

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELECTRICOS  
DE POTENCIA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**RAUL WESLEY RODRIGUEZ CELIS**

**PROMOCIÓN  
1980 - II**

**LIMA – PERÚ  
2002**

**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO  
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

*A mi comprensiva esposa Deicer*

*A mis pacientes hijos Diana y Raúl*

*A mi querida madre Feli por su apoyo constante*

*A la memoria de mi padre Plinio, mi guía y ejemplo*

*A mi hermano Carlos y su familia,*

## SUMARIO

El presente Estudio de Cortocircuito en Sistemas Eléctricos de Potencia es un resumen simplificado de la forma de hallar las corrientes y voltajes producidos luego de un cortocircuito en un sistema de potencia. Esta forma se basa en el uso de un programa computarizado que permita obtener resultados exactos, tanto para cortocircuitos trifásicos como monofásicos.

Este estudio aborda los tipos clásicos de cortocircuitos: trifásico, monofásico a tierra, bifásico, bifásico a tierra, así como un tipo de falla en serie: una fase abierta. Previamente se realiza un modelamiento de los componentes de un sistema de potencia, como son el generador síncrono, el transformador de potencia, la línea de transmisión y las cargas.

Se hace énfasis en el cálculo matricial computarizado para obtener cualquier valor de tensión o corriente de falla en cualquier punto del sistema en estudio.

Se ha tomado como ejemplo de aplicación el sistema de transmisión de la C.H. Cahua, simulando las fallas mencionadas anteriormente y hallando los resultados correspondientes.

Espero que el estudio planteado sirva a los estudiantes y a la Universidad como una adecuada guía de referencia.

# ÍNDICE

	Página
<b>INTRODUCCIÓN</b>	01
<b>CAPÍTULO I</b>	02
<b>MODELAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA</b>	02
1.1 El Generador Síncrono	02
1.2 El Transformador de Potencia	04
1.3 La Línea de Transmisión	06
1.4 Las Cargas	07
1.5 Los Motores	08
<b>CAPÍTULO II</b>	09
<b>TIPOS DE FALLAS</b>	09
2.1 Fallas Simétricas	11
2.2 Fallas Asimétricas	13
<b>CAPÍTULO III</b>	27
<b>PROGRAMA DE CALCULO DE FALLAS</b>	27
3.1 Metodología General para el Cálculo de Cortocircuitos	27
3.2 Programa de Cálculo	30

<b>CAPÍTULO IV</b>	32
<b>APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE CALCULO DE FALLAS</b>	32
4.1 Diagramas	32
4.2 Tipos de Fallas	37
4.3 Programa Utilizado	38
4.4 Resultados	38
<b>CONCLUSIONES</b>	46
<b>ANEXO A</b>	47
<b>PROGRAMA DE APLICACIÓN</b>	48
<b>ANEXO B</b>	69
<b>NORMA CEI EN 60909-0</b>	70
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	

## INTRODUCCION

El objetivo de un estudio de cortocircuito es proporcionar información sobre corrientes y voltajes en un sistema eléctrico durante condiciones de falla. Esta información se requiere para determinar las características de capacidad interruptiva y momentánea de los interruptores y otros dispositivos de protección localizados en el sistema, calcular los esfuerzos dinámicos en barras de subestaciones y tableros, seleccionar conductores alimentadores, así como para diseñar un adecuado sistema de relés de protección, los cuales deberán reconocer la existencia de la falla e iniciar la operación de los dispositivos de protección asegurando así la mínima interrupción en el servicio y evitando daños a los equipos.

Los valores máximos calculados de las corrientes de cortocircuito son usados para seleccionar dispositivos de una capacidad interruptiva adecuada, chequear la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos y para determinar la coordinación tiempo-corriente de los relés de protección. Los valores mínimos son usados para establecer la sensibilidad requerida de los relés de protección.

Las bases matemáticas para el estudio de un cortocircuito, comprenden las componentes simétricas, los sistemas en valores por unidad y el cálculo de las impedancias positiva, negativa y cero.

# CAPITULO I

## MODELAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

Los componentes principales de un sistema eléctrico a considerar en el cálculo de cortocircuitos son: generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas y motores. Estos componentes deben ser representados por modelos matemáticos adecuados.

### 1.1 El Generador Síncrono

La figura 1.1 representa un generador con sus devanados conectados en estrella y su neutro puesto a tierra mediante una impedancia  $Z_t$ . Esta impedancia tendrá los siguientes valores:

Neutro conectado directamente a tierra       $Z_t = 0$

Neutro aislado       $Z_t = \infty$

Un generador conectado en delta puede representarse por su equivalente estrella, con neutro aislado.

El modelo del generador es una fuente de tensión constante en serie con una impedancia. En las figuras 1.2a, b y c se muestra los modelos matemáticos para cada red de secuencia. La representación con la fuente de tensión sólo será para la red de secuencia positiva, debido a que las tensiones internas producidas por un generador se encuentran completamente balanceadas.



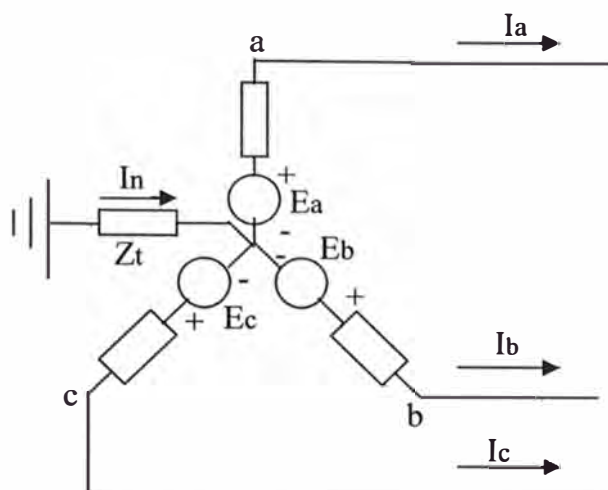


Fig. 1.1 Diagrama de un generador en vacío

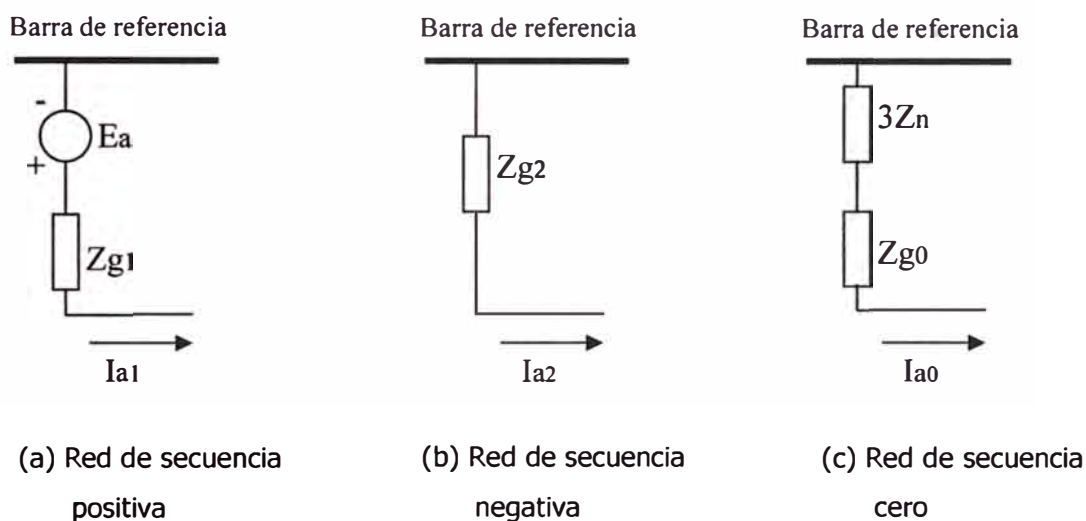


Fig. 1.2 Redes de secuencia para un generador trifásico

Existen tres tipos de reactancia a utilizar para la impedancia de secuencia positiva, de acuerdo al periodo en estudio: subtransitoria, transitoria y síncrona. La impedancia de secuencia negativa se asume constante. La impedancia de secuencia cero está constituida por la reactancia de secuencia cero del generador y tres veces la impedancia de puesta a tierra del neutro del generador (fig. 1.2c).

Ecuaciones de voltajes en bornes del generador:

$$V_o = -I_o (Z_{go} + 3 Z_t) \quad \dots (1.1)$$

$$V_1 = E - I_1 Z_{g1} \quad \dots (1.2)$$

$$V_2 = -I_2 Z_{g2} \quad \dots (1.3)$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_o \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{go} + 3 Z_t & & \\ & Z_{g1} & \\ & & Z_{g2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_o \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

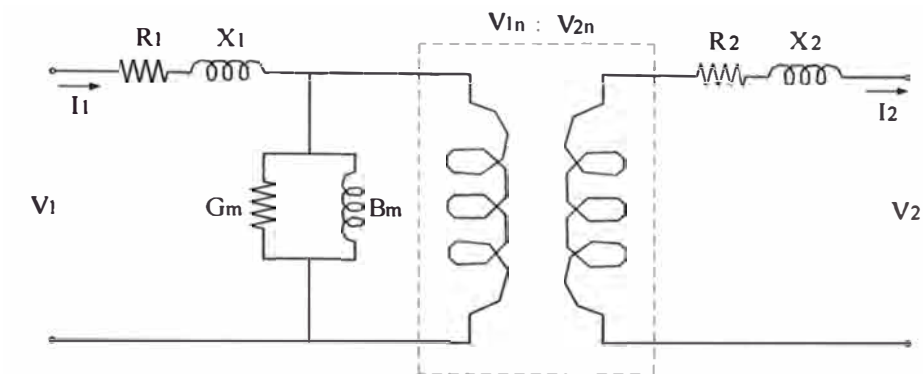
## 1.2 El Transformador de Potencia

El modelamiento del transformador depende de la forma de conexión de sus devanados.

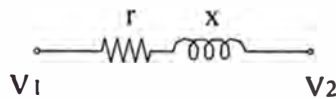
La figura 1.3 muestra el modelo general de un transformador de potencia.

Las impedancias  $Z_1 = R_1 + jX_1$  y  $Z_2 = R_2 + jX_2$  del primario y secundario respectivamente, representan la caída de tensión y las pérdidas.

La admitancia de magnetización  $Y_m = G_m - jB_m$  representa las pérdidas y la corriente absorbida por el núcleo para magnetizarse. Para simplificar este modelo se puede despreciar la admitancia de magnetización.



(a) Modelo general del transformador



(b) Modelo del transformador en p.u.

Fig. 1.3 El transformador de potencia

La figura 1.3b muestra el circuito equivalente del transformador en por unidad, válido para las secuencias positiva y negativa.

El modelamiento del transformador para un sistema de secuencia cero es variado, dependiendo del grupo de conexión. La figura 1.4 muestra los principales tipos de conexiones de transformadores con sus circuitos equivalentes de secuencia cero.

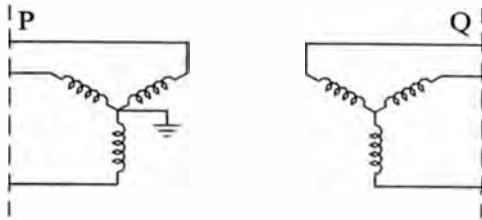
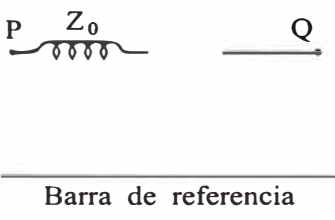
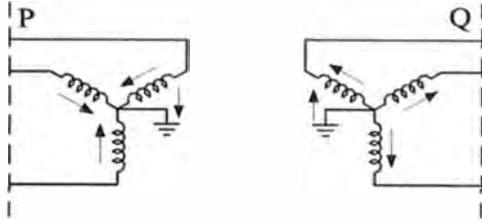
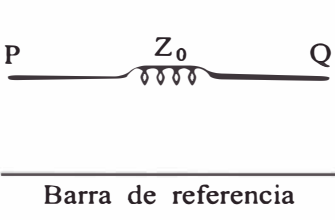
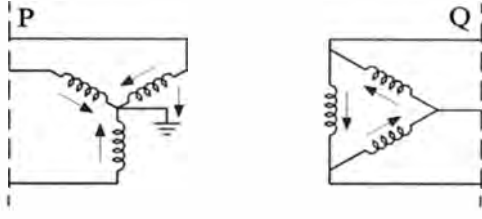
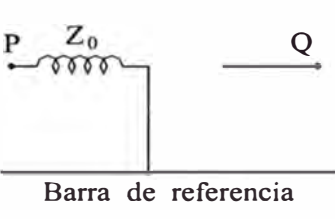
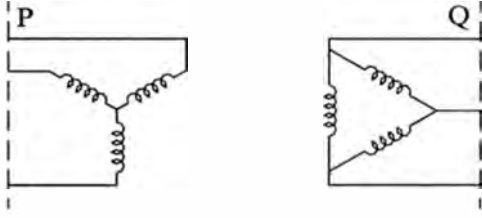
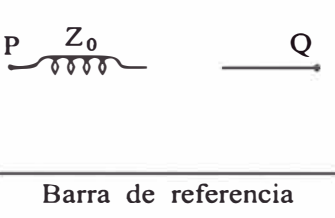
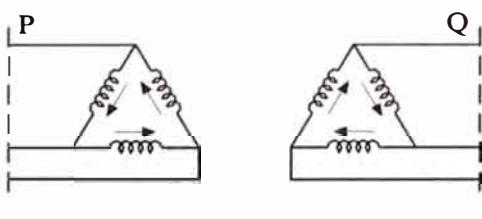
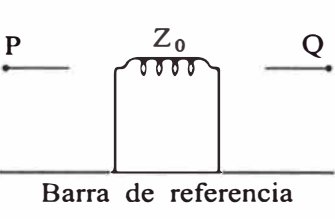
ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>
	 <p style="text-align: center;">Barra de referencia</p>

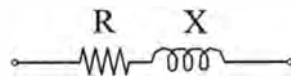
Fig. 1.4 Equivalentes de Secuencia Cero  
de Transformadores Trifásicos

### 1.3 La Línea de Transmisión

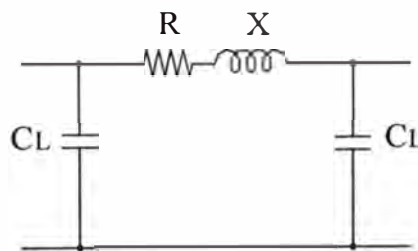
La figura 1.5a representa una línea corta (menos de 80 km de longitud). Esta línea está representada solo por su impedancia serie.

La figura 1.5b representa una línea media o larga (mayor de 80 km de longitud). Esta línea está representada por el llamado equivalente  $\pi$ . Los valores de secuencia positiva y negativa son iguales, tanto para la impedancia en serie como para los capacitores en paralelo. Sin embargo, para casos prácticos, se suele despreciar las impedancias capacitivas, por ser muy grandes en comparación con las impedancias en serie.

Para la secuencia cero, se considera otros valores para los capacitores en paralelo (Ver Apéndice). En forma práctica, se suele considerar el valor de la impedancia de secuencia cero como el triple de la impedancia de secuencia positiva.



(a) Línea corta



(b) Línea larga - modelo pi

Fig. 1.5 La línea de transmisión

#### 1.4 Las Cargas

En un estudio de cortocircuito no es de mucha importancia la representación de cargas, ya que las corrientes a través de ellas son siempre pequeñas en relación a las contribuciones de los generadores, por lo que normalmente se supone que durante un cortocircuito el sistema no alimenta ninguna carga ( $Z_L = \infty$ ).

## **1.5 Los Motores**

### **1.5.1 Motores y Compensadores Síncronos**

Si la duración del cortocircuito es menor a 0.2 segundos, los motores y compensadores síncronos pueden tratarse con suficiente precisión como generadores síncronos. Si la duración del cortocircuito es mayor, la caída de velocidad debida al par antagónico de frenado repercute sobre los fenómenos electromecánicos transitorios. Las máquinas síncronas de la red pasan a funcionar de forma asíncrona, por lo que en general se desconectan antes de que transcurran 0.2 segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito.

### **1.5.2 Motores Asíncronos**

Los motores asíncronos de alta y baja tensión contribuyen también a la corriente de cortocircuito. Como estas máquinas no disponen de devanado de excitación, las corrientes de cortocircuito se amortiguan muy rápidamente.

En general, se torna más importante el comportamiento de los motores para casos de sistemas industriales, que para grandes sistemas de potencia.

## CAPITULO II

### TIPOS DE FALLAS

Consideremos una red general de potencia, que se muestra en la figura 2.1. Se asume que ocurre una falla tipo paralelo en el punto F en el sistema, como resultado de la cual las corrientes  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  fluyen fuera del sistema, y  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  son los voltajes de las líneas a, b y c con respecto a tierra.

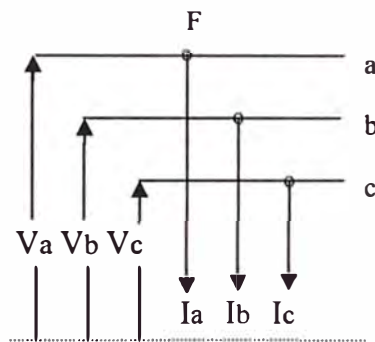


Fig. 2.1 Una red de potencia general

Asumamos que el sistema opera en vacío antes de la ocurrencia de una falla. Por lo tanto, los voltajes de secuencia positiva de todas las máquinas síncronas serán idénticas e iguales al voltaje prefalla en F. Llamemos este voltaje  $V_{pa}$ .

Visto desde F, el sistema de potencia presentará redes de secuencias positiva, negativa y cero, que están esquemáticamente representadas por las figuras 2.2a, b y c. La barra de referencia se indica por una línea gruesa y el punto F está identificado en cada red de secuencia. También se muestran los voltajes de secuencia en F y las corrientes de secuencia que fluyen fuera de las redes en F. Las figuras 2.3a, b y c respectivamente, dan los equivalentes Thevenin de las tres redes de secuencia.

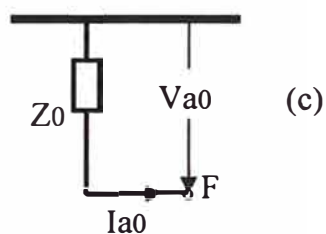
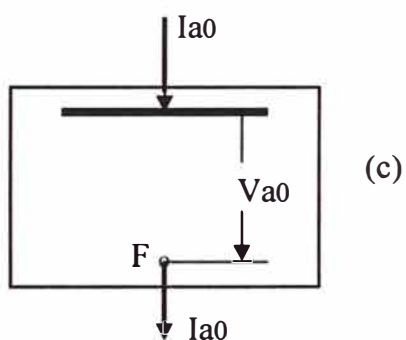
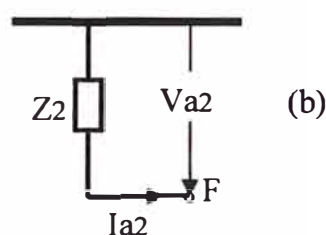
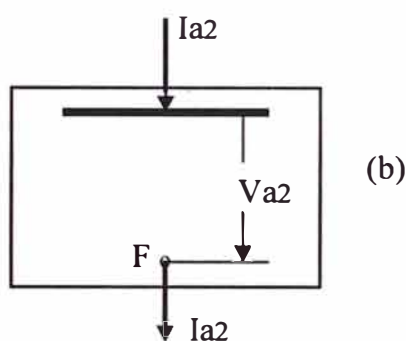
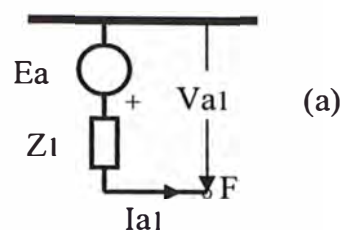
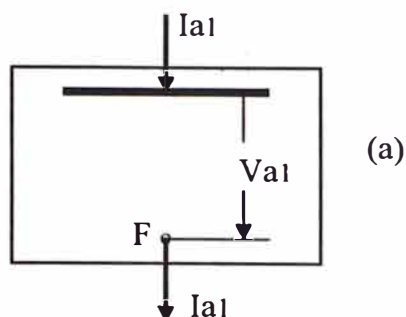


Fig. 2.2 Redes de secuencia vistas desde el punto de falla F

Fig. 2.3 Equivalentes Thevenin de las redes de secuencia vistas desde el punto de falla F

Reconociendo que el voltaje  $V_{pa}$  está presente solo en la red de secuencia positiva y que no hay acoplamiento entre redes de secuencia, se puede expresar los voltajes de secuencia en F en términos de corrientes de secuencia e impedancias Thevenin de secuencia como:



$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pa} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

Dependiendo del tipo de falla, se realiza una forma particular de conexión de las redes de secuencia. De esta manera, se puede calcular fácilmente las corrientes y voltajes de secuencia y las corrientes y voltajes de falla.

## 2.1 Fallas Simétricas

Las fallas simétricas son sinónimo de cortocircuito trifásico balanceado. La figura 2.4a representa una falla trifásica balanceada.

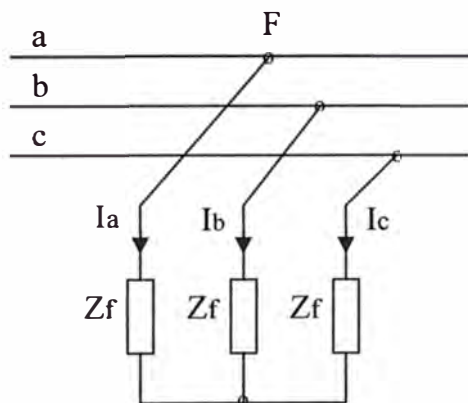


Fig. 2.4 Falla trifásica balanceada en F

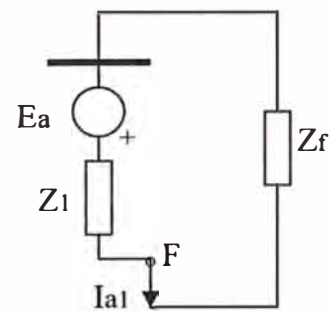


Fig. 2.5 Conexión de las redes de secuencia

Se deduce que:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (\text{falla balanceada}) \quad \dots (2.1)$$

Como el circuito es balanceado:

$$I_b = \alpha^2 I_a \quad \dots (2.2)$$

$$I_c = \alpha I_a \quad (\alpha = 1 / 120^\circ) \quad \dots (2.3)$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = 0 \quad \dots (2.4)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = \frac{1}{3} (I_a + \alpha^3 I_a + \alpha^3 I_a) = I_a \quad \dots (2.5)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = \frac{1}{3} (I_a + \alpha I_a + \alpha^2 I_a) = 0 \quad \dots (2.6)$$

Concluyéndose que para una falla trifásica balanceada la única red que interviene es la de secuencia positiva. El circuito equivalente para esta falla se muestra en la figura 2.5.

De la figura 2.4 se cumple que:

$$V_a = V_b = V_c = Z_f I_a = Z_f I_b = Z_f I_c$$

$$\text{En general: } V_i = Z_f I_i \quad \dots (2.7)$$

Donde:  $V_i$ : voltaje de falla en la barra “i”

$Z_f$ : impedancia de falla en la barra “i”

$I_i$ : corriente de falla en la barra “i”

Además, se cumple que:

$$V_i = V_{pi} - Z_{ii} I_i \quad \dots (2.8)$$

Donde  $V_{pi}$  = voltaje pre falla en la barra “i”

$Z_{ii}$  = elemento “ii” de la matriz de impedancias

Por lo tanto:

$$Z_f I_i = V_{pi} - Z_{ii} I_i \quad \dots (2.9)$$

Finalmente, la ecuación para hallar la corriente de falla es:

$$I_1 = \frac{V_{pi}}{Z_{fi} + Z_{ii}} \quad \dots (2.10)$$

Si asumimos que  $Z_{fi} = 0$

$$I_1 = \frac{V_{pi}}{Z_{ii}} \quad \dots (2.11)$$

## 2.2 Fallas Asimétricas

La metodología de cálculo para una red grande es similar a la de fallas simétricas, pero incluyendo las secuencias negativa y cero. Dependiendo del tipo de cortocircuito se hará la conexión entre las redes de secuencia. Los pasos de la metodología de cálculo son similares a los de fallas simétricas.

### 2.2.1 Falla de Línea a Tierra

La figura 2.6 es una representación de este tipo de falla.

Las condiciones de falla son:

$$I_b = I_c = 0 \quad (\text{fases no falladas})$$

$$V_a = Z_f I_a \quad (\text{fase-tierra})$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

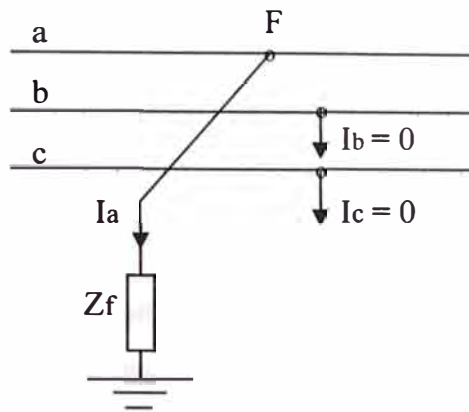


Fig. 2.6 Falla trifásica balanceada en F

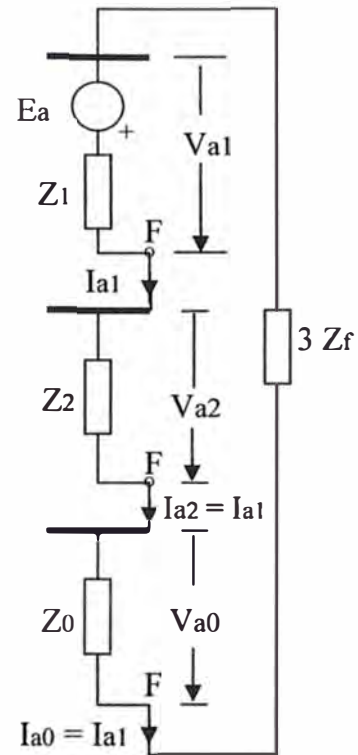


Fig. 2.7 Conexión de redes de secuencia

Desarrollando se obtiene:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{1}{3} I_a \quad \dots (2.12)$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\text{Se obtiene: } V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = Z_f I_a = 3 Z_f I_{a1}$$

Para cumplir las condiciones planteadas en las ecuaciones, es necesario conectar los circuitos equivalentes de las secuencias como lo indica la figura 2.7.

Ecuaciones de Thevenin:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pa} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = V_{pa} - Z_0 I_{a0} - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} \quad \dots (2.13)$$

$$3 Z_f I_{a1} = V_{pa} - Z_0 I_{a1} - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a1} \quad \dots (2.14)$$

$$I_{a1} = \frac{V_{pa}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad \dots (2.15)$$

Si consideramos

$$Z_f = 0$$

La ecuación para hallar la corriente de falla es:

$$I_{a1} = \frac{V_{pa}}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad \dots (2.16)$$

### 2.2.2 Falla de Línea a Línea

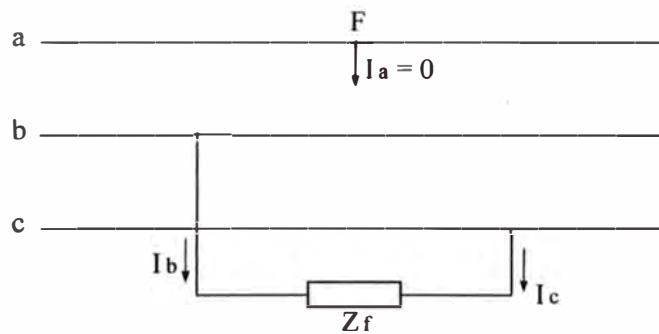


Fig. 2.8 Falla línea-línea a través de la impedancia  $Z_f$

La figura 2.8 es una representación de este tipo de falla. Se deduce que:

$$I_a = 0 \qquad I_c = -I_b \qquad V_b - V_c = Z_f I_b$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix}$$

Desarrollando:  $I_{a0} = 0$

$$I_{a1} = (\alpha - \alpha^2) I_b / 3 = j \sqrt{3} I_b / 3 = j I_b / \sqrt{3}$$

$$I_{a2} = (\alpha^2 - \alpha) I_b / 3 = -j \sqrt{3} I_b / 3 = -j I_b / \sqrt{3}$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$I_{a1} = -I_{a2}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_b - Z_f I_b \end{bmatrix}$$

Desarrollando las dos últimas ecuaciones:

$$3 V_{a1} = V_a + (\alpha + \alpha^2) V_b - \alpha^2 Z_f I_b$$

$$3 V_{a2} = V_a + (\alpha + \alpha^2) V_b - \alpha Z_f I_b$$

Considerando que  $I_b = -j\sqrt{3} I_{a1}$  Se obtiene:  $V_{a1} - V_{a2} = Z_f I_{a1}$

Para cumplir con las condiciones planteadas en las ecuaciones, es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como indica la figura 2.9

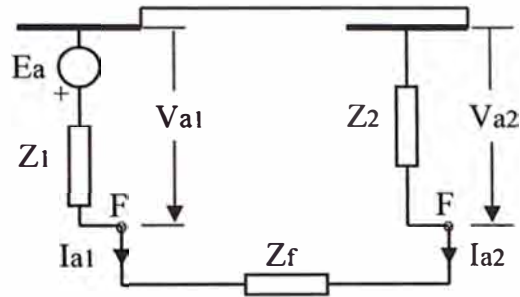


Fig. 2.9 Conexión de las redes de secuencia para una falla línea-línea

Ecuaciones de Thevenin:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pa} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$V_{a1} - V_{a2} = V_{pa} - Z_1 I_{a1} + Z_2 I_{a2}$$

Utilizando las ecuaciones anteriores:

$$Z_f I_{a1} = V_{pa} - (Z_1 + Z_2) I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{V_{pa}}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$$

Si consideramos  $Z_f = 0$  las ecuaciones para hallar las corrientes de falla son:

$$I_{a1} = \frac{V_{pa}}{Z_1 + Z_2} \quad \dots (2.17)$$

$$I_b = -I_c = -j\sqrt{3} \frac{V_p}{Z_1 + Z_2} \quad \dots (2.18)$$

### 2.2.3 Falla de Doble Línea a Tierra

La figura 2.10 es una representación de este tipo de falla.

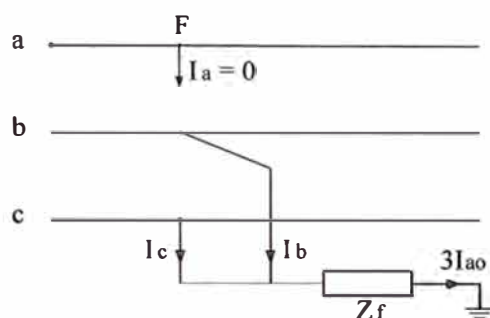


Fig. 2.10 Falla doble línea a tierra a través de la impedancia  $Z_f$

Las condiciones de falla son:  $I_a = 0$

Sabemos que se cumple que:  $I_b + I_c = 3 I_{a0}$

Entonces:  $V_b = V_c = Z_f (I_b + I_c) = 3 Z_f I_{a0}$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

Obtenemos:  $0 = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Obtenemos:  $V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + 2 V_b)$



$$V_{a1} = V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + (\alpha + \alpha^2) V_b)$$

Entonces:  $V_{a0} - V_{a1} = V_b = 3 Z_f I_{a0}$

$$V_{a0} = V_{a1} + 3 Z_f I_{a0}$$

Para cumplir con las condiciones planteadas en las ecuaciones, es necesario conectar los circuitos equivalentes de las secuencias como lo indica la figura 2.11.

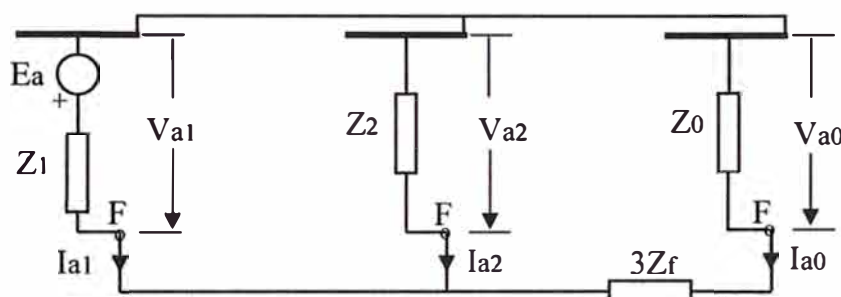


Fig. 2.11 Conexión de las redes de secuencia para una falla doble línea a tierra

Ecuaciones de Thevenin:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pa} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

Considerando también las ecuaciones anteriores:

$$V_{a0} = V_{pa} - Z_1 I_{a1} + 3 Z_f I_{a0}$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{pa} - Z_1 I_{a1}$$

Sustituyendo  $V_{a0}$  y  $V_{a2}$  en términos de  $V_{pa}$  y premultiplicando ambos lados de las ecuaciones de Thevenin por  $Z^{-1}$  (inversa de la matriz de impedancias de secuencia):

$$\begin{bmatrix} Z_0^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & Z_1^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_2^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{pa} - Z_1 I_{a1} + 3 Z_f I_{a0} \\ V_{pa} - Z_1 I_{a1} \\ V_{pa} - Z_1 I_{a1} \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} Z_0^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & Z_1^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_2^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ V_{pa} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

Premultiplicando ambos lados por la matriz fila  $[1 \ 1 \ 1]$  y utilizando las ecuaciones de las condiciones de falla:

$$-\frac{3 Z_f I_{a0}}{Z_0} + \left(1 + \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{Z_1}{Z_2}\right) I_{a1} = \left(\frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_0}\right) V_{pa}$$

Además, de las ecuaciones anteriores tenemos:

$$V_{pa} - Z_1 I_{a1} = -Z_2 I_{a2}$$

Sustituyendo  $I_{a2} = -(I_{a1} + I_{a0})$

$$V_{pa} - Z_1 I_{a1} = Z_2 (I_{a1} + I_{a0})$$

$$I_{a0} = \frac{V_{pa} - (Z_1 + Z_2) I_{a1}}{Z_2}$$

Finalmente:

$$I_{a1} = \frac{V_{pa}}{Z_1 + \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_f)}{Z_0 + Z_2 + 3Z_f}}$$

Si consideramos  $Z_f = 0$

Las ecuaciones para hallar las corrientes de falla son:

$$I_{a1} = \frac{V_{pa}}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_0 + Z_2}} \quad \dots (2.19)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z_0}{Z_0 + Z_2} \quad \dots (2.20)$$

$$I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z_2}{Z_0 + Z_2} \quad \dots (2.21)$$

## 2.2.4 Casos Especiales: Impedancias en Serie Desiguales

Un caso de impedancia serie desigual donde la fase  $a$  es simétrica, es la mostrada en la figura 2.12.

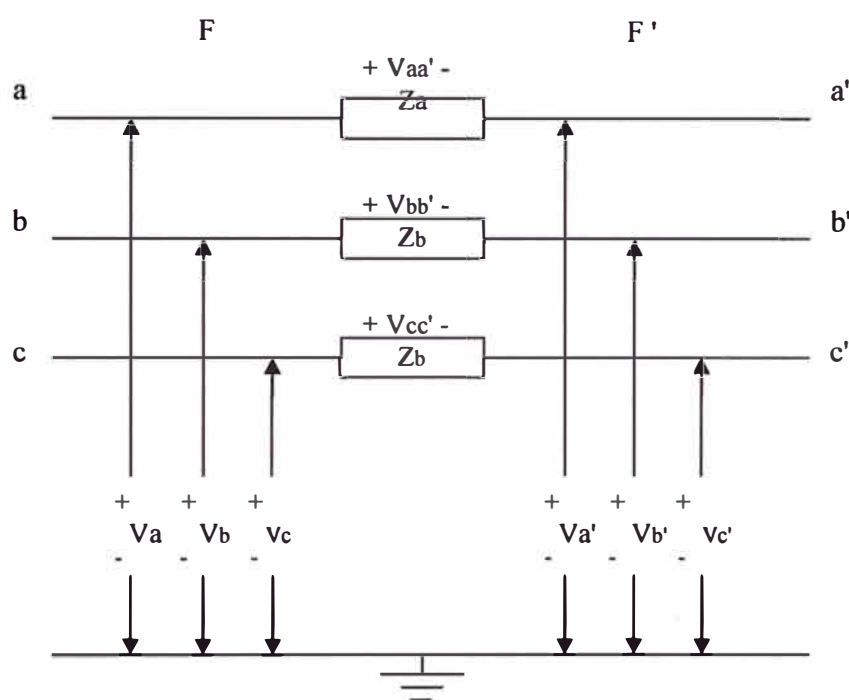


Fig. 2.12 Diagrama de circuito para impedancias en serie desiguales en F-F'

De esta figura podemos decir que  $Z_a \neq Z_b$ .

Además:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{a'} \\ V_{b'} \\ V_{c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Lo que se puede escribir como:

$$V_{abc} - V_{a'b'c'} = Z_{abc} I_{abc}$$

Transformamos la ecuación anterior del sistema de coordenadas a-b-c al sistema de coordenadas 0-1-2:

$$V_{aa'-012} = V_{012} - V'_{012} = Z_{012} I_{012}$$

$$\text{Donde: } Z_{012} = A^{-1} Z_{abc} A$$

Llevando a cabo la multiplicación de las matrices, tenemos:

$$Z_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a + 2 Z_b & Z_a - Z_b & Z_a - Z_b \\ Z_a - Z_b & Z_a + 2 Z_b & Z_a - Z_b \\ Z_a - Z_b & Z_a - Z_b & Z_a + 2 Z_b \end{bmatrix}$$

No hay ecuaciones de corrientes de secuencia en este caso, por lo que se debe determinar completamente las conexiones de las redes de secuencia considerando solo la ecuación de tensión anterior. De esta ecuación, restamos la fila 2 de la fila 1:

$$V_{aa'0} - V_{aa'1} = Z_b (I_{a0} - I_{a1})$$

$$V_{aa'0} - Z_b I_{a0} = V_{aa'1} - Z_b I_{a1}$$

Similarmente, restando la fila 3 de la 2:

$$V_{aa'1} - Z_b I_{a1} = V_{aa'2} - Z_b I_{a2}$$

Combinando las dos últimas ecuaciones:

$$V_{aa'0} - Z_b I_{a0} = V_{aa'1} - Z_b I_{a1} = V_{aa'2} - Z_b I_{a2}$$

Además, sumando las filas 1 y 2:

$$V_{aa'0} + V_{aa'1} = \frac{(2Z_a + Z_b)(I_{a0} + I_{a1}) + 2(Z_a - Z_b)I_{a2}}{3}$$

Sustituyendo  $V_{aa'0}$  y simplificando:

$$V_{aa'1} - Z_b I_{a1} = \frac{1}{3}(Z_a - Z_b)(I_{a0} + I_{a1} + I_{a2})$$

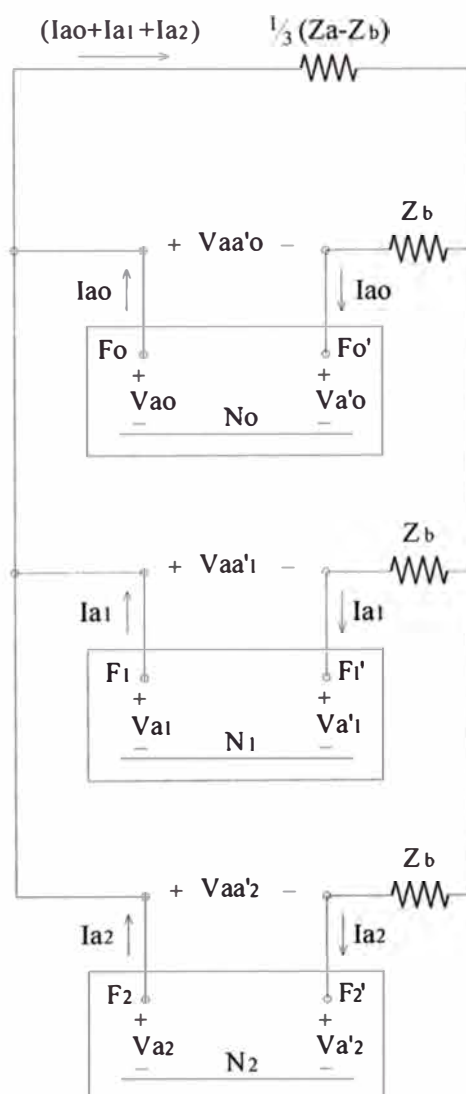
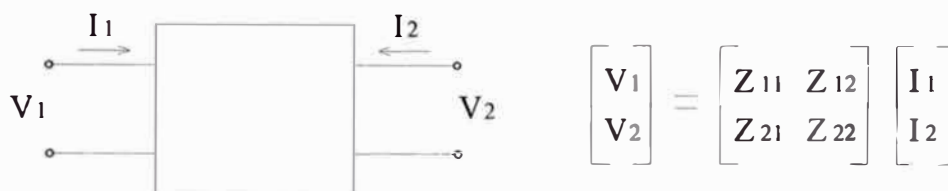


Fig. 2.13 Conexión de redes de secuencia para impedancias serie desiguales en F-F'

De las ecuaciones anteriores vemos que las redes de secuencia deben conectarse como se muestra en la figura 2.13. Conociendo la impedancia equivalente en cada red de secuencia, podemos calcular  $I_{a1}$ .

En el tipo de fallas shunt, definimos  $Z_1$  como la impedancia al flujo de  $I_{a1}$  en la red de secuencia positiva. Para las fallas en serie se construye el equivalente visto desde los terminales de la falla "en serie".



$$Z_0 = (Z_{11-0} - Z_{12-0}) + (Z_{22-0} - Z_{12-0})$$

$$Z_0 = Z_{11-0} + Z_{22-0} - 2 Z_{12-0}$$

Similarmente,

$$Z_1 = Z_{11-1} + Z_{22-1} - 2 Z_{12-1}$$

$$Z_2 = Z_{11-2} + Z_{22-2} - 2 Z_{12-2}$$

Podemos definir  $V_F$  como el aumento de voltaje en la dirección de  $I_{a1}$  para fallas shunt, o la caída de voltaje del circuito abierto de F al neutro. Para el caso de fallas serie tenemos:

$$V_F = V_{S1} - V_{S2}$$

$V_F$  es la caída de tensión del circuito abierto de F a F', o  $V_F = V_{aa'} I_{a1} = 0$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_t} = \frac{V_{FF'} \text{ de circuito abierto}}{Z_t}$$

Con esta notación establecida, calculamos

Donde  $Z_t = Z_b + Z_1 + Z_2$

y donde

$$Z = \frac{(Z_a - Z_b)(Z_b + Z_0)(Z_b + Z_2)}{(Z_b + Z_2)(Z_a - Z_b) + (Z_b + Z_0)(Z_a - Z_b) + 3(Z_b + Z_0)(Z_b + Z_2)}$$

Por inspección de la Fig. 2.13 vemos que

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z}{Z_b + Z_2} \quad I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z}{Z_b + Z_2}$$

Un conductor de línea abierto en la fase *a* es un caso especial en donde

$$Z_a = \infty \quad \text{y} \quad Z_b \text{ es finito}$$

No se necesitan otros cálculos para mostrar que las conexiones de la red de secuencia son las mostradas en la figura 2.14. En este caso falta la rama en paralelo de las tres redes de secuencia  $1/3 (Z_a - Z_b)$ . La conexión de redes de secuencia de la figura 2.14 es similar a la conexión de la falla doble línea a tierra, excepto que las conexiones en paralelo son hechas entre F y F' en lugar que entre F y N.

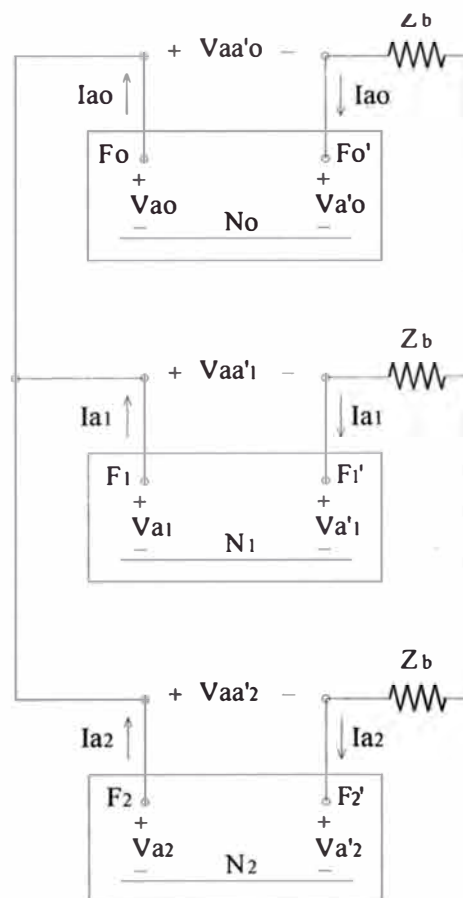


Fig. 2.14 Conexión de redes de secuencia para una línea "a" abierta en F-F'

$$I_{a1} = V_F / Z_t \quad \text{donde} \quad Z_t = Z_b + Z_1 + Z$$

$$Z = \frac{(Z_b + Z_0)(Z_b + Z_2)}{2Z_b + Z_2 + Z_0}$$

Entonces

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z}{Z_b + Z_2} \quad I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z}{Z_b + Z_0}$$

En el caso particular que  $Z_b = 0$ , tenemos:

$$Z = \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2}$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_1 + \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2}} \quad I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z_0}{Z_0 + Z_2} \quad I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z_2}{Z_0 + Z_2}$$

En general, se trata de obtener los diagramas unifilares de las tres secuencias, vistos desde el punto de falla, y unirlos en el punto donde se produce la apertura de la línea.

$V_F$  es la diferencia de voltaje entre los terminales abiertos del conductor fallado. Este voltaje es similar a la diferencia de tensión entre las barras de origen y destino de la línea y puede ser calculado con un flujo de carga previo.



## CAPITULO III

### PROGRAMA DE CALCULO DE FALLAS

#### 3.1 Metodología General para el Cálculo de Cortocircuitos

El método general de cálculo, mediante un programa de computadora, para un caso general de una red grande de  $n$  generadores, tiene cinco pasos básicos:

1. Formación de la matriz de voltajes pre-falla

$$V_0 = \begin{bmatrix} V_1^{(0)} \\ \vdots \\ V_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

2. Formación de la matriz  $[Z]$  de impedancias de barra de la red pasiva (inversa de la matriz de admitancias  $[Y]$ ) para las secuencias positiva, negativa y cero, considerando las reactancias de los generadores. Se debe igualar la tensión deducida de los incrementos con la que se presentó en la impedancia de falla. Para el caso de una falla simétrica solo se utilizará la secuencia positiva.
3. Establecimiento de relaciones de tensión y corriente (condiciones de falla) para cada caso particular de falla.
4. Cálculo de los incrementos de voltaje producidos al excitar a la red en el punto de falla por una fuente de corriente  $I_f$ , (generadores reemplazados por sus reactancias).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{1f} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_{nf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} \dots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \quad Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_f \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

5. Cálculo de los voltajes de falla en cada barra por superposición del voltaje inicial más el incremento de voltaje del paso anterior.

$$V_{nf} = V_n^0 + \Delta V_n \quad \dots (3.1)$$

$$I_{fn} = V_n^0 / (Z_{nn} + Z_f) \quad \text{donde } V_n^0 \text{ es la tensión pre-falla} \quad \dots (3.2)$$

En general, deberá utilizarse los siguientes juegos de matrices, para el cálculo de las corrientes de líneas y voltajes de barras en un sistema eléctrico cualquiera.

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{10} \\ \hline U_{20} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline U_{n0} \\ \hline \end{array} = - \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z_{110} & Z_{120} & Z_{1n0} \\ \hline Z_{210} & Z_{220} & Z_{2n0} \\ \hline \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline Z_{n10} & Z_{n20} & Z_{nn0} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline I_{10} \\ \hline I_{20} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline I_{n0} \\ \hline \end{array} \quad (0)$$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{11} \\ \hline U_{21} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline U_{n1} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline U_{p1} \\ \hline U_{p2} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline U_{pn} \\ \hline \end{array} - \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z_{111} & Z_{121} & Z_{1n1} \\ \hline Z_{211} & Z_{221} & Z_{2n1} \\ \hline \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline Z_{n11} & Z_{n21} & Z_{nn1} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline I_{11} \\ \hline I_{21} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline I_{n1} \\ \hline \end{array} \quad (1)$$

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{12} \\ \hline U_{22} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline U_{n2} \\ \hline \end{array} = - \begin{array}{|c|c|c|} \hline Z_{112} & Z_{122} & Z_{1n2} \\ \hline Z_{212} & Z_{222} & Z_{2n2} \\ \hline \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline \cdot & \cdot & \cdot \\ \hline Z_{n12} & Z_{n22} & Z_{nn2} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline I_{12} \\ \hline I_{22} \\ \hline \cdot \\ \hline \cdot \\ \hline I_{n2} \\ \hline \end{array} \quad (2)$$

Explicación de los índices:

1. El primer índice de voltajes (U) y corrientes (I) indica el número de la barra.

2. El segundo índice de voltajes (U) y corrientes (I) indica la secuencia de sistema: cero (0), positiva (+), negativa (2).
3. Los primeros dos índices de las impedancias (Z) indican las barras.
4. El tercer índice de las impedancias (Z) indica la secuencia de sistema: cero (0), positiva (+), negativa (2).

Cada ecuación matricial describe un equivalente por fase y se entiende que los voltajes y corrientes representan a la fase "a" en los subsistemas de secuencia.

Los voltajes de barra, fases a, b y c, para una barra "i", se encuentran utilizando las siguientes ecuaciones de componentes simétricas:

$$\begin{array}{|c|} \hline U_{ia} \\ \hline U_{ib} \\ \hline U_{ic} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|ccc|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline U_{i0} \\ \hline U_{i1} \\ \hline U_{i2} \\ \hline \end{array}$$

También podemos calcular las corrientes que fluyen por las líneas entre las barras. Las componentes simétricas de la corriente de línea  $I_{ij}$  que fluye de la barra N° "i" a la barra N° "j" son:

$$\text{Secuencia positiva} \quad I_{ij1} = \frac{(U_{i1} - U_{j1})}{Z_{ij1}} \quad \dots (3.3)$$

$$\text{Secuencia negativa} \quad I_{ij2} = \frac{(U_{i2} - U_{j2})}{Z_{ij2}} \quad \dots (3.4)$$

$$\text{Secuencia cero} \quad I_{ij0} = \frac{(U_{i0} - U_{j0})}{Z_{ij0}} \quad \dots (3.5)$$

En estas ecuaciones, las impedancias son las impedancias de línea de la línea entre las barras "i" y "j" en los tres sistemas de secuencia respectivamente. No son elementos de las matrices de impedancias.

Las corrientes que fluyen en las fases a, b y c entre las barras "i" y "j" son:

$$\begin{array}{|c|} \hline I_{ija} \\ \hline I_{ijb} \\ \hline I_{ijc} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|ccc|} \hline 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & a^2 & a \\ \hline 1 & a & a^2 \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline I_{ij0} \\ \hline I_{ij1} \\ \hline I_{ij2} \\ \hline \end{array}$$

### **3.2 Programa de Cálculo**

Se ha utilizado un programa en base al software MATLAB, siguiendo los pasos mencionados anteriormente. A continuación se muestra la estructura y secuencia de cálculo a seguir:

- A. DATOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA
  - A1. VOLTAJES DE BARRAS
  - A2. GENERADORES
  - A3. TRANSFORMADORES
  - A4. LÍNEAS
- B. BASES DEL SISTEMA
- C. CÁLCULO DE VALORES POR UNIDAD
  - C1. VOLTAJES
  - C2. GENERADORES
  - C3. TRANSFORMADORES
  - C4. LÍNEAS
- D. CÁLCULO DE ADMITANCIAS DE BARRAS
  - D1. SECUENCIA POSITIVA
  - D2. SECUENCIA NEGATIVA
  - D3. SECUENCIA CERO
- E. FORMACIÓN DE MATRICES
  - E.1 VOLTAJES PRE-FALLA
  - E.2 ADMITANCIAS
  - E.3 IMPEDANCIAS
- F. CÁLCULOS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS
  - F1. FALLA TRIFÁSICA
  - F2. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA
  - F3. FALLA BIFÁSICA
  - F4. FALLA BIFÁSICA A TIERRA

- F5. FALLA FASE ABIERTA
- G. CÁLCULOS DE VOLTAJES DE FALLA
  - G1. FALLA TRIFÁSICA
  - G2. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA
  - G3. FALLA BIFÁSICA
  - G4. FALLA BIFÁSICA A TIERRA
  - G5. FALLA FASE ABIERTA
- H. CÁLCULO DE CORRIENTES DE LÍNEA
  - H1. FALLA TRIFÁSICA
  - H2. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA
  - H3. FALLA BIFÁSICA
  - H4. FALLA BIFÁSICA A TIERRA
  - H5. FALLA FASE ABIERTA

## CAPITULO IV

### APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE CALCULO DE FALLAS

Como ejemplo de aplicación del programa de cortocircuito, se ha tomado parte del sistema interconectado nacional – SINAC, correspondiente al sistema de generación de la C:H. Cahua.

#### 4.1 Diagramas

La figura 4.1 muestra el diagrama unifilar general a utilizarse, en la cual se ha representado al resto del SINAC mediante una barra con un generador equivalente y su correspondiente carga. Los datos de componentes del sistema se muestran en la Tabla N° 4.1.

Las figuras 4.2 a, b y c se muestran los diagramas de secuencias positiva, negativa y cero respectivamente.

EQUIPO	VOLTAJE (kV)	POTENCIA (MVA)	IMPEDANCIAS p.u. (27.5 MVA)	
			SECUENCIAS +/-	SECUENCIA 0
Generadores G1-G2	10	27.5 c/u	j 0.2	j 0.05
Generador Equivalente G3	138	55	j 0.055	j 0.015
Trafos Generación TG1-TG2	138 / 10	27.5 c/u	j 0.08	j 0.08
Trafos Distribución TD1-TD2	138 / 13.8	27.5 c/u	j 0.08	j 0.08
Líneas L1-L2	138	50 c/u	0.032 + j 0.046	0.096 + j 0.138
Línea L-3	138	80	0.003 + j 0.008	0.01 + j 0.023

TABLA N° 4.1: DATOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA

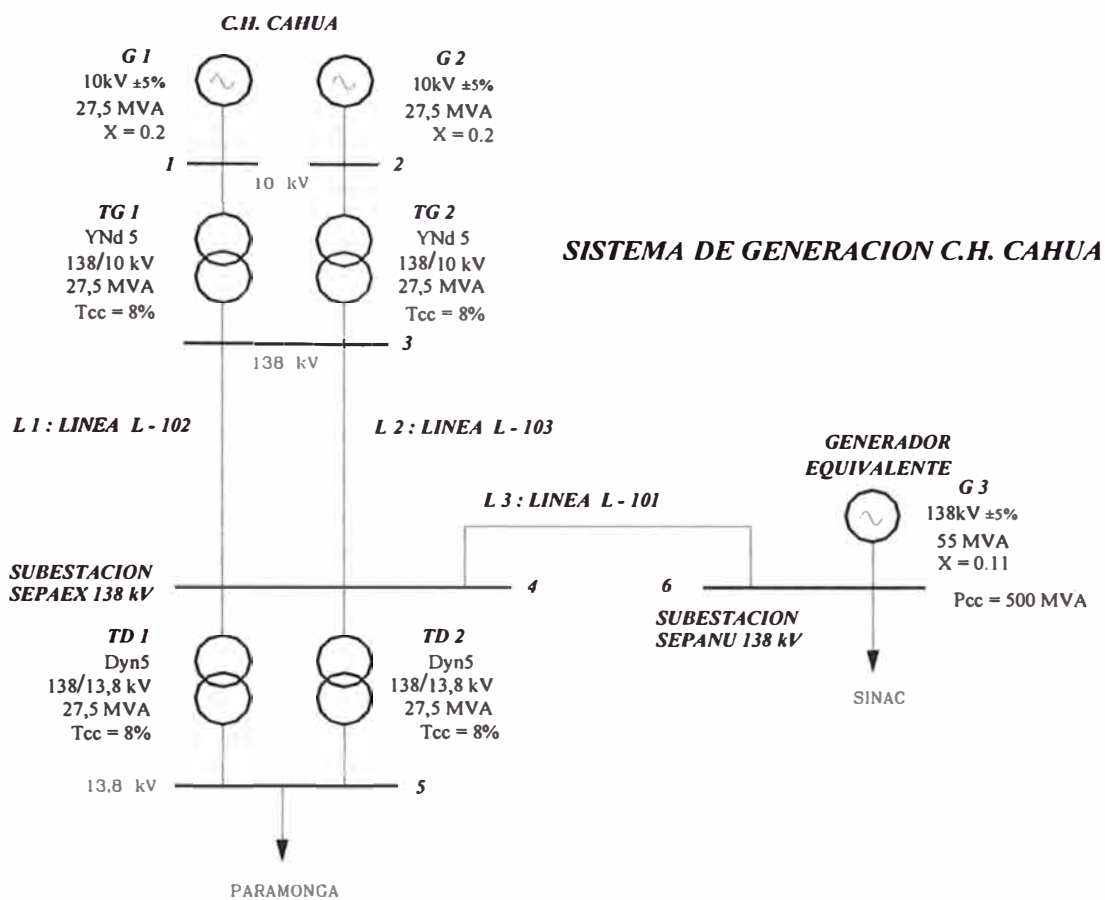


Fig. 4.1 Diagrama unifilar general

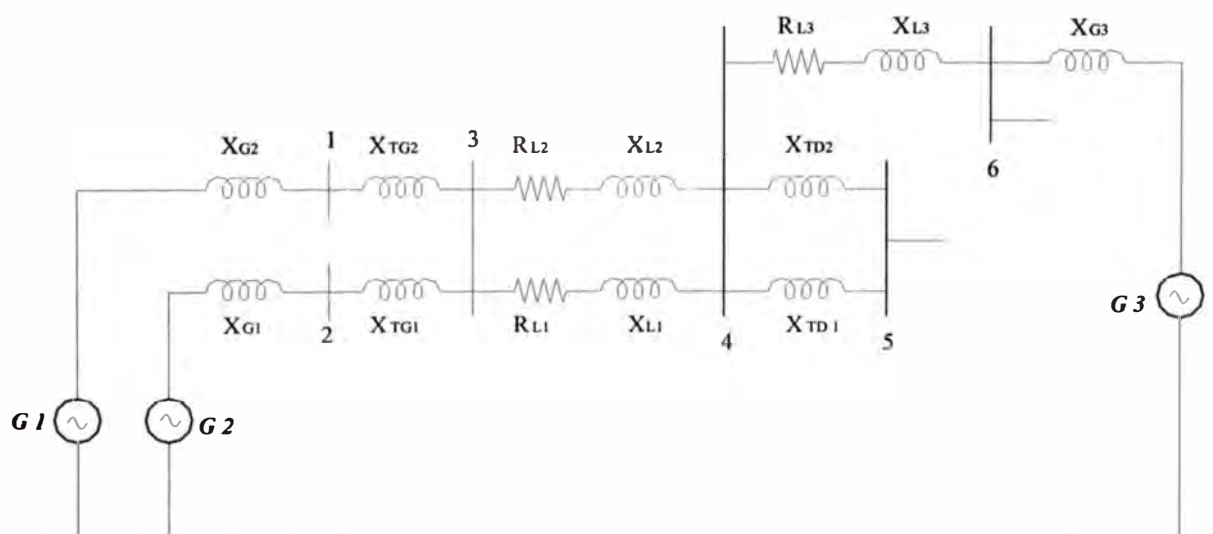


Fig. 4.2a Red de Secuencia Positiva

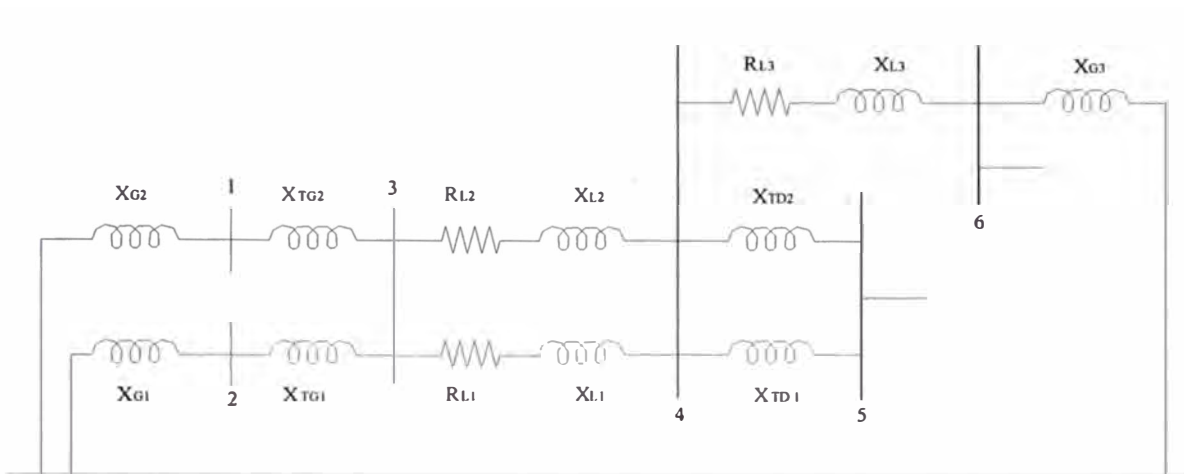


Fig. 4.2b Red de Secuencia Negativa

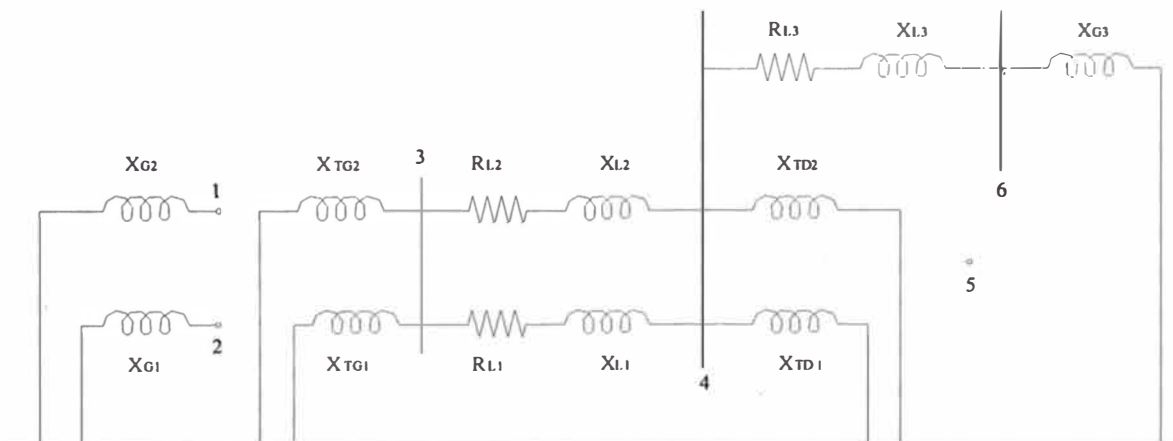


Fig. 4.2c Red de Secuencia Cero



En las figuras 4.3 se muestra las redes de secuencia para el caso especial de la falla tipo serie de una fase abierta.

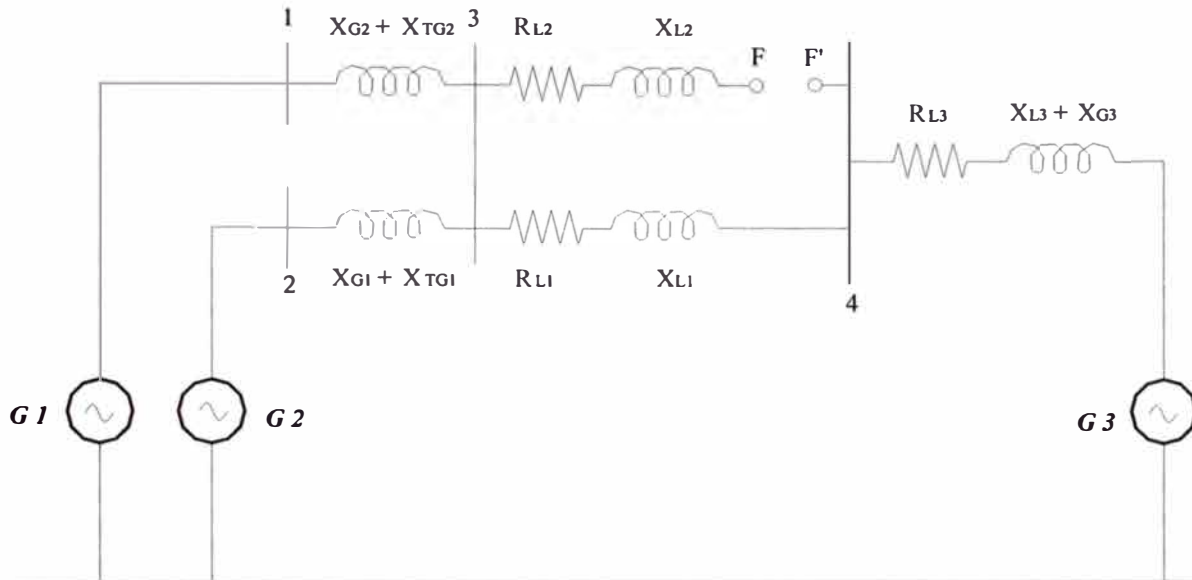


Fig. 4.3a Red de Secuencia Positiva para Falla de Fase Abierta

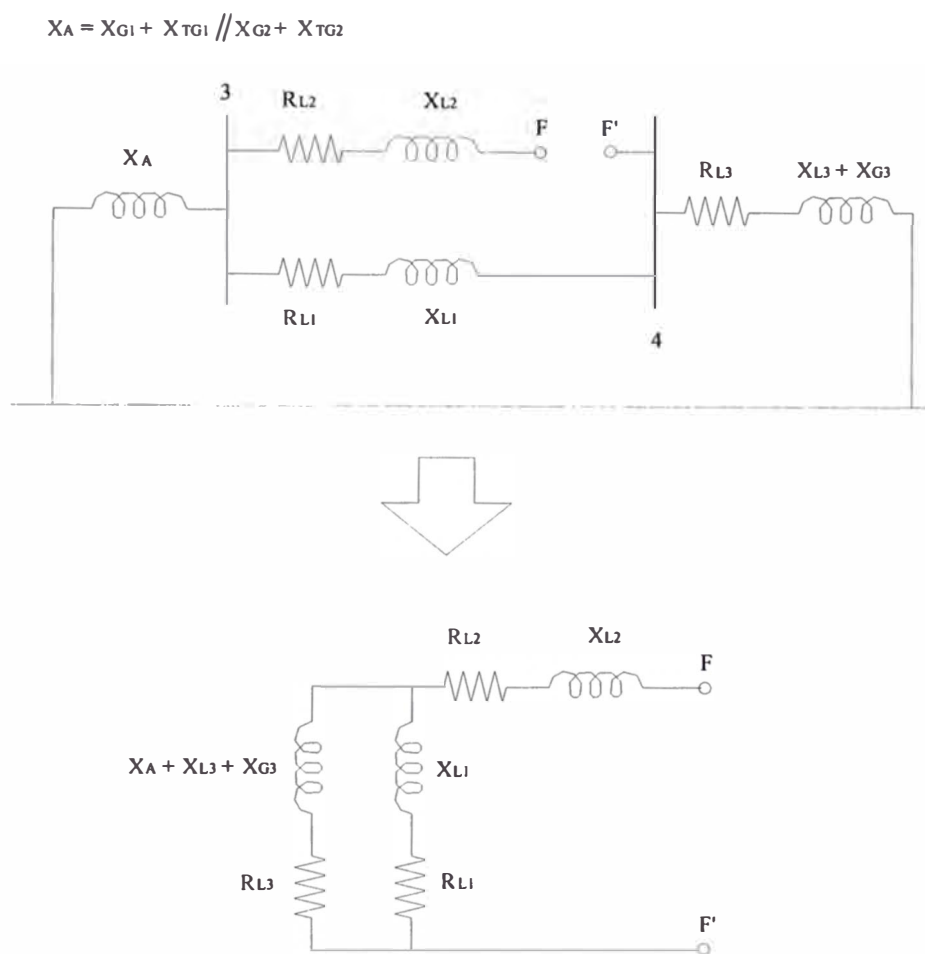


Fig. 4.3b Red de Secuencia Negativa para Falla de Fase Abierta

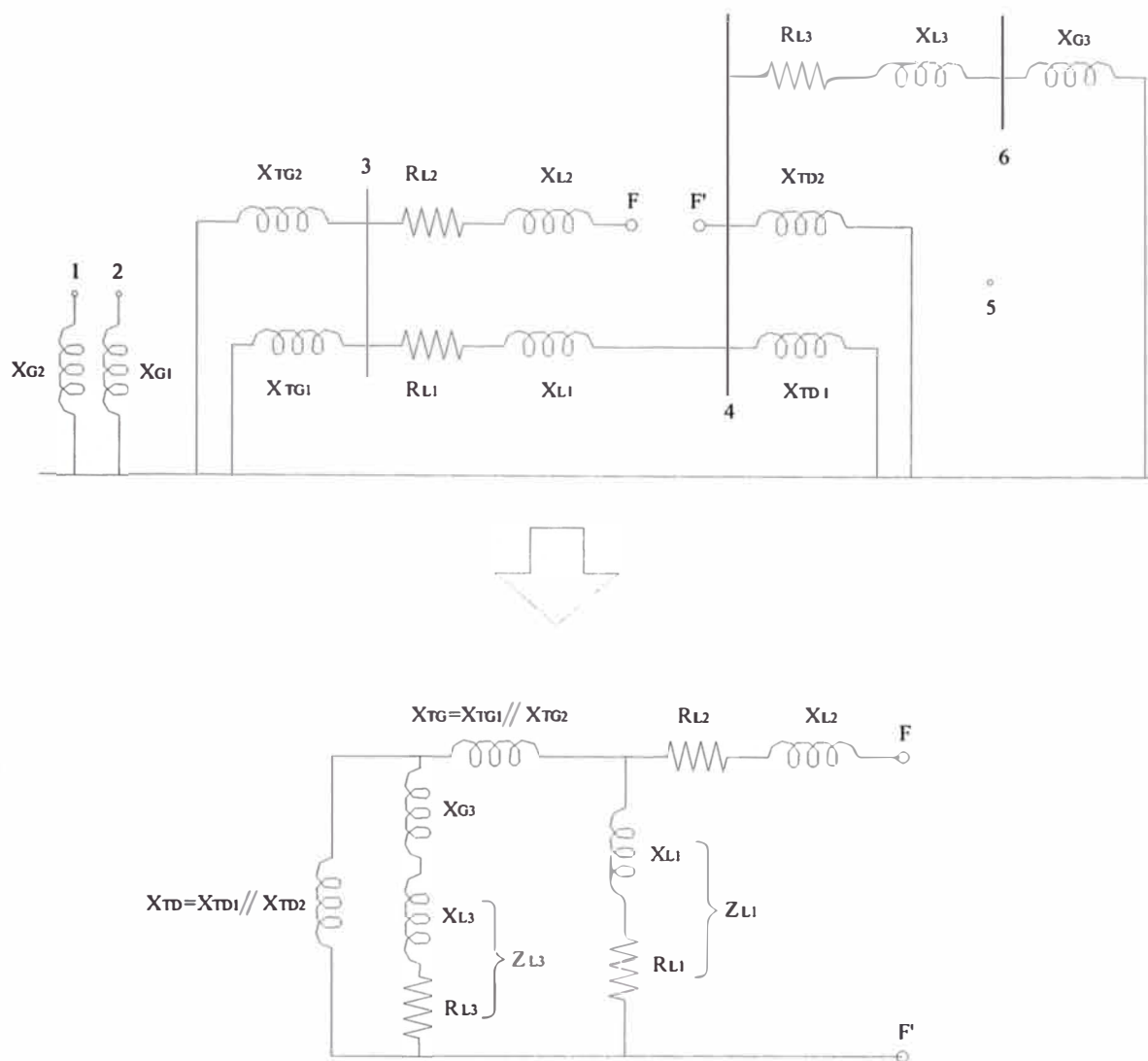


Fig. 4.3c Red de Secuencia Cero para una Falla de Fase Abierta

## 4.2 Tipos De Fallas

Se simulará las siguientes fallas, mostradas en la figura 4.4:

- A) Falla trifásica en las barras 13.8 kV de SEPAEX
- B) Falla monofásica a tierra en la fase “a” de la barra 138 kV de SEPAEX
- C) Falla bifásica a tierra en la línea L3, cerca de SEPANU
- D) Fase abierta en la línea L2, cerca de SEPAEX.

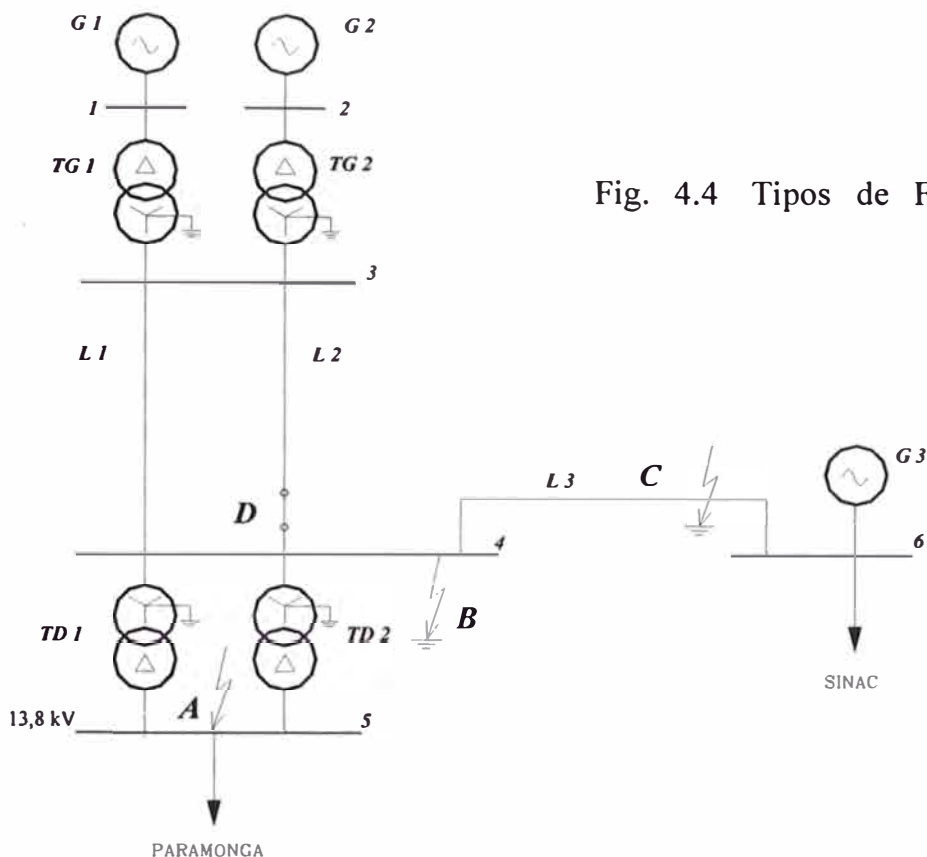


Fig. 4.4 Tipos de Fallas

### 4.3 Programa Utilizado

Se ha diseñado un programa para cálculo de fallas en sistemas de potencia, realizado en MATLAB, de acuerdo a la secuencia de cálculos mostrada en 3.2, para el diagrama mostrado en la Fig. 4.1 y los tipos de falla mencionados, con los datos correspondientes.

Las sentencias de este programa se muestran en el Apéndice A1.

### 4.4 Resultados

A continuación se muestran los resultados de corrientes de falla, voltajes de falla en las demás barras del sistema, así como las corrientes que fluyen por las líneas y transformadores del sistema. Todos estos resultados se muestran para los diferentes tipos de falla mencionados en el numeral 4.2

## MATRICES DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

### Secuencia Positiva

Z1BUS =

#### Columns 1 through 3

0.0036939 +	0.084634i	0.0036939 +	0.027491i	0.0051714 +	0.038488i
0.0036939 +	0.027491i	0.0036939 +	0.084634i	0.0051714 +	0.038488i
0.0051714 +	0.038488i	0.0051714 +	0.038488i	0.00724 +	0.053883i
-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0014126 +	0.038908i
-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0014125 +	0.038908i
-0.0020316 +	0.024165i	-0.0020316 +	0.024165i	-0.0028442 +	0.033832i

#### Columns 4 through 6

-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0020316 +	0.024165i
-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0020316 +	0.024165i
-0.0014126 +	0.038908i	-0.0014125 +	0.038908i	-0.0028442 +	0.033832i
0.002802 +	0.045461i	0.002802 +	0.045461i	0.00055499 +	0.039715i
0.002802 +	0.045461i	0.002802 +	0.085461i	0.00055501 +	0.039715i
0.00055499 +	0.039715i	0.00055501 +	0.039715i	0.0011174 +	0.041709i

### Secuencia Negativa

Z2BUS =

#### Columns 1 through 3

0.0036939 +	0.084634i	0.0036939 +	0.027491i	0.0051714 +	0.038488i
0.0036939 +	0.027491i	0.0036939 +	0.084634i	0.0051714 +	0.038488i
0.0051714 +	0.038488i	0.0051714 +	0.038488i	0.00724 +	0.053883i
-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0014126 +	0.038908i
-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0014125 +	0.038908i
-0.0020316 +	0.024165i	-0.0020316 +	0.024165i	-0.0028442 +	0.033832i

#### Columns 4 through 6

-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0020316 +	0.024165i
-0.001009 +	0.027791i	-0.001009 +	0.027791i	-0.0020316 +	0.024165i
-0.0014126 +	0.038908i	-0.0014125 +	0.038908i	-0.0028442 +	0.033832i
0.002802 +	0.045461i	0.002802 +	0.045461i	0.00055499 +	0.039715i
0.002802 +	0.045461i	0.002802 +	0.085461i	0.00055501 +	0.039715i
0.00055499 +	0.039715i	0.00055501 +	0.039715i	0.0011174 +	0.041709i

### Secuencia Cero

Z0BUS =

#### Columns 1 through 3

0 +	0.05i	0	0	0	0
0		0 +	0.05i	0	0
0		0		0.0042259 +	0.029239i
0		0		-0.0013977 +	0.0056051i
0		0		0	0
0		0		-0.0010605 +	0.0019335i

### Columns 4 through 6

0		0		0
0		0		0
-0.0013977 +	0.0056051i	0		-0.0010605 + 0.0019335i
0.0029173 +	0.016951i	0		-0.00056983 + 0.0065413i
0		14440 +	14440i	0
-0.00056983 +	0.0065413i	0		0.0006114 + 0.011822i

## CORRIENTES DE FALLA

Corriente de falla trifásica en la barra 5 I3f5A

$$I3f5A = 1.3471 \text{ kA}$$

Corriente de falla monofásica a tierra en la barra 4 fase a : I1f4A

$$I1f4A = 31.935 \text{ kA}$$

Corriente de falla bifásica a tierra en la barra 6 fase b : I2ft6A

$$I2ft6A = 2.6421 \text{ kA}$$

Corriente de falla fase abierta línea L2 fase a: IfaL24A

$$IfaL24A = 1.5986e-018 \text{ kA} = 0$$

## VOLTAJES DE FALLA

### FALLA TRIFASICA EN LA BARRA 5

$$\text{Voltaje de falla en barra 1: } V3f1A = 6.7592 \text{ kV}$$

$$\text{Voltaje de falla en barra 2: } V3f2A = 6.7592 \text{ kV}$$

$$\text{Voltaje de falla en barra 3: } V3f3A = 75.44 \text{ kV}$$

$$\text{Voltaje de falla en barra 4: } V3f4A = 64.556 \text{ kV}$$

$$\text{Voltaje de falla en barra 5: } V3f5A = 9.5757e-017 \text{ kV} = 0$$

$$\text{Voltaje de falla en barra 6: } V3f6A = 73.919 \text{ kV}$$

### FALLA MONOFASICA A TIERRA EN LA BARRA 4 FASE A

Voltajes de falla en barra 1 para las 3 fases

$$V1f1aA = 4.9296 \text{ kV}$$

$$V1f1bA = 8.7153 \text{ kV}$$

$$V1f1cA = 9.2835 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 2 para las 3 fases

$$V1f2aA = 4.9296 \text{ kV}$$

$$V1f2bA = 8.7153 \text{ kV}$$

$$V1f2cA = 9.2835 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 3 para las 3 fases

$$V1f3aA = 35.166 \text{ kV}$$

$$V1f3bA = 119.17 \text{ kV}$$

$$V1f3cA = 125.73 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 4 para las 3 fases

$$V1f4aA = 1.5736e-014 \text{ kV} = 0$$

$$V1f4bA = 121.02 \text{ kV}$$

$$V1f4cA = 126.82 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 5 para las 3 fases

$$V1f5aA = 2.1936 \text{ kV}$$

$$V1f5bA = 11.901 \text{ kV}$$

$$V1f5cA = 12.101 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 6 para las 3 fases

$$V1f6aA = 29.729 \text{ kV}$$

$$V1f6bA = 120.6 \text{ kV}$$

$$V1f6cA = 124.31 \text{ kV}$$

#### FALLA BIFASICA A TIERRA EN LA BARRA 6

Voltajes de falla en barra 1 para las 3 fases

$$V2ft1aA = 6.3337 \text{ kV}$$

$$V2ft1bA = 5.0602 \text{ kV}$$

$$V2ft1cA = 4.6714 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 2 para las 3 fases

$$V_{2ft2aA} = 6.3337 \text{ kV}$$

$$V_{2ft2bA} = 5.0602 \text{ kV}$$

$$V_{2ft2cA} = 4.6714 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 3 para las 3 fases

$$V_{2ft3aA} = 71.132 \text{ kV}$$

$$V_{2ft3bA} = 43.316 \text{ kV}$$

$$V_{2ft3cA} = 34.941 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 4 para las 3 fases

$$V_{2ft4aA} = 67.955 \text{ kV}$$

$$V_{2ft4bA} = 15.136 \text{ kV}$$

$$V_{2ft4cA} = 14.537 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 5 para las 3 fases

$$V_{2ft5aA} = 5.4234 \text{ kV}$$

$$V_{2ft5bA} = 2.8965 \text{ kV}$$

$$V_{2ft5cA} = 2.6496 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 6 para las 3 fases

$$V_{2ft6aA} = 74.942 \text{ kV}$$

$$V_{2ft6bA} = 0.0010992 \text{ kV} = 0$$

$$V_{2ft6cA} = 0.0010992 \text{ kV} = 0$$

FALLA DE 1 FASE ABIERTA EN L2 CERCA DE LA BARRA 4

Voltajes de falla en barra 1 para las 3 fases

$$V_{fa1aA} = 9.9775 \text{ kV}$$

$$V_{fa1bA} = 9.9355 \text{ kV}$$

$$V_{fa1cA} = 9.8814 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 2 para las 3 fases

$$V_{fa2aA} = 9.9775 \text{ kV}$$

$$V_{fa2bA} = 9.9355 \text{ kV}$$



$$V_{fa2cA} = 9.8814 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 3 para las 3 fases

$$V_{fa3aA} = 9.9724 \text{ kV}$$

$$V_{fa3bA} = 9.9049 \text{ kV}$$

$$V_{fa3cA} = 9.8355 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 4 para las 3 fases

$$V_{fa4aA} = 9.9765 \text{ kV}$$

$$V_{fa4bA} = 9.8666 \text{ kV}$$

$$V_{fa4cA} = 9.8008 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 5 para las 3 fases

$$V_{fa5aA} = 9.961 \text{ kV}$$

$$V_{fa5bA} = 9.8795 \text{ kV}$$

$$V_{fa5cA} = 9.8035 \text{ kV}$$

Voltajes de falla en barra 6 para las 3 fases

$$V_{fa6aA} = 9.972 \text{ kV}$$

$$V_{fa6bA} = 9.8955 \text{ kV}$$

$$V_{fa6cA} = 9.83 \text{ kV}$$

## **CORRIENTES QUE FLUYEN ENTRE LAS BARRAS**

### **FALLA TRIFASICA EN LA BARRA 5**

$$\text{Corriente entre barras 1 y 3 (lado generador): } I_{3f13A} = 2.5849 \text{ kA}$$

$$\text{Corriente entre barras 2 y 3 (lado transformador): } I_{3f23A} = 0.18731 \text{ kA}$$

$$\text{Corriente entre barras 3 y 4 (L1 o L2): } I_{3f34A} = 0.18731 \text{ kA}$$

$$\text{Corriente entre barras 4 y 5 (TD1 o TD2 lado BT): } I_{3f45A} = 6.7356 \text{ kA}$$

$$\text{Corriente entre barras 4 y 6: } I_{3f46A} = 0.97283 \text{ kA}$$

### **FALLA MONOFASICA A TIERRA EN LA BARRA 4 FASE A**

$$\text{Corriente entre barras 1 y 3 (lado generador): } I_{1f13aA} = 4.0852 \text{ kA}$$

	I1f13bA =	2.0425 kA
	I1f13cA =	2.0425 kA
Corriente entre barras 2 y 3 (lado transformador):	I1f23aA =	4.0852 kA
	I1f23bA =	2.0425 kA
	I1f23cA =	2.0425 kA
Corriente entre barras 3 y 4 (L1 o L2):	I1f34aA =	5.1278 kA
	I1f34bA =	1.0283 kA
	I1f34cA =	1.0283 kA
Corriente entre barras 4 y 5 (TD1 o TD2 lado BT):	I1f45aA =	1.0921e-05 kA = 0
	I1f45bA =	5.4604e-06 kA = 0
	I1f45cA =	5.4604e-06 kA = 0
Corriente entre barras 4 y 6:	I1f46aA =	27.622 kA
	I1f46bA =	4.2598 kA
	I1f46cA =	4.2598 kA

#### FALLA BIFASICA A TIERRA EN LA BARRA 6

Corriente entre barras 1 y 3 (lado generador):	I2ft13aA =	2.9474 kA
	I2ft13bA =	4.2757 kA
	I2ft13cA =	4.2508 kA
Corriente entre barras 2 y 3 (lado transformador):	I2ft23aA =	2.9474 kA
	I2ft23bA =	4.2757 kA
	I2ft23cA =	4.2508 kA
Corriente entre barras 3 y 4 (L1 o L2):	I2ft34aA =	0.17035 kA
	I2ft34bA =	0.34567 kA
	I2ft34cA =	0.30833 kA
Corriente entre barras 4 y 5 (TD1 o TD2 lado BT):	I2ft45aA =	7.879e-06 kA = 0
	I2ft45bA =	1.143e-05 kA = 0
	I2ft45cA =	1.136e-05 kA = 0
Corriente entre barras 4 y 6:	I2ft46aA =	0.87814 kA
	I2ft46bA =	11.875 kA
	I2ft46cA =	10.995 kA

## FALLA DE 1 FASE ABIERTA EN L2 CERCA DE LA BARRA 4

Corriente entre barras 1 y 3 (lado generador):	Ifa13aA =	0.021168 kA
	Ifa13bA =	0.094994 kA
	Ifa13cA =	0.095543 kA
Corriente entre barras 2 y 3 (lado transformador):	Ifa23aA =	0.0015339 kA
	Ifa23bA =	0.0068836 kA
	Ifa23cA =	0.0069234 kA
Corriente entre barras 3 y 4 (L1 o L2):	Ifa34aA =	0.00077225 kA
	Ifa34bA =	0.0071548 kA
	Ifa34cA =	0.0069127 kA
Corriente entre barras 4 y 5 (TD1 o TD2 lado BT):	Ifa45aA =	5.659e-08 kA = 0
	Ifa45bA =	2.5395e-07 kA = 0
	Ifa45cA =	2.5542e-07 kA = 0
Corriente entre barras 4 y 6:	Ifa46aA =	0.04415 kA
	Ifa46bA =	0.50993 kA
	Ifa46cA =	0.50305 kA

## CONCLUSIONES

1. El método de utilizar la matriz de impedancias es muy útil para un cálculo rápido y mecanizado, evitando así el dibujo de los diagramas unifilares de las secuencias positiva, negativa y cero para cada caso de falla.
2. El cálculo rápido y preciso de la matriz de impedancias es posible mediante el uso de programas como Matlab, ya que tanto el cálculo normal directo de esta matriz, como el cálculo del inverso de la matriz de admitancias son engorrosos.
3. Es posible efectuar simplificaciones en la representación de algunos componentes del sistema, ya que en los estudios de sistemas de potencia, el mayor interés está centrado en el funcionamiento de la red como conjunto más que en el funcionamiento individual de cada componente.
4. El caso de una falla tipo serie, tal como una fase abierta, requiere de un análisis más detallado, ya que sus diagramas de secuencia dependen de la ubicación de la falla.

## **ANEXO A**

## PROGRAMA DE APLICACIÓN

```
% APLICACION
%
% CALCULO DE FALLAS MULTIPLES
% SISTEMA DE GENERACION CAHUA
%
% Parámetros
j=sqrt(-1);
a=-0.5+j*0.866;
%
%
% A. DATOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA
%
%   A1. VOLTAJES DE BARRAS
%       V1 = Tensión de la barra 1 en kV
V1=10;
%       V2 = Tensión de la barra 2 en kV
V2=10;
%       V3 = Tensión de la barra 3 en kV
V3=138;
%       V4 = Tensión de la barra 4 en kV
V4=138;
%       V5 = Tensión de la barra 5 en kV
V5=13.8;
%       V6 = Tensión de la barra 6 en kV
V6=138;
%
%
%   A2. GENERADORES
%       Generador G1
%           PG1 = Potencia en MVA
PG1=27.5;
%           XG11 = Reactancia síncrona en secuencia positiva en pu base de
la máquina
XG11=j*0.2;
%           XG12 = Reactancia síncrona en secuencia negativa en pu base de
la máquina
XG12=j*0.2;
%           XG10 = Reactancia síncrona en secuencia cero en pu base de la
máquina
XG10=j*0.05;
%
%       Generador G2
%           PG2 = Potencia en MVA
PG2=27.5;
%           XG21 = Reactancia de secuencia positiva en base propia en pu
base de la máquina
```

```

XG21=j*0.2;
%           XG22 = Reactancia de secuencia negativa en base propia en pu
base de la máquina
XG22=j*0.2;
%           XG20 = Reactancia de secuencia cero en base propia en pu base
de la máquina
XG20=j*0.05;
%
%           Generador G3: Generador Equivalente del resto del SINAC
%           PG3 = Potencia en MVA
PG3=55;
%           XG31 = Reactancia síncrona en secuencia positiva en pu base
propia
XG31=j*0.11;
%           XG32 = Reactancia síncrona en secuencia negativa en pu base
propia
XG32=j*0.11;
%           XG30 = Reactancia síncrona en secuencia cero en pu base propia
XG30=j*0.03;
%
%
%   A3. TRANSFORMADORES
%
%           Transformador TG1
%           PTG1 = Potencia en MVA
PTG1=27.5;
%           ng1 = Relación de transformación
ng1=138/10;
%           XTG11 = Reactancia de secuencia positiva pu en base propia
XTG11=j*0.08;
%           XTG12 = Reactancia de secuencia negativa pu en base propia
XTG12=j*0.08;
%           XTG10 = Reactancia de secuencia cero pu en base propia
XTG10=j*0.08;
%
%           Transformador TG2
%           PTG2 = Potencia en MVA
PTG2=27.5;
%           ng2 = Relación de transformación
ng2=138/10;
%           XTG21 = Reactancia de secuencia positiva pu en base propia
XTG21=j*0.08;
%           XTG22 = Reactancia de secuencia negativa pu en base propia
XTG22=j*0.08;
%           XTG20 = Reactancia de secuencia cero pu en base propia
XTG20=j*0.08;
%
%           Transformador TD1
%           PTD1 = Potencia en MVA
PTD1=27.5;
%           nd1 = Relación de transformación
nd1=138/13.8;
%           XTD11 = Reactancia de secuencia positiva pu en base propia
XTD11=j*0.08;
%           XTD12 = Reactancia de secuencia negativa pu en base propia
XTD12=j*0.08;
%           XTD10 = Reactancia de secuencia cero pu en base propia
XTD10=j*0.08;
%
%           Transformador TD2

```

```

%          PTD2 = Potencia en MVA
PTD2=27.5;
%          nd2 = Relación de transformación
nd2=138/13.8;
%          XTD21 = Reactancia de secuencia positiva pu en base propia
XTD21=j*0.08;
%          XTD22 = Reactancia de secuencia negativa pu en base propia
XTD22=j*0.08;
%          XTD20 = Reactancia de secuencia cero pu en base propia
XTD20=j*0.08;
%
%
%          A4. LINEAS
%
%          Línea L1
%          RL11 = Resistencia de secuencia positiva, en pu base del
sistema
RL11=0.032;
%          RL12 = Resistencia de secuencia negativa, en pu base del
sistema
RL12=0.032;
%          RL10 = Resistencia de secuencia cero, en pu base del sistema
RL10=0.096;
%          XL11 = Reactancia de secuencia positiva, en pu base del
sistema
XL11=j*0.046;
%          XL12 = Reactancia de secuencia negativa, en pu base del
sistema
XL12=j*0.046;
%          XL10 = Reactancia de secuencia cero, en pu base del sistema
XL10=j*0.138;
%
%          Línea L2
%          RL21 = Resistencia de secuencia positiva, en pu base del
sistema
RL21=0.032;
%          RL22 = Resistencia de secuencia negativa, en pu base del
sistema
RL22=0.032;
%          RL20 = Resistencia de secuencia cero, en pu base del sistema
RL20=0.096;
%          XL21 = Reactancia de secuencia positiva, en pu base del
sistema
XL21=j*0.046;
%          XL22 = Reactancia de secuencia negativa, en pu base del
sistema
XL22=j*0.046;
%          XL20 = Reactancia de secuencia cero, en pu base del sistema
XL20=j*0.138;
%
%          Línea L3
%          RL31 = Resistencia de secuencia positiva, en pu base del
sistema
RL31=0.003;
%          RL32 = Resistencia de secuencia negativa, en pu base del
sistema
RL32=0.003;
%          RL30 = Resistencia de secuencia cero, en pu base del sistema
RL30=0.01;

```



```

%          XL31 = Reactancia de secuencia positiva, en pu base del
sistema
XL31=j*0.008;
%          XL32 = Reactancia de secuencia negativa, en pu base del
sistema
XL32=j*0.008;
%          XL30 = Reactancia de secuencia cero, en pu base del sistema
XL30=j*0.023;
%
%
%          DATOS ASUMIDOS DE CARGAS
%          Se asumirá valores muy grandes para la carga en la barra 5, en ohms
ZC51=300000+j*300000;
ZC52=300000+j*300000;
ZC50=100000+j*100000;
%          Se asumirá valores muy grandes para la carga en la barra 6, en ohms
ZC61=300000+j*300000;
ZC62=300000+j*300000;
ZC60=100000+j*100000;
%
%
%          B. BASES DEL SISTEMA
%
%          Potencia Base PB en MVA
PB=27.5;
%
%          Tensión Base en transmisión VBT en kV
VBT=138;
%
%          Tensión Base en generación VBG en kV
VBG=VBT/ng1;
%
%          Tensión Base en distribución VBD en kV
VBD=VBT/nd1;
%
%          Corriente Base en generación IBG en kA
IBG=PB/(1.73*VBG);
%
%          Corriente Base en transmisión IBT en kA
IBT=PB/(1.73*VBT);
%
%          Corriente Base en distribución IBD en kA
IBD=PB/(1.73*VBD);
%
%          Impedancia Base en transmisión ZBT en ohms
ZBT=VBT*VBT/PB;
%
%          Impedancia Base en distribución ZBD en ohms
ZBD=VBD*VBD/PB;
%
%
%          C. CALCULO DE VALORES POR UNIDAD
%
%          C1. VOLTAJES
V1pu=V1/VBG;
V2pu=V2/VBG;
V3pu=V3/VBT;
V4pu=V4/VBT;

```

```

V5pu=V5/VBD;
V6pu=V6/VBT;
%
%
%   C2. GENERADORES
PG1pu=PG1/PB;
PG2pu=PG2/PB;
PG3pu=PG3/PB;
XG11pu=XG11*V1pu*V1pu/PG1pu;
XG12pu=XG12*V1pu*V1pu/PG1pu;
XG10pu=XG10*V1pu*V1pu/PG1pu;
XG21pu=XG21*V2pu*V2pu/PG2pu;
XG22pu=XG22*V2pu*V2pu/PG2pu;
XG20pu=XG20*V2pu*V2pu/PG2pu;
XG31pu=XG31*V3pu*V3pu/PG3pu;
XG32pu=XG32*V3pu*V3pu/PG3pu;
XG30pu=XG30*V3pu*V3pu/PG3pu;
%
%
%   C3. TRANSFORMADORES
PTG1pu=PTG1/PB;
PTG2pu=PTG2/PB;
PTD1pu=PTD1/PB;
PTD2pu=PTD2/PB;
XTG11pu=XTG11*V3pu*V3pu/PTG1pu;
XTG12pu=XTG12*V3pu*V3pu/PTG1pu;
XTG10pu=XTG10*V3pu*V3pu/PTG1pu;
XTG21pu=XTG21*V3pu*V3pu/PTG2pu;
XTG22pu=XTG22*V3pu*V3pu/PTG2pu;
XTG20pu=XTG20*V3pu*V3pu/PTG2pu;
XTD11pu=XTD11*V4pu*V4pu/PTD1pu;
XTD12pu=XTD12*V4pu*V4pu/PTD1pu;
XTD10pu=XTD10*V4pu*V4pu/PTD1pu;
XTD21pu=XTD21*V4pu*V4pu/PTD2pu;
XTD22pu=XTD22*V4pu*V4pu/PTD2pu;
XTD20pu=XTD20*V4pu*V4pu/PTD2pu;
%
%
%   C4. LINEAS
RL11pu=RL11;
RL12pu=RL12;
RL10pu=RL10;
XL11pu=XL11;
XL12pu=XL12;
XL10pu=XL10;
RL21pu=RL21;
RL22pu=RL22;
RL20pu=RL20;
XL21pu=XL21;
XL22pu=XL22;
XL20pu=XL20;
RL31pu=RL31;
RL32pu=RL32;
RL30pu=RL30;
XL31pu=XL31;
XL32pu=XL32;
XL30pu=XL30;
%
% Cargas
ZC51pu=ZC51/ZBD;

```



Y242=0;  
 Y252=0;  
 Y262=0;  
 Y312=Y132;  
 Y322=Y232;  
 Y332=1/XTG12pu+1/XTG22pu+1/(RL12pu+XL12pu)+1/(RL22pu+XL22pu);  
 Y342=-1/(RL12pu+XL12pu)-1/(RL22pu+XL22pu);  
 Y352=0;  
 Y362=0;  
 Y412=Y142;  
 Y422=Y242;  
 Y432=Y342;  
 Y442=1/(RL12pu+XL12pu)+1/(RL22pu+XL22pu)+1/XTD12pu+1/XTD22pu+1/(RL32pu+XL32pu);  
 Y452=-1/XTD12pu-1/XTD22pu;  
 Y462=-1/(RL32pu+XL32pu);  
 Y512=Y152;  
 Y522=Y252;  
 Y532=Y352;  
 Y542=Y452;  
 Y552=1/XTD12pu+1/XTD22pu+1/ZC52pu;  
 Y562=0;  
 Y612=Y162;  
 Y622=Y262;  
 Y632=Y362;  
 Y642=Y462;  
 Y652=Y562;  
 Y662=1/(RL32pu+XL32pu)+1/XG32pu+1/ZC62pu;

§

§

§ D3. SECUENCIA CERO

Y110=1/XG10pu;  
 Y120=0;  
 Y130=0;  
 Y140=0;  
 Y150=0;  
 Y160=0;  
 Y210=Y120;  
 Y220=1/XG20pu;  
 Y230=0;  
 Y240=0;  
 Y250=0;  
 Y260=0;  
 Y310=Y130;  
 Y320=Y230;  
 Y330=1/XTG10pu+1/XTG20pu+1/(RL10pu+XL10pu)+1/(RL20pu+XL20pu);  
 Y340=-1/(RL10pu+XL10pu)-1/(RL20pu+XL20pu);  
 Y350=0;  
 Y360=0;  
 Y410=Y140;  
 Y420=Y240;  
 Y430=Y340;  
 Y440=1/(RL10pu+XL10pu)+1/(RL20pu+XL20pu)+1/XTD10pu+1/XTD20pu+1/(RL30pu+XL30pu);  
 Y450=0;  
 Y460=-1/(RL30pu+XL30pu);  
 Y510=Y150;  
 Y520=Y250;  
 Y530=Y350;  
 Y540=Y450;

```

Y550=1/ZC50pu;
Y560=0;
Y610=Y160;
Y620=Y260;
Y630=Y360;
Y640=Y460;
Y650=Y560;
Y660=1/(RL30pu+XL30pu)+1/XG30pu+1/ZC60pu;
%
%
%
% E. FORMACION DE MATRICES
%
% E1. VOLTAJES PRE-FALLA
Vpfp=[V1pu
      V2pu
      V3pu
      V4pu
      V5pu
      V6pu];
%
%
% E2. ADMITANCIAS
% Secuencia positiva
Y1BUS=[Y111 Y121 Y131 Y141 Y151 Y161
       Y211 Y221 Y231 Y241 Y251 Y261
       Y311 Y321 Y331 Y341 Y351 Y361
       Y411 Y421 Y431 Y441 Y451 Y461
       Y511 Y521 Y531 Y541 Y551 Y561
       Y611 Y621 Y631 Y641 Y651 Y661];
%
% Secuencia negativa
Y2BUS=[Y112 Y122 Y132 Y142 Y152 Y162
       Y212 Y222 Y232 Y242 Y252 Y262
       Y312 Y322 Y332 Y342 Y352 Y362
       Y412 Y422 Y432 Y442 Y452 Y462
       Y512 Y522 Y532 Y542 Y552 Y562
       Y612 Y622 Y632 Y642 Y652 Y662];
%
% Secuencia cero
Y0BUS=[Y110 Y120 Y130 Y140 Y150 Y160
       Y210 Y220 Y230 Y240 Y250 Y260
       Y310 Y320 Y330 Y340 Y350 Y360
       Y410 Y420 Y430 Y440 Y450 Y460
       Y510 Y520 Y530 Y540 Y550 Y560
       Y610 Y620 Y630 Y640 Y650 Y660];
%
format short g
%
% E3. IMPEDANCIAS
Z1BUS=inv(Y1BUS)
Z2BUS=inv(Y2BUS)
Z0BUS=inv(Y0BUS)
%
%
%
% F. CALCULOS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS
%
% F1. FALLA TRIFASICA EN LA BARRA 5
% Corriente de falla trifásica en la barra 5 I3f5pu

```

```

I3f5pu=Vpfp(5,1)/Z1BUS(5,5);
%           Valor absoluto
I3f5Apu=abs(I3f5pu);
angulo=atan2(imag(I3f5pu),real(I3f5pu))*180/pi;
%           En valores reales
I3f5=I3f5pu*IBT;
I3f5A=abs(I3f5)
%
%
%           F2. FALLA MONOFASICA A TIERRA EN LA BARRA 4 FASE A
%           Corriente de falla monofásica a tierra en la barra 4 fase a
I1f4pu
I1f41pu=Vpfp(4,1)/(Z1BUS(4,4)+Z2BUS(4,4)+Z0BUS(4,4));
%
%           Corrientes de falla para las tres secuencias
I1f42pu=I1f41pu;
I1f40pu=I1f42pu;
I1f4pu=I1f41pu+I1f42pu+I1f40pu;
%           Valor absoluto
I1f4Apu=abs(I1f4pu);
angulo=atan2(imag(I1f4pu),real(I1f4pu))*180/pi;
%           En valores reales
I1f4=I1f4pu*IBD;
I1f4A=abs(I1f4)
%
%
%           F3. FALLA BIFASICA A TIERRA EN LA BARRA 6 FASES B Y C
%           Corriente de falla bifásica a tierra en la barra 6 fase b :
I2ft6pu
I2ft61pu=Vpfp(6,1)/(Z1BUS(6,6)+Z2BUS(6,6)*Z0BUS(6,6)/(Z2BUS(6,6)+Z0BUS(6,6)));
I2ft62pu=-I2ft61pu*Z0BUS(6,6)/(Z2BUS(6,6)+Z0BUS(6,6));
I2ft60pu=-I2ft61pu*Z2BUS(6,6)/(Z2BUS(6,6)+Z0BUS(6,6));
I2ft6pu=3/2*I2ft60pu;
%           Valor absoluto
I2ft6Apu=abs(I2ft6pu);
angulo=atan2(imag(I2ft6pu),real(I2ft6pu))*180/pi;
%           En valores reales
I2ft6=I2ft6pu*IBT;
I2ft6A=abs(I2ft6)
%
%
%           F4. FALLA DE 1 FASE ABIERTA EN L2 CERCA DE LA BARRA 4
%           Impedancia de secuencia positiva Z1pu
%           De acuerdo a la figura 4.3a
XA1pu=(XG11pu+XTG11pu)*(XG21pu+XTG21pu)/(XG11pu+XTG11pu+XG21pu+XTG21pu);
ZB1pu=RL31pu+XA1pu+XL31pu+XG31pu;
ZL11pu=RL11pu+XL11pu;
Z1pu=RL21pu+XL21pu+ZB1pu*ZL11pu/(ZB1pu+ZL11pu);
%
%           Impedancia de secuencia negativa Z2pu
%           De acuerdo a la figura 4.3b
XA2pu=(XG12pu+XTG12pu)*(XG22pu+XTG22pu)/(XG12pu+XTG12pu+XG22pu+XTG22pu);
ZB2pu=RL32pu+XA2pu+XL32pu+XG32pu;
ZL12pu=RL12pu+XL12pu;
Z2pu=RL22pu+XL22pu+ZB2pu*ZL12pu/(ZB2pu+ZL12pu);
%
%           Impedancia de secuencia cero Z0pu
%           De acuerdo a la figura 4.3c
XTG0pu=XTG20pu*XTG10pu/(XTG20pu+XTG10pu);

```

```

XTD0pu=XTD20pu*XTD10pu/(XTD20pu+XTD10pu);
ZL10pu=RL10pu+XL10pu;
ZL20pu=RL20pu+XL20pu;
ZL30pu=RL30pu+XL30pu;
ZC0pu=XTD0pu*(ZL30pu+XG30pu)/(XTD0pu+ZL30pu+XG30pu);
Z0pu=ZL20pu+(XTG0pu+ZC0pu)*ZL10pu/(XTG0pu+ZC0pu+ZL10pu);
%
%           Corrientes de falla
IfaL241pu=0.05*Vpfp(4,1)/(Z1pu+Z0pu*Z2pu/(Z0pu+Z2pu));
IfaL242pu=-IfaL241pu*Z0pu/(Z0pu+Z2pu);
IfaL240pu=-IfaL241pu*Z2pu/(Z0pu+Z2pu);
IfaL24pu=IfaL241pu+IfaL242pu+IfaL240pu;
%           En valores reales
IfaL24=IfaL24pu*IBT;
IfaL24A=abs(IfaL24)
%
%
% G. CALCULOS DE VOLTAJES DE FALLA
%
%           G1. FALLA TRIFASICA EN LA BARRA 5
%           Voltaje de falla en barra 1
V3f1pu=Vpfp(1,1)-Z1BUS(1,5)*I3f5pu;
%
%           Voltaje de falla en barra 2
V3f2pu=Vpfp(2,1)-Z1BUS(2,5)*I3f5pu;
%
%           Voltaje de falla en barra 3
V3f3pu=Vpfp(3,1)-Z1BUS(3,5)*I3f5pu;
%
%           Voltaje de falla en barra 4
V3f4pu=Vpfp(4,1)-Z1BUS(4,5)*I3f5pu;
%
%           Voltaje de falla en barra 5
V3f5pu=Vpfp(5,1)-Z1BUS(5,5)*I3f5pu;
%
%           Voltaje de falla en barra 6
V3f6pu=Vpfp(6,1)-Z1BUS(6,5)*I3f5pu;
%
%           Valores reales
V3f1=V3f1pu*VBG;
V3f2=V3f2pu*VBG;
V3f3=V3f3pu*VBT;
V3f4=V3f4pu*VBT;
V3f5=V3f5pu*VBD;
V3f6=V3f6pu*VBT;
%
%           Valores absolutos
V3f1A=abs(V3f1)
V3f2A=abs(V3f2)
V3f3A=abs(V3f3)
V3f4A=abs(V3f4)
V3f5A=abs(V3f5)
V3f6A=abs(V3f6)
%
%
%           G2. FALLA MONOFASICA A TIERRA EN LA BARRA 4 FASE A
%
%           Voltajes de falla en barra 1 para las 3 secuencias y las 3 fases
V1f11pu=Vpfp(1,1)-Z1BUS(1,4)*I1f41pu;
V1f12pu=-Z2BUS(1,4)*I1f42pu;

```

```

V1f10pu=-Z0BUS(1,4)*I1f40pu;
V1f1apu=V1f10pu+V1f11pu+V1f12pu;
V1f1bpu=V1f10pu+a*a*V1f11pu+a*V1f12pu;
V1f1cpu=V1f10pu+a*V1f11pu+a*a*V1f12pu;
%           Valores reales
V1f1a=V1f1apu*VBG;
V1f1b=V1f1bpu*VBG;
V1f1c=V1f1cpu*VBG;
%           Valores absolutos
V1f1aA=abs(V1f1a)
V1f1bA=abs(V1f1b)
V1f1cA=abs(V1f1c)
%
%           Voltajes de falla en barra 2 para las 3 secuencias y las 3 fases
V1f21pu=Vpfp(2,1)-Z1BUS(2,4)*I1f41pu;
V1f22pu=-Z2BUS(2,4)*I1f42pu;
V1f20pu=-Z0BUS(2,4)*I1f40pu;
V1f2apu=V1f20pu+V1f21pu+V1f22pu;
V1f2bpu=V1f20pu+a*a*V1f21pu+a*V1f22pu;
V1f2cpu=V1f20pu+a*V1f21pu+a*a*V1f22pu;
%           Valores reales
V1f2a=V1f2apu*VBG;
V1f2b=V1f2bpu*VBG;
V1f2c=V1f2cpu*VBG;
%           Valores absolutos
V1f2aA=abs(V1f2a)
V1f2bA=abs(V1f2b)
V1f2cA=abs(V1f2c)
%
%           Voltajes de falla en barra 3 para las 3 secuencias y las 3 fases
V1f31pu=Vpfp(3,1)-Z1BUS(3,4)*I1f41pu;
V1f32pu=-Z2BUS(3,4)*I1f42pu;
V1f30pu=-Z0BUS(3,4)*I1f40pu;
V1f3apu=V1f30pu+V1f31pu+V1f32pu;
V1f3bpu=V1f30pu+a*a*V1f31pu+a*V1f32pu;
V1f3cpu=V1f30pu+a*V1f31pu+a*a*V1f32pu;
%           Valores reales
V1f3a=V1f3apu*VBT;
V1f3b=V1f3bpu*VBT;
V1f3c=V1f3cpu*VBT;
%           Valores absolutos
V1f3aA=abs(V1f3a)
V1f3bA=abs(V1f3b)
V1f3cA=abs(V1f3c)
%
%           Voltajes de falla en barra 4 para las 3 secuencias y las 3 fases
V1f41pu=Vpfp(4,1)-Z1BUS(4,4)*I1f41pu;
V1f42pu=-Z2BUS(4,4)*I1f42pu;
V1f40pu=-Z0BUS(4,4)*I1f40pu;
V1f4apu=V1f40pu+V1f41pu+V1f42pu;
V1f4bpu=V1f40pu+a*a*V1f41pu+a*V1f42pu;
V1f4cpu=V1f40pu+a*V1f41pu+a*a*V1f42pu;
%           Valores reales
V1f4a=V1f4apu*VBT;
V1f4b=V1f4bpu*VBT;
V1f4c=V1f4cpu*VBT;
%           Valores absolutos
V1f4aA=abs(V1f4a)
V1f4bA=abs(V1f4b)
V1f4cA=abs(V1f4c)

```



```

%
%           Voltajes de falla en barra 5 para las 3 secuencias y las 3 fases
V1f51pu=Vpfp(5,1)-Z1BUS(5,4)*I1f41pu;
V1f52pu=-Z2BUS(5,4)*I1f42pu;
V1f50pu=-Z0BUS(5,4)*I1f40pu;
V1f5apu=V1f50pu+V1f51pu+V1f52pu;
V1f5bpu=V1f50pu+a*a*V1f51pu+a*V1f52pu;
V1f5cpu=V1f50pu+a*V1f51pu+a*a*V1f52pu;
%           Valores reales
V1f5a=V1f5apu*VBD;
V1f5b=V1f5bpu*VBD;
V1f5c=V1f5cpu*VBD;
%           Valores absolutos
V1f5aA=abs(V1f5a)
V1f5bA=abs(V1f5b)
V1f5cA=abs(V1f5c)
%
%           Voltajes de falla en barra 6 para las 3 secuencias y las 3 fases
V1f61pu=Vpfp(6,1)-Z1BUS(6,4)*I1f41pu;
V1f62pu=-Z2BUS(6,4)*I1f42pu;
V1f60pu=-Z0BUS(6,4)*I1f40pu;
V1f6apu=V1f60pu+V1f61pu+V1f62pu;
V1f6bpu=V1f60pu+a*a*V1f61pu+a*V1f62pu;
V1f6cpu=V1f60pu+a*V1f61pu+a*a*V1f62pu;
%           Valores reales
V1f6a=V1f6apu*VBT;
V1f6b=V1f6bpu*VBT;
V1f6c=V1f6cpu*VBT;
%           Valores absolutos
V1f6aA=abs(V1f6a)
V1f6bA=abs(V1f6b)
V1f6cA=abs(V1f6c)
%
%
%           G3. FALLA BIFASICA A TIERRA EN LA BARRA 6
%
%           Voltajes de falla en barra 1 para las 3 secuencias y las 3
fases
V2ft11pu=Vpfp(1,1)-Z1BUS(1,6)*I2ft61pu;
V2ft12pu=-Z2BUS(1,6)*I2ft62pu;
V2ft10pu=-Z0BUS(1,6)*I2ft60pu;
V2ft1apu=V2ft10pu+V2ft11pu+V2ft12pu;
V2ft1bpu=V2ft10pu+a*a*V2ft11pu+a*V2ft12pu;
V2ft1cpu=V2ft10pu+a*V2ft11pu+a*a*V2ft12pu;
%           Valores reales
V2ft1a=V2ft1apu*VBG;
V2ft1b=V2ft1bpu*VBG;
V2ft1c=V2ft1cpu*VBG;
%           Valores absolutos
V2ft1aA=abs(V2ft1a)
V2ft1bA=abs(V2ft1b)
V2ft1cA=abs(V2ft1c)
%
%           Voltajes de falla en barra 2 para las 3 secuencias y las 3
fases
V2ft21pu=Vpfp(2,1)-Z1BUS(2,6)*I2ft61pu;
V2ft22pu=-Z2BUS(2,6)*I2ft62pu;
V2ft20pu=-Z0BUS(2,6)*I2ft60pu;
V2ft2apu=V2ft20pu+V2ft21pu+V2ft22pu;
V2ft2bpu=V2ft20pu+a*a*V2ft21pu+a*V2ft22pu;

```

```

V2ft2cpu=V2ft20pu+a*V2ft21pu+a*a*V2ft22pu;
%           Valores reales
V2ft2a=V2ft2apu*VBG;
V2ft2b=V2ft2bpu*VBG;
V2ft2c=V2ft2cpu*VBG;
%           Valores absolutos
V2ft2aA=abs (V2ft2a)
V2ft2bA=abs (V2ft2b)
V2ft2cA=abs (V2ft2c)
%
%           Voltajes de falla en barra 3 para las 3 secuencias y las 3
fases
V2ft31pu=Vpfp(3,1)-Z1BUS(3,6)*I2ft61pu;
V2ft32pu=-Z2BUS(3,6)*I2ft62pu;
V2ft30pu=-Z0BUS(3,6)*I2ft60pu;
V2ft3apu=V2ft30pu+V2ft31pu+V2ft32pu;
V2ft3bpu=V2ft30pu+a*a*V2ft31pu+a*V2ft32pu;
V2ft3cpu=V2ft30pu+a*V2ft31pu+a*a*V2ft32pu;
%           Valores reales
V2ft3a=V2ft3apu*VBT;
V2ft3b=V2ft3bpu*VBT;
V2ft3c=V2ft3cpu*VBT;
%           Valores absolutos
V2ft3aA=abs (V2ft3a)
V2ft3bA=abs (V2ft3b)
V2ft3cA=abs (V2ft3c)
%
%           Voltajes de falla en barra 4 para las 3 secuencias y las 3
fases
V2ft41pu=Vpfp(4,1)-Z1BUS(4,6)*I2ft61pu;
V2ft42pu=-Z2BUS(4,6)*I2ft62pu;
V2ft40pu=-Z0BUS(4,6)*I2ft60pu;
V2ft4apu=V2ft40pu+V2ft41pu+V2ft42pu;
V2ft4bpu=V2ft40pu+a*a*V2ft41pu+a*V2ft42pu;
V2ft4cpu=V2ft40pu+a*V2ft41pu+a*a*V2ft42pu;
%           Valores reales
V2ft4a=V2ft4apu*VBT;
V2ft4b=V2ft4bpu*VBT;
V2ft4c=V2ft4cpu*VBT;
%           Valores absolutos
V2ft4aA=abs (V2ft4a)
V2ft4bA=abs (V2ft4b)
V2ft4cA=abs (V2ft4c)
%
%           Voltajes de falla en barra 5 para las 3 secuencias y las 3
fases
V2ft51pu=Vpfp(5,1)-Z1BUS(5,6)*I2ft61pu;
V2ft52pu=-Z2BUS(5,6)*I2ft62pu;
V2ft50pu=-Z0BUS(5,6)*I2ft60pu;
V2ft5apu=V2ft50pu+V2ft51pu+V2ft52pu;
V2ft5bpu=V2ft50pu+a*a*V2ft51pu+a*V2ft52pu;
V2ft5cpu=V2ft50pu+a*V2ft51pu+a*a*V2ft52pu;
%           Valores reales
V2ft5a=V2ft5apu*VBD;
V2ft5b=V2ft5bpu*VBD;
V2ft5c=V2ft5cpu*VBD;
%           Valores absolutos
V2ft5aA=abs (V2ft5a)
V2ft5bA=abs (V2ft5b)
V2ft5cA=abs (V2ft5c)

```

```

%
%           Voltajes de falla en barra 6 para las 3 secuencias y las 3
fases
V2ft61pu=Vpfp(6,1)-Z1BUS(6,6)*I2ft61pu;
V2ft62pu=-Z2BUS(6,6)*I2ft62pu;
V2ft60pu=-Z0BUS(6,6)*I2ft60pu;
V2ft6apu=V2ft60pu+V2ft61pu+V2ft62pu;
V2ft6bpu=V2ft60pu+a*a*V2ft61pu+a*V2ft62pu;
V2ft6cpu=V2ft60pu+a*V2ft61pu+a*a*V2ft62pu;
%           Valores reales
V2ft6a=V2ft6apu*VBT;
V2ft6b=V2ft6bpu*VBT;
V2ft6c=V2ft6cpu*VBT;
%           Valores absolutos
V2ft6aA=abs(V2ft6a)
V2ft6bA=abs(V2ft6b)
V2ft6cA=abs(V2ft6c)
%
%
%           G4. FALLA DE 1 FASE ABIERTA EN L2 CERCA DE LA BARRA 4
%
%           Voltajes de falla en barra 1 para las 3 secuencias y las 3
fases
Vfa11pu=Vpfp(1,1)-Z1BUS(1,4)*IfaL241pu;
Vfa12pu=-Z2BUS(1,4)*IfaL242pu;
Vfa10pu=-Z0BUS(1,4)*IfaL240pu;
Vfa1apu=Vfa11pu+Vfa12pu+Vfa10pu;
Vfa1bpu=Vfa10pu+a*a*Vfa11pu+a*Vfa12pu;
Vfa1cpu=Vfa10pu+a*Vfa11pu+a*a*Vfa12pu;
%           Valores reales
Vfa1a=Vfa1apu*VBG;
Vfa1b=Vfa1bpu*VBG;
Vfa1c=Vfa1cpu*VBG;
%           Valores absolutos
Vfa1aA=abs(Vfa1a)
Vfa1bA=abs(Vfa1b)
Vfa1cA=abs(Vfa1c)
%
%           Voltajes de falla en barra 2 para las 3 secuencias y las 3
fases
Vfa21pu=Vpfp(2,1)-Z1BUS(2,4)*IfaL241pu;
Vfa22pu=-Z2BUS(2,4)*IfaL242pu;
Vfa20pu=-Z0BUS(2,4)*IfaL240pu;
Vfa2apu=Vfa21pu+Vfa22pu+Vfa20pu;
Vfa2bpu=Vfa20pu+a*a*Vfa21pu+a*Vfa22pu;
Vfa2cpu=Vfa20pu+a*Vfa21pu+a*a*Vfa22pu;
%           Valores reales
Vfa2a=Vfa2apu*VBG;
Vfa2b=Vfa2bpu*VBG;
Vfa2c=Vfa2cpu*VBG;
%           Valores absolutos
Vfa2aA=abs(Vfa2a)
Vfa2bA=abs(Vfa2b)
Vfa2cA=abs(Vfa2c)
%
%           Voltajes de falla en barra 3 para las 3 secuencias y las 3
fases
Vfa31pu=Vpfp(3,1)-Z1BUS(3,4)*IfaL241pu;
Vfa32pu=-Z2BUS(3,4)*IfaL242pu;
Vfa30pu=-Z0BUS(3,4)*IfaL240pu;

```

```

Vfa3apu=Vfa31pu+Vfa32pu+Vfa30pu;
Vfa3bpu=Vfa30pu+a*a*Vfa31pu+a*Vfa32pu;
Vfa3cpu=Vfa30pu+a*Vfa31pu+a*a*Vfa32pu;
%           Valores reales
Vfa3a=Vfa3apu*VBG;
Vfa3b=Vfa3bpu*VBG;
Vfa3c=Vfa3cpu*VBG;
%           Valores absolutos
Vfa3aA=abs(Vfa3a)
Vfa3bA=abs(Vfa3b)
Vfa3cA=abs(Vfa3c)
%
%           Voltajes de falla en barra 4 para las 3 secuencias y las 3
fases
Vfa41pu=Vpfpu(4,1)-Z1BUS(4,4)*IfaL241pu;
Vfa42pu=-Z2BUS(4,4)*IfaL242pu;
Vfa40pu=-Z0BUS(4,4)*IfaL240pu;
Vfa4apu=Vfa41pu+Vfa42pu+Vfa40pu;
Vfa4bpu=Vfa40pu+a*a*Vfa41pu+a*Vfa42pu;
Vfa4cpu=Vfa40pu+a*Vfa41pu+a*a*Vfa42pu;
%           Valores reales
Vfa4a=Vfa4apu*VBG;
Vfa4b=Vfa4bpu*VBG;
Vfa4c=Vfa4cpu*VBG;
%           Valores absolutos
Vfa4aA=abs(Vfa4a)
Vfa4bA=abs(Vfa4b)
Vfa4cA=abs(Vfa4c)
%
%           Voltajes de falla en barra 5 para las 3 secuencias y las 3
fases
Vfa51pu=Vpfpu(5,1)-Z1BUS(5,4)*IfaL241pu;
Vfa52pu=-Z2BUS(5,4)*IfaL242pu;
Vfa50pu=-Z0BUS(5,4)*IfaL240pu;
Vfa5apu=Vfa51pu+Vfa52pu+Vfa50pu;
Vfa5bpu=Vfa50pu+a*a*Vfa51pu+a*Vfa52pu;
Vfa5cpu=Vfa50pu+a*Vfa51pu+a*a*Vfa52pu;
%           Valores reales
Vfa5a=Vfa5apu*VBG;
Vfa5b=Vfa5bpu*VBG;
Vfa5c=Vfa5cpu*VBG;
%           Valores absolutos
Vfa5aA=abs(Vfa5a)
Vfa5bA=abs(Vfa5b)
Vfa5cA=abs(Vfa5c)
%
%           Voltajes de falla en barra 6 para las 3 secuencias y las 3
fases
Vfa61pu=Vpfpu(6,1)-Z1BUS(6,4)*IfaL241pu;
Vfa62pu=-Z2BUS(6,4)*IfaL242pu;
Vfa60pu=-Z0BUS(6,4)*IfaL240pu;
Vfa6apu=Vfa61pu+Vfa62pu+Vfa60pu;
Vfa6bpu=Vfa60pu+a*a*Vfa61pu+a*Vfa62pu;
Vfa6cpu=Vfa60pu+a*Vfa61pu+a*a*Vfa62pu;
%           Valores reales
Vfa6a=Vfa6apu*VBG;
Vfa6b=Vfa6bpu*VBG;
Vfa6c=Vfa6cpu*VBG;
%           Valores absolutos
Vfa6aA=abs(Vfa6a)

```

```

Vfa6bA=abs(Vfa6b)
Vfa6cA=abs(Vfa6c)
%
%
%
% H. CALCULOS DE CORRIENTES ENTRE BARRAS
%
%   H1. FALLA TRIFASICA EN LA BARRA 5
%
%       Corriente entre barras 1 y 3
I3f13pu=(V3f1pu-V3f3pu)*Y131;
%           Valor real lado generador
I3f13=I3f13pu*IBG;
%           Valor absoluto
I3f13A=abs(I3f13)
%
%       Corriente entre barras 2 y 3
I3f23pu=(V3f2pu-V3f3pu)*Y231;
%           Valor real lado transformador
I3f23=I3f23pu*IBT;
%           Valor absoluto
I3f23A=abs(I3f23)
%
%       Corriente entre barras 3 y 4 (L1 o L2)
I3f34pu=(V3f3pu-V3f4pu)*Y341/2;
%           Valor real
I3f34=I3f34pu*IBT;
%           Valor absoluto
I3f34A=abs(I3f34)
%
%       Corriente entre barras 4 y 5 (TD1 o TD2)
I3f45pu=(V3f4pu-V3f5pu)*Y451/2;
%           Valor real lado barra 5
I3f45=I3f45pu*IBD;
%           Valor absoluto
I3f45A=abs(I3f45)
%
%       Corriente entre barras 4 y 6
I3f46pu=(V3f4pu-V3f6pu)*Y461;
%           Valor real
I3f46=I3f46pu*IBT;
%           Valor absoluto
I3f46A=abs(I3f46)
%
%
%   H2. FALLA MONOFASICA A TIERRA EN LA BARRA 4 FASE A
%
%       Corrientes entre barra 1 y barra 3 para las 3 secuencias y las 3
fases
I1f131pu=(V1f11pu-V1f31pu)*Y131;
I1f132pu=(V1f12pu-V1f32pu)*Y132;
I1f130pu=(V1f10pu-V1f30pu)*Y130;
I1f13apu=I1f130pu+I1f131pu+I1f132pu;
I1f13bpu=I1f130pu+a*a*I1f131pu+a*I1f132pu;
I1f13cpu=I1f130pu+a*I1f131pu+a*a*I1f132pu;
%           Valores reales (lado generador)
I1f13a=I1f13apu*IBG;
I1f13b=I1f13bpu*IBG;
I1f13c=I1f13cpu*IBG;
%           Valores absolutos

```

```

I1f13aA=abs(I1f13a)
I1f13bA=abs(I1f13b)
I1f13cA=abs(I1f13c)
%
%           Corrientes entre barra 2 y barra 3 para las 3 secuencias y las 3
fases
I1f231pu=(V1f21pu-V1f31pu)*Y231;
I1f232pu=(V1f22pu-V1f32pu)*Y232;
I1f230pu=(V1f20pu-V1f30pu)*Y230;
I1f23apu=I1f230pu+I1f231pu+I1f232pu;
I1f23bpu=I1f230pu+a*a*I1f231pu+a*I1f232pu;
I1f23cpu=I1f230pu+a*I1f231pu+a*a*I1f232pu;
%           Valores reales (lado transformador)
I1f23a=I1f23apu*IBG;
I1f23b=I1f23bpu*IBG;
I1f23c=I1f23cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I1f23aA=abs(I1f23a)
I1f23bA=abs(I1f23b)
I1f23cA=abs(I1f23c)
%
%           Corrientes entre barra 3 y barra 4 para las 3 secuencias y las 3
fases (L1 o L2)
I1f341pu=(V1f31pu-V1f41pu)*Y341/2;
I1f342pu=(V1f32pu-V1f42pu)*Y342/2;
I1f340pu=(V1f30pu-V1f40pu)*Y340/2;
I1f34apu=I1f340pu+I1f341pu+I1f342pu;
I1f34bpu=I1f340pu+a*a*I1f341pu+a*I1f342pu;
I1f34cpu=I1f340pu+a*I1f341pu+a*a*I1f342pu;
%           Valores reales
I1f34a=I1f34apu*IBG;
I1f34b=I1f34bpu*IBG;
I1f34c=I1f34cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I1f34aA=abs(I1f34a)
I1f34bA=abs(I1f34b)
I1f34cA=abs(I1f34c)
%
%           Corrientes entre barra 4 y barra 5 para las 3 secuencias y las 3
fases (TD1 o TD2)
I1f451pu=(V1f41pu-V1f51pu)*Y451/2;
I1f452pu=(V1f42pu-V1f52pu)*Y452/2;
I1f450pu=(V1f40pu-V1f50pu)*Y450/2;
I1f45apu=I1f450pu+I1f451pu+I1f452pu;
I1f45bpu=I1f450pu+a*a*I1f451pu+a*I1f452pu;
I1f45cpu=I1f450pu+a*I1f451pu+a*a*I1f452pu;
%           Valores reales (lado barra 5)
I1f45a=I1f45apu*IBG;
I1f45b=I1f45bpu*IBG;
I1f45c=I1f45cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I1f45aA=abs(I1f45a)
I1f45bA=abs(I1f45b)
I1f45cA=abs(I1f45c)
%
%           Corrientes entre barra 4 y barra 6 para las 3 secuencias y las 3
fases
I1f461pu=(V1f41pu-V1f61pu)*Y461;
I1f462pu=(V1f42pu-V1f62pu)*Y462;
I1f460pu=(V1f40pu-V1f60pu)*Y460;

```

```

I1f46apu=I1f460pu+I1f461pu+I1f462pu;
I1f46bpu=I1f460pu+a*a*I1f461pu+a*I1f462pu;
I1f46cpu=I1f460pu+a*I1f461pu+a*a*I1f462pu;
%           Valores reales
I1f46a=I1f46apu*IBG;
I1f46b=I1f46bpu*IBG;
I1f46c=I1f46cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I1f46aA=abs(I1f46a)
I1f46bA=abs(I1f46b)
I1f46cA=abs(I1f46c)
%
%
%           H3. FALLA BIFASICA A TIERRA EN LA BARRA 6
%
%           Corrientes entre barra 1 y barra 3 para las 3 secuencias y las
3 fases
I2ft131pu=(V2ft11pu-V2ft31pu)*Y131;
I2ft132pu=(V2ft12pu-V2ft32pu)*Y132;
I2ft130pu=(V2ft10pu-V2ft30pu)*Y130;
I2ft13apu=I2ft130pu+I2ft131pu+I2ft132pu;
I2ft13bpu=I2ft130pu+a*a*I2ft131pu+a*I2ft132pu;
I2ft13cpu=I2ft130pu+a*I2ft131pu+a*a*I2ft132pu;
%           Valores reales (lado generador)
I2ft13a=I2ft13apu*IBG;
I2ft13b=I2ft13bpu*IBG;
I2ft13c=I2ft13cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I2ft13aA=abs(I2ft13a)
I2ft13bA=abs(I2ft13b)
I2ft13cA=abs(I2ft13c)
%
%           Corrientes entre barra 2 y barra 3 para las 3 secuencias y las
3 fases
I2ft231pu=(V2ft21pu-V2ft31pu)*Y231;
I2ft232pu=(V2ft22pu-V2ft32pu)*Y232;
I2ft230pu=(V2ft20pu-V2ft30pu)*Y230;
I2ft23apu=I2ft230pu+I2ft231pu+I2ft232pu;
I2ft23bpu=I2ft230pu+a*a*I2ft231pu+a*I2ft232pu;
I2ft23cpu=I2ft230pu+a*I2ft231pu+a*a*I2ft232pu;
%           Valores reales (lado transformador)
I2ft23a=I2ft23apu*IBG;
I2ft23b=I2ft23bpu*IBG;
I2ft23c=I2ft23cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I2ft23aA=abs(I2ft23a)
I2ft23bA=abs(I2ft23b)
I2ft23cA=abs(I2ft23c)
%
%           Corrientes entre barra 3 y barra 4 para las 3 secuencias y las
3 fases (L1 o L2)
I2ft341pu=(V2ft31pu-V2ft41pu)*Y341/2;
I2ft342pu=(V2ft32pu-V2ft42pu)*Y342/2;
I2ft340pu=(V2ft30pu-V2ft40pu)*Y340/2;
I2ft34apu=I2ft340pu+I2ft341pu+I2ft342pu;
I2ft34bpu=I2ft340pu+a*a*I2ft341pu+a*I2ft342pu;
I2ft34cpu=I2ft340pu+a*I2ft341pu+a*a*I2ft342pu;
%           Valores reales
I2ft34a=I2ft34apu*IBT;
I2ft34b=I2ft34bpu*IBT;

```

```

I2ft34c=I2ft34cpu*IBT;
%           Valores absolutos
I2ft34aA=abs(I2ft34a)
I2ft34bA=abs(I2ft34b)
I2ft34cA=abs(I2ft34c)
%
%           Corrientes entre barra 4 y barra 5 para las 3 secuencias y las
3 fases (TD1 o TD2)
I2ft451pu=(V2ft41pu-V2ft51pu)*Y451/2;
I2ft452pu=(V2ft42pu-V2ft52pu)*Y452/2;
I2ft450pu=(V2ft40pu-V2ft50pu)*Y450/2;
I2ft45apu=I2ft450pu+I2ft451pu+I2ft452pu;
I2ft45bpu=I2ft450pu+a*a*I2ft451pu+a*I2ft452pu;
I2ft45cpu=I2ft450pu+a*I2ft451pu+a*a*I2ft452pu;
%           Valores reales (lado barra 5)
I2ft45a=I2ft45apu*IBG;
I2ft45b=I2ft45bpu*IBG;
I2ft45c=I2ft45cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I2ft45aA=abs(I2ft45a)
I2ft45bA=abs(I2ft45b)
I2ft45cA=abs(I2ft45c)
%
%           Corrientes entre barra 4 y barra 6 para las 3 secuencias y las
3 fases
I2ft461pu=(V2ft41pu-V2ft61pu)*Y461;
I2ft462pu=(V2ft42pu-V2ft62pu)*Y462;
I2ft460pu=(V2ft40pu-V2ft60pu)*Y460;
I2ft46apu=I2ft460pu+I2ft461pu+I2ft462pu;
I2ft46bpu=I2ft460pu+a*a*I2ft461pu+a*I2ft462pu;
I2ft46cpu=I2ft460pu+a*I2ft461pu+a*a*I2ft462pu;
%           Valores reales
I2ft46a=I2ft46apu*IBG;
I2ft46b=I2ft46bpu*IBG;
I2ft46c=I2ft46cpu*IBG;
%           Valores absolutos
I2ft46aA=abs(I2ft46a)
I2ft46bA=abs(I2ft46b)
I2ft46cA=abs(I2ft46c)
%
%
%           H4. FALLA DE 1 FASE ABIERTA EN L2 CERCA DE LA BARRA 4
%
%           Corrientes entre barra 1 y barra 3 para las 3 secuencias y las
3 fases
Ifal131pu=(Vfa11pu-Vfa31pu)*Y131;
Ifal132pu=(Vfa12pu-Vfa32pu)*Y132;
Ifal130pu=(Vfa10pu-Vfa30pu)*Y130;
Ifal13apu=Ifal130pu+Ifal131pu+Ifal132pu;
Ifal13bpu=Ifal130pu+a*a*Ifal131pu+a*Ifal132pu;
Ifal13cpu=Ifal130pu+a*Ifal131pu+a*a*Ifal132pu;
%           Valores reales (lado generador)
Ifal13a=Ifal13apu*IBG;
Ifal13b=Ifal13bpu*IBG;
Ifal13c=Ifal13cpu*IBG;
%           Valores absolutos
Ifal13aA=abs(Ifal13a)
Ifal13bA=abs(Ifal13b)
Ifal13cA=abs(Ifal13c)
%

```



```

%           Corrientes entre barra 2 y barra 3 para las 3 secuencias y las
3 fases
Ifa231pu=(Vfa21pu-Vfa31pu)*Y231;
Ifa232pu=(Vfa22pu-Vfa32pu)*Y232;
Ifa230pu=(Vfa20pu-Vfa30pu)*Y230;
Ifa23apu=Ifa230pu+Ifa231pu+Ifa232pu;
Ifa23bpu=Ifa230pu+a*a*Ifa231pu+a*Ifa232pu;
Ifa23cpu=Ifa230pu+a*Ifa231pu+a*a*Ifa232pu;
%           Valores reales (lado transformador)
Ifa23a=Ifa23apu*IBT;
Ifa23b=Ifa23bpu*IBT;
Ifa23c=Ifa23cpu*IBT;
%           Valores absolutos
Ifa23aA=abs(Ifa23a)
Ifa23bA=abs(Ifa23b)
Ifa23cA=abs(Ifa23c)
%
%           Corrientes entre barra 3 y barra 4 para las 3 secuencias y las
3 fases (L1 o L2)
Ifa341pu=(Vfa31pu-Vfa41pu)*Y341/2;
Ifa342pu=(Vfa32pu-Vfa42pu)*Y342/2;
Ifa340pu=(Vfa30pu-Vfa40pu)*Y340/2;
Ifa34apu=Ifa340pu+Ifa341pu+Ifa342pu;
Ifa34bpu=Ifa340pu+a*a*Ifa341pu+a*Ifa342pu;
Ifa34cpu=Ifa340pu+a*Ifa341pu+a*a*Ifa342pu;
%           Valores reales
Ifa34a=Ifa34apu*IBT;
Ifa34b=Ifa34bpu*IBT;
Ifa34c=Ifa34cpu*IBT;
%           Valores absolutos
Ifa34aA=abs(Ifa34a)
Ifa34bA=abs(Ifa34b)
Ifa34cA=abs(Ifa34c)
%
%           Corrientes entre barra 4 y barra 5 para las 3 secuencias y las
3 fases (TD1 o TD2)
Ifa451pu=(Vfa41pu-Vfa51pu)*Y451/2;
Ifa452pu=(Vfa42pu-Vfa52pu)*Y452/2;
Ifa450pu=(Vfa40pu-Vfa50pu)*Y450/2;
Ifa45apu=Ifa450pu+Ifa451pu+Ifa452pu;
Ifa45bpu=Ifa450pu+a*a*Ifa451pu+a*Ifa452pu;
Ifa45cpu=Ifa450pu+a*Ifa451pu+a*a*Ifa452pu;
%           Valores reales (lado barra 5)
Ifa45a=Ifa45apu*IBG;
Ifa45b=Ifa45bpu*IBG;
Ifa45c=Ifa45cpu*IBG;
%           Valores absolutos
Ifa45aA=abs(Ifa45a)
Ifa45bA=abs(Ifa45b)
Ifa45cA=abs(Ifa45c)
%
%           Corrientes entre barra 4 y barra 6 para las 3 secuencias y las
3 fases
Ifa461pu=(Vfa41pu-Vfa61pu)*Y461;
Ifa462pu=(Vfa42pu-Vfa62pu)*Y462;
Ifa460pu=(Vfa40pu-Vfa60pu)*Y460;
Ifa46apu=Ifa460pu+Ifa461pu+Ifa462pu;
Ifa46bpu=Ifa460pu+a*a*Ifa461pu+a*Ifa462pu;
Ifa46cpu=Ifa460pu+a*Ifa461pu+a*a*Ifa462pu;
%           Valores reales

```

```
Ifa46a=Ifa46apu*IBG;  
Ifa46b=Ifa46bpu*IBG;  
Ifa46c=Ifa46cpu*IBG;  
%           Valores absolutos  
Ifa46aA=abs (Ifa46a)  
Ifa46bA=abs (Ifa46b)  
Ifa46cA=abs (Ifa46c)
```

## **ANEXO B**

Norma Italiana

# CEI EN 60909-0

Data Pubblicazione

**2001-12**

Edizione

**Seconda**

Classificazione

**11-25**

Fascicolo

**6317**

Titolo

## **Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti**

Title

**Short-circuit currents in three-phase a.c. systems  
Part 0: Calculation of currents**



**IMPIANTI E SICUREZZA DI ESERCIZIO**



## SOMMARIO

La presente parte della Norma IEC 60909 si applica al calcolo delle correnti di cortocircuito simmetriche e asimmetriche nelle reti trifasi a bassa e media tensione in c.a. e nelle reti trifase ad alta tensione in c.a. a frequenza nominale di 50 Hz o 60 Hz.

Essa stabilisce un metodo generale, pratico e sintetico che conduce a risultati di precisione accettabile fondato sul metodo dei componenti simmetrici.

In casi particolari, la presente Norma non esclude l'uso di altri metodi equivalenti, quale ad esempio la sovrapposizione degli effetti.

## DESCRITTORI • DESCRIPTORS

Calcolo • *Calculation*; Cortocircuito • *Short-circuit*; Sistemi trifasi • *Three-phase systems*;

## COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

### Nazionali

*Europei* (IDT) EN 60909-0:2001-08;

*Internazionali* (IDT) IEC 60909-0:2001-07;

### Legislativi

## INFORMAZIONI EDITORIALI

<i>Norma Italiana</i>	CEI EN 60909-0	<i>Pubblicazione</i>	Norma Tecnica	<i>Carattere Doc.</i>	
<i>Stato Edizione</i>	In vigore	<i>Data validità</i>	2002-2-1	<i>Ambito validità</i>	Europeo e Internazionale
<i>Varianti</i>	Nessuna				
<i>Ed. Prec. Fasc.</i>	2997 R:1997-05				

*Comitato Tecnico* 11-Impianti elettrici ad alta tensione e di distribuzione pubblica di bassa tensione

*Approvata dal* Presidente del CEI *in Data* 2001-11-23

CENELEC *in Data* 2001-7-1

*Sottoposta a* inchiesta pubblica come Documento originale *Chiusa in data* 2001-4-6

*Gruppo Abb.* 2 *Sezioni Abb.* A

*ICS* 17.220.01; 29.240.20;

*CDU*

### LEGENDA

(IDT) La Norma in oggetto è identica alle Norme indicate dopo il riferimento (IDT)

Sostituisce il documento HD 533 S1 (1991)

## **Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti**

Short-circuit currents in three-phase a.c. systems  
Part 0: Calculation of currents

Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif  
Partie 0: Calcul des courants

Kurzschlussströme in Drehstromnetzen  
Teil 0: Berechnung der Ströme

CENELEC members are bound to comply with the CEN/CENELEC Internal Regulations which stipulate the conditions for giving this European Standard the status of a National Standard without any alteration.

Up-to-date lists and bibliographical references concerning such National Standards may be obtained on application to the Central Secretariat or to any CENELEC member.

This European Standard exists in three official versions (English, French, German).

A version in any other language and notified to the CENELEC Central Secretariat has the same status as the official versions.

CENELEC members are the national electrotechnical committees of: Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland and United Kingdom.

© CENELEC Copyright reserved to all CENELEC members.

I Comitati Nazionali membri del CENELEC sono tenuti, in accordo col regolamento interno del CEN/CENELEC, ad adottare questa Norma Europea, senza alcuna modifica, come Norma Nazionale.

Gli elenchi aggiornati e i relativi riferimenti di tali Norme Nazionali possono essere ottenuti rivolgendosi al Segretariato Centrale del CENELEC o agli uffici di qualsiasi Comitato Nazionale membro.

La presente Norma Europea esiste in tre versioni ufficiali (inglese, francese, tedesco).

Una traduzione effettuata da un altro Paese membro, sotto la sua responsabilità, nella sua lingua nazionale e notificata al CENELEC, ha la medesima validità.

I membri del CENELEC sono i Comitati Elettrotecnici Nazionali dei seguenti Paesi: Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Islanda, Italia, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Spagna, Svezia e Svizzera.

I diritti di riproduzione di questa Norma Europea sono riservati esclusivamente ai membri nazionali del CENELEC.

**C E N E L E C**

## CONTENTS

Rif.	Topic
<b>1</b>	<b>GENERAL</b>
1.1	Scope .....
1.2	Normative references .....
1.3	Definitions .....
1.4	Symbols, subscripts and superscripts .....
<b>2</b>	<b>CHARACTERISTICS OF SHORT-CIRCUIT CURRENTS: CALCULATING METHOD</b>
2.1	General .....
2.2	Calculation assumptions .....
2.3	Method of calculation .....
2.4	Maximum short-circuit currents .....
2.5	Minimum short-circuit currents .....
<b>3</b>	<b>SHORT-CIRCUIT IMPEDANCES OF ELECTRICAL EQUIPMENT</b>
3.1	General .....
3.2	Network feeders .....
3.3	Transformers .....
3.4	Overhead lines and cables .....
3.5	Short-circuit limiting reactors .....
3.6	Synchronous machines .....
3.7	Power station unit .....
3.8	Asynchronous motors .....
3.9	Static converters .....
3.10	Capacitors and non-rotating loads .....
<b>4</b>	<b>CALCULATION OF SHORT-CIRCUIT CURRENTS</b>
4.1	General .....
4.2	Initial symmetrical short-circuit current .....
4.3	Peak short-circuit current $i_p$ .....
4.4	DC component of the short-circuit current .....
4.5	Symmetrical short-circuit breaking current $I_b$ .....
4.6	Steady-state short-circuit current $I_k$ .....
4.7	Terminal short circuit of asynchronous motors .....
4.8	Joule integral and thermal equivalent short-circuit current .....
<b>ANNEX/ALLEGATO</b>	
<b>A</b>	<b>EQUATIONS FOR THE CALCULATION OF THE FACTORS M AND N</b>
<b>ANNEX/ALLEGATO</b>	
<b>ZA</b>	<b>Normative references to international publications with their corresponding European publications</b>

## INDICE

Argomento	Pag.
<b>GENERALITÀ</b>	<b>1</b>
Campo d'applicazione .....	1
Riferimenti normativi .....	2
Definizioni .....	2
Simboli, indici e apici .....	6
<b>CARATTERISTICHE DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO: METODO DI CALCOLO</b>	<b>10</b>
Generalità .....	10
Ipotesi di calcolo .....	12
Metodo di calcolo .....	13
Correnti di cortocircuito massime .....	19
Correnti di cortocircuito minime .....	19
<b>IMPEDENZE DI CORTOCIRCUITO DEI COMPONENTI ELETTRICI</b>	<b>20</b>
Generalità .....	20
Alimentazioni di rete .....	20
Trasformatori .....	22
Linee aeree e cavi .....	27
Reattanze limitatrici del cortocircuito .....	28
Macchine sincrone .....	28
Gruppo di produzione .....	31
Motori asincroni .....	34
Convertitori statici .....	37
Capacità e carichi rotativi .....	38
<b>CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO</b>	<b>38</b>
Generalità .....	38
Corrente di cortocircuito simmetrica iniziale .....	41
Valore di cresta della corrente di cortocircuito $i_p$ .....	51
Componente continua della corrente di cortocircuito .....	55
Corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito $I_b$ .....	55
Corrente di cortocircuito permanente $I_k$ .....	61
Cortocircuito ai terminali dei motori asincroni .....	67
Integrale di Joule e corrente di cortocircuito termica equivalente .....	68
<b>EQUAZIONI PER CALCOLARE I FATTORI M E N</b>	<b>73</b>
<b>Riferimenti normativi alle Pubblicazioni Internazionali con le corrispondenti Pubblicazioni Europee</b>	<b>74</b>



## FOREWORD

The text of document 73/119/FDIS, future edition 1 of IEC 60909-0, prepared by IEC TC 73, Short-circuit currents, was submitted to the IEC-CENELEC parallel vote and was approved by CENELEC as EN 60909-0 on 2001/07/01.

This European Standard supersedes HD 533 S1:1991.

The following dates were fixed:

- latest date by which the EN has to be implemented at national level by publication of an identical national standard or by endorsement  
**(dop) 2002/04/01**
- latest date by which the national standards conflicting with the EN have to be withdrawn  
**(dow) 2004/07/01**

Annexes designated "normative" are part of the body of the standard.

In this standard, annexes A and ZA are normative.

Annex ZA has been added by CENELEC.

## ENDORSEMENT NOTICE

The text of the International Standard IEC 60909-0:2001 was approved by CENELEC as a European Standard without any modification.

## PREFAZIONE

Il testo del documento 73/119/FDIS, futura edizione 1 della IEC 60909-0, preparato dal IEC TC 73, Short-circuit currents, è stato sottoposto al voto parallelo IEC-CENELEC ed è stato approvato dal CENELEC come Norma Europea EN 60909-0 in data 01/07/2001.

La presente Norma Europea sostituisce il Documento di Armonizzazione HD 533 S1:1991.

Sono state fissate le date seguenti:

- data ultima entro la quale la EN deve essere recepita a livello nazionale mediante pubblicazione di una Norma nazionale identica o mediante adozione  
**(dop) 01/04/2002**
- data ultima entro la quale le Norme nazionali contrastanti con la EN devono essere ritirate  
**(dow) 01/07/2004**

Gli Allegati indicati come "normativi" sono parte integrante della Norma.

Nella presente Norma, gli Allegati A e ZA sono normativi.

L'Allegato ZA è stato aggiunto dal CENELEC.

## AVVISO DI ADOZIONE

Il testo della Pubblicazione IEC 60909-0:2001 è stato approvato dal CENELEC come Norma Europea senza alcuna modifica.







**1.1 Scope**

This part of IEC 60909 is applicable to the calculation of short-circuit currents:

- in low-voltage three-phase a.c. systems
- in high-voltage three-phase a.c. systems

operating at a nominal frequency of 50 Hz or 60 Hz.

Systems at highest voltages of 550 kV and above with long transmission lines need special consideration.

This part of IEC 60909 establishes a general, practicable and concise procedure leading to results, which are generally of acceptable accuracy. For this calculation method, an equivalent voltage source at the short-circuit location is introduced. This does not exclude the use of special methods, for example the superposition method, adjusted to particular circumstances, if they give at least the same precision. The superposition method gives the short-circuit current related to the one load flow presupposed. This method, therefore, does not necessarily lead to the maximum short-circuit current.

This part of IEC 60909 deals with the calculation of short-circuit currents in the case of balanced or unbalanced short circuits.

In case of an accidental or intentional conductive path between one line conductor and local earth, the following two cases must be clearly distinguished with regard to their different physical properties and effects (resulting in different requirements for their calculation):

- line-to-earth short circuit, occurring in a solidly earthed neutral system or an impedance earthed neutral system;
- a single line-to-earth fault, occurring in an isolated neutral earthed system or a resonance earthed neutral system. This fault is beyond the scope of, and is therefore not dealt with in, this standard.

For currents during two separate simultaneous single-phase line-to-earth short circuits in an isolated neutral system or a resonance earthed neutral system, see IEC 60909-3.

Short-circuit currents and short-circuit impedances may also be determined by system tests, by measurement on a network analyzer, or with a digital computer. In existing low-voltage systems it is possible to determine the short-circuit impedance on the basis of measurements at the location of the prospective short circuit considered.

**Campo d'applicazione**

La presente parte della IEC 60909 si applica al calcolo delle correnti di cortocircuito:

- nelle reti trifasi a bassa e media tensione in c.a.,
- nelle reti trifasi ad alta tensione in c.a.

funzionanti a frequenza nominale di 50 Hz o 60 Hz.

I sistemi ad alta tensione, da 550 kV ed oltre, relativi a lunghe linee di trasmissione, richiedono particolari considerazioni.

La presente parte della IEC 60909 stabilisce un procedimento generale, pratico e sintetico, che conduce a risultati, in generale, di precisione accettabile. Per questo metodo di calcolo, si è introdotta una sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito. Ciò non esclude l'uso di metodi particolari, quale ad esempio il metodo della sovrapposizione, applicati a casi specifici, se essi conducono almeno alla stessa precisione. Il metodo della sovrapposizione dà la corrente di cortocircuito in relazione ad un flusso di potenza presupposto. Questo metodo, tuttavia, non conduce necessariamente alla corrente di cortocircuito massima.

La presente parte della IEC 60909 tratta il calcolo delle correnti di cortocircuito simmetriche e asimmetriche.

Nel caso esista un percorso conduttivo, accidentale o intenzionale, tra un conduttore di fase e la terra locale, è necessario distinguere chiaramente i due casi che seguono in funzione delle loro diverse proprietà fisiche e dei loro effetti (che conducono a diverse prescrizioni per il loro calcolo):

- cortocircuito tra fase e terra che si verifica in un sistema con neutro direttamente a terra o con neutro a terra tramite impedenza;
- guasto singolo su una fase, che si verifica in un sistema con neutro isolato o con neutro risonante. Questo guasto non fa parte del campo di applicazione e quindi non viene trattato nella presente Norma.

Per correnti che si manifestano durante due cortocircuiti distinti simultanei tra fase e terra di un sistema con neutro isolato o di un sistema con neutro risonante, si veda la IEC 60909-3.

Le correnti e le impedenze di cortocircuito si possono determinare anche tramite prove in rete, con misure su un analizzatore di rete o con un calcolatore digitale. Nei sistemi a bassa tensione esistenti è possibile determinare l'impedenza di cortocircuito partendo da misure nel punto presunto di cortocircuito.

The calculation of the short-circuit impedance is in general based on the rated data of the electrical equipment and the topological arrangement of the system and has the advantage of being possible both for existing systems and for systems at the planning stage.

In general, two short-circuit currents, which differ in their magnitude, are to be calculated:

- the maximum short-circuit current which determines the capacity or rating of electrical equipment; and
- the minimum short-circuit current which can be a basis, for example, for the selection of fuses, for the setting of protective devices, and for checking the run-up of motors.

*Note/Nota* The current in a three-phase short circuit is assumed to be made simultaneously in all poles. Investigations of non-simultaneous short circuits, which may lead to higher aperiodic components of short-circuit current, are beyond the scope of this standard.

This standard does not cover short-circuit currents deliberately created under controlled conditions (short-circuit testing stations).

This part of IEC 60909 does not deal with the calculation of short-circuit currents in installations on board ships and aeroplanes.

## 1.2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 60909. For dated references, subsequent amendments to, or revisions of, any of these publications do not apply. However, parties to agreements based on this part of IEC 60909 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below<sup>(1)</sup>. For undated references, the latest edition of the normative document referred to applies. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

## 1.3 Definitions

For the purposes of this part of IEC 60909, the definitions given in IEC 60050(131) and the following definitions apply.

### 1.3.1 Short circuit

Accidental or intentional conductive path between two or more conductive parts forcing the electric potential differences between these conductive parts to be equal or close to zero.

Il calcolo dell'impedenza di cortocircuito si effettua in generale partendo dai valori nominali dei componenti elettrici e dalla configurazione del sistema, e offre il vantaggio di potersi applicare sia alle reti esistenti, sia a quelle in fase di progetto.

In generale, nei calcoli si è portati a prendere in esame due correnti di cortocircuito di ampiezza diversa:

- la corrente di cortocircuito massima, che determina la capacità o i valori nominali dei componenti elettrici; e
- la corrente di cortocircuito minima, che può servire, ad esempio, alla scelta dei fusibili, alla taratura dei dispositivi di protezione e al controllo dell'avviamento dei motori.

*Si assume che la corrente di un cortocircuito trifase si stabilisca simultaneamente sulle tre fasi. Le indagini su correnti di cortocircuito non simultanee che possono portare a componenti aperiodiche maggiori delle correnti di cortocircuito, sono escluse dal campo di applicazione della presente Norma.*

La presente Norma non tratta il caso di correnti di cortocircuito provocate intenzionalmente e controllate (laboratori di prova di cortocircuito).

La presente parte della IEC 60909 non tratta il calcolo delle correnti di cortocircuito degli impianti a bordo di navi e di aerei.

## Riferimenti normativi

I documenti normativi sottoelencati contengono disposizioni che, tramite riferimento nel presente testo, costituiscono disposizioni per la presente parte della IEC 60909. In caso di riferimenti datati, le loro successive modifiche o revisioni non si applicano. Tuttavia gli utilizzatori della presente parte della IEC 60909 sono invitati ad applicare le edizioni più recenti dei documenti normativi sottoelencati<sup>(1)</sup>. In caso di riferimenti non datati, si applica l'ultima edizione del documento normativo cui si fa riferimento. Presso i membri della IEC e dell'ISO sono disponibili gli elenchi aggiornati delle Norme in vigore.

## Definizioni

Ai fini della presente parte della IEC 60909, si applicano le definizioni date nella IEC 60050(131) e le seguenti definizioni:

### Cortocircuito

Percorso conduttivo accidentale o intenzionale tra due o più parti conduttrici, che forza a zero o quasi zero le differenze di potenziale tra dette parti conduttrici.

(1) **Editor's Note:** For the list of Publications, see Annex ZA.

(1) **N.d.R.** Per l'elenco delle Pubblicazioni, si rimanda all'Allegato ZA.



**1.3.1.1 Line-to-line short circuit**  
Accidental or intentional conductive path between two or more line conductors with or without earth connection.

**1.3.1.2 Line-to-earth short circuit**  
Accidental or intentional conductive path in a solidly earthed neutral system or an impedance earthed neutral system between a line conductor and local earth.

**1.3.2 Short-circuit current**  
Over-current resulting from a short circuit in an electric system.

*Note/Nota* It is necessary to distinguish between the short-circuit current at the short-circuit location and partial short-circuit currents in the network branches (see figure 3) at any point of the network.

**1.3.3 Prospective (available) short-circuit current**  
current that would flow if the short circuit were replaced by an ideal connection of negligible impedance without any change of the supply (see note of 1.1)

**1.3.4 Symmetrical short-circuit current**  
r.m.s. value of the a.c. symmetrical component of a prospective (available) short-circuit current (see 1.3.3), the aperiodic component of current, if any, being neglected.

**1.3.5 Initial symmetrical short-circuit current  $I_k^*$**   
R.m.s. value of the a.c. symmetrical component of a prospective (available) short-circuit current (see 1.3.3), applicable at the instant of short circuit if the impedance remains at zero-time value (see figures 1 and 2)

**1.3.6 Initial symmetrical short-circuit power  $S_k^*$**   
Fictitious value determined as a product of the initial symmetrical short-circuit current  $I_k^*$  (see 1.3.5), the nominal system voltage  $U_n$  (see 1.3.13) and the factor  $\sqrt{3}$ :  $S_k^* = \sqrt{3} U_n I_k^*$

*Note/Nota* The initial symmetrical short-circuit power  $S_k^*$  is not used for the calculation procedure in this standard. If  $S_k^*$  is used in spite of this in connection with short-circuit calculations, for instance to calculate the internal impedance of a network feeder at the connection point Q, then the definition given should be used in the following form:

$$S_{kQ}^* = \sqrt{3} U_{nQ} I_{kQ}^* \text{ or } Z_Q = c U_{nQ}^2 / S_{kQ}^*$$

**1.3.7 Decaying (aperiodic) component  $i_{d.c.}$  of short-circuit current**  
Mean value between the top and bottom envelope of a short-circuit current decaying from an initial value to zero according to figures 1 and 2.

**Cortocircuito polifase**  
Percorso conduttivo accidentale o intenzionale tra due o più conduttori di linea collegata o non collegata a terra.

**Cortocircuito monofase**  
Percorso conduttivo accidentale o intenzionale, in un sistema con neutro direttamente a terra o tramite impedenza, tra un conduttore di linea e la terra locale.

**Corrente di cortocircuito**  
Sovracorrente dovuta a un cortocircuito in un sistema elettrico.

*Si deve distinguere tra la corrente di cortocircuito nel punto di guasto e le correnti di cortocircuito circolanti nei rami della rete (vedi figura 3) in ciascun punto della rete.*

**Corrente presunta (esistente) di cortocircuito**  
Corrente che circolerebbe se il cortocircuito fosse sostituito da una connessione ideale di impedenza trascurabile, senza alcuna modifica dell'alimentazione (vedi nota di 1.1).

**Corrente di cortocircuito simmetrica**  
Valore efficace della componente simmetrica alternata di una corrente presunta (esistente) di cortocircuito (vedi 1.3.3); l'eventuale componente aperiodica della corrente di cortocircuito viene trascurata.

**Corrente simmetrica iniziale di cortocircuito  $I_k^*$**   
Valore efficace della componente simmetrica alternata di una corrente presunta (esistente) di cortocircuito (vedi 1.3.3), nell'istante in cui si manifesta il cortocircuito, se l'impedenza conserva il suo valore iniziale (vedi figure 1 e 2).

**Potenza simmetrica iniziale di cortocircuito  $S_k^*$**   
Valore fittizio definito come il prodotto della corrente simmetrica iniziale di cortocircuito  $I_k^*$  (vedi 1.3.5), la tensione nominale del sistema  $U_n$  (vedi 1.3.13) e il fattore  $\sqrt{3}$ :  $S_k^* = \sqrt{3} U_n I_k^*$

*La potenza simmetrica iniziale di cortocircuito  $S_k^*$  non viene utilizzata nel metodo di calcolo della presente Norma. Se  $S_k^*$  venisse utilizzata quanto meno per calcoli di cortocircuito, ad esempio per calcolare l'impedenza interna di una rete d'alimentazione nel punto di connessione di alimentazione Q, allora si dovrebbe utilizzare la definizione data come segue:*

$$S_{kQ}^* = \sqrt{3} U_{nQ} I_{kQ}^* \text{ or } Z_Q = c U_{nQ}^2 / S_{kQ}^*$$

**Componente decrescente (aperiodica)  $i_{c.c.}$  della corrente di cortocircuito**  
Valore medio degli involucri inferiore e superiore di una corrente di cortocircuito decrescente dal suo valore iniziale verso zero, secondo le figure 1 e 2.



<b>1.3.8</b>	<p><b>Peak short-circuit current <math>i_p</math></b> Maximum possible instantaneous value of the prospective (available) short-circuit current (see figures 1 and 2).</p> <p>Note/Nota <i>The magnitude of the peak short-circuit current varies in accordance with the moment at which the short circuit occurs. The calculation of the three-phase peak short-circuit current <math>i_p</math> applies to the line conductor and to the instant at which the greatest possible short-circuit current exists. Sequential short circuits are not considered.</i></p>	<p><b>Valore di cresta <math>i_p</math> della corrente di cortocircuito</b> Massimo valore istantaneo possibile della corrente presunta (esistente) di cortocircuito (vedi figure 1 e 2).</p> <p><i>L'ampiezza della corrente di cresta di cortocircuito varia a seconda dell'istante in cui si manifesta il cortocircuito. Il calcolo del valore di cresta <math>i_p</math> della corrente di cortocircuito trifase si effettua per la fase e per l'istante di corrente massima di cortocircuito. I guasti ripetitivi non vengono presi in considerazione.</i></p>
<b>1.3.9</b>	<p><b>Symmetrical short-circuit breaking current <math>I_b</math></b> R.m.s. value of an integral cycle of the symmetrical a.c. component of the prospective short-circuit current at the instant of contact separation of the first pole to open of a switching device.</p>	<p><b>Corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito <math>I_b</math></b> Valore efficace di un ciclo completo della componente alternata simmetrica della corrente presunta di cortocircuito all'istante della separazione dei contatti del primo polo dell'apparecchiatura di manovra.</p>
<b>1.3.10</b>	<p><b>Steady-state short-circuit current <math>I_k</math></b> R.m.s. value of the short-circuit current which remains after the decay of the transient phenomena (see figures 1 and 2).</p>	<p><b>Corrente di cortocircuito permanente <math>I_k</math></b> Valore efficace della corrente di cortocircuito che rimane dopo l'estinzione dei fenomeni transitori (vedi figure 1 e 2).</p>
<b>1.3.11</b>	<p><b>Symmetrical locked-rotor current <math>I_{LR}</math></b> Highest symmetrical r.m.s. current of an asynchronous motor with locked rotor fed with rated voltage <math>U_{rM}</math> at rated frequency.</p>	<p><b>Corrente simmetrica a rotore bloccato <math>I_{LR}</math></b> Massimo valore efficace della corrente simmetrica di un motore asincrono con rotore bloccato alimentato dalla tensione assegnata <math>U_{rM}</math> a frequenza assegnata.</p>
<b>1.3.12</b>	<p><b>Equivalent electric circuit</b> Model to describe the behaviour of a circuit by means of a network of ideal elements [IEV 131-01-33].</p>	<p><b>Circuito elettrico equivalente</b> Modello per descrivere il comportamento di un circuito per mezzo di una rete di elementi ideali [IEV 131-01-33].</p>
<b>1.3.13</b>	<p><b>Nominal system voltage <math>U_n</math></b> Voltage (line-to-line) by which a system is designated, and to which certain operating characteristics are referred.</p> <p>Note/Nota <i>Values are given in IEC 60038.</i></p>	<p><b>Tensione nominale di un sistema <math>U_n</math></b> Tensione (tra fasi) con la quale si designa un sistema, e alla quale si riferiscono determinate caratteristiche funzionali.</p> <p><i>I valori figurano nella IEC 60038.</i></p>
<b>1.3.14</b>	<p><b>Equivalent voltage source <math>cU_n / \sqrt{3}</math></b> Voltage of an ideal source applied at the short-circuit location in the positive-sequence system for calculating the short-circuit current according to 2.3. This is the only active voltage of the network.</p>	<p><b>Sorgente di tensione equivalente <math>cU_n / \sqrt{3}</math></b> Tensione di una sorgente ideale applicata nel punto di cortocircuito nel sistema di sequenza diretta, che permette di calcolare la corrente di cortocircuito come indicato in 2.3. Questa è la sola tensione attiva della rete.</p>
<b>1.3.15</b>	<p><b>Voltage factor <math>c</math></b> Ratio between the equivalent voltage source and the nominal system voltage <math>U_n</math> divided by <math>\sqrt{3}</math>. The values are given in table 1.</p> <p>Note/Nota <i>The introduction of a voltage factor <math>c</math> is necessary for various reasons. These are:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>voltage variations depending on time and place,</i></li> <li>▪ <i>changing of transformer taps,</i></li> <li>▪ <i>neglecting loads and capacitances by calculations according to 2.3.1,</i></li> <li>▪ <i>the subtransient behaviour of generators and motors.</i></li> </ul>	<p><b>Fattore di tensione <math>c</math></b> Rapporto tra la sorgente di tensione equivalente e la tensione nominale della rete <math>U_n</math> diviso per <math>\sqrt{3}</math>. I valori figurano nella tabella 1.</p> <p><i>L'introduzione del fattore di tensione <math>c</math> è necessario per varie ragioni. Esse sono:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>le variazioni di tensione nello spazio e nel tempo;</i></li> <li>▪ <i>i cambi di presa dei trasformatori;</i></li> <li>▪ <i>il non considerare i carichi e le capacità nei calcoli secondo 2.3.1;</i></li> <li>▪ <i>i comportamenti sub transitori degli alternatori e dei motori.</i></li> </ul>



- 1.3.16 Subtransient voltage  $E''$  of a synchronous machine**  
R.m.s. value of the symmetrical internal voltage of a synchronous machine which is active behind the subtransient reactance  $X_d''$  at the moment of short circuit.
- 1.3.17 Far-from-generator short circuit**  
Short circuit during which the magnitude of the symmetrical a.c. component of the prospective (available) short-circuit current remains essentially constant (see figure 1).
- 1.3.18 Near-to-generator short circuit**  
short circuit to which at least one synchronous machine contributes a prospective initial symmetrical short-circuit current which is more than twice the machine's rated current, or a short circuit to which asynchronous motors contribute more than 5 % of the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  without motors (see figure 2)
- 1.3.19 Short-circuit impedances at the short-circuit location F**
- 1.3.19.1 Positive-sequence short-circuit impedance  $Z_{(1)}$  of a three-phase a.c. system**  
Impedance of the positive-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 2.3.2 and figure 5a).
- 1.3.19.2 Negative-sequence short-circuit impedance  $Z_{(2)}$  of a three-phase a.c. system**  
Impedance of the negative-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 2.3.2 and figure 5b).
- 1.3.19.3 Zero-sequence short-circuit impedance  $Z_{(0)}$  of a three-phase a.c. system**  
Impedance of the zero-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 2.3.2 and figure 5c). It includes three times the neutral-to-earth impedance  $Z_N$ .
- 1.3.19.4 Short-circuit impedance  $Z_k$  of a three-phase a.c. system**  
Abbreviated expression for the positive-sequence short-circuit impedance  $Z_{(1)}$  according to 1.3.19.1 for the calculation of three-phase short-circuit currents.
- 1.3.20 Short-circuit impedances of electrical equipment**
- 1.3.20.1 Positive-sequence short-circuit impedance  $Z_{(1)}$  of electrical equipment**  
Ratio of the line-to-neutral voltage to the short-circuit current of the corresponding line conductor of electrical equipment when fed by a symmetrical positive-sequence system of voltages (see clause 2 and IEC 60909-4).
- Tensione subtransitoria  $E''$  di una macchina sincrona**  
Valore efficace della tensione simmetrica interna di una macchina sincrona che operi a monte della reattanza subtransitoria  $X_d''$  al momento in cui si manifesta un cortocircuito.
- Cortocircuito lontano da un generatore**  
Cortocircuito durante il quale l'ampiezza della componente alternata simmetrica della corrente presunta di cortocircuito rimane praticamente costante (vedi figura 1).
- Cortocircuito vicino a un generatore**  
Cortocircuito per il quale il contributo di una macchina sincrona alla corrente simmetrica iniziale presunta di cortocircuito è più del doppio della corrente assegnata dell'alternatore, o per il quale il contributo di motori sincroni e asincroni supera il 5% della corrente simmetrica iniziale di cortocircuito  $I_k''$  in assenza di motori (vedi figura 2).
- Impedenze di cortocircuito al punto di cortocircuito F**
- Impedenza di sequenza diretta di cortocircuito  $Z_{(1)}$  di una rete trifase in c.a.**  
Impedenza del sistema di sequenza diretta vista dal punto di guasto (vedi 2.3.2 e figura 5a).
- Impedenza di sequenza inversa di cortocircuito  $Z_{(2)}$  di una rete trifase in c.a.**  
Impedenza del sistema di sequenza inversa vista dal punto di guasto (vedi 2.3.2 e figura 5b).
- Impedenza di sequenza omopolare di cortocircuito  $Z_{(0)}$  di una rete trifase in c.a.**  
Impedenza del sistema di sequenza omopolare vista dal punto di guasto (vedi 2.3.2 e figura 5c). Essa comprende il triplo dell'impedenza di messa a terra dei neutri  $Z_N$ .
- Impedenza di cortocircuito  $Z_k$  di una rete trifase in c.a.**  
Espressione abbreviata dell'impedenza di cortocircuito diretta  $Z_{(1)}$  di cui in 1.3.19.1 per il calcolo delle correnti di cortocircuito trifase.
- Impedenze di cortocircuito di componenti elettrici**
- Impedenza di sequenza diretta di cortocircuito  $Z_{(1)}$  di un componente elettrico**  
Rapporto tra la tensione fase-neutro e la corrente di cortocircuito della fase corrispondente di un componente elettrico alimentato da un sistema simmetrico di tensioni di sequenza diretta (vedi art. 2 e IEC 60909-4).

Note/Nota *The index of symbol  $Z_{(1)}$ , may be omitted if there is no possibility of confusion with the negative-sequence and the zero-sequence short-circuit impedances.*

*L'indice del simbolo  $Z_{(1)}$ , può venire omissso se non c'è rischio di confusione con le impedenze di sequenza inversa e omopolare di cortocircuito.*



### 3.20.2 Negative-sequence short-circuit impedance $Z_{(2)}$ of electrical equipment

Ratio of the line-to-neutral voltage to the short-circuit current of the corresponding line conductor of electrical equipment when fed by a symmetrical negative-sequence system of voltages (see clause 2 and IEC 60909-4).

### 1.3.20.3 Zero-sequence short-circuit impedance $Z_{(0)}$ of electrical equipment

Ratio of the line-to-earth voltage to the short-circuit current of one line conductor of electrical equipment when fed by an a.c. voltage source, if the three paralleled line conductors are used for the outgoing current and a fourth line and/or earth as a joint return (see clause 2 and IEC 60909-4).

### 1.3.21 Subtransient reactance $X_d''$ of a synchronous machine

Effective reactance at the moment of short circuit. For the calculation of short-circuit currents the saturated value of  $X_d''$  is taken.

Note/Nota *When the reactance  $X_d''$  in ohms is divided by the rated impedance  $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$  of the synchronous machine, the result in per unit is represented by a small letter  $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ .*

### 1.3.22 Minimum time delay $t_{min}$

Shortest time between the beginning of the short-circuit current and the contact separation of the first pole to open of the switching device

Note/Nota *The time  $t_{min}$  is the sum of the shortest possible operating time of a protective relay and the shortest opening time of a circuit-breaker. It does not take into account adjustable time delays of tripping devices.*

### 1.3.23 Thermal equivalent short-circuit current $I_{th}$

The r.m.s. value of a current having the same thermal effect and the same duration as the actual short-circuit current, which may contain a d.c. component and may subside in time.

## 1.4 Symbols, subscripts and superscripts

The equations given in this standard are written without specifying units. The symbols represent physical quantities possessing both numerical values and dimensions that are independent of units, provided a consistent unit system is chosen, for example the international system of units (SI). Symbols of complex quantities are underlined, for example  $\underline{Z} = R + jX$ .

### 1.4.1 Symbols

$A$  Initial value of the d.c. component  $i_{d.c.}$   
 $\underline{a}$  Complex operator

### Impedenza di sequenza inversa di cortocircuito $Z_{(2)}$ di un componente elettrico

Rapporto tra la tensione fase-neutro e la corrente di cortocircuito della fase corrispondente di un componente elettrico alimentato da un sistema simmetrico di tensioni di sequenza inversa (vedi art. 2 e IEC 60909-4).

### Impedenza di sequenza omopolare di cortocircuito $Z_{(0)}$ di un componente elettrico

Rapporto tra la tensione fase-neutro e la corrente di cortocircuito di una fase di un componente elettrico alimentato da una sorgente di tensione alternata, quando i tre conduttori di fase funzionano in parallelo per fornire la corrente di uscita e un quarto conduttore e/o la terra funge da conduttore comune di ritorno (vedi art. 2 e IEC 60909-4).

### Reattanza subtransitoria $X_d''$ di una macchina sincrona

Reattanza effettiva nell'istante in cui si manifesta il cortocircuito. Per i calcoli della corrente di cortocircuito, si prendere il valore di  $X_d''$  corrispondente al circuito magnetico saturato.

*Dividendo la reattanza  $X_d''$  per l'impedenza assegnata  $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$  della macchina sincrona, si ottiene il valore ridotto rappresentato dalla lettera minuscola  $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ .*

### Minimo ritardo $t_{min}$

Il minor tempo trascorso tra il manifestarsi della corrente di cortocircuito e la separazione dei contatti del primo polo del dispositivo di manovra.

*Il tempo  $t_{min}$  è la somma del tempo minimo d'intervento di un relè di protezione e del tempo minimo di apertura di un interruttoro. Non comprende i tempi regolabili dei dispositivi di sgancio.*

### Corrente di cortocircuito termica equivalente $I_{th}$

Valore efficace di una corrente avente lo stesso effetto termico e la stessa durata della corrente di cortocircuito reale, che può contenere una componente continua e può diminuire rapidamente.

## Simboli, indici e apici

Le equazioni della presente Norma sono date senza specificare le unità. I simboli rappresentano grandezze fisiche aventi sia valori numerici che dimensioni indipendenti dalle unità, purché si scelga un sistema di unità coerente, come il Sistema Internazionale di unità (SI). I simboli delle grandezze complesse sono sottolineati, per esempio:  $\underline{Z} = R + jX$ .

### Simboli

$A$  Valore iniziale della componente aperiodica  $i_{c.c.}$   
 $\underline{a}$  Operatore complesso



$a$	A ratio between unbalanced short-circuit current and three phase short-circuit current	$a$	Rapporto tra la corrente di cortocircuito asimmetrica e la corrente di cortocircuito trifase
$c$	Voltage factor	$c$	Fattore di tensione
$cU_n / \sqrt{3}$	Equivalent voltage source (r.m.s.)	$cU_n / \sqrt{3}$	Sorgente di tensione equivalente (valore efficace)
$E''$	Subtransient voltage of a synchronous machine	$E''$	Tensione subtransitoria di una macchina sincrona
$f$	Frequency (50 Hz or 60 Hz)	$f$	Frequenza (50 Hz o 60 Hz)
$I_b$	Symmetrical short-circuit breaking current (r.m.s.)	$I_b$	Corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito (valore efficace)
$I_k$	Steady-state short-circuit current (r.m.s.)	$I_k$	Corrente di cortocircuito permanente (valore efficace)
$I_{kP}$	Steady-state short-circuit current at the terminals (poles) of a generator with compound excitation	$I_{kP}$	Corrente di cortocircuito permanente ai terminali (poli) di un alternatore ad eccitazione "compaund"
$I_k''$	Initial symmetrical short-circuit current (r.m.s.)	$I_k''$	Corrente di cortocircuito simmetrica iniziale (valore efficace)
$I_{LR}$	Symmetrical locked-rotor current of an asynchronous motor	$I_{LR}$	Corrente simmetrica di un motore asincrono a rotore bloccato
$I_r$	Rated current of electrical equipment	$I_r$	Corrente assegnata di un componente elettrico
$I_{th}$	Thermal equivalent short-circuit current	$I_{th}$	Equivalente termica della corrente di cortocircuito
$i_{d.c.}$	d.c. component of short-circuit current	$i_{c.c.}$	Componente aperiodica decrescente della corrente di cortocircuito
$i_p$	Peak short-circuit current	$i_p$	Valore di cresta della corrente di cortocircuito
$K$	Correction factor for impedances	$K$	Fattore di correzione delle impedenze
$m$	Factor for the heat effect of the d.c. component	$m$	Fattore per l'effetto termico della componente continua
$n$	Factor for the heat effect of the a.c. component	$n$	Fattore per l'effetto termico della componente alternata
$p$	Pair of poles of an asynchronous motor	$p$	Paia poli di un motore asincrono
$p_G$	Range of generator voltage regulation	$p_G$	Gamma di regolazione della tensione di un generatore
$p_T$	Range of transformer voltage adjustment	$p_T$	Gamma di regolazione della tensione di un trasformatore
$P_{krT}$	Total loss in transformer windings at rated current	$P_{krT}$	Perdita totale negli avvolgimenti di un trasformatore alla corrente assegnata
$P_{rM}$	Rated active power of an asynchronous motor ( $P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_{rM} \eta_{rM}$ )	$P_{rM}$	Potenza attiva assegnata di un motore asincrono ( $P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_{rM} \eta_{rM}$ )
$q$	Factor for the calculation of breaking current of asynchronous motors	$q$	Fattore per il calcolo della corrente interrotta dei motori asincroni
$q_n$	Nominal cross-section	$q_n$	Sezione nominale
$R$ resp. $r$	Resistance, absolute respectively relative value	$R$ resp. $r$	Resistenza in valore assoluto, rispettivamente in valore relativo
$R_G$	Resistance of a synchronous machine	$R_G$	Resistenza di una macchina sincrona
$R_{Gf}$	Fictitious resistance of a synchronous machine when calculating $i_p$	$R_{Gf}$	Resistenza fittizia di una macchina sincrona per il calcolo di $i_p$
$S_k''$	Initial symmetrical short-circuit power (see 1.3.6)	$S_k''$	Potenza di cortocircuito simmetrica iniziale (vedi 1.3.6)
$S_r$	Rated apparent power of electrical equipment	$S_r$	Potenza apparente assegnata di un componente elettrico





$t_{\min}$	Minimum time delay	$t_{\min}$	Minimo ritardo
$t_r$	Rated transformation ratio (tap-changer in main position); $t_r \geq 1$	$t_r$	Rapporto di trasformazione assegnato (variazione di presa in posizione principale); $t_r \geq 1$
$T_k$	Duration of the short-circuit current	$T_k$	Durata della corrente di cortocircuito
$U_m$	Highest voltage for equipment, line-to-line (r.m.s.)	$U_m$	Tensione più alta tra le fasi di un componente (valore efficace)
$U_n$	Nominal system voltage, line-to-line (r.m.s.)	$U_n$	Tensione nominale tra le fasi di un sistema (valore efficace)
$U_f$	Rated voltage, line-to-line (r.m.s.)	$U_f$	Tensione assegnata tra le fasi (valore efficace)
$u_{kr}$	Rated short-circuit voltage of a transformer in per cent	$u_{kr}$	Tensione assegnata di cortocircuito di un trasformatore in percentuale
$u_{kR}$	Short-circuit voltage of a short-circuit limiting reactor in per cent	$u_{kR}$	Tensione di cortocircuito di un reattore limitatore di cortocircuito, in percentuale
$u_{Rr}$	Rated resistive component of the short-circuit voltage of a transformer in per cent	$u_{Rr}$	Componente resistiva assegnata della tensione di cortocircuito di un trasformatore, in percentuale
$u_{Xr}$	Rated reactive component of the short-circuit voltage of a transformer in per cent	$u_{Xr}$	Componente reattiva assegnata della tensione di cortocircuito di un trasformatore, in percentuale
$U_{(1)}, U_{(2)}, U_{(0)}$	Positive-, negative-, zero-sequence voltage	$U_{(1)}, U_{(2)}, U_{(0)}$	Tensioni di sequenza diretta, inversa e omopolare
$X$ resp. $x$	Reactance, absolute respectively relative value	$X$ resp. $x$	Reattanza in valore assoluto, rispettivamente in valore relativo
$X_d$ resp. $X_q$	Synchronous reactance, direct axis respectively quadrature axis	$X_d$ resp. $X_q$	Reattanza sincrona in fase, rispettivamente in quadratura
$X_{dp}$	Fictitious reactance of a generator with compound excitation in the case of steady-state short circuit at the terminals (poles)	$X_{dp}$	Reattanza fittizia di un alternatore con eccitazione "compound" in caso di cortocircuito permanente ai terminali (poli)
$X_d''$ resp. $X_q''$	Subtransient reactance of a synchronous machine (saturated value), direct axis respectively quadrature axis	$X_d''$ resp. $X_q''$	Reattanza subtransitoria di una macchina sincrona (valore saturato) in fase, rispettivamente in quadratura
$x_d$	Unsaturated synchronous reactance, relative value	$x_d$	Reattanza sincrona non saturata, valore relativo
$x_{d \text{ sat}}$	Saturated synchronous reactance, relative value, reciprocal of the saturated no-load short-circuit ratio	$x_{d \text{ sat}}$	Reattanza sincrona saturata, valore relativo, reciproco del rapporto di cortocircuito saturato a vuoto
$Z$ resp. $z$	Impedance, absolute respectively relative value	$Z$ resp. $z$	Impedenza, in valore assoluto o relativo
$Z_k$	Short-circuit impedance of a three-phase a.c. system	$Z_k$	Impedenza di cortocircuito di un sistema trifase in c.a.
$Z_{(1)}$	Positive-sequence short-circuit impedance	$Z_{(1)}$	Impedenza di cortocircuito di sequenza diretta
$Z_{(2)}$	Negative-sequence short-circuit impedance	$Z_{(2)}$	Impedenza di cortocircuito di sequenza inversa
$Z_{(0)}$	Zero-sequence short-circuit impedance	$Z_{(0)}$	Impedenza di cortocircuito di sequenza omopolare
$\eta$	Efficiency of asynchronous motors	$\eta$	Rendimento dei motori asincroni
$\kappa$	Factor for the calculation of the peak short-circuit current	$\kappa$	Fattore relativo al calcolo del valore di cresta della corrente di cortocircuito



$\lambda$	Factor for the calculation of the steady-state short-circuit current	$\lambda$	Fattore relativo al calcolo della corrente di cortocircuito permanente
$\mu$	Factor for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current	$\mu$	Fattore relativo al calcolo delle correnti di cortocircuito simmetriche interrotte
$\mu_0$	Absolute permeability of vacuum, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m	$\mu_0$	Permeabilità assoluta del vuoto, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m
$\rho$	Resistivity	$\rho$	Resistività
$\varphi$	Phase angle	$\varphi$	Angolo di fase
$\theta_e$	Conductor temperature at the end of the short circuit	$\theta_e$	Temperatura del conduttore all'estinzione del cortocircuito
01	Positive-sequence neutral reference	01	Riferimento alla sequenza diretta del neutro
02	Negative-sequence neutral reference	02	Riferimento alla sequenza inversa del neutro
00	Zero-sequence neutral reference	00	Riferimento alla sequenza omopolare del neutro

#### 1.4.2 Subscripts

(1)	Positive-sequence component	(1)	Componente di sequenza diretta
(2)	Negative-sequence component	(2)	Componente di sequenza inversa
(0)	Zero-sequence component	(0)	Componente di sequenza omopolare
a.c	Alternating current	c.a	Corrente alternata
d.c	Direct current	c.c	Corrente continua
f	Fictitious	f	Fittizio
k or k3	Three-phase short circuit (see figure 3a)	k o k3	Cortocircuito trifase (vedi figura 3a)
k1	Line-to-earth short circuit, line-to-neutral short circuit (see figure 3d)	k1	Cortocircuito monofase, fase-neutro o fase-terra (vedi figura 3d)
k2	Line-to-line short circuit (see figure 3b)	k2	Cortocircuito bifase (vedi figura 3b)
k2E resp. kE2E	Line-to-line short circuit with earth connection (see figure 3c)	k2E resp. kE2E	Cortocircuito bifase a terra (vedi figura 3c)
K	Impedances or reactances calculated with an impedance correction factor $K_T$ , $K_G$ or $K_S$ respectively $K_{SO}$	K	Impedenza o reattanza calcolata con un fattore di correzione d'impedenza $K_T$ , $K_G$ o $K_S$ rispettivamente $K_{SO}$
max	Maximum	max	Massimo
min	Minimum	min	Minimo
n	Nominal value (IEV 151-04-01)	n	Valore nominale (IEV 151-04-01)
r	Rated value (IEV 151-04-03)	r	Valore assegnato (IEV 151-04-03)
rsl	Resulting	rsl	Risultante
t	Transferred value	t	Valore trasformato
AT	Auxiliary transformer	AT	Trasformatore ausiliario
B	Busbar	B	Sbarre
E	Earth	E	Terra
F	Short-circuit location	F	Posizione del cortocircuito
G	Generator	G	Generatore (alternatore)
HV	High-voltage, high-voltage side of a transformer	HV	Alta tensione, lato alta tensione di un trasformatore
LV	Low-voltage, low-voltage side of a transformer	LV	Bassa tensione, lato bassa tensione di un trasformatore
L	Line	L	Linea o fase
LR	Locked rotor	LR	Rotore bloccato



L1, L2, L3	Line conductors of a three-phase a.c. system	L1, L2, L3	Fasi di una linea trifase in c.a.
M	Asynchronous motor or group of asynchronous motors	M	Motore o gruppi di motori asincroni
<del>M</del>	Without motor	<del>M</del>	Senza motori
MV	Medium-voltage, medium-voltage side of a transformer	MV	Media tensione, lato media tensione di un trasformatore
N	Neutral of a three-phase a.c. system, starpoint of a generator or a transformer	N	Neutro di un sistema trifase in c.a., centro stella di un alternatore o di un trasformatore
P	Terminal, pole	P	Terminale, polo
Q	Feeder connection point	Q	Punto di connessione ad un'alimentazione
R	Short-circuit limiting reactor	R	Reattanza limitatrice di cortocircuito
S	Power station unit (generator and unit transformer with on-load tap-changer)	S	Gruppo di produzione (alternatore e trasformatore con variatore di presa di carico)
SO	Power station unit (generator and unit transformer with constant transformation ratio or off-load taps)	SO	Gruppo di produzione (alternatore e trasformatore con rapporto di trasformazione costante o connessioni a circuito aperto)
T	Transformer	T	Trasformatore

1.4.3

**Superscripts**

"	Subtransient (initial) value
'	Resistance or reactance per unit length
b	Before the short circuit

**Apici**

"	Valore (iniziale) sub transitorio
'	Resistenza o reattanza per unità di lunghezza
b	Prima del cortocircuito.

2

**CHARACTERISTICS OF SHORT-CIRCUIT CURRENTS: CALCULATING METHOD****CARATTERISTICHE DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO: METODO DI CALCOLO**

2.1

**General**

A complete calculation of short-circuit currents should give the currents as a function of time at the short-circuit location from the initiation of the short circuit up to its end, corresponding to the instantaneous value of the voltage at the beginning of the short circuit (see figures 1 and 2).

**Generalità**

Il calcolo completo delle correnti di cortocircuito dovrebbe fornire le curve delle correnti in funzione del tempo al punto di guasto, dal momento in cui si manifesta il cortocircuito fino al suo termine, corrispondente al valore istantaneo della tensione nel momento in cui si manifesta il cortocircuito (vedi figure 1 e 2).



Fig. 1 Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant a.c. component (schematic diagram)

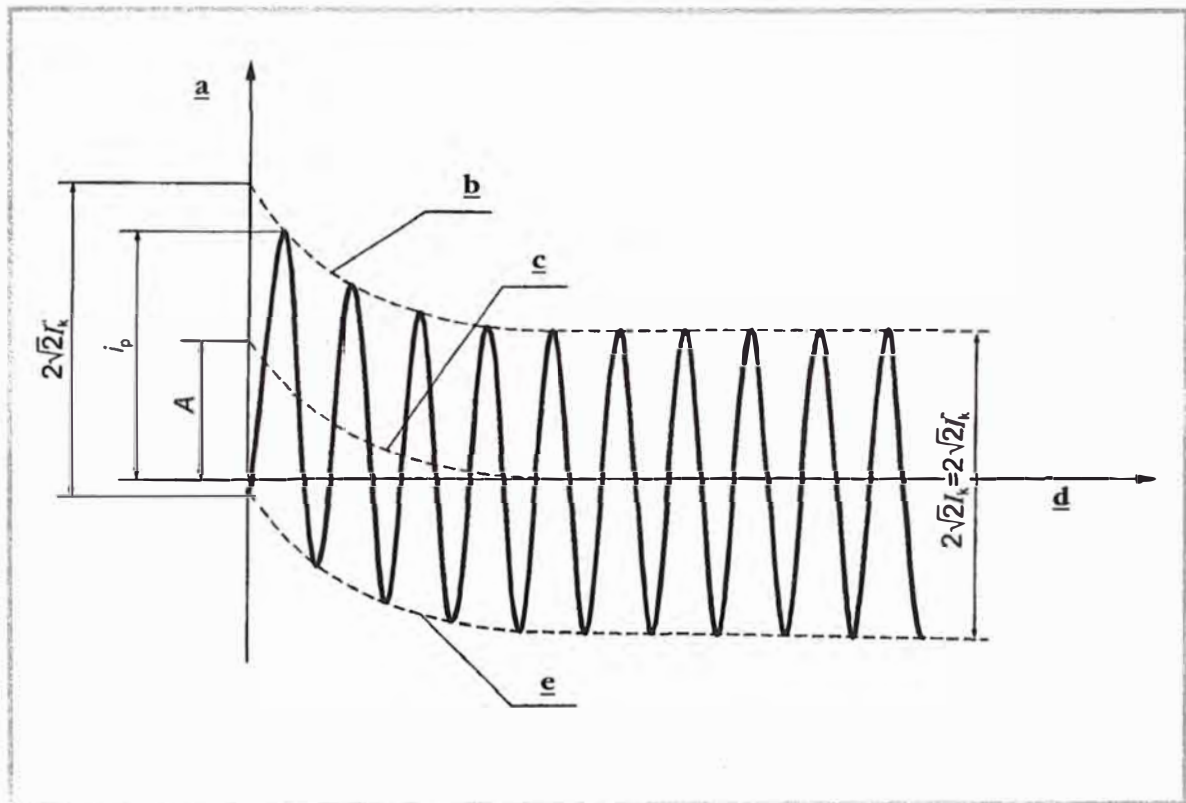
Corrente relativa ad un cortocircuito lontano da un generatore con componente alternata costante (diagramma schematico)

**CAPTION**

**LEGENDA**

- a Current
  - b Top envelope
  - c d.c. component  $i_{d.c.}$  of the short-circuit current
  - d Time
  - e Bottom envelope
- $I_k''$  = initial symmetrical short-circuit current  
 $i_p$  = peak short-circuit current
- $I_k$  = steady-state short-circuit current  
 $i_{d.c.}$  = d.c. component of short-circuit current
- $A$  = initial value of the d.c. component  $i_{d.c.}$

- a Corrente
  - b Involuppo superiore
  - c Componente continua  $i_{c.c.}$  della corrente di cortocircuito
  - d Tempo
  - e Involuppo inferiore
- $I_k''$  = corrente iniziale simmetrica di cortocircuito  
 $i_p$  = valore di cresta della corrente di cortocircuito
- $I_k$  = corrente di cortocircuito permanente  
 $i_{c.c.}$  = componente continua (aperiodica) della corrente di cortocircuito
- $A$  = valore iniziale della componente aperiodica  $i_{c.c.}$



In most practical cases a determination like this is not necessary. Depending on the application of the results, it is of interest to know the r.m.s. value of the symmetrical a.c. component and the peak value  $i_p$  of the short-circuit current following the occurrence of a short circuit. The highest value  $i_p$  depends on the time constant of the decaying aperiodic component and the frequency  $f$ , that is on the ratio  $R/X$  or  $X/R$  of the short-circuit impedance  $Z_k$ , and is reached if the short circuit starts at zero voltage.  $i_p$  also depends on the decay of the symmetrical a.c. component of the short-circuit current.

In pratica, nella maggior parte dei casi tale determinazione non è necessaria. A seconda dell'applicazione dei risultati, è interessante conoscere il valore efficace della componente simmetrica in c.a. e il valore di cresta  $i_p$  dopo il manifestarsi di un cortocircuito. Il valore massimo di  $i_p$  dipende dalla costante di tempo della componente aperiodica decrescente e dalla frequenza  $f$ , cioè dal rapporto  $R/X$  o  $X/R$  dell'impedenza di cortocircuito  $Z_k$  ed è raggiunto quando il cortocircuito inizia al passaggio per lo zero della tensione.  $i_p$  dipende inoltre dal decremento della componente simmetrica in c.a. della corrente di cortocircuito.

In meshed networks there are several direct-current time constants. That is why it is not possible to give an easy method of calculating  $i_p$  and  $i_{d.c.}$ . Special methods to calculate  $i_p$  with sufficient accuracy are given in 4.3.

Nelle reti magliate ci sono diverse costanti di tempo della corrente di sequenza diretta. Ciò è dovuto al fatto che non è possibile fornire un metodo semplice per calcolare  $i_p$  e  $i_{c.c.}$ . Alcuni metodi particolari per calcolare  $i_p$  con sufficiente precisione sono indicati in 4.3.

Fig. 2 **Short-circuit current of a near-to-generator short circuit with decaying a.c. component (schematic diagram)**

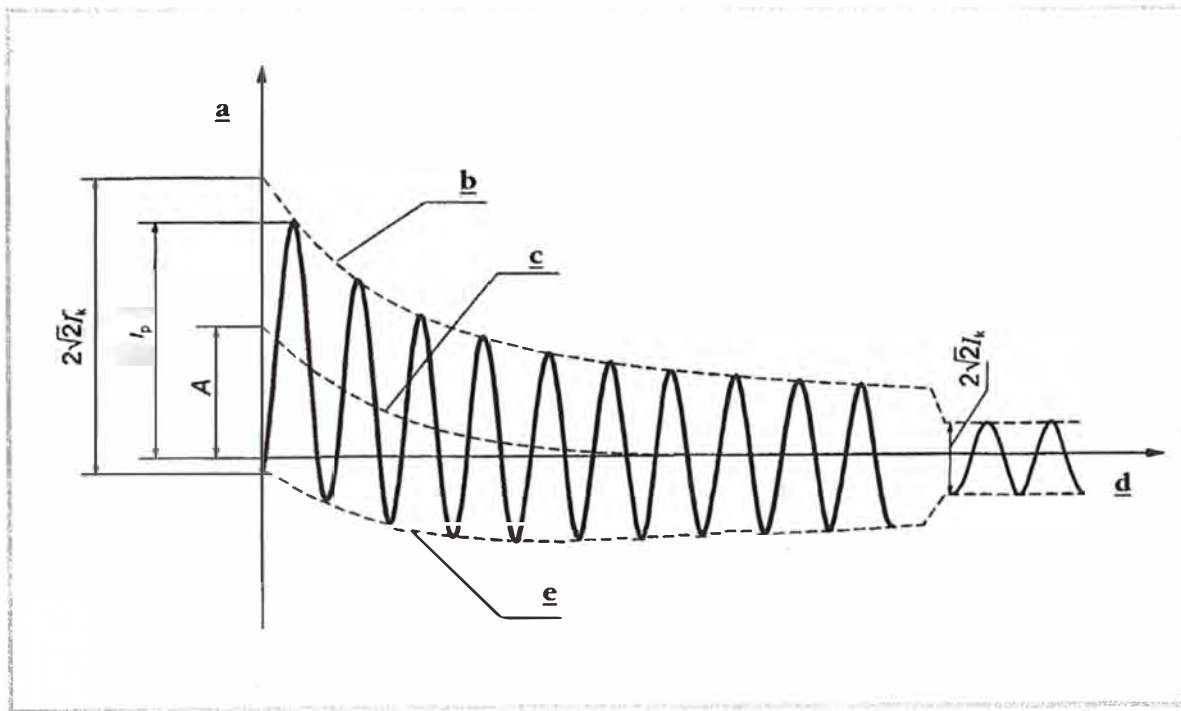
**Corrente relativa a un cortocircuito vicino a un generatore con componente alternata decrescente (diagramma schematico)**

**CAPTION**

**LEGENDA**

- a** Current
  - b** Top envelope
  - c** d.c. component  $i_{d.c.}$  of the short-circuit current
  - d** Time
  - e** Bottom envelope
- $I_k''$  = initial symmetrical short-circuit current  
 $i_p$  = peak short-circuit current
- $I_k$  = steady-state short-circuit current  
 $i_{d.c.}$  = d.c. component of short-circuit current
- $A$  = initial value of the d.c. component  $i_{d.c.}$

- a** Corrente
  - b** Involuppo superiore
  - c** Componente continua  $i_{c.c.}$  della corrente di cortocircuito
  - d** Tempo
  - e** Involuppo inferiore
- $I_k''$  = corrente iniziale simmetrica di cortocircuito  
 $i_p$  = valore di cresta della corrente di cortocircuito
- $I_k$  = corrente di cortocircuito permanente  
 $i_{c.c.}$  = componente continua (aperiodica) della corrente di cortocircuito
- $A$  = valore iniziale della componente aperiodica  $i_{c.c.}$



2.2

**Calculation assumptions**

**Ipotesi di calcolo**

The calculation of maximum and minimum short-circuit currents is based on the following simplifications.

Il calcolo dei valori massimi e minimi delle correnti di cortocircuito si basano sulle seguenti semplificazioni:

- a) For the duration of the short circuit there is no change in the type of short circuit involved, that is, a three-phase short circuit remains three-phase and a line-to-earth

- a) non c'è, durante il cortocircuito, modifica del tipo di cortocircuito interessato, vale a dire che un cortocircuito trifase resta trifase, che un cortocircuito monofase resta monofase du-



- short circuit remains line-to-earth during the time of short circuit.
- b) For the duration of the short circuit, there is no change in the network involved.
  - c) The impedance of the transformers is referred to the tap-changer in main position. This is admissible, because the impedance correction factor  $K_T$  for network transformers is introduced.
  - d) Arc resistances are not taken into account.
  - e) All line capacitances and shunt admittances and non-rotating loads, except those of the zero-sequence system, are neglected.
- rante tutto il cortocircuito;
  - b) durante il cortocircuito, non ci sono modifiche della rete interessata;
  - c) l'impedenza dei trasformatori è riferita al variatore di presa in posizione principale. Ciò è ammissibile perché viene introdotto il fattore di correzione d'impedenza  $K_T$  dei trasformatori;
  - d) non vengono prese in considerazione le resistenze d'arco;
  - e) vengono trascurati tutte le capacità di linea, le ammettenze in derivazione e i carichi rotanti, salvo quelli dei sistemi di sequenza omopolare.

Despite these assumptions being not strictly true for the power systems considered, the result of the calculation does fulfil the objective to give results which are generally of acceptable accuracy.

For balanced and unbalanced short circuits as shown in figure 3, it is useful to calculate the short-circuit currents by application of symmetrical components (see 2.3.2).

When calculating short-circuit currents in systems with different voltage levels, it is necessary to transfer impedance values from one voltage level to another, usually to that voltage level at which the short-circuit current is to be calculated. For per unit or other similar unit systems, no transformation is necessary if these systems are coherent, i.e.  $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$  for each transformer in the system with partial short-circuit currents.  $U_{rTHV}/U_{rTLV}$  is normally not equal to  $U_{nHV}/U_{nLV}$  (see IEC 60909-2 and the examples given in IEC 60909-4).

The impedances of the equipment in superimposed or subordinated networks are to be divided or multiplied by the square of the rated transformation ratio  $t_r$ . Voltages and currents are to be converted by the rated transformation ratio  $t_r$ .

Benché queste ipotesi non si verifichino strettamente per i sistemi di potenza considerati, i risultati dei calcoli soddisfano l'obiettivo di fornire risultati generalmente di precisione accettabile.

Per cortocircuiti simmetrici o non, come illustrato in figura 3, è utile calcolare le correnti di cortocircuito mediante il metodo dei componenti simmetrici (vedi 2.3.2).

Nel calcolo di correnti di cortocircuito in sistemi con diversi livelli di tensione, è necessario riportare i valori d'impedenza da un livello di tensione ad un altro, usualmente al livello di tensione al quale deve essere calcolata la corrente di cortocircuito. Per sistemi in unità o altri sistemi simili, non sono necessarie trasformazioni se detti sistemi sono coerenti, vale a dire che  $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$  per ciascun trasformatore nel sistema con correnti di cortocircuito parziali. Normalmente  $U_{rTHV}/U_{rTLV}$  non è uguale a  $U_{nHV}/U_{nLV}$  (vedi IEC 60909-2 e gli esempi dati nella IEC 60909-4).

Le impedenze dei componenti nelle reti preposte o subordinate sono da dividere o moltiplicare per la radice quadrata del rapporto di trasformazione assegnato  $t_r$ . Le tensioni e le correnti devono essere convertite con il rapporto di trasformazione assegnato  $t_r$ .

## 2.3 Method of calculation

### 2.3.1 Equivalent voltage source at the short-circuit location

The method used for calculation is based on the introduction of an equivalent voltage source at the short-circuit location. The equivalent voltage source is the only active voltage of the system. All network feeders, synchronous and asynchronous machines are replaced by their internal impedances (see clause 3).

In all cases it is possible to determine the short-circuit current at the short-circuit location F with the help of an equivalent voltage source. Operational data and the load of consumers,

## Metodo di calcolo

### Sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito

Il metodo utilizzato per il calcolo si basa sull'introduzione di una sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito. La sorgente di tensione equivalente è la sola tensione attiva del sistema. Tutte le alimentazioni della rete, le macchine sincrone e asincrone sono sostituite dalle loro impedenze interne (vedi art. 3).

In tutti i casi, è possibile determinare le correnti nel punto di cortocircuito F considerando una sorgente di tensione equivalente. I dati di esercizio e i carichi degli utenti, le posizioni dei variato-



tap-changer position of transformers, excitation of generators, and so on, are dispensable; additional calculations about all the different possible load flows at the moment of short circuit are superfluous.

ri dei trasformatori, l'eccitazione dei generatori, ecc., non sono indispensabili; calcoli complementari per i vari carichi possibili al momento del cortocircuito sono superflui.

Fig. 3 **Characterization of short circuits and their currents**

**Caratterizzazione dei cortocircuiti e delle loro correnti**

**CAPTION**

- a** Short-circuit current
- b** Partial short-circuit currents in conductors and earth return

**LEGENDA**

- a** Corrente di cortocircuito
- b** Correnti di cortocircuito parziali nei conduttori e ritorno a terra

Note/Nota *The direction of current arrows is chosen arbitrarily.*

*La direzione delle frecce è arbitraria.*

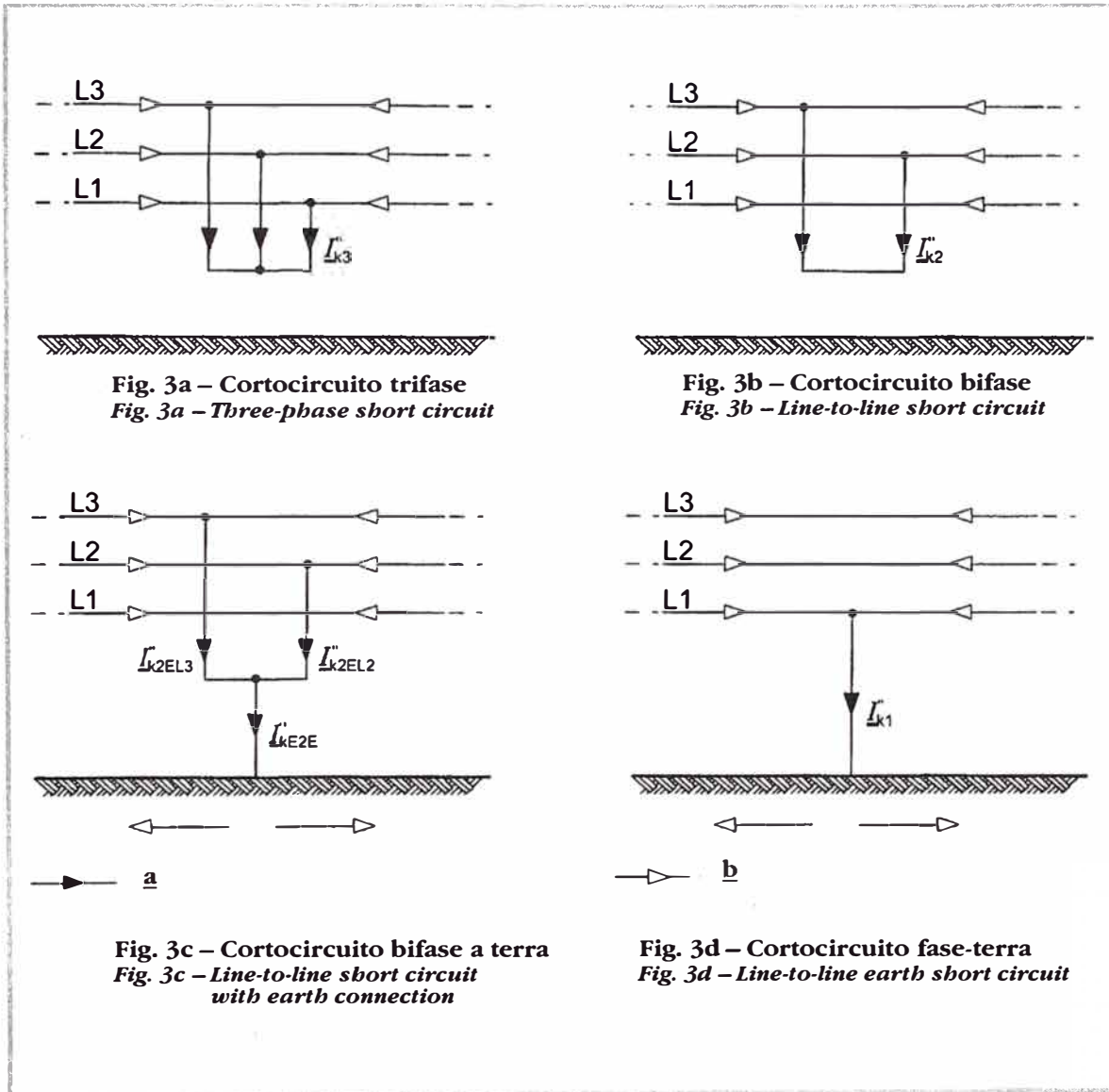


Figure 4 shows an example of the equivalent voltage source at the short-circuit location F as the only active voltage of the system fed by a transformer without or with on-load tap-changer. All other active voltages in the system are assumed to be zero. Thus the network feeder in figure 4a is represented by its internal impedance  $Z_{Q1}$ , transferred to the LV-side of the transformer (see 3.2) and the transformer by its impedance referred to the LV-side (see 3.3). Shunt admittances (for example, line capacitances and passive loads) are not to be considered when calculating short-circuit currents in accordance with figure 4b.

If there are no national standards, it seems adequate to choose a voltage factor  $c$  according to table 1, considering that the highest voltage in a normal (undisturbed) system does not differ, on average, by more than approximately +5 % (some LV systems) or +10 % (some HV systems) from the nominal system voltage  $U_n$ .

La figura 4, illustra un esempio di sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito F, come la sola tensione attiva, in una rete alimentata da un trasformatore con o senza variatore di tensione sottocarico. Tutte le altre tensioni attive del sistema sono considerate nulle. Così la rete d'alimentazione nella figura 4a è rappresentata dalla sua impedenza interna  $Z_{Q1}$ , riportata sul lato BT del trasformatore (vedi 3.2) e il trasformatore dalla sua impedenza riportata sul lato BT (vedi 3.3). Le ammettenze in parallelo (per es. capacità di linea, carichi passivi) non vengono prese in considerazione nel calcolo delle correnti di cortocircuito secondo la figura 4b.

In assenza di Norme nazionali, sembra appropriato scegliere un fattore di tensione  $c$  conformemente alla tabella 1, considerando che la tensione più alta in un normale sistema (senza perturbazioni) non differisce, in media, più del +5% (per certi sistemi BT) o +10% (per certi sistemi di AT) rispetto alla tensione nominale del sistema  $U_n$ .

Fig. 4 **Illustration for calculating the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  in compliance with the procedure for the equivalent voltage source**

**CAPTION**

- a** Non-rotating load
- b** Non-rotating load

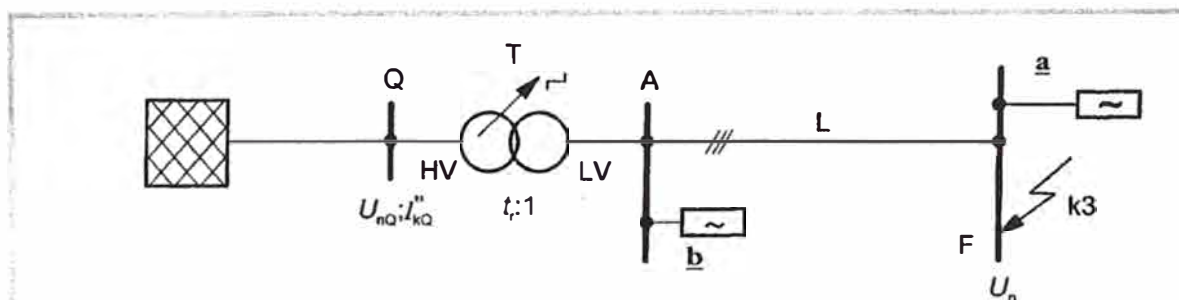
**Illustrazione del calcolo delle corrente simmetrica iniziale di cortocircuito  $I_k''$  secondo la procedura della sorgente di tensione equivalente**

**LEGENDA**

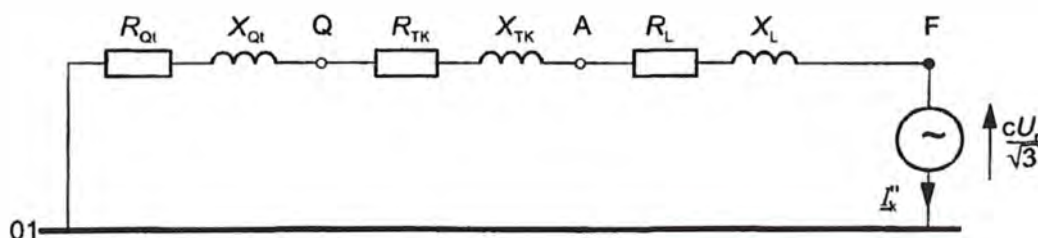
- a** Carichi non rotanti
- b** Carichi non rotanti

Note/Nota The index (1) for the impedances of the positive-sequence system is omitted. O1 marks the positive-sequence neutral reference. The impedance of the network feeder and the transformer are related to the LV-side and the last one is also corrected with  $K_T$  (see 3.3.3).

L'indice (1) per le impedenze di sequenza diretta è stato omissso. O1 rappresenta il riferimento alla sequenza diretta del neutro. Le impedenze della rete d'alimentazione e del trasformatore sono riportate sul lato BT e quest'ultima è stata anche corretta con  $K_T$  (vedi 3.3.3).



**Fig. 4a - Schema di rete**  
**Fig. 4a - System diagram**



**Fig. 4b - Schema del circuito equivalente del sistema di sequenza diretta**  
**Fig. 4b - Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system**





Tab. 1 Voltage factor *c*

Fattore di tensione *c*

Tensione nominale <i>Nominal voltage</i> $U_n$	Fattore di tensione <i>c</i> per il calcolo di <i>Voltage factor c for the calculation of</i>	
	correnti di cortocircuito massime <i>maximum short-circuit currents</i> $c_{max}^{1)}$	correnti di cortocircuito minime <i>minimum short-circuit currents</i> $c_{min}$
<b>Bassa tensione</b> <i>Low voltage</i> 100 V a 1 000 V (IEC 60038, tabella I)	1,05 <sup>3)</sup> 1,10 <sup>4)</sup>	0,95
<b>Media tensione</b> <i>Medium voltage</i> >1 kV a 35 kV (IEC 60038, tabella III)	1,10	1,00
<b>Alta tensione<sup>2)</sup></b> <i>High voltage</i> >35 kV (IEC 60038, tabella IV)		

(1)  $c_{max} U_n$  non dovrebbe superare il valore più alto  $U_m$  per i componenti nei sistemi di potenza.  
 *$c_{max} U_n$  should not exceed the highest voltage  $U_m$  for equipment of power systems.*

(2) Se non è definita una tensione nominale deve essere applicato  $c_{max} U_n = c_{min} U_n = 90 \times U_m$ .  
*If no nominal voltage is defined  $c_{max} U_n = c_{min} U_n = 90 \times U_m$  should be applied.*

(3) Per sistemi di bassa tensione con tolleranza del +6%, per esempio sistemi riclassificati da 380V a 400V.  
*For low-voltage systems with a tolerance of +6%, for example systems renamed from 380 V to 400 V.*

(4) Per sistemi di bassa tensione con tolleranza del +10%.  
*For low-voltage systems with a tolerance of +10%.*

**Application of symmetrical components**

In three-phase a.c. systems the calculation of the current values resulting from balanced and unbalanced short circuits is simplified by the use of symmetrical components. This postulates that the electrical equipment has a balanced structure, for example in the case of transposed overhead lines. The results of the short-circuit current calculation have an acceptable accuracy also in the case of untransposed overhead lines. Using this method, the currents in each line conductor are found by superposing the currents of the three symmetrical component systems:

- positive-sequence current  $I_{(1)}$ ;
- negative-sequence current  $I_{(2)}$ ;
- zero-sequence current  $I_{(0)}$ .

Taking the line conductor L1 as reference, the currents  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ , and  $I_{L3}$  are given by:

(1 a)	$I_{L1} = I_{(1)} + I_{(2)} + I_{(0)}$
(1 b)	$I_{L2} = a^2 I_{(1)} + a I_{(2)} + I_{(0)}$
(1 c)	$I_{L3} = a I_{(1)} + a^2 I_{(2)} + I_{(0)}$

(2)	$a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}; \quad a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$
-----	--

**Applicazione dei componenti simmetrici**

Nei sistemi trifasi in c.a. il calcolo dei valori di corrente generati da correnti di cortocircuito simmetriche e asimmetriche è semplificato mediante l'uso di componenti simmetrici. Si ipotizza che il componente elettrico abbia una struttura simmetrica, per esempio nel caso di linee aeree trasposte. I risultati del calcolo delle correnti di cortocircuito sono di accuratezza accettabile anche nel caso di linee aeree non trasposte.

Usando questo metodo, si ottengono le correnti in ciascun conduttore di linea sovrapponendo le correnti relative ai tre componenti simmetrici del sistema:

- la corrente diretta  $I_{(1)}$ ;
- la corrente inversa  $I_{(2)}$ ;
- la corrente omopolare  $I_{(0)}$ .

Se è presa a riferimento la fase L1, le correnti  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ ,  $I_{L3}$ , sono date da:



Fig. 5 Short-circuit impedances of a three-phase a.c. system at the short-circuit location F

Impedenze di cortocircuito di un sistema trifase in c.a. nel punto di cortocircuito F

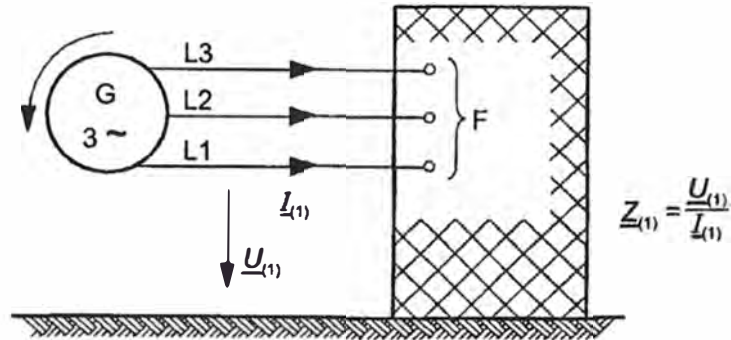


Fig. 5a – Impedenza di cortocircuito diretta  $Z_{(1)}$   
Fig. 5a – Positive-sequence short-circuit impedance  $Z_{(1)}$

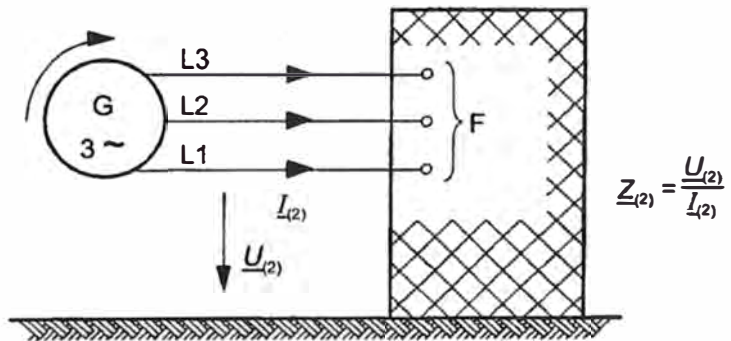


Fig. 5b – Impedenza di cortocircuito inversa  $Z_{(2)}$   
Fig. 5b – Negative-sequence short-circuit impedance  $Z_{(2)}$

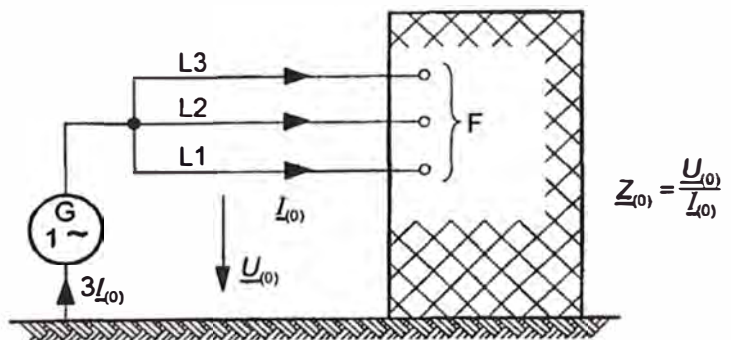


Fig. 5c – Impedenza di cortocircuito omopolare  $Z_{(0)}$   
Fig. 5c – Zero-sequence short-circuit impedance  $Z_{(0)}$

Each of the three symmetrical component systems has its own impedance.

The following types of unbalanced short circuits are treated in this standard:

- line-to-line short circuit (see figure 3b),
- line-to-line short circuit with earth connection (see figure 3c),
- line-to-earth short circuit (see figure 3d).

For the purpose of this standard, one has to make a distinction between short-circuit impedances at the short-circuit location F and the short-circuit impedances of individual electrical equipment.

The positive-sequence short-circuit impedance  $Z_{(1)}$  at the short circuit location F is obtained according to figure 5a, when a symmetrical system of voltages of positive-sequence phase order is applied to the short-circuit location F, and all synchronous and asynchronous machines are replaced by their internal impedances.

The negative-sequence short-circuit impedance  $Z_{(2)}$  at the short-circuit location F is obtained according to figure 5b, when a symmetrical system of voltages of negative-sequence phase order is applied to the short-circuit location F.

The values of positive-sequence and negative-sequence impedances can differ from each other only in the case of rotating machines. When far-from-generator short circuits are calculated, it is generally allowed to take  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ .

The zero-sequence short-circuit impedance  $Z_{(0)}$  at the short-circuit location F is obtained according to figure 5c, if an a.c. voltage is applied between the three short-circuited line conductors and the joint return (for example earthing system, neutral conductor, earth wires, cable sheaths, cable armouring).

When calculating unbalanced short-circuit currents in medium- or high-voltage systems and applying an equivalent voltage source at the short-circuit location, the zero-sequence capacitances of lines and the zero-sequence shunt admittances are to be considered for isolated neutral systems, resonant earthed systems and earthed neutral systems with an earth fault factor (see IEC 60071-1) higher than 1,4.

The capacitances of lines (overhead lines and cables) of low-voltage networks may be neglected in the positive-, negative- and zero-sequence system.

Neglecting the zero-sequence capacitances of lines in earthed neutral systems leads to results which are slightly higher than the real values of the short-circuit currents. The deviation depends on the configuration of the network.

Ciascuno dei tre componenti simmetrici del sistema possiede una propria impedenza.

Nella presente Norma sono trattati i seguenti tipi di cortocircuiti asimmetrici:

- cortocircuito bifase (vedi figura 3b);
- cortocircuito bifase e terra (vedi figura 3c);
- cortocircuito fase e terra (vedi figura 3d).

Ai fini della presente Norma, si devono distinguere le impedenze di cortocircuito nel punto di cortocircuito F e le impedenze di cortocircuito proprie di ciascun componente elettrico.

L'impedenza di cortocircuito diretta  $Z_{(1)}$  nel punto di cortocircuito F si ottiene come indicato nella figura 5a, quando un sistema simmetrico di tensioni dirette viene applicato nel punto di cortocircuito F e tutte le macchine sincrone e asincrone sono sostituite dalle loro impedenze interne.

L'impedenza di cortocircuito inversa  $Z_{(2)}$  nel punto di cortocircuito F si ottiene come indicato nella figura 5b, quando un sistema simmetrico di tensioni inverse viene applicato nel punto di cortocircuito F.

I valori di impedenza diretta e inversa possono differire gli uni dagli altri solo nel caso di macchine rotanti. Per il calcolo delle correnti di cortocircuito lontano dai generatori, generalmente è ammesso assumere  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ .

L'impedenza di cortocircuito omopolare  $Z_{(0)}$  nel punto di cortocircuito F si ottiene come indicato in figura 5c, quando viene applicata una tensione in c.a. tra le tre fasi cortocircuitate e il ritorno comune (per esempio sistema di messa a terra, conduttore neutro, conduttore di terra, guaine dei cavi, armature dei cavi).

Nel calcolo delle correnti di cortocircuito asimmetriche relative a sistemi di media e alta tensione applicando una sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito, le capacità omopolari di linea e le ammettenze omopolari in parallelo si considerano nei sistemi a neutro isolato e nei sistemi con neutro a terra con fattore di guasto a terra (vedi IEC 60071-1) maggiore di 1,4.

Possono essere trascurate le capacità delle linee di bassa tensione (aeree e in cavo) in sistemi di sequenza diretta, inversa e omopolare.

Trascurare le capacità omopolari delle linee di sistemi con neutro a terra porta a una leggera sovrastima dei valori di corrente di cortocircuito. La variazione dipende dalla configurazione della rete.



Except for special cases, the zero-sequence short-circuit impedances at the short-circuit location differ from the positive-sequence and negative-sequence short-circuit impedances.

Salvo casi particolari, le impedenze di cortocircuito omopolari nel punto di cortocircuito differiscono dalle impedenze di cortocircuito dirette e inverse.

## 2.4 Maximum short-circuit currents

When calculating maximum short-circuit currents, it is necessary to introduce the following conditions:

- voltage factor  $c_{\max}$  according to table 1 shall be applied for the calculation of maximum short-circuit currents in the absence of a national standard;
- choose the system configuration and the maximum contribution from power plants and network feeders which lead to the maximum value of short-circuit current at the short-circuit location, or for accepted sectioning of the network to control the short-circuit current;
- when equivalent impedances  $Z_Q$  are used to represent external networks, the minimum equivalent short-circuit impedance shall be used which corresponds to the maximum short-circuit current contribution from the network feeders;
- motors shall be included if appropriate in accordance with 3.8 and 3.9;
- resistance  $R_L$  of lines (overhead lines and cables) are to be introduced at a temperature of 20 °C.

## Correnti di cortocircuito massime

Per calcolare le correnti cortocircuito massime, è necessario tener conto delle seguenti condizioni:

- in assenza di Norme nazionali, per il calcolo delle correnti di cortocircuito massime, deve essere applicato il fattore di tensione  $c_{\max}$  conformemente alla tabella 1;
- scegliere la configurazione del sistema e il contributo massimo che possono dare gli impianti di potenza e le alimentazioni per ottenere il valore di corrente di cortocircuito massima nel punto di cortocircuito, oppure se si accetta una parzializzazione della rete, per controllare la corrente di cortocircuito;
- se vengono utilizzate impedenze equivalenti  $Z_Q$  per rappresentare le reti esterne, l'impedenza di cortocircuito equivalente minima che deve essere utilizzata è quella che corrisponde al massimo contributo di corrente di cortocircuito delle alimentazioni della rete;
- devono essere inclusi i motori se appropriato conformemente a 3.8 e 3.9;
- le resistenze  $R_L$  delle linee (aeree e in cavo) devono essere prese a una temperatura di 20 °C.

## 2.5 Minimum short-circuit currents

When calculating minimum short-circuit currents, it is necessary to introduce the following conditions:

- voltage factor  $c_{\min}$  for the calculation of minimum short-circuit currents shall be applied according to table 1;
- choose the system configuration and the minimum contribution from power stations and network feeders which lead to a minimum value of short-circuit current at the short-circuit location;
- motors shall be neglected;
- resistances  $R_L$  of lines (overhead lines and cables, line conductors, and neutral conductors) shall be introduced at a higher temperature:

## Correnti di cortocircuito minime

Per calcolare le correnti di cortocircuito minime, è necessario tener conto delle seguenti condizioni:

- per il calcolo delle correnti di cortocircuito minime, deve essere applicato il fattore di tensione  $c_{\min}$  conformemente alla tabella 1;
- scegliere la configurazione del sistema e il contributo minimo che possono dare gli impianti di potenza e le alimentazioni per ottenere il valore di corrente di cortocircuito minima nel punto di cortocircuito;
- i motori devono essere trascurati;
- le resistenze  $R_L$  delle linee (aeree e in cavo, conduttori di fase e del neutro) devono essere prese a una temperatura maggiore di:

(3)

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20 \text{ °C})] \cdot R_{L20}$$

where

$R_{L20}$  is the resistance at a temperature of 20 °C;

$\theta_e$  is the conductor temperature in degrees Celsius at the end of the short-circuit duration;

dove

$R_{L20}$  è la resistenza alla temperatura di 20 °C;

$\theta_e$  è la temperatura del conduttore in gradi Celsius al termine del cortocircuito;



$\alpha$  is a factor equal to 0,004/K, valid with sufficient accuracy for most practical purposes for copper, aluminium and aluminium alloy.

$\alpha$  è un fattore uguale a 0,004/K, valido con sufficiente approssimazione nella maggior parte delle esigenze pratiche per rame, alluminio e leghe d'alluminio.

Note/Nota For  $\theta_c$  see for instance IEC 60865-1, IEC 60949 and IEC 60986.

Per  $\theta_c$  vedere per esempio la IEC 60865-1, la IEC 60949 e la IEC 60986.

### 3 SHORT-CIRCUIT IMPEDANCES OF ELECTRICAL EQUIPMENT

### IMPEDENZE DI CORTOCIRCUITO DEI COMPONENTI ELETTRICI

#### 1 General

#### Generalità

In network feeders, transformers, overhead lines, cables, reactors and similar equipment, positive-sequence and negative-sequence short-circuit impedances are equal:  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ .

Per le alimentazioni della rete, per i trasformatori, per le linee aeree, per i cavi, per i reattori e simili componenti, le impedenze di cortocircuito dirette e inverse sono uguali:  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ .

The zero-sequence short-circuit impedance  $Z_{(0)} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$  is determined by assuming an a.c. voltage between the three paralleled conductors and the joint return (for example earth, earthing arrangement, neutral conductor, earth wire, cable sheath, and cable armouring). In this case, the three-fold zero-sequence current flows through the joint return.

L'impedenza di cortocircuito omopolare  $Z_{(0)} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$  si determina supponendo che venga applicata una tensione alternata tra i tre conduttori in parallelo ed il ritorno comune (per esempio terra, dispositivi di messa a terra, conduttore neutro, conduttore di terra, guaine di cavi e armature di cavi). In questo caso, la corrente circolante nel ritorno comune è uguale al triplo della corrente omopolare.

The impedances of generators (G), network transformers (T) and power station units (S) shall be multiplied with the impedance correction factors  $K_G$ ,  $K_T$  and  $K_S$  or  $K_{SO}$  when calculating short-circuit currents with the equivalent voltage source at the short-circuit location according to this standard.

Le impedenze dei generatori (G), dei trasformatori di rete (T) e dei gruppi di produzione (S) devono essere moltiplicate per i fattori di correzione d'impedenza  $K_G$ ,  $K_T$  e  $K_S$  o  $K_{SO}$  quando si calcolino le correnti di cortocircuito con la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito conformemente alla presente Norma.

Note/Nota Examples for the introduction of impedance correction factors are given in IEC 60909-4.

Esempi di introduzione di fattori di correzione sono dati nella IEC 60909-4.

#### 3.2 Network feeders

#### Alimentazioni di rete

If a three-phase short circuit in accordance with figure 6a is fed from a network in which only the initial symmetrical short-circuit current  $I_{kQ}''$  at the feeder connection point Q is known, then the equivalent impedance  $Z_Q$  of the network (positive-sequence short-circuit impedance) at the feeder connection point Q should be determined by:

Se un cortocircuito trifase come quello indicato in figura 6a è alimentato da una rete in cui è conosciuta soltanto la potenza di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_{kQ}''$  nel punto di connessione Q, allora si dovrebbe determinare l'impedenza equivalente della rete  $Z_Q$  (impedenza di cortocircuito diretta) nel punto di connessione Q con:

(4)

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''}$$

If  $R_Q/X_Q$  is known, then  $X_Q$  shall be calculated as follows:

Se è conosciuto  $R_Q/X_Q$ , allora  $X_Q$  deve essere calcolato come segue:

(5)

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q / X_Q)^2}}$$



Fig. 6 System diagram and equivalent circuit diagram for network feeders

Schema di rete e schema equivalente del circuito per la rete d'alimentazione

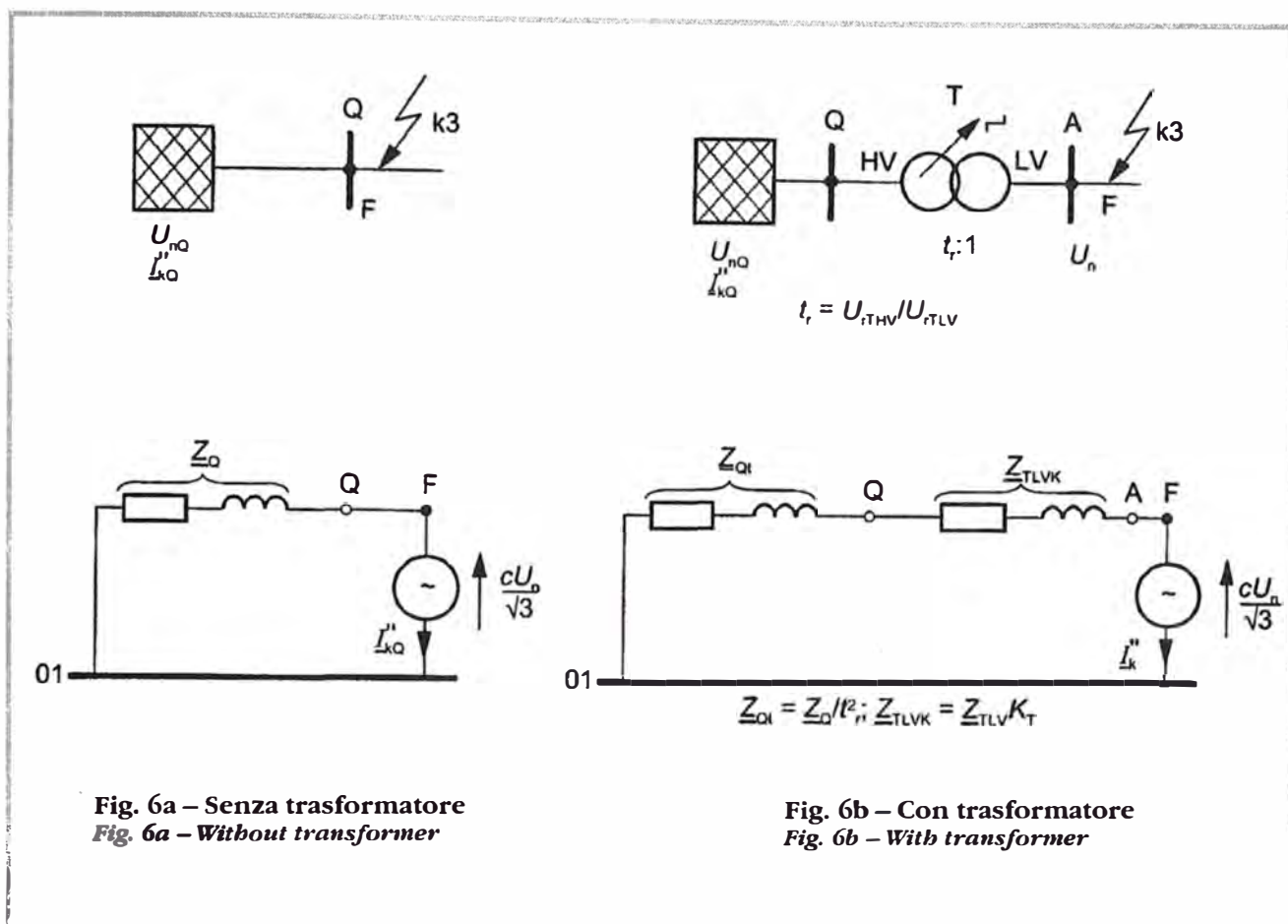


Fig. 6a – Senza trasformatore  
Fig. 6a – Without transformer

Fig. 6b – Con trasformatore  
Fig. 6b – With transformer

If a short circuit in accordance with figure 6b is fed by a transformer from a medium or high-voltage network in which only the initial symmetrical short-circuit current  $I''_{kQ}$  at the feeder connection point Q is known, then the positive-sequence equivalent short-circuit impedance  $Z_{Qt}$  referred to the low-voltage side of the transformer is to be determined by:

Se un cortocircuito come quello indicato nella figura 6b è alimentato per mezzo di trasformatore da una rete a media o ad alta tensione dove si conosce solo la potenza di cortocircuito simmetrica iniziale  $I''_{kQ}$  nel punto di connessione Q, allora si dovrebbe determinare l'impedenza di cortocircuito diretta equivalente  $Z_{Qt}$  riportata sul lato bassa tensione del trasformatore con:

(6)

$$Z_{Qt} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{t_r^2}$$

where

- $U_{nQ}$  is the nominal system voltage at the feeder connection point Q;
- $I''_{kQ}$  is the initial symmetrical short-circuit current at the feeder connection point Q;
- $c$  is the voltage factor (see table 1) for the voltage  $U_{nQ}$ ;
- $t_r$  is the rated transformation ratio at which the on-load tap-changer is in the main position.

dove

- $U_{nQ}$  è la tensione nominale della rete d'alimentazione nel punto di connessione Q;
- $I''_{kQ}$  è la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale della rete d'alimentazione nel punto di connessione Q;
- $c$  è il fattore di tensione (vedi tabella 1) per la tensione  $U_{nQ}$ ;
- $t_r$  è il rapporto di trasformazione assegnato in cui il variatore sotto carico è nella posizione principale.

In the case of high-voltage feeders with nominal voltages above 35 kV fed by overhead lines, the equivalent impedance  $Z_Q$  may in many cases be considered as a reactance, i.e.  $Z_Q = 0 + jX_Q$ . In other cases, if no accurate value is known for the resistance  $R_Q$  of network feeders, one may substitute  $R_Q = 0,1 X_Q$  where  $X_Q = 0,995 Z_Q$ .

The initial symmetrical short-circuit currents  $I''_{kQmax}$  and  $I''_{kQmin}$  on the high-voltage side of the transformer shall be given by the supply company or by an adequate calculation according to this standard.

In special cases the zero-sequence equivalent short-circuit impedance of network feeders may need to be considered, depending on the winding configuration and the starpoint earthing of the transformer.

Note/Nota See for instance items 6 and 8 in table 1 of IEC 60909-4.

Nel caso di reti di alimentazione ad alta tensione con tensioni nominali maggiori di 35 kV alimentate da linee aeree, si può assimilare l'impedenza equivalente  $Z_Q$  a una reattanza, cioè  $Z_Q = 0 + jX_Q$ . Negli altri casi, se non è conosciuto alcun valore preciso della resistenza  $R_Q$  delle linee di alimentazione, si può prendere  $R_Q = 0,1 X_Q$  dove  $X_Q = 0,995 Z_Q$ .

Le correnti di cortocircuito simmetriche iniziali  $I''_{kQmax}$  e  $I''_{kQmin}$  lato alta tensione del trasformatore devono essere fornite dal distributore o da un calcolo adeguato conformemente alla presente Norma.

In casi particolari, può essere necessario tener conto dell'impedenza di cortocircuito omopolare equivalente delle linee d'alimentazione a seconda della configurazione dell'avvolgimento e della messa a terra del centro stella del trasformatore.

Vedi per esempio i casi 6 e 8 della tabella 1 della IEC 60909-4.

### 3.3 Transformers

### Trasformatori

#### 3.3.1 Two-winding transformers

#### Trasformatori a due avvolgimenti

The positive-sequence short-circuit impedances of two-winding transformers  $Z_T = R_T + jX_T$  with and without on-load tap-changer can be calculated from the rated transformer data as follows:

Le impedenze di cortocircuito dirette dei trasformatori a due avvolgimenti  $Z_T = R_T + jX_T$  con e senza variatore sotto carico possono essere calcolate con i valori assegnati del trasformatore come segue:

$$(7) \quad Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

$$(8) \quad R_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{k1T}}{3I_{rT}^2}$$

$$(9) \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

where

dove

$U_{rT}$  is the rated voltage of the transformer on the high-voltage or low-voltage side;

$U_{rT}$  è la tensione assegnata del trasformatore lato alta o bassa tensione;

$I_{rT}$  is the rated current of the transformer on the high-voltage or low-voltage side;

$I_{rT}$  è la corrente assegnata del trasformatore lato alta o bassa tensione;

$S_{rT}$  is the rated apparent power of the transformer;

$S_{rT}$  è la potenza apparente assegnata del trasformatore;

$P_{krT}$  is the total loss of the transformer in the windings at rated current;

$P_{krT}$  sono le perdite totali degli avvolgimenti del trasformatore alla corrente assegnata;

$u_{kr}$  is the short-circuit voltage at rated current in per cent;

$u_{kr}$  è la tensione di cortocircuito alla corrente assegnata, in percentuale;

$u_{Rr}$  is the rated resistive component of the short-circuit voltage in per cent.

$u_{Rr}$  è la componente resistiva assegnata della tensione di cortocircuito, in percentuale.

The resistive component  $u_{Rr}$  can be calculated from the total losses  $P_{krT}$  in the windings at the rated current  $I_{rT}$ , both referred to the same transformer side (see equation (8)).

The ratio  $R_T/X_T$  generally decreases with transformer size. For large transformers the resistance is so small that the impedance may be assumed to consist only of reactance when calculating short-circuit currents. The resistance is to be considered if the peak short-circuit current  $i_p$  or the d.c. component  $i_{d.c.}$  is to be calculated.

The necessary data for the calculation of  $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$  may be taken from the rating plate. The zero-sequence short-circuit impedance  $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$  may be obtained from the rating plate or from the manufacturer.

*Note/Nota Actual data for two-winding transformers used as network transformers or in power stations are given in IEC 60909-2. Zero-sequence impedance arrangements for the calculation of unbalanced short-circuit currents are given in IEC 60909-4.*

La componente resistiva  $u_{Rr}$  può essere calcolata partendo dalle perdite totali degli avvolgimenti  $P_{krT}$  alla corrente assegnata  $I_{rT}$ , dopo averle riportate allo stesso lato del trasformatore (vedi equazione (8)).

Il rapporto  $R_T/X_T$  generalmente decresce con la taglia del trasformatore. Per i grandi trasformatori, la resistenza è così piccola che l'impedenza può essere limitata alla sola reattanza ai fini del calcolo delle correnti di cortocircuito. Si deve tener conto della resistenza se devono essere calcolate la corrente di cresta di cortocircuito  $i_p$  o la componente continua  $i_{c.c.}$ .

I dati necessari per il calcolo di  $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$  possono essere rilevati dalla targa. L'impedenza di cortocircuito omopolare  $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$  può essere ottenuta dalla targa o dal costruttore.

*I dati reali per i trasformatori a due avvolgimenti utilizzati come trasformatori di rete o nelle stazioni sono dati nella IEC 60909-2. Le combinazioni dell'impedenza omopolare per il calcolo delle correnti di cortocircuito asimmetriche sono date nella IEC 60909-4.*

### 3.3.2 Three-winding transformers

In the case of three-winding transformers, the positive-sequence short-circuit impedances  $\underline{Z}_A$ ,  $\underline{Z}_B$ , and  $\underline{Z}_C$  referring to figure 7, can be calculated by the three short-circuit impedances (referred to side A of the transformer):

### Trasformatori a tre avvolgimenti

Nel caso di trasformatori a tre avvolgimenti, le impedenze di cortocircuito dirette  $\underline{Z}_A$ ,  $\underline{Z}_B$  e  $\underline{Z}_C$  corrispondenti alla figura 7 possono essere calcolate partendo dalle tre impedenze di cortocircuito (riportate all'avvolgimento A del trasformatore):

(10a)

$$\underline{Z}_{AB} = \left( \frac{u_{RrAB}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAB}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} \quad \begin{array}{l} \text{(lato C aperto)} \\ \text{(side C open)} \end{array}$$

(10b)

$$\underline{Z}_{AC} = \left( \frac{u_{RrAC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrAC}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAC}} \quad \begin{array}{l} \text{(lato B aperto)} \\ \text{(side B open)} \end{array}$$

(10c)

$$\underline{Z}_{BC} = \left( \frac{u_{RrBC}}{100 \%} + j \frac{u_{XrBC}}{100 \%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} \quad \begin{array}{l} \text{(lato A aperto)} \\ \text{(side A open)} \end{array}$$

(10d)

$$\text{con\_with} \quad u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2}$$



by the equations

con le equazioni:

(11a)

$$\underline{Z}_A = \frac{1}{2}(\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{AC} - \underline{Z}_{BC})$$

(11b)

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2}(\underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AB} - \underline{Z}_{AC})$$

(11c)

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2}(\underline{Z}_{AC} + \underline{Z}_{BC} - \underline{Z}_{AB})$$

where

$U_{rTA}$  is the rated voltage of side A;  
 $S_{rTAB}$  is the rated apparent power between sides A and B;  
 $S_{rTAC}$  is the rated apparent power between sides A and C;  
 $S_{rTBC}$  is the rated apparent power between sides B and C;

$u_{rAB}$ ,  
 $u_{xAB}$  are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides A and B;

$u_{rAC}$ ,  
 $u_{xAC}$  are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides A and C;

$u_{rBC}$ ,  
 $u_{xBC}$  are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides B and C.

dove

$U_{rTA}$  è la tensione assegnata al polo A;  
 $S_{rTAB}$  è la potenza apparente assegnata tra i poli A e B;  
 $S_{rTAC}$  è la potenza apparente assegnata tra i poli A e C;  
 $S_{rTBC}$  è la potenza apparente assegnata tra i poli B e C;

$u_{rAB}$ ,  
 $u_{xAB}$  sono le componenti resistive e reattive assegnate della tensione di cortocircuito, in percentuale, tra i poli A e B;

$u_{rAC}$ ,  
 $u_{xAC}$  sono le componenti resistive e reattive assegnate della tensione di cortocircuito, in percentuale, tra i poli A e C;

$u_{rBC}$ ,  
 $u_{xBC}$  sono le componenti resistive e reattive assegnate della tensione di cortocircuito, in percentuale, tra i poli B e C.



Fig. 7 **Three-winding transformer (example)**

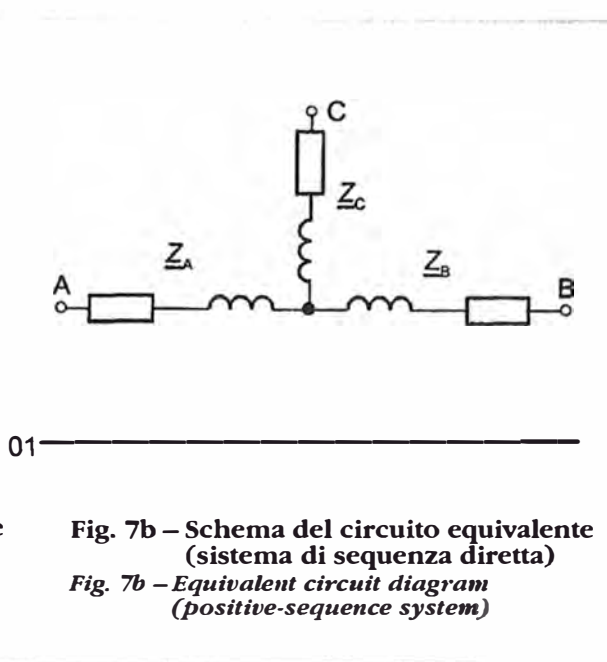
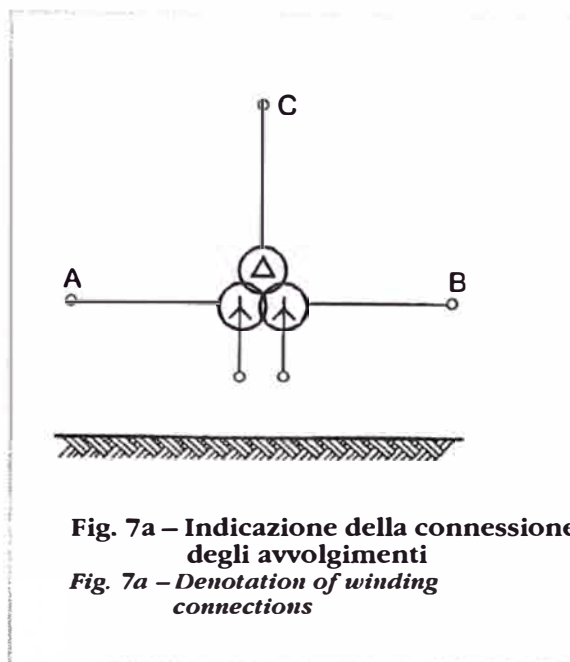
**CAPTION**

- A HV side
- B MV side
- C LV side

**Trasformatore a tre avvolgimenti (esempio)**

**LEGENDA**

- A Lato AT
- B Lato MT
- C Lato BT



The zero-sequence impedances of three-winding transformers may be obtained from the manufacturer.

Le impedenze omopolari dei trasformatori a tre avvolgimenti possono essere ottenute dal costruttore.

*Note/Nota* Examples for the impedances of three-winding transformers are given in IEC 60909-2. Additional information may be found in IEC 60909-4.

*Esempi di impedenze di trasformatori a tre avvolgimenti sono dati nella IEC 60909-2. Ulteriori informazioni possono essere trovate nella IEC 60909-4.*

**3.3.3 Impedance correction factors for two- and three-winding network transformers**

A network transformer is a transformer connecting two or more networks at different voltages. For two-winding transformers with and without on-load tap-changer, an impedance correction factor  $K_T$  is to be introduced in addition to the impedance evaluated according to equations (7) to (9):  $Z_{TK} = K_T Z_T$  where  $Z_T = R_T + jX_T$ .

**Fattori di correzione di impedenza per trasformatori di rete a due e tre avvolgimenti**

Un trasformatore di rete è un trasformatore collegato a due o più reti a tensioni diverse. Per i trasformatori a due avvolgimenti con e senza variatore sotto carico, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza  $K_T$  oltre all'impedenza valutata in conformità alle equazioni da (7) a (9):  $Z_{TK} = K_T Z_T$  oppure  $Z_T = R_T + jX_T$ .

(12a)

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

where  $x_T$  is the relative reactance of the transformer  $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$  and  $c_{max}$  from table 1 is related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer. This correction factor shall not be introduced for unit transformers of power station units (see 3.7).

dove  $x_T$  è la reattanza relativa del trasformatore  $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$  e  $c_{max}$  preso dalla tabella 1 corrispondente alla tensione nominale della rete connessa sul lato bassa tensione del trasformatore di rete. Questo fattore di correzione non deve essere introdotto per i trasformatori di gruppi di produzione (vedi 3. 7).

If the long-term operating conditions of network transformers before the short circuit are

Se le condizioni di funzionamento a lungo termine dei trasformatori di rete prima del cortocircuito sono



known for sure, then the following equation (12b) may be used instead of equation (12a).

conosciute con certezza, allora si può utilizzare l'equazione (12b) invece dell'equazione (12a).

(12b)

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

where

$c_{\max}$  is the voltage factor from table 1, related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer;

$$x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT});$$

$U^b$  is the highest operating voltage before short circuit;

$I_T^b$  is the highest operating current before short circuit (this depends on network configuration and relevant reliability philosophy);

$\varphi_T^b$  is the angle of power factor before short circuit.

dove

$c_{\max}$  è il fattore di tensione preso dalla tabella 1, corrispondente alla tensione nominale della rete collegata al lato bassa tensione del trasformatore di rete;

$$x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT});$$

$U^b$  è la tensione di funzionamento più alta prima del cortocircuito;

$I_T^b$  è la corrente di funzionamento più alta prima del cortocircuito (essa dipende dalla configurazione della rete e dalla filosofia di fattibilità applicabile);

$\varphi_T^b$  è l'angolo del fattore di potenza prima del cortocircuito.

The impedance correction factor shall be applied also to the negative-sequence and the zero-sequence impedance of the transformer when calculating unbalanced short-circuit currents. Impedances  $Z_N$  between the starpoint of transformers and earth are to be introduced as  $3 Z_N$  into the zero-sequence system without a correction factor.

Il fattore di correzione di impedenza deve essere applicato anche alle impedenze inverse e omopolari del trasformatore quando si calcolano correnti di cortocircuito asimmetriche. Le impedenze  $Z_N$  tra il centro stella dei trasformatori e terra devono essere introdotte come  $3 Z_N$  nei sistemi a sequenza omopolare senza il fattore di correzione.

For three-winding transformers with and without on-load tap-changer, three impedance correction factors can be found using the relative values of the reactances of the transformer (see 3.3.2):

Per i trasformatori a tre avvolgimenti con e senza variatore di carico, possono essere trovati tre fattori di correzione di impedenza utilizzando i valori relativi delle reattanze del trasformatore (vedi 3.3.2):

(13a)

$$K_{TAB} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_{TAB}}$$

(13b)

$$K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_{TAC}}$$

(13c)

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_{TBC}}$$

Together with the impedances  $Z_{AB}$ ,  $Z_{AC}$  and  $Z_{BC}$  according to equation (10), the corrected values  $Z_{ABK} = K_{TAB} Z_{AB}$ ,  $Z_{ACK} = K_{TAC} Z_{AC}$  and  $Z_{BCK} = K_{TBC} Z_{BC}$  can be found. With these im-

Con le impedenze  $Z_{AB}$ ,  $Z_{AC}$  e  $Z_{BC}$  conformemente all'equazione (10) si possono trovare i valori corretti  $Z_{ABK} = K_{TAB} Z_{AB}$ ,  $Z_{ACK} = K_{TAC} Z_{AC}$  e  $Z_{BCK} = K_{TBC} Z_{BC}$ . Con queste impedenze, le impedenze corrette



pedances the corrected equivalent impedances  $\underline{Z}_{AK}$ ,  $\underline{Z}_{BK}$  and  $\underline{Z}_{CK}$  shall be calculated using the procedure given in equation (11).

The three impedance correction factors given in equation (13) shall be introduced also to the negative-sequence and to the zero-sequence systems of the three-winding transformer.

Impedances between a starpoint and earth shall be introduced without correction factor.

**Note/Nota** *Equivalent circuits of the positive-sequence and the zero-sequence system are given in IEC 60909-4, table 1, item 4 to 7 for different cases of starpoint earthing. In general the impedances  $\underline{Z}_{(0)A}$ ,  $\underline{Z}_{(0)B}$  or  $\underline{Z}_{(0)C}$  are similar to  $\underline{Z}_{(1)A}$ ,  $\underline{Z}_{(1)B}$  or  $\underline{Z}_{(1)C}$ . An example for the introduction of the correction factors of equation (13) to the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of the equivalent circuits is given in 2.2 of IEC 60909-4.*

*If in special cases, for instance in the case of auto-transformers with on-load tap-changer, the short-circuit voltages of transformers  $u_{k+}$  at the position  $+p_T$  and  $u_{k-}$  at the position  $-p_T$  (see IEC 60909-2) both are considerably higher than the value  $u_{kn}$ , it may be unnecessary to introduce impedance correction factors  $K_T$ .*

equivalenti  $\underline{Z}_{AK}$ ,  $\underline{Z}_{BK}$  e  $\underline{Z}_{CK}$  devono essere calcolate utilizzando la procedura data nell'equazione (11).

I tre fattori di correzione di impedenza dati nell'equazione (13) devono essere introdotti anche nei sistemi inversi e omopolari del trasformatore a tre avvolgimenti.

Le impedenze tra centro stella e terra devono essere introdotte senza fattore di correzione.

*I circuiti equivalenti dei sistemi diretti e omopolari sono dati nella IEC 60909-4, tabella 1, punti da 4 a 7 per i diversi casi di centro stella messo terra. Generalmente, le impedenze  $\underline{Z}_{(0)A}$ ,  $\underline{Z}_{(0)B}$  e  $\underline{Z}_{(0)C}$  sono simili a  $\underline{Z}_{(1)A}$ ,  $\underline{Z}_{(1)B}$  o  $\underline{Z}_{(1)C}$ . Un esempio per l'introduzione dei fattori di correzione dell'equazione (13) per i sistemi di sequenza diretta e omopolare sono dati in 2.2 della IEC 60909-4.*

*Se in casi particolari, per esempio in caso di autotrasformatori con variatore sotto carico, le tensioni di cortocircuito dei trasformatori  $u_{k+}$  in posizione  $+p_T$  e  $u_{k-}$  in posizione  $-p_T$  (vedi IEC 60909-2) sono entrambi molto maggiori del valore  $u_{kn}$ , può non essere necessario introdurre fattori di correzione di impedenza  $K_T$ .*

### 3.4

#### Overhead lines and cables

The positive-sequence short-circuit impedance  $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$  may be calculated from the conductor data, such as the cross-sections and the centre-distances of the conductors.

For measurement of the positive-sequence impedance  $\underline{Z}_{(1)} = R_{(1)} + jX_{(1)}$  and the zero-sequence short-circuit impedance  $\underline{Z}_{(0)} = R_{(0)} + jX_{(0)}$ , see IEC 60909-4. Sometimes it is possible to estimate the zero-sequence impedances with the ratios  $R_{(0)L}/R_L$  and  $X_{(0)L}/X_L$  (see IEC 60909-2).

The impedances  $\underline{Z}_{(1)L}$  and  $\underline{Z}_{(0)L}$  of low-voltage and high-voltage cables depend on national techniques and standards and may be taken from IEC 60909-2 or from textbooks or manufacturer's data.

For higher temperatures than 20 °C, see equation (3).

The effective resistance per unit length  $R'_L$  of overhead lines at the conductor temperature 20 °C may be calculated from the nominal cross-section  $q_n$  and the resistivity  $\rho$ :

(14)

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n}$$

**Note/Nota** *The following values for resistivity may be used:*

<i>Copper</i>	$\rho = \frac{1}{54} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$
<i>Aluminium</i>	$\rho = \frac{1}{34} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$
<i>Aluminium alloy</i>	$\rho = \frac{1}{31} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$

#### Linee aeree e cavi

Si possono calcolare le impedenze di cortocircuito  $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$  a partire dai dati relativi ai conduttori, quali le sezioni e le distanze tra gli assi dei conduttori.

Per la misura delle impedenze dirette  $\underline{Z}_{(1)} = R_{(1)} + jX_{(1)}$  e delle impedenze di cortocircuito omopolari  $\underline{Z}_{(0)} = R_{(0)} + jX_{(0)}$  vedere la IEC 60909-4. Talvolta è possibile valutare le impedenze omopolari con i rapporti  $R_{(0)L}/R_L$  and  $X_{(0)L}/X_L$  (vedi IEC 60909-2).

Le impedenze  $\underline{Z}_{(1)L}$  e  $\underline{Z}_{(0)L}$  dei cavi a bassa e alta tensione dipendono dalle tecniche e dalle norme nazionali, si possono ricavare dalla IEC 60909-2 oppure dai manuali o dai dati forniti dai costruttori.

Per temperature maggiori di 20 °C, vedere l'equazione (3).

Si può calcolare la resistenza effettiva per unità di lunghezza  $R'_L$  delle linee aeree alla temperatura dei conduttori di 20 °C per mezzo della sezione nominale  $q_n$  e della resistività  $\rho$ :

*Possono essere utilizzati i seguenti valori:*

<i>Rame</i>	$\rho = \frac{1}{54} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$
<i>Alluminio</i>	$\rho = \frac{1}{34} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$
<i>Leghe di alluminio</i>	$\rho = \frac{1}{31} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$



The reactance per unit length  $X'_L$  for overhead lines may be calculated, assuming transposition, from:

Le reattanze per unità di lunghezza  $X'_L$  delle linee aeree possono essere calcolate, in caso di trasposizione, con:

(15)

$$X'_L = 2\pi f \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) = f \mu_0 \left( \frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right)$$

where

dove

$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} d_{L2L3} d_{L3L1}}$  geometric mean distance between conductors, or the centre of bundles;

$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} d_{L2L3} d_{L3L1}}$  e corrispondente alla distanza geometrica media tra conduttori o tra gli assi dei fasci;

$r$  is the radius of a single conductor. In the case of conductor bundles,  $r$  is to be substituted by  $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$ , where  $R$  is the bundle radius (see IEC 60909-2);

$r$  è il raggio del singolo conduttore. Nel caso di fasci di conduttori,  $r$  deve essere sostituito da  $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$ , dove  $R$  è il raggio del fascio (vedi IEC 60909-2);

$n$  is the number of bundled conductors; for single conductors  $n = 1$ ;

$n$  è il numero di conduttori del fascio; per un solo conduttore  $n = 1$ ;

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$  H/m.

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$  H/m.

3.5

### Short-circuit limiting reactors

The positive-sequence, the negative-sequence, and the zero-sequence short-circuit impedances are equal, assuming geometric symmetry. Short-circuit current-limiting reactors shall be treated as a part of the short-circuit impedance.

### Reattanze limitatrici del cortocircuito

Le impedenze di cortocircuito di sequenza diretta, inversa e omopolare sono uguali in caso di simmetria geometrica. Le reattanze limitatrici delle correnti di cortocircuito devono essere trattate come facenti parte dell'impedenza di cortocircuito.

(16)

$$Z_R = \frac{u_{kR}}{100\%} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_{TR}} \quad e_{\text{and}} \quad R_R \ll X_R$$

where

dove

$u_{kR}$  and  $I_{TR}$  are given on the rating plate;

$u_{kR}$  e  $I_{TR}$  si trovano sulla targa;

$U_n$  is the nominal system voltage.

$U_n$  è la tensione nominale del sistema.

3.6

### Synchronous machines

### Macchine sincrone

3.6.1

#### Synchronous generators

#### Generatori sincroni

When calculating initial symmetrical short-circuit currents in systems fed directly from generators without unit transformers, for example in industrial networks or in low-voltage networks, the following impedance has to be used in the positive-sequence system (see also figure 8):

Nel calcolo delle correnti di cortocircuito simmetriche iniziali nei sistemi alimentati direttamente da generatori senza trasformatori intermedi, per esempio nelle reti industriali o nelle reti di bassa tensione, nei sistemi di sequenza diretta deve essere utilizzata la seguente impedenza (vedi anche figura 8):

(17)

$$\underline{Z}_{GK} = K_G \underline{Z}_G = K_G (R_G + jX'_d)$$



with the correction factor:

con il fattore di correzione:

(18)

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

where

dove

$c_{\max}$  is the voltage factor according to table 1;

$c_{\max}$  è il fattore di tensione conforme alla tabella 1;

$U_n$  is the nominal voltage of the system;

$U_n$  è la tensione nominale del sistema;

$U_{rG}$  is the rated voltage of the generator;

$U_{rG}$  è la tensione assegnata del generatore;

$Z_{GK}$  is the corrected subtransient impedance of the generator;

$Z_{GK}$  è l'impedenza subtransitoria corretta del generatore;

$Z_G$  is the subtransient impedance of the generator in the positive-sequence system:  $Z_G = R_G + jX_d''$ ;

$Z_G$  è l'impedenza subtransitoria del generatore nel sistema di sequenza diretta:  $Z_G = R_G + jX_d''$ ;

$\varphi_{rG}$  is the phase angle between  $I_{rG}$  and  $U_{rG}/\sqrt{3}$ ;

$\varphi_{rG}$  è l'angolo di fase tra  $I_{rG}$  e  $U_{rG}/\sqrt{3}$ ;

$x_d''$  is the relative subtransient reactance of the generator related to the rated impedance:

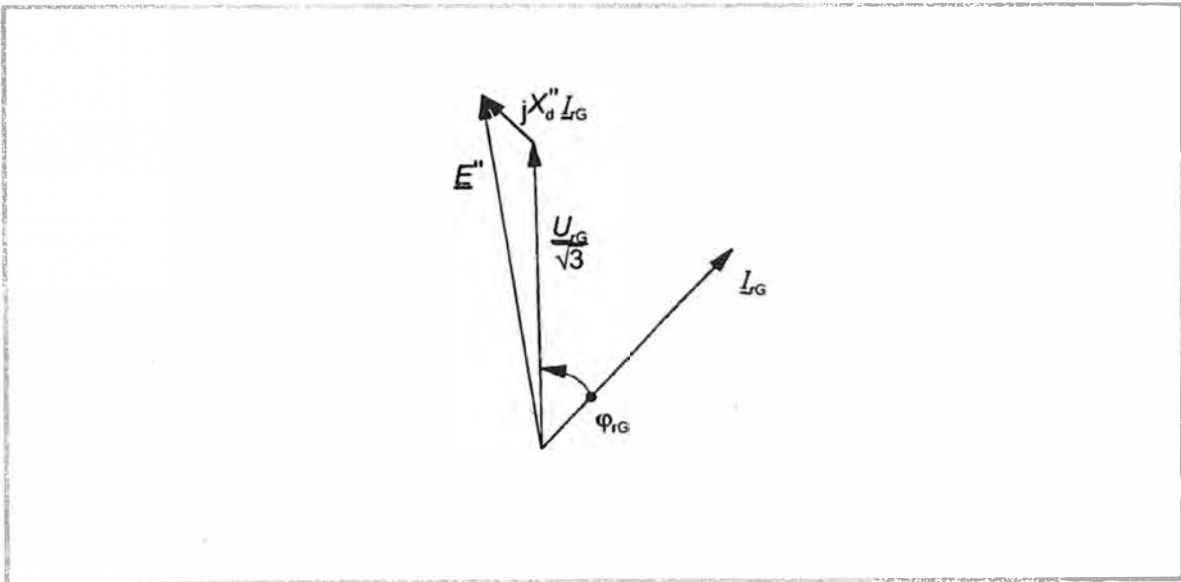
$x_d''$  è la reattanza subtransitoria relativa al generatore rapportata all'impedenza assegnata:

$$x_d'' = X_d'' / Z_{rG} \text{ where } Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$$

$$x_d'' = X_d'' / Z_{rG} \text{ dove } Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$$

Fig. 8 Phasor diagram of a synchronous generator at rated conditions

Diagramma di fase di un generatore sincro in condizioni assegnate



The correction factor  $K_G$  (equation (18)) for the calculation of the corrected subtransient impedance  $Z_{GK}$  (equation (17)) has been introduced because the equivalent voltage source  $cU_n/\sqrt{3}$  is used instead of the subtransient voltage  $E''$  behind the subtransient reactance of the synchronous generator (see figure 8).

The following values for the fictitious resistances  $R_{Gf}$  may be used for the calculation of the

Il fattore di correzione  $K_G$  (equazione (18)) per il calcolo dell'impedenza subtransitoria corretta  $Z_{GK}$  (equazione (17)) è stata introdotta perché la sorgente di tensione equivalente  $cU_n/\sqrt{3}$  è utilizzata in vece della tensione subtransitoria  $E''$  in ritardo rispetto alla reattanza subtransitoria del generatore sincro (vedi figura 8).

Per il calcolo del valore di cresta dalla corrente di cortocircuito con sufficiente precisione, si posso-

peak short-circuit current with sufficient accuracy.

$$R_{Gf} = 0,05 X_d'' \text{ for generators with } U_{rG} > 1 \text{ kV} \\ \text{and } S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,07 X_d'' \text{ for generators with } U_{rG} > 1 \text{ kV} \\ \text{and } S_{rG} < 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,15 X_d'' \text{ for generators with } \\ U_{rG} \leq 1 \text{ 000 V}$$

In addition to the decay of the d.c. component, the factors 0,05, 0,07, and 0,15 also take into account the decay of the a.c. component of the short-circuit current during the first half-cycle after the short circuit took place. The influence of various winding-temperatures on  $R_{Gf}$  is not considered.

*Note/Nota* The values  $R_{Gf}$  should be used for the calculation of the peak short-circuit current. These values cannot be used when calculating the aperiodic component  $i_{dc}$  of the short-circuit current according to equation (64). The effective resistance of the stator of synchronous machines lies generally much below the given values for  $R_{Gf}$ . In this case the manufacturer's values for  $R_G$  should be used.

If the terminal voltage of the generator is different from  $U_{rG}$ , it may be necessary to introduce  $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$  instead of  $U_{rG}$  to equation (18), when calculating three-phase short-circuit currents.

For the short-circuit impedances of synchronous generators in the negative-sequence system, the following applies with  $K_G$  from equation (18):

(19)

$$\underline{Z}_{(2)GK} = K_G (R_{(2)G} + jX_{(2)G}) = K_G \underline{Z}_{(2)G} = K_G \underline{Z}_G = K_G (R_G + jX_d'')$$

If the values of  $X_d''$  and  $X_q''$  are different, the value  $X_{(2)G} = (X_d'' + X_q'')/2$  can be used.

For the short-circuit impedance of synchronous generators in the zero-sequence system, the following applies with  $K_G$  from equation (18):

(20)

$$\underline{Z}_{(0)GK} = K_G (R_{(0)G} + jX_{(0)G})$$

When an impedance is present between the starpoint of the generator and earth, the correction factor  $K_G$  shall not be applied to this impedance.

The need for the calculation of minimum short-circuit currents may arise because of underexcited operation of generators (low-load condition in cable systems or in systems includ-

no usare i valori seguenti delle resistenze fittizie  $R_{Gf}$ .

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

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

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

Oltre al decremento della componente continua, i fattori 0,05, 0,07 e 0,15 tengono conto anche del decremento della componente alternata della corrente di cortocircuito durante il primo semiperiodo successivo al manifestarsi del cortocircuito. L'influenza delle diverse temperature d'avvolgimento su  $R_{Gf}$  non è presa in considerazione.

*Si raccomanda di usare i valori di  $R_{Gf}$  per il calcolo del valore di cresta della corrente di cortocircuito. Questi valori non possono essere utilizzati per il calcolo della corrente aperiodica  $i_{dc}$  della corrente di cortocircuito conformemente all'equazione (64). La resistenza effettiva statorica delle macchine sincrone è generalmente molto minore dei valori dati per  $R_{Gf}$ . In questi casi, si raccomanda di utilizzare i valori di  $R_G$  forniti dal costruttore.*

Se la tensione ai morsetti del generatore è diversa da  $U_{rG}$ , nel calcolo delle correnti di cortocircuito trifasi, può essere necessario introdurre  $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$  al posto di  $U_{rG}$  nell'equazione (18).

Per le impedenze di cortocircuito dei generatori sincroni nei sistemi di sequenza inversa e omopolare, si applicano i seguenti valori con  $K_G$  preso dall'equazione (18):

Se i valori di  $X_d''$  e di  $X_q''$  sono diversi, si può utilizzare il valore  $X_{(2)G} = (X_d'' + X_q'')/2$ .

Per l'impedenza di cortocircuito dei generatori sincroni nei sistemi di sequenza diretta, si applicano i seguenti valori con  $K_G$  preso dall'equazione (18):

Quando è presente un'impedenza tra il centro stella del generatore e terra, il fattore di correzione  $K_G$  non deve essere applicato a quest'impedenza.

La necessità di calcolare le correnti di cortocircuito minime può intervenire in relazione ad un funzionamento in sotto eccitazione dei generatori (condizioni di basso carico in sistemi in cavo o in

ing long overhead lines, hydro pumping stations). In this case special considerations beyond the scope and procedure given in this standard have to be taken into account (see for instance 2.2.1 of IEC 60909-1).

### 3.6.2 Synchronous compensators and motors

When calculating the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$ , the peak short-circuit current  $i_p$ , the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$ , and the steady-state short-circuit current  $I_k$ , synchronous compensators are treated in the same way as synchronous generators.

If synchronous motors have a voltage regulation, they are treated like synchronous generators. If not, they are subject to additional considerations.

## 3.7 Power station unit

### 3.7.1 Power station units with on-load tap-changer

For the calculation of short-circuit currents of power station units (S) with on-load tap-changer, the following equation for the impedance of the whole power station unit is used for short circuits on the high-voltage side of the unit transformer (see figure 11c):

(21)

$$\underline{Z}_S = K_S(t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV})$$

with the correction factor

sistemi comprendenti linee aeree di grande lunghezza, stazioni di idropompaggio). In questo caso, si devono prendere in considerazione specifiche che esulano dal dominio d'applicazione e dalla procedura della presente Norma (vedi per esempio 2.2.1 della IEC 60909-1).

### Motori e compensatori sincroni

Per il calcolo della corrente di cortocircuito asimmetrica iniziale  $I_k''$ , il valore di cresta della corrente di cortocircuito  $i_p$ , la corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  e la corrente di cortocircuito permanente  $I_k$ , i motori e i compensatori sincroni sono trattati come generatori sincroni.

Se i motori sincroni hanno una regolazione di tensione, essi sono trattati come generatori sincroni. In caso contrario, sono necessarie considerazioni specifiche.

## Gruppo di produzione

### Gruppi di produzione con variatore sotto carico

Per il calcolo delle correnti di cortocircuito, lato alta tensione del trasformatore, dei gruppi di produzione (S) con variatore sotto carico, per l'impedenza dell'insieme del gruppo di produzione si usa la seguente equazione (vedi figura 11c):

(22)

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

where

$\underline{Z}_S$  is the corrected impedance of a power station unit with on-load tap-changer referred to the high-voltage side;

$\underline{Z}_G$  is the subtransient impedance of the generator  $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$  (without correction factor  $K_G$ );

$\underline{Z}_{THV}$  is the impedance of the unit transformer related to the high-voltage side (without correction factor  $K_T$ );

$U_{nQ}$  is the nominal system voltage at the feeder connection point Q of the power station unit;

$U_{rG}$  is the rated voltage of the generator;

dove

$\underline{Z}_S$  è l'impedenza corretta del gruppo di produzione con variatore sotto carico rapportata al lato alta tensione;

$\underline{Z}_G$  è l'impedenza subtransitoria del generatore  $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$  (senza fattore di correzione);

$\underline{Z}_{THV}$  è l'impedenza del trasformatore del gruppo lato alta tensione (senza fattore di correzione  $K_T$ );

$U_{nQ}$  è la tensione nominale del sistema del punto di collegamento Q dell'alimentazione del gruppo di produzione;

$U_{rG}$  è la tensione assegnata del generatore;





$\varphi_{rG}$	is the phase angle between $I_{rG}$ and $U_{rG}/\sqrt{3}$ ;	$\varphi_{rG}$	è l'angolo di fase tra $I_{rG}$ e $U_{rG}/\sqrt{3}$ ;
$x_d''$	is the relative subtransient reactance of the generator related to the rated impedance: $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$ ;	$x_d''$	è la reattanza subtransitoria relativa del generatore rapportata all'impedenza assegnata: $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$ dove $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$ ;
$x_T$	is the relative reactance of the unit transformer at the main position of the on-load tap-changer: $x_T = X_T/(U_{rT}^2/S_{rT})$ ;	$x_T$	è la reattanza relativa del trasformatore del gruppo in posizione principale del variatore sotto carico: $x_T = X_T/(U_{rT}^2/S_{rT})$
$t_r$	is the rated transformation ratio of the unit transformer: $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ .	$t_r$	è il rapporto di trasformazione assegnato del trasformatore del gruppo: $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ .

If the minimum operating voltage  $U_{Qmin}^b \geq U_{nQ}$  at the high-voltage side of the unit transformer of the power station unit is well established from long-term operating experience of the system, then it is possible to use the product  $U_{nQ} \cdot U_{Qmin}^b$  instead of  $U_{nQ}^2$  in equation (22). If, on the other hand, the highest partial short-circuit current of a power station unit is searched for, then  $U_{nQ}$  should be used instead of  $U_{Qmin}^b$ , i.e. equation (22) should be chosen.

It is assumed that the operating voltage at the terminals of the generator is equal to  $U_G$ . If the voltage  $U_G$  is permanently higher than  $U_{rG}$ , then  $U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$  should be introduced instead of  $U_{rG}$ , with, for instance,  $p_G = 0,05$ .

If only overexcited operation is expected, then for the calculation of unbalanced short-circuit currents the correction factor  $K_S$  from equation (22) shall be used for both the positive-sequence and the negative-sequence system impedances of the power station unit. The correction factor  $K_S$  shall also be applied to the zero-sequence system impedance of the power station unit, excepting, if present, an impedance component between the star point of the transformer and earth.

If underexcited operation of the power station unit is expected at some time (for instance to a large extent especially in pumped storage plants), then only when calculating unbalanced short-circuit currents with earth connection (see figures 3c and 3d) the application of  $K_S$  according to equation (22) may lead to results at the non-conservative side. Special considerations are necessary in this case, for instance with the superposition method.

When calculating the partial short-circuit current  $I_{ks}''$  at the high-voltage side of the unit transformer or the total short-circuit current at the short-circuit location on the high-voltage side of a power station unit, it is not necessary to take into account the contribution to the

Se la tensione minima di funzionamento  $U_{Qmin}^b \geq U_{nQ}$  lato alta tensione del trasformatore di gruppo del gruppo di produzione è ben stabilita a seguito di una lunga esperienza di funzionamento del sistema, allora è possibile utilizzare il prodotto  $U_{nQ} \cdot U_{Qmin}^b$  al posto di  $U_{nQ}^2$  nell'equazione (22). Per contro, se si ricerca la corrente di cortocircuito parziale più alta di un gruppo di produzione, allora si dovrebbe utilizzare  $U_{nQ}$  al posto di  $U_{Qmin}^b$ , cioè si dovrebbe utilizzare l'equazione (22).

Si ipotizzi che la tensione di funzionamento ai morsetti del generatore sia uguale a  $U_G$ . Se la tensione  $U_G$  è sempre maggiore di  $U_{rG}$ , allora si dovrebbe introdurre  $U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$  al posto di  $U_{rG}$  con, per esempio,  $p_G = 0,05$ .

Se si considera il solo funzionamento in sovraccarico, allora per il calcolo delle correnti di cortocircuito asimmetriche e per entrambe le impedenze di sequenza diretta e inversa del gruppo di produzione, deve essere utilizzato il fattore di correzione  $K_S$  dell'equazione (22). Il fattore di correzione  $K_S$  deve essere applicato anche all'impedenza omopolare del gruppo di produzione, salvo in presenza di una componente di impedenza tra il centro stella del trasformatore e terra.

Se si considera contemporaneamente il funzionamento in sotto eccitazione del gruppo di produzione (per esempio in larga misura, specie nelle centrali di pompaggio), allora con l'applicazione di  $K_S$ , in accordo con l'equazione (22), il calcolo delle correnti di cortocircuito asimmetriche con collegamento a terra (vedi figure 3c e 3d) può portare a risultati non prudentiali. In questi casi sono necessarie particolari considerazioni, per esempio il metodo della sovrapposizione.

Nel calcolo della corrente di cortocircuito parziale  $I_{ks}''$  lato alta tensione dei trasformatori o della corrente di cortocircuito totale nel punto di cortocircuito lato alta tensione di una stazione di produzione, non è necessario tener conto del contributo al cortocircuito  $I_{ks}''$  dei motori collegati al



short-circuit  $I''_{kS}$  of the motors connected to the auxiliary transformer.

trasformatore ausiliario.

Note/Nota IEC 60909-4 provides help for users in such cases.

In questi casi, la IEC 60909-4 fornisce utili indicazioni agli utilizzatori.

### 3.7.2 Power station units without on-load tap-changer

For the calculation of short-circuit currents of power station units (SO) without on-load tap-changer, the following equation for the impedance of the whole power station unit is used for a short circuit on the high-voltage side of the unit transformer (see figure 11c):

### Gruppo di produzione senza variatore sotto carico

Per il calcolo delle correnti di cortocircuito, lato alta tensione del trasformatore, dei gruppi di produzione (SO) senza variatore sotto carico, per l'impedenza dell'insieme del gruppo di produzione si usa la seguente equazione (vedi figura 11c):

(23)

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

with the correction factor

con il fattore di correzione

(24)

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

where

dove

$\underline{Z}_{SO}$  is the corrected impedance of a power station unit without on-load tap-changer, i.e. constant transformation ratio  $t_r$  related to the high-voltage side;

$\underline{Z}_{SO}$  è l'impedenza corretta di un gruppo di produzione senza variatore sotto carico, cioè con rapporto di trasformazione costante  $t_r$  relativo al lato alta tensione;

$\underline{Z}_G$  is the subtransient impedance of the generator  $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$  (without correction factor  $K_G$ );

$\underline{Z}_G$  è l'impedenza subtransitoria del generatore  $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$  (senza fattore di correzione  $K_G$ );

$\underline{Z}_{THV}$  is the impedance of the unit transformer related to the high-voltage side (without correction factor  $K_T$ );

$\underline{Z}_{THV}$  è l'impedenza del trasformatore di gruppo relativo al lato alta tensione (senza fattore di correzione  $K_T$ );

$U_{nQ}$  is the nominal system voltage at the feeder connection point Q of the power station unit

$U_{nQ}$  è la tensione nominale del sistema nel punto di collegamento Q dell'alimentazione del gruppo di produzione;

$U_{rG}$  is the rated voltage of the generator;  $U_{Gmax} = U_{rG}(1+p_G)$ , with for instance  $p_G = 0,05$  up to  $0,10$ ;

$U_{rG}$  è la tensione assegnata del generatore;  $U_{Gmax} = U_{rG}(1+p_G)$  con per esempio  $p_G = 0,05$  fino a  $0,10$ ;

$\varphi_{rG}$  is the phase angle between  $I_{rG}$  and  $U_{rG}/\sqrt{3}$  (see 3.6.1);

$\varphi_{rG}$  è l'angolo di fase tra  $I_{rG}$  e  $U_{rG}/\sqrt{3}$  (vedi 3.6.1);

$x_d''$  is the relative subtransient reactance of the generator related to the rated impedance:

$x_d''$  è la reattanza subtransitoria relativa al generatore rapportata all'impedenza assegnata:

$$x_d'' = X_d''/Z_{rG} \text{ where } Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG};$$

$$x_d'' = X_d''/Z_{rG} \text{ dove } Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG};$$

$t_r$  is the rated transformation ratio of the unit transformer  $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ ;

$t_r$  è il rapporto di trasformazione assegnato del trasformatore del gruppo  $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ ;

$1 \pm p_T$  is to be introduced if the unit transformer has off-load taps and if one of these taps is permanently used, if not choose  $1 \pm p_T = 1$ . If the highest partial short-circuit current of the power sta-

$1 \pm p_T$  è il fattore da introdurre se il trasformatore del gruppo ha delle prese a vuoto e se una di queste prese viene utilizzata in permanenza. Il caso contrario, prendere  $1 \pm p_T = 1$ . Se si ricerca la corrente di cor-



tion unit at the high-voltage side of the unit transformer with off-load taps is searched for, choose  $1-p_T$ .

In the case of unbalanced short circuits, the impedance correction factor  $K_{SO}$  from equation (24) shall be applied to both the positive-sequence and the negative-sequence system impedances of the power station unit. The correction factor  $K_{SO}$  shall also be applied to the zero-sequence system impedance of the power station unit excepting, if present, an impedance component between the star point of the transformer and earth.

The correction factor is not conditional upon whether the generator was overexcited or underexcited before the short circuit.

When calculating the partial short-circuit current  $I''_{kSO}$  at the high-voltage side of the unit transformer or the total short-circuit current at the short-circuit location on the high-voltage side of a power station unit, it is not necessary to take into account the contribution to the short-circuit current  $I''_{kSO}$  of the motors connected to the auxiliary transformer.

tocircuito parziale più alta possibile del gruppo di produzione lato alta tensione del trasformatore con prese a vuoto, utilizzare  $1-p_T$ .

In caso di cortocircuiti asimmetrici, il fattore di correzione d'impedenza  $K_{SO}$  dell'equazione (24) deve essere applicato sia all'impedenza di sequenza diretta sia a quella indiretta del gruppo di produzione. Il fattore  $K_{SO}$  deve essere applicato anche all'impedenza omopolare del gruppo di produzione, salvo in presenza di una componente di impedenza tra il centro stella del trasformatore e terra.

Il fattore di correzione non è condizionato dal fatto che il generatore sia stato sovraccitato o sotto eccitato prima del cortocircuito.

Nel calcolo della corrente di cortocircuito parziale  $I''_{kSO}$  lato alta tensione dei trasformatori o la corrente di cortocircuito totale nel punto di cortocircuito lato alta tensione della stazione di produzione, non è necessario tener conto del contributo alla corrente di cortocircuito  $I''_{kSO}$  dei motori collegati al trasformatore ausiliario.

## 3.8 Asynchronous motors

### 3.8.1 General

Medium-voltage motors and low-voltage motors contribute to the initial symmetrical short-circuit current  $I''_k$ , to the peak short-circuit current  $i_p$ , to the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$  and, for unbalanced short circuits, also to the steady-state short-circuit current  $I_k$ .

Medium-voltage motors have to be considered in the calculation of maximum short-circuit current (see 2.4 and 2.5). Low-voltage motors are to be taken into account in auxiliaries of power stations and in industrial and similar installations, for example in networks of chemical and steel industries and pump-stations.

The contribution of asynchronous motors in low-voltage power supply systems to the short-circuit current  $I''_k$  may be neglected if their contribution is not higher than 5 % of the initial short-circuit current  $I''_{kM}$  calculated without motors.

## Motori asincroni

### Generalità

I motori a media e bassa tensione contribuiscono alla corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I''_k$ , alla corrente di cortocircuito di cresta  $i_p$ , alla corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  e, per i cortocircuiti asimmetrici, anche alla corrente di cortocircuito permanente  $I_k$ .

I motori a media tensione devono essere presi in considerazione per il calcolo della corrente di cortocircuito massima (vedi 2.4 e 2.5). I motori e bassa tensione devono essere presi in considerazione negli ausiliari di stazioni di produzione, negli impianti industriali e similari, per esempio nelle reti di industrie chimiche e siderurgiche e nelle stazioni di pompaggio.

Si può trascurare, nelle reti d'alimentazione a bassa tensione, il contributo dei motori asincroni alla corrente di cortocircuito  $I''_k$  se questa non è maggiore del 5% della corrente di cortocircuito iniziale  $I''_{kM}$  calcolata senza motori.

(25)

$$\sum I_{TM} \leq 0,01 I''_{kM}$$



where

$\Sigma I_{rM}$  is the sum of the rated currents of motors connected directly (without transformers) to the network where the short circuit occurs;

$I''_{kM}$  is the initial symmetrical short-circuit current without influence of motors.

In the calculation of short-circuit currents, those medium-voltage and low-voltage motors may be neglected, provided that, according to the circuit diagram (interlocking) or to the process (reversible drives), they are not switched in at the same time.

The impedance  $Z_M = R_M + jX_M$  of asynchronous motors in the positive- and negative-sequence systems can be determined by:

(26)

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}}$$

where

$U_{rM}$  is the rated voltage of the motor;

$I_{rM}$  is the rated current of the motor;

$S_{rM}$  is the rated apparent power of the motor ( $S_{rM} = P_{rM}/(\eta_{rM} \cos\varphi_{rM})$ ;

$I_{LR}/I_{rM}$  is the ratio of the locked-rotor current to the rated current of the motor.

If  $R_M/X_M$  is known, then  $X_M$  shall be calculated as follows:

(27)

$$X_M = \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M/X_M)^2}}$$

The following relations may be used with sufficient accuracy:

$R_M/X_M = 0,10$ , with  $X_M = 0,995 Z_M$   
for medium-voltage motors with powers  $P_{rM}$  per pair of poles  $\geq 1$  MW;

$R_M/X_M = 0,15$ , with  $X_M = 0,989 Z_M$   
for medium-voltage motors with powers  $P_{rM}$  per pair of poles  $< 1$  MW;

$R_M/X_M = 0,42$ , with  $X_M = 0,922 Z_M$   
for low-voltage motor groups with connection cables.

For the calculation of the initial short-circuit currents according to 4.2, asynchronous motors are substituted by their impedances  $Z_M$  according to equation (26) in the positive-sequence and negative-sequence systems. The zero-sequence system impedance  $Z_{(0)M}$  of the motor shall be given by the manufacturer, if needed (see 4.7).

dove

$\Sigma I_{rM}$  è la somma delle correnti assegnate dei motori collegati direttamente (senza trasformatori) alla rete dove avviene il cortocircuito;

$I''_{kM}$  è la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale senza influenza dei motori.

Nel calcolo delle correnti di cortocircuito, si possono trascurare questi motori a media e bassa tensione, quando, conformemente allo schema del circuito (asservimento) o al processo di funzionamento (reversibilità), essi non sono in servizio contemporaneamente.

L'impedenza  $Z_M = R_M + jX_M$  dei motori asincroni nei sistemi di sequenza diretta e inversa possono essere così determinati:

dove

$U_{rM}$  è la tensione assegnata del motore;

$I_{rM}$  è la corrente assegnata del motore;

$S_{rM}$  è la potenza apparente assegnata del motore ( $S_{rM} = P_{rM}/(\eta_{rM} \cos\varphi_{rM})$ ;

$I_{LR}/I_{rM}$  è il rapporto tra la corrente a rotore bloccato e la corrente assegnata del motore.

Se è conosciuto  $R_M/X_M$ , allora  $X_M$  deve essere calcolato come segue:

Possono essere utilizzate con precisione sufficiente le relazioni seguenti:

$R_M/X_M = 0,10$  con  $X_M = 0,995 Z_M$   
per i motori a media tensione con potenza  $P_{rM}$  per paia poli  $\geq 1$  MW;

$R_M/X_M = 0,15$  con  $X_M = 0,989 Z_M$   
per i motori a media tensione con potenza  $P_{rM}$  per paia poli  $< 1$  MW;

$R_M/X_M = 0,42$  con  $X_M = 0,922 Z_M$   
per i gruppi di motori a bassa tensione con cavi di collegamento.

Per il calcolo delle correnti di cortocircuito iniziali conformemente a 4.2, i motori asincroni sono sostituiti dalle loro impedenze  $Z_M$  conformemente alla equazione (26) nei sistemi di sequenza diretta e inversa. L'impedenza di sequenza omopolare  $Z_{(0)M}$  del motore deve essere fornita dal costruttore, se necessaria (vedi 4.7).



### Contribution to short-circuit currents by asynchronous motors

Medium- and low-voltage motors, which are connected by two-winding transformers to the network in which the short circuit occurs, may be neglected in the calculation of short-circuit currents for a short circuit at the feeder connection point Q (see figure 9), if:

(28)

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{0,8}{\left[ \frac{c100 \sum S_{rT}}{\sqrt{3} U_{nQ} I''_{kQ}} - 0,3 \right]}$$

where

$\sum P_{rM}$  is the sum of the rated active powers of the medium-voltage and the low-voltage motors which shall be considered;

$\sum S_{rT}$  is the sum of the rated apparent powers of all transformers, through which the motors are directly fed;

$I''_{kQ}$  is the initial symmetrical short-circuit current at the feeder connection point Q without supplement of the motors;

$U_{nQ}$  is the nominal voltage of the system at the feeder connection point Q.

### Contributo dei motori asincroni alle correnti di cortocircuito

Nel calcolo delle correnti di cortocircuito nel caso di un cortocircuito nel punto Q (vedi figura 9), si possono trascurare i motori a media e bassa tensione che sono collegati per mezzo di trasformatori a due avvolgimenti a reti nelle quali avviene il cortocircuito, se:

dove

$\sum P_{rM}$  è la somma delle potenze attive assegnate dei motori a media e bassa tensione che devono essere presi in considerazione;

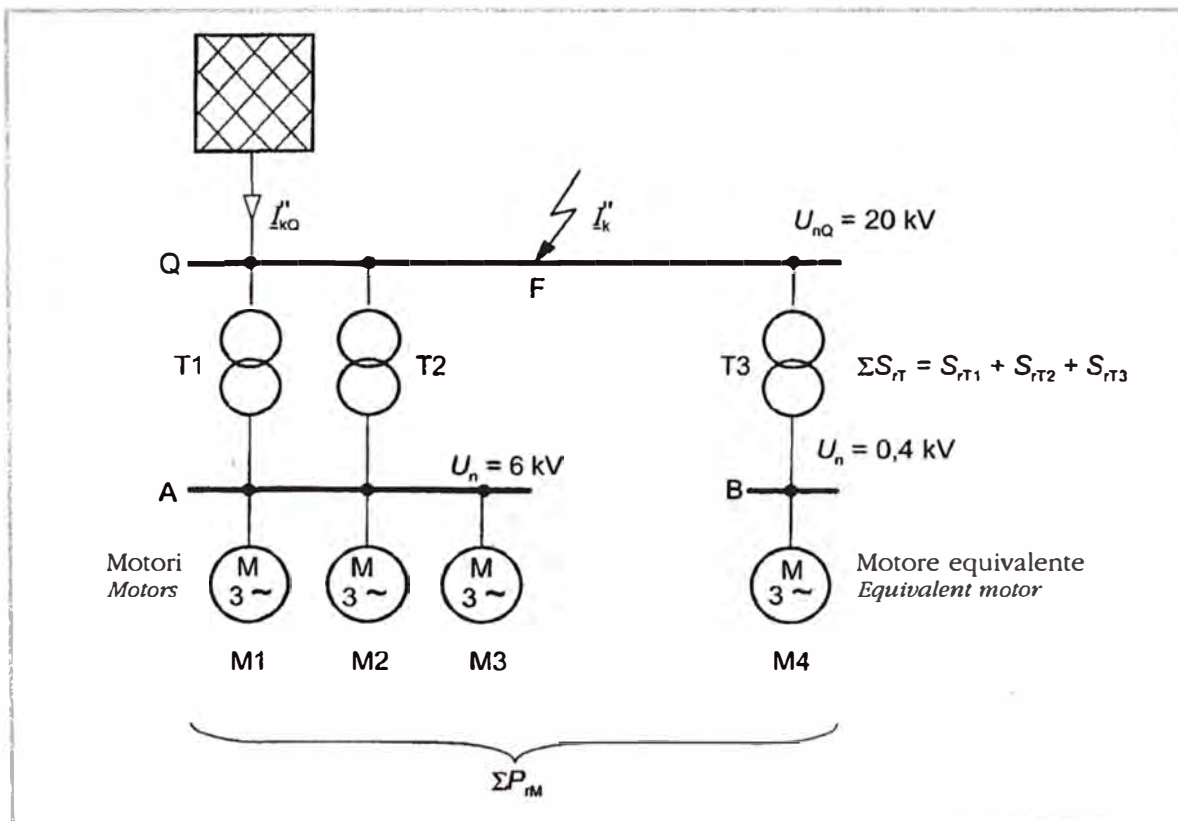
$\sum S_{rT}$  è la somma delle potenze apparenti assegnate di tutti i trasformatori che alimentano direttamente i motori;

$I''_{kQ}$  è la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale nel punto d'alimentazione Q senza supplemento di motori;

$U_{nQ}$  è la tensione nominale del sistema nel punto d'alimentazione Q.

Fig. 9 Example for the estimation of the contribution from the asynchronous motors in relation to the total short-circuit current

Esempio di stima del contributo dei motori asincroni rispetto alla corrente di cortocircuito totale



Low-voltage motors are usually connected to the busbar by cables with different lengths and cross-sections. For simplification of the calculation, groups of motors including their connection cables may be combined to a single equivalent motor (see motor M4 in figure 9).

For these equivalent asynchronous motors, including their connection cables, the following may be used:

$Z_M$  is the impedance according to equation (26);

$I_{rM}$  is the sum of the rated currents of all motors in a group of motors (equivalent motor);

$I_{LR}/I_{rM} = 5$ ;

$R_M/X_M = 0,42$ , leading to  $\kappa_M = 1,3$ ;

$P_{rM}/p = 0,05$  MW if nothing definite is known, where  $p$  is the number of pairs of poles.

For a short circuit at the busbar B in figure 9, the partial short-circuit current of the low-voltage motor group M4 may be neglected, if the condition  $I_{rM4} \leq 0,01 I_{kT3}''$  holds.  $I_{rM4}$  is the rated current of the equivalent motor M4.  $I_{kT3}''$  is the initial symmetrical short-circuit current at the low-voltage side of the transformer T3 during a short circuit at B without contribution from the equivalent motor M4.

In the case of a short circuit on the medium-voltage side (for example, short-circuit locations Q or A in figure 9), it is possible to simplify the calculation of  $Z_M$  according to equation (26) with, for instance, the rated current of the transformer T3 ( $I_{rT3 LV}$ ) in figure 9 instead of the rated current  $I_{rM4}$  of the equivalent motor M4.

The estimation according to equation (28) is not allowed in the case of three-winding transformers.

I motori a bassa tensione sono generalmente collegati alle sbarre con cavi di differente lunghezza e sezione. Allo scopo di semplificare i calcoli, si possono combinare i gruppi di motori, compresi i loro cavi di collegamento, in un unico motore equivalente (vedi motore M4 in figura 9).

Per questi motori asincroni equivalenti, compresi i loro cavi di collegamento, si può prendere:

$Z_M$  conformemente all'equazione (26);

$I_{rM}$  come somma delle correnti assegnate di tutti i motori in un gruppo di motori (motore equivalente);

$I_{LR}/I_{rM} = 5$ ;

$R_M/X_M = 0,42$ , rispettivamente  $\kappa_M = 1,3$ ;

$P_{rM}/p = 0,05$  MW in difetto d'un valore conosciuto, con  $p$  numero di paia poli.

Per un cortocircuito sulla sbarra B della figura 9, la corrente di cortocircuito parziale del gruppo di motori a bassa tensione M4 può essere trascurata se è soddisfatta la condizione  $I_{rM4} \leq 0,01 I_{kT3}'' \cdot I_{rM4}$  è la corrente assegnata del motore equivalente M4.  $I_{kT3}''$  è la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale lato bassa tensione del trasformatore T3 durante un cortocircuito in B senza contributo del motore equivalente M4.

Nel caso di cortocircuito lato media tensione (per esempio punto di cortocircuito Q o A di figura 9) si può semplificare il calcolo di  $Z_M$  conformemente all'equazione (26), per esempio, con la corrente assegnata del trasformatore T3 ( $I_{rT3 LV}$ ) di figura 9 invece della corrente assegnata  $I_{rM4}$  del motore equivalente M4.

La stima conforme all'equazione (28) non può essere introdotta nel caso di trasformatori a tre avvolgimenti.

### 3.9 Static converters

Reversible static converter-fed drives (for example, rolling mill drives) are considered for three-phase short circuits only, if the rotational masses of the motors and the static equipment provide reverse transfer of energy for deceleration (a transient inverter operation) at the time of short circuit. Then they contribute only to the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  and to the peak short-circuit current  $i_p$ . They do not contribute to the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$  and the steady-state short-circuit current  $I_k$ .

As a result, reversible static converter-fed drives are treated for the calculation of short-circuit currents in a similar way as asynchronous motors. The following applies:

### Convertitori statici

I motori a conversione statica reversibili (per esempio motori di laminatoi) sono presi in considerazione solo per i cortocircuiti trifasi, se le masse rotanti dei motori e l'apparecchiatura statica contribuiscono alla frenatura per il recupero dell'energia (funzionamento transitorio invertito) al momento del cortocircuito. Essi contribuiscono solo alla corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_k''$  e alla corrente di cortocircuito di cresta  $i_p$ . Essi non contribuiscono alla corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  né alla corrente di cortocircuito permanente  $I_k$ .

Di conseguenza, i motori a conversione statica reversibili sono trattati, ai fini del calcolo delle correnti di cortocircuito, come motori asincroni. Si prende:

$Z_M$  is the impedance according to equation (26);

$U_{rM}$  is the rated voltage of the static converter transformer on the network side or rated voltage of the static converter, if no transformer is present;

$I_{rM}$  is the rated current of the static converter transformer on the network side or rated current of the static converter, if no transformer is present;

$I_{LR}/I_{rM} = 3$ ;

$R_M/X_M = 0,10$  with  $X_M = 0,995 Z_M$ .

All other static converters are disregarded for the short-circuit current calculation according to this standard.

$Z_M$  conformemente all'equazione (26);

$U_{rM}$  come tensione assegnata del trasformatore a conversione statica lato rete o tensione assegnata del convertitore statico, in assenza del trasformatore;

$I_{rM}$  come corrente assegnata del trasformatore a conversione statica lato rete o corrente assegnata del convertitore statico, in assenza del trasformatore;

$I_{LR}/I_{rM} = 3$ ;

$R_M/X_M = 0,10$  con  $X_M = 0,995 Z_M$ .

Ai fini del calcolo delle correnti di cortocircuito, in accordo con la presente Norma, non si tiene conto di altri convertitori statici.

### 3.10 Capacitors and non-rotating loads

The calculation methods given in clause 2 allow for line capacitances, parallel admittances and non-rotating loads as stated in 2.3.2 not to be taken into account, except those of the zero-sequence system.

Regardless of the time of short-circuit occurrence, the discharge current of the shunt capacitors may be neglected for the calculation of the peak short-circuit current.

The effect of series capacitors can be neglected in the calculation of short-circuit currents, if they are equipped with voltage-limiting devices in parallel, acting if a short circuit occurs.

In the case of high-voltage direct-current transmission systems, the capacitor banks and filters need special considerations, when calculating a.c. short-circuit currents.

## CALCULATION OF SHORT-CIRCUIT CURRENTS

### 4.1 General

In the case of a far-from-generator short circuit, the short-circuit current can be considered as the sum of the following two components:

- the a.c. component with constant amplitude during the whole short circuit,
- the aperiodic d.c. component beginning with an initial value  $A$  and decaying to zero.

Figure 1 gives schematically the general course of the short-circuit current in the case of a far-from-generator short circuit. The symmetrical a.c. currents  $I_k''$ ,  $I_b$  and  $I_k$  are r.m.s. values and are nearly equal in magnitude.

### Capacità e carichi rotativi

I metodi di calcolo dati all'articolo 2 consentono di non tener conto, come indicato in 2.3.2, delle capacità di linea, delle ammettenze in parallelo e dei carichi non rotanti, ad eccezione di quelli di sequenza omopolare.

Qualunque sia il momento in cui si manifestano i cortocircuiti, si può trascurare la corrente di scarica dei condensatori in parallelo ai fini del calcolo della corrente di cortocircuito di cresta.

Nel calcolo delle correnti di cortocircuito si può trascurare l'effetto dei condensatori in serie se essi sono equipaggiati da dispositivi limitatori di tensione in parallelo che funzionano in caso di cortocircuito.

Nei casi di reti di trasporto in corrente continua ad alta tensione, i banchi di condensatori e i filtri devono essere oggetto di un'attenzione particolare nel calcolo delle correnti di cortocircuito in c.a.

## CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO

### Generalità

Nel caso di cortocircuito lontano da un generatore, la corrente di cortocircuito può essere considerata come la somma delle seguenti due componenti:

- la componente in c.a. d'ampiezza costante durante tutto il cortocircuito;
- la componente in c.c. aperiodica di valore iniziale  $A$  decrescente fino a zero.

La figura 1 fornisce schematicamente l'andamento generale della corrente di cortocircuito nel caso di cortocircuito lontano da un generatore. Le componenti in c.a. simmetriche  $I_k''$ ,  $I_b$ , e  $I_k$  sono espresse in valore efficace e sono quasi uguali in ampiezza.



Single-fed short circuits supplied by a transformer according to figure 4, may *a priori* be regarded as far-from-generator short circuits if  $X_{TLVK} \geq 2X_{QI}$  with  $X_{QI}$  calculated in accordance with 3.2 and  $X_{TLVK} = K_{IXTLV}$  in accordance with 3.3.

In the case of a near-to-generator short circuit, the short-circuit current can be considered as the sum of the following two components:

- the a.c. component with decaying amplitude during the short circuit,
- the aperiodic d.c. component beginning with an initial value A and decaying to zero.

In the calculation of the short-circuit currents in systems supplied by generators, power-station units and motors (near-to-generator and/or near-to-motor short circuits), it is of interest not only to know the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  and the peak short-circuit current  $i_p$ , but also the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$  and the steady-state short-circuit current  $I_k$ . In this case, the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$  is smaller than the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$ . Normally, the steady-state short-circuit current  $I_k$  is smaller than the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$ .

In a near-to-generator short circuit, the short-circuit current behaves generally as shown in figure 2. In some special cases, it could happen that the decaying short-circuit current reaches zero for the first time, some cycles after the short circuit took place. This is possible if the d.c. time constant of a synchronous machine is larger than the subtransient time constant. This phenomenon is not dealt with in this standard.

The decaying aperiodic component  $i_{d.c.}$  of the short-circuit current can be calculated according to 4.4.

For the calculation of the initial symmetrical short-circuit current, it is allowed to take  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ .

The type of short circuit which leads to the highest short-circuit current depends on the values of the positive-sequence, negative-sequence, and zero-sequence short-circuit impedances of the system. figure 10 illustrates this for the special case where  $Z_{(0)}$ ,  $Z_{(1)}$  and  $Z_{(2)}$  have the same impedance angle. This figure is useful for information but should not be used instead of calculation.

I cortocircuiti ad alimentazione singola per mezzo di un trasformatore conformemente alla figura 4, possono essere considerati *a priori* come cortocircuiti lontani dal generatore se  $X_{TLVK} \geq 2X_{QI}$  con  $X_{QI}$  calcolato in accordo con 3.2 e  $X_{TLVK} = K_{IXTLV}$  in accordo con 3.3.

Nel caso di cortocircuito vicino a un generatore, la corrente di cortocircuito può essere considerata come la somma delle due seguenti componenti:

- la componente in c.a d'ampiezza decrescente durante il cortocircuito;
- la componente in c.c. aperiodica di valore iniziale A e decrescente fino a zero.

Nel calcolo delle correnti di cortocircuito nei sistemi alimentati da generatori, da gruppi di produzione e da motori (cortocircuiti vicini a un generatore e/o a un motore), è utile conoscere non soltanto la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_k''$  e il valore di cresta della corrente di cortocircuito  $i_p$ , ma anche la corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  e la corrente di cortocircuito permanente  $I_k$ . In questo caso, la corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  è minore della corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_k''$ . Normalmente, la corrente di cortocircuito permanente  $I_k$  è minore della corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$ .

Nel caso di cortocircuito vicino al generatore, la corrente di cortocircuito si comporta generalmente come indicato in figura 2. In alcuni casi particolari, può accadere che la corrente di cortocircuito decrescente si annulli per la prima volta qualche periodo dopo l'apparire del cortocircuito. Ciò è possibile se la costante di tempo in c.c. di una macchina sincrona è maggiore della sua costante di tempo subtransitoria. Questo fenomeno non è trattato nella presente Norma.

La componente aperiodica decrescente  $i_{c.c.}$  della corrente di cortocircuito può essere calcolata conformemente a 4.4.

Per il calcolo della corrente di cortocircuito simmetrica iniziale, si può assumere che  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ .

Il tipo di cortocircuito che conduce alla corrente di cortocircuito più alta dipende dai valori d'impedenza diretta, inversa e omopolare di cortocircuito del sistema. La figura 10 illustra ciò per il caso particolare in cui  $Z_{(0)}$ ,  $Z_{(1)}$  e  $Z_{(2)}$  hanno lo stesso angolo di impedenza. Questa figura è utile ai fini dell'informazione ma non dovrebbe essere utilizzata per fini di calcolo.



Fig. 10 Diagram to determine the short-circuit type (figure 3) for the highest short-circuit current referred to the symmetrical three-phase short-circuit current at the short-circuit location when the impedance angles of the sequence impedances  $Z_{(1)}$ ,  $Z_{(2)}$ ,  $Z_{(0)}$  are identical

Diagramma per determinare il tipo di cortocircuito (figura 3) per la corrente di cortocircuito più alta rapportata alla corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di guasto quando gli angoli di impedenza delle impedenze di sequenza  $Z_{(0)}$ ,  $Z_{(1)}$  e  $Z_{(2)}$  sono identici.

$$a = \frac{\text{Unbalanced short-circuit current}}{\text{Three-phase short-circuit current}}$$

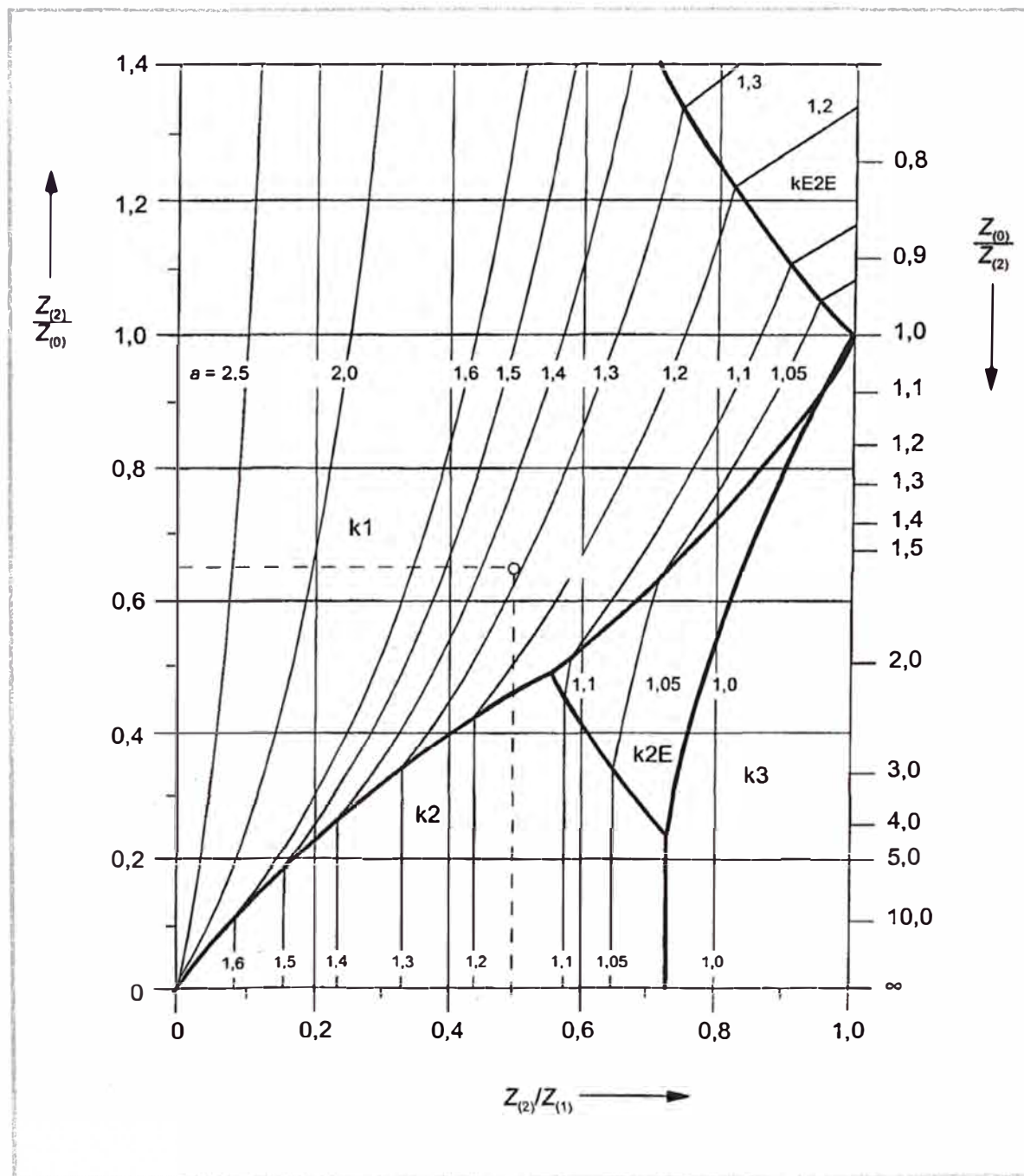
$$a = \frac{\text{corrente di cortocircuito asimmetrica}}{\text{corrente di cortocircuito trifase}}$$

Example:

Esempio

$Z_{(2)}/Z_{(1)} = 0,5$  } The single line-to-earth short  
 $Z_{(2)}/Z_{(0)} = 0,65$  } circuit will give the highest  
 short-circuit current

$Z_{(2)}/Z_{(1)} = 0,5$  } La singola corrente di cortocircuito  
 $Z_{(2)}/Z_{(0)} = 0,65$  } monofase darà la corrente  
 di cortocircuito più alta



For the calculation of the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$ , the symmetrical short-circuit breaking current  $I_b$ , and the steady-state short-circuit current  $I_k$  at the short-circuit location, the system may be converted by network reduction into an equivalent short-circuit impedance  $Z_k$  at the short-circuit location. This procedure is not allowed when calculating the peak short-circuit current  $i_p$ . In this case, it is necessary to distinguish between networks with and without parallel branches (see 4.3.1.1 and 4.3.1.2).

While using fuses or current-limiting circuit-breakers to protect substations, the initial symmetrical short-circuit current is first calculated as if these devices were not available. From the calculated initial symmetrical short-circuit current and characteristic curves of the fuses or current-limiting circuit-breakers, the cut-off current is determined, which is the peak short-circuit current of the downstream substation.

Short circuits may have one or more sources, as shown in figures 11, 12, and 14. Calculations are simplest for balanced short circuits on radial systems, as the individual contributions to a balanced short circuit can be evaluated separately for each source (figures 12 or 13).

When sources are distributed in meshed network as in figure 14, and for all cases of unbalanced short circuits, network reduction is necessary to calculate short-circuit impedances  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$  and  $Z_{(0)}$  at the short-circuit location.

## 4.2 Initial symmetrical short-circuit current $I_k''$

For the common case when  $Z_{(0)}$  is larger than  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ , the highest initial short-circuit current will occur for the three-phase short circuit. However, for short circuits near transformers with low zero-sequence impedance,  $Z_{(0)}$  may be smaller than  $Z_{(1)}$ . In that case, the highest initial short-circuit current  $I_{kE2E}''$  will occur for a line-to-line short circuit with earth connection (see figure 11 for  $Z_{(2)}/Z_{(1)} = 1$  and  $Z_{(2)}/Z_{(0)} > 1$  where  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ ).

### 4.2.1 Three-phase short circuit

In general, the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  shall be calculated using equation (29) with the equivalent voltage source  $cU_n/\sqrt{3}$  at the short-circuit location and the short-circuit impedance  $Z_k = R_k + jX_k$ .

(29)

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}$$

Per il calcolo della corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_k''$ , della corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  e della corrente di cortocircuito permanente  $I_k$  nel punto di guasto, si può ridurre la rete ad un'impedenza  $Z_k$  di cortocircuito equivalente nel punto di guasto. Questa procedura non è permessa per il calcolo del valore di cresta della corrente di cortocircuito  $i_p$ . In questo caso, è necessario distinguere le reti tra quelle con o senza rami in parallelo (vedi 4.3.1.1 e 4.3.1.2).

Se si utilizzano fusibili o interruttori limitatori di corrente per proteggere stazioni, la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale è, in primo luogo, calcolata come se questi dispositivi non fossero disponibili. Dalla corrente di cortocircuito simmetrica iniziale calcolata e dalle curve caratteristiche dei fusibili o degli interruttori limitatori di corrente, viene calcolata la corrente d'interruzione che è il valore di cresta della corrente di cortocircuito della stazione a valle.

In cortocircuiti possono avere una o più sorgenti come indicato nelle figure 11, 12 e 14. I calcoli più semplici riguardano i guasti simmetrici delle reti radiali, nella misura in cui i contributi individuali a un cortocircuito simmetrico possono essere valutati separatamente per ciascuna sorgente (figure 12 o 13).

Quando le sorgenti sono distribuite su una rete magliata come in figura 14 e in tutti i casi di cortocircuiti simmetrici, è necessaria una riduzione di rete per calcolare le impedenze di cortocircuito  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$  e  $Z_{(0)}$  nel punto di guasto.

## Corrente di cortocircuito simmetrica iniziale $I_k''$

Nei casi abituali con  $Z_{(0)}$  maggiore di  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ , la corrente di cortocircuito iniziale più alta comparirà nel cortocircuito trifase. Tuttavia, per i cortocircuiti vicini ai trasformatori con bassa impedenza omopolare,  $Z_{(0)}$  può essere più piccola di  $Z_{(1)}$ . In questo caso, la corrente di cortocircuito  $I_{kE2E}''$  iniziale più alta apparirà per un cortocircuito bifase a terra (vedi figura 11 per  $Z_{(2)}/Z_{(1)} = 1$  e  $Z_{(2)}/Z_{(0)} > 1$  o  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ ).

### Cortocircuito trifase

In generale, la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_k''$  deve essere calcolata con l'equazione (29) con la sorgente di tensione equivalente  $cU_n/\sqrt{3}$  nel punto di cortocircuito e l'impedenza di cortocircuito  $Z_k = R_k + jX_k$ .



The equivalent voltage source  $cU_n/\sqrt{3}$  shall be introduced at the short-circuit location (see figure 4) with the factor  $c$  according to table 1.

La sorgente di tensione equivalente  $cU_n/\sqrt{3}$  deve essere introdotta nel punto di cortocircuito (vedi figura 4) con il fattore  $c$  conformemente alla tabella 1.

#### 4.2.1.1 Single-fed short circuits

For a far-from-generator short circuit fed from a single source (see figure 11a), the short-circuit current is calculated using equation (29).

#### Cortocircuiti ad alimentazione singola

Per un cortocircuito lontano dal generatore alimentato da una singola sorgente (vedi figura 11a), la corrente di cortocircuito è calcolata utilizzando l'equazione (29)

with

con

(30)

$$R_k = R_{Qt} + R_{TK} + R_L$$

(31)

$$X_k = X_{Qt} + X_{TK} + X_L$$

where

$R_k$  and  $X_k$  are the sum of the series-connected resistances and reactances of the positive-sequence system respectively, in accordance with figure 11a.  $R_L$  is the line resistance for a conductor temperature of 20 °C, when calculating the maximum short-circuit currents.

The corrected transformer impedance  $Z_{TK} = R_{TK} + jX_{TK} = K_T (R_T + jX_T)$  is found from equations (7) to (9), or (10) to (11) with the correction factor  $K_T$  from equation (12) or (13).

dove

$R_k$  e  $X_k$  sono la somma delle resistenze, rispettivamente delle reattanze, collegate in serie del sistema di sequenza diretta, conformemente alla figura 11a.  $R_L$  è la resistenza della linea per una temperatura del conduttore di 20 °C, quando si calcolino le correnti di cortocircuito massime.

L'impedenza corretta del trasformatore  $Z_{TK} = R_{TK} + jX_{TK} = K_T (R_T + jX_T)$  è ottenuta partendo dalle equazioni da (7) a (9), o da (10) a (11) con il fattore di correzione  $K_T$  ottenuto dalle equazioni (12) o (13).

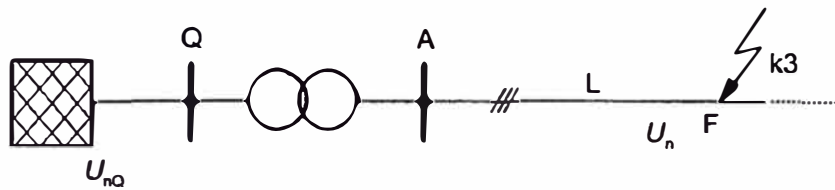


Fig. 11a – Cortocircuito alimentato da una linea di alimentazione tramite un trasformatore

Fig. 11a – Short circuit fed from a network feeder via a transformer

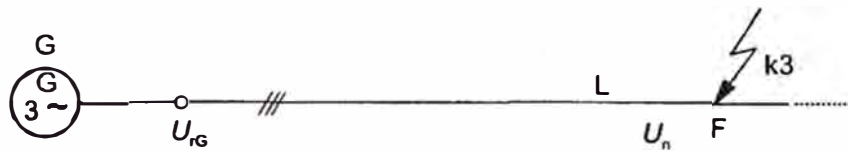


Fig. 11b – Cortocircuito alimentato da un generatore (senza trasformatore di gruppo)

Fig. 11b – Short circuit fed from one generator (without unit transformer)

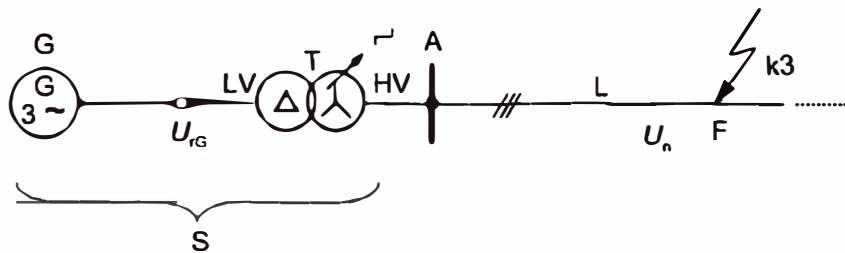


Fig. 11c – Cortocircuito alimentato da un gruppo di produzione (generatore e trasformatore di gruppo con o senza variatore sotto carico)

Fig. 11c – Short circuit fed from one power station unit (generator and unit transformer with or without on-load tap-changer)

Resistances  $R_k$  less than  $0,3 \cdot X_k$  may be neglected. The impedance of the network feeder  $Z_{Qt} = R_{Qt} + jX_{Qt}$  is referred to the voltage of the transformer side connected to the short-circuit location. (In the case of figure 4, for instance, to the LV side).

For the examples in figures 11b and 11c, the initial symmetrical short-circuit current is calculated with the corrected impedances of the generator and the power station unit (see 3.6.1 and 3.7) in series with a line impedance  $Z_L = R_L + jX_L$ . The short-circuit impedances for the examples in figures 11b and 11c are given by the following equations:  
Example figure 11b:

Si possono trascurare le resistenze  $R_k$  inferiori a  $0,3 \cdot X_k$ . L'impedenza della linea d'alimentazione della rete  $Z_{Qt} = R_{Qt} + jX_{Qt}$  è rapportata alla tensione lato trasformatore collegato nel punto di cortocircuito. (Nel caso di figura 4, per esempio, lato BT).

Per gli esempi delle figure (11b) e (11c), la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale è calcolata con le impedenze corrette del generatore e del gruppo di produzione (vedi 3.6.1 e 3.7), in serie ad una impedenza di linea  $Z_L = R_L + jX_L$ . Le impedenze di cortocircuito per gli esempi di figura 11b e 11c sono date dalle seguenti equazioni:  
esempio di figura 11b:

(32)

$$Z_k = Z_{GK} + Z_L = K_G(R_G + jX_d'') + Z_L$$

Example figure 11c:

esempio di figura 11c:

(33)

$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_S + \underline{Z}_L = K_S(t_r^2 Z_G + Z_{THV}) + \underline{Z}_L$$

$\underline{Z}_{GK}$  shall be determined from equation (17),  $\underline{Z}_S$  from equation (21) or (23) with  $K_S$  or  $K_{SO}$  according to equation (22) or (24). The generator impedance shall be transferred to the high-voltage side using the rated transformation ratio  $t_r$ . The unit transformer impedance  $\underline{Z}_{THV} = R_{THV} + jX_{THV}$  according to equations (7) to (9) without  $K_T$  is referred to the high-voltage side.

$\underline{Z}_{GK}$  deve essere determinata con l'equazione (17),  $\underline{Z}_S$  con l'equazione (21) o (23) con  $K_S$  o  $K_{SO}$  conformi all'equazione (22) o (24). L'impedenza dell'alternatore deve essere riportata sul lato alta tensione utilizzando il rapporto di trasformazione assegnato  $t_r$ . L'impedenza del trasformatore di gruppo  $\underline{Z}_{THV} = R_{THV} + jX_{THV}$  conformemente alle equazioni da (7) a (9) senza rapportare  $K_T$  al lato alta tensione.

## 1.2 Short circuits fed from non-meshed networks

When there is more than one source contributing to the short-circuit current, and the sources are unmeshed, as shown for instance in figure 12, the initial symmetrical short-circuit current  $I_k''$  at the short-circuit location F is the sum of the individual branch short-circuit currents. Each branch short-circuit current can be calculated as an independent single-source three-phase short-circuit current in accordance with equation (29) and the information given in 4.2.1.1.

The initial short-circuit current at the short-circuit location F is the phasor sum of the individual partial short-circuit currents (see figure 12):

## Cortocircuiti alimentati da reti non magliate

Quando più di una sorgente contribuisce alla corrente di cortocircuito e le sorgenti sono indipendenti, come per esempio nella figura 12, la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale  $I_k''$  nel punto di guasto F è la somma delle correnti di cortocircuito dei singoli rami. Ciascuna corrente di cortocircuito del ramo può essere calcolata come una corrente di cortocircuito trifase indipendente con sorgente singola conformemente all'equazione (29) e all'informazione data in 4.2.1.1.

La corrente di cortocircuito iniziale nel punto di cortocircuito è la somma dei fasori delle correnti di cortocircuito singole parziali (vedi figura 12):

(34)

$$I_k'' = \sum_i I_{ki}''$$

Within the accuracy of this standard, it is often sufficient to determine the short-circuit current at the short-circuit location F as being the sum of the absolute values of the individual partial short-circuit currents.

In general, the calculation according to 4.2.1.5 for meshed networks is to be preferred, especially if digital programs are used.

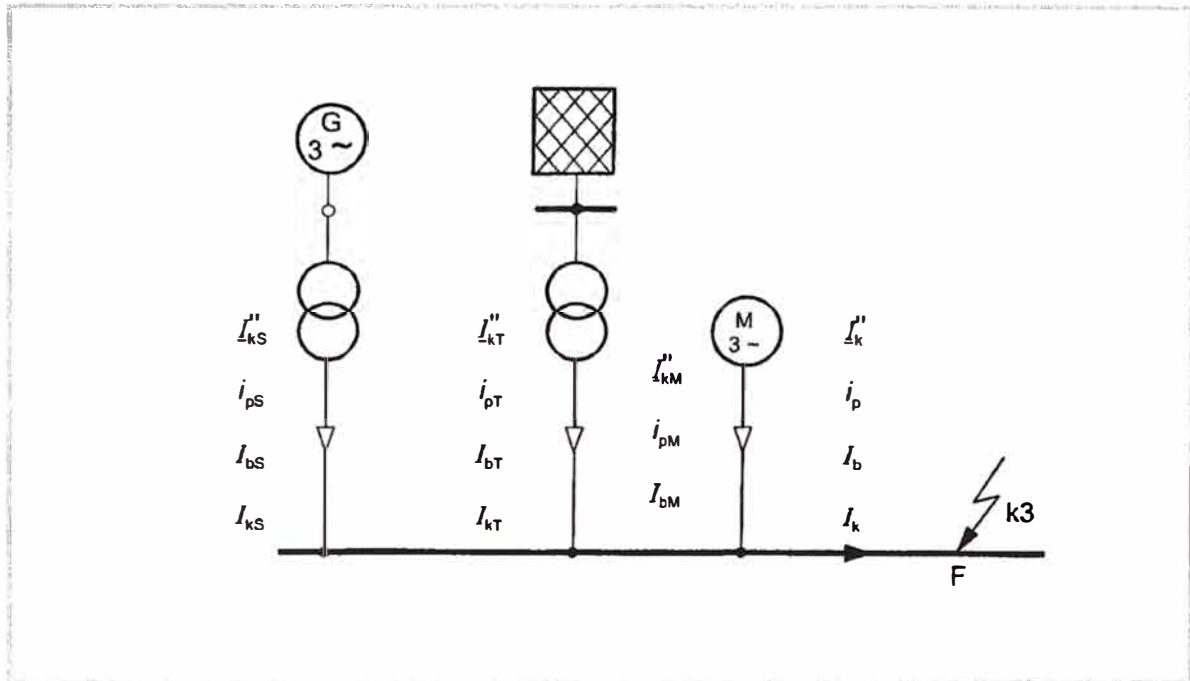
Per la precisione della presente Norma, è spesso sufficiente determinare la corrente di cortocircuito nel punto di guasto F come somma dei valori assoluti delle correnti di cortocircuito singole parziali.

In generale, per le reti magliate deve essere preferito il calcolo conforme a 4.2.1.5, in particolare se vengono utilizzati programmi di calcolo digitali.



Fig. 12 Example of a non-meshed network

Esempio di rete non magliata

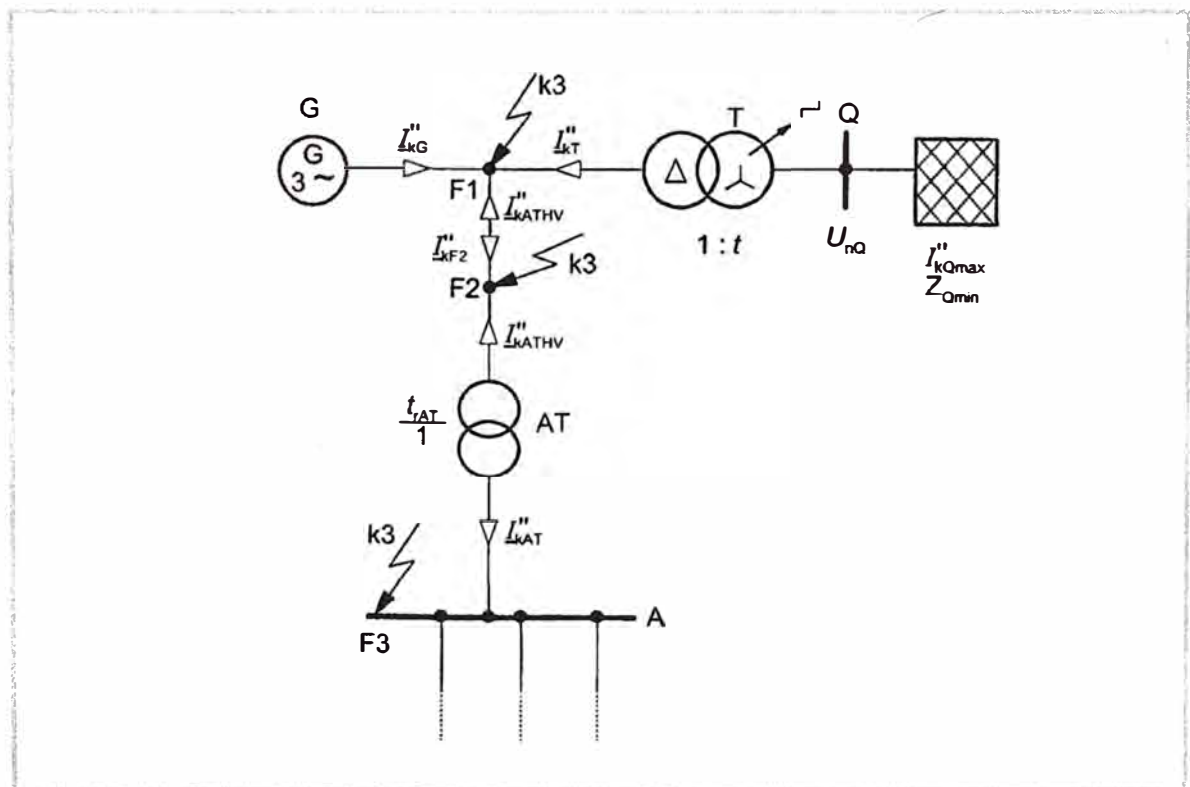


4.2.1.3 Short-circuit currents inside a power station unit with on-load tap-changer

Correnti di cortocircuito all'interno di un gruppo di produzione con variatore sotto carico

Fig. 13 Short-circuit currents and partial short-circuit currents for three-phase short circuits between generator and unit transformer with or without on-load tap-changer, or at the connection to the auxiliary transformer of a power station unit and at the auxiliary busbar A

Correnti di cortocircuito e correnti di cortocircuito parziali per i cortocircuiti trifasi tra generatore e trasformatore di gruppo con o senza variatore sotto carico, o nel punto di collegamento del trasformatore ausiliario di un gruppo di produzione e sulla sbarra ausiliaria A



For calculating the partial short-circuit currents  $I''_{kG}$  and  $I''_{kT}$  with a short circuit at F1 in figure 13, in the case of a power station unit with on-load tap-changer, the partial initial symmetrical short-circuit currents are given by:

Per il calcolo delle correnti di cortocircuito parziali  $I''_{kG}$  e  $I''_{kT}$  con un cortocircuito in F1 di figura 13, nel caso di un gruppo di produzione con variatore sotto carico, le correnti di cortocircuito simmetriche iniziali parziali sono date da:

$$(35) \quad I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}K_{G,S}Z_G}$$

with

con

$$(36) \quad K_{G,S} = \frac{c_{\max}}{1 + x''_d \sin \varphi_{rG}}$$

$$(37) \quad I''_{kT} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} \left[ Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Qmin} \right]}$$

where

dove

$Z_G$  is the subtransient impedance of the generator  $Z_G = R_G + jX''_d$

$Z_G$  è l'impedenza subtransitoria del generatore  $Z_G = R_G + jX''_d$  ;

$x''_d$  is the subtransient reactance referred to the rated impedance:

$x''_d$  è la reattanza subtransitoria rapportata all'impedenza assegnata:

$$x''_d = X''_d / Z_{rG} \text{ with } Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG};$$

$$x''_d = X''_d / Z_{rG} \text{ con } Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG};$$

$Z_{TLV}$  is the transformer short-circuit impedance referred to the low-voltage side according to 3.3.1, equations (7) to (9);

$Z_{TLV}$  è l'impedenza di cortocircuito del trasformatore rapportato al lato bassa tensione conformemente a 3.3.1, equazioni da (7) a (9);

$t_r$  is the rated transformation ratio;

$t_r$  è il rapporto di trasformazione assegnato;

$Z_{Qmin}$  is the minimum value of the impedance of the network feeder, corresponding to  $I''_{kQmax}$  ;

$Z_{Qmin}$  è il valore minimo dell'impedenza della rete di alimentazione, corrispondente a  $I''_{kQmax}$  ;

For  $I''_{kQmax}$  the maximum possible value during the lifetime of the power station unit shall be introduced.

Per  $I''_{kQmax}$ , deve essere introdotto il valore massimo possibile durante la vita del gruppo di produzione.

For the calculation of the partial short-circuit current  $I''_{kF2}$  feeding into the short-circuit location F2, for example at the connection to the high-voltage side of the auxiliary transformer AT in figure 13, it is sufficient to take:

Per il calcolo della corrente di cortocircuito parziale  $I''_{kF2}$  nel punto di cortocircuito F2, per esempio nel collegamento lato alta tensione del trasformatore ausiliario AT della figura 13, è sufficiente prendere:

$$(38) \quad I''_{kF2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}} \left[ \frac{1}{K_{G,S} Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} Z_{TLV} + \frac{1}{t_r^2} Z_{Qmin}} \right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} Z_{rsl}}$$



with

con

(39)

$$K_{T,S} = \frac{c_{\max}}{1 - x_r \sin \varphi_{rG}}$$

and  $K_{G,S}$  according to equation (36).

If the unit transformer has an on-load tap-changer on the high-voltage side, it is assumed that the operating voltage at the terminals of the generator is equal to  $U_{rG}$ . If, even in this case, the voltage region of the generator  $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$  is used permanently, take equations (40) to (44) instead of (35) to (39).

The total short-circuit current in F1 or F2 (figure 13) is found by adding the partial short-circuit current  $I''_{kATHV}$ , caused by the medium- and low-voltage auxiliary motors of the power station unit.

e  $K_{G,S}$  conformemente all'equazione (36).

Nel caso di trasformatore di gruppo che ha un variatore sotto carico lato alta tensione, si considera che la tensione di funzionamento ai terminali del generatore sia uguale a  $U_{rG}$ . Se, nello stesso caso, la regione di tensione del generatore  $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$  è utilizzata in modo permanente, utilizzare le equazioni da (40) a (44) al posto di quelle da (35) a (39).

La corrente di cortocircuito totale in F1 o F2 (figura 13) è ottenuta sommando la corrente di cortocircuito  $I''_{kATHV}$  causata dai motori ausiliari a media e bassa tensione del gruppo di produzione.

#### 4.2.1.4

##### Short-circuit currents inside a power station unit without on-load tap-changer

For a power station unit without on-load tap-changer of the unit transformer, the partial initial symmetrical short-circuit currents in figure 13 are given by:

##### Correnti di cortocircuito all'interno di un gruppo di produzione senza variatore sotto carico

Nel caso di un gruppo di produzione senza variatore sotto carico del trasformatore di gruppo, le correnti di cortocircuito simmetriche iniziali parziali sono date da:

(40)

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}K_{G,S}Z_G}$$

with

con

(41)

$$K_{G,S} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

(42)

$$I''_{kT} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3} \left| Z_{TLV} + \frac{1}{t_r} Z_{Qmin} \right|}$$

For  $Z_G$ ,  $x_d''$ ,  $Z_{TLV}$ ,  $t_r$  and  $Z_{Qmin}$ , see 4.2.1.3.

The partial short-circuit current  $I''_{kF2}$  in figure 13 can be calculated by:

Per  $Z_G$ ,  $x_d''$ ,  $Z_{TLV}$ ,  $t_r$  e  $Z_{Qmin}$ , vedere 4.2.1.3.

La corrente di cortocircuito parziale  $I''_{kF2}$  della figura 13 può essere calcolata con:

(43)

$$I''_{kF2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}} \left[ \frac{1}{K_{G,S}Z_G} + \frac{1}{K_{T,S} \left( Z_{TLV} + \frac{1}{t_r} Z_{Qmin} \right)} \right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}Z_{-tsl}}$$





with

con

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1 + p_G} \cdot \frac{c_{max}}{1 - x_T \sin \varphi_{TG}}$$

and  $K_{G,SO}$  according to equation (41).

The impedance  $Z_{rsi}$  in equation (38) or (43) is used to determine the partial short-circuit current  $I''_{kAT}$  in figure 13 for the short circuit in F3. The impedance of the auxiliary transformer AT in figure 13 is to be corrected with  $K_T$  from 3.3.3.

The total short-circuit in F1 or F2 (figure 13) is found by adding the partial short-circuit current  $I''_{kATHV}$ , caused by the medium- and low-voltage auxiliary motors of the power station unit.

#### 4.2.1.5 Short circuits in meshed networks

In meshed networks, such as those shown in figure 14, it is generally necessary to determine the short-circuit impedance  $Z_k = Z_{(1)}$  by network reduction (series connection, parallel connection, and delta-star transformation, for example) using the positive-sequence short-circuit impedances of electrical equipment (see clause 3).

The impedances in systems connected through transformers to the system, in which the short circuit occurs, have to be transferred by the square of the rated transformation ratio. If there are several transformers with slightly differing rated transformation ratios ( $t_{rT1} t_{rT2} \dots t_{rTn}$ ), in between two systems, the arithmetic mean value can be used.

The initial symmetrical short-circuit current shall be calculated with the equivalent voltage source  $cU_n/\sqrt{3}$  at the short-circuit location using equation (29).

#### 4.2.2 Line-to-line short circuit

In the case of a line-to-line short circuit, according to figure 3b, the initial short-circuit current shall be calculated by:

(45)

$$I''_{k2} = \frac{cU_n}{|Z_{(1)} + Z_{(2)}|} = \frac{cU_n}{2|Z_{(1)}|} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_k$$

During the initial stage of the short circuit, the negative impedance is approximately equal to the positive-sequence impedance, independent of whether the short circuit is a near-to-generator or a far-from-generator short circuit. Therefore in equation (45) it is possible to introduce  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ .

Only during the transient or the steady-state stage, the short-circuit impedance  $Z_{(2)}$  is differ-

e  $K_{G,SO}$  conformemente all'equazione (41).

L'impedenza  $Z_{rsi}$  nell'equazione (38) o (43) è utilizzata per determinare la corrente di cortocircuito parziale  $I''_{kAT}$  della figura 13 per il cortocircuito in F3. L'impedenza del trasformatore ausiliario AT di figura 13 deve essere corretto con  $K_T$  di 3.3.3.

La corrente di cortocircuito totale in F1 o F2 (figura 13) è data dalla somma della corrente di cortocircuito  $I''_{kATHV}$  causata dei motori ausiliari a media e bassa tensione del gruppo di produzione.

#### Cortocircuiti nelle reti magliate

Nelle reti magliate, come quella rappresentata nella figura 14, è generalmente necessario determinare l'impedenza di cortocircuito  $Z_k = Z_{(1)}$  per riduzione della rete (collegamento serie, collegamento parallelo e trasformazione triangolo stella, per esempio) utilizzando le impedenze di cortocircuito dirette dei componenti elettrici (vedi art. 3).

Le impedenze in sistemi collegati per mezzo di trasformatori alla rete, nelle quali compare il cortocircuito, devono essere rapportate al quadrato del rapporto di trasformazione assegnato. Se si hanno più trasformatori con rapporti di trasformazione assegnati leggermente diversi ( $t_{rT1} t_{rT2} \dots t_{rTn}$ ), tra due sistemi, può essere utilizzato il valore medio aritmetico.

La corrente di cortocircuito simmetrica iniziale deve essere calcolata con la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito e utilizzando l'equazione  $cU_n/\sqrt{3}$  (29).

#### Cortocircuiti bifasi

Nel caso di cortocircuito bifase, conformemente alla figura 3, la corrente di cortocircuito iniziale deve essere calcolata con:

Durante la fase iniziale del cortocircuito, l'impedenza inversa è approssimativamente uguale all'impedenza diretta, indipendentemente dal fatto che il cortocircuito sia vicino o lontano dal generatore. Quindi, nell'equazione (45), è possibile introdurre  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ .

Soltanto durante la fase transitoria o permanente l'impedenza di cortocircuito  $Z_{(2)}$  è diversa da  $Z_{(1)}$ .





**Line-to-line short circuit with earth connection**

To calculate the initial symmetrical short-circuit currents it is necessary to distinguish between the currents  $I''_{k2EL2}$ ,  $I''_{k2EL3}$ , and  $I''_{kE2E}$  (see figure 3c).

For far-from-generator short circuits,  $Z_{(2)}$  is approximately equal to  $Z_{(1)}$ . If in this case  $Z_{(0)}$  is less than  $Z_{(2)}$ , the current  $I''_{kE2E}$  in the line-to-line short circuit with earth connection generally is the largest of all initial symmetrical short-circuit currents  $I''_k$ ,  $I''_{k2}$ ,  $I''_{k2E}$  and  $I''_{k1}$  (see figure 10).

The equations (46) and (47) are given for the calculation of  $I''_{k2EL2}$  and  $I''_{k2EL3}$  in figure 3c:

$$(46) \quad I''_{k2EL2} = -j c U_n \frac{Z_{(0)} - a Z_{(2)}}{Z_{(1)} Z_{(2)} + Z_{(1)} Z_{(0)} + Z_{(2)} Z_{(0)}}$$

$$(47) \quad I''_{k2EL3} = -j c U_n \frac{Z_{(0)} - a^2 Z_{(2)}}{Z_{(1)} Z_{(2)} + Z_{(1)} Z_{(0)} + Z_{(2)} Z_{(0)}}$$

The initial short-circuit current  $I''_{kE2E}$ , flowing to earth and/or grounded wires, according to figure 3c, is calculated by:

$$(48) \quad I''_{kE2E} = - \frac{\sqrt{3} c U_n Z_{(2)}}{Z_{(1)} Z_{(2)} + Z_{(1)} Z_{(0)} + Z_{(2)} Z_{(0)}}$$

For a far-from-generator short circuit with  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ , these equations lead to the absolute values:

$$(49) \quad I''_{k2EL2} = c U_n \frac{|Z_{(0)} / Z_{(1)} - a|}{|Z_{(1)} + 2 Z_{(0)}|}$$

$$(50) \quad I''_{k2EL3} = c U_n \frac{|Z_{(0)} / Z_{(1)} - a^2|}{|Z_{(1)} + 2 Z_{(0)}|}$$

$$(51) \quad I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{|Z_{(1)} + 2 Z_{(0)}|}$$

**Correnti di cortocircuito bifasi a terra**

Per calcolare le correnti di cortocircuito iniziali, è necessario distinguere le correnti  $I''_{k2EL2}$ ,  $I''_{k2EL3}$  e  $I''_{kE2E}$  (vedi figura 3c).

Per correnti di cortocircuito lontano dai generatori,  $Z_{(2)}$  è approssimativamente uguale a  $Z_{(1)}$ . Se in questo caso  $Z_{(0)}$  è minore di  $Z_{(2)}$ , la corrente  $I''_{kE2E}$  nel cortocircuito bifase a terra è generalmente la più alta di tutte le correnti di cortocircuito simmetriche iniziali  $I''_k$ ,  $I''_{k2}$ ,  $I''_{k2E}$  e  $I''_{k1}$  (vedi figura 10).

Le equazioni (46) e (47) sono date per il calcolo di  $I''_{k2EL2}$  e  $I''_{k2EL3}$  di figura 3c:

La corrente di cortocircuito iniziale  $I''_{kE2E}$ , che va a terra e/o nei conduttori di terra, conformemente alla figura 13, viene calcolata con:

Per un cortocircuito lontano dal generatore con  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ , le seguenti equazioni danno i valori assoluti:

#### 4.2.4 Line-to-earth short circuit

The initial line-to-earth short-circuit current  $I''_{k1}$  in figure 3d shall be calculated by:

$$(52) \quad I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}}$$

For a far-from-generator short circuit with  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ , the absolute value is calculated by:

$$(53) \quad I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} c U_n}{|2 Z_{(1)} + Z_{(0)}|}$$

If  $Z_{(0)}$  is less than  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ , the initial line-to-earth short-circuit current  $I''_{k1}$  is larger than the three-phase short-circuit current  $I''_k$ , but smaller than  $I''_{kE2E}$  (see figure 10). However,  $I''_{k1}$  will be the highest current to be interrupted by a circuit breaker if  $1,0 > Z_{(0)}/Z_{(1)} > 0,23$ .

#### Cortocircuiti monofasi

La corrente di cortocircuito monofase iniziale  $I''_{k1}$  della figura 3 deve essere calcolata con:

Per un cortocircuito lontano dal generatore con  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$  il valore assoluto è calcolato con:

Nel caso in cui  $Z_{(0)}$  è minore di  $Z_{(2)} = Z_{(1)}$ , la corrente di cortocircuito monofase iniziale  $I''_{k1}$  è maggiore della corrente di cortocircuito trifase  $I''_k$ , ma minore di  $I''_{kE2E}$  (vedi figura 10). Tuttavia,  $I''_{k1}$  sarà la corrente più alta da interrompere con un interruttore se  $1,0 > Z_{(0)}/Z_{(1)} > 0,23$ .

### 4.3 Peak short-circuit current $i_p$

### Valore di cresta della corrente di cortocircuito $i$

#### 4.3.1 Three-phase short circuit

#### Cortocircuito trifase

##### 4.3.1.1 Short circuits in non-meshed networks

##### Correnti di cortocircuito nelle reti non magliate

For three-phase short circuits fed from non-meshed networks as in figures 11 and 12, the contribution to the peak short-circuit current from each branch can be expressed by:

Per le correnti di cortocircuito trifasi alimentate da reti non magliate come nelle figure 11 e 12, il contributo al valore di cresta della corrente di cortocircuito di ciascun ramo può essere espresso da:

$$(54) \quad i_p = \kappa \sqrt{2} I''_k$$

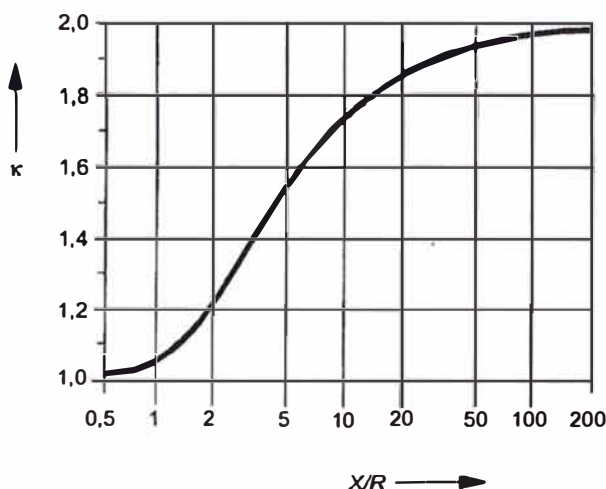
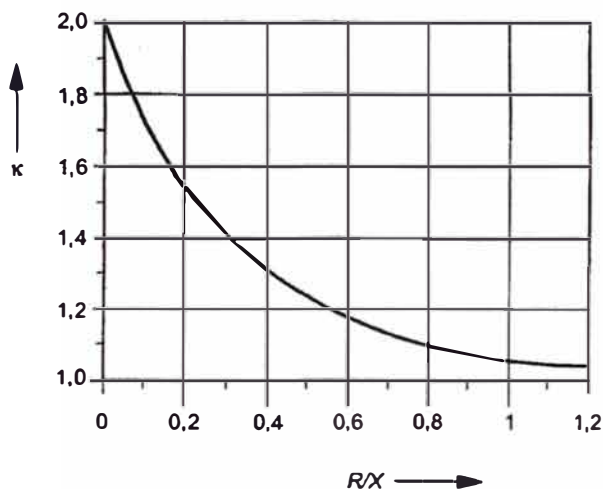
The factor  $\kappa$  for the  $R/X$  or  $X/R$  ratio shall be obtained from figure 15 or calculated by the following expression:

Il fattore  $\kappa$  per il rapporto  $R/X$  o  $X/R$  deve essere ottenuto dalla figura 15 o calcolato con la seguente espressione:

$$(55) \quad \kappa = 1,02 + 0,98e^{-3R/X}$$

Fig. 15 Factor  $\kappa$  for series circuit as a function of ratio  $R/X$  or  $X/R$

Fattore  $\kappa$  per circuiti in serie in funzione del rapporto  $R/X$  o  $X/R$



Equations (54) and (55) presume that the short circuit starts at zero voltage, and that  $i_p$  is reached approximately after one half-cycle (see IEC 60909-1, figure 24). For a synchronous generator use  $R_{Gf}$  (see 3.6.1).

The peak short-circuit current  $i_p$  at a short-circuit location F, fed from sources which are not meshed with one another, in accordance with figure 12, is the sum of the partial short-circuit currents:

Le equazioni (54) e (55) presumono l'ipotesi che il cortocircuito inizi a tensione zero, e che  $i_p$  venga raggiunta approssimativamente dopo un semi-periodo (vedi IEC 60909-1, figura 24). Per un generatore sincrono, utilizzare  $R_{Gf}$  (vedi 3.6.1).

Il valore di cresta della corrente di cortocircuito  $i_p$  nel punto di guasto F, alimentato da sorgenti indipendenti le une dalle altre, conformemente alla figura 12, è la somma delle correnti di cortocircuito parziali:

(56) 
$$i_p = \sum_i i_{pi}$$

Example figure 12:

Esempio di figura 12:

(57) 
$$i_p = i_{pS} + i_{pT} + i_{pM}$$

#### 4.3.1.2 Short circuits in meshed networks

When calculating the peak short-circuit current  $i_p$  in meshed networks, equation (54) shall be used with  $\kappa$  determined using one of the following methods a), b), or c).

- a) *Uniform ratio R/X or X/R*  
For this method the factor  $\kappa$  is determined from figure 15 taking the smallest ratio of  $R/X$  or the largest ratio of  $X/R$  of all branches of the network.  
It is only necessary to choose the branches which carry partial short-circuit currents at the nominal voltage corresponding to the

#### Cortocircuiti nelle reti magliate

Per il calcolo del valore di cresta della corrente di cortocircuito  $i_p$  nelle reti magliate, deve essere utilizzata l'equazione (54) con  $\kappa$  determinato utilizzando uno dei metodi seguenti a), b) o c):

- a) *Rapporto uniforme R/X o X/R*  
Per questo metodo, il fattore  $\kappa$  viene determinato dalla figura 15 prendendo il rapporto più basso di  $R/X$  oppure il rapporto più alto di  $X/R$  di tutti i rami della rete.  
È solo necessario scegliere i rami che trasportano le correnti di cortocircuito parziali a tensione nominale corrispondente al punto di



short-circuit location and branches with transformers adjacent to the short-circuit location. Any branch may be a series combination of several impedances.

- b) *Ratio R/X or X/R at the short-circuit location*  
For this method the factor  $k$  is multiplied by a factor 1,15 to cover inaccuracies caused by using the ratio  $R_k / X_k$  from a network reduction with complex impedances.

cortocircuito e i rami con trasformatori adiacenti al punto di cortocircuito. Tutti i rami possono essere una combinazione in serie di diverse impedenze.

- b) *Rapporto R/X o X/R nel punto di cortocircuito*  
Per questo metodo, il fattore  $k$  è moltiplicato per un fattore 1,15 per coprire le inesattezze causate utilizzando il rapporto  $R_k / X_k$  di una riduzione di rete con impedenze complesse.

(58)

$$i_{p(b)} = 1,15 \kappa_{(b)} \sqrt{2} I_k''$$

As long as  $R/X$  remains smaller than 0,3 in all branches, it is not necessary to use the factor 1,15. It is not necessary for the product  $1,15 \cdot \kappa_{(b)}$  to exceed 1,8 in low-voltage networks or to exceed 2,0 in medium- and high-voltage networks.

The factor  $\kappa_{(b)}$  is found from figure 15 for the ratio  $R_k/X_k$  given by the short-circuit impedance  $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$  at the short-circuit location F, calculated for frequency  $f = 50$  Hz or 60 Hz.

- c) *Equivalent frequency  $f_c$*   
An equivalent impedance  $\underline{Z}_c$  of the system as seen from the short-circuit location is calculated assuming a frequency  $f_c = 20$  Hz (for a nominal frequency of  $f = 50$  Hz) or  $f_c = 24$  Hz (for a nominal frequency of  $f = 60$  Hz). The  $R/X$  or  $X/R$  ratio is then determined according to equation (59).

Finché  $R/X$  resta minore di 0,3 in tutti i rami, non è necessario utilizzare il fattore 1,15. Non è necessario che il prodotto  $1,15 \cdot \kappa_{(b)}$  sia maggiore di 1,8 nelle reti di bassa tensione o maggiore di 2,0 nelle reti a media e alta tensione.

Il fattore  $\kappa_{(b)}$  viene determinato dalla figura 15 per il rapporto  $R_k/X_k$  dato per l'impedenza di cortocircuito  $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$  nel punto di cortocircuito, calcolato per la frequenza di 50 Hz o 60 Hz.

- c) *Frequenza equivalente  $f_c$*   
Viene calcolata l'impedenza equivalente  $\underline{Z}_c$  del sistema vista dal punto del cortocircuito considerando una frequenza  $f_c = 20$  Hz (per una frequenza nominale  $f = 50$  Hz) o  $f_c = 24$  Hz (per una frequenza nominale  $f = 60$  Hz). I rapporti  $R/X$  o  $X/R$  sono allora determinati conformemente all'equazione (59).

(59a)

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

(59b)

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

where

$\underline{Z}_c = R_c + jX_c$  is the equivalent impedance of the system as seen from the short-circuit location for the assumed frequency  $f_c$ ;

$R_c$  is the real part of  $\underline{Z}_c$  ( $R_c$  is generally not equal to the  $R$  at nominal frequency);

$X_c$  is the imaginary part of  $\underline{Z}_c$  ( $X_c$  is generally not equal to the  $X$  at nominal frequency).

dove

$\underline{Z}_c = R_c + jX_c$  è l'impedenza equivalente della rete vista dal punto di cortocircuito per la frequenza ipotizzata  $f_c$ ;

$R_c$  è la parte reale di  $\underline{Z}_c$  ( $R_c$  non è generalmente uguale a  $R$  alla frequenza nominale);

$X_c$  è la parte immaginaria di  $\underline{Z}_c$  ( $X_c$  non è generalmente uguale a  $X$  alla frequenza nominale).

The factor  $\kappa$  is found from figure 15 using the  $R/X$  or  $X/R$  ratio from equation (59), or with equation (55). Method c) is recommended in meshed networks (see IEC 60909-1).

Il fattore  $\kappa$  proviene dalla figura 15 utilizzando i rapporti  $R/X$  o  $X/R$  dell'equazione (59) o dell'equazione (55). Il metodo c) è raccomandato nelle reti magliate (vedi IEC 60909-1).



When using this method in meshed networks with transformers, generators and power station units, the impedance correction factors  $K_T$ ,  $K_G$  and  $K_S$ , respectively  $K_{SO}$ , shall be introduced with the same values as for the 50 Hz or 60 Hz calculations.

Nell'uso di questo metodo nelle reti magliate con trasformatori, generatori e gruppi di produzione, i fattori di correzione d'impedenza  $K_T$ ,  $K_G$  e  $K_S$ , rispettivamente  $K_{SO}$ , devono essere introdotti con gli stessi valori usati per il calcolo a 50Hz o 60 Hz.

#### 4.3.2 Line-to-line short circuit

For a line-to-line short circuit the peak short-circuit current can be expressed by:

(60)

$$i_{p2} = \kappa \sqrt{2} I_k''$$

The factor  $\kappa$  shall be calculated according to 4.3.1.1 or to 4.3.1.2 depending on the system configuration. For simplification, it is permitted to use the same value of  $\kappa$  as for the three-phase short circuit.

When  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ , the line-to-line peak short-circuit current  $i_{p2}$  is smaller than the three-phase peak short-circuit current  $i_p$  as shown in equation (61):

(61)

$$i_{p2} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_p$$

#### Cortocircuiti bifasi

Per un cortocircuito bifase, il valore di cresta della corrente di cortocircuito può essere espresso da:

Il fattore  $\kappa$  deve essere calcolato conformemente a 4.3.1.1 o a 4.3.1.2 secondo la configurazione della rete. Per semplificare, si possono utilizzare gli stessi valori di  $\kappa$  usati per il cortocircuito trifase.

Quando  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ , il valore di cresta della corrente di cortocircuito bifase  $i_{p2}$  è minore del valore di cresta della corrente di cortocircuito trifase  $i_p$ , come si vede nell'equazione (61):

#### 4.3.3 Line-to-line short circuit with earth connection

For a line-to-line short circuit with earth connection, the peak short-circuit current can be expressed by:

(62)

$$i_{p2E} = \kappa \sqrt{2} I_{k2E}''$$

The factor  $\kappa$  shall be calculated according to 4.3.1.1 or to 4.3.1.2 depending on the system configuration. For simplification, it is permitted to use the same value for  $\kappa$  as for the three-phase short circuit.

It is only necessary to calculate  $i_{p2E}$ , when  $Z_{(0)}$  is much less than  $Z_{(1)}$  (less than about 1/4 of  $Z_{(1)}$ ).

#### Cortocircuiti bifasi a terra

Per un cortocircuito bifase e terra, il valore di cresta della corrente di cortocircuito può essere espresso da:

Il fattore  $\kappa$  deve essere calcolato conformemente a 4.3.1.1 o a 4.3.1.2 secondo la configurazione della rete. Per semplificare, si può utilizzare lo stesso valore di  $\kappa$  usato per il cortocircuito trifase.

Quando  $Z_{(0)}$  è decisamente minore di  $Z_{(1)}$  (minore di circa 1/4 di  $Z_{(1)}$ ), è solo necessario calcolare  $i_{p2E}$ .

#### 4.3.4 Line-to-earth short circuit

For a line-to-earth short circuit, the peak short-circuit current can be expressed by:

(63)

$$i_{p1} = \kappa \sqrt{2} I_{k1}''$$

#### Cortocircuiti monofasi

Per un cortocircuito monofase, il valore di cresta della corrente di cortocircuito può essere espresso da:



The factor  $\kappa$  shall be calculated according to 4.3.1.1 or to 4.3.1.2 depending on the system configuration. For simplification, it is permitted to use the same value for  $\kappa$  as for the three-phase short circuit.

Il fattore  $\kappa$  deve essere calcolato conformemente a 4.3.1.1 o a 4.3.1.2 secondo la configurazione della rete. Per semplificare, si può utilizzare lo stesso valore di  $\kappa$  usato per il cortocircuito trifase.

#### 4.4 DC component of the short-circuit current

#### Componente continua della corrente di cortocircuito

The maximum d.c. component  $i_{d.c.}$  of the short-circuit current as shown in figures 1 and 2 may be calculated with sufficient accuracy by equation (64).

La componente continua massima  $i_{c.c.}$  della corrente di cortocircuito come indicato nelle figure 1 e 2 può essere calcolata con sufficiente precisione con l'equazione (64).

(64)

$$i_{c.c.d.c.} = \kappa \sqrt{2} I_k'' e^{-2\pi f t R/X}$$

where

dove

$I_k''$  is the initial symmetrical short-circuit current;  
 $f$  is the nominal frequency;  
 $t$  is the time;  
 $R/X$  is the ratio according to 4.3.1.1 or the ratios according to the methods a) and c) in 4.3.1.2 (see also note in 3.6.1).

$I_k''$  è la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale;  
 $f$  è la frequenza nominale;  
 $t$  è il tempo;  
 $R/X$  è il rapporto di impedenza secondo 4.3.1.1 o i rapporti secondo i metodi a) e c) descritti in 4.3.1.2 (vedi anche la nota di 3.6.1).

The correct resistance  $R_G$  of the generator armature should be used and not  $R_{Gf}$ .

Si dovrebbe usare la resistenza corretta  $R_G$  dell'armatura del generatore e non  $R_{Gf}$ .

For meshed networks, the ratio  $R/X$  or  $X/R$  is to be determined by the method c) in 4.3.1.2. Depending on the product  $f \cdot t$ , where  $f$  is the frequency and  $t$  is the time, the equivalent frequency  $f_c$  should be used as follows:

Per le reti magliate, il rapporto  $R/X$  o  $X/R$  si deve determinare con il metodo c) descritto in 4.3.1.2. Secondo il prodotto  $f \cdot t$  dove  $f$  è la frequenza e  $t$  è il tempo, si raccomanda di utilizzare la frequenza equivalente  $f_c$  come segue:

$f \cdot t$	<1	<2,5	<5	<12,5
$f_c/f$	0,27	0,15	0,092	0,055

#### 4.5 Symmetrical short-circuit breaking current $I_b$

#### Corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito $I_b$

The breaking current at the short-circuit location consists in general of a symmetrical current  $I_b$  and a d.c. current  $i_{d.c.}$  at the time  $t_{min}$  according to equation (64).

La corrente di cortocircuito nel punto di guasto è in generale composta da una corrente simmetrica  $I_b$  e da una corrente continua  $i_{c.c.}$  nell'istante  $t_{min}$  conformemente all'equazione (64).

Note/Nota For some near-to-generator short circuits the value of  $i_{d.c.}$  at  $t_{min}$  may exceed the peak value of  $I_b$  and this can lead to missing current zeros.

Per alcuni cortocircuiti vicini al generatore, il valore di  $i_{c.c.}$  per  $t_{min}$  può essere maggiore del valore della corrente di cresta  $I_b$  e ciò può portare a perdere lo zero di corrente.



### Far-from-generator short circuit

For far-from-generator short circuits, the short-circuit breaking currents are equal to the initial short-circuit currents:

(65)

$$I_b = I_k''$$

(66)

$$I_{b2} = I_{k2}''$$

(67)

$$I_{b2E} = I_{k2E}''$$

(68)

$$I_{b1} = I_{k1}''$$

### Cortocircuito lontano da un generatore

Per correnti di cortocircuito lontane dal generatore, le correnti di cortocircuito d'interruzione sono uguali alle correnti di cortocircuito iniziali:

## 4.5.2 Near-to-generator short circuit

### 4.5.2.1 Single-fed three-phase short circuit

For a near-to-generator short circuit, in the case of a single fed short circuit as in figure 11b and 11c or from non-meshed networks as in figure 12, the decay to the symmetrical short-circuit breaking current is taken into account by the factor  $\mu$  according to equation (70).

## Cortocircuito vicino al generatore

### Cortocircuito con singola alimentazione trifase

Per un cortocircuito vicino al generatore, nei casi di cortocircuito con singola alimentazione come rappresentato nelle figure 11b e 11c, oppure in reti non magliate come in figura 12, il decremento della corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito è preso in considerazione con il fattore  $\mu$  conformemente all'equazione (70).

(69)

$$I_b = \mu I_k''$$

The factor  $\mu$  depends on the minimum time delay  $t_{\min}$  and the ratio  $I_{kG}''/I_{rG}$ , where  $I_{rG}$  is the rated generator current. The values of  $\mu$  in equation (70) apply if synchronous machines are excited by rotating exciters or by static converter exciters (provided, for static exciters, the minimum time delay  $t_{\min}$  is less than 0,25 s and the maximum excitation voltage is less than 1,6 times rated load excitation-voltage). For all other cases take  $\mu = 1$ , if the exact value is unknown.

When there is a unit transformer between the generator and the short-circuit location, the partial short-circuit current  $I_{ks}''$  at the high-voltage side of the unit transformer (in figure 11c) shall

Il fattore  $\mu$  dipende dal ritardo minimo  $t_{\min}$  e dal rapporto  $I_{kG}''/I_{rG}$ , dove  $I_{rG}$  è la corrente assegnata del generatore. I valori di  $\mu$  nell'equazione (70) si applicano nei casi in cui le macchine sincrone sono eccitate da eccitatori rotativi o da eccitatori a conversione statica (provvedendo a che, per gli eccitatori statici, il tempo di ritardo minimo  $t_{\min}$  sia minore di 0,25s e che la tensione massima di eccitazione sia minore di 1,6 volte la tensione di eccitazione a carico assegnata). In tutti gli altri casi, prendere  $\mu = 1$ , se non si conosce il valore esatto.

Quando si ha un trasformatore di gruppo tra il generatore e il punto di cortocircuito, la corrente di cortocircuito parziale  $I_{ks}''$  lato alta tensione del trasformatore di gruppo (vedi figura 11c) deve es-

be transferred by the rated transformation ratio to the terminal of the generator  $I''_{kG} = t_r I''_{kS}$  before calculating  $\mu$ , using the following equations:

sere rapportata al rapporto di trasformazione assegnato ai terminali del generatore  $I''_{kG} = t_r I''_{kS}$  prima di calcolare  $\mu$ , utilizzando le seguenti equazioni:

(70)

$\mu = 0,84 + 0,26 e^{-0,26 I''_{kG} / I_{rG}}$	per_ for $t_{min} = 0,02$ s
$\mu = 0,71 + 0,51 e^{-0,30 I''_{kG} / I_{rG}}$	per_ for $t_{min} = 0,05$ s
$\mu = 0,62 + 0,72 e^{-0,32 I''_{kG} / I_{rG}}$	per_ for $t_{min} = 0,10$ s
$\mu = 0,56 + 0,94 e^{-0,38 I''_{kG} / I_{rG}}$	per_ for $t_{min} \geq 0,25$ s

If  $I''_{kG}/I_{rG}$  is not greater than 2, apply  $\mu = 1$  for all values of the minimum time delay  $t_{min}$ . The factor  $\mu$  may also be obtained from figure 16. For other values of minimum time delay, linear interpolation between curves is acceptable.

Se  $I''_{kG}/I_{rG}$  non è maggiore di 2, applicare  $\mu = 1$  per tutti i valori di ritardo minimo  $t_{min}$ . Il fattore  $\mu$  può essere ottenuto anche dalla figura 16. Per gli altri valori di ritardo minimo, è accettabile l'interpolazione lineare tra curve.

Figure 16 can be used also for compound excited low-voltage generators with a minimum time delay  $t_{min}$  not greater than 0,1 s. The calculation of low-voltage breaking currents after a time delay  $t_{min}$  greater than 0,1 s is not included in this standard; generator manufacturers may be able to provide information.

La figura 16 può essere utilizzata per i generatori e bassa tensione con eccitazione compaund con ritardo minimo  $t_{min}$  non maggiore di 0,1s. Nella presente Norma non è considerato il calcolo delle correnti a bassa tensione interrotte dopo un ritardo  $t_{min}$  maggiore di 0,1s; i costruttori dei generatori possono essere in grado di fornire informazioni.

Fig. 16 Factor  $\mu$  for calculation of short-circuit breaking current  $I_b$

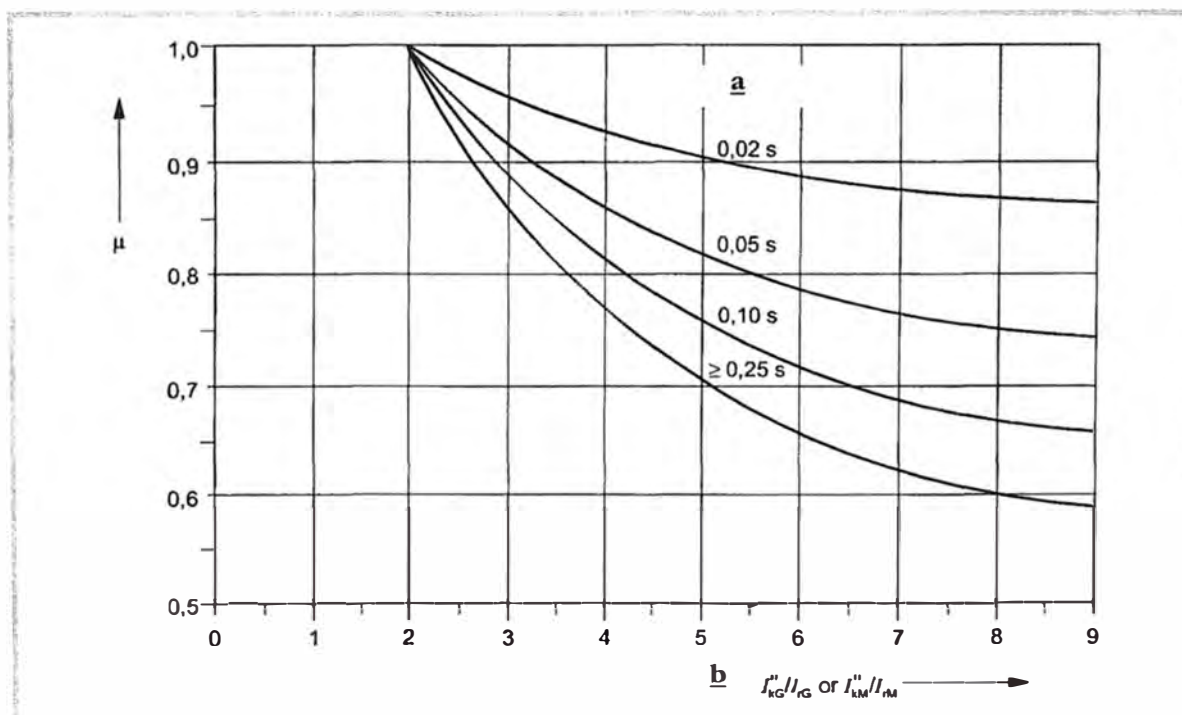
Fattore  $\mu$  per il calcolo della corrente d'interruzione di cortocircuito  $I_b$

**CAPTION**

- a** Minimum time delay  $t_{min}$
- b** Three-phase short circuit

**LEGENDA**

- a** Ritardo minimo  $t_{min}$
- b** Cortocircuito trifase



**Three-phase short circuit in non-meshed networks**

For three-phase short circuits in non-meshed networks as in figure 12, the symmetrical breaking current at the short-circuit location can be calculated by the summation of the individual breaking current contributions:

**Cortocircuito trifase nelle reti non magliate**

Per le correnti di cortocircuito trifasi nelle reti non magliate, come rappresentato in figura 12, la corrente simmetrica d'interruzione nel punto di cortocircuito può essere calcolata come somma dei singoli contributi alla corrente d'interruzione:

(71) 
$$I_b = \sum_i I_{bi}$$

Example figure 12:

Esempio di figura 12:

(72) 
$$I_b = I_{bS} + I_{bT} + I_{bM} = \mu I''_{kS} + I''_{kT} + \mu q I''_{kM}$$

where

$I''_{kS}$ ,  $I''_{kT}$  and  $I''_{kM}$  are taken as its contributions to  $I''_k$  at the short-circuit location (see figure 12);

$\mu$  is taken from equation (70) or figure 16 for synchronous generators and asynchronous motors.

In case of asynchronous motors, replace  $I''_{kG}/I_{rG}$  by  $I''_{kM}/I_{rM}$  (see table 3).

The factor  $q$  for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current for asynchronous motors may be determined as a function of the minimum time delay  $t_{min}$ .

dove

$I''_{kS}$ ,  $I''_{kT}$  e  $I''_{kM}$  sono presi come contributi a  $I''_k$  nel punto di cortocircuito (vedi figura 12);

$\mu$  è preso dall'equazione (70) o dalla figura 16 per i generatori sincroni e i motori asincroni.

Nel caso di motori asincroni, sostituire  $I''_{kG}/I_{rG}$  con  $I''_{kM}/I_{rM}$  (vedi tabella 3).

Il fattore  $q$  per il calcolo della corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito per motori asincroni può essere determinata in funzione del ritardo minimo  $t_{min}$ .

(73)

$q = 1,03 + 0,12 \ln(P_{rM}/p)$	per_for	$t_{min} = 0,02 \text{ s}$
$q = 0,79 + 0,12 \ln(P_{rM}/p)$	per_for	$t_{min} = 0,05 \text{ s}$
$q = 0,57 + 0,12 \ln(P_{rM}/p)$	per_for	$t_{min} = 0,10 \text{ s}$
$q = 0,26 + 0,10 \ln(P_{rM}/p)$	per_for	$t_{min} \geq 0,25 \text{ s}$

where

$P_{rM}$  is the rated active power in MW;  
 $p$  is the number of pairs of poles of the motor.

dove

$P_{rM}$  è la potenza attiva assegnata in MW;  
 $p$  è il numero di paia poli del motore.

If the calculation in equation (73) provides larger values than 1 for  $q$ , assume that  $q = 1$ . Factor  $q$  may also be obtained from figure 17.

Se il calcolo nell'equazione (73) dà valori di  $q$  maggiori di 1, si assume  $q = 1$ . Il fattore  $q$  può essere ottenuto anche dalla figura 17.



Fig. 17 **Factor  $q$  for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors**

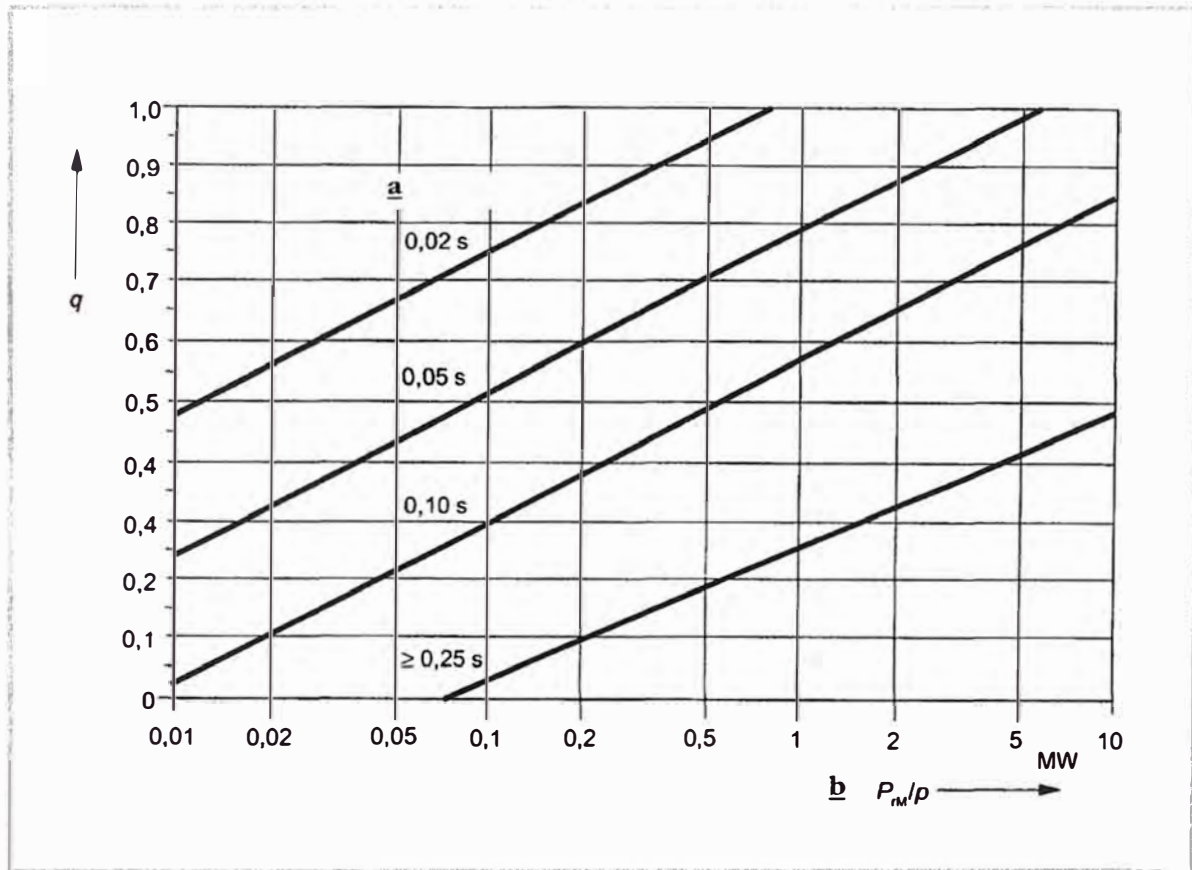
**Fattore  $q$  per il calcolo della corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito dei motori asincroni**

**CAPTION**

- a Minimum time delay  $t_{min}$
- b Active power of the motor per pair of poles

**LEGENDA**

- a Ritardo minimo  $t_{min}$
- b Potenza attiva del motore per paia poli



**4.5.2.3 Three-phase short circuit in meshed networks**

At first the current at the short-circuit location is calculated for the time of breaking, and then the partial currents in the branches where the circuit breakers are located.

The short-circuit breaking current  $I_b$  in meshed networks shall be calculated by:

**Cortocircuito trifase nelle reti magliate**

Prima di tutto viene calcolata la corrente nel punto di cortocircuito nell'istante d'interruzione, e dopo le correnti parziali nei rami dove sono collocati i dispositivi di interruzione.

La corrente d'interruzione di cortocircuito  $I_b$  nelle reti magliate deve essere calcolata con:

(74)

$$I_b = I_k^n$$

Currents calculated with equation (74) are larger than the real symmetrical short-circuit breaking currents.

For increased accuracy, equations (75), (76), and (77) can be used.

Le correnti calcolate con l'equazione (74) sono maggiori delle correnti simmetriche d'interruzione di cortocircuito reali.

Per una maggiore precisione, possono essere utilizzate le equazioni (75), (76) e (77).



$$(75) \quad I_b = I_k'' - \sum_i \frac{\Delta U_{Gi}''}{cU_n/\sqrt{3}} (1 - \mu_i) I_{kGi}'' - \sum_j \frac{\Delta U_{Mj}''}{cU_n/\sqrt{3}} (1 - \mu_j q_j) I_{kMj}''$$

$$(76) \quad \Delta U_{Gi}'' = j_j X_{diK}'' I_{kGi}''$$

$$(77) \quad \Delta U_{Mj}'' = j X_{Mj}'' I_{kMj}''$$

where

$\mu_i, \mu_j$  are the values given in equation (70) for both synchronous (i) and asynchronous (j) machines;

$q_j$  is the value given in equation (73) for asynchronous motors (j);

$cU_n/\sqrt{3}$  is the equivalent voltage source at the short-circuit location;

$I_k'', I_b$  are respectively the initial symmetrical short-circuit current and the symmetrical short-circuit breaking current with influence of all network feeders, synchronous machines and asynchronous motors;

$\Delta U_{Gi}'', \Delta U_{Mj}''$  are the initial voltage drops at the terminals of the synchronous machines (i) and the asynchronous motors (j);

$X_{diK}''$  is the corrected subtransient reactance of the synchronous machine (i):  
 $X_{diK}'' = K_v X_{di}''$  with  $K_v = K_G, K_S$  or  $K_{SO}$ ;

$X_{Mj}''$  is the reactance for the asynchronous motor (j);

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

dove

$\mu_i, \mu_j$  sono i valori dati nell'equazione (70), sia per le macchine sincrone (i) sia per le asincrone (j);

$q_j$  è il valore dato nell'equazione (73) per i motori asincroni (j);

$cU_n/\sqrt{3}$  è la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito;

$I_k'', I_b$  sono rispettivamente la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale e la corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito con l'apporto di tutte le reti di alimentazione, delle macchine sincrone e dei motori asincroni;

$\Delta U_{Gi}'', \Delta U_{Mj}''$  sono le variazioni di tensione iniziali ai terminali delle macchine sincrone (i) e dei motori asincroni (j);

$X_{diK}''$  è la reattanza subtransitoria corretta della macchina sincrone (i):  
 $X_{diK}'' = K_v X_{di}''$  con  $K_v = K_G, K_S$  or  $K_{SO}$ ;

$X_{Mj}''$  è la reattanza del motore asincrono (j);

$I_{kGi}'', I_{kMj}''$  sono i contributi alla corrente di cortocircuito simmetrica iniziale delle macchine sincrone (i) e dei motori asincroni (j) misurati ai terminali delle macchine.

Note that the values  $I''$  and  $\Delta U''$  of equations (76) and (77) are measured at terminals of the machine and that they are related to the same voltage.

If the short circuit is a far-from-motor short circuit i.e.  $\mu_i = 1$ , then take  $1 - \mu_i q_i = 0$ , independent of the value  $q_j$ .

Si noti che i valori  $I''$  e  $\Delta U''$  delle equazioni (76) e (77) sono misurati ai terminali della macchina e che essi sono relativi alla stessa tensione.

Se il cortocircuito è un cortocircuito lontano da un motore esempio  $\mu_i = 1$ , allora prendere  $1 - \mu_i q_i = 0$ , indipendentemente dal valore di  $q_j$ .



#### 4.5.2.4 Unbalanced short circuits

For unbalanced short-circuit currents, the flux decay in the generator is not taken into account, and equations (66) to (68) apply.

#### 4.6 Steady-state short-circuit current $I_k$

The calculation of the steady-state short-circuit current  $I_k$  is less accurate than the calculation of the initial short-circuit current  $I_k''$ .

#### 4.6.1 Three-phase short circuit of one generator or one power station unit

For near-to-generator three-phase short circuits fed directly from one synchronous generator or one power station unit only, according to figure 11b or 11c, the steady-state short-circuit current  $I_k$  depends on the excitation system, the voltage regulator action, and saturation influences.

Synchronous machines (generators, motors, or compensators) with terminal-fed static exciters do not contribute to  $I_k$  in the case of a short-circuit at the terminals of the machine, but they contribute to  $I_k$  if there is an impedance between the terminals and the short-circuit location. A contribution is also given if, in case of a power station unit, the short-circuit occurs on the high-voltage side of the unit transformer (see figure 11c).

#### 4.6.1.1 Maximum steady-state short-circuit current

For the calculation of the maximum steady-state short-circuit current, the synchronous generator may be set at the maximum excitation.

#### Cortocircuito asimmetrico

Per le correnti di cortocircuito asimmetriche, non viene considerato il decremento di flusso del generatore e si applicano le equazioni da (66) a (68).

#### Corrente di cortocircuito permanente $I_k$

Il calcolo della corrente di cortocircuito permanente  $I_k$  è meno preciso della corrente di cortocircuito iniziale  $I_k''$ .

#### Cortocircuito trifase di un generatore o di un gruppo di produzione

Per cortocircuiti trifasi vicini ad un generatore alimentato direttamente da un solo generatore sincrono o da un solo gruppo di produzione, conformemente alla figura 11b o 11c, la corrente di cortocircuito permanente  $I_k$  dipende dal sistema di eccitazione, dall'azione del regolatore di tensione e dalle influenze di saturazione.

Le macchine sincrone (generatori, motori o compensatori) con eccitazione statica ai morsetti non partecipano a  $I_k$  nel caso di cortocircuito ai terminali della macchina, partecipano invece a  $I_k$  se c'è un'impedenza tra i terminali e il punto di cortocircuito. Viene dato anche un contributo se, nel caso di un gruppo di produzione, il cortocircuito si manifesta sul lato alta tensione del trasformatore di gruppo (vedi figura 11c).

#### Corrente di cortocircuito permanente massima

Per il calcolo della corrente di cortocircuito permanente massima, l'alternatore sincrono può essere regolato all'eccitazione massima.

(78)

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{k''}$$

For static excitation systems fed from the generator terminals and a short circuit at the terminals, the field voltage collapses as the terminal voltage collapses, therefore take  $\lambda_{max} = \lambda_{min} = 0$  in this case.

$\lambda_{max}$  may be obtained from figures 18 or 19 for cylindrical rotor generators or salient-pole generators. The saturated reactance  $x_{dsat}$  is the reciprocal of the saturated no-load short-circuit ratio.

$\lambda_{max}$ -curves of series 1 are based on the highest possible excitation voltage according to either 1,3 times the rated excitation at rated apparent power and power factor for cylindrical rotor generators (figure 18a) or 1,6 times the rated excitation voltage for salient-pole generators (figure 19a).

Per i sistemi con eccitazione statica alimentata dai terminali del generatore e cortocircuito ai terminali, la tensione di campo crolla quando crolla la tensione ai terminali, in questo caso si prendere  $\lambda_{max} = \lambda_{min} = 0$ .

$\lambda_{max}$  può essere ottenuto dalla figura 18 o 19 per turbo generatori o per macchine a poli salienti. La reattanza saturata  $x_{dsat}$  è il reciproco del rapporto di cortocircuito saturato a vuoto.

Le curve  $\lambda_{max}$  della serie 1 sono basate sulla più alta tensione di eccitazione possibile presa uguale a 1,3 volte l'eccitazione assegnata al carico assegnato e al fattore di potenza per il turbo generatore (figura 18a), o a 1,6 volte la tensione di eccitazione assegnata per i generatori a poli salienti (figura 19a).

$\lambda_{\max}$ -curves of series 2 are based on the highest possible excitation-voltage according to either 1,6 times the rated excitation at rated apparent power and power factor for cylindrical rotor generators (figure 18b), or 2,0 times the rated excitation voltage for salient-pole generators (figure 19b).

Le curve  $\lambda_{\max}$  della serie 2 sono basate sulla più alta tensione di eccitazione possibile presa uguale a 1,6 volte la tensione di eccitazione assegnata al carico e al fattore di potenza assegnato per i turbo generatori (figura 18b), o a 2,0 volte la tensione di eccitazione assegnata per i generatori a poli salienti (figura 19b).

Fig. 18  $\lambda_{\min}$  and  $\lambda_{\max}$  factors for cylindrical rotor generators

Fattori  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$  per i turbo generatori

CAPTION

LEGENDA

a Tree-phase short-circuit ratio

a Rapporto di cortocircuito trifase

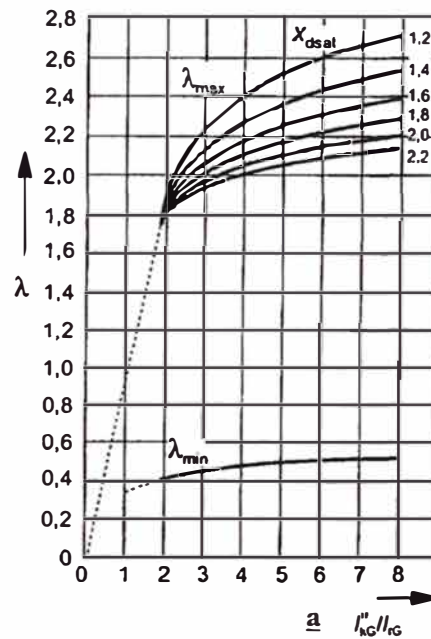
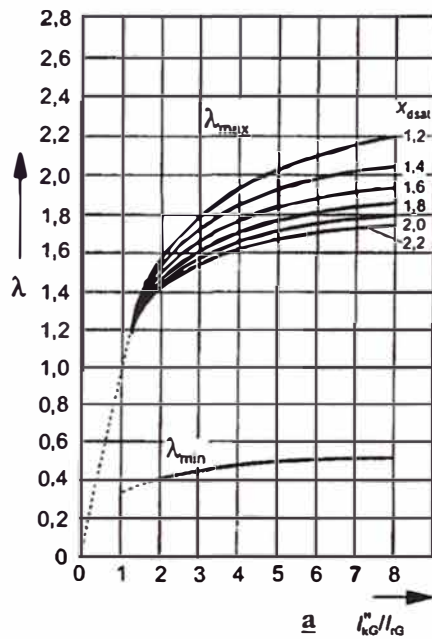


Fig. 18a – fattori  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$  della serie 1 (vedi 4.6.1.1)

Fig. 18b – fattori  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$  della serie 2 (vedi 4.6.1.1)

Fig. 18a –  $\lambda_{\min}$  and  $\lambda_{\max}$  factors of series 1 (see 4.6.1.1)

Fig. 18b –  $\lambda_{\min}$  and  $\lambda_{\max}$  factors of series 2 (see 4.6.1.1)



Fig. 19 Factors  $\lambda_{\min}$  and  $\lambda_{\max}$  for salient-pole generators

Fattori  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$  per i generatori a poli salienti

**CAPTION**

**LEGENDA**

**a** Three-phase short-circuit ratio

**a** Rapporto di cortocircuito trifase

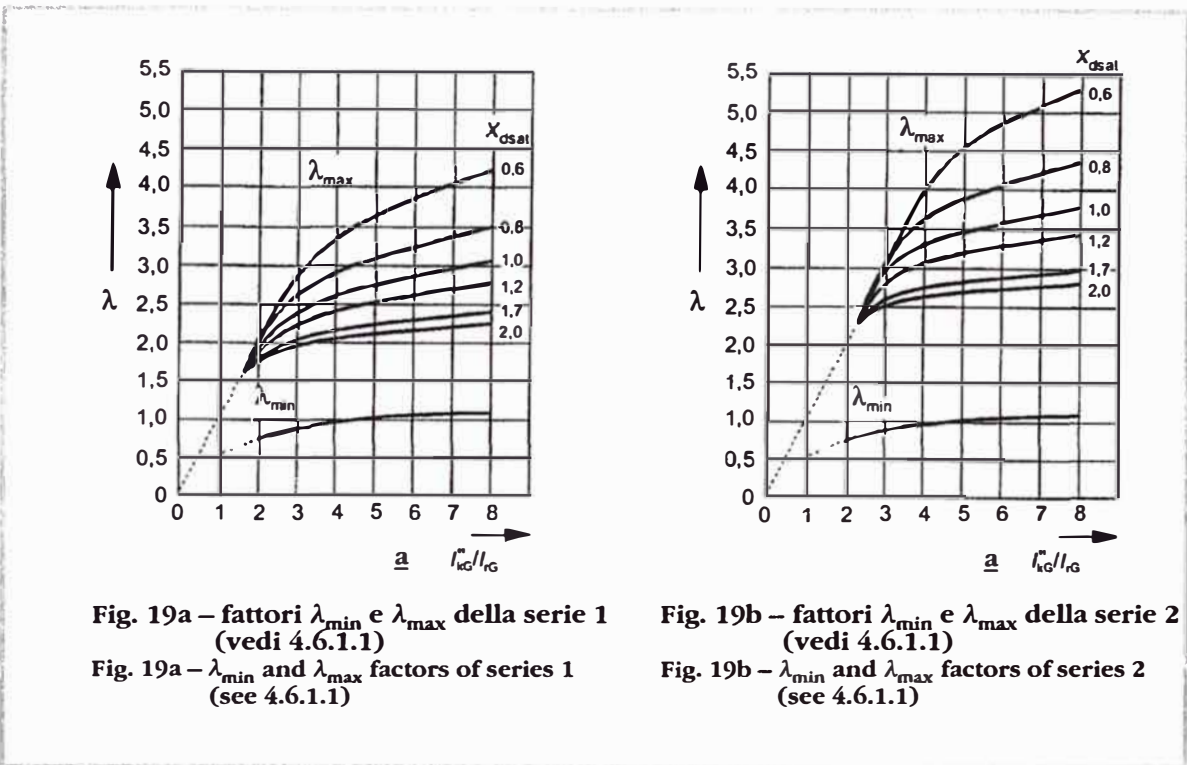


Fig. 19a – fattori  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$  della serie 1 (vedi 4.6.1.1)

Fig. 19b – fattori  $\lambda_{\min}$  e  $\lambda_{\max}$  della serie 2 (vedi 4.6.1.1)

Fig. 19a –  $\lambda_{\min}$  and  $\lambda_{\max}$  factors of series 1 (see 4.6.1.1)

Fig. 19b –  $\lambda_{\min}$  and  $\lambda_{\max}$  factors of series 2 (see 4.6.1.1)

$\lambda_{\max}$ -curves of series 1 or 2 may also be applied in the case of terminal-fed static exciters, if the short circuit is at the high-voltage side of the unit transformer of a power station unit or in the system, and if the maximum excitation voltage is chosen with respect to the partial breakdown of the terminal voltage of the generator during the short circuit.

Si possono applicare le curve  $\lambda_{\max}$  della serie 1 o della serie 2 anche nei casi di eccitazione statica ai terminali, se il cortocircuito è sul lato alta tensione del trasformatore di gruppo di un gruppo di produzione o nel sistema, e se la tensione di eccitazione massima viene scelta in rapporto al crollo parziale della tensione ai terminali del generatore durante il cortocircuito.

Note/Nota The calculation of the  $\lambda_{\max}$ -curves is possible with equation (87) from IEC 60909-1, taking into account that  $I_{kG}''/I_G = \lambda_{\max}$  is valid for ratios  $I_{kG}''/I_G \leq 2$ . This occurs in the case of a far-from-generator short circuit.

Il calcolo delle curve  $\lambda_{\max}$  è possibile con l'equazione (87) della IEC 60909-1, tenendo conto che  $I_{kG}''/I_G = \lambda_{\max}$  è valido per il rapporto  $I_{kG}''/I_G \leq 2$ . Ciò avviene nel caso di un cortocircuito lontano dal generatore.

**4.6.1.2 Minimum steady-state short-circuit current**

**Corrente di cortocircuito permanente minima**

For the minimum steady-state short-circuit current in the case of a single-fed short circuit from one generator or one power station unit according to figures 11b and 11c, constant no-load excitation (voltage regulator not being effective) of the synchronous machine is assumed:

Per la corrente di cortocircuito permanente minima nel caso di un cortocircuito con alimentazione singola prodotta da un generatore o da un gruppo di produzione conformemente le figure 11b e 11c, si suppone che l'eccitazione costante a vuoto (il regolatore di tensione non è efficiente) della macchina sincrona è:

(79)

$$I_{kmin} = \lambda_{\min} I_{rG}$$

$\lambda_{\min}$  may be obtained from figures 18 and 19. In the case of minimum steady-state short circuit introduce  $c = c_{\min}$ , according to table 1.

$\lambda_{\min}$  si può ottenere dalle figure 18 e 19. Nel caso di un cortocircuito permanente minimo, introdurre  $c = c_{\min}$ , conformemente alla tabella 1.





The calculation of the minimum steady-state short-circuit current in the case of a near-to-generator short circuit, fed by one or several similar and parallel working generators with compound excitation, is made as follows:

Il calcolo della corrente di cortocircuito permanente minima in un cortocircuito vicino a un generatore, alimentato da uno o più generatori simili funzionanti in parallelo con eccitazione compound, si effettua come segue:

$$(80) \quad I_{kmin} = \frac{c_{min} U_n}{\sqrt{3} \sqrt{R_k^2 + X_k^2}}$$

For the effective reactance of the generators, introduce:

Per la reattanza effettiva del generatore, introdurre:

$$(81) \quad X_{dP} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} I_{kP}}$$

$I_{kP}$  is the steady-state short-circuit current of a generator at a three-phase terminal short-circuit. The value should be obtained from the manufacturer.

$I_{kP}$  è la corrente di cortocircuito permanente di un generatore con cortocircuito trifase ai terminali. Si dovrebbe poter ottenere il valore dal costruttore.

### 6.2 Three-phase short circuit in non-meshed networks

### Corrente di cortocircuito trifase nelle reti non magliate

In the case of a three-phase short circuit in non-meshed networks, as in figure 12, the steady-state short-circuit current at the short-circuit location can be calculated by the summation of the individual steady-state short-circuit current contributions:

Nel caso di cortocircuiti trifasi nelle reti non magliate come quelle di figura 12, la corrente di cortocircuito permanente nel punto di cortocircuito può essere calcolata come somma dei contributi delle singole correnti di cortocircuito permanenti:

$$(82) \quad I_k = \sum_i I_{ki}$$

Example figure 12:

esempio di figura 12:

$$(83) \quad I_k = I_{kS} + I_{kT} + I_{kM} = \lambda I_{rGt} + I_{kT}''$$

$\lambda$  ( $\lambda_{max}$  or  $\lambda_{min}$ ) is found from figures 18 and 19.  $I_{rGt}$  is the rated current of the generator transferred to the high-voltage side (see 4.2.1.2) of the unit transformer in figure 12.

$\lambda$  ( $\lambda_{max}$  o  $\lambda_{min}$ ) è dato dalle figure 18 e 19.  $I_{rGt}$  è la corrente assegnata del generatore riportata lato alta tensione (vedi 4.2.1.2) del trasformatore di gruppo della figura 12.

In the case of network feeders or network feeders in series with transformers (see figure 12)

Nel caso di reti di alimentazione o di reti di alimentazioni in serie con trasformatori (vedi figura 12), è valido  $I_k = I_k''$  (cortocircuito lontano dal generatore).

$I_k = I_k''$  is valid (far-from-generator short circuit).

Conformemente all'equazione (99) della tabella 3, la corrente di cortocircuito permanente dei motori asincroni è nulla nel caso di cortocircuito trifase ai terminali (figura 12 e equazione (83)).

With respect to equation (99) in table 3 the steady-state short-circuit current of asynchronous motors is zero in the case of a three-phase short circuit at the terminals (figure 12 and equation (83)).

When calculating  $I_{kmax}$  or  $I_{kmin}$ , the factor  $c_{max}$  or  $c_{min}$  is taken from table 1.

Nel calcolo di  $I_{kmax}$  o  $I_{kmin}$ , il fattore  $c_{max}$  o  $c_{min}$  è preso dalla tabella 1.



#### 4.6.3 Three-phase short circuit in meshed networks

In meshed networks with several sources the steady-state short-circuit current may be calculated approximately by:

$$(84) \quad I_{k\max} = I''_{k\max M}$$

$$(85) \quad I_{k\min} = I''_{k\min}$$

$I''_{k\max} = I''_k$  is found according to 2.4 and 4.2.1.5, and  $I''_{k\min}$  according to 2.5 and 4.2.1.5.

Equations (84) and (85) are valid in the case of far-from-generator and in the case of near-to-generator short circuits.

#### Cortocircuito trifase nelle reti magliate

Nelle reti magliate con più sorgenti, la corrente di cortocircuito permanente può essere calcolata approssimativamente da:

$I''_{k\max} = I''_k$  si trova conformemente a 2.4 e 4.2.1.5, e  $I''_{k\min}$  conformemente a 2.5 e 4.2.1.5.

Le equazioni (84) e (85) sono valide nel caso di cortocircuiti lontani o vicini al generatore.

#### 4.6.4 Unbalanced short circuits

In all cases for steady-state unbalanced short circuits, the flux decay in the generator is not taken into account and the following equations should be used:

$$(86) \quad I_{k2} = I''_{k2}$$

$$(87) \quad I_{k2E} = I''_{k2E}$$

$$(88) \quad I_{kE2E} = I''_{kE2E}$$

$$(89) \quad I_{k1} = I''_{k1}$$

In the case of minimum steady-state short circuits introduce  $c = c_{\min}$  according to table 1, see 2.5.

#### Cortocircuiti asimmetrici

In tutti i casi, per le correnti di cortocircuito permanenti asimmetriche, il decremento del flusso del generatore non è preso in considerazione e si dovrebbero usare le seguenti equazioni:

Nel caso di cortocircuiti permanenti minimi, introdurre  $c = c_{\min}$  conformemente alla tabella 1, vedi 2.5.

#### 4.6.5 Short circuits at the low-voltage side of transformers, if one line conductor

is interrupted at the high-voltage side

When fuses are used as incoming protection at the high-voltage side of network transformers, a short circuit at the secondary side may cause

#### Cortocircuiti lato bassa tensione dei trasformatori, con una fase interrotta sul lato alta tensione

Quando sono utilizzati fusibili come protezione in entrata sul lato alta tensione dei trasformatori di rete, un cortocircuito lato secondario può far sì che un fusibile interrompa la corrente prima che



one fuse to clear before the other high-voltage fuses or a circuit-breaker eliminates the short circuit. This can lead to a situation where the partial short-circuit currents are too small to operate any further protection device, particularly in the case of minimum short-circuit currents. Electrical equipment may be overstressed due to the short-circuit duration.

Figure 20 describes this situation with balanced and unbalanced short circuits with earth connection at the short-circuit location F.

gli altri fusibili lato alta tensione o un interruttore eliminino il cortocircuito. Ciò può determinare una situazione in cui le correnti di cortocircuito parziali sono troppo basse per far sì che intervenga un altro dispositivo di protezione, in particolare nei casi di correnti di cortocircuito minime. I componenti elettrici possono essere sovraccaricati a causa della durata del cortocircuito.

La figura 20 descrive questa situazione con cortocircuiti simmetrici e asimmetrici con messa a terra nel punto di cortocircuito.

Fig. 20 **Transformer secondary short circuits, if one line (fuse) is opened on the high-voltage side of a transformer Dyn5**

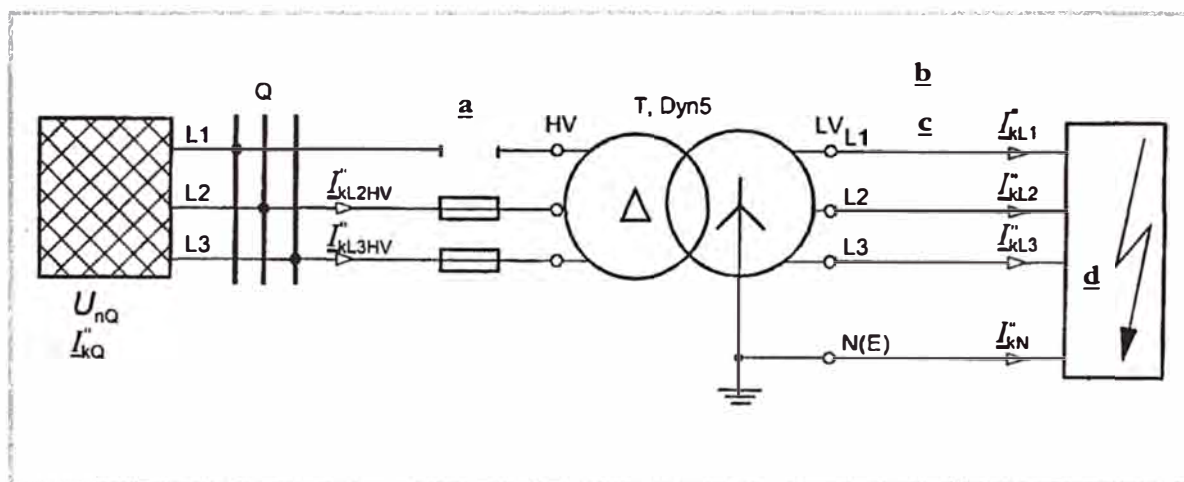
**Cortocircuiti al secondario di trasformatori, se una fase viene interrotta (fusibile) sul lato alta tensione di un trasformatore Dyn5**

**CAPTION**

- a** Fuses
- b** Low-voltage system  $U_n$
- c** Line
- d** Short-circuit location F

**LEGENDA**

- a** Fusibili
- b** Sistema a bassa tensione  $U_n$
- c** Linea
- d** Punto di cortocircuito F



The short-circuit currents,  $I''_{kL1}$ ,  $I''_{kL2}$ ,  $I''_{kL3}$  and  $I''_{kN}$  at the low-voltage side of the transformer in figure 20 can be calculated using equation (90) with the equivalent voltage source  $cU_n/\sqrt{3}$  at the short-circuit location F. The partial short-circuit currents  $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$  at the high-voltage side in figure 20 may also be calculated with equation (90) using appropriate values for the factor  $\alpha$ . In all cases  $I''_{kv}$  is equal to  $I_{kv}$ , because the short circuits are far-from-generator short circuits (see 1.3.17 and figure 1).

Le correnti di cortocircuito  $I''_{kL1}$ ,  $I''_{kL2}$ ,  $I''_{kL3}$  e  $I''_{kN}$  lato bassa tensione del trasformatore di figura 20 possono essere calcolate utilizzando l'equazione (90) con la sorgente di tensione equivalente  $cU_n/\sqrt{3}$  nel punto di cortocircuito F. Le correnti di cortocircuito parziali  $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$  lato alta tensione di figura 20 possono ugualmente essere calcolate con l'equazione (90) utilizzando differenti valori per il fattore  $\alpha$ . In tutti i casi  $I''_{kv}$  è uguale a  $I_{kv}$ , perché i cortocircuiti sono cortocircuiti lontani dal generatore (vedi 1.3.17 e figura 1).

(90)

$$I''_{kv} = \alpha \frac{cU_n}{\sqrt{3} |Z_{Qt} + K_T Z_T + Z_L + \beta(K_T Z_{(0)T} + Z_{(0)L})|}$$

where

$v$  represents L1, L2, L3, N(E) at the low-voltage side and L2 HV, L3 HV at the high-voltage side;

dove

$v$  rappresenta L1, L2, L3, N(E) lato bassa tensione e L2 HV, L3 HV lato alta tensione;



$$Z_{Qt} + K_T Z_T + Z_L$$

is the resultant impedance in the positive-sequence system at the LV-side ( $Z_T = Z_{TLV}$ );

$$K_T Z_{(0)T} + Z_{(0)L}$$

is the resultant impedance in the zero-sequence system at the LV-side;

$\alpha, \beta$  are factors given in table 2.

Any line-to-line short circuits without earth connection cause currents smaller than the rated currents, therefore this case is not taken into account in table 2.

$$Z_{Qt} + K_T Z_T + Z_L$$

è l'impedenza risultante nei sistemi di sequenza diretta lato BT ( $Z_T = Z_{TLV}$ );

$$K_T Z_{(0)T} + Z_{(0)L}$$

è l'impedenza risultante nei sistemi omopolari lato BT;

$\alpha, \beta$  sono i fattori dati nella tabella 2.

Tutti i cortocircuiti bifasi senza messa a terra provocano correnti più deboli di quelle assegnate, infatti questo caso non è considerato nella tabella 2.

Tab. 2 **Factors  $\alpha$  and  $\beta$  for the calculation of short-circuit currents with equation (90)**

**Rated transformation ratio  $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$**

**Fattori  $\alpha$  e  $\beta$  per il calcolo delle correnti di cortocircuito con l'equazione (90)**

**Rapporto di trasformazione assegnato  $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$**

Cortocircuito in F (vedi figura 20) Short circuit in F (see figure 20)	Cortocircuito trifase Three-phase short circuit	Cortocircuito bifase a terra Line-to-line short circuit with earth connection		Cortocircuito monofase Line-to-earth short circuit
Linee interessate lato bassa tensione Affected lines at the low-voltage side	L1, L2, L3 L1, L2, L3, N(E)	L 1, 2, N(E)	L1, L2, N(E) L2, L3, N(E)	L2, N(E) <sup>1)</sup>
Fattore Factor $\beta$	0	2	0,5	0,5
Fattore $\alpha$ (BT) per le correnti Factor $\alpha$ (LV) for the current				
$I''_{kL1}$	0,5	1,5	—	—
$I''_{kL2}$	1,0	—	1,5	1,5
$I''_{kL3}$	0,5	1,5	—	—
$I''_{kN}$	—	3,0	1,5	1,5
Fattore $\alpha$ (AT) per le correnti $I''_{kV}$ $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$ Factor $\alpha$ (HV) for the current $I''_{kV}$ $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$

(1) In caso di cortocircuiti monofasi L1 o N(E), le correnti deboli risultanti sono determinate dalle impedenze del circuito aperto del trasformatore. Ciò si può trascurare.  
In the case of line-to-earth short circuits L1, N(E) or L3, N(E), the resulting small currents are stipulated by the transformer open-circuit impedances. They may be neglected.

No short-circuit current on the low-voltage or on the high-voltage side of the transformer in figure 20 is higher than the highest balanced or unbalanced short-circuit current in the case of an intact HV-feeding (see figure 10). Therefore equation (90) is only of interest for the calculation of minimum short-circuit currents (see table 1 for  $c = c_{min}$ , and 2.5).

Nessuna corrente di cortocircuito lato bassa o alta tensione del trasformatore di figura 20 può essere maggiore della corrente di cortocircuito simmetrica o asimmetrica più alta nei casi di alimentazione AT integra (vedi figura 10). Infatti l'equazione (90) è di interesse soltanto per il calcolo delle correnti di cortocircuito minime (vedi tabella 1 per  $c = c_{min}$  e 2.5).

#### 4.7 Terminal short circuit of asynchronous motors

In the case of three-phase and line-to-line short circuits at the terminals of asynchronous motors, the partial short-circuit currents  $I''_{kM}$ ,  $i''_{pM}$ ,  $I''_{bM}$ , and  $I''_{kM}$  are evaluated as shown in table 3. For grounded systems the influence of motors

#### Cortocircuito ai terminali dei motori asincroni

Nel caso di cortocircuiti trifasi e bifasi ai terminali dei motori asincroni, le correnti di cortocircuito parziali  $I''_{kM}$ ,  $i''_{pM}$ ,  $I''_{bM}$  e  $I''_{kM}$  sono valutate come indicato nella tabella 3. Per i sistemi messi a terra, l'influenza dei motori sulla corrente di cortocircui-



on the line-to-earth short-circuit current cannot be neglected. Take the impedances of the motors with  $Z_{(1)M} = Z_{(2)M} = Z_M$  and  $Z_{(0)M}$ . If the motor is not earthed, the zero-sequence impedance becomes  $Z_{(0)M} = \infty$ .

to bifase non può essere trascurata. Prendere le impedenze dei motori con  $Z_{(1)M} = Z_{(2)M} = Z_M$  e  $Z_{(0)M}$ . Se i motori non sono messi a terra, l'impedenza omopolare diviene  $Z_{(0)M} = \infty$ .

Tab. 3 **Calculation of short-circuit currents of asynchronous motors in the case of a short circuit at the terminals (see 4.7)**

**Calcolo delle correnti di cortocircuito dei motori asincroni nel caso di cortocircuito ai terminali (vedi 4.7)**

Cortocircuito Short circuit	Cortocircuito trifase Three-phase short circuit	Cortocircuito bifase Line-to-line short circuit	Cortocircuito monofase Line-to-earth short circuit
Corrente di cortocircuito simmetrica iniziale Initial symmetrical short-circuit current	$I''_{k3M} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_M} \quad (91)$	$I''_{k2M} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_{k3M} \quad (92)$	vedi _See 4.7
Valore di cresta della corrente di cortocircuito Peak short-circuit current	$i_{p3M} = \kappa_M \sqrt{2} I''_{k3M} \quad (93)$	$i_{p2M} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_{p3M} \quad (94)$	$i_{p1M} = \kappa_M \sqrt{2} I''_{k1M} \quad (95)$
Motori a media tensione_Medium-voltage motors: $\kappa_M = 1,65$ (corrispondenti a $R_M/X_M = 0,15$ ) per potenze del motore per paia poli <1 MW $\kappa_M = 1,65$ (corresponding to $R_M/X_M = 0,15$ ) for motor powers per pair of poles <1 MW $\kappa_M = 1,75$ (corrispondenti a $R_M/X_M = 0,10$ ) per potenze del motore per paia poli $\geq 1$ MW $\kappa_M = 1,75$ (corresponding to $R_M/X_M = 0,10$ ) for motor powers per pair of poles $\geq 1$ MW Gruppi di motori a bassa tensione con cavi di connessione $\kappa_M = 1,3$ (corrispondenti a $R_M/X_M = 0,42$ ) Low-voltage motor groups with connection cables: $\kappa_M = 1,3$ (corresponding to $R_M/X_M = 0,42$ )			
Corrente simmetrica d'interruzione di cortocircuito Symmetrical short-circuit breaking current	$I_{b3M} = \mu q I''_{k3M} \quad (96)$	$I_{b2M} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_{k3M} \quad (97)$	$I_{b1M} = I''_{k1M} \quad (98)$
$\mu$ conformemente all'equazione (70) o alla figura 16, con $I''_{kM}/I_{rM}$ $\mu$ according to equation (70) or figure 16, with $I''_{kM}/I_{rM}$ $q$ conformemente all'equazione (73) o alla figura 17 $q$ according to equation (73) or figure 17.			
Corrente di cortocircuito permanente Steady-state short-circuit current	$I_{k3M} = 0 \quad (99)$	$I_{k2M} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_{k3M} \quad (100)$	$I_{k1M} = I''_{k1M} \quad (101)$

### Joule integral and thermal equivalent short-circuit current

The joule integral  $\int i^2 dt$  is a measure of the energy generated in the resistive element of the system by the short-circuit current. In this standard it is calculated using a factor  $m$  for the time-dependent heat effect of the d.c. component of the short-circuit current and a factor  $n$  for the time-dependent heat effect of the a.c. component of the short-circuit current (see figures 21 and 22)

### Integrale di Joule e corrente di cortocircuito termica equivalente

L'integrale di Joule  $\int i^2 dt$  è una misura dell'energia generata dall'elemento resistivo del sistema per una corrente di cortocircuito. Nella presente Norma viene calcolato utilizzando un fattore  $m$  per l'effetto calore in funzione del tempo della componente continua della corrente di cortocircuito e un fattore  $n$  per l'effetto calore funzione del tempo della componente alternata della corrente di cortocircuito (vedi figure 21 e 22).



(102)

$$\int_0^{T_k} i^2 dt = I_k''^2 (m+n) T_k = I_{th}^2 T_k$$

The thermal equivalent short-circuit current is: La corrente di cortocircuito termica equivalente è:

(103)

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m+n}$$

For a series of  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, r$ ) three-phase successive individual short-circuit currents, the following equation shall be used for the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current.

Per una serie di  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, r$ ) di singole correnti di cortocircuito trifasi successive, deve essere utilizzata l'equazione seguente ai fini calcolo dell'integrale di Joule o della corrente di cortocircuito termica equivalente.

(104)

$$\int i^2 dt = \sum_{i=1}^{i=r} I_{ki}''^2 (m_i + n_i) T_{ki} = I_{th}^2 T_k$$

(105)

$$I_{th} = \sqrt{\frac{\int i^2 dt}{T_k}}$$

with

con

(106)

$$T_k = \sum_{i=1}^{i=r} T_{ki}$$

where

dove

$I_{ki}''$	is the initial symmetrical three-phase short-circuit current for each short circuit	$I_{ki}''$	è la corrente di cortocircuito simmetrica iniziale trifase per ciascun cortocircuito
$I_{th}$	is the thermal equivalent short-circuit current	$I_{th}$	è la corrente di cortocircuito termica equivalente
$m_i$	is the factor for the heat effect of the d.c. component for each short-circuit current	$m_i$	è il fattore per l'effetto termico della componente continua per ciascun cortocircuito
$n_i$	is the factor for the heat effect of the a.c. component for each short-circuit current	$n_i$	è il fattore per l'effetto termico della componente alternata per ciascun cortocircuito
$T_{ki}$	is the duration of the short-circuit current for each short circuit	$T_{ki}$	è la durata della corrente di cortocircuito per ciascun cortocircuito
$T_k$	is the sum of the durations for each short-circuit current (see equation (106))	$T_k$	è la somma delle durate della corrente per ciascun cortocircuito

The Joule integral and the thermal equivalent short-circuit current should always be given with the short-circuit duration with which they are associated.

L'integrale di Joule e la corrente di cortocircuito termica equivalente dovrebbero essere sempre forniti insieme alla durata del cortocircuito alla quale essi sono associati.



Fig. 21 Factor  $m$  for the heat effect of the d.c. component of the short-circuit current  
 (for programming, the equation for  $m$  is given in annex A)

Fattore  $m$  per l'effetto termico della componente continua della corrente di cortocircuito  
 (per la programmazione, l'equazione relativa a  $m$  è data nell'Allegato A)

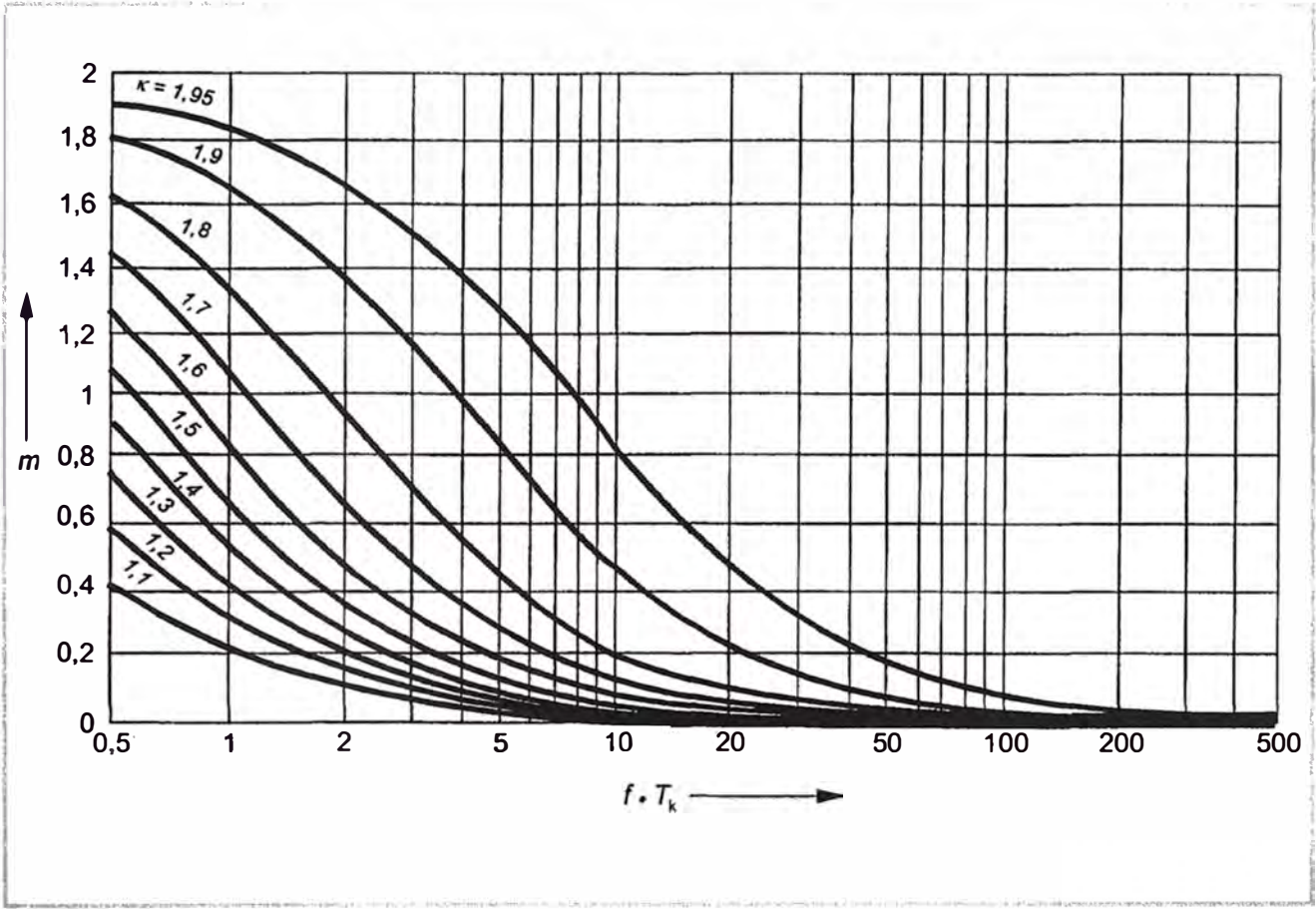
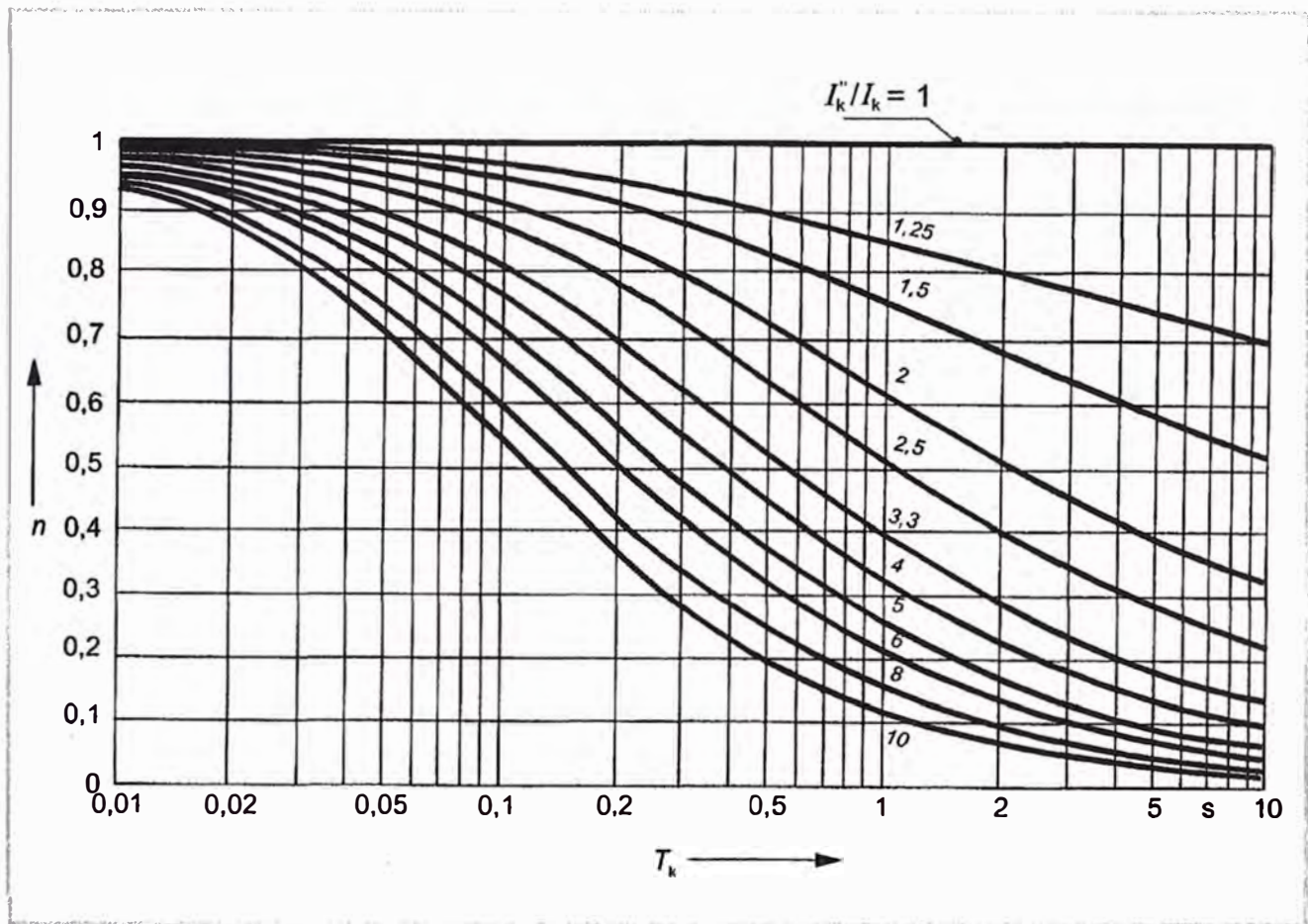


Fig. 22 Factor  $n$  for the heat effect of the a.c. component of the short-circuit current (for programming, the equation for  $n$  is given in annex A)

Fattore  $n$  per l'effetto termico della componente alternata della corrente di cortocircuito (per la programmazione, l'equazione relativa a  $n$  è data nell'Allegato A)



The factors  $m_i$  are obtained from Figure 21 using  $f \cdot T_{ki}$  and the factor  $\kappa$  derived in 4.3. The factors  $n_i$  are obtained from Figure 22 using  $T_{ki}$  and the quotient  $I_{ki}''/I_{ki}$ , where  $I_{ki}$  is the steady-state short-circuit current for each short circuit.

When a number of short circuits occur with a short time interval in between them, the resulting Joule integral is the sum of the Joule integrals of the individual short-circuit currents, as given in equation (104).

For distribution networks (far-from-generator short circuits) usually  $n=1$  can be used.

For far-from-generator short circuit with the rated short-circuit duration of 0,5 s or more, it is permissible to take  $m + n = 1$ .

If the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current shall be calculated for unbalanced short circuits, replace  $I_{ki}''$  with the appropriate unbalanced short-circuit currents.

Note/Nota For the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current in three-phase a.c. systems, the three-phase short-circuit current may be decisive.

I fattori  $m_i$  sono ottenuti dalla figura 21 utilizzando  $f \cdot T_{ki}$  e il fattore  $\kappa$  dedotto da 4.3. I fattori  $n_i$  sono ottenuti dalla figura 22 utilizzando  $T_{ki}$  ed il rapporto  $I_{ki}''/I_{ki}$ , dove  $I_{ki}$  è la corrente di cortocircuito permanente per ciascun cortocircuito.

Se un certo numero di cortocircuiti si producono con un breve intervallo di tempo tra loro, l'integrale di Joule risultante è la somma degli integrali di Joule delle singole correnti di cortocircuito, come indicato nell'equazione (104).

Nella rete di distribuzione (cortocircuiti lontano dai generatori), abitualmente può essere utilizzato  $n=1$ .

Per le correnti di cortocircuito lontano dai generatori con durata di cortocircuito assegnata di 0,5s o più, è consentito prendere  $m + n = 1$ .

Se l'integrale di Joule o la corrente di cortocircuito termica equivalente devono essere calcolati per cortocircuiti asimmetrici, sostituire  $I_{ki}''$  con le correnti di cortocircuito asimmetriche corrispondenti.

Per il calcolo dell'integrale di Joule o della corrente di cortocircuito termica equivalente, può essere decisiva la corrente di cortocircuito trifase.





When a circuit is protected by fuses or current-limiting circuit-breakers, their Joule integral may limit the value below that calculated in accordance with equation (102) or (104). In this case the Joule integral is determined from the characteristic of the current-limiting device.

Quando un cortocircuito è protetto da fusibili o da interruttori limitatori di corrente, il loro integrale di Joule può limitare il valore calcolato conformemente alle equazioni (102) o (104). In questo caso, l'integrale di Joule viene determinato a partire dalle caratteristiche del dispositivo limitatore di corrente.

**Note/Nota** *Up to now the thermal equivalent short-time current and the joule integral are given in IEC 60865-1:1993. The factors m and n first appeared as Figures 12a and 12b of IEC 60865-1 and are identical to them.*

*La corrente di cortocircuito termica equivalente e l'integrale di Joule sono trattati nella IEC 60865-1:1993. I fattori m e n visti in precedenza come figure 12a e 12b della IEC 60865-1 sono identici a quelli.*



**EQUATIONS FOR THE CALCULATION  
OF THE FACTORS *m* AND *n***

**EQUAZIONI PER CALCOLARE I FATTORI *m* E *n***

The factor *m* in figure 21 is given by:

Il fattore *m* della figura 21 è dato da:

$$m = \frac{1}{2 f T_k \ln(\kappa - 1)} [e^{4 f T_k \ln(\kappa - 1)} - 1]$$

The factor *n* in figure 22 is given by:

Il fattore *n* della figura 22 è dato da:

$$\frac{I_k''}{I_k} = 1: \quad n = 1$$

$$\frac{I_k''}{I_k} \geq 1,25:$$

$$n = \frac{1}{(I_k'' / I_k)^2} \left[ 1 + \frac{T_d'}{20 T_k} (1 - e^{-20 T_k / T_d'}) \left( \frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right)^2 + \frac{T_d'}{2 T_k} (1 - e^{-2 T_k / T_d'}) \left( \frac{I_k'}{I_k} - 1 \right)^2 + \right. \\ \left. + \frac{T_d'}{5 T_k} (1 - e^{-10 T_k / T_d'}) \left( \frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right) + \frac{2 T_d'}{T_k} (1 - e^{-T_k / T_d'}) \left( \frac{I_k'}{I_k} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{T_d'}{5,5 T_k} (1 - e^{-11 T_k / T_d'}) \left( \frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right) \left( \frac{I_k'}{I_k} - 1 \right) \right]$$

where

dove

$$\frac{I_k''}{I_k} = \frac{I_k'' / I_k}{0,88 + 0,17 I_k'' / I_k}$$

$$T_d' = \frac{3,1s}{I_k'' / I_k}$$

## Normative references to international publications with their corresponding European publications

This European Standard incorporates by dated or undated reference, provisions from other publications. These normative references are cited at the appropriate places in the text and the publications are listed hereafter. For dated references, subsequent amendments to or revisions of any of these publications apply to this European Standard only when incorporated in it by amendment or revision. For undated references the latest edition of the publication referred to applies (including amendments).

Note/Nota *When the International Publication has been modified by CENELEC common modifications, indicated by (mod), the relevant EN/HD applies.*

## Riferimenti normativi alle Pubblicazioni Internazionali con le corrispondenti Pubblicazioni Europee

La presente Norma include, tramite riferimenti datati e non datati, disposizioni provenienti da altre Pubblicazioni. Questi riferimenti normativi sono citati, dove appropriato, nel testo e qui di seguito sono elencate le relative Pubblicazioni. In caso di riferimenti datati, le loro successive modifiche o revisioni si applicano alla presente Norma solo quando incluse in essa da una modifica o revisione. In caso di riferimenti non datati, si applica l'ultima edizione della Pubblicazione indicata (modifiche incluse).

Quando la Pubblicazione Internazionale è stata modificata da modifiche comuni CENELEC, indicate con (mod), si applica la corrispondente EN/HD

Pubbl. IEC IEC Publication	Data Date	Titolo Title	EN/HD	Data Date	Norma CEI CEI Standard
IEC 60038 (mod)	1983	Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione <i>Nominal voltages for low-voltage public electricity supply systems</i>	HD 472 S1	1989	8-6
IEC 60050-131	1978	<i>International Electrotechnical Vocabulary (IEV) Chapter 131: Electric and magnetic circuits</i>	—	—	—
IEC 60050-151	1978	<i>Chapter 151: Electrical and magnetic devices</i>	—	—	—
IEC 60050-195	1998	<i>Chapter 195: Earthing and protection against electric shock</i>	—	—	—
IEC 60056 (mod)	1987	Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V <i>High-voltage alternating-current circuitbreakers</i>	HD 348 S7 <sup>1)</sup>	1998	17-1;V1
IEC 60071-1	1993	Coordinamento dell'isolamento Parte 1: Definizioni, principi e regole <i>Insulation co-ordination Part 1: Definitions, principles and rules</i>	EN 60071-1	1995	28-5
IEC 60781	1989	Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione <i>Application guide for calculation of short-circuit currents in low-voltage radial systems</i>	HD 581 S1	1991	11-28
IEC 60865-1	1993	Correnti di cortocircuito – Calcolo degli effetti Parte 1: Definizioni e metodi di calcolo <i>Short-circuit currents - Calculation of effects Part 1: Definitions and calculation methods</i>	EN 60865-1	1993	11-26
IEC 60909-1	<sup>2)</sup>	<i>Short-circuit currents calculation in three-phase a.c. systems Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 60909-0</i>	—	—	—

1) L'HD 348 si basa sulla IEC 60056:1987 + Modifica A3:1996.  
*HD 348 S7 is based on IEC 60056:1987 + A3:1996.*

2) Da pubblicare.  
*To be published.*



<b>Pubbl. IEC IEC Publication</b>	<b>Data Date</b>	<b>Titolo Title</b>	<b>EN/HD</b>	<b>Data Date</b>	<b>Norma CEI CEI Standard</b>
IEC 90909-2	1992	<i>Electrical equipment - Data for shortcircuit current calculations in accordance with IEC 60909</i>	-	-	-
IEC 60909-3	1995	<i>Part 3: Currents during two separate simultaneous single phase line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth</i>	-	-	-
IEC 60909-4	<sup>2)</sup>	<i>Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents</i>	-	-	-
IEC 60949	1988	<i>Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects</i>	-	-	-
IEC 60986	1989	<i>Guide to the short-circuit temperature limits of electric cables with a rated voltage from 1,8/3 (3,6) kV to 18/30 (36) kV</i>	-	-	-

2) Da pubblicare.  
To be published.

*Fine Documento*



La presente Norma è stata compilata dal Comitato Elettrotecnico Italiano e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1<sup>o</sup> Marzo 1968, n. 186.

Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano - Stampa in proprio

Autorizzazione del Tribunale di Milano N. 4093 del 24 luglio 1956

Responsabile: Ing. A. Alberici

## **11 – Impianti elettrici ad alta tensione e di distribuzione pubblica di bassa tensione**

### **CEI 11-1**

Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

### **CEI 11-4**

Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne

### **CEI 11-17**

Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo

### **CEI EN 60865-1 (CEI 11-26)**

Correnti di cortocircuito – Calcolo degli effetti Parte 1: Definizioni e metodi di calcolo

### **CEI 11-28**

Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione

### **CEI 11-32**

Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria

### **CEI EN 61660-1 (CEI 11-51)**

Correnti di cortocircuito negli impianti ausiliari in c.c. nelle centrali e nelle stazioni elettriche Parte 1: Calcolo delle correnti di cortocircuito

### **CEI EN 61660-2 (CEI 11-52)**

Correnti di cortocircuito negli impianti ausiliari in c.c. nelle centrali e nelle stazioni elettriche Parte 2: Calcolo degli effetti

### **CEI 11-60**

Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne

Lire **224.000**

€ **115,69**

**NORMA TECNICA**

**CEI EN 60909-0:2001-12**

Totale Pagine 82

**Sede del Punto di Vendita e di Consultazione**

20134 Milano - Via Saccardo, 9

tel. 02/21006.1 • fax 02/21006.222

<http://www.ceiuni.it> e-mail: [cei@ceiuni.it](mailto:cei@ceiuni.it)



## BIBLIOGRAFIA

1. Modern Power System Analysis I.J. Nagrath & D.P. Kothari Mc Graw-Hill
2. Analysis of Power Faulted Systems Anderson, P.M. The Iowa State University Press, 1973
3. Corrientes de Corto Circuito en Redes Trifásicas Siemens Marcombo S.A. 1985
4. Network Analysis A.T. Holen The Norwegian Institute of Technology, 1989
5. III Curso Internacional de Sistemas Eléctricos de Potencia Ramón Vila Vivaldo Universidad Nacional Autónoma de México 1992
6. Power System Stability Kimbark, E.W. Wiley, New York, 1948