



PROTECCIONES

Introducción

- Función de la Protección
 - INTRODUCCIÓN
 - Costos y Beneficios de la Protección.
- Los sistemas eléctricos siempre están frente a un alto riesgo de falla.
 - Las fallas en los sistemas de Potencia son eventos aleatorios, cuyo nivel de corriente es variable, su localización es Impredecible, su causa es Incierta y su existencia es INEVITABLE.

ROL DE LA PROTECCIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO

- 1 Retirar en forma rápida, cualquier elemento con el cual se ha desarrollado una falla. Si no es así todo el sistema eléctrico corre riesgo. (Selectividad)
- (“Es la ambulancia debajo del acantilado, más que la cerca en el borde del mismo”)

NATURALEZA Y CAUSA DE LAS FALLAS

- Contaminación ambiental
- Vegetales
- Animales
- Descargas Atmosfericas
- Vandalismo
- Sobrecargas eléctricas
- Error humano.
- Operación errónea de Protecciones

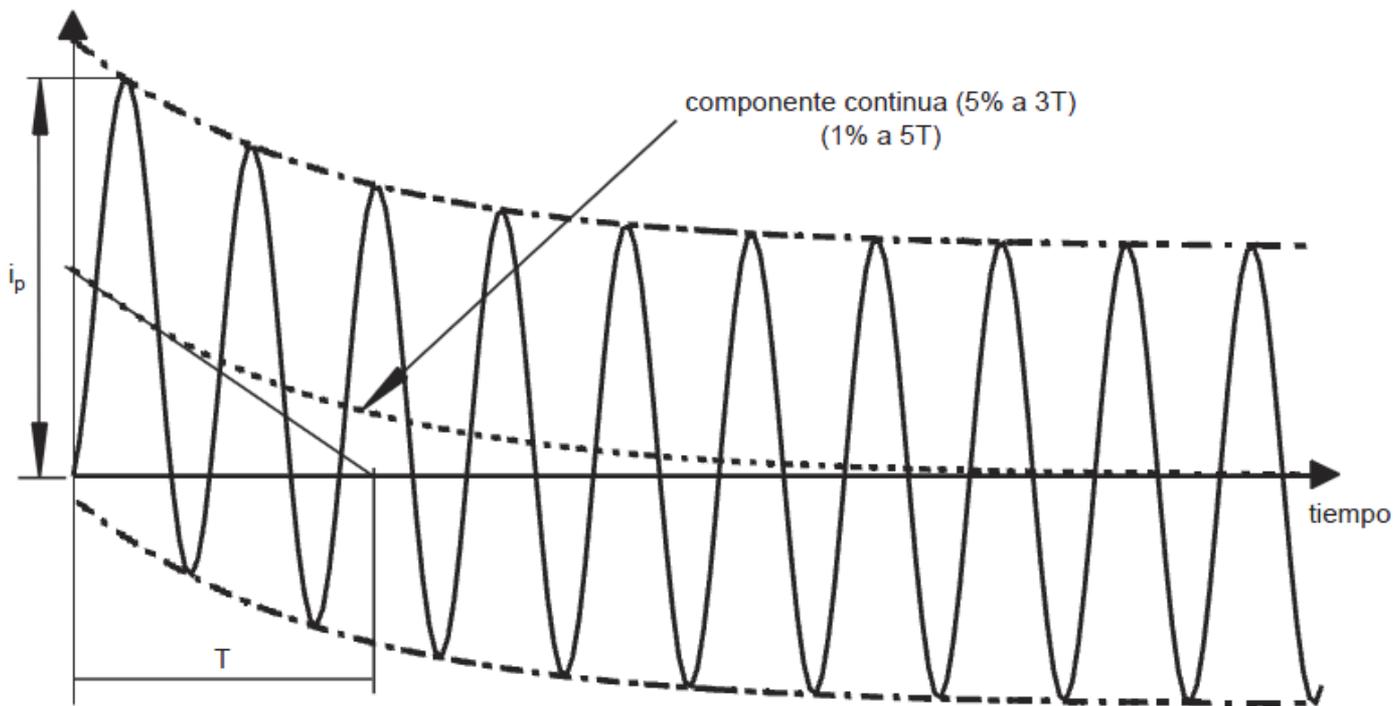
Tabla 1.2: Índices de Falla

Tipo de equipo	Clase	Índice de fallas (fallas/unidad-año)	Tiempo medio de reposición (hs.)
Transformador	Aislación líquida, gral.	0,0062	356
	300 a 10000 kVA	0,0059	297
Transf. rectificador	300 a 10000 kVA	0,0153	1664
Motores >200 hp	Inducción 0-1000V	0,0824	15
	Inducción 1,0 - 5,0 kV	0,0714	12
	Sincronos 1,0 - 5,0 kV	0,0762	16
Interruptores	Fijos: Todas	0,0052	4
	0 - 600 V, todas	0,0042	4
	0 - 600 V, < 600 A.	0,0035	1
	0 - 600 V, > 600 A.	0,0096	8
	> 600 V	0,0176	4
	Extraíbles: todas	0,0030	8
	0 - 600 V, todas	0,0027	4
	0 - 600 V, < 600 A.	0,0023	1
	0 - 600 V, > 600 A.	0,0030	5
	> 600 V	0,0036	40
Arrancadores	0 - 600 V	0,0139	24
	601 - 15000 V	0,0153	16
Generadores	Todas	0,1691 ←	33
Seccionadores	Aislados	0,0011	26
	Desnudos 0-600 V	0,0008	25
	Desnudos > 600 V	0,0019	37
Cables	0 - 600 V, en aire, todas	0,0014	10
	601-15000 V, en aire, todas	0,0141	7
	0 - 600 V enterrado	0,0039	24
Empalmes y terminales	601 - 15000 V	0,0062	35
	En general	0,006/0,008	8 / 40

Términos básicos usados en Protecciones

- Dispositivos de Protecciones
- Zona de Protección
- Selectividad y coordinación
- Estabilidad
- Respaldo
- Independencia Operativa

Corrientes de cortocircuito. Definiciones



$$e = E \cdot \sqrt{2} \sin \omega t$$

$$i = I \cdot \sqrt{2} \left[\sin(\omega t + \varphi) - \sin \varphi - e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Error, es multiplicado!

Para redes MT :

$$\cos \varphi_{cc} \approx 0,1 \Leftrightarrow \tau = \frac{L}{R} \approx 40 \text{ . ms}$$

$$\frac{i_p}{I_{cc}} \approx 2,5$$

Efectos de la Corriente de Falla

- Térmicos
- Dinámicos
- Especial cuidado en instalaciones con alto valor de Corriente de Cortocircuito

Distribución y Valores Típicos de Falla

- Según el Electric Power Research, las corrientes de falla son menores a las esperadas.
- Ej:

Falla	Ip esperada	Promedio	% Ip/I	Imax Real (kA)
1 FT	8500	2100	36 %	6.1
2 F		3200	48.5 %	6.6

Datos de redes genéricas, con importante red aérea

Datos estadísticos

	Monofásico a tierra	Polifásico	Polifásico a tierra
Transitorios 91%	84 %	13 %	3 %
Semipermanentes 6%	54 %	38 %	8 %
Permanentes 3%	44 %	50 %	6 %

Elementos de Protección

- Fusibles
 - Requieren elemento mecánico de instalación, no requieren de accesorios para la medida y la apertura del circuito de potencia
- Relés de protección
 - **Necesitan accesorios** para la medida y para la apertura de los circuitos de potencia

Clasificación de relés

- Relés primarios
 - Incluyen los elementos de medida
 - Requieren de disyuntor o equipo de apertura ante corriente de cortocircuito
- Relés Secundarios
 - Transformador corriente
 - Transformador tensión
 - Disyuntor
 - Fuente de alimentación segura

Reles Secundarios

- Requiere de fuente de alimentación segura, por ejemplo banco de baterías, UPS, etc.
- Auto-alimentados, la energía para el funcionamiento la obtienen de los transformadores de corriente. Requieren de tecnología diferente para accionar la bobina de disparo

Propiedades de la Protección ideal

- Detección y señalización confiable
- Operación rápida frente a cortocircuitos
- Sacar de servicio la menor parte de la red posible
- Seguridad, minimizando los riesgos del personal
- Dispositivo libre de fallas y actuación independiente del tiempo

Breve reseña histórica de los relés de protección

- Relés electromecánico, mecanismo de relojería
- Relés electrónicos
- Relés digitales
- Dispositivos de protección, control registro y comunicación.

Protección electromecánica



Relés electromecánicos



Aspecto relés de protección electrónicos



Relé de tipo digital



Funciones de protecciones

- Sobrecorriente de fase o de línea
 - $I > I >> 50 \quad 51$
- Sobrecorriente de tierra
 - $I_{o>} I_{o>>} 50N \quad 51N$
- Sobrecorriente direccional de fase o de línea
 - $I \leftarrow 67$
- Sobrecorriente direccional de tierra
 - $I_{o\leftarrow} 67N$

- Máxima tensión Homopolar
 - $U_0 > 59N$
- Protección diferencial de Transformador, Cable, Línea, barras
 - ΔI 87T 87C 87L
- Protección Imagen Térmica
 - I 49
- Protección Buchholz
 - 63 71
- Protección de Bloqueo
 - 86

-
- Protección de sub y sobre frecuencia
 - $F > F < 81$
 - Protección de sub y sobre Tensión
 - $U < 27 \quad U > 59$
 - Protección de Distancia
 - 21
 - Dispositivo de Reenganche
 - 79



Características de las diferentes funciones de protección

Protecciones de Sobrecorriente

Funciones 50 y 51

- La función de esta protección es vigilar constantemente la magnitud corriente eléctrica y comparar contra un valor de referencia y actúa en consecuencia
- La comparación es contra un valor de corriente y de tiempo

Clasificación de Protecciones de Sobrecorriente Funciones 50 y 51

- Tiempo independiente o tiempo definido
- El tiempo de actuación de la protección es fijo y depende del valor de la corriente, siempre que se encuentre por encima del umbral ajustado
- Tiempo dependiente o tiempo inverso
- El tiempo de actuación depende del valor de la corriente

Sobre Corriente Tiempo Definido

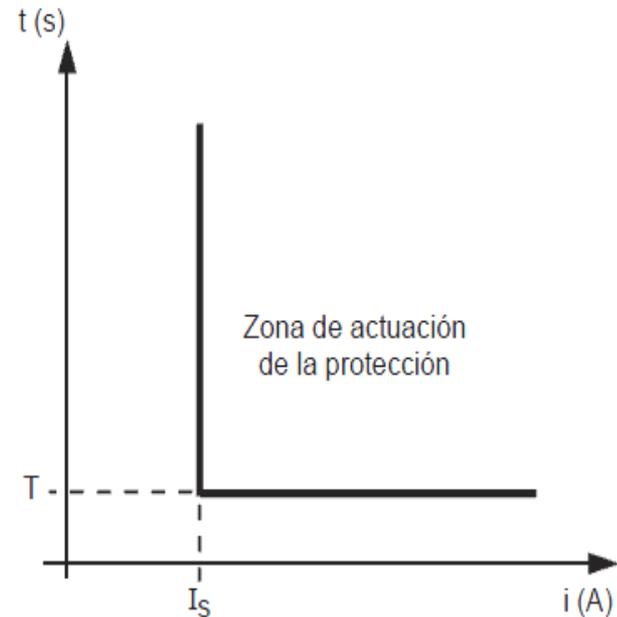
Su función consiste en detectar las sobrecargas monofásicas, bifásicas o trifásicas, ya sean debidas a una sobrecarga o a un cortocircuito (**figura 87**).

Dicha protección puede ser

□ a tiempo independiente (o definido) (**figura 88**), en adelante **curva DT** (DT son las siglas anglófonas aceptadas por convenio que significan **D**irect **T**ime).

□ a tiempo dependiente (**figura 89**):

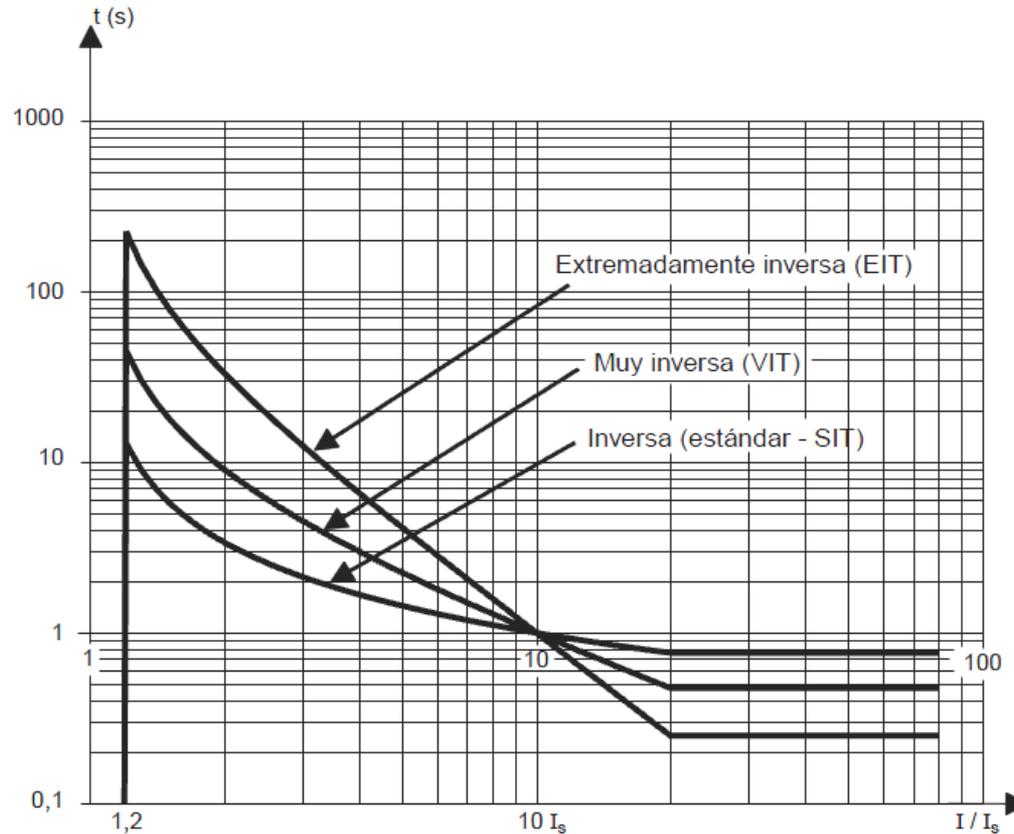
- SIT: inversa normal (**S**tandar **I**nverse **T**ime)
- VIT: muy inversa (**V**ery **I**nverse **T**ime)
- EIT: extremadamente inversa (**E**xtrremely **I**nverse **T**ime).



I_s : umbral de intensidad
(reglaje de 0,3 a 24 I_n , expresado en A)

T : retardo de actuación de la protección
(temporización a 50 ms a 655 s)

Sobre Corriente Tiempo Inverso



- $10 I_s$ es el valor de referencia para T: □ T = temporización de reglaje en Sepam (ms o s)
- I_s = umbral intensidad de reglaje Sepam (en A)
→ s ≡ «setting»

Formulas del tiempo de actuación en función de la corriente

Todas las curvas a tiempo dependiente, siguen la formula definida en la CEI 255-3 / BS-142, donde t es el valor del tiempo de actuación de la protección en segundos, en función de la temporización de la protección a 10 veces I_s (T).

■ Curva Inversa (SIT):

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{2,97}$$

Regulable desde T = 100 ms (curva mínimo) hasta T = 4 s; con intervalos de 10 ms ⇒ 390 curvas disponibles.

Nota: T/2,97 = T/1,5 = T/0,808 = Td

■ Curva muy inversa (VIT)

$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{-1} - 1,5} \cdot \frac{T}{1,5}$$

Regulable desde T = 100 ms (curva mínimo) hasta T = 2 s; con intervalos de 10 ms ⇒ 190 curvas disponibles.

■ Curva extremadamente inversa (EIT)

$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1} \cdot \frac{T}{0,808}$$

Regulable desde T = 100 ms (curva mínimo) hasta T = 1 s; con intervalos de 10 ms ⇒ 90 curvas disponibles.

Ver en el anexo, los dos ejemplos de casos más típicos de aplicación de reglaje de curvas a tiempo dependiente.

Conceptos básicos de los Sistemas de Protecciones

Selectividad

- Selectividad de un Sistema de Protecciones
 - Capacidad de dejar fuera de servicio la menor porción de red, sin afectar el servicio de los clientes ubicados entre la protecciones y la fuente (valido para defectos transitorios y permanentes)

Sistema de Protecciones Selectivo

- Se prioriza el servicio continuo de los clientes sin falta, solo se busca dejar fuera de servicio el tramo en falta
- Esta filosofía de protección esta vinculada al tiempo de espera en la reposición del servicio, puede ser de minutos a horas.
- No se habilita la función de reenganche.
- La exposición a descargas atmosféricas es menor o despreciable (o debería serlo)

Sistema de Protecciones Selectivo

- Interrupciones de larga duración, dependiendo de la configuración de la red
- Si se busca nivel de selectividad alto, requiere importantes inversiones en puntos intermedios de la red

Coordinación

- Coordinación de un Sistema de Protecciones
 - Un Sistema de Protecciones puede estar coordinado para faltas permanentes o transitorias. Siempre el objetivo es dejar fuera de servicio, solo el tramo en falta. El sistema puede suspender la alimentación eléctrica a un tramo sin falta, siempre que tenga un sistema de reconexión que asegure el restablecimiento del suministro en corto tiempo.

Sistema Coordinado

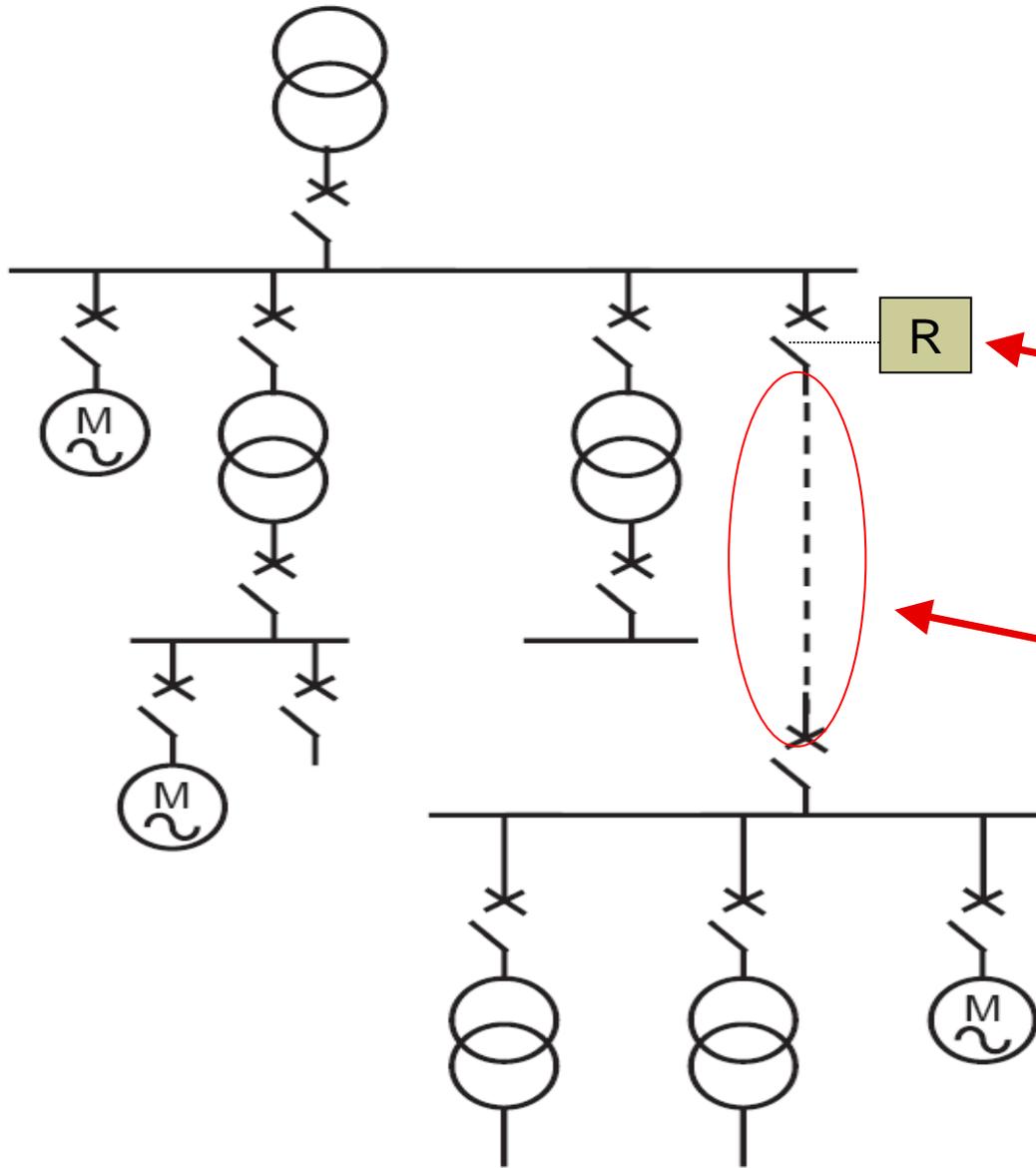
- Se somete a parte o todos los clientes del sector de red con faltas, a pequeñas interrupciones, con el objetivo de encontrar el tramo en falta
- Aumentan los reclamos por la ocurrencia de breves interrupciones
- Implica seguimiento por parte de los Dptos. de análisis de las incidencias, para mantener el sistema coordinado.

Conceptos básicos de la protección

- Zona de Protección
 - Cada protección se instala en la red con un determinado objetivo.
- Sensibilidad
 - Es la capacidad de la protección de detectar defectos en la zona en la zona protegida
- Respaldo
 - Vinculado a la actuación de reles de protección en situación de defecto del primer nivel de protección

Zona de Protección

- Cada dispositivo de Protección se instala para proteger una determina zona de la red eléctrica
- Por ejemplo un fusible se instala para proteger un ramal de línea aérea
- Un rele de sobrecorriente en la cabecera de una línea se instala para proteger la totalidad de la línea, como se muestra en la siguiente figura



R

Protección de
cabecera

Zona a proteger
con la protección
de cabecera

- Sensibilidad en protecciones de sobrecorriente
 - Para el ejemplo, se define una I_{aj} (corriente de ajuste) de manera tal que,
 - $I_{aj} < (I_{cc \text{ mínimo}}) / k$
 - K factor de seguridad, valor recomendado 1,2, tiene en cuenta errores en los cálculos (modelos) y los equipos de medidas

Respaldo entre protecciones

- Cada dispositivo de Protección tiene un respaldo de otra protección.
- Las protecciones de sobre corriente de los transformadores, se usan como respaldo de las protecciones de las salidas de la barra
- La protección de tensión homopolar se usa como respaldo de la protección de sobre corriente de tierra
- Estos son solo algunos ejemplos....

Clasificación de fallas

- Fallas permanentes

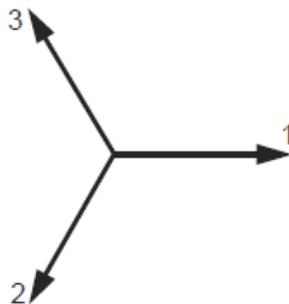
- Se producen por el deterioro de la aislación en algún punto de la red, y no es posible su recomposición con la ausencia de tensión en la red

- Fallas transitorias

- Se producen por el deterioro de la aislación en algún punto de la red y la aislación se recompone luego de retirar la tensión de la red durante un cierto periodo de tiempo

Calculo de corriente de cortocircuito

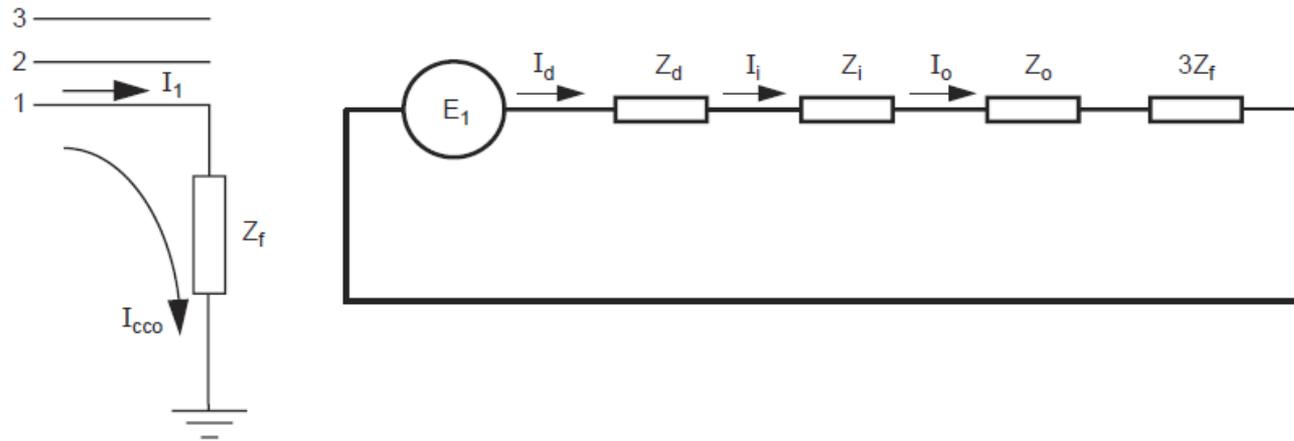
Esquema monofásico equivalente. Sistema equilibrado



$$Z_1 = Z_2 = Z_3 \rightarrow V = E \cdot Z \cdot I_{cc}, \quad V = 0 \Rightarrow I_{cc(3P)} = \frac{E}{Z} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

Cortocircuitos fase-tierra y entre fases. Influencia de los regímenes de neutro

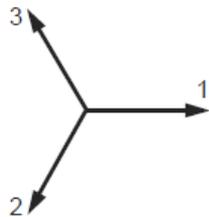
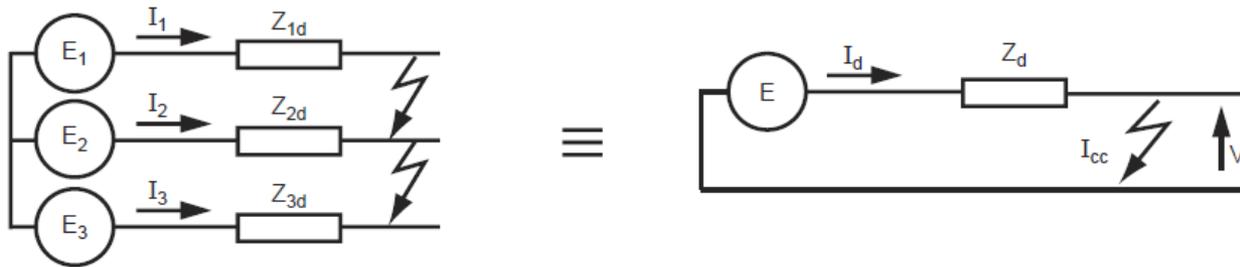
Defecto fase - tierra (lcc 1pt \equiv lcco)



$$\left. \begin{array}{l} E_d = E_1 \\ E_i = 0 \\ E_o = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow I_d = I_i = I_o = \frac{E_1}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f}$$

$$\left. \begin{array}{l} I_1 = I_{CCO} = I_d + I_i + I_o = \frac{3E_1}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f} \\ I_2 + I_{di} \underbrace{(1 + a + a^2)}_{=0} = 0 \\ I_3 + I_{di} (1 + a^2 + a) = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{CCO} = \frac{3E_1}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{3 \cdot \frac{U}{\sqrt{3}}}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f}$$

Defecto trifásico o tripolar (I_{cc} 3p)

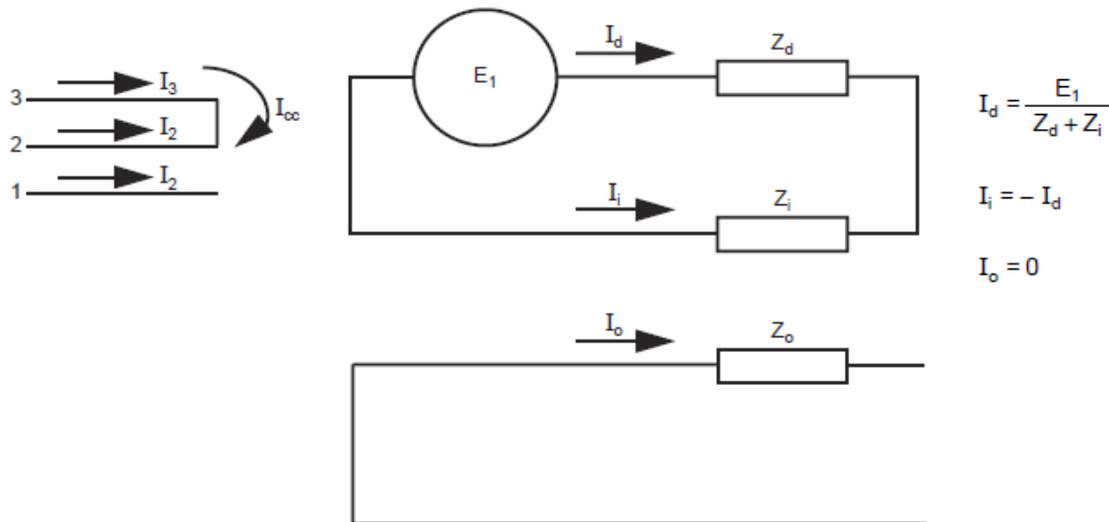


$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z_d \rightarrow V = E - Z_d \cdot I_d, \quad V = 0 \Rightarrow$$

$$I_{cc(3P)} = \frac{E}{Z_d} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_d}$$

Defecto bifásico o bipolar (I_{cc} 2p)

También se le denomina a este valor como $I_{cc \text{ min}}$, cuando es referido a la potencia de cortocircuito mínima, por lo que veremos a continuación (**figura 65**).

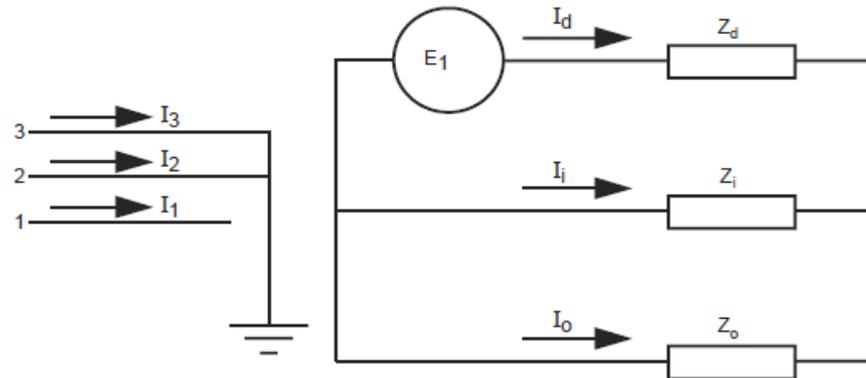


$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I_d + I_i + I_o = 0 \\ I_2 &= a^2 \cdot I_d + a \cdot I_i = I_d (a^2 - a) = -j\sqrt{3} \cdot I_d \\ I_3 &= a \cdot I_d + a^2 \cdot I_i = I_d (a - a^2) = +j\sqrt{3} \cdot I_d \end{aligned} \right\} \Rightarrow I_{cc2p} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_1}{Z_d + Z_i} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (Z_d + Z_i)} \Rightarrow \boxed{I_{cc2p} = \frac{U}{Z_d + Z_i}}$$

Si $Z_d = Z_i$
(típicamente en líneas de distribución)
tendremos que:

$$\boxed{I_{cc2p} = \frac{U}{2 \cdot Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3p} \Rightarrow I_{cc2p} \approx 86\% \cdot I_{cc3p}}$$

Defecto entre 2 fases y tierra o bipolar a tierra bifásico (Icc 2pt)



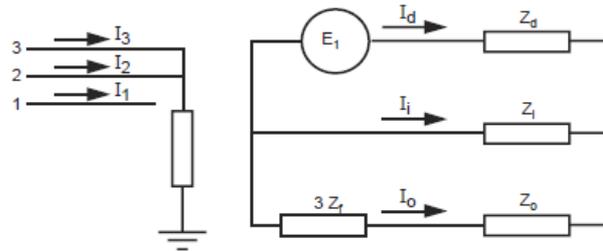
$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + \frac{Z_i \cdot Z_o}{Z_i + Z_o}} = \frac{E_1 (Z_i + Z_o)}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d}$$

$$I_i = -I_d = \frac{Z_o}{Z_d + Z_o} = \frac{-E_1 Z_o}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d}$$

$$I_o = -I_d = \frac{Z_i}{Z_i + Z_o} = \frac{-E_1 Z_i}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d}$$

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \frac{E_1}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} (Z_i + Z_o - Z_o - Z_i) = 0 \\ I_2 &= \frac{E_1}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} (a^2 (Z_i + Z_o) - a Z_o - Z_i) = \frac{Z_o (a^2 - a) + Z_i (a^2 - 1)}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 = -j\sqrt{3} \frac{Z_o - a Z_i}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 \\ I_3 &= \frac{E_1}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} (a (Z_i + Z_o) - a^2 Z_o - Z_i) = \frac{Z_o (a - a^2) + Z_i (a - 1)}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 = +j\sqrt{3} \frac{Z_o - a^2 Z_i}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 \end{aligned} \right\}$$

Defecto impedante entre 2 fases y tierra (Icc 2pt)



$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + \frac{Z_i(Z_o + 3Z_f)}{Z_i + Z_o + 3Z_f}} = \frac{E_1(Z_i + Z_o + 3Z_f)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_i = -I_d = \frac{Z_o + 3Z_f}{Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{-E_1(Z_o + 3Z_f)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_o = -I_d \frac{Z_i}{Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{-E_1 Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} (Z_i + Z_o + 3Z_f - Z_o - Z_i - 3Z_f) = 0$$

$$I_2 = \frac{E_1(a^2(Z_i + Z_o + 3Z_f) - a(Z_o + 3Z_f) - Z_i)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} = \frac{(Z_o + 3Z_f)(a^2 - a) + Z_i(a^2 - 1)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1 =$$

$$= -j\sqrt{3} \frac{(Z_o + 3Z_f) - aZ_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1$$

$$I_3 = \frac{E_1(a(Z_i + Z_o + 3Z_f) - a^2(Z_o + 3Z_f) - Z_i)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} = \frac{(Z_o + 3Z_f)(a - a^2) + Z_i(a - 1)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1 =$$

$$= +j\sqrt{3} \frac{(Z_o + 3Z_f) - a^2 Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1$$

Selección de parámetros de los diferentes tipos de Protección

- Fusible, es la protección mas sencilla y económica. Casi no requiere de elementos adicionales para cumplir con todas las funciones, detección y desconexión del tramo de red en falta
- Seguimos por los relés en su variada gama de opciones....

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- Por lo general, el fusible es recomendado para la protección ante defectos en la red o en los equipos a proteger. No suele ser eficiente en la protección contra sobrecargas. En particular si se trata de coordinar con protecciones automáticas instaladas aguas arriba
- Se puede incluir como requisito a verificar que el calibre del fusible es el adecuado para la protección del tramo de red o equipo a proteger

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- Calibre de fusible

$$I_{fus} > k * I_c$$

- I_{fus} , calibre del fusible
- K factor de crecimiento
- I_c corriente de carga máxima en el año 0

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- Tcre_ tasa de crecimiento
- N_ numero de años, por lo general se usa 5

$$k = \left(1 + \frac{Tcre}{100}\right)^N$$

- Para una tasa de 5% y en 5 años, k=1,28

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- I_{fus} debe ser menor que la corriente mas pequeña de cortocircuito, con el agregado de un coeficiente de seguridad, por lo general es $\frac{1}{4}$

$$I_{fus} < \frac{1}{4} * I_{cc_{min}}$$

- Si se tiene el dato del fusible, verificar $I_3 < I_{cc_{min}}$ (I_3 es la mínima corriente de segura actuación del fusible)

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- Debe soportar la corriente de magnetización, energización o inrush
- Si tiene muchas cargas distribuidas, se toma de 3 a 8 veces la corriente nominal del circuito, a 100ms
- Por ejemplo, para mas de 3 Transformadores instalados en un ramal de una línea aérea, se puede elegir 5 veces la nominal del transformador equivalente a toda la potencia de los Transformadores instalados

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- Si se tiene un solo transformador, se considera entre 8 y 12 veces la nominal del transformador, a 100ms (se recomienda utilizar los valores definidos por los fabricantes)
- Como resumen, con un solo transformadores debemos considerar la corriente 12 veces mayor que la corriente de magnetización y a medida que aumenta la cantidad de transformadores y la distancia entre ellos podemos considerar menores corrientes de magnetización.

Dimensionamiento de fusibles en redes de MT

- A mayor cantidad de Transformadores y separados entre ellos, nos acercamos a la elección de un fusible del orden de la corriente nominal del transformador equivalente a la suma de todos los instalados
- Verificar que el fusible y la base del mismo soportan la máxima corriente de cortocircuito
- Este valor, viene dado en kA

Fusible como protección de Transformadores

- El calibre del fusible debe ser igual o superior a la nominal del transformador a proteger,
 - $I_e \geq I_{nom-Trafo}$
- La curva del fusible debe estar por encima del punto, $I=12 \times I_{nom-Trafo}$, $t=100ms$, punto definido para la corriente de energización
- Hay una zona entre la nominal del Transformador y la zona de actuación del fusible, donde el equipo queda desprotegido

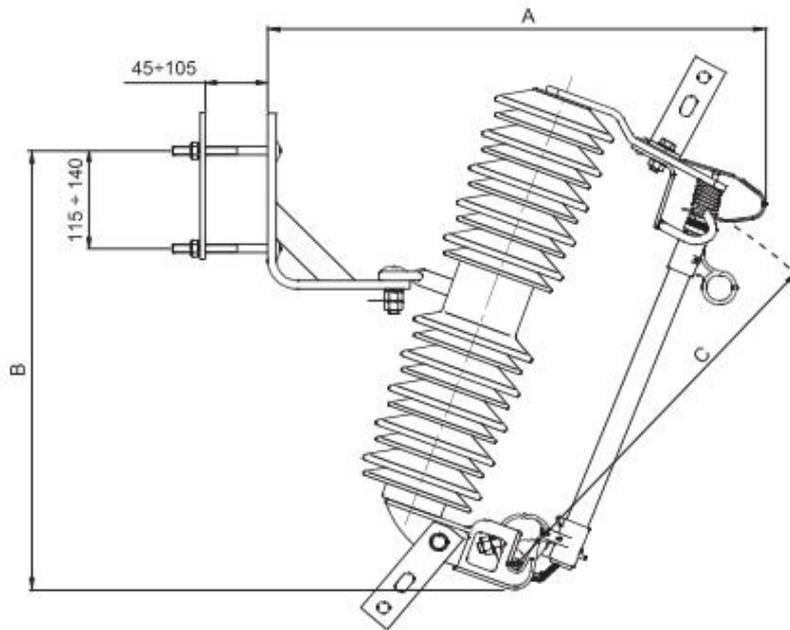
Clasificación de fusibles

- Por ser un curso de distribución, trabajaremos básicamente con los fusibles de hilo o cartucho, tipo “K”, “T” y “H” para instalación en redes aéreas
- Para redes urbanas con la instalación de celdas modulares, mencionaremos los tipo “HH”

Fusibles de hilo, dentro de cartuchos de expulsión



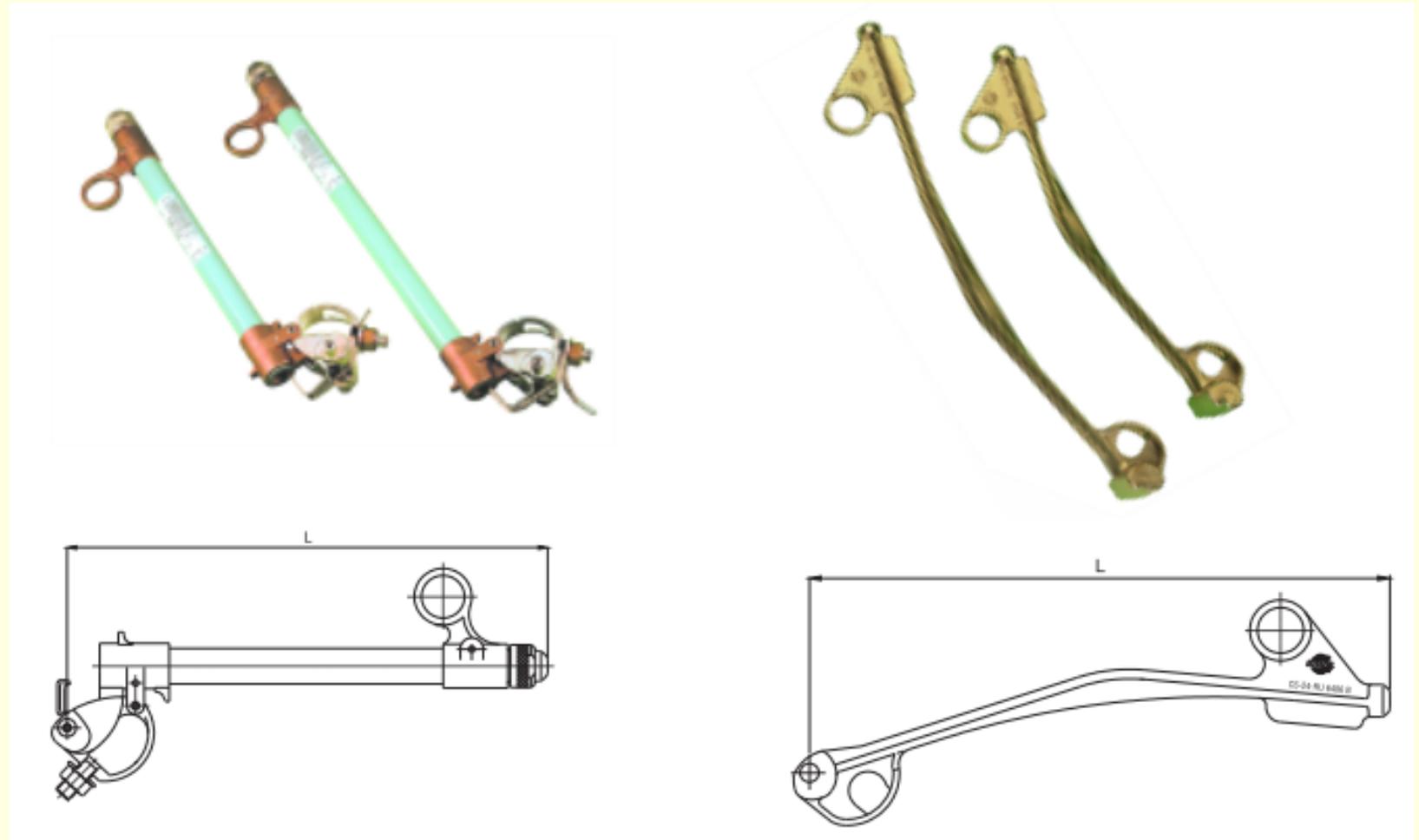
Cut-Outs (CEDAYAC)



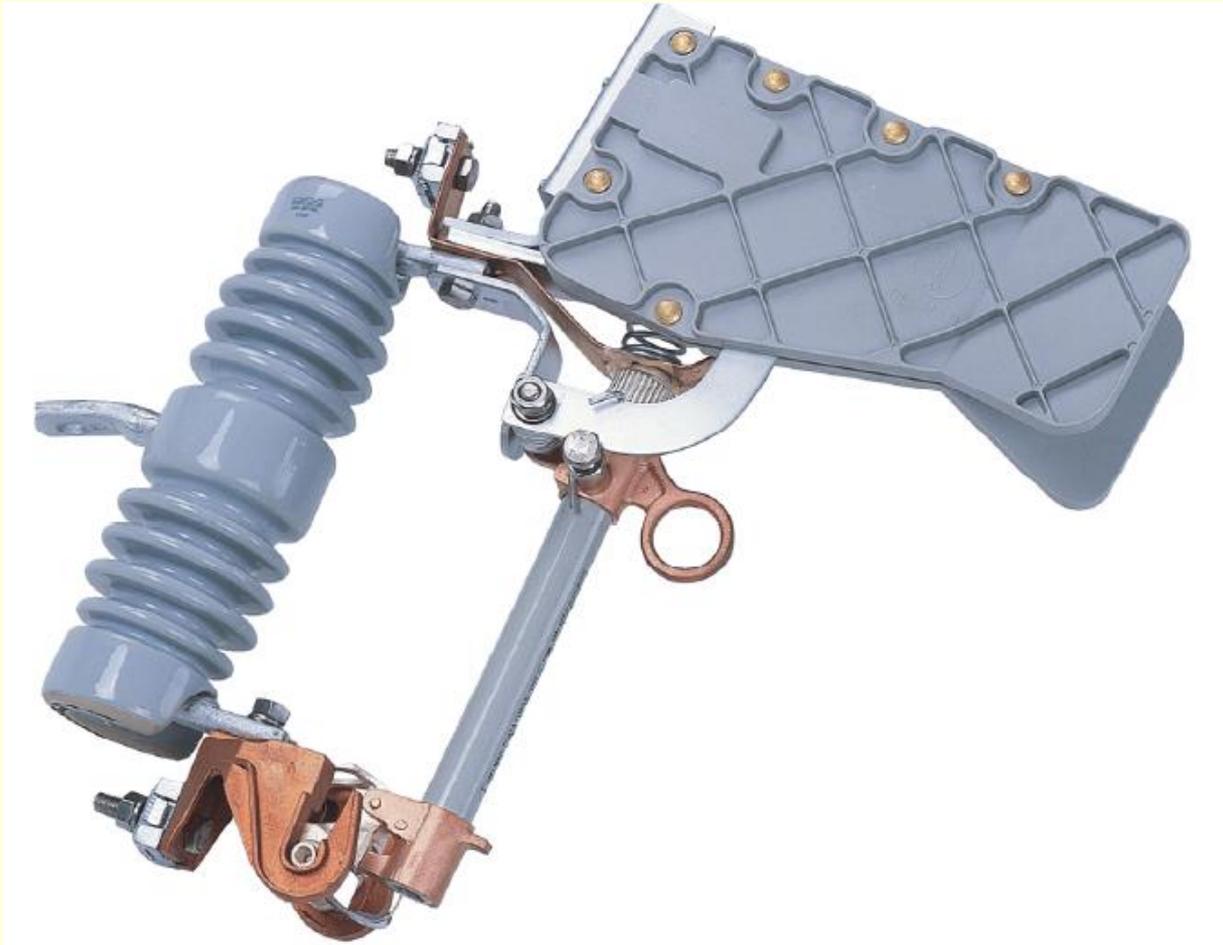
A1200/36/GL



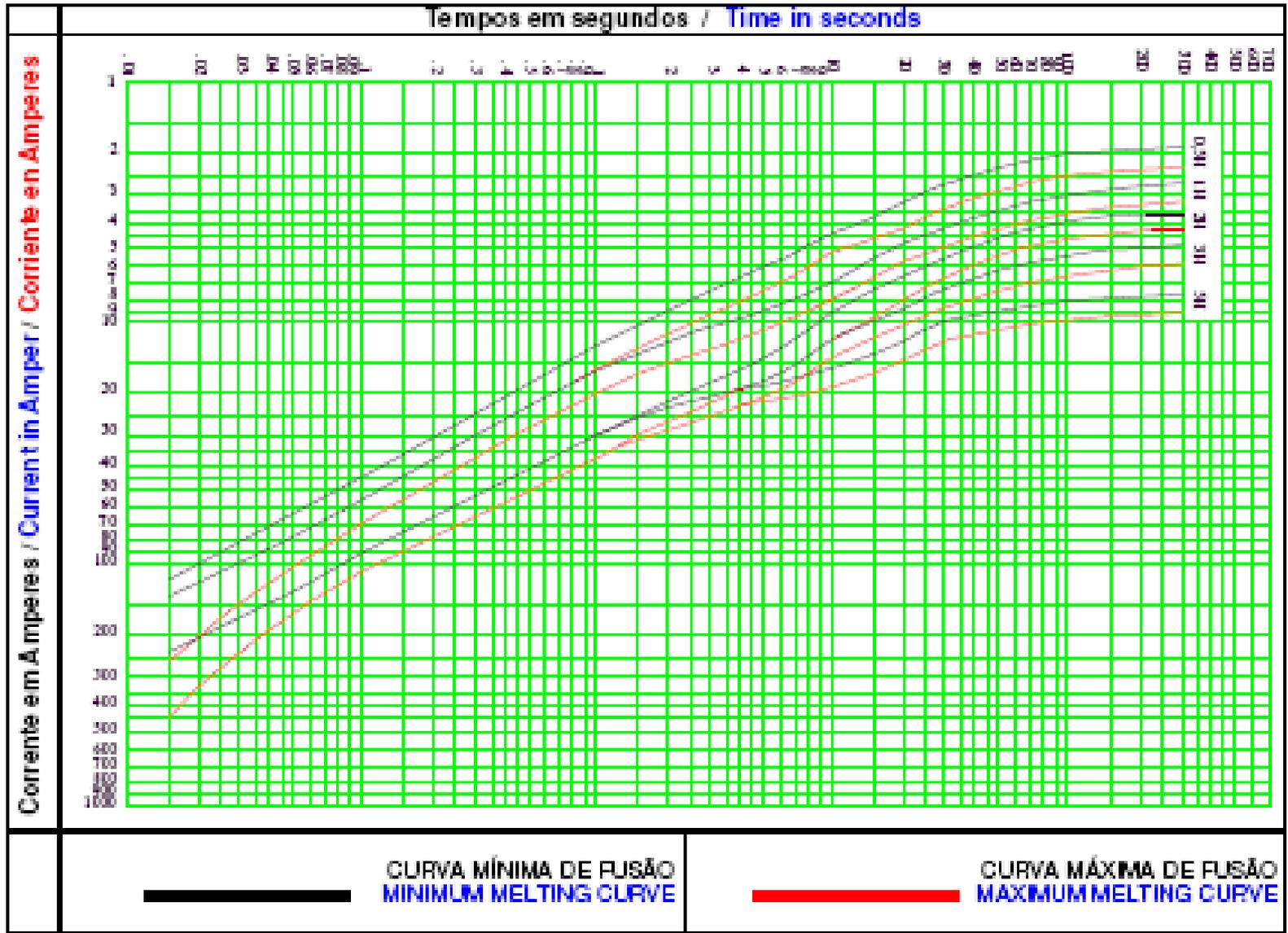
Portafusiles y cuchilla seccionadora

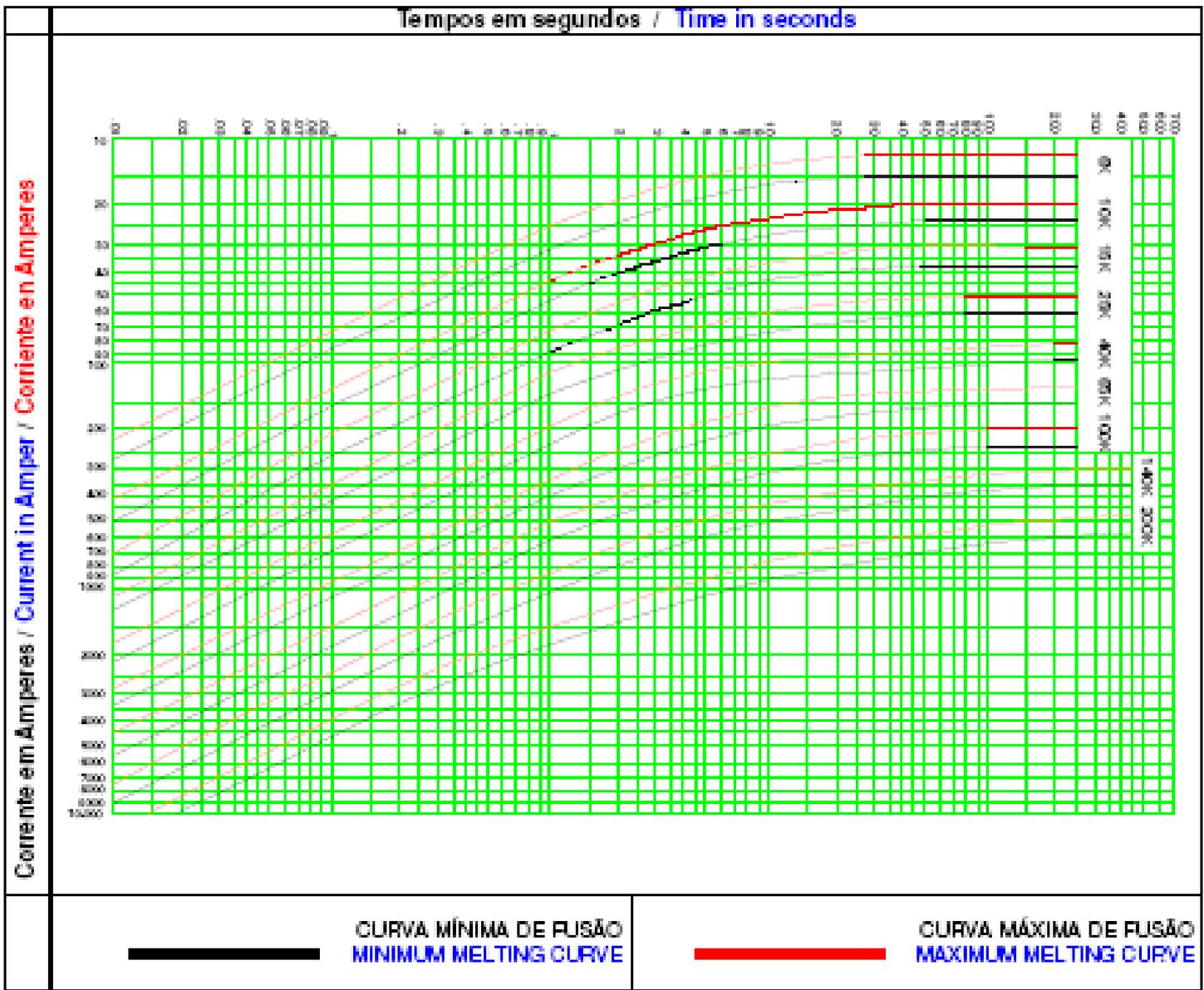


Cut-Out de apertura en carga

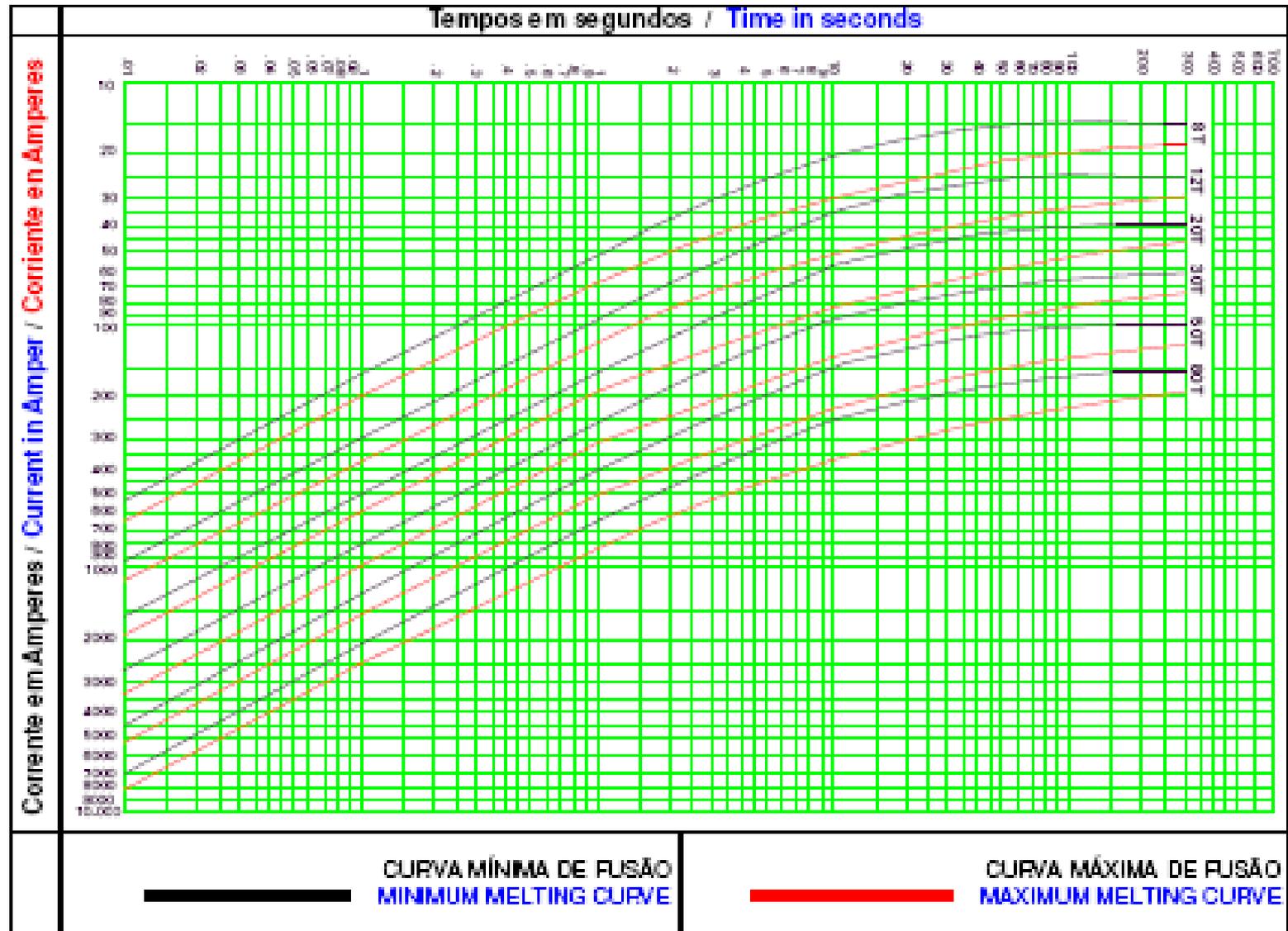


0,5H - 1H - 2H - 3H - 5H





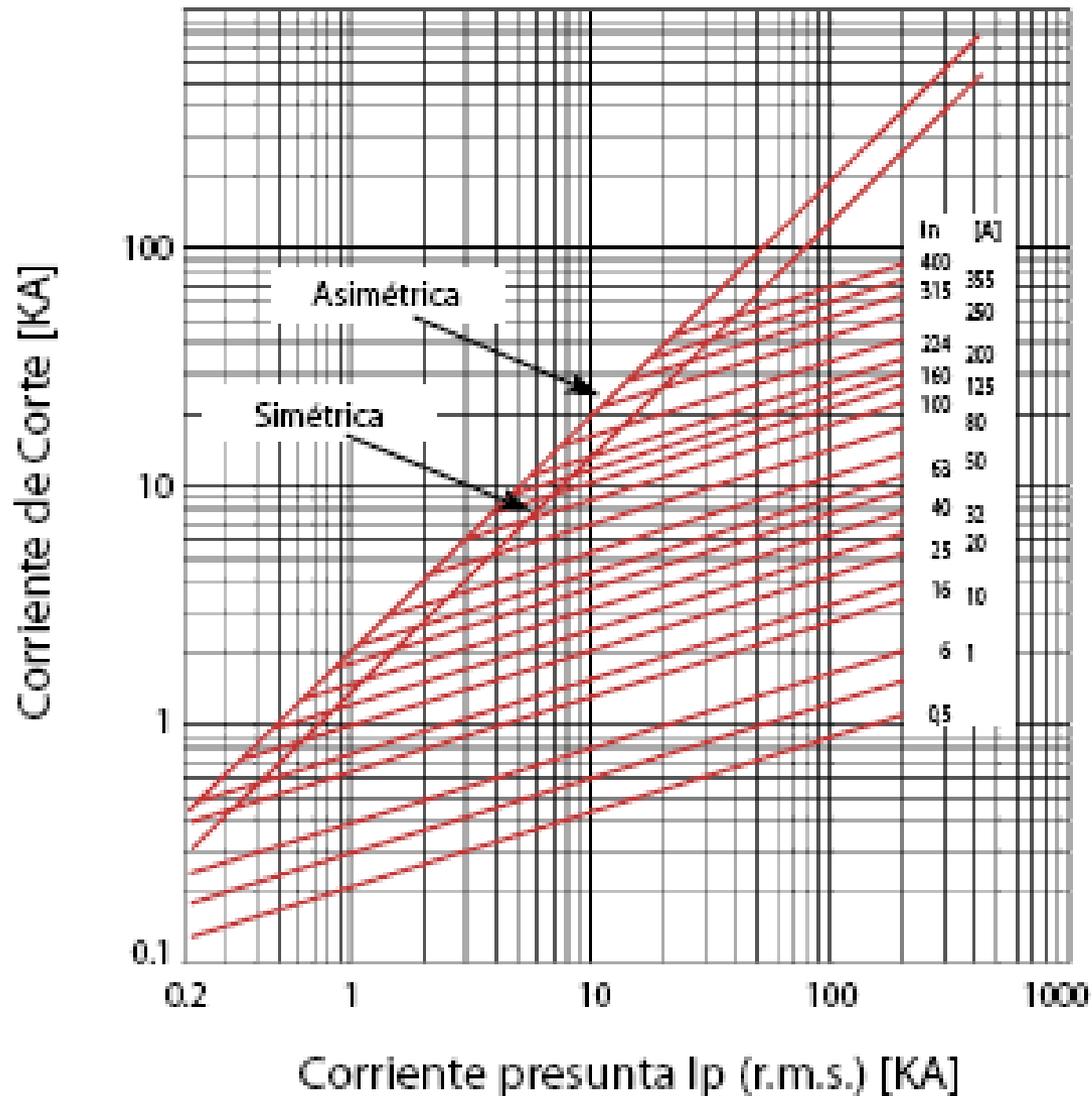
8T - 12T - 20T - 30T - 50T - 80T



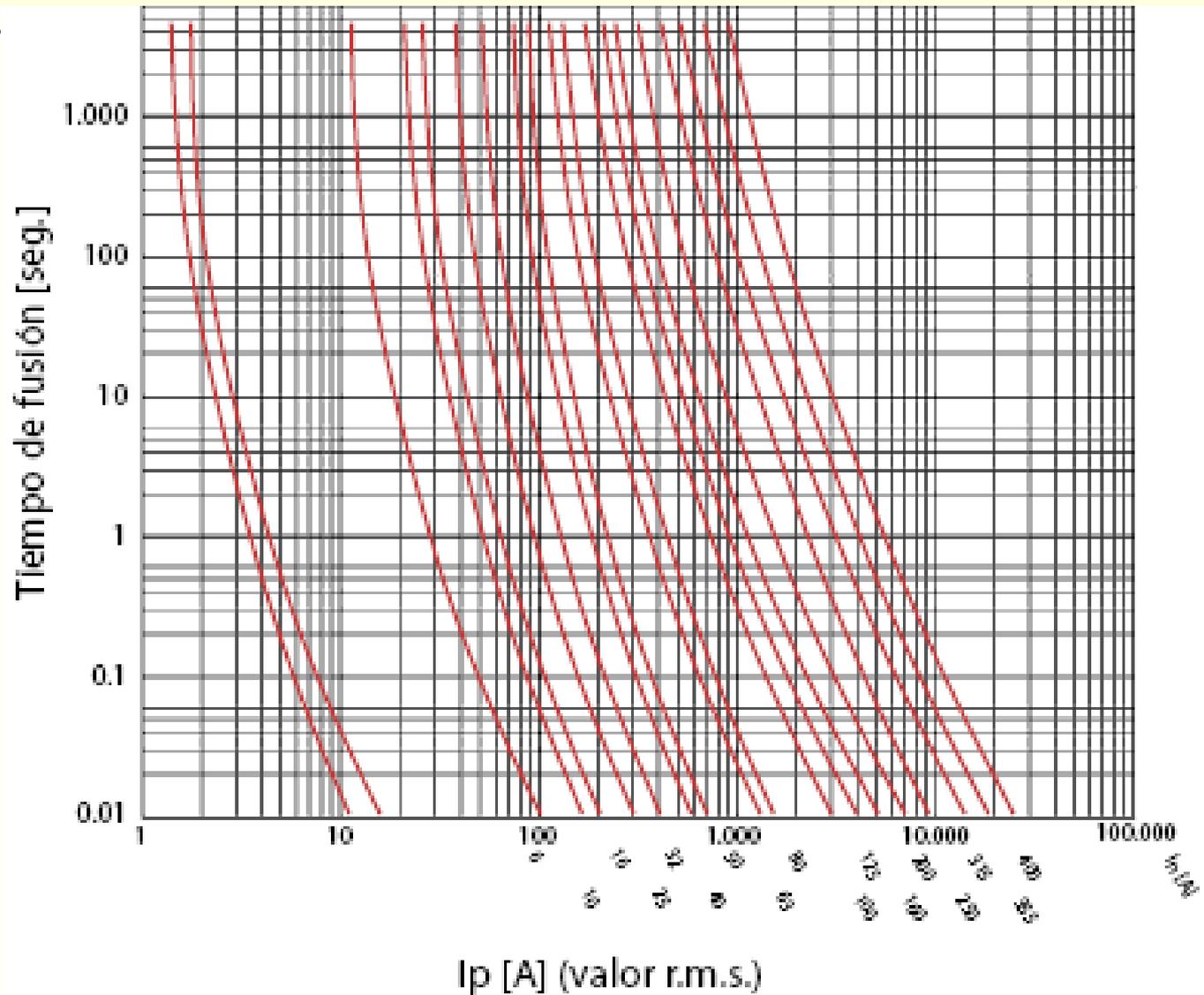
Fusible tipo HH, para instalación en celdas



Fusibles HH, limitación de la corriente de cortocircuito



Fusible HH, curva tiempo-corriente



Ejemplo de elección fusible

- Para transformador de 100 y 400kVA, de 6,3/0,4kV (buscamos un fusible tipo K)
 - $I_{nom_100kVA} = 9,16A$
 - $I_{inrush} = 12 \times I_{nom} = 110A$
 - $I_{nom_400kVA} = 36,7A$
 - $I_{inrush} = 12 \times I_{nom} = 440A$
 - Los puntos se ubican en la siguiente figura y se ve que por corriente nominal, se podría elegir para de 6A para el transformador de 100kVA y de 25A para el Transformador de 400kVA

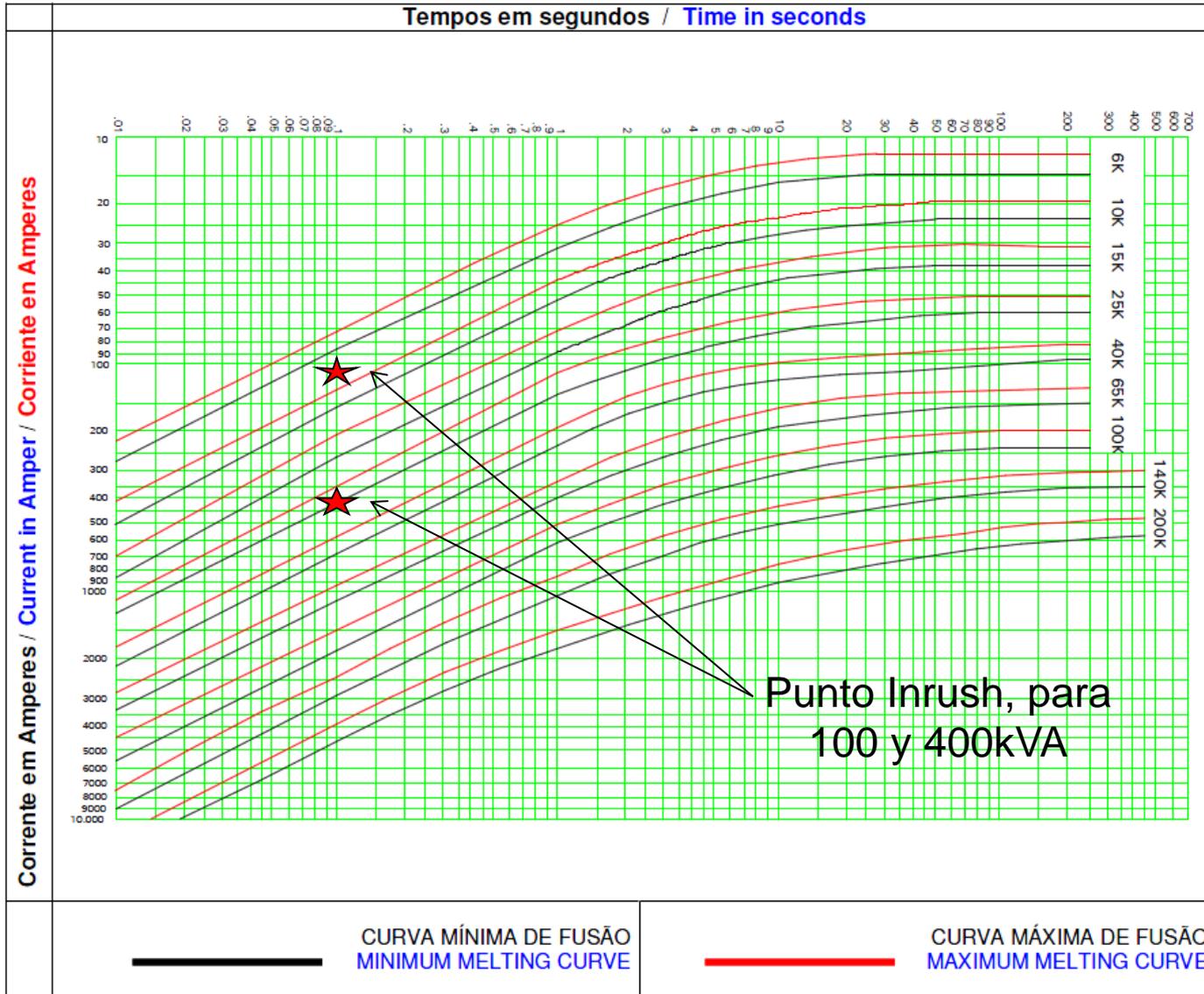
Ejemplo de elección fusible

- Criterio de la corriente de energización
 - Los puntos definidos por I_{inrush} y 100ms se ubican la grafica. Obliga a elegir calibres superiores 10A y 40A respectivamente.
- Coincide con las recomendaciones de los fabricantes de esta clase de fusibles



ELOS FUSÍVEIS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
FUSE LINKS FOR DISTRIBUTION TRANSFORMERS

Potencia do Transformador (kVA)	Sistema Trifásico a 3 fios / Three phase							
	2.3kV	3.8kV	6.6kV	11.4kV	13.2kV	22kV	25kV	34.5kV
3	1 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H
5	2 H	1 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H
10	3 H	2 H	1 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H	0.5 H
15	5 H	3 H	2 H	1 H	0.5 H*	0.5 H	0.5 H	0.5 H
25	6 K*	5 H	3 H	2 H	1 H	0.5 H*	0.5 H	0.5 H
30	8 K	5 H	3 H	2 H	2 H	1 H	1 H	0.5 H
37.5	10 K	6 K	3 H	2 H	2 H	1 H	1 H	1 H
45	12 K	8 K	5 H	2 H*	2 H	1 H*	1 H	1 H
50	12 K*	8 K	5 H	3 H	2 H	1 H*	1 H	1 H
75	20 K	12 K	6 K*	5 H	3 H*	2 H	2 H	1 H
100	25 K	15 K	10 K	5 H	5 H	3 H	2 H	2 H
112.5	30 K	20 K	10 K	6 K	5 H	3 H	3 H	2 H
150	40 K	25 K	15 K	8 K	6 K*	5 H	5 H	3 H
200	50 K	30 K	20 K	10 K	10 K	5 H	5 H	5 H
225	50 K*	40 K	20 K	12 K	10 K	6 K	5 H*	5 H
250	65 K	40 K	25 K	15 K	12 K	6 K*	6 K	5 H
300	80 K	50 K	30 K	15 K	15 K	8 K	8 K	5 H
400	100 K	65 K	40 K	20 K	20 K	10 K	10 K	8 K
500	100 K*	80 K	50 K	25 K	20 K	12 K	12 K	10 K
600	140 K*	100 K	65 K	30 K	25 K	15 K	15 K	12 K



Selectividad y Coordinación Entre Protecciones

5 Selectividad

5.1 Selectividad amperimétrica

El principio de dicho sistema de selectividad, se basa en el amortiguamiento de la corriente de cortocircuito con la distancia, es decir, con la impedancia del circuito en defecto con la que se encuentra la intensidad de cortocircuito para circular.

Normalmente este principio de selectividad solo es aplicable en casos en los que tengamos transformadores entre aguas abajo y aguas arriba del circuito en defecto, porque la impedancia del mismo es suficientemente elevada como para amortiguar la corriente de cortocircuito.

La mejor forma de verlo es mediante un ejemplo práctico (figura 146).

$$I_{cc(A)min.} = \frac{S_{ocmin.}}{\sqrt{3}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 55,87 \times \frac{\sqrt{3}}{2} (cc2p) = 48 \text{ kA}$$

$$I_{cc(B)Máx.} = \frac{S_{oc(B)Máx.}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 17 \text{ kA}$$

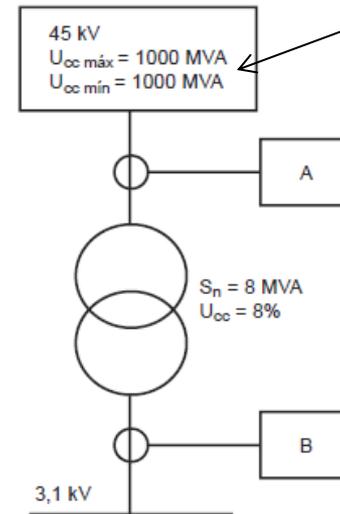
$$S_{oc(B)Máx.} = S_{ocMáx.} // S_{ocTrafo} = \frac{1000 \times 100}{1000 + 100} = 90 \text{ MVA}$$

$$S_{ocTrafo} = \frac{S_n}{U_{oc}} = \frac{8}{0,08} = 100 \text{ MVA}$$

$$I_{cc(B)min.} = \frac{S_{oc(B)min.}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 14 \times \frac{\sqrt{3}}{2} (cc2p) = 12 \text{ kA}$$

$$S_{oc(B)min.} = S_{ocmin.} // S_{ocTrafo} = \frac{300 \times 100}{300 + 100} = 75 \text{ MVA}$$

Este ejemplo es un caso muy típico de protección de transformadores (figura 147). De hecho la protección (B) podría estar temporizada a 100 ms si quisiéramos puesto que existe selectividad Amperimétrica, pero hemos dejado unos 400 ms entre (A) y (B), porque seguramente aguas abajo de (B) existirán otras protecciones con las que deberemos ser también selectivos, y muy posiblemente deberemos aplicar el próximo principio de selectividad que veremos, es decir, la selectividad cronométrica.



Error,
300MVA

Fig. 146

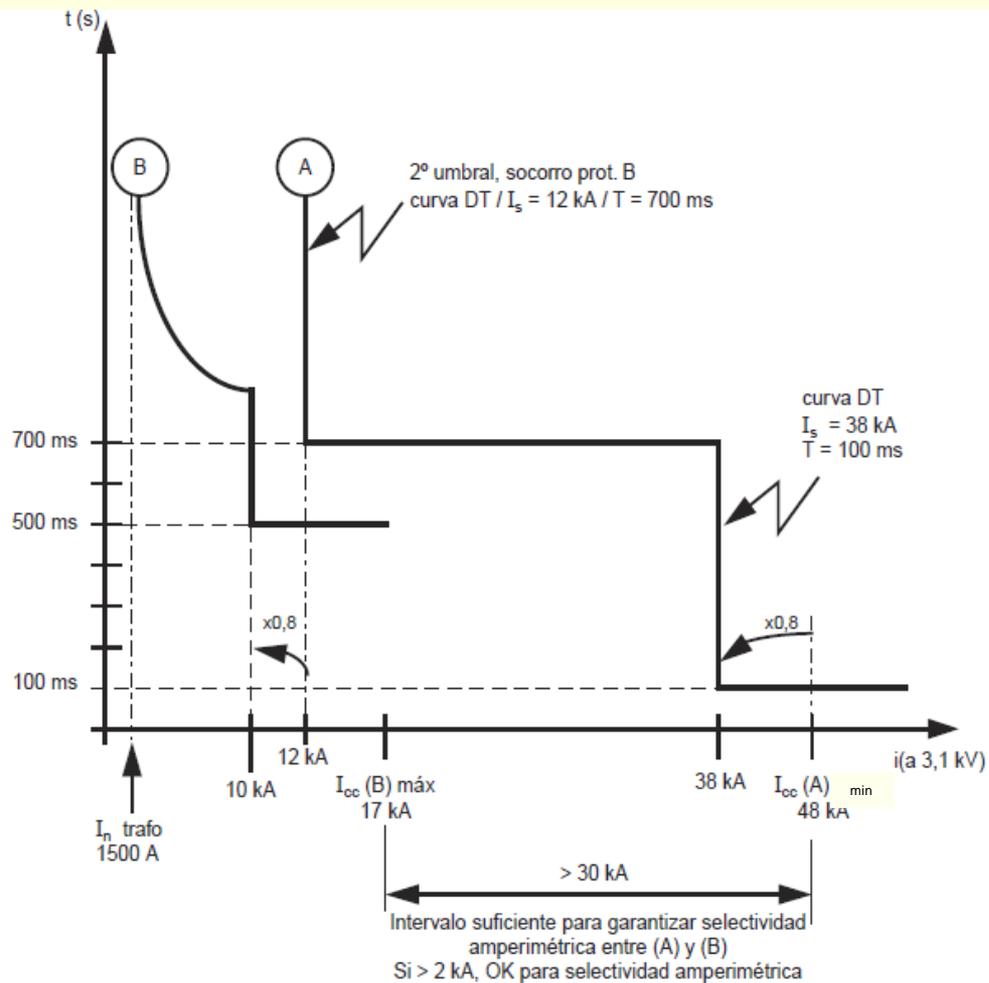


Fig. 147

La protección de sobrecarga (Max de I) a tiempo inverso siempre se realiza a la salida del trafo, es decir en el lado en el que debe alimentar su carga, mientras que la protección aguas arriba (primario trafo) es una protección denominada a doble umbral, donde el primer umbral es el que debe actuar

si el cortocircuito se produce entre los TI's que dan señal a la protección (A) y los que dan señal a la protección (B), y el segundo umbral es el umbral denominado de socorro de la protección aguas abajo, que solo debe actuar en caso de que la protección (B) no haya podido despejar el defecto.

Selectividad cronométrica

Es el principio de selectividad más simple que existe ya que solo consiste en jugar con las temporizaciones de las protecciones contra cortocircuitos, de forma que exista el intervalo de tiempo suficiente entre los distintos eslabones de la cadena de protecciones, de forma que pueda darse una actuación selectiva de las protecciones que constituyen la cadena.

Este intervalo de tiempo es el denominado intervalo de selectividad Δt , y se define como se puede ver en la [figura 148](#).

Si todos los relés de la cadena fueran digitales (prácticamente sin histéresis de tiempo), podríamos arriesgarnos a bajar el tiempo del intervalo de selectividad hasta 250 ms.

Veamos a continuación un ejemplo de aplicación de dicho principio de selectividad ([figura 149](#)).

Aunque $I_{cc}(D) \approx I_{cc}(A)$ para casos de distribuciones en embarrados o distancias de cable cortas, como el del ejemplo enunciado, los umbrales de reglaje (I_s) de cada protección a Max de I, deberán guardar entre ellos una distancia de seguridad, además del intervalo Δt de 300 ms ([figura 150](#)).

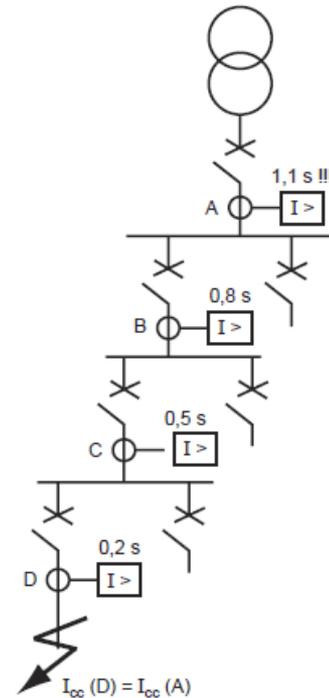
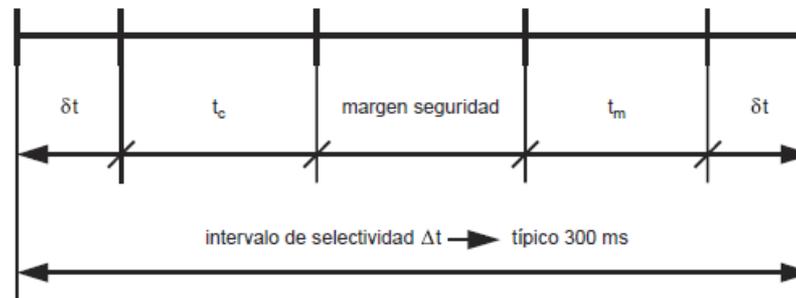


Fig. 149



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

Criterios De Coordinación Entre protecciones

Criterios de ajuste, protecciones $I>$, $I>>$, $I_0>$, $I_0>>$

- Función $I>$; $I>>$
 - Definir la zona de protección
 - Parámetros de capacidad térmica y dinámica de la porción de red a proteger
 - Definir criterios de sobrecarga
 - Valores de cortocircuito máximo y mínimo
 - Coordinación y/o selectividad con el resto de las protecciones

Puntos a verificar

- Que el equipamiento asociado a la protección soporte (solicitaciones térmicas y dinámicas) los valores de corriente de cortocircuito máximo
- Que el equipamiento soporte las condiciones de trabajo según los criterios de sobrecarga predefinidos (depende del equipamiento, por lo general 20%) con este parámetro se define el valor de $I >$

Puntos a verificar

- También se usa el criterio del 20% para la elección del umbral de la protección Instantánea
- Dentro del 20% se incluyen varios errores y/o imprevistos; de medida, de modelo, de potencia de cortocircuito y de escenario de generación

Puntos a verificar

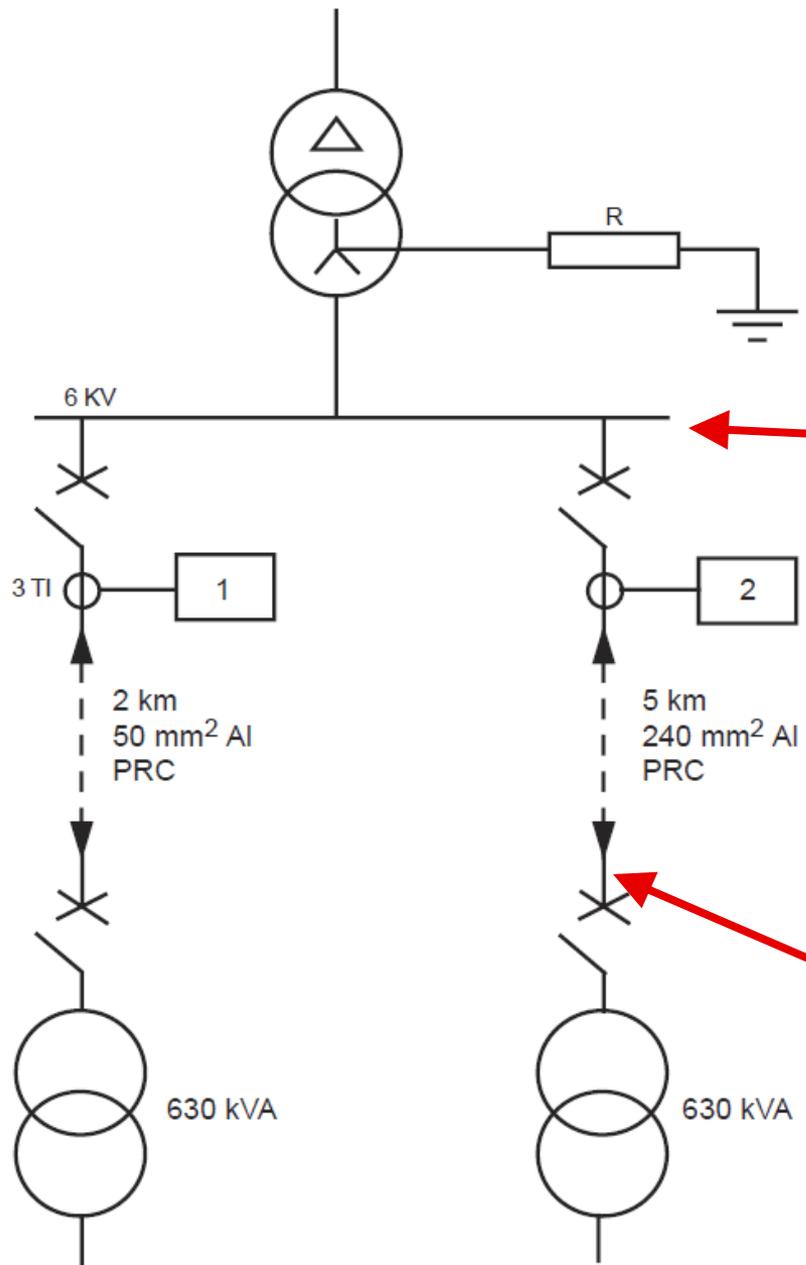
- Valor de cortocircuito máximo en el límite de la zona de protección $I_{cc} >> = 0,8 \times I_{cc_max}$ debido a los errores en las medidas y los relés, este caso se usa cuando se quiere estar del lado seguro y detectar faltas 3F en todo el largo de la zona a proteger
- Valor de cortocircuito máximo en el límite de la zona de protección $I_{cc} >> = 1,2 \times I_{cc_max}$ debido a los errores en las medidas y los relés, este caso se usa cuando se quiere ser selectivo con la protección aguas abajo

Puntos a verificar

- El criterio de seguridad de elegir un 20%, puede ser usado en ambos sentidos. No solo para asegurarse que una falta va ser “vista” por una protección, sino para asegurarse que no sea “vista” por otra protección
- El criterio real se refiere a proteger el 80% de la línea, o sea que debemos usar el 80% del valor de la impedancia total de la línea

Ejemplo

- Veamos el siguiente ejemplo:
 - Corriente de cortocircuito en la barra de 5kA
 - Corriente de cortocircuito mínima en el extremo del cable 1kA
 - Capacidad de un cable de 240mm² Al XLPE unipolar, 400A
 - Ver siguiente diapositiva



Cortocircuito en la barra de 5kA

Cortocircuito en el extremo del CAT, de 1kA

Verificación

- La zona a proteger es el cable en todo su recorrido
- Los equipos deben soportar corriente de 5kA o mas (por lo general son de 12kA, 16kA, 25kA...)
- Ajuste de la función de sobrecorriente de fase $I \geq 1,2 * 400 = 480A$

Verificación

- Ajuste de la función de sobrecorriente instantánea $I_{>>} = 0,8 * 1000 = 800A$, si queremos detectar todos los defectos, incluyendo defectos en la barra de SB alimentada
- Ajuste de la función de sobrecorriente instantánea $I_{>>} = 1,2 * 1000 = 1200A$, si queremos ser selectivo con la protección aguas abajo, evitando el solapamiento de las protecciones

Verificación

- Análisis de la diferencia de tiempo necesaria para la coordinación de las diferentes protecciones
- La elección del tiempo se hace buscando la coordinación con el resto de las protecciones, aguas abajo y arriba. Se debe verificar que el $(I^2 \times t)$ del cable este por encima de la curva de la protección, por lo menos dentro de la zona de valores de corriente posibles

Resumen coordinación teórica entre protecciones de sobrecorriente, zona de tiempo **inverso**

1. Buscar la zona de la grafica Corriente-Tiempo, donde las curvas de las protecciones a coordinar están mas cerca. Por lo general, esto ocurre hacia las altas corrientes, limite la I_{cc-max} .
2. Tomar como diferencia entre ambas curvas, el 30% de la curva de la protección aguas arriba o 60ms, el mayor de ambos.
3. Sumar el tiempo de apertura del disyuntor. Se recomienda 100ms criterio conservador y 70ms criterio ajustado y principalmente valido para equipos mantenidos en forma preventiva (se contemplan los casos de vacio y SF6)

Resumen coordinación teórica entre protecciones de sobrecorriente, zona de tiempo **definido**

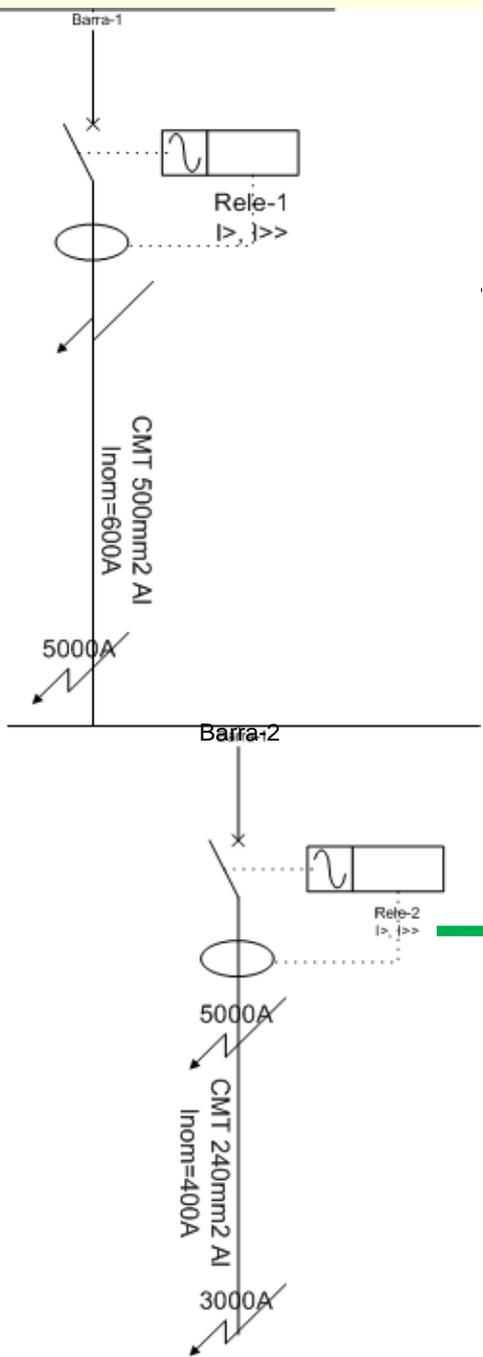
- En este caso, tenemos un error constante, varia entre fabricantes entre 30 y 50ms
- Se mantiene el tiempo muerto del disyuntor
- Criterio conservador de separación de ajustes, 200ms (50ms de un rele+50ms del otro rele+100ms disyuntor)
- Criterio ajustado de separación, 130ms (30ms de un rele+30ms del otro rele+70ms disyuntor)

Criterio empírico, para coordinación entre relees

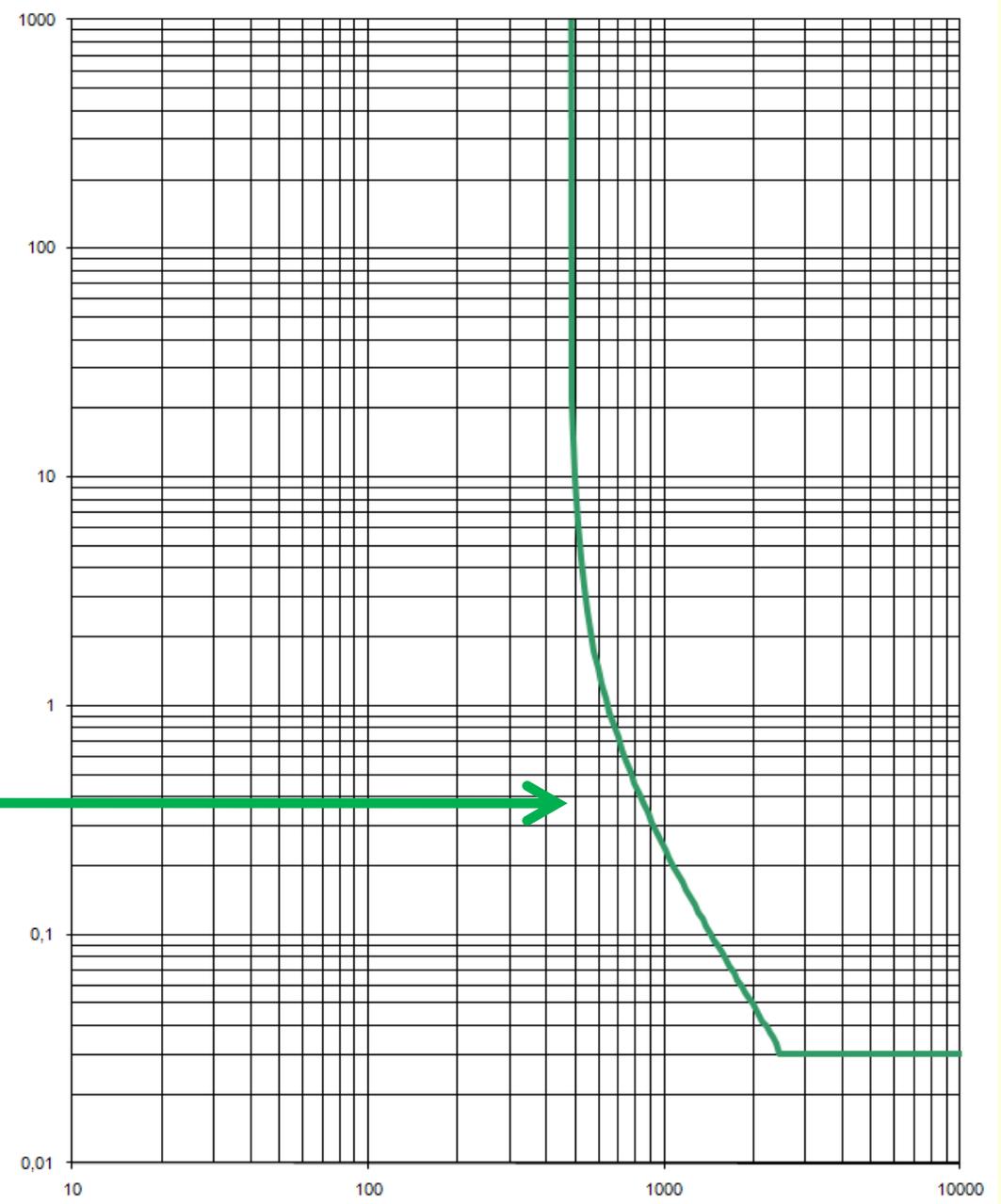
- Como criterio **genérico** a nivel de coordinación, tanto para funciones de tiempo dependiente como independiente, podemos considerar una diferencia de 200ms en el punto mas cercano de las curvas

Ejemplo

- Estación de TRA-DIS
- Icc Barra 1; 8kA
- Icc Barra 2; 5kA
- Icc al final del CMT, cercano a la carga; 3kA
- Ajuste de la protección 2, $I_{>}=480\text{A}$, $t_d=0,01$, curva MI, $I_{>>}=0,8*3000=2400\text{A}$ y $t_{I_{>>}}=0,03\text{ms}$
- CMT entre Barra-1 y 2 de 500mm^2 Al; $I_{\text{nom}}=600\text{A}$



Ejemplo



Continua ejemplo

- Ajuste de la protección 1???
- Graficar la curva de la protección 1
- Que valor de corriente, se elige como punto de coordinación? Por que?
- Que singularidad representa cada uno de los siguientes valores, 2400A, 4000A, 5000A, 6000A?
- Cuales son las diferencias entre los distintos valores??? Desde el punto de vista de la selectividad de protecciones?

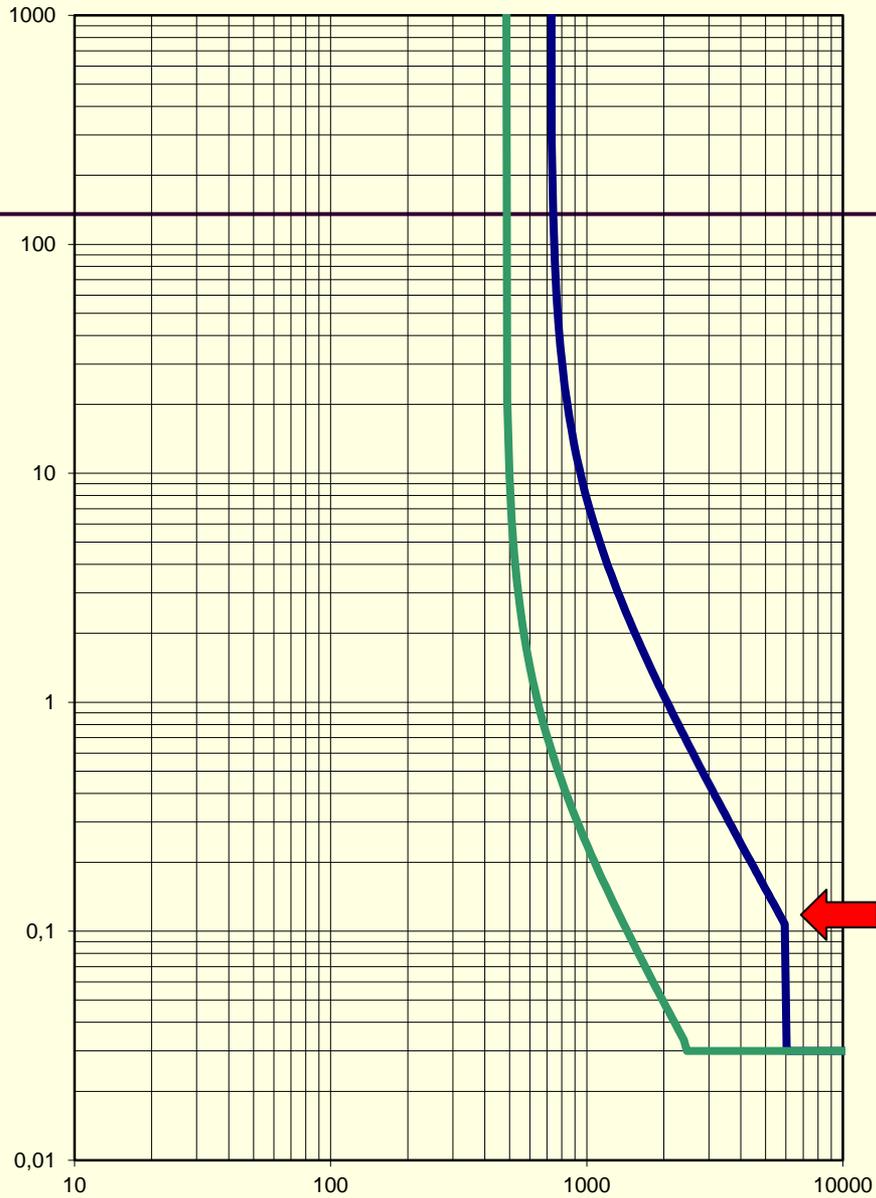
Elección de parámetros para Rele1

- Un criterio a seguir, puede ser la selectividad
- Por lo tanto, debo elegir un punto que garantice la separación a imponer. Un punto probable a elegir que pueda garantizar la separación mínima buscada entre curvas de reles puede ser $I=6000A$. Este valor es adecuado si queremos garantizar la coordinación entre las dos protecciones. El valor surge de considerar la mayor corriente posible y un 20% para asegurar la selectividad

Continua Elección de parámetros para Rele 1

- El $t_{\text{rele2}}=30\text{ms}$, para el orden de tiempos asociado a las corrientes, los errores son menores a los 30ms definidos como errores mínimos, mas los 70ms del disyuntor, en total necesitamos 130ms de diferencia
- $t_{\text{rele1}}=160\text{ms}$, para este tiempo, se calcula dial de tiempos del relé 1, suponiendo curva MI, $t_{I>-1}=0,087\text{s}$

Ejemplo



160 ms (no del todo bien graficado)

- Barra-1-6kV-Salida
- Barra-2-6kV-1
- Des-20kV-Des
- Des-DeskV-Des
- Fuera servicio
- Fuera servicio
- Fuera servicio
- Fuera servicio

Criterios para ajuste de funciones

$I_{0>}; I_{0>>}$

- Información necesaria
 - Configuración del neutro de la red
 - Detalles constructivos de la red a proteger
 - Ajustes de la protecciones de fase
 - Circuito utilizado para la medida de las corrientes, fase y tierra

Criterios para ajuste de funciones

$I_{o>}; I_{o>>}$

- Calcular la corriente de defecto a tierra, con la configuración elegida, tanto al final de la zona protegida, con o sin resistencia, como al comienzo de la zona protegida.
- Calcular la corriente capacitiva, asociada a la red alimentada
- Calcular el máximo cortocircuito trifásico posible
- Calcular la tensión homopolar que queremos detectar en función de la corriente
- El umbral de la protección de defecto a tierra debe ser el menor posible, sin ocasionar la apertura del sistema de protecciones en condiciones innecesarias

Continua, Elección de parámetros $I_{o>}$, $I_{o>>}$

- $I_{o>}$; se recomienda que sea 1,5 a 2 veces mayor que la máxima corriente capacitiva de la red alimentada por la Subestación. Criterio **muy conservador**, recomendado para redes públicas. Para redes interiores, se puede considerar como mínimo la menor corriente en situación de respaldo
- $I_{o>}$; debe ser menor, que la menor corriente a detectar. Lo recomendado, es el cortocircuito mas chico, por lo general en el borde de la zona de protección, con el agregado de la resistencia de falta de 40Ω

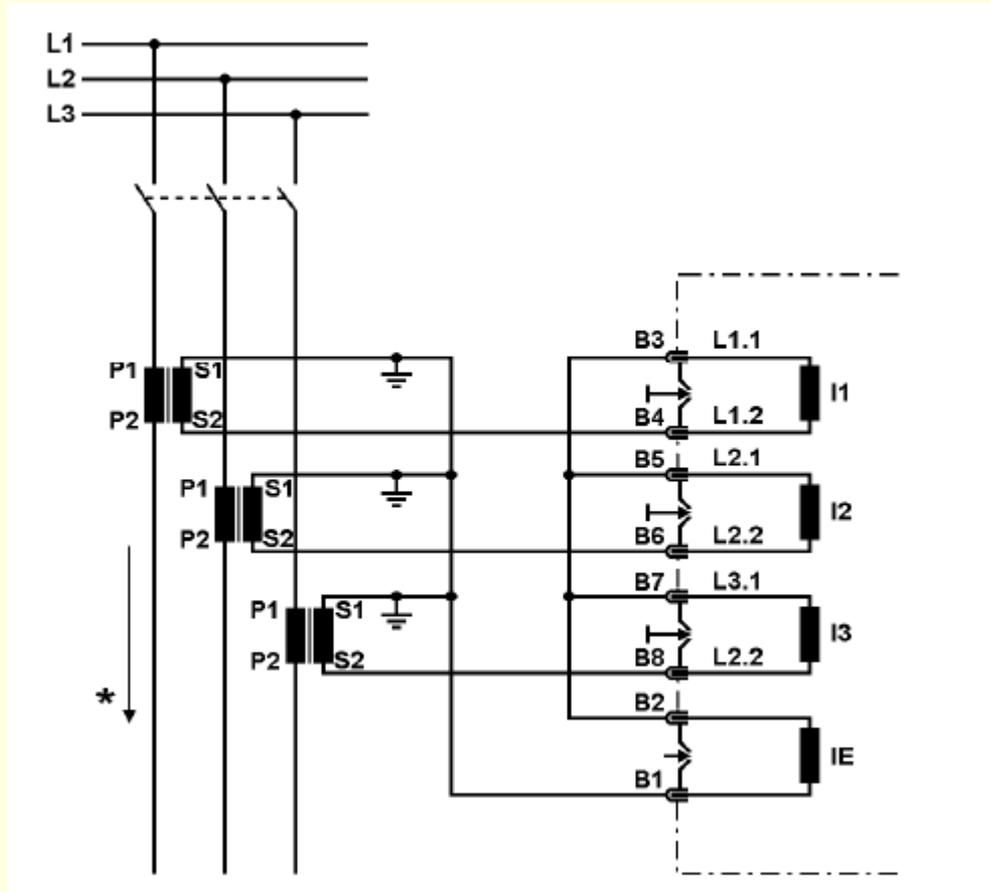
Continua, Elección de parámetros $I_{o>}$, $I_{o>>}$

- $I_{o>>}$, además del criterio clásico de elección de este valor, se agrega una condición que depende del sistema de medida de la corriente.
 - 1_Criterio similar al recomendado para la protección de fase, o sea 80% de la zona protegida y las respectivas variantes, dependiendo de los objetivos buscados. Dependiendo del tipo de red, puede ocurrir que no existan diferencias notorias entre faltas al comienzo y al final de la zona a proteger. En este caso se debe analizar los requerimientos generales y en función de la priorización, se elige el criterio de ajuste.

Continua, Elección de parámetros $I_{0>}$, $I_{0>>}$

- 2_ Si se usa la conexión de los Transformadores de Corriente, conocida como Holmgreen, los errores introducidos por diferencia de los Transformadores, en el peor escenario puede llegar al 10%
- Para evitar actuaciones erróneas del sistema de protección contra faltas a tierra, se recomienda calcular el cortocircuito trifásico mas grande, por lo general en barras de la SB. Se toma el 10% del valor y se verifica que el tiempo de actuación de la protección de fase sea mas rápido que la protección de tierra

Conexión tipo Holmgreen



Elección de parámetros

- El resto de los parámetros, vinculados a la elección del dial o del tiempo, se vinculan necesariamente a los criterios de coordinación con el resto del sistema de protecciones, tratando de lograr los tiempos mas bajo posibles, **CONDICION IRRENUNCIABLE DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CONTRA FALTAS A TIERRA**
- Un factor que interviene en la elección del dial de tiempos de la parte temporizada es el comienzo de la función instantánea. No tiene sentido que la actuación temporizada, sea mas rápida que la instantánea

Coordinación de la protección de sobretensión homopolar

- Por lo general es usada como respaldo de las protecciones del sistema de tierra, tanto en redes IT como TN o TT
- La presencia de esta función de protección es vital, para la salud del sistema de aterramiento
- Debe coordinarse con las protecciones de sobrecorriente

Coordinación de la protección de sobretensión homopolar

- En redes con sistemas de aterramiento (transformadores o resistencias) es la única protección que puede detectar la pérdida de estos elementos de puesta a tierra
- En redes IT, permite detectar la presencia de faltas de alta impedancia
- Desventaja, en redes IT, no detecta la salida donde ocurre la falta, actúa a nivel de barra

Ejemplo Ajuste funciones $I_{0>}$ e

$I_{0>>}$

- Veamos un ejemplo:
- SB de 31,5/6,86kV, potencia de cortocircuito 250MVA
- Transformador de 10MVA, Dyn11, $Z_{cc}=11\%$
- Resistencia de aterramiento de 4Ω
- Una de las salidas mide la corriente de tierra usando la conexión Holmgreen y las otras dos tienen toroides
- Menor corriente 1F+T sin R_f , 500A

Ejemplo Ajuste funciones $I_{o>}$ e

$I_{o>>}$

- La SB tiene 3 salidas en cable de 240mm² de Al, XLPE con las siguientes corrientes capacitivas asociadas:
 - Salida 1_ 5A
 - Salida 2_ 3A
 - Salida 3_ 4A
- La SB por diseño, soporta corriente de defecto a tierra de 1kA, durante 1s.

Cálculos

- $X_{trafo}(6kV) = 0,52\Omega$
- $X_{red_Thevenin}(6kV) = 0,188\Omega$
- $I_{c/c_3F}(6kV) = 5594A$
- $I_{cap_Total} = 12A$
- $I_{min_40\Omega} = 90A$

Elección de parámetros ajuste de las salidas o alimentadores de la barra

- Elección de $I_{o>}$
 - $I_{o>} \geq 24A$
 - $I_{o>} \leq 90A$
 - Elijo, $I_{o>} = 25A$
- Elección de $I_{o>>}$
 - Conexión Holmgreen
 - $I_{o>>} \geq (I_c/c_{max}) \times 0,1$
 - $I_{o>>} \geq 5594 \times 0,1 = 559,4A$
 - Elijo, $I_{o>>} = 600A$

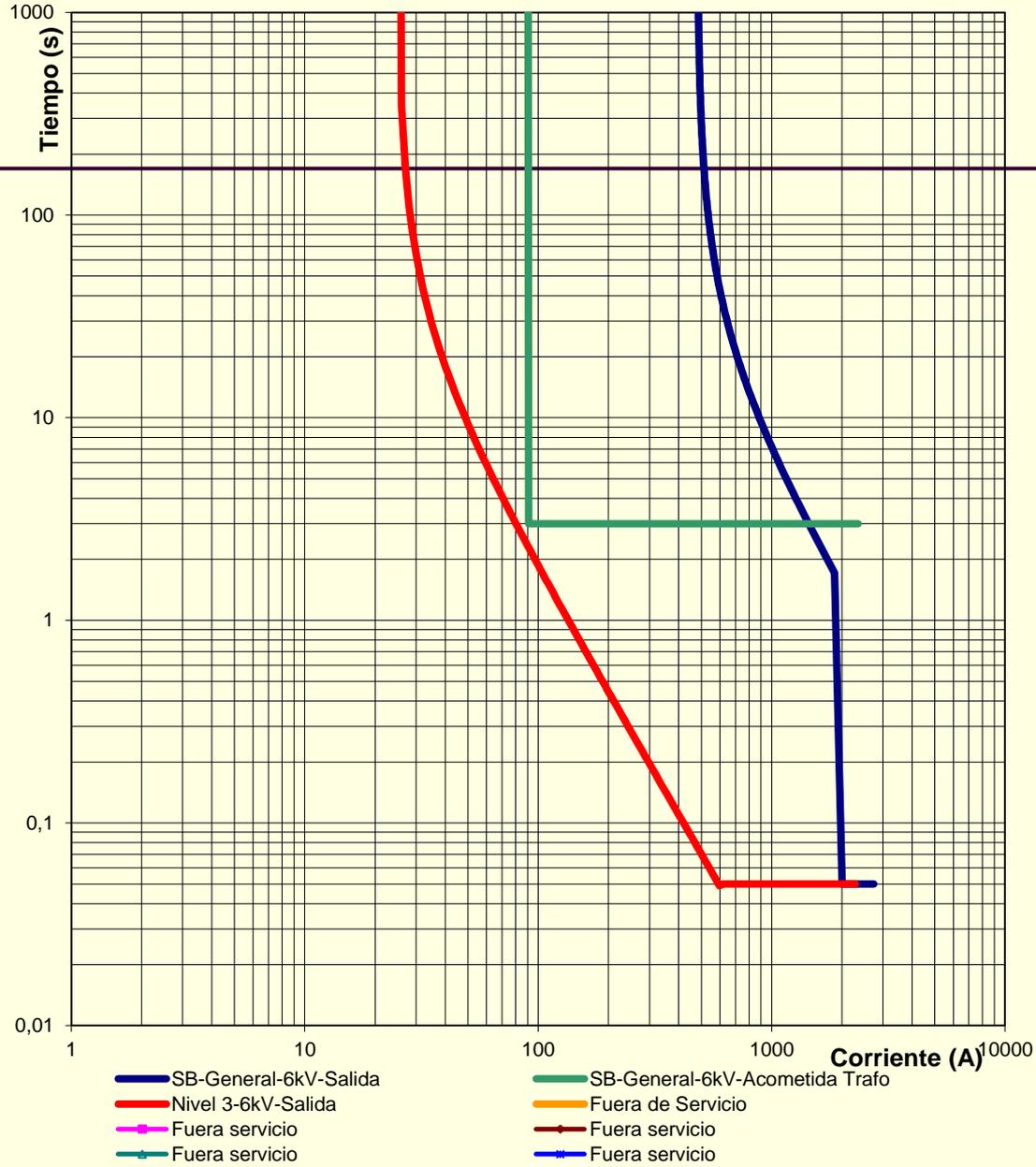
Elección de parámetros

- Conexión con Toroide
- Depende de los criterios de coordinación. Puede elegirse el mayor al valor de la corriente de cortocircuito 1F+T al 80% del punto mas lejano sin resistencia de falta
- En este caso la corriente de defecto 1F+T menor es de 500A, podemos ajustar la función $I_{0 \gg} = 625A$. Este valor es aproximado, el calculo se realiza para una falta al 80% de la LMT o CMT.

Elección de parámetros

- Elegimos la función **extremadamente inversa** para la forma de la curvas
- Con los parámetros definidos anteriormente, se obtiene un $t_{lo} > = 0,35$
- La función instantánea, se ajusta entre 30 y 50ms
- Ajuste de la función 59N
 - Si queremos detectar con esta función corrientes superiores a 90A, debemos ajustar la protección en 1080V, primarios. El tiempo en 3s.

Ajuste ejercicio, fase y tierra



Coordinación en redes aéreas

■ Fusible-Fusible

- El tiempo máximo del fusible aguas abajo, debe ser menor al 75% del tiempo mínimo del fusible aguas arriba
 - $t_1 < t_2 / 0,75$
- La coordinación se logra en muy pocos casos, teniendo en cuenta que las empresas de Distribución, normalizan los valores de fusibles y por lo tanto, no cuentan con toda la gama de valores

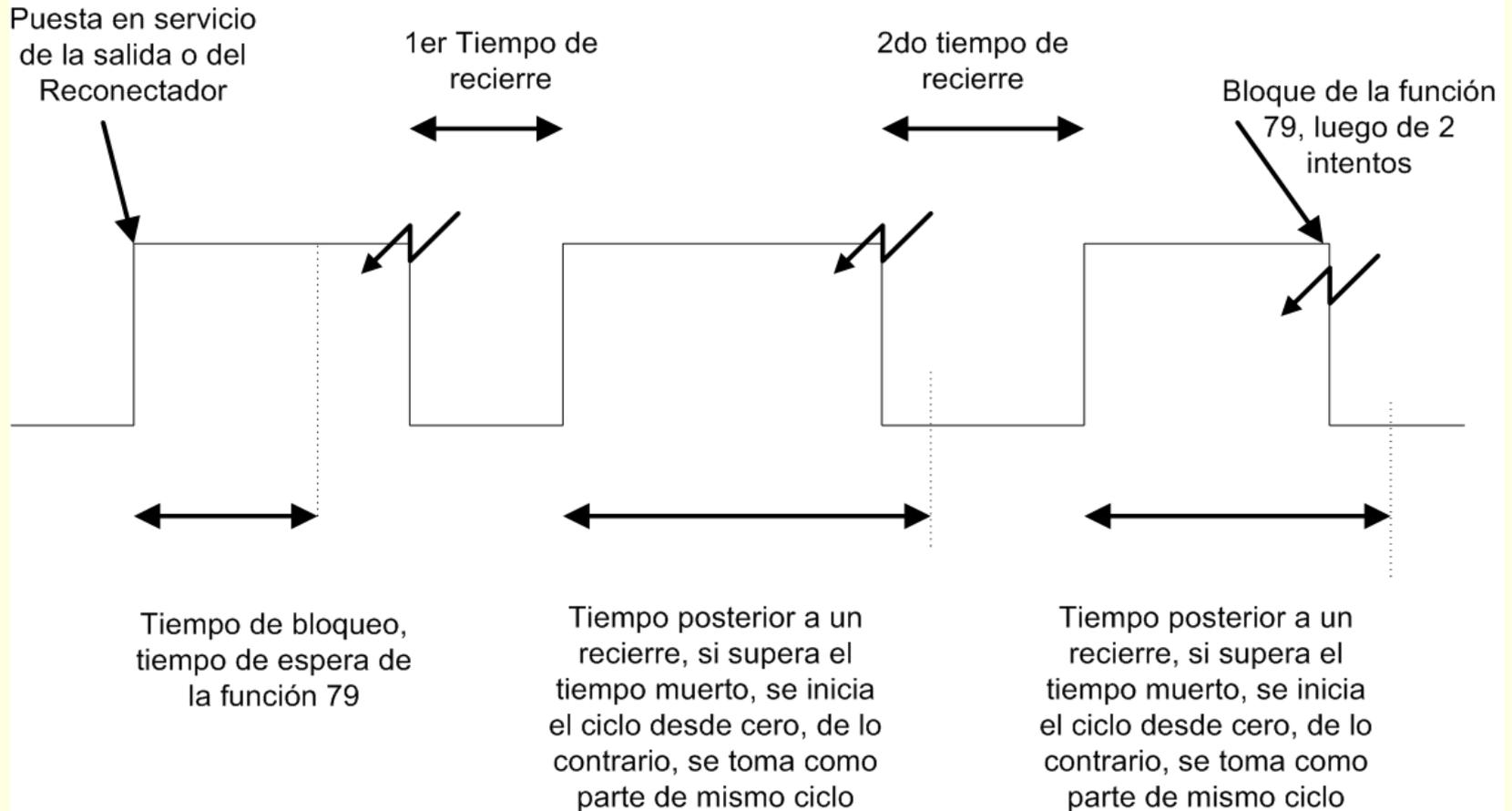
Coordinación en redes aéreas

- Reconectador
 - Equipo diseñado para la instalación en Subestaciones o en Postes
 - En un mismo equipo incluye, elemento de apertura en carga, medida de corriente, fuente auxiliar (autonomía) unidad de control y comunicación y rele de protección
 - Su diseño contempla un elevado número de maniobras, pensando en redes de tipo aéreas en zonas rurales y urbanas de baja densidad

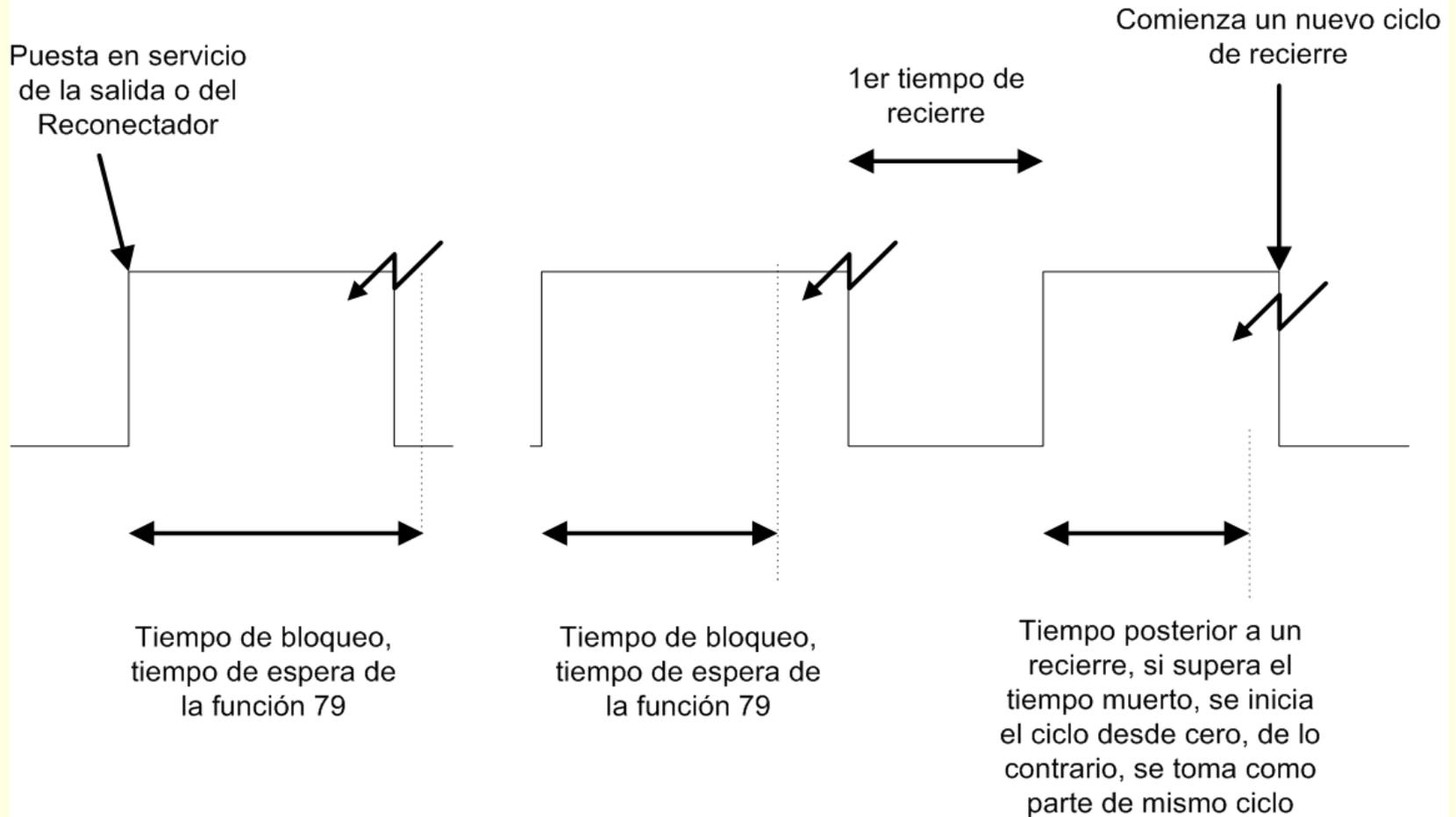
Reconectador

- El rele de protección incluye la función 79, función de reenganche
- Esta función, tiene como objetivo operar sobre el comando de potencia, puede ser un disyuntor o un reconectador, cerrando el mismo, luego de una apertura por falla en la red alimentada
- Es necesario ajustar varios parámetros de la función 79 para el correcto funcionamiento del sistema

Ciclo básico para 2 recierres



Otros ciclos de la función 79



Reconectador

- Tiempo de bloqueo
 - Tiempo que espera el rele cuando es puesto en servicio en forma manual o por telecontrol (no por la función 79)
 - Si mientras transcurre este tiempo, ocurre una falta, no se inicia el ciclo de reenganches
 - En muchos reles de protección, el Tiempo de Bloqueo es igual al tiempo de muerto o de rearme

Reconectador

- Tiempo muerto o de rearme
 - Tiempo que espera el rele (función 79) luego de recierre
 - Trascurrido este tiempo, si ocurre una falta, se considera como el inicio de un nuevo ciclo de reenganches



Coordinación en redes aéreas

■ Seccionalizadores

- Equipo diseñado para sacar de servicio tramos de red en falta, no tiene capacidad de apertura en carga.
- Mide la corriente y de sobrepasarse el umbral ajustado, considera que la falta esta delante de él.
- Se define la cantidad de faltas que cuenta. Sobrepasado ese numero, desconecta el tramo de red delante de él
- La maniobra de desconexión la realiza durante un tiempo muerto del ciclo de reenganche, o sea SIN tensión, necesita un reconectador aguas arriba
- Muchos de estos equipos, posee detectores de paso de falta externos y con posibilidad de señal remota

Seccionalizador Unipolar



Seccionalizador instalado en el Cut-Out (CEDA)



	15/17.5		20/24		30/36	
	8	15	25	38	60	90
	12	25	40	63	100	140
	8					
	3					
	20					
	<50					
	<80					
	30					
	<0.5					
	300 mA durante 0,1 s <i>Falta Inglés</i> <i>Falta Francés</i>					
	1; 2* ó 3					
	8					
	A-1000	A-1200	A-1200-36			

Coordinación Reco-Fusible

- Se busca coordinar el fusible y el Reco durante el rango de corrientes de la zona de protección
- Por lo general, las curvas se acercan hacia los valores bajos de corrientes

Coordinación Reco-Fusible

- También se puede tratar de “salvar” los fusibles, ante faltas provocadas por descargas atmosféricas. La idea es poner una curva de actuación muy rápida, buscando evitar la actuación de los fusibles. Luego de primer re-cierre, cambiar la curva de la protección de sobrecorriente del Reconectador y dejar que actúen los fusibles correspondientes

Protecciones Direccionales

Protecciones direccionales

El principio de funcionamiento de todas las protecciones direccionales es, como su nombre indica, la detección de unos valores de corriente (valor en módulo), en un sentido determinado, por tanto a diferencia de las protecciones amperimétricas, estas siempre llevarán intrínsecamente asociada la dirección de la misma.

El concepto de la direccionalidad obliga a introducir un nuevo concepto, que es respecto a que tomamos la dirección de las magnitudes.

Así pues para el caso de las protecciones direccionales de fase, tomaremos siempre de referencia una tensión entre fases, como vector de "posición cero" o vector de comparación, y para el caso de las direccionales de tierra, tomaremos la tensión homopolar resultante del vector desplazamiento del punto neutro como consecuencia del defecto a tierra, como referencia.

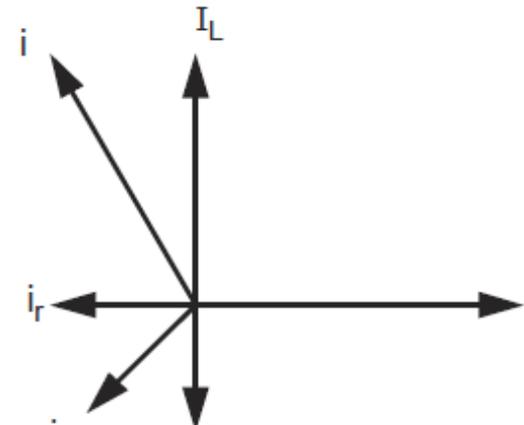
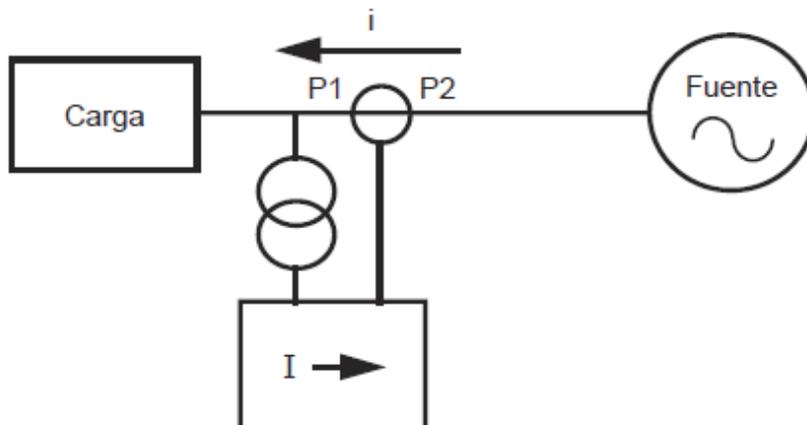
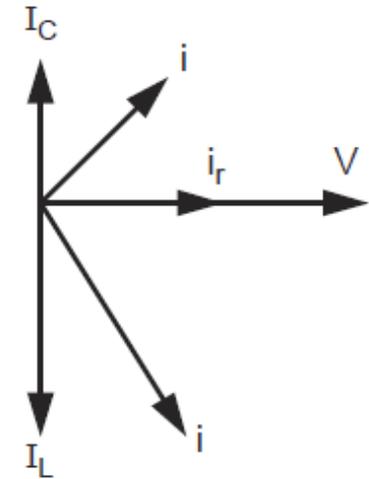
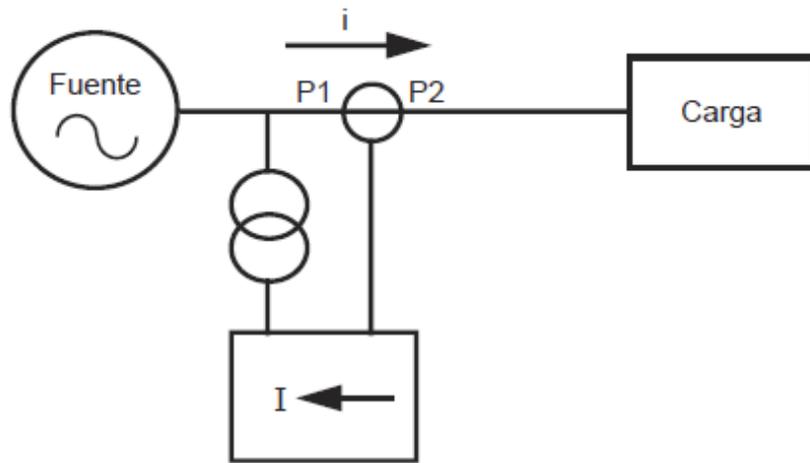
Por lo tanto vemos que cuando hablemos de protecciones direccionales, ineludiblemente debemos pensar no solo en TI's o toroidales de detección de la magnitud, sino también en los TT's para la referencia de ángulo respecto a lo que compararemos y consideraremos como sentido "normal" o sentido "inverso".

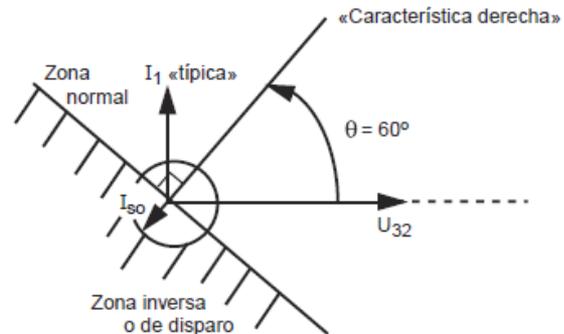
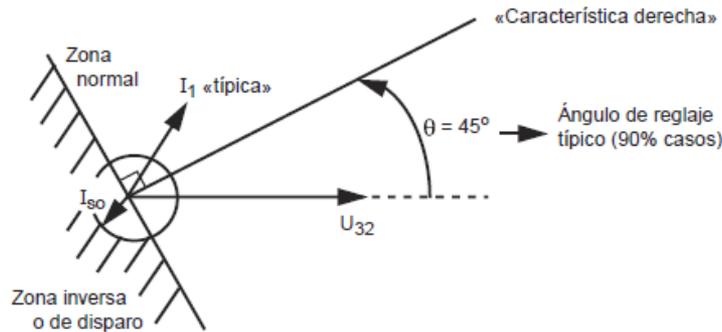
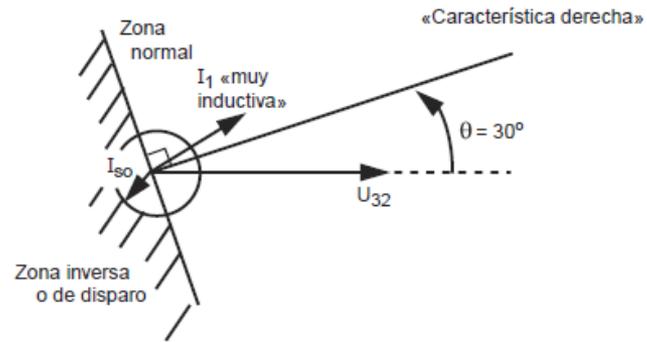
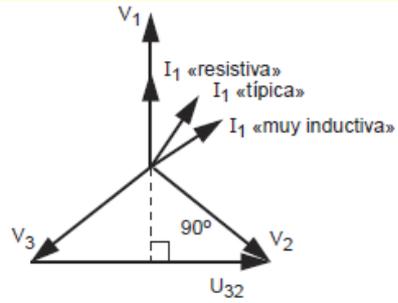
Conceptualmente, por convenio siempre decimos que la corriente circula desde la fuente hacia la carga, así pues:

- está en fase con la tensión si la carga es resistiva pura,
- esta en retardo de fase $\pi/2$ si la carga es inductiva pura,
- está en avance de fase $\pi/2$ si la carga es capacitiva pura.

Vemos gráficamente (**figura 109**) cómo se asocia por convenio, el sentido de circulación de la corriente, y cómo se "polariza" una protección direccional.

Protección direccional de fase

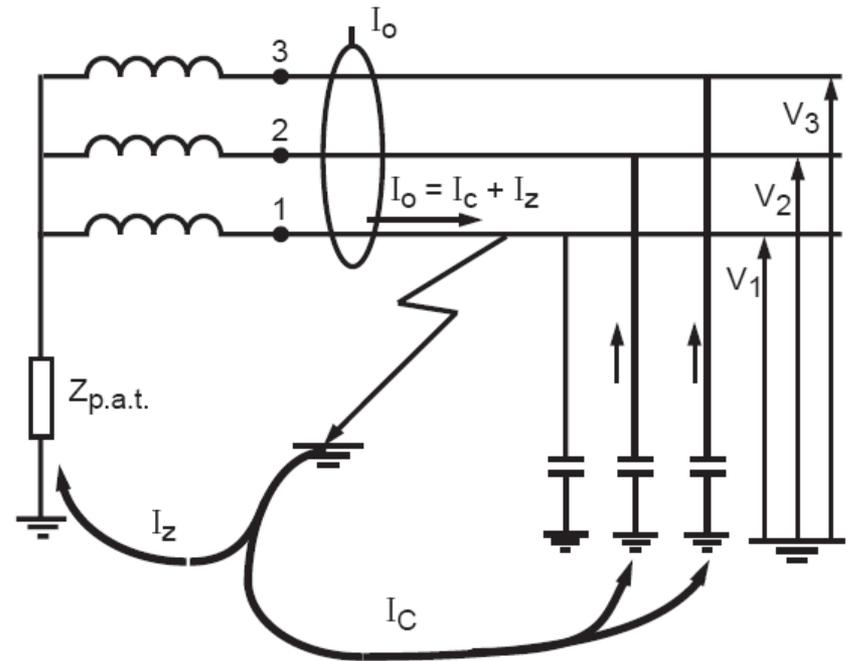


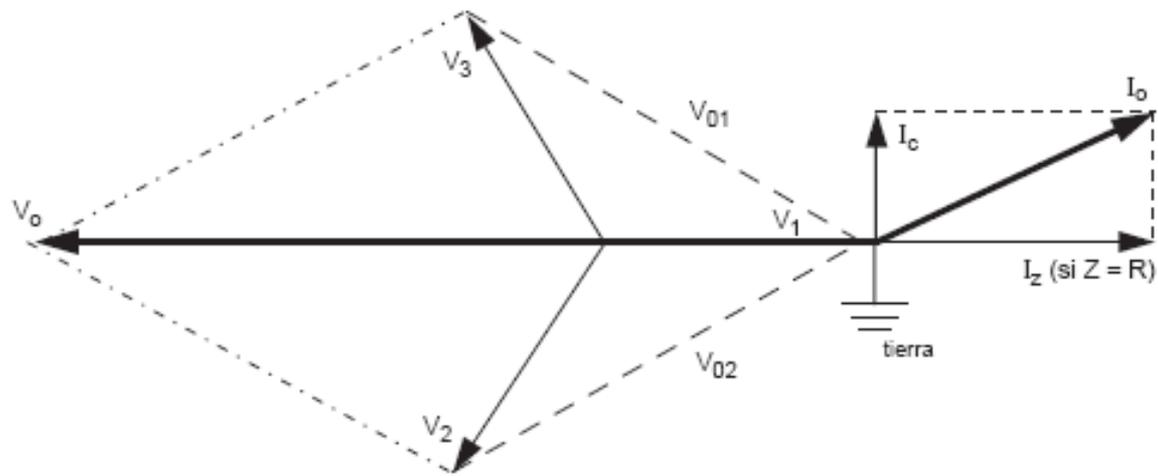


Protección Direccional de tierra

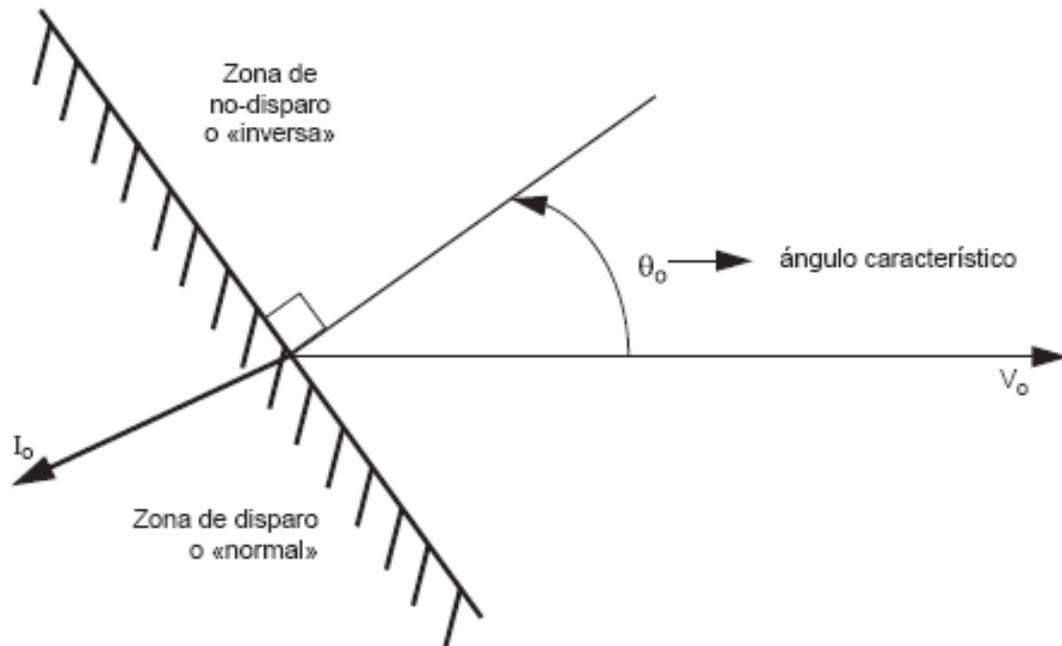
■ Definición del ángulo característico

Cuando se produzca un defecto a tierra, el triángulo de las tensiones se deforma, produciéndose un desplazamiento del punto neutro, y por consiguiente generándose una tensión homopolar, que es la que utilizaremos como referencia de comparación, y sobre la cual definiremos el ángulo característico de reglaje de la protección direccional de tierra, la cuál junto con el reglaje de la magnitud de la corriente de defecto I_{so} en amperios (característica a tiempo independiente, DT) definirá el reglaje completo de dicha función de protección





girando 180° para referenciar V_0 a la posición de origen de abscisas

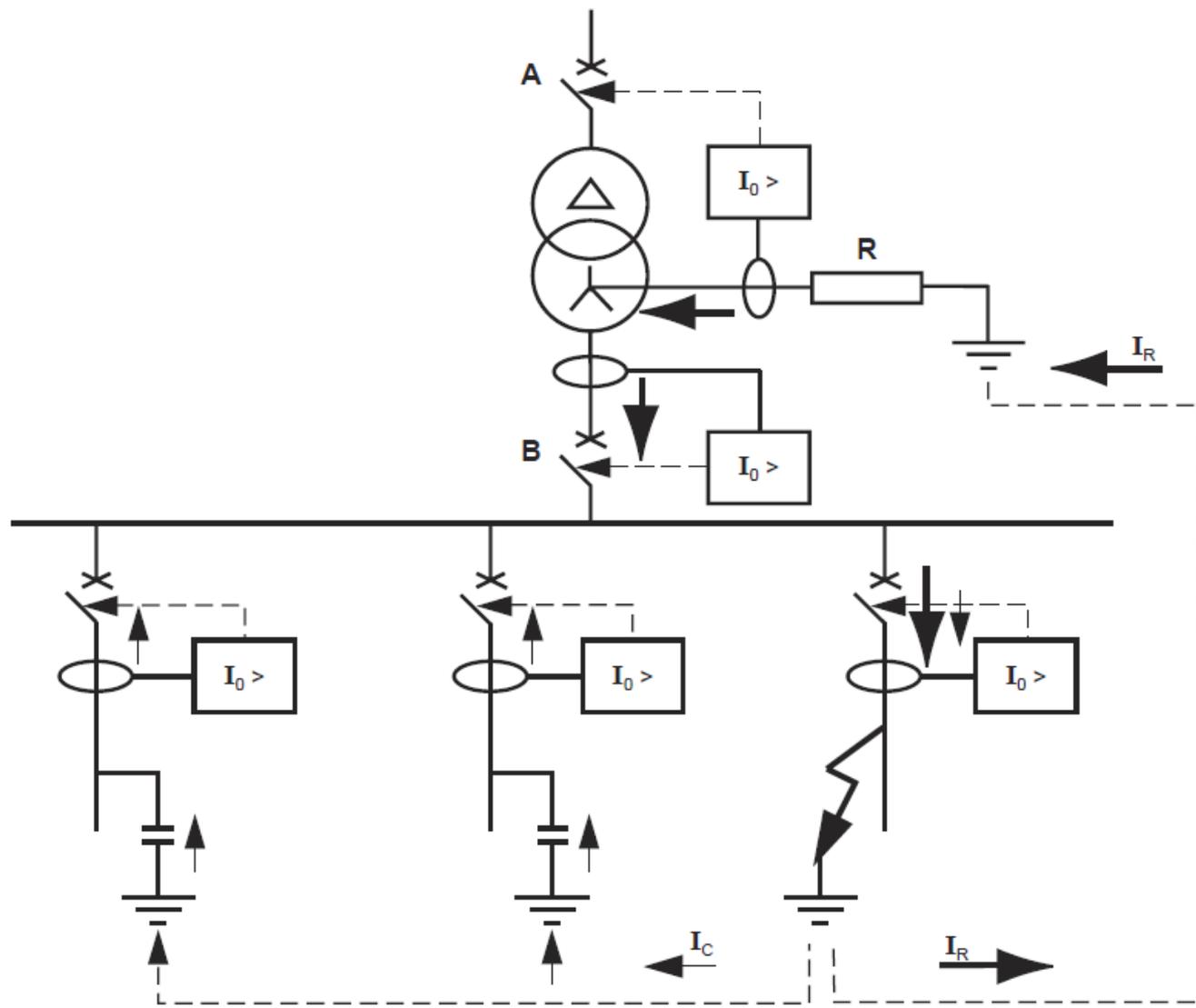


Criterios básicos para funciones direccionales de tierra

- Se utilizan principalmente en redes con neutro aislado
- Se deben ajustar de forma de detectar la menor corriente capacitiva posible
- Por lo general, se da esta situación cuando la falta se supone en la salida mas larga
- La coordinación aguas arriba, se realiza con la protección de sobretensión Homopolar
- Se recomienda tener en cuenta los efectos de la ferro-resonancia, en particular si los transformadores de tensión son de tensión estrellada

Recomendaciones y desventajas

- Instalar resistencia de carga en bornes del triangulo abierto (si los TT son $V_{\text{fase}}/\sqrt{3}$) evita la sobretensión y la rotura de los Transformadores de tensión (Ferroresonancia)
- Problemas para detectar faltas de alta impedancia
- Posibilidad de ocurrencia de dobles defectos simultáneos (aperturas de varias salidas a la vez)
- Problemas para asegurar la direccionalidad de la protección



→ Corriente capacitiva (I_C)

→ Intensidad resistiva (I_R) limitada por la resistencia de p.a.t.

Sistema de Protecciones para redes aéreas

- Definiciones básicas sobre la topología de la red
 - Red eléctrica, en su mayor parte formada por líneas aéreas
 - Líneas aéreas de distribución, media tensión, 6, 15 hasta 24kV
 - Principalmente zonas suburbanas y rurales

Dispositivos del sistema de protecciones a definir para este tipo de redes

- Conjunto Transformador, Rele y disyuntor
- Reconectadores
- Seccionalizadores
- Fusibles
- Detectores de paso de falta

Detectores de paso de falta

- Equipo diseñado para detectar el pasaje de corriente
- Reducción del tiempo de búsqueda de la faltas en redes eléctricas
- Existen de tipo inalámbrico o con sensores de corriente
- Puede detectar sobre corriente o variaciones de corriente respecto del tiempo
- Existen equipo autoalimentados
- Uso en zona urbana y rural

Protección de Transformadores

- En distribución, los Transformadores se separan en dos grandes grupos, básicamente por razones económicas y de prestaciones:
 - Transformadores mayores o iguales a 1MVA
 - Transformadores menores a 1MVA
- Los Transformadores, mayores a 1MVA y refrigerados en aceite, se les instala la siguiente lista de protecciones:

Transformadores > 1MVA

- Buchholz (básica)
- Imagen Térmica (básica)
- Termómetro (básica si no se instala Imagen Térmica)
- Niveles de aceite
- Diferencial (algunos la consideran básica)
- lo > aguas arriba y abajo

Criterios de ajuste protección e imagen térmica

- Imagen Térmica
- Por lo general, disponemos de 3 ajustes y sus correspondientes contactos
 - 1er ajuste_ se asocia al disparo de los forzadores para la protecciones ONAN. Se recomienda un umbral cercano a los 60°C
 - 2do ajuste_ se asocia a alarma, se pretende avisar al responsable del control de carga (en Distribución, CMD) la situación de temperatura elevada, valor recomendado 90°C

Continua ajuste Protección Imagen Térmica

- 3er contacto, se usa para disparo del disyuntor aguas abajo. Los fabricantes de Transformadores recomiendan no sobrepasar los 105°C. A esta temperatura, se produce deterioro irreversible de la aislación.
- Ajuste de Termómetro
- Hay dos casos a diferenciar, si hay o no Imagen Térmica

Ajuste del Termómetro con Imagen Térmica

- Termómetro e Imagen Térmica juntas
- Pueden tener 2 o 3 ajustes, asociados a contactos independientes
 - 1er contacto_ se ajusta a 65°C, arranca forzadores de aire, respaldo de la Imagen Térmica
 - 2do contacto_ se ajusta en 80°C, alarma a los responsables de la gestión de la red, respalda la imagen térmica
 - 3er contacto_ se ajusta en 100°C, dispara sobre el disyuntor aguas abajo, respalda la imagen térmica.

Ajuste del Termómetro sin Imagen Térmica

- Termómetro sin Imagen Térmica
- Pueden tener 2 o 3 ajustes, asociados a contactos independientes
 - 1er contacto_ se ajusta a 50°C, arranca forzadores de aire, respaldo de la Imagen Térmica
 - 2do contacto_ se ajusta en 70°C, alarma a los responsables de la gestión de la red, respalda la imagen térmica
 - 3er contacto_ se ajusta en 90°C, dispara sobre el disyuntor aguas abajo, respalda la imagen térmica.

Ajuste Protección de I>

- Para el ajuste de esta protección, tenemos en cuenta la presencia de otras protecciones y podemos variar el ajuste en función de ellas
- Como criterio básico, podemos diferenciar en protecciones asociadas a faltas internas al Transformador (Buchholz y Diferencial) y de Sobrecarga del Transformador (Termómetro e Imagen Térmica) Si se instala la función I> junto con alguna de las funciones detalladas, es posible darle holgura y usarla como respaldo.

Ajuste de $I >$ con funciones de sobrecarga Instalada

- Con las funciones de sobrecarga instaladas, no se reduciría la vida útil del Transformador por sobre temperatura, por lo tanto se recomienda utilizar la protección de $I >$ como respaldo, ajustando un 50% por encima de la nominal del Transformador. Esto permite el manejo conciente de la carga, para poder enfrentar situaciones de contingencia.

Ajuste de $I >$ sin funciones de sobrecarga Instalada

- Sin las funciones de sobrecarga instaladas, se debe procurar no reducir la vida útil del Transformador por sobre temperatura. Por lo tanto se recomienda utilizar la protección de $I >$ buscando minimizar la posibilidad de sobrecarga, ajustando como máximo, un 20% por encima de la nominal del Transformador.

Ajuste de $I>$ sin funciones de protección contra faltas internas instalada

- Si las funciones de protección contra faltas internas no están instaladas, se debe procurar minimizar los daños ocasionados por un defecto dentro de la zona marcada por los Transformadores de Corriente. Por lo tanto, recomendamos ajustar la protección $I>$ de la manera mas celosa posible y que sea selectiva con el resto de las protecciones aguas abajo. Esto implica ajustes de $I>$ cercanos a la nominal (no mas del 20% de la Inominal) y el menor tiempo posible.

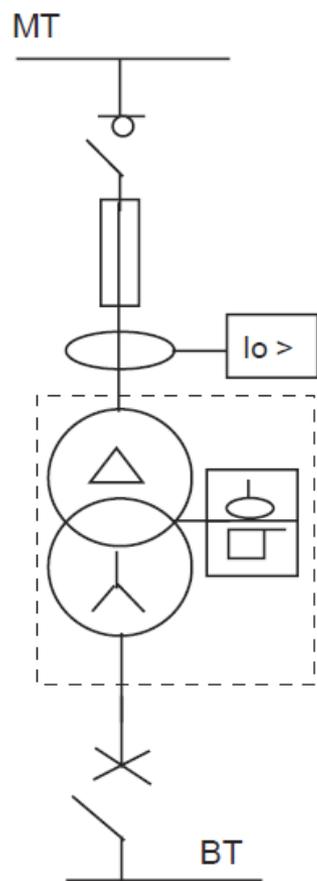
Ajuste de I_{Δ} con funciones de protección contra faltas internas instalada

- Recomendamos el mismo criterio citado para el caso de protecciones térmicas instaladas. Esto implica ajustes de I_{Δ} , de hasta un 50% por encima de la $I_{nominal}$

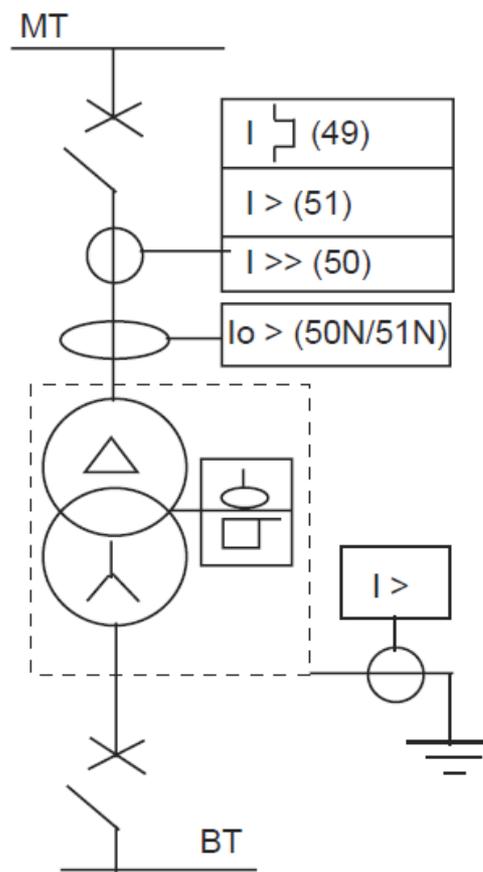
Tipos de defectos en Transformadores

- Sobrecarga
- Cortocircuito externo e interno
- Defecto a tierra

Fig. 181: Ejemplo típico de reglaje de una protección a Máx de I a doble umbral en un trafo MT / BT.



Potencia débil, $S_n < 1000$ kVA

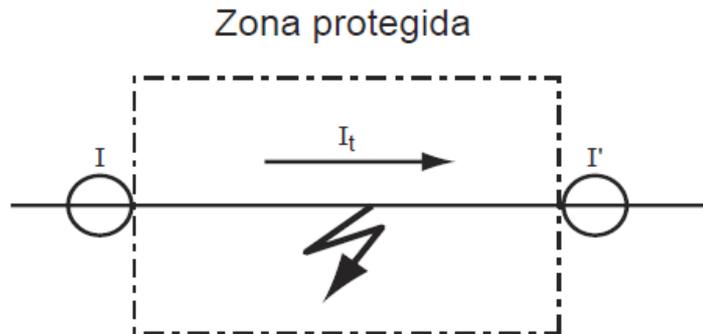


Potencia fuerte, $S_n > 1000$ kVA

Protección Diferencial de Transformador

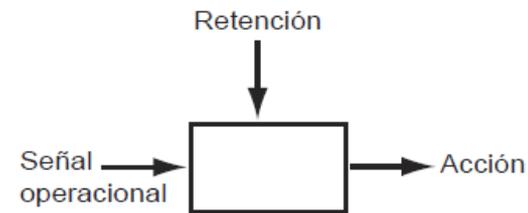
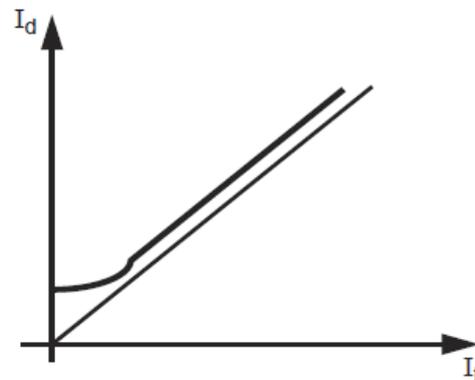
Protección diferencial a porcentaje. Generalidades

Principio de funcionamiento (Figura 127)

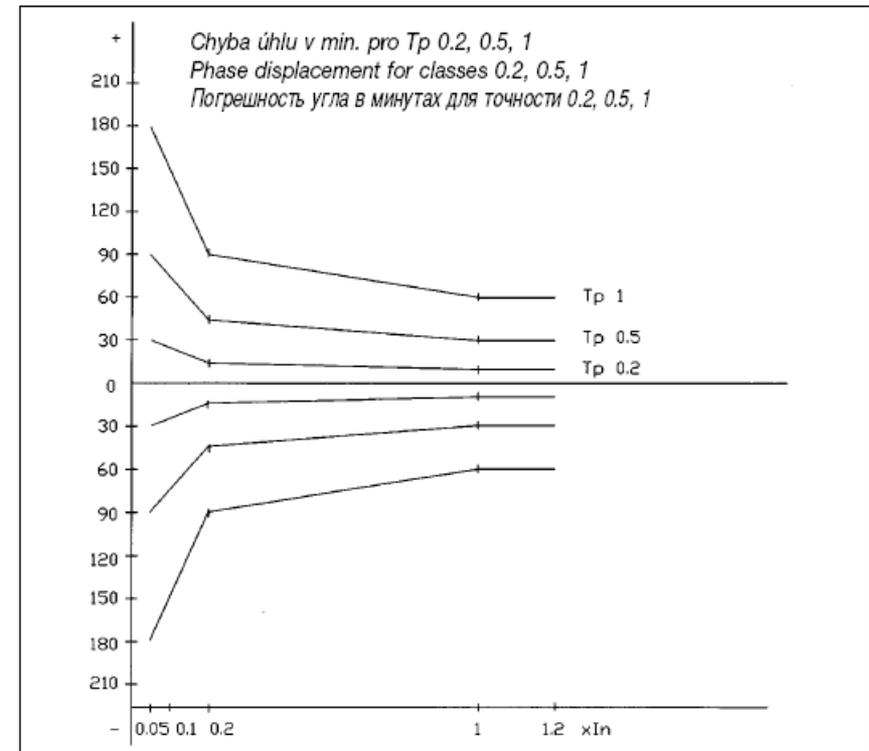
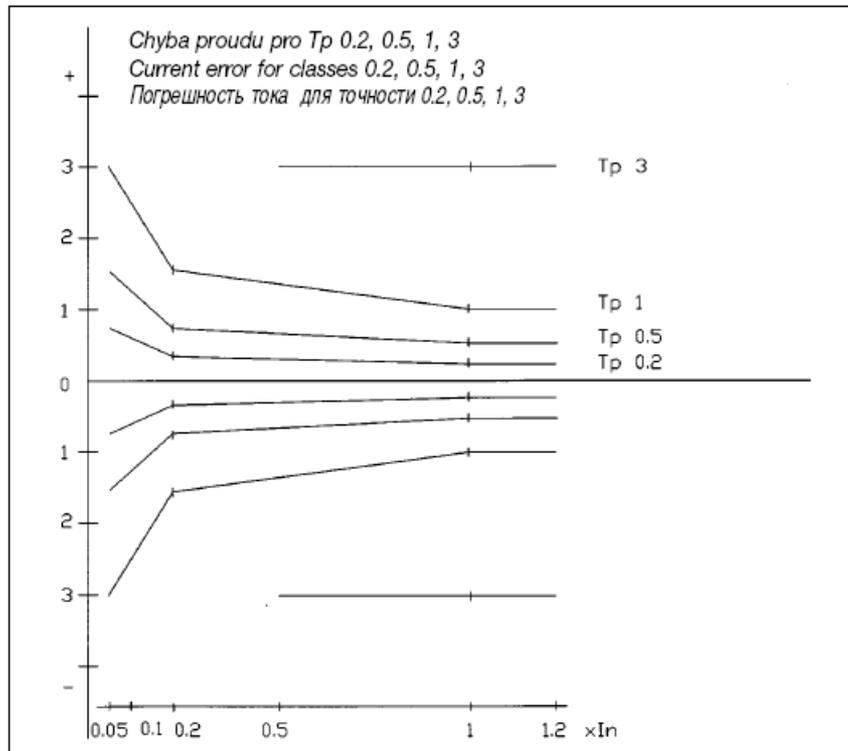


$$I_t = \frac{I + I'}{2}$$

$$I_d = I - I'$$



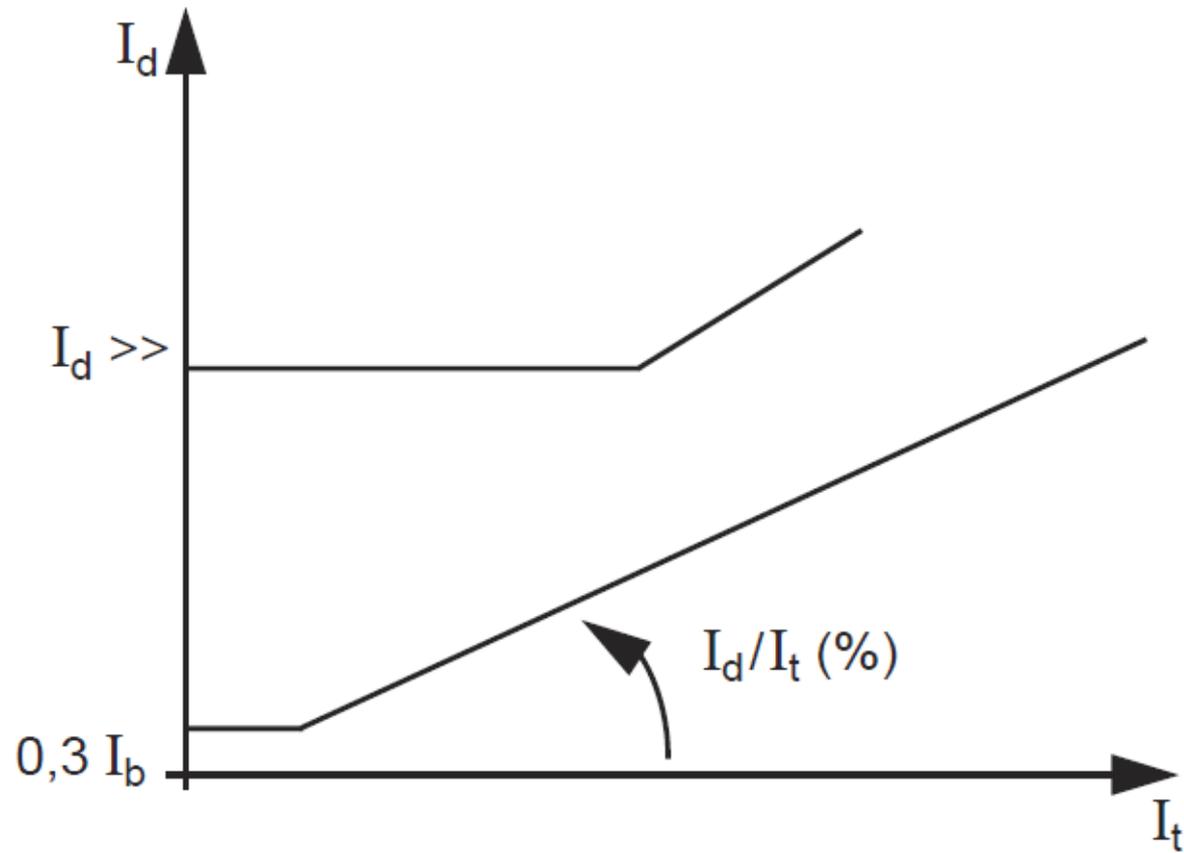
Errores en Transformadores de Corriente



Obr. 15c Hranice tříd přesnosti pro transformátory proudu

Fig. 15c Accuracy class limits for current transformers

Рис. 15в Деление классов точности для трансформатора тока



$I_d \gg$ regulable desde 3 a 8 lb (en A)

$I_d/I_t = 15$ a 50%

tiempo característico de disparo =
= 30 a 35 ms (instantáneo).