



PROTECCION DE SOBRECORRIENTE





LAS PERTURBACIONES EN LAS REDES.

Las redes eléctricas de potencia están sujetas a la posibilidad de distintos tipos de perturbaciones, las más comunes son las siguientes:

- ❖ **FALLAS ELÉCTRICAS:** sean fallas de aislación o interrupciones de caminos previstos para la corriente eléctrica. Se presentan en los distintos componentes de la red: líneas, barras, transformadores, generadores, etc.
- ❖ **SOBRECARGAS:** también se presentan en los distintos componentes de la red.
- ❖ **SOBRETENSIONES.**
- ❖ **SUBTENSIONES.**
- ❖ **SUBFRECUENCIAS:** debidas a la pérdida de capacidad de generación.
- ❖ **SOBREFRECUENCIAS:** por pérdidas de carga.
- ❖ **PÉRDIDAS DE ESTABILIDAD:** se pierde el sincronismo entre distintos generadores de la red.
- ❖ **OSCILACIONES DE POTENCIA:** variación angular relativa no deseada y periódica entre distintos generadores de la red.
- ❖ **CARGAS ASIMÉTRICAS:** normalmente por la apertura accidental de una fase en algún componente.
- ❖ **PERTURBACIONES EN GENERADORES (además de las fallas de aislación):** PÉRDIDA DE EXCITACIÓN, MOTORIZACIÓN, BLOQUEO POR PÉRDIDAS DE SERVICIOS AUXILIARES, DEFECTOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN, DEFECTOS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD.





- **Protección de Máxima Corriente**
- **Protección de Máxima Intensidad**
- **Protección de Sobrecorriente**

Se basa en la comparación de una sola magnitud en este caso I , con un nivel constante, pre-ajustado y tomado como valor de referencia.

Esto permite asegurar, en la mayoría de los casos, pero **no siempre**, que se esta en presencia de una falla, aunque no es posible establecer con precisión la ubicación de la misma , para lograr un sistema **perfectamente selectivo**.





Dependencia de la I de Falla

- a) La generación en el momento de producirse la falla
- b) La configuración de la red entre la generación y la SE1, ya q Z_A depende de ella.
- c) Tipo de de falla (trif, monof., a tierra)
- d) La resistencia de falla.

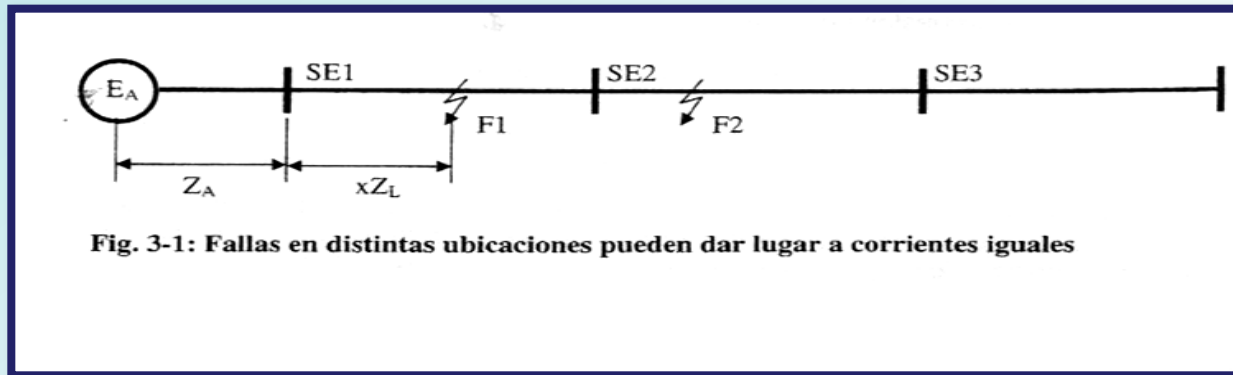


Fig. 3-1: Fallas en distintas ubicaciones pueden dar lugar a corrientes iguales

Conclusión: un Sist. Protecc, basado en la sola detección de niveles de corriente, **no puede ser selectivo**.
selectivo: asegurar la eliminación de la porción averiada de la red, o la menor porción posible de esta



Como se logra selectividad ???

Se debe agregar la función **TEMPORIZACIÓN**, es decir retardo de la orden de apertura de acuerdo a un programa (función de Temporizac.)previamente seteado.

Los retardos de operación para lograr selectividad generan tiempos de actuación importantes.

Aplicaciones

- Líneas de Distribución de Media y Baja Tensión. (Protección Principal)
- Líneas de Subtransmisión (Protección Principal raramente)
- Líneas de Subtransmisión y Transmisión (como respaldo de otros sistemas)
- Protección de Fallas a tierras muy resistivas.
- Protección de Generadores, motores y transformadores. (respaldo)





Características de los Relés de Sobre-Corriente.

- *De tiempo independiente o tiempo definido.*
- *De tiempo inverso.*

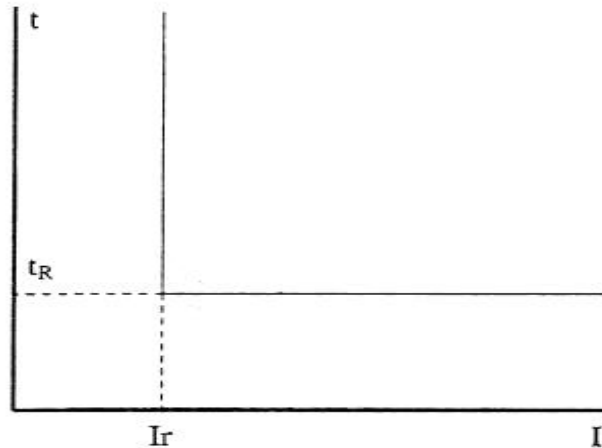


Fig. 3-2: Característica de tipo
Tiempo Independiente

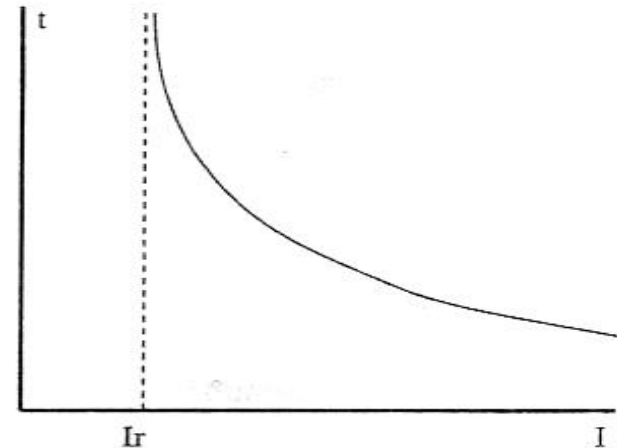
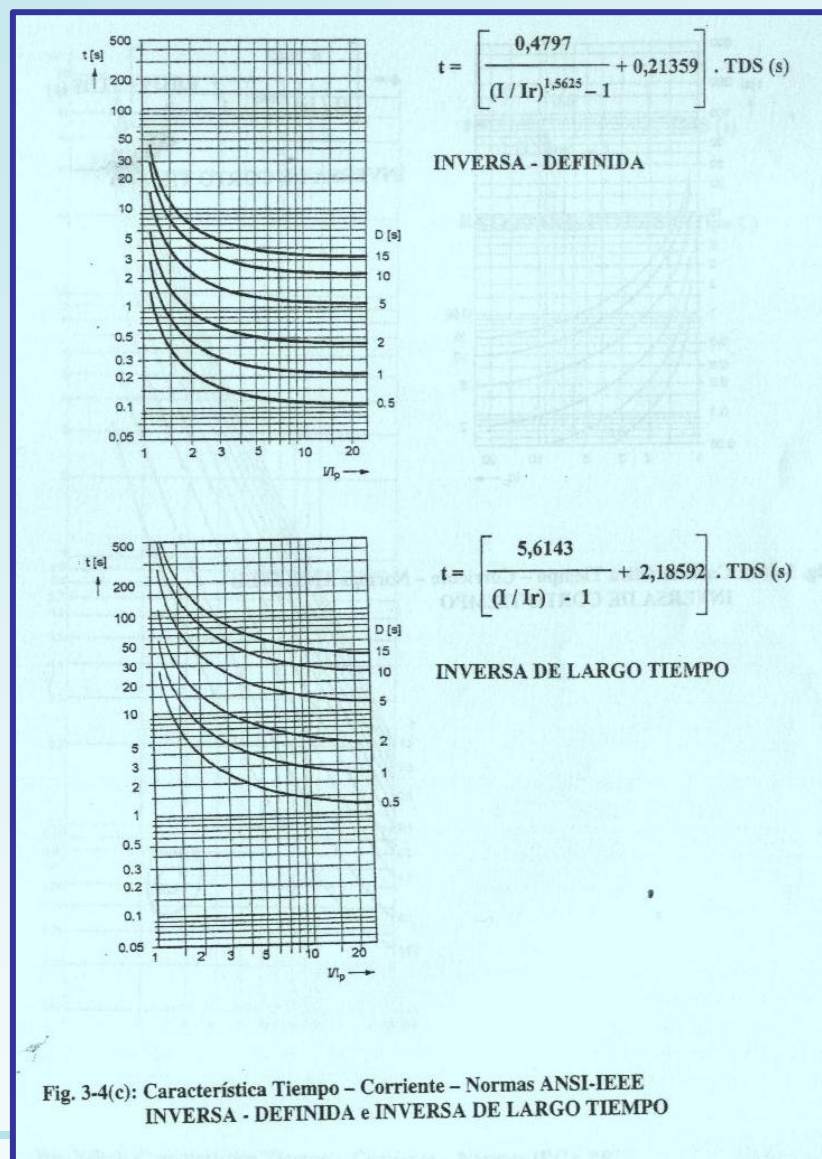
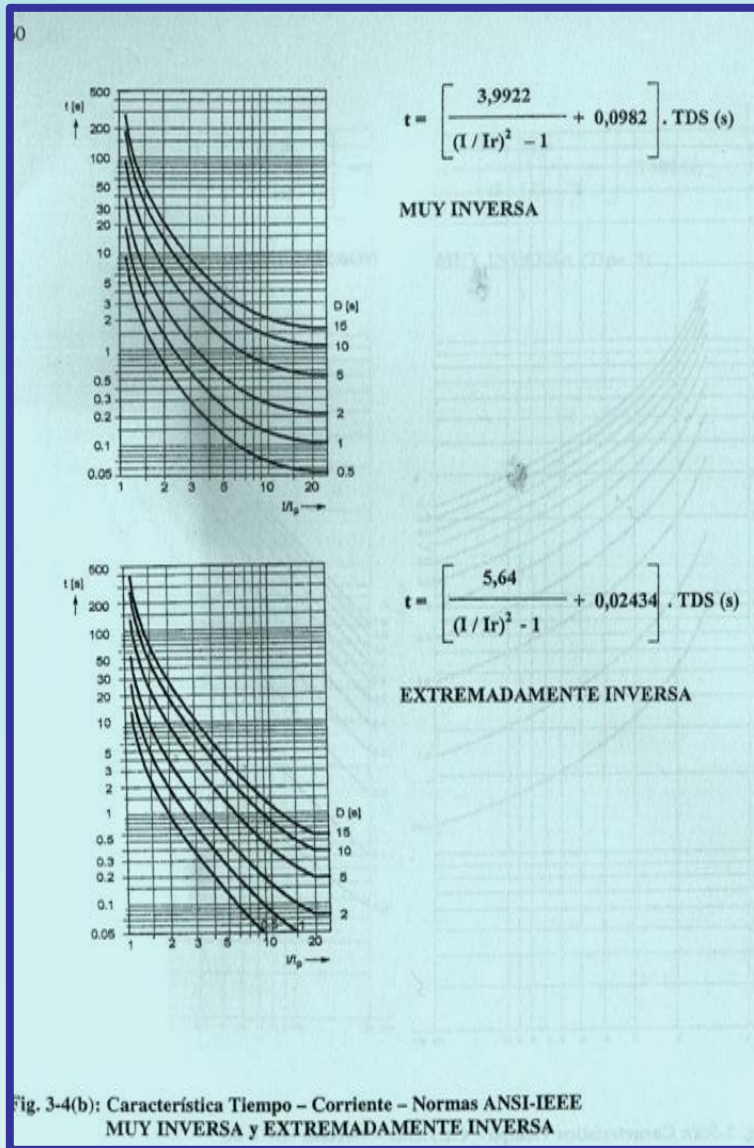


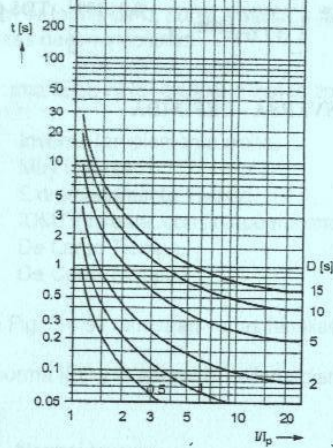
Fig. 3-3: Característica de tipo
Tiempo Inverso





Características de Tiempo Inverso Usuales. Normas IEEE o IEC

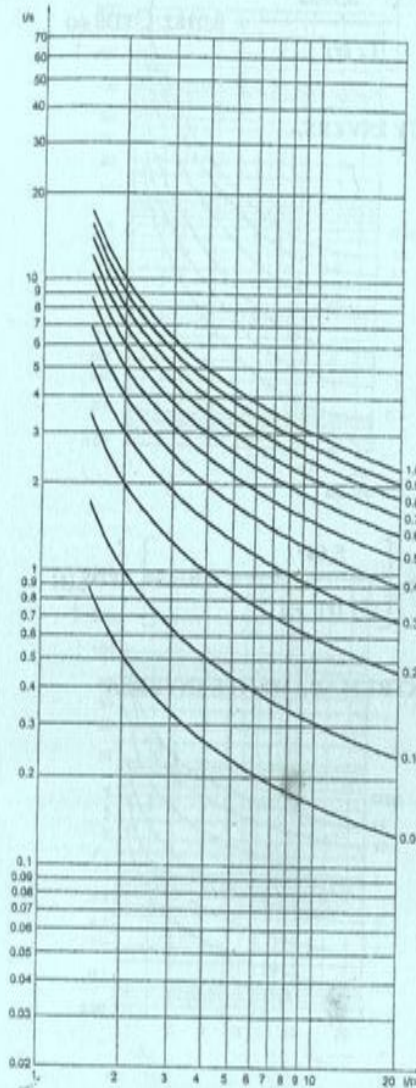




INVERSA DE CORTO TIEMPO

$$t = \left[\frac{0,2003}{(I / I_r)^{1,2969}} + 0,03393 \right] \cdot TDS \text{ (s)}$$

Fig. 3-4(d): Característica Tiempo – Corriente – Normas ANSI-IEEE
INVERSA DE CORTO TIEMPO



$$t = \left[\frac{0,14}{(I / I_r)^{0,02}} - 1 \right] \cdot TMS \text{ (s)}$$

NORMAL INVERSA (Tipo A)

Fig. 3-5(a): Característica Tiempo – Corriente – Normas IEC o BS
NORMAL INVERSA

Característica	Ecuación (IEC 60255)
Normal Inversa (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1}$
Muy Inversa (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{(I/I_p) - 1}$
Extremadamente Inversa (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1}$

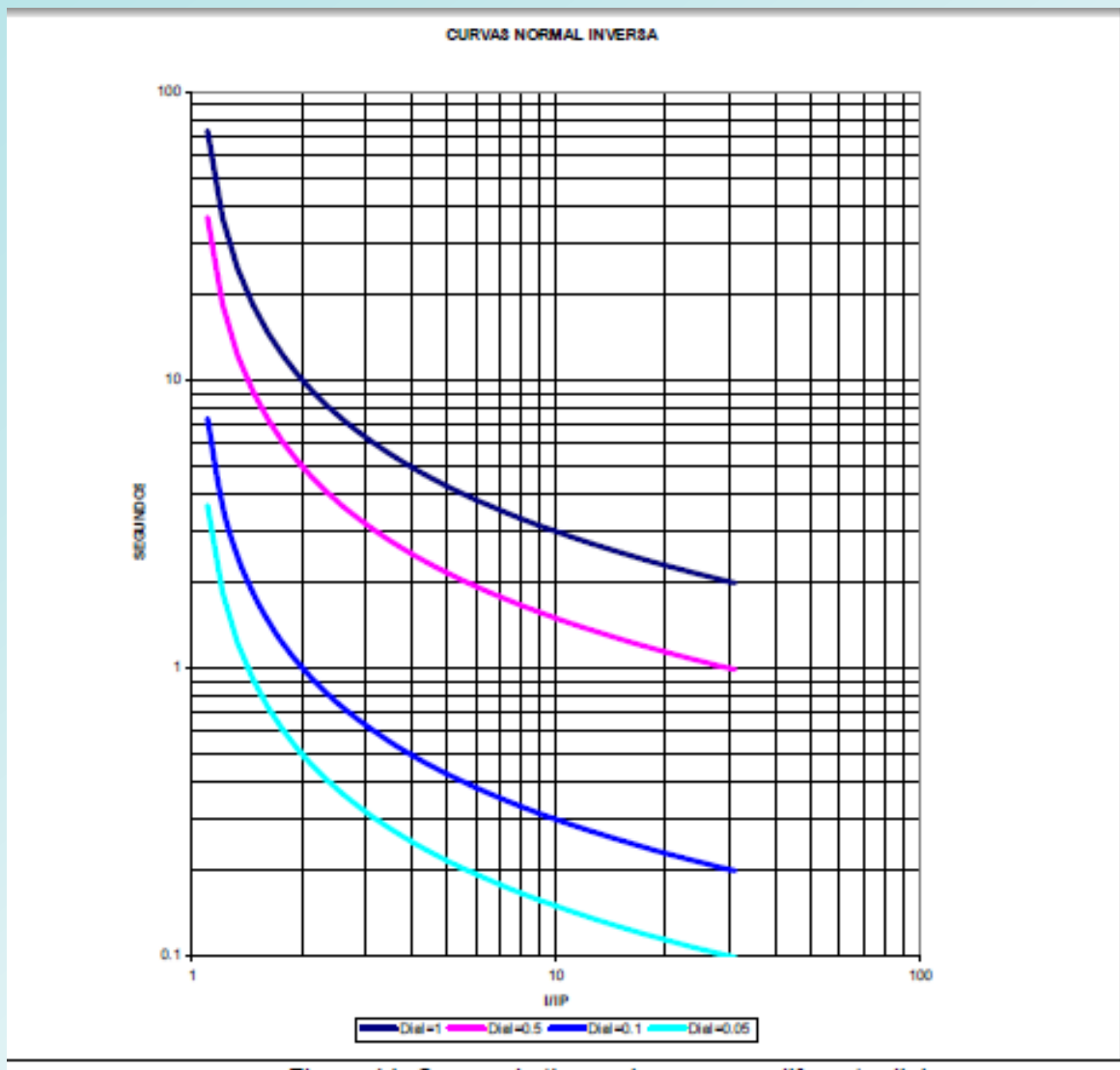
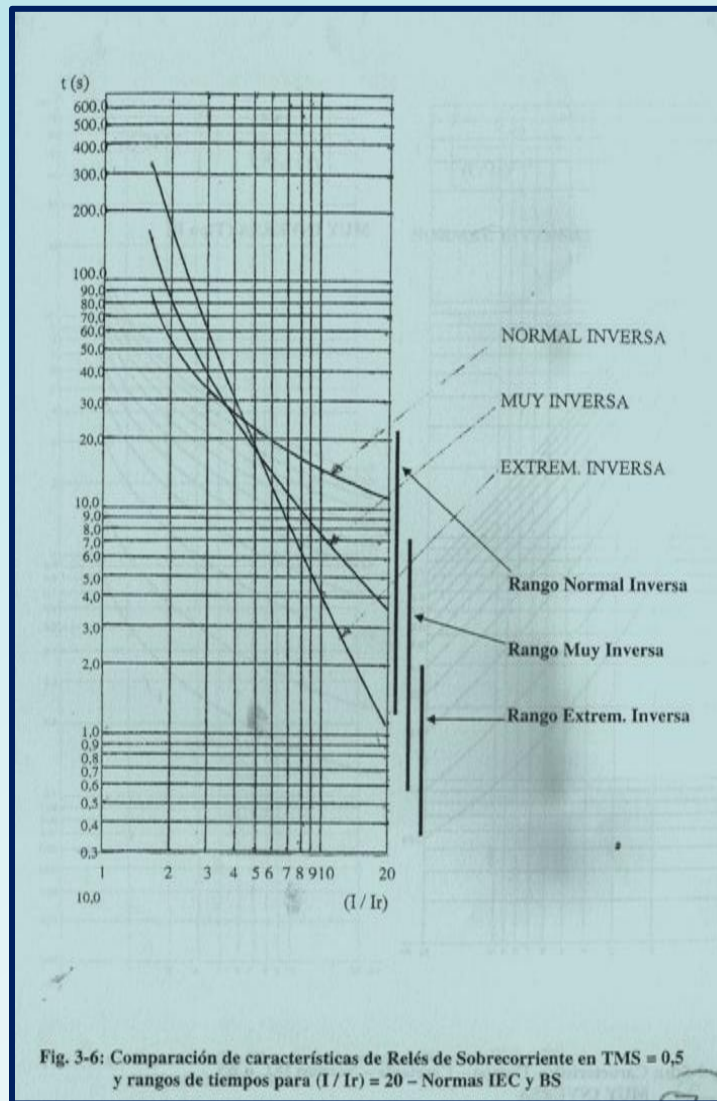


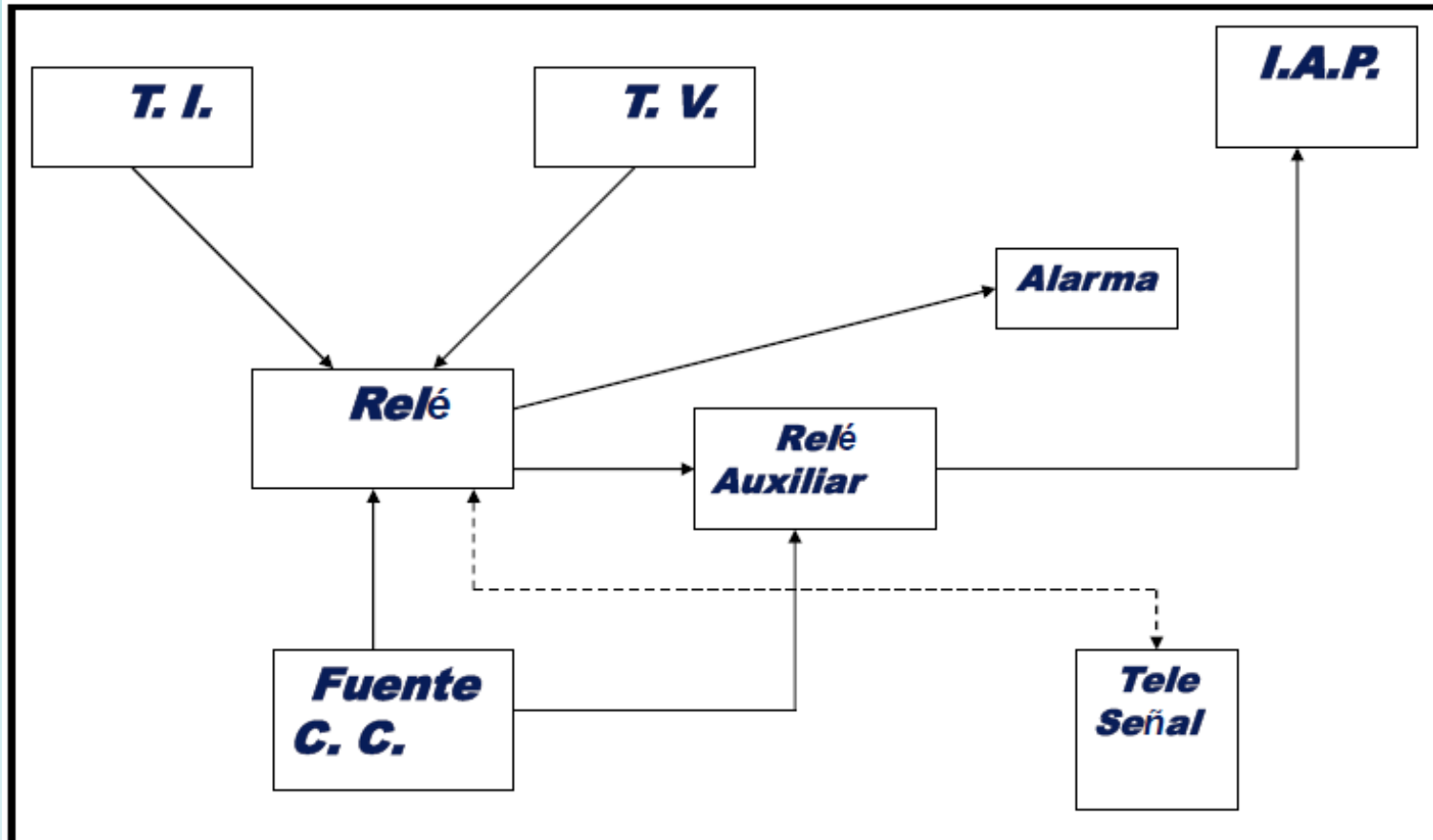
Figura 14. Curvas de tiempo inverso con diferente dial

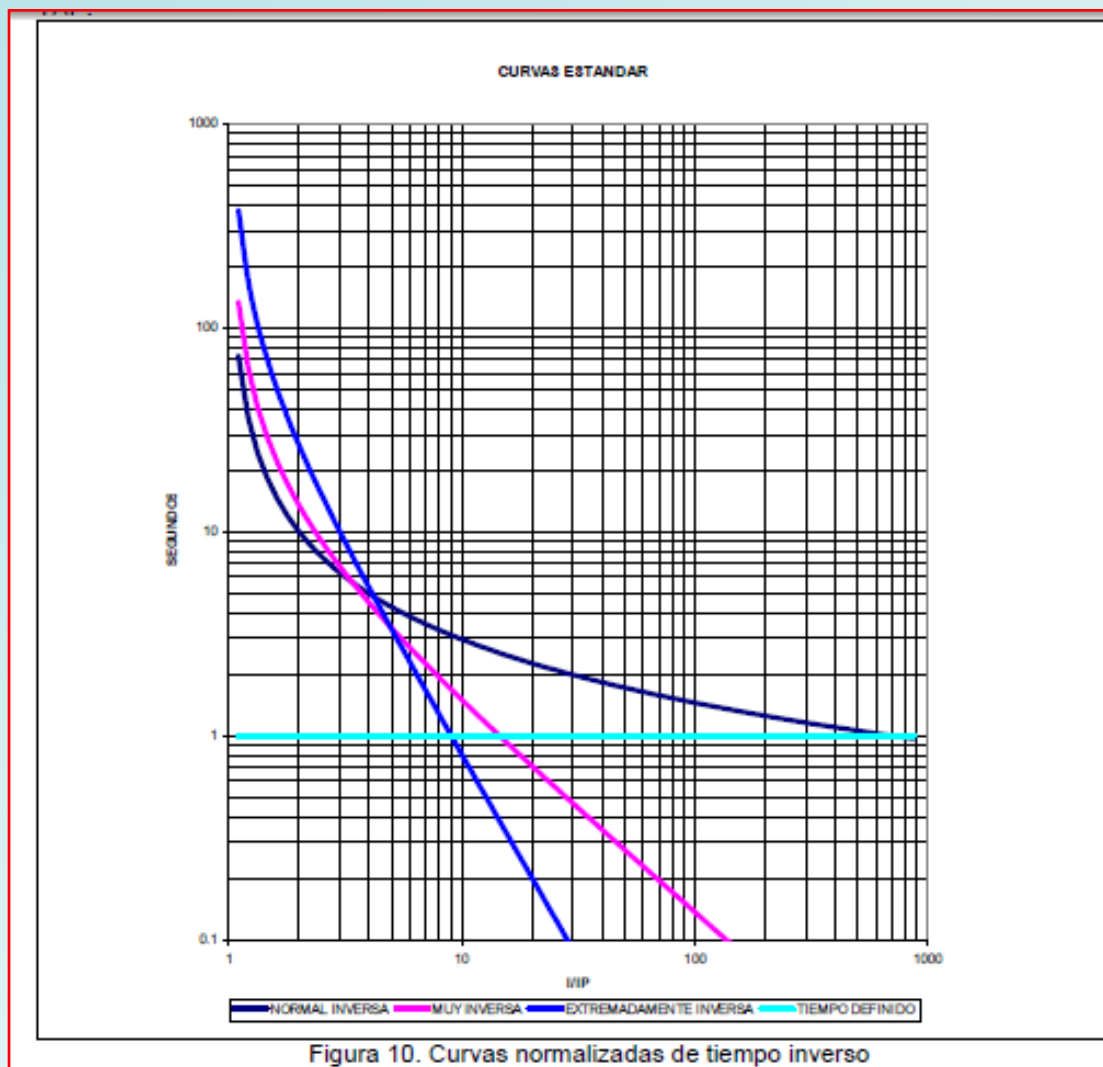






El Subsistema de protección







Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Rosario

Unidades Instantáneas.

Se asocian a los dispositivos temporizados para actuar sin retardo, cuando la corriente circulante es mayor que un valor determinado.

Tipos Constructivos.

- Dispositivos Electromecánicos, de inducción y atracción de armadura.
- Electrónicos Analógicos.
- Digital o Numérica.





Intervalo Selectivo “S”

- Premisa principal, el relé más cercano a la falla debe actuar primero.
- Interesa conocer cual es ese “**antes**” del relé cercano y el “**despues**” de los más alejados.
- Hay que considerar cierto margen de retardo.
- **Intervalo Selectivo**: es la menor diferencia de tiempo tolerable en la operación de relés que deben coordinar entre si, para cualquier lcc.
- Errores propios en tiempos de Accionamientos de los Relés.
- Tiempo de apertura de los IAP.
- Sobregiro (overshoot). Solo para electromecánicos

En la Práctica Intervalo Selectivo. 0.4 segundos



¿Cómo Lograr selectividad ?.

- La obtención de la selectividad con la PS, se basa en un escalonamiento creciente, desde los relés más alejados de la fuente “**remotos**” a los más “**cercanos**” a ella.
- Se considera la condición de Máximo Cortocircuito. (gener. Red, tipo de falla.)
- Realizar la coordinación por pares de relés **remoto-cercano**.

▪ **Información Básica**

- A) Diagrama unifilar del sistema en estudio
- B) Valores máximos y mínimos de corrientes de falla.
- C) Corriente de carga máxima de la línea.
- D) Relación de transformación de los TI



EL CONCEPTO DE RESPALDO.

A los sistemas de protección se les aplica un muy importante principio, según el cual los dispositivos de protección deben ser respaldados en su funcionamiento, de modo que un defecto en alguno de ellos no implique la pérdida total de la respectiva función de protección. Hablando con más rigor, debe diferenciarse entre respaldo de dispositivos en particular, por ejemplo, un relé de protección respaldando a otro, y respaldo completo de un sistema de protección, por ejemplo, un sistema basado en un determinado principio respaldado por otro sistema basado en un principio diferente.

Clásicamente se han distinguido dos tipos de respaldo:

■ **RESPALDO LOCAL.**

■ **RESPALDO REMOTO.**





Se habla de Respaldo Local cuando un relé de protección y algunos o todos sus dispositivos asociados están duplicados en cuanto a su función, en una misma ET. Que estén duplicados en su función no significa que necesariamente los dispositivos sean iguales.

Se habla de Respaldo Remoto cuando se previene el mal funcionamiento de un relé de protección o de sus dispositivos asociados mediante el accionamiento de relés ubicados en otros puntos de la red. El accionamiento de un respaldo remoto normalmente involucra un grado de pérdida de selectividad del sistema de protección.

Estas acepciones no distinguen soluciones de respaldo que contengan relés que realicen una función de respaldo dentro de una misma subestación o planta generadora, pero produciendo la apertura de interruptores distintos a los de la protección principal y que signifiquen la salida de servicio de mayor cantidad de componentes de la red que los estrictamente necesarios.

*Por otra parte, la palabra “respaldo” se asocia naturalmente a la idea de existencia de sistemas o dispositivos principales y sistemas o dispositivos que realicen el respaldo de los principales. Si bien esto es así con los respaldos remotos y en muchos casos de respaldos locales, hay una fuerte tendencia, principalmente en las redes de alta y muy alta tensión, a tener dispositivos o sistemas de respaldo mutuo. **Dicho de otro modo, la existencia en estos casos de sistemas o dispositivos 1 y 2 con funciones de respaldo mutuo, no significa que uno de ellos será el principal y que actuará más***





Criterios para la Coordinación de los Relés de SobreCorriente en Redes Radiales.

- La corriente de arranque Mínima Posible del relé $I_{arr} \geq 1.2 I_{cmax}$. (max. Corriente de repos. Con carga fría).
- La corriente de arranque Máxima Posible debe ser menor q la I_{cc} minima, que produzca una falla en el extremo remoto de la línea adyacente a la línea especif, protegida por el relé. (Condición de respaldo remoto)
 $I_{arr} \leq 0.8 I_{ccmin}$.
- Regulación de tiempo. Entre pares de relés deben cumplir con S , el remoto debe tener la menor regulación de tiempo.
- Selección de Tipos de curvas a utilizar elegir (tiempo independiente, Tiempo Inverso, Tiempo extremadamente inverso) tratando de minimizar los tiempos de despeje de fallas. No hay un único criterio.
- En lo posible utilizar relés con la misma curva característica.

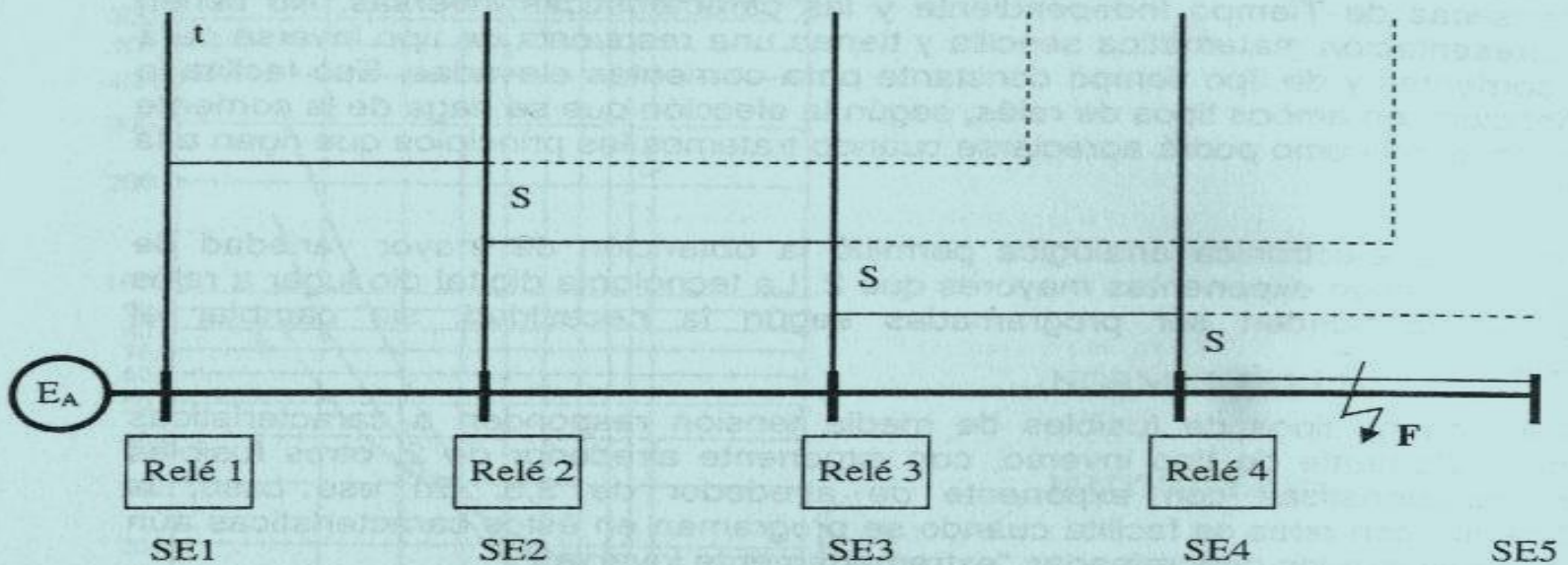
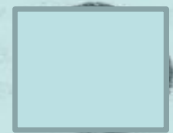


Fig. 3-8: Diagrama Tiempo – Distancia para un sistema con relés de Tiempo Independiente



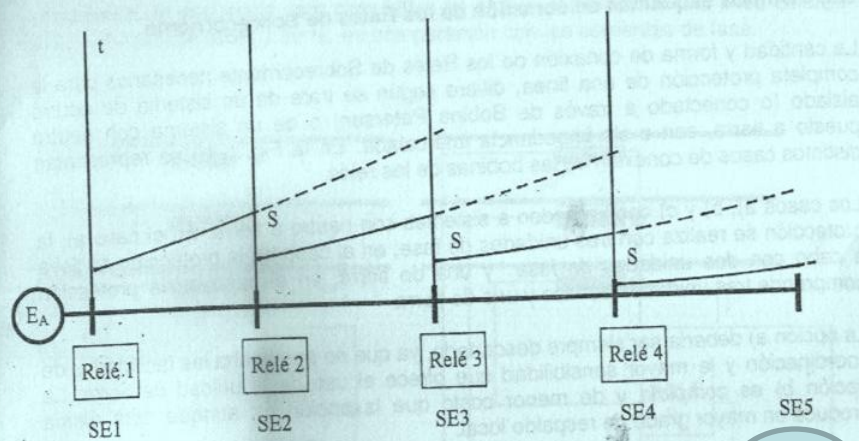


Fig. 3-9: Diagrama Tiempo - Distancia para un sistema con relés de Tiempo Inverso

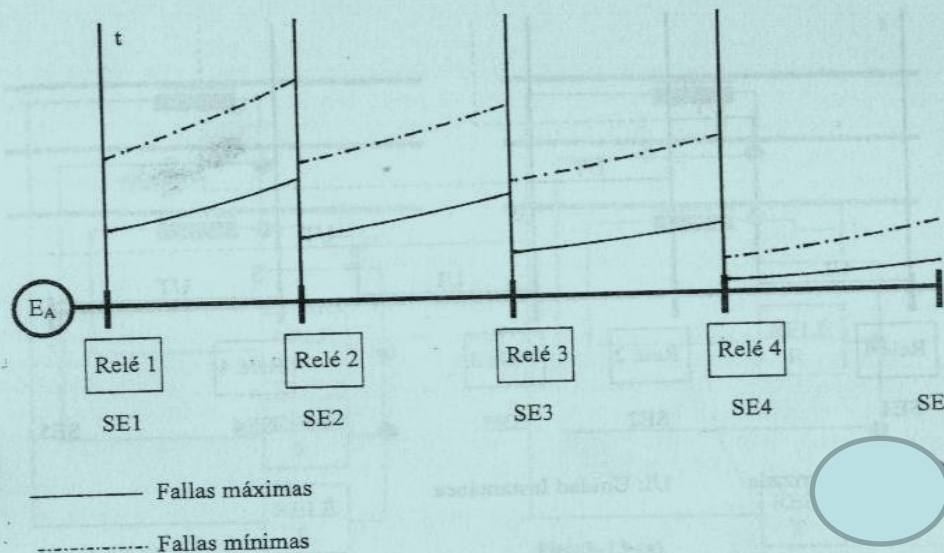
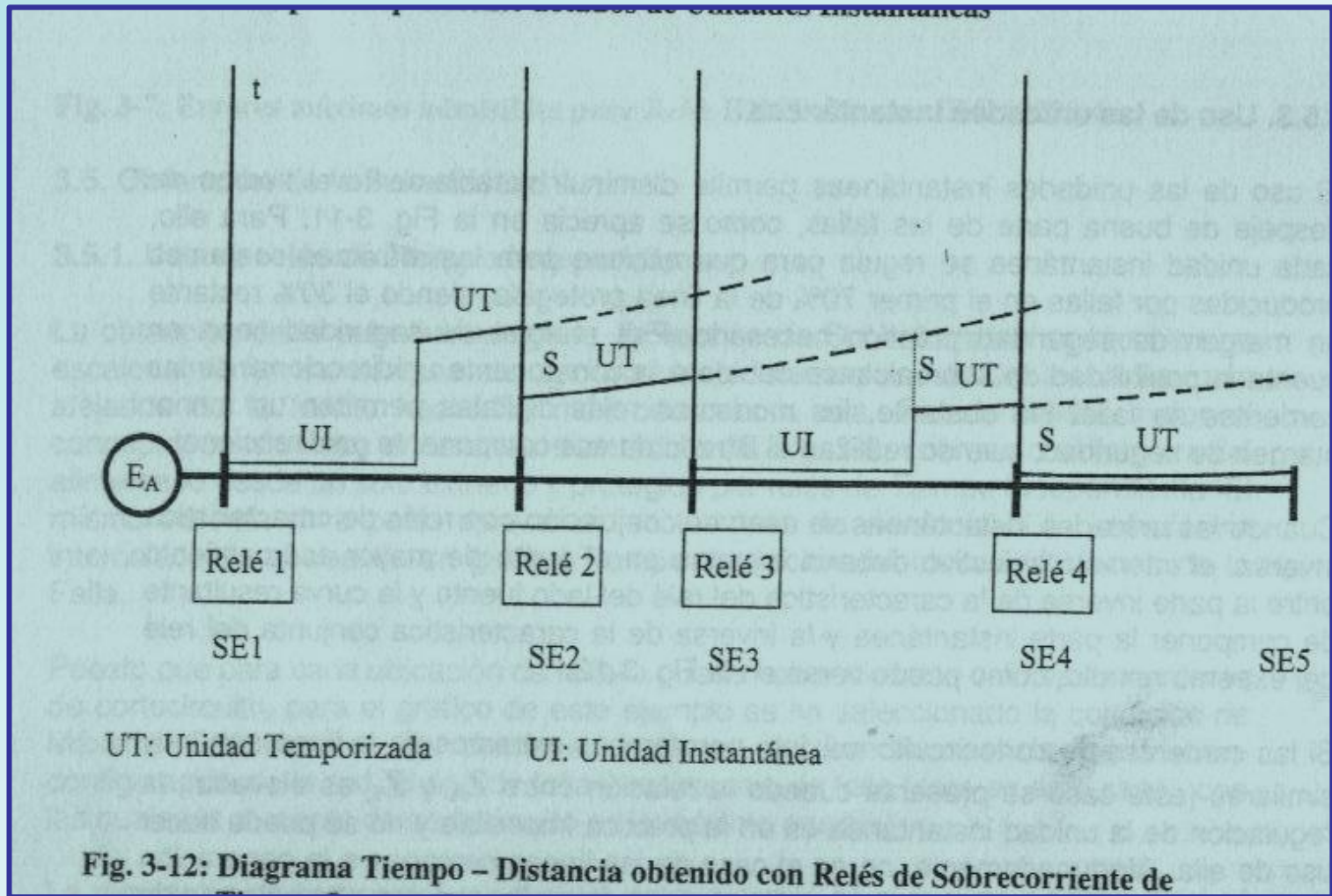
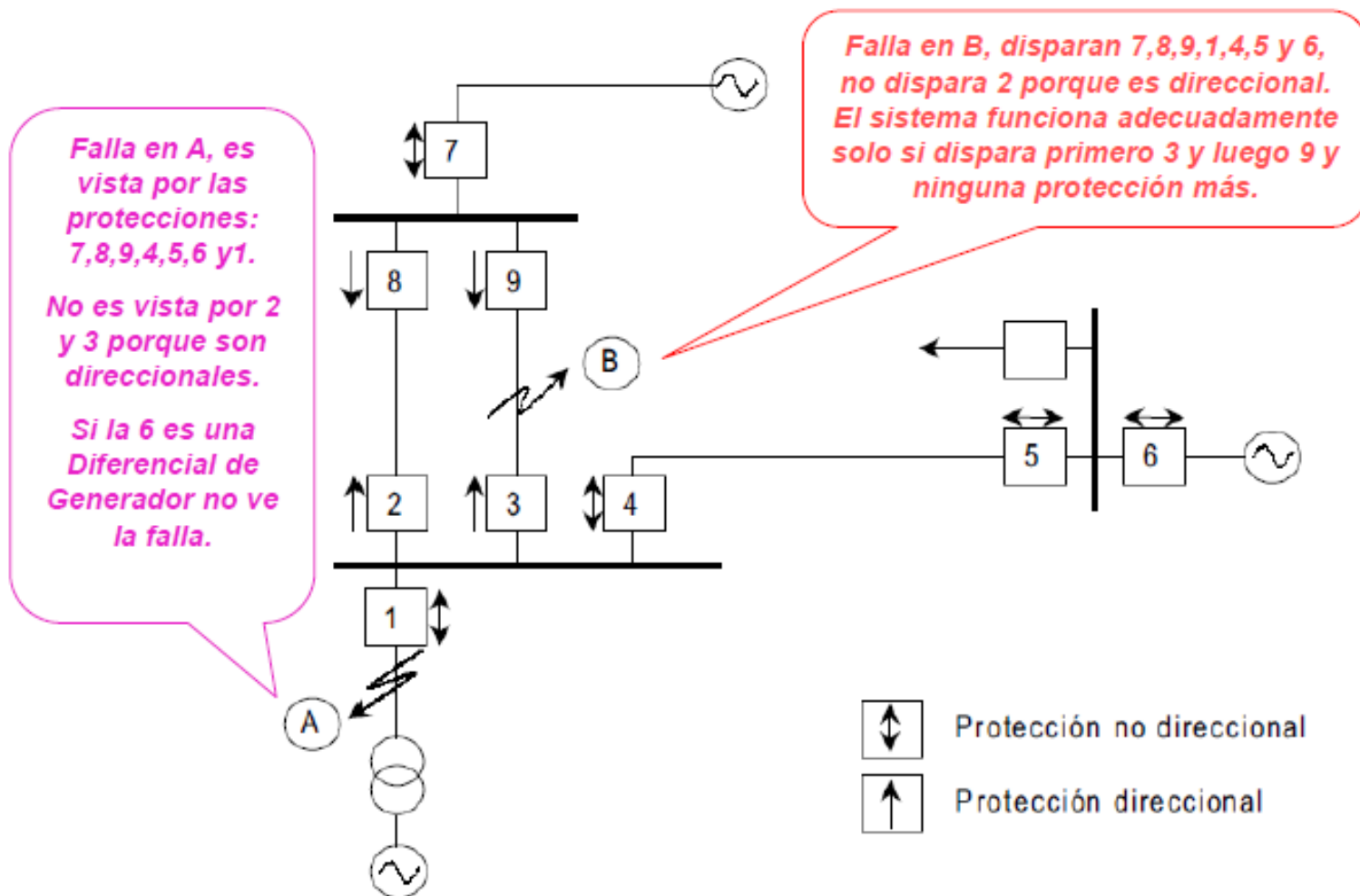


Fig. 3-10: Aumento de tiempos de accionamiento durante fallas mínimas





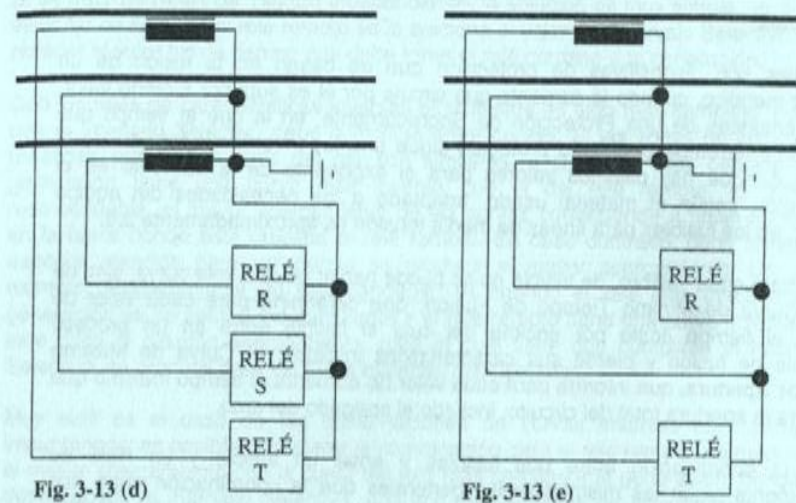
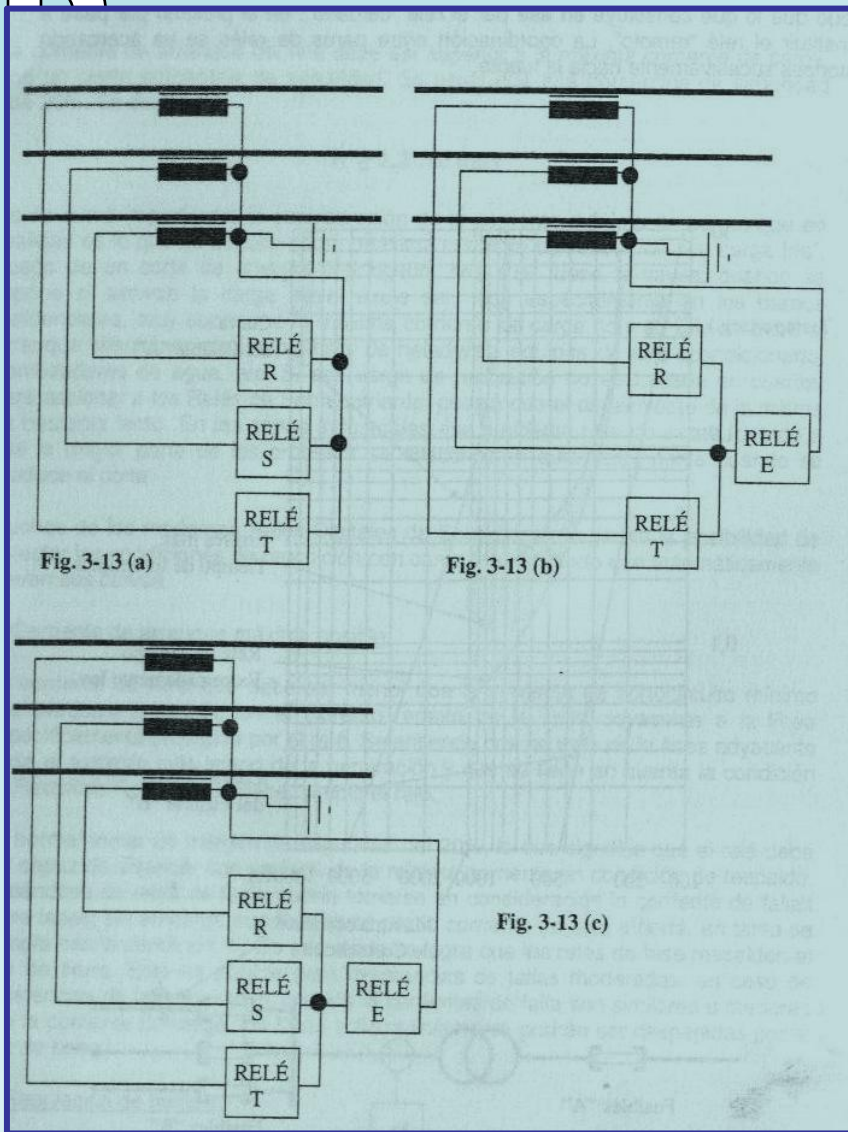


Fig. 3-13: Distintas formas de conexión de los Relés de Sobrecorriente

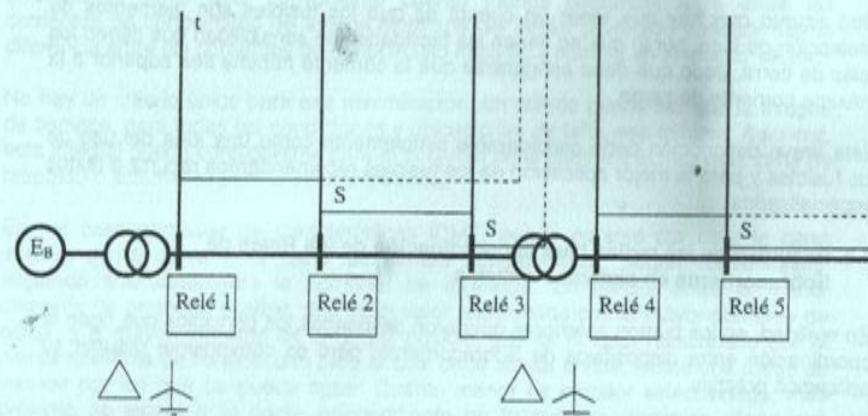


Fig. 3-14: Ejemplo de escalonamiento de tiempos con los Relés de Sobrecorriente de Tierra



Códigos ANSI de funciones de protección

En la tabla siguiente aparecen las principales funciones de protección junto con una breve definición. Aparecen descritas en orden numérico por código ANSI C37.2.

Código ANSI	Nombre de función	Definición
12	Máxima velocidad	Detección de máxima velocidad de la máquina giratoria
14	Mínima velocidad	Detección de mínima velocidad de la máquina giratoria
21	Protección de distancia	Detección de medida de impedancia
21B	Mínima impedancia	Protección de cortocircuito entre fases de reserva para generadores
24	Control de flujo	Comprobación de sobreflujo
25	Comprobación de sincronización	Comprobación antes de poner en paralelo dos partes del sistema eléctrico
26	Termostato	Protección contra sobrecargas
27	Mínima tensión	Protección para el control de los mínimos de tensión
27C	Mínima tensión directa	Protección de motores contra el funcionamiento con tensión insuficiente
27R	Mínima tensión remanente	Comprobación de la desaparición de la tensión sostenida por las máquinas giratorias después de la desconexión de la alimentación
27TN	Mínima tensión del tercer armónico	Detección de fallos a tierra en el aislamiento del bobinado del estator (neutro de impedancia)
32P	Máxima potencia activa direccional	Protección contra la transferencia de máxima potencia activa
32R	Máxima potencia reactiva direccional	Protección contra la transferencia de máxima potencia reactiva
37	Mínima intensidad de fase	Protección trifásica contra la subintensidad
37S	Mínima potencia activa direccional	Protección contra la transferencia de mínima potencia activa
37Q	Mínima potencia reactiva direccional	Protección contra la transferencia de mínima potencia reactiva
38	Supervisión de temperatura de los cojinetes	Protección contra el recalentamiento de los cojinetes de la máquina giratoria
40	Pérdida de campo	Protección de máquinas síncronas contra fallos o pérdidas de campo
46	Inversa / desequilibrada	Protección contra la corriente de fase desequilibrada



Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Rosario

47	Máxima tensión inversa	Protección de tensión inversa y detección de rotación inversa de las máquinas giratorias
48 - 51LR	Tiempo de arranque excesivo y rotor bloqueado	Protección de motores contra arranques con sobrecargas o tensión reducida, y para cargas que se pueden bloquear
49	Sobrecarga térmica	Protección contra sobrecargas
49T	Sondas de temperatura	Protección contra el recalentamiento de los bobinados de las máquinas
50	Máxima intensidad de fase instantánea	Protección trifásica contra cortocircuitos
50BF	Fallo de disyuntor	Comprobación y protección si el disyuntor no se dispara después de una orden de disparo
50N o 50G	Fallo a tierra instantáneo	Protección contra fallos a tierra: 50N: corriente residual calculada o medida por 3 TI 50G: corriente residual medida directamente por un único sensor (TI o toroidal)
50V	Máxima intensidad de fase por retención de tensión instantánea	Protección trifásica contra cortocircuitos con umbral dependiente de la tensión
50/27	Puesta en tensión involuntaria del generador	Detección de puesta en tensión involuntaria del generador
51	Máxima intensidad de fase temporizada	Protección trifásica contra sobrecargas y cortocircuitos
51N or 51G	Fallo a tierra temporizado	Protección contra fallos a tierra: 51N: corriente residual calculada o medida por 3 TI 51G: corriente residual medida directamente por un único sensor (TI o toroidal)
51V	Máxima intensidad de fase por retención de tensión temporizada	Protección trifásica contra cortocircuitos con umbral dependiente de la tensión
59	Máxima tensión	Protección contra la tensión excesiva o detección de tensión suficiente
59N	Desplazamiento de tensión de neutro	Protección de fallo de aislamiento
63	Presión	Detección de fallos internos del transformador (gas, presión)
64REF	Diferencial de fallo a tierra limitado	Protección de fallo a tierra para bobinados trifásicos conectados en estrella con



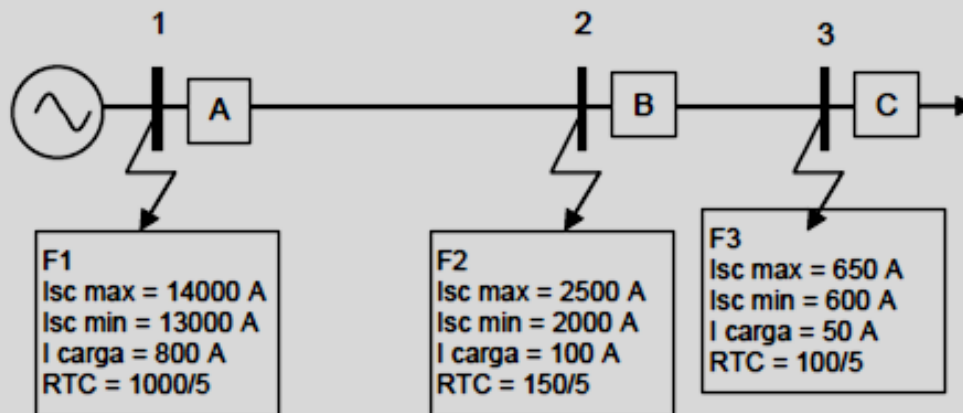
		neutro a tierra
84	100% fallo a tierra del estator del generador	Detección de fallos a tierra en el aislamiento del bobinado del estator (sistemas eléctricos con neutro de impedancia)
86	Arranques sucesivos	Función de protección que supervisa el número de arranques del motor
87	Máxima intensidad de fase direccional	Protección de cortocircuito trifásico según la dirección de flujo de la corriente
87N/87NC	Fallo a tierra direccional	Protección de fallo a tierra según la dirección de flujo de la corriente (NC: neutro compensado)
78	Desplazamiento vectorial	Protección de desconexión de desplazamiento vectorial
78PS	Deslizamiento de polos	Detección de pérdida de sincronización de máquinas síncronas
79	Reenganchador	Dispositivo automatizado que reengancha el disyuntor tras un disparo de fallo de línea transitorio
81H	Máxima frecuencia	Protección contra una frecuencia anormalmente alta
81L	Mínima frecuencia	Protección contra una frecuencia anormalmente baja
81R	Derivada de frecuencia	Protección para la desconexión rápida de dos partes del sistema eléctrico
87B	Diferencial de barra	Protección trifásica contra fallos internos en barras
87G	Diferencial de generador	Protección trifásica contra fallos internos en generadores de CA
87L	Diferencial de línea	Protección trifásica contra fallos internos en líneas
87M	Diferencial de motor	Protección trifásica contra fallos internos en motores
87	Diferencial de transformador	Protección trifásica contra fallos internos en transformadores





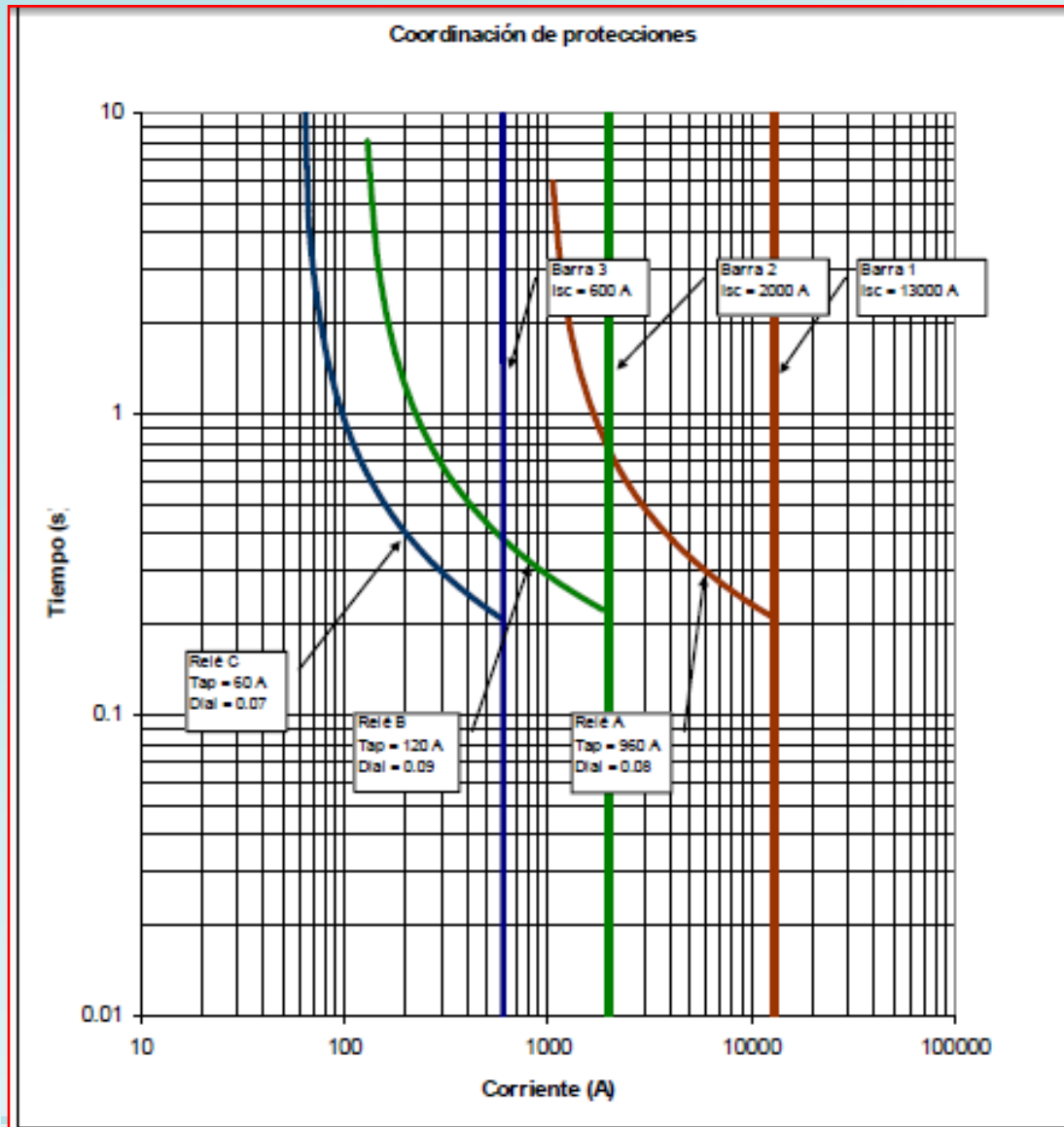
Metodología de cálculo:

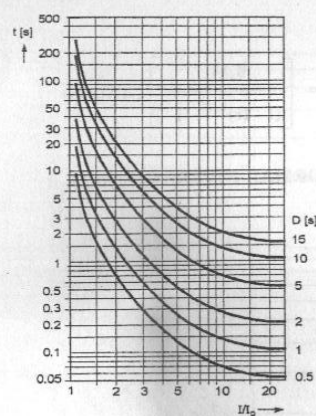
Consideremos el siguiente sistema con las corrientes de falla máxima y mínima indicada en cada barra:



Para determinar los ajustes que nos ofrezca una correcta coordinación empezamos a analizar el sistema desde el lugar más alejado de la fuente, es decir, para el relé en C.

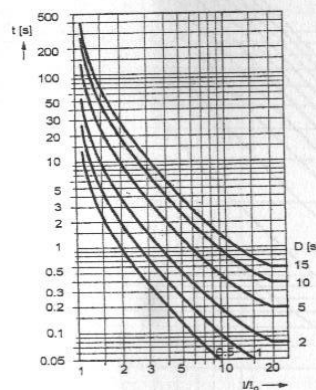






$$t = \left[\frac{3,9922}{(I / I_r)^2 - 1} + 0,0982 \right] \cdot TDS (s)$$

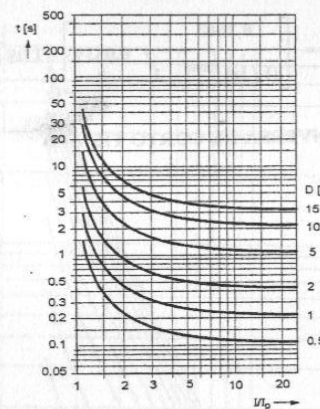
MUY INVERSA



$$t = \left[\frac{5,64}{(I / I_r)^2 - 1} + 0,02434 \right] \cdot TDS (s)$$

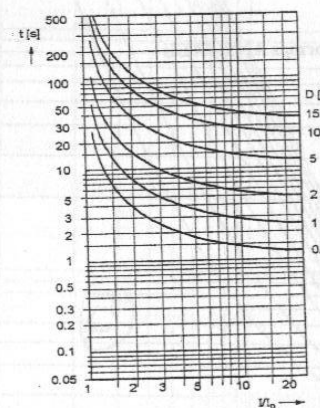
EXTREMADAMENTE INVERSA

Fig. 3-4(b): Característica Tiempo – Corriente – Normas ANSI-IEEE
MUY INVERSA y EXTREMADAMENTE INVERSA



$$t = \left[\frac{0,4797}{(I / I_r)^{1,5625} - 1} + 0,21359 \right] \cdot TDS (s)$$

INVERSA - DEFINIDA



$$t = \left[\frac{5,6143}{(I / I_r) - 1} + 2,18592 \right] \cdot TDS (s)$$

INVERSA DE LARGO TIEMPO

Fig. 3-4(c): Característica Tiempo – Corriente – Normas ANSI-IEEE
INVERSA - DEFINIDA e INVERSA DE LARGO TIEMPO



IEC curves

$$t = T \times \left(\frac{\beta}{(M^\alpha - 1)} + L \right)$$

or

IEEE curves

$$t = TD \times \left(\frac{\beta}{(M^\alpha - 1)} + L \right) \text{ where:}$$

t = Operation time

β = Constant

M = I/Is

I = Measured current

Is = Current threshold setting

α = Constant

L = ANSI/IEEE constant (zero for IEC curves)

T = Time multiplier setting for IEC curves

TD = Time dial setting for IEEE curves

Curve description	Standard	β constant	α constant	L constant
Standard Inverse	IEC	0.14	0.02	0
Very Inverse	IEC	13.5	1	0
Extremely Inverse	IEC	80	2	0
Long Time Inverse	UK	120	1	0
Rectifier	UK	45900	5.6	0
Moderately Inverse	IEEE	0.0515	0.02	0.114
Very Inverse	IEEE	19.61	2	0.491
Extremely Inverse	IEEE	28.2	2	0.1217
Inverse	US	5.95	2	0.18
Short Time Inverse	US	0.16758	0.02	0.11858

