

2.0 Cálculo de Cortocircuitos

IEC 60909

Por: Ing. César Chilet

Temario

1. Introducción
2. Modelamiento.
3. Cálculo de cortocircuitos trifásicos.
4. Componentes simétricas
5. Fallas a tierra en sistemas aislados.
6. Oscilografías.

INTRODUCCIÓN

¿Para qué el cálculo de cortocircuitos?

- Dimensionamiento de dispositivos de maniobra
- Dinámico dimensionamiento del equipamiento de distribución.
- Capacidad térmica de los dispositivos eléctricos (e.g. cables)
- Coordinación de la Protección
- Diagnóstico de falla
- Datos de entrada para
 - Estudios de aterramiento
 - Cálculos de interferencias
 - Planeamiento EMC
 -

Cálculo de cortocircuitos - Normas

- IEC 60909:
Short-Circuit Current Calculation in Three-Phase A.C. Systems
 - European Standard EN 60909
 - German National Standard DIN VDE 0102
 - further National Standards
 - Engineering Recommendation G74 (UK)
Procedure to Meet the Requirements of IEC 60909 for the Calculation of Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Power Systems
- ANSI IEEE Std. C37.5 (US)
IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of a.c. High Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis.

Cálculo de cortocircuitos

Standard IEC 60909

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

CEI
IEC
60909-0
Première édition
First edition
2001-07

Courants de court-circuit dans les réseaux
triphasés à courant alternatif –

Partie 0:
Calcul des courants

Short-circuit currents in three-phase
a.c. systems –

Part 0:
Calculation of currents



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60909-0:2001

IEC 60909 : Short-circuit currents in three-phase a.c. systems

- Part 0: Calculation of currents
- Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents
- Part 2: Electrical equipment; data for short-circuit current calculations
- Part 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth
- Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents

Cálculo de cortocircuitos

Alcance de la IEC 60909

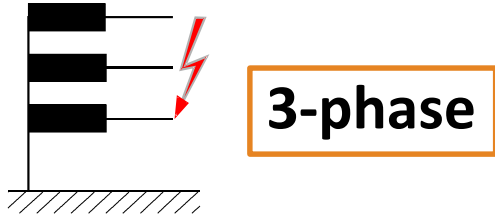
- Sistemas trifásicos AC
- Sistemas de baja tensión y alta tensión hasta 500 kV
- Frecuencia nominal de 50 Hz y 60 Hz
- Cortocircuitos balanceados y desbalanceados
 - Cortocircuitos trifásicos
 - Cortocircuitos bifásicos (con y sin conexión a tierra)
 - Simple falla a tierra en sistemas con neutro sólidamente aterrizado o con impedancia entre neutro y tierra
 - Dos cortocircuitos separados pero simultáneos, simples fallas a tierra en sistemas con neutro aislado o aterrizamiento resonante en el neutro (IEC 60909-3)
- Corrientes de cortocircuito máximo
- Corrientes de cortocircuito mínimo

Tipo de cortocircuito

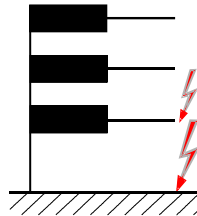
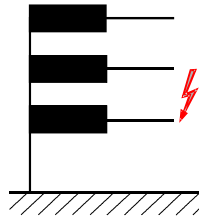
- Según el número de fases involucradas:
 - Cortocircuito entre las 3 fases.
 - Cortocircuito entre 02 fases.
 - Cortocircuito entre 02 fases y tierra.
 - Falla monofásica a tierra.
- Según el valor de falla entre fases:
 - Fallas balanceadas (cortocircuito trifásico- 3ϕ).
 - Fallas Desbalanceadas (2ϕ , $2\phi+t$, $1\phi-t$)

Cálculo de cortocircuitos

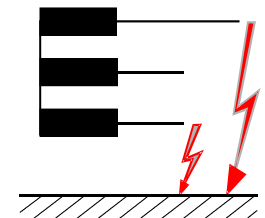
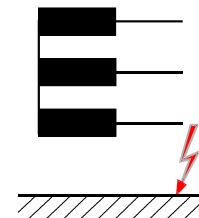
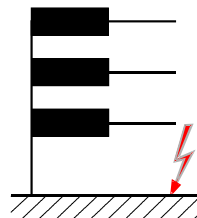
Tipos de cortocircuitos



2-phase



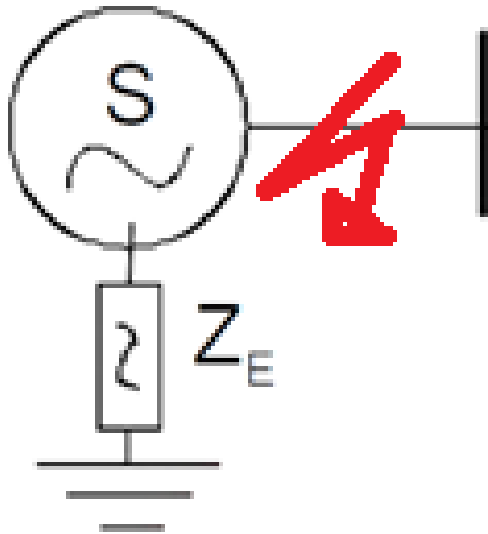
1-phase



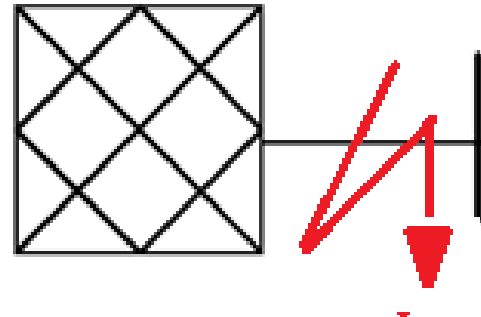
Tipo de fallas

Según su localización:

Fallas en las cercanías de la generación.

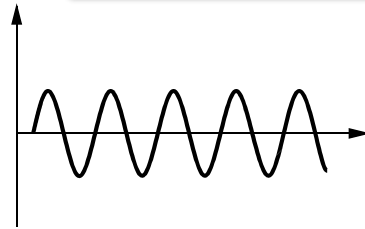


Fallas alejadas de la generación.

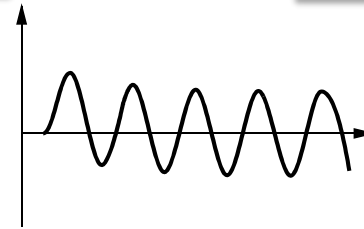


Variación de las formas de onda de las corrientes de cortocircuito

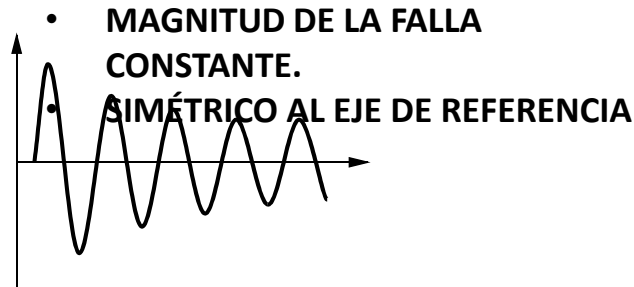
Falla localizada en una red



Falla en el pico de la tensión



Falla en el cruce de la tensión por cero



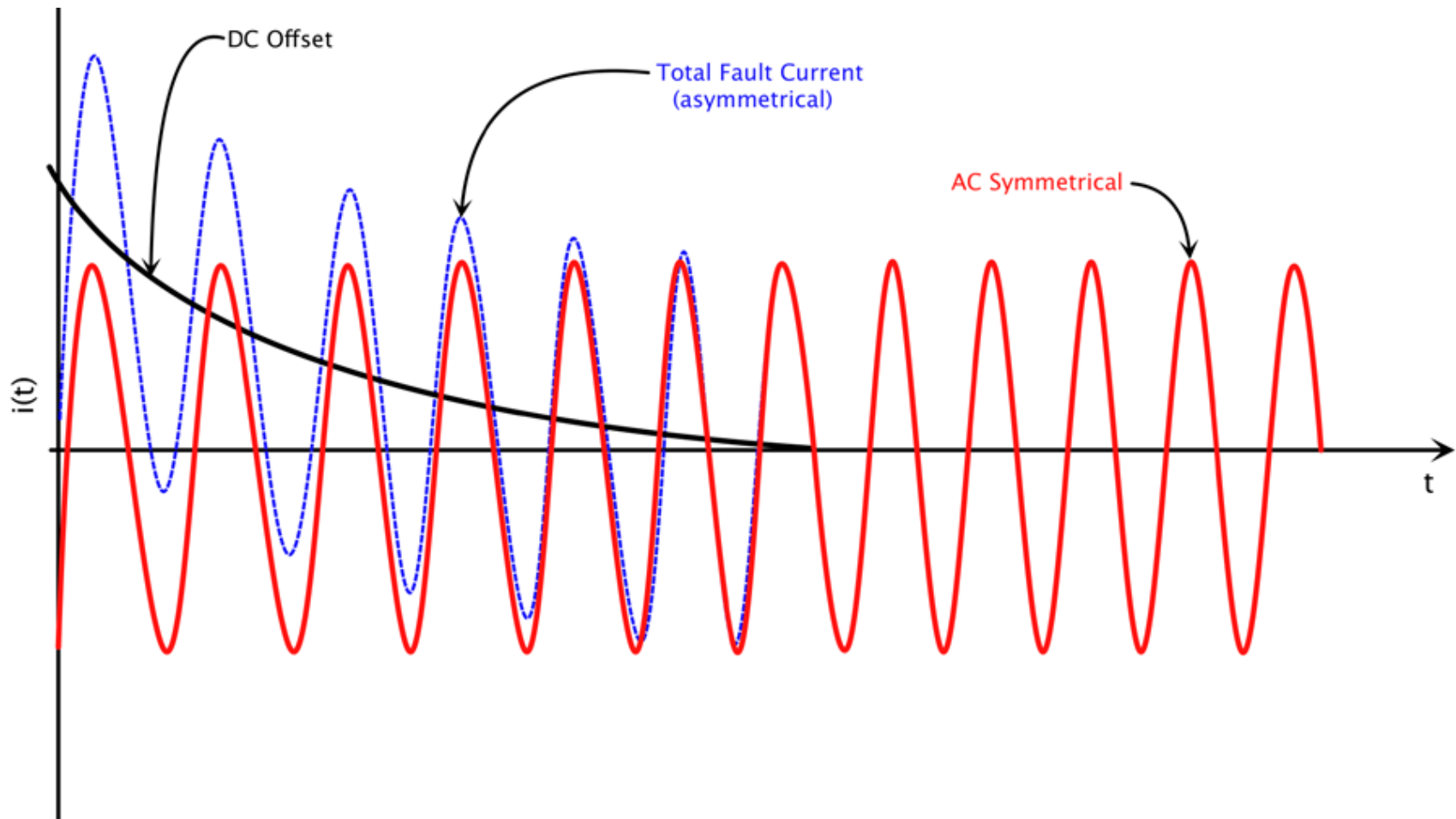
- ASIMÉTRICO AL EJE DE REFERENCIA

Falla localizada cerca del generador

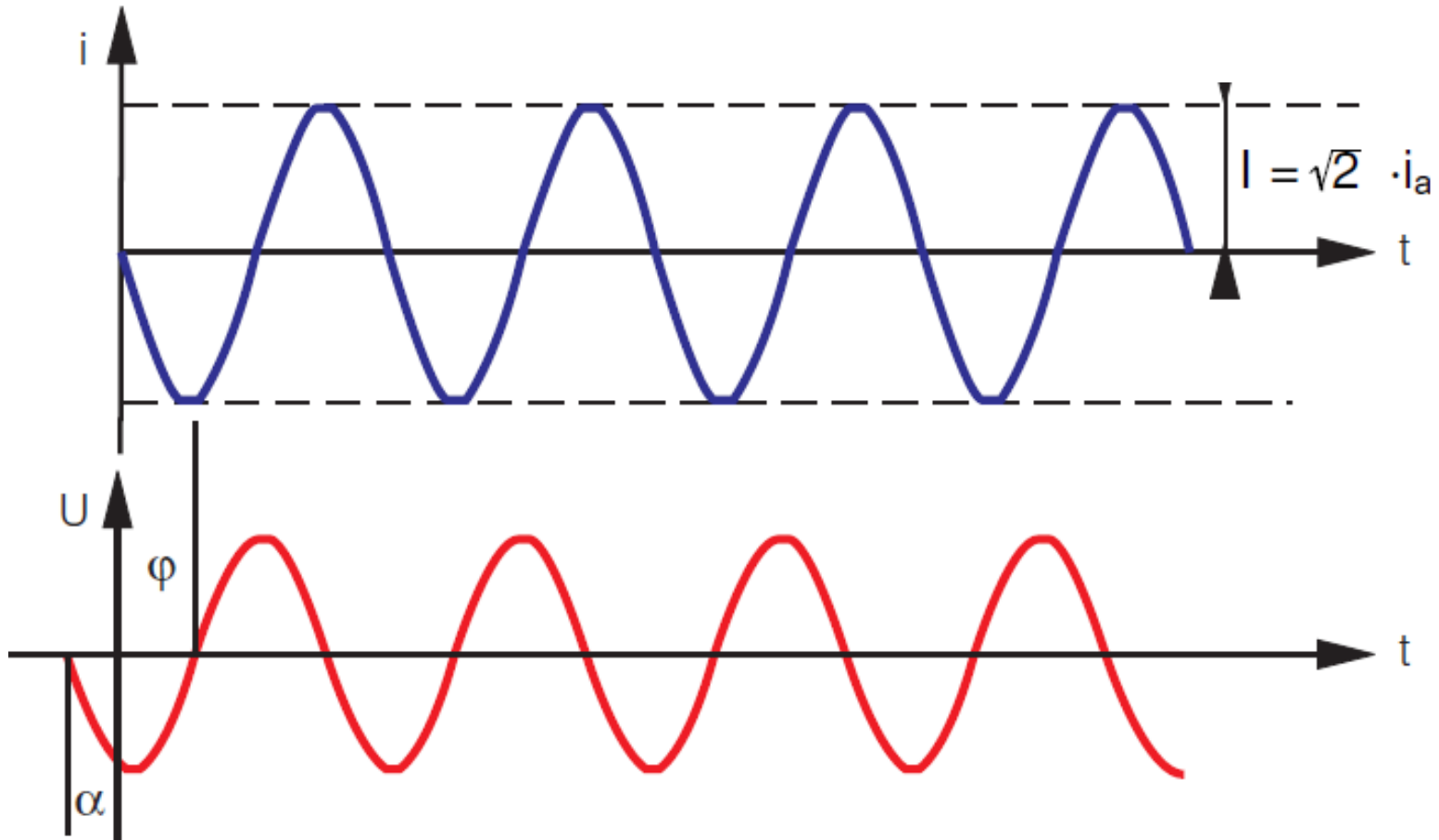
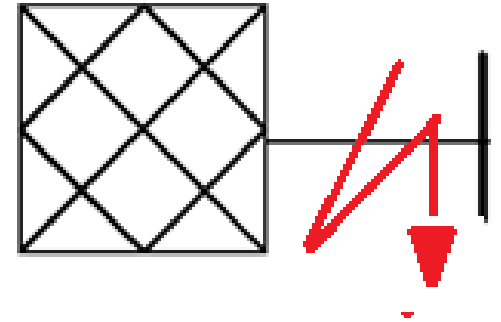
- MAGNITUD DE LA FALLA NO ES CONSTANTE.
- SIMÉTRICO AL EJE DE REFERENCIA

- MAGNITUD DE LA FALLA NO ES CONSTANTE.
- ASIMÉTRICO AL EJE DE REFERENCIA

Corriente de Cortocircuito Total



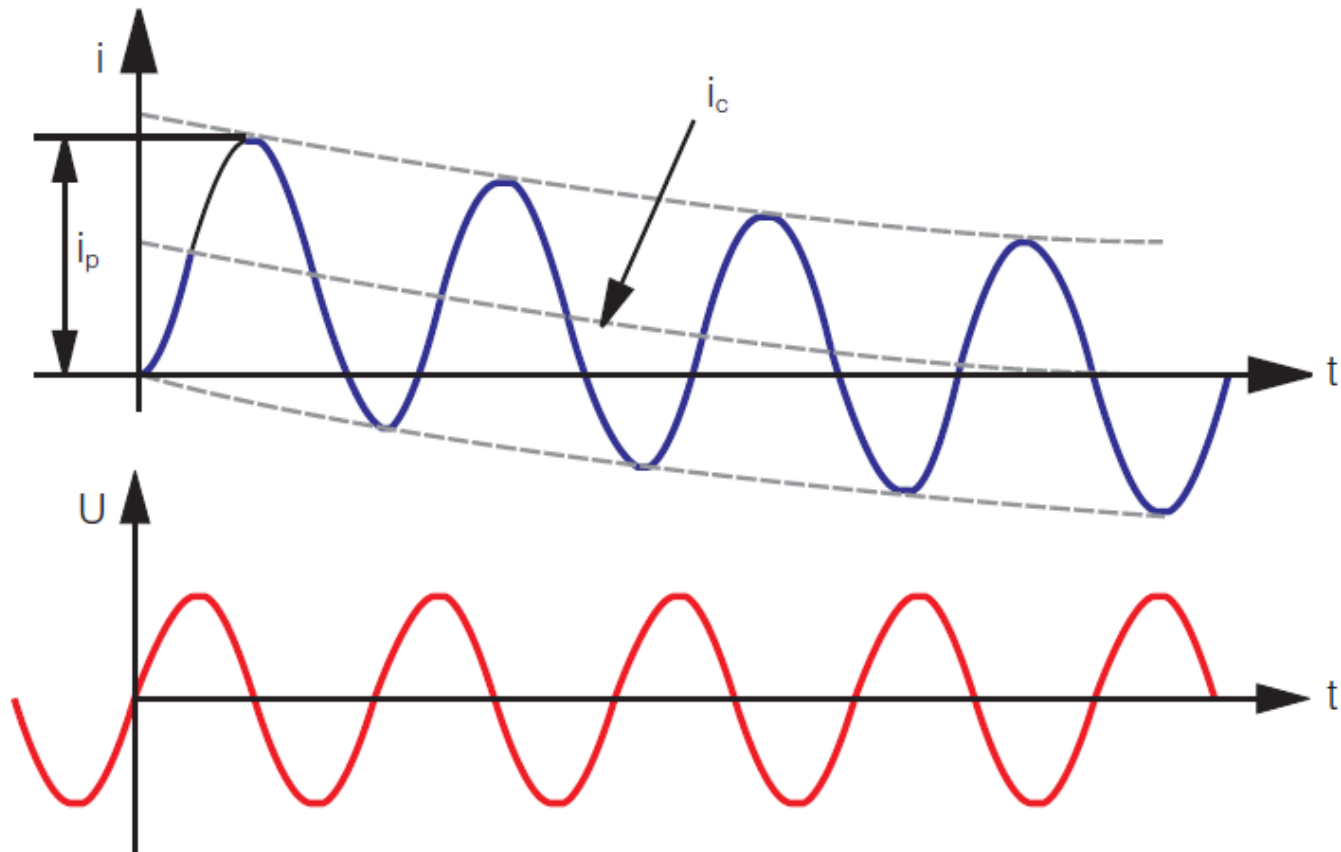
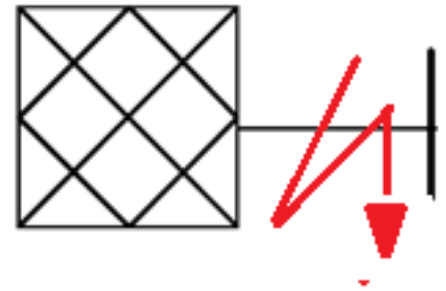
Cortocircuito en una red tensión en su valor pico



- CC ES SIMETRICO (La componente DC es nula)
- COMPONENTE AC EN EL INSTANTE INICIAL ES IGUAL AL A LA DEL INSTANTE FINAL

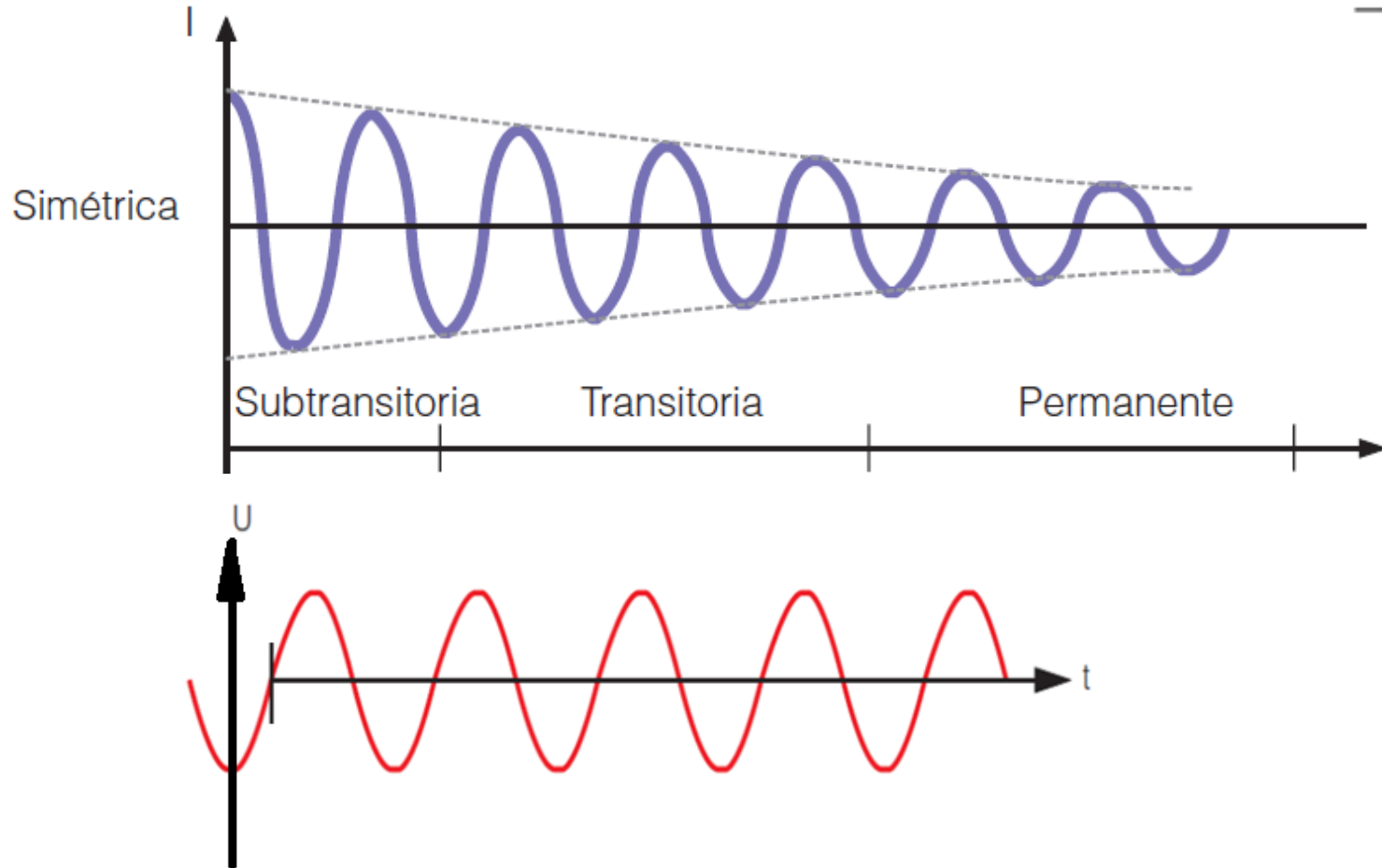
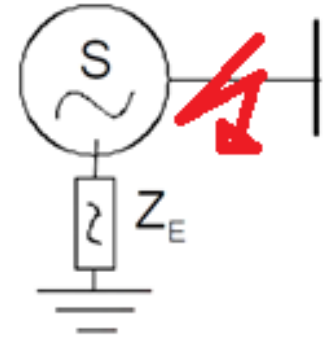
Cortocircuito en una red

Cruce de la tensión por cero



- ASIMETRÍA MÁXIMA (La componente DC es máxima)
- COMPONENTE AC EN EL INSTANTE INICIAL ES IGUAL AL A LA DEL INSTANTE FINAL

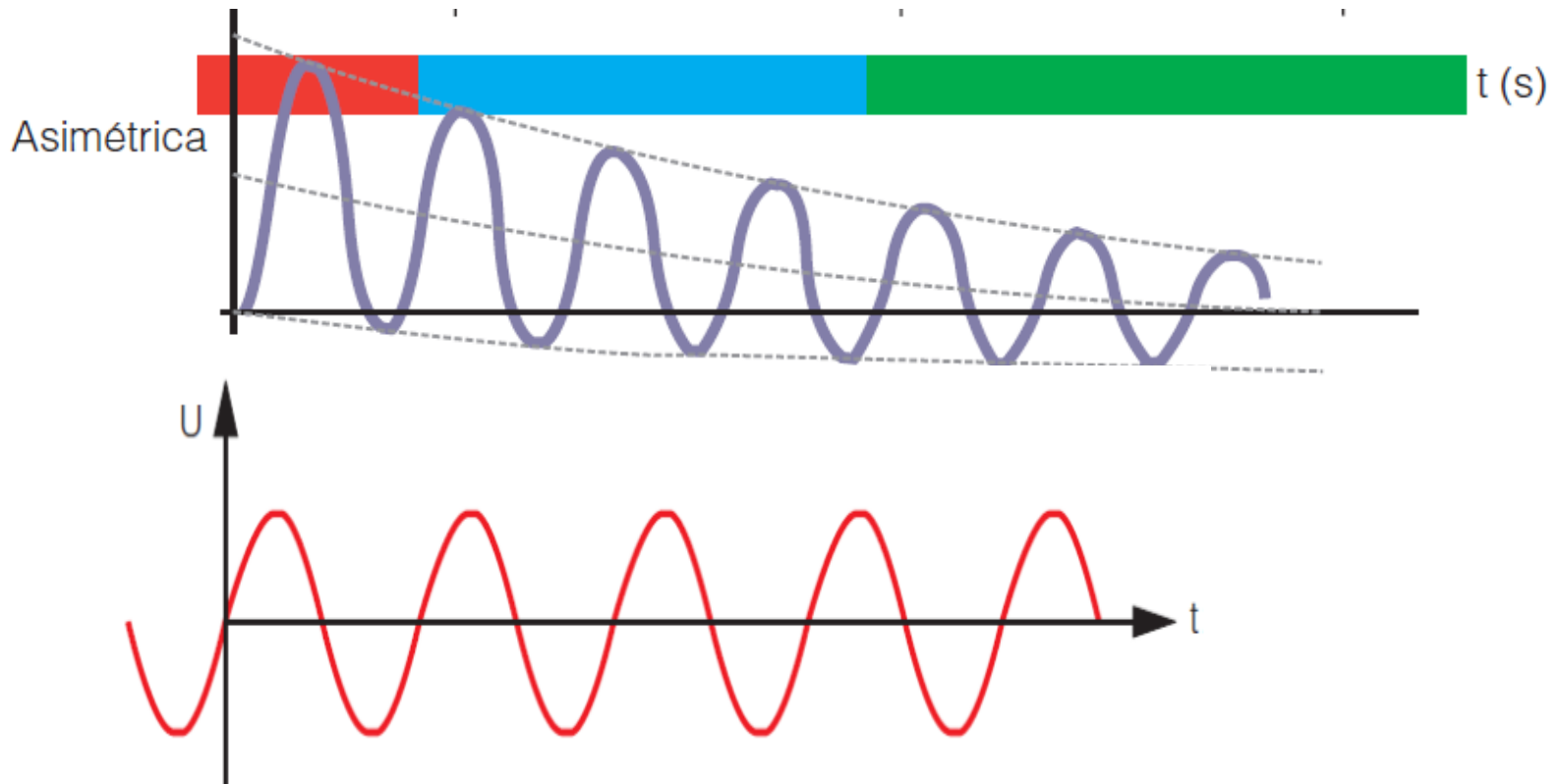
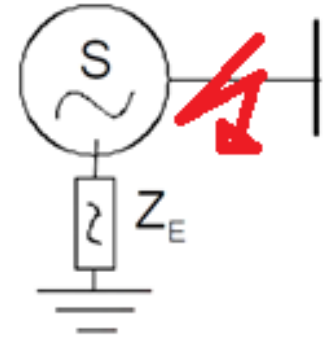
Cortocircuito en un generador tensión en su valor pico



- NO HAY ASIMETRÍA (La componente DC es nula)
- COMPONENTE AC EN EL INSTANTE INICIAL MAYOR AL A LA DEL INSTANTE FINAL

Cortocircuito en un generador

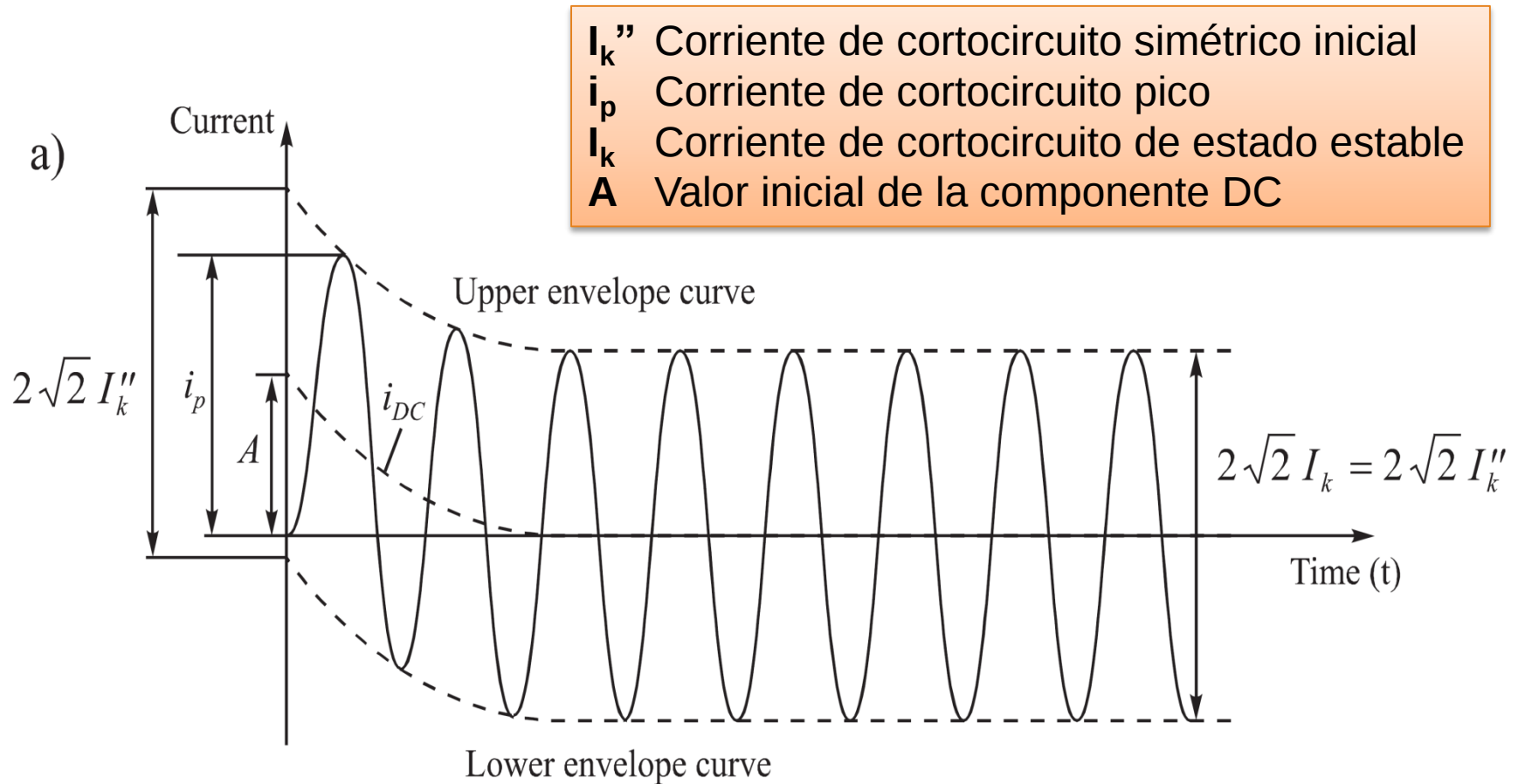
Cruce de la tensión por cero



- **ASIMETRÍA MÁXIMA** (La componente DC es máxima)
- **COMPONENTE AC EN EL INSTANTE INICIAL MAYOR AL A LA DEL INSTANTE FINAL**

Cálculo de cortocircuitos

Cortocircuito alejado de la generación



Cálculo de cortocircuitos

Definiciones de acuerdo a IEC 60909 (I)

Corriente de cortocircuito simétrico inicial I_k''

Valor r.m.s. de la componente simétrica AC de una presunta (disponible) corriente de cortocircuito, aplicable en el instante del cortocircuito si la impedancia residual vale cero en el tiempo

Potencia de cortocircuito simétrica inicial S_k''

Valor ficticio determinado como un producto de la corriente de cortocircuito simétrico inicial I_k'' , la tensión nominal del sistema U_n y el factor $\sqrt{3}$:

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k''$$

Cálculo de cortocircuitos

Definiciones de acuerdo a IEC 60909 (II)

Decaimiento (aperiódico) de la componente $i_{d.c.}$ de la corriente de cortocircuito

Valor medio entre la envolvente superior e inferior de la corriente de cortocircuito decayendo desde el valor inicial hasta cero

Valor pico de la corriente de cortocircuito i_p

Valor máximo instantáneo posible de la presunta (disponible) corriente de cortocircuito

NOTA: La magnitud del valor pico de la corriente de cortocircuito varía de acuerdo con el momento al cual ocurre el cortocircuito.

Cálculo de cortocircuitos

Definiciones de acuerdo a IEC 60909 (III)

Corriente de cortocircuito de estado estable I_k

Valor r.m.s. de la corriente de cortocircuito que se mantiene después de la decadencia de los fenómenos transitorios

Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción I_b

Valor r.m.s. de un ciclo integral de la componente simétrica AC de la presunta corriente de cortocircuito en el instante de la separación de los contactos del primer polo del dispositivo de maniobra.

Cálculo de cortocircuitos

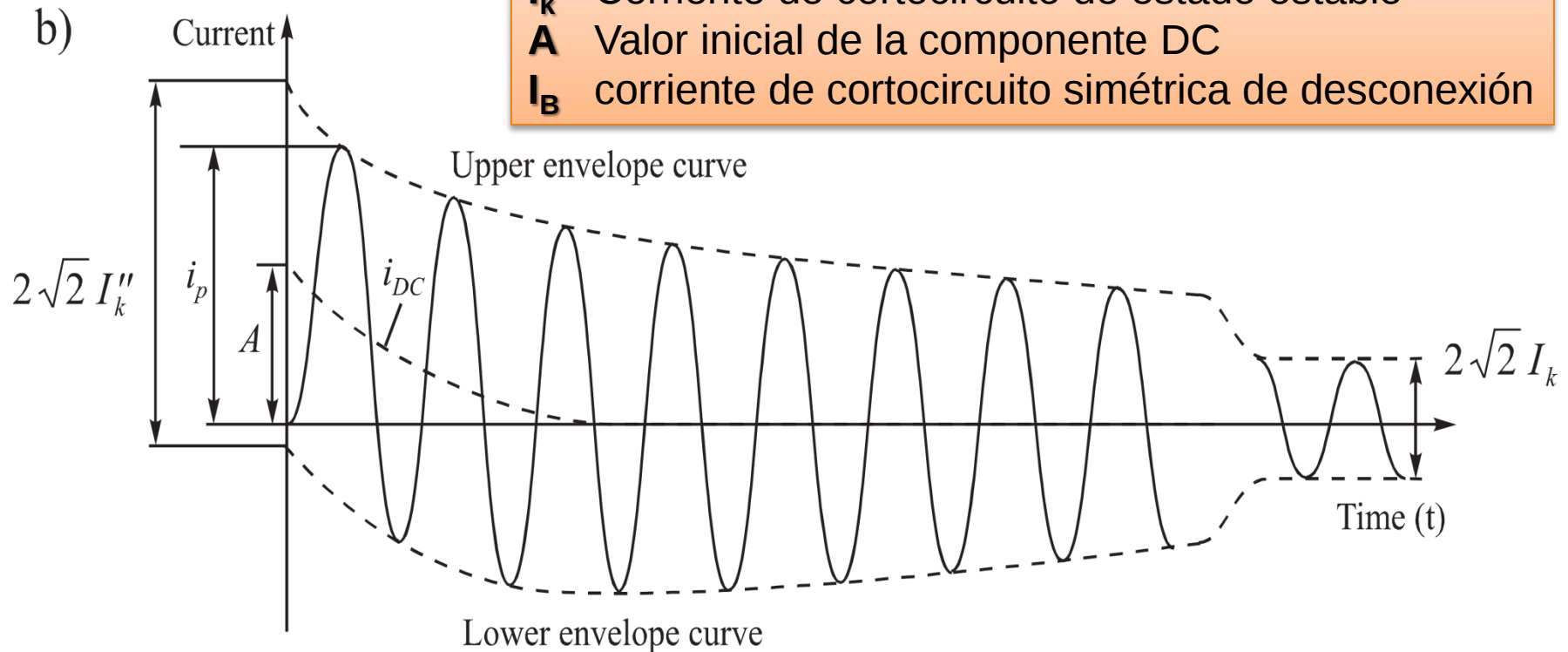
Propósito de los valores de cortocircuito

Criterio de diseño	Efecto físico	Corriente de CC relevante
Capacidad de ruptura de interruptores	Esfuerzo térmico de la cámara de arco; extinción del arco	Corriente de cortocircuito simétrico de desconexión I_b
Esfuerzo mecánico para el equipamiento	Fuerza sobre los dispositivos eléctricos (Ejem, barras, cables)	Corriente de cortocircuito pico i_p
Esfuerzo térmico para el equipamiento	Elevaciones de temperatura de dispositivos eléctricos (Ejm. cables)	Corriente de cortocircuito simétrico inicial I_k'' Duración de la falla
Ajuste de las protecciones	Detección selectiva de las corrientes de cortocircuito parciales	Corriente de cortocircuito simétrico mínimo I_k
Aterramiento, Interferencia, EMC	Elevación de potenciales; Campos magnéticos	Corriente de cortocircuito simétrico inicial máx I_k''

Cálculo de cortocircuitos

Cortocircuito cerca del generador

- I_k'' Corriente de cortocircuito simétrico inicial
- i_p Valor pico de la corriente de cortocircuito
- I_k Corriente de cortocircuito de estado estable
- A Valor inicial de la componente DC
- I_B corriente de cortocircuito simétrica de desconexión



Standard IEC 60909

Simplificaciones y asunciones

Supuestos

- Estado cuasi-estático en lugar del cálculo dinámico
- No habrá cambio en el tipo de cortocircuito durante su duración de la falla
- No habrá cambio en la red durante la duración de la falla
- Las Resistencias de arco no se tienen en cuenta
- Impedancia de transformadores referido a la posición principal del cambiador de tomas
- No se toma en cuenta todas las impedancias shunt (de derivación) a excepción de **Co**

-> Suposiciones seguras

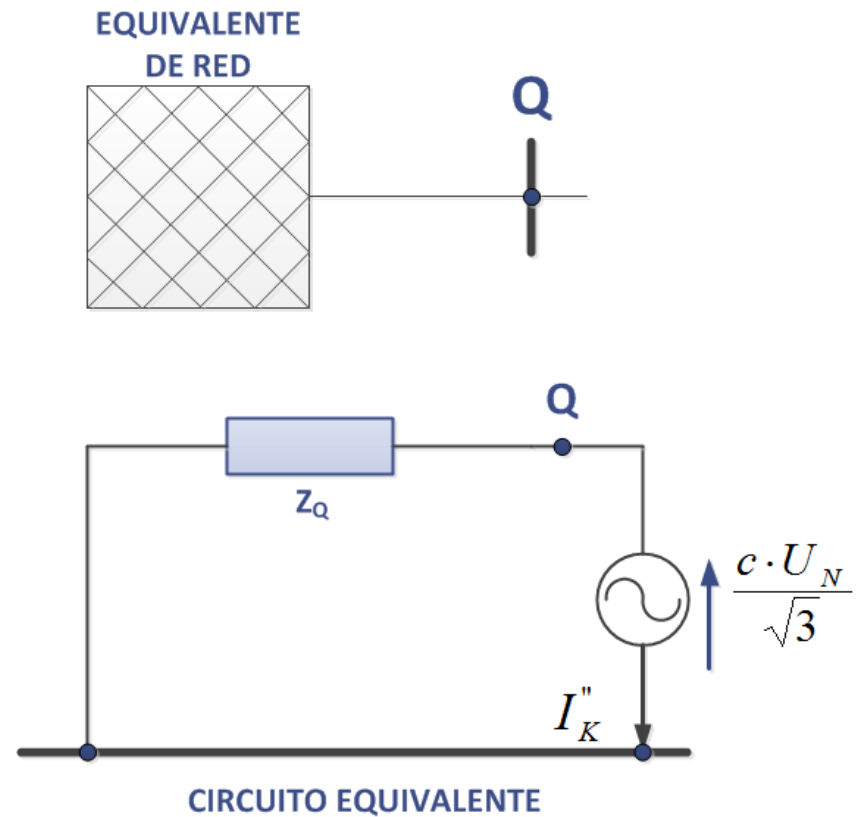
MODELAMIENTO

Modelamiento de la red

- Se representa por una fuente equivalente ($\frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3}}$), asociado con su respectiva impedancia Thévenin (Z_Q)

$$Z_Q = R_Q + jX_Q$$

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_N^2}{S_k''}$$



Modelamiento de la red

En el punto de conexión con e la red usualmente uno de los siguientes valores es dado:

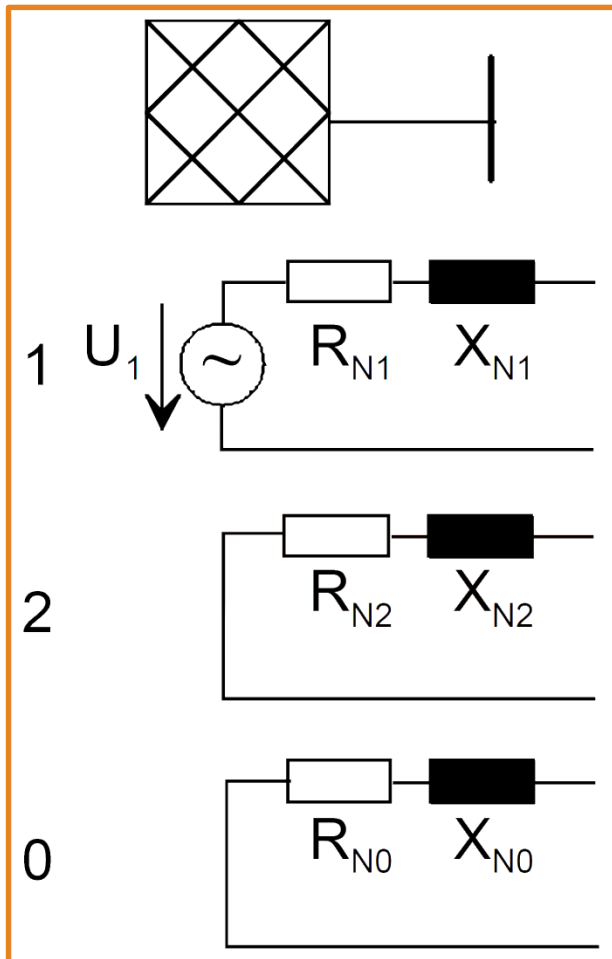
- La corriente de cortocircuito simétrico inicial I_k''
- Potencia de cortocircuito inicial S_k''

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_N^2}{S_k''} \quad X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R}{X}\right)^2}}$$

Si la relación R/X de la red es desconocido, uno de los siguientes valores pueden ser usados:

- R/X=0,1
- R/X=0,0 para sistemas de alta tensión (>35 kV) alimentados por líneas aéreas

Modelamiento de la red



Parámetros de cálculo

$$Z_{N1} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_k''}$$

Otros parámetros:

$$\underline{Z}_{N2} = \underline{Z}_{N1}$$

R_{N1}, X_{N1} segun relación $\frac{R_{N1}}{X_{N1}}$

R_{N0}, X_{N0} segun relación $\frac{Z_{N0}}{Z_{N1}}$ and $\frac{R_{N0}}{X_{N0}}$

Factor **c** de la tensión

c es un factor para seguridad los siguientes efectos:

- Variaciones de la tensión dependiendo del tiempo y del lugar.
- Cambio en la posición del conmutador de tomas.
- El hecho de no tomar en cuenta cargas y capacitancias en los cálculos.
- El comportamiento subtransitorio de generadores y motores.

Factor **c** de la tensión

Tensión nominal	Factor c para calcular el:	
	Valor Máximo de corriente de cortocircuito	Valor Mínimo de corriente de cortocircuito
Baja tensión 100V-1000V - Sistemas con una tolerancia del 6% - Sistemas con una tolerancia del 10%	1,05	0,95
	1,1	0,95
Media tensión (> 1kV-35 kV)	1,10	1,00
Alta tensión (> 35 kV)	1,10	1,00

Ejemplo 1

- Calcular la potencia de cortocircuito en el instante inicial ($S''_{3\phi}$) en barras de una de red de 110 kV, cuya corriente de cc Máxima inicial ($I''_{3\phi}$) es de 11 kA.
- Solución.

$$\begin{aligned} S''_{3K\emptyset} &= \sqrt{3} \times Un \times I''_{3K\emptyset} \\ S''_{3K\emptyset} &= \sqrt{3} \times 110kV \times 11kA \\ S''_{3K\emptyset} &= 2095,8 MVA \end{aligned}$$

Ejemplo 2

Calcular:

- a) La IMPEDANCIA de CC (Z_Q) de la red del ejemplo 1.
- b) También obtener sus componentes cartesianas R_Q y X_Q , Si se sabe que $R_Q / X_Q = 0,1$. De tablas $c=1,1$

Solución.

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_N^2}{S_k''}$$

$$Z_Q = \frac{1,1 \cdot (110 \times 10^3)^2}{2095,8 \times 10^6}$$

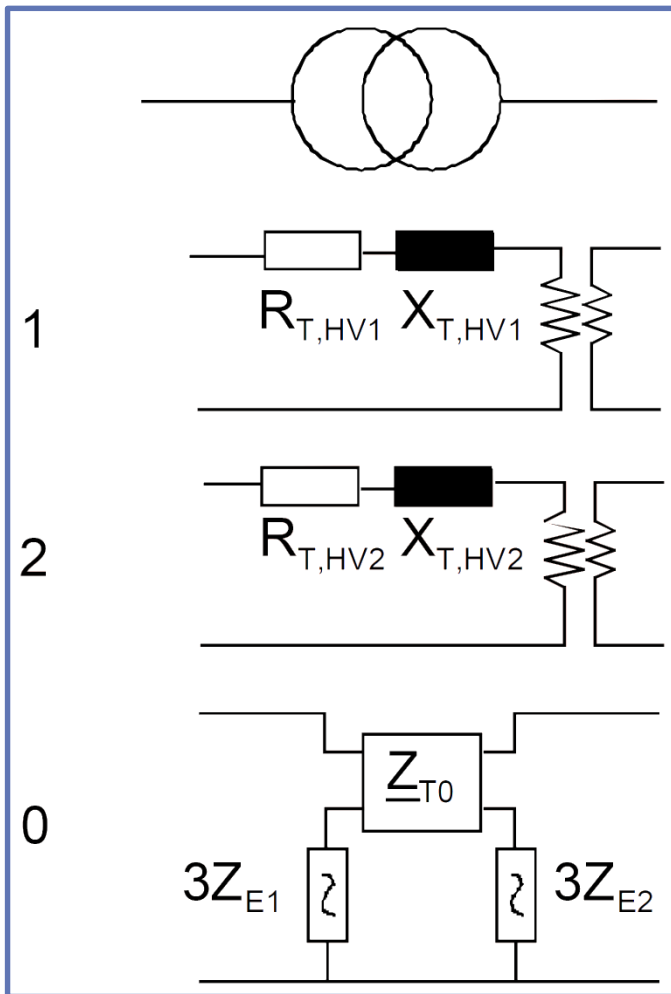
$$Z_Q = 6,35\Omega$$

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot I_{3K}''}$$

$$Z_Q = \frac{1,1 \cdot 110 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11 \times 10^3}$$

$$Z_Q = 6,35\Omega$$

Modelamiento de transformador



Parámetros:

$$Z_{T,HV1} = u_{kr} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT}}$$

$$R_{T,HV1} = u_{Rr} \cdot \frac{U_{rT,HV}^2}{S_{rT}}$$

$$\underline{Z}_{T,HV2} = \underline{Z}_{T,HV1}$$

También

$$R_T = P_{krT} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2}$$

IEC 60909: Corrección impedancias transformadores

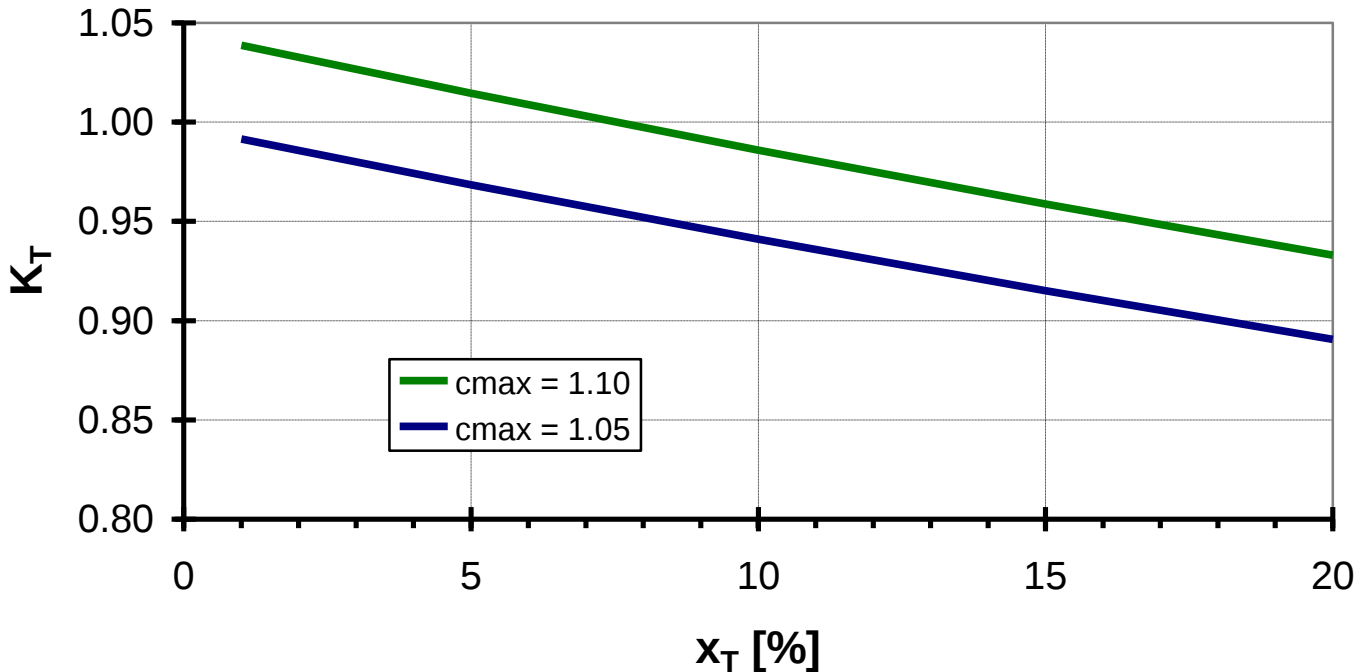
$$\underline{Z}_{TK} = \underline{Z}_T K_T$$

- general
- en condiciones conocidas de funcionamiento
- NO HAY corrección para impedancias conectadas entre el neutro del transformador y tierra

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{C_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T}$$

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{C_{\max}}{1 + x_T (I_T^b / I_{rT}) \sin \phi_T^b}$$

IEC 60909: Impacto de la corrección impedancias transformadores



El factor de corrección es $K_T < 1,0$ para transformadores con $x_T > 7,5\%$.

- Reducción de la impedancia del transformador
- Aumento de las corrientes de cortocircuito

Ejemplo 3

Se tiene un transformador de potencia cuyas características nominales son: 150 MVA, 220/60 kV, $u_k(\%) = 15$, $Y_N y_{n6}$, sus pérdidas en el cobre a condiciones nominales es de 1250 kW. Se pide determinar:

- a) La impedancia de CC refererido al lado de LV (Z_T) en Ω .
- b) La Resistencia de CC refererido al lado de LV (R_T) en Ω .
- c) La Reactancia de CC refererido al lado de LV (X_T) en Ω .
- d) La Reactancia de CC refererido al lado de LV (X_T) en (p.u.)
- e) Factor de corrección de impedancia de cc (K_T).
- f) La impedancia de CC del transformador (Z_{TK}) en Ω

Solución

- $Z_T = \frac{15}{100} \cdot \frac{(60 \times 10^3)^2}{150 \times 10^6}$
- $Z_T = 3,6\Omega$
- $R_T = P_{CU-N} \cdot \frac{(60 \times 10^3)^2}{(150 \times 10^6)^2}$
- $R_T = 0,2\Omega$
- $X_T = 3,594\Omega$
- $x_{T(p.u.)} = \frac{X_{T(\Omega)}}{\left(\frac{(U_{N-LV})^2}{S_N}\right)}$

- $x_{T(p.u.)} = 0,14975$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{C_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T}$$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,14975}$$

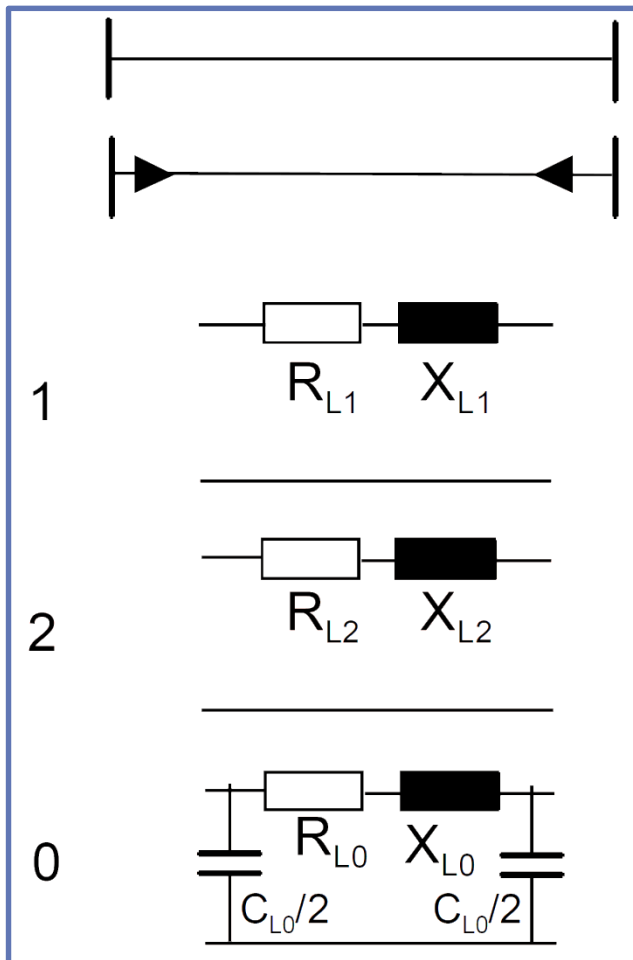
$$K_T = 0,9588475$$

$$Z_{TK} = 0,9588475 \times (0,2 + j3,594)\Omega$$

$$Z_{TK} = (0,19177 + j3,4461)\Omega$$

$$Z_{TK} = 3,31 \angle 86,81^\circ \Omega$$

Modelamiento de líneas y redes



Parameters and Calculation

R_{L1} , X_{L1} de acuerdo a la geometría/conductores y a los datos del fabricante

$$\underline{Z}_{L2} = \underline{Z}_{L1}$$

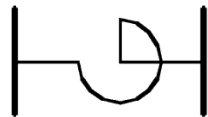
R_{L0} , X_{L0} de acuerdo a la geometría/conductores y bajo la consideración de posibles acoplamientos con caminos paralelos de materiales conductores materials

Coeficiente de temperatura de la resistencia

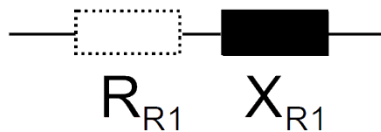
Valor mínimo de CC:

$$R_L = [1 + \alpha \cdot (\vartheta_e - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{L,20}$$

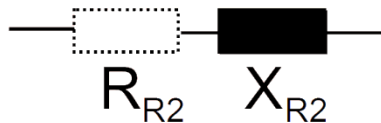
Modelo de reactor serie



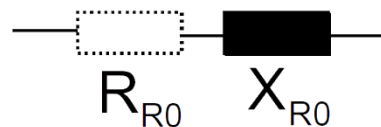
1



2



0



Parámetros

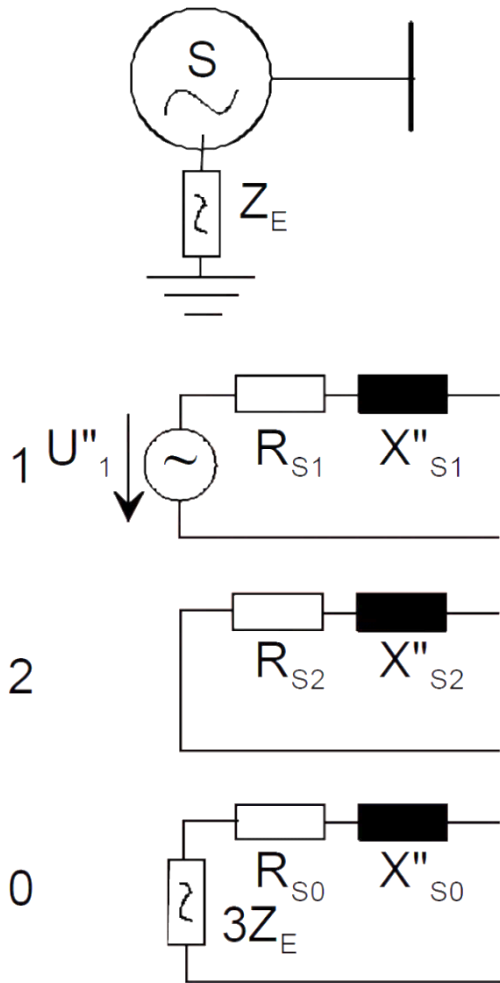
$$Z_{R1} = u_{kr} \cdot \frac{U_n^2}{\sqrt{3} \cdot I_{rR}}$$

$$R_{R1} = u_{Rr} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

En caso de simetría:

$$\underline{Z}_{R2} = \underline{Z}_{R0} = \underline{Z}_{R1}$$

Modelo máquina síncrona (R_G según IEC)



Parameters and Calculation:

$$\underline{Z}_S = R_S + jX''_d$$

Further Parameters:

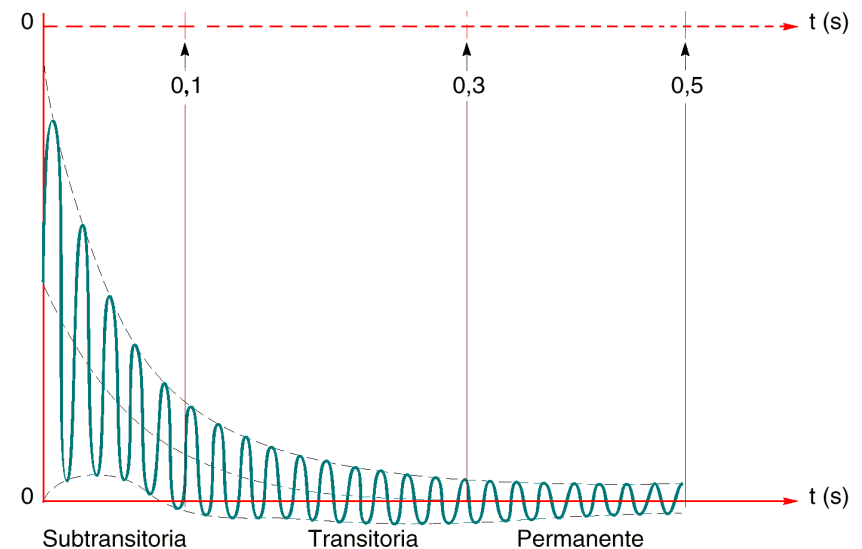
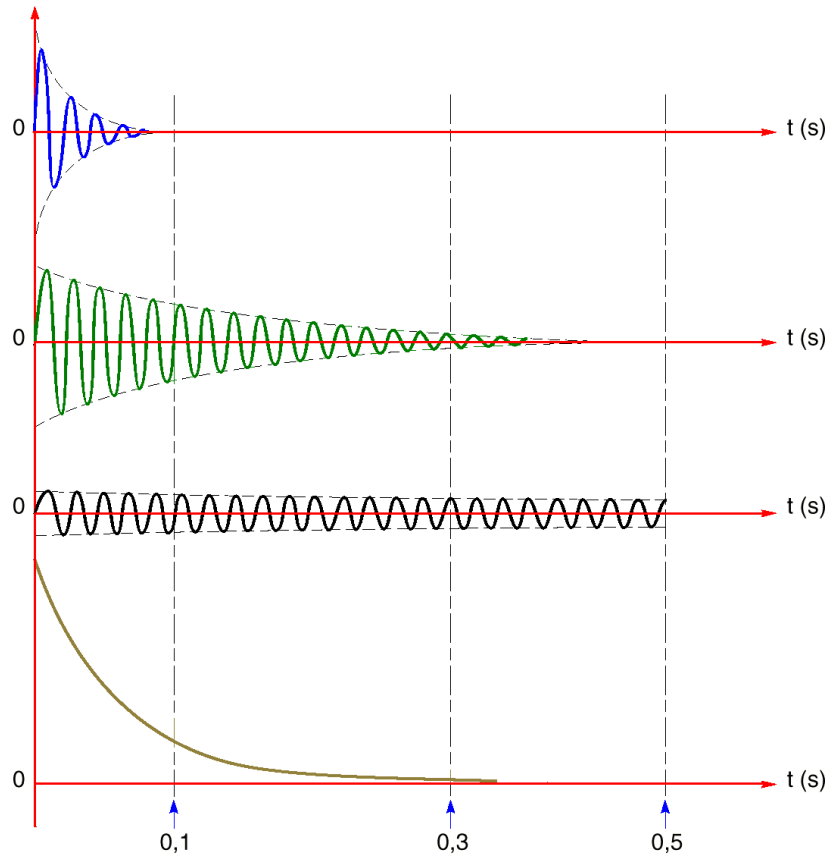
$$\underline{Z}_{S2} = R_S + jX''_2 = R_S + jX_2$$

Normally applicable: $X_2 = X''_d$

If x''_d different from x''_q , it may be set:

$$X''_2 = X_2 = \frac{1}{2} \cdot (X''_d + X''_q)$$

Modelo máquina síncrona (R_G según IEC)



IEC 60909: Corrección impedancias máquinas sincrónicas

$$\underline{Z}_{GK} = \underline{Z}_G K_G$$

Impedance Correction
(Z_1 , Z_2 , Z_0 , with exception of Z_e)

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{C_{\max}}{1 + x''_d \cdot \sin \varphi_{rG}}$$

R_s/X''_d	U_{rG}	S_{rG}
0.15	$\leq 1\text{kV}$	any
0.07	$> 1\text{kV}$	$< 100 \text{ MVA}$
0.05	$> 1\text{kV}$	$\geq 100 \text{ MVA}$

Ejemplo

Se tiene un turbogenerador de 250 MVA, de las siguientes características:

$U_{rG} = 20,5 \text{ kV}$, $I_{rG} = 7040.9 \text{ A}$,
 $\cos\varphi = 0.8$, $x_d'' = 20\%$,
 $x_d' = 25\%$, $x_s = 125\%$, $x_2 = 25\%$,
 $x_0 = 5\%$.

Si está conectado a una red en 20 kV, se pide calcular:

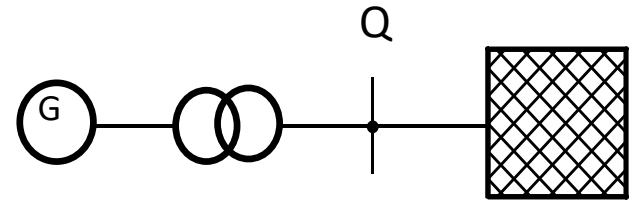
- La **X_d''** en Ohmios.
- La **R_G** en Ohmios.
- La **Z_G** en Ohmios.
- El factor de corrección **k_G** .
- La **Z_{GK}** en Ohmios.
- La **I''_{k3}** en terminales del generador.
- La **i_p** de la corriente inicial de cc.

Ejemplo

- Según el ejemplo anterior, determinar la mínima capacidad de ruptura que deberá tener el interruptor del generador (52), si el mínimo tiempo del equipamiento de maniobra es 50ms.

Generador en bloque (planta de generación) Corrección impedancias

- $\underline{Z}_{S(O)} = (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) K_{S(O)}$



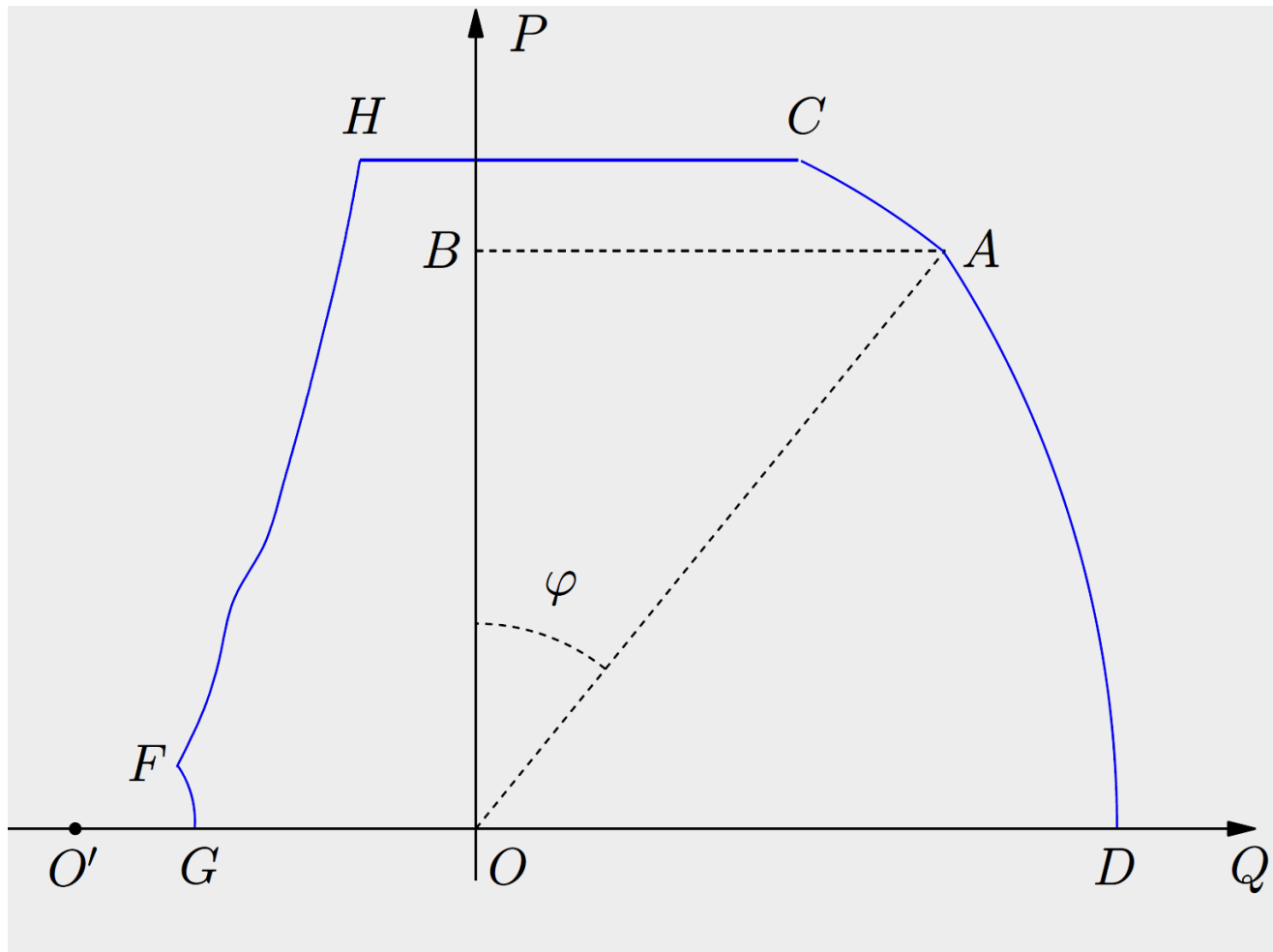
- Central eléctrica con el conmutador bajo carga:

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{C_{max}}{1 + |x_d'' - x_T| \cdot \sin \varphi_{rG}}$$

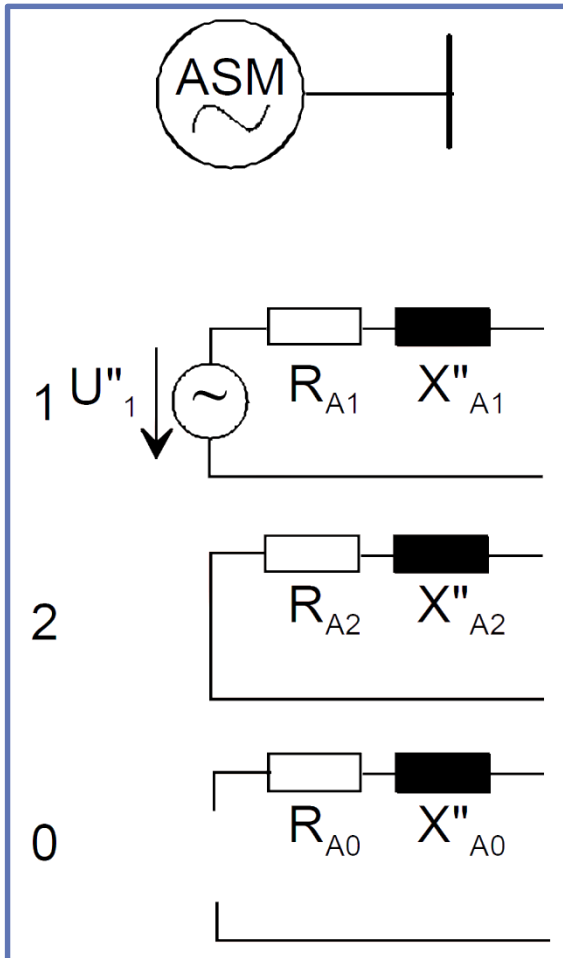
- Central eléctrica sin cambiadores de tomas bajo carga:

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_t) \cdot \frac{C_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{rG}}$$

Curva de operación Generador síncrono



Modelo de máquina asíncrona

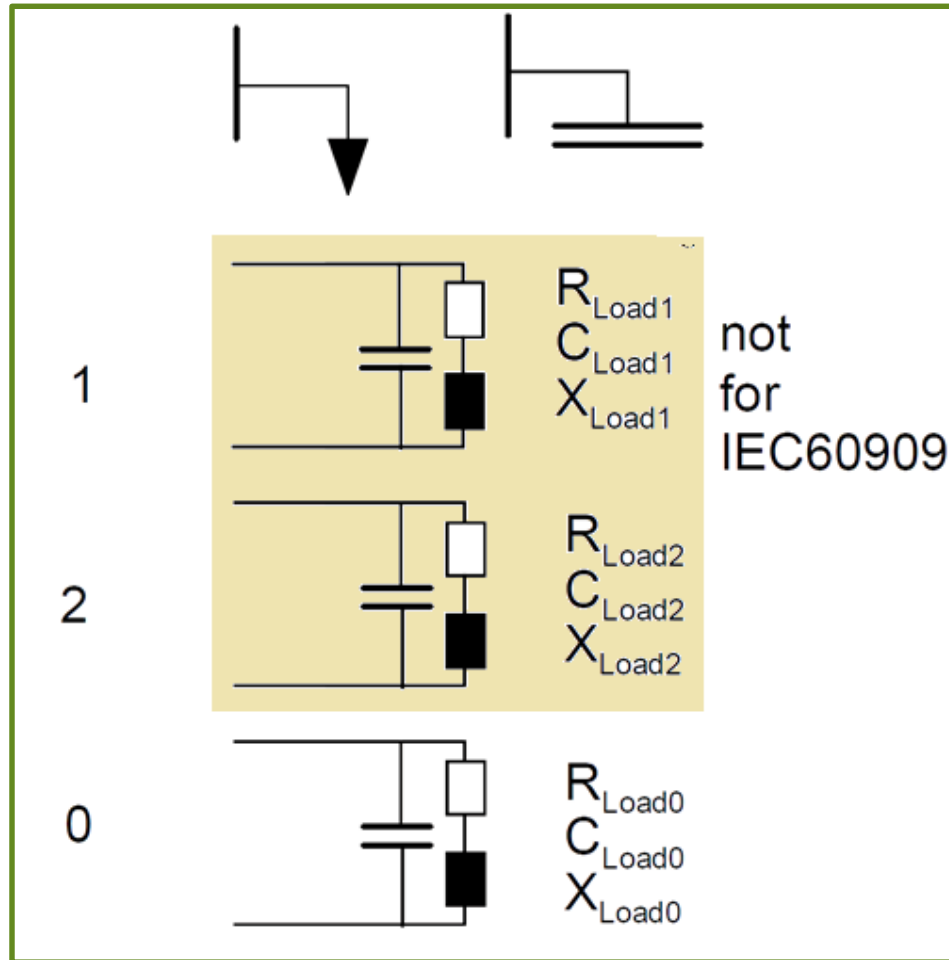


Parameters and Calculation:

$$Z_{AK} = \frac{1}{\left(\frac{I_{LR}}{I_{rM}} \right)} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}}$$

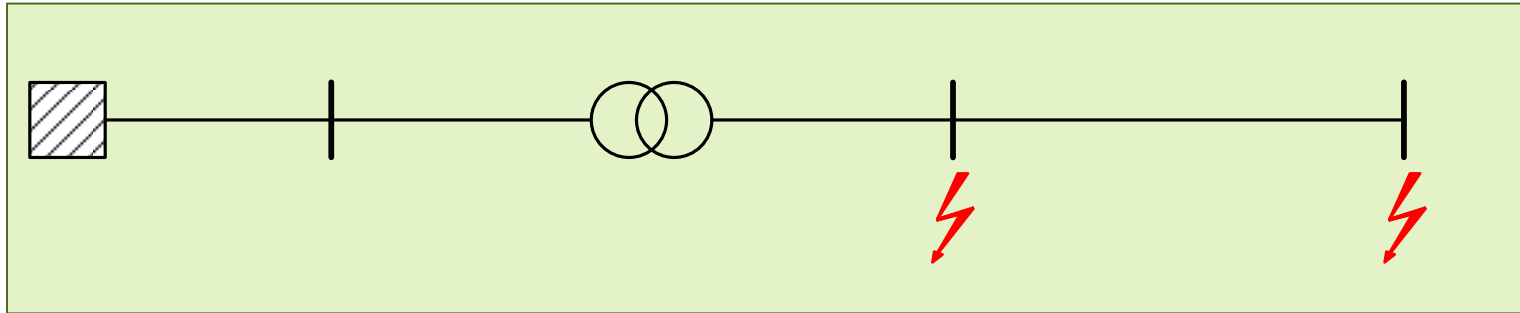
R_M/X_M	U_{rM}	P_{rM} per Pole Pair
0.1	> 1kV	≥ 1 MW
0.15	> 1kV	< 1 MW
0.42	≤ 1 kV, incl. cables	any

Modelo compensación shunt



CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS

Datos del sistema



Red:

- 110 kV
- 3 GVA
- $R/X = 0,1$

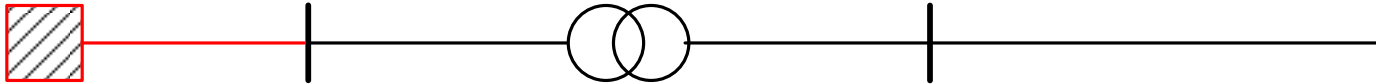
Transformador:

- 110 / 20 kV
- 40 MVA
- $u_k = 15 \%$
- $P_{krT} = 100 \text{ kW}$

Línea aérea

- 20 kV
- 10 km
- $R1' = 0.3 \Omega / \text{km}$
- $X1' = 0.4 \Omega / \text{km}$

Impedancia equivalente de red



$$Z_I = \frac{c \cdot U_n^2}{S_k''}$$

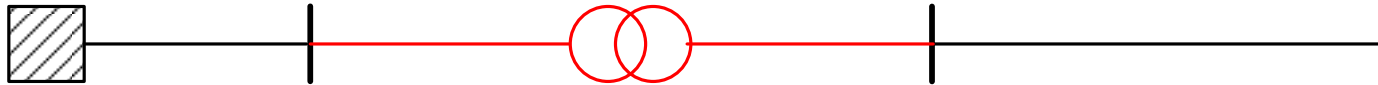
$$Z_I = \frac{1.1 \cdot (20 \text{ kV})^2}{3 \text{ GVA}}$$

$$Z_I = 0.1467 \, \Omega$$

$$R_I = 0.0146 \, \Omega$$

$$X_I = 0.1460 \, \Omega$$

Impedancia del transformador



$$Z_T = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$Z_T = 0.15 \cdot \frac{(20 \text{ kV})^2}{40 \text{ MVA}}$$

$$Z_T = 1.5000 \, \Omega$$

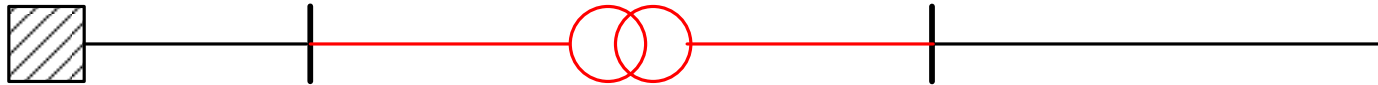
$$R_T = P_{krT} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2}$$

$$R_T = 100 \text{ kVA} \cdot \frac{(20 \text{ kV})^2}{(40 \text{ MVA})^2}$$

$$R_T = 0.0250 \, \Omega$$

$$X_T = 1.4998 \, \Omega$$

Factor de corrección de la impedancia del transformador



$$K_T = 0.95 \cdot \frac{C_{\max}}{1 + 0.6 \cdot X_T}$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{1.1}{1 + 0.6 \cdot 0.14998 \text{ pu}}$$

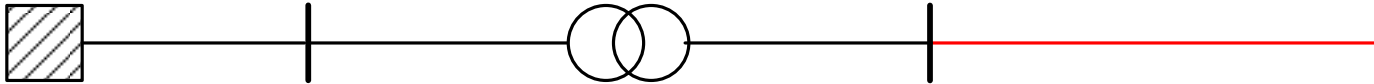
$$K_T = 0.95873$$

$$Z_{TK} = 1.4381 \, \Omega$$

$$R_{TK} = 0.0240 \, \Omega$$

$$X_{TK} = 1.4379 \, \Omega$$

Impedancia de línea aérea



$$R_L = R' \cdot \ell$$

$$R_L = 0.3 \Omega / \text{km} \cdot 10 \text{ km}$$

$$R_L = 3.0000 \Omega$$

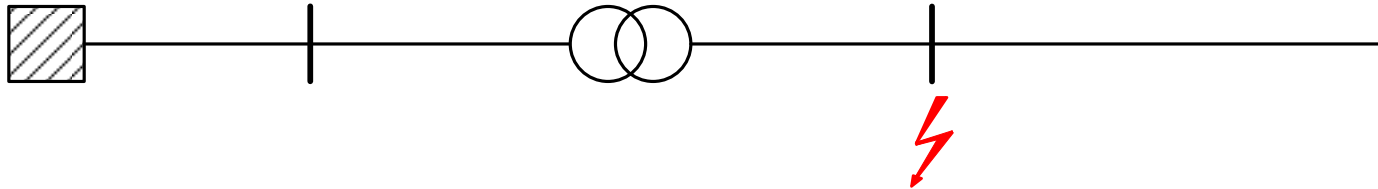
$$X_L = X' \cdot \ell$$

$$X_L = 0.4 \Omega / \text{km} \cdot 10 \text{ km}$$

$$X_L = 4.0000 \Omega$$

Corriente de cortocircuito inicial

Falla en barra 1



$$R = R_l + R_{TK}$$

$$R = 0.0146 \, \Omega + 0.0240 \, \Omega$$

$$R = 0.0386 \, \Omega$$

$$X = X_l + X_{TK}$$

$$X = 0.1460 \, \Omega + 1.4379 \, \Omega$$

$$X = 1.5839 \, \Omega$$

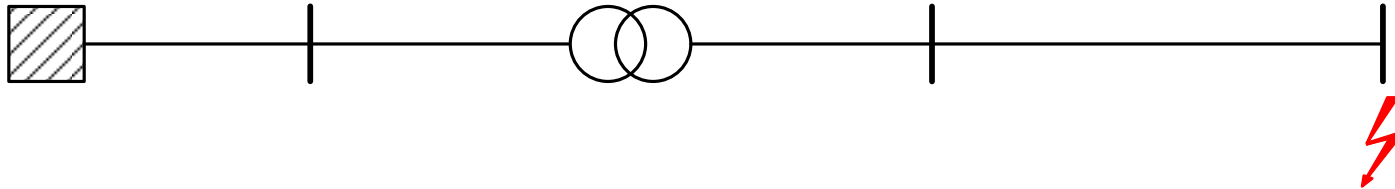
$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (R_1 + j \cdot X_1)}$$

$$I_k'' = \frac{1.1 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0.0386 \, \Omega)^2 + (1.5839 \, \Omega)^2}}$$

$$I_k'' = 8.0 \text{ kA}$$

Corriente de cortocircuito inicial

Falla en barra 2



$$R = R_l + R_{TK} + R_L$$

$$R = 0.0146 \, \Omega + 0.0240 \, \Omega + 3.0000 \, \Omega$$

$$R = 3.0386 \, \Omega$$

$$X = X_l + X_{TK} + X_L$$

$$X = 0.1460 \, \Omega + 1.4379 \, \Omega + 4.0000 \, \Omega$$

$$X = 5.5839 \, \Omega$$

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (R_1 + j \cdot X_1)}$$

$$I_k'' = \frac{1.1 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3.0386 \, \Omega)^2 + (5.5839 \, \Omega)^2}}$$

$$I_k'' = 2.0 \text{ kA}$$

CÁLCULO DE LA CORRIENTE PICO (IP)

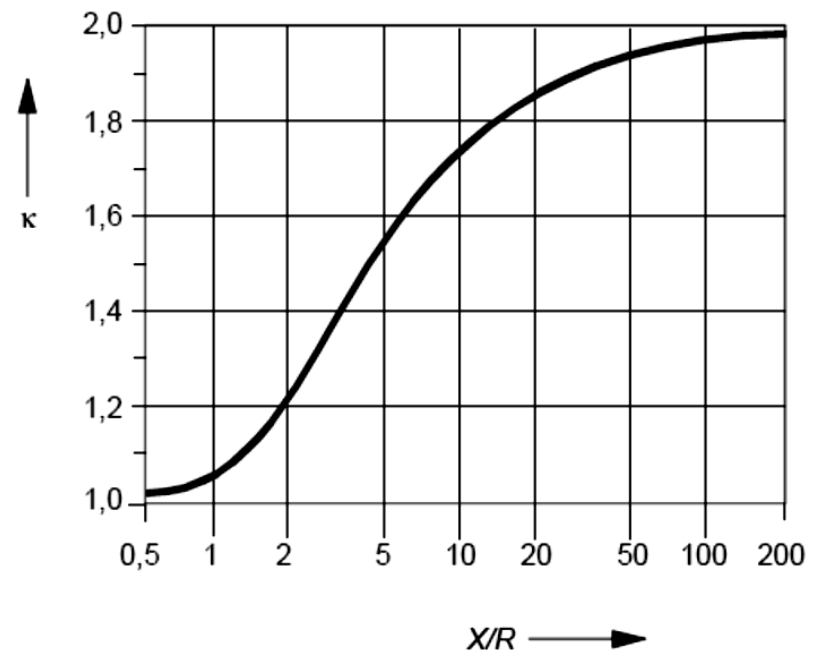
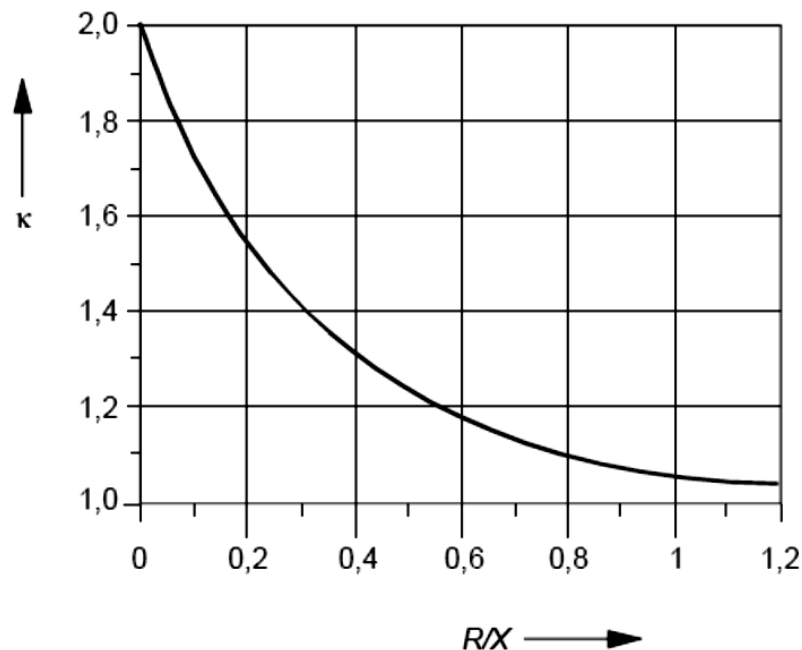
Cálculo del valor pico de Corriente de cortocircuito -IEC 60909

Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito
presunta maximum possible instantaneous value of expected
short circuit current

Ecuación para cálculo

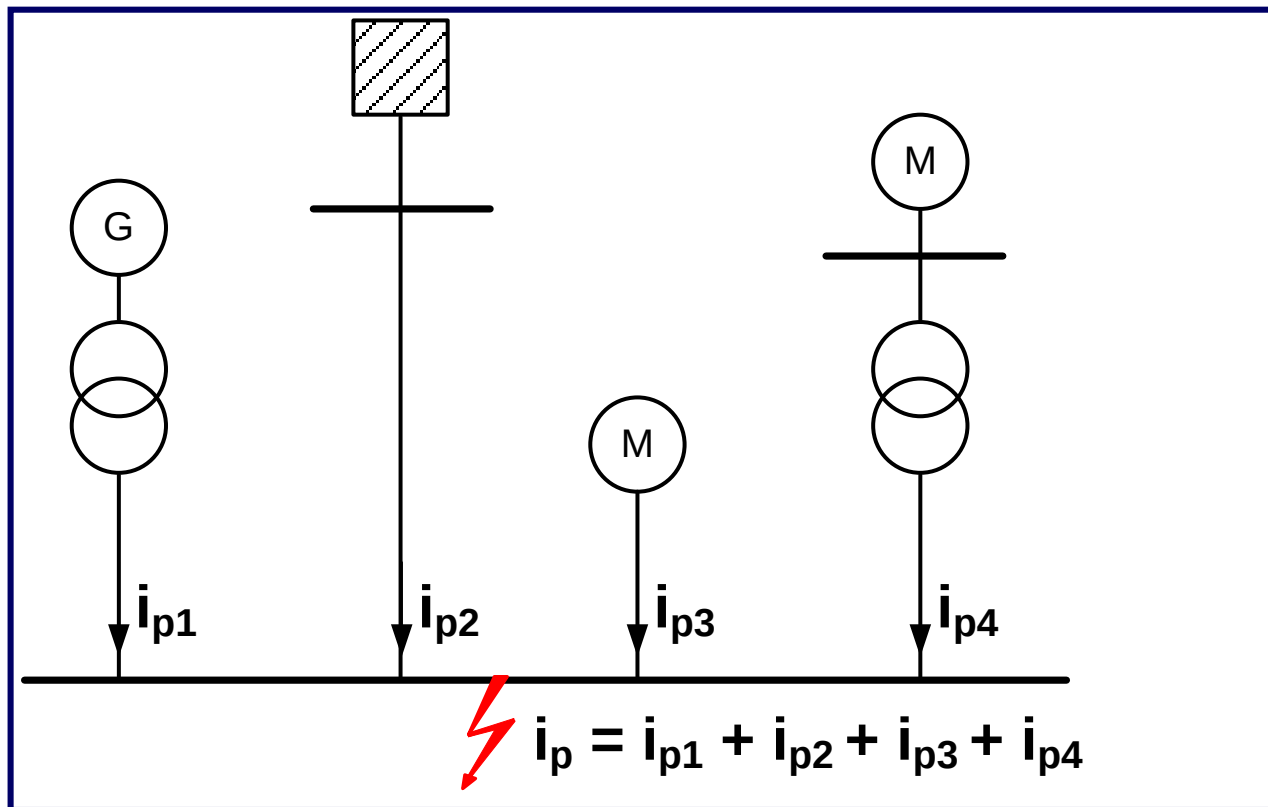
$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''$$

$$\kappa = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3R/X}$$



Cálculo de la corriente pico de cortocircuito en una red no mallada

Corriente pico de cortocircuito i_p en una barra común, alimentado desde varias fuentes las cuales no están asociadas a otras fuentes, es igual a la suma de las corrientes de cortocircuitos parciales :



Peak Short-Circuit Current Calculation in meshed Networks

Method A: uniform ratio R/X

- smallest value of all network branches
- quite inexact

Method B: ratio R/X at the fault location

- factor κ_b from relation R/X at the fault location (equation or diagram)
- $\kappa = 1,15 \kappa_b$

Method C: procedure with substitute frequency

- factor κ from relation R_c/X_c with substitute frequency $f_c = 20 \text{ Hz}$

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f}$$

- best results for meshed networks

Resistencia ficticia del generador para cálculo de valor pico de la corriente de cortocircuito

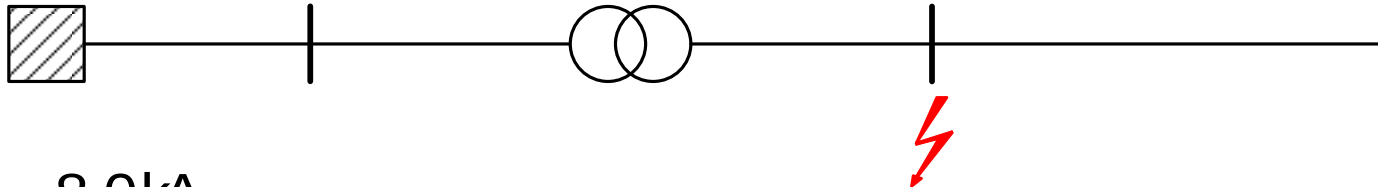
$R_{Gf} = 0,05 X_d''$ generadores con $U_{rG} > 1 \text{ kV}$ y $S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}$

$R_{Gf} = 0,07 X_d''$ generadores con $U_{rG} > 1 \text{ kV}$ y $S_{rG} < 100 \text{ MVA}$

$R_{Gf} = 0,15 X_d''$ generadores con $U_{rG} \leq 1000 \text{ V}$

NOTA: solo para calcular el valor pico de la corriente de cortocircuito.

Peak Short-Circuit Current – Fault location 1



$$I_k'' = 8.0 \text{ kA}$$

$$R = 0.0386 \, \Omega \quad X = 1.5839 \, \Omega$$

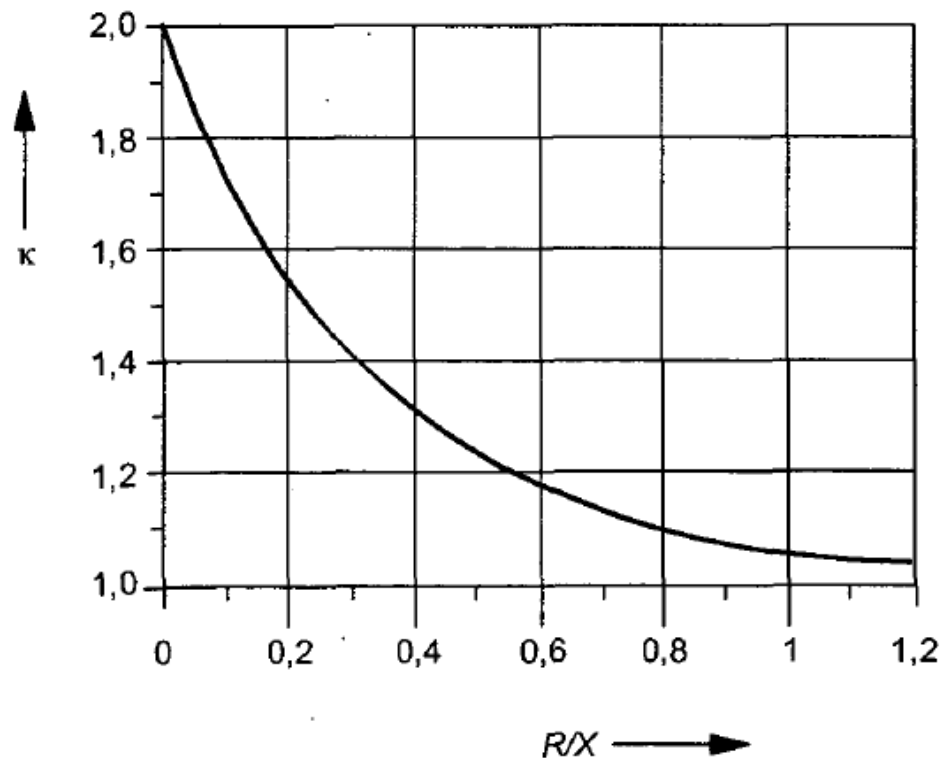
$$R/X = 0.0244$$

$$\kappa = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3R/X}$$

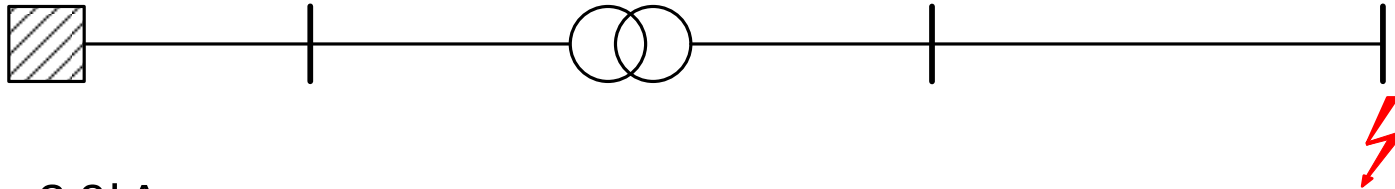
$$\kappa = 1.93$$

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''$$

$$i_p = 21.8 \text{ kA}$$



Peak Short-Circuit Current – Fault location 2



$$I_k'' = 2.0 \text{ kA}$$

$$R = 3.0386 \, \Omega \quad X = 5.5839 \, \Omega$$

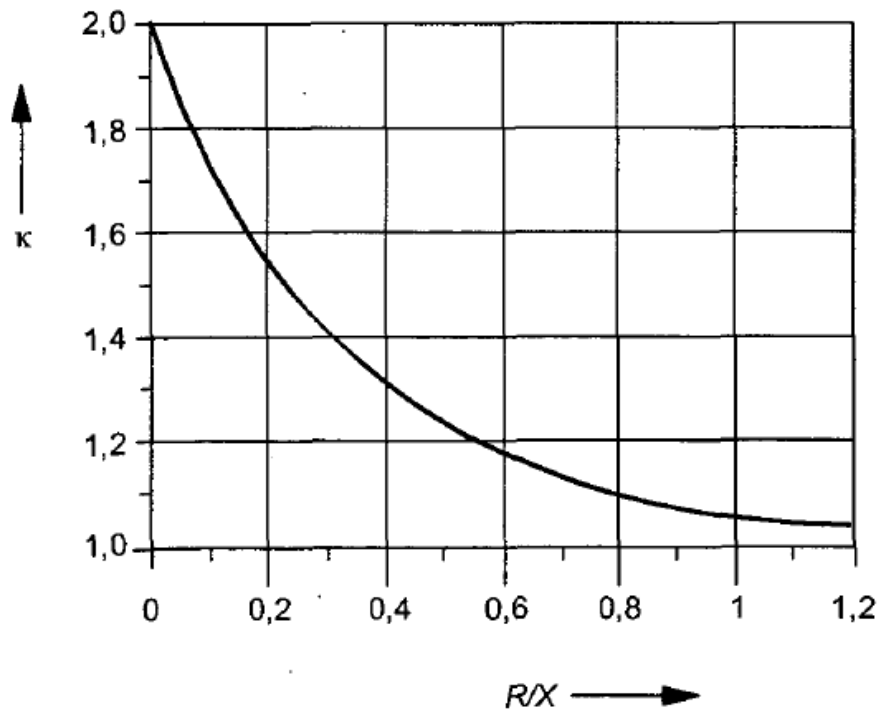
$$R/X = 0.5442$$

$$\kappa = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3R/X}$$

$$\kappa = 1.21$$

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''$$

$$i_p = 3.4 \text{ kA}$$



Cálculo de la corriente de apertura

Diferencia de corriente de apertura

La diferenciación entre los cortocircuitos "cercaños" o "lejos" del generador

1. Definición de cortocircuito "near" al generador

Para por lo menos una máquina síncrona es:

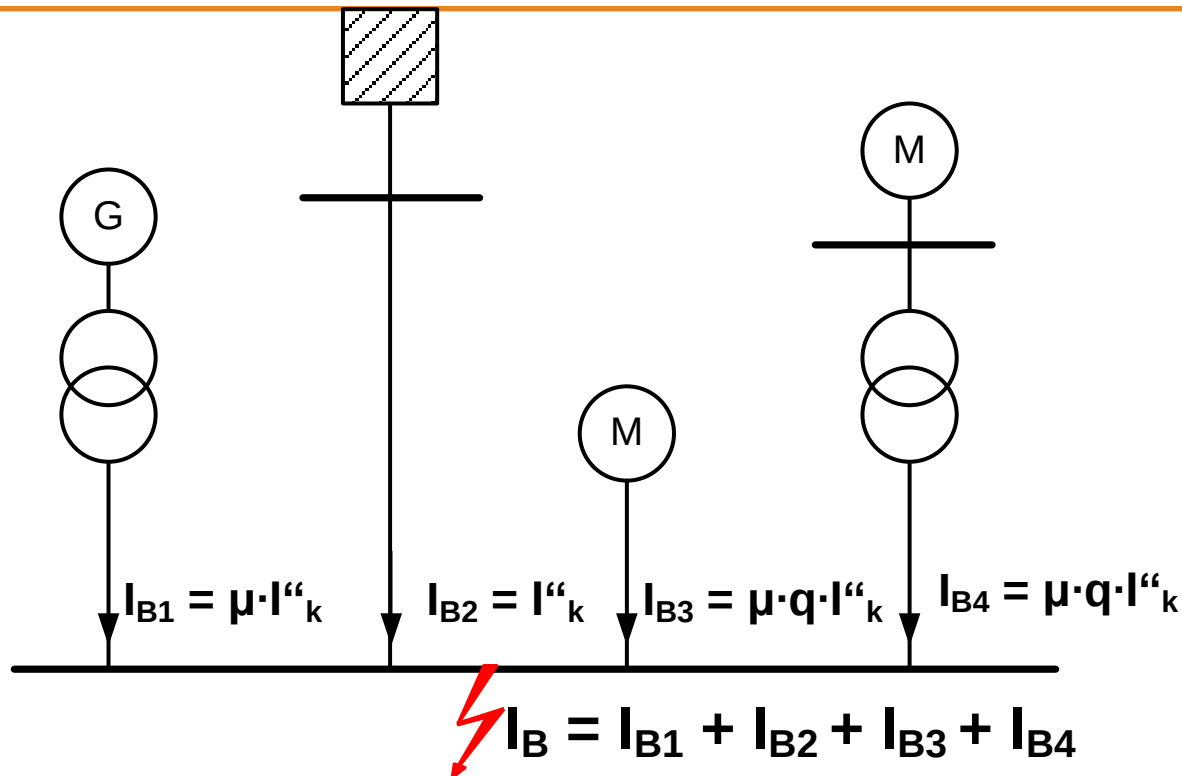
$$I_k'' > 2 \cdot I_{r, \text{Generator}} \quad \text{O}$$
$$I_k''_{\text{with motor}} > 1.05 \cdot I_k''_{\text{without motor}}$$

2. Corriente de apertura I_b para cortocircuitos "lejos" del generador

$$I_b = I_k''$$

Cálculo de la corriente de apertura en redes que no son malladas

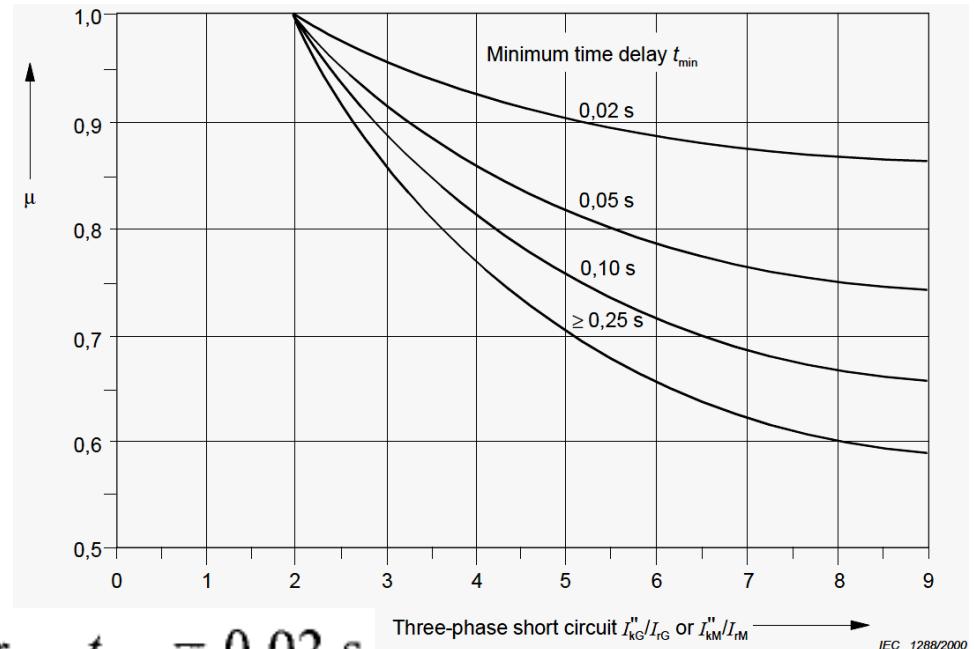
El corriente de corte **IB** en un ante un cortocircuito en un punto dado, y alimentada a partir de fuentes que no están enlazadas es la suma de las corrientes de cortocircuito parciales :



Decadencia de la Corriente de corte alimentada desde generadores

$$IB = \mu \cdot I''_k$$

Factor μ para considerar la decadencia de la corriente de cortocircuito alimentada a partir de generadores .



$$\mu = 0,84 + 0,26 e^{-0,26 I''_{kG} / I_{rG}} \quad \text{for } t_{\min} = 0,02 \text{ s}$$

$$\mu = 0,71 + 0,51 e^{-0,30 I''_{kG} / I_{rG}} \quad \text{for } t_{\min} = 0,05 \text{ s}$$

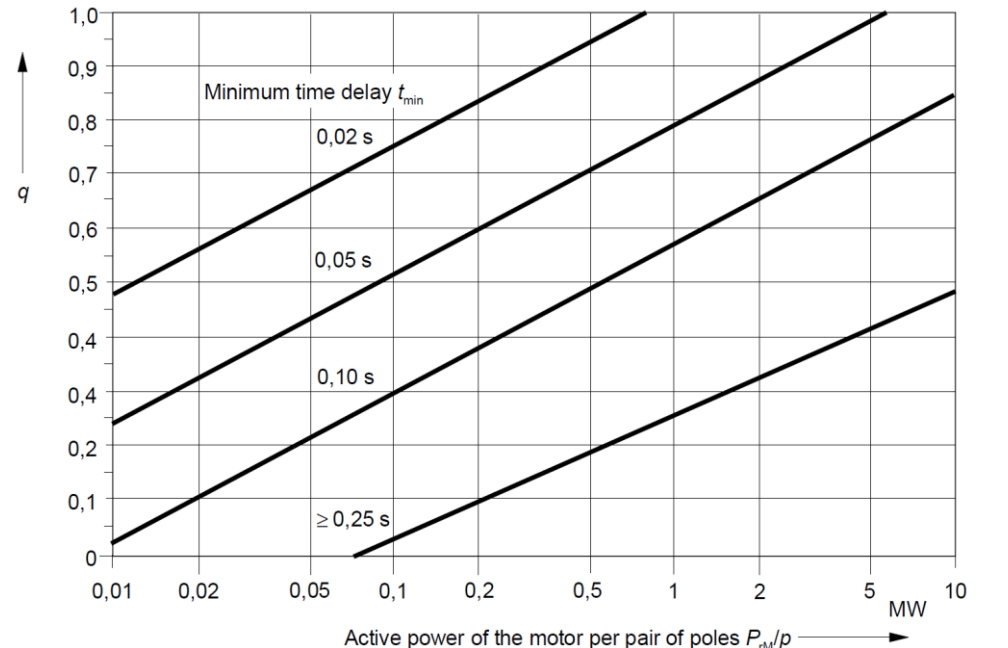
$$\mu = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 I''_{kG} / I_{rG}} \quad \text{for } t_{\min} = 0,10 \text{ s}$$

$$\mu = 0,56 + 0,94 e^{-0,38 I''_{kG} / I_{rG}} \quad \text{for } t_{\min} \geq 0,25 \text{ s}$$

Decadencia de la Corriente de corte alimentada desde motores asíncronos

$$IB = \mu \cdot q \cdot I''_k$$

Factor **q** para considerar el decaimiento de la corriente de cortocircuito alimentado desde los motores asíncronos



$$q = 1,03 + 0,12 \ln(P_{\text{rM}}/p)$$

for $t_{\min} = 0,02$ s

$$q = 0,79 + 0,12 \ln(P_{\text{rM}}/p)$$

for $t_{\min} = 0,05$ s

$$q = 0,57 + 0,12 \ln(P_{\text{rM}}/p)$$

for $t_{\min} = 0,10$ s

$$q = 0,26 + 0,10 \ln(P_{\text{rM}}/p)$$

for $t_{\min} \geq 0,25$ s

p = Número de pares de polos

Cálculo de la corriente de apertura en redes malladas

Cálculo simplificado : $I_b = I_k''$

Para incrementar la exactitud se puede utilizar :

$$I_b = I_k'' - \sum_i \frac{\Delta U_{Gi}''}{c \cdot U_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_i) \cdot I_{kGi}'' - \sum_j \frac{\Delta U_{Mj}''}{c \cdot U_n / \sqrt{3}} \cdot (1 - \mu_j q_j) \cdot I_{kMj}''$$

$$\Delta U_{Gi}'' = jX_{diK}'' \cdot I_{kGi}''$$

$$\Delta U_{Mj}'' = jX_{Mj}'' \cdot I_{kMj}''$$

X_{diK}'' subtransient reactance of the synchronous machine (i)

X_{Mj}'' reactance of the asynchronous motors (j)

I_{kGi}'', I_{kMj}'' contribution to initial symmetrical short-circuit current from the synchronous machines (i) and the asynchronous motors (j) as measured at the machine terminals

Corriente de cortocircuito permanente

Corriente de cortocircuito permanente I_k

- r.m.s. valor de la corriente de cortocircuito después del decaimiento de todos los efectos transitorios .
- Dependiendo del tipo y la excitación de los generadores .
- Declaración en la norma: sólo para un solo cortocircuito alimentado.
- Cálculo de factores (similar a la corriente de corte) .

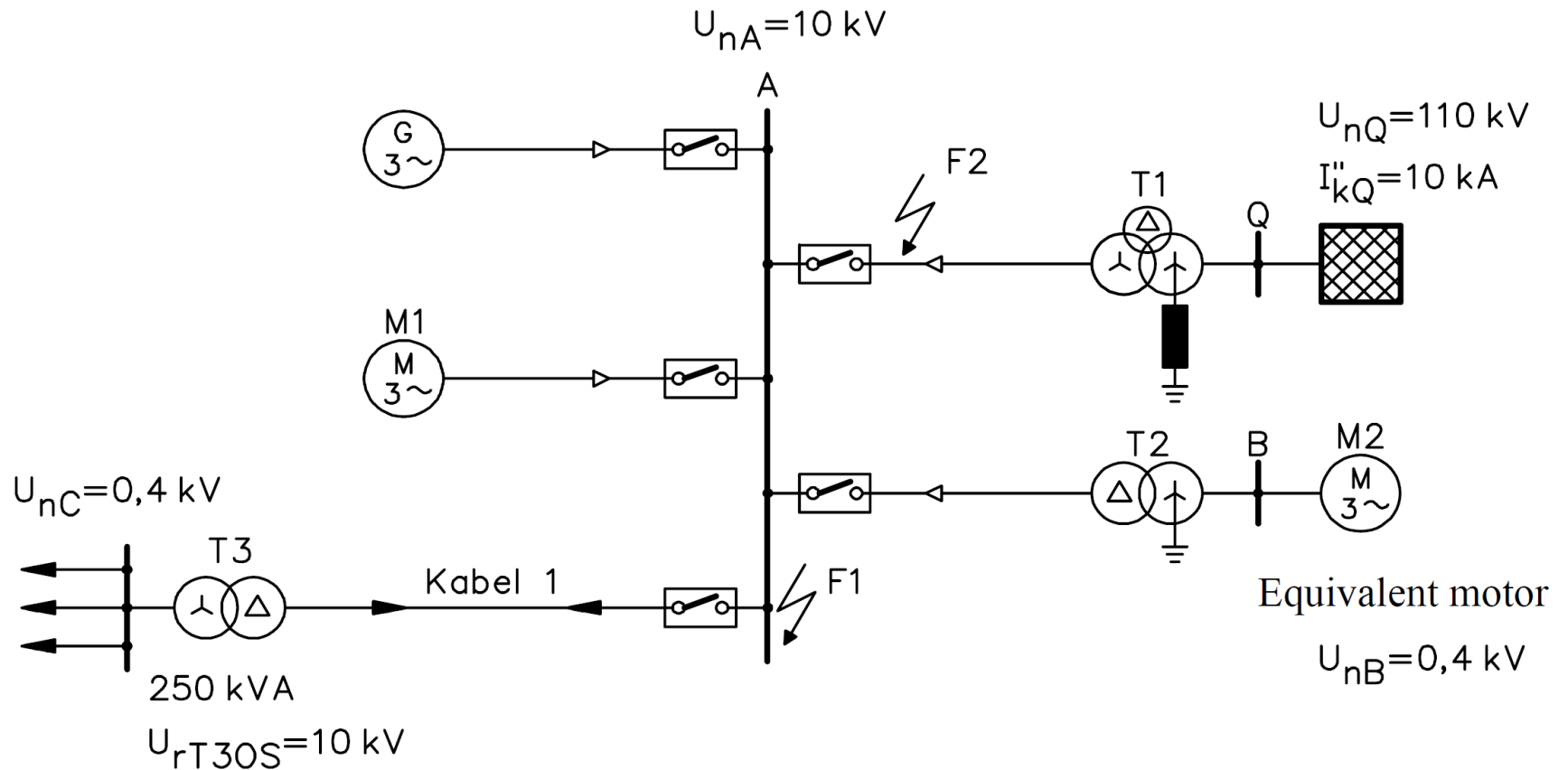
La corriente de corto circuito permanente que normalmente no se calcula mediante programas de cálculo de la red.

Para los circuitos cortos lejos del generador y para la estimación de la peor condición.

$$I_k = I''_k$$

Ejemplo

Esquema unifilar



Datos

G:	$S_{rG} = 20 \text{ MVA}$ $x_{dsaturated} = 170 \%$ $T_d'' = 0,03 \text{ s}$	$U_{rG} = 10,5 \text{ kV}$ $x_d' = 30 \%$ $T_a = 1 \text{ s}$	$\cos \varphi_{rG} = 0,8$ $x_d'' = 20 \%$ $u_{fmax} = 1,6$	$x_d = 180 \%$ $T_d' = 1 \text{ s}$ $R_G = 0,07 X_d''$
T1:	$S_{rT} = 20 \text{ MVA}$	$U_{rTOS} = 110 \text{ kV}$	$U_{rTUS} = 11 \text{ kV}$	$u_{kr} = 12 \%$ $u_{Rr} = 0,6 \%$
T2:	$S_{rT} = 1000 \text{ kVA}$	$U_{rTOS} = 10 \text{ kV}$	$U_{rTUS} = 0,4 \text{ kV}$	$u_{kr} = 6 \%$ $u_{Rr} = 1,35 \%$
M1:	$P_{rM} = 6 \text{ MW}$ $\cos \varphi_{rM} = 0,9$	$U_{rM} = 10 \text{ kV}$ $I_{an} / I_{rM} = 5,5$	$n_r = 1489 \text{ min}^{-1}$ $R_M = 0,1 X_M$	$\eta_{rM} = 0,973$
M2:	Equivalent motor (motor group) $\Sigma S_{rM} = 1200 \text{ kVA}$	$U_{rM} = 0,4 \text{ kV}$	$\cos \varphi_{rM} \quad \eta_{rM} = 0,8$	$I_{an} / I_{rM} = 5 \quad R_M = 0,42 X_M$

a) Determinar:

- La corriente nominal de la barra (I_r)
- La corriente nominal del interruptor para el generador y para el transformador T1.

Las corriente normalizadas de interruptores es:

$I_r = 630 \text{ A}; 1250 \text{ A}; 2000 \text{ A}.$

Preguntas

- b) Determinar ¿en qué lugar de la red de 10 kV se deberá simular la corriente de cortocircuito trifásico con el fin de estimar la máxima potencia de ruptura del interruptor?
- c) En la figura, calcular la corriente de cortocircuito total I''_k y las corrientes de cortocircuitos I''_{kG} , I''_{kT1} , I''_{kM1} y I''_{kM2} para un cortocircuito en el punto F1. Para estos cálculos considerar el factor de corrección KG, KT.
- Expresar S''_k (forma compleja)
 - Calcule la impedancia del motor de un motor de BT simplificado con ayuda de la potencia aparente del transformador S_{rT2} :
- $$Z_{M2} = \frac{1}{I_{an}/I_{rM}} \frac{U_{rM}^2}{S_{rT2}}$$
- Esto es necesario dado que $S_{rT2} < S_{rM2}$ y consecuentemente no todos los motores de BT pueden estar en operación a la vez, como máximo $S_{rM2} = S_{rT2}$

Preguntas

- Evalúe si I''_{kT2} contribuye con mas del 5% de la corriente de cortocircuito sin contribución del motor equivalente M2. Si la contribución es menor al 5%, entonces el motor M2 puede ser despreciado en próximos cálculos.
 - ¿Cuál es la capacidad de ruptura que debe ser elegida para los interruptores, si todos ellos tienen que tener el mismo valor?
 $I''_k=16 \text{ kA}, 20 \text{ kA} \text{ y } 25 \text{ kA}.$
- d) Todas las salidas en 10 kV del equipamiento de distribución tiene un interruptor y un equipo de protección. Calcule las corrientes de interrupción parcial y total de ruptura I_b .
- El mínimo tiempo de retardo del equipo de maniobra es de $t_{\text{MIN}}=0,1\text{s}$
- e) ¿Cuál es la corriente de cortocircuito que fluye sobre el interruptor en el circuito derivado del transformador T1 en caso de un cortocircuito en el punto F2.? y ¿Cuál será la capacidad de ruptura que será capaz de maniobrar el interruptor de este circuito?

PREGUNTAS

f) Determinar la corriente de estado estable I_d para el cable 1.

- Examine sobre la base de las curvas 1 y 2, el cual está el valor máximo equivalente térmico de la corriente de cortocircuito I_{TH} en este cable para $T_K=1$ s.
- Para lo anterior, determine el factor χ con la relación R/X en el lugar del cortocircuito. Asumir la simplificación $I_K=I_b$ se aplica para el generador.
- ¿Qué características debe tener el cable, si se considera el esfuerzo térmico producto del cortocircuito (resistencia)? (Cable con conductor de aluminio, mínimo admisible nominal de corto tiempo de la densidad de corriente).
- Las secciones nominales del cal cable de AL es: 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500 mm².

Respuesta “a”

$$\text{M1: } S_{rM1} = \frac{P_{rM1}}{\cos \varphi_{rM1} \cdot \eta_{rM1}} = \frac{6 \text{ MW}}{0,9 \cdot 0,973} \quad S_{rM1} = \mathbf{6,852 \text{ MVA}}$$

$$\text{M2: } S_{rM2} = 1,2 \text{ MVA limited by T2} \quad S_{rT2} = \mathbf{1 \text{ MVA}}$$

$$\text{T3: } \quad S_{rT3} = \mathbf{250 \text{ kVA}}$$

La carga más grande se puede producir en una de las dos tramos siguientes : " alimentador -cargas" / " generador - red "

Respuesta “a”

$$\Sigma \text{Consumer} = S_{rM1} + S_{rT2} + S_{rT3} = \mathbf{8,102 \text{ MVA}} < S_{rT1} = S_{rG}$$

S_{rT1} y S_{rG} son determinantes de la corriente nominal de la barra

$$I_r \geq \frac{S_{rT1}}{\sqrt{3} U_{nA}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 10,0 \text{ kV}}$$

$$\mathbf{I_r \geq 1154,7 \text{ A}}$$

Respuesta “a”

Para el cálculo de los interruptores para Generador G y Transformador T1, se calcula las corrientes nominales respectivas

$$G: I_{rG} = \frac{S_{rG}}{\sqrt{3} U_{rG}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 10,5 \text{ kV}}$$

$$I_{rG} = 1099,7 \text{ A}$$

$$T1: I_{rT1US} = \frac{S_{rT1}}{\sqrt{3} U_{rT1US}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 11 \text{ kV}}$$

$$I_{rT1US} = 1049,7 \text{ A}$$

De los cálculos anteriores , los interruptores tendrán una corriente nominal (**I_r**) de **1250 A**

Respuesta “b”

- cortocircuito trifásico tiene que ser simulado en el alimentador del transformador T3 , entre el interruptor de circuito y el cable 1. En ese punto las corrientes de cortocircuito del generador , de la red y de los motores se suman.

RESPUESTA «C»

- GENERADOR

$$\underline{I}_{kG}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_G K_G} \quad \text{according to eq. 2.29}$$

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} = \frac{10 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} \frac{1,1}{1 + 0,2 \cdot 0,6} \quad (\text{eq. 2.30})$$

$$K_G = 0,93537$$

$$X_d'' = x_d'' \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = 0,2 \frac{(10,5 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} \quad (\text{eq. 2.26})$$

$$X_d'' = 1,1025 \Omega$$

$$R_G = 0,07 \cdot X_d'' \quad R_G = 0,0772 \Omega \quad Z_G = \sqrt{R_G^2 + X_d''^2} \quad Z_G = 1,1052 \Omega$$

$$\underline{I}_{kG}'' = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,0772 + j 1,1025) \Omega 0,93537} = (0,429 - j 6,128) \text{ kA} \quad \underline{I}_{kG}'' = 6,143 \text{ kA}$$

RESPUESTA «C»

TRANSFORMADOR T1

$$\underline{I}_{kT1}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} (\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{Qt})} \quad \text{according to eq. 2.37 and 2.17}$$

$$\underline{Z}_{T1} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \frac{U_{rT1US}^2}{S_{rT1}} = 0,12 \frac{(11 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} \quad (\text{eq. 3.22 PS1}) \quad \underline{Z}_{T1} = \mathbf{0,726 \, \Omega}$$

$$R_{T1} = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \frac{U_{rT1US}^2}{S_{rT1}} = 0,006 \frac{(11 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} \quad \mathbf{R_{T1} = 0,0363 \, \Omega}$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} \quad \mathbf{X_{T1} = 0,725 \, \Omega}$$

$$K_T = 0,95 \times \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \times x_{kr}} \\ K_T = 0,95 \times \frac{1,1}{(1 + 0,6 \times 0,12)}$$

$$K_T = 0,974895$$

RESPUESTA «C»

TRANSFORMADOR T1

%)

$$\bar{Z}_{TK} = 0,726 + j0,9749$$

$$\boxed{\bar{Z}_{TK} = 0,707714}$$

$$R_{TK} = 0,035386 \, \Omega$$

$$X_{TK} = 0,70674 \, \Omega$$

$$Z_{Qt} = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I_{kQ}} \frac{1}{\ddot{u}_{rT1}^2} = \frac{1,1 \cdot 110 \, \text{kV}}{\sqrt{3} \cdot 10 \, \text{kA}} \left(\frac{11 \, \text{kV}}{110 \, \text{kV}} \right)^2$$

$$Z_{Qt} = 0,0699 \, \Omega$$

$$R_Q / X_Q = 0,1 \Rightarrow X_Q = 0,995 Z_Q$$

$$\underline{Z}_{Qt} = (0,00695 + j 0,06955) \, \Omega$$

$$\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{Qt} = (R_{T1} + R_{Qt}) + j (X_{T1} + X_{Qt})$$

$$\bar{Z}_{TK} + \bar{Z}_{Qt} = (0,042336 + j 0,77629)$$

$$= 0,77744 \angle 86,88^\circ$$

$$\bar{I}_{kT1}'' = \frac{1,1 \times 10 \, \text{kV}}{\sqrt{3} \times 0,77744 \angle 86,88^\circ \, \Omega}$$

$$\boxed{\bar{I}_{kT1}'' = 8168,9 \angle -86,88^\circ}$$

RESPUESTA «C» - MOTOR M1

$$\underline{I}_{kM1}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} \underline{Z}_{M1}} \quad \text{according to eq. 2.37}$$

$$\underline{Z}_{M1} = \frac{1}{I_{an}/I_{rM}} \frac{U_{rM}^2}{P_{rM} / (\cos\varphi_{rM} \eta_{rM})} = \frac{1}{5,5} \frac{(10 \text{ kV})^2 0,9 \bullet 0,973}{6 \text{ MW}}$$

$$R_{M1}/X_{M1} = 0,1 \Rightarrow \underline{Z}_{M1} = (0,0995 + j 0,995) Z_{M1}$$

$$\underline{Z}_{M1} = 2,6536 \Omega$$

$$\underline{Z}_{M1} = (0,264 + j 2,6403) \Omega$$

$$\underline{I}_{kM1}'' = \frac{1,1 \bullet 10 \text{ kV}}{\sqrt{3} (0,264 + j 2,6403) \Omega} = (0,238 - j 2,382) \text{ kA} \quad \underline{I}_{kM1}'' = 2,393 \text{ kA}$$

RESPUESTA «C»

MOTOR M2

$$\underline{I}_{kM2}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} (\underline{Z}_{M2t} + \underline{Z}_{T2})}$$

$$\underline{Z}_{M2t} = \frac{1}{I_{an}/I_{rM}} \frac{U_{rM}^2}{S_{rT2}} \ddot{u}_{rT2}^2 = \frac{1}{5} \frac{(0,4 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} \left(\frac{10 \text{ kV}}{0,4 \text{ kV}} \right)^2 \quad \underline{Z}_{M2t} = 20 \, \Omega$$

$$\underline{X}_{M2t} = \frac{1}{\sqrt{\underline{Z}_{M2t}^2 + \underline{R}_{M2t}^2}} = \frac{1}{\sqrt{1^2 + 0,42^2}} \underline{Z}_{M2t} = 0,922 \underline{Z}_{M2t} \quad \underline{X}_{M2t} = 18,44 \, \Omega$$

$$\underline{R}_{M2t} = 0,42 \underline{X}_{M2t} \quad \underline{R}_{M2t} = 7,745 \, \Omega$$

$$\underline{Z}_{M2t} = (7,745 + j 18,44) \Omega$$

RESPUESTA «C»

$$Z_{T2OS} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \frac{U_{rT1OS}^2}{S_{rT2}} = 0,06 \frac{(10 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} \quad \mathbf{Z_{T2OS} = 6 \, \Omega}$$

$$R_{T2OS} = \frac{u_{Rr}}{100\%} \frac{U_{rT1OS}^2}{S_{rT2}} = 0,0135 \frac{(10 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} \quad \mathbf{R_{T1OS} = 1,35 \, \Omega}$$

$$X_{T2OS} = \sqrt{Z_{T2}^2 - R_{T2}^2}$$

$$\mathbf{X_{T1OS} = 5,846 \, \Omega}$$

$$\mathbf{Z_{T2OS} = (1,35 + j \, 5,846) \, \Omega}$$

Factor de corrección

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0,6 \cdot \mu_{xrt}}$$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,0585} = 1,0096$$

$$\mu_{xrt} = \sqrt{6\% - 1,35\%} = 5,85\%$$

$$\therefore \bar{Z}_{T2K} = (1,35 \Omega + j 5,846) \times 1,0096$$

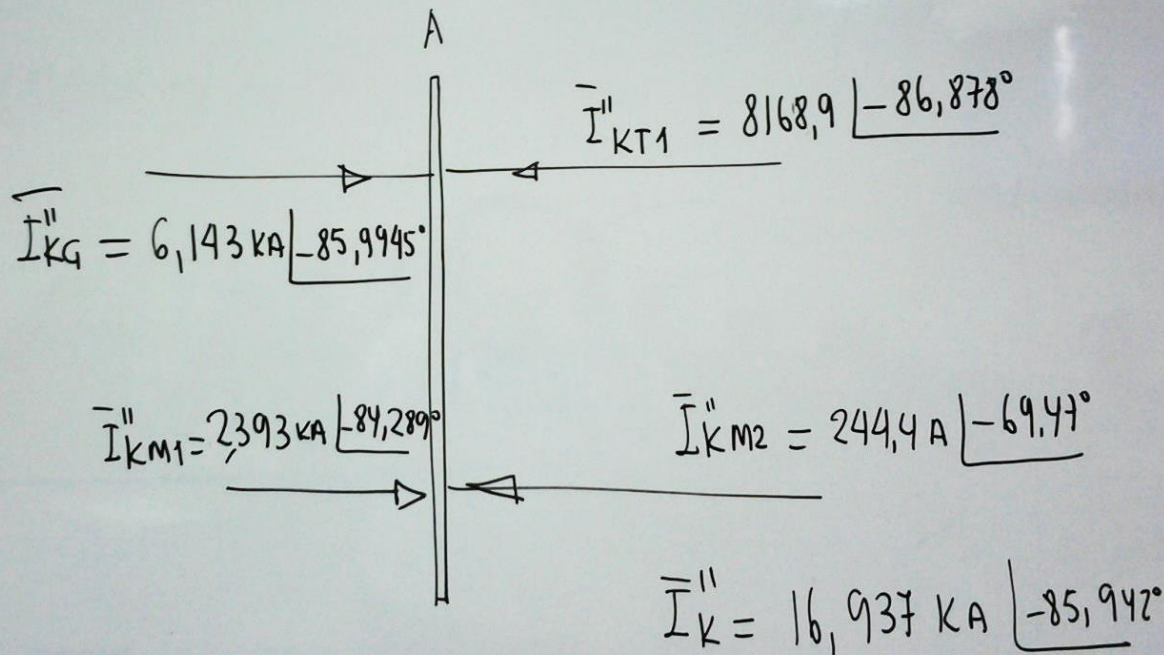
$$\bar{Z}_{T2K} = (1,3629 + j 5,9020) \Omega$$

$$\therefore \bar{Z}_{M2t} + \bar{Z}_{T2K} = (9,1079 + j 24,3420) \Omega = 25,889 \angle 69,46^\circ$$

$$\underline{I}_{kM2}'' = \frac{1,1 \bullet 10 \text{ kV}}{\sqrt{3} (9,108 + j 24,342) \Omega}$$

$$\Rightarrow \underline{I}_{kM2}'' = \frac{1,1 \bullet 10 \text{ kV} \angle 0^\circ}{\sqrt{3} 25,839 \angle 69,40^\circ}$$

$$\underline{I}_{kM2}'' = 244,4 \angle -69,47^\circ (\text{A})$$



Resume:

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kG}'' + \underline{I}_{kT1}'' + \underline{I}_{kM1}'' + \underline{I}_{kM2}''$$

$$\underline{S}_k'' = \sqrt{3} U_n \underline{I}_k''^*$$

BARRA A

10 kV

$I_k''(L1) = 16.937 \text{ kA}$

$\angle I_k''(L1) = -85.9^\circ$

$S_k''(L1) = 293.350 \text{ MVA}$

RESPUESTA «C»

SIN LA CONTRIBUCIÓN DEL MOTOR M2

I_k'' without M2:

$$I_{kM2}'' = 16,702 \text{ kA}$$

$$I_{kM2}'' = |(I_{kG}'' + I_{kT1}'' + I_{kM1}'')$$

$$\frac{I_{kM2}''}{I_{kM2}''} = \frac{0,2449 \text{ kA}}{16,702 \text{ kA}} = 1,47\%$$

$$\frac{I_{kM2}''}{I_{kM2}''} < 5\%$$

- La influencia del motor M2 puede ser despreciado para futuros cálculos.
- Los interruptores deben seleccionar con capacidad de cortocircuito $I''_k=20 \text{ kA}$.

RESPUESTA «D»

$$I_b = I_{bG} + I_{kT1}'' + I_{bM1}$$

Generator G:

$$I_{bG} = \mu_G I_{kG}''$$

$$I_{rG} = \frac{S_{rG}}{\sqrt{3} U_{rG}} = 1,0997 \text{ kA}$$

$$I_{kG}'' = 6,143 \text{ kA} \quad \frac{I_{kG}''}{I_{rG}} = 5,586$$

$$\mu_G = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \cdot 5,586} = 0,7405$$

$$I_{bG} = \mu_G I_{kG}'' = 0,7405 \cdot 6,143 \text{ kA} \quad I_{bG} = 4,549 \text{ kA}$$

RESPUESTA «D»

Transformer T1:

$$I_{aT1} = I_{kT1}'' = \mathbf{8,1689 \text{ kA}}$$

Motor M1:

$$I_{bM1} = \mu_{M1} q_{M1} I_{kM1}''$$

$$I_{rM1} = \frac{S_{rM1}}{\sqrt{3} U_{rM1}} = 0,39558 \text{ kA} \quad I_{kM1}'' = 2,393 \text{ kA} \quad \frac{I_{kM1}''}{I_{rM1}} = \mathbf{6,05}$$

$$\mu_{M1} = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 \cdot 6,05} = 0,7239$$

$$m = \frac{P_{rM}}{p} = \frac{6 \text{ MW}}{2} = 3 \text{ MW} \quad q_{M1} = 0,57 + 0,12 \ln(3) = 0,7018$$

$$I_{bM1} = \mu_{M1} q_{M1} I_{kM1}^{''} = 1,2159 \text{ kA}$$

$$I_b = I_{bG} + I_{kT1}^{''} + I_{bM1} = \mathbf{13,9338 \text{ kA}}$$

MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Aplicación

- El cálculo con la ayuda de las componentes simétricas resulta particularmente útil para el caso de defectos en redes trifásicas desequilibradas, porque las impedancias clásicas, **R** y **X**, llamadas «cíclicas» no se pueden utilizar debido, por ejemplo, a los fenómenos magnéticos.

Aplicación

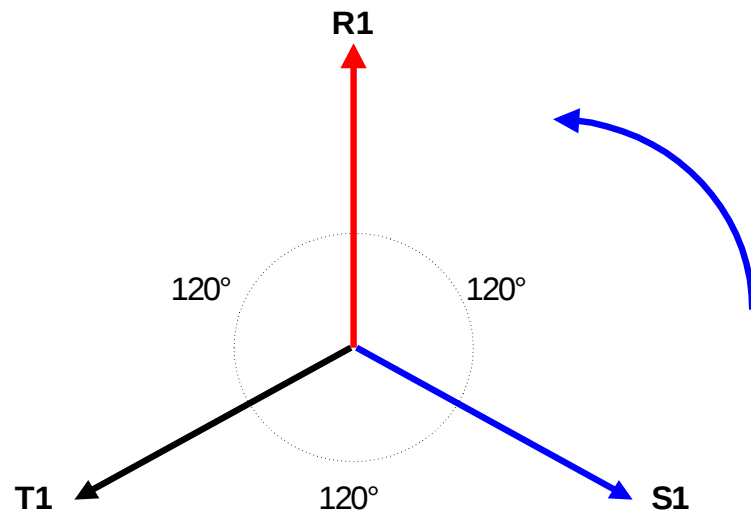
Por tanto, es necesario este tipo de cálculo:

1. si se trata de un sistema no simétrico de tensiones y corrientes (vectores de Fresnel con módulos diferentes y con desfases diferentes de 120°); *es el caso de un cortocircuito monofásico (fase-tierra), bifásico, o bifásico con tierra.*
2. si la red tiene sobre todo máquinas rotativas y transformadores especiales (*conexión estrella-estrella neutro, por ejemplo*).
3. Este método es aplicable a cualquier tipo de red de distribución radial y para cualquier tensión.

Componentes simétricas

- Los métodos de componentes simétricas se basan en el principio de superposición. Así pues, en las redes se suponen características lineales.
- Las tensiones y corrientes (asimétricas) en la fases R, S, T , se obtienen mediante agrupación de las tensiones y corrientes (simétricas) de las componentes. Estas corresponden a los sistemas:
 - Sistema de Secuencia positiva o directo (1)
 - Sistema de Secuencia negativa o inverso (2)
 - Sistema de Secuencia homopolar o cero (0)

Sistema de sistema de secuencia positiva.



El operador $\mathbf{a}$ es un vector de magnitud la unidad y argumento 120°

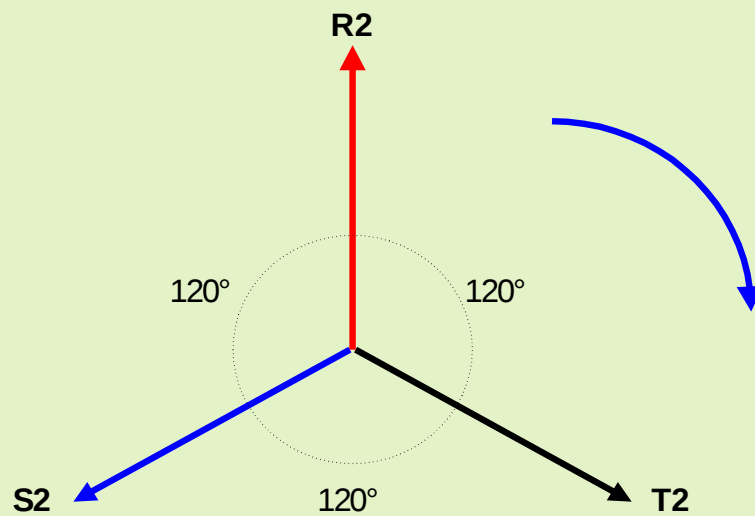
$$\mathbf{a} = 1 \angle 120^\circ$$

se cumple lo siguiente:

$$S_1 = \mathbf{a}^2 R_1$$

$$T_1 = \mathbf{a} R_1$$

Sistema de secuencia negativa.

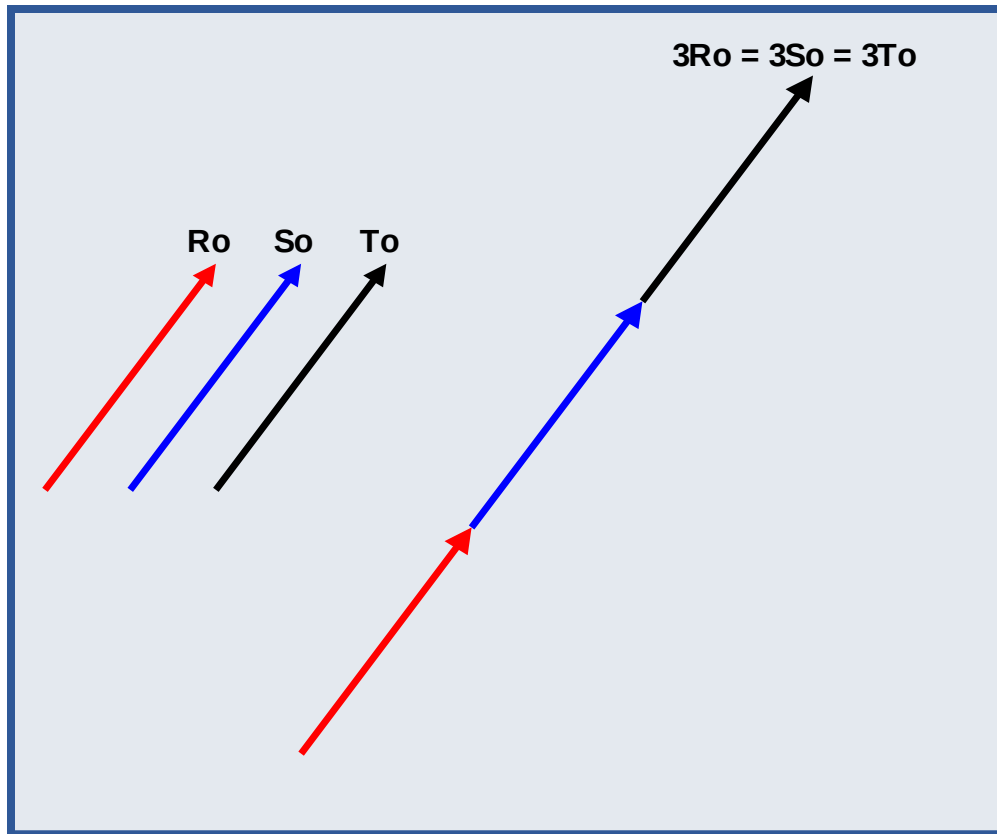


Asimismo se cumple:

$$S_2 = \mathbf{a} R_2$$

$$T_2 = \mathbf{a}^2 R_2$$

Sistema de secuencia cero.



Los tres vectores homopolares o de secuencia cero, son iguales en magnitud, dirección, y sentido.

Relaciones importantes 1

- Un sistema eléctrico simétrico o asimétrico, puede ser descompuesto en tres sistemas de simétricos diferentes e independientes (positiva, negativa y cero).

$$R = R1 + R2 + Ro$$

$$S = S1 + S2 + So$$

$$T = T1 + T2 + To$$

Relaciones importantes 2

- Se de muestra que :

$$R_0 = S_0 = T_0 = \frac{R + S + T}{3}$$

$$R_1 = \frac{R + aS + a^2T}{3}$$

$$R_2 = \frac{R + a^2S + aT}{3}$$

Postulados (1)

- Las componentes de secuencia positiva, están presentes en cualquier condición.
- Las componentes de secuencia negativa, por tener secuencia diferente a las positivas, rompen el equilibrio establecido por el sistema positivo.
- En otras palabras, cualquier desequilibrio introduce componentes de secuencia negativa.

Postulados (2)

- Las componentes homopolares o de secuencia cero, sólo pueden aparecer cuando el sistema trifásico tenga una resultante ($I_R + I_S + I_T > 0$).

Para que un red trifásica tenga resultante es preciso que dicha red tenga, al menos un punto a tierra.

Por ejemplo:

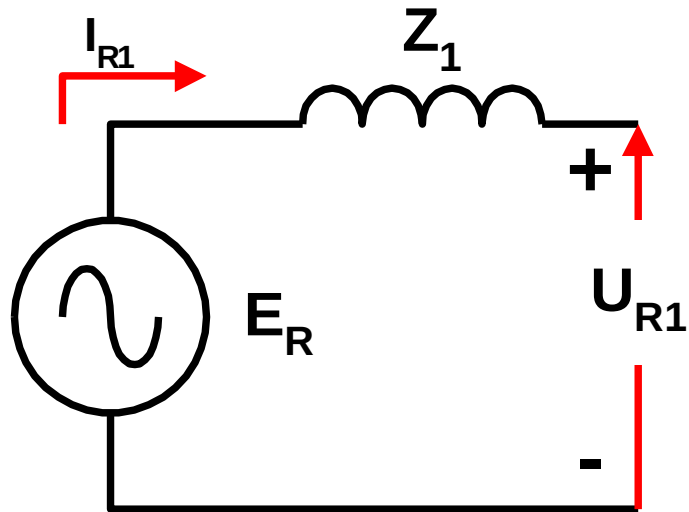
Una falla monofásica a tierra.

Una falla bifásica a tierra.

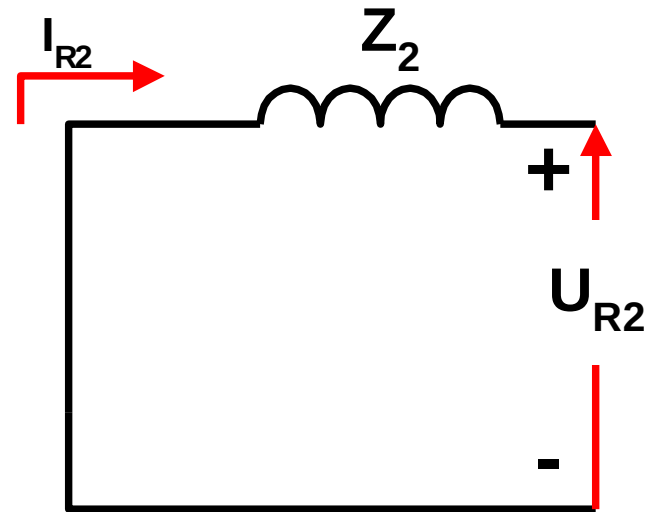
Las aperturas de fase o las cargas desequilibradas solamente producirán componente homopolar cuando exista un segundo punto de contacto a tierra.

REDES DE SECUENCIA DE LOS COMPONENTES

Generadores (1)

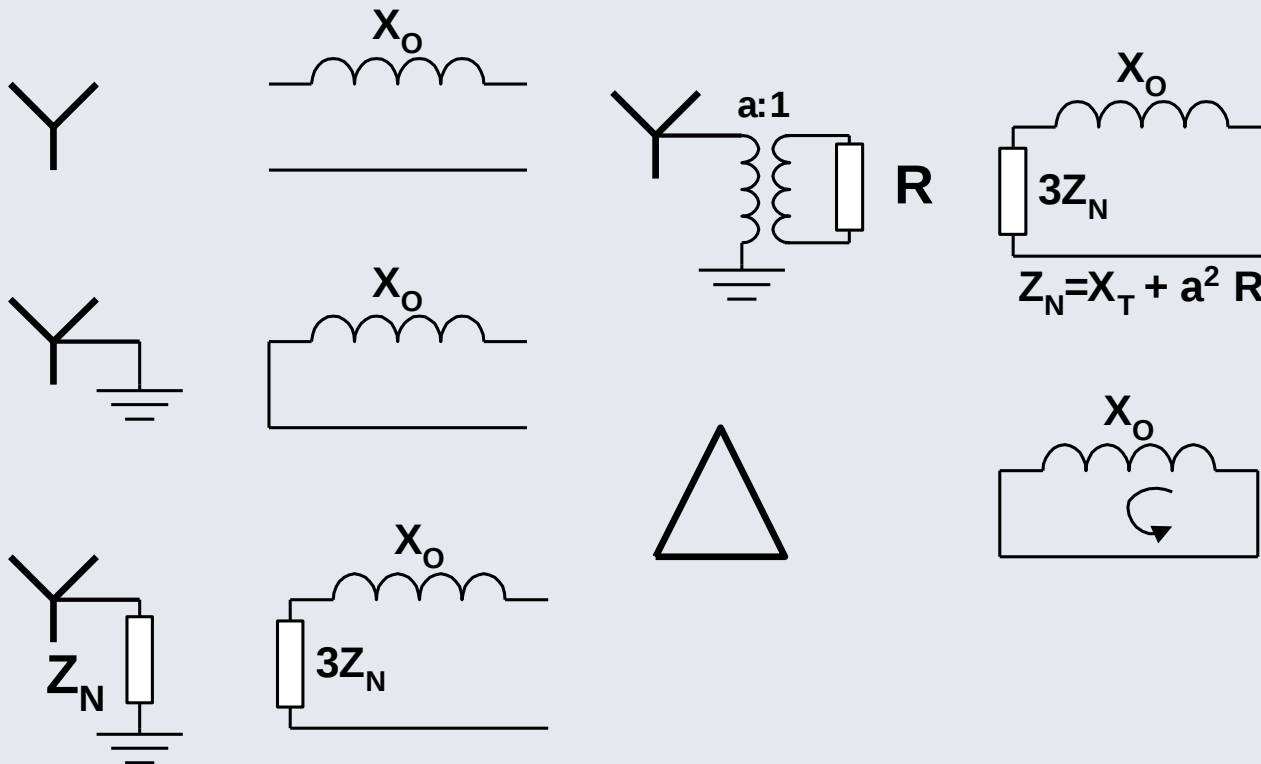


**Red de secuencia
positiva (1) o (+)**



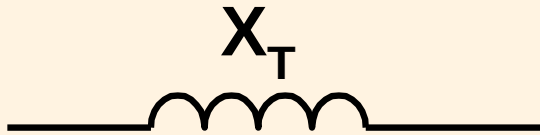
**Red de secuencia
negativa (2) o (-)**

Generadores (2)

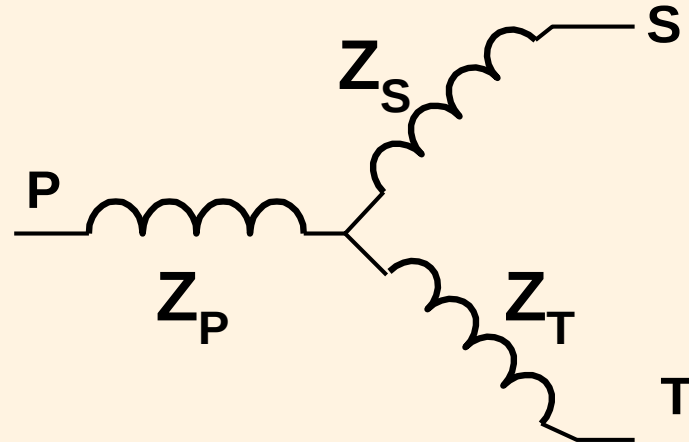


Redes de secuencia cero según su conexión

Transformadores (1)



**Transformador de 2
devanados**



**Transformador de 3
devanados**

Redes de secuencia positiva y negativa

Transformadores de 3 devanados

$$X_P = \frac{X_{PS} + X_{PT} - X_{ST}}{2}$$

$$X_S = \frac{X_{PS} + X_{ST} - X_{PT}}{2}$$

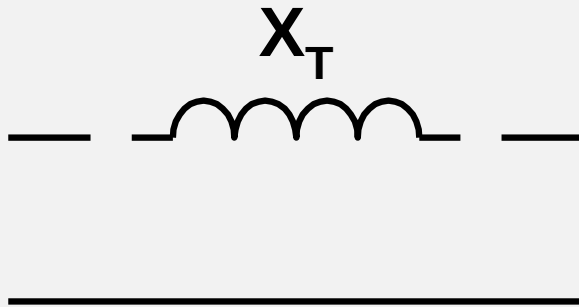
$$X_T = \frac{X_{PT} + X_{ST} - X_{PS}}{2}$$

Red de secuencia cero para los transformadores según su conexión.

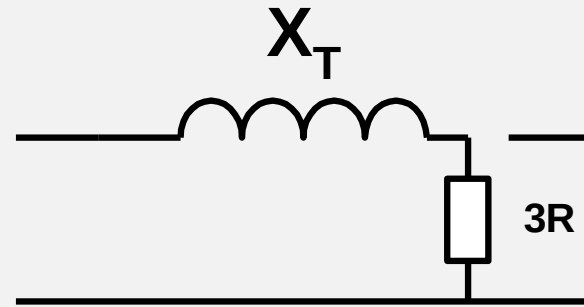
CONNECTION DIAGRAM SOURCE LOAD	ZERO-SEQUENCE EQUIVALENT CIRCUIT
	ZERO-SEQUENCE REFERENCE SOURCE z_0 LOAD $\circ$
	$S \circ$ z_0 $\circ L$
	$S \circ$ z_0 $\circ L$
	$S \circ$ z_0 $\circ L$
	$S \circ$ $3z_N$ z_0 $\circ L$
	$S \circ$ $\circ L$
	$S \circ$ $\circ L$
	$S \circ$ $\circ L$

z_0 = transformer zero-sequence impedance
 z_1 = transformer positive-sequence impedance
 z_N = neutral impedance
 z_{0L} = equivalent zero-sequence impedance of the three-phase transformer connection viewed from the load side

Transformador de puesta a tierra (zig-zag)



Red de secuencia
positiva y negativa

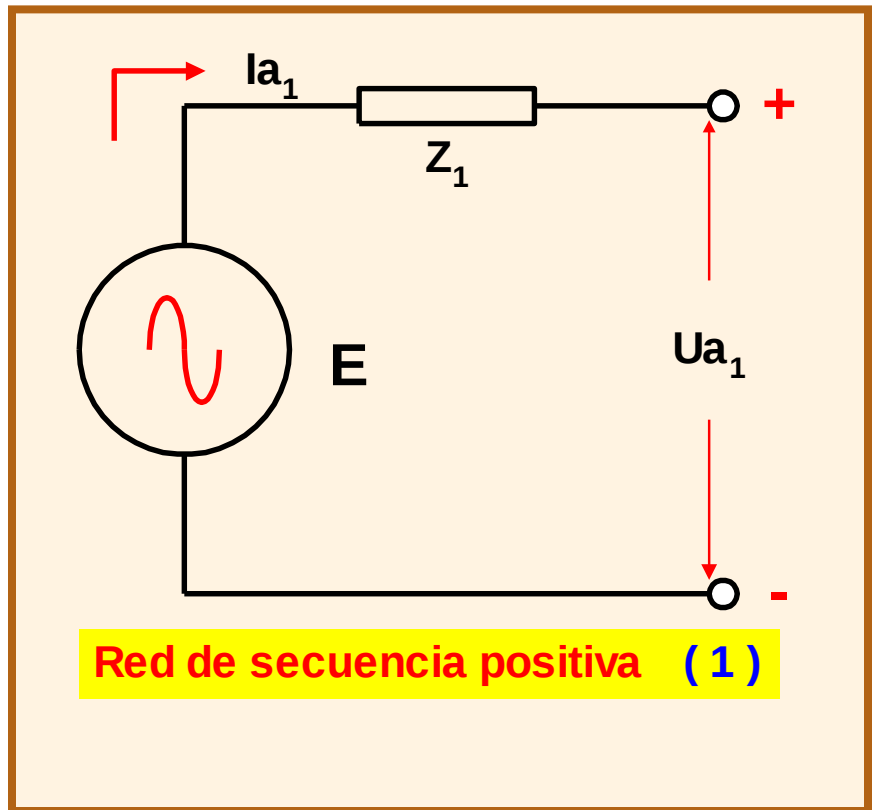


Red de secuencia
cero

REDES DE SECUENCIA

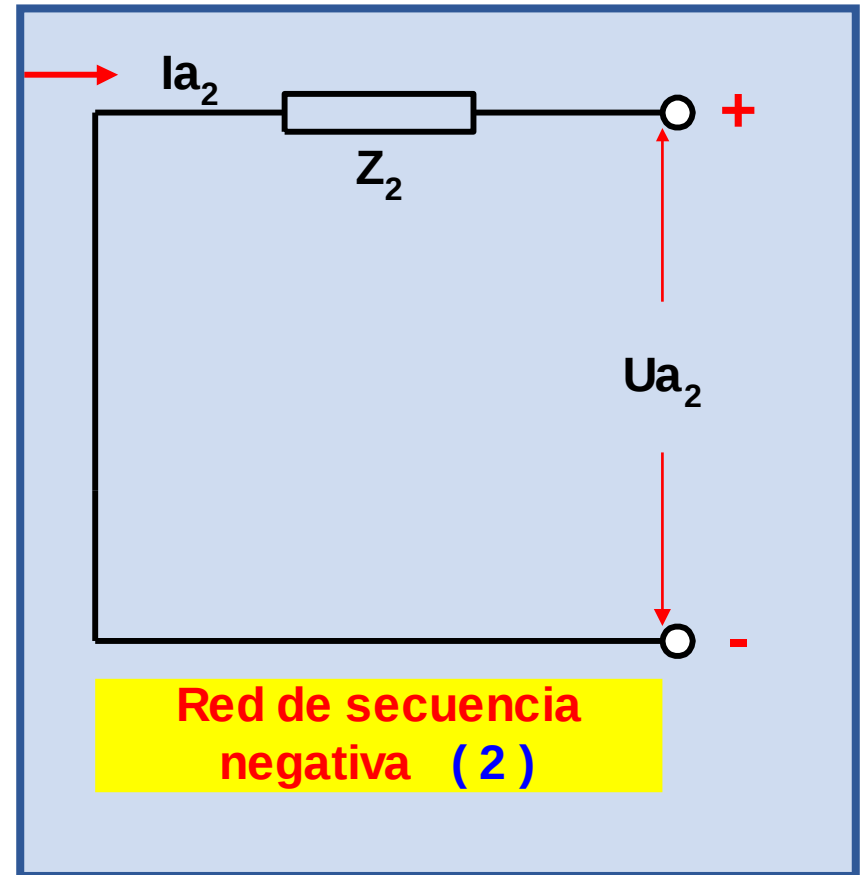
Procedimiento de cálculo (1)

- Reemplazar las impedancias de secuencia positiva en el sistema eléctrico en estudio, luego determinar el circuito Thévenin equivalente (*Red monofásica activa, con impedancias directas*) en el punto de falla.



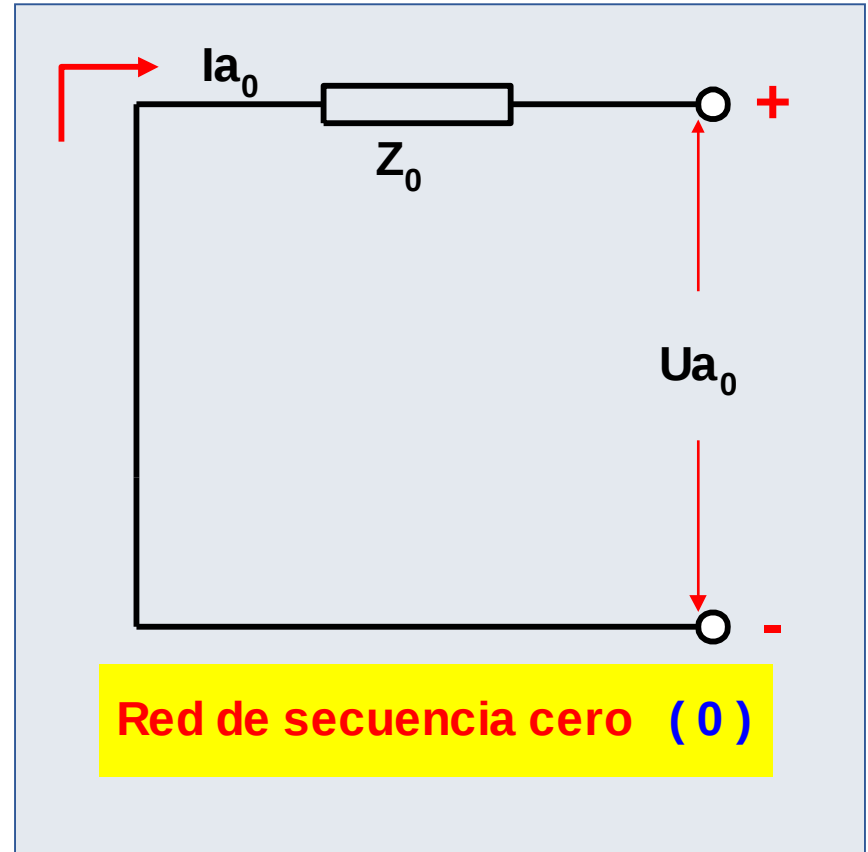
Procedimiento de cálculo (2)

- Reemplazar las impedancias de secuencia negativa y anular las fuentes de tensión existentes. De igual modo se determina la red de secuencia negativa (*Red monofásica pasiva, con impedancias inversas*) en el punto de falla.

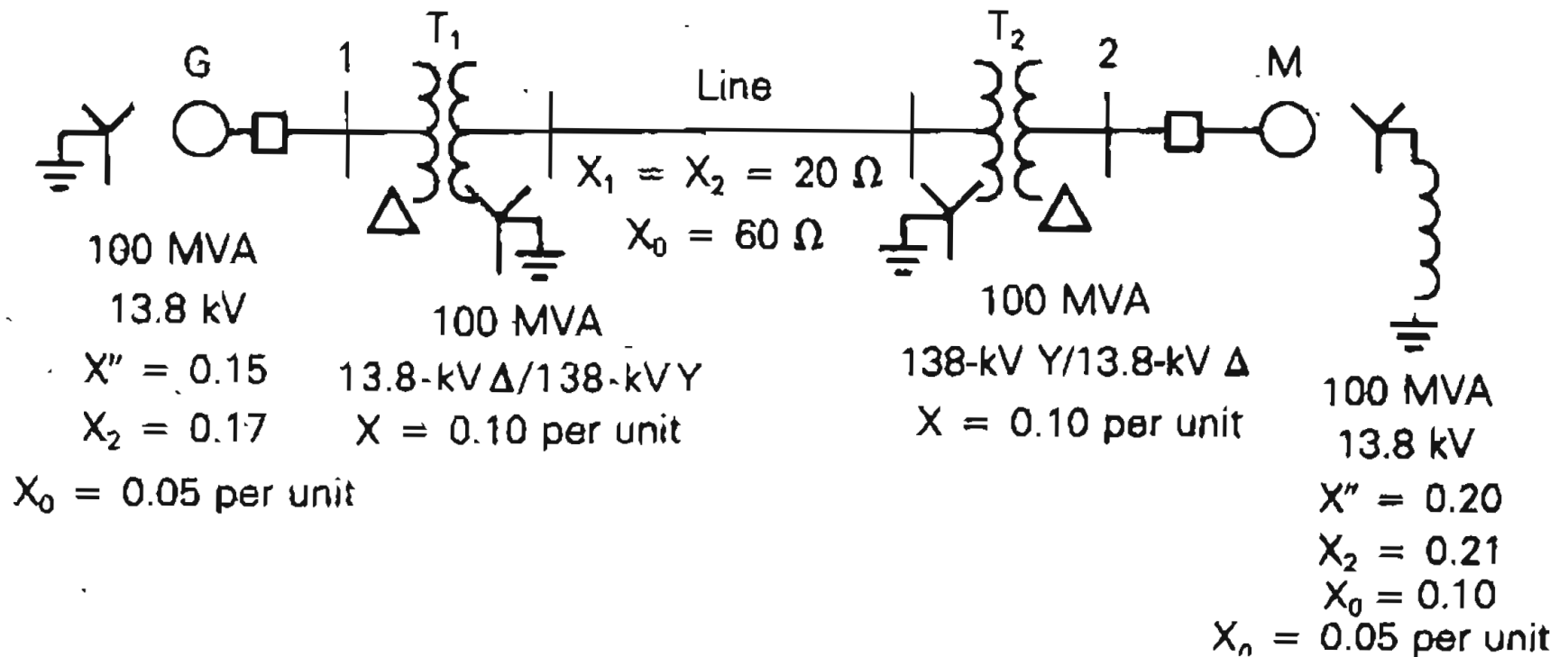


Procedimiento de cálculo (3)

- Asimismo se determina la red de secuencia cero (*Red monofásica pasiva, con impedancias homopolares,* reemplazando las impedancias de secuencia cero) en el punto de falla.



Ejemplo



CONEXIÓN DE LA REDES DE SECUENCIA SEGÚN LA FALLA

Conexión de la redes de secuencia según la falla

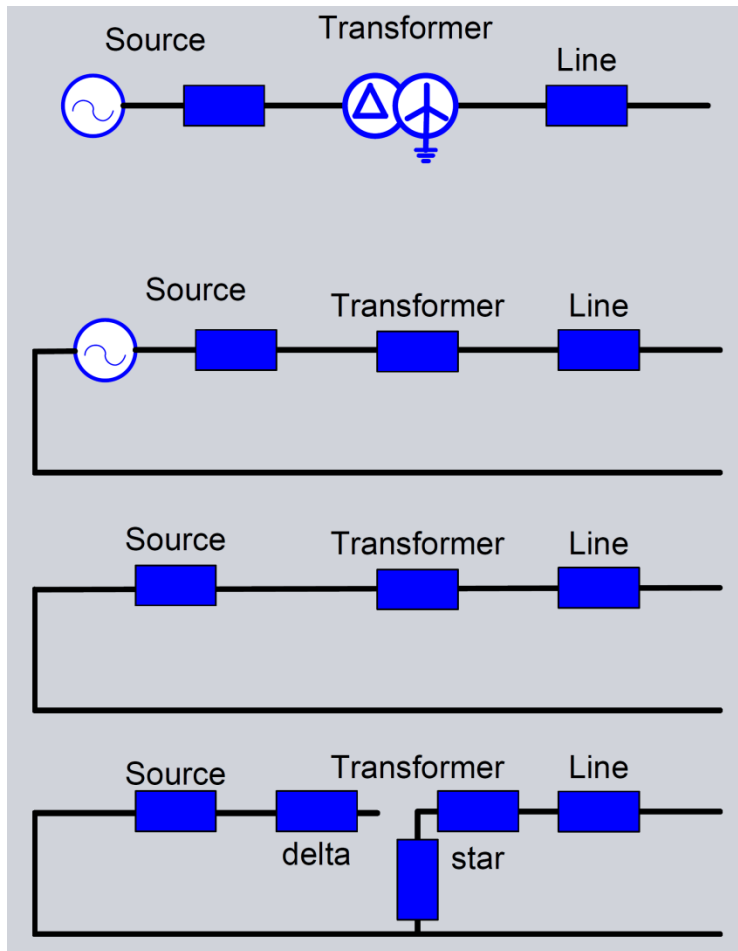


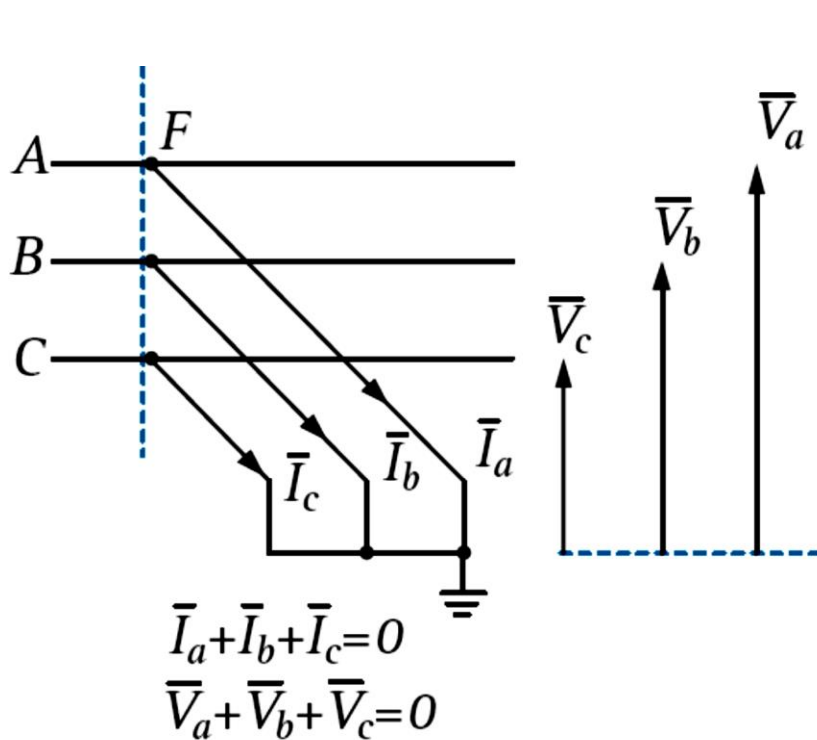
Diagrama unifilar

Secuencia positiva

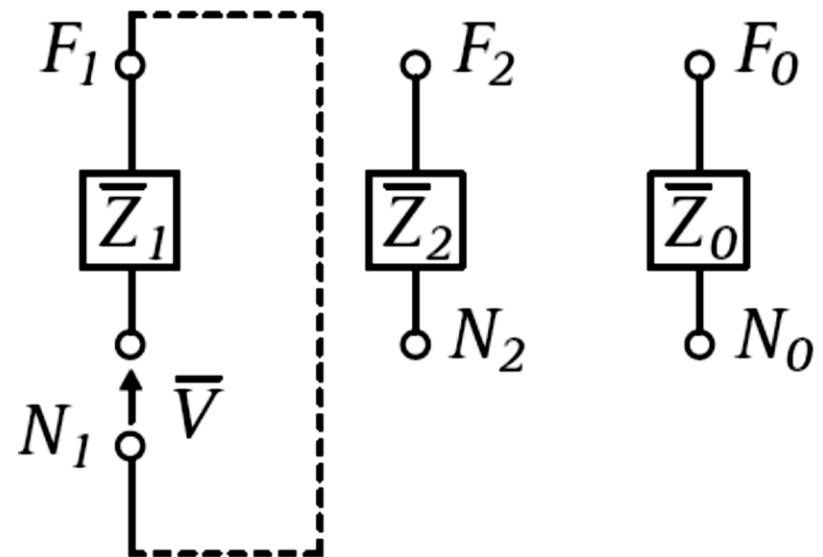
Secuencia negativa

Secuencia cero

Cortocircuito trifásico



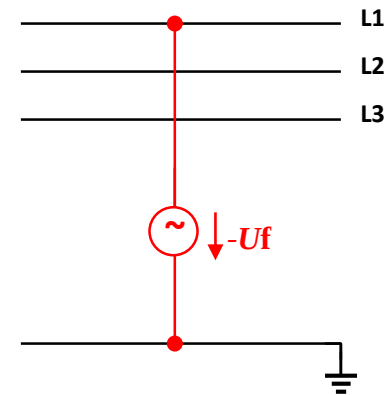
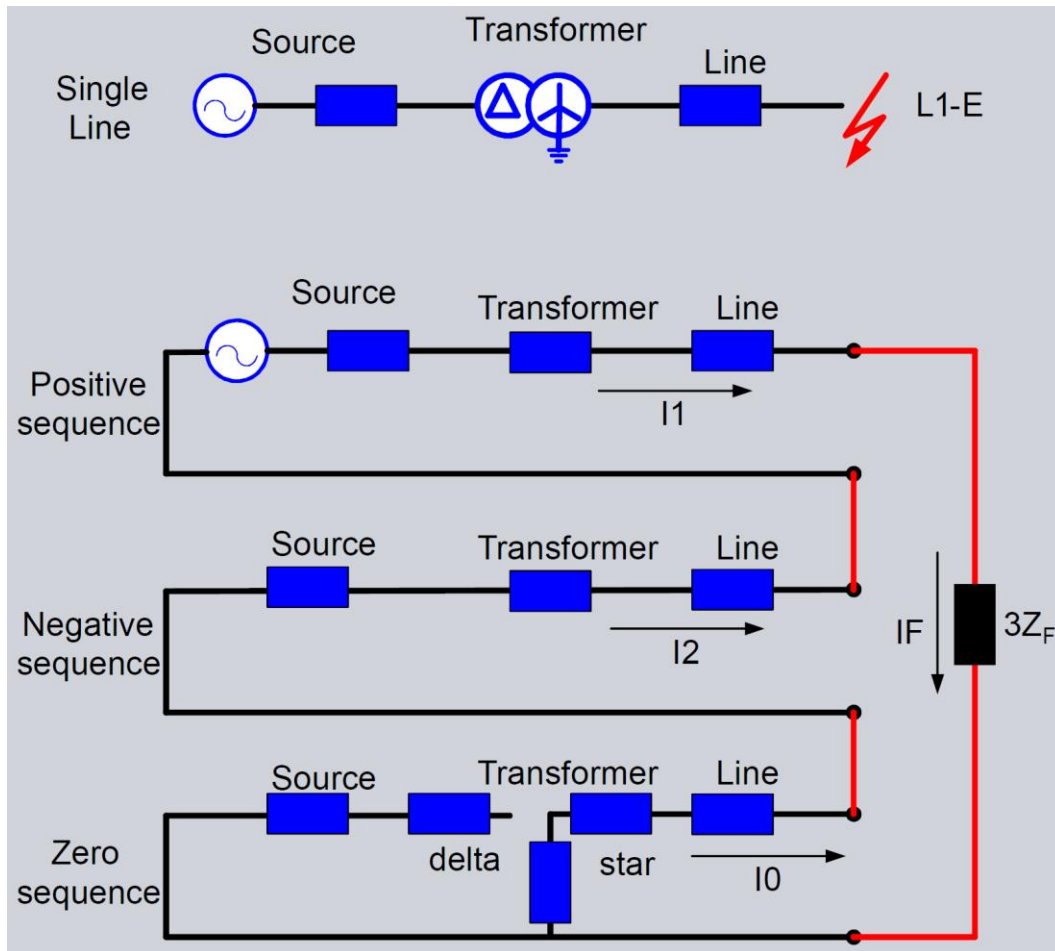
(a) Definition of fault



$$I''_{sc3} = \frac{c \cdot U_r}{\sqrt{3} \cdot Z_{(1)}}$$

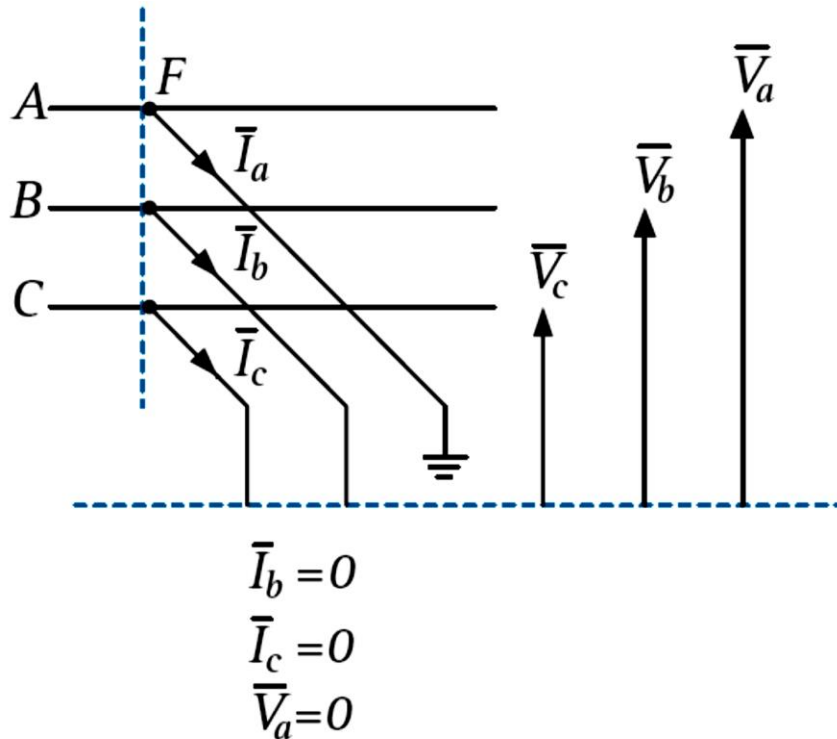
(b) Equivalent circuit

Falla monofásica a tierra

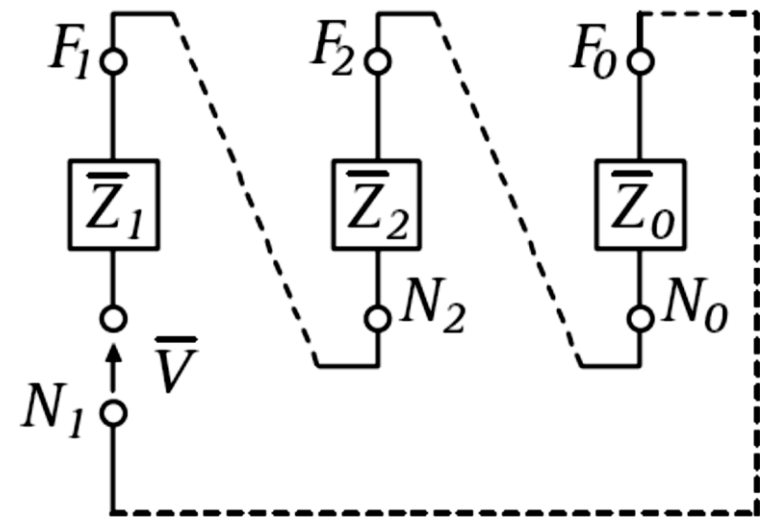


$$I_{sc1}'' = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_r}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|}$$

Falla monofásica a tierra

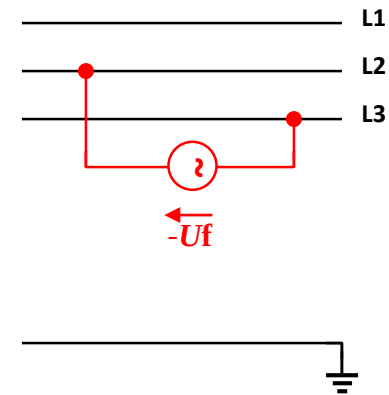
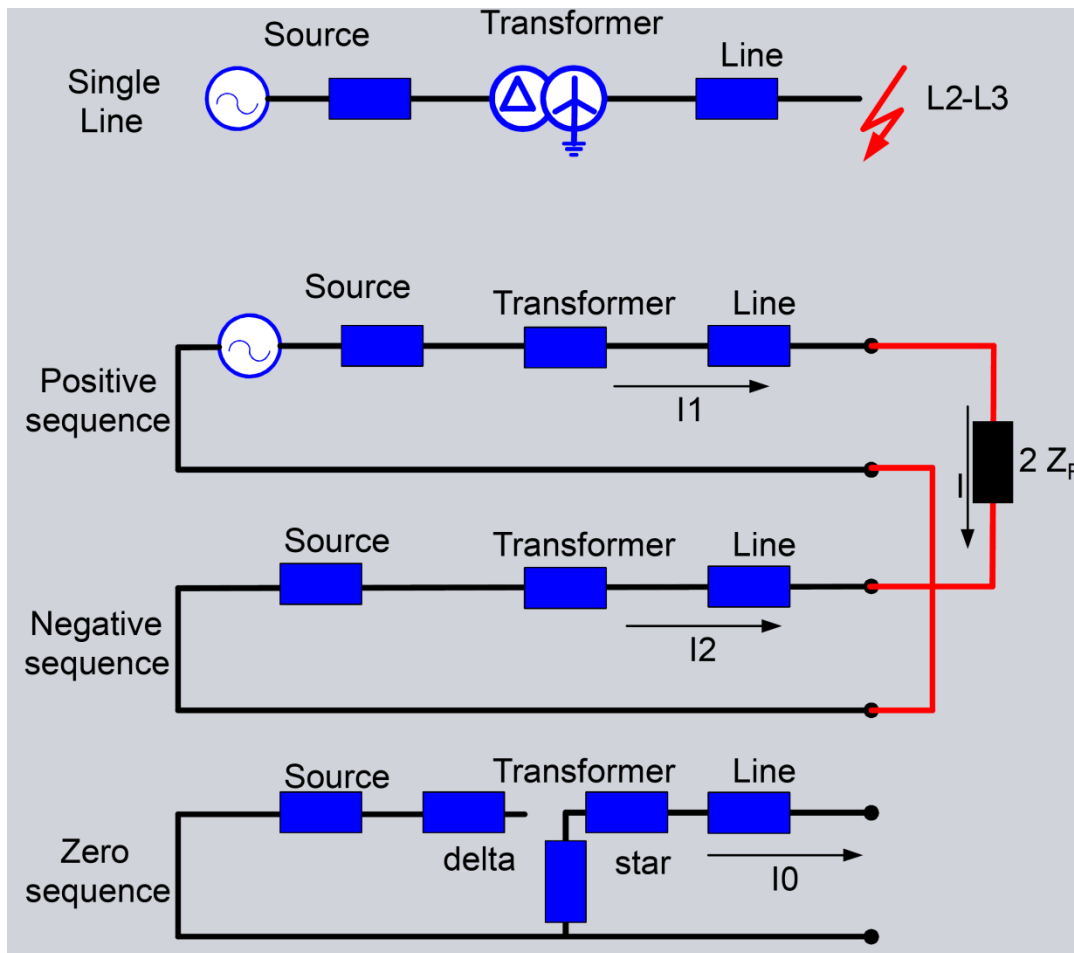


(a) Definition of fault



(b) Equivalent circuit

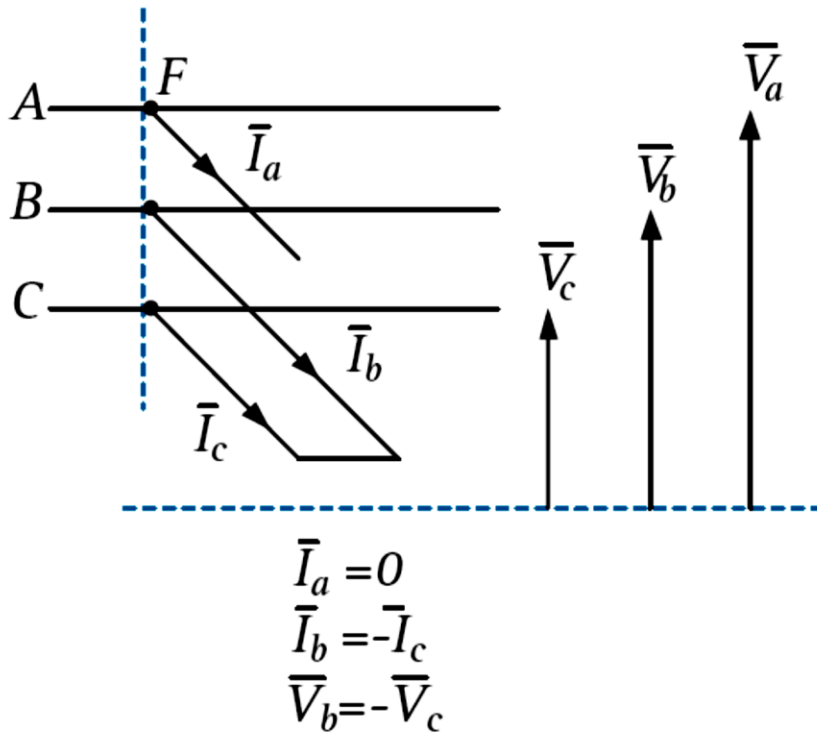
Falla bifásica



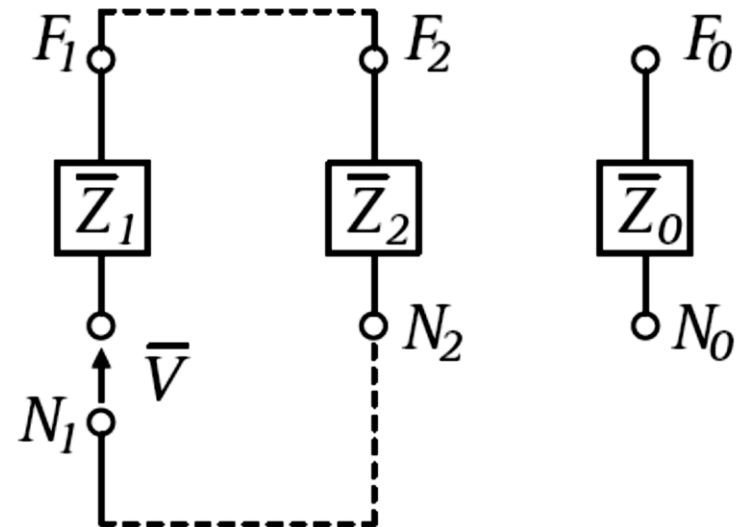
$$I''_{sc2} = \frac{c \cdot U_r}{|Z_{(1)} + Z_{(2)}|}$$

$$I''_{sc2} = \frac{c \cdot U_r}{2 |Z_{(1)}|} \Rightarrow \frac{I''_{sc2}}{I''_{sc3}} = \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Falla bifásica

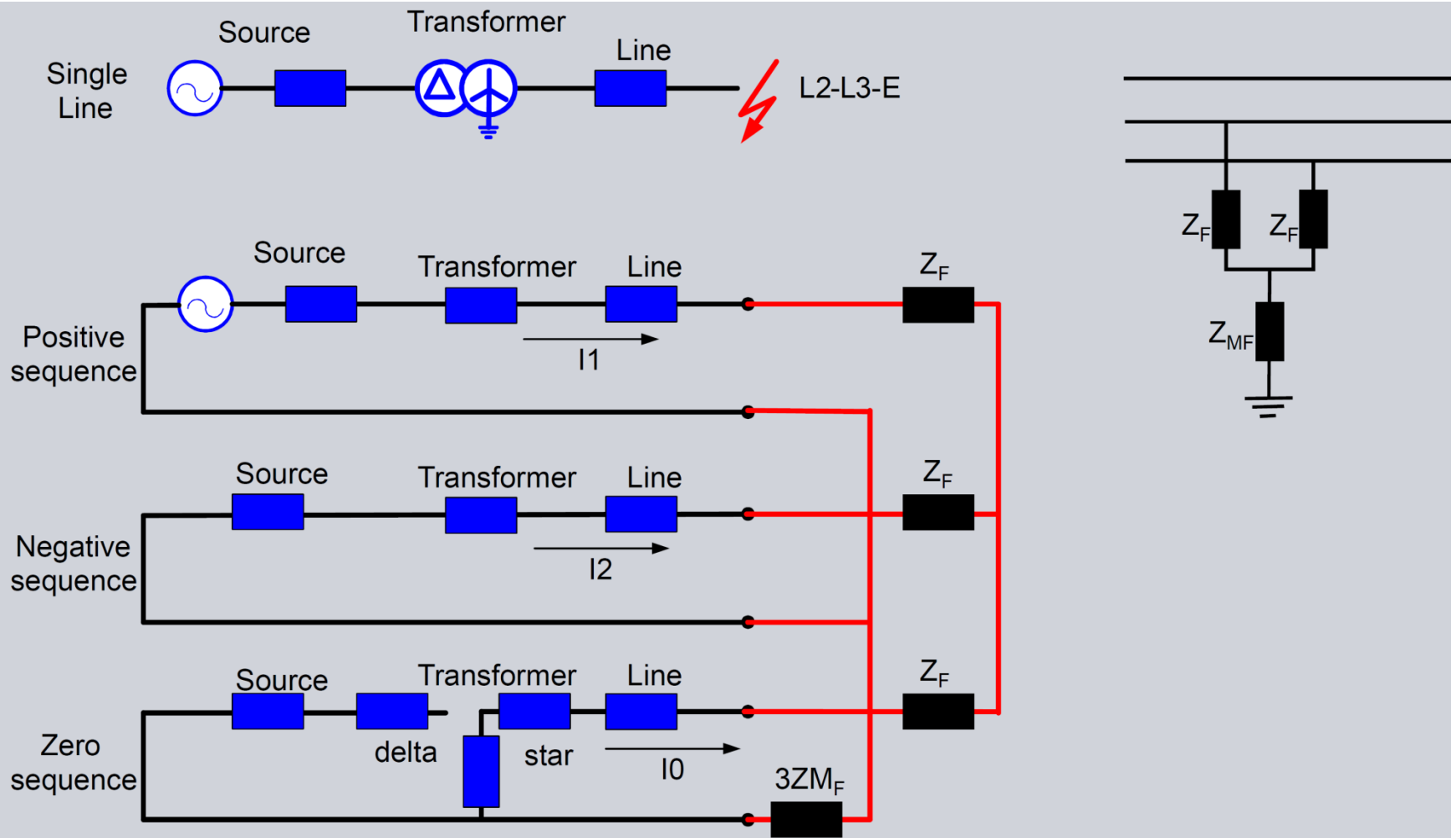


(a) Definition of fault

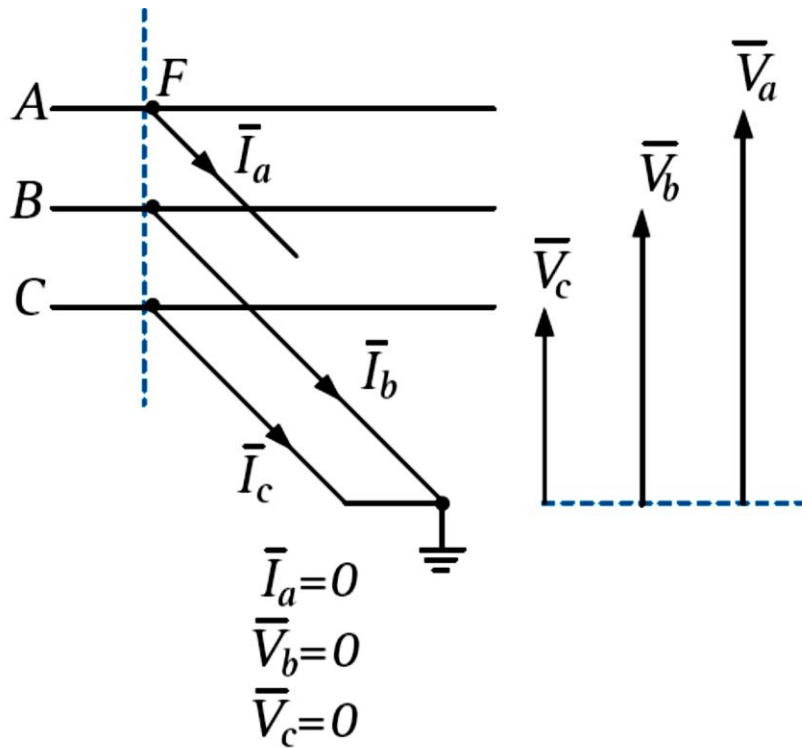


(b) Equivalent circuit

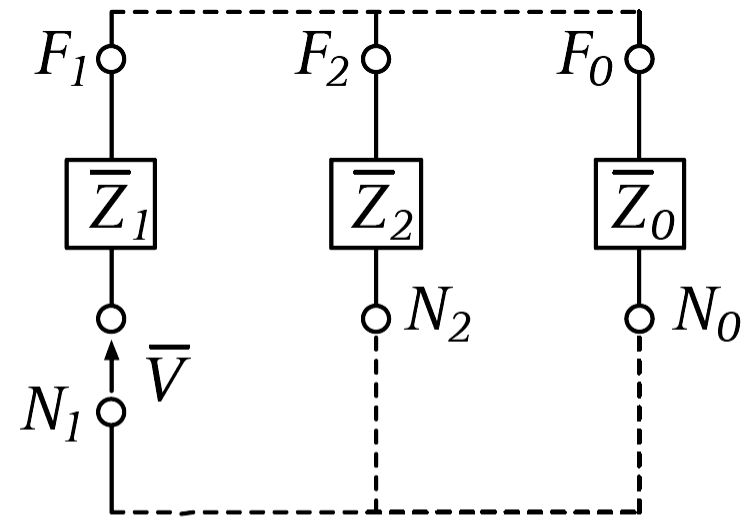
Falla bifásica a tierra



Falla bifásica a tierra

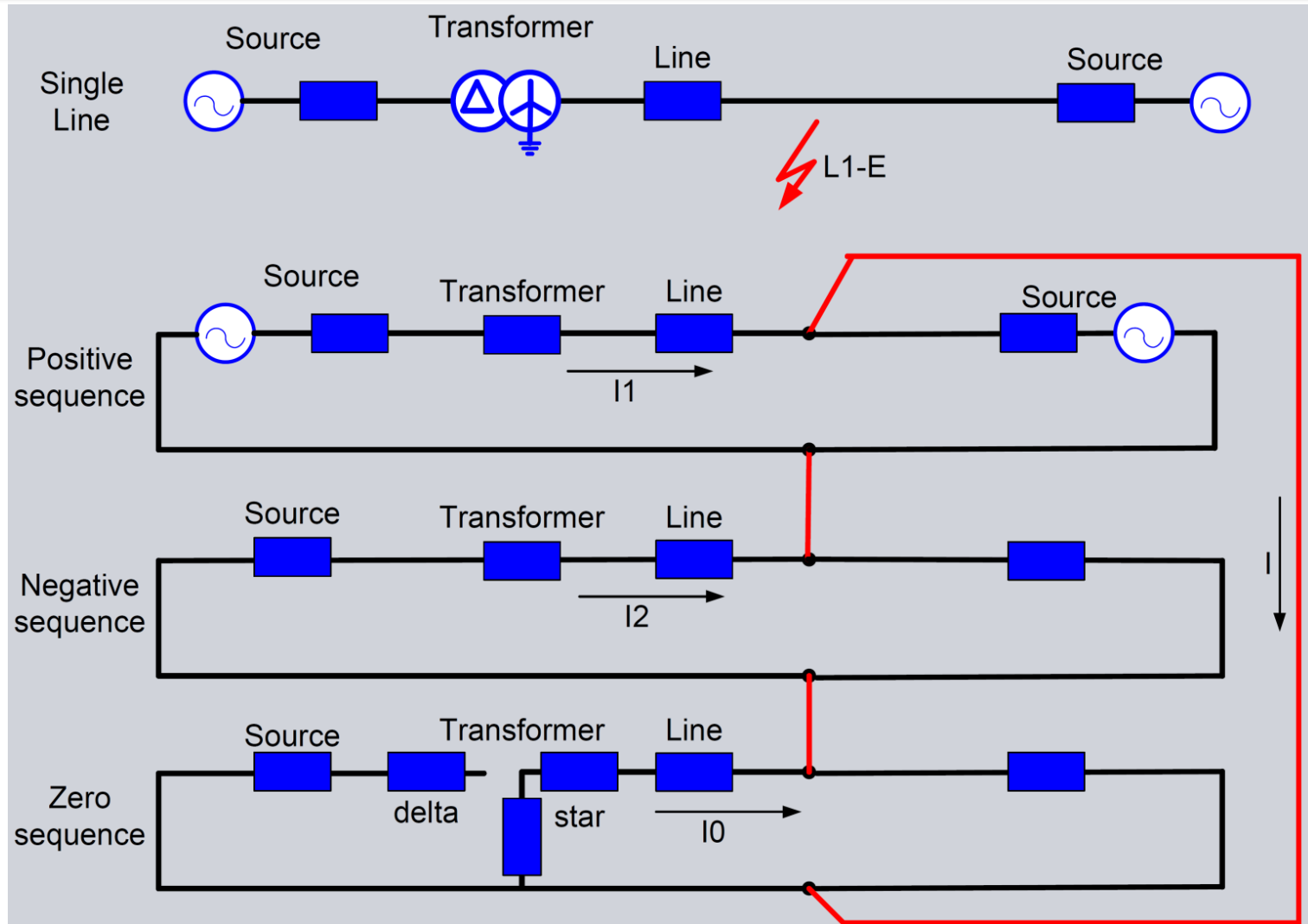


(a) Definition of fault

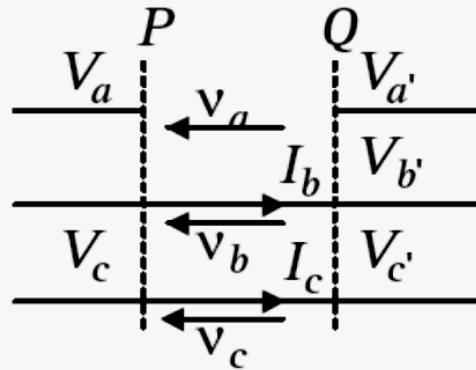


(b) Equivalent circuit

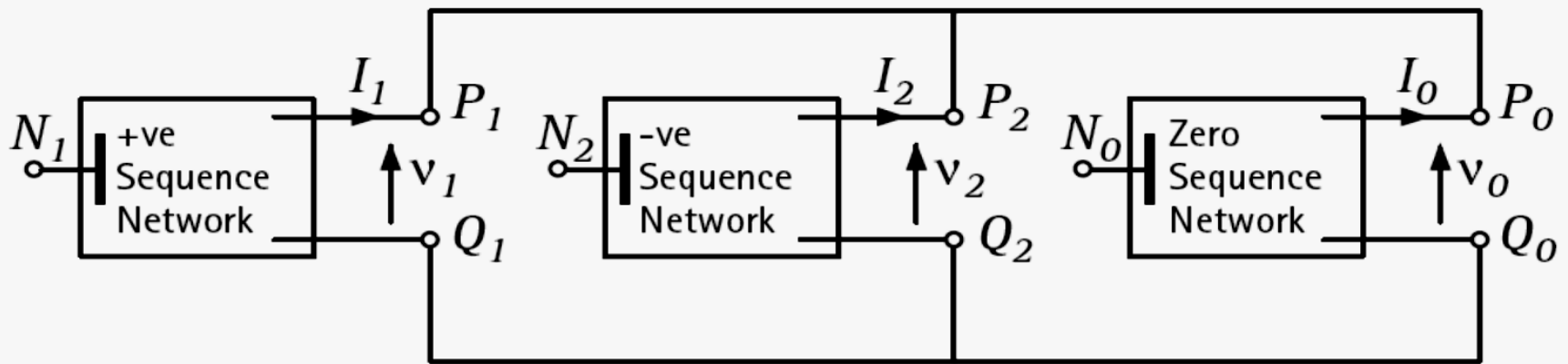
Falla a tierra con dos alimentaciones



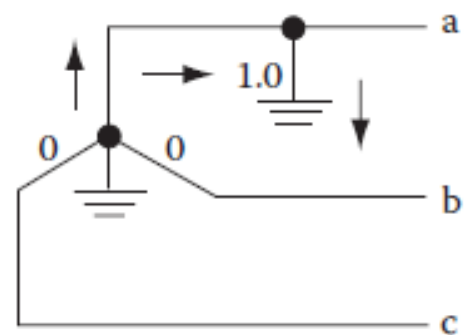
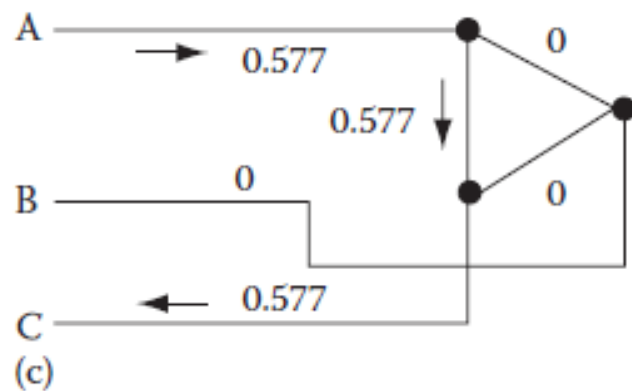
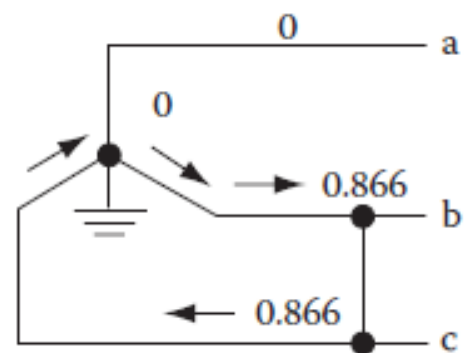
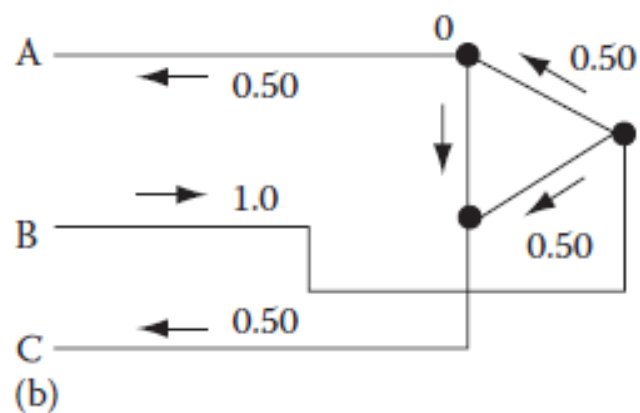
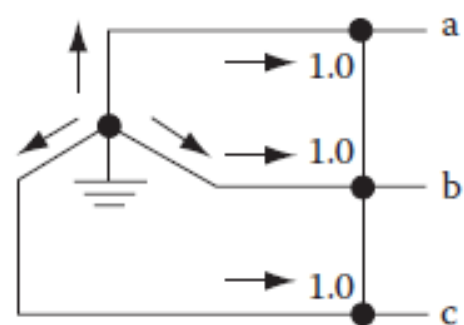
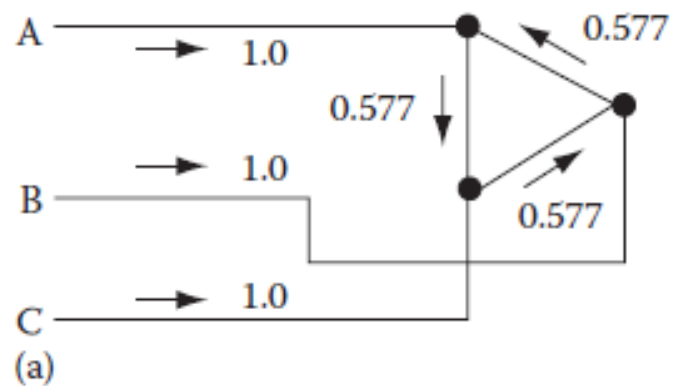
Fase "a" abierta



(a) Circuit diagram



(b) Equivalent circuit



FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Arquitecturas en Media Tensión

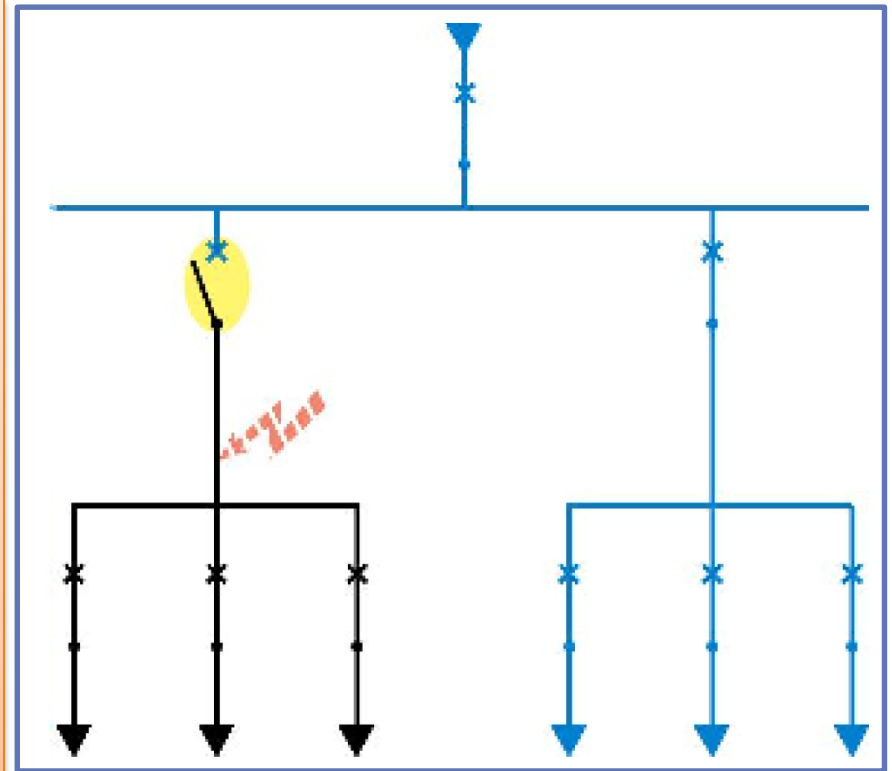
Tipos de arquitecturas mas comunes en distribución e industrial:

- Distribución radial
- Acometidas en paralelo
- Doble barra
- Anillo abierto con interruptor seccionador
- Anillo cerrado o abierto con interruptor automático

Arquitecturas en Media Tensión

Distribución radial

- Para procesos no continuos
- Baja continuidad de servicio
- Fácil protección
- Fácil explotación
- Coste económico



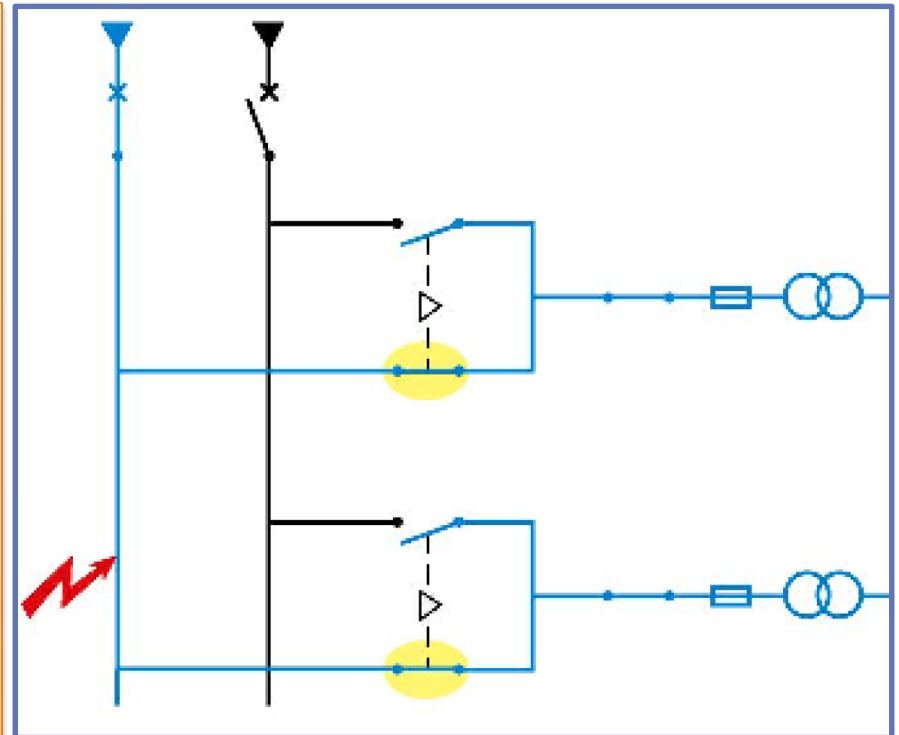
— En servicio

— Sin servicio

Arquitecturas en Media Tensión

Acometidas en paralelo

- Sistemas eléctricos grandes de expansión limitada
- Continuidad de servicio
- Protección sencilla
- Control automático
- Coste elevado



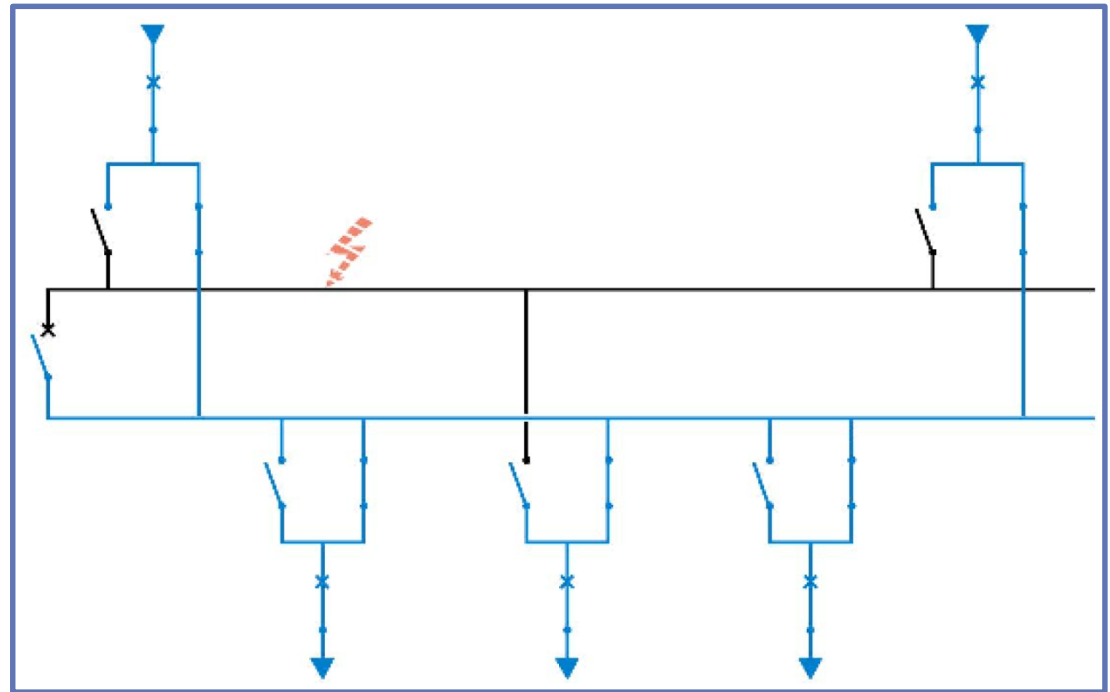
— En servicio

— Sin servicio

Arquitecturas en Media Tensión

Doble barra

- Para sistemas sin interrupción
- Continuidad de servicio
- Protección compleja
- Control automático
- Coste elevado

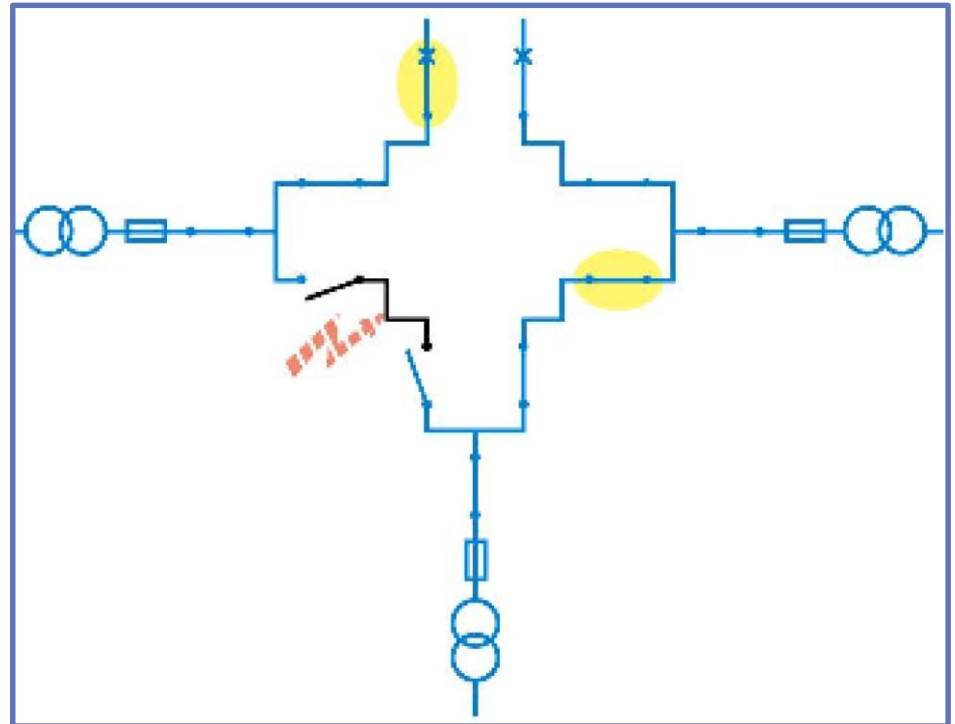


— En servicio
— Sin servicio

Arquitecturas en Media Tensión

Anillo abierto con interruptor seccionador

- Sistemas grandes de expansión futura no limitada
- Restablecimiento medio
- Protección sencilla
- Control automático
- Coste económico



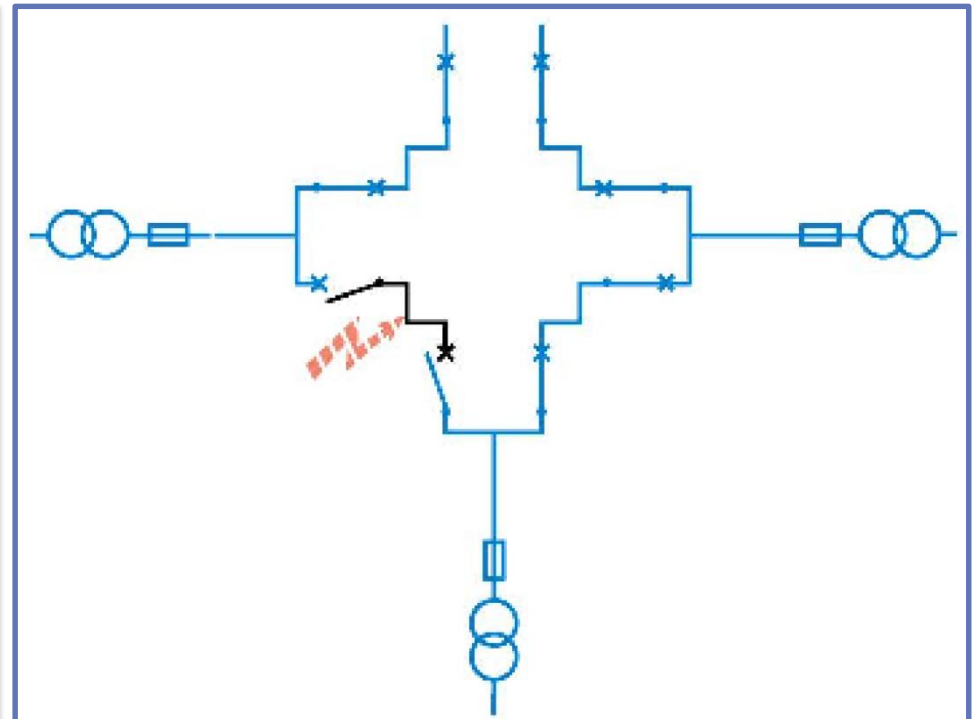
— En servicio

— Sin servicio

Arquitecturas en Media Tensión

Anillo abierto o cerrado con interruptor automático

- Sistemas grandes sin interrupción
- Continuidad de servicio
- Funcionamiento sin interrupciones
- Protección compleja
- Restablecimiento rápido

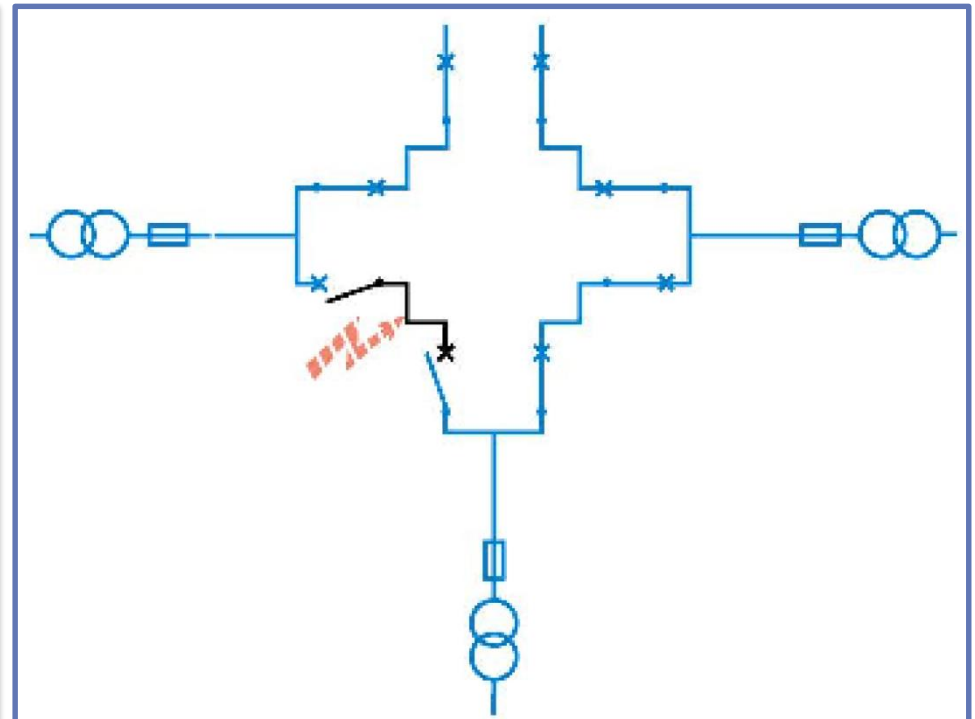


— En servicio
— Sin servicio

Arquitecturas en Media Tensión

Anillo abierto o cerrado con interruptor automático

- Sistemas grandes sin interrupción
- Continuidad de servicio
- Funcionamiento sin interrupciones
- Protección compleja
- Restablecimiento rápido



— En servicio

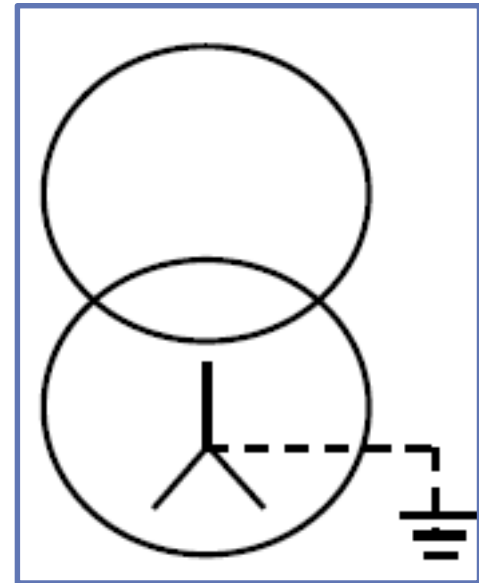
— Sin servicio

FALLAS A TIERRA EN SISTEMAS AISLADOS

Regímenes de neutro

Objetivo del régimen de neutro

- Limitar las corrientes de defecto de paso a tierra
- Limitar las tensiones



Regímenes de neutro

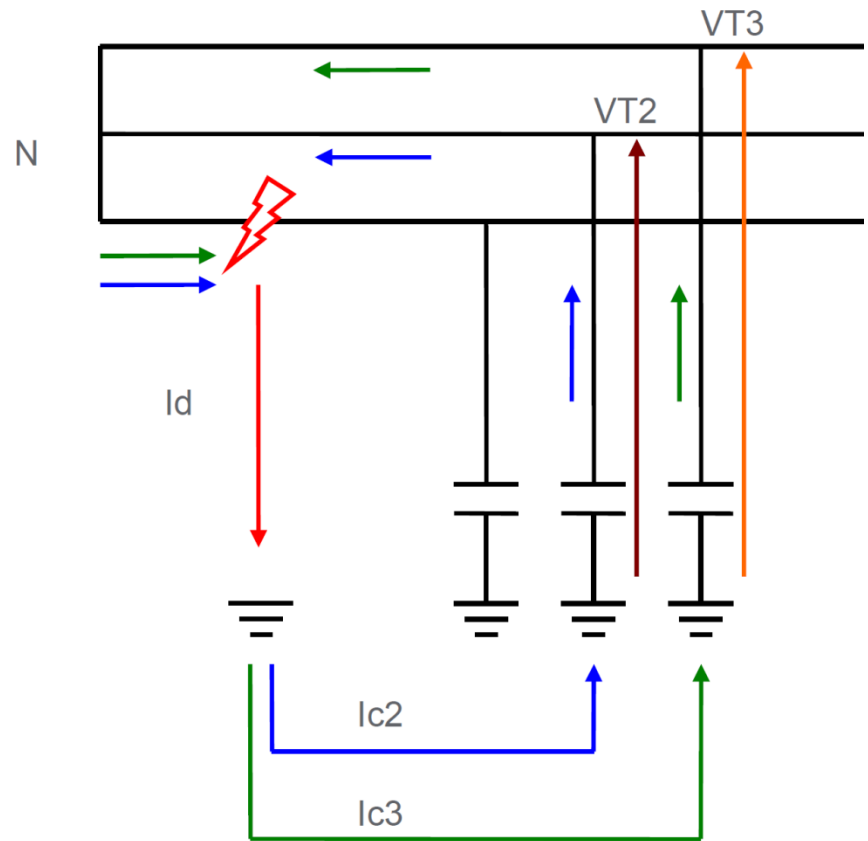
Defecto a tierra en neutro aislado

- En condiciones normales

$$\left| \vec{I}_{CT} \right| = \left| \vec{I}_{C1} \right| + \left| \vec{I}_{C2} \right| + \left| \vec{I}_{C3} \right| = 0$$

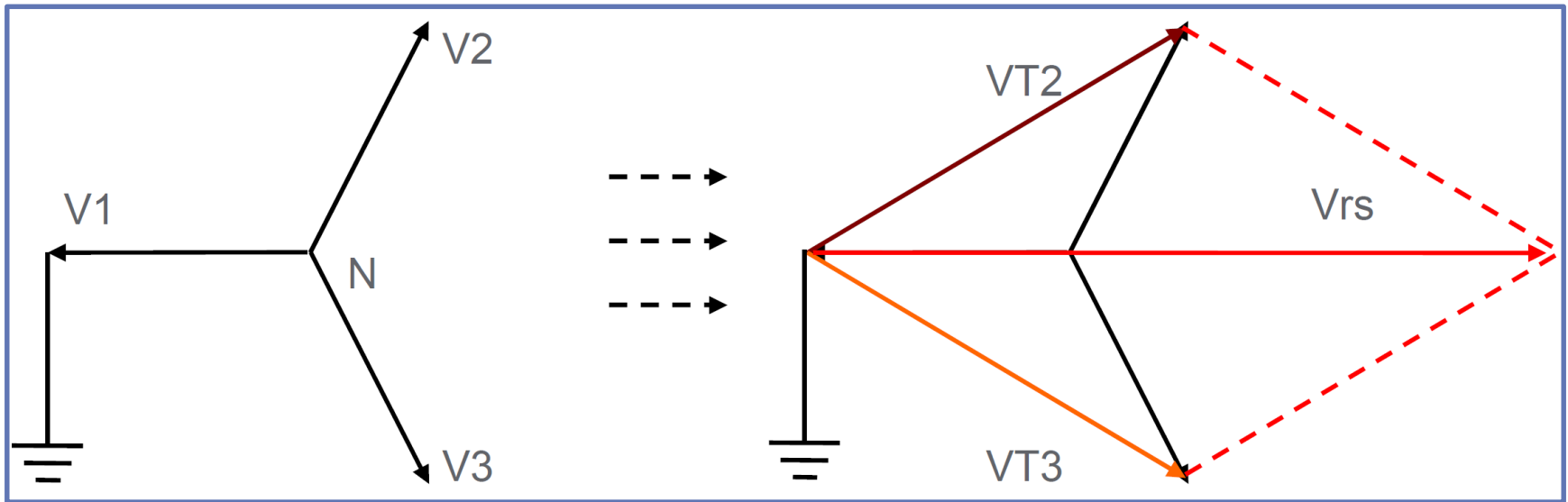
- Bajo defecto

$$\left| \vec{I}_{CT} \right| = \left| \vec{I}_{C2} \right| + \left| \vec{I}_{C3} \right|$$



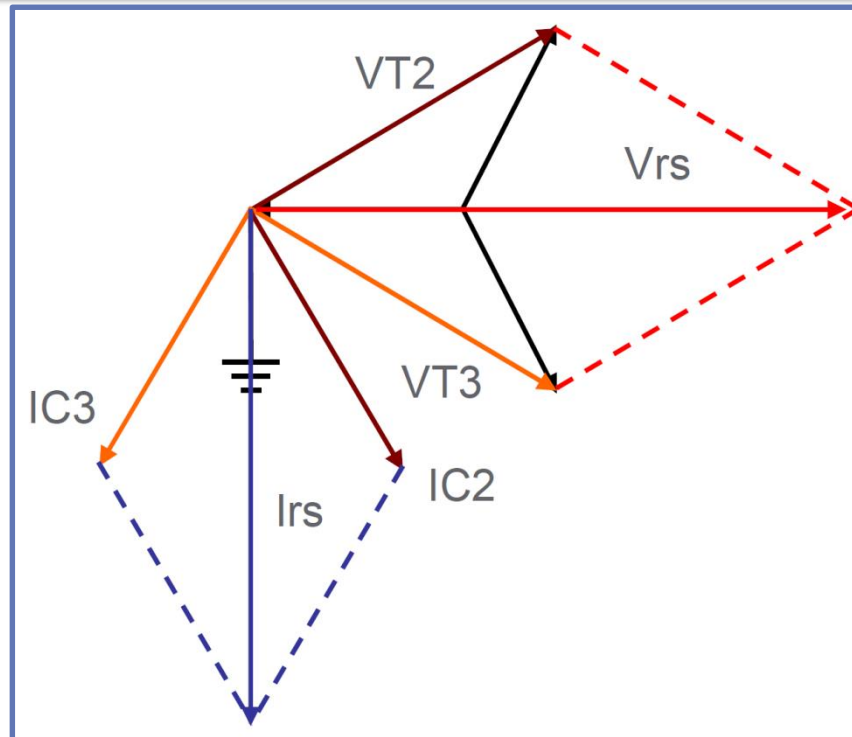
Regímenes de neutro

Triangulo de tensiones en el defecto a tierra



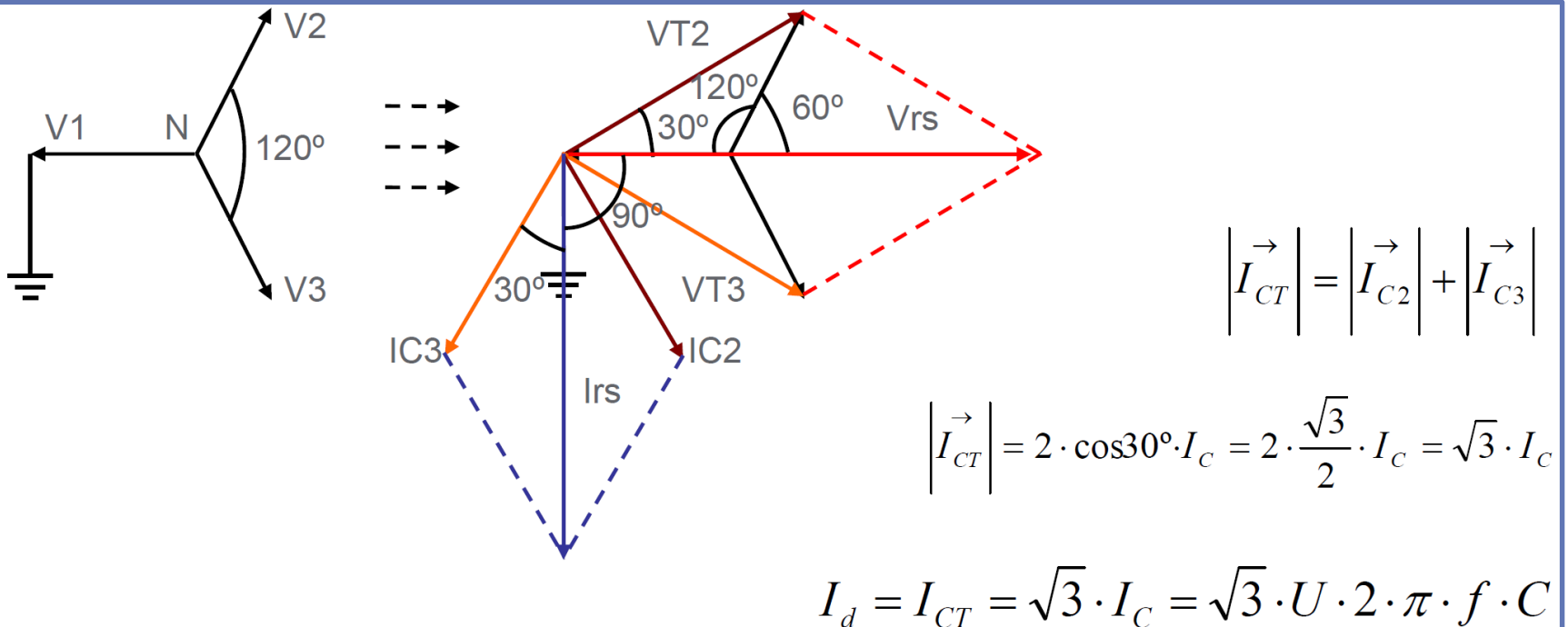
Regímenes de neutro

Triangulo de tensiones e intensidades en el defecto a tierra



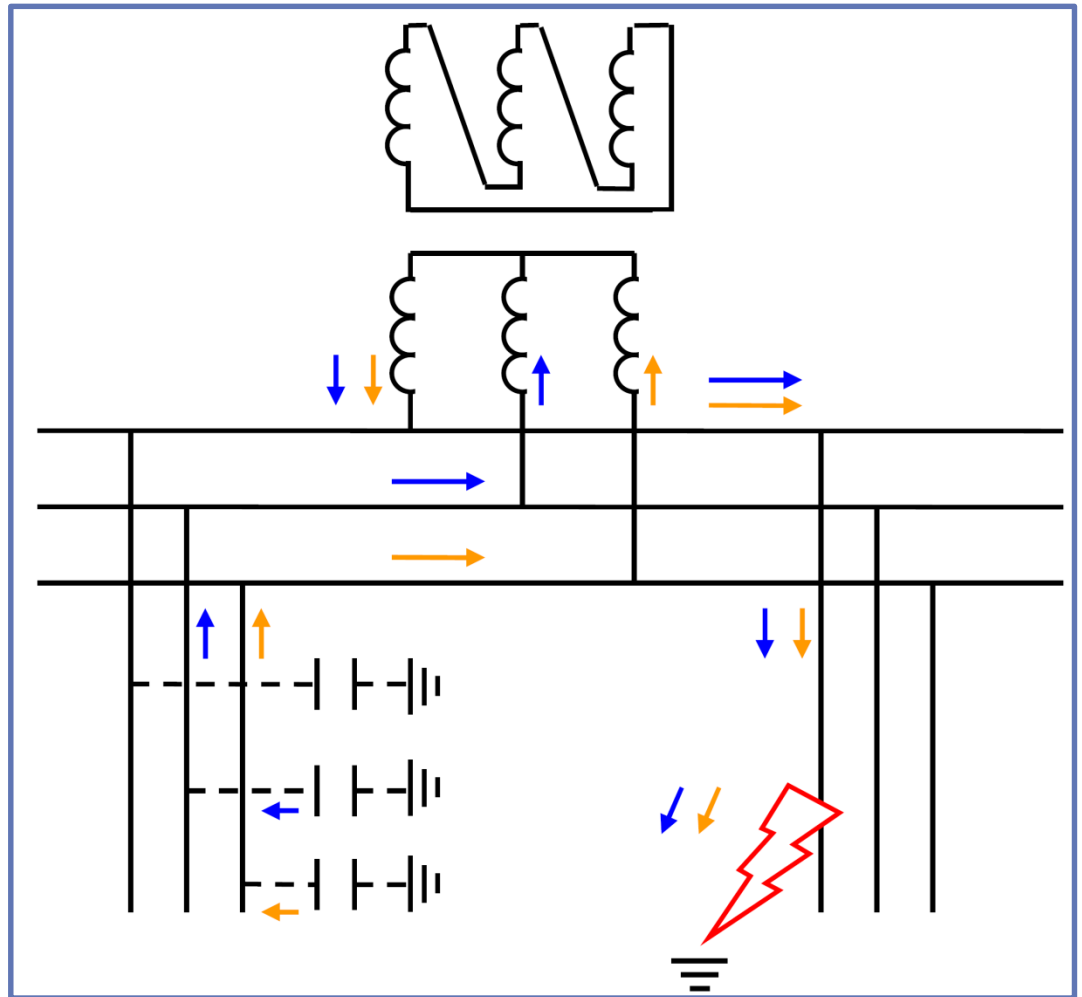
Regímenes de neutro

Triangulo de tensiones e intensidades en el defecto a tierra



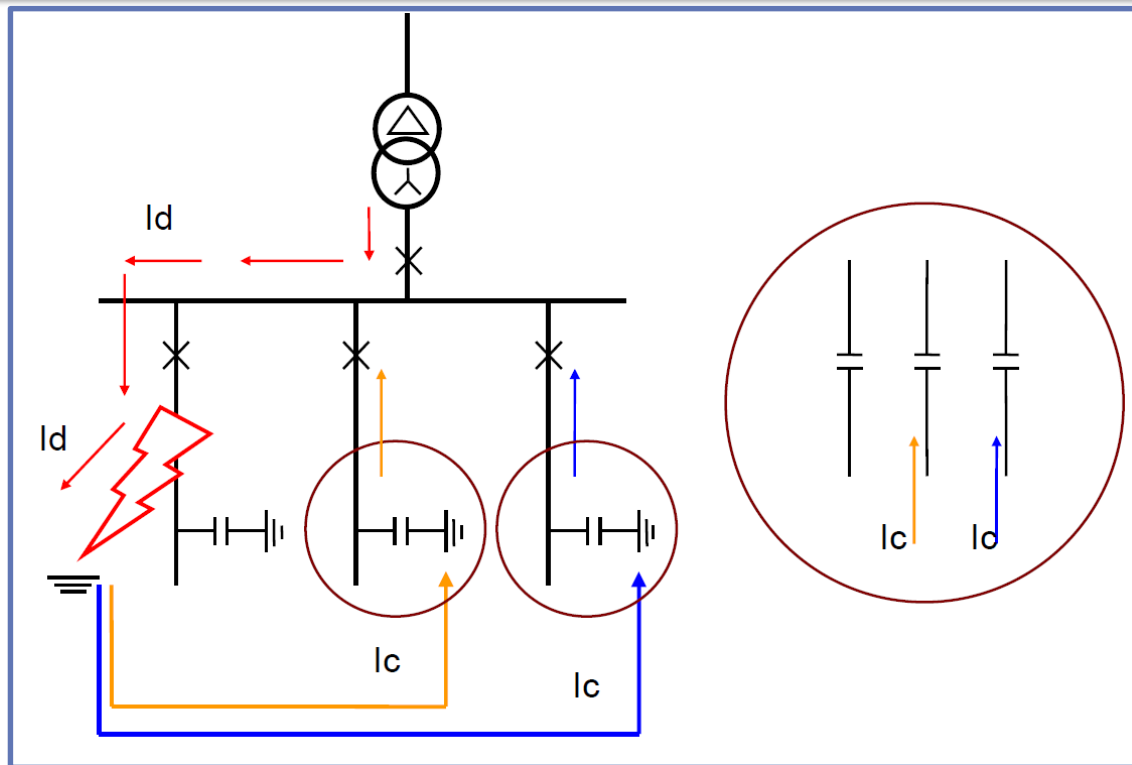
Regímenes de neutro

**Defecto a tierra en
neutro aislado
(Secundario del
transformador)**



Regímenes de neutro

Defecto a tierra en neutro aislado (Varias salidas)

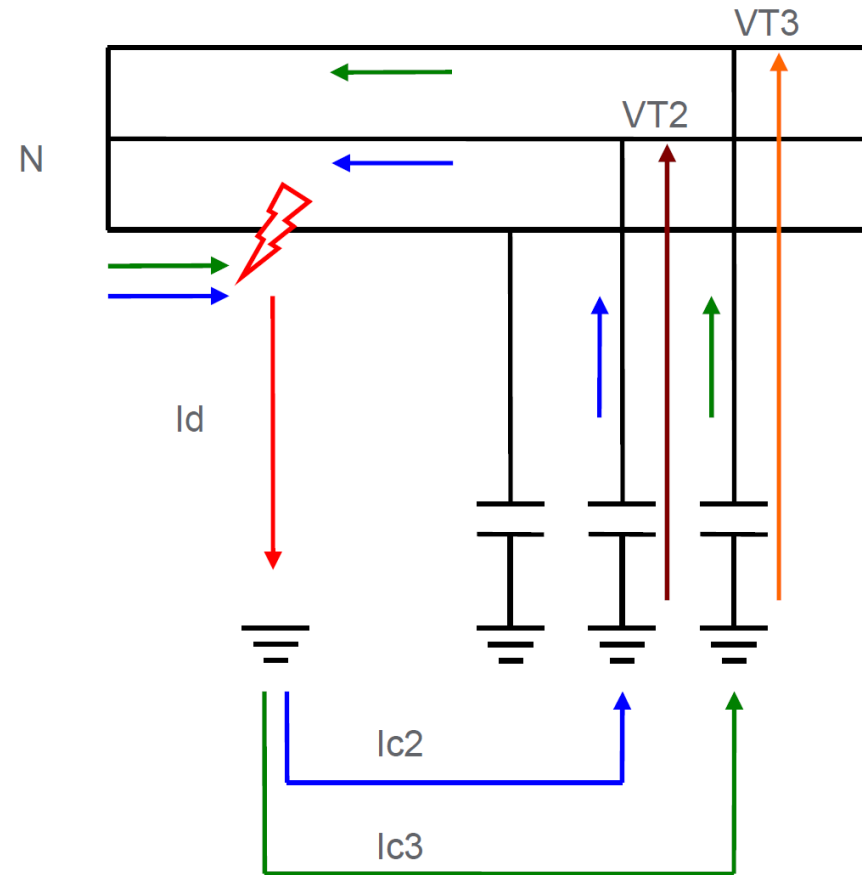


$$I_{CT} = 3 \cdot V \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C = 3 \cdot V \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(\sum_{i=1}^{\infty} \mu_i \cdot L_i + \mu_0 \cdot L_0 \right)$$

Regímenes de neutro

Características del régimen de neutro aislado

- Valor de intensidad de defecto bajo
- Sobretensiones transitorias
- (Ferrorresonancia)
- Sobretensiones durante el defecto
- Protección compleja (direccional)

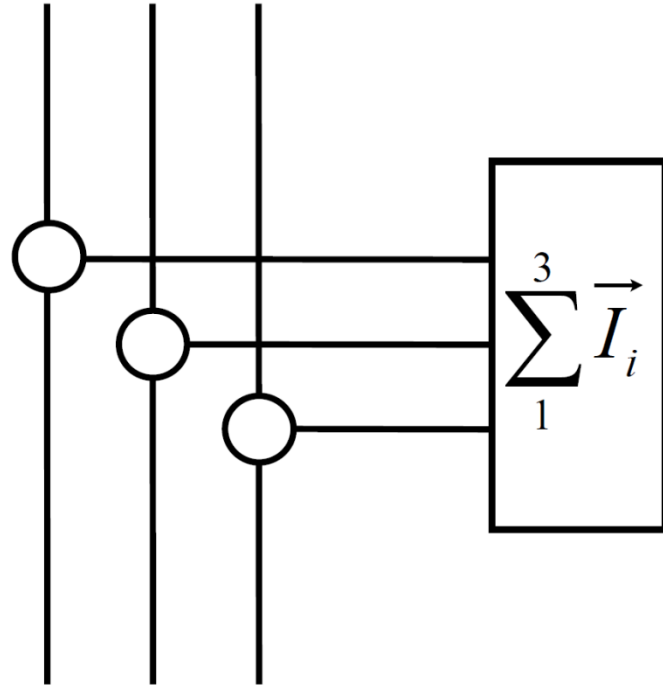


$$I_d = I_{CT}$$

Regímenes de neutro

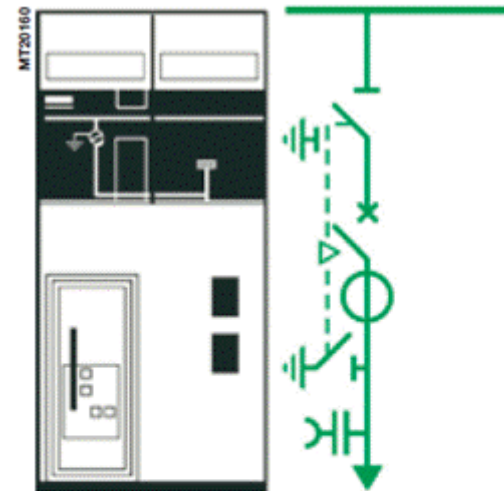
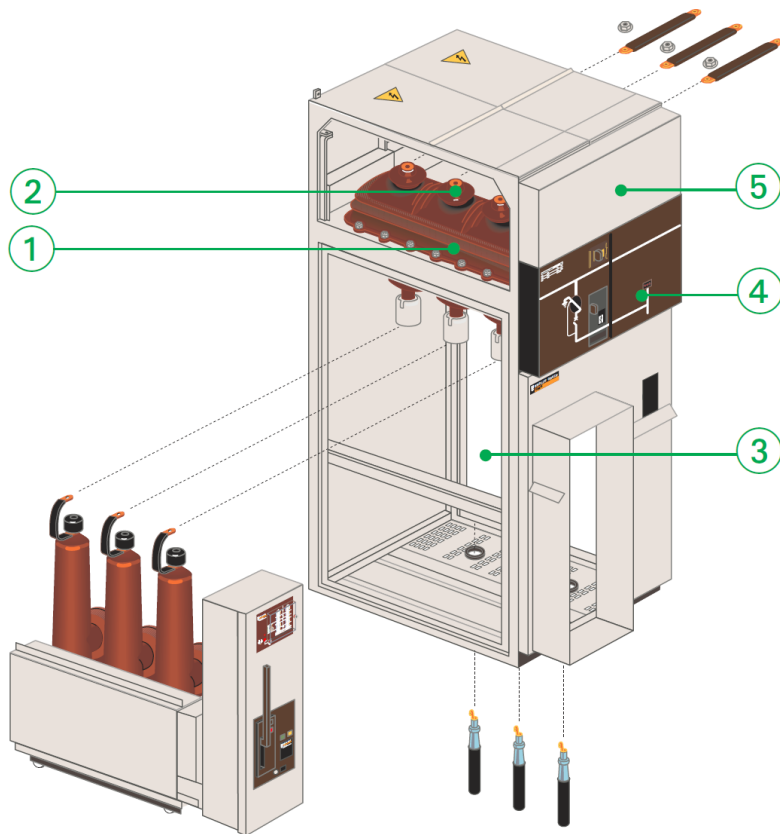
Medida de la corriente residual (Suma de las 3 intensidades)

$$\vec{I}_{rsd} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3$$



Celda DM1

Protección con interruptor

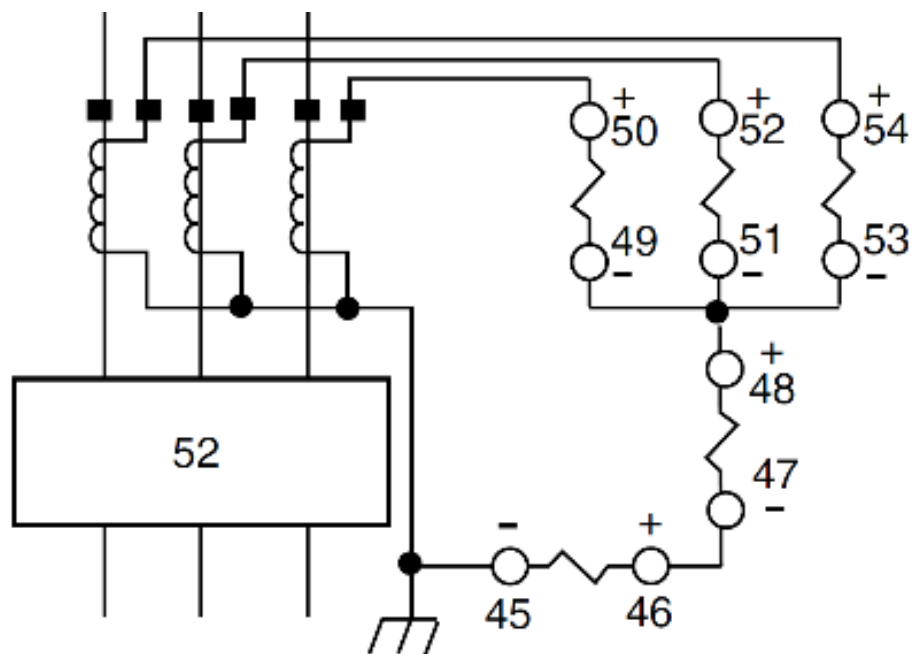


Unidad con interruptor automático y seccionador de aislamiento

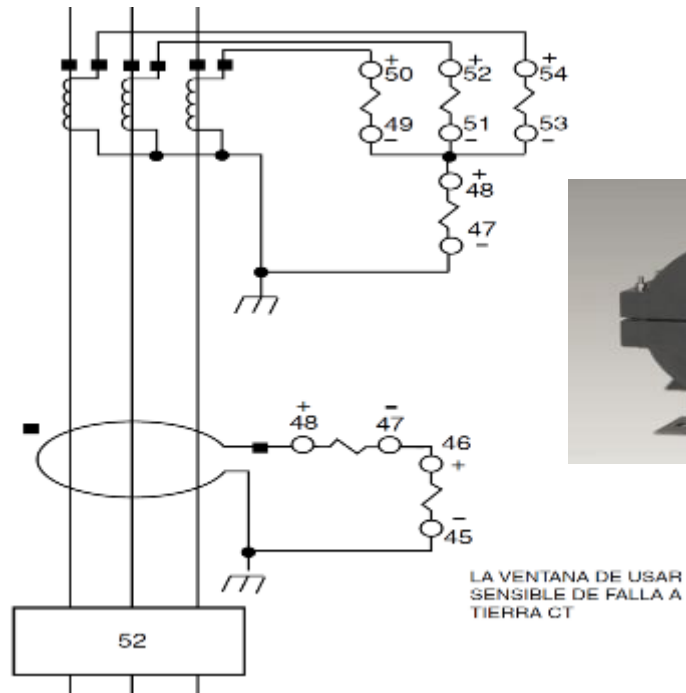
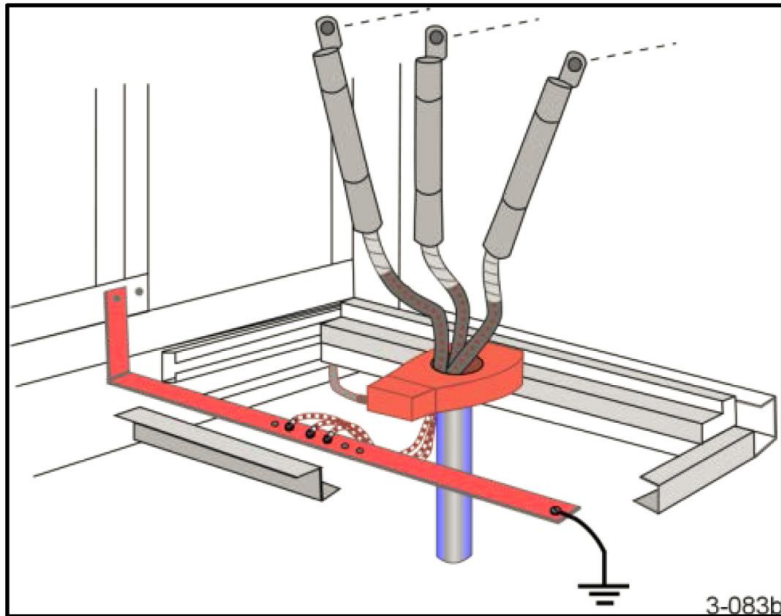
DM1-A (750 mm.) 24 kV

DM1-A (1000 mm.) 36 kV

CT – instalación y conexión

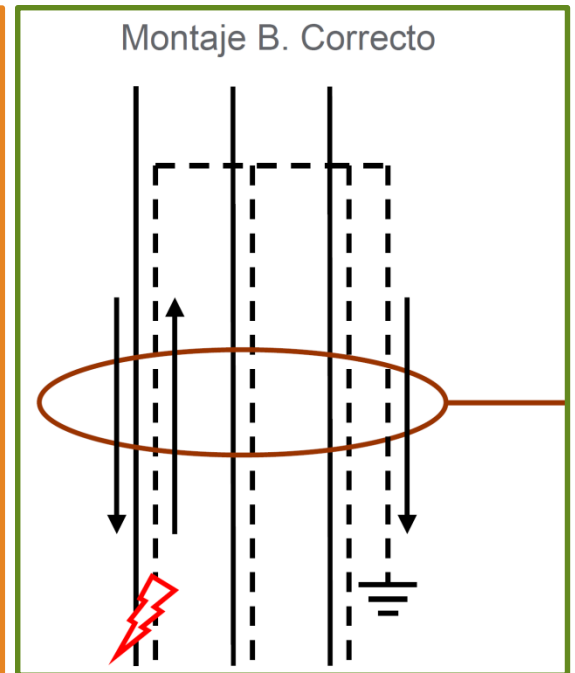
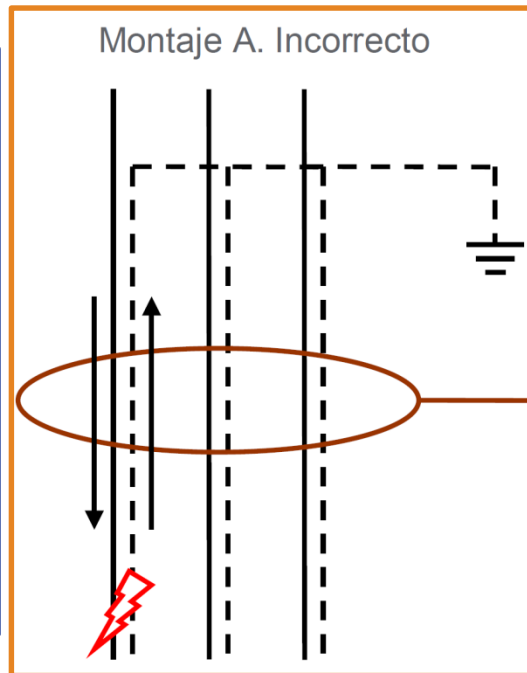
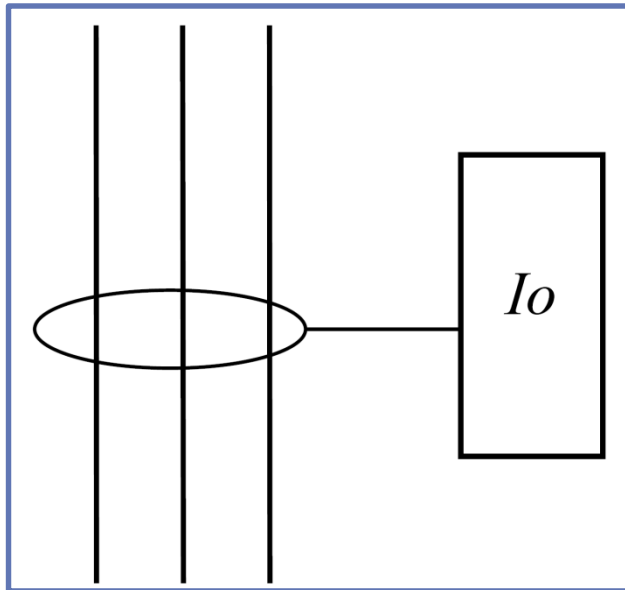


CT protección (toroide)

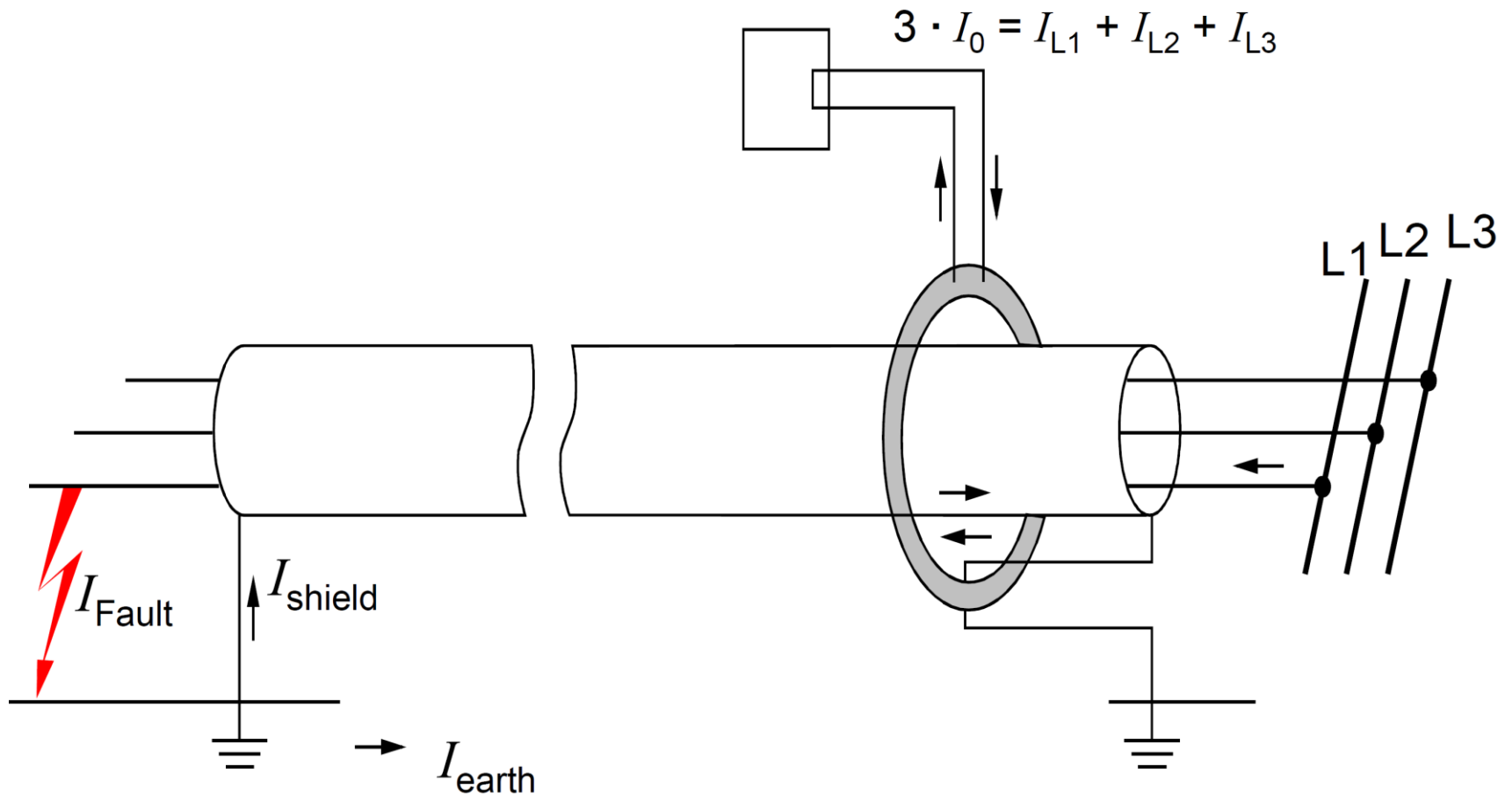


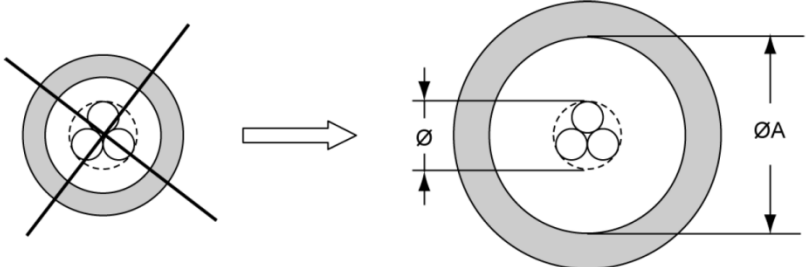
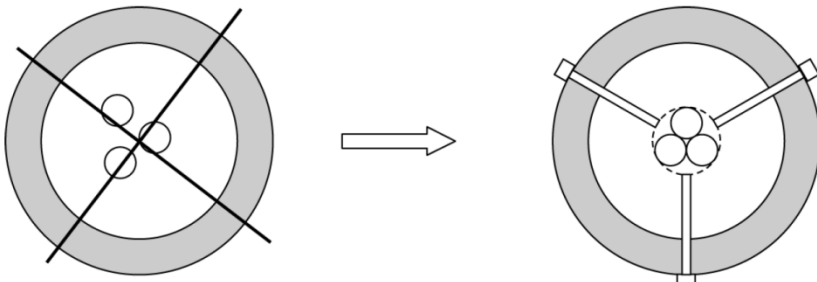
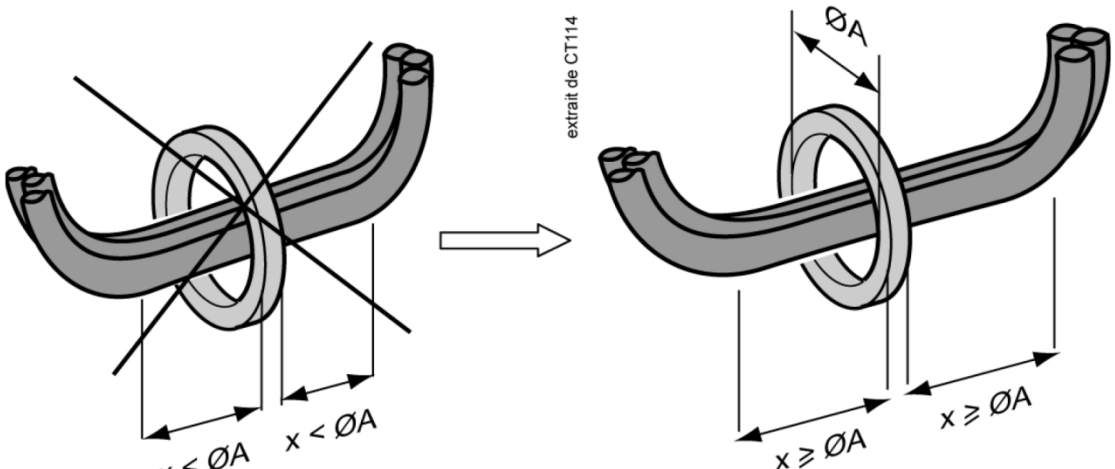
Regímenes de neutro

Medida de la corriente residual (Intensidad residual directa)



Conexión a tierra

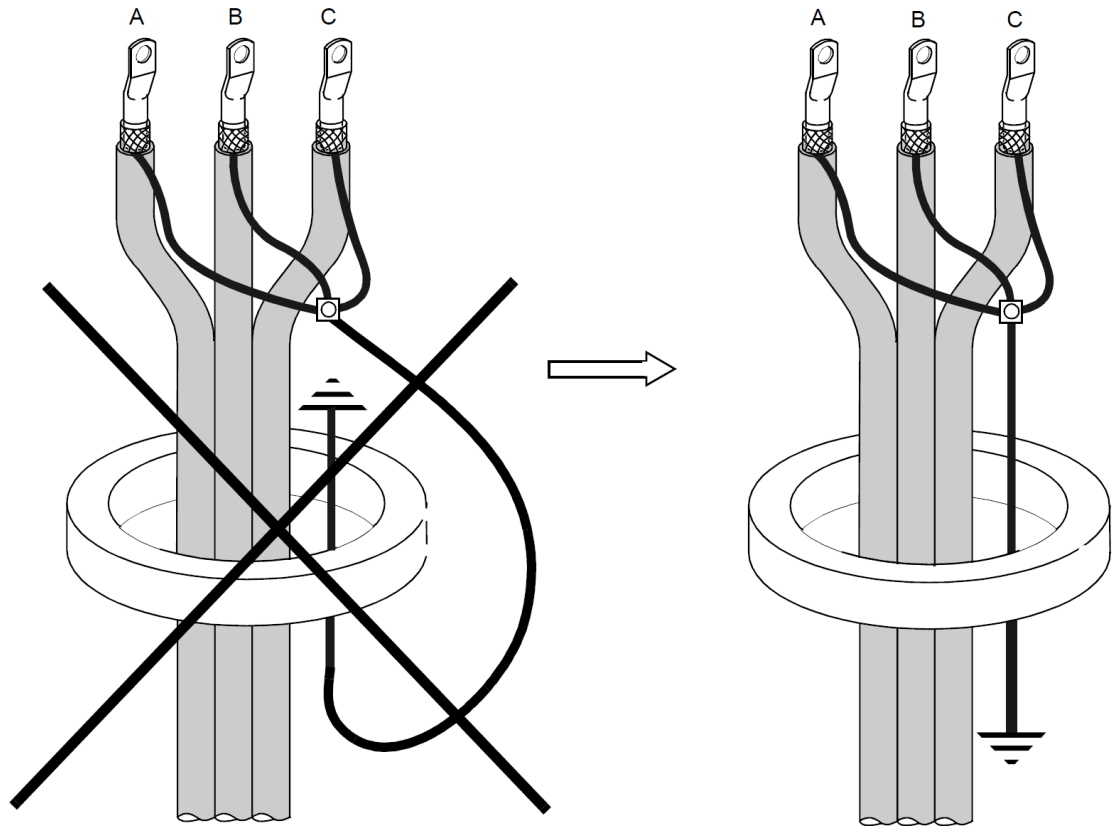


Recomendaciones de montaje	Ilustración
Escoja un toroidal de diámetro superior o igual al doble del haz de cables transversal.	
Agrupe los cables en el centro del toroidal y mantenga el toroidal alrededor del haz mediante abrazaderas de material no conductor.	
No curve los cables que se encuentran en las proximidades del toroidal: Instale el toroidal en una sección rectilínea de los cables de longitud superior o igual al doble del diámetro del toroidal.	 extrait de CT114

Recomendaciones de montaje

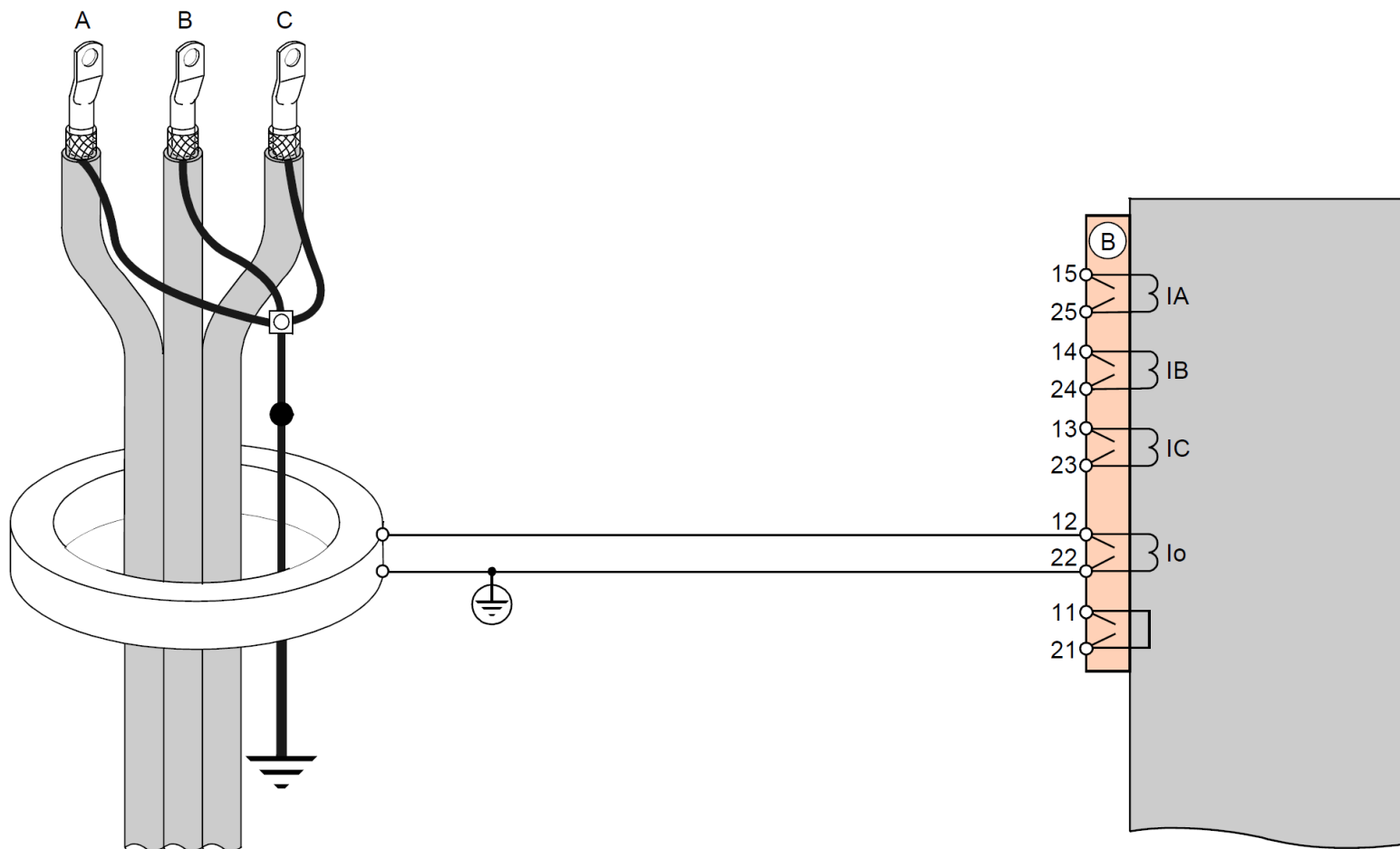
No olvide volver a pasar por el interior del toroidal la trenza de puesta a tierra de las pantallas de los 3 cables.

Asegúrese de la dirección de paso de la trenza a través del toroidal.



Regímenes de neutro

Medida de la corriente residual (Intensidad residual directa)

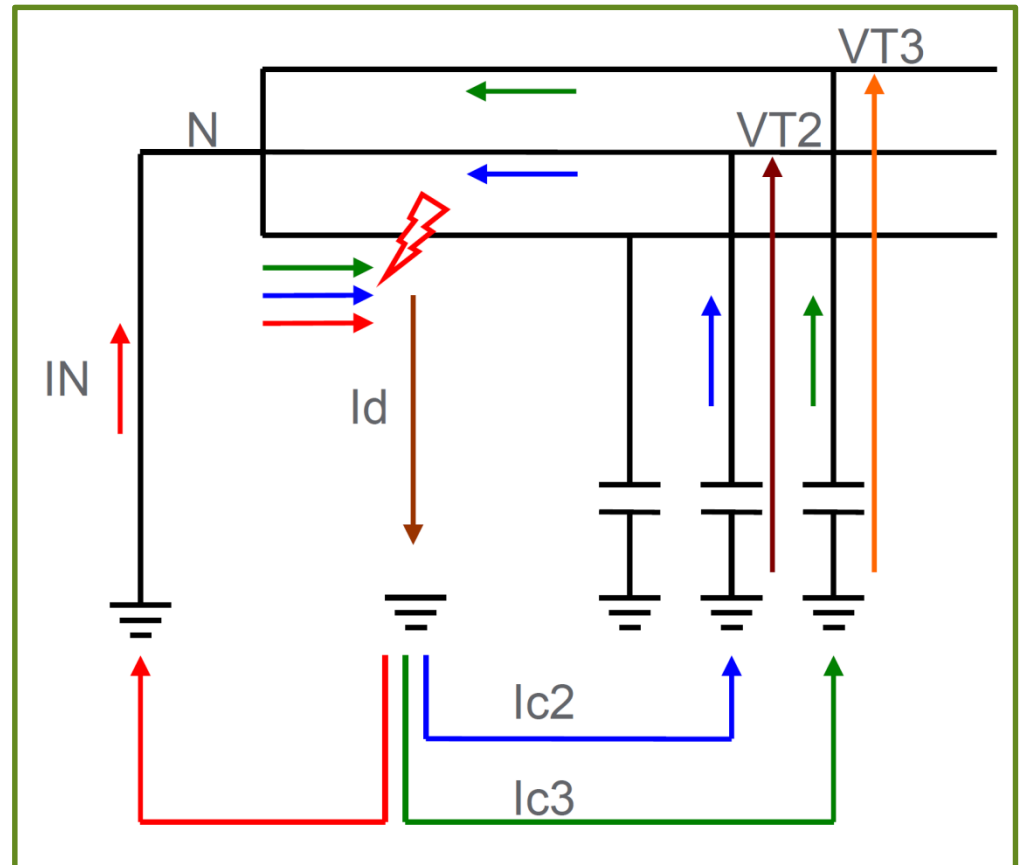


Regímenes de neutro

Defecto a tierra en régimen de neutro a tierra directo

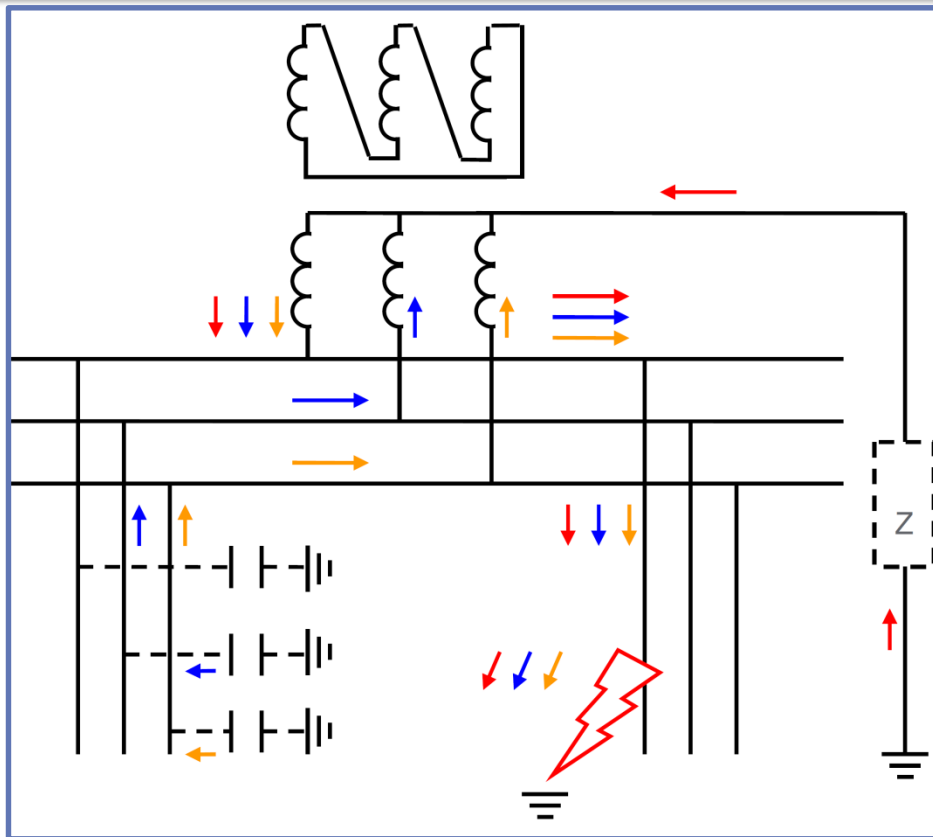
$$I_d = I_N + I_{CT}$$

$$I_N = \frac{V_N}{Z}$$



Regímenes de neutro

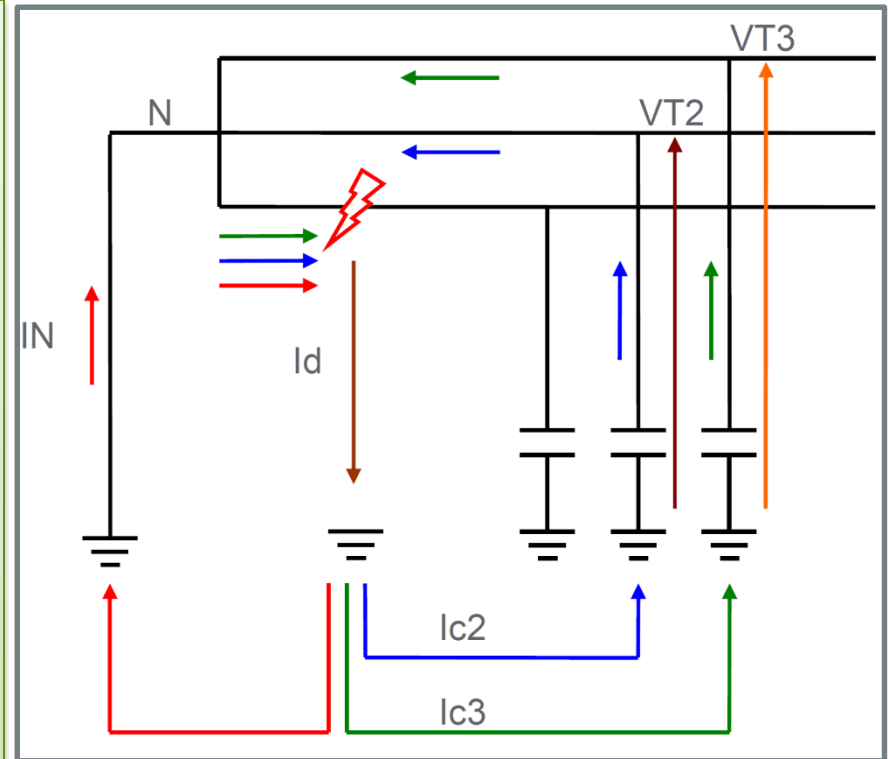
Defecto a tierra en régimen de neutro a tierra directo (Secundario del transformador)



Regímenes de neutro

Características del régimen de neutro a tierra directo

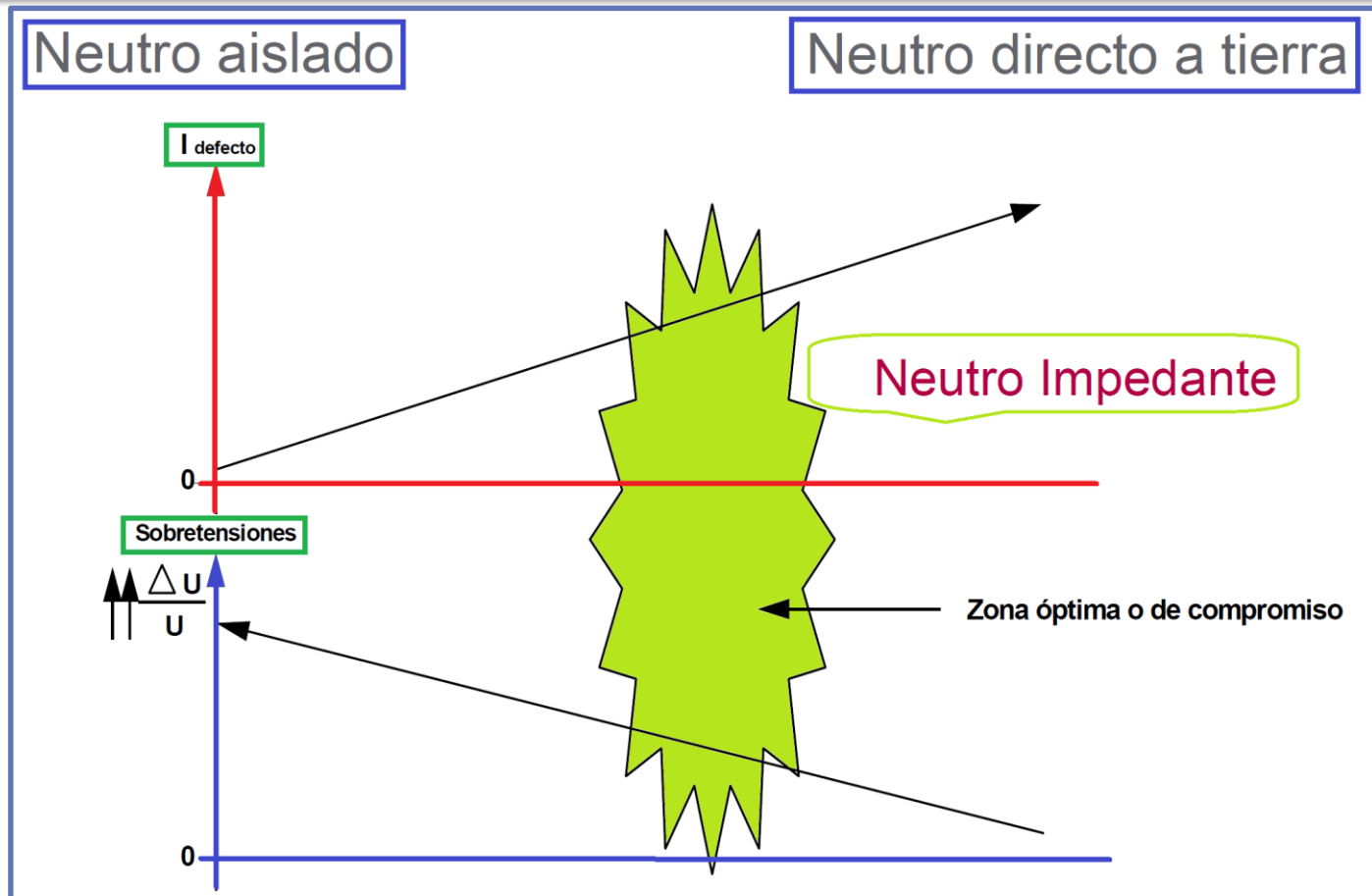
- $I_N \gg I_C$
- Sobretensiones limitadas
- Fácil detección, valor elevado
- Protección sencilla
- Máximo nivel de danos



$$I_d = I_N + I_{CT}$$

Regímenes de neutro

Regímenes de neutro

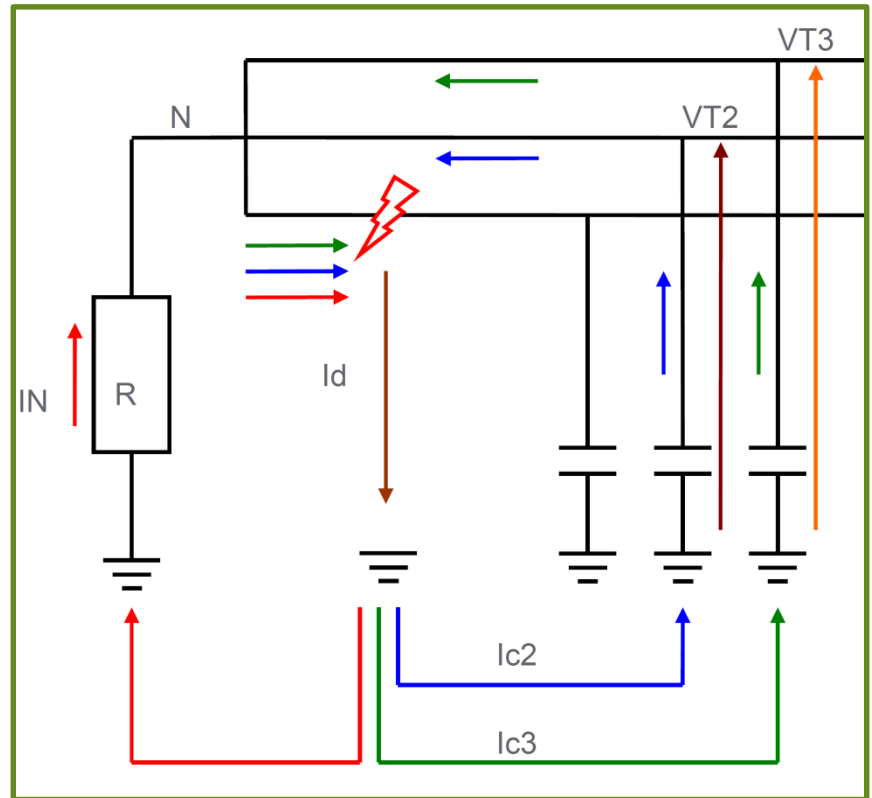


Regímenes de neutro

Características del régimen de neutro a tierra por resistencia

- La resistencia limita a la corriente de defecto a tierra $I_R \geq 2I_C$
- Se reducen las sobretensiones
- Corriente limitada
- Protección sencilla
- Fácil detección

$$I_d = I_N + I_{CT}$$



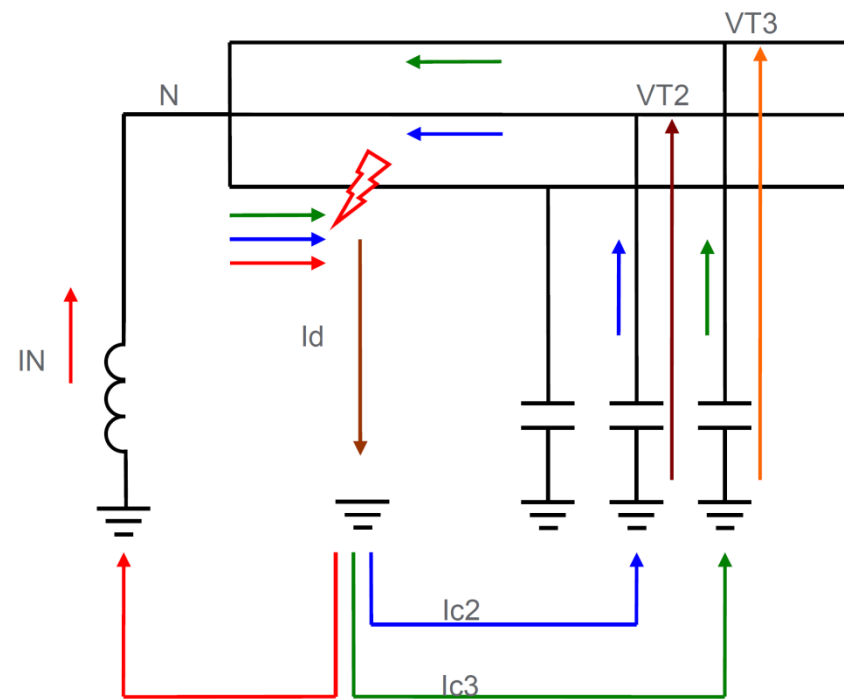
Regímenes de neutro

Características del régimen de neutro a tierra por reactancia

- La reactancia limita la corriente de defecto a tierra $I_L \gg 2I_C$
- Evacuación de las sobretensiones
- Para tensiones superiores a 40 kV.

- Protección sencilla

$$I_d = I_N + I_{CT}$$



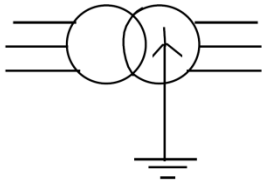
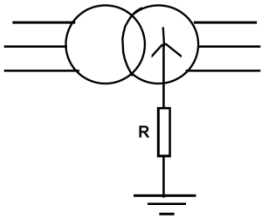
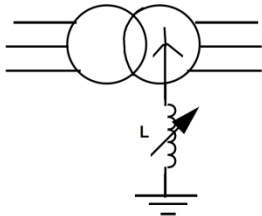
Regímenes de neutro

Aplicaciones de los regímenes de neutro

Régimen de neutro	Aplicaciones más comunes
Aislado	- Procesos de producción continua: cementeras, petroquímicas... - Centrales nucleares
A tierra directo	- En sistemas con conductor de neutro distribuido
A tierra por resistencia	- En sistemas de distribución públicos e industriales en Media Tensión - Ciclos combinados - Cogeneraciones
A tierra por reactancia	- En sistemas de distribución públicos e industriales en Media Tensión de amplio rango de tensiones
A tierra compensado	- En sistemas de distribución públicos e industriales en Media Tensión con una gran corriente capacitiva

Regímenes de neutro

Situación en el mundo de los regímenes de neutro

País				
R.d.n.	Rígido a tierra	Resistencia	Bobina Petersen	Aislado
Australia				
Canada				
USA				
G.Bretaña	●			
España	●	●		●
Francia		●		
Italia				●
Alemania			●	
Japón				●

Clasificación de los defectos según su duración

1. Autoextinguibles 10 a 20 ms
2. Transitorios $100 \text{ ms} < t < 1 \text{ s}$
3. Semipermanentes $t > 1$ a 30 s
4. Permanentes $t > 30 \text{ s}$

Clasificación de los defectos según las fases involucradas

1. Monofásico a tierra.
2. Polifásico.
3. Polifásico a tierra.

Causas de las fallas

TIPO DE DEFECTO	Redes aéreas	Redes subterráneas
Fallo de aislamiento	x	x
Contacto accidental de conductores	x	x
Sobretensiones atmosféricas	x	x
Sobretensiones de maniobra	x	x
Rotura mecánica	x (42 %)	x
Trabajos en los alrededores de línea en	x	x (30 %)

Efectos que causan los defectos en las instalaciones MT

- **Sobreintensidades**

- Calentamientos anómalos de los conductores y máquinas
- Reducción de la vida de la máquina y / o instalación por envejecimiento prematuro de los aislantes

- **Cortocircuitos**

- Calentamiento brusco e intenso
- Esfuerzos electrodinámicos deformación de los conductores activos o embarrados

Efectos que causan los defectos en las instalaciones MT

- **Sobretensiones**

- Solicitación anómala del material aislante.
- Reducción de la vida de la aparamenta y equipos del circuito.
- Evoluciona siempre hacia un defecto polifásico.

Estadística de fallas

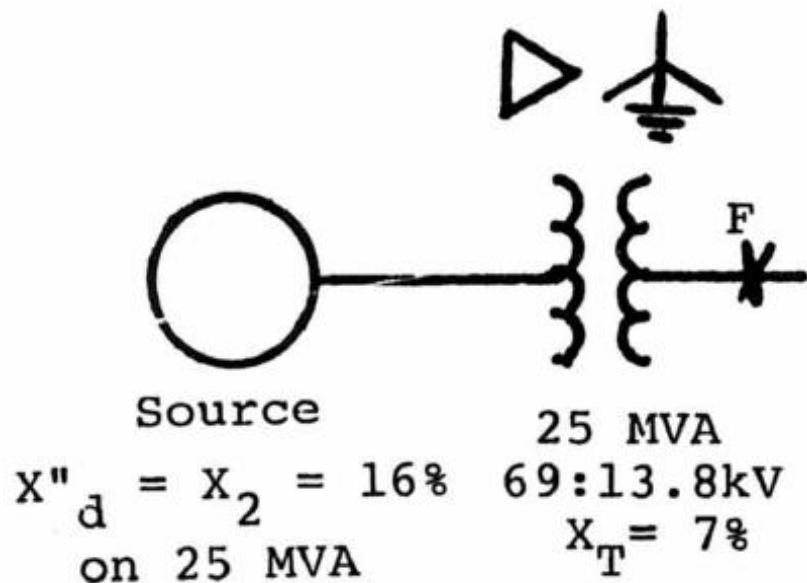
		Monofásico a tierra	Polifásico	Polifásico a tierra
Transitorios	91%	84%	13%	3%
Semipermanentes	6%	54%	38%	8%
Permanentes	3%	44%	50%	6%

Localización y eliminación de los defectos

- Monitorizar y analizar permanentemente las magnitudes eléctricas de la instalación
- Comparar estas magnitudes con los valores umbrales de actuación de las protecciones.
- Ordenar la maniobra de apertura del aparato de interrupción.
- Reconfigurar la instalación.

Ejemplos

Phase A to ground fault currents and voltages on both sides of a wye-delta transformer



A 25-MVA, 69: 13.8-kV transformer is connected wye-delta as shown in Fig. 6.20. For a fault at **F** on the 13.8-Kv side, the three sequence reactances to the fault on a 25-MVA base are:

$$\mathbf{X1} = \mathbf{X2} = j16 + j7 = j23\% = j0.23 \text{ pu}$$

$$\mathbf{X0} = j7\% = j0.07 \text{ PU}$$