

EIE

Escuela de
Ingeniería Eléctrica

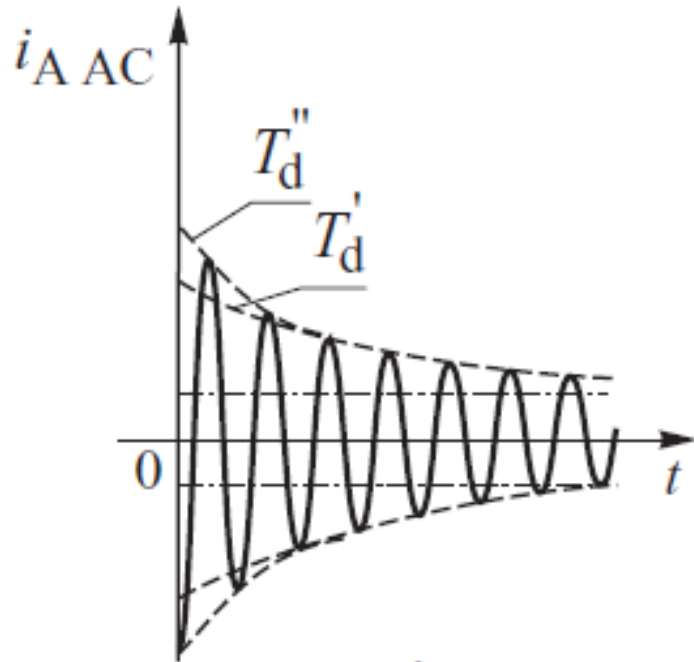
IE-0365 Transmisión de Potencia

Presentación #7

Dr. Gustavo Valverde Mora
Profesor Catedrático

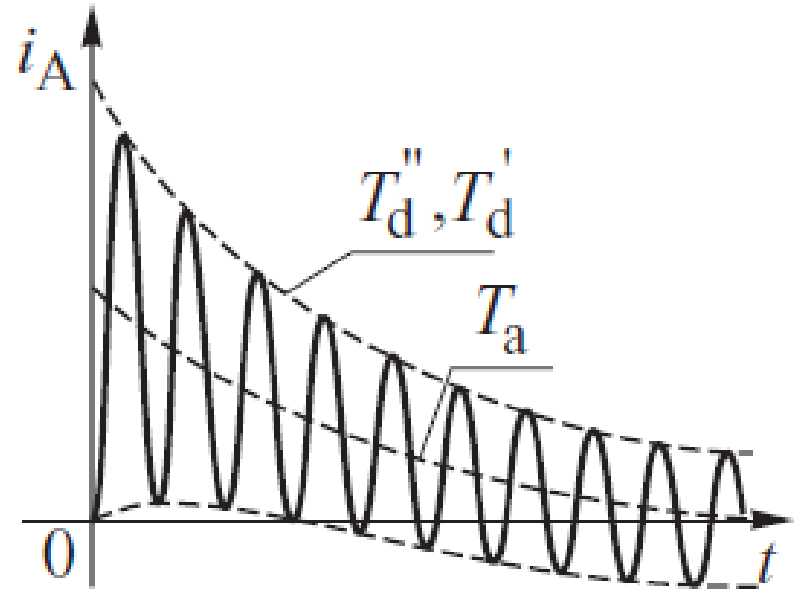
gustavo.valverde@ucr.ac.cr

Corriente simétrica vs asimétrica



Corriente simétrica

$$i_A(t) = i_{ac}(t)$$



Corriente asimétrica

$$i_A(t) = i_{ac}(t) + i_{dc}(t)$$

Estándares internacionales

ANSI/IEEE C37

Utilizado en Norteamérica

Utiliza factores de corrección a la corriente simétrica para obtener corriente asimétrica.

IEC-60909

Utilizado en Europa
(y otras regiones)

Utiliza factores de corrección a tensiones prefalla, impedancias.



Si un equipo se especifica de acuerdo con el estándar IEC, lo mejor es usar el cálculo según IEC-60909, misma lógica para ANSI/IEEE.

ANSI/IEEE

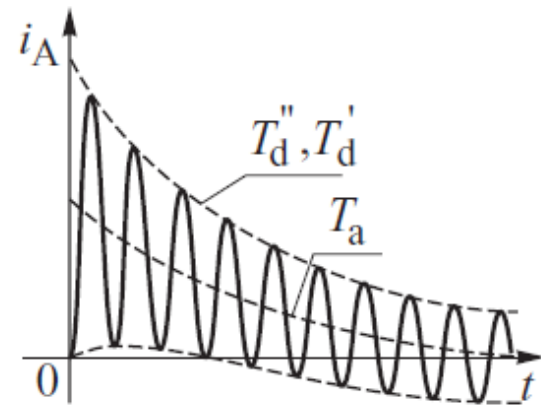
Terminología relacionada a corrientes de falla según ANSI/IEEE:

- **Corriente simétrica:** Se refiere a la magnitud de la corriente de falla que no considera la componente DC. Usualmente se presenta después del 8vo ciclo del inicio de una falla.
- **Corriente asimétrica:** Se refiere a la magnitud de corriente de falla en el primer ciclo. Note que durante este periodo hay componente DC. Puede ser el valor RMS o su valor pico ($\times \sqrt{2}$).
- **Capacidad de cierre** (*close and latch rating*): Corriente que un interruptor debe soportar sin daños al momento de cerrar un circuito en condición de falla. Normalmente se calcula a $t = 1/2$ ciclo.
- **Corriente de interrupción:** Magnitud de la corriente de falla en el elemento de protección al inicio del arco (apertura). Entre 2 y 5 ciclos. Se presenta un decrecimiento de la corriente DC y la AC (subtransitoria).
- **Capacidad de interruptor** (breaker rating): Capacidad de interrupción basado en corriente total (IEEE Std. C37.5) o corriente simétrica (C37.010). La segunda es reportada por los fabricantes a partir de 1970.

ANSI/IEEE

Para un generador en condición de falla se tiene en el estator:

$$i(t) = i_{ac}(t) + i_{dc}(t)$$



$$i_{ac}(t) = \sqrt{2}E_g \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-t/T_d''} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + \frac{1}{X_d} \right] \sin \left(\omega t + \alpha - \frac{\pi}{2} \right)$$

$$i_{dc}(t) = I_{dc} e^{-t/T_a}$$

Durante el primer ciclo de la falla se tiene una corriente máxima por la componente DC. Después del primer ciclo y hasta el 5to ciclo se presenta la corriente de interrupción. Aquí se presenta un decaimiento de la componente DC y la AC.

Corriente de falla durante primer ciclo

IEEE utiliza multiplicadores para estimar la corriente asimétrica de falla durante el primer ciclo (momentánea o de cierre). IEEE recomienda calcular los valores de R y X de manera separada, en lugar de usar la parte real e imaginaria de la impedancia de falla.

Para interruptores modernos se considera que la corriente de falla en el primer ciclo es:

$$I_{rms} = I_{sym}^{rms} \left(1 + 2e^{\frac{-2\pi\tau}{X/R}} \right)^{1/2}$$

donde $\tau = 0.49 - 0.1e^{-(X/3R)}$. Se debe comparar con la capacidad de cierre. Usualmente esta corriente se simplifica como 2.6 veces la corriente de falla simétrica para X/R de 17 (a 60 Hz) o 14 (a 50 Hz). Para los interruptores más antiguos se recomienda utilizar:

$$I_{rms} = I_{sym}^{rms} \left(1 + 2e^{\frac{-2\pi}{X/R}} \right)^{1/2}$$

Ya evaluado a $t = 1/2$ ciclos. Este valor se compara con la capacidad momentánea del interruptor.

Corriente de interrupción (2-5 ciclos)

IEEE también aplica factores de corrección a la I_{sym}^{rms} para calcular la corriente de interrupción (entre los 2 y 5 ciclos) pues se toma en cuenta el decaimiento de la corriente DC y AC. Se siguen los pasos:

- Se clasifican los generadores como locales o remotos: Se considera local si la contribución del generador a la falla es superior al 40% a la I de falla en terminales de ese generador.
- Si el generador es remoto no se considera el decaimiento de la corriente AC, solo la DC. Sistemas externos se consideran remotos.
- Para contribución de generadores locales y remotos a un punto de falla dado se puede usar un promedio ponderado de los factores.
- Se calculan factores de corrección según si las corrientes son locales o remotas, la relación X/R y el tiempo de apertura, ver ejemplos. También se revisa el tipo de capacidad de los interruptores (total o simétrica).

Corriente de interrupción (2-5 ciclos)

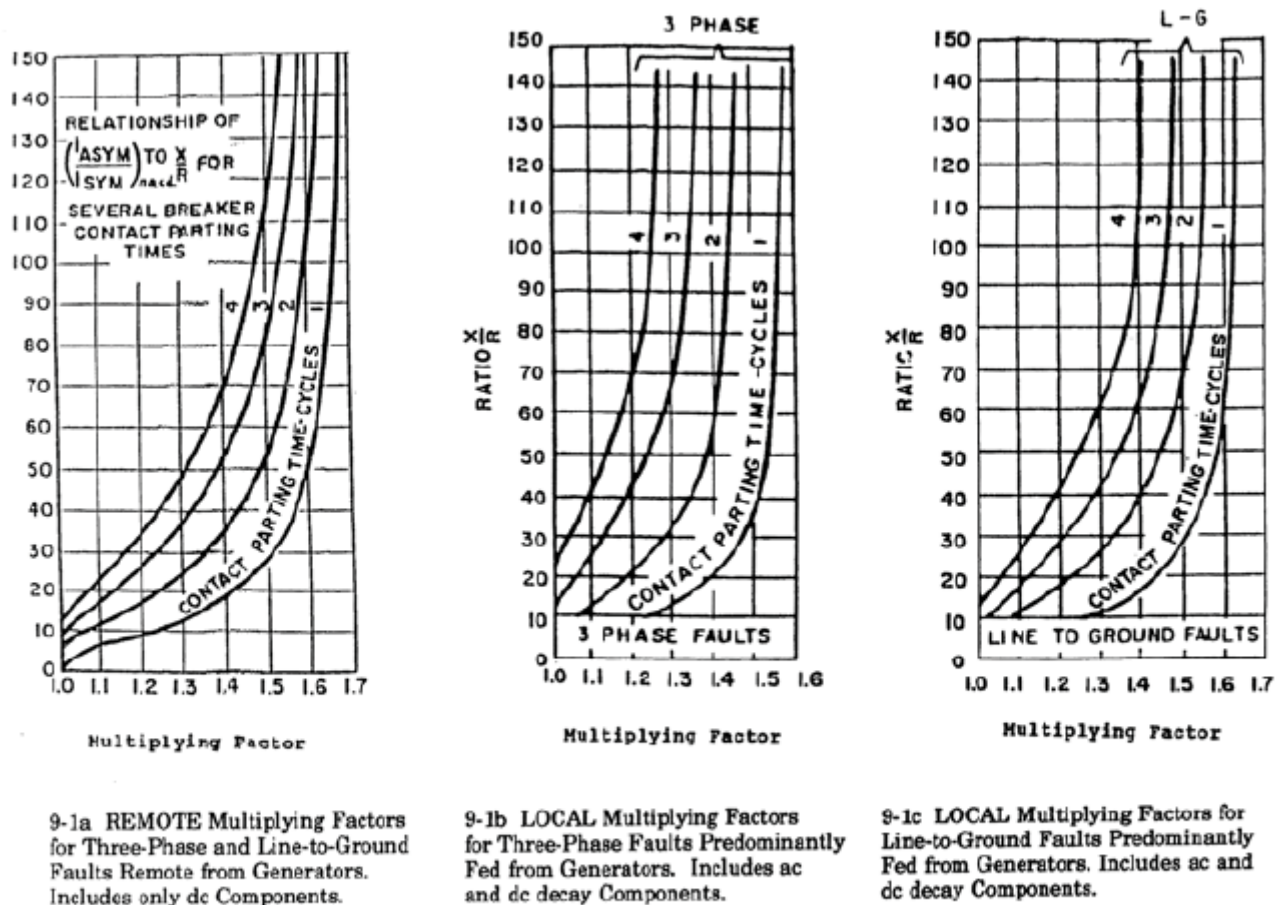


Figure 9-1—Multiplying factors for breakers rated on a total current basis

Interruptores con capacidades de corriente total. Antes de 1970

Corriente de interrupción (2-5 ciclos)

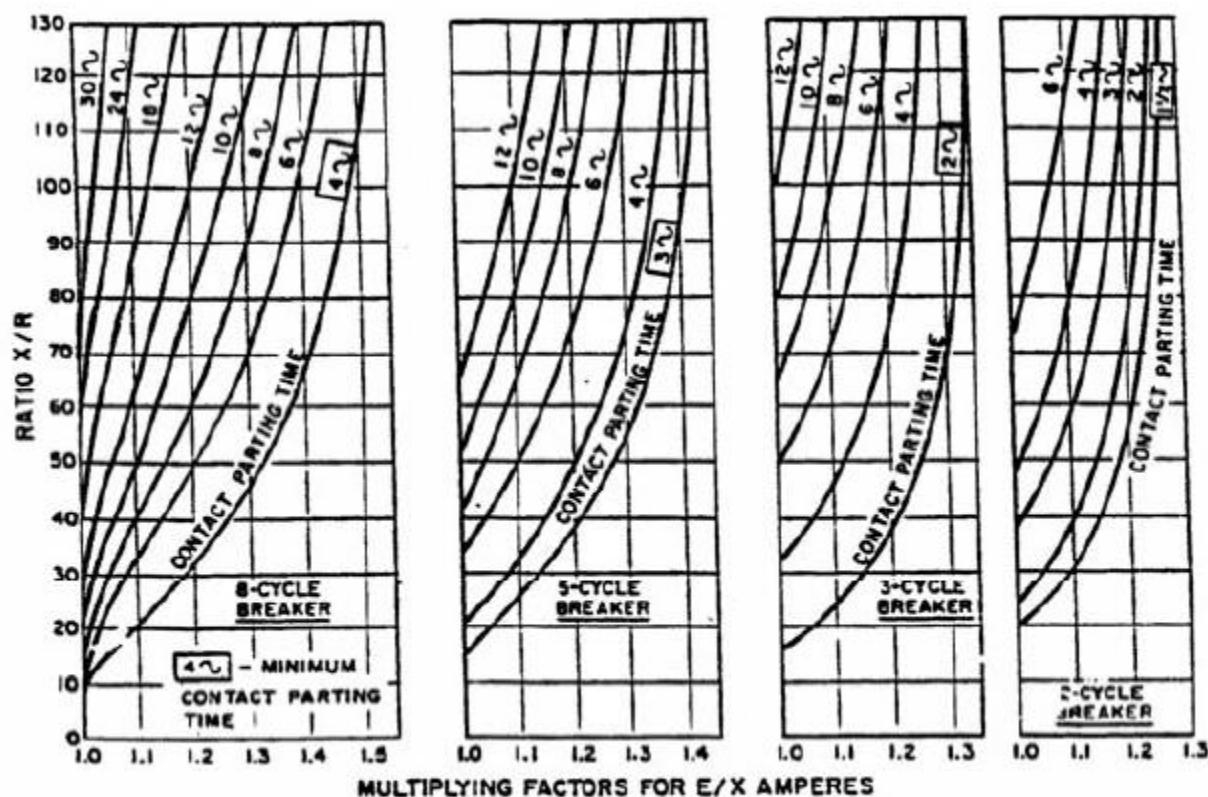


Figure 9-2a—REMOTE multiplying factors for symmetrically rated breakers. Three-phase and line-to-ground faults. Includes only dc decay component

NOTE: Contact parting is defined as breaker opening time plus 0.5 cycle tripping delay.

Corriente de interrupción (2-5 ciclos)

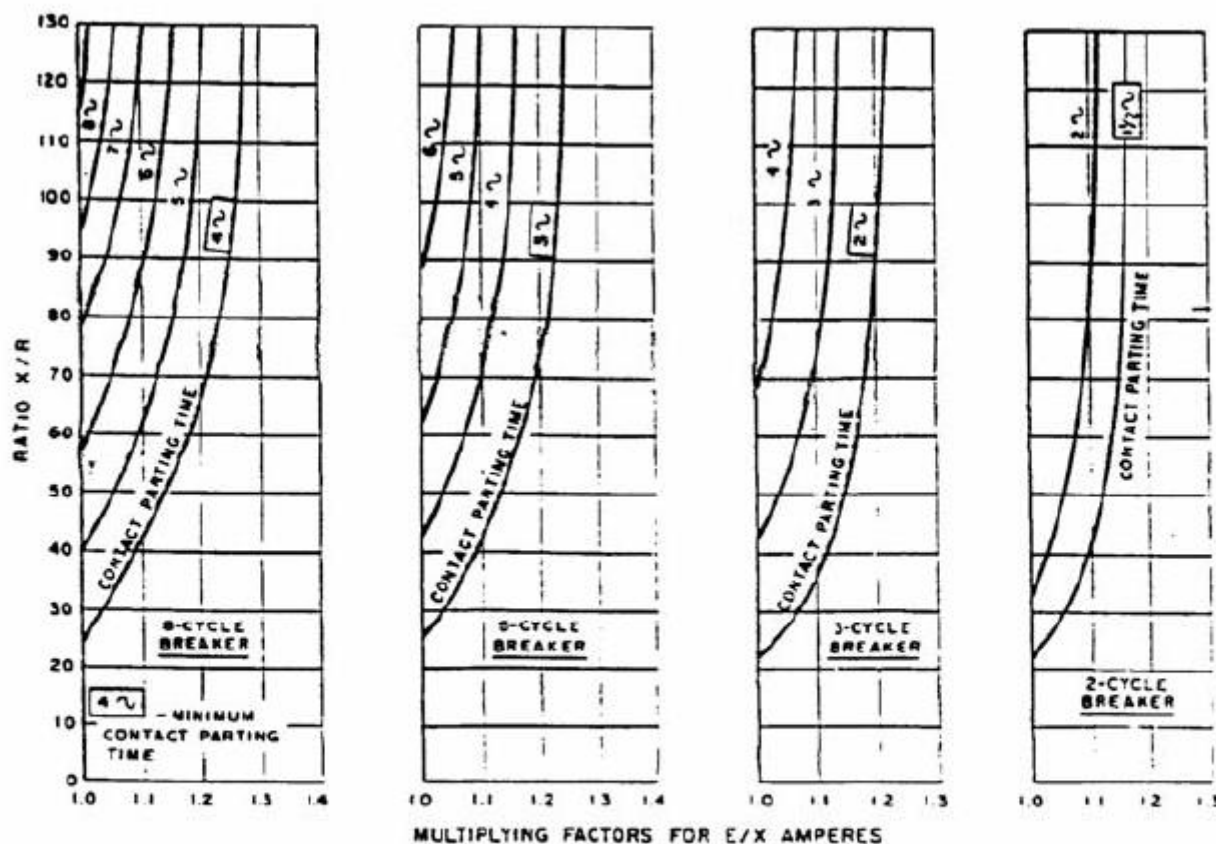


Figure 9-2b—LOCAL multiplying factors for symmetrically rated breakers. Three-phase faults predominantly fed from generators. Includes ac and dc decay components.

NOTE: Contact parting is defined as breaker opening time plus 0.5 cycle tripping delay.

Corriente de interrupción (2-5 ciclos)

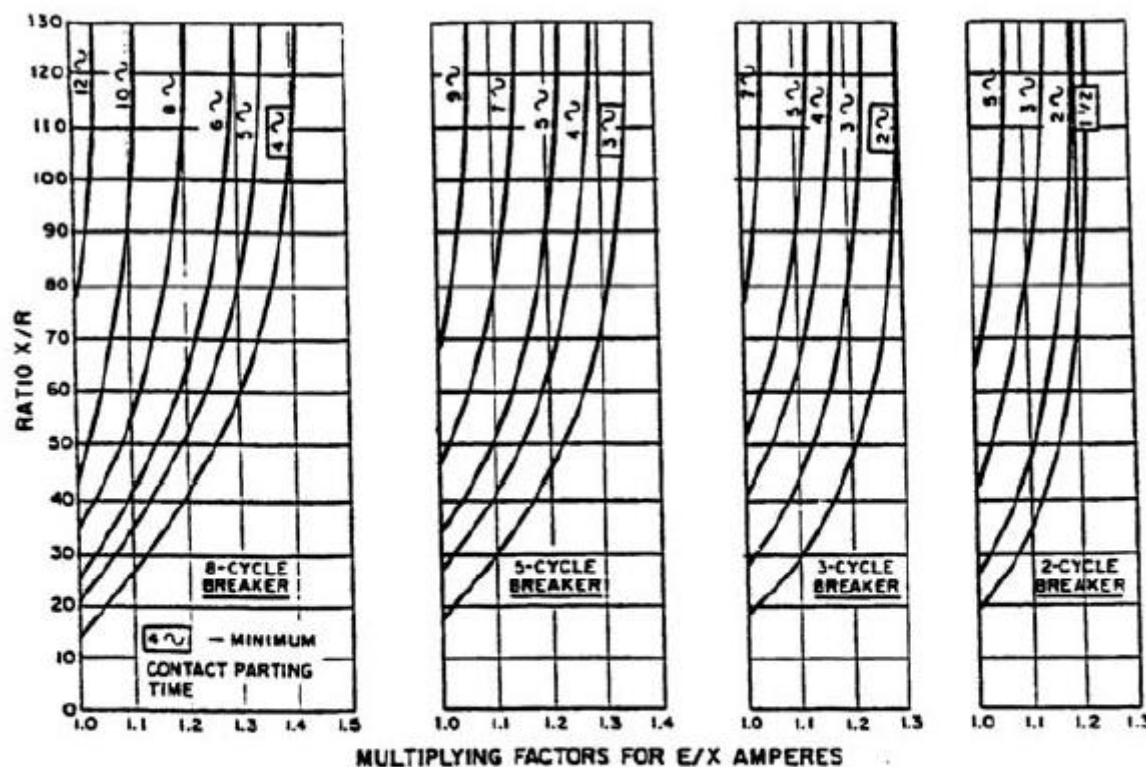


Figure 9-2c—LOCAL multiplying factors for symmetrically rated breakers. Line-to-ground faults predominantly fed from generators. Includes ac and dc decay components.

NOTE: Contact parting is defined as breaker opening time plus 0.5 cycle tripping delay.

Corriente de interrupción (2-5 ciclos)

PSS/e utiliza el C37.5-1979. El software consulta al usuario si desea considerar el decaimiento de corriente AC o no.

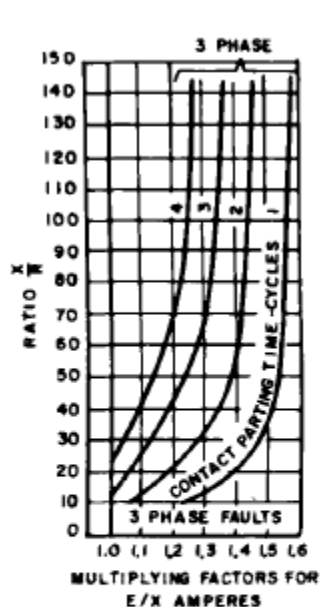


Fig 1
Three-Phase Fault Multiplying
Factors Which Include Effects
of AC and DC Decrement

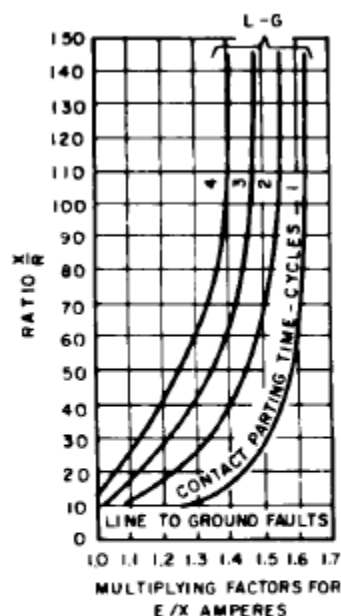


Fig 2
Line-to-Ground Fault Multiplying
Factors Which Include Effects
of AC and DC Decrement

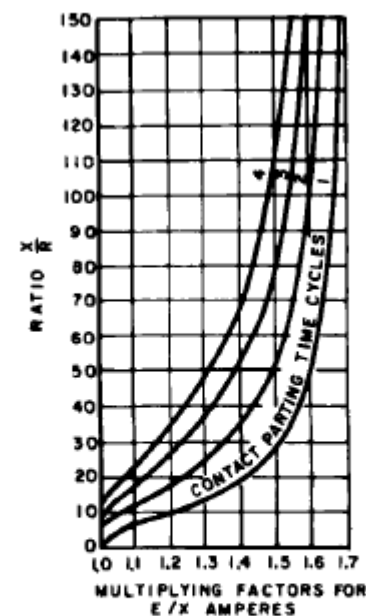


Fig 3
Three-Phase and Line-to-Ground
Fault Multiplying Factors Which
Include Effects of DC Decrement Only

NOTE: Contact parting is defined as breaker opening time plus 0.5 cycle tripping delay.

Reactancias subtransitorias para usar en cálculos de corrientes de falla

Table 18 Type of rotating machine	Positive sequence reactances for calculating	
	Interrupting duty (per unit)	Closing and latching duty (per unit)
All turbo generators, all hydro-generators with amortisseur windings, and all condensers ^a	$1.0 X''d$	$1.0 X''d$
Hydro generators without amortisseur windings ^a	$0.75 X'd$	$0.75 X'd$
All synchronous motors ^{b,d,e}	$1.5 X''d$	$1.0 X''d$
Induction motors ^{c,d,e} Above 750 kW (1000 hp) at 1800 r/min or less Above 185 kW (250 hp) at 3600 r/min From 37.5 kW (50 hp) to 750 kW (1000 hp) at 1800 r/min or less From 37.5 kW (50 hp) to 185 kW (250 hp) at 3600 r/min	$1.5 X''d$ $3.0 X''d$	$1.0 X''d$ $1.2 X''d$
NOTE—Neglect all three-phase induction motors below 37.5kW (50 hp) and all single-phase motors.		

^a $X'd$ of synchronous rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis transient reactance.

^b $X''d$ of synchronous rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis subtransient reactance.

^c $X''d$ of induction motors equals 1.00 divided by per-unit locked rotor current at rated voltage.

^dThe current contributed to a short-circuit by induction motors and small synchronous motors may usually be ignored on utility systems, except station service supply systems and at substations supplying large industrial loads. At these locations, as well as in industrial distribution systems, locations close to large motors or both, the current at the first major loop will be increased by the motor contribution to a greater degree, proportionately, than the symmetrical current will be increased at minimum contact parting time. In these cases, an additional calculation of first major loop current should be made using the methods of 5.2.1 or 5.2.2 and the appropriate reactance values given in Table 18 under the heading “Closing and latching duty.” A 2.6 multiplying factor should be used for asymmetry, and this result must not exceed the closing and latching capability—in peak current—of the circuit breaker being used.

Corriente retardada de falla (30 ciclos)

- Corrientes de cortocircuito que existen entre los 6 ciclos y los 30 ciclos después del inicio de la falla.
- Se utilizar para determinar las corrientes sensadas por relés con retardos (back up) y evaluar relés de sobrecorriente.
- Se considera que estas corrientes no contienen componente DC (usualmente 0 para el 8vo ciclo o superior).
- Para estos cálculos se considera que los motores de inducción no aportan a la corriente de falla.
- La contribución de los generadores y motores síncronos se calcula a partir de las reactancias transitorias o de régimen permanente.

Reactancias a usar según el instante de interés

Electrical system equipment type	Momentary 1/2 cycle	Interrupting 3–5 cycles	Time delayed 6–30 cycles
Induction motor	X''_d, R	X''_d, R	Neglect
Synchronous motors	X''_d, R	X''_d, R	See Note 3
Synchronous generators	X''_d, R	X''_d, R	X'_d, X_d, R
Synchronous condensers: electric utility systems	X_s, R_s	X_s, R_s	X_s, R_s
Passive components: transformers, cables, etc.	X, R	X, R	X, R
<p>where</p> <p>X''_d is the subtransient reactance. For induction motors, X''_d is approximately equal to the locked rotor reactance.</p> <p>X'_d is the transient reactance</p> <p>X_d is the synchronous reactance</p> <p>X is the equivalent reactance</p> <p>R is the equivalent modified resistance (see Table 7-2)</p> <p>X_s, R_s is the power company system equivalent reactance and resistance</p>			
<p>NOTES</p> <p>1—See Table 7-2 for exact values.</p> <p>2—X''_d of synchronous machines is the rated voltage (saturated) direct axis subtransient reactance.</p> <p>3—X'_d of synchronous machines is the rated voltage (saturated) direct axis transient reactance.</p> <p>4—For calculations of minimum short-circuit current, contribution is neglected. For calculation of maximum short-circuit current values, use X'_d and R values.</p> <p>5—For more details on IEEE-related induction motor modeling aspects, see Huening [B4].</p>			



IEC-60909

Terminología relacionada a corrientes de falla según IEC:

- **Corriente máxima de cortocircuito:** Utilizada para evaluar las corrientes pico y de interrupción y así seleccionar los interruptores.
- **Corriente mínima de cortocircuito:** Utilizado para configurar los elementos de protección del sistema.
- **Corriente de cortocircuito inicial:** El valor rms de la corriente simétrica al instante del cortocircuito (sin componente DC) $\rightarrow I_k''$.
- **Corriente de cortocircuito pico:** El máximo valor instantáneo posible de la corriente de cortocircuito.
- **Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción:** Valor rms de la corriente simétrica al instante de la separación de los contactos.
- **Corriente de cortocircuito de régimen permanente:** El valor rms de la corriente de falla después del decaimiento del fenómeno transitorio.
- **Componente aperiódico de la corriente de cortocircuito:** Se refiere a la componente DC de la corriente de falla.



IEC-60909

De acuerdo con el método utilizado por IEC, las tensiones prefalla deben corregirse según la siguiente tabla:

Table 12-1—IEC 909 prefault voltage factors

Nominal voltage, V_n	Max. fault currents, C_{\max}	Min. fault currents, C_{\min}
Low voltage 100 V to 1000 V (IEC 60038 [B1], Table I)		
a) 230 / 400 V	1.00	0.95
b) Other voltages	1.05	1.00
Medium voltages > 1000 V, to 35 kV (IEC 60038 [B1], Table III)	1.10	1.00
High voltages > 35 kV to 230 kV (IEC 60038 [B1], Table IV)	1.10	1.00

Cálculo de corrientes

Corriente pico: Se calcula a partir de la corriente inicial simétrica y un factor de corrección κ que depende de X/R:

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$$

Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción: Se calcula a partir de la corriente inicial simétrica:

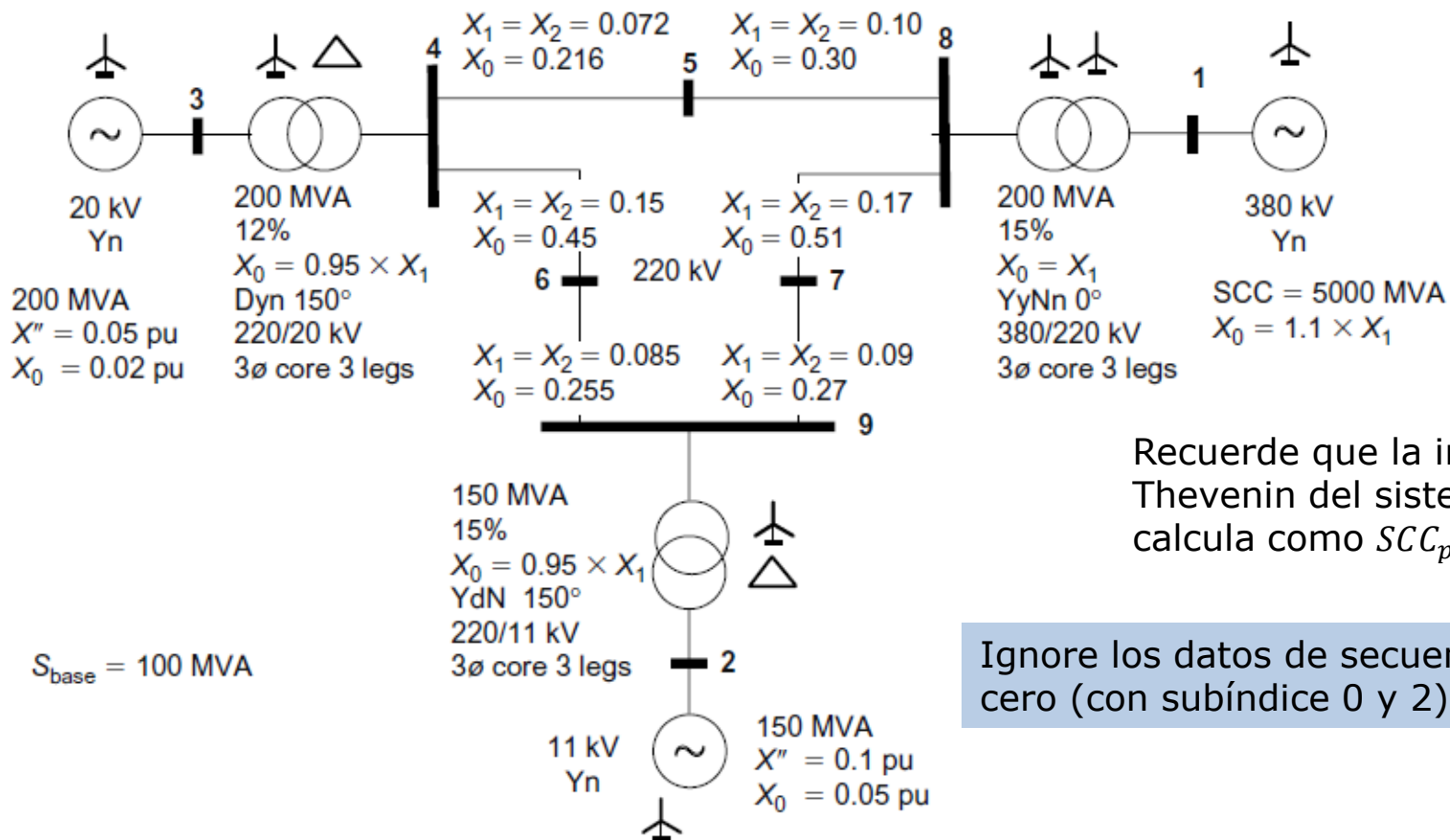
$$I_b = \mu I_k''$$

donde μ es un factor menor o igual a 1.

I_k''	Initial symmetrical short-circuit current (r.m.s) including phase and sequence components of fault currents
$i_p(B)$	Peak short-circuit current by Method B of IEC standard 60909
$i_p(C)$	Peak short-circuit current by Method C of IEC standard 60909
$i_b(DC)$	DC component of the asymmetrical breaking current using Method C R/X ratio
$i_b(SYM)$	Symmetrical breaking current (r.m.s.)
$i_b(ASYM)$	Asymmetrical breaking current (r.m.s.)

PSS®E

Uso de software



Recuerde que la impedancia de Thevenin del sistema externo se calcula como $SCC_{pu} = 1/Z_{th}^{pu}$.

Ignore los datos de secuencia negativa y cero (con subíndice 0 y 2).

Las reactancias de las líneas están en p.u. en base del sistema (100 MVA).

Uso de software



Determine:

- Las corrientes de falla simétricas en todas las barras por método clásico (ASCC)
- Las corrientes de falla simétricas, asimétricas y DC en todas las barras según IEC.

Considere:

- El generador en barra 1 representa una red externa. Se representa por su SCC en MVA.
- El código de barra BUS1 es 3, el código de las barras BUS2 y BUS3 es 2.
- Las tensiones nominales de las barras están definidas por los transformadores y generadores.