

MANEJO Y CONFIGURACIÓN DE RELES DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA CON LA MALETA OMICRON



Expositor: Francir Escobedo
Correo: francirescobedo@gmail.com



PROTECCIONES EN SEP

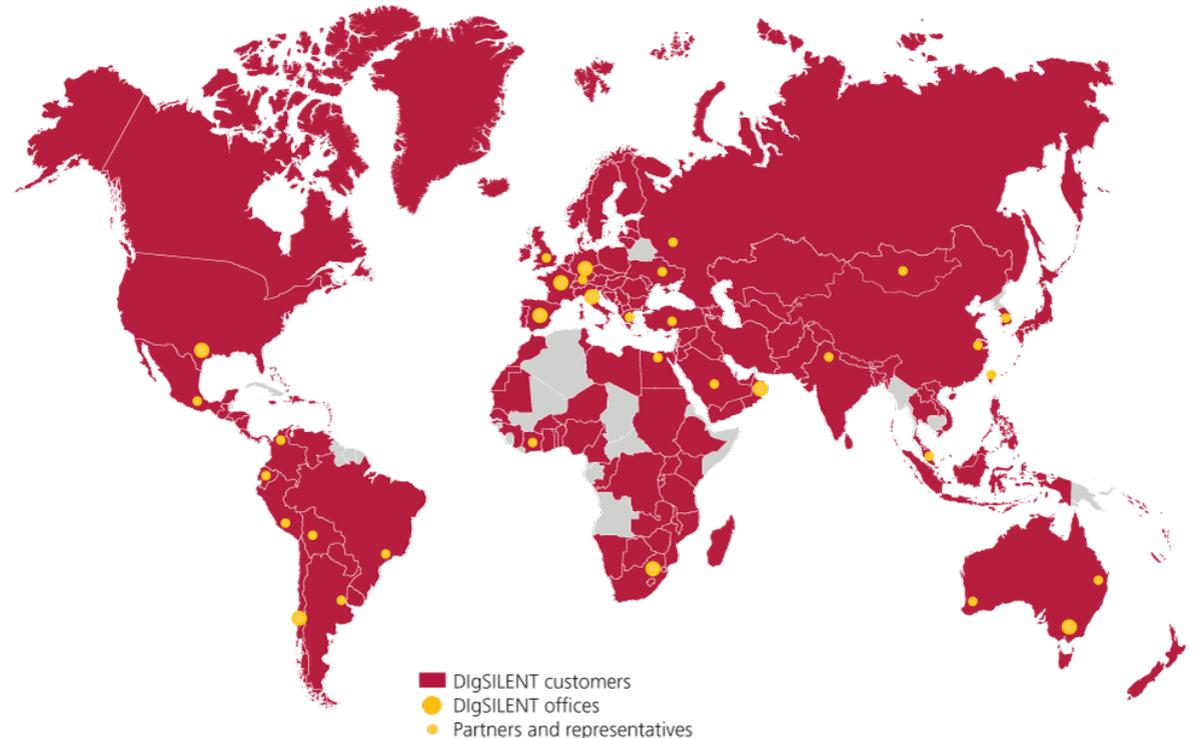
Expositor: Francir Escobedo
Correo: francirescobedo@gmail.com

2.1.- Introducción General

- En un Sistema Eléctrico Interconectado a menudo se incorporan proyectos de expansión de la red Eléctrica, tanto en el área de generación como en la de transmisión y distribución, todo ello con la finalidad de cubrir nuevos requerimientos de energía para el sector industrial y para localidades aisladas que no cuentan con suministro eléctrico.

El crecimiento de la demanda, crea la necesidad de nuevos centros de generación, nuevas líneas de transmisión, reforzamiento de líneas existentes, nuevos centros de transformación, integración de sistemas aislados, etc.; todas estas variaciones devienen inevitablemente en el cambio de la topología de la red.

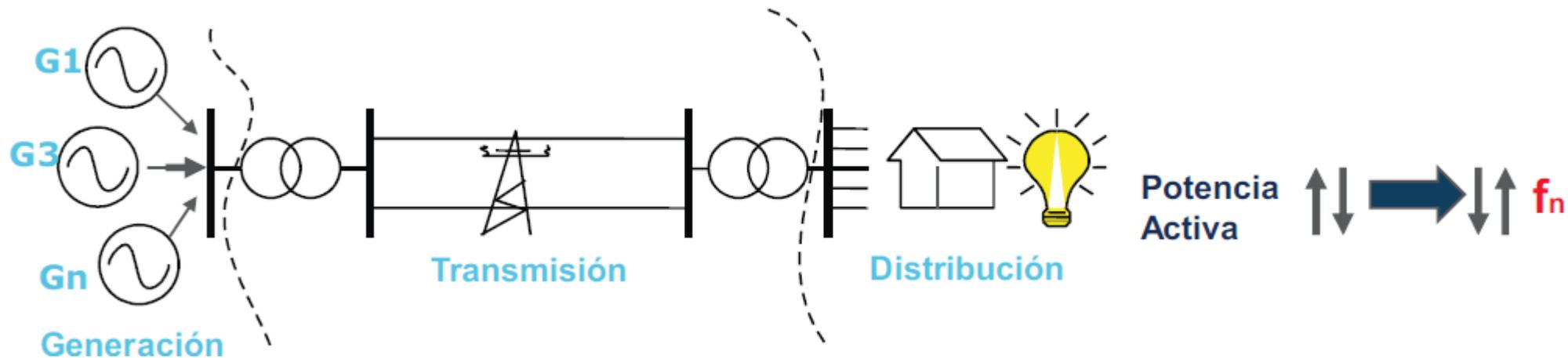
**DIG
SILENT**



2.1.- Introducción General

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están conformados por un gran número de componentes interconectados que están diseñados con el propósito de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Los eventos que más afectan a los sistemas eléctricos son las perturbaciones que traen como consecuencia que la **frecuencia**, **corriente** y **tensión** excedan sus límites nominales.





2.1.- Introducción General

Al producirse una perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección, los relés modernos permiten detectar la fase fallada y la ubicación de la falla.

IEC-60909 “Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC”

IEEE C37.91-2000 Guide_for_Protective_Relay_Applications_to_Power_Transformers

IEEE Std C37.230-2007 Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines.

IEEE C37.102-2006 Guide For Ac Generator Protection

IEEE Std 242-2001 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.

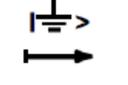
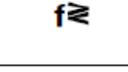
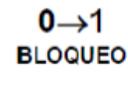
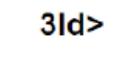
IEEE C37.96-2000 GUIDE FOR AC MOTOR PROTECTION

Std C57.109-2018 Guide For Liquid-immersed Transformer Trough-fault-current Duration

2.1.- Introducción General

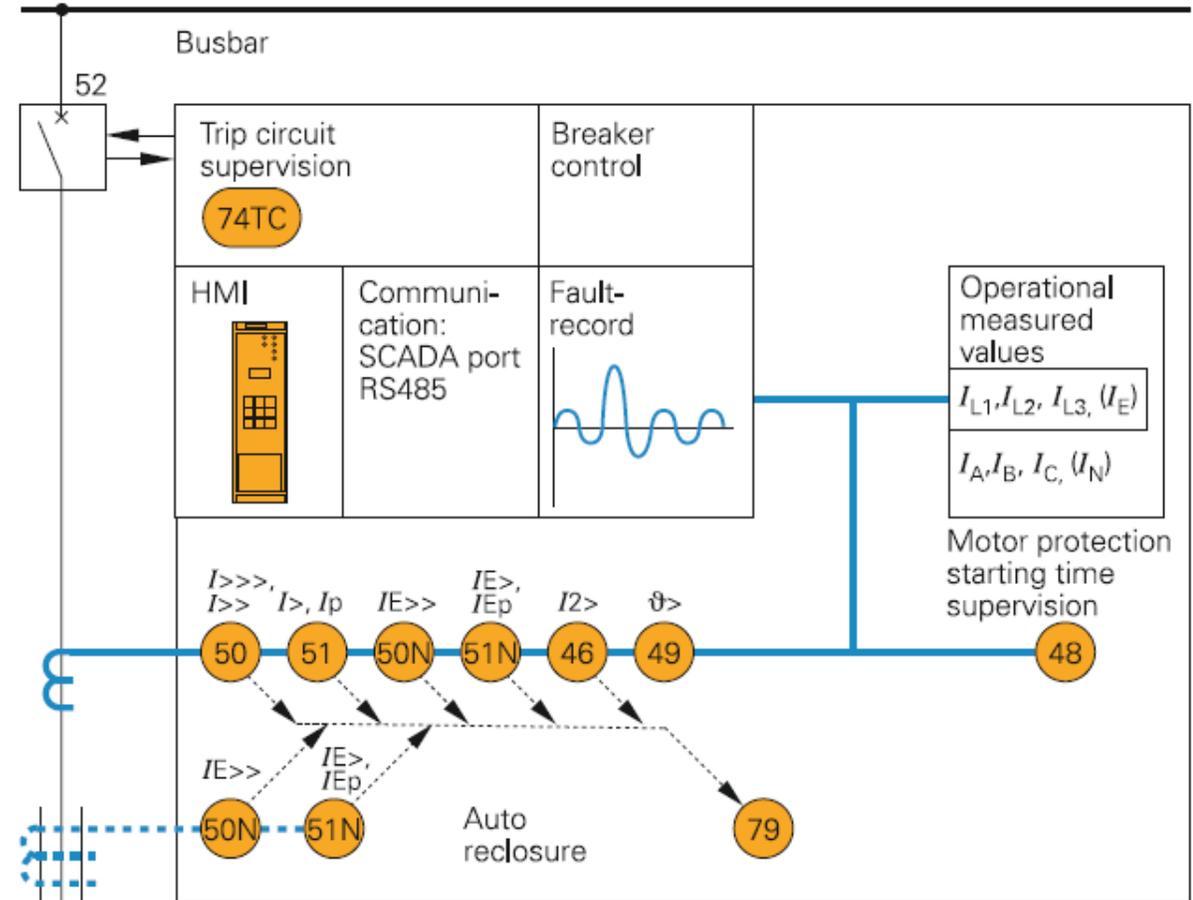
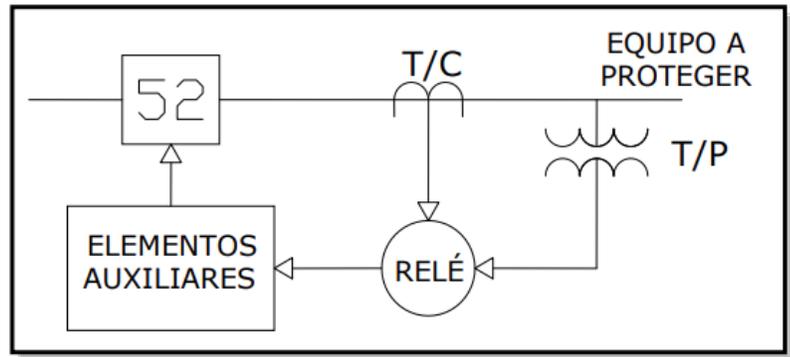
Para identificar las protecciones se han estandarizado las funciones de protección para una nomenclatura que se pueda interpretar e identificar:

Función	ANSI/IEEE	IEC
Protección distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados.	21	
Relé de corriente de fase inversa o des balance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.	46	
Relé térmico de transformador o máquina es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.	49	
Relé instantáneo de sobrecorriente es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.	50	
Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra	50N	
Relé de falla interruptor	51BF	
Relé temporizado de sobrecorriente es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.	51	
Relé temporizado de sobrecorriente de tierra	51N	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé direccional de sobrecorriente de fases	67	
Relé direccional de sobrecorriente de tierra	67N	
Relé de frecuencia es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma.	81	
Relé de bloqueo es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.	86	
Relé diferencial es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.	87	

2.1.- Introducción General

La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a los **relés de protección** a través de los transformadores de **medida**, basado en esta información, los relés detectaran todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación.



2.1.- Introducción General

Como se conoce se realizara en DlgSILENT la verificación de protecciones graduadas o coordinables, estas a su vez se clasifican dependiendo de la función de protección que cumplen en la topología de la red, a continuación se mencionan las protecciones que serán motivo de evaluación:

- **Protección no direccional** de sobrecorriente de fases, toma como elemento de medida las corrientes de fase.
- **Protección no direccional** de sobrecorriente de tierra, toma como elemento de medida la corriente homopolar (3I0).
- **Protección direccional** de sobrecorriente de fases, toma como elemento de medida las corrientes y las tensiones de fase.
- **Protección direccional** de sobrecorriente de tierra, toma como elemento de medida la corriente y la tensión homopolar (3I0 y 3V0).
- **Protección de sobrecorriente controlado por tensión**, toma como elemento de medida las corrientes y las tensiones de fase.
- **Protección de distancia de fases y tierra**, toma como elemento de medida las corrientes y tensiones de fase y homopolar.

2.1.- Introducción General

La protección de sobrecorriente es el criterio más antiguo empleado en la protección de todos los componentes de un sistema eléctrico. Es usada como protección principal en alimentadores radiales de distribución y en transformadores de baja potencia; y como protección de respaldo en equipos más importantes del sistema eléctrico como son los generadores, transformadores de grandes potencias, barras, líneas de transmisión, etc.

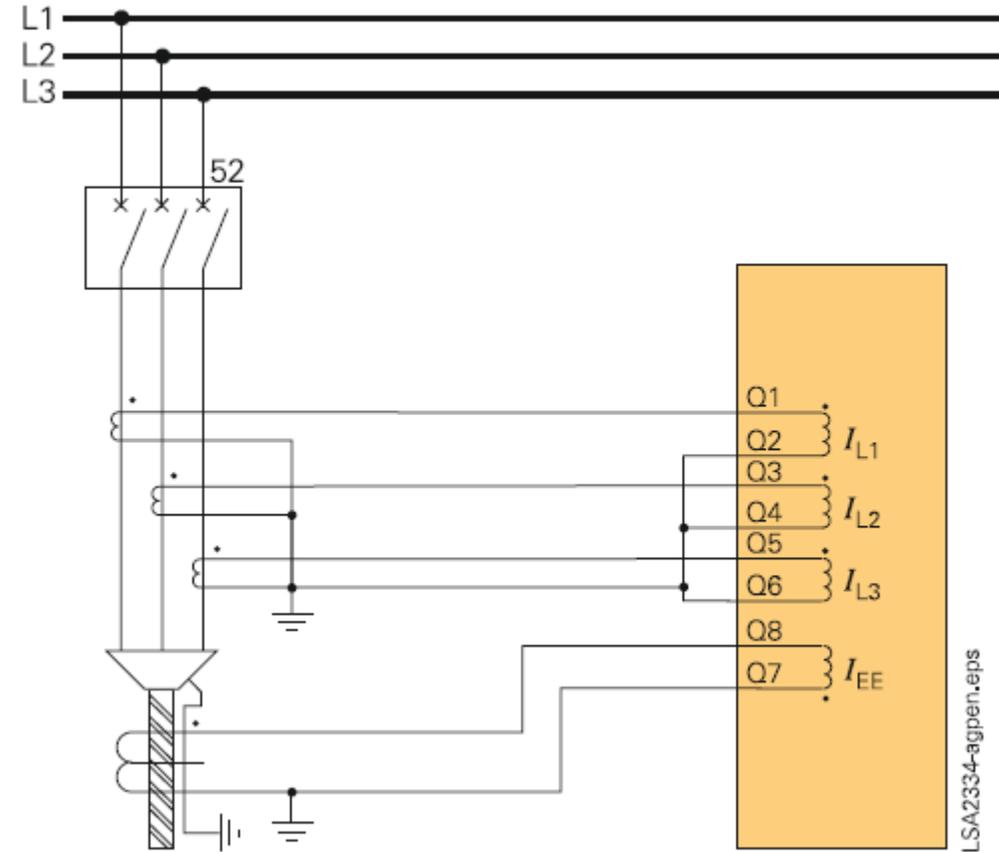
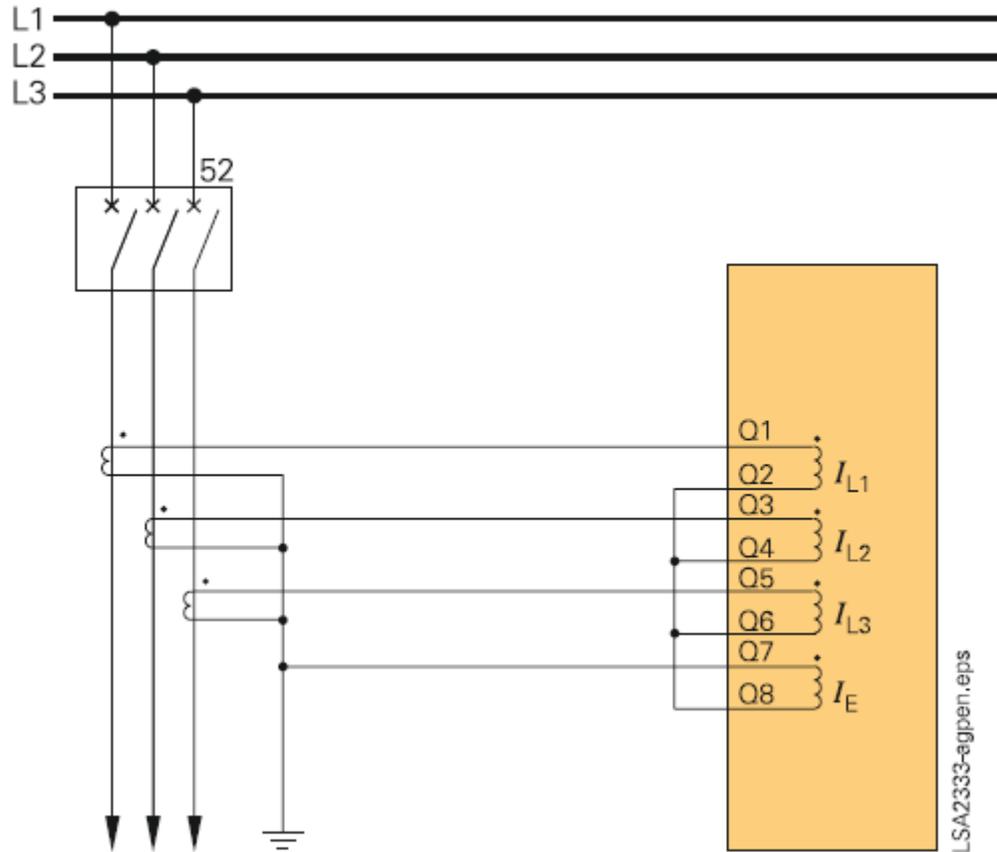
La protección de sobrecorriente mide la corriente de cada fase y la corriente homopolar, con la finalidad de detectar sobrecorriente que se pueden producir en una falla polifásica o monofásica respectivamente.

Para denominar las distintas funciones de protección de sobrecorriente, existe una codificación de uso general, de acuerdo a la norma ANSI. Los códigos que corresponden a las funciones de sobrecorriente son los siguientes:

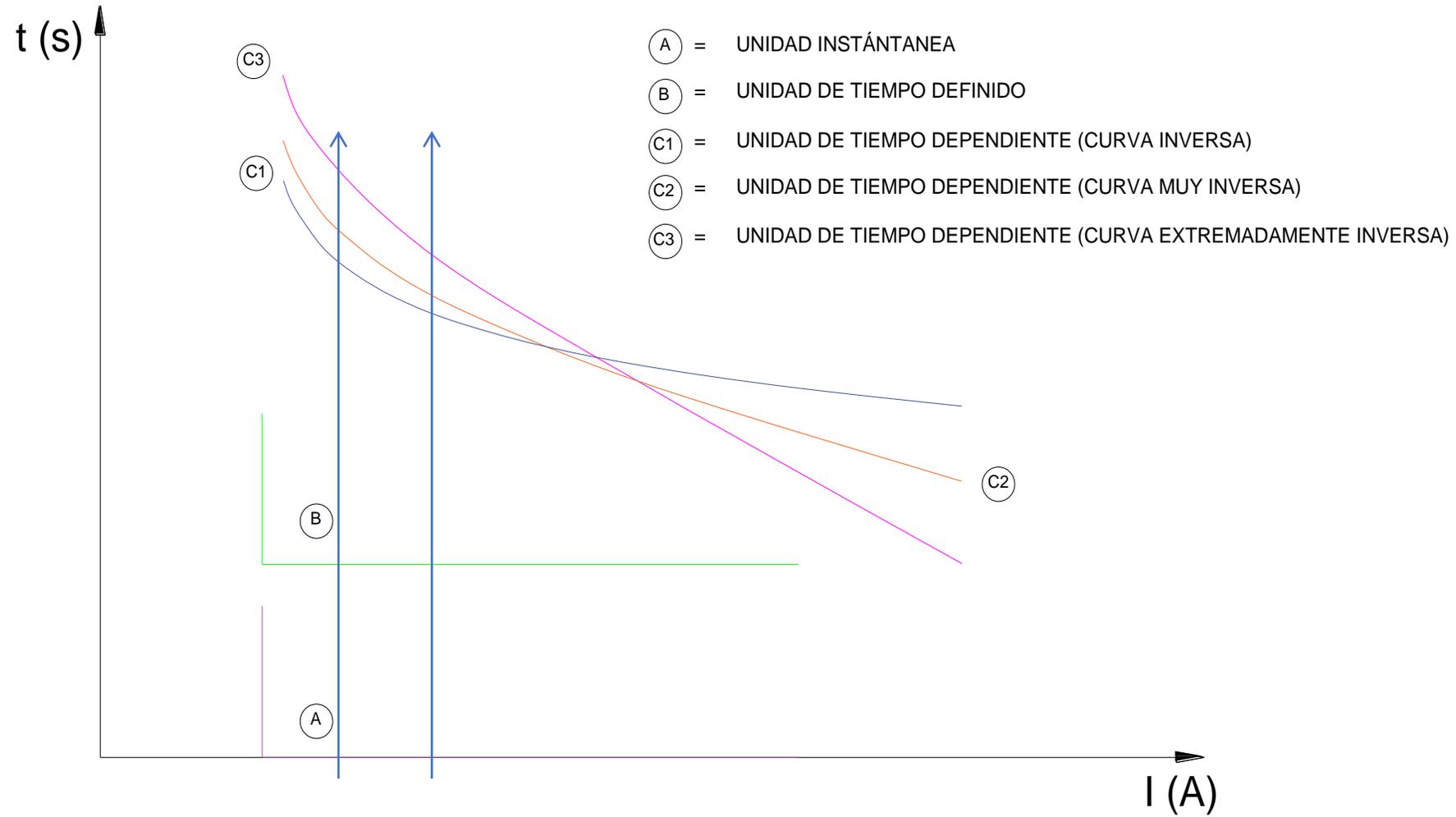
- **50** → Relé instantáneo de sobreintensidad para fallas entre Fases.
- **50N** → Relé instantáneo de sobreintensidad para fallas a Tierra.
- **51** → Relé temporizado de sobreintensidad para fallas entre Fases.
- **51N** → Relé temporizado de sobreintensidad para fallas a Tierra.
- **67** → Relé direccional de sobreintensidad para fallas entre Fases.
- **67N** → Relé direccional de sobreintensidad para fallas a Tierra.

2.1.- Introducción General

La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a los **relés de protección** a través de los transformadores de **medida**, basado en esta información, los relés detectaran todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación.



2.1.- Introducción General

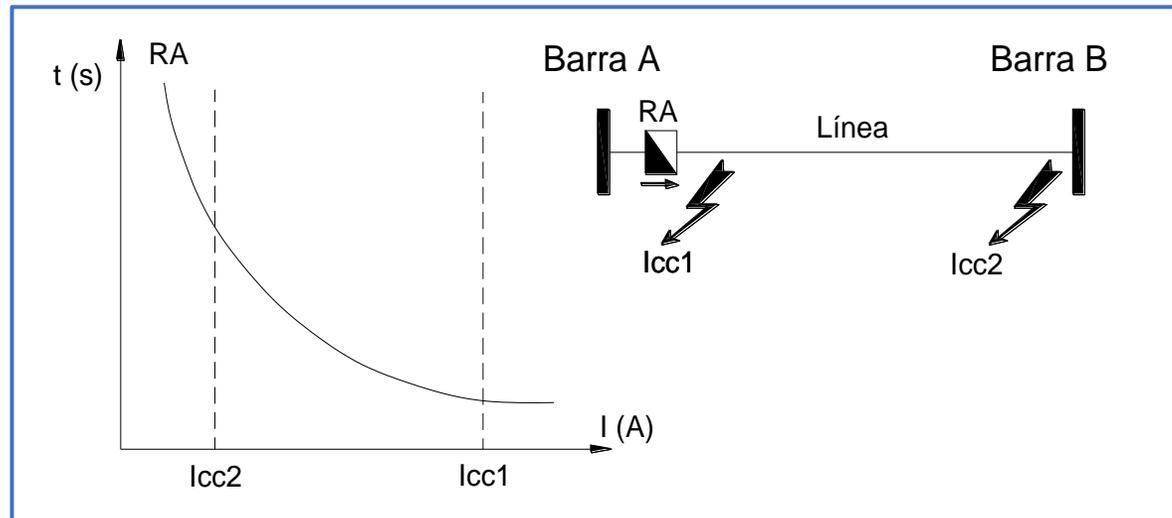


2.1.- Introducción General

En las protecciones de sobrecorriente se pueden emplear diferentes tipos de curvas de operación, el criterio para seleccionar el tipo de curva se describe a continuación:

Curva Normalmente Inversa (NI)

Es el tipo de curva más empleada en los sistemas de protección, se recomienda utilizar esta curva cuando los niveles de corriente de cortocircuito varían considerablemente entre dos puntos; por ejemplo: cuando se tiene un relé que protege una línea de transmisión larga, se empleara una curva **NI** si se tiene un valor de corriente en el orden de kiloamperios para fallas cercanas y amperios para fallas remotas.

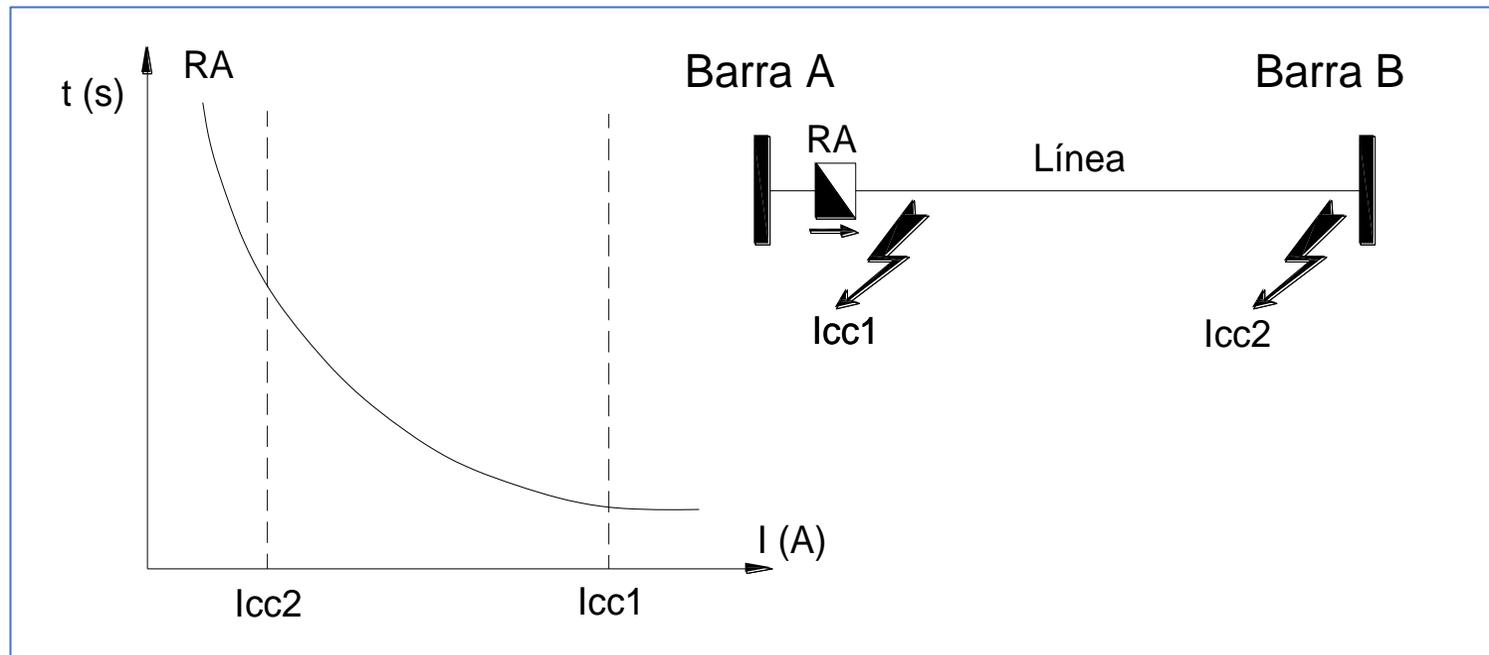


2.1.- Introducción General

En las protecciones de sobrecorriente se pueden emplear diferentes tipos de curvas de operación, el criterio para seleccionar el tipo de curva se describe a continuación:

Curva Muy Inversa (MI)

Se recomienda emplear este tipo de curva cuando los niveles de corriente de cortocircuito varían poco entre dos puntos, esta curva permite obtener una mayor variación del tiempo de operación ante pequeñas variaciones de corriente de falla.



2.1.- Introducción General



$$t (s) = TD * \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^C - 1} + B \right)$$

Donde:

- t : Tiempo de actuación en segundos
- TD : Ajuste del dial
- I_p : Ajuste de la corriente de arranque
- A, B, C: Constantes
- I : Corriente de falla

2.1.- Introducción General

Los valores de las constantes definidos en la norma IEC 255-4 (ó también IEC 60255-3 y BS 142), son los siguientes:

Curva	A	B	C
C1 Normal Inverse	0.14	0.02	0
C2 Very Inverse	13.5	1.0	0
C3 Extremely Inverse	80	2.0	0
C4 Long Time Inverse	120	1.0	0
C5 Short Time Inverse	0.05	0.04	0

Los valores de las constantes definidos en la norma IEEE Std C37.112 son los siguientes:

Curva	A	B	C
Moderately Inverse	0.0515	0.1140	0.02
Very Inverse	19.61	0.491	2.0
Extremely Inverse	28.2	0.1217	2.0

Los valores de las constantes definidos para el tipo de curvas U.S (empleadas por los relés SEL-Schweitzer Engineering Laboratories) son los siguientes:

Curva	A	B	C
U1 Moderately Inverse	0.0104	0.0226	0.02
U2 Inverse	5.95	0.180	2.0
U3 Very Inverse	3.88	0.0963	2.0
U4 Extremely Inverse	5.64	0.02434	2.0
U5 Short Time Inverse	0.00342	0.00262	0.02



2.1.- Introducción General

En todo sistema interconectado existen sectores de la red en donde se hace difícil realizar una buena coordinación empleando únicamente los elementos de sobrecorriente de fases y tierra, ***los cuales se basan en niveles de corriente de cortocircuito y tiempos de operación.***

Estas configuraciones se presentan cuando la corriente de cortocircuito no circula en un solo sentido, es decir se tienen aportes de corriente de cortocircuito por ambos sentidos, un ejemplo típico se da en los relés de protección de sobrecorriente instalados en las líneas de transmisión de las centrales eléctricas, en donde ante una falla, se tiene aporte de corriente de falla por un sentido desde la red externa y por el otro sentido desde los generadores de la central. En estos casos se recomienda considerar como variable de coordinación el sentido de flujo de corriente.

En conclusión, para poder obtener una correcta coordinación se tiene que adicionar "Unidades Direccionales", las cuales detectan el sentido de la circulación de corriente, estas unidades sumadas a las unidades de sobrecorriente tradicional, anteriormente explicadas, dan lugar a las **"Protecciones de Sobrecorriente Direccional"**.

Unidad Direccional + Unidad de Sobrecorriente = Protección Direccional



2.1.- Introducción General

La unidad direccional supervisa y controla la operación de la unidad de sobrecorriente de acuerdo al siguiente principio:

La unidad de sobrecorriente sólo operará si el sentido del flujo de corriente coincide con el ajustado como disparo, durante un tiempo igual o superior al ajustado como tiempo operación. Cuando la unidad direccional detecte la corriente en sentido contrario al de disparo, la temporización se repondrá a cero, independientemente del valor de corriente medido. Este principio es llamado *control de par*.

Para poder determinar el sentido de circulación de la corriente se requiere de dos elementos o magnitudes:

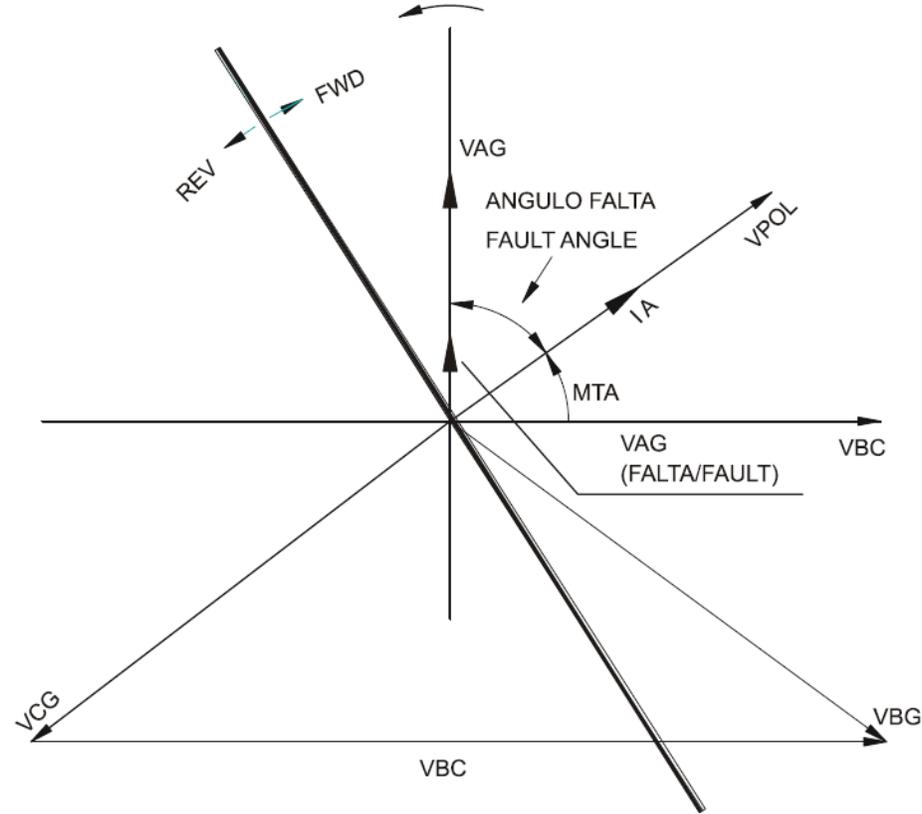
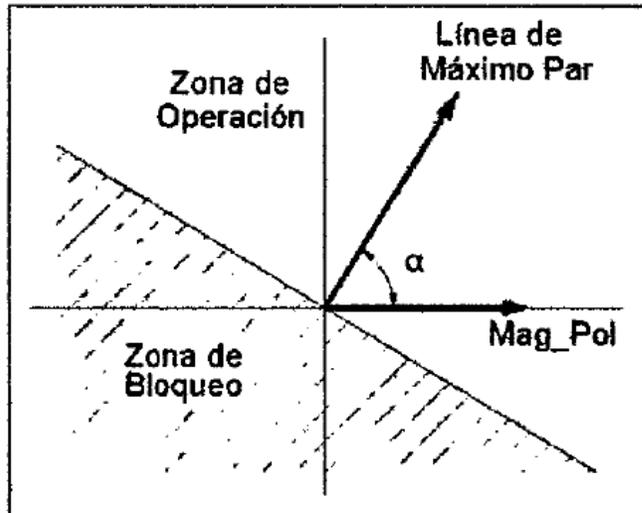
- a. **Magnitud de Operación:** Es el fasor de corriente de falla que determina la operación de la unidad de sobrecorriente y cuyo sentido se trata de determinar (I_a , I_b , I_c , $3I_0$).
- b. **Magnitud de Polarización:** Es el fasor de tensión o corriente utilizado como referencia fija. Esta magnitud deberá permanecer invariable, independientemente del sentido de la corriente y no debe anularse en condiciones de falla.

Para poder determinar el sentido de circulación de la corriente se tendrá que comparar ambas magnitudes.

2.1.- Introducción General

UNIDAD DIRECCIONAL DE FASES

El principio de operación de una unidad direccional de fase radica en determinar el desfase entre las magnitudes de operación y de polarización.



En la figura anterior se está evaluando una falla en la fase A, la magnitud de operación es I_A , la magnitud de polarización es V_{BC} y el ángulo característico es MTA (ajuste propio del relé).



2.1.- Introducción General

Se debe recordar que el comportamiento de los fasores puede variar dependiendo de la corriente de carga que circule por la línea y del valor de la resistencia de falla.

En una falla monofásica, el ángulo (φ_1) que existe entre la tensión y corriente de la fase fallada es similar al ángulo de secuencia positiva de la línea, por lo tanto el ángulo entre la magnitud de polarización (V_{bc}) y la corriente de falla (I_a) sería:

$$90^\circ - \varphi_1$$

El principal parámetro de ajuste de la unidad direccional de fase es el ángulo característico (α), ya que este ángulo definirá la zona de operación, lo que se busca es seleccionar un ángulo tal que permita, que en situaciones de falla, la magnitud de operación se ubique dentro de la zona de operación. Se recomienda ajustar este valor en:

$$\alpha = 90^\circ - \varphi_1$$

Donde:

α : Ángulo característico

φ_1 : Ángulo de secuencia positiva de la línea

2.1.- Introducción General

UNIDAD DIRECCIONAL DE TIERRA

La unidad de sobrecorriente de tierra, como ya es sabido, trabaja con la medición de corriente homopolar ($3I_0$), la unidad direccional también utilizará este vector como **magnitud de operación**, sin embargo para la **magnitud de polarización** se tienen dos alternativas: la tensión homopolar ($3V_0$) y la intensidad de corriente que circula por la puesta a tierra. La primera se emplea en la mayoría de casos, el uso de la segunda dependerá si es que se cuenta con una puesta a tierra en el lugar de instalación de la protección. Ambas alternativas cumplen con los criterios de una magnitud de polarización ya descritos anteriormente.

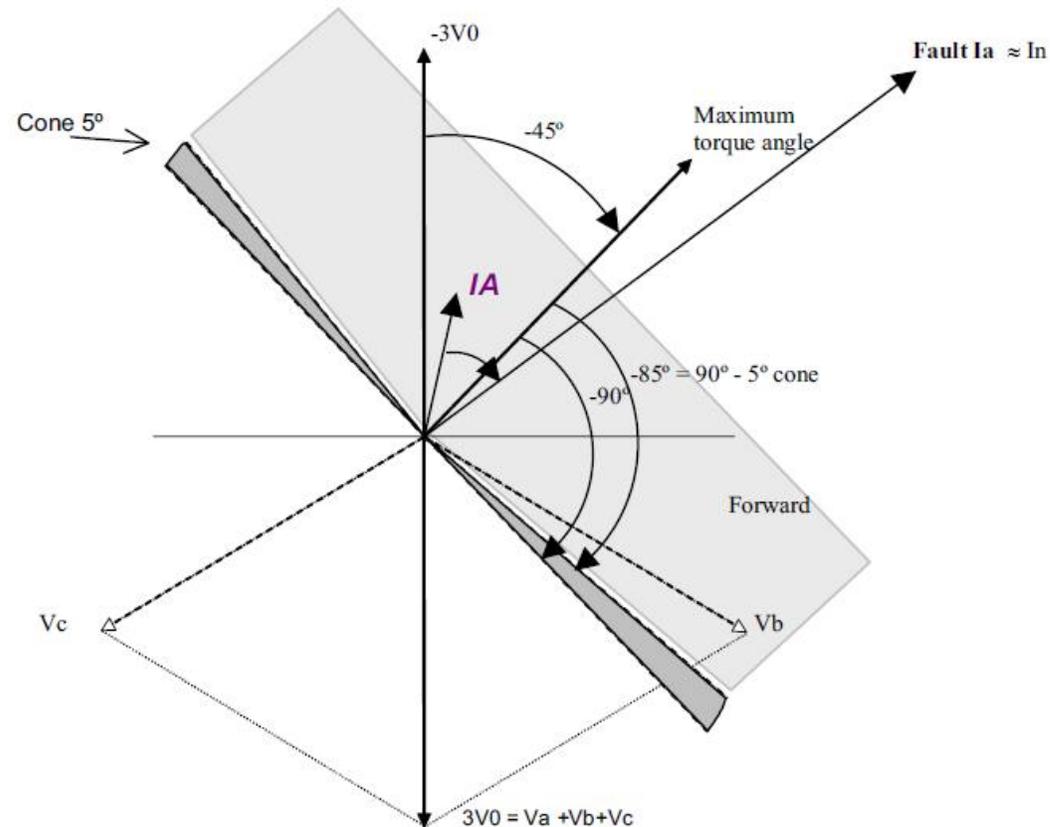
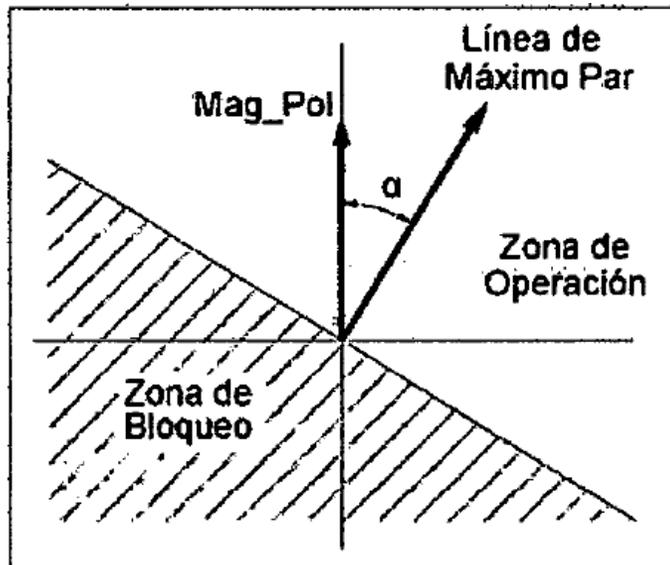
En esta oportunidad solo hablaremos de la polarización por tensión homopolar, ya que es la de uso común en todos los relés de protección.

Fase a evaluar	Magnitud de Operación	Magnitud de Polarización
Fase A, B o C	$3I_0$	$-3V_0$

Cuando ocurre una falla monofásica la tensión homopolar ($3V_0$) está desfasada aproximadamente 180° con respecto a la tensión de la fase fallada, es por esta razón, que para manejar ángulos característicos (α) menores a 90° se utiliza el fasor opuesto de la tensión homopolar ($-3V_0$).

2.1.- Introducción General

Cuando sucede una falla monofásica el fasor de la magnitud de operación se ubicará sobre el plano, de acuerdo al desfase con la magnitud de polarización; si este fasor de corriente homopolar se encuentra dentro de la zona de operación, la unidad direccional permitirá la operación de la unidad de sobrecorriente a tierra, si cae dentro de la zona de bloqueo, el relé no realizará ninguna operación.

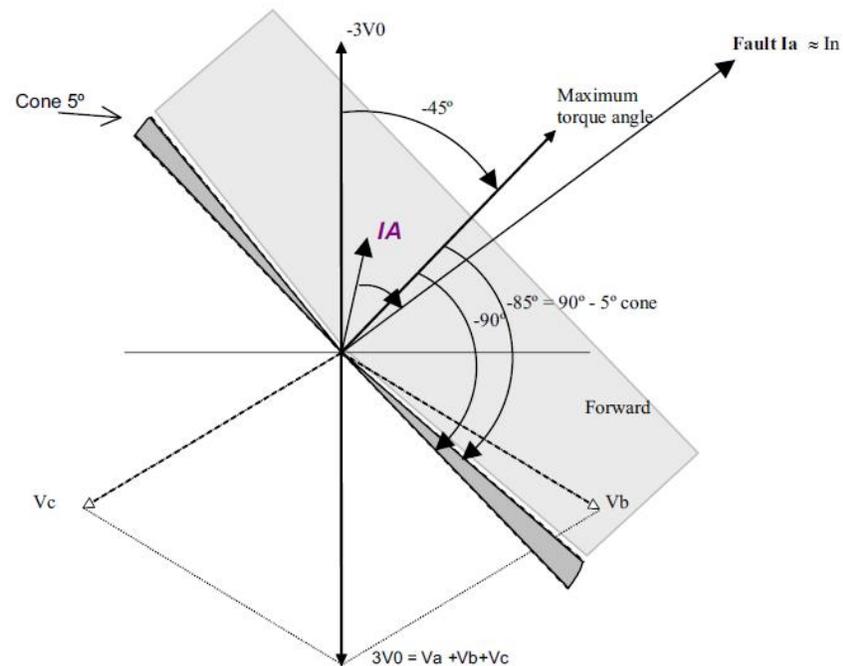


2.1.- Introducción General



Table 5-38: 67N element settings

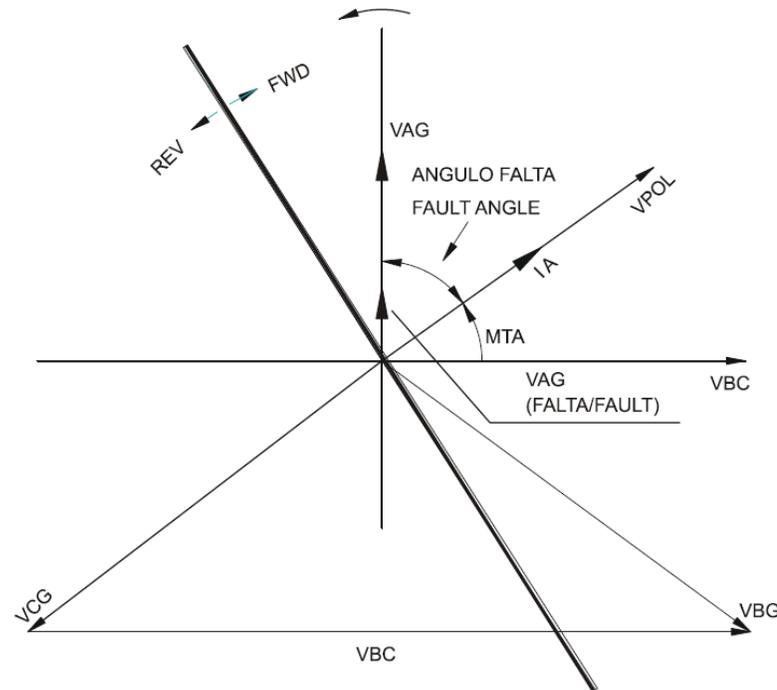
SETPOINT > PROTECTION ELEMENT > SETTING GROUP X > Neutral Current > Neutral Directional > Neutral Directional 1 > Neutral Directional 2 > Neutral Directional 3				
Setting Description	Name	Default Value	Step	Range
Function permission	Function	DISABLED	N/A	[DISABLED – ENABLED]
Maximum Torque Angle	MTA	-45	1 Deg	[-90 : +90]
Operation Direction	Direction	FORWARD	N/A	[FORWARD – REVERSE]
Polarization type	Polarization	VO	N/A	$[V_0 - I_P - V_0 + I_P - V_0 * I_P]$
Block logic type	Block Logic	PERMISSION	N/A	[BLOCK – PERMISSION]
Polarization voltage threshold	Pol V Threshold	10	1 V	[0 : 300]
Snapshot event generation	Snapshot Events	ENABLED	N/A	[DISABLED – ENABLED]



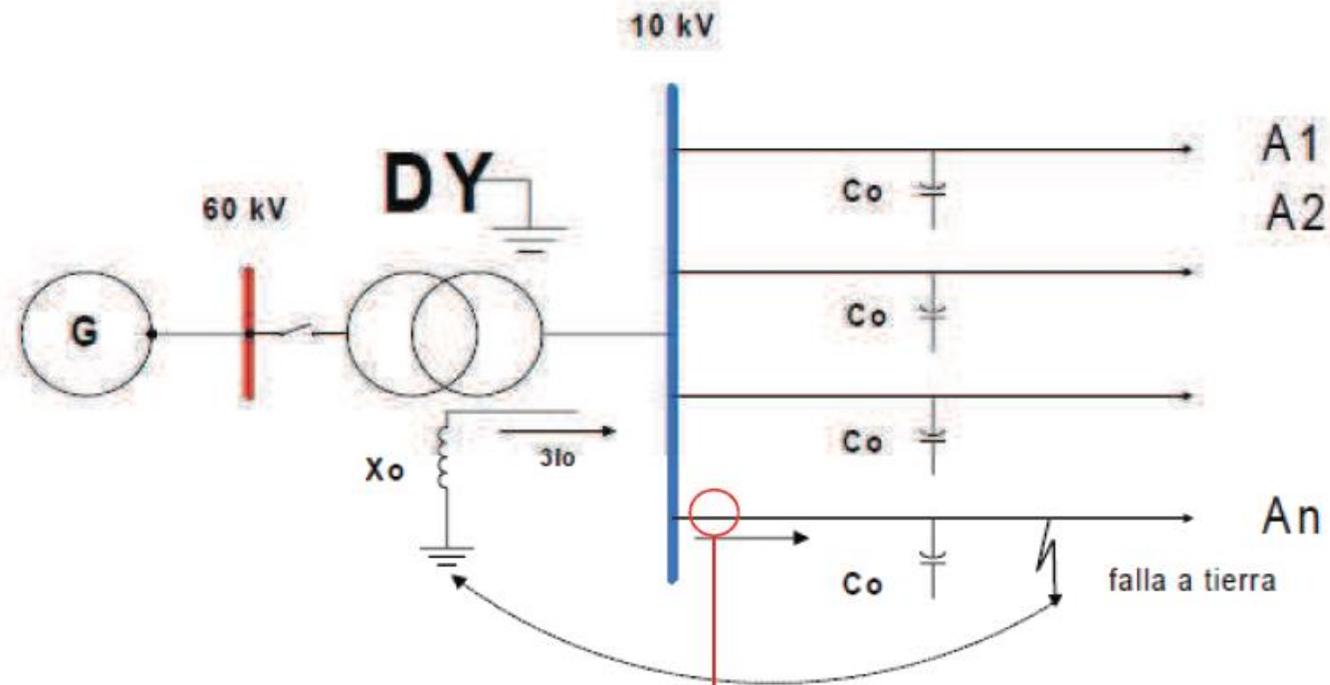
2.1.- Introducción General



SETPOINT > PROTECTION ELEMENT > SETTING GROUP X > SETPOINT GROUP X > Phase Current > Phase Directional > Phase Directional 1 > Phase Directional 2 > Phase Directional 3				
Setting Description	Name	Default Value	Step	Range
Function permission	Function	DISABLED	N/A	[DISABLED - ENABLED]
Maximum Torque Angle	MTA	45°	1 Deg	[-90 : +90]
Operation Direction	Direction	FORWARD	N/A	[FORWARD - REVERSE]
Block logic	Block Logic	PERMISSION	N/A	[BLOCK - PERMISSION]
Polarization voltage threshold	Pol V Threshold	40	1 V	[0 : 300]
Snapshot event generation	Snapshot Events	ENABLED	N/A	[DISABLED - ENABLED]
Voltage Memory Time	Voltage Memory time	0,00	s	[0,00: 3,00]



2.1.- Introducción General

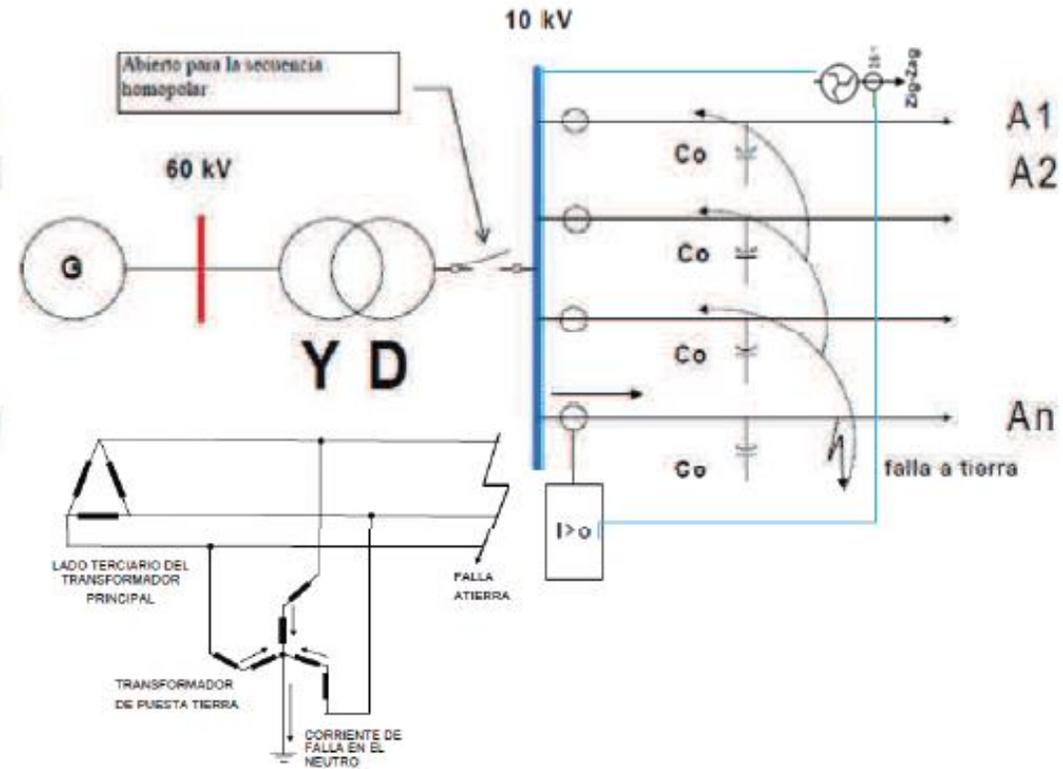
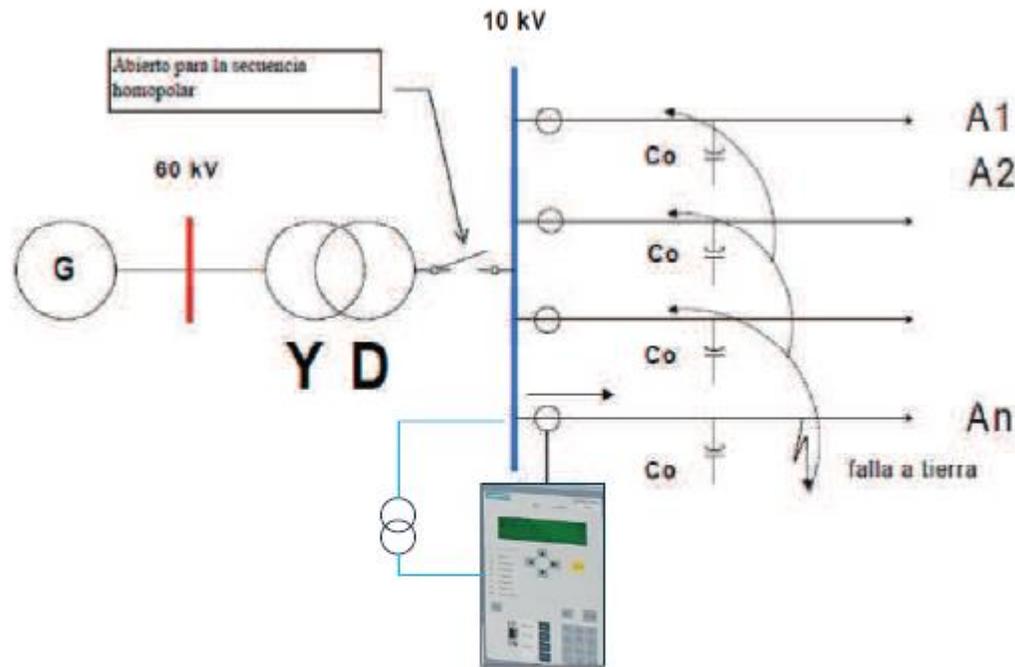


Protección de Sobrecorriente:

- ❑ Sobrecorriente de fases y tierra (50/51,50N/51N).
- ❑ Recierre automático.
- ❑ Oscilografías



2.1.- Introducción General



Protección de Sobrecorriente:

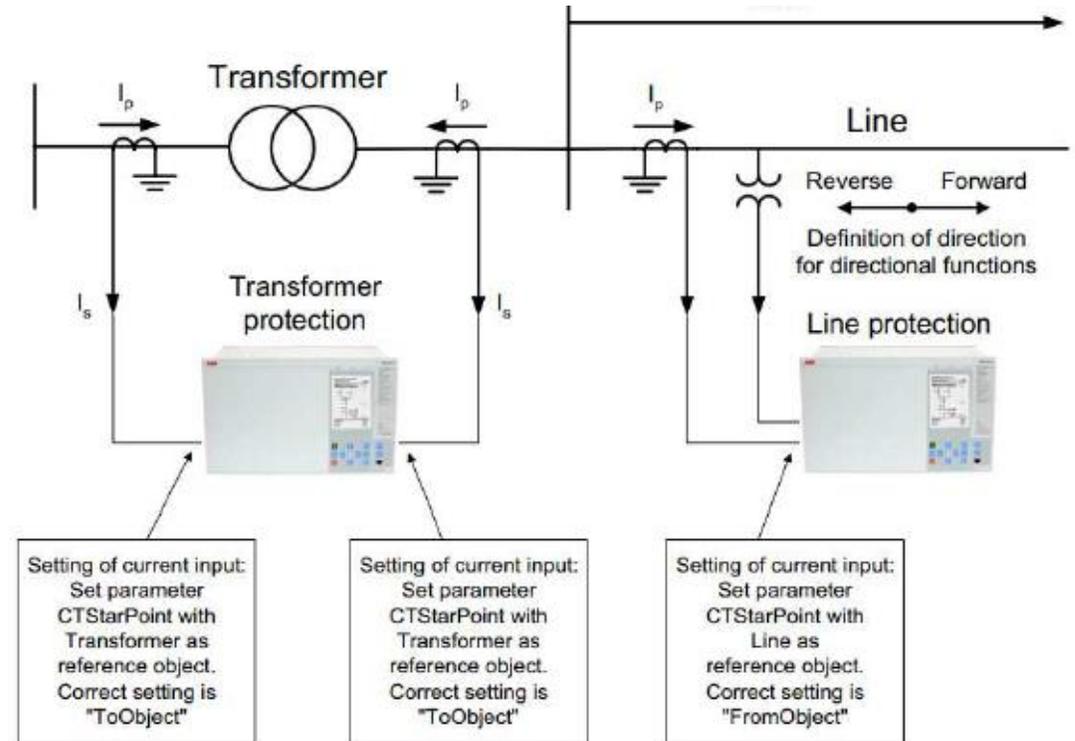
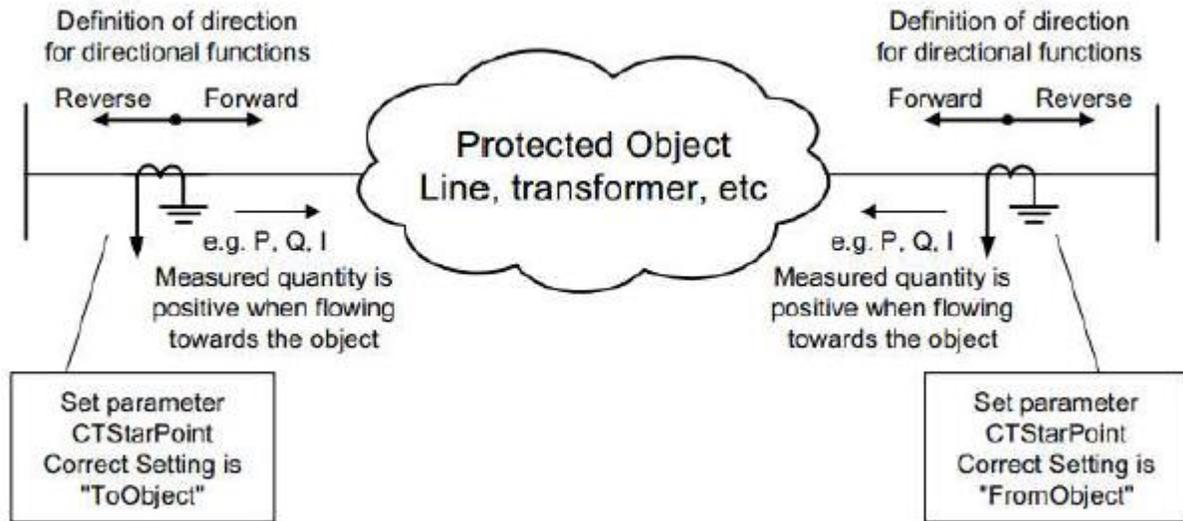
- Sobrecorriente de fases (50/51)
- Sobrec. direccional a tierra sensible 67Ne.
- Tensión homopolar 59N
- Recierre automático
- Oscilografías

Protección de Radial

- Sobrecorriente de fases y tierra (50/51).
- Tensión homopolar 59N
- Recierre automático.
- Oscilografías

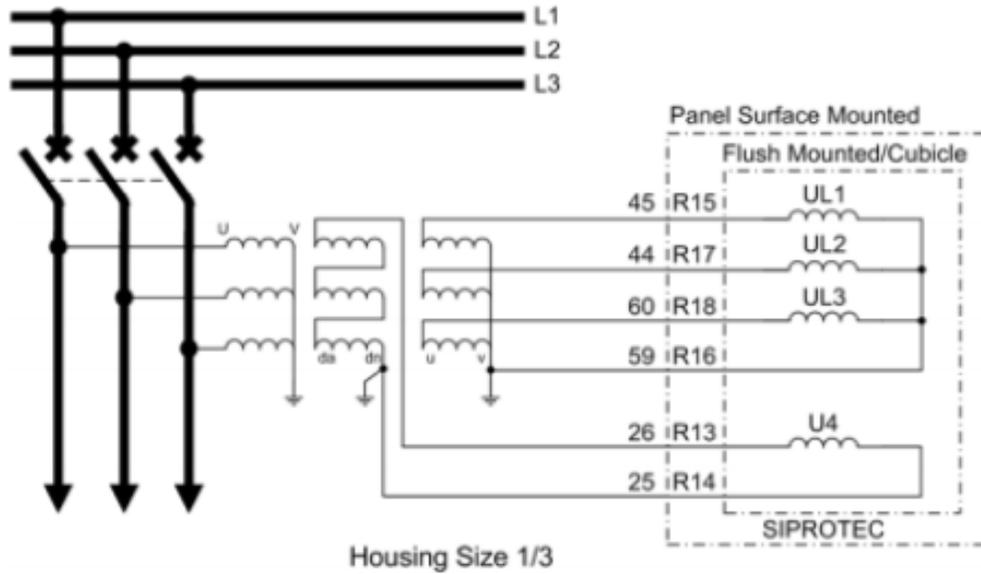
1.1.- Introducción General

CONEXIÓN DE LOS RELES DE PROTECCION

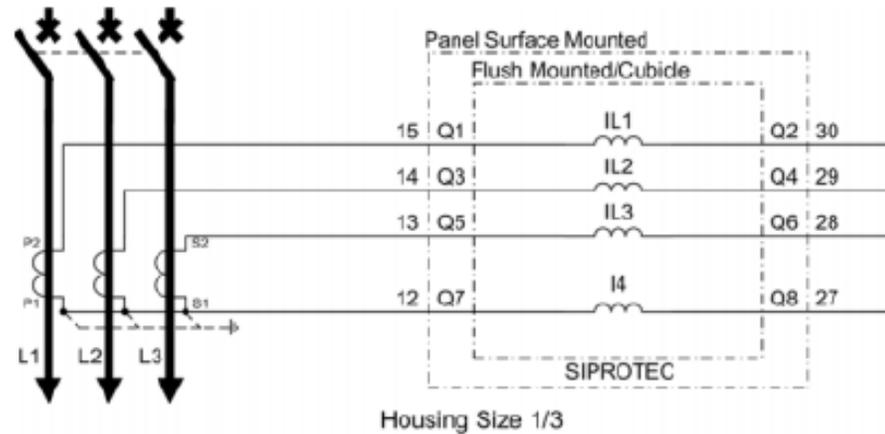


2.1.- Introducción General

CONEXIÓN DE LOS RELES DE PROTECCION



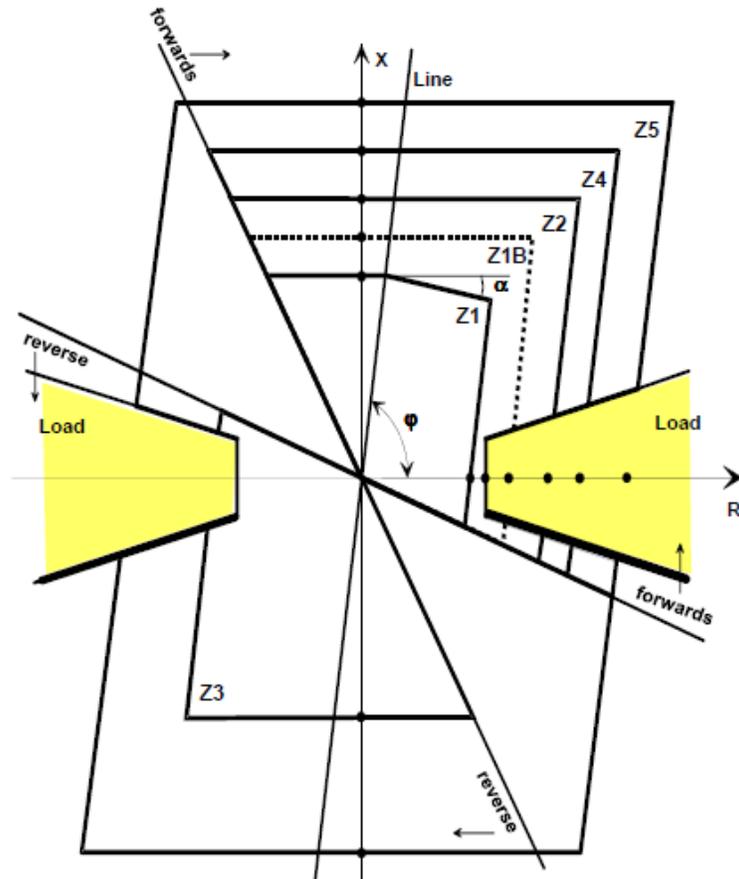
Conexión del transformador de tensión



Conexión del transformador de corriente

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Zona de protección:



LAZO DE IMPEDANCIA DE FALLA

$$Z_{RE} = \frac{U_{RE}}{I_R - K_E \cdot I_E}$$

$$Z_{SE} = \frac{U_{SE}}{I_S - K_E \cdot I_E}$$

$$Z_{TE} = \frac{U_{TE}}{I_T - K_E \cdot I_E}$$

$$Z_{R-S} = \frac{U_{RE} - U_{SE}}{I_R - I_S}$$

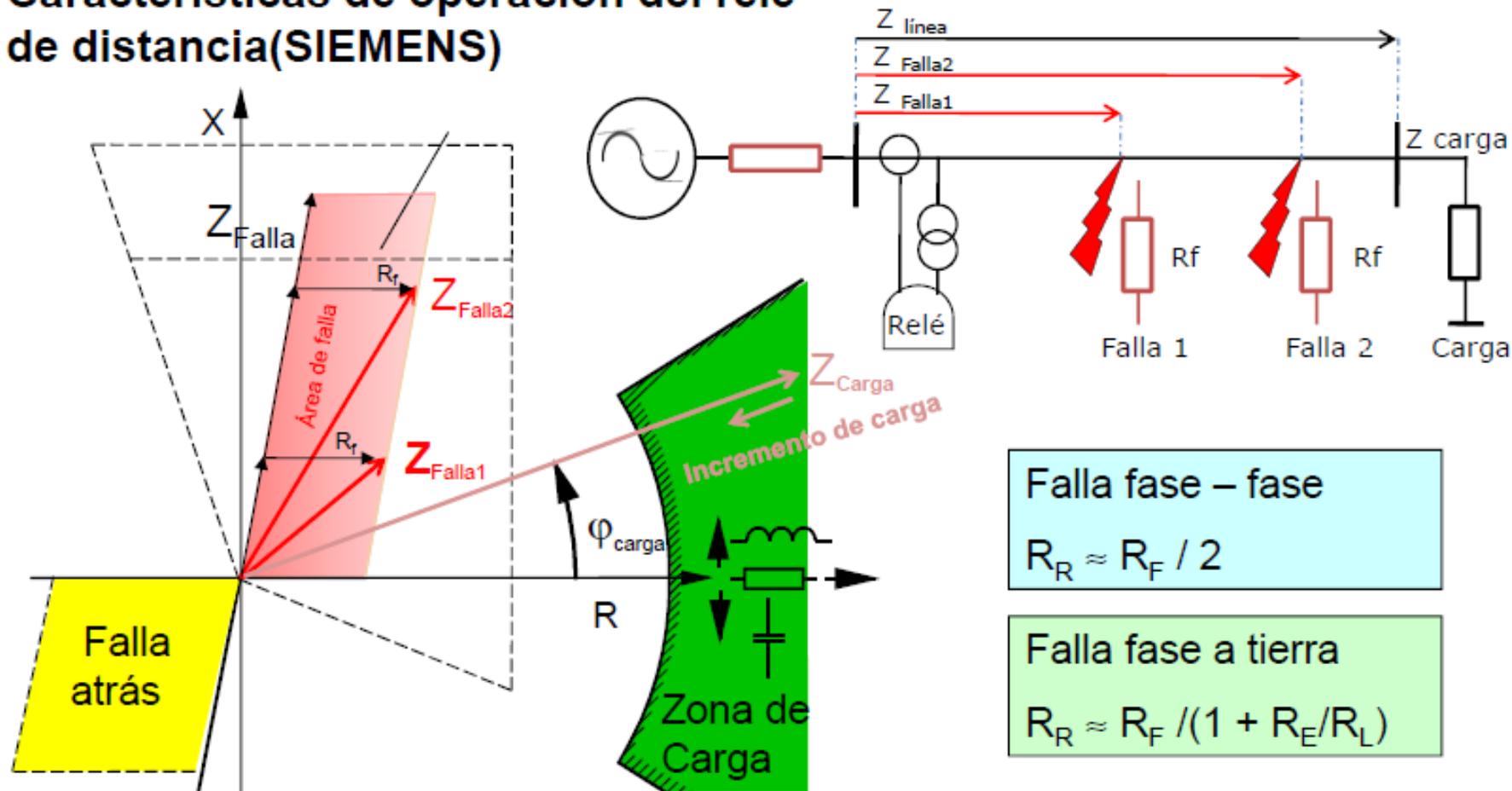
$$Z_{S-T} = \frac{U_{SE} - U_{TE}}{I_S - I_T}$$

$$Z_{T-R} = \frac{U_{TE} - U_{RE}}{I_T - I_R}$$

2.1.- Introducción General



Características de operación del relé de distancia(SIEMENS)

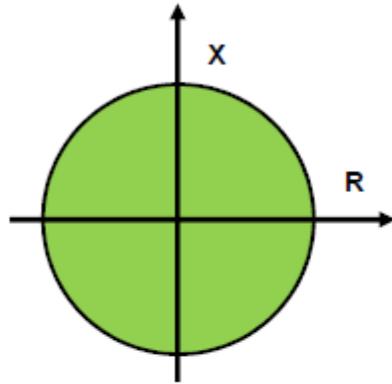


1.1.- Introducción General

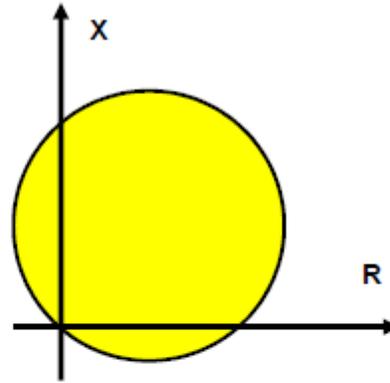
CONEXIÓN DE LOS RELES DE PROTECCION



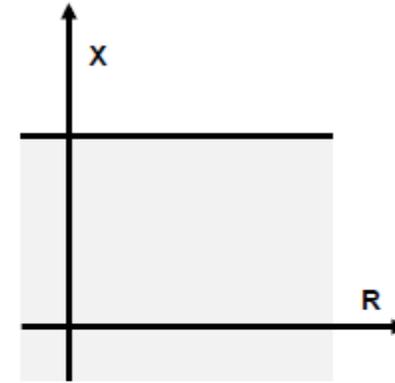
Clasificación según sus zonas de protección:



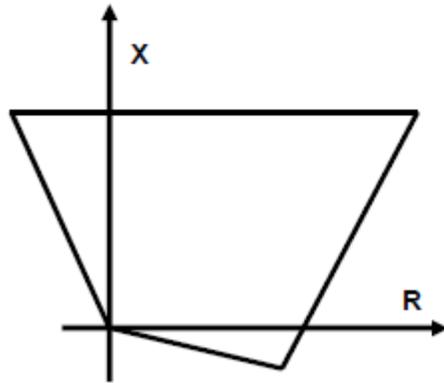
Característica de impedancia



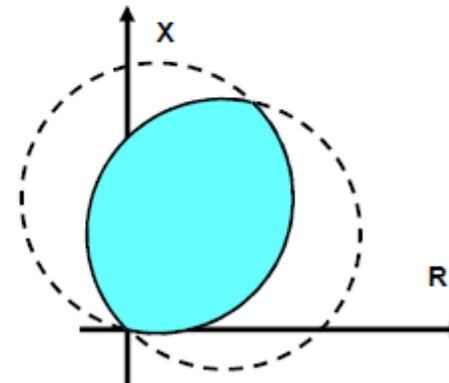
Característica de admitancia o mho



Característica de reactancia

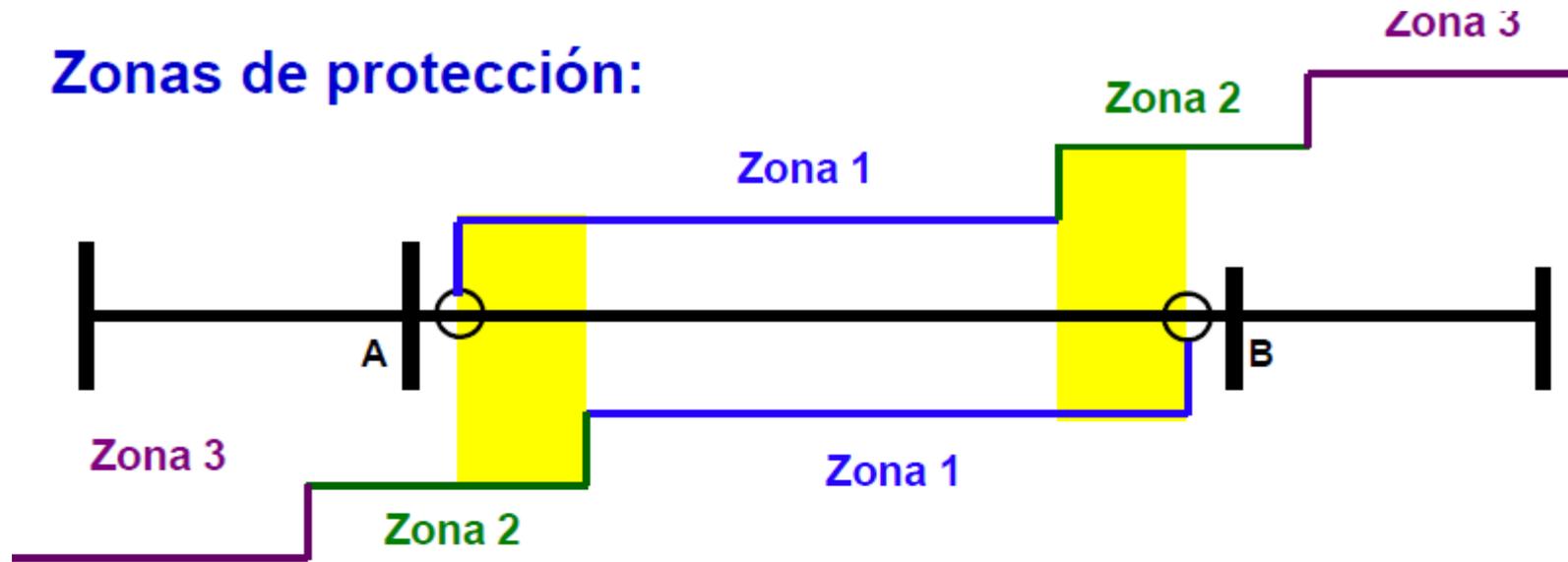


Característica poligonal o cuadrilateral



Característica lenticular

2.1.- Introducción General



- Z1 = (70 – 90)% ZL1 (Instantánea)
- Z2 = 120% ZL1 (Valor Mínimo) (400 ms)
- Z3 = 120% (ZL1 + ZL adyacente mas larga)
= ZL1 + 80% X_{transformador} (800 - 1000 ms)
- ZR = 20% ZL local mas corta
= 20% Xtransformador local
= Igual a alcance de zona 3 adelante (1500 - 2000 ms)

□ Alcance resistivo :
$$Z_{MínimoCarga} = \left(\frac{\left(\frac{0,85 \cdot V_{L-L}}{\sqrt{3}} \right)}{I_{max}} \right)$$





Esquemas de Teleprotección:

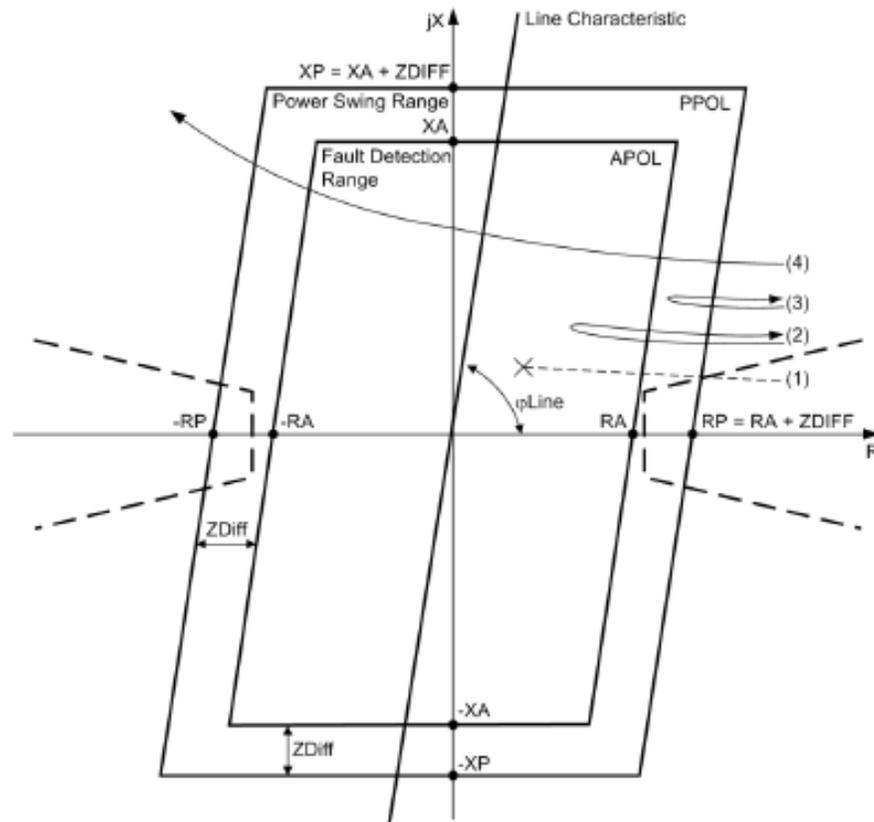
- Disparo transferido con zona en subalcance (PUTT).
- Disparo transferido con zona en sobrealcance (POTT).
- Esquema de 67N en comparación direccional (67NCD).
- Esquema fuente débil (Weak Infeed).
- Disparo directo transferido (DDT o DTT).

2.1.- Introducción General



Comportamiento en el diagrama de impedancia:

Lugar geométrico de la impedancia aparente durante una oscilación de potencia:



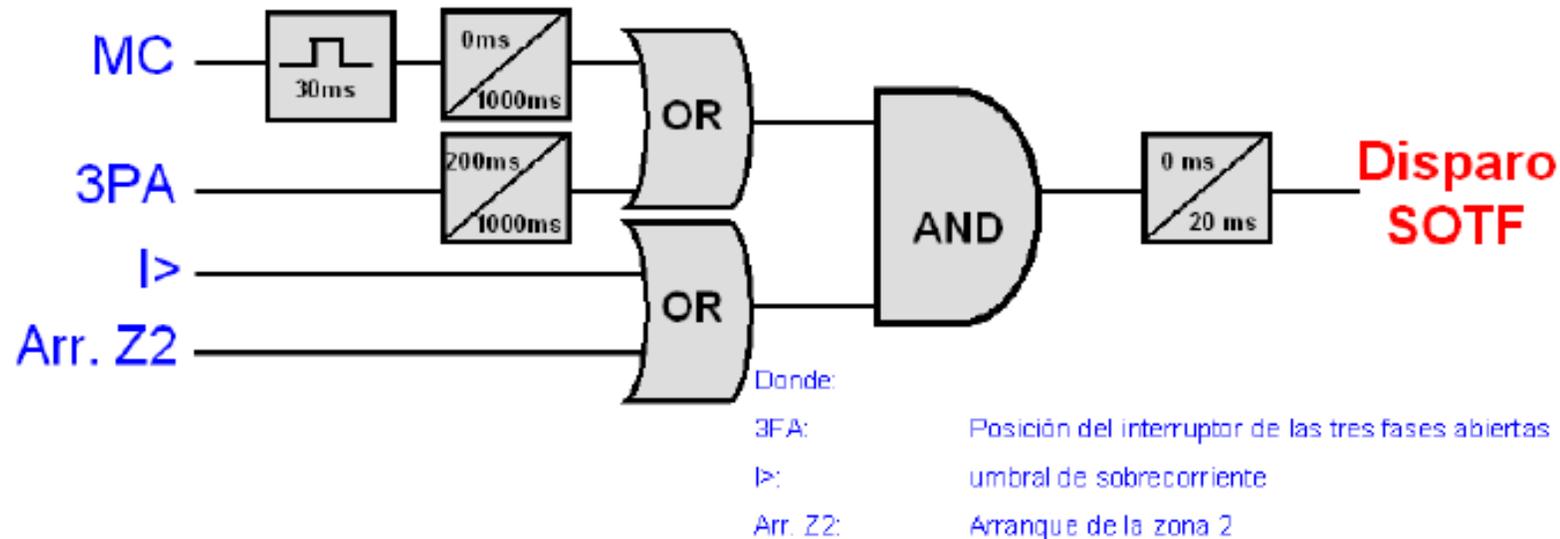
- (1) : Comportamiento durante una falla
- (2) : Oscilación amortiguada de potencia
- (3) : Oscilación amortiguada de potencia
- (4) : Oscilación con pérdida de sincronismo

2.1.- Introducción General

CIERRE SOBRE FALLA (SOTF)

La función de SOTF debe ser condicionada para un cierre trifásico de los interruptores (3PA) o por un comando de cierre manual del interruptor (CM) y debe ser activado por el arranque de la zona 2 (Arr. Z2) ó una función de sobrecorriente ($I >$).

Asimismo, después del cierre del interruptor la variable (3PA) debe tener un retardo de 1 segundo, con el objetivo de realizar disparo rápido y trifásico para una falla durante este periodo.



FUNCIÓN DE SINCRONISMO

Ajustes de sincronismo de sincronismo:

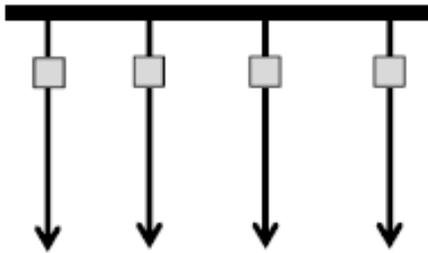
Máxima diferencia de tensión	: $\Delta V = 10\%V_n = 12,8 \text{ kV}$
Máxima diferencia de frecuencia	: $\Delta f = 0,10 \text{ Hz}$
Máxima diferencia de ángulo	: $\Delta \Phi = 20^\circ$

Condiciones de cierre con mando de cierre manual:

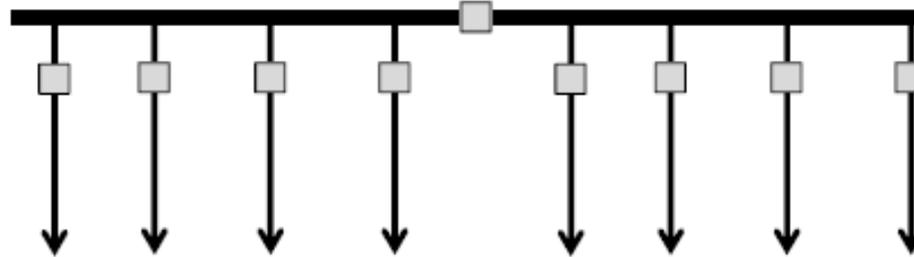
Condición	Cierre Interruptor
Tensión Línea> and Tensión Barra> and Sincronismo	Si
Tensión Línea< and Tensión Barra>	Si
Tensión Línea> and Tensión Barra<	Si
Tensión Línea< and Tensión Barra<	Si

Esquemas de Barras:

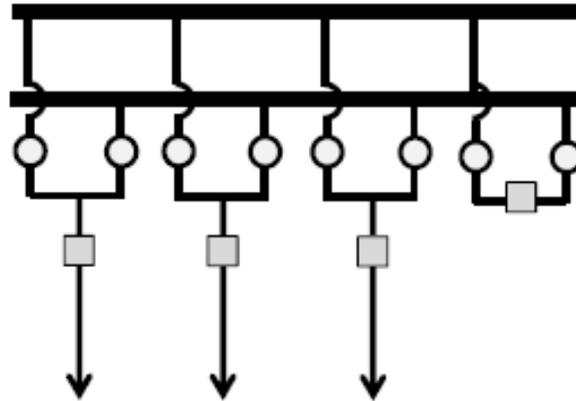
Simple barra



Barras con acoplamiento longitudinal

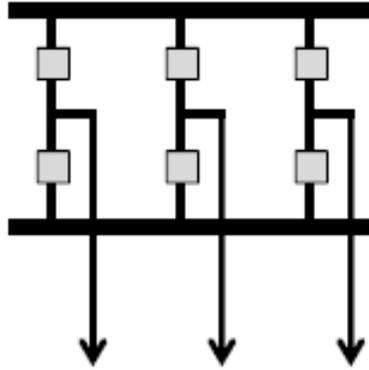


Doble barra

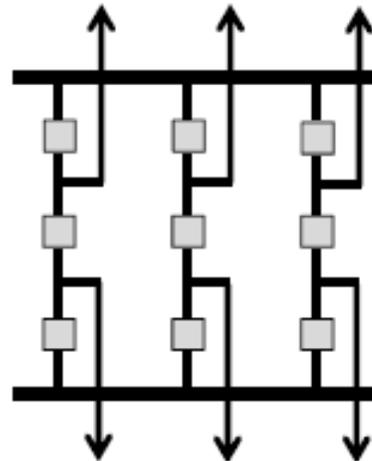
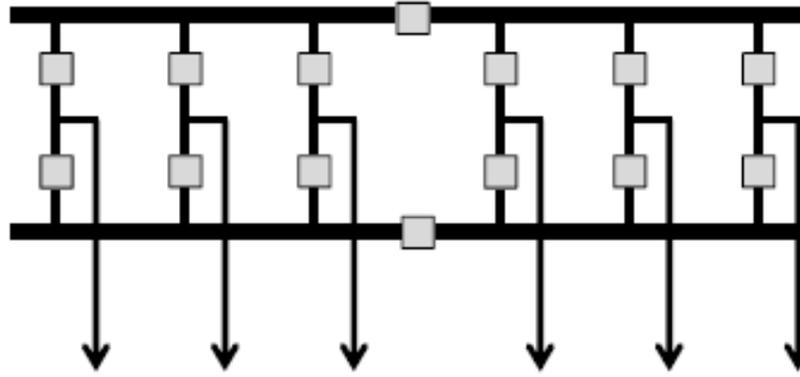


Esquemas de Barras:

Barras con doble interruptor

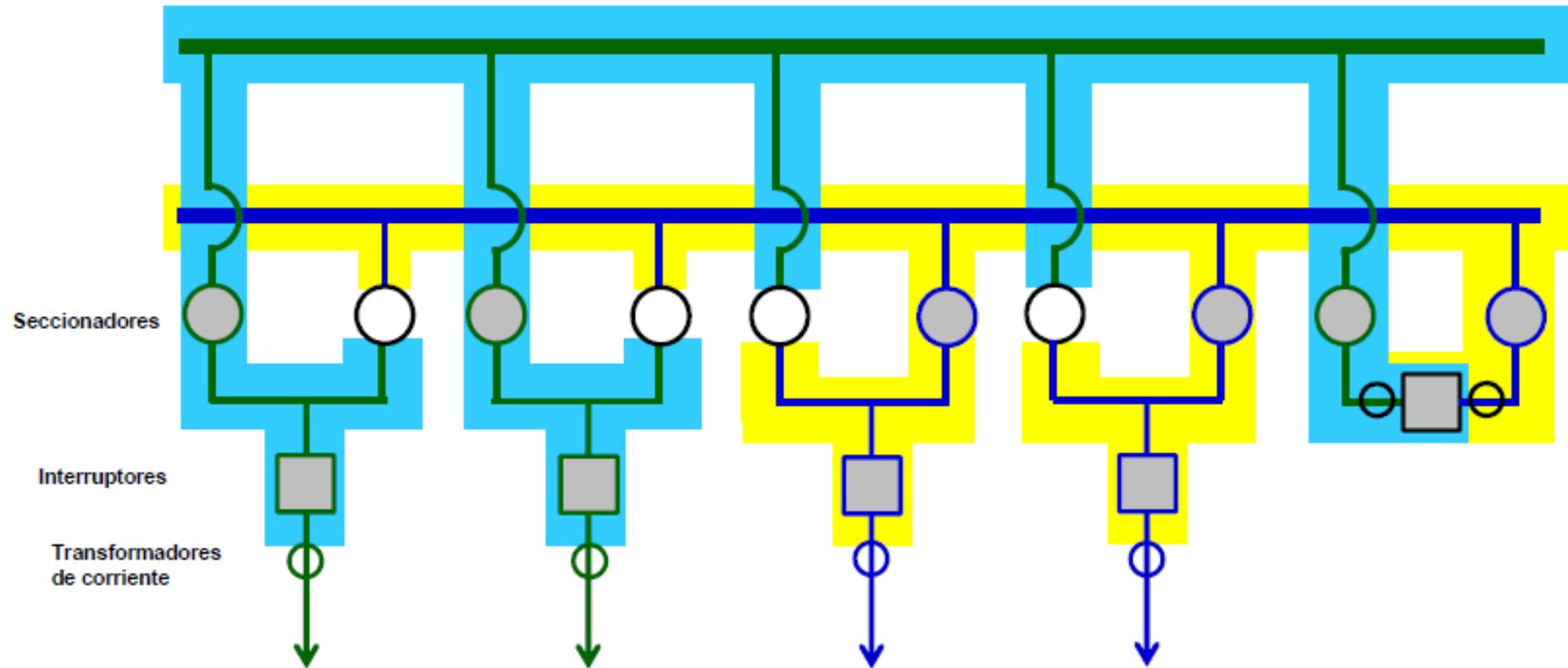


Barras con doble interruptor y acoplamiento longitudinal



Barras con interruptor y medio

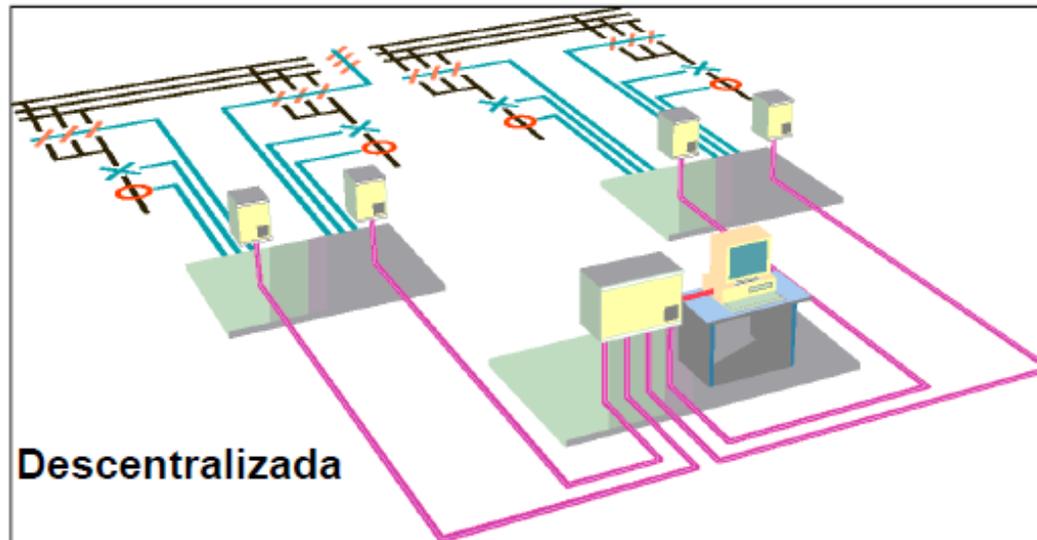
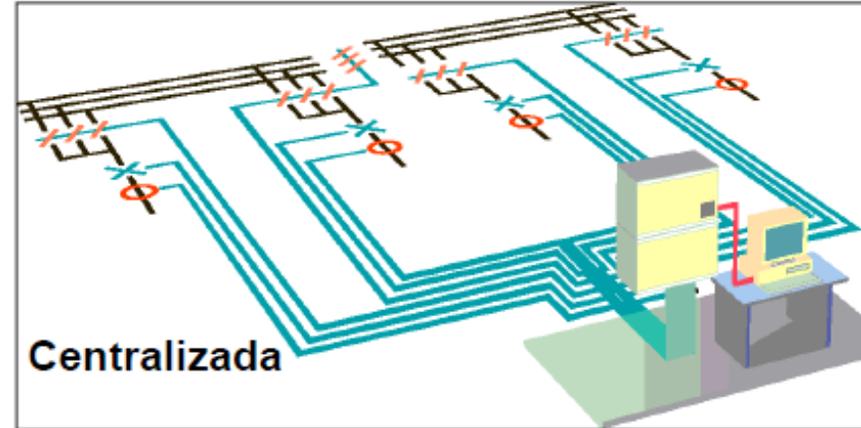
Zonas de Protección:



2.1.- Introducción General

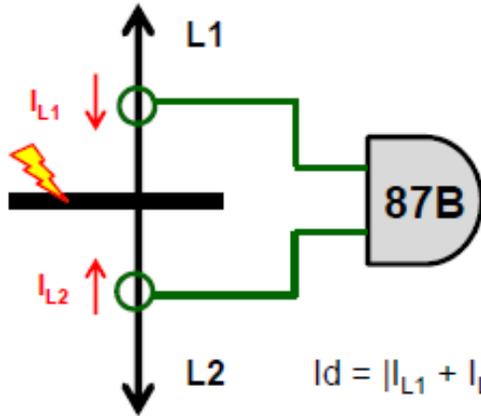


Principio de Instalación:



Diferencial Porcentual:

Falla Interna

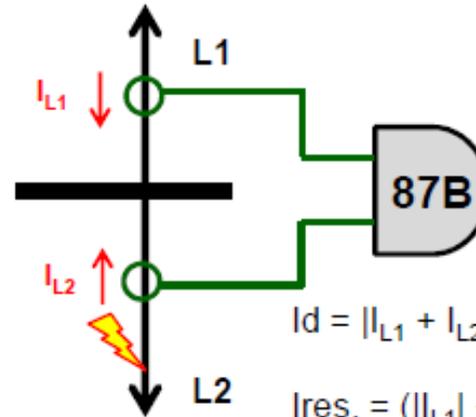


$$I_d = |I_{L1} + I_{L2}| = I_{cc}$$

I_{cc} : Corriente de cortocircuito

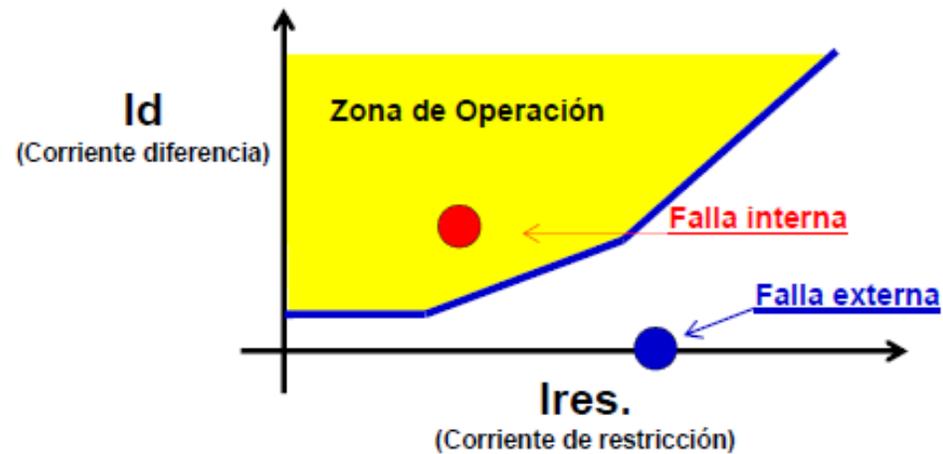
$$I_{res.} = (|I_{L1}| + |I_{L2}|)/2$$

Falla Externa



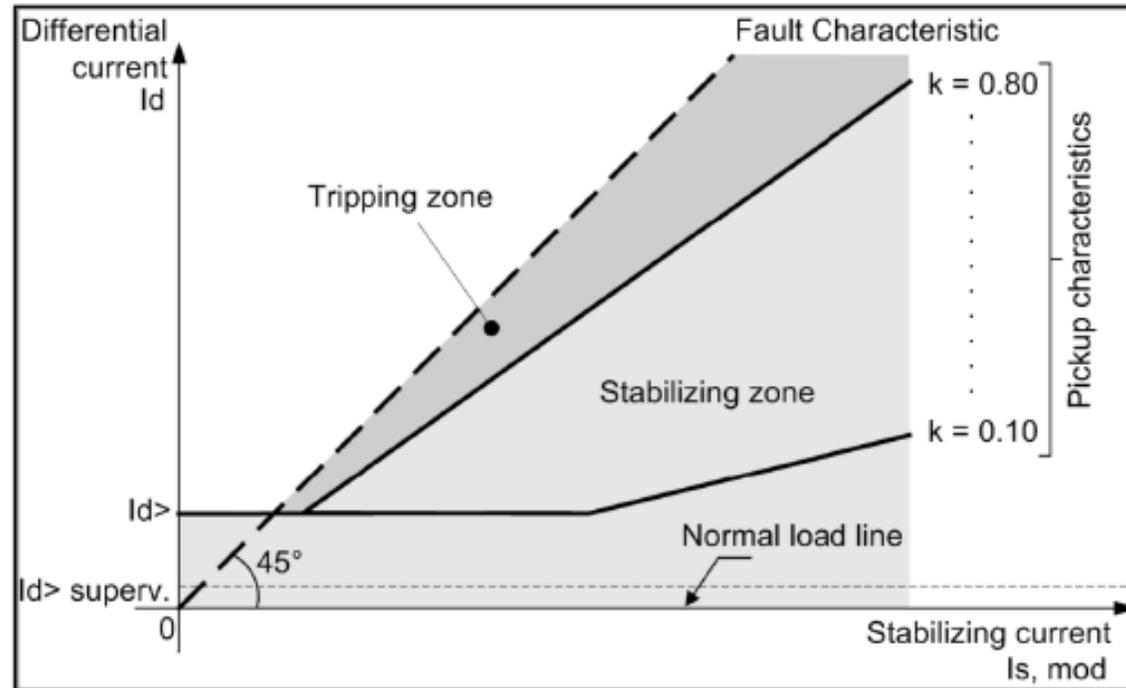
$$I_d = |I_{L1} + I_{L2}| = 0$$

$$I_{res.} = (|I_{L1}| + |I_{L2}|)/2 = |I_{L1}| = |I_{L2}|$$



Diferencial Porcentual:

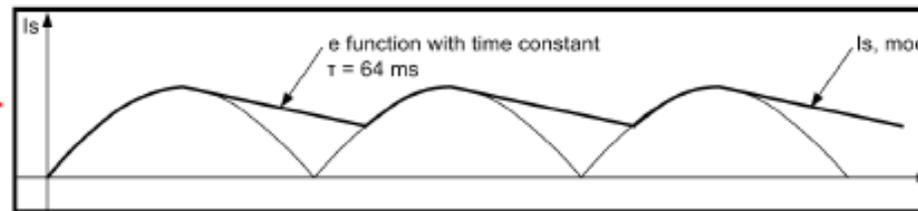
Algoritmo del relé SIEMENS 7SS522



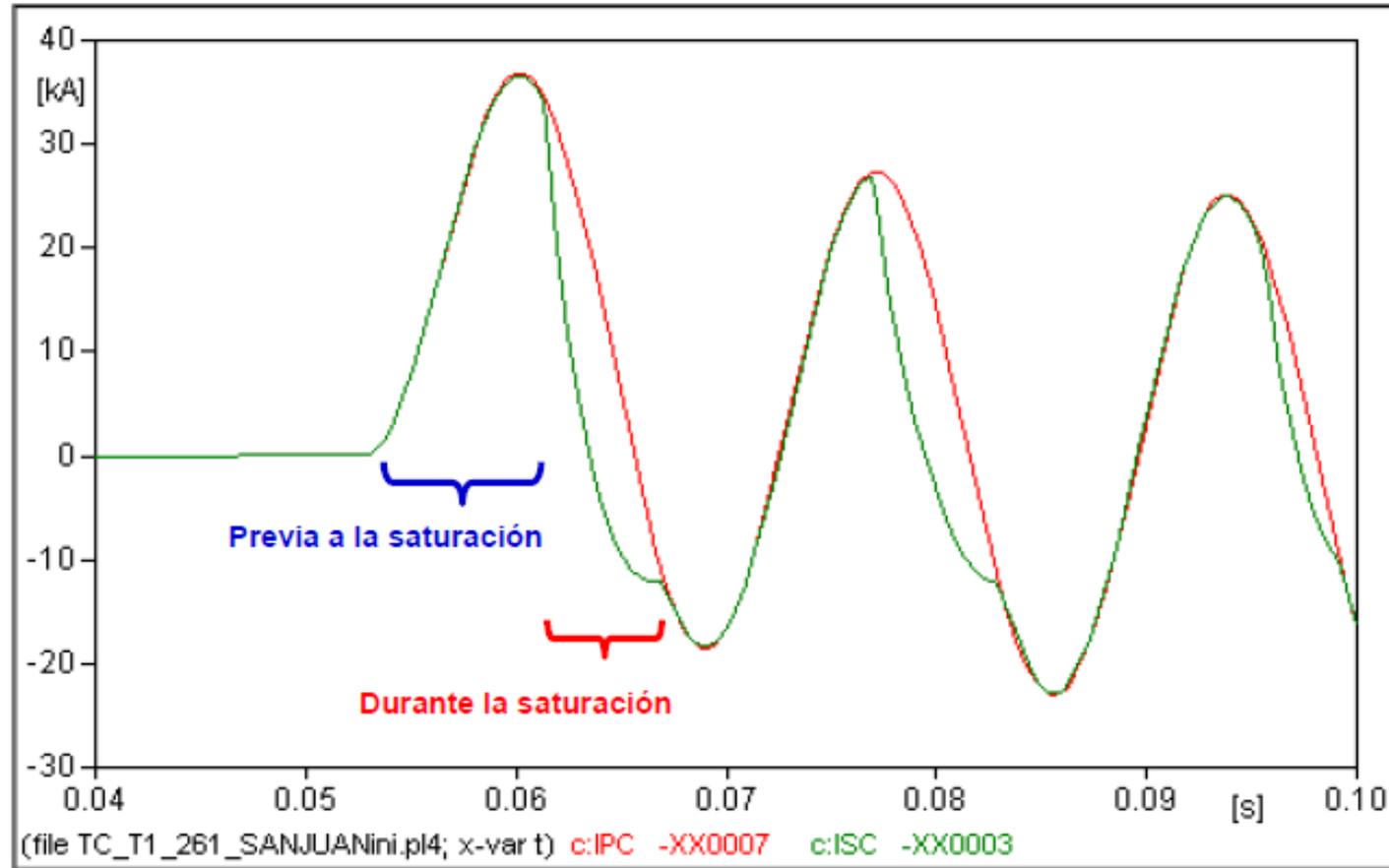
$$I_d = | I_1 + I_2 \dots + I_n |$$

$$I_s = | I_1 | + | I_2 | \dots + | I_n | \rightarrow$$

$$I_d > k \cdot I_{s, mod}$$



Diferencial Porcentual:



Saturación del transformador de corriente



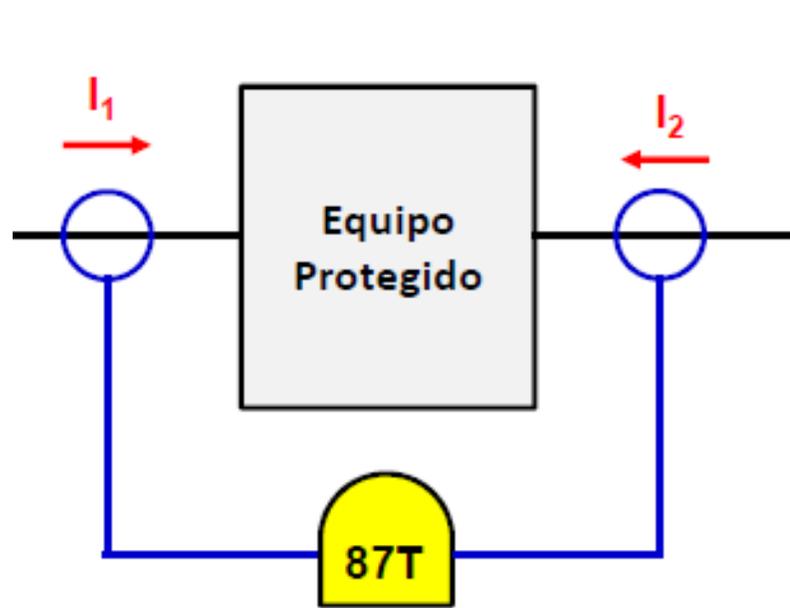
Protección de transformadores:

Funciones de protección:

- Esquema de protección de un transformador Y-D.
- Capacidad térmica y dinámica.
- Corriente de energización.
- Protección diferencial de corriente.
- Protección diferencial restringida a tierra.
- Protección de sobrecorriente de fase y tierra.
- Esquema de protección para un transformador Zig-Zag.

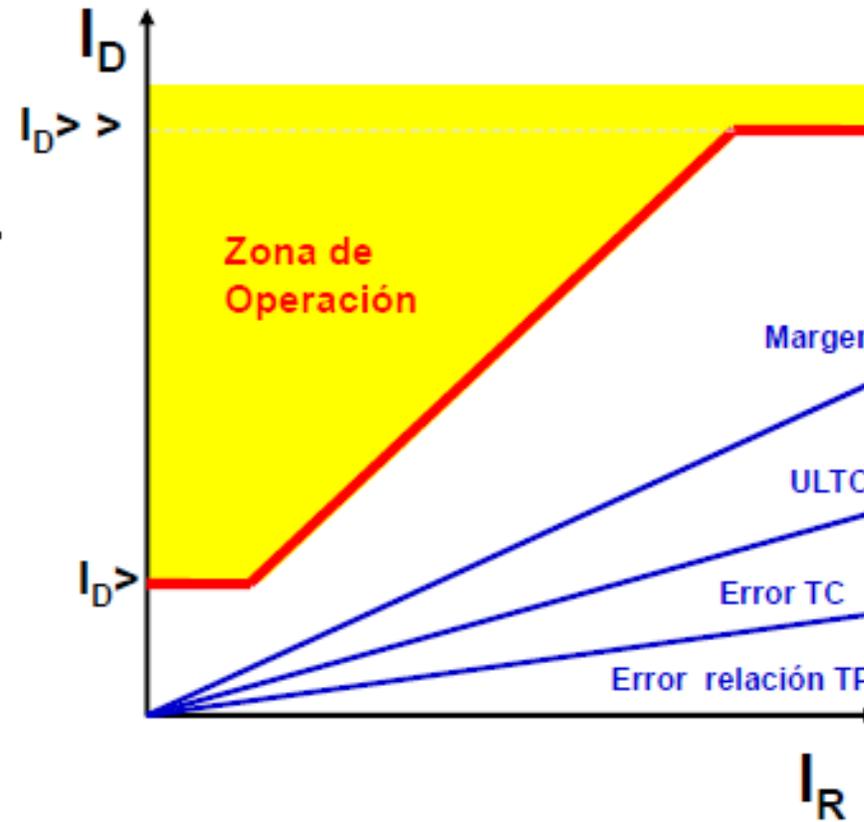
Protección diferencial de corriente:

Características de operación del relé porcentual



$$I_D = |I_1| + |I_2|$$

$$I_R = (|I_1| + |I_2|)/2$$

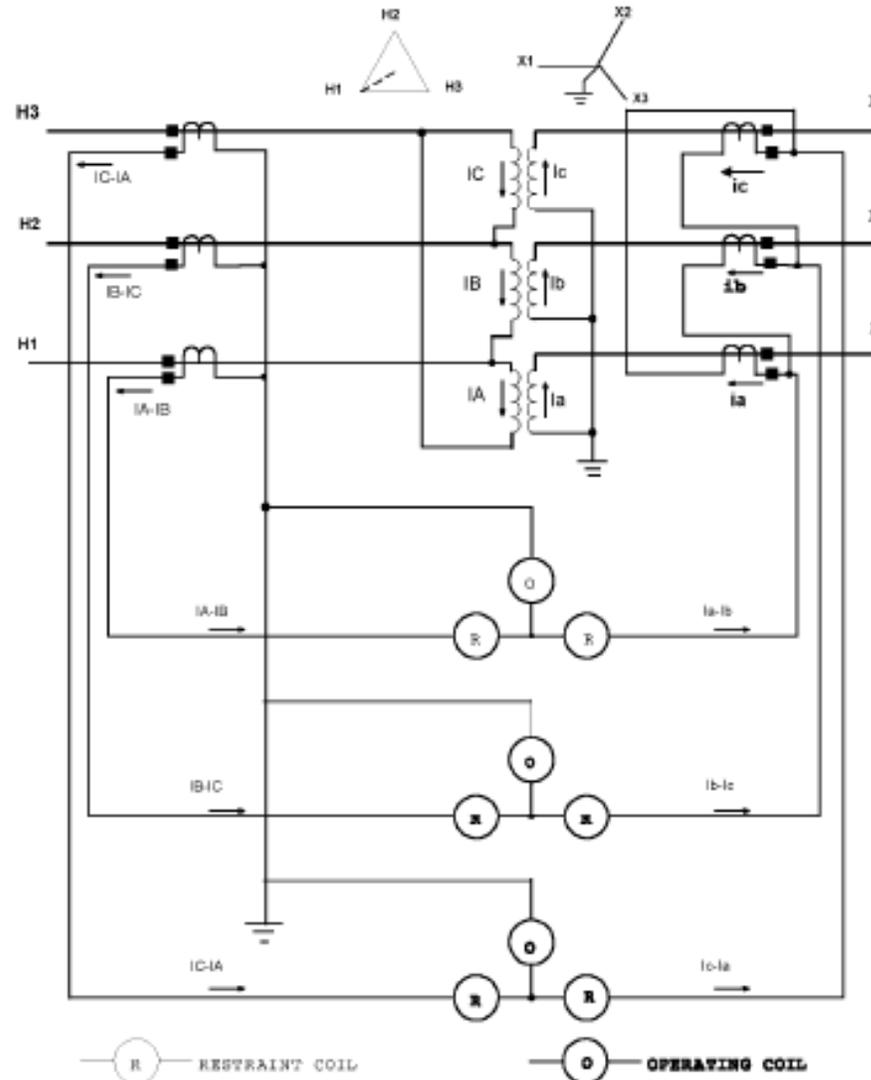


2.1.- Introducción General



Protección diferencial de corriente:

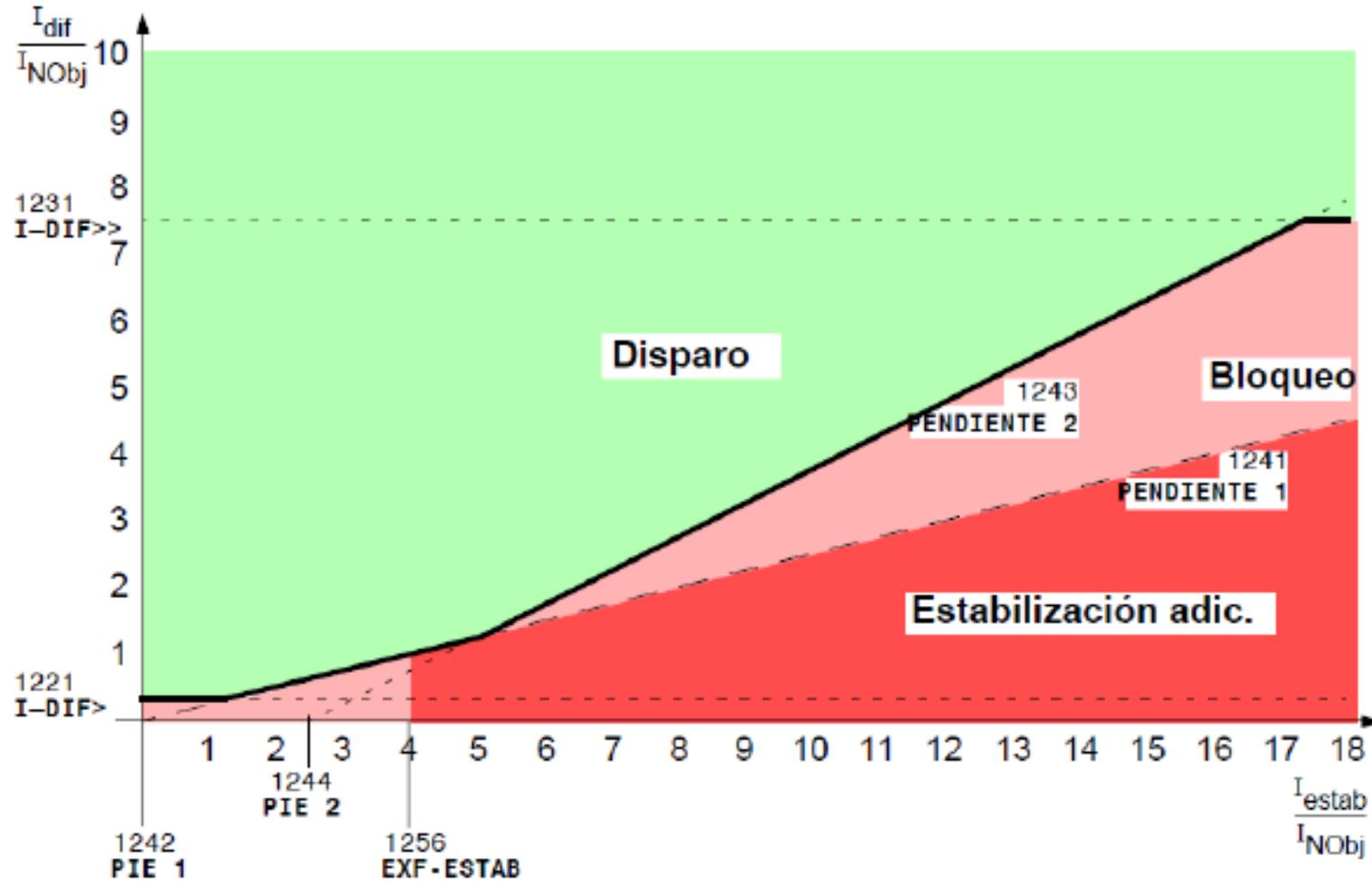
Esquema típico de conexiones para la protección diferencial porcentual para un transformador Δ - Y



2.1.- Introducción General



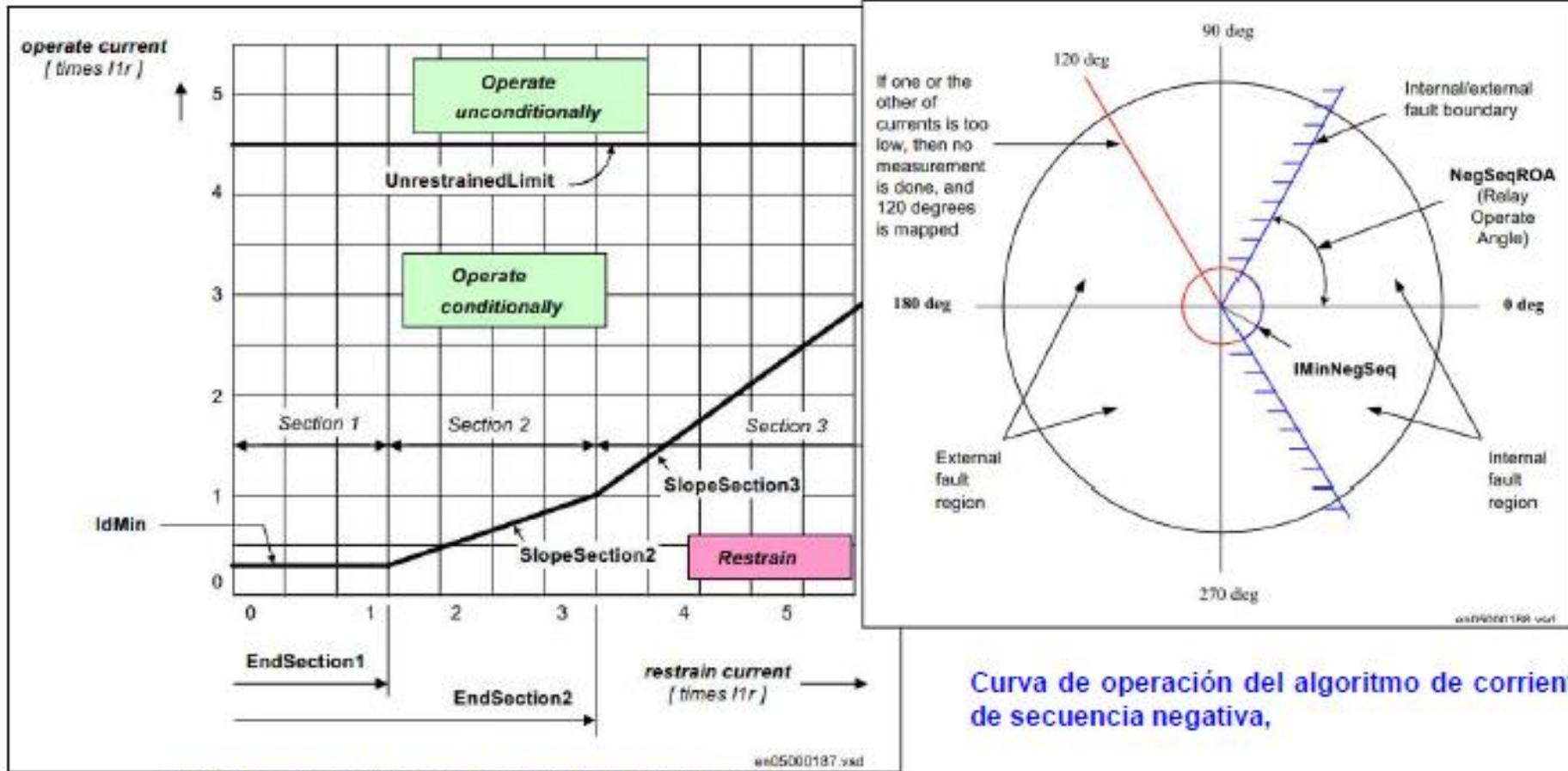
Curva de operación de la función 87T del relé SIEMENS 7UT612



2.1.- Introducción General



Curva de operación de la función 87T del relé ABB RET670:



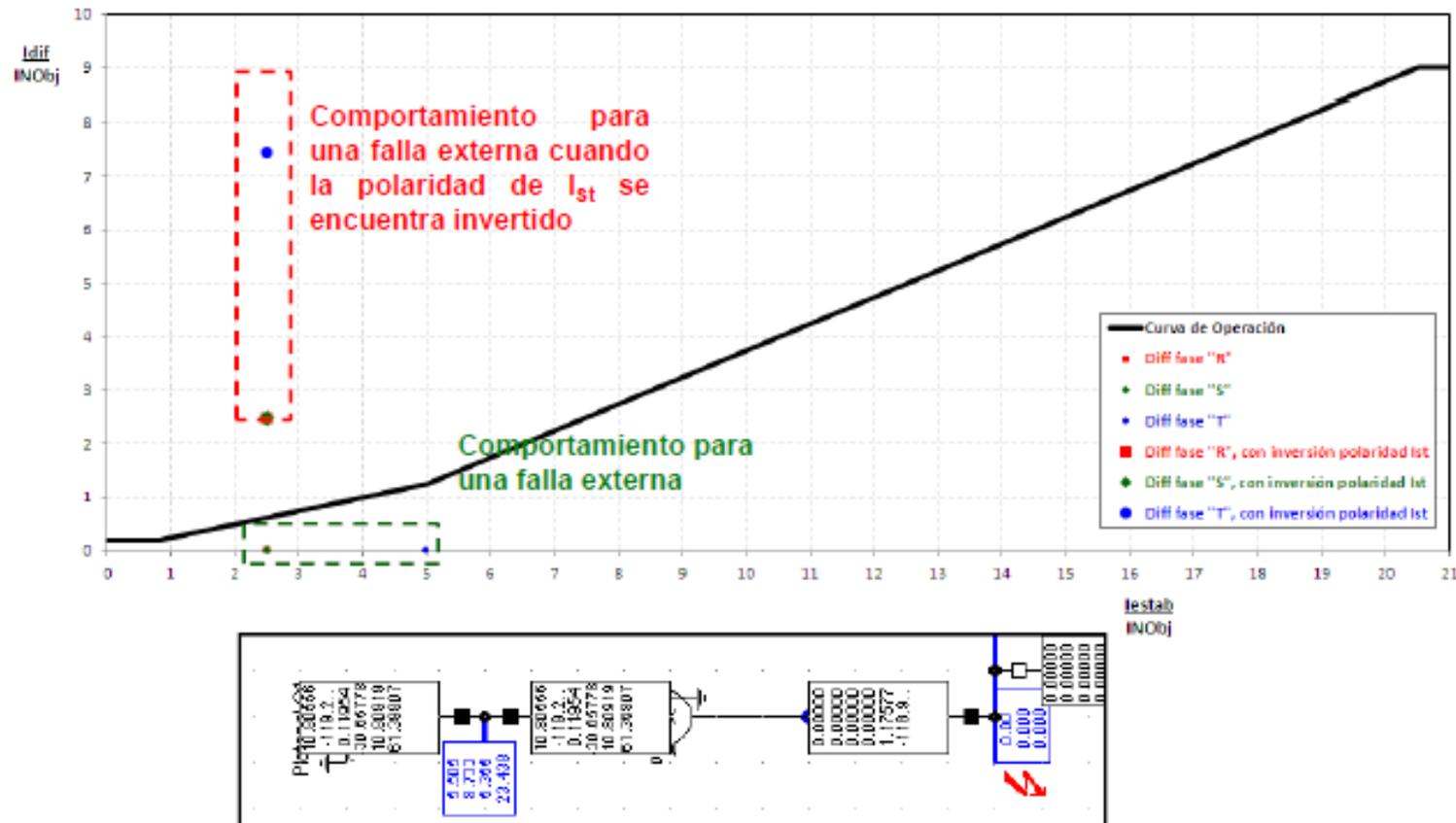
Curva de operación con corriente de restricción

Curva de operación del algoritmo de corriente de secuencia negativa,

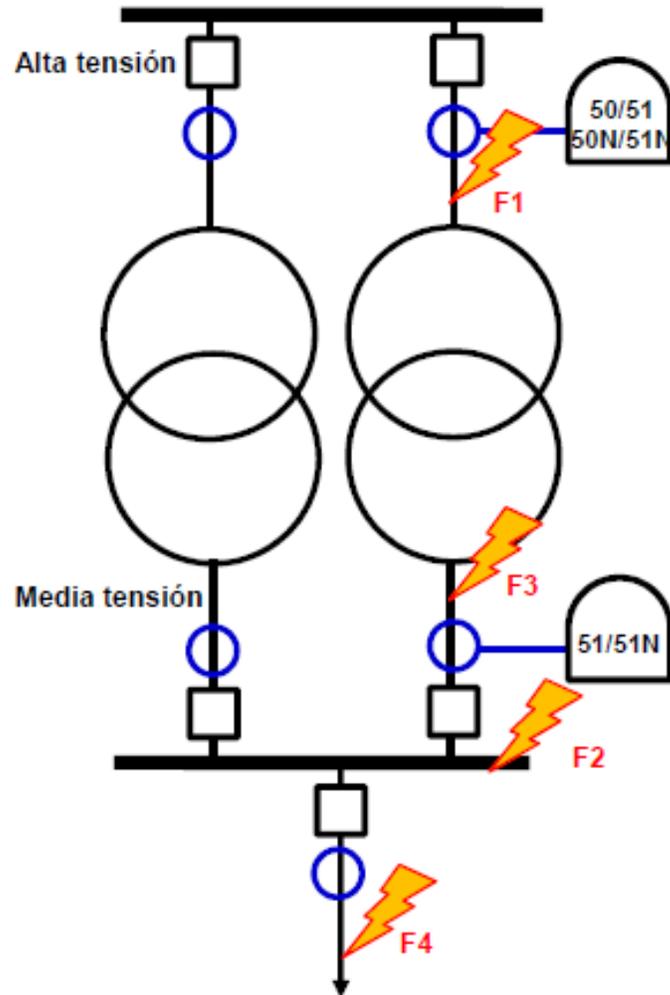
2.1.- Introducción General

Protección diferencial de corriente:

Comportamiento para una falla monofásica externa:



Protección de sobrecorriente de fases y de tierra:



Criterio de arranque

- 51** 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración)
- 51N** 20% a 40% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración)
- 50/51N** Se ajusta para despejar fallas en bornes de alta tensión (F1), el ajustes es mayor a la corriente medida para una falla en media tensión (F2), para evitar su activación durante esta falla.

Criterio de temporizaciones

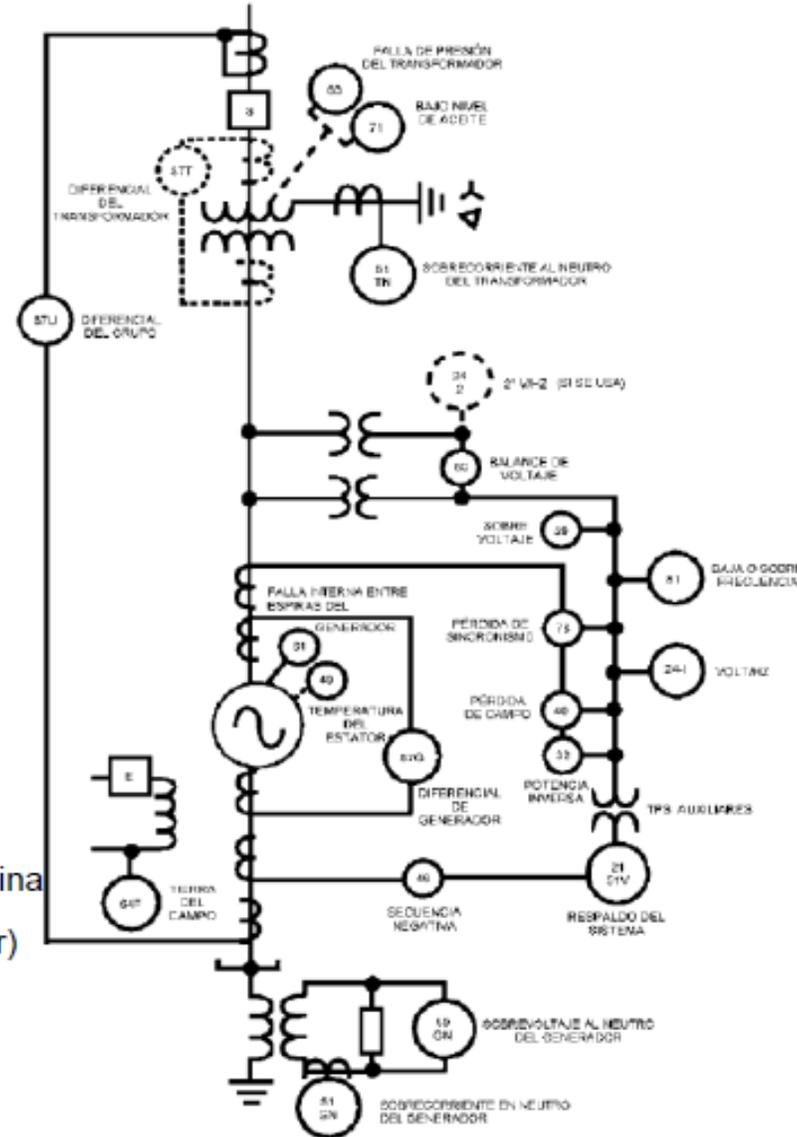
- 51/51N (Media tensión)** El TMS (Dial) se debe ajustar para despejar fallas en la barra (F2) de media tensión en un tiempo de aproximadamente 500 ms.
- 51/51N (Alta tensión)** El TMS (Dial) se debe ajustar para despejar fallas en la barra de media tensión (F2) en un tiempo de aproximadamente 750 ms, con el objetivo de coordinar con las funciones de sobrecorriente del devanado de media tensión.

La función 51N, se debe evitar su activación en tiempos menores de 800 ms para fallas en la zona 2 de las líneas adyacentes a la barra de alta tensión.
- 50/51N (Alta tensión)** 100 ms.

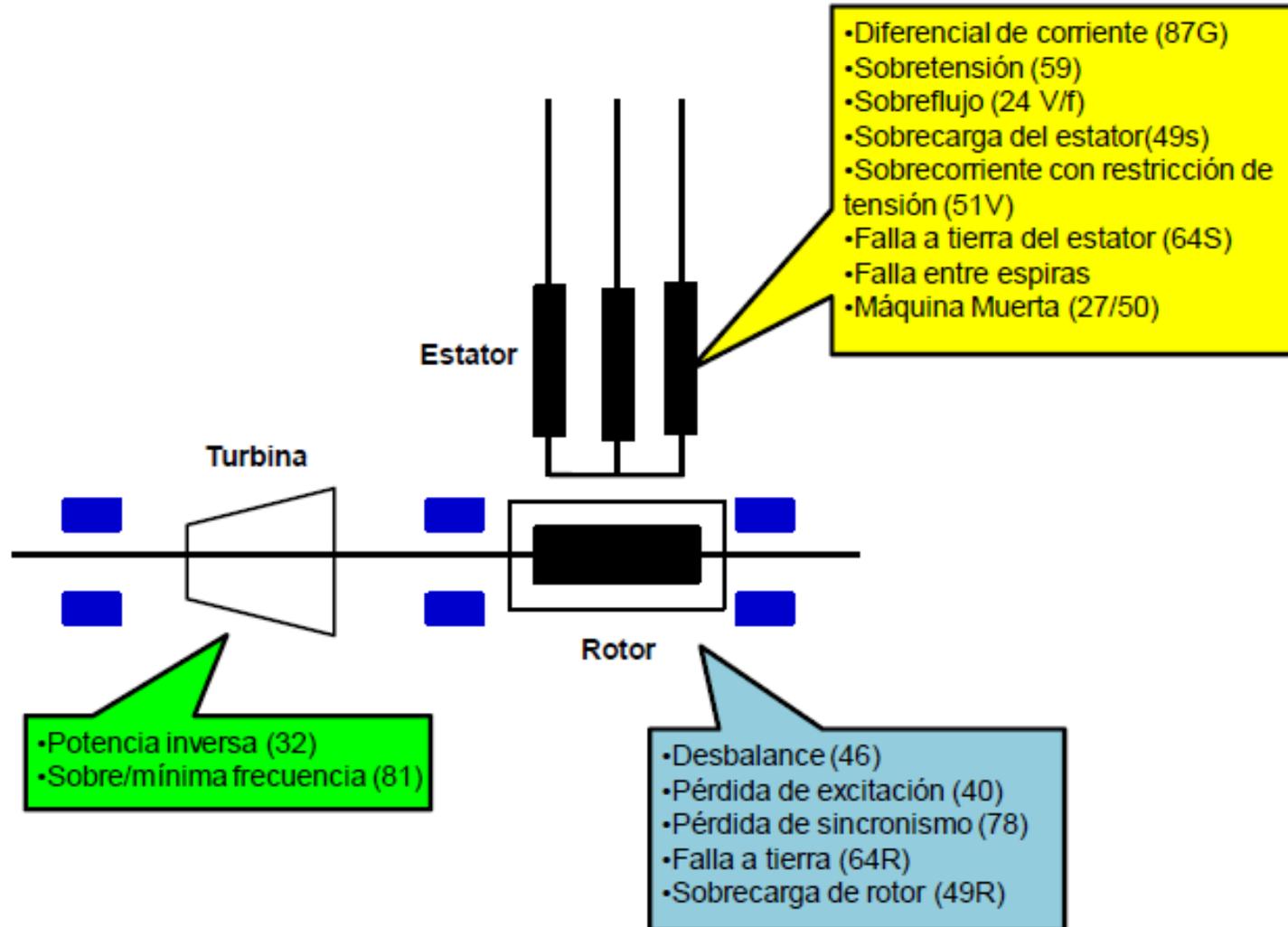
PROTECCIÓN DE GENERADOR

Condiciones anormales de operación

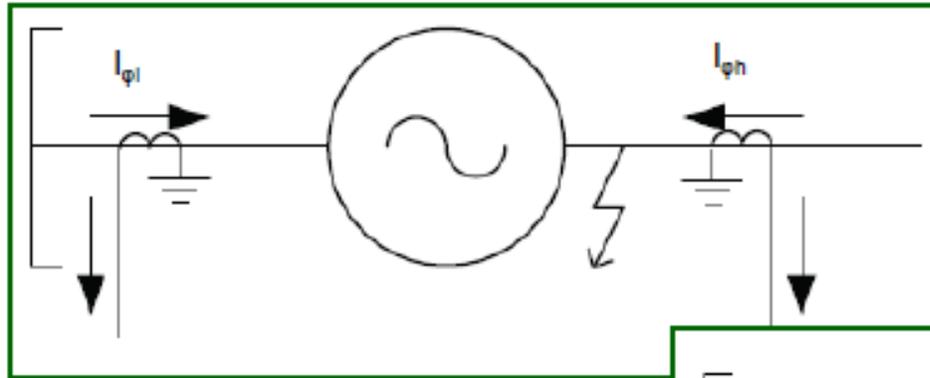
- Sobrecorriente/sobrecarga
- Carga desbalanceada
- Sobretemperatura
- Sobre y baja tensión
- Sobre y baja excitación
- Sobre y baja frecuencia
- Sobreflujo
- Operación asíncrona
- Fuera de paso
- Motorización del generador
- Fallas en el sistema de control de la maquina
- Fallas en el sistema de enfriamiento de la máquina
- Fallas en el equipo primario (ejemplo: Interruptor)
- Fase abierta
- Otros



Funciones de protección según el elemento

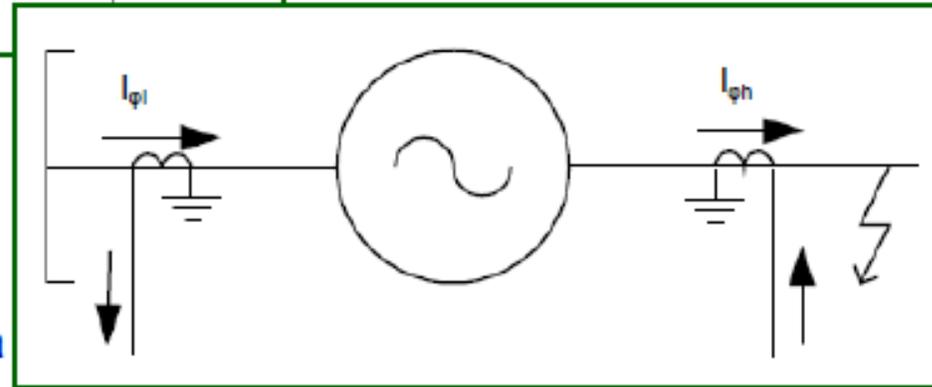


Falla interna y falla externa de la zona de protección de la protección diferencial



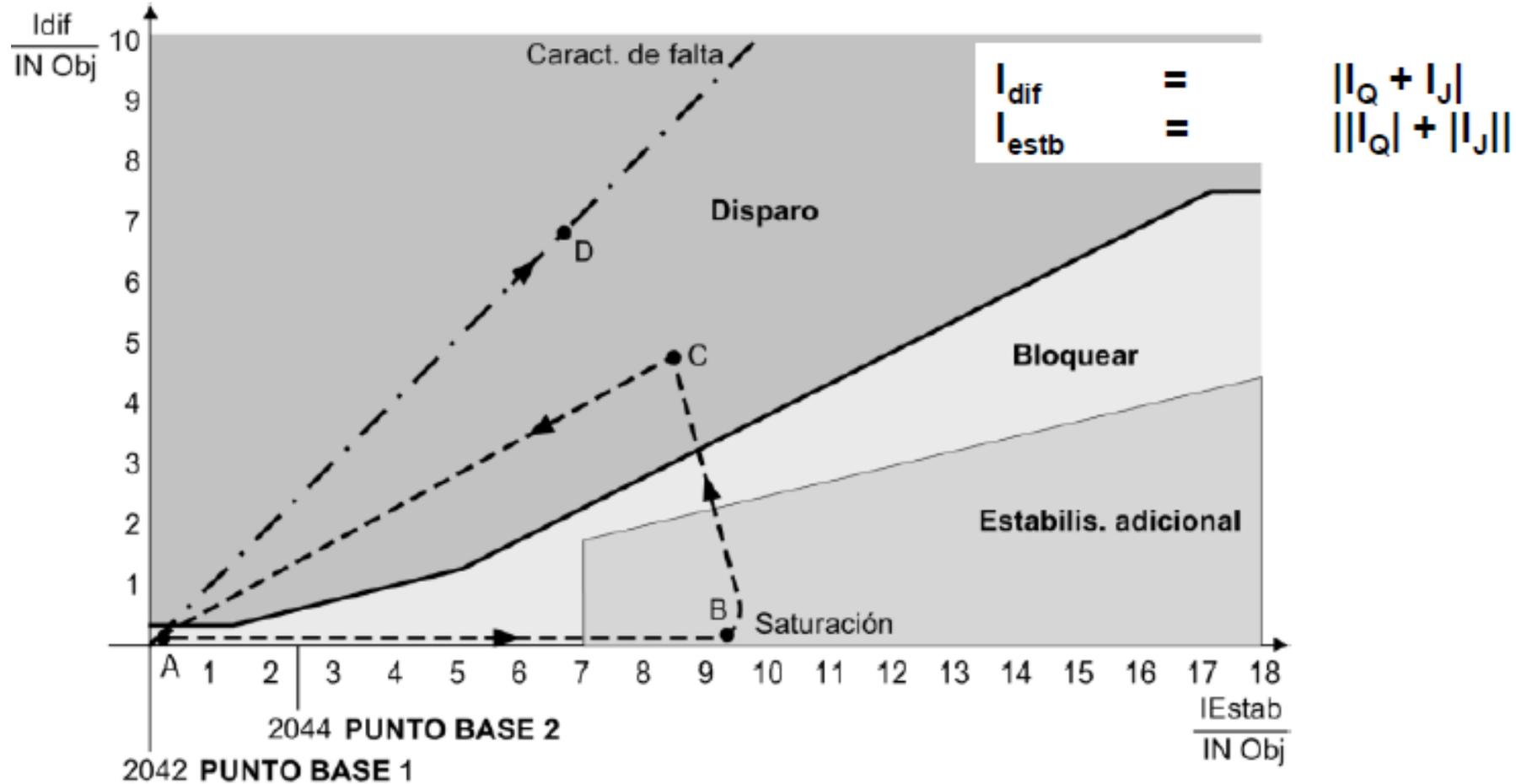
Falla interna

$$\begin{aligned} I_{\text{dif}} &= |I_Q + I_J| \\ I_{\text{estb}} &= ||I_Q| + |I_J|| \end{aligned}$$

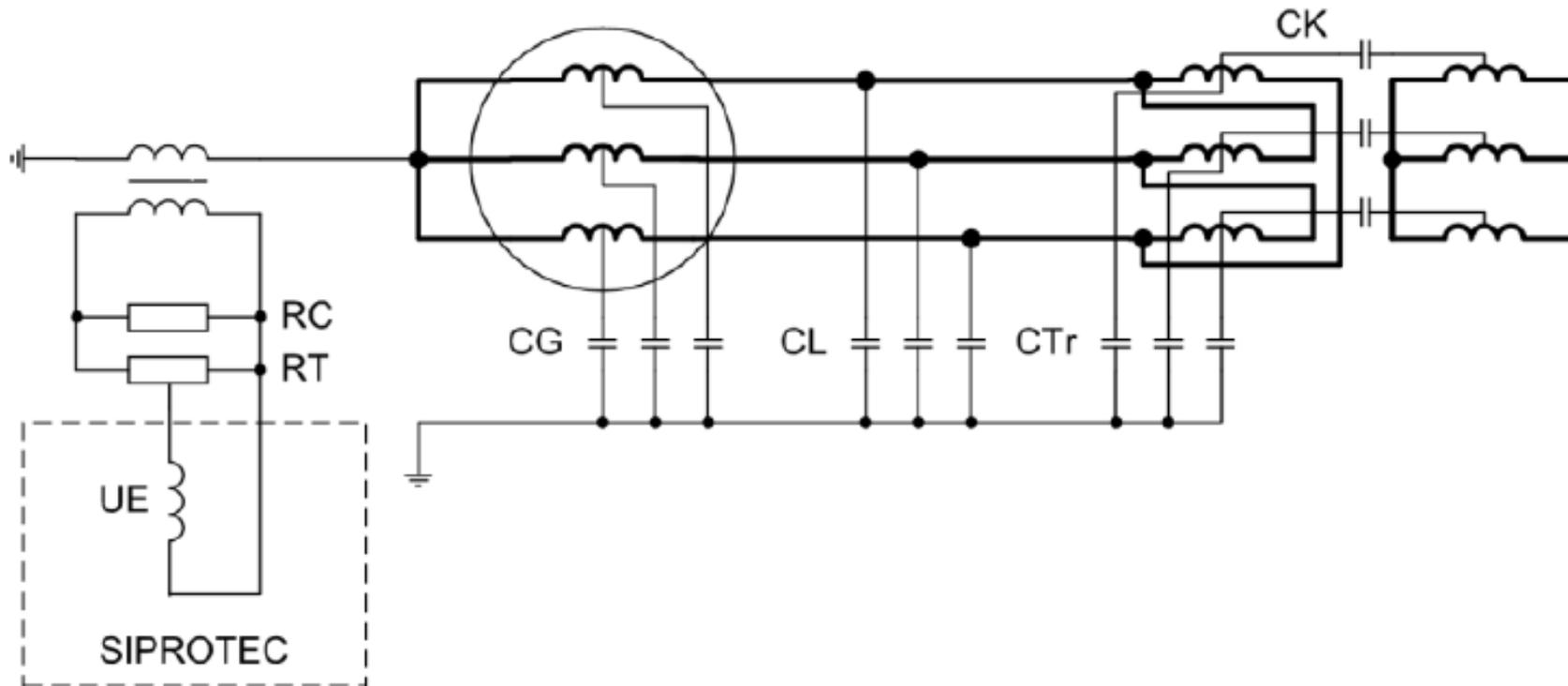


Falla externa

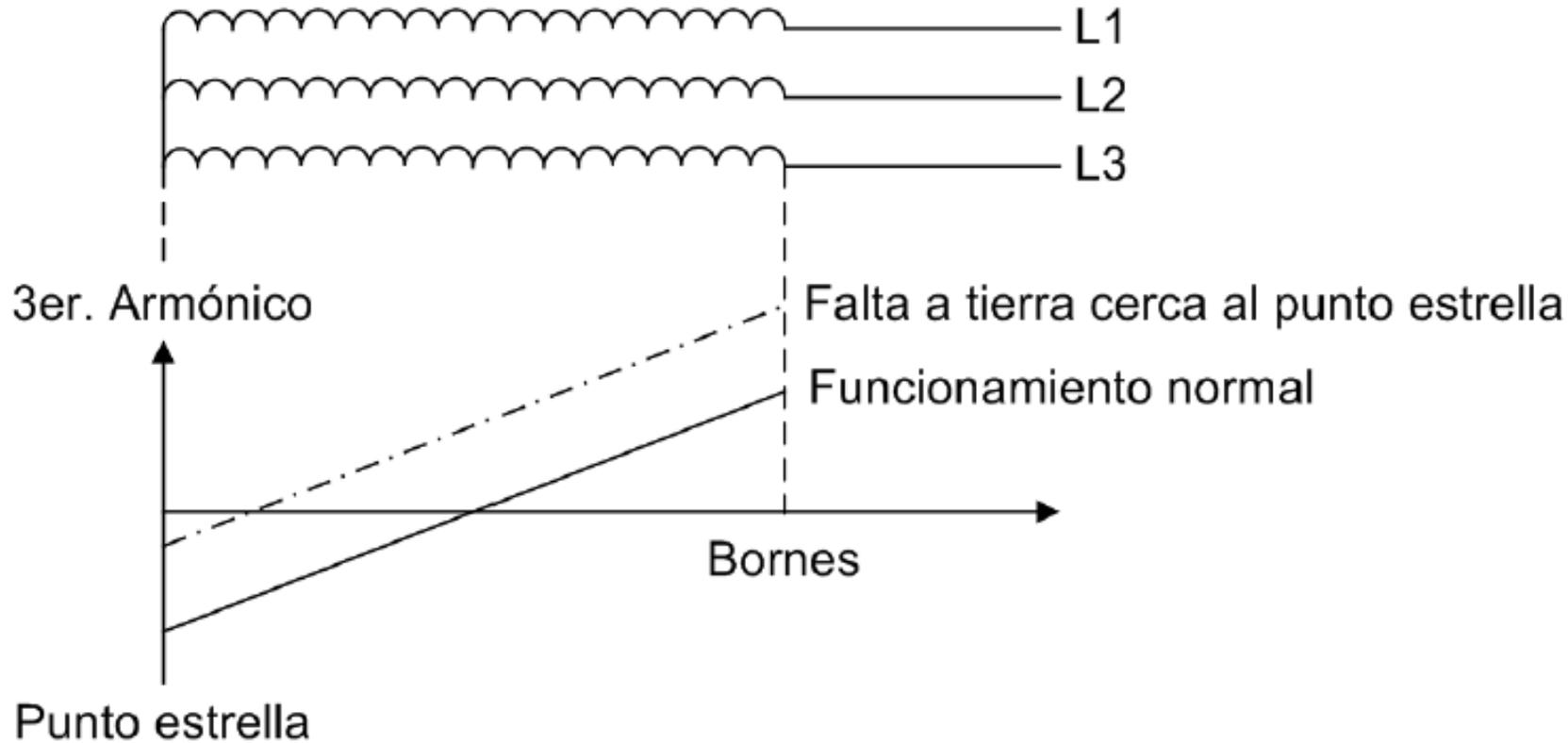
Característica de operación de la protección diferencial



Conexión del bloque generador-transformador con transformador en el neutro

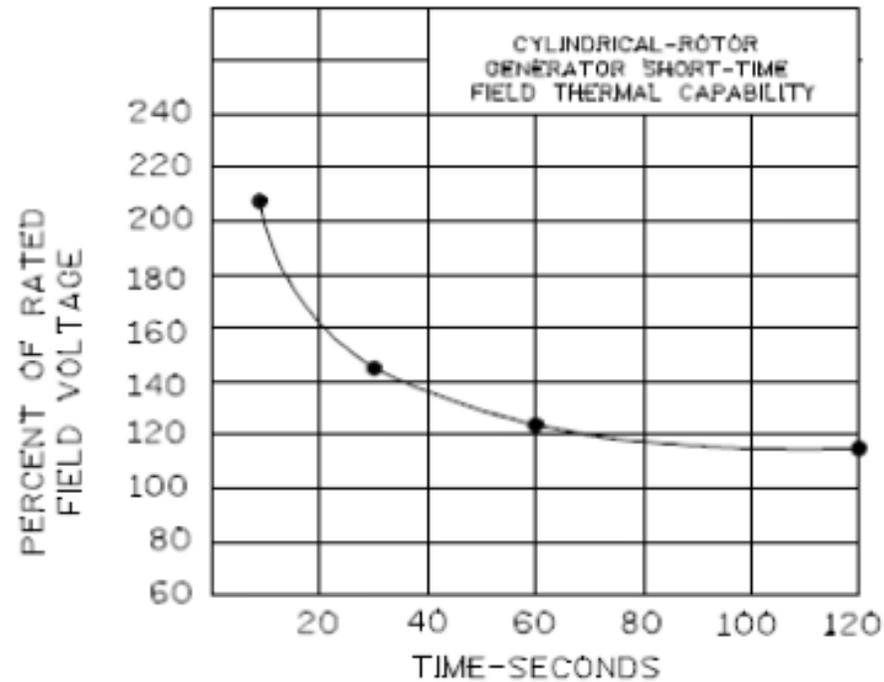


Comportamiento del 3er armónico a lo largo del arrollamiento del estator

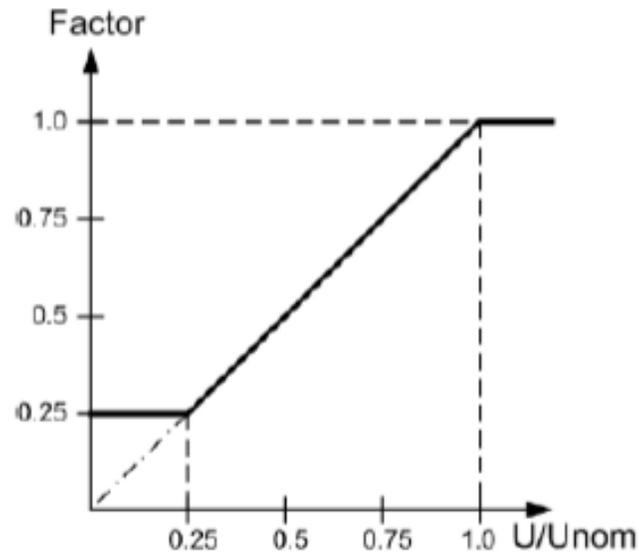


Norma IEEE Std C37.102-1995

Corriente de armadura (%)	226	154	130	116
Tiempo (segundos)	10	30	60	120



Variación de arranque de la función 51V



$$I(U)PU = I_p \cdot 1.00$$

$$\text{for } 1.00 \leq \frac{U}{U_n} \leq \infty$$

$$I(U)PU = I_p \cdot \frac{U}{U_n}$$

$$\text{for } 0.25 \leq \frac{U}{U_n} \leq 1.00$$

$$I(U)PU = I_p \cdot 0.25$$

$$\text{for } 0.00 \leq \frac{U}{U_n} \leq 0.25$$

with

U_n = Generator nominal voltage
= 251 UN GEN/MOTOR

I_p = Pick-up value of inverse characteristic
= 1402 I_p

$I(U)PU$ = Voltage-influenced pickup value

Curva de sobrecorriente de secuencia negativa

