

Universidad Nacional Autónoma de México
FACULTAD DE INGENIERIA

295
96



**ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES
PARA PLANTAS INDUSTRIALES**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:

WULFRANO RIVERA REDONDO

1 9 8 2



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

I N D I C E

	Página
CAPITULO I	
INTRODUCCION	1
 CAPITULO II	
DETECCION Y AISLAMIENTO DE LAS FALLAS.	
1. Elementos Desconectador de Circuitos	9
1.1. Interruptor en aire de baja tensión	10
1.2. Desconectores con fusibles interruptores	11
1.3. Interruptores de seguridad	14
1.4. Fusibles limitadores de corriente	14
1.5. Interruptores de circuitos de potencia ...	16
1.6. Fusibles de potencia	17
1.7. Arrancadores de motores	18
 2. Dispositivos Detectores de Fallas	20
2.1. Relevadores de protección y relevadores -- auxiliares	20
2.2. Relevadores de atracción e inducción elec- tromagnética	21
 CAPITULO III	
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.	
Transformadores de corriente	26
Tipos	26
Relaciones de transformación	27
Aplicación	27
Precisión	30
Burden	32
Características de excitación secundaria y curvas - de relación de sobrecorriente	34
Polaridad	34

	Página
Conexiones	34
Ejemplos de cálculo de precisión	39
Saturación	45
Medidas de seguridad	46
Transformadores de voltaje o potencial	47
 CAPITULO IV	
CALCULO DE CORTO CIRCUITO	51
 CAPITULO V	
CONSIDERACIONES PARA LA COORDINACION	65
Intervalos de tiempo de Coordinación	66
Método para realizar el estudio de Coordinación ..	73
 CAPITULO VI	
COORDINACION	
I. Componentes del sistema	78
II. Selección de las rutas a coordinar	80
III. Características de los dispositivos y elementos protectores	80
IV. Selección de voltaje base	82
V. Coordinación	84
Memoria de cálculo	85

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO I

INTRODUCCION

El panorama que presenta el crecimiento industrial del país a mediano y largo plazo, implica, entre otras cosas, una considerable cantidad de horas-hombre de Ingeniería de Proyectos Eléctricos.

En la elaboración de un proyecto eléctrico, "La Selección y Coordinación de Protecciones" es una actividad que muy frecuentemente se desarrolla en forma parcial o total por compañías extranjeras. Con el fin de contribuir a integrar esta actividad a las que ya se realizan enteramente en nuestro país, se ha preparado este trabajo.

En general, los sistemas eléctricos dedicados a la generación, transmisión y distribución de energía, ya sean industriales, comerciales o domésticos, se desarrollan con el propósito común de suministrar, de la manera más eficaz y económica posible, la energía eléctrica necesaria para utilización de equipos y aparatos.

Los factores técnicos y económicos obligan a diseñar sistemas de distribución que proporcionen confiabilidad, seguridad y continuidad de operación, sabiendo que los equipos y aparatos eléctricos trabajan en situaciones en las que siempre está latente la posibilidad de una falla.

Si un Ingeniero Projectista necesitara considerar sólo la operación normal, su trabajo es relativamente fácil, puede suponer que no van a existir fallas en el equipo, ni errores de operación, ni fenómenos imprevistos tales como inundaciones, incendios, huracanes o rayos, y así, sólo diseñarla una

instalación capaz de producir, recibir y entregar la energía eléctrica suficiente para satisfacer los requerimientos de la carga inicial con una tolerancia razonable para prever los crecimientos de la misma. Un diseño basado únicamente en los requerimientos de operación normal podría, en la práctica, ser completamente inadecuado y daría por resultado intolerables desconexiones del equipo.

Cualquier diseño sano de un sistema eléctrico de potencia debe basarse en las suposiciones de que el equipo fallará, la gente cometerá errores y los fenómenos imprevistos ocurrirán. La función del estudio de coordinación de protecciones es minimizar los daños al sistema y sus componentes, así como limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio cada vez que la falla en el equipo, el error humano y los fenómenos imprevistos ocurran en cualquier parte del sistema.

Las consideraciones económicas en la selección de los componentes determinarán el grado de protección y coordinación con el que es factible diseñar un sistema. Los errores al diseñar un sistema de protección y coordinación que prevean al menos las condiciones mínimas de seguridad y confiabilidad requeridas, resultan en un funcionamiento insatisfactorio del sistema que se pretende proteger, ya que tratar de modificar uno existente para hacer que alcance mayor grado de seguridad y confiabilidad, resulta mucho más caro y en muchos casos, menos satisfactorio que si las características faltantes se hubieran considerado desde el inicio del proyecto.

Para minimizar los efectos de cualquiera de las anomalías que se presenten tanto en el sistema como en el equipo utilizado, debe hacerse un diseño tal que posea las siguientes características:

- 1.- *Aislar rápidamente la parte afectada, mientras se mantiene normal el servicio en el resto del sistema, minimizando así los daños en la porción afectada.*
- 2.- *Disminuir la magnitud de la corriente para reducir los efectos potenciales que se pueden causar al sistema, sus componentes y al equipo que se alimenta.*
- 3.- *Proporcionar circuitos duplicados con dispositivos de transferencia automática y recierres donde sean aplicables para minimizar la duración y extensión de la desconexión del equipo de suministro o de utilización.*

La función del sistema de protección puede definirse como "La detección y pronto aislamiento de la parte afectada del sistema cada vez que un corto circuito u otra anomalía se presente, lo que podría causar daños o afectar la operación normal de cualquier parte del mismo o de la carga".

El aspecto del sistema de protección es una de las características primordiales en el diseño de un sistema eléctrico y debe ser considerado simultáneamente con las otras características esenciales. Cualquier ingeniero proyectista competente debe tener en cuenta el aspecto de protección, al mismo tiempo que considerar todas las demás características del sistema eléctrico y desarrollarlo con el sistema de protección totalmente integrado, de modo que pueda ser bien coordinado y que sea flexible para futuras expansiones.

Muy a menudo sucede que, al considerar el sistema de protección hasta después de que todas las otras características han sido determinadas y el diseño básico ha quedado fijado

irrevocablemente, conduce a menudo a que se tenga un sistema pobremente diseñado que sólo podrá ser bien protegido a un costo desproporcionadamente alto.

Con la excepción de algunas grandes plantas industriales, -- las instalaciones industriales o comerciales no tienen el -- personal, el equipo o los conocimientos necesarios para dar un servicio y mantenimiento adecuados a un sistema de protección. En la instalación de sistemas industriales pequeños y medianos, o en comerciales de todos tamaños, el ingeniero -- proyectista deberá esforzarse en mantener el esquema final -- tan simple que sea compatible con las condiciones de seguridad, confiabilidad, flexibilidad y economía. Diseñar para -- confiabilidad y flexibilidad adicionales conduce a complejidad adicional en el sistema y, por consiguiente, en el esquema de protección.

Aunque el costo de la protección es usualmente bajo comparado con el resto del sistema, este costo puede ser minimizado por el diseño de uno más simple. El costo por el servicio -- del sistema de protección y por la necesidad de realizar --- pruebas extensivas, puede minimizarse con la probabilidad de obtener y mantener una buena coordinación de protecciones maximizadas a través de la simplificación del sistema.

Muchos procesos industriales y operaciones comerciales de-- mandan un alto grado de continuidad del suministro de ener-- gía eléctrica debido al alto costo que representa bajar la -- producción, como es el caso de muchas instalaciones, independientemente de que la producción sea industrial o comercial. La protección para sistemas eléctricos debe ser diseñada --- teniendo en mente los siguientes objetivos:

- 1.- Prevenir daños al personal.
- 2.- Prevenir y minimizar daños al equipo.

- 3.- *Minimizar las interrupciones de energía.*
- 4.- *Minimizar tanto en extensión como en duración los efectos de los disturbios en la parte del sistema que quedó conectada.*
- 5.- *Minimizar el afecto de la falla en el sistema de generación y distribución.*

El estudio de coordinación de protecciones de un sistema -- eléctrico de potencia, consiste en la organización del estudio corriente-tiempo de todos los dispositivos de protección tomados en serie desde el último dispositivo utilizado hasta la fuente. Esto es una comparación de los tiempos que le -- toma a los dispositivos operar en forma individual cuando -- ciertos niveles de corriente normal o anormal pasan a través de los dispositivos de protección.

Debe hacerse un estudio de coordinación preliminar en las -- etapas de planeación de un nuevo sistema. Así, tal estudio puede indicar que el tamaño de los transformadores debe ser modificado o los calibres de los conductores cambiados, este estudio tentativo deberá ser confirmado por uno final des---pués de que las características exactas del equipo sean de--terminadas. Debe hacerse un estudio de coordinación o una -revisión de uno previo para una planta existente cuando son agregadas nuevas cargas al sistema o cuando el equipo exis--tente es reemplazado por equipo de mayor capacidad nominal. Un estudio de coordinación debe también hacerse cuando la co--rriente de corto circuito disponible de la fuente es incre--mentada, esto nos permite determinar los ajustes o valores -nominales necesarios para asegurar la coordinación después -de que los cambios en el sistema han sido realizados.

Debe hacerse un estudio de coordinación definitivamente para una planta existente cuando una falla sobre la periferia del

sistema paraliza una gran porción del mismo. Así, tal estudio puede indicar la necesidad de cambiar o reemplazar los dispositivos.

El estudio de coordinación de protecciones de los sistemas eléctricos de potencia se limitará a la selección, aplicación y ajuste de los dispositivos de protección y equipos - cuya función primaria sea el aislamiento y eliminación del corto circuito del sistema, los cuales aseguran que sea interrumpido el mínimo de la carga donde no hay fallas cuando los dispositivos de protección aíslan una falla o sobrecarga en cualquier parte del sistema. Al mismo tiempo, los dispositivos y ajustes seleccionados deben proporcionar protección satisfactoria contra sobrecargas en el equipo e interrumpir corto circuitos en el menor tiempo posible. Los corto circuitos pueden ser: de fase a tierra, de fase a fase, de dos fases a tierra, trifásicos o de tres fases a tierra.

Sin embargo, los corto circuitos producen corrientes anormales en una o más fases, en el neutro o en el circuito de tierra. Cualquiera de estas fallas deben ser detectadas y aisladas con seguridad.

El estudio de coordinación de protecciones proporciona datos útiles para la selección de la relación de los transformadores de instrumento, características, ajustes y capacidades nominales de los fusibles e interruptores de alto y bajo voltaje.

De lo anterior surgen las siguientes preguntas:

- ¿Cómo calculamos la magnitud de una falla?
- ¿Cómo la detectamos y de qué nos valemos para aislarla?

Las respuestas se dan en los siguientes capítulos.

C A P I T U L O I I

DETECCION Y AISLAMIENTO DE LAS FALLAS

Una falla puede ocurrir en cualquier parte del sistema; -- cuando la magnitud de la falla y el valor del voltaje nominal en el punto donde ocurra ésta lo permitan, la detección y desconexión del equipo fallado puede hacerse con un mismo elemento. Por ejemplo, los elementos bimetálicos en algunos motores de baja capacidad y que operen con voltajes reducidos.

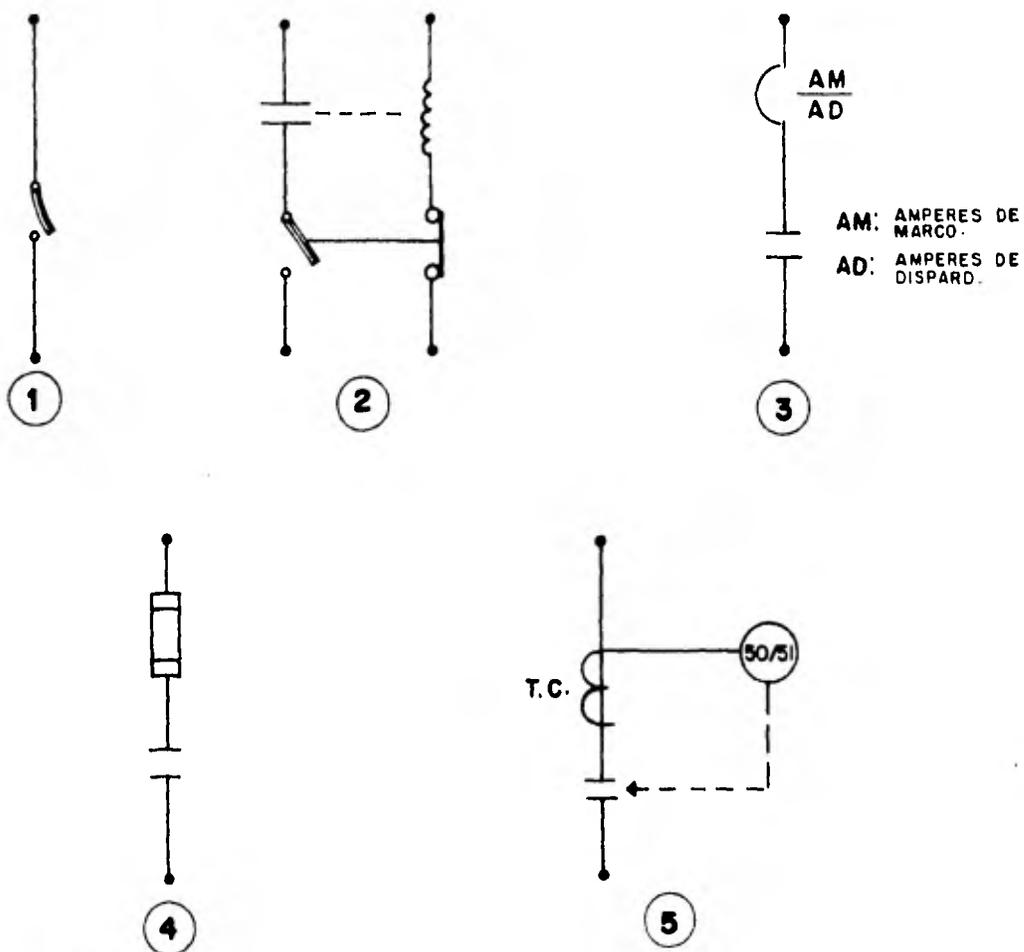
A medida que el equipo instalado justifica una protección -- un poco más sofisticada (elaborada), se puede recurrir a -- los interruptores termomagnéticos, muy usados en sistemas -- con voltajes de hasta 600 V.C.A.

Cuando es necesario desconectar muy rápidamente un equipo, -- se utilizarán fusibles y cuando se trate de altos voltajes la detección de la falla se hará a través de transformado-- res de instrumento que llevarán una señal proporcional a -- las magnitudes de corriente y/o voltaje primarios hasta los dispositivos detectores de falla (relevadores), los cuales ordenarán a los interruptores abrir cuando la magnitud de -- la falla alcance valores prefijados.

Aquí vemos la necesidad de tener en altos voltajes diferen-- tes elementos y/o dispositivos para detectar y desconectar una falla. A continuación representamos cómo se complican las protecciones, dependiendo del equipo a proteger. (figu-- ra 2-1).

FIGURA 2-1

ALGUNOS DISPOSITIVOS USADOS PARA DETECTAR Y AISLAR LAS FALLAS



- ① ELEMENTOS TERMICOS DE ACCION DIRECTA.
- ② ELEMENTOS TERMICOS DE ACCION INDIRECTA.
- ③ INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.
- ④ FUSIBLES.
- ⑤ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, RELEVADOR E INTERRUPTOR.

1.- Elemento desconector de circuitos.

El elemento desconector de circuitos debe tener la capacidad adecuada para interrumpir la corriente en el circuito con seguridad para cualquier condición anormal posible, de modo -- que dé protección al personal, al sistema eléctrico y a los equipos de utilización. En aplicaciones específicas, puede utilizarse satisfactoriamente un cierto número de elementos desconectores de circuitos, la selección más acertada de -- uno de ellos depende de varios factores. Supongase que un -- interruptor combinado con fusible se escoge para un circuito en particular y, al presentarse una falla los fusibles la liberan, puede ocurrir que, después de que esta ha sido eliminada, el restablecimiento del servicio no se haga inmediatamente, ya que es necesario tener los fusibles de repuesto o instalarlos. El costo de la producción perdida durante el -- período de tiempo necesario para restablecer el servicio, -- puede exceder considerablemente el costo de varios interruptores en aire, uno de los cuales, de haber estado en lugar -- de la combinación fusible, hubiera evitado el retraso.

Por otro lado, en una aplicación distinta, es posible que un interruptor combinado con fusibles dé continuidad adecuada -- al servicio, ofreciendo las ventajas que representa su bajo costo y su construcción compacta.

Cuando se selecciona un elemento desconector de circuitos con el propósito de instalarlo en un alimentador cuya carga podría aumentar en el futuro, es posible efectuar ahorros -- considerables al seleccionar en un principio el elemento desconector lo suficientemente grande para manejar la carga -- futura final. En este caso, los fusibles y los dispositivos de disparo intercambiables representan una característica favorable, ya que proporcionan protección óptima en las diversas etapas del aumento de la carga.

Otra consideración que debe hacerse cuando se requiere una gran economía y continuidad en los sistemas, es la conveniencia de aislar los circuitos unos de otros de modo que, cuando ocurra una falla en uno de ellos, el servicio se mantenga en los alimentadores que están libres de fallas. A pesar de que varios elementos desconectadores parezcan satisfactorios para la protección de una instalación determinada, puede ocurrir que no todos ellos estén en posibilidades de cumplir con los requerimientos de coordinación del sistema. La falta de dicha coordinación entre los elementos protectores de un sistema puede resultar una costosa omisión.

A continuación se hará una breve descripción de los elementos desconectadores usados más comunmente.

1.1 Interruptores en aire de baja tensión

Los interruptores en aire de baja tensión son elementos que llevan a cabo las funciones de interrupción y protección de los circuitos por medio de un mecanismo que opera en forma simultánea sus contactos. Por lo general, son utilizados en sistemas de distribución de corriente alterna a 600 Volts volts máximo y en sistemas de corriente directa de no más de 250 volts.

Estos elementos se usan con el propósito de conectar y desconectar la energía eléctrica, con seguridad, a voluntad del personal, independientemente de las condiciones en que pueda encontrarse el circuito. Asimismo, es su función detectar e interrumpir en forma automática las corrientes anormales o de fallas sin peligro para el personal y el equipo.

Existen dos tipos básicos:

- a) *Interruptores electromagnéticos en aire.* Son elementos de protección de circuitos cuyo elemento sensible consiste en un dispositivo magnético dual y están armados en una base reforzada de acero. La curva de operación de este tipo de interruptores así como sus diferentes ajustes se muestran en la figura 2-2.
- b) *Interruptores termomagnéticos en caja moldeada.* Son elementos protectores de circuitos cuyo elemento sensible es un dispositivo termomagnético (o magnético instantáneo solamente), los cuales están armados dentro de una caja aislante, la cual también sirve como bastidor hecha de material fenólico moldeado. La curva de operación tipo de los interruptores termomagnéticos así como sus valores más importantes son mostrados en la figura 2-3.

1.2 Desconectadores con fusibles interruptores

Los desconectadores con fusibles interruptores son elementos combinados en los cuales hay un mecanismo que tiene capacidad suficiente para interrumpir con seguridad las corrientes de corto circuito o de sobrecarga que puedan fluir por un cuarto de segundo o por un período mayor de tiempo, y que sean de intensidad tal, que no alcancen a fundir los fusibles, y en el cual también estos puedan interrumpir con seguridad todas las corrientes mayores hasta el valor máximo de su capacidad interruptiva (un electricista u operario no puede cerrar y abrir nuevamente un interruptor en menos de un cuarto de segundo).

El elemento interruptor se instala para conectar y desconectar la energía eléctrica con toda seguridad a voluntad del operario, lo cual permite apartar de la línea los fusibles

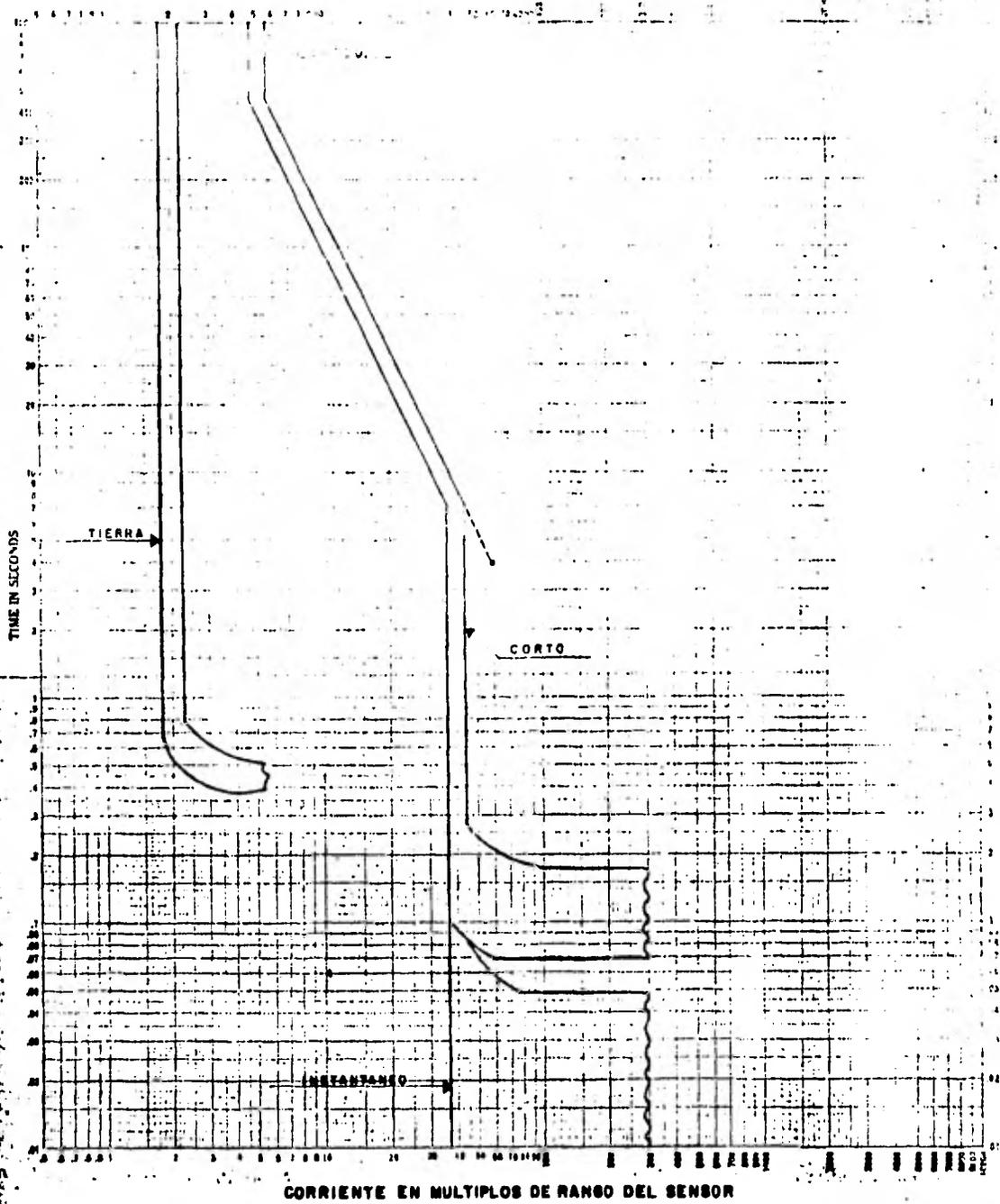
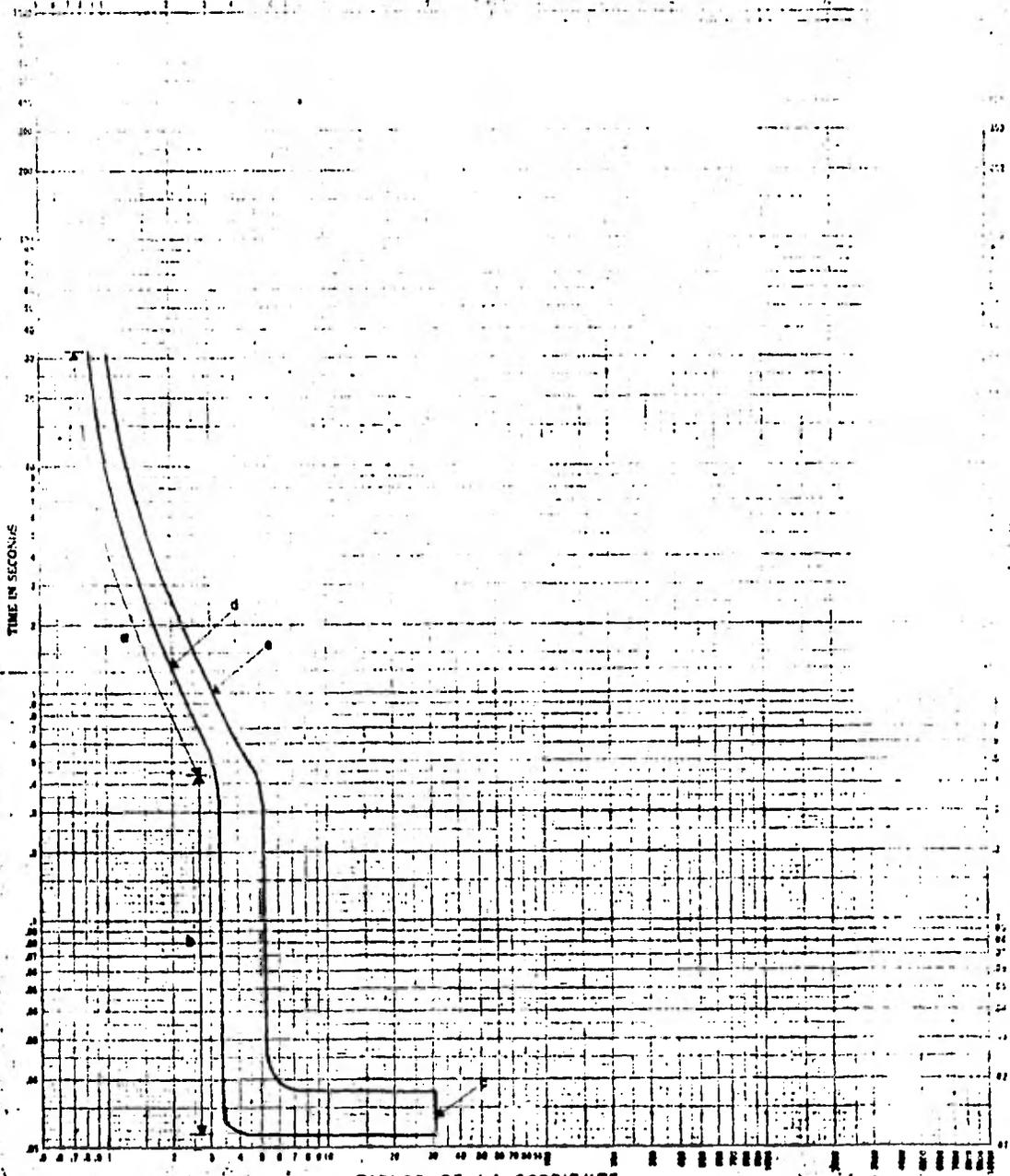


FIGURA 2-B



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE
 FIGURA 2-3

- a) RANGO DE DISPARO TERMICO
- b) RANGO DE DISPARO MAGNETICO
- c) CAPACIDAD INTERRUPTIVA MAXIMA
- d) CURVA DE OPERACION DE TIEMPO MINIMO
- e) CURVA DE OPERACION DE TIEMPO TOTAL

para reemplazarlos o revisarlos, así como también para apartar o desconectar la carga de la línea. El interruptor desconectador debe tener, por consiguiente, una cierta capacidad interruptiva adecuada para llevar a cabo estas funciones bajo las condiciones anteriormente citadas. Los fusibles en este conjunto se utilizan para detectar e interrumpir con seguridad las sobrecargas y los corto circuitos que puedan presentarse en el alimentador que sirve.

1.3 Interruptores de seguridad

Un interruptor de seguridad con fusibles es un elemento desconectador completo con portafusibles contenido totalmente en una caja de metal y que puede operarse desde fuera sin necesidad de abrir la caja.

Desempeña las siguientes funciones:

- Conducir la corriente normal del circuito en -- que se aplica sin sobrecalentarse o interrumpir el suministro de energía.
- Conectar y desconectar la energía eléctrica a - voluntad del operario.
- Interrumpir cargas anormales y corto circuitos.

A estos elementos desconectores no se les da capacidad -- interruptiva nominal.

1.4 Fusibles limitadores de corriente

Normalmente este tipo de fusibles tienen una gran capacidad interruptiva y además la habilidad de limitar la corriente - de corto circuito a un valor menor del que pasaría por la falla si el fusible fuera de tipo común.

Los fusibles limitadores de corriente se usan principalmente en combinación con interruptores de seguridad, desconectores, arrancadores combinados, rectificadores o interruptores para dar protección adecuada y segura contra corto circuitos, en lugares donde la corriente de corto circuito es alta o donde es necesario limitar la corriente de falla.

Estos fusibles normalmente constan de elementos fusibles de plata pura instaladas dentro de un cartucho de melamina de alta resistencia mecánica rellenas de arcilla inerte de cuarzo. Bajo condiciones de sobrecarga el fusible limitador de corriente actúa en forma muy semejante a los convencionales al interrumpir el circuito. Sin embargo, en condiciones de falla, el fusible limitador de corriente actúa en forma diferente con respecto de cualquier otro tipo. Cuando un corto circuito ocurre, el arco que presenta al fundirse los elementos de plata es enfriado por el relleno de cuarzo adyacente, el que lo apaga sin que ocurra ninguna expulsión de gases o de algún otro material contenido en el cartucho del fusible. Esta acción tiene lugar durante el primer cuarto de ciclo después de que se ha presentado el corto circuito y por tanto, limita el valor de la corriente al fundirse antes de que la corriente de corto circuito alcance su valor máximo tal como se ilustra en la fig. 2-4.

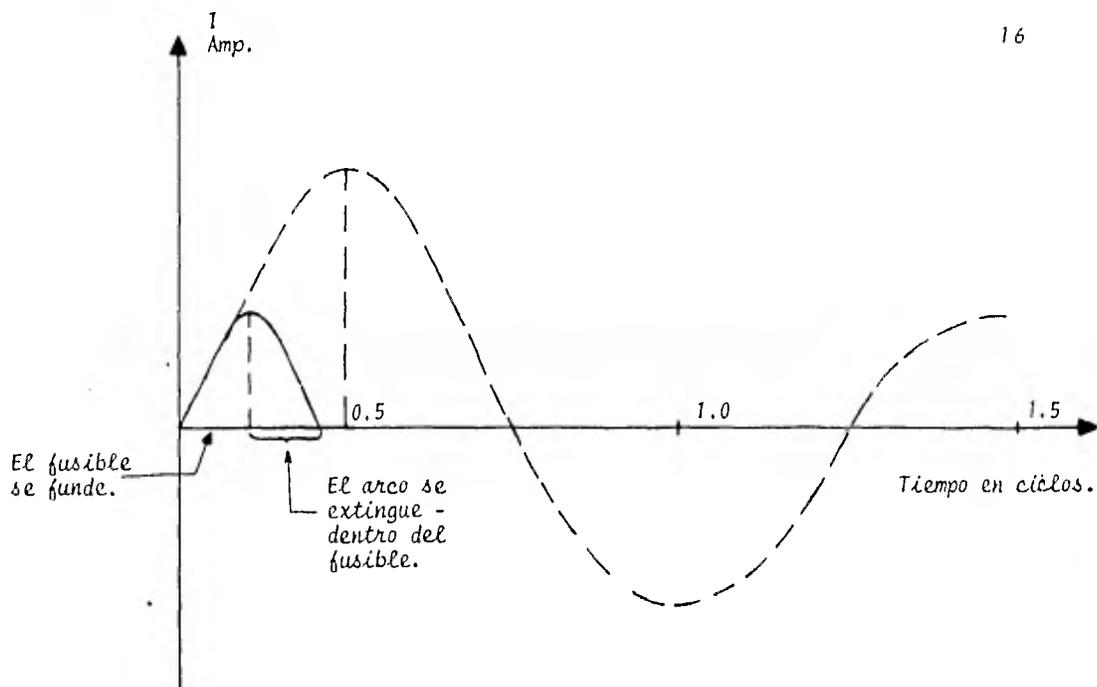


Figura 2-4

Los fusibles con valores nominales más pequeños, al librar la falla bajo la misma corriente disponible de corto circuito, se fundirán más rápido y por lo tanto el valor real de la corriente de corto circuito será más pequeño.

Hasta aquí solamente nos hemos referido a los elementos de conectadores para 600 volts o menos. A continuación se hará un ligero estudio de éstos, aplicados a sistemas de más de 600 volts.

1.5 Interruptores de circuitos de potencia

Existen distintos tipos de interruptores de potencia, pero básicamente pueden ser considerados de tres clases:

- a) Interruptores en aceite.

- b) Interruptores en aire.
- c) Interruptores en SF₆.

Para el estudio realizado aquí acerca de la selección y coordinación del equipo de protección, no es importante si el interruptor es del tipo en aceite, aire o SF₆. Sólo es necesario conocer su tiempo de apertura.

Los interruptores están localizados de tal manera que cada - generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para conducir momentáneamente la corriente máxima de corto circuito que pueda fluir a través de ellos o bien interrumpirla; asimismo deben soportar el cierre de un corto circuito semejante e interrumpirlo de acuerdo con ciertas normas prescritas.

Los interruptores de potencia en alto voltaje están disponibles desde capacidades de 2.4 KV a más de 300 KV, y con capacidades de interrupción desde 15 MVA a más de 25,000 MVA, y combinan todas las características esenciales de switcheo y protección.

1.6 Fusibles de potencia

Existe una gran variedad de fusibles de potencia disponibles para circuitos de 2.4 KV o superiores: esencialmente, pueden considerarse a tres tipos: el primero es el fusible común de potencia, que se aplica a los circuitos de potencia y tiene una gran capacidad interruptiva; el segundo es el fusible - interruptor en aceite, que tiene pequeñas diferencias en su construcción, respecto del anterior y consta de un elemento interruptor sumergido en un recipiente conteniendo aceite; -

el tercer tipo de fusible de potencia es usado principalmente en interruptores de circuitos de distribución para abrir o cerrar conductores alimentadores de zonas urbanas o sistemas industriales de potencia, no tienen cubierta metálica y por tal motivo no es aplicable en instalaciones interiores.

Los fusibles de potencia operan más rápidamente que los interruptores de potencia, para una misma capacidad de interrupción, por esta razón, los fusibles son empleados como último dispositivo de protección en un sistema.

La combinación fusible-interruptor es aplicable en los sistemas de potencia para uso externo, la cual combina en una sola unidad los elementos fusible y switch. Para seleccionar la capacidad del fusible que se ha de aplicar, se calcula primero el valor eficaz de la corriente de corto circuito en el primer semiciclo de la misma; la capacidad interruptiva del fusible debe ser mayor que el esfuerzo a que estará sometido.

Los fusibles se emplean donde los relevadores de protección y los interruptores no son justificables económicamente, un ejemplo de las curvas de fundición corriente-tiempo con mostradas en la figura 2-5, (fusible EJ-2 de General Electric para tensiones de 2.4-5.08 KV).

1.7 Arrancadores de motores

La función de los "arrancadores" es arrancar, parar y proteger a los motores por sobrecorriente, pero no están diseñados para dar protección contra corto circuitos que ocurran en la línea o en el motor, para esta protección debe disponerse antes del arrancador de un interruptor o un fusible.

El tamaño del arrancador que debe usarse en un motor, depen

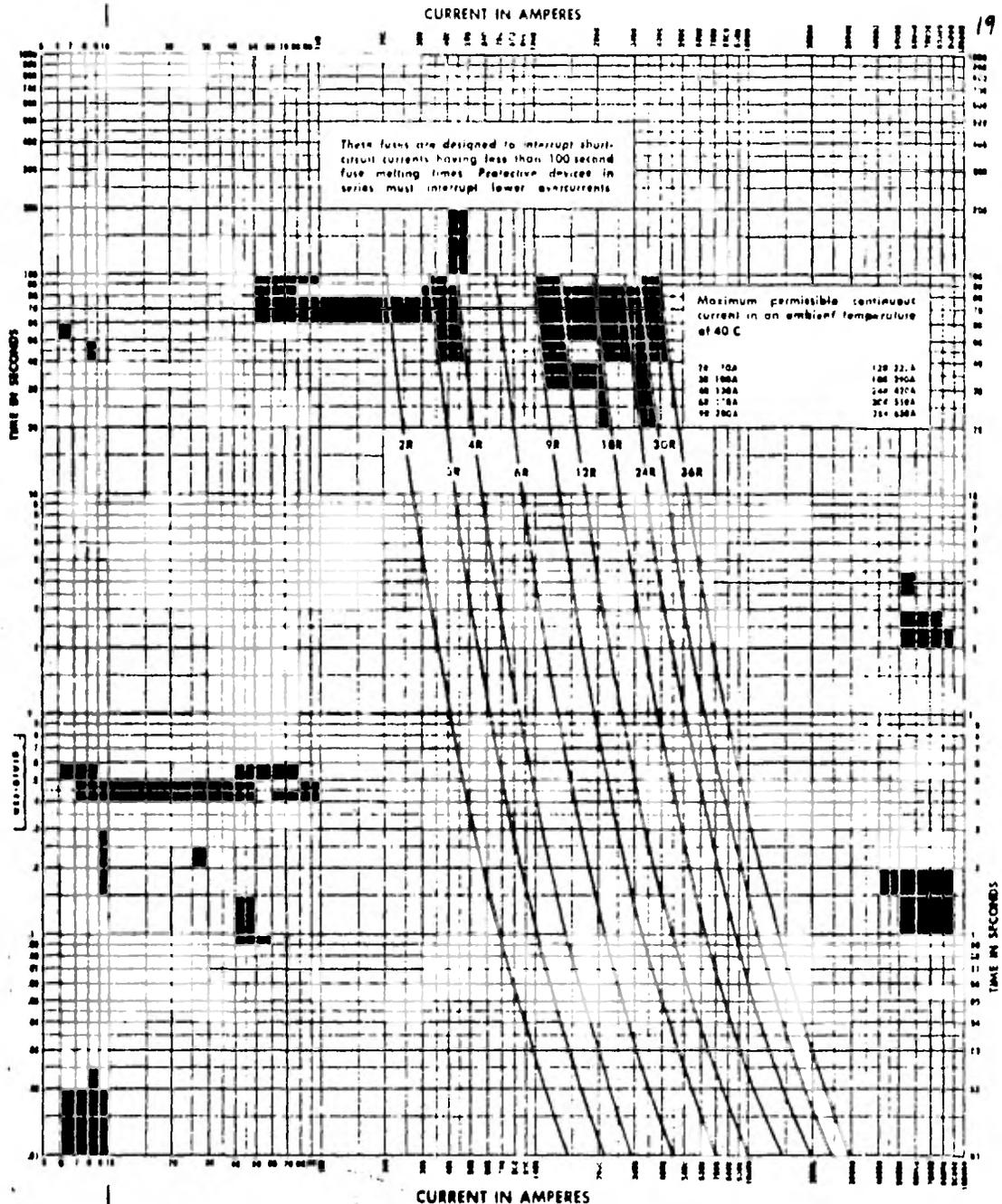


FIGURA 2-B

<p>GENERAL ELECTRIC</p>	<p>CURRENT-LIMITING MOTOR STARTER POWER FUSE EJ-2 2.54 & 5.08 KV MAX.</p>	<p>GES-01010</p>
<p>Current Rating Limits indicated</p> <p>Frequency Rating 60 Hertz</p>	<p>Size D (2R to 12R), DD (18R, 24R) & EE (30R, 36R)</p> <p>Maximum Total-clearing Time-current Curves</p>	

de no sólo de la potencia, voltaje, frecuencia y velocidad de éste, sino también de las consideraciones de arranque, o sea, de la carga que va a mover, clase de embobinado en su construcción, etc.

En general, existen tres clases de arrancadores de motores:

- a) El de contacto.
- b) El arrancador combinado.
- c) El interruptor.

2.- Dispositivos detectores de fallas

Generalmente se conocen con el nombre de relevadores de protección. Son dispositivos de alta precisión que con frecuencia, son conectados a los secundarios de transformadores de corriente o de voltaje y, algunas veces, de ambos tipos - de transformadores de instrumento. Estos dispositivos funcionan al presentarse condiciones anormales enviando impulsos que disparan interruptores, suenan alarmas, dan señales en lugares remotos o para otra gran variedad de funciones.

2.1 Relevadores de protección y relevadores auxiliares.

Los relevadores conocidos también con el nombre de relés, se dividen en dos grupos básicos: los relevadores de protección y los relevadores auxiliares. Los de protección constan esencialmente de un dispositivo sensible a las condiciones anormales del circuito, el cual emite una determinada señal. Con el objeto de mantener la sensibilidad de estos dispositivos, que son de una construcción muy precisa, no es conveniente obligarlos a realizar funciones de servicio pesado. Para estos casos se usan los relevadores auxiliares. La práctica usual es que el relevador de protección mande su señal a un relevador auxiliar, el cual es considerablemente --

más robusto y que, con sus numerosos contactos, multiplica la señal y lleva a cabo las funciones de control necesarias.

2.2 Relevadores de atracción e inducción electro magnética.

Los relevadores del tipo de atracción electromagnética son operados por un electroimán de succión situado dentro de un solenoide, o bien, por una armadura magnética atraída hacia los polos de un electroimán. En algunos casos la bobina operadora tiene tap's que permiten ajustar la capacidad máxima de corriente. Dentro de los relevadores de atracción electromagnética existen los de construcción tipo armadura articulada y los del tipo electroimán, la construcción del tipo armadura articulada es usada en los disparadores de acción directa de los interruptores en aire, en circuitos de 600 volts o menos. La construcción del tipo electroimán es utilizada en disparadores de acción directa sobre los interruptores de potencia en circuitos de 2.4 KV o más, los relevadores del tipo electroimán así como los del tipo armadura articulada son afectados por la componente de corriente directa de la corriente asimétrica de corto circuito, lo cual debe tenerse presente cuando se estudie el funcionamiento de tales dispositivos para su aplicación.

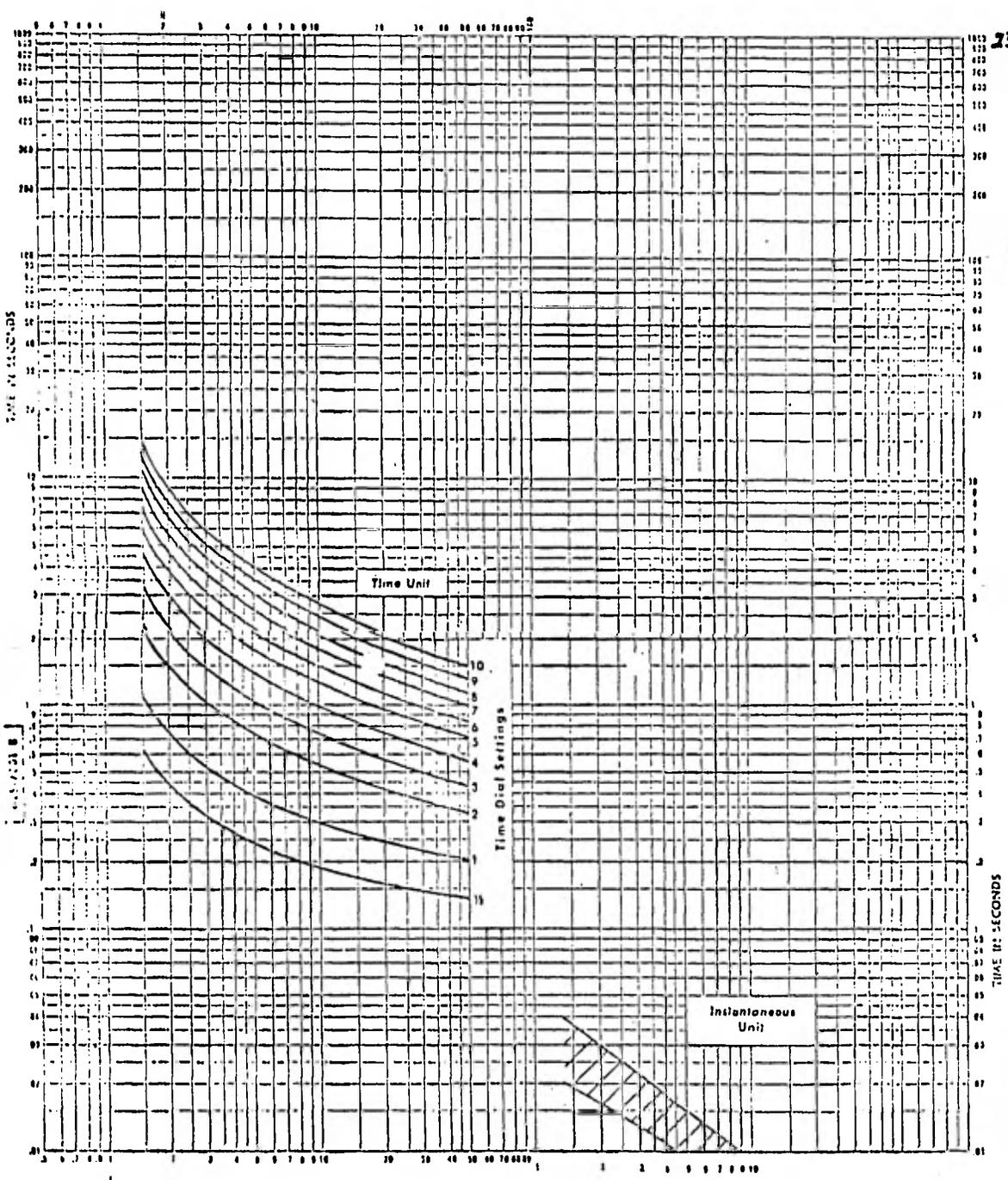
El principio de inducción electromagnética se aplica en el diseño de muchos tipos de relevadores, que son esencialmente motores de inducción; el estator tiene corriente y el flujo creado por ésta induce otra en su disco.

La interacción entre las corrientes inducidas y los flujos produce un par que mueve al rotor para cerrar o abrir los contactos del relevador; los relevadores de inducción en cambio no operan con corriente directa y, por lo tanto, no son afectados por la componente de corriente directa de la corriente asimétrica de corto circuito.

Relevadores comunmente usados:

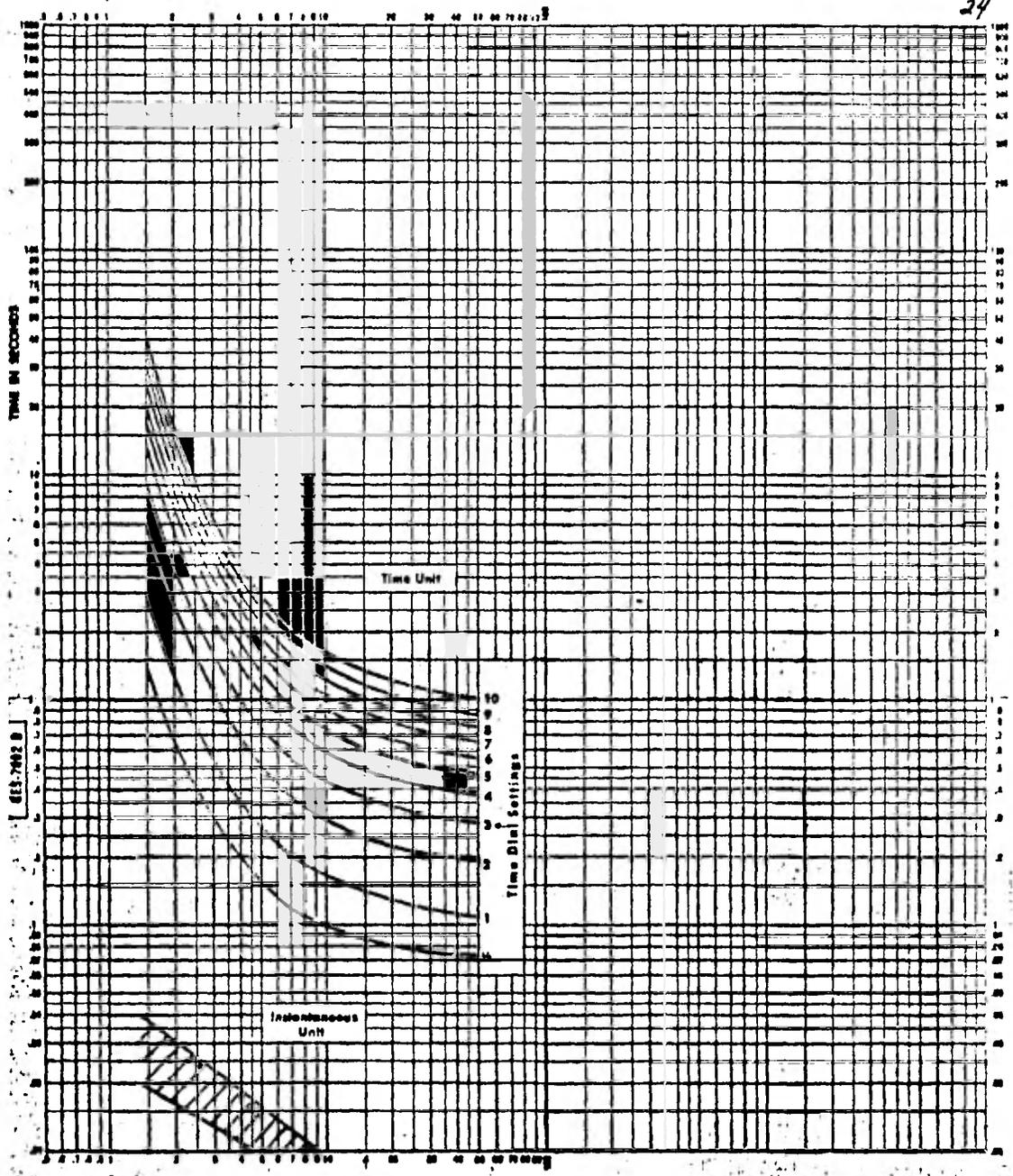
- 27 *Relevador de bajo voltaje*
- 47 *Relevador de bajo voltaje y secuencia de fases en voltaje.*
- 49 *Relevador detector de temperatura.*
- 50 *Relevador de sobrecorriente instantáneo.*
- 51 *Relevador de sobrecorriente con unidad de -- tiempo.*
- 51N *Relevador de sobrecorriente residual con unidad de tiempo.*
- 51G *Relevador de sobrecorriente sensor de fallas a tierra con unidad de tiempo.*
- 86 *Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual.*
- 87 *Relevador diferencial de corriente.*

Las curvas corriente-tiempo y algunas otras características de estos dispositivos son mostradas en las figuras 2-6, 2-7 y 2-8.



MULTIPLES OF PICK-UP SETTING
FIGURA 2-6

GENERAL ELECTRIC		TIME OVERCURRENT RELAY	GES-7001 B	
IAC 51 RELAY		Inverse Standard Time		
Time-Current Curves		Time Unit (Top)		
(Other relays with duplicate time delay characteristics)		Inst. Unit		
GYCS1, IACS1-60, IBCS1-52, IBCGS1-52,		Continuously		
JBCV51-52, JBCS1-52, JBCGS1-52,		Adjustable		
JBCV51-52		Settings		
Railings (Amperes)		Time Unit (Top)		
Time Unit	Instantaneous Unit	0.0060, 0.01, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0, 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9, 2.0, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 3.0, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 4.0, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 5.0, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 6.0, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9, 7.0, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6, 7.7, 7.8, 7.9, 8.0, 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7, 8.8, 8.9, 9.0, 9.1, 9.2, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.7, 9.8, 9.9, 10.0		
3.3	0.34 10.00			
0.34	3.08 30.00			
1.38	7.01 70.00			
2.14	4.91 49.00			
4.28	10.00			



MULTIPLES OF PICK-UP SETTING
FIGURE 2-7

<p>GENERAL ELECTRIC</p> <p>Settings (Amperes)</p> <table border="0" style="font-size: small;"> <tr> <td>0.5-0</td> <td>0.5-4</td> <td>25-50</td> </tr> <tr> <td>0.5-4</td> <td>0.5-8</td> <td>25-100</td> </tr> <tr> <td>1.5-0</td> <td>7.5-15</td> <td>25-100</td> </tr> <tr> <td>1.5-15</td> <td>4.5-15</td> <td></td> </tr> <tr> <td>7.5-15</td> <td>10-20</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4.5-15</td> <td>10-20</td> <td></td> </tr> </table>	0.5-0	0.5-4	25-50	0.5-4	0.5-8	25-100	1.5-0	7.5-15	25-100	1.5-15	4.5-15		7.5-15	10-20		4.5-15	10-20		<p>TIME OVERCURRENT RELAY</p> <p>IAC 53 RELAY</p> <p>Very Inverse Standard Time Time-Current Curves</p> <p>(Other relays with duplicate time delay characteristics)</p> <p>GYC53, IAC54-80-BJ, JBC53-54, MCC53-54, MCV53-54, JBC53-54, JBC53-54, MCV53-54</p>	<p>013-7002 B</p> <p>Settings</p> <table border="0" style="font-size: small;"> <tr> <td>0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.5, 10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750, 1000</td> </tr> </table> <p>See Unit Continuously Adjustable</p>	0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.5, 10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750, 1000
0.5-0	0.5-4	25-50																			
0.5-4	0.5-8	25-100																			
1.5-0	7.5-15	25-100																			
1.5-15	4.5-15																				
7.5-15	10-20																				
4.5-15	10-20																				
0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.5, 10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750, 1000																					

CAPITULO III

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Transformadores de Corriente (TC)

Un transformador de corriente, transforma la corriente de línea a valores apropiados para los relevadores de protección estándar y los aísla del voltaje de la línea. Un TC tiene generalmente dos devanados designados como primario y secundario, los cuales están aislados uno del otro. El devanado primario es conectado en serie con el circuito que lleva la corriente que va a medirse; el devanado secundario, por su parte, es conectado al dispositivo de protección, y en algunos casos, a instrumentos, medidores o dispositivos de control. El devanado secundario suministra una corriente en proporción directa y en una relación fija de la corriente del primario.

TIPOS. Los tres tipos comunes de construcción son los siguientes:

- 1) Tipo Primario Devanado.- Como su nombre lo indica, este tipo tiene más de una vuelta en el primario. Los devanados primario y secundario, están completamente aislados para sus respectivos valores nominales de voltaje y están permanentemente ensamblados sobre un núcleo laminado de hierro. Esta construcción permite alta precisión en las relaciones bajas. (Fig. 3-1).
- 2) Pasante o Tipo Barra.- Se diferencia del anterior porque el devanado primario usualmente --

consiste en una barra tipo conductor pasando a través de la ventana del núcleo (Fig. 3-2).

- 3) Tipo Ventana o Boquilla.- Tiene un devanado secundario completamente aislado y permanentemente ensamblado en un núcleo de hierro. El conductor primario pasa a través de la ventana del núcleo y sirve como devanado primario, este conductor puede ser un cable, una barra de distribución o el núcleo de la boquilla. - Al aplicar este tipo de transformadores debemos tener cuidado de asegurarnos que cualquiera de los dos, ya sea el conductor o el TC estén aislados para el voltaje pleno del sistema (Fig. 3-3).

RELACIONES DE TRANSFORMACION.- La norma ANSI C 57.13-1968, da los requerimientos para transformadores de instrumento y designa ciertos rangos estándares; estas relaciones están mostradas en las tablas 3-1 y 3-2. Nótese que el valor nominal de la corriente en el secundario en todos los ejemplos es de 5 amperes.

APLICACION.- Las consideraciones generales para la aplicación de transformadores de corriente son las que se muestran:

- 1) Capacidad a Corriente Permanente.- La capacidad de corriente permanente debe ser igual o más grande que la capacidad del circuito en el cual usamos un transformador de corriente. Se considera apropiada una corriente secundaria de 3 a 4 amperes a plena carga. Un transformador de corriente sobre-especificado es indeseable debido a que el porcentaje de error es mayor que el de uno correctamente especificado.



FIGURA 3-1

Transformador de corriente
tipo primario devanado.

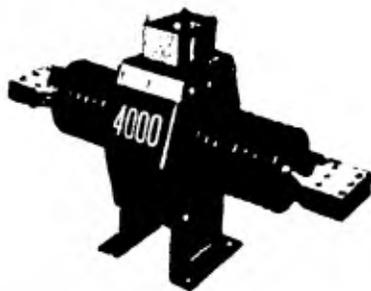


FIGURA 3-2

Transformador de corriente
Pasante o tipo Barra



FIGURA 3-3

Transformador de corriente
Tipo ventana o boquilla

TABLA 3-1

Relaciones de transformadores de
corriente tipo boquilla.

Relación de co- Tap's Secun-
rriente (amperes) darios.

600/5	50/5	X2-X3
	100/5	X1-X2
	150/5	X1-X3
	200/5	X4-X5
	250/5	X3-X4
	300/5	X2-X4
	400/5	X1-X4
	450/5	X3-X5
	500/5	X2-X5
	600/5	X1-X5
1200/5	100/5	X2-X3
	200/5	X1-X2
	300/5	X1-X3
	400/5	X4-X5
	500/5	X3-X4
	600/5	X2-X4
	800/5	X1-X4
	900/5	X3-X5
	1000/5	X2-X5
	1200/5	X1-X5
2000/5	300/5	X3-X4
	400/5	X1-X2
	500/5	X4-X5
	800/5	X2-X3
	1100/5	X2-X4
	1200/5	X1-X3
	1500/5	X1-X4
	1600/5	X2-X5
	2000/5	X1-X5
	3000/5	X2-X3
4000/5	2000/5	X2-X4
	3000/5	X1-X4
	4000/5	X1-X2
	3000/5	X1-X3
5000/5	4000/5	X1-X4
	3000/5	X1-X2
	4000/5	X1-X3
	5000/5	X1-X4

T A B L A 3 - 2

<i>Relación simple (amperes)</i>	<i>Doble relación con devanado primario en serie o paralelo (amperes)</i>	<i>Doble relación - con tap's en el devanado secunda- rio. (amperes).</i>
10/5	25x50/5	25/50/5
15/5	50x100/5	50/100/5
25/5	100x200/5	100/200/5
40/5	200x400/5	200/400/5
75/5	400x800/5	300/600/5
100/5	600x1200/5	400/800/5
200/5	1000x2000/5	600/1200/5
300/5	2000x4000/5	1000/2000/5
400/5		1500/3000/5
600/5		2000/4000/5
800/5		
1200/5		
1500/5		
2000/5		
3000/5		
4000/5		
5000/5		
6000/5		
8000/5		
12000/5		

- 2) Capacidad Térmica de Corto Tiempo.- Esta es la corriente primaria simétrica rms, que el transformador de corriente puede soportar por un segundo con el devanado secundario cortocircuitado, sin exceder una temperatura especificada en cualquier devanado.
- 3) Capacidad Mecánica de Corto Tiempo.- Esta es la máxima corriente que el transformador de corriente es capaz de resistir sin sufrir daños, con el secundario cortocircuitado. Este es el valor rms de la componente de corriente alterna de una onda de corriente primaria completamente desplazada (asimétrica). El límite mecánico necesita ser verificado solamente para transformadores de corriente tipo devanado.
- 4) Capacidad de Voltaje.- Los transformadores de corriente son capaces de operar continuamente un diez por ciento arriba del voltaje nominal primario. Las capacidades de voltaje estándares (clases de aislamiento) para cualquier aplicación industrial son: 600, 2500, 5000, 8700 y 15000 volts.
- 5) Capacidad al Impulso y Alto Potencial.- Estos valores son mostrados en la tabla 3-3.

PRECISION.- El comportamiento de los relevadores de protección depende de la precisión de la relación de transformación de los transformadores de corriente, no solo con las corrientes de carga, sino también con los valores de la corriente de falla. La precisión con altas corrientes depende de la sección del núcleo de hierro y del número de vueltas del devanado secundario. Entre más grande es la sección del núcleo de hierro, se puede desarrollar más flujo antes de la

T A B L A 3 - 3

<i>Voltaje nominal de placa. (KV)</i>	<i>Capacidad al alto potencial 60 HZ (KV)</i>	<i>Capacidad al impulso. (KV)</i>
0.6	4	10
2.5	15	45
5.0	19	60
8.7	26	75
15.0	34	95

saturación. La saturación da como resultado un incremento de error de relación. Entre más grande sea el número de vueltas, menor será el flujo requerido para forzar la corriente secundaria a través del relevador.

La norma ANSI C 57.13-1968, designa la clase de precisión de los TC cuando se aplican para protección, usando las letras C y T y el número de clasificación, C significa que el error de relación en por ciento puede ser calculado, T significa que ha sido determinado por pruebas. El número de clasificación indica el voltaje terminal secundario que el transformador entregará a un burden estándar (listados en la tabla 3-4) a veinte veces la corriente nominal secundaria sin exceder un error del diez por ciento de la relación. Además, el error de la relación no debe exceder de este porcentaje en cualquier corriente entre una y veinte veces la corriente nominal, o burdenes pequeños. Los voltajes secundarios estándares son: 10, 20, 50, 100, 200, 400 y 800 volts. Por ejemplo, un transformador de precisión para protección clase C 200, significa que el porcentaje de error de la relación puede ser calculado y que no excede del diez por ciento en cualquier corriente entre una y veinte veces la corriente nominal secundaria con un burden de 2.0 ohms (máximo voltaje terminal = $20 \times 5 \times 2 = 200$ volts).

BURDEN.- Hablando de transformadores de corriente, burden es la carga conectada en las terminales secundarias y es expresada en Volt-amperes a un factor de potencia dado, o como impedancias con un factor de potencia. Este término es usado para diferenciar la carga de un transformador de corriente de la carga de un circuito primario; el factor de potencia al que se hace referencia es el del burden y no el del circuito primario. Para el propósito de comparar varios transformadores, ANSI ha diseñado burdenes estándares para usarse en el proceso de evaluación (como referencia --

T A B L A 3 - 4

Designacion de Burden - Estandar.--	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60HZ Y - 5A DE CORRIENTE SECUNDARIA.--		
	Resistencia (Ohms)	Inductancia (Ohms)	Impedancia (Ohms)	Potencia Aparente (VA)	Factor de Potencia
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-1	0.5	2.3	1.0	25.0	6.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50.0	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100.0	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200.0	0.5

ver tabla 3-4).

CARACTERISTICAS DE EXCITACION SECUNDARIA Y CURVAS DE RELACION DE SOBRECORRIENTE.- Las características de excitación secundaria, según los instructivos de los fabricantes, --- están en la forma de corriente contra voltaje (Fig. 3-4). - Los valores se obtienen ya sea por cálculo a partir de los datos del diseño del transformador y las curvas de pérdidas en el núcleo, o por el promedio de valores de prueba de una muestra de transformadores de corriente. Esta es una prueba de corriente de excitación con circuito abierto en las terminales secundarias usando una onda senoidal de voltaje variable a frecuencia nominal, registrando corriente rms -- contra voltaje rms.

Para transformadores clase T, las curvas típicas de relaciones de sobrecorriente, están graficadas entre la corriente primaria y secundaria, sobre el rango para una a veinte veces la corriente nominal primaria para los burdenes estándares (Fig. 3-5).

POLARIDAD.- Las marcas de polaridad indican la dirección - relativa e instantánea de las corrientes. En el mismo instante de tiempo, cuando la corriente primaria está entrando en la terminal primaria marcada, la corriente secundaria correspondiente está saliendo de la terminal secundaria marcada, habiendo experimentado un cambio de magnitud dentro del transformador (Fig. 3-6). Las terminales H_1 y X_1 , usualmente se marcan con puntos blancos o una etiqueta. Como puede verse en la fig. 3-6, uno puede considerar el conductor secundario marcado, como una continuación de la línea primaria marcada, en lo que a la dirección de la corriente concierne.

CONEXIONES.- Hay tres diferentes formas de conectar el se-

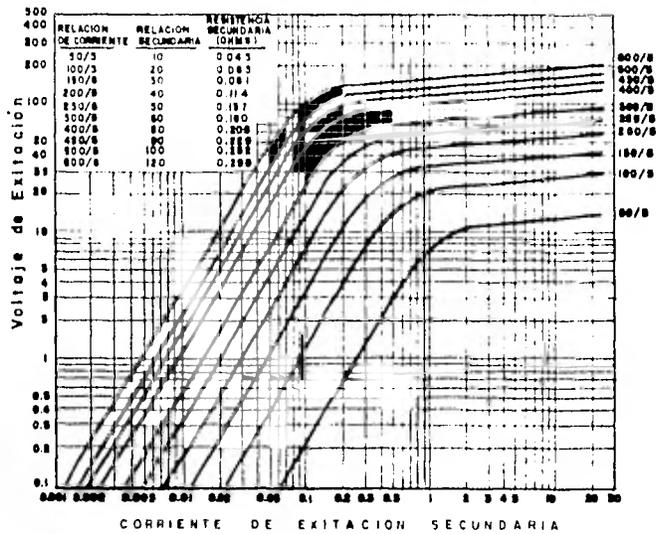


Fig. 3-4

Curvas de Caracteristicas de Excitacion Secundaria

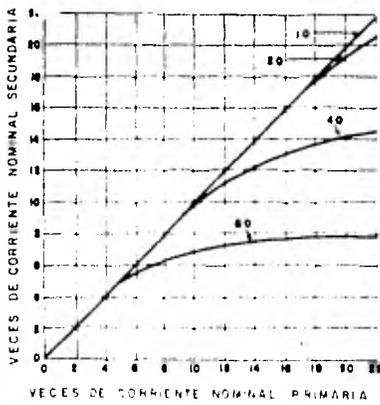


Fig. 3-5

Curvas Típicas de Relación de Sobrecorriente Para Transformadores Clase T con Burdenes de 1 a 8 V.A.

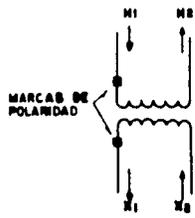


Fig. 3-6
Diagrama de Polaridad Para un Transformador de Corriente.

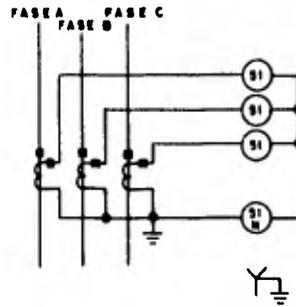


Fig. 3-7
Conexión Estrella de los Transformadores de Corriente.

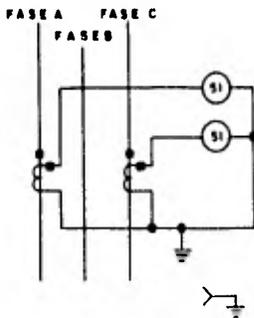


Fig. 3-8
Conexión V o Delta Abierta de Transformadores de Corriente

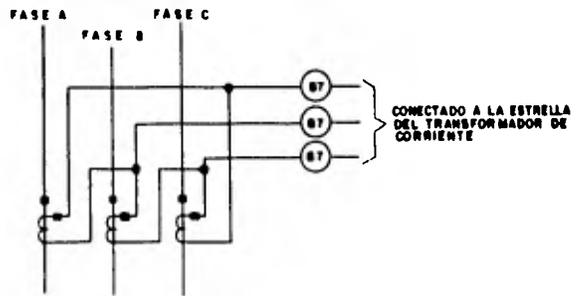


Fig. 3-9
Conexión Delta de Transformadores de Corriente

cundario de los transformadores de corriente:

- 1) Estrella.
- 2) En V o delta abierta.
- 3) En delta.

1) Conexión Estrella.- En la conexión estrella se pone un TC en cada fase con relevadores de fase en dos o tres de los secundarios para detectar las fallas entre éstas. En sistemas conectados a tierra, un relevador conectado en el hilo común, detecta cualquier corriente a tierra o al neutro. En sistemas aislados de tierra, un relevador en el hilo común detecta las fallas múltiples en diferentes alimentadores. La corriente secundaria está en fase con la corriente primaria - (fig. 3-7).

2) Conexión V. Esta conexión de TC's es básicamente una estrella con una pierna omitida, - usando solamente dos TC cuando se aplica como se muestra en la fig. 3-8, Esta conexión da protección contra fallas de fase a fase - en todas las fases de un sistema trifásico, pero únicamente protegerá contra aquellas fallas de fase a tierra que estén arriba del ajuste del relevador de sobrecorriente; puede ser aplicado si se desea en la conexión común de los transformadores de corriente para protección de respaldo. En esta conexión la corriente secundaria está en fase con la corriente primaria.

Como no hay manera de detectar corrientes de

secuencia cero con esta conexión, es raramente usada como el único medio de protección - en un circuito. Es, sin embargo, aplicada - frecuentemente con la adición de un TC de se cuencia cero (dona o tipo anillo). Un trans formador de corriente de secuencia cero puede aplicarse a cualquier conexión a tierra o circuitos de potencia sin conexión a tierra; y como el transformador y los relevadores de protección asociados no son sensibles a la - corriente de carga de cualquier magnitud, -- ellos pueden ser de relaciones de corriente relativamente bajas, proporcionando por lo - tanto sensibilidad en la falla a tierra.

- 3) Conexión Delta.- Esta conexión usa tres -- TC's, pero a diferencia de la conexión estre lla, los secundarios están interconectados - antes que la conexión sea hecha en los rele- vadores. La conexión delta es usada para -- esquemas de protección diferencial de los -- transformadores de potencia, donde el trans- formador de potencia está conectado en delta estrella, los transformadores de corriente - en el lado de la delta, están conectados en estrella y los transformadores de corriente en el lado de la estrella están conectados en delta. Cualquier corriente de secuencia cero asociada con una falla a tierra externa en el lado de la estrella, circulará en la - conexión delta de los transformadores de co- rriente, evitando causar operaciones falsas en la protección diferencial. Las fig. 3-7 y 3-9, combinadas, podrían mostrar las con- exiones completas de protección diferencial - con el hilo a tierra conectado en cada una - de las bobinas de operación.

Además, se usan TC's conectados en delta, -- alimentando a los relevadores de sobrecorriente usados para suministrar completa protección de fases para transformadores en zig zag aterrizados.

Ejemplos de Cálculo de Precisión.

Ejemplo 1.- Cálculo de un transformador de corriente tipo boquilla 600/5 de relación múltiple. Si se conecta para -- una relación 600/5 y a un circuito secundario, con un relevador de sobrecorriente con elemento instantáneo, un wathhorímetro y un amperímetro, debe considerarse un TC tipo boquilla de relación 600/5 de relación múltiple, con características de excitación como las mostradas en la fig. 3-4. - El circuito es de 50 pies de longitud y de alambre No:12; - el circuito primario tiene una capacidad de 24,000 amperes de corriente de falla.

De los libros de instrucciones para los dispositivos y tablas de resistencias de los conductores se obtienen los siguientes datos:

- a) Relevador, unidad de tiempo, 4-12 amperes, - tiene un burden de 2.38 VA a 4 A con factor de potencia de 0.375 (146 VA a 40 A con un factor de potencia de 0.61)
- b) Relevador, unidad instantáneo 10-40 A, tiene un burden de 4.5 VA a 10 A de ajuste (40 VA a 40 A de ajuste, con un factor de potencia de 0.20).
- c) El wathhorímetro tiene un burden de 0.77 W, - con un factor de 0.54 a 5 A.

- d) El emperímetro tiene un burden de 1.04 VA a 5 A con un factor de potencia de 0.95.
- e) El burden del alambre es de 0.08 ohms a un factor de potencia de 1.0.
- f) La resistencia del secundario del transformador de corriente es = 0.298 ohms a 25°C.

Los pasos para determinar el comportamiento del transformador para esta aplicación son como sigue:

1. Determinar el burden secundario del TC.
2. Determinar el voltaje necesario para operar el relevador a su corriente máxima aplicable.
3. Determinar la corriente de excitación para el TC de la fig. 3-4 y calcular el error.

Paso 1.- Como previamente se estableció el burden es expresado en volt-amperes a un factor de potencia dado o como impedancias a un factor de potencia. Como la mayoría de los aparatos conectados al TC contienen partes magnéticas que llegan a saturarse, el burden se calcula para la corriente máxima involucrada. En un circuito donde tenemos elementos instantáneos, el ajuste del elemento instantáneo es el factor determinante para establecer la corriente máxima significativa. Cuando no tenemos elementos instantáneos, la corriente máxima disponible es el factor determinante.

Como el relevador está equipado con un elemento instantáneo, se supone que puede ser ajustado al tap máximo de 40 A. En este caso, sube a 8 x 600 ó 4,800 A. Así, el burden secundario deberá ser determinado para este valor de corriente.

Dispositivo 1, relevador, unidad de tiempo. 146 VA a 40 A a 53° .

$$Z = 146 / (40)^2 = 0.091 \text{ ohms.}$$

$$0.091 \angle 53^\circ = 0.0546 + j 0.0728$$

Dispositivo 2, relevador, unidad instantánea. 40 VA a 40 A a 20° .

$$Z = 40 / (40)^2 = 0.025 \text{ ohms.}$$

$$0.025 \angle 20^\circ = 0.023 + j 0.008$$

Dispositivo 3, wathorímetro. 0.77 W a 5 A a 57.3°
VA = W/FP = $0.77/0.54 = 1.43$ VA.

$$Z = 1.43 / (5)^2 = 0.057 \text{ ohms.}$$

$$0.057 \angle 57.3^\circ = 0.031 + j 0.048$$

Ya que el wathorímetro también tiene un circuito magnético de núcleo de hierro, el factor de potencia a 8 veces la corriente es aproximadamente 0.94. De este modo a 40 amperes:

$$Z = \text{Resistencia/factor de potencia.}$$

$$Z = 0.031/0.94 = 0.033 \text{ ohms.}$$

$$R + jX = 0.031 + j 0.011$$

$$VA = I^2 R = (40)^2 \times 0.033 = 52.8 \text{ VA}$$

Dispositivo 4, amperímetro. 1.04 VA a 5 amperes a 18° .

$$Z = 1.04 / (5)^2 = 0.041 \text{ ohms.}$$

$$0.041 \angle 18^\circ = 0.039 + j 0.012$$

Como el amperímetro tiene básicamente un circuito magnético de núcleo de aire, no hay saturación a 8 veces la corriente. Así a 40A:

$$VA = I^2 Z = (40)^2 \times 0.041 = 65.5 \text{ VA.}$$

Dispositivo 5, alambre. 0.08 ohms a $\text{fp}=1$. Así a 40A:

$$VA = I^2 R = (40)^2 \times 0.08 = 128 \text{ VA.}$$

Dispositivo 6, resistencia secundaria del TC. - -
0.298 ohms a $\text{FP}=1.00$. Así a 40 A:

$$VA = I^2 R = (40)^2 \times 0.298 = 476 \text{ VA.}$$

Totalizando para los dispositivos del 1 al 6 a 40A:

<u>DISPOSITIVO</u>	<u>VA</u>	<u>IMPEDANCIA</u>
1	146.0	$0.0546 + j 0.0728$
2	40.0	$0.0230 + j 0.0080$
3	52.8	$0.0310 + j 0.0110$
4	65.5	$0.0390 + j 0.0120$
5	128.0	0.0800
6	476.0	0.2980
	<hr/>	<hr/>
	908.3	$0.5250 + j 0.1030$

$$Z_1 = 908.3 / (40)^2 = 0.566 \text{ ohms.}$$

$$Z_2 = 0.5250 + j 0.1030 = 0.542 \text{ ohms.}$$

Note que Z_1 compara favorablemente con el de más - precisión que es Z_2 .

Paso 2.- El voltaje necesario del TC para producir una corriente secundaria de 40 amperes a través del burden de arriba I_Z :

$$I Z_1 = 40 \times 0.566 = 22.6 \text{ V.}$$

$$I Z_2 = 40 \times 0.542 = 21.6 \text{ V.}$$

Paso 3.- De la fig. 3-4 encontramos la corriente de excitación secundaria I_e , a 22.6 V $I_{e1} = 0.032 \text{ A}$ y a 21.6 V $I_{e2} = 0.032 \text{ A}$. El porcentaje en error en relación es dado por:

$$(I_e / I_s) \times 100 = (0.032 / 40) \times 100 = 0.08 \text{ por ciento.}$$

Así, para esta aplicación, el transformador de corriente es mucho más que adecuado.

Ejemplo 2.- Usando el tap de 100/5 en el TC de relación múltiple de 600/5. El requerimiento total de la potencia aparente en volt-amperes podría cambiar cuando reducimos el burden secundario del TC. Si la resistencia del secundario en el TC es 0.066 ohms a 25°C. La potencia aparente en el TC es:

$$VA = I^2 R = (40)^2 \times 0.066 = 105 \text{ VA.}$$

De este modo, el valor total es:

$$VA = 908.3 - (476 - 105) = 537.3 \text{ VA}$$

El voltaje requerido para la relación 100/5 es:

$$537.3/40 = 13.4 \text{ V} \quad \text{y}$$

$$Z = 537.3/(40)^2 = 0.335 \text{ ohms.}$$

De la fig. 3-4, para 13.4 V $I_e = 0.5 \text{ A}$ y el por ciento de error es:

$$(I_e/I_s) \times 100 = (0.5/40) \times 100 = 1.25 \text{ por ciento.}$$

Nuevamente para la aplicación supuesta, la relación de 100/5 es más adecuada para la protección involucrada.

Ejemplo 3.- Usando el tap 100/5 con el ajuste instantáneo de 100 amperes. Si la relación 100/5 fuera aplicada a un relevador que requiriera operación con 100 amperes en lugar de 40 amperes, el burden del TC sería aproximadamente el calculado para la corriente de 40 amperes (0.335 ohms). El voltaje en el TC necesario para producir 100 amperes sería aproximadamente 33 volts. De la fig. 3-4 es evidente que la relación 100/5 no puede producir 33 volts, excepto a valores de excitación mucho más altos que los mostrados. Entonces, el transformador de corriente de relación 100/5 no es aplicable en un circuito donde es necesario operar con 100 amperes de corriente secundaria para tener una operación correcta del sistema.

SATURACION.- Para corrientes primarias anormalmente altas, burdenes secundarios altos o una combinación de estos factores, existen altas densidades de flujos en el núcleo de hierro del TC. Cuando estas densidades alcanzan o exceden el límite de diseño del núcleo, resulta una saturación. En este punto, la precisión del TC llega a ser muy pobre, y la forma de onda de salida puede ser distorsionada por las armónicas. El resultado total es la producción de una corriente

secundaria más pequeña en magnitud que la indicada por la relación del TC. Los efectos de la saturación no son usualmente peligrosos al equipo bien diseñado. El daño máximo es la pérdida de coordinación de los dispositivos de protección. - Como los TC con relaciones bajas se saturan antes que los TC con relaciones altas, el resultado puede ser la operación de un interruptor principal y la paralización del sistema completo de una planta en una falla que debió haber sido eliminada por un interruptor secundario. Para evitar o minimizar los efectos de saturación, el burden secundario debe mantenerse tan bajo como sea posible; donde se vaya a tener corriente de falla de más de veinte veces la capacidad de placa del transformador de corriente, se debe consultar al fabricante para tener datos del comportamiento del TC en altas sobrecorrientes.

MEDIDAS DE SEGURIDAD.- La medida de seguridad más importante con respecto a TC's es la advertencia de nunca abrir el secundario cuando está en servicio. Si el secundario se abre, la corriente primaria completa viene a ser la corriente de magnetización y un voltaje excesivo será inducido en el secundario. Este voltaje, que puede elevarse a más de 1000 volts, constituye un peligro real para el personal y puede causar fallas en el aislamiento del TC.

Transformadores de Voltaje o Potencial (TP)

Un transformador de voltaje es básicamente un transformador convencional con devanados primario y secundario en un núcleo común. Los transformadores de voltaje estándares son unidades monofásicas diseñadas y construidas de tal manera que el voltaje secundario mantiene una relación fija con el voltaje primario. La relación requerida de un transformador de voltaje es la determinada por el voltaje del sistema al cual va a ser conectado y por la manera en la cual debe ser conectado. La mayoría de los TP están diseñados para suministrar 120 volts en las terminales secundarias cuando el voltaje nominal es aplicado en el lado primario. Las capacidades estándares están mostradas en la tabla 3-5. Hay valores especiales disponibles para aplicaciones poco usuales, estos valores no están incluidos en los estándares listados.

Los TP son normalmente aplicados a sistemas que tengan voltajes nominales dentro del diez por ciento (más o menos) del voltaje de placa del transformador. Esto puede significar voltaje del sistema, ya sea de fase a fase o de fase a neutro, dependiendo en la conexión usada.

Las clasificaciones de precisión estándares de los TP van de 0.3 a 1.2 y representan la corrección en relación con el porcentaje para obtener la relación verdadera. Estas precisiones son suficientemente altas para que cualquier transformador estándar sea adecuado para propósitos de protección en cuanto sea aplicado dentro de sus límites de voltaje y térmicos en aire libre.

Los límites térmicos del burden, dados por los fabricantes de transformadores, no deben ser excedidos en la práctica normal ya que la precisión del transformador y su vida será negativamente afectada. Los burdenes térmicos están dados -

TABLA 3-5
CAPACIDADES ESTANDARES DE -
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Voltaje Primario	Voltaje Secundario	Relación
120	120	1/1
240	120	2/1
480	120	4/1
600	120	5/1
2400	120	20/1
4200	120	35/1
4800	120	40/1
7200	120	60/1
8400	120	70/1
12 000	120	100/1
14 400	120	120/1
24 000	120	200/1
36 000	120	300/1
48 000	120	400/1
72 000	120	600/1
96 000	120	800/1
120 000	120	1000/1
144 000	120	1200/1
168 000	120	1400/1
204 000	120	1700/1
240 000	120	2000/1
300 000	120	2500/1
360 000	120	3000/1

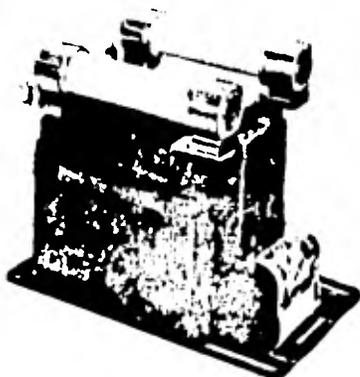


Figura 3-10
Transformador de Potencial

en volt-amperes y pueden calcularse simplemente como una suma aritmética de los burdenes en VA de los dispositivos conectados en el secundario del transformador. Si la suma está dentro del burden nominal del transformador se debe comportar satisfactoriamente en el rango de voltajes, desde cero hasta el ciento diez por ciento del voltaje de placa.

La polaridad en los transformadores de voltaje se indica normalmente marcando una boquilla primaria con H y una terminal secundaria con X. Alternativamente, estos puntos pueden ser identificados por unas marcas con colores característicos. La relación de voltaje estándar prevé que la polaridad instantánea de H y X es la misma.

Donde se van a tener sistemas con cargas balanceadas y por lo tanto voltajes balanceados, los transformadores de voltaje se conectan en delta abierta. Donde se esperan cargas de línea a neutro, los TP están con más frecuencia conectados en estrella-estrella, particularmente donde se requieren mediciones. Muchos dispositivos de protección requieren voltajes específicos de delta o estrella, por lo tanto, es recomendable hacer un estudio de requerimientos antes de elegir el esquema de conexión. Las conexiones estrella-delta o delta-estrella son ocasionalmente usadas con ciertos relevadores especiales, pero estas conexiones son poco frecuentes en uso industrial. En sistemas de potencia sin conexión a tierra son algunas veces usados TP conectados en estrella-delta rota para detección de tierras. Cuando así se conectan, los transformadores pueden raras veces ser usados para otros propósitos.

La aplicación de fusibles a circuitos con TP ha sido materia de discusión por muchos años. Ahora la práctica general dicta un fusible limitador de corriente o un equivalente en la conexión primaria donde ésta se hará a un conductor aislado

del sistema o no aterrizado. La fig. 3-10 muestra un TP típico con fusibles.

La práctica de poner fusibles en el secundario de un TP no está claramente definida. Como los fusibles que recomiendan los fabricantes para el lado primario están normalmente dimensionados para la capacidad a plena carga del transformador, es difícil o imposible asegurar la coordinación con fusibles secundarios a plena capacidad. Cuando en el secundario del transformador de voltaje se hace una derivación para alimentar dispositivos localizados lejos del TP, puede ser deseable ponerle fusibles de una capacidad reducida.

C A P I T U L O I V

CALCULO DE CORTO CIRCUITO

Durante el proceso de selección del equipo en el diseño de una planta industrial o en la ampliación de una ya existente es necesario determinar el valor de las corrientes de corto circuito que deberán soportar los equipos en condiciones de fallas.

Con el objeto de realizar este cálculo en forma sencilla, -- conveniente y comprensible, sin quitarle lo realista, seguimos el método propuesto por el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

El estudio de corto circuito de un sistema eléctrico, comprende lo siguiente:

- a) Obtención de los datos necesarios para realizar el estudio (estos datos se obtienen de los planos del proyecto, memorias de cálculo, órdenes de compra, -- etc.).
- b) Con la información obtenida y las características -- del sistema expresados en un diagrama unifilar del mismo, se elaborará un diagrama de impedancias, que será el circuito base para los cálculos de corto -- circuito.
- c) Aplicando el método propuesto anteriormente, se determinan las potencias de corto circuito en los puntos necesarios del circuito, partiendo de las fuentes de alimentación hasta los extremos finales de -- los alimentadores a los centros de control de los --

motores. Las fallas que se calcularán serán de tres fases en corto circuito, debido a que es en este caso cuando se presentan las condiciones más críticas del sistema y los resultados se expresarán directamente en MVA's simétricos.

- d) Las potencias de corto circuito obtenidas, proporcionarán información para especificar o efectuar una verificación de capacidades momentáneas e interruptivas de los fusibles de alta tensión, interruptores principales del sistema e interruptores principales de CCM's así como, la información necesaria para iniciar un estudio de coordinación de protecciones.

El diagrama unifilar del Complejo Petroquímico Tabasco I -- que será el ejemplo para realizar el cálculo de corto circuito, así como el estudio de coordinación de protecciones, se muestra en el plano E-041. Este Complejo cuenta con una doble alimentación por parte de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) en el nivel de 34.5 KV. En el lado primario de la S.E. 1 (Subestación receptora 34.5-13.8 KV) se cuenta con un sistema de enlace que se le llama primario selectivo. Estos dos circuitos que proporciona la C.F.E. van a servir de respaldo, ya que el Complejo tiene su propia generación mediante tres turbogeneradores, uno de 19.2 M.W. (TG-1) y dos de 48 M.W. (TG-3 y TG-4), así como espacio suficiente para la instalación de uno más. Cada turbogenerador alimenta uno de los dos transformadores de cada subestación de modo que cada subestación tenga dos diferentes alimentaciones y así trabajar a los transformadores al 50% de su capacidad, como ejemplo citaremos a la S.E.No. 2 que tiene alimentación del TG-1 y del TG-4. Además en el nivel de 13.8 KV se cuenta con enlaces entre turbogeneradores y C.F.E. a través de reactores limitadores de corriente para darle

mayor continuidad al servicio, este enlace puede realizarse entre turbos, sin tener alimentación de C.F.E. o bien contando con ello.

En este trabajo solo se presenta el cálculo de corto circuito en forma detallada para una sección del sistema a coordinar. Las demás secciones fueron calculadas bajo las mismas consideraciones y siguiendo el procedimiento que a continuación se desarrolla.

Se considera que el sistema está operando en condiciones normales, o sea que los tres turbogeneradores de vapor están operando y dos transformadores de cada subestación están en servicio, por lo tanto, el interruptor de enlace en los tableros de 4.16 KV permanecen abiertos.

Para este cálculo se empleará el método propuesto por IEEE o de los MVA, en el cual las reactancias por unidad están referidas a 1 MVA base y el inverso de estas será la contribución del corto circuito al sistema expresado en MVA's, los cuales se indicaran de la siguiente forma.

$\frac{400}{0.0025}$ ---- Potencia de corto circuito.

0.0025 - Reactancia.

Para considerar la contribución de las componentes de corriente directa en la contribución de la corriente de corto circuito instantánea se considera un factor de 1.6 según párrafos 4.2.2 de la norma ANSI C 37.5 y párrafos 5.1.2 y 5.1.3 de la norma ANSI C 37.010. El otro factor a considerar para obtener la corriente instantánea es la relación de $\frac{X}{R}$ y es tomada de la tabla número 4 de la norma ANSI C 37.5. Esta relación es igual a 15, con este valor se obtiene de la figura 8 de la norma ANSI C 37.010, un factor igual a la unidad (para interruptores de 13.8 y 4.16 Kv, se considera

un tiempo de apertura de 5 ciclos).

Valores de reactancias:

Para equipos giratorios las reactancias se tomarán de acuerdo con el párrafo 4.2.4 tabla 1 de la norma ANSI C 37.5 párrafo 5.4.1. de la norma ANSI C 37.010; que a continuación se indica:

Turbogeneradores hidrogeneradores con devanados amortiguadores y condensadores..... $X=1.0 X^m d$

Hidrogeneradores sin devanados amortiguadores..... $X=0.75 X^m d$

Motores síncronos..... $X=1.5 X^m d$

Motores de inducción:

- Mayores de 1000 HP, 1800 RPM..... $X=1.5 X^m d$

- Mayores de 250 HP, 3600 RPM..... $X=1.0 X^m d$

- Mayores de 50 HP..... $X=1.2 X^m d$

NOTA: Los motores trifásicos y monofásicos menores de 50 HP no se tomarán en cuenta.

Para efectos de cálculo se considera 1 KVA = 1 HP y se depreciarán las reactancias de los cables.

Para motores de 4000 y 460 volts, se considera la corriente de rotor bloqueado igual a 6 veces la corriente a plena carga.

Fórmulas empleadas.

1.- Para transformar la reactancia en porciento a reactancia en por unidad, se hará de la siguiente manera:

$$X \text{ (P.U.)} = \frac{X(\%)}{100}$$

2.- Para referir la reactancia a la base común -- (1 MVA).

$$X_2 = \frac{\text{MVA BASE}}{\text{MVA EQUIPO}} X_1 \text{ (P.U.)} ; X_1 = \text{Reactancia original}$$

$$X_2 = \text{Reactancia nueva}$$

Como MVA BASE = 1

$$X_2 = \frac{X_1 \text{ (P.U.)}}{\text{MVA EQUIPO}}$$

Cuando la reactancia este en Ohms.

$$X = \frac{X \text{ (OHMS)} \cdot \text{KVA BASE}}{(\text{KV})^2 \cdot 1000}$$

3.- Para determinar la reactancia subtransitoria - de motores de inducción se aplicará la siguiente ecuación.

$$X''d = \frac{1}{\text{Corr. de rotor bloq. (P.U.)}} \left(\frac{V \text{ Motor}}{V \text{ Sistema}} \right)^2$$

Como la corriente de rotor bloqueado por unidad es 6 veces la corriente nominal, deberá estar referida a la potencia base del equipo o sea.

$$I \text{ (P.U.)} = \frac{I \text{ Base}}{I \text{ Equipo}}$$

Como, I Base = I Equipo:

$$I \text{ Rotor bloqueado (P.U.)} = 6.$$

Sustituyendo en (1).

$$x''_d = \frac{1}{6} \left(\frac{V_{\text{Motor}}}{V_{\text{Sistema}}} \right)^2$$

4.- Para determinar la corriente de corto circuito simétrica se usará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{\text{MVA cc} \times 1000}{\sqrt{3} \text{ KV}}$$

Cálculo de corto circuito:

La sección que se ha escogido para el cálculo de corto circuito son las subestaciones No. 1, No. 2, No. 21 y No. 22.

La capacidad de corto circuito de las líneas de llegada es de 500 MVA. (Dato proporcionado por la compañía suministradora).

Para los transformadores de relación 34.5/13.8 KV. y 13.8/4.16 KV. el valor de impedancia es de $Z = 6\%$ y para los de relación 4.16/0.48 KV. el valor de la impedancia es de $Z = 5.75\%$, (Valores obtenidos de datos del proveedor).

Para la S.E. No. 1 de la relación 34.5/13.8 KV.

a) Línea de llegada = 500 MVA.

$$x = \frac{1}{500} = 0.002$$

b) Tomando la impedancia del transformador $Z=6\%$ -

$$\text{Como } x_{pu} = \frac{X\%}{100}$$

$$\bar{X}_{pu} = \frac{6}{100} = 0.06$$

$$X_1 = \frac{\bar{X}_{pu}}{MVA_E} = \frac{0.06}{10} = 0.006$$

c) La aportación al sistema de esta subestación es:

$$X = 0.002 + 0.006 = 0.008.$$

$$MVA = \frac{1}{X} = \frac{1}{0.008} = 125$$

Para la S.E. No. 21.

a) Aportación del CCM 210-A de 515 KVA.

$$X_1 = 1.0 \times X''d.$$

$$X''d = 1/6 (V_M/V_S)^2 = 1/6 (460/480)^2$$

$$X''d = 0.1531$$

$$X_1 = 1.0 \times 0.1531$$

$$X_1 = 0.1531$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.1531/0.515 = 0.2973$$

b) Aportación del alimentador de 100 KVA.

$$X_1 = 1.5 X''d$$

$$X''d = 1/6 (V_M/V_S)^2 = 1/6 (4000/4160)^2$$

$$X''d = 0.1541$$

$$X_1 = 1.5 \times 0.1541$$

$$X_1 = 0.2312$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.2312/1.000 = 0.2312$$

c) Aportación del CCM 210-B de 491 KVA.

$$X = 1.0 X''d.$$

$$X''d = 1/6 (460/480)^2$$

$$X''d = 0.1531$$

$$X_1 = 1.0 \times 0.1531$$

$$X_1 = 0.1531$$

Refiriéndole a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.1531/0.491 = 0.3118$$

d) Aportación de los transformadores TR 21A3 y -- TR 21B3 de 1000 KVA y relación de 4.16/0.48 KV.

$$Z = 5.75 \%$$

$$X_1 = 5.75/100 = 0.0575$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.0575/1.000 = 0.0575$$

e) Aportación de los alimentadores de los transformadores TR 21A3 y TR 21B3 respectivamente.

$$1) X_2 = X_2 \text{ CCM} + X_2 \text{ TR}$$

$$X_2 = 0.2973 + 0.0575 = 0.3548$$

$$\text{MVA cc} = 1/0.3548 = 2.8185$$

$$2) X_2 = X_2 \text{ CCM} + X_2 \text{ TR}$$

$$X_2 = 0.3118 + 0.0575 = 0.3693$$

$$\text{MVA cc} = 1/0.3693 = 2.7078$$

f) La aportación por ramal de esta subestación -- respectivamente son:

$$1) \text{MVA cc} = 1/0.3548 + 1/0.2312 = 7.1437$$

$$X_2 = 1/7.1437 = 0.1400$$

$$2) \text{MVA cc} = 1/0.3693 + 1/0.2312 = 7.0331$$

$$X_2 = 1/7.0331 = 0.1422$$

Para la S.E. No. 22.

a) Aportación del alimentador de 600 KVA

$$X_1 = 1.0 \times X''d$$

$$X''d = 1/6 (V_M/V_S)^2 = 1/6 (4000/4160)^2$$

$$X''d = 0.1541$$

$$X_1 = 1.0 \times 0.1541$$

$$X_1 = 0.1541$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = \frac{0.1541}{0.600} = 0.2568$$

b) Aportación del CCM-221 de 130 KVA

$$X_1 = 1.2 \times X''d$$

$$X''d = 1/6 (460/480)^2$$

$$X''d = 0.1531$$

$$X_1 = 1.2 \times 0.1531$$

$$X_1 = 0.1837$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.1837/0.130 = 1.4132$$

c) La aportación del transformador del alimentador del CCM-221 de 150 KVA y relación de 4.16/0.480 KV. (Para este caso la impedancia se obtuvo de los datos del proveedor $Z = 3\%$).

$$X_1 = \frac{3}{100} = 0.03$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = \frac{0.03}{0.150} = 0.2$$

d) La aportación del alimentador al CCM-221.

$$X_2 = X_{CCM} + X_{TR} = 1.4132 + 0.2 = 1.6132$$

e) Aportación del alimentador de 250 KVA

$$X_1 = 1.0 \quad X''d$$

$$X''d = 1/6 (4000/4160)^2$$

$$X''d = 0.1541$$

$$X_1 = 1.0 \times 0.1541$$

$$X_1 = 0.1541$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.1541/0.250 = 0.6164$$

f) La aportación por ramal de esta subestación --
respectiva son:

$$1) \text{ MVA cc} = 1/0.2568 + 1/1.6132 = 4.5135$$

$$2) \text{ MVA cc} = 1/0.2568 + 1/0.6164 = 5.5159$$

Para la S.E. No. 2.

a) Aportación del alimentador de 1900 KVA

$$X_1 = 1.5 \times X''d.$$

$$X''d = 1/6 (4000/4160)^2$$

$$X''d = 0.1541$$

$$X_1 = 1.5 \times 0.1541$$

$$X_1 = 0.2312$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.2312/1.900 = 0.1217$$

b) Aportación del alimentador de 2000 KVA.

$$X_1 = 1.5 \times X''d$$

$$X''d = 1/6 (4000/4160)^2$$

$$X''d = 0.1541$$

$$X_1 = 1.5 \times 0.1541$$

$$X_1 = 0.2312$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.2312/2.000 = 0.1156$$

c) Aportación de TD B2 de 140 KVA.

$$X_1 = 1.2 \times X''d.$$

$$X''d = 1/6 (460/480)^2$$

$$X''d = 0.1531$$

$$X_1 = 1.2 \times 0.1531$$

$$X_1 = 0.1837$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.1837/0.140 = 1.3123$$

d) La aportación del transformador del alimentador del TD B2 de 150 KVA y relación de 4.16/0.480 KV. (Para este caso la impedancia se obtuvo de los datos del proveedor $Z = 3\%$).

$$X_1 = 3/100 = 0.03$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = 0.03/0.150 = 0.2$$

e) La aportación del alimentador al TD B2.

$$X_2 = X_{CCM} + X_{TR} = 1.3123 + 0.2 = 1.5123$$

f) La aportación por ramal de esta subestación -- respectivamente son:

$$1) \text{ MVA cc} = 1/0.1400 + 1/0.2216 + 1/0.1217 + 1/0.1156 + 1/0.1156 + 1/0.1156 = 45.8352$$

$$X_2 = 1/45.2063 = 0.0218$$

$$2) \text{ MVA cc} = 1/1.5123 + 1/0.1422 + 1/0.1156 + 1/0.1156 + 1/0.1156 + 1/0.1813 + 1/0.1217 = 47.3881.$$

$$X_2 = 1/47.3881 = 0.0211$$

g) La aportación de los transformadores TR-2A2 y TR-2B2 $Z=6.0\%$.

$$X_1 = \frac{6.0}{100} = 0.06$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$X_2 = \frac{0.06}{10.00} = 0.006$$

h) Aportación de los alimentadores de los transformadores TR-2A y TR-2B respectivamente (por ramal).

$$1) \begin{aligned} X_2 &= X_2 \text{ TDA} + X_2 \text{ TR} \\ X_2 &= 0.0218 + 0.006 = 0.0278 \end{aligned}$$

$$\text{MVA cc} = \frac{1}{0.0278} = 35.9712$$

$$2) \begin{aligned} X_2 &= X_2 \text{ TDA} + X_2 \text{ TR} \\ X_2 &= 0.0211 + 0.006 = 0.0271 \end{aligned}$$

$$\text{MVA cc} = \frac{1}{0.0271} = 36.9004$$

Siguiendo un procedimiento similar al elaborado en este trabajo y con los datos que se describen en el plano E-041 se obtienen las aportaciones de las demás subestaciones (S.E.- No.3,4,5 y 6) por lo tanto la suma de los inversos de éstos nos darán la aportación hacia el bus de generadores, para considerar la aportación de los generadores se hace lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 1) \text{ Generador de } 19.2 \text{ MW (24 MVA) F.P.} &= 0.8 \\
 X''d &= 14.2\% \\
 X_{pu} &= \frac{100}{14.2} = 0.142 \\
 X &= 1.0 X''d = 1.0 (0.142) \\
 X &= 0.142
 \end{aligned}$$

Refiriéndolo a 1 MVA Base.

$$\begin{aligned}
 X_1 &= \frac{0.142}{24} = 0.00591 \\
 \text{MVA cc} &= \frac{1}{0.00591} = 169.0141
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 2) \text{ Generador de } 48 \text{ MW (60 MVA) F.P.} &= 0.8 \\
 X''d &= 17.1\% \\
 X_{pu} &= \frac{100}{17.1} = 0.171 \\
 X &= 1.0 X''d = 1.0 (0.171) \\
 X &= 0.171
 \end{aligned}$$

Refirido a 1 MVA Base.

$$\begin{aligned}
 X_1 &= \frac{0.171}{60} = 0.0029 \\
 \text{MVA cc} &= \frac{1}{0.0029} = 344.2857
 \end{aligned}$$

Con estos valores y los obtenidos de las subestaciones se -- hace la suma aritmética la cual de la aportación del bus de generadores hacia los reactores, para la selección de éstos se toma la suma de las potencias de CC de los tres turbogeneradores más la aportación de la línea de servicio de la C.F.E. así se obtiene que la impedancia Z es de 0.25.

Refiriendo este valor a 1 MVA Base.

$$X_1 = \frac{0.25}{(13.8)} = 0.00131$$

Llevando todos estos datos al plano E-041 y haciendo las operaciones necesarias se obtienen los valores de corriente de corto circuito disponibles en el sistema. Como se menciona al principio de este capítulo para considerar la contribución de las componentes de corriente directa en la contribución de la corriente de corto circuito instantánea se considera un factor de 1.6, es decir si para el bus A de S.E. -- No.2 se tiene que:

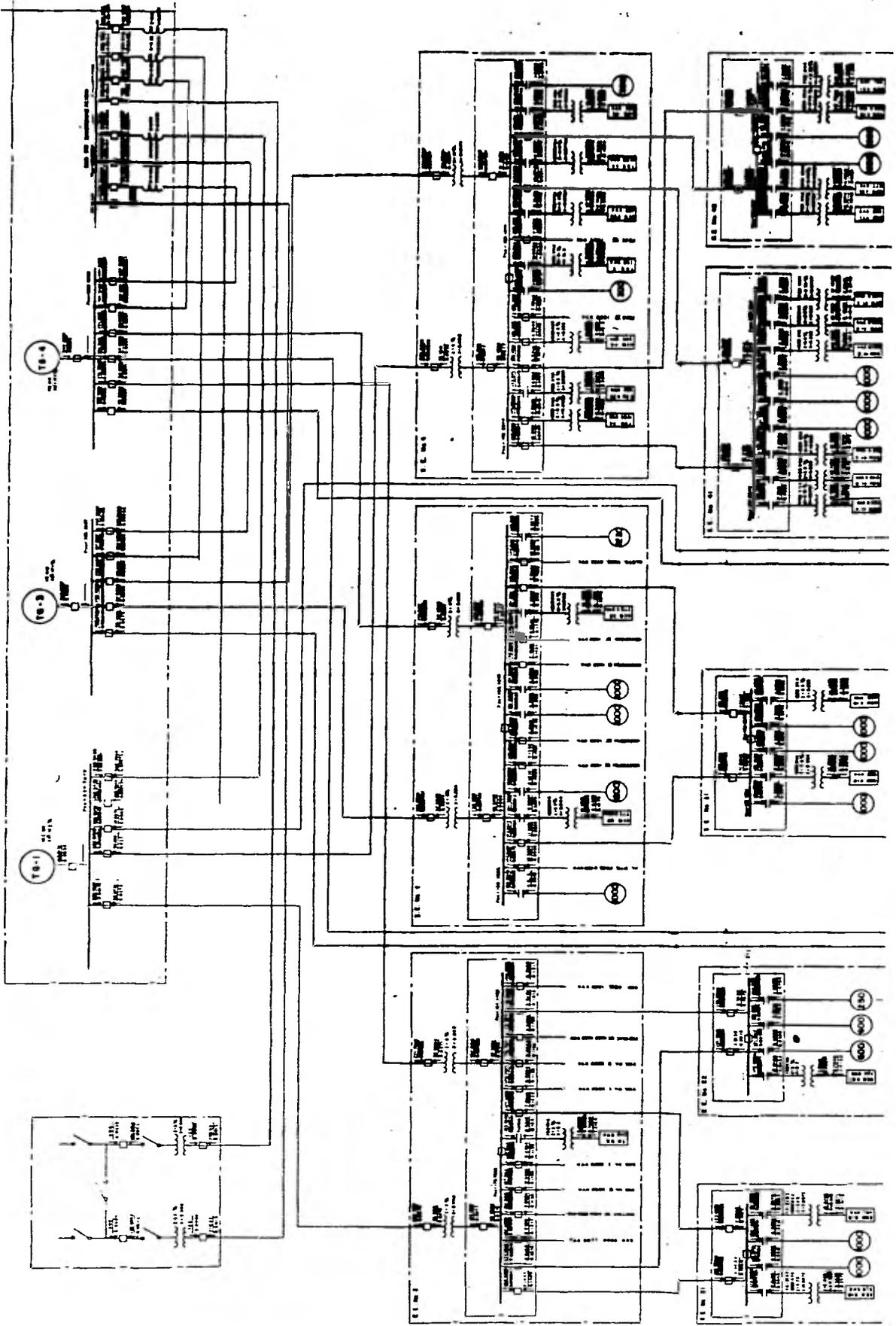
$$P_{cc} = 175.7053$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times KV}$$

$$I_{cc} = \frac{175.7053 \times 1000}{\sqrt{3} \times 4.16} = 24386.17 \text{ A.}$$

Por lo que considerando la contribución de C.D. se tiene.

$$I_{cc} = 24386.17 \times 1.6 = 39017.87 \text{ A.}$$



CAPITULO V

CONSIDERACIONES PARA LA COORDINACION

Para obtener completa coordinación del equipo de protección será necesario obtener las siguientes informaciones sobre -- las corrientes de corto circuito para cada bus.

- (1) Corriente total RMS de corto circuito máxima y mínima de 0 a 3 ciclos (momentánea)
- (2) Corriente total RMS de corto circuito máxima y mínima de 3 ciclos al segundo (A interrumpir).
- (3) Máxima y mínima corriente de falla a tierra.

Estos valores se obtienen como se describe en el capítulo -- anterior.

Del cálculo de corrientes de falla se deben tomar los valores momentáneos (0 a 3 ciclos) para determinar las corrientes máxima y mínima que corresponderán a los dispositivos -- instantáneos y a los de disparo de acción directa, así como para verificar la capacidad momentánea de los dispositivos -- de protección, de desconexión y de soportes en reactores, barras en subestaciones y tableros.

La corriente de falla con generación máxima (interrupción) -- nos sirve para verificar los valores nominales de los interruptores, fusibles y cables, es también el valor de corriente con el que se establece el intervalo de coordinación de -- la protección del circuito.

El valor de corriente de falla con generación mínima de 3 -- ciclos a un segundo es necesaria para determinar si la sensi bilidad de la protección del circuito es adecuada.

Intervalos de tiempo de coordinación.

Cuando se dibujan las curvas de coordinación, ciertos inter- valos de tiempo deben tenerse entre las curvas de los dife- rentes dispositivos de protección para asegurar una opera- ción secuencial. Estos intervalos son necesarios porque los relevadores tienen sobre-viajes, los fusibles tienen caracte- rísticas de daños y los interruptores tienen ciertas veloci- dades de operación, algunas veces a estos intervalos se les llama margenes.

En sistemas de tensión media, cuando se usan interruptores - con 5 ciclos de tiempo de apertura, se aconseja un intervalo de coordinación entre 0.3 a 0.4 segundos, el cual consiste - de los siguientes componentes:

Tiempo de apertura del interruptor	0.08 segundos
Sobreviaje	0.10 segundos
Factor de seguridad	0.120 a 0.22 segundos

Este intervalo puede ser disminuido si las pruebas de campo de los relevadores e interruptores indican que el sistema -- continúa coordinado con el intervalo disminuido. El sobre- viaje de los relevadores de sobrecorriente de tiempo muy -- inverso o extremadamente inverso es un poco menor que para - los relevadores de tiempo inverso, permitiendo el uso de 0.3 segundos de intervalo de tiempo de coordinación en sistemas cuidadosamente probados. Cuando se usan relevadores de esta do sólido, el intervalo de tiempo es disminuido eliminando - la cantidad indicada del sobreviaje. Para sistemas en los - que se utilizan relevadores de disco de inducción, se puede

disminuir el intervalo de tiempo empleando un dispositivo de restablecimiento rápido, esto elimina el sobreviaje en el relevador así equipado. El intervalo de tiempo frecuentemente usado en sistemas cuidadosamente calibrados con relevadores instantáneos de restablecimiento rápido es de 0.25 segundos. El mínimo intervalo de tiempo usando relevadores de este tipo es de 0.15 segundos (esto es 0.03 segundos de reposición instantánea más 0.05 segundos de tiempo de apertura del interruptor en vacío más 0.07 segundos de factor de seguridad).

Cuando se coordinan relevadores con fusibles hacia el lado de la carga, el sobreviaje del relevador y el tiempo de apertura del interruptor no existen para el fusible. El margen para el sobreviaje se grafica debajo de la curva del relevador y ya que algún factor de seguridad es deseable por encima del tiempo total de eliminación de la falla por los fusibles, es necesario el mismo margen de tiempo que para la coordinación entre relevadores. Sin embargo para tiempos menores de un segundo, alguna reducción del margen es aceptable. El mismo margen se usa entre un interruptor con relevadores hacia el lado de la carga y la curva de operación del fusible (hacia el lado de la fuente).

Cuando se coordinan dispositivos de disparo de acción directa en interruptores de bajo voltaje con fusibles en el lado de la fuente al mismo nivel de voltaje, un margen de corriente del 10 por ciento es usado algunas veces, teniendo en cuenta posibles daños del fusible abajo de las características de tiempo de fusión contra corriente en fusibles, debe corregirse para temperatura ambiente o precarga si el fabricante da los datos necesarios para hacer esta corrección.

Sin embargo, si el fusible es precargado a menos del 100 por ciento de su corriente nominal y la temperatura ambiente es

menor que 50°C , la corrección a la curva de tiempo mínimo de fusión contra corriente del fusible es usualmente menor del 20 por ciento en tiempo, dado que las curvas características son relativamente de gran pendiente en el punto donde se mide el margen, el 10 por ciento del margen normal de corriente aplicado probablemente es suficiente para tener coordinación sin necesidad de tener que hacer una corrección a la característica del fusible.

Cuando se coordinan interruptores de bajo voltaje equipados con unidades de disparo de acción directa con interruptores accionados por relevadores, el intervalo de tiempo de coordinación se considera usualmente como 0.4 segundos. Este intervalo se puede disminuir a un tiempo menor como se explicó previamente para coordinación entre relevadores. El margen de tiempo entre la curva del fusible y la del relevador puede ser tan baja como 0.1 segundo cuando hablamos de tiempos menores a 1 segundo.

Cuando se coordinan interruptores equipados con unidad de disparo de acción directa, las curvas características no deben traslaparse.

En general se planea solo una pequeña separación entre las diferentes curvas características, esta falta de margen de tiempo específico se explica por la incorporación de todas las variables más los tiempos de operación del interruptor para estos dispositivos con la banda de la curva características del dispositivo.

Para mantener la selectividad en el caso de fallas de fase a fase en el secundario de transformadores conectados en delta estrella con fusibles en el primario, se aconseja un margen de corriente de 16 por ciento mayor que el margen de 10 por ciento aconsejado anteriormente, dado que, según se explica

en la figura 5-1 la corriente primaria en p.u. resulta 16 -- por ciento mayor que la secundaria.

Los calibres de los conductores deben comprobarse para que soporten las condiciones ambientales, de acomodo y de tipo de canalización, para la caída de tensión permisible y para las corrientes de falla con duración no para el tiempo total que toma el dispositivo de protección más cercano, sino para el tiempo necesario hasta que opere la protección de respaldo (o siguiente hacia la fuente).

Debe comprobarse que se satisfacen los requisitos de sobrecorriente que establecen el National Electrical Code. (NEC) en su artículo 240 y otros recomendados ahí mismo sobre equipos, alimentadores, ramales, etc., se reconoce que para satisfacer estos requisitos y conservar la selectividad, en muchos casos se requiere usar cables de calibres mayores que los que se -- planearon originalmente o bien la instalación de dispositivos de sobrecorriente suplementarios.

Algunos de los artículos recomendados por el NEC en el No. 240 son de interés especial el No. 430 sobre selección del cable y dispositivos de protección para alimentar motores y el No. 450 sobre protección a transformadores.

Los valores de corriente mínimos necesarios para iniciar la acción (o de excitación) de los dispositivos de protección deben permitir la operación continua de los equipos o ramales protegidos y las sobrecargas. En los relevadores con derivaciones corresponden usualmente al valor de corriente anotado o nominal de cada uno.

En los interruptores de tensión baja con dispositivos de disparo de acción directa, si tienen características de tiempo largo, corto e instantáneo, existen también tres valores de --

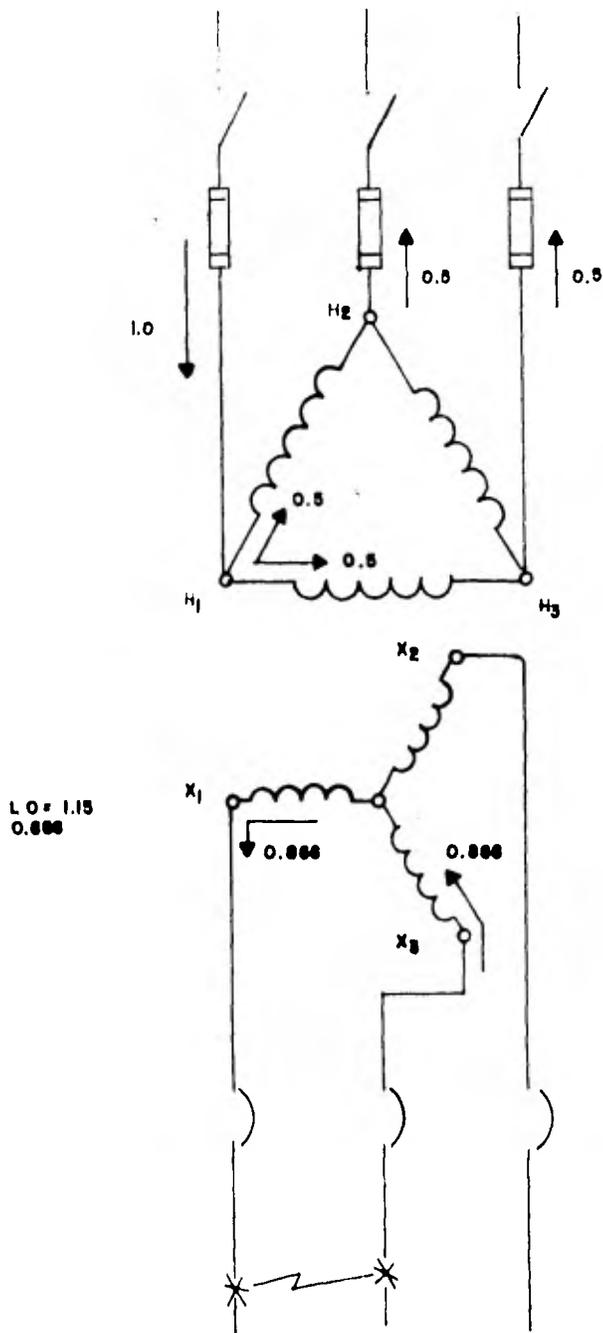


FIGURA: 5-1

RELACION DE CORRIENTES P.U PARA TRANSFORMADORES EN Δ - Y
 CON FALLA EN EL SECUNDARIO DE FASE A FASE

corriente mínima de excitación.

Si los dispositivos de tiempo largo, corto e instantáneo en los interruptores de baja tensión son ajustables, el valor de corriente mínima de excitación es el de su ajuste en cada caso, no importando que puede variar en digamos 10 por ciento de tolerancia.

Para los interruptores en caja moldeada, con elementos térmicos de disparo, se consideran tiempos de disparo en lugar de corrientes mínimas de excitación (pickup), en vista de que tienen capacidad para conducir su corriente nominal a 25°C - abiertos (sin gabinete).

En estudios de coordinación es más conveniente trabajar en términos de calibración de tiempo y de corriente. Esto resulta particularmente útil con los recientes interruptores en baja tensión equipados con unidades de disparo del tipo estático que reciben las señales de los elementos sensores que son transformadores de corriente.

Como se explicó en el capítulo III el procedimiento más generalizado en la determinación de la relación de transformación de transformadores de corriente, es usar el valor inmediato superior a la corriente de plena carga en el primario. Sin embargo, debe tomarse en cuenta al mismo tiempo la corriente máxima interrumpible en caso de falla. Si se divide esta corriente de falla entre la capacidad térmica de corto tiempo que soportan los relevadores debe obtenerse un cociente menor que la relación propuesta de los transformadores de corriente. En caso contrario, es necesario un análisis aplicando la curva de saturación.

Las unidades instantáneas de los relevadores deben calibrarse abajo del punto de saturación de los transformadores de -

corriente para evitar que sean afectados (retrasando su acción si se operará en la condición de saturación, sobre todo si está presente la componente de C.D.).

La unidad de tiempo de los relevadores puede sufrir más los efectos de la saturación de los transformadores de corriente en sus calibraciones más bajas y para las corrientes máximas de fallas.

La componente de C.D. en las fallas asimétricas puede ocasionar disparos en falso de relevadores contra fallas a tierra conectados en forma residual si no se tiene un retardo de tiempo.

Las unidades de tiempo de relevadores electromecánicos de inducción son sensibles solamente a la componente simétrica (o de C.A.) de las corrientes de falla. Las unidades instantáneas (usadas como aditamentos agregados en los relevadores o separadamente), son del tipo de solenoide y por lo tanto si son sensibles al valor asimétrico o total de las corrientes de falla.

Al calibrar dispositivos instantáneos hay que tomar el valor asimétrico de la falla o bien usar los factores para la componente de C.D. que dependen de la relación de X/R en el circuito (generalmente se toman para estimaciones rápidas de 1.6 para sistemas de más de 5 KV, 1.5 para 5 KV hasta 2.4 KV y 1.25 para sistemas de 600 V o menos).

Método para realizar el estudio de coordinación.

- 1° Se vacían todos los datos que se apliquen de los que se enumeran a continuación, sobre el diagrama unifilar general del sistema:
- a) Niveles de voltaje.
 - b) Conexiones de impedancia de transformadores.
 - c) Potencias nominales de motores, generadores, transformadores, rectificadores, reactores, capacitores, etc.
 - d) Reactancia subtransitoria de motores de inducción mayores de 200 HP.
 - e) Reactancia subtransitoria de motores sincros y generadores.
 - f) Reactancia sincrónica de generadores.
 - g) Corriente de plena carga y de sobrecarga permisibles.
 - h) Flujos normales de corriente para cada manera de operación.
 - i) Niveles de corto circuito trifásico y a tierra con sus valores máximo y mínimo para el primer ciclo e interruptivos.
 - j) Calibres de conductores, tipo configuración.
 - k) Capacidad continua de buses y resistencia de sus soportes a las corrientes de falla.
 - l) Relaciones de los transformadores de corriente, precisión y su conexión.
 - m) Capacidades continuas, momentáneas e interruptivas de los interruptores y fusibles, así como tiempos de operación.
 - n) Números ANSI de los dispositivos de protección.
- 2° Obtener las características de corriente-tiempo de todos los dispositivos que se van a coordinar en escalas log-log del mismo tamaño de módulos que el papel especial -

para coordinación (de 4 1/2 x 5 módulos generalmente y tamaño de 27 x 40 cm.).

- 3° Separar el diagrama unifilar en tantas partes como ramales tenga, considerando cada ramal desde la fuente hasta los motores o interruptores en tensión baja o hasta el último dispositivo que se va a coordinar.
- 4° Se sugiere empezar con el ramal que contenga más dispositivos de protección en secuencia y/o con el que contenga el motor, transformador (u otro tipo de carga) con mayor potencia y que por dicha razón representa necesidades -- especiales de protección.
- 5° Para cada ramal que se va a coordinar se calca la curva o banda del último dispositivo, lo más a la izquierda -- que sea posible en el papel log-log, para lo cual se debe elegir un multiplicador adecuado para la escala en -- amperes. Resulta conveniente colocar escalas de corriente para cada nivel de voltaje, abarcando cada una la gama de las corrientes que se deben leer. Otra manera consiste en dar los multiplicadores necesarios para cada nivel. También se aconseja marcar los valores de plena -- carga (PC) de un transformador, 1.33 PC y 6 PC, así como los valores de corriente que corresponden a las derivaciones de cada relevador (con la relación de TC's -- empleada).
- 6° Al seguir el paso anterior, la parte de la curva con --- tiempo más largo debe quedar sobre la corriente máxima o sobrecarga permisible del equipo o circuito.
- 7° Para un motor, la curva deberá quedar ligeramente sobre la curva corriente-tiempo de los relevadores de sobrecarga, normalmente se fija a 1.25 veces la corriente de --

plena carga. El ajuste de tiempo largo o el ajuste del disco en relevadores del tipo de inducción se escoge de manera que la curva libre el tiempo y la corriente de aceleración del motor con su carga.

- 8° Para un interruptor que alimenta a un grupo de motores - se acostumbra permitir la corriente de plena carga de to dos ellos, más 0.25 de la corriente de plena carga del -- que toma mayor corriente.

- 9° Un interruptor o fusibles en el primario de un transformador debe permitir la corriente de magnetización y la - corriente de plena carga hasta un máximo según se especifica en la fracción 450-3 del NEC (anexo No. 1) el cual depende de:
 - a) Si los transformadores son para más de 600 V o menos de 600 V secundarios.
 - b) La protección primaria es por interruptor o es por - fusible.
 - c) Hay protección secundaria de fusibles o de interruptor.
 - d) La impedancia es menor o igual a 6% o si es mayor de 6% hasta 10%.
 - e) La calibración o capacidad nominal de la protección del alimentador cuando no se instala dispositivo --- individual de protección por sobrecorriente para cada transformador.

- 10° En el anexo No. 2 se puede apreciar la zona de operación adecuada para el dispositivo primario de protección para un transformador, comprendida entre dos curvas con características aproximadamente del tipo extremadamente inverso, una desde la corriente de plena carga a 1000 segundos y hasta la corriente de magnetización durante 0.1 --

segundos y la otra desde 2.5 veces (o desde 6 veces) la corriente de plena carga hasta el punto ANSI correspondiente a 2 segundos (véase norma ANSI C57.92 "Guía para dar carga a transformadores de distribución y de potencia sumergidos en aceite").

Para la corriente de magnetización se acostumbra tomar - de 8 a 10 veces la corriente de plena carga para transformadores hasta de 5000 KVA y 12 veces para transformadores mayores con un tiempo de duración de 0.1 segundos para todos los casos. Sería muy conveniente que se normalizaran estos valores o que se dieran a conocer por -- los fabricantes de transformadores.

- 11° Cada curva o banda característica de un equipo de protección debe limitarse por el valor de la corriente de corto circuito máximo, a menos que interese ver como continúa más allá del valor de falla que se tenga estimado, - en cuyo caso se acostumbra mostrar punteada.
- 12° La corriente de plena carga que se debe considerar para un transformador con enfriamiento por ventiladores (FA) y/o con enfriamiento por circulación forzada de aceite - (FOA) debe ser la correspondiente a la capacidad máxima en KVA, a menos que se desee hacer una coordinación para las condiciones actuales con menor capacidad y otra para las condiciones futuras.
- 13° Para la protección contra fallas a tierra también se puede realizar la coordinación de los dispositivos de protección, para lo cual se debe tomar en cuenta el método de conexión a tierra en cada nivel de tensión, el método para detectar dichas fallas, el voltaje del arco, su --- energía destructiva en W-seg. así como el procedimiento de operación en caso de que sucedan.
- 14° No siempre es posible coordinar todos los dispositivos -

de protección a lo largo de un ramal para todos los valores de corriente de falla. Cuando el número de dispositivos en secuencia es elevado o cuando se tienen más de 3 interruptores en baja tensión, se dificulta hacerlos selectivos y hay veces en que se debe sacrificar la coordinación para ciertos valores de corriente.

- 15° Tampoco es posible coordinar dispositivos contra fallas a tierra entre el lado primario y el secundario de un transformador en delta estrella, puesto que el del lado primario no es actuado por una falla a tierra en el secundario.

CAPITULO VI

COORDINACION

I. Componentes del Sistema.

El Complejo Petroquímico Tabasco I, tiene una demanda máxima de 42068 KVA, la cual se distribuye en 13.8 KV por medio de subestaciones maestras a las diferentes plantas como se indica a continuación:

AREA O PLANTAS	DEMANDA EN KVA.
- Alimentación de plantas (SE-2) Pretratamiento de Agua, Contra incendio, Patio de Azufre, --- CT-2601 y Endulzadoras I y II.	10 524
- Alimentación de plantas (SE-3) Criogénica III y IV, Almacena- miento de productos, CT-2804 y CT-2702.	11 484
- Alimentación de plantas (SE-4) Fraccionadora IV, Talleres, -- Area S.P.C.O. Area G.P.Q. ---- CT-3006, CT-2403, Tratamiento de agua.	11 327
- Servicios auxiliares (SE-5) Turbogeneradores.	8 250
- Servicios auxiliares (SE-6) Calderas.	11 000

TOTAL	52 585
-------	--------

Total con factor de diversidad 0.8	42 068
------------------------------------	--------

Para satisfacer las necesidades de energía eléctrica, el Complejo cuenta con una planta generadora formada por tres turbogeneradores, dos de 48 MW (60 MVA) y uno de 19.2 MW (24 MVA) y espacio suficiente para instalar un turbogenerador más. Además para el caso que fuera necesario, se cuenta con respaldo de la Comisión Federal de Electricidad, interconectada en el nivel de 13.8 KV por medio de una subestación de 20,000 KVA, de dos líneas aéreas de 34.5 KV. Lo anteriormente descrito se muestra en el plano E-041 (Capítulo IV).

Debido a la similitud que existe en el Complejo respecto a las subestaciones y lo voluminoso que sería el tratar de hacer un estudio de coordinación de protecciones de todo el sistema en este trabajo, realizaremos solamente la coordinación de una sección (que comprende las subestaciones SE-2, SE-21 y SE-22), las demás secciones se pueden coordinar siguiendo las consideraciones aquí expuestas.

Teniendo ya bien definida nuestra sección a coordinar y aplicando lo expuesto en el capítulo anterior, procedemos a realizar nuestro estudio, los diagramas unifilares de las subestaciones SE-2, SE-21 y SE-22, se muestran en los planos E-061, E-062 y E-063 respectivamente, para estos diagramas las condiciones principales indicadas en la filosofía de operación son:

- En operación normal cada alimentador principal debe manejar el 50% de la carga del sistema.
- A falla de cualquier alimentador principal, el otro

alimentador debe poder suministrar toda la carga del sistema.

- A falla de cualquier transformador principal, el otro transformador debe manejar la carga de ambos.
- Tener máxima flexibilidad a falla simultánea de un transformador y un alimentador principal.

II. Selección de las rutas a coordinar.

Se pueden obtener tantas rutas a coordinar como ramales se tengan, pero la principal debe de cumplir con lo expuesto en los capítulos anteriores, es decir:

- 1.- Que tenga el mayor número de dispositivos de protección en serie.
- 2.- Que abarque desde el equipo más lejano hasta la protección más cercana a la fuente.

La ruta que cumple con estas condiciones es la mostrada en la figura 6-1, si hubiéramos seleccionado cualesquiera de las otras rutas, no sería la adecuada ya que la mostrada cubre todas las posibles situaciones existentes en las otras.

Después de realizar esta coordinación, se procederá a coordinar los demás ramales siguiendo el criterio expuesto en el capítulo V.

III. Características de los dispositivos y elementos protectores.

En la tabla No. 6-1 se describen las características de interruptores, relevadores y fusibles que brindan protección a generadores, transformadores, cables y motores en el Complejo.

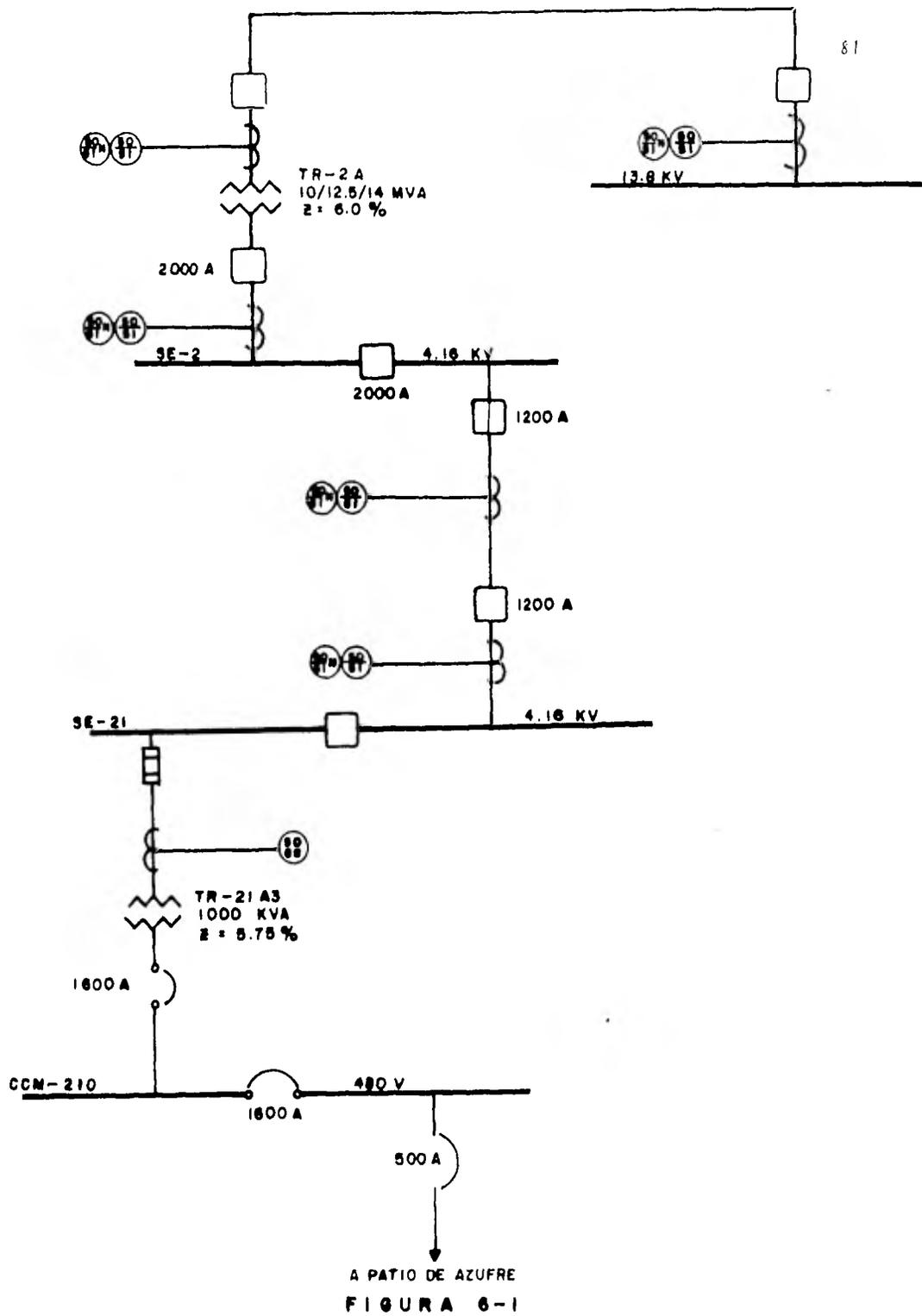


TABLA 6 - 1

DISPOSITIVO	MARCA	AJUSTABILIDAD
Interruptor termo magnético Tipo MHL	Square 'D	500, 600, 700, 800 900 y 1000 A
Interruptor electromagnético tipo DS-416 con sensor de 1200 A	I.E.M.	Tiempo largo: del 50 al 125% entre 4 y 36 seg.
Interruptor electromagnético tipo DS-416 con sensor de 1600 A		Tiempo diferido corto: de 4 a 10 veces el rango del sensor en 0.18, 0.33 y 0.50 seg. Instantáneo: de 4 a 12 veces Corriente de tierra: Fijo en 0,2 veces el rango del sensor en 0.5, 0.35 y 0.21 seg.
Fusibles de alta tensión y alta capacidad interruptiva de 100, 160,200, - 250 y 315 Amp.	Driescher	Ninguna
Relevador de sobrecorriente tipo IAC, GEH-1788	General Electric	Tap's de sobrecorriente 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5 y 6 en el instantáneo 10,20,40 y 80 Amp.
Relevador de sobrecorriente tipo IAC-77 GES - 7005B	General Electric	Ver figura 2-8
Relevador de sobrecorriente tipo IAC-53 GES 7002B	General Electric	Ver figura 2-7
Relevador de sobrecorriente tipo IAC-51 GES - 7001B	General Electric	Ver figura 2-6

Interruptor de Potencia en aire tipo 50 DHEP de 1200 y 2000 A nominales, 250MVA en 4160 V	Westing house	Ninguna
Interruptor de Potencia en bajo volumen de aceite tipo 3AB-ANS/1250-750/13.8 - E.U.	Siemens	Ninguna
Fusibles de alta tensión y alta capacidad interruptiva de 4R, 6R, 9R.	General Electric	Ninguna

IV. Selección del voltaje base.

Para la selección del voltaje base deben considerarse dos - limitantes en la gráfica.

- 1.- Que el dispositivo más alejado de la fuente quede totalmente dentro de la hoja Log-Log (Límite inferior).

$$I_{min} = I_{disp3} = 500 \text{ A}$$

- 2.- El límite superior será el corto circuito máximo del sistema.

$$I_{cc} = I_{cc13.8 \text{ KV}} = 41886 \text{ A}_{sim} = 67017.6 \text{ A}_{sim}$$

En la ruta de coordinación principal puede observarse en que tensión existen más dispositivos de protección, este voltaje lo podemos proponer como base ya que éste minimizará las multiplicaciones y manipulaciones sobre los dispositivos donde para fijar las calibraciones son necesarias varias operaciones, de aquí decimos que el voltaje base es el de 4160 volts.

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

Límite inferior:

$$I_{n1} V_{n1} = I_R V_B$$

$$I_R = \frac{V_{n1}}{V_B} I_{n1}$$

Donde:

I_{n1} = Corriente nominal del dispositivo más lejano.

V_{n1} = Voltaje nominal.

I_R = Corriente referida.

V_B = Voltaje base.

La comprobación si cumple con este límite inferior, será so
lo si.

$$I_R \geq i_m$$

Donde i_m está definida como la corriente mínima repre-
sentada en el inicio de las decadas en el eje horizontal.

Si $V_{n1} = 480 \text{ V}$

$I_{n1} = 500 \text{ A}$

$$I_R = \frac{480}{4160} 500 = 57.69$$

$$\therefore 57.69 > 50$$

Límite superior:

$$I_{ccMAX} V_n I_{cc} = I_R V_B \quad \text{Donde:}$$

$$I_R = \frac{V_n I_{cc}}{V_B} I_{cc}$$

I_{ccMAX} = Corriente de --
corto circuito
máximo.

$V_n I_{cc}$ = Voltaje nominal
de I_{ccMAX} .

La comprobación si cumple con el límite superior será solo -
si:

$$I_R \leq i_m$$

Donde I_m está definida como la corriente máxima repre-
sentada al final de las decadas en el eje horizontal.

Si $I_{ccMAX} = 67017.6 \text{ A}$

$V_{nI_{cc}} = 13800 \text{ V}$

$V_B = 4160 \text{ V}$

$$I_R = \frac{13800}{4160} (67017.6) = 222318$$

$$222318 < 1,000,000$$

Como cumple con ambas condiciones podemos aceptar el voltaje
base de 4160 volts.

V. Coordinación.

El cálculo para la coordinación de protecciones en los diferentes ramales será hecho en base a los requerimientos dictados por las diferentes normas, de acuerdo al equipo por proteger.

A continuación se muestran las abreviaturas utilizadas en la memoria de cálculo y en las gráficas.

1.- Transformadores.

$I_n \text{ Prim}$ = Corriente nominal del primario.

$I_n \text{ sec}$ = Corriente nominal del secundario.

Z = Impedancia del transformador.

ANSI = Indica el punto de daño del transformador.

IMAG = Corriente de magnetización del transformador.

NEC OC del primario = Límite de ajuste contra sobre corriente del primario.

NEC OC del secundario = Límite de ajuste contra sobre corriente del secundario.

2.- Motores.

I_{PC} = Corriente de plena carga.

$I_{RB \text{ MAX}}$ = Corriente máxima de rotor bloqueada.

t_a = Tiempo de aceleración.

$t_{a \text{ MAX}}$ = Tiempo máximo de parado del motor a la corriente de rotor bloqueado.

NEC OL = Sobrecarga máxima del motor permitida por el código nacional eléctrico.

NEC OC del motor = Límite de ajuste contra sobre corriente.

MEMORIA DE CALCULO.-

Subestación SE-21 derivada de la subestación SE-2.

2 Transformadores de 1000 KVA, 4160/480 V, conexión A-Y neutro aterrizado, 60 HZ, $Z=5.75\%$, 55/65°C enfriamiento tipo OA.

$$I_{prim}=138.8A \text{ en } 4160 V.$$

$$I_{sec}=1203A \quad (138.8 A \text{ referido a } 4160 V).$$

$$Punto ANSI = \frac{100}{Z} \times 0.58 \times I_{prim}=1342A \text{ en } Z-2=6-2=4.0\text{seg.}$$

$$I_{MAG}=I_{prim} \times 8 = 1110.4 A \text{ en } 0.1 \text{ seg.}$$

Capacidad de sobrecarga = $I_{sec} \times f \text{ de elevación de temperatura} \times f \text{ de enfriamiento.}$

$$= 1203 \times 1.12 \times 1.0 = 1347.4 A \\ (156 A \text{ referido a } 4160 V).$$

Ajustes máximos permitidos por el NEC.

$$NEC OC \text{ del primario} = I_{prim} \times 3 = 416 A \text{ en } 4160 A.$$

$$NEC OC \text{ del secundario} = I_{sec} \times 2.5 = 3007 A. \\ (347 A \text{ referido a } 4160 V).$$

2 Motores de 1000 HP, 4160 A, 60 HZ, FS 1.15, $t_a=10 \text{ seg.}$, ---
 $I_{pc}=124 A$, $I_{RB} 744 A$, $t_{amax} = 20 \text{ seg.}$

$I_{RB \text{ max}} = I_{RB} \times \text{factor de compensación} \times \text{factor de seguridad.}$

$$= 744 \times 1.76 \times 1.1 = 1440 A \text{ en } 0.1 \text{ seg.}$$

Ajustes máximos permitidos por el NEC:

$$\text{NEC OC del motor} = I_{pc} \times 3 = 372 \text{ A.}$$

$$\text{NEC OL del motor} = I_{pc} \times 1.25 = 155 \text{ A.}$$

Subestación SE-22 derivada de la subestación SE-2.

1 Transformador de 150 KVA, 4160/480V, conexión A-Y, -- neutro aterrizado, 60 HZ, Z=3.0%, 55/65°C enfriamiento tipo OA.

$$I_{nprim} = 20.5 \text{ A en } 4160 \text{ V.}$$

$$I_{nsec} = 180.5 \text{ A (20.5 A referido a } 460 \text{ V).}$$

$$\text{Punto ANSI} = \frac{100}{2} \times 0.58 \times I_{nprim} = 396.5 \text{ A en } X-2=3-2=1 \text{ seg.}$$

$$I_{MAG} = I_{nprim} \times 8 = 164 \text{ A en } 0.1 \text{ seg.}$$

$$\begin{aligned} \text{Capacidad de sobrecarga} &= I_{nsec} \times f \text{ de elevación de temperatura} \times f \text{ de enfriamiento.} \\ &= I_{nsec} \times 1.1 \times 1.0 = 198.55 \text{ A.} \\ &\text{(23 A referido a } 4160 \text{ V).} \end{aligned}$$

Ajustes máximos permitidos por el NEC

$$\text{NEC OC del primario} = I_{nprim} \times 3 = 61.5 \text{ A en } 4160 \text{ V.}$$

$$\text{NEC OC del secundario} = I_{nsec} \times 2.5 = 451.3 \text{ A.}$$

$$\text{(52 A referido a } 4160 \text{ V).}$$

2 Motores de 600 HP, 4160 V, 60 HZ, FS=1.15, $t_a=10$ seg, - - -

$$I_{pc}=76 \text{ A, } I_{RB}=459 \text{ A, } t_a \text{ max}=20 \text{ seg.}$$

$$\begin{aligned} I_{RBMAX} &= I_{RB} \times \text{factor de compensación} \times \text{factor de seguridad.} \\ &= 459 \times 1.76 \times 1.1 = 888.7 \text{ A en } 0.1 \text{ seg.} \end{aligned}$$

Ajustes máximos permitidos por el NEC.

$$\text{NEC OC del motor} = I_{pc} \times 3 = 228 \text{ A.}$$

$$\text{NEC OL del motor} = I_{pc} \times 1.25 = 95 \text{ A.}$$

1 Motor de 250 HP, 4160 V, 60 HZ, FS=1.15, $t_a=10$ seg., - - -
 $I_{pc}=30.3$ A, $I_{RB}=181.8$ A, $T_{max}=20$ seg.

$$\begin{aligned} I_{RBMAX} &= I_{RB} \times \text{factor de compensación} \times \text{factor de seguridad} \\ &= 181.8 \times 1.76 \times 1.1 = 352 \text{ A en } 0.1 \text{ seg.} \end{aligned}$$

Ajustes máximos permitidos por el NEC:

$$\text{NEC OC del motor} = I_{pc} \times 3 = 90.9 \text{ A.}$$

$$\text{NEC OL del motor} = I_{pc} \times 1.25 = 37.9 \text{ A.}$$

Subestación SE-2.

2 Transformadores de 10000 KVA, 13800/4160 V, conexión A-Y, -
 neutro aterrizado, 60 HZ, $Z=6.0\%$, 55/65°C, enfriamiento tipo
 OA/FA.

$$I_{nprim}=418.4 \text{ A (1388 A referido a 4160 V).}$$

$$I_{nsec}=1388 \text{ A en } 4160.$$

$$\begin{aligned} \text{Punto ANSI} &= \frac{100}{2} \times 0.58 \times I_{nprim} = 3649 \text{ A en } Z-2=6-2=4 \text{ seg.} \\ &\quad (12289 \text{ A referido a } 4160\text{V}) \end{aligned}$$

$$I_{MAG}=I_{nprim} \times 12 = 5021 \text{ A en } 0.1 \text{ seg.}$$

$$(16656 \text{ A referido a } 4160 \text{ V}).$$

$$\begin{aligned} \text{Capacidad de sobrecarga} &= I_{nsec} \times f \text{ de elevación de tempe-} \\ &\quad \text{ratura} \times f \text{ de enfriamiento.} \\ &= 1388 \times 1.12 \times 1.25 = 1943 \text{ A.} \end{aligned}$$

Ajustes máximos permitidos por el NEC.

NEC OC del primario = $I_{nprim} \times 4 = 1673.5 \text{ A}$

(5556 A referido a 4160 V)

NEC OC del secundario = $I_{nsec} \times 2.5 = 3500 \text{ A en } 4160 \text{ V}$

1.- Protección del transformador de 1000 KVA

A.- Protección del secundario.-

El dispositivo protector del secundario deberá permitir:

- a) Sobrecargar el transformador hasta 1347.4 A -- (156 A referido a 4160 V).
- b) No rebasar el límite NEC OC del secundario.

El interruptor seleccionado es un electromagnético tipo DS-416 con sensor de 1600 A, marca IEM Westinghouse.

B.- Protección del primario.-

Los dispositivos que protejen al primario deben permitir:

- a) La energización del transformador (IMAG)
- b) No rebasar la corriente que pueda soportar el transformador (Punto ANSI)
- c) No rebasar el ajuste máximo permitido por el NEC

Los fusibles que cumplen con los tres requisitos anteriores son de 250 A de marca Driescher.

2.- Protección del Bus del tablero de la SE-21.

Se selecciona un relevador de sobrecorriente tipo IAC de

General Electric, GEH-1788, el ajuste del relevador deberá cumplir con:

- a) Permitir las corrientes críticas en el bus.
- b) Tomar en cuenta la capacidad del bus.
- c) Tener selectividad con los alimentadores derivados (el fusible).

Las corrientes críticas que se consideran son:

I_{c1} = Es la corriente que se demanda en el bus --- cuando arranca el motor mayor del grupo, estando las otras cargas normales demandando su corriente nominal.

$$I_{c1} = 744 + 124 + 156 = 1024 \text{ en } 10 \text{ seg.}$$

I_{c2} = Es la corriente que se demanda en el bus cuando se energiza un transformador y las demás cargas están trabajando normalmente:

$$I_{c2} = 1110.4 + 124 \times 2 + 157 = 1515.4 \text{ en } 0.1 \text{ seg.}$$

La selectividad del relevador deberá ser tal que no -- operará antes que el fusible se funda, por lo tanto, para -- el ajuste contra sobrecorriente, la corriente de disparo -- del relevador deberá ser mayor o igual al 120% de la co--- rriente de fusión del fusible en un tiempo determinado.

3.-^a Protección del alimentador de SE-21.

Se selecciona un relevador de sobrecorriente tipo -- IAC-77 GES-7005 B de General Electric, el ajuste del relevador deberá cumplir con:

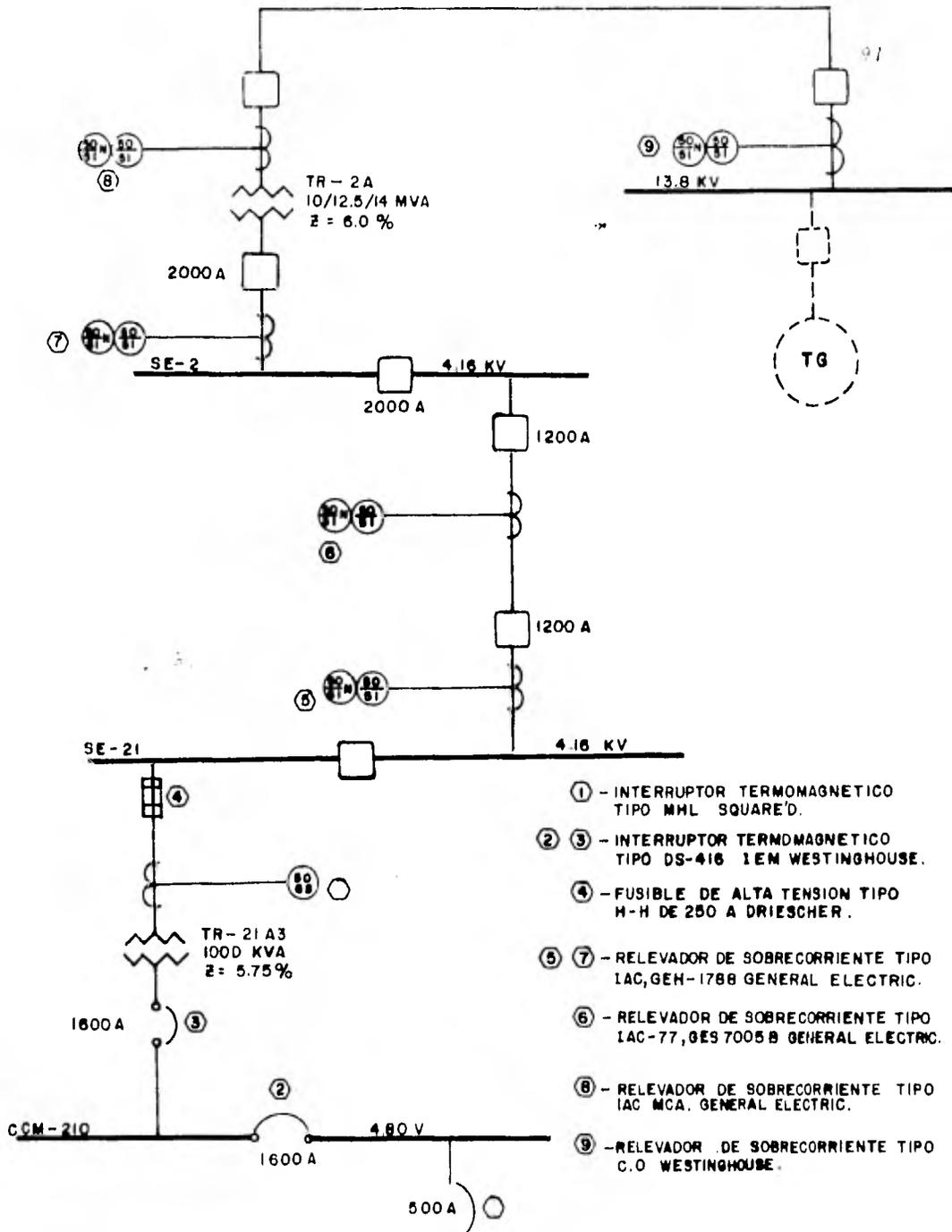
- a) No debe rebasar el límite NEC OC del cable.
- b) Debe ser selectivo con el relevador anterior.
- c) No debe rebasarse el límite de calentamiento - del cable.

La selectividad entre relevadores puede darse en tiempo y corriente o solamente en tiempo. Para la selectividad en tiempo debe darse una diferencia de operación o defasamiento en tiempo entre dos relevadores de 0.4 seg, la corriente de disparo puede ser la misma para ambos relevadores cuando sea posible.

4.- Protección del bus del tablero de la SE-2.

Se selecciona un relevador tipo IAC, GEH-1788 con unidades para protección contra sobrecorriente y circuito corto entre fases, el ajuste del relevador deberá cumplir con:

- a) Permitir las corrientes críticas en el bus.
- b) Tener selectividad con los alimentadores derivados.
- c) Cumplir con el ajuste máximo permitido por el NEC.



- ① - INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO TIPO MHL SQUARE'D.
- ② ③ - INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO TIPO DS-416 1EM WESTINGHOUSE.
- ④ - FUSIBLE DE ALTA TENSION TIPO M-H DE 250 A DRIESCHER.
- ⑤ ⑦ - RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE TIPO IAC, GEH-1788 GENERAL ELECTRIC.
- ⑥ - RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE TIPO IAC-77, 8ES 7005 B GENERAL ELECTRIC.
- ⑧ - RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE TIPO IAC MCA. GENERAL ELECTRIC.
- ⑨ - RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE TIPO C.O WESTINGHOUSE.

A PATIO DE AZUFRE
FIGURA 6-3

C O O R D I N A C I O N D E 1.

Este dispositivo protege al alimentador que va hacia el patio de azufre. Para referir la curva del fabricante a la gráfica de coordinación se hace de la siguiente manera:

$$V_b I_r = V_n I_n$$

Donde:

$$V_n = 480 \text{ V}$$

V_n = Voltaje nominal

$$V_b = 4160 \text{ V}$$

V_b = Voltaje base

$$I_r = \frac{V_n}{V_b} I_n$$

I_r = Corriente referida

I_n = Corriente nominal

$$I_r = \frac{480}{4160} I_n$$

$$I_r = 0.1154 I_n$$

Tomando los valores de la curva se tiene que:

T (seg)	I_{ri}	I_{rd}	I_{ri}	I_{rd}
1000	1.05 (500)	1.3 (500)	60.58	75.01
500	1.15 (500)	1.4 (500)	66.35	80.78
200	1.35 (500)	1.5 (500)	77.90	86.55
150	1.40 (500)	1.6 (500)	80.78	92.32
80	1.55 (500)	1.75 (500)	89.43	101.97
45	1.60 (500)	2.2 (500)	92.32	126.94
0.07	1.60 (500)	2.2 (500)	92.32	126.94
0.05	1.60 (500)	2.5 (500)	92.32	196.18
0.0175	1.9 (500)		109.63	
0.0166				

Donde:

T - Tiempo en segundos.

I_{ri} - Corriente referida izquierda.

I_{rd} - Corriente referida derecha.

La franja inferior la cortamos al valor de I_{cc} , en este caso
 $I_{ccsim}=22,000 \text{ Amp.}$ $I_{ccasim}=22,000 (1.6) = 35,200$
 $35,200 (0.1154) = 4052.08$

COORDINACION DE 2.

Este interruptor tiene funciones de enlace entre las barras principales del tablero. Puede considerarse este interruptor como un alimentador para cualquiera de las dos barras principales del tablero, por lo tanto lo ajustamos de tal manera que proteja a la barra que tenga más demanda ya que la otra quedará cubierta al ajustarse con el valor mayor.

Carga en la barra derecha = 531.6 KW

Carga en la barra izquierda = 432.4 KW

De los dos valores anteriores tomamos el mayor o sea 531.6-KW para el ajuste largo del interruptor electromagnético.

Para ajustar el disparo corto se considera el valor mayor de demanda momentánea de cualquiera de las dos barras principales. Este valor se considera como el arranque del motor mayor de cada barra, además de su carga nominal, esto es:

Demanda momentánea = $KW_{nom} - I_{nom} \text{ mot. mayor} + I_{arranque} \text{ mot. mayor.}$

Demanda momentánea en barra derecha = $531.6 - 153 + 6(153) =$
 1296.6 KW.

Demanda momentánea en barra izquierda = $432.4 - 153 + 6(153)$
 = 1197.4 KW

Para el ajuste corto tomamos el valor de 1296.6 KW

El ajuste de tierra está fijo, en este caso a 0.2 veces el rango del sensor.

Convirtiendo los valores anteriores a valores de gráfica tenemos:

AJUSTE LARGO: 531.6 KW considerando un factor de potencia de 0.85, eficiencia de 0.9 tenemos 694.9 KVA. El valor en corriente será 835.86 Amp.

Sensor 1200

$$\text{Multiplo del sensor} = \frac{I_{nom}}{I_{sensor\ 1200}} = \frac{835.86}{1200} = 0.696$$

Por lo tanto el ajuste largo será 0.7.

AJUSTE CORTO: 1296.6 KW considerando un factor de potencia de 0.85, eficiencia de 0.9, tenemos 1694.9 - KVA. El valor en corriente será 2038.7

$$\text{Multiplo del sensor} = \frac{2038.7}{1200} = 1.699$$

Se selecciona el ajuste en 4, ya que es el mínimo ajuste -- existente.

En tiempo retardo corto se selecciona a 6.18 seg. ya que con este valor se libra más pronto la talla y a la vez nos permite coordinación con el siguiente dispositivo de protección.

BANDA DE TIEMPO: Seleccionamos la banda de tiempo mínima de 4 segundos ya que así tenemos más posibilidad de ajuste en la banda de tiempo del siguiente dispositivo de protección:

AJUSTE A TIERRA: Este ajuste generalmente está fijo a 0.2 veces el rando del sensor, en este tipo de interruptor (DS-416), el único ajuste es en tiempo, por las mismas consideraciones hechas en

ajuste corto y banda de tiempo, seleccionamos en este caso 0.21 segundos.

Los valores representados en la gráfica serán los indicados y multiplicados por el rango del sensor (1200A), así como - del factor para referir la curva a la gráfica (0.1154).

T (seg)	Largo	Banda Tiempo	Corto	Tierra
1000	0.655-0.745			0.18-0.22
500	0.655-0.745			0.18-0.22
280	0.655-0.745	0.655-0.745		0.18-0.22
7.5		3:6 - 4.4	3.6-4.4	0.18-0.22
0.5			3.6-4.4	0.18-0.22
0.28			3.6-5.5	0.18-0.70
0.21			3.6-5.5	0.18-0.70
0.18			3.6-10	0.18-1cc
0.10			3.6-1cc	0.70-1cc
0.07			10-1cc	1cc-1cc*

* 1cc de falla a tierra.

COORDINACION DE 3.

Este interruptor electromagnético debe limitar la máxima corriente nominal que puede proporcionar el transformador ---- TR-21A3, este transformador con OA/FA proporciona una capacidad de 1150 KVA que convertido a corriente en 1383 Amp.

También debe permitir el arranque del motor mayor (125 HP).

AJUSTE LARGO.- *La corriente mínima nominal que puede proporcionar el transformador es 1383 Amp., Por lo tanto su protección debe ser algo mayor. En este caso el sensor es de 1600 Amp.*

$$\text{Múltiplo del sensor} = \frac{1383}{1600} = 0.8643$$

El ajuste más próximo es 0.9.

AJUSTE CORTO.- Será la corriente nominal máxima menos la corriente nominal del motor mayor más la corriente de arranque del mismo.

$$1383 - 153 + 6(153) = 2148$$

$$\text{Múltiplo del sensor} = \frac{2148}{1600} = 1.3425$$

El ajuste mínimo existente es 4, por lo tanto seleccionamos tal ajuste. En tiempo de retardo corto se ajusta a un valor algo superior al del dispositivo anterior, por lo tanto ajustaremos a 6.33 segundos.

Esta banda se graficará hasta el valor de cooperación de corto circuito que proporciona el transformador y será 18,800 Amp. simétricos ó 26,320 amp. asimétricos.

AJUSTE DE TIERRA.- La única variación que podemos hacer es en base a la consideración hecha anteriormente (Dispositivo 2) en el ajuste corto, la calibración en tiempo de tierra será 0.35 seg.

BANDA DE TIEMPO.- Seleccionamos la banda de tiempo mínima como primera opción y esta banda debe estar por encima de la curva similar anterior, en caso que haya traslape en dichas curvas, la banda de tiempo de este dispositivo la cambiaremos al valor en el cual no existe dicho traslape.

Los valores representados en la gráfica serán los indicados y multiplicados por el rango del sensor (1600) el factor para referir la curva a la gráfica (0.1154).

T (seg)	Largo	Banda Tiempo	Corto	Tierra
1000	0.855-0.045			0.18-0.22
150	0.855-0.945			0.18-0.22
130	0.855-0.945	0.855-0.945		0.18-0.22
7.5		3.6 - 4.4		0.18-0.22
0.50		3.6 - 4.4	3.6 - 4.4	0.18-0.22
0.35			3.6 - 10.5	0.20-0.5
0.23			7.5 - Icc	0.35-Icc
0.20			Icc - Icc	Icc - Icc

COORDINACION DE 4.

Este fusible protege unicamente al transformador TR-21A3; -- por lo tanto tenemos 2 restricciones, punto ANSI y CORRIENTE MAGNETIZANTE, los cuales fueron tratados anteriormente.

Punto ANSI

1400 A en 3.75 seg.

$I_{MAG} = 1110.4$ A en 0.1 seg.

Para graficarla curva del fabricante en el plano de Coordinación, se procede de manera similar a los dispositivos anteriores, solo que, en este caso el voltaje nominal y el voltaje base es el mismo, así pues, trasladando la gráfica con -- sus respectivos valores.

T (Seg)	$I_n = I_R$
1000	500
100	650
60	700
20	850
10	1000
5	1100
1	1900
0.1	4150
0.01	11500

C O O R D I N A C I O N D E 5.

$$KW \text{ totales} = 11596 + 850 = 2446.$$

Considerando un F.P. de 0.85 y una eficiencia de 0.9, tendremos una corriente de 443.76 máximos nominales, se supone un aumento futuro de un motor de 1000 HP (746 KW), por lo tanto tendremos una demanda de corriente de $443.76 + 128.22 = 571.98$.

Esta corriente reflejada a través del transformador de corriente (relación 600:SA), será de 4.766 Amp.

Nuestro relevador tiene taps de ajuste de 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5 y 6. Seleccionamos el tap próximo mayor de nuestra corriente reflejada (4.766), en este caso el tap seleccionado es 5.

Una vez seleccionado el tap se procede a seleccionar la curva de operación (TIME DIAL SETTING), para realizar este ajuste deben considerarse las sobrecargas momentáneas permisibles, en este caso la sobrecarga momentánea es la cooperación a la corriente de corto circuito en las barras de 480V más la carga que sigue demandando corriente que es 2013.6 KW (este valor se obtuvo de KW totales menos carga existente, - abajo del corto circuito o sea $2446 - 432.4$).

$$I_{\Delta C} = \frac{2013.6}{3 \times 4.16 \times 0.85 \times 0.9} + \frac{I_{CCS} (480)}{4160}$$

$$I_{\Delta C} = 365.32 + 2169.23$$

$$I_{\Delta C} = 2534.55 \text{ Amp.}$$

Donde:

I_{CCS} = Corriente de cooperación del transformador al corto circuito en barras de 480 Volts (18800A).

$I_{\Delta C}$ = Sobrecarga en 4160 Volts.

I_{Δ} = Corriente en el lado secundario del TC.

Expresando la sobrecarga como múltiplos de tap:

$$I_{\Delta} = \frac{2534.55}{600/5} = 21.121.$$

$$\text{Múltiplo del tap} = \frac{21.121}{5} = 4.224$$

El tiempo permisible de la sobrecarga será la suma del tiempo de actuación del fusible (dispositivo 4) al valor de la cooperación al corto circuito (2169.23 A) más un margen de seguridad máximo de un segundo.

$$T = 0.25 + 1 = 1.25$$

Con el punto definido por los dos valores calculados anteriormente entramos a la gráfica de las curvas del relevador y vemos que la curva 4 cubre este punto.

Los valores de ajuste para este relevador serán:

Tap=5.

TIME DIAL SETTING=4.

Para pasar esta curva al plano de coordinación de protecciones, se procederá de la manera siguiente:

$$I_n = R.V. \times RT'C \times Tap \times I_g$$

Donde:

I_n = Corriente referida al voltaje base.

R.V. = Relación de voltaje $\frac{4160}{4160} = 1.00$

R.T.'C = Relación del transformador de corriente = $600 \times 5 = 1200$

TAp = Valor del tap = 5

I_g = Valores de la gráfica seleccionada.

Sustituyendo valores se tiene:

$$I_n = 600 I_g$$

Dando valores a I_g :

T (Seg)	I_g	I_n
7	1.80	1080
6	1.90	1140
5	2.15	1290
4	2.30	1380
3	2.65	1590
2	3.30	1980
1	5.20	3120
0.5	12.50	7500
0.45	20	12000

La unidad instantánea de este relevador tiene los siguientes tap's de ajuste 10, 20, 40 y 80 Amperes, de manera similar que la vez anterior, procederemos a seleccionar el tap.

La cooperación proporcionada de los alimentadores al sistema será:

$$I_{cc} = \frac{250 \times 1000}{3 \times 4.16} = 34,696 = 34,700 \text{ Amp. sim.}$$

$$I_{ccAsim} = (34,700) (1.5) = 52050 \text{ Amp. Asim.}$$

A través del TC el relevador ve una corriente de:

$$I_{\Delta} = \frac{52,050}{120} = 433.75$$

$$I_{\Delta} = 433.75 \text{ Amp.}$$

El tap más cercano es 80, por lo tanto es el seleccionado. -
Procediendo de igual forma que la vez anterior, procederemos a referir la curva del relevador al plano de coordinación.

$$I_R = RV \times RTC \times T_{ap} \times I_g$$

$$I_R = 9,600 I_g$$

T (seg)	I _g	I _R
0.025	1.1	10560
0.02	1.4	13440
0.015	2.2	21120
0.01	4.3	41280
0.0075	10	96000

C O O R D I N A C I O N D E 6.

Este relevador protege el alimentador de la SE-21 por lo cual se deben hacer las siguientes consideraciones:

- a) Debe ser selectivo con el relevador anterior.
- b) No debe rebasar el límite NEC OC del cable ni el de calentamiento.

El relevador seleccionado es el tipo extremadamente inverso IAC-77 de General Electric y tiene una gama de ajustes que va de 0.5 a 16.0.

La demanda en corriente para este alimentador es de 443.76A nominales y 571.98A para futuro, esta corriente reflejada a través de los TC (relación 600/5A), será de 4.766 Amp, por lo que seleccionamos el Tap de 5.

La corriente de sobrecarga es $I_{SC}=2534.55$ Amp. la cual expresada como múltiplos del tap nos da:

$$I_{\Delta} = \frac{2534.55}{600/5} = 21.12$$

$$\text{Múltiplo del tap} = \frac{21.12}{5} = 4.224$$

La selectividad entre este relevador y el anterior se dará en tiempo y este será de 0.4 seg. como se explicó previamente por lo que:

$$T = 1.25 + 0.4 = 1.65 \text{ seg.}$$

Con el punto definido por los dos valores calculados se entra a la gráfica de las curvas del relevador y vemos que la curva No. 7 cubre ese punto.

Los valores de ajuste para este relevador serán:

Tap=5.

TIME DIAL SETTING=7.

Para pasar esta curva al plano de coordinación de protecciones se hace de igual manera que el dispositivo 5.

Por lo que:

$$I_n = 7 \times 120 I_g = 840 I_g$$

Dando valores a I_g .

T (seg)	I_g	I_n
22.5	1.5	1260
20	1.6	1344
10	2.1	1764
5	2.7	2268
1	5.8	4872
0.5	8.6	7224
0.2	17.0	14280
0.15	26.0	21840
0.135	40	33600

La unidad instantánea de este relevador tiene los siguientes taps de ajuste de 0.5, 1, 2, 4, 8, 10, 16, 20, 40, 80, 160 amp., de manera similar al dispositivo 5 se procederá a seleccionar el tap.

La cooperación proporcionada de los alimentadores al sistema será:

$$I_{cc} = 34700 \text{ Amp. sim.}$$

$$I_{cc \text{ asim}} = 52050 \text{ Amp asim.}$$

A través del TC el relevador ve una corriente de:

$$I_d = \frac{52050}{120} = 433.75$$

$$I_d = 433.75 \text{ Amp.}$$

El tap más cercano es 160 por lo tanto es el seleccionado -- procediendo de igual forma que la vez anterior, procederemos a referir la curva del relevador al plano de coordinación.

$$I_h = RV \times RTC \times Tap \times I_g$$

$$I_h = 19200 I_g$$

T	I_{g1}	I_{g0}	I_{h1}	I_{h0}
0.04	1.4		26880	
0.03	1.95		37440	
0.02	3.70	1.5	71040	28800
0.015	5.0	2.65	96000	50880
0.010	8.8	4.5	168960	86400

C O O R D I N A C I O N D E 7.

$$KW \text{ Totales} = 6324 + 6400.5 = 12724.5$$

Considerando un F.P. de 0.85 y una eficiencia de 0.9 tendremos una corriente de 2308.50 máximos nominales, esta corriente reflejada a través del transformador de corriente (relación 2000:5) será de 5.77 Amp.

Nuestro relevador tiene taps de ajuste de 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5 y 6, seleccionamos el tap próximo mayor de nuestra corriente reflejada (5.77) en este caso el tap seleccionado es 6. Una vez seleccionado el tap se procede a seleccionar la curva de operación (TIME DIAL SETTING), para realizar este ajuste deben considerarse las sobrecargas momentáneas permisibles, en este caso la sobrecarga momentánea es la cooperación a la corriente de corto circuito en el TDA-21 de la SE-21 más la carga que sigue demandando corriente que es 11874.5 KW (Este valor se obtuvo de KW totales menos carga existente, abajo del corto circuito o sea 12724.5-850).

$$I_{\Delta C} = \frac{11874.5}{3 \times 4.16 \times 0.85 \times 0.9} + \frac{I_{CCS} (4160)}{4160}$$

$$I_{\Delta C} = 2154.33 + 991.6 \qquad 7.1447$$

$$I_{\Delta C} = 3145.93 \text{ Amp.}$$

Donde: I_{CCS} = Corriente de cooperación del alimentador del --
TDA-21 igual a 7.1447 MVA (991.61)

Expresando la sobrecarga como múltiplos de tap:

$$I_{\Delta} = \frac{3145.93}{2000/5} = 7.86$$

$$\text{Múltiplo del tap} = \frac{7.86}{6} = 1.31$$

El tiempo permisible de la sobrecarga será la suma del tiempo de operación del dispositivo anterior más 0.4 seg., por lo que:

$$T = 2.35 \text{ seg.} + 0.4 = 2.75 \text{ seg.}$$

Con el punto definido por los dos valores calculados se entra a la gráfica de las curvas del relevado y vemos que la curva No. 2 cubre ese punto.

Los valores de ajuste para este relevador serán:

Tap = 6.

TIME DIAL SETTING = 2.

Para pasar esta curva al plano de coordinación de protecciones se hace igual que los dispositivos anteriores.

Por lo que:

$$I_{\Delta} = 400 \times 6 \quad I_g = 2400 \quad I_g.$$

Dando valores a I_g .

T (Seg)	I_g	I_n
6.25	1.5	3600
5.0	1.65	3960
4.0	1.75	4200
3.0	1.9	4560
2.0	2.3	5520
1.0	3.3	7920
0.5	5.6	13440
0.25	20	48000

La unidad instantánea de este relevador tiene los siguientes tap's de ajuste 10, 20, 40 y 80 Amperes, de manera similar que los dispositivos anteriores, procederemos a seleccionar el tap. La cooperación proporcionada de los alimentadores al sistema será:

$$I_{cc} = \frac{250 \times 1000}{3 \times 4.16} = 34696 = 34700 \text{ Amp. Sim.}$$

$$I_{ccASIM} = 34696 (1.5) = 52050 \text{ Amp. Asim.}$$

A través del TC el relevador ve una corriente de:

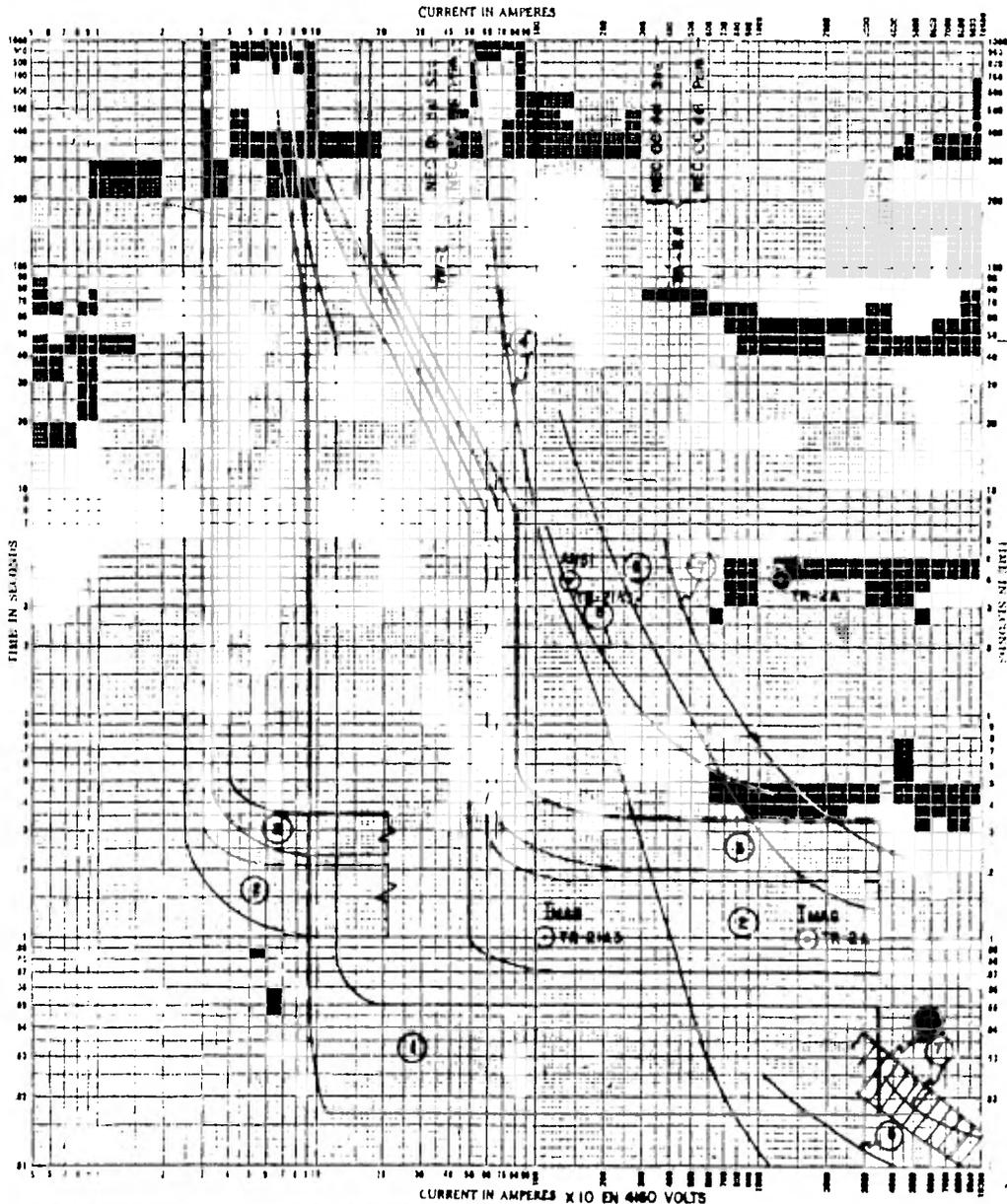
$$I_{\Delta} = \frac{52050}{400} = 130.125$$

$$I_{\Delta} = 130.125$$

El tap más cercano es 80 por lo tanto es el seleccionado procediendo de igual forma que la vez anterior, procederemos a referir la curva del relevador al plano de coordinación.

$$I_n = RV \times RTC \times Tap \times I_g$$

$$I_n = 32000 I_g$$



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For BASIS FOR DATA Standards

1. Tests made at Volts ac at p.f. Starting at 25C with no initial load

2. Curves are plotted to Test points on variations should be

No. _____

Date _____

M.E. THE CURRENT CHARACTERISTIC 48 5288
 SUPPLY & ENGINE CO.

ANEXO No. 1

Resumen de requisitos de protección por sobrecorriente en -- transformadores, según artículo 450-3 del NEC.

Valores máximos permisibles en veces la corriente de carga - plena primaria o secundaria.

Impedancia nominal del transformador.	Veces la corriente de carga plena			
	Prot. en el primario		Prot. en el secundario	
	Fusibles	Interruptor	Fusibles	Interruptor
Más de 600 V secundarios				
Cualquiera	1.5 * (1)	3.0 *	Sin protección	
6% o menor	3.0 **	6.0 **	1.5	3.0
6% 2 10%	2.0 **	4.0 **	1.25	2.5
600 V secundarios o menos				
Cualquiera	1.5 * (2)	1.25 * (2)	Sin protección	
Cualquiera	2.5 **	2.5 **	1.25 (2)	1.25 (2)
6% o menor	6.0 **	6.0 **	2.5	2.5
6% 2 10%	4.0 **	4.0 **	2.5	2.5

* Se requiere protección individual para cada transformador.

** No se requiere la protección individual primaria si la -- protección en el secundario cumple los límites de esta ta bla o el transformador está equipado con protección térmica por sobrecarga, siempre y cuando la protección por sobrecorriente del alimentador primario esté calibrada según los límites de esta tabla.

(1) Se permite el tamaño inmediato superior si 1.5 veces la corriente de C.P. no corresponde a una capacidad normal.

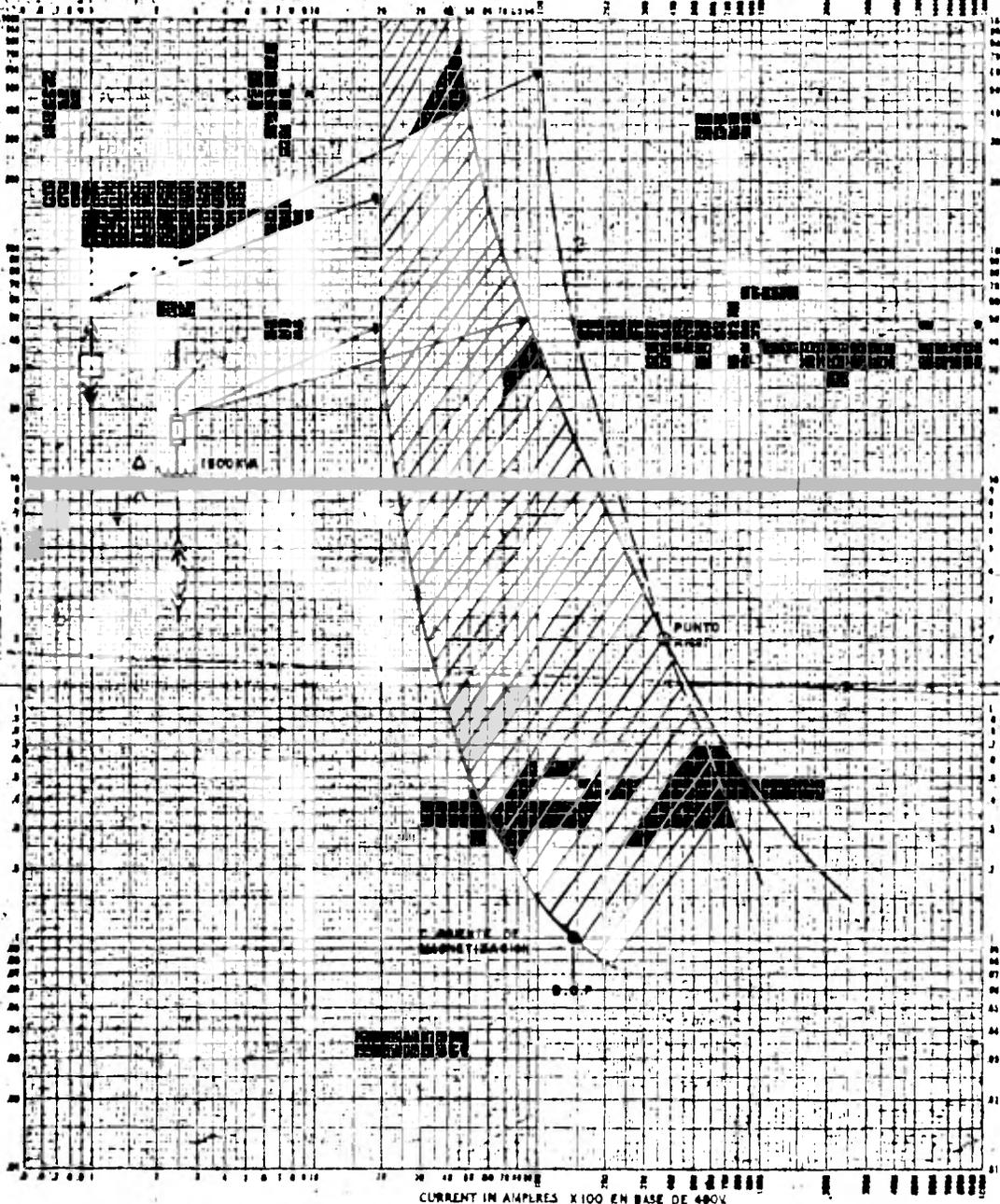
(2) Si la corriente de C.P. es menor de 9A. el valor máximo permisible debe ser 1.67 veces.

Si la corriente primaria es menor de 2A el dispositivo primario por sobrecorriente se permite con un valor máximo hasta de 3.0 veces.

T (Seg)	Ig	Ir
0.025	1.1	35200
0.02	1.4	44800
0.015	2.2	70400
0.01	4.3	137600
0.0075	10	320000

ANEXO N.º 2

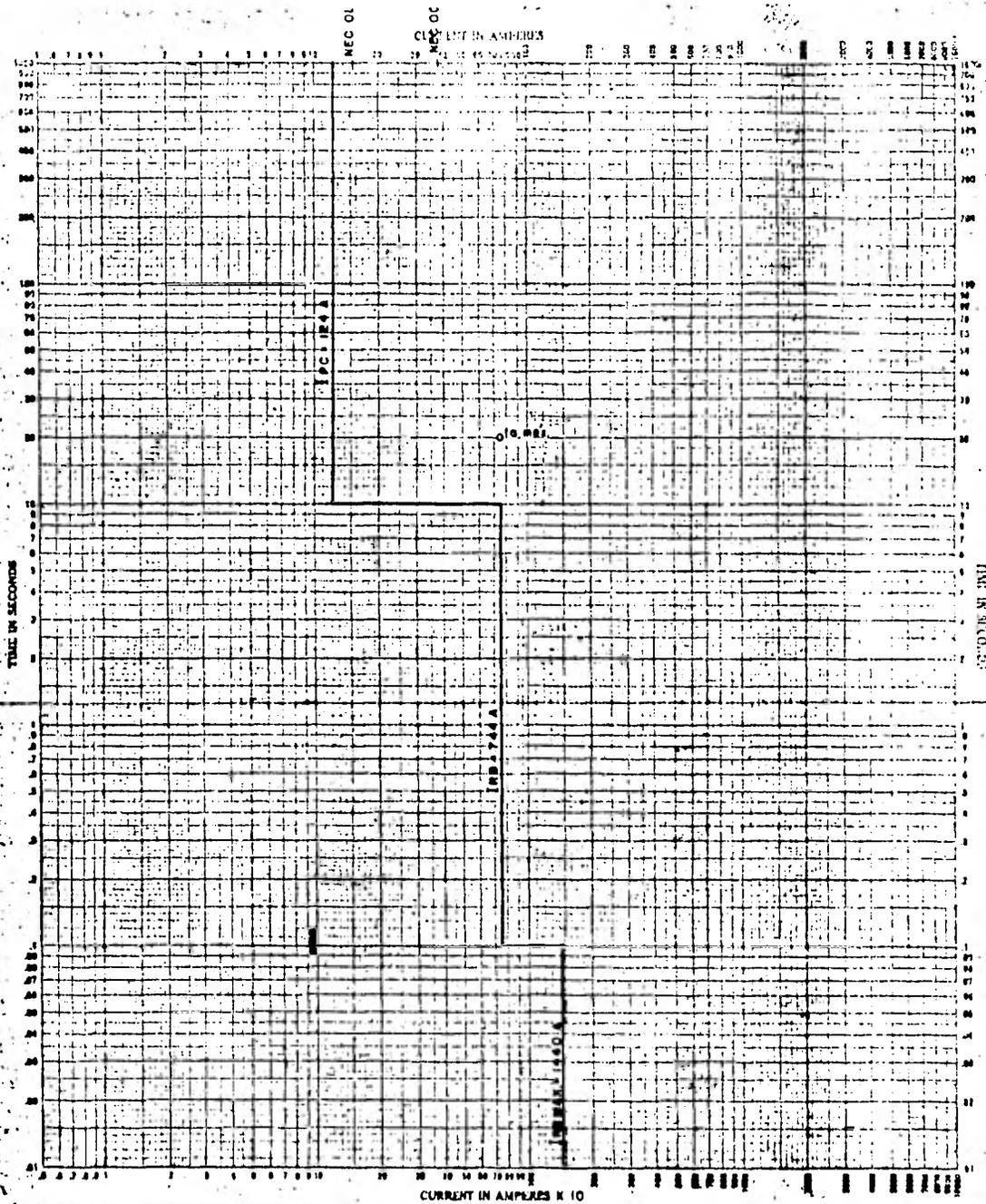
CURRENT IN AMPERES



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For	Fuse Links	In	Date
BASIS FOR DATA Standard			
Tests made at	Volts a.c. at	p.f.	Starting at 25C with no initial load
Curves are plotted to	Test points at	Test points at	Test points should be
No.	Date		

ZONAS DE OPERACION PARA EL DISPOSITIVO DE PROTECCION PRIMARIA DE UN TRANSFORMADOR DE 1500 KVA.



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For: _____ Fan Load: _____

BASES FOR DATA: Standards _____ Date: _____

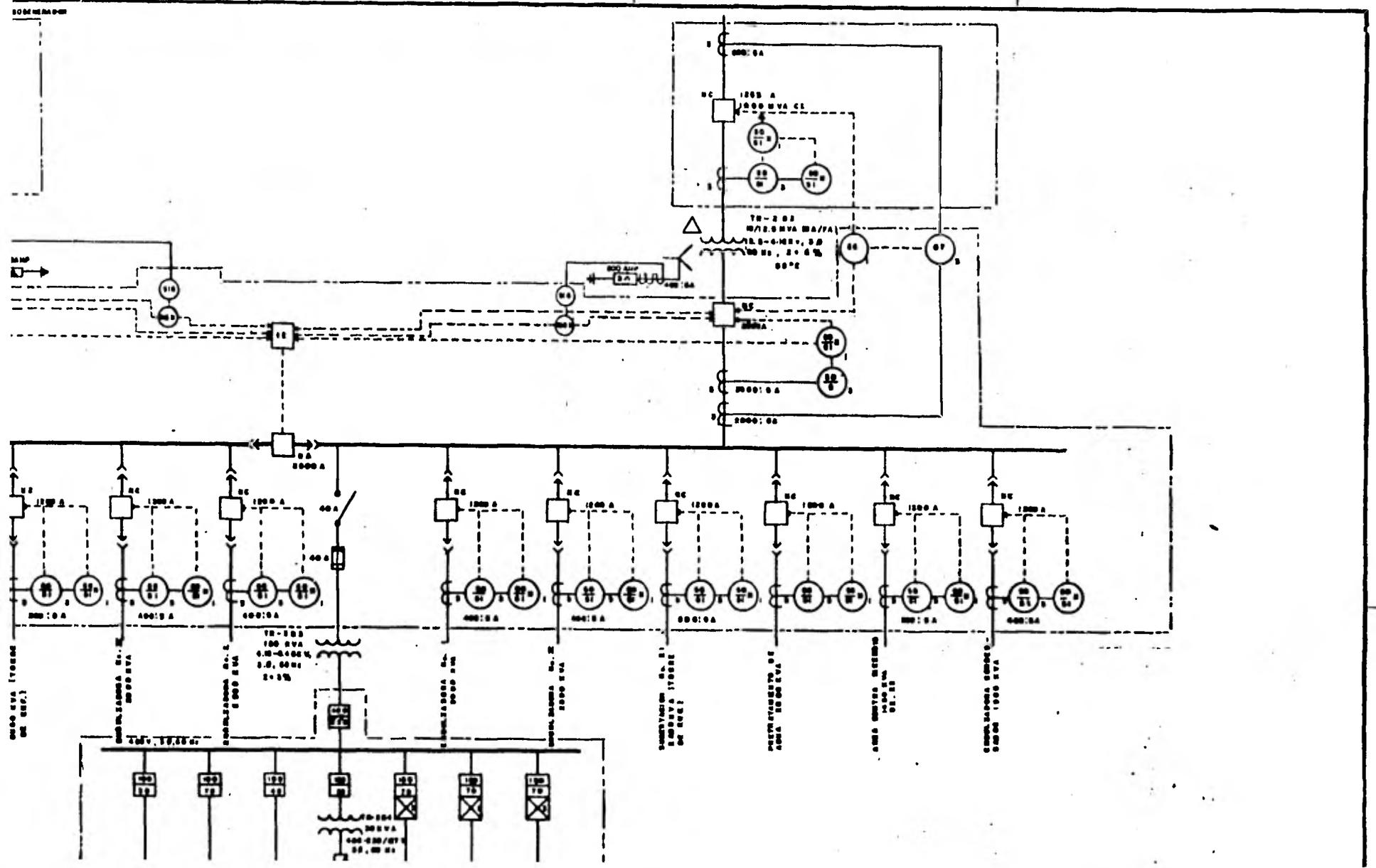
1. Tests made at _____ Value of at _____ p.s. Starting at 25C with no initial load _____

2. Curves are plotted to _____ Test points or variations should be _____

No. _____ Date: _____

FIGURA 6-2
CURVA DE PERFIL PARA UN MOTOR DE 1000 HP

© 1960 General Electric Co.
 All rights reserved.
 Printed in the U.S.A.



BIBLIOGRAFIA

- 1.- *Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems. IEEE book No.- 242, 1975.*
- 2.- *Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas. Ediciones Andrade, S.A. 1968.*
- 3.- *National Electrical Code. National Fire Protection Association Pub. 70-1975.*
- 4.- *Industrial Power Systems Data Book G.E. Co.*
- 5.- *Industrial Power Systems Protective device coordination F.J. shields and G.W. Walsh. G.E. Industrial power systems, June and September 1960.*
- 6.- *Coordination and testing of protective relays in industrial plants. T.B. Bourbonnais, II, IEEE.*
- 7.- *A guide to ground fault protection. JR. Dunj Jacobo and Paul J. Sauvoice. G.E. Industrial power systems.*
- 8.- *Guide for induction motor protection. pub. IEEE No. 288 febrero 1969.*
- 9.- *Guide for synchronous motor protection. IEEE std. 329-19.*
- 10.- *Ground sensor relay protection J.D. Hamilton G.E. Industrial power systems. marzo 1972.*
- 11.- *Electrical code diagrams. B.E. segall-Peerless publishing company (1975).*
- 12.- *El arte y la ciencia de la protección por relevadores. -- Mason.*