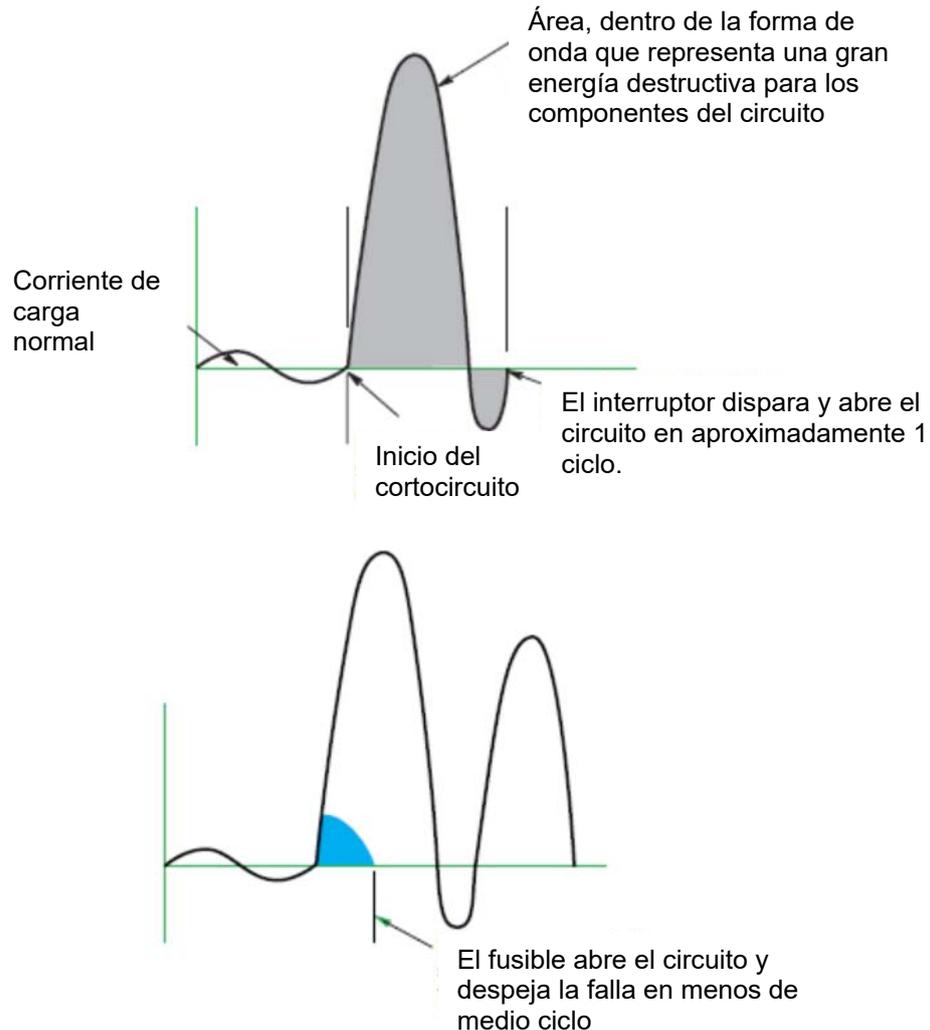
Siempre debe conocerse los valores de cortocircuitos máximos, que el dispositivo debe soportar.



Para lograr la selectividad de fusibles, se debe mantener una relación mínima de corriente nominal entre los distintos fusibles aguas abajo y aguas arriba.



Si el fusible es capaz de operar frente a un cortocircuito, en menos de medio ciclo y antes de que alcance su pico máximo, el dispositivo es un “limitador de corriente”. Estos permiten redimensionar la red y los equipos, para soportar menores corrientes de cortocircuito que las teóricas, o mejor dicho las que existirían si estos fusibles no estuvieran instalados.

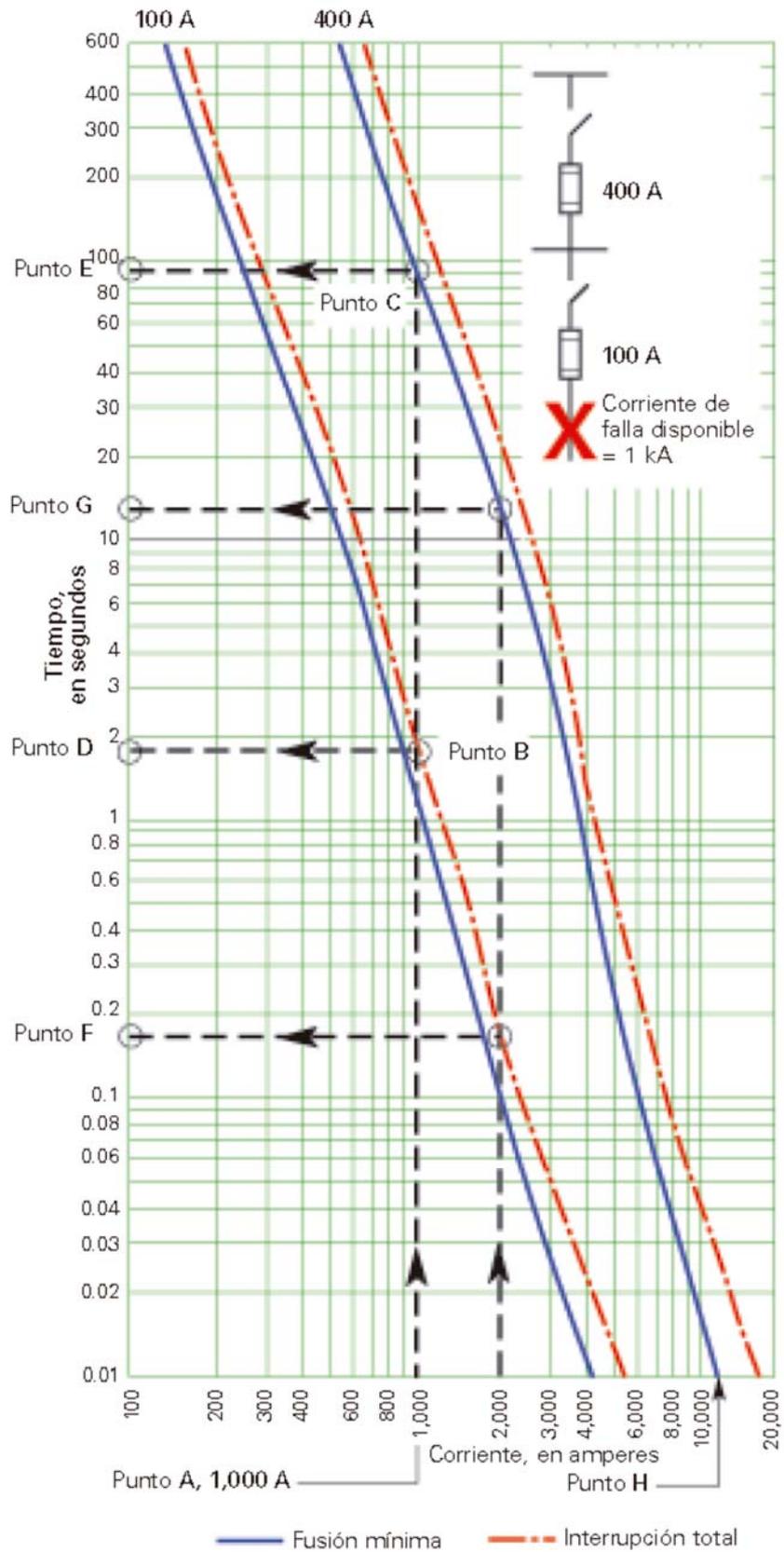


Lo que permiten realizar este tipo de fusibles que la energía del cortocircuito que se libera en el circuito, sea muy inferior a la energía correspondiente al primer ciclo completo. De esta forma se puede determinar que el fusible limita la corriente de falla a un valor equivalente de acuerdo a la energía que finalmente se libera.

Curvas típicas de los fusibles:

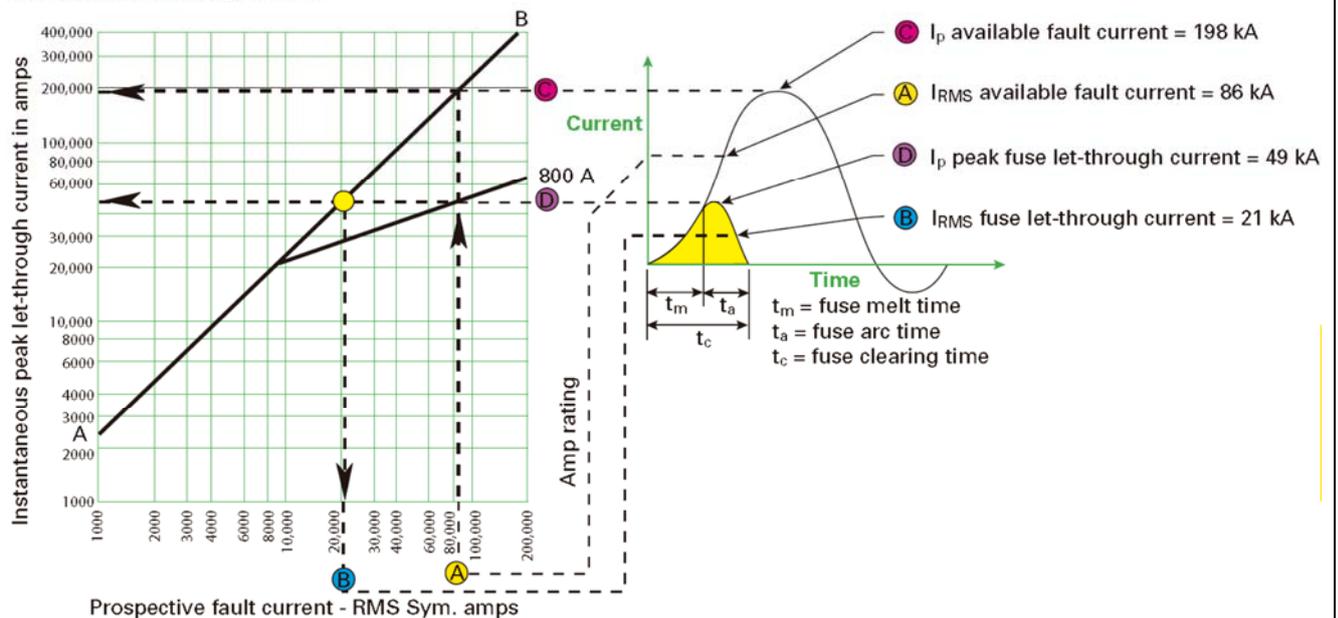
Son representaciones gráficas de la operación del fusible bajo diversas condiciones de sobrecorriente, trazadas en amperes y segundos. Las curvas también representan un medio visual para comparar la operación de los fusibles y determinar si serán o no coordinados selectivamente.

La siguiente muestra las curvas para fusibles de doble elemento, con retardo de tiempo, para 400 A y 100 A, en serie, como se indica en el diagrama unifilar. El eje horizontal de la gráfica representa la corriente en amperes RMS. El eje vertical representa el tiempo en segundos. Cada fusible está representado por una banda formada por las características mínimas de fusión (línea continua azul que muestra las características de operación más bajas) y las características de interrupción total (línea punteada roja que muestra las características de operación más altas). El área entre estas dos líneas representa la banda de tolerancia del fusible bajo condiciones específicas de prueba que, para una sobrecorriente dada, un fusible específico, bajo las mismas circunstancias, se abrirá en un tiempo que se encuentra dentro de su banda de tolerancia corriente-tiempo.



Las curvas para determinar la limitación de corriente son del siguiente tipo.

Current-limiting fuse analysis



La utilización de la curva se basa, en la entrada por eje X de la corriente de cortocircuito, calculada sin considerar el fusible (Punto A, Corriente presunta), hasta el cruce con la curva del fusible. Una vez interceptada, en el eje Y se podrá leer el valor de corriente de pico resultante (Punto D). Si se continúa desde el punto A, hasta la recta A-B se puede observar el valor de corriente de pico que circularía si el fusible no estuviera instalado.

Por último, en el punto B se puede observar el valor nuevo de la corriente simétrica de cortocircuito, observando la reducción de esta y la capacidad de reducir costos de cables, protecciones, equipos, etc.

Utilización de los fusibles para proteger conductores:

Todos los conductores deben protegerse frente a sobrecorrientes, de acuerdo a su capacidad de conducir corriente. También se los puede proteger frente a cortocircuitos. Para lo cual es muy recomendable el uso de fusibles limitadores de corriente a los fines de no elevar la sección de los mismos, solo para que verifiquen frente a un cortocircuito.

El valor nominal de los fusibles, no debe ser mayor al valor de corriente admisible del conductor a proteger.

Para la protección frente a cortocircuitos, se debe determinar el valor de cortocircuito circulando por el cable, el que realmente soporta y en el caso de ser necesario se debe seleccionar el fusible adecuado para limitar la corriente de falla a valores admisibles.

Operación del fusible:



El fusible puede tener elementos separados para protección de sobrecargas y cortocircuitos



Se produce una apertura del elemento central, bajo una condición de sobrecarga sostenida en el tiempo.



Se muestra el elemento contra sobrecargas en estado abierto.



Como un fusible simple, uno de los elementos que protege contra cortocircuitos, se funde y contiene el arco que se produce por la apertura del circuito.



Se muestra la apertura del elemento con protección contra cortocircuitos.

6- Selectividad:

En la protección de sobre corriente, la selectividad se basa en la premisa que el relé que está eléctricamente más cercano a la falla, debe operar antes que aquellos que están más alejados. Para ello, se utilizan distintos tipos de selectividades.

La coordinación afecta la velocidad de operación de la protección, la cual tiene un importante impacto en el calentamiento generado en los cortocircuitos. La protección más cercana a la falla, dispara más rápido disminuyendo el compromiso térmico y mecánico de la instalación. La caída de tensión en otras partes del circuito, provocado por el cortocircuito también se reduce con la operación rápida de la protección cercana a la falla.

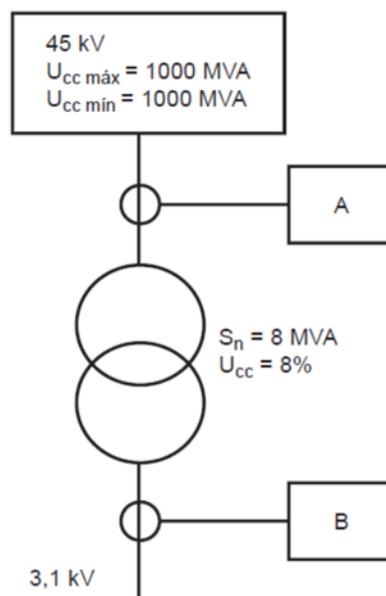
En redes de transmisión, cualquier incremento de la velocidad de operación de la protección, permitirá que la carga de las líneas se incremente si aumentar el riesgo de perder la estabilidad del sistema.

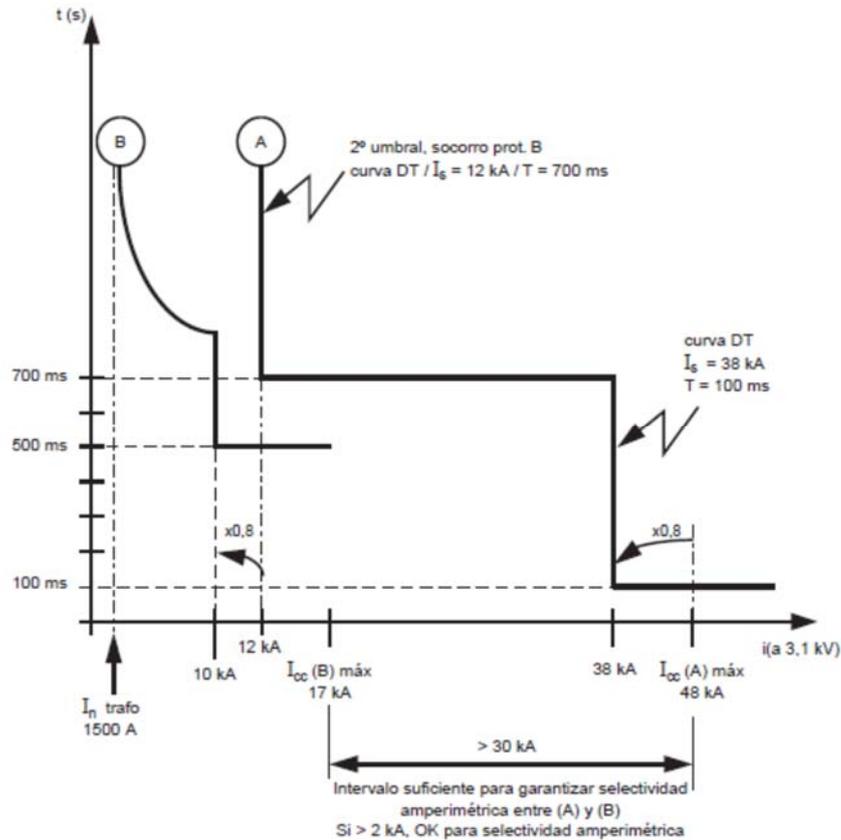
Tanto en las normas IEC como en las normas ANSI es posible seleccionar distintos tipos de curvas tiempo-corriente, a saber:

- Normal inverso (SI).
- Muy Inverso (VI).
- Extremo inverso (EI).
- Tiempo inverso largo.

Cada una de estas curvas sirve a aplicaciones particulares. En particular, su uso está condicionado a la variación que experimenta la impedancia de la fuente a espaldas de la protección. Cuando dicha variación es muy amplia, se tiende a utilizar curvas menos inversas o a reemplazar totalmente a las características inversas por las de tiempo definido.

- Selectividad Amperométrica: el principio de este sistema, se basa en el fundamento de la amortiguación de la corriente con la distancia al punto de falla, es decir con la impedancia del circuito. Normalmente, este principio de selectividad solo es aplicable en el caso que tengamos transformadores, entre aguas abajo y arriba de la falla, ya que la impedancia del mismo es suficiente para amortiguar la corriente de cortocircuito.



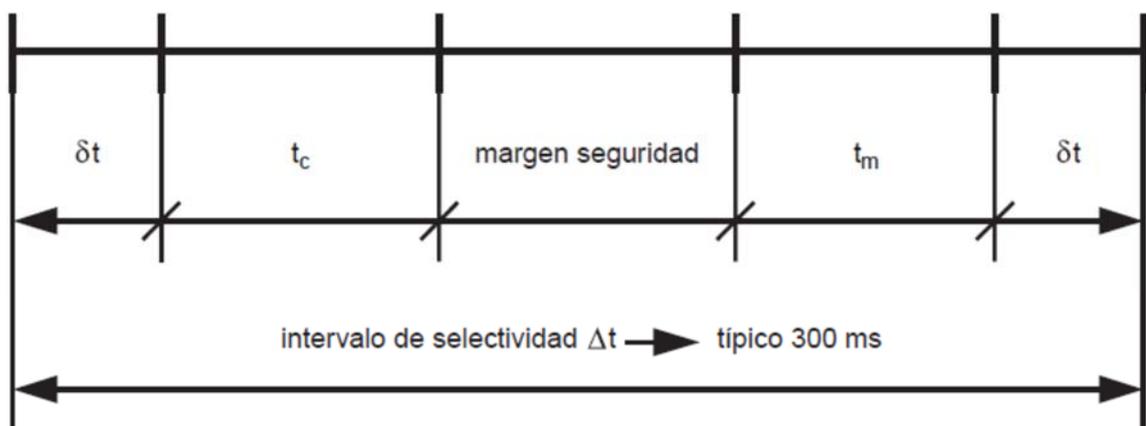
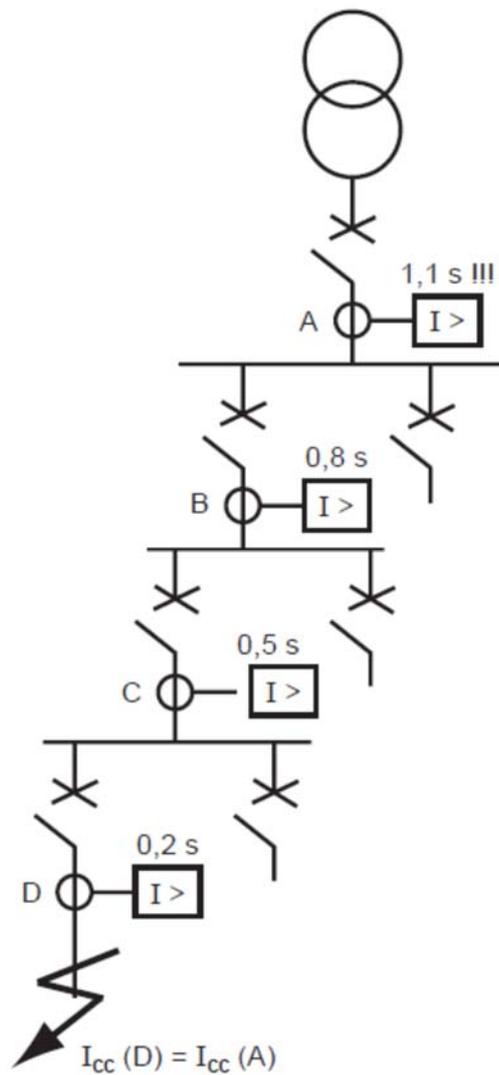


La protección de sobrecarga a tiempo inverso (51), siempre debe hacerse a la salida del transformador, es decir en el lado en que debe alimentar su carga, mientras que la protección aguas arriba (Primario), es una protección denominada de doble umbral, donde el primer umbral es el que debe actuar si el C^oC^o se produce entre los TTII que dan señal a la protección A y los que dan señal a la protección B, mientras que el segundo umbral es el denominado de socorro o respaldo de la protección inferior. Este solo debe actuar en caso de que la protección B no haya despejado la falla.

- Selectividad Cronométrica: Cuando la corriente que atraviesa a las distintas protecciones a coordinar es la misma, entonces la coordinación se realiza simplemente mediante la selección de un intervalo selectivo de tiempo entre ellas. Normalmente se ajustan 0.3-0.5 seg como mínimo, aunque se adoptan valores mayores cuanto mayores sean los errores de las mediciones involucradas. Por ello, se adoptan valores más elevados para las protecciones electromecánicas que para las numéricas. Es el principio de selectividad más simple que existe, ya que solo consiste en combinar las temporizaciones de las protecciones, de forma que exista el intervalo de tiempo suficiente entre los distintos eslabones de la cadena de protecciones. A partir de esto se logra una actuación selectiva de las protecciones que forman la cadena.

Este intervalo de tiempo es el denominado intervalo de selectividad Δt .

La coordinación cronométrica se implementa utilizando relés de sobrecorriente con características de tiempo definido o de tiempo inverso.



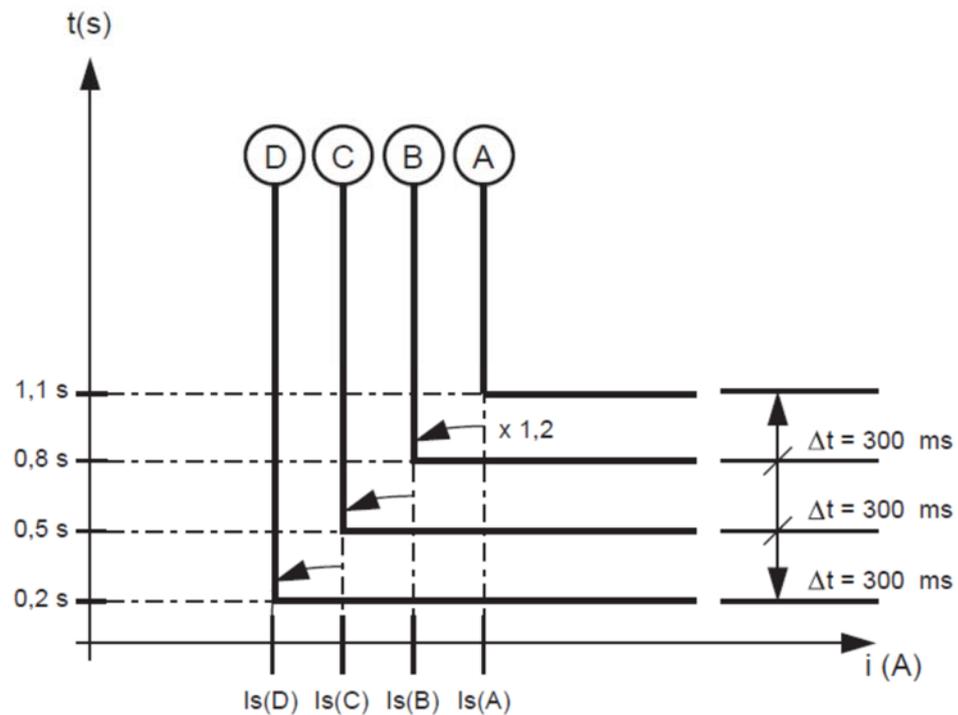
δt : error de la temporización (relé). Precisión. Máximo 25 ms

t_c : tiempo de corte del disyuntor. Máximo 85 ms

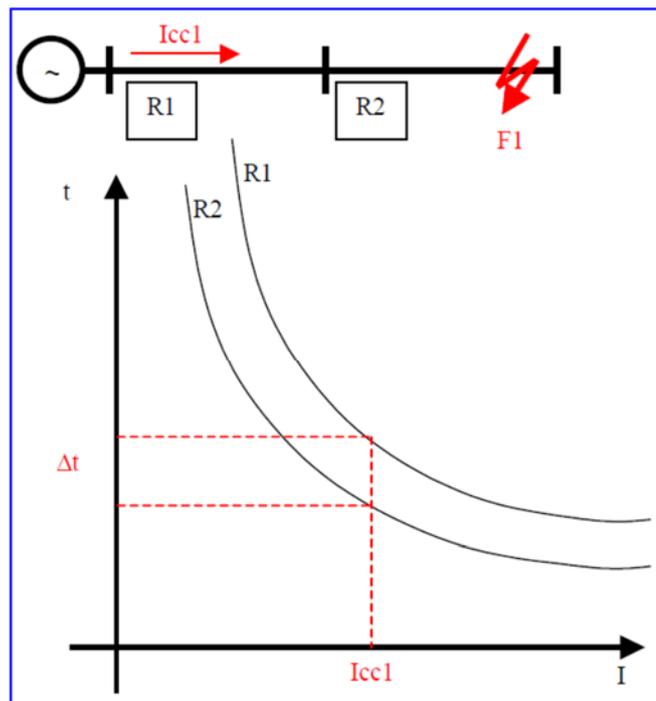
t_m : tiempo de memoria de la protección (histéresis). Máximo 55 ms

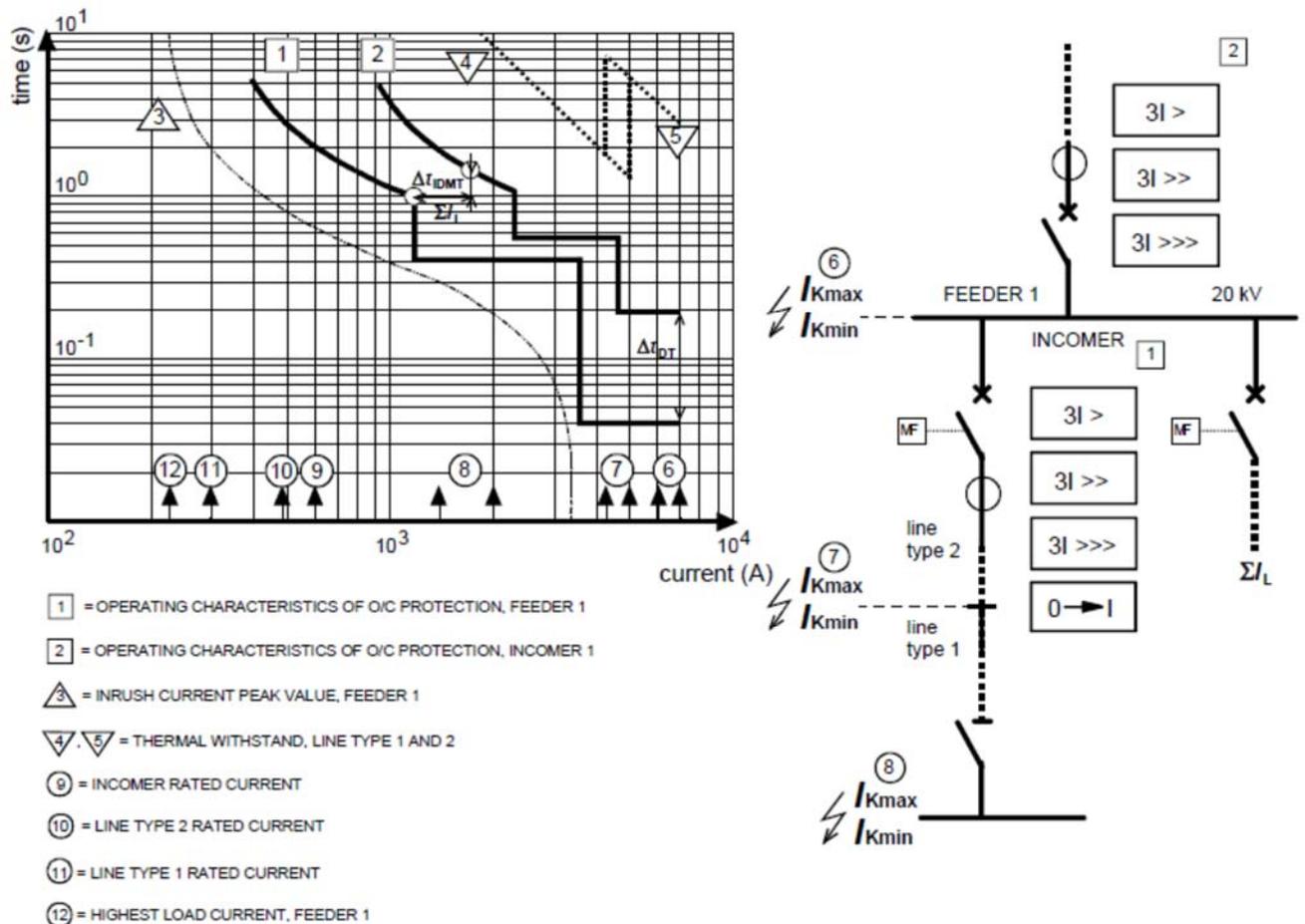
Cuando la cadena se compone de relés digitales, se puede colocar un intervalo de 250 ms.

Para el ejemplo anterior, se muestran los escalones de tiempo tomados, además de un intervalo en corrientes, para mayor seguridad.

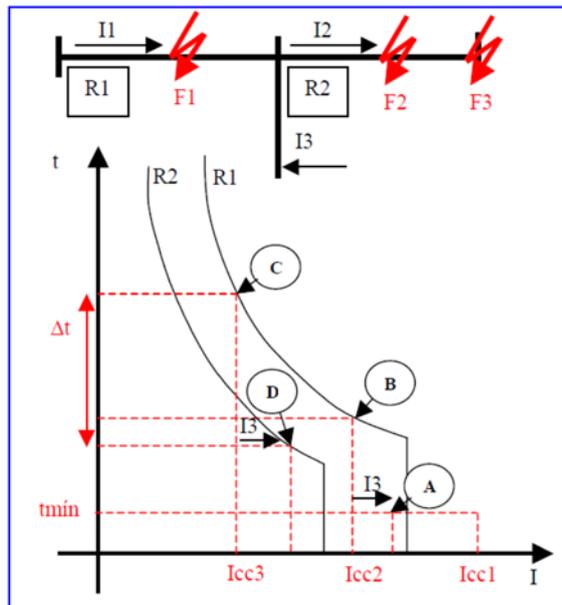


El límite de la selectividad lo da el límite térmico de los materiales o equipos a proteger. Normalmente, todos los elementos del circuito de potencia están diseñados para soportar las corrientes de $C^\circ C^\circ$ por 1 segundo.

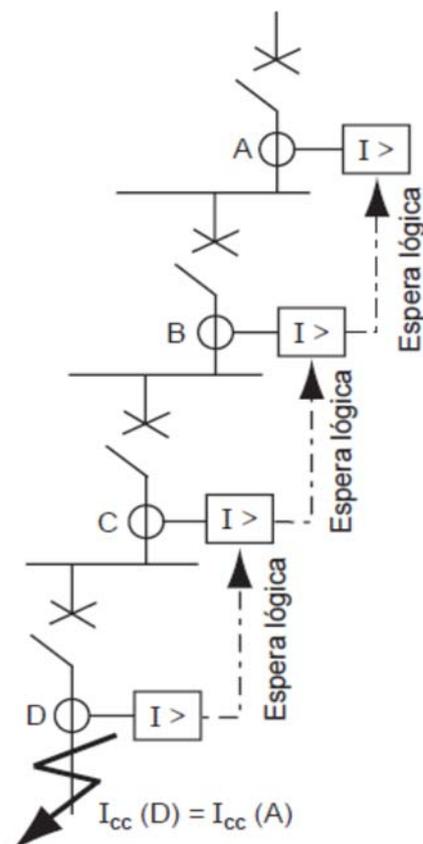




Cuando hay inyección de corriente en la barra intermedia, el intervalo selectivo asegurará la selectividad, aún para el caso en que no se encuentre presente esa inyección (p.ej.: lcc3). A raíz de la inyección de corriente en la barra intermedia, la falla F3 es vista por R2 en el punto D, mientras que R1 ve la misma falla en el punto C. Con el fin de no resignar tiempo de operación para fallas cercanas, dentro de la línea protegida, suelen agregarse etapas instantáneas. Para una falla como F1, el tiempo será instantáneo para R1. Para una falla como F2, la operación será instantánea para R2 (punto A), mientras que será temporizada para R1 (punto B).

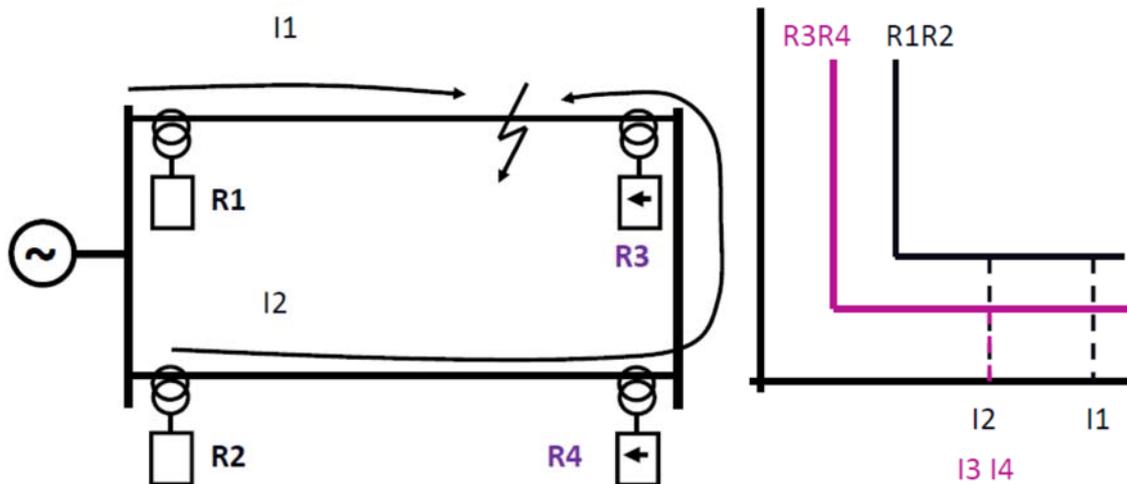
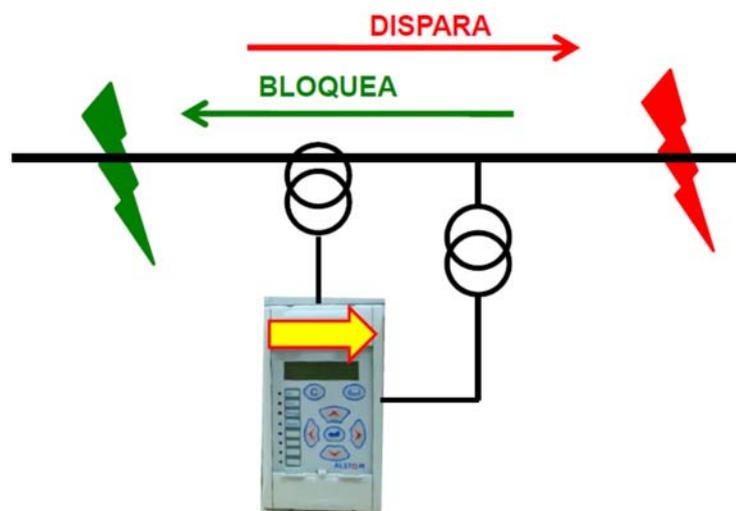
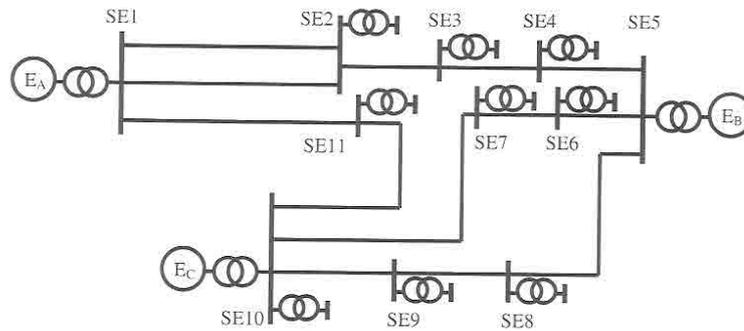


- Selectividad Lógica: El principio de este sistema de selectividad, se basa en que todos los relés de la cascada de ejemplo verán el defecto en D, entonces el relé D dará la orden de espera lógica instantánea (30ms) aguas arriba para la bloquear la actuación de las demás protecciones de la cadena, siendo el D quien abra el interruptor al no recibir ninguna orden de bloqueo aguas abajo. De esta manera se asegura la salida de servicio únicamente de la parte en defecto.



7- Direccionalidad:

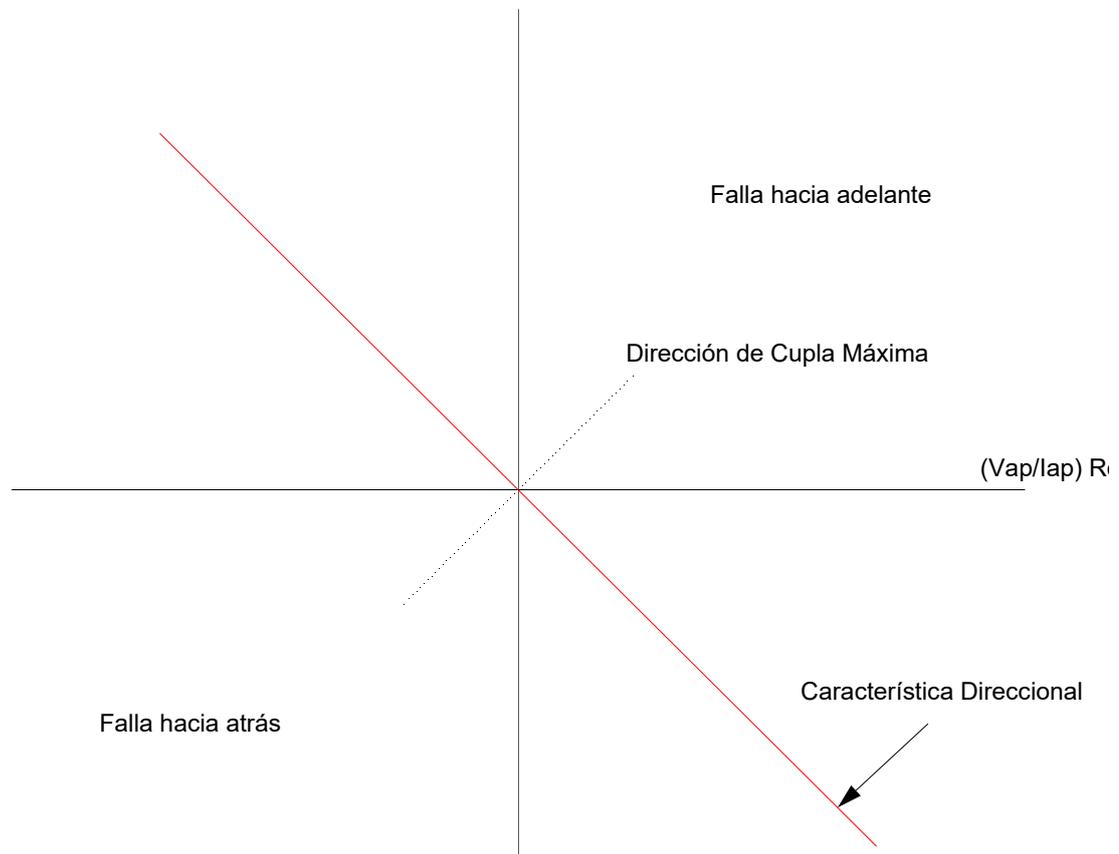
En una red mallada y con múltiples puntos de alimentación, la utilización de una protección de sobrecorriente es muy compleja y poco recomendable. Para esto se necesitan además la aplicación de relés direccionales. Estos darán un sentido a la protección de sobrecorriente, de manera de permitir o bloquear la actuación de esta ante un sentido de circulación de la corriente.



La aplicación de este tipo de protecciones, requiere el uso de un transformador de tensión.

En estos dispositivos, existe una magnitud que tiene una importancia vital, que es el “ángulo de cupla máxima” (MTA), la cual le da la sensibilidad a los relés, frente a fallas que modifiquen la relación angular entre la tensión y la corriente.

Para el análisis de este tipo de protecciones se utilizará un plano complejo, con los componentes imaginario y real, del cociente entre la tensión y la corriente.



En el esquema se puede observar una recta que pasa por el origen, y que divide al plano en dos semiplanos. Un semiplano que indica una señal de “falla hacia adelante” y el otro semiplano que da una señal de “falla hacia atrás”. Con estas señales, luego en el relé puede configurarse qué hacer con estas señales (operación o bloqueo). Esta recta es la “característica del relé direccional”.

Cuando el ángulo entre la tensión y la corriente aplicadas es el de esa dirección, la sensibilidad del dispositivo es máxima. En la medida que el ángulo entre la tensión y la corriente aplicada se aproximan a la característica, la sensibilidad comienza a ser menor.

Sin embargo la sensibilidad no depende solo de la relación angular entre la corriente y la tensión, sino también de los módulos de corriente y tensión. El valor de la corriente interviene en el caso de la protección de sobrecorriente. Con la tensión aplicada el problema es inverso, ante una falla en un punto eléctricamente cercano al dispositivo, la tensión de fase o fases falladas puede caer a un valor tan bajo como para impedir la comparación de fase.

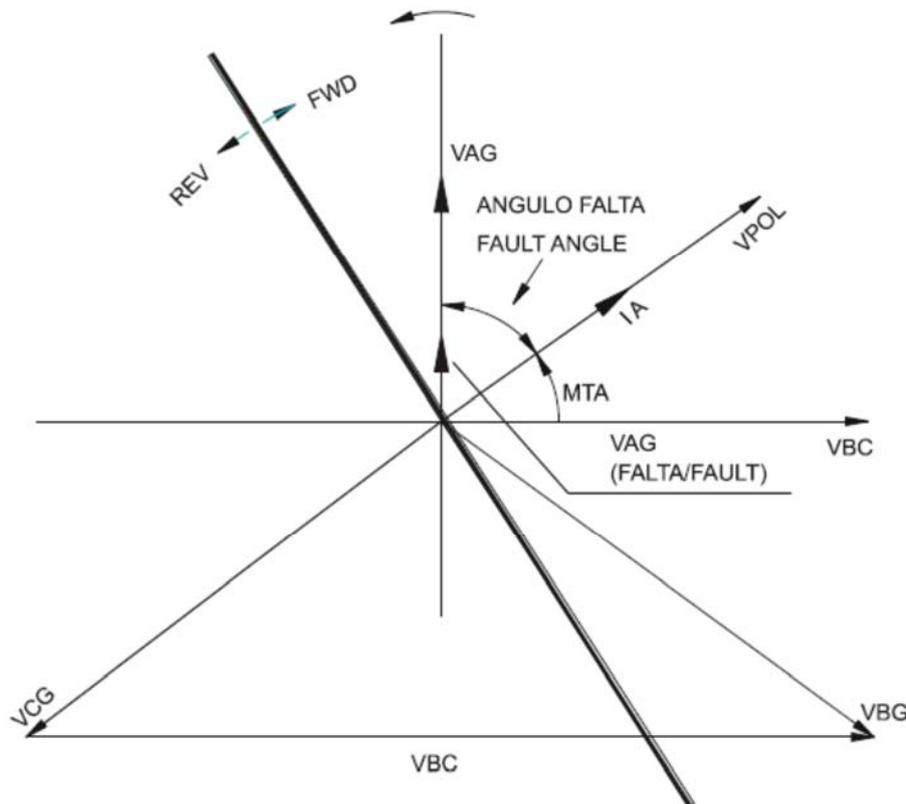
Ejemplo de configuración en Relé F650 General Electric.

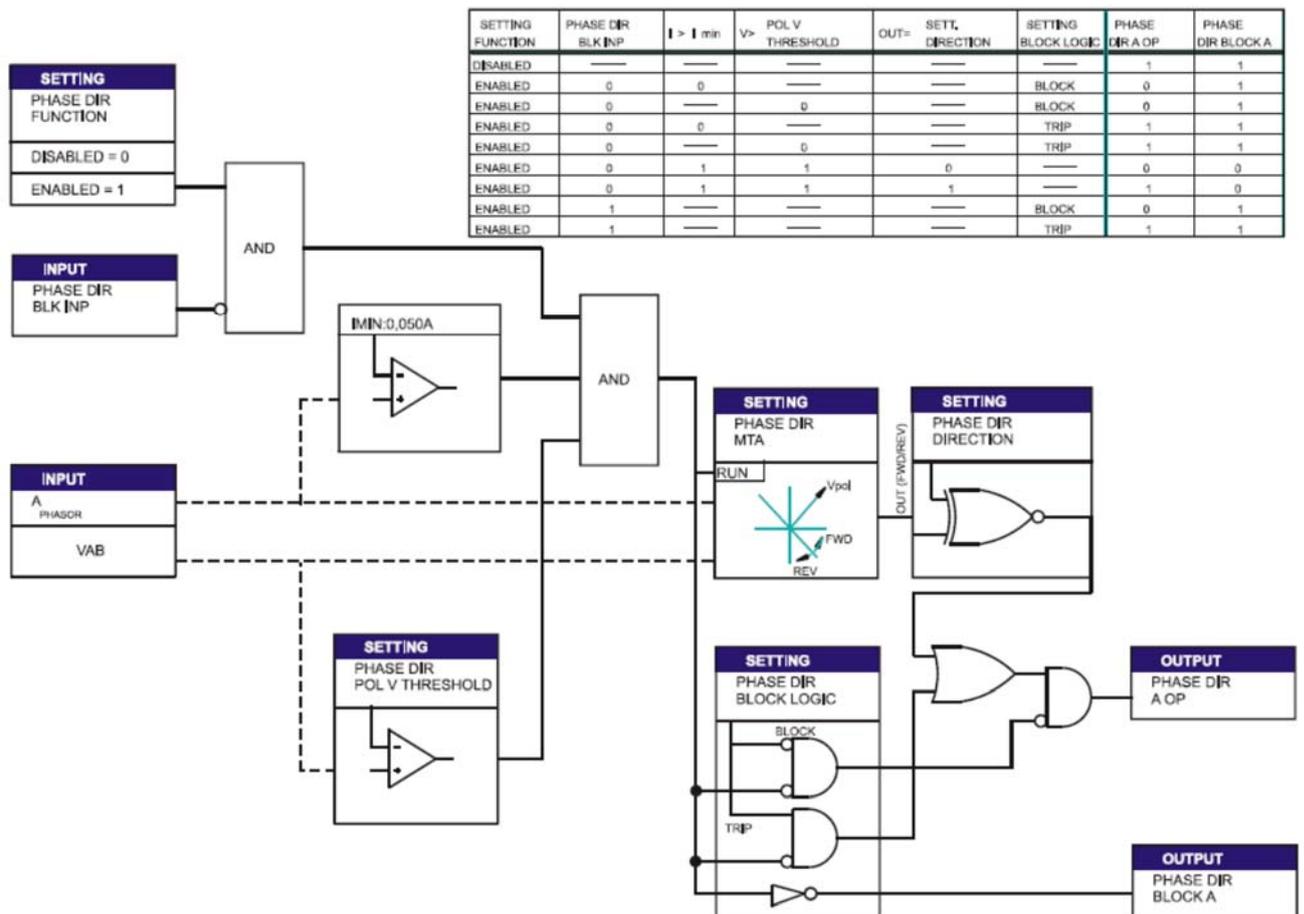
Elementos de Protección -> Corriente de fase -> Direccional de fase

Direccional de fase 1 | Direccional de fase 2 | Direccional de fase 3

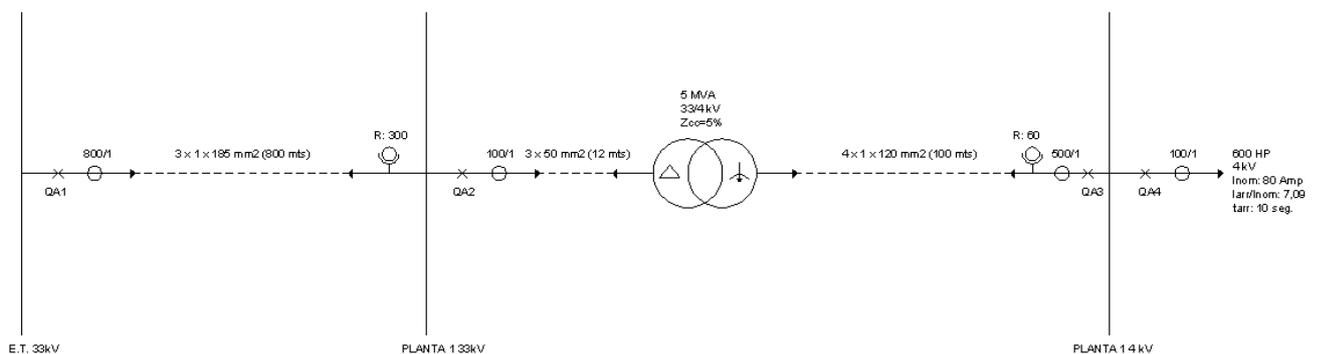
Nombre	Valor		
Funcion	DESHABILITADA	▼	
Ang. Caracteristico	45	Deg [-90 : 90]	
Direccion	HACIA ATRAS	▼	
Logica Bloqueo	PERMISO	▼	
Umbral Tension Pol.	40	V [0 : 300]	
Sucesos	DESHABILITADA	▼	

Donde el relé utiliza el siguiente esquema para su funcionamiento (la tensión de polarización la toma entre VBC).





8- Ejemplo de cálculo de ajuste:



Objetivo: Armar la tabla de ajustes, para los relés de sobrecorriente QA2 y QA3, de modo de que las condiciones de cortocircuito se protejan con una función de sobrecorriente instantánea, las condiciones de sobrecarga se protejan con funciones de sobrecorriente temporizada.

Se considera que el transformador alimenta un motor con las siguientes características:

Motor		
Potencia	600	HP
Unom	4	kV
Inom	80	Amp
Iarr/Inom	7,09	
Tarr	10,0	Seg
Tcal	20,0	Seg
Tfrio	25,0	Seg

Resultados de las corrientes de cortocircuito calculadas:

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (AMPER)		
PUNTO DE LA RED	TRIFASICO	MONOFASICO
QA3	12333	55392
QA2	3830	19576
QA1	6998	20995

Relación de transformación de los TI en cada punto de ubicación de los relés:

RELACION DE TRANSFORMACION		
PUNTO DE LA RED	PRIMARIO	SECUNDARIO
QA3	500	1
QA2	100	1
QA1	800	1

Cálculo de curva de esfuerzo térmico y mecánico del transformador: Basado en la norma IEEE C37.91, se estima la curva a partir de su impedancia.

Curva seleccionada por Z			
t (seg)	Veces Inom	I Lado BT	I Lado Prim
2,00	20	14450,9	1751,6
8,00	10	7225,4	875,8
11,00	10	7225,4	875,8
20,00	8	5780,3	700,6
50,00	5	3612,7	437,9
100,00	4	2890,2	350,3
300,00	3	2167,6	262,7
1500,00	2	1445,1	175,2

Esta curva, tiene en cuenta los efectos mecánicos y térmicos a los que puede estar expuesto el transformador. En este caso se utiliza las curvas que tienen en cuenta un número aplicación de estas fallas (más de cinco en toda su vida útil).

Estos valores se deben pasar a valores secundarios del TI del lado correspondiente del transformador, de acuerdo a la siguiente expresión

$$I_{Sec} = I_{ladoBT} * \frac{I_{SecTI}}{I_{PrimTI}}$$

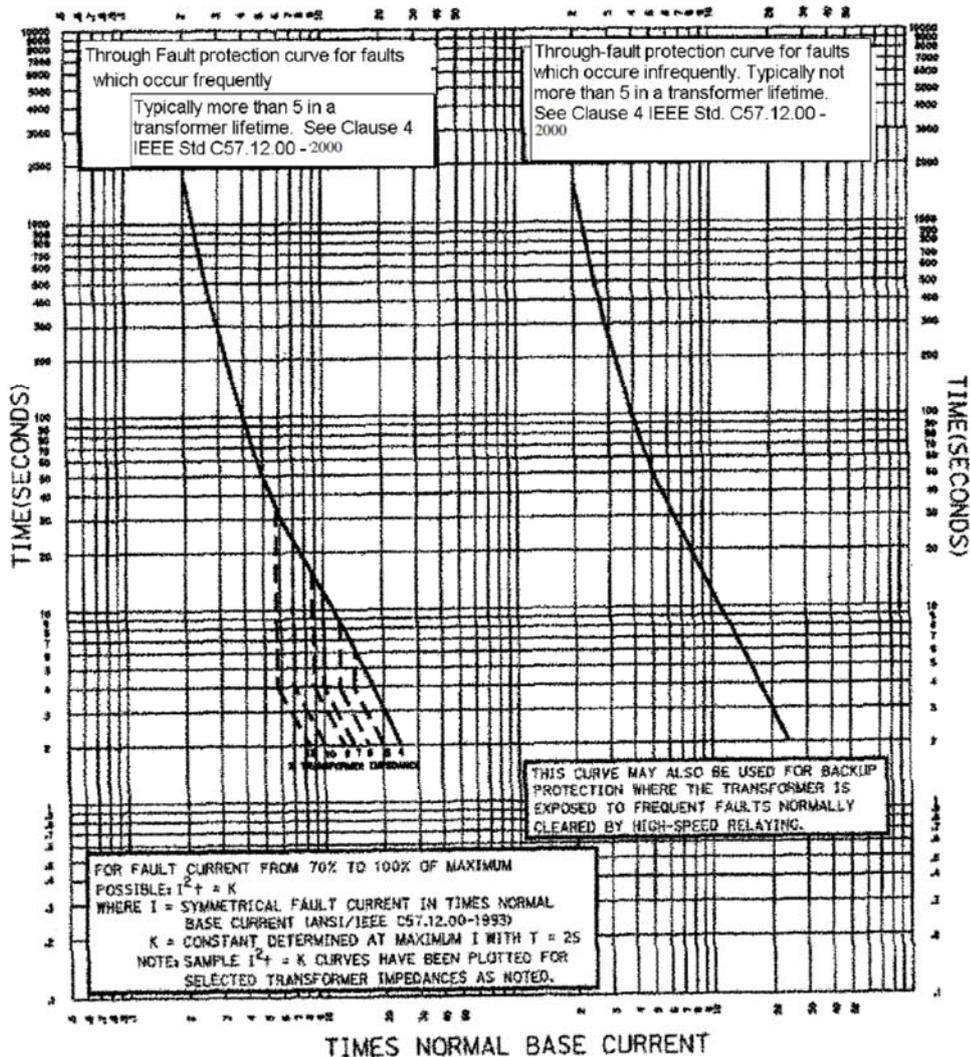
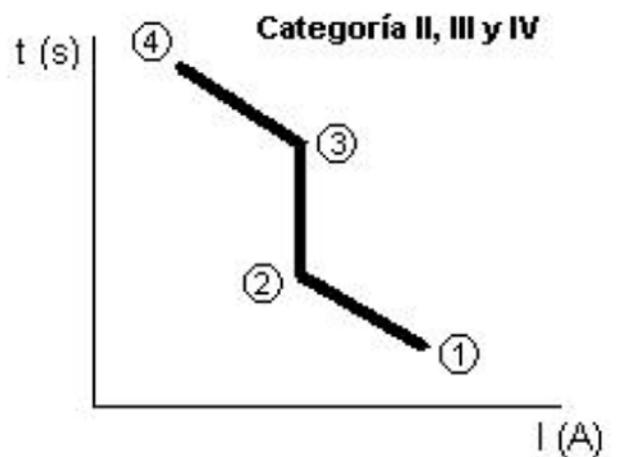
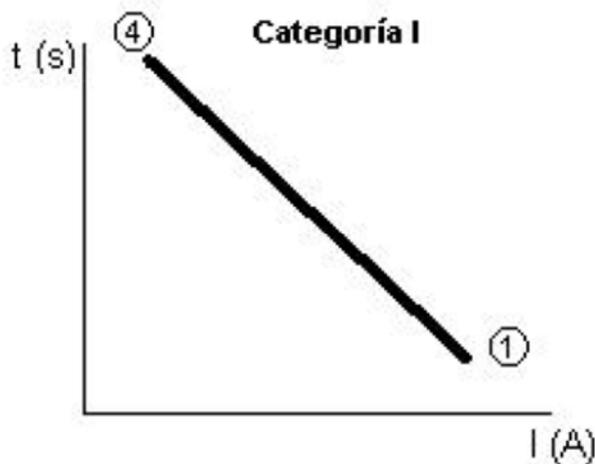


Figure A.2—Category II transformers:
501–1667 kVA single-phase;
501–5000 kVA three-phase

La curva ANSI (American National Standard Institute), representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un cortocircuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la siguiente tabla:

CATEGORÍA DE TRANSFORMADORES		
kVA Nominales de placa (Devanado principal)		
CATEGORÍA	MONOFÁSICOS	TRIFÁSICOS
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1 667	501 - 5 000
III	1 668 - 10 000	5 001 - 30 000
IV	arriba de 10 000	arriba de 30 000



Cada uno de los puntos que se aprecian en la figura 3.1 se deben calcular en base a la tabla siguiente, esta tabla indica las características tiempo y corriente a los cuales se deben calcular los puntos de la curva ANSI.

PUNTO	CATEGORÍA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO [s]	CORRIENTE [A]
1	I	$1\,250 (Zt)^2$	I_{pc} / Zt
	II	2	I_{pc} / Zt
	III, IV	2	$I_{pc} / (Zt + Zs)$
2	II	4,08	$0,7 I_{pc} / Zt$
	III, IV	8,0	$0,5 I_{pc} / (Zt + Zs)$
3	II	$2\,551 (Zt)^2$	$0,7 I_{pc} / Zt$
	III, IV	$5\,000 (Zt + Zs)^2$	$0,5 I_{pc} / (Zt + Zs)$
4	I, II, III, IV	50	$5 I_{pc}$

Donde:

- Zt : Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA con enfriamiento OA.
- Zs : Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA.

- Ipc: Corriente en Amp. a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

Dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se debe multiplicar por el factor ANSI de la siguiente tabla, en la cual se aprecian los diferentes tipos de conexión de los transformadores.

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR	FACTOR ANSI
Delta - Delta	0,87
Delta - Estrella Aterrizada	0,58
Delta - Estrella	1,00
Estrella Aterrizada - Estrella	1,00
Estrella Aterrizada - Estrella Aterrizada	1,00
Estrella - Estrella Aterrizada (Tipo Núcleo)	0,67
Estrella - Estrella (Tipo Acorazado)	1,00
Estrella - Estrella	1,00
Estrella Aterrizada - Delta	1,00
Estrella - Delta	1,00

La capacidad de sobrecarga de un transformador se refiere a los amperes de plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura, la sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño, los factores de enfriamiento y temperatura se indican en la tabla siguiente:

TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
	[kVA]	TIPO	FACTOR	ELEVACIÓN [°C]	FACTOR
SECO	< 2 500	AA	1	150	1
		FA	1,3		
	< 2 500	OA	1	55 / 65	1,12
CENTRO DE CARGA				65	1
	< 500	FA	1	55 / 65	1,12
				65	1
	> 500	FA	1,15	55 / 65	1,12
	< 2 000			65	1
	> 2 000	FA	1,25	55 / 65	1,12
	< 2 500			65	1
		OA	1	55 / 65	1,12
SUBESTACIÓN PRIMARIA		FA	1,33	65	1
		FOA	1,67	55 / 65	1,12
				65	1
	< 2 500	AA	1	150	1

En una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de las ondas de tensión aplicado cuando ocurre la energización del transformador. La corriente de magnetización de

un transformador es considerada como un múltiplo de su corriente nominal que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la siguiente tabla.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	MÚLTIPLO
kVA ≤ 1 500 ≤ kVA	8
1 500 < kVA < 3 750	10
kVA ≤ 3750 ≤ kVA	12

Se tomó en consideración el siguiente valor de corriente de Inrush, como 8 veces las corriente nominal.

$$I_{inrush} = I_{nomPRIM} * 8 = \frac{S_{nom} * 1000}{\sqrt{3} * U_{nomPRIM}} * 8 = 700,6 Amp$$

Teniendo en consideración la posibilidad de que en consideraciones de emergencia el transformador tome una carga de 1.2 veces la carga nominal, entonces los valores de arranque de la protección de sobrecorriente temporizada del relé encargado de proteger al transformador serán.

$$I \text{ lado pkp AT} = I_{nom prim} / rel TI * 1,2 = 1,05 \text{ amp}$$

$$I \text{ lado pkp BT} = I_{nom sec} / rel TI * 1,2 = 1,23 \text{ amp}$$

Al ubicar la curva del relé que protegerá al transformador (QA2), al estar aguas arriba, se debe ubicar la curva de tal forma que pase, por debajo de la característica del transformador, pero por encima de la corriente de inrush.

La forma de la curva, será elegida en base a las protecciones aguas abajo y arriba, además de tratar lo mejor posible de mantener las tolerancias de tiempo y corriente entre una curva y otra.

Cálculo de esfuerzo térmico de cable de 120 mm²:

Cable		
Marca	I.M.S.A.	
U Trabajo	4	kV
Resistencia	0,153	ohm/km
Reactancia	0,161	ohm/km
Seccion	120,0	mm ²
K	143,0	

Curva seleccionada por tipo cable				
	t (seg)	I falla	I falla Sec TI	pu
1	0,50	24267,9	48,5	16,8
2	1,00	17160,0	34,3	11,9
3	2,00	12134,0	24,3	8,4
4	5,00	7674,2	15,3	5,3
5	10,00	5426,5	10,9	3,8
6	50,00	2426,8	4,9	1,7
7	100,00	1716,0	3,4	1,2
8	500,00	767,4	1,5	0,5

Se tomaron estos valores, a partir de la fórmula:

$$I * \sqrt{t} = K * S$$

Donde S es la sección y K es una constante que depende del material (143 para XLPE).

Determinación de la curva de arranque del motor:

Para este caso práctico, se ajustará QA3 de manera de no caer dentro de la curva de arranque del motor y por debajo de los tiempos de bloqueo caliente y frío.

Se considera una corriente de Inrush de 15 veces la corriente de arranque, en un tiempo de 0,1 segundos.

Corriente de Inrush 2,1xlarr			
t (seg)	Veces Inom	I Inrush	I Inrush Sec TI
0,10	15	1191,2	1,4

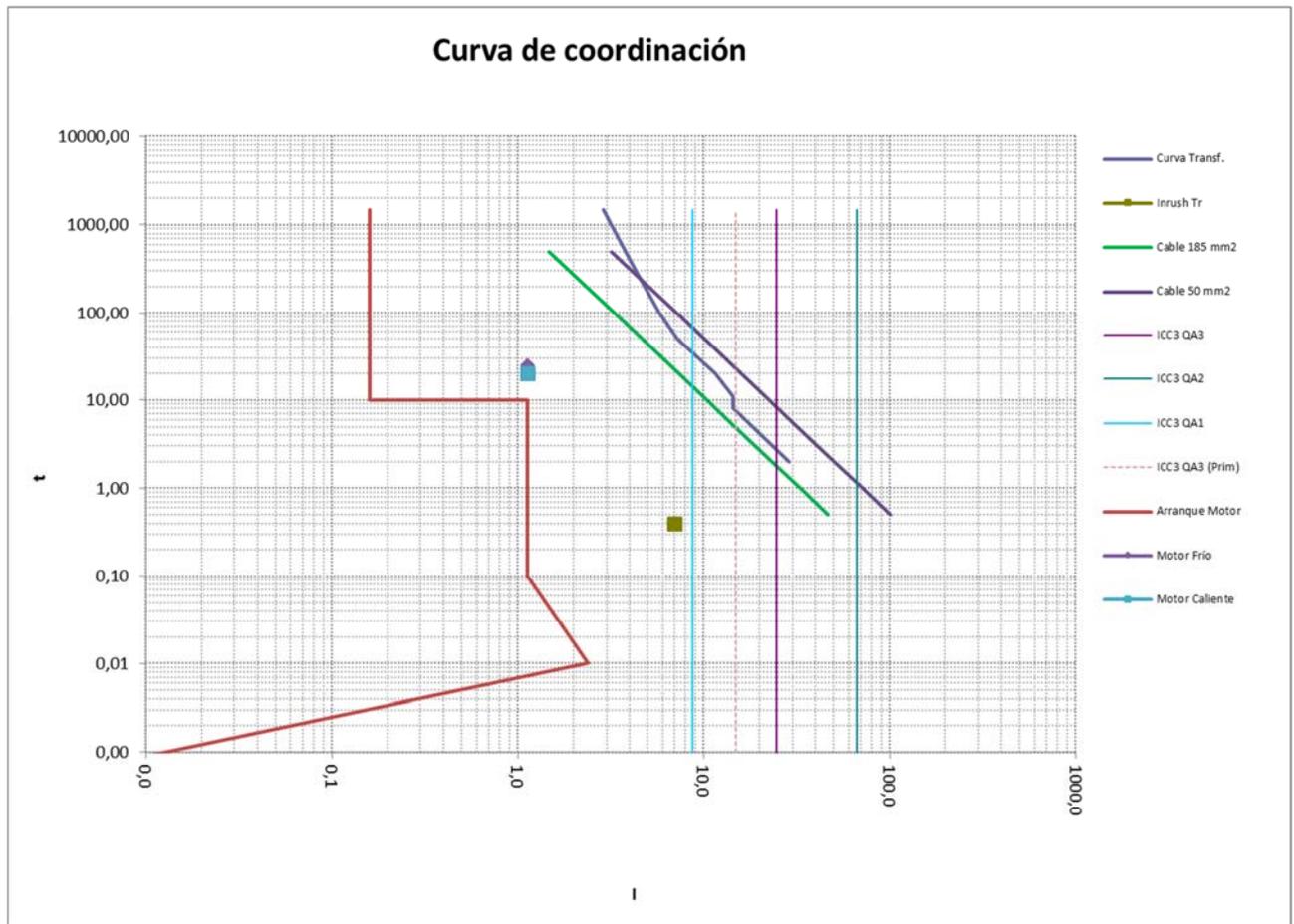
Tabla de arranque de motores		
t (seg)	I arranque	I arranque Sec TI
0,00	0	0,0
0,10	1191	2,4
0,20	567	1,1
0,50	567	1,1
1,00	567	1,1
2,00	567	1,1
3,00	567	1,1
4,00	567	1,1
5,00	567	1,1
6,00	567	1,1
7,00	567	1,1
7,50	567	1,1
7,50	80	0,2
10,00	80	0,2
10,10	80	0,2
15,00	80	0,2
20,00	80	0,2
30,00	80	0,2
40,00	80	0,2
50,00	80	0,2
60,00	80	0,2
70,00	80	0,2
80,00	80	0,2
90,00	80	0,2
1500,00	80	0,2

Cálculo de ajustes para la protección QA3:

Se considerará que el motor alimentado podrá operar con un 20% de sobrecarga, con lo cual la I_{pkp} de la función de sobrecorriente será:

$$I_{pkp} = I_{nomMOT} * 1,15 * \frac{I_{secTI}}{I_{primTI}} = 80 * 1,2 * \frac{1}{500} = 0.192Amp$$

En la gráfica de coordinación, se tienen las curvas de los elementos, hasta aquí considerados.



Conocido el valor de pickup de la protección QA3, se procederá a la elección de la forma de curva y el dial de tiempo, de manera de que pase por encima de la curva de arranque de los motores y por debajo de los tiempos de bloqueo caliente y frío.

Se observa que la corriente de cortocircuito en ese punto es de 12.3 kA, lo cual en valores secundarios del TI es:

$$I_{ccQA3_Sec} = I_{ccQA3} * \frac{I_{secTI}}{I_{primTI}} = 12,33 * \frac{1}{500} = 24,7 \text{ Amp}$$

Se configurará la protección para que en ese punto el disparo sea instantáneo. Se elegirá la corriente de pickup de manera de permitir la coordinación con la protección QA2.

$$I_{pk_Inst} = 3 \text{ Amp}$$

Se elige la siguiente configuración.

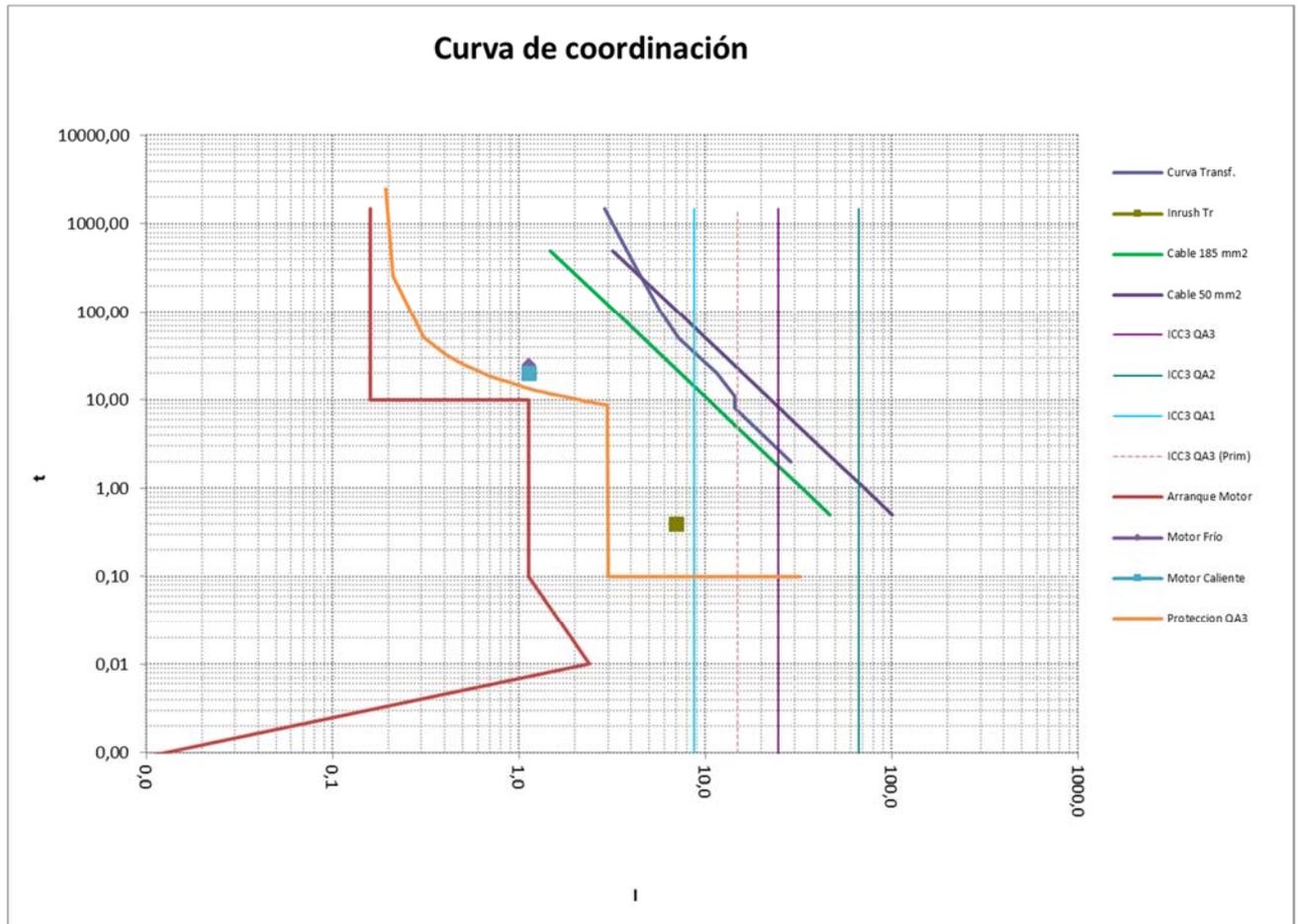
Sobrecorriente Temporizada de fase 1

Habilitación	HAB
Curva	IECI
Toma Temporizado de Fase (A)	0,192
Dial Temporizado de Fases	3,5

Sobrecorriente Instantanea de Neutro 1

Habilitación	HAB
Arranque Instantaneo	3
Tiempo Inst Fase	0,1

La curva queda de la siguiente manera.



Para la determinación del ajuste de la protección QA2, primero se debe trazar la curva de soportabilidad térmica del cable de 50 mm². Para ello se utiliza la misma fórmula que se utilizó para el cable de 120 mm².

Cable		
Marca	I.M.S.A.	
U Trabajo	33	kV
Resistencia	0,387	ohm/km
Reactancia	0,175	ohm/km
Seccion	50,0	mm ²
K	143,0	

Curva seleccionada por tipo cable				
	t (seg)	I falla	I falla Sec TI	pu
1	0,50	10111,6	101,1	57,8
2	1,00	7150,0	71,5	40,9
3	2,00	5055,8	50,6	28,9
4	5,00	3197,6	32,0	18,3
5	10,00	2261,0	22,6	12,9
6	50,00	1011,2	10,1	5,8
7	100,00	715,0	7,2	4,1
8	500,00	319,8	3,2	1,8

Cálculo de ajustes para la protección QA2:

Se elegirá como corriente de arranque, el valor de 1,05 Amp calculado al inicio y como resultado de admitir un 20% de sobrecarga en el transformador.

Por otro lado, se debe trazar la curva, por debajo de la curva de soportabilidad térmica del transformador y por encima de la corriente de inrush del mismo, ya que la protección está ubicada aguas arriba.

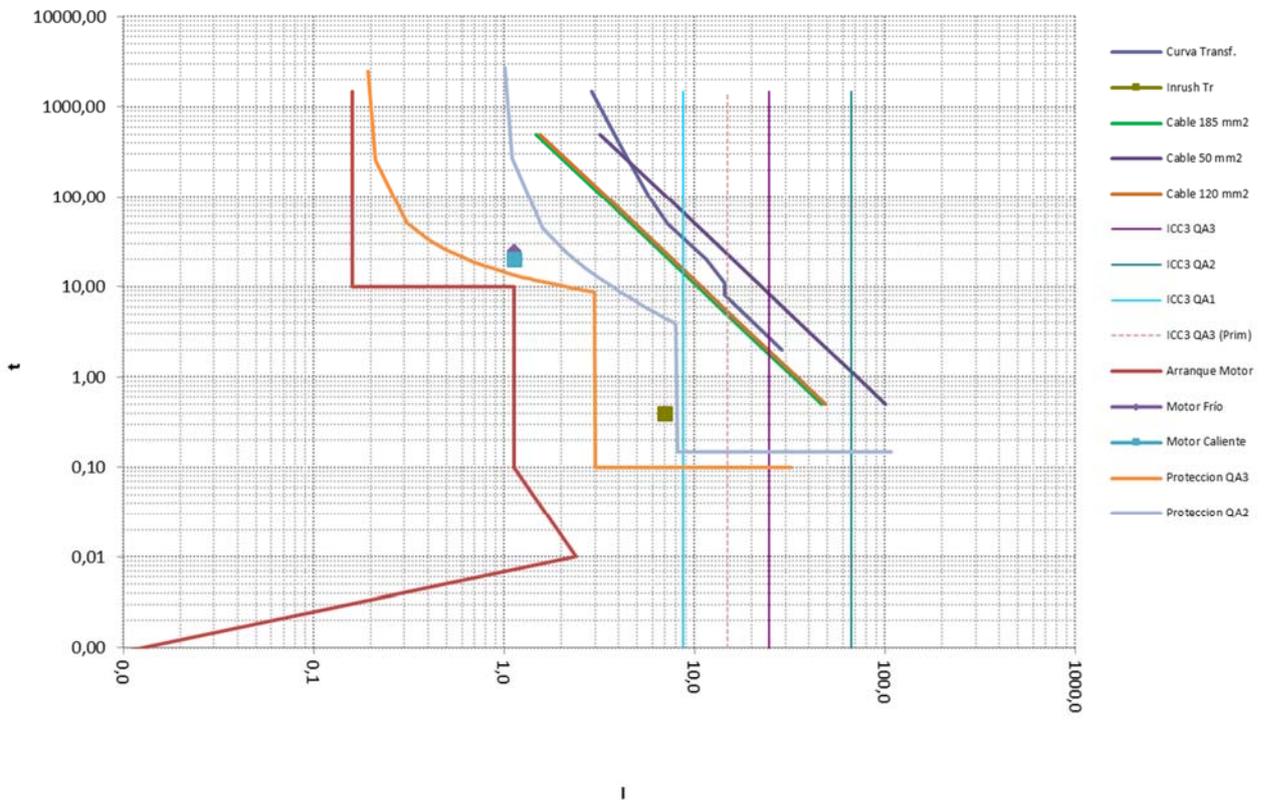
La corriente de cortocircuito en ese punto será 6.7 kA:

$$I_{ccQA2_Sec} = I_{ccQA2} * \frac{I_{secTI}}{I_{primTI}} = 6700 * \frac{1}{100} = 67 \text{ Amp}$$

Se elegirá la siguiente configuración a los fines de obtener una correcta coordinación de las protecciones, procurando además un ΔT entre las protecciones superior a 300 mseg y un ΔI superior a 0,3 amp.

La curva de coordinación queda por lo tanto de la siguiente manera:

Curva de coordinación



Bibliografía:

- “Sistemas de protección en grandes redes eléctricas de gran potencia” - M.V. Gonzalez Sabato - CIGRE - Cap. 3.
- “BussMann, Electrical Protection Handbook” – Cooper Bussmann - Florida - Cap. 1;2 y 16.
- “Protecciones eléctricas en MT” - Robert Capella - Schneider Formation - Cap 5.
- “Distribution System Feeder Overcurrent Protection” – General Electric – GET 6450 – Cap 2.