Centro de Formación Schneider

Conceptos generales de instalaciones trifásicas de MT

Publicación Técnica Schneider: PT-052
Edición: Febrero 2005 (V4)

Merlin Gerin
Telemecanique
Square D
Eunea

Schneider Electric

La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades en automatismos industriales y electrotécnica. Tienen origen en el Centro de Formación para cubrir un amplio abanico de necesidades pedagógicas y están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada Publicación Técnica recopila conocimientos sobre un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet: **http://www.schneiderelectric.es**.

e-mail: formacion@schneiderelectric.es

La colección de **Publicaciones Técnicas**, junto con los Cuadernos Técnicos (ver CT-0), forma parte de la «Biblioteca Técnica» del **Grupo Schneider**.

Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de esta Publicación Técnica está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción de la Publicación Técnica nº 052: Protecciones eléctricas en MT de Schneider Electric».

PT-052

Conceptos generales de instalaciones trifásicas de MT

Robert Capella

Ingeniero Técnico Eléctrico con actividad simultánea en los ámbitos industrial y docente. Profesor de máquinas eléctricas y de teoría de circuitos para Ingenieros Técnicos (1950-81). Profesor de laboratorio para Ingenieros Industriales (1958-90).

En el ámbito industrial, se ha ocupado en etapas sucesivas de: hornos de arco (acero), motores y accionamientos, transformadores y estaciones de transformación, aparamenta de MT y AT y equipos blindados en SF-6, turboalternadores industriales, transformadores de medida y relés de protección. Con especial dedicación al proyecto y construcción de equipos prefabricados (cabinas) de MT hasta 36 kV (1970-92).

En la actualidad, colaborador en laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Eléctrica de Barcelona y en el Centro de Formación de Schneider Electric.

Publicación Técnica Schneider Electric PT 052. Edición: junio 2001

Índice

1	Sobreintensidades y cortocircuitos	p. 5
2	Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos y fórmulas de cálculo	p. 8
3	Cálculo de potencias y corrientes de cortocircuito por el método porcentual	p. 18
4	Puesta a tierra del neutro, en los sistemas MT	p. 25
5	Consideraciones sobre la conexión a tierra del neutro de generadores trifásicos	p. 30
6	Transformadores de puesta a tierra en sistemas industriales MT	p. 33
7	Bobinas de reactancia para limitación de la corriente de cortocircuito	p. 36
8	Interruptores automáticos: conceptos generales	p. 37
9	Transformadores de medida MT	p. 49

1 Sobreintensidades y cortocircuitos

Las sobreintensidades más importantes que pueden producirse en un sistema eléctrico son las debidas a cortocircuitos, o sea disminuciones bruscas de impedancia en un determinado circuito, motivadas normalmente por fallos en el aislamiento.

Habitualmente representan intensidades muy superiores a las de servicio.

Teniendo en cuenta que los efectos térmicos y dinámicos de la corriente aumentan cuadráticamente con el valor de la misma, se comprende que la determinación de la magnitud de las corrientes de cortocircuito es esencial para la elección y previsión de los aparatos de maniobra y de los elementos de paso de corriente (cables, barras, etc.).

Todo aparato de maniobra, debe de poder soportar la máxima corriente de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de la red donde se encuentra instalado.

A continuación se expondrán, a título de resumen, los conceptos principales que afectan a la aparamenta de maniobra objeto de este PT.

☐ Curso temporal i = f(t) de la corriente de cortocircuito.

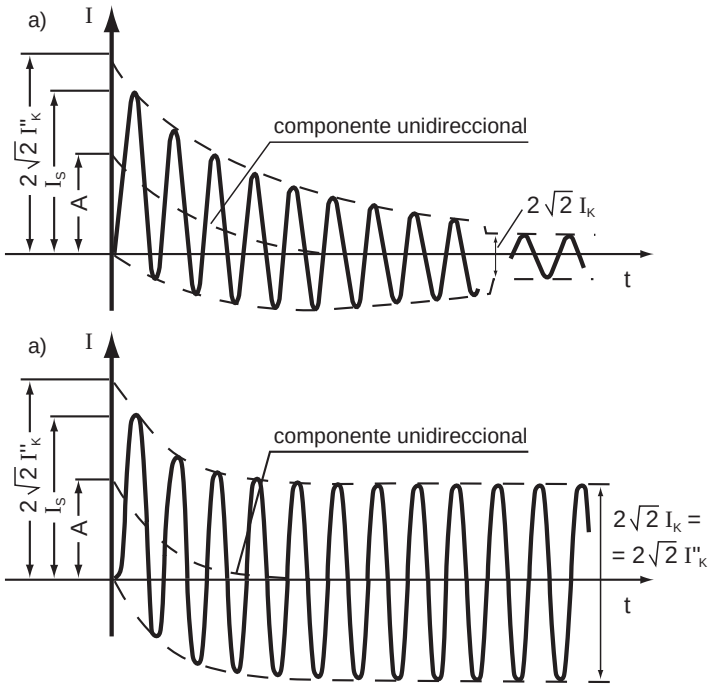
Según sea el valor de la tensión (senoidal) en el momento de producirse el cortocircuito, el curso de la intensidad puede ser simétrico respecto al eje de abscisas (cuando la tensión es máxima) o bien inicialmente asimétrico respecto a dicho eje (cuando la tensión es nula). En adelante, sólo se considerará este último caso por ser el más desfavorable.

☐ El cortocircuito puede producirse en un punto eléctricamente cercano al generador (o generadores) o en un punto lejano a los mismos.

Se entiende por cortocircuito cercano al generador, cuando la corriente inicial (subtransitoria) de cortocircuito tripolar es igual o superior al doble de la corriente nominal del generador.

Cortocircuito lejano es aquel cuyo valor inicial, en caso de cortocircuito trifásico, no alcanza el doble de la intensidad nominal del alternador.

☐ Cuando el cortocircuito es cercano, o sea está directamente alimentado por el

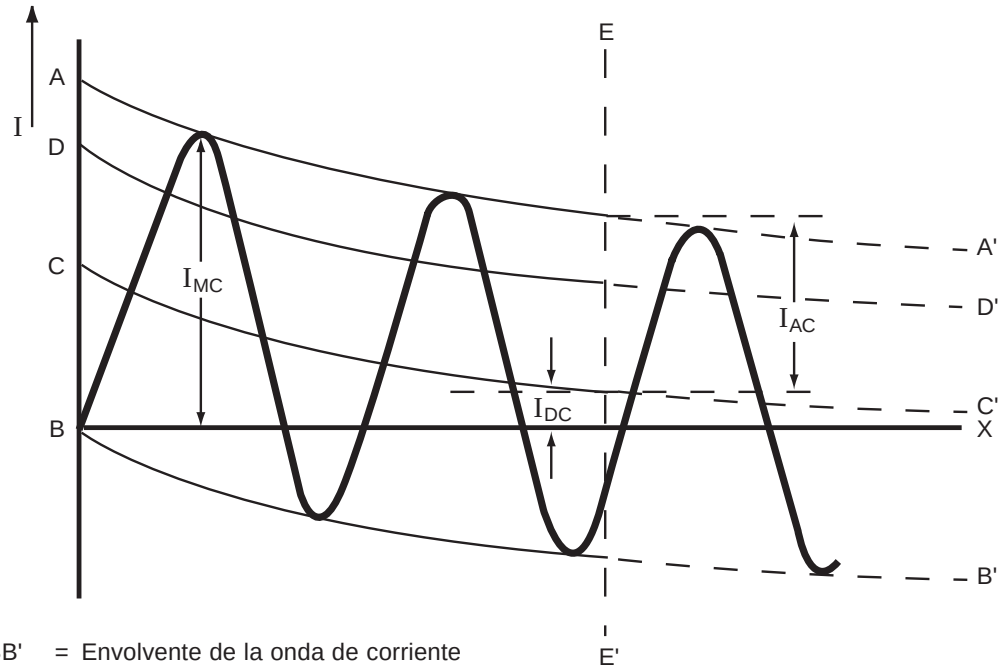


A = Valor inicial de la componente unidireccional

I_S = Corriente de choque de cortocircuito

I''_K = Corriente alterna subtransitoria de cortocircuito.

Fig. 1: *a) Cortocircuito amortiguado (cortocircuito cercano al generador). b) Cortocircuito no amortiguado (cortocircuito lejano del generador).*



AA' y BB' = Envolvente de la onda de corriente

BX = Línea de cero

CC' = Desplazamiento de la línea de cero de la onda de corriente en cada instante

DD' = Valor eficaz de la componente periódica de la corriente en cada instante, medida a partir de CC'.

EE' = Instante de la separación de los contactos (cebado del arco).

I_{MC} = Intensidad establecida.

I_{AC} = Valor de cresta de la componente periódica de la corriente en el instante EE''.

$\frac{I_{AC}}{\sqrt{2}}$ = Valor eficaz de la componente periódica de la corriente en el instante EE'.

I_{DC} = Componente aperiódica de la corriente en el instante EE'.

$\frac{I_{DC} \times 100}{I_{AC}}$ = Porcentaje de la componente aperiódica.

Fig. 2: *Detalles.*

alternador, la corriente sigue un curso temporal amortiguado, o sea, empieza con un valor inicial denominado subtransitorio que se va reduciendo hasta el valor final permanente pasando por un valor intermedio denominado transitorio.

☐ Cuando el cortocircuito se produce en un punto suficientemente lejano (eléctricamente) de los generadores, la corriente inicial no se amortigua. Se trata pues de un cortocircuito no amortiguado.

Este caso se da frecuentemente en sistemas de MT alimentados por transformadores AT/MT, cuando la potencia de alimentación de la red AT es suficientemente grande en comparación con la de los transformadores AT/MT que alimentan la red MT.

■ En las **figuras 1** y **2** se representan el curso de la corriente de cortocircuito asimétrico y amortiguado y la de cortocircuito asimétrico pero no amortiguado. Se indican también los valores característicos de la corriente de cortocircuito.

Se observa pues que la corriente inicialmente asimétrica de cortocircuito (amortiguado o no) está formada por una componente unidireccional aperiódica (llamada también de corriente continua) y otra componente alterna senoidal de frecuencia igual a la de servicio. La componente unidireccional decrece en forma exponencial a partir del momento inicial

hasta hacerse prácticamente cero al cabo de un cierto tiempo. Subsiste pues sólo la componente senoidal que entretanto queda simetrizada respecto al eje de referencia.

En los cortocircuitos amortiguados la componente alterna también decrece desde un valor inicial (llamado subtransitorio) hasta el final (permanente) pasando por un intermedio (transitorio). Esta disminución sigue también una ley exponencial (véase la curva envolvente de los máximos de la componente senoidal - **figura 2**).

En los cortocircuitos no amortiguados esta componente senoidal no se amortigua.

A los efectos del cálculo de cortocircuitos y sus efectos dinámicos y térmicos los valores más importantes son:

I_s: corriente de choque de cortocircuito. Es el valor máximo instantáneo de la corriente, después de ocurrir el cortocircuito. Se expresa por su valor de cresta.

I''_K: corriente alterna subtransitoria de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente alterna de cortocircuito en el instante en que este ocurre.

Su magnitud depende esencialmente de las impedancias de la red, en el trayecto del cortocircuito, y de la reactancia inicial X''_K (reactancia subtran-sitoria longitudinal) de los generadores.

- La relación entre I''_K e I''_s es $I_s = \chi\sqrt{2}\, I''_K$.

El factor c depende de la proporción de resis-tencia R y de reactancia X en la impedancia del trayecto del cortocircuito (impedancia de cortocircuito Z) y puede tomarse de la curva representada en la **figura 3**.

En los sistemas de MT la relación R/X acostumbra a ser inferior a 0,1, por tanto es usual tomar para χ el valor 1,8. Con ello la fórmula anterior resulta:

$$I_s = 2{,}54\, I''_K \approx 2{,}5\, I''_K.$$

El valor I_S (corriente de choque de cortocircuito) es el utilizado para el cálculo de los efectos dinámicos (mecánicos) del cortocircuito. El valor I''_K (corriente alterna subtransitoria de cortocircuito) es el valor base, para el cálculo de los efectos térmicos del cortocircuito. (También interviene el citado factor χ).

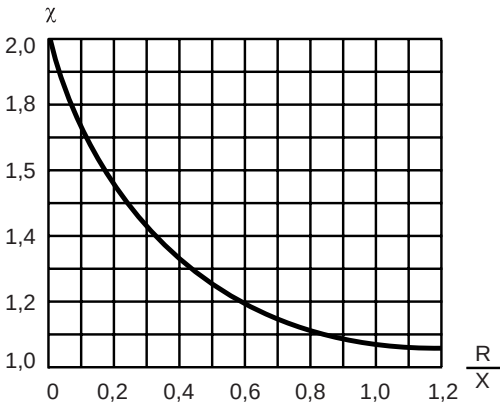


Fig. 3: *Factor c.*

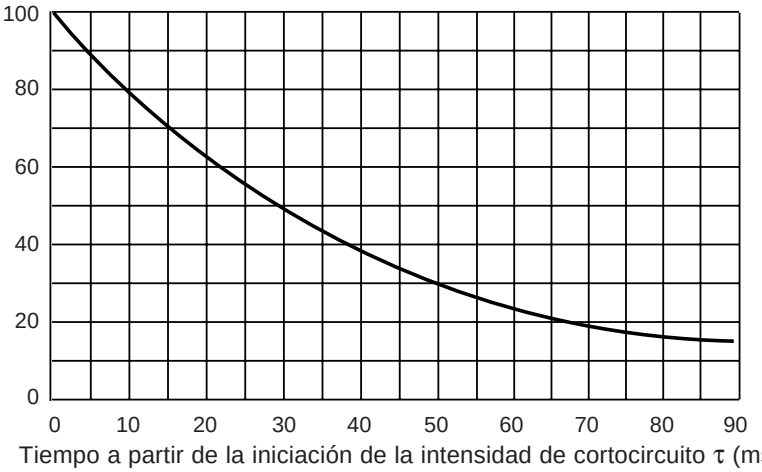


Fig. 4: *Porcentaje de la componente aperiódica de función de τ, en circuitos con constante de tiempo $X/R \approx 40$ ms .*

2 Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos y fórmulas de cálculo

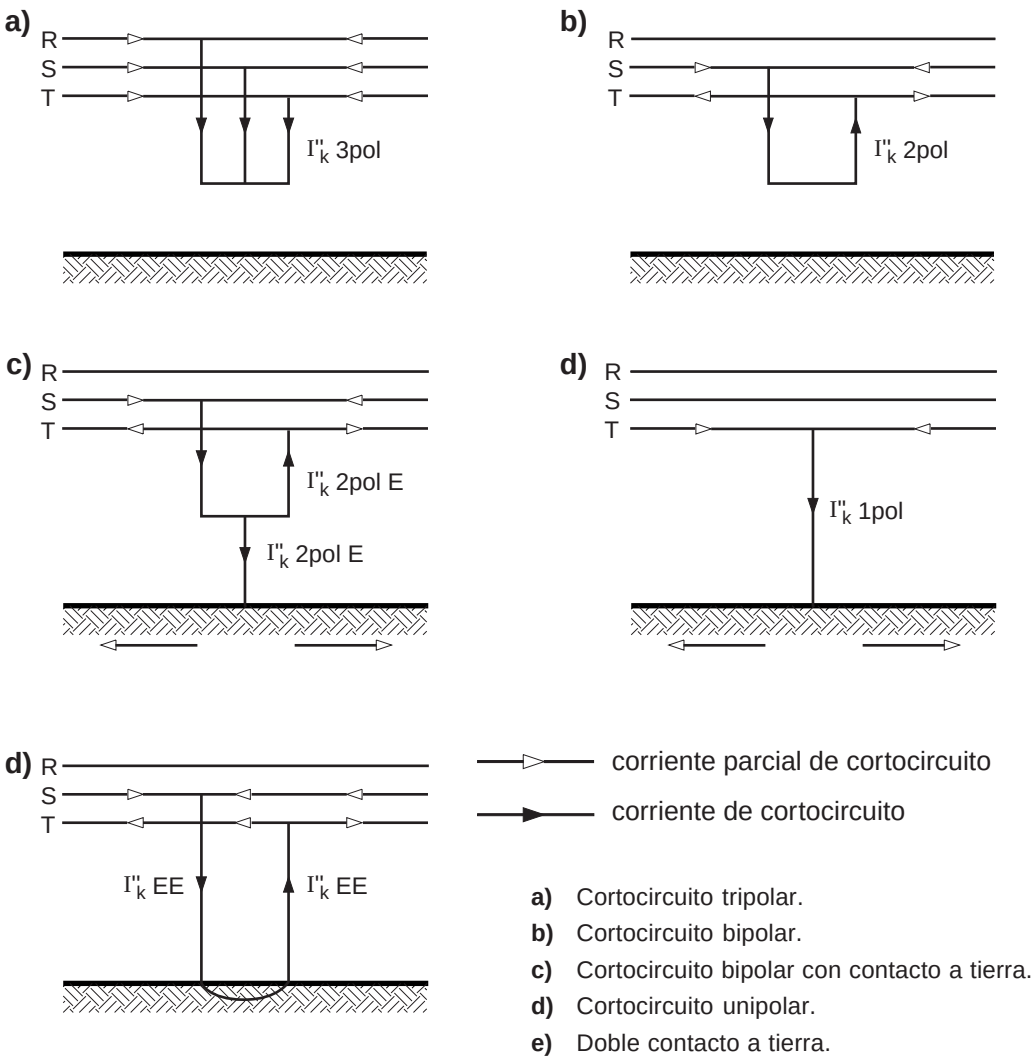
En las redes trifásicas los cortocircuitos pueden ser:

- cortocircuito tripolar,
- cortocircuito bipolar sin contacto a tierra,
- cortocircuito bipolar con contacto a tierra,
- contacto unipolar a tierra (cortocircuito a tierra),
- doble contacto a tierra (no se trata en este texto).

En la **figura 5** se representan estos diversos tipos con las trayectorias de corriente.

Para el dimensionamiento adecuado de los aparatos de maniobra y otros elementos del sistema (por ejemplo cables) basta conocer el valor de la máxima corriente de cortocircuito que pueda presentarse en aquel punto de la red.

Por tanto, hay que determinar con cuál de los indicados casos de cortocircuito puede presentarse una intensidad mayor. Procede pues compararlos.



a) Cortocircuito tripolar.
b) Cortocircuito bipolar.
c) Cortocircuito bipolar con contacto a tierra.
d) Cortocircuito unipolar.
e) Doble contacto a tierra.

Fig. 5: *Diversos tipos de cortocircuito y las trayectorias de las corrientes de cortocircuito.*

En lo que sigue, se supone que el sistema trifásico de tensiones de alimentación es simétrico y equilibrado.

El cortocircuito tripolar representa una carga simétrica. Por tanto las corrientes por las tres fases son iguales en valor absoluto (módulo) y forman un sistema trifásico simétrico (tres corrientes iguales y desfasadas 120º).

Por el contrario, las demás formas de cortocircuito indicadas (bipolar, unipolar, etc.) representan todas ellas cargas asimétricas. Por tanto, pueden calcularse por el método de las componentes simétricas.

Aunque tal método se supone conocido, se indican aquí sus bases, como recordatorio.

Todo sistema trifásico asimétrico (desequilibrado) puede descomponerse en tres sistemas trifásicos:

- un sistema trifásico simétrico, de la misma secuencia (sentido de sucesión de fases) que el sistema descompuesto. Se denomina «sistema directo».
- un sistema trifásico, simétrico, de secuencia inversa al sistema descompuesto. Se denomina «sistema inverso».
- un sistema de tres vectores iguales, de secuencia cero (los tres en fase) denominado «sistema homopolar».

Recíprocamente, un sistema trifásico asimétrico puede considerarse como la resultante de dos sistemas trifásicos simétricos de secuencias contrarias uno del otro, más un sistema homopolar. Por tanto, el vector de cada fase del sistema resultante, se obtiene componiendo (suma geométrica) el vector de dicha fase del sistema directo con el vector de la misma fase, del sistema inverso, más el vector del sistema homopolar.

Expresado matemáticamente.

Siendo:

A_R, A_S y A_T: los tres vectores del sistema asimétrico (desequilibrado).

A_{1R}, A_{1S} y A_{1T}: los tres vectores del sistema directo.

A_{2R}, A_{2S} y A_{2T}: los tres vectores del sistema inverso.

A_0, A_0 y A_0: los tres vectores del sistema homopolar.

Los sistemas de ecuaciones de relación son:

$A_R = A_{1R} + A_{2R} + A_0$

$A_S = A_{1S} + A_{2S} + A_0 =$

$= a^2 A_{1R} = aA_{2R} + A_0$

$A_T = A_{1T} + A_{2T} + A_0 =$

$= aA_{1R} + a^2 A_{2R} + A_0$

y de este sistema se obtiene:

$$A_{1R} = \frac{1}{3}\left(A_R + aA_S + a^2A_T\right)$$

$$A_{2R} = \frac{1}{3}\left(A_R + a^2A_S + aA_T\right)$$

$$A_0 = \frac{1}{3}\left(A_R + A_S + A_T\right)$$

En estas ecuaciones, el operador «a» vale:

$$a = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1 \angle 120º$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1 \angle 240º$$

Por tanto:

$1 + a + a^2 = 0$

$a^3 = 1$

$1 + a = - a^2$

$1 + a^2 = - a$

$a + a^2 = - 1$

$A_{1S} = a^2 A_{1R}$

$A_{1T} = aA_{1R}$

$A_{2S} = aA_{2R}$

$A_{2T} = a^2 A_{2R}$

«a» equivale pues a un giro del vector en 120º, y «a^2» a un giro del vector en 240º.

Naturalmente, cuando A_R, A_S y A_T forman un sistema simétrico (forman un triángulo equilátero), las componentes inversa y homopolar desaparecen.

Cuando la suma geométrica del sistema trifásico A_R, A_S y A_T vale cero, o sea, cuando los tres vectores cierran un triángulo, aunque no sea equilátero, la componente homopolar es nula.

Como es sabido, en todo sistema trifásico de 3 conductores (3 vías de corriente) la resultante de las 3 intensidades, aunque sean desiguales, es siempre cero, o sea, cierran siempre un triángulo. Por tanto para que pueda haber una componente homopolar de corriente, es necesario que haya una cuarta vía de corriente (conductor neutro, retorno por tierra). En los sistemas MT no acostumbra a haber conductor de neutro, por tanto es preciso que haya una vía de corriente por la tierra (tomas de tierra).

Cabe pues, hablar de sistemas directos, inversos y homopolares, de corrientes y tensiones.

Ahora bien, de la relación entre estos sistemas de corrientes y tensiones, resultan también los correspondientes sistemas directo, inverso y homopolar de impedancias. Así pues, existe una impedancia directa Z_1, una impedancia inversa Z_2 y una impedancia homopolar Z_0.

La impedancia directa, Z_1, es la impedancia correspondiente a la carga simétrica. Equivale pues a la impedancia por fase de las líneas y cables, a la impedancia de cortocircuito de los transformadores y bobinas de reactancia, y a la impedancia eficaz en el instante del cortocircuito (impedancia inicial) en los generadores. Por tanto, $Z_1 = Z$.

La impedancia inversa, Z_2, es la impedancia que presenta un elemento trifásico cuando se le aplica un sistema de tensiones de secuencia (sucesión de fases) inversa. En las líneas, transformadores y bobinas de reactancia, la impedancia inversa es igual a la directa, pues la impedancia que presentan al paso de la corriente no varía al invertirse la secuencia de fases. Por tanto, en estos elementos $Z_2 = Z$.

En las máquinas rotativas (síncronas y asíncronas) hay diferencia, puesto que estos elementos tienen un sentido de giro según la secuencia directa, y por tanto el sistema inverso de corrientes gira en sentido contrario al rotor con sus arrollamientos.

A los efectos de cálculo de las corrientes de cortocircuito, puede tomarse:

- turboalternadores (rotor cilíndrico): La impedancia inversa, es prácticamente igual a la impedancia directa eficaz en el momento de iniciarse el cortocircuito (impedancia inicial) Z''_d.

Más adelante se verá que puede tomarse $Z''_d = X''_d$ (despreciando la resistencia R). X''_d es pues la reactancia inicial directa denominada también reactancia subtransitoria longitudinal.

Así pues $Z_2 = X''_d$.

- Alternadores de polos salientes:

  - con arrollamiento amortiguador:

$Z_2 \approx 1{,}2\ X''_d$.

  - sin arrollamiento amortiguador:

$Z_2 \approx 1{,}5\ X''_d$.

- motores asíncronos: Z_2 es aproximadamente igual a la reactancia de cortocircuito (reactancia a velocidad cero). Es decir, la reactancia que presenta la máquina en el momento de arranque.

La impedancia homopolar, Z_0, es la que presenta un elemento trifásico (línea, transformador, generador), cuando se le aplica un sistema homopolar de tensiones.

Equivale pues a conectar las tres fases en paralelo y aplicarles una tensión alterna monofásica (**figura 6**).

Comparativamente a la impedancia directa, $Z_1 = Z$.

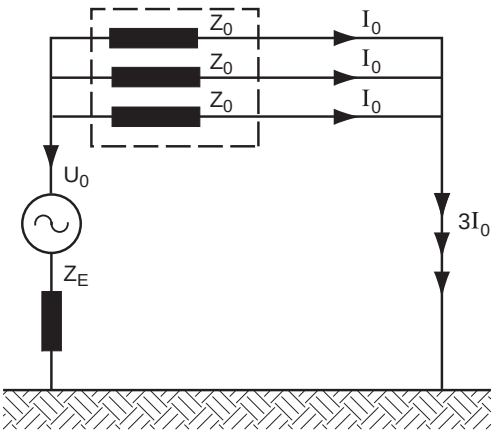


Fig. 6: *Sistema homopolar.*

■ generadores síncronos Z_0 = 1/3 a 1/6 de la reactancia inicial de cortocircuito X''_d (reactancia subsíncrona longitudinal) (**Figura 7**).

■ transformadores de potencia: depende de la clase de conexión de sus arrollamientos. Siendo Z la impedancia de cortocircuito del transformador (recuérdese $Z_1 = Z$).

☐ conexión estrella/triángulo

$Z_0 \approx 0{,}8\ Z$ a $1\ Z$.

☐ conexión estrella/zig-zag

$Z_0 \approx 0{,}1\ Z$.

☐ conexión estrella/estrella/triángulo (terciario de compensación)

$Z_0 \approx$ hasta $2{,}4\ Z$.

☐ conexión estrella/estrella (transformadores de 3 columnas)

$Z_0 \approx 5\ Z$ a $10\ Z$.

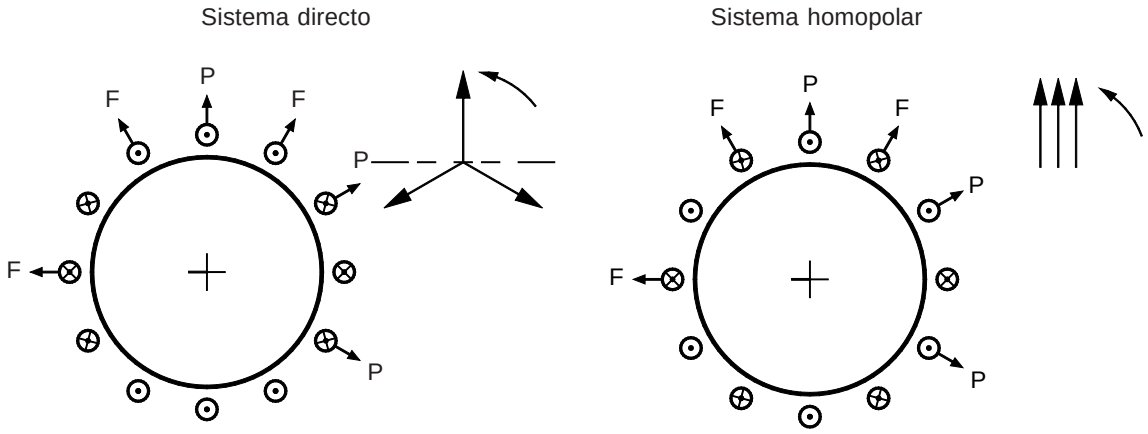
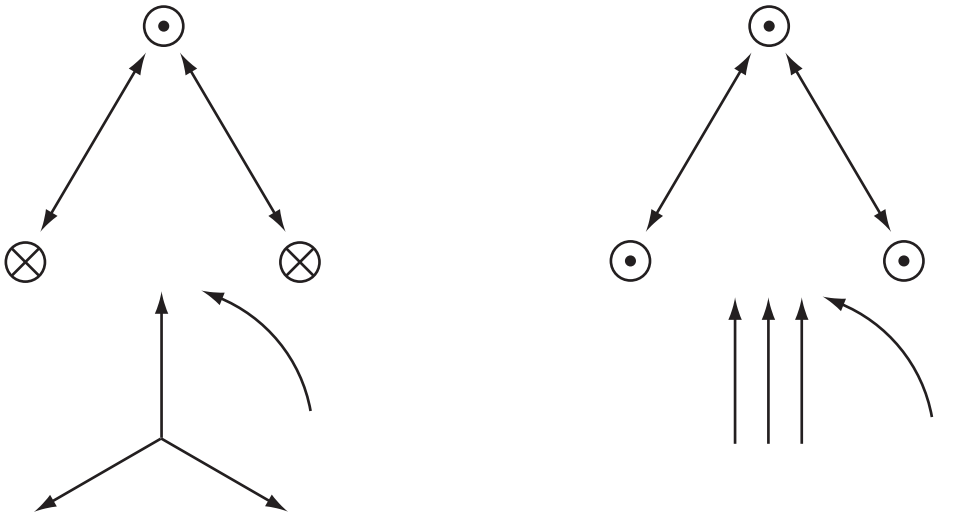


Fig. 7: *Distribución de la corriente en un alternador. Figuras explicativas del porqué la reactancia homopolar es menor que la reactancia directa.*



$I_1 = I_2 = I_3 = I$

$\omega L_a I = \omega L_1 I - \omega M_{2\text{-}1}\ 0{,}5\ I - \omega M_{3\text{-}1}\ 0{,}5\ I$

$L_a = L_1 - 0{,}5\ M_{2\text{-}1} - 0{,}5\ M_{3\text{-}1}$

y si: $M_{2\text{-}1} = M_{3\text{-}1} = M$

$L_a = L_1 - M$

$X = L_a\ \omega$

$I_1 = I_2 = I_3 = I$

$\omega L_a I = \omega L_1 I + \omega M_{2\text{-}1} I + \omega M_{3\text{-}1} I$

$L_a = L_1 + M_{2\text{-}1} + M_{3\text{-}1}$

y si: $M_{2\text{-}1} = M_{3\text{-}1} = M$

$L_a = L_1 + 2M$

$X_0 = L_a\ \omega$

Fig. 8: *Línea aérea o cables unipolares. Figura explicativa del porqué la reactancia homopolar es mayor que la reactancia directa.*

- líneas aéreas (**figura 8**):

$Z_0 \approx 3\ Z$ a $3{,}5\ Z$.

- líneas de cable subterráneo: en general:

$Z_0 > Z$.

Ahora bien, la gama de diferencias es más amplia que en las líneas aéreas. Depende de si se trata de cable tripolar o unipolar o bien tripolar con 3 envolturas metálicas o bien una sola, etc.

Como valor orientativo:

- cable trifásico de aceite 30 kV entre 95 y 240 mm^2:

$Z_0 \approx 5{,}5\ Z$ a $6{,}7\ Z$.

Los cables tripolares tienen una impedancia homopolar mayor que los cables unipolares.

Desde luego, estas impedancias homopolares, sólo se tienen si el punto neutro de la conexión estrella del generador o del transformador está puesto directamente a tierra.

En el caso de neutro aislado, la impedancia homopolar es prácticamente infinita pues el circuito de la corriente homopolar no queda cerrado (**figura 6**). Por ello, los transformadores triángulo/triángulo tienen Z_0 prácticamente infinito.

Si el punto neutro está conectado a tierra a través de una impedancia Z_E, la impedancia homopolar queda incrementada en $3\ Z_E$, puesto que por Z_E pasa una corriente tres veces la de una fase (**figura 6**).

2.1 Simplificaciones de cálculo

A fin de facilitar el cálculo de las corrientes de cortocircuito y hacerlo menos laborioso, es usual admitir ciertas hipótesis simplificativas.

En el cálculo de cortocircuitos en sistemas de MT y AT, la principal simplificación consiste en despreciar los valores de resistencia óhmica R frente a los de la reactancia X, o sea considerar $Z \approx X$.

Esta simplificación está admitida por las normas para MT y AT (no así para BT). En efecto, según lo antes indicado, en los sistemas MT la relación R/X suele ser del orden de 0,1 ó menos, o sea $X \geq 10\ R$.

Asimismo es usual considerar:

- impedancia de falta (punto de contacto, o arco de cortocircuito) nula, o sea, supuesto de defecto totalmente franco,

- prescindir de las corrientes de carga previas al cortocircuito (salvo casos especiales),

- impedancias (reactancias) de red constantes (independientes de la corriente).

Según se ha visto, la impedancia inversa Z_2 sólo difiere de la impedancia directa Z_1 en los alternadores de polos salientes. En transformadores, reactancias, líneas y cables, no hay diferencia entre ambas.

En alternadores de rotor cilíndrico, se ha dicho que la impedancia inversa Z_2 es de igual valor que la reactancia inicial (subtransitoria longitudinal) X''_d.

Precisamente, para el cálculo de la corriente de cortocircuito en generadores, se toma dicha reactancia inicial X''_d, pues por ser menor que la transitoria X'_d y la permanente X_d, es la que arroja una intensidad mayor.

Por tanto, si, según lo indicado, se desprecia la resistencia R, puede igualarse $X_2 = X_1 = X$, en transformadores, reactancias, líneas y cables, respectivamente; y $X_2 = X''_d$ en generadores de rotor cilíndrico.

Esto representa pues otra interesante simplificación en el cálculo del cortocircuito.

Incluso, es usual considerar también $X_2 = X''_d$ en los alternadores de polos salientes, prescindiendo de la diferencia entre ambos.

Obsérvese que todas las simplificaciones indicadas conducen a operar con valores de impedancia algo menores que los reales, por lo cual, las intensidades resultantes de estos cálculos simplificados, son algo mayores que los que se obtendrían con un cálculo más riguroso (y más laborioso).

Esta diferencia en más, viene a representar un margen de seguridad por mayor cobertura en el dimensionado de los elementos, que, hasta cierto punto, puede ser incluso deseable.

Fórmulas de cálculo

En la página siguiente figuran agrupadas en 2 columnas, las fórmulas de la intensidad correspondiente a los diversos casos de cortocircuito (se prescinde del caso de doble contacto a tierra).

En la primera columna están las fórmulas completas sin simplificaciones. Las fórmulas de la segunda columna son ya con las simplificaciones explicadas ($Z_2 = Z_1 = Z$ y $Z = X$). Estas últimas son las usualmente utilizadas.

Por otra parte, en las 2 columnas se considera nula la impedancia de falta (o sea, suposición de defecto totalmente franco).

Hay aún una tercera columna con la relación comparativa entre el cortocircuito tripolar y los restantes casos. De estas relaciones se desprende:

- la corriente de cortocircuito bipolar sin contacto a tierra es siempre menor que la del tripolar. Basta pues considerar el cortocircuito tripolar, para los efectos térmicos y dinámicos de la corriente.

- en el cortocircuito bipolar con contacto a tierra, hay que distinguir entre la corriente por los conductores defectuosos I''_{K2PE}, y la corriente por el conductor de tierra, y por la tierra I''_{K2PE}.

Para $Z_0/Z = 1$, ambas corrientes son iguales entre sí, e iguales a la del cortocircuito tripolar (I''_{K3P}).

Para $Z_0/Z > 1$, estas corrientes son menores que las del cortocircuito tripolar.

Para $Z_0/Z < 1$, las corrientes resultantes son mayores que la del cortocircuito tripolar; y de entre ellas, la corriente por los conductos defectuosos es superior a la del conductor de tierra, y por la tierra, o sea $I''_{K2PE} > I''_{KE2PE}$.

- En el cortocircito unipolar, se tiene:

  - para $Z_0/Z = 1$, la corriente del cortocircuito unipolar es igual a la del tripolar.

  - para $Z_0/Z > 1$, resulta $I''_{K1PE} < I''_{K3P}$.

  - para $Z_0/Z < 1$, resulta $I''_{K1PE} > I''_{K3P}$.

Obsérvese pues, que para la evaluación comparativa de las corrientes de cortocircuito, es decisoria la relación Z_0/Z (X_0/X) entre la impedancia (reactancia) homopolar, y la directa.

En este sentido, en el valor de la impedancia homopolar Z_0, tiene un peso preponderante el sumando de la impedancia entre el punto neutro y tierra Z_E, pues según lo indicado $Z_0 = Z_A + 3Z_E$, llamando Z_A a la impedancia homopolar del resto del circuito (transformador, línea, generador, etc.).

Por tanto, la forma de conexión a tierra del neutro de los transformadores y de los alternadores determina básicamente el valor de la corriente de cortocircuito unipolar o bipolar a tierra, frente a la de cortocircuito tripolar.

En realidad, aún en el caso de neutro aislado, la impedancia Z_0 no es infinita, puesto que siempre existe una capacidad C entre conductores y tierra y entre los arrollamientos de transformadores y alternadores y masa (tierra).

Las capacidades a tierra de las tres fases (supuestas prácticamente iguales) forman una estrella de reactancias capacitivas con su punto neutro a tierra. Se trata normalmente de impedancias de valor elevado, de forma que en estos casos $Z_0/Z >> 1$.

Más adelante se analizará con más detalle esta cuestión de la puesta a tierra del neutro.

Resumen

Salvo en los casos de neutro rígidamente puesto a tierra en que $Z_0/Z < 1$, la corriente de cortocircuito de mayor valor es la correspondiente al cortocircuito tripolar, y basta calcular ésta para el dimensionado de los aparatos de maniobra del sistema.

Como excepción, puede darse el caso de puesta a tierra a través de una bobina de reactancia X_L de valor tal que, con la reactancia capacitiva X_C (negativa respecto a X_L) dé una reactancia homopolar resultante $X_0 < X$, o bien dé una X_0 negativa (capacitiva) de valor tal que $2X - X_0 < 3X$ (en valores absolutos), en este caso la corriente del cortocircuito unipolar será mayor que la del tripolar, o también si $X - 2X_0 < 3X$ (en valores absolutos), en cuyo caso podría ser la corriente del cortocircuito bipolar con contacto a tierra mayor que la del tripolar.

Ahora bien, se trata de una combinación de valores de X_L y X_C poco frecuente.

CLASE DE CORTOCIRCUITO	1 $\left[a = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right]$	2 Igualando : $Z_2 = Z_1 = Z$ y $Z = X$ $(X_2 = X_1 = X)$	3 Relación comparativa con el cortocircuito tripolar
■ TRIPOLAR	$I''_{K3P} = \frac{1{,}1\,\underline{U_N}}{\sqrt{3}\,\underline{Z_1}}$	$I''_{K3P} = \frac{1{,}1\,U_N}{\sqrt{3}\,X}$	I''_{K3P}
■ BIPOLAR SIN CONTACTO A TIERRA	$I''_{K2P} = \frac{1{,}1\,\underline{U_N}}{\underline{Z_1} + \underline{Z_2}}$	$I''_{K2PE} = \frac{1{,}1\,U_N}{X + 2X_0}\sqrt{1 + \frac{X_0}{X} + \left[\frac{X_0}{X}\right]^2}$	$I''_{K2P} = \frac{\sqrt{3}}{2}\,I''_{K3P} = 0{,}866\,I''_{K3P}$
■ BIPOLAR CON CONTACTO A TIERRA: □ en conductores defectuosos	$I''_{K2PE} = \frac{1{,}1\,\underline{U_N}\left[(1+a)\,\underline{Z_2} + \underline{Z_0}\right] j}{\underline{Z_1}\,\underline{Z_2} + \underline{Z_2}\,\underline{Z_0} + \underline{Z_1}\,\underline{Z_0}}$	$I''_{K2P} = \frac{1{,}1\,U_N}{2X}$	$I''_{K2PE} = \frac{I''_{K3P}\sqrt{3}}{1 + 2\frac{X_0}{X}}\sqrt{1 + \frac{X_0}{X} + \left[\frac{X_0}{X}\right]^2}$
□ en conductores de tierra y tierra	$I''_{KE2PE} = \frac{1{,}1\,\underline{U_N}\sqrt{3}\,\underline{Z_2}}{\underline{Z_1}\,\underline{Z_2} + \underline{Z_2}\,\underline{Z_0} + \underline{Z_1}\,\underline{Z_0}}$	$I''_{KE2PE} = \frac{1{,}1\,U_N\sqrt{3}}{X + 2X_0}$	$I''_{KE2PE} = \frac{3}{1 + 2\frac{X_0}{X}}\,I''_{K3P}$
■ UNIPOLAR	$I''_{K1PE} = \frac{1{,}1\,\underline{U_N}\,\sqrt{3}}{\underline{Z_1} + \underline{Z_2} + \underline{Z_0}}$	$I''_{K1PE} = \frac{1{,}1\,U_N\,\sqrt{3}}{2X + X_0}$	$I''_{K1PE} = \frac{3}{2 + \frac{X_0}{X}}\,I''_{K3P}$

Un = Tensión nominal entre fases
I''_K = Corriente alterna subtransitoria de cortocircuito

Fig. 9: *Tabla con fórmulas de cálculo.*

Contribución a la corriente de cortocircuito

Al calcular la corriente de cortocircuito, hay que tener en cuenta que, además de los generadores (directamente o a través de los transformadores), ciertos receptores pueden también aportar corriente de cortocircuito al punto de defecto, o sea que se comportan en aquel momento como generadores. Estos receptores son:

- los motores síncronos y los compensadores síncronos que se comportan como alternadores síncronos y por tanto se consideran como tales en los cálculos.

Motores asíncronos trifásicos

Los motores asíncronos de tensiones nominales superiores a 1 kV aportan un incremento de corriente de cortocircuito alterna subtransitoria I''_K y de corriente de choque I_S, cuando se trata de cortocircuitos tripolares y bipolares (sin circuito a tierra). Cuando se trata de cortocircuitos unipolares, puede despreciarse la aportación de los motores asíncronos.

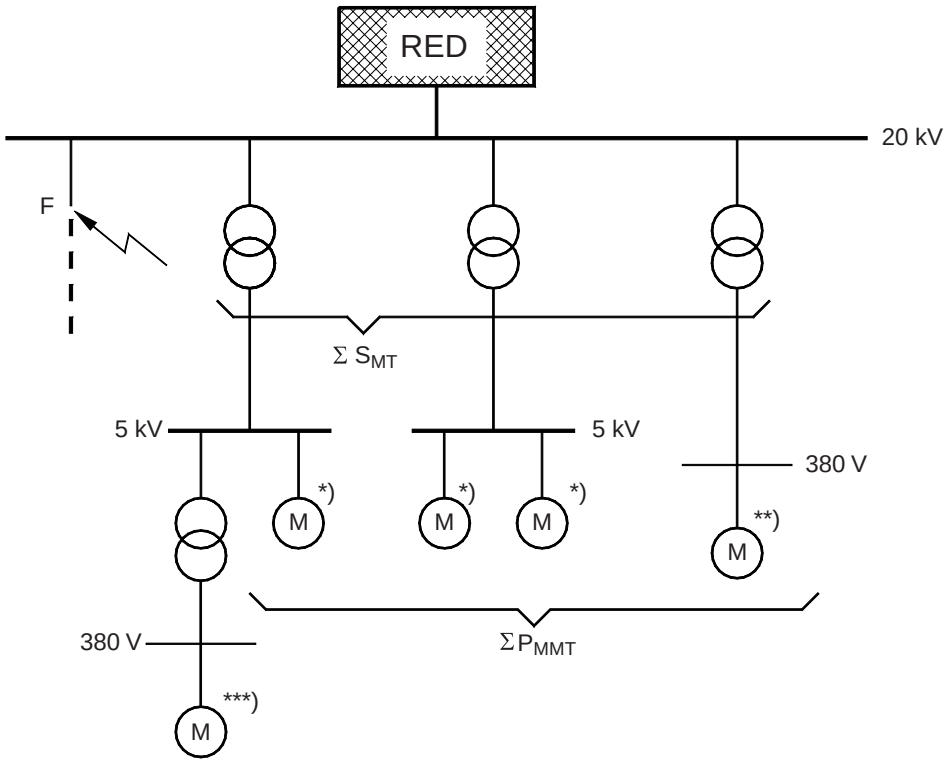
El valor de la corriente I''_K que aportan los motores asíncronos se calcula con las fórmulas especificadas anteriormente para el cortocircuito tripolar y el bipolar sin contacto a tierra, tomando como impedancia (reactancia) del motor $Z_M \approx X_M$:

$$X_M = \frac{U_n}{\sqrt{3}\, I_{AR}}$$

siendo:

U_n = la tensión nominal del motor,

I_{AR} = la corriente de arranque directo del motor, o sea a tensión nominal y rotor en cortocircuito.



F Punto de cortocircuito.

*) Estos motores deben tenerse siempre en cuenta.

**) Estos motores deben tenerse en cuenta, cuando se trata de las instalaciones de consumo propio de centrales eléctricas y en instalaciones industriales, tales como por ejemplo grandes plantas químicas y petroquímicas, grandes industrias metalúrgicas y siderometalúrgicas, etc.

***) Estos motores no deben ser tenidos en cuenta.

Fig. 10: *Motores asíncronos trifásicos en los cortocircuitos.*

Como es sabido, la corriente de arranque directo de los motores asíncronos, acostumbra a valer de 5 a 7 veces el valor de su corriente nominal.

Si se tuviera que calcular la aportación al cortocircuito bipolar (normalmente no es necesario, pues es inferior al tripolar) puede tomarse para la reactancia inversa $X_2 = X_1 = X_M$.

La aportación de corriente de choque I_S se calcula también según lo antes indicado:

$$I_s = \chi \sqrt{2}\, I''_K.$$

Para el factor χ se toman los siguientes valores (motores de tensión nominal superior a 1 kV):

χ = 1,65para motores de potencia superior a 1 MW por par de polos,

χ = 1,75para motores de potencia inferior a 1 MW por par de polos.

Para motores de tensión menor de 1 kV (motores de BT) cuando haya que tenerlos en cuenta a estos efectos de cortocircuito, se tomará χ = 1,4.

Obsérvese pues que la velocidad del motor tiene influencia sobre la aportación de corriente de cortocircuito de choque I_S.

Según las normas alemanas VDE-0102, cuando los motores asíncronos están conectados al sistema afectado de cortocircuito, a través de transformadores de potencia (**figura 10**), podrá dejarse de tener en cuenta su aportación de corriente de cortocircuito, cuando:

$$\frac{\sum P_{N.mot}}{\sum S_{NT}} \leq \frac{0,8}{\frac{100 \sum S_{NT}}{S''_K} - 0,3}$$

Siendo:

$\Sigma P_{N.mot}$ = suma de la potencia nominal en MW de todos los motores de tensión superior a 1 kV y los de BT que según la figura deban tenerse en cuenta también.

ΣS_{NT} = suma de la potencia nominal de todos los transformadores que alimentan los citados motores.

S''_K = potencia de cortocircuito inicial del sistema afectado por el cortocircuito (sin contar la aportación de los motores asíncronos al cortocircuito).

$$S''_K = \sqrt{3}\, U I''_K$$

siendo U la tensión de servicio.

2.2 Conceptos complementarios.

Factor 1,1

Obsérvese que en las fórmulas de cálculo de la corriente de cortocircuito, la tensión nominal U viene multiplicada por 1,1. Significa pues que se calcula con una tensión 10% mayor que la nominal.

Es por lo siguiente:

- Por una parte en el momento del cortocircuito, la tensión que actúa sobre el circuito en corto, es la fuerza electromotriz subtransitoria «E» del alternador, la cual es igual a la tensión en bornes del alternador U_G, más la caída de tensión interna debida a la reactancia inicial (subtransitoria) X''_d o sea:

$$E'' \approx U_G \left(1 + \frac{\sqrt{3}.X''_d.I.\mathrm{sen}\,\varphi}{U_G} \right)$$

en donde son:

I = la corriente de carga del alternador,

φ = el ángulo de desfase entre U_G e I (depende del grado de excitación del alternador).

- Por otra parte, hay que tener en cuenta que la tensión nominal del alternador es habitualmente un 5% superior a la tensión nominal de la red U_N.

Las normas indican que, por el conjunto de los dos conceptos, basta multiplicar por 1,1 la tensión nominal de la red U_N sin necesidad de más cálculos (salvo casos especiales).

Potencia de cortocircuito

La potencia inicial alterna (subtransitoria) de cortocircuito S''_K o más comúnmente denominada, por brevedad, «potencia de cortocircuito» es $S''_K = \sqrt{3}.U.I''_K$, siendo U la tensión de servicio de la red. Expresa pues en forma de una potencia (normalmente en MVA) la magnitud del cortocircuito.

La comparación de esta potencia de cortocircuito con la potencia o potencias nominales del sistema permite formarse rápidamente una idea de la magnitud del mismo.

Es una forma de evaluar los cortocircuitos muy extendida pues es práctica.

Por otra parte, es la base para el cálculo de cortocircuitos, por el método porcentual, también muy utilizado por su sencillez.

Corriente alterna de desconexión I_a

Es el valor eficaz de la corriente alterna que pasa por el interruptor en el instante que se separan por primera vez los contactos.

Puede suceder que en aquel momento la componente unidireccional (componente de corriente continua) no se haya aún anulado del todo, por lo que deberá tenerse en cuenta.

En general I_a será menor que la corriente inicial de cortocircuito I''_K pues los interruptores tienen un tiempo propio de actuación (retardo de actuación) por lo que en el momento de la separación de contactos la corriente inicial I''_K ha tenido tiempo de amortiguarse en una cuantía, que depende del citado tiempo retardo, del tipo de cortocircuito (tripolar o bipolar) y de la relación entre I''_K e I_K (intensidad nominal del alternador).

3 Cálculo de potencias y corrientes de cortocircuito por el método porcentual

3.1 Tensión e impedancia de cortocircuito

Supóngase un transformador con sus bornes de salida (secundario) cerrados en cortocircuito.

Si en estas condiciones se aplica al primario una tensión de valor tal que haga circular por el transformador una corriente igual a la nominal del mismo, a esta tensión se la denomina «tensión de cortocircuito» (U_{cc}) de aquel transformador (**figura 11**).

El esquema equivalente puede verse en la **figura 12**.

Por tanto, la relación entre esta tensión de cortocircuito y la intensidad nominal es una impedancia que se denomina «impedancia de cortocircuito»:

$$\frac{U_{cc}}{I_n} = Z_{cc}$$

Esta impedancia de cortocircuito es pues una característica constructiva de aquel transformador.

Evidentemente, si ahora a este transformador, con su salida secundaria cerrada en cortocircuito, se le aplica la tensión nominal primaria U_n, se producirá una corriente de cortocircuito, Icc que referida a la intensidad nominal I_n, valdrá:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{Z_{cc}} = \frac{U_n}{U_{cc}} I_n$$

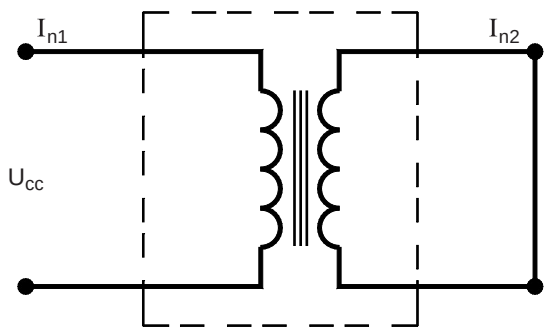


Fig. 11: Tensión de cortocircuito.

La tensión de cortocircuito suele expresarse en tanto por ciento o en p.u. de la nominal.

Supóngase un generador síncrono (alternador) que está funcionando en vacío con su f.e.m. nominal, E_n, en bornes.

Si en aquel momento se produce un cortocircuito totalmente franco en sus bornes de salida, se producirá una corriente de cortocircuito cuyo valor inicial se denomina, corriente inicial de cortocircuito I''_{cc} (subtransitoria).

La relación entre la tensión nominal En y la corriente de cortocircuito I''_{cc}, es evidentemente, una impedancia, que se denomina «impedancia inicial (subtransitoria) de cortocircuito»:

$$Z''_{cc} = \frac{E_n}{I''_{cc}}$$

Esta impedancia Z''_{cc} es pues también una característica constructiva de aquella máquina.

Al producto de la intensidad nominal I_n por la impedancia inicial de cortocircuito Z''_{cc} se le denomina «tensión de cortocircuito inicial»:

$U''_{cc} = I_n \cdot Z''_{cc}$

Suele expresarse también en tanto por ciento o en p.u. de la nominal.

Supóngase ahora un cable o una línea a la que se le ha asignado una intensidad nominal de paso I_n.

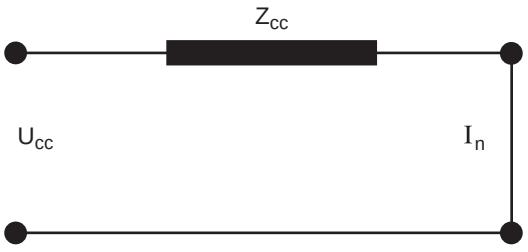


Fig. 12: Tensión de cortocircuito.

Si esta línea se cierra en cortocircuito por uno de sus extremos y se le aplica por el otro extremo una tensión de valor tal que haga circular la intensidad nominal, a dicha tensión se la llama «tensión de cortocircuito»: U_{cc}. La relación $\frac{U_{cc}}{I_n} = Z_{cc}$ es la «impedancia de cortocircuito» de aquel tramo de cable o línea. Es también una característica constructiva (**figura 13**).

La «potencia de cortocircuito» S_{cc} es el producto de la intensidad de cortocircuito I_{cc} por la tensión nominal (tensión de servicio) y el factor de fases ($\sqrt{3}$ en los sistemas trifásicos). Así, en un sistema trifásico, se tiene:

$S_{cc} = \sqrt{3}.U.I_{cc}$, que se expresa, como potencia aparente, en kVA o en MVA.

Según indicado, $U''_{cc} = I_n \cdot Z''_{cc}$, siendo Z_{cc} una característica constructiva.

Por tanto, el valor de U_{cc} es función del de I_n.

En efecto, sea, por ejemplo, un transformador de una potencia nominal S_n y por tanto una intensidad nominal $I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}\,U}$. Su tensión de cortocircuito será:

$$U_{cc} = I_n.Z_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3}\,U} Z_{cc}$$

Supóngase que se dota a este transformador de una ventilación adicional de forma que se le puede atribuir ahora un 30% más de potencia, sin que sobrepase el calentamiento admisible.

Por tanto, su potencia nominal y su intensidad nominal pasan a ser:

$S'_n = 1{,}3\ S$ y $I'_n = 1{,}3\ I_n$.

Pero su impedancia de cortocircuito Z_{cc} sigue siendo la misma ya que su parte activa (núcleo magnético y arrollamientos no ha variado).

La tensión de cortocircuito será pues ahora:

$$U_{cc} = 1{,}3 I_n.Z_{cc} = 1{,}3 U_{cc} \frac{S_n}{U\sqrt{3}} Z_{cc} = 1{,}3 U_{cc}$$

es decir, también un 30% mayor.

En general pues, si una tensión de cortocircuito U_{cc} correspondiente a una intensidad o potencia nominales I_n o S_n, tiene que referirse a otro valor de corriente o potencia nominal I'_n o S'_n, el nuevo valor U'_{cc} de aquella tensión de cortocircuito, será:

$$U'_{cc} = U_{cc} \cdot \frac{S'_n}{S_n} = U_{cc} \cdot \frac{I'_n}{I_n}$$

es decir, la tensión de cortocircuito de una máquina o elemento, de impedancia de cortocircuito Z_{cc} determinada, varía proporcionalmente a la potencia o intensidad nominal atribuida a aquella máquina o elemento.

Fig. 13: *Tensión de cortocircuito en una línea.*

3.2 Cálculo de la potencia de cortocircuito en sistemas de MT

Datos de partida:

- Transformadores:
  - potencia nominal (MWA).
  - tensión de cortocircuito en % o en p.u.
- Generadores:
  - potencia nominal (MVA).
  - tensión de cortocircuito inicial subtransitoria (en % o en p.u.).
- Cables
  - reactancia por Km. Es un dato que figura en los catálogos.
- Líneas Aéreas:
  - puede calcularse a base de una reactancia de 0,33 a 0,45 ohm/km.

En el cálculo de las corrientes y potencias de cortocircuito en sistemas de media tensión, se desprecia el valor de la resistencia óhmica

R_{cc}, de forma que se hace $Z_{cc} \approx X_{cc}$; por tanto $U_{cc} \approx U_X$, ya que $U_X = I_n X_{cc}$.

Marcha de cálculo:

Se calculan todas las tensiones de cortocircuito U_X, referidas a una sola potencia común o de referencia, que puede ser la de una de las máquinas del sistema o bien otra potencia cualquiera, por ejemplo 10 MVA o 100 MVA, etc.

Cada transformador, generador o línea queda sustituido en el esquema por U_x, ya referida a la potencia común. Se tiene así un esquema de reactancias, expresadas por su valor de tensión de reactancia, que están conectadas en serie y/o en paralelo según sea en cada caso la configuración (esquema unifilar) del sistema.

Se calcula la tensión de reactancia resultante, en la forma habitual, sumando las que están en serie y componiendo las que están en paralelo (inversa de la suma de inversas).

Con la tensión de reactancia total resultante U_{xr} y la potencia común de referencia S_r, se calcula:

$$S'_{cc} = S_r \cdot \frac{100}{U_{xr}} x1,1,$$

si U_{xr} está en % o bien,

$$S'_{cc} = S_r \cdot \frac{1,1}{U_{xr}},$$

si U_{rs} está dada en tanto por uno (p.u.).

El valor de la intensidad de cortocircuito será, en valor eficaz,

$$I''_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}\,U_n}$$

Siendo U_n la tensión de servicio en aquel punto del sistema trifásico.

El valor inicial de la intensidad de cortocircuito, expresado en valor cresta, será:

$$I_s = 1,8 x \sqrt{2}\ x I''_{cc} \cong 2,54\, I_{cc}$$

El valor I''_{cc} en valor eficaz es el utilizado para el cálculo de los efectos térmicos del cortocircuito.

El valor $I_s = 2,5\ I''_{cc}$ es el utilizado para el cálculo de los efectos dinámicos (mecánicos) del cortocircuito.

3.3 Ejemplo 1: Sistema formado por una línea de llegada a 132 kV y un transformador 15 MVA, 132/25 kV, U_{cc} = 8%

Calcular S_{cc} en la salida a 25 kV.

Pueden suceder dos casos:

- A) que se desconozca la potencia de cortocircuito que tiene el sistema de 132 kV en el punto de acometida a este transformador (**figura 14**),
- B) que este valor sea conocido.

☐ En el primer caso puede considerarse «potencia infinita», o sea, $U_x = 0$.

Por tanto el cálculo se reduce a:

$$S_{cc} = 15 \ \frac{110}{8} = 206 \text{ MVA}$$

$$I''_{cc} = \frac{206}{\sqrt{3} \ x \ 25} = 4{,}76 \text{ kA}$$

$I_S = 2{,}54 \times 4{,}76 = 12$ kA

☐ En el segundo caso:

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida 132 kV es, por ejemplo 3000 MVA. Se calcula la U_x equivalente, referida a la potencia del transformador. En efecto (**figura 15**) :

$$S_{cc} = S_n \ \frac{110}{U_x}$$

por tanto:

$$X_{cc} = 100 \ \frac{S_c}{S_{cc}}$$

En el presente caso:

$$U_x = 100 \ . \ \frac{15}{3000} = 0{,}5\%$$

El esquema es pues el de la **figura 16**.

$$S_{cc} = 15 \ . \ \frac{110}{8{,}5} = 194 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{194}{\sqrt{3} \ x \ 25} = 4{,}5 \text{ kA}$$

Obsérvese que, cuando la potencia de cortocircuito en el punto de acometida es grande respecto a la potencia de transformador, la diferencia en el resultado respecto a considerar «potencia infinita», es relativamente pequeña.

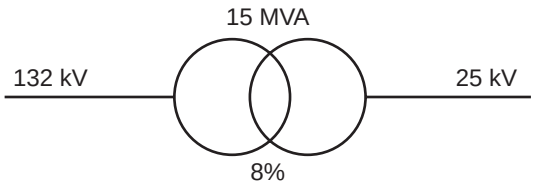


Fig. 14: Ejemplo 1, caso A.

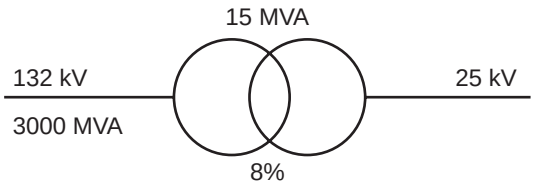


Fig. 15: Ejemplo 1, caso B.

Fig. 16: Ux%.

3.4 Ejemplo 2: Calcular la corriente de cortocircuito en los siguientes puntos del esquema de la figura 17

■ Datos

– Punto A con el interruptor D cerrado y abierto

– Punto B con los interruptores D y DM abiertos

– Punto C con el interruptor D cerrado

– Aportación a la corriente de cortocircuito en el punto B cuando el motor de 3 MW está funcionando (int. MD cerrado).

■ Resolución

Se ha elegido 10 MVA como potencia de referencia y se calculan todas las tensiones porcentuales de cortocircuito referidas a dicha potencia. Se anotan en el esquema de reactancias:

☐ Red 132 kV - Se conoce la potencia de cortocircuito S_{cc} (dato) y debe calcularse su tensión de cortocircuito referida a 10 MVA.

$$4000 = 10\frac{100}{U_{cc}\%}$$

$$U_{cc}\% = 10\frac{100}{4000} = 0{,}25\%$$

☐ Transformadores:

– Transformador T-1

$$U_{cc}\% = 14\frac{10}{20} = 7{,}0\%$$

– Transformador T-2

$$U_{cc}\% = 13{,}4\frac{10}{18} = 7{,}44\%$$

– Tensión de cortocircuito resultante de los dos transformadores acoplados en paralelo (AP) o sea, con interruptor D cerrado.

$$\text{AP } U_{cc}\% = \frac{7 \times 7{,}44}{7 + 7{,}44} = 3{,}6\%$$

– Transformador T-3

$$U_{cc}\% = 8{,}2\ \frac{10}{8} = 10{,}25\%$$

– Transformador T-4

$$U_{cc}\% = 8\ \frac{10}{7} = 11{,}43\%$$

☐ Líneas de cable L-1 y L-2

Se considera una reactancia X de 0,12 Ω/km.

Intensidad correspondiente a la potencia de referencia 10000 kVA y tensión 21 kV.

$$I = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \times 21} = 275\,A$$

– Línea L-1

$$U_{cc} = \sqrt{3} \times 275 \times 0{,}12 \times 0{,}4 = 22{,}86\ V$$

$$U_{cc}\% = \frac{22{,}86 \times 100}{21000} = 0{,}108\%$$

– Línea L-2

$$U_{cc} = \sqrt{3} \times 275 \times 0{,}12 \times 0{,}5 = 28{,}58\,V$$

$$U_{cc}\% = \frac{28{,}58 \times 100}{21\,000} = 0{,}136\%$$

■ Cálculos finales:

☐ **Punto A interruptor D cerrado**

$U_{cc}\%$ = 0,25 + 3,6 = 3,85%.

$$S_{cc} = \frac{100 \times 1{,}1}{3{,}85} \times 10 = 285{,}7\ \text{MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{285{,}7}{\sqrt{3} \times 2{,}1} 10^3 = 7\,855\,A$$

$$\hat{I}_s = 7\,855 \times 2{,}54 = 19\,952\ A$$

☐ **Punto A interruptor D abierto**

$U_{cc}\%$ = 0,25 + 7,44 = 7,69%

$$S_{cc} = 100 \times \frac{100 \times 1{,}1}{7{,}69} = 143\,\text{MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{143}{\sqrt{3} \times 21} \times 10^3 = 3\,931\ A$$

$$\hat{I}_s = 3\,931 \times 2{,}54 = 9\,985\ A$$

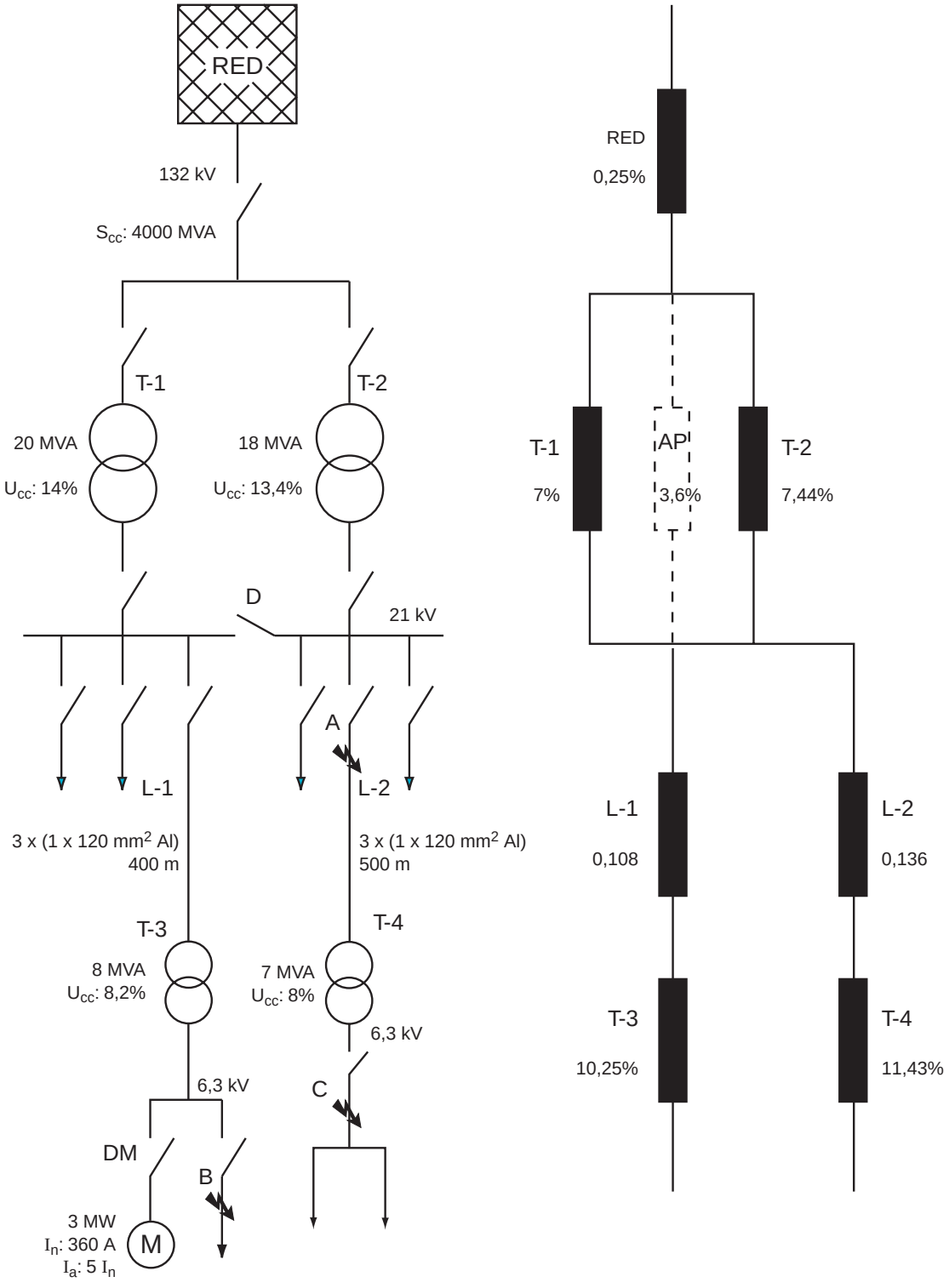


Fig. 17: *Esquema ejemplo 2º.*

☐ Punto B Interruptor D abierto

$U_{cc}\% = 0,25 + 7 + 0,108 + 10,25 = 17,6\%$

$$S_{cc} = 10 \times \frac{100 \times 1,1}{17,6} = 62,5 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{62,5}{\sqrt{3} \times 6,3} \times 10^3 = 5\,728 \text{ A}$$

$$\hat{I}_s = 5\,728 \times 2,54 = 15\,548 \text{ A}$$

☐ Punto C Interruptor D cerrado

$U_{cc}\% = 0,25 + 3,6 + 0,136 + 11,43 = 15,41\%$

$$S_{cc} = 10 \times \frac{100 \times 1,1}{15,41} = 71,38 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{71,38}{\sqrt{3} \times 6,3} \times 10^3 = 6\,541 \text{ A}$$

$$\hat{I}_s = 6\,541 \times 2,54 = 16\,616 \text{ A}$$

☐ Aportación del motor 3 MW a la corriente de cortorciruito calculada en el punto B cuando el interruptor DM está cerrado (motor funcionando).

Lo que aporta el motor al punto de cortocircuito es su corriente de arranque (dato de catálogo o del fabricante). Si no se conoce, la norma CEI-909 indica tomar 5 veces su intensidad nominal $I_{ar} = 5\ I_n$.

Esta corriente se amortigua, con relativa rapidez, en forma aproximadamente exponencial de constante de tiempo aprox. 7 a 8 ms. Su duración es pues del orden de 30 ms.

En consecuencia solamente incrementa el efecto mecánico de la corriente de corto-circuito. Se suma pues a la corriente inicial cresta $\hat{I}_s$ del cortocircuito asimétrico. Su aportación es pues $\hat{I}_M = \sqrt{2} \times I_{ar} \times \chi$ A_{cresta}.

Según CEI-909 se toma para χ el correspondiente a R/X = 0,42 o sea aprox. 1,33 (ver curva figura nº 3).

En el presente caso, resulta en total una intensidad:

$$\hat{I}_s = 15\,548 + \sqrt{2} \times 5 \times 360 \times 1,33 = 18\,933 \text{ A}.$$

4 Puesta a tierra del neutro, en los sistemas MT

En la **figura 18**:

U_m es la tensión entre fases,

U_F es la tensión entre fase y tierra.

En régimen normal:

$$U_F = \frac{U_m}{\sqrt{3}}.$$

Cuando se produce un contacto a tierra de una de las fases (por ejemplo, la fase R en la **figura 18**), la tierra tiende a adquirir el potencial de las fases. Por tanto, la tensión respecto a tierra de las otras dos fases («fases sanas») varía, prácticamente siempre en el sentido de aumentar de valor con respecto a la de régimen normal sin falta $\left(U_F = \frac{U_m}{\sqrt{3}}\right)$. Dichas fases sanas quedan sometidas pues a una sobretensión respecto a tierra.

Por análogo motivo, en el caso de un cortocircuito bipolar con contactos a tierra, la tercera fase (fase sana) queda sometida también a una sobretensión respecto a tierra.

Estas sobretensiones en las fases sanas se mantienen hasta que un interruptor o unos fusibles actúan abriendo el circuito. Estas sobretensiones se denominan «temporales» para distinguirlas de otras denominadas «transitorias» que se explican más adelante.

Si la falta a tierra es, por ejemplo, en la fase R, la sobretensión es mayor en la fase T que en la S, o sea, en la más alejada de la fase defectuosa, en el orden de sucesión de las fases. Asimismo es casi siempre superior a la sobretensión en la fase sana en el caso de cortocircuito bipolar a tierra. Por tanto, normalmente, el valor a considerar será el del cortocircuito unipolar (fase T en el ejemplo de la **figura 18**), por ser el de mayor valor.

En esta situación de defecto a tierra, denominado también «régimen de falta», la tensión respecto a tierra U'_F de la fase sana, es:

- en cortocircuito unipolar:

$$U'_F = \delta_{1p}\, U_F = \frac{\delta_{1p}\, U_m}{\sqrt{3}}$$

- en cortocircuito bipolar a tierra:

$$U'_F = \delta_{2p}\, U_F = \frac{\delta_{2p}\, U_m}{\sqrt{3}}$$

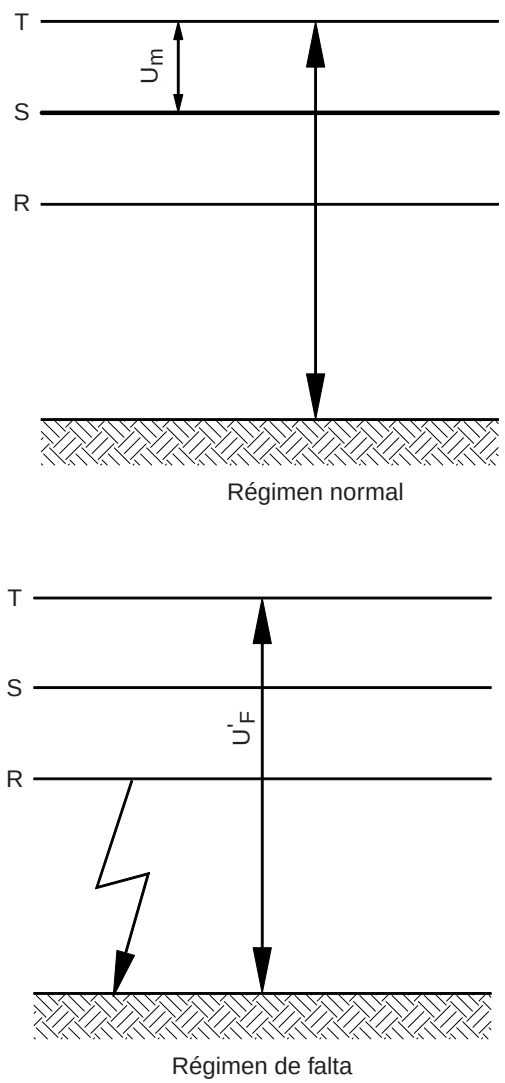


Fig. 18: *Regímenes.*

El factor δ (δ_{1p} o δ_{2p}) se denomina «coeficiente de defecto a tierra». Es la relación de la tensión a tierra de la fase sana en régimen de falta respecto a la de régimen normal, o sea:

$$\delta = \frac{U'_F}{U_F} = \frac{U'_F}{\frac{U_m}{\sqrt{3}}} = \frac{U'_F}{U_m}\sqrt{3}$$

Nota: La relación U'_F/U_m se denomina «coeficiente de puesta a tierra». Es el concepto antiguo, sustituido posteriormente en las normas por el concepto de «coeficiente de defecto a tierra» $\frac{U'_F\sqrt{3}}{U_{mF}}$.

Para defecto franco a tierra en circuitos con el neutro aislado, el coeficiente de defecto a tierra (d) tiende a valer $\sqrt{3}$ en cortocircuito unipolar, respectivamente a 1,5 en cortocircuito bipolar a tierra.

El valor del coeficiente δ (δ_{1p} o δ_{2p}) depende básicamente de la relación entre la impedancia homopolar Z_0 y la impedancia directa Z_1, o sea Z_0/Z_1.

En efecto:

$$\delta_{1p} = \frac{1}{2}\left(\frac{3\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}{2+\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}} - j\sqrt{3}\right)$$

$$\delta_{2p} = \left(\frac{3\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}{1+2\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1}}\right)$$

En los circuitos de MT, la relación entre la resistencia homopolar R_0 y la reactancia directa X_1, o sea R_0/X_1, acostumbra a tener un valor entre cero y uno; por tanto, su influencia en las fórmulas anteriores es pequeña, incluso nula en ciertos casos.

Nota: recuérdese también que, en el valor de Z_0, es preponderante el sumando Z_E de la impedancia entre el punto neutro y tierra. Muchas veces es el único que se considera.

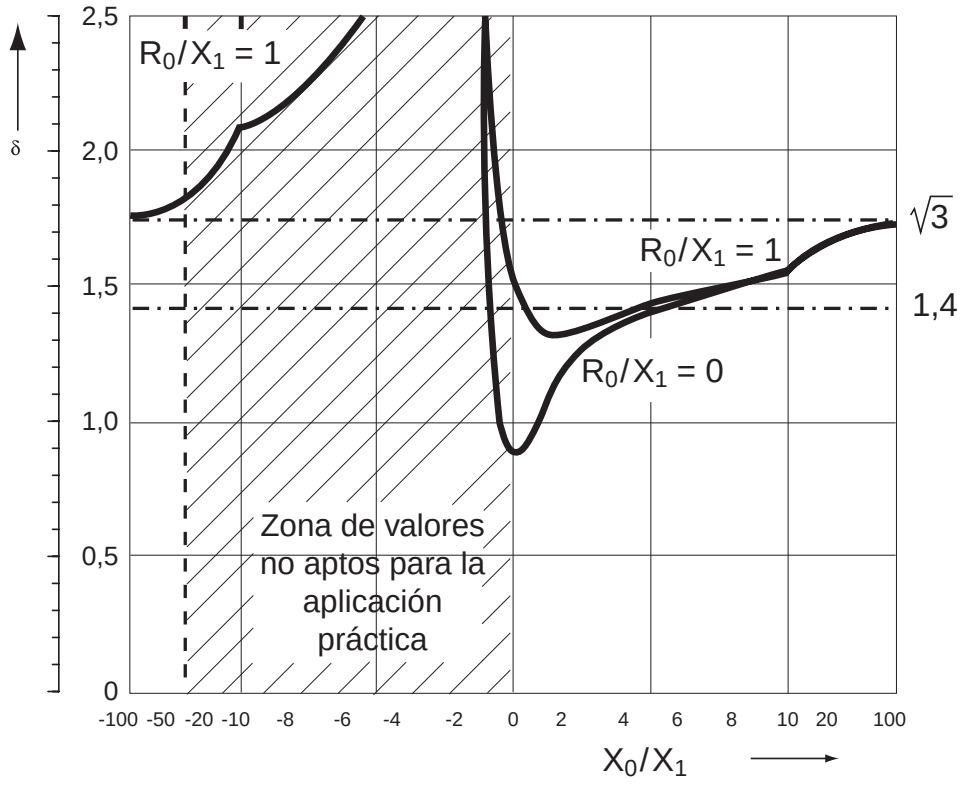


Fig. 19: *Factores de efecto a tierra δ en función de la relación X_0/X_1, con $R_1 = 0$, y $R_0/X_1 = 0$ o bien $R_0/X_1 = 1$.*

Para $R_0 = R_1 = 0$ resulta $Z_1 = X_1$ y $Z_0 = X_0$, o sea la impedancia igual a la reactancia, las fórmulas anteriores quedan simplificadas a:

$$\delta_{1p} = \sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{1+\frac{X_0}{X_1}+\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2}}{2+\frac{X_0}{X_1}}\right)$$

$$\delta_{2p} = \left(\frac{3\,\frac{X_0}{X_1}}{1+2\,\frac{X_0}{X_1}}\right)$$

En la **figura 19** se representan las curvas de valores de δ en función de la relación X_0/X_1, para $R_0/X_1 = 1$, y para $R_0/X_1 = 0$. Asimismo, en la **figura 20** hay unas tablas de valores de δ_{1p} y δ_{2p} en función de X_0/X_1, también para $R_0/X_1 = 1$, y para $R_0/X_1 = 0$.

En general, cuanto más grande es la relación X_0/X_1, mayor es la sobretensión que se produce.

Esta relación X_0/X_1 puede ser negativa por ser X_0 capacitivo. Esto sucede cuando la puesta a tierra es a través de las capacidades de las líneas y los arrollamientos de alternadores y transformadores. En este caso acostumbra a ser $X_0/X_1 >> 1$.

Puede suceder también, como se ha indicado anteriormente, que X_0 resulte de la diferencia entre dicha reactancia capacitiva y la reactancia de una bobina de puesta a tierra, en cuyo caso podrían teóricamente tenerse valores de X_0 negativos y de pequeño valor, lo que daría lugar a intensidades de cortocircuito unipolar mayores que la del tripolar.

Contrariamente a las sobretensiones, las intensidades de cortocircuito unipolar aumentan al disminuir el valor de X_0/X_1 (ver fórmulas en la tabla de la **figura 9**, página 14).

Por tanto, para valores pequeños de X_0/X_1 se tienen sobretensiones pequeñas e intensidades de cortocircuito grandes; recíprocamente, X_0/X_1 de valor elevado da lugar a sobretensiones elevadas e intensidades de cortocircuito pequeñas.

Además de las sobretensiones temporales explicadas, en caso de falta unipolar o bipolar a tierra, se producen también en las fases sanas unas sobretensiones transitorias de más breve duración que las temporales (algunos milisegundos).

El valor de estas sobretensiones transitorias depende también del la relación X_0/X_1. Asimismo, aunque en mucha menor cuantía, de la relación entre la capacidad homopolar C_0 y la capacidad directa C_1.

Depende también del valor de la tensión en el momento de producirse la falta a tierra. En el caso de un cortocircuito unipolar a tierra, la

$R_1 = 0$; $R_0/X_1 = 1$ ($\delta_{1pT} > \delta_{1pS}$)

X_0/X_1	0	0,5	1	2	3	4	5	6	10	20	∞
δ_{1p}	1,50	1,36	1,31	1,31	1,35	1,39	1,42	1,45	1,53	1,62	$\sqrt{3}$
δ_{2p}	1,34	1,19	1,18	1,25	1,30	1,34	1,37	1,39	1,43	1,46	1,50

$R_1 = R_0 = 0$

X_0/X_1	0	0,5	1	2	3	4	5	6	10	20	∞
δ_{1p}	0,87	0,92	1,00	1,15	1,25	1,32	1,38	1,42	1,52	1,62	
δ_{2p}	0	0,75	1,00	1,20	1,20	1,33	1,36	1,38	1,45	1,46	1,50

Fig. 20: *Tabla de factores de defecto a tierra δ_{1p} y δ_{2p} en función de X_0/X_1.*

sobretensión en las fases sanas es máxima cuando la tensión en la fase defectuosa pasa por su valor máximo en el momento de producirse la falta.

En la **figura 21** se presentan las curvas de la sobretensión transitoria máxima que puede producirse en las fases sanas en el caso de una falta unipolar a tierra, en función de la relación X_0/X_1, para $C_1 = C_0$ y para $C_1 = 2C_0$.

Tanto en las curvas de la **figura 19** como en las de la **figura 21**, se observa que hay una zona de valores de X_0/X_1 en la que aparecen sobretensiones muy elevadas, concretamente para X_0/X_1 aproximadamente entre – 2 y – 5, o sea, de reactancia homopolar de naturaleza capacitiva, debida a las capacidades de las líneas, cables y arrollamientos de transformadores y generadores. Ahora bien, los valores X_0/X_1 habituales en los sistemas de MT acostumbran a quedar fuera de esta zona.

En consecuencia, al diseñar un sistema de MT, es conveniente estudiar qué forma de puesta a tierra es la más adecuada. Para ello es preciso establecer, en cada caso, un orden de necesidades o preferencias en cuanto a:

- limitación de sobreintensidades
- limitación de sobretensiones
- protección de las máquinas (especialmente generadores) contra sobreintensidades
- protección de dichas máquinas contra sobretensiones
- detección del defecto por relés de protección, y selectividad en la actuación de los mismos.

En este sentido, los criterios pueden ser diferentes, si se trata de generadores (sistemas alimentados directamente por alternadores), o bien si se trata de transformadores de potencia (sistemas alimentados por transformadores AT/MT).

Para neutro conectado directamente a tierra, o sea reactancia X_E entre neutro y tierra casi nula, las corrientes de cortocircuito a tierra pueden llegar a ser superiores a las de cortocircuito trifásico, por ser $X_0/X_1 < 1$, lo que debe tenerse en cuenta al dimensionar los elementos del circuito (cables, líneas, aparamenta, etc). En cambio, las sobretensiones son muy pequeñas o nulas.

Para neutro aislado de tierra, o sea reactancia X_E muy elevada, sólo debida a la capacidad de cables, líneas y arrollamientos, las intensidades de cortocircuito a tierra son muy pequeñas por ser $X_0/X_1 >> 1$, incluso difíciles de detectar lo que no deja de ser un inconveniente. En cambio, las sobretensiones son elevadas, lo cual obliga a prever los elementos del circuito (cables, aparamenta, aisladores, etc.) con un nivel de aislamiento

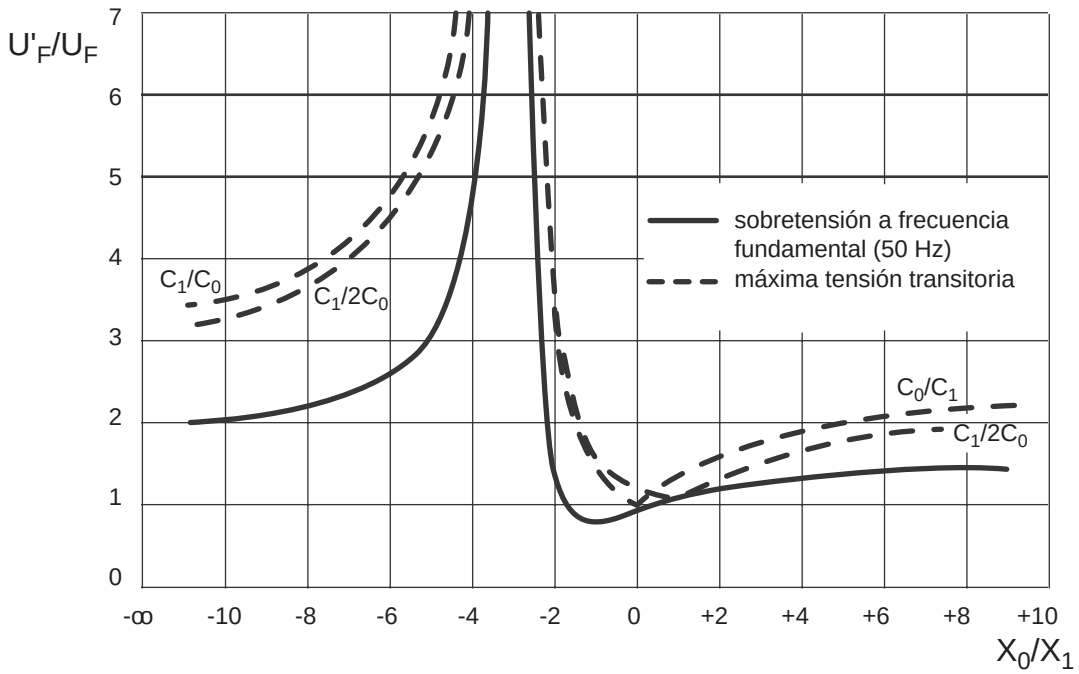


Fig. 21.

(tensiones de ensayo) mayor que para el caso de neutro conectado directamente a tierra.

En las redes de MT se adopta frecuentemente la solución denominada de «neutro impedante», consistente en conectar el neutro a tierra a través de una impedancia Z_E que queda intercalada entre el centro de la estrella y la toma de tierra. Se trata pues de un régimen intermedio entre el de neutro aislado y de conectado directamente a tierra.

Se acostumbra a prever el valor del la impedancia Z_E de forma que limite la corriente de cortocircuito a tierra a máximo el 10% de la corriente de cortocircuito tripolar. Se trata de un valor que no causa daños ni es peligroso para las personas y que por otra parte es detectable con relés sencillos de sobreintensidad.

Esta limitación de la corriente máxima de cortocircuito a tierra al 10% de la de cortocircuito tripolar conduce a una relación Z_0/Z_1 superior a 20, por lo cual en lo concerniente a las sobretensiones, este régimen de neutro impedante es equiparable al de neutro aislado. El circuito (cables, aparamenta, transformadores, etc.) requiere pues el mismo nivel de aislamiento que para neutro aislado.

Si los arrollamientos de MT del transformador AT/MT están conectados en estrella, la impedancia Z_E se conecta entre el punto neutro del transformador y la toma de tierra y acostumbra a ser una resistencia óhmica.

Si están conectados en triángulo, entonces se conecta a las salidas del transformador una bobina de formación de neutro, según se explica en el capítulo 6 de este Cuaderno. El centro de estrella de esta bobina se conecta directamente a tierra o bien se intercala una resistencia óhmica. La reactancia homopolar X_0 de esta bobina de formación de neutro y el valor R de la resistencia intercalada, si la hay, constituyen la impedancia Z_E.

5 Consideraciones sobre la conexión a tierra del neutro de generadores trifásicos

Con el neutro aislado, las corrientes de falta entre fase y masa son muy pequeñas, pero en cambio pueden producirse sobretensiones y además dificultades para localizar el defecto a masa.

Por otra parte, normalmente los generadores están diseñados para poder soportar los efectos de un cortocircuito trifásico en bornes.

Ahora bien, según lo indicado antes (página 14) la impedancia (reactancia) homopolar de los generadores síncronos es sólo de 1/3 a 1/6 de la reactancia inicial de cortocircuito X''_d. Por tanto, si el neutro del generador está puesto directamente a tierra, la corriente de cortocircuito unipolar entre borne (fase) y tierra puede llegar a ser del 25% al 40 % superior a la del cortocircuito trifásico en bornes.

Por ello, actualmente, las opiniones son mayoritarias en favor de la conexión del neutro a tierra, pero no directamente sino a través de una impedancia limitadora de la corriente de cortocircuito.

La cuestión está en la adecuada elección en cada caso particular del valor y naturaleza (óhmica o inductiva) de esta impedancia.

Se comprende que ninguno de los métodos usuales sea en todos los casos ventajoso respecto a los demás, pues ninguno reúne todas las características que se desearían para esta puesta a tierra.

En efecto, según lo antes expuesto, las impedancias de bajo valor representarán sobretensiones reducidas pero en cambio intensidades de cortocircuito elevadas, y por el contrario, impedancias de valor elevado darán lugar a corrientes de cortocircuito pequeñas pero a sobretensiones de valor más alto.

Por tanto, la elección deberá hacerse a base de establecer previamente un orden de preferencia o de importancia en los objetivos que se deseen conseguir con esta conexión del neutro a tierra.

En este sentido, lo que más habitualmente se desea es:

- limitación de esfuerzos mecánicos en el generador
- limitación de sobretensiones transitorias
- necesidad de cierta intensidad para la protección selectiva contra faltas a tierra
- limitación del daño producido en el punto del defecto
- protección del generador contra sobretensiones atmosféricas

Las diversas formas de conexión del neutro a tierra difieren entre si, básicamente por el distinto valor admisible de la corriente de cortocircuito a tierra.

Enumeramos en orden decreciente de intensidades:

- 1.- Puesta a tierra a través de una reactancia

Se utiliza normalmente cuando se admiten corrientes de defecto fase-tierra del orden entre el 25 y el 100% de la corriente de cortocircuito trifásico.

Así pues los valores de esta reactancia quedarán comprendidos entre aquellas que hagan que la relación X_0/X, valga entre 10 y 1, o sea $10 \geq X_0/X \geq 1$.

Para valores superiores de 10, pueden producirse sobretensiones transitorias importantes.

De ser posible que esta relación X_0/X sea igual o menor que 3, se tiene el neutro «efectivamente puesto a tierra» ($m < 0,8$) entonces pueden utilizarse descargadores de sobretensión con tensiones de cebado aproximadamente 25% más bajas y que por tanto dan un nivel de protección más favorable.

Las intensidades de cortocircuito fase-tierra serán pues iguales o superiores al 60% de la del cortocircuito trifásico.

- 2.- Conexión del neutro a través de resistencias

Se utiliza habitualmente para valores de cortocircuitos fase-tierra, entre 100 A y 2000 A aproximadamente.

El coste y el tamaño de la resistencia establecen los límites superior e inferior de la misma en cuanto a intensidad de cortocircuito fase-tierra. En efecto, para intensidades pequeñas, el valor óhmico de la resistencia con las tensiones usuales de generación resulta muy elevado.

Para intensidades altas, la disipación de calor es grande, por ejemplo para intensidades de paso de 1,5 I_n (I_n = intensidad nominal del generador), la disipación de calor en la resistencia es del orden del 50% de la potencia del generador.

■ 3.- Conexión a través del primario de un transformador de distribución (monofásico) con el secundario cerrado sobre una resistencia

Obsérvese que equivale a la conexión a tierra a través de una resistencia de valor elevado. Aproximadamente: siendo R_2 la resistencia conectada al secundario y N_1/N_2 la relación de transformación (relación de espiras), equivale a haber intercalado una resistencia

$$R_1 = R_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 .$$

Con ello pueden obtenerse corrientes de cortocircuito de neutro a tierra, limitadas a 5 ó 10 A.

Se considera que intensidades de este valor no pueden causar daños importantes en la máquina (por ejemplo en la chapa magnética estatórica), pero en cambio son corrientes insuficientes para obtener una protección selectiva.

■ 4.- Conexión del neutro a tierra a través del primario de un transfor-mador de medida de tensión

Dada la elevada reactancia del transformador de tensión, equivale prácticamente a neutro aislado. Por tanto, la corriente es muy pequeña, pero pueden producirse sobretensiones transitorias particularmente elevadas.

Se acostumbra a conectar al secundario del transformador de tensión, un relé de tensión para alarma o disparo.

Para ayudar a establecer unos criterios de elección, pueden ser útiles las siguientes consideraciones:

■ para la limitación de los esfuerzos en los devanados de generadores puestos a tierra, se necesita, en casi todos los casos, alguna impedancia intercalada en el neutro.

■ la necesidad de protección selectiva contra faltas a tierra en sistemas con varios generadores o líneas conectadas a la barra de generación, implica una impedancia de neutro relativamente baja. Este requisito puede ser satisfecho por medio de una reactancia o una resistencia de neutro, o bien mediante un transformador de puesta a tierra conectado a las barras.

■ en las instalaciones con líneas aéreas alimentadas a la tensión de generación, exponiendo por tanto al generador directamente a descargas atmosféricas, el método de conexión a tierra preferible consiste en intercalar una reactancia de neutro, de forma que resulte una relación X_0/X menor o igual que tres. Así pueden utilizarse pararrayos para sistemas de neutro puesto efectivamente a tierra.

■ cuando se trata de generadores grandes, lo más importante suele ser la limitación de la corriente de falta a tierra, a fin de minimizar la avería. En tales casos, puede ser pues preferible la utilización de una resistencia en lugar de reactancia.

■ en generadores que alimentan directamente redes de cables, puede ser preferible, bien la resistencia o la reactancia de neutro. La elección depende de si el objetivo principal es mantener en la red de cables las sobretensiones dinámicas lo más bajas posible, o bien hacer mínima la corriente de falta.

■ en el caso de varios generadores directamente acoplados a barras de generación, pero sin salidas directas de estas barras, es preferible la puesta a tierra por medio de resistencia en el neutro.

■ en instalaciones con grupos bloque, generador-transformador, se recomienda la conexión a tierra por medio de transformador de distribución y resistencia en el secundario.

- en centrales con un solo generador y con líneas a la tensión de generación, se necesita una puesta a tierra permanente del neutro del sistema, para protección contra defectos a tierra en las líneas. Conviene pues prever un transformador de puesta a tierra conectado a barras, además o como suplemento a la puesta a tierra del neutro del generador

- la conexión del neutro a tierra a través de un transformador de tensión representa una puesta a tierra de elevada reactancia, cuyas características corresponden a un sistema de neutro aislado. Por tanto, la intensidad de falta y el daño que pueda producir la misma son muy pequeños. Esta es la principal ventaja de este método. Por contra, pueden producirse sobretensiones elevadas por maniobras del interruptor de máquina (generador), así como oscilaciones de ferrorresonancia.

Según estudios y ensayos realizados, esta posibilidad de oscilaciones de ferrorresonancia es pequeña, si se utilizan transformadores de tensión del tipo para conexión fase-tierra, en lugar del tipo para conexión entre fases (esto es debido a la diferente característica de saturación del núcleo magnético).

Este método de transformador de tensión debería usarse solamente cuando el generador y el transformador están conectados directamente, sin interruptor intermedio.

Además es conveniente asegurarse que no pueda producirse resonancia (esto puede representar unos trabajos de análisis y cálculo, de cierto precio).

Este método es similar al del transformador de distribución pero no presenta la ventaja del amortiguamiento de sobretensiones, debido a la resistencia conectada al secundario.

Observación

En todos los casos, especialmente cuando la puesta a tierra es a través de impedancia elevada, debe preverse un adecuado descargador de sobretensiones (pararrayos) entre neutro y tierra. La elección entre pararrayos de nivel para neutro aislado o para neutro puesto a tierra vendrá determinada por el valor del «coeficiente de puesta a tierra» y por tanto de las relaciones X_0/X y R_0/X.

6 Transformadores de puesta a tierra en sistemas industriales MT

Prácticamente todos los alternadores trifásicos tienen sus arrollamientos conectados en estrella y con el punto neutro (centro de la estrella) accesible; de forma que puede conectarse a tierra directamente o bien a través de una impedancia, según se ha explicado en el capítulo anterior.

En cambio, en los transformadores de alta a media tensión (AT/MT) el secundario MT está, en muchas ocasiones conectado en triángulo. En efecto, es muy frecuente que su grupo de conexión sea Yd_{11}. Dicho secundario no tiene pues punto neutro.

Si se desea que el sistema de MT alimentado por estos transformadores tenga un punto neutro para poder ser conectado a tierra, es preciso disponer una denominada «bobina de formación de neutro» también llamada «compensador de neutro».

Constructivamente, estas bobinas de formación de neutro, acostumbran a ser análogas a un transformador trifásico. Su parte activa está constituida por un núcleo magnético y unos arrollamientos análogos a los de un transformador. Dicha parte activa se pone dentro de aceite en caja con aletas de refrigeración, etc. Su aspecto exterior es pues como el de un transformador en aceite. Por este motivo se las denomina también «transformadores de puesta a tierra».

El punto neutro que así se obtiene se puede conectar directamente a tierra, o bien se puede intercalar una resistencia entre dicho punto neutro y tierra.

La función de estos «transformadores de puesta a tierra» es sólo la de llevar corrientes a tierra durante una falta (defecto) a tierra del sistema. En régimen normal (sin falta) por su arrollamiento primario circula solamente la pequeña corriente de excitación, como la corriente de vacío de un transformador.

Los tipos más usuales de transformadores de puesta a tierra son:

- Transformador de dos arrollamientos, primario en estrella con borne neutro para ser conectado a tierra, y secundario en triángulo abierto, cerrado a través de una resistencia exterior.
- Transformador con un solo arrollamiento en conexión zig-zag, con borne neutro para ser conectado a tierra, directamente o a través de una resistencia. Se le denomina también transformador o bobina «auto zig-zag».

Este tipo auto zig-zag, es, con mucho, el más utilizado por su menor tamaño y coste que el tipo estrella-triángulo. En efecto, en las redes públicas españolas se utiliza casi exclusivamente este tipo auto zig-zag. A continuación se describe su principio de funcionamiento.

La **figura 22** muestra cómo es el arrollamiento y el conexionado de un transformador en zig-zag. Existe en cada rama del núcleo un arrollamiento «zig» y un arrollamiento «zag». En cuanto al número de vueltas y sección de conductor, estos arrollamientos son idénticos, pero su conexión es tal que sus fuerzas magneto-motrices (f.m.m.) son opuestas, aunque iguales en cada rama.

Cuando ocurre una falta de línea a tierra, como por ejemplo en el punto F de la fase C en la **figura 22**, una corriente de falta a tierra circula desde el punto de falta hasta el neutro del transformador. Por el diagrama de conexiones se puede ver que la intensidad en los arrollamientos a_1 y c_2 es la misma porque está en serie. Evidentemente lo mismo ocurre en el caso de b_1 y a_2, y c_1 y b_2. Como a_1 y a_2 están en la misma rama y tienen un mismo número de vueltas, la intensidad en a_1 debe de ser igual y opuesta a la de a_2 a excepción naturalmente de una pequeña diferencia debida a la corriente de magnetización que produce el flujo de secuencia cero en el núcleo. Luego, para la conexión en serie de pares de arrollamientos tenemos que:

$$I_{a1} = I_{c2};\ I_{b1} = I_{a2};\ I_{c1} = I_{b2}$$

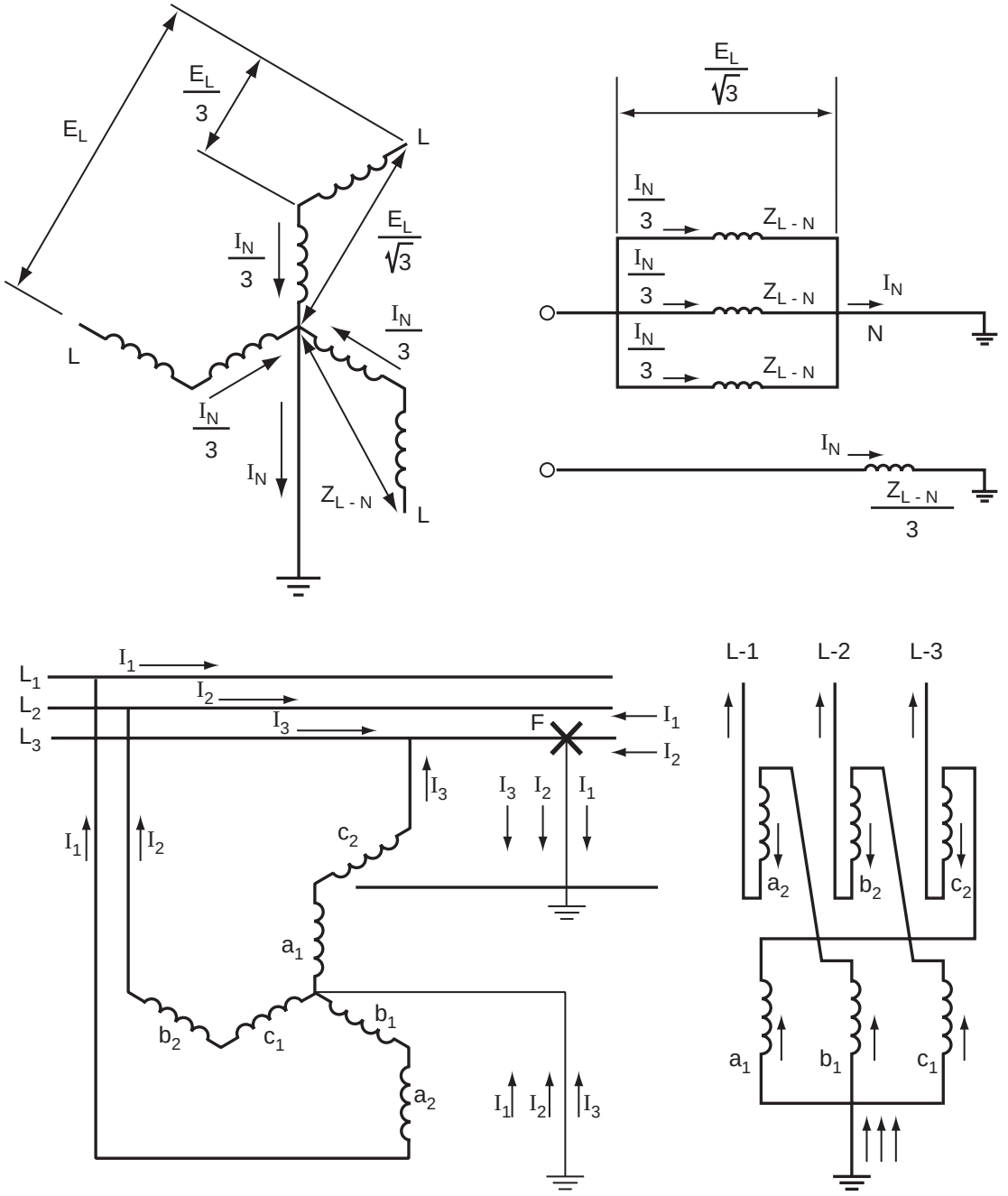
y, como se expuso anteriormente, los dos arrollamientos en cada rama del núcleo tienen igual número de vueltas y f.m.m. equilibradas de forma que:

$I_{a1} = -I_{a2}$; $I_{b1} = -I_{b2}$; $I_{C1} = -I_{c2}$.

La única forma de que se den estas seis relaciones es que las intensidades en todos los arrollamientos sean iguales. Por consiguiente al darse el equilibrio de f.m.m. por la conexión en serie, la intensidad debe dividirse de forma igual en los seis arrollamientos de un transformador zig-zag.

En otras palabras:

$I_{a1} = I_{b1} = I_{c1} = -I_{a2} = -I_{b2} = -I_{c2}$.



L = Línea
N = Neutro

Fig. 22: *Bobina auto zig-zag para puesta a tierra del neutro.*

6.1 Especificación de un transformador zig-zag

Ahora que se ha mostrado cómo trabaja un zig-zag, se plantea la cuestión de cómo especificarlo adecuadamente.

Como un transformador de puesta a tierra verdaderamente no trabaja más que durante una falta de línea a tierra, su régimen es de corto tiempo, normalmente de 10 a 60 s.

Se deberá especificar:

- 1º.- Tensión entre fases.
- 2º.- Intensidad de corriente en el neutro.
- 3º.- El tiempo que dura esta intensidad.
- 4º.- Impedancia por fase.

También se necesita algunas veces un régimen continuo por desequilibrio del sistema o condiciones que permiten pequeñas faltas.

Por consiguiente se deben de especificar todas las necesidades de corriente permanente.

Sin embargo un transformador de puesta a tierra posee de por sí cierta capacidad de régimen continuo, puesto que la cuba presta algo de superficie de radiación a las pérdidas existentes. Una estimación de esta capacidad de régimen continuo es del 2 al 3% del régimen de tiempo corto para aparatos de 10 segundos, y posiblemente de 3 a 5% para aparatos de 60 segundos.

Así pues bajo un punto de vista económico, la buena práctica de ingeniería exige que se determine corriente permanente real y se especifique este valor antes que especificar una capacidad continua del 10% algo arbitraria, como se hace muchas veces.

6.2 Ejemplo de cálculo

Cálculo de la reactancia homopolar y resistencia óhmica de un compensador de neutro, respectivamente de la resistencia adicional entre neutro y tierra (**Figura 23**).

Datos de partida:

- tensión compuesta (entre fases): 26,4 kV
- intensidad de defecto a tierra, limitada a 300 A
- representa, pues, intensidad por fase del compensador: 300/3 = 100 A
- impedancia homopolar total compensador (3 fases en paralelo) más resistencia adicional (R_a):

$$\frac{26\,400}{\sqrt{3}} \times 300 = 50{,}87\,\Omega$$

Esta impedancia debe repartirse entre el compensador y la resistencia adicional R_a.

Por motivos de optimización constructiva del compensador (precio) se ha previsto para el mismo una impedancia homopolar por fase de 50 Ω.

Como la componente de resistencia es muy pequeña frente a la reactancia, se considera que la impedancia homopolar es prácticamente igual a la reactancia homopolar. Por tanto, la resistencia adicional R_a deberá ser de:

$$R_a = \sqrt{50{,}86^2 - \left(\frac{50}{3}\right)^2} = 48\ \Omega$$

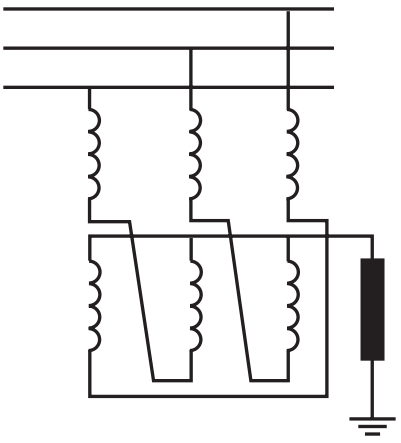


Fig. 23: Cálculo reactancia homopolar.

7 Bobinas de reactancia para limitación de la corriente de cortocircuito

I_n = Intensidad nominal de paso.

S_{PB} = Potencia propia de la bobina.

U_n = Tensión nominal (kV).

X_b = Reactancia de la bobina ($X_b \approx Z_b$).

S_n = Potencia nominal de paso (MVA).

S''_{K1} = Potencia de cortocircuito antes de la bobina (MVA).

S''_{K2} = Potencia de cortocircuito des pués de la bobina (MVA).

U_K = Tensión de cortocircuito de labobina.

$$U_K\,\% = \frac{S''_{K1} - S''_{K2}}{S''_{K1} \times S_{K2}} \times S_N \times 100$$

$$X_B\,(\Omega) = U_N^2 \times \frac{S''_{K1} - S''_{K2}}{S''_{K1} \times S_{K2}} \times 10^{-2} =$$

$$= U_N^2 \times \frac{U_k\,\%}{S_N \times 100}$$

$$S_{PB} = S_N \times U_K\,\% 10^{-2} = 3\,I_n^{\,2} \times X_B \ \text{MVA}$$

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3}\,U_N} \ \text{kA}$$

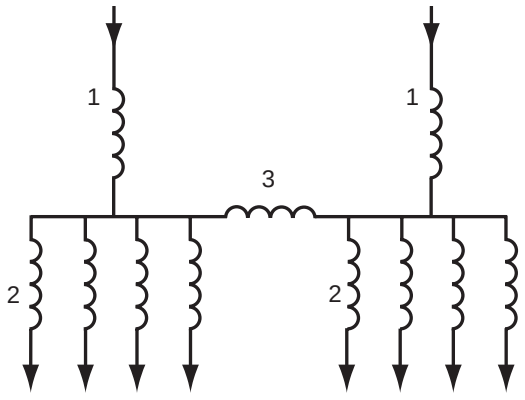


Fig. 24: *Situaciones posibles de la bobina de reactancia: la posición más habitual es la 3.*

■ Bobina de reactancia para limitación del cortocircuito

Ejemplo:

S''_{K1} = Potencia de cortocircuito sin bobina: 500 MVA.

S''_{K2} = Se desea limitar dicha potencia a 300 MVA.

U_N = Tensión de servicio: 10 kV.

S_N = Potencia nominal: 6 MVA.

$$U_K\,\% = 6\left(\frac{500 - 300}{500 \times 300}\right) \times 100 = 0{,}8\%$$

S_{PB} (potencia propia):

$= 6 \times 0{,}8 \times 10^{-2} = 48$ kVA.

X_B (reactancia por fase):

$$= 10^2 \times 0{,}8 \times \frac{10^{-2}}{6} = 0{,}133\ \Omega$$

I_N (intensidad de paso):

$$= \frac{6}{\sqrt{3} \times 10} = 0{,}346\ \text{kA} = 346\ \text{A}$$

Incremento de la caída de tensión que produce la bobina, con carga nominal (I_n), y factor de potencia cos φ = 0,8 (sen φ = 0,6):

$\Delta_u\% = U_K\,\% \times \text{sen}\ \varphi$

$\Delta_u\% = 0{,}8 \times 0{,}6 = 0{,}48\%$.

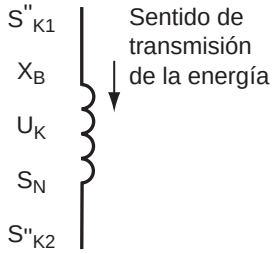


Fig. 25: *Cálculos de reactancia.*

8 Interruptores automáticos: conceptos generales

8.1 Cambio de régimen

Todos los elementos y aparatos que componen cualquier circuito eléctrico de potencia, tienen en mayor o menor medida una cierta resistencia óhmica (R), una capacidad (C) y una inductancia (L), pues se trata de unas características constructivas, en cierta forma inevitables.

El paso de una corriente eléctrica por el circuito hace que en la resistencia se produzca un calor por efecto Joule (I^2 R) por tanto, una energía eléctrica que sale del circuito (se «pierde») convertida en calor. Desde este punto de vista, la resistencia se denomina «elemento pasivo».

En la capacidad C se «almacena» una energía W = 1/2 Cu^2 y en la inductancia L se almacena también una energía W = 1/2 L i^2. Por tanto en un circuito de tensión y corriente alternas estas energías almacenadas fluctúan entre un máximo, correspondiente a $U_{máx}$ e $I_{máx}$, respectivamente, y cero, para valor nulo de u o i.

Estos parámetros constructivos de resistencia, capacidad e inductancia componen, en función de la frecuencia, la impedancia Z del circuito.

En régimen permanente, los valores de tensión, intensidad e impedancia en las diversas partes de un circuito están relacionados de acuerdo con las leyes de Ohm y Kirchhoff.

Cuando se produce un cambio brusco en los valores de las impedancias, las corrientes y también ciertas tensiones del circuito varían de valor hasta alcanzar un nuevo estado de régimen que cumpla con las citadas leyes.

Ahora bien, este cambio de un régimen permanente a otro, se produce a través de un período transitorio normalmente de muy corta duración (del orden de microsegundos), durante el cual, pueden producirse sobretensiones y/o sobrecorrientes que en ciertos casos pueden llegar a ser peligrosos para los elementos del circuito.

En efecto, al producirse este cambio brusco en la configuración del circuito, las energías almacenadas en aquel momento en las inductancias L y capacidades C, se redistribuyen para adaptarse a la nueva configuración ya que las corrientes y las tensiones parciales también han variado. Esta redistribución no puede producirse instantáneamente (en tiempo cero):

- La variación de la energía almacenada en el campo magnético 1/2 Li^2 requiere un cambio en el valor de la corriente. Este cambio provoca como es sabido una fuerza contraelectro-motriz $e = -L\frac{di}{dt}$. Por tanto una variación instantánea (t = 0) requeriría una tensión infinita para producirla.

- Análogamente, la variación de la energía almacenada en el campo eléctrico 1/2 Cu^2 exige un cambio en la tensión u en bornes del condensador para la cual se cumple $i = C\frac{du}{dt}$. Por tanto una variación instantánea (t = 0) de la tensión requeriría una corriente de valor infinito.

En consecuencia estas variaciones de corrientes, tensiones y energías, dan lugar al período transitorio antes indicado.

8.2 Cambio de régimen en el interruptor

Cuando un interruptor intercalado en un circuito abre o cierra, provoca un cambio brusco en la configuración del circuito pues, o bien deja fuera de circuito una parte del mismo (apertura), o bien añade una nueva porción (cierre). Hay pues una variación brusca de R, L y C, y por tanto un fenómeno transitorio.

También se provoca un cambio brusco en la configuración del circuito cuando se produce un cortocircuito en algún punto del mismo.

La **figura 26** lo pone de manifiesto.

Al producirse un cortocircuito en el punto P, quedan bruscamente fuera de circuito («cortocircuitados») R_3, L_3, C_3 y Z.

Como es sabido, un cortocircuito es habitualmente una situación anormal no deseada, pues provoca o bien una sobreintensidad peligrosa, o bien una corriente de recorrido anormal, o ambas cosas a la vez. También puede provocar sobretensiones (por ejemplo, en cortocircuitos fase-tierra en redes trifásicas con el neutro aislado o conectado a tierra a través de impedancia elevada).

Por tanto normalmente, cuando se produce un cortocircuito, se ordena la apertura de un interruptor de forma que deje fuera de circuito la parte del mismo afectada por el cortocircuito. Así en la **figura 27**, se haría desconectar el interruptor D.

Ahora bien, esta apertura del interruptor representa un nuevo cambio brusco en el circuito pues se elimina una parte del mismo. En el de la **figura 26**, serían R_2, L_2 y C_2.

Es evidente pues que en la apertura de un interruptor sea por maniobra normal, pero en mayor medida en caso de cortocircuito se produce un fenómeno transitorio que en muchos casos da lugar a sobretensiones en los bornes del interruptor y también en otras partes del circuito.

Estas sobretensiones son en general más importantes en las aperturas de cortocircuitos que en las de maniobra normal, pero por ejemplo en la desconexión normal de baterías de condensadores pueden ser también peligrosas.

Por tanto un interruptor adecuadamente diseñado, especialmente si es para media o alta tensión (MT o AT), debe ser capaz de soportar y dominar estas sobretensiones, provocadas por su propia acción de apertura.

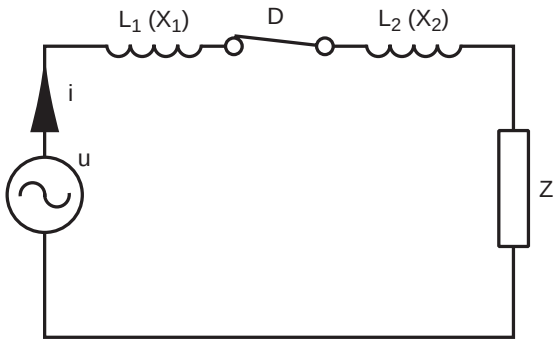


Fig. 27: Circuito básico monofásico.

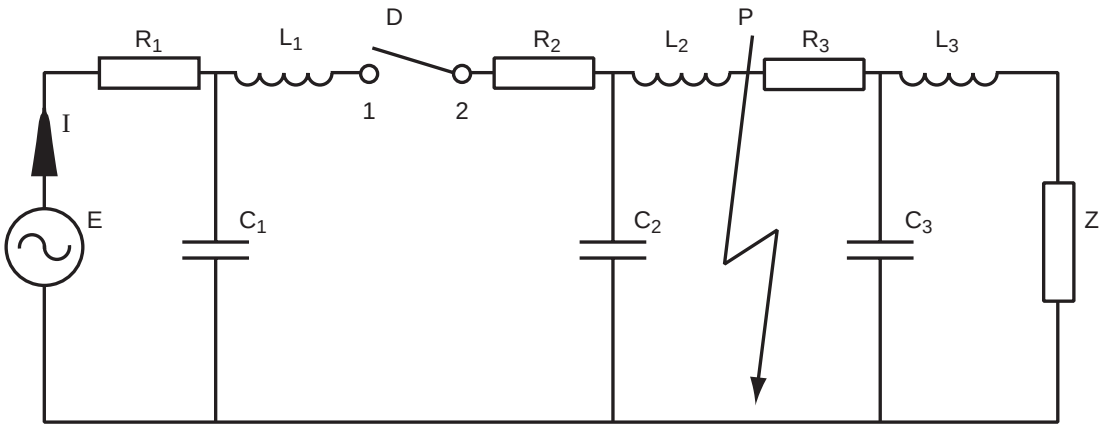


Fig. 26: Apertura del interruptor.

8.3 El fenómeno en MT y AT

En los sistemas de media y alta tensión, por la naturaleza constructiva de sus elementos (transformadores, generadores, líneas, cables, etc.), la resistencia óhmica R es muy pequeña frente a la reactancia inductiva X_L ($L\omega$), de forma que la impedancia Z es aproximadamente igual a la reactancia X_L ($Z \approx X$).

Por lo tanto, en caso de cortocircuito, la corriente que se origina (corriente de cortocircuito), está prácticamente desfasada 90º en atraso respecto a la tensión. Como se verá, esto hace que su interrupción sea más difícil.

No obstante, si bien a estos efectos la resistencia R es despreciable, en otros aspectos juega un papel importante. Concretamente por su característica de «elemento pasivo» disipador de energía produce un efecto amortiguador de las sobretensiones tanto en su valor (V o kV) como en su curso temporal.

8.4 Proceso de interrupción de una corriente alterna

La corriente alterna en su variación en el tiempo tiene un paso por cero cada medio período. Con una frecuencia de 50 Hz se produce un paso por cero cada 10 ms, o sea, cada semiperíodo.

El interruptor aprovecha este paso natural por cero de la corriente para evitar que ésta vuelva a establecerse. Si lo consigue, la corriente queda definitivamente interrumpida, si no lo consigue, deberá esperar al siguiente paso por cero para repetir el intento, y sucesivos hasta conseguirlo.

En la **figura 27** se representa un circuito monofásico simple o «básico», con un interruptor «D».

«u» es la tensión de alimentación (sinusoidal, de frecuencia industrial), Z es la impedancia del receptor, L_1 (X_1) y L_2 (X_2) son las inductancias/reactancias de la línea.

No se representan las capacidades ni las resistencias que por el momento no se tienen en cuenta.

Con el interruptor «D» en posición cerrado, no hay tensión o diferencia de tensión apreciable entre los contactos 1 y 2 del interruptor. La intensidad de paso es i.

Con el interruptor en posición abierto, entre los contactos 1 y 2 aparece la plena tensión del circuito. La intensidad es cero.

Por tanto al abrir el interruptor la tensión entre sus contactos pasa de cero al pleno valor u del circuito. Esta tensión que aparece en los contactos se denomina «tensión de restablecimiento» (TR). Este paso de cero a la TR se efectúa en un tiempo muy corto y a través de un período transitorio (recuérdese, la apertura del interruptor representa un cambio brusco en la configuración del circuito) que da lugar a la llamada «tensión transitoria de restablecimiento» (TTR).

Si los contactos iniciaran su separación en el preciso momento del paso por cero de la intensidad, y además lo hicieran con una velocidad tan elevada, que la tensión que aparece entre los mismos no pudiera vencer la rigidez dieléctrica de la distancia entre dichos contactos, la corriente no volvería a establecerse y el circuito quedaría interrumpido ya.

Pero en la realidad esto no es así, porque la velocidad de crecimiento de la tensión de restablecimiento, más correctamente la transitoria de restablecimiento (TTR) es muy superior a la velocidad mecánica de separación de contactos, la cual tiene una limitación constructiva.

En efecto en los interruptores de media y alta tensión la velocidad de crecimiento de la TTR es del orden de entre 0,15 a 1 kV/µs, mientras que la velocidad de separación de contactos puede ser de hasta 4 a 6 mm/s.

Así por ejemplo, para un interruptor en un circuito de 12 kV con una velocidad de crecimiento de la TR de 0,33 kV/µs y velocidad de separación de contactos 4 m/s, se alcanza la plena tensión de 12 kV, entre contactos al cabo de 36 µs cuando la separación de contactos es menor de 0,144 mm pues la aceleración de esta velocidad mecánica no es infinita.

Esto representa para el medio aislantes entre contactos (aire, aceite, SF_6, vacío) una solicitación dieléctrica del orden de 83 kV/mm, superior siempre a su tensión de perforación.

Se produce pues siempre una perforación inicial del dieléctrico entre contactos, o sea, un arco eléctrico entre los mismos a través del cual se restablece el paso de la corriente. Habrá ahora entre contactos una diferencia de tensión correspondiente a la caída de tensión en el arco.

La conductividad del arco eléctrico aumenta con el grado de ionización del medio por el que se ha establecido. Es sabido que esta ionización aumenta a su vez con la temperatura y por tanto con la intensidad de la corriente del arco (efecto Joule). Por tanto, la corriente i del arco y la resistencia R del mismo, vienen a ser a «grosso modo» inversamente proporcionales por lo cual la caída de tensión en el arco (iR) es aproximadamente constante a pesar de la variación sinusoidal de la corriente. Tan sólo, para los valores de la corriente pequeños, próximos a su paso por cero, la caída de tensión en el arco aumenta apreciablemente dado que con poca corriente, el arco pierde temperatura y por tanto ionización y conductividad.

En la **figura 28**, se refleja lo explicado.

Se representan los valores de resistencia del arco, corriente y caída de tensión (tensión de arco) a lo largo de un semiperíodo de 10 ms (50 Hz).

Al pasar la corriente por cero el arco se apaga y su trayecto se enfría, y por tanto se desioniza. En consecuencia la rigidez dieléctrica del medio entre contactos aumenta rápidamente. Pero a su vez también aumenta la tensión entre contactos (TR). Se establece pues una especie de carrera, entre el crecimiento de la rigidez dieléctrica del medio (expresada como tensión de perforación) y el aumento de la tensión entre contactos.

Si esta «carrera» la gana la rigidez dieléctrica del medio, es decir, que su tensión de perforación se mantiene todo el tiempo por encima de la tensión entre contactos, el arco no vuelve a establecerse y la tensión entre contactos después de una oscilación transitoria TTR (amortiguada por la resistencia óhmica del circuito) alcanza su valor final TR. Esto se representa en la **figura 29a.**

Por el contrario, si en un momento dado la tensión entre contactos alcanza y supera el valor de la rigidez dieléctrica del medio entre dichos contactos, vuelve a perforarlo eléctricamente y se establece el arco nuevamente, el cual se mantendrá hasta el siguiente paso por cero de la corriente.

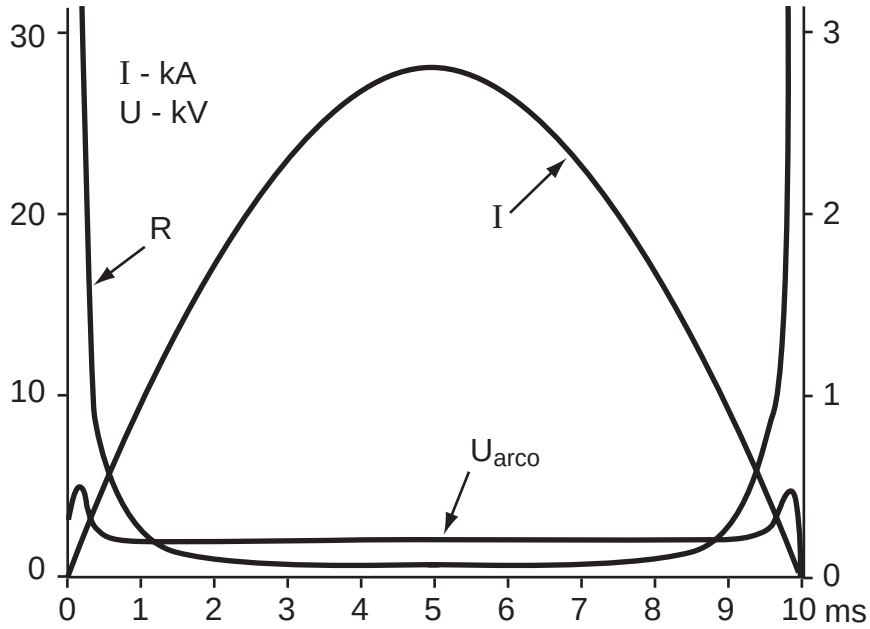


Fig. 28: *El arco eléctrico.*

En las **figuras 29b** y **29c** se representa este caso de nuevo encendido. En la **figura 29b** la tensión entre contactos alcanza a la rigidez dieléctrica (punto de corte de las curvas correspondientes) muy poco después del paso por cero de la corriente.

En cambio, en la **figura 29c** el corte entre ambas curvas y por tanto el nuevo encendido del arco, se ha demorado algunos milisegundos. Si esto se produce antes de los 5 ms (un cuarto de período a 50 Hz) se denomina «reencendido». Si es después de los 5 ms, se le llama «recebado». En ambos casos la corriente se restablece a través de una oscilación transitoria (representada en la figura) que puede dar lugar a fuertes sobretensiones, peligrosas no sólo para el propio interruptor, sino también para los aislamientos de los demás elementos del circuito.

Este peligro es más acentuado en el caso de «recebado» (**figura 33c**).

Evidentemente, a cada nuevo paso por cero (cada 10 ms a 50 Hz), la separación de contactos es mayor y por tanto el arco que pueda restablecerse entre ellos tendrá una caída de tensión mayor (más longitud y por ello más resistencia del arco).

Es también evidente que a cada nuevo paso por cero con separación de contactos cada vez mayor, será más difícil un nuevo encendido del arco, ya que la tensión de perforación del medio entre contactos aumenta con la distancia entre ellos. Por tanto aún con un mismo grado de ionización (conductividad) del medio, la rigidez dieléctrica aumenta con la longitud del trayecto. En consecuencia es cada vez más difícil que el aumento de la tensión entre contactos alcance al valor de la tensión de perforación.

En los interruptores actuales, el apagado definitivo se produce al cabo de dos o tres pasos por cero después de comenzar la separación de contactos.

En la **figura 30**, se representa el caso de un apagado definitivo en el segundo paso por cero (t_3) después del inicio de apertura, de contactos (t_1), en un circuito totalmente inductivo o sea, corriente atrasada 90º respecto a la tensión.

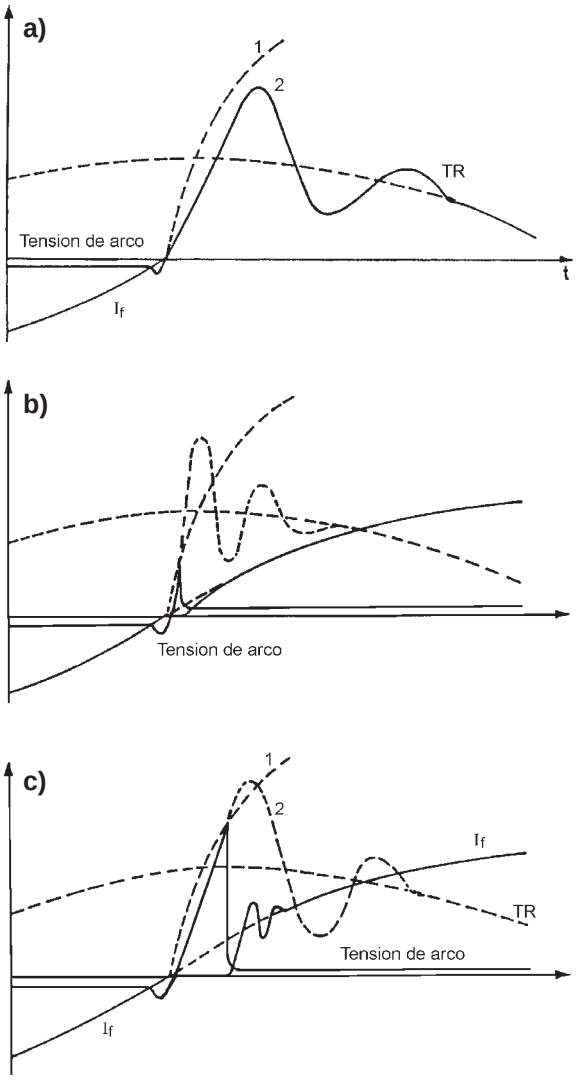


Fig. 29.

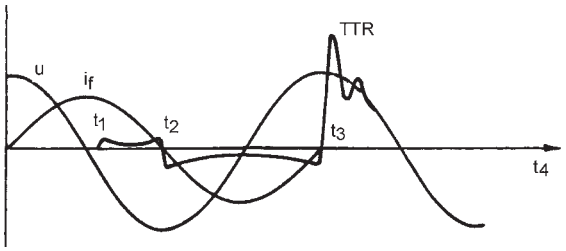


Fig. 30.

Este caso de circuito totalmente inductivo es el que se considera básicamente en el estudio de los procesos de apertura en los interruptores de media y alta tensión, pues según explicado corresponde a la situación de cortocircuito.

Esta visión del proceso de interrupción como una «carrera» entre el aumento de la rigidez dieléctrica y el incremento de la tensión entre contactos, es sólo una versión simplificada del fenómeno, el cual en realidad es más complejo.

En efecto, según esta visión, parece como si los aumentos de la tensión entre contactos (TTR) por un lado, y de la rigidez dieléctrica del medio por el otro, fueran dos fenómenos independientes, siendo el primero función de los parámetros del circuito (U, L, C y también R) y la segunda de las características del interruptor (velocidad de apertura, medio extintor, diseño constructivo, etc.).

En realidad existe una cierta influencia mutua, y por tanto una cierta dependencia también mutua entre ambos. Efectivamente:

Cuando, a un paso por cero de la corriente, el arco se apaga definitivamente, el medio entre contactos (plasma) se enfría y desioniza, pero no puede hacerlo en forma instantánea y por tanto conserva durante un cierto tiempo (fracción de ms) una ionización residual que es la causa de la llamada conductividad «post-arco».

Al aparecer la tensión de restablecimiento entre contactos TTR, esta conductividad residual da lugar al paso de una corriente denominada «corriente post-arco» (duración varias decenas de microsegundos). Esta corriente aunque de pequeño valor, tiende a mantener caliente el medio entre contactos (efecto Joule) y por tanto a retrasar la recuperación de su rigidez dieléctrica.

Ahora bien esta conductividad «post-arco» y la «corriente post-arco» que circula por ella, equivalen a haber intercalada una resistencia óhmica entre los contactos, la cual produce un efecto amortiguador sobre la tensión transitoria de restablecimiento TTR, ya que esta tensión es de naturaleza oscilante.

En consecuencia, la TTR resulta a su vez influenciada por el proceso de regeneración del medio dieléctrico entre contactos. Por otra parte, la tensión de restablecimento que aparece entre contactos, crea un campo eléctrico entre los mismos. Como el medio entre dichos contactos está aún parcialmente ionizado, este campo eléctrico influye y modifica la distribución iónica en dicho medio aún caliente, influyendo pues en su curva de recuperación de la rigidez dieléctrica.

Evidentemente el interruptor debe estar diseñado para favorecer el apagado del arco lo antes posible pero siempre al paso natural por cero de la corriente.

Efectivamente, si el interruptor cortara el arco cuando estuviera circulando una cierta corriente i, esto equivaldría a una variación brusca de la intensidad que con la inductancia «L» del circuito (cables, líneas transformadores, etc.), produciría una sobretensión e = – L di/dt muy elevada y peligrosa para todos los elementos del circuito y el propio interruptor.

El interruptor debe conseguir que al paso por cero de la corriente, el arco no vuelva a encenderse, a base de regenerar lo más rápidamente posible la rigidez dieléctrica del medio entre contactos.

Para ello, los recursos básicos, más o menos comunes en todos los tipos de interruptores, son:

- Velocidad de separación de contactos, lo más elevada, que permita el diseño constructivo del interruptor y sus mecanismos. En algunos tipos por ejemplo interruptores de alta y muy alta tensión, se utiliza el recurso de dos o más puntos de apertura en serie (interruptores de cámaras múltiples) de forma que para una misma velocidad mecánica de los contactos la velocidad de separación de contactos queda multiplicada por el número de puntos de apertura en serie.

En media tensión los actuales interruptores son casi todos de un solo punto de apertura (un contacto fijo y uno móvil).

- Desionización lo más rápida y enérgica posible del medio entre contactos. Esta sustancia, que se denomina «medio extintor» del interruptor, dentro de la cual están los contactos, puede ser un líquido (por ejemplo, aceite), o un gas (SF_6, aire, aire comprimido), o el vacío (interruptores de vacío).

Esta desionización se obtiene fundamentalmente a base de enfriar lo más posible, el arco y el plasma de su trayecto. Por tanto, el medio extintor debe tener una

elevada conductividad térmica (poder refrigerante), especialmente entre los 2000 a 4000 K pues son las temperaturas en la periferia de la columna del arco por donde éste transmite calor al medio que le rodea.

Durante su permanencia (paso de corriente) el arco es enfriado en su periferia por el medio extintor que le «roba» calor, de forma que al apagarse al paso de la corriente por cero, la temperatura en el trayecto del arco sea ya lo más baja posible.

En los interruptores en aceite mineral este se gasifica y descompone parcialmente en la zona del arco por efecto de la temperatura de mismo, produciéndose hidrógeno libre. Este gas, el más ligero, posee una gran conductividad térmica y poder difusor en la masa de aceite líquido, por lo cual tiene unas notables condiciones como refrigerante del arco.

Otros medios extintores, además de un buen poder refrigerante tienen unas propiedades directamente desionizantes. Es el caso del gas SF_6 (hexafluoruro de azufre), el cual por efecto del calor del arco se disocia parcialmente dejando átomos de Fluor libres, los cuales absorben la mayor parte de los electrones libres del plasma reduciendo así su grado de ionización y por tanto su conductancia.

Tienen también propiedades anti-ionizantes, los llamados «gases duros», los cuales por efecto del calor del arco, son emitidos por ciertas substancias sólidas utilizadas en la construcción de cámaras de ruptura de ciertos tipos de interruptores.

* Desde luego, además de las propiedades antes explicadas, los medios extintores deben ser de naturaleza aislante, es decir, deben tener una rigidez dieléctrica lo más elevada posible.

8.5 Tensión transitoria de restablecimiento (TTR)

Según lo expuesto, la TTR es la responsable de que el arco vuelva a encenderse después de un paso por cero de la corriente. Conviene pues analizar un poco más sus características y naturaleza.

Se trata de una oscilación transitoria motivada por las inductancias L y capacidades C del circuito. Por tanto de corta duración y amortiguada por la resistencia óhmica también del circuito.

Puede ser una onda de una sola frecuencia o bien la resultante de dos o más ondas de diferente frecuencia. Esta frecuencia o frecuencias, vienen determinadas básicamente por las inductancias L y capacidades C del circuito a ambos lados del interruptor, según el valor de la «frecuencia propia» $\frac{1}{\sqrt{L.C}}$.

Las normas de interruptores (CEI, UNE, VDE), contemplan para tensiones hasta 100 kV una TTR nominal de forma simple que se define por dos parámetros (**figura 31**): El valor máximo U_C, que corresponde al primer pico de la oscilación, y el tiempo t_3 en que se alcanza este valor máximo, el cual según dichas normas varía de 40 µs para 3,6 kV, hasta 216 µs para 100 kV.

La relación entre valor máximo y tiempo U_c/t_3, es la velocidad de crecimiento (VCTR) de la TTR. Varía de 0,15 kV/µs para 3,6 kV, hasta 0,79 kV/µs para 100 kV. Es la pendiente inicial de la onda hasta su primer valor cresta.

Esta velocidad de crecimiento de la TTR, es un valor tan importante como su propio valor máximo U_c, en lo que se refiere a si la TTR alcanzará o no a la tensión de perforación del dieléctrico y por tanto si se producirá un nuevo semiperíodo de arco, o este quedará definitivamente apagado.

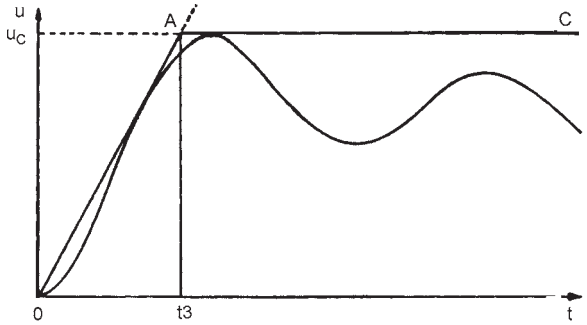


Fig. 31.

8.6 Solicitaciones en el interruptor

El arco eléctrico desarrolla una energía calorífica por efecto Joule (R I^2 t), por tanto proporcional al tiempo de duración del mismo, y al cuadrado de la intensidad de la corriente.

Según explicado, la duración del arco depende en gran manera de la TTR (nuevos encendidos).

El calor transmitido por el arco al medio extintor gaseoso, o gasificado por dicho calor, eleva la temperatura del mismo y por tanto su presión.

Por tanto en la maniobra de apertura, las cámaras del interruptor quedan sometidas a una solicitación térmica y mecánica (sobrepresión) que deben soportar sin averiarse.

Desde el punto de vista de la corriente, se comprende que la solicitación mayor se produce al interrumpir una corriente de cortocircuito, sobre todo si este es cercano al interruptor y por tanto de corriente más elevada.

Ahora bien, en lo concerniente a la TTR y por tanto a la posibilidad de reencendidos o recebados, hay otras situaciones o maniobras que pueden ser tanto o más comprometidas para el interruptor que la apertura de un cortocircuito, aunque la corriente cortada sea menor. Por ejemplo, entre otros, los llamados cortocircuitos kilométricos (cortocircuitos lejanos) la apertura de pequeñas corrientes inductivas (transformadores en vacío) y la desconexión de baterías de condensadores.

En tanto hay establecido un arco entre los contactos, estos se encuentran eléctricamente unidos y su tensión viene determinada por la tensión de red y la caída de tensión del arco.

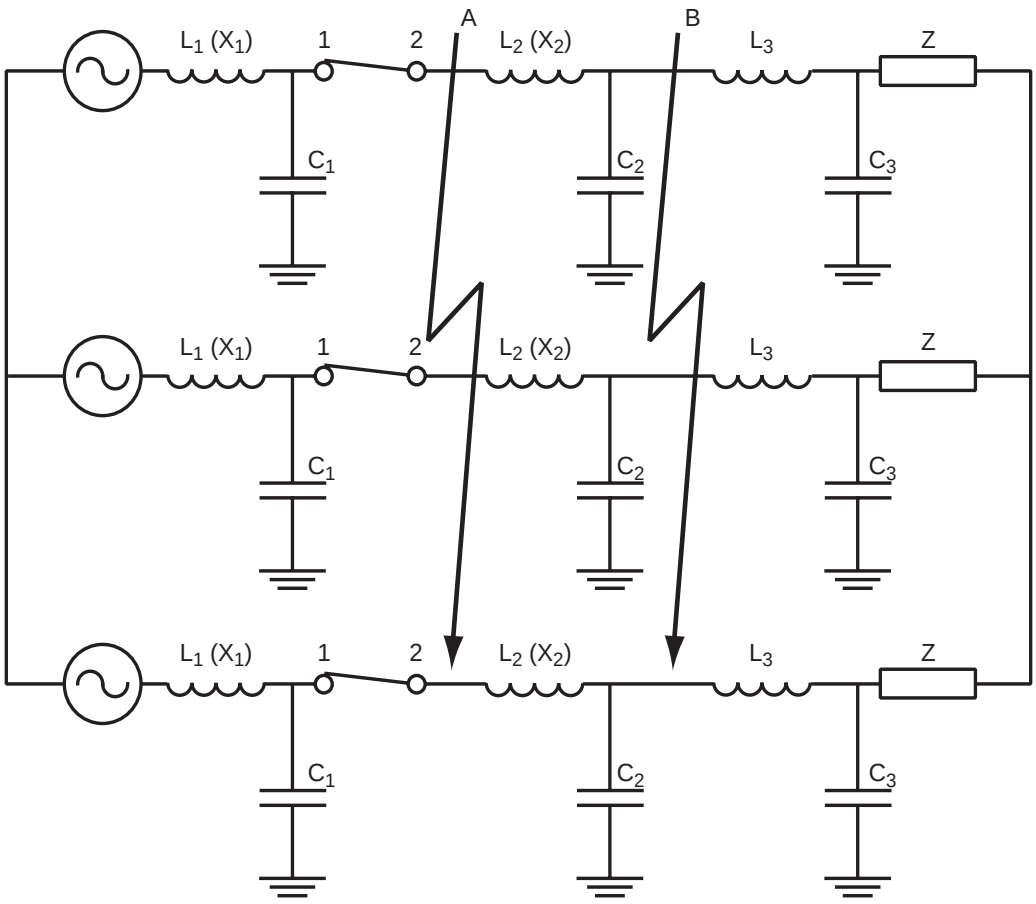


Fig. 32.

Pero una vez el arco se ha apagado, los dos contactos quedan eléctricamente desligados y aunque al final el de entrada alcanzará la tensión de red y el de salida tensión cero, cada uno lo hará a través de su propia tensión transitoria de restablecimiento TTR, cuyas características dependerán, para cada una, de las inductancias y capacidades que haya en su respectivo lado del circuito.

Por tanto, durante este período transitorio, la tensión entre el contacto de entrada y el de salida será la diferencia de las dos TTR en aquel momento. Dados los distintos valores máximos U_c y velocidad de crecimiento que pueden tener, la diferencia de tensión entre contactos puede llegar a ser en un momento dado muy elevada y puede producirse un reencendido o incluso recebado del arco.

Si en el circuito trifásico de la **figura 32**, se produce un cortocircuito en el punto A, o sea, a la salida del interruptor, sólo habrá TTR en el lado de entrada (contacto 1), pues en los de salida no hay inductancia, ni capacidad apreciables. La TTR en el lado de entrada será según la frecuencia propia $\frac{1}{\sqrt{L_1.C_1}}$.

Si el cortocircuito se produce en el punto B (cortocircuito lejano) este será de menor intensidad que el anterior, porque la impedancia de cortocircuito será mayor pues será $X_1 + X_2$, mientras que en el anterior era sólo X_1. En cambio ahora habrá una TTR en el lado de entrada (contactos 1) y otra en el lado de salida (contactos 2) debido a las inductancia L_2 y C_2, y también según la frecuencia propia $\frac{1}{\sqrt{L_2.C_2}}$, y por tanto, la posibilidad antes indicada de elevada diferencia de tensión entre contactos.

8.7 Factor de primer polo

En un interruptor trifásico aunque los 3 polos abren a la misma velocidad y simultáneamente (igual posición mecánica) como sea que se trata de una corriente trifásica con desfase 120º, los pasos por cero de la corriente están desfasados 60º entre una fase y otra.

Por tanto, aunque la apertura mecánica sea simultánea, el apagado definitivo del arco no se producirá simultáneamente sino que en una fase se realizará 60º eléctricos antes que en las otras dos.

Este polo que interrumpe primero, se ve sometido a una tensión de restablecimiento TR que vale 1,5 veces la tensión simple según se desprende de la **figura 33**.

En la **figura 34** están representados los tiempos de maniobra de los interruptores, según CEI-56.

En la **figura 35** se representa, para los distintos medios extintores, la rigidez dieléctrica a impulso tipo rayo en función de la distancia entre electrodos.

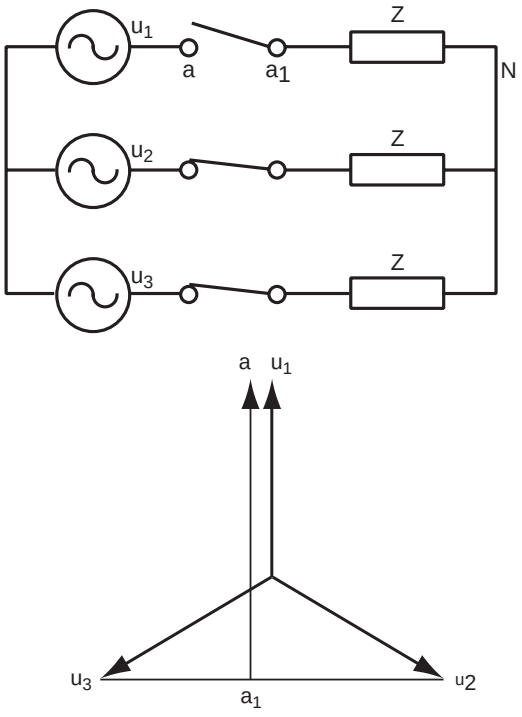
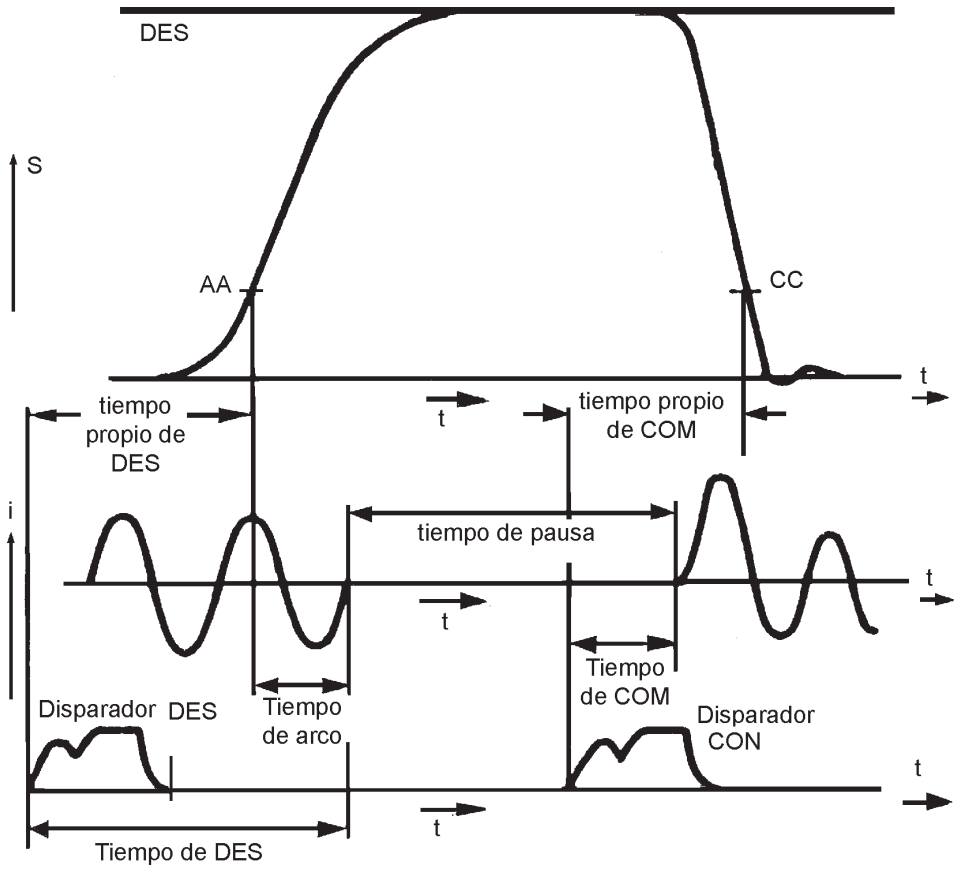


Fig. 33.



AC	=	Apertura de contactos	CC	=	Cierre de contactos
i	=	Intensidad de la corriente	t	=	Tiempo
DES	=	Desconexión	S	=	Recorrido de los contactos
CON	=	Conexión			

Fig. 34: *Tiempos de maniobra de interruptores, según CEI-56.*

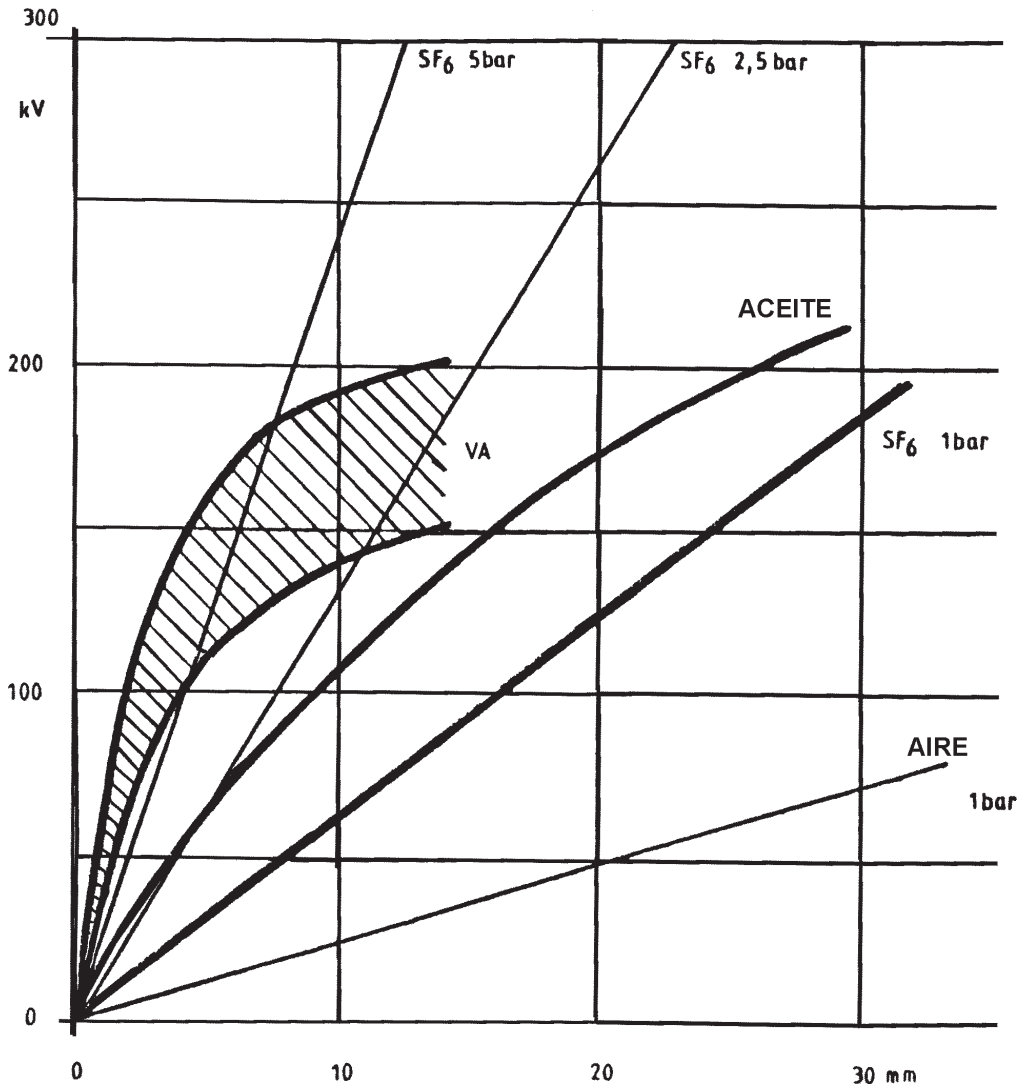


Fig. 35: Medios extintores: rigidez dialéctica en campos ligeramente no homogéneos.

Anexo

■ Nivel de aislamiento asignado

El nivel de aislamiento asignado de un aparato de conexión se elegirá entre los valores indicados en la tabla de la **figura 36**. Los valores de la tensión soportada de la **figura 37** corresponden a las condiciones atmosféricas normales de referencia (temperatura, presión, humedad), especificadas en UNE 21-308.

■ La elección entre las listas 1 y 2 de la tabla de la **figura 37** deberá hacerse considerando el grado de exposición a las sobretensiones del rayo y de maniobra, el tipo de puesta a tierra del neutro de la red, y en su caso, el tipo de aparato de protección contra sobretensiones (véase UNE 21-062).

Tensión nominal U kV	Valor de cresta de la TTR u_c kV	Tiempo t_3 µs	Retardo t_d µs	Tensión u' kV	Tiempo t' µs	Velocidad de crecimiento (VCTR) u_c/t_3 kV/µs
3,6	6,2	40	6,0	2,06	19,4	0,154
7,2	12,4	52	7,8	4,1	25	0,238
12	20,6	60	9,0	6,9	29	0,345
24	41	88	13,2	13,8	42,5	0,47
36	62	106	16,2	20,6	52	0,57
52	89	132	6,6	29,5	51	0,68
72,5	124	168	8,4	41,5	64	0,74
100	172	216	10,8	57	83	0,79

$$u_c = 1{,}4 \times 1{,}5 \sqrt{\frac{2}{3}}\, U \qquad u' = \frac{1}{3} u_c$$

$t_d = 0{,}15\ t_3$ para U < 52 kV

$t_d = 0{,}05\ t_3$ para U ≤ 52 kV

Fig. 36: *Interruptores automáticos. Valores normales de la TTR nominal. Tensiones nominales hasta 100 kV. Representación por dos parámetros - Factor del primer polo 1,5.*

Tensión asignada U (valor eficaz) (kV)	Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta)				Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto (valor eficaz)	
	Lista 1		Lista 2			
	A tierra, entre polos y entre bornes del aparato de conexión abierto (kV)	A la distancia de seccionamiento (kV)	A tierra, entre polos y entre bornes del aparato de conexión abierto (kV)	A la distancia de seccionamiento (kV)	A tierra, entre polos y entre bornes del aparato de conexión abierto (kV)	A la distancia de seccionamiento (kV)
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]
3,6	20	23	40	46	10	12
7,2	40	46	60	70	20	23
12	60	70	75	85	28	32
17,5	75	85	95	110	38	45
24	95	110	125	145	50	60
36	145	165	170	195	70	80
52	-	-	250	290	95	110
72,5	-	-	325	375	140	160

NOTA.- Los valores de la tensión soportada a la distancia de seccionamiento de la Tabla 1 son válidos únicamente para los aparatos de conesión cuya distancia de aislamiento entre contactos abiertos está prevista para satisfacer las prescripciones de seguridad especificadas para los seccionadores

Fig. 37: *Nivel de aislamiento (tensiones de ensayo). La tensión asignada indica el límite superior de la tensión más elevada de la red para la cual está prevista la aparamenta.*

9 Transformadores de medida MT

9.1 Objeto

En los sistemas eléctricos es necesario poder medir el valor de la corriente y de la tensión, bien sea para tener control de las mismas (aparatos de medida), bien para vigilar que dichos valores están dentro de los límites admisibles (relés de protección).

Hasta ciertos niveles de corriente y/o de tensión, es posible la conexión de los aparatos de medida, contaje o protección directamente a la línea. Ahora bien, a partir de ciertos valores, esto no es posible tanto por razones constructivas de los aparatos y de las instalaciones, como por razones de seguridad.

Por tanto, deben conectarse por medio de transformadores de tensión o de corriente, según corresponda, que se denominan genéricamente «transformadores de medida y protección».

En MT y AT, para medida y control de tensiones, es siempre necesario instalar transformadores de tensión. Asimismo, por razones de aislamiento, se necesitan siempre transformadores de corriente, sea cual sea el valor de la intensidad.

En lo que sigue, para abreviar, a los transformadores de tensión se les denominará «TT», y a los de corriente «TC».

El objeto de los transformadores de medida (de tensión o de intensidad), es pues el poder alimentar los aparatos de medida, contaje y protección a unas tensiones respectivamente corrientes suficientemente pequeñas para poder ser aplicadas a dichos aparatos y con un potencial a masa o entre fases de valor no peligroso para el aislamiento de los aparatos, y para las personas.

9.2 Normativa

Norma UNE 21088 Transformadores de medida y protección.

Es norma de obligado cumplimiento desde Junio 1994 según el Reglamento de Alta Tensión (MIE-RAT).

Parte 1: Transformadores de intensidad (concordante con CEI-185 y con el Documento de Armonización HD 553 § 2).

Parte 2 Transformadores de tensión (concordante con CEI-186).

9.3 Tipos y modelos constructivos actuales

En su gran mayoría, estos transformadores son del tipo electromagnético, o sea, constituidos en su versión más simple, por un núcleo magnético con un arrollamiento primario conectado a la línea, y un arrollamiento secundario al que se conectan los aparatos (**figuras 38** a **44**). Análogos pues a los transformadores de potencia.

Aunque se utilicen en líneas o circuitos trifásicos, los modelos actuales de TT y TC son casi todos monofásicos.

Los modelos actuales de MT para instalación interior, son de aislamiento sólido de resina epoxy, termoendurecible. Forman un cuerpo moldeado de dicha resina que contiene en su interior el núcleo magnético y los arrollamientos primario y secundario.

Los modelos para instalación intemperie pueden ser de aislamiento en baño de aceite y aisladores de porcelana, o bien de aislamiento sólido de resina epoxy como los de interior, pero con envolvente (caja) metálica para intemperie y los aisladores con envolvente exterior de porcelana.

9.4 Conexión

■ Los transformadores de tensión se conectan a la línea en derivación (como un transformador de potencia). Su primario está sometido pues a la plena tensión de la línea.

Los TT para conexión entre fases tienen dos bornes (polos) primarios aislados. Los previstos para conexión entre fase y masa (tierra), tienen un solo borne primario aislado. El otro borne no precisa estar aislado ya que es el que se conecta a tierra.

Por razones de seguridad se conecta a tierra uno de los bornes de cada secundario, por ejemplo el S1 o bien el 1S1 y el 2S1 si son dos secundarios.

Esquemas posibles y denominación (marcado) de los bornes (**figuras 38** a **43**):

Las marcas P1 y P2 designan los bornes del arrollamiento primario. Las marcas «S» (S1, S2, S3, 2S1, 2S2, etc.) designan los bornes de los arrollamientos secundarios.

Los bornes con las marcas P1 y S1 son de la misma polaridad.

■ Los transformadores de intensidad se conectan con su primario intercalado en la línea, o sea, «en serie» con la misma. Dicho primario queda recorrido pues por la plena intensidad de la línea.

Las marcas de los bornes identifican:

□ los arrollamientos primario y secundario,

□ las secciones de cada arrollamiento, cuando estén divididos en secciones,

□ las polaridades relativas de los arrollamientos y de las secciones de los arrollamientos

■ las tomas intermedias, si existen.

Por razones de seguridad, se conecta siempre a tierra uno de los bornes de cada uno de los secundarios, por ejemplo: S1 si hay un solo secundario o bien el 1S1 y el 2S1 si hay dos secundarios.

Las marcas de los bornes de los transformadores de intensidad están indicadas en la **figura 44**.

Los bornes marcados P1, S1, C1 tienen en todo momento la misma polaridad.

■ Las diferentes formas de conexión a la línea del primario del TT (en derivación) y del TC (en serie), determinan una forma de

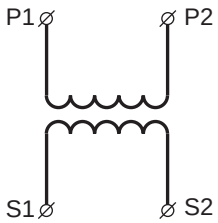


Fig. 38: *Transformador monofásico con bornes primarios totalmente aislados y un solo arrollamiento secundario.*

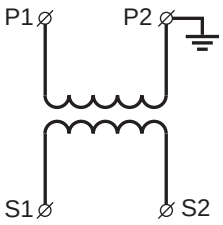


Fig. 39: *Transformador monofásico con un borne primario de bajo aislamiento y un solo arrollamiento secundario.*

funcionamiento básicamente diferente entre los TT y los TC. No obstante, ambos tienen unos ciertos aspectos y requerimientos comunes.

En los TT, el valor de la tensión secundaria tiene que ser prácticamente proporcional a la tensión aplicada al primario, y desfasada con relación a ésta un ángulo lo más próximo posible a cero (para un adecuado sentido de las conexiones).

Análogamente, en los TC, el valor de la corriente secundaria debe ser prácticamente proporcional a la corriente que circula por el primario, y desfasada con relación a ésta un ángulo lo más próximo posible a cero (para un sentido apropiado de las conexiones).

Esta proporcionalidad del valor secundario respecto del primario, se la denomina «relación de transformación» del transformador.

El grado de exactitud de esta proporcionalidad de valores, respectivamente de la proximidad a cero del ángulo de desfase entre ambos, da la medida de la precisión del transformador.

En la realidad constructiva y asimismo por el propio principio de funcionamiento de los transformadores de medida electromagné-ticos, esta proporcionalidad no es

matemáticamente exacta, ni tampoco el ángulo de defasaje es exactamente cero. Existe pues siempre un cierto grado de error en el valor real que aparece en el secundario, tanto en su magnitud como en su fase.

Se denomina «error de intensidad» en los TC, y respectivamente «error de tensión» en los TT, al error de magnitud debido a que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación teórica (nominal). Este error se le denomina también, genéricamente «error de relación».

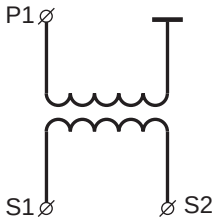


Fig. 40: *Transformador monofásico con un extremo del arrollamiento primario conectado directamente a masa.*

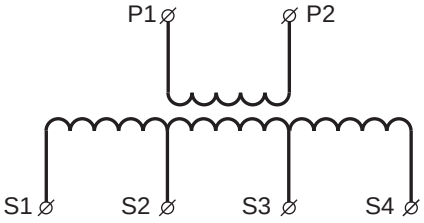


Fig. 42: *Transformador monofásico con un arrollamiento secundario de tomas múltiples.*

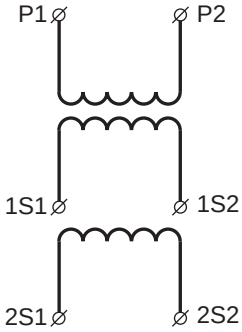


Fig. 41: *Transformador monofásico con dos arrollamientos secundarios.*

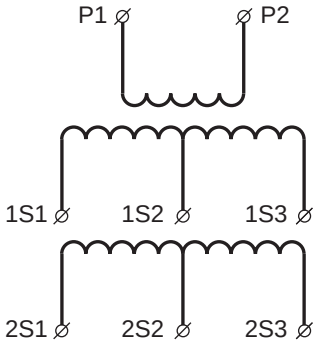
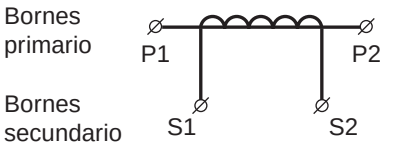
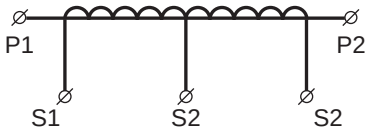


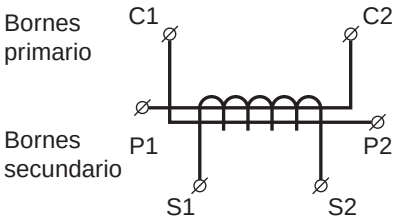
Fig. 43: *Transformador monofásico con dos arrollamientos secundarios de tomas múltiples.*



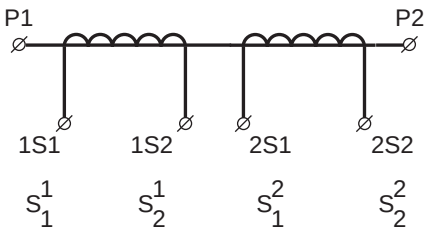
Transformador con una sola relación de transformación



Transformador con una salida intermedia en el secundario



Transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para conexión serie-paralelo



Transformador con dos arrollamientos secundarios, cada uno sobre un núcleo magnético propio (dos variantes para bornes secundarios)

Fig. 44: *Marcado de bornes de los TC.*

Expresado en porcentaje es:

- Para los TC:

$$\text{Error de intensidad \%} = \frac{K_n I_s - I_p}{I_p} 100$$

- Para los TT:

$$\text{Error de tensión \%} = \frac{K_n U_s - U_p}{U_p} 100$$

En las que:

K_n = relación de transformación nominal o teórica.

U_P = tensión primaria real en el TT.

I_P = intensidad primaria real en el TC.

U_S = tensión secundaria real en el TT correspondiente a la UP.

I_S = intensidad secundaria real en el TC correspondiente a la I_P.

Se denomina «error de fase» al defasaje en el tiempo entre los valores primario y secundario de las tensiones (U_P y U_S) en los TT, y respectivamente de las intensidades (I_P e I_S) en los TC.

Esta definición es rigurosa solamente en el caso de tensiones o intensidades senoidales, en que los valores pueden ser representados por vectores giratorios. La diferencia de fase, o sea, el ángulo entre los vectores primario y secundario, es el «error de fase».

El error de relación (de tensión o de intensidad) afecta a todos los aparatos conectados al secundario del TT o del TC. En cambio el error de fase afecta sólo a una parte de ellos.

Así por ejemplo, a un voltímetro o a un amperímetro les puede afectar el error de relación del transformador pero no el de fase, puesto que su misión es sólo medir una tensión o una intensidad, sin tener en cuenta su fase en el tiempo.

En cambio, el error de fase puede afectar por ejemplo a un vatímetro o a un contador de energía, ya que estos aparatos miden el producto de una tensión por una intensidad por el coseno del ángulo de defasaje entre ambos.

Así pues, el error de fase puede afectar solamente a aquellos aparatos de medida o de protección (por ejemplo: relés), que miden o controlan no sólo la magnitud de la tensión y/o la intensidad sino también su fase en el tiempo. Otros ejemplos pueden ser los aparatos o equipos para sincronización de alternadores, los relés direccionales de energía, etc.

Las normas definen unas llamadas «clases de precisión» cada una de las cuales tiene asignadas unos límites admisibles en los errores de relación y de fase. Así, a cada transformador se le atribuye una determinada clase de precisión, a tenor de los errores de relación y de ángulo (fase) que presenta, los cuales deben quedar dentro de los límites correspondientes a aquella clase de precisión.

Los errores de relación (de tensión o de intensidad) se expresan en tanto por ciento, y los de fase en el valor del ángulo, en minutos o en centirradianes.

Los errores de relación y de fase que presenta un transformador no son constantes, dependen básicamente de las dos siguientes condiciones de empleo:

- Por una parte, en los TT, de la tensión aplicada al primario, y en los TC del valor de la corriente que circula por el primario. Estos valores determinan los correspondientes valores secundarios de tensión en los TT, y de intensidad en los TC.

Las tensiones e intensidades en las líneas, varían en el tiempo, según el consumo de los receptores y en general según diversas circunstancias del servicio, por lo cual también varían las tensiones o intensidades secundarias de los TT y TC.

- Por otra parte, de la cantidad y la impedancia de los aparatos conectados al secundario, las cuales pueden ser diferentes en cada caso.

Con el término «carga», las normas denominan:

- En los TT a la admitancia o impedancia del circuito secundario. Este circuito está constituido por el conjunto de aparatos conectados en paralelo a dicho secundario, cada uno de los cuales absorbe una cierta corriente según sea su impedancia.

Obsérvese que los distintos aparatos se conectan en paralelo para que a cada uno le resulte aplicada la plena tensión secundaria.

La «carga» se expresa habitualmente como el producto de la tensión secundaria nominal,

por la intensidad secundaria absorbida, o sea, como una potencia aparente en voltio-amperios (VA).

Por tanto, para una impedancia secundaria Z_2 determinada, la carga expresada como potencia aparente es $S = U_2.I_2 = \frac{U_2^2}{Z_2}$, siendo

U_2 la tensión secundaria.

Para una determinada impedancia secundaria Z_2, la carga del transformador en VA varía pues cuadráticamente con la tensión secundaria y por tanto con la tensión primaria, en virtud de la relación entre ambas.

□ En los TC, se denomina «carga» a la impedancia del circuito secundario. Este circuito está constituido por el conjunto de aparatos conectados unos con otros en serie, a los bornes de dicho secundario.

Obsérvese que los distintos aparatos se conectan en serie a fin de que todos ellos estén recorridos por la totalidad de la corriente secundaria.

La «carga» se expresa habitualmente en voltio-amperios como una potencia aparente $S = I_2^2 . Z_2$, siendo I_2 la intensidad secundaria y Z_2 la impedancia total del circuito secundario, incluida la del propio arrollamiento secundario.

La tensión en bornes secundarios es pues $U_2 = I_2 . Z_2$. Véase que, para una determinada impedancia secundaria Z_2 la carga del transformador expresada como potencia aparente (VA) varía cuadráticamente con la intensidad secundaria, y por tanto con la corriente primaria. Asimismo, para un valor determinado de Z_2 la tensión en los bornes secundarios es proporcional a la intensidad secundaria.

■ Los errores de relación y de fase, varían pues con la carga del transformador, la cual a su vez, según explicado, es función, por una parte de la impedancia del circuito secundario (número y tipo de aparatos conectados) y por otra parte, en los TT de la tensión primaria y en los TC, de la corriente primaria, o sea de los valores de la línea, los cuales pueden variar en más o en menos durante el servicio.

También puede influir en los errores de precisión y/o fase, el factor de potencia de la carga.

En consecuencia, la clase de precisión atribuida a un TC o TT, debe estar referida a un determinado valor de la carga del mismo. Por ello, se define con el término «carga de precisión» al valor de la carga (en ohm o en siemens), a la que está referida la clase de precisión asignada.

Es más habitual utilizar el término «potencia de precisión» que es el valor de la carga, expresada como potencia aparente (VA) según antes explicado, a la que está referida la clase de precisión que le corresponde.

Según la teoría general de los transformadores, las fuerzas contralectro-motriz primaria y electromotriz secundaria, responden a las fórmulas:

$$U_1 \approx -E_1 = 4{,}44\ \hat{\beta}\ S\ N_1\ f$$

$$E_2 = 4{,}44\ \hat{\beta}\ S\ N_2\ f \approx U_2$$

En las que:

U_1 = tensión aplicada al primario.

E_1 = fuerza contraelectromotriz primaria, opuesta a U_1 y aproximadamente de igual valor (prescindiendo de las caídas de tensión en el arrollamiento). Valor eficaz en voltios.

E_2 = fuerza electromotriz secundaria, aproximadamente igual a la tensión secundaria (prescindiendo de las caídas de tensión en el arrollamiento). Valor eficaz en voltios.

$\hat{\beta}$ = valor cresta de la inducción magnética en el núcleo del transformador. En Tesla.

S = sección del núcleo perpendicular a la dirección del flujo magnético. En m^2.

f = frecuencia de la tensión de la línea, aplicada al primario. En Herz.

N_1 = número de espiras de arrollamiento primario.

N_2 = número de espiras de arrollamiento secundario.

La inducción magnética, $\hat{\beta}$, magnitud que determina el comportamiento del circuito magnético resulta inversamente proporcional a la frecuencia impuesta por la línea al transformador, y por tanto es función de la misma.

La frecuencia es pues una de las magnitudes que determinan las condiciones de funcionamiento del transformador.

9.5 Características nominales y valores normalizados

9.5.1 Transformadores de tensión

Clasificación

Según sea su aplicación, los TT se clasifican en:

☐ Transformadores de tensión para medida. Son los destinados a alimentar instrumentos de medida (voltímetros, vatímetros, etc.), contadores de energía activa y reactiva y aparatos análogos.

☐ Transformadores de tensión para protección. Son los destinados a alimentar relés de protección.

Además de las características comunes, ambos tienen también unas características específicas.

Características comunes

☐ Tensión primaria nominal asignada al transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento.

Valores normalizados para conexión entre fases (kV) 2,2 - 3,3 - 5,5 - 6,6 - 11 - 13,2 - 16,5 - 22 - 27,5 - 33 - 44 - 55 y 66.

Para conexión entre fase y tierra: Los mismos valores anteriores pero divididos por $\sqrt{3}$.

☐ Tensión secundaria nominal.

Valores normalizados:

– TT para conexión entre fases: 100 y 110 V

– TT para conexión entre fase y tierra: $\frac{100}{\sqrt{3}}$ y $\frac{110}{\sqrt{3}}$ V.

☐ Relación de transformación nominal, de acuerdo con los dos valores anteriores.

☐ Frecuencia nominal.

☐ Factor de tensión nominal.

En redes con el neutro aislado o puesto a tierra a través de una impedancia elevada, en los casos de cortocircuito de una fase a tierra, se producen sobretensiones en las otras dos fases que pueden llegar a ser 1,73 veces la tensión simple fase-tierra. Esto afecta a los TT conectados entre fase y tierra. Cuando el punto neutro está conectado directamente a tierra o a través de una impedancia de reducido valor, en caso de cortocircuito a masa, no se produce esta sobretensión.

Por otra parte, en el servicio normal de las líneas y redes, pueden producirse elevaciones de tensión por encima de la nominal, permanentes o de larga duración, motivadas por los avatares del propio servicio, por ejemplo, desconexión de una carga importante, efecto de cargas capacitativas, actuación del regulador en un transformador de potencia, etc.

Los TT deben poder soportar en permanencia una tensión aplicada a su primario de hasta 1,2 veces la tensión nominal y sin sobrepasar el calentamiento admisible, ni los límites de error correspondientes a su clase de precisión.

Además, los TT conectados entre fase y tierra en redes con el neutro aislado o puesto a tierra a través de una elevada impedancia, deben poder soportar una sobretensión de hasta 1,9 veces la tensión nominal primaria sin sobrepasar el calentamiento admisible ni los límites de error correspondientes a su clase de precisión.

Se denomina «factor de tensión nominal», el factor por el que hay que multiplicar la tensión primaria nominal para determinar la tensión máxima que el TT puede soportar durante un tiempo determinado sin sobrepasar el calentamiento admisible ni los límites de error correspondientes a su clase de precisión.

Valores normalizados del factor de tensión nominal:

1,2 en permanencia,

1,5 durante 30 segundos,

1,9 durante 30 segundos,

1,9 durante 8 horas.

☐ Nivel de aislamiento nominal

Valores de la tensión de ensayo («tensión soportada») normalizados (**figura 45**).

Nota: La tensión nominal primaria de un TT debe ser igual o superior a la tensión más elevada de la red asignada a dicho transformador.

☐ Potencia de precisión

Valores normalizados, expresados en voltio-amperios (VA) para un factor de potencia de 0,8 inductivo: 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500.

Características específicas de los transformadores de tensión para medida

☐ Clase de precisión (también denominada «índice de clase»

Valores normalizados: 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0

Nota: En la tabla de la **figura 46** se indican los límites del error de tensión y del error de fase para tensión entre el 80% y el 120% de la tensión nominal, y para carga entre el 25% y el 100% de la potencia (carga) de precisión, con un factor de potencia 0,8 inductivo.

Características específicas de los transformadores de tensión para protección

☐ Clase de precisión (índice de clase)

Los TT para protección tienen las mismas clases de precisión que los TT para medida y con los mismos límites de error según especificado en el apartado anterior, pero además, para los márgenes de tensión entre el 5% y el 80% de la tensión nominal U_n, y entre 1,2 U_n y el valor de la tensión nominal multiplicado por el factor de tensión nominal (por ejemplo 1,9 U_n), tienen asignada otra clase de precisión, cuyos valores normalizados son: 3P y 6P.

Así por ejemplo, un TT con factor de tensión nominal 1,9 y clase de precisión 0,5 más 3P: entre 0,8 y 1,2 U_n es de precisión clase 0,5 y entre 0,05 y 0,8 U_n y de 1,2 a 1,9 U_n tiene precisión clase 3P.

En la tabla de la **figura 47** se indican los límites de error de tensión y de fase de las clases 3P y 6P para cargas comprendidas entre el 25% y el 100% de la potencia (carga) de precisión, y con factor de potencia 0,8 inductivo.

Para tensión 0,02 U_n los límites de error admisibles, son el doble que los de la tabla.

Muchos TT para protección tienen dos secundarios, el segundo de los cuales se denomina «arrollamiento de tensión residual».

Tensión más elevada de la red en kV (valor eficaz)	Tensión soportada durante un minuto a frecuencia industrial en kV (valor eficaz)	Tensión soportada al choque onda 1,2/50 µs en kV (valor de cresta)
0,6	3	-
1,2	6	-
2,4	11	-
3,6	16	45
7,2	22	60
12	28	75
17,5	38	95
24	50	125
36	70	170
52	95	250
72,5	140	325

Fig. 45: *Nivel de aislamiento nominal.*

Clase de precisión	Error de tensión	Error de fase ±	
		minutos	centirradianes
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	-	-

Fig. 46.

Clase de precisión	Error de tensión	Error de fase ±	
		minutos	centirradianes
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

Fig. 47.

Cuando se trata de tres TT monofásicos para un circuito trifásico, estos segundos secundarios de los tres TT, se conectan entre sí, formando un triángulo abierto. En el caso de una falta a tierra, entre los bornes del triángulo abierto, puede medirse la tensión residual entre neutro y tierra que aparece debido a la falta.

Tensiones nominales normalizadas para estos segundos secundarios destinados a ser conectados formando un triángulo abierto:

$$110,\ \frac{110}{\sqrt{3}}\ \text{y}\ \frac{110}{3}\ \text{V}$$

$$100,\ \frac{100}{\sqrt{3}}\ \text{y}\ \frac{100}{3}\ \text{V}.$$

Las clases de precisión de estos segundos secundarios son sólo 3P ó 6P para todo el margen de tensiones entre 0,05 U_n y 1,2 U_n, 1,5 U_n o 1,9 U_n, según sea el factor de tensión nominal.

Principio de funcionamiento de los transformadores de tensión

El funcionamiento del TT es análogo al de un transformador de potencia, por tanto, su diagrama vectorial de tensiones y caídas de tensión, intensidades y flujo, es como el de los transformadores de potencia.

Los errores de relación y de fase, son pues debidos a las caídas de tensión óhmica e inductiva en los arrollamientos primario y secundario. Por tanto, varían con el valor y el desfase de la intensidad secundaria que a su vez es función de la carga conectada al secundario.

Se denomina «potencia límite de calentamiento», a la potencia que puede suministrar el transformador sin sobrepasar el calentamiento admisible, prescindiendo del aspecto precisión, o sea, como si se tratara de un transformador de potencia.

Al estar conectados en derivación en la línea (entre fases o entre fase y tierra), los TT no quedan recorridos por las eventuales corrientes de cortocircuito y por tanto, no quedan afectados por las mismas. En cambio, quedan afectados por las sobretensiones que puedan aparecer en el circuito.

Ferrorresonancia

En los circuitos de MT con el neutro aislado o conectado a tierra por medio de una impedancia de valor elevado, si se produce un cortocircuito a tierra en una de las fases, la tensión respecto a tierra de las otras dos fases, aumenta pudiendo llegar a ser de valor próximo al de la tensión entre fases, es decir, 1,73 U_0 (U_0 = tensión simple fase-neutro).

Si en el circuito hay transformadores de tensión conectados entre fase y tierra, pueden producirse por esta causa (cortocircuito a tierra) unas importantes sobretensiones en dichos TT, debidas a un fenómeno de resonancia entre la inductancia L del TT y la capacidad C de los conductores (cables y/o líneas aéreas) respecto a tierra. Dichas inductancia L y capacidad C están en paralelo. Este fenómeno se denomina «ferrorresonancia» y puede provocar una muy grave avería en los TT.

Para evitarlo es usual la siguiente solución, posible cuando hay tres TT con los segundos secundarios («arrollamientos de tensión residual») conectados entre sÍ formando un triángulo abierto (ver apartado anterior «principio de funcionamiento de los transformadores de tensión»).

Se conecta una resistencia óhmica entre los bornes de dicho triángulo abierto. En situación normal (sin defecto a tierra) no hay tensión entre los bornes del triángulo abierto y por tanto no circula corriente por la resistencia. Ahora bien en caso de defecto a tierra de una de las fases, aparece una tensión entre los bornes del triángulo abierto y la consiguiente corriente por la resistencia. Esta corriente produce un efecto amortiguador de la ferrorresonancia. El valor de esta resistencia acostumbra a ser de 20 a 50 Ohm.

9.5.2.- Transformadores de intensidad (TC)

Clasificación

Según sea su aplicación los TC se clasifican en:

☐ Transformadores de corriente para medida. Son los destinados a alimentar aparatos de medida, contadores de energía activa y reactiva, y aparatos análogos.

☐ Transformadores de corriente para protección. Son los destinados a alimentar relés de protección.

Además de las características comunes, ambos tienen también unas características específicas.

Características comunes

☐ Intensidad primaria nominal asignada I_n

Valores normalizados (amperios): 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y sus múltiplos o submúltiplos decimales.

☐ Intensidad secundaria nominal asignada

Valores normalizados: 1A, 2A y 5A siendo este último valor el preferente y, con mucho, el más frecuente.

☐ Relación de transformación nominal, de acuerdo con los dos valores anteriores.

☐ Frecuencia nominal.

☐ Potencia de precisión

Valores normalizados: 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA

☐ Intensidades de cortocircuito asignadas

Los transformadores de intensidad se conectan intercalados («en serie») en la línea. Por tanto, en caso de fuerte sobreintensidad, por ejemplo cortocircuito, su arrollamiento primario es recorrido por una corriente muy superior a la nominal.

El TC debe estar previsto para poder soportar sin deteriorarse los efectos térmicos y mecánicos de la corriente más elevada que pueda presentarse en la línea o circuito donde está conectado. Esta corriente es, en general, la de cortocircuito.

Esto afecta básicamente al arrollamiento primario, pero en los TC destinados a alimentar relés de protección, afecta también al núcleo magnético y al circuito secundario.

Se define como «Intensidad térmica nominal de cortocircuito» (I_{th}) el valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar durante 1s, con el arrollamiento secundario en cortocircuito, (o sea, sin carga), sin sufrir efectos perjudiciales.

Se considera que el tiempo de 1s (1000 ms) es suficiente para que las protecciones del circuito actúen y los interruptores desconecten. Esta intensidad térmica admisible se acostumbra a expresar como un múltiplo de la intensidad nominal primaria I_n, por ejemplo 150 I_n.

Se define como «Intensidad dinámica nominal» (I_{din}), el valor de cresta de la intensidad primaria que el transformador puede soportar, con el arrollamiento secundario en cortocircuito (o sea sin carga), sin ser dañado eléctrica o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas resultantes.

Como sea que la corriente de cortocircuito puede tener una componente de corriente continua (cortocircuito asimétrico), esta «intensidad dinámica nominal» debe ser como mínimo $I_{din} = 1{,}8 \times \sqrt{2}\ I_{th}$, o sea,

aproximadamente 2,5 veces la «intensidad térmica nominal» para que ambos valores estén mutuamente coordinados. Las normas indican como valor normal $I_{din} = 2{,}5\ I_{th}$.

Hay que prever también la posibilidad de que por circunstancias de servicio, la corriente que circula por el primario sea, en tiempos largos, o permanentemente, superior a la nominal. para ello, se define como «Intensidad térmica permanente nominal» al valor de la corriente que puede circular en permanencia por el arrollamiento primario con el arrollamiento secundario conectado a la carga nominal de precisión, sin que el calentamiento del transformador exceda de los límites admisibles según las normas.

Esta «intensidad térmica permanente», acostumbra a ser de 1,2 veces la corriente nominal I_n. Según las normas, con esta corriente 1,2 I_n el transformador debe mantenerse aún dentro de su clase de precisión.

☐ Nivel de aislamiento

Los transformadores de corriente como elementos que son de un circuito eléctrico, están sometidos a una tensión y por tanto deben cumplir con unos requisitos de

aislamiento análogamente a los demás aparatos y elementos que componen el sistema.

Se define como «nivel de aislamiento nominal» de un TC, a la combinación de valores de las tensiones que puede soportar el transformador, a frecuencia industrial y con onda de choque, las cuales caracterizan su aptitud para soportar las solicitaciones dieléctricas normales o anormales que puedan presentarse durante el servicio. Estas tensiones son las denominadas «tensiones de ensayo».

El nivel de aislamiento determina la tensión máxima de la red a la que puede conectarse el transformador, o, a la inversa, para cada tensión máxima de servicio de un TC le corresponde unas determinadas tensiones de ensayo a frecuencia industrial y con onda de choque, establecidas por las normas (**figura 48**).

Para las tensiones U_m 3,6 a 36 kV hay dos valores alternativos de la tensión de ensayo a impulso tipo rayo, según sea el régimen de conexión a tierra del neutro de la red. El valor más elevado es, para los TC, instalados en circuitos con el neutro aislado o bien conectado a tierra a través de una impedancia («neutro impedante»)

Dado que el TC está conectado «en serie» en la línea, la tensión aplicada no influye en el valor de la inducción magnética en el núcleo, y por tanto las sobretensiones no producen efectos tales como incremento de la inducción y/o saturación del núcleo magnético.

Principio de funcionamiento de los transformadores de intensidad

Supongamos el TC intercalado en la línea y con el secundario cerrado en cortocircuito, o sea, sin carga.

Al circular una corriente alterna por el primario, la fuerza magnetomotriz $I_1 N_1$, crea en el núcleo magnético un flujo también alterno $\theta = \beta .S$ que induce una fuerza electromotriz E_2 en el secundario cerrado en cortocircuito. Ésta hace circular pues una corriente I_2 por dicho arrollamiento y por tanto hay ahora una fuerza magnetomotriz secundaria $I_2 N_2$, contraria (ley de Lenz) a la primaria.

Tensión más elevada para el material Um (valor eficaz) (kV)	Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo 1,2/50 µs (valor de cresta) (kV)	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz) (kV)
0,72	-	3
1,2	-	6
3,6	20	10
	40	10
7,2	40	20
	60	20
12	60	28
	75	28
17,5	75	38
	95	38
24	95	50
	125	50
36	145	70
	170	70
52	250	95
72,5	325	140

Fig. 48: *Valores de la tensión de ensayo (tensión soportada) normalizados.*

En el caso ideal de que el arrollamiento secundario tuviera una impedancia nula, la fuerza electromotriz E_2 necesaria para hacer circular la intensidad secundaria I_2 sería cero, por lo cual el flujo θ en el núcleo debería ser también nulo. Esto significa que la fuerza magnetomotriz secundaria sería de igual valor que la primaria, o sea:

$I_1 \cdot N_1 = I_2 \cdot N_2$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = K$$

y por tanto:

$$I_2 = I_1 . \frac{N_1}{N_2} = I_1 . K$$

La proporcionalidad (relación de transformación nominal) se cumpliría exactamente, el error sería cero.

En la realidad no es así, pues el arrollamiento secundario, aunque pequeña, tiene siempre una cierta impedancia Z_s, por lo cual, para hacer circular la corriente I_2 se requiere una fuerza electromotriz $E_2 = I_2 \ Z_s$.

La inducción magnética β en el núcleo, ya no puede ser cero, sino que debe tener el valor necesario para inducir dicha fuerza electromotriz, según la fórmula antes indicada $E_2 = 4{,}44 \ \hat{\beta} \ S \ N_2 \ f$.

En consecuencia, la fuerza magnetomotriz secundaria no puede ser ya igual a la primaria, sino algo menor. La diferencia $N_1 I_1 - N_2 I_2$ es la fuerza magnetomotriz resultante requerida. La corriente I_2 es pues algo menor que en el caso ideal anterior.

Las cosas suceden como si por el arrollamiento secundario circulara una corriente igual a la diferencia entre el valor de la corriente secundaria en dicho caso ideal de impedancia cero, y el valor en el caso real.

Aunque esta intensidad denominada «corriente de excitación secundaria» es un ente solamente conceptual, a los efectos de cálculo y de comprensión del fenómeno es como si fuera real.

Se tiene pues: $N_1 \ I_1 - N_2 \ I_2 \ = I_e \ N_2$,

y por tanto: $I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2} - I_e$

Esta corriente I_e es pues la que motiva el error de relación, pues impide que se cumpla exactamente la proporción $I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2}$.

Si ahora se conectan aparatos al secundario, su impedancia se sumará a la propia del arrollamiento constituyendo en conjunto la carga de impedancia Z_2. La fuerza electromotriz $E_2 = I_2 \ Z_2$ deberá ser mayor y por tanto también la fuerza magnetomotriz $N_2 \ I_e$, o sea, la corriente I_e.

Se deduce pues que aún con corriente primaria constante, el error aumenta al incrementarse la carga en el secundario, por ejemplo por conexión de más aparatos.

Por otra parte, si varía la intensidad primaria (es la intensidad en la línea donde está conectado el TC), variarán también en la misma proporción, la intensidad secundaria y la fuerza electromotriz $E_2 = I_2 \ Z_2$. Variará también la fuerza magnetomotriz $N_2 \ I_e$ necesaria, o sea, la corriente de excitación I_e. Se desprende pues, que aún con una carga Z_2 constante, el error varía según sea la corriente primaria.

Esta «corriente de excitación» I_e es también la causa del error de fase pues forma un cierto ángulo con la corriente I_2, dado que la posición de I_e en el diagrama vectorial de corrientes está determinado por el vector de flujo $\theta = \beta.S$ y por las pérdidas magnéticas. Este ángulo con la corriente I_2 varía según el valor de I_e. De todas formas es muy pequeño (valores límite 30, 60, 90 minutos según clase de precisión).

Obsérvese que si el secundario queda en circuito abierto, esto equivale a haber conectado una impedancia Z_2 muy elevada, casi infinita. Por tanto la tensión E_2 aumentará al máximo, para intentar llegar a $E_2 \ = I_2 \ Z_2$. La inducción β en el circuito magnético crecerá hasta llegar a la saturación del mismo. Todo ello pone en peligro el aislamiento del arrollamiento secundario, produce un fuerte calentamiento en el núcleo, debido a las pérdidas magnéticas y hace que aparezca una sobretensión peligrosa en los bornes del secundario.

Por tanto, cuando no se conecte ningún aparato, el secundario tiene que cerrarse en cortocircuito mediante un puente de conexión entre los dos bornes S1 y S2.

Características específicas

Exposición previa

Los diversos tipos de aparatos que usualmente se conectan a los transformadores de corriente, aunque puedan representar unas cargas en ohm y factor de potencia del mismo orden de magnitud pueden requerir del transformador un comportamiento diferente, incluso opuesto, cuando aparecen en el primario intensidades varias veces superiores a la nominal.

Desde este punto de vista, los aparatos a conectar a los TC, son:

- En transformadores de corriente para medida: aparatos de medida, de contaje y aparatos análogos, por ejemplo, amperímetros, elementos amperimétricos de vatímetros, varímetros, contadores de energía activa y reactiva, etc.

Estos aparatos se limitan a «medir» el valor de la corriente en magnitud y ángulo, sin que ante valores anormales de la misma den ellos ninguna reacción o respuesta correctora.

- En transformadores de corriente para protección: relés de vigilancia y protección del valor de la corriente y de su ángulo, por ejemplo, relés de protección contra sobreintensidades. Estos aparatos, ante valores anormales de la intensidad sea por exceso o por sentido (ángulo), etc. dan una respuesta de aviso o de corrección (por ejemplo, provocando una interrupción en el circuito primario).

Por su naturaleza los aparatos de medida y contaje no pueden soportar sobreintensidades elevadas, por ejemplo, las que aparecen en caso de cortocircuito, que pueden llegar a ser varios centenares de veces mayores que la nominal. Por otra parte, no tienen necesidad de medir estos valores anormales.

Para evitar circulen estas elevadas intensidades por los aparatos de medida, interesa que a partir de un cierto valor de la sobreintensidad, el secundario del TC, deje de reflejar la sobreintensidad primaria, o sea «se desacople» del primario. Esto se consigue diseñando el TC, de forma que el error de relación aumente rápidamente al aumentar la intensidad primaria. Recuérdese que dicho error es siempre por defecto o sea, la intensidad real secundaria es menor que la teórica según la relación de transformación K por el valor de la corriente de excitación secundaria I_e.

Siendo la intensidad de excitación $I_e = F\left(\hat{\beta}\right)$

según la característica magnética del núcleo del transformador, es evidente que, con una carga Z_2 determinada (la nominal u otra cualquiera) al aumentar la intensidad primaria I_1 aumenta la secundaria I_2 y, por tanto, E_2 e I_e. Aumenta pues el error de intensidad por defecto.

Si se diseña el circuito magnético de forma que rápidamente llegue a la saturación, a partir de un cierto valor de sobreintensidad primaria, la corriente de excitación I_e crecerá mucho en detrimento de la I_2 que pasa por los aparatos $\left(I_2 = I_1 . \frac{N_1}{N_2} - I_e\right)$ hasta llegar a un

punto a partir del cual la intensidad I_2 no crece más, aunque siga aumentando I_1. Esto es lo que se trataba de conseguir.

Por el contrario, en el caso de TC destinados a alimentar relés de protección, lo que interesa es que, al aparecer elevadas sobreintensidades como son las de cortocircuito, el secundario siga reflejando lo que sucede en el primario, aunque sea con errores mayores, pues en definitiva los relés no necesitan tanta precisión (no son aparatos de medida).

En efecto, por la misión que tienen encomendada, los relés de protección, deben seguir «viendo» las sobreintensidades aún en sus valores más elevados, a fin de dar la respuesta adecuada.

Por tanto, contrariamente al caso anterior, interesa diseñar el TC de forma que no alcance la saturación hasta valores elevados de sobreintensidad primaria, o sea, que el crecimiento de I_e sea lento.

Esta diferente problemática en la alimentación de aparatos de medida y de relés de protección hace aconsejable no mezclar en un mismo circuito secundario de un TC, aparatos de medida y relés. Lo correcto es destinar un TC (o bien un núcleo de un TC de doble núcleo) a alimentar aparatos de medida, y otro TC (o el otro núcleo de un TC de doble núcleo), para los relés de protección. Desde luego, cada núcleo con las características adecuadas, a los aparatos que debe alimentar.

Obsérvese que se indica doble núcleo, no simplemente doble arrollamiento secundario,

pues las condiciones de saturación que son las determinantes del distinto comportamiento frente a las sobreintensidades, residen básicamente en la característica del circuito magnético.

Características específicas de los TC para medida

Concepto simplificado del error compuesto:

Cuando se trata de intensidades senoidales que admiten una representación vectorial, el error compuesto puede definirse como la suma geométrica a 90º del error de intensidad y del error de fase, formando un triángulo rectángulo, en el cual, la hipotenusa es el error compuesto y los catetos son respectivamente el error de intensidad y el error de fase . El error compuesto es pues igual a la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados del error de intensidad y del error de fase, expresado éste en centirradianes. De ello resulta que el error compuesto es siempre el límite superior tanto del error de intensidad como del de fase.

☐ Intensidad primaria límite asignada (IPL)

Es la intensidad primaria mínima para la que el error compuesto es igual o superior del 10% con la carga secundaria igual a la carga de precisión del TC.

☐ Factor de seguridad (FS) es la relación entre la intensidad primaria límite asignada (IPL) y la intensidad nominal primaria.

Nota: En caso de cortocircuito en la línea en la que está intercalado el arrollamiento primario del TC, la seguridad de los aparatos alimentados por el secundario del TC es tanto mayor cuanto menor es el factor de seguridad FS.

En los TC para alimentación de contadores, el factor de seguridad acostumbra a ser igual o inferior a 5 (FS ≤ 5).

☐ Clase de precisión (también denominada «índice de clase»). Valores normalizados: 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 - 5.

Los valores de la tabla de la **figura 49** son para:

– TC para aplicaciones normales (no especiales)

– Carga entre el 25% y el 100% de la carga de precisión

– Factor de potencia de la carga:

  1 para carga inferior a 5 VA

  0,8 inductivo para carga igual o superior a 5VA .

– Frecuencia nominal del TC.

– Para las clases 3 y 5 no se especifica límite alguno en el desfase (error de fase).

Los valores de la tabla de la **figura 50** son para:

– Carga entre el 50% y el 100% de la carga de precisión.

Clase de precisión	Error de intensidad en tanto por ciento ±, para los valores de intensidad expresados en tanto por ciento de la intensidad asignada				Desfasaje (error de fase) ±, para valores de intensidad expresados en tanto por ciento de la intensidad asignada							
					minutos				centirradianes			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Fig. 49: *Límite de error de intensidad y de fase.*

– Frecuencia nominal.

– Factor de potencia de la carga:

1 para carga inferior a 5VA

0,8 inductivo para carga igual o superior a 5VA.

Características específicas de los TC para protección

☐ Intensidad límite de precisión asignada

Es el valor más elevado de la intensidad primaria para la cual el TC no sobrepasa el límite del error compuesto que le ha sido asignado.

☐ Factor límite de precisión

Es la relación entre la intensidad límite de precisión asignada, y la intensidad nominal primaria.

Valores normales del factor límite de precisión: 5 - 10 - 15 - 20 - 30

☐ Clase de precisión (Índice de clase)

Clases de precisión normales: 5P y 10P.

Los límites de error están indicados en la tabla de la **figura 51**.

Los valores de la tabla son para:

– Frecuencia nominal

– Carga de precisión

– Factor de potencia de la carga:

1 para carga inferior a 5 VA,

0,8 para carga igual o superior a 5VA

Clase de precisión	Error de la intensidad en tanto por ciento ±, para valores de intensidad expresados en tanto por ciento de la intensidad asignada	
	50	120
3	3	3
5	5	5

Fig. 50: *Límite de error de intensidad.*

Clase de precisión	Error de intensidad para la intensidad primaria asignada en (%)	Desfase para la intensidad primaria asginada de precisión en %		Error compuesto para la intensidad primaria límite de precisión %
		minutos	centirradianes	
5P	± 1	± 60	± 18	5
10P	± 3	-	-	10

Fig. 51: *Límites de los errores.*

9.6 Marcado de la placa de características

9.6.1 Transformadores de intensidad.

Todos los transformadores de intensidad deben llevar, como mínimo, las indicaciones siguientes (**figura 52**):

☐ a) el nombre del fabricante o una iniciación que permita identificarlo fácilmente,

☐ b) el número de serie y la designación del tipo,

☐ c) la relación de transformación asignada de la siguiente manera:

$K_N = I_{PN}/I_{SN}$ A (Ejemplo K_N = 100/5 A)

o d) la frecuencia asignada (Ejemplo: 50 Hz);

☐ e) la potencia de precisión y la clase de precisión correspondiente, eventualmente combinadas con informaciones complementarias.

Nota: si se presenta el caso, se indicarán las referencias de los circuitos secundarios (Ejemplo: 1S, 15 VA, clase 0,5; 2S, 30 VA, clase 1);

☐ f) la tensión más elevada para el material (Ejemplo: 24KV)

☐ g) el nivel de aislamiento asignado

(Ejemplo: 50/125 kV)

Notas:

1.- Las indicaciones de los puntos f) y g) pueden combinarse en una sola (Ejemplo: 24/50/125 kV).

2.- Un guión indica la ausencia de nivel de tensión de impulso.

Además, cuando se disponga de espacio suficiente:

☐ h) la intensidad térmica de cortocircuito asignada (I_{th}).

Notas: en los TC para medida debe figurar también el factor de seguridad, FS, a continuación de los datos de la potencia y la clase de precisión (por ejemplo, 15 VA clase 0,5 FS 5).

En los TC para protección debe figurar el factor límite de precisión asignado, a continuación de la potencia y la clase de precisión (por ejemplo, 30 VA clase 5P 10).

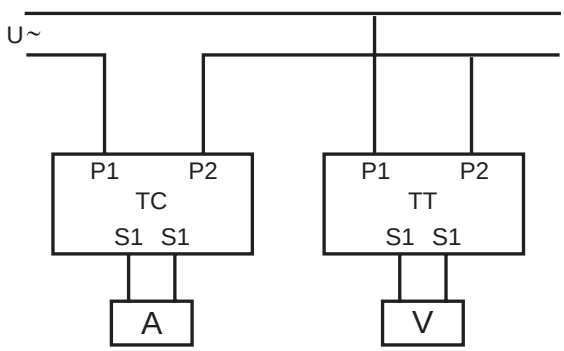


Fig. 52.

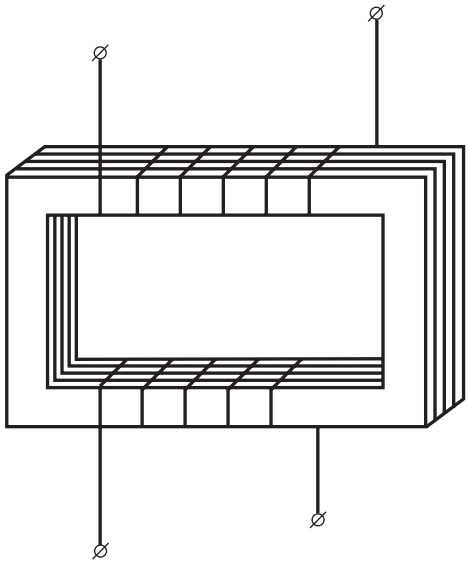


Fig. 53.

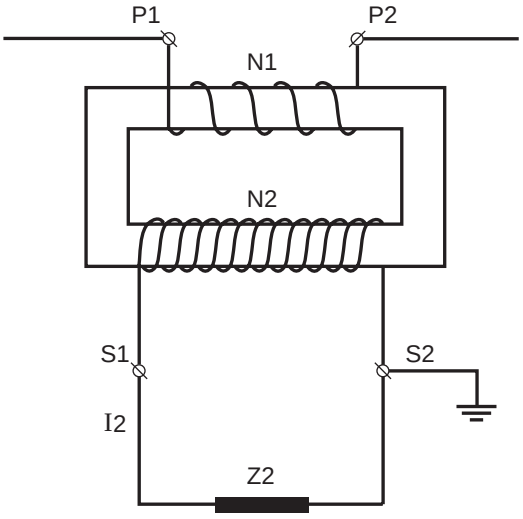


Fig. 55.

9.6.2 Transformadores de tensión.

Los transformadores de tensión deben llevar como mínimo las indicaciones siguientes (**figura 53**):

☐ a) El nombre del constructor o cualquier otra marca que permita su fácil identificación,

☐ b) El número de serie y la designación del tipo,

☐ c) Las tensiones nominales primaria y secundaria (por ejemplo, 22 000/110 V),

☐ d) La frecuencia nominal (por ejemplo, 50 Hz),

☐ e) La potencia de precisión y la clase de precisión correspondiente.

Ejemplo:

50 VA clase 1,0

100 VA clase 1 y 3P.

Nota: Cuando existan dos arrollamientos secundarios separados, las indicaciones deben incluir la gama de potencias de precisión de cada arrollamiento secundario en voltioamperios, así como la clase de precisión correspondiente y la tensión nominal de cada arrollamiento.

☐ f) La tensión más elevada de la red (por ejemplo, 24 kV),

☐ g) El nivel de aislamiento nominal (por ejemplo, 50/125 kV).

Nota: los dos párrafos f) y g) pueden combinarse en una indicación única (por ejemplo 24/50/125 kV).

Además, cuando se disponga de espacio suficiente:

☐ h) El factor de tensión nominal y duración nominal correspondiente.

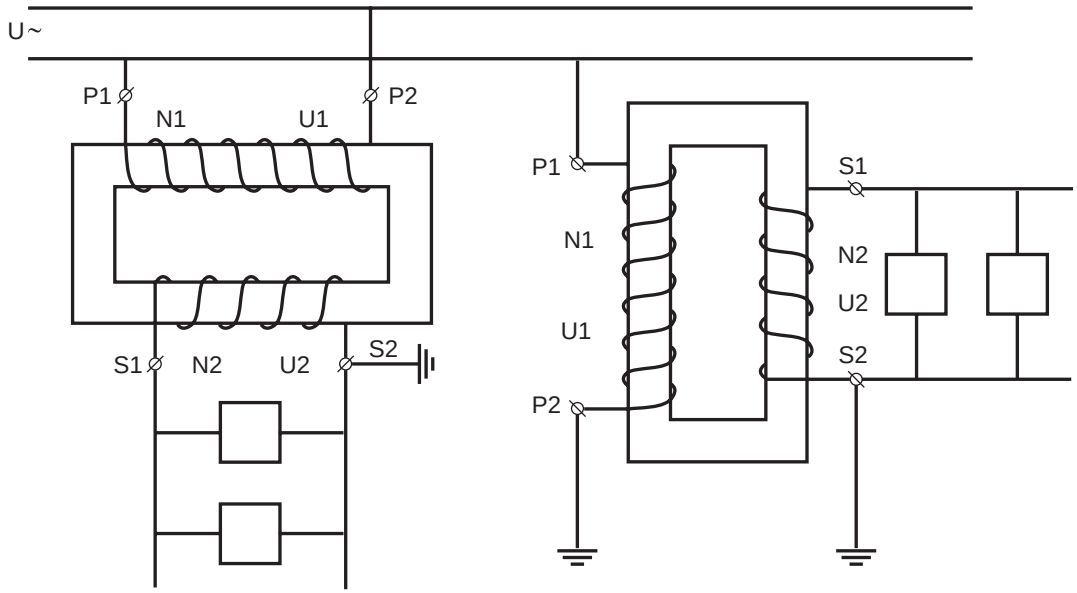


Fig. 54.