



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

“ A R A G O N ”

FALLA DE ORIGEN  
EN SU TOTALIDAD

CALCULO DE LA CORRIENTE DE  
CORTO-CIRCUITO POR EL METODO DE  
 $Z_{\text{LOOP}}$

FALLA DE ORIGEN

T E S I S

Que para obtener el Título de:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P r e s e n t a :

**GUILLERMO HERNANDEZ LONA**

Asesor: Ing. Francisco Jorge Flores Trujillo

México, D. F.

1995



Universidad Nacional  
Autónoma de México

UNAM



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

1

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

Que con su apoyo, cariño, comprensión,  
y consejos me ayudaron para realizar mis  
estudios.

A MIS HERMANOS:

Que me apoyaron en todo momento.

A MI DIRECTOR DE TESIS:

Que sin su valiosa colaboración no  
hubiera sido posible realizar el presente  
trabajo.

A MIS MAESTROS:

Que me proporcionaron sus conocimientos y supieron darme una guía adecuada.

A MIS FAMILIARES:

Que siempre me alentaron.

A MIS AMIGOS:

Que me impulsaron a iniciar y terminar el presente trabajo.

CAPITULARIO

AGRADECIMIENTOS	.....	1
CAPITULARIO	.....	4
RESUMEN	.....	10
INTRODUCCION	.....	11
TERMINOLOGIA	.....	13

Capítulo primero "FALLAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA"

1.1 Causas que dan origen a las fallas	.....	29
1.1.1 Sobrecargas	.....	30
1.1.2 Corto-circuitos	.....	32
1.1.2.1 Efectos térmicos de la corriente de corto-circuito	.....	33
1.1.2.2 Efectos dinámicos de la corriente de corto-circuito	.....	34
1.1.3 Caída de tensión	.....	35
1.1.4 Elevación de tensión	.....	36
1.2 Consecuencia de las fallas	.....	36
1.3 Estadística de ocurrencia de fallas	.....	37

Capítulo segundo "CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO DE LA CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO"

2.1 Preparación del diagrama unifilar del sistema	.....	40
2.1.1 Interconexión de mallas para distintos tipos de fallas	.....	45
2.1.1.1 Trifásico	.....	45
2.1.1.2 De fase a tierra	.....	46
2.2 Aplicación de normas a los diagramas de impedancias.....		47
2.2.1 Red No.1 Primer ciclo (momentáneo) para la selección de fusibles e interruptores en baja tensión	.....	47

2.2.2	Red No.2 Primer ciclo (momentáneo) para la selección de interruptores en alto voltaje (mayor de 1 KV)	49
2.2.3	Red No.3 Capacidad interruptiva (tiempo de partida de contactos) para la selección de interruptores en alto voltaje	51
2.2.4	Red No.4 Corriente de corto-circuito para relevadores con retardo de tiempo	63
2.2.5	Resumen de aplicación de normas para el análisis de corto-circuito	64
2.3	Conversión de impedancias a una base común	66
2.3.1	Sistemas monofásicos	67
2.3.1.1	Cambios de base	68
2.3.1.2	Tablas de valores base	69
2.3.2	Sistemas trifásicos	69
2.3.3	Conversión de valores en por unidad a valores reales	79
2.3.4	Representación de las cargas en p.u.	80
Capítulo tercero "METODO DE $Z_{LOOP}$ PARA EL CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO"		
3.1	Análisis por el método de $Z_{LOOP}$	83
3.1.1	Formación de la matriz $Z_{LOOP}$ por inspección	85
3.1.2	Formación de la matriz $Z_{LOOP}$ en forma mecanizada	89
3.1.2.1	Matriz de conexión	89
3.1.2.2	Procedimiento topológico para obtener $Z_{LOOP}$	92
3.1.2.2.1	Formación de las tablas 1, 2, 3 y 4	93
3.1.2.3	Obtención de la matriz 'T' por columnas	99
3.1.2.4	Artificio para la obtención de $Z_{th}$	102
3.2	Programa que calcula la corriente de corto-circuito por el método de $Z_{LOOP}$	109

Capítulo cuarto "SELECCION DE EQUIPO ELECTRICO"	
4.1 Tamaño y longitud de los conductores	139
4.1.1 Ejemplo que indica el uso de las tablas de corriente de corto-circuito	153
4.1.2 Selección de conductores para los sistemas a tierra	159
4.1.2.1 Aplicación de la ecuación de Onderdonk	160
4.1.3 Selección de cables de energía aislados	161
4.1.3.1 Ejemplo del cálculo de la selección del conductor de cobre	163
4.2 Cálculo de esfuerzos mecánicos en los buses	169
4.3 Selección de equipo de protección	173
4.3.1 Formas generales de protección	173
4.3.2 Protección con relevadores eléctricos	174
4.3.2.1 Descripción general de relevadores eléctricos..	176
4.3.2.2 Principios en que se basan los relevadores ....	176
4.3.2.3 Características de los relevadores eléctricos..	177
4.3.3 Protección de los alternadores	179
4.3.4 Protección de transformadores de potencia	180
4.3.5 Protección por sobrecorriente	180
CONCLUSION	184
BIBLIOGRAFIA	185



## TABLAS Y GRAFICAS

Impedancias para transformadores de potencia .....	41
Valores típicos para reactancias de máquinas rotatorias.....	42
Factores de multiplicación aplicables a aparatos inter-ruptivos .....	48
Reactancias de máquinas rotatorias para el cálculo de la corriente de corto-circuito .....	50
Reactancia de secuencia positiva en máquinas rotatorias.....	51
Valores aproximados de resistencia para componetes del sistema .....	52
Valores y rangos típicos de la relación X/R para diferentes componentes del sistema .....	52
Sistema equivalente de la relación X/R en sitios típicos....	53
Relación X/R para transformadores de potencia .....	53
Relación X/R para motores de inducción trifásicos .....	53
Relación X/R para generadores de rotor sólido pequeño y de polo saliente; y motores síncronos .....	53
Factores de multiplicación para fallas trifásicas .....	56
Factores de multiplicación para fallas monofásicas.....	57
Factores de multiplicación para fallas monofásicas con efectos de decremento de C.A. ....	58
Factores de multiplicación para fallas trifásicas con efectos de decremento de C.A. y C.D. ....	61
Factores de multiplicación para fallas monofásicas con efectos de decremento de C.A. y C.D. ....	61
Factores de multiplicación para fallas trifásicas y monofásicas con efectos de decremento de C.D. ....	62
Impedancias para máquinas rotatorias .....	65
Corriente, impedancia y admitancia base para niveles de voltaje de transmisión y potencias base .....	70
Corriente base en amperes .....	71
Impedancia base en ohms .....	72
Admitancia base en micromhos .....	73

Valores de $K_z$ y $K_B$ para voltajes escogidos .....	78
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 150 KVA.....	141
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 225 KVA.....	142
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 300 KVA.....	143
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 500 KVA.....	144
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 750 KVA.....	145
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 1000 KVA.....	146
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 1500 KVA.....	147
Corriente de corto-circuito simetrica y factor de potencia vs distancia para transformador de potencia de 2000 KVA.....	148
Corriente de falla disponible (amperes RMS simetricos) 208 volts .....	149
Corriente de falla disponible (amperes RMS simetricos) 240 volts .....	150
Corriente de falla disponible (amperes RMS simetricos) 480 volts .....	151
Corriente de falla disponible (amperes RMS simetricos) 600 volts .....	152
Tamaño de conductor y fusible recomendados para motores trifásicos a 208 v. ....	155
Tamaño de conductor y fusibles recomendados para motores trifásicos a 230 v. ....	156
Tamaño de conductor y fusibles recomendados para motores trifásicos a 460 v. ....	157
Tamaño de conductor y fusible recomendados para motores trifásicos a 575 v. ....	158
Temperatura máxima admisible en condiciones de corto-circuito .....	161
Valores de K y "I" .....	162

Valores de C para determinar la corriente de corto-circuito en el conductor o en la pantalla y en la cubierta .....	163
Corrientes de corto-circuito disponibles para cables aislados con conductor de cobre aislamiento de papel .....	165
Corrientes de corto-circuito disponibles para cables aislados con conductor de cobre aislamiento termoplástico.....	166
Corrientes de corto-circuito disponibles para cables aislados con conductor de cobre aislamiento de polietileno.....	167
Corrientes de corto-circuito disponibles para cables aislados con conductor de aluminio aislamiento de polietileno....	168
Corto-circuito monofásico para dos o tres buses soporte por longitud de conductor .....	171
Corto-circuito monofásico para cuatro ó más buses soporte por longitud de conductor .....	172

## RESUMEN

En la presente tesis se hace un estudio del cálculo de la corriente de corto-circuito por el método de  $Z_{LOOP}$  para seleccionar el equipo adecuado, para un sistema de potencia.

Antes de comenzar con los cálculos primero se explica la terminología ya que es conveniente hacer un recordatorio de los términos que más comúnmente se utilizan en los estudios de corto-circuito.

Después de describir la terminología, en el capítulo primero se habla sobre las causas de las fallas eléctricas, los efectos térmicos y dinámicos de la corriente de corto-circuito, la caída y la elevación de la tensión, las consecuencias de las fallas y una estadística sobre la ocurrencia de las fallas.

Para comenzar con los cálculos de la corriente de corto-circuito se debe de preparar el diagrama unifilar del sistema, lo cual se explica en el capítulo segundo, así como la aplicación de las normas a los diagramas de impedancias, la conversión de las impedancias a una base común, la conversión de valores en por unidad a valores reales y la representación de las cargas en por unidad.

En el capítulo tercero se realizan los cálculos de la corriente de corto-circuito por el método de  $Z_{LOOP}$  por inspección y en forma mecanizada, y se da el listado de un programa computacional en el cual se aplica dicho método.

Por último se mencionan algunas de las aplicaciones que se asignan a la corriente de corto-circuito como son la selección de conductores para los sistemas a tierra, la selección de cables de energía aislados, el cálculo de esfuerzos mecánicos en los buses, la selección de los equipos de protección, etc.. Todo lo antes citado se trata en el capítulo cuarto.

## FALLA DE ORIGEN

## INTRODUCCION

Los estudios de corto-circuito son necesarios en los sistemas de potencia en todas sus etapas, es decir, desde la generación hasta la utilización de la energía eléctrica, por lo que es conveniente establecer en primera instancia para que sirve éste estudio.

En forma general se puede decir que un estudio de corto-circuito da información que permite:

- A) Calcular las corrientes de corto-circuito para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red, lo cual permite especificar los elementos principales de protección.
- B) Determinar las potencias del corto-circuito en los términos del inciso anterior para especificación y coordinación de protecciones.
- C) Calcular las corrientes de corto-circuito para efectos térmicos y dinámicos usados en el diseño de sistemas de barras, tableros, etc..

En general se puede mencionar que un estudio de corto-circuito sirve para:

- a) Determinar las características interruptivas de los elementos de desconexión de las corrientes de corto-circuito como son los interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- b) Realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de corto-circuito.
- c) Hacer los estudios térmicos y dinámicos debido a los efectos de las corrientes de corto-circuito en algunos elementos de las instalaciones como son sistemas de barras, tableros, cables de buses

de fase aislada, etc..

- d) Relacionar los efectos del corto-circuito con otros estudios del sistema, como por ejemplo los estudios de estabilidad de las redes eléctricas en sistemas de potencia.

En función a lo anterior, se observa que es importante para cualquier sistema de potencia realizar un estudio de corto-circuito.

## TERMINOLOGIA

Los siguientes términos se explican en esta parte:

Corriente directa	Corto-circuito trifásico
Corriente alterna	Relación X/R
Onda senoidal	Impedancia
Corriente instantánea	Angulo de fase
Corriente de pico	Factor de potencia
Corriente promedio	
Corriente efectiva	
Corriente RMS	
Corriente simétrica	
Corriente asimétrica	
Onda desplazada (offset)	
Componente de C.D.	
Corriente total	
Decaída	
Decremento	
Angulo de cierre	
Cierre aleatorio	
Corriente de corto-circuito disponible	
Corriente en el primer medio ciclo	
Limitación de la corriente	
Tiempo de fusión	
Tiempo de arqueo	
Tiempo de libramiento total	
Corriente de paso	
Onda triangular	

Corriente directa:

No debe ser necesario mencionar la corriente directa cuando se estudian corrientes alternas, excepto que la corriente alterna puede ser más fácilmente entendida comparandola con la corriente directa. El siguiente diagrama representa una corriente estable de 10 amperes de corriente directa.

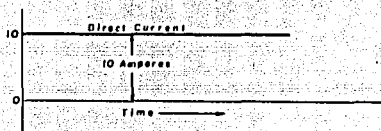


Fig. 1

Corriente alterna:

La corriente alterna varía continuamente, esta mantiene cambios de dirección y varía en valor desde cero hasta un máximo y regresa a cero en una dirección, y del mismo modo en dirección contraria.

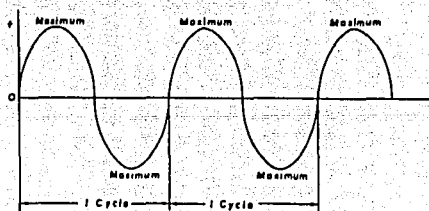


Fig. 2

60 ciclos de corriente de C.A. cambia de dirección 60 veces por segundo y un ciclo =  $1/60$  seg. = 0.0167 seg.

# FALLA DE ORIGEN



Onda senoidal:

Todos los circuitos de corriente alterna que se consideren tienen corrientes y voltajes en forma de onda senoidal. Una onda senoidal se genera por un vector rotatorio, por ejemplo dentro de una máquina de rotación.

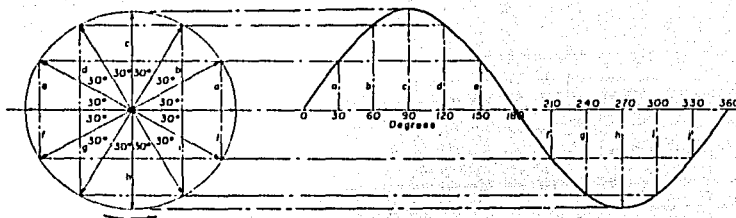


Fig. 3

Corriente efectiva:

Ya que la corriente alterna varía continuamente primero desde cero a un máximo en una dirección y después en la otra, esto aparentemente no justifica el valor verdadero de la corriente.

La corriente en cualquier punto sobre una onda senoidal es llamada corriente instantánea. La corriente en la parte superior de la onda es llamada corriente de pico o de cresta. Es posible determinar el valor promedio de la corriente alterna, sin embargo ninguno de estos valores relaciona correctamente a la corriente alterna con la corriente directa. Es deseable tener 1 ampere de corriente alterna que haga el mismo trabajo que 1 ampere de corriente directa. A esta corriente se le llama corriente efectiva y 1 ampere de corriente efectiva de alterna dará el mismo calor que 1 ampere de corriente directa.

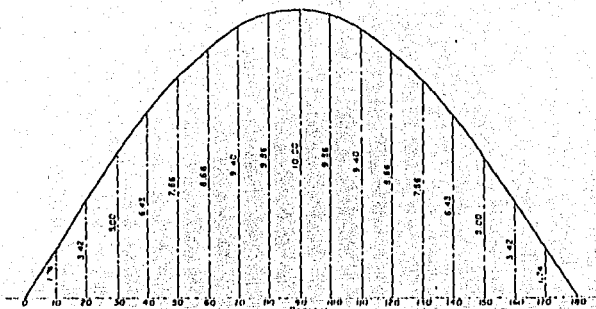


Fig. 4

### Corriente RMS:

La corriente efectiva es comunmente llamada corriente RMS. RMS - significa Raiz Media Cuadrada y es la raíz cuadrada del promedio de todas las corrientes instantáneas. El valor RMS de una onda senoidal se determina por calculos, sin embargo se puede entender más fácilmente por el tradicional método aritmético. Se estudiará la mitad de una onda senoidal teniendo un máximo de 10 amperes o valor pico, como lo muestra la figura 4. La onda completa tendría 20 amperes.

Se usarán corrientes instantáneas con intervalos de 10 grados. El valor de la corriente instantánea puede ser más fácilmente medida. - Los cuales se han tabulado en la siguiente tabla. Estos valores tienen que elevarse al cuadrado. El promedio de la corriente instantánea y el promedio de la corriente instantánea al cuadrado son encontrados dividiendo los totales entre 18. La raíz cuadrada de la corriente instantánea promedio se encuentra y se entiende más fácilmente.

## Calculo de corrientes RMS y promedios.

Grados	Amperes instantáneos	(Amperes instantáneos) <sup>2</sup>
0	0	0
10	1.74	3.03
20	3.42	11.79
30	5.00	25.00
40	6.43	41.35
50	7.66	58.67
60	8.66	75.00
70	9.40	88.36
80	9.86	97.22
90	10.00	100.00
100	9.86	97.22
110	9.40	88.36
120	8.66	75.00
130	7.66	58.67
140	6.43	41.35
150	5.00	25.00
160	3.42	11.79
170	1.74	3.03
180	<u>0</u>	<u>0</u>
Total	114.34	900.9
Promedios	6.36	50.0

$$RMS = \sqrt{50.0} = 7.07 \text{ amperes}$$

La corriente promedio efectiva de la onda senoidal es 0.636 del valor de la corriente pico y la corriente efectiva o RMS es de 0.707 de la corriente de pico.

Entendiendo esto de otra manera, podemos decir que el pico es 1.4 veces el valor de RMS. Los amperímetros estandar estan marcados con amperes RMS y a menos que se establezca de otra manera, todas las corrientes de C.A. son consideradas corrientes RMS.

Cuando hablamos de corrientes que fluyen por algunos ciclos es necesario especificar de que clase de amperes se estan considerando, algo semejante es:

RMS (efectivos).

Pico (cresta).

Promedio.

Instantáneos.

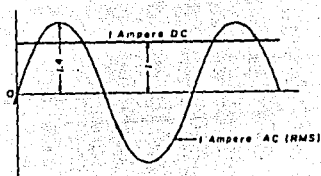
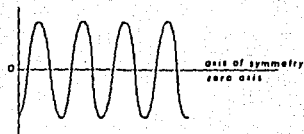


Fig. 5

Las dos corrientes mostradas tienen el mismo valor efectivo.

### Corriente simétrica:

La onda de corriente simétrica es simétrica con relación al eje-cero de la onda.



Corriente asimétrica:

Una onda de corriente asimétrica no es simétrica con relación al eje cero. Este eje de simetría se desplaza o descentra del eje cero.

Corriente desplazada:

Una onda asimétrica puede ser parcial o totalmente desplazada. La figura 7 muestra una onda totalmente desplazada.

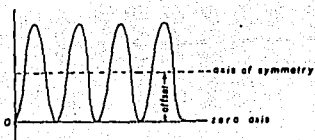


Fig. 7

Componente de C.D.:

Este eje de simetría de una onda desplazada se asemeja a una corriente de C.D. y la corriente asimétrica puede ser manejada con facilidad si consideramos que tiene una componente de C.A. y una componente de C.D.. Ambas componentes son teóricas. La componente de C.D. es generada dentro de un sistema de C.A. y no tiene fuente externa.

La figura 8 muestra una corriente asimétrica completamente desplazada con una componente estable de C.D. como su eje de simetría.

La componente simétrica tiene al eje cero como su eje de simetría. Si el valor efectivo (RMS) de la corriente simétrica es 1, entonces el pico de la corriente simétrica es 1.41. Esto es también el

FALLA DE ORIGEN

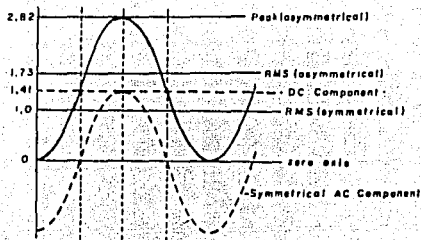


fig. 8

valor efectivo de la corriente de C.D.. Se pueden sumar estas dos corrientes efectivas por la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados y obtener el valor efectivo o RMS de la corriente asimétrica.

$$I_{\text{asi}} = \sqrt{I_{\text{CD}}^2 + I_{\text{sim}}^2} = \sqrt{(1.41)^2 + 1^2} = \sqrt{3} = 1.73$$

El valor RMS de una corriente asimétrica completamente descentrada es 1.73 veces la corriente simétrica RMS. Es claro que la corriente asimétrica de pico es dos veces la corriente simétrica de pico, - por ejemplo  $2 \times 1.41 = 2.82$

### Corriente total:

El término de corriente total es usado para expresar el total o suma de la componente de C.A. y de C.D. de una corriente asimétrica.

La corriente total y la corriente asimétrica total tienen el mismo significado y pueden expresarse en amperes pico o amperes RMS.

### Decaída:

Desafortunadamente las corrientes de falla son ya sea simétricas o totalmente asimétricas. La componente de C.D. es usualmente de corta duración y decae con el tiempo.

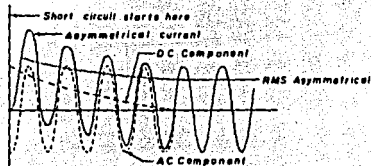


Fig. 9

En el diagrama de la figura 9 la componente de C.D. decae a cero aproximadamente en cuatro ciclos. A la velocidad de decaída se le llama decremento y depende de las constantes del circuito. La componente de C.D. puede no decaer en un circuito que tiene reactancia pero no resistencia y puede permanecer constante por siempre. En un circuito que tiene resistencia pero no reactancia la componente de C.D. puede decaer instantáneamente.

Esto es en condiciones teóricas, pero todos los circuitos prácticos tienen alguna resistencia y alguna reactancia y la componente de C.D. desaparece en pocos ciclos.

### Angulo de cierre:

Una falla de corto-circuito puede ocurrir en cualquier punto de la onda de voltaje de un circuito. Así se evita discutir las características del voltaje, sin embargo, la onda de voltaje se parece a la onda de corriente. Las dos ondas pueden estar en fase o fuera de fase y la magnitud y simetría de la onda de corriente en un corto-circuito depende del punto de la onda de voltaje en el cual ocurre el corto.

En pruebas de laboratorio es posible determinar el punto de la onda de voltaje donde ocurre la falla por medio del cierre del circuito en cualquier ángulo deseado en la onda de voltaje. Se puede decir que se determina el ángulo de cierre que produce las condiciones de corriente deseadas.

### Cierre aleatorio:

En la vida real las fallas ocurren casi en cualquier punto de la onda de voltaje y en el laboratorio estos pueden ser duplicados por cierre del circuito al azar. Esto es conocido como cierre aleatorio. Lo siguiente es verdadero para un corto-circuito cuando se tiene una resistencia despreciable:

Si la falla ocurre con voltaje cero, la onda de corriente es completamente asimétrica.

Si la falla ocurre con un voltaje máximo, la onda de corriente es completamente simétrica.

La mayoría de las fallas naturales ocurren en ambas condiciones.



### Corriente de corto-circuito disponible:

La primera pregunta que se hace al ver la figura 9 es: ¿Cuál es el valor de la corriente de una onda que es asimétrica?. En otras palabras ¿Cuál es la corriente de corto-circuito disponible?. Refiriendonos otra vez a la figura 9 se puede decir que es simétrica después de aproximadamente 4 ciclos y se puede hablar apropiadamente acerca de la corriente de corto-circuito disponible en amperes RMS simétricos después de que la componente de C.D. llegue a cero. Se puede determinar también la corriente RMS asimétrica total en 1, 2, 3 ciclos o en cualquier otro tiempo después de iniciar el corto-circuito.

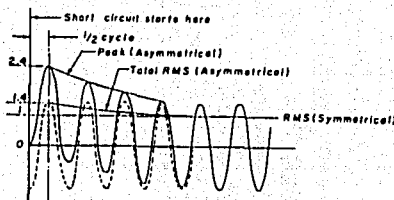


Fig. 10

### Corriente en el primer medio ciclo:

La práctica aceptada es usar la corriente disponible medio ciclo después de comenzar el corto-circuito. Para una onda completamente desplazada la corriente máxima ocurre al final del primer medio ciclo de tiempo. Debido a esto, este es el caso más crítico, se debe determinar la corriente pico y RMS en este punto. Ya que la componente de C.D. empieza a decaer, no se pueden usar los valores mostrados en la figura 8 porque no existe decaimiento.

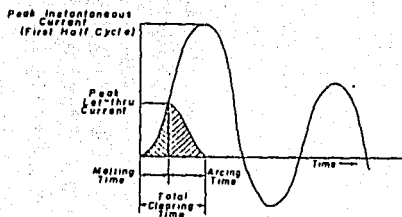


Fig. 11

Como se menciona, la velocidad de decaída depende de las constantes del circuito. El estudio de circuitos de 600 V. o menos indican que el valor a medio ciclo para la corriente asimétrica RMS es 1.44 veces la corriente simétrica RMS y la corriente instantánea de pico es 1.7 veces la corriente asimétrica RMS.

Ver la figura 10.  $1.7 \times 1.4 = 2.4$  Corriente simétrica RMS

#### Limitación de corriente:

Los fusibles limitadores de corriente no permiten a la corriente de corto-circuito alcanzar su máximo valor disponible. Estos fusibles interrumpen el circuito en menos de medio ciclo, por ejemplo antes de que alcance la corriente su máximo valor.

La figura 11 muestra la acción limitadora de corriente de estos fusibles. Tiempo de fusión: Es el tiempo requerido para fundir el eslabón del fusible. Tiempo de arqueo: Es el tiempo requerido para que el eslabón del fusible se funda y reduzca la corriente a cero. Tiempo total de libramiento: Es la suma del tiempo de fusión y de arqueo y es el tiempo a partir de la iniciación de la falla hasta la extinción de la misma.

Corriente de paso:

La máxima corriente instantánea o de pico la cual pasa por el fusible, es llamada corriente de paso. Esta también puede ser expresada en amperes RMS.

Onda triangular:

La elevación y la caída de la corriente a través del fusible limitador de corriente se asemeja a un triángulo isosceles, y puede ser considerado por un triángulo sin presentar ningún error apreciable. Ya que esta no es una onda senoidal se puede determinar el valor RMS de la corriente de paso tomando 0.707 del valor de pico, lo mismo que para una onda senoidal. ES decir que el valor efectivo ó RMS de una onda triangular es igual al valor de pico dividido entre 3 .

$$I_{RMS} = \frac{I_{pico}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{pico}}{1.7}$$

La corriente de paso de un fusible limitador de corriente varía con el diseño, valor nominal en amperes y la corriente de corto-circuito disponible. Los fabricantes de fusibles proporcionan curvas de corrientes de paso para varios tipos de fusibles limitadores de corriente.

Corto-circuito trifásico:

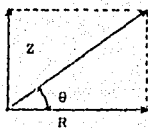
La corriente de corto-circuito trifásico puede ser determinada exactamente del mismo modo que una corriente monofásica si se considera que una fase es simétrica. Cada una de las tres fases tienen diferentes valores de corriente en algún instante. Solo una parte pue-

FALLA DE ORIGEN

de ser completamente asimétrica en un tiempo dado. A esto se le llama fase máxima o fase crítica y su valor de corriente RMS puede ser encontrado multiplicando la corriente RMS simétrica por el factor apropiado. Las corrientes en las tres fases pueden promediarse y el valor en amperes RMS puede ser determinado multiplicando la corriente simétrica RMS por el factor apropiado. El factor común es 1.25 veces la corriente simétrica, el cual corresponde a un 8.5 % del factor de potencia. La tabla al final de esta sección incluye factores de multiplicación para varios factores de potencia.

#### Relación X/R:

Todo circuito práctico contiene una resistencia (R) y una reactancia inductiva (X). Estas están eléctricamente en serie. Su efecto combinado es llamado impedancia (Z). Cuando fluye una corriente por una inductancia (bobina), el voltaje se adelanta a la corriente por 90 grados y cuando la corriente fluye por una resistencia el voltaje y la corriente están en fase. Esto significa que X y R deben ser combinados vectorialmente para obtener la impedancia.



$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \quad \frac{X}{R} = \tan \theta$$

Fig. 12

El ángulo resultante  $\theta$  es el ángulo entre la onda de voltaje y la corriente y es llamado ángulo de fase. El voltaje adelanta a la corriente o la corriente se atraza del voltaje en una cantidad igual al ángulo de fase.

Factor de potencia:

El factor de potencia es definido como la relación entre la potencia real (kW) y la potencia aparente (KVA).

$$F.P. = \frac{KW}{KVA} = \frac{\text{Potencia real}}{\text{Potencia aparente}}$$

Los kW son medidos por un wattmetro, los KVA son determinados por un voltmetro y un ampermetro, y las ondas de voltaje y corriente pueden estar en fase o defasadas.

Se dice que kW y KVA pueden ser combinados por una relación de ángulo recto, como se muestra en la figura 13.

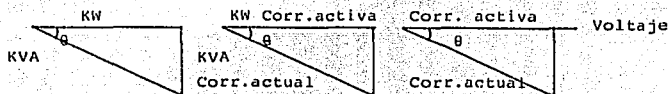


Fig. 13

La corriente activa esta en fase con el voltaje. La corriente actual o corriente de línea como se lee en un ampermetro, se atraza del voltaje por una cantidad igual al ángulo de fase.

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta$$

$$X/R = \tan \theta$$

El factor de potencia se dice que es 1 ó unitario o 100 % cuando la corriente y el voltaje están en fase, por ejemplo  $\theta = 0$  grados ( $\cos \theta = 1$ ). El factor de potencia es 0 cuando  $\theta = 90$  grados ( $\cos 90 = 0$ ).

La relación determina el factor de potencia de un circuito y la siguiente tabla da factores de potencia para varias relaciones X/R.

Short Circuit Power Factor Per Cent	Short Circuit X/R Ratio	Multiplying Factor		Short Circuit Power Factor Per Cent	Short Circuit X/R Ratio	Multiplying Factor	
		Maximum 1 Phase RMS Amperes at % Cycle [Curve M]	Average 3 Phase RMS Amperes at % Cycle [Curve M]			Maximum 1 Phase RMS Amperes at % Cycle [Curve M]	Average 3 Phase RMS Amperes at % Cycle [Curve M]
0	∞	1.522	1.394	29	3.1001	1.139	1.070
1	100.00	1.496	1.374	30	3.1598	1.120	1.068
2	49.593	1.465	1.355	31	3.2069	1.121	1.062
3	33.327	1.430	1.336	32	3.2508	1.113	1.057
4	24.979	1.398	1.318	33	3.2926	1.105	1.053
5	19.974	1.368	1.301	34	3.3324	1.098	1.049
6	16.623	1.340	1.285	35	3.3704	1.091	1.046
7	14.251	1.313	1.270	36	3.4066	1.084	1.043
8	12.460	1.288	1.256	37	3.4410	1.078	1.040
8.5	11.723	1.273	1.248	38	3.4738	1.073	1.038
9	11.066	1.260	1.241	39	3.5051	1.068	1.035
10	9.9501	1.248	1.234	40	3.5350	1.062	1.033
11	9.0134	1.237	1.228	41	3.5635	1.057	1.031
12	8.2713	1.228	1.223	42	3.5907	1.052	1.029
13	7.6271	1.220	1.219	43	3.6166	1.048	1.027
14	7.0723	1.213	1.215	44	3.6413	1.044	1.025
15	6.5992	1.207	1.211	45	3.6648	1.041	1.024
16	6.1955	1.202	1.207	46	3.6872	1.038	1.023
17	5.7967	1.198	1.203	47	3.7085	1.035	1.022
18	5.4499	1.194	1.200	48	3.7288	1.032	1.021
19	5.1272	1.191	1.197	49	3.7481	1.029	1.020
20	4.8208	1.188	1.194	50	3.7664	1.026	1.019
21	4.5357	1.185	1.191	51	3.7838	1.023	1.018
22	4.2681	1.182	1.188	52	3.8003	1.020	1.017
23	4.0241	1.180	1.185	53	3.8159	1.017	1.016
24	3.7995	1.178	1.183	54	3.8306	1.015	1.015
25	3.5910	1.176	1.181	55	3.8444	1.013	1.014
26	3.3954	1.174	1.179	56	3.8573	1.011	1.013
27	3.2201	1.172	1.177	57	3.8694	1.009	1.012
28	3.0625	1.170	1.175	58	3.8807	1.007	1.011
				59	3.8912	1.005	1.010
				60	3.9010	1.003	1.009
				61	3.9100	1.001	1.008
				62	3.9183	1.000	1.007
				63	3.9259	1.000	1.006
				64	3.9328	1.000	1.005
				65	3.9390	1.000	1.004
				66	3.9445	1.000	1.003
				67	3.9493	1.000	1.002
				68	3.9534	1.000	1.001
				69	3.9569	1.000	1.000
				70	3.9597	1.000	1.000

## Capítulo primero

### FALLAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

#### 1.1 CAUSAS QUE DAN ORIGEN A LAS FALLAS

Algunas de las causas más comunes que producen fallas en los sistemas de potencia son las siguientes:

- 1) Fallas de aislamiento en aire o en los materiales de máquinas y aparatos debido principalmente a sobretensiones de origen atmosférico.
- 2) Fallas en los aislamientos de las máquinas, aparatos y cables producidas por envejecimiento, calentamiento o corrosión.
- 3) Efecto de la humedad en el terreno y en el medio ambiente.
- 4) Fallas mecánicas en las máquinas y fallas en las líneas de transmisión por efecto del viento, caída de árboles o ramas de los árboles en los conductores, etc..
- 5) Errores humanos en las maniobras como son la apertura de cuchillas bajo condiciones de carga, falsas maniobras, etc..
- 6) Sobrecargas en transformadores, generadores y líneas de transmisión.
- 7) Accidentes provocados por animales como son los pájaros en las líneas de transmisión, roedores en cables y tableros, etc..

Estas causas y algunas otras de la misma naturaleza originan lo siguiente:

- 1.1.1 Sobrecargas.
- 1.1.2 Corto-circuitos.
- 1.1.3 Caída de tensión.
- 1.1.4 Elevación de tensión.

### 1.1.1 Sobrecargas:

Actualmente existen técnicas que tienden a no establecer distinciones y a considerar un régimen de sobrecarga y de corto-circuito como una simple sobrecorriente que tiene valores diferentes.

Por facilidad se mantendrá en esta parte la diferencia clásica entre lo que es una sobrecorriente debida a una sobrecarga y una sobrecorriente por corto-circuito, no solo por su magnitud, sino también por su duración.

En la figura 1.1 se muestra un sistema elemental compuesto por una línea de distribución, una subestación eléctrica y los usuarios a nivel primario; para ilustrar el efecto de la sobrecarga se puede considerar que en cada punto de la instalación se presenta una condición de sobrecarga de manera que se debe tener el criterio de mantener una cierta magnitud de corriente debajo de ciertos límites prefijados en cada caso, esto hace comprender que es difícil dar una definición de lo que es una sobrecarga en forma analítica, más bien se trata entonces de definir cuales son los límites sobre los cuales una corriente se considera excesiva teniendo en cuenta que una instalación eléctrica puede funcionar tranquilamente con un valor muy inferior a la llamada corriente nominal y que también puede trabajar por un tiempo indeterminado con un régimen superior a la corriente nominal.

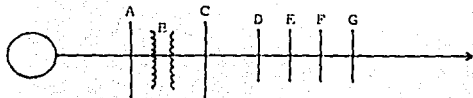


Figura 1.1 Sistema elemental de energía eléctrica.



En la figura anterior la suma de todas las corrientes absorbidas por las cargas y distribuidas, como se indica a lo largo del sistema pasará por la barra A y por lo tanto la magnitud de la eventual sobrecarga en A será muy distinto al valor de la sobrecarga en F, en donde la corriente que pasa tiene un valor completamente distinto al de A, esto significa que en las instalaciones eléctricas y sobre todo las de tipo radial se debe hacer un dimensionamiento para la carga y sobrecarga previsible para cada parte.

En una red mallada, la distribución de la corriente es diferente y en cierto modo se puede decir que es más balanceada y en este caso la sobrecarga también debe tener un incremento adecuado en cada zona aún cuando el criterio de diseño es diferente. En un modo más general se puede expresar la sobrecarga como porcentaje de la corriente nominal, por ejemplo, que una sobrecarga del 25% corresponderá a 1.25 veces la corriente nominal.

Con el crecimiento de las redes eléctricas y de las interconexiones relativas el concepto de sobrecarga pierde importancia debido a que si se supone que cualquier requerimiento de energía a régimen nominal podrá siempre ser compensada con la correspondiente reserva de potencia, es decir, que el concepto de sobrecarga tiene mayor significado en redes eléctricas radiales poco malladas. De manera tal que se podrá hablar con mayor propiedad de los diferentes niveles de corriente y consecuentemente de la intervención de los diferentes límites de tolerancia.

Tiene también una gran importancia el estudio de las corrientes transitorias y permanentes desde el punto de vista contractual que toma en consideración también el factor de potencia de la carga.

Constante térmica de las máquinas eléctricas.

No es posible hablar de sobrecarga en los sistemas eléctricos sin tocar, aunque sea brevemente, este concepto importante de las máquinas eléctricas. La capacidad de sobrecarga de una instalación depende, de hecho, del medio refrigerante, la cantidad de corriente que se puede soportar es tanto mayor cuanto menos es la temperatura del medio.

En las máquinas eléctricas y en particular en los transformadores la potencia de placa esta referida a la máxima temperatura admisible lo que no limita que a temperaturas menores se puedan entregar potencias mayores.

#### 1.1.2 Corto-circuitos:

De una forma muy simple se puede decir que se produce un corto-circuito cuando existe contacto entre dos o más conductores de distinta fase o entre un conductor de fase y tierra, los corto-circuitos normalmente aumentan en forma considerable la magnitud de la corriente que circula por los circuito eléctricos.

Este fenómeno del corto-circuito representa la condición más severa a la que se puede ver sometida una instalación eléctrica ya que en su manifestación más acentuada produce efectos térmicos y efectos dinámicos que en ocasiones se presentan con tal violencia que pueden provocar la destrucción mecánica de las máquinas e inclusive de los materiales.

Estadísticamente se observa que la mayoría de las fallas de este tipo tiene su origen en una falla de línea a tierra. Con relación a los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto-circuito su estudio es motivo de otro tipo de literatura más enfocado a la solución del problema de diseño de las instalaciones eléctricas, y a

que en este trabajo se estudia el corto-circuito desde el punto de vista del efecto directamente relacionado con la selección y protección de las instalaciones. En general la intensidad de la corriente que define una falla como un corto-circuito es de por lo menos dos veces el valor de la corriente nominal.

Obviamente que según la constitución de la red, tal sobrecorriente se distribuye entre las diferentes partes de la red y en forma análoga se puede decir de las sobrecargas, si se considera que el nivel de la corriente de falla puede alcanzar valores de diez a veinte veces la corriente nominal, se puede inferir la importancia que tiene una protección adecuada y selectiva que evite consecuencias desastrosas en las instalaciones eléctricas.

#### 1.1.2.1 Efectos térmicos del corto-circuito:

Una protección bien realizada y selectiva elimina un corto-circuito de la red en algunas décimas de segundo; en cambio, si esto no ocurre, las consecuencias térmicas de las corrientes de corto-circuito sobre las instalaciones, aún cuando en la primera etapa del fenómeno no tienen mucha importancia, después, cuando la energía térmica acumulada se difunde a todas las partes no metálicas de la instalación, puede provocar problemas severos.

Aún más, se puede presentar el caso de que con corrientes de corto-circuito muy elevadas se puede alcanzar también temperaturas elevadas en unos cuantos segundos cuando los medios refrigerantes y los aislamientos no tienen el tiempo suficiente para absorber la temperatura que se presenta de imprevisto.

Los puntos más delicados y fáciles de ceder son en este caso las partes metálicas mecánicamente más frágiles, donde el considerable efecto térmico se suma a los requerimientos mecánicos producidos por

**FALLA DE ORIGEN**

las corrientes de corto-circuito.

La notable diferencia entre la velocidad de disipación de la temperatura sobre los soportes metálicos y sobre los aislantes hace que la temperatura acumulada se transfiera al exterior aún más lentamente como se puede observar en la figura 1.2, que se refiere a un cable con conductor de  $500 \text{ mm}^2$  de sección; aislado con termoplástico de 4 mm de espesor y que, como se observa, el mismo material aislante del cable contribuye por un cierto periodo de tiempo, a mantener la temperatura del conductor a niveles elevados.

La temperatura del conductor se presenta a su valor máximo (cuando el corto-circuito se ha eliminado) el aumento de la temperatura en el medio aislante provoca desde luego un proceso de envejecimiento del mismo en un tiempo más o menos largo.

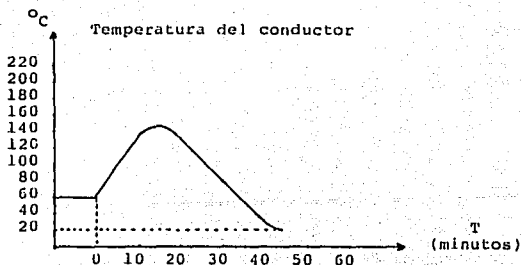


Figura 1.2 Curva de calentamiento de los conductores.

#### 1.1.2.2 Efectos dinámicos de la corriente de corto-circuito:

Los efectos dinámicos de las corrientes de corto-circuito son de doble naturaleza, ya sea porque están relacionados con la dilatación

térmica de los materiales o por las fuerzas de atracción y repulsión que se manifiestan durante la perturbación. Estos esfuerzos dinámicos provocan esfuerzos de naturaleza mecánica en las partes rígidas de las instalaciones como pueden ser los buses de fase aislada, las barras rígidas en las subestaciones eléctricas, los tableros de fuerza, etc..

En el caso de los cables de potencia, por lo general, cuando tienen aislamiento de poliétileno se deforman por las bruscas elevaciones de temperatura, mientras que en el caso de medios aislantes con diferente coeficiente de dilatación se tienen deformaciones menos apreciables. Las deformaciones en los cables están, por lo tanto, estrechamente relacionadas con sus características constructivas.

### 1.1.3 Caída de tensión:

La caída de tensión en una instalación eléctrica se puede producir por diferentes causas, en una planta generadora se dice que hay caída de tensión cuando el valor de ésta es inferior al valor considerado como nominal, en cualquier punto de la red puede estar motivada por una sobrecarga, que en un momento dado, demande más corriente de la prevista, produciendo un exceso en la caída de tensión con las impedancias de los conductores.

Los bajos en la red eléctrica son perjudiciales para la buena operación de las instalaciones eléctricas. Ya que, como se sabe, los efectos de estos son de diferente naturaleza en los usuarios y que van desde la reducción en el nivel de iluminación en las lámparas incandescentes hasta problemas de arranque por bajo voltaje en los motores de inducción, incluyendo otros inconvenientes en otros tipos de equipos, particularmente aquellos que operan a base de relevadores de bajo voltaje.

Debido a lo anterior es necesario que se prevea esta posible condición en la operación de las redes e instalaciones a fin de proveer las protecciones adecuadas y evitar los inconvenientes de este tipo de fallas.

#### 1.1.4 Elevación de tensión:

La condición de sobretensión en las instalaciones eléctricas puede ser originada por diferentes motivos, como ya se ha indicado brevemente en los párrafos anteriores, algunas de estas sobretensiones exceden los niveles de aislamiento y producen fallas por corto-circuito.

Las sobretensiones pueden ser transitorias como las producidas por descargas atmosféricas o maniobra de interruptores, en cuyo caso los dispositivos de protección están basados en la descarga a tierra de estas sobretensiones siendo el principal elemento de protección el apartarrayos. Otras sobretensiones a la frecuencia del sistema pueden ser motivo de fallas de aislamiento o inconvenientes en la operación del sistema eléctrico de que se trate y pueden ser originadas por pérdida de carga, sobreexcitación, etc. para este tipo de sobretensiones, por lo general, se trata de adoptar protecciones a base de relevadores.

### 1.2 CONSECUENCIA DE LAS FALLAS.

- 1.- Una falla no solo puede producir interrupción del servicio de zonas de alimentación reducidas, sino que pueden ser de consecuencias tales que provoquen interrupciones mayores, como es la pérdida de sincronismo en las plantas generadoras, lo que puede conducir a interrupciones generales.
- 2.- Además con las interrupciones se pueden destruir las instalaciones y equipos, y su reparación resulta muy costosa.

3.- Daños mecánicos en partes del sistema que tienen como causa primaria una falla eléctrica.

4.- Fallas menores que pueden producir un mal servicio, como son las variaciones de frecuencia o caídas excesivas de voltaje.

Dada la ocurrencia de fallas en un sistema eléctrico es posible, con el objeto de proteger al personal y a los equipos, adoptar medidas para evitar en lo posible los accidentes o pérdidas de energía - según sea el caso.

### 1.3 ESTADÍSTICA DE FALLAS

Desde el punto de vista de la protección, es importante disponer de datos estadísticos sobre la ocurrencia de fallas, a fin de poder aplicar mejor los criterios de protección.

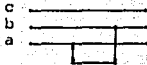
Una idea de la estadística de fallas se da a continuación:

<u>Parte del sistema</u>	<u>% del total de fallas</u>
Líneas de transmisión	50
Cables subterráneos	10
Interruptores	15
Transformadores de potencia	12
Transformadores de instrumento	2
Equipos de control	3
Equipos varios en las subestaciones	<u>8</u>
Total	100

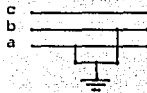
1.- Falla de línea a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del 85%.



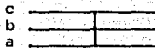
- 2.- Falla de línea a línea, con una probabilidad de ocurrencia del 8%.



- 3.- Falla de dos líneas a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del 5%.



- 4.- Falla trifásica, con una probabilidad de ocurrencia del 2%.



Las fallas de línea a tierra son muy comunes y pueden ser por distintas causas, no así la falla trifásica, cuyo principal origen son los errores humanos.

Con el propósito de determinar las características de los equipos de protección, así como la protección misma, en una subestación eléctrica normalmente se efectúan estudios de corto-circuito para las siguientes fallas:

- De línea a tierra.
- Trifásica.



La primera por ser la más probable en ocurrir y la segunda porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia, es la que puede someter a los equipos, máquinas y/o aparatos, a los esfuerzos mayores; - cabe aclarar que cuando no existe carga o es mínima, la falla de línea a tierra es tan severa como la falla trifásica.

Desde el punto de vista analítico, resulta la falla trifásica más fácil de estudiar y los resultados son bastante satisfactorios para las distintas aplicaciones, especialmente en instalaciones eléctricas de distribución o las denominadas instalaciones y subestaciones eléctricas de tipo industrial.

En la selección de los dispositivos de protección contra cortocircuito solamente se consideran las componentes máximas de D.C. para el trabajo momentáneo de los interruptores termomagnéticos y de los fusibles, y se podrá estar seguro de que el elemento de protección aplicado soportará el cortocircuito máximo que pueda ocurrir en el sistema.

## Capítulo segundo

CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO DE LA CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO

## 2.1 PREPARACION DEL DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA.

En el diagrama unifilar del sistema, deberán indicarse todos los elementos que lo integran tales como generadores, transformadores, líneas de transmisión o distribución, reactores, motores, etc.. Con sus potencias y voltajes nominales así como impedancias o reactividades referidas a sus características eléctricas nominales.

Estas impedancias o reactividades generalmente expresadas en porcentaje o en valores por unidad, la proporcionan los fabricantes del equipo o se obtienen de normas, así por ejemplo, la tabla No. 74 de la Norma 141-1976 del IEEE nos proporciona un rango de valores de impedancias para transformadores de potencia y las tablas No. 18 a la 24 de la misma norma nos da valores típicos para reactividades de máquinas rotatorias, líneas y alimentadores.

En un sistema trifásico existen cinco posibilidades de falla:

Falla entre líneas.

Falla entre dos líneas.

Falla de una línea a tierra.

Falla de dos líneas a tierra.

Falla de tres líneas a tierra.

De acuerdo con el tipo de análisis, debemos seleccionar del diagrama unifilar las reactividades o impedancias apropiadas para nuestro estudio, así por ejemplo, para una falla trifásica seleccionamos únicamente reactividades o impedancias de secuencia positiva (+) mientras que para el cálculo de una falla de línea a tierra seleccionamos reactividades o impedancias de secuencia positiva (+), negativa (-) y secuencia cero.

IEEE Std  
141-1976Table 74  
Standard Impedance Values for Three-Phase Transformers

High-Voltage Rating (with)	kVA Rating	Percent Impedance Voltage	
<b>Secondary Unit Substation Transformers*</b>			
2400-13 800	112.5-225	Not less than 2.0	
2400-13 800	300-500	Not less than 4.6	
2400-13 800	750-2500	5.75	
22 000	All	6.75	
34 400	All	6.25	
<b>Liquid-Immersed Transformers, 501-30 000 kVA†</b>			
		Low Voltage, 480 V	Low Voltage, 2400 V and Above
2400-22 900		5.75	5.5
20 400-31 400		6.25	6.0
43 300		6.75	6.5
67 000			7.0
115 000			7.5
138 000			8.0

NOTES (1) Ratings separated by hyphens indicate that all intervening standard ratings are included. Ratings separated by a comma indicate that only those listed are included.

(2) Percent impedance voltages are at self-cooled rating and as measured on rated voltage connection.

\* From NEMA 210-1970.

† From ANSI C57.12.10-1969.

Table 18  
Typical Reactance Values for Induction and Synchronous  
Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings\*

	$X'_d$	$X''_d$
Turbine generators†		
2 pole	0.09	0.15
4 pole	0.15	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.10	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.15	0.23
8-14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers†	0.24	0.37
Synchronous converters†		
600 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual induction motors, usually above 600 V	0.17	—
Groups of motors, each less than 50 hp, usually 600 V and below	0.25	—

NOTE: Approximate synchronous motor kVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

0.8 power factor motor — kVA base = hp rating

1.0 power factor motor — kVA base = 0.8 x hp rating

\*Use manufacturer's specified values if available.

† $X'_d$  not normally used in short-circuit calculations.

‡The value of  $X''_d$  for groups of motors has been increased slightly to compensate for the very rapid short-circuit current decrement in these small motors. A lower value of  $X''_d$  will normally be appropriate for groups of large motors.

Table 19  
Representative Conductor Spacings for  
Overhead Lines

Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Delta Spacing (inches)
120	12
240	12
480	15
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	64
69 000	96
115 000	204

NOTE to Table 19:

When conductors are not arranged in a delta, the following formula may be used to determine the equivalent delta:

$$d = \sqrt[3]{A \times B \times C}$$

When the conductors are located in one plane and the outside conductors are equally spaced from the middle conductor, the equivalent is 1.26 times the distance between the middle conductor and an outside conductor. For example,

$$\begin{aligned} \text{equivalent delta spacing} &= \sqrt{A \times A \times 2A} \\ &= 1.26 A \end{aligned}$$

FALLA DE ORIGEN

Table 20  
Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing\*

Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance $R$ at 50°C, 60 Hz ( $\Omega$ /conductor/1000 ft)	Reactance $X_A$ at 1 ft Spacing, 60 Hz ( $\Omega$ /conductor/1000 ft)
1 000 000		0.0130	0.0768
900 000		0.0142	0.0760
800 000		0.0160	0.0783
750 000		0.0169	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0208	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0864
400 000		0.0307	0.0867
350 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922
211 000	4/0	0.0574	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
106 500	1/0	0.116	0.103
83 890	1	0.145	0.106
66 370	2	0.181	0.108
52 030	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.113
33 100	6	0.362	0.116
26 250	6	0.453	0.121
20 600	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

\*Use spacing factors of Tables 22 and 23 for other spacings.

Table 21  
Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced, for 1 ft Symmetrical Spacing\*

Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance $R$ at 50°C, 60 Hz ( $\Omega$ /conductor/1000 ft)	Reactance $X_A$ at 1 ft Spacing, 60 Hz ( $\Omega$ /conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0120	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
716 500		0.0273	0.0766
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0446	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
266 800		0.0662	0.1146
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1062	0.1176
	2/0	0.1330	0.1213
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2070	0.1216
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1210
	6	0.5340	0.1259
	8	0.6710	0.1273

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

\*Use spacing factors of Tables 22 and 23 for other spacings.

Table 22  
 60 Hz Reactance Spacing Factor  $X_{60}$ , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(feet)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	0.0018	0.0018	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021	0.0021
2	0.0160	0.0178	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186	0.0186
3	0.0265	0.0290	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328	0.0328
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377	0.0377
6	0.0412	0.0416	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418	0.0418
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453	0.0453
8	0.0478	0.0480	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483	0.0483

Table 23  
 60 Hz Reactance Spacing Factor  $X_{60}$ , in Ohms per Conductor per 1000 feet

(inches)	0	1/1	2/1	3/1
0	—	—	—	—
1	0.0519	0.0517	0.0513	0.0508
2	0.0571	0.0561	0.0549	0.0543
3	0.0619	0.0601	0.0585	0.0577
4	0.0672	0.0648	0.0625	0.0612
5	0.0721	0.0691	0.0662	0.0642
6	0.0765	0.0729	0.0695	0.0672
7	0.0805	0.0764	0.0725	0.0702
8	0.0841	0.0794	0.0750	0.0722
9	0.0873	0.0821	0.0772	0.0740
10	0.0902	0.0845	0.0791	0.0754
11	0.0928	0.0866	0.0808	0.0766
12	0.0951	0.0884	0.0821	0.0774

Table 24  
 60 Hz Reactance of Physical Three-Cable Circuits,  
 in Ohms per 1000 ft

Cable Size	800 V	2400 V	4100 V	6900 V	13 800 V
4 to 1	0.0520	0.0381	0.0290	0.0218	0.0161
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0310	0.0284	0.0235	0.0185	0.0122
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0284	0.0235	0.0185	0.0122
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0490	0.0316	0.0250	0.0185	0.0152
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0290	0.0316	0.0250	0.0185	0.0152
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0290	0.0316	0.0250	0.0185	0.0152
260-750 kcmil	0.0500	0.0310	0.0276	0.0219	0.0178
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0270	0.0310	0.0276	0.0219	0.0178
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0310	0.0276	0.0219	0.0178

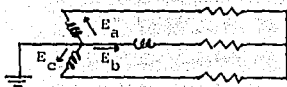
NOTE: These values may also be used for magnetic and nonmagnetic armored cables.

La impedancia o reactancia de los elementos pasivos (transformadores, líneas de transmisión, cables) se considera constante a través del tiempo.

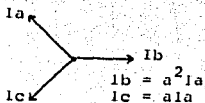
La impedancia o reactancia de los elementos activos (máquinas rotatorias), se presenta en estos estudios como una fuente de voltaje constante en serie con su impedancia, la cuál, después de ocurrida la falla varía a través del tiempo.

## 2.1.1 Interconexión de mallas para distintos tipos de falla

### 2.1.1.1 Trifásico:



$$3I_{a_1} = 3I_a \text{ ó } I_{a_1} = I_a$$



Tomando  $I_a$  como referencia para secuencia positiva:

$$3I_{a_1} = I_a + aI_b + a^2I_c$$

$$\text{como: } I_b = a^2 I_a$$

$$I_c = a I_a$$

Para secuencia negativa:

$$3I_{a_2} = I_a + a^2 I_b + a I_c$$

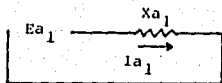
$$= I_a + a I_a + a^2 I_a$$

$$= I_a (1 + a + a^2) = 0$$

Para secuencia cero:

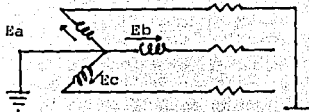
$$3I_{a_0} = I_a + I_b + I_c = 0$$

El resultado es consistente; en condiciones trifásicas balanceadas solo existe secuencia positiva, y la red de secuencia (+) será:



$$I_{a_1} = I_{c_1} = \frac{E_{a_1}}{X_{a_1}}$$

## 2.1.1.2 De fase a tierra:



Evidentemente

$$V_a = 0$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$\text{como } I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$\text{e: } I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$(I_b - I_c) = (a^2 - a)I_{a1} + (a - a^2)I_{a2} = 0$$

$$\text{o bien } I_{a1} = I_{a2}$$

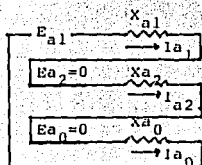
$$\text{como } I_b = a^2 I_{a1} - a I_{a1} + (I_{a1} - I_{a1}) + I_{a0} = 0$$

$$(a^2 + a + 1)I_{a1} - I_{a1} + I_{a0} = 0$$

$$\text{de donde } I_{a1} = I_{a0}$$

$$\text{o sea: } I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

Las redes dibujadas enseguida deberán conectarse en serie para cumplir con esta condición:



$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{E_{a1}}{X_{a1} + X_{a2} + X_{a0}}$$

## 2.1.1.3 Entre fases:

Por ser de poca aplicación, los resultados de un análisis de fallas de dos fases a tierra y entre fases, se excluyen de este trabajo.



## 2.2 APLICACION DE NORMAS A LOS DIAGRAMAS DE IMPEDANCIAS

Existen cuatro redes básicas de impedancias, las cuales tienen los mismos elementos excepto las impedancias o reactancias de las máquinas rotatorias.

La diferencia entre las cuatro redes está basada en la aplicación de normas para la selección de equipos.

### 2.2.1 RED No.1 Primer Ciclo (momentáneo) para la Selección de Fusibles e interruptores en baja tensión.

En esta red se emplean reactancias subtransitorias para representar a todas las máquinas rotatorias en un diagrama de reactancias equivalentes.

Las normas permiten modificar las reactancias para grupos de motores síncronos y de inducción en bajo voltaje alimentados de una subestación tipo unitaria en baja tensión.

Si la capacidad total de los motores en HP es igual a la capacidad del transformador en KVA (enfriamiento OA), puede usarse una reactancia de 0.25 p.u. referida a la capacidad del transformador para representar al grupo de motores.

La corriente de corto-circuito se obtiene dividiendo el voltaje de prefalla en por unidad entre la impedancia equivalente en el punto de falla en por unidad y multiplicándola por la corriente base:

$$I_{cc \text{ sim}} = \frac{E}{Z_{p.u.}} \times I_{base}$$

Esta corriente de corto-circuito se aplica directamente para seleccionar equipo de bajo voltaje cuyas capacidades de corto-circuito están expresadas en corrientes de RMS simétricas.

Cuando las capacidades de los equipos están expresadas en corrientes RMS asimétricas, la corriente de corto-circuito simétrica determinada anteriormente se debe multiplicar por un factor de asimetría.

La tabla No. 1 de la norma ANSI C37.41 muestra los factores de multiplicación para la selección de fusibles.

La norma ANSI sugiere un factor de multiplicación de 1.55 para fusibles de potencia en subestaciones. Para el caso de fusibles tipo distribución, el factor es 1.2 siempre y cuando el voltaje en el punto de aplicación sea de 15 KV o menor y el fusible se localice lejos de las plantas generadoras y cuando la relación X/R sea menor que 4.

C37.41  
22

Table 1  
Multiplying Factors for Application of Interrupting Devices

	Multi- plying Factor	Reactance Quantity for Use in $X_d$		
		Synchronous Generators and Condensers	Synchronous Motors	Induction Motors
A. Power Fuses at Station*—All Current Limiting Fuses				
1. With symmetrical ratings	1.0	subtransient	subtransient	subtransient
2. With asymmetrical ratings (fault current)	1.55			
B. Distribution Fuse Cutouts				
1. At 15,000 volts, or below, when the fuse is located remote from generating stations and when the X/R is less than 4	1.2	subtransient	subtransient	subtransient
2. All other cases	1.55			

\* For power fuses (except current limiting) located remote from the station, use multiplying factor for distribution fuse cutouts (see B1).

Para cualquier otro caso emplear un factor de 1.55 :

$$I_{cc_{asim}} = 1.55 I_{cc_{asim}}$$

$$I_{cc_{asim}} = 1.2 I_{cc_{sim}}$$

### 2.2.2 RED No.2 Primer Ciclo (momentáneo) para la Selección de Interruptores en Alto Voltaje (mayor a 1 KV).

Para este estudio, todas las reactancias subtransitorias de las máquinas rotatorias deberán multiplicarse por los factores correspondientes de la tabla No. 1 de la norma ANSI C37.5 - 1979.

Para calcular la corriente de corto-circuito se divide el voltaje de prefalla en por unidad entre la impedancia equivalente en por unidad en el punto de falla y se multiplica por la corriente base:

$$I_{cc_{sim}} = \frac{E_{p.u.}}{Z_{p.u.}} \times I_{base}$$

Esta corriente multiplicada por un factor de 1.6 (norma C37.5 - 1979) nos dará la corriente asimétrica de corto-circuito:

$$I_{cc_{asim}} = 1.6 I_{cc_{sim}}$$

ANSI/IEEE  
C37.5-1978

Table 1  
Rotating Machine Reactances for  
Short-Circuit Current Calculation

Type of Rotating Machine	Positive Sequence Reactances for Calculating	
	Interrupting Duty (Per Unit)	Momentary Duty (Per Unit)
All turbogenerators, all hydrogenerators with amortisseur windings, and all condensers (see Note (1))	$1.0X_d''$	$1.0X_d''$
Hydrogenerators without amortisseur windings (see Note (2))	$0.75X_d''$	$0.75X_d''$
All synchronous motors (see Notes (1), (4), and (5))	$1.5X_d''$	$1.0X_d''$
Induction motors (see Notes (3), (4), and (6))		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.5X_d''$	$1.0X_d''$
Above 250 hp at 3600 r/min		
From 50 to 1000 hp at 1800 r/min or less	$3.0X_d''$	$1.2X_d''$
From 50 to 250 hp at 3600 r/min		
Neglect all three-phase induction motors below 50 hp and all single-phase motors.		

## NOTES:

(1)  $X_d''$  of synchronous rotating machines is the "rated voltage" (saturated) direct axis subtransient reactance.

(2)  $X_d'$  of synchronous rotating machines is the "rated voltage" (unsaturated) direct axis transient reactance.

(3)  $X_d''$  of induction motors equals 1.00 divided by per-unit locked rotor current at rated voltage.

(4) The 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 or locations close to large motors, or both the current at  $\frac{1}{2}$  cycle will be increased by the motor contribution to a greater degree, proportionately, than the total current will be increased at minimum clearing time. In these cases, an additional calculation of the  $\frac{1}{2}$  cycle current should be made using the appropriate reactance values given in Table 1 under the heading "Momentary Duty." A 1.6 multiplying factor should be used for asymmetry, and

this result must not exceed the momentary capability of the circuit breaker being used.

(5) When the contribution of large individual induction motors is an appreciable portion of the short-circuit current, substitution for the tabulated multiplying factors of more accurate multipliers based on manufacturer's time constant data is appropriate. Using  $I = (E/X_d'')e^{-t/T''}$ , as the expression for the exponential decay of induction motor symmetrical current to a terminal short circuit, the reactance multiplying factor is  $1/(T'')$ , where  $t$  is the proper time after initiation of the short circuit and  $T''$  is the motor short-circuit time constant. (Both should be in the same time units.) For example, using manufacturer's motor data for  $T''$ , the reactance multiplying factor for determining the interrupting duty may be found using  $t$  equal to the circuit breaker minimum contact parting time. For a circuit breaker with a five-cycle rated interrupting time,  $t = 3$  cycles (0.05 s). For determining the momentary duty, use  $t = 0.5$  cycles (0.00833 s) in the reactance multiplying factor calculations.

### 2.2.3 RED No.3 Capacidad Interruptiva (tiempo de partida de contactos) para la Selección de Interruptores en Alto Voltaje.

Todas las reactancias subtransitorias de las máquinas rotatorias para este estudio, deberán multiplicarse por los factores correspondientes de la norma ANSI C37.10 - 1979 e indicarse en un diagrama de reactancias equivalentes. Los factores son los siguientes:

ANSI/IEEE  
C37.10-1979

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 (See Note 2)	$1.0 X_d''$	$1.0 X_d''$
Hydrogenerators without amortisseur windings (See Note 2)	$0.76 X_d'$	$0.76 X_d'$
All asynchronous motors (See Notes 1, 4, and 5)	$1.5 X_d''$	$1.0 X_d''$
Induction Motors (See Notes 3, 4, and 6)		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.5 X_d''$	$1.0 X_d''$
Above 250 hp at 3600 r/min		
From 50 to 1000 hp at 1800 r/min or less	$3.0 X_d''$	$1.2 X_d''$
From 50 to 250 hp at 3600 r/min		
Neglect all 3 phase induction motors below 50 hp and all single-phase motors		

#### NOTES:

(1)  $X_d''$  of synchronous rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct-axis subtransient reactance.

(2)  $X_d'$  of synchronous rotating machines is the rated-voltage (saturated) direct axis transient reactance.

(3)  $X_d'$  of induction motors equals 1.00 divided by per-unit locked rotor current at rated voltage.

(4) The 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 or facilities close to large motors, or both, the current at  $1/2$  cycle 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  $1/2$  cycle current should be made using the methods of 5.3.1 or 5.3.2 and the appropriate reactance values given above under the heading "Closing and Latching Duty." A 1.6 multiplying factor should be used for asymmetry and this result must not exceed the closing and latching capability of the circuit breaker being used.

(5) These rotating machine reactance multipliers and the  $E/X$  ampere multipliers of Figs 8 and 9 include the effects of ac decay. However, the methods for calculation of system short circuit current described in 5.3.1 and 5.3.2 incorporate sufficient conservatism to permit the simultaneous use of a rotating machine reactance and a  $E/X$  ampere multiplier from Fig 8 or 9.

(6) When the contribution of large individual induction motors is an appreciable portion of the short-circuit current, substitution for the tabulated multiplying factors of more accurate multipliers based on manufacturer's time constant data is appropriate.

Using  $I = (E/X_d'') e^{-t/T}$ , as the expression for the exponential decay of induction motor symmetrical current to a terminal short circuit, the reactance multiplying factor is  $e^{t/T}$ , where  $t$  is the proper time after initiation of the short circuit and  $T$  is the motor short-circuit time constant. Both should be in the same time units. For example, using manufacturer's motor data for  $T$ , the reactance multiplying factor for determining the interrupting duty may be found using  $t$  equal to the circuit breaker minimum contact parting time. For a circuit breaker with a five cycle rated interrupting time,  $t = 3$  cycles (0.05 s). For determining the closing and latching duty,  $t = 7.5$  cycles (0.00833 s) in the reactance multiplying factor calculations.

Para este estudio se requieren los valores de resistencia R de los elementos del sistema, los cuales deberá proporcionarlos el fabricante de equipos. La siguiente tabla de la norma ANSI C37.10-1979 da valores aproximados de resistencia para componentes del sistema.

Otra manera de determinar los valores de R es haciendo uso de la tabla No.4 de la norma antes citada, la cual nos proporciona valores

System Components	Approximate Resistance
Turbine generators and condensers	effective resistance <sup>1</sup>
Salient pole generators and motors	effective resistance <sup>1</sup>
Induction motors	1.2 times the dc armature resistance
Power transformers	ac load loss resistance (not including no load losses or auxiliary losses)
Reactors	ac resistance
Lines and cables	ac resistance

$$^1 \text{ Effective resistance} = \frac{X_{2\phi}}{2\pi f T_{a3}}$$

where  $X_{2\phi}$  is the rated voltage negative-sequence reactance and  $T_{a3}$  is the rated voltage generator armature time constant in seconds. It is usually about 1.2 times the dc resistance.

típicos y rangos de la relación X/R para diferentes componentes de los sistemas:

Table 4  
Range and Typical Values of X/R Ratios of System Components

System Component	Range	Typical Values
Large generators and hydrogen cooled synchronous condensers	40-120	80
Power transformers	see Fig 17	—
Induction motors	see Fig 18	—
Small generators and synchronous motors	see Fig 19	—
Reactors	40-120	80
Open wire lines	2-16	5
Underground cables	1-3	2

NOTE: Actual values should be obtained if practical.

Table 5  
Equivalent System  $X/R$  Ratio at Typical Locations  
(For Quick Approximations)

Type of Circuit	Range
(1) Synchronous machines connected directly to the bus or through reactors	10-120
(2) Synchronous machines connected through transformers rated 100 MVA and larger	40-60
(3) Synchronous machines connected through transformers rated 25 to 100 MVA for each three-phase bank	30-60
(4) Remote synchronous machines connected through transformers rated 100 MVA or larger for each three-phase bank, where the transformers provide 90 percent or more of the total equivalent impedance to the fault point	30-60
(5) Remote synchronous machines connected through transformers rated 10 MVA to 100 MVA for each three-phase bank, where the transformers provide 90 percent or more of the total equivalent impedance to the fault point	15-40
(6) Remote synchronous machines connected through other types of circuits, such as: transformers rated 10 MVA or smaller for each three-phase bank, transmission lines, distribution feeders, etc	15 or less

Fig 17  
 $X/R$  Range for Power Transformers

Based on class of transformer, obtain the proper factor from the table below. Multiply the transformer megavolt-ampere rating by this factor before using Fig 17 to obtain the typical  $X/R$  value.

Class	Rating in MVA	Factor
OA	all ratings	1.67
FA	up to 14.9	1.33
FA	16 and up	1.25
FOA	all ratings	1.0

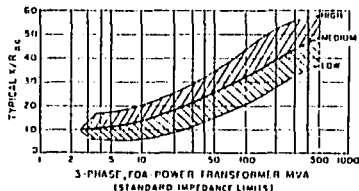


Fig 18

$X/R$  Range for Three-Phase Induction Motors

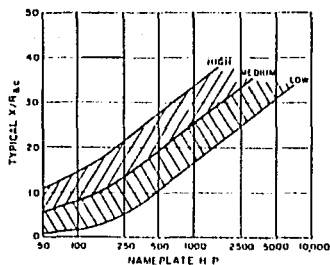
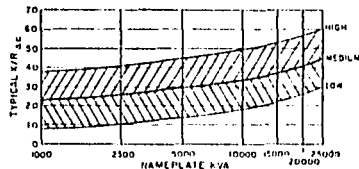


Fig 19  
 $X/R$  Range for Small Solid Rotor  
and Salient Pole Generators  
and Synchronous Motors



Conocido el valor de X para un elemento, se puede calcular R a partir de la relación X/R:

$$R = \frac{X}{X/R}$$

Cada valor de R de las máquinas rotatorias deberán multiplicarse por el mismo factor que afectó a las reactancias subtransitorias e indicarse en un diagrama de resistencias equivalente.

Para el cálculo de la corriente de corto-circuito se deberá determinar la reactancia equivalente en por unidad  $X_{p.u.}$  en el punto de falla así como la resistencia equivalente en por unidad  $R_{p.u.}$  en el mismo punto de falla. Con estos valores se calculará la relación X/R

$$\frac{X}{R} = \frac{X_{p.u.}}{R_{p.u.}}$$

Con el valor del voltaje de prefalla  $E_{p.u.}$  se calcula la corriente de corto-circuito:

$$I_{cc} = \frac{E_{p.u.}}{X_{p.u.}}$$

A esta corriente calculada deberán aplicarse factores que dependen del punto del sistema donde ocurre la falla y de la relación X/R vista desde el punto de falla. Este método toma en consideración los ajustes por los decrementos de C.A. y C.D..

El procedimiento es el siguiente:

- 1) Se determinan los factores a partir de la figura No. 8 de la Norma ANSI C37.10 - 1979 para fallas trifásicas y de la figura NO. 9 para fallas monofásicas si la corriente de corto-circuito es ali-



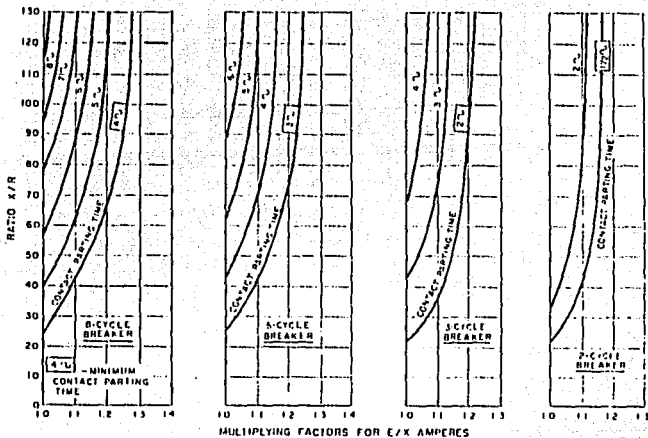
mentada predominante de generadores a través de:

- a) No más de una transformación ó
  - b) Una reactancia en por unidad externa al generador la --  
cual es menor que 1.5 veces la reactancia subtransito--  
ria del generador (en p.u.) en una base común de potencia (MVA).
- 2) Los factores de la figura No. 10 de la Norma ANSI C37.10-1979 incluyen solamente los efectos del decremento de D.C.. La corriente de corto-circuito deberá multiplicarse por un factor de la figura para fallas trifásicas y monofásicas si dicha corriente es alimentada predominantemente de generadores a través de:
- a) Dos o más transformaciones ó
  - b) Una reactancia en por unidad externa al generador la -  
cual es igual o mayor que 1.5 veces la reactancia del -  
generador en por unidad en una base común de potencia -  
(MVA).

Los resultados obtenidos no deberán exceder la capacidad interruptiva simétrica del interruptor considerado.

FALLA DE ORIGEN

ANSI/IEEE  
C37.010-1979



NOTE: Consideration has been given to extending the curves of Figs 8, 9, and 10 below the multiplying factor of 1.0, but since there are possibilities of nonconservative application in both symmetrical and asymmetrical current determinations in this area, the curves have not been extended. Further studies within these zones are recommended for future revisions of this application guide.

Fig 8  
Three-Phase Fault Multiplying Factors  
Which include Effects of AC and DC Decrement [See 5.3.2(1)]

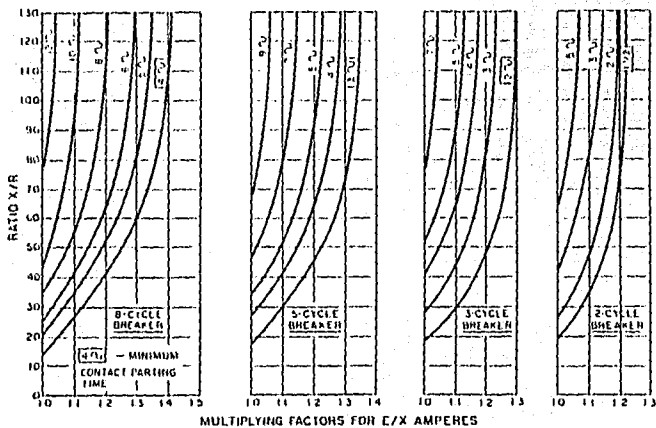
ANSI/IEEE  
C37.010-1979

Fig 9  
Line-to-Ground Fault Multiplying Factors  
Which Include Effects of AC and DC Decrement [See 5.3.2(1)]

ANSI/IEEE  
C37.010-1979

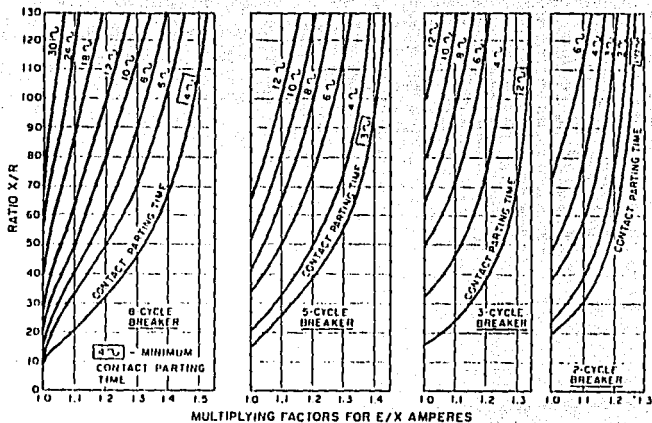


Fig 10  
Three-Phase and Line-to-Ground Fault Multiplying Factors  
Which Include Effects of DC Decrement Only [See 5.3.2(2)]

El procedimiento para determinar la corriente asimétrica está basado en la Norma ANSI C37.5 - 1979.

El procedimiento es el siguiente:

- 1) Calcular la corriente de corto-circuito en el punto de aplicación

$$I_{cc} = \frac{E_{p.u.}}{X_{p.u.}} \quad \text{Para falla trifásica}$$

$$I_{cc} = \frac{3 E_{p.u.}}{2X_{1p.u.} + X_{0p.u.}} \quad \text{Para falla monofásica}$$

- 2) Determinar la relación X/R en el punto de falla:

$$\frac{X_1}{R_1} \quad \text{Para falla trifásica}$$

$$\frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0} \quad \text{Para falla monofásica}$$

- 3) Los factores de la figura 1 y 2 de la Norma ANSI C37.5 - 1979 incluyen los efectos del decremento de A.C. y D.C.. La corriente de corto-circuito deberá multiplicarse por un factor de la figura No.1 para una falla trifásica y por un factor de la figura No.2 para una falla monofásica si la corriente de corto-circuito es alimentada predominantemente de generadores a través de:

- No más de una transformación ó
- Una reactancia en por unidad externa al generador la cual es menor que 1.5 veces la reactancia subtransitoria en por unidad del generador en una base común de potencia (MVA).

Los factores de la figura No.3 de la Norma ANSI C37.5 - 1979 incluyen solamente los efectos del decremento de D.C..

La corriente de corto-circuito calculada deberá multiplicarse por un factor de la figura No.3 para una falla trifásica o monofásica si dicha corriente es alimentada predominantemente de generadores a través de:

- a) Dos o más transformaciones ó
- b) Una reactancia en por unidad externa al generador la cual es igual o mayor que 1.5 veces la reactancia subtransitoria en por unidad del generador en una base común de potencia (MVA).

Los resultados obtenidos no deberán exceder la capacidad interruptiva asimétrica del interruptor considerado.

Los tiempos mínimos para partida de contactos en interruptores son:

<u>Tiempo de interrupción</u>	<u>Tiempo de partida de contactos</u>
8 ciclos	4 ciclos
5 ciclos	3 ciclos
3 ciclos	2 ciclos
2 ciclos	1.5 ciclos

La capacidad interruptiva simétrica de un interruptor se calcula con:

$$\text{Cap. Int. simétrica} = \frac{I_{CC} \text{ (Voltaje Máx. del interruptor)}}{\text{Voltaje de operación del interruptor}}$$

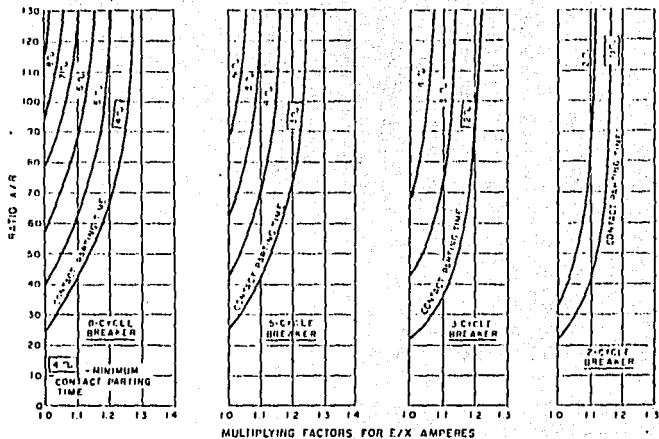


Fig A10  
Three-Phase Fault Multiplying Factors  
Which Include Effects of AC and DC Decrement [See 5.3.2 (1)]

ANSI/IEEE  
C37.010-1978

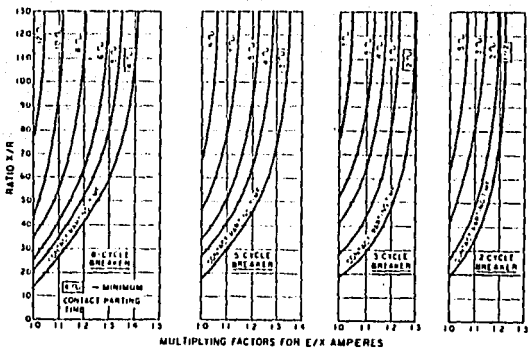


Fig A11  
Line-to-Ground Fault Multiplying Factors  
Which Include Effects of AC and DC Decrement [See 5.3.2 (1)]

ANSI/IEEE  
C37.010-1979

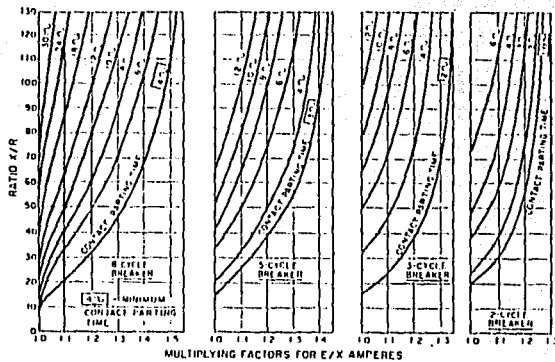


Fig A12  
Three-Phase and Line-To-Ground Fault Multiplying Factors  
Which Include Effects of DC Decrement Only [See 5.3.2 (1)]

FALLA DE ORIGEN



#### 2.2.4 RED No.4 Corriente de Corto-circuito para Relevadores con Retardo de Tiempo.

Para la aplicación de relevadores instantáneos se deberá usar el valor de la corriente de corto-circuito en el 1er. ciclo determinada con las redes No. 1 y 2.

Para la aplicación de relevadores con retardo de tiempo (mayor de 6 ciclos), la representación equivalente del sistema incluirá solamente a los generadores y al equipo estático localizado entre ellos y el punto de falla.

Los generadores se representarán por su impedancia transitoria  $X'_d$  y todas las contribuciones de motores se omiten. La componente de D.C. después de 6 ciclos habrá decaído a un valor cercano a cero y no deberá considerarse.

La corriente de corto-circuito será:

$$I_{CC} = \frac{E_{p.u.}}{X_{p.u.}}$$

Donde  $X_{p.u.}$  se determina del sistema de reactancias de generadores y elementos pasivos (cables, transformadores, etc.) en la trayectoria de la corriente de falla a los relevadores.

### 2.2.5 Resumen de la Aplicacion de Normas para el Analisis de Corto-circuito.

Primer ciclo momentáneo para fusibles e interruptores en bajo voltaje.

Los motores en bajo voltaje menores de 50 HP intervienen en el cálculo con reactancia  $X''_d$  (sin factor de multiplicación) en paralelo con los motores en bajo voltaje mayores de 50 HP ( sin factor de multiplicación).

Los motores en alta tensión intervienen con su reactancia  $X''_d$  sin factor de multiplicación.

Primer ciclo momentáneo para interruptores en alta tensión.

Los motores en bajo voltaje menores de 50 HP no intervienen en el cálculo, los motores en bajo voltaje mayores de 50 HP intervienen con  $X''_d$  afectados por su factor de multiplicación los motores en alta tensión, generadores, intervienen con  $X''_d$  con factor de multiplicación.

Contact-Parting (interruptiva) para interruptores en alta tensión (arriba de 1 KV).

Los motores en bajo voltaje menores de 50 HP no intervienen en el cálculo, los motores en bajo voltaje mayores de 50 HP y los motores en alta tensión intervienen con  $X''_d$  afectados por su factor de multiplicación.

Seis ciclos para relevadores con retraso de tiempo.

Solo intervienen los generadores con su  $X''_d$  y todo el equipo estático (cables, transformadores, etc.) hasta el punto de falla.

Todas las contribuciones de motores se omiten.

IMPEDANCIAS PARA MÁQUINAS ROTATIVAS

Véase el dibujo de la línea sk-RCl para

No. de bus y localización

Sub. No.	Bus No.	RV	Tipo	HP y RPM	Impedancia				Misma (1)	Impedancia modificada (2)		
					RVA	R	X <sup>d</sup>	Mult R				
PB0	31	4.16	1500	1477	.0055	.1535	1.5	.5986	15.6	1.0	.372	10.4
PB0	31		(1)	890								
PB0	31											
PB0	32											
PB1	41	4.16	3000	2580	.0046	.1599	1.5	.2674	9.3	1.0	.178	6.19
PB1	41		(1)	1800								
PB1	41											
PB1	42											
PB2	21	4.16	3000	2580	.0046	.1599	1.5	.2674	9.3	1.0	.178	6.19
PB2	21		(1)	1800								
PB2	22											

Nota: (1) Impedancia en por unidad con máquina KVA base

(2) Impedancia en por unidad con 100 MVA base. Multiplicar por la Norma ANSI Standards.

### 2.3 CONVERSION DE IMPEDANCIAS A UNA BASE COMUN.

Las impedancias de los elementos de un sistema están referidas a sus potencias y tensiones nominales, las cuales son diferentes de aquellas que se seleccionan como base para los estudios. Para facilidad de calculos, todas las impedancias del sistema deberán expresarse en la misma base de impedancia; esto se logra empleando el método de valores en por unidad.

El valor en por unidad de cualquier cantidad se define como la relación de esa cantidad a un valor base expresado en forma decimal.

Un valor base es una cantidad cualquiera seleccionada convenientemente. Así por ejemplo, si seleccionamos un voltaje base de 120 kV, los valores en por unidad de los voltajes de 108, 120 y 126 kV serán respectivamente 0.9, 1.0 y 1.05.

Cuando se realizan cálculos eléctricos, el emplear valores en por unidad tienen ventaja sobre los valores en por ciento, ya que el producto de dos cantidades expresadas en por unidad se expresa así mismo en por unidad, mientras que el producto de dos cantidades expresadas en por ciento debe dividirse entre 100 para obtener el resultado en por ciento.

En el sistema en por unidad existen cuatro cantidades base:

Potencia base.

Voltaje base.

Corriente base.

Impedancia base.

En el análisis de los sistemas eléctricos, el voltaje nominal de las líneas y de los equipos es siempre conocido, por lo que el voltaje es un parámetro conveniente para seleccionarlo como base.

Una segunda base que normalmente se selecciona es la potencia aparente (volt-amperó) ya que esta cantidad también es conocida en los equipos.

La potencia base se selecciona con un valor conveniente, por ejemplo 100 MVA, 200 MVA, etc..

La misma potencia base se usa en todas las partes del sistema, no así el voltaje base que al seleccionarlo arbitrariamente en un punto todos los demás voltajes del sistema deberán relacionarse con éste por la relación de vueltas de los transformadores del sistema.

### 2.3.1 Sistemas monofásicos.

Si designamos una cantidad base por el subíndice B, tendremos:

$$\text{Potencia base} = S_B \quad (\text{VA}) \quad \dots\dots 1$$

$$\text{Voltaje base} = V_B \quad (\text{V}) \quad \dots\dots 2$$

La corriente base y la impedancia base se calcularán como:

$$\text{Corriente base} = I_B = \frac{S_B}{V_B} \quad (\text{A}) \quad \dots\dots 3$$

$$\text{Impedancia base} = Z_B = \frac{V_B}{I_B} = \frac{V_B^2}{S_B} \quad (\text{Ohms}) \quad \dots\dots 4$$

Similarmente definimos una admitancia base como:

$$\text{Admitancia base} = Y_B = \frac{S_B}{V_B^2} \quad (\text{Ohms}) \quad \dots\dots 5$$

Teniendo definidas las cantidades base, podemos normalizar cualquier cantidad del sistema dividiéndola por la cantidad base de la misma dimensión. Así, la impedancia en por unidad  $Z_{p.u.}$  está definida como:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\text{Ohms}}}{Z_B} \quad \dots\dots 6$$

## FALLA DE ORIGEN

La impedancia base es aquella impedancia que tendrá una caída de voltaje igual al voltaje base cuando circule por ella una corriente igual a la corriente base.

Note en la ecuación 6 que las dimensiones se cancelan y el resultado es una cantidad adimensional cuyas unidades se especifican, como vimos antes, en por unidad ó p.u..

Si escribimos  $Z = R + jX$  en Ohms, podemos dividir ambos lados de esta ecuación por  $Z_B$  y obtenemos:

$$Z = R + jX \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 7$$

Donde:

$$R = \frac{R_{\text{Ohms}}}{Z_B} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 8$$

y

$$X = \frac{X_{\text{Ohms}}}{Z_B} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 9$$

De la misma manera podemos escribir  $S = P + jQ$  en volt-amperes y dividiendo por la potencia base  $S_B$  obtenemos:

$$S = P + jQ \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 10$$

Donde:

$$P = \frac{P_{\text{watts}}}{S_B} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 11$$

y

$$Q = \frac{Q_{\text{vars}}}{S_B} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 12$$

### 2.3.1.1 Cambio de base.

En el estudio de los sistemas, la pregunta que a veces se presenta es: Dada una impedancia en por unidad referida a una base, cuál será su valor en por unidad referida a una nueva base?

Para contestar esta pregunta sustituycamos la ecuación 6 para obtener:

$$z = \frac{z_{\text{Ohms}}}{\frac{V_B^2}{S_B}} = z_{\text{Ohms}} \frac{S_B}{V_B^2} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 13$$

### 2.3.1.2 Tablas de valores base.

En los problemas de sistemas eléctricos, generalmente se conocen los voltajes nominales de las líneas de transmisión; si estos voltajes se seleccionan como voltajes base y arbitrariamente se selecciona un valor base para la potencia  $S_B$ , los valores de corriente base, impedancia base y admitancia base quedarán fijos automáticamente.

Las tablas siguientes nos muestran los valores más comunes de cantidades base:

Tabla 3.1 Corriente, impedancia y admitancia base para niveles de voltaje de transmisión y potencias base.

Tabla B.1 Corrientes base en amperes.

Tabla B.2 Impedancias base en Ohms.

Tabla B.3 Admitancias base en Micromhos.

### 2.3.2 Sistemas Trifásicos.

La ecuación encontrada para la impedancia en por unidad (Ec. 13) o su recíproca para la admitancia en por unidad es correcta únicamente para sistemas monofásicos. En los sistemas trifásicos, sin embargo, se prefiere trabajar con potencias trifásicas y voltajes línea-línea.

Reescribiendo la Ec. 13 usando el subíndice "LN" para designar "línea a neutro" y "1 $\phi$ " para la designación "por fase", tendremos:

$$z = \frac{S_{B_{1\phi}}}{V_{B_{LN}}^2} z_{\text{Ohms}} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 14$$

$$Y = \frac{V_{B_{LN}}^2}{S_{B_{1\phi}}} Y_{\text{Mhos}} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots 15$$

Table 3.1 Base Current, Base Impedance, and Base Admittance for Common Transmission Voltage Levels and for Selected MVA Levels

	Base Megavolt-Amperes											
	5.0	10.0	20.0	25.0	50.0	100.0	200.0	250.0				
Base current in amperes	34.5 69.0 115.0 138.0 161.0 230.0 345.0 500.0	83.67 167.35 41.64 50.20 179.3 251.0 418.37 595.1	167.35 334.70 83.67 100.41 35.86 50.20 167.35 230.9	418.37 836.74 209.19 125.51 89.65 125.51 418.37 595.1	836.74 1673.48 418.37 251.02 179.30 125.51 836.74 1154.7	1673.48 3346.96 836.74 502.04 358.60 251.02 1673.48 2309.4	3346.96 6693.92 1673.48 1004.09 717.21 502.04 3346.96 4618.37	6693.92 13387.84 1673.48 2008.18 1434.40 1004.09 6693.92 9236.88	13387.84 26775.68 1673.48 4016.36 2868.80 2008.18 13387.84 18474.76	26775.68 53551.36 1673.48 8032.72 5737.60 4016.36 26775.68 36949.52	53551.36 107102.72 1673.48 16065.44 11475.20 8032.72 53551.36 73899.04	
Base impedance in ohms	34.5 69.0 115.0 138.0 161.0 230.0 345.0 500.0	238.05 476.10 258.80 184.40 128.60 92.90 62.60 41.84	119.03 238.05 132.50 184.40 128.60 92.90 62.60 41.84	59.51 119.03 66.25 92.20 62.60 41.84 28.87 19.46	29.76 59.51 33.13 46.10 31.30 20.91 14.43 9.74	14.88 29.76 16.56 23.05 15.65 10.46 7.22 4.76	7.44 14.88 8.28 11.53 7.83 5.23 3.61 2.38	3.72 7.44 4.14 5.77 3.91 2.62 1.81 1.19	1.86 3.72 2.07 2.89 1.96 1.31 0.91 0.59	0.93 1.86 1.04 1.44 0.98 0.66 0.45 0.29	0.47 0.93 0.52 0.72 0.49 0.33 0.23 0.15	
Base admittance in micromhos	69.0 138.0 161.0 230.0 345.0 500.0	4200.80 8401.60 3761.75 5251.00 3857.90 5251.00	2100.40 4200.80 1880.88 2625.50 1928.95 2625.50	1050.20 2100.40 940.44 1312.75 964.47 1312.75	525.10 1050.20 470.22 656.38 482.24 656.38	262.55 525.10 235.11 328.19 241.12 328.19	131.28 262.55 117.56 164.09 120.56 164.09	65.64 131.28 58.78 82.05 60.28 82.05	32.82 65.64 29.39 41.02 30.14 41.02	16.41 32.82 14.69 20.51 15.07 20.51	8.20 16.41 7.35 10.26 7.54 10.26	4.10 8.20 3.67 5.13 3.77 5.13



Table B.1. Base Current in Amperes

BASE KILVOLTS	BASE MEGAVOLT-AMPERES			
	50.00	100.00	200.00	250.00
2.30	12551.0928	25102.1856	50204.3712	62755.4640
2.40	12028.1306	24056.2612	48112.5224	60140.6530
4.00	2216.8764	4433.7527	8867.5055	3008.2318
4.14	6539.3041	13078.6122	27157.2245	34594.5306
4.40	6560.7985	13121.5970	26243.1941	32003.9926
4.80	6014.0653	12028.1306	24056.2612	30070.3265
6.60	4373.8657	8747.7314	17495.4627	12869.3284
6.90	4102.6976	8367.3952	16734.7904	20918.4880
7.20	4006.3749	8012.7497	16025.4995	20064.0843
11.00	2624.4344	5248.8688	10497.7376	13121.5970
11.45	2511.1807	5022.3614	10044.7209	12605.9011
12.00	2402.6261	4805.2522	9610.5045	12028.1306
12.47	2314.9570	4629.9139	9259.8279	11574.7849
13.20	2106.9328	4213.8657	8427.7314	10934.6642
13.80	2013.8468	4027.6936	8055.3872	10459.2440
14.40	2004.6084	4009.2169	8018.4337	10023.4422
22.00	1312.1597	2624.3194	5248.6388	6507.9985
24.24	1127.4785	2254.9570	4509.9139	5787.3924
33.00	874.7731	1749.5463	3499.0925	4373.8657
34.50	826.7395	1653.4790	3306.9581	4103.6976
44.00	656.0799	1312.1597	2624.3194	3280.3993
55.00	524.8639	1049.7278	2099.4556	2624.3194
60.00	481.1252	962.2504	1924.5009	2405.6261
66.00	427.3866	854.7731	1709.5463	2106.9328
69.00	418.3098	836.7395	1673.4790	2091.8488
88.00	328.0399	656.0799	1312.1597	1640.1996
100.00	288.6751	577.3503	1154.7005	1443.3757
110.00	262.4319	524.8639	1049.7278	1312.1597
115.00	251.0219	502.0437	1004.0874	1255.1093
122.00	218.6233	437.2466	874.7731	1093.4664
134.00	209.1849	418.3698	836.7395	1054.9244
154.00	187.4514	374.9028	749.8055	924.2569
161.00	179.3013	358.6027	717.2053	896.5096
220.00	131.2160	262.4319	524.8639	656.0799
230.00	125.5109	251.0219	502.0437	627.5546
236.00	124.9728	249.9456	499.8911	624.8639
330.00	87.4773	174.9546	349.9093	437.3866
345.00	83.6740	167.3479	334.6958	418.3698
360.00	80.1875	160.3751	320.7501	400.9377
367.00	79.7465	159.4890	318.9780	398.7226
420.00	68.7322	137.4643	274.9287	343.6609
500.00	52.4250	104.9728	212.4701	262.4319
525.00	54.9857	109.9715	219.9430	288.6751
550.00	52.4864	104.9728	209.9456	262.4319
700.00	41.2323	82.4636	164.9272	206.1965
735.00	39.2755	78.5511	157.1021	196.3776
750.00	38.4900	76.9800	153.9601	192.4501
765.00	37.8232	75.6464	151.2917	188.6388
1000.00	28.8675	57.7350	115.4701	144.3376
1100.00	26.2432	52.4864	104.9728	131.2160
1200.00	24.0563	48.1125	96.2250	120.2813
1300.00	22.2058	44.4116	88.8231	111.0289
1400.00	20.6197	41.2393	82.4786	103.0983
1500.00	19.2450	38.4900	76.9800	96.2250

Table B.2. Base Impedance In Ohms

BASE KILOVOLTS	BASE MEGAVOLT-AMPERES			
	50.00	100.00	200.00	250.00
2.30	0.1058	0.6529	0.0264	0.0212
2.40	0.1132	0.0576	0.0288	0.0230
2.50	0.3200	0.1800	0.0300	0.0240
4.15	0.3421	0.1731	0.0885	0.0692
4.40	0.3872	0.1936	0.0968	0.0774
4.80	0.4608	0.2204	0.1152	0.0922
6.20	0.0712	0.4356	0.2178	0.1742
6.90	0.9522	0.4761	0.2381	0.1904
7.20	1.0368	0.5104	0.2522	0.2074
11.00	2.4200	1.2100	0.6050	0.4840
11.45	2.6221	1.3110	0.6555	0.5244
12.00	2.8800	1.4400	0.7200	0.5760
12.74	3.1100	1.5550	0.7775	0.6230
13.20	3.4048	1.7024	0.8712	0.6970
13.80	3.8088	1.9044	0.9522	0.7618
14.40	4.1472	2.0736	1.0368	0.8244
22.00	9.6800	4.8400	2.4200	1.9360
24.96	12.4401	6.2200	3.1100	2.4880
35.00	21.8000	10.9000	5.4450	4.3560
34.50	23.8050	11.9025	5.9513	4.7610
44.00	38.7200	19.3600	9.6800	7.7440
55.00	60.5000	30.2500	15.1250	12.1000
60.00	72.0000	36.0000	18.0000	14.4000
58.00	82.1200	42.2800	21.2800	17.2200
65.00	95.2200	47.6100	23.8050	19.0440
88.00	154.8800	77.4400	38.7200	30.9760
100.00	200.0000	100.0000	50.0000	40.0000
110.00	242.0000	121.0000	60.5000	49.4000
115.00	264.5000	132.2500	66.1250	52.9000
132.00	346.4800	174.2400	87.1200	69.2960
138.00	380.8800	190.4400	95.2200	76.1760
154.00	474.3200	237.1600	118.5600	94.8640
161.00	518.4200	259.2100	129.6050	103.6840
220.00	968.0000	484.0000	242.0000	193.6000
230.00	1058.0000	529.0000	264.5000	211.6000
224.00	1117.5000	558.2500	278.1250	222.2000
330.00	2178.0000	1089.0000	544.5000	4.35.6000
345.00	2380.5000	1190.2500	595.1250	4.76.1000
340.00	2592.0000	1296.0000	648.0000	5.18.4000
362.00	2670.0000	1310.4000	655.2200	524.1760
420.00	3528.0000	1764.0000	882.0000	705.6000
500.00	5000.0000	2500.0000	1250.0000	1000.0000
525.00	5512.5000	2756.2500	1.38.1250	1102.5000
550.00	6050.0000	3025.0000	1.52.5000	1210.0000
700.00	9800.0000	4900.0000	2450.0000	1960.0000
735.00	10804.5000	5402.2500	2701.1250	2160.9000
750.00	11250.0000	5625.0000	2812.5000	2250.0000
765.00	11794.5000	5852.2500	2924.1250	2340.2000
1000.00	20000.0000	10000.0000	5000.0000	4000.0000
1100.00	24200.0000	12100.0000	6050.0000	4840.0000
1200.00	28800.0000	14400.0000	7200.0000	5760.0000
1300.00	33600.0000	16900.0000	8450.0000	6760.0000
1400.00	38200.0000	19600.0000	9800.0000	7840.0000
1500.00	43000.0000	22500.0000	11250.0000	9000.0000

Table II.3. Base Admittance in Micromhos

KILVOLTS	BASE MEGAVOLT-AMPERES			
	50.00	100.00	200.00	250.00
2.30	4451795.6412	18903891.6074	37807183.3648	47258979.7060
2.40	8680555.5556	17361111.1111	34722222.2222	43402777.7778
4.00	3125000.0000	6250000.0000	12500000.0000	15625000.0000
4.16	2889238.1657	5776476.3314	11556952.6627	14446190.8284
4.40	2582446.6281	5165289.2562	10330578.5124	12913223.1405
4.80	2170138.8809	4340277.7778	8680555.5556	10850894.4444
6.00	1147842.0569	2295604.1139	4591366.2277	57392102.8474
6.90	1050198.5379	2100399.0750	4200798.1516	5250997.6896
7.20	964506.1778	1920017.2457	3858024.6214	4822530.8652
11.00	413223.1405	826446.2810	1652892.5620	2066115.7025
11.45	381300.9805	767761.9611	1525523.9221	1906704.9027
12.00	357227.2422	714555.4545	1388888.8889	1761111.1111
12.47	321541.4473	643003.0947	1286186.1894	1607707.7367
13.20	286900.5142	573921.0285	1147842.0569	1434802.5712
13.80	267549.8662	525099.7690	1050199.5379	1312749.6274
14.40	241126.5432	482253.0864	964506.1728	1205632.7160
17.00	183305.7851	206611.5702	413223.1405	516528.9256
26.74	80384.3868	160770.7377	321541.4473	401226.9362
37.00	45913.6823	91827.3646	183654.7291	229568.4114
34.50	42007.9815	84015.9630	168031.9261	210039.9076
44.00	25824.4663	51652.8926	103305.7851	129132.7314
55.00	16528.9256	33057.8512	66115.7025	82644.6281
60.00	13888.8889	27777.7778	55555.5556	69444.4444
66.00	11478.4206	22956.8411	45913.6823	57392.1028
69.00	10501.9954	21003.9908	42007.9815	52509.9769
88.00	6456.6116	12913.2231	25824.4663	32283.0579
100.00	5000.0000	10000.0000	20000.0000	25000.0000
110.00	4132.2314	8264.4628	16528.9256	20661.1570
115.00	3780.7183	7561.4367	15122.8133	18903.5917
132.00	2869.6051	5739.2103	11478.4206	14348.0257
138.00	2675.4988	5250.9977	10501.9954	13127.4942
154.00	2108.2813	4216.5627	8433.1253	10541.4066
161.00	1878.9379	3858.0759	7715.7517	9644.6896
220.00	1033.0579	2066.1157	4132.2314	5165.2893
230.00	945.1796	1890.3592	3780.7183	4725.8979
275.00	661.1570	1327.3140	2644.6281	3305.7851
330.00	459.1368	918.2736	1836.5473	2295.6841
345.00	420.0798	840.1596	1680.3193	2100.3991
360.00	385.8025	771.6039	1525.5239	1929.0123
363.00	381.5512	763.1025	1526.2049	1907.7362
420.00	283.4467	564.8936	1133.7860	1417.2336
500.00	200.0000	400.0000	800.0000	1000.0000
525.00	181.4059	362.8110	725.6236	907.0295
550.00	165.2893	330.5785	661.1570	826.4463
790.00	107.0504	206.0916	402.1832	510.2041
735.00	92.5540	183.6101	370.2161	462.7701
750.00	86.6089	172.7716	355.5556	444.4444
765.00	85.4372	170.8744	341.7489	427.1861
1000.00	50.0000	100.0000	200.0000	250.0000
1100.00	41.3223	82.6446	165.2893	206.6116
1200.00	34.7222	69.4444	138.8889	173.6111
1300.00	29.9589	59.9176	119.8432	147.9250
1400.00	25.5102	51.0204	102.0408	127.5510
1500.00	22.2222	44.4444	88.8889	111.1111

FALLA DE ORIGEN

Pero si usamos el subíndice "LL" para indicar "Línea-Línea" y 3 $\phi$ - para indicar "Trifásico", podemos escribir para un sistema balanceado:

$$V_{B_{LN}} = \frac{V_{B_{LL}}}{\sqrt{3}} \quad (V) \quad \dots\dots\dots 16$$

y

$$S_{B_{1\phi}} = \frac{S_{B_{3\phi}}}{3} \quad (VA) \quad \dots\dots\dots 17$$

Haciendo las sustituciones apropiadas podemos encontrar:

$$Z = \frac{S_{B_{3\phi}}}{V_{B_{LL}}^2} Z_{Ohms} \quad (p.u.) \quad \dots\dots\dots 18$$

$$Y = \frac{V_{B_{LL}}^2}{S_{B_{3\phi}}} Y_{Mhos} \quad (p.u.) \quad \dots\dots\dots 19$$

Una manera más conveniente de representar a las ecuaciones 18 y 19 es escribiendo los voltajes en KV y la potencia en MVA.

$$Z = \frac{MVA_{B_{3\phi}}}{(KV_{B_{LL}})^2} Z_{Ohms} \quad (p.u.) \quad \dots\dots\dots 20$$

La fórmula para la admitancia puede expresarse de dos maneras dependiendo de si la admitancia está dada en micromhos o como la admitancia reciproca en magmhos.

De la ecuación 19 tenemos:

$$Y = \frac{(KV_{B_{LL}})^2 (Y_{\text{Micromhos}})}{(MVA_{B_{3\phi}}) (10^6)} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots\dots\dots 21$$

$$Y = \frac{(KV_{B_{LL}})^2 (10^{-6})}{(MVA_{B_{3\phi}}) (Z_{\text{Megamhos}})} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots\dots\dots 22$$

Las ecuaciones 21 y 22 se emplean en cálculos de líneas de transmisión donde la susceptancia en paralelo algunas veces está dada en micromhos por milla y otras en megamhos por milla.

Los subíndices LL y 3 $\phi$  pueden omitirse ya que por lo general se trabaja con sistemas trifásicos.

Para las líneas de transmisión es posible simplificar las ecuaciones 20 a 22. En este caso las cantidades conocidas son:

- 1.- La resistencia R en Ohms/milla a una temperatura dada.
- 2.- La reactancia inductiva  $X_L$  en Ohms/milla a 60 Hz.
- 3.- La reactancia capacitiva  $X_C$  en Megaohms/milla a 60 Hz.

Estas cantidades se determinan del tamaño de los conductores (calibre) y del espaciamiento entre éstos.

Podemos hacer la siguiente suposición:

$$MVA_{B_{3\phi}} = 100 \text{ MVA}$$

$$\text{Long. de la línea} = 1 \text{ milla} \quad \dots\dots\dots 23$$

Los valores que calcularemos de esta manera serán por milla, los que fácilmente se multiplicarán por la longitud total de la línea.

Por otra base de potencia diferente de 100 MVA, la siguiente fórmula para el cambio de base se puede usar para corregir el valor calcula-

do por el método aquí expuesto:

$$z_o = z_{\text{Ohms}} \frac{S_{B_o}}{V_{B_o}^2}, \quad z_n = z_{\text{Ohms}} \frac{S_{B_n}}{V_{B_n}^2}$$

$$z_n = \frac{z_o V_{B_o}^2}{S_{B_o}} \frac{S_{B_n}}{V_{B_n}^2}$$

$$z_n = \left[ \frac{V_{B_o}}{V_{B_n}} \right]^2 \left[ \frac{S_{B_n}}{S_{B_o}} \right] z_o \quad (\text{p.u.}) \quad \dots\dots\dots 24$$

Para una milla de línea tenemos:

$$z = \frac{(z \text{ Ohms/milla}) (MVA_{B_{3\phi}})}{(KV_{B_{LL}})^2} = (z \text{ Ohms/milla}) K_z \quad \dots\dots\dots 25$$

Donde:

$$K_z = \frac{MVA_{B_{3\phi}}}{(KV_{B_{LL}})^2} = \frac{100}{(KV_{B_{LL}})^2} \quad \dots\dots\dots 26$$

Similarmente calculamos:

$$B = \frac{(KV_{B_{LL}})^2 (10^{-6})}{(MVA_{B_{3\phi}}) (X_c \text{ Megaohms-milla})} = \frac{K_B}{X_c} \quad (\text{p.u.}) \quad \dots\dots\dots 27$$

$$K_B = \frac{(KV_{B_{LL}})^2 (10^{-6})}{100} = 10^{-8} (KV_{B_{LL}})^2 \quad \dots\dots\dots 28$$

Los valores  $K_z$  y  $K_B$  se encuentran en la tabla 3.2 para valores de voltaje más comunes.

Para un sistema trifásico se tienen las siguientes relaciones:

$$Z_B = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = \frac{(KV_B)^2 \times 1000}{KVA_B} \dots\dots\dots 29$$

$$I_B = \frac{KV_B}{\sqrt{3} KV_B} = \frac{MVA_B \times 1000}{\sqrt{3} KV_B} \dots\dots\dots 30$$

La impedancia de los transformadores expresada en por ciento y referida a su potencia nominal en OA, se convierte a valor en por unidad de acuerdo con la siguiente relación:

$$Z \text{ p.u.} = \frac{Z \text{ en } \% \times KVA_B}{KVA_{\text{transf.}} \times 100} \left[ \frac{KV_{\text{transf}}}{KV_B} \right]^2 \dots\dots 31$$

La reactancia de los motores y generadores expresada en por unidad y referida a su potencia en KVA, se convierte a la nueva base con la relación:

$$X \text{ p.u.} = \frac{X_{\text{p.u. motor}} \times KVA_B}{KVA_{\text{motor}}} \dots\dots\dots 32$$

Table 3. 2 Values of  $K_Z$  and  $K_R$  for Selected Voltages

Busc E V	$K_Z$	$K_R$
2.30	16.9035492	0.0529 $\times 10^{-4}$
2.40	17.3611111	0.0576
4.00	6.2500000	0.1600
4.16	5.778176	0.1731
4.40	5.165289	0.1936
4.80	4.340278	0.2304
6.00	2.295784	0.4366
6.90	2.102761	0.4761
7.20	1.929012	0.5184
11.00	0.826446	1.2100
11.45	0.762762	1.3110
12.00	0.694444	1.4400
12.47	0.643063	1.5650
13.20	0.573921	1.7424
13.80	0.523100	1.9044
14.40	0.482253	2.0736
22.00	0.206612	4.8400
24.91	0.160771	6.2200
33.00	0.091827	10.8900
34.60	0.084016	11.9025
44.00	0.051653	19.3600
55.00	0.033959	30.2500
60.00	0.027778	36.0000
66.00	0.022957	43.5600
69.00	0.021004	47.6100
88.00	0.012913	77.4400
100.00	0.010900	100.0000
110.00	0.008264	121.0000
115.00	0.007561	132.2600
132.00	0.005739	174.2400
138.00	0.005261	190.4400
154.00	0.004217	237.1600
161.00	0.003858	259.2100
220.00	0.002056	484.0000
230.00	0.001890	529.0000
275.00	0.001322	756.2500
330.00	0.000910	1089.0000
345.00	0.000840	1100.2500
360.00	0.000772	1296.0000
362.00	0.000763	1310.4400
420.00	0.000567	1764.0000
500.00	0.000400	2500.0000
525.00	0.000363	2766.2500
550.00	0.000331	3025.0000
700.00	0.000204	4900.0000
725.00	0.000185	5402.2500
750.00	0.000178	5625.0000
765.00	0.000171	5852.2500
1000.00	0.000100	10000.0000
1100.00	0.000063	12100.0000
1200.00	0.000059	14400.0000
1300.00	0.000059	16900.0000
1400.00	0.000051	19600.0000
1500.00	0.000031	22500.0000 $\times 10^{-4}$



### 2.3.3 Conversión de valores en por unidad a valores reales.

Una vez que los cálculos en por unidad de algún sistema se han terminado y se requiere convertir algunas o todas estas cantidades a valores reales, el procedimiento se realiza en forma inversa:

$$(I_{p.u.}) (I_B) = I \quad (\text{Amperes})$$

$$(V_{p.u.}) (V_B) = V \quad (\text{Volts})$$

$$(P_{p.u.}) (S_B) = P \quad (\text{Watts})$$

$$(Q_{p.u.}) (S_B) = Q \quad (\text{Vars})$$

En forma general no es necesario convertir una impedancia en por unidad a una impedancia en Ohms, pero el procedimiento es exactamente el mismo:

$$(Z_{p.u.}) (Z_B) = Z \quad (\text{Ohms})$$

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

### 2.3.4 Representación de las cargas en p.u..

Las cargas en un sistema de potencia son especificadas en términos de potencia absorbida y potencia reactiva. En análisis de circuitos algunas veces es conveniente representar las cargas como impedancias constantes. Dos representaciones, paralelo y serie son mostradas en la siguiente figura. Determinar el valor en por unidad de  $R$  y  $X$  para ambas conexiones.

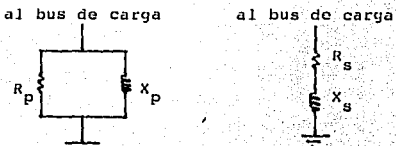


Fig. 1 Representación de carga como impedancia constante, Izq. representación en paralelo; Der. representación en serie.

SOLUCION:

Tenemos.

$P$  = Potencia en W.

$Q$  = Potencia reactiva en Var.

$R_p$  ó  $R_s$  = Resistencia en  $\Omega$ .

$X_p$  ó  $X_s$  = Reactancia en  $\Omega$ .

$V$  = Voltaje en V.

Conexión en paralelo: De la conexión en paralelo observamos que la potencia absorbida depende solo del voltaje aplicado sobre, i.e.,

$$P = V^2/R_p \quad (1)$$

De la ecuación 1 tenemos:

$$R_u = \frac{R_p (S_B)}{(V_B)^2} \text{ p.u.} \quad (2)$$

Donde el subíndice u indica que es en valor en pu. Substituyendo  $R_p$  de 1 calculamos

$$R_u = (V/V_B)^2 (S_B/P) = V_u^2/P_u \quad \text{pu} \quad (3)$$

y notamos que (3) es la misma que (1) excepto que esta es totalmente en valor en pu. Similarmente encontramos la expresión para X en pu

$$X_u = (V/V_B)^2 (S_B/Q) = V_u^2/Q_u \quad \text{pu} \quad (4)$$

Conexión en serie: Si conectamos en serie a R y X como en la figura 1b, el problema es más difícil puesto que la corriente en X ahora afecta a la potencia absorbida P. En términos del sistema cuantitativo,  $I = V/(R_s + jX_s)$ . De esta manera

$$P + jQ = VI^* = \frac{VV^*}{R_s - jX_s} = \frac{|V|^2}{R_s - jX_s} \quad (5)$$

Multiplicando (5) por su conjugado tenemos:

$$P^2 + Q^2 = \frac{|V|^4}{R_s^2 + X_s^2} \quad (6)$$

También por (5)

$$P + jQ = \frac{|V|^2 (R_s + jX_s)}{R_s^2 + X_s^2} \quad (7)$$

Substituyendo (6) en (7), calculamos

$$P + jQ = \frac{(R_s + jX_s) (P^2 + Q^2)}{|V|^2}$$

Despejando,

$$R_s + jX_s = \frac{|V|^2}{P^2 + Q^2} (P + jQ) \quad (8)$$

La ecuación (8) es el resultado deseado, pero no es en pu. Sustituyendo

$$R_u + jX_u = \frac{(R_s + jX_s) S_B}{V_B^2}$$

Calculamos

$$R_u = \frac{V_u^2 S_B (P \text{ watt})}{P^2 + Q^2} \quad \text{pu} \quad (9)$$

$$X_u = \frac{V_u^2 S_B (Q \text{ var})}{P^2 + Q^2} \quad \text{pu} \quad (10)$$

## Capítulo tercero

METODO DE  $Z_{LOOP}$  PARA EL CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO.3.1 ANALISIS POR EL METODO DE  $Z_{LOOP}$ .

Buscando ya una orientación hacia la solución del problema que nos interesa, y apoyandonos en el análisis por mallas que consiste en la aplicación de la ley de Kirchhoff para voltajes, una vez seleccionadas las trayectorias cerradas por donde circularán las corrientes de malla, se plantean las ecuaciones, asociadas a la figura 3.1, considerando que la suma de voltajes a lo largo de la malla es cero.

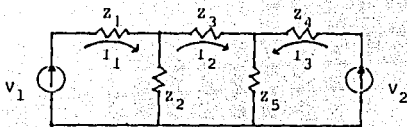


Fig. 3.1

Evidentemente para la malla 1:

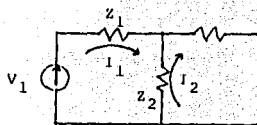


Fig. 3.2

$$I_1 Z_1 + (I_1 - I_2) Z_2 = V_1$$

Para la malla 2

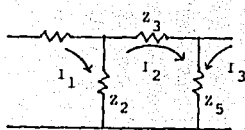


Fig. 3.3

$$I_2 Z_3 + (I_2 + I_3) Z_5 + (I_2 - I_1) Z_2 = 0$$

FALLA DE ORIGEN

Para la malla 3

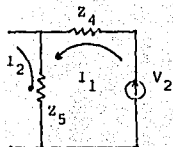


Fig. 3.4

$$I_3 Z_4 + (I_3 + I_2) Z_5 = V_2$$

Agrupando estas ecuaciones obtenemos:

$$\begin{aligned} (Z_1 + Z_2) I_1 - Z_2 I_2 + &= V_1 \\ - Z_2 I_1 + (Z_2 + Z_3 + Z_5) I_2 + (Z_5) I_3 &= 0 \\ Z_5 I_2 + (Z_4 + Z_5) I_3 &= V_2 \end{aligned}$$

Generalizando  $V = Z_{\text{loop}} I$

ó

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

De lo anterior podrá concluirse:

- El número de mallas es No. elementos - (No. nodos - 1)
- La dirección de  $I_1$ ,  $I_2$  e  $I_3$  se escoge arbitrariamente.
- $Z_{11}$  es la impedancia propia de la malla 1 y es la suma de todas las impedancias por donde circula  $I_1$ .  
 $Z_{12}$  es la impedancia mutua entre las mallas 1 y 2, si por un elemento común a dos mallas las corrientes circulan en el mismo sentido el signo del elemento es positivo. Si por un elemento común a dos mallas las corrientes circulan en sentido contrario el signo del elemento es negativo.
- $Z_{\text{loop}}$  contiene los coeficientes de las ecuaciones de malla.
- La matriz  $Z_{\text{loop}}$  puede formarse por inspección.

### 3.1.1. Formación de la matriz $Z_{LOOP}$ por inspección.

Ejemplo: Se desea formar por inspección la matriz  $Z_{LOOP}$  del sistema eléctrico simplificado de la figura 3.5 a la que se le han agregado conexiones con  $z = 0$  de cada nodo de referencia.

La numeración de nodos (5) y la de elementos (11) se han escogido en forma arbitraria.

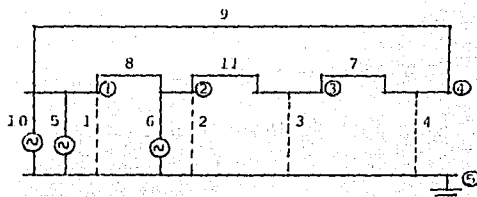


Figura 3.5

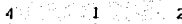
Elementos            Reactancias

1 - 2	0.1925
1 - 4	0.1348
1 - 5	0.1250
1 - 5	0.0
1 - 5	0.0507
2 - 3	0.0250
2 - 5	0.0
2 - 5	0.5950
3 - 4	0.1043
3 - 5	0.0
4 - 5	0.0

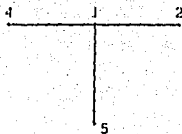
Elemento 1 - 2 no forma malla



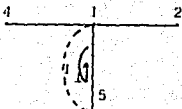
Elemento 1 - 4 no forma malla



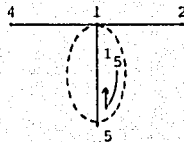
Elemento 1 - 5 no cierra malla.



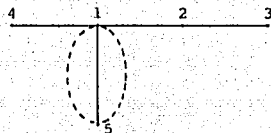
Elemento 1 - 5 forma malla  
(se indica con línea punteada) 1,5,5,1



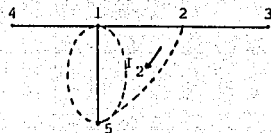
Se agrega el elemento 1 - 5  
Forma la malla 1,5,5,1



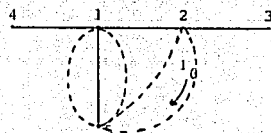
Se agrega el elemento 2 - 3  
No forma malla



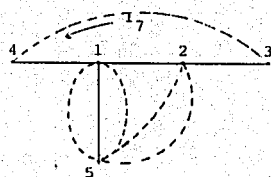
Se agrega el elemento 2 - 5  
Forma la malla 2,5,1,2



Se agrega el elemento 2 - 5  
Forma la malla 2,5,1,2

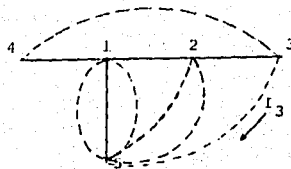


El elemento 3 - 4  
Forma la malla 3,4,1,2,3

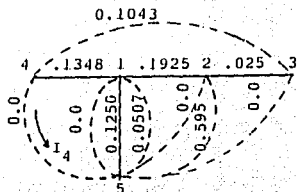




El elemento 3 - 5  
Forma la malla 3,5,1,2,3



El último elemento 4 - 5  
Cierra malla 4,5,1,4



El resultado da: Mallas = 7

# Elementos = 11  
# Nodos = 5  
Mallas = 11 - (5 - 1)  
= 7

De este análisis básico debe notarse lo siguiente: Los elementos 1 - 2, 1 - 5, 1 - 4, 2 - 3 son compartidos por varias mallas, o sea que por ellos podrán circular una o varias de las corrientes de  $I_1$  a  $I_7$ .

Por los elementos (con línea punteada) 1 - 5, 1 - 5, 2 - 5, 2 - 5, 3 - 4, 4 - 5 y 3 - 5 que fueron los últimos en ser agregados para formar la trayectoria cerrada, solo circula una corriente de malla - siempre de número menor a mayor que queda definido como sentido positivo.

Con base en lo anterior, podemos aventurarnos para formar por inspección  $Z_{LOOP}$ .

$Z_{11}$  = Suma de impedancias (en nuestro caso reactancias) por las que circula  $I_1$ .

$$Z_{11} = 0.1250 + 0.0 = 0.1250$$

$Z_{15}$  = Impedancia común a  $I_1$  e  $I_5$ ; positiva si ambas corrientes circulan en el mismo sentido, negativa si el sentido es contrario.

$$Z_{15} = 0.1250$$



Aplicando los mismos conceptos, se obtiene sucesivamente:

$$Z_{12} = 0.1250$$

$$Z_{13} = 0.1250$$

$$Z_{14} = 0.1250$$

$$Z_{16} = 0.1250$$

$$Z_{17} = 0.0$$

Lo que da completo el primer renglón de la matriz  $Z_{LOOP}$ .

Finalmente la matriz completa se anota enseguida:

0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.0000
0.1250	0.3175	0.3175	0.1250	0.1250	0.3175	0.1925
0.1250	0.3175	0.3425	0.1250	0.1250	0.3175	0.2175
0.1250	0.1250	0.1250	0.2598	0.1250	0.1250	-0.1348
0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1757	0.1250	0.0000
0.1250	0.3175	0.3175	0.1250	0.1250	0.9125	0.1925
0.0000	0.1925	0.2175	-0.1348	0.0000	0.1925	0.4566

Cuando la red es compleja las posibilidades de éxito al formar  $Z_{LOOP}$  por inspección disminuye considerablemente.

### 3.1.2 Formación de la matriz $Z_{\text{LOOP}}$ en forma mecanizada.

Para formar la matriz  $Z_{\text{LOOP}}$  en forma mecanizada se procede con base en los siguientes soportes teóricos:

#### 3.1.2.1 Matriz de conexión

Es una matriz cuyos elementos son "unos y ceros" y que informan sobre la configuración de la red a la cuál pertenece.

La red de la figura 3.6 contiene tres mallas. Los elementos que contienen una sola corriente de malla son, 1, 2 y 3. Los elementos que pueden ser compartidos son 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

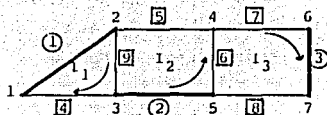


Figura 3.6

Los primeros llamados "links" en número son iguales al número de mallas independientes, por lo que la corriente en el "link" es igual a la corriente de malla. La convención de signos es válida para ambos; positivo si la corriente va de número menor a mayor y negativo si sucede lo contrario. Por lo tanto: podemos obtener por inspección las corrientes de los elementos en función de las corrientes de malla.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \\ I_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

Simplificando  $[i_b] = [T'] [I_E]$

La matriz de unos y ceros así formada es la transpuesta de la matriz de conexión  $T$ .

Para tensiones: Si llamamos como  $V$  a las caídas de voltaje en los elementos y  $E$  a los voltajes generados, obtenemos:

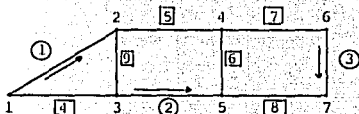


Figura 3.7

Para la malla 1

$$V_1 + V_9 - V_4 = E_1 + E_9 - E_4$$

Para la malla 2

$$V_2 - V_6 - V_5 + V_9 = E_2 - E_6 - E_5 + E_9$$

Para la malla 3

$$V_3 - V_8 - V_6 + V_7 = E_3 - E_8 - E_6 + E_7$$

O, si se quiere:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \\ E_5 \\ E_6 \\ E_7 \\ E_8 \\ E_9 \end{bmatrix}$$

Simplificando:  $T V_b = T' E_b$ .

$T'$  es la matriz de conexiones y su transpuesta coincide con  $T$  obtenida anteriormente.

Si  $Z_b$  contiene las impedancias propias y mutuas de todos los elementos que configuran la red, entonces:

$$V_b = Z_b I_b$$

FALLA DE ORIGEN

Premultiplicando por  $T$  obtenemos:  $TV_b = TZ_b I_b$  como:  $I_b = T' I_c$   
 entonces:  $TV_b = TZ_b T' I_c$   
 $= (TZ_b T') I_c$

$(TZ_b T')$  es la matriz de coeficiente de las ecuaciones de malla que -  
 se obtuvo anteriormente por inspección.

Para la red simplificada, obtendremos la matriz  $T$  por inspección,  
 con objeto de comparar este resultado con el obtenido mediante un -  
 proceso mecanizado. Así:

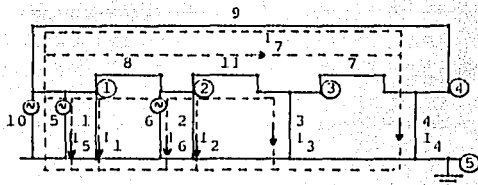


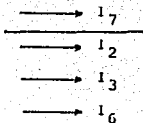
figura 3.8

Como  $I_b = T' I_c$

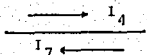
$$\begin{bmatrix} I_8 \\ I_9 \\ I_{10} \\ I_{11} \end{bmatrix} = T' \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix}$$

Si  $I_b$  es de  $4 \times 1$   
 $I_c$  es de  $7 \times 1$   
 $T'$  es de  $4 \times 7$   
 $4 \times 1 = 4 \times 7 \times 7 \times 1$

por el elemento #8 circular  $+ I_2, + I_3, + I_6, + I_7$



por el elemento #9 circulan  $-I_7$ ,  $+I_4$ .



por el elemento #10 circulan  $-I_1$ ,  $-I_2$ ,  $-I_3$ ,  $-I_4$ ,  $-I_5$ ,  $-I_6$

y por el elemento #11 circulan  $+I_3$ ,  $+I_7$

por lo tanto:

$$\begin{bmatrix} I_8 \\ I_9 \\ I_{10} \\ I_{11} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix}$$

por lo tanto  $T_s$  es:

$$\begin{bmatrix} T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

### 3.1.2.2 Procedimiento topológico para obtener $Z_{\text{Loop}}$ .

En el diagrama simplificado de la red se numeran los buses en forma arbitraria, cuidando que el número mayor corresponda al nodo de referencia. En el caso actual hemos hecho coincidir la numeración con la previamente escogida para llevar a cabo la comparación requerida.

Nota:  $\begin{bmatrix} T_s \end{bmatrix}$  es submatriz o parte de la matriz  $\begin{bmatrix} T \end{bmatrix}$ . En realidad para obtener  $T$  a partir de  $\begin{bmatrix} T_s \end{bmatrix}$  habría que agregar a  $\begin{bmatrix} T_s \end{bmatrix}$  la matriz identidad  $\begin{bmatrix} I \end{bmatrix}$ .

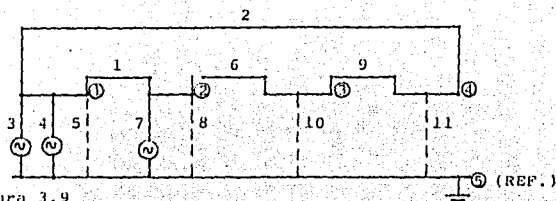


figura 3.9

### 3.1.2.2.1 Formación de las tablas 1, 2, 3 y 4.

La tabla 1 se forma de manera disciplinada, anotando consecutivamente los elementos que salen del bus 1, del bus 2, del bus 3, etc. (números menores que el bus considerado no se anotan en la tabla).

<u>TABLA 1</u>			<u>TABLA 2</u>			<u>TABLA 3</u>			<u>TABLA 4</u>			
ele	ns	ne	link	ns	ne	branch	ns	ne	2	4	5	3
1	1	2	1	1	5	8	1	2				
2	1	4	2	1	5	9	1	4				
3	1	5	3	2	5	10	1	5				
4	1	5	4	2	5	11	2	3				
5	1	5	5	3	4							
6	2	3	6	4	5							
7	2	5	7	3	5							
8	2	5										
9	3	4										
10	3	5										
11	4	5										

A partir de la tabla 1 se forman las tablas 2 y 3, de la siguiente manera:

elemento 1 une 1 con 2

Por ser el primer elemento, es necesariamente un branch y va en la tabla 3.

elemento 2 une 1 con 4

Se compara el nodo 4 con los nodos anotados en la tabla 3, dado que es distinto, es un branch y se anota en la tabla 3.

elemento 3 une 1 con 5

Se comparan el nodo 5 con los nodos anotados en la tabla 3, dado que es distinto a 2 y 4, es un branch y se anota en la tabla 3.

elemento 4 une 1 con 5

Se compara el nodo 5 con los nodos anotados en la tabla 3, dado que ya existe 5 en el tercer renglón este elemento es link y se anota en la tabla 2

elemento 5 une 1 con 5

Por estar contabilizando 5 en la tabla 3, este nuevo elemento es link y se anota en la tabla 2.

En este momento se termina de analizar el nodo 1 en la tabla 1, o sea, se terminaron los elementos que conectan el nodo 1 con la red. En este momento las tablas 2 y 3 contienen la siguiente información:

Tabla 2	Tabla 3	Tabla 4
1 - 5	1 - 2	2, 4, 5
1 - 5	1 - 4	
	1 - 5	

La tabla auxiliar 4 se forma con los elementos de la derecha de la tabla 3 y se procede a buscar las conexiones del primer nodo de la tabla 4 con el resto de la red.

elemento 1 une 1 con 2

El nodo 2 es mayor que 1 lo que indica que ya fué analizado.

elemento 6 une 2 con 3

El nodo 3 no aparece en la tabla 4, lo que indica que es primera vez que se menciona; por lo tanto, es branch y se anota en la tabla 3 y en la tabla 4.

elemento 7 une 2 con 5



El nodo 5 aparece a la derecha de 2 en la tabla 4, por lo tanto es link y se anota en la tabla 2.

elemento 8 une 2 con 5

Por lo dicho en el párrafo anterior, se anota en la tabla 2.

En este momento la búsqueda del nodo 2 en la tabla 1 finaliza y las tablas 2, 3 y 4 aparecen con la siguiente información:

Tabla 2	Tabla 3	Tabla 4
1 - 5	1 - 2	2, 4, 5, 3
1 - 5	1 - 4	
2 - 5	1 - 5	
2 - 5	2 - 3	

El siguiente nodo será el indicado en forma consecutiva por la tabla 4, o sea 4.

elemento 2 une 1 con 4

El número 4 es mayor que 1, lo que indica que ya fué contabilizado.

elemento 9 une 3 con 4

En la tabla 4 el nodo 3 aparece a la derecha de el nodo 4, por lo tanto debe ser link y anotado en la tabla 2.

elemento 11 une 4 con 5

En la tabla 4 el nodo 5 está a la derecha del nodo 4, por lo tanto es link; se contabiliza en la tabla 2.

Termina la búsqueda del nodo 4, las tablas 2 y 3 aparecen como:

Tabla 2	Tabla 3	Tabla 4
1 - 5	1 - 2	2, 4, 5, 3
1 - 5	1 - 4	
2 - 5	1 - 5	
3 - 4	2 - 3	
4 - 5		

El siguiente nodo será 5 tal como indica la tabla 4.

Los elementos 3, 4 y 5 no interesan.

elemento 7 une 2 con 5

elemento 8 une 2 con 5

En la tabla 4 el nodo 2 aparece a la izquierda de 5, lo que indica que ya fué analizado.

elemento 10 une 3 con 5

En la tabla 4 el nodo 3 aparece a la derecha de 5, por lo que será link.

elemento 11 une 4 con 5

En la tabla 4 el nodo 4 aparece a la izquierda de 5, lo que indica que ya fué analizado.

Finalmente, el resultado de la aplicación del procedimiento da:

11 elementos.

7 links.

4 branches.

números que coinciden con los obtenidos por inspección.

A continuación se procede a ordenar en la tabla 2, de forma ascendente, los elementos que tienen conexión con  $z = 0$  (como se indicó en la figura 3.5); inmediatamente después se ordenan los elementos reales de igual manera.

Tabla 2 (sin ordenar)

ele	ns	nr
1	1	5
2	1	5
3	2	5
4	2	5
5	3	4
6	4	5
7	3	5

Elementos con  
 $z = 0$

Tabla 2 (ordenada)

ele	ns	nr
1	1	5
2	2	5
3	3	5
4	4	5
5	1	5
6	2	5
7	3	4

El procedimiento continúa con la formación de las tablas 5 y 6 a partir de 2 y 3 con la siguiente filosofía:

<u>TABLA 2</u>	<u>TABLA 3</u>	<u>TABLA 5</u>	<u>TABLA 6</u>
ele ns nr	ele ns nr	nodos links	nodos branches
1 1 5	8 1 2	2 2,6	2 -8, 11
2 2 5	9 1 4	3 3,7	3 -11
3 3 5	10 1 5	4 4,-7	4 -9
4 4 5	11 2 3	5 -1,-2,-3,-4, 5	-10
5 1 5		-5,-6	
6 2 5			
7 3 4			

La tabla 5 corresponde a la tabla 2, se excluye en la lista de nodos el número 1. En la tabla 2 se inicia una búsqueda del nodo 2, - aparece en los renglones correspondientes a los elementos 2 y 6, en ambos como nodo de salida (ns), por lo tanto el nodo 2 contiene los links 2, 6.

Tabla 5

nodo links  
2 2, 6

De la búsqueda del nodo 3 se concluye que contiene a los links 3- y 7, y en ambos como nodo de salida (ns).

Tabla 5

nodo links  
3 3, 7

De la búsqueda del nodo 4 se concluye que forma parte de la conexión de los links 4 y 7,, en el primero figura como nodo de llegada- (nr) y en el segundo como nodo de salida (ns), por lo tanto:

Tabla 5

nodo links  
4 4, -7

El signo (-) aparece por que es nodo de llegada (nr).

FALLA DE ORIGEN

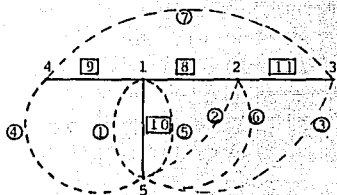
Finalmente, el nodo 5 forma parte de los links 1, 2, 3, 4, 5, y 6 en todos como nodo de llegada (nr), por lo tanto:

Tabla 5

nodo	link
5	-1, -2, -3, -4, -5, -6

Este procedimiento se repite para la tabla 3 que da como resultado la tabla número 6.

NOTA: Si observamos la grafica de la red, notaremos que:



del nodo 2 emanan los links 2 y 6.  
 del nodo 3 emanan los links 3 y 7  
 del nodo 4 emanan los links 4 y -7  
 y del nodo 5 emanan los links -1, -2  
 -3, -4, -5, -6

Así mismo del nodo 2 emanan los branches -8 y 11

del nodo 3 emana el branch -11

del nodo 4 emana el branch -9

y del nodo 5 emana el branch -10

o sea que conocida la gráfica se pueden obtener directamente las tablas 5 y 6.

### 3.1.2.3 Obtención de la matriz T por columnas.

Si se desea formar la columna #8 de la matriz T se procede como sigue: Se explora la tabla 6, buscando el ele. 8 que deberá aparecer en primer término; lo encontraremos en el renglón correspondiente al nodo 2 junto con 11, el número 8 ya no aparece en la tabla, el número 11 aparece en el renglón correspondiente al nodo 3 pero está solo. Si se respetan las siguientes reglas:

- Si el primer número de rama en la tabla 6 es negativo, el primer nodo será suprimido, así como los números de nodo repetidos y los "links" obtenidos de la tabla 5 serán puestos con 1 ó -1 en la columna de la matriz T sin cambio de signo.
- Si el primer número de rama en la tabla 6 es positivo, el segundo nodo obtenido de la tabla 3 será suprimido, así como las repeticiones, sacamos los "links" de la tabla 5 y les cambiamos signo antes de anotarlos en la columna de la matriz T.

Para 8 el signo es negativo.

-8 11  
11 solo

8 une X - 2  
11 une Z - 3

quedan 2, 3 que según la tabla 5 contienen

2 a 2 y 6  
3 a 3 y 7

por lo tanto:

$$\begin{array}{r} 8 \\ \hline 0 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \end{array}$$

Para 9 signo negativo:

-9 solo

9 una  $\gamma$  - 4  
 queda 4 que contiene (tabla 5) a  
 4 y -7

por lo tanto

$$\begin{array}{r} 9 \\ \hline 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ -1 \end{array}$$

Para 10 signo negativo:

-10 solo

10 una  $\gamma$  - 5  
 queda 5 que contiene a -1, -2, -3,  
 -4, -5, y -6

por lo tanto

$$\begin{array}{r} 10 \\ \hline -1 \\ -1 \\ -1 \\ -1 \\ -1 \\ -1 \\ 0 \end{array}$$

Para 11 signo negativo:

-11 solo

11 una  $\gamma$  - 3  
 queda 3 que contiene a 3, 7

por lo tanto

$$\begin{array}{r} 11 \\ \hline 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{array}$$

La submatriz de  $T_s$  será:

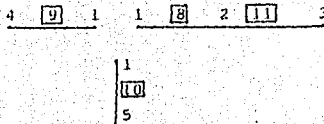
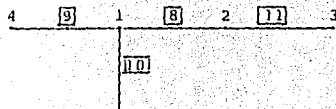
$$T_s = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} \hline 8 & 9 & 10 & 11 \\ \hline 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 1 \\ \hline \end{array} \end{array}$$

que es idéntica a la obtenida por inspección.

Las "ramas del árbol" se obtienen a partir de la tabla 6

El árbol es:

y las ramas son:



como:

$$\begin{bmatrix} 1 \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{b} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \mathbf{T} \\ \mathbf{B} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} \quad 11 \times 1 = 11 \times 7 \quad 7 \times 1$$

La matriz T completa así como la Z primitiva se anotan enseguida:

$$T = \begin{bmatrix} 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & -1. & 0. \\ 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & -1. & 0. \\ 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & -1. & 1. \\ 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & -1. & 0. \\ 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & -1. & 0. \\ 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 1. & 0. & -1. & 0. \\ 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 1. & -1. & 0. & 1. \end{bmatrix}$$

$$Z_p = \begin{bmatrix} 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0507 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.5950 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.1043 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.1925 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.1348 & 0.0 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.1250 & 0.0 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.0 & 0.025 \end{bmatrix}$$

En esta última matriz (Z primitiva) deben anotarse en el orden establecido, las impedancias propias y mutuas de todos los elementos de la red, las propias ocuparán la diagonal principal.

La matriz  $Z_{\text{LOOP}}$  resultado del producto  $TZ_D T'$  es:

$$Z_{\text{LOOP}} = \begin{bmatrix} 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.0 \\ 0.1250 & 0.3175 & 0.3175 & 0.1250 & 0.1250 & 0.3175 & 0.1925 \\ 0.1250 & 0.3175 & 0.3425 & 0.1250 & 0.1250 & 0.3175 & 0.2175 \\ 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.2598 & 0.1250 & 0.1250 & -0.1348 \\ 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.1250 & 0.1757 & 0.1250 & 0.0 \\ 0.1250 & 0.3175 & 0.3175 & 0.1250 & 0.1250 & 0.9125 & 0.1925 \\ 0.0 & 0.1925 & 0.2175 & -0.1348 & 0.0 & 0.1925 & 0.4566 \end{bmatrix}$$

### 3.1.2.4 Artificio para la obtención de la impedancia de Thevenin.

Según quedo establecido, el comportamiento de la red se puede resumir en la solución de:

$$V = Z_{\text{LOOP}} I_L$$

Dado que como consecuencia de la aplicación del teorema de Thevenin los voltajes de la red son cero (se trata de una red pasiva) entonces:

$$0 = Z_{\text{LOOP}} I_L$$

Puesto que son 7 mallas,  $Z_{\text{LOOP}}$  contiene los coeficientes de 7 ecuaciones independientes. Si el cálculo es para una falla a la vez, digamos en el bus 1, necesariamente las corrientes de los elementos restantes de reactancia cero son:

$$I_2 = I_3 = I_4 = 0$$

Entonces si conocemos 3 de las 7 incógnitas por determinar el sistema original se reduce a uno de 4 ecuaciones, la nueva matriz de coeficientes, si las combinaciones de 2, 3 y 4 desaparecen, será: (elementos rayados en la matriz  $Z_{\text{LOOP}}$  de esta página).

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{51} & Z_{61} & Z_{71} \\ Z_{15} & Z_{55} & Z_{65} & Z_{75} \\ Z_{16} & Z_{56} & Z_{66} & Z_{76} \\ Z_{17} & Z_{57} & Z_{67} & Z_{77} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix}$$

FALLA DE ORIGEN



La corriente de la malla 1 es igual a la corriente del link 1, el link 1 es de falla ( $z = 0$ ); la determinación de  $I_1$  equivale a la determinación de la corriente total de falla, la determinación de  $I_5$ ,  $I_6$  e  $I_7$  dará las contribuciones en los elementos 5, 6 y 7 (links reales del sistema).

Si calculamos de  $Z_{LOOP}$  la submatriz que contiene únicamente los elementos rayados y hacemos  $I_1 = 1 \text{ } ^0/1$  (artificio) obtenemos:

$$\begin{bmatrix} z_{55} & z_{65} & z_{75} \\ z_{56} & z_{66} & z_{76} \\ z_{57} & z_{67} & z_{77} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} z_{15} \times 1 \\ z_{16} \times 1 \\ z_{17} \times 1 \end{bmatrix}$$

o bien simplificando:

$$\begin{bmatrix} z_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} z_{15} \\ z_{16} \\ z_{17} \end{bmatrix}$$

Despejando: Para falla en el nodo 1.

$$\begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - [z_{11}]^{-1} \begin{bmatrix} z_{15} \\ z_{16} \\ z_{17} \end{bmatrix}$$

Nota: Para la falla en el nodo 2 (asociada con el link 2).

$$I_1 = I_3 = I_4 = 0, \quad I_2 = 1$$

$$\begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - [z_{11}]^{-1} \begin{bmatrix} z_{25} \\ z_{26} \\ z_{27} \end{bmatrix}$$

Para falla en el nodo 3 (asociada con el link 3).

$$I_1 = I_2 = I_4 = 0, \quad I_3 = 1$$

$$\begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} Z_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Z_{35} \\ Z_{36} \\ Z_{37} \end{bmatrix}$$

Para falla en el bus 4 (asociada con el link 4).

$$I_1 = I_2 = I_3 = 0, \quad I_4 = 1$$

$$\begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} Z_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Z_{45} \\ Z_{46} \\ Z_{47} \end{bmatrix}$$

$Z_{LL}^{-1}$  no cambia ya durante el proceso de cálculo ó sea que la inversa de  $Z_{LL}$  sólo se calcula una vez.

$$Z_{LL} = \begin{bmatrix} 0.1757 & 0.1250 & 0.0 \\ 0.1250 & 0.9125 & 0.1925 \\ 0.0 & 0.1925 & 0.4566 \end{bmatrix}$$

$$Z_{LL}^{-1} = \begin{bmatrix} 6.3733 & -0.9583 & 0.4040 \\ -0.9583 & 1.3470 & -0.5679 \\ 0.4040 & -0.5679 & 2.4295 \end{bmatrix}$$

en nuestro caso:

$$\begin{bmatrix} I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 6.3733 & -0.9583 & 0.4040 \\ -0.9583 & 1.3470 & -0.5679 \\ 0.4040 & -0.5679 & 2.4295 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.1250 \\ 0.1250 \\ 0.0 \end{bmatrix}$$

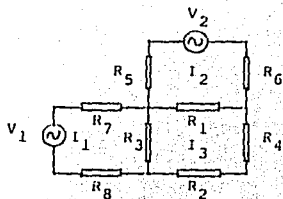
Llevando a cabo operaciones:

$$\begin{aligned} I_1 &= 1 & I_2 &= 0 \\ I_5 &= -0.6769 & I_3 &= 0 \\ I_6 &= -0.0486 & I_4 &= 0 \\ I_7 &= 0.0205 & & \end{aligned}$$

Cuando se inyecta en la malla una corriente  $I_1 = 1$  pu, ésta se distribuye en la red en proporción a las reactancias de cada elemento. Los valores de  $I_5$ ,  $I_6$  e  $I_7$  así obtenidos dan los factores de distribución, pero ni  $I_1$ ,  $I_5$ ,  $I_6$  e  $I_7$  son valores reales de falla.

Si recurrimos a la siguiente explicación, entenderemos la filosofía del uso de este artificio que al final da directamente  $Z_{th}$ .

Para resolución de la malla de la figura 3.10 formaríamos las siguientes ecuaciones:



$$\begin{aligned} V_1 &= I_1 R_7 + (I_1 + I_3) R_3 + I_1 R_8 \\ V_2 &= I_2 R_5 + (I_2 - I_3) R_1 + I_2 R_6 \\ 0 &= I_3 (R_4 + R_2) + (I_3 + I_1) R_3 + (I_3 - I_2) R_1 \end{aligned}$$

Figura 3.10

El tercer renglón es igual a cero por no existir fuentes de voltaje en la malla 3. Si hacemos  $I_3 = 1$  pu., la ecuación ya no será igual a cero y se puede suponer que se ha agregado a la malla 3 un voltaje ficticio  $V_f$  que fuerza el valor de  $I_3$ .

El tercer renglón queda:

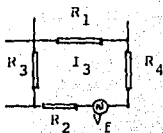


Figura 3.11

En nuestro caso, si sustituimos los valores de  $I$  en el primer renglón de  $Z_{\text{LOOP}}$  (primer renglón porque la falla es en el bus 1 asociado con el link 1) obtenemos:

$$I_1 \times Z_{11} + I_5 \times Z_{15} + I_6 \times Z_{16} + I_7 \times Z_{17} =$$

$$0.125 + (-0.6769)0.125 + (-0.0486)0.125 + (0.0205)0.0 = 0.03432$$

Por lo tanto:

$$V_{\text{th}} = I \times Z_{\text{th}} = 0.03432$$

$$Z_{\text{th}} = 0.03432$$

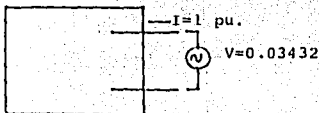


Figura 3.12

$$FC = \frac{1}{0.03432} = 29.1396 \text{ pu.}$$

$$I_5 = -0.6769 \times 29.1396 = -19.7238 \text{ pu.}$$

$$I_6 = -0.0486 \times 29.1396 = -1.4157 \text{ pu.}$$

$$I_7 = 0.0205 \times 29.1396 = 0.59687 \text{ pu.}$$

Conocidas todas las corrientes en los links, mediante el producto  $I_b = T_b' I_c$  obtenemos las corrientes en los branches, resultados que se anotan enseguida:

## VALORES DE CORTO-CIRCUITO.

VALOR DE LA FALLA EN EL BUS ASOCIADO CON 1 = 29.1396 EN PU.

$$I_5 = -19.7239 \text{ PU.}$$

$$I_6 = -1.4157 \text{ PU.}$$

$$I_7 = 0.59687 \text{ PU.}$$

$$I_8 = -0.81887 \text{ PU.}$$

$$I_9 = -0.59687 \text{ PU.}$$

$$I_{10} = -8.000 \text{ PU.}$$

$$I_{11} = 0.59687 \text{ PU.}$$

VALOR DE LA FALLA EN EL BUS ASOCIADO CON 2 = 8.46433 EN PU.

$$I_5 = -4.82616 \text{ PU.}$$

$$I_6 = -1.68067 \text{ PU.}$$

$$I_7 = -2.85995 \text{ PU.}$$

$$I_8 = 3.92371 \text{ PU.}$$

$$I_9 = 2.85995 \text{ PU.}$$

$$I_{10} = -1.95749 \text{ PU.}$$

$$I_{11} = -2.85995 \text{ PU.}$$

VALOR DE LA FALLA EN EL BUS ASOCIADO CON 3 = 8.01730 EN PU.

$$I_5 = -4.65226 \text{ PU.}$$

$$I_6 = -1.47809 \text{ PU.}$$

$$I_7 = -3.19586 \text{ PU.}$$

$$I_8 = 3.34335 \text{ PU.}$$

$$I_9 = 3.19586 \text{ PU.}$$

$$I_{10} = -1.88696 \text{ PU.}$$

$$I_{11} = 4.82144 \text{ PU.}$$

VALOR DE LA FALLA EN EL BUS ASOCIADO CON 4 = 8.37180 EN PU.

$$I_5 = -5.21073 \text{ PU.}$$

$$I_6 = -1.04760 \text{ PU.}$$

$$I_7 = 2.91323 \text{ PU.}$$

$$I_8 = 1.86564 \text{ PU.}$$

$$I_9 = 5.45858 \text{ PU.}$$

$$I_{10} = -2.11347 \text{ PU.}$$

$$I_{11} = 2.91323 \text{ PU.}$$

FALLA DE ORIGEN

### 3.2 PROGRAMA QUE CALCULA LA CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO POR EL MÉTODO DE $Z_{LOOP}$ .

A continuación se presenta el listado de un programa computacional que calcula la corriente de corto-circuito por el método de  $Z_{LOOP}$ .

Los datos que requiere dicho programa se han tomado de la explicación del método de  $Z_{LOOP}$  para comprobar que los resultados obtenidos por la aplicación del método de  $Z_{LOOP}$  son los mismos que se obtuvieron mediante el uso del programa.

El programa está dividido en cuatro partes que calculan la formación de las tablas 2, 3 y 4; las tablas 5, 6 y la matriz de conexión C; la matriz  $Z_{LOOP}$  y los valores de corto-circuito respectivamente.

La cuarta parte del programa a su vez está dividida en cuatro secciones, cada una de las cuales calculan la corriente de corto-circuito en cada bus de falla.

Datos que pide el programa.

Programa 1: KL = Número de elementos del sistema.  
 NB = Número de buses del sistema.  
 R(I) = Número del elemento. (ele.)  
 X(I) = Bus de salida (ns).  
 Y(I) = Bus de llegada (nr)

Programa 2:  
 KPI = Número de links (incluyendo los de falla).  
 JPI = Número de branches del sistema.  
 BN = Número de buses.  
 Dos(1) = Número del elemento (link).  
 XD(1) = Bus de salida (ns).  
 YD(1) = Bus de llegada (nr).  
 Tres(1) = Número del elemento (branch).  
 XT(1) = Bus de salida (ns).  
 YT(1) = Bus de llegada (nr).

## Programa 3:

NL = Número de elementos (incluyendo los de falla).  
 KP1 = Número de links (incluyendo los de falla).  
 T(1,J) = Matriz C, con matriz identidad a la izquierda.  
 Z(1,J) = Matriz Z primitiva.

## Programa 4:

KP1 = Número de links (incluyendo los de falla).  
 N = Número de links del sistema (reales).  
 NL = Número de elementos (incluyendo los de falla).  
 LF(1) = Número del link de falla (lista de links de falla).  
 LS(1) = Número de link real (lista de links reales).  
 ZBUS(1,J) = Matriz Z<sub>1,00P</sub>.  
 TTS(1,J) = Matriz C.

Resultados que proporciona el programa.

## Programa 1: NL

KP1  
 JP1  
 Dos(1)  
 XD(1)  
 YD(1)  
 TRES(1)  
 XT(1)  
 YT(1)

## Programa 2:

TTS(1,J)  
 T(I,J)

## Programa 3:

ZBUS(1,J)

## Programa 4:

Valores de corto-circuito en los buses de falla.  
 Valores de corto-circuito en cada elemento.









021 STOP  
ZM  
TECLA 2-701  
TECLA 2-702  
TECLA 2-703

FALLA DE ORIGEN

1950

1951

1952

FALLA DE ORIGEN

NUMERO DE TRANSACCION

1004472	1.	1.	1.	1.
1004473	1.	1.	1.	1.
1004474	1.	1.	1.	1.
1004475	1.	1.	1.	1.
1004476	1.	1.	1.	1.
1004477	1.	1.	1.	1.
1004478	1.	1.	1.	1.
1004479	1.	1.	1.	1.
1004480	1.	1.	1.	1.
1004481	1.	1.	1.	1.
1004482	1.	1.	1.	1.
1004483	1.	1.	1.	1.
1004484	1.	1.	1.	1.
1004485	1.	1.	1.	1.
1004486	1.	1.	1.	1.
1004487	1.	1.	1.	1.
1004488	1.	1.	1.	1.
1004489	1.	1.	1.	1.
1004490	1.	1.	1.	1.
1004491	1.	1.	1.	1.
1004492	1.	1.	1.	1.
1004493	1.	1.	1.	1.
1004494	1.	1.	1.	1.
1004495	1.	1.	1.	1.
1004496	1.	1.	1.	1.
1004497	1.	1.	1.	1.
1004498	1.	1.	1.	1.
1004499	1.	1.	1.	1.
1004500	1.	1.	1.	1.

FALLA DE ORIGEN

1950-1951

1952-1953

1954-1955

1956-1957

1958-1959

1960-1961

FALLA DE ORIGEN

NUMERO DE LIMBS = 7

NUMERO DE BRANCHES = 4

1. 1. 5.  
2. 2. 5.  
3. 3. 5.  
4. 4. 5.  
5. 1. 5.  
6. 2. 5.  
7. 3. 5.  
8. 1. 5.  
9. 1. 5.  
10. 1. 5.  
11. 2. 5.

FALLA DE ORIGEN

RT



DIMENSION POSICION DE LA TABLA DE CONEXION DE BUSES (KSEK) EN  
DIMENSION TABLA DE CONEXION DE BUSES (KSEK) EN DIMENSION DE LA TABLA DE CONEXION DE BUSES

DIMENSION MATRIZ DE CONEXION DE BUSES (KSEK)

WRITE(1,\*)'TABLA DE CONEXION DE BUSES'

290

291 FORMAT(14,3)

292

293 FORMAT(14,3)

294

295 FORMAT(14,3,14,3)

296

297 FORMAT(14,3,14,3)

298

299 FORMAT(14,3,14,3,14,3)

300

301 FORMAT(14,3,14,3,14,3,14,3)

302

303 FORMAT(14,3,14,3,14,3,14,3)

304

305 FORMAT(14,3,14,3,14,3,14,3)

306

307 FORMAT(14,3,14,3,14,3,14,3)

308

309 FORMAT(14,3,14,3,14,3,14,3)

310

311 FORMAT(14,3,14,3,14,3,14,3)

C

312 FORMACION DE LA TABLA DE CONEXION DE BUSES

C

313 I=1

314 KSEK(I)=2

315 J=1

316 KN=1

317 IF(XD(KN)-KSEK(I)) 48,51,48

318 IF(YD(KN)-KSEK(I)) 49,52,49

319 KN=KN+1

320 IF(KN-KP1) 47,47,54

321 TLR(I,J)=DGS(KN)

322 J=J+1

323 GO TO 49

324 TLR(I,J)=DGS(KN)

325 J=J+1

326 GO TO 49

327 TLR(I,J)=0

328 I=I+1

329 KSEK(I)=KSEK(I)+1

C

330 B=NUMERO DE BUSES (NODOS)

331 IF(KSEK(I)-B) 46,46,55

C

332 FORMACION DE LA TABLA DE CONEXION DE BUSES

333 I=1

334 KSEK(I)=2

335 J=1

336 KN=1

337 IF(X(KN)-KSEK(I)) 61,61,61

338 IF(Y(KN)-KSEK(I)) 62,62,62

339 KN=KN+1

340 IF(KN-KP1) 50,50,57

341 TBR(I,J)=TRES(KN)

342 J=J+1

343 GO TO 62

344 TBR(I,J)=TRES(KN)

345 J=J+1

346 GO TO 62

FALLA DE ORIGEN

FALLA DE ORIGEN

```

57 TBT(I)=0.0
   I=I+1
   IF(I=NS)GOTO 61
   IF(MOD(I,2)=1)GOTO 58
   IF(MOD(I,2)=2)GOTO 59
   IF(MOD(I,2)=3)GOTO 60
   IF(MOD(I,2)=4)GOTO 61
58 K=L+1
59 I=I
   L=L+1
   N=N+1
   J=I
   PV=0.0
   MB=BN
   GAMAC(N)=TRES*VL
70 IF(GAMAC(N)-RES(TBT(I,1)))GOTO 71,72,73
71 I=I+1
   IF(I=NB)GOTO 73,83,84
72 IF(PV)GOTO 73,73,73
73 PV=I.
74 RAMAC(L)=TBT(I,J)
75 J=J+1
76 IF(TBT(I,1))GOTO 77,78,77
77 L=L+1
   GO TO 74
78 I=I-1
   J=I
   IF(I=NB)GOTO 73,83,84
90 N=N+1
   I=I
   J=I
   IF(N=L)GOTO 81,81,82
81 GAMAC(N)=RES(RAMAC(N))
   GO TO 70
C
NODOS ASOCIADOS CON LA RAMA
82 N=I
   J=I
   I=I
83 IF(GAMAC(N)-TRES*J)GOTO 84,85,84
84 J=J+1
   GO TO 83
85 TBC(I)=N*J
   YBC(I)=Y*J
   I=I+2
   J=J+1
   N=N+1
86 IF(N=L)GOTO 85,82,87
87 TBC(I)=0.0
   IA=I-1
   L=L+1
   K=3
   IF(IA=1)GOTO 150,150,88
88 IF(RAMAC(L))GOTO 90,700,89
700 WRITE(1,701)
89 POS=I.
   TBC(I)=TBC(I-1)
   GO TO 91
90 POS=I.
91 IF(TBC(I)-TBC(K))GOTO 92,92,92
92 TBC(K)=0.0

```

## FALLA DE ORIGEN

```

94 IF(KL=1) 51,51,54
95 KL=1
96 IF(I=1) 55,57,58
97 IF(POS=1) 56,54,56
98 KL=1
99 GO TO 51
100 IF(RAMP(KL)) 152,200,151
101 WRITE(1,201)
102 POS=1
103 TX(KL)=POS(1-1)
104 GO TO 57
105 POS=1
106 GO TO 57
C CEROS EN LAS COLUMNAS DE LA MATRIZ T
97 I=2
108 I=1
109 I=1
110 ATCN(KL)=0.
111 KNN=1
112 IF(KN=KPI-1) 98,99,98
113 IF (R(I)) 104,110,106
114 IF (T(I)) 105,105,104
115 WRITE(1,202)
116 GO TO 100
C FORMACION DE LAS COLUMNAS
112 J=1
113 I=1
103 IF(TL(KL,J)) 104,110,104
104 IF(KN=NB(KL(KL,J))) 105,105,101.
105 KNN=1
106 IF(KN=KPI-1) 104,500,104
107 IF(TL(KL,J)) 107,500,102
108 WRITE(1,203)
109 WRITE(1,209)
110 GO TO 122
107 IF(ATCN(KL)) 201,200,201
200 ATCN(KL)=POS
111 GO TO 103
201 ATCN(KL)=0.0
112 GO TO 103
103 IF(ATCN(KL)) 201,202,201
202 ATCN(KL)=POS
109 J=J+1
110 IF(TL(KL,J)) 105,110,105
111 I=I+1
112 IF(I=10) 111,111,115
113 I=1
114 GO TO 99
115 ATCN=
116 IF(KL=KPI-1) 54,114,53
117 WRITE(1,215)
118 DO 100 KN=1,KPI
119 WRITE(1,207)(ATCN(KL),KL=1,JPI)
120 KN=1
121 KL=1
122 KAKPI=KL
123 ATCN(KL)=ATCN(KL)
124 KL=KL+1
125 IF(KL=KPI) 115,115,117
126 KNN=1

```



- 1. 1. 1.
- 2. 2. 2.
- 3. 3. 3.
- 4. 4. 4.
- 5. 1. 3.
- 6. 2. 3.
- 7. 3. 4.
- 8. 1. 2.
- 9. 1. 4.
- 10. 1. 3.
- 11. 2. 3.

FALLA DE ORIGEN

1. 1. -1. 1.  
1. 1. -1. 0.  
1. 1. -1. 1.  
0. 1. -1. 0.  
0. 0. -1. 0.  
1. 0. -1. 1.  
1. -1. 0. 1.

FALLA DE ORIGEN

1.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.	1	1	0.	3.	0.	9.	1.	2.	-1.
0.	0.	1.	1.	0.	3.	3.	3.	1.	-2.
0.	2.	3.	0.	1.	0.	3.	0.	0.	-1.
0.	0.	0.	0.	0.	0.	1.	1.	0.	-1.

FALLA DE ORIGEN





11 FORM-71.1 /  
12 STOP  
END

27

FALLA DE ORIGEN



.1250	.1250	.1250	.1250	.1250	.1250	0.0000	.1250	.2175	.3175
.1250	.1250	.3175	.1250	.1250	.3175	.3425	.1250	.1250	.3175
.2175	.1250	.1250	.1250	.3550	.1250	.1250	-.1250	.1250	.1250
.1250	.1250	.1250	.1250	1.0000	.1250	.3175	.3175	.1250	.1250
.3125	.3125	0.0000	.1250	.2175	-.1250	0.0000	.1250	.4750	
.1250	.1250	.1250	.1250	.1250	.1250	.3000			
.1250	.3175	.3175	.1250	.1250	.2175	.1250			
.1250	.3175	.3425	.1250	.1250	.2175	.2175			
.1250	.1250	.1250	.2325	.1250	.1250	-.1250			
.1250	.1250	.1250	.1250	.1750	.1250	0.3750			
.1250	.3175	.3175	.1250	.1250	.1250	.1250			
1.0000	.1250	.2175	-.1250	0.0000	.1250	.4750			

FALLA DE ORIGEN







541  
DINTELA DE BROTONA BRUNZUMI NH 004  
TLEBOLTI E PUNDOKALUM 004  
COMMON ILL 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24-  
I 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24- ILLI 24 24-  
-WON  
CC 200 I=1, NH  
I=1, NH  
-OF 11 J=0, 0  
CC 200 ON I=1, NH  
320 -OF 11, J=1, NH  
RETURN  
END

FALLA DE ORIGEN





~~CONFIDENTIAL~~

VALOR DE LA FALLA EN EL ENTORNAMIENTO

VALOR DE LA FALLA EN EL ENTORNAMIENTO EN PU

.0424-

I 5 *	-13.70307	EN PU	I 9 *	-3.31337	EN PU
I 6 *	-1.41574	EN PU	I 8 *	-1.59657	EN PU
I 7 *	.59657	EN PU	I 10 *	-3.00000	EN PU
			I 11 *	.59657	EN PU

FALLA DE ORIGEN

135

VALOR DE LA FALLA EN EL ELEMENTO I \* I \* I \* EN PU

27007

I 5 *	-4.12916	EN PU	I 8 *	3.90371	EN PU
I 6 *	-1.68047	EN PU	I 9 *	2.85995	EN PU
I 7 *	-0.35995	EN PU	I 10 *	-1.92749	EN PU
			I 11 *	-2.85995	EN PU

FALLA DE ORIGEN



03380

03380

1	*	-2.2173	EN PU	1	*	1.3954	EN PU
2	*	-1.0470	EN PU	2	*	2.4527	EN PU
3	*	3.9323	EN PU	3	*	-2.11347	EN PU
4	*			4	*	2.9323	EN PU

FALLA DE ORIGEN

138

## Capítulo cuarto

### SELECCION DE EQUIPO ELECTRICO

#### 4.1 TAMAÑO Y LONGITUD DE LOS CONDUCTORES.

Las corrientes de corto-circuito son máximas en las terminales de bajo voltaje del transformador, pero las fallas o corto-circuito comúnmente ocurren a una cierta distancia del transformador y por consecuencia las corrientes son más pequeñas. Por esta razón se debe conocer el tamaño y la longitud del conductor de la fuente a la falla.

Al final de 200 ft. de longitud de conductor del #0, la corriente de falla en un transformador de 500 KVA, 408 volts y con motores conectados se reduce de 16,500 en las terminales del transformador a aproximadamente 7,500 amperes RMS simétricos.

Un conjunto de 32 curvas desarrolladas por NEMA proveen un medio gráfico para determinar el valor de las corrientes de corto-circuito para varios tamaños de transformadores y varios voltajes en combinación con diferentes tamaños y longitudes de cable. Los calculos están basados en conductores trifásicos, con un mínimo de espesor del aislamiento en ductos magnéticos. Estas curvas están basadas en el lado primario del transformador con 500 MVA disponibles y 100% de contribución del motor.

Todas estas curvas vienen incluidas al final de este tema. Muchos de los datos para estas curvas son tabulados e incluidos en páginas posteriores. Por último se anexa un ejemplo indicativo del uso de estas tablas.

Varios hechos básicos son evidentes, como se observa en las tablas, sin embargo de ellas se puede señalar lo siguiente:

- 1.- El factor de potencia es más bajo en las terminales del transg

formador y aumenta con un incremento en la longitud del cable. A cable pequeño, factor de potencia más alto por una longitud dada. La figura 3A muestra que el factor de potencia alcanza casi el 100% al final de 5000 ft. de alambre del #4.

- 2.- Estas cartas nos indican por donde buscar para una corriente de corto-circuito dada. Otra vez observando la figura 3A vemos que para 10,000 amperes son disponibles en las siguientes distancias desde las terminales de un transformador de 150 KVA a 208 volts:

- 10 ft. de alambre del #4.
- 20 ft. de alambre del #0.
- 35 ft. de cable del #250 MCM.
- 90 ft. de cable del #2-500 MCM.

Claro que estos son otros valores restrictivos en otra instalación que limite otra corriente disponible, i.e., a pocos pies de alambre pequeño conectando un portafusibles u otro aparato.

Es inútil buscar para corrientes arriba de 10,000 amperes a grandes distancias que sean de más de 208 volts o, respecto a eso, en cualquier distancia. Para un transformador de 150 KVA a 240 volts ver la figura 3B.

FALLA DE ORIGEN

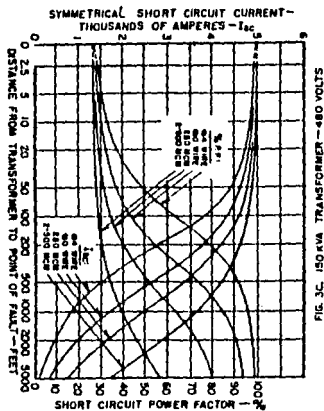


FIG. 3C. 150 KVA TRANSFORMER—480 VOLTS

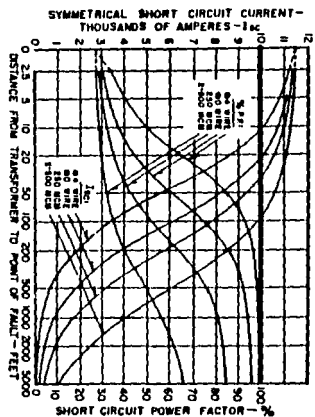


FIG. 3A. 150 KVA TRANSFORMER—208 VOLTS

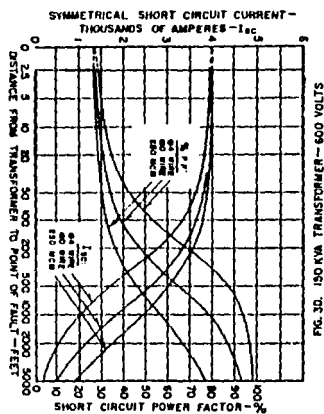


FIG. 3D. 150 KVA TRANSFORMER—600 VOLTS

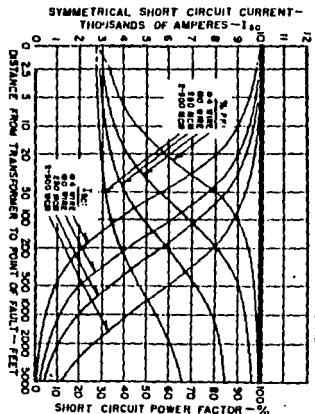


FIG. 3B. 150 KVA TRANSFORMER—240 VOLTS

FIG. 3—SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AND POWER FACTOR VERSUS DISTANCE FROM A 150 KVA LIQUID FILLED POWER TRANSFORMER: X/R 13.24; R=1.23%; X=4.0%; Z=4.19%.

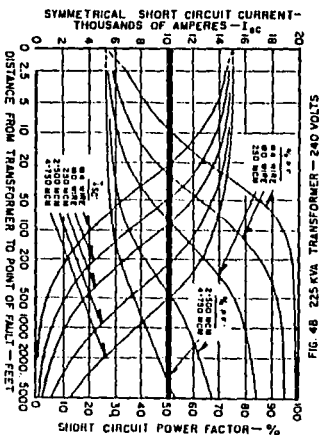
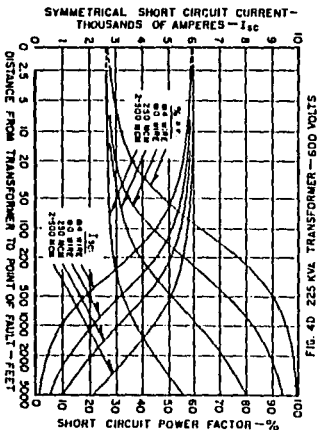
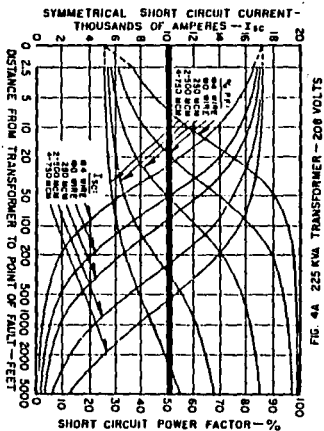
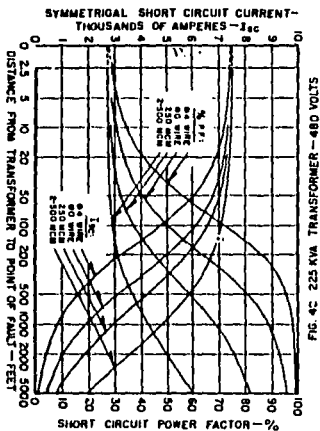
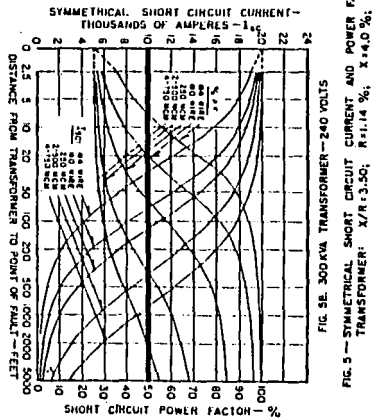
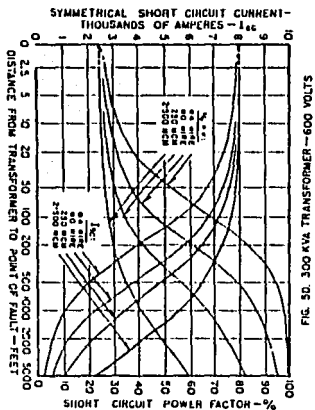
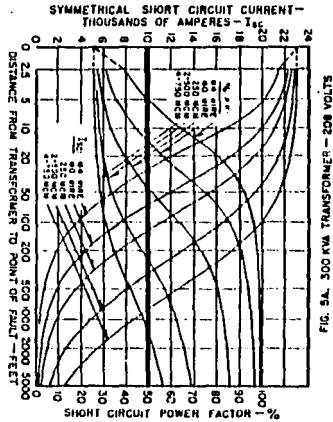
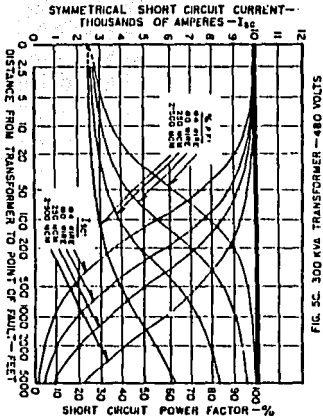


FIG. 4—SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AND POWER FACTOR VERSUS DISTANCE FROM A 225 KVA LIQUID FILLED POWER TRANSFORMER:  $X/R=3.35$ ,  $R=1.19\%$ ,  $X=4.0\%$ ,  $Z=4.17\%$ .





FALLA DE ORIGEN

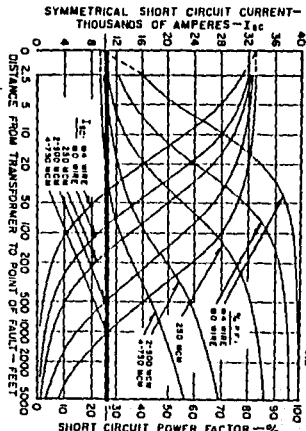
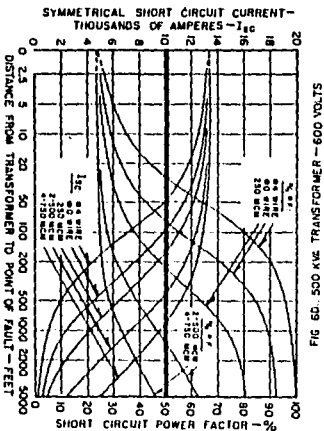
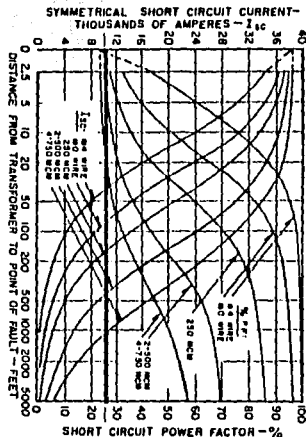
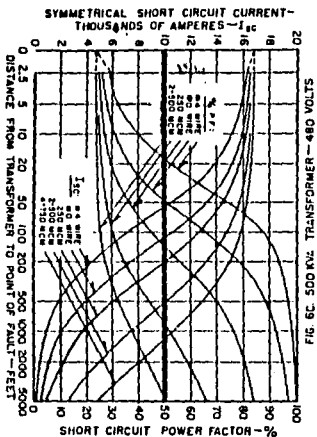


FIG. 6 - SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AND POWER FACTOR VERSUS DISTANCE FROM A 500 KVA LIQUID FILLED POWER TRANSFORMER:  $X/R=3.84$ ,  $R=1.04\%$ ,  $X=4.0\%$ ,  $Z=4.12\%$

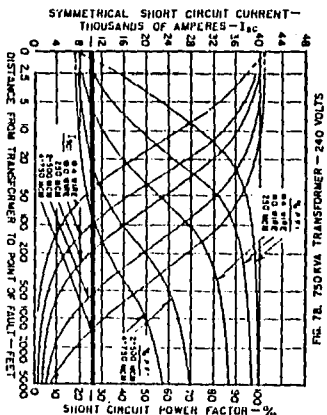
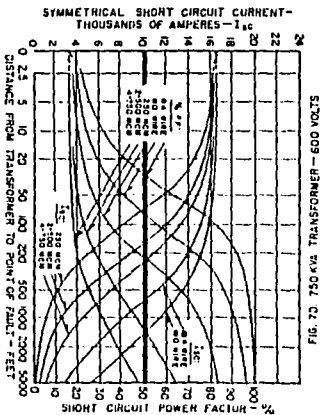
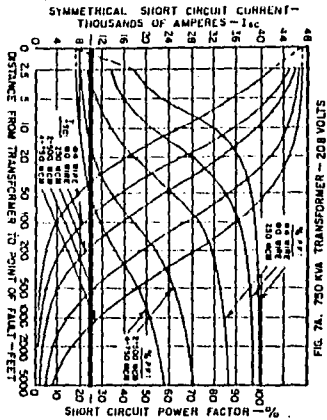
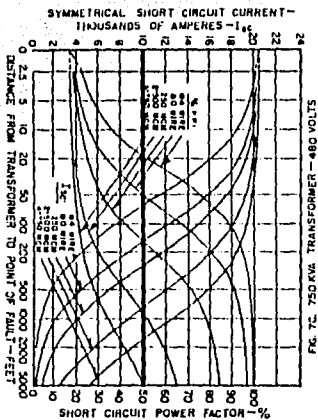


FIG. 7—SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AND POWER FACTOR VERSUS DISTANCE FROM A 750 KVA LIQUID FILLED POWER TRANSFORMER: X/R: 5.43, R: 0.34%, X: 1.81%, Z: 1.91%.

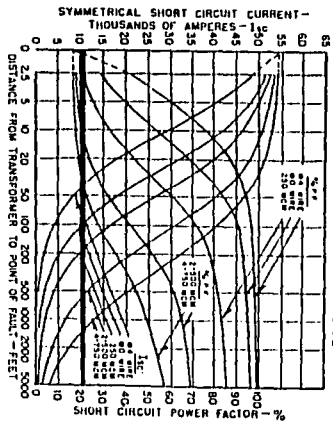
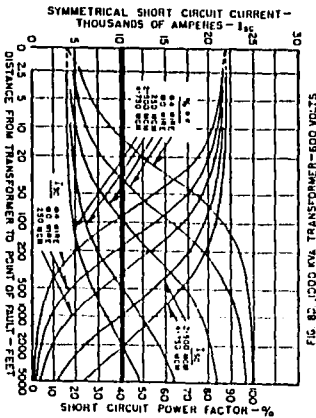
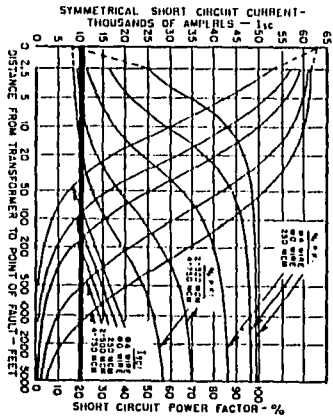
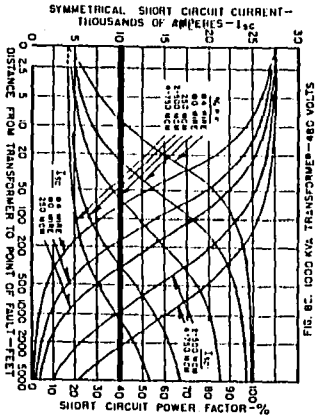


FIG. 8 - SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AND POWER FACTOR VERSUS DISTANCE FROM A 1000 KVA LIQUID FILLED POWER TRANSFORMER: X/R = 5.70; R = 0.85%; X = 3.1%; Z = 3.19%.

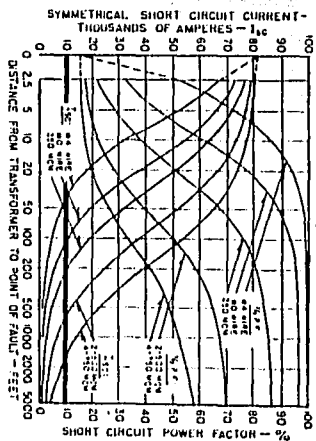
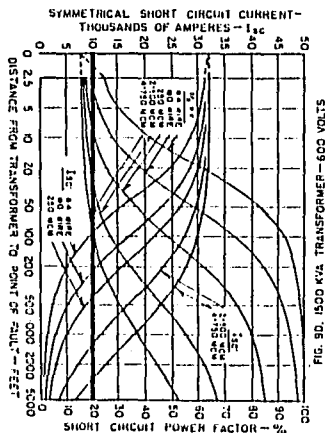
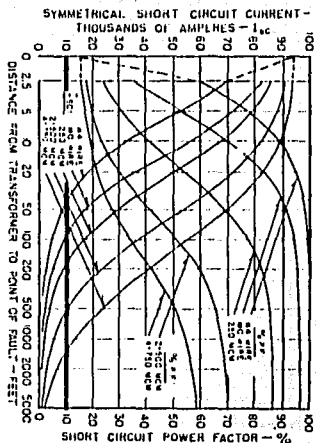
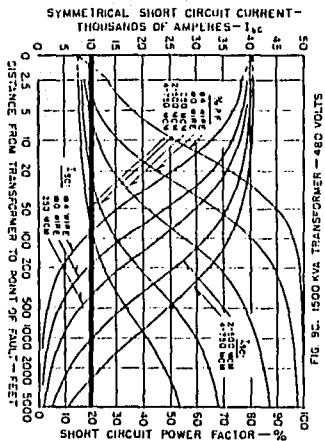


FIG. 9 - SYMMETRICAL SHORT CIRCUIT CURRENT AND POWER FACTOR VERSUS DISTANCE FROM A 1500 KVA LIQUID FILLED POWER TRANSFORMER:  $X/R=6.15$ ;  $R=0.82\%$ ;  $X=5.1\%$ ;  $Z=5.18\%$ .

FALLA DE ORIGEN





**Fault Current Available (symmetrical rms amperes)**  
**208 Volts**

KVA Rating of Transformer	Conductor Size Per Phase	Distance from Transformer to Point of Fault - Feet								
		0	5	10	20	30	100	200	300	1,000
150	#4	11,500	10,700	10,000	8,800	5,400	3,200	1,750	720	150
	#0	11,500	11,170	10,750	10,050	8,070	5,850	3,600	1,620	840
	250 MCM	11,500	11,300	11,050	10,550	9,250	7,600	5,550	3,000	1,600
	2-250 MCM	11,500	11,400	11,250	11,050	10,300	9,240	7,600	4,020	3,000
225	#4	17,270	15,700	13,950	12,000	6,100	3,400	1,800	730	400
	#0	17,270	16,450	15,900	14,500	10,400	6,750	3,400	1,700	700
	250 MCM	17,270	16,700	16,200	15,200	12,600	9,250	6,500	3,200	1,700
	2-250 MCM	17,270	17,000	16,700	16,200	14,700	12,700	9,600	5,500	3,200
2-500 MCM	17,270	17,100	16,900	16,500	15,300	13,700	11,100	7,000	4,500	
300	#4	23,000	20,400	17,100	12,600	6,500	3,500	1,800	750	400
	#0	23,000	21,400	20,200	17,500	13,950	7,500	4,000	1,750	900
	250 MCM	23,000	22,100	21,200	19,500	15,300	10,200	7,300	3,350	1,750
	2-250 MCM	23,000	23,000	22,800	21,200	18,500	15,300	11,300	6,000	3,300
2-500 MCM	23,000	22,750	22,450	21,700	19,550	16,800	13,100	7,900	4,550	
500	#4	38,200	30,800	24,000	15,400	6,900	3,500	1,800	800	400
	#0	38,200	34,400	30,400	24,600	14,200	8,000	4,000	1,800	1,000
	250 MCM	38,200	36,000	33,800	29,400	20,100	13,800	8,900	3,400	1,800
	2-250 MCM	38,200	36,900	35,700	31,100	27,000	20,100	13,700	6,400	3,500
2-500 MCM	38,200	37,400	36,500	34,600	29,400	23,800	17,000	9,900	5,000	
750	#4	47,200	35,800	26,000	16,000	6,900	3,100	1,700	800	400
	#0	47,200	41,900	36,100	27,200	14,800	8,000	4,100	1,800	950
	250 MCM	47,200	43,600	40,000	34,300	23,000	14,000	8,900	3,400	1,700
	2-250 MCM	47,200	45,100	43,300	40,000	31,700	22,800	16,400	8,500	3,500
2-500 MCM	47,200	45,900	44,100	41,700	34,600	27,000	18,300	9,200	5,000	
1,000	#4	67,200	43,000	29,100	17,000	7,800	3,700	1,800	700	400
	#0	67,200	51,500	44,300	31,700	16,000	8,500	4,400	1,800	950
	250 MCM	67,200	56,600	51,000	42,000	26,000	15,900	8,900	3,400	1,800
	2-250 MCM	67,200	59,900	56,300	50,400	32,000	23,900	15,500	8,900	3,500
2-500 MCM	67,200	61,000	58,200	54,700	42,400	31,500	21,000	10,000	3,100	
1,500	#4	92,400	53,000	33,000	18,100	7,800	3,900	2,000	800	400
	#0	92,400	73,500	57,900	36,500	17,000	9,200	4,600	2,000	1,000
	250 MCM	92,400	80,900	69,500	52,000	30,900	17,400	9,700	3,800	2,000
	2-250 MCM	92,400	85,700	79,500	64,500	46,900	30,000	17,400	7,400	3,000
2-500 MCM	92,400	88,000	81,000	74,000	52,000	38,000	23,800	11,000	2,400	
2,000	#4	121,800	58,000	33,800	18,200	7,200	3,800	1,800	600	...
	#0	121,800	80,000	63,700	38,000	17,000	8,900	4,200	1,800	800
	250 MCM	121,800	73,500	60,000	46,000	21,000	11,000	8,500	3,200	1,800
	2-250 MCM	121,800	110,800	100,500	81,000	50,000	30,000	17,000	6,800	3,500
2-500 MCM	121,800	114,200	106,000	91,000	62,000	40,000	23,700	10,000	3,000	

The fault currents listed are maximum available symmetrical rms values based on liquid filled transformers, with nominal impedances of 4 1/2% for ratings up to and including 500 KVA and 3 1/2% for ratings above 500 KVA, and include motor contribution based on 100% motor load.

FALLA DE ORIGEN



**Fault Current Available (symmetrical rms amperes)**  
**240 Volts**

KVA Rating of Transformer	Circuit Breaker Size Per Phase	Distance from Transformer to Point of Fault—Feet								
		0	5	10	20	50	100	200	500	1,000
150	#4	9,980	9,520	9,060	8,600	5,380	3,440	1,900	800	400
	#0	9,980	9,700	9,430	9,000	7,600	5,850	3,900	1,800	950
	2-250 MCCA	9,980	9,820	9,660	9,350	8,300	7,220	5,550	3,200	1,900
	2-250 MCCA	9,980	9,900	9,800	9,650	9,700	8,400	7,200	4,900	3,700
225	#4	14,940	13,800	12,800	10,600	6,500	3,800	2,000	800	450
	#0	14,940	14,500	14,000	12,900	10,100	7,100	4,300	2,000	1,000
	2-250 MCCA	14,940	14,600	14,300	13,600	11,800	9,500	6,800	3,500	1,800
	2-500 MCCA	14,940	14,700	14,500	14,300	13,700	11,700	9,400	6,000	3,500
300	#4	19,970	18,000	16,000	12,700	7,000	4,000	2,000	800	400
	#0	19,970	19,100	18,100	16,200	11,800	7,800	4,500	2,000	1,000
	2-250 MCCA	19,970	19,300	18,700	17,500	14,500	11,200	7,500	3,400	2,000
	2-500 MCCA	19,970	19,500	19,100	18,700	17,000	14,500	11,200	6,400	3,600
500	#4	33,100	28,000	22,900	15,900	7,800	4,200	2,200	900	500
	#0	33,100	30,800	28,000	23,100	14,800	9,000	4,900	2,000	1,000
	2-250 MCCA	33,100	31,500	30,000	27,000	20,300	14,700	8,800	4,000	2,000
	2-500 MCCA	33,100	32,600	32,000	30,700	23,400	22,500	17,000	9,600	5,500
750	#4	40,900	33,000	26,000	17,000	8,000	4,000	2,000	900	500
	#0	40,900	37,400	33,900	27,000	15,900	9,700	5,000	2,000	1,000
	2-250 MCCA	40,900	38,200	36,000	32,000	21,000	13,000	8,000	3,000	2,000
	2-500 MCCA	40,900	40,100	39,100	37,100	32,000	26,100	19,000	10,100	5,600
1,000	#4	54,400	41,000	29,500	18,000	8,200	4,200	2,100	950	400
	#0	54,400	48,000	42,200	32,100	17,900	9,900	5,000	2,000	1,000
	2-250 MCCA	54,400	50,100	46,300	39,500	27,000	17,000	9,500	4,000	2,000
	2-500 MCCA	54,400	52,800	51,000	48,000	40,300	31,800	22,000	11,200	6,000
1,500	#4	80,100	57,200	35,500	20,500	9,900	4,800	2,500	1,200	900
	#0	80,100	66,500	55,000	40,000	20,000	10,500	5,000	2,000	1,000
	2-250 MCCA	80,100	72,000	64,500	52,000	32,000	19,500	10,100	4,500	3,000
	2-500 MCCA	80,100	76,500	74,000	68,000	47,000	32,000	19,500	8,500	4,000
2,000	#4	105,600	69,500	39,000	21,000	8,800	4,200	2,200	800	—
	#0	105,600	87,000	64,000	42,000	20,000	10,100	5,500	2,500	1,200
	2-250 MCCA	105,600	91,000	79,000	60,000	34,500	19,800	10,200	4,500	2,100
	2-500 MCCA	105,600	97,500	94,500	88,000	70,000	51,000	32,000	19,000	8,500

The fault currents listed are maximum available symmetrical rms values based on liquid filled transformers, with assumed impedances of 4 1/2% for ratings up to and including 500 KVA, and 5 1/2% for ratings above 500 KVA, and infinite motor contribution based on 100% motor load.





**Fault Current Available (symmetrical rms amperes)**  
**480 Volts**

KVA Rating of Transformer	Conductor Size Per Phase	Distance from Transformer to Point of Fault - (Feet)								
		0	5	10	20	50	100	200	500	1,000
150	#4	4,990	4,950	4,900	4,770	4,420	3,800	3,200	1,490	790
	#0	4,990	4,940	4,720	4,700	4,700	4,400	3,850	2,450	1,600
	250 MCM	4,990	4,960	4,910	4,910	4,800	4,600	4,250	3,150	2,500
	2-250 MCM	4,990	4,970	4,940	4,920	4,900	4,800	4,600	4,050	3,150
225	#4	7,470	7,180	7,240	7,000	6,140	4,800	3,300	1,400	840
	#0	7,470	7,400	7,320	7,200	6,800	6,200	5,100	3,180	1,860
	250 MCM	7,470	7,470	7,360	7,300	7,040	6,640	5,900	4,400	3,000
	2-250 MCM	7,470	7,440	7,400	7,350	7,270	7,200	6,800	5,800	4,700
300	#4	9,985	9,800	9,600	9,100	7,600	5,600	3,560	1,670	840
	#0	9,985	9,840	9,750	9,570	8,800	7,650	5,990	3,400	1,920
	250 MCM	9,985	9,980	9,890	9,660	9,240	8,500	7,700	5,070	3,740
	2-250 MCM	9,985	9,970	9,920	9,800	9,660	9,200	8,450	6,800	5,070
500	#4	16,550	16,000	15,400	14,000	10,750	6,800	3,800	1,600	800
	#0	16,550	16,200	15,950	15,750	15,750	10,500	7,400	3,500	1,900
	250 MCM	16,550	16,300	16,050	15,700	14,500	12,700	10,000	5,900	3,500
	2-250 MCM	16,550	16,350	16,350	16,100	15,450	14,400	13,400	9,000	6,000
750	#4	20,450	19,700	18,700	16,800	11,700	7,500	4,000	1,600	800
	#0	20,450	20,000	19,500	18,700	16,000	12,400	8,100	3,800	2,000
	250 MCM	20,450	20,200	19,900	19,250	17,500	15,000	11,500	6,600	3,800
	2-250 MCM	20,450	20,250	20,200	19,700	19,000	17,500	15,000	10,500	6,600
1,000	#4	27,200	26,000	24,200	21,000	13,400	7,900	4,400	1,800	800
	#0	27,200	26,700	25,900	24,300	20,000	14,400	9,800	4,100	2,200
	250 MCM	27,200	26,900	26,400	25,300	22,400	18,400	13,600	7,200	4,000
	2-250 MCM	27,200	27,000	26,700	26,200	24,500	22,200	18,500	12,100	7,000
1,500	#4	40,050	37,000	31,100	26,000	14,400	8,200	4,000	1,400	600
	#0	40,050	38,800	36,800	33,200	24,500	16,000	9,200	4,800	2,000
	250 MCM	40,050	39,100	37,800	36,600	29,900	21,000	15,200	7,500	4,000
	2-250 MCM	40,050	39,600	39,000	37,900	34,100	29,000	22,500	13,800	7,400
2,000	#4	52,800	47,400	40,700	30,000	15,100	8,200	4,200	1,500	1,000
	#0	52,800	50,200	47,000	41,200	28,000	17,000	9,200	4,200	2,400
	250 MCM	52,800	51,000	49,000	45,400	36,200	26,500	18,500	8,000	4,200
	2-250 MCM	52,800	51,800	50,900	48,500	43,100	36,000	28,700	14,000	8,000

The fault currents listed are maximum available symmetrical rms values based on liquid filled transformers, with nominal impedances of 4 1/2% for ratings up to and including 500 KVA and 5 1/2% for ratings above 500 KVA, and include motor contribution based on 100% motor load.

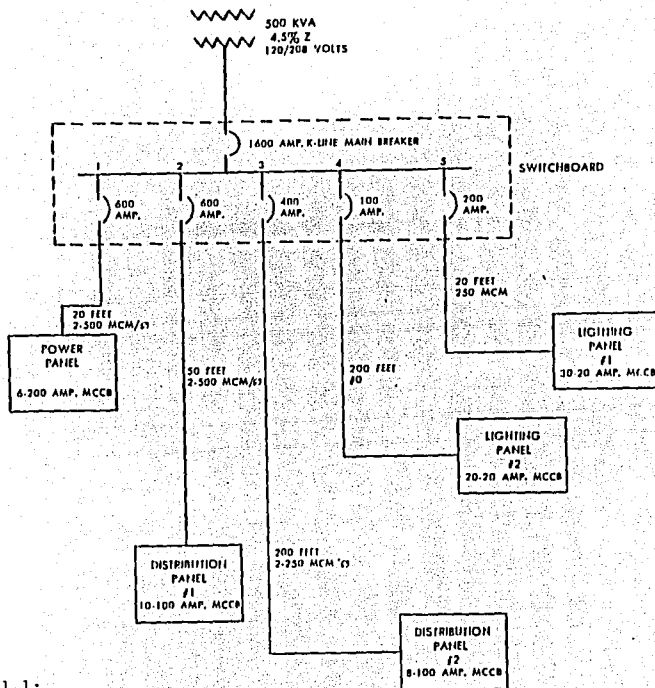


**Fault Current Available (symmetrical rms amperes)  
600 Volts**

KVA Rating of Transformer	Conductor Size Per Phase	Distance from Transformer to Point of Fault—Feet								
		0	5	10	20	30	100	200	500	1,000
150	#4	3,990	3,950	3,910	3,850	3,870	3,340	2,710	1,640	950
	#0	3,990	3,960	3,930	3,880	3,870	3,670	3,360	2,600	1,850
	250 MCM	3,990	3,970	3,950	3,910	3,860	3,780	3,580	3,080	2,430
	2 250 MCM	3,990	3,980	3,970	3,940	3,910	3,860	3,760	3,480	3,100
225	#4	5,900	5,970	5,870	5,740	5,700	4,610	3,500	1,880	1,010
	#0	5,900	5,940	5,900	5,850	5,840	5,300	4,700	3,700	2,700
	250 MCM	5,900	5,950	5,920	5,890	5,860	5,500	5,150	4,180	3,090
	2 250 MCM	5,900	5,960	5,940	5,930	5,860	5,750	5,540	4,920	4,140
	2 500 MCM	5,900	5,970	5,960	5,950	5,900	5,870	5,650	5,180	4,620
300	#4	7,990	7,880	7,800	7,560	6,800	5,560	3,900	2,000	1,050
	#0	7,990	7,970	7,940	7,740	7,380	6,600	5,800	3,710	2,270
	250 MCM	7,990	7,940	7,910	7,810	7,600	7,200	6,340	5,100	3,500
	2 250 MCM	7,990	7,960	7,940	7,850	7,760	7,580	7,200	6,400	5,600
	2 500 MCM	7,990	7,980	7,960	7,900	7,840	7,700	7,100	6,600	5,600
500	#4	13,200	13,000	12,700	12,000	9,980	7,350	4,600	2,000	1,000
	#0	13,200	13,100	12,960	12,600	11,600	10,180	7,700	4,250	2,100
	250 MCM	13,200	13,130	13,100	12,920	12,300	11,200	9,650	6,000	4,200
	2 250 MCM	13,200	13,170	13,130	13,060	12,720	12,180	11,200	9,900	6,500
	2 500 MCM	13,200	13,200	13,170	13,120	12,880	12,500	11,700	9,800	7,650
750	#4	16,360	16,100	15,750	14,800	11,800	8,200	5,000	2,200	1,050
	#0	16,360	16,200	16,000	15,550	14,700	12,000	8,700	4,900	2,550
	250 MCM	16,360	16,250	16,100	15,800	14,950	13,400	11,200	7,100	4,700
	2 250 MCM	16,360	16,350	16,150	16,000	15,600	14,800	13,300	10,700	7,300
	2 500 MCM	16,360	16,350	16,200	16,050	15,800	15,200	14,000	11,400	8,700
1,000	#4	21,750	21,100	20,250	18,500	13,800	9,000	5,000	2,200	1,200
	#0	21,750	21,500	21,000	20,250	17,800	14,400	9,800	4,800	2,550
	250 MCM	21,750	21,570	21,200	20,750	19,000	16,000	13,400	8,400	4,700
	2 250 MCM	21,750	21,650	21,500	21,250	20,500	19,200	16,800	12,900	8,700
	2 500 MCM	21,750	21,750	21,600	21,100	20,750	19,700	17,900	13,800	10,000
1,500	#4	32,050	30,550	28,700	25,250	16,200	9,600	5,200	2,100	1,200
	#0	32,050	31,250	30,500	28,800	23,800	17,300	10,800	4,800	2,500
	250 MCM	32,050	31,500	30,800	29,000	26,600	22,500	16,200	8,400	4,800
	2 250 MCM	32,050	31,800	31,500	31,000	29,700	26,600	22,800	14,300	8,800
	2 500 MCM	32,050	31,900	31,600	31,200	29,800	27,600	29,000	17,200	11,500
2,000	#4	42,200	39,200	36,300	30,000	17,400	10,000	5,100	2,100	1,200
	#0	42,200	40,500	39,500	36,000	27,800	19,000	11,500	5,000	2,500
	250 MCM	42,200	41,300	40,050	38,100	32,000	26,000	18,000	9,100	5,000
	2 250 MCM	42,200	41,700	41,000	40,000	36,900	32,200	25,900	13,000	8,000
	2 500 MCM	42,200	42,000	41,300	40,600	38,100	34,200	28,800	19,600	12,500

The fault currents listed are maximum available symmetrical rms values based on liquid filled transformers, with nominal impedances of 4% for ratings up to and including 500 KVA and 5 1/2% for ratings above 500 KVA, and include motor contribution based on 100% motor load.

FALLA DE ORIGEN



#### 4.1.1:

- Ejemplo que indica el uso de las tablas de corriente de corto-circuito:

Un transformador de 500 KVA lleno de liquido con una impedancia nominal de 4.5% y un voltaje secundario de 120/208 V alimenta un sistema industrial pequeño como se indica en la primera línea del diagrama. Aunque dos paneles de luces son incluidos, estos son solo una pequeña parte de la carga total y por lo tanto el 100% de la carga del motor en que las tablas se basan da resultados conservativos.

FALLA DE ORIGEN

De la tabla de corriente de corto-circuito de 208 V. de las páginas posteriores, los valores siguientes de corriente de falla son obtenidos, abajo de los 500 KVA, por el tamaño del conductor usado y por la distancia que hay en los tableros.

Localización	Amperes RMS simetricos
Tableros	38,200
Panel de potencia	34,600
Panel de distribución # 1	29,400
Panel de distribución # 2	13,200
Panel de iluminación # 1	29,400.
Panel de iluminación # 2	4,000

## RECOMMENDED SHAWMUT FUSE SIZE AND CONDUCTOR SIZE FOR POPULAR MOTORS

### 208 VOLT THREE PHASE

MOTOR		CONDUCTOR SIZE COPPER* (awg./mcm)			SHAWMUT FUSE SIZE (AMPS.)						
					Running Prot. **		Short Circuit Protection***				
					Class K-5 Dual Element (TR or AT-DF)		Class K-5 One-Time (OT)		Class J(A+J), Class K(A2K) or Class L(A4BY)		
H.P.	Amps.	90C	75C	90C	Min.	Max.	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load
1/2	2.2	14	14	14	2.25	2.8	4.5	3	10	10	10
3/4	3.1	14	14	14	3.2	4	6.25	10	15	10	15
1	4.0	14	14	14	4	5.6	8	12	15	15	15
1 1/2	5.7	14	14	14	6.25	7	12	15	20	15	20
2	7.5	14	14	14	8	10	15	20	25	20	25
3	10.6	14	14	14	12	12	25	25	35	25	30
5	16.7	10	10	10	17.5	20	35	35	50	35	45
7 1/2	24	10	10	10	25	30	40	45	60	45	60
10	31	8	8	10	35	40	50	60	90	50	90
15	46	4	6	6	50	60	80	100	110	90	110
20	60	3	4	4	60	80	100	100	125	110	150
25	75	2	3	3	80	100	125	125	175	125	175
30	88	1	2	2	90	110	150	125	200	150	200
40	114	2/0	1/0	1/0	125	150	175	175	300	175	225
50	143	4/0	3/0	2/0	150	200	250	225	350	225	300
60	170	250	4/0	4/0	175	225	250	250	400	225	350
75	211	400	300	250	225	250	300	350	450	250	450
100	273	600	500	400	300	350	400	400	500	350	600
125	343	900	700	600	350	450	600	450	---	450	601
150	396	1250	900	750	400	500	---	500	---	500	601
200	528	---	2900	1500	600	---	---	---	---	601	1000

\* Based on Sec. 430-22 N. E. Code. 90C Sizes 14, 12 and 10 shown for Types FEP, FEPB, RHH, THHN, and XHHW per Table 310-12.

\*\* Running Protection: Min. — Minimum dual element fuse suggested for motor running protection of motors under normal load.  
Max. — Maximum motor running protection allowed by Code.

\*\*\* Short Circuit Protection:

Normal Load — Applications involving light starting loads or motors with not over 1.0 service factor. Fuse will carry locked rotor current of 5X FLA for 10 seconds and is selective with overload relay sized not over 1.0 FLA.

Heavy Load — Hard starting loads or jogging applications. Fuse will carry locked rotor current of 6X FLA for 30 seconds. In conjunction with properly sized overload relay, fuse provides Code protection for all practical load and duty cycles.

RECOMMENDED SHAWMUT FUSE SIZE AND CONDUCTOR SIZE FOR POLYMER MOTORS

230 VOLT THREE PHASE

MOTOR		CONDUCTOR SIZE COPPER* (awg/mcm)			SHAWMUT FUSE SIZE (AMPS.)						
					Running Prot. **		Short Circuit Protection ***				
					Class K-5 Dual Element (TR or AT-DE)		Class K-5 One-Time (OT)		Class J(A4), Class K(A2F or Class L(A4BY)		
H. P.	Amps.	00C	75C	90C	Min.	Max.	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load
1/2	2	14	14	14	2	2.8	4	6	8	6	10
3/4	2.8	14	14	14	2.8	3.5	5.6	10	12	10	15
1	3.6	14	14	14	4	5	6.25	10	15	15	15
1 1/2	5.2	14	14	14	5.6	7	10	15	20	15	15
2	6.8	14	14	14	7	9	15	20	25	15	20
3	9.6	14	14	14	10	12	20	25	30	20	30
5	15.2	12	12	12	17.5	20	30	35	45	30	40
7 1/2	22	10	10	10	25	30	35	40	60	40	60
10	28	8	8	10	30	35	45	50	80	45	80
15	42	6	6	6	45	50	70	70	110	90	110
20	54	4	4	6	60	70	100	100	125	100	150
25	68	2	4	4	70	90	110	125	150	110	175
30	80	1	3	3	80	110	125	125	175	150	200
40	104	2/0	1	1	110	125	175	150	250	175	225
50	130	3/0	2/0	2/0	150	175	200	200	300	200	300
60	154	4/0	3/0	3/0	175	200	250	225	350	225	350
75	192	300	250	250	200	250	300	300	450	225	400
100	248	500	350	350	250	300	400	400	500	300	500
125	312	750	600	500	350	400	500	450	600	400	600
150	360	1000	700	600	400	500	600	450	---	450	601
200	480	---	1500	1250	500	600	---	600	---	600	800

\* Based on Sec. 430-22 N. E. Code, 90C Sizes 14, 12 and 10 shown for Types FEP, FEPB, RHH, THHN, and XHHW per Table 310-12.

\*\* Running Protection: Min. — Minimum dual element fuse suggested for motor running protection of motors under normal load.

Max. — Maximum motor running protection allowed by Code.

\*\*\* Short Circuit Protection:

Normal Load — Applications involving light starting loads or motors with not over 1.0 service factor. Fuse will carry locked rotor current of 5X FLA for 10 seconds and is selective with overload relay sized not over 1.0 FLA.

Heavy Load — Hard starting loads or jogging applications. Fuse will carry locked rotor current of 6X FLA for 30 seconds. In conjunction with properly sized overload relay, fuse provides Code protection for all practical load and duty cycles.

FALLA DE ORIGEN

## RECOMMENDED SHAWMUT FUSE SIZE AND CONDUCTOR SIZE FOR POPULAR MOTORS

### 460 VOLT THREE PHASE

MOTOR		CONDUCTOR SIZE COPPER* (awg/mcm)			SHAWMUT FUSE SIZE (AMPS.)							
					Running Prot. **		Short Circuit Protection***					
					Class K-5 Dual Element (TRS or ATS-DE)		Class K-5 One-Time (OTS)			Class J(A4J), Class K-1 (A6K) or Class L (A4BY)		
H. P.	Amps.	00C	75C	90C	Min.	Max.	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load	
1/2	1	14	14	14	1	1.4	2	4	5	6	6	
3/4	1.4	14	14	14	1.4	1.8	2.8	5	6	6	6	
1	1.8	14	14	14	1.8	2.5	3.5	5	8	6	10	
1 1/2	2.6	14	14	14	2.8	3.5	5	8	10	10	10	
2	3.4	14	14	14	3.5	4.5	6.25	10	12	10	15	
3	4.8	14	14	14	5	6.25	10	15	15	15	15	
5	7.6	14	14	14	8	10	15	15	20	20	25	
7 1/2	11	14	14	14	12	15	20	20	30	25	35	
10	14	12	12	12	15	17.5	25	25	40	30	40	
15	21	10	10	10	25	25	35	35	60	40	50	
20	27	8	8	10	30	35	45	50	70	45	80	
25	34	6	8	8	35	45	60	60	80	60	100	
30	40	6	6	8	40	55	70	60	90	80	110	
40	52	4	6	6	60	70	90	70	110	100	125	
50	65	2	4	4	70	90	100	90	125	110	150	
60	77	1	3	3	80	100	110	110	150	125	175	
75	96	1/0	1	2	100	125	150	110	200	150	225	
100	124	3/0	2/0	1/0	125	150	200	150	250	200	225	
125	156	4/0	3/0	3/0	175	200	250	200	300	225	300	
150	180	300	4/0	4/0	200	250	300	225	350	225	350	
200	240	500	350	300	250	300	400	300	450	300	500	

\* Based on Sec. 430-22 N. E. Code. 90C Sizes 14, 12 and 10 shown for Types FEP, FEPB, RHH, THHN, and XHHW per Table 310-12.

\*\* Running Protection: Min. — Minimum dual element fuse suggested for motor running protection of motors under normal load.

Max. — Maximum motor running protection allowed by Code.

\*\*\* Short Circuit Protection:

Normal Load — Applications involving light starting loads or motors with not over 1.0 service factor. Fuse will carry locked rotor current of 5X FLA for 10 seconds and is selective with overload relay sized not over 1.0 FLA.

Heavy Load — Hard starting loads or jogging applications. Fuse will carry locked rotor current of 6X FLA for 30 seconds. In conjunction with properly sized overload relay, fuse provides Code protection for all practical load and duty cycles.

## RECOMMENDED SHAWMUT FUSE SIZE AND CONDUCTOR SIZE FOR POPULAR MOTORS

### 575 VOLT THREE PHASE

MOTOR		CONDUCTOR SIZE COPPER* (awg/mcm)			SHAWMUT FUSE SIZE (AMPS.)						
					Running Prot. **		Short Circuit Protection ***				
					Class K-5 Dual Element (TRS or ATS-DE)		Class K-5 One-Time (OTS)		Class J(A4J), Class K-I (A6K) or Class L(A4BY)		
H. P.	Amps.	00C	75C	90C	Min.	Max.	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load	Normal Load	Heavy Load
1/2	.8	14	14	14	0.8	1	1.4	3	4	3	6
3/4	1.1	14	14	14	1.125	1.4	2.25	4	5	6	6
1	1.4	14	14	14	1.4	1.8	2.8	5	6	6	6
1 1/2	2.1	14	14	14	2.5	2.8	4	6	8	6	10
2	2.7	14	14	14	2.8	3.5	5	10	12	10	10
3	3.9	14	14	14	4	5	8	12	15	25	15
5	6.1	14	14	14	6.25	8	12	15	15	15	20
7 1/2	9	14	14	14	9	12	17.5	15	25	20	30
10	11	14	14	14	12	15	20	20	30	25	35
15	17	10	10	12	17.5	20	30	35	50	35	45
20	22	10	10	10	25	30	40	40	60	40	60
25	27	8	8	8	30	35	50	50	70	50	80
30	32	8	8	8	35	40	60	60	80	60	100
40	41	6	6	6	45	55	70	70	90	80	110
50	52	4	6	6	55	70	80	70	110	100	125
60	62	3	4	4	70	80	100	90	125	110	150
75	77	1	3	3	80	100	125	110	150	125	175
100	99	1/0	1	1	100	125	175	110	200	150	225
125	125	3/0	2/0	2/0	125	175	225	150	225	200	225
150	144	4/0	3/0	2/0	150	200	250	175	250	225	300
200	192	300	250	250	200	250	300	225	350	250	400

\* Based on Sec. 430-22 N. E. Code. 90C Sizes 14, 12 and 10 shown for Types FEP, FEPB, RHH, THHN, and XHHW per Table 310-12.

\*\* Running Protection: Min. — Minimum dual element fuse suggested for motor running protection of motors under normal load.  
Max. — Maximum motor running protection allowed by Code.

\*\*\* Short Circuit Protection:

Normal Load — Applications involving light starting loads or motors with not over 1.0 service factor. Fuse will carry locked rotor current of 5X FLA for 10 seconds and is selective with overload relay sized not over 1.0 FLA.

Heavy Load — Hard starting loads or jogging applications. Fuse will carry locked rotor current of 6X FLA for 30 seconds. In conjunction with properly sized overload relay, fuse provides Code protection for all practical load and duty cycles.



#### 4.1.2 SELECCION DE CONDUCTORES PARA LOS SISTEMAS A TIERRA.

En el diseño de una red a tierra, uno de los requisitos que deben cumplir los elementos de la red es resistir la fusión y no deteriorarse bajo las más severas combinaciones de la magnitud de la corriente de falla y el tiempo durante el cuál se aplica dicha corriente.

La siguiente ecuación desarrollada por Onderdonk nos permite calcular la sección de conductores de cobre para una red en función de sus elementos:

$$I = A \sqrt{\frac{\log_{10} \left[ \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right]}{33 t}}$$

Donde:

$I$  = Corriente en Amperes.

$A$  = Sección transversal en Circular Mils.

$t$  = Tiempo de duración de la falla en segundos.

$T_a$  = Temperatura ambiente en °C.

$T_m$  = Temperatura máxima del elemento en °C.

Pueden hacerse las siguientes consideraciones para aplicar la ecuación:

$T_a = 40$  °C.

$1083$  °C = Temperatura de fusión del cobre.

$T_m = 450$  °C para conectores soldables.

$T_m = 250$  °C para conectores atornillables.

## 4.1.2.1 Aplicación de la ecuación de Onderdonk.

Ejemplo: Calcular la sección de conductor de cobre requerida para una red de tierra si la corriente de falla a tierra es de 13,945 amperes y se considera un tiempo de despeje de la falla igual a 30 ciclos (0.5 seg.).

Se usarán en la red conectores del tipo soldable.

Solución:

En este caso emplearemos una  $T_m = 450$  °C.

Sustituyendo valores en la ecuación de Onderdonk tenemos:

$$13,945 = A \sqrt{\frac{\log_{10} \left[ \frac{450 - 40}{234 + 40} + 1 \right]}{33 \times 0.5}}$$

Despejando A de la ecuación:

$$A = \frac{13,945}{\sqrt{\frac{\log_{10} \left[ \frac{450 - 40}{234 + 40} + 1 \right]}{33 \times 0.5}}}$$

$$A = 89,866.57 \text{ Circular Mils} = 86.89 \text{ KCM.}$$

El calibre comercial más próximo a este valor es el calibre 1/0 - AWG (105.6 KCM), el cuál emplearemos para la red.

FALLA DE ORIGEN

#### 4.1.3 SELECCION DE CABLES DE ENERGIA AISLADOS.

Al circular una corriente de corto-circuito por un cable, la temperatura de los elementos metálicos de éste (conductor, pantalla y - cubierta metálica) se incrementa hasta valores límites que dependerán de la temperatura máxima admisible para la cuál no se deterioran los materiales de las capas vecinas al conductor o a la pantalla.

Las normas ICEA (Insulated Cable Enginners Association) dan valores de temperatura máxima admisible en condiciones de corto-circuito ( $^{\circ}\text{C}$ ):

Material del aislamiento	En contacto con el conductor	En contacto con la pantalla
Termofijos XLP, EP	250	350*
Termoplásticos PVC, PE	150	200
Papel impregnado	200	200

\* Para cables con cubierta de plomo ésta temperatura deberá limitarse a  $200^{\circ}\text{C}$ .

Si la sección del conductor o de la pantalla no es la adecuada para soportar la corriente de corto-circuito, el valor generado producirá daños en el aislamiento.

También deberá tomarse en cuenta el tiempo de duración de la falla.

De acuerdo con el cálculo de la sección transversal del conductor o de la pantalla será el tipo de falla que se seleccionará para el estudio. Así por ejemplo, para determinar la sección del conductor se seleccionará la falla trifásica o monofásica para el estudio, mientras que para calcular la sección de la pantalla se seleccionará la falla monofásica.

La ecuación que nos permite verificar la sección del conductor--- conocidos los amperes de falla y la duración de los mismos es:

$$\left[ \frac{I}{A} \right]^2 t = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

Donde:

I = Corriente de corto-circuito en Amperes.

K = Constante que depende del material del conductor (Ver tabla).

A = Area de la sección transversal del conductor en Circular Mils.

t = Duración de la falla en segundos.

T = Temp. en °C (bajo cero) en la cual el material tiene una resistencia eléctrica teóricamente nula (ver tabla)

T<sub>1</sub> = Temp. máxima de operación del conductor en °C.

T<sub>2</sub> = Temp. máxima de corto-circuito del aislamiento en °C.

Tabla para valores de K y T:

Material	K	T
Cobre	0.0297	234.5
Aluminio	0.0125	228.0
Plomo	0.0097	236.5
Acero	0.00326	180.0

Para encontrar el área de la pantalla cuando se conocen la magnitud y duración de la corriente de falla, o el tiempo de duración de la falla para una pantalla o cubierta de sección conocida se emplea la siguiente ecuación:

$$I = C \frac{A}{\sqrt{t}}$$

FALLA DE ORIGEN

Donde  $A$  y  $t$  tienen el mismo significado anterior, la constante  $C$  depende de las unidades de  $A$ , del material del conductor y del tipo de aislamiento.

Valores de  $C$  para determinar la corriente de corto-circuito en el conductor, en la pantalla o en la cubierta.

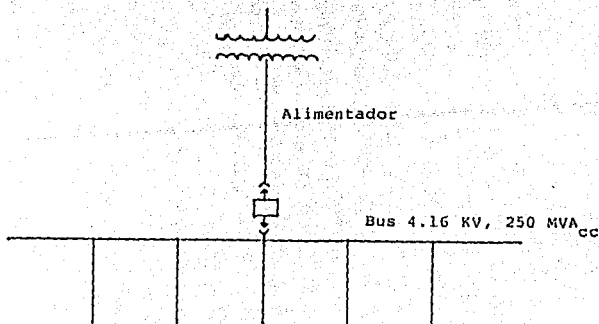
Material del aislamiento	Conductor*	Pantalla**
Termofijos XLP, EP	141.90	128.28
Termoplásticos PVC	110.32	138.14

\* La temperatura en el conductor es la máxima de operación.

\*\* La temperatura en la pantalla, para cables de mediana tensión, se considera de  $10^{\circ}\text{C}$  abajo de la del conductor.

#### 4.1.2.1 Ejemplo del cálculo de la sección del conductor de cobre.

Calcular por corto-circuito la sección del conductor que alimenta al tablero de 4160 volts mostrado en el diagrama, sabiendo que el interruptor opera en 8 ciclos después de ocurrida la falla. El conductor es de cobre con aislamiento XLP para 5 KV.



Cálculo de la corriente de corto-circuito en el bus de 4.16 KV:

$$I_{cc} = \frac{250,000}{\sqrt{3} \cdot 4.16} = 34,697.57 \text{ Amp.}$$

Aplicando la fórmula:

$$\left[ \frac{34,697.54}{A} \right]^2 \times 0.1333 = 0.0297 \log \frac{250 + 234.5}{90 + 234.5}$$

$$A = 176,065.6 \text{ Circular Mils} = 176.06 \text{ KCM.}$$

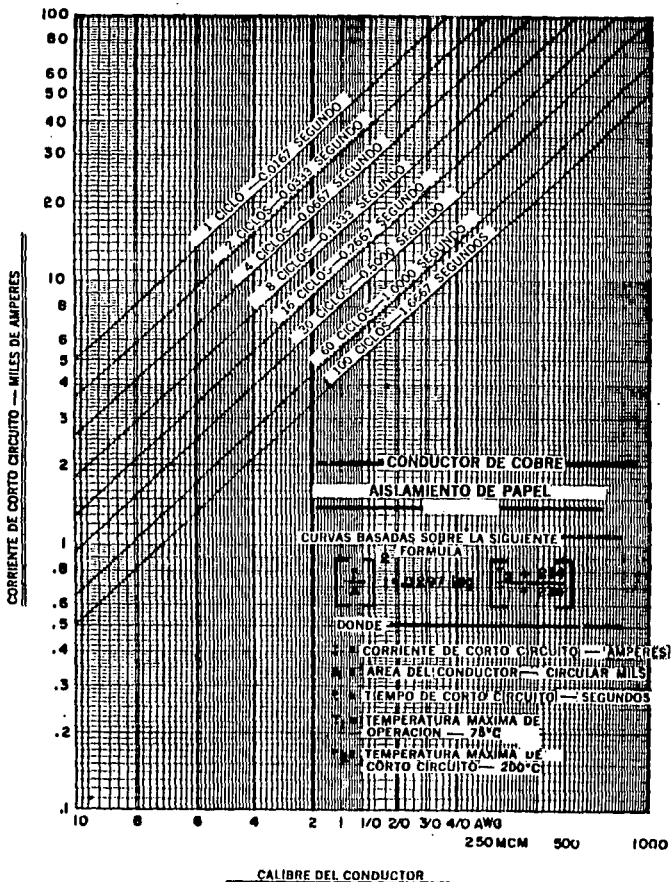
El calibre más próximo a este valor es el 4/0 AWG (211.6 KCM).

Pueden aplicarse también directamente las gráficas proporcionadas por los fabricantes de conductores las cuales están basadas en la fórmula anterior.

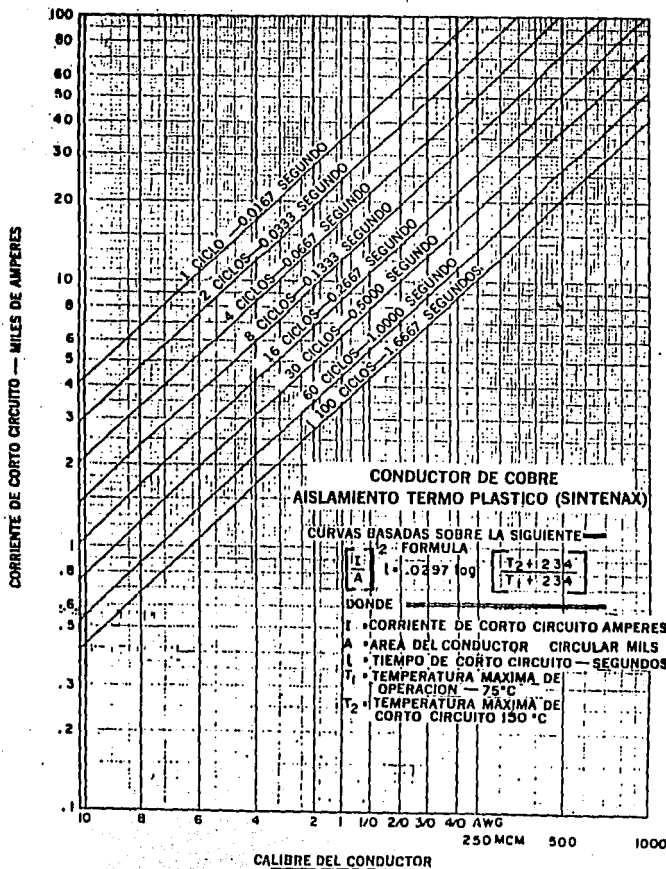
Se muestran en las siguientes páginas estas gráficas para conductores de cobre aislamiento termoplástico y conductores de cobre o aluminio aislamiento de polietileno de cadena cruzada y etileno-propileno.

FALLA DE ORIGEN

**CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE**



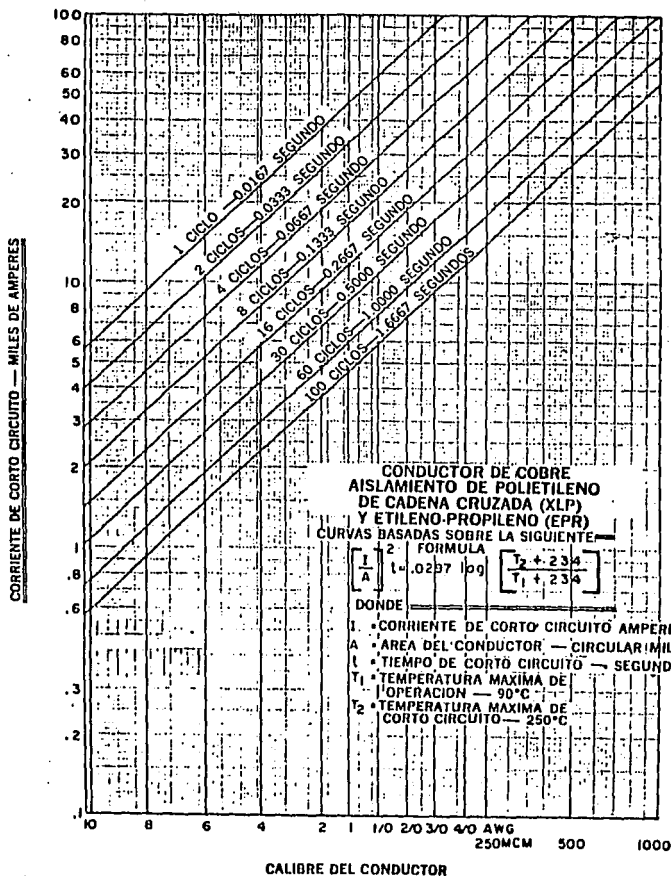
**CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE**



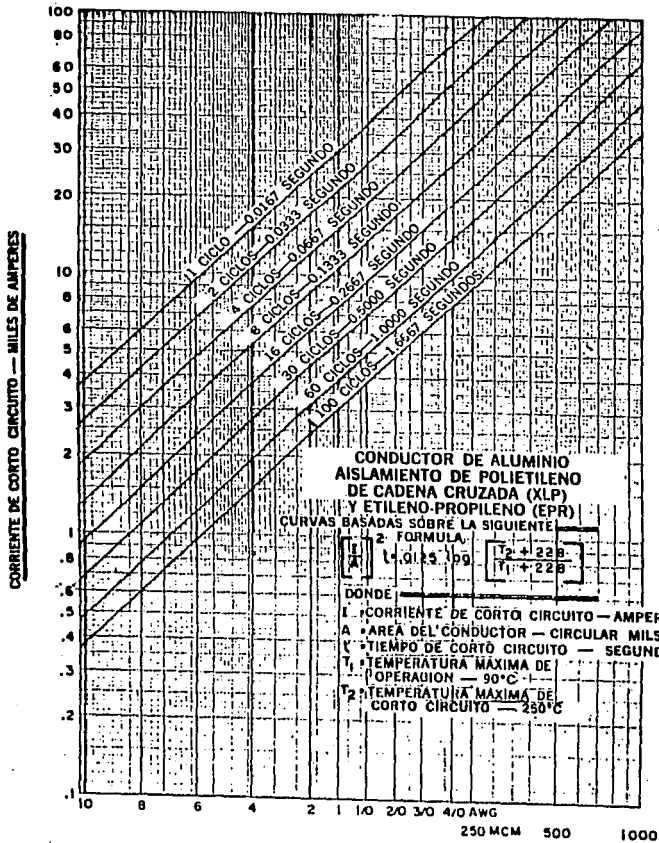
FALLA DE ORIGEN



**CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE**



**CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE ALUMINIO**



#### 4.2 CALCULO DE ESFUERZOS MECANICOS EN BUSES.

Un bus debe tener la suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos electrodinámicos producidos por una corriente de corto-circuito. Estos esfuerzos se producen debido a la interacción del campo magnético y la corriente de corto-circuito.

Generalmente las corrientes nominales o de carga no producen esfuerzos mecánicos de gran magnitud, pero debido a que las fuerzas inducidas por la corriente varían con el cuadrado de la intensidad de dicha corriente, los esfuerzos vienen a ser considerables cuando se presentan corrientes de falla.

Al diseñar el bus para que resista los esfuerzos producidos por el corto-circuito, deberá alcanzarse un balance económico proponiendo medios para limitar hasta donde sea posible las corrientes de corto-circuito, incrementando el espaciamiento entre buses o cambiando el arreglo de éstos.

Los esfuerzos en las barras pueden ser longitudinales o transversales a la barra, los cuales son transferidos al aislador soporte sometiendo a una flexión. Los esfuerzos en cantilever son los más destructivos para este tipo de aisladores.

La magnitud de los esfuerzos laterales es directamente proporcional al cuadrado de la corriente e inversamente proporcional a la distancia del conductor de retorno.

Los esfuerzos pueden expresarse en libras a través de la siguiente fórmula:

$$F = K \frac{5.4 i^2 \times 10^{-7} \times L}{d}$$

FALLA DE ORIGEN

Donde:

- F = Fuerza lateral en libras.
- i = Corriente instantánea en Amperes.
- L = Longitud del claro en pies.
- d = Separación entre los centros de conductores en pulgadas.
- K = Factor de corrección de forma (para buses de sección circular K = 1).

En un circuito monofásico, la fuerza máxima bajo condiciones de corto-circuito se expresa por la siguiente fórmula:

$$W = 43.2 \frac{I^2}{d} \times 10^{-7}$$

Donde W = Fuerza lateral en libras/pie. e I = Corriente de corto-circuito en Amperes rms.

En un circuito trifásico, la fuerza máxima se expresa por:

$$W = 37.5 \frac{I^2}{d} \times 10^{-7}$$

Bajo estas condiciones, los monogramas mostrados en las siguientes figuras proveen un medio para calcular la fuerza en los conductores bajo condiciones de corto-circuito y además poder determinar la distancia máxima recomendada entre soportes de barras o buses.

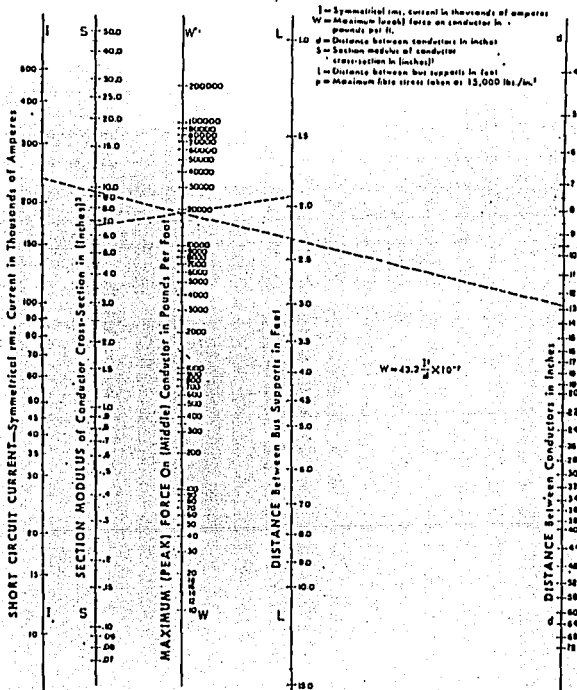
BURNDY

THE TUBULAR BUS

## Single Phase Short Circuit

### Two or Three Bus Supports Per Conductor Length

Nomogram for Determining Maximum Short Circuit Force Between Conductors, and the Required Spacing Between Bus Supports, where



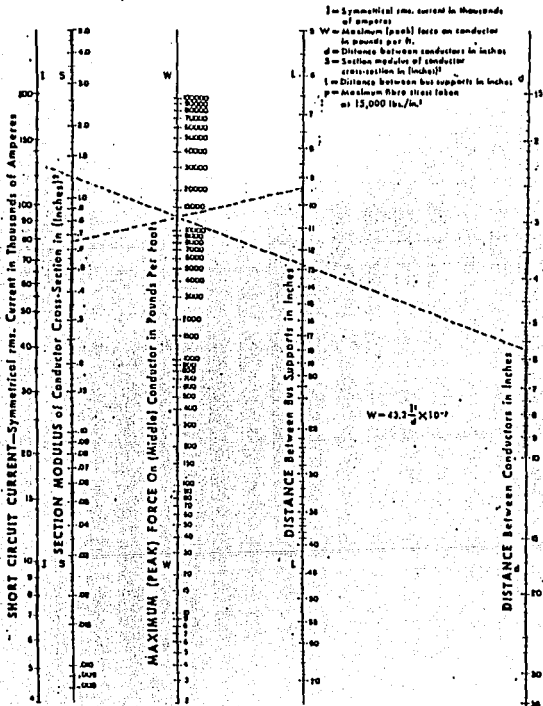
Courtesy J.T.H. Circuit Breaker Co.

—Since the current and distance between conductors are usually known first: [1] draw a straight line through the points on the respective scales determined by these values in the problem. [2] Note the intersection of line [1] on the scale of W. [3] Rotate the straight line about [2], point of intersection. [4] Respective points of intersection of rotated line [3] on scales for S and L determine corresponding respective values of S and L that satisfy the problem.

## Single Phase Short Circuit

### Four or More Bus Supports Per Conductor Length

Nemogram for Determining Maximum Short Circuit Force Between Conductors,  
and the Required Spacing Between Bus Supports, where



Courtesy I-T-B Circuit Breaker Co.

Since the current and distance between conductors are usually known first: (1) draw a straight line through the points on the respective scales determined by these values in the problem, (2) Note the intersection of line (1) on the scale of W, (3) Rotate the straight line about (2), point of intersection, (4) Respective points of intersection of related line (3) on scales for S and L determine corresponding respective values of S and L that satisfy the problem.

#### 4.3 GENERALIDADES SOBRE PROTECCION SE SISTEMAS DE POTENCIA.

Un sistema de potencia tiene como finalidad proveer a la humanidad de energía eléctrica mediante un grupo de aparatos o máquinas que convierten esta energía en movimiento, luz, calor, etc., indispensables en la vida moderna.

Todo sistema eléctrico está formado por partes creadas por el hombre y por lo tanto está sujeto a fallas.

El conjunto de aparatos y sistemas puestos al servicio del sistema eléctrico, que vigilan que se cumpla adecuadamente el propósito para el que fue creado, es lo que se conoce como protección.

La protección evita fallas y disminuye los efectos de éstas.

Con aislamientos adecuados se mantiene en operación correcta el sistema, evitando que agentes externos intervengan y puedan alterar su buen funcionamiento; dando distancias y capacidades apropiadas se pueden evitar fallas debidas a agentes internos.

Dotando de un sistema de ventilación afectivo al equipo eléctrico se expulsa la energía térmica nociva acumulada; conexiones de partes metálicas al sistema de tierras, así como señales y horramientas adecuadas, evitan fallas y accidentes.

##### 4.3.1 Formas generales de protección.

- 1.- Fusibles.
- 2.- Apartarrayos.
- 3.- Hilos de guarda.
- 4.- Aislamientos.
- 5.- Ventilación.
- 6.- Sistemas de tierra.
- 7.- Protección física.
- 8.- Protección por relevadores.

Los pararrayos son aparatos que disminuyen los efectos de sobretensiones creadas en el sistema interior por agentes exteriores e interiores, como las descargas atmosféricas y la operación de interruptores, desviando sus efectos hacia la tierra.

Los hilos de guarda y mástiles son sistemas de protección con finalidad semejante. Los interruptores y fusibles llevan en sí cierta capacidad interruptiva, por lo que pueden desligar una parte del sistema que ha sido afectada por una falla, disminuyendo así los estragos que pudiera ocasionar.

Debido a su elemento térmico, los fusibles se funden al ocurrir una falla y en esta forma se aísla la falla. En cambio los interruptores deberán recibir la señal de apertura de relevadores que detecten la falla, y por esta razón un interruptor sin relevadores no es más que un aparato para abrir o cerrar con carga.

Como se verá, el uso de relevadores es sólo uno de tantos sistemas de protección.

#### 4.3.2 Protección con relevadores.

Todo sistema eléctrico debe estar protegido mediante uno o varios sistemas que sean prácticos.

Para que un sistema fuera protegido en forma perfecta tendrían que usarse protecciones de protecciones, ya que el sistema de protección puede fallar también; sin embargo, desde un punto de vista práctico y económico no se puede llegar más que a ciertos límites establecidos por los relevadores generalizados que se fabrican en forma normal. A medida que se descubren métodos más seguros, se abandonan los que resultan ser más complicados y costosos.

## FALLA DE ORIGEN



Las características esenciales de un sistema eléctrico son voltaje, corriente, frecuencia, fase, polaridad, potencia, factor de potencia, etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema.

Los relevadores tienen conocimiento de una o varias características y están arreglados para mantenerse inactivos mientras éstas no varían. Al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica del sistema que le conviene y actúa sobre otro sistema aparte cerrando o abriendo algún contacto que pertenezca al circuito de apertura o cierre del interruptor que corresponda para el aislamiento de la falla de la parte del sistema donde se creó. Así, por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de una línea, cuando las condiciones de corriente de esta línea pasa de ciertos límites o varían entre ciertos valores indeseables. Si hay una inversión de potencia en una región de un sistema y se tienen colocados relevadores de potencia direccional, éstos, debido al acoplamiento de sus bobinas de corriente y potencial, actúan sobre un contacto que cierra el circuito de apertura de un interruptor para cortar la comunicación indeseable.

Hay un elemento intermedio entre los relevadores y el sistema por proteger; se trata de los transformadores de instrumento, que son de dos clases: transformadores de corriente y transformadores de potencial. La existencia de este eslabón es necesaria debido a las elevadas corrientes y los altos voltajes de los sistemas que hay que proteger, y no sería práctico que los relevadores fueran diseñados para soportar esos voltajes y esas corrientes. Con el fin de normalizar el voltaje y la corriente de los relevadores, se ha llegado poco a -

poco a establecer un voltaje de 120 volts para los elementos de potencial y 5 amperes para los elementos de corriente de estos aparatos protectores.

Si un circuito, por ejemplo, llevan 500 amperes, a 7,200 volts - los transformadores de instrumentos deberán ser de una relación - 500/2 amperes y 7,200/120 volts, o sea 100:1 y 60:1.

#### 4.3.2.1 Descripción general de relevadores eléctricos.

Un relevador eléctrico es un dispositivo que, colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otro o en su propio circuito. Un relevador del tipo sencillo consta de una bobina y un contacto coneg tados según se muestra en la figura 4.3.1 .

Como se ve, del circuito por proteger se reciben las señales, que pueden ser, digamos, por una sobrecorriente, y el relevador hace cerrar el contacto que pertenece a un circuito distinto, el cuál se utiliza para abrir el interruptor que se encuentra en la entrada de la línea.

#### 4.3.2.2 Principios en los que se basan los relevadores.

Realmente sólo hay dos principios fundamentales en los que se basa la operación de los relevadores:

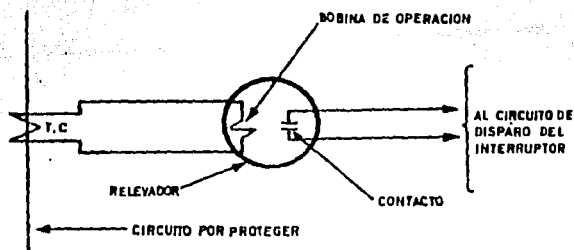


Figura 4.3.1 Diagrama de un relevador del tipo sencillo.

Atracción electromagnética.

Inducción electromagnética.

El primero consiste en un vástago dentro de un selenoide o una pieza magnética atraída por un electroimán.

El segundo opera según el principio de inducción de los discos de un wattorímetro, que se basa en el último término en la acción de dos fuerzas magnéticas defasadas.

Los relevadores del tipo de inducción aprovechan este principio produciendo dos flujos sobre un disco que se mueve actuado por la fuerza que resulta y que es máxima cuando los dos flujos tienen un ángulo de fase entre sí de  $90^\circ$ .

Apoyandose en este principio de inducción se han construido dos clases originales de relevadores eléctricos:

- 1.- Los que actúan debido a una sola fuente de señales.
- 2.- Los que lo hacen debido a dos o más fuentes.

#### 4.3.2.3 Características de los relevadores.

Es conveniente tener un conocimiento de sus propiedades generales y particulares, con el fin de aprovecharlas en la solución de los problemas que implica la protección de un sistema eléctrico.

Entre las características principales de los relevadores se encuentra en tiempo de operación, y aún más la facilidad de ajustarlo.

Esta ha sido una de las propiedades que más han contribuido al desarrollo tan amplio de la protección con relevadores, ya que se puede lograr una coordinación perfecta en tiempo de apertura de los interruptores, de tal manera que se aíslan las regiones afectadas por fallas o las que convengan para la mejor operación.

La sensibilidad de un relevador es la propiedad que tiene de reconocer las fallas que puedan dañar la buena operación del sistema.

Puede aparecer un grupo de señales en el relevador y éste sólo debe responder a la que conviene al sistema.

Un relevador de sobrecorriente no debe, por ejemplo, operar debido a la sobrecarga de un transformador, a menos que ésta pase de ciertos límites y que dure un tiempo fuera de lo previsto.

Seguridad. En su operación ésta es una característica, puesto que no puede permitirse que el relevador falle en el momento preciso. Para ello es necesario que sean suficientemente robustos sus contactos y que sus bobinas sean capaces de llevar las corrientes que por ellos puedan circular. Y no solamente implica la buena construcción del aparato mismo y sus protecciones propias, como las cajas, sino los aparatos y sistemas auxiliares o asociados al relevador, como por ejemplo la alimentación de corriente, que puede no estar en condiciones de trabajar cuando es preciso. Algunos relevadores y equipos de protección operan raras veces, quizá una vez al año, y sin embargo deben estar prontos a operar en el momento que sean necesarios en cambio otros lo hacen tan frecuentemente que su mantenimiento debe ser constante. La construcción de estos aparatos debe tener en cuenta que es necesario probarlos de tiempo en tiempo, y así hemos visto aparecer cuchillas de prueba en los tableros, y últimamente peines que salen de la misma caja para facilitar las pruebas en caso necesario.

Por último, se puede decir que los relevadores no son para evitar fallas en el sistema, sino para hacer operar mecanismos que hagan disminuir los efectos de las fallas cuando éstas aparezcan.

#### 4.3.3 Protección de los alternadores.

Como es sabido, las partes principales que constituyen un alternador son:

- 1.- ROTOR, donde se alojan las bobinas por las que circula corriente continua y que crea el campo magnético giratorio al ser accionado por el primo motor.
- 2.- ESTATOR, por cuyo devanado circula la corriente producida por inducción; este devanado se conecta a la red a donde se envía la corriente eléctrica.

Como en la mayoría del equipo eléctrico, la parte más delicada del alternador la constituyen los aislamientos, que están sometidos a esfuerzos mecánicos y eléctricos como:

Fuerzas centrífugas sobre los conductores del rotor, vibraciones de los conductores debido a las vibraciones del campo magnético, esfuerzos sobre los conductores por los cambios de temperatura, envejecimiento de los conductores debido a los efectos del calentamiento. Entre los de orden eléctrico se tienen: esfuerzos por sobretensiones atmosféricas y esfuerzos por fallas internas.

Los devanados del estator y el rotor son susceptibles a las siguientes fallas:

##### a) Estator

- Corto-circuito entre fases (dos o más fases) o de fase a tierra.
- Corto-circuito entre espiras de una misma bobina.
- Sobretensiones.
- Sobrecargas.
- Desequilibrio de cargas.

## b) Rotor.

- Falla a tierra sobre el devanado de excitación.
- Apertura accidental del devanado de excitación.

## 4.3.4 Protección de transformadores de potencia.

El transformador, por ser una máquina estática, tiene menos problemas que un generador, ya que prácticamente no existen esfuerzos mecánicos.

No obstante, el transformador tendrá que estar protegido contra fallas externas e internas.

## Fallas externas.

- Corto-circuitos.
- Sobretensiones por fallas del sistema.
- Sobrecargas.
- Sobretensiones de origen atmosférico.

## Fallas internas.

- Corto-circuitos entre espiras o a tierra.
- Fallas entre espiras y núcleo magnético.
- Rotura de bobinas.

## 4.3.5 Protección por sobrecorriente.

Un sistema de protección por sobrecorriente es una multiplicidad de coordinación de aparatos individuales que pueden resumirse en tres tipos fundamentales:

- 1.- Fusibles.
- 2.- Aparatos con disparo de acción directa.
- 3.- Relevadores.

### 1.- Fusibles.

Los fusibles son aparatos operados térmicamente, que combinan las funciones de detección de fallas e interrupción de circuitos; no son ajustables, su operación es relativamente lenta en valores moderados de corto-circuito y son menos exactos que los relevadores, pero se comparan con los interruptores de disparo de acción directa en bajos voltajes y altas corrientes.

Básicamente existen dos tipos de fusibles:

- a) Limitadores de corriente.
- b) Normales o estándar.

### 2.- Aparatos con disparo de acción directa.

Un aparato con disparo de acción directa es aquel en que el interruptor es accionado por medio de un mecanismo, cuando la corriente de corto-circuito alcanza valores predeterminados. Los aparatos de acción directa pueden ser operados por:

- a) Una armadura atraída por la fuerza electromagnética creada por la corriente que circula a través de una bobina de disparo.
- b) Un elemento bimetálico actuando por el calor generado por la corriente de falla.

A este tipo de aparatos pertenecen los interruptores termomagnéticos y los interruptores electromagnéticos.

### 3.- Relevadores.

Según la ASA C 37-1, un relevador es un dispositivo que provoca un cambio brusco en uno o más circuitos eléctricos de control, cuando la cantidad o cantidades medidas a las cuales responde cambian de una manera predeterminada.

FALLA DE ORIGEN

Para obtener una eficiente protección se debe tener en cuenta los siguientes principios:

- a) Seguridad.
- b) Selectividad.
- c) Rapidez.
- d) Simplicidad.
- e) Economía.

Los relevadores se dividen en cuatro grupos:

- a) De protección.
- b) Auxiliares.
- c) Reguladores.
- d) Verificadores.

a) Relevador de protección. La función de este relevador es la de detectar fallas en líneas o aparatos, o bien otro tipo de condiciones indeseables, e incitar o permitir una apropiada desconexión al dar una adecuada señal de alarma. Estos relevadores se llaman de "alta velocidad" cuando su tiempo de operación no excede de tres ciclos en frecuencias de 60 c.p.s., y de "baja velocidad" cuando operan en más de tres ciclos.

b) Relevador auxiliar. El relevador auxiliar es usado para asistir en el desarrollo de sus funciones a los relevadores de protección, como respaldo. El uso de relevadores auxiliares en ayuda de los relevadores de protección puede agruparse en tres clasificaciones generales.

1.- Energizar circuitos de control múltiple.



2.- Proporcionar la capacidad de los contactos para circuitos de control que necesitan corrientes de mayor intensidad que las que puedan manejarse con seguridad.

3.- Proporcionar flexibilidad a los arreglos de los contactos.

c) Relevador regulador. Es un regulador cuya función es detectar la variación no deseada de la cantidad medida o variable controlada, y restaurar la cantidad dentro de los límites deseados o establecidos con anterioridad.

d) Relevador verificador. Es aquel cuya función es verificar las condiciones del sistema de fuerza con respecto a límites prescritos, indicando operaciones automáticas o permitiéndolas, además de abrir un interruptor durante las condiciones de falla.

## CONCLUSION

En este trabajo se ha hecho una recopilación de tablas, gráficas y información necesaria para explicar el cálculo y aplicación de las corrientes de corto-circuito a la solución de problemas técnicos en Ingeniería Eléctrica.

Se ha puesto énfasis en la solución analítica de un problema relacionado con un ejemplo numérico de corrientes de corto-circuito, primero con cálculos manuales y comparando los resultados con un programa de computadora.

Para representar las redes de secuencia positiva (+) se han utilizado las normas ANSI/IEEE, 1979 para tratar el problema con el rigor necesario y permitir su aplicación en la solución de problemas reales.

Se utilizó las normas VDE-0102 (Esp.) Alemana para definir los conceptos que se deben manejar en la solución de estos problemas.

En el programa mencionado no se manejan las resistencias de las impedancias por lo que los cálculos son aproximados; sin embargo son suficientes (válidos) para los diseños en los sistemas de potencia.

Se espera que este trabajo sea de gran ayuda a estudiantes de Ingeniería de ésta escuela.

## BIBLIOGRAFIA

Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica.  
Enriquez Harper, Gilberto.  
Editorial Limusa, tomo 1 y 2.  
Segunda reimpresión, 1983.

Protección de sistemas eléctricos por relevadores.  
Enriquez Harper, Gilberto.  
Editorial Limusa.  
Segunda reimpresión, 1987.

Calculo de fallas en sistemas de potencia.  
Guerrero C., Rafael.  
Publicado por la gerencia general de planeación y programa.  
Comisión Federal de Electricidad. Vol. II, 1979.

Estudio computalizado de coordinación de protecciones eléctricas en  
circuitos de utilización.  
Gomez Hernández, Irma.  
Tesis, 1987.

You too can be a short circuit "expert".  
K. W. Swain.  
Jefe de Ingeniería.  
The Chase-Shawmut Co.

Application guide for A.C. high-voltage.  
ANSI/IEEE, 1979.

Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.  
Enriquez Harper, Gilberto.  
Editorial Limusa, 1980.

Estudio de corto-circuito.  
Instituto Mexicano del Petróleo.

Directrices para el cálculo de las corrientes de corto-circuito.  
Traducciones de las Normas VDE

VDE 0102 (Esp.).

VDE-VERLAG GMBH, 1 BERLIN 12 (CHARLOTTENBURG).

Editado por Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE) e.V.

Stresemannallee 21, 6 Frankfurt am Main, Alemania; 1966.