

107

20

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería



**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y COORDINACION
DE PROTECCIONES EN SISTEMAS
INDUSTRIALES**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N
ANTONIO SANCHEZ ISAIS
FELIPE DE JESUS GOMEZ TORRES

Director: Ing. Orlando Cejudo Ayala



México, D. F.

1987



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

CONTENIDO

PROLOGO

1	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	1
1.1	Conceptos generales del estudio de cortocircuito	2
1.2	Objetivos de los cálculos de cortocircuito	2
1.3	Sistemas en por unidad	2
1.4	Componentes simétricas	4
1.5	Impedancias y redes de secuencia	7
1.6	Tipos de fallas	8
2	FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA	17
2.1	Generadores sincronos	18
2.2	Motores sincronos	20
2.3	Máquinas de inducción	20
2.4	Sistema de servicio eléctrico	22
3	PROCEDIMIENTO PARA EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO (Método IEEE 141-1976)	23
4	APLICACION DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	39
4.1	Cortocircuito trifásico	44
4.2	Resultados de cortocircuito trifásico	65
4.3	Cortocircuito monofásico	102
4.4	Resultados de cortocircuito monofásico	103
5	COORDINACION DE PROTECCIONES	105
5.1	Necesidad de un estudio de coordinación	106
5.2	Características de un sistema de protección	108
5.2.1	Etapas de diseño	108
5.2.2	Requerimientos básicos	108
5.2.3	Protección primaria y de respaldo	110

6	DISPOSITIVOS DE PROTECCION	111
6.1	Relevadores	111
6.2	Interruptores	116
6.3	Fusibles	118
7	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE	121
8	METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION	125
8.1	Consideraciones generales	125
8.2	Diagramas unifilares de protecciones	127
8.3	Limites de protección de equipos	128
8.4	Criterios de ajuste	141
8.5	Margenes de coordinación	146
9	APLICACION DE LOS CRITERIOS DE COORDINACION	149
9.1	Protección contra falla trifásica	149
9.2	Resultados de la protección contra falla trifásica	169
9.3	Protección contra falla monofásica	180
9.4	Resultados de la protección contra falla monofásica	189
	CONCLUSIONES	197
	BIBLIOGRAFIA	

PROLOGO

Todos los sistemas eléctricos tienen el común propósito del suministro de energía con continuidad, calidad y economía, de ahí la importancia de realizar los Estudios de Cortocircuito y de Coordinación de Protecciones, con el fin de reducir los posibles daños e interrupciones del servicio debido a condiciones anormales de operación o de falla.

En el presente trabajo se mencionan los criterios básicos que deben tomarse en cuenta para efectuar los Estudios de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones, explicando detalladamente a manera de ejemplo su aplicación en una Subestación típica de un Sistema Eléctrico Industrial que consiste de una planta termoeléctrica con tres unidades generadoras de 60 MVA cada una y una alimentación del Sistema Eléctrico Nacional (CFE) utilizada como respaldo, interconectadas a través de un bus de sincronización para efecto de maniobras.

Desde el sistema de generación en 13.8 KV salen alimentadores dobles hacia varias subestaciones que cuentan con transformadores de distintas capacidades para proporcionar tensiones de 4160 V, 480 V o 220 V según se requiera en la

carga.

El capítulo 1 trata sobre el Estudio de Cortocircuito explicando algunos conceptos para el análisis de fallas en sistemas eléctricos.

El capítulo 2 analiza brevemente el comportamiento de las máquinas eléctricas rotatorias durante la ocurrencia de una falla.

El capítulo 3 describe el procedimiento utilizado para el Estudio de Cortocircuito, basado en la norma IEEE std.141-1976.

En el capítulo 4 se muestra la aplicación de los criterios de cálculo de cortocircuito a una subestación del Sistema Eléctrico Industrial en estudio.

El capítulo 5 menciona el objetivo del Estudio de Coordinación, así como las características que un sistema de protección debe poseer.

El capítulo 6 describe los dispositivos de protección contra sobrecorriente utilizados en sistemas eléctricos de plantas industriales.

El capítulo 7 explica en que consisten las curvas de operación tiempo-corriente de los dispositivos de protección y su importancia para el Estudio de Coordinación.

El capítulo 8 indica la metodología para realizar la Coordinación de Protecciones considerando los límites mínimos de protección, sus criterios de ajuste y los márgenes de tiempo a tomar en cuenta.

El capítulo 9 es un ejemplo de aplicación de los criterios de coordinación utilizando la misma subestación a la que se le aplicó el Estudio de Cortocircuito en el capítulo 4.

Finalmente se analizan los resultados obtenidos y se emiten las conclusiones, observaciones y sugerencias pertinentes.

CAPITULO 1

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Aún en los sistemas eléctricos mejor diseñados ocasionalmente se experimentan fallas por cortocircuitos resultando corrientes normalmente altas. Los dispositivos de protección tales como interruptores y fusibles deben aislar la falla lo más rápido posible para que no ocasione daño en los circuitos y equipos, asegurando la mínima interrupción en el suministro de energía, o en el peor caso limitando el daño solamente al equipo que ha fallado.

Otras partes del sistema tales como cables, buses e interruptores deben ser capaces de soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos resultantes del flujo máximo de corriente de falla. Las magnitudes de ésta corriente se estiman mediante cálculos, utilizando los resultados para seleccionar las capacidades de corriente de los equipos.

Las máximas corrientes de falla se calcularán y en la mayoría de los casos también los valores mínimos sostenidos, los cuales se necesitan para verificar y ajustar los requerimientos de sensibilidad de respuesta a la corriente de los dispositivos de protección.

Para el estudio se utilizará el procedimiento recomendado por la norma IEEE 141-1976, el cual se describe más adelante.

1.1 Conceptos generales del estudio de cortocircuito

El propósito de este capítulo es presentar algunos conceptos sobre cortocircuito, los cuales servirán para lograr un mejor entendimiento del estudio que se realiza.

1.2 Objetivo de los cálculos de la corriente de cortocircuito

Es determinar los valores máximos y mínimos, para su respectiva aplicación .

Los valores máximos son utilizados para seleccionar dispositivos de protección de capacidad interruptiva adecuada, verificar la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos y determinar los ajustes para la coordinación tiempo-corriente de los relevadores de protección.

1.3 Sistemas en por unidad (p.u.)

En la preparación de los cálculos de corriente de cortocircuito, es importante conocer la impedancia de cada elemento del circuito que forma el sistema eléctrico. Las

fuentes de información para obtener los valores de impedancia de los elementos del circuito son las placas de los equipos, los manuales, catálogos y tablas de valores típicos de los fabricantes de equipo.

Las principales formas para expresar las impedancias son en ohms y en por unidad (por unidad difiere de por ciento solo por un factor de 100). Las impedancias individuales del equipo están dadas en por ciento lo que hace más fácil las comparaciones, pero las impedancias en por ciento son raramente usadas sin una conversión en los cálculos del sistema. En este estudio se utilizarán impedancias en por unidad porque es más conveniente que la forma ohmica cuando el sistema contiene diferentes niveles de tensión. Las impedancias expresadas en por unidad sobre una base definida, pueden combinarse directamente haciendo caso omiso de cuantos niveles de voltaje existen de la fuente a la falla. Para lograr este objetivo la base de voltaje en cada nivel de tensión, debe relacionarse de acuerdo a la relación de transformación de los transformadores interconectados.

En el sistema en por unidad hay las siguientes cantidades base:

Potencia aparente base

Voltaje base

Corriente base

Impedancia base

La relación entre la base en por unidad y las cantidades actuales es como sigue:

Cantidades base = Cantidad real/Cantidad base

Generalmente se selecciona un valor conveniente para la potencia aparente base en volt-amperes, y un voltaje base en un nivel para igualar el valor de voltaje del transformador a ese nivel. El voltaje base para otros niveles se establece por la relación de transformación del transformador. La corriente base y la impedancia base en cada nivel se obtiene por relaciones normalizadas.

1.4 Componentes simétricas

En el año de 1918 C.L.Fortescue, presentó en una reunión del "American Institute of Electrical Engineers", un trabajo que constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de las corrientes en circuitos polifásicos

desequilibrados. El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de n vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en n sistemas de n vectores equilibrados denominados "componentes simétricas" de los vectores originales. Los n vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes.

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

- I) Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales.
- II) Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fases de 120° y con la secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales.
- III) Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.

A continuación se muestran las componentes en la Figura

1.1

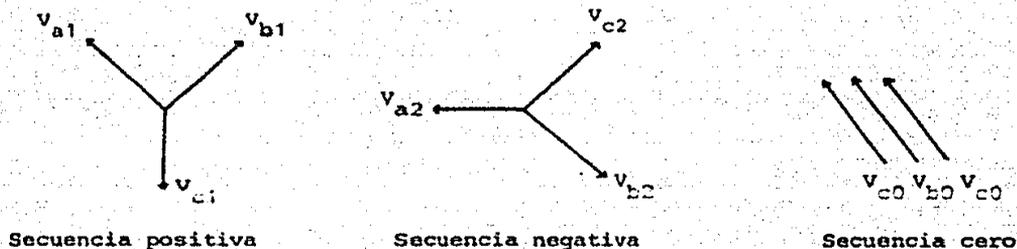


Figura 1.1 Componentes simétricas

Cuando se aplican las componentes simétricas, se acostumbra designar las tres fases de un sistema por las letras a, b y c, de tal forma, que la secuencia de fases de las tensiones y corrientes en el sistema sea abc. Por tanto, la secuencia de fases de las componentes de secuencia positiva de los vectores desequilibrados, es abc y la de las componentes de secuencia negativa es acb. Los tres conjuntos de componentes simétricas se designan con el subíndice adicional 1 para los componentes de secuencia positiva, 2 para los componentes de secuencia negativa y 0 para los componentes de secuencia cero.

1.5 Impedancias de secuencia y redes de secuencia

La impedancia de un circuito cuando por él circulan solamente corrientes de secuencia positiva se llama impedancia a la corriente de secuencia positiva. Similarmente, si sólo existen corrientes de secuencia negativa, la impedancia se denomina impedancia a la corriente de secuencia negativa. Cuando existen únicamente corrientes de secuencia cero, la impedancia se llama impedancia a la corriente de secuencia cero. Estas designaciones de las impedancias de un circuito a las corrientes de las distintas secuencias se suelen abreviar, reduciéndolas a las denominaciones menos descriptivas siguientes: impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia negativa e impedancia de secuencia cero.

El análisis de una falla asimétrica, en un sistema simétrico consiste en determinar los componentes simétricos de las corrientes desequilibradas que circulan. Como las corrientes componentes de la secuencia de una fase dan lugar a caídas de tensión solamente de la misma secuencia y son independientes de las corrientes de las otras secuencias, en un sistema equilibrado, las corrientes de cualquier secuencia pueden considerarse circulando en una red independiente formada solamente por las impedancias a la corriente de tal secuencia. El circuito equivalente monofásico formado por las impedancias a la corriente de

cualquier secuencia exclusivamente, se denomina red de secuencia para tal secuencia en particular. Las redes de secuencia que transportan las corrientes I_{a_1} , I_{a_2} e I_{a_0} se interconexiónan para representar diversas condiciones de fallas desequilibradas.

En la siguiente Figura 1.2 se muestra la representación eléctrica

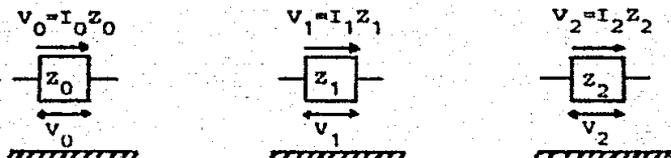


Figura 1.2

1.6 Tipos de fallas

En un sistema eléctrico de potencia se presentan diferentes tipos de fallas por cortocircuito, en forma general se pueden mencionar las siguientes:

- a) Trifásica
- b) Línea a tierra

- c) Línea a línea
- d) Dos líneas a tierra

La distribución de ocurrencia de fallas de cortocircuito tiene aproximadamente la forma siguiente:

- 1) Falla trifásica, probabilidad de ocurrencia del orden del 2 % o menos .
- 2) Falla de dos líneas a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 5 % .
- 3) Falla de línea a línea, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 8%.
- 4) Falla de línea a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 85%.

Para determinar las características de los equipos de protección y los esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica, normalmente se efectúan estudios de cortocircuito para los siguientes tipos de fallas:

-Trifásica

-De línea a tierra

La falla trifásica es la que puede someter a los equipos a los esfuerzos mas severos.

A continuación se presentan brevemente los diferentes tipos de fallas.

Falla Trifásica balanceada

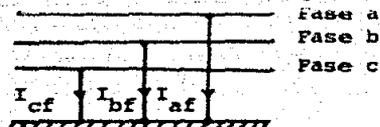


Figura 1.3.

De la Figura 1.3 se obtiene que

$$I_{a_f} + I_{b_f} + I_{c_f} = 0$$

$$V_{a_f} = V_{b_f} = V_{c_f} = 0$$

Como el circuito es balanceado

$$I_{b_f} = a I_{a_f}$$

$$I_{c_f} = a^2 I_{a_f}$$

aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$I_{0f} = 0$$

$$I_{1f} = I_{af}$$

$$I_{2f} = 0$$

$$\text{considerando } V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0$$

$$\text{entonces } V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = 0$$

Estos resultados indican que para una falla trifásica balanceada la única red que interviene es la de secuencia positiva. El circuito equivalente es el de la Figura 1.4

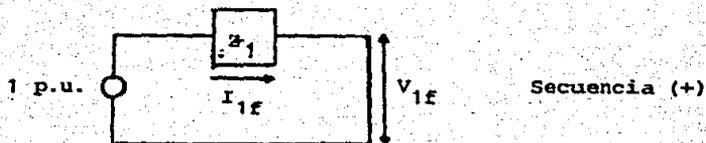


Figura 1.4

Falla de doble líneas a tierra

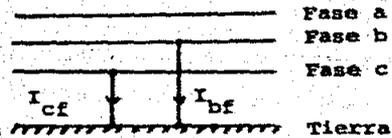


Figura 1.5

De la Figura 1.5 se obtiene que :

$$I_{af} = 0$$

$$V_{bf} = V_{cf} = 0$$

aplicando componentes simétricas a las corrientes y voltajes se tiene que

$$I_0^f + I_1^f + I_2^f = 0$$

$$V_0^f = V_1^f = V_2^f = 1/3 V_{af}$$

En base a la ecuación anterior la Figura 1.6 representa la conexión para esta falla.

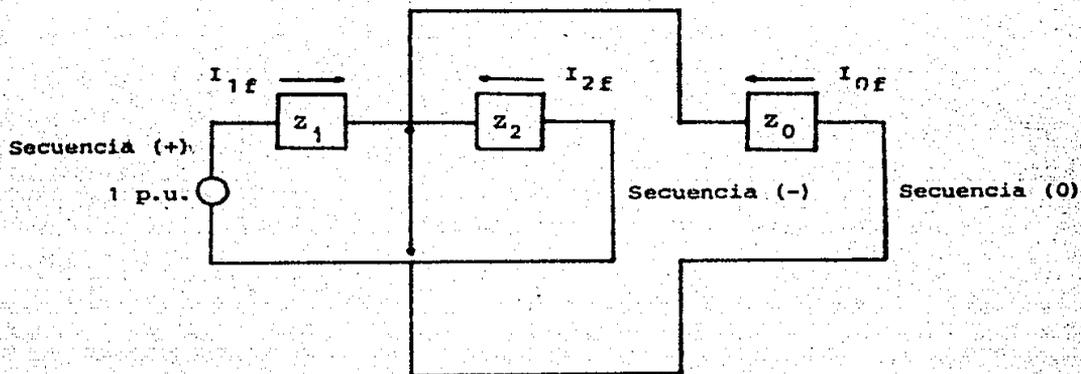


Figura 1.6

Falla de línea a línea

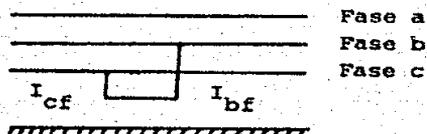


Figura 1.7

De la Figura 1.7

$$I_{af} = 0$$

$$I_{cf} = -I_{bf}$$

$$V_{bf} = V_{cf}$$

aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$I_{0f} = 0$$

$$I_{1f} = -I_{2f}$$

Para los voltajes tenemos

$$V_{1f} = V_{2f}$$

La Figura 1.8 representa la conexión para este tipo de falla, en base a las ecuaciones anteriores.

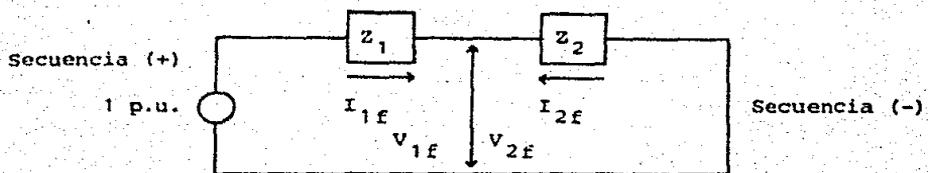


Figura 1.8

Falla de línea a tierra

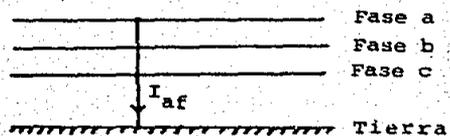


Figura 1.9

de la Figura 1.9 se tiene que:

$$I_{bf} = I_{cf} = 0$$

$$V_{af} = 0$$

aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$I_{0f} = I_{1f} = I_{2f} = 1/3 \cdot I_{af}$$

y para voltajes

$$V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} = 0$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones anteriores es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la Figura 1.10

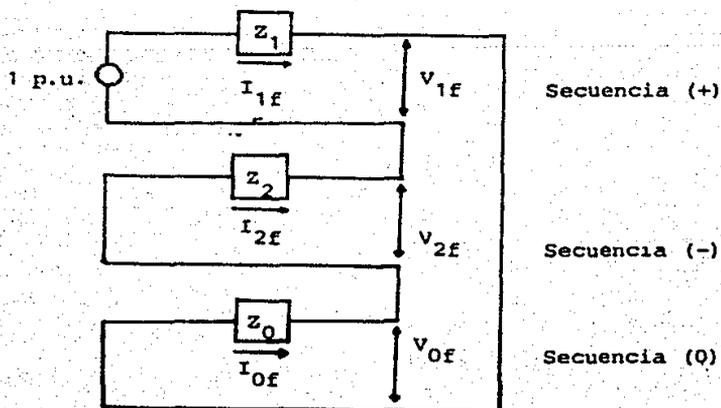


Figura 1.10

CAPITULO 2

FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA

La magnitud y frecuencia de las corrientes de cortocircuito que fluyen durante una falla vienen de las máquinas eléctricas rotatorias y esta limitada por la impedancia de las máquinas y la impedancia de los elementos entre la máquina y la falla.

La impedancia de una máquina rotatoria no es un valor simple, es complejo y variable en el tiempo.

Las fuentes de corriente de falla se clasifican en las siguientes categorías:

Generadores sincrónicos

Motores y condensadores sincrónicos

Máquinas de inducción

Sistema de servicio eléctrico

En la Figura 2.1 se muestran las fuentes de corriente de falla.

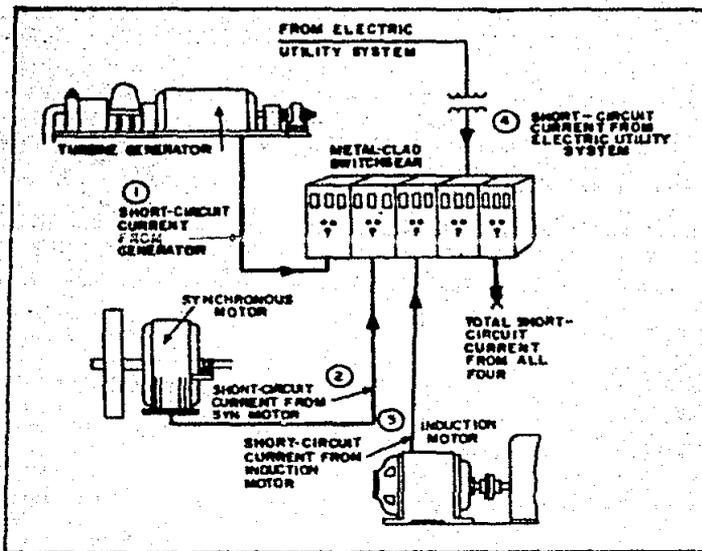


FIGURA 2.1

2.1 Generadores sincrónicos

Si ocurre un cortocircuito en las terminales de un generador sincrónico, la corriente de falla comienza en un valor alto y decae a un valor de estado estable después de haber transcurrido un cierto tiempo desde el inicio del cortocircuito. Como un generador sincrónico continúa girando debido a su primotor, y a tener el campo externamente excitado, el valor de estado estable de la corriente de falla persistirá a menos que sea interrumpida por algún

medio de desconexión. Para representar esta característica, se puede usar un circuito equivalente consistente de una fuente de voltaje constante con una impedancia que varía con el tiempo. Esta impedancia variable consiste principalmente de reactancia.

Para propósitos de cálculo de corrientes de falla, las normas industriales han establecido tres nombres específicos para valores de esta reactancia variable con el tiempo:

- 1) X''_d = Reactancia subtransitoria; la cual determina la corriente durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla. En aproximadamente 0.1 seg la reactancia se incrementa.
- 2) X'_d = Reactancia transitoria; considerada para determinar la corriente después de varios ciclos a 60Hz. De 1/2 a 2 seg la reactancia se incrementa.
- 3) X_d = Reactancia sincrónica; este es el valor que determina la corriente que fluye cuando la condición de estado estable es alcanzada.

Como la mayoría de los dispositivos para protección contra fallas, tales como interruptores y fusibles, operan adecuadamente antes de que se alcancen las condiciones de estado estable, la reactancia sincrónica del generador rara vez se utiliza en el cálculo de las corrientes de falla de

esos dispositivos.

2.2 Motores sincronicos

Los motores sincronicos suministran corriente a una falla en la misma forma que un generador sincronicos. Cuando una falla causa una caida de voltaje en el sistema, el motor sincronicos recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo el voltaje interno causa una corriente que fluye a la falla del sistema. La inercia del motor y su carga actúan como un generador que suministra corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye conforme decae el campo magnético de la máquina.

El circuito equivalente del generador es usado para motores sincronicos. Nuevamente, una fuente de voltaje constante y las mismas tres reactancias X''_d , X'_d y X_d se usan para establecer valores de corriente en tres puntos de tiempo.

Los condensadores sincronicos son tratados en la misma forma, que los motores sincronicos.

2.3 Máquinas de inducción

Un motor de inducción tipo jaula de ardilla aportará corriente de falla, al circuito donde exista la falla. Esta corriente se genera por la inercia del motor en la presencia

de un flujo de campo producido por inducción del estator en vez de un devanado de campo de corriente directa. Ya que el flujo de este decae por la pérdida de la fuente de voltaje provocado por la falla en las terminales del motor.

La contribución de corriente de falla de un motor de inducción se reduce y desaparece completamente después de algunos ciclos, ya que el flujo inducido disminuye al perder la fuente de voltaje causada por una falla en las terminales del motor. Como el campo de excitación no es sostenido no hay un valor de estado estable de la corriente de falla como el indicado anteriormente para las máquinas sincronicas.

Nuevamente se utiliza el circuito equivalente, pero los valores de la reactancia transitoria y sincrona se aproximan a infinito. Por esta razón a los motores de inducción se les asigna sólo un valor de reactancia subtransitoria .

Para cálculo de fallas un generador de inducción puede ser tratado en la misma forma que un motor de inducción. Motores de inducción de rotor devanado normalmente operando con sus anillos del rotor cortocircuitados contribuirán con corrientes de falla en la misma forma que los motores de inducción tipo jaula de ardilla. Ocasionalmente motores grandes de rotor devanado operando con alguna resistencia externa mantenida en sus circuitos del rotor puede tener constantes de tiempo de cortocircuito lo suficientemente baja para que su contribución a la falla no sea significativa

y pueda ser despreciada. Una investigación específica debe hacerse para determinar si se desprecia la contribución de un motor de rotor devanado.

2.4 Sistema de servicio eléctrico

Los generadores remotos del sistema eléctrico, son una fuente de corriente de cortocircuito, a menudo transmitida mediante un transformador. El circuito equivalente del generador puede usarse para representar al sistema

Los generadores empleados están generalmente lejos de la planta industrial. La corriente de contribución a la falla en una planta remota representa simplemente un pequeño incremento en la corriente de carga de las grandes centrales de estaciones generadoras, y esta contribución de corriente tiende a permanecer constante. El sistema eléctrico es por lo tanto representado en la planta por una impedancia equivalente de un sólo valor referido al punto de conexión.

CAPITULO 3

PROCEDIMIENTO PARA EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

(Método IEEE 141-1976)

Este procedimiento para calcular corrientes de cortocircuito en sistemas industriales consiste de los siguientes pasos:

- 1) Preparar los diagramas del sistema
- 2) Recolectar y convertir los datos de impedancia
- 3) Combinar las impedancias
- 4) Calcular la corriente de cortocircuito

Primer paso. Preparar los diagramas del sistema. En este paso se realiza el diagrama unifilar, este diagrama deberá mostrar todas las fuentes de corriente de cortocircuito y todos los elementos significativos del circuito.

Los datos de impedancia podrían mostrarse en el diagrama unifilar, antes y después de la conversión a las bases del sistema. Es recomendable hacer los diagramas unificulares de impedancias; uno para resistencias y uno para reactancias, para cálculos de la relación X/R que se describirá más adelante para interruptores en alto voltaje.

Segundo paso. Los datos de impedancia recolectados de campo y de datos típicos de manuales, deberán convertirse a las bases seleccionadas para el sistema. (Ver tablas 3.1 a 3.7 y figuras 3.1.1 a 3.1.3 ; IEEE 141-1976).

Typical Reactance Values for Induction and Synchronous Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings*		
	X_s'	X_d'
Turbine generators†		
2 poles	0.09	0.15
4 poles	0.15	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
8 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	—

TABLA 3.1

Representative Conductor Spacings for Overhead Lines	
Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Delta Spacing (inches)
120	12
240	12
480	18
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	54
69 000	96
115 000	204

TABLA 3.2

Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing*			
Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance R at 50° C, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)
1 000 000		0.0130	0.0758
900 000		0.0142	0.0769
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0208	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0854
400 000		0.0307	0.0867
350 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922
211 800	4/0	0.0574	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
105 500	1/0	0.115	0.103
85 690	1	0.146	0.106
66 370	2	0.181	0.108
52 630	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.113
33 100	5	0.362	0.116
26 250	6	0.453	0.121
20 800	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

TABLA 3.3

Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced, for 1 ft Symmetrical Spacing*			
Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance R at 50°C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0129	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
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
268 800		0.0662	0.1145
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

TABLE 3.4

60 Hz Reactance Spacing Factor X_B , in Ohms per Conductor per 1000 ft												
(feet)	Separation (inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0108	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0255	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0310	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0368
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0446
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

TABLE 3.5

60 Hz Reactance Spacing Factor X_B , in Ohms per Conductor per 1000 feet				
(inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	—	—	-0.0729	-0.0636
1	-0.0571	-0.0519	-0.0477	-0.0443
2	-0.0412	-0.0384	-0.0359	-0.0339
3	-0.0319	-0.0301	-0.0282	-0.0267
4	-0.0252	-0.0238	-0.0225	-0.0212
5	-0.0201	-0.01795	-0.01795	-0.01684
6	-0.0159	-0.01494	-0.01399	-0.01323
7	-0.0124	-0.01152	-0.01078	-0.01002
8	-0.0093	-0.00852	-0.00794	-0.00719
9	-0.0066	-0.00605	-0.00529	-0.00474
10	-0.0042	—	—	—
11	-0.0020	—	—	—
12	—	—	—	—

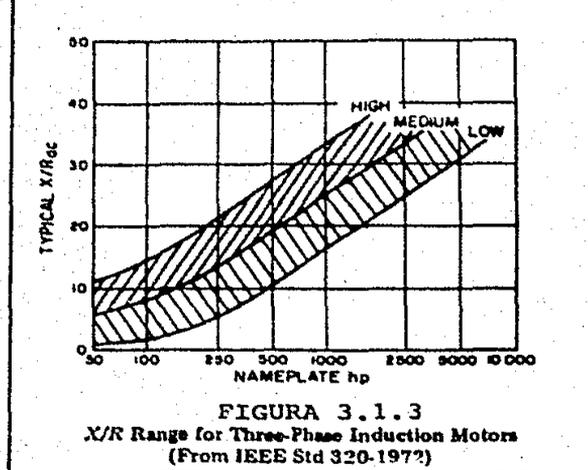
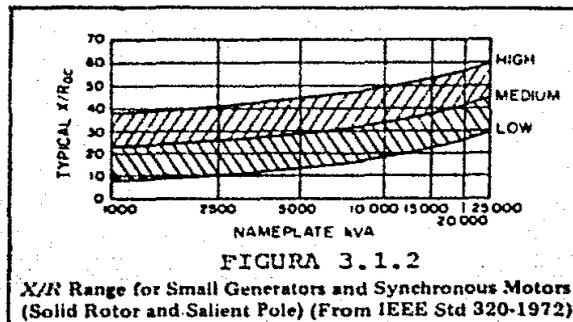
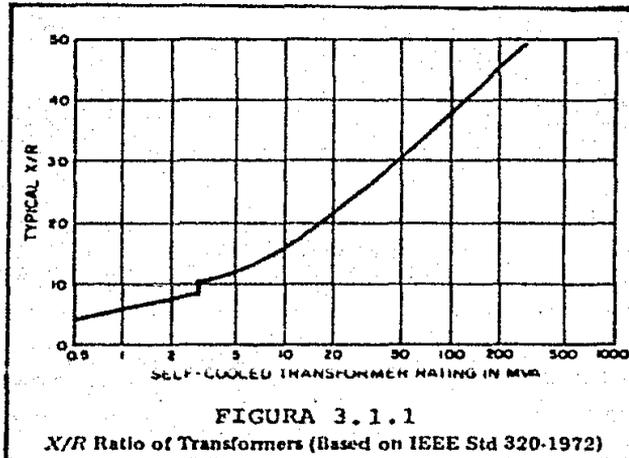
TABLE 3.7

60 Hz Reactance of Typical Three-Phase Cable Circuits, in Ohms per 1000 ft					
Cable Size	System Voltage				
	600 V	2400V	4160V	6900 V	13 800 V
4 to 1					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0520	0.0620	0.0618	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0381	0.0384	0.0384	0.0522	0.0526
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0335	0.0335	0.0453	0.0457
1/0 to 4/0					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0490	0.0550	0.0550	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0350	0.0346	0.0346	0.0448	0.0452
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0290	0.0300	0.0300	0.0388	0.0390
250—750 kcmil					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0450	0.0500	0.0500	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0325	0.0310	0.0310	0.0378	0.0381
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0275	0.0275	0.0332	0.0337

TABLE 3.8

Rotating-Machine Reactance Multipliers		
Type of Rotating Machine	Momentary	Interrupting
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	1.0 X_d''	1.0 X_d''
Hydrogenerators without amortisseur windings	0.75 X_d''	0.75 X_d''
All synchronous motors	1.0 X_d''	1.5 X_d''
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min	1.0 X_d''	1.5 X_d''
Above 250 hp at 3600 r/min	1.0 X_d''	1.5 X_d''
All others, 50 hp and above	1.2 X_d''	3.0 X_d''
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

TABLE 3.9



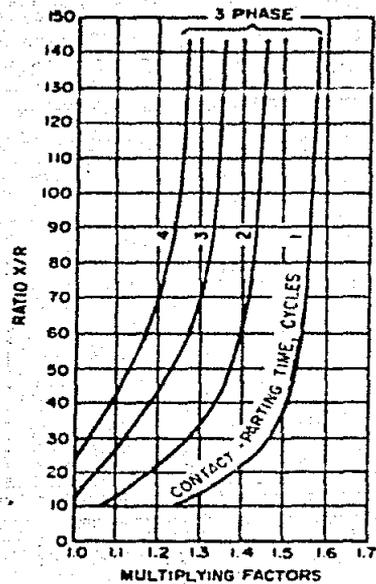


FIGURA 3.1.4
 Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators Through No More Than One Transformation (Local)
 [From ANSI C37.5-1969 (R 1974)]

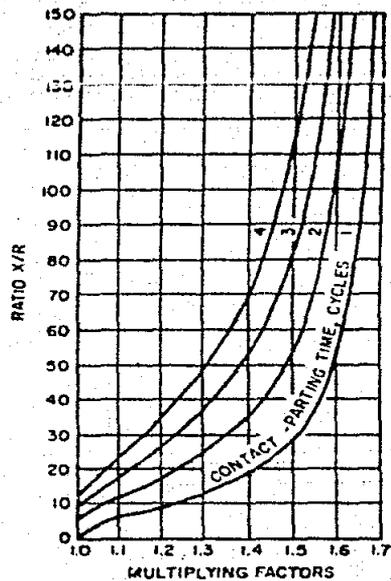


FIGURA 3.1.5
 Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase and Line-to-Ground Faults Fed Predominantly Through Two or More Transformations (Remots)
 [From ANSI C37.5-1969 (R 1974)]

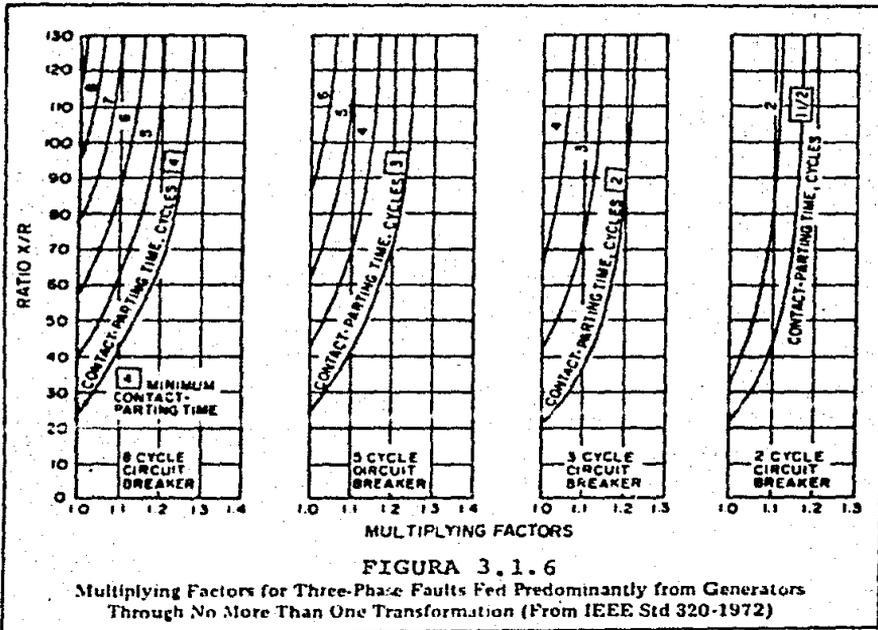


FIGURE 3.1.6
 Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators
 Through No More Than One Transformation (From IEEE Std 320-1972)

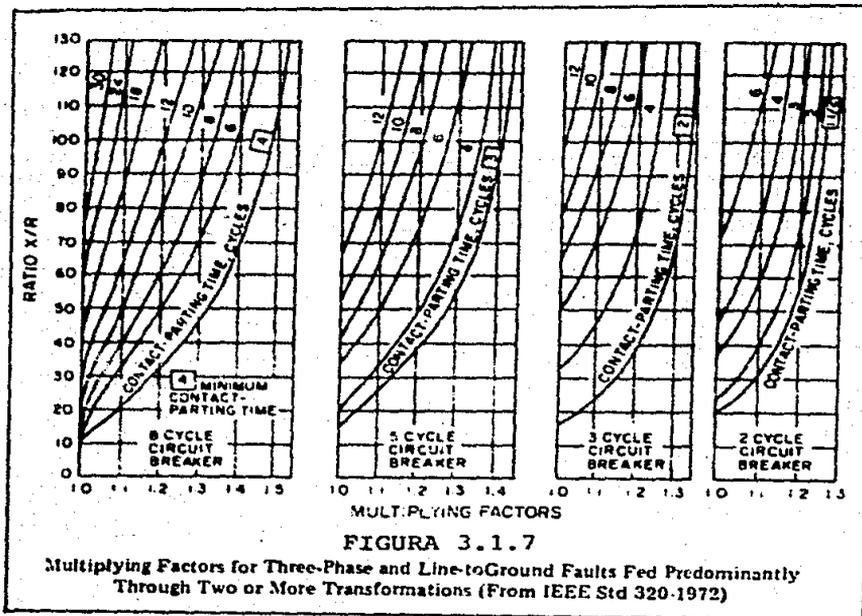


FIGURE 3.1.7
 Multiplying Factors for Three-Phase and Line-to-Ground Faults Fed Predominantly
 Through Two or More Transformations (From IEEE Std 320-1972)

Tercer paso. El tercer paso es realizar el circuito equivalente de reactancias, impedancias o resistencias para aplicarse al punto de falla en un solo equivalente de reactancia o resistencia.

Cuarto paso. Cálculo de la corriente de cortocircuito. La impedancia usada en el cálculo de la corriente de cortocircuito dependerá de los propósitos del estudio. Se analizan cuatro redes básicas para obtener los resultados más comúnmente deseados en la industria.

Primera red

Su finalidad consiste en obtener la corriente de cortocircuito momentánea, la cual circula durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla y se emplea para seleccionar capacidades de fusibles e interruptores de bajo voltaje.

Para elaborar esta red deberán tomarse en cuenta los valores subtransitorios de reactancia de todas las fuentes de corriente que contribuyen al cortocircuito, elementos estáticos y motores menores de 50 HP agrupados en un equivalente.

Esto esta de acuerdo con las siguientes normas:

ANSI C37.41-1969 (R 1974) Design Test for Distribution cutouts and fuse links, Secondary Fuses, Distribution Enclosed Single Pole Air Switches, Power Fuses, Fuse Disconnecting Switches, and Accesories.

IEEE Std 20-1973, Low-Voltaje AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures (ANSI C37.13-1973)

NEMA ab 1-1975, Molded-Case Circuit Breakers

NEMA SG 3-1975, Low-Voltaje Power Circuit Breakers

Las normas permiten reactancias modificadas para grupos de motores de inducción y sincronos alimentados de una subestación en bajo voltaje. Si la capacidad total de los motores en HP es igual a la capacidad del transformador con enfriamiento por circulación natural de aire en KVA, una reactancia en por unidad de 0.25 puede usarse para representar al grupo de motores.

Después que se han completado los tres primeros pasos de los cálculos y se ha obtenido una sola impedancia equivalente para cada punto de falla, se calcula la

corriente simétrica de cortocircuito, mediante:

$$I_{cc} = (E_{pu}/Z_{pu}) \times I_{base}$$

donde I_{cc} es un valor de falla trifásica.

La corriente de cortocircuito ahora puede aplicarse directamente a equipos de bajo voltaje cuya capacidad o clasificación está expresada en corrientes rms simétricas.

Cuando la clasificación o capacidad del equipo está expresado como corriente rms total, la corriente simétrica de cortocircuito como anteriormente se determinó se multiplica por un factor encontrado en las normas para llegar a la corriente rms asimétrica total del primer ciclo.

La capacidad de cortocircuito asimétrica obtenida con esta red es necesaria para compararla con la corriente rms de fusibles de corriente alterna en alto y mediano voltaje usando factores de multiplicación de las normas de fusibles que sugieren como caso general un factor de multiplicación de 1.55 y si el voltaje es menor de 15KV y la relación X/R es menor que 4 como caso particular un multiplicador de 1.2.

Segunda red

El objetivo de esta red es obtener la corriente de cortocircuito momentánea de primer ciclo, útil para la selección de interruptores de alto voltaje (arriba de 1 KV)

Lo anterior esta de acuerdo con las siguientes normas:

ANSI C37.5-1969 (R 1974), Methods for Determining values of a Sinusoidal Current Wave, a Normal-Frequency Recovery voltage, and a Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis

IEEE Std 320-1972, Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis (ANSI C37.010-1972)

Durante la elaboración de esta red se deberán afectar las impedancias subtransitorias de las máquinas rotatorias por los factores indicados en la tabla 3.8 (IEEE 141-1976).

Se debe reducir la red equivalente del sistema a una sola reactancia equivalente X o Z. Determinar el voltaje de operación de prefalla E. Dividir E por X o Z. Multiplicar

invariablemente por 1.6 y multiplicar por la base de corriente:

$$I_{cc\ mom} = (E_{pu}/X_{pu})(1.6)I_{base}$$

donde: 1.6 es el factor de multiplicación

Tercera red

Con esta red se obtiene la corriente interruptiva de cortocircuito que ocurre en el momento en que los contactos del interruptor inician su apertura, los resultados deberán usarse para selección de interruptores en alto voltaje (arriba de 1KV).

Durante la elaboración de esta red se deberán afectar las impedancias subtransitorias de las máquinas rotatorias por los factores indicados en la tabla 3.8 (IEEE 141-1976).

Se debe reducir la red de reactancias a una sola reactancia equivalente X_{pu} y las resistencias de la red a una sola resistencia equivalente R_{pu} . Determinar la relación X/R ; determinar E_{pu} , el cual es el voltaje de prefalla y encuentre E/X .

Seleccionar el factor de multiplicación para E/X de las curvas ANSI C37.5-1969 (R 1974) (Figs 3.1.4 y 3.1.5). Para usar las curvas debe conocerse el tiempo de apertura de los contactos así como la proximidad de los generadores al punto de falla (local o remoto). Se aplica la generación local

solo cuando los generadores en una planta son los que contribuyen predominantemente con corriente de cortocircuito y no existe mas de una transformación desde el punto de falla.

Se usa generalmente el tiempo minimo de apertura de contactos y se define como sigue:

- 1) Interruptor de 8 ciclos, con apertura de contactos en 4 ciclos
- 2) Interruptor de 5 ciclos, con apertura de contactos en 3 ciclos
- 3) Interruptor de 3 ciclos, con apertura de contactos en 2 ciclos
- 4) Interruptor de 2 ciclos, con apertura de contactos en 1.5 ciclos

Finalmente para obtener la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = E_{pu} \times I_{base} \times \text{Factor de multiplicación}$$

Esta corriente de cortocircuito será comparada con la capacidad interruptiva simétrica del interruptor, la cual se

cálcula como se muestra a continuación:

$$\frac{\text{Cap.int.sim. del int. a } (I_{cc \text{ nom}})(\text{max } V_{nom})}{\text{voltaje de operación}} = \frac{\text{-----}}{\text{voltaje de operación}}$$

Para futuras adiciones de carga, se deberá tener cuidado en dejar un margen adecuado de la capacidad interruptiva nominal del interruptor.

Cuarta red

En esta red se obtienen las corrientes de cortocircuito que se requieren para el cálculo de los ajustes de relevadores con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos).

El circuito equivalente de la red que se utiliza, deberá elaborarse considerando unicamente los valores de impedancia transitoria de los generadores e impedancias de los equipos estáticos (cables, transformadores, reactores, etc.) instalados entre ellos y los puntos de falla, despreciando las contribuciones de todos los motores.

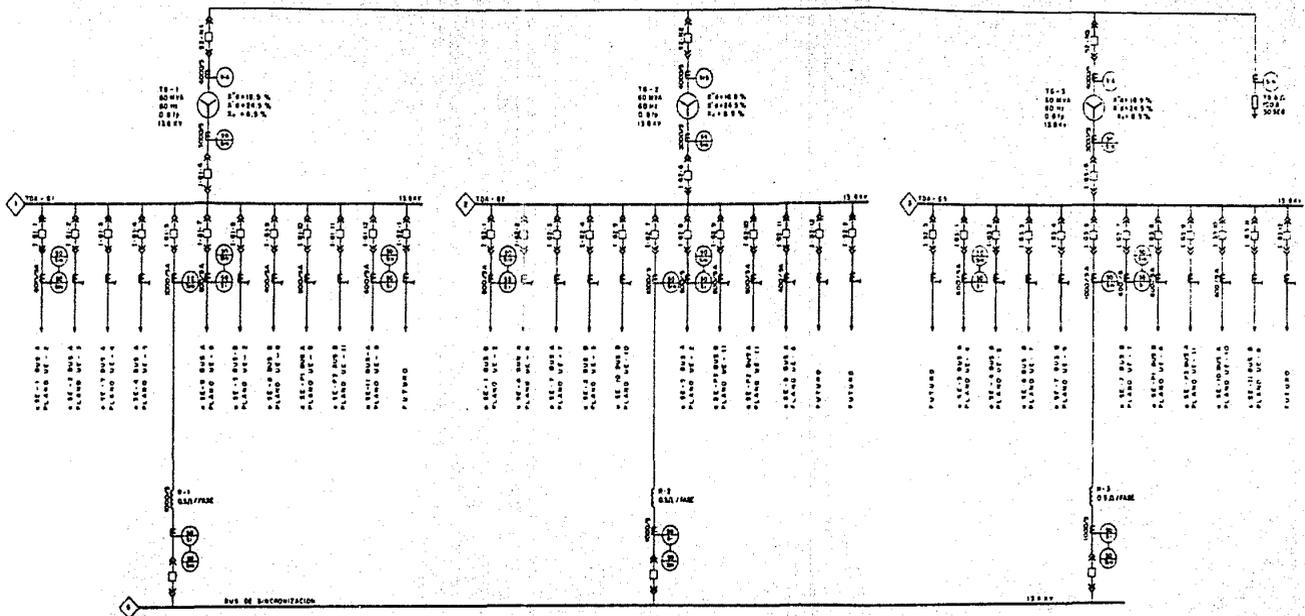
En los ajustes de relevadores instantáneos se utilizan las corrientes de cortocircuito obtenidas en la primera o segunda red, de acuerdo con el nivel de tensión en que se encuentre instalado el dispositivo.

CAPITULO 4

APLICACION DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Para la aplicación se seleccionó una subestación de un Sistema Eléctrico Industrial, donde se indican en terminos generales los criterios aplicados para el cálculo.

Tomando como base el diagrama unifilar de la subestación UE-2 se elaborarán los diagramas de impedancias UZ-1 y UZO-1 que se utilizan en el cálculo de las corrientes de cortocircuito respectivamente.

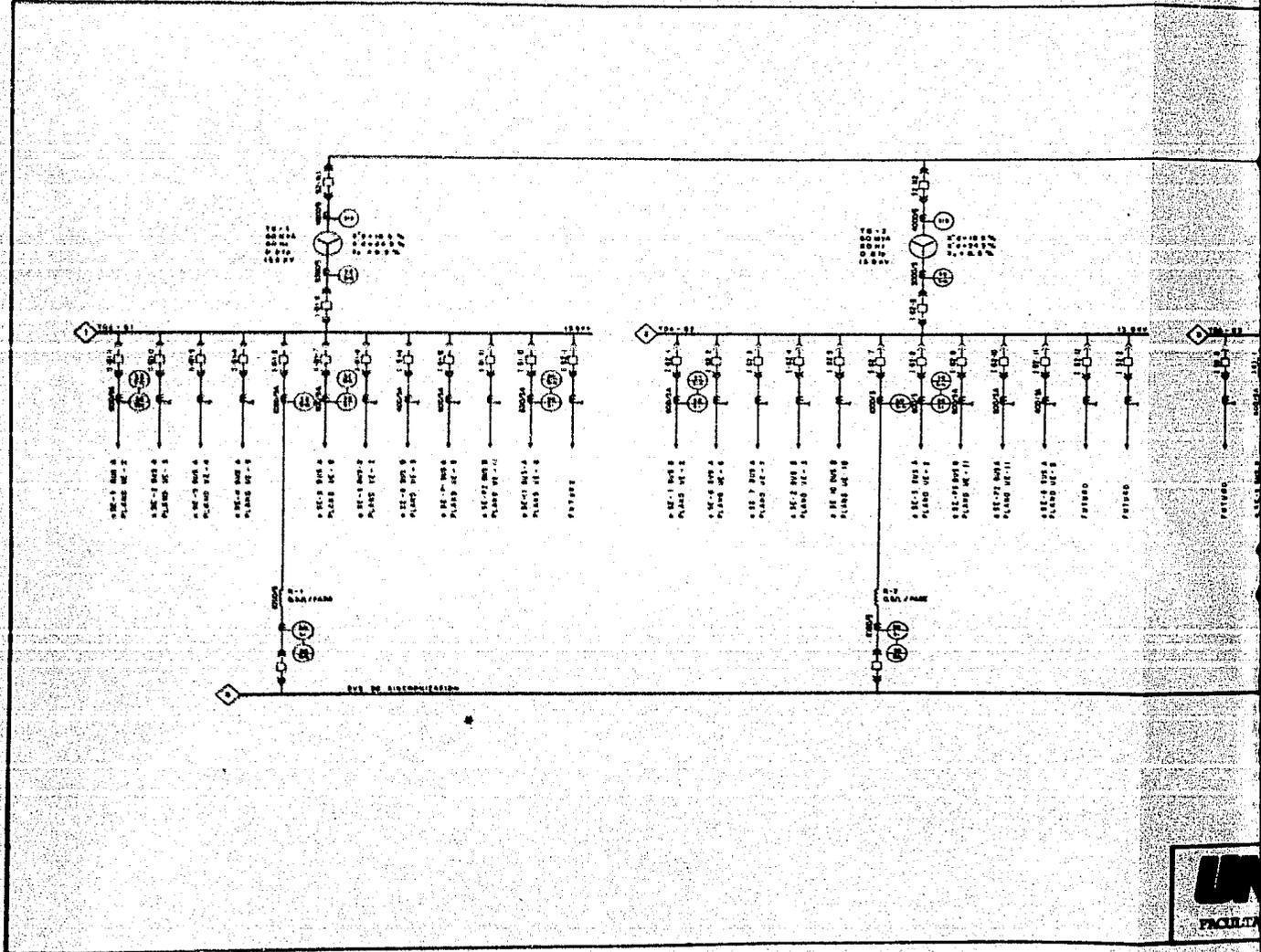


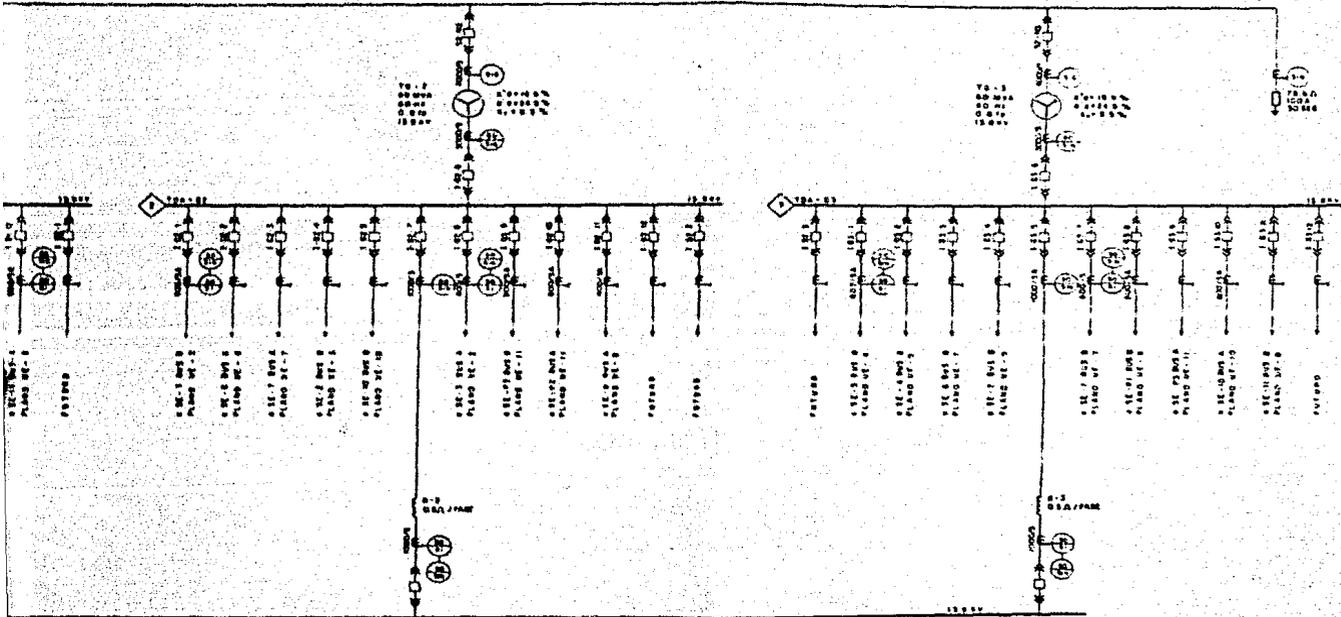
UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIFILAR DE DISTRIBUCION Y
PROTECCIONES

TESIS

UE-1





UNAM

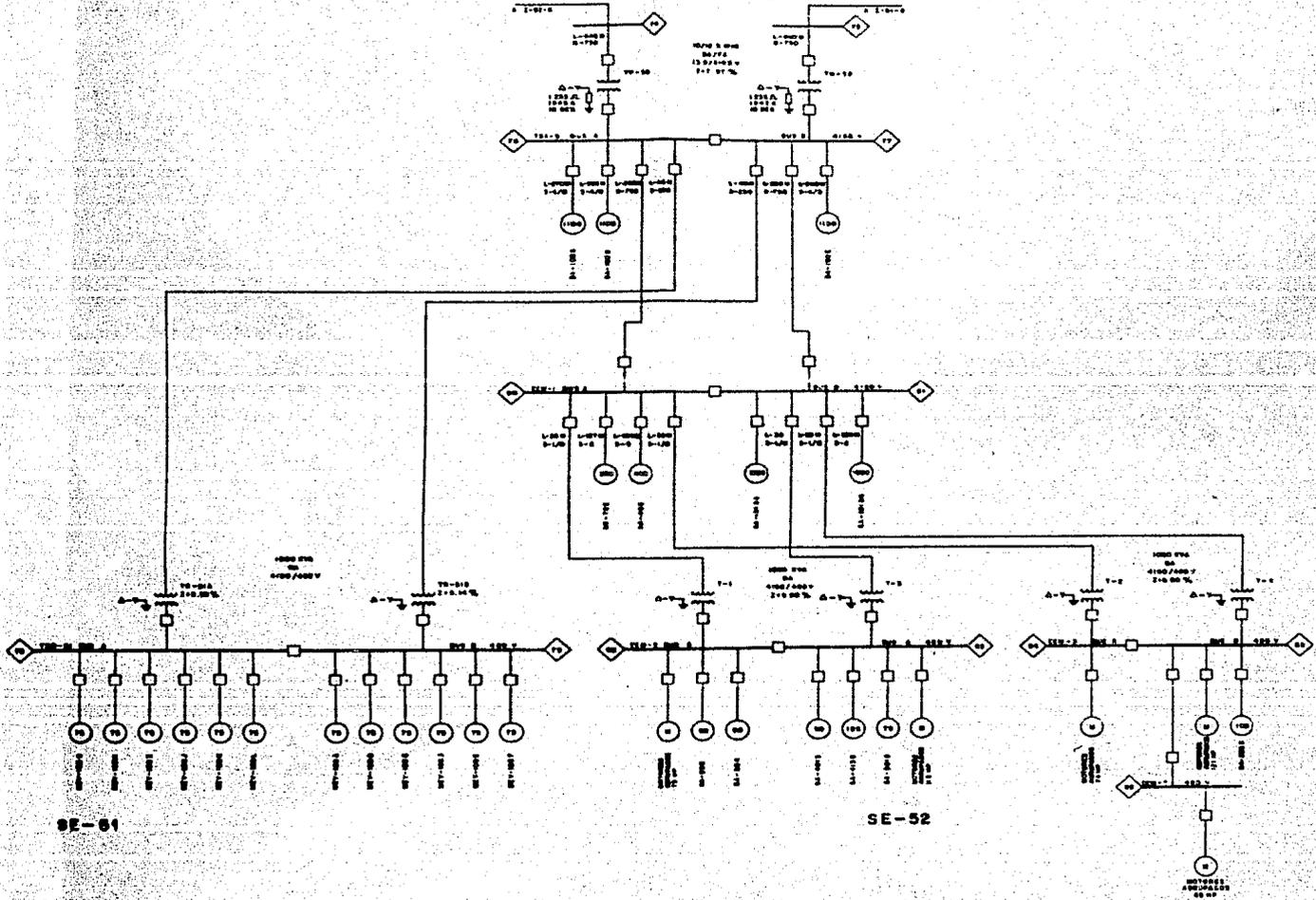
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIFILAR DE DISTRIBUCION Y PROTECCIONES

TESIS

UE-1

SUBESTACION SE-05



SE-01

SE-52

UNAM

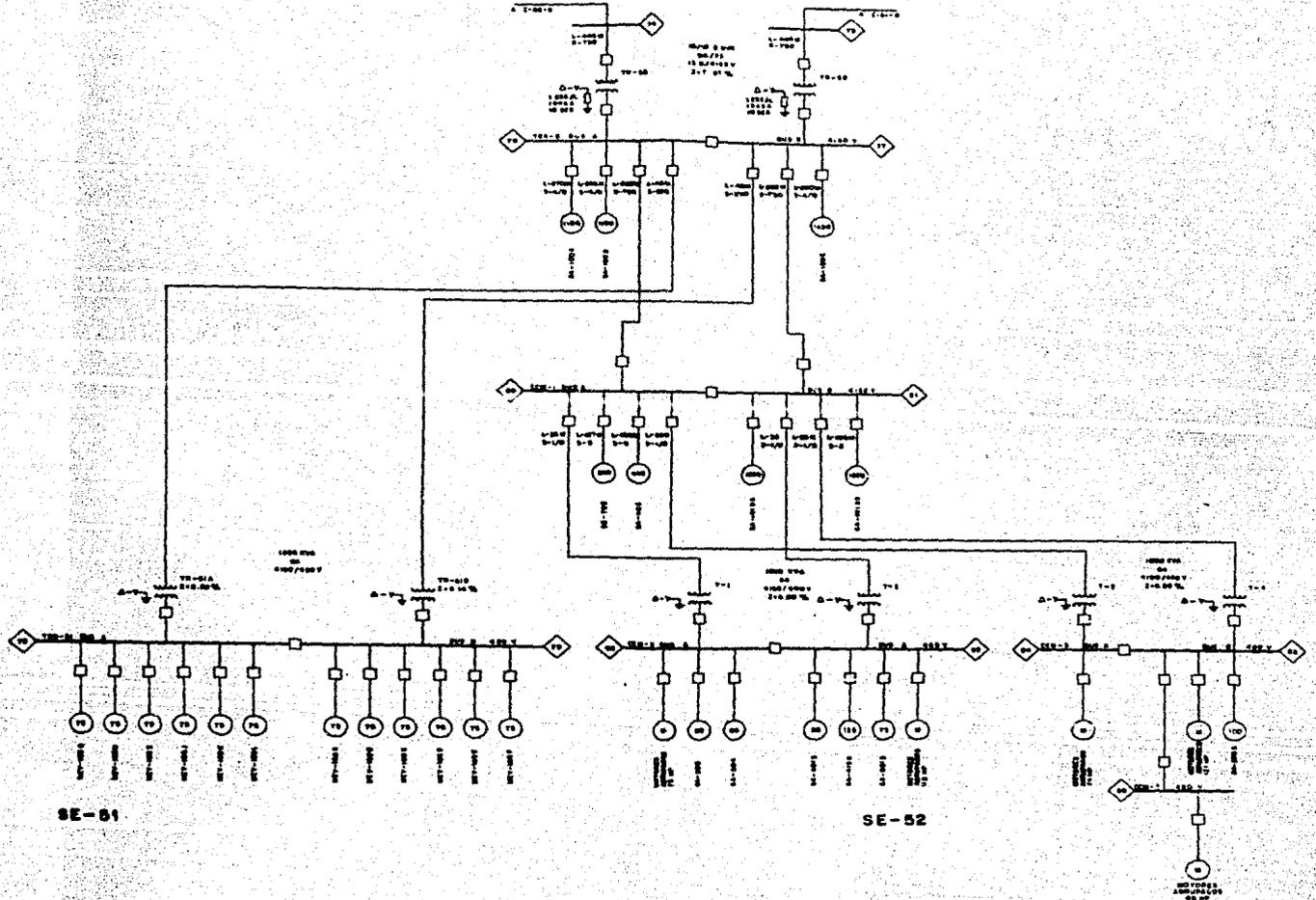
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIFILAR ELECTRICO SE-5

TESIS

UE-2

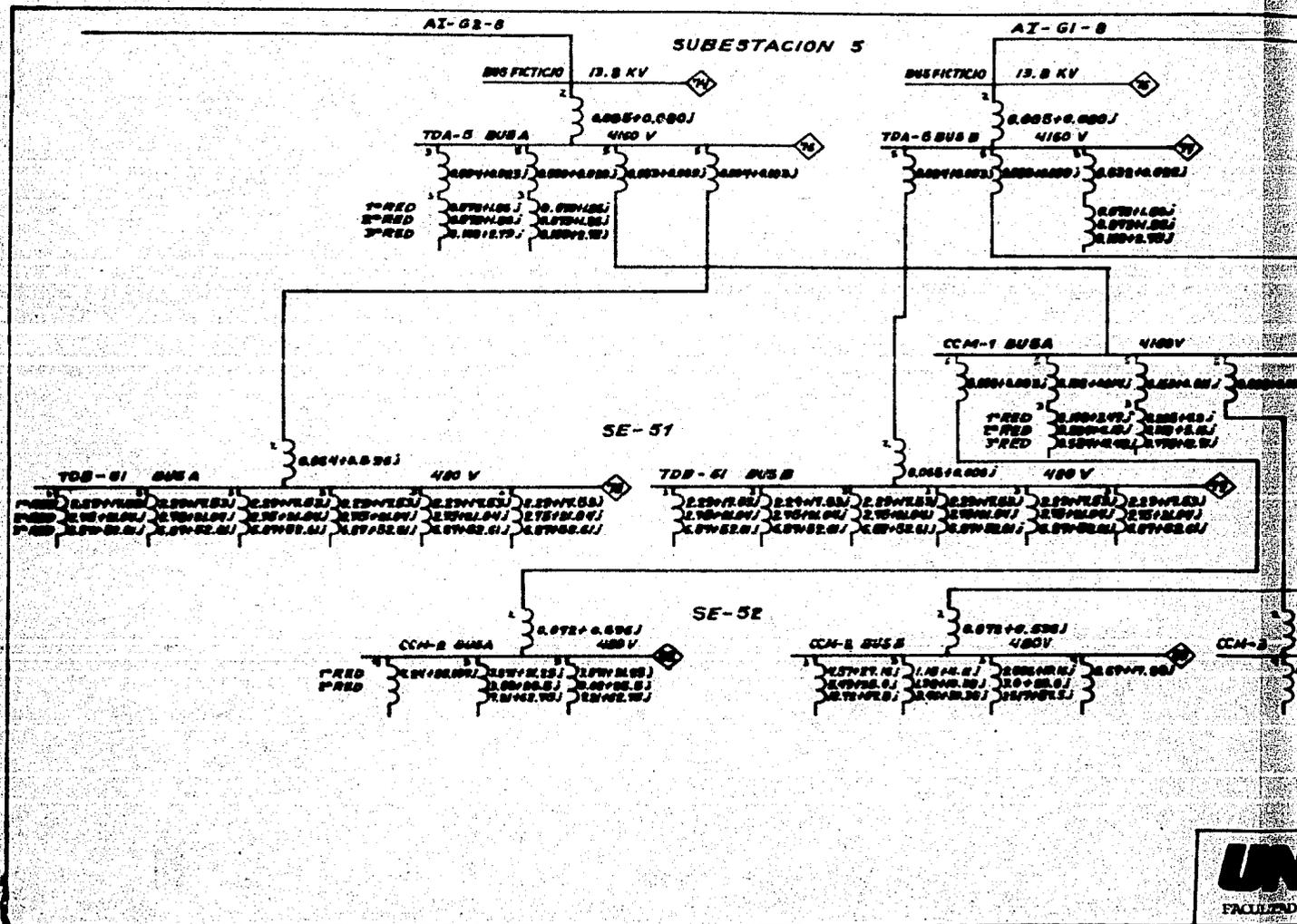
SUBSTACION SE-05

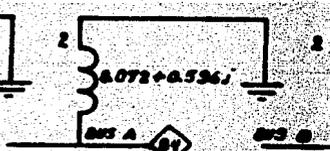
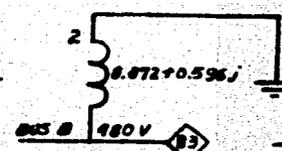
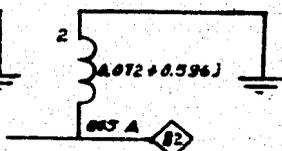
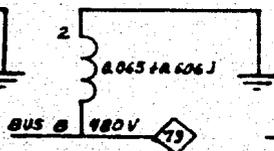
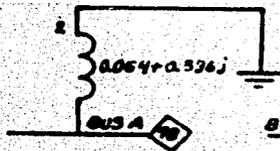
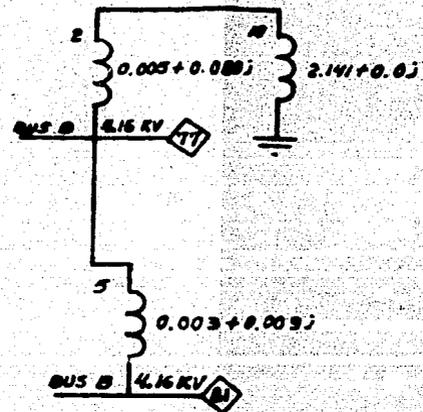
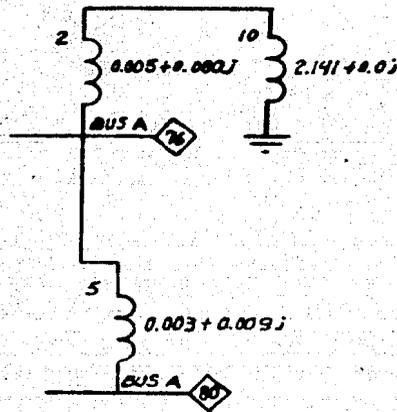


SE-01

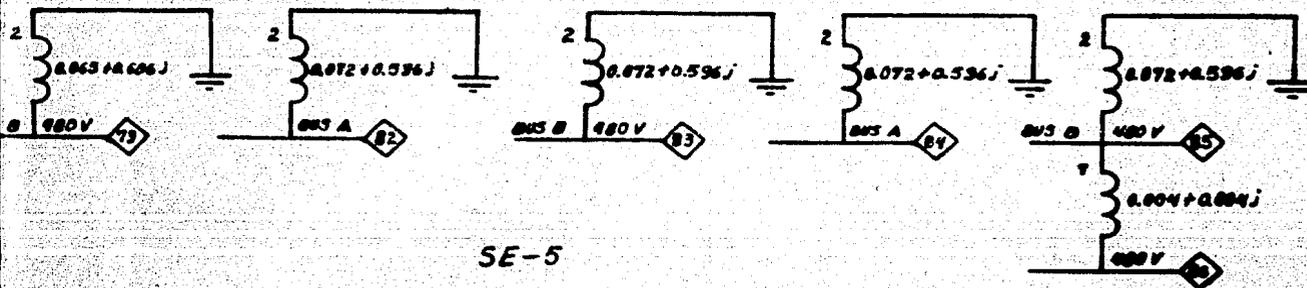
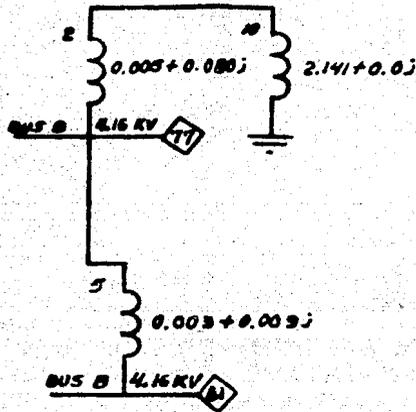
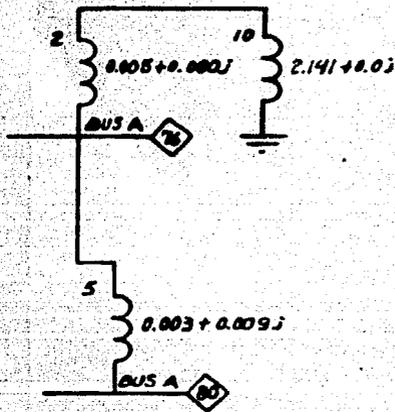
SE-02

 FACULTAD DE INGENIERIA	UNIFILAR ELECTRICO SE-5	
	TESTIS	UE-2





SE-5



UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

UNIFILAR DE IMPEDANCIAS SE-5

TESIS

UZO-1

4.1 Cortocircuito trifásico

El procedimiento utilizado para el cálculo es el recomendado por la Norma IEEE 141-1976.

Cálculo típico de impedancias

Se realizarón para el ejemplo, cálculos de impedancia de elementos típicos de la subestación, presentando los resultados en su forma compleja y con valores en por unidad (p.u.) de cada elemento de acuerdo con la identificación que se indica en la siguiente lista:

IDENTIFICACION DE ELEMENTOS

- 1) Contribución de CFE
- 2) Transformadores de dos devanados
- 3) Motores de inducción
- 4) Motores síncronos
- 5) Cable en ducto
- 6) Reactores
- 7) Dato conocido
- 8) Generadores
- 9) Motores de inducción agrupados

A continuación, se presentan los cálculos de impedancias de los elementos siguientes:

A. Cálculo para un transformador

Transformador de dos devanados

CLAVE TR-5A BUS No. 76

Datos de placa:

POTENCIA = 10/12.5 MVA

VOLTAJE = 13.8/4.16 KV

ENFRIAMIENTO = OA/FA

IMPEDANCIA Z = 7.97%

POTENCIA BASE = 10,000 KVA

$$\text{Si } Z = R + jX_L$$

$$Z^2 = R^2 + X_L^2$$

$$Z_{pu} = \frac{7.97}{100} \times \frac{P_b}{KVAT}$$

$$Z_{pu} = 0.0797 \times (10,000/10,000)$$

$$Z_{pu} = 0.0797 \text{ pu}$$

$$X = \sqrt{\frac{Z^2}{1 + \frac{1}{\left(\frac{X}{R}\right)^2}}}$$

$$X = [(0.0797)^2 / (1 + 1/(17.39)^2)]$$

$$X = 0.080 \text{ pu}$$

donde X/R se obtiene como sigue:

De la figura 4.1 se obtiene X/R :

$$\text{KVAt} = 10,000 \text{ KVA con enfriamiento tipo OA}$$

$$\text{KVAt} = 10,000 \text{ KVA} \times 1.5$$

$$\text{KVAt} = 15,000 \text{ KVA corregidos a FOA}$$

correspondiendo un valor de X/R = 17.39 pu

Cálculo de R

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

$$R = 0.080/17.390 = 0.005 \text{ pu}$$

$$Z_t \text{ pu} = 0.005 + j0.080$$

El valor de impedancia obtenido es el mismo que se utilizará en las cuatro redes, por ser un elemento estático.

B. Cable en ducto

Cable de enlace entre los buses 81 y 85 en 4.16 KV

Datos:

3-1/0 AWG

Arreglo en trebol

Instalado en ducto no magnético

Longitud = 23m

$$Z = R + jX_L$$

Cálculo de X_L

$$X_L = X_a + X_d$$

X_d = Factor de corrección a la reactancia

$$X_d = 0.052917 \log_{10} D - 0.057107 \text{ (}\Omega \text{/COND/1000 pies)}$$

donde: D = separación en pulgadas

Diámetro exterior para calibre 1/0 AWG

$$D = 21.5 \text{ mm} \times (1 \text{ pulgada}) / 25.4 \text{ mm}$$

$$D = 0.85 \text{ pulgadas}$$

De la tabla 3.3

X_a para 1/0 AWG

$$X_a = 0.103 \Omega \text{/conductor/1000 pies a 60 hz}$$

Por lo tanto:

$$X_L = 0.052917 \log_{10} (0.85) - 0.057107 + 0.103$$

$$X_L = 0.0422 \times (76 \text{ pies}) / 1000 = 0.0032 \Omega \text{/conductor}$$

$$X_{pu} = \frac{(X_{\Omega} \times KVAb(XMG) \times 3)}{(KV^2 \times (XNM) \times CANT.DE COND. \times 1000)}$$

NOTA:

XMG y XNM son factores de corrección a la reactancia según el tipo de ducto en que estén instalados. Valores típicos se muestran en la tabla 3.7 .

$$X_{Lpu} = [(0.0032 \times 10,000 \times 1 \times 3) / ((4.16)^2 \times 1 \times 3 \times 1000)]$$

$$X_{Lpu} = 0.0018$$

$$X_L = 0.002pu$$

Cálculo de R

De la tabla 3.3 para calibre 1/0 AWG

$$R = 0.115 \Omega / \text{conductor} / 1000 \text{ pies } 50^\circ C \text{ y } 60 \text{ Hz}$$

$$R_{pu} = \frac{(R_{\Omega})(\text{longitud})(234.5+GD) \times KVAb \times 3}{(1000 \times (234.5+GR \times KV^2 \times CANT. \times 1000))}$$

(234.5+GD) = Factor de corrección por temperatura

GD = Temperatura a la cual se calcula R del alimentador en °C (90°C), tablas 3.3 y 3.4

(234.5+GR) = Factor de corrección por temperatura

GR = temperatura en °C .

$$R_{pu} = 0.006 pu$$

$$Z_{pu} = 0.006 + j0.002$$

El valor de impedancia obtenida es el mismo que se utilizará en las cuatro redes por tratarse de un elemento estático.

C. Reactores Limitadores de corriente

Datos:

Potencia base = 10,000 KVA

Z = 0.5 Ω /Fase

Zpu = (Z \times POT. base) / (1000 \times KV²)

Zpu = (0.5 \times 10,000) / (1000 \times 13.8²)

Zpu = 0.0263 pu

$$X \text{ pu} = \sqrt{\frac{Z^2}{1 + \frac{1}{\left(\frac{X}{R}\right)^2}}}$$

Xreactor pu = ((0.0263)² / [1 + (1/80)²])

Xreactor = 0.0263 pu

$$R, \text{ pu} = \frac{X_r}{X}$$

Xreactor pu = 0.0263/80

Xreactor pu = 0.0003 pu

$$Z_{pu} = 0.0003 + j0.0263$$

El valor de impedancia obtenido es el mismo que se utilizará en las cuatro redes por ser un elemento estático .

D. Generadores

Datos de placa:

$$\text{Potencia} = 60,000 \text{ KVA}$$

$$X''d = 18.9\%$$

$$X'd = 24.5\%$$

$$V = 13,800 \text{ Volts}$$

$$\text{Potencia base} = 10,000 \text{ KVA}$$

$$Z = R + jX''$$

Cálculo de X''_{pu}

$$X''_{pu} = \frac{X''d}{100} \times \frac{\text{KVAb}}{\text{KVAgen}}$$

$$X''_{pu} = ((18.9/100) \times 10,000) / 60,000$$

$$X''_{pu} = 0.032 \text{ pu}$$

Cálculo de R

Con la potencia del generador y la curva de la figura 3.1.2 se obtiene el valor de $X/R = 69.8189$ pu.

$$R = \frac{X''_{pu}}{\frac{X}{R}}$$

$$R = 0.0315/69.8189$$

$$R = 0.0005 \text{ pu}$$

$$Z_{pu} = 0.000 + j0.032 \text{ pu}$$

El valor de impedancia obtenido es el mismo que se utilizará en la 1a, 2a y 3a redes, de acuerdo con IEEE 141-1976.

En el caso de la 4a red, la norma de referencia recomienda utilizar su valor transitorio, el cual se calcula como sigue:

$$Z = R + X'$$

Cálculo de X' pu

$$X''_{pu} = \frac{X'd}{100} \times \frac{KVAb}{KVAgen}$$

$$X' \text{ pu} = [(24.5/100) \times 10,000] / 60,000$$

$$X' \text{ pu} = 0.0408 \text{ pu}$$

Cálculo de R

$$X/R = 69.8189$$

$$R = \frac{X' \text{ pu}}{\frac{X}{R}}$$

$$R = 0.0408 / 69.8189$$

$$R = 0.006 \text{ pu}$$

$$Z_{pu} = 0.006 + j0.0408 \text{ pu}$$

E. motores en bajo voltaje

E.1 Motores de inducción agrupados

Los motores menores de 50 HP en un bus pueden ser agrupados en un motor equivalente a la suma de sus capacidades y se aplica únicamente en la red. por ejemplo, en el bus No.86, se consideran en operación normal 45 HP de motores menores de 50 HP, por lo tanto pueden representarse por un motor equivalente de esa capacidad como se muestra en el diagrama unifilar.

De acuerdo con la Norma IEEE 141-1976 se permite utilizar una reactancia de 0.25 pu para el grupo de motores, como sigue:

Datos:

Motor equivalente a 45 HP

Potencia Base = 10,000 KVA

Vmot = 440 Volts

1 HP = 1 KVA

Cálculo de X"

$$X''_{pu} = 0.25 \left[\frac{V_{mot}}{V_{bus}} \right]^2 \frac{KVAbase}{KVAmot}$$

$$X''_{pu} = 0.25 \left[\frac{440}{480} \right]^2 (10,000/45)$$

$$X''_{pu} = 46.682 \text{ pu}$$

Cálculo de R

$$R_{pu} = \frac{X''_{pu}}{\frac{X}{R}}$$

donde X/R = 6.6

$$R_{pu} = 46.682/6.6 = 7.073$$

$$Z_{pu} = 7.073 + j46.682$$

E.2 Motores de inducción de 50 HP y mayores

Motor GA-206S en Bus No.85

Datos de placa:

100 HP

1760 r/m

V_{mot} = 440 Volts

V_{bus} = 480 Volts

Letra código = G

Datos típicos obtenidos de fabricantes de motores

Eficiencia = 0.892

Factor de potencia = 0.85

Cálculo de Z" para la 1a. red

$$X''_{pu} = \frac{1}{I_{rb}} \left[\frac{V_{mot}}{V_{bus}} \right]^2 \frac{KVAbase}{KVAmot}$$

donde:

I_{rb} = Corriente a rotor bloqueado = 6.29 pu

$$KVAmot = \frac{0.746 \times HP}{EFIC. \times F.P.}$$

KVAmot = (0.746x100)/(0.892x0.85)

KVAmot = 98.391 KVA

$$X''_{pu} = (1/629)(440/480)^2 (10,000/98.391)$$

$$X''_{pu} = 13.577 \text{ pu}$$

$$R_{pu} = \frac{X''_{pu}}{\frac{X}{R}}$$

donde:

$$X/R = 8.71$$

se obtiene con los HP del motor y la figura 3.1.3

$$R''_{pu} = 13.577/8.71 = 1.559 \text{ pu}$$

$$Z''_{pu} = 1.559 + j13.577$$

Cálculo de Z_m para la 2a red

$$Z_m \text{ pu} = Z''_{pu} \times F_m$$

donde:

F_m = Factor de multiplicación aplicable a reactancias momentáneas de las máquinas rotatorias (Tabla 3.8).

$$Z_m \text{ pu} = (1.559 + j13.577) \times 1.2$$

$$Z_m \text{ pu} = 1.871 + j16.293$$

Cálculo de Z_i para la 3a. red

$$Z_i \text{ pu} = Z''_{pu} \times F_i$$

donde:

F_i = Factor de multiplicación aplicable a reactancias interruptivas de las máquinas rotatorias (Tabla 3.8).

$$Z_i \text{ pu} = (1.559 + j13.577) \times 3$$

$$Z_i \text{ pu} = 4.678 + j40.732$$

F. Motores de inducción en alto voltaje

F.1 Motor GA-403 en bus No.80

Datos de placa:

400 HP

1785 r/m

Letra código G

Vmotor = 4160 Volts

Vbus = 4160 Volts

Datos típicos:

Eficiencia = 0.929

Factor de potencia = 0.87

Irb = Corriente a rotor bloqueado = 6.29 pu

KVAbase = 10,000 KVA

Cálculo de Z" para la 1a. red

$$KVA_{mot} = \frac{0.746 \times HP}{EFIC. \times F.P.}$$

$$KVA_{mot} = (0.746 \times 400) / (0.929 \times 0.87)$$

$$KVA_{mot} = 369.2 \text{ KVA}$$

$$X''_{pu} = \frac{1}{I_{rb}} \left[\frac{V_{mot}}{V_{bus}} \right]^2 \frac{KVA_{base}}{KVA_{mot}}$$

$$X''_{pu} = (1/6.29)[4.16/4.16]^2 (10,000/369.2)$$

$$X''_{pu} = 4.306 \text{ pu}$$

$$R''_{pu} = \frac{X''_{pu}}{\frac{X}{R}}$$

$$R''_{pu} = 4.306/16.244$$

$$R''_{pu} = 0.265 \text{ pu}$$

donde :

X/R se obtiene de la figura 3.1.3 .

$$Z''_{pu} = 0.265 + j4.306$$

Cálculo de Z_m para la 2a. red

$$Z_m \text{ pu} = Z''_{pu} \times F_m$$

$$Z_m \text{ pu} = (0.265 + j4.306) \times 1.2$$

$$Z_m \text{ pu} = 0.318 + j5.167$$

donde:

F_m = Factor de multiplicación aplicable a reactancias momentáneas de las máquinas rotatoria .

Cálculo de Z_i para la 3a. red

$$Z_i \text{ pu} = Z''_{pu} \times F_i$$

$$Z_i \text{ pu} = (0.265 + j4.306) \times 3$$

$$Z_i \text{ pu} = 0.795 + j12.918$$

donde:

F_i = Factor de multiplicación aplicable a reactancias interruptivas de las máquinas rotatorias .

F.2 Motor BA-100C en Bus No.77

Datos de placa:

1100 HP

890 r/m

Letra código = E

Vmotor = 4000 V

Vbus = 4160 V

Datos típicos:

Eficiencia = 0.95

Factor de potencia = 0.87

KVAbase = 10,000 KVA

Irb = Corriente a rotor bloqueado = 4.99 pu

Cálculo de Z" para la la. red

$$KVAmot = \frac{0.746 \times HP}{EFIC. \times F.P.}$$

$$KVAmot = (0.746 \times 1100) / (0.95 \times 0.87)$$

$$KVAmot = 992.86 \text{ KVA}$$

$$X''pu = \frac{1}{Irb} \left[\frac{Vmot}{Vbus} \right]^2 \frac{KVAbase}{KVAmot}$$

$$X''pu = (1/4.99) [4.00/4.16]^2 (10,000/992.86)$$

$$X''_{pu} = 1.866 \text{ pu}$$

$$R_{pu} = \frac{X''_{pu}}{\frac{X}{R}}$$

$$R''_{pu} = 1.866/25.604$$

$$R''_{pu} = 0.073 \text{ pu}$$

donde:

X/R Se obtiene de la figura 3.1.3

$$Z''_{pu} = 0.073 + j1.866$$

Cálculo de Z_m para la 2a. red

$$Z_m \text{ pu} = Z''_{pu} \times F_m$$

$$Z_m \text{ pu} = (0.073 + j1.866) \times 1$$

$$Z_m \text{ pu} = 0.073 + j1.866$$

F_m = Factor de multiplicación aplicable a la reactancia momentánea de máquinas rotatorias .

Cálculo de Z_i para la 3a. red

$$Z_i \text{ pu} = Z''_{pu} \times F_i$$

$$Z_i \text{ pu} = (0.073 + j1.866) \times 1.5$$

$$Z_i \text{ pu} = 0.109 + j2.799$$

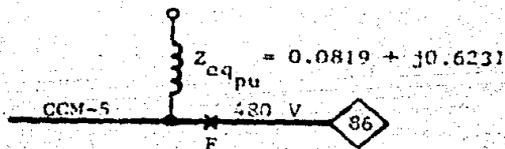
donde:

F_i = Factor de multiplicación aplicable a reactancias de las máquinas rotatorias .

CALCULO TIPICO DE CORRIENTES DE FALLA

Con los valores de impedancia de cada elemento del circuito, el programa implementado en el Instituto de Investigaciones Eléctricas para el estudio de las corrientes de cortocircuito (basado en el método de la norma IEEE-std. 141-1976) calcula por métodos matriciales la impedancia equivalente en todos los buses del sistema, listando los resultados de impedancias y corrientes de cortocircuito correspondientes a cada red.

PRIMERA RED. Cálculo en el bus 86



$$I_{cc\ sim}^{pu} = E_{pu}/Z_{eq\ pu} = 1/(0.6285/82.5120)$$

$$I_{cc\ sim}^{pu} = 1.5912/-82.5120\ pu$$

$$I_{cc\ asim}^{pu} = I_{cc\ sim} \times F_d$$

donde:

$$F_d = 1.55\ ya\ que\ X/R = 7.61 > 4$$

$$I_{cc\ asim}^{pu} = 1.5912/-82.5120 \times 1.55$$

$$I_{cc\ asim}^{pu} = 2.4663/-82.5120\ pu$$

$$I_{cc\ asim} = I_{cc\ asim\ pu} \times I_{base}$$

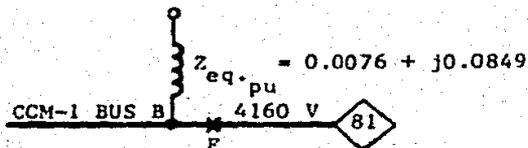
$$I_{cc\ asim} = 2.4663 / -82.5120 \times (10,000 / (0.480 \times 1.73))$$

$$I_{cc\ asim} = 29.6650 / -82.5120 \text{ KA}$$

Por lo tanto

$$I_{cc\ asim} = 29.66 \text{ KA}$$

Cálculo en el bus 81 . De acuerdo con IEEE 141-1976 se calcula la corriente de falla en este bus por tener protección con fusibles.



$$I_{cc\ sim\ pu} = E_{pu} / Z_{eq\ pu} = 1 / (0.0852 / 84.8847)$$

$$I_{cc\ sim\ pu} = 11.7317 / -84.8847$$

$$I_{cc\ asim} = I_{cc\ sim} \times F_d$$

$$F_d = 1.55 \text{ ya que } X/R = 11.18$$

$$I_{cc\ asim\ pu} = 11.7317 / -84.8847 \times 1.55$$

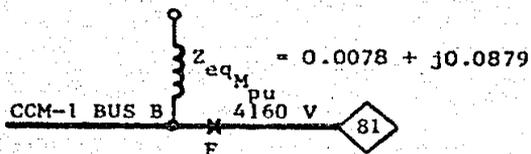
$$I_{cc\ asim\ pu} = 18.1841 / -84.8847$$

$$I_{cc\ asim} = (18.1841 / -84.8847) \times (10,000 / (4.16 \times 1.73))$$

$$I_{cc\ asim} = 25.24 / -84.8847 \text{ KA}$$

$$I_{cc\ asim} = 25.24 \text{ KA}$$

SEGUNDA RED. Cálculo en el bus 81



$$I_{cc_{sim}}^{pu} = E_{pu} / Z_m^{pu} = 1 / (0.0882 / 84.9290)$$

$$I_{cc_{sim}}^{pu} = 11.3320 / -84.9290 \text{ pu}$$

$$I_{cc_{asim}}^{pu} = I_{cc_{sim}} \times F_d$$

donde $F_d = 1.6$

$$I_{cc_{asim}}^{pu} = 11.3320 / -84.9290 \times 1.6$$

$$I_{cc_{asim}}^{pu} = 18.1312 / -84.9290 \text{ pu}$$

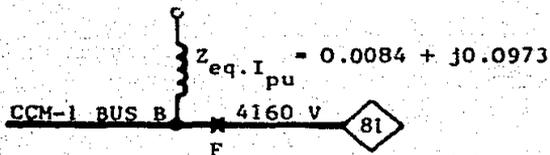
$$I_{cc_{asim}} = I_{cc_{asim}}^{pu} \times I_{base}$$

$$I_{cc_{asim}} = 18.1312 / -84.9290 \times (10,000 / (4.16 \times 1.73))$$

$$I_{cc_{asim}} = 25.16 / -84.9290 \text{ KA}$$

$$I_{cc_{asim}} = 25.16 \text{ KA}$$

TERCERA RED. Cálculo en el bus 81



$$I_{cc_{sim}}_{pu} = E_{pu}/Z_1_{pu} = 1/(0.0977/85.0658)$$

$$I_{cc_{sim}}_{pu} = 10.2394/-85.0658 \text{ pu}$$

$$I_{cc_{asim}}_{pu} = I_{cc_{sim}}_{pu} \times F_d$$

con el valor de $X/R = 0.0973/0.0084 = 11.5833$ y utilizando la Fig. 3.1.6 de IEEE 141-1976, para interruptor de 5 ciclos con 3 de apertura, se obtiene $F_d = 1$.

En donde;

$$I_{cc_{asim}}_{pu} = 10.2394/-85.0658 \text{ pu}$$

$$I_{cc_{asim}} = I_{cc_{asim}}_{pu} \times I_{base}$$

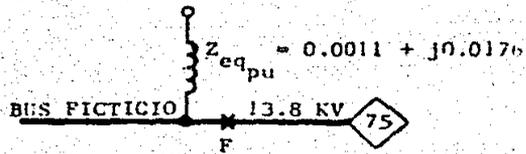
$$I_{cc_{asim}} = 10.2394/-85.0658 \times (10,000/(4.16 \times 1.73))$$

$$I_{cc_{asim}} = 14,210.8662/-85.0658$$

$$I_{cc_{asim}} = 14.21 \text{ KA}$$

Cálculo en el BUS FICTICIO 75, primario de TR-5B .

Se utilizaron buses ficticios para calcular las corrientes de cortocircuito en el primario de los transformadores principales de la subestación y verificar la capacidad interruptiva de sus interruptores principales en 13.8 KV .



$$I_{cc\ pu} = E_{pu} / Z_{i\ eq.\ pu} = 1 / (0.0176 / 86.4237)$$

$$I_{cc\ pu} = 56.7075 / -86.4237\ pu$$

$$I_{cc} = I_{cc\ pu} \times I_{base} \times F_d$$

$$I_{cc} = (56.7075 / -86.4237) \times (10,000 / (13.8 \times 1.73)) \times 1.0$$

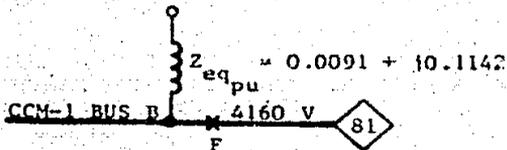
$$I_{cc} = 23.72 / -86.4237\ KA$$

$F_d = 1.0$ para $X/R = 0.01176 / 0.0011 = 16.69$ de acuerdo con la Fig. 4.1.6 .

$$I_{cc} = 23.72\ KA$$

Este valor de corriente de falla se compara directamente con la capacidad interruptiva simétrica del interruptor.

CUARTA RED. Cálculo en el bus 81



$$I_{cc\ pu} = E_{pu} / Z_{eq\ pu} = 1 / (0.1146 / \underline{85.4440})$$

$$I_{cc\ pu} = 8.7289 / \underline{-85.4440}\ pu$$

$$I_{cc} = (8.7289 / \underline{-85.4440}) \times (10,000 / (4.16 \times 1.73))$$

$$I_{cc} = 12.11 / \underline{-85.4440}\ KA$$

$$I_{cc} = 12.11\ KA$$

4.2 Resultados de cortocircuito trifásico

A continuación se presentan los listados de resultados correspondientes para la., 2a., 3a. y 4a. red calculados mediante el programa.

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 76 TDA-5, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 192.96 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 124.49 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 26.78 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 17.28 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0051	0.0802
CORRIENTE ASIM (PU)	1.23	-19.26
CORRIENTE SIM (PU)	0.79	-12.42
CORRIENTE ASIM (A)	1707.91	-26725.41
CORRIENTE SIM (A)	1101.63	-17242.20

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 15.65

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		FU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
74	0.83	0.00	0.96	-16.17	1337.72	-22437.70	0.83	22477.54
78	0.17	0.00	0.06	-0.43	76.77	-601.01	0.17	605.89
60	0.01	0.00	0.12	-1.02	165.92	-1416.45	0.01	1426.13

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SINÉTRICAS Y ASINÉTRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 77 TDA-5, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 197.23 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 127.25 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 27.37 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 17.66 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0049	0.0784
CORRIENTE ASIM (PU)	1.24	-19.68
CORRIENTE SIM (PU)	0.80	-12.70
CORRIENTE ASIM (A)	1721.60	-27318.78
CORRIENTE SIM (A)	1110.71	-17625.02

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 15.87

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
75	0.84	0.00	0.97	-16.21	1348.20	-22503.76	0.84	22544.11
79	0.17	0.00	0.06	-0.43	76.52	-599.32	0.17	604.19
81	0.01	0.00	0.17	-2.22	233.64	-3080.11	0.01	3088.96

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 78 TDB-S1, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 27.90 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 18.00 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 33.55 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 21.65 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE CASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0616	0.5522
CORRIENTE ASIM (PU)	0.31	-2.77
CORRIENTE SIM (PU)	0.20	-1.79
CORRIENTE ASIM (A)	3718.30	-33346.05
CORRIENTE SIM (A)	2398.91	-21513.58

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FO 1.5500
 X/R 8.97

BUS	VOLTAJES EN BUSES (PU)		APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	PU		AMP		[V(PU)]	[I(A)]
			REAL	IMAG	REAL	IMAG		
78	0.88	-0.01	0.24	-2.25	2898.63	-27075.15	0.88	27229.87

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 77 TDB-S1, BUS B, SE-S
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 27.83 MVA
 POTENCIA SIN DE FALLA 17.82 MVA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 33.23 KA
 CORRIENTE SIN DE FALLA 21.44 KA

	REAL	IMAG
VOLTAGE (KV)	0.43	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.17	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0622	0.5576
CORRIENTE SIM (PU)	0.31	-2.75
CORRIENTE SIN (PU)	0.29	-1.77
CORRIENTE SIM (A)	3664.40	-23076.53
CORRIENTE SIN (A)	2577.83	-11307.52

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.500
 X/R 8.95

VOLTAJES EN BUSES (KV) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAGE		FU		ASP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
77	0.88	-0.01	0.24	-2.22	2964.72	-26755.75	0.88	26908.68

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 80 CCM-1, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 175.94 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 113.51 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 24.42 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 15.75 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.85	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0083	0.0877
CORRIENTE ASIM (PU)	1.65	-17.52
CORRIENTE SIM (PU)	1.06	-11.30
CORRIENTE ASIM (A)	2288.14	-24311.16
CORRIENTE SIM (A)	1476.22	-15684.62

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 10.62

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
76	0.09	-0.03	1.53	-16.49	2123.59	-22886.04	0.10	22984.35
82	0.07	0.00	0.03	-0.18	36.93	-253.76	0.07	256.44
84	0.02	0.00	0.01	-0.05	10.97	-72.56	0.02	73.38

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMETRICAS Y ASIMETRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 81 CCM-1, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 181.78 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 117.28 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 25.23 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 16.28 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0076	-0.0849
CORRIENTE ASIM (PU)	1.62	-18.11
CORRIENTE SIM (PU)	1.05	-11.68
CORRIENTE ASIM (A)	2248.07	-25127.83
CORRIENTE SIM (A)	1450.37	-16211.50

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FJ 1.5500
 X/R 11.18

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
77	0.09	-0.03	1.46	-15.86	2024.32	-22007.59	0.09	22100.50
83	0.12	0.00	0.04	-0.31	55.99	-431.80	0.12	435.42
85	0.08	0.00	0.03	-0.21	39.45	-295.63	0.08	298.25

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMETRICAS Y ASIMETRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 82 CCM-2, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 24.37 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 15.72 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 29.31 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 18.91 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0821	0.6367
CORRIENTE ASIM (PU)	0.31	-2.42
CORRIENTE SIM (PU)	0.20	-1.56
CORRIENTE ASIM (A)	3781.52	-29065.99
CORRIENTE SIM (A)	2439.69	-18752.25

TRANSFORMACIONES 7
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 7.69

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
80	0.87	0.00	0.29	-2.22	3434.55	-26696.50	0.87	26916.52

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMETRICAS Y ASIMETRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJD VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 83 CCM-2, BUS 8, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 26.03 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 16.79 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 31.30 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 20.20 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0758	0.5907
CORRIENTE ASIM (PU)	0.33	-2.58
CORRIENTE SIM (PU)	0.21	-1.67
CORRIENTE ASIM (A)	3983.23	-31049.60
CORRIENTE SIM (A)	2569.82	-20052.13

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 7.80

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
81	0.97	0.00	0.29	-2.23	3432.86	-26786.28	0.87	27005.35

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMETRICAS Y ASIMETRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 84 CCN-3, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 22.95 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 14.61 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 27.60 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 17.41 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.43	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0859	0.6699
CORRIENTE ASIM (PU)	0.29	-2.28
CORRIENTE SIM (PU)	0.19	-1.47
CORRIENTE ASIM (A)	3511.10	-27320.60
CORRIENTE SIM (A)	2265.23	-17664.90

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 7.80

BUS	VOLTAJES EN BUSES (PU)		AFORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES			
	REAL	IMAG	REAL	PU	IMAG	AMP	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
80	0.87	0.00	0.29	-2.22	3413.83	-26738.59	0.87	26955.64		

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMETRICAS Y ASIMETRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 85 CCM-3, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 24.85 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 16.03 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 29.89 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 19.28 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (FU)	0.0777	0.6189
CORRIENTE ASIM (PU)	0.31	-2.47
CORRIENTE SIM (F)	0.20	-1.59
CORRIENTE ASIM (A)	3723.28	-29655.13
CORRIENTE SIM (A)	2402.12	-19132.35

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 7.96

BUS	VOLTAJES EN BUSES (PU)		APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	PU	IMAG	APP	IMAG	[V(PU)]
81	0.87	0.00	0.28	-2.23	3349.35	-26859.57	0.87	27067.60
96	0.00	0.00	0.00	-0.03	59.19	-390.40	0.00	394.86

*** PRIMERA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS) *
 * PARA INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE Y FUSIBLES *

BUS 06 CCM-5, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA ASIM DE FALLA 24.66 MVA
 POTENCIA SIM DE FALLA 15.91 MVA
 CORRIENTE ASIM DE FALLA 29.65 KA
 CORRIENTE SIM DE FALLA 13.14 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.43	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0819	0.3231
CORRIENTE ASIM (FU)	0.32	-2.45
CORRIENTE SIM (FU)	0.21	-1.59
CORRIENTE ASIM (A)	3867.02	-29410.93
CORRIENTE SIM (A)	2494.65	-13974.21

TRANSFORMACIONES
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.5500
 X/R 7.61

VOLTAJES EN BUSES (FU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(FU)]	[I(A)]
05	0.01	-0.01	0.32	-2.41	3867.68	-29019.32	0.01	29268.06

*** SEGUNDA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (MOMENTANEAS) PARA *
 * INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 74 BUS FICTICIO, PRIMARIO TR-5A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 1004.49 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 42.02 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	13.80	0.00
CORRIENTE BASE (A)	418.37	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0011	0.0159
CORRIENTE (PU)	6.79	-100.22
CORRIENTE (A)	2839.38	-41928.89

TRANSFORMACIONES 0
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 14.77

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
2	0.12	-0.04	6.59	-97.71	2758.64	-40879.05	0.12	40972.04
76	0.13	0.00	0.19	-2.51	80.73	-1049.80	0.13	1052.90

*** SEGUNDA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (MOMENTANEAS) PARA *
 * INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 75 BUS FICTICIO, PRIMARIO TR-58, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 1020.46 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 42.69 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	13.80	0.00
CORRIENTE BASE (A)	418.37	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0011	0.0156
CORRIENTE (PU)	7.04	-101.80
CORRIENTE (A)	2944.04	-42591.53

TRANSFORMACIONES 0
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.6000
 X/R 14.47

VOLTAJES EN BUSES (FU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
1	0.12	-0.04	6.86	-99.19	2868.10	-41499.79	0.13	41598.79
77	0.13	0.00	0.18	-2.61	75.95	-1091.73	0.13	1094.37

*** SEGUNDA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (MOMENTANEAS) PARA *
 * INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 76 TOA-5, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 195.37 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 27.11 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0051	0.0817
CORRIENTE (PU)	1.21	-19.50
CORRIENTE (A)	1683.79	-27062.33

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.6000
 X/R 16.07

VOLTAJES EN BUSES (PU)

APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
74	0.83	0.00	0.98	-16.63	1366.57	-23081.67	0.83	23122.09
78	0.15	0.00	0.05	-0.39	68.18	-532.01	0.15	536.36
80	0.00	0.00	0.08	-0.80	117.43	-1105.16	0.00	1111.39

*** SEGUNDA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (MOMENTANEAS) PARA *
 * INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 77 TDA-5, BUS 8, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 197.11 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 27.36 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0050	0.0810
CORRIENTE (FU)	1.21	-19.67
CORRIENTE (A)	1673.09	-27304.30

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FO 1.6000
 X/R 16.32

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
75	0.83	0.00	0.99	-16.67	1375.90	-23140.69	0.83	23181.56
79	0.15	0.00	0.05	-0.38	57.99	-530.73	0.15	535.07
81	0.01	0.00	0.12	-1.77	163.92	-2460.72	0.01	2466.18

*** SEGUNDA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (MOMENTANEAS) PARA *
 * INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 80 LCM-1. BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 177.99 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 24.70 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (KA)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0083	0.0895
CORRIENTE (KA)	1.64	-17.72
CORRIENTE (KA)	2279.05	-24597.84

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.6000
 X/R 10.79

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
76	0.09	-0.03	1.56	-16.92	2162.53	-23487.63	0.10	23586.97
82	0.04	0.00	0.02	-0.12	23.47	-162.98	0.04	164.66
94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

*** SEGUNDA RED ***

 * MAGNITUDES DEL PRIMER CICLO (MOMENTANEAS) PARA *
 * INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 81 CCM-1, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 181.25 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 25.16 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0078	0.0879
CORRIENTE (PU)	1.60	-18.05
CORRIENTE (A)	2215.96	-25057.77

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FC 1.6000
 X/R 11.31

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
77	0.09	-0.03	1.48	-16.26	2058.55	-22572.47	0.09	22666.14
83	0.08	0.00	0.03	-0.21	36.33	-295.51	0.08	297.73
85	0.04	0.00	0.01	-0.09	14.97	-129.74	0.04	130.60

*** TERCERA RED ***

 * MAGNITUDES DE APERTURA DE CONTACTOS (INTERRUPTIVAS) *
 * PARA INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 74 BUS FICTICIO, PRIMARIO TR-SA, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 563.24 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 23.56 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	13.80	0.00
CORRIENTE BASE (A)	418.37	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0010	0.0177
CORRIENTE (PU)	3.33	-56.23
CORRIENTE (A)	1392.30	-23523.29

TRANSFORMACIONES 0
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 16.90

BUS	VOLTAJES EN BUSES (PU)		APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	PU IMAG	REAL	AMP IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
2	0.11	-0.03	3.27	-55.29	1366.80	-23131.09	0.11	23171.44
76	0.07	0.00	0.06	-0.94	25.50	-392.19	0.07	393.02

*** TERCERA RED ***

 * MAGNITUDES DE APERTURA DE CONTACTOS (INTERRUPTIVAS) *
 * PARA INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 75 BUS FICTICIO, PRIMARIO TR-58, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 566.89 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 73.77 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	13.89	0.00
CORRIENTE BASE (A)	418.37	0.00
IMPEDANCIA (PU)	1.0011	0.0176
CORRIENTE (PU)	3.39	-56.59
CORRIENTE (A)	1418.29	-23674.09

TRANSFORMACIONES 0
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 CC 1.0000
 X/R 16.69

VOLTAJES EN FOSAS (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
1	0.11	-0.03	3.34	-55.74	1355.75	-23319.75	0.11	23361.48
77	0.07	0.90	0.05	-0.65	22.54	-354.34	0.07	355.06

*** TERCERA RED ***

 * MAGNITUDES DE APERTURA DE CONTACTOS (INTERRUPTIVAS) *
 * PARA INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

SUS 78 TDA-5, EUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 112.45 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 15.61 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDENCIAS (PU)	3.0052	0.0888
CORRIENTE (FU)	0.86	-11.23
CORRIENTE (A)	911.55	-15579.89

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 APR 17.09

BUS	VOLTAJE (FU)		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(FU)]	[I(A)]
77	0.82	0.00	0.59	-10.21	819.26	-14173.63	0.82	14197.25
78	0.06	0.00	0.01	-0.10	18.58	-145.70	0.06	145.92
90	0.00	0.00	0.02	-0.20	23.95	-279.54	0.00	280.56

*** TERCERA RED ***

 * MAGNITUDES DE APERTURA DE CONTACTOS (INTERRUPTIVAS) *
 * PARA INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS 77 TDA-5, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 111.55 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 15.48 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.66	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0052	0.0995
CORRIENTE (PI)	0.65	-11.14
CORRIENTE (A)	903.21	-15455.54

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 17.11

BUS	VOLTAJES EN BUSES (FU)		APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	FU		AMP		[V(PU)]	[I(A)]
75	0.82	0.00	0.59	-10.23	622.45	-14194.85	0.82	14218.65
79	0.06	0.00	0.01	-0.10	18.86	-145.55	0.06	146.76
B1	0.00	0.00	0.03	-0.45	37.28	-524.50	0.00	625.61

*** TERCERA RED ***

 * MAGNITUDES DE APERTURA DE CONTACTOS (INTERRUPTIVAS) *
 * PARA INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KU) *

BUS 80 CCM-1, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 102.73 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 14.26 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0086	0.0370
CORRIENTE (PU)	0.90	-10.23
CORRIENTE (A)	1252.93	-14202.53

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 11.34

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
76	0.09	-0.03	0.89	-10.03	1229.19	-13922.47	0.09	13976.63
82	0.02	0.00	0.00	-0.03	6.04	-41.87	0.02	42.30
84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

*** TERCERA RED ***

 * MAGNITUDES DE APERTURA DE CONTACTOS (INTERRUPTIVAS) *
 * PARA INTERRUPTORES DE ALTO VOLTAJE (MAYORES A 1 KV) *

BUS B1 CCM-1, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 102.41 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 14.21 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.66	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0084	0.0973
CORRIENTE (FU)	0.89	-10.20
CORRIENTE (A)	1224.45	-14159.90

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 F2 1.0000
 X/R 11.56

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
77	0.09	-0.03	0.86	-9.75	1187.86	-13532.87	0.09	13584.90
83	0.03	0.00	0.01	-0.06	3.50	-77.65	0.03	78.23
85	0.61	0.00	0.00	-0.02	3.81	-33.14	0.01	33.36

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 74 BUS FICTICIO, PRIMARIO TR-5A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 381.87 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 15.98 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	13.80	0.00
CORRIENTE BASE (A)	418.37	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0011	0.0262
CORRIENTE (FU)	1.55	-38.16
CORRIENTE (A)	646.91	-15963.09

TRANSFORMACIONES 0
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 F3 1.0000
 X/R 24.58

VOLTAJES EN BUSES (FU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
2	0.97	-0.02	1.55	-38.16	646.91	-15963.09	0.08	15976.20
76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 75 BUS FICTICIO, PRIMARIO TR-55, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 381.83 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 15.98 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	13.80	0.00
CORRIENTE BASE (A)	418.37	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0011	0.0262
CORRIENTE (FU)	1.55	-38.15
CORRIENTE (A)	649.60	-15962.46

TRANSFORMACIONES 0
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 24.57

VOLTAJES EN BUSES (PU)			APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
BUS	VOLTAJE		PU		AMP		[V(PU)]	[I(A)]
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG		
1	0.07	-0.02	1.55	-38.15	649.60	-15962.44	0.08	15975.66
77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 76 TDA-5, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 94.44 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 13.11 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.85	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0056	0.1057
CORRIENTE (PU)	0.50	-9.43
CORRIENTE (A)	697.72	-13088.76

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 18.76

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
74	0.75	0.00	0.50	-9.43	697.72	-13088.76	0.75	13107.35
78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

EUS 77 TDA-S, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 94.44 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 13.11 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.85	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0656	0.1057
CORRIENTE (PU)	0.50	-9.43
CORRIENTE (A)	698.27	-13068.62

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 18.74

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	(V(PU))	(I(A))
75	0.75	0.00	0.50	-9.43	698.27	-13068.62	0.75	13107.23
79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
81	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.01

*** CUARTA RED ***

 ■ MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON ■
 ■ RETARDO DE TIEMPO ■

BUS 78 708-51, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 14.12 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 16.98 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0734	0.7045
CORRIENTE (PU)	0.15	-1.40
CORRIENTE (A)	1759.72	-16890.09

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 Y/R 9.60

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
78	0.85	-0.01	0.15	-1.40	1759.72	-16890.09	0.85	16981.51

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 79 TOB-51, BUS 8, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 13.92 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 16.75 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0745	0.7144
CORRIENTE (PU)	0.14	-1.38
CORRIENTE (A)	1735.89	-16654.85

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FO 1.0000
 X/R 9.59

BUS	VOLTAJES EN BUSES (PU)		APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
77	0.85	-0.01	0.14	-1.38	1735.89	-16654.85	0.85	16745.07

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 80 CCM-1, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 87.25 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 12.11 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0091	0.1142
CORRIENTE (PU)	0.69	-8.70
CORRIENTE (A)	964.08	-12071.17

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 AFERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 12.52

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
76	0.08	-0.02	0.69	-8.70	964.08	-12071.18	0.08	12109.62
82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 81 CCM-1, BUS 8, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 87.25 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 12.11 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	4.16	0.00
CORRIENTE BASE (A)	1387.86	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0391	0.1142
CORRIENTE (PU)	0.69	-8.70
CORRIENTE (A)	964.54	-12071.02

TRANSFORMACIONES 1
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 12.5:

VOLTAJES EN BUSES (PU) ASORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
77	0.08	-0.02	3.69	-8.70	964.54	-12071.02	0.08	12109.49
83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 82 CCM-2, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 13.92 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 15.75 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.49	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0892	0.7126
CORRIENTE (PU)	0.17	-1.38
CORRIENTE (A)	2080.60	-16619.09

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 TD 1.0000
 X/R 7.99

VOLTAJES EN BUSES (PU) APORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
80	0.84	-0.01	0.17	-1.38	2080.60	-16619.09	0.84	16748.82

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 83 CCM-2, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 13.92 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 16.75 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0892	0.7126
CORRIENTE (PU)	0.17	-1.38
CORRIENTE (A)	2080.70	-16619.05

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 7.99

VOLTAJES EN BUSES (PU)

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
81	0.84	-0.01	0.17	-1.38	2080.70	-16619.04	0.84	16748.79

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARCO DE TIEMPO *

BUS 54 CCM-3, BUS A, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 13.93 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 16.76 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0685	0.7123
CORRIENTE (PU)	0.17	-1.38
CORRIENTE (A)	2054.85	-15628.94

TRANSFORMACIONES 2
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 8.05

BUS	VOLTAJES EN BUSES (KV)		MAGNITUDES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	PU	AMP	REAL	IMAG	[V(PU)]	[I(A)]
50	0.84	-0.01	0.17	-1.38	2054.85	-16628.94	0.84	16756.65

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 85 CCM-3, BUS B, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 13.95 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 16.77 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.49	0.00
CORRIENTE BASE (A)	17028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0867	0.7118
CORRIENTE (PU)	0.17	-1.39
CORRIENTE (A)	2028.59	-16651.47

TRANSFORMACIONES 3
 INTERRUPTOR 5 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 FD 1.0000
 X/R 8.21

VOLTAJES EN BUSES (PU) SPORTACIONES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA

BUS	VOLTAJE		PU		AMP		MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[U(PU)]	[I(A)]
81	0.84	-0.01	0.17	-1.38	2028.60	-16651.49	0.84	16774.59
85	0.90	0.00	0.00	0.00	-0.19	0.14	0.00	0.24

*** CUARTA RED ***

 * MAGNITUDES DE CORTO CIRCUITO PARA RELEVADORES CON *
 * RETARDO DE TIEMPO *

BUS 66 CCM-5, SE-5
 POTENCIA BASE 10. MVA
 POTENCIA DE FALLA 13.85 MVA
 CORRIENTE DE FALLA 13.66 KA

	REAL	IMAG
VOLTAJE (KV)	0.48	0.00
CORRIENTE BASE (A)	12028.13	0.00
IMPEDANCIA (PU)	0.0911	0.7161
CORRIENTE (FU)	0.17	-1.37
CORRIENTE (A)	2101.63	-16528.96

TRANSFORMACIONES
 INTERRUPTOR 2 CICLOS
 APERTURA 3.00 CICLOS
 PD 1.0000
 X/R 2.00

BUS	VOLTAJES EN BUSES (KV)		MAGNITUDES DE CORRIENTE AL PUNTO DE FALLA				MAGNITUDES	
	REAL	IMAG	PU	REAL	IMAG	REAL	IMAG	[V(PU)]
66	0.01	-0.01	0.17	-1.37	2101.95	-16529.11	0.01	16662.21

4.3 Cortocircuito monofásico

El procedimiento utilizado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásico se encuentra implementado en el programa de computadora desarrollado en el IIE, el cual calcula las impedancias Z_1 , Z_2 y Z_0 que se requieren para obtener las corrientes de cortocircuito monofásico mediante la siguiente relación:

$$I_{cc\ 1\phi} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Todas las corrientes de cortocircuito monofásico que se calcularon se utilizan únicamente para coordinación de elevadores de protección contra fallas a tierra.

4.4 Resultados de cortocircuito monofásico

A continuación se presentan los resultados obtenidos del programa.

POTENCIA BASE=10.0 MVA

$Z_{12}=(Z_1+Z_2)/2$

BUS	KV	REAL	IMAG	Ro	jXo	Icc	Icc
		Z12	Z12	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(A)
74	13.8	0.0010	0.0223	12.5406	0.0162	0.2392	100.07
75	13.8	0.0010	0.0223	12.5406	0.0162	0.2392	100.07
76	4.16	0.0056	0.1018	2.1459	0.0800	1.3789	1913.73
77	4.16	0.0056	0.1018	2.1459	0.0800	1.3789	1913.73
78	0.48	0.0733	0.7006	0.0640	0.5960	1.4838	17967.95
79	0.48	0.0744	0.7105	0.0650	0.6060	1.4718	17703.05
80	4.16	0.0091	0.1103	2.1489	0.0890	1.3705	1902.00
81	4.16	0.0091	0.1103	2.1489	0.0890	1.3704	1901.99
82	0.48	0.0892	0.7087	0.0720	0.5960	1.4787	17785.51
83	0.48	0.0892	0.7087	0.0720	0.5960	1.4787	17785.51
84	0.48	0.0884	0.7084	0.0720	0.5960	1.4791	17791.39
85	0.48	0.0867	0.7079	0.0720	0.5960	1.4803	17804.86
86	0.48	0.0910	0.7122	0.0760	0.6000	1.4700	17681.39

CAPITULO 5

COORDINACION DE PROTECCIONES

La función de los sistemas eléctricos es el suministro de energía a los diferentes tipos de usuarios con continuidad, calidad y economía. La coordinación de los dispositivos de protección contribuye en gran parte a la continuidad del servicio, ya que pretende reducir el tiempo de las interrupciones, al dejar fuera de servicio la parte averiada en caso de falla.

El objetivo de la coordinación de protecciones es determinar las características, gamas y ajustes, de cada uno de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, para que operen de manera selectiva, confiable y rápida, siguiendo una determinada secuencia de operación, en ciertos intervalos. Consiste básicamente en una comparación de las curvas tiempo-corriente de las protecciones, garantizando su operación en serie desde el punto de utilización hasta la fuente cuando se presenten corrientes anormales, como las debidas a cortocircuitos y sobrecargas.

Para realizar la coordinación, es necesario haber efectuado antes un estudio de cortocircuito, se recomienda utilizar el método de la norma IEEE std. 141-1976 mencionado anteriormente, el cual proporciona información suficiente para determinar las características de los dispositivos de protección.

5.1 Necesidad de un estudio de coordinación

Se requiere efectuar un estudio de coordinación en los siguientes casos:

- a) Debe realizarse un estudio en forma preliminar durante la etapa de diseño de un nuevo sistema eléctrico, con el propósito de verificar las características de los equipos eléctricos tales como transformadores, calibres de alimentadores y gamas de los dispositivos de protección.
- b) Cuando al ocurrir una falla en una parte del sistema deje fuera de operación una gran porción del mismo, mediante un estudio de coordinación se sabrá si hay que efectuar cambios de capacidades o ajustes en los dispositivos de protección.
- c) En una planta en operación cuando las cargas hayan sufrido cambios considerables, se hace necesaria una revisión del estudio de coordinación, debido a la variación de los valores máximos y mínimos de la corriente de

cortocircuito.

- d) Finalmente hay que hacer notar la necesidad de un estudio de coordinación en aquellos casos donde se requiera alto grado de confiabilidad.**

5.2 Características de un sistema de protección

5.2.1 Etapas de diseño

Durante esta etapa del sistema de protecciones se puede preveer la forma de librar cierto tipo de falla hasta donde sea economicamente factible por la importancia de la zona a proteger, mediante esquemas alternos a través de dispositivos de disparo y recierre, a manera de aislar rapidamente la porción afectada por la falla, manteniendo el servicio para el resto del sistema.

En el equipo de protección deben considerarse ciertos márgenes de capacidad de corriente para futuras modificaciones o aumentos de la carga, buscando siempre la mayor seguridad para las personas que operan las instalaciones y de los propios equipos.

5.2.2 Requerimientos básicos

Cualquier sistema de protección debe poseer al menos las siguientes características:

- a) Confiabilidad.-Término que indica que cuanto se puede esperar del buen funcionamiento del sistema.

- b) Selectividad.-Al presentarse una falla debe aislarse dentro de la misma zona en donde ocurre, tratando de que no se propage a zonas adyacentes.
- c) Rapidez de operación.-Cuanto mas pequeño sea el tiempo de respuesta del equipo de protección, menor serán las probabilidades de daño, sin embargo, el tiempo de respuesta no debe ser extremadamente rápido para que no dispare innecesariamente cuando se presenten transitorios en la línea, como por ejemplo una descarga atmosférica u operaciones por maniobras en el sistema
- d) Economía.-Debe buscarse máxima protección al mínimo costo.
- e) Sencillez.-Hay que utilizar el mínimo equipo y alambrado, buscando sencillez en las instalaciones.
- f) Precisión.-La protección debe ser capaz de diferenciar una falla por cortocircuito de una sobrecarga, así como ignorar algunas anomalías del sistema (por ejemplo oscilaciones y corrientes magnetizantes de los transformadores), evitando disparos innecesarios.

Debido a que generalmente no se pueden satisfacer simultáneamente los puntos anteriores deben establecerse prioridades, atendiendo a las necesidades e importancia de la zona a proteger, así como al aspecto económico.

CAPITULO 6

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Aún cuando existe gran variedad de estos dispositivos, únicamente se describirán los que se utilizan contra sobrecorriente en la coordinación de sistemas industriales como son los relevadores, interruptores y fusibles.

6.1 Relevadores

Puede definirse al relevador como "un dispositivo diseñado para iniciar la desconexión de una parte en una instalación eléctrica, o para operar una señal de alarma cuando se presenten condiciones anormales de operación o de falla".

Debe aclararse que los relevadores siempre trabajan en conjunto con los interruptores, para que sean éstos los que libren al sistema de situaciones dañinas, o con algún otro dispositivo que únicamente nos dé una señal de alarma cuando el relevador lo indique.

Los relevadores tardan unos pocos ciclos en operar y enviar la señal de disparo, función que difícilmente podría ser realizada por un operador humano en forma tan eficiente, confiable y rápida.

Algunos relevadores funcionan con corriente alterna y otros lo hacen con corriente directa. Una observación para los relevadores y para el equipo de protección en general, es que nunca deben ser alimentados directamente del sistema eléctrico que protegen, sino de sistemas auxiliares, ya que en el caso de falla también provocaría su desconexión.

Los relevadores se clasifican de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) Por la naturaleza del parámetro eléctrico de la cantidad actuante al cual el relevador responde, pudiendo ser de corriente, tensión, impedancia, frecuencia, ángulo de fase, duración y razón de cambio.
- b) De acuerdo al método de accionamiento del relevador sobre el interruptor, ya sea en forma directa, cuando sus elementos actúan mecánicamente para operar al interruptor o de manera indirecta, cuando su elemento de control actúa sobre una fuente auxiliar de energía que opera al interruptor.
- c) Según la función que desempeñan en el esquema de protección, clasificándose a su vez en:

Principales.-Estos relevadores responden a cualquier cambio en el parámetro eléctrico al que operan.

Auxiliares.-Son aquellos que están controlados por medio

de otros relevadores para efectuar alguna función auxiliar (por ejemplo la introducción de un atraso, aumento de la cantidad de contactos, etc.).

De señal.-Tienen por función registrar la operación de un relevador por medio de un indicador de bandera y pueden simultáneamente accionar el circuito de una alarma audible.

d) De acuerdo a la conexión con sus elementos de detección, los relevadores se clasifican en:

Primarios.-Sus elementos de detección se conectan directamente al circuito o elemento que protege.

Secundarios.-Aquellos que se conectan a través de transformadores de corriente y potencial.

e) Según su principio de funcionamiento:

Atracción electromagnética.-Es básicamente un electroimán alimentado a través de un T.C., la fuerza generada ejercida sobre el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro; existen de dos tipos: de resorte y de émbolo, algunos funcionan con C.A. y otros con C.D., un relevador de este tipo es el de sobrecorriente instantáneo (designado con el número 50), que opera cuando detecta un excesivo valor de corriente le indica una falla en el equipo o circuito protegido.

Inducción electromagnética.-Operan bajo el mismo principio del motor de inducción y del wattímetro, por lo tanto, solo funcionan con corriente alterna. Este relevador podría considerarse un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, generalmente un disco de material no magnético conductor de la corriente por la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes que se inducen en el rotor por estos flujos. Un relevador con este principio de funcionamiento es el de sobrecorriente con retardo de tiempo (51), que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado; a mayor corriente, menor tiempo de operación y viceversa.

Una combinación de los dos tipos de relevadores anteriormente mencionados es el 50/51, se le indica así porque vienen en una misma caja los dos relés formando un solo esquema. Se ajusta la unidad instantánea (50) por medio de un tornillo o por medio de un dial (palanca) para dar mayor o menor restricción en el disparo según se desee. La característica de tiempo inverso (51) se modifica de dos formas: Por medio del tap seleccionado puede variarse la corriente mínima de disparo del relevador y con el ajuste a la palanca se puede variar el tiempo de operación del relé.

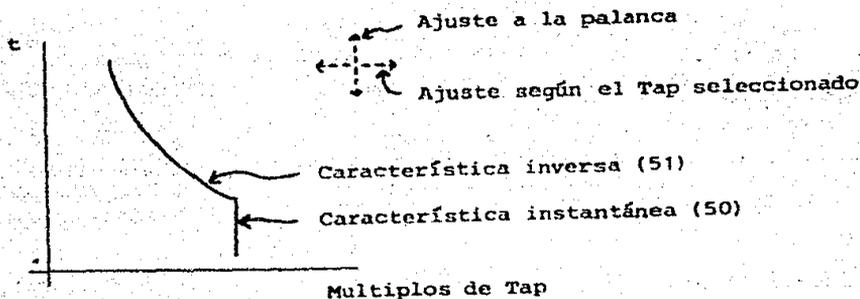


Figura 6.1 Modificación de la curva de respuesta del relé

Térmicos (49).-Estos dispositivos tienen elementos térmicos acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, se utilizan para arrancar grupos de ventiladores así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo de desconexión de carga. Protegen generalmente transformadores de potencia y sobrecarga de motores, pudiendo detectar la temperatura del aceite, del devanado o el porcentaje de carga térmica en motores.

De estado sólido.-Este tipo de relevadores fabricados con dispositivos electrónicos funcionan con bajas señales de corriente, generadas por sensores instalados en el circuito a proteger y son particularmente útiles bajo ciertas condiciones ambientales o cuando se requiere un rápido restablecimiento de la operación de los equipos.

6.2 Interruptores

La norma ANSI/IEEE std.100 define al interruptor como "un dispositivo de conmutación capaz de conducir, establecer e interrumpir corrientes eléctricas bajo condiciones normales de operación. Establecer e interrumpir corrientes eléctricas bajo condiciones anormales especificadas, tales como las de cortocircuito".

Se diseñan para abrir y/o cerrar un circuito eléctrico las veces que se requieran sin causar sobrevoltajes excesivos. Estando abierto debe ser un perfecto aislador, ofreciendo una impedancia infinita para las otras fases del sistema. Estando cerrado debe ser un perfecto conductor con una impedancia cero al flujo de la corriente.

En caso de falla los interruptores son los equipos responsables de separar la sección dañada del resto del sistema, para evitar daños y que la falla se extienda a la parte no dañada y esta continúe en operación. Realizan la acción de apertura-cierre de manera electromecánica utilizando diferentes medios para la extinción del arco: aire comprimido, gas, aceite y el vacío. Para su operación requieren de equipo auxiliares tales como: transformadores de corriente y potencial, sistemas de almacenamiento de energía para apertura y cierre, relevadores y circuitos de control.

Los interruptores se clasifican de acuerdo con su aplicación y características en:

- a) Interruptores de potencia de alta tensión.-Se utilizan en tensiones de 1000 Volts de C.A. o mayores, la norma ANSI C37.03 los divide en dos grupos de acuerdo al medio en el cual realizan la interrupción: interruptores en aceite e interruptores sin aceite (pueden extinguir el arco en vacío, en aire o en hexafluoruro de azufre).
- b) Interruptores de potencia de baja tensión.-Excluyen a los de caja moldeada, se utilizan en tensiones menores de 1000 Volts de C.A., pueden ser del tipo electromagnético o de estado sólido. Se utilizan como protección secundaria de los transformadores que alimentan a los tableros de distribución o en circuitos derivados de los mismos, para cargas mayores de 100 amperes generalmente. También se aplican en la protección de circuito derivados donde las características tiempo-corriente son importantes para efectos de coordinación de protecciones, ya que frecuentemente las características de disparo de los interruptores termomagnéticos no coordinan satisfactoriamente para dar una operación selectiva.
- c) Interruptores de caja moldeada o termomagnéticos.-Este tipo de dispositivos están contruidos formando una unidad integral en una caja moldeada de material aislante, son de tamaño reducido con apertura y cierre en aire. Se

utilizan en baja tensión para la protección de circuitos derivados de tableros, que alimentan motores, contactos trifásicos, monofásicos y alumbrado. Con ellos se puede obtener una combinación de disparo térmico y disparo magnético instantáneo, proporcionando operación con retardo de tiempo a sobrecorrientes moderadas y operación instantánea para corrientes de cortocircuito.

6.3 Fusibles

La IEEE define a este elemento como "un dispositivo que protege a un circuito mediante un elemento susceptible de fundirse, por el efecto térmico producido por el paso de una corriente de cortocircuito o de sobrecarga, interrumpiendo la circulación de la misma".

Las principales ventajas y desventajas que presenta este dispositivo son las siguientes:

- a) Resulta muy económico, por lo que sigue siendo el medio principal de protección contra fallas en muchas aplicaciones.
- b) Es un dispositivo monofásico que únicamente sirve para la fase expuesta a la falla, por lo tanto presenta facilidades para su reposición.

- c) Actúa como un elemento sensor y desconectador al mismo tiempo.
- d) Puede producir paros innecesarios al sistema, al no poder discernir entre una falla temporal y una permanente. Además puede fundirse al estar sújeto a ondas de corriente de baja magnitud que lo llegan a debilitar o a cambiar sus propiedades.
- e) Sirve para una sola operación, por lo que una vez fundido es necesario remplazarlo o realizar maniobras para restablecer el suministro a la zona dañada.

En los fusibles podemos observar tres tiempos característicos:

MMT o tiempo mínimo de fusión (minimum melting time).-Es el intervalo entre la aparición de la falla y el momento en que el fusible empieza a operar.

AT o tiempo de arqueo (arcing time).-Es el tiempo que dura el arco eléctrico en el fusible, producido por la interrupción de la corriente.

MCT o tiempo máximo de limpieza (maximum clearing time).-Es el tiempo entre la aparición de la falla y la apertura total del fusible. El MCT es igual a la suma del MMT mas el AT.

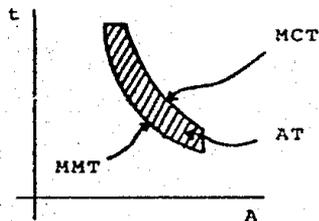


Figura 6.2 Tiempos característicos en un fusible

Para efectos de coordinación de elementos fusibles, deben considerarse los siguientes aspectos:

- a) El elemento fusible no debe operar a causa de la corriente nominal de carga y debe ser capaz de mantener el flujo de corriente de carga máxima sin calentarse ni modificar sus características originales antes de los valores preestablecidos.
- b) Para coordinar sus tiempos de operación con los del equipo en serie adyacente, se debe considerar que para valores cercanos al MMT el fusible perderá sus características de diseño y aunque no se funda, no se apegará a sus tiempos originales.
- c) La falla no es librada hasta que se rebasa el valor de MCT.

CAPITULO 7

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

El comportamiento de un dispositivo de protección es la respuesta que de él se obtiene en función de una señal de entrada de corriente suministrada que se representa graficamente como una línea o una banda en un plano de coordenadas tiempo-corriente. La señal de entrada será el indicador de las condiciones existentes en el sistema eléctrico, en base a las cuales se comportará el dispositivo de protección.

Las curvas de relevadores y fusibles son representadas mediante una sola línea (curva media de operación), a diferencia de los interruptores y de algunos fusibles que se grafican por medio de una banda con sus respectivas tolerancias de operación conocidos como límites máximos y mínimos de interrupción. Generalmente se utilizan escalas logarítmicas aprovechando su facilidad para manejar gamas muy amplias. Las gráficas se inician en la ordenada de los 1000 segundos correspondiendo con su valor de corriente inicial de disparo, terminandose en el de corriente máxima de cortocircuito a la que se sujeta el dispositivo considerado.

La región abajo y a la izquierda de las curvas representa el área de no operación, en cambio, la región arriba y a la derecha representa el área de operación (también conocida como de disparo).

Debido a que las fallas por sobrecorriente son de distinta naturaleza y características, es necesario librarlas de diferente forma, pudiéndose elegir dispositivos con características tiempo-corriente diferentes:

- | | |
|---------------------------|-----------------|
| a) Inverso | d) Tiempo largo |
| b) Muy inverso | e) Tiempo corto |
| c) Extremadamente inverso | f) Instantáneo |

En general, el término inverso significa que a mayor corriente de falla, será menor el tiempo de disparo, y viceversa, a menor corriente de falla, mayor será el tiempo de disparo. El término instantáneo significa que los dispositivos no tienen retardo de tiempo intencional y funcionan en intervalos de 6 ciclos o menos, como en el caso de fusibles y relevadores de alta velocidad. Para lograr una correcta protección, en ocasiones es necesario utilizar más de una de las características listadas, lo cual es aceptable, incluso algunos dispositivos se diseñan con varias de estas en forma integral; si no se cuenta con un dispositivo de este tipo, pueden combinarse varios de una sola característica que operen cada uno en su respectiva región y en conjunto protejan

en la gama deseada.

Las graficas tiempo-corriente pueden contener toda la información que se desee, aunque se recomienda incluir unicamente la relacionada directamente con la sección del sistema en estudio para evitar confusión al manejarla.

La mínima información recomendable para una gráfica tiempo-corriente deberá ser la correspondiente a

- a) Las curvas de los dispositivos de protección.
- b) Corrientes nominales.
- c) Corrientes de sobrecarga.
- d) Corrientes de cortocircuito.
- e) Límites de protección del equipo.
- f) En forma opcional, se recomienda incluir en un pequeño espacio, el diagrama unifilar simplificado de la porción del sistema a proteger, así como las principales especificaciones de sus protecciones para visualizar fácilmente la sección protegida.

CAPITULO 8

METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION

8.1 Consideraciones generales

Para realizar un estudio de coordinación se recomienda seguir los siguientes pasos:

- a) Recopilar hasta donde sea posible la mayor cantidad de información de los equipos e instalaciones a proteger.
- b) Efectuar un estudio completo de cortocircuito del sistema, para obtener las corrientes de falla trifásica y de línea a tierra, en diferentes puntos del sistema y en diferentes tiempos (para cada una de las cuatro redes según el método de la norma IEEE std.141-1976).
- c) De acuerdo a los resultados del estudio de cortocircuito y apoyándonos en las normas técnicas de instalaciones eléctricas, elegir los dispositivos de protección.
- d) Elaborar los diagramas unifilares de protecciones para cada parte del sistema, con la información necesaria para determinar los límites y ajustes de los dispositivos considerados.

- e) Una vez establecidos los límites de operación del equipo a proteger, realizar los ajustes de las protecciones, graficando sus curvas tiempo-corriente en una operación de prueba-error, a manera de buscar la mayor selectividad en su operación.

El procedimiento de ajuste de los dispositivos de protección puede describirse brevemente como sigue:

Las curvas tiempo-corriente de cada dispositivo en serie deben transferirse a la hoja de coordinación logarítmica, para examinarse cuidadosamente sobre puntos estratégicos. Si en alguno de estos se nota alguna inconsistencia o hay cruce de curvas, entonces se buscan otros ajustes y se repite el procedimiento las veces que sea necesario para cada dispositivo, hasta lograr la coordinación necesaria.

Se recomienda utilizar dispositivos con características parecidas o del mismo fabricante para facilitar su coordinación. Los tiempos de disparo de las protecciones en serie deberán contemplar un margen entre una y otra verificándolo en las gráficas respectivas. La selectividad se verifica cuando las curvas de los dispositivos en serie de niveles de tensión superiores en el sistema queden por encima de las curvas de los dispositivos de niveles más bajos sin cruzarse.

Además se deben cumplir dos condiciones:

La primera consiste en que las curvas deberán quedar abajo de los límites de protección de los elementos que protegen; la segunda es que deberán quedar arriba de valores transitorios de corriente, como los que se presentan durante los períodos de arranque y magnetización.

Es común utilizar para el trazado de las curvas, plantillas de plástico o de acrílico, recortadas a la forma de la curva típica de cada dispositivo a la escala logarítmica utilizada.

8.2 Diagramas unifilares de protecciones

En sistemas muy grandes la elaboración de estos diagramas es muy útil ya que concentra la información necesaria para establecer los límites y calcular los ajustes de las protecciones en el estudio de coordinación, deberán mostrar la sección del sistema que se desea proteger, así como los dispositivos de protección contra sobrecorriente utilizados, con sus respectivas especificaciones. La información mínima que deben tener es la siguiente:

a) Potencia de todos los equipos

- b) Relación de voltaje, impedancia, conexión y tipo de enfriamiento de los transformadores.
- c) Relación de transformación de los transformadores de instrumentación.
- d) Capacidad de fusibles e interruptores.
- e) Identificación ANSI de los relevadores empleados para la coordinación.
- f) Tensiones normales en cada bus.
- g) Calibre de los conductores.

Se recomienda elaborar una tabla que contenga la marca, tipo y ajustes de los dispositivos que se van a coordinar, así como su respectiva identificación en el diagrama unifilar.

8.3 Límites de protección de equipos

Antes de coordinar las protecciones, es indispensable conocer las características de operación normal y anormal del equipo e instalaciones que se desea proteger, para de esta manera delimitar las zonas en donde deberá operar el equipo de protección revisando los siguientes puntos:

Condiciones de operación.—Los dispositivos de protección deben ajustarse para que no sean sensibles a las corrientes normales de operación del equipo, como son las sobrecorrientes

permisibles, corrientes a plena carga, de arranque y de magnetización.

Niveles de resistencia del equipo.-Los equipos tienen ciertos niveles de resistencia que no deben sobrepasarse, a riesgo de dañar al equipo. Como ejemplo puede mencionarse al valor de sobrecarga en un periodo definido de tiempo.

Requisitos mínimos de protección.-Los códigos y normas técnicas de instalaciones eléctricas fijan los límites dentro de los cuales deben ajustarse los dispositivos de protección.

Los principales equipos a proteger son: generadores, motores, transformadores y cables.

1) Generadores.-Como principal elemento de suministro y debido a que una falla en este elemento puede ocasionarnos una gran cantidad de problemas, se utilizan esquemas de protección distintos a los empleados para otros equipos del sistema eléctrico, su protección y ajustes de coordinación con los demás dispositivos de protección contra sobrecorriente, se realizan siguiendo las recomendaciones dadas por el fabricante del generador.

11) Motores.- Para graficar la curva tiempo-corriente de operación normal del motor se recomienda utilizar la siguiente regla:

EJE DE ORDENADAS (tiempo)	EJE DE ABSCISAS (corriente)
0 seg. < t < 0.1 seg.	Corriente de magnetización
0.1 seg. < t < 10 seg.	Corriente a rotor bloqueado
10 seg. < t < 1000 seg.	Corriente a plena carga

Al establecer los límites de protección de los motores debe considerarse su nivel de resistencia típico conocido como "tiempo máximo permisible de atascamiento", el cual nos indica el tiempo en que el motor puede seguir operando con magnitudes de corriente a rotor bloqueado, antes de que ocurra un daño, se expresa generalmente en segundos.

Para motores en 600 Volts o menos se requiere protección contra sobrecarga y contra cortocircuitos o fallas a tierra como se indica a continuación:

-Protección contra sobrecarga.

Para los motores mayores de 1 H.P. de régimen continuo y para los motores menores de 1 H.P. que arrancan automáticamente, se recomienda aplicar a los dispositivos de protección contra sobrecarga un factor de ajuste que no exceda el porcentaje de la corriente a plena carga indicado a

continuación:

	Factor de ajuste (por ciento)
Motores con factor de servicio mayor a 1.15	125
Motores con elevación de temperatura menor a 40' C	125
Todos los demas motores	115

Si los valores indicados, no son suficientes para que arranque el motor o conducir su corriente de carga, se permite tomar los valores inmediatos superiores, sin exceder los siguientes limites:

	Factor de ajuste (por ciento)
Motores con factor de servicio mayor a 1.15	140
Motores con elevación de temperatura menor a 40' C	140
Todos los demas motores	130

Los motores menores de 1 H.P. que arrancan manualmente y los motores de servicio no continuo pueden considerarse protegidos contra sobrecarga por el dispositivo de protección contra cortocircuitos o fallas a tierra del circuito derivado, si este no rebasa los valores dados en la tabla 430-152 del NEC (1984).

TABLA NEC 430-152 - VALORES MAXIMOS DE APLICACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN CIRCUITOS DERIVADOS CON MOTORES.

TIPO DE MOTOR	Por ciento de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo	Fusible doble elemento con retardo de tiempo	Interruptor con dispositivo instantáneo	Interruptor de tiempo inverso
Monofásicos, todos los tipos				
Sin letra código	300	175	700	250
Todos los de C.A., monofásicos, polifásicos, jaula de ardilla y síncronos con arranque a tensión plena, resistencia o reactor.				
Sin letra código	300	175	700	250
Letra código F a V	300	175	700	250
Letra código B a E	250	175	700	200
Letra código A	150	150	700	150
Todos los de C.A., jaula de ardilla y síncronos con arranque por autotransformador.				
No más de 30 Amperes.				
Sin letra código	250	175	700	200
Más de 30 Amperes.				
Sin letra código	200	175	700	200
Letra código F a V	250	175	700	200
Letra código B a E	200	175	700	200
Letra código A	150	150	700	150
Jaula de ardilla con alta reactancia.				
No más de 30 Amperes.				
Sin letra código	250	175	700	250
Más de 30 Amperes.				
Sin letra código	200	175	700	200
Rotor devanado.				
Sin letra código	150	150	700	150
Corriente directa (tensión constante).				
No más de 50 HP.				
Sin letra código	150	150	250	150
Más de 50 HP.				
Sin letra código	150	150	175	150

-Protección contra cortocircuitos o fallas a tierra.

El dispositivo de protección contra cortocircuitos o fallas a tierra del circuito derivado para un solo motor, debe ser capaz de soportar la corriente de arranque, pero su capacidad no deberá exceder los valores máximos indicados en la tabla 430-132 del NEC (1984). Si los valores indicados en dicha tabla no son suficientes para soportar la corriente de arranque del motor, se aplican las siguientes excepciones:

- a) Para fusibles sin retardo de tiempo que no excedan los 600 A, se permitira un incremento que no pase el 400 por ciento de la corriente a plena carga.
- b) Para fusibles con retardo de tiempo (de doble elemento), se permite que su valor sea incrementado sin exceder el 225 por ciento de la corriente a plena carga.
- c) Para un fusible de 601-6000 A será permitido un incremento que no exceda el 300 por ciento de la corriente a plena carga.

Para los motores arriba de 600 V, se recomienda que cada motor debe ser protegido contra sobrecargas peligrosas y fallas en el arranque por medio de un dispositivo térmico sensible a la corriente. Para protección contra corrientes de falla, deben usarse interruptores o fusibles de capacidad adecuada, siguiendo los criterios mencionados anteriormente.

111) Transformadores.- Para encontrar los límites de protección de los transformadores es necesario graficar las condiciones normales de operación y las de daño del transformador, que están determinadas principalmente por condiciones de diseño, de capacidad y del tipo de transformador empleado.

Entre las condiciones normales podemos mencionar las corrientes a plena carga, cuyo cálculo no presenta mayor problema y la de magnetización (para transformadores se le conoce como "punto inrush", su tiempo de duración es invariablemente de 0.1 segundos), la cual para transformadores con enfriamientos OA, FA, y FOA puede calcularse de acuerdo a la siguiente tabla:

CAPACIDAD	MÚLTIPLOS DE CORRIENTE A PLENA CARGA
KVA < 1500	8
1500 < KVA < 3750	10
3750 < KVA	12

La capacidad de sobrecarga del transformador depende del tipo de enfriamiento que se proporcione, el cual puede ser seco (AA), en aceite (OA), por medio de ventiladores (FA) y por ventilador con circulación de aceite (FOA). También influirá el factor de diseño por temperatura como 55' C de elevación o 55' /65' C de elevación. Por lo tanto, apoyandonos en la tabla 1 podremos establecer la capacidad de

sobrecarga del transformador multiplicando la corriente a plena carga por el factor de enfriamiento y por el factor debido a elevación de temperatura.

TABLA 1. FACTORES DE SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES

TIPO	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA		
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR	
SECO	≤ 2500	AA	1.00	150°C	1.00	
		FA	1.30			
LIQUIDO EN CENTRO DE CARGA	≤ 2500	OA	1.00	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
	< 500	FA	1.00	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
	> 500 ≤ 2000	FA	1.15	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
	> 2000 ≤ 2500	FA	1.25	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
	LIQUIDO EN SUBESTA CION PRIMARIA		OA	1.00	55°C	1.00
					55/65°C	1.12
		FA	1.33	55°C	1.00	
				55/65°C	1.12	
		FOA	1.67	55°C	1.00	
				55/65°C	1.12	

Entre las condiciones de daño del transformador pueden mencionarse al punto ANSI y al punto NEC (primario y secundario).

El punto ANSI nos representa el límite máximo de protección del transformador y establece las características que deben cumplir los devanados para soportar, sin resultar dañados, los esfuerzos térmicos y magnéticos causados por un cortocircuito en sus terminales considerando periodos definidos de tiempo; puede calcularse según la siguiente tabla:

Corriente simétrica RMS
en cualquier bobina

Z (por ciento)	Multiplos de Ipc conexión - o Y-Y	Multiplos de Ipc conexión -Y	T.ansi (seg.)
0-4.0	25.00	14.50	2.00
5.00	20.00	11.60	3.00
5.25	19.05	11.05	3.23
5.50	18.18	10.55	3.50
5.75	17.39	10.09	3.75
6.00	16.67	09.67	4.00
6.50	15.38	08.92	4.50
7.0 o mas	14.29	08.29	5.00

El punto NEC, es el punto de máximo ajuste recomendado por NEC para los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los transformadores, graficado a partir de la escala de los 1000 segundos. En el artículo 450 del NEC (1984) se indican diversas consideraciones para las capacidades y ajustes de los dispositivos de protección en

multiplos de la corriente a plena carga como son:

-Si el voltaje en el primario es igual o menor a 600 V, se necesita una protección primaria ajustada a no mas del 125 por ciento de la corriente a plena carga cuando no se tiene protección secundaria y de 250 por ciento cuando si se tiene, en cuyo caso, la protección del secundario debe estar ajustada a no mas del 125 por ciento.

-Si el voltaje en el primario es mayor de 600 V y no se cuenta con protección secundaria, se requiere de un interruptor o de un fusible en el lado primario, seleccionado a no mas del 300 por ciento (para el interruptor), o a no mas del 250 por ciento (para el fusible), en ambos casos, de la corriente primaria del transformador (450-3.a. NEC-1984).

-Si el transformador tiene protecciones en ambos lados, los requisitos para calcular los limites de operación de los dispositivos dependen de la impedancia nominal del transformados, voltaje del primario y del secundario, y del tipo de protecciones. Los multiplos de la corriente a plena carga se encuentran en la tabla 450-3.a.2 del NEC (1984).

TABLA 450-3 (a) (2) NEC-(1984)

MAXIMOS AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE
 SOBRECORRIENTE PARA TRANSFORMADORES ARRIBA
 DE 600 V EN EL PRIMARIO, CON PROTECCION
 DE SOBRECORRIENTE EN AMBOS LADOS

IMPEDANCIA NOMINAL DEL TRANS- FORMADOR	PRIMARIO		SECUNDARIO		
	ARRIBA DE 600 VOLTS		ARRIBA DE 600 VOLTS		600 VOLTS O MENOS
	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	GAMA DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	GAMA DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O GAMA DEL FUSIBLE
MENOR O IGUAL A 6%	600%	300%	300%	300%	250%
MAYOR A 6% Y MENOR A 10%	400%	300%	250%	225%	250%

Cables.-La protección y límites de los conductores se determinan en base a su capacidad de conducción de corriente, que depende de las características térmicas y de las condiciones particulares de cada conductor. Los valores máximos tiempo-corriente que cada uno puede soportar sin sufrir daños, se obtienen de curvas típicas dadas por el fabricante. De acuerdo con la norma IEEE std. 242-1975 podemos determinar la capacidad de corriente de cortocircuito

del cable según la siguiente fórmula:

for copper,

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 \times t \times F_{ac} = 0.0297 \log_{10} \frac{T_t + 234}{T_0 + 234}$$

for aluminum,

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 \times t \times F_{ac} = 0.0125 \log_{10} \frac{T_t + 228}{T_0 + 228}$$

Donde

I: Corriente de cortocircuito en amperes

A: Área del conductor en circular-mils

t: Tiempo del cortocircuitos en segundos

F_{ac}: Relación del efecto piel o relación de corriente alterna a directa. (TABLA 9 NEC-1981)

T₁: Temperatura máxima de operación

T₂: Temperatura mínima de cortocircuito

Table 9. Multiplying Factors for Converting DC Resistance to 60 Hertz AC Resistance					
Size	Multiplying Factor				
	For Nonmetallic-Sheathed Cables in Air or Nonmetallic Conduit		For Metallic-Sheathed Cables or all Cables in Metallic Raceways		
	Copper	Aluminum	Copper	Aluminum	
Up to 3 AWG	1	1	1	1	
	2	1	1.01	1.00	
	1	1	1.01	1.00	
0	1.001	1.000	1.02	1.00	
	00	1.001	1.03	1.00	
	000	1.002	1.04	1.01	
	0000	1.004	1.05	1.01	
250 MCM	1.005	1.002	1.06	1.02	
	300 MCM	1.006	1.03	1.02	
	350 MCM	1.009	1.04	1.03	
	400 MCM	1.011	1.05	1.10	
	500 MCM	1.018	1.007	1.11	1.06
600 MCM	1.025	1.010	1.16	1.08	
	700 MCM	1.034	1.013	1.19	1.11
	750 MCM	1.039	1.015	1.21	1.12
	800 MCM	1.044	1.017	1.22	1.14
1000 MCM	1.067	1.026	1.30	1.19	
	1250 MCM	1.102	1.040	1.41	1.27
	1500 MCM	1.142	1.058	1.53	1.36
	1750 MCM	1.185	1.079	1.67	1.46
	2000 MCM	1.233	1.100	1.82	1.56

La protección se logra cuando la curva característica del dispositivo de protección queda abajo de la curva de daño del cable.

La capacidad de sobrecarga de los dispositivos dependerá de las condiciones de instalación y del factor de carga.

Para la protección contra sobrecorriente tenemos las siguientes consideraciones:

-Para cables alimentadores de 600 V o menos remitirnos a las tablas de capacidad de corriente indicadas en normas técnicas, considerando factores por agrupamiento y por elevación de temperatura.

-Para cables alimentadores de mas de 600 V, se utilizará un fusible con capacidad en amperes continuos que no exceda tres veces la capacidad de conducción de corriente del conductor utilizado, o un interruptor que tenga un ajuste de desconexión de no mas de seis veces la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo al artículo 240-100 del NEC (1984).

8.4 Criterios de ajuste

Para la coordinación de los dispositivos de protección es necesario fijar criterios para calcular los ajustes correspondientes. A continuación se describen algunos de ellos:

- a) Ajustes para protección contra sobrecorriente en acometidas, alimentadores con carga diversa y transformadores.

-Protección instantánea de sobrecorriente (50)

Los relevadores instantáneos no deben ser usados en circuitos donde haya otros relevadores instantáneos en serie con los cuales se deban coordinar, a menos que exista entre ellos una impedancia lo suficientemente grande (transformadores o líneas aéreas) que puedan limitar la corriente de falla. También en alimentadores principales una protección instantánea es poco recomendable, debido a la imposibilidad de coordinarla con los relevadores instantáneos de los demás ramales. Pero en el caso de que se considere, deberá ajustarse un poco arriba de la carga normal del bus y de la contribución de corriente momentánea de los motores. Para el ajuste de los relevadores instantáneos se utilizan los valores proporcionados por el estudio de cortocircuito (2da. red).

-Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51)

El mínimo ajuste de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo en una acometida o alimentador con cargas diversas (que puede incluir uno o mas motores), debe estar arriba de la carga pico esperada en el circuito, que generalmente será el total de la corriente de arranque del motor mayor mas la suma de la corriente nominal de los demas motores o circuitos. Esta consideración es valida siempre y cuando los motores no arranquen simultáneamente.

Cuando relevadores de éste tipo protejan a transformadores, los ajustes se haran con las recomendaciones planteadas anteriormente.

-Protección 50/51N contra fallas a tierra.

Este relevador es energizado por la corriente residual de tres transformadores de corriente (uno por fase) y recibe solamente el flujo de corriente residual desbalanceada al ocurrir alguna falla a tierra. Se pueden ajustar a niveles de corriente bajos para ofrecer buena sensibilidad durante situaciones de falla a tierra.

-Interruptores electromagnéticos.

Estos interruptores se utilizan como protección secundaria de los transformadores que alimentan los CCM y para proteger centros de carga. Los ajustes disponibles son: tiempo diferido largo (L), tiempo diferido corto (S), instantáneo (I) y de protección contra fallas a tierra (G).

Tiempo diferido largo (L).- Este tipo de ajuste se hace para proteger al transformador contra sobrecarga, se permite que el transformador trabaje tiempos cortos con sobrecargas no mayores a las indicadas en la tabla 1 mencionada anteriormente, una sobrecarga mayor ocasionará el disparo del interruptor. Para el caso de que proteja un centro de carga, el ajuste se hace considerando la capacidad del interruptor del motor mas grande, mas la suma de las corriente nominales del resto de la carga.

Tiempo diferido corto (S).- Este ajuste se realiza para proteger al transformador contra cortocircuito, tomando como base el siguiente calculo:

$$MC=6(I_{nom.}/I_{int.})$$

donde MC: multiplo corto

$I_{nom.}$: corriente nominal

$I_{int.}$: corriente nominal del interruptor

El múltiplo seleccionado puede diferir del calculado, dependiendo de las curvas de los dispositivos ya ajustados.

Instantáneo (I).- Este ajuste al igual que el anterior, se realiza para proteger al transformador contra sobrecorriente, para lo cual, es necesario conocer el valor de la corriente de falla momentánea en el bus, y con éste se determina el múltiplo de ajuste. En algunos casos es necesario bloquear (cancelar) el instantáneo cuando no es posible su coordinación con los demas dispositivos.

Protección contra fallas a tierra (G).- Para éste ajuste se recomienda usar el múltiplo mas bajo disponible en la unidad.

b) Ajustes para protección contra sobrecorriente en motores

-Protección térmica-de sobrecarga (49)

En ajustes de relevadores térmicos de sobrecarga es deseable permitir que el motor soporte sobrecargas de un valor y duración que no lo dañen. Una corriente nominal de disparo de 115 a 125 por ciento de la corriente a plena carga es recomendable.

8.4 Criterios de ajuste

Para la coordinación de los dispositivos de protección es necesario fijar criterios para calcular los ajustes correspondientes. A continuación se describen algunos de ellos:

- a) Ajustes para protección contra sobrecorriente en acometidas, alimentadores con carga diversa y transformadores.

-Protección instantánea de sobrecorriente (50)

Los relevadores instantáneos no deben ser usados en circuitos donde haya otros relevadores instantáneos en serie con los cuales se deban coordinar, a menos que exista entre ellos una impedancia lo suficientemente grande (transformadores o líneas aéreas) que puedan limitar la corriente de falla. También en alimentadores principales una protección instantánea es poco recomendable, debido a la imposibilidad de coordinarla con los relevadores instantáneos de los demás ramales. Pero en el caso de que se considere, deberá ajustarse un poco arriba de la carga normal del bus y de la contribución de corriente momentánea de los motores. Para el ajuste de los relevadores instantáneos se utilizan los valores proporcionados por el estudio de cortocircuito (2da. red).

-Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (5I)

El mínimo ajuste de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo en una acometida o alimentador con cargas diversas (que puede incluir uno o mas motores), debe estar arriba de la carga pico esperada en el circuito, que generalmente será el total de la corriente de arranque del motor mayor mas la suma de la corriente nominal de los demas motores o circuitos. Esta consideración es válida siempre y cuando los motores no arranquen simultáneamente.

Cuando relevadores de este tipo protejan a transformadores, los ajustes se haran con las recomendaciones planteadas anteriormente.

-Protección 50/5IN contra fallas a tierra.

Este relevador es energizado por la corriente residual de tres transformadores de corriente (uno por fase) y recibe solamente el flujo de corriente residual desbalanceada al ocurrir alguna falla a tierra. Se pueden ajustar a niveles de corriente bajos para ofrecer buena sensibilidad durante situaciones de falla a tierra.

-Interruptores electromagnéticos.

Estos interruptores se utilizan como protección secundaria de los transformadores que alimentan los CCM y para proteger centros de carga. Los ajustes disponibles son: tiempo diferido largo (L), tiempo diferido corto (s), instantáneo (I) y de protección contra fallas a tierra (G).

Tiempo diferido largo (L).- Este tipo de ajuste se hace para proteger al transformador contra sobrecarga, se permite que el transformador trabaje tiempos cortos con sobrecargas no mayores a las indicadas en la tabla 1 mencionada anteriormente, una sobrecarga mayor ocasionará el disparo del interruptor. Para el caso de que proteja un centro de carga, el ajuste se hace considerando la capacidad del interruptor del motor mas grande, mas la suma de las corriente nominales del resto de la carga.

Tiempo diferido corto (S).- Este ajuste se realiza para proteger al transformador contra cortocircuito, tomando como base el siguiente cálculo:

$$MC=6(I_{nom.}/I_{int.})$$

donde MC: multiplo corto

$I_{nom.}$: corriente nominal

$I_{int.}$: corriente nominal del interruptor

El múltiplo seleccionado puede diferir del calculado, dependiendo de las curvas de los dispositivos ya ajustados.

Instantáneo (I).- Este ajuste al igual que el anterior, se realiza para proteger al transformador contra sobrecorriente, para lo cual, es necesario conocer el valor de la corriente de falla momentánea en el bus, y con éste se determina el múltiplo de ajuste. En algunos casos es necesario bloquear (cancelar) el instantáneo cuando no es posible su coordinación con los demas dispositivos.

Protección contra fallas a tierra (G).- Para éste ajuste se recomienda usar el múltiplo mas bajo disponible en la unidad.

b) Ajustes para protección contra sobrecorriente en motores

-Protección térmica de sobrecarga (49)

En ajustes de relevadores térmicos de sobrecarga es deseable permitir que el motor soporte sobrecargas de un valor y duración que no lo dañen. Una corriente nominal de disparo de 115 a 125 por ciento de la corriente a plena carga es recomendable.

-Protección instantánea de sobrecorriente (50)

Es requisito general para los relevadores instantáneos utilizados en la protección de motores, el que sean ajustados tan bajo como sean posible, pero que no operen durante el periodo de arranque del motor. Debido a que éste tipo de relevadores pueden ser susceptibles a la componente de corriente directa, el valor de la corriente de magnetización debe multiplicarse por un factor de 1.5 a manera de tener en cuenta la magnitud de la corriente asimétrica que pudiera presentarse. Además se debe agregar un factor de seguridad del 10 al 25 por ciento.

-Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51)

El ajuste de éste tipo de relevadores cuando protejan motores debe hacerse dentro de la gama de 150 a 175 por ciento de la corriente a plena carga del motor.

-Protección de sobrecorriente contra fallas de línea a tierra (50G y 50N)

Se recomienda calibrar al nivel de disparo mas bajo disponible, menor al 50 por ciento de la corriente de falla de línea a tierra, considerando las observaciones del fabricante del relevador.

-Interruptores termomagnéticos

Con estos dispositivos podemos combinar la protección contra sobrecarga (disparo térmico) y la protección contra sobrecarga (disparo magnético). Los ajustes se realizan de acuerdo a las consideraciones mencionadas anteriormente basadas en la tabla NEC 430-152. El disparo térmico es comunmente no ajustable después de la instalación, mientras que el disparo magnético puede ser o no ajustable dependiendo del fabricante.

8.5 Margenes de coordinación

Al graficar las curvas de los dispositivos de protección para realizar la coordinación, debe tenerse presente que no van a operar todos al mismo tiempo, sino que van a seguir una determinada secuencia de operación, en intervalos previamente establecidos. Estos margenes de tiempo se requieren debido a las características de operación de cada una de las protecciones para asegurar su operación secuencial correcta.

Siguiendo las recomendaciones de la norma IEEE std. 242-1975, para coordinar los disparos de las protecciones en serie deberá considerarse un margen de tiempo usualmente de 3 segundos.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo el intervalo podrá distribuirse en la siguiente

forma:

Tiempo de apertura del interruptor (5 ciclos) 0.08 seg.

Sobrecarrera 0.10 seg.

Factor de seguridad 0.12-0.20 seg.

Cuando se coordinen relevadores de estado solido se elimina la sobrecarrera.

El margen permitido entre un relevador y el dispositivo de protección anterior, como en el caso de un fusible o de un interruptor de bajo voltaje con disparo de acción directa, solo requiere de la sobrecarrera del relevador y del factor de seguridad considerado, debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva tiempo-corriente del dispositivo.

CAPITULO 9

APLICACION DE LOS CRITERIOS DE COORDINACION

Con el fin de mostrar los criterios que se utilizaron para cálculos de ajustes en dispositivos de protección, se presenta el análisis de un caso típico, seleccionando para la descripción de aplicación la Subestación SE-5 que comprende los buses 74 al 86 como se indica en los planos UP-6, UE-1 y hojas de coordinación.

9.1 Protección contra falla trifásica

Para iniciar la coordinación se seleccionó el motor de mayor capacidad conectado a cada bus de baja tensión y se graficó su curva de operación. En los buses de media y alta tensión se graficaron todos los motores.

BUS 79 TDB-51, 480 V

MOTOR: MEV-100 , hoja 1/9

CAPACIDAD: 75 H.P.

VOLTAJE NOMINAL: 440 V

CORRIENTE NOMINAL: 94 A

LETRA CODIGO: G

La curva de operación del motor tiene el siguiente comportamiento:

Corriente de magnetización	0 Seg. < 862 < 0.1 Seg.
Corriente de rotor bloqueado	0.1 Seg. < 542 < 10 Seg.
Corriente nominal del motor	10 Seg. < 86 < Seg.

NOTAS:

1. Las protecciones indicadas en los planos UP son las que actualmente están instaladas en campo.
2. La coordinación se llevó a cabo con las protecciones recomendadas por el estudio de cortocircuito, por lo tanto, en las hojas de coordinación aparecen graficadas estas últimas.

La protección del motor consiste de un interruptor termomagnético de las siguientes características:

Marca	Square D
Tipo	KAL
Corriente	150 A
Curva no.	655-241

Para no interferir con la curva de operación del motor se seleccionó el ajuste magnético alto.

Las protecciones principales y de enlace del TDB-51 son interruptores electromagnéticos de las siguientes características:

Marca	IEM
-------	-----

Tipo DS-532
Unidad LSG
Corriente 2000 A
Curva no. 1
Ref. no. 628650-B

Para el ajuste de estos interruptores se toma como base la corriente nominal del transformador como sigue:

$$\text{Corriente nom. (TR)} = 1500\text{KVA} / (1.73 \times 0.48\text{KV}) = 1804 \text{ A}$$

El multiplo largo (ML) se ajusta para que permita una corriente de sobrecarga del 12 por ciento del transformador.

$$\text{ML} = (1.12 \times 1804) / 2000 = 1.01$$

Seleccionando por coordinación $\text{ML} = 1.25$

El tiempo largo (TL) se seleccionó de tal manera que coordinara con el dispositivo anterior, en este caso un tiempo largo de 4 segundos.

El multiplo corto (MC) se seleccionó procurando que sea el minimo sin interferir con la curva del dispositivo anterior.

Seleccionando MC=4

Los ajustes explicados anteriormente se aplican a los interruptores principales y de enlace, excepto el tiempo corto en el de enlace, para el cual se recomienda usar siempre un tiempo corto mas rápido. Bajo esta consideración los tiempos cortos seleccionados de las curvas de operación del interruptor son los siguientes:

TC=0.18 seg. (enlace)

TC=0.33 seg. (principales)

Las protecciones del primario de los transformadores TR-51A y TR-51B consiste de fusibles de las siguientes características:

Marca Driescher
Tipo DR
Corriente 250 A
Curva no. Cat. del fabricante

A continuación se indican los ajustes de las protecciones de todos los ramales conectados a cada bus con el fin de identificar su protección mas lenta.

BUS 82 CCM-2, 480 V

MOTOR: GA-207GX (relevo), hoja 2/9

CAPACIDAD: 150 H.P.

VOLTAJE NOMINAL: 440 V
CORRIENTE NOMINAL: 174 A
LETRA CODIGO: G

La curva de operación del motor tiene el siguiente comportamiento:

Corriente de magnetización	0 seg. <	1590 A <	0.1 seg.
Corriente de rotor bloqueado	0.1 seg. <	1003 A <	10 seg.
Corriente nominal del motor	10 seg. <	150 A <	seg.

La protección del motor consiste de un interruptor termomagnético de las siguientes características:

Marca Westinghouse
Tipo LB
Corriente 250 A
Curva no. SC-3516-77.

Para no interferir con la curva de operación del motor se seleccionó el ajuste magnético alto.

Las protecciones principales y de enlace del CCM-2 requieren de interruptores electromagnéticos con las

siguientes características:

Marca IEM
Tipo DS-416
Unidad LSG
Corriente 1600 A
Curva no. 1
Ref. no. 628650-B

Para su ajuste se tomaron como base las corrientes nominal y de sobrecarga del transformador como sigue:

$$\text{Corriente nom.} = 1000\text{KVA} / (1.73 \times 0.48\text{KV}) = 1203 \text{ A}$$

El múltiplo largo (ML) se ajusta para soportar una corriente de sobrecarga del 12 por ciento.

Cálculo del ajuste

$$\text{ML} = (1.12 \times 1203) / 1600 = 0.84$$

Seleccionando ML=1

El tiempo largo se seleccionó coordinando el interruptor con el dispositivo anterior .

Seleccionando TL=1

El múltiplo corto se seleccionó procurando que sea el mínimo sin interferir con el dispositivo anterior.

Seleccionando MC=4 con un tiempo corto de:

TC=0.18 seg. (enlace)

TC=0.33 seg. (principales)

La protección del primario de los transformadores T1 y T3 consiste de fusibles de las siguientes características:

Marca Driesher
Tipo DR
Corriente 200 A
Curva no. Cat. de fabricante

BUS 86 CCM-5, 480 V

MOTOR: GA (relevo), hoja 3/9

CAPACIDAD: 75 H.P.

VOLTAJE NOMINAL: 460 V

CORRIENTE NOMINAL: 90 A

LETRA CODIGO: G

La curva de operación del motor tiene el siguiente comportamiento:

Corriente de magnetización 0 seg. < 863 A < 0.1 seg.

Corriente de rotor bloqueado 0.1 seg. < 543 A < 10 seg.

Corriente nominal del motor 10 seg. < 86 A < seg.

La protección del motor consiste de un interruptor termomagnético de las siguientes características:

Marca SQD
Tipo KHL
Corriente 150 A
Curva no. 655-241

Para no interferir con la curva de operación del motor se seleccionó el ajuste magnético alto.

Las protecciones principales del CCM-5 requieren de interruptores electromagnéticos con las siguientes características:

Marca IEM
Tipo DS-208
Unidad LSG
Corriente 600 A
Curva no. 1
Ref. no. 628650-B

Para ajustar este interruptor se toma la corriente de arranque del motor de mayor capacidad mas la corriente nominal de los demás motores conectados al bus.

$CORRIENTE\ DE\ AJUSTE = 543 + [(75 + 45) / (1.73 \times 0.48)] = 687\ A$

$ML = 687 / 600 = 1.15$

Entonces usamos $ML = 1.25$

El tiempo largo se seleccionó coordinando el interruptor con el dispositivo anterior.

$TL = 8$ segundos

El múltiplo corto se seleccionó procurando que sea el mínimo sin interrumpir con el dispositivo anterior:

$MC = 4$ con un $TC = 0.18$ segundos.

Al interruptor conectado al alimentador del CCM-3 al CCM-5 por coordinación, se le da el mismo ajuste.

BUS 84 CCM-3, 480 V

MOTOR: GA-502CX (relevé), hoja 4/9

CAPACIDAD: 200 H.P.

VOLTAJE NOMINAL: 440 V

CORRIENTE NOMINAL: 223 A

LETRA CODIGO: G

La curva de operación del motor tiene el siguiente comportamiento:

Corriente de magnetización	0 seg. < 2044 < 0.1 seg.
Corriente de rotor bloqueado	0.1 seg. < 1286 < 10 seg.
Corriente nominal del motor	10 seg. < 204 < seg.

La protección del motor consiste de un interruptor termomagnético de las siguientes características:

Marca	SQD
Tipo	LAL
Corriente	350 A
Curva no.	660-241

Para no interferir con la curva de operación del motor se seleccionó el ajuste magnético alto.

Las protecciones principales y del enlace del CCM-3 requieren de interruptores electromagnéticos con las siguientes características:

Marca	IEM
Tipo	DS-416
Unidad	LSG

Corriente 1600 A
Curva no. 1
Ref. no. 628650-B

Para su ajuste se tomó como base las corriente nominal y de sobrecarga del transformador como sigue:

Corriente nom. (TR) = $1000\text{KVA} / (1.73 \times 0.48\text{KV}) = 1203 \text{ A}$

El ML se ajusta para soportar una corriente de sobrecarga del 12%

Calculo del ajuste:

$ML = (1.12 \times 1203) / 1600 = 0.84$

Seleccionando ML=1

El tiempo largo se seleccionó coordinando el interruptor con el dispositivo anterior seleccionando TL=4 segundos.

El múltiplo corto se seleccionó procurando que sea el mínimo sin interferir con el dispositivo anterior, seleccionando MC=4 con un TC de:

TC=0.33 segundos (enlace)

TC=0.50 segundos (principales)

La protección del primario de los transformadores T1 y T4
consiste de fusibles de las siguientes características:

Marca Driescher
Tipo DR
Corriente 250 A
Curva no. Cat. del fabricante

BUS 81 CCM-1, 4160 V

NOTA: Al comparar las graficas de todos los motores
conectados a este CCM se encontro que las protecciones mas
lentas correspondieron al motor siguiente:

MOTOR: GA-101 BS, hoja 7/9
CAPACIDAD: 1000 H.P.
VOLTAJE NOMINAL: 4160 V
CORRIENTE NOMINAL: 132 A
LETRA CODIGO: G

La curva de operación del motor tiene el siguiente
comportamiento:

Corriente de magnetización 0 seg. < 1320 A < 0.1 seg.
Corriente de rotor bloqueado 0.1 seg. < 830 A < 10 seg.
Corriente nominal del motor 10 seg. < 132 A < seg.

Las protecciones del motor consisten de relevadores de sobrecorriente y fusibles.

La protección contra sobrecarga del motor tiene las siguientes características:

PROTECCION 50/51

Marca	W
Tipo	C0-5
Gama	1-12 A
	6-144 A
RTC	200/5
Curva no.	471045
Ref. no.	41-100 D WEA

El ajuste del TAP considera el porcentaje (%) de sobrecarga recomendado.

$TAP = (1.15 \times 132) / 40 = 3.8 \text{ A}$

Se seleccionó TAP=4 A

Para no interferir con la curva de operación del motor se seleccionó un DIAL=4.

Ajuste instantáneo:

INST.>corriente de magnetización/RTC

INST.>1320A/40=33 A

Se seleccionó INST.=40 A

Las características de los fusibles son las siguientes:

Marca GE
Tipo EJ-2-9R
Corriente 200 A
Curva no. GES-8100A

Al ajustar la protección principal del CCM-1 se consideró la corriente de arranque del motor de mayor capacidad mas la suma de las corrientes nominales del resto de la carga. El tiempo de operación del relevador está en función del dispositivo mas lento conectado al CCM que en este caso fue la protección instantánea del motor GA-101BS.

Las protecciones principales del CCM-1 tienen las siguientes características:

PROTECCION 50/51

Marca W
Tipo CO-9
Gama 1-12A
6-144A

RTC 1200/5
Curva no. 418266
Ref. no. 41-100 D WEA

Corriente de ajuste=830+117+52+59+555=1613 A

Calculo del TAP:

$TAP=1613A/40=6.72$ A

Se seleccionó un TAP=7A

Para no interferir con la curva de operación del dispositivo de protección anterior y respetar los márgenes de coordinación se seleccionó un DIAL=2.5 además de bloquear el instantáneo.

La protección inmediata superior, se localiza en los alimentadores derivados del TDA-SE-5 al CCM-1 y tiene las siguientes características:

PROTECCION 50/51

Marca W

Tipo CO-8

Gama 1-12A

6-144A

RTC 1200/5

Curva no. 418265

Ref. no. 41-100 D WEA

Debido a que la corriente que circula por esta protección es la misma que la del dispositivo anterior y las RTC son idénticas se usó un TAP=7 A.

Para no interferir con la curva de operación del dispositivo de protección anterior y respetar los márgenes de coordinación se seleccionó un DIAL=2.5 además de bloquear el instantáneo.

BUS 76 TDA-SE-5, 4160 V

MOTOR: BA-100A, hoja 9/9

CAPACIDAD: 1100 H.P.

VOLTAJE NOMINAL: 4000 V

CORRIENTE NOMINAL: 147 A

LETRA CODIGO: E

La curva de operación del motor tiene el siguiente comportamiento:

Corriente de magnetización 0 seg. < 1413 A < 0.1 seg.

Corriente de rotor bloqueado 0.1 seg. < 705 A < 10 seg.

Corriente nominal del motor 10 seg. < 141 A < seg.

Las protecciones del motor consisten de relevadores de sobrecarga y fusibles.

La protección contra sobrecarga del motor tiene las siguientes características:

PROTECCION 49

Marca Allen Bradley
Tipo 815-BOV-16 serie K
RTC 200/5
Ref. no. Cat. del fabricante

El ajuste del relevador considera el porcentaje (%) de sobrecarga recomendado:

Corriente de ajuste = $(1.15 \times 147) / 40 = 4.23$ A

Las características de los fusibles son las siguientes:

Marca W
Tipo CLS-12
Corriente 200 A
Curva no. 1
Ref. no. 512853

-Cálculo de ajuste de las protecciones principales del TDA-SE-5:

Las protecciones principales del bus tienen las siguientes características:

PROTECCION 50/51

Marca W

Tipo CO-8

Gama 1-12A

6-144A

RTC 2000/5

Curva no. 418265

Ref. no. 41-100 D WEA

Para la corriente de ajuste se consideró el porcentaje (%) permitido para el transformador de acuerdo con la tabla 1.

Corriente nom. $(TR) = 10000KVA / (1.73 \times 4.16 KV) = 1388 \text{ A}$

Corriente de sobrecarga $= 1388 \times 1.12 \times 1.33 = 2067 \text{ A}$

Esta corriente de sobrecarga se utilizó para calcular el TAP como sigue:

$TAP = 2067A / 400 = 517 \text{ A}$

Se seleccionó TAP=6 A

Para no interferir con las curvas de operación de los dispositivos de protección conectados en el TDA y respetar los márgenes de coordinación, se seleccionó un DIAL=3 además de bloquear el instantáneo.

Ajuste de las protecciones del primario de los transformadores principales.

Para iniciar el ajuste se toma como base la corriente de ajuste del dispositivo anterior, en este caso:

Corriente de ajuste=6A x 400=2400 A (en 4160 V).

Corriente de ajuste=2400A x (4.16/13.8)=732 A (en 13800 V).

Las características de las protecciones son las siguientes:

PROTECCION 50/51

Marca	W
Tipo	CO-8
Gama	1-12A 6-144A
RTC	600/5
Curva no.	418265
Ref. no.	41-100 D WEA

Cálculo de ajuste del TAP:

$$\text{TAP} = 723\text{A} / 120 = 6.03 \text{ A}$$

Se seleccionó TAP=7 A

Para no interferir con las curvas de operación de los dispositivos de protección anteriores y respetar los márgenes de coordinación, se seleccionó un DIAL=3.5

Cálculo de ajuste instantáneo:

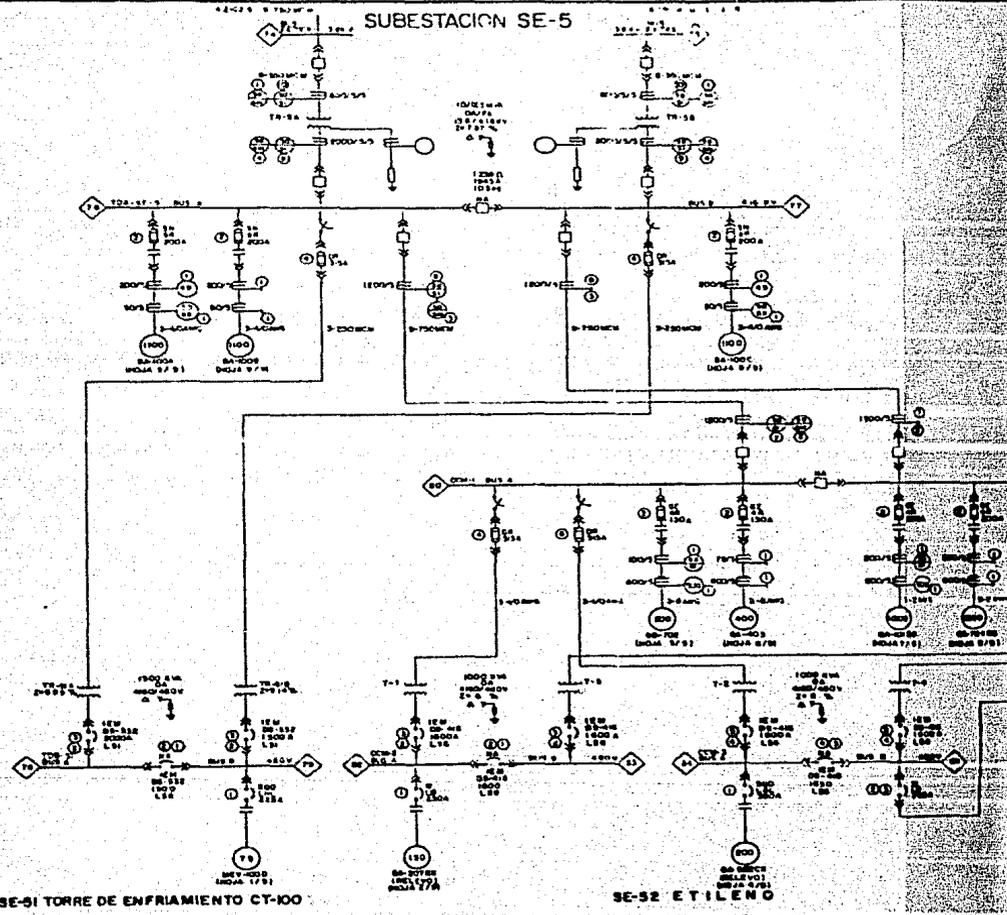
Para el ajuste del instantáneo se consideró la corriente de cortocircuito en los buses ficticios.

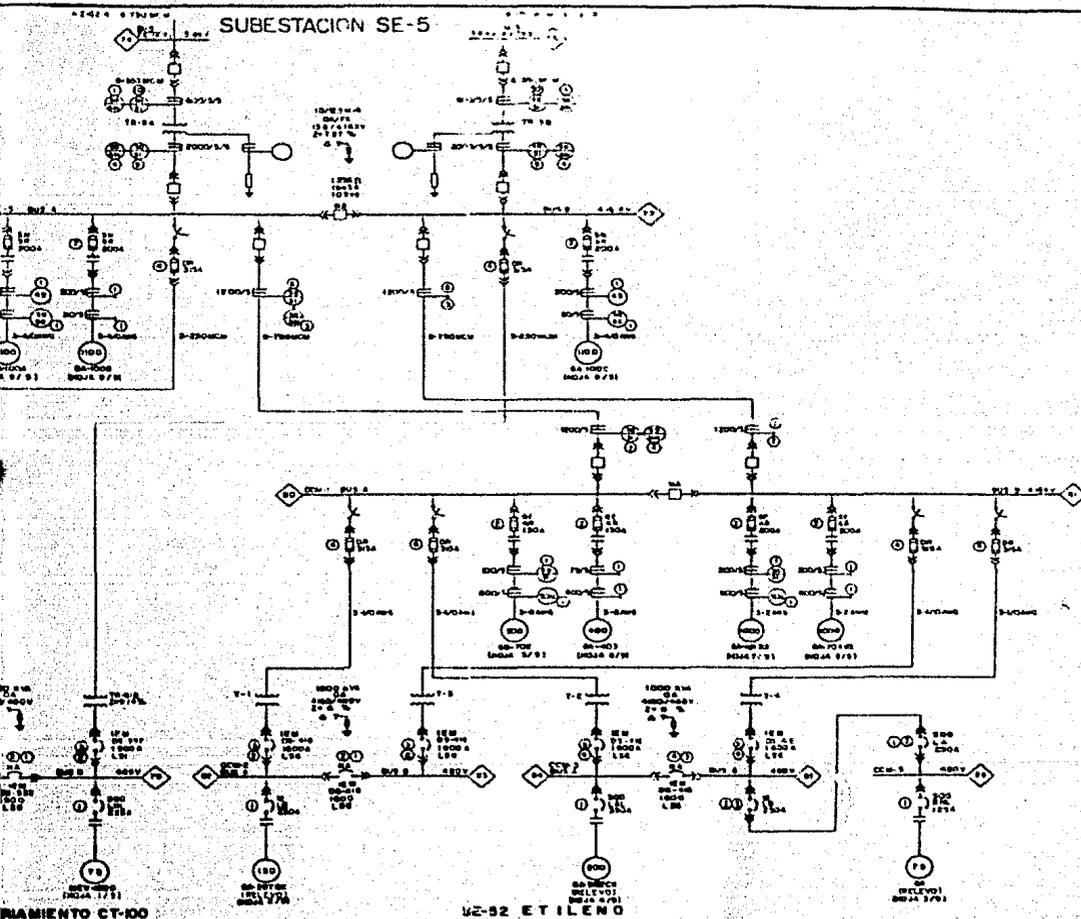
INST.>Corriente de cortocircuito/RTC

$$\text{INST.} > 15980\text{A} / 120 = 133 \text{ A}$$

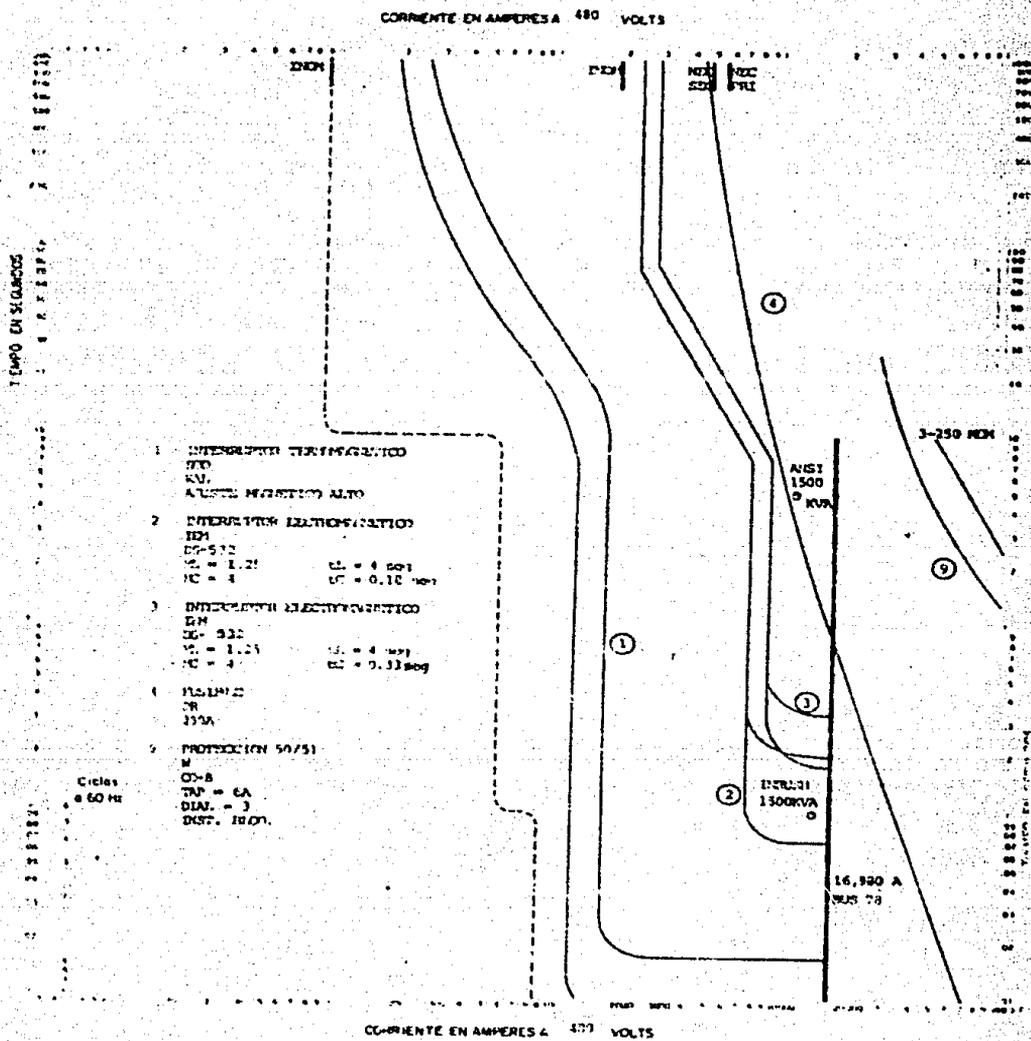
Se seleccionó un ajuste INST.=144 A para evitar que disparen estas protecciones a corrientes momentáneas en los buses principales de la subestación.

9.2 Resultados de la protección contra falla trifásica



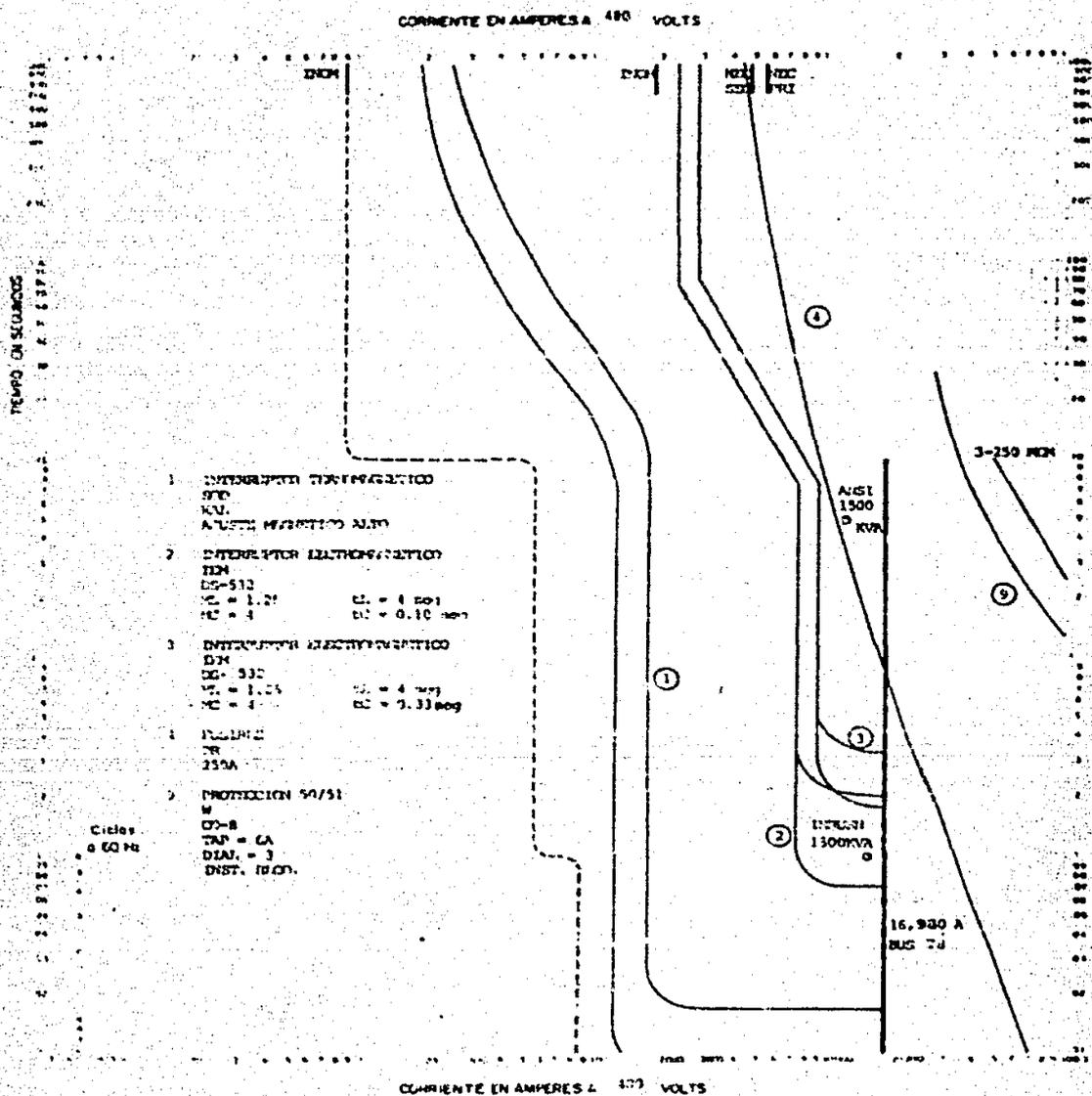


 FACULTAD DE INGENIERIA	UNIFILAR DE PROTECCIONES SE-5
	TESIS



- 1 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
770
KV.
ALTO MAGNETICO ALTO
- 2 INTERRUPTOR RELAY MAGNETICO
E2-572
1.25 $t_1 = 4 \text{ seg}$
4 $t_2 = 0.10 \text{ seg}$
4
- 3 INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO
E2-932
1.25 $t_1 = 4 \text{ seg}$
4 $t_2 = 0.10 \text{ seg}$
4
- 4 INSTALACION
OR
135A
- 5 PROTECCION 50/51
M
0.8
6A
3
DST. 180V.

CURVAS TIEMPO - CORRIENTE
 1710V MEV - 100 D
 75 HP
 1/9

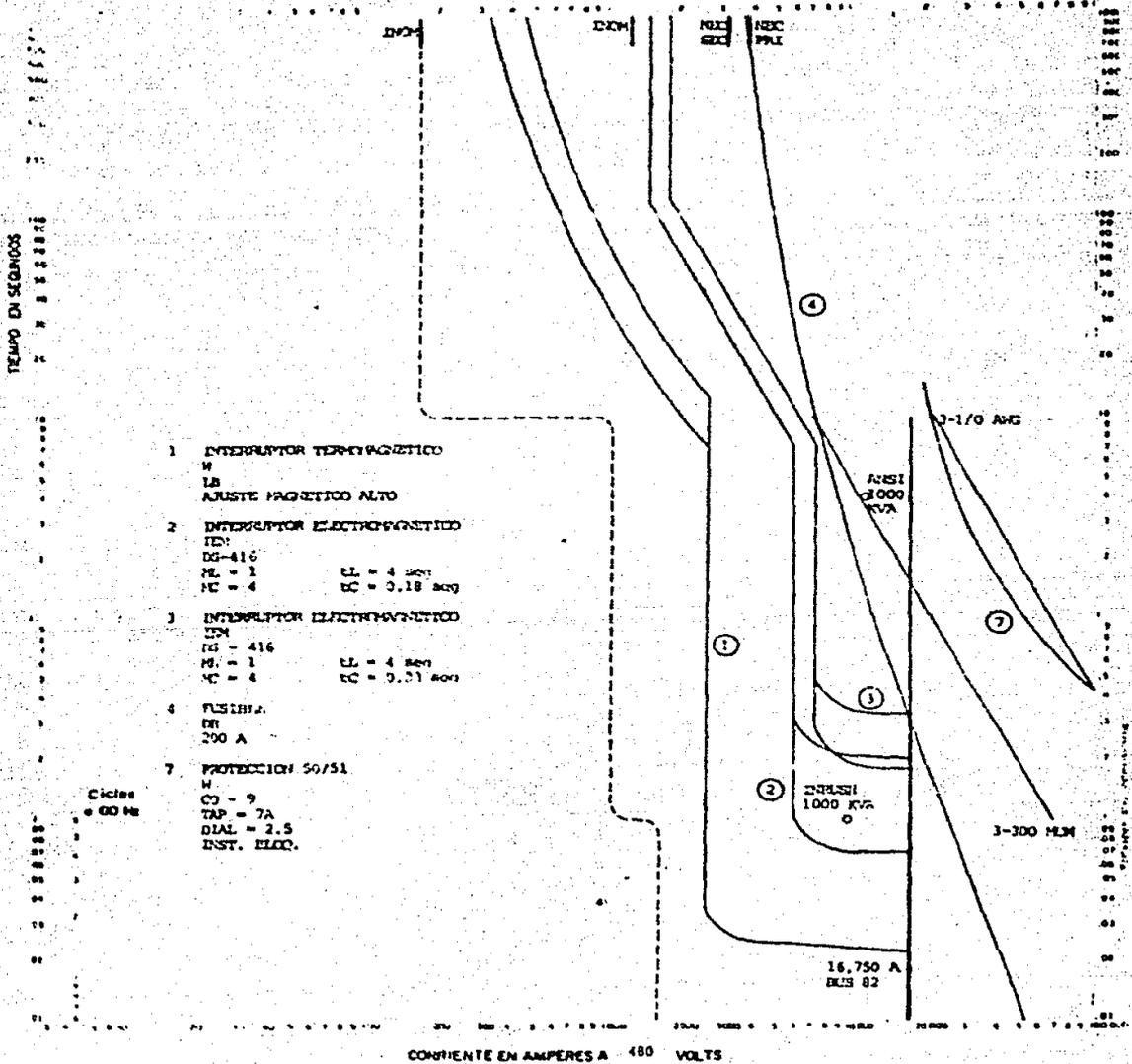


CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR MOV - 100 D
75 HP

1/9

CORRIENTE EN AMPERES 480 VOLTS

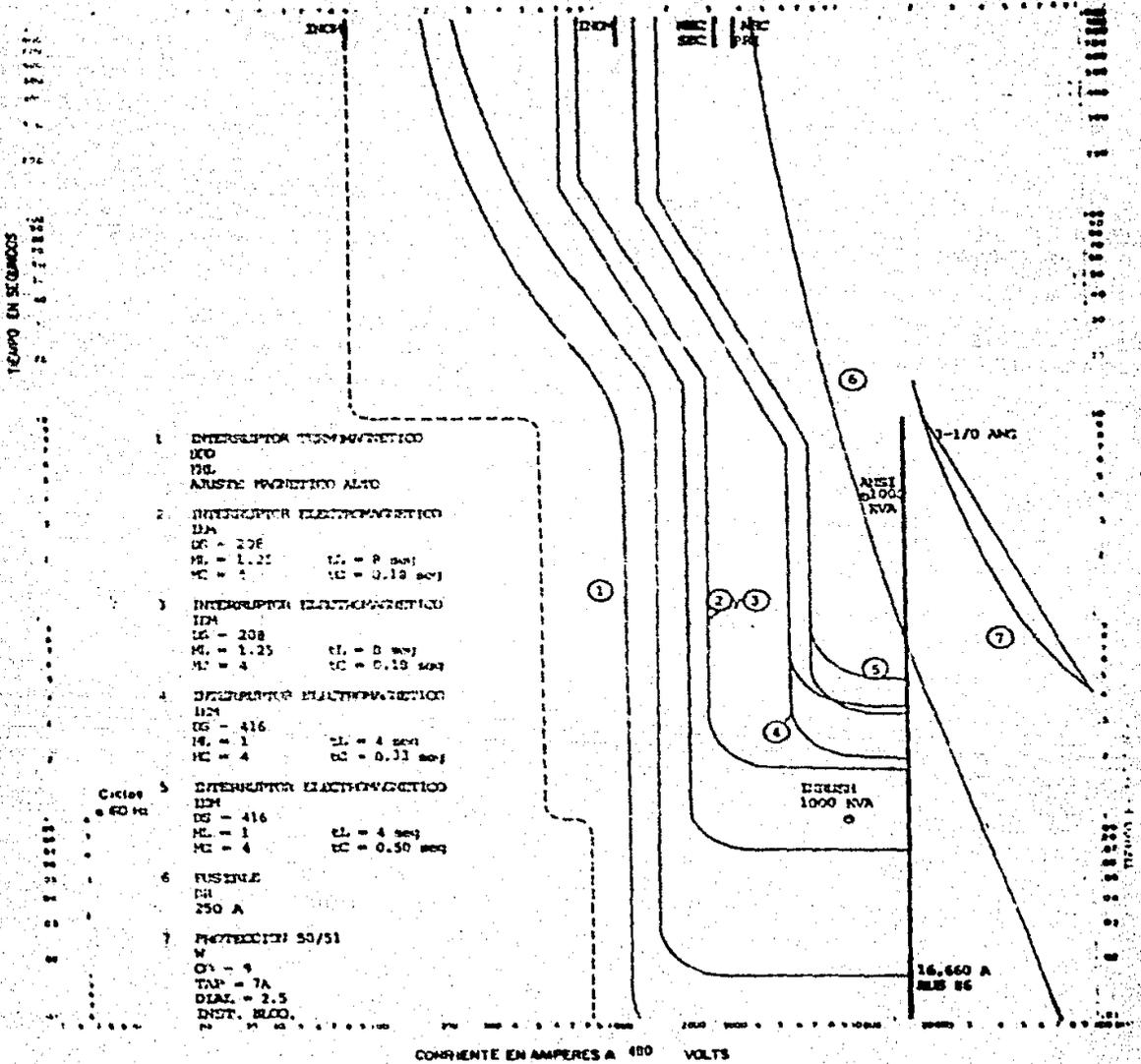


CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR GA - 207 GX
(RELEVIO)
150 HP

2/9

CORRIENTE EN AMPERES A 480 VOLTS



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR GA (PELEVO)
75 HP

3/9

CORRIENTE EN AMPERES A 450 VOLTS

- 1 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
300
LAL
AJUSTE MAGNETICO ALTO
- 4 INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO
IEM
DS = 414
ML = 1 CL = 4 907
MC = 4 CC = 0.33 3007
- 5 INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO
IEM
DS = 414
ML = 1 CL = 4 907
MC = 4 CC = 0.50 3007

CORRIENTE EN AMPERES A 400 VOLTS

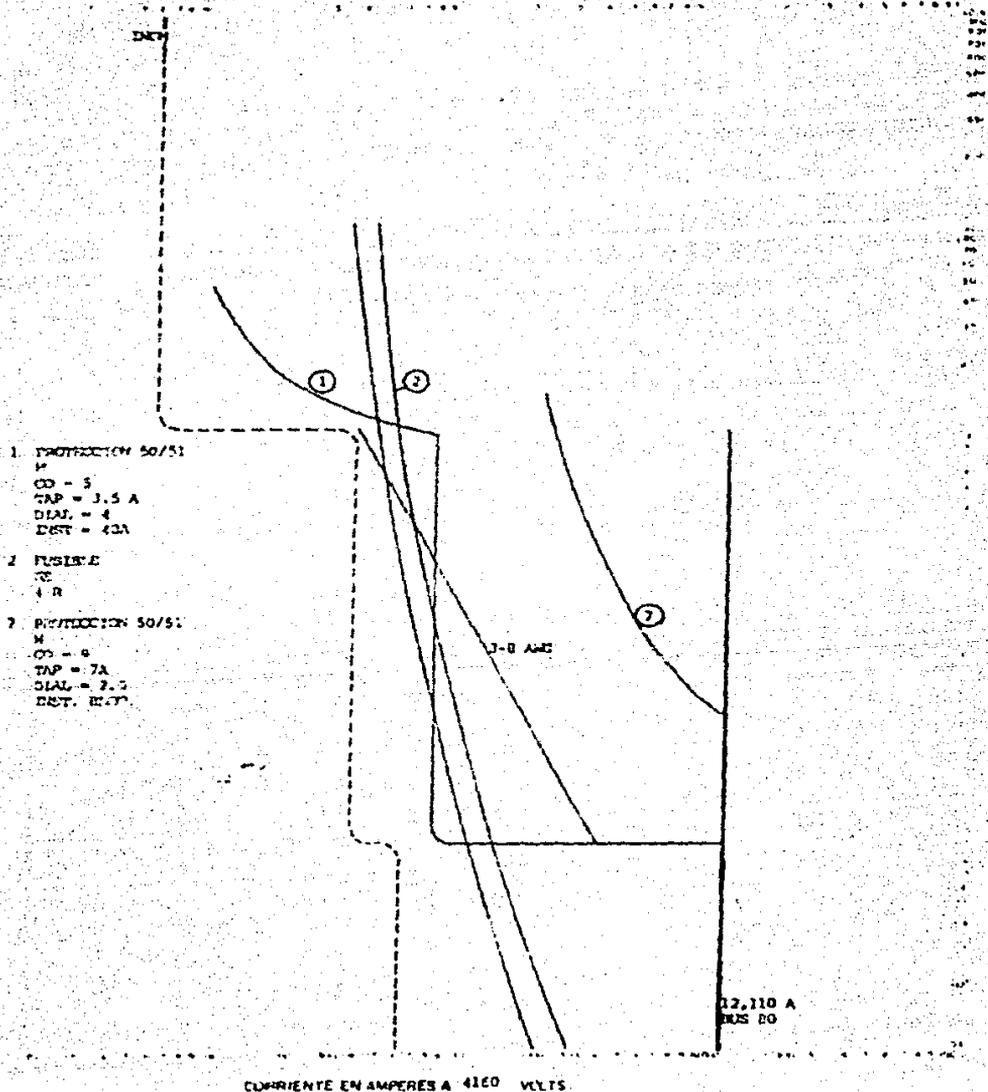
15,760 A
BIB 84

CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR CA - 502 CK
(RELEVIO)
200 HP

4/9

CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS

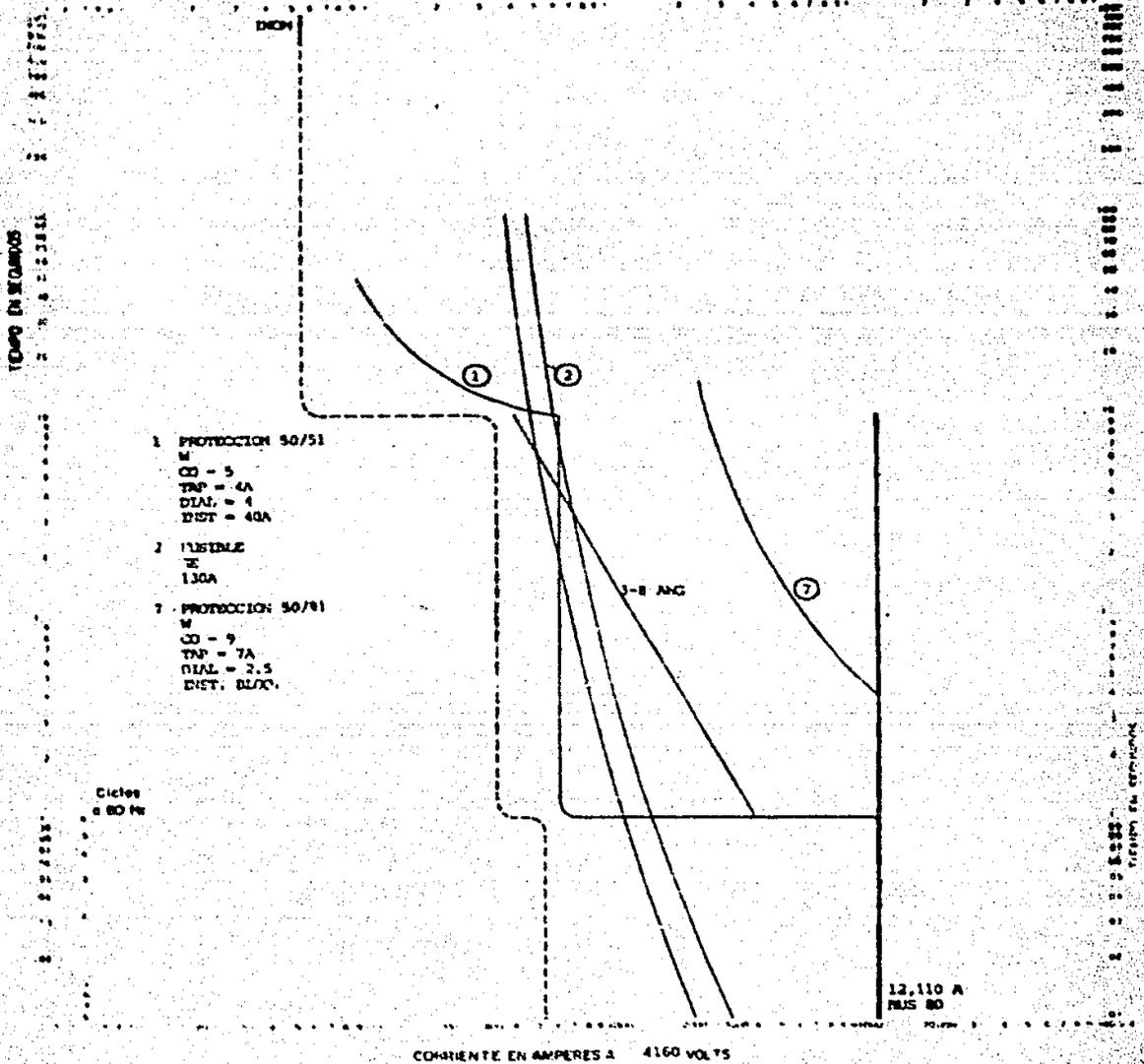


CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

TIPO - 702
500 HP

5/9

CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS



- 1 PROTECCION 50/51
M
CO = 5
TAP = 4A
DIAL = 4
INST = 40A
- 2 FUSIBLE
T
130A
- 7 PROTECCION 50/81
M
CO = 9
TAP = 7A
DIAL = 2.5
INST. BLOC.

Ciclos
a 60 Hz

12,110 A
PLUS 80

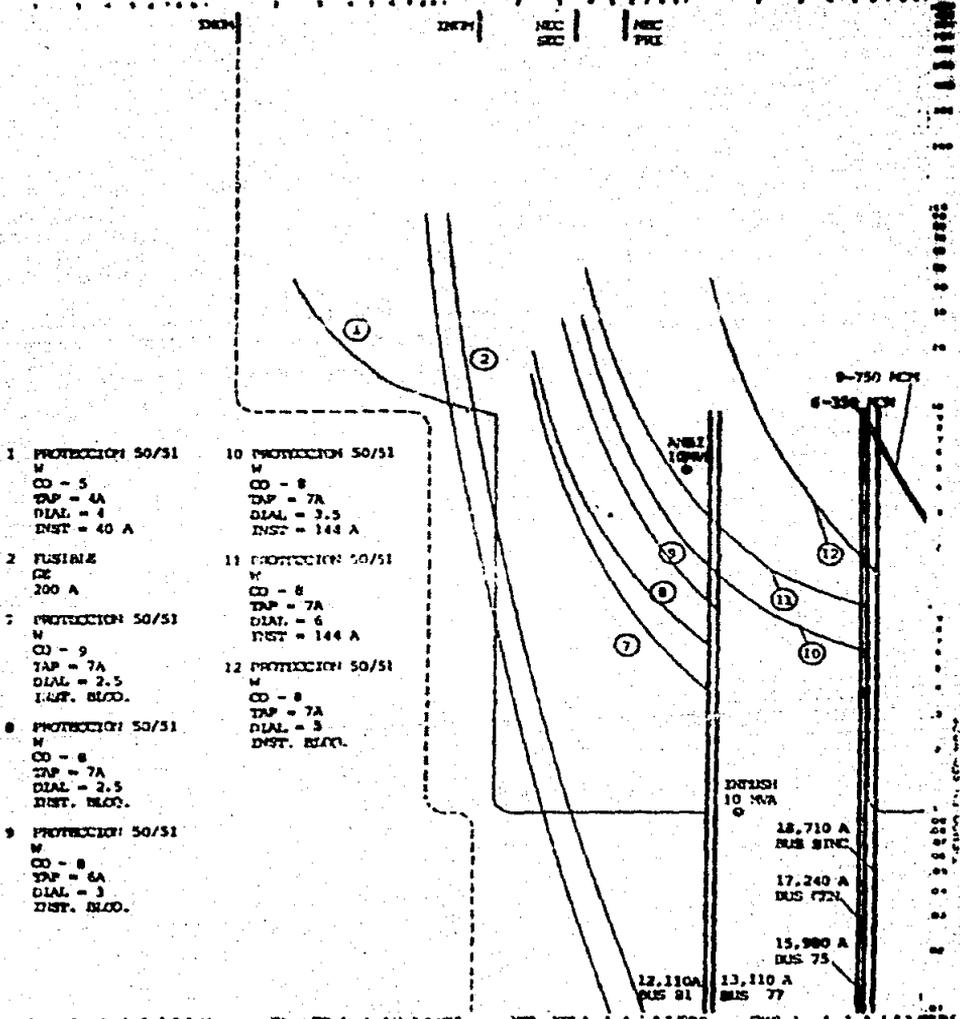
CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR CA - 403
400 HP

6/9

CORRIENTE EN AMPERES 4160 VOLTS

TIEMPO EN SEUNDOS



1 PROTECCION 50/51
W
CD - 5
TAP - 4A
DIAL - 4
INST - 40 A

2 FUSIBLE
RE
200 A

3 PROTECCION 50/51
W
CD - 9
TAP - 7A
DIAL - 2.5
INST. BLOC.

6 PROTECCION 50/51
W
CD - 8
TAP - 7A
DIAL - 2.5
INST. BLOC.

9 PROTECCION 50/51
W
CD - 8
TAP - 6A
DIAL - 3
INST. BLOC.

10 PROTECCION 50/51
W
CD - 8
TAP - 7A
DIAL - 3.5
INST - 144 A

11 PROTECCION 50/51
W
CD - 8
TAP - 7A
DIAL - 6
INST - 144 A

12 PROTECCION 50/51
W
CD - 8
TAP - 7A
DIAL - 3
INST. BLOC.

Cables
80 Mv

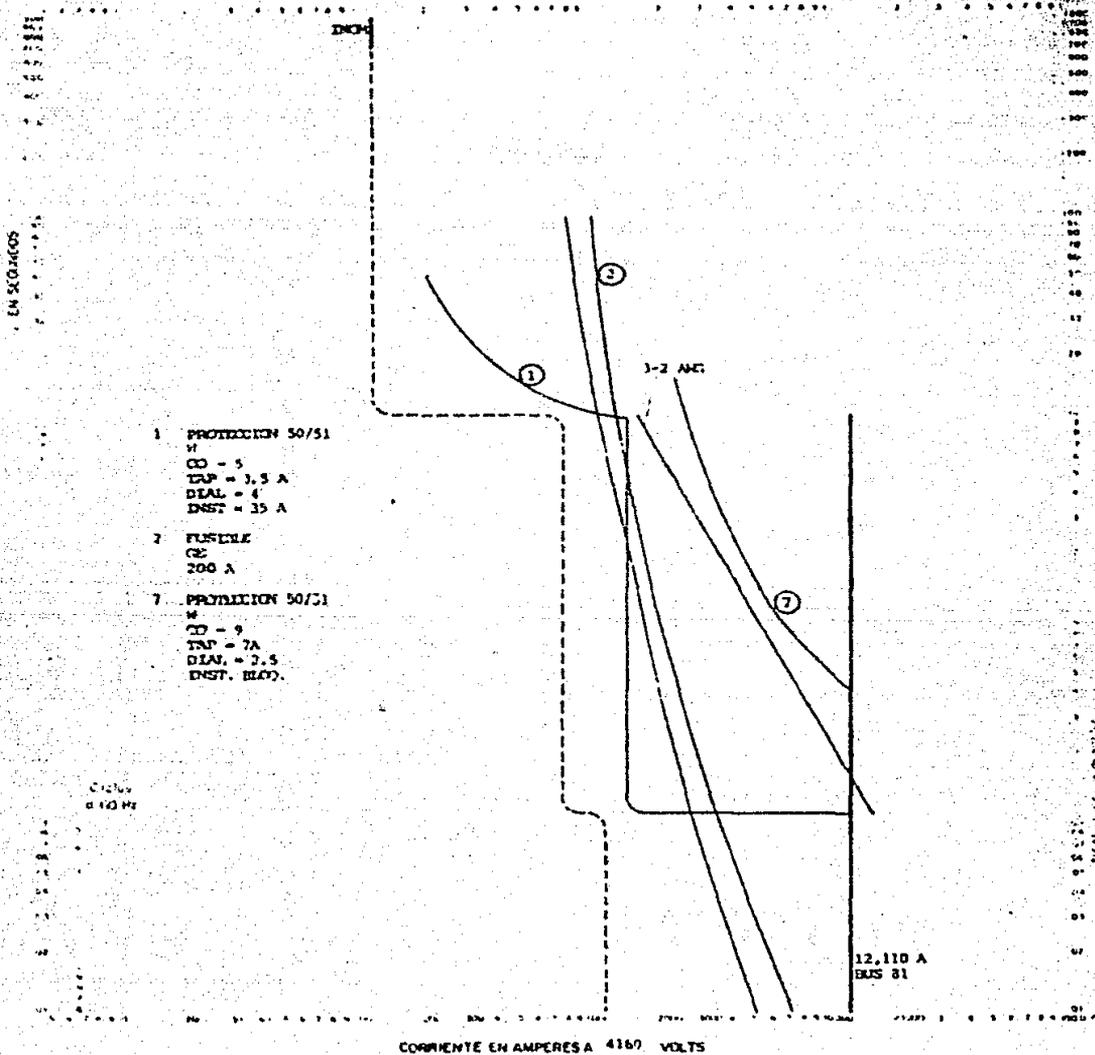
CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS

CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR GA - 101 MW
1000 HP

7/9

CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS

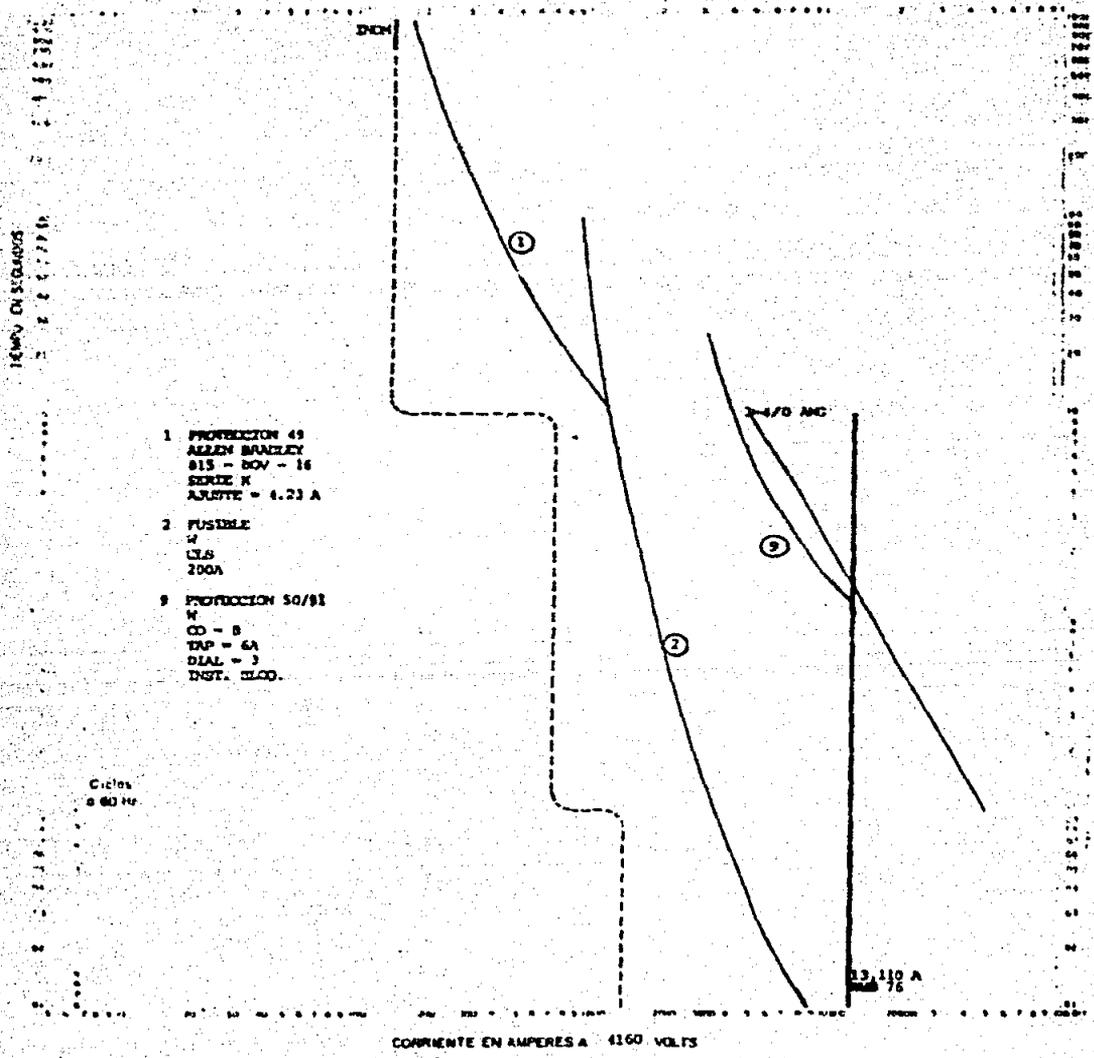


CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR CA - 704 BS
1000 HP

8/9

CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

MOTOR BA - 100 A, S y C
1100 HP

9/9

9.3 Protección contra falla monofásica

Para la coordinación de falla de línea a tierra es necesario identificar los circuitos que quedan aislados del sistema debido a las conexiones de los transformadores.

BUS 79, TDB-51, 480 V, hoja 1/6

Las protecciones principales y de enlace del TDB-51 requieren de interruptores electromagnéticos con las siguientes características:

Marca	IEM
Tipo	DS-532
Unidad	LSG
Corriente	2000 A
Curva no.	1
Ref. no.	628650-B

Para el ajuste de estos interruptores se recomienda usar el valor mas bajo del múltiplo, en éste caso: $MG=0.2$

Estos ajustes se aplican a los interruptores principales y de enlace, la única diferencia es el ajuste del tiempo de operación, se recomienda usar un tiempo mas rapido para el

enlace, bajo esta consideración los ajustes en tiempo serán:

TG=0.21 segundos (enlace)

TG=0.35 segundos (principales)

BUS 82, CCM-2, 480 V, hoja 2/6

Las protecciones principales y de enlace del CCM-2 requieren de interruptores electromagnéticos con las siguientes características:

Marca IEM

Tipo DS-416

Unidad LSG

Corriente 1600 A

Curva no. 1

Ref. no. 628650-B

Para el ajuste de estos interruptores se recomienda usar el valor mas bajo del múltiplo, en este caso MG=0.2 con los siguientes tiempos:

TG=0.21 segundos (enlace)

TG=0.35 segundos (principal)

BUS 86, CCM-5, 480 V, hoja 3/6

La protección principal del CCM-5 requiere de un interruptor electromagnético con las siguientes características:

Marca IEM
Tipo DS-208
Unidad LSG
Corriente 600 A
Curva no. 1
Ref. no. 628650-B

Para el ajuste de este interruptor se recomienda usar el valor mas bajo del múltiplo, en este caso $MG=0.2$, con el siguiente tiempo:

TG=0.21 segundos

El interruptor inmediato superior debe ser de las mismas características de este y por razones de coordinación los ajustes serán idénticos.

BUS 84, CCM-3, 480 V, hoja 3/6

Las protecciones principales y de enlace del CCM-3 requieren de interruptores electromagnéticos con las siguientes características:

Marca IEM
Tipo DS-416

Unidad LSG
Corriente 1600 A
Curva no. 1
Ref. no. 628650-B

Para el ajuste de estos interruptores se recomienda usar el valor mas bajo del múltiplo, en este caso $MG=0.2$, con los siguientes tiempos:

TG=0.35 segundos (enlace)

TG=0.50 segundos (principal)

BUS 80, CCM-1, 4160 V, hoja 4/6

Todos los demas motores del CCM-1 tienen las mismas protecciones contra falla de línea a tierra, estas protecciones son de las siguientes características:

PROTECCION 50G

Marca SQD
Tipo A0
Clase 8506
RTC 600/5
Ref. General Industry Control 1973-74

Este relevador se ajusta con la corriente nominal del primario del TC, en este caso el ajuste será de 600 A.

Las características de las protecciones de los alimentadores principales al CCM-1 son:

PROTECCION 50/51 N

Marca W

Tipo CO-9

Gama 0.5-2.5 A

2-48 A

RTC 1200/5

Curva no. 418266

Ref. no. 41-100 D WEA

Para calcular el TAP se consideraron los 600 A de ajuste del dispositivo anterior:

$$TAP=600A/240=2.5 \text{ A}$$

Se seleccionó un TAP=2.5 A

Para no interferir con la curva de operación del dispositivo de protección anterior y respetar los márgenes de coordinación, se seleccionó un DIAL=1, además de bloquear el instantáneo.

La protección inmediata superior se localiza en los alimentadores derivados del TDA-SE-5 al CCM-1 y tiene las siguientes características:

PROTECCION 50/51 N

Marca W
Tipo C0-9
Gama 0.5-2.5 A
2-48 A
RTC 1200/5
Curva no. 418266
Ref. no. 41-100 D WEA

Para calcular el TAP se consideraron los 600 A de ajuste del dispositivo anterior:

$$\text{TAP} = 600\text{A} / 240 = 2.5 \text{ A}$$

Se seleccionó un TAP=2.5 A

Para no interferir con la curva de operación del dispositivo de protección anterior y respetar los márgenes de coordinación, se seleccionó un DIAL-2, además de bloquear el instantáneo. Al analizar las curvas de los dispositivos de protección de los alimentadores conectados al TDA-SE-5, se encontró que las que alimentan al CCM-1 son las más lentas, por tal motivo estas protecciones sirvieron de base para coordinar las protecciones principales de este TDA.

Las características de las protecciones de los alimentadores al TDA-SE-5 son:

PROTECCION 50/51 N

Marca W
Tipo CO-9
Gama 0.5-2.5 A
2-48 A
RTC 2000/5
Curva no. 418266
Ref. no. 41-100 D WEA

Para calcular el TAP se consideraron los 600 A de ajuste del dispositivo anterior mas lento.

$$\text{TAP} = 600\text{A} / 400 = 1.5 \text{ A}$$

Se seleccionó un TAP=1.5 A

Para no interferir con la curva de operación del dispositivo de protección anterior y respetar los márgenes de coordinación, se seleccionó un DIAL=3, además de bloquear el instantáneo.

Las características de las protecciones del primario de los transformadores TR-5A y TR-5B (hoja 6/6) son:

PROTECCION 50/51 N

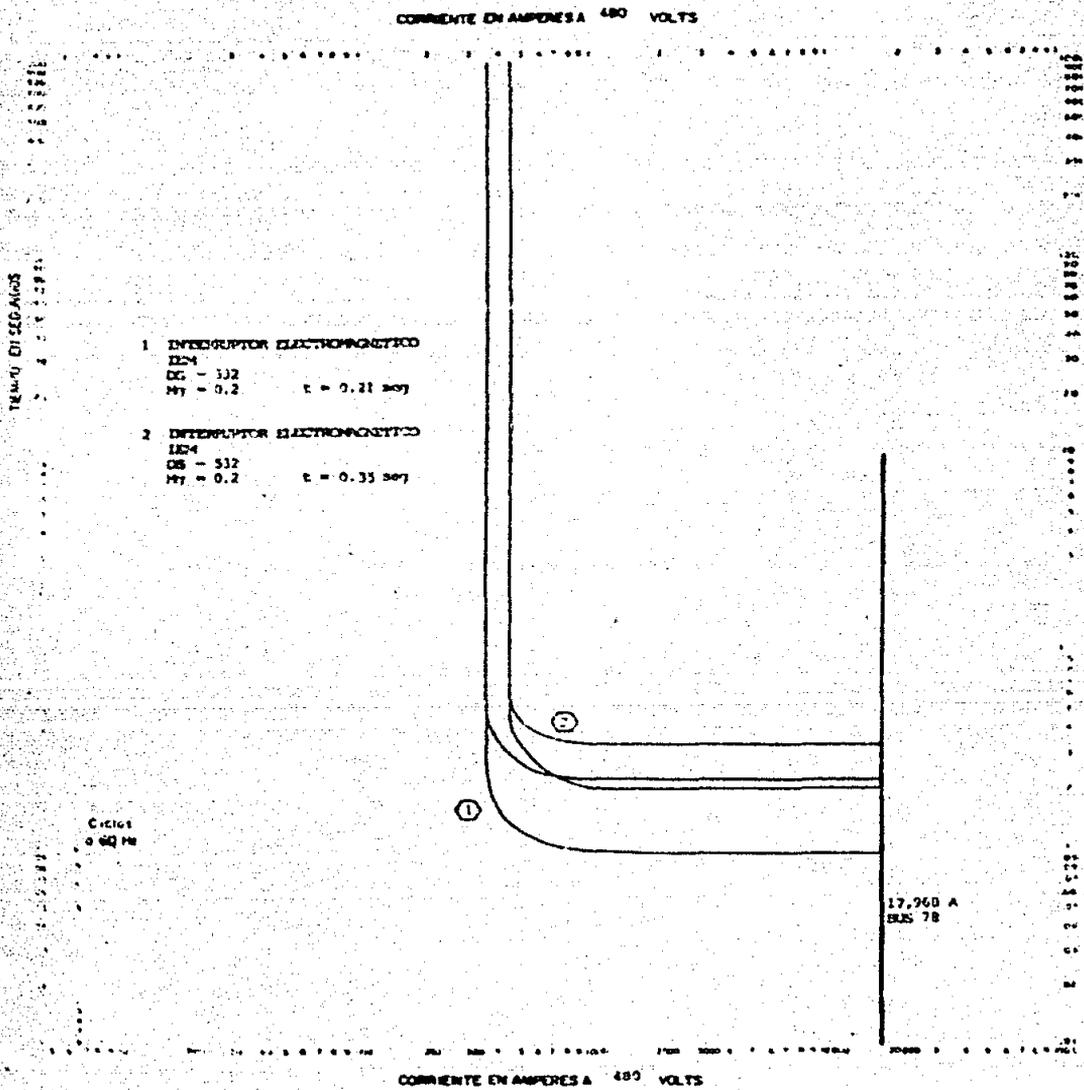
Marca W

Tipo CO-9
Gama 0.5-2.5 A
 2-48 A
RTC 600/5
Curva no. 418266
Ref. no. 41-100 D WEA

En éste caso se recomienda ajustar el relevador a los límites inferiores de TAP y DIAL, las razones son el valor tan pequeño de falla en ese punto (100 A) y el aislamiento del circuito primario del transformador debido a la conexión del mismo.

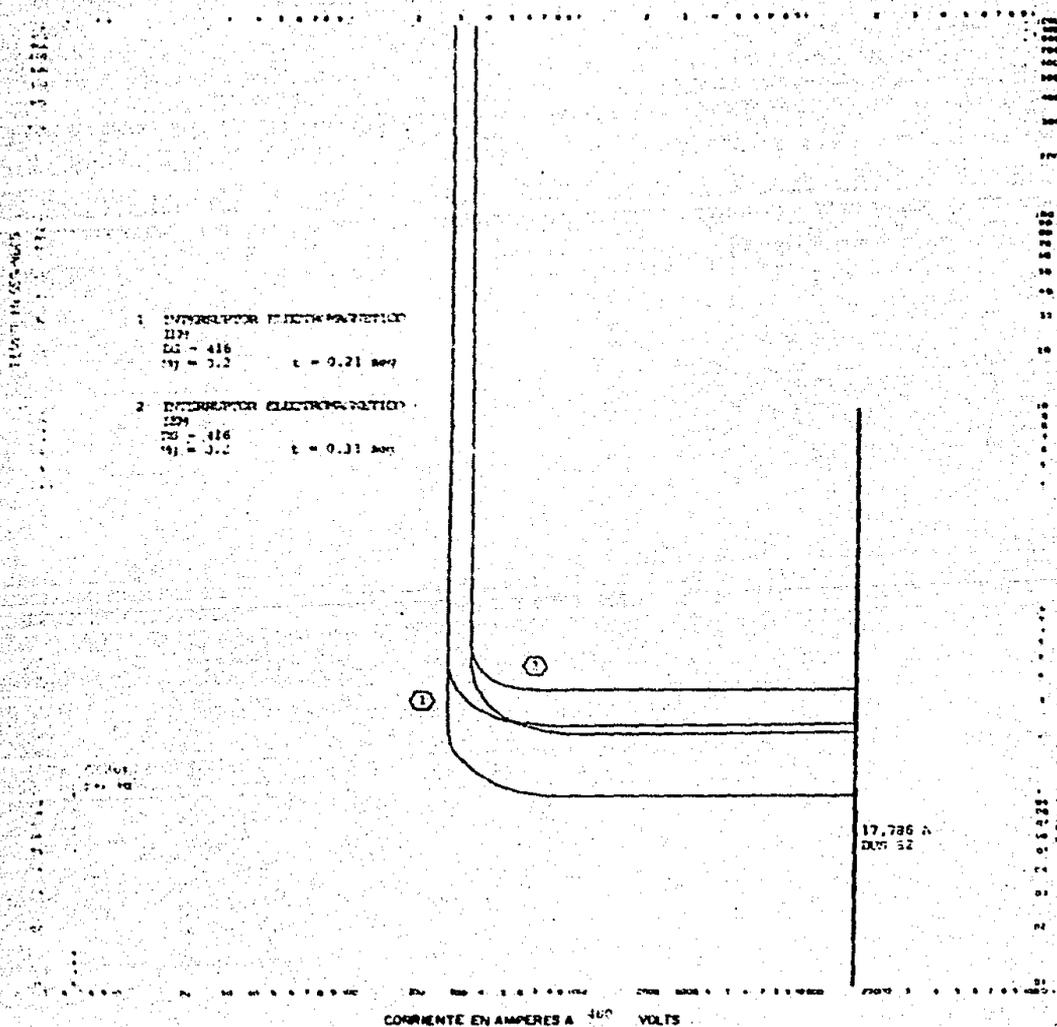
Con éste criterio se seleccionó un TAP=0.5 A, un DIAL=0.5 y por razones de coordinación se bloquea el instantáneo.

9.4 Resultados de la protección contra falla monofásica



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE
 FALLA LINEA A TIERRA
 TCG - 51
 1/6

CORRIENTE EN AMPERES A 480 VOLTS



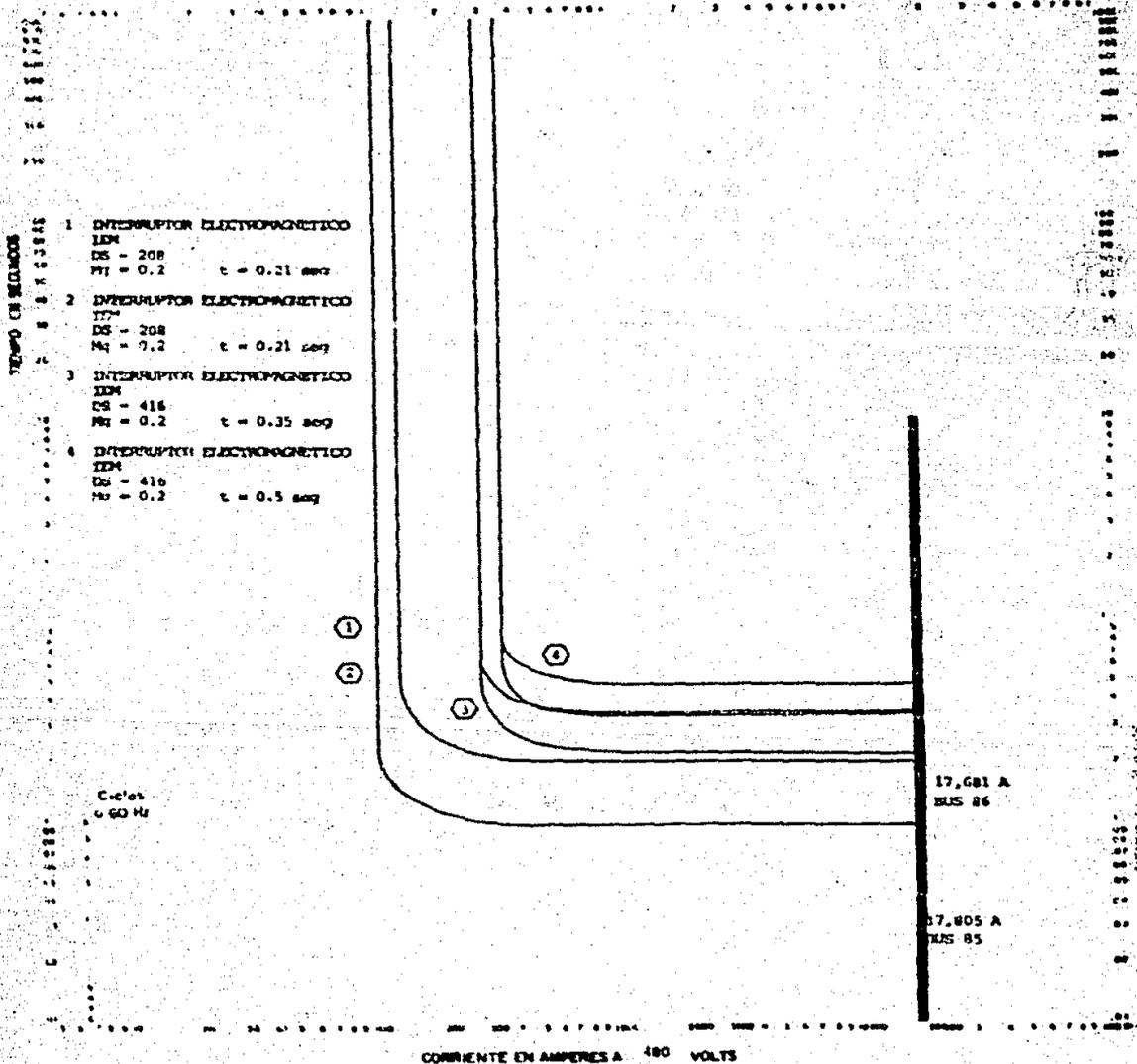
CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

FALLA LINEA A TIERRA

OC1 - 2

2/6

CORRIENTE EN AMPERES A 480 VOLTS



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

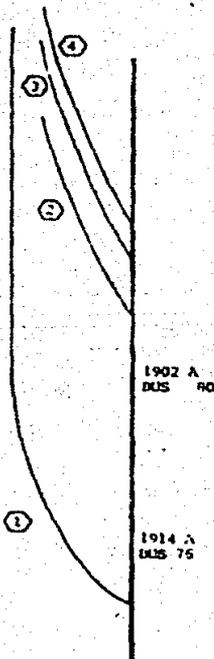
FALJA LINDA A TIEMPA
COM - 5

3/6

CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS

TIEMPO EN SEGUNDOS

- 1 PROTECCION 50G
500
AD
8504
 - 2 PROTECCION 50/51 N
M
CO - 9
TAP - 2.5 A
DIAL - 1
INST. BLOQ.
 - 3 PROTECCION 50/51 N
M
CO - 7
TAP - 2.5 A
DIAL - 2
INST. BLOQ.
 - 4 PROTECCION 50/51 N
M
CO - 9
TAP - 1.5 A
DIAL - 3
INST. BLOQ.
- Ciclos
60 Hz



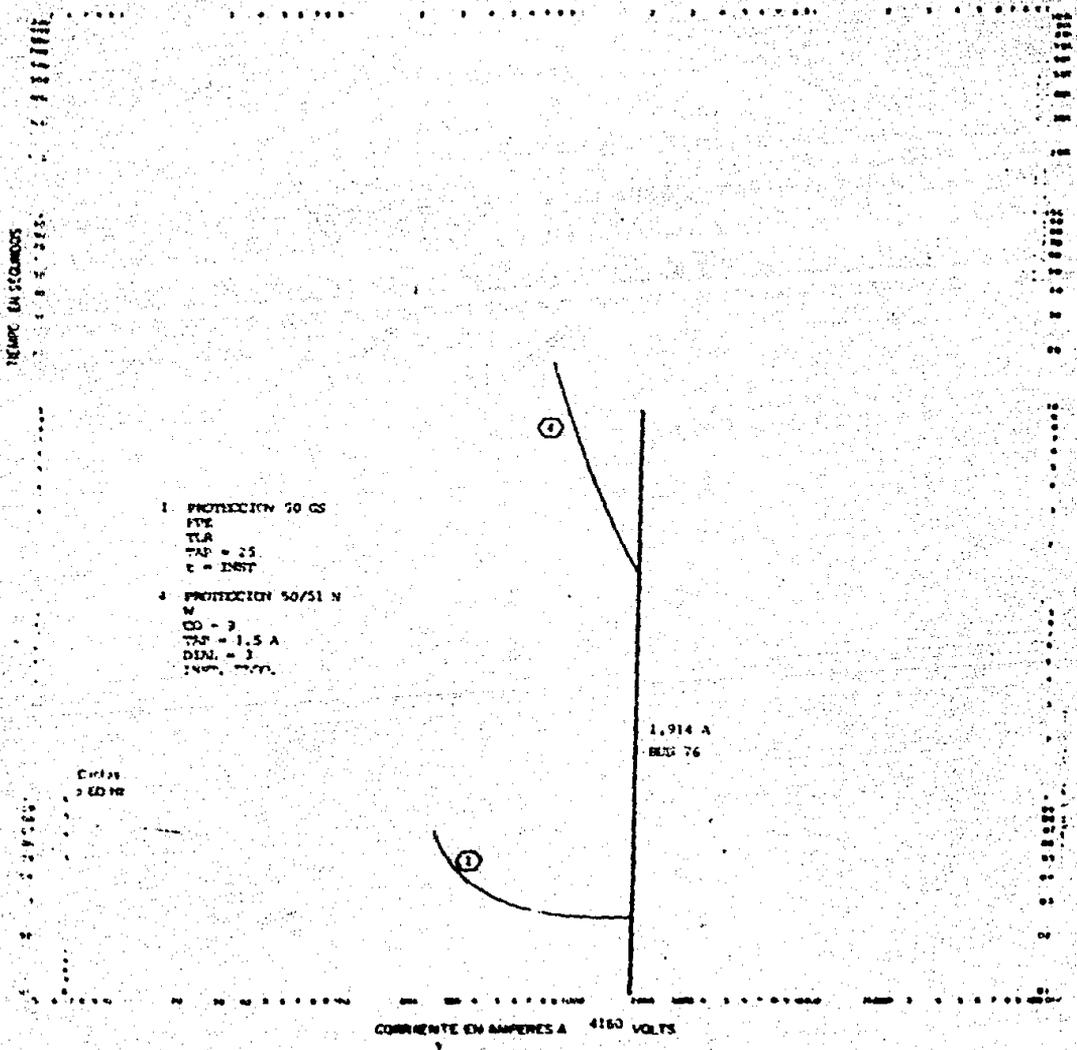
CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS

CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

FALLA LINEA A TIERRA
MOTORES CA - 788; 500 HP
CA - 1018; 1000 HP
CA - 704; 1000 HP

4/6

CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS



1. PROTECCION 50 GS
FTE
TLR
TAP = 25
C = INST

2. PROTECCION 50/S1 N
W
CD = 3
TAP = 1.5 A
DIAL = 3
INST. 1000

CIRCUIT &
ED 10

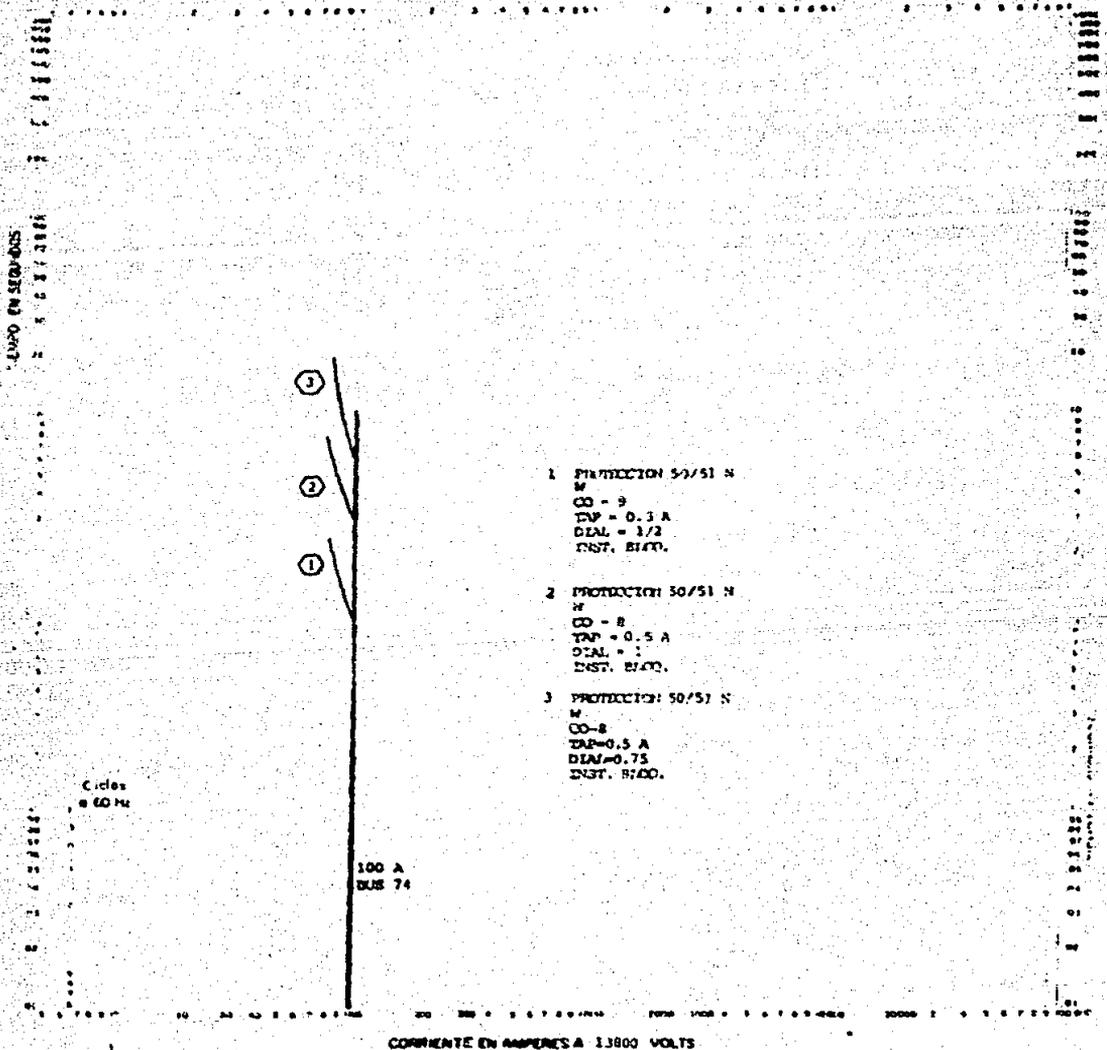
CORRIENTE EN AMPERES A 4160 VOLTS

CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

FALLA DE TIERRA A TIERRA
MOTORES : BA - 100 A
 BA - 100 B
 BA - 100 C
1100 HP

5/6

CORRIENTE EN AMPERES A 13800 VOLTS



INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS
DIVISION TRABAJOS
DE RECESIVO

CURVAS TIEMPO -- CORRIENTE

FALLA LEJOS A TIERRA
PROTECCION PRIMARIA DEL TRANSFORMADOR
SUBSTACION 5

6/6

CAMBIOS RECOMENDADOS POR COORDINACION

ELEMENTO A PROTEGER	DISPOSITIVO DE PROTECCION	CAMBIO RECOMENDADO
Motor: MEV-100D	Interruptor termomagnética SQD LHL 225 A	KAL 150 A
BUS: TDR-51	Interruptor electromagnético IEM DS-5232 1500 A LSI	2000 A LSG
Línea	Fusible DR 315 A	250 A
Línea a CCM-2	Fusible DR 315 A	200 A
Motor: GA	Interruptor termomagnético SOD KHL 125 A	150 A
BUS: CCM-5	Interruptor termomagnético SOD	electromagnético IEM DS-208 600 A
Línea	Interruptor termomagnético W LB 250 A	LSG electromagnético IEM DS-208 600 A LSG
Línea a CCM-3	Fusible DP 315 A	250 A
Motor: BA-100A	Fusible Solabasic-Nelson 200 A	W 200 A

CONCLUSIONES

El análisis realizado en este trabajo da un panorama amplio, para afirmar que el estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones es muy importante en un sistema eléctrico, ya que nos ayuda a lograr una mayor continuidad en el servicio.

En este trabajo se llevo a cabo el estudio para una subestación de acuerdo a las normas mencionadas.

El procedimiento utilizado para el estudio de cortocircuito es muy recomendable, debido a que los resultados obtenidos, son directamente comparables con la capacidad del equipo, ya que se incluyen los factores adecuados para obtener la corriente deseada (4 redes).

Tomando como base el estudio de cortocircuito, se realizó la coordinación de protecciones que es un aspecto fundamental en la operación de sistemas eléctricos porque limita el alcance de una falla únicamente a la localidad en que ésta ocurre, impidiendo que el resto del circuito se vea afectado. El resultado final lo constituyen los ajustes obtenidos para los diferentes elementos de protección del sistema y las gráficas tiempo-corriente que muestran el comportamiento de los mismos.

En el estudio se coordina la operación de los dispositivos de protección de modo que la corriente no sobrepase los valores máximos establecidos para cada elemento del sistema. Analizando las gráficas tiempo-corriente se puede observar que todos y cada uno de los elementos del sistema incluidos en este estudio se encuentran perfectamente protegidos y coordinadas sus protecciones. Los ajustes determinados aseguran una óptima continuidad de servicio, puesto que se reduce la probabilidad de operación de interruptores alejados del punto de falla y con ello la desconexión innecesaria de equipo no averiado. Esto influye positivamente en la eficiencia de operación del sistema eléctrico y en la productividad de la planta.

BIBLIOGRAFIA

IEEE, Recommended Practice for Protection and Coordination
of Industrial and Commercial Power Systems
Std 242-1975 (Buff Book)

IEEE, Recommended Practice for Electric Power Distribution
for Industrial Plants
Std 141-1976 (Red Book)

Beeman D., Industrial Power Systems Handbook
Mc Graw-Hill, 1955

Stevenson W., Elements of Power System Analysis
Mc Graw-Hill, 1975

Westinghouse, Applied Protective Relaying, 1979

General Electric, Tutorial on Coordination of
Overcurrent Protective Devices, 1977

Mason C.R., El Arte y la Ciencia de la Protección
por Relevadores
C.E.C.S.A., 1979

The National Electric Code Handbook, 1974

Enriquez H.G., Protección de Sistemas Eléctricos

Limusa, 1981

Ravindranat B., Protección de Sistemas de Potencia
e Interruptores

Limusa, 1980

The National Electric Code Handbook. 1974

Enriquez H.G., Protección de Sistemas Eléctricos
Limusa, 1981

Ravindranat B., Protección de Sistemas de Potencia
e Interruptores
Limusa, 1980