

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

" A R A G O N "

148

ESTUDIO COMPUTARIZADO DE COORDINACION DE
PROTECCIONES ELECTRICAS EN CIRCUITOS
DE UTILIZACION

T E S I S

Sist. 45807

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

IRMA GOMEZ HERNANDEZ

SAN JUAN DE ARAGON EDO. DE MEXICO

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 esta 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.

**ESTUDIO COMPUTARIZADO DE COORDINACION DE PROTECCIO-
NES ELECTRICAS EN PLANTAS INDUSTRIALES**

C O N T E N I D O

Pág.

<i>Dedicatorias</i>	
<i>Agradecimientos</i>	
<i>Prólogo</i>	I
<i>Introducción</i>	III
<i>Diagrama temático estructural</i>	IX
<i>Abreviaturas Utilizadas</i>	X
<i>Claves utilizadas</i>	XII

CAPITULO I SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

<i>Objetivo General</i>	2
<i>Objetivos Específicos</i>	2
<i>Introducción</i>	2
I.1 <i>Definición</i>	3
I.2 <i>Aspectos relacionados con su operación</i>	3
I.2.1 <i>Sistemas eléctricos de potencia en estado estable</i>	3
I.2.2 <i>Prevención de fallas</i>	3
I.2.3 <i>Sistema eléctrico de potencia bajo contingencia</i>	4
I.3 <i>Estadística de fallas</i>	9
I.4 <i>Importancia del estudio de corto circuito</i>	13
I.5 <i>Fuentes de Corto Circuito</i>	14
I.6 <i>Comportamiento de la corriente de corto circuito</i>	21
I.7 <i>Corrientes de corto circuito que se consideran para la coordinación de protecciones</i>	25

**CAPITULO II CARACTERISTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE
 PROTECCION Y COORDINACION DE PROTECCIONES**

<i>Objetivo General</i>	28
<i>Objetivos específicos</i>	28
<i>Introducción</i>	28
II.1 <i>Curvas y rangos típicos de los equipos de protección.</i>	29
II.1.1 <i>Interruptores Termomagnéticos</i>	29
II.1.2 <i>Interruptores Electromagnéticos</i>	37
II.1.3 <i>Fusibles</i>	40
II.1.4 <i>Relevadores</i>	43
II.1.4.1 <i>Principio de funcionamiento</i>	44
II.1.4.2 <i>Diferentes tipos de curvas de relevadores de sobrecorriente y su aplicación.</i>	47
II.1.4.3 <i>Coordinación de los relevadores</i>	50
II.2 <i>Transformadores de Corriente</i>	52
II.2.1 <i>Condiciones de operación normal</i>	54
II.2.2 <i>Condiciones anormales de operación</i>	55
II.2.3 <i>Saturación</i>	58
II.2.4 <i>Selección de la relación de transformación</i>	58
II.2.5 <i>Especificaciones</i>	59
II.2.6 <i>Clase y Precisión</i>	60
II.2.7 <i>Pruebas de campo de transformadores de co- rriente.</i>	61
II.2.8 <i>Curva de saturación</i>	63
II.2.9 <i>Conexión de los transformadores de corriente</i>	64

	Pág.
II.3 <i>Coordinación de protecciones</i>	67
II.3.1 <i>Cualidades esenciales de la protección</i>	69
II.3.2 <i>Estudio preliminar para el estudio de coordinación.</i>	70
II.3.3 <i>Información necesaria para realizar el estudio de coordinación de protecciones.</i>	70
II.3.4 <i>Información Elemental</i>	71
II.3.5 <i>Información Óptima.</i>	74
II.3.6 <i>Elementos principales que deben protegerse y límites de protección.</i>	75
II.3.7 <i>Margenes de tiempo mínimos recomendables de separación entre curvas</i>	82
II.3.8 <i>Procedimiento paso a paso de coordinación de protecciones</i>	91

**CAPITULO III COORDINACION MANUAL DE PROTECCIONES DE UNA
SUBESTACION REAL**

<i>Objetivo general</i>	97
<i>Objetivo Específico</i>	97
<i>Introducción</i>	97

**CAPITULO IV MODELADO DIGITAL DE LOS DISPOSITIVOS DE
PROTECCION Y ESTRUCTURA DEL ARCHIVO QUE LOS CONTIENE**

<i>Objetivo General</i>	122
<i>Objetivos específicos</i>	122
<i>Introducción</i>	122

	Pág.
IV.1 <i>Organización de información</i>	122
IV.1.1 <i>Interruptores electromagnéticos</i>	123
IV.1.2 <i>Interruptores Termomagnéticos</i>	124
IV.1.3 <i>Fusibles</i>	125
IV.1.4 <i>Relevadores</i>	126
IV.2 <i>Método utilizado para la obtención de los polinomios que representan a las CCDP</i>	127
IV.2.1 <i>Método de ajuste por mínimos cuadrados</i>	127
 CAPITULO V DESCRIPCION DEL PROGRAMA GENERAL	
<i>Objetivo general</i>	132
<i>Objetivos específicos</i>	132
<i>Introducción</i>	133
V.1 <i>Filosofía del diseño estructurado del estu- dio computarizado coordinación de proteccio- nes eléctricas.</i>	133
V.2 <i>Archivos utilizados</i>	137
V.3 <i>Diagramas de flujo y su explicación</i>	137
 CONCLUSIONES	 158
 APENDICES	
<i>Apéndice 1 Método computarizado del estudio de corto circuito</i>	161
 <i>Anexo 1 Curvas utilizadas en los ejemplos dados</i>	 167
 <i>Bibliografía</i>	 175

A G R A D E C I M I E N T O S

Agradezco al **IMP** en especial al **Ing. Juan Manuel Flores-Vázquez** por su apoyo, orientación y facilidades que me proporciono en la elaboración de esta tesis.

Asimismo agradezco la acertada asesoría en el desarrollo de este trabajo a los **INGENIEROS: José Dolores Juárez Cervantes, Ricardo Espinosa Patiño y Angel Gudiño Tejeda.**

AGRADEZCO AL INGENIERO

José Luis Villa Alcántara
la dirección de esta tesis.

A MI MADRE

*Hortencia Hernández Balderas
con profundo respeto y ternura.*

A MIS HERMANOS:

*Martha
Roberto
Luz María
Norma
Eduardo
y Edgar
con cariño*

A MI NOVIO:

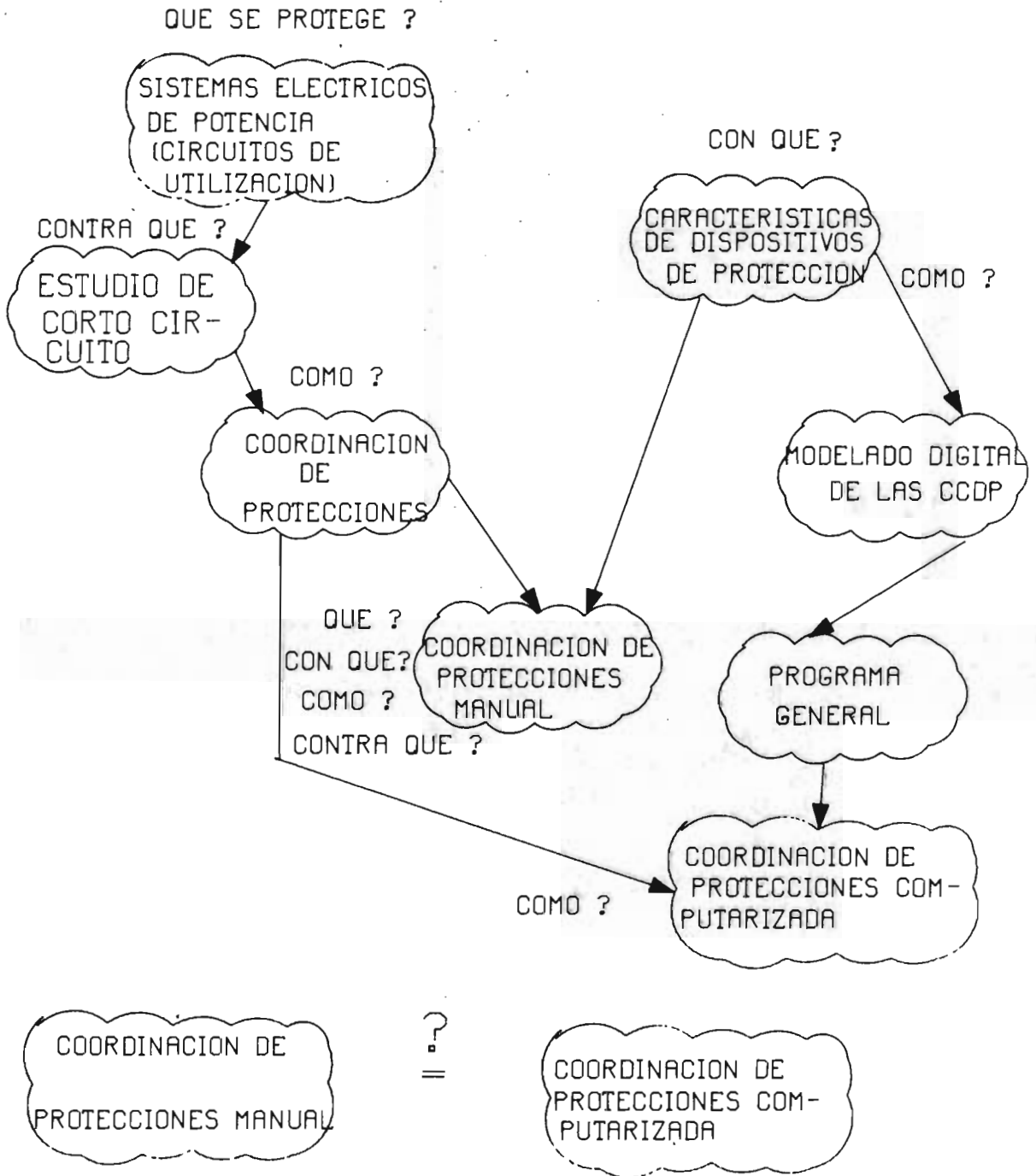
*Luciano González Sanjuan
con inagotable Amor.*

A mis PROFESORES
con gratitud.

A mis AMIGOS y COMPAÑEROS
de la ENEP ARAGON.

A mis AMIGOS y COMPAÑEROS
del IMP.

DIAGRAMA TEMATICO ESTRUCTURAL



ABREVIATURAS

TD	Tipo de dispositivo
TEP	Tipo de Elemento de Protección
CN	Corriente Nominal
CSC	Corriente de SobreCarga
MD	Marco del Dispositivo
TA	Tipo de Ajuste
MM	Número que sirve para identificar el elemento de la ruta dada.
MI	Número de coeficientes del polinomio.
MA	Número de coeficientes del polinomio máximo.
ME	Número de coeficientes del dispositivo anterior (K).
CCDF	Curvas Características de los Dispositivos de Protección.
CCI	Corriente de corto circuito
RTC	Relación del Transformador de Corriente.
NOT	Número de TAPS.
TR	Tipo de Relevador
VAK	KiloVoltsAmperes
VK	KiloVolts
%Z	Por ciento de Impedancia
CMI	Corriente Mínima Log-Log.
CM	Corriente Máxima Log-Log.
L	Número para identificar el primer elemento de la ruta.

ABREVIATURAS

LL	Número para identificar el último elemento de la ruta.
CCCM	Corriente de Corto Circuito Máxima en la ruta.
NEC	National Electric Code .
ANSI	American National Standard Institute.
Cmag.	Corriente de magnetización.
Crot.bloq.	Corriente a rotor bloqueado.
ARL	Corriente de Retardo Largo.
TRL	Tiempo de Retardo Largo.
ARC	Corriente de Retardo Corto.
TRC	Tiempo de Retardo Corto.
AM	Ajuste Magnético.
CV	Caballos de Vapor (HP).
C1	Factor de potencia x Eficiencia.
C2	Factor de sobrecarga.
ET	Elemento Térmico.
SE	Subestación

CLAVES UTILIZADAS

DISPOSITIVO DE PROTECCION	CLAVE
Interruptor electromagnético	1
Interruptor Termomagnético	2
Fusible	3
Fusible- Relevador	4
Relevador tiempo definido	5
Relevador moderadamente inverso	6
Relevador Inverso	7
Relevador Muy Inverso	8
Relevador extremadamente inverso	9
Relevador Térmico	10

ELEMENTO PROTEGIDO	CLAVE
Motor	1
Tablero	2
Transformador lado primario	3
Transformador Lado secundario	4
Línea	5
Bus	6

FABRICANTE	CLAVE
Federal Pacific	1
General Electric	2
Siemens	3
Square'D	4
Westinghouse	5

SI LOGRAMOS SABER DONDE ESTAMOS Y HACIA DONDE NOS ENCAMINAMOS, ESTAREMOS EN MEJORES CONDICIONES PARA JUZGAR QUE DEBEMOS HACER Y COMO LO DEBEMOS HACER.

P R O L O G O

La adecuada coordinación de los dispositivos de protección en los sistemas eléctricos de potencia, forma parte de la óptima operación del sistema y esta supeditada a la ingeniería de diseño.

Estrictamente hablando, la coordinación de los dispositivos de protección no es una etapa final del diseño, sino que se debe de llevar a cabo conforme se desarrolla el proyecto hasta que se determinan y prueban los ajustes necesarios.

Debido al trabajo que representa para el ingeniero de protección llevar a cabo el estudio de precoordinación en las etapas iniciales al planear el sistema, generalmente existen fallas en el diseño y provocan que la coordinación de protecciones sea poco satisfactoria; por ello se hace necesario el uso de las computadoras para el estudio de coordinación de protecciones, ya que proporciona velocidad y exactitud, incrementando la seguridad, confiabilidad y economía.

EL HOMBRE VERDADERAMENTE COMPLETO
ES EL QUE PIENSA Y ACTUA EN BENE-
FICIO COMUN, ES EL QUE MANEJA EX-
PERIENCIAS PROPIAS Y DE LOS DEMAS.
ES EL QUE HACE COMPARACIONES, EL-
QUE ANALIZA EL PASADO Y MARCA EL-
RUMBO DEL FUTURO QUE YA ES EL PRE-
SENTE QUE VIVIMOS.

I N T R O D U C C I O N

El objetivo de esta tesis es desarrollar un estudio computarizado de coordinación de dispositivos eléctricos de protección en plantas industriales, el cual substituya al estudio manual y así contribuir a que el diseño de sistemas eléctricos sea más seguro confiable y económico.

Las principales ventajas que se obtienen al utilizar la computadora son:

- * Mayor calidad y uniformidad en el dibujo.
- * Reducción del costo del estudio de coordinación.
- * Mayor rapidez en la realización de estudios de coordinación de protecciones.
- * Facilidad de la inclusión de otras funciones de protección debido a que el programa se estructuró en forma modular (facilidad para corregir y aumentar).
- * Mayor facilidad de análisis de diversas alternativas de operación, sin que represente una carga sensible de trabajo adicional para el ingeniero.

El algoritmo de esta sistematización selecciona los ajustes de los dispositivos de protección para falla trifásica en sistemas radiales; no incluye la selección ni la ubicación óptima del equipo pero sí verifica que el equipo

comprado o por comprar sea el adecuado; también lleva a cabo los cambios necesarios de dispositivos de protección cuando se requiere mejorar el funcionamiento del sistema de protección presentando los resultados en forma gráfica y tabular.

Para proteger correctamente los circuitos eléctricos utilizando la computadora se requiere saber:

- 1^{er}o ¿ Qué se protege ?
- 2^{do} ¿ Contra qué se protege ?
- 3^{er}o ¿ Con qué se protege ?
- 4^{to} ¿ Cómo se protege ?
- 5^{to} ¿ Cómo se sustituye el método manual por el computarizado ?

El dar respuesta a los cuestionamientos anteriormente planteados conlleva a que el contenido y distribución de esta tesis tenga un orden lógico, una adecuada adaptación pedagógica logrando con ello que su exposición sea comprensible e integral aún para aquellos que no esten familiarizados con el tema.

Es conveniente mencionar que dicho contenido no sólo resume los antecedentes teóricos que sobre el tema existen (libros de teoría, normas, revistas técnicas, información de fabricantes, etc.), enfocándolos al objetivo específico de este trabajo, sino que además se complementa con las observaciones de personas experimentadas y experiencias propias tenidas por

el contacto con problemas reales. También se incluye una amplia bibliografía para aquellos que estén interesados en profundizar en el tema.

El capítulo I.- da respuesta al primero y segundo cuestionamiento, ya que en él se explica en qué consiste un sistema eléctrico de potencia y los aspectos relacionados con la operación del sistema (normal y bajo contingencia), el cual se debe proteger. Así mismo contiene un estudio estadístico de fallas, un análisis del corto circuito que permite tener un marco de referencia y es antecedente para iniciar un estudio de coordinación de protecciones.

CAPITULO II.- en este capítulo se da respuesta al tercer y cuarto cuestionamiento, en él se describe el principio de funcionamiento, las ventajas y limitaciones, así como la interpretación de las curvas características, el ajuste o posibles ajustes de los dispositivos comúnmente utilizados en los circuitos de utilización.

También se explica en qué consiste la coordinación de protecciones, proporcionando el procedimiento paso a paso para llevarla a cabo.

CAPITULO III.- aquí se complementa la respuesta al cuarto cuestionamiento y se engloba la aplicación de la información

de los capítulos que lo preceden.

EL CAPITULO IV. - da respuesta al quinto cuestionamiento - explica el método utilizado para almacenar las curvas características tiempo-corriente de los diferentes dispositivos - de protección en un banco de datos permanente en la computadora en un archivo de acceso secuencial indexado.

EL CAPITULO V. - complementa el quinto cuestionamiento y - es parte fundamental de la tesis, en él se expone la filosofía de diseño del paquete de computo, se explica la forma de utilizar los diferentes tipos de archivos para el manejo de la información y se describe la forma de capturar y almacenar la información fija relacionada con las características del equipo de protección.

APENDICES:

En el apéndice número uno se explica el método computarizado utilizado para el estudio de corto circuito.

LA ESPECIE HUMANA DEBE PROTE -
GERSE ASI MISMA Y A LAS OBRAS
POR ELLA CREADAS.

CAPITULO I SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

OBJETIVO GENERAL

Comprender qué y contra qué se protege

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Al finalizar este capítulo el lector:

1. - Identificará en que consiste el sistema eléctrico de potencia.
2. - Entenderá los aspectos relacionados con la operación de los sistemas tanto en estado estable como bajo contingencias.
3. - Identificará las contingencias en los equipos de circuitos de utilización.
4. - Dispondrá de datos estadísticos de la ocurrencia de fallas.
5. - Analizará la importancia, las fuentes y el comportamiento del corto circuito que le permitirán la correcta selección para la aplicación y ajuste de los dispositivos de protección.

I N T R O D U C C I O N

En este capítulo se explica en qué consiste un sistema eléctrico de potencia, se proporcionan los aspectos relacionados con su operación para poder prevenir las fallas o una vez que ocurren minimizar sus efectos, asimismo se proporció

nan datos estadísticos de fallas y las bases para llevar a cabo un estudio de corto circuito, interpretando los resultados de dicho estudio para la selección y ajuste de los dispositivos de protección.

I.1 SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia están formados por circuitos de generación, transmisión, distribución y utilización que a su vez están constituidos por: generadores, transformadores, líneas de transmisión, protecciones, redes de distribución, equipos de utilización.

I.2 ASPECTOS RELACIONADOS CON SU OPERACION

Básicamente existen tres aspectos relacionados con la operación de dichos sistemas, que se resumen en la forma siguiente:

SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE, esto implica que no hay interrupciones de servicio y no existen corto-circuitos o circuitos abiertos en el sistema.

PREVENCION DE FALLAS. - lo que significa que en los diseños se debe encontrar una solución óptima entre la confiabilidad y la economía en los circuitos utilizados para la prevención de fallas, ya que teóricamente es posible diseñar

sistemas casi libres de fallas, pero su costo puede ser muchas veces mayor a aquel que puede ser económicamente realizable, esto no significa tampoco que el diseño más económico resulte el mejor ya que la confiabilidad del suministro a las cargas se debe lograr con la mejor técnica posible y al menor costo.

SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA BAJO CONTINGENCIA; el tercer aspecto de la operación del sistema eléctrico esta relacionado con la reducción de los efectos de las fallas, es decir, una vez que se parte del hecho de que la ocurrencia de fallas en el sistema es posible, se debe buscar la forma de que sus efectos se minimicen limitando la extensión y duración de la interrupción del servicio.

A continuación se indican en forma más detallada los aspectos relacionados con la operación del sistema:

1.2.1 Para que el sistema eléctrico de potencia trabaje en operación normal, se debe cumplir como mínimo con los siguientes requisitos:

El primer requisito será disponer de un sistema adecuado para transmitir la energía generada a la carga, esto significa una red convenientemente diseñada y confiable en su operación para establecer un mínimo de interrupciones en el servicio, por ejemplo la capacidad de los interruptores debe

ser la adecuada para operar satisfactoriamente en condiciones normales, y en condiciones de daño falla en el sistema.

Otro requisito es conocer las características de la carga con cierto detalle, es decir, la cantidad de corriente demanda durante los arranques y condiciones normales de operación, por ejemplo, el tiempo que toman los grandes motores para arrancar, la carga máxima conectada y conceptos del ciclo de operación de varias cargas.

1.2.2 Otros aspectos importantes son: planear para el futuro; es decir prever espacios extras suficientes para ampliaciones en las subestaciones.

Finalmente es conveniente recordar que cualquier sistema eléctrico requiere de mantenimiento en períodos de tiempo previamente establecidos, los relevadores deben ser probados los interruptores verificados en su funcionamiento, los contactos de interruptores y cuchillas limpiados los conductores y aislamientos libres de posibles fallas estructurales y/o daños por calentamiento o contaminación.

1.2.3 Por muy bien diseñados y contruidos que estén los sistemas eléctricos de potencia pueden fallar en cualquier momento puesto que están expuestos a diferentes contingencias (condiciones anormales de operación) tales como so -

bretensiones debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra (desconexión y conexión) de interruptores en las S.E., pérdidas de carga, efecto ferranti y otro tipo de fallas que pueden tener su origen en las anteriores como son los corto circuitos en los diferentes puntos del sistema.

A continuación se describen en forma específica las contingencias que se presentan en los equipos que se protegerán en el programa computarizado objeto de este trabajo:

a).- **Generadores:** Por sus características propias quedan sujetos a sobretensiones, sobrecorrientes instantáneas por corto circuitos originados por fallas de aislamiento interno o por fallas en buses o líneas, sobrecorrientes mantenidas, pérdidas de excitación y operación motorizada.

b).- **Líneas de transmisión:** se ven sujetas a sobrecorrientes instantáneas por corto circuitos debidas a fallas entre fases o fase a tierra provocando la circulación de corrientes altas. Quedan sujetas también por estar a la intemperie a la acción de descargas atmosféricas y sobretensiones por maniobras de conexión y desconexión de interruptores en el sistema.

c).- **Transformadores:** deben de protegerse contra corrientes excesivas que pueden producir esfuerzos no admisibles en los devanados dañándolos y ocasionando consecuentemente -

un corto circuito interno. Normalmente los transformadores - se construyen de modo que pueden soportar un corto circuito externo de un valor determinado durante el tiempo de falla.

Deberán protegerse también contra sobrecorrientes, cortos circuitos, contra sobretensiones que se originan como consecuencia de alguna falla en el sistema.

d).- **Lineas de distribución** : Pueden ser aéreas o subterráneas generalmente están formadas por conductores aislados. Los conductores en las líneas de distribución subterráneas - pueden estar directamente enterrados o en ductos por lo que - quedan sujetos a probables descargas por sobretensiones atmosféricas.

Deben de protegerse contra efectos térmicos, producto de las sobrecorrientes que dañan a los aislamientos cuando dichas sobrecorrientes son relativamente de baja magnitud o bien de valor alto y corta duración por cortos circuitos que dañan al conductor.

e).- **Los Motores**: son los equipos de utilización para aplicación directa de la energía mecánica, por tanto dependiendo de la carga acoplada y de la inercia de la misma demandarán mayor o menor energía eléctrica de entrada, debiendo protegerse tanto contra sobrecorrientes bajas a larga dura-

ción y de sobrecorrientes altas de corta duración (corto circuitos o rotor bloqueado) por regla general.

Adicionalmente y cuando el tamaño del motor lo justifica la alimentación deberá protegerse también contra baja tensión y falla a tierra, por provocar esta una demanda mayor de corriente que se puede detectar más rápidamente en la disminución de la tensión que en una sobrecorriente. Los motores síncronos deberán de protegerse además contra la pérdida de excitación.

f).- Equipos varios: aquí se puede considerar los bancos de capacitores, bancos de baterías, equipos y circuitos de control, equipos y circuitos de alumbrado, etc. los cuales normalmente se protegen sólo contra sobrecorrientes y -- corto circuitos.

CONSECUENCIAS DE LAS CONTINGENCIAS:

1.- Una falla no sólo puede producir interrupción del servicio de zonas de alimentación reducidas sino que puede ser de consecuencias tales que provocan interrupciones mayores como es la pérdida de sincronismo en las plantas generadoras lo que puede conducir a interrupciones generales.

2.-Además con las interrupciones se puede destruir las instalaciones y equipos, y su reparación resulta muy costosa.

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

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

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

I.3 ESTADISTICA DE FALLAS

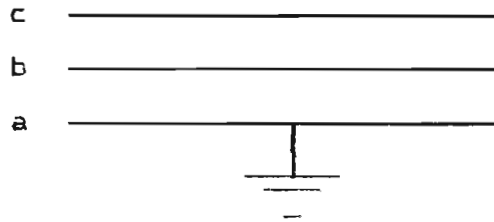
Desde el punto de vista de la protección es importante disponer de datos estadísticos sobre la ocurrencia de fallas a fin de poder aplicar mejor los criterios de protección.

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

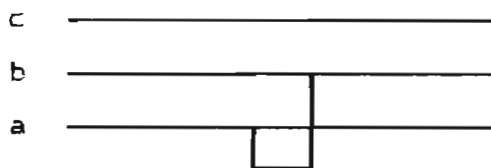
PARTE DEL SISTEMA	% DEL TOTAL DE FALLAS
Líneas de transmisión	50
Cables subterráneos	10
Interruptores	15
Transformadores de potencia	12
Transformadores de Instrumento	2
Equipos de Control	3
Equipos varios en las subestaciones	8

Total	100

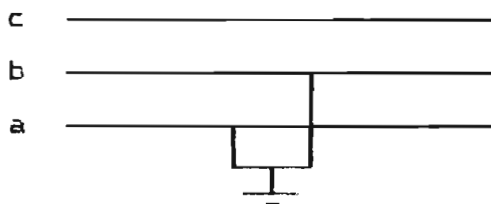
1.- **Falla de línea a tierra**, con una probabilidad de ocurrencia del 85% .



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



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



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



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

Con propósitos de determinar las características del equipo de protección, así como la protección misma y los estudios de esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica normalmente se efectúan estudios de corto circuito para las siguientes fallas:

- de línea a tierra
- Trifásica

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

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

Por las razones expuestas, a continuación se lleva a ca

bo un estudio más detallado del corto circuito.

I.4 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

Como ya se mencionó los sistemas eléctricos de potencia en plantas industriales, edificios comerciales, etc. deben dar seguridad, confiabilidad y ser económicos, dado que cuando ocurre un corto circuito se presentan condiciones indeseables tales como:

- a).- En el punto de falla pueden ocurrir arcos y combustión.
- b).- Las corrientes de corto circuito fluyen desde varias fuentes hasta llegar a la falla.
- c).- Todas las componentes a través de las cuales fluyen las corrientes de corto circuito quedan sujetas a esfuerzos mecánicos y térmicos, los cuales varían en función del cuadrado de la corriente y del tiempo de duración de la falla.
- d).- El voltaje del sistema se abate en proporción a la magnitud de la corriente de corto circuito. La máxima caída ocurre en el punto de falla (voltaje cero si la falla es franca).

De ahí la importancia de controlar en forma adecuada el corto circuito.

I.5 FUENTES DE CORTO CIRCUITO

En el punto anterior se explicó la importancia del por-
que es necesario conocer la magnitud de corriente de corto
circuito, sin explicar cómo era ni quién la generaba.

En esta sección se determinará que la magnitud de la co-
rriente de corto circuito depende de las diferentes fuentes
que la generan.

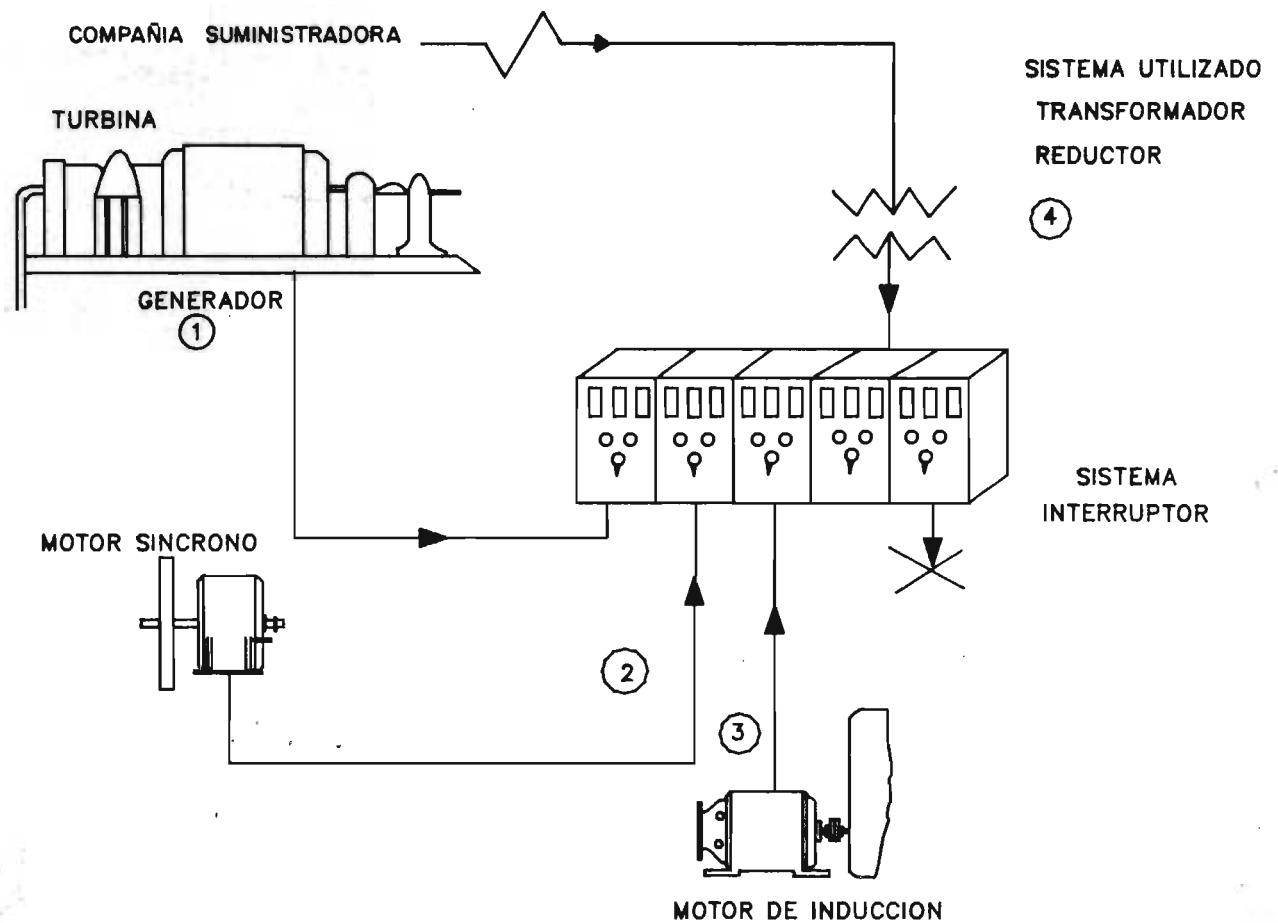
Las fuentes de corriente de corto circuito son las si-
guientes :

I.5.1 La compañía suministradora

I.5.2 Generadores

I.5.3 Motores Síncronos

I.5.4 Motores de Inducción



I. 5.1 LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA

Proporciona energía a través de los transformadores reductores a un nivel de voltaje útil para el cliente. No obstante que los transformadores se consideran algunas veces como fuentes de corriente de corto circuito estrictamente hablando, esto no es cierto. Los transformadores cambian la magnitud de voltaje y de la corriente, pero no los generan.

Lo que realmente influye en la magnitud de la corriente -

te de corto circuito es su capacidad ya que la corriente a plena carga del secundario es:

$$I_{pc_{sec}} = KVA \times 1000/V$$

y la corriente de corto circuito es:

$$I_{cc_{max}} = (100\% Z_t\%) I_{pc_{sec}}$$

De lo anterior se deduce que la corriente liberada de - corto circuito a través de un transformador dependerá de la corriente a plena carga del secundario, del porcentaje de impedancia de un transformador y al porcentaje de voltaje aplicado al primario con el fin de producir corriente a plena - carga con el secundario corto circuitado.

La corriente de corto circuito también dependerá de las reactancias del corto circuito entre el transformador y la - falla. Generalmente la compañía suministradora proporciona la información acerca del valor de la corriente de corto circuito disponible en el punto de alimentación.

I.5.2 Los generadores que se encuentran dentro del sistema, pueden considerarse como una fuente de corriente de - corto circuito. Dichos generadores son movidos por un primomotor tal como las turbinas de gas o hidráulicas y máquinas diesel. Cuando ocurre un corto circuito, el rotor del generador sigue girando debido a la acción del primomotor y -

continuará produciendo voltaje, ya que el campo de excitación permanece sin alterarse. Este voltaje generado produce una corriente de corto circuito de magnitud grande, la cual fluye hacia la falla; este flujo de corriente sólo está limitado por la reactancia del generador y la reactancia entre el generador y el punto de falla.

La corriente que pasa por un generador inmediatamente después de la falla, la que circula varios ciclos después y por último la estacionaria, son completamente distintas a causa del efecto de la corriente en el rotor sobre el flujo que genera la tensión en la máquina. La reactancia del generador varía con el tiempo después que la falla ha comenzado; esta variación de reactancia está formada por los siguientes valores:

X_d'' Reactancia subtransitoria

X_d' Reactancia transitoria

X_s Reactancia síncrona

La reactancia subtransitoria X_d'' este valor de reactancia se hace presente durante 1.5 a 3 ciclos a partir del inicio de la falla.

Reactancia transitoria X_d' aproximadamente al transcurrir 0.1 segundos la reactancia subtransitoria se denomina -

reactancia transitoria la cual tendrá una duración aproximada de 0.2 segundos.

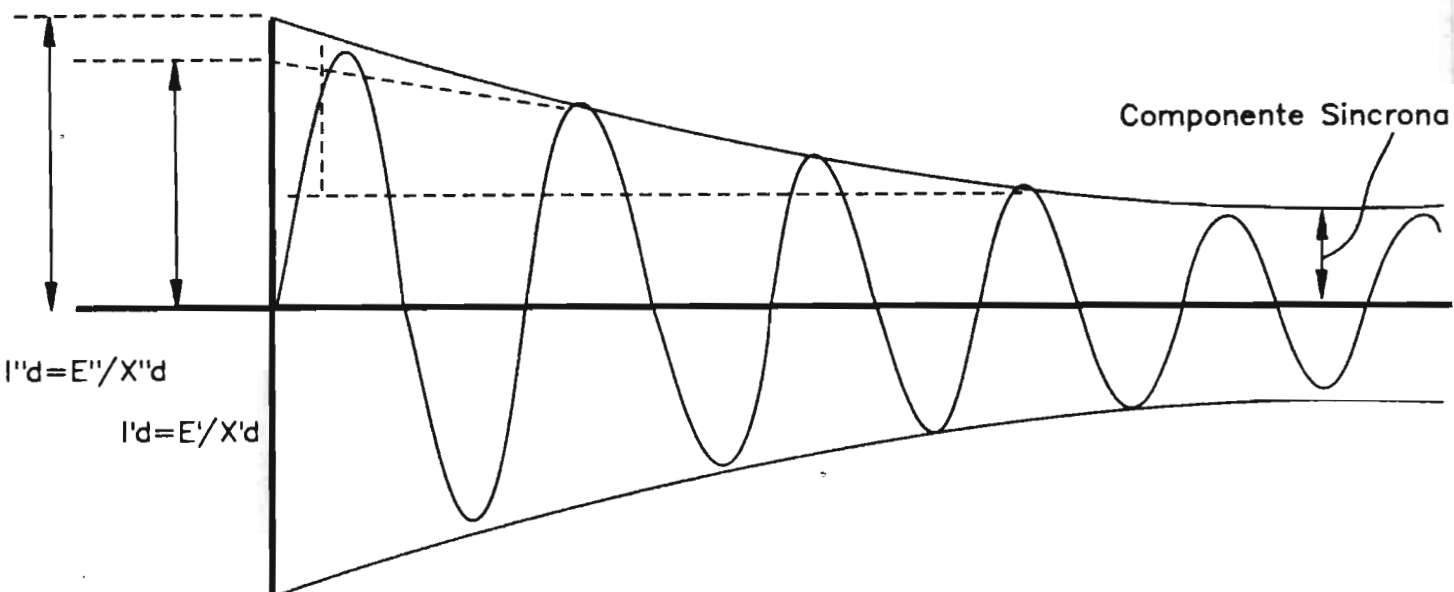
Reactancia síncrona X_s se presenta en aquellos casos donde los generadores están equipados por devanados amortiguadores esto es fluye cuando haya alcanzado la condición de estado estable (esto ocurre cuando toda la corriente transitoria en el devanado de excitación y el campo de la estructura se reducen a cero).

Como la mayoría de los dispositivos de protección de fallas, tales como interruptores y fusibles, operan antes de que la condición de estado estable sea alcanzada, las reactancias de los generadores síncronos rara vez se usan en cálculos de corriente de falla para la aplicación de estos dispositivos.

Como se explicó anteriormente, un generador tiene una reactancia variable cuya magnitud se incrementa al transcurrir el tiempo, consecuentemente la corriente de corto circuito disminuye exponencialmente al incrementarse el tiempo desde un valor inicial alto, hasta el nivel de estado estable bajo, como a continuación se muestra.

I'' = Componente Subtransitoria

I' = Componente Transitoria



1.5.3 Los motores síncronos tienen un comportamiento muy similar al del generador cuando ocurre una falla y el voltaje del sistema se reduce a un valor muy bajo; el motor síncrono tiende a pararse tomando potencia del sistema para seguir rotando su carga. Cuando el motor ya no toma potencia del sistema, el rotor seguirá rotando debido a la inercia de la carga. En el instante en que el motor ya no toma potencia del sistema pero el rotor sigue girando con la excitación mantenida, el motor se comporta como un generador alimentando la corriente de corto circuito algunos ciclos después de que ocurre la falla.

La magnitud de la corriente de corto circuito debida al

motor síncrono también dependerá de la potencia, del voltaje así como la reactancia del sistema hasta el punto de falla.

I.5.4 Los motores de inducción contribuyen a la corriente de corto circuito debido a la acción generadora producida por la inercia de la carga, al seguir moviendo el rotor, después de que ocurre la falla. Existe una gran diferencia entre la contribución del motor de inducción desde el devanado de armadura y no desde un devanado de campo de corriente directa.

Puesto que este flujo decae rápidamente una vez iniciada la falla, la contribución del rotor de inducción desaparece rápidamente y se extingue completamente después de unos ciclos no habiendo contribución a la corriente de corto circuito en estado estable.

Consecuentemente, a los motores de inducción solamente se les asigna un valor de reactancia subtransitoria X_d'' ; este valor de reactancia es aproximadamente igual a la reactancia a rotor bloqueado. El valor inicial simétrico de la corriente de corto circuito, casi es igual a la corriente de arranque del motor a plena carga (pleno voltaje), la cual es casi de 600 a 900% de la corriente normal de carga.

La magnitud de corriente de corto circuito contribuida por el motor de inducción depende de la potencia, del voltaje, reactancia del motor y del sistema hasta la falla.

I.6 Comportamiento de la corriente de corto circuito

Las ondas de corriente de corto circuito en un sistema industrial de potencia son principalmente en forma senoidal y sus principales características se tratan a continuación:

Si las envolventes de los valores máximos de las ondas de corriente no son simétricas con respecto al eje cero, a esta corriente se le conoce como corriente asimétrica.

Cuando ocurre un corto circuito en el instante de un voltaje pico y el corto circuito es totalmente reactivo la onda de corriente de corto circuito es simétrica sobre el eje cero.

Cuando el corto circuito ocurre en un voltaje cero, y el corto circuito es totalmente reactivo, la onda de corriente de corto circuito no tiene simetría con el eje cero.

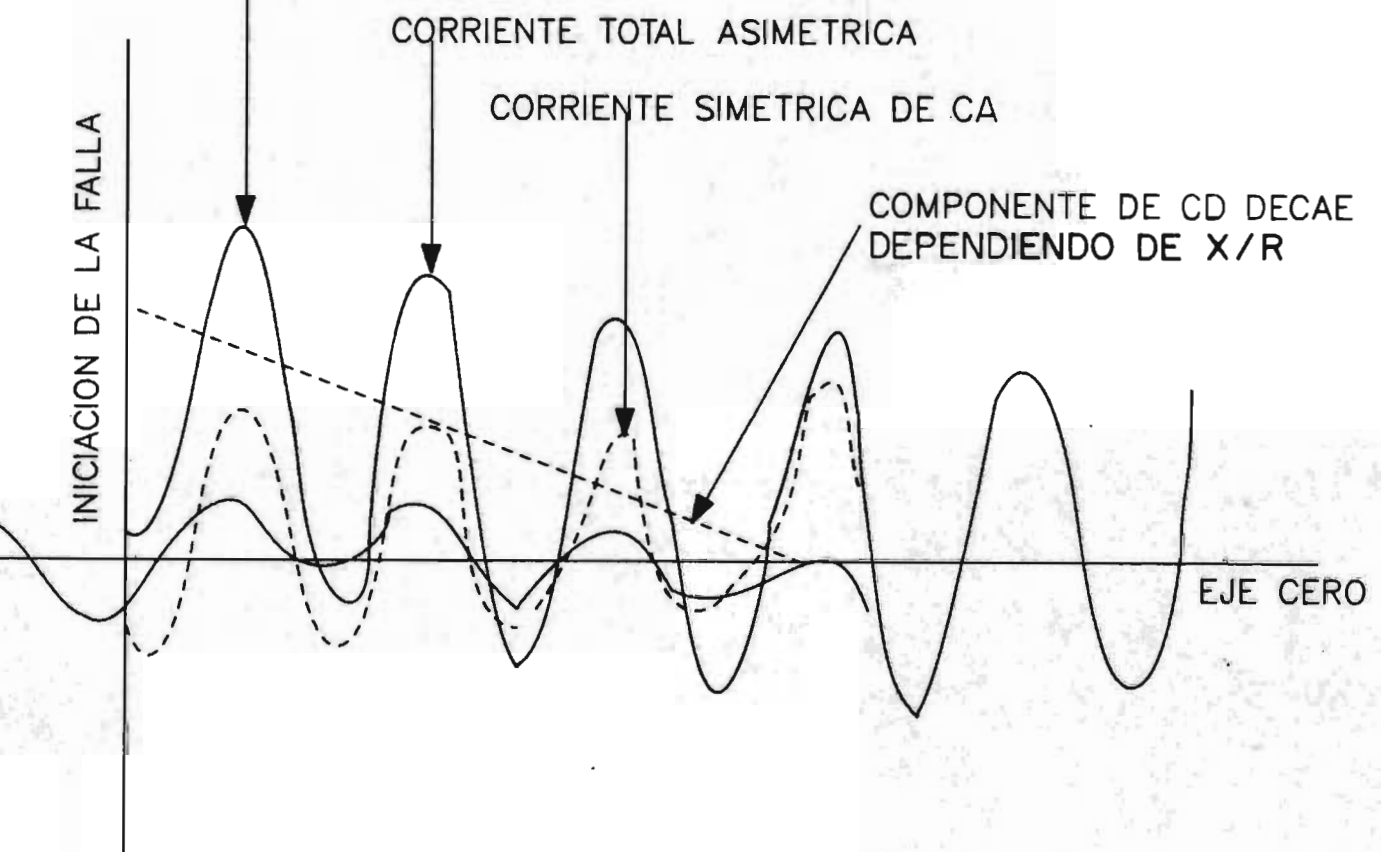
En un circuito real, la mayoría de los cortos circuitos ocurren siempre en algún punto entre los valores pico y cero de la onda de voltaje.

Cualquier circuito real tiene resistencia, haciendo esto que la componente de corriente directa decaiga a cero algunos ciclos después del inicio de la falla.

Se supone que la componente de corriente directa

se genera en el sistema de C.A. y no mediante una fuente externa. Consecuentemente la energía se disipará como una pérdida I^2R en la resistencia del circuito.

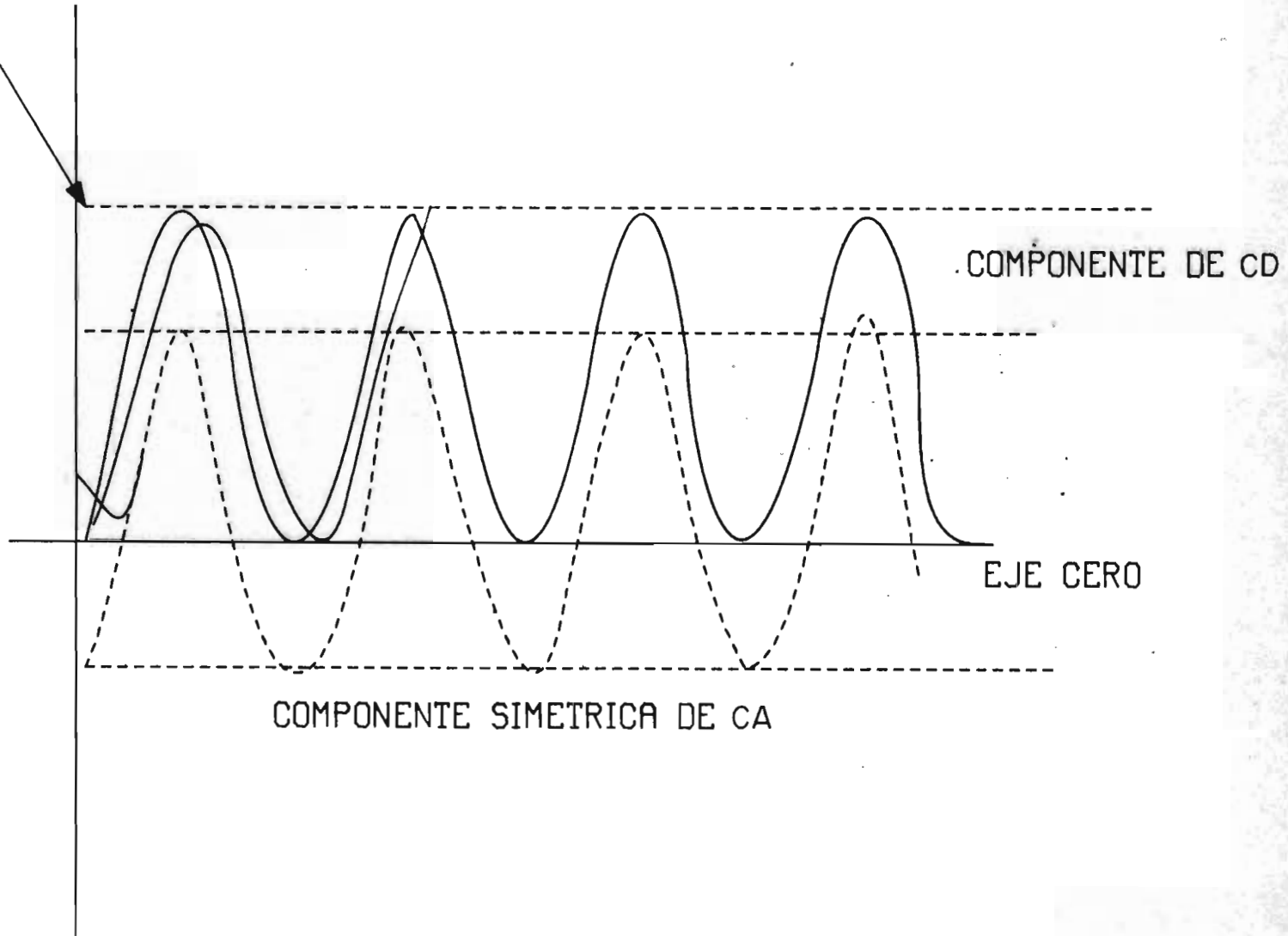
CORRIENTE ASIMETRICA PICO MAXIMA
INSTANTANEA COMPONENTE DE CD +
- COMPONENTE DE CA



La corriente de corto circuito asimétrica se puede visualizar como la suma de una corriente alterna simétrica con una componente de C.D. sobrepuesta.

INICIACION DE CORTO
CIRCUITO

CORRIENTE TOTAL ASIMETRICA
DE CORTO CIRCUITO



El factor X/R es la relación de reactancia a resistencia del circuito considerado. El decaimiento de la componente de corriente directa depende del factor X/R , donde X y R están formados por la reactancia y resistencia de todos los componentes del circuito entre la fuente y el punto de falla. Si $R=0$ la relación X/R se vuelve infinita y como consecuencia la componente de C.D. nunca decaerá. Si $X=0$, la relación X/R es cero decayendo instantáneamente la componente de C.D. Para relaciones intermedias, la componente de C.D. tenderá a cero en un determinado tiempo, dependiendo este de la relación X/R . Entre mayor sea la reactancia en la relación con la resistencia, el tiempo de decaimiento de la componente de C.D. será mayor.

El cálculo exacto de las corrientes asimétricas a diferentes tiempos posteriores a la falla es muy complicado; debido a esto se han establecido factores precisos de relación de cambio en reactancias aparentes de generadores, y factores de decrementos para la componente de C.D. con un factor multiplicador se convierten los amperes cuadráticos medios simétricos calculados en amperes cuadráticos medios asimétricos (incluyendo la componente de C.D.). Para la correcta aplicación de los elementos de protección contra corto circuito, solamente las componentes máximas de C.D. serán consideradas para el trabajo momentáneo de los interruptores termomagnéticos y de los fusibles, y se podrá entonces estar seguros de

que el elemento de protección aplicado soporte el corto circuito máximo que puede ocurrir en el sistema.

EN LA SELECCION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA CORTO CIRCUITO ENTONCES, SOLAMENTE SE CONSIDERAN LAS COMPONENTES MAXIMAS DE C.D.

Para el trabajo momentáneo, todas las reactancias subtransitorias se deberán considerar en el primer medio ciclo de corriente simétrica de corto circuito, antes de aplicar el factor. En cálculos prácticos generalmente se utiliza 1.5, 1.6 para circuitos de mediano y alto voltaje y aproximadamente 1.25 para circuitos de bajo voltaje.

I.7 Corrientes de corto circuito que se consideran para la coordinacion de protecciones.

* La máxima y mínima corriente de 0 a 3 ciclos (momentánea) se utiliza para ajustar el instantáneo de interruptores y selección de fusibles y para calcular máximos a que se somete el equipo.

* La máxima de 3 ciclos a 1 segundo (corriente interruptiva) a máxima generación se utiliza para verificar el rango de circuitos interruptores y cables.

La máxima de 3 ciclos a 1 segundo corriente mínima de generación, se necesita para determinar si la sensibilidad del-circuito es la adecuada.

APARATO DE PROTECCION	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO QUE SE DEBE CONSIDERAR
Banda instantánea en termomagnéticos, electromagnéticos y relés 50-51	I" _d (asimetría subtransitoria)
Banda de tiempo corto y tierra en electromagnéticos. Unidad de tiempo relé 50/51.	I' _d (transitoria)

**EL HOMBRE TIENE LA OBLIGACION
DE MEJORAR METODOLOGIAS Y UTI
LIZAR HERRAMIENTAS QUE LE PER
MITAN BUSCAR EL PERFECCIONA -
MIENTO INDIVIDUAL Y OPTIMIZAR
LOS SISTEMAS.**

OBJETIVO GENERAL

Comprender con qué y cómo se protege

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Al finalizar el capítulo el lector:

1.- Entenderá el principio de funcionamiento, las ventajas, limitaciones, interpretación y selección de las curvas características de los siguientes dispositivos de protección:

1.1 Interruptores termomagnéticos

1.2 Interruptores electromagnéticos

1.3 Fusibles

1.4 Relevadores

2.- Comprenderá el principio de funcionamiento y los criterios de selección de los transformadores de corriente.

3.- Conocerá que es la coordinación de dispositivos de protección y cual es el procedimiento para llevarla a cabo en circuitos de utilización.

I N T R O D U C C I O N

En la primera sección de este capítulo se describe el -

principio de funcionamiento, las ventajas, limitaciones, interpretación de las curvas características y el ajuste o posibles ajustes de los dispositivos de protección comúnmente utilizados en circuitos de utilización que son:

- 1.- Interruptores termomagnéticos
- 2.- Interruptores electromagnéticos
- 3.- Fusibles
- 4.- Relevadores

Asimismo se describe el principio de funcionamiento y los criterios de selección de los transformadores de corriente. Se proporciona también la filosofía de un estudio de coordinación de protecciones eléctricas paso a paso.

II.1 CURVAS Y RANGOS TÍPICOS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION

II.1.1 Interruptores termomagnéticos (interruptores en caja moldeada).

Estos dispositivos contienen una protección de sobrecarga ya sea térmica o bimetálica y una protección de corto circuito mediante un elemento magnético para el disparo instantáneo.

Básicamente están integrados por tres componentes:

- Los elementos de disparo
- El mecanismo de operación

- Supresores de arco.

La función de los elementos de disparo es la de accionar el mecanismo de operación en caso de una sobrecorriente-prolongada o de corto circuito; para efectuar esta operación los interruptores están provistos de una acción térmica y magnética combinadas.

La acción térmica de disparo se obtiene con un elemento que responde a la corriente de carga.

En sobrecargas mantenidas este elemento se flexiona, haciendo que el mecanismo de operación abra los contactos.

Debido a que el elemento térmico reacciona con el calor generado por el paso de la corriente, el tiempo en que opera es prolongado en sobrecorrientes moderadas y corto en sobrecorrientes altas.

La acción magnética se obtiene mediante el uso de un electroimán por el que pasa la corriente de carga. Esta acción proporciona un disparo instantáneo cuando la corriente alcanza un valor predeterminado.

Hay interruptores termomagnéticos de diferentes niveles de tensión: 240 V_{c. a.}, 480 y 800 V_{c. a.} en capacidades desde 15 amperes hasta 2500 amperes y capacidades interruptivas hasta de 65000 amperes simétricos.

De acuerdo a su ajuste los podemos clasificar en tres tipos:

- 1.- Los que no tienen ningún ajuste (fig. II.1)
- 2.- Los que sólo tienen ajuste magnético (fig. II.2)
- 3.- Los que tienen ajuste térmico y magnético.
(fig. II.3)

Los ajustes se seleccionan de acuerdo a las necesidades de coordinación en una ruta dada. (véase cap. III).

Los interruptores termomagnéticos tienen como ventaja sobre los fusibles, su capacidad operativa, ya que siempre están listos para la conexión rápida de la red que protegen incluso después de haberse desconectado.

Por otra parte estos interruptores desconectan al mismo tiempo las tres fases de la derivación protegida con esto se evita el régimen bifásico que dan los fusibles.

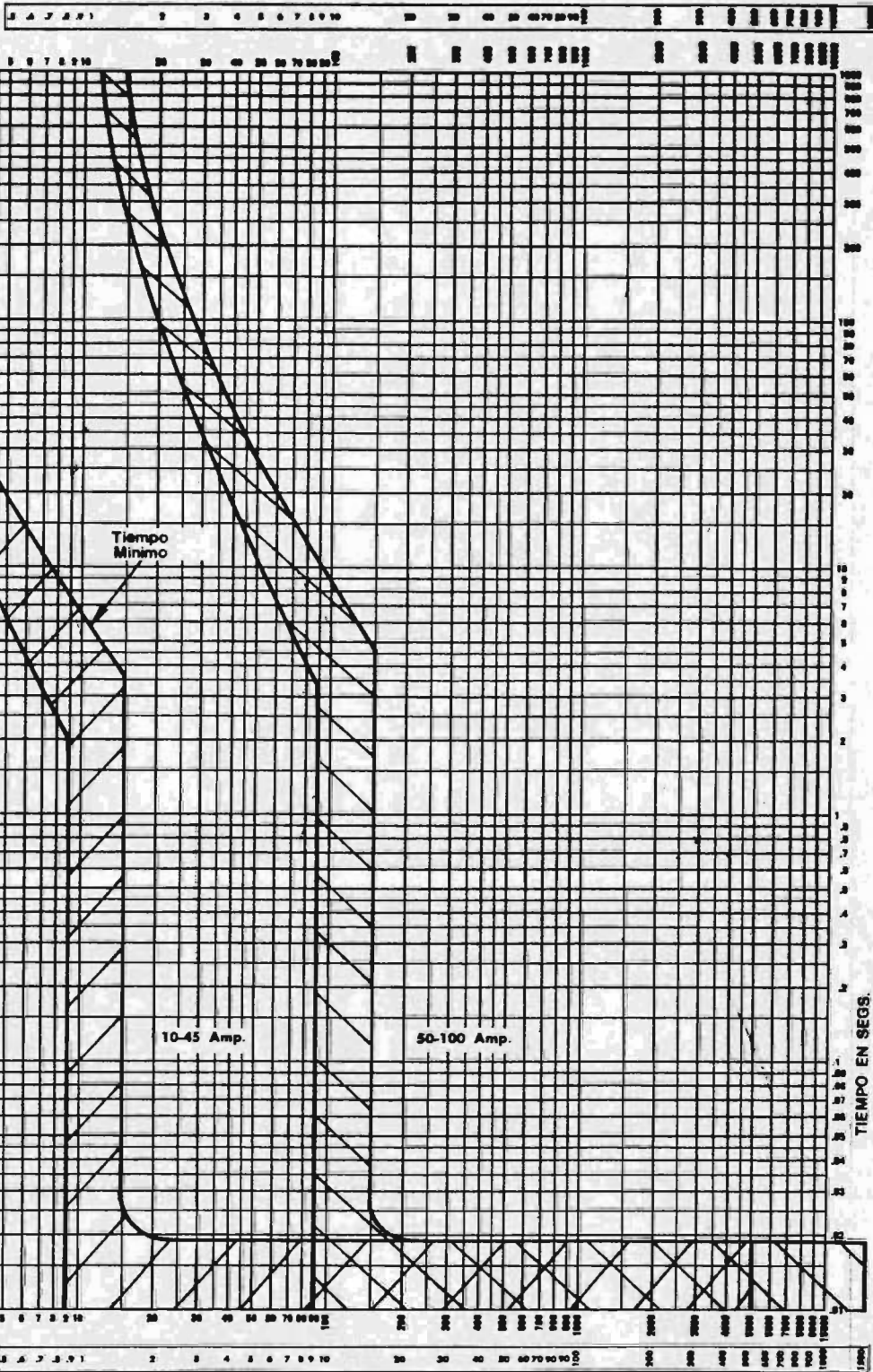
Los interruptores termomagnéticos se caracterizan por los siguientes parámetros:

a).- Corriente nominal del interruptor I_n es la corriente indicada por el fabricante cuyo paso se permite por tiempo ilimitado.

b).- Tensión nominal del termomagnético. Es la máxima tensión de la red de C.A. o de C.D. bajo la cual aun puede -

Curvas Tiempo-Corriente

Temp. 0 25 40 50 60C



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE

INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

LINEA E-100

CAJA COMPENSADA

Tipos TEF y THEF

Tiempo Largo e Instantáneo

GENERAL ELECTRIC

Corriente
15, 20, 30, 40, 50, 70, 80 y 100 Amperes

Voltaje
480 Volts, C.A. (250 Volts C.D.)

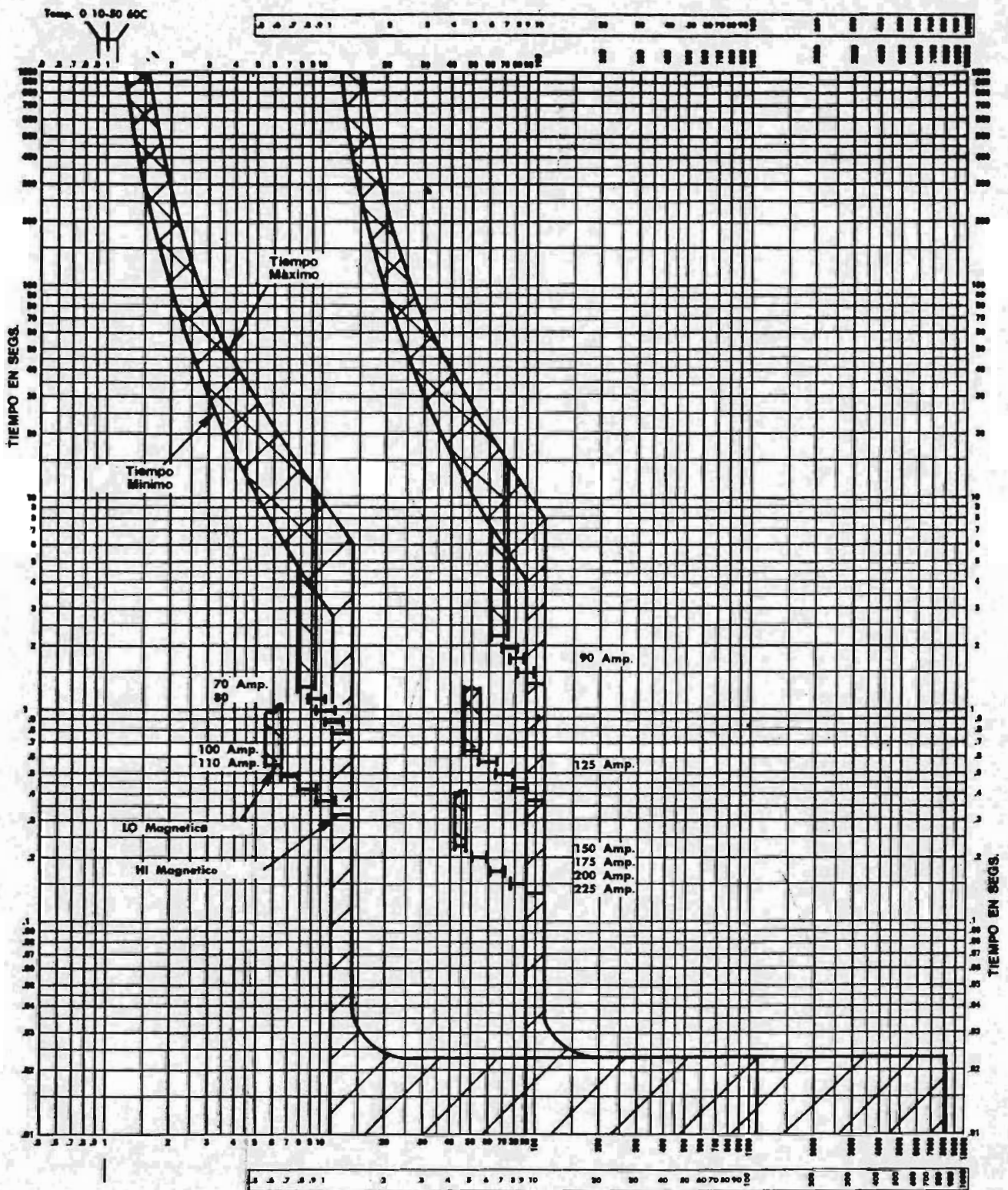
Frecuencia
C.D. ó 60/50 HZ.

Ajustes

No tiene ajuste ni en el tiempo Largo ni en el Instantáneo

LA CURVA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 40°C, SIN CAJA

Curvas Tiempo-Corriente



GENERAL ELECTRIC

Corriente
70, 90, 100, 125, 150, 175,
200, y 225 Amperes
Voltaje
800 Vols. C.A. (250 Vols. C.D.)
Frecuencia
C.D. o 50/60 HZ.

MULTIPLoS DE LA CORRIENTE

INTERRUPTOR CAJA MOLDEADA

LINEA F-225

AMBIENTE COMPENSADO

Tipos TFK y THFK

Tiempo Largo e Instantáneo

Ajustes

No tiene ajuste en el tiempo Largo, el Instantáneo se ajusta en fábrica en HI.

LA PRUEBA ESTA HECHA BASADA EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 10-30°C, SIN CAJA

Interruptores termomagnéticos y magnéticos de alta capacidad interruptiva

Estos disparadores de sobrecarga están térmicamente compensados, dentro de un rango de -10°C hasta $+50^{\circ}\text{C}$, por lo que su característica de respuesta es independiente de los cambios de temperatura ambiente.

Disparador electromagnético.

Si una sobrecorriente producida por un cor-

tocircuito fluye a través del interruptor, es instantáneamente interrumpida por el disparador magnético.

Los interruptores tipo L103, L203 y L403 tienen un disparo magnético instantáneo ajustable en forma continua, lo cual permite seleccionar su operación en conjunto con otros dispositivos de protección, tales como interruptores electromagnéticos.

Tabla de Selección.

Interruptores termomagnéticos

	Tipo	MOTOR 3 FASES 220 V~	Catálogo No.	Peso neto Kg.	Corriente nominal	Tensión nominal a 40/60 Hz	Corriente nominal de servicio	Rango de ajuste del disparador térmico (a)	Rango de ajuste del disparador magnético (n)
		HP			A	V	A	A	A
Térmico Ajustable	L103M	10	301420	2.8	100	480	40	31 - 40	380 - 580
	L103M	15	301432				50	37 - 50	480 - 720
	L103M	20	301444				64	48 - 64	600 - 900
	L103M	25	301456				80	60 - 80	720 - 1100
	L103M	30	301468				100	75 - 100	950 - 1450
	L203M	30	301470	7.5	225	600	100	74 - 100	800 - 1800
	L203M	40	301482				125	90 - 125	1000 - 2400
	L203M	50	301494				150	110 - 150	1000 - 2400
	L203M	60	301507				190	140 - 190	1300 - 3000
	L203M	75	301519				225	180 - 225	1300 - 3000
Térmico Fijo	L403T	75 1)	303018	16.8	400	600	250	250	1500 - 3600
	L403T	100 1)	303020				300	300	2100 - 5000
	L403T	125 1)	303032				350	350	2100 - 5000
	L403T	150 1)	303044				400	400	2100 - 5000

Interruptores magnéticos

	Tipo	MOTOR 3 FASES 220 V~	Catálogo No.	Peso neto Kg.	Corriente nominal	Tensión nominal a 40/60 Hz	Corriente nominal de servicio	Rango de ajuste del disparador magnético
		HP 1)			A	V	A	A
	L103 I	0.33	301521	2.8	100	480	7	10 - 20
	L103 I	0.5 - 0.75	301533				14	20 - 40
	L103 I	1 - 1.5	301545				28	40 - 80
	L103 I	2 - 3	301557				56	80 - 160
	L103 I	3 - 5	301569				84	120 - 240
	L103 I	3 - 7.5	301571				100	160 - 320
	L103 I	5 - 10	301583				100	240 - 480
	L103 I	10 - 15	301595				100	380 - 580
	L103 I	10 - 20	301608				100	480 - 720
	L103 I	15 - 25	301610				100	600 - 900
	L103 I	20 - 30	301622				100	720 - 1100
	L103 I	25 - 30	301634				100	950 - 1450

utilizarse el interruptor termomagnético de un determinado tipo.

c).- Corriente límite de interrupción I_{lim} : Es la máxima corriente de corto circuito que puede ser interrumpida por los contactos del interruptor termomagnético.

d).- Corriente nominal del desganchador I_{deen} . Es la corriente indicada en el manual cuyo paso es por tiempo ilimitado por el desganchador.

Para la selección y ajuste de los interruptores termomagnéticos se debe tener:

1.- INFORMACION NECESARIA

- A) Rango de disparo térmico (su valor y ajustes en caso de que los tenga)
- B) Rango de disparo magnético (su valor o ajustes en caso de que los tenga).
- C) Capacidad interruptiva máxima (dada por el fabricante).
- D) Curva de protección de tiempo corriente mínima.
- E) Curva de operación de tiempo corriente máxima.

2.- CUMPLIR REQUISITOS

- A) La corriente nominal del interruptor debe ser

mayor que la corriente nominal del elemento.
que se proteja permitiendo o no una sobrecarga,
esto depende del sistema a coordinar.

- B) La tensión nominal del interruptor termomagnético debe ser mayor o igual que la tensión del elemento que se protege.
- C) La corriente límite permitida por el interruptor termomagnético debe ser mayor que la corriente de corto circuito máxima que pasa por el elemento que se protege.
- D) La operación del interruptor termomagnético debe cumplir con los requisitos de coordinación de protecciones: en motores, librar su perfil; en transformadores, librar la curva de magnetización y quedar a la izquierda de la curva ANSI, además no se debe de interceptar con los dispositivos en serie anteriores a él en la ruta de coordinación.

II.1.2 Curvas de disparo de los interruptores termomagnéticos.

Las curvas tiempo-corriente de los termomagnéticos se dan en escala log-log y muestran el tiempo total (desde el instante en que aparece la corriente hasta el disparo del

termomagnético) con respecto a la corriente. (fig.II.1)

En la gráfica se muestra la tolerancia en la operación propia del interruptor resultando con esto la banda de disparo determinada por las características de construcción.

II.1.2 Interruptores electromagnéticos

También conocidos como interruptores de potencia en baja tensión; se deben de usar en circuitos de tensiones menores de 1000 volts; C.A. estos interruptores al igual que los termomagnéticos sirven para protección contra sobrecorriente y corto circuito.

El interruptor electromagnético proporciona una protección flexible y cubre un amplio rango de características de disparo debido a la acción coordinada de sus componentes:

1. - Sensores
2. - La unidad de disparo transistorizada
3. - Accionador de disparo

Puede tener un total de seis controles ajustables - que sirven para calibrar los siguientes parámetros:

1. - Corriente de disparo a tiempo diferido largo.
2. - Tiempo diferido largo.
3. - Corriente de disparo a tiempo diferido corto.
4. - Tiempo diferido corto.
5. - Corriente de disparo instantánea

8. - Tiempo de corriente a tierra, con magnitud de corriente generalmente no ajustable.

Cuando se eligen los ajustes del interruptor electromagnético en una ruta bien definida de acuerdo a las características de coordinación, con frecuencia no es necesario utilizar todos los ajustes, ya que resulta más costoso y sin ventajas apreciables.

Por ejemplo, no es necesario utilizar un disparo instantáneo porque muchas veces el elemento o elementos anteriores a al interruptor electromagnético en serie al mismo nivel de tensión de la ruta que se coordina tienen ya disparo instantáneo y no habría selectividad, o únicamente utilizando el ajuste de tiempo corto se puede prescindir del disparo instantáneo.

Los valores de corriente de disparo son variables según la marca, pero generalmente se dan múltiplos o submúltiplos del rango del sensor. Los ajustes de tiempo también son similares para las diferentes marcas; en algunas, el tiempo largo se da como múltiplos o submúltiplos del sensor y en otras sólo se da en máximo intermedio y mínimo; el ajuste de tiempo corto se da en máximo, intermedio y mínimo en todas las marcas.

Marco. - Un interruptor tienen una corriente máxima de operación definida por el marco del interruptor o sea la má-

xima corriente que soporta el interruptor.

A cada marco le corresponde un determinado número de sensores de los cuales ninguno debe sobrepasar el marco.

Para seleccionar adecuadamente los interruptores electromagnéticos se deben cumplir los siguientes puntos:

1.- La tensión nominal del interruptor electromagnético debe ser mayor o igual que la tensión del elemento que se protege.

2.- La corriente máxima de interrupción (disparo instantáneo del electromagnético) debe ser mayor que la corriente de corto circuito máxima de la red protegida.

3.- La corriente nominal del marco y del sensor del electromagnético no deben de ser menores que la corriente de carga máxima en la red.

4.- La corriente de disparo a tiempo diferido largo se toma de 20 a 30% mayor que la corriente de carga máxima o un porcentaje de acuerdo a la necesidad de coordinación.

5.- El tiempo diferido largo se determina de acuerdo a las necesidades de coordinación, por ejemplo si se tiene que dar selectividad respecto a los elementos anteriores al interruptor electromagnético éste se elige de tal manera que el ajuste sea el mínimo y no existan cruzamientos y así los

siguientes dispositivos tengan mayores posibilidades de -
ajuste .

6.-La corriente de disparo de tiempo diferido corto se
selecciona de modo que sea la mínima permitida por las nece-
sidades de coordinación.

7.- El tiempo diferido corto se determina por las nece-
sidades de coordinación.

8.- Corriente de disparo instantánea. Esta debe de ser
mayor a todas las sobrecargas temporales que no sean corto -
circuito.

9.- El tiempo de disparo de falla a tierra se calibra -
para obtener la coordinación de protecciones en serie.

10.- La corriente de disparo de falla a tierra se da en
múltiplos de la corriente del sensor y puede ser 0.2 veces -
la nominal.

II.1.3 Fusibles

Son dispositivos eléctricos de funcionamiento térmico;
se diseñan para alta y baja tensión, se funden al paso de la
corriente eléctrica superior a un valor predeterminado. La -
principal desventaja que se presenta, es que no son ajusta -
bles y son muy lentos cuando tienen que operar para valores-
moderados de corriente de corto circuito.

Estos elementos son menos precisos que los relevadores - pero son más precisos a los disparos de acción directa. También presentan la desventaja de que es necesario reemplazar - los cuando ya han disparado.

Un fusible debe de especificarse en base a la frecuencia de operación, de la capacidad nominal de corriente, voltaje nominal de operación, voltaje máximo de diseño y capacidad interruptiva.

La corriente nominal del fusible es por definición la capacidad que soporta por un tiempo indefinido sin sufrir calentamiento que pudiera modificar sus características de diseño.

Existen tres tipos de características de operación del fusible:

1.- MMT o tiempo mínimo de fusión (minimum melting time) es el intervalo que existe entre la aparición de la falla y el momento en que el elemento se funde y se establece el arco eléctrico.

2.- TIEMPO DE ARQUEO (arcing time) es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico.

3.- MCT O TIEMPO MAXIMO DE LIBERACION DE LA FALLA es el intervalo de tiempo entre la aparición de la falla y la apertura total del elemento fusible; es la suma del tiempo mínimo de fusión y el tiempo de arqueo.

Existen curvas muy diferentes entre sí, dependiendo del fabricante, del material con que se fabrica el listón del fusible y si tienen uno o dos elementos.

Ya que el fusible de dos elementos tiene curvas más complicadas; debido a que tienen dos temperaturas de fusión ya que están diseñados de dos materiales diferentes en serie uno sirve para sobrecargas y otro para corto circuito.

Para la coordinación de fusibles se deben considerar los siguientes aspectos:

El fusible no debe de operar a causa de corrientes de carga, debe de permitir el arranque de motores, librar la corriente de magnetización en los transformadores evitar cruzamientos con otros dispositivos en serie que lo anteceden y que forman parte de la ruta de coordinación, debiendo ser capaz de mantener el flujo de la corriente de carga máxima sin calentarse al grado de modificar sus características originales.

Las curvas de los fusibles pueden ser proporcionadas por el fabricante en cualquiera de las siguientes modalidades:

- 1.- Curva corriente-tiempo mínima de fusión
- 2.- Curva corriente-tiempo promedio de fusión
- 3.- Curva corriente-tiempo de interrupción total

Para evitar una situación engañosa, en la coordinación - se dibujara la característica del fusible en banda, aplicando - un porcentaje a la derecha del 20% para el primer caso, para - el segundo caso un porcentaje del 10% a ambos lados y en el - último caso un 20% a la izquierda.

II.1.4 RELEVADORES

Aún cuando existen muchos tipos de relevadores, en esta - sección se describirán los comúnmente utilizados.

Que son: los que protegen contra sobrecorriente(51), protección instantánea(50), relevadores térmicos(49); los que pueden ser de tiempo inverso o definido en sus diferentes modalidades. A continuación se establece una secuencia a bloques de la forma en que actúan los relevadores; el relevador indica al interruptor que existe una falla y que debe operar; el relevador no esta conectado directamente al sistema, sino a través de un - transformador de corriente(que se describe en la sección - II.2).

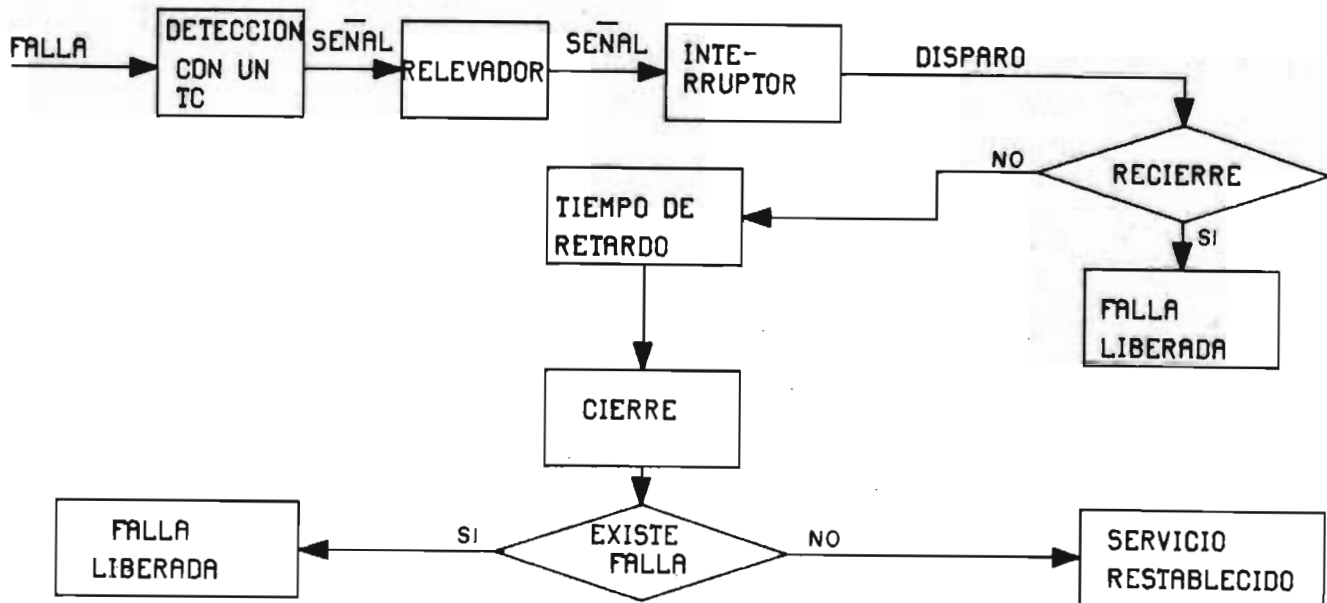


Fig. II.4

Además de los relevadores mencionados, se tienen relevadores diferenciales, relevadores de gas, relevadores de nivel que no se consideran, ya que no forman parte de la ruta de coordinación por tener una zona de operación definida.

II.1.4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los relevadores de protección de sobrecorriente tienen los siguientes principios de funcionamiento:

a).- Tipo de atracción electromagnética.- funciona con la acción de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide o con atracción de una armadura por los polos de un electroimán.

b).- **Inducción electromagnética.**- Utiliza el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor.

c).- **Estado sólido.**- Este tipo de relevadores utiliza tecnología de estado sólido. Las curvas tiempo corriente, se obtienen a través de la aplicación de circuitos RC.

Las curvas características y rangos de tap son similares a los proporcionados en motores de inducción.

Relevadores de sobrecorriente instantánea (50)

Es un relevador que funciona instantáneamente para un valor excesivo de corriente e indica una falla en el aparato o circuito protegido (0.05 segundos o menos).

Relevadores de sobrecorriente con retraso de tiempo (51)

Es un relevador con una característica de tiempo definida o inversa, que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado y a mayor corriente, menor tiempo en la característica inversa.

Relevadores bimetalicos (térmicos)

Se utilizan como protección bipolar o tripolar contra sobrecarga y corto circuito en circuitos principales por medio de transformadores de corriente para C.A. hasta 500 V. 50 y 60 hz.

Los relevadores bimetalicos secundarios pueden utilizarse en unión de interruptores automáticos especialmente para la protección de motores de corriente trifásica, también motores de alta tensión, con tiempo de arranque normal y especialmente largo (centrifugadora, bandas transportadoras de arranque bajo carga, motores de molino de carbón y similares).

Los relevadores bimetalicos secundarios son relevadores de sobrecargas ajustables, retardados en dependencia de la intensidad de corriente para su conexión al secundario de transformadores de corriente principal de una relación .../5A.

Consta de dos o tres transformadores de corriente monofásicos de saturación y un relevador 3UA12 (ejecución especial sin autobloqueo) conectado al secundario.

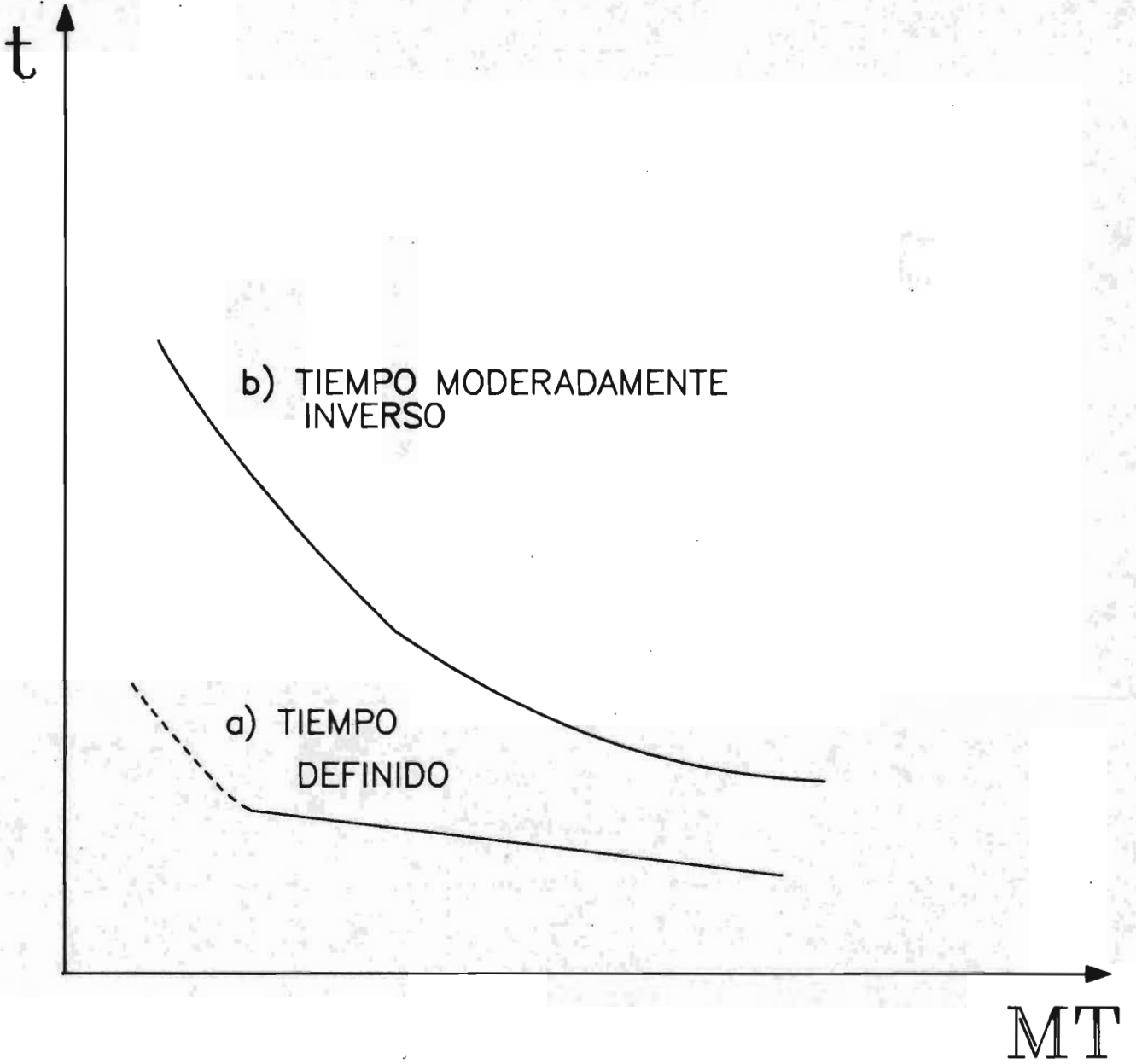
Por medio de los disparadores electromagnéticos ajustables de acción instantánea incorporados los relevadores son adecuados también para protección contra corto circuito (los disparadores electromagnéticos están dimensionados de tal forma que en el arranque a plena tensión de motores con rotor de jaula de ardilla no disparen).

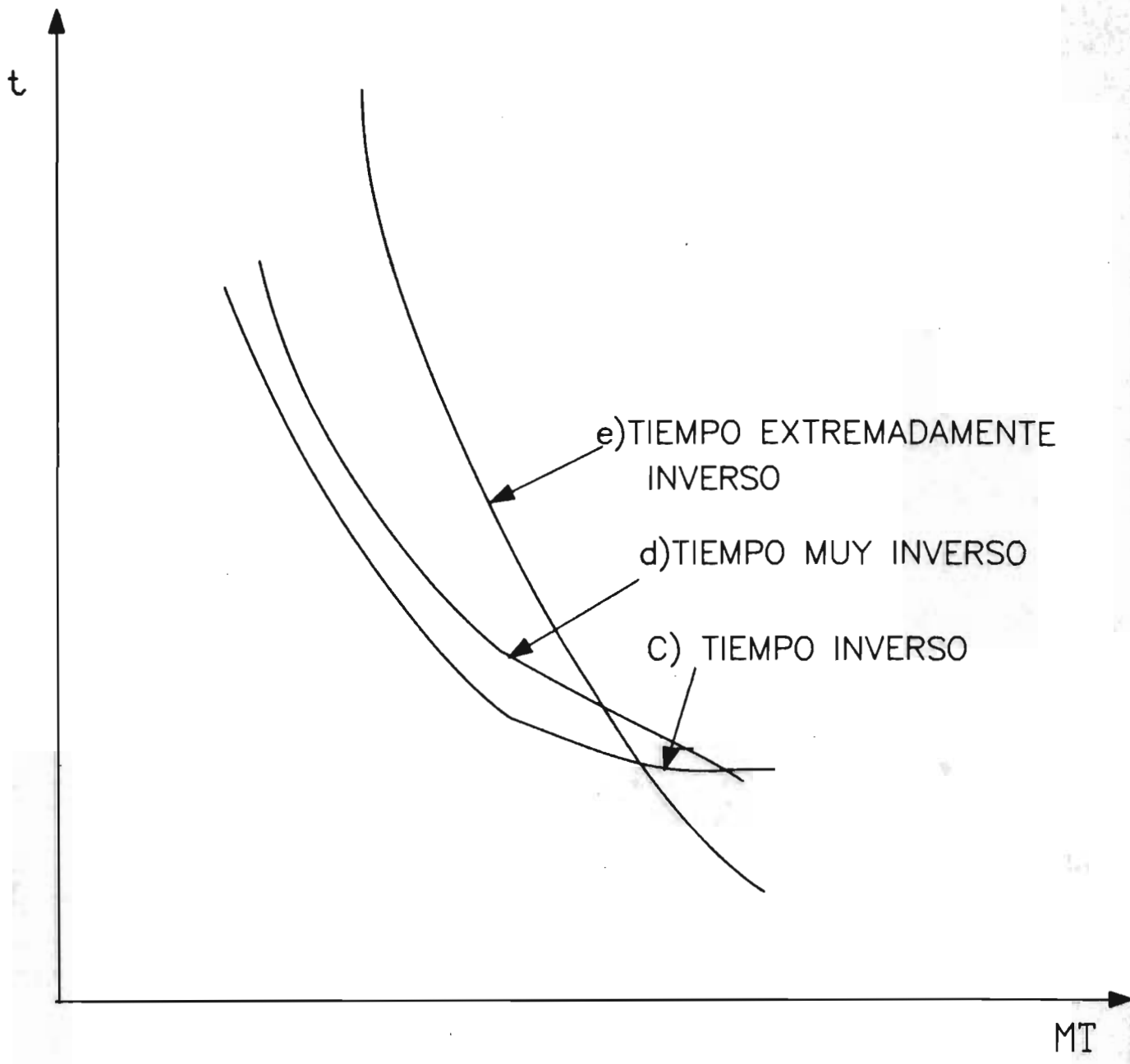
Los relevadores bimetalicos secundarios con disparadores de acción instantánea deben accionarse con interruptores automáticos y no junto con contactores, debido a que ellos no poseen la capacidad de desconexión de corto circuito.

II.1.4.2 DIFERENTES TIPOS DE CURVAS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y SU APLICACION

La diferencia principal de los relevadores de sobrecorriente, la constituye básicamente la característica tiempo-corriente como se muestran en las figuras II.5 y II.6 a saber:

- a).- Tiempo definido- este tipo de curva puede aplicarse donde hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, además de que la corriente de falla no varía para condiciones de generación máxima y mínima así como para bus local y remoto.
- b).- Tiempo moderadamente inverso- Es muy semejante a la curva de tiempo definido, su aplicación para circuitos es mínima solamente es común como respaldo de banco de transformadores, aún cuando fiere la curva a.
- c).- Tiempo inverso- Donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación u operación de interruptores de línea, puede lograrse una buena utilización.
- d).- Tiempo extremadamente inverso- Es el que mejor se coordina con los fusibles.





II.1.4.3 Coordinación de los relevadores

Se pueden clasificar para la selección del ajuste en tres tipos:

- I).- Tiempo definido
- II).- Tiempo inverso
- III).- Relevador térmico

A continuación se describe el cálculo del ajuste de cada uno de los tres tipos:

I).- Tiempo definido

Se elige la corriente mínima del relevador, es decir el tap y un tiempo dependen de las características de coordinación. Para la selección del tap se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Tap} = I_n / \text{RTC}$$

donde:

I_n - Es la corriente nominal del elemento que se protege

RTC- Es la relación del transformador de corriente al que esta conectado el relevador.

Cabe aclarar que el resultado de esta fórmula no es la única condición que va a determinar el valor del tap; sino la necesidad de la ruta de coordinación.

II).- Tiempo inverso

En este tipo de relevadores se debe de elegir el valor - del tap y de la palanca (tiempo de operación también conocido como dial); para la selección del tap se procede de la misma forma que en los relevadores de tiempo definido y la selección de la palanca se hace de acuerdo a las necesidades de la coordinación (vease capítulo III).

Para la selección de la palanca se encuentra el múltiplo del tap aplicando la siguiente fórmula:

$$MT = (I_{cc} / RTC) / \text{Tap}_{\text{sobrecorriente}}$$

donde:

I_{cc} - Corriente de corto circuito en el elemento que se está protegiendo.

RTC- Relación del transformador de corriente.

Con este punto y el tiempo determinado por el sistema - donde se está coordinando se elige la palanca (dial).

III).- Relevadores térmicos

Cálculo del ajuste de los disparadores electromagnéticos de acción instantánea: el ajuste debe de realizarse según la máxima posibilidad de corriente de corto circuito en el lugar de montaje según la corriente máxima de conexión. El disparador electromagnético puede ajustarse de tres a seis ve

ces o el valor de corriente nominal del disparador.

Por ejemplo:

Corriente de reacción deseada	
del disparador electromagnético	1200 a
Transformador de corriente principal	400/5
Relación de transformación	80/1
Valor de alcance:	$(1200/5)(5/400) = 3$

II.2.- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferencias de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas por lo que para proteger al personal y lograr una disminución de niveles de aislamiento de capacidad y por lo mismo de tamaño y costo del equipo de protección (relevadores) y de medición tales equipos deben ser alimentados por magnitudes proporcionalmente menores a las del circuito y esto se logra a través de los transformadores de instrumento.

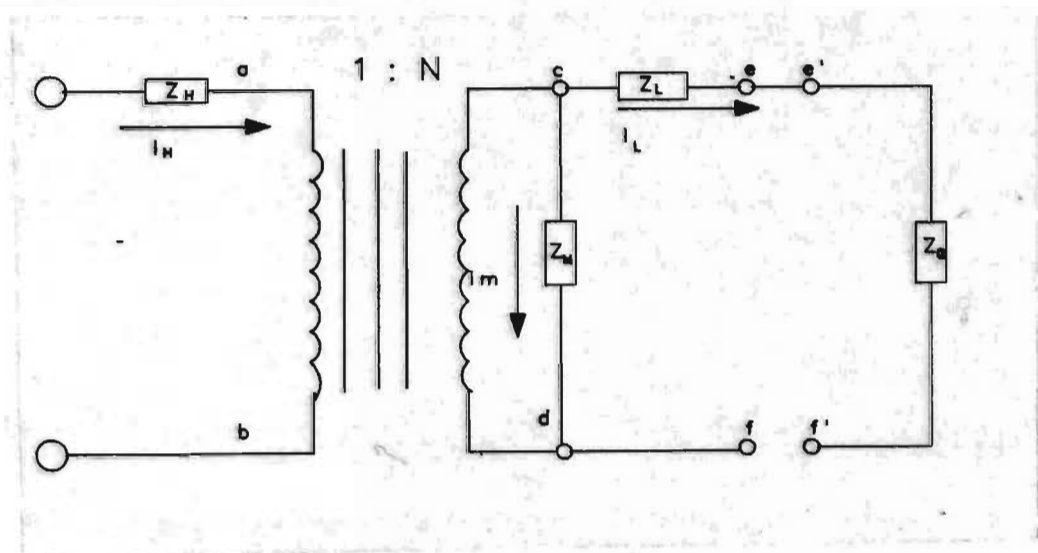
Como la eficiencia de los sistemas de protección y medición depende del comportamiento y la selección de los transformadores de instrumento, para la aplicación adecuada de dichos instrumentos se deben considerar varios requisitos, tales como: construcción mecánica; tipo de aislamiento (seco o líquido), relación en función de las corrientes o tensiones -

primarias y secundarias, régimen térmico continuo, regímenes de tiempo corto térmico y mecánico, clases de aislamiento, nivel de impulso, condiciones de servicio, precisión y conexiones; la mayoría de estos requisitos son autoevidentes y existen normas de aplicación por lo cual en esta sección únicamente se analizarán los que afectan directamente el funcionamiento de la protección por relevadores.

Existen dos tipos de transformadores de instrumentos: transformador de corriente y transformador de potencial.

El principio de funcionamiento de un transformador de corriente o "TC" se puede obtener a través del modelo del transformador ideal; haciendo algunas consideraciones derivadas de su diseño y conexión dentro del sistema.

Para ello se utilizará el circuito equivalente del TC que se muestra en el diagrama:



donde:

Z_H - Impedancia propia del devanado de alta tensión

Z_L - Impedancia propia del devanado de baja tensión

Z_M - Impedancia de magnetización del transformador

Z_C - Impedancia de carga en el secundario

I_H - Corriente primaria

I_L - Corriente que alimenta la carga

1:N - Relación de transformación "RTC"

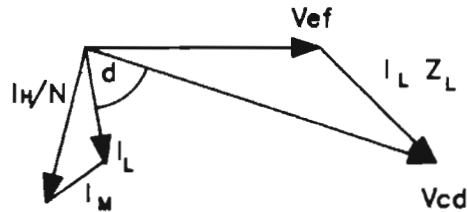
El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces en esta misma, por lo que la corriente primaria I_H es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_H es suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

La impedancia de carga Z_C es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, esta tendría siempre una magnitud pequeña para ofrecer una oposición mínima al paso de la corriente y no sacar al TC de sus características de diseño.

II.2.1.- Condición de operación normal

Bajo condiciones normales de operación, la corriente secundaria será $1/N$ veces la corriente primaria del TC y su diagrama vectorial de operación será aproximadamente el si

guiente:



Donde el error de relación que representa la corriente de magnetización I_M y el ángulo d son despreciables han sido exagerados en el dibujo para poder ser observados.

II.2.2.-Condiciones anormales de operación y saturación

La capacidad de transferencia de energía entre el circuito primario y el secundario, depende de las características de diseño y construcción del TC, como son:

La capacidad de sus conductores, el nivel máximo de voltaje que debe soportar el TC entre las esferas y las características magnéticas del núcleo.

En todo material magnético la permeabilidad se puede suponer como una función lineal de la densidad de flujo para determinados valores de esta última y que rebasando este rango de valores, varia en forma no lineal haciendo tender la

densidad a un máximo dado por las características propias del material.

A continuación se representa este efecto considerando la impedancia de magnetización Z_M como constante para los valores de transferencia de energía que están dentro de las características de diseño y disminuyendo no linealmente para valores fuera de los mismos, logrando un efecto similar al observado en el comportamiento real del TC.

Analizaremos qué pasa con el TC para los siguientes casos:

- 1.- La corriente primaria es demasiado grande
- 2.- La impedancia de carga es demasiado grande
- 3.- El circuito secundario está abierto

Para el primer caso, cuando la corriente primaria I_H crece, la corriente I_H/N crecerá proporcionalmente a la primera.

Supongamos que la corriente es mayor a la especificada en el diseño del TC, las corrientes secundarias I_M de magnetización e I_L corriente que alimenta la carga, crecerán también.

Al crecer I_M la excitación del núcleo será mayor y como habíamos dicho, el efecto que se presentará será similar a la disminución Z_M provocando un crecimiento mayor de I_M que de I_L y así un aumento en el error de relación y ángulo que se

puede observar en el diagrama fasorial en donde la relación ideal esta dada por $I_M \sqrt{N}$.

El aumento en la corriente de magnetización I_M , nos representa el efecto de histéresis del núcleo magnético y traerá consigo un calentamiento y, por lo mismo, un daño si la exposición a esta es prolongada.

En el segundo caso cuando la carga Z_C tiene una magnitud mayor a la que el TC puede alimentar al voltaje entre las terminales CD será mayor para un valor de I_H que el transformador normalmente debe de soportar sin problemas; al ser mayor V_{ed} , la corriente de magnetización I_M crecerá logrando un efecto similar al anterior.

Para el tercer caso cuando el circuito secundario esta abierto, toda la corriente primaria servira para magnetizar al núcleo provocando que el voltaje secundario crezca hasta un valor dado por:

$$V_{ed} = V_{ef} = I_H \times Z_M \sqrt{N}$$

que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre las espiras y algunas veces la explosión del TC.

Si la excitación del núcleo dada por I_H es grande y varía en forma repentina, como lo puede ocasionar una corriente de falla elevada, el núcleo puede quedar magnetizado y provo-

car errores de la relación aun dentro de los valores especificados para el TC, sin embargo este magnetismo remanente puede ser eliminado.

II.2.3.-Saturación

El efecto representado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo es conocido normalmente como saturación.

Este efecto debe de ser considerado especialmente, pues provoca en la mayoría de los casos un retraso de operación de las protecciones de sobrecorriente, ya que debido a las características del sistema y del TC, se presenta en el momento de la falla una respuesta similar a la existente en la energización brusca de un circuito inductivo.

II.2.4.-Selección de la relación de transformación

El mejor criterio para seleccionar la relación del transformador de corriente RTC es tomando la corriente de régimen normal del equipo conectado.

Cumpliendo con lo siguiente:

a).- La corriente secundaria del TC no deberá de ser mayor de 5 A. para los valores normales de carga; ya que por norma el valor de corriente que soportan los equipos conectados al secundario en forma constante es:

$$I_c / RTC \leq 5 \text{ A.}$$

donde:

I_c - Es la corriente de carga máxima del circuito

b).- La corriente máxima de falla en el punto en donde será colocado el TC no debe de exceder 20 veces el valor nominal de la corriente primaria del TC.

$$I_{cc} / RTC \leq 100$$

donde:

I_{cc} - corriente de falla máxima

c).- Para evaluar la carga que deberá soportar el TC basta con sumar las cargas que representan cada uno de los equipos en el secundario.

II.2.5. -Especificaciones

Las especificaciones generales del TC son:

a).- Tipo

a1).- Tipo boquilla es casi invariablemente escogido para la protección en los circuitos de alta tensión porque es menos costoso que los otros tipos. No se utiliza en circuitos menores de 5 kv ni en equipo blindado.

El tipo boquilla consta sólo de un núcleo de forma anular de un arrollamiento secundario; este transformador se -

construye dentro de equipo tal como interruptores, transformadores de potencia, generadores o mecanismos interruptores, estando dispuesto el núcleo para rodear una boquilla de aislamiento a través de la cual pasa una interrupción de potencia.

a2)- Tipo devanado es requerido por separado al equipo primario su costo es superior, debido a que su tipo de aislamiento es similar al del equipo primario. Su impedancia secundaria es alta y se satura más rápido que el TC de boquilla.

b)- Aislamiento de porcelana o aceite

c)- Realización: de uno o varios devanados secundarios

d)- frecuencia nominal del sistema

e).- Nivel básico de aislamiento

f)- Factor de sobrecorriente: sobrecorriente que el TC soportara normalmente sin dañarse por períodos largos de tiempo en general 120% de la corriente nominal.

g)- Sobrecorriente dinámica. Valor instantáneo máximo de sobrecorriente que el TC soportará sin dañarse.

II.2.6. -Clase y precisión

Los TC se clasifican por su clase de precisión y este es el error máximo permitido que puede tener un determinado TC bajo carga nominal.

Las clases de precisión para protección se indican en la siguiente tabla:

Clasificación de la Precisión para la Protección	Tensión Secundaria	Carga Normalizada
C	T	
C 10	T 10	B 0.1
C 20	T 20	B 0.2
C 50	T 50	B 0.5
C 100	T 100	B 1.0
C 200	T 200	B 2.0
C 400	T 400	B 4.0
C 800	T 800	B 8.0

La clasificación "C", cubre transformadores de corriente tipo toroidal o dona con el devanado secundario uniformemente distribuido y cualquier otro transformador en que el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga.

La clasificación "T", cubre los transformadores en los que el flujo disperso tiene un efecto apreciable en el error de relación.

II.2.7.-Pruebas de campo a transformadores de corriente

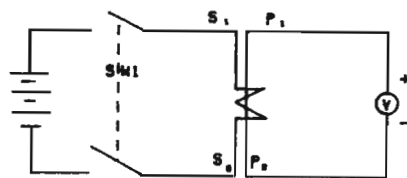
Para el funcionamiento correcto de los equipos de protección conectados a los TC's es conveniente determinar en campo

la polaridad y las curvas de saturación.

II.2.7.1.-Prueba de polaridad

Esta prueba llamada "Golpe inductivo" se efectúa con una batería y un voltmetro analógico de C.D., de acuerdo a la conexión que se muestra, se cerrará y abrirá súbitamente el sw-1, si la aguja del voltmetro se desplaza en dirección de la escala (+) el TC, tiene polaridad sustractiva, de no ser así se invertirá la conexión del voltmetro y se repetirá la operación, en caso de desplazarse la aguja en dirección de la escala (+) el TC., tendrá polaridad aditiva.

Si el TC tiene polaridad aditiva, se indicará marcando las terminales P_2 y S_2 y si la polaridad es sustractiva, las marcas de las polaridades estarán en las terminales P_1 y S_1

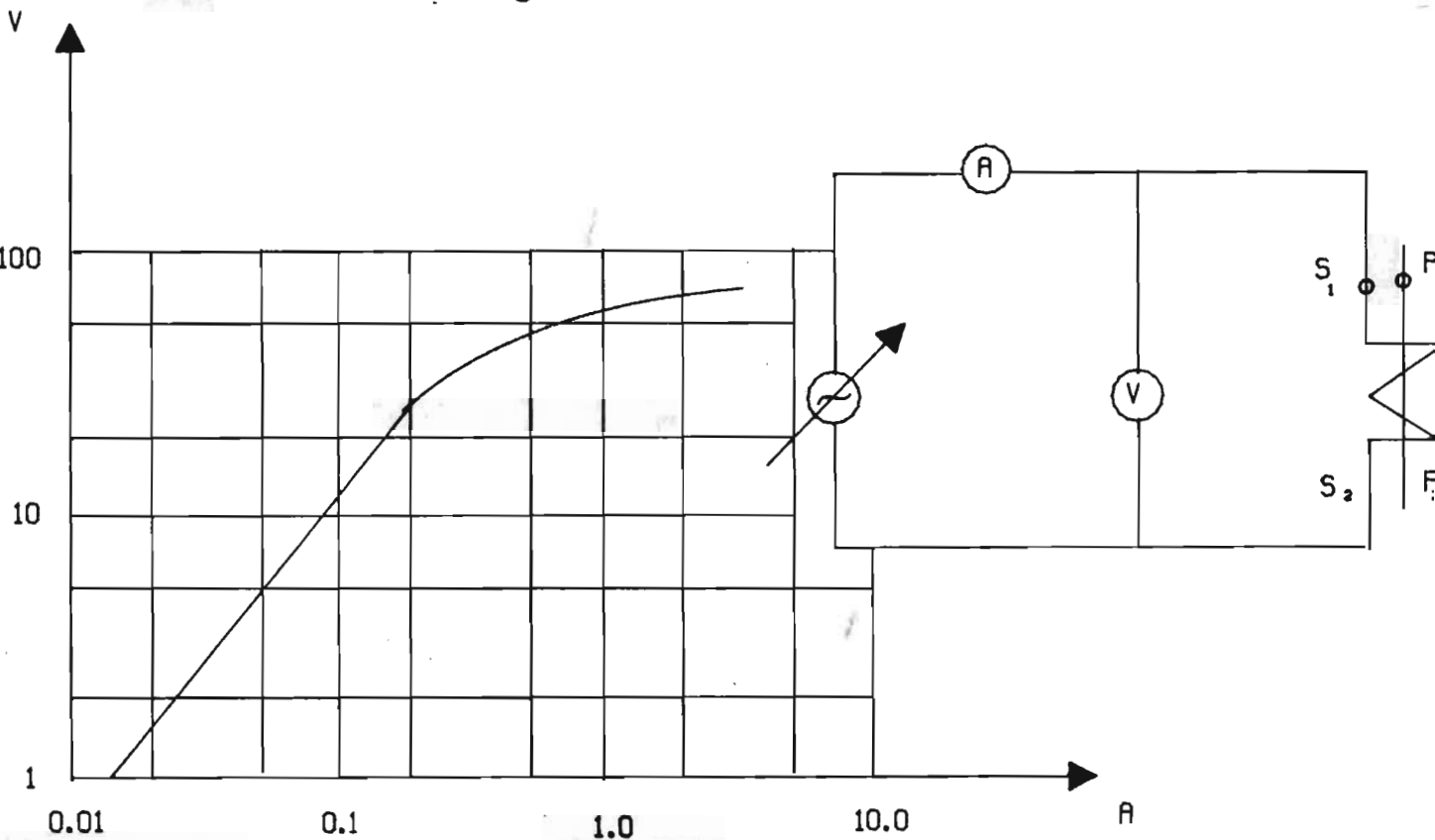


II.2.8.-Curva de Saturación

Para obtener la curva de saturación de un TC, se requiere, contar con la fuente variable de voltaje superior a la clase de precisión del mismo, un ampermetro y un voltmetro.

Una vez efectuadas las conexiones indicadas en la fig. y con el primario abierto asegurándose que la fuente de voltaje esté en cero volts, se comienza a levantar el voltaje en pasos de diez volts (más o menos según se requiera) y se mide la corriente que toma para el voltaje asignado.

Se obtendrá una tabulación voltaje-corriente que deberá graficarse en papel log-log, obteniéndose una curva similar a la mostrada en la fig.



Se debe tener cuidado al efectuar la prueba ya que una vez que el TC llega a la saturación, a una pequeña variación de voltaje corresponde una muy grande de corriente.

Si se efectúa la misma prueba a los cables que van a la carga de protección (fase-neutro) alimentando a cinco amperes y leyendo el voltaje recibido medido, se obtendrá el burden que representa, $B=V/I$ para saber si este es adecuado a la clase de precisión obtenida.

II.2.9. -Conexión de los transformadores de corriente

La forma de conexión de un transformador de corriente depende del uso que se le dará a las corrientes secundarias que este proporcionará.

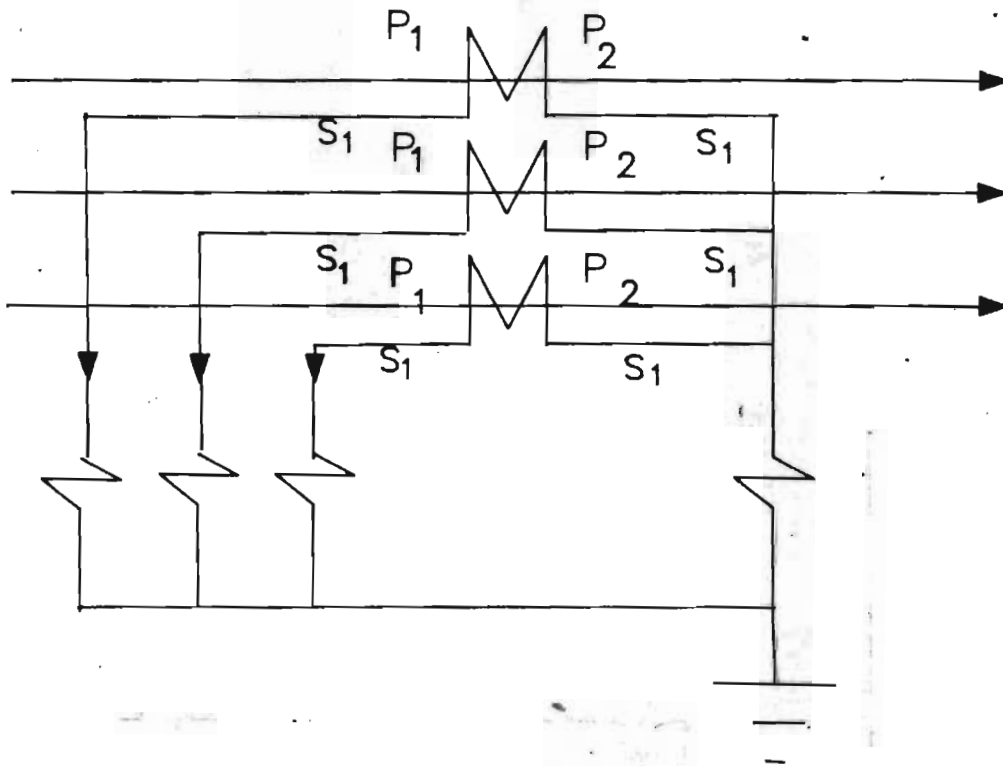
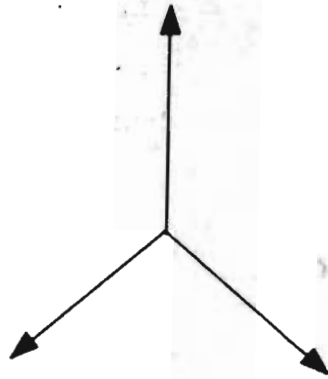
Las conexiones comunmente usadas son:

a) Conexión Estrella

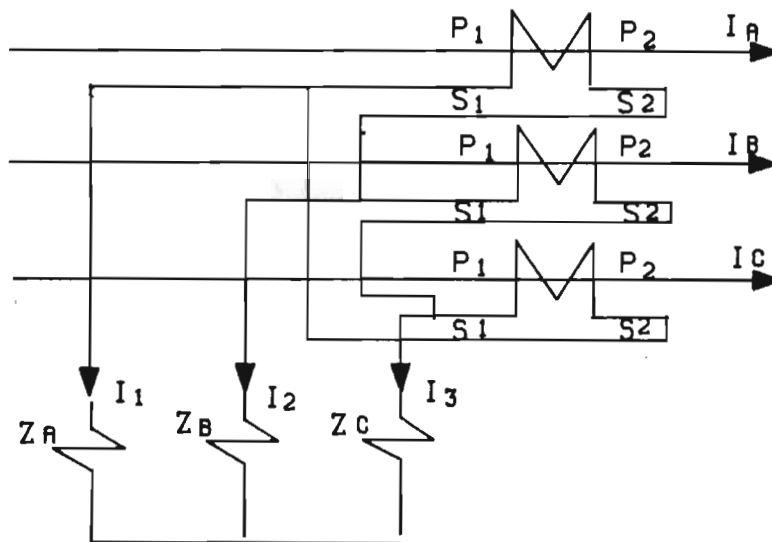
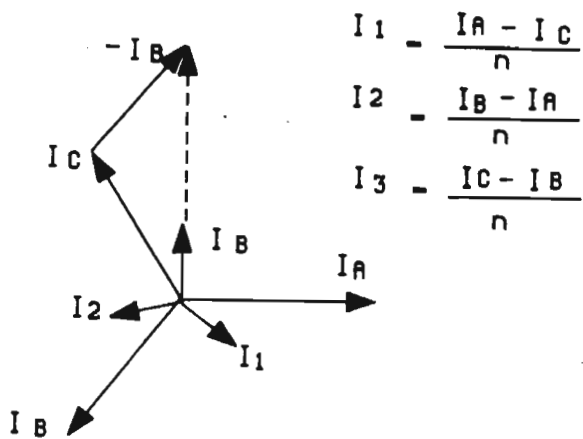
Debe cuidarse la dirección de las corrientes, es decir, que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta - pues la inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella provocando una señal errónea en los dispositivos conectados al secundario Z_a, Z_b, Z_c y Z_n .

La inversión de las polaridades de las tres fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias no importando para esquemas en donde solo intervengan el valor de la magnitud de corriente como son: relevadores de so -

breccorriente no direccionales, empero, para aquellos esquemas donde se considera más de una corriente o voltaje alterará el funcionamiento del esquema.



b) Conexión Delta



Como se puede apreciar en los diagramas fasoriales, la conexión delta modifica la relación y ángulo con que la corriente secundaria alimentará a los dispositivos conectados al secundario, el factor por el cual se modifica la relación de transformación es raíz de tres.

Se deberá verificar la polaridad de cada uno de los transformadores de corriente, pues la inversión de uno o dos de ellos provocaría el desbalance y por lo tanto, la señal equivocada en los dispositivos conectados en el secundario.

La inversión de la salida de las señales de la delta causará únicamente un desplazamiento de ciento ochenta grados en las corrientes I_1 , I_2 , e I_3 , efectuando en forma similar la inversión de los TC's de una estrella.

Dado que no se tiene conexión a tierra, podemos observar que la conexión delta no permite corrientes de secuencia cero esto es válido para cualquier tipo de transformador.

Es decir, aparece abierto en el circuito en donde la conexión es delta.

II.3 COORDINACION DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de potencia consiste en un estudio organizado de las características tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección en serie desde la carga hasta la fuente de suministro del sistema.

El objetivo de un estudio de coordinación es determinar las características, rangos y ajustes de los diferentes dispositivos de protección contra sobrecorriente a fin de asegurar que un mínimo de carga sin falla sea interrumpida cuando las-

protecciones del sistema detectan una falla en éste. Al mismo tiempo los dispositivos y ajustes seleccionados deben de proporcionar una protección satisfactoria contra sobrecargas en el equipo e interrumpir corto-circuitos con la mayor rapidez posible.

Para lo que los ajustes de los dispositivos de una subestación deben quedar resumidos en un sólo plano que debe contener:

- Las curvas de los dispositivos coordinados dibujadas - en papel Log-Log a un voltaje base, identificadas con un número.
- Un diagrama unifilar simplificado de la ruta a coordinar que contiene las corrientes de corto circuito y de más datos de los elementos que se protegen y de los dispositivos que los protegen.
- Una tabla donde se indiquen las características de los dispositivos de protección así como los ajustes seleccionados.
- Los puntos críticos tales como corrientes magnetizantes, perfiles de operación motores, puntos ANSI, ajustes máximos permisibles de dispositivos de protección etc.
- Ejes de referencia que faciliten la lectura de las corrientes correspondientes a diferentes niveles de voltaje.

De esta manera se tienen los medios para verificar si el equipo comprado o por comprar es el adecuado para la opera -

ción óptima del sistema o sugerir los cambios necesarios.

II.3.1 CUALIDADES ESENCIALES DE LA PROTECCION

En general todas las protecciones deben ser confiables, rápidas, selectivas y sensibles.

- **Confiabilidad:** Es la capacidad que debe tener la protección en el momento en que sea requerida de operar en las condiciones establecidas de antemano.

- **rapidez:** Las protecciones deben de operar con la mayor rapidez posible para evitar que los equipos sufran daños en los aislamientos y posibles reducciones de la vida útil de los mismos.

En los grandes sistemas de potencia además de lo anterior, la protección debe de actuar con rapidez para evitar la pérdida de estabilidad del sistema.

- **Selectividad:** Es la capacidad que debe tener la protección para determinar cual es el elemento en el que ocurre la falla, para que de ser posible únicamente este elemento sea desconectado, por lo que se debe de elegir el ajuste adecuado ya que el dispositivo de protección no es un ente pensante por lo que éste no puede delucidar si le toca operar o no, ya que únicamente operará cuando detecte una falla para la que fue calibrado sin importarle la causa que haya provocado dicha falla.

- **Sensibilidad:** Es la capacidad que debe tener dicha protección para detectar las fallas más alejadas a la zona de operación o de respaldo, bajo valores mínimos de corrientes de corto circuito.

II.3.2 ESTUDIO PRELIMINAR PARA EFECTUAR LA COORDINACION

Cálculo de las corrientes de corto circuito (ver capítulo I) que se utilizarán, como a continuación se indica:

- a) Corriente de corto circuito momentánea eficaz (0-3 ciclos), estas corrientes son utilizadas para verificar o ajustar los disparos instantáneos y los dispositivos con disparos de acción directa.
- b) La corriente de corto circuito interruptiva eficaz (3 a 60 ciclos) se utilizará para verificar los rangos de los interruptores, fusibles y cables.
- c) Corriente de falla a tierra, con estos valores se ajustan los dispositivos de protección de falla a tierra (en este estudio no se utilizarán)

II.3.3 INFORMACION NECESARIA PARA REALIZAR UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES

Para hacer el cálculo de coordinación de protecciones es necesario poseer cierta información la cual permite realizar dicho estudio, es deseable que esta información sea lo más completa para obtener mejores resultados, aunque en la práctica de la ingeniería hay ocasiones en que es necesario, aun sin tener la información óptima, una coordinación de protecciones de una forma casi inmediata y lo más real posible para que pueda funcionar alguna industria.

Por lo que a continuación se recomienda la información elemental y la información óptima:

II.3.4 INFORMACION ELEMENTAL

- 1.- Curvas de protección y ajuste de los dispositivos de protección específicas del fabricante del equipo.**
- 2.- Valores de carga conectada, carga en operación, sobrecargas permisibles y aumentos futuros de la planta.**
- 3.- Valores de corriente de corto circuito momentáneas (subtransitoria), corriente de corto circuito interruptiva (transitoria), valores de asimetría para cada tensión y diferentes cooperaciones para puntos de falla.**
- 4.- Filosofía de operación del sistema.**
- 5.- Diagrama unifilar en el cual se indique claramente:**
 - 5.1- Tensión, número de fases, número de hilos en barras.**
 - 5.2- Conexión de transformadores, valor de Z%, capacidad, tipo de enfriamiento.**
 - 5.3- Relación de transformadores de protección.**
 - 5.4- Valores de capacidades de fusibles, interruptores termomagnéticos, electromagnéticos, y de potencia.**
 - 5.5- Relevadores de protección indicando sobre que agtuán (interruptores o alarmas) y su identificación (Número NEMA).**
 - 5.6- Enclaves o enlaces entre interruptores**
 - 5.7- Potencia de todos los equipos.**
- 6.- Valores estimados de tiempos de apertura en interruptores; corriente de arranque, factor de potencia y eficiencia-**

en los motores de alta tensión y corriente de magnetización - en motores y transformadores.

En forma específica a continuación se da el porque de dicha información.

1.- Es necesario tener las curvas específicas de cada fabricante ya que para un equipo similar dos fabricantes pueden dar características diferentes de operación y ajustes de sus productos.

2.- Es necesario conocer los valores de carga conectada, carga de operación, sobrecargas permisibles y aumentos futuros en una planta ya que estos determinan el ajuste en un determinado momento de los dispositivos de operación, cuando alguno de estos valores cambie drásticamente será necesario realizar una revisión a la coordinación anterior para ver si el ajuste hecho se mantiene o cambia de valor.

3.- Es de vital importancia conocer todos los valores que suceden en una falla de corto circuito ya que estos definen el correcto ajuste de los relevadores de protección.

Es conveniente mencionar que generalmente los relevadores con retraso de tiempo (NEMA 51) sólo detectan la corriente alterna (simétrica) y los relevadores instantáneos (NEMA 50) detectan la suma de corriente alterna y el elemento de corriente directa (asimétrica); es necesaria esta indicación para tomarla en cuenta al ajustar los relevadores contra sobrecorrientes.

Debe de comprenderse el comportamiento de las corrientes de cooperación de la falla, esto es, aunque se tenga una fa -

lla de determinado valor en un punto, no debemos ajustar los relevadores al valor de la falla misma sino al valor de cooperación de la falla.

4.- La filosofía de operación del sistema en forma intrínseca proporciona cierta pauta a seguir para seleccionar la ruta a coordinar.

5.1.- Es necesario tener datos de tensión, fases y número de hilos para ver si los dispositivos son necesarios para la protección del sistema.

5.2.- Es necesario conocer los datos de los transformadores para poder calcular el punto ANSI y protegerlos adecuadamente.

5.3.- La relación de los transformadores de protección es indispensable para calibrar los dispositivos de protección

5.4.- Los valores de los fusibles e interruptores en general son proporcionados en el diagrama unifilar y a partir de estos valores y seleccionada la ruta a coordinar puede presentarse un diagrama unifilar simplificado el cual como se verá posteriormente será de gran utilidad.

5.5.- Todo equipo en un diagrama eléctrico deberá ser identificado ya sea directamente o por medio de simbología. Los relevadores como elementos eléctricos son identificados mediante números NEMA (simbología americana). Algunos relevadores pueden, de acuerdo a su diseño, enviar señal de alarma o de disparo de algún interruptor y es necesario para identificar dichas operaciones.

5.6.- En los sistemas eléctricos algunas veces existen - enclaves o enlaces y es necesario conocerlos ya que aunque estén indicados en la filosofía del sistema sirven para mejor - comprensión de la selección de la ruta a coordinar.

5.7.- Es necesario conocer la potencia de todos los equipos para poder ajustar sus protecciones.

6.- Generalmente al empezar un estudio de coordinación - de protecciones no se conoce algún dato específico y es necesario estimarlo siguiendo algún criterio.

II.3.5 INFORMACION OPTIMA

La información óptima sería además de la mencionada anteriormente (elemental) toda aquella que corresponda específicamente a cada equipo que se coordina, evitando con esto suposiciones las cuales llevan a tomar datos estimados tanto para cálculos como para ajustes.

1.- Valores certificados de impedancias, pérdidas en vacío y a plena carga, corriente magnetizante (inrush) de los transformadores.

2.- Valores certificados de corriente nominal, eficiencia, factor de potencia, tiempo de aceleración de acuerdo a la carga, corriente a rotor bloqueado, factor de servicio, clase de aislamiento, temperatura máxima permisible en chumaceras, por fase y por curva, conexión de devanados en los motores en los cuales poseen una coordinación de protecciones en forma individual.

3.- Valores certificados de tiempo de apertura y cierre del interruptor, máxima capacidad de interrupción de corriente asimétrica, capacidad de conducción de corriente de cortocircuito a tres segundos, consumo de energía demandada al banco de baterías, tiempo de reposición de disparo de interruptores, etc.

4.- Datos certificados de relación, precisión, clase, curvas de saturación de los transformadores de corriente. ya que un transformador mal seleccionado puede echar a perder la coordinación.

5.- Datos de relevadores de protección tales como rangos de ajuste, instructivos de operación y burden del mismo a diferentes ajustes, ya que con estos valores de burden se comprueba si el transformador de corriente es el adecuado para alimentar correctamente al relevador.

II.3.6 ELEMENTOS PRINCIPALES QUE DEBEN PROTEGERSE Y LIMITES DE PROTECCION

Es necesario conocer las características de operación tanto normales como las anormales de todo el equipo del sistema. Ya que esta información junto con los márgenes de tiempo de separación entre curvas de los dispositivos de protección marcarán los límites dentro de los que deben de operar las protecciones.

Los elementos principales que deben protegerse en las subestaciones eléctricas son:

- a) Transformadores
- b) Motores

- c) Líneas
- d) Buses
- e) Tableros

a).-TRANSFORMADORES

Para seleccionar el ajuste de la protección de los transformadores es necesario graficar las:

- 1.- Condiciones normales de operación y las
- 2.- Condiciones de daño

Condiciones normales

1.1. Corriente a plena carga

Cuando no se tienen estos datos certificados se puede calcular la corriente a plena carga aplicando la siguiente fórmula:

$$I_n = P / \sqrt{3} \times V \quad (\text{amperes})$$

donde:

- P- potencia dada en KVA
- V- voltaje dado en KV

1.2 Corriente de magnetización

Y la corriente de magnetización (inrush) ($I_{mag.}$, $t_{mag.}$)

Para transformadores tipo seco con enfriamiento OA, FA, FOA, puede variar según se muestra en el siguiente cuadro:

Capacidad	Multiplo
KVA ≤ 1500	8
1500 ≤ KVA ≤ 3750	10
3750 ≤ KVA	12

El tiempo de duraración es de 0.1 segundo.

2.- Condiciones de daño

2.1 Punto ANSI (I_{ANSI} , T_{ANSI})

Nos indica los valores del tiempo y corriente que un transformador debe soportar con sus terminales corto circuitadas sin sufrir daños térmicos, mecánicos o eléctricos. Estos valores se resumen en el siguiente cuadro.

Z %	Múltiplos conexión $\Delta \Delta$ o $Y Y$	Múltiplos Conexión ΔY	t (seg.) ANSI
4 o menos	25	14.5	2
5	20	11.6	3
5.25	19.05	11.05	3.25
5.5	18.18	10.55	3.5
5.75	17.39	10.09	3.75
6	16.67	9.67	4
6.5	15.38	8.92	4.5
7	14.29	8.29	5
8 o más	12.5	7.3	5

La curva de protección del lado primario del transformador debe operar de tal forma que libere la I_n y la I_{mag} y quede por abajo del punto NEC y corta su radio de acción en la corriente de corto circuito del transformador.

2.2. PUNTO NEC

Máximo ajuste recomendado por NEC para seleccionar dispositivos de protección.

Se recomienda que los dispositivos de protección operen con mínimo valor, es decir ajustar el secundario del transformador a 1.25 In para proteger contra sobrecorriente.

Si los transformadores tienen protecciones de ambos lados, los requisitos para calcular los límites de protección de los dispositivos dependen de la impedancia nominal del transformador, de los voltajes primario y secundario y del tipo de protección.

A continuación se presentan los voltajes recomendados por NEC.

Si el transformador tiene un voltaje en el primario igual o menor de 600 V, en nuestros casos 480/220 V.

Si se tiene protección primaria y secundaria, la protección secundaria debe de ajustarse a no más de 125% In. y el primario a no más de 250% de la In.

Si se tiene protección térmica integrada y sólo protección primaria:

$Z \leq 6\%$ 2.5 In.

$6\% < Z < 10\%$ 4 In.

Para transformadores 4.16/0.48 KV.

Z %	Primario		Secundario
	Ajuste Interruptor	Clasificación Fusible	
$Z \% \leq 6$	6	3	2.5
$6 < Z \% \leq 10$	4	2	2.5

Para transformadores 13.8/4.16 KV.

Zx	Primario		Secundario	
	Ajuste	Clasificación	Ajuste	Clasificación
	Interrup.	fusible	Interr.	Fusible
Zx ≤ 6	6	3	3	1.5
6 < Zx ≤ 10	4	2	2.5	1.25

b).- M O T O R E S

Es necesario conocer las características del motor como son: Tipo, velocidad, tensión, potencia, factor de servicio, - clase de aislamiento, curva de daño del motor, factor de potencia, eficiencia, corriente nominal e importancia del motor.

También se requiere conocer las condiciones de arranque a tensión plena o a tensión reducida, corriente magnetizante, tiempo de arranque y repetitividad de arranques factor de servicio.

Para graficar la curva de operación normal "Perfil del motor" se recomienda considerar los siguientes puntos:

Corriente a plena carga	10seg. ≤ t ≤ 1000 seg.
Corriente a rotor bloqueado	0.1seg. ≤ t ≤ 10 seg.
Corriente de magnetización	0 seg ≤ t ≤ 0.1 seg.

Si no se tienen datos certificados para corriente a plena carga se aplica:

$$I_n = \frac{0.746 \times P}{\sqrt{3} \text{ F.P. EF. V}}$$

donde:

P- Potencia en HP

V- Voltaje en Kv.

FP- Factor de potencia

EF- Eficiencia potencia.

Para llevar a cabo el ajuste de los dispositivos de protección de los motores se clasifican en dos grupos:

I.- MOTORES CON TENSION DE OPERACION INFERIOR A 600 VOLTS

Para motores de servicio de más de un caballo de potencia la capacidad de ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente no debe ser mayor a:

125 % para motores con factor de servicio de no menos de 1.15.

125 % Motores con elevación de temperatura no mayor de 40 °C.

115 % Todo el resto de los motores.

En caso de el dispositivo de sobrecorriente resulte insuficiente para el arranque del motor o no corresponda a el tamaño normalizado, puede utilizarse el tamaño inmediato superior, siempre que no sea mayor del 140 % de la corriente a plena carga del motor.

El ajuste de los dispositivos de protección cuando el motor cuenta con protección térmica, 170% para motores con corriente a plena carga menores o iguales a 9 amperes.

156% Motores con corrientes a plena carga 9.1 a 20 amp.

140% Motores de corriente a plena carga mayores de 20 A.

Los límites de protección están definidos por:

- * La corriente a plena carga
- * El valor permisible de sobrecarga.
- * La corriente a rotor bloqueado y el tiempo de duración de ésta.
- * La corriente magnetizante (dato proporcionado por el fabricante, si no se puede considerar de 1.5 veces la corriente a rotor bloqueado la corriente y aún tiempo de 0.1 seg).
- * El ajuste máximo permisible.

II.- MOTORES CON TENSION DE OPERACION SUPERIOR A 600 VOLTS

El circuito de alta tensión de cada motor debe incluir una protección coordinada para interrumpir automáticamente las sobrecorrientes producidas por sobrecarga del motor y por fallas en el mismo motor, en los motores del circuito o aparatos de control.

Para la coordinación de los dispositivos de protección se debe tomar en cuenta:

- *-Corriente magnetizante.- Dato proporcionado por el fabricante (si no se tiene, una aproximación puede ser 1.76 veces la corriente a rotor bloqueado, para motores de tensión media con una duración de 0.1 seg).
- * La corriente a rotor bloqueado y tiempo de duración depende la carga que mueva.

Cuando se ajusta el relevador de sobrecarga con fusible se deben interceptar en un punto no menor al 110% de la corriente a rotor bloqueado en su punto máximo y la protección-

del fusible por sobrecarga debe de estar por debajo del punto crítico del motor.

En caso de que el relevador térmico de sobrecarga y un fusible proteja al motor, el fusible debe operar antes que el relevador a valores de corriente diez veces mayores que el ajuste del relevador.

Es requisito general para relevadores instantáneos que se ajusten tan bajo como sea posible.

C) Para líneas únicamente se debe cumplir con la corriente nominal de la línea y ajustar el dispositivo según las necesidades de coordinación.

d) Para protección de buses se debe conocer la conveniente en operación determinada por la carga en operación permitiendo una sobrecarga.

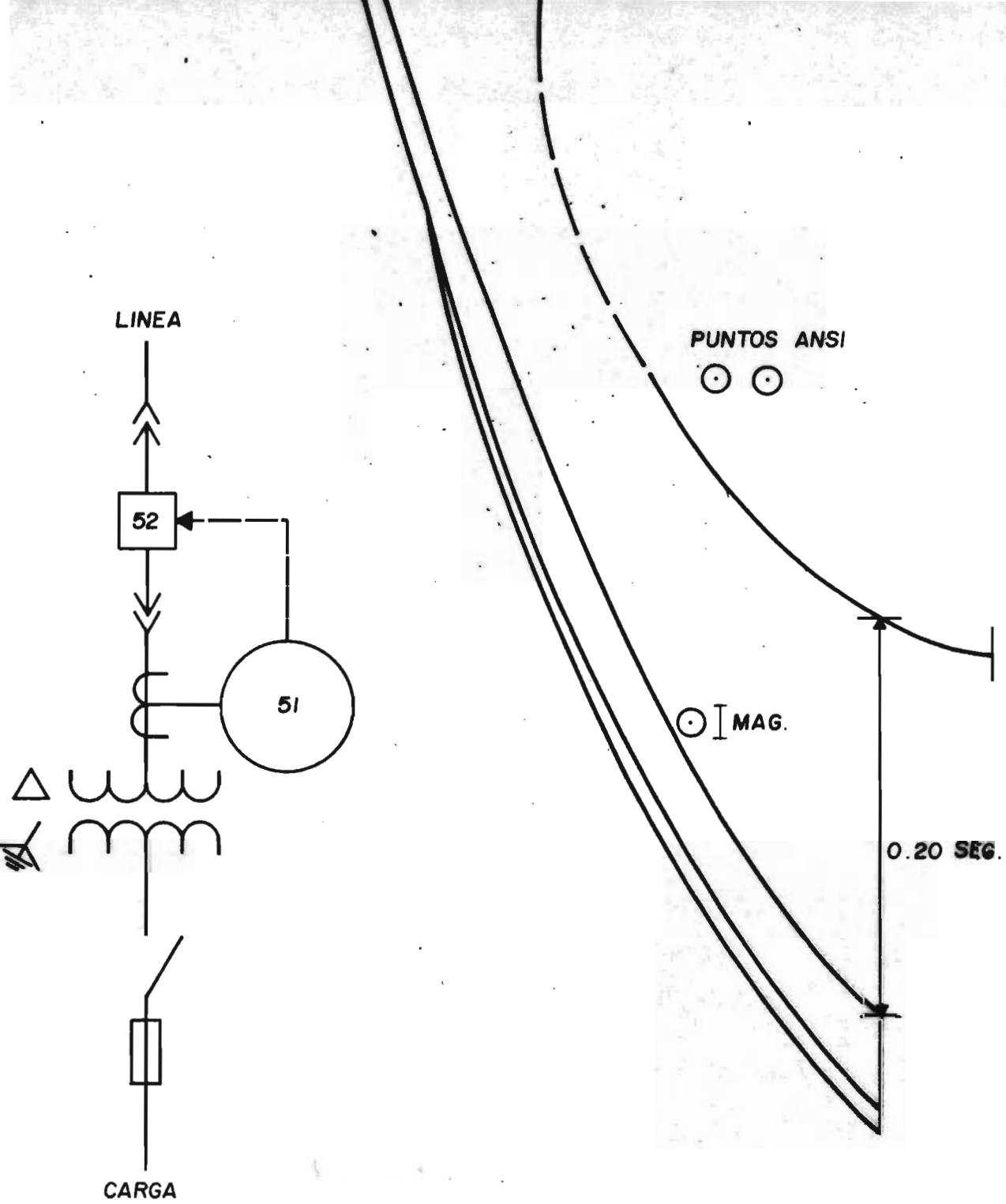
II.3.7 MARGENES DE TIEMPO MINIMOS RECOMENDABLES DE SEPARACION ENTRE CURVAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Al ajustar los equipos de protección adyacentes debe de considerarse un tiempo de diferencia para evitar la operación errónea de los mismos. Este tiempo varía de acuerdo a los dispositivos usados, estos intervalos de tiempo son requeridos porque los discos de los relevadores tienen cierta inercia, (overtravel), los fusibles tienen ciertas características de daño y los interruptores necesitan de cierto tiempo para abrir totalmente sus contactos.

El intervalo cuando se coordinan interruptores termomagnético y electromagnético es prácticamente nulo ya que en la

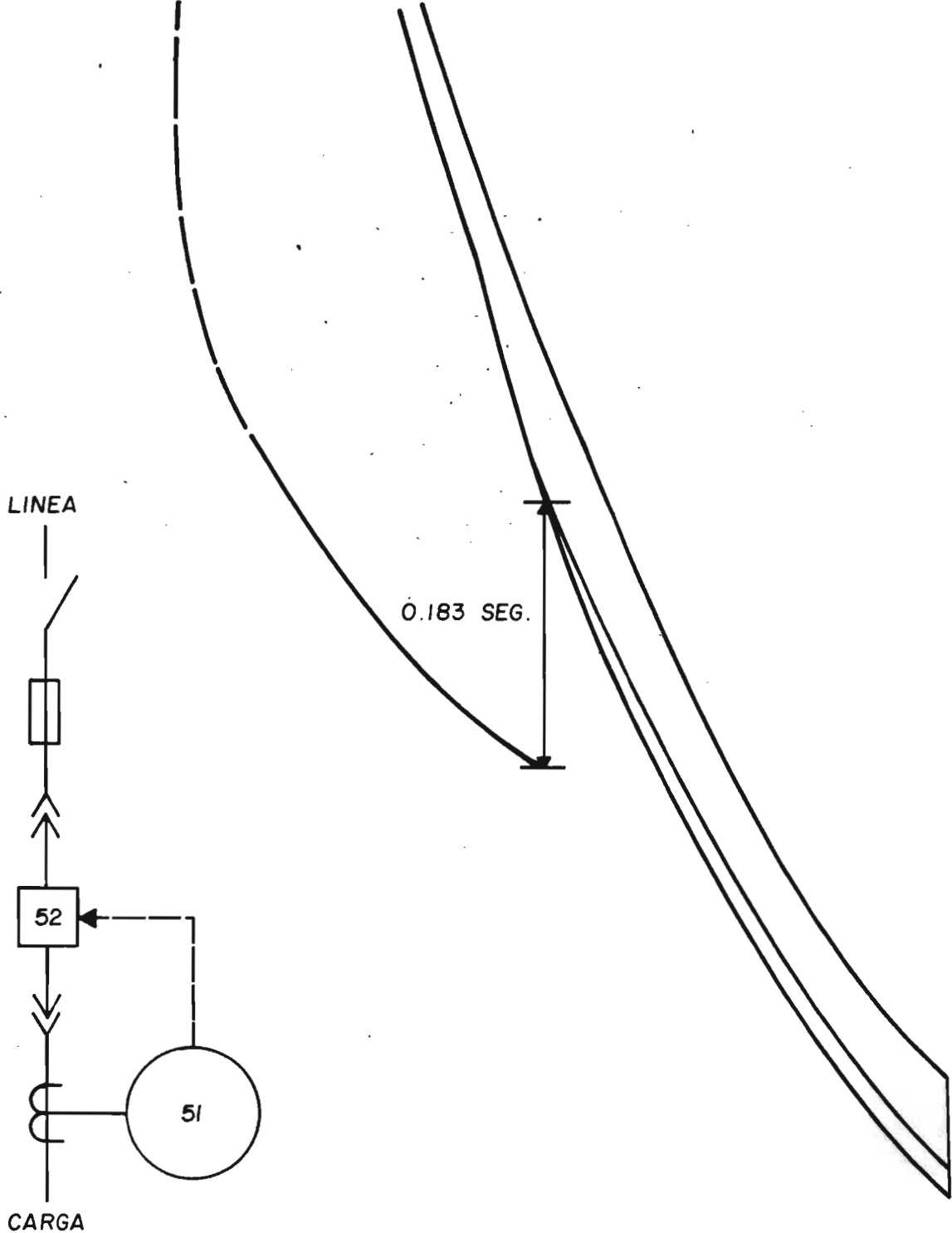
banda que define la operación de este tipo de interruptores-
están involucrados los tiempos de apertura y seguridad,
aunque se recomienda que haya un pequeño intervalo (0.1 seg)
para aumentar la seguridad.

A continuación se muestran los márgenes de tiempo míni -
mos recomendables entre dispositivos de protección.



USIBLE DE BAJO VOLTAJE CON RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

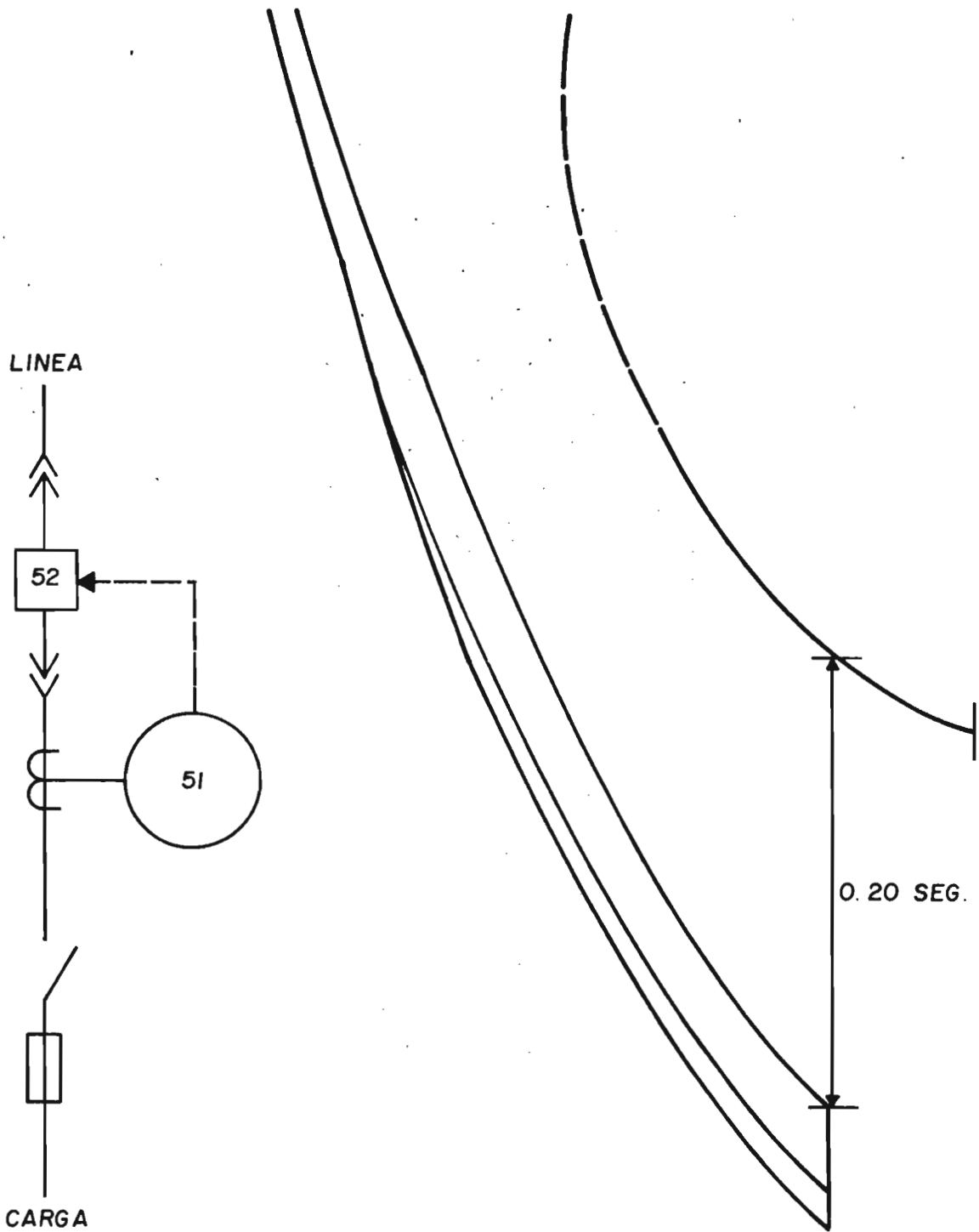
EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD
 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION



FUSIBLE CON RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

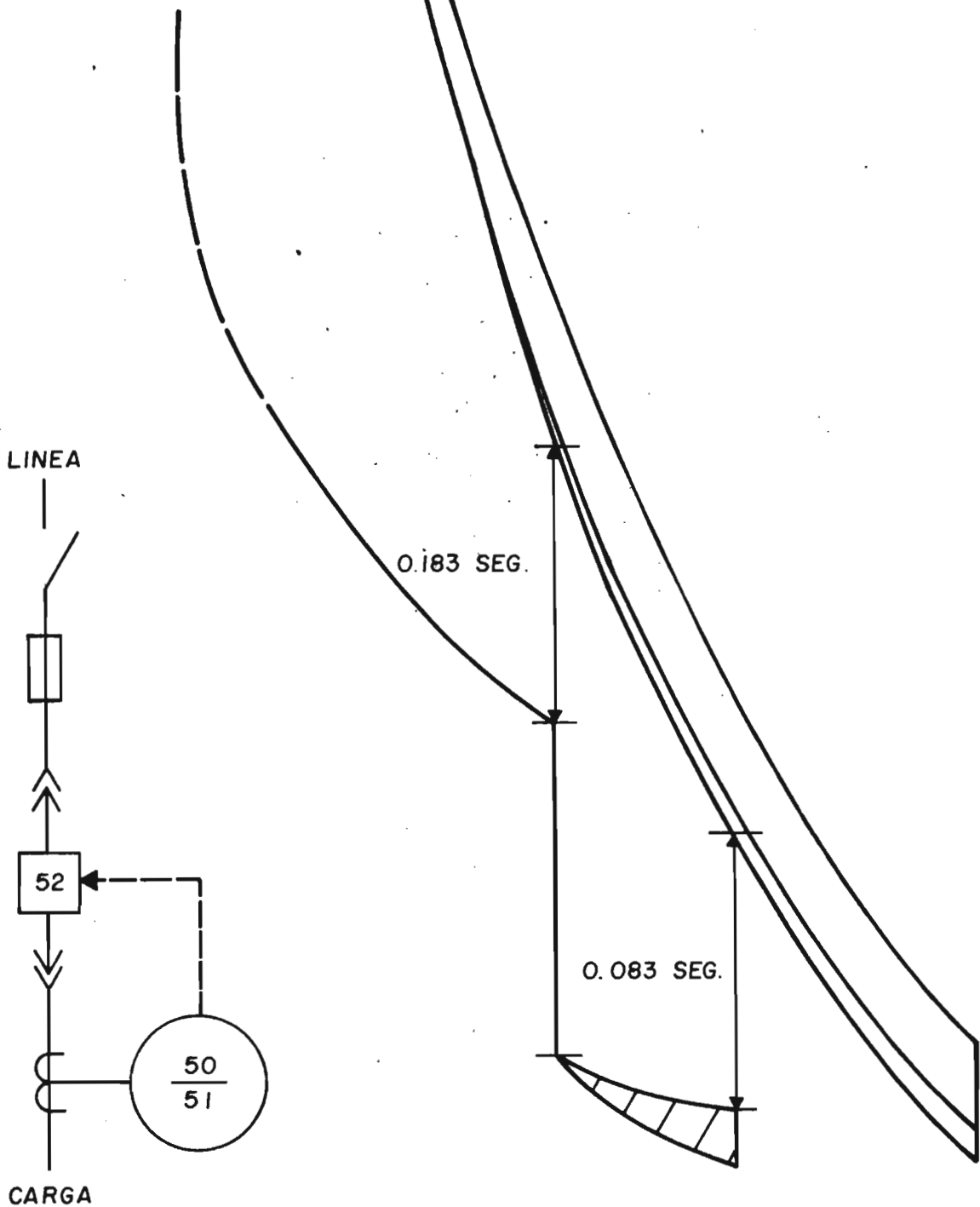
- 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
- 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD



RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO CON FUSIBLE

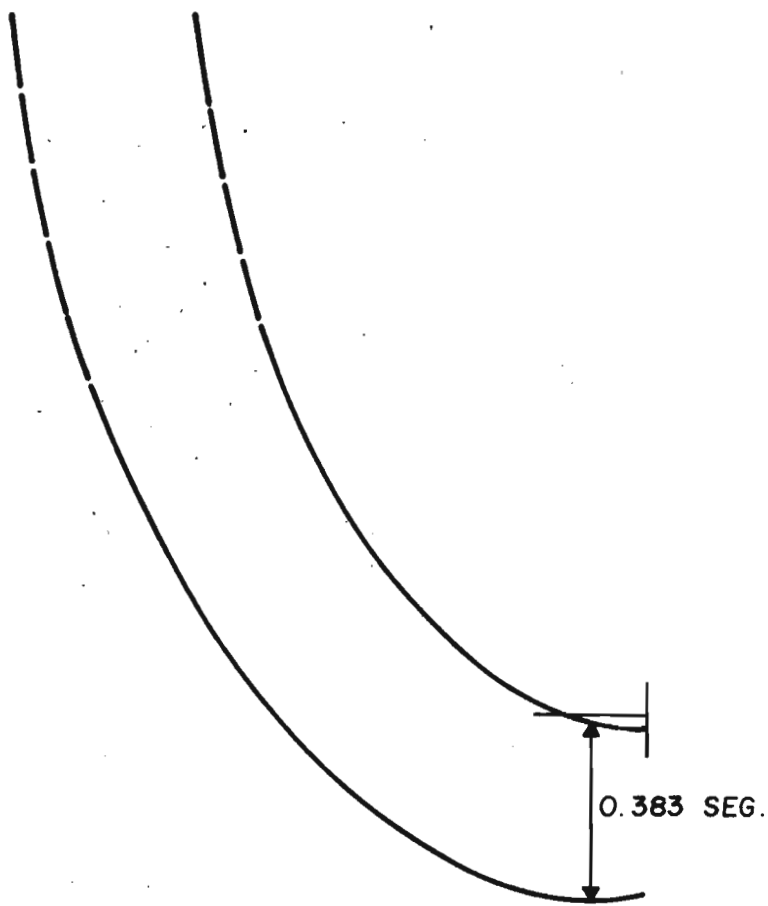
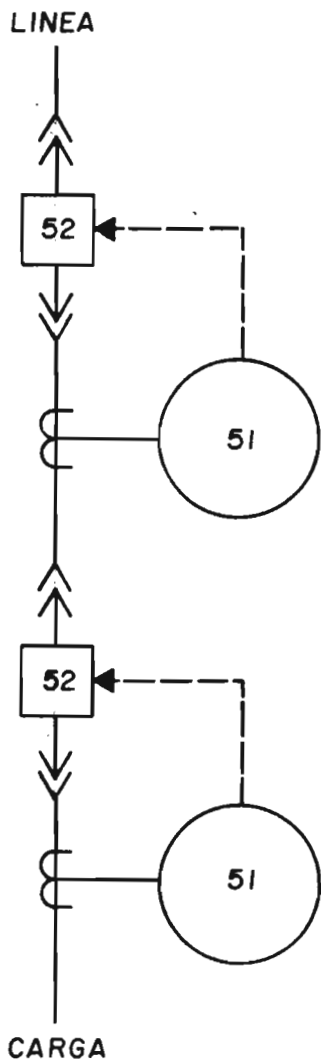
EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

- 0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
- 0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD



FUSIBLE Y RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO CON UNIDAD INSTANTANEA

- EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 - 0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
 - 0.010 S MARGEN DE SEGURIDAD



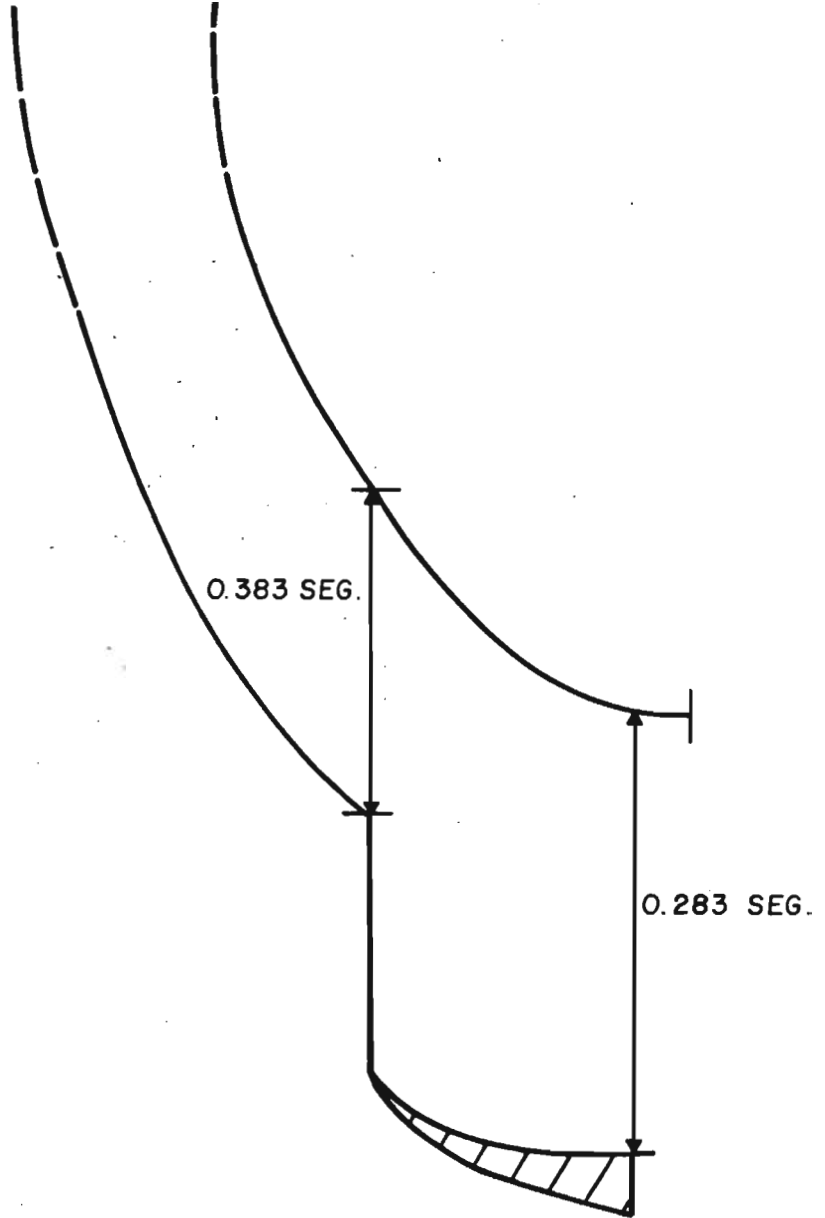
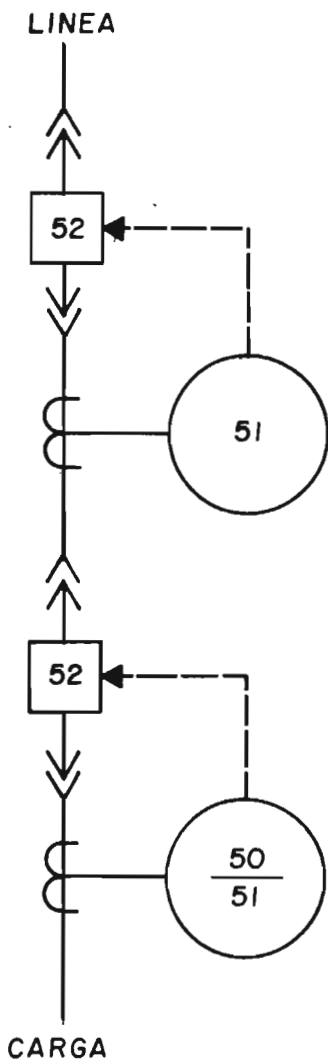
RELEVADOR CON RELEVADOR

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)

0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION

0.20 S MARGEN DE SEGURIDAD



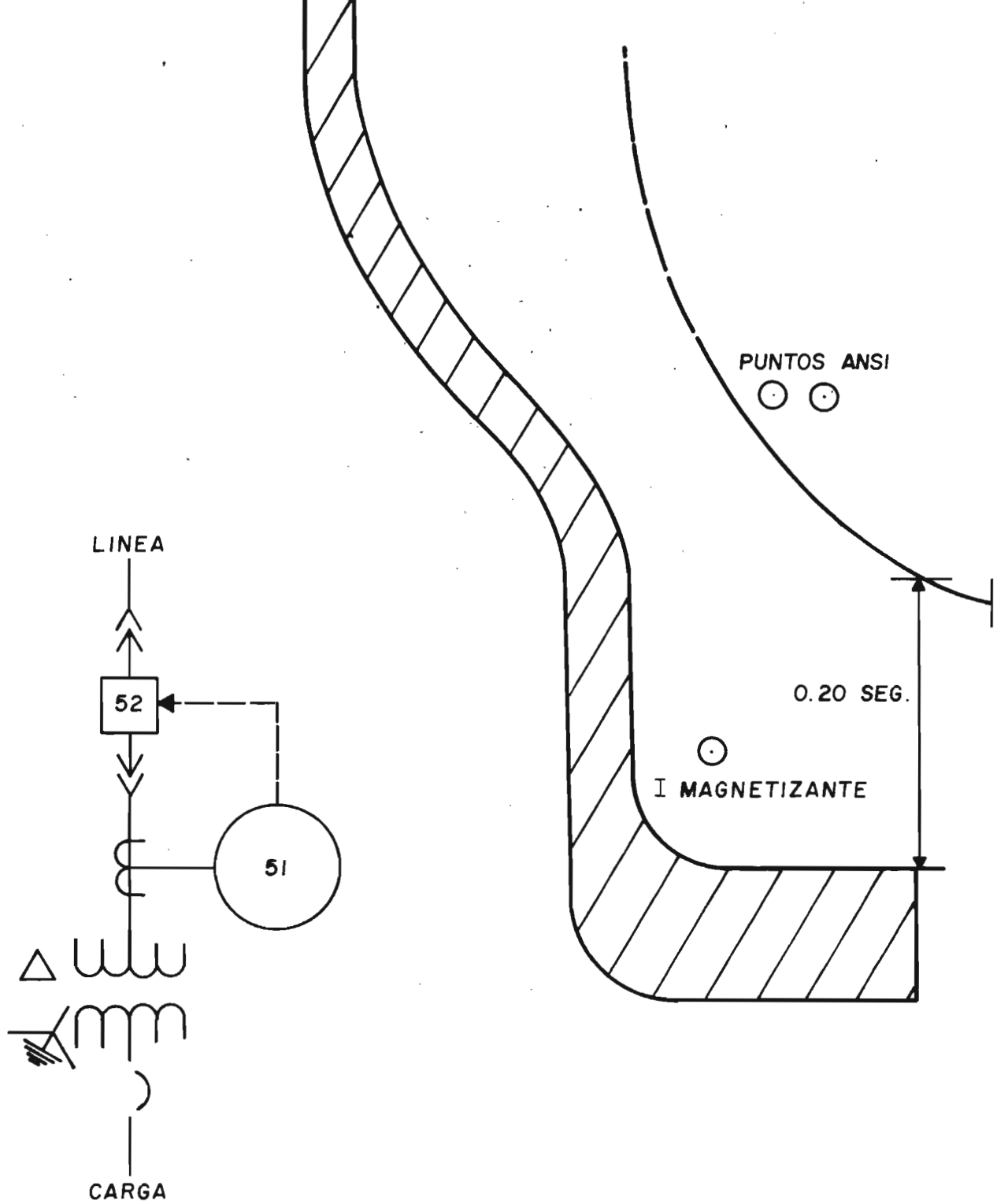
RELEVADOR CON RELEVADOR CON UNIDAD INSTANTANEA

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE :

0.083 S TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)

0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION

0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD (0.20 S PARA RELEVADOR A RELEVADOR)



RELEVADOR CON INTERRUPTOR DE BAJO VOLTAJE
(TERMOMAGNETICO)

EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
0.10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
0.10 S MARGEN DE SEGURIDAD

II.3.8 PROCEDIMIENTO PASO A PASO DE COORDINACION DE PROTECCIONES

Selección de la ruta a coordinar.

Es el primer documento generado por el calculista, y la base para el estudio de coordinación.

En esta ruta se definen los dispositivos de protección - que tienen una vital importancia de ajustarse para que el sistema tenga una determinada flexibilidad.

Para seleccionar la ruta o rutas es necesario conocer lo siguiente:

1^o Filofofía de operación del sistema

En este documento se indican las condiciones normales de operación, y las condiciones de emergencia del sistema.

2^{do} Diagrama Unifilar

Para comprensión de la filosofía de operación es necesario basarse en el diagrama unifilar ya que en él se identifican los equipos que se mencionan en la filosofía de operación.

Las condiciones principales al seleccionar la ruta son:

- Abarcar la mayoría de los equipos de protección desde el más lejano de la fuente (eléctricamente) hasta la protección más cercana a dicha fuente.

- Discriminar la protección que es la representativa en una serie de equipos similares.

- El motor elegido es el de mayor potencia, ya que su protección tiene características de operación más lentas, de ahí que sea representativo y se elige el transformador de mayor capacidad.

CRITERIO RESUMIDO PARA LA SELECCION DE LA RUTA A COORDINAR

- Dibujar el diagrama unifilar simplificado indicando todas las protecciones con características de selectividad, protecciones representativas en las barras de distribución.

- Hacer un resumen de la filosofía de operación en la cual se indique el comportamiento de los equipos para la mayoría de las situaciones posibles del sistema.

- Se eligen tantos diagramas modificados (rutas) de acuerdo a las posibles situaciones del sistema.

- De los diagramas unificares modificados (rutas) se elige aquel que contenga mayor equipo de protección.

2.- Se hace una lista de todos los dispositivos de protección indicando, marca, tipo, características eléctricas y ajuste, así como la referencia al catálogo de curvas de disparo.

3.- Se selecciona la tensión base:

A la cual se referirán todos los cálculos a fin de graficar adecuadamente las curvas de todos los dispositivos de protección y ver si fueron seleccionados correctamente los ajustes o en su defecto variar el ajuste o cambiar la capacidad del dispositivo de protección.

- Para la selección del voltaje base se deben de considerar dos límites en la gráfica:

1^{er}o Que el dispositivo más alejado a la fuente quede totalmente dentro de la hoja Log-Log (límite inferior)

2^{do} El límite superior será el corto circuito máximo del sistema.

Seleccionando el voltaje base se comprueba que cumpla con los dos límites (inferior y superior) de la siguiente manera:

Límite inferior

$$I_n \times V_n = I_r \times V_B$$

donde:

I_n - Corriente nominal del dispositivo más alejado

V_n - Voltaje nominal del dispositivo más alejado.

I_r - Corriente referida.

V_B - Voltaje base

La comprobación si cumple con este límite inferior, será sólo si:

$$I_r \geq I_m$$

Donde I_m está definida por la corriente mínima representada en el inicio de las décadas en el eje horizontal.

Límite Superior

$$I_{cc_{\max}}' V_{n_{i_{cc}}} = I_R V_B$$

Donde:

$I_{cc_{\max}}'$ - corriente de corto circuito máxima

$V_{n_{i_{cc}}}$ - Voltaje nominal de $I_{cc_{\max}}'$

I_R - Corriente referida

La comprobación si cumple con el límite superior será sólo si:

$$I_R \leq I_X$$

Donde: I_X está definida como la corriente máxima representada al final de las décadas del eje horizontal.

En caso de que alguno de los dos límites no cumpla las restricciones indicadas, el voltaje base se multiplicaría por un factor (generalmente números enteros 10, 100, etc.) hasta obtener el múltiplo que cumpla los dos límites requeridos.

4.- Para facilitar el manejo de la información se puede asignar un número progresivo cualquiera a cada dispositivo de protección, siguiendo un orden tal que se facilite la localización del dispositivo.

5.- Se analizan los elementos de protección empezando con el más alejado de la fuente de alimentación continuando en forma progresiva hasta llegar a la fuente seleccionando - los ajustes de tal forma que cumplan con todos los requisitos de coordinación.

TUDO LO QUE SE APRENDE SE DEBE
MANEJAR DE TAL FORMA QUE SE A-
PLIQUE EN TODOS LOS SENTIDOS Y
SEA DE UTILIDAD REAL PARA LA -
VIDA.

CAPITULO III COORDINACION MANUAL DE PROTECCIONES DE UNA SUBESTACION REAL

OBJETIVO GENERAL:

Aplicar correctamente el procedimiento para el estudio de coordinación de protecciones en una subestacion real.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

Al finalizar este capítulo el lector:

- 1.- Seleccionará correctamente la ruta de coordinación en un sistema dado.
- 2.- Identificará los dispositivos de protección de acuerdo a su marca, tipo, características eléctricas y de ajuste.
- 3.- Será capaz de elegir una tensión base para una subestación dada.
- 4.- Analizará los dispositivos de protección aplicando los conocimientos adquiridos en los capítulos anteriores.
- 5.- Será capaz de generar un plano en el que queden resumidos los ajustes de los dispositivos de protección de una subestación dada para su aplicación inmediata.

I N T R O D U C C I O N

Con la finalidad de facilitar el entendimiento de los temas vistos en capítulos anteriores, se presenta el siguiente ejemplo en el cual se conjuntan los diversos dispositivos de-

protección que intervienen en un estudio de coordinación, y - se aplican todos los criterios expuestos y se lleva a cabo la coordinación de protecciones paso a paso.

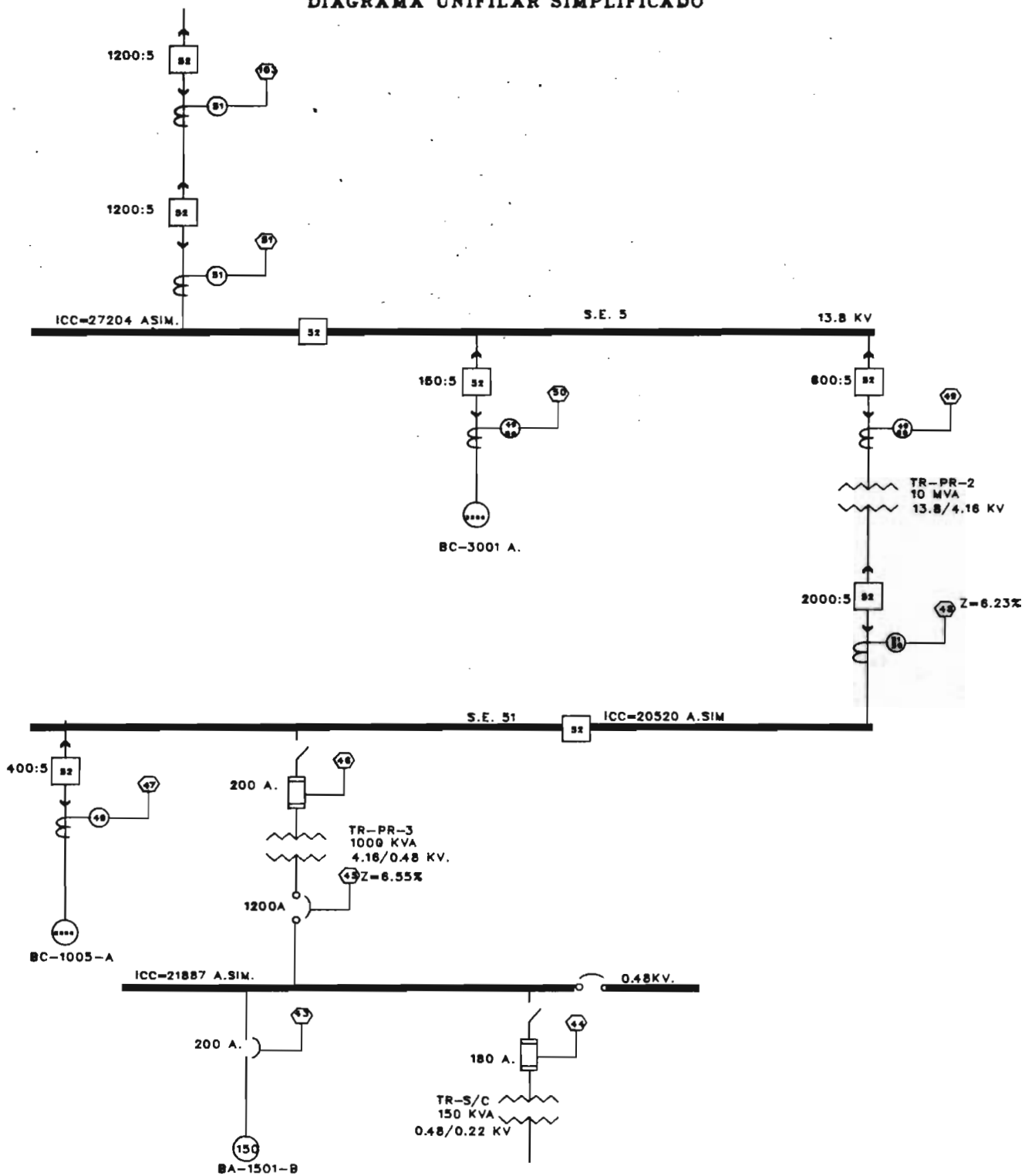
Cálculo para la coordinación de protecciones de la subestación No. 5 "Ampliación Propano Refrigerada" y subestación No. 51 "Amoníaco Propano"

1.- Se elige la Ruta a Coordinar

En este caso se eligen los ramales mostrados en la fig. siguiente, por ser los idóneos debido a que se abarca la mayoría de los dispositivos de protección cubriendo los niveles de tensión desde 480 V.c.c. hasta 13.8 KV c.c. solo camino para la corriente, por ello en cada barra de tensión - se eligió el dispositivo de protección del motor de mayor capacidad en paralelo con el dispositivo de protección del transformador correspondiente con la finalidad de coordinar adecuadamente las características tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección en serie desde el más lejano eléctricamente hasta el más cercano a la fuente del sistema.

2.- Se hace una lista de todos los dispositivos de protección indicando marca, tipo, características eléctricas y de ajuste, así como la referencia al catálogo de las curvas de disparo, como se muestra en la tabla N o. III.

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



No. Dispositivo	Características
43	Interruptor termomagnético marca Square'D tipo KA 200 A. 600 V.c.a. sólo tiene ajuste magnético; curva característica pág. 1
44	Fusible marca Siemens tipo NH3NA1 de 160A se considera la corriente de corto circuito simétrica curva caract. pág. 2, anexo 1
45	Interruptor electromagnético marca Square DS-416 marco 1600A. sensor 1200A. y unidad de disparo LSG ajustes indicados en la pág. 3, anexo 1.
46	Fusible marca Siemens tipo Driescher 200A curva de corriente HH6315 A. pág.6 anexo1
47	Relevador térmico marca Siemens tipo 3UC3 información de ajuste pág. 5, anexo 1
48	Relevador de sobrecorriente marca Siemens tipo R3As7eK ajustes pág. 6, anexo 1
49	Relevador de sobrecorriente marca Siemens tipo R3As7eK ajustes pág. 6, anexo 1
50	Relevador térmico marca Siemens tipo 3UC3 información de ajuste pág. 5, anexo 1
51	Relevador de sobrecorriente marca Siemens tipo R3As7eK ajustes pág. 6, anexo 1
103	Relevador de sobrecorriente marca Siemens tipo R3As7eK ajustes pag. 6, anexo 1
Cables	9 conductores 3 por fase calibre 750 MCM temperatura máxima de corto circuito 250°C curvas típicas pag. 7, anexo 1

Tabla No. III. Características Principales de los dispositivos de protección.

3.- Se selecciona la tensión base

Habiendo obtenido la información indicada en la tabla anterior se procede a seleccionar una tensión base en Kv.

Para lo cual deben de considerarse dos límites en la gráfica.

1^{er}o Que el dispositivo más alejado eléctricamente de la fuente quede totalmente dentro de la hoja Log-Log - (límite inferior).

2^{do} El límite superior será el corto circuito máximo del sistema.

Se propone como primera tentativa el voltaje base de 0.48 Kv. se comprueba que cumpla con los dos límites de la siguiente manera:

1^{er}o Límite inferior

Aplicando la fórmula (ver capítulo II)

$$I_n V_n = I_r V_s$$

Sustituyendo valores

$$(168)(0.48) = I_r (0.48)$$

despejando I_r

$$I_r = 168(0.48)/0.48 = 168 \text{ A.}$$

Si $I_r \geq I_m$ se cumple el primer límite.

$$168 \geq 50; \text{ sí se cumple}$$

Límite superior

Aplicando la fórmula

$$I_{cc_{\max}} \cdot V_{n_{I_{cc}}} = I_R \cdot V_B$$

Sustituyendo datos

$$27204(13.8) = I_R (0.48)$$

despejando I_R

$$I_R = 27204(13.8) / 0.48 = 782115 \text{ A}$$

Si $I_R \leq I_X$

dado que $I_X = 1,000,000$; sí cumple

Como ambas condiciones se cumplen se ratifica 0.48 KV como voltaje base.

4.- Se analizarán los elementos de protección empezando con el más lejano de la fuente de alimentación. En nuestro caso será el elemento 43.

4.1 Consideraciones para el trazo de la curva del interruptor termomagnético denominado dispositivo No. 43.

Cálculo de la corriente nominal del motor de 150 HP BA-1501-B.

$$I_n = \frac{0.746 \text{ HP}}{\sqrt{3} \text{ Kv Fp.} \cdot \text{Ef}}$$

Sustituyendo valores

$$I_n = \frac{0.746(150)}{\sqrt{3} (0.48) (0.85) (0.95)} = 168 \text{ A.}$$

Haciendo la consideración de que la corriente de arran - que del motor es 6 veces la corriente nominal y el valor máxi mo se obtiene en 8 seg. Se tendrá:

$$I_{arr} = 6 I_n$$

sustituyendo

$$I_{arr} = 6(168) = 1008 \text{ A.}$$

$$I_{mag} = 1.5 I_{arr}$$

Sustituyendo datos

$$I_{mag} = 1.5(1008) = 1512 \text{ A a } t=0.1 \text{ seg.}$$

Trazo del dispositivo de protección No. 43

Haciendo algunos ensayos se puede determinar que fijando el ajuste magnético máximo a 8.5 veces la corriente nominal - del interruptor tendremos una buena coordinación ya que esta - curva libra la corriente nominal, la corriente de arranque y - la corriente de magnetización del motor protegiéndolo contra - sobrecarga y corto circuito.

Localización de los puntos a fin de trazar la curva
Para la banda mínima de operación del interruptor

tiempo en seg.	1000	300	150	60	15	0.01
factor de mult	1	1.5	2	3	7	8.5
Cap. int. en Amp	200	200	200	200	200	200
Corr. a graf. en A	200	300	400	600	1400	1700

tiempo en seg.	1000	700	300	15	12	0.17
fact. de mult.	1.4	1.5	2	10	12	14
cap. int. en Amp.	200	200	200	200	200	200
Corr. a graf. en A	280	300	400	2000	2400	2800

Con estos puntos así determinados y debido a que no tenemos que referir a la tensión base ya que este interruptor esta a 0.480 Kv. Procedemos a trazar las dos curvas. La franja inferior se corta en el valor de I_{cc} . En este caso 21887 A. simétricos.

Consideraciones para el trazo de la curva del fusible de nominado dispositivo No. 44

Cálculo de la corriente nominal del transformador.

TR-S/C de 150 KVA

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} \text{ kv}}$$

sustituyendo valores

$$I_{n_{Tr \text{ s/c}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 480} = 180 \text{ amperes}$$

No se tienen que hacer cálculos para referir a la tensión base ya que se encuentra conectado a la barra de 0.480 KV.

Cálculo de la corriente magnetizante del transformador

Se considera la I_{mag} 8 veces la corriente nominal y con una duración de 0.1 seg. Por lo tanto:

$$I_{mag_{Tr-S/C}} = 8(180) = 1440 \text{ A.}$$

Determinación del punto ANSI. Para este transformador, analizando la tabla proporcionada por ANSI (cap. II) y dado que el transformador TR-S/C tiene una impedancia menor del 4% y su conexión es delta estrella, se tendrá:

$$\text{Punto ANSI}_{Tr-S/C} = 14.5(180) = 2660 \text{ A.}$$

en 2 segundos.

Trazo del dispositivo No. 44

Debido a que se trata de un fusible este no tiene ningún ajuste, haciendo algunos ensayos se eligió el fusible de 160A ya que este fusible libra la corriente nominal y de magnetización del TR-S/C y actúa antes de que alcance el punto ANSI y el punto NEC, ya que no es necesario que se coordine con el dispositivo No. 43 por estar en paralelo con dicho elemento.

Tampoco se tiene que referir a la tensión base ya que se encuentra a 0.48 KV.

tiempo	600	120	20	5	2	0.5	0.2	0.01
C. a graf	290	300	400	600	800	1000	1500	4000

4.3 Consideraciones para el trazo de la curva del interruptor electromagnético denominado dispositivo No. 45.

KVA totales conectados al bus de 480 V c. a. = 940

KVA en operación = 940

Como el transformador tiene 1000 KVA y este valor es mayor a los KVA en operación, con dicho valor se calcula la corriente nominal que serviría como base para elegir el marco del sensor.

$$I_{n_{TR-PR-3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} (0.48)} = 1202.8 \text{ A.}$$

De la gráfica del interruptor y haciendo algunos ensayos fin de lograr que la curva librara la corriente nominal, permitiera la sobrecarga del 25% se coordinara con los elementos 43 y 44, además cumpliera con los márgenes de tiempo mínimos entre dispositivos de protección adyacentes, se pudo determinar:

Un marco de 1600 A. con I_n del sensor = 1200 A.

a) El ajuste en corriente de tiempo largo 1.25 veces el rango del sensor.

$$I_{Disp.} = 1.25(1200) = 1500 \text{ A.}$$

b) El ajuste de tiempo largo 4 s. (mínimo) ya que se tiene más posibilidad de ajuste en la banda de tiempo del siguiente dispositivo de protección.

c) El ajuste de corriente de tiempo corto debe ser 4 veces el rango del sensor

$$I_{pick-up} = 4 I_n$$

$$I_{pick-up} = 4800 \text{ A. (mínima)}$$

d) El ajuste de tiempo corto será igual a $t=0.18 \text{ s}$ (mínimo) ya que se libra más rápido la falla y la curva se corta en I_{cc} que es igual a 21887 A.

4.4 Consideraciones para el trazo de la curva característica del dispositivo de protección No. 46.

Cálculo de la corriente nominal del transformador TR-PR-3 de 1000 KVA.

$$I_{n_{TR-PR-3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4.16} = 138 \text{ A.}$$

Este valor de corriente está calculado a 4.16 KV y debemos referirlo a 0.48 KV que es la tensión base haciendo el siguiente razonamiento:

4.4.1 Forma de referir la tensión base.

La potencia en el lado primario es igual a la potencia en el lado secundario es decir:

$$P_1 = P_2 \text{ por lo tanto:}$$

$$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

Si despejamos I_2 tendremos que:

$$I_2 = \frac{V_1 I_1}{V_2}$$

$$I_{mag_{TR-PR-3}} = \frac{4.16(1656)}{0.48} = 14352 \text{ A}$$

Determinación del punto ANSI para el transformador TR-PR-3. Como el transformador tiene una impedancia de 5.75% y su conexión es delta estrella se tendrá:

$$ANSI_{TR-PR-3} = 10.1 I_n \quad \text{en } 3.75 \text{ s.}$$

$$ANSI_{TR-PR-3} = 10.1(138) = 1394 \text{ A.}$$

el cual referido a la tensión base quedará como:

$$ANSI_{TR-PR-3} = \frac{4.16(1394)}{0.48} = 12080 \text{ A.}$$

Trazo del dispositivo No. 46

Puesto que se trata de un fusible este no tiene ningún ajuste, haciendo algunos ensayos se eligió el fusible de 200A ya que esta curva libra la corriente nominal y de magnetización del transformador TR-PR-3, además queda por debajo del punto ANSI y NEC y se coordina correctamente con el elemento 45 cumpliendo con los márgenes de tiempo dados para la coordinación de protecciones. Por lo que se gráfica solamente refiriendo los valores de la gráfica a la tensión base.

tiempo s.	1000	300	30	8	0.4	0.15	0.01
de la gráfica	450	500	700	900	2000	3000	9000
factor para referir	8.667	8.667	8.667	8.667	8.667	8.667	8.667
corriente a graficar	3900	4333	6067	7800	17333	26000	78000

4.5 Consideraciones para el trazo de la curva característica del dispositivo de protección No. 47.

Cálculo de la corriente nominal del motor BC-1005-A 2250 HP.

$$I_n = \frac{0.746 \text{ HP}}{\sqrt{3} \text{ KV Fp.Ef.}}$$

$$I_{n_{BC-1005-A}} = \frac{0.746(2250)}{\sqrt{3} (4.16)1} = 233 \text{ A.}$$

Refiriendo a la tensión base

$$I_{n_{BC-1005-A}} = \frac{4.16(233)}{0.48} = 2019 \text{ A.}$$

Haciendo la consideración de que la corriente de arranque del motor es 6 veces la corriente nominal y que el valor máximo se obtiene a 8 seg. se tendrá:

$$I_{arr} = 6 I_n$$

Sustituyendo valores

$$I_{arr_{BC-1005-A}} = 6(233) = 1398 \text{ A.}$$

Refiriendo a la tensión base:

$$I_{arr_{BC-1005-A}} = \frac{4.16(1398)}{0.48} = 12116 \text{ A.}$$

Trazo del dispositivo de protección No. 47

Considerando una sobrecarga del 30% se tendrá :

Corriente de sobrecarga = $I_s = 1.3(233) = 303 \text{ A.}$

Dado que la relación de transformación es 400/5 se tendrá:

$$\text{Relación de transformación} = \frac{\text{Corriente de sobrecarga}}{\text{TAP}}$$

Sustituyendo valores

$$\frac{400}{5} = \frac{303}{\text{TAP}} \quad \text{despejando TAP}$$

TAP= 3.78 por lo tanto ajustaremos en un TAP inmediato superior que es el 4. **TAP = 4**

por lo que tendremos $I_{\text{disparo}} = \frac{400(4)}{5} = 320 \text{ A.}$

$$\text{Valor de alcance} = \frac{I_n}{\text{tap(RTC)}}$$

Valor de alcance = 0.728

Refiriendo la corriente de disparo a la tensión base

$$I_{\text{graf.}} = \frac{4.16(320)}{0.48} \text{ M} = 2773.33 \text{ M}$$

Trazo de la gráfica de este dispositivo.

Constante= 2773.33

tiempo en s.	1000	120	60	40	0.1	0.02
múltiplo	1.15	1.5	3	5	6	20
Corriente a graf.	3189	4160	8320	13866	16640	55466

Estos puntos son en estado frío. Con temperatura de servicio, los tiempos de disparo del disparador bimetalico, se reducen aproximadamente el 25% de los valores de las curvas.

Trazo del Disparo Instantáneo.

$$RTC = \frac{I_{arr}}{TAP}$$

$$I_{ins_{alcanse}} = \frac{1920(5)}{4(400)} = 6$$

Y su curva termina en $I_{cc} = 177840$ A. y no se tiene que coordinar con los dispositivos anteriores.

4.6 Consideraciones para el ajuste del dispositivo No.48

KVA en operación en el bus 4.16 KV_{c.a.} = 9744

Como se tiene un transformador de 10 MVA y este valor es mayor a 9.7 MVA con dicho valor se calcula la corriente nominal.

$$I_{n_{TR-FR-2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} (4.16)} = 1388 \text{ A.}$$

Refiriendo a la tensión base de 0.48 KV.

$$I_{n_{TR-FR-2}} = \frac{4.16(1388)}{0.48} = 12029.3 \text{ A.}$$

Dado $RTC = \frac{2000}{5}$ aplicando la fórmula se tiene:

$$TAP = 3.47$$

Por lo tanto ajustamos a un TAP inmediato

TAP = 4.5 por lo que tendremos:

$$I_{disp.} = \frac{2000(4.5)}{5} = 1800 \text{ A.}$$

$$I_{disp. 0.48} = 15600 \text{ A en } t=0.7 \text{ seg.}$$

Para coordinar adecuadamente con los elementos 46 y 47 que exige 0.2 seg entre la curvas del relevador y del fusi -

ble como margen de seguridad. Se calibre en tiempo largo a -
0.7 seg. Y la acción de esta curva termina en $I_{disp_{ins}} = 104000A$

Traza del disparo instantaneo.

Se toma la corriente mayor de los dispositivos con que -
se tiene que coordinar

$$I_n = 4326.9 \text{ A.}$$

aplicando la fórmula se tiene:

$$TAP = \frac{(4326.9)(5)}{2000} = 10.81$$

Por lo que se toma el disparo instantaneo más bajo

$$TAP = 30$$

$$I_{disp_{inst.}} = \frac{2000(30)}{5} = 12000 \text{ A.}$$

Refiriendo a la tensión base:

$$I_{disp_{inst. 0.48}} = \frac{4.16(12000)}{0.48} = 104000 \text{ A.}$$

4.7 Consideraciones para el trazo del relevador de so -
bre corriente denominado dispositivo No. 49

Cálculo de la corriente nominal del transformador -
TR-PR-2 de 10 MVA

$$I_{n_{TR-PR-2}} = 418.369 \text{ A.}$$

Refiriendo a la tensión base:

$$I_{n_{TR-PR-2}} = \frac{13.8(418)}{0.48} = 12028 \text{ A.}$$

Cálculo de la corriente magnetizante del transformador
Se considera la $I_{mag} = 12 I_n$ y a un $t = 0.1$

$$I_{mag_{TR-PR-2}} = 12(418) = 5016 \text{ A.}$$

Refiriendo a la tensión base:

$$I_{mag_{TR-PR-3}} = \frac{13.8(5016)}{0.48} = 144210 \text{ A.}$$

Determinación del punto ANSI para el transformador
Analizando la tabla proporcionada por ANSI y dado que -
el transformador TR-PR-2 tiene 7% de impedancia y su conexión
es delta estrella se tendrá:

$$ANSI_{TR-PR-2} = 8.3 I_n \text{ en } t = 5 \text{ seg.}$$

$$ANSI_{TR-PR-2} = 8.3(418) = 3469.4 \text{ A.}$$

Que referidos a la tensión base tendremos:

$$ANSI_{TR-PR-2} = 99745 \text{ A en } t = 5 \text{ s.}$$

Traza del dispositivo NO. 49

Relevador de sobrecorriente marca Siemens

Dado que la $RTC = 600/5$

Aplicando la fórmula se tiene:

$$TAP = \frac{418 (5)}{600} = 3.48$$

Para poder coordinar el elemento 48 es necesario seleccionar un **TAP = 5**.

Por lo que tendremos:

$$I_{disp} = \frac{600(5)}{5} = 600 \text{ A.}$$

Que referidos a la tensión base:

$$I_{disp_{0.48}} = \frac{13.8(600)}{5} = 17250 \text{ A. a } t = 1.1 \text{ s.}$$

Su acción termina en $I_{cc} = 207000$

AJUSTE DE DISPARO INSTANTANEO:

El relevador no debe de operar instantáneamente con

$$I_{cc_{13.8}} = 6185.7 \text{ A.}$$

Dandole una tolerancia del 8% tendremos $I_{cc_{13.8}} = 6681 \text{ A.}$

Por lo que aplicando la fórmula:

$$TAP = \frac{6681(5)}{600} = 55.67 \text{ eligiendose el}$$

TAP= 60

Con lo que tendremos:

$$I_{disp_{inst}} = \frac{600(60)}{5} = 7200 \text{ A.}$$

Que refiriendo a la tensión base se tendrá:

$$I_{disp_{inst.0.48}} = \frac{13.8(7200)}{0.48} = 207000 \text{ A } t=0.06$$

4.8 Consideraciones para el trazo del relevador térmico denominado dispositivo No.50.

Cálculo de la corriente nominal del motor síncrono BC-3001 A de 3500 HP

$$I_{n_{BC-3001-A}} = \frac{0.746(3500)}{7\% \cdot 13.8(1)} = 109.23 \text{ A}$$

Referido a la tensión base:

$$I_{n_{BC-3001-A}} = \frac{13.8(109)}{0.48} = 3134 \text{ A}$$

Haciendo la consideración de que la corriente de arranque del motor es de 6 veces la corriente nominal y que el valor máximo se tiene a 8 s. se tendrá:

$$I_{arr_{BC-3001-A}} = 6(109) = \mathbf{654 \text{ A.}}$$

Referidos a la tensión base

$$I_{arr_{BC-3001-A}} = \frac{13.8(654)}{0.48} = \mathbf{18802 \text{ A}}$$

Traza del dispositivo de protección No. 50

$$I_n = 109 \text{ A.} \quad RTC = 150/5$$

Aplicando la fórmula y sustituyendo valores tendremos:

$$TAP = \frac{109(5)}{150} = 3.63 \text{ se elige el TAP inmediato}$$

TAP = 4 con el que se tendrá:

$$I_{disp} = \frac{150(4)}{5} = 120 \text{ A referidos a la tensión base}$$

$$I_{disp_{0.48}} = \frac{13.8(120)}{0.48} = 3450 \text{ A.}$$

$$\text{Valor de alcance} = \frac{109(5)}{4(15)} = \mathbf{0.91}$$

Trazo de la curva de este dispositivo; de la gráfica:
 Constante=3450

tiempo en segun.	1000	120	36	0.1	0.07	0.024	0.02
múltiplo	1.2	1.6	6	6	7	15	30
corriente a graficar	4140	5520	20700	20700	24140	51750	69000

Trazo del disparo instantáneo

$$RTC = I_{arr} / TAP$$

despejando TAP y sustituyendo datos:

$$TAP = \frac{720(5)}{150} = 24$$

valor de alcance = 6

4.9 Consideraciones para el trazo de la curva del relevador de sobrecorriente denominado dispositivo No. 51.

KVA en operación en el bus de 13.8 KV c.a. = 15385

Cálculo de la corriente considerando los KVA en operación:

$$I_n = \frac{15385}{\sqrt{3}(13.8)} = \mathbf{643.66 \text{ A.}}$$
 que referidos a la tensión base:

$$I_n = 13.8(648) / 0.48 = \mathbf{18515}$$

Trazo del dispositivo No. 51 dado $RTC = \frac{1200}{5}$

$$TAP = \frac{644(5)}{1200} = 2.68 \text{ se elige el TAP inmediato}$$

$$\mathbf{TAP = 4.5}$$

Con el que se tendrá:

$$I_{disp} = \frac{1200(4.5)}{5} = 1080 \text{ A}$$

Refiriendo a la tensión base

$$I_{disp_{0.4s}} = \frac{13.8(1080)}{0.48} = 31050 \text{ A a } t = 1.5 \text{ seg.}$$

Se eligió el tiempo de 1.5 s. para cumplir el margen de tiempo que debe existir para la correcta coordinación de protecciones entre relevador y relevador ya que tiene que estar coordinado con los dispositivos de protección 49 y 50.

4.10 Consideraciones para el trazo de la curva del relevador de sobrecorriente denominado dispositivo 103

$$I_n = 644 \text{ A. } RTC = \frac{1200}{5}$$

Aplicando la fórmula y sustituyendo datos:

$$TAP = \frac{644(5)}{1200} = 2.68 \text{ se elige el TAP inmediato superior } TAP = 3$$

superior **TAP = 3**

$$I_{disp_{0.4s}} = \frac{1200(3)(13.8)}{5(0.48)} = 20700 \text{ A}$$

Usando el relevador indicado en los diagramas Relevador de sobrecorriente CD-8 tiempo inverso eligiendo el dial 11.

Se obtiene la gráfica:

tiempo en seg.	175	145	75	28	15	8	2
multiplo	40	1.3	1.5	2	2.6	3.25	25
corr. a graf.	103500	82800	26910	31010	53820	72450	51750

El revelador de sobrecorriente CO-8 tiempo inverso no se puede coordinar correctamente ya que al coordinarse a T-G1 el elemento 103 obligaría al elemento 104 a operar con una corriente mucho mayor a la nominal y además en la subestación 4 se tienen relevadores siemens por lo que mejor sería cambiar el relevador CO-8 por un relevador siemens R3A57AeK.

Consideraciones para el trazo de la curva del relevador R3A57eK denominado dispositivo No. 103.

TAP=4.5 con lo que se tendrá:

$$I_{disp} = \frac{1200(4.8)}{5} = \mathbf{1080 \text{ A.}}$$

$$I_{disp. 0.48} = \frac{13.8(1080)}{0.48} = \mathbf{31050 \text{ A en } t=1.9 \text{ seg.}}$$

Se tiene que elegir un tiempo de 1.9 s. para cumplir con el margen de seguridad entre relevadores que es de 0.383 s. para que haya una buena coordinación.

4.11 COORDINACION DE CABLES

Calibre de conductores 750 MCM 9 conductores, temperatura máxima de corto circuito 250 °C .

De curvas típicas del manual eléctrico Conelec; tercera edición, mayo de 1981.

Se obtuvo para un conductor

$I_{cc}=78000\text{A}$ en $t= 0.5$ seg.

$I_{cc}= 43000 \text{ A}$ en $t=1.66667 \text{ s.}$

Por lo que para tres conductores se tendrá:

$I_{cc} = 234000 \text{ A}$ en $t = 0.5 \text{ s}$.

$I_{cc} = 129000 \text{ A}$ en $t = 1.6667 \text{ s}$.

Refiriendo a la tensión base

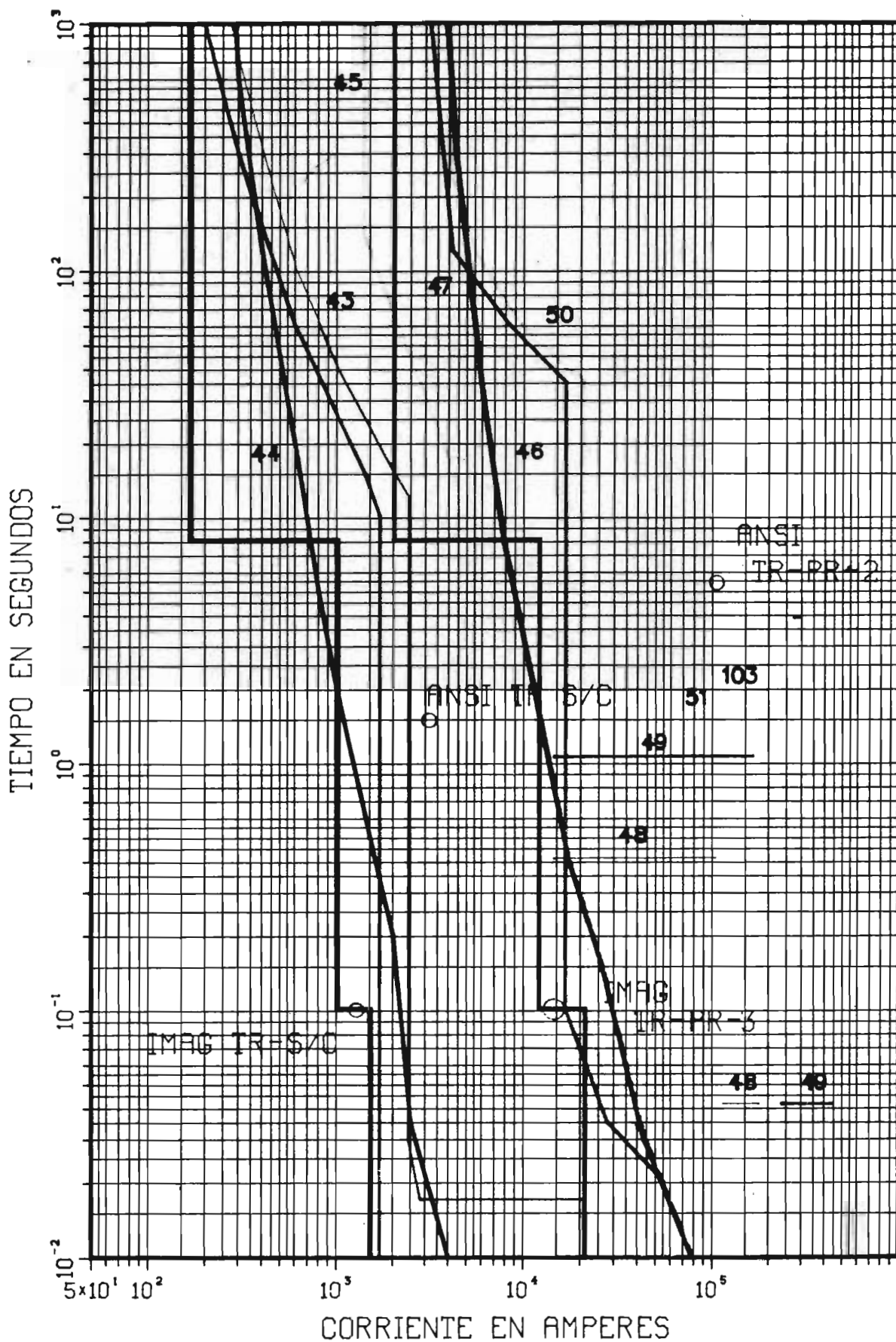
$I_{cc_{0.48}} = 6727500$ en $t = 0.5 \text{ s}$.

$I_{cc} = 3708750$ en $t = 1.6667 \text{ s}$.

Se grafica extrapolando y se puede observar que la protección de conductores es adecuada ya que las curvas características de los dispositivos de protección de esta subestación quedan por debajo de la curva de daño del cable.

Nota importante: Se cambió la corriente nominal del elemento 46 de 315 a 200 ya que el fusible de 315 pasaba sobre la curva de daño del transformador.

A continuación se presenta el plano que contiene las curvas características de los dispositivos de protección seleccionados en este ejemplo y hechos en forma manual.



LA COMPUTADORA ES CAPAZ DE HACER UNICAMENTE LO QUE INTRODUCIMOS A ELLA.

CAPITULO IV MODELADO DIGITAL DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION Y LA ESTRUCTURA DE LOS ARCHIVOS QUE LOS CONTIENE

OBJETIVO GENERAL

¿ Cómo se sustituye el método manual por el computarizado ?

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Al finalizar el capítulo el lector:

- 1.- Comprenderá la forma en que se analizó la información referente a los dispositivos de protección.
- 2.- Comprenderá el modelado digital de los dispositivos eléctricos de protección.
- 3.- Analizará el método utilizado para obtener los polinomios que representan a las CCDP.
- 4.- Analizará el tipo de archivo utilizado para almacenar los polinomios que representan a las CCDP y los datos de ajuste que proporciona el fabricante.

I N T R O D U C C I O N

En los estudios de coordinación de protecciones es necesario disponer de las curvas características tiempo-corriente de los diferentes dispositivos de protección; para el caso del procedimiento computarizado, se requiere del almacenamiento de dichas curvas en un banco de datos permanente para utilizarlas durante la corrida de cada caso en particular.

IV. 1 ORGANIZACION DE INFORMACION

Como se explicó en el capítulo II es necesario disponer de las curvas características de los dispositivos de protección de varios fabricantes, este programa contiene la informa

ción de cinco fabricantes comunmente utilizados y esta estructurado para poder agregar con facilidad la información de otros equipos y/o de otros fabricantes.

Para ello se diseñaron formatos que comprenden todas las particularidades de datos proporcionados por el fabricante para el ajuste y se almacenó la información por dispositivo de protección.

- 1.-Electromagnéticos
- 2.-Termomagnéticos
- 3.-Fusibles
- 4.-Relevadores

Y a su vez de cada dispositivo se almacenó la información de cada fabricante que se subdivide en familias, es decir, un conjunto de familias corresponde a un fabricante dado y un conjunto de fabricantes a un dispositivo determinado.

Cada familia esta formada por vectores y matrices.

IV. 1. 1 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

En ellos se da el vector:

$IG4 = [\text{No. ARL}, \text{No. ARC}, \text{No. TRL}]$

donde:

- No. ARL- es el número de ajustes de retardo largo
- No. ARC- es el número de ajustes de retardo corto
- No. TRL- es el número de ajustes de tiempo de retardo corto.

Este vector de datos generales es necesario porque se maneja en algunas rutinas para seleccionar el ajuste.

También se proporcionan los vectores:

ARL4, TRL4, ARC4, TRC4

Cada uno contiene los valores de los ajustes y por último se tiene la matriz PC4 que contiene los coeficientes de los polinomios que representan a las CCDP.

IV.1.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Se da el vector:

IG3 [No.curvas, tipo, T.AM., Aterm, No.marcos, No.P.M.]

donde:

T.AM- tipo de ajuste magnético

puede ser 1- ajuste de posición, 2- ajuste de rango.

Aterm.- Ajuste térmico que puede ser:

0 - no tiene ajuste 1- si tiene ajuste

No.P.M.- No. de posición magnética.

Matriz

$$IC3 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \end{array} \right]_{\text{No.curvas} \times 2}$$

Proporciona el número de coeficientes de las curvas mínima y máxima.

$$TPO3 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \end{array} \right]_{\text{No. curvas} \times 2}$$

Matriz que proporciona el tiempo en que se interceptan las curvas en la parte magnética y térmica.

$$R3 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \end{array} \right]_{\text{No.curvas} \times 2}$$

Proporciona los múltiplos de la parte térmica

$$DM3 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \end{array} \right]_{\text{No. curvas} \times 2}$$

Proporciona los múltiplos en que se inicia la parte térmica.

Vector:

$$DM03 = [\quad]$$

Proporciona los marcos o rangos de los interruptores según el caso de acuerdo al tipo de interruptor.

IV. 1. 3 FUSIBLES

Vector:

$$IG2 [TA, \text{No.Fus.}]$$

donde:

TA- tipo de fusible que puede ser :

- 1- el fabricante proporciona la curva mínima.
- 2- el fabricante proporciona la curva media
- 3- el fabricante proporciona la curva máxima.

No.Fus.- número de fusibles de que consta la familia

Vector:

$$DM02 [\quad]$$

Proporciona los marcos (capacidad nominal).

$$IC2 [\quad]$$

Proporciona el número de coeficientes que tiene cada curva.

MATRIZ:

$$PC2 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \end{array} \right]_{\text{No. Fus} \times X}$$

Proporciona los coeficientes de los polinomios que representan las curvas características de cada fusible.

IV. 1. 4 RELEVADORES

Vector:

$$IG1 = [\text{No. diales, No. de TAPS}]$$

Matriz:

$$R1 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \\ \end{array} \right] \text{No. de diales} + 2$$

Proporciona los rangos de graficación de los relevadores correspondientes a cada dial y los rangos de la parte magnética.

Vector:

$$DL = [\quad]$$

Contiene información referente a los diales

$$TT = [\quad]$$

Contiene valores de los TAPS a los cuales se puede ajustar el relevador.

$$IC1 = [\quad]$$

Contiene el número de coeficientes de que consta el polinomio que representa a cada relevador.

MATRIZ:

$$FC1 = \left[\begin{array}{c} \\ \\ \\ \end{array} \right]$$

Contiene los coeficientes que forman los polinomio que representan a las curvas características de los relevadores.

IV. 2 METODO UTILIZADO PARA LA OBTENCION DE LOS POLINOMIOS QUE REPRESENTAN A LAS CCDP.

Una vez que se analizó cual era el método mas adecuado desde el punto de vista de los requerimientos de memoria para almacenar las CCDP, tomando en cuenta el número de veces que tiene que accesarse el archivo indexado que contiene esta información y la complejidad de operaciones que deben de hacerse para el cálculo de cada punto; se decidió utilizar el método de ajuste polinomial por mínimos cuadrados de una sola variable, debido que una vez obtenidos los polinomios unicamente se trabaja con ellos, y a su vez el programa sólo accesa una vez por cada dispositivo de protección al archivo de acceso secuencial indexado ya que jala a la familia correspondiente al dispositivo de protección y forma un archivo de acceso temporal.

IV. 2. 1 METODO DE AJUSTE DE MINIMOS CUADRADOS

Como se trata de encontrar polinomios de una curva que, aunque no pase por todos los puntos, tenga pocas variaciones y pase lo mas cerca posible de todos ellos.

Se utilizó el método de regresión polinomial por mínimos cuadrados.

En nuestro caso el fabricante proporciona las curvas que son obtenidas por experimentación y prueba de los dispositivos de protección; entonces se procede a obtener la función tabular y se trata de obtener los valores de los coeficientes de la función.

$$T=f(T_{\text{mult}})= a_0 + a_1 T_{\text{mult}} + a_2 T_{\text{mult}}^2 + \dots + a_m T_{\text{mult}}^m$$

Cuya gráfica es una curva que se acerca a la mayoría de los puntos.

Se llama residuo a la diferencia de ordenadas de la curva para $T_{\text{mult}}=T_{\text{mult}}_i$ menos la del punto (T_{mult}_i, T_i) representado con R_i a este residuo, se tiene:

$$R_i = F(T_{\text{mult}}_i) - T_i$$

es decir

$$R_i = a_0 + a_1 T_{\text{mult}}_i + a_2 T_{\text{mult}}_i^2 + \dots + a_m T_{\text{mult}}_i^m - T_i$$

En donde $i = 1, 2, 3, \dots, n$

El método de los mínimos cuadrados consiste en determinar los valores de los parámetros:

$$a_0, a_1, a_2, a_3, \dots, a_m$$

de manera que hagan mínima la suma de los cuadrados de los residuos. Esta suma vale

$$\sum_{i=1}^n R^2 = \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1 T_{\text{mult}}_i + a_2 T_{\text{mult}}_i^2 + \dots + a_m T_{\text{mult}}_i^m - Y)^2$$

Se obtiene el mínimo de esta igualando a cero sus primeras derivadas parciales con respecto a todos y cada uno de los parámetros. derivando con respecto a a_j , donde $j=0, 1, 2, \dots$ de donde:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial}{\partial a_j} \sum_{i=1}^n R &= \frac{\partial}{\partial a_j} \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1 T_{mult} + a_2 T_{mult}^2 + \dots + a_m T_{mult}^m - T_i)^2 \\
&= \sum_{i=1}^n \frac{\partial}{\partial a_j} (a_0 + a_1 T_{mult} + a_2 T_{mult}^2 + \dots + a_m T_{mult}^m - T_i)^2 \\
&= \sum_{i=1}^n 2(a_0 + a_1 T_{mult} + a_2 T_{mult}^2 + \dots + a_m T_{mult}^m - T_i) \\
&= \sum_{i=1}^n 2(a_0 + a_1 T_{mult} + a_2 T_{mult}^2 + \dots + a_m T_{mult}^m - T_i) + T_{mult}^j
\end{aligned}$$

igualando con cero esta derivada se llega a

$$\begin{aligned}
a_0 \sum_{i=1}^n T_{mult}^j + a_1 \sum_{i=1}^n T_{mult}^{j+1} + a_2 \sum_{i=1}^n T_{mult}^{j+2} + \dots \\
+ a_m \sum_{i=1}^n T_{mult}^{j+m} = \sum_{i=1}^n T_{mult}^j T_i
\end{aligned}$$

Finalmente, considerando $j=0, 1, 2, \dots, m$. se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones normales.

$$\begin{aligned}
na_0 + a_1 \sum T_{mult} + a_2 \sum T_{mult}^2 + \dots + a_m \sum T_{mult}^m &= \sum T \\
a_0 \sum T_{mult} + a_1 \sum T_{mult}^2 + a_2 \sum T_{mult}^3 + \dots + a_m \sum T_{mult}^{m+1} &= \sum T_{mult} T \\
\dots & \\
\dots & \\
\dots & \\
a_0 \sum T_{mult}^m + a_1 \sum T_{mult}^{m+1} + a_2 \sum T_{mult}^{m+2} + \dots + a_m \sum T_{mult}^{m+n} &
\end{aligned}$$

En donde por simplicidad, se han omitido los índices de T_{mult} y de T , y los límites de las sumatorias, pero debe entenderse que estos son sobre todos los valores de T_{mult} y de T dados en la tabulación.

Una vez que se tiene el algoritmo de regresión en forma general (apéndice 2) se procede a buscar por tanteo y error - el polinomio mas adecuado para lograr el ajuste de las curvas

Debido a que las curvas presentan un decaimiento pronunciado es decir, sus características son muy inversas se tuvo la necesidad de transformar las coordenadas a valores logarítmicos, única forma en que se pudieron lograr resultados satisfactorios, es decir las variables T y Tmult quedaron como sigue:

$$T = \text{LOG}_{10}(T)$$

$$T_{\text{mult}} = \text{LOG}_{10}(T_{\text{mult}})$$

Cabe aclarar que en electromagnéticos y termomagnéticos Tmult se refiere a múltiplos de corriente, en fusibles Tmult esta dada en corriente en Amperes y en relevadores Tmult es multiplo de TAP, asignar distintas variables a Tmult se hizo necesario para conservar el mismo tipo de polinomios en todas las curvas y la forma en que los fabricantes las presentan, y los programas que trabajan estos polinomios lo hacen de igual forma que en el método manual.

Habiendo organizado la información correspondiente a los ajustes y curvas características de protección, se desarrollo el algoritmo para formar el archivo de acceso indexado que contiene la información y otro para la ubicación y obtención de la información que se va a utilizar en cada caso particular.

LO QUE EL HOMBRE TIENE ES IMA-
GINACION, INGENIO Y CREATIVI -
DAD ASI PUES NO CABE ESPERAR -
NI TEMER EN LA ELIMINACION DE-
LA NECESIDAD DE CIENTIFICOS.

CAPITULO V DESCRIPCION DEL PROGRAMA GENERAL

OBJETIVO GENERAL

¿ Cómo se sustituye el método manual por el computarizado ?

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Al finalizar el capítulo el lector :

- 1.-Comprenderá la filosofía del diseño del estudio-computarizado de la coordinación de protecciones eléctricas.
 - Entenderá estructura y los tipos de archivos utilizados.
 - Analizará la forma en que se almacena la información relacionada con los equipos que se protegen y las CCDP.
- 2.-Analizará el diagrama jerárquico del estudio computarizado de coordinación de protecciones eléctricas.
- 3.- Analizará cada una de las subrutinas que integran el paquete de coordinación de protecciones eléctricas.

I N T R O D U C C I O N

En este capítulo se expone la filosofía de diseño del - paquete de cómputo objeto de esta tesis. Se explica la necesidad y forma de utilizar los diferentes tipos de archivos para el manejo de la información y se describe la forma de capturar la información fija relacionada con las curvas características de los dispositivos de protección.

V. 1 FILOSOFIA DEL DISEÑO ESTRUCTURADO DEL ESTUDIO COMPUTARIZADO DE COORDINACION DE PROTECCIONES.

El programa de coordinación de protecciones eléctricas - aquí presentado sigue los lineamientos de diseño estructurado

Ya que se desarrollo con base en el concepto de modularidad, es decir consta de módulos de propósitos paraticulares.

Antes de elaborar cada módulo fue necesario crear un diagrama de bloques donde se muestra la jerarquía de los distintos niveles, y la relación entre los módulos del programa, definiendo la entrada y la salida y lo que hace cada uno de los módulos.

En la fig. V.1 se muestra el diagrama jerárquico del estudio computarizado coordinación de protecciones eléctricas - donde se encuentran colocadas la totalidad de las rutinas de estructura lógica de tal forma que el proceso real de ejecución del programa coincide con el seguimiento de arriba a abajo y de izquierda a derecha.

Las subrutinas de servicio y las funciones no se mues -
tran como bloques en el diagrama con el objeto de lograr ma -
yor claridad en la interpretación, solamente se indican me -
diante una clave correspondiente a las rutinas de servicio -
que se llaman.

DIAGRAMA DE ARBOL DEL ESTUDIO COMPUTARIZADO COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS

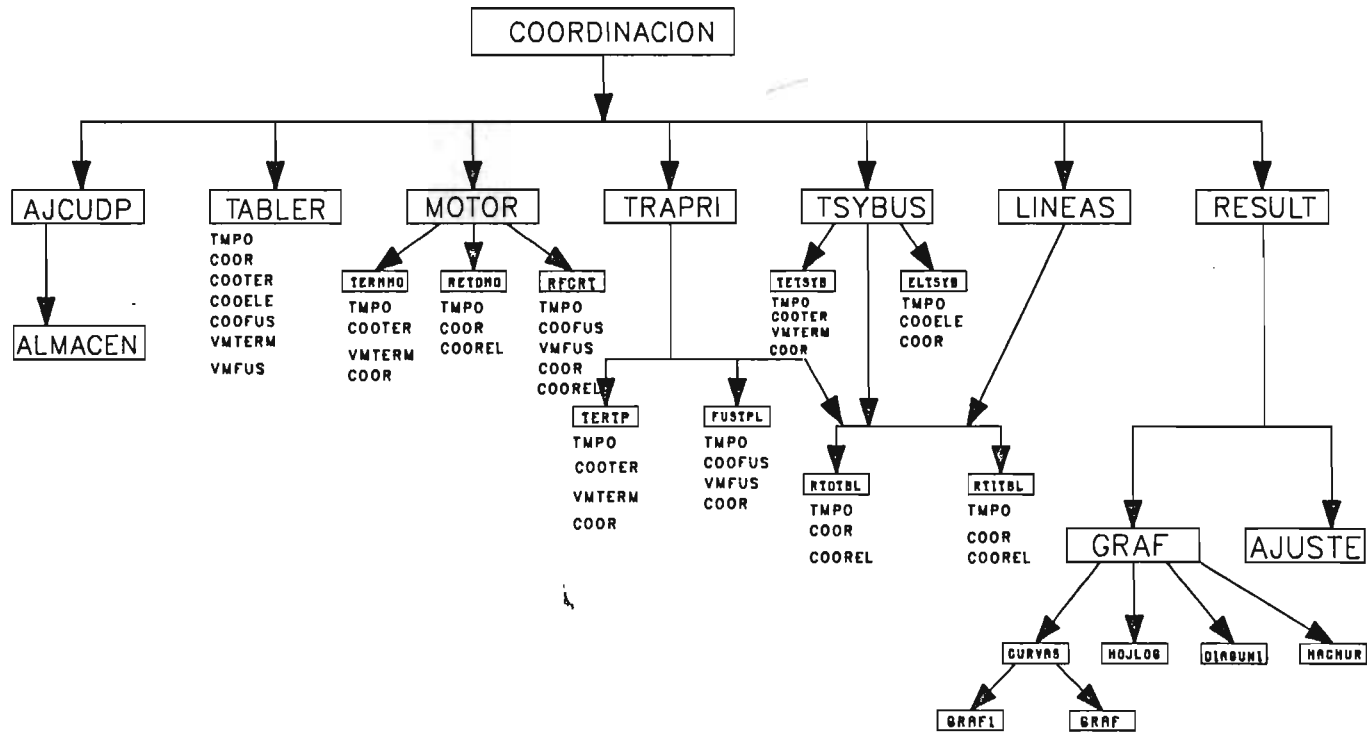


FIG. V.1

V.2 ARCHIVOS UTILIZADOS

Debido a la variedad de datos requeridos para los estudios de coordinación, se decidió manejarlos en tres tipos diferentes de archivos: de acceso secuencial indexado, de acceso secuencial y de acceso directo.

El archivo de acceso secuencial indexado contiene la información de ajustes y curvas características de los dispositivos de protección.

El archivo de acceso directo que se utiliza para almacenar información en forma dinámica durante la corrida y los archivos secuenciales se utilizan tanto para la entrada de datos del caso de estudio como para la salida de resultados.

Archivo de datos

Proporciona la identificación de la ruta a coordinar dando datos de conectividad (MM) así mismo, el tipo de elemento que se protege, el tipo de dispositivo que se protege y los datos necesarios del TEP, y del TD.

Resultados

Los resultados se presentan en la forma comunmente utilizada es decir en dos formas complementarias entre si.

La forma de listado ya que es útil para conocer rápidamente los ajustes de cada dispositivo. La forma gráfica debido a que facilita la revisión de la coordinación entre las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos ajustados mediante el programa.

V.3 Diagramas de flujo y su explicación

A continuación se presentan los diagramas de flujo del programa y se explica la función de cada módulo del diagrama V.1.

LECTURA DE DATOS

RUTINA AJCUDP Y PROGRAMA PRINCIPAL

En esta parte ya habiendo obtenido la ruta a coordinar - utilizando el instructivo para creación del archivo de datos (en el que se explica el formato y claves a utilizar) se leen en primer lugar los datos para calcular la tensión base y todos los datos necesarios para coordinar (No. disp., TEP, TD, datos del TEP, y del TD) de la ruta del caso de estudio.

PROGRAMA PRINCIPAL

1. Se direcciona hacia tres etapas: lectura, algoritmo y salida.

- Se calcula el voltaje base
- Se sigue la ruta a coordinar (loop MM)
- identificando el TEP(MM)
- Evaluando con cuantos dispositivos se va a coordinar el dispositivo de protección del elemento dado (NN).
- Se llama a la rutina AJCUDP que contiene la información del TD(MM).
- Se elabora el control de variables que se van a utilizar para ordenar la matriz de resultados, que

va a servir para poder coordinar los pares de dispositivo (NR(MM)).

- Se direcciona hacia las subrutinas correspondientes según el caso particular.

RUTINA TABLER

Se calcula la CN(MM) y la CSC para poder seleccionar el ajuste para proteger contra sobrecarga.

Se direcciona según la protección que se tenga hacia los bloques de termomagnéticos, fusibles o electromagnéticos.

Bloque termomagnéticos

Aquí se selecciona el ajuste dependiendo del TA que tenga el interruptor, llamando a las rutinas VMTERM, COOTER - la selección se hace aplicando los criterios expuestos en el capítulo II, si el dispositivo dado por el usuario no es el idóneo el programa tiene la capacidad de seleccionar uno de la capacidad adecuada únicamente perteneciente a la familia que se tiene en el archivo de usuario temporal, y en caso de que ningún dispositivo se coordine adecuadamente se para el programa con un Stop con etiqueta que indica de que error se trata.

Tanto en el bloque de fusibles como de electromagnéticos se procede en forma similar que en termomagnéticos únicamente aplicando las particularidades propias (su selección y procedimiento se explica en los capítulos II y III).

RUTINA DE MOTORES

Se cálcula el perfil del motor (procedimiento dado en capitulo II y aplicado en el III) y se direcciona hacia las subrutinas TERMMO, RETDMD, RFCRT.

RUTINAS TERMMO, RETDMD Y RFCRT

TERMMO- coordina termomagnéticos en motores

RETDMD - coordina relevadores tiempo definido en motores

RFCRT - coordina fusibles, relevador tiempo inverso, relevador térmico o combinación fusible-relevador.

En cada una se coordina cada dispositivo o par de dispositivos de tal forma que se permita operar correctamente al motor y la acción de los dispositivos termina hasta la CCI.

La protección instantánea se ajusta a 1.1 corriente magnetizante y además debe ser ligeramente mayor a la CCI del bus del nivel de tensión anterior al que esta conectado el motor para que exista selectividad.

RUTINA TRAPRI

TRAPRI - Cálculos para transformadores lado primario.

Se calculan los puntos ANSI y de magnetización se gráfica y se direcciona hacia la rutina correspondiente.

RUTINA TERTP

TERTP ajusta termomagnéticos en transformadores lado primario.

La curva de protección debe quedar a la derecha de la corriente de magnetización y a la izquierda del punto ANSI y debe permitir la corriente a plena carga; se coordinan los si -

guientes pares de dispositivos.

Termomagnético-termomagnético

Fusible- Termomagnético

RUTINA FUSTPL

FUSTPL - ajusta fusibles en transformadores lado primario y en líneas.

La curva de protección debe quedar a la derecha de C_{mag} y a la izquierda del punto ANSI debe permitir la corriente a plena carga; se coordinan los siguientes dispositivos de protección:

Electromagnético-fusible

Fusible-fusible

RUTINAS RTDTBL Y RTITBL

RTDTBL - selecciona los ajustes de relevadores tiempo de finido en transformadores lado secundario, buses y líneas.

RTITBL - Selecciona los ajustes de relevadores tiempo inverso en transformadores lado secundario, buses y líneas.

La curva de protección debe quedar arriba o a la derecha de la C_{mag} , a la izquierda o arriba del punto ANSI, debe permitir la corriente a plena carga.

Se coordina con los siguientes pares de dispositivos:

Fusible- relevador

Relevador tiempo definido- relevador tiempo defini-
do.

Relevador tiempo inverso - relevador tiempo defini-
do.

Relevador tiempo definido - relevador tiempo inver-
so.

Relevador tiempo inverso - relevador tiempo inverso

RUTINA TSYBUS

TSYBUS rutina en la que se coordinan los dispositivos -
para transformadores lado secundario y buses.

Se calcula la Cn(MM) y se direcciona hacia la rutina co-
rrespondiente.

RUTINA TETSYB

Hace el ajuste de termomagnéticos lado secundario y bu-
ses., coordina los pares de dispositivos:

Termomagnético - termomagnético

Fusible - termomagnético

RUTINA ELTSYB

Se seleccionan los ajustes de electromagnéticos en trans-
formadores lado secundario y buses.

Se coordinan los pares de dispositivos

Termomagnético- electromagnético

Electromagnético - electromagnético

Fusible - electromagnético

RUTINA LINEAS

Se calcula la corriente nominal con la carga total en operación en el bus del mismo nivel de tensión por abajo de las protecciones de la línea. Coordinandose los siguientes pares de dispositivos:

Fusible - fusible

Fusible relevador-fusible

Relevador tiempo definido - fusible

Relevador tiempo inverso - fusible

Relevador térmico - fusible.

RUTINAS DE SERVICIO

VMTERM

Verifica el marco, identifica el tipo de termomagnético y prueba que la capacidad del termomagnético permita la corriente a plena carga del elemento que se protege y si esto no se cumple elige otro termomagnético en la misma familia.

VMFUS

Hace lo mismo que VMTERM pero con fusibles.

COOELE, COOTER, COOFUS, COOREL

Calculan las coordenadas que se van a mandar a graficar llamando a la rutina de graficación y se almacenan los ajustes y los coeficientes de los polinomios de los dispositivos seleccionados en la matriz A (matriz comodín).

FUKTION TIPO

Cálcula el tiempo correspondiente a un múltiplo de corriente o corriente evaluada en un polinomio.

COOR

Cálcula un número de coordenadas tiempo- corriente.

GRAFICACION

GRAF

Gráfica uniendo puntos.

GRAF1

marca con punto negro puntos sin unirlos.

HOGLOG

Traza la hoja logarítmica

HACHUR

Sombrea en forma diferente los dispositivos de protección graficados por graf.

DIAGRAMA UNIFILAR

Se hace desde INTERACT una vez creados los símbolos.

AJUSTE

Elabora la tabla para concentrar los resultados y los escribe.

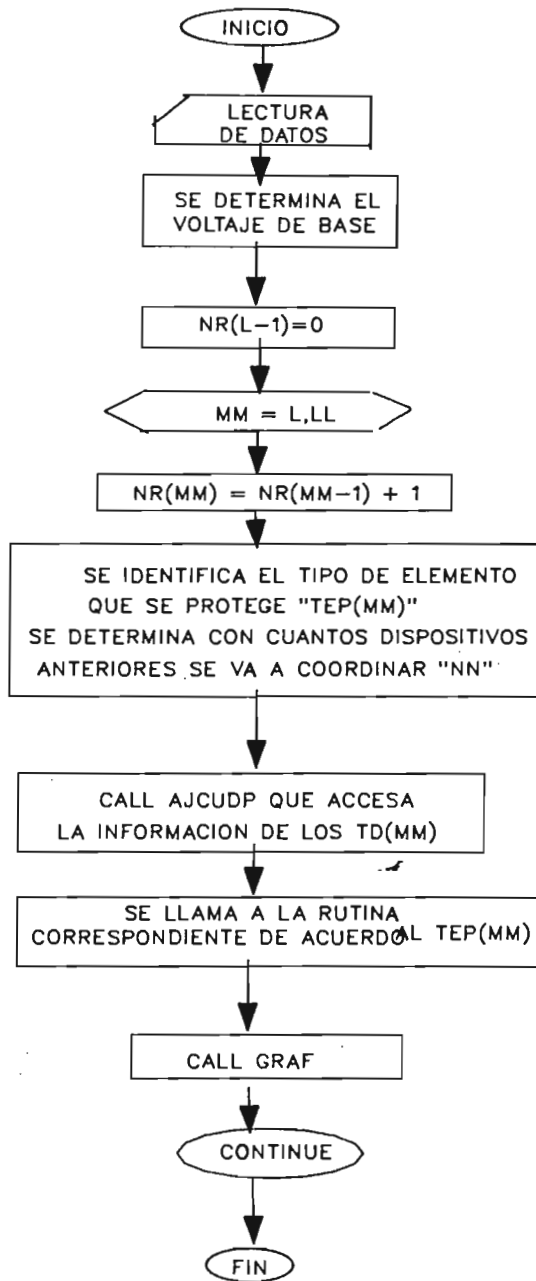
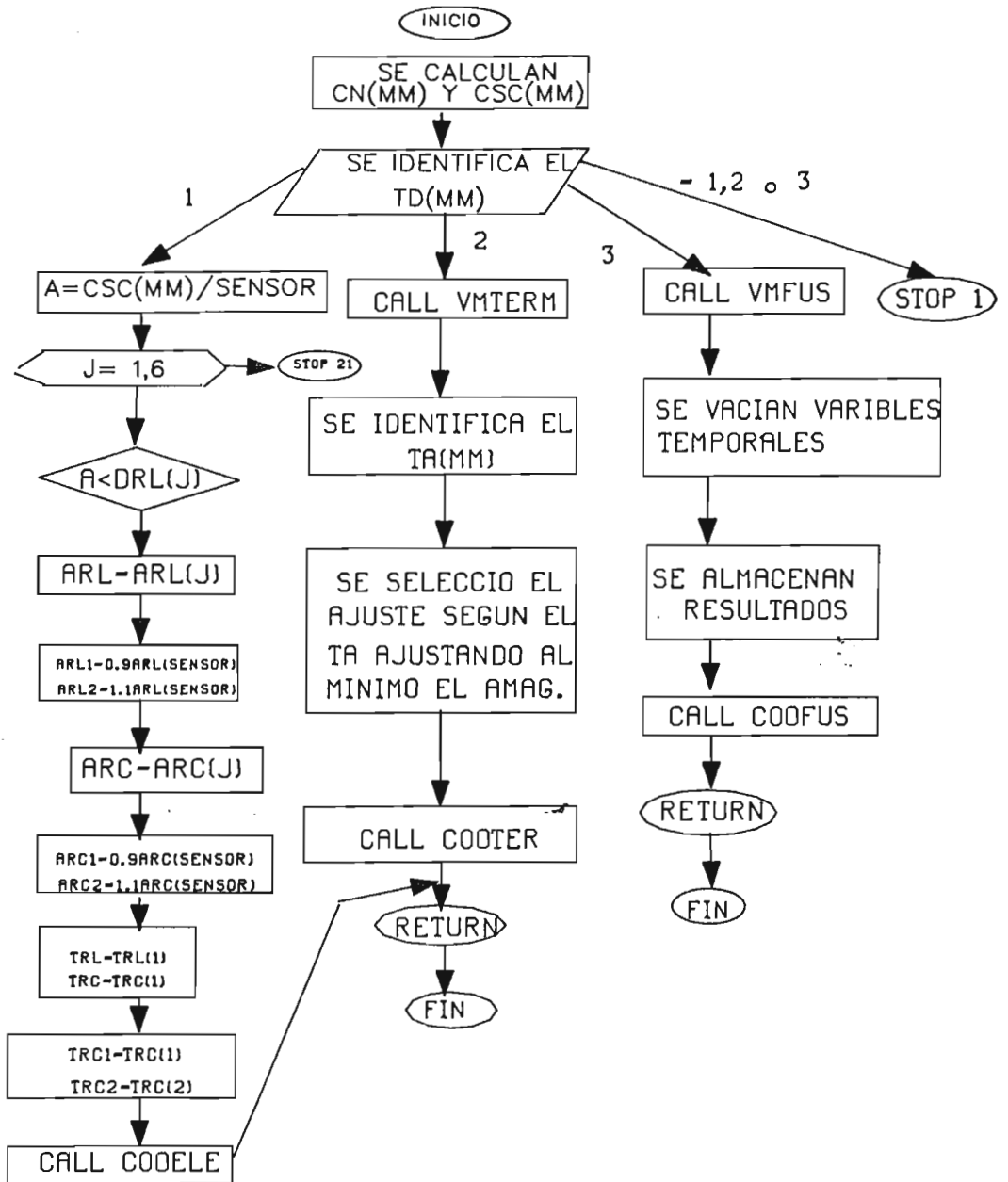


DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA PRINCIPAL
COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA



T A B L E R

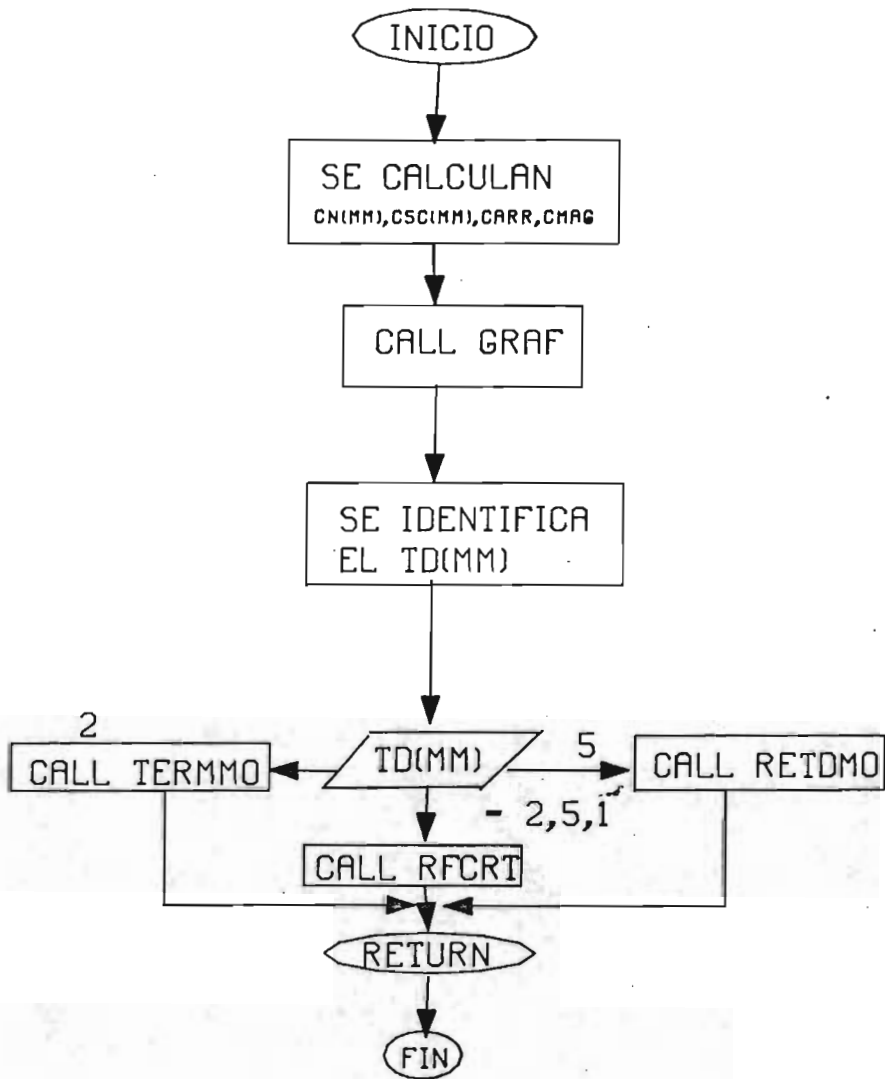


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA
M O T O R

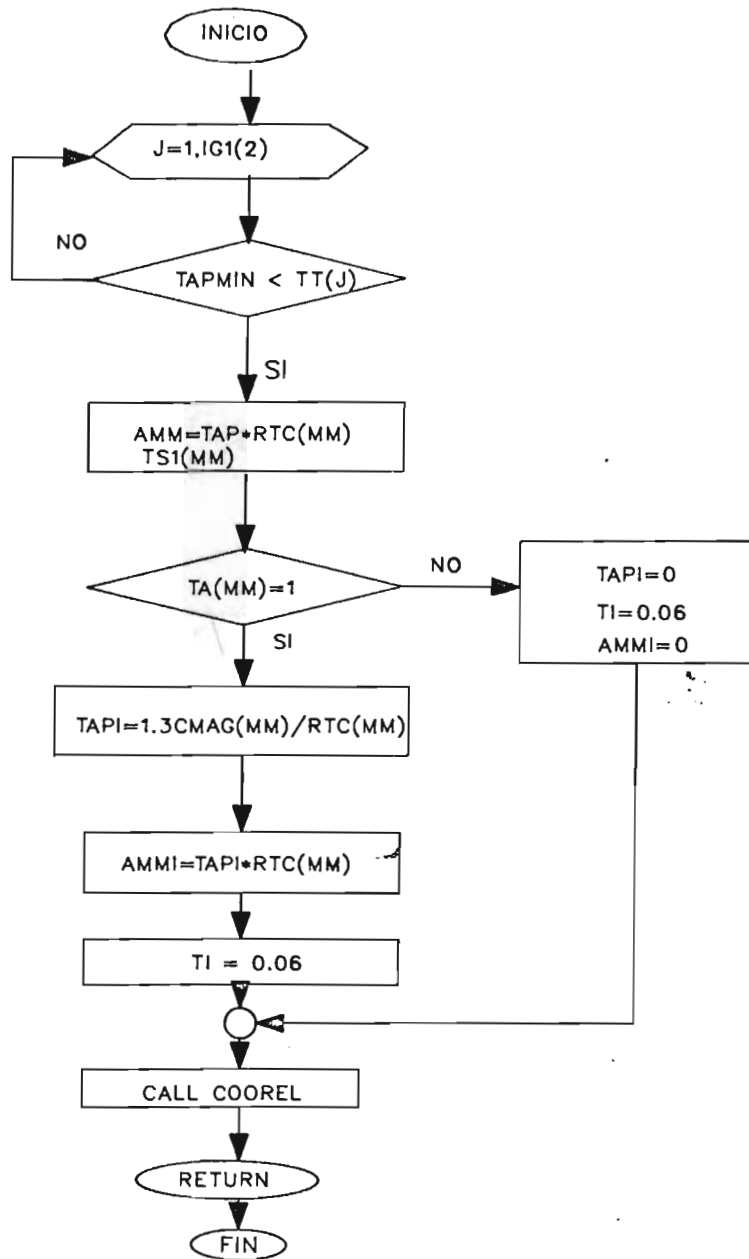


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA RETDMO

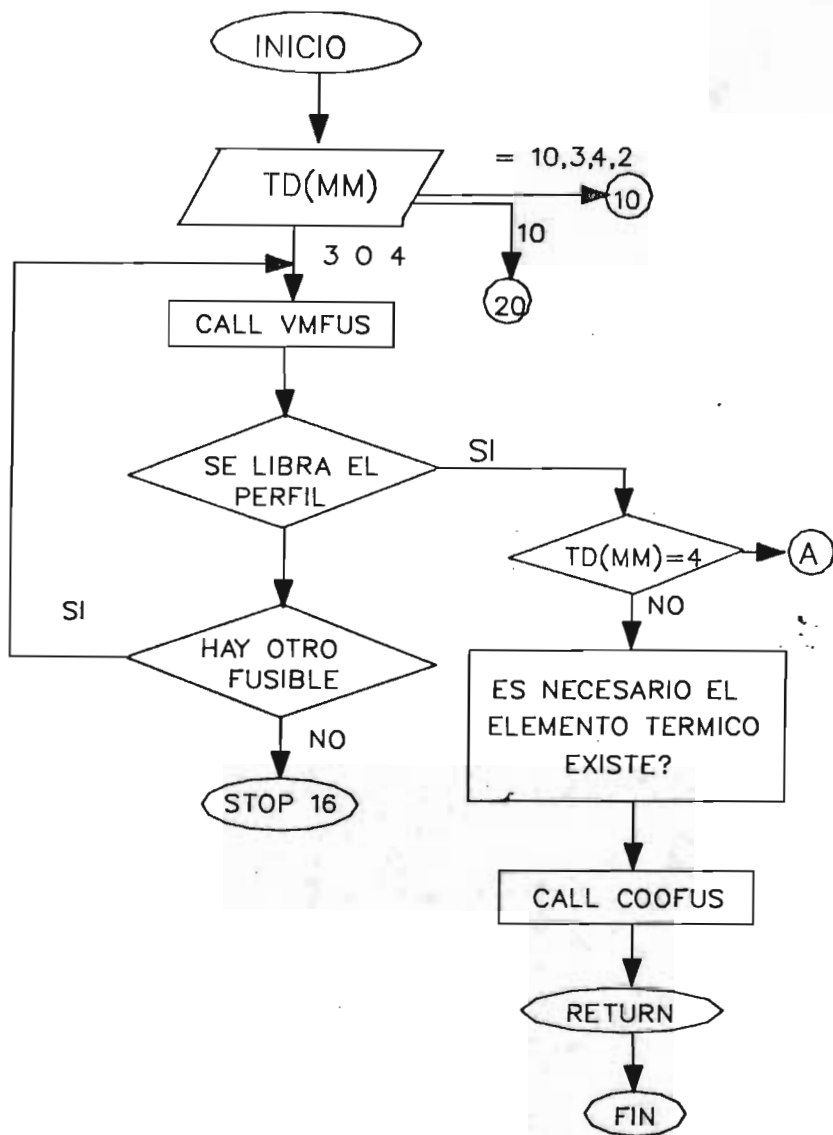
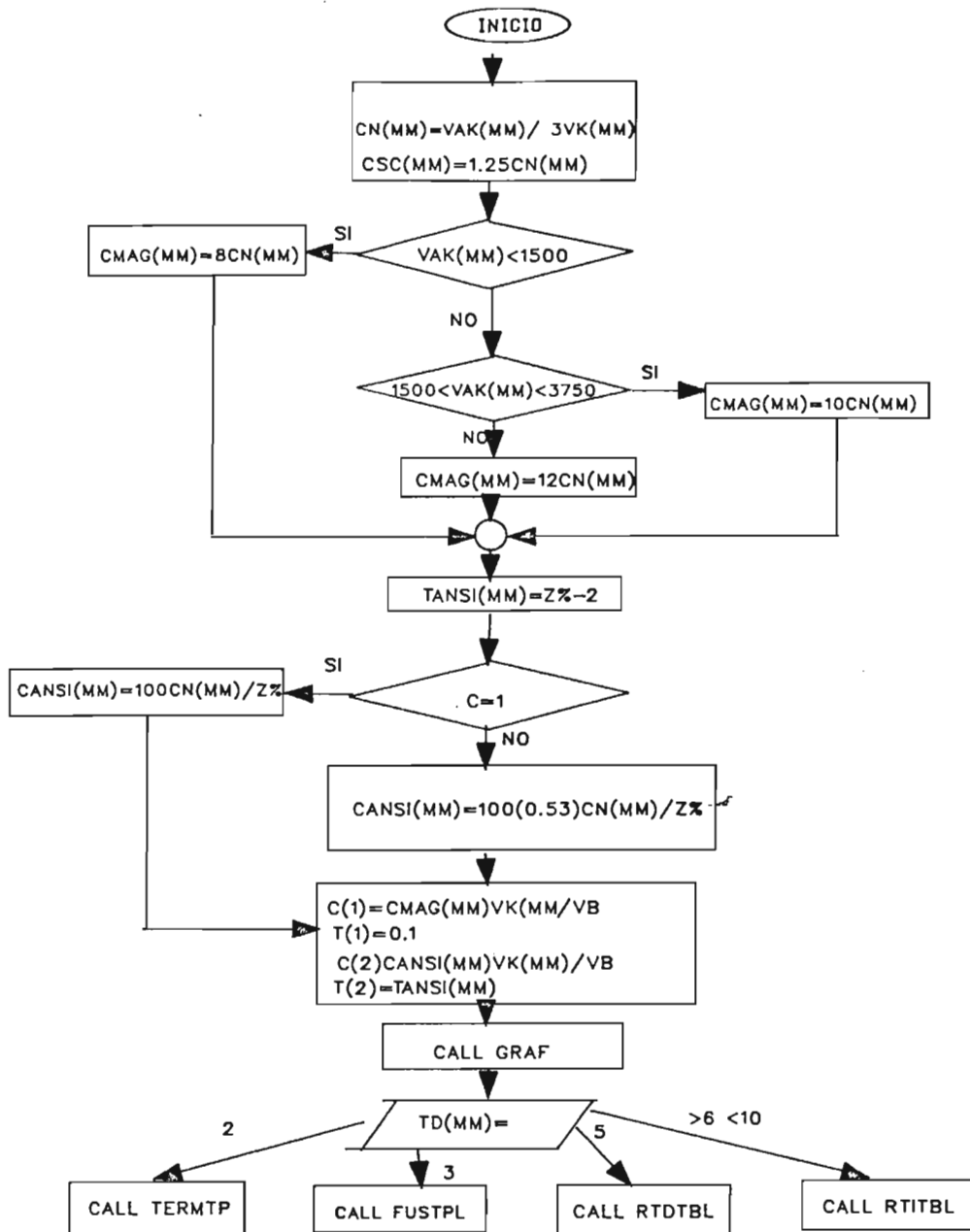


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA
R F C R T

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA



TRAPRI

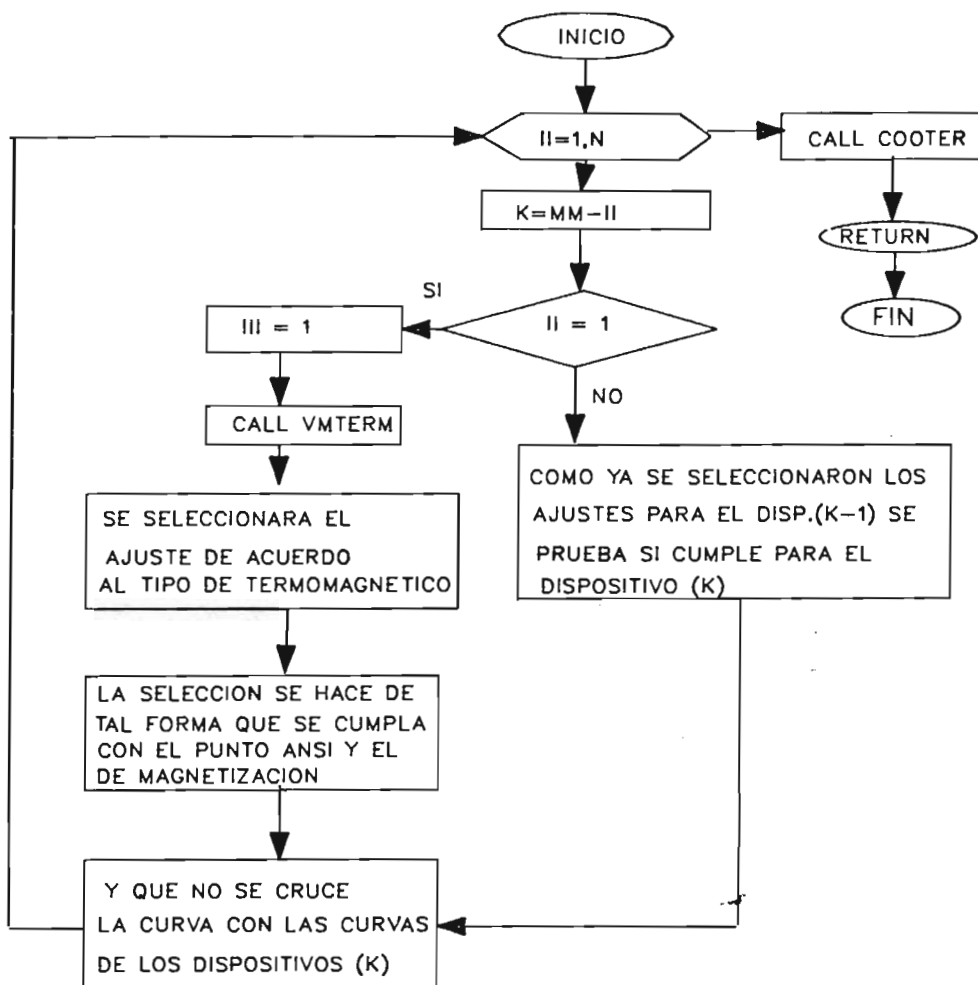


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA TERTP

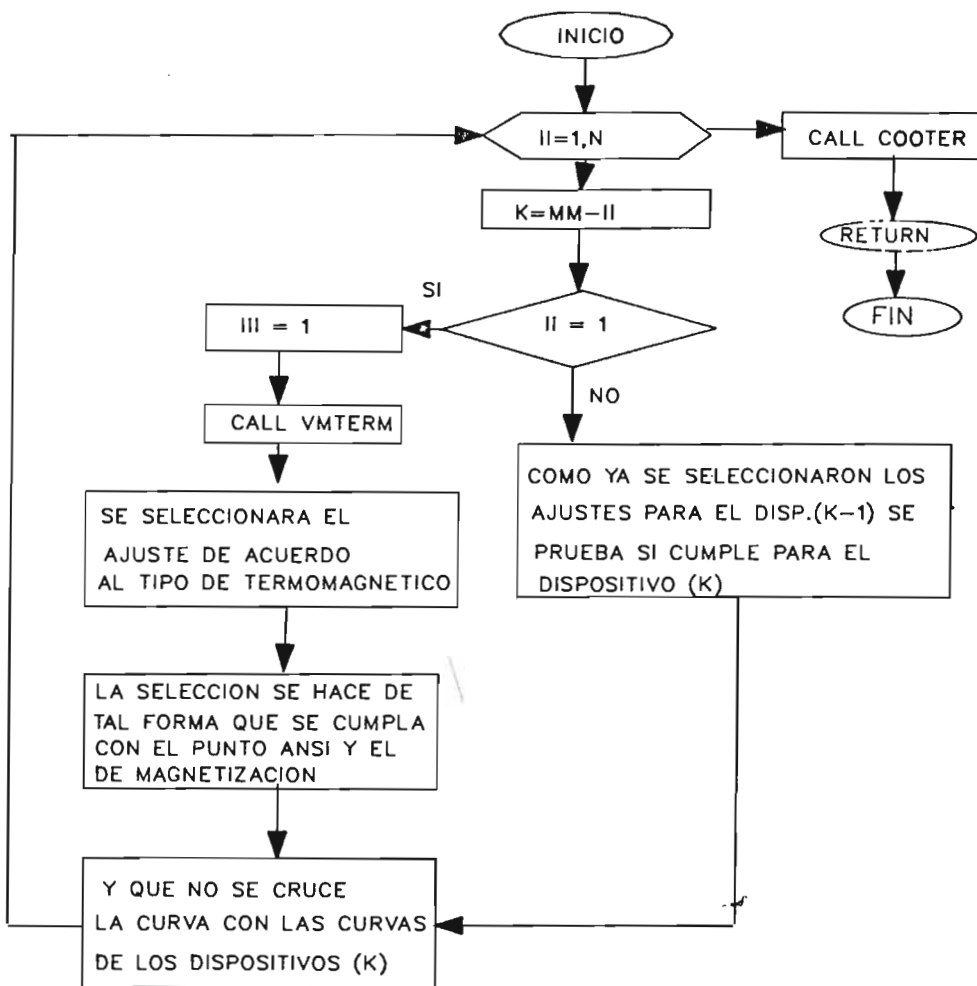


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA TERTP

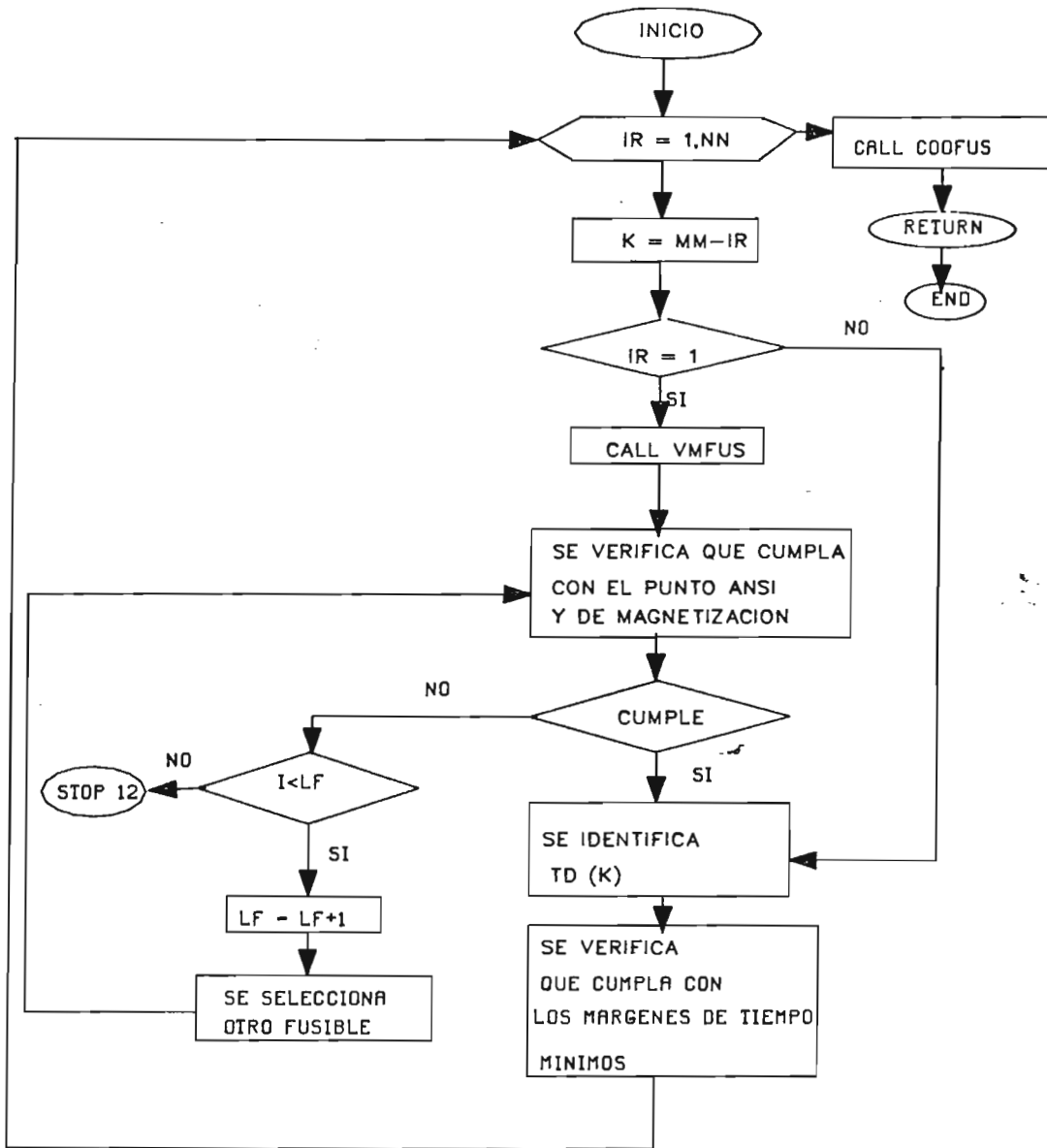
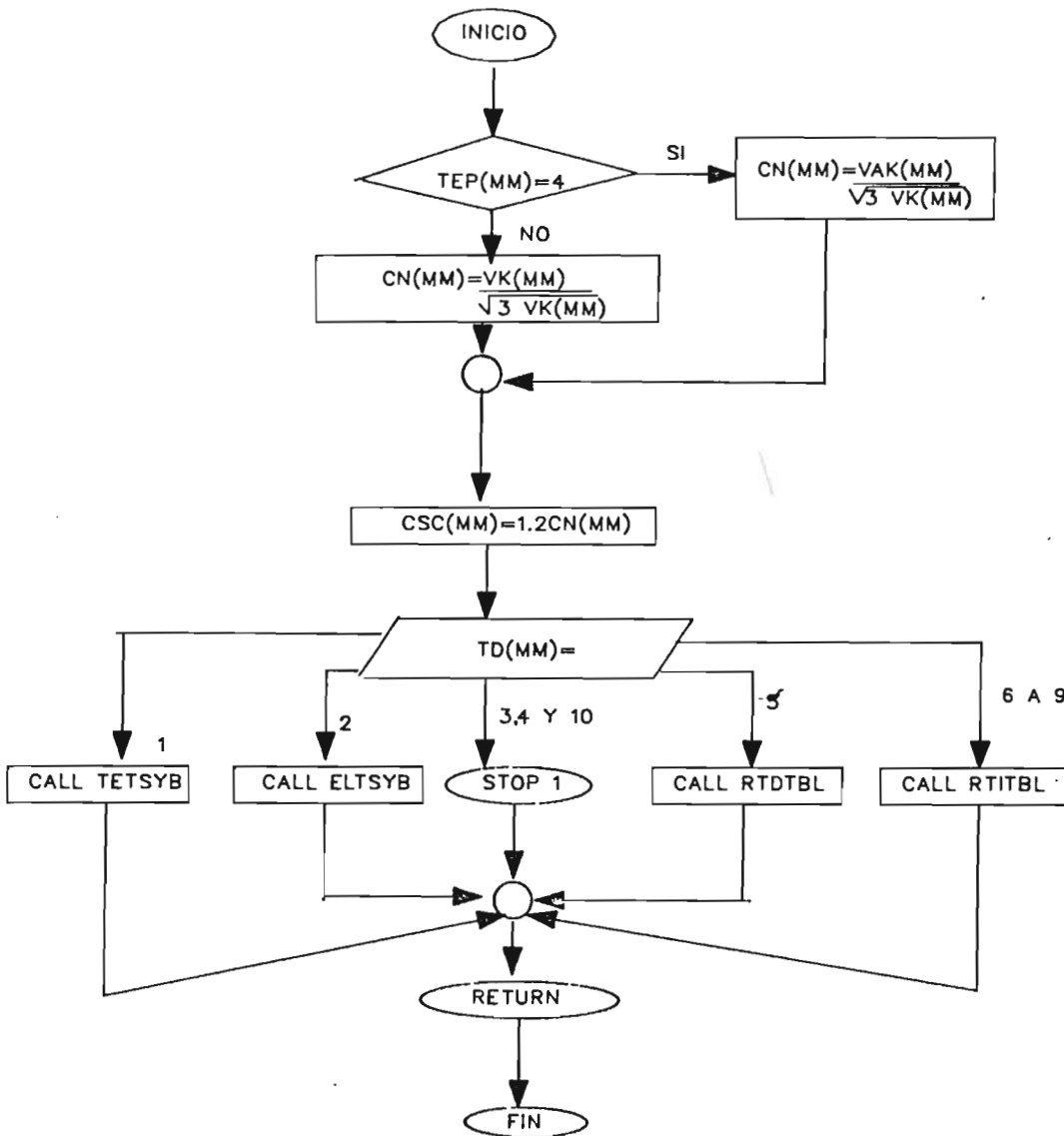


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA FUSTIP

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA



TSYBUS

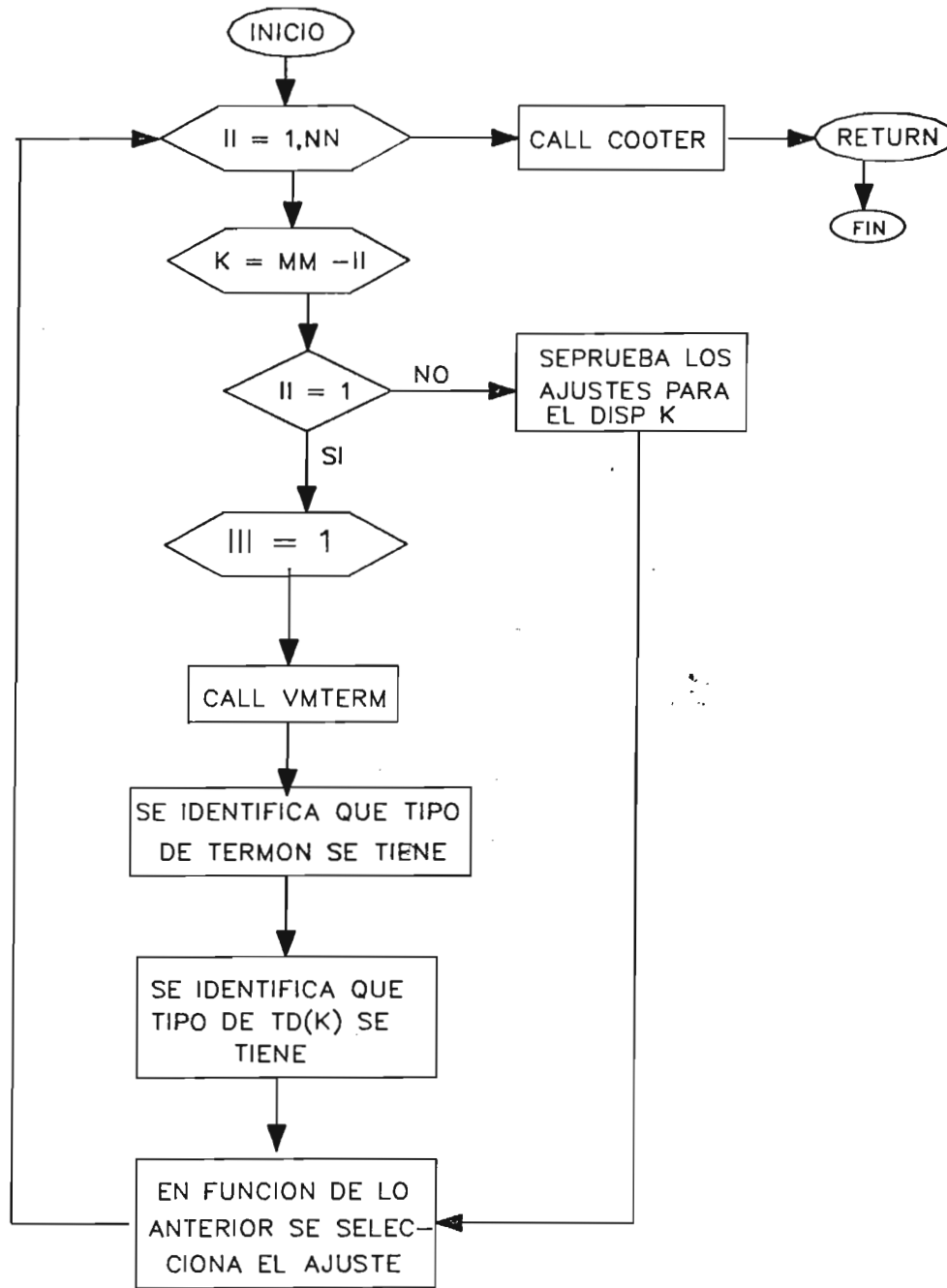


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA TETSYB

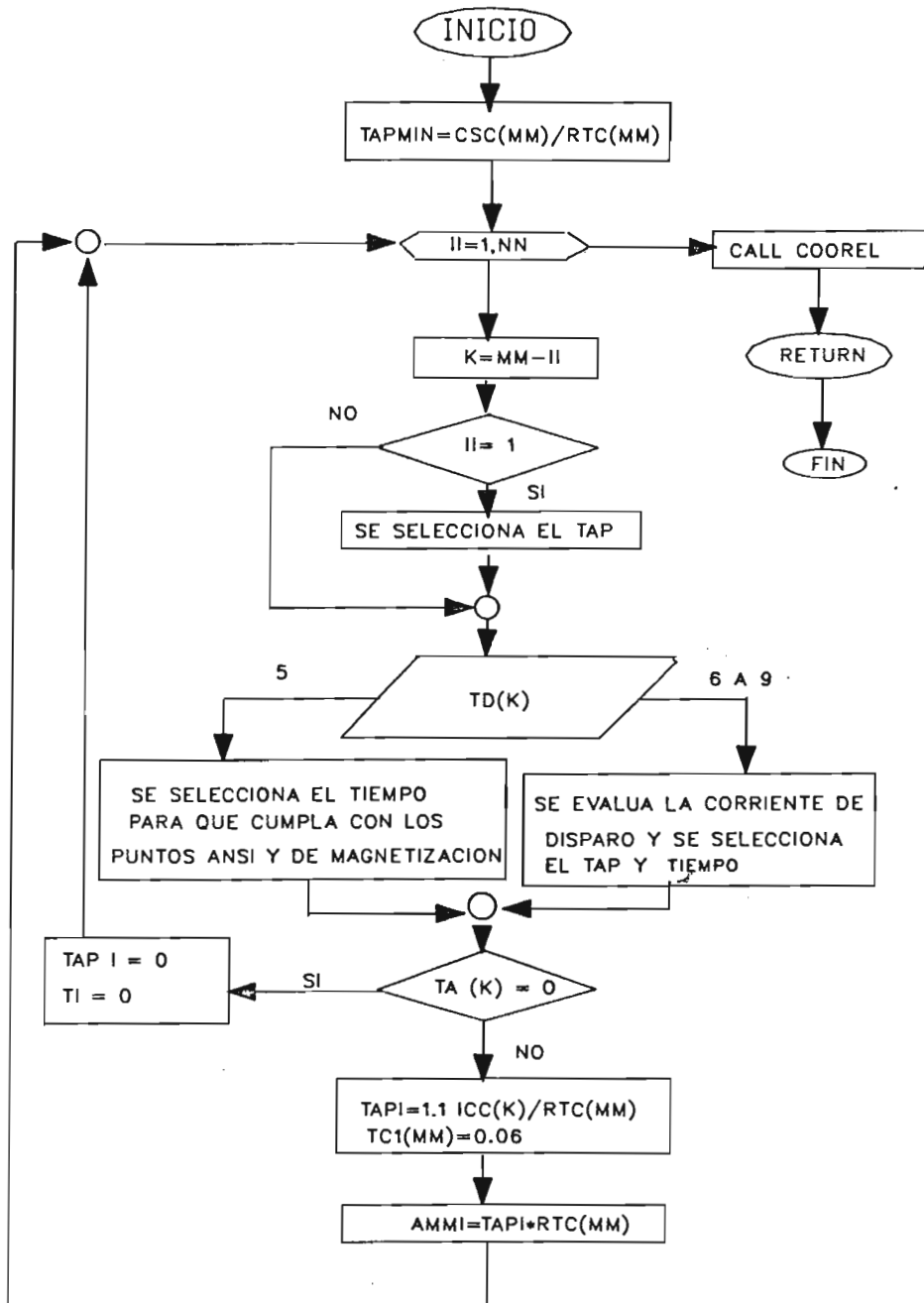


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA RTDTBL

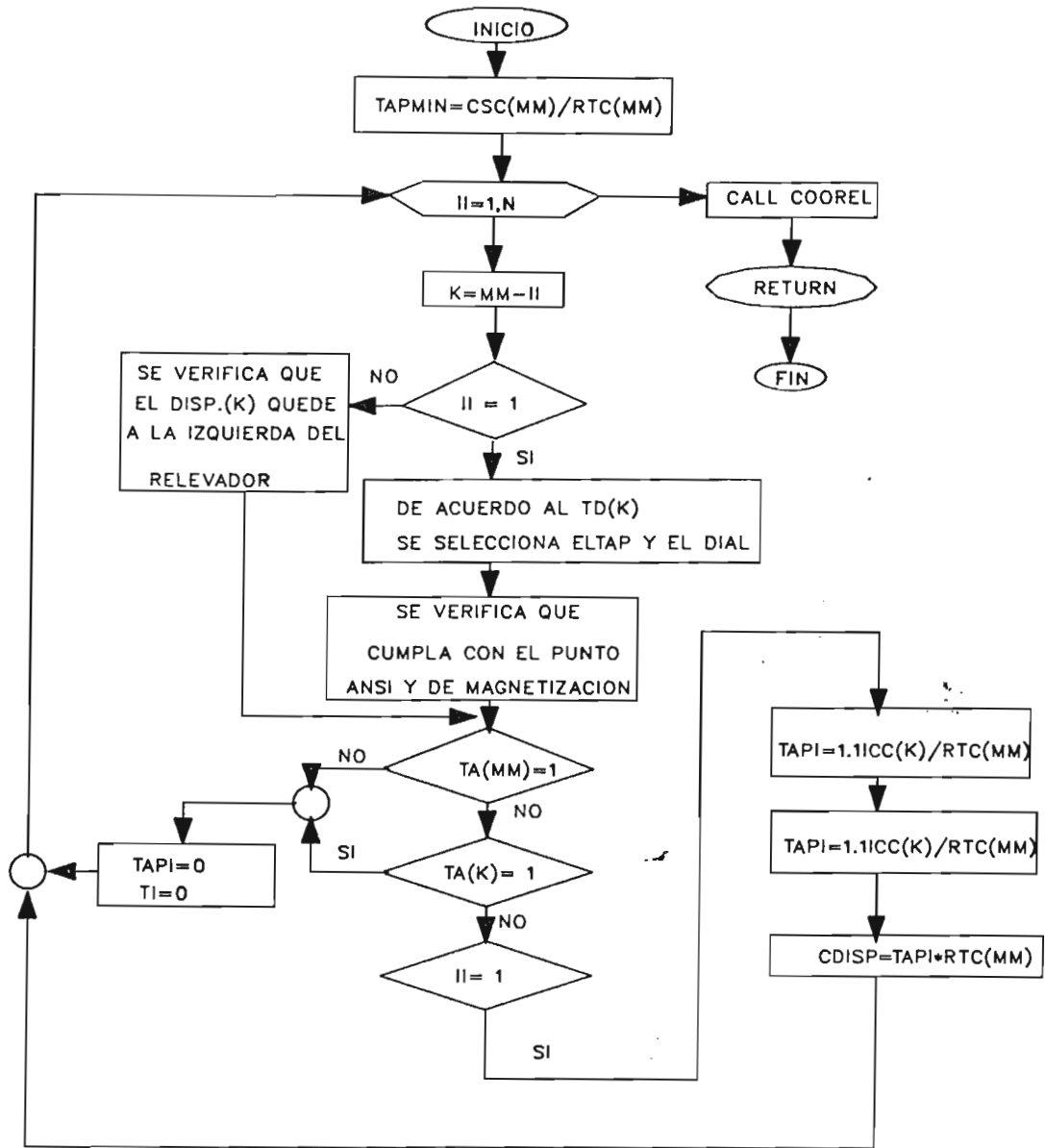
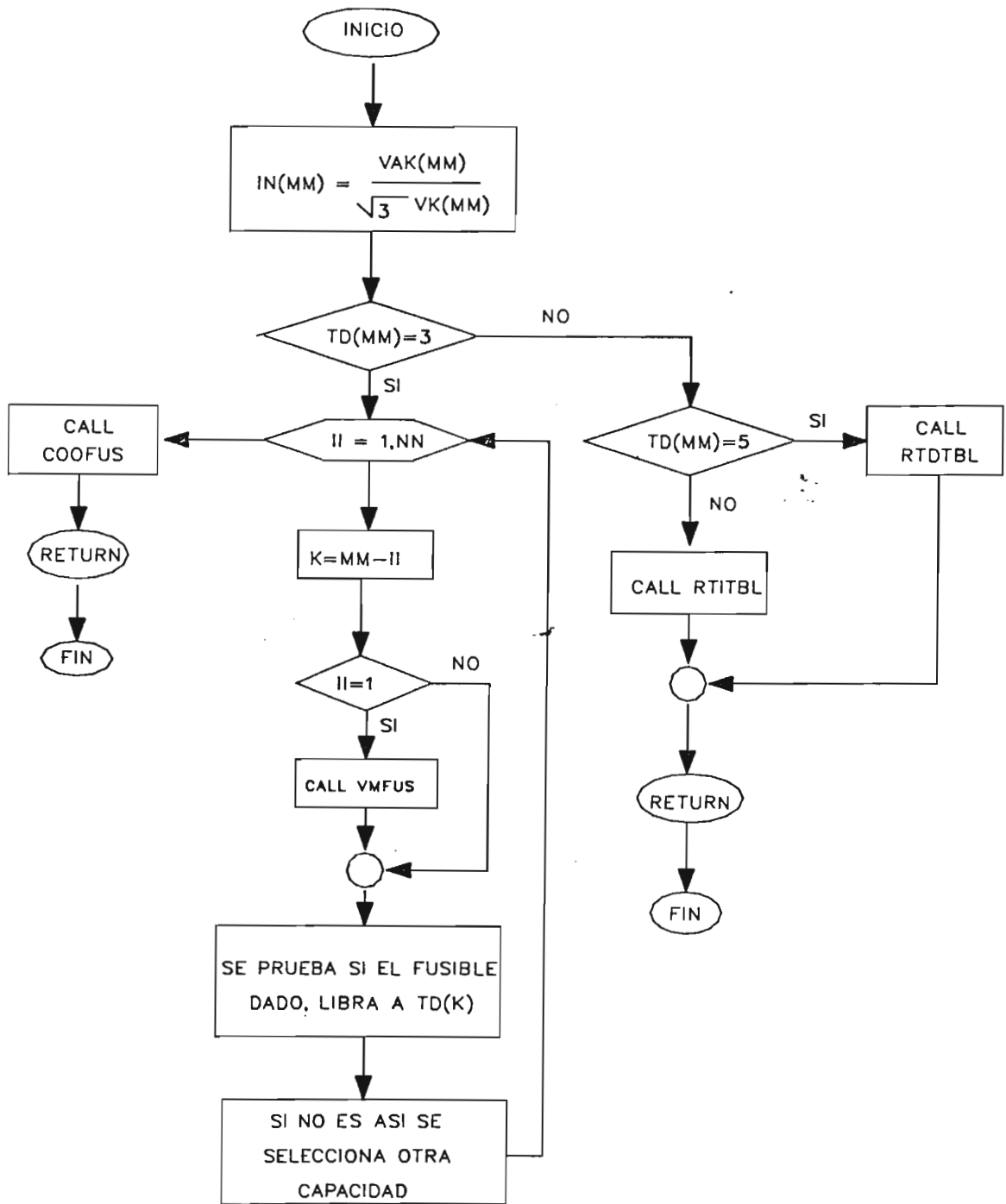


DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA
RTITBL

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA DE LINEAS DE LINEAS



C O N C L U S I O N E S

El paquete de computo elaborado en este trabajo:

1.- Selecciona los ajustes contra sobrecorriente y corto circuito, no incluye la selección ni la ubicación óptima del equipo, pero si verifica que el equipo comprado o por comprar sea el adecuado. También lleva a cabo los cambios necesarios de dispositivos de protección cuando se requiere mejorar el funcionamiento del sistema de protección.

2.- Los resultados se presentan en la forma comunmente utilizada para facilitar el uso a los ingenieros del área, es decir en dos formas complementarias entre si:

2.1.- En forma de listado, ya que es útil para conocer rápidamente los ajustes.

2.2.- En forma gráfica debido a que facilita la revisión de la coordinación de las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos ajustados mediante el programa.

3.- Los resultados quedan resumidos en un solo plano hecho totalmente por este programa que contiene:

3.1.- Las curvas características tiempo corriente de los dispositivos coordinados dibujadas y sombreadas en gráfica Log-Log a un voltaje base, identificadas con un número.

3.2.- Un diagrama unifilar simplificado de la ruta coordinada que contiene las corrientes de corto circuito y demás datos de elementos y dispositivos que se protegen.

3.3.- La identificación de los puntos críticos tales como corrientes magnetizantes, perfiles de operación de motores, puntos ANSI, ajustes máximos permisibles de dispositivos de protección.

3.4.- Ejes de referencia que faciliten la lectura de las corrientes que corresponden a diferentes niveles de voltaje.

3.5.- Una tabla donde se indican las características de los dispositivos de protección.

4.- El programa requiere que se proporcione según el instructivo de manejo lo siguiente:

4.1.- La ruta a coordinar, cubriendo todos los niveles de tensión, numerando en forma progresiva los dispositivos de protección; iniciando del más alejado eléctricamente hasta llegar a la fuente.

4.2.- Los datos de los elementos y dispositivos que se protegen.

4.3.- Las corrientes de corto circuito correspondientes.

5.- Las ventajas que se obtienen con la aplicación del programa son:

5.1.- Mayor calidad y uniformidad en el dibujo. Así como reducción en el tiempo.

5.2.- Reducción del costo del estudio de coordinación.

5.3.- Mayor rapidez en la realización de estudios de coordinación de protecciones.

5.4.- Facilidad de la inclusión de otras funciones de protección ya que el programa se estructuró en forma modular.

5.5.- Mayor facilidad de análisis de diversas alternativas de operación sin que represente una carga sensible de trabajo adicional para el ingeniero.

6.- Por lo que cumple satisfactoriamente con su objetivo, que es la substitución del método manual por el computarizado.

Apéndice 1

METODO COMPUTARIZADO DEL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

I.- OBJETIVO

El objetivo de este programa es determinar, bajo condiciones de falla en un sistema eléctrico, los valores de corrientes, contribuciones de corrientes, voltajes y las potencias de corto circuito.

II.- ALCANCE

- 1.- El programa determina los valores de falla en cada uno de los buses, tanto en el primer medio ciclo (momentáneo) así como el tiempo t de liberación de la falla (interruptivo). Proporciona también los valores de corriente demorada, útil en la coordinación de protecciones eléctricas.
- 2.- Las dimensiones del programa permiten efectuar análisis de fallas en redes con un máximo de 190 buses y de 340 elementos, pudiendo aumentar la capacidad del programa cambiando dichas dimensiones.
- 3.- El programa acepta los valores de las reactancias y resistencias, ya sea en ohms, por ciento (%), o en por unidad (P.U.).
- 4.- El programa determina el factor de decremento para cada bus según su distancia eléctrica a la fuente generadora en función a la relación X/R equivalente del circuito.
- 5.- El programa corrige la corriente interruptiva por decrementos de C.A. y C.D. mediante el factor de decremento.

6.- El programa determina los siguientes valores y parámetros de falla:

- 6.1.- Reactancias referidas a una base común.
- 6.2.- Reactancias corregidas según STD.ANSI-C37.010.
- 6.3.- Resistencias corregidas según STD.ANSI-C37.010
- 6.4.- Las relaciones X/R equivalentes.
- 6.5.- Corrientes momentáneas simétricas en P.U. y en amperes de la primera y segunda red.
- 6.6.- Corrientes momentáneas asimétricas en amperes - y su factor de multiplicación para la primera y segunda red.
- 6.7.- Corrientes interruptivas simétricas en P.U. y - en amperes para la tercera red.
- 6.8.- Corrientes interruptivas corregidas por decrementos de C.A. y C.D. en amperes y su factor de corrección por decrementos para la tercera red.
- 6.9.- Potencias de corto circuito en MVA'S para la - primera, segunda y tercera red.
- 6.10.- Contribuciones de corriente de buses adyacentes al bus de falla.
- 6.11.- Voltajes de falla en buses adyacentes al bus de falla.
- 6.12.- Caídas de voltaje en buses adyacentes al bus de falla.

- 7.- El programa permite determinar en forma opcional todas las corrientes de contribución de todos los elementos de la red, así como su voltaje en condiciones de falla.
- 8.- El programa permite la configuración de generadores en paralelo, líneas en paralelo, transformadores y reactores en paralelo.
- 9.- El programa requiere que los elementos sean proporcionados siempre partiendo del bus conocido o dado anteriormente excepto para el bus de referencia o bus cero el cual es siempre el punto de partida para la formación de la matriz Z-bus en el programa.

Siempre se darán los elementos partiendo de un bus conocido a un desconocido, excepto en los elementos en paralelo del punto 8, los cuales siempre van de un bus conocido a otro bus conocido.

III.- BASES

- 1.- El programa de corto circuito se basa en la formación de la matriz de impedancia nodal Z-bus mediante el algoritmo desarrollado por Stagg y El-Abiad para redes sin acoplamiento mutuo.
- 2.- El programa se basa en el método E/X corregido por decrementos de C.A. y C.D. recomendado en el standar ANSI C37.010-1972 y por el standar ANSI C37.010-1969
- 3.- El programa incluye los conceptos de la primera segunda, tercera y cuarta red de acuerdo al estandar

IEEE-141.

3.1.- Primera red. Con esta red se obtienen las corrientes momentáneas útiles en la selección de fusibles en voltajes medios y altos e interruptores en caja moldeada.

3.2.- Segunda red. El objetivo de esta red es obtener las corrientes momentáneas útiles para seleccionar interruptores de medio voltaje.

3.3.- Tercera red. El objetivo de esta red es obtener la corriente interruptiva, la cual fluye durante la apertura de los contactos primarios de los interruptores de medio voltaje.

3.4.- Cuarta red. Con esta red se obtienen las corrientes de corto circuito necesarias para la coordinación de relevadores con retardo de tiempo.

4.- El programa requiere que los buses se numeren a partir del No. 10 en adelante en forma consecutiva.

5.- El programa establece las siguientes claves:

5.1.- Tipos de elementos:

Clave	Elemento
1	Generador
2	Motor síncrono
3	Motor de inducción
4	Transformadores
5	Reactores

Clave	Elemento
6	Líneas
7	Alimentador
8	Capacitor
9	Reactor (unión)
10	Generador (unión)
11	Línea o transformador

5.2.- Unidades de reactancias.

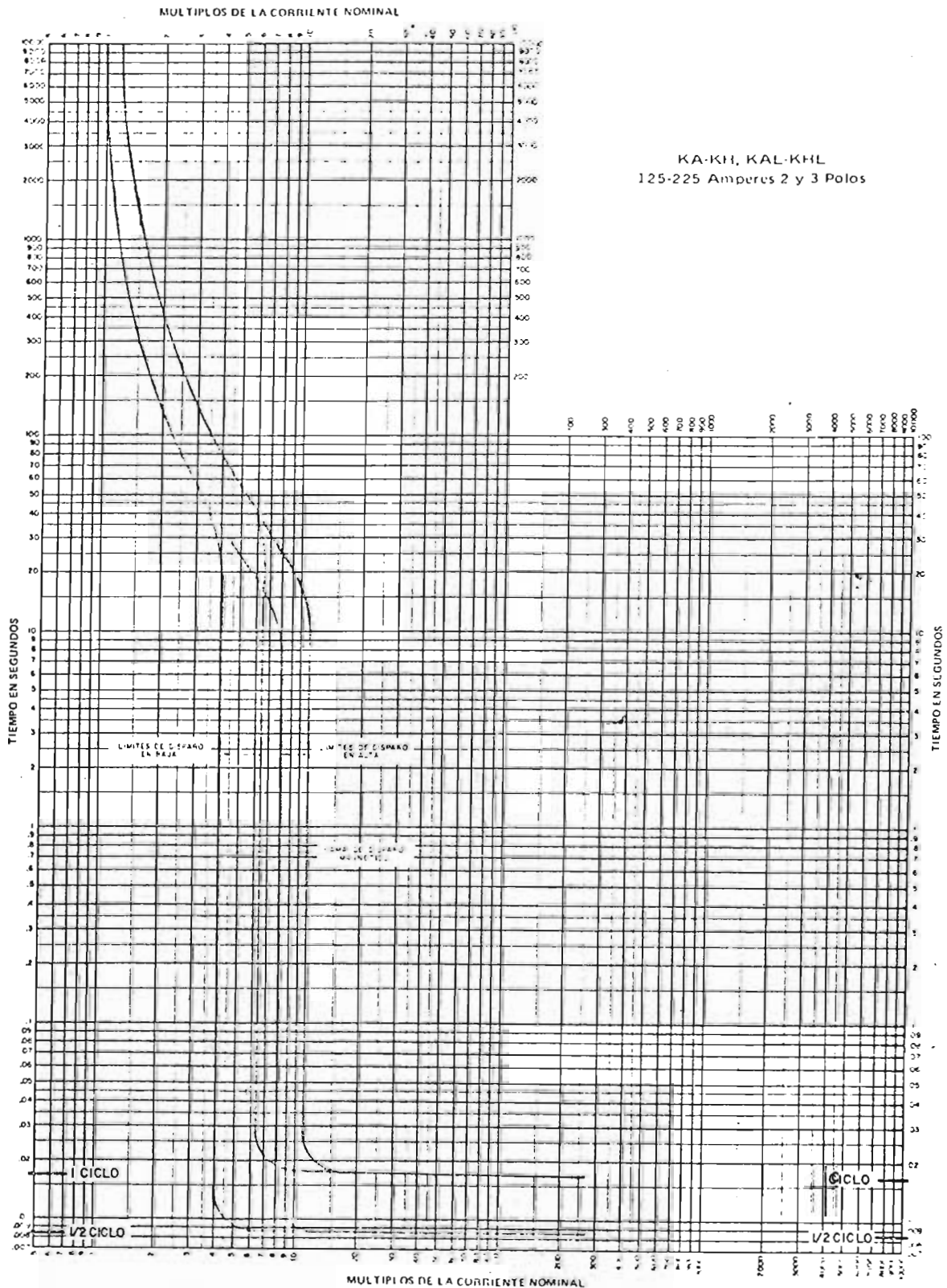
Clave	Elemento
21	En P.U.
22	En Porcentaje (%)
23	En Ohm.

ANEXO 1

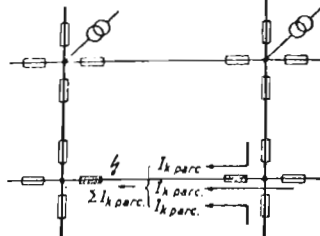
INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

KA

CURVA DE DISPARO



Si se establece un cortocircuito en una red enmallada, se obtienen situaciones tales como las que están indicadas en la figura siguiente, habiéndose situado, en este caso, en un solo punto. La suma de las corrientes de cortocircuito ΣI_k parcial se compone de varias corrientes I_k parciales, que se dirigen desde el nudo hacia el lugar del cortocircuito. Todos los fusibles NH de una red enmallada están elegidos para la misma intensidad nominal, teniendo por ello idénticas características. La selectividad solo queda establecida, si los fusibles fundidos por la corriente de cortocircuito parcial no llegan a su temperatura de fusión dentro del tiempo en el que los fusibles NH fundidos por la suma de las corrientes de cortocircuito traspasen su tiempo de fusión y su tiempo de extinción del arco.



Distribución de las corrientes de cortocircuito en una red enmallada (se representan únicamente las corrientes provenientes del lado derecho de la red).

La parte dañada será desconectada por los fusibles sombreados en la gráfica.

Para el comportamiento selectivo es determinante la relación de la corriente de cortocircuito parcial máxima, I_k parcial máx., respecto a la suma de las corrientes de cortocircuito ΣI_k parciales:

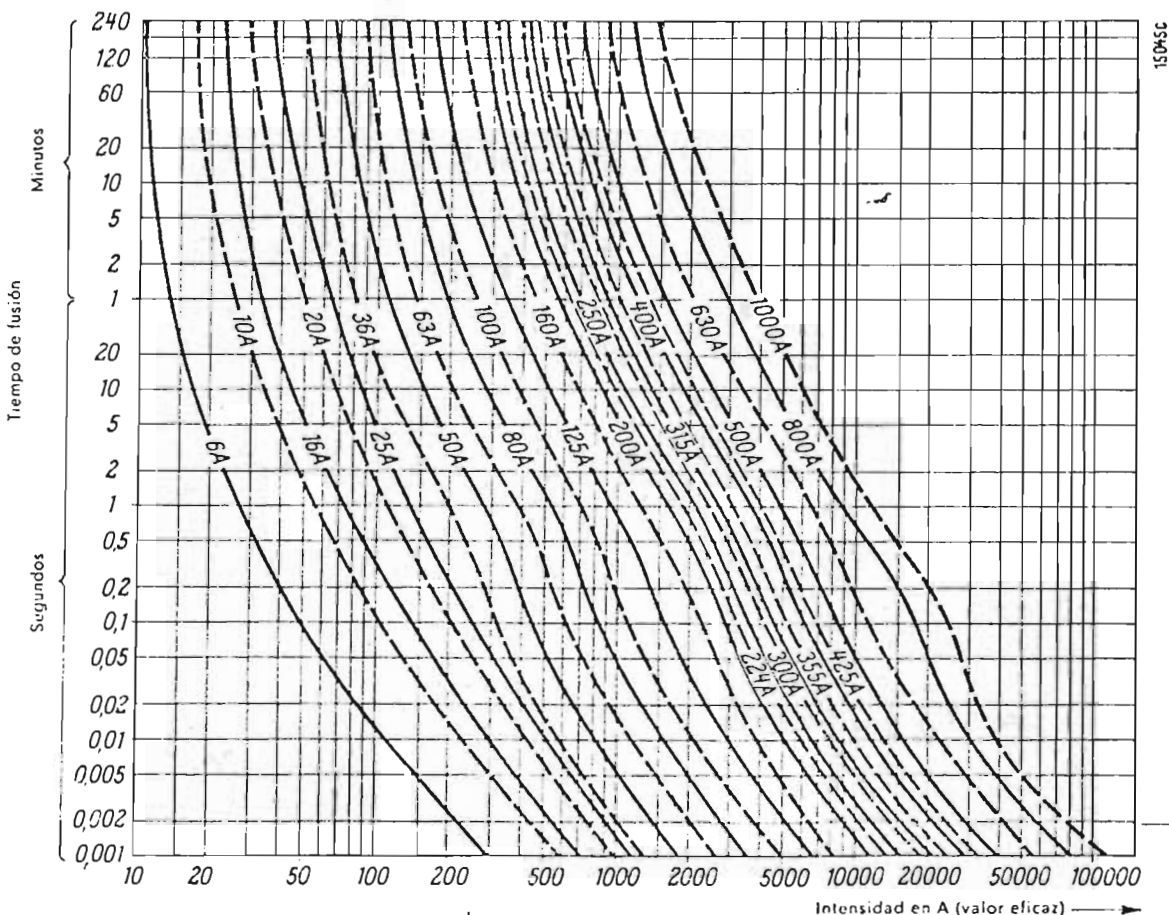
Para los fusibles NH queda garantizado su comportamiento selectivo, si:

$$I_k \text{ parcial máx.} = 0.8 \times \Sigma I_k \text{ parcial}$$

Curvas características del tiempo de fusión

Dichas curvas representan el tiempo de fusión en función de la sobrecorriente y de la corriente de cortocircuito, respectivamente, en el lugar de montaje. Se establecen

idénticas características para fusibles de una misma intensidad nominal pero de diferente tamaño.



Curvas características promedio del tiempo de fusión, para fusibles tipo NH 3NA1 en estado sin carga previa (tolerancia $\pm 5\%$ de la intensidad). Con fusibles cargados con corriente nominal, los tiempos de fusión mayores de 0.5 seg. se reducen al 60% de los indicados en las curvas características. Para tensión alterna, se considera que la corriente de cortocircuito es simétrica, es decir, sin componente de corriente continua.

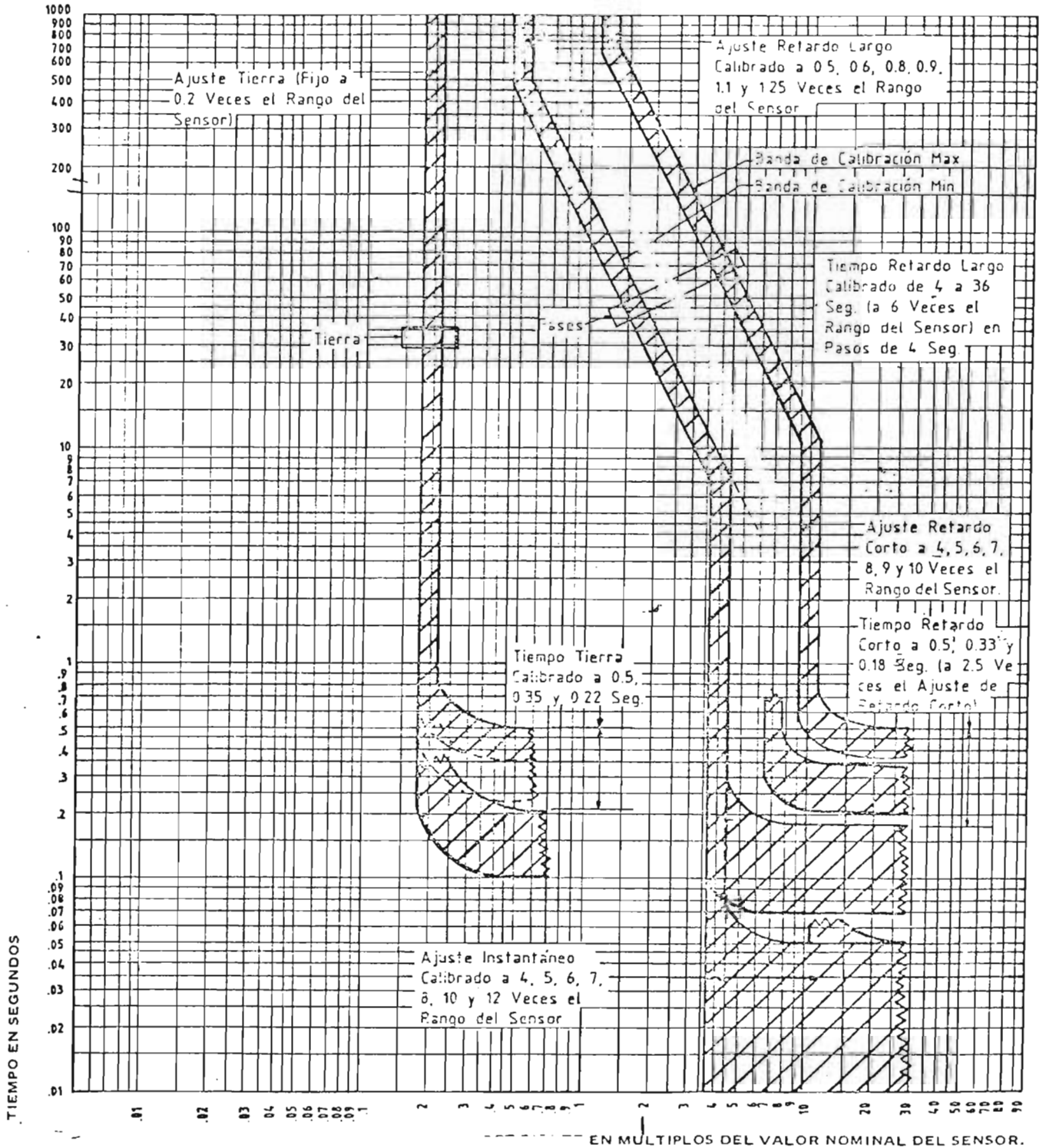
TABLERO BLINDADO EN BAJA TENSION PCB II

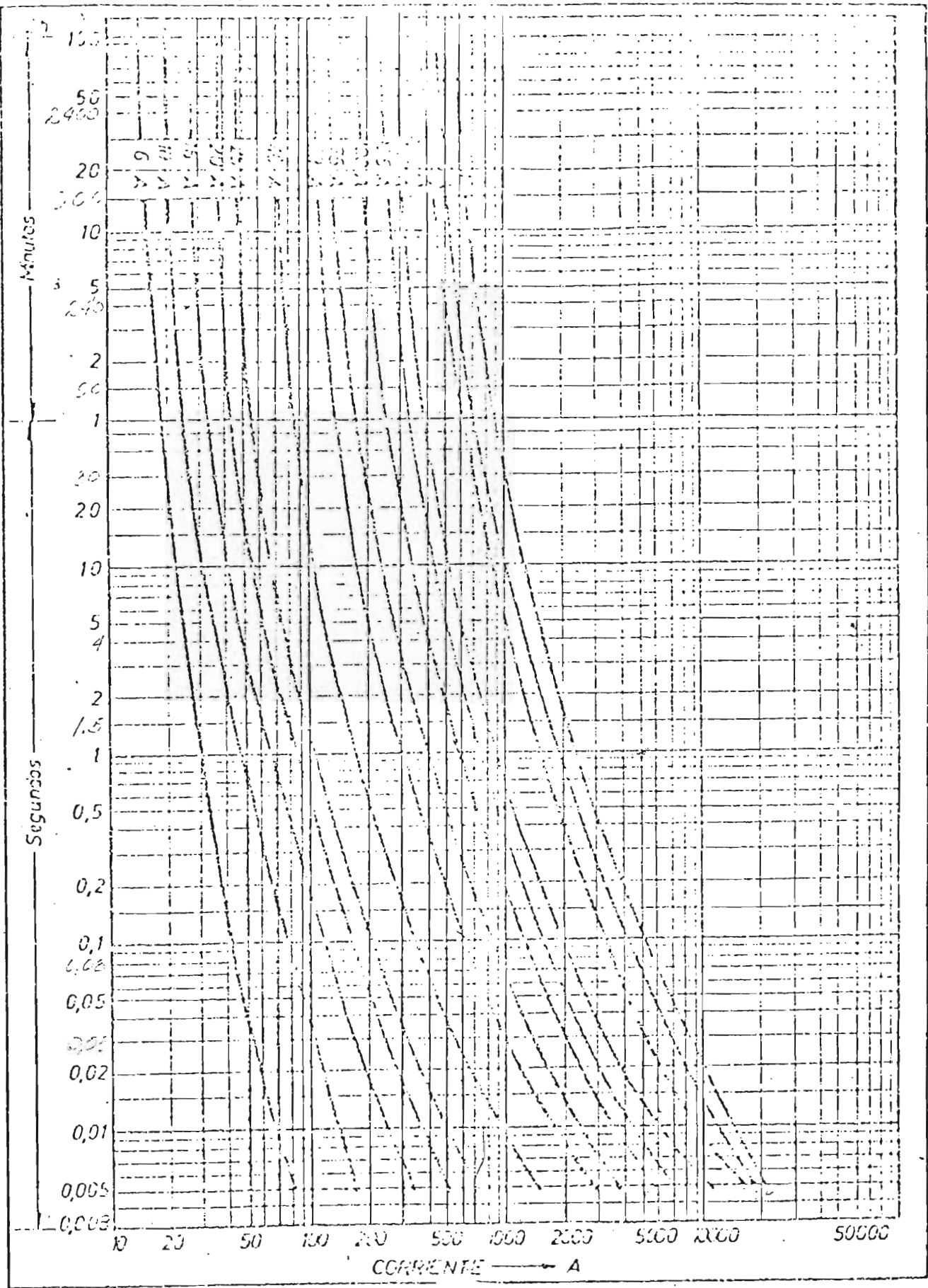


DATOS DE APLICACION

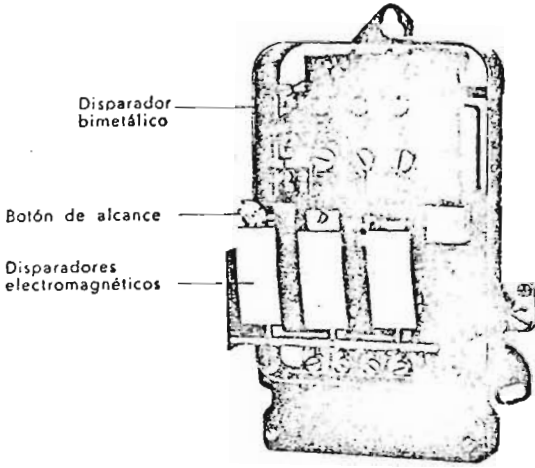
CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DEL AMPTECTOR

CORRIENTE EN MULTIPLOS DEL VALOR NOMINAL DEL SENSOR.

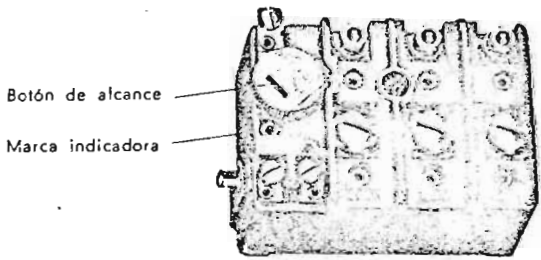




transformadores de corriente de saturación, un disparador bimetalico y dos o tres disparadores electromagnéticos.



El disparador bimetalico es una ejecución especial del relevador 3UA12 con inscripción del botón de alcance 0.5 — 0.75 — 1 = veces la intensidad nominal.



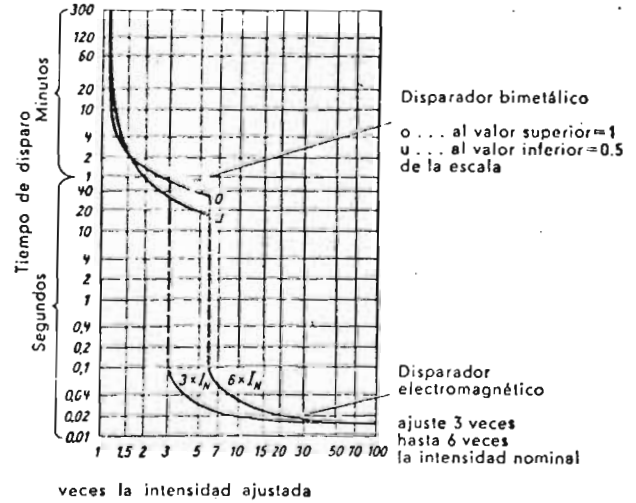
Los disparadores electromagnéticos de sobreintensidad ajustables de acción instantánea tienen armaduras abatibles, las cuales trabajan en los campos de dispersión de los transformadores de corriente. El ajuste puede realizarse por medio de una escala (inscripción 3—6 veces la intensidad nominal).

Los relevadores están encapsulados en caja de chapa de acero.

Función

La descripción del funcionamiento del transformador de corriente de saturación y del relevador bimetalico se encuentra en la página 15/2.

la dependencia entre el tiempo de disparo y la magnitud de sobrecorriente para carga trifásica en estado frío. Con temperatura de servicio, los tiempos de disparo del disparador bimetalico se reducen a, aprox., el 25% de los valores de las curvas.



Cálculo del ajuste de los disparadores

Cálculo del ajuste de los disparadores bimetalicos de acción retardada (térmico)

por ejemplo:

Intensidad nominal del motor	210 A
Transformador de corriente principal	400/5 A
Relación de transformación	80:1
Intensidad nominal del relevador bimetalico	5 A
Valor de alcance	$\frac{210}{5} \cdot \frac{5}{400} = 0.25$

Cálculo del ajuste de los disparadores electromagnéticos de acción instantánea: el ajuste debe realizarse según la máxima posibilidad de corriente de cortocircuito en el lugar de montaje o según la corriente máxima de conexión. El disparador electromagnético puede ajustarse de 3 a 6 veces el valor de la corriente nominal del disparador (15—30 A).

por ejemplo:

Corriente de reacción deseada del disparador electromagnético	1,200 A
Transformador de corriente principal	400/5 A
Relación de transformación	80:1
Valor de alcance	$\frac{1,200}{5} \cdot \frac{5}{400} = 3$

Überstromzeitschutz Overcurrent time relay

7SJ77 (R3As7, R3As7(g)k)

7SJ78 (R2As7, R2As7k)

7SJ80 (R3As7e, R3As7ek)

Betriebsanleitung/Operating Instructions

Bestell-Nr./Order No. MWB 7SJ78-10/220

Bestellort/available from MWB/TA Berlin

Beschreibung

Die Überstromzeitschutz-Geräte 7SJ77, 7SJ78 und 7SJ80, mit oder ohne Kurzschlußschnellauslösung, werden zum Schutz einfacher Leitungsgebilde mit einseitiger Speiserichtung oder als überlagerter Schutz (Reserveschutz) in Vergleichsschutzeinrichtungen eingesetzt.

Die Geräte benötigen zum Ablauf eine von der zu schützenden Hochspannungsanlage unabhängige Hilfsgleichspannung, mit der das eingebaute Zeitrelais betätigt wird. Da nur die Stromrelais den Wandlerstrom belasten, werden diese Geräte besonders dort eingesetzt, wo der Leistungsverbrauch im Strompfad niedrig sein muß.

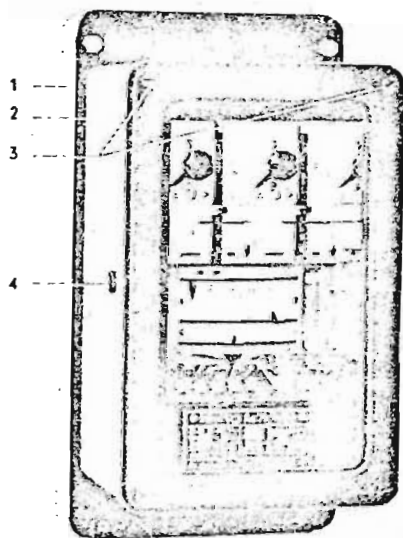
In Netzen mit unmittelbar oder über niederohmige Widerstände geerdetem Sternpunkt kann die Ausführung 7SJ80 vorteilhaft sein (getrennte Erdkurzschlußfassung).

Description

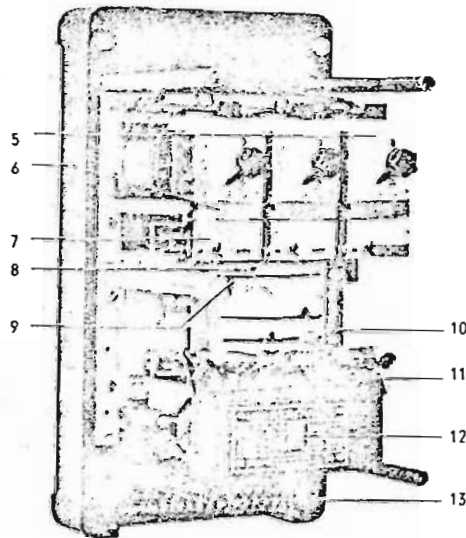
The overcurrent time relays 7SJ77, 7SJ78 and 7SJ80 with or without instantaneous tripping relay are used for protecting simple single-end-fed transmission systems or as back-up relays in balanced protection systems.

For operation, relays require an auxiliary d.c. voltage independent of the high-voltage plant to be protected to operate the built-in time relay. Since it is only the current relays which constitute a burden to the current-transformer set, these relays are particularly used where low power consumption in the current path is essential.

In supply systems with rigidly or low-resistance earthed starpoint the relay 7SJ80 may be advantageous (separate detection of earth faults).

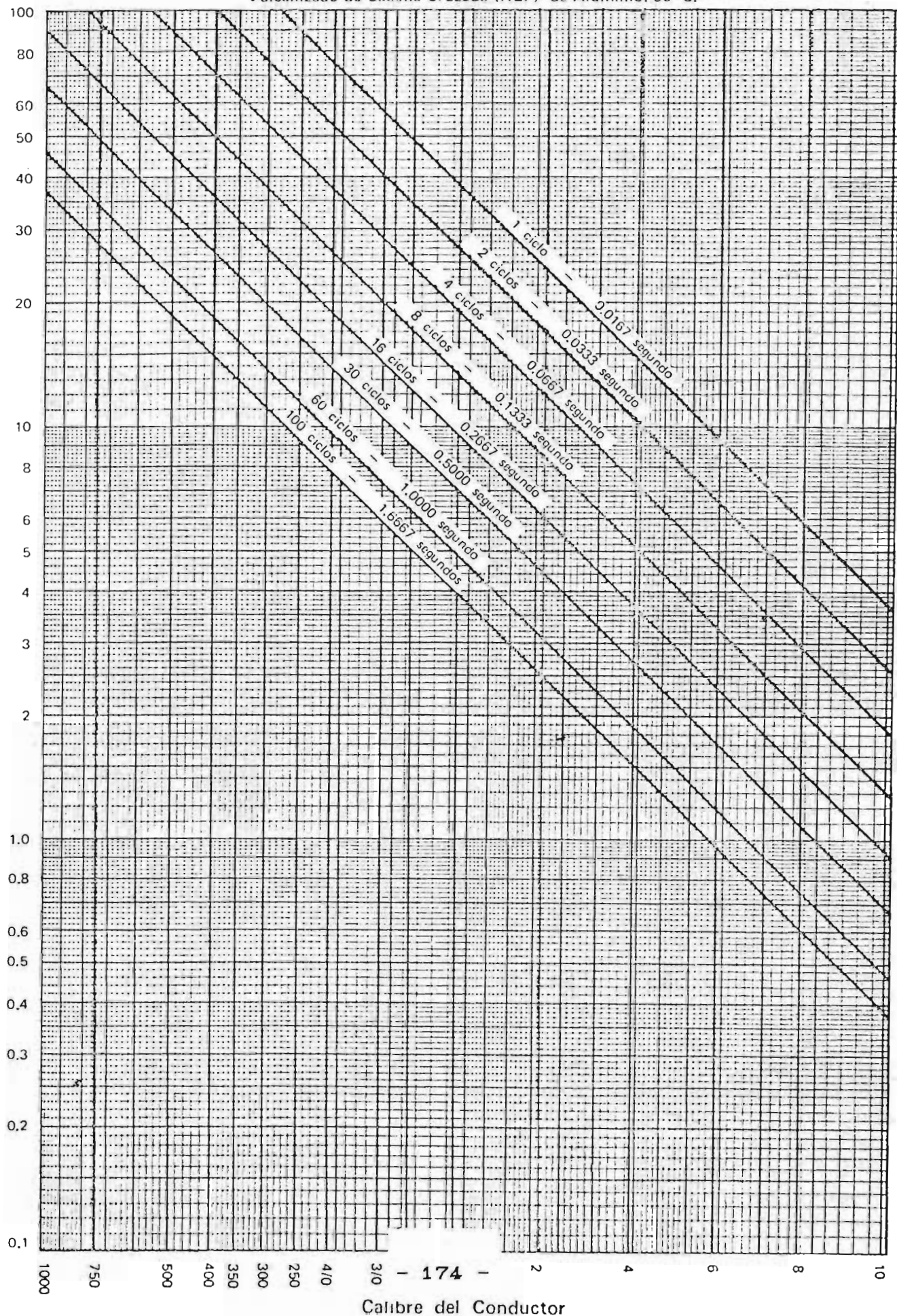


- 1 Grundplatte
Base
- 2 Kappe mit Glasfenster
Cover with glass front
- 3 Befestigungsschrauben der Kappe
Cover fixing screw
- 4 Rückstellknopf
Reset button
- 5 Stromrelais-Baustein RA14
Current relay module RA14



- 6 Schanzeichen
Operation indicator
- 7 Kurzschlußschnellauslöserelais-Baustein RA19
Instantaneous tripping relay module RA19
- 8 Zeitrelais 7PL77, Hauptkontakt I₁
Time relay 7PL77, main contact I₁
- 9 Schleppzeiger
Non-return spring
- 10 Zeitrelais 7PL77; Vorkontakt I₁
Time relay 7PL77; leading contact I₁
- 11 Umschaltflaschen
Reconnecting links
- 12 Typenschild
Rating plate
- 13 Klemmenleiste
Terminal strip

Gráfica de Corrientes de Circuito Corto Permisibles para Cable Poliphel de Polietileno
 Vulcanizado de Cadena Cruzada (XLP) de Aluminio. 90°C.



B I B L I O G R A F I A

- José Bernardo Palma G. **Coordinación de protecciones Eléctricas**, IMP.
- José Dolores Juárez Cervantes. **Coordinación de Protecciones Eléctricas**, IPN.
- Angel Gudiño Tejeda **Estudio de Corto Circuito**, IMP.
- Squared' Company. **Coordinación de Protecciones**
- IEEE **Recommended Practice For Protection And Commercial Power Systems**. IEEE Std. 242-1975
- Stag and El-adiad **Computer Methods in Power Systems Analysis** ed. Kogakusha, 1979
- Russell Mason. **El arte y la Ciencia de la protección por relevadores** Editorial CECSA.
- IEEE **Guide For Protective Relaying of Utility Consumer Interconnections** IEEE Std 357-1975, mayo 24 de 1975
- IMP Norma E **Sistemas de Protección y Coordinación en Instalaciones Eléctricas Industriales**. IMP
- Victor Manuel Carrillo Rivera. **Coordinación computarizada de Protecciones en Circuitos de Distribución**, 31 de mayo de 1985.
- Instructivos de los dispositivos de protección de los fabricantes

Westinghouse
Federal Pacific

General Electric
Square'D
Siemens