Curso Básico de Protecciones

Introducción Parte II

FUNCIONES DE PROTECCIÓN

Códigos ANSI Funciones de Protección

Nº ANSI	Función
21	Distancia
24	Sobreexcitación
25	Comprobación de sincronismo
27	Subtensión
32	Inversión de potencia
32M	Sobrepotencia
32m	Subpotencia
37	Subintensidad
40	Pérdida de campo
46	Desequilibrio de intensidades
46FA	Fase abierta
47	Desequilibrio de tensiones
48	Arranque largo
49	Imagen térmica
49RTD	Sobrecalentamiento mediante RTD
50	Sobreintensidad instantáneo de fase
50CSC	Bloqueo del regulador de tensión
50G	Sobreintensidad instantáneo de tierra
50N	Sobreintensidad instantáneo de neutro
50NS	Sobreintensidad instantáneo de neutro sensible
50Nd	Sobreintensidad instantáneo de desequilibrio de neutro
50R	Sobreintensidad instantáneo de neutro calculada
50BF	Fallo de interruptor
51	Sobreintensidad temporizado de fase
51G	Sobreintensidad temporizado de tierra
51N	Sobreintensidad temporizado de neutro
51NS	Sobreintensidad temporizado de neutro sensible

Nº ANSI	Función
51Nd	Sobreintensidad temporizado de desequilibrio de neutro
51R	Sobreintensidad temporizado de neutro calculada
51RB	Rotor bloqueado
51V	Sobreintensidad controlada por tensión
52	Interruptor
59	Sobretensión
59N (64)	Sobretensión homopolar
66	Arranques sucesivos
67	Sobreintensidad direccional de fases
67N	Sobreintensidad direccional de neutro
67NA	Sobreintensidad de neutro aislado
67NS	Sobreintensidad direccional de neutro sensible
68FF	Fallo de fusible
68OP	Oscilación de potencia
68ZC	Enmascaramiento de zona
74TC/CC	Supervisión de los circuitos de apertura y cierre
78	Salto vector
79	Reenganchador
79 (81m)	Reenganchador por subfrecuencia
81M	Sobrefrecuencia
81m	Subfrecuencia
81R	Derivada de frecuencia
85	Teleprotección
86	Bloqueo de cierre del interruptor
87	Diferencial
87G	Tierra restringuida

PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DE FASE Y NEUTRO (50/51 ; 50N/51N)

Sobreintensidad I

Función de sobreintensidad

- El relé opera cuando el valor de la corriente supera el umbral fijado por el usuario
- Está ligado a un transformador de intensidad que lo alimenta con una corriente proporcional a la del sistema
- Sus **características** son:
  - Sencillez en implementación y utilización
  - Basado en la aparición de sobreintensidades en la mayoría de fenómenos con deterioro del equipamiento.
  - En conjuntos de tres unidades protegen contra faltas entre fases y otra más contra faltas a tierra.
  - Se ajustan por encima de la corriente superior de carga y para que en máximo cortocircuito proporcionen coordinación de tiempos en el disparo de interruptores.

Sobreintensidad II

Son de dos tipos:

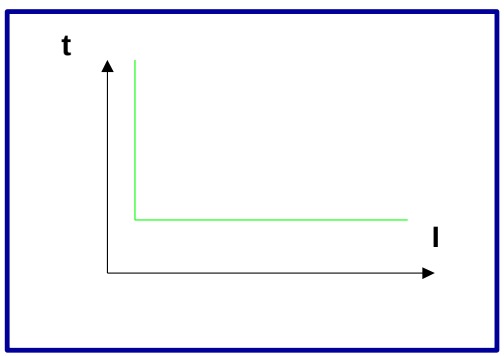
- **De tiempo definido**

Se incluyen aquí los denominados instantáneos que no tienen retardo en la actuación aunque siempre hay una demora en la operación desde que aparece la señal de falta.

El tiempo de actuación es prácticamente constante para cualquier intensidad.

Para conseguir la selectividad es necesario incrementar el tiempo de actuación en dirección a la generación.

Puede resultar que para faltas cercanas a la generación el tiempo de actuación sea inadmisiblemente alto dado que las intensidades son



Sobreintensidad III

Tiempo inverso

El tiempo de operación varía inversamente al valor de la intensidad de la corriente de acuerdo a una fórmula.

Curvas IEC

$$T_{operación} = M * \frac{A}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{\alpha} - 1}$$

Normal Inversa
Muy Inversa
Extremadamente Inversa
Corta Inversa
Larga Inversa

Curvas ANSI

$$T_{operación} = M * \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{\alpha} - 1} + B\right]$$

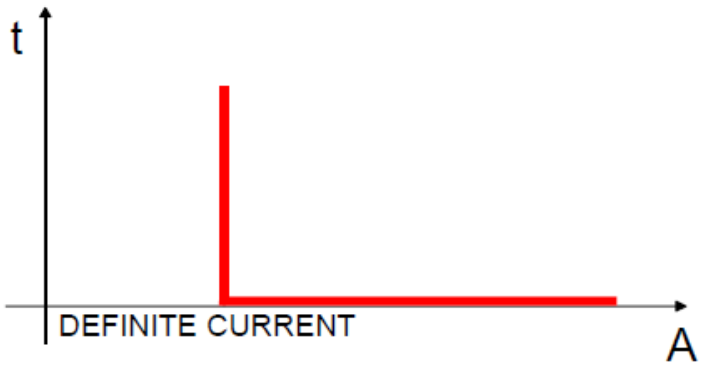
Moderadamente Inversa
Muy Inversa
Extremadamente Inversa

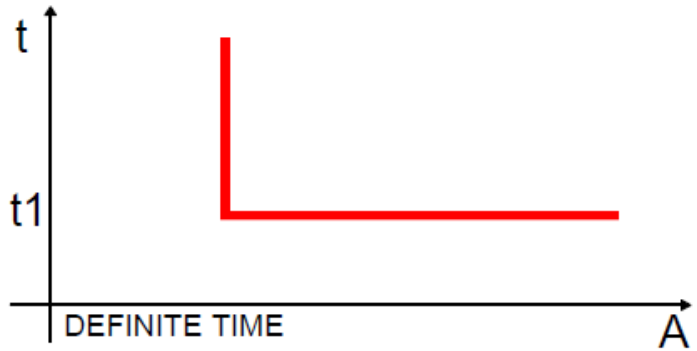
Curvas US

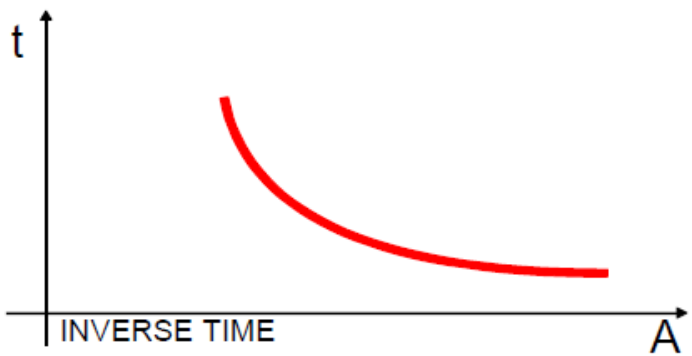
$$T_{operación} = M * \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{\alpha} - 1} + B\right]$$

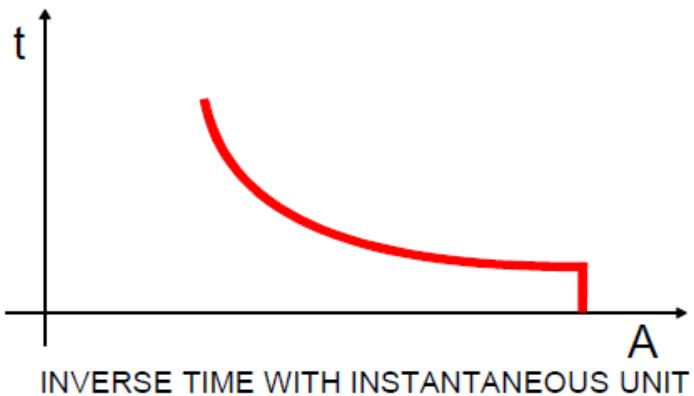
U1. Moderadamente Inv.
U2. Inversa
U3. Muy inversa
U4. Extremadamente Inv.
U5. Inversa de tiempo corto

Sobreintensidad IV

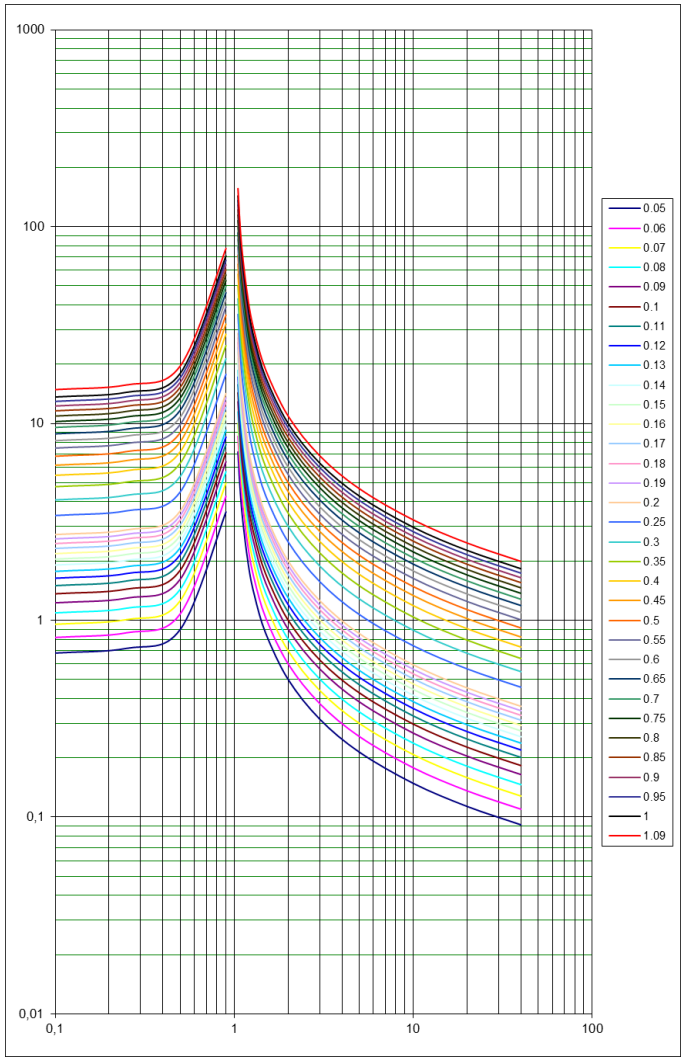








Curvas temporizadas I. IEC



Curva IEC. Característica normal inversa

Según la siguiente fórmula:

$$T_{operación} = M * \frac{A}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{\alpha} - 1} \qquad T_{recaída} = M * \frac{tr}{1 - \left(\frac{I}{I_o}\right)^{2}}$$

T ⇒ tiempo de disparo (seg)

$T_{RECAIDA}$ ⇒ tiempo de recaída o reposición (seg)

M ⇒ Palanca de tiempo. Rango válido 0.05 a 1.09 en escalones de 0.01

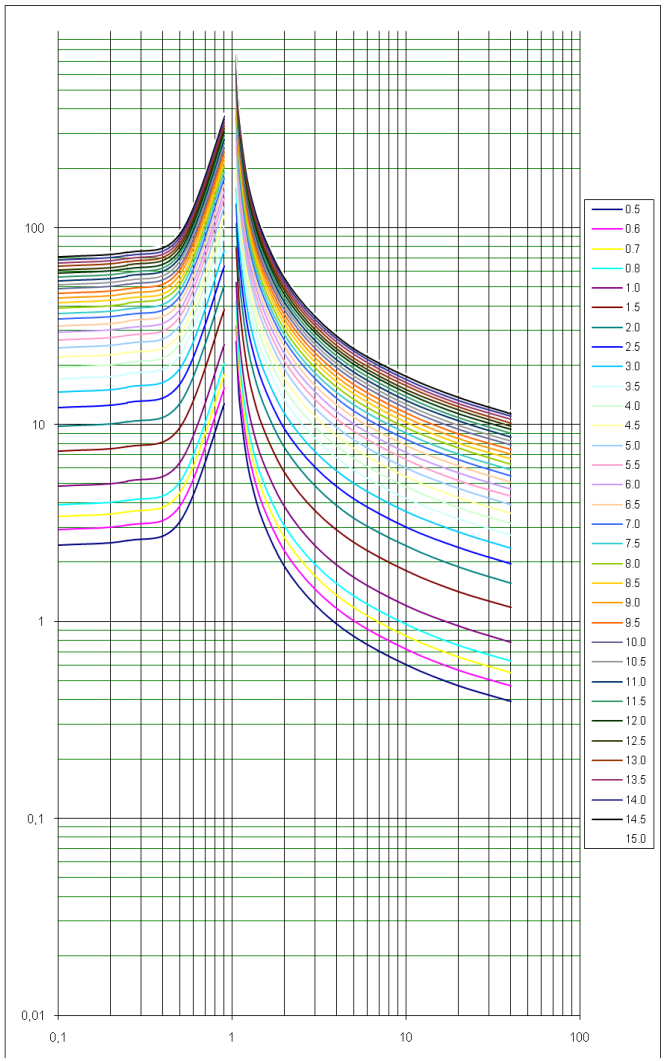
I ⇒ Intensidad medida

Io ⇒ Ajuste de intensidad de arranque

A, α, tr: ⇒ Constantes que dependen del tipo de curva:

Const.	Norm. Inversa	Muy inversa	Ext. Inversa	Corta Inversa	Larga Inversa
A	0.14	13.50	80.00	0.05	120
α	0.02	1.00	2.00	0.04	1
Tr	13.5	47.3	80	4.85	120

Curvas temporizadas II. ANSI



Según la siguiente fórmula:

$$T_{operación} = M * \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_o}\right)^{\alpha} - 1} + B \right]$$

$$T_{recaída} = M * \frac{tr}{1 - \left(\frac{I}{I_o}\right)^2}$$

T ⇒ tiempo de disparo (seg)

$T_{RECAIDA}$ ⇒ tiempo de recaída o reposición (seg)

M ⇒ Palanca de tiempo. Rango válido 0.5 a 15.0 en escalones de 0.01

I ⇒ Intensidad medida

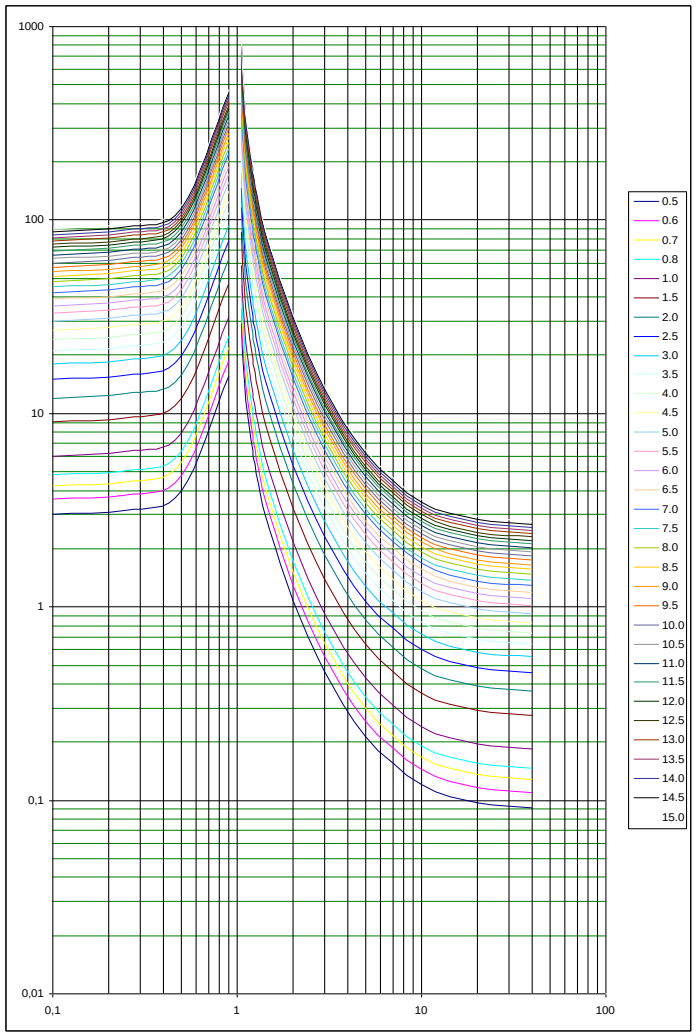
Io ⇒ Ajuste de intensidad de arranque

A, B, α, tr: ⇒ Constantes que dependen del tipo de curva:

Constantes	Moderadamente inversa	Muy inversa	Extremadamente inversa
A	0,0515	19,61	28,2
B	0,114	0,491	0,1217
α	0,02	2	2
Tr	4,85	21,6	29,1

Curva ANSI Característica moderadamente inversa

Curvas temporizadas III. US



Curva US. U2 Inversa

Según la siguiente fórmula:

$$T_{operación} = M * \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_o} \right)^{\alpha} - 1} + B \right]$$

$$T_{recaída} = M * \frac{tr}{1 - \left(\frac{I}{I_o} \right)^{2}}$$

T ⇒ tiempo de disparo (seg)

$T_{RECAIDA}$ ⇒ tiempo de recaída o reposición (seg)

M ⇒ Palanca de tiempo. Rango válido 0.5 a 15.0 en escalones de 0.01

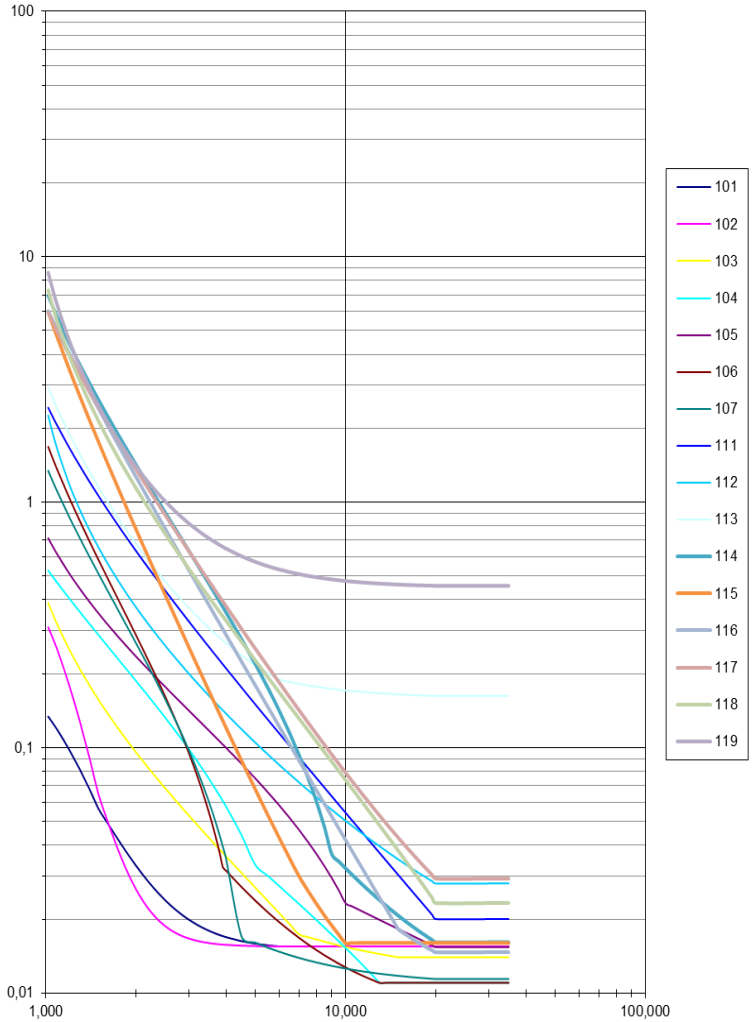
I ⇒ Intensidad medida

Io ⇒ Ajuste de intensidad de arranque

A, B, α, tr: ⇒ Constantes que dependen del tipo de curva:

Constantes	U1	U2	U3	U4	U5
A	0,0104	5,95	3,88	5,67	0,00342
B	0,0226	0,18	0,0963	0,0352	0,00262
α	0,02	2	2	2	0,02
Tr	1.08	5,95	3.88	5,67	0,323

Curvas temporizadas IV. Recloser



Curvas Cooper 120-142

- **Forma 4A, 4C, 5, 5/TC, 6, FX, FXA, FXB Recloser Control**

  101;102;103;104;105;106;107;111;112;113;114;115;116;117;
  118;119;120;121;122;131;132;133;134;135;136;137;138;139;
  140;141;142;151;152;161;162;163;164;165;200;201;202

- **Tipo R, RV, RX**

  25 Amp (A, B, C, D, E); 3 Amp (A, B, C, D, E);
  50Amp (A, B, C, D, E); 70 Amp (A, B, C, D, E);
  100 Amp (A, B, C, D, E); 140 Amp (A, B, C, D, E);
  160 Amp (A, B, C, D, E); 185 Amp (A, B, C, D, E);
  225 Amp (A, B, C, D, E); 280 Amp (A, B, C, D, E);
  280X Amp (A, B, C, D, E); 400 Amp (A, B, C,D, E);
  400X Amp (A, B, C, D, E); 560 Amp (A, B, C, D, E);
  560X Amp (A, B, C, D, E)

Curvas temporizadas. Curvas ANSI

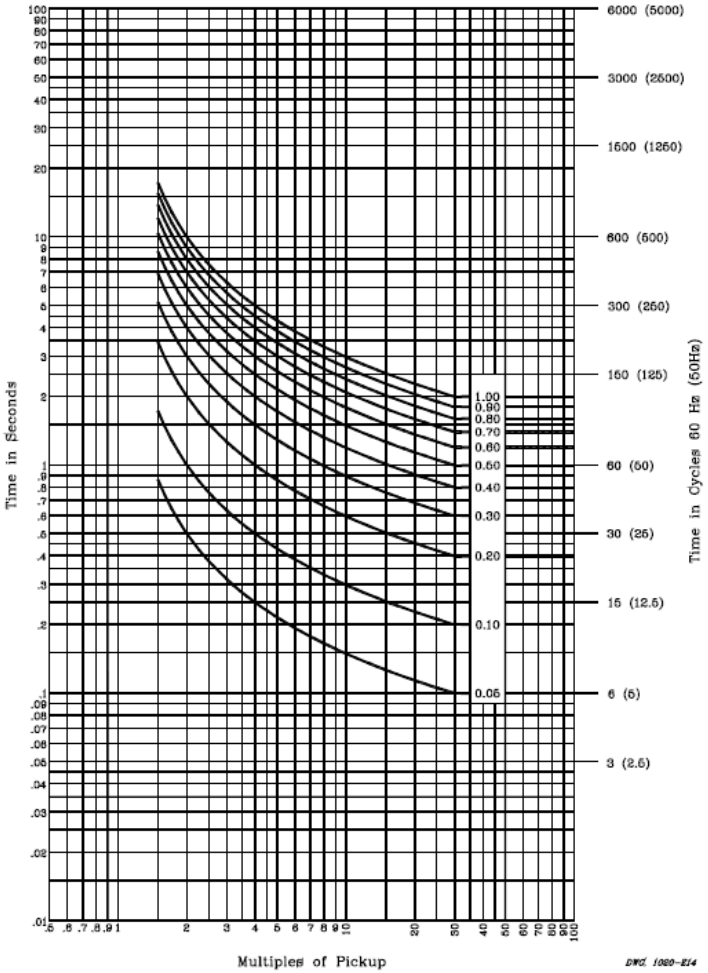


Figura 9.6: I Curva I.E.C. Clase A (Standard Inversa): C1

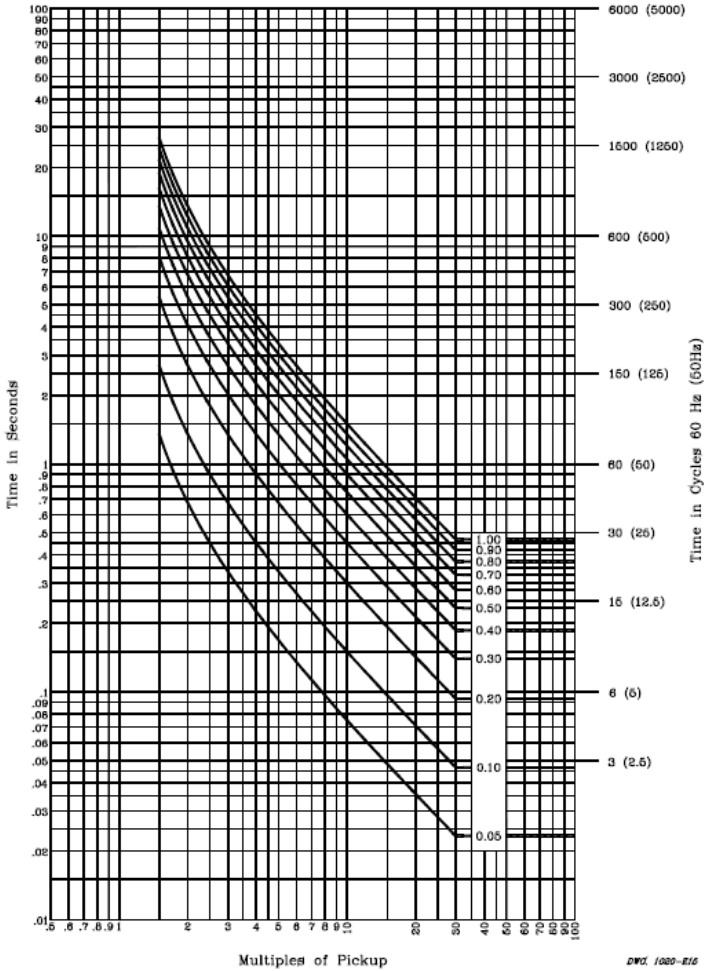


Figura 9.7: Curva I.E.C. Clase B (Muy Inversa): C2

Curvas temporizadas. Curvas ANSI

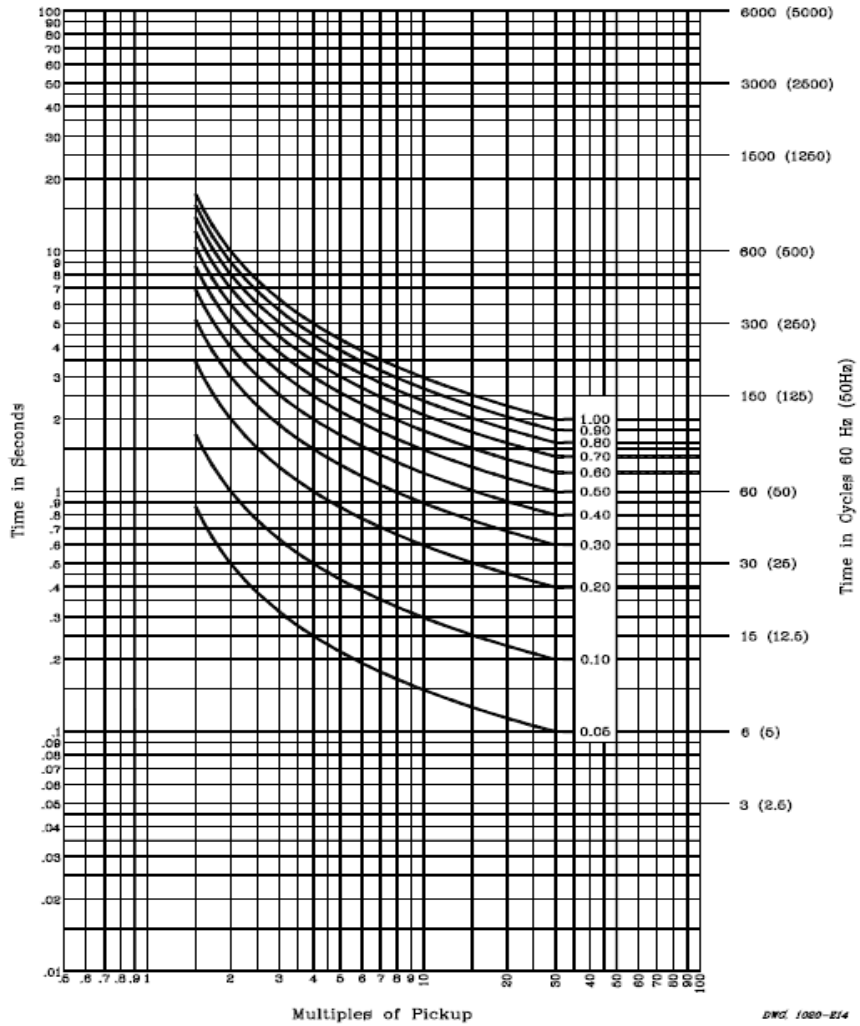
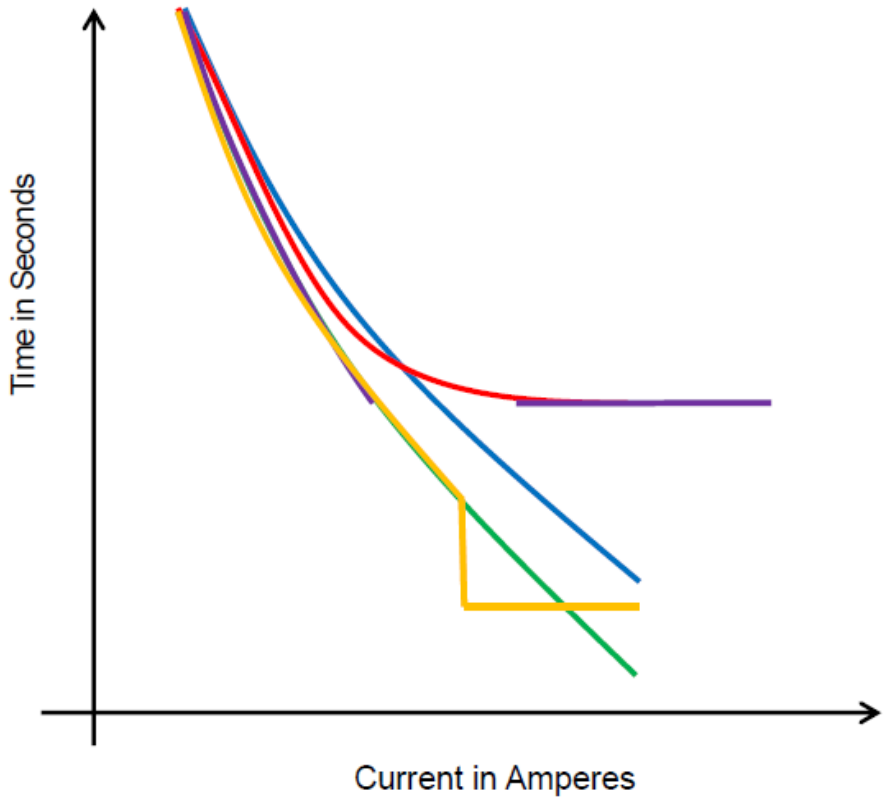


Figura 9.6: I Curva I.E.C. Clase A (Standard Inversa): C1

Curvas temporizadas. Modificadores

Standard Modifiers

- TCC Modifiers
  - Time Multiplier
  - Time Adder
  - Minimum Response Time
  - Definite Time
    - Instantaneous Trip
    - with Delay



Sobreintensidad V

Comparación sobreintensidad tiempo fijo – tiempo dependiente

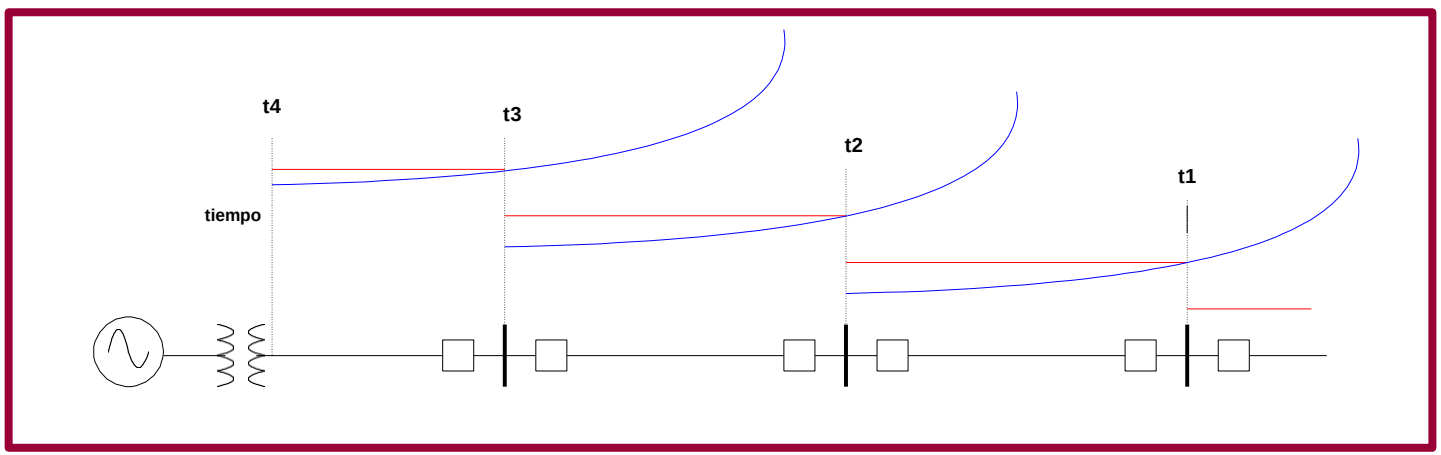
- La relación de intensidades en el terminal cercano a la fuente y la intensidad al final de la línea viene dada por Zf / (Zf+Zl)

  Zf=Impedancia fuente

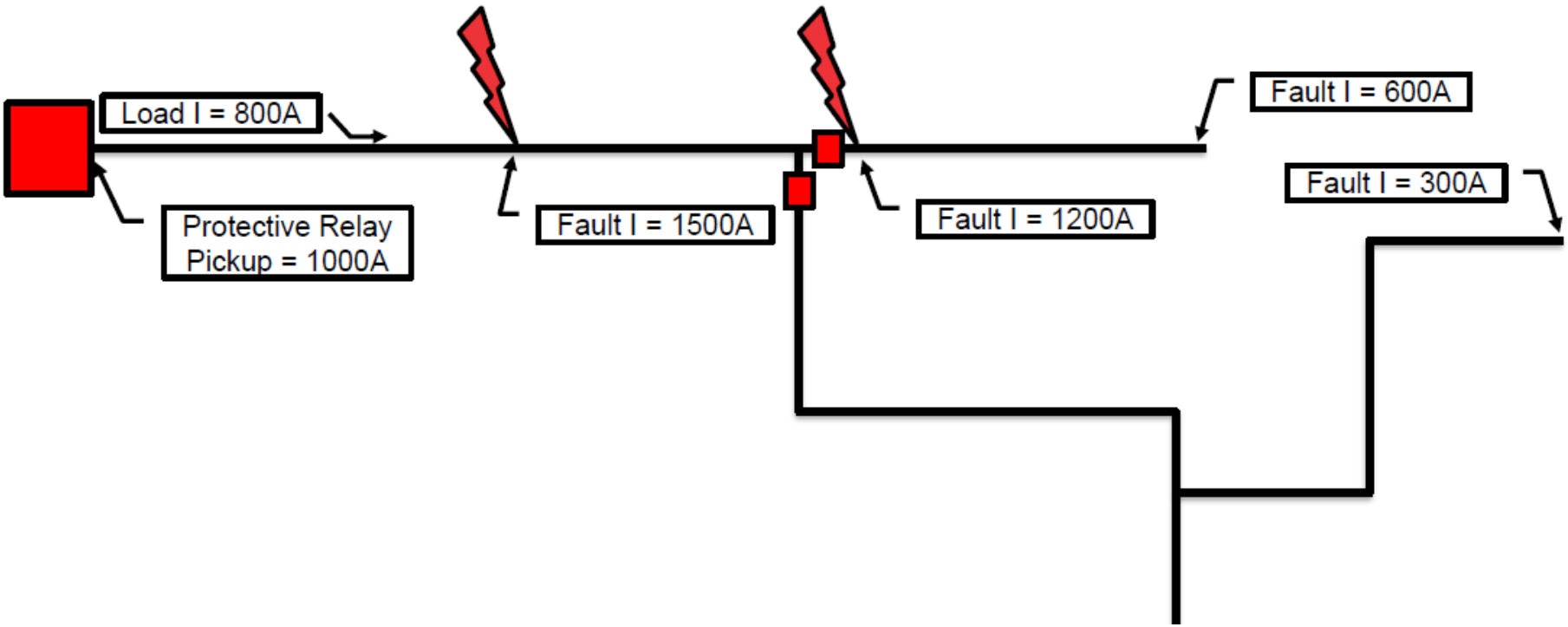
  Zl=Impedancia de la zona protegida

- Comparado las curvas de tiempo con el de tiempo definido se observa que ⇒ el tiempo de actuación es menor manteniendo la selectividad.

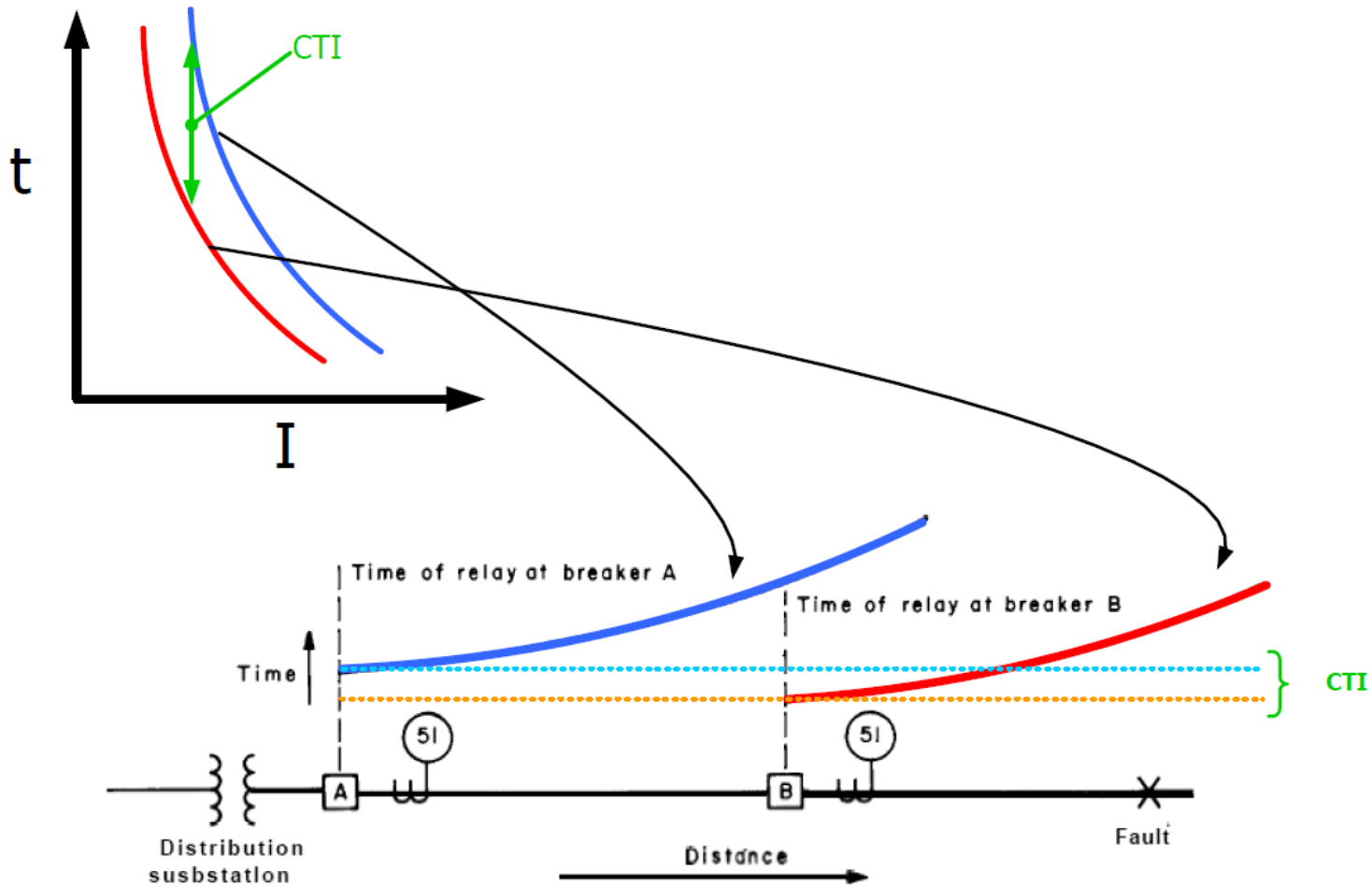
  En el caso expuesto los relés de las cercanías del generador funcionarían como relés de apoyo de los más lejanos en el caso de que estos no actuaran o no se abriera algún interruptor.



Sobreintensidad. Sensibilidad



Sobreintensidad



Sobreintensidad VI

Sobreintensidad tiempo fijo – tiempo dependiente ⇒ Aplicación

- Las intensidades de cortocircuito en el comienzo y final de la línea siguen la fórmula Icc(inicio de línea) = E/Zf

  Icc(final de línea) = E/(Zf+Zl)

  Si la Zf es grande la relación Zf/Zf+Zl es próxima a la unidad ⇒ No hay gran variación entre una falta en el comienzo y en el final de la línea por lo que no se gana tiempo apreciable en la utilización de unidades de tiempo inverso frente a temporizadas.

- **Los relés de tiempo definido** ⇒ para faltas a tierra son mejores para sistemas con puesta a tierra a través de impedancia.
- **Los de tiempo inverso** ⇒ se utilizan cuando la impedancia de la fuente es pequeña respecto a la impedancia del circuito:

  Líneas largas

  Sistemas puestos a tierra sólidamente en cada estación.

  Típicamente para Zf / Zl <2

Sobreintensidad VII

Sobreintensidad tiempo fijo – tiempo dependiente ⇒ Aplicación

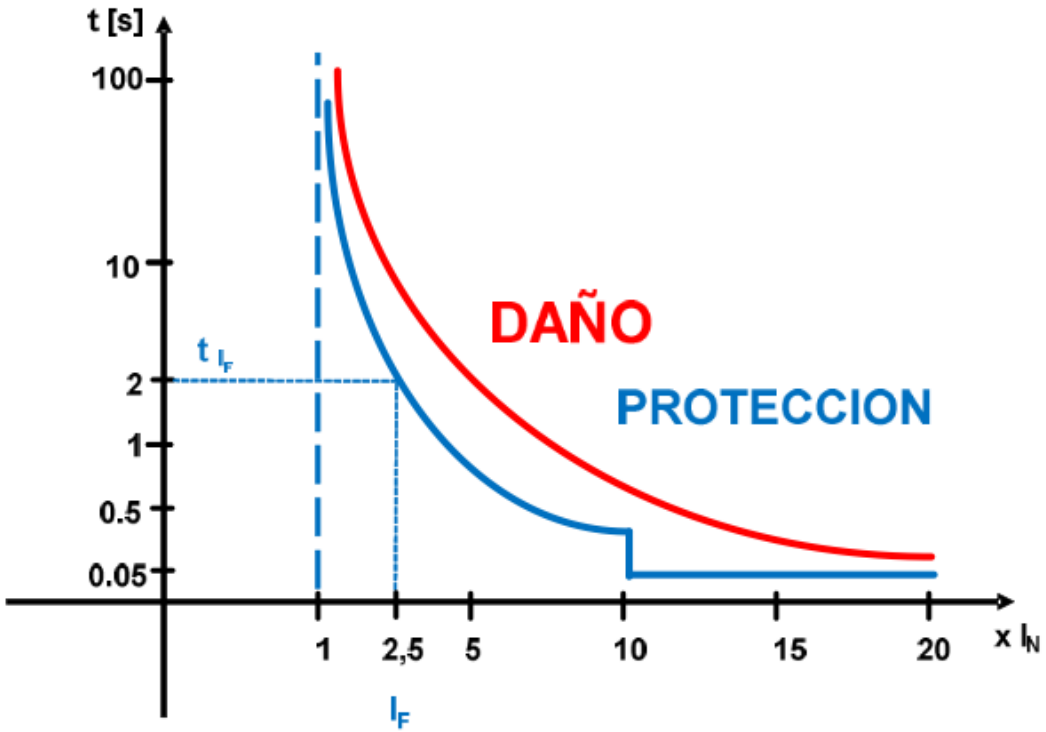
- **Curvas muy inversas** ⇒ se utilizan para líneas en que las variaciones en las intensidades de falta son grandes entre el extremo donde se halla la protección y el extremo remoto. Son más rápidas para intensidades grandes que las inversas.
- **Curvas extremadamente inversas** se usan donde se necesiten bajos tiempos de disparo.

  Se puede usar el mismo ajuste para muchos relés en serie.

  Aplicaciones comunes de las curvas extremadamente inversas:

  - Es útil en protección de aparatos contra sobrecalentamientos
  - En la tierra de transformadores, en cables caros, etc.
  - Para coordinar con fusibles
  - Cuando hay que restablecer el servicio en una línea de distribución tras un tiempo largo fuera de servicio (cargas frías). Los hornos, bombas, etc. tienen puntas de reconexión de entre 3 y 4 veces la corriente de máxima carga que decaen muy lentamente.
- En ocasiones la unidad instantánea se usa como complemento de los de retardo inverso.
- Se ajusta para la intensidad de cortocircuito en el extremo más alejado de la línea a proteger. De esta forma no verá sobrecargas más lejos de su zona a proteger.

Curvas de ajuste frente a nivel de daño



Característica de disparo de la protección que impide que se alcance la curva de daño del equipo.

Sobreintensidad VIII

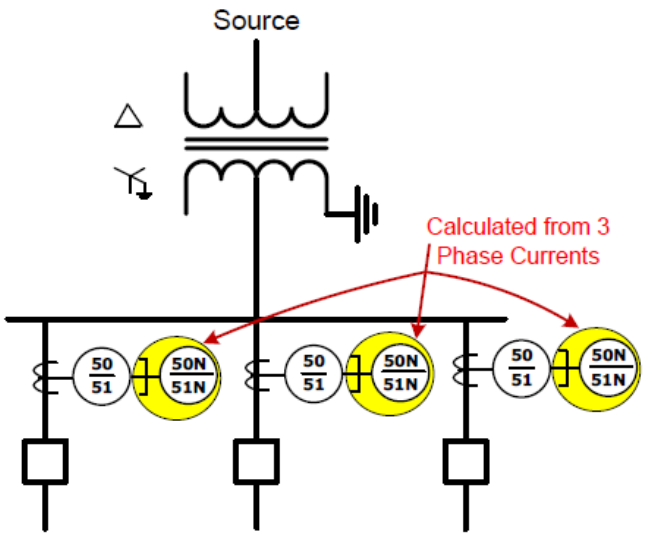
Sobreintensidad de neutro

- Basado en la medida de la corriente residual In=3xI0
- **Ventajas** de Ineutro:
  - Gran alcance resistivo
  - Fáciles de ajustar
  - No les afecta la carga circulante
  - No afectadas por las cargas conectadas fase-fase (p.ej. delta-estrella)
- **Desventajas**
  - Afectadas por cambios en las fuentes
  - Afectadas por la impedancia mutua
  - Afectadas por el desbalance normal
  - Afectadas por aperturas del interruptor y fases abiertas
- Se ajusta por encima del máximo desbalance sin falta debido a:
  - Líneas de transmisión no transpuestas
  - Carga desbalanceada

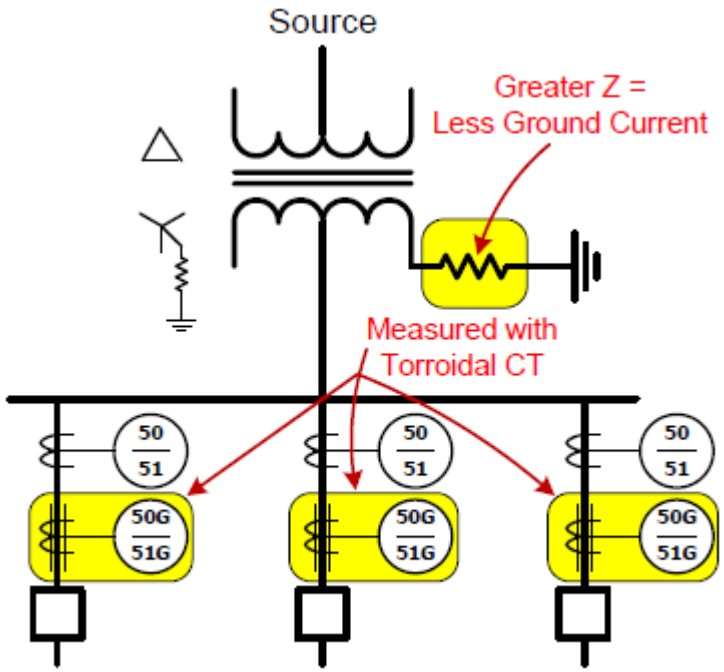
Sobreintensidad IX

Detección de falla a tierra

Suma vectorial de tres fases



Medición de la corriente de tierra (TC toroidal)



Sobreintensidad X

Sobreintensidad de neutro ⇒ Cálculo de faltas a tierra

a) Defecto simple Fase-tierra

$$I_R = \frac{3V}{2Z_1 + Z_0} = \frac{3}{(2+K)} \cdot \frac{V}{Z_1}$$

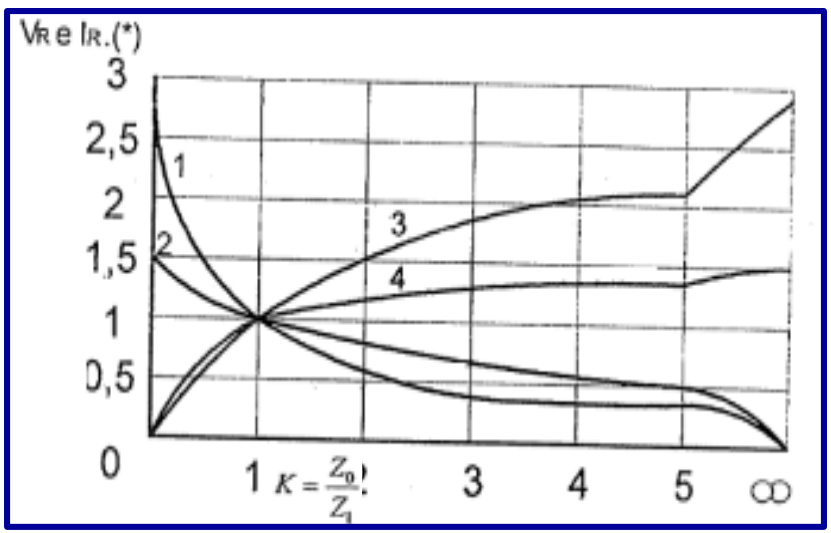
$$V_R = \frac{3K}{2+K} V$$

$$V = Tensionsimple$$

b) Defecto doble fase-tierra

$$I_R = \frac{3VZ_1}{2Z_1Z_o + Z_1^2} = \frac{3}{(2K+1)} \cdot \frac{V}{Z_1}$$

$$V_R = \frac{3K}{2K+1} V$$



1.- I_R para doble falta fase-tierra.

2.- I_R para simple falta fase-tierra.

3.- V_R para simple falta fase-tierra.

4.- V_R para doble falta fase-tierra.

Sobreintensidad XI

Sobreintensidad de neutro ⇒ Ajustes

- **Faltas a tierra**

  La corriente residual es cero en condiciones normales y varía con la distancia a la falta y no tanto con la condición de generación.

  Se ve limitada con el método de puesta a tierra

  El ajuste debe ser tal que dispare con la falta más lejana de la zona a proteger.

- **En sistemas puestos a tierra sólidamente o con baja impedancia:**

  10%-20% de la carga

  Para motores y generadores se suele limitar la corriente de falta a tierra a 10A por lo que usa un toroidal y un ajuste en torno a 6A primarios.

Sobreintensidad XII

Sobreintensidad de neutro ⇒ Ajustes

- **Faltas a tierra para sistemas con puesta a tierra con resistencia:**

  Calcular una falta en el secundario del trafo

  70% de corriente de falta a tierra con un pequeño retraso de 100ms.

  40% de corriente de falta a tierra con un pequeño retraso de 400ms. Detectaría faltas con resistencia. El retraso protege de disturbios del sistema como apertura/cierre de líneas.

  10% de la corriente de falta con retraso de 0,8s. Detectaría faltas con gran resistencia. No debe haber secuencia homopolar en condiciones de funcionamiento sin falta. El retraso protege ante ruido en el circuito del CT.

- **Para neutro aislado y bobina Petersen**

  Se usa el neutro sensible como direccional

Sobreintensidad XIII

Selección de TC

- La corriente de carga no debe superar la capacidad permanente del TC y del relé.
- La corriente secundaria en condiciones de corto mínimo debe ser superior a la sensibilidad mínima del relé.
- La corriente secundaria en condiciones de corto máximo debe ser inferior a la capacidad máxima del relé sin saturación del TC.

$$R_{total}=R_{CT}+2xR_{cable}+R_{relé}$$

$$V_{max}=R_{total} \times I_{máxima} \times (1+X/R)$$

Si $V_{máx}<V_k$ con un factor de seguridad no hay saturación

Coordinación de relés de sobreintensidad I

- El **objetivo de las protecciones** ⇒ **despejar** las faltas existentes en el sistema de potencia ⇒ dejando **fuera de servicio la mínima área** posible ⇒ **minimizando** de este modo los **cortes de tensión.**
- Para conseguir este objetivo de selectividad ⇒ los ajustes de las funciones y automatismos incorporadas en cada protección deben ser las correctas, y además deben estar coordinadas con las protecciones adyacentes a ella.
- Existen diferentes formas de obtener dicha selectividad. A continuación analizaremos alguna de ellas

  Selectividad cronométrica

  Selectividad amperimetrica

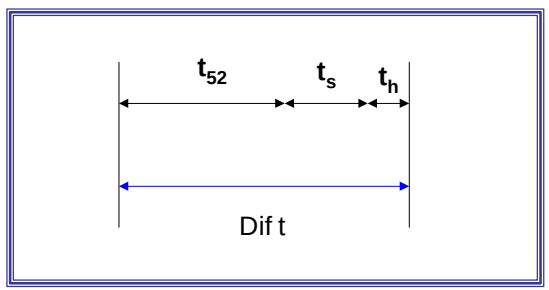
  Selectividad lógica

  Uso complemetario de selectividades

Coordinación de relés de sobreintensidad II

- **Selectividad cronométrica**
  - **Consiste en** $\Rightarrow$ obtener selectividad ante una falta coordinando las temporizaciones de las funciones de protección de forma que las protecciones instaladas mas cerca de la carga tengan una temporización menor que las instaladas aguas arriba.
  - La diferencia en tiempo de los ajustes de las diferentes protecciones deberá ser como mínimo de 200 ms.
    - Este tiempo comprende el tiempo de actuación del interruptor, la histéresis de la protección (la protección debido a su inercia continua operando aun cuando la falta haya sido despejada) y un margen de seguridad.

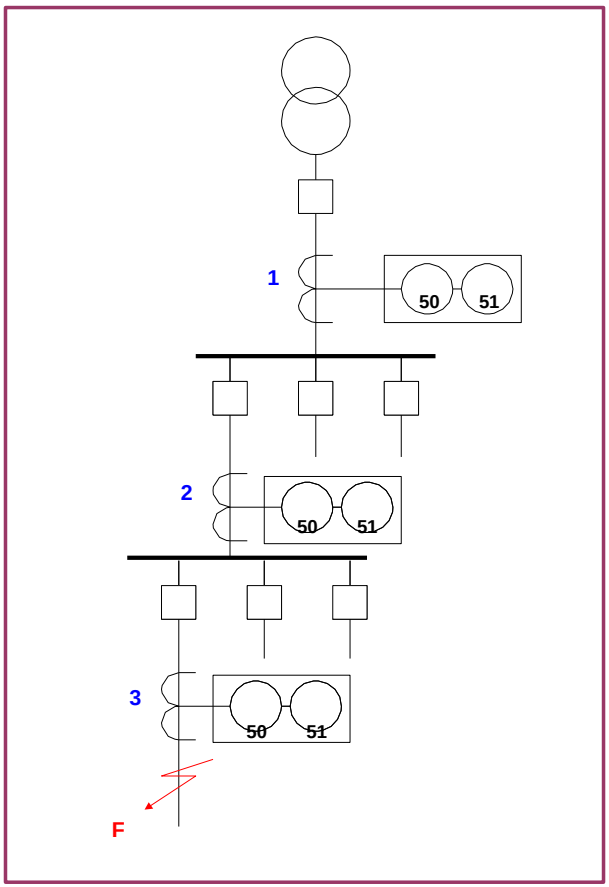
$$\Delta t = t_{52} + t_S + t_h \approx 200\,ms$$

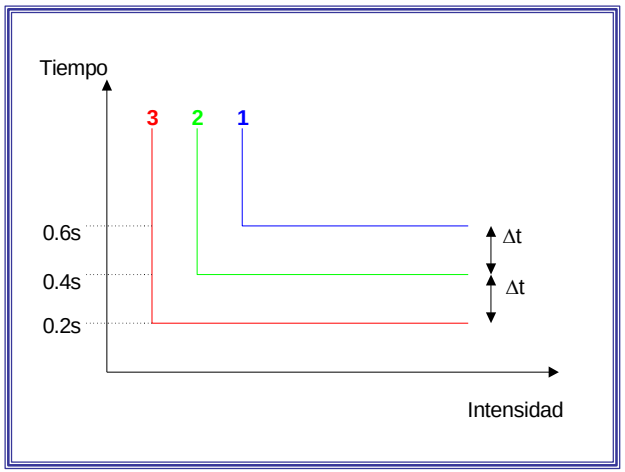


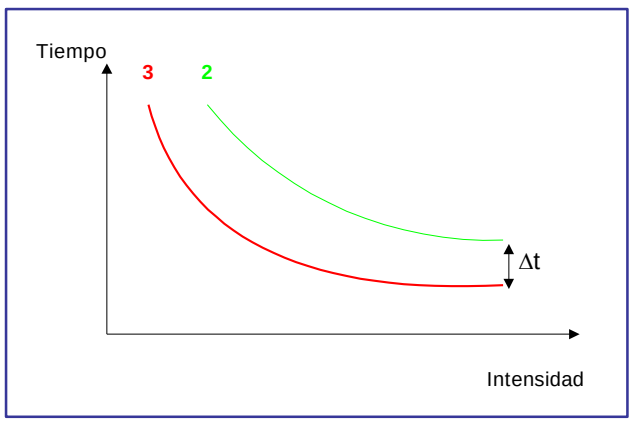
- Donde: t_{52} = tiempo de actuación del Interruptor
  t_S = margen de seguridad
  t_h = tiempo debido a la histéresis

Coordinación de relés de sobreintensidad III

- **Selectividad cronométrica ⇒ ejemplo**







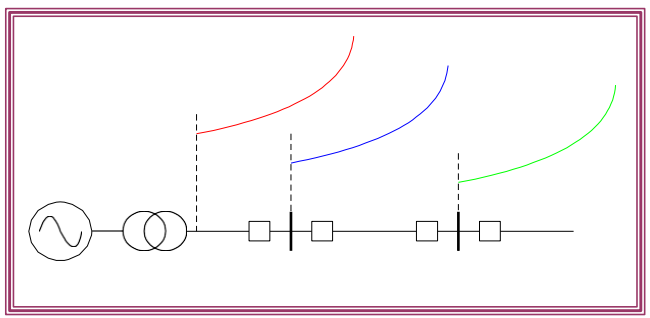
Coordinación de relés de sobreintensidad IV

- **Selectividad amperimétrica**

Se basa ⇒ en el amortiguamiento que sufre la corriente de cortocircuito con la impedancia del circuito en falta.

Se suele utilizar en la parte final del sistema de protección (carga), o en aquellos sistemas en los que existe una diferencia de impedancia entre dos protecciones a coordinar.

A continuación se muestra un ejemplo:



El relé mas lejano a la alimentación tendrá el ajuste mas bajo

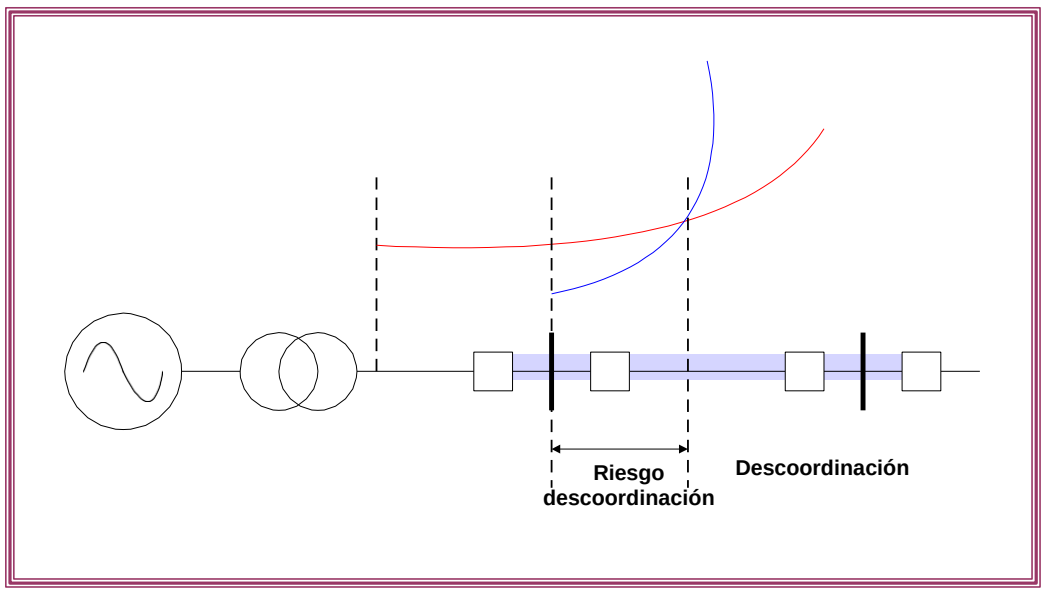
Entre dos protecciones hay que tener en cuenta

- Tiempo de eliminación de falta mediante interruptor (tiempo de apertura + tiempo extinción arco)
- Errores en los elementos asociados
- Márgenes de seguridad

Coordinación de relés de sobreintensidad V

- **Selectividad amperimétrica**

Al coordinar relés de sobreintensidad temporizados, es preferible que todos posean características similares, de lo contrario habrá descoordinación.



Coordinación de relés de sobreintensidad VI

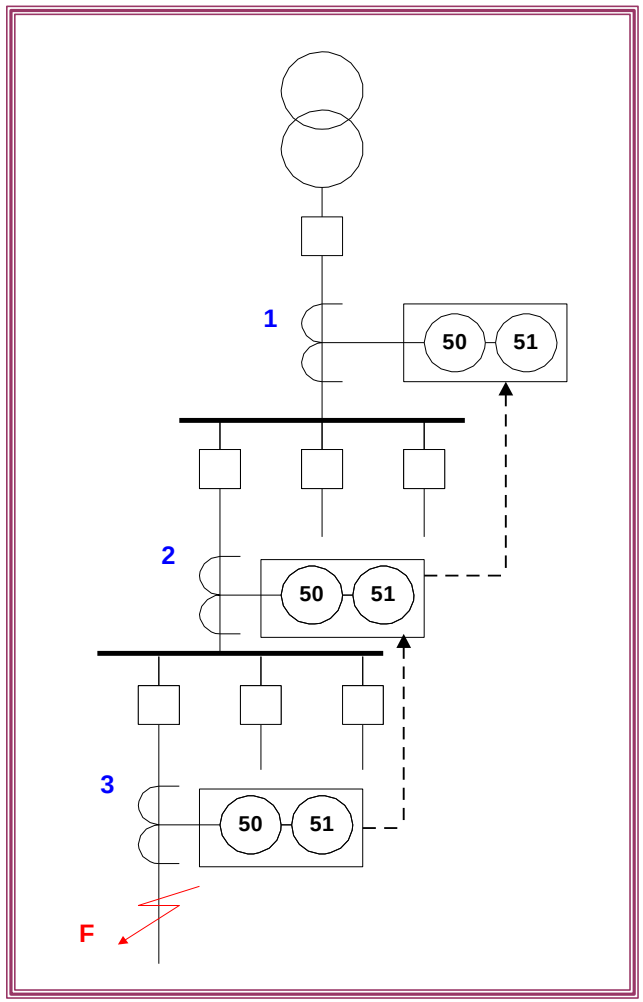
- **Selectividad lógica**

↳Para analizar la coordinación lógica ⇒ caso representado en la figura 2.

↳Ante la existencia de la falta F ⇒ los tres relés instalados en cascada (3, 2 y 1) verán la falta ⇒ pero para obtener la selectividad buscada, deberá ser el relé 3 el que la despeje.

↳Para ello, el relés 3 una vez detectada la falta ⇒ enviará una señal de bloqueo al relé instalado aguas arriba (en este caso el 2) y este a su vez al que instalado aguas arriba.

↳El relé 3 a su vez, al ver la falta y no recibir ninguna orden de bloqueo, interpreta que la falta en su tramo de protección y da la orden de disparo para despejar la falta.



Coordinación de relés de sobreintensidad VII

- **Selectividad lógica**

  Ventaja ⇒ Se pueden tener todos los relés ajustados con un mismo tiempo de actuación, dado que la selectividad se obtiene con las señales de bloqueo ⇒ no se tiene la limitación en cuanto a tiempo de espera admisible que se tiene en la selectividad cronométrica.

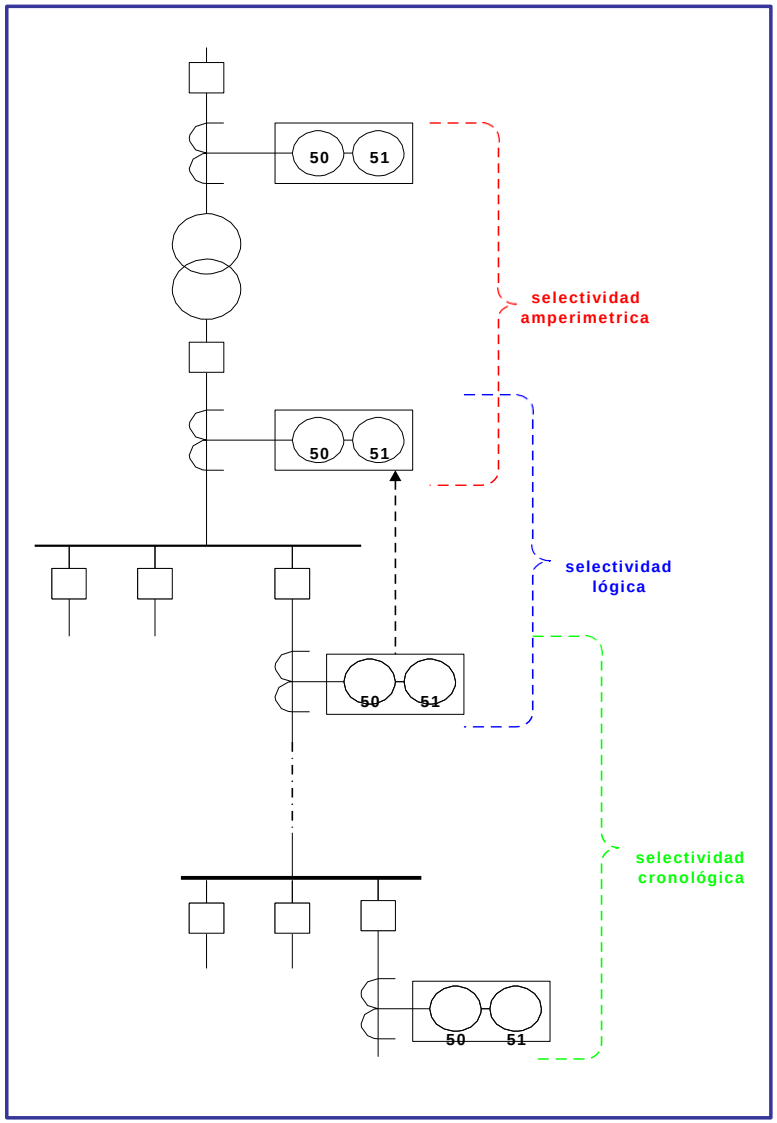
  Una de las **aplicaciones** de esta selectividad es ⇒ en aquellos casos en los que no se pueda aplicar la selectividad cronometrica por necesitar en los equipos de cabecera unos tiempos de retardo cercanos a 1 segundo.

  Desventaja ⇒ requiere un cableado entre protecciones (para enviar la señal de bloqueo) o un canal de comunicación.

Coordinación de relés de sobreintensidad VIII

- **Uso complementario de selectividades**

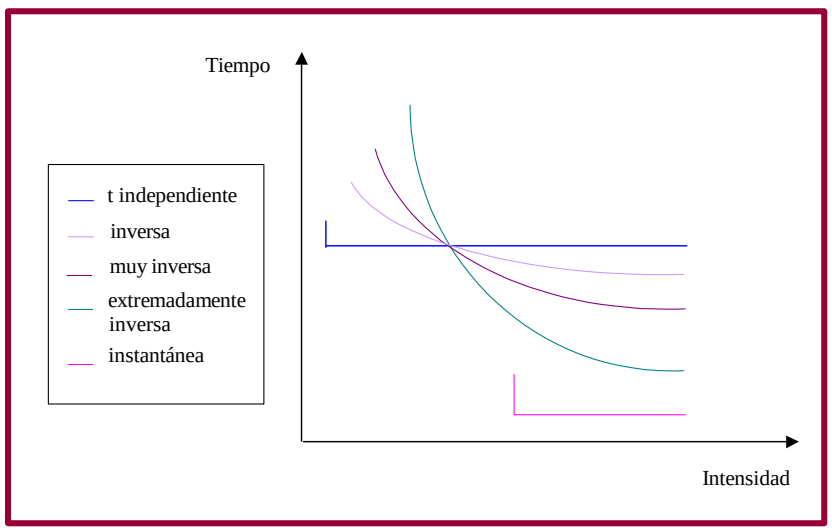
  - Cada una de las selectividades descritas tiene sus ventajas y sus desventajas ⇒ la obtención de la óptima selectividad en un sistema vendrá dada por la aplicación de la correcta selectividad en cada parte del sistema.
  - La siguiente figura muestra un ejemplo de aplicación de tres selectividades ⇒ lógica, amperimétrica y cronométrica.



Sobreintensidad

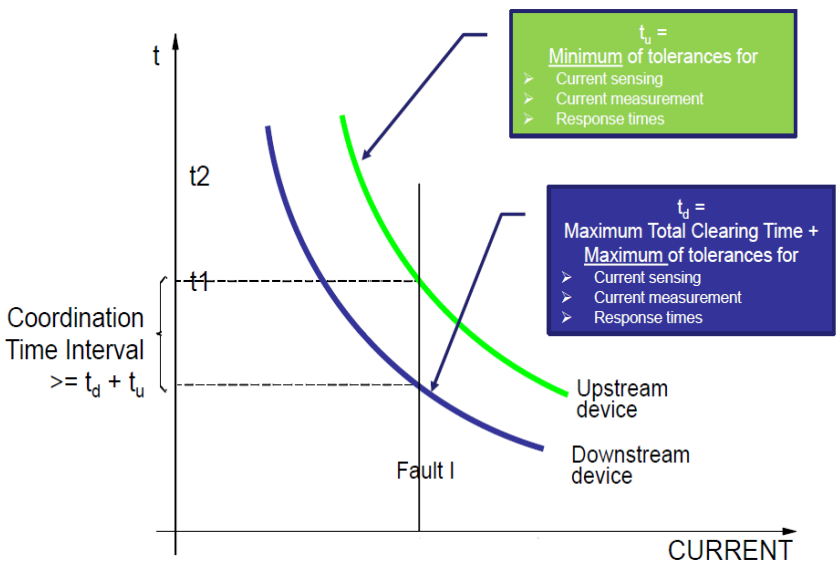
50/51 y 50/51N : Sobreintensidad de fase y neutro

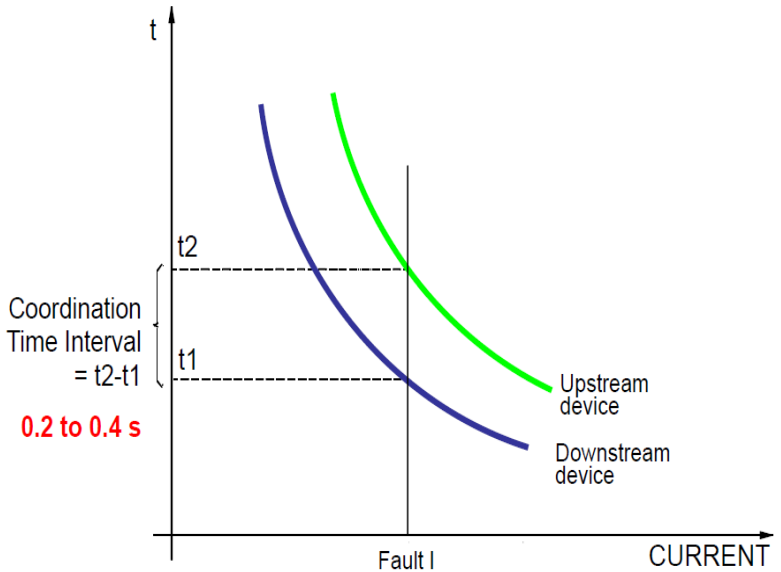
- La protección de sobreintensidad actúa cuando la intensidad de fase/neutro supera el valor ajustado y tras transcurrir el tiempo ajustado.
    - **Característica temporizada**
    - **Característica instantánea**



Sobreintensidad

Curvas de tiempo inverso de sobre intensidad asociadas a dos dispositivos en serie





Sobreintensidad

50/51 y 50/51N : Sobreintensidad de fase y neutro

- Por función se puede seleccionar el funcionamiento de la función de sobreintensidad

  Producir disparo

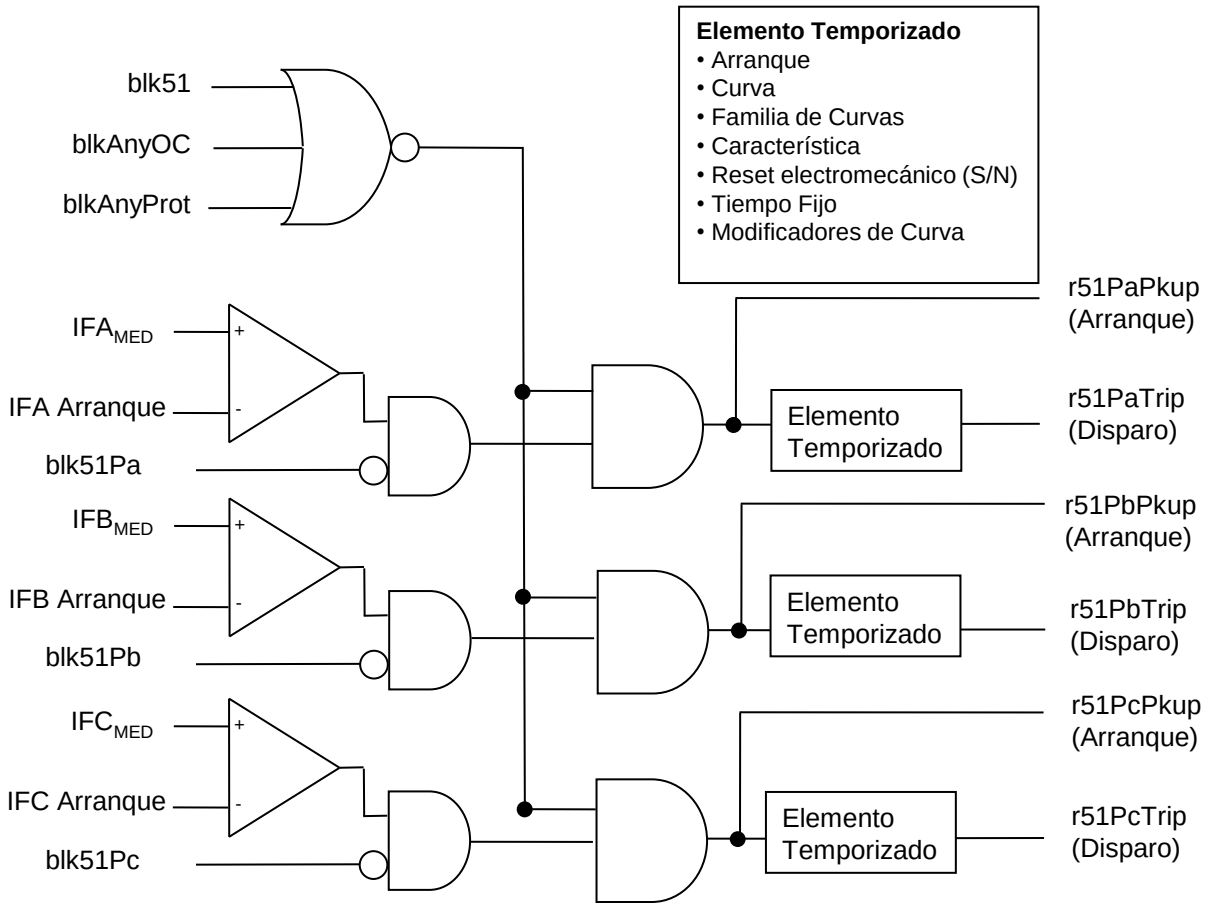
  Arrancar pero no llega a dar señal de disparo

  Que la recaida se produzca emulando disco ⇒ La unidad permite ajustar características de tiempo de recaída, emulando así el disco de inducción de relés electromecánicos y permitiendo una mejor coordinación de la protección.

- Anulación de temporizados

  Se puede programar para cada función de temporizado de sobreintensidad una entrada digital o lógica tal que si se activa la función deje de estar temporizada y pase a comportarse como instantánea

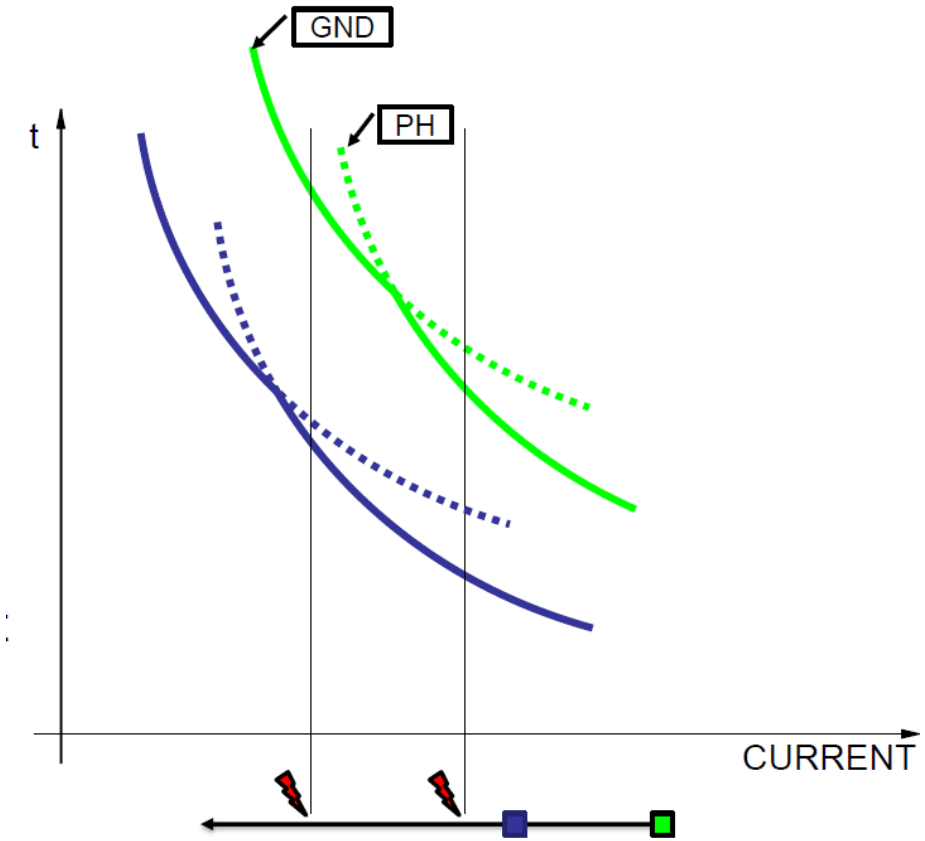
Sobreintensidad temporizada de fases



Sobreintensidad temporizada de fases

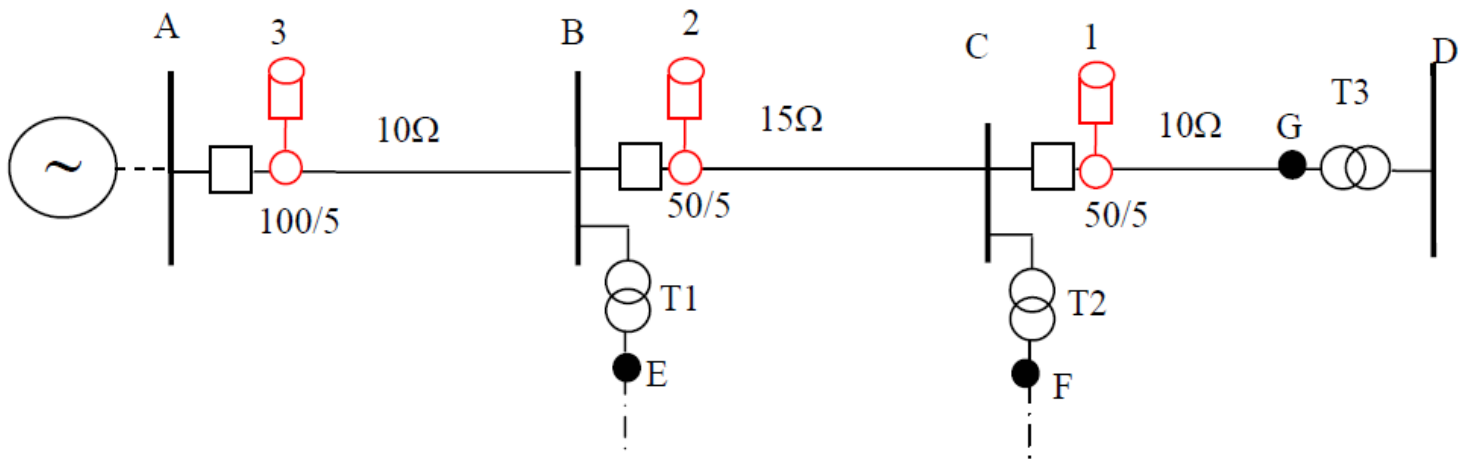
Fallas de fase a tierra

- Curvas de fase y tierra utilizadas
  - Ambos relés se activarán
- Curva compuesta
- Utiliza más rápido la fase o la tierra en cada nivel de falla.



Sobreintensidad. Ejemplos
Tiempo Constante

En el sistema de 34,5 kV mostrado en la figura calcule los valores de las corrientes de arranque y los tiempos de operación de los distintos escalones de las protecciones de sobrecorriente tiempo constante de fase.



Datos.

T1 y T3 : 1 MVA, ZT = 77,6 Ω (Referido a 35 kV)

T2:ñ 1,6 MVA, ZT = 52,5 Ω(Referido a 35 kV)

Corriente de cortocircuito en A: 4046 A

$k'_a = 1{,}5$; $k''_a = 2$; $k_r = 0.9$; $t_{int} = 0.1$s

Sobreintensidad. Ejemplos
Tiempo Constante

Solución:

$Zs = (34\ 500 / \sqrt{3}) / 4046 = 4{,}92\ \Omega$

$Icc_{3\Phi\ B} = 34\ 500 / (\sqrt{3}\ (5 + 10)) = 1334{,}5\ A$

$Icc_{3\Phi\ C} = 34\ 500 / (\sqrt{3}\ (5 + 10 + 15)) = 665{,}6\ A$

$Icc_{3\Phi\ D} = 34\ 500 / (\sqrt{3}\ (5 + 10 + 15 + 10 + 77{,}6)) = 169{,}5\ A$

Protección 1.

Solo tiene dos escalones, el primero instantáneo, y el segundo que se ajusta como el tercero para que respalde al transformador.

Primer escalón:

$I^{I}_{ap\ 1} \geq k^{I}\ I_{cc\ máx\ ext\ D} \geq 1{,}25\ (169{,}5) = 211.86\ A$

$I^{I}_{ar\ 1} \geq 211.86 / 10 = 21.186\ A$

$T^{I}_{n} = 0.1\ s$

Segundo escalón:

$I^{II}_{ap\ 1} \geq k^{III}\ k''_{a}\ I_{c\ máx}$

$I_{c\ máx} = 1000 / (\sqrt{3} * 34{,}5) = 16{,}73\ A$

$I^{II}_{ap\ 1} \geq 1{,}2 * 2 * 16{,}73 = 40.15\ A$

$ks^{II} = I_{cc\ mín\ D} / I^{II}_{ap\ 1} \geq (\sqrt{3}/2) * 169.5 / 40.15 = \underline{3{,}66 \geq 1.2\ \text{Sensible}}$

$T^{I}_{n-1} = 0.1\ s$ (es la del transformador que es instantánea)

$T^{II}_{1} = 0.1 + 0.1 + 0.3 = 0.5\ s$

Sobreintensidad. Ejemplos
Tiempo Constante

arteche

Protección 2.

Primer escalón:

$I^{I}_{ap\ 2} \geq k^{I}\ I_{cc\ máx\ ext\ C} \geq 1{,}25\ (665{,}6) = 831{,}9\ A$

$I^{I}_{ar\ 2} \geq 831{,}9\ /\ 10 = 83{,}19\ A$

$T^{I}_{2} = 0.1\ s$

Segundo escalón:

$I^{II}_{ap\ 2} \geq k^{II}\ I^{I}_{ap\ 1} \geq 1.1 * 211{,}86 = 233\ A$ ó

$I^{II}_{ap\ 2} \geq k^{II}\ I_{cc\ T2\ ext\ máx} \geq 1{,}1 * 241{,}9 = 266A$

Se escoge la mayor que es el segundo valor: 266 A y con ella se chequea sensibilidad

$ks^{II} = I_{cc\ mín\ C} / I^{II}_{ap\ n} = (\sqrt{3}/2)* 665{,}5 / 266 =$ 2,16 ≥ 1.5 Sensible

$T^{II}_{2} = T^{I}_{1} + \Delta t = 0.1 + 0.4 = 0.5\ s$

Tercer escalón:

$T^{III}_{2} = T^{II}_{1} + \Delta t = 0.5 + 0.4 = 0.9\ s$

$I_{c\ máx} = 2600 / (\sqrt{3} * 34{,}5) = 43{,}5\ A$

$I^{III}_{ap\ n} \geq k^{III}\ k'_{a} / k_{r}\ I_{c\ máx} \geq (1.2 * 1{,}5) / 0.9 * (43.5) = 87$ ó

$I^{III}_{ap\ n} \geq k^{III}\ k''_{a}\ I_{c\ máx} \geq 1.2 * 2 * 43.5 = 104.5$

Se escoge la segunda que es la mayor, 104.5 A y con ella se chequea la sensibilidad.

$ks^{III} = I_{cc\ mín\ D} / I^{III}_{ap\ 2} = (\sqrt{3}/2)* 169.49 / 104{,}5 =$ 1,4 ≥ 1.2 Sensible

Además se debe cumplir siempre que $I^{III}_{ap\ 2} \geq I^{III}_{ap\ 1}$ $104.5 \geq 40.15$ Se cumple el criterio.

Sobreintensidad. Ejemplos
Tiempo Constante

Protección 3.

Primer escalón:

$I^{I}_{ap\ 3} \geq k^{I}\ I_{cc\ máx\ ext\ B} \geq 1{,}25\ (1334{,}6) = 1668{,}25$ A

$I^{I}_{ar\ 2} \geq 1668{,}25 / 20 = 83.41$ A

$T^{I}_{3} = 0.1$ s

Segundo escalón:

$I^{II}_{ap\ 3} \geq k^{II}\ I^{I}_{ap\ 2} \geq 1.1 * 831{,}9 = 915{,}15$ A ó

$I^{II}_{ap\ 2} \geq k^{II}\ I_{cc\ T1\ ext\ máx} \geq 1{,}1 * 215{,}28 = 236{,}81$ A

Se escoge la mayor que es el primer valor: 915,15 A y con ella se chequea sensibilidad

$ks^{II} = I_{cc\ mínB} / I^{II}_{ap\ 3} = (\sqrt{3}/2)* 1134{,}6 / 915{,}15 =$ <u>1,26 ≤ 1.5 No Sensible</u>

$T^{II}_{3} = T^{II}_{2} + \Delta t = 0.5 + 0.4 = 0.9$ s

$I^{II}_{ap\ 3} \geq k^{II}\ I^{II}_{ap\ 2} \geq 1{,}1 * 266 \geq 292.6$

$ks^{II} = (\sqrt{3}/2)* 1134{,}6 / 292{,}6 =$ <u>5,98 ≥ 1.5 Ahora si da sensible</u>

Tercer escalón:

$T^{III}_{3} = T^{III}_{2} + \Delta t = 0.9 + 0.4 = 1.1$ s

$I_{c\ máx} = 3600 / (\sqrt{3} * 34{,}5) = 60.23$ A

$I^{III}_{ap\ n} \geq k^{III}\ k'_{a} / k_{r}\ I_{c\ máx} \geq (1.2 * 1{,}5) / 0.9 * (60.23) = 120.6$ ó

$I^{III}_{ap\ n} \geq k^{III}\ k''_{a}\ I_{c\ máx} \geq 1.2 * 2 * 60.23 = 144.55$

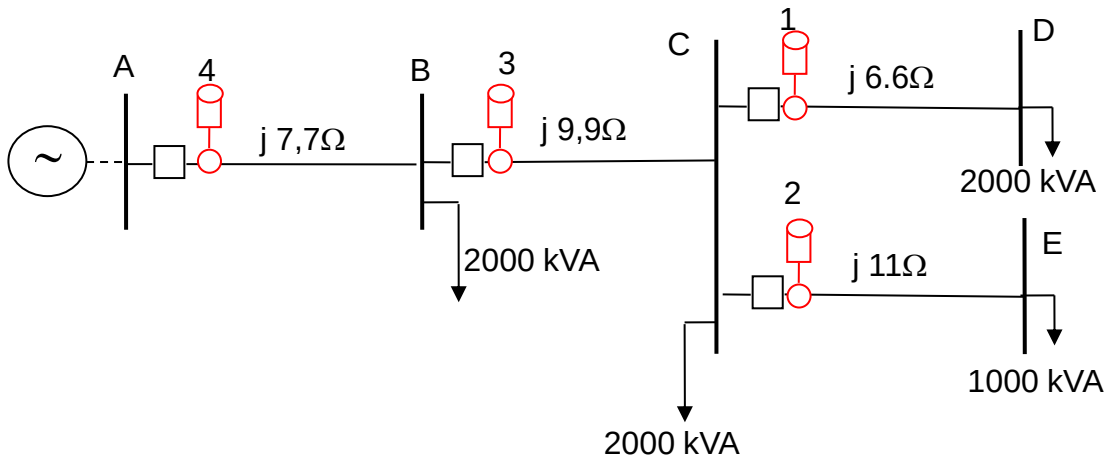
Se escoge la segunda que es la mayor, 144.55 A y con ella se chequea la sensibilidad.

$ks^{III} = I_{cc\ mín\ C} / I^{III}_{ap\ 3} = (\sqrt{3}/2)* 665.6 / 154{,}55 =$ <u>3,98 ≥ 1.2 Sensible</u>

Además se debe cumplir siempre que $I^{III}_{ap\ 3} \geq I^{III}_{ap}$ 144.55 ≥ 104.5 <u>Se cumple el criterio</u>.

Sobreintensidad. Ejemplo Tiempo Inverso

Calcular los parámetros de operación de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso de fase del sistema radial mostrado en la figura.



DATOS.

Cortocircuito máximo en A = 100 MVA

Cortocircuito mínimo en A = 83,3 MVA

t_{int} = o.1 s

TC disponibles: 50/5, 100 /5, 150/5, 300/5, 600/5, 1000/5

Sobreintensidad. Ejemplo Tiempo Inverso

Solución:

Protección 1.

$I_{c\ máx}$ = 2000 / (√3 * 34,5) = 33,47 A

Por lo tanto se escoge un ***TC de 50/5***

$I_{ap\ 1} \geq k\ I_{c\ máx} \geq 1.5 * 33.47 \geq 50.2$

$I_{ar\ 1} = I_{ap\ 1} / n_{TC} = 40.2 / 10 = 5.02$

Se escoge un ***Tipo 1 en el Tap de 5 A, curva ½*** (Se trabaja con el juego de curvasde Tiempo Inverso)

Protección 2.

$I_{c\ máx}$ = 1000 / (√3 * 34,5) = 16,74 A

Por lo tanto se escoge un ***TC de 50/5***

$I_{ap\ 2} \geq k\ I_{c\ máx} \geq 1.5 * 16.74 \geq 25.11$

$I_{ar\ 2} = I_{ap\ 2} / n_{TC} = 25.11/ 10 = 2.51$

Se escoge un ***Tipo 2 en el Tap de 2.5 A, curva ½***

Sobreintensidad. Ejemplo Tiempo Inverso

Protección 3.

$I_{c\ máx} = 5000 / (\sqrt{3} * 34{,}5) = 83.7$ A

Por lo tanto se escoge un ***TC de 100/5***

$I_{ap\ 3} \geq k\ I_{c\ máx} \geq 1.5 * 83.7 \geq 125.5$

$I_{ar\ 3} = I_{ap\ 3} / n_{TC} = 125.5/ 20 = 6.27$ A

Se escoge un ***Tipo 1 en el Tap de 6 A***

PUESTA A TIERRA

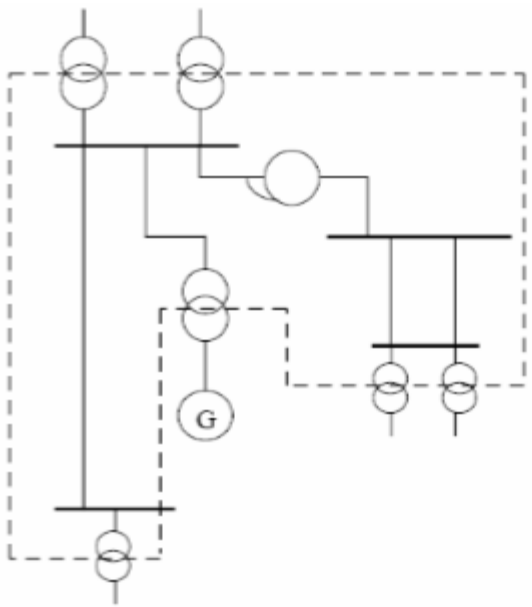
Generalidades

El término “puesta a tierra” (grounding) consiste en varias funciones que tienen en común la utilización de la tierra. Se pueden distinguir dos tipos de puesta a tierra:

- **Puesta a tierra de protección**: se puede describir como un método para proteger a las personas y a los equipos de valores de tensión peligrosos. Ejemplos:
  - Conexión de pantallas de cables a tierra para evitar perturbaciones en componentes electrónicos
  - Conexión de los cierres metálicos de un conjunto de celdas de MT
- **Puesta a tierra del sistema**: se puede describir como la conexión deliberada a tierra de un sistema eléctrico en tensión. Esta conexión se realiza normalmente en los puntos neutros, aunque existen otras soluciones

Cualquier sistema eléctrico puede ser puesto a tierra, pero en este tema se trata únicamente de la puesta a tierra de sistemas eléctricos de alta tensión ($Vn \geq 1$ kV)

Si un punto del sistema se pone a tierra, todo el sistema comprendido entre los aislamientos galvánicos de los transformadores estará puesto a tierra



Principales razones de uso

arteche

- **Seguridad:** para protección tanto de las personas como de los equipos de posibles valores elevados de tensión

- **Fijar la red al potencial de tierra:** para evitar tensiones peligrosas debido a los acoplamientos capacitivos (capacidades parásitas fase-tierra o capacidades entre fases de sistemas a diferente tensión)

- **Reducir las corrientes de falta a tierra:** la conexión del sistema a tierra a través de una impedancia permite limitar las corrientes de falta en caso de faltas a tierra

- **Reducir las sobretensiones:** la puesta a tierra permite reducir las sobretensiones por:

  - Faltas a tierra transitorias: las faltas con arco generan sobretensiones en las fases sanas por generación y reingnición del arco. Estas sobretensiones son especialmente elevadas en sistemas aislados de tierra

  - Aumento del potencial del neutro: en un sistema aislado, una falta a tierra provoca que el neutro del sistema se ponga a la tensión de fase, de forma que las fases sanas se ponen a tensión compuesta. Si se pone a tierra el sistema, la sobretensión será menor cuanto más efectiva sea dicha puesta a tierra (menor sea su impedancia), de forma que el nivel de aislamiento de los equipos puede ser menor (más económicos)

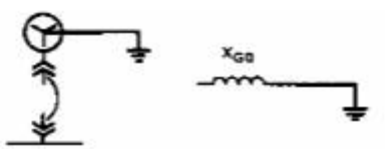
  - Transitorios de maniobra y rayos: la puesta a tierra del sistema, aunque no reduce las sobretensiones por maniobra y rayos, permite redistribuir la tensión entre las fases y reducir la posibilidad de un fallo del aislamiento entre fase y tierra

Típos de puesta a tierra

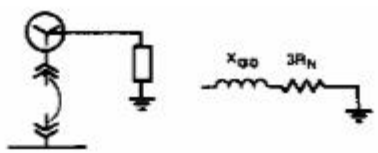
La puesta a tierra del sistema se puede clasificar atendiendo a la naturaleza del circuito que conecta el neutro del sistema a tierra en:

- Neutro aislado (ungrounded)
- Neutro rígido a tierra (solid grounding)
- Neutro impedante (impedance grounding):
  - Puesta a tierra con resistencia (reactance grounding)
  - Puesta a tierra con reactancia (resistance grounding)
  - Puesta a tierra resonante (ground fault neutralizer)

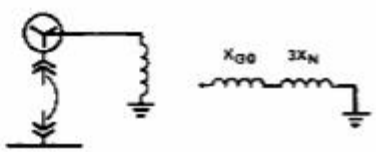
Circuito Homopolar
Neutro Aislado



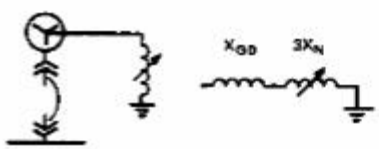
Circuito Homopolar
Neutro Rígido



Circuito Homopolar
Neutro con Resistencia



Circuito Homopolar
Neutro con Reactancia



Circuito Homopolar
Neutro Resonante

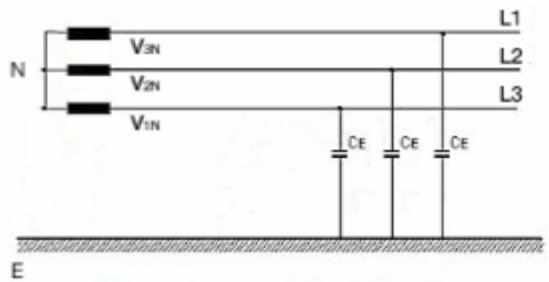
Sistema de neutro aislado

Los sistemas con neutro aislado son aquellos que están operados sin una conexión intencional del neutro a tierra

En realidad, los sistemas aislados están puestos a tierra a través de las capacidades a tierra de los elementos del sistema

Ventajas:

- La primera falta a tierra solo causa una pequeña circulación de corriente capacitiva, por lo que se puede operar el sistema sin afectar a la continuidad del suministro
- No es necesario invertir en equipamiento para la puesta a tierra. Si para el sistema de protección



Desventajas:

- Mayor coste de aislamiento de los equipos a tierra. Una falta provoca que las fases sanas se pongan a tensión compuesta respecto a tierra
- Mayores posibilidades de sobretensiones transitorias por faltas con arco, resonancias y ferroresonancias, etc.

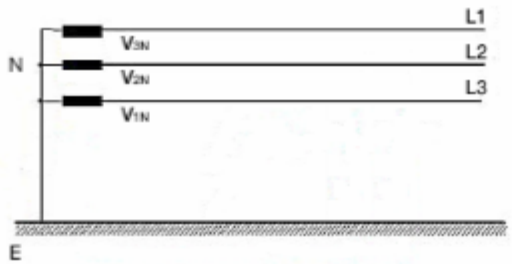
Su uso está restringido a sistemas de distribución de media tensión. Requiere de esquemas de detección de falta a tierra

Sistema de neutro rigido

Los sistemas con neutro rígido a tierra son aquellos que están operados con una conexión directa del neutro a tierra

Para asegurar las ventajas de este método es necesario que la puesta a tierra sea efectiva:

- $I_{1\phi} \geq 60\%\ I_{3\phi}$
- En cualquier punto del sistema: $R_0 \leq X_1$, $X_0 \leq 3X_1$



Ventajas:

- Facilidad de detección y localización de las faltas a tierra
- Limitación de las sobretensiones por faltas a tierra y transitorias por maniobras y rayos

Desventajas:

- Faltas a tierra más energéticas. Se requieren protecciones de alta velocidad para limitar los efectos térmicos y mecánicos sobre los equipos

De uso exclusivo en sistemas de AT y MAT, por economía de los aislamientos. En MT su uso depende de la práctica de aplicación de cada compañía.

Sistema de neutro puesto a tierra por resistencia

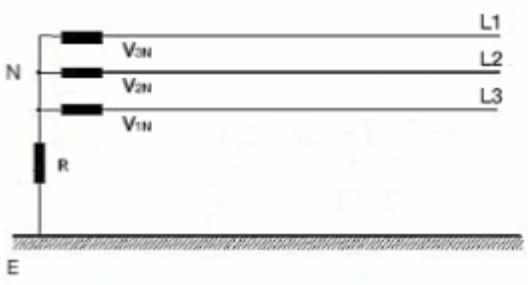
Los sistemas con neutro puesto a tierra con resistencia son aquellos que están operados con una conexión del neutro a tierra a través de una resistencia

Dependiendo del valor utilizado de la resistencia de puesta a tierra se diferencian dos métodos:

- Puesta a tierra con alta resistencia:
  - $R_0 > 2X_0$
  - La corriente de falta a tierra es muy reducida, pero siempre debe ser superior a la corriente capacitiva total del sistema (5 ÷ 30 A en sistemas de MT)
- Puesta a tierra con baja resistencia:
  - $R_0 \leq 2X_0$
  - La corriente de falta a tierra es elevada, pero mucho menor que si se utiliza neutro rígido (300 ÷ 1000 A en sistemas de MT)

Ventajas y desventajas de la puesta a tierra con baja resistencia:

- Similares al sistema de neutro rígido a tierra, pero con efectos menos dañinos durante la falta al haberse reducido la corriente a tierra



Sistema de neutro puesto a tierra por resistencia (II)

Ventajas de la puesta a tierra con alta resistencia:

- No es necesario dar disparo instantáneo ante una primera falta a tierra
- Reducción de los daños por efectos térmicos y electrodinámicos
- Reducción de las sobretensiones transitorias por maniobras y rayos

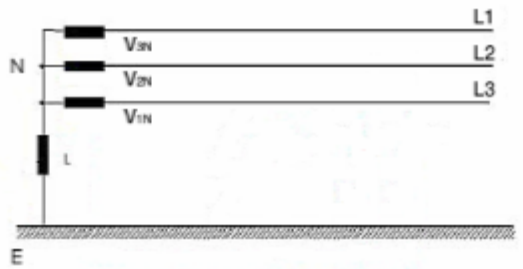
Desventajas de la puesta a tierra con alta resistencia:

- Comportamiento para faltas a tierra similar a neutro aislado. Fases sanas a tensión compuesta

Este método permite adaptar los sistemas con neutro aislado, mejorando el comportamiento frente a sobretensiones transitorias sin necesidad de modificar el sistema de protección

Sistema de neutro puesto a tierra por reactancia

Los sistemas con neutro puesto a tierra con reactancia son aquellos que están operados con una conexión del neutro a tierra a través de una reactancia de valor fijo



Ventajas:

- Permite reducir las sobretensiones transitorias siempre y cuando:
  - $X_0 < 10X_1$
  - $I_{1\phi} > 25\%\ I_{3\phi}$ (60% valor preferente)

Desventajas:

- La reducción de la corriente de falta no es tan elevada como en el caso de puesta a tierra con resistencia, por lo que no es una alternativa a esta última

Este método se utiliza fundamentalmente para puesta a tierra de neutros de generadores y para puesta a tierra de transformadores de subestación

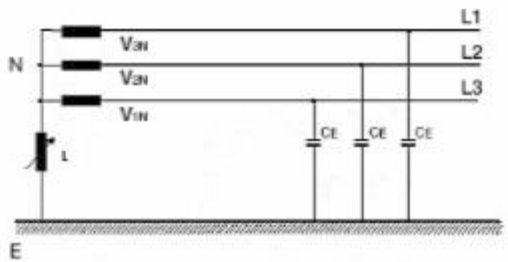
Sistema de neutro puesto a tierra resonante

Los sistemas con neutro resonante son aquellos que están operados con una conexión del neutro a tierra a través de una reactancia de valor variable, denominada bobina Petersen

El coeficiente de inducción de la bobina se ajusta para que resuene con la capacidad a tierra del sistema, de forma que para una falta a tierra, la corriente de falta queda reducida a un pequeño valor resistivo

Ventajas:

- Durante una falta a tierra la corriente es muy reducida y está en fase con la tensión, por lo que las faltas con arco se extinguen fácilmente
- Una falta a tierra no implica disparo instantáneo, por lo que se mejora la continuidad del suministro



Desventajas:

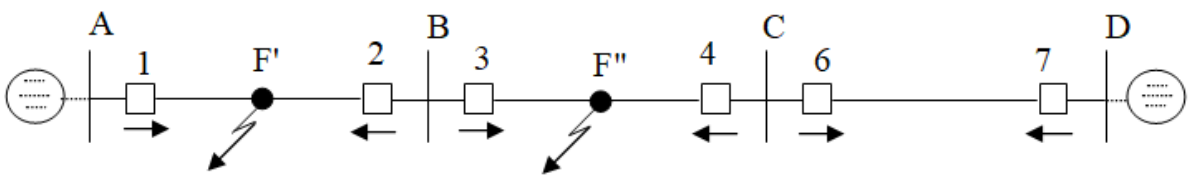
- Similar a neutro aislado, las fases sanas se ponen a tensión compuesta durante la falta.
- El sistema de protección es algo más complejo

Es un método de puesta a tierra de redes de MT muy utilizado en Europa central

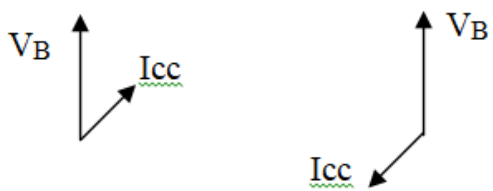
PROTECCIÓN DIRECCIONAL (67 / 67N)

Introducción

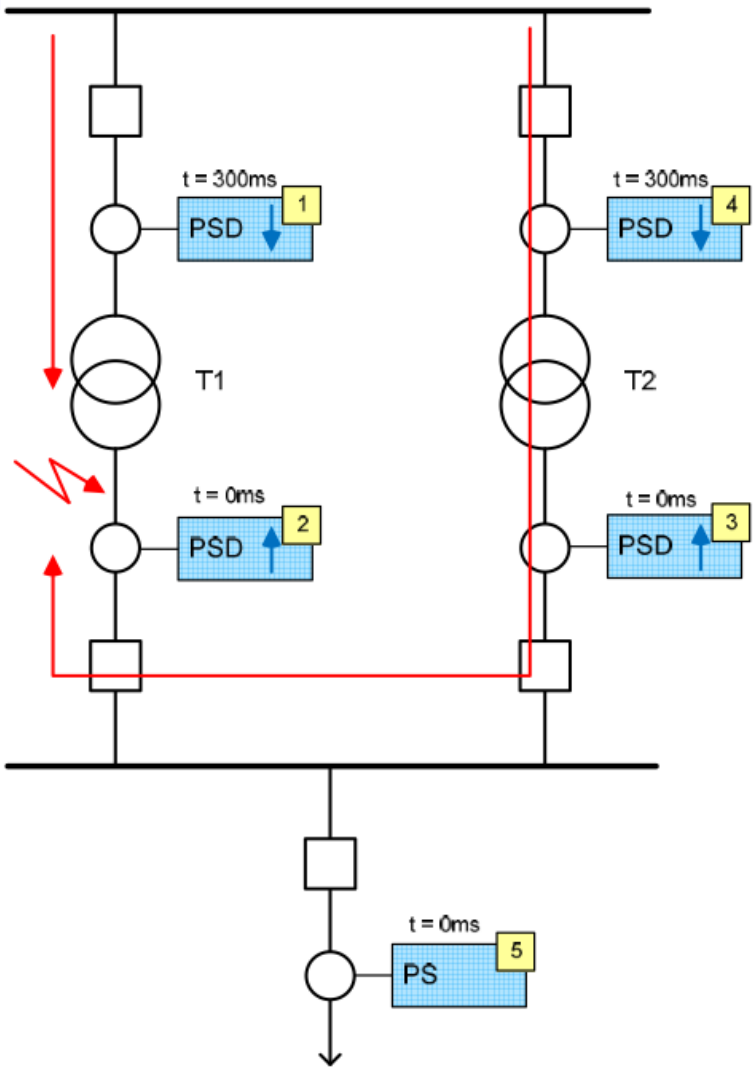
- Su funcionamiento es idéntico a las unidades de sobreintensidad con la excepción de que su operación es supervisada por una unidad direccional.
- Responden a fallas en una dirección
- Aumentan la capacidad del relé para determinar si una falta esta en la zona a proteger por lo que permiten ajustarlo más sensible.
- También requieren coordinación por tiempo.
- Existen varios tipos de direccionalidad, dependiendo del tipo de falta



(a)



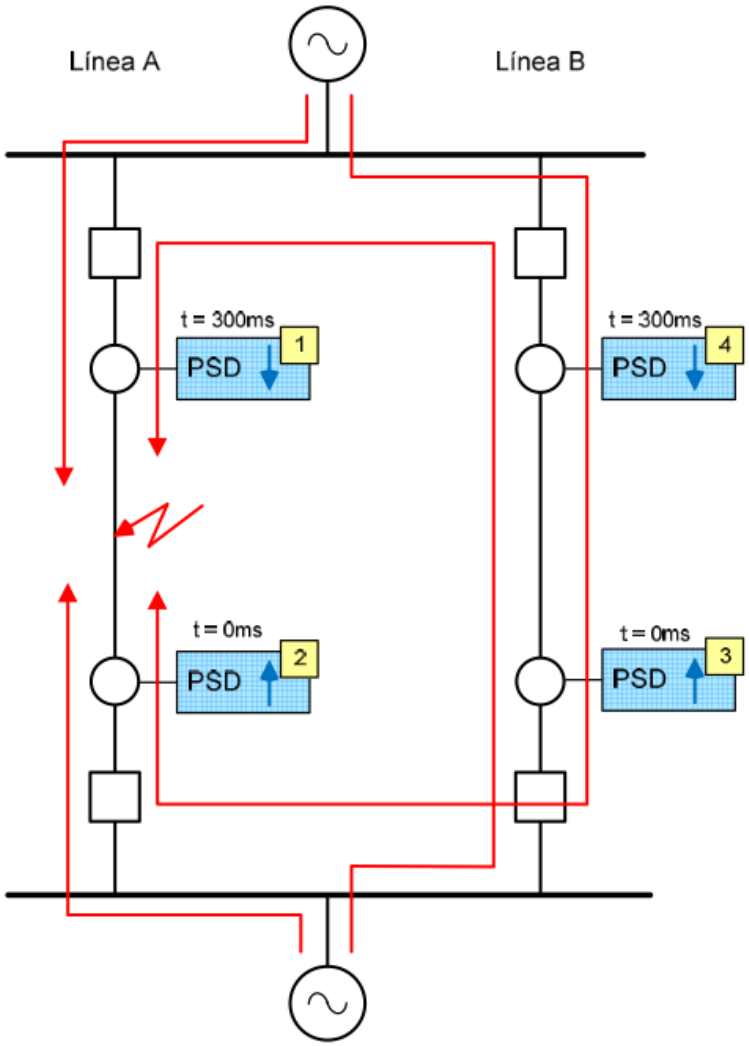
Ejemplo de aplicación de funciones direccionales (I)



Principio de operación de una protección de sobreintensidad

- Arrancan todas las protecciones.
- En la protección 3 queda bloqueado el disparo, dado que el flujo de intensidad hacia la falta tiene dirección contraria a la ajustada.
- La protección 2 dispara ya que el flujo de intensidad hacia la falta coincide con la dirección ajustada y el tiempo configurado de disparo es de 0 ms (instantánea).
- Al disparar la protección 2, el flujo de intensidad aportado por la segunda línea hacia la falta queda interrumpido, es por esto que la protección 4 se repone.
- Por último dispara la protección 1 tras transcurrir el tiempo de coordinación ajustado de 300 ms.

Ejemplo de aplicación de funciones direccionales (II)



Esquema de protección inapropiado basado en protecciones direccionales en una red alimentada por sus dos extremos.

Para la falta indicada en la figura se muestra el funcionamiento de un esquema con protecciones de intensidad direccionales alimentado por ambos extremos. Las protecciones 1 y 2 de la línea afectada por la falta no son las únicas que ven el flujo de intensidad en la dirección ajustada sino también las protecciones 3 y 4 de la línea sana.

Las protecciones de la línea A, que han visto la falta cercana han actuado correctamente, mientras que las protecciones de la línea B, han disparado indebidamente con una falta lejana ocasionando la perdida de selectividad, ya que la línea sana queda fuera de servicio.

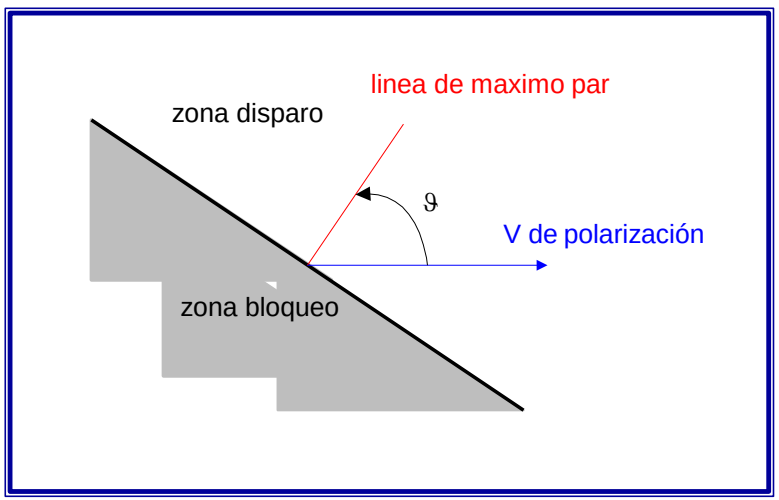
Introducción I

- **Actúan cuando**

  La sobreintensidad supera el ajuste

  Cuando las sobrecargas o faltas se produzcan **en una dirección**

- **Para determinar la dirección** $\Rightarrow$ Utilizan la comparación de ángulos entre una intensidad y una tensión o intensidad de polarización



Introducción II

- **Funcionamiento**

  A partir de la tensión de polarización y del ajuste del ángulo característico (impedancia secuencia positiva de la línea) $\Rightarrow$ se determina la línea de máximo par $\Rightarrow$ indica la línea en que caerán la mayoría de faltas.

  A partir de esa línea se definen dos zonas: la de disparo y la de bloqueo

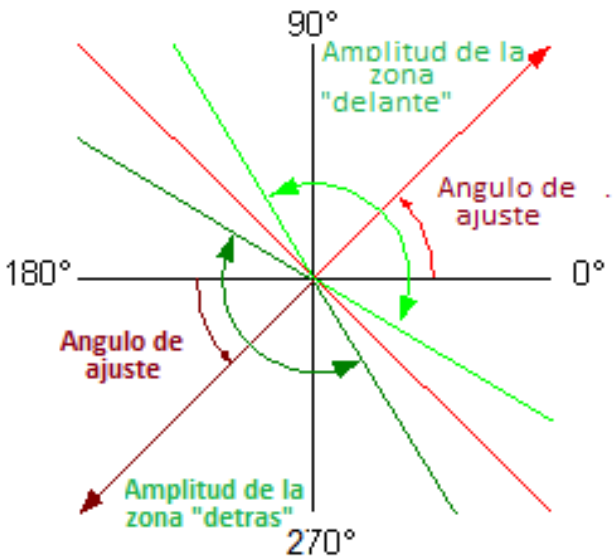
  La situación real de falta considerando la carga y la resistencia de falta aleja la intensidad de falta de la línea de máximo par.

Introducción III

El ángulo de máxima sensibilidad para cada tipo de falla permite ajustar la característica direccional de la protección adaptándola a las particularidades de la línea protegida y apunta al centro de la zona de disparo “adelante” o “atrás”, según el ajuste del que se trate.

Esta zona está definida a partir de una línea perpendicular al ángulo de ajuste.

Si por ejemplo, el ángulo de ajuste es 0°, la perpendicular va de 90 a 270°. El ángulo de ajuste puede variar de 0 a 90°. Nota: en la figura, el ángulo de sensibilidad máxima se muestra ajustado a 45°.



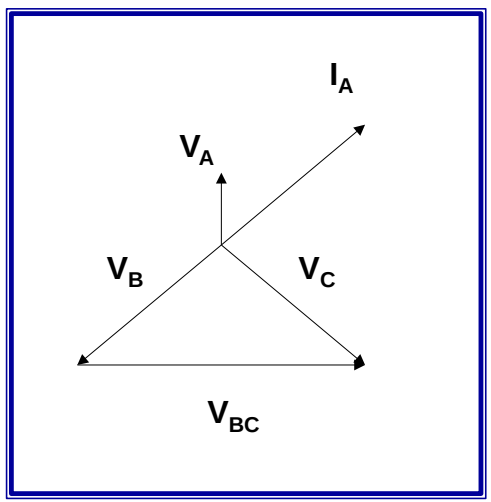
Introducción IV

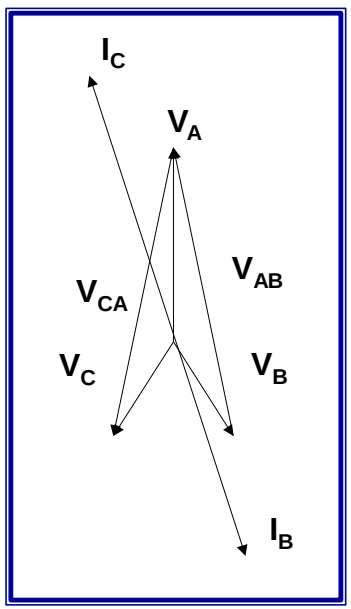
Magnitud de polarización

- Debe cumplir:

  No debe anularse en las situaciones de falta

  El sentido de la magnitud elegida no debe cambiar con independencia del sentido de circulación de la corriente





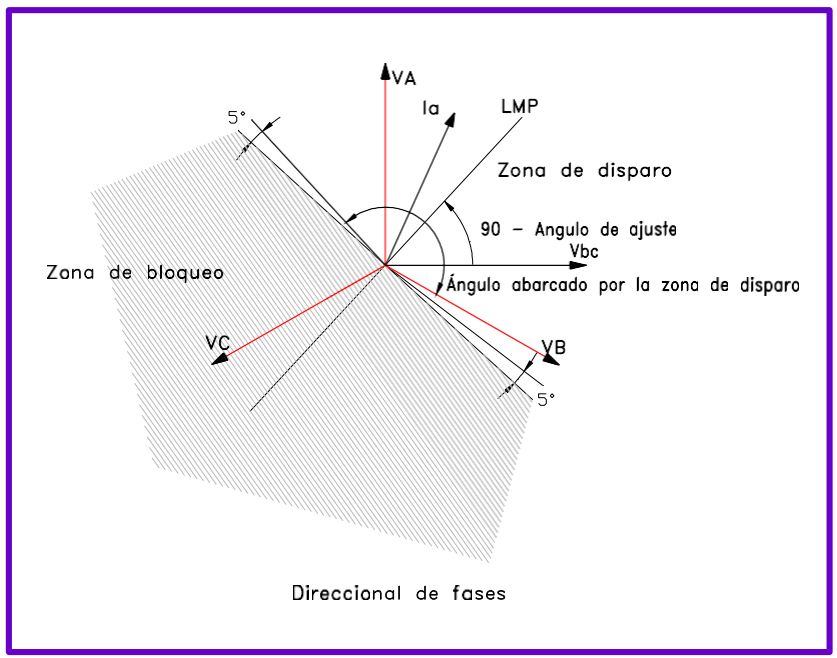
Sobreintensidad direccional de fase

- Dependiendo del tipo de falla que ocurra (fase, entre fases, neutro), se puede elegir entre diferentes variantes de voltajes de polarización, entre los que se encuentran: voltaje de falla, voltaje en cuadratura, voltaje de secuencia, 0, positiva y negativa.
- Cuando ocurre una falla, se determina su tipo a partir de las fases con indicación de arranque y de acuerdo con el resultado, se toma en cuenta la configuración del voltaje de polarización y ángulo a aplicar. Se elige la corriente a usar (de fase, entre fases, secuencias), obteniendo después su diferencia angular.
- Si el ángulo resultante cae dentro de la zona “adelante”, la protección operará si está configurada para operar en ese sentido. En caso contrario, operará si está configurada para hacerlo hacia atrás.
- La protección no opera si la diferencia angular entre corriente y tensión cae fuera de las zonas de disparo, bloqueando tanto el arranque como la señal de disparo.

Sobreintensidad direccional de fase I

Polarización por cuadratura

- Es la solución más común y sencilla para polarizar un direccional de fases
- Para cada fase la tensión de polarización es la tensión compuesta de las otras dos fases
- Si la falta es monofásica la tensión que cae es la de la fase en falta manteniéndose inalterables la de polarización
- Si la falta es bifásica una de las tensiones que interviene en la polarización bajará pero la otra se mantendrá constante con lo que no llegará a cero.
- Dispone de memoria
  - Si la tensión es inferior a un valor se polariza por medio de la tensión memorizada 2 ciclos antes de desaparecer la tensión.
  - Amplitud de zona
    - 5º a cada lado para obtener la zona de bloqueo
    - En esta zona el relé mantiene el último estado en que hubiera estado (delante o detrás).



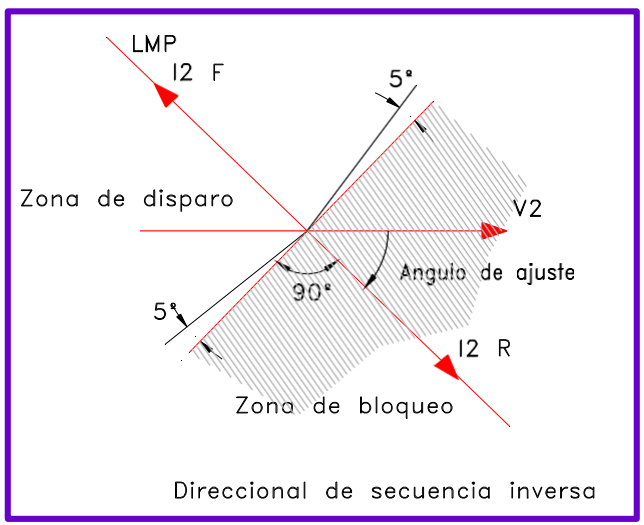
Sobreintensidad direccional de fase II

Polarización por secuencias

- Dispone de memoria. Si la tensión es inferior a este valor se polariza por medio de la tensión memorizada 2 ciclos antes de desaparecer la tensión. Se mantiene 25 segundos.
- No le afecta la carga
- **Secuencia inversa**

La dirección se determina por comparación entre la tensión y la intensidad de secuencia negativa, con I2 superior a un umbral y V2 superior a un umbral.

90-ángulo ajuste < arg(I2)-arg(V2)<270-ángulo ajuste



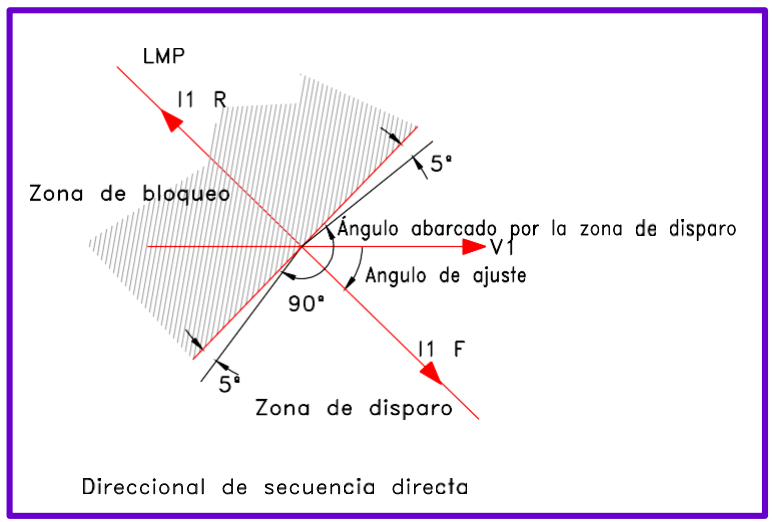
Sobreintensidad direccional de fase III

Polarización por secuencias

- **Secuencia directa**

La dirección se determina por comparación entre la tensión y la intensidad de secuencia positiva.

90-ángulo ajuste > arg(I1)-arg(V1)>270-ángulo ajuste

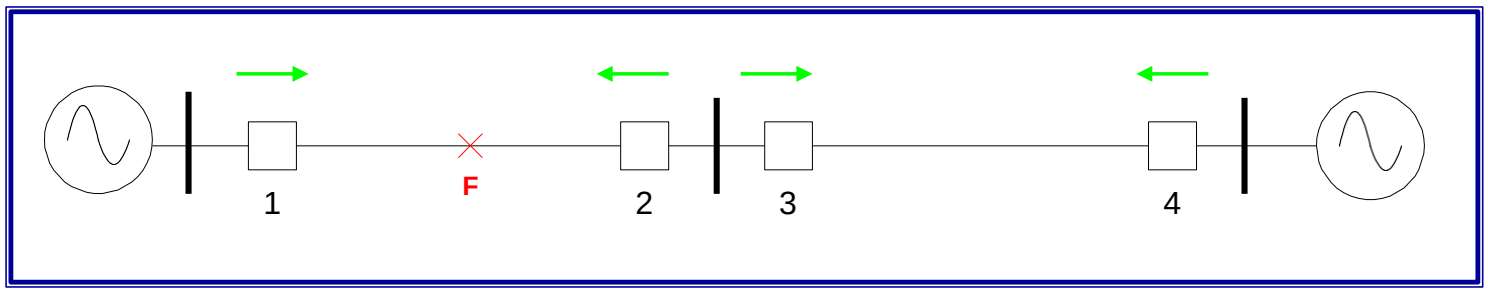


Direccional de secuencia directa

Sobreintensidad direccional de fase IV

Aplicación

- **Varias alimentaciones (fases)**

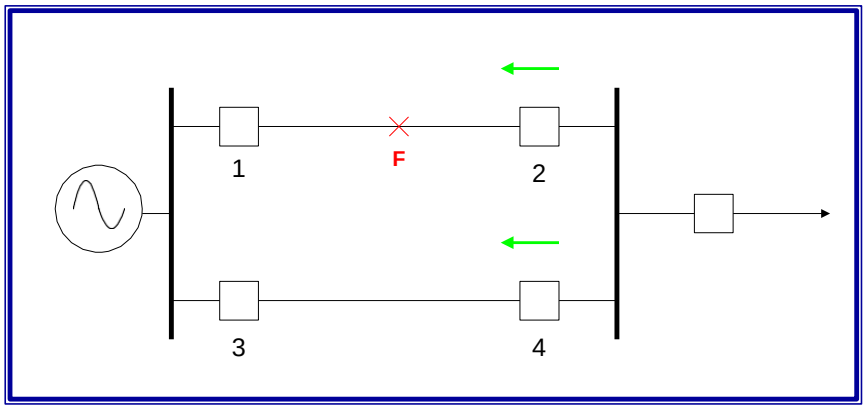


↳ En el ejemplo la falta F la verían los relés 1, 2. También el 4 pero estará coordinado por tiempo para no llegar a disparar

Sobreintensidad direccional de fase V

Aplicación

- **En circuitos dobles**

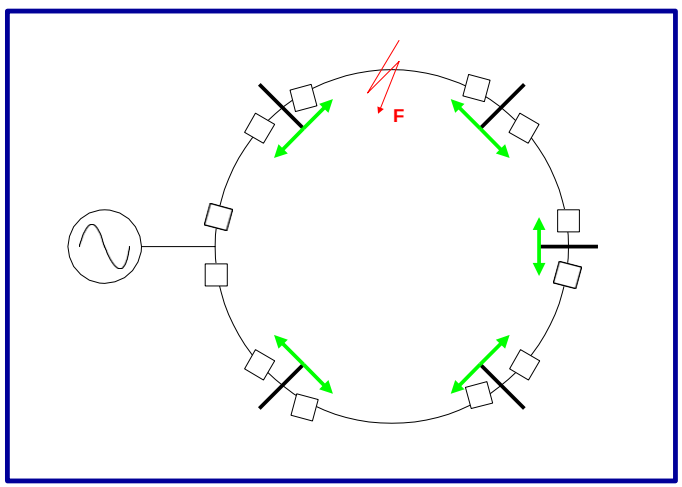


- En este tipo de circuitos se aplica la protección direccional en los extremos “receptores” y no direccional en los extremos de generación para obtener una correcta discriminación
- Generalmente los relés 2 y 4 se ajustan al 50% de la intensidad a plena carga

Sobreintensidad direccional de fase VI

Aplicación

- **Circuitos en anillo**
  - La distribución en anillo es común en redes de distribución
  - Dado que la corriente puede circular en cualquier sentido ⇒ hay que aplicar relés direccionales
  - El procedimiento habitual para ajustar anillos con una alimentación es abrir el anillo desde el punto de alimentación y coordinar los relés primero en sentido horario y luego antihorario.



Sobreintensidad direccional de fase VII

- **No** son **necesarios** en los siguientes casos:

  En circuitos radiales con alimentación por un extremo

  Cuando la intensidad en la dirección de disparo es varias veces la de la dirección contraria

Sobreintensidad direccional de neutro I

67N. Sobreintensidad direccional de neutro

- Actúa cuando la intensidad de neutro, circulando en la dirección definida supera el valor ajustado
- Mediante el ajuste de *control de par* permite que la unidad actúe como direccional o solamente como sobreintensidad

- **Características:**

  Temporizada

  Instantánea

- **Polarización:**

  Polarización por Vo

  Polarización por Vo e Io

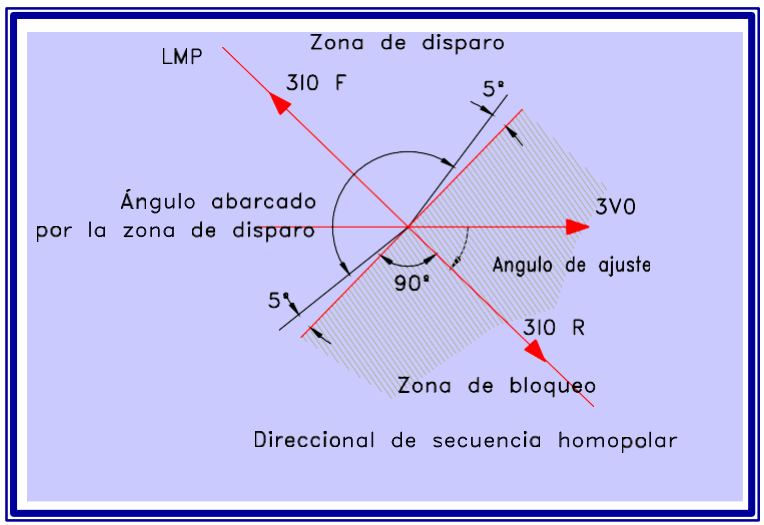
  Polarización por secuencia negativa o cero

Sobreintensidad direcc. de neutro II

Polarización por secuencia homopolar

- Utiliza la intensidad residual o de neutro como magnitud de operación.
- Se toma como magnitud de polarización normalmente la tensión de secuencia homopolar y/o la intensidad de puesta a tierra si existe en el lugar de instalación de la protección.
- **Polarización por tensión V0**
  - Con una falta a tierra la tensión homopolar nunca es cero y además está a 180º de la tensión simple de la fase en falta.
  - El ángulo de máximo par viene definido por la impedancia de secuencia cero.
  - No influye la carga pero sí la resistencia de falta.
  - Considera falta hacia delante si cumple:

    90-ángulo de ajuste<arg(I0)-arg(V0)<270-ángulo de ajuste



Sobreintensidad direcc. de neutro III

Polarización por tensión V0

El valor de V0 depende de:

Localización de la falta

Impedancia fuente detrás del relé

Impedancias de secuencia de la línea

Tener en cuenta

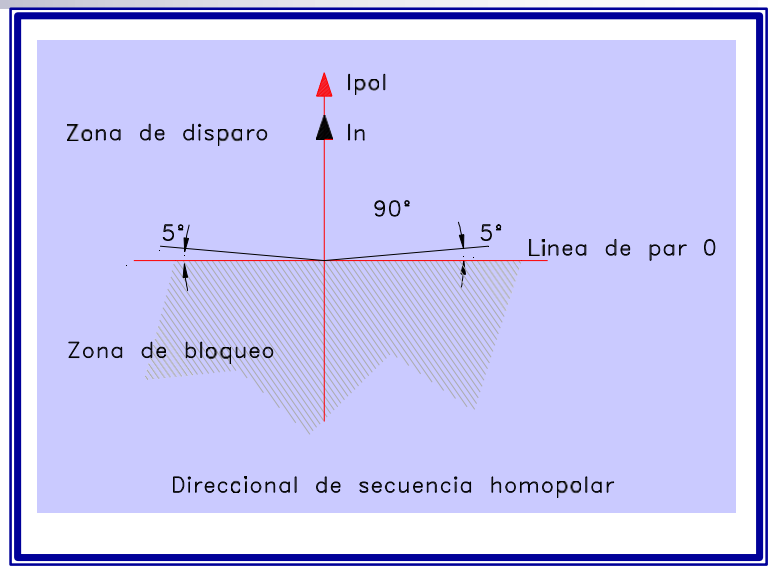
En subestaciones con transformadores con puesta a tierra sólida (Zs pequeña) debe chequearse la Vo para faltas remotas.

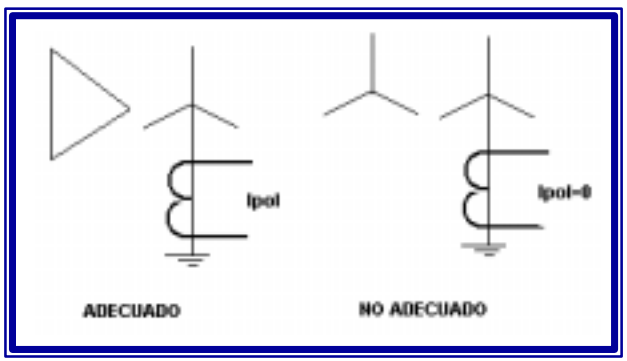
Puede haber problemas debido a inexactitud en la medida de la tensión fuente o a desequilibrio debido a líneas no transpuestas

Sobreintensidad direcc. de neutro IV

Polarización por secuencia homopolar

- **Polarización por intensidad**
  - Con una falta a tierra la intensidad por la puesta a tierra
  - Nunca es cero y además siempre circula desde la tierra hacia la subestación.
  - El ángulo característico siempre es 0º
  - Se utiliza en subestaciones con transformadores con la puesta a tierra accesible. Normalmente solidamente puestos a tierra donde la V0 puede ser muy pequeña o cuando la falta se da en puntos muy lejanos y la tensión es baja.
  - Hay que tener en cuenta el tipo de trafo para poder aplicarlo o no.





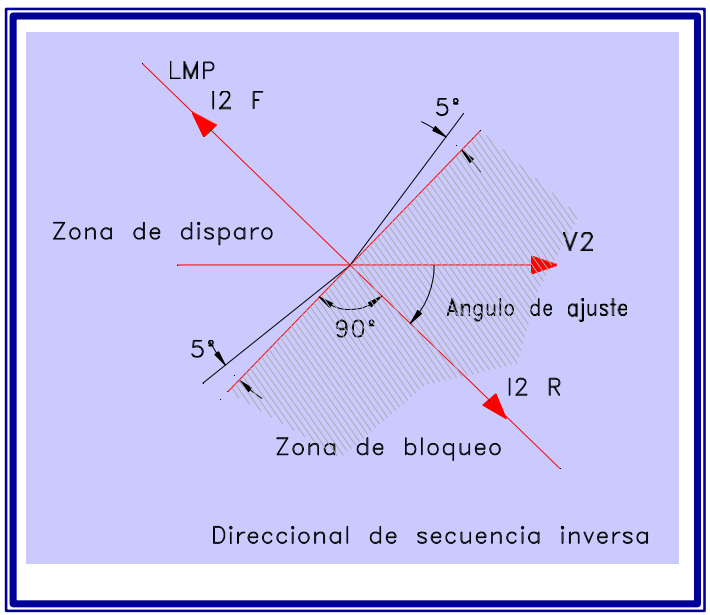
- **Polarización por V0 + Ipol**
  - Se realiza la determinación de la dirección independientemente con los criterios anteriores (V0 e I). Si cualquiera de ellos determina que la dirección es de disparo, se da permiso de disparo

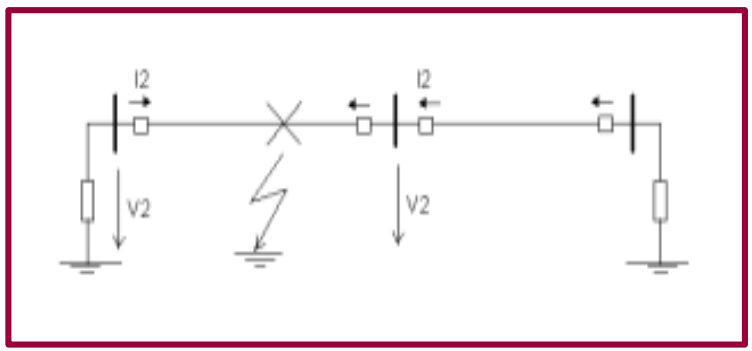
Sobreintensidad direcc. de neutro V

Polarización por secuencia inversa

- Utiliza la intensidad residual (suma de las tres de fase) como magnitud de operación.
- Se toma como magnitud de polarización la tensión de secuencia inversa y la intensidad de secuencia.

90-ángulo ajuste < arg(I2)-arg(V2)<270-ángulo ajuste





Sobreintensidad direcc. de neutro VI

Polarización por secuencia inversa

- Es insensible al acoplamiento de secuencia homopolar.
- I2>I0 para faltas a tierra remotas con resistencia alta.
- V2 e I2 se pueden calcular de los valores fase-fase y no está afectada por la secuencia cero

Sobreintensidad direcc. de neutro VII

Polarización por V0+V2

- Se realiza la determinación de la dirección independientemente con los dos criterios anteriores. Si cualquiera de ellos determina que la dirección es de disparo, se da permiso de disparo

Polarización por V2+Ipol

- Se realiza la determinación de la dirección independientemente con los criterios anteriores (V2 e I). Si cualquiera de ellos determina que la dirección es de disparo, se da permiso de disparo.

Polarización por V0+V2+Ipol

- Se realiza la determinación de la dirección independientemente con los criterios anteriores (V0, V2 e I). Si cualquiera de ellos determina que la dirección es de disparo, se da permiso de disparo.

NEUTRO AISLADO (67NA)

Neutro aislado I

- **Protección de neutro aislado** ⇒ realiza una protección direccional contra *faltas a tierra en sistemas de neutro aislado.*
- Sistema de distribución de neutro aislado ⇒ pequeña intensidad homopolar en los defectos fase-tierra ⇒ ya que dicha intensidad únicamente se podrá cerrar a través de la capacidad homopolar propia del sistema.

  Esta capacidad del sistema, varía de acuerdo con la proporción de líneas aéreas y/o subterraneas del sistema, siendo su capacidad mayor, a medida que la longitud del cable sea mayor.

- La intensidad homopolar de la línea en falta, se cerrará por tanto, a través de la capacidad de las líneas sin falta.

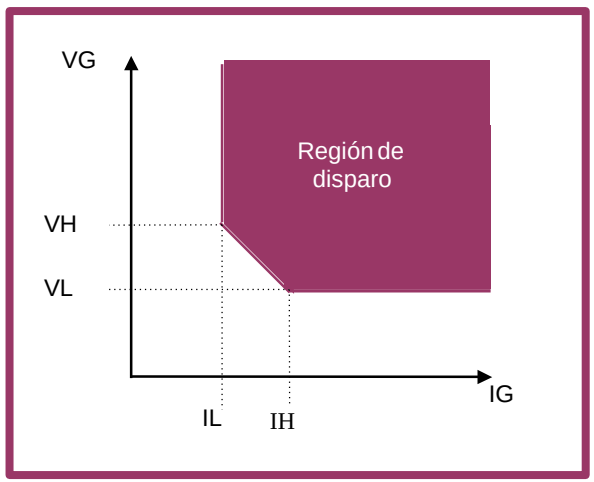
Neutro aislado II

- Este tipo de faltas las detecta el equipo a través de una curva característica

- Las señales utilizadas por el equipo son:

  - *Intensidad homopolar (IG):* Procede de la conexión en paralelo de los secundarios de 3 trafos de intensidad de fases, o de un trafo toroidal que engloba a las 3 fases.

  - *Tensión homopolar (VG):* Procede de la conexión en triángulo abierto de 3 trafos de tensión, de tensión nominal de secundario 110/√3 V.



- El primer disparo es temporizado, con el tiempo definido en el ajuste del parámetro correspondiente; los disparos sucesivos que se produzcan durante los 10 seg. a partir de ese primer disparo pueden ser instantáneos ó temporizados.

Neutro aislado III

Ajustes recomendados

- El **ajuste de tiempo** se seleccionará de forma de que se establezca una selección de disparos con el interruptor instalado aguas arriba.
- Los ajustes recomendados para **tensión de alta (VH) y tensión de baja (VL)** son los siguientes:

  ↳**Tensión baja** ⇒ Se ajustará a 10 V

  ↳**Tensión alta** ⇒ Se ajustará dependiendo del valor de la tensión del devanado secundario de los transformadores de tensión.

  - Si los secundarios son de valor 110/√3 V ⇒ se ajustará a 30 V
  - Si los secundarios son de valor 110/3 ⇒ se ajustará en 15 V.

- Los valores de las tensiones se ajustan considerando que deban tener un valor lo suficientemente pequeño como para que sea sensible, pero teniendo en cuenta que no se active debido a pequeños desequilibrios de tensión homopolar que existan en la red de forma permanente o causados por actuaciones en elementos de maniobra con apertura fase a fase.

Neutro aislado IV

Ajustes recomendados

- Para determinar los ajustes de **Intensidad alta (IH) e Intensidad baja (IL),** hay que tener en cuenta el nivel de intensidad homopolar que se desea detectar ⇒ Este nivel de intensidad vendrá definido por:
  - La propia capacidad homopolar del sistema, que aporta la intensidad de falta en cuestión
  - La resistencia de puesta a tierra, si la hubiera.
- Para el calculo de la intensidad se tendrán en cuenta las siguientes formulas
  - *Sistema con puesta a tierra*

$$I_R = \frac{3V}{2Z_1 + Z_0}$$

Donde:

Zo ⇒ Impedancia de secuencia cero

Z_1⇒: Impedancia directa

V ⇒ Tensión compuesta

Neutro aislado V

Ajustes recomendados

- Para el calculo de la intensidad se tendrán en cuenta las siguientes formulas

  - Sistema con neutro asilado

$$Z_0 \cong X_0 = \frac{1}{C_0 \cdot \omega}$$

$$I_G = \frac{3V}{2Z_1 + \frac{1}{C_0 \cdot 2\pi f}}$$

Donde Co = Capacidad homopolar

Despreciando Z_1:

$$I_G = 3V \cdot C_0 \cdot 2\pi f$$

Neutro aislado VI

- **Intensidad baja** $\Rightarrow$ Se recomienda ajustarlo al menor valor de ajuste permitido por el relé (como máximo 5 mA secundarios) o bien al 30% de la corriente aportada por el resto de las líneas.

  - Se realizará la medición del valor de la corriente homopolar (Io) en la instalación en tensión del cliente. El valor de lo esperado debería ser 0 mA o muy próximo a él, pero si dicho valor fuese muy cercano o superase el valor de ajuste de referencia de 5 mA, se debería de ajustar Ib a un valor tal que:

$$I_L = I_G + 5mA$$

  - *Ejemplo* $\Rightarrow$ Si la intensidad a detectar es de 2.55 A y la relación de transformación (RTI) del toroidal es de 50/1 A, el ajuste a introducir en Intensidad baja (A) sería:

$$I_L = \frac{2.55}{50/1} = 0.051A$$

Neutro aislado VII

- **Intensidad alta** $\Rightarrow$ Se ajustará Ia en torno a dos veces el valor del ajuste de Ib, salvo en los que se disponga de suficiente información de los valores de falta existentes en la red de MT a la que se conecte la instalación del cliente.

  - *Ejemplo* $\Rightarrow$ Continuando con el ejemplo anterior, el ajuste de I_H sería:

$$I_H = 2 \cdot I_L = 2 \cdot 0.051 = 0.102\,A$$

NEUTRO SENSIBLE y

DIRECCIONAL

Sobreintensidad de neutro sensible I

- **Sistemas de BT** ⇒ generalmente no están puestos a tierra a través de una impedancia ⇒ debido a las sobretensiones que pueden darse ⇒ problemas de seguridad
- **Sistemas de AT** ⇒ podrían estar diseñados para soportar las sobretensiones, pero habitualmente están puestos a tierra a través de una impedancia
- **Aplicación** ⇒

  Una falta a tierra no implicando los conductores de tierra o que no son faltas francas sobre estructuras a tierra ⇒ bajo valor de intensidad

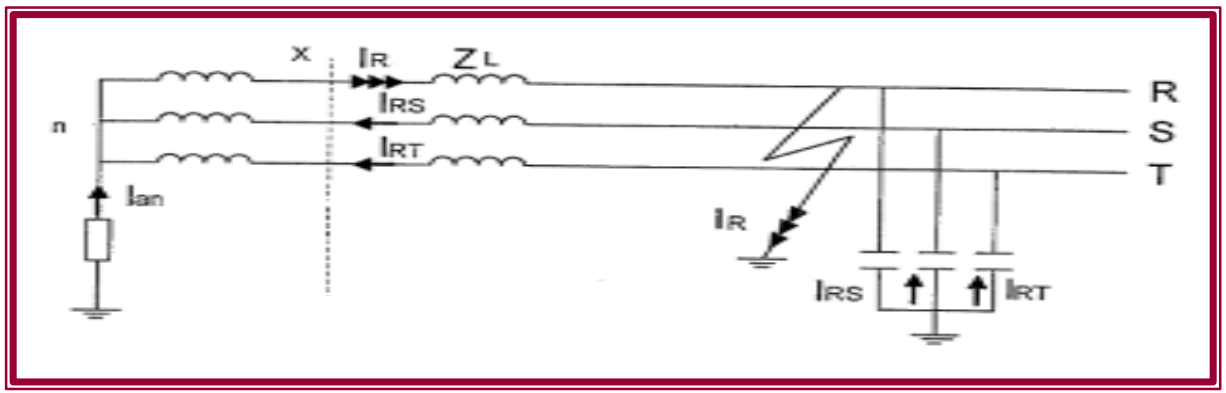
  Terrenos de alta resistencia al paso de corriente ⇒ bajo valor de intensidad

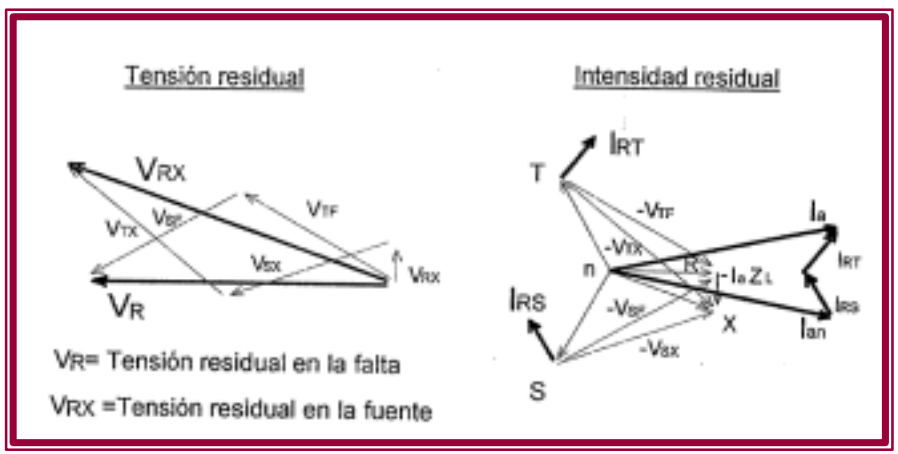
  Estos bajos valores de intensidad ⇒ pueden no producir la actuación deseada de los relés de protección de neutro ⇒En estos caso es necesario utilizar protecciones con capacidades de ajuste mucho menores que los que se emplean en sistemas convencionales.

Sobreintensidad de neutro sensible II

Aplicación en puesta a tierra con resistencia I

- Puede precisar NS en función del CT y el nivel a detectar
- En estos casos la Ian suele ser mucho mayor que las corrientes capacitivas por lo que no se suele utilizar la función direccional





Sobreintensidad de neutro sensible III

Aplicación en puesta a tierra con resistencia II

- **Criterios de ajuste del 50N:**

  Calcular una falta en el secundario del trafo

  - 70% de corriente de falta a tierra con un pequeño retraso de 100ms.

    40% de corriente de falta a tierra con un pequeño retraso de 400ms.
  - Detectaría faltas con resistencia. El retraso protege de disturbios del sistema como apertura/cierre de líneas.
  - 10% de la corriente de falta con retraso de 0,8s. Detectaría faltas con gran resistencia. No debe haber secuencia homopolar en condiciones de funcionamiento sin falta. El retraso protege ante ruido en el circuito del CT.

Sobreintensidad de neutro sensible IV

- La intensidad residual normal que puede circular durante condiciones normales limita la aplicación de la protección de sobreintensidad residual no direccional

Funcionamiento como direccional

- Diferentes métodos

  Angular

  Watimétrico

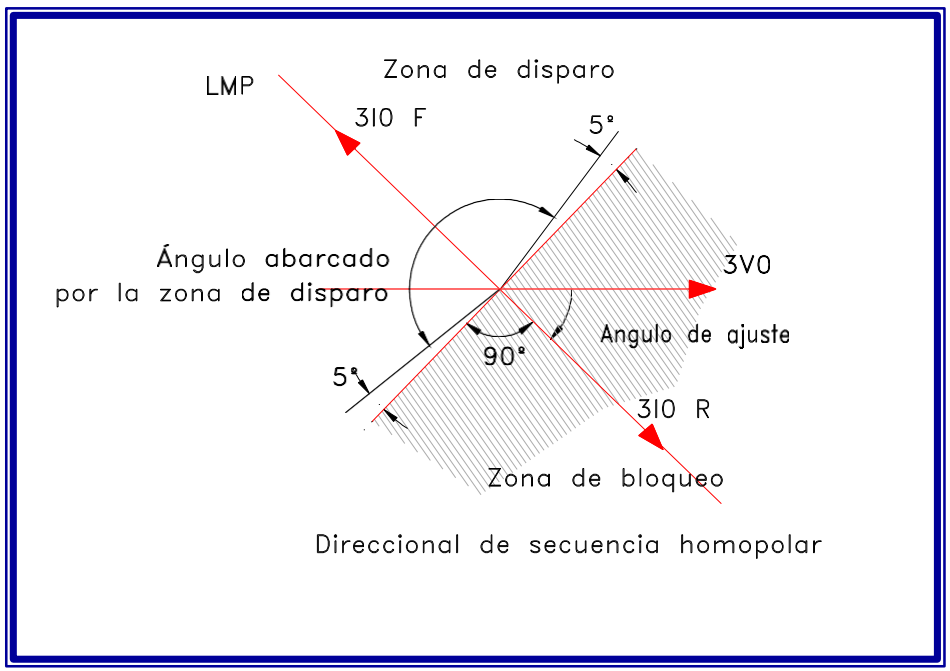
  I x cos φ

  I x sen φ

Sobreintensidad de neutro sensible V

Funcionamiento con Polarización por V0, tensión homopolar

- **Operación** ⇒ Igual al explicado para direccional de neutro
- **Aplicación**
  - Para neutro aislado ⇒ MTA=90º
  - Para Bobina Petersen ⇒ MTA=180º ⇒ Mejor el relé watimétrico

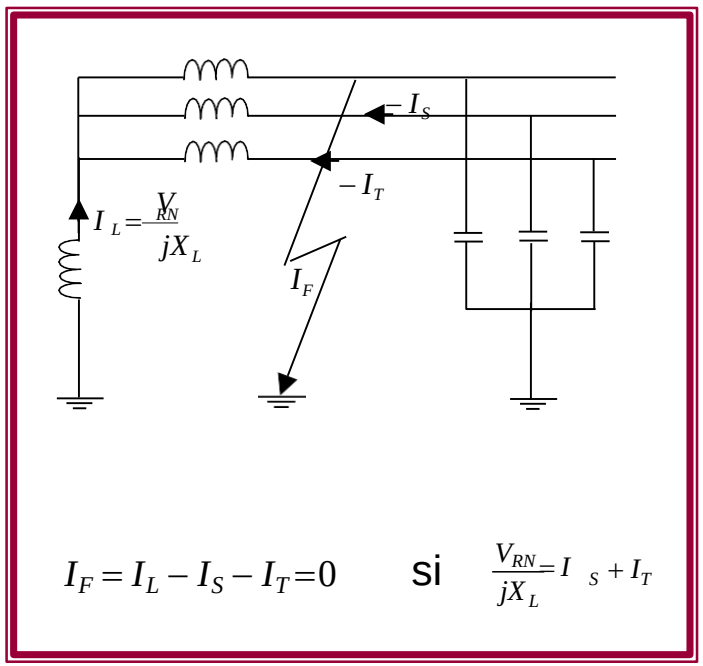


Sobreintensidad de neutro sensible VI

Bobinas Petersen I

- Las bobinas Petersen son un caso particular de puesta a tierra de alta impedancia mediante reactancias.

- Basa su principio de operación en ⇒ conseguir que la corriente de falta se autoextinga ⇒ esto se obtiene ⇒ haciendo que **la impedancia inductiva de la bobina sea igual a la impedancia capacitiva del resto del sistema a la frecuencia de la red**.
- Si se consigue un buen ajuste de la inductancia de la bobina ⇒ la corriente de falta se autoextinguirá tal y como se puede ver en el siguiente dibujo.



Sobreintensidad de neutro sensible VII

Bobinas Petersen II

- Es de gran importancia que el valor de la inductancia de la bobina esté bien ajustada, de ello dependerá la eficacia de su aplicación, por lo que las bobinas Petersen suelen ser bobinas de inductancia variable, muchas veces, la variación de la inductancia de la bobina está automatizada.

  Cambios en la capacitancia del sistema $\Rightarrow$ debido por ejemplo a cambios en la configuración del sistema $\Rightarrow$ requieren cambios del valor de la inductancia

- Mas del 80% de las faltas que ocurren en los sistemas eléctricos de potencia, son faltas fase-tierra $\Rightarrow$ Los cortes de suministro debidos a este tipo de faltas disminuyen de forma importante en los sistemas puestos a tierra por bobinas Petersen

- Son principalmente utilizadas en áreas rurales compuestas de líneas aéreas

- Son particularmente beneficiosas en puntos con gran incidencia de faltas transitorias

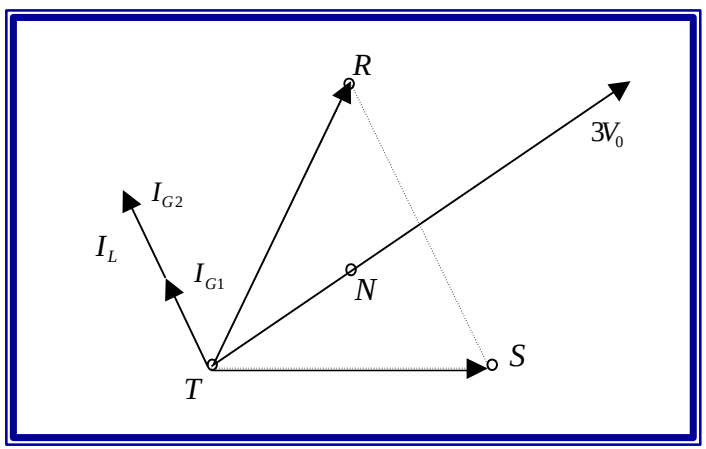
Sobreintensidad de neutro sensible VIII

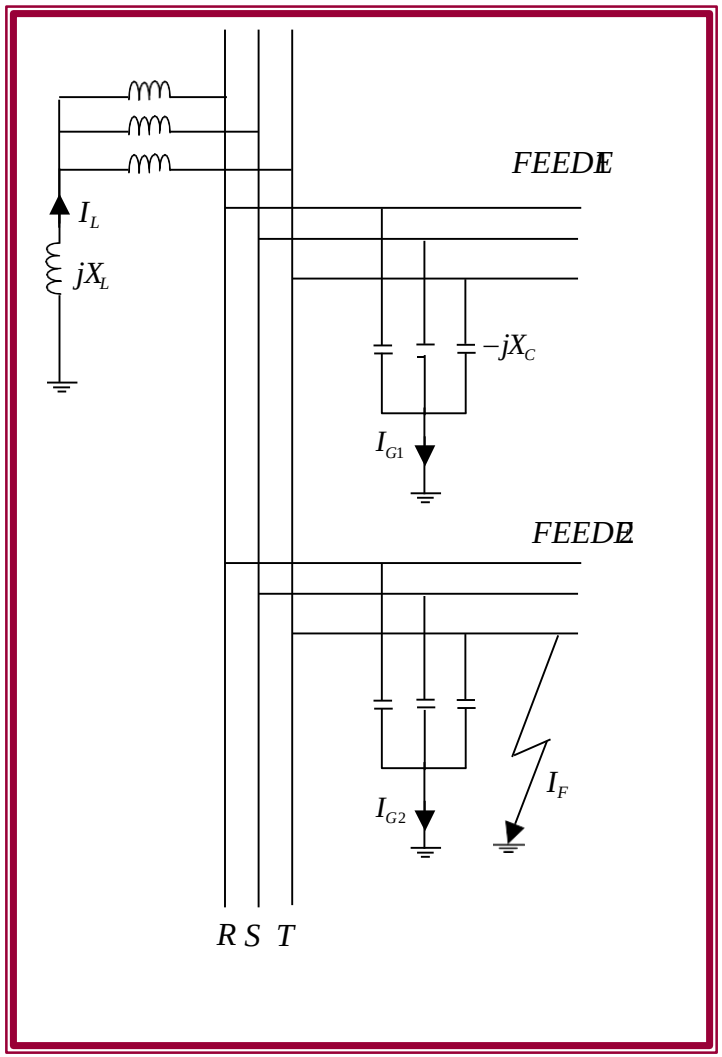
Bobinas Petersen III

- Consideremos el siguiente sistema
- Ante una falta en la fase T, la capacitancia de dicha fase queda cortocircuitada y la distribución de corrientes que aparece será la siguiente:

$$I_L = I_{G1} + I_{G2} + I_F$$

- Considerando resistencia nula, resulta el siguiente diagrama fasorial:

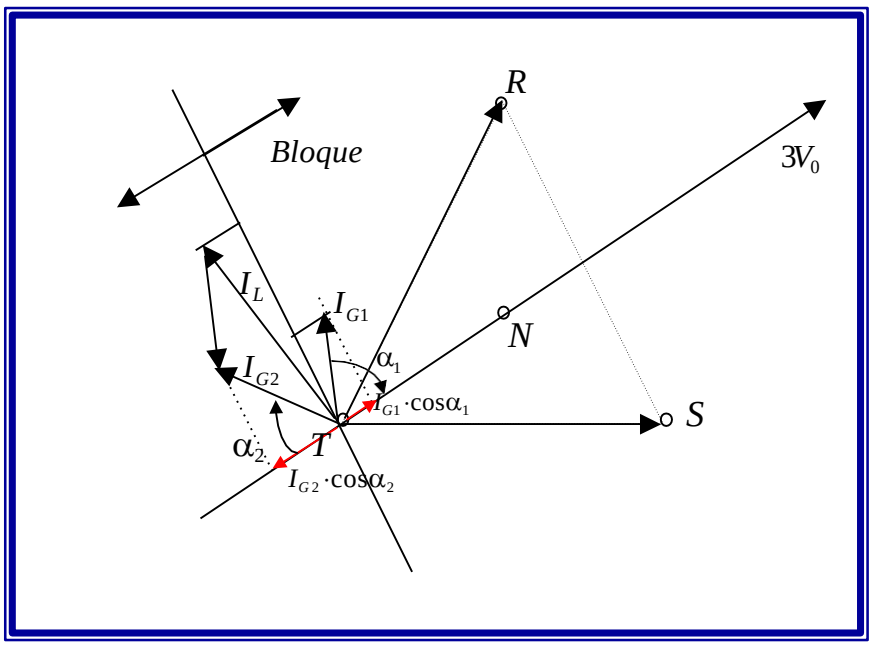




Sobreintensidad de neutro sensible IX

Bobinas Petersen IV

- Teniendo en cuenta la resistencia en la bobina y el feeder $\Rightarrow$ esto hace que aparezca una componente resistiva de corriente $\Rightarrow$ que hace que las corrientes residuales del alimentador en falta y del alimentador sano queden separadas por una línea perpendicular a la tensión homopolar, como se puede ver en la siguiente figura:

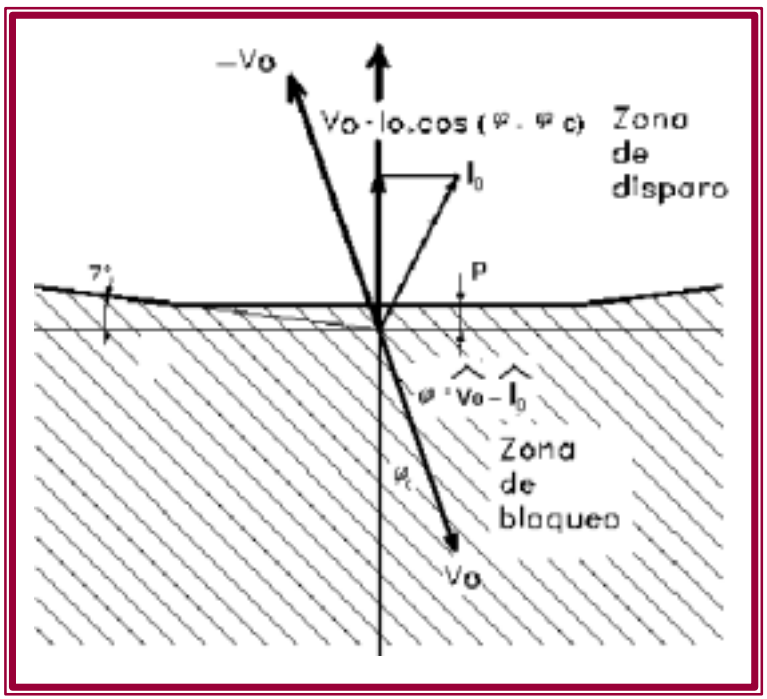


Sobreintensidad de neutro sensible X

Bobinas Petersen V ⇒ Método Watimetrico ó I x cos φ

- En los sistemas puestos a tierra mediante bobinas de Petersen ⇒ las corrientes de falta que circulan a tierra son muy pequeñas y muy similares a las corrientes de desequilibrio que circulan por el neutro ⇒ por lo que son difíciles de detectar ⇒ **método del coseno ó watimetrico**

- **Método Watimetrico**
  - Existe una diferencia de ángulos entre la intensidad de un feeder en falta y feeders sanos ⇒ da lugar a ⇒ una componentes activas de corriente en oposición de fase unas a otras
  - A través de la dirección de la potencia ⇒ se determina si la falta es en el feeder o en otro punto del sistema



Sobreintensidad de neutro sensible XI

Bobinas Petersen V $\Rightarrow$ Método Watimetrico ó I x cos φ

- **Método Watimetrico**

Para faltas hacia delante el ángulo entre la corriente y la tensión desplazada el ángulo de máximo par debe estar entre 97 y 263.

97<Ang(I0)-angulo(V0)+Ángulo característico<263

Para faltas hacia detrás el ángulo entre la corriente y la tensión desplazada el ángulo de máximo par debe estar entre 277 y 83.

277<Ang(I0)-angulo(V0)+Ángulo característico<83

La potencia P=Vn·Ins·cos(φ-φc) debe superar el umbral mínimo de P en valor absoluto.

- Si el signo de P es negativo la falta es hacia delante
- Si es positivo es hacia atrás.

La ecuación a implementar para calcular P es la siguiente:

$$P \quad (\mathrm{Re}(V)\cdot\cos(\phi) + \mathrm{Im}(V)\cdot\sin(\phi))\cdot\mathrm{Re}(I) + (\mathrm{Im}(V)\cdot\cos(\phi) - \mathrm{Re}(V)\cdot\sin(\phi))\cdot\mathrm{Im}(I)$$

Sobreintensidad de neutro sensible XII

Bobinas Petersen V ⇒ Método Watimetrico ó I x cos φ

- **Método I x cos φ**
  - La corriente mínima I mínima=Ins·cos(φ-φc) debe superar el umbral mínimo en valor absoluto. Si el signo es negativo la falta es hacia delante. Si es positivo es hacia atrás.
  - Para faltas hacia delante el ángulo entre la corriente y la tensión desplazada el ángulo de máximo par debe estar entre 97 y 263.

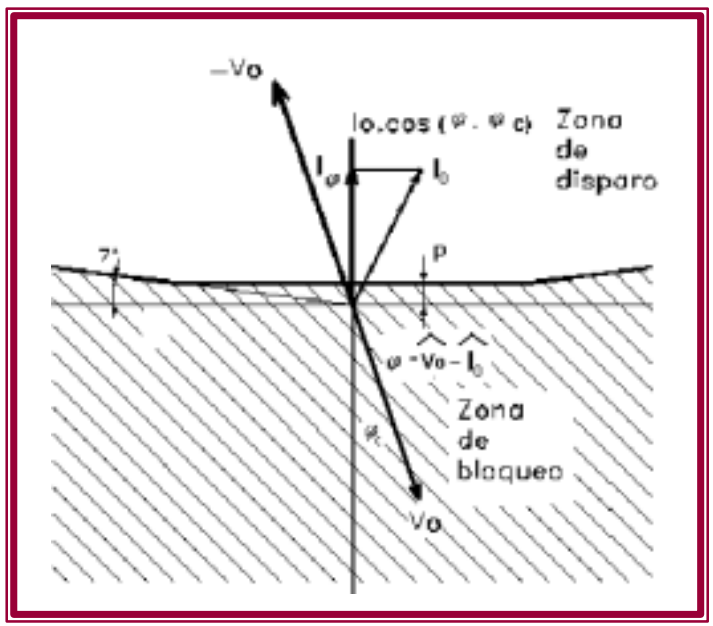
    97<Ang(I0)-angulo(V0)+Ángulo característico<263

  - Para faltas hacia detrás el ángulo entre la corriente y la tensión desplazada el ángulo de máximo par debe estar entre 277 y 83.

    277<Ang(I0)-angulo(V0)+Ángulo

    característico<83

  - La zona de disparo dependerá del ángulo entre la tensión homopolar y la intensidad homopolar.



Sobreintensidad de neutro sensible XIII

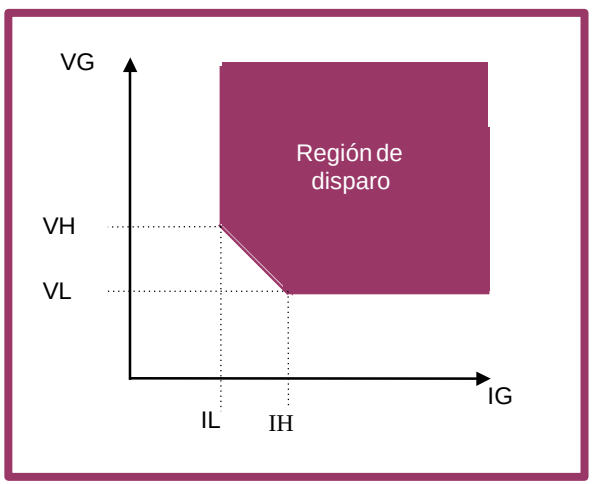
Método I x sen φ

Aplicación

- En sistemas de **Neutro aislado**

Para Sistemas de neutro aislado también se pueden utilizar los siguientes métodos ya vistos

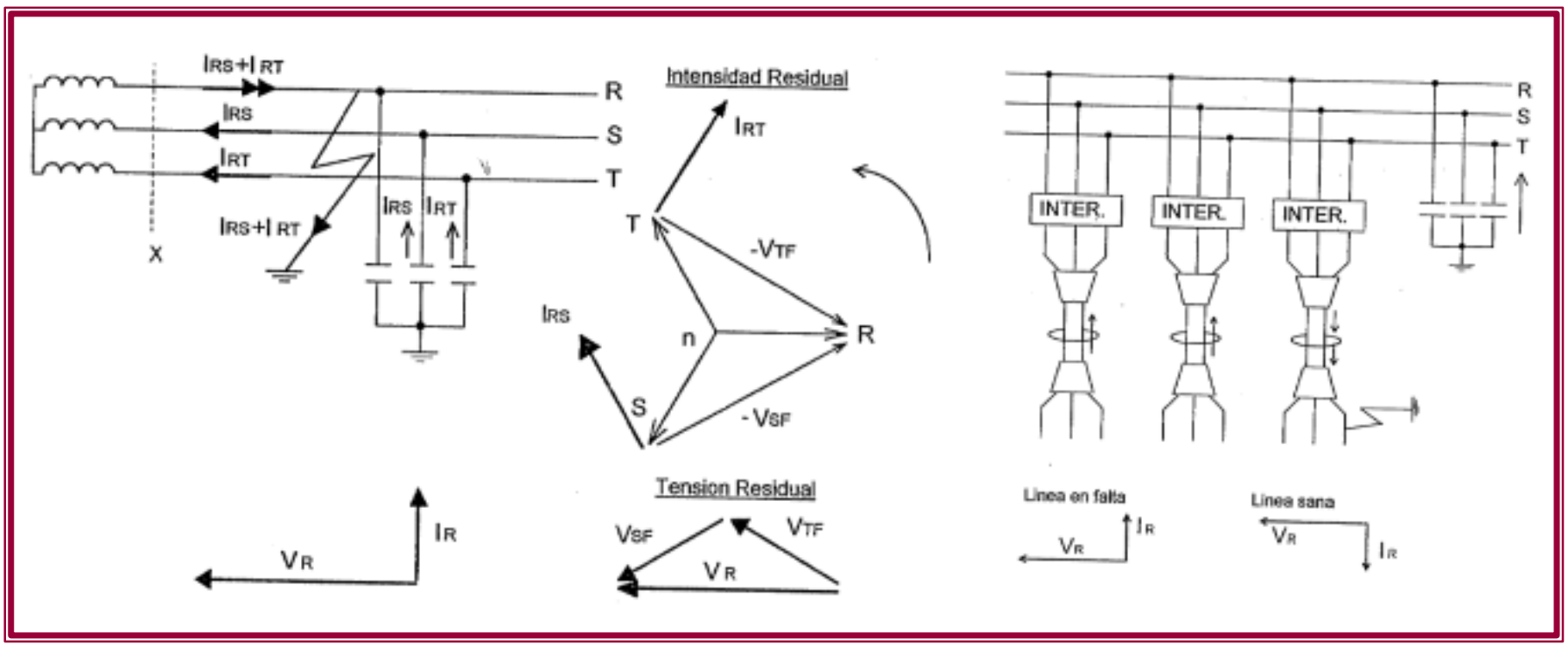
- Angular ⇒ Con MTA a 90º
- Neutro aislado.



Sobreintensidad de neutro sensible XIV

Método I x sen φ ⇒ Aplicación a sistemas aislados I

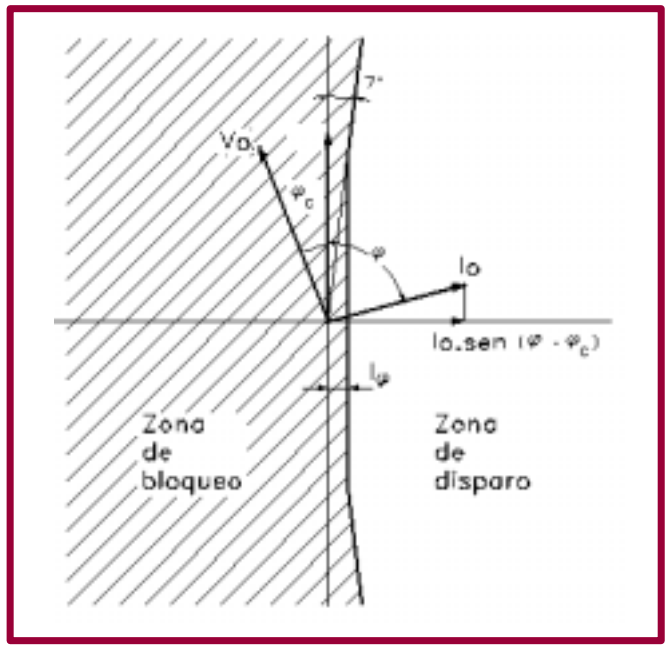
- Ante falta a tierra In es baja pero Vfase aumenta ⇒ Sólo en MT
- La tensión de fase sana se multiplica por √3.
- La I de neutro retrasa 90º respecto a la tensión de neutro



Sobreintensidad de neutro sensible XV

Método I x sen φ

- La corriente I mínima=Ins·sen(φ-φc) debe superar el umbral mínimo ajustado en valor absoluto.
  - Si el signo es negativo la falta es hacia delante.
  - Si es positivo es hacia atrás.
- Para faltas hacia delante el ángulo entre la corriente y la tensión desplazada el ángulo de máximo par debe estar entre 187 y 353.



187<Ang(I0)-angulo(V0)+Ángulo característico<353

- Para faltas hacia detrás el ángulo entre la corriente y la tensión desplazada el ángulo de máximo par debe estar entre 7 y 173.

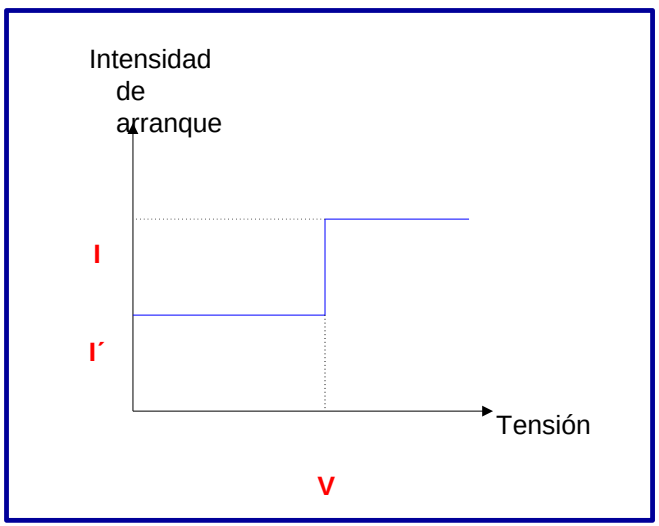
7<Ang(I0)-angulo(V0)+Ángulo característico<173

$$I \cdot \sin(v - i - \phi) = -\frac{(\mathrm{Im}(V) \cdot \cos(\phi) - \mathrm{Re}(V) \cdot \sin(\phi)) \cdot \mathrm{Re}(I) - (\mathrm{Re}(V) \cdot \cos(\phi) + \mathrm{Im}(V) \cdot \sin(\phi)) \cdot \mathrm{Im}(I)}{|V|}$$

SOBREINTENSIDAD CONTROLADA POR TENSIÓN (51V)

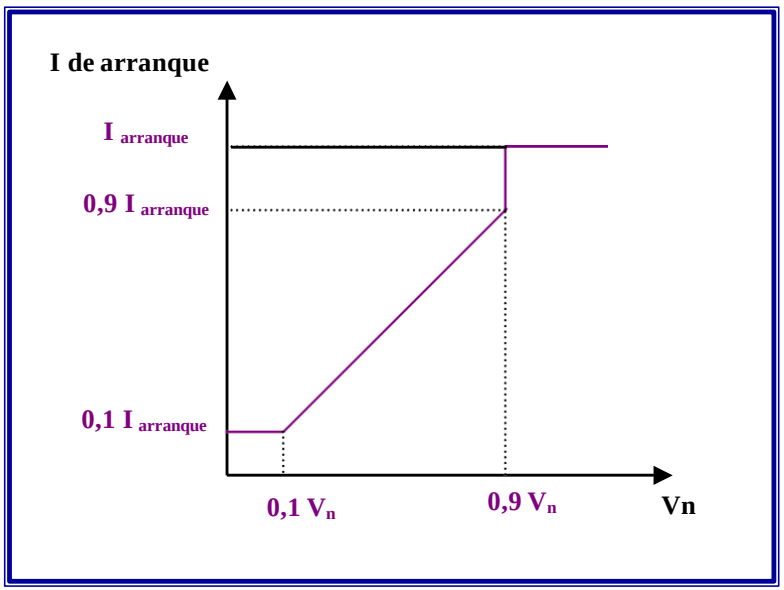
Sobreintensidad controlada por tensión I

- La función de sobreintensidad controlada por tensión ⇒ Es una función de sobreintensidad es la que el valor del ajuste de la intensidad de arranque varía con el valor de la tensión medida
- **Dos** formas posibles de actuar:
  - **Sobreintensidad controlada por tensión**
    - Cuando el valor de la tensión es inferior a un valor programado (**V**) ⇒ los ajustes de la función de sobreintensidad cambias (**I** ⇒ **I´**)



Sobreintensidad controlada por tensión II

- **Dos** formas posibles de actuar:
  - **Sobreintensidad restringida por tensión**
    - La intensidad de arranque es restringida por la tensión compuesta que sirve de control



Sobreintensidad controlada por tensión III

Aplicación

- Líneas con niveles de falta similares al de carga
- Generadores
  - Como backup ante faltas externas
  - Se evita la aplicación de una función de sobreintensidad “normal” dado que
    - La reactancia síncrona del generador hace que la intensidad de falta sea menor que la intensidad a plena carga ⇒ dificultad de parametrización
    - podría desconectar el generador de la red ante una sobrecarga
  - Cuando se produce
    - una falta externa ⇒ La tensión del sistema cae mucho y rápidamente
    - en una situación de sobrecarga ⇒ la tensión cae menos y esta caída es lenta

➡ **La función 51V** ⇒ utiliza el valor de la tensión para detectar las faltas

Sobreintensidad controlada por tensión IV

Aplicación

- Generadores ⇒ **Ajuste de sobreintensidad controlada por tensión**

  ↳Durante sobrecargas ⇒ Cuando la tensión del sistema es normal la protección de sobreintensidad debería de tener un ajuste

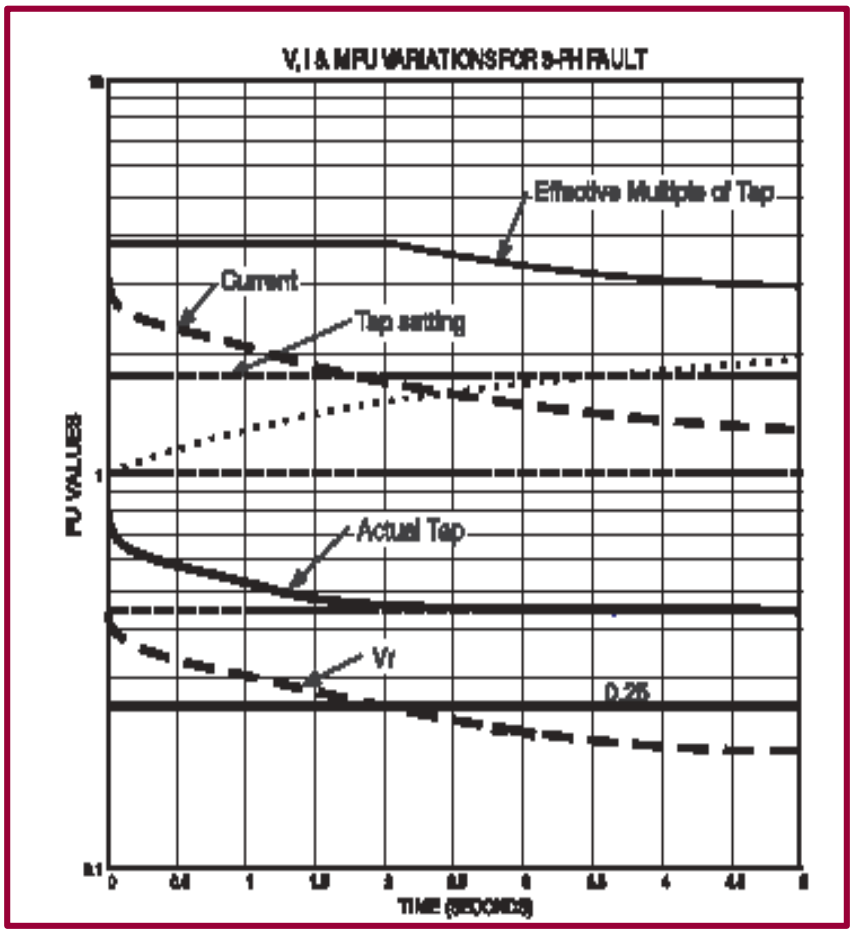
  - Ajuste de intensidad ⇒ por encima de la intensidad de plena carga ⇒1.05 x Iplena carga
  - Característica de tiempo aquélla que evitase que la planta de generación alimentase una falta remota externa durante un periodo de tiempo que excediese los limites de la planta.

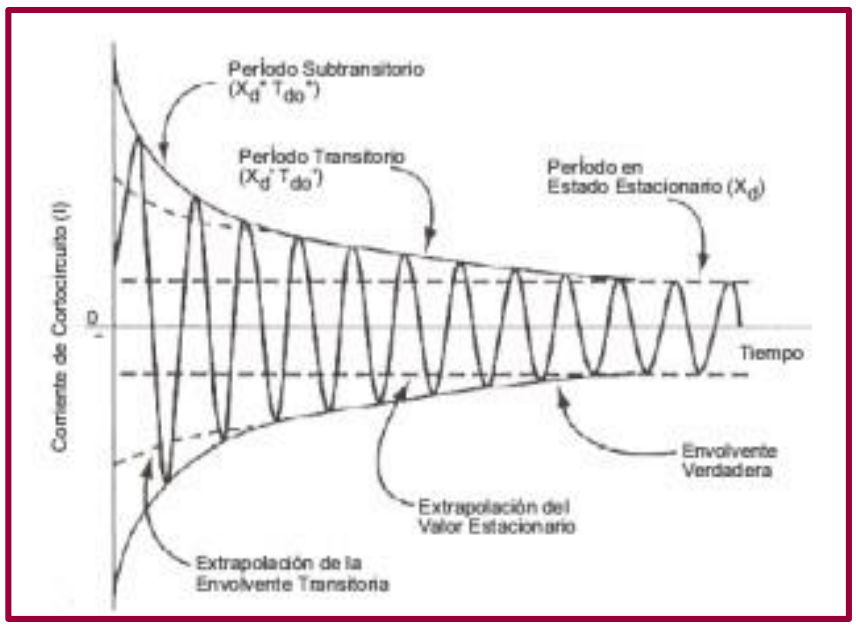
  ↳Ante faltas ⇒ el nivel de tensión sería menor que el valor de tensión ajustado ⇒ se trabajaría con la segundo grupo de ajustes

  - Ajuste de intensidad ⇒ Típicamente 60% de intensidad de falta en bornas del generador
  - Característica de tiempo ⇒ coordinada con el relé de aguas abajo

  ↳Ajuste de la tensión de referencia ⇒ La tensión compuesta mínima para una falta cercana monofásica a tierra es del 57% ⇒ el ajuste debe ser menor que este valor ⇒ típicamente 30%

Sobreintensidad controlada por tensión V



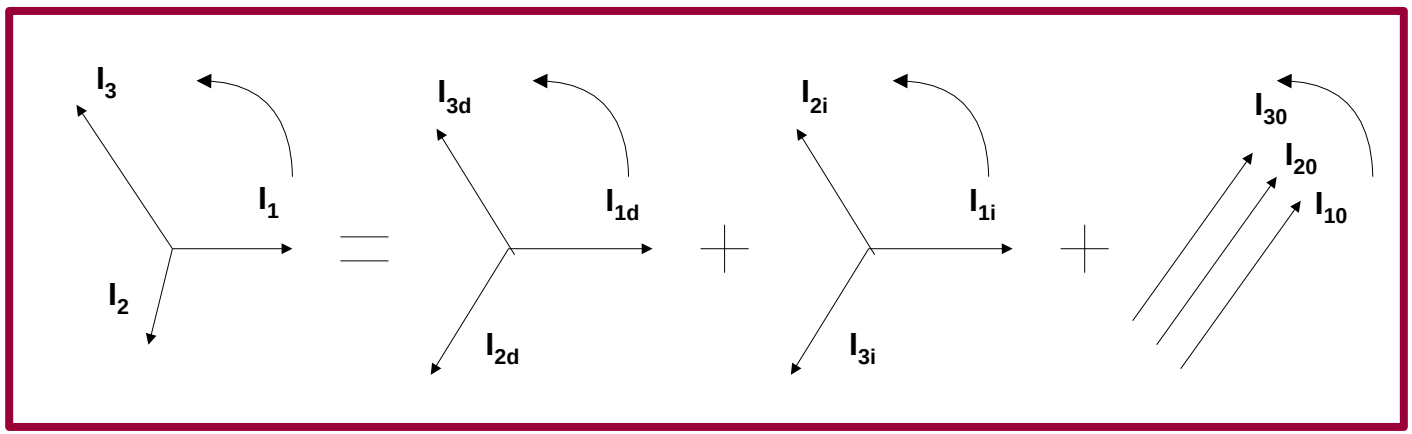


Corriente cortocircuito generador

DESEQUILIBRIO DE INTENSIDADES (46)

Desequilibrio de intensidades I

- Sistema trifásico totalmente equilibrado ⇒ No existe circulación de I2
- Sistema trifásico desequilibrado ⇒ circulación I2



- Causas de desequilibrio
  - Distribución desequilibrada de cargas monofásicas en la red
  - Reenganches monofásicos
  - Transposición incorrecta de fases
  - Quema de fusibles de bancos de condensadores
  - Apertura de una de las fases, etc.

Desequilibrio de intensidades II

- La existencia de desequilibrio de intensidades en el sistema ⇒ **sobrecalentamientos**

- **Aplicación función 46 ⇒ Proteger ante desequilibrios**

- **Funcionamiento** ⇒ Exactamente igual que la protección de sobreintensidad de fases tomando como medida de entrada 3 veces el módulo de la intensidad de secuencia inversa

$$3 \cdot \left| I_2 \right| = \left| I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c \right|$$

Desequilibrio de intensidades III

Ventajas

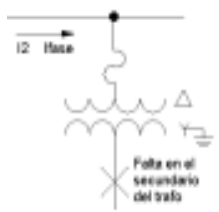
- Ofrece mayor sensibilidad que la unidad de sobreintensidad detectando faltas no-trifásicas con valores de I menores que la Intensidad de plena carga
- Mejor comportamiento ante faltas resistivas que I0 al final de líneas largas (Z2<Z0)
- Insensible al acoplamiento de secuencia cero en líneas paralelas.
- No afectado por la carga.
- Preferible sobre la secuencia cero con fuente de secuencia homopolar fuerte (Z2s>Z0s)

Desventajas

- Afectada por cambios en la fuente
- Afectada por desbalance normal de la carga
- Afectada por aperturas y fase abierta
- Hay que coordinarlo con los elementos de fase y tierra

Desequilibrio de intensidades IV

Faltas en sistema de distribución radial

Tipo falta	I_{fase}	$3I_2/I_{fase}$	$3I_0/I_{fase}$
Trifásica	$V/\sqrt{3}\ Z$	0	0
Doble fase a tierra		$\leq \sqrt{3}$	$\leq \sqrt{3}$
Bifásica	$V/2Z$	$\sqrt{3}$	0
Monofásica a tierra		1	1
Bifásica en el secundario de un transformador triángulo/estrella		1.5	0
Monofásica a tierra en el secundario de un transformador triángulo/estrella		$\sqrt{3}$	0

Desequilibrio de intensidades V

Ajuste de la función

- La tabla muestra que la relación $3I_2/I_{fase}$ no excede nunca $\sqrt{3}$ $\Rightarrow$ si se ajusta la función 46 igual o $\sqrt{3}$ veces por encima que la función 50/51 $\Rightarrow$ no proporciona sensibilidad adicional
- Falta monofásica a tierra $3I_2/I_{fase} = 3I_0/I_{fase} = 1 = 3I_2/ 3I_0$ $\Rightarrow$ la función 46 habrá que ajustarla igual o superior a la funcion 50N/51N $\Rightarrow$ para evitar ser mas sensible que la unidad de tierra
- En un sistema eléctrico por debajo de donde esté instalada la función 46 existirán otras protecciones, reclosers, fusibles, etc. $\Rightarrow$ Si la unidad de tierra esta coordinada con los relés aguas abajo ajustando la función 46 a $\sqrt{3}$ el ajuste del elemento de tierra se obtiene coordinación de esta función con equipos de aguas abajo

Desequilibrio de intensidades VI

Método para ajustar la función

- Comenzar por el elemento 46 mas lejano aguas abajo $\Rightarrow$ por ejemplo recloser
- Determinar la función 50/51 instalada aguas debajo de la 46 mas critica para la coordinación
- Determinar, ignorando la carga, cual sería el ajuste de una función 50/51 para que estuviese correctamente coordinada con la función 50/51 critica de aguas abajo. Si el elemento de tierra esta coordinando con todos los elementos aguas abajo, esta función 50/51 se ajustaría con la misma curva que el elemento de tierra
- Estos ajustes de la función 50/51 se multiplican por $\sqrt{3}$

FASE ABIERTA
(46FA)

Fase Abierta I

- **Función** ⇒ Detectar situaciones de fase abierta
- Estas faltas pueden deberse a:

  Conductores rotos

  Mal funcionamiento de interruptores

  Operación de fusibles.

- Las faltas serie o faltas con fase abierta

  no son detectables por relés de sobrecorriente normales ⇒ ya que no suponen incremento de corriente.

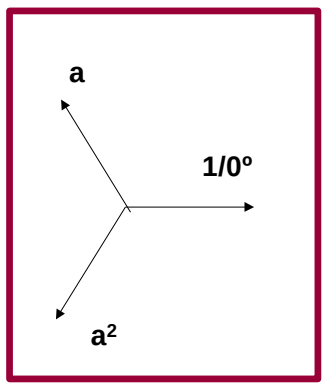
  Sólo producen un desequilibrio ⇒ detección basada en I2.

- No es recomendable detectar la falta midiendo directamente I2 ⇒ ya que puede ser inferior al desequilibrio a plena carga (por errores en los CTs, etc) ⇒ por lo que no funcionaría con carga baja debido al tarado

Fase Abierta II

- **Se utiliza** $\Rightarrow$ la función **fase abierta:**
  - Basada en I2/I1
  - Adaptable a la carga

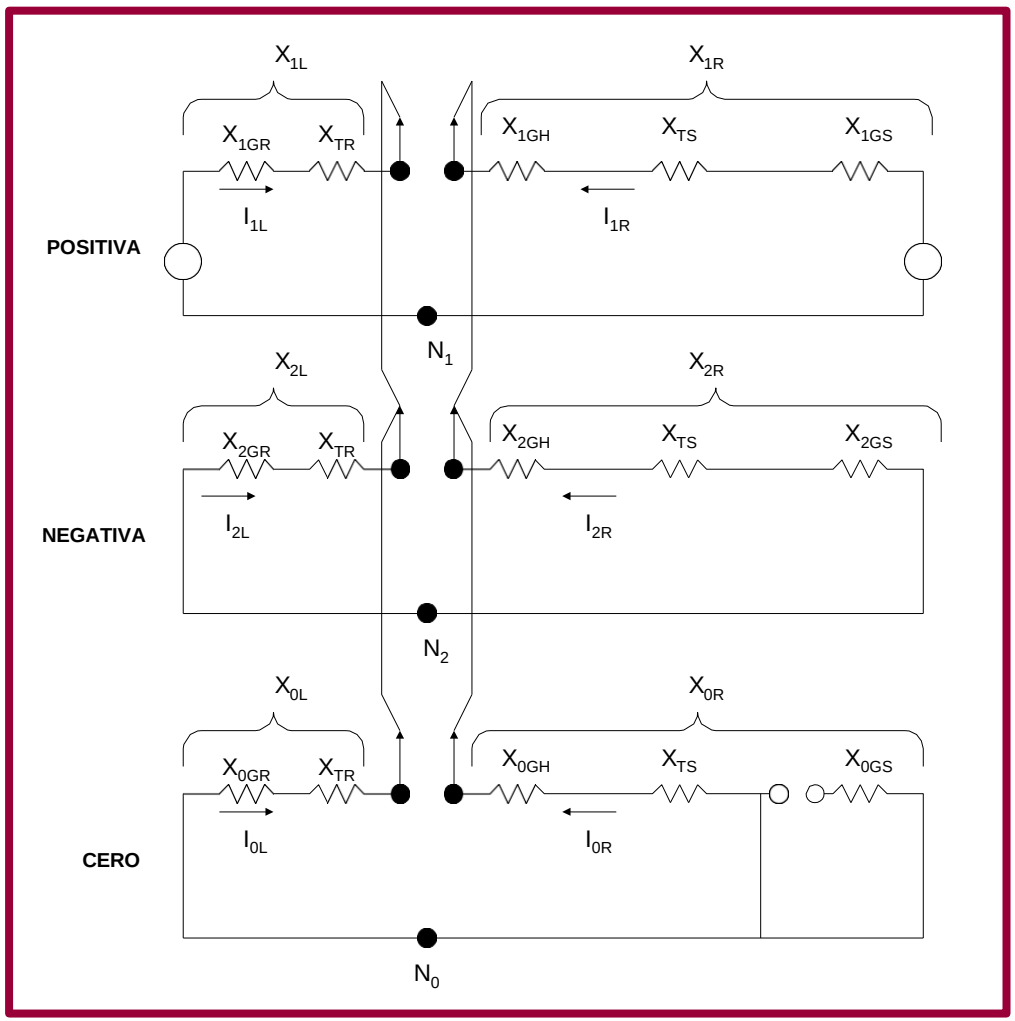
$$\left|\frac{3\vec{I}_2}{3\vec{I}_1}\right| = \left|\frac{I_a + a^2 I_b + aI_c}{\vec{I}_a + a\vec{I}_b + a^2\vec{I}_c}\right|$$

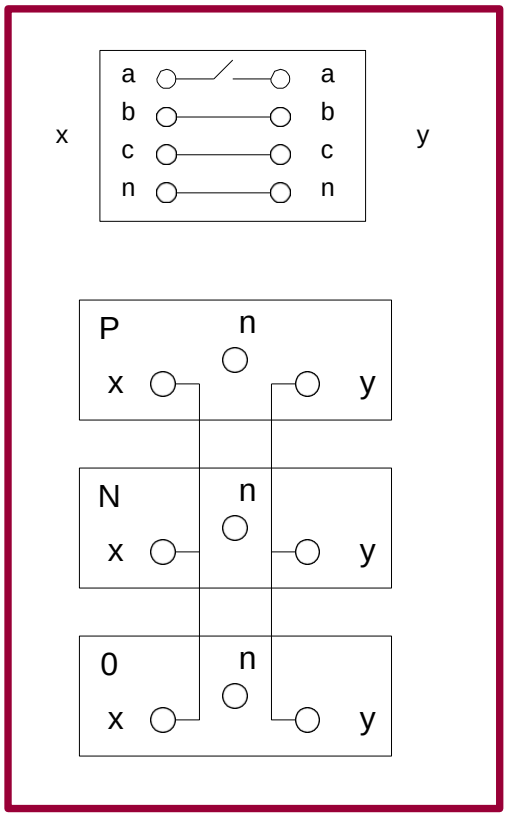


- Es una unidad de protección de tiempo fijo $\Rightarrow$ El relé dispara al transcurrir el tiempo programado desde que se supera el valor de ajuste de arranque.
- El valor de arranque que se ajusta en tanto por uno, es la relación en módulos de la intensidad de secuencia inversa entre la de secuencia directa.

Fase Abierta III

Red de secuencias para conductor abierto





Fase Abierta IV

Los valores de corriente directa e inversa son:

$$I1f = \frac{E(z2 + z0)}{z1 \cdot z0 + z2 \cdot z0 + z1 \cdot z2}$$

$$I2f = \frac{-E \cdot z0}{z1 \cdot z0 + z2 \cdot z0 + z1 \cdot z2}$$

$$\frac{I2f}{I1f} = \frac{z0}{z0 + z2}$$

La relación I2/I1 $\Rightarrow$ es función de z0 y z2 =>

- Depende de la localización
- Puede llegar al 100%

Fase Abierta V

- **AJUSTE**

  Se ajusta lo más bajo posible sin arranque a plena carga.

  Se mide la I2 a plena carga debida a desbalances, errores CTs, etc y se multiplica por 2.

  Valor típico 20%

- **TIEMPO**

  Hay que evitar disparo por cualquier desbalance del sistema , p.ej. Aperturas monopolares.

  Por tanto el tiempo de disparo será largo $\Rightarrow$ típico 60 segundos

IMAGEN TÉRMICA (49)

Imagen térmica I

- **Una sobrecarga** ⇒ puede dar lugar a un calentamiento excesivo de diferentes elementos del sistema ⇒ una forma de proteger ante esta sobrecarga está basada en la temperatura, la cual se calcula por una técnica de imagen térmica.
- Calcula una temperatura en función de las condiciones de carga actuales y recientes de acuerdo a la norma **CEI 255-8**
- La función proporciona dos señalizaciones
  - al llegar al valor programado ⇒ se activa un relé de aviso
  - al llegar al 100% ⇒ se activa el relé de disparo de imagen térmica
- Una vez disparado por este motivo, el relé no recae mientras la temperatura calculada esté por encima del 75% y se cumplan el resto de condiciones de sellado.

Imagen térmica II

- El tiempo que se tarda en llegar al disparo viene dado por las curvas de sobrecarga ⇒ dan el tiempo en función de la relación entre la intensidad y la intensidad nominal programada, en función de la constante de calentamiento programada.

$$t = \tau 1 \cdot \ln \frac{\left(\frac{I}{I_0}\right)^2}{\left(\frac{I}{I_0}\right)^2 - 1}$$

siendo t : tiempo de disparo
T1: cte. de calentamiento
I: intensidad medida
I0: intensidad nominal programada

Para el enfriamiento, una vez disparado, hay otra cte. de tiempo programable.

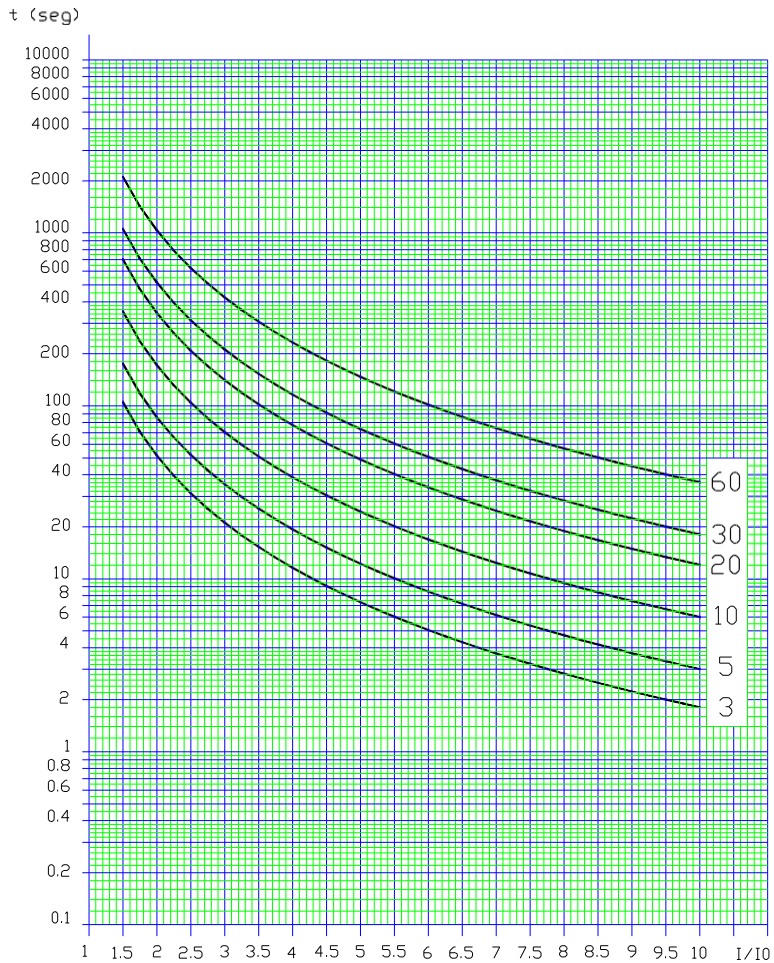


Imagen térmica III

- **T1 ⇒ Constante de calentamiento ⇒** se define como el tiempo necesario para que el calentamiento del equipo a carga nominal alcance el 63% del valor de calentamiento nominal, desde su puesta en marcha

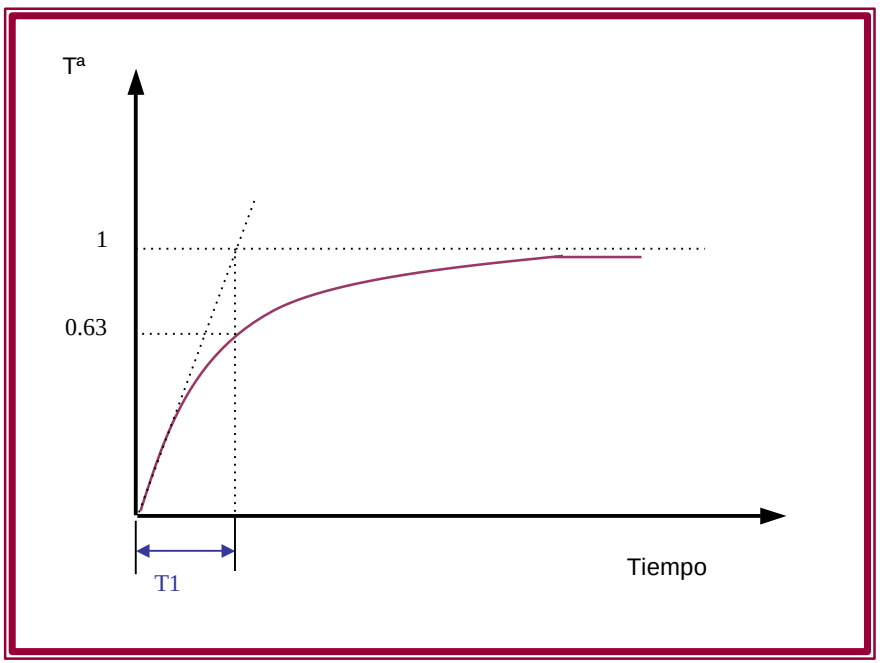


Imagen térmica IV

- La curva de calentamiento se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$T = (T_f - T_i) \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau 1}}\right) + T_i$$

Para Ti = 0 la fórmula queda reducida a $T = T_f \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau 1}}\right)$ $\quad T_f = \left(\frac{I}{I_0}\right)^2$

Queda como curva de calentamiento $T = \left(\frac{I}{I_0}\right)^2 \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau 1}}\right)$

- La siguiente figura da, como ejemplo, las curvas de calentamiento, con constante de tiempo 3 min., para I/I0 = 1 y para I/I0 = 2

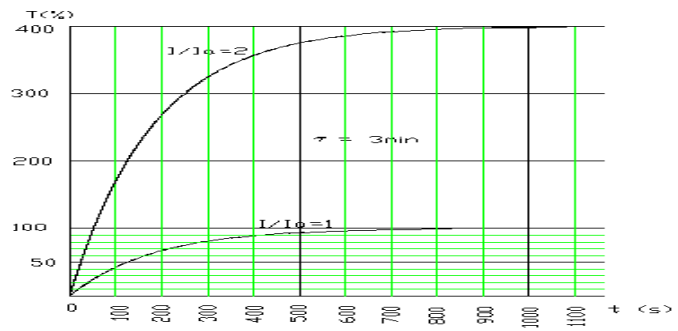


Imagen térmica V

- **T2 ⇒ Constante de enfriamiento (complementaria de T1) ⇒** se define como el tiempo necesario por el elemento para alcanzar el 36 % del calentamiento nominal desde su parada

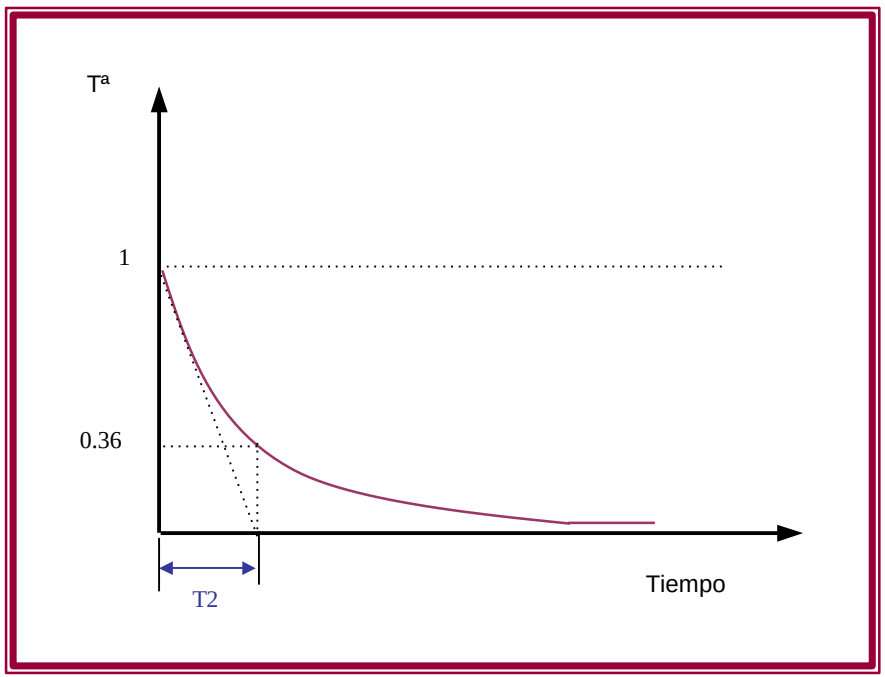


Imagen térmica VI

- La curva de enfriamiento responde a la fórmula $$T = (T_f - T_i) \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau 2}}\right) + T_i$$

- Partiendo de Ti = 1 (100 en %), temperatura a la que se produce el disparo, para llegar a una temperatura final de Tf = 0 (es decir con corriente I = 0), la fórmula queda reducida a $$T = e^{\frac{-t}{\tau 2}}$$

- Ejemplo: Curva de enfriamiento con cte 3 minutos

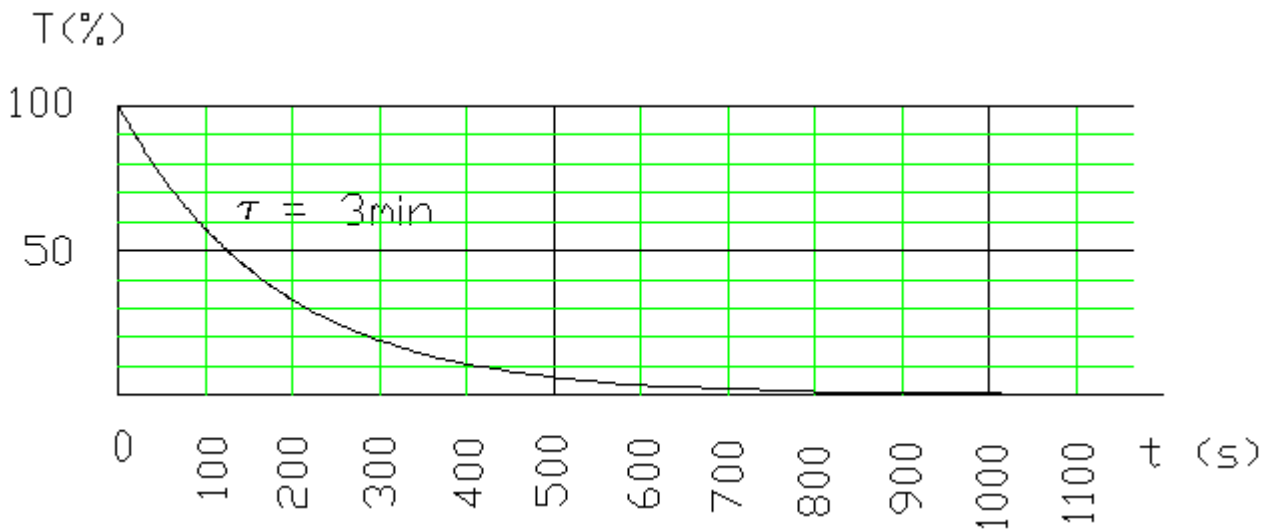


Imagen térmica VII

- **Ejemplos**
  - Como Inominal se ajusta la máxima carga admisible en permanencia
  - **Transformador**
    - Tanto el calentamiento como el enfriamiento son normalmente por convección ⇒ T1 = T2 ⇒ Valores habituales ⇒ 15 a 20 min
  - **Motor**
    - Al pararse deja de haber ventilación ⇒ el motor se calienta mas lentamente ⇒ T1>T2 ⇒ Valores habituales ⇒ **T1** de 20 a 30 min y **T2** de 10 a 15 min
  - **Líneas aéreas**
    - Valores habituales ⇒ **T1** de 10 min
  - **Cables subterráneos**
    - Depende de la sección y la tensión
    - **T1** Van desde 10 hasta 90 minutos

PROTECCIONES DE TENSIÓN (59 ; 27 ; 59N Ó 64 ; 47)

Sobretensión (59) y Subtensión (27) I

- **Sobretensión (59)** $\Rightarrow$ La protección actúa cuando la tensión en alguna de las fases supera un valor ajustado.
- **Subtensión (27)** $\Rightarrow$ El elemento actúa cuando la tensión de alguna de las fases baja de un valor ajustado.
- **Características:**

  Temporizada: La característica temporizada tiene las mismas curvas que la característica temporizada de la protección de sobreintensidad, con el cociente entre la tensión y la tensión de arranque.

  Instantánea

Sobretensión (59) y Subtensión (27) II

Las sobretensiones en el sistema eléctrico pueden ser debido a una serie de causas:

- Maniobras en el sistema y contingencias atmosféricas generan ⇒ sobretensiones transitorias
- Defectos de regulación en las centrales o por maniobras anómalas de reposición de la red ⇒ generan sobretensiones permanentes.
- En condiciones de deslastre de cargas, ⇒ se generan sobretensiones, que si bien en una primera instancia la tensión puede ser restablecida por equipos de regulación de tensión ⇒ si la sobretensión persiste, se requiere la actuación de la protección.
- También aparecerán sobretensiones en líneas muy largas de MAT con poca carga ⇒ en caso de fallo de las reactancias instaladas en ellas, las cuales se instalan para compensar las sobretensiones producidas por las capacitancias shunt de las líneas.

Sobretensión homopolar (59N ó 64)

- Es una protección de sobretensión para la tensión homopolar.
- Actúa cuando la tensión homopolar supera el valor ajustado
- Características:

  Temporizada

  Instantánea

- **Aplicación** ⇒ Protege ante faltas a tierra en la línea o frente a fallos de aislamiento a tierra de las maquinas

Desequilibrio de tensiones (47) I

- Las **anomalías** en el sistema de potencia ⇒ **desequilibrio de tensiones** ⇒ **sobrecalentamientos**
- Anomalías causantes de desequilibrios de tensiones

  distribución desequilibrada de cargas monofásicas en la red

  transposición incorrecta de fases y apertura de alguna de las fases (límite máximo de desequilibrio).

  Existencia de espiras cortocircuitadas en el estator de un motor
- **Aplicación típica** ⇒ Protección de motores
- Dos tipos de funcionamiento:

  Funcionamiento temporizado

  Funcionamiento instantáneo

Desequilibrio de tensiones (47) II

- **Funcionamiento temporizado**

  Es preciso que el ajuste indique que hay señal de tensión en las 3 fases.

  La función calcula el desequilibrio de tensiones como cociente entre la componente de secuencia inversa y la de secuencia directa (V2/V1) $\Rightarrow$ Si ese porcentaje supera un umbral programable durante un tiempo también programable se produce un disparo “temporizado”.

- **Funcionamiento instantáneo**

  Es preciso que haya medida de tensión en las 3 fases (ajuste) y que en las 3 sea superior al 50 % de la nominal.

  La función comprueba que el orden de sucesión de fases es el correcto: VA, VB a 240º CCW, VC a 120º CCW $\Rightarrow$ Si no lo es se da un disparo instantáneo (se puede temporizar con un tiempo adicional)

PROTECCIONES DE FRECUENCIA (81M ; 81m : 81R)

Protección de frecuencia (81M/81m) I

- Cuando el Sistema de potencia está estable ⇒ la generación es igual a la suma de las cargas (consumo) mas las pérdidas de potencia ⇒
- Un cambio en este equilibrio ⇒ cambios en la frecuencia
- Cualquier cambio en la velocidad de los generadores ⇒ cambio en la frecuencia.
- Cuando hay un **exceso de carga** sobre la generación disponible ⇒ Los generadores empiezan a decaer ante la falta de potencia ⇒ **caída de frecuencia** ⇒ esta caída es peligrosa por varias causa

  Los márgenes de seguridad de lubricación y refrigeración del los generadores se reducen resultando peligrosas. Normalmente sólo operan satisfactoriamente por encima de 57Hz.

  Las turbinas de vapor pueden sufrir resonancias a frecuencias bajas con la consiguiente fatiga del material.

  Una caída brusca de carga también puede producir una aceleración del generador peligrosa para el mismo

Protección de frecuencia (81M/81m) II

- Exceso de carga ⇒ Puede dar lugar a que las interconexiones con otras partes del sistema se separen ⇒ quedando islas con la consiguiente pérdida de estabilidad.
- Causas de **sobrefrecuencia**

  Desconexión de carga

  Apertura de interruptores

- Funcionamiento en sobrefrecuencia ⇒ puede producir deterioros en los grupos generadores ⇒ La protección de sobrefrecuencia actúa devolviendo a la turbina a su velocidad de funcionamiento nominal

Protección de frecuencia (81M/81m) III

- **Funciones de frecuencia**

- **Sobrefrecuencia** ⇒ Produce un disparo si la frecuencia está por encima del valor ajustado durante un tiempo igual al programado. Una vez arrancada recae si durante dos ciclos la frecuencia es correcta
- **Subfrecuencia** ⇒ Produce un disparo si la frecuencia está por debajo del valor ajustado durante un tiempo igual al programado. Una vez arrancada recae si durante dos ciclos la frecuencia es correcta

  ⇒ Permite un deslastre de cargas, que conducirá la frecuencia del sistema a sus valores normales de funcionamiento

Para que actúen la tensión medida debe ser mayor al valor ajustado

Derivada de frecuencia (81R) I

- La función derivada de frecuencia actúa ante la variación de frecuencia por unidad de tiempo (df/dt)

$$\frac{df}{dt} = -\frac{\Delta P}{2H}$$

donde: ΔP = potencia decelerante en por unidad de los kVA conectados

H = Constante de inercia (MWseg/MVA) : para un generador, lo proporciona el fabricante o se calcula del siguiente modo:

$$H = \frac{0.231 \bullet WR^2 \bullet RPM^2 \bullet 10^{-6}}{kVA}$$

$$Hsistema = \frac{H_1 MVA_1 + H_2 MVA_2 + \cdots + H_n MVA_n}{MVA_1 + MVA_2 + \cdots + MVA_n}$$

A mayor valor de constante, menor es la disminución de la frecuencia para una sobrecarga dada

Deslastre de cargas

- Para detener la caída de frecuencia es necesario desconectar automáticamente un porcentaje de carga igual o superior a la sobrecarga ⇒ **deslastre de cargas**

  El objetivo del deslastre es reinstaurar el equilibrio carga-generación

  La carga a separar debe ser aquella que permita restablecer la frecuencia del sistema a frecuencia normal (sin tener que ser la nominal). Si se establece la frecuencia a un nivel superior a un valor crítico los órganos de regulación del generador serán capaces de absorber ese exceso de carga y volver al valor nominal.

- **Restablecimiento del sistema** ⇒ Después de un deslastre es necesario tener en cuenta varias cosas antes de restablecer la carga:

  La frecuencia debe haber vuelto a la normalidad en las cercanías del valor nominal

  La recuperación de cargas se debe hacer por bloques pequeños para evitar nuevas sobrecargas

PROTECCIÓN DE FALLO DE INTERRUPTOR (50BF)

Fallo de interruptor I

- **Función** $\Rightarrow$ Detectar fallos en la actuación del interruptor y actuar de forma rápida ante este fallo $\Rightarrow$ proporcionando de este modo protección y seguridad ante fallo de los interruptores.

- Cuando la función detecta fallo de interruptor $\Rightarrow$ envía una señal al interruptor situado aguas arriba, siendo éste el que despeja la falta

- La actuación de esta protección causará una desconexión de un área mayor que la correspondiente a una actuación correcta del interruptor, por ello esta es una protección de alto nivel de seguridad

Fallo de interruptor II

- **Funcionamiento** ⇒ Funciona de acuerdo con el conjunto de ajustes denominado genéricamente "Fallo de interruptor“

  Si el equipo da una señal de disparo o se recibe a través de una entrada digital una señal de actuación de protección externa, se arranca un temporizador.

  Si al cabo del tiempo programado la intensidad en alguna fase o la intensidad de neutro es superior a las programadas como intensidades de reposición ⇒ se activa un relé

  El relé sólo se desactiva cuando las intensidades de fase y neutro están por debajo de sus valores de reposición.

Fallo de interruptor III

- Se recomienda **ajustar** el "**tiempo fijo**" como:

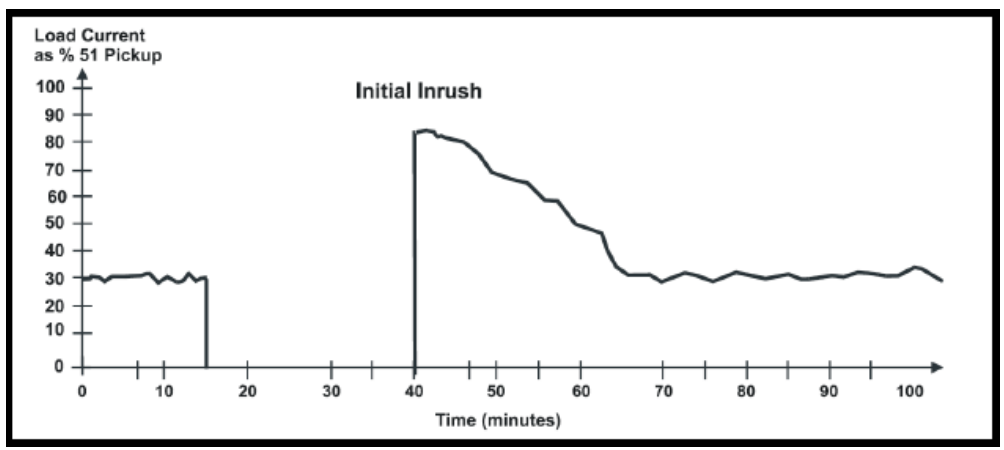
  Tiempo fijo = tiempo máximo de apertura del interruptor (generalmente es especificado por el usuario final) + tiempo de recaída de la unidad de sobreintensidad (como máximo 30 ms) + tiempo de seguridad (entorno a los 30 ms)

  Se recomienda **ajustar** las **intensidades de reposición** a niveles inferiores a la intensidad de carga para garantizar que la intensidad medida indica apertura del interruptor.

COLD LOAD PICKUP

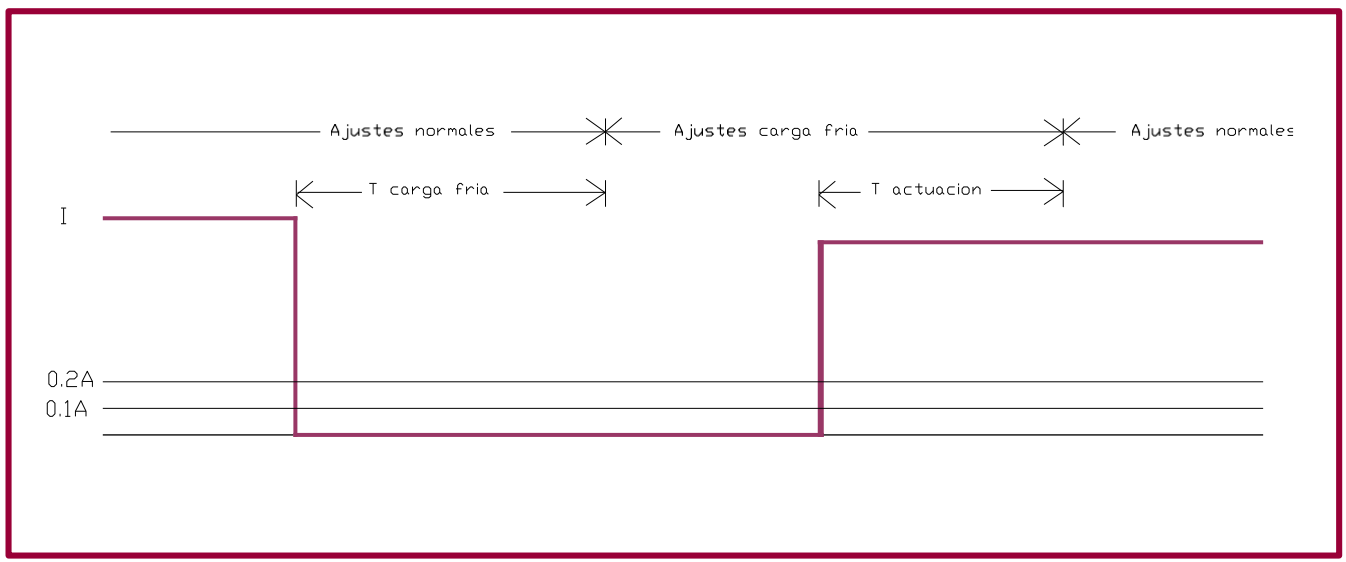
Cold Load Pickup I

- **Objetivo** ⇒ Evitar disparos intempestivos cuando tras estar una línea sin alimentación cierto tiempo, al volver ésta ⇒ la carga supera el valor ajustado para la protección sin que haya una falta ⇒ debido a que ha transcurrido el período en “off” de todas las cargas tipo hornos, calentadores, refrigeradores, etc. y se conectan todos a la vez, produciendo una corriente de inrush fuerte en la línea, pero que puede ser soportada por ésta durante un cierto tiempo.
- El efecto se puede producir no sólo en el momento de cierre manual del interruptor tras haber estado abierto un tiempo, sino también con interruptor cerrado permanentemente, por haber estado abierto alguno corriente arriba

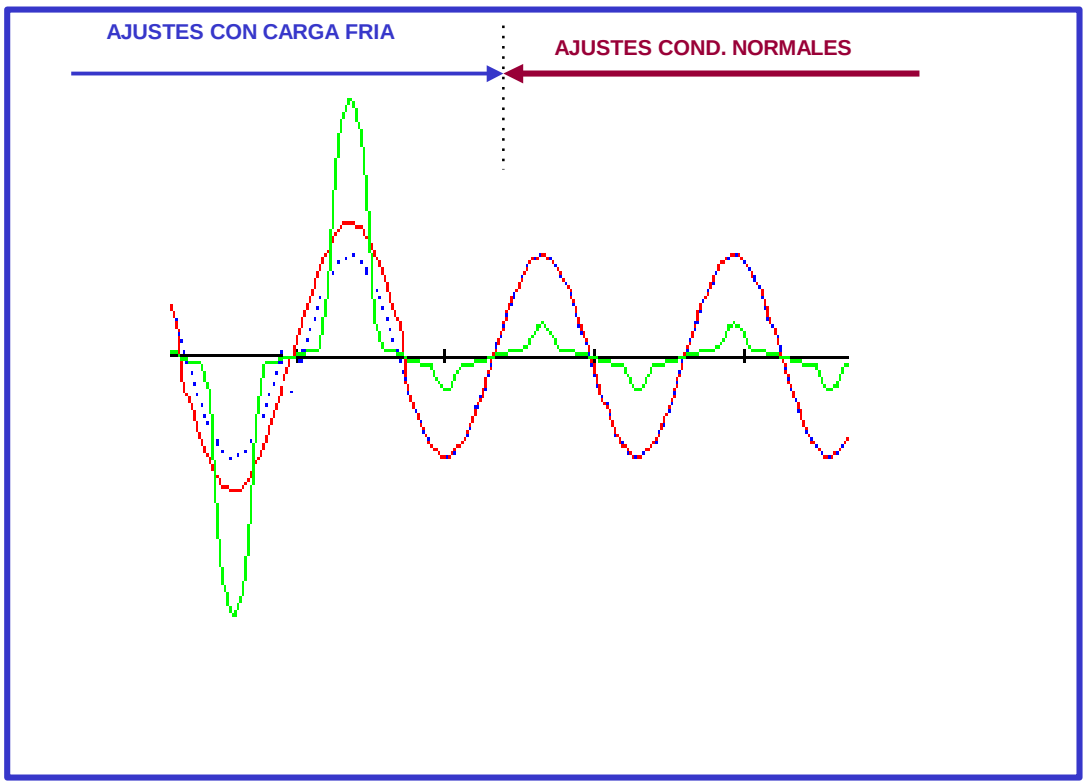


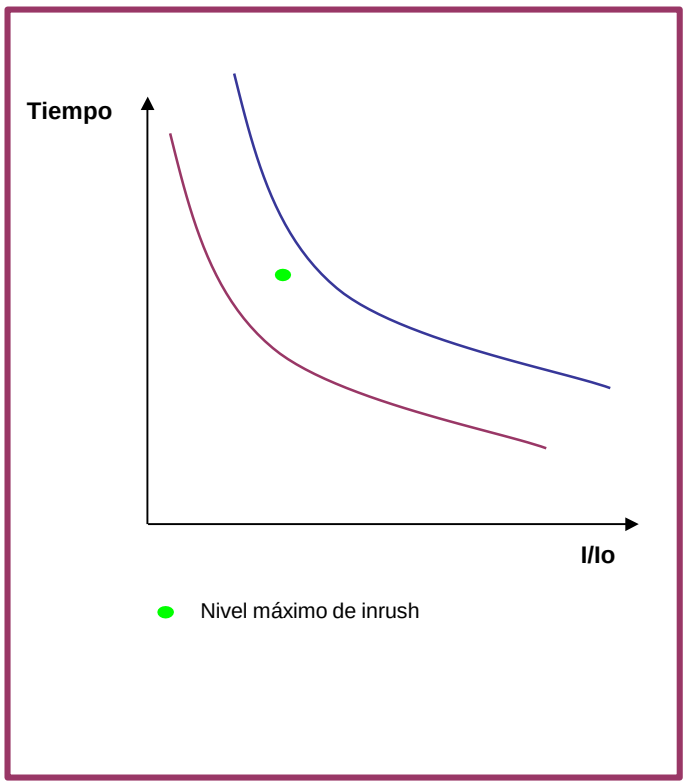
Cold Load Pickup II

- Lo que hace la función es detectar cuándo se dan esas condiciones, y cambiar los ajustes de disparo durante un tiempo programable.
- Ejemplo con apertura y cierre del interruptor



Cold Load Pickup III





OTRAS FUNCIONES EN ALIMENTADORES

High Current Lockout

- Son otros dos juegos de ajustes de instantáneo, uno para Fases y otro para Neutro
- Proporciona una unidad adicional de sobreintensidad instantánea, ajustada a mayor nivel, cuya actuación no causa reenganche automático.
- Es programable el número de disparo (1 a 4) dentro de la secuencia de Ciclo en Curso a partir del cual la función está activa.
- Funciona como un límite superior para permitir que prospere la orden de reenganche

Bloqueo del regulador (50CSC)

- Esta función tiene como único objeto permitir el bloqueo del regulador de tensiones si se supera un valor de intensidad programado.
- Si la mayor de las intensidades de fase supera el umbral programado, se activa el relé programado como "Bloqueo regulador" y se da la señal correspondiente a control.

Fallo de fusible (68FF)

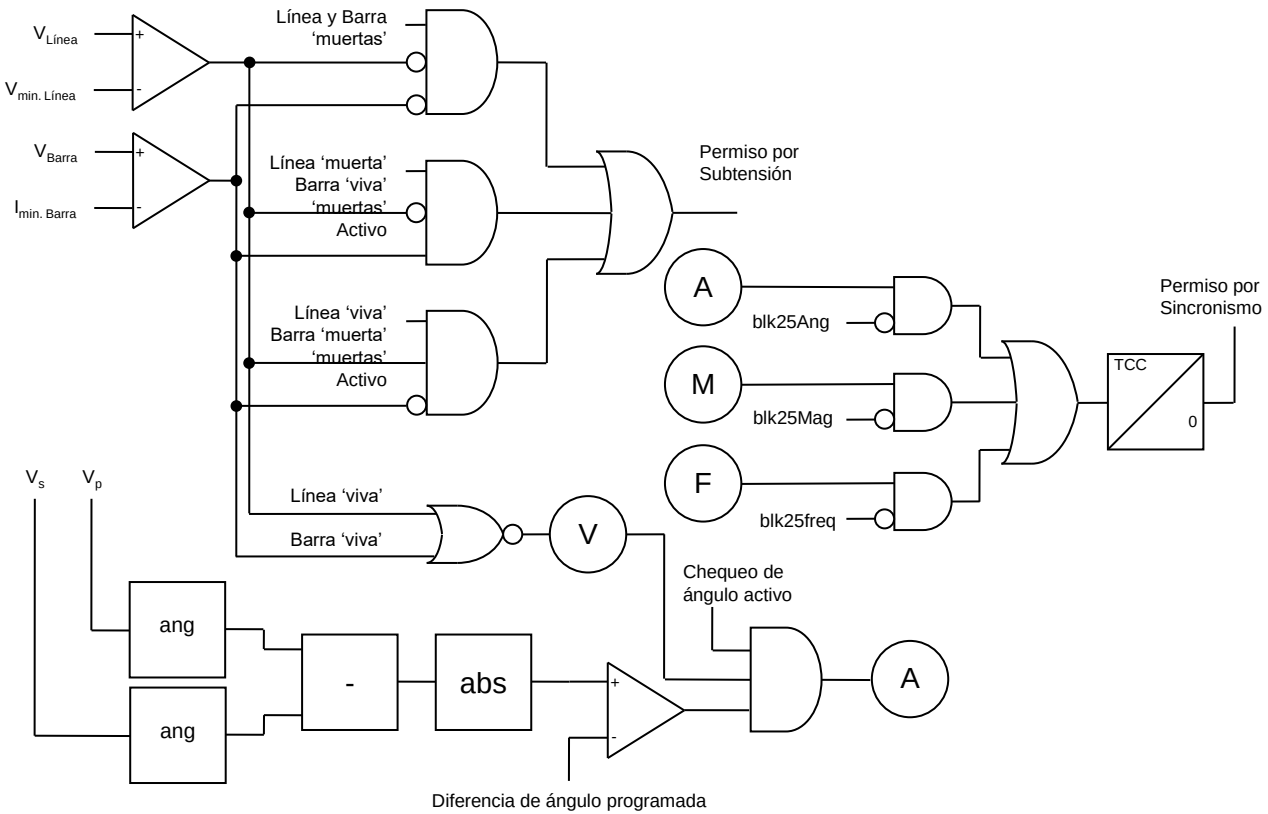
- Detecta si se ha fundido algún fusible en el circuito secundario de los transformadores de tensión ⇒ puede utilizarse como señal de bloqueo para otras funciones (por ejemplo: 51V, 27, 64...)
- Las condiciones para fallo de fusible son las siguientes:
  - Corriente de secuencia directa I1 por encima de 0.1 A
  - El incremento o decremento de la secuencia directa I1 y de la intensidad de neutro IN con respecto a la intensidad medida 2 ciclos antes debe ser inferior a 0.1A.
  - La tensión de secuencia directa V1 memorizada 2 ciclos antes debe ser superior a $V_{FF.}$
  - La tensión de secuencia directa V1 debe ser menor que el 95% de V_{FF}

$$V_{FF} := V_N \cdot \frac{50}{63.5} \quad (V)$$

- Para la activación de fallo de fusible se deben dar estas condiciones durante un tiempo programable. La función se mantiene activada hasta que la tensión V1 sube por encima de $V_{FF.}$

Función de comprobación de sincronismo (25)

La función de verificación de sincronismo permite definir las condiciones bajo las cuales se pueden conectar dos sistemas potencialmente independientes. Cuando se cumplen las condiciones establecidas por el usuario, se activa la bandera interna de "permiso de cierre" y en caso contrario, la bandera "falla de sincronismo".



Función de comprobación de sincronismo (25)

Permiso por baja tensión. Se da permiso si no hay tensión en uno o ambos lados del interruptor, de acuerdo con los siguientes ajustes:

- permiso si no hay tensión en el lado línea ni en el lado carga
- permiso si no hay tensión en el lado línea y si en el lado carga
- permiso si no hay tensión en el lado carga y si en el lado línea

Permiso por sincronismo. Se da permiso si se cumplen simultáneamente, durante un tiempo programable, las condiciones siguientes:

- diferencia entre el voltaje de línea y el voltaje de barra < ajuste
- diferencia en ángulos de fase < ajuste
- diferencia en frecuencias < ajuste

Redes de Distribución

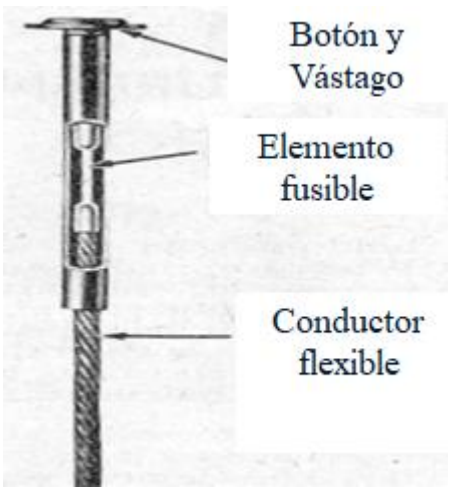
Reconectadores/Recloser

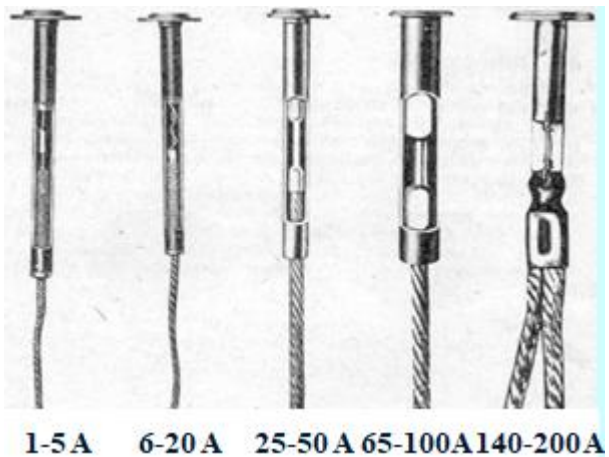
Dispositivos utilizados en Redes de Distribución)

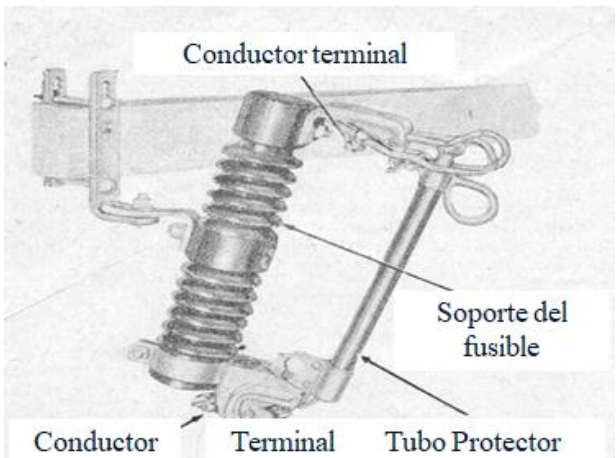
- FUSIBLES
- RESTAURADORES
- SECCIONALIZADORES
- RELÉS DE SOBRECORRIENTE CON INTERRUPTORES

Dispositivos utilizados en Redes de Distribución)

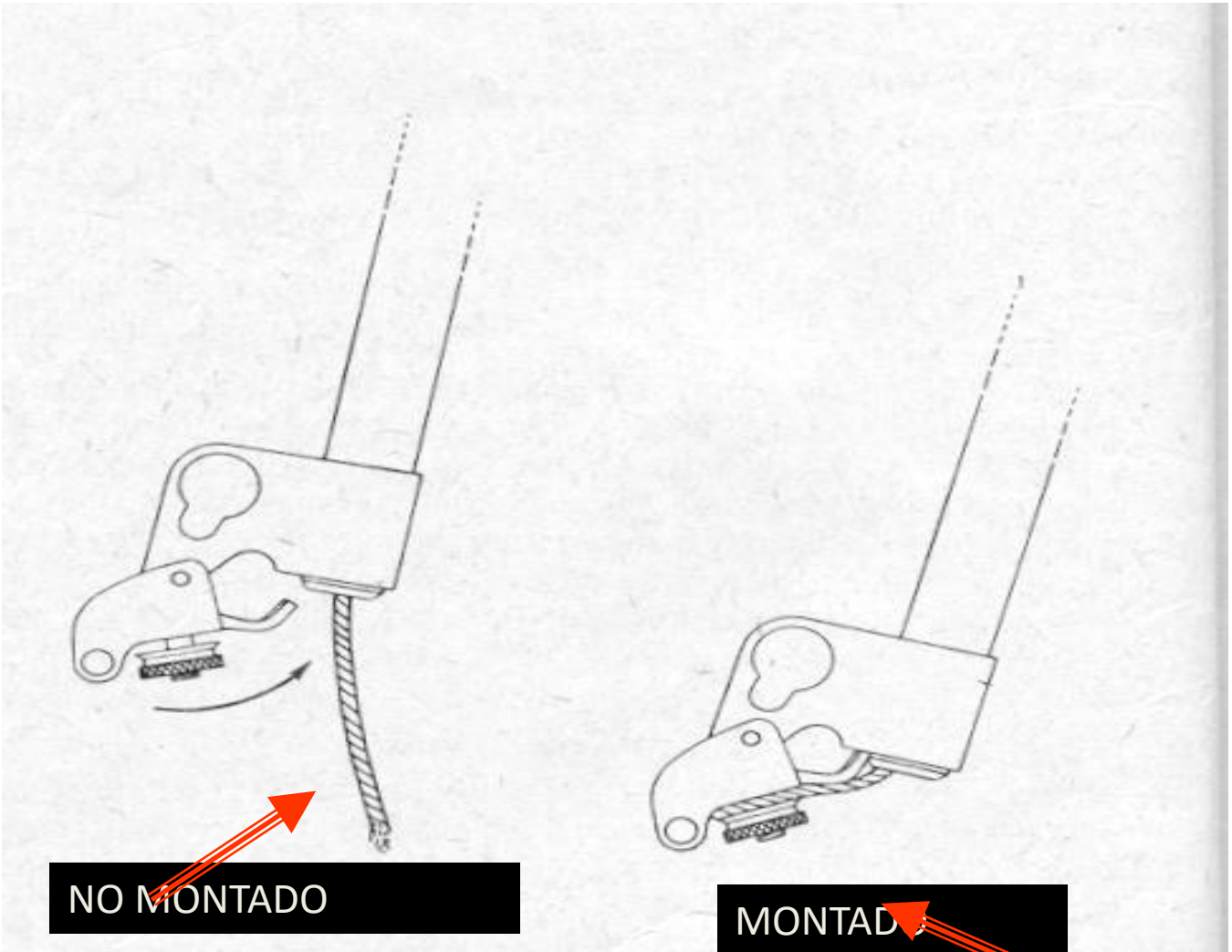
- **TIPO K**. RÁPIDOS. VELOCIDAD DE FUSIÓN DE 6 A 8.1
- **TIPO T.** LENTOS. VELOCIDAD DE FUSIÓN DE 10 A 13
- **VELOCIDAD DE FUSIÓN.** DA UNA IDEA DE LA RAPIDEZ CON QUE RESPONDE EL ELEMENTO FUSIBLE A LA MAGNITUD DE SOBRECORRIENTE QUE SE PRESENTA. ES LA RELACIÓN ENTRE LA CORRIENTE MÍNIMA DE FUSIÓN A 0.1 s Y LA CORRIENTE MÍNIMA A 300 ó 600 s



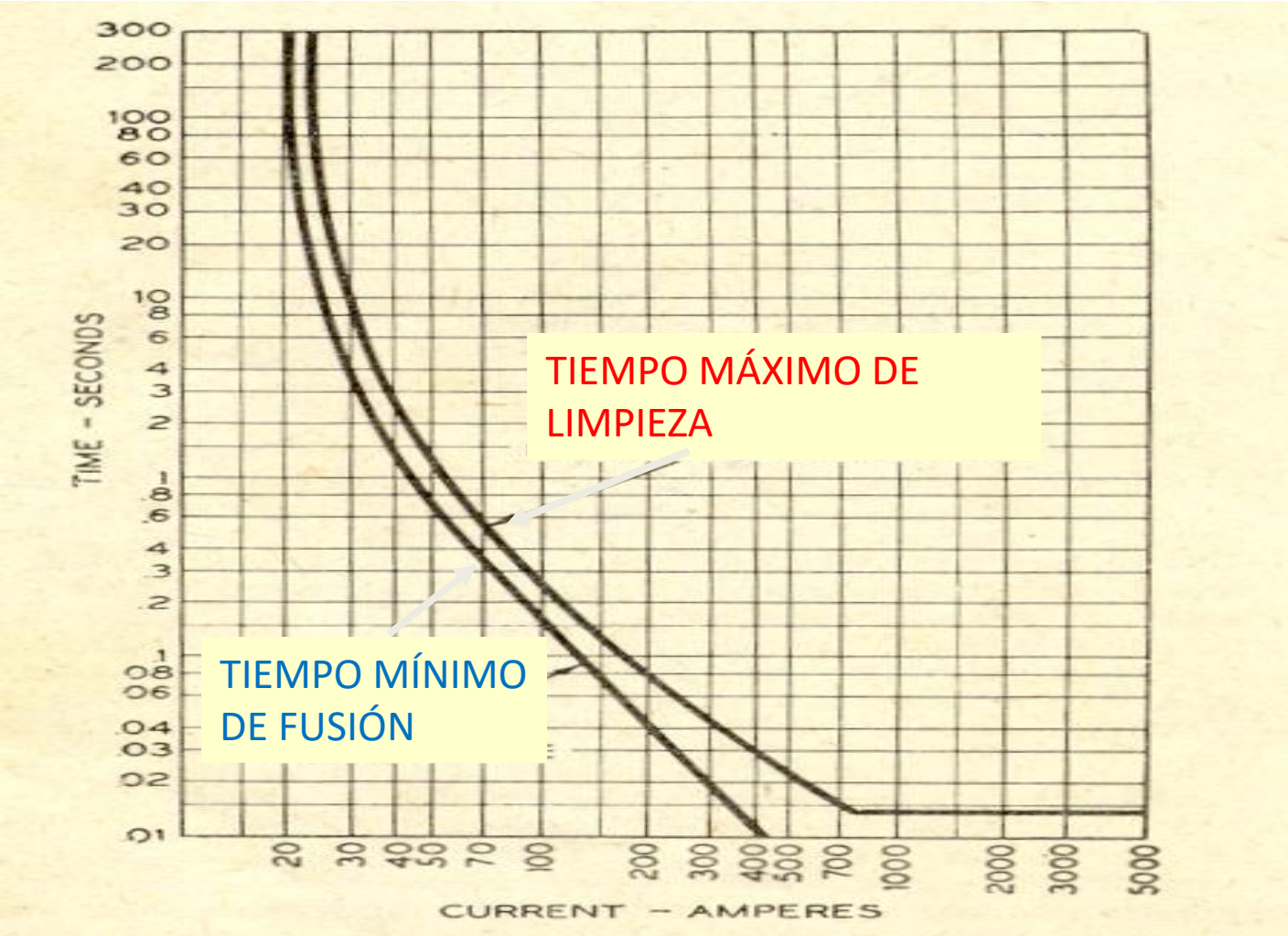




MONTAJE DE UN FUSIBLE ABIERTO



Dispositivos utilizados en Redes de Distribución



Recloser. Generalidades

Un **reconectador (recloser)** es un elemento de **conmutación automática**, capaz de maniobrar un circuito Aéreo de MT.

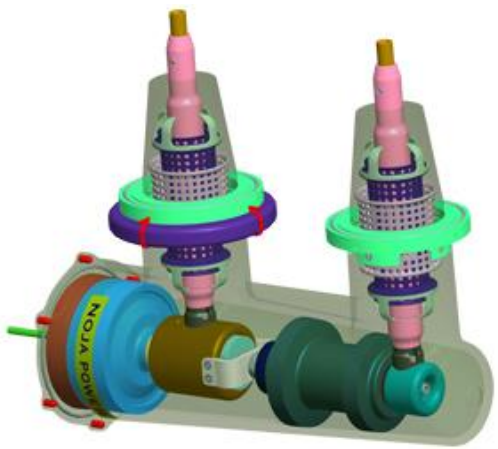
Se utiliza principalmente en líneas de **tendido aéreo**, en coordinación con Seccionadores Cut Outs, Seccionalizadores o LBS, y con el Interruptor en cabecera o Subestación.

Es un elemento de **protección**, capaz de detectar las condiciones de falta, emitir la orden de disparo para despejar la falta y de emitir ordenes de cierre para normalizar el servicio, todo ello de forma automática, sin intervención de operador humano, y coordinado con Interruptor de cabecera y resto de elementos de la red en la que está instalado.

Recloser. Equipo Primario. Aislamiento

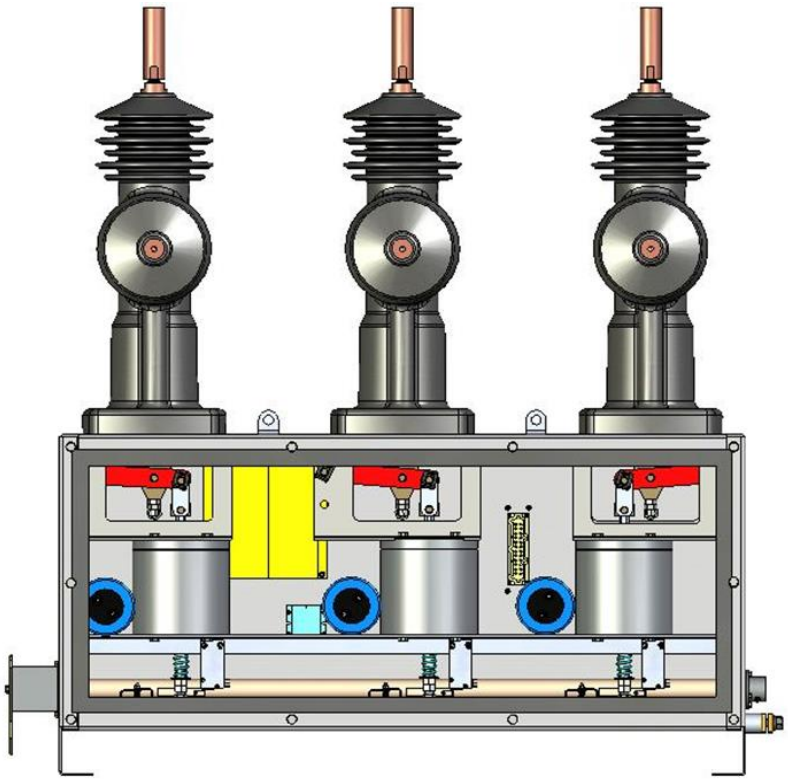
Tecnologías de Aislamiento utilizadas Actualmente	
Aislamiento en aire	• El aislamiento tiene un comportamiento irregular, ya que las condiciones atmosféricas, de humedad y salinidad del aire influyen en la eficacia.
Aislamiento en aceite	• Buena eficacia del aceite como medio de aislamiento. Inconvenientes, combustibilidad, y toxicidad en caso de combustión (dioxinas)
Aislamiento en SF6	• Buena capacidad de aislamiento • Medioambientalmente agresivo. Requiere mantenimiento y/o vigilancia
Aislamiento sólido	• Elemento muy estable. • No se dispersa, no es volátil, ni agresivo. Es sencillo de manejar, almacenar y, en su caso, destruir.

Recloser. Equipo Primario. Corte



Tecnologías de Corte utilizadas Actualmente	
Corte en aire. Cut-outs	• El corte es incierto, ya que las condiciones atmosféricas, de humedad y salinidad del aire influyen en la eficacia de este tipo de corte y en el momento en el que se produce
Corte en aceite	• Buena eficacia del aceite como medio de corte, pero se produce contaminación en cada maniobra de apertura de falta con lo que eventualmente irá degradándose y acabará requiriendo sustitución y/o mantenimiento
Corte en SF6	• Igual al aceite, buena capacidad de corte • Medioambientalmente agresivo. Requiere mantenimiento y/o vigilancia
Corte en vacío	• No hay elementos susceptibles de mantenimiento. El comportamiento del vacío como medio de aislamiento es binario • Por su naturaleza, no es medioambientalmente agresivo

Recloser en el Mercado

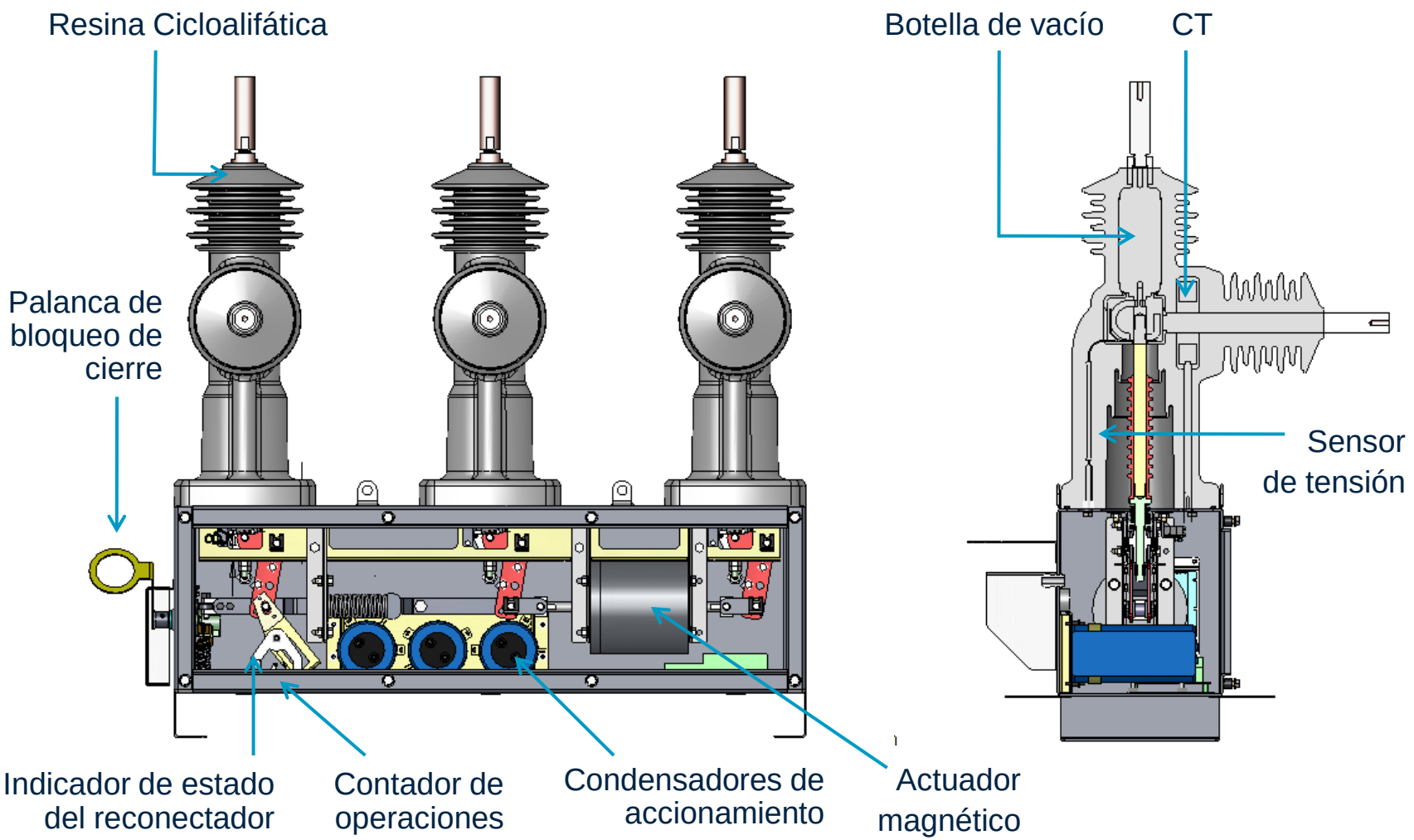


Tipos de Reconectador	
Aislamiento	• Aceite, SF6, **Aislamiento sólido**
Actuación	• **Trifásica**, Mono-Trifásica., Monofásica
Tipo de actuador	• Solenoide, Motor, **Actuador magnético**
Tecnología de corte	• Aceite, SF6, **vacío**
Accionamiento	• Hidráulico, Electro-Mecánico, **Electrónico**

Recloser Arteche

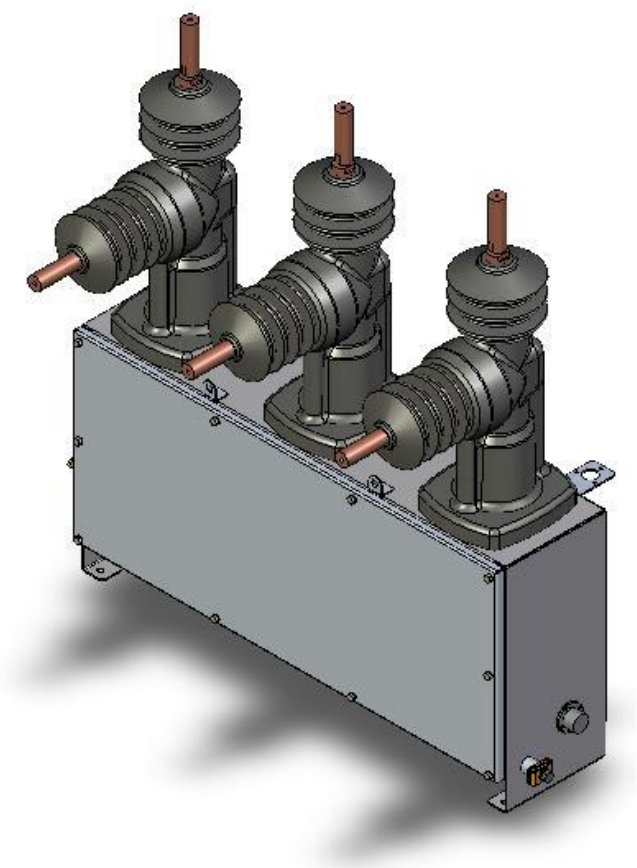
smART RC

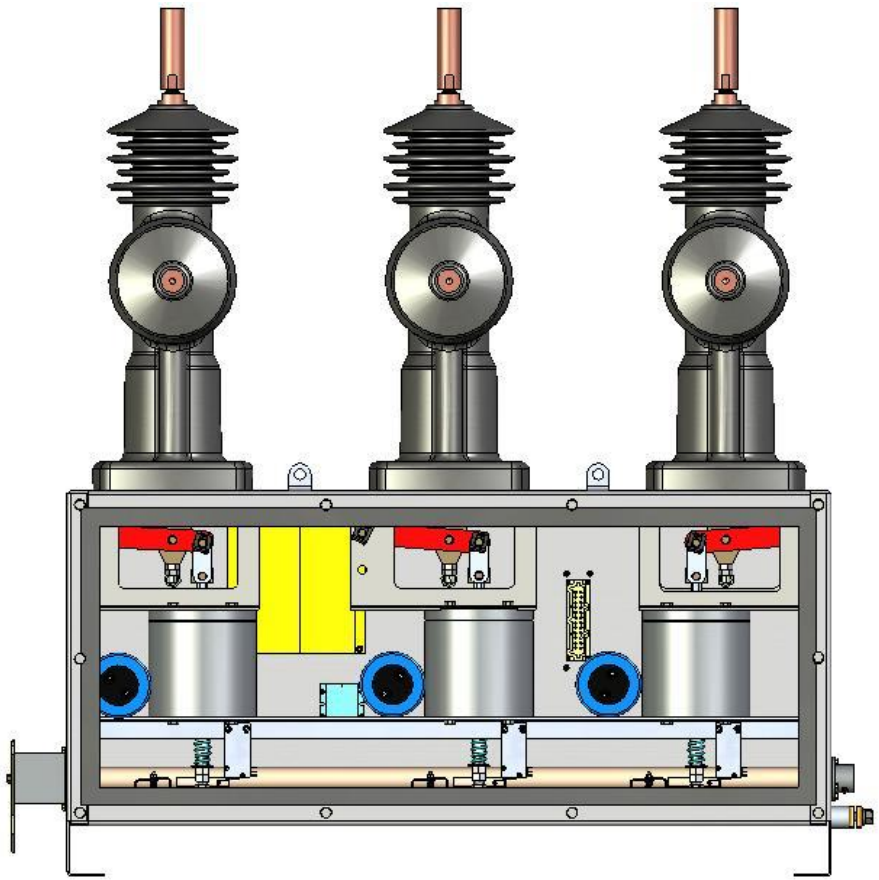
smART RC Construcción



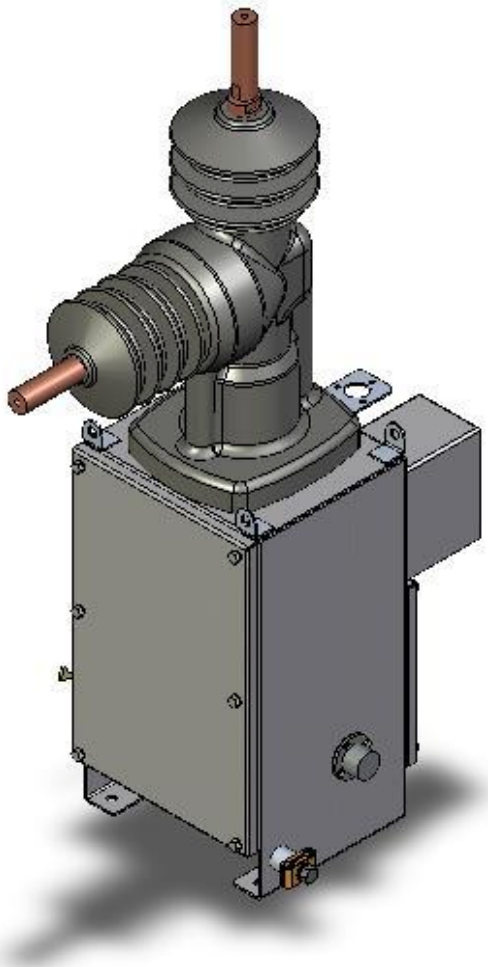
smART RC Trifásico

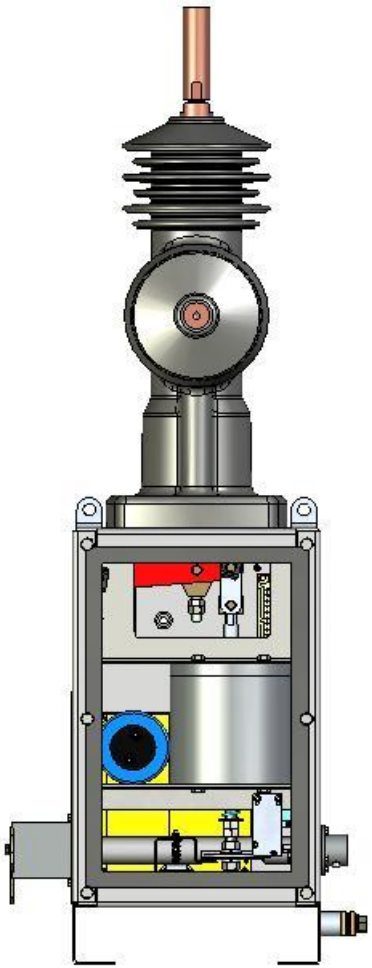
smART RC Triple/Mono





smART RC Monofásico





Función de reenganche (79)

- **El restaurador** es un dispositivo habilitado para detectar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres automáticamente re-energizando el circuito.

- La mayoría de las fallas de distribución en las líneas aéreas son de naturaleza temporal

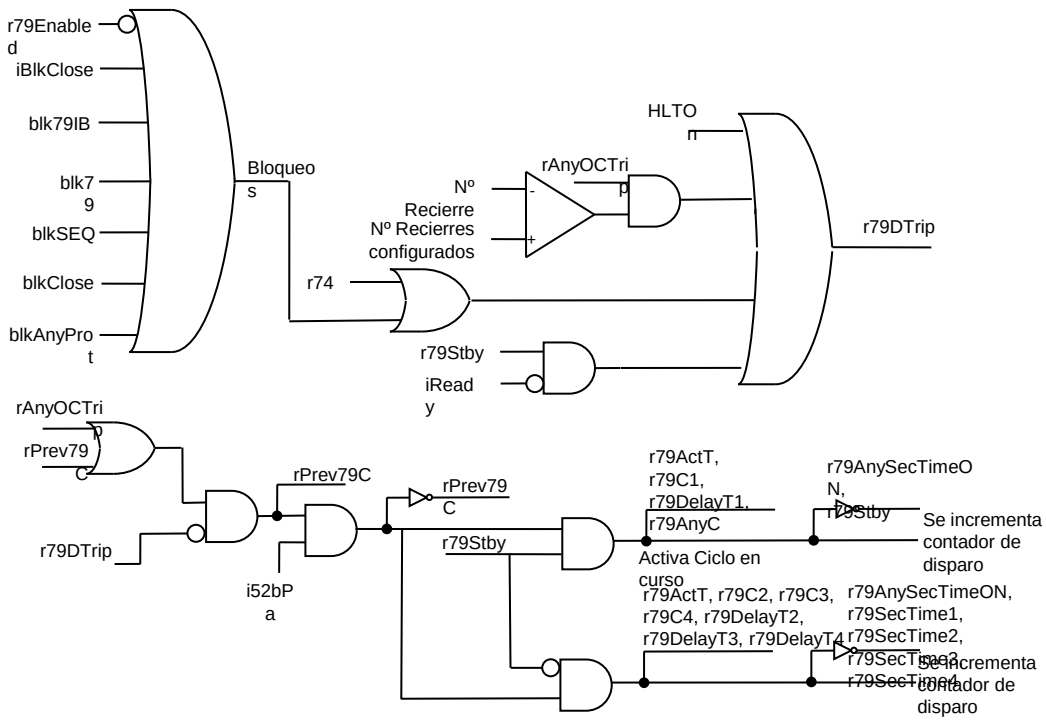
- El reconexión automática se aplica comúnmente para restaurar la energía.

- NO se aplica en alimentadores de distribución que están principalmente bajo tierra, ya que las fallas son típicamente fallas permanentes.

- Refiérase a IEEE STD C37.104 (Guía de Reconexión)

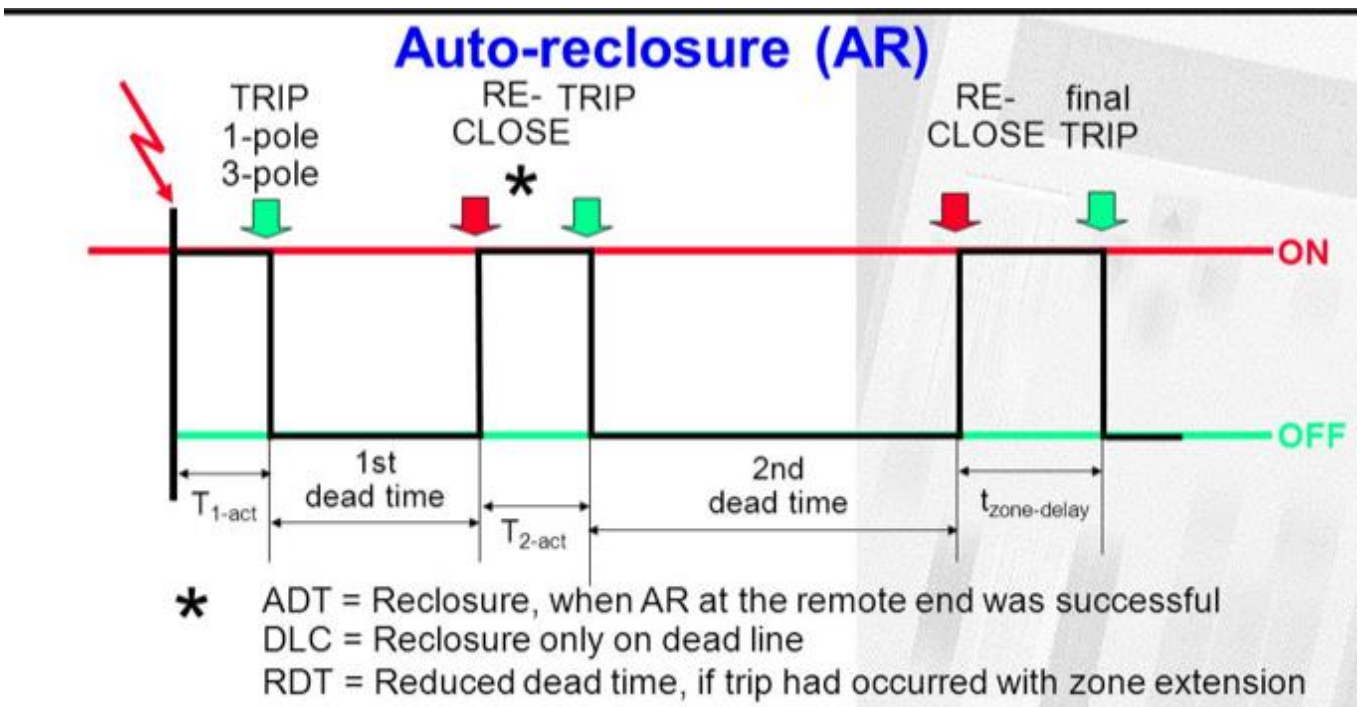
Función de reenganche (79)

En los circuitos de distribución aéreos más del 80% de las fallas son de naturaleza transitoria, por lo que la utilización de estos dispositivos de protección tiene mucha importancia.



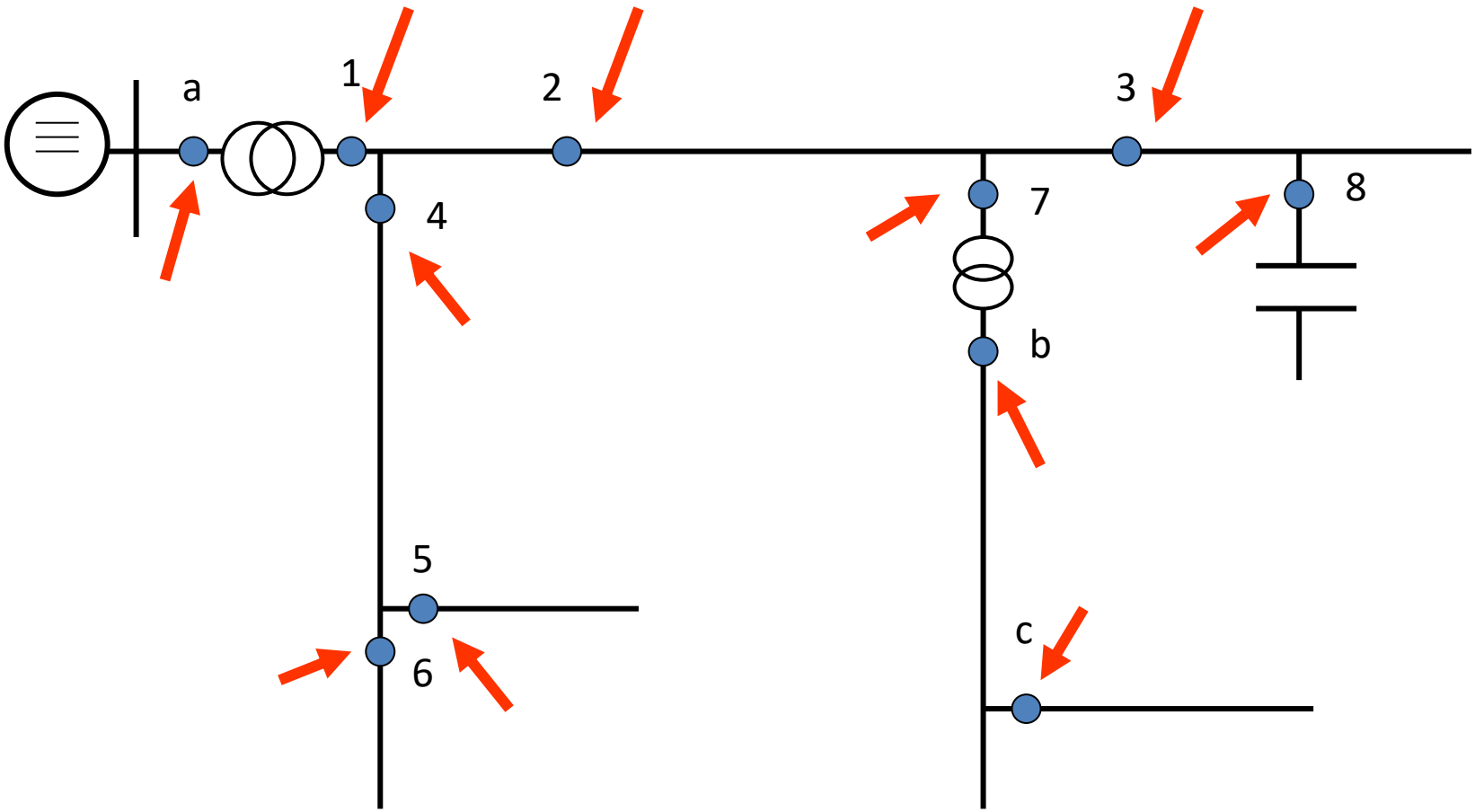
Función de reenganche (79)

- Normalmente hasta 4 intentos de reenganche (distribución), uno sólo a niveles superiores de tensión
- El reenganche puede ser monofásico o trifásico
- Tiempos de reenganche (1 a 4), reset y bloqueo ajustables
- El bloqueo de la función de reenganche requiere reposición manual



Coordinación
Redes de Distribución
Introducción

TIPO Y UBICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN



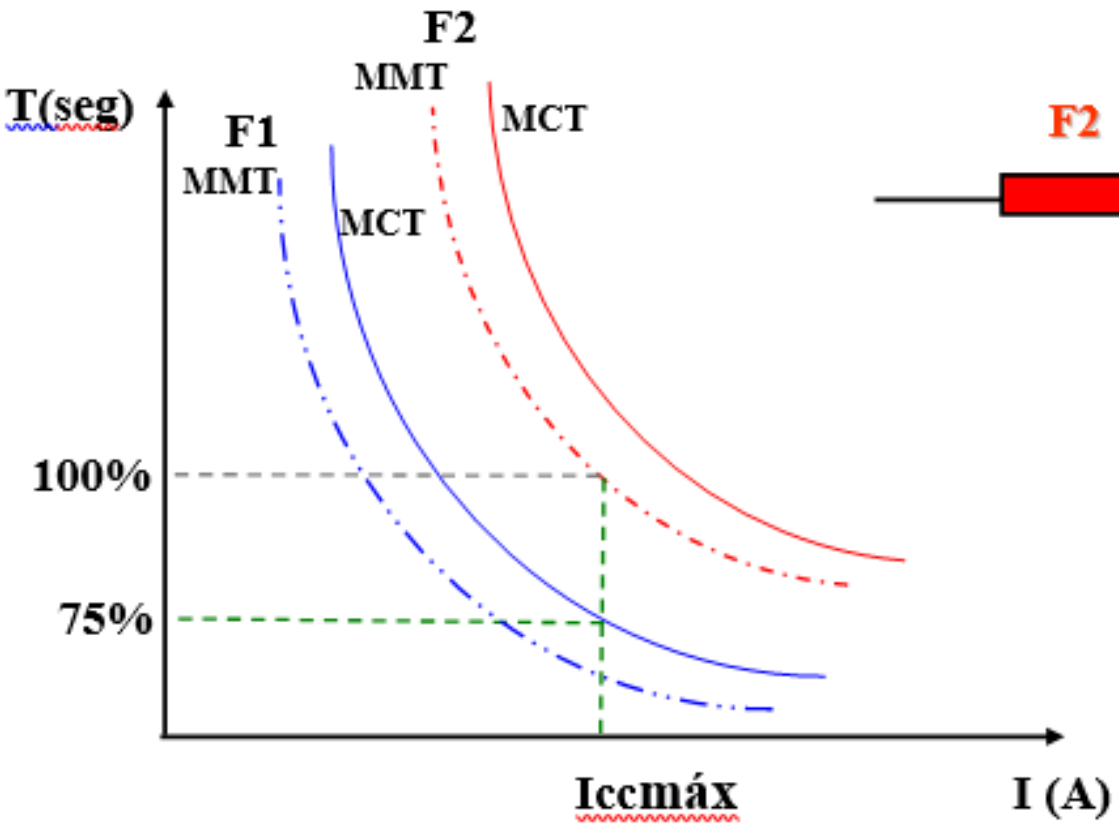
Fusible - Fusible

- **Fusible – Fusible**: El tiempo de operación de la curva lenta (Limpieza) del fusible primario debe ser menor o igual que el 75 % del tiempo de operación de la curva rápida (Fusión) del fusible de respaldo en el intervalo de la corriente de CC máxima y mínima que involucran ambas protecciones.

Primario.Limpieza(Iccmax) >=0.75 * Respaldo.Fusion(Iccmax))
Primario.Limpieza(Iccmin) >= (0.75 * Respaldo.Fusion(Iccmin))

Fusible - Fusible

Teoría



Fusible - Restaurador

- **Fusible – Restaurador**: El restaurador es la protección primaria y el fusible el respaldo. El tiempo mínimo de fusión (curva rápida) del fusible debe ser mayor que el valor resultante de multiplicar por un factor el tiempo de operación del restaurador en la característica con retardo de tiempo. El valor del factor de multiplicación ki depende del número de operaciones con retardo de tiempo del restaurador.

  Secuencia 0-4 ; el factor Ki es 2.7.
  Secuencia 1-2 ; el factor Ki es 2.5.
  Secuencia 2-2 ; el factor Ki es 2.1.

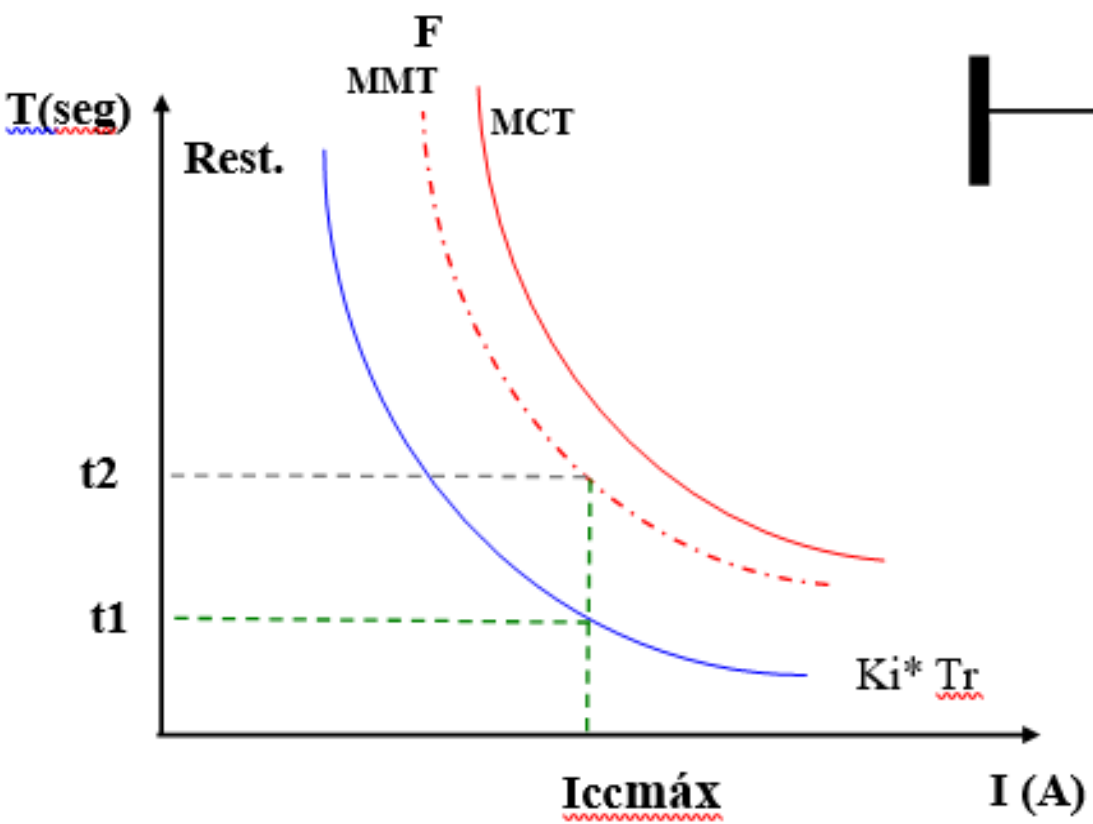
  Para que coordine se tiene que cumplir que:

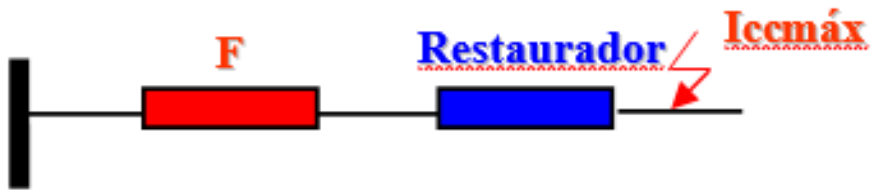
  Tiempo Mínimo Fusible(Iccmax) > Ki * Tiempo con retardo del Restaurador(Iccmax/Arranque)

  Arranque es la corriente de arranque del restaurador para ajustar sus características a las de los fusibles ya que las características de los restauradores vienen dadas como múltiplos de sus corrientes de arranque y las de los fusibles en Amperes directamente. En el caso de los relés también hay que afectar las características en función de las relaciones de transformación de los TC (RTC).

Fusible - Restaurador

Teoría





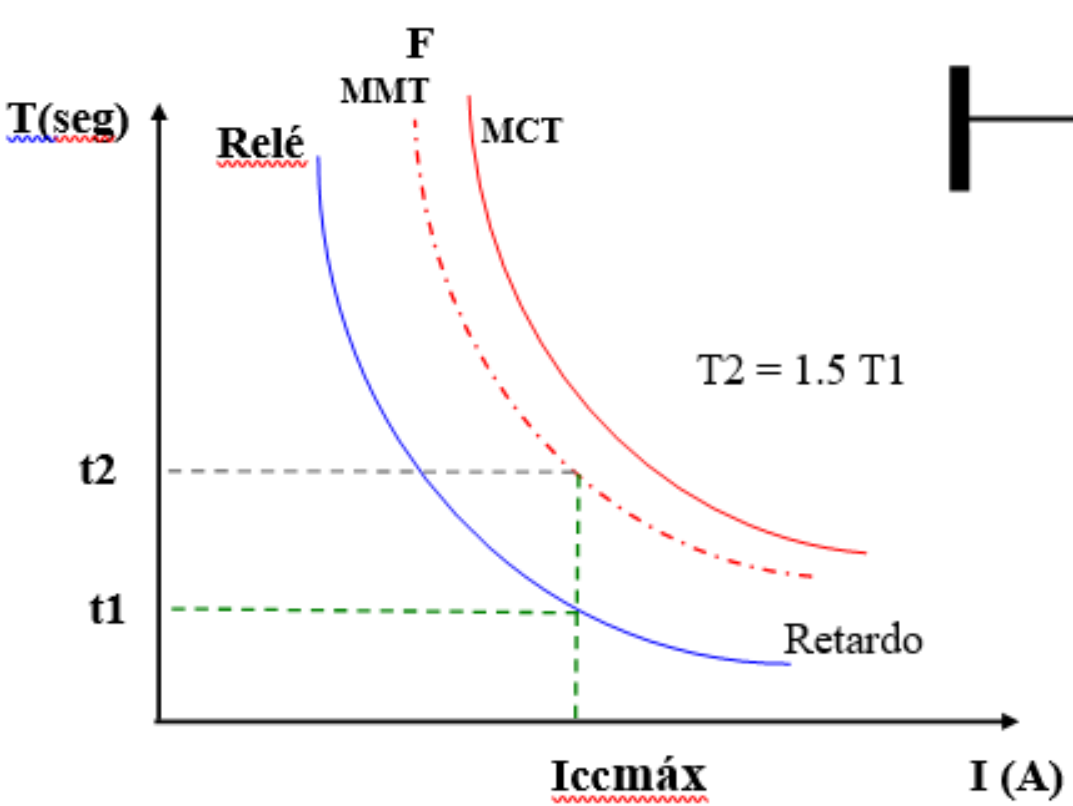
Fusible - Relé

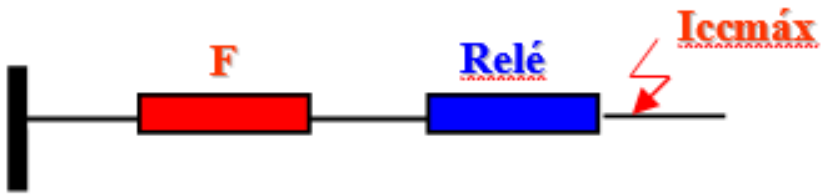
- **Fusible – Relé**: El relé es la protección primaria y el fusible el respaldo. El tiempo mínimo de fusión del fusible (curva rápida) debe ser mayor que el valor resultante de multiplicar por un factor (1.5) el tiempo de operación del relé en la característica con retardo de tiempo más el tiempo de operación del interruptor (0.1).

  Tiempo Minimo Fusible(Iccmax) > 1.5 * Tiempo con retardo del Relé(Iccmax/Arranque) + 0.1

Fusible - Relé

Teoría





Restaurador - Fusible

- **Restaurador – Fusible**: El fusible es la protección primaria y el restaurador el respaldo. El tiempo mínimo de fusión del fusible (curva rápida) debe ser mayor que el valor resultante de multiplicar por un factor el tiempo promedio de operaciones instantáneas, para todos los valores posibles de corriente de cortocircuito en la sección protegida por el fusible. El factor de multiplicación puede tomarse como 1.3 para una operación instantánea de restaurador, y como 1.5 para dos operaciones instantáneas.

  Fusible.Fusion(Iccmax) > Factor * Tiempo Instantáneo Restaurador(Iccmax/Arranque)

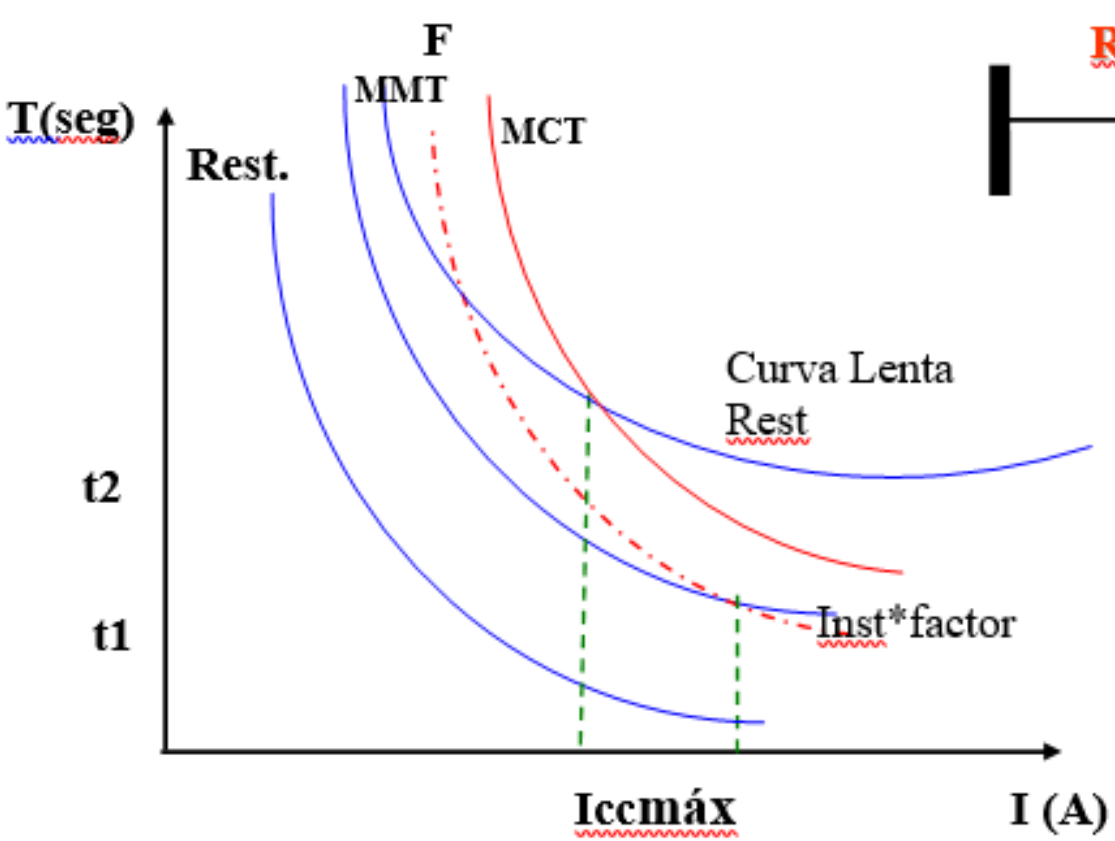
  Debe cumplirse también que el tiempo máximo de limpieza del fusible (curva lenta) debe ser menor que el tiempo promedio de operación del restaurador en sus operaciones con retardo de tiempo, para todos los valores de corriente de cortocircuito en la sección protegida por el fusible.

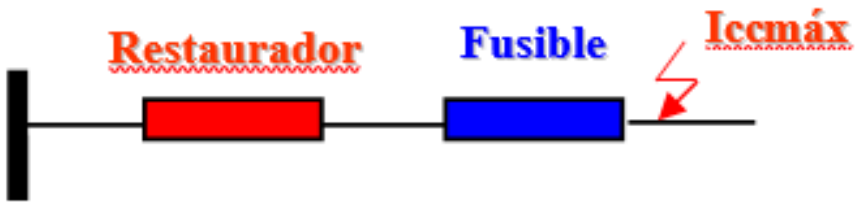
  Fusible.Limpieza(Iccmin) < Tiempo con retardo Restaurador(Iccmin/Arranque)

  Fusible.Limpieza(Iccmax) < Tiempo con retardo Restaurador(Iccmax/Arranque)

Restaurador - Fusible

Teoría





Restaurador - Restaurador

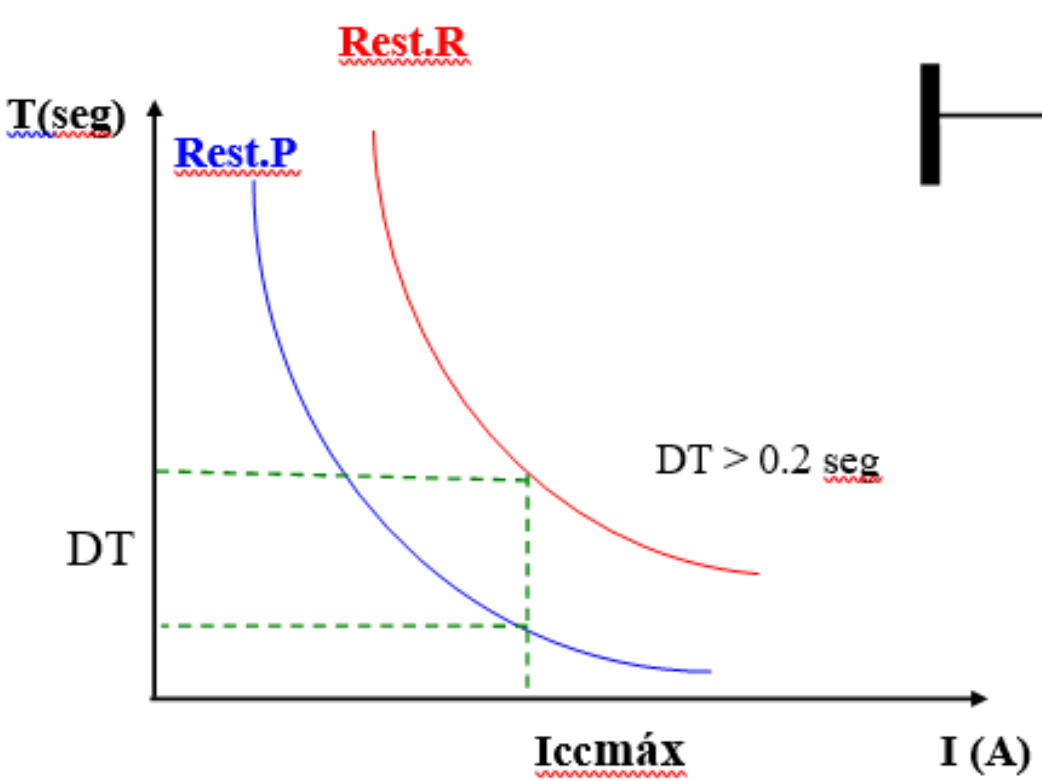
- **Restaurador – Restaurador**: Se hace gráficamente, hay que tener en cuenta que el restaurador de respaldo tenga 0.2 segundos de separación por encima del restaurador primario para una máxima falla que involucre a ambos restauradores.

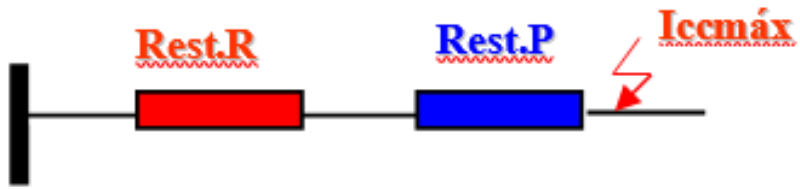
  Restaurador Primario.Tiempo con retardo(IccMax) + 0.2 < Restaurador Respaldo. Tiempo con retardo(IccMax)

  Esta coordinación debe cumplimentarse manualmente con una selección lo más eficiente posible de la secuencias de disparos de ambos restauradores. Esto no lo hace automáticamente el programa, tiene que hacerlo el usuario para que haya la menor cantidad de afectaciones ante una falla en el lado del restaurador primario. Quizás en la versión siguiente se incorpore al algoritmo esta selección de las secuencias. Es algo un poco complicado.

Restaurador - Restaurador

Teoría





Relé - Fusible

- **Relé – Fusible**: El fusible es la protección primaria y el relé el respaldo. El tiempo mínimo de fusión del fusible (curva rápida) debe ser mayor que el valor resultante de multiplicar por un factor el tiempo promedio de operaciones instantáneas más el tiempo de operación del interruptor (0.1), para todos los valores posibles de corriente de cortocircuito en la sección protegida por el fusible.

Fusible.Fusion(Iccmax) > Tiempo Instantáneo Relé(Iccmin/Arranque) 0.1

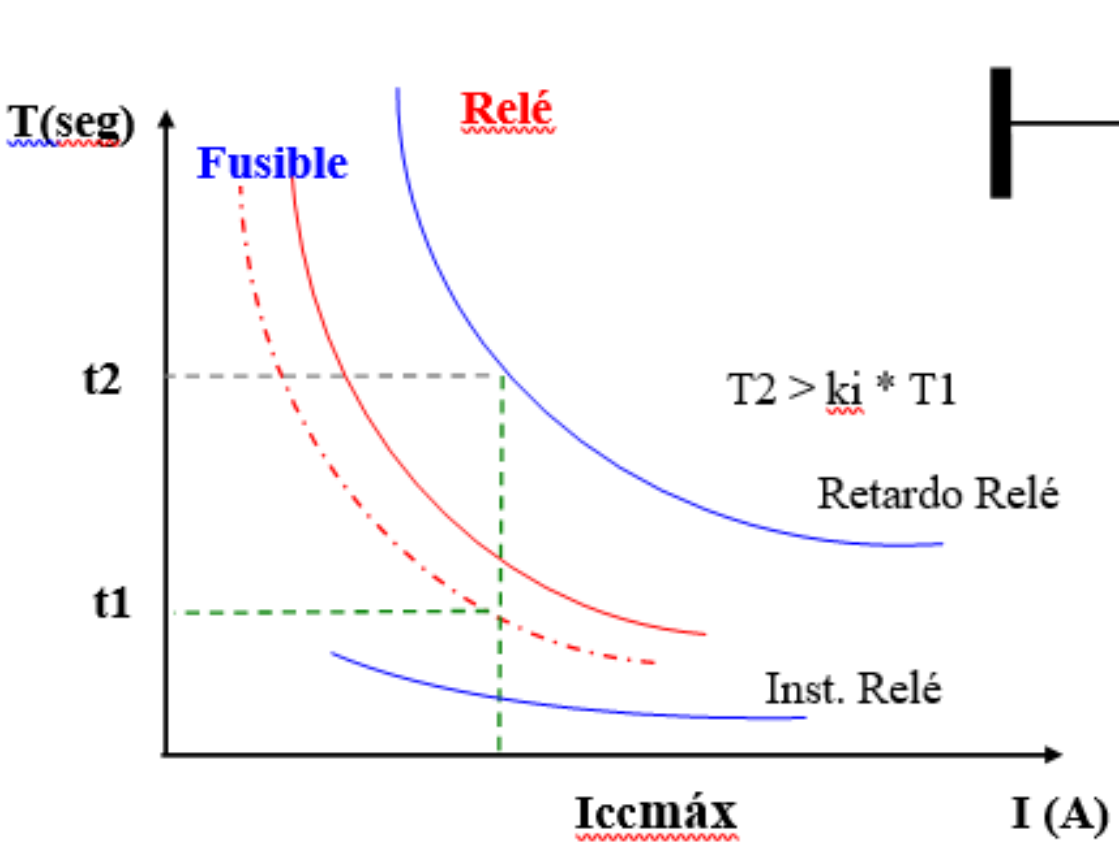
Debe cumplirse también que el tiempo máximo de limpieza del fusible (curva lenta) más un factor de seguridad (0.35) debe ser menor que el tiempo promedio de operación del relé en sus operaciones con retardo de tiempo, para todos los valores de corriente de cortocircuito en la sección protegida por el fusible.

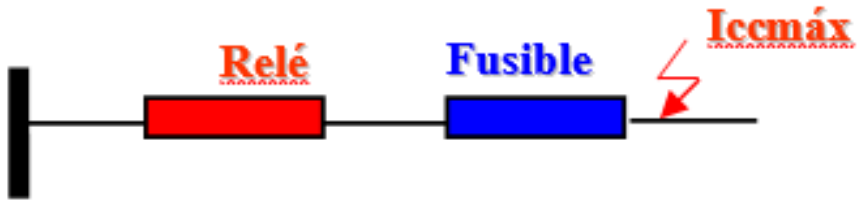
Fusible.Limpieza(Iccmin) + 0.35 < Tiempo con retardo Relé(Iccmin/Arranque)

Fusible.Limpieza(Iccmax) +0.35 < Tiempo con retardo Relé(Iccmax/Arranque)

Relé - Fusible

Teoría





Relé - Restaurador

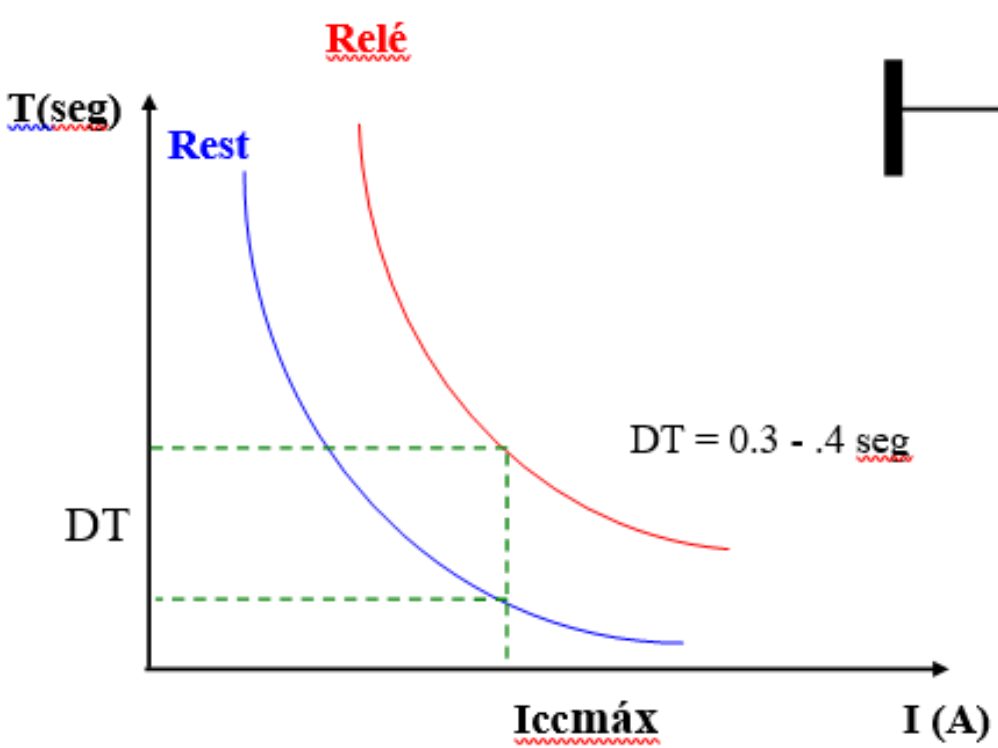
- **Relé – Restaurador**: El relé es respaldo y el restaurador primario. Se hace gráficamente, hay que tener en cuenta que el relé de respaldo tenga 0.3 – 0.4 segundos de separación por encima del restaurador primario para una máxima falla que involucre a ambos elementos.

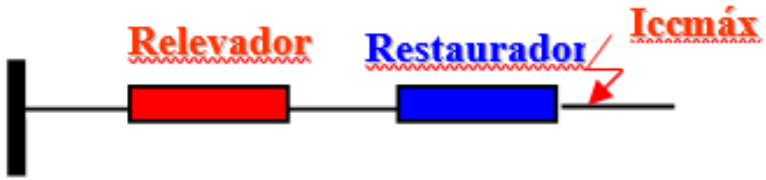
  Relé Primario.Tiempo con retardo(IccMax) + 0.35 < Restaurador Respaldo. Tiempo con retardo(IccMax)

  Si el relé es electromecánico hay que probar que las sumas de las operaciones instantáneas del restaurador y con retardo no sobrepasen el 0.9 en pu el tiempo de operación del relé.

Relé - Restaurador

Teoría





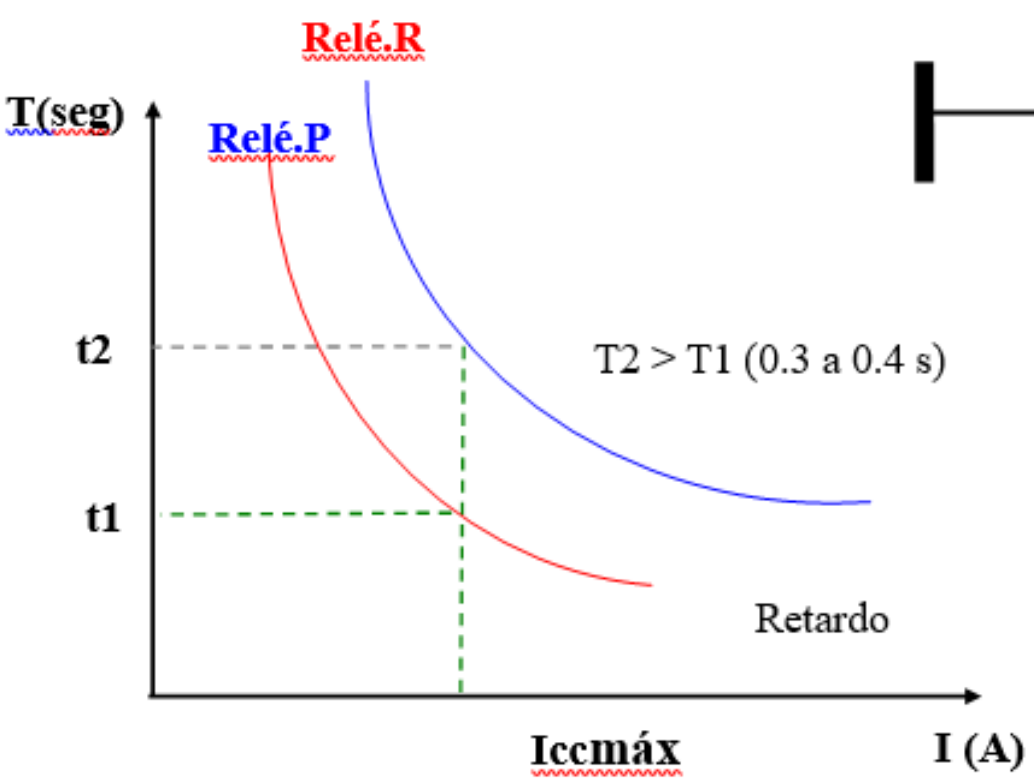
Relé - Relé

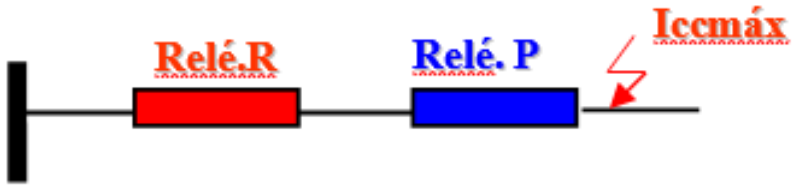
- **Relé – Relé:** Se hace gráficamente, solo hay que tener en cuenta que el relé de respaldo tenga 0.3 – 0.4 segundos de separación por encima del relé primario para una máxima falla que involucre a ambos relés.

  Relé Primario.Tiempo con retardo(IccMax) + 0.35 < Relé Respald. Tiempo con retardo(IccMax)

Relé - Relé

Teoría





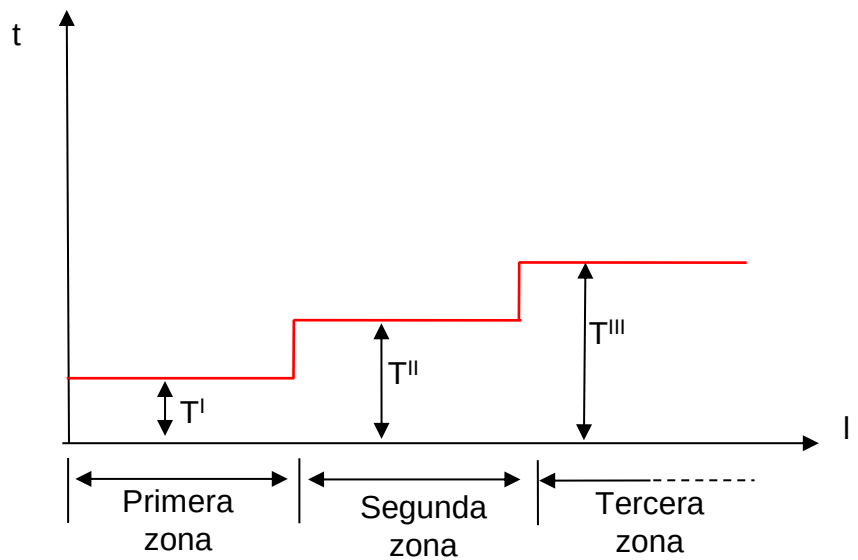
Líneas de Transmisión
Protección

Protección de distancia (21)

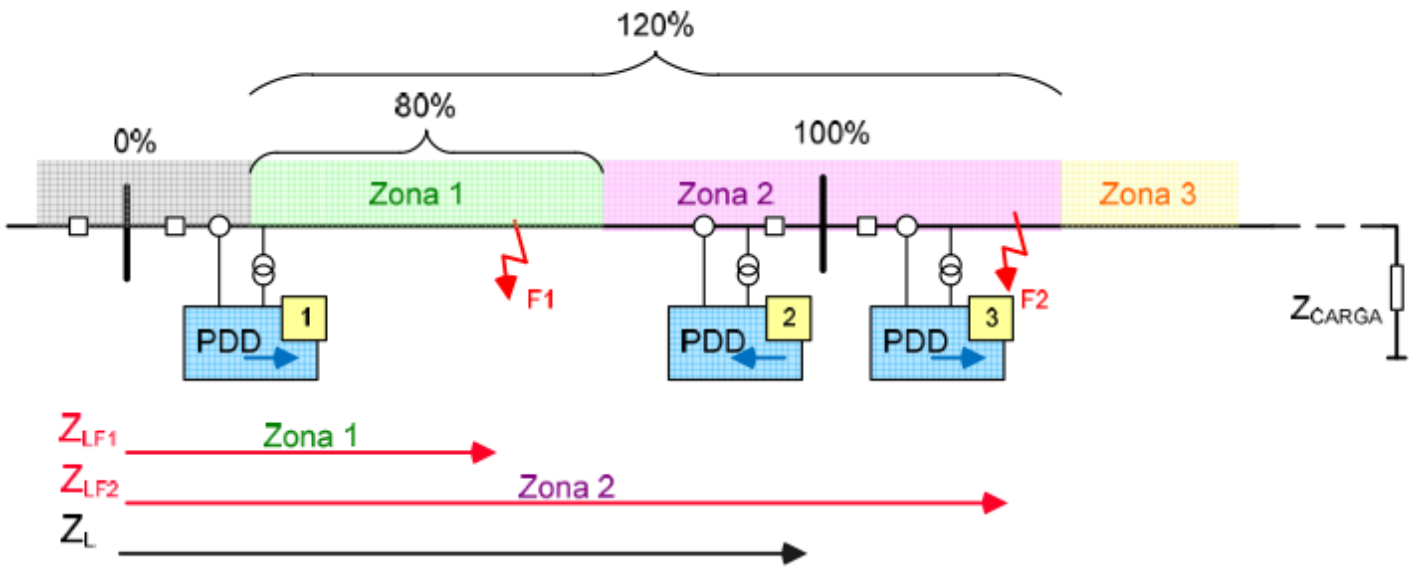
Los relés de distancia son órganos de medición que responden al cociente del voltaje $\underline{V}r$ y la corriente $\underline{I}r$ a ellos aplicados:

$$\underline{Z}r = \underline{V}r / \underline{I}r$$

Puede demostrarse que para cortocircuitos puede lograse que esta magnitud sea proporcional a la distancia eléctrica hasta la falla, de ahí el nombre de estos relés.

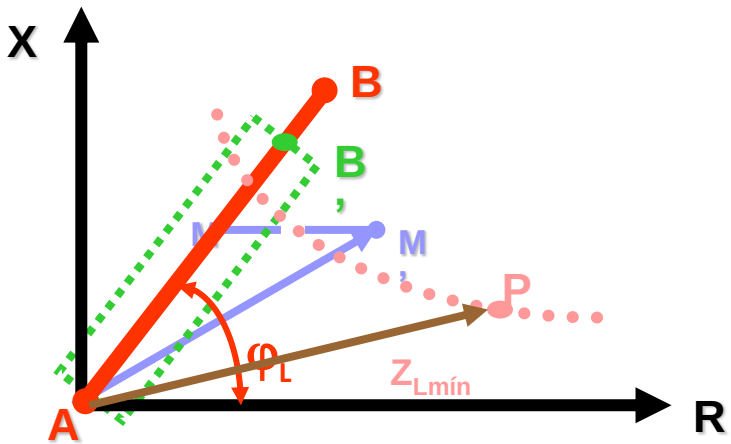


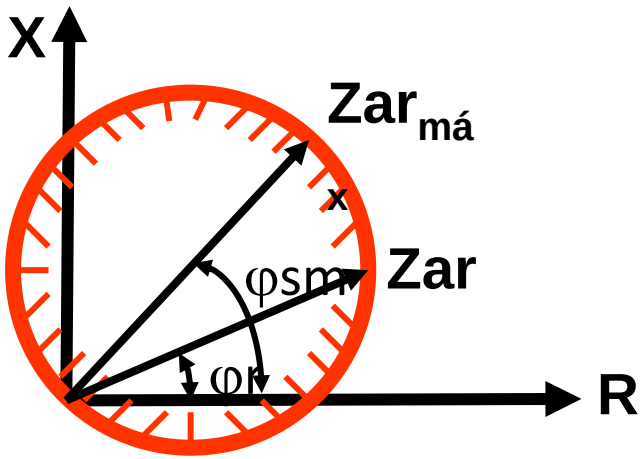
Protección de distancia (21)

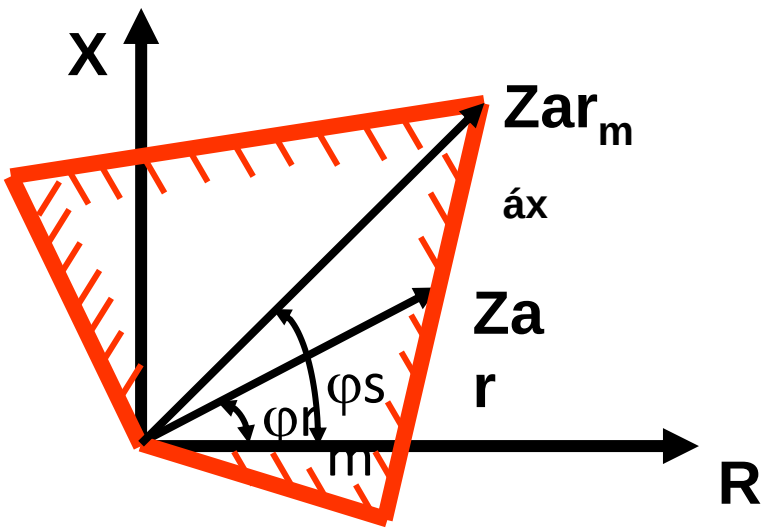


Principio de la protección de distancia direccional.

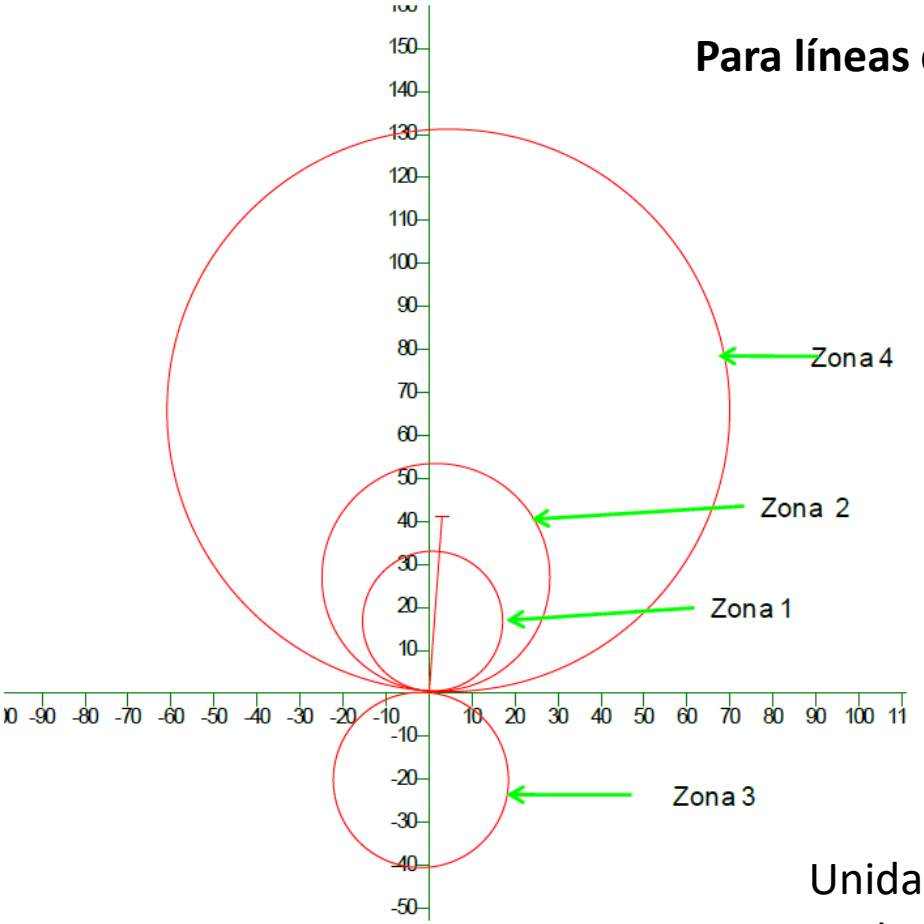
Protección de distancia (21)







Protección de distancia (21)



Para líneas de transmisión extra largas (L > 150 km)

Unidades de distancia que se aplican a la protección 85L/21, zonas 1, 2 y 4 con dirección hacia adelante y zona 3 con dirección hacia atrás.

Protección de distancia (21)

Zona 1

- Con dirección hacia adelante y disparo instantáneo.
- Su propósito es liberar las fallas en la mayor parte de la línea protegida, sin retardo de tiempo intencional.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para la característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
  - Si existe línea paralela en la misma estructura, entonces, ajustar del 60% al 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Protección de distancia (21)

Zona 2

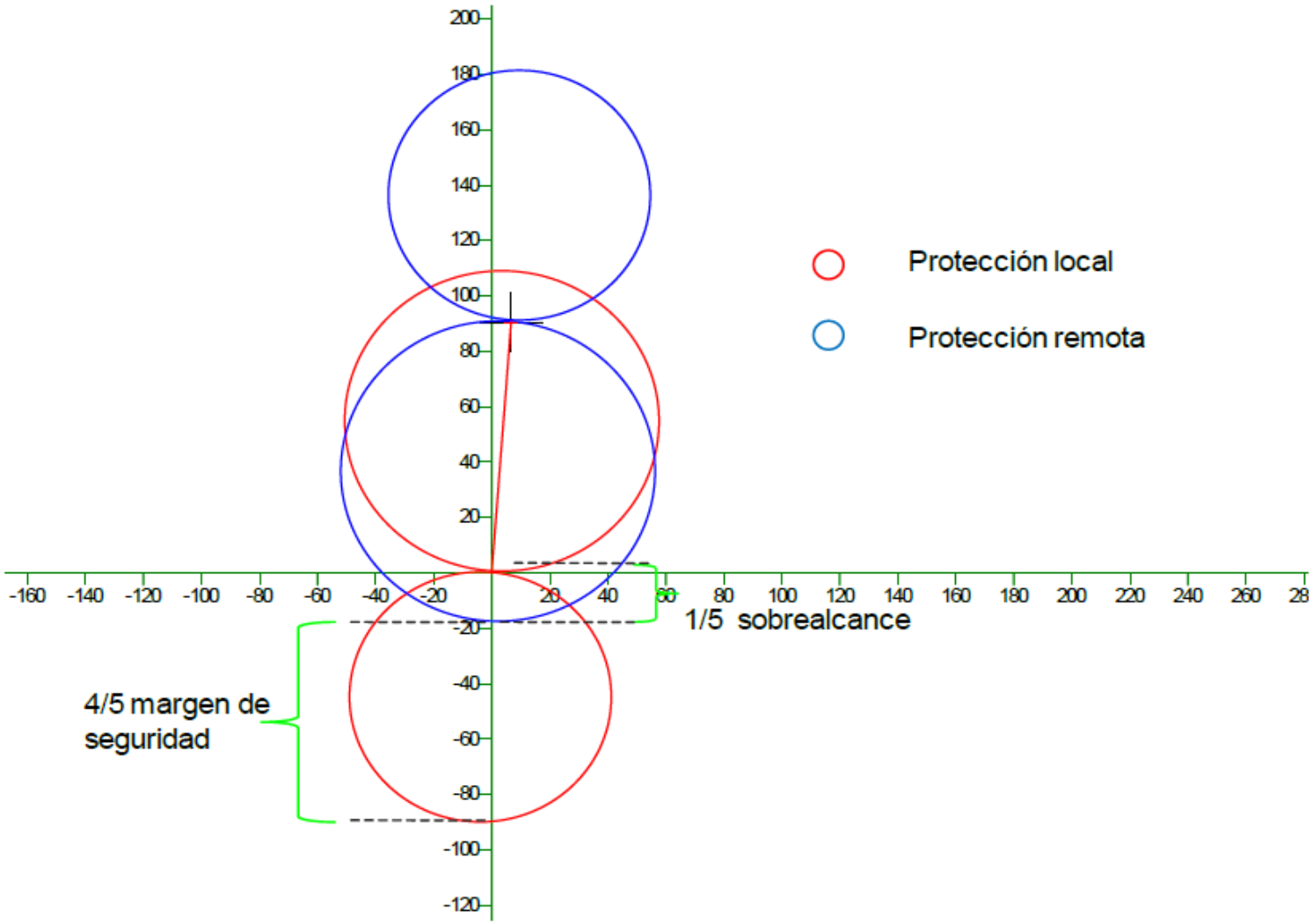
- Con dirección hacia adelante.
- Esta unidad no genera disparo en forma independiente
- Se debe programar en la lógica de transmisión del esquema POTT tipo hibrido
- Se utiliza para disparo sin retardo de tiempo mediante el esquema de comparación direccional POTT tipo hibrido.
- Esta zona tiene el propósito de detectar todas las fallas que ocurran en toda la longitud de la línea protegida.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
    - Ajustar al 120% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Protección de distancia (21)

Zona 3

- Con dirección hacia atrás (zona de reversa)
- Se utiliza para la lógica de bloqueo en el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo hibrido ilustrado en la figura 9 del apartado 5.11, para ajustar los retardos de tiempo indicados
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Protección de distancia (21)



Protección de distancia (21)

Zona 4

- Con dirección hacia adelante.
- Se utilizará para disparo independiente con retardo de operación de 300 a 400 milisegundos
- El propósito de esta zona es respaldar 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral.
    - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida mas 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
    - Calcular el infeed mínimo. Véase el anexo 1 “Criterios para determinar el valor del infeed”.

Protección diferencial (87)

Esta es una protección con selectividad absoluta, compara las señales eléctricas provenientes de distintos puntos del elemento protegido, usualmente de sus extremos. Es aplicable a todo tipo de elementos.

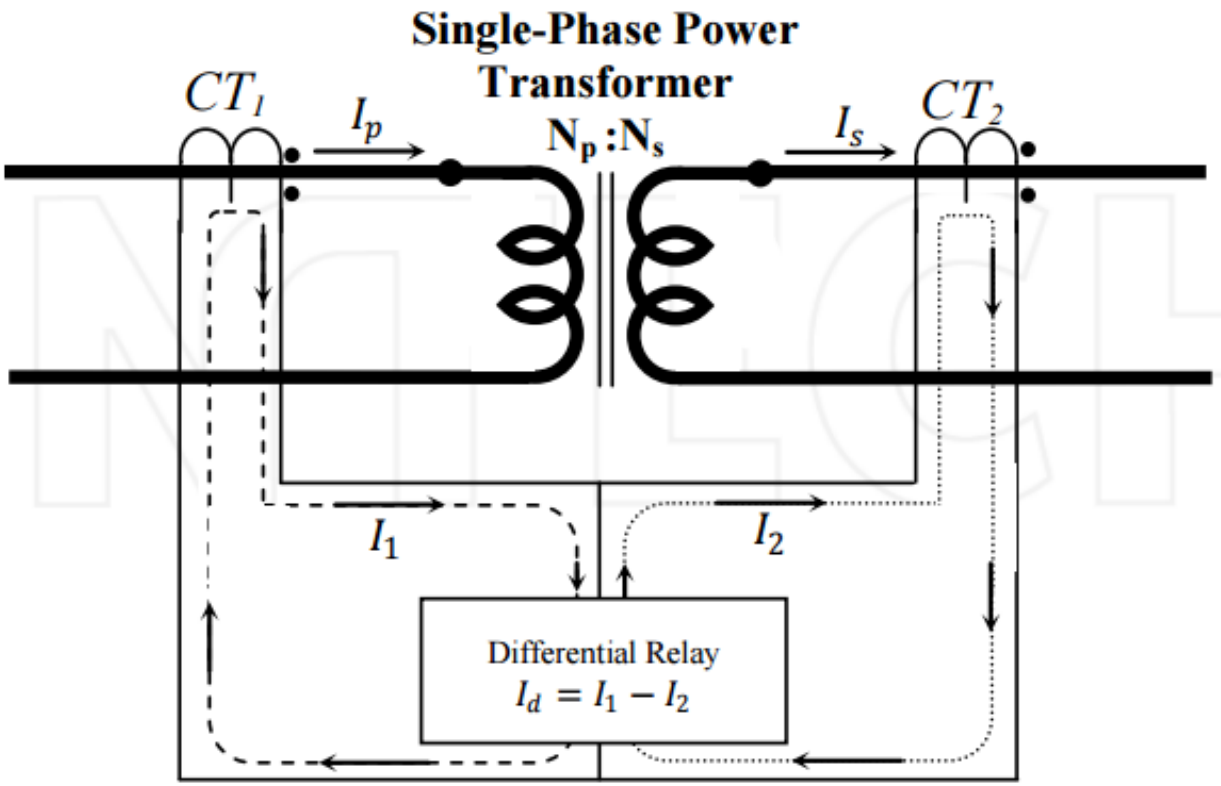
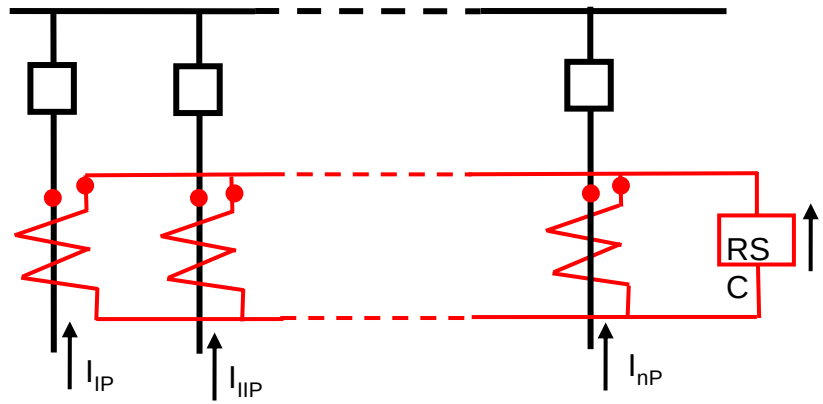
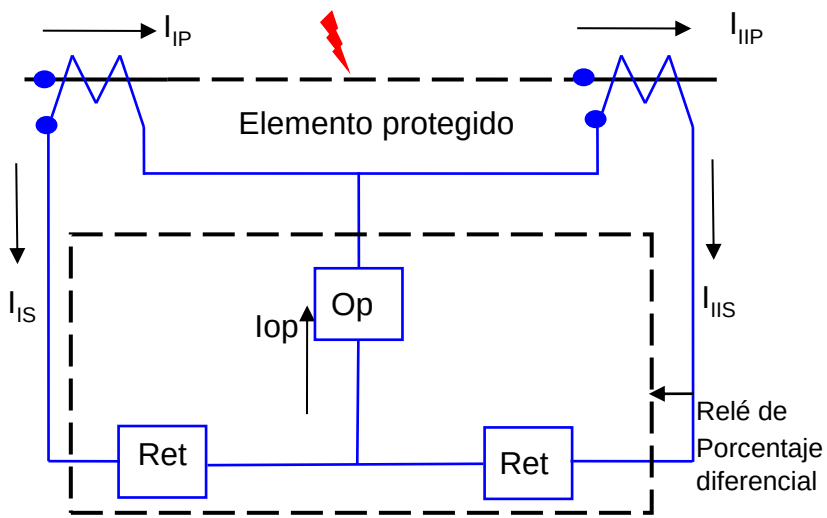


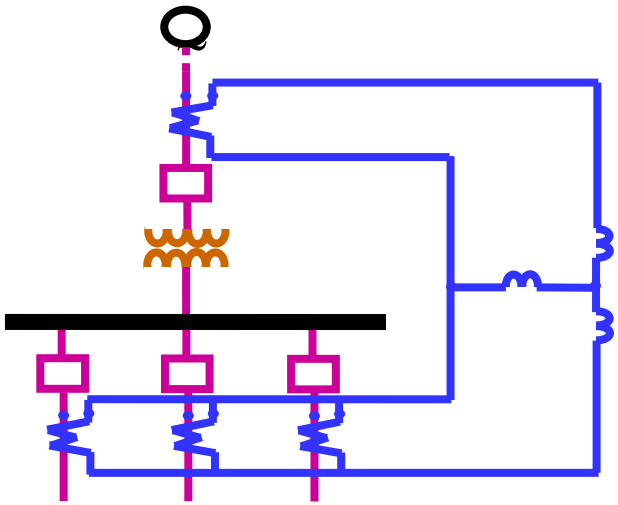
Figure 1. Differential protection for single phase two winding transformer

Aplicaciones diferencial (Barra/Línea)

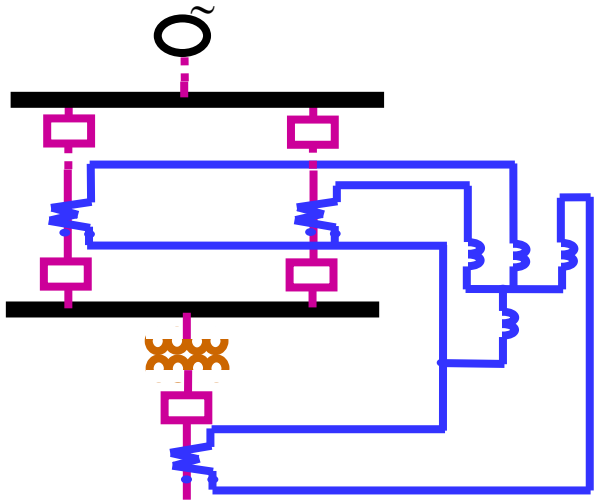




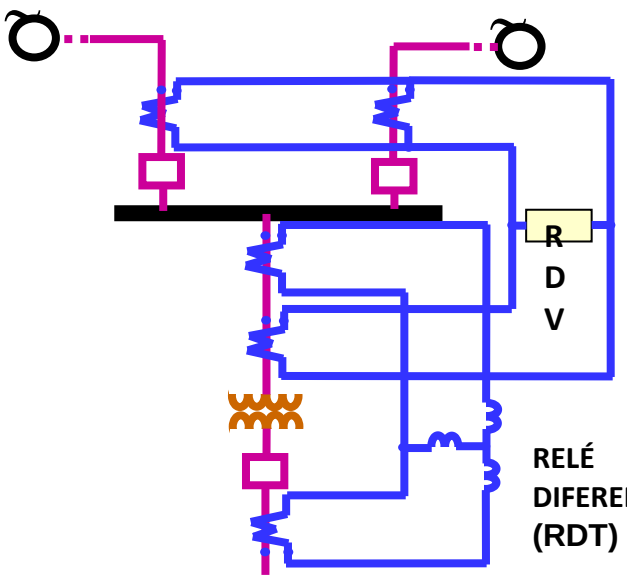
Aplicaciones diferencial (Barra/Línea)



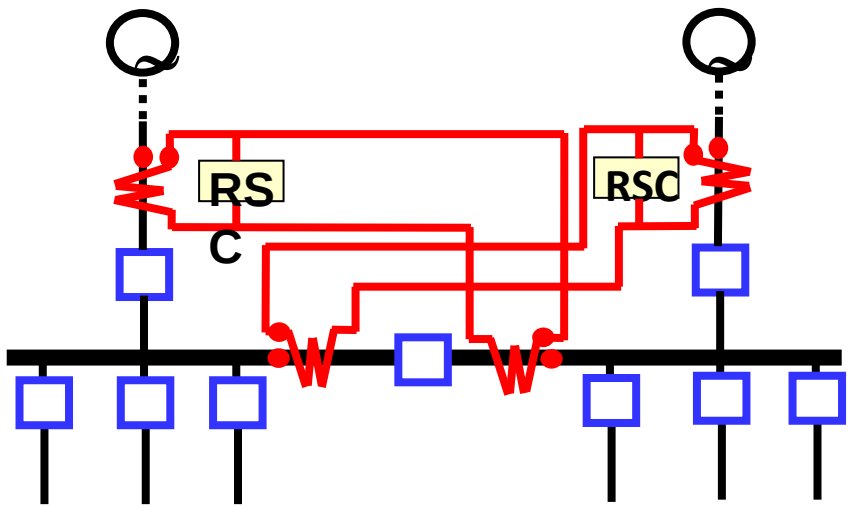
RELÉ DIFERENCIAL (RTD)



RELÉ DIFERENCIAL (RTD)

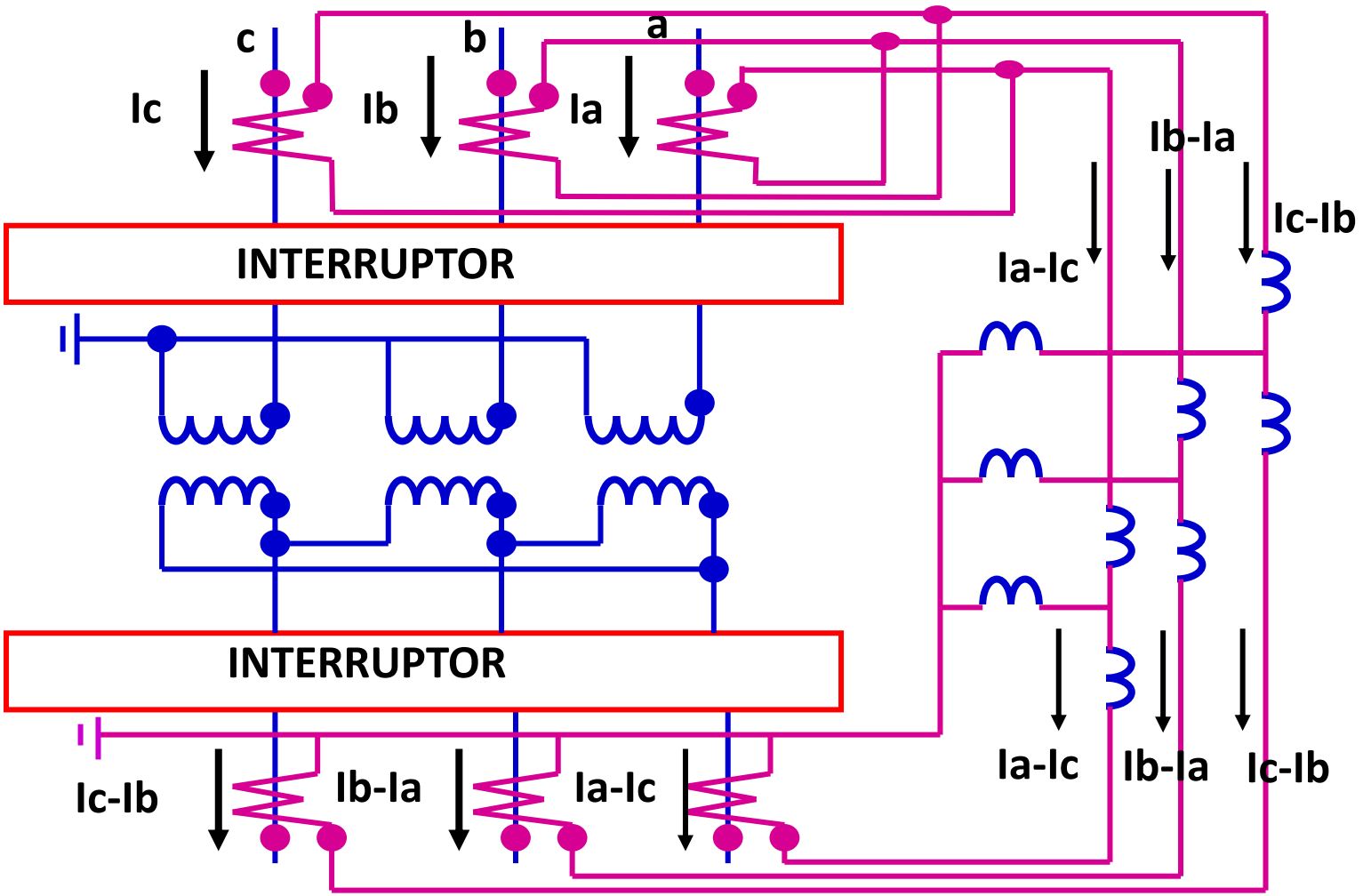


RELÉ DIFERENCIAL (RDT)

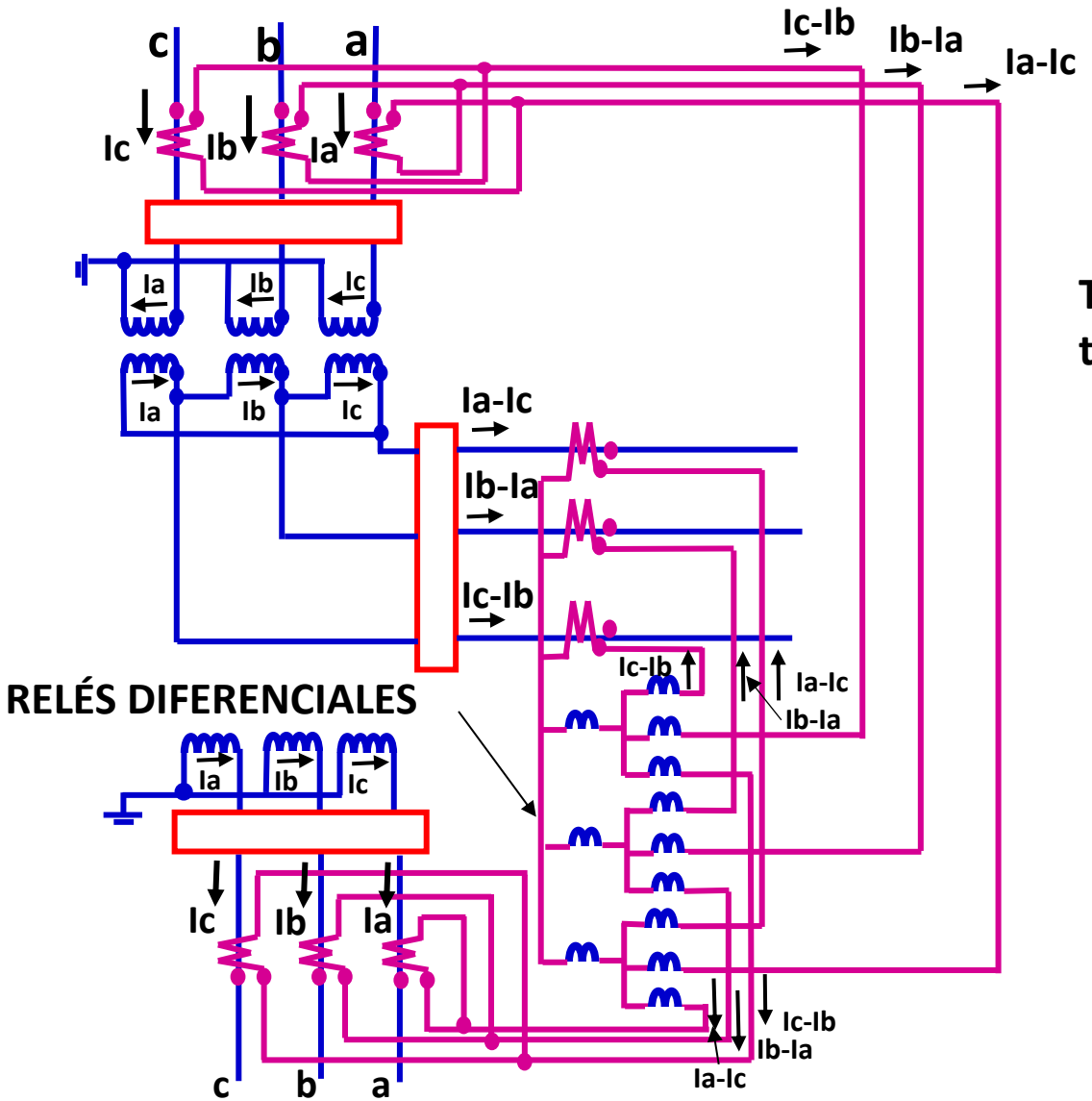


Protección diferencial de transformador (87T)

Transformador en
Estrella - Delta



Protección diferencial de transformador (87T)



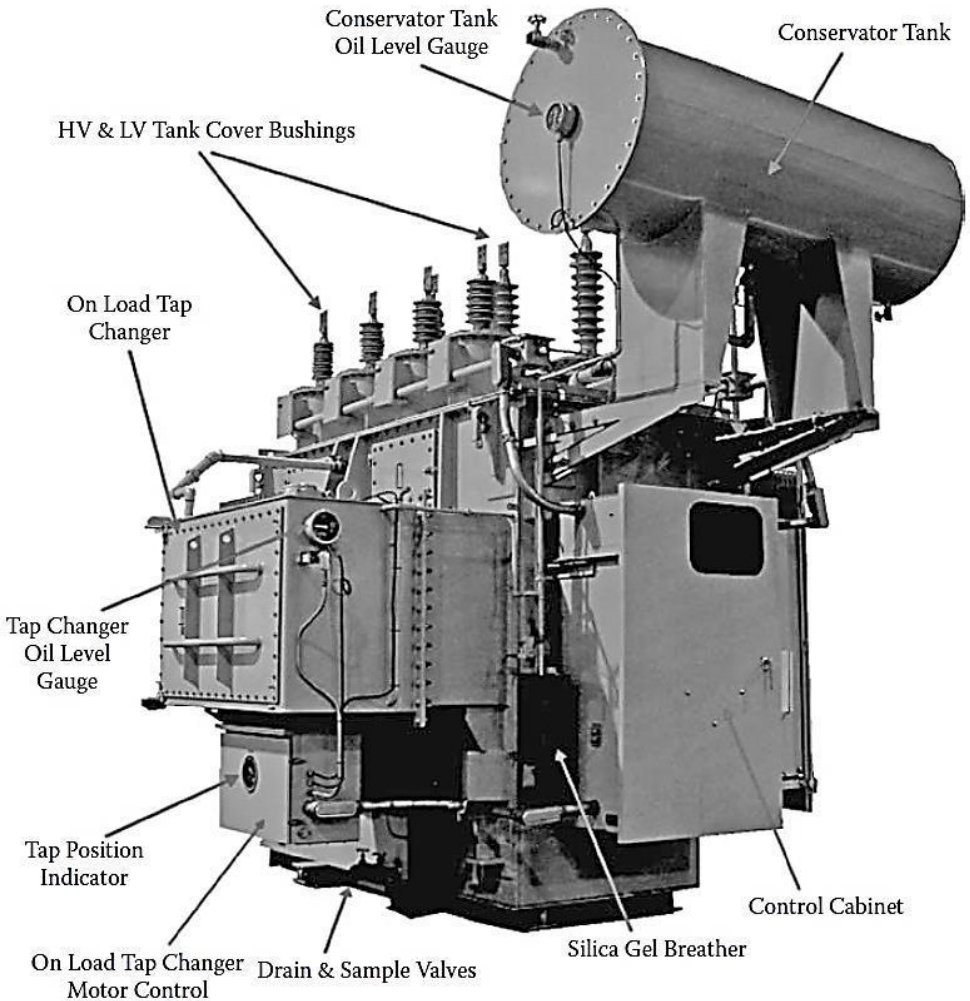
Transformador de tres devanados

Transformador de Potencia
Protección

Protección de Transformador

Protección de Transformador

Protección de Transformador



Conservator design 15/20 MVA 72kV–25kV

Protección de Transformador

Protección de Transformador

¿Por qué fallan los transformadores?

Los devanados eléctricos y el núcleo magnético de un transformador están sujetos a una serie de fuerzas diferentes durante su funcionamiento:

- Expansión y contracción debido a ciclos térmicos
- Vibración
- Calentamiento local por flujo magnético
- Fuerzas de impacto debidas a la corriente de paso
- Calentamiento excesivo debido a sobrecarga o enfriamiento inadecuado

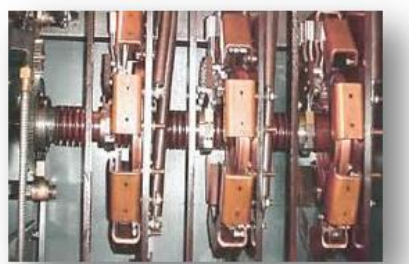
Protección de Transformador

arteche

What Fails in Transformers?

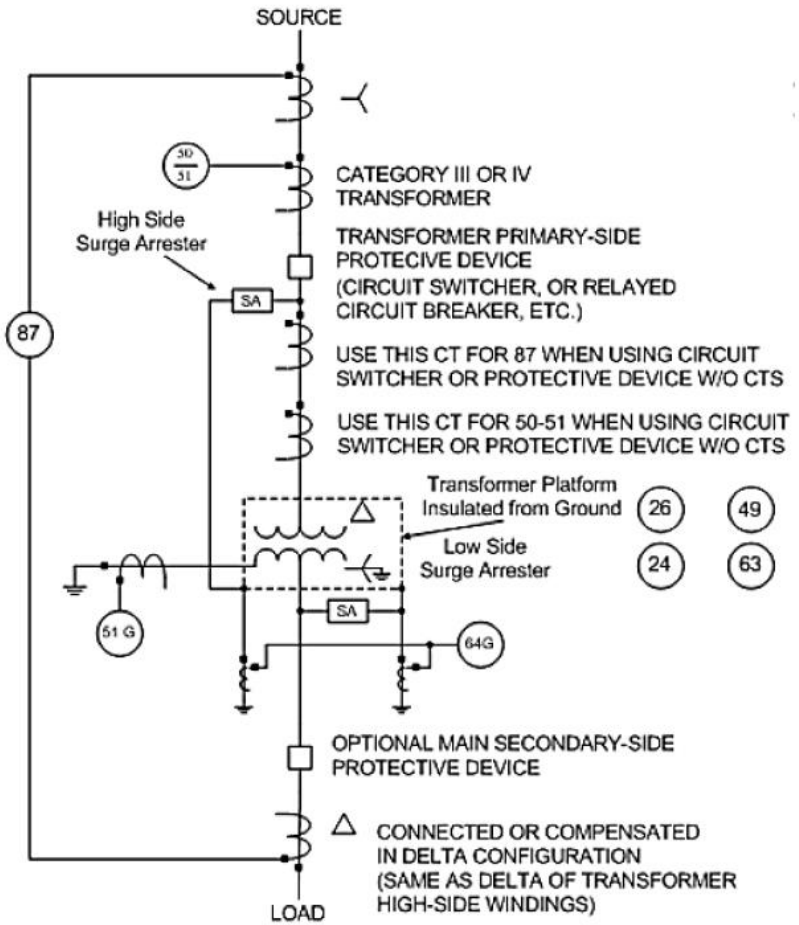
- **Windings**
  - Insulation deterioration from:
    - Moisture
    - Overheating
    - Vibration
    - Voltage surges
    - Mechanical Stress from through-faults

- **LTCs**
  - Malfunction of mechanical switching mechanism
  - High resistance contacts
  - Overheating
  - Contamination of insulating oil



Protección de Transformador

ANSI / IEEE C37.91-2008



From IEEE C37.91, 2008

"Guide for Protective Relay Applications for Power Transformers"

87 = Phase Diff
51G = Ground Overcurrent
50/51 = Phase Overcurrent
64G = Transformer Tank Ground Overcurrent
26 = Thermal Device
49 = Thermal Overload
24 = Overexcitation
63 = Gas Relay (SPR, Buccholtz)

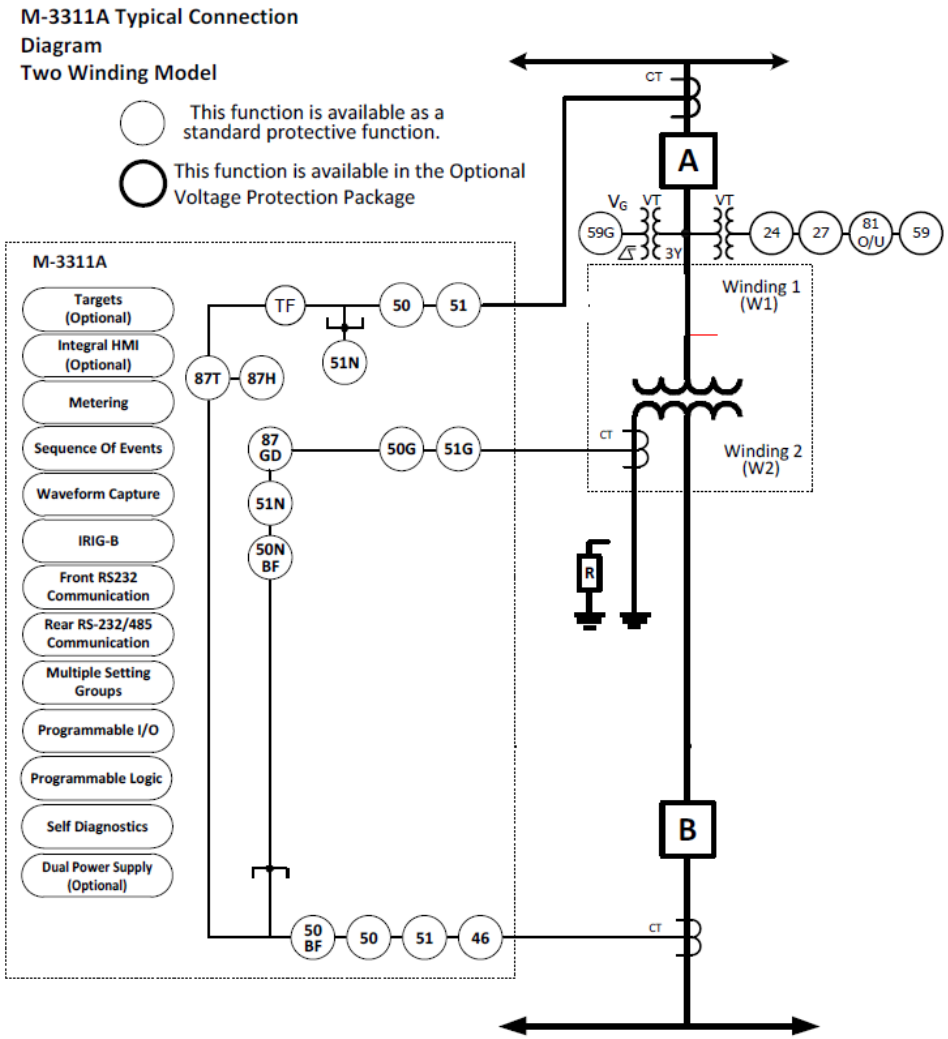
Class III and IV Transformers
(>= 5MVA)

Protección de Transformador

IEEE Devices used in Transformer Protection

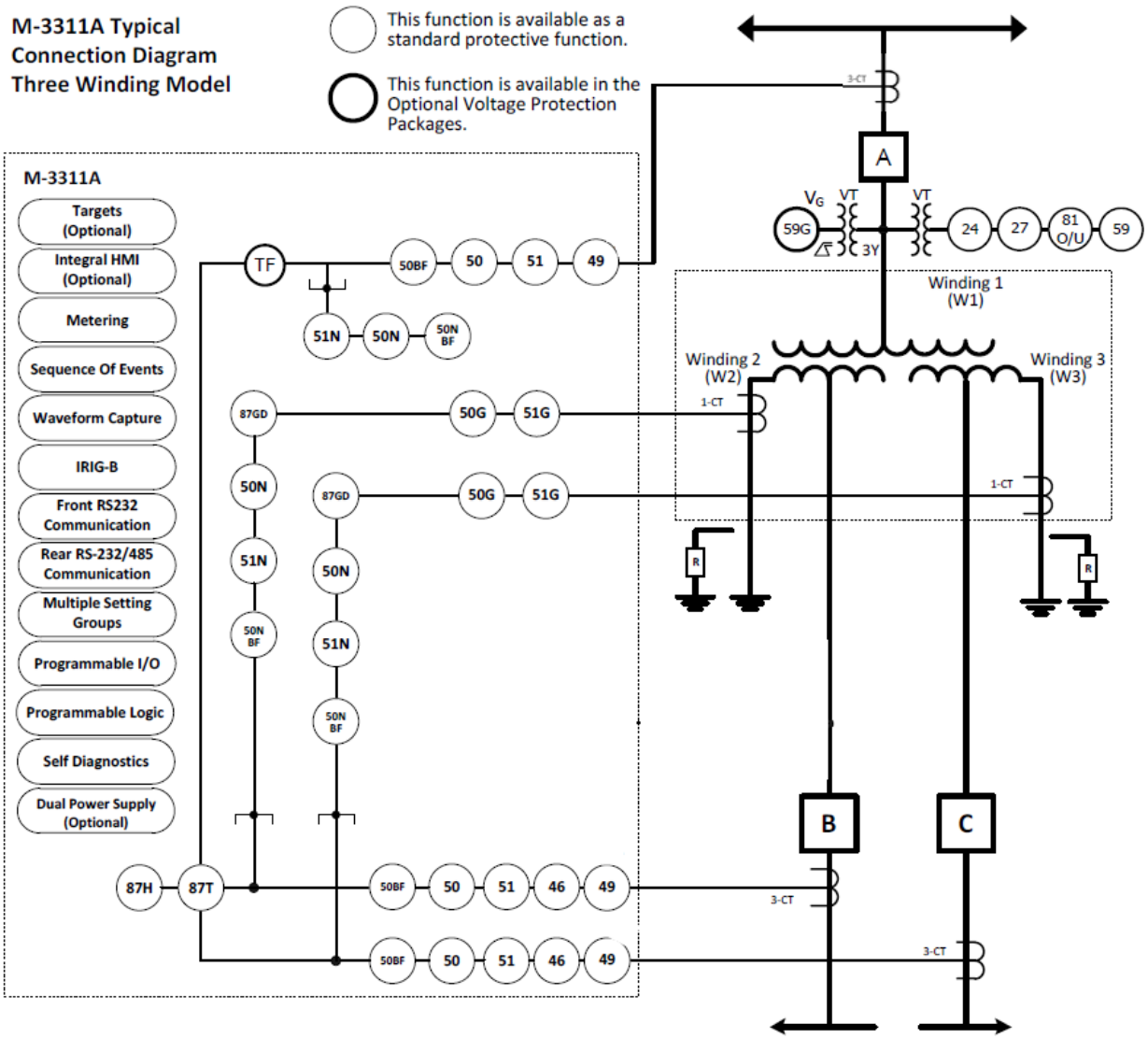
- **24:** Overexcitation (V/Hz)
- **26:** Thermal Device
- **46:** Negative Sequence Overcurrent
- **49:** Thermal Overload
- **50:** Instantaneous Phase Overcurrent
- **50G:** Instantaneous Ground Overcurrent
- **50N:** Instantaneous Residual Overcurrent
- **50BF:** Breaker Failure
- **51G:** Ground Inverse Time Overcurrent
- **51N:** Residual Inverse Time Overcurrent
- **63:** Sudden Pressure Relay (Buccholtz Relay)
- **64G:** Transformer Tank Ground Overcurrent
- **81U:** Underfrequency
- **87H:** Unrestrained Phase Differential
- **87T:** Transformer Phase Differential with Restraints
- **87GD:** Ground Differential (also known as “restricted earth fault”)

Protección de Transformador



2 Winding

Protección de Transformador



3 Winding

Protección de Transformador

Bushing Nomenclature

- H1, H2, H3
  - Primary Bushings
- X1, X2, X3
  - Secondary Bushings

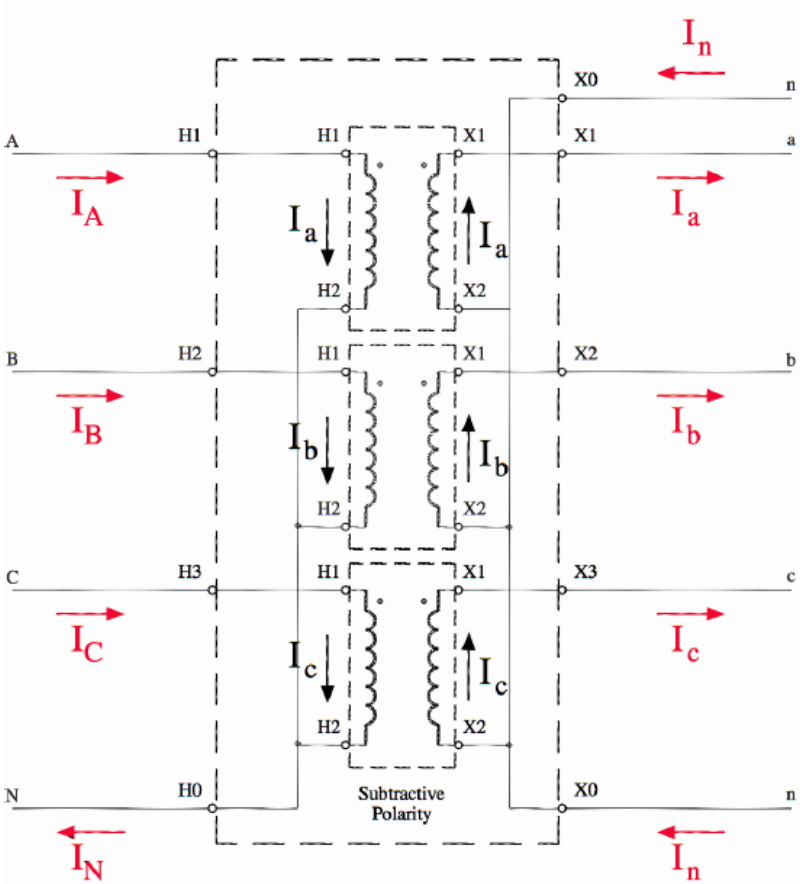
Wye-Wye	H1 and X1 at zero degrees
Delta-Delta	H1 and X1 at zero degrees
Delta-Wye	H1 lead X1 by 30 degrees
Wye-Delta	H1 lead X1 by 30 degrees

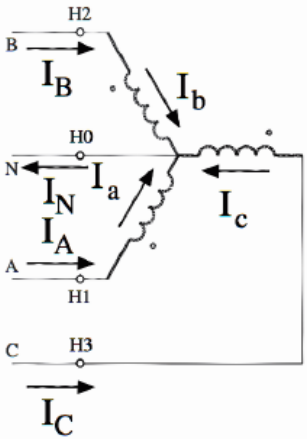
ANSI Standard

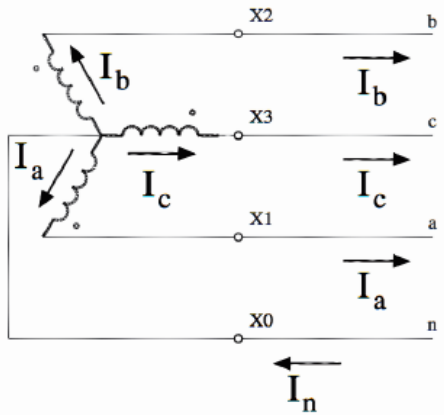
Protección de Transformador

❑ Wye-Wye

Winding Types



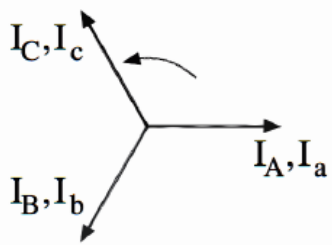




$I_A = I_a$

$I_B = I_b$

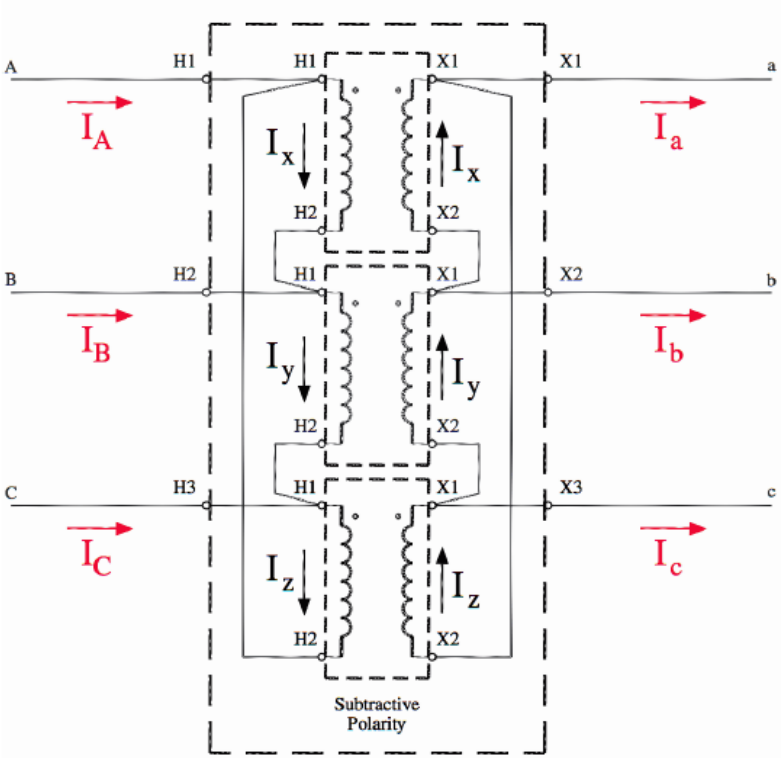
$I_C = I_c$

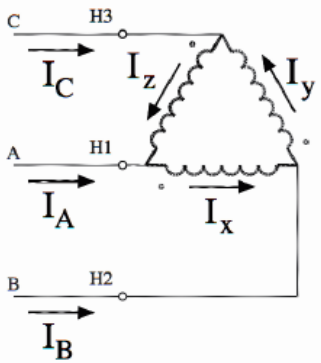


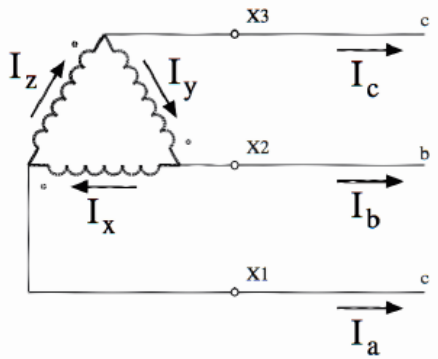
Protección de Transformador

❑ Delta-Delta

Winding Types



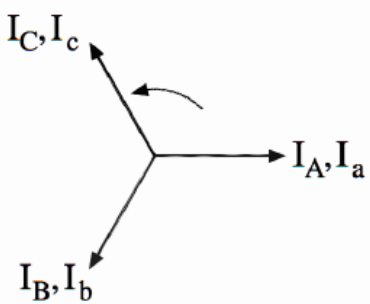




$I_A = I_a$

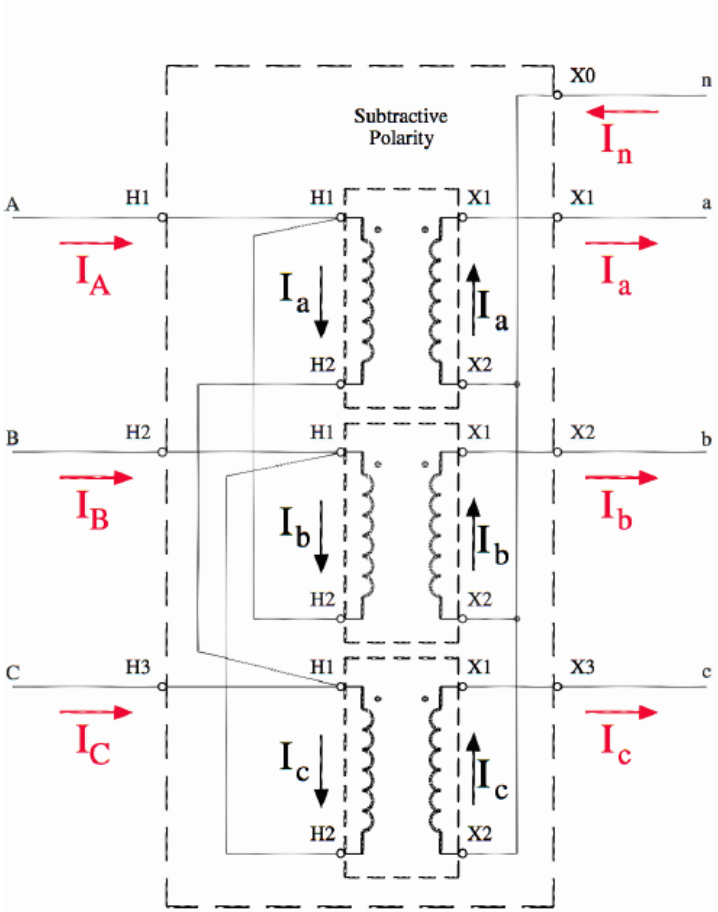
$I_B = I_b$

$I_C = I_c$

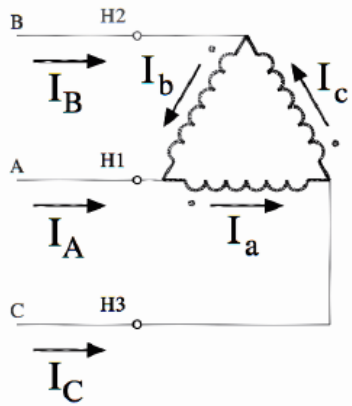


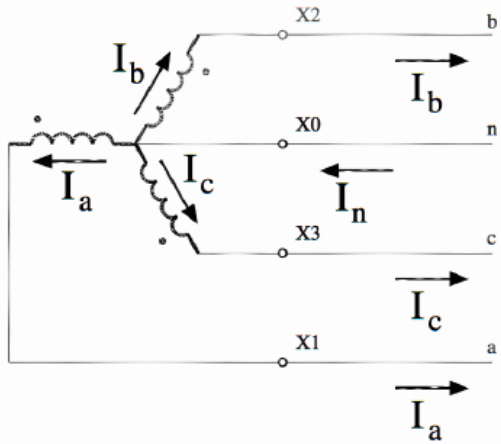
Protección de Transformador

❑ Delta-Wye



Winding Types

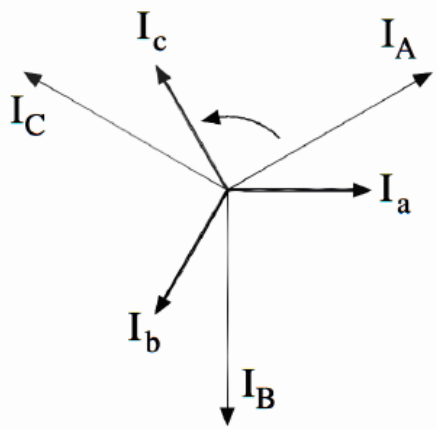




$$I_A = I_a - I_b = I_a \times \sqrt{3} \angle 30°$$

$$I_B = I_b - I_c = I_b \times \sqrt{3} \angle 30°$$

$$I_C = I_c - I_a = I_c \times \sqrt{3} \angle 30°$$

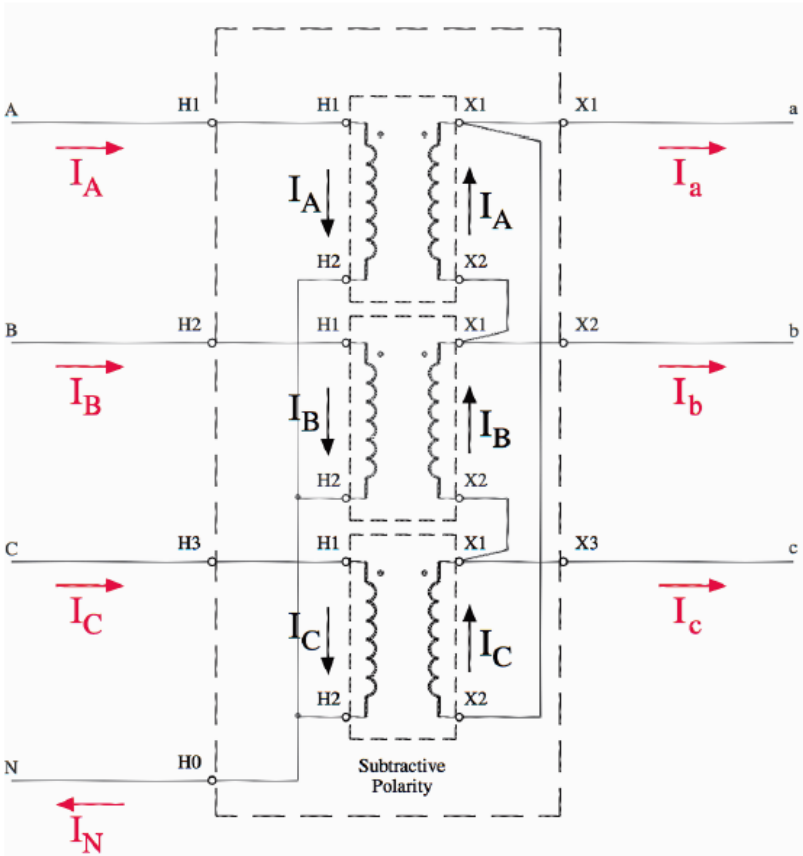


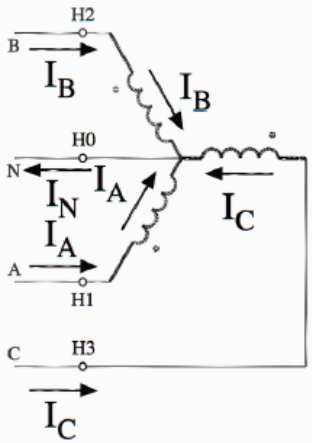
Protección de Transformador

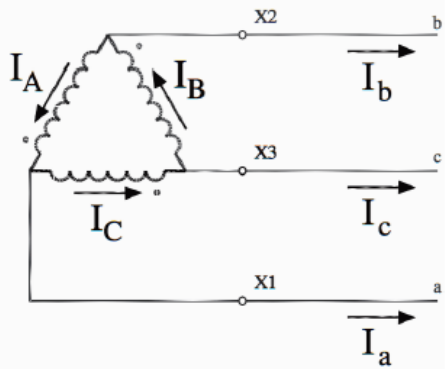
arteche

❑ Wye-Delta

Winding Types



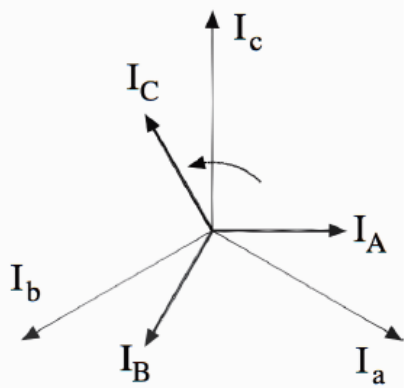




$$I_a = I_A - I_C = I_A \times \sqrt{3} \angle -30°$$

$$I_b = I_B - I_A = I_B \times \sqrt{3} \angle -30°$$

$$I_c = I_C - I_B = I_C \times \sqrt{3} \angle -30°$$



Protección de Transformador

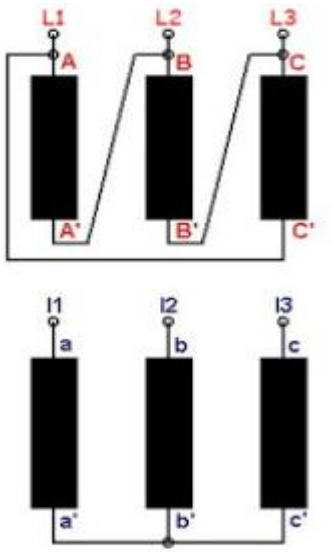


Fig.4 - Esquema de conexiones

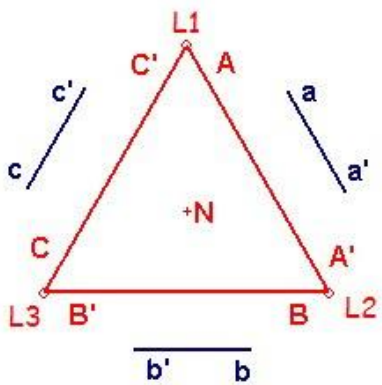


Fig.5.- Determinación de tensiones en los bobinados

Primero tenemos que determinar los segmentos **AA'**, **BB'** y **CC'** que corresponden a las tensiones en los bobinados primarios.

Para ello, dado que **A** está unido a **L1** (figura 4), en el triángulo de alimentación **A** deberá estar unido a **L1** (figura 5).

De igual modo se observa que **A'** está unido a **L2** (figura 4), por lo que sucederá lo mismo en el triángulo de alimentación (figura 5).

Siguiendo este procedimiento marcaremos los extremos **B** y **B'**, así como **C** y **C'**.

Protección de Transformador

A continuación representamos los segmentos **aa'**, **bb'** y **cc'** (correspondientes a las tensiones en los bobinados secundarios), que tendrán la misma dirección y sentido, respectivamente, que los segmentos **AA**', **BB'** y **CC'** (figura 5).

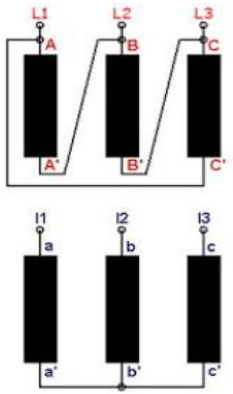


Fig.4 - Esquema de conexiones

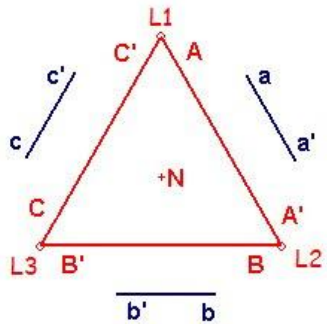


Fig.5.- Determinación de tensiones en los bobinados

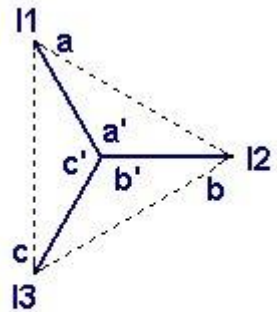


Fig.6.- Tensiones de salida

Teniendo en cuenta el esquema de la figura 4, procederemos a unir los segmentos **aa'**, **bb'** y **cc'** de acuerdo a las conexiones de secundario, obteniendo la figura 6.

En ella hemos marcado también las tres líneas de salida del secundario (**I1**, **I2** y **I3**).

Protección de Transformador

Unimos con una flecha el neutro con la salida de la primera fase tanto en el triángulo de la figura 5 como en el de la figura 6.

Si superponemos ambos triángulos por sus puntos neutros, obtendremos la figura 7, a la que se ha superpuesto también una esfera de reloj.

La hora que indican las flechas, tomadas como manecillas del reloj es el índice horario de la transformación (en caso de que marquen las 12 el índice será 0)

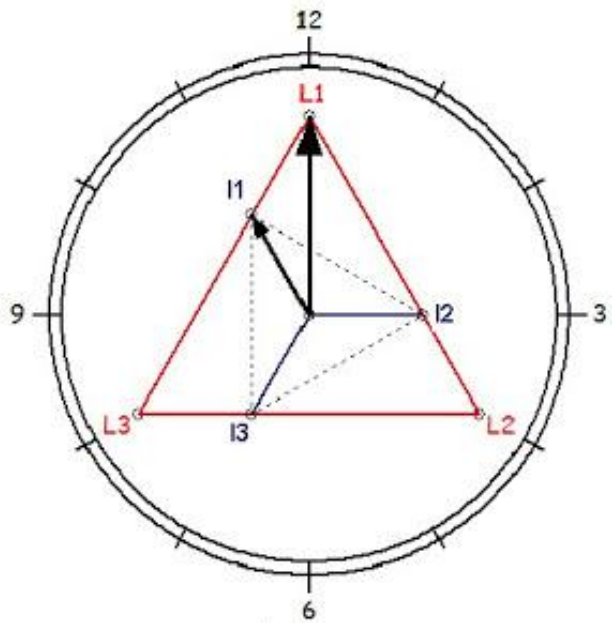
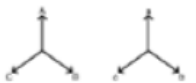
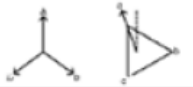
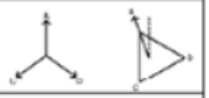
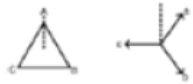
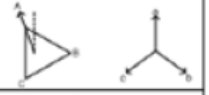
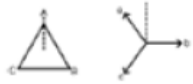
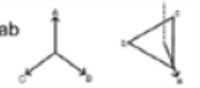
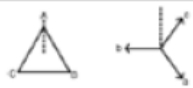
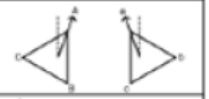
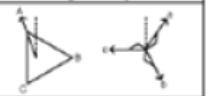


Fig.7 - Índice horario

En el caso de la transformación estudiada (figura 4) su índice horario será 11.

Tenemos un transformador Dy11.

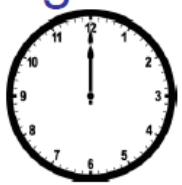
Protección de Transformador

IEC Connection Description	Symbol	Description	Symbol	Input Value	Symbol
Yy0		YY		Y Y 0 0	
Dd0		Dac Dac		Dac Dac 1 1	
Yd1		Y Dac		Y Dac 0 1	
Yd11		Y Dab		Y Dab 0 11	
Dy1		Dab Y		Dab Y 11 0	
Dy11		Dac Y		Dac Y 1 0	
Yd5		Y Inverse Dab		Y Inverse Dab 0 5	
Dy5		Dac Inverse Y		Dac Inverse Y 1 5	
Dd10		Dac Dab		Dac Dab 1 11	
Dz2		Dab Custom		Dab Wye 11 1	

Transformer Connection Bushing Nomenclature

Y-Y ANSI

Δ-Δ ANSI

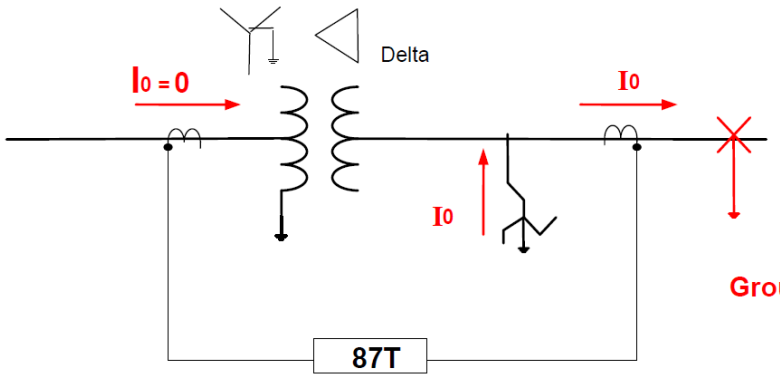


Y-Δ ANSI

Δ-Y ANSI

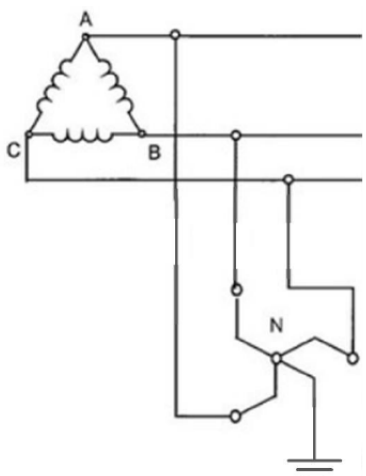
- ANSI follows “zero phase shift”, or “high lead low by 30°”
- IEC designations use “low lags high by increments of 30° phase shift
- IEC uses various phase shifts in 30 increments
  - 30, 60, 90, 180, etc.

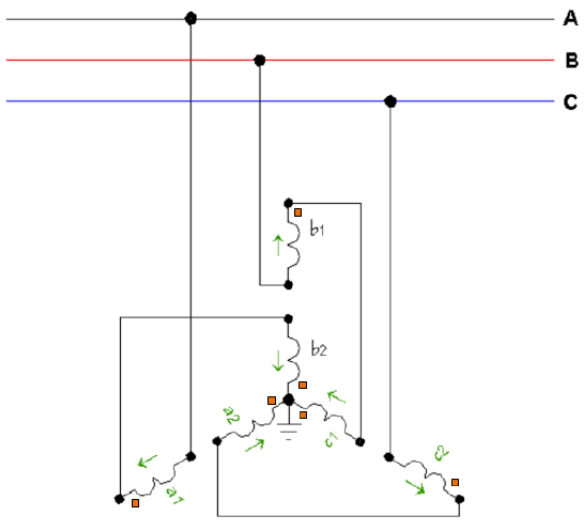
Protección de Transformador. Aplicaciones



Ground Fault

- Provides Ground Source for Ungrounded systems





Protección de Transformador. Aplicaciones

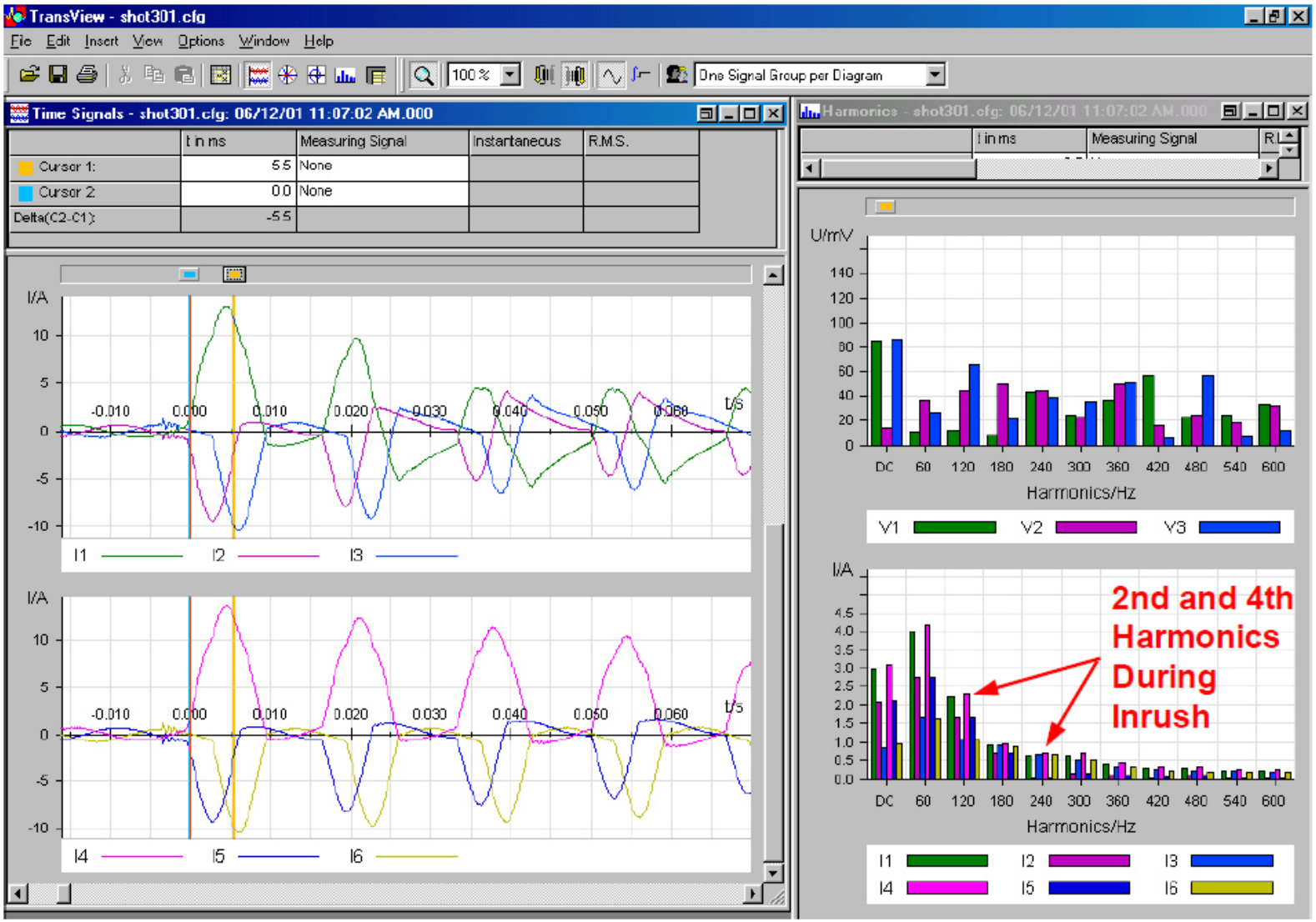
arteche

Inrush Detection and Restraint

- Characterized by current into one winding of transformer, and not out of the other winding(s)
  - This causes a differential element to pickup

- Use **inrush restraint** to block differential element during inrush period
  - **Initial inrush** occurs during transformer energizing as the core magnetizes
  - **Sympathy inrush** occurs from adjacent transformer(s) energizing, fault removal, and allowing the transformer to undergo a low level inrush
  - **Recovery Inrush** occurs after an out-of-zone fault is cleared and the fault induced depressed voltage suddenly rises to rated.

Protección de Transformador. Aplicaciones

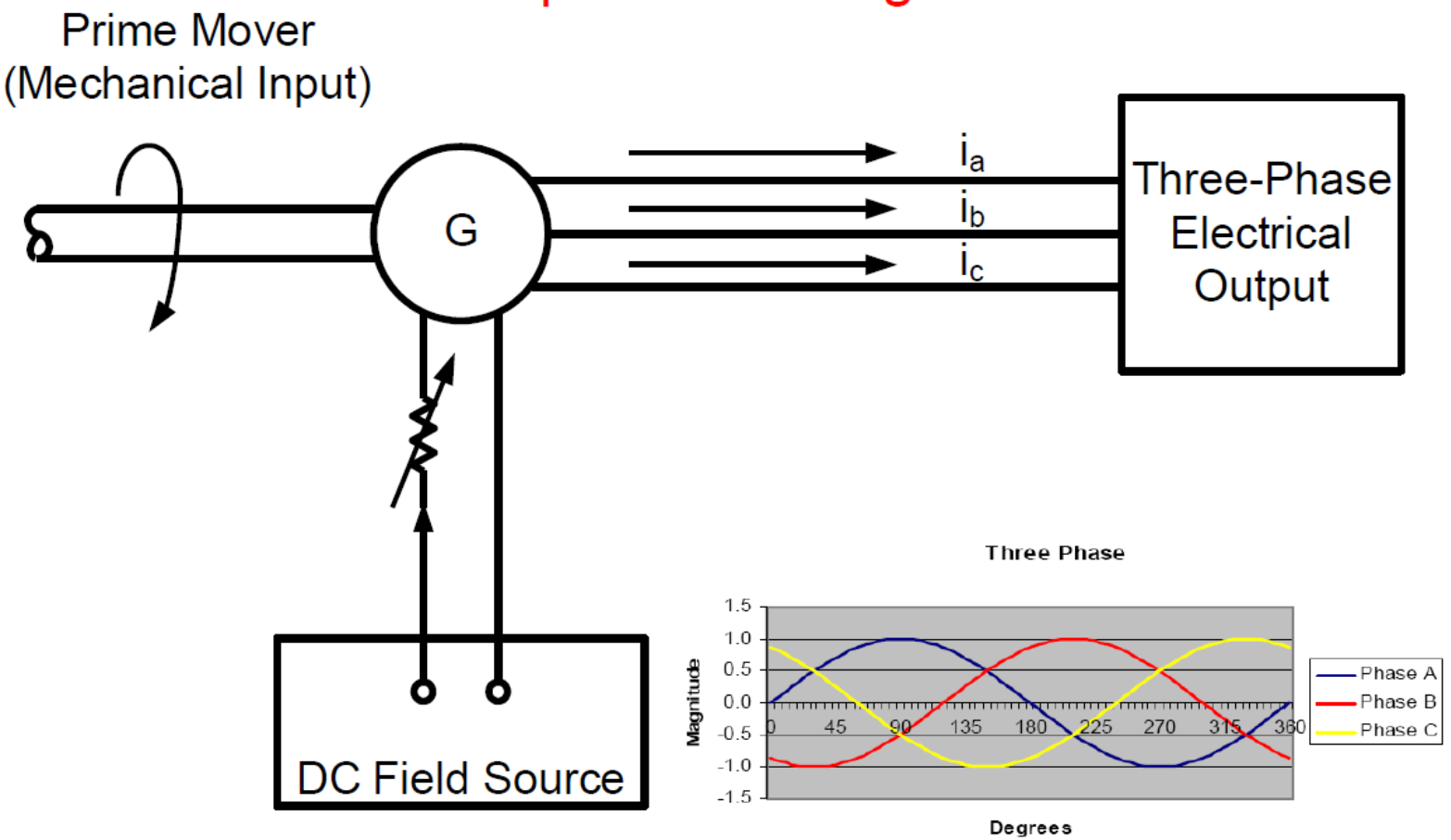


Typical Transformer Inrush Waveform

Generadores
Protección

Protección de Generadores

Generator Construction: Simple Block Diagram



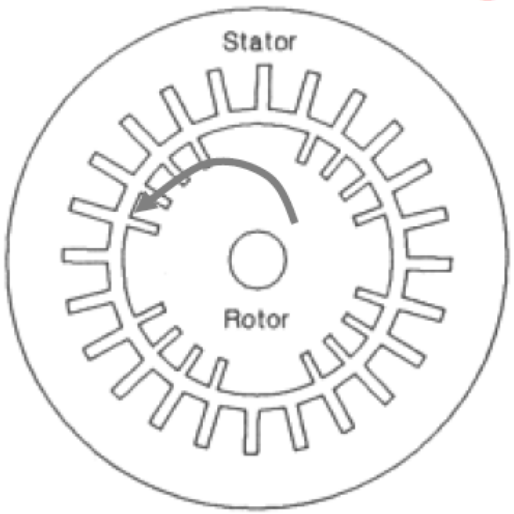
Protección de Generadores

Applying Mechanical Input

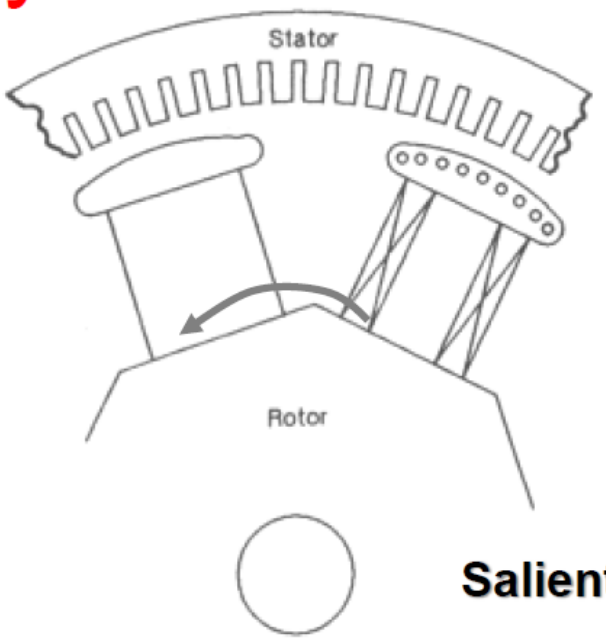
1. Reciprocating Engines
2. Hydroelectric
3. Gas Turbines (GTs, CGTs)
4. Steam Turbines (STs)

Protección de Generadores

Rotor Styles



Cylindrical (Round)



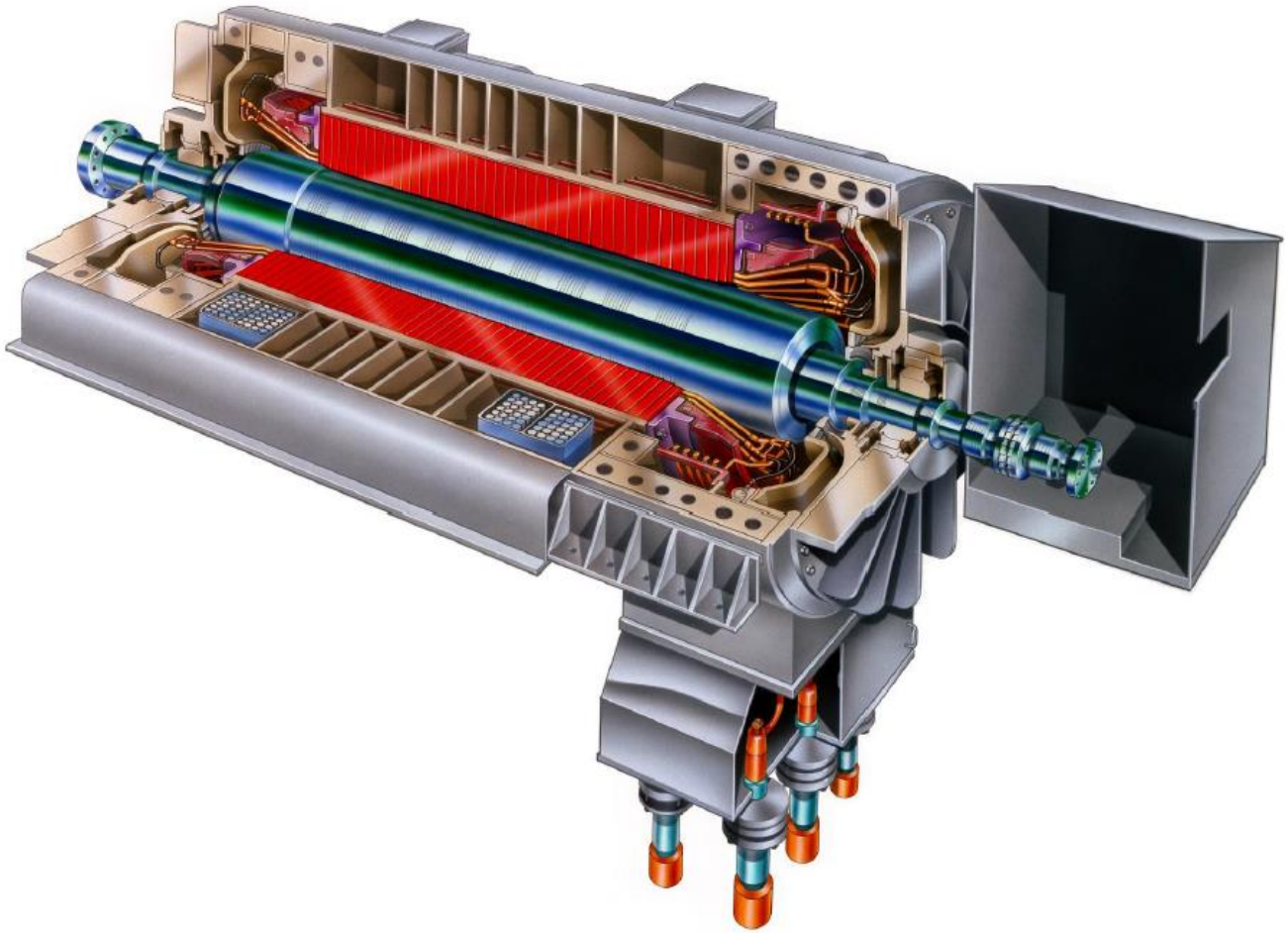
Salient

- Cylindrical rotor seen in Recips, GTs and STs
- Salient pole rotor seen in Hydros
  - More poles to obtain nominal frequency at low RPM
  - Eq: f= [RPM/60] * [P/2] = [RPM * P] / 120

Protección de Generadores

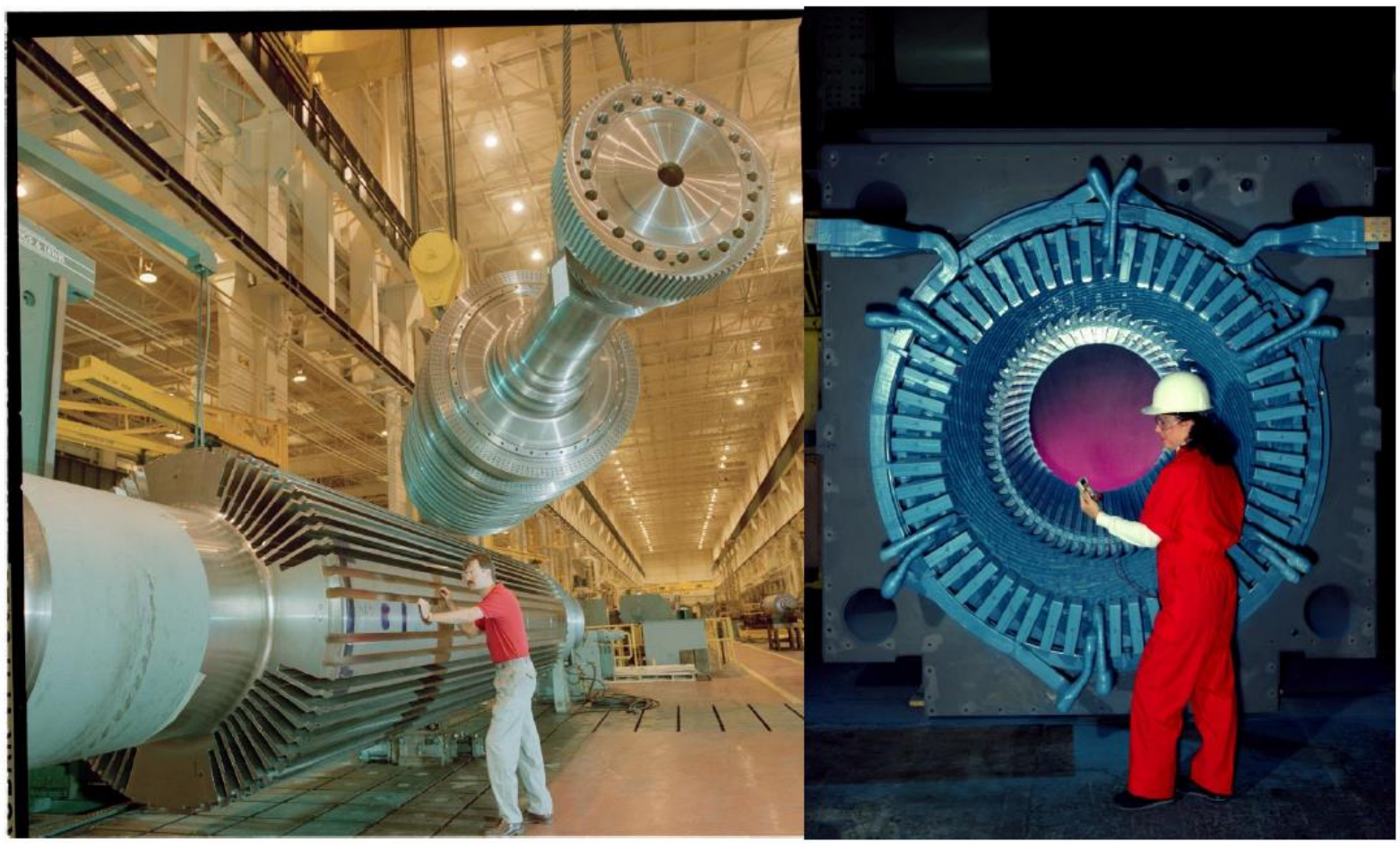
arteche

Cylindrical Rotor & Stator



Protección de Generadores

Cylindrical Rotor & Stator



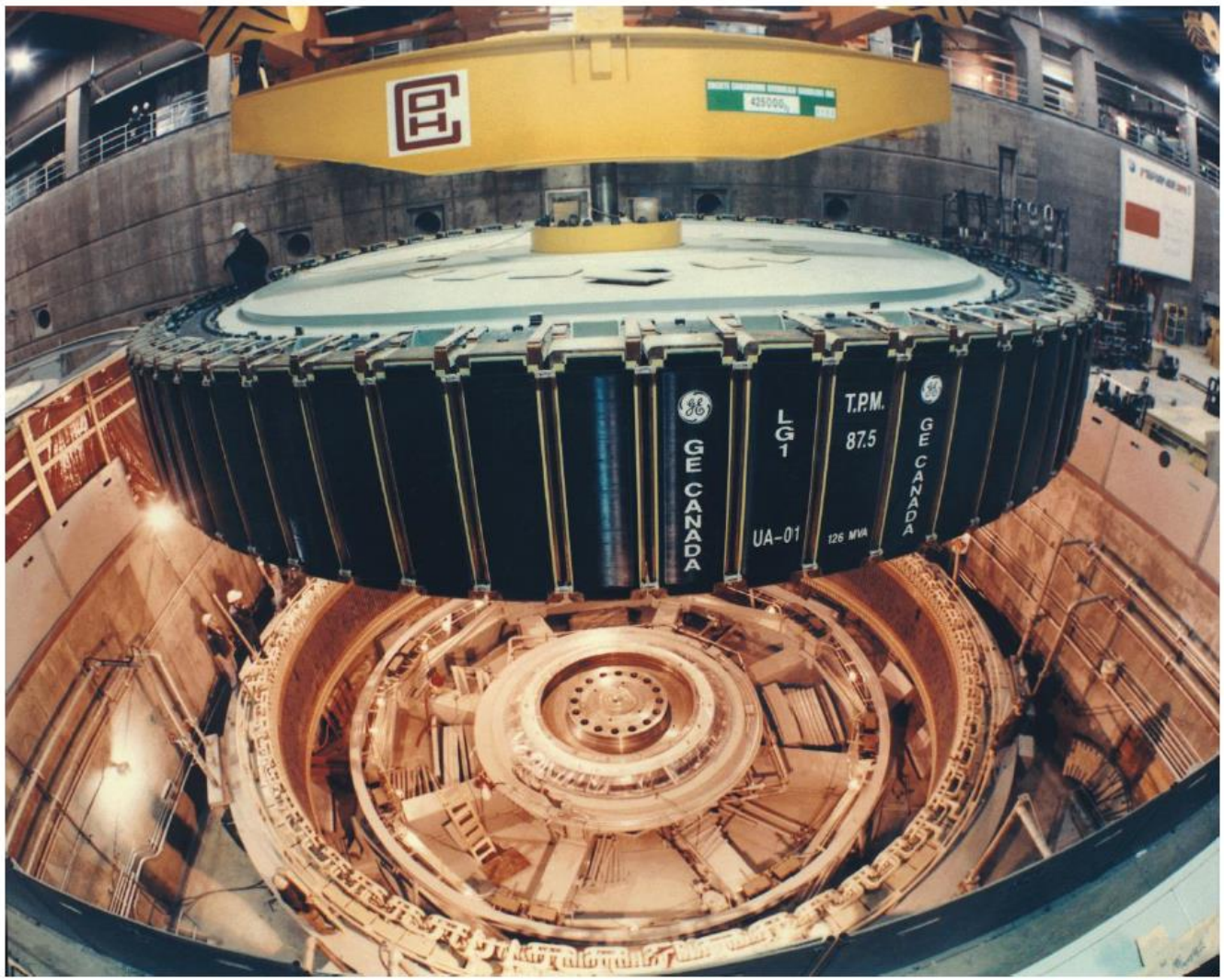
Protección de Generadores

Cylindrical Rotor & Stator

Protección de Generadores

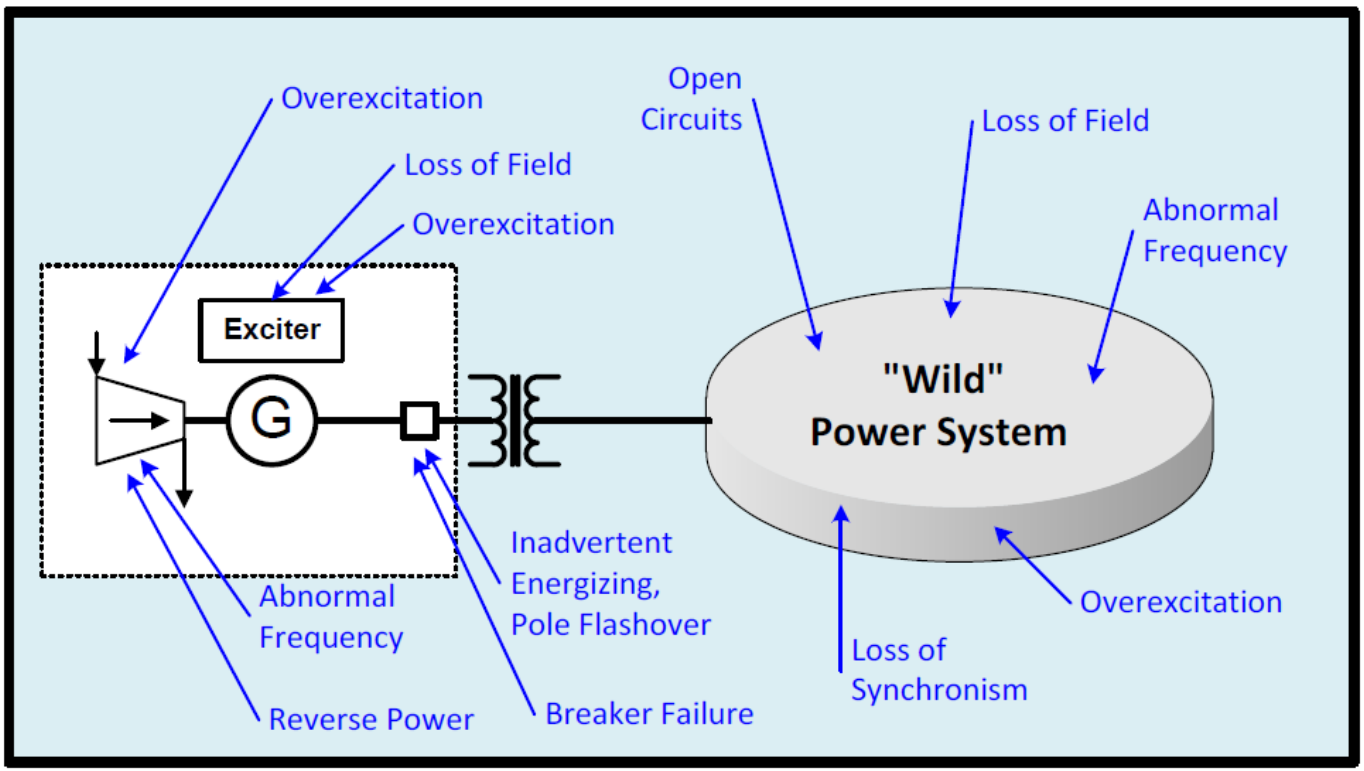
arteche

Salient Pole Rotor & Stator



Protección de Generadores

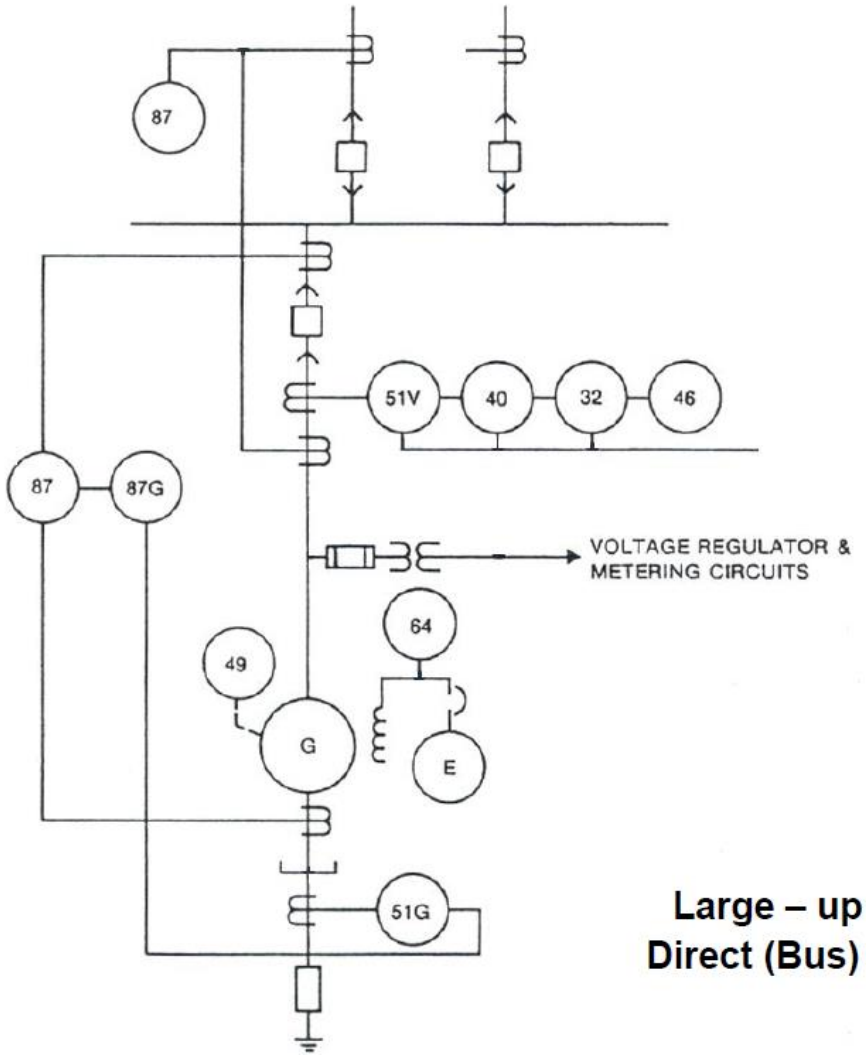
Generator Protection Overview



Abnormal Operating Conditions

Protección de Generadores

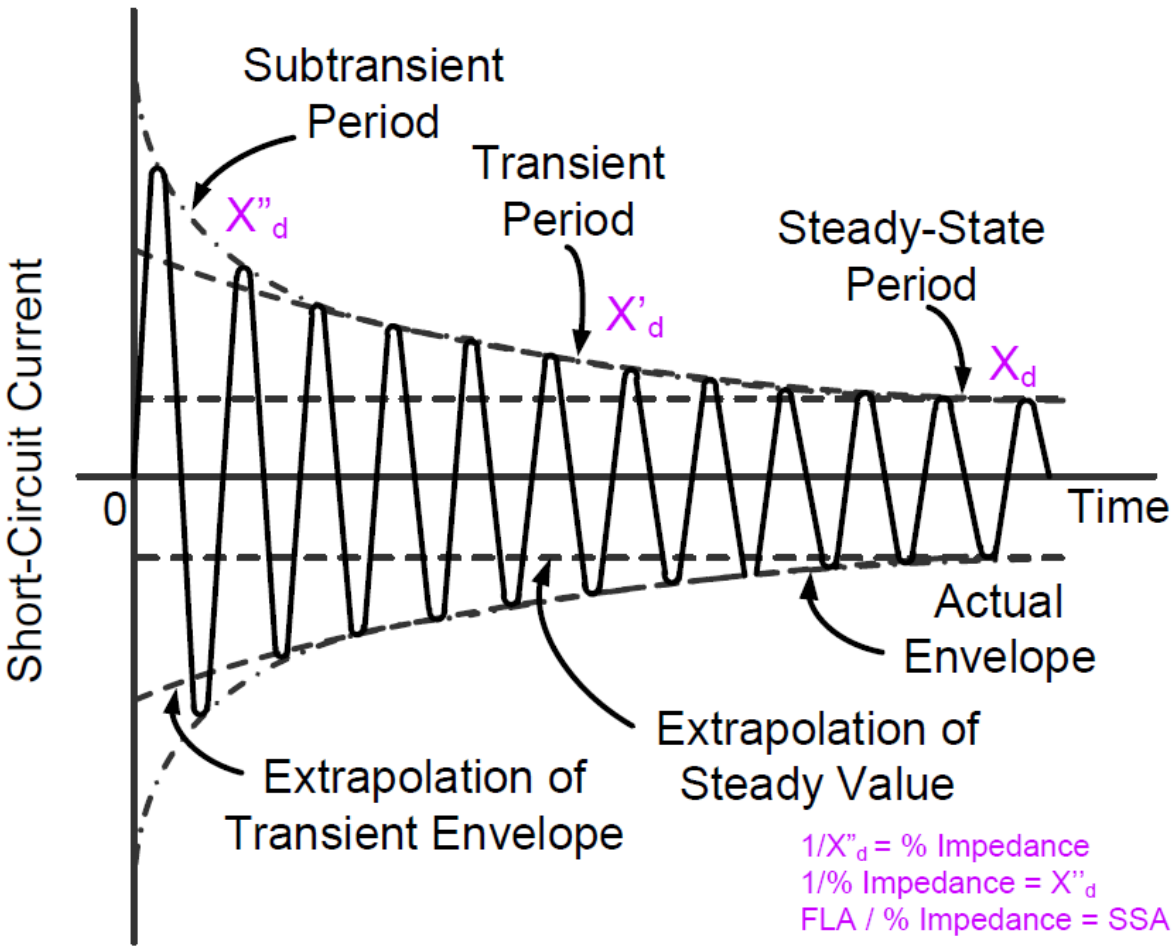
Small Machine Protection IEEE “Buff Book”



Large – up to 50 MW
Direct (Bus) Connected

Protección de Generadores

Generator Short-Circuit Current Decay



Teleprotección

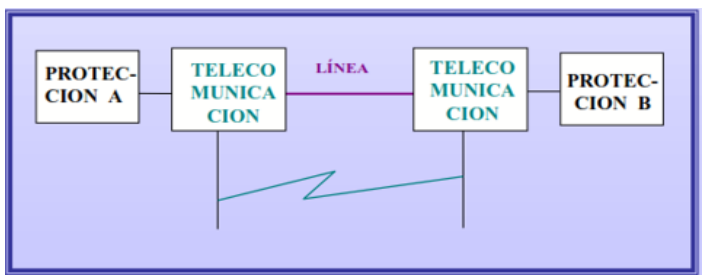
Introducción

Teleprotección

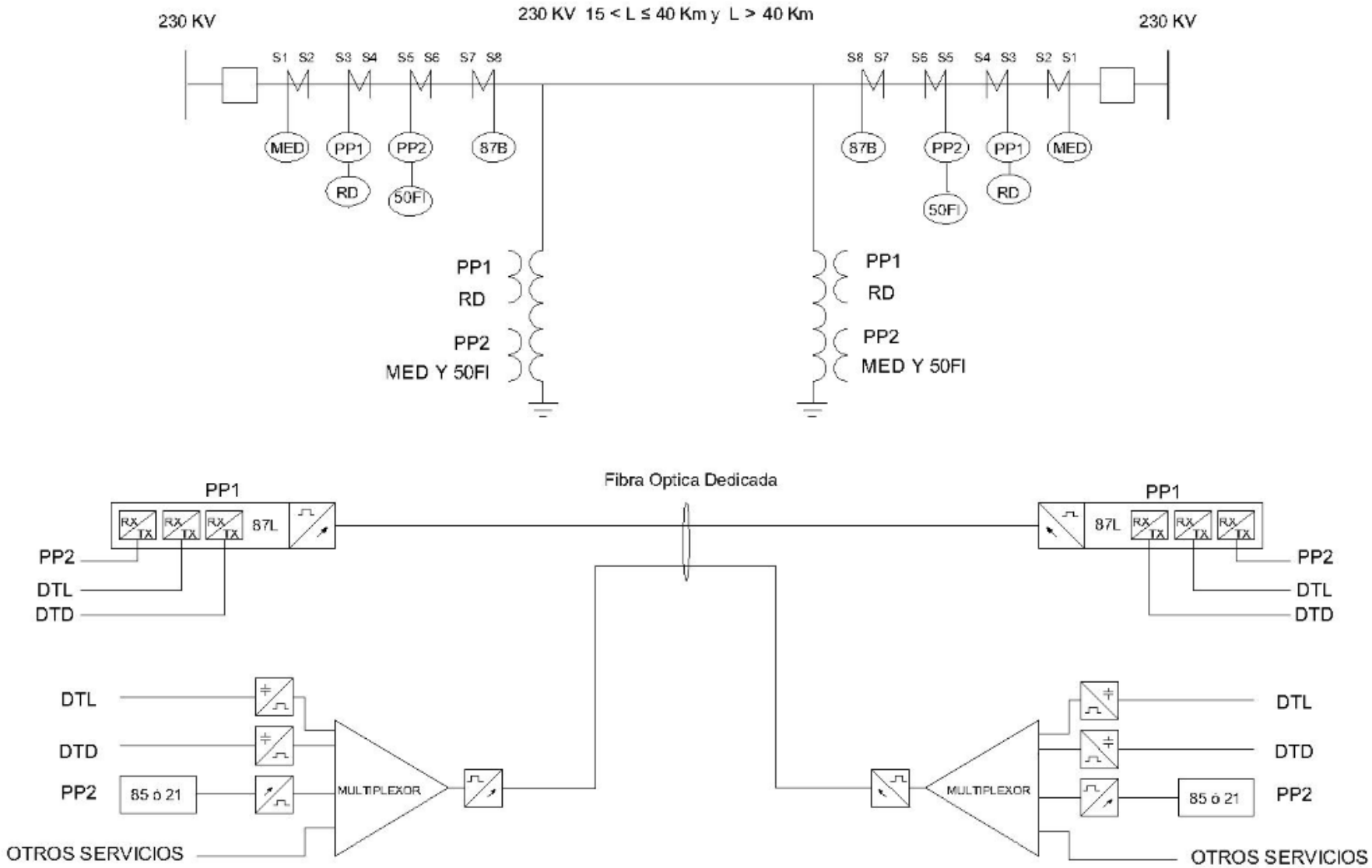
Los sistemas de telecomunicación juegan un papel muy importante en el entorno eléctrico, ya que a través de éstos se transmiten las señales de telemando y telecontrol del sistema eléctrico, a centros de monitorización locales o remotos, comunicación de voz y datos entre subestaciones y la planta de generación eléctrica, señales de supervisión, alarmas, televigilancia, etc.

Básicamente se utilizan:

- OPGW: Cable de guarda con fibra óptica
- OPLAT: Onda Portadora por Línea de Alta Tensión. Conjunto de equipos y medidos necesarios para transportar diferentes tipos de servicios a través de señales de radiofrecuencia



Teleprotección (OPWG)



Teleprotección

El sistema esta compuesto por:

- Trampas de ondas
- Condensadores de acoplamiento
- Unidad de acoplamiento
- Cable de alta frecuencia
- Terminal OPLAT

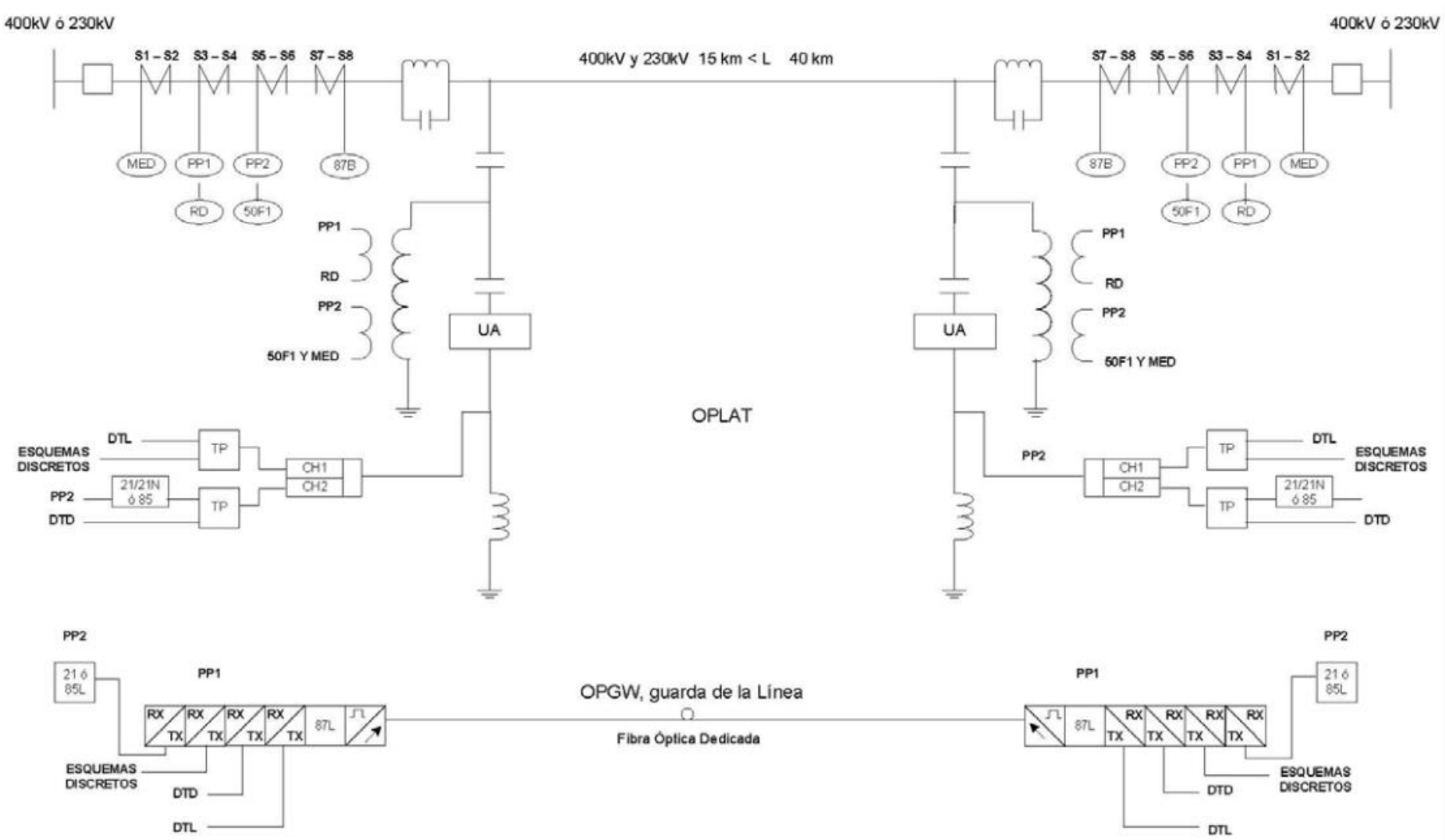
Condensador de Acoplamiento

Trampa de Onda

Teleprotección

Equipo de Onda Portadora Por Línea de Alta Tensión (OPLAT)

Teleprotección (OPLAT)



Lógica de teleprotecciones

Objetivo: La teleprotección es en cierto modo, un tipo de protección diferencial ya que se compara información de ambas terminales usando un canal de comunicación.

Canales:

- Hilos pilotos
- Tonos de Audiofrecuencia
- Onda portadora en línea de alta tensión (Oplat o Carrier)
- Microondas
- Fibras Ópticas

Tipos:

- No se requiere el canal para disparar (esquemas de bloqueo)
- Canal requerido para disparar (sistemas de disparo transferido)

Lógica de teleprotecciones

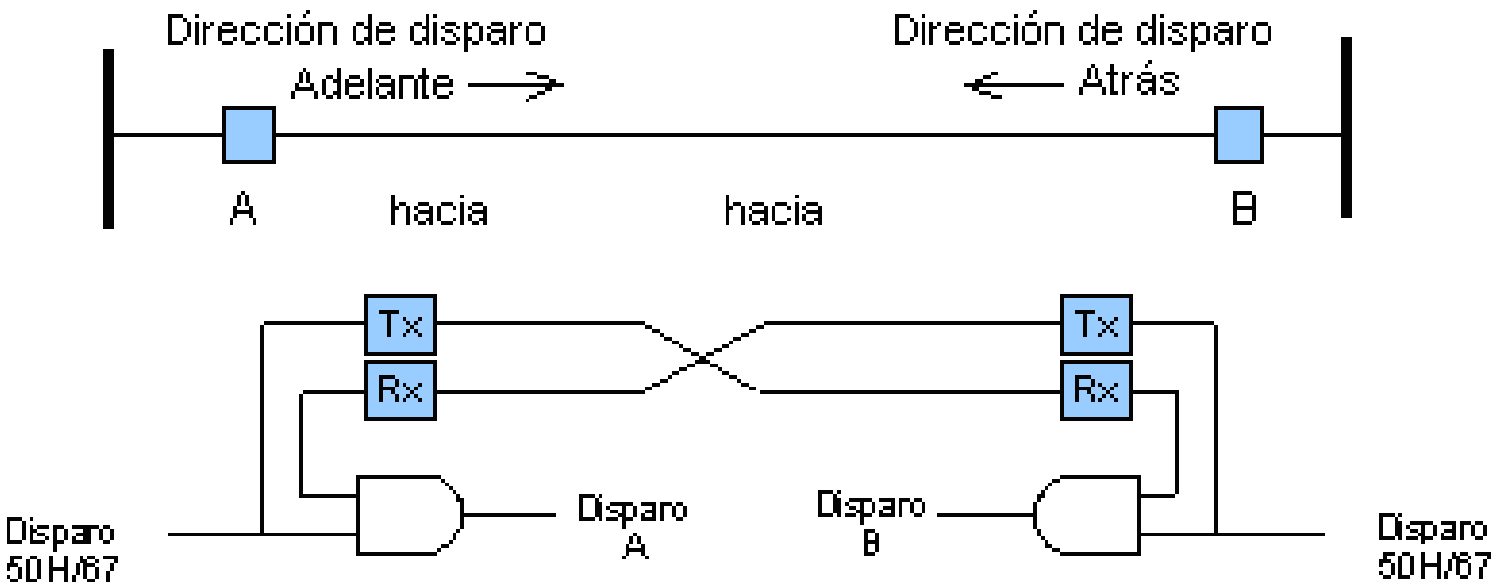
Esquemas:

- Comparación Direccional (Bloqueando/Desbloqueando)
- Sobrealcance Permisivo (POTT)
- Hybrid POTT, Weak Infeed y ECHO
- Subalcance Permisivo (PUTT) (Directo/DDT)
- Disparo Transferido Directo (DTD)
- Disparo Transferido de Línea (DTL)

Lógica de teleprotecciones (POTT)

POTT (Disparo Permisivo Transferido con Sobrealcance)

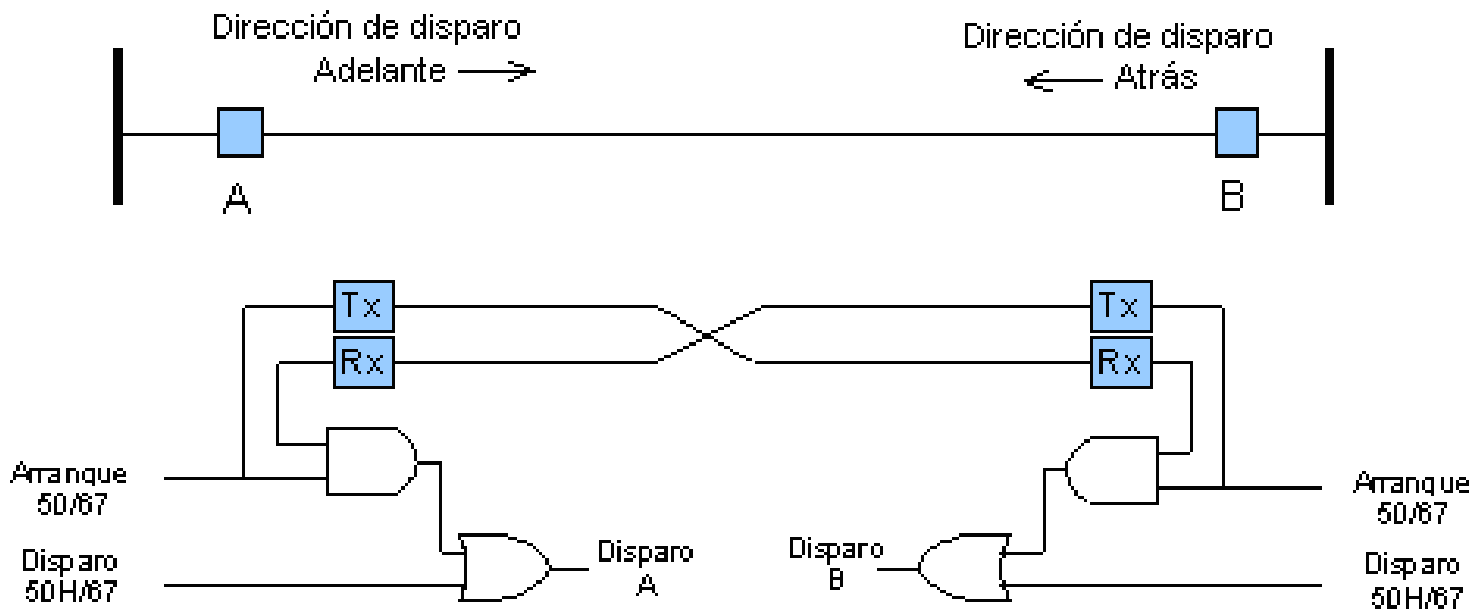
En este esquema se compara la dirección de la corriente en los relevadores a ambos extremos de la línea. Se produce disparo sólo si ambos relevadores ven una falla en el segmento de línea protegido



Lógica de teleprotecciones (PUTT)

PUTT (Disparo Permisivo Transferido con Subalcance)

Este esquema requiere de una función de subalcance (zona 1: típicamente una función 50 o 50H) que dispara el interruptor local y es enviada al extremo remoto y de una función de sobrealcance (zona 2: 50, 50H ó 51) que cubre fallas más lejanas (corrientes menores)



Sincrofasores

Sincrofasores

- Los sincrofasores son mediciones sincronizadas en tiempo del fasor.
- Los relojes sincronizados vía satélite emiten mediciones con estampa de tiempo que permiten que los datos se alineen con la referencia de la base del tiempo.
- Los sistemas tradicionales SCADA utilizan la estimación de estado para calcular el estado del sistema con base en puntos de datos no sincronizados, que son recolectados en una locación central en lapsos de dos a cuatro segundos.

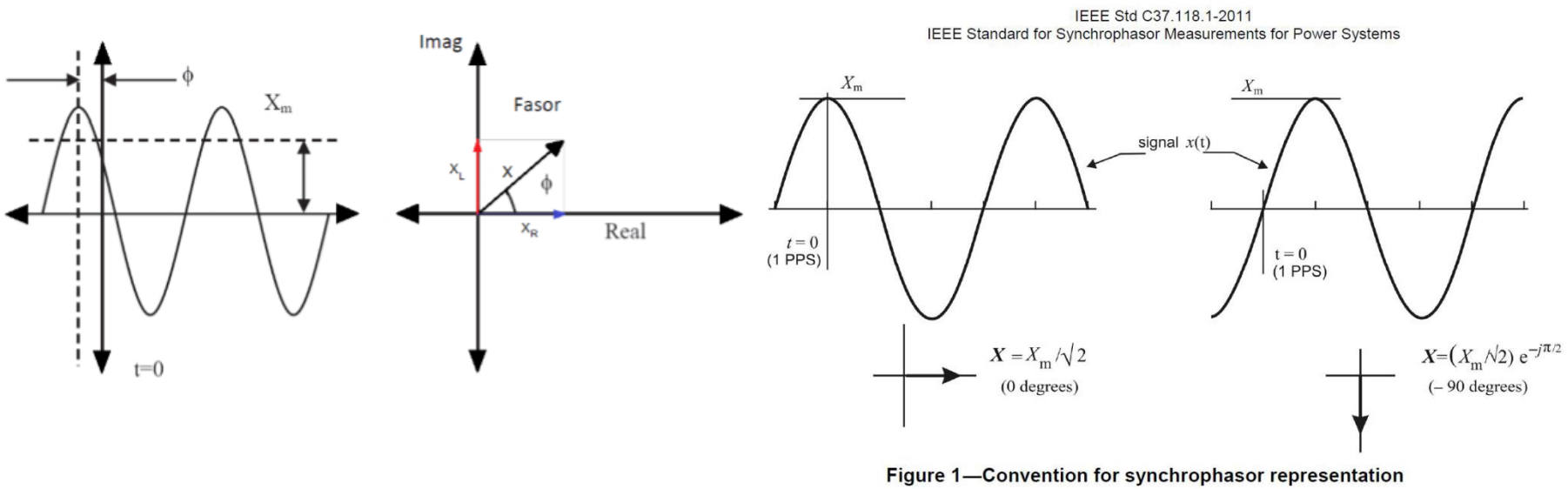
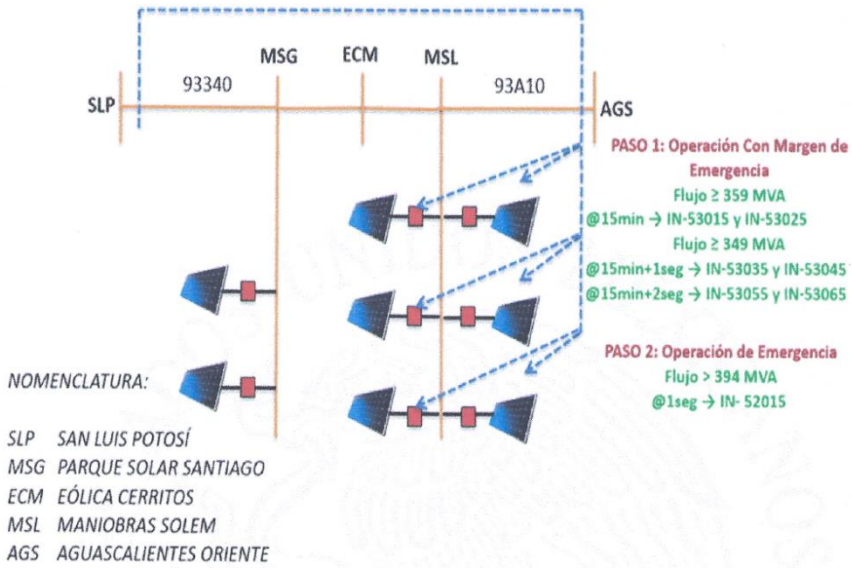


Figure 1—Convention for synchrophasor representation

Disparo Automático de Generación Esquemas de Acción Remedial

EDAG; DAG; EAR



- EAR en planta solar Alten Dos:

Paso 1 Operación con margen de emergencia			
Equipo en monitoreo	Condición	Acción (D/)	Observaciones
LT MSL-93A10-AGS **LT SLP-93340-MSG**	LT SLP-93340-MSG ≥ 359 MVA y t= 15 min. ó LT MSL-93A10-AGS ≥ 359 MVA y t = 15 min.	IN-53015 IN-53025	Se requiere alarma en SCADA de posicionamiento del DAG de 0 a 15 min (envío de contador de tiempo), el contador de tiempo se reinicia hasta que el flujo sea menor a 349 MVA. Desconexión del grupo de 2 circuitos (50 MW aproximadamente) con envío de alarma de operación de DAG
	LT SLP-93340-MSG ≥ 349 MVA y t= 15 min + 1seg. y V/OI* ó LT MSL-93A10-AGS ≥ 349 MVA t=15min+1seg. y V/OI	IN-53035 IN-53045	Desconexión del grupo de 2 circuitos (50 MW aproximadamente)
	LT SLP-93340-MSG ≥ 349 MVA y t= 15 min+2seg. y V/OI ó LT MSL-93A10-AGS ≥ 349 MVA y t=15min+2seg. y V/OI	IN-53055 IN-53065	Desconexión del grupo de 2 circuitos (40 MW aproximadamente).

*V/OI -Verificar Operación Inicial

Paso 2 Condición de emergencia			
Equipo en monitoreo	Condición	Acción (D/)	Observaciones
LT MSL-93A10-AGS **LT SLP-93340-MSG**	LT SLP-93340-MSG ≥ 394 MVA. ó LT MSL-93A10-AGS ≥ 394 MVA.	IN-52015	Desconexión de la generación en Cúbico Alten Aguascalientes Dos (140 MW).

Nota: Cualquier lógica adicional que permita asegurar que el DAG opere correctamente deberá ser propuesta para su VoBo. (ejemplo: pérdida de potenciales de elementos Z, línea en vacío, etc.)

Coordinación de Protecciones

Introducción

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores.

Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo a sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad.

Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia; por tanto, son mayores si duran corto tiempo.

Introducción

También es posible considerar un ajuste escalonado de la protección en lugar de una curva de aproximación a la operación; pero, en toda circunstancia debe conservarse el margen apropiado entre el ajuste y la operación normal. Para el ajuste se debe considerar todos los factores que afectan la operación normal como son:

- En los Reactores y Bancos de Capacitores, los niveles de tensión que determinan mayores corrientes; es decir, un aumento de la tensión trae consigo un aumento proporcional de la corriente, con la consiguiente sobrecarga

- En los Bancos de Capacitores, las pequeñas tensiones armónicas determinan corrientes mayores por causa de la mayor frecuencia. Por ejemplo, la quinta armónica determinará una corriente cinco veces mayor que la tensión de la frecuencia fundamental.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

Introducción

En el caso de los ajuste de tensión los errores serán los siguientes:

- Error de los transformadores de tensión: 1%
- Error del relé 1%
- Conexiones 1%
- Tolerancia de cálculo 5%
- Total 8% => 10%

En el caso de los ajuste de corriente los errores serán los siguientes:

- Error de los transformadores de corriente: 5%
- Error del relé 1%
- Tolerancia de cálculo 5%
- Total 11% => 15%

Introducción

Para los ajustes de las impedancias se debe considerar otros aspectos que son:

- Error de los transformadores de tensión: 1%
- Conexiones 1%
- Error de los transformadores de corriente: 5%
- Error del relé 1%
- Tolerancia de cálculo 5%
- Total 13% => 15%

Por tanto, para los ajustes de las tensiones se debe tomar un margen mínimo del 10%, el cual debe ser considerado en el sentido más desfavorable; es decir, se debe considerar 90% ó 110% del valor calculado, según sea el caso.

De la misma manera, para los ajustes de las corrientes e impedancias se debe considerar un margen mínimo del 15%, lo cual lleva a ajustar al 85% ó el 115% según sea el caso.

Objetivo de un Estudio de Coordinación de Protecciones

Un **estudio de coordinación de protecciones** es un análisis obligatorio antes de poner en servicio de manera segura y efectiva un sistema eléctrico. El análisis y coordinación de los dispositivos de protección determina los valores de ajuste de tiempo y corriente a los cuales los dispositivos de protección operarán.

El **sistema de protección** debe detectar cualquier falla u operación anormal de una forma rápida, selectiva, y dependiendo de los requerimientos del sistema, accionar la apertura del mínimo de interruptores posibles, para aislar y eliminar el elemento defectuoso del resto del sistema.

Coordinación de protecciones

Objetivo: Determinar las características, valores nominales y ajustes de los dispositivos de protección que aseguren la correcta operación de estos ante la ocurrencia de una falta, de manera tal que se logre aislar esta zona, manteniendo la continuidad del servicio en el resto del circuito.

Algoritmo: Criterios recomendados en la norma IEEE Std 1547 “National Standard for Interconnecting Distributed Generation” y IEEE Std 519 “Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”.

Criterios básicos

- **Sobreintensidad**

En sistemas puestos a tierra sólidamente o con baja impedancia:

- 10%-20% de la carga
- Para motores y generadores se suele limitar la corriente de falta a tierra a 10A por lo que usa un toroidal y un ajuste en torno a 6A primarios.

Faltas a tierra para sistemas con puesta a tierra con resistencia:

Calcular una falta en el secundario del trafo:

- 70% de corriente de falta a tierra con un pequeño retraso de 100ms.
- 40% de corriente de falta a tierra con un pequeño retraso de 400ms. Detectaría faltas con resistencia. El retraso protege de disturbios del sistema como apertura/cierre de líneas.
- 10% de la corriente de falta con retraso de 0,8s. Detectaría faltas con gran resistencia. No debe haber secuencia homopolar en condiciones de funcionamiento sin falta. El retraso protege ante ruido en el circuito del CT.

Criterios básicos

- **Sobreintensidad**

Alimentadores:

- Se modelará la curva de capacidad térmica del cable ante cortocircuitos (I^2t).
- Se elegirá el arranque de la protección lo más aproximado posible a la curva de sobrecarga del cable, con el fin de evitar el amontonamiento de curvas que originaría una elevación importante de los tiempos en la cadena de coordinación.
- En el caso de dos o más cables en paralelo en una misma celda se utilizará como curva límite del cable la de un grupo (3 x (1 x Sección) o (3 x Sección)), dado que en caso de un defecto en uno de los cables paralelos, este conductor estará sometido prácticamente a toda la corriente del cortocircuito. Esta condición pretende evitar problemas en los cables, así como alargar la vida útil de los mismos.
- Se determinan el área de los conductores en mm2 y se determina el tiempo que el alimentador puede soportar la falla

$$T = 2.85978 * \left(\frac{1973.6842 * mm^2}{1000 * Icc} \right)^2$$

Criterios básicos

- **Sobreintensidad**

Transformadores AT:

- Se ajustará un arranque de la unidad temporizada de sobreintensidad como máximo a 1,2 veces la intensidad nominal de los transformadores de intensidad asociados al lado de AT del transformador.
- Si es posible, se ajustará el arranque de la unidad temporizada de sobreintensidad como máximo a 1,25 veces la intensidad a plena carga del transformador en el lado de alta tensión y 1.1 en el lado de media tensión a fin de realizar una protección de apoyo frente a las sobrecargas del transformador.
- En la medida de lo posible el margen de coordinación entre media tensión y alta tensión será de 500ms.
- Se ajustará la curva de disparo de la unidad temporizada de forma que no haya disparo en la maniobra de energización del transformador, es decir, que para una intensidad de 10-34.5 veces la intensidad a plena carga del transformador, el tiempo de disparo sea superior a 0,1 segundos.

Criterios básicos

- **Sobreintensidad**

Transformadores AT:

- Con el fin de garantizar el disparo de la unidad instantánea para un determinado valor de corriente de cortocircuito, se ajustará esta unidad como máximo al 70% de dicha corriente.

- Deberá comprobarse que con este ajuste, la unidad no dispare en aquellas situaciones donde no se desee. Para garantizar esto, es recomendable que el ajuste sea superior a 1.5 - 2 veces el valor máximo de corriente para la cual no se desea que actúe la unidad. Si no es posible realizar el ajuste dentro de este margen, se recomienda no ajustar la unidad instantánea.

Criterios básicos

- **Sobreintensidad**

Transformadores AT:

- Ajuste del arranque de la unidad temporizada de neutro de las protecciones. El nivel de sensibilidad de la protección vendrá definido por:
    - Valores de cortocircuito monofásicos, directamente relacionado con la limitación de corriente de neutro que pueda existir.
    - Máxima componente residual que pueda aparecer debido a problemas de transposición, desequilibrios, saturación de transformadores de intensidad, etc.
    - Umbral mínimo de sensibilidad del relé incluyendo los efectos derivados de la relación de transformación.
    - Valores típicos: (0.2 - 0.5) In

Criterios básicos

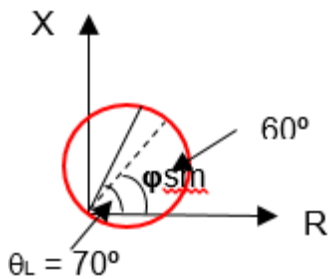
- **Sobreintensidad**

Transformadores MT:

- En los relés situados en el secundario de un transformador que alimenta a una barra con varias salidas deberá evitarse la utilización del elemento instantáneo, con el fin de garantizar selectividad en las salidas correspondientes, aguas abajo del mismo.
- En alguna circunstancia puede ocurrir que se pierda selectividad con bajos niveles de corriente de defecto. Ello será debido fundamentalmente al uso de dispositivos de diferente tipo de curva. Esta circunstancia podrá ser permisible siempre y cuando no sea evitable.
- La existencia del transformador Δ/Y en la planta permite independizar las zonas de coordinación de las protecciones de neutro, dado que en secuencia homopolar las distintas zonas están desacopladas en cuanto a fuentes de corriente homopolar.

Criterios básicos

- **Baja tensión (27):** 80 % del valor nominal
- **Sobretensión (59):** 20% por encima del valor nominal
- **Baja frecuencia (81u):** Valor: 49.83 Hz, con una temporización de 0,16 seg.
- **Sobre frecuencia (81o):** Valor 50.41 Hz, con una temporización de 0,16 seg
- **Sobre corriente (50/51):** 10% por encima del valor nominal
- **Distancia (21):**
  - Primera zona: Su operación es instantánea, tiempo de operación 0.025s.
    Z de arranque ≤ 0,85 Z línea protegida =4.5*0.85= 3.8 / 70º Ω



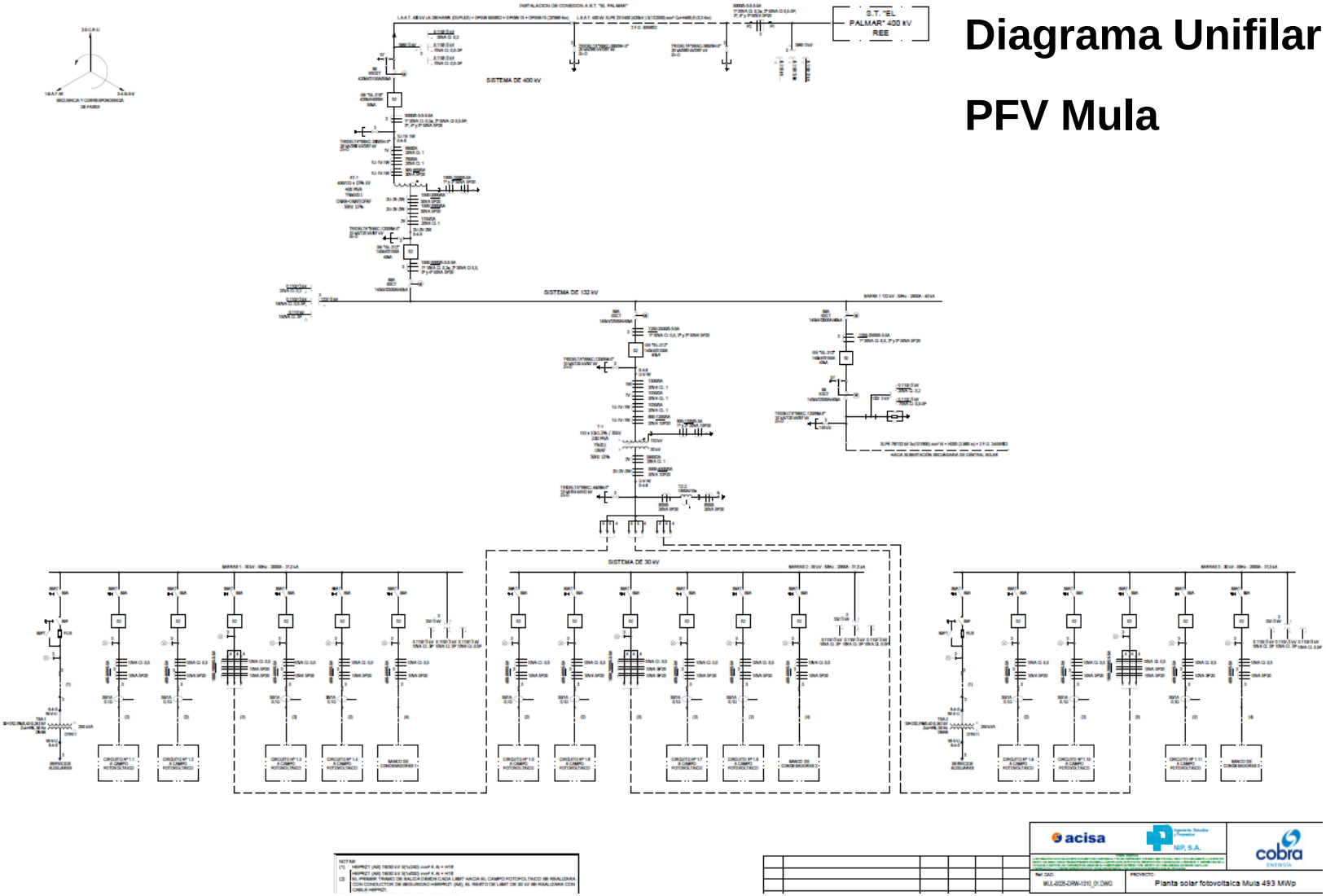
  - Segunda zona: Tiempo de operación 0.3s
    Z de arranque = ZIIap A ≤ kII (ZAB + (k / kcBC) ZIap B); ZIIap A ≤ kII (ZAB + (k / kcT) ZT)
  - Tercera zona: Tiempo de operación 1s
    Z de arranque = ZIIIap A ≤ kIII (ZAB + (k / kcBC)ZAB)

EJEMPLO COORDINACION DE PROTECCIONES

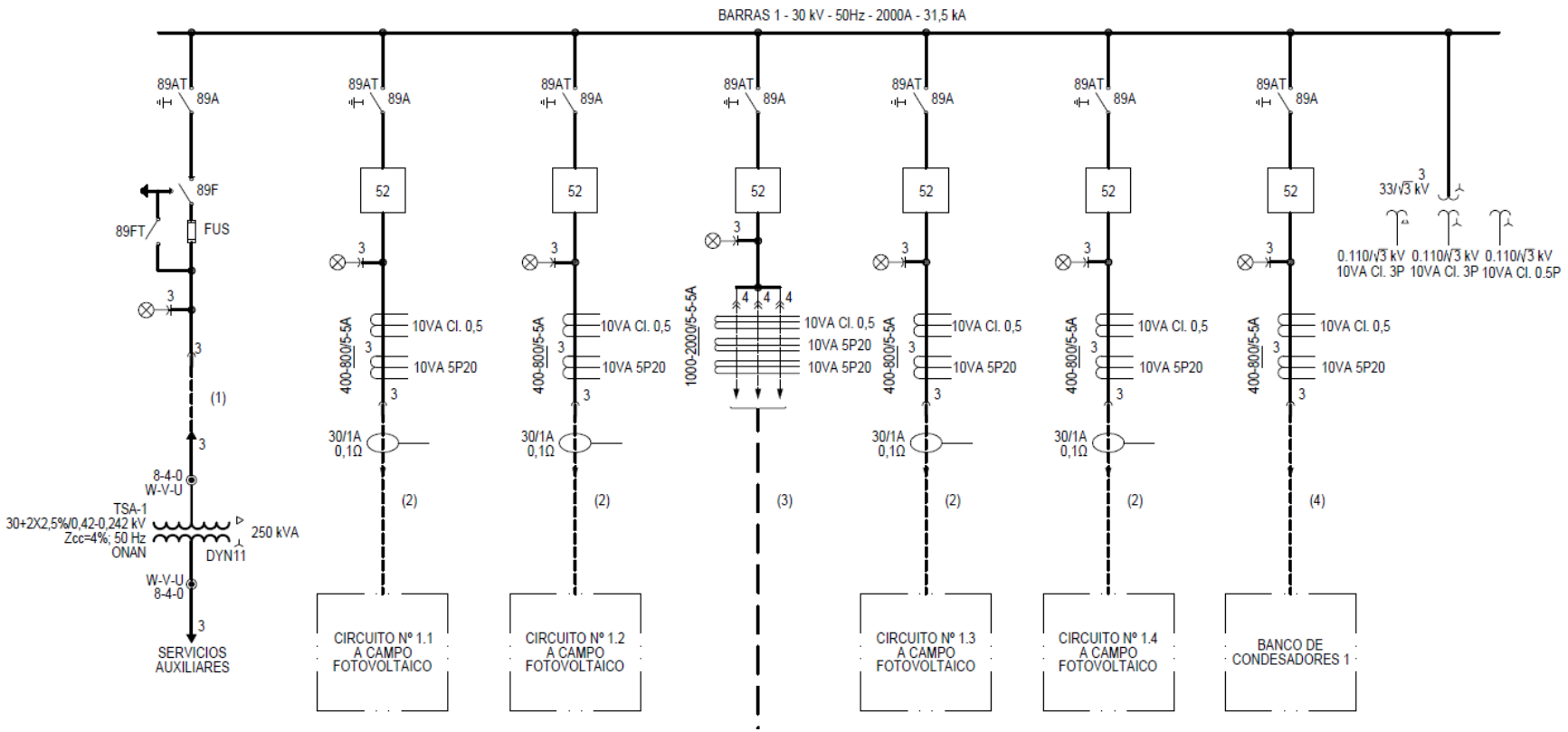
Coordinación de protecciones

Diagrama Unifilar

PFV Mula

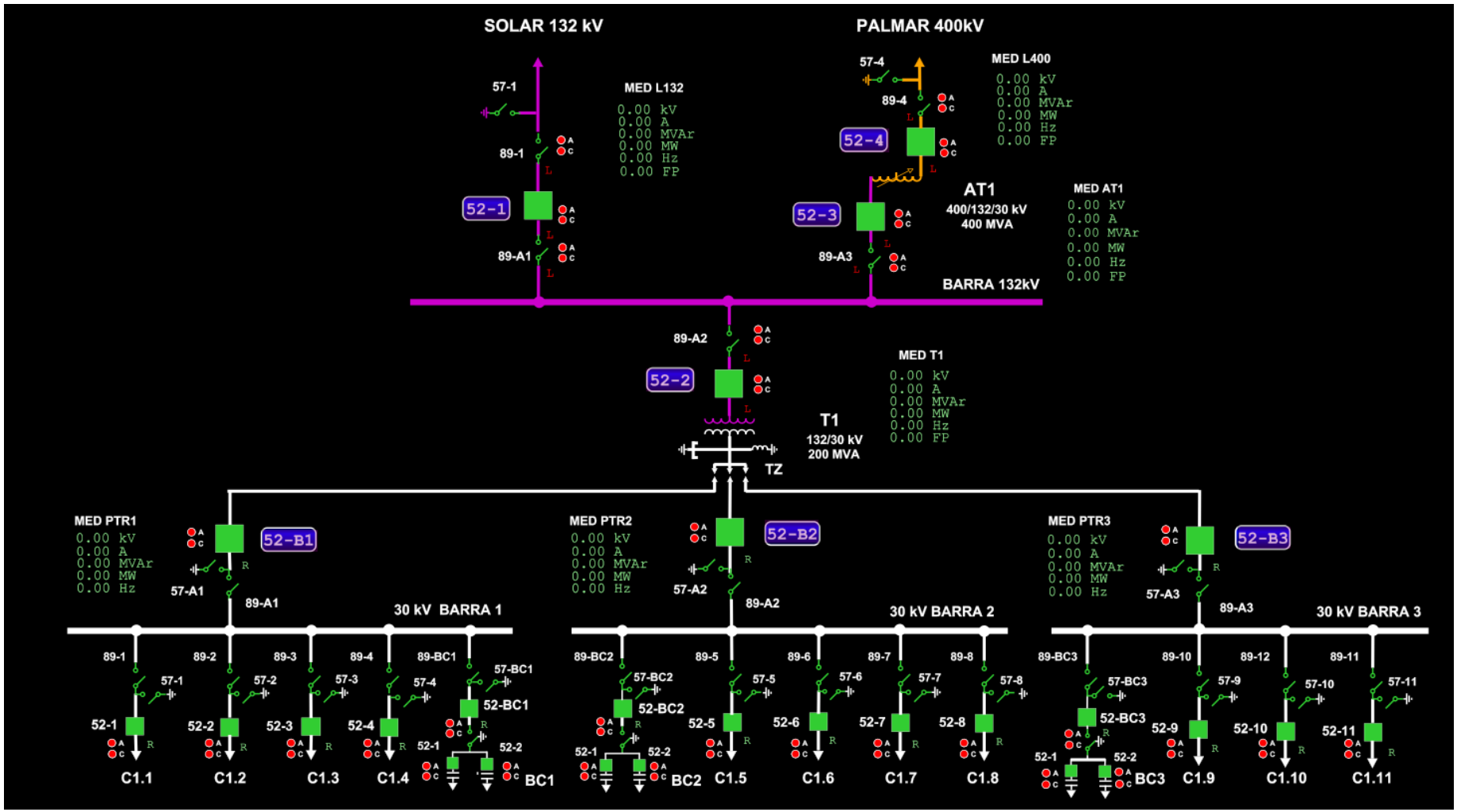


Coordinación de protecciones



Coordinación de protecciones

Proyecto saTECH CNF



Coordinación de protecciones

En base a los datos de partida, se desarrollan los siguientes pasos:

- Modelado de los diferentes elementos del sistema
- Cálculo de corrientes de cortocircuito
- Análisis de datos
- Comprobaciones y selectividad
- Elaboración de ajustes de protecciones

Coordinación de protecciones

Sistema Eléctrico Externo

La red de 400 kV se ha modelado mediante el equivalente de generador de potencia infinita en serie con una reactancia, cuyo valor ha sido calculado a partir de los valores de cortocircuito facilitados en la subestación Mula.

Punto de conexión a red 400 kV

- Scc,3F max ..... 16.703,90 MVA
- Icc,3F max ..... 24,11 kA
- Scc,3F min ..... 7.447,82 MVA
- Icc,3F min ..... 10,75 kA
- Icc,1F max ..... 22,05 kA
- Icc,1F min ..... 9,93 A

Coordinación de protecciones

Línea de evacuación 400 kV hasta SET MULA

- Tensión nominal: ..... 400 kV
- Longitud tramo aéreo: ..... 20,986 km
- Longitud tramo subterráneo: ..... 0,29423 km

Resumen de datos de Impedancias

	Secuencia directa			Secuencia homopolar		
	Resistencia R1 (Ω/km)	Reactancia X1 (Ω/km)	Susceptanc. B1 (S/km)	Resistencia R0 (Ω/km)	Reactancia X0 (Ω/km)	Susceptanc. B0 (S/km)
Tramo aéreo	0,15070	0,33200	$0{,}3396 \cdot 10^{-6}$	0,307	0,919	$1{,}08 \cdot 10^{-6}$
Tramo subterráneo	0,01447	0,16153	$75{,}3982 \cdot 10^{-6}$	0,0752	0,1024	$75{,}3982 \cdot 10^{-6}$

Coordinación de protecciones

arteche

Transformadores

Los datos exactos para cada transformador se obtienen de la información proporcionada por los fabricantes tanto para el autotransformador 400/132/30 kV, como para el transformador de potencia 132/30 kV y para los transformadores 30/0.65 kV asociados a los inversores.

Para una mayor simplificación del modelado del sistema, se ha implantado un modelo equivalente del transformador de los inversores.

Autotransformador

Potencia ONAN/ONAF/OFAF ..... 240/320/400 MVA

Relación de transformación ..... 400 ± 10x1,5% / 132 / 30 kV

Tensión de cortocircuito (toma central Sbase=400 MVA) 13%

Pérdidas en el cobre ..... 800 kW

Tensión de cc homopolar (toma central Sbase=400 MVA) 12%

Grupo de conexión YNa0d11

Coordinación de protecciones

Transformador

Potencia ONAN/ONAF ..... 200 MVA

Relación de transformación ..... 132 ± 10x1,5% / 30 kV

Tensión de cortocircuito (toma central Sbase=200 MVA) 13%

Pérdidas en el cobre ..... 615 kW

Tensión de cc homopolar (toma central Sbase=200 MVA) 12%

Grupo de conexión YNd11

Coordinación de protecciones

arteche

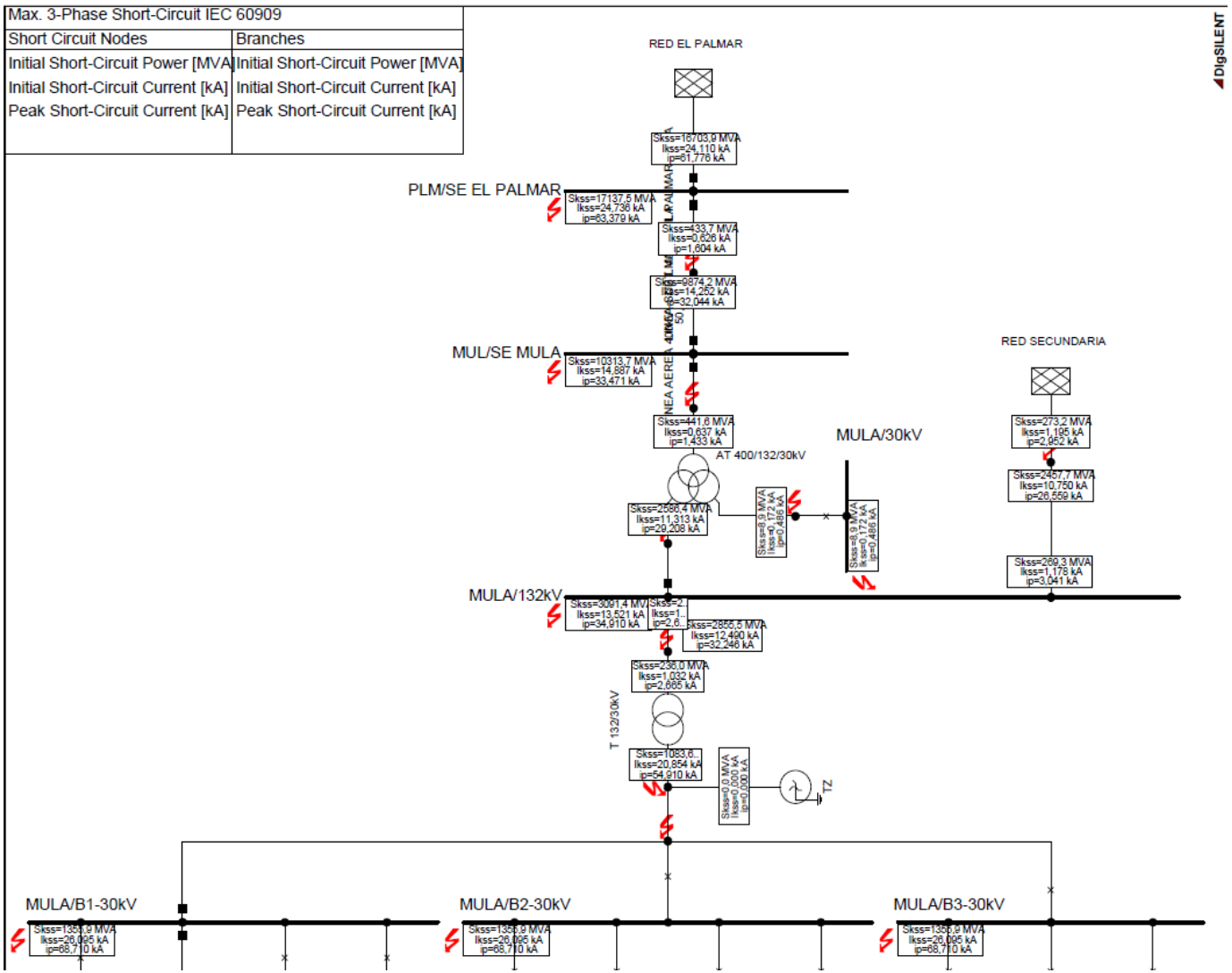
Calculo de Cortocircuito

Se han calculado las corrientes de cortocircuito para diferentes casos, considerando en cada uno de ellos dos hipótesis:

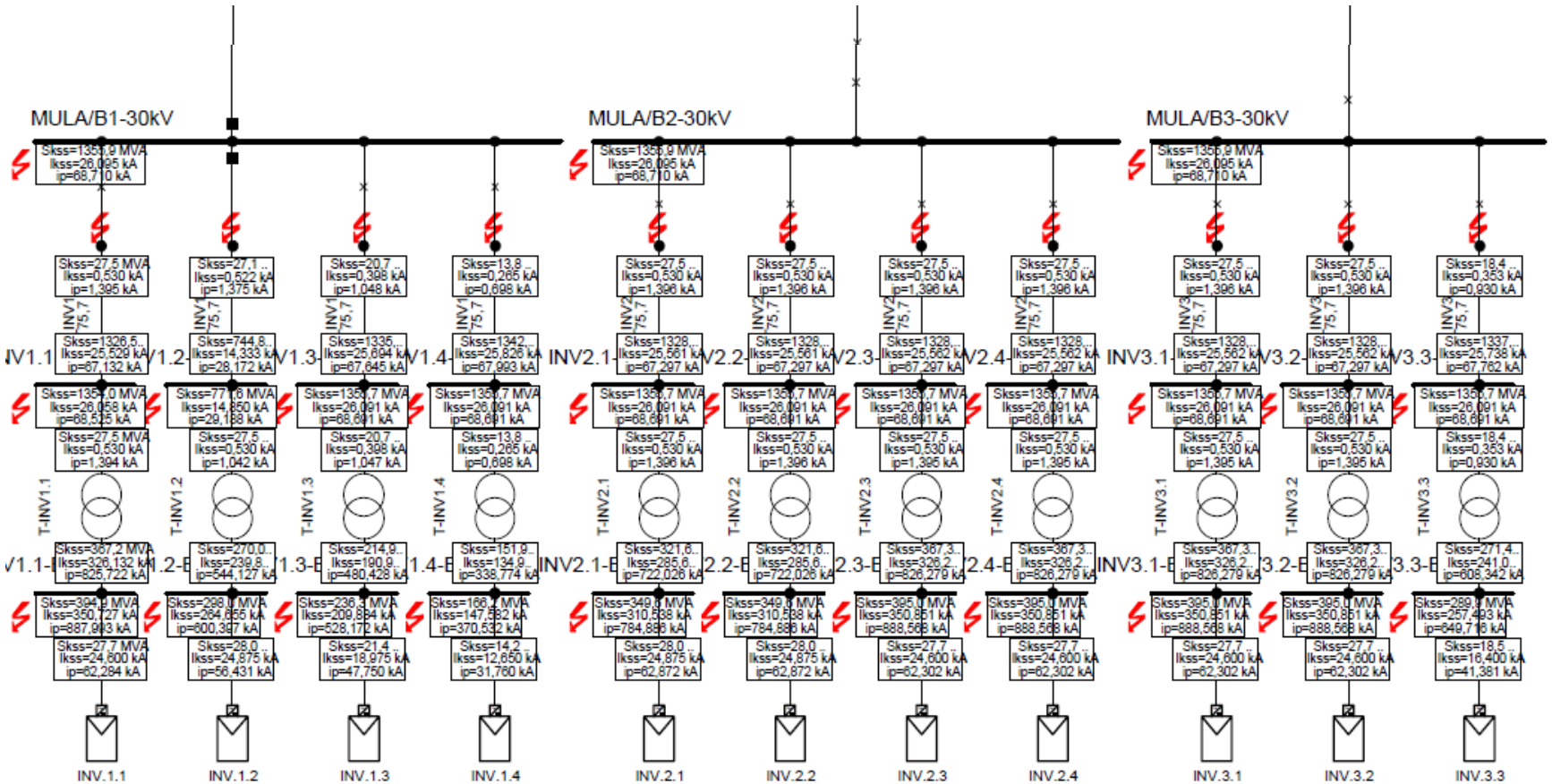
- Cortocircuito máximo: Se considera la red exterior con su potencia de cortocircuito máxima y se considera también aportación al cortocircuito de todos los inversores

- Cortocircuito mínima: Se considera exclusivamente aportación de intensidad de la red, modelada por su potencia de cortocircuito mínima.

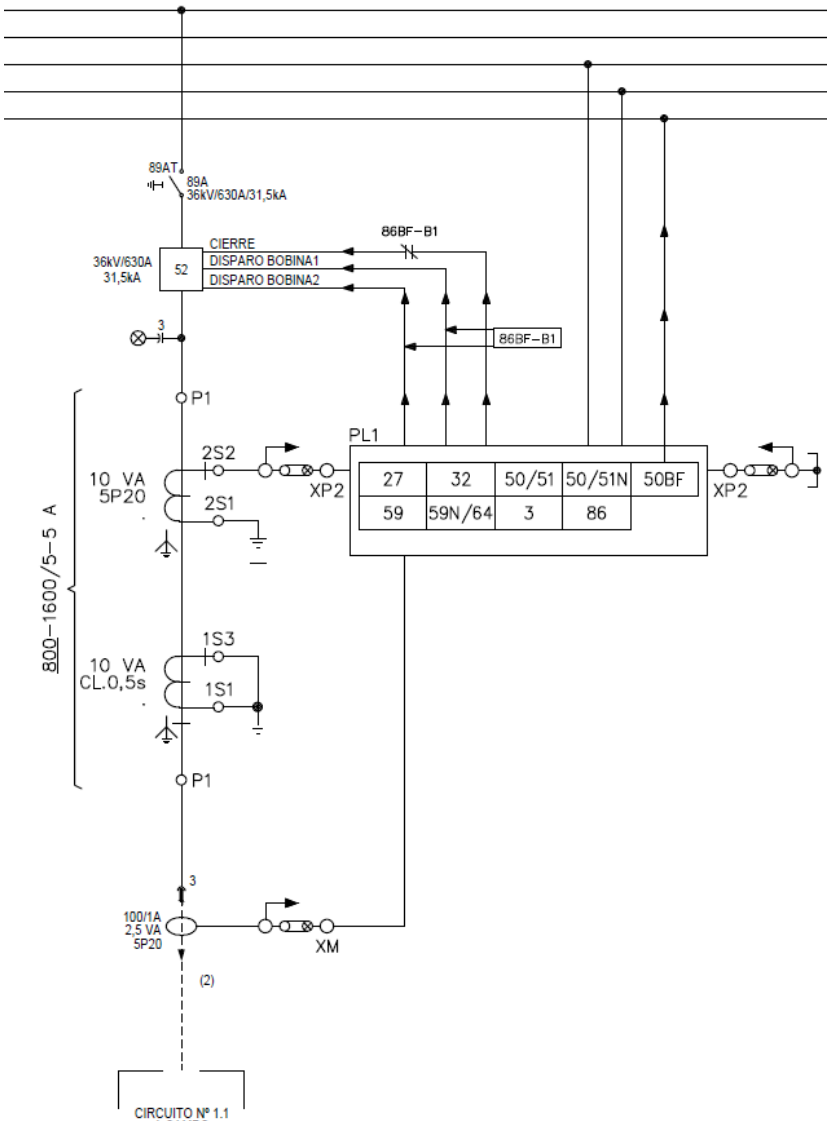
Coordinación de protecciones



Coordinación de protecciones.



Coordinación de protecciones. Ajustes



Sobreintensidad de fases (50/51):
Sobreintensidad tiempo definido: deshabilitado
Sobreintensidad tiempo inverso: 4,0 A / 0,20 / curva IEC normal inversa

Sobreintensidad de neutro (50N/51N):
Sobreintensidad tiempo definido: 1,5 A / 0,5 sg
Sobreintensidad tiempo inverso: 0,5 A / 0,18 / curva IEC normal inversa

Protección de mínima frecuencia (81m):
Ajuste mínima frecuencia: 47,5 Hz
Tiempo disparo: 3 s
Tensión mínima para arranque: 66 V (F-F)

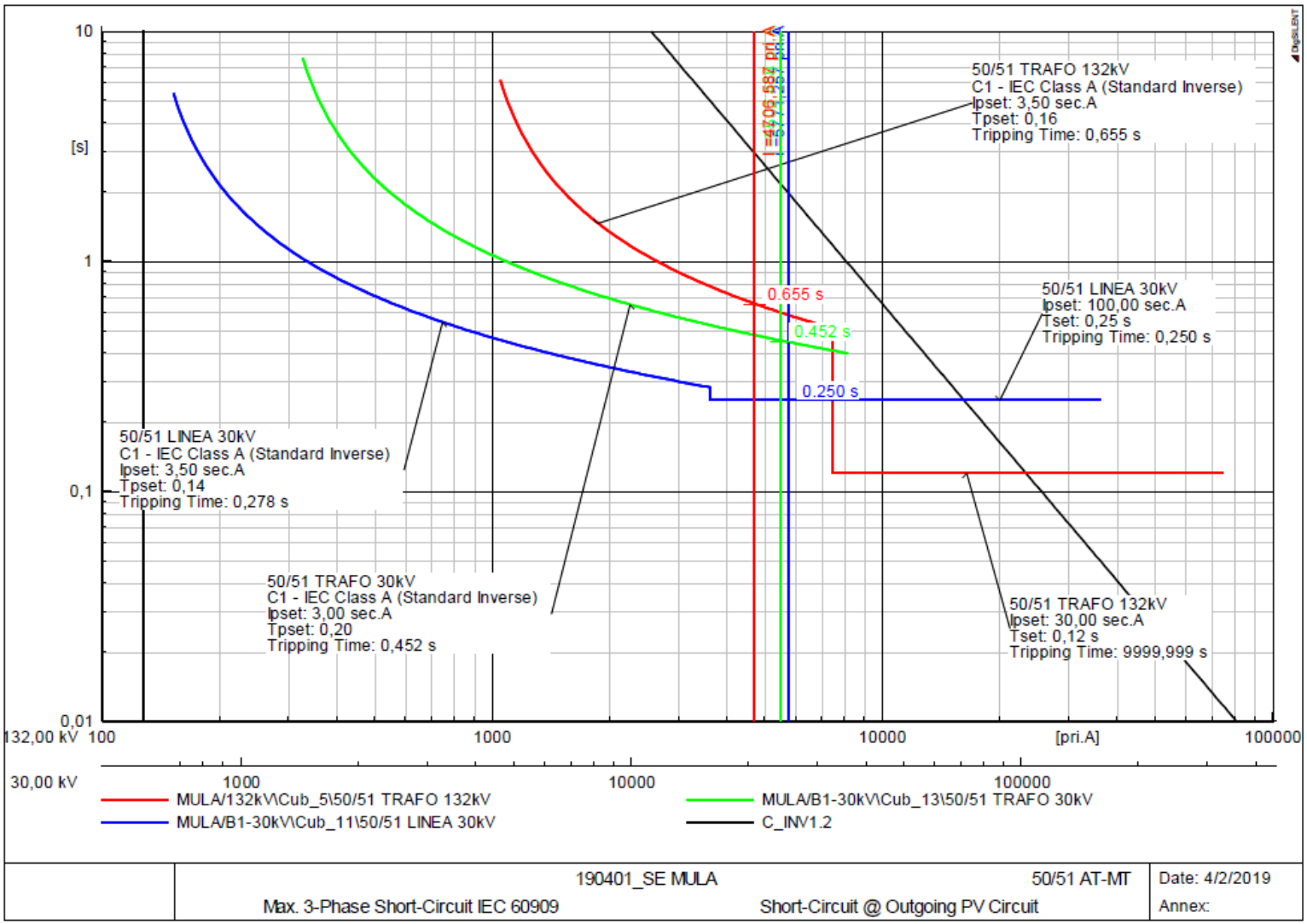
Protección de máxima frecuencia (81M):
Ajuste máxima frecuencia: 50,9 Hz
Tiempo disparo: 0 sg
Tensión mínima para arranque: 66 V (F-F)

Protección subtensión (27):
Arranque: 88,0 V (80% Unominal F-F)
Temporización: 1,2 s

Protección sobretensión (59):
Arranque: 126,5 V (115% Unominal F-F)
Temporización: 0,2 s

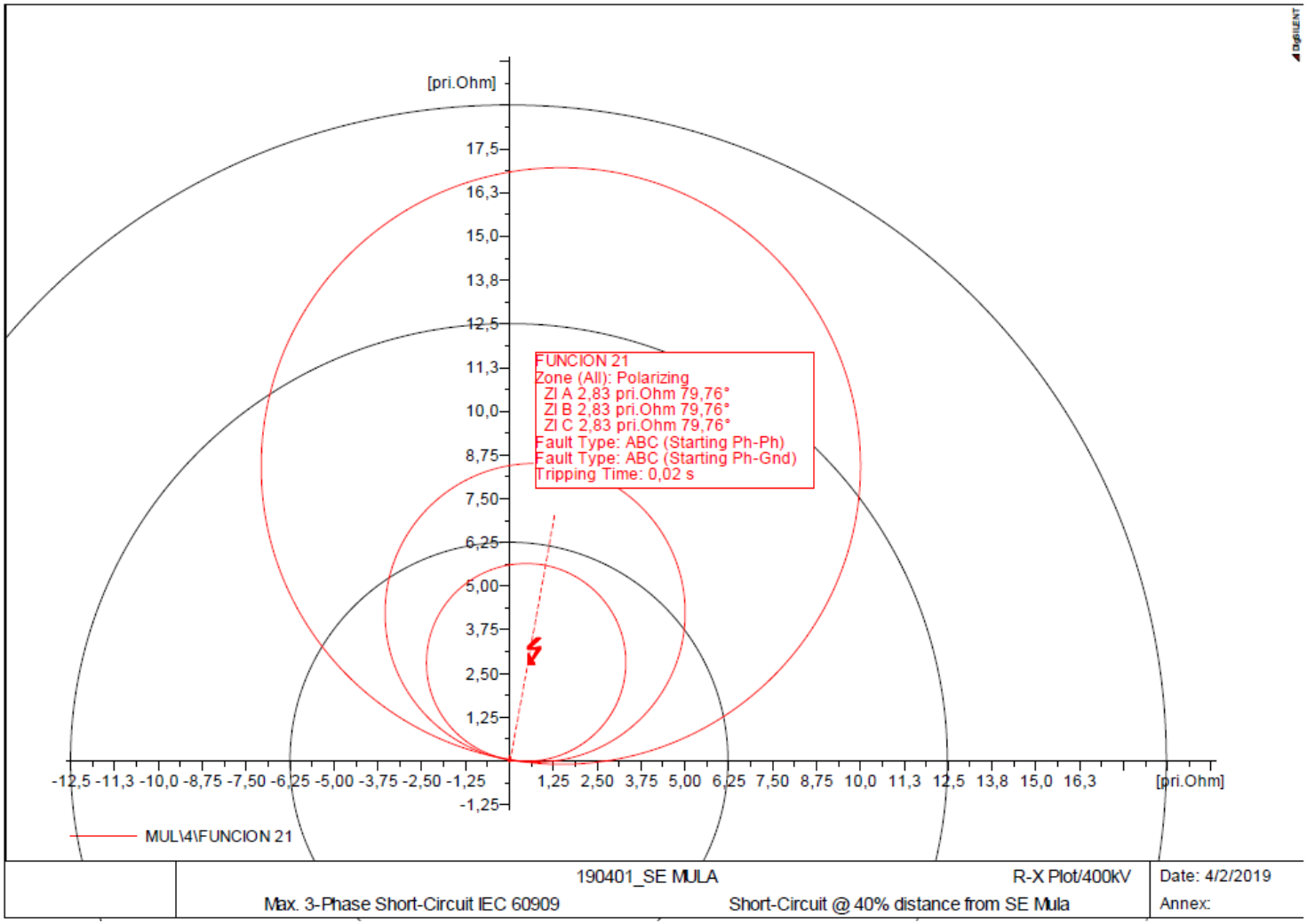
Protección de sobretensión homopolar (59N):
Tensión de arranque: 35 V
Tiempo de disparo: 1,2 s

Coordinación de protecciones. Gráficas



Cortocircuito trifásico máximo extremo línea 30 kV

Coordinación de protecciones. Gráficas



Cortocircuito trifásico máximo línea 400kV – 40% de distancia de SE Mula

arteche
Moving together