



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EXPERIENCIAS DE APLICACION DE UN PROGRAMA
DE COMPUTACION PARA COORDINACION DE
PROTECCIONES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

EFRAIN RODRIGUEZ RENTERIA



CD. UNIVERSITARIA, D.F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

pág.

Introducción.....	i
-------------------	---

CAPITULO I BASES PARA LA COORDINACION

Coordinación de dispositivos de protección en sistemas de potencia industriales:

Sistemas de bajo voltaje.....	1
Sistemas de medio voltaje.....	18

CAPITULO II COORDINACION CLASICA

Coordinación de fusibles y cargas.....	34
Coordinación de fusibles con fusibles.....	36
Coordinación de restauradores con fusibles.....	42
Coordinación entre interruptores y fusibles.....	50
Coordinación entre interruptores.....	61

CAPITULO III PROGRAMAS DE COMPUTO

Programas de cómputo.....	69
Programas de cómputo para coordinación.....	71
Programas de coordinación.....	71
Programas para graficar curvas tiempo-corriente.....	72
Estructuras comunes para los programas de cómputo.....	72
Procedimiento interactivo de entrada de datos.....	73
Librería de dispositivos.....	73
Diagrama unifilar.....	74
Monitor gráfico.....	75
Reporte de las gráficas.....	76
Programa de cómputo para coordinación de protecciones..	77
Operación del PSS/U.....	80
Clases de archivos.....	80
Diccionarios del PSSUT.....	82
Archivos de datos.....	84
Archivos para los dispositivos de protección.....	92
Diccionario de construcción.....	94
Diccionario de datos para máquinas.....	96
Diccionario de los dispositivos de protección.....	98

CAPITULO IV

Caso práctico.....	100
Conclusiones.....	114
Bibliografía	

INTRODUCCION

En los últimos años el desarrollo de programas digitales ha aumentado enormemente, debido a la presencia de nuevas tecnologías, los programas digitales son el resultado de una búsqueda continua por encontrar nuevos métodos de análisis, para la solución en forma rápida y confiable de problemas que día a día se nos presentan. Los programas digitales son, sin duda alguna, una herramienta muy importante en la solución de ciertas actividades, es por ello que es importante conocer los programas disponibles que nos ayuden a resolver dichas actividades. El uso de un programa digital para la solución de un problema, representa ciertas ventajas respecto a la forma tradicional, algunas de las ventajas son las siguientes:

- a) Rapidez para realizar la actividad deseada.
- b) Precisión en los resultados obtenidos.
- c) Confiabilidad en los resultados obtenidos.
- d) Facilidad de manejo de información.

Actualmente las computadoras digitales se utilizan en todas las áreas de trabajo, como son: medicina, contabilidad, administración e historia, entre otras, indiscutiblemente en el área de la ingeniería el uso de la computadora también se ha incrementado notablemente y con ello el uso de programas digitales, en la actualidad podemos estimar y conocer mediante un programa digital en forma rápida y confiable, el comportamiento real de cualquier sistema eléctrico al simular con modelos precisos los diferentes componentes (generadores, reguladores, motores, etc.). Si esta simulación se hiciera de la forma tradicional nos tomaría muchas horas de trabajo y los resultados no sería tan confiables, comparados con los de un programa digital.

De manera similar, para realizar la coordinación de los dispositivos de un Sistema Eléctrico de Potencia en la forma tradicional, se requiere de una cantidad de horas de trabajo considerable, porque hay que ensayar con las curvas características de los dispositivos y los resultados finales se obtienen después de varias intentos, es decir, a base de prueba y error, por otro lado con un programa digital la misma coordinación de protecciones se realiza en menor tiempo, porque el manejo de las curvas características de los dispositivos es más rápido y se pueden variar los ajustes de los dispositivos en la forma que mejor convenga.

El presente trabajo de tesis, denominado "Experiencias de aplicación de un programa de computación para coordinación de protecciones", tiene la intención como su nombre lo indica de mostrar que este tipo de programas digitales son una herramienta muy importante que permite cumplir los propósitos de la coordinación facilitándole al Ingeniero de Protecciones Eléctricas la evaluación de los criterios adecuados y entonces poder decidir el resultado que mejor satisface la meta buscada.

Los programas digitales que nos ocupan en esta ocasión, fueron diseñados para coordinación de protecciones además de resolver cálculo de cortos circuitos, flujos de carga y/o análisis de armónicas, en el presente trabajo solo se comprende el primero de los temas mencionados.

CAPITULO I
BASES PARA LA COORDINACION

COORDINACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION
EN SISTEMAS DE POTENCIA INDUSTRIALES

PARTE 1.- SISTEMAS DE BAJO VOLTAJE

Con la apropiada selección y ajustes de los dispositivos de protección contra cortos circuitos, el ingeniero que diseña un sistema de potencia industrial puede efectuar una coordinación de tiempo-corriente entre aquellos dispositivos que proporcionan la máxima protección para el circuito y para el equipo, consistentes con los requerimientos de la continuidad de servicio. Es necesario incluir la consideración de la continuidad de servicios ya que la coordinación de los dispositivos de protección es generalmente un compromiso entre las mutuamente deseables, pero de alguna forma inconsistentes metas, de máxima protección y máxima continuidad de servicio. Para la gran mayoría de los sistemas de potencia, el óptimo grado de coordinación entre los dispositivos de protección estriba en la 'coordinación selectiva' en donde solamente el dispositivo de protección mas cercano a la falla responde para desconectar un corto circuito y las otras protecciones (hacia la fuente) permanecen sin operar.

Pasos preliminares en un estudio de coordinación.

La coordinación de los dispositivos de protección que balancea la protección con la necesidad de continuidad de servicio, solo se logra y se mantiene cuando se sigue hasta su terminación un procedimiento de varios pasos. El primer paso es formar un diagrama unifilar del sistema que ha de ser coordinado (Fig. 1.1). El diagrama se usa como base en la que se registran los datos e información pertinente de relevadores, interruptores, fusibles, transformadores de corriente y equipo de operación y al mismo tiempo, este unifilar nos proporciona una conveniente representación de la relación que existe entre los dispositivos de protección.

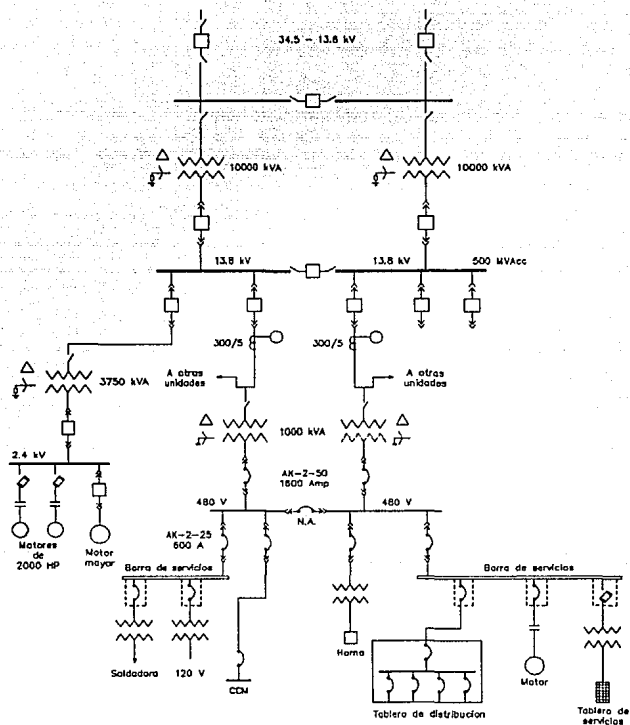


Fig. 1.1 Diagrama unifilar ilustrativo de un sistema de distribución de potencia industrial.

El siguiente paso es registrar las impedancias y las capacidades del equipo principal, incluyendo los transformadores, máquinas rotatorias, cables, reactores y otros componentes que contribuyan o influyan en el flujo de corriente de corto circuito. Con los valores de las impedancias, las capacidades de los equipos y de acuerdo al diagrama unifilar se hace un estudio de corto circuito para determinar las corrientes de corto circuito máxima y mínima disponibles en cualquier punto particular del sistema.

Luego, se determinan las corrientes de carga máxima que se tendrán durante las condiciones normales de operación en cada uno de los circuitos del sistema. Estas corrientes de carga máxima junto con las corrientes de corto circuito máximas determinan las fronteras superior e inferior de sensibilidad, dentro de las cuales deben operar los dispositivos de protección. Para reducir más esta zona de operación y reflejar los requerimientos para máxima protección consistentes con la demanda de continuidad de servicio, se necesitan conocer los requerimientos de protección por sobrecorriente que para condiciones especiales deben observarse al efectuar la coordinación. Ejemplos de tales requerimientos son los que hace NEC para la protección de cables, motores y transformadores y los que hace la American Standard para la protección de transformadores, el efecto de la corriente inrush de magnetización en los dispositivos de protección, la corriente de arranque y el tiempo de aceleración de motores grandes que pueden afectar la selección y los ajustes de los dispositivos de protección y las limitaciones térmicas del equipo de distribución y utilización.

También se deben obtener las curvas características tiempo-corriente de todos los dispositivos que se han de coordinar. Estas se deben dibujar en una hoja de coordinación estandar log-log para facilitar el estudio de coordinación.

Cuando se han completado estos pasos preliminares, lo que sigue es trabajar sobre el papel hasta lograr el grado de coordinación satisfactorio que queremos entre los varios dispositivos de protección del sistema. Esta es la mecánica de la coordinación. Al terminar el estudio de coordinación, los logros teóricos deben llevarse a la realidad instalando y ajustando en el campo los propios dispositivos de protección. Finalmente, la coordinación lograda ha de preservarse y mantenerse y, cuando sea necesario, modificarse para conservar la paz con los cambios de los componentes el sistema y su configuración.

Mecánica para obtener la coordinación.

El proceso para producir coordinación entre varios dispositivos de protección en serie consiste esencialmente en seleccionar unidades individuales para satisfacer los requisitos de un circuito particular o los requerimientos de protección de un equipo, y en dibujar las curvas características de estos dispositivos en una sola hoja de coordinación log-log. El logro de la coordinación es una rutina de prueba y error en la que las curvas características de este arreglo serie de dispositivos de protección se comparan una con la otra en la gráfica. Esta comparación reconoce no solamente las limitaciones impuestas por los propios dispositivos en serie, sino también aquellas que salieron de las fronteras definidas por las corrientes de carga, de corto circuito, de arranque de motores, límites térmicos de equipo, requerimientos impuestos por ASA y por NEC, etc. los dispositivos de protección deben operar dentro de estas fronteras y hasta donde sea posible deben proporcionar una coordinación selectiva con los dispositivos de protección hacia la fuente o hacia la carga.

Excepto para los relevadores y para ciertas aplicaciones con fusibles, es usual que la coordinación selectiva se obtenga en sistemas de bajo voltaje, cuando la gráfica log-log de las curvas características observa un espacio franco entre las características de los dispositivos de protección operando en serie. Esto es, no debe existir sobreposición entre dos características tiempo-corriente si se quiere asegurar la coordinación selectiva. Sin embargo, el estudio de coordinación se detiene frecuentemente en un punto cercano a la coordinación selectiva completa, cuando se ha llegado a un compromiso satisfactorio entre las metas opuestas de máxima protección y máxima continuidad de servicio. Esto se ilustrará con ejemplos mas adelante.

Coordinación de los dispositivos de protección con el transformador.

Examinémos la coordinación de un dispositivo de protección en relación a un transformador. Cualquiera que sea el dispositivo de protección en el lado primario que se aplique a un transformador debe permitir, sin disparo, cuando menos la circulación continua de la corriente nominal a plena carga. La corriente nominal del transformador, en la región de tiempo

largo de las curvas, quedará como el límite inferior por debajo del cuál el dispositivo de protección por sobrecorriente no debe operar. Otro límite inferior es la corriente inrush de magnetización que debe pasar para permitir la excitación del transformador, la corriente de magnetización de un transformador es considerada como un múltiplo de su corriente nominal que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la tabla 1. el tiempo de duración de la esta corriente es invariablemente de 0.10 segundos. Para transformadores de subestaciones unitarias protegidos con fusibles, ésta condición límite se cumple seleccionando los fusibles de tal forma que no se dañen ni operen con la corriente inrush de magnetización. Estos dos puntos límite pueden definir burdamente, una curva límite inferior (Fig. 1.2) abajo de la cual el dispositivo de protección del transformador no debe operar.

MULTIPLoS PARA CORRIENTES DE MAGNETIZACION

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR kVA	MULTIPLo
kVA \leq 1500	8
1500 < kVA < 3750	10
3750 \leq kVA	12

TABLA 1

El requisito del NEC para transformadores sin interruptor principal en el lado secundario es, que el dispositivo primario debe ser de la capacidad nominal de o ajustado para operar a un valor de corriente no mayor de dos y media veces la corriente nominal en el primario del transformador. Esto determina un punto de la curva límite superior, Fig. 1.2. Otra parte de la curva límite superior lo determina la curva ANSI, la curva ANSI representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un corto circuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la tabla 2. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI (fig. 1.3) y los puntos deben calcularse como se indica en la tabla 3. Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la tabla 4 , además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se

deben multiplicar por el factor ANSI de la tabla 5. La curva ANSI se ilustra en la Fig. 1.2 para el transformador seleccionado. El área sombreada entre las curvas superior e inferior en la figura es la zona dentro de la cual debe funcionar el dispositivo de protección en el primario del transformador.

CATEGORIAS DE TRANSFORMADORES

KVA nominales de placa (devanado principal)		
CATEGORIA	MONOFASICO	TRIFASICOS
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1667-10000	5001-30000
IV	arriba de 10000	arriba de 30000

TABLA 2

PUNTOS DE LA CURVA ANSI

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (amperes)
1	I	1250 (Zt) ²	I _{pc} /Zt
	II	2	I _{pc} /Zt
	III, IV	2	I _{pc} / (Zt+Zs)
2	II	4.08	0.7 I _{pc} /Zt
	III, IV	8.0	0.5 I _{pc} / (Zt+Zs)
3	II	2551 (Zt) ²	0.7 I _{pc} /Zt
	III, IV	5000 (Zt+Zs) ²	0.5 I _{pc} / (Zt+Zs)
4	I, II, III IV	50	5 I _{pc}

TABLA 3

IMPEDANCIAS MINIMAS

MONOFASICO kVA	TRIFASICO kVA	Impedancia mín. Zt en por unidad en base a los kVA del transf.
5-25	15-75	0.0250
37.5-1001	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

TABLA 4

FACTOR ANSI

Conexion del transformador	factor ANSI
$\Delta - \Delta$	0.87
$\Delta - Y_1$	0.58
$\Delta - Y$	1.00
$Y_1 - Y$	1.00
$Y_1 - Y_1$	1.00
$Y - Y_1$ TIPO NUCLEO	0.67
$Y - Y_1$ TIPO ACORAZADO	1.00
$Y - Y$	1.00
$Y_1 - \Delta$	1.00
$Y - \Delta$	1.00

TABLA 5

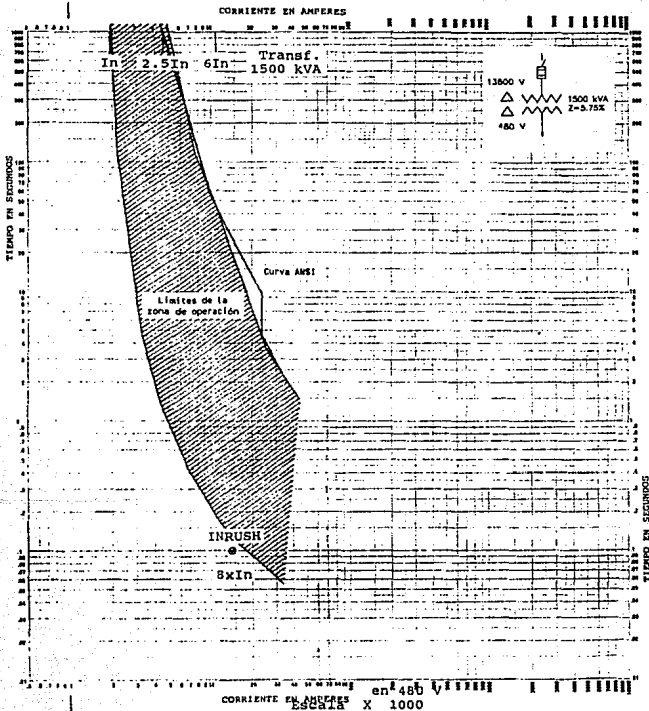
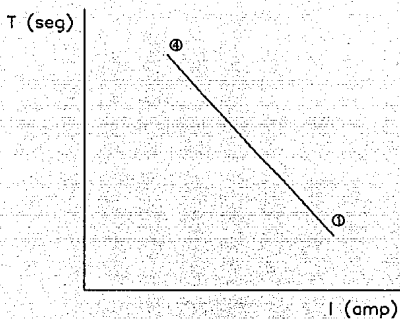
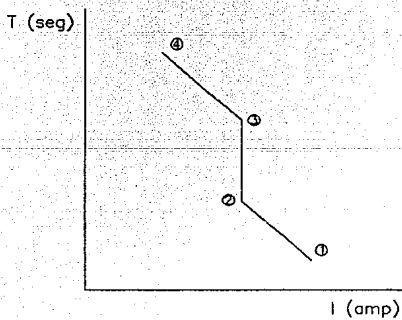


Fig. 1.2 Zona de operación para un transformador con dispositivo de protección en el primario. Transformador delta-delta, sin interruptor principal en el secundario.



Categoria I



Categorias II, III y IV

Fig. 1.3 Curvas ANSI para transformadores.

Coordinación de la subestación unitaria.

La Fig. 1.2 considera solo la relación general entre el dispositivo y el equipo a proteger: el transformador. No ilustra ni la selección de un dispositivo de protección específico en el lado primario, ni la relación de este dispositivo con otros dispositivos de protección instalados atrás o adelante. La Fig. 1.4 muestra sin embargo, un dispositivo específico (un relevador) en el lado primario e ilustra también un grado de coordinación que se puede efectuar entre el relé en el primario y el equipo en el secundario. Es una ilustración de una coordinación completa de una subestación unitaria.

El unifilar insertado en la figura corresponde al de la planta industrial de la Fig. 1.1. Para la capacidad nominal del transformador mostrado, el máximo ajuste permisible del pickup en el relevador en el primario de acuerdo a los principios establecidos en la Fig. 1.2 se indica como seis veces la corriente de plena carga del transformador. Como la subestación unitaria tiene un interruptor principal en el secundario y está apropiadamente ajustado, el NEC permite el uso de un dispositivo en el primario ajustado para operar a un valor de corriente no mayor a seis veces la corriente nominal del transformador. El ajuste seleccionado para el pickup del relevador en el primario satisface esta condición límite y también se mantiene bien con la curva ANSI. El factor ANSI para este transformador es de 0.58 debido a que la conexión del transformador es delta-estrella con neutro aterrizado.

La curva característica del contactor del AK-25 de 400 Amperes del alimentador se tuvo que seleccionar así para permitir el paso de la corriente nominal en el bus de 400 Amperes, mientras que al mismo tiempo se mantiene tanto como es posible una coordinación selectiva con el relé instalado en el lado de alta del transformador para los valores mas altos de sobrecorriente. El proceso de prueba y error revela que estas condiciones pueden ser encontradas usando un contactor de 400 Amperes tipo EC-2, con un pickup de 110 por ciento y una característica de tiempo largo del tipo intermedio tal y como lo definen los estandars de la NEMA para Interruptores de Potencia de Bajo Voltaje. Combinada con el disparo de tiempo largo en el contactor del alimentador está una característica instantánea ajustada con un pickup al valor convencional de 12 veces la capacidad nominal de la bobina de disparo, o 4800 Amperes. A partir del valor nominal de

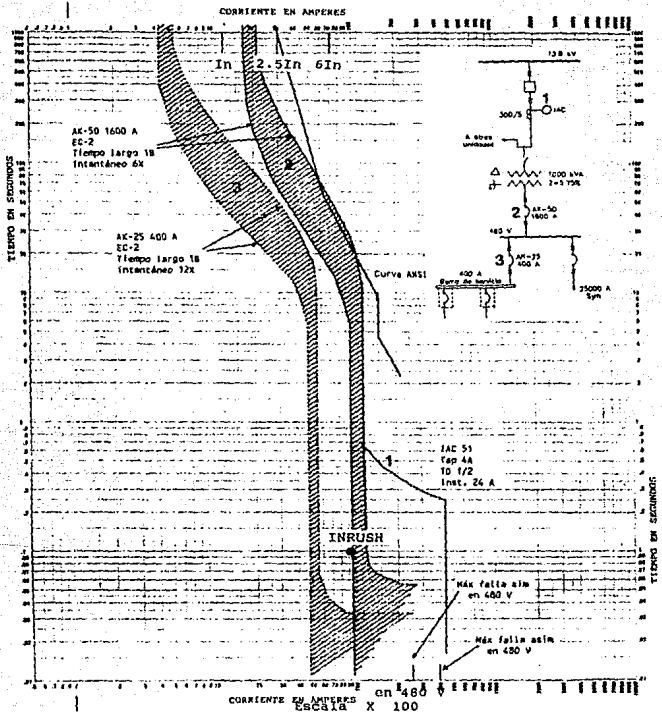


Fig. 1.4 Gráfica tiempo-corriente en la cual se muestra la coordinación de protecciones de una subestación.

corriente del bus y hasta la corriente de corto circuito mas alta disponible en el alimentador es aparente que, según las gráficas, existe una coordinación entre el contactor del alimentador y el relevador en el primario, de tal forma que una falla en el alimentador no hace operar la protección en el primario que al abrir, dejaría sin alimentación a la subestación y a las unidades que reciben energía del mismo alimentador. En esta conexión la línea punteada en la rodilla de la característica tiempo-corriente del contactor representa el 16% usualmente requerido para selectividad entre los dispositivos en el primario y en el secundario con fallas de una fase a tierra en el secundario de un transformador delta estrella.

El interruptor en el circuito del secundario del transformador de la subestación se selecciona para que permita sobrecargas por corto tiempo o la operación con enfriamiento forzado del transformador y con una corriente nominal de 1600 Amperes. La característica tiempo-corriente del interruptor principal se selecciona para que sea selectiva con el interruptor del alimentador en la region de tiempo largo y dándole un ajuste a la unidad instantánea lo mas bajo posible que permita el proceso de prueba y error para esta condición. Lo que se intenta lograr es un compromiso satisfactorio entre el objetivo de continuidad de servicio para la subestación durante fallas en el alimentador y la máxima rapidez de protección para la subestación en el caso de fallas en el bus. Por supuesto que, en el caso de utilizar disparos instantáneos en el contactor principal, una coordinación completa y selectiva con el contactor del alimentador no se puede lograr.

Las curvas de la Fig. 1.4 son representativas del grado de coordinación y protección logrados en muchos sistemas industriales de bajo voltaje desde los interruptores de los alimentadores de la subestación al interruptor primario del metalclad. El ejemplo mostrado es para una subestación "fully rated" con disparos instantáneos en todos los interruptores de los alimentadores de la subestación. Se puede considerar típica para aquellas subestaciones en relación a la coordinación completa entre los diversos dispositivos de protección. Como se sugirió antes, es un compromiso de objetivos que se alcanza después de varios intentos de prueba y error acomodando las varias características tiempo-corriente disponibles acoplándolas entre ellas y con los puntos frontera y puntos límite de condición que se aplican a cada interruptor. Como el grado de coordinación que es necesario y suficiente para la operación apropiada de un sistema de potencia en particular es una materia de juicio, el número posible de combinaciones que resuelven el problema no tiene límite. Así que si estudiamos mas el sistema de la Fig. 1.4 y le ponemos requisitos mas precisos lo mas seguro es que una

nueva combinación de características tiempo-corriente representaran la coordinación deseada.

El relevador primario y el interruptor principal en el secundario de la Fig. 1.4 están coordinando selectivamente solo para corrientes por debajo de 6910 A y por encima de 10,560 A. Desde el punto de vista de la continuidad de servicio en las subestaciones de la compañía alimentadas por el mismo alimentador principal, la completa y selectiva coordinación entre estos dos dispositivos de protección puede ser de principal importancia para evitar innecesarias pérdidas de energía de estas otras subestaciones cuando ocurran fallas en el bus de esta subestación con corrientes del orden de los valores indicados. También para fallas en el bus secundario con valores de corriente por debajo de los 6910 A y por encima de pickup máximo del disparo instantáneo en el interruptor del alimentador, el interruptor principal del secundario debe esperar la operación de su elemento de tiempo de característica larga para desconectar las condiciones de falla. Los tiempos involucrados, que son del orden de 10 segundos y mas, son suficientemente largos como para permitir daños serios al equipo en el secundario de la subestación.

La subestación selectiva.

Se puede lograr una mejora en el nivel básico de protección proporcionado por el interruptor principal secundario junto con un grado mayor de coordinación selectiva, con la selección de las curvas características tiempo-corriente mostradas en la Fig. 1.5 para una "subestación selectivamente coordinada". Aquí la curva característica del interruptor es la misma que la de la Fig. 1.4 para la subestación a plena capacidad. Sin embargo, el interruptor principal secundario tiene un elemento de tiempo corto para reemplazar al elemento de disparo instantáneo usado anteriormente y el ajuste del dial del relevador primario ha sido ligeramente incrementado. El efecto completo de estos cambios es el haber logrado una completa selectividad entre el principal secundario y los interruptores de los alimentadores para todos los valores de corriente de corto circuito, incluyendo un corto circuito en las terminales del interruptor de un alimentador en la subestación. De aquí el nombre de "subestación selectivamente coordinada". Además el "anidamiento" mas cercano entre las características del secundario principal y la de los interruptores de los alimentadores proporciona una protección mas rápida para fallas en el bus con valores de corriente justamente arriba del pickup máximo del instantáneo del interruptor del alimentador. En otras palabras el "gap tiempo-corriente" entre los disparos por los instantáneos de los dos interruptores que se muestran en la Fig. 1.4 han sido substancialmente eliminados por el uso del disparo de tiempo corto en el interruptor principal de la Fig. 1.5.

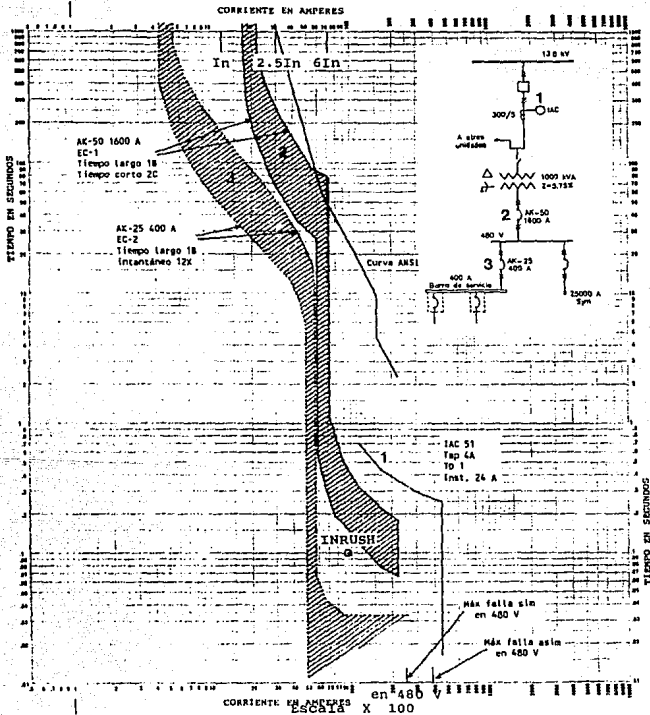


Fig. 1.5 Curvas tiempo-corriente en la cual se muestra la coordinación selectiva de la subestación.

Debe también anotarse que la coordinación existente entre el relevador primario y el interruptor principal secundario se ha mejorado bastante. Si exceptuamos la pequeña y estrecha banda para corrientes de falla abajo de 7650 A (la característica 16%, ver curva punteada), que representa una falla entre fases en el bus secundario, la coordinación entre los sistemas primario y secundario, es completamente selectiva.

En resumen, las gráficas que se ven en la Fig. 1.5 para una subestación unitaria típica de 1000 kva, 480 Y/270 volts secundarios y su alimentador primario, representa un compromiso excelente entre las metas de protección máxima y continuidad máxima de servicio. Las dos cosas han quedado satisfechas hasta un grado realista debido a la cuidadosa selección y acomodamiento de las curvas características de los dispositivos de protección principales. Sin embargo, aún se pueden realizar mejoras si el juicio lo demanda, reduciendo el ajuste del pickup del elemento instantáneo del interruptor del alimentador y el elemento de tiempo corto en el interruptor principal en el secundario. Como alternativa, un elemento de disparo de tiempo corto en combinación con los elementos de tiempo largo e instantáneo puede ser usado en el interruptor del alimentador. Un estudio cuidadoso de la Fig. 1.5 mostrará que con cualquiera de estas alternativas y con una selección apropiada del ajuste del pickup se puede asegurar una completa y selectiva coordinación para cualquier tipo de fallas y una protección aún mas rápida para corrientes de falla mas pequeñas.

Lo anterior indica que hay muchas formas en que se puede lograr una coordinación en un arreglo específico de dispositivos de protección. En cada instante el grado de coordinación selectiva logrado es diferente, ya que en cada caso se efectúa un compromiso diferente entre los requerimientos de protección del equipo y del circuito y el deseo de una continuidad máxima de servicio. Los ejemplos ilustrados son representativos de instalaciones actuales, pero difícilmente quedan incluidas todas.

Aún en los casos individuales los problemas y los principios de solución son los mismos. En cada caso es el trabajo del ingeniero industrial en distribución de potencia, decidir el grado de coordinación aceptable entre los dispositivos de protección de su sistema de potencia. Cuando él logra ese grado de coordinación entre las curvas, en el proceso de prueba y error, él ha resuelto el problema real -cuando menos en el papel.

De la teoría al hecho.

Para trasladar a la realidad los logros obtenidos en el papel, son necesarios algunos pasos adicionales. Primero se debe hacer la selección e instalación de los dispositivos de protección con un rango adecuado de ajuste para cumplir con los requisitos presentes y futuros. Así, si se requiere que el ajuste del disparo instantáneo sea de seis veces la capacidad de la bobina en un dispositivo de acción directa, se debe entonces usar una bobina ajustable entre cuatro y seis veces la capacidad nominal de la bobina o bien una que tenga un rango entre seis y doce veces. La selección que se haga dependerá sin embargo, de que los ajustes futuros del elemento instantáneo se requieran de cuatro o de doce veces. Después de que los valores nominales de los dispositivos y sus rangos apropiados han sido seleccionados, se deben estipular los ajustes específicos de pickup de los elementos de sobrecorriente de tiempo largo e instantáneo, por ejemplo 130 por ciento de la corriente nominal y cinco veces y media el valor nominal de la bobina respectivamente. Esto debe hacerse para asegurar que la calibración y el ajuste vengan de fábrica pues es posible que en el campo pueda ser inconveniente o tal vez virtualmente imposible, hacerlos con el equipo de prueba portátil.

Otro paso suplementario consiste en instruir a los electricistas y al personal de mantenimiento que no hay que mover los ajustes de los dispositivos de protección, aún en el equipo que no ha sido instalado; mas aún, que los cambios en el equipo de protección deben ser hechos bajo la supervisión de un ingeniero o persona calificada.

Finalmente, como casi todos los sistemas industriales cambian con el tiempo tanto en equipo como en requerimientos de protección y de continuidad de servicio, es necesario revisar periódicamente la aplicación general de las condiciones y mantenerlas siempre al día. Cuando las condiciones lo requieran, los ajustes de las protecciones se deberán cambiar y verificar, ya sea con la ayuda de equipo portátil especialmente diseñado que se tenga disponible o con la ayuda de técnicos y equipos que algunas compañías especializadas ofrecen y están listas para proporcionar. En caso de que los reajustes no puedan ser realizados a satisfacción en el campo, se deberán ordenar dispositivos de protección que vengan calibrados y ajustados de fábrica.

Solamente cuando se hayan dado todos estos pasos: la obtención preliminar de información, el proceso de prueba y error con las curvas características de los dispositivos de protección, la decisión en cuanto al grado de coordinación necesario, la especificación de los dispositivos particulares y sus ajustes, y la revisión periódica de los requerimientos de protección y de continuidad de servicio, solo entonces se asegurará la coordinación de los dispositivos de protección tanto en teoría como en la práctica.

COORDINACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION
EN SISTEMAS DE POTENCIA INDUSTRIALES

PARTE 2.- SISTEMAS DE MEDIO VOLTAJE

El desarrollo de un sistema coordinado de protección por sobrecorriente para sistemas de potencia industriales de medio voltaje se basa en los mismos principios básicos y sigue el mismo enfoque que el delineado en la Parte 1 de esta serie que versó sobre la protección de sistemas de bajo voltaje. Sin embargo hay diferencias en la filosofía de aplicación de la protección por sobrecorriente entre estos sistemas.

Generalmente el costo del equipo de medio voltaje es mas alto y se sitúa en un lugar mas sensible, de aquí que la práctica preferente sea la de proporcionar dos sistemas de protección por sobrecorriente separados en alguna forma. El primero (o primera zona) funciona como la protección primaria contra las altas corrientes de corto circuito y debe, por lo tanto, ser muy rápida. El otro sistema de protección, la zona de respaldo, funciona como protección de respaldo para la primera zona y también actúa para detectar y desconectar fallas que ocurren en áreas que no quedan cubiertas por la protección de primera zona.

Primera Zona de Protección por sobrecorriente.

La selectividad inherente de los transformadores de corriente diferencialmente conectados en el esquema de protección diferencial hace posible el tener ajustes sensibles y tiempos de operación muy cortos. Así, los relevadores diferenciales son idealmente adecuados para y usados extensivamente como primera zona de protección. En virtud de su inherente selectividad, solo se requiere tener conocimiento del sistema dentro de la zona protegida. El detalle del sistema exterior generalmente no afecta los ajustes del relevador diferencial.

El detalle de la protección diferencial, la primera zona, como se puede aplicar típicamente en el sistema de potencia de la Fig. 1.6 (el sistema de ejemplo introducido en la Parte 1) se muestra en la Fig. 1.7. Se establecen cuatro zonas separadas para aplicar la protección diferencial, una para cada transformador principal y una para cada sección de bus de 13.8 kV. Cuando ocurre una falla dentro de una de estas zonas diferenciales, el relevador diferencial asociado actúa y dispara solo los interruptores necesarios para aislar la zona. La importancia de las secciones de bus de 13.8 kV

garantiza la superior protección del relevador diferencial de voltaje. Ver Fig. 1.7. Similarmente, los transformadores principales son de un tamaño e importancia tal, que su protección queda garantizada con los relevadores diferenciales con restricción de armónicas.

Protección de respaldo

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo son los elementos que dominan como protección de respaldo en sistemas industriales de medio voltaje. Los fusibles, que con un mismo elemento sensan y desconectan las fallas también son utilizados. La selectividad no es inherente en estos dispositivos y para lograrlo se debe seguir un cuidadoso procedimiento. Este se ilustrará para el área de medio voltaje del sistema de la Fig. 1.6 pero primero revisémos algunas consideraciones básicas:

Primera.- Un sistema de protección por sobrecorriente coordinado en forma apropiada obtiene selectividad y protección para el equipo -dos cosas básicamente incompatibles- dentro de ciertos límites razonables. La selección del tap en el relevador de sobrecorriente de tiempo (el pickup) posiciona la característica tiempo-corriente con respecto a la corriente en la gráfica de coordinación. Como tal debe acomodar los límites de selectividad y de protección del equipo ambos en tiempo largo. Usualmente el tap mas bajo que permite selectividad de tiempo largo, es la primera selección al establecer el ajuste del relevador ya que proporciona la protección mas sensible. Se puede tener una excepción a esta regla, como se verá en el ejemplo mas adelante, cuando se involucran diferentes características de sobrecorriente de tiempo inverso y/o cuando la protección mas rápida posible contra cortos circuitos es de vital importancia.

El dial de tiempo del relevador de sobrecorriente posiciona la característica tiempo-corriente con respecto al tiempo en la region de tiempo corto. Debe acomodar las consideraciones de selectividad y de protección del equipo en tiempo corto. Como en el caso del ajuste del tap y por razones de seguridad, el ajuste del dial usualmente se pone tan abajo como sea posible sin violar la selectividad.

Los límites de selectividad se determinan por las características tiempo-corriente de la carga y/o la característica tiempo-corriente del dispositivo de protección en el lado de la carga (aguas abajo). Los límites de protección se determinan por la capacidad tiempo-corriente de los componentes a proteger por el dispositivo considerado.

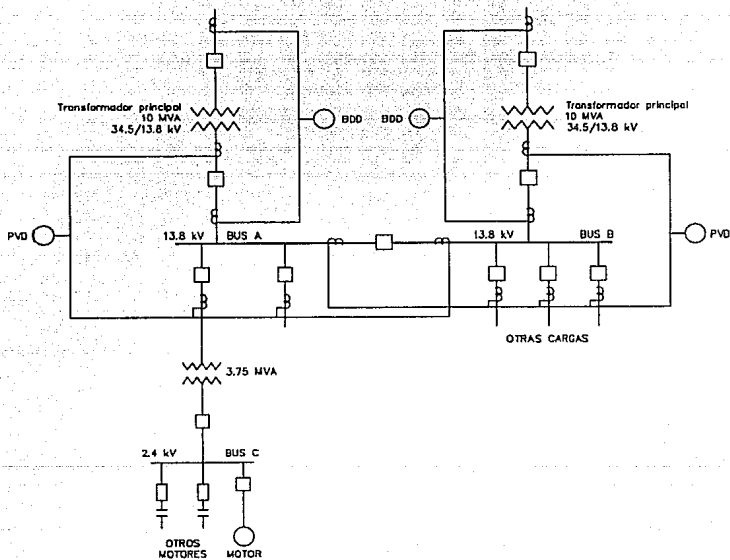


Fig. 1.7 Diagrama típico de protecciones complementario para un nivel de voltaje en el sistema de la fig. 1.6.

Segunda.- Donde están involucrados dispositivos de sobrecorriente de tiempo inverso de tipo similar y si se obtiene selectividad en uno de los extremos de la característica tiempo-corriente, se tendrá entonces, que la selectividad prevalecerá en todo el rango. La selectividad a corrientes bajas y tiempos largos se verifica simplemente comparando las posiciones elegidas para los taps en la gráfica de coordinación. Para asegurar la selectividad a corriente máxima, se debe tener una tolerancia apropiada para que: 1) transcurra el tiempo de operación de los dispositivos de desconexión asociados, 2) tener un margen de seguridad y 3) soportar el sobreviaje del relé. Vea la Fig. 1.8.

El sobreviaje es la continuación del movimiento del disco del relé debido a la inercia, después de que se le ha quitado la señal de operación. En la Fig. 1.8 al presentarse la falla se inicia el movimiento de los discos de los reles 1 y 2, sin embargo, el disco del relé 1 sobreviajará después que la falla es desconectada por 2 y disparará el interruptor 1 inecesariamente si las dos características están muy cerca una de la otra. Como se indica en la Fig. 1.8 el valor usual para el sobreviaje del relé es 0.1 seg, para la operación de un interruptor de 8 ciclos es 0.13 seg. y para el margen de seguridad es de 0.17 seg. los últimos valores se pueden disminuir con el uso de interruptores mas rápidos y/o con relevadores calibrados en el campo.

Tercera.- Con una serie de dispositivos de protección a lo largo del sistema en cadena entre la fuente y la carga, la característica tiempo-corriente del dispositivo mas cercano a la carga es la que se establece primero, luego las demás características son sucesivamente establecidas hacia la fuente.

Cuarta.- Los elementos de los reles estandar de sobrecorriente de tiempo son dispositivos electromecánicos inductivos y, por lo tanto, sensibles solo a la CA o a la componente simétrica de la corriente de corto circuito. Los solenoides, dispositivos usados como elementos sensores de sobrecorriente de operación instantánea, generalmente adaptados junto a los de tiempo inverso, son sensibles a la corriente de corto circuito total o asimétrica. Como el procedimiento de cálculo de corrientes de corto circuito estandar deriva las corrientes simétricas, los resultados obtenidos se usan directamente en el ajuste de los reles de sobrecorriente de tiempo. Cuando se ajustan los dispositivos instantáneos, se debe aplicar un factor apropiado a las corrientes de corto circuito calculadas

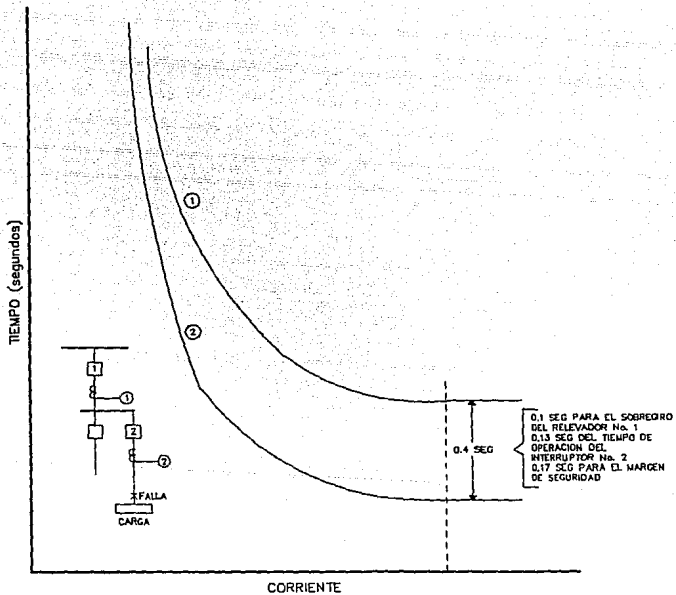


Fig. 1.8 Intervalos de tiempo entre dos relevadores en cascada que permite selectividad para la corriente de falla máxima.

para obtener la corriente asimétrica. Para sistemas de medio voltaje, el factor de desplazamiento aceptado es de 1.6 para circuitos de mas de 5000 Volts y de 1.5 para circuitos abajo de los 5000 Volts.

Ajustando relevadores de sobrecorriente en sistemas de medio voltaje.

Antes de dibujar las curvas de coordinación, se deben calcular los niveles de corto circuito para establecer la coordinación con corriente alta y tiempo corto. Se deben establecer los límites de selectividad tales como las características tiempo-corriente de la carga por corto tiempo y la corriente de carga máxima de los circuitos y equipos. En forma similar se deben determinar los límites de protección tal y como los define el NEC y la ASA para todos los componentes del sistema y de utilización. La característica tiempo-corriente de un dispositivo de protección debe pasar entre esos límites, arriba de los de selectividad y abajo de los de protección.

También es deseable tener los taps de todos los relevadores calculados e insertados (ver Fig. 1.9) en los diagramas de coordinación para facilitar su localización y de un solo vistazo todos los pickups posibles (para las RTC's dadas) cuando se dibujan las curvas de coordinación. Tal serie de taps a escala nos capacitan para mirar adelante, hacia los pickups de los relevadores situados agua arriba y nos permiten así, hacer una selección mas adecuada de los taps que estan menos sujetos a cambios cuando avanza el estudio de coordinación.

Finalmente cuando mas de un nivel de voltaje interviene en el sistema a coordinar, las corrientes de corto circuito, los límites de selectividad y los de protección y las corrientes de los taps a escala se deben referir a un mismo voltaje base para permitir una aplicación directa de las características tiempo-corriente publicadas para los relevadores. Generalmente este voltaje es el del nivel mas bajo entre los involucrados en el diagrama de coordinación.

Los pasos siguientes muestran una secuencia típica para coordinar en forma selectiva un sistema de protección por sobrecorriente de tiempo en el área de medio voltaje del ejemplo de la Fig. 1.6.

Ajustes de los relevadores para el alimentador del transformador de 3750 kVA y los circuitos asociados de 2400 Volts (ver Fig. 1.9).

Paso No. 1.- Calcular las corrientes de corto circuito máximas y referirlas a la base de 2400 Volts. Supongamos que el

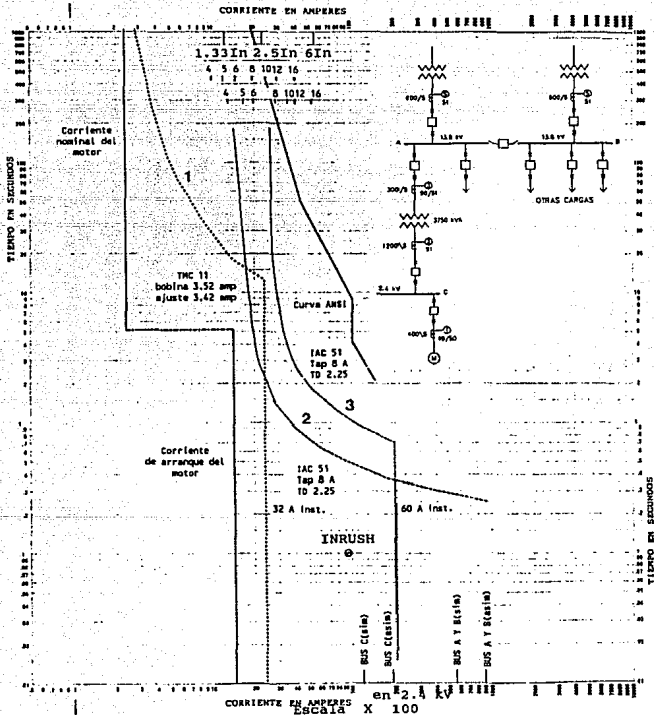


Fig. 1.9 Coordinación entre relevadores de sobrecorriente para fallas entre fases, desde el motor de mayor capacidad hasta el secundario del transformador de 10 MVA.

interruptor de amarre de buses de 13.8 kV esta cerrado, que los dos transformadores de 10,000 kVA estan en servicio, que las impedancias de los dos transformadores son estandar y que el corto circuito en el sistema es representativo: los valores de corto circuito, una vez calculados, se localizan a lo largo del eje horizontal de la gráfica de coordinación.

Paso No. 2.- Calcular la curva ANSI del transformador y los límites de protección del NEC (NEC 450-3, 1959). Localice estos puntos en el diagrama de coordinación.

Paso No. 3.- Localice los puntos de inrush-tiempo para los transformadores. Para el tamaño de los transformadores involucrados y de acuerdo a la tabla 1, una corriente de 12 veces la nominal a 0.1 segundos es la que se toma como punto selectivo que debe caer abajo de la característica del relevador en el primario del transformador.

Paso No. 4.- Para asegurar que no se tenga un disparo indeseable con una sobrecarga tolerable, indicar los niveles de carga y sobrecargas tolerables en la región del tiempo largo del diagrama de coordinación para que los taps asociados del relevador no sean seleccionados abajo de estos niveles de corriente.

Paso No. 5.- Establecer los taps escalados del relé que indican la corriente del sistema de potencia (referida a 2400 Volts base) asociada con los taps de todos los relevadores. Estos taps escalados se muestran en la parte superior de la gráfica de coordinación para las RTC's indicadas, suponiendo el uso de relevadores de sobrecorriente estandar con rango de 4-16 Amp. y taps en 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 Amp.

Paso No. 6.- Determinar los ajustes del relevador de cada alimentador de 2400 Volts. Para ser breves y claros, solo el alimentador con las coordenadas de tiempo mas largo y corriente mas alta con el que los dispositivos subsiguientes deben ser selectivos, será el que tratemos aquí (ver Fig. 4). Suponiendo que el motor grande (1000 hp de inducción), sea la carga determinante, establecer su característica tiempo-corriente en el diagrama de coordinación. (En la Fig. 1.9 se indica la corriente de arranque de seis veces la nominal durante 5 segundos y de ahí en adelante la nominal, esta curva se toma cuando se desconocen los datos de placa del motor). Sin embargo, las curvas características tiempo-corriente de los motores estan constituidas por las siguientes partes:

- a) Corriente de magnetización.
- b) Corriente a rotor bloqueado.
- c) Tiempo de aceleración.
- d) Tiempo de atascamiento máximo permitido.
- e) Corriente a plena carga.

a) Corriente de magnetización.- Consiste de la corriente que circula a través de los devanados del estator del motor cuando éste es inicialmente energizado considerando para esta corriente un valor aproximado de 1.76 veces la corriente a rotor bloqueado para motores en medio y alto voltaje y de 1.5 veces para los de bajo voltaje, con una duración de 0.10 segundos.

b) Corriente a rotor bloqueado.- Es la corriente del motor a velocidad cero (rotor bloqueado), si su valor no se conoce, la Letra Código (NEMA) de placa puede utilizarse para determinarlo.

c) Tiempo de aceleración.- Designa el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor depende de: La capacidad nominal (HP), Par de arranque y la inercia de la carga.

d) Tiempo de atascamiento máximo permitido.- El tiempo de atascamiento del rotor en un motor representa un punto de la curva límite de calentamiento definido por I^2t a corriente de rotor bloqueado. Este valor generalmente es proporcionado por tablas de fabricantes.

e) Corriente a plena carga.- Corresponde al valor de corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, potencia y frecuencia nominales. Este dato normalmente aparece indicado en la placa del motor, en caso de que no se conozca, pueden utilizarse datos típicos proporcionados por tablas de fabricantes.

La protección contra sobrecorriente deberá tener un ajuste en tiempo suficiente para permitir que circule la corriente de arranque del motor, de tal manera que opere la protección en caso de que se alcance el tiempo de atascamiento máximo permitido al rotor.

Normalmente, para un motor de ese tamaño se aplica un relé térmico (cuya característica sigue muy de cerca a la característica de calentamiento del motor) y un elemento de sobrecorriente instantáneo. El elemento térmico se ajusta para permitir una pequeña pero continua sobrecarga, digamos 15%, basada en la corriente nominal del motor. La curva (1) de la Fig. 1.9 es la característica tiempo-corriente de tal relevador y debe ser dibujada en el diagrama. Observe que esta característica permite sobrecargas altas de corta duración en el motor y que es selectiva con la característica especificada tiempo-corriente del motor. El elemento instantáneo se ajusta solo un poco arriba de la corriente máxima asimétrica de arranque del motor, basada en un factor de desplazamiento de 1.6 y en un factor de sobrevoltaje de 1.1.

Paso No. 7.- Ajustar el relevador (2) del interruptor en el secundario del transformador. El tap escalado (2) Fig. 1.9, muestra que las posibilidades para seleccionar el tap del relé se reducen al 5, 6 y 8 para acomodar la corriente de carga continúa de cuando menos 1.33 veces la corriente normal del transformador pero sin exceder la limitación NEC de 2.5 veces la corriente nominal. Independientemente del tap elegido, un tiempo muy alto resulta cuando se selecciona un dial de tiempo que sea selectivo con el relé térmico del motor. Mas aún, esta protección lenta se reflejará en el ajuste de los relevadores aguas arriba que deben ser selectivos a su vez, con el relé (2). Tomando el ajuste del dial que dé por resultado los 0.4 segundos mínimos necesarios para asegurar la selectividad con la corriente de falla máxima simétrica (bus C), el tiempo de protección podría ser devuelto a un mínimo con el costo de la anteriormente mencionada selectividad con el relé (1) dentro de un pequeño rango de corrientes de falla. El resultado de tal enfoque, considerado preferido en este caso, se ilustra con la curva (2) establecida por el tap 8 y el dial 2 1/4. El tap mas alto dentro de los límites prescritos se utiliza para minimizar el traslape entre las curvas (1) y (2).

Paso No. 8.- Ajuste del relevador (3) en el lado primario del transformador de 3750 kVA. Se incorpora la familia de curvas características del relé a lo largo de la escala superior (3), muy pronto se reconocerá que el tap de 8 Amp. es el mas bajo que será selectivo con las curvas del relé (1) y del relé (2) dentro de un rango del dial que solo requiere el tiempo mínimo necesario (0.4 seg.) para tener selectividad con el corto circuito máximo. La selección del dial asociado, 2 1/4, también ofrece un margen suficiente para asegurar la selectividad con el relé (2) durante fallas entre fases. Aquí el relé (3) verá aproximadamente 15% mas corriente que el relé (2) para una falla entre fases en el lado de la carga del relé (2), ya que el transformador estrella-delta está entre los dos relés. Se podría usar un tap mas alto con un dial mas pequeño, cosa que incrementaría el tiempo de protección para corrientes por abajo de la máxima corriente de corto circuito simétrico en el bus C y disminuye ligeramente el tiempo de operación del relé para corrientes entre la máxima de corto circuito simétrico en el bus C y la de ajuste del relé 50. Sin embargo, esto representa una ganancia práctica marginal con el costo de elevar el tiempo de operación del relé para corrientes mas bajas; por lo tanto, los ajustes indicados antes quedarán sin cambio. Observe que el ajuste resultante es selectivo con el punto de inrush del transformador de 3.75 MVA.

Ajustes del relevador para el alimentador del centro de carga (Fig. 1.10).

Paso No. 9.- Ajuste del relé (4). El relé de este alimentador debe ser selectivo con los dispositivos de protección de su carga por lo tanto, primero se deben coordinar las subestaciones unitarias en este alimentador. Este procedimiento ha quedado detallado en la Parte 1 con el resultado propuesto para el relé (4) de: tap = 4 Amp., dial = 1/2 e Instantáneo = 24 Amp.

Ajuste de los relevadores (5) en el lado secundario de los transformadores de 10 MVA (Fig. 1.10).

Paso No. 10.- Ajuste de los relevadores (5). Por el mismo razonamiento dado en el Paso No. 9, todos los ajustes de los relevadores en los alimentadores que salen de los buses A y B deben quedar determinados antes de proceder con el ajuste de los relevadores (5). Suponiendo que los ajustes de los relevadores de los alimentadores restantes dan por resultado que sus características tiempo-corriente caen por abajo de la establecida por el relé (3), los relés (5) deben ser ajustados para que se tenga selectividad con el relé (3), ya que la curva del relé (4) cae completamente por debajo de la curva del relevador (3). Se elige un tap de 8 Amp. para estos relés en el lado secundario del transformador ya que permite que cualquiera de los dos transformadores de 10 MVA asociados lleve la carga de ambos buses en caso de emergencia. Un dial de 2 1/2 proporciona el margen necesario de 0.4 seg. durante la corriente de corto circuito máxima. Aunque se ha logrado la protección mas rápida que prácticamente se puede obtener con relevadores de sobrecorriente, el relé (5) se vería lento para desconectar una falla en el bus de baja tensión del transformador. Esto prueba el valor de la protección diferencial, que como protección primaria, proporciona una desconexión mucho mas rápida.

Protección de tierra en sistemas de medio voltaje.

El sistema de conexión a tierra preferido, limita la corriente de falla a tierra a la necesaria para una positiva y rápida protección. La corriente de tierra que fluye en un sistema se detecta con un relé conectado en el circuito residual en el secundario de los tres transformadores de fase o en el secundario de un TC tipo dona a través del cuál pasan las tres fases. El último arreglo del "sensor de tierra" proporciona la protección mas sensible y rápido (no está sujeta a los errores que pasan en los circuitos residuales de TC's) y como tal es ideal para la protección de alimentadores, particularmente los que alimentan motores y transformadores.

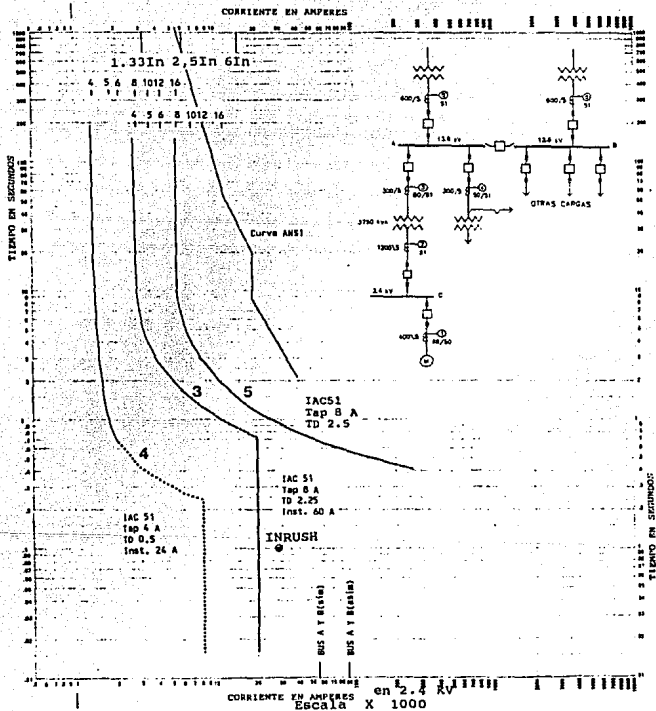


Fig. 1.10 La gráfica muestra que el ajuste de los relevadores en el secundario del transf. de 10 MVA, permiten selectividad con los alimentadores en 13.8 kV.

Los TC's disponibles para el arreglo "sensor de tierra" no son suficientemente grandes para que se puedan aplicar a los circuitos de llegada al tablero blindado y de enlace de buses; por lo tanto, se deben usar los relevadores conectados residualmente para estos casos. Para obtener una protección con una razonable sensibilidad en estos casos, el sistema de conexión a tierra debe permitir una magnitud de corriente de falla a tierra del orden del valor nominal del TC. En este ejemplo, se supone que los secundarios de los transformadores de 10 MVA se conectan a sus respectivos buses de carga a través de buses metálicos que imposibilitan el uso de sensores de tierra. Entonces con TC's de 600/5 conectados en estos circuitos para aplicar relevadores de sobrecorriente residual de tierra, cada neutro de los transformadores de 10 MVA se conecta a tierra a través de una resistencia de 600 Amp. Sin embargo, en el bus de carga del transformador de 3.75 MVA solo se usarán sensores de tierra y 400 Amps. serán suficientes para su operación.

El detalle de un arreglo de protección a tierra recomendable para este ejemplo, se ilustra en la Fig. 1.11. Los sensores de tierra instantáneos (50GS) proporcionan una protección rápida a todos los alimentadores. Aplicado a tableros o contactores, su pickup no es mayor de 15 Amps. de corriente de falla a tierra. La curva (2) incluye el tiempo del relé mas el tiempo de operación del contactor, por lo tanto, no es necesario el que el margen de tiempo entre él y la curva del relé de neutro de respaldo (3) incluya el tiempo de operación del interruptor. Sin embargo, para asegurar la selectividad del relé (3) con la curva del sensor de tierra (1) del tablero de 2400 Volts, el margen usual con la corriente de falla máxima se conserva entre las curvas (1) y (3), con un ajuste del dial del relé (3) de dos.

Como el relé (3) no tiene que ser selectivo con ningún otro relé de sobrecorriente y solo vé corriente de falla a tierra, se usa el tap mas bajo disponible; en un relé estandar usualmente este tap es 0.5 dentro de un rango de 0.5 a 2. Esta completa la coordinación del relé de tierra hasta los dos buses de carga de 13.8 kv.

Cada transformador de 10 MVA tiene en su neutro dos relevadores de sobrecorriente de tiempo (51G) para proporcionar protección de respaldo contra fallas a tierra a los sensores de tierra de los alimentadores y a las diferenciales de bus. El relé (5) que dispara el interruptor de enlace de buses, se ajusta tan sensible (Tap 0.5 Amp) y tan rápido (Dial 3 1/2) como sea posible, sin violar la selectividad con los sensores de tierra de los alimentadores. El disparo del interruptor de enlace divide al sistema y detiene el flujo de corriente de falla en el lado sano del

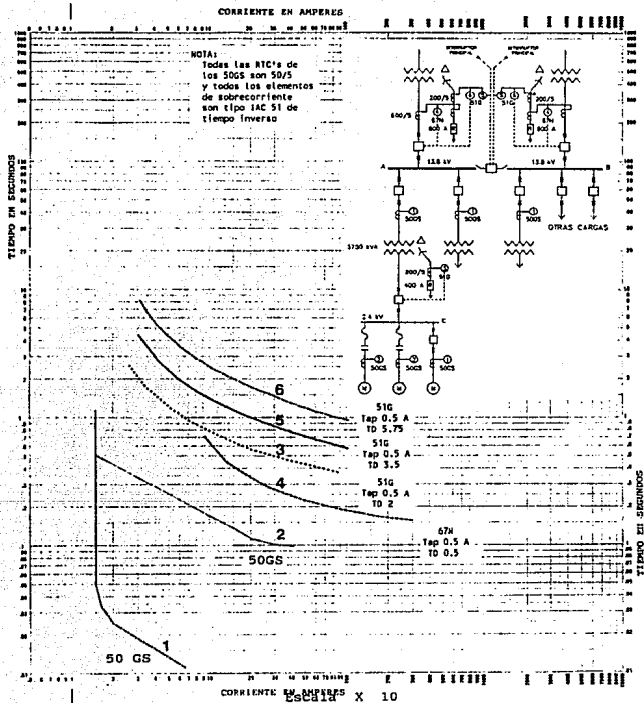


Fig. 1.11 Diagrama y curvas de coordinación de relevadores recomendados para falla a tierra en niveles de medio voltaje, para el ejemplo de la fig. 1.6.

sistema. El flujo de corriente de falla a tierra que continúa circulando en el lado de la falla hace operar al relé (6) que manda abrir el interruptor del lado secundario del transformador.

El ajuste de 0.5 del tap y el de $5 \frac{3}{4}$ del dial en el relé (6), es el mas sensible y rápido que será selectivo con el relé (5).

Se puede lograr una protección mas rápida contra fallas a tierra en el secundario del transformador, sin interrumpir la energía a ninguno de los buses de carga, aplicando relevadores direccionales de tierra (67N) en los circuitos secundarios de los transformadores. Como se indica en el diagrama de la Fig. 1.11 estos relevadores son polarizados por sus respectivos circuitos de neutro a tierra y son sensibles solo a fallas a tierra en el lado del transformador del interruptor secundario asociado. Por lo tanto se ajustan tan sensibles y tan rápidos como sea posible (Tap 0.5 Amp., Dial $1/2$) ya que no hay otros dispositivos de protección con los que ellos tengan que coordinar. Una falla a tierra en el secundario del transformador será eliminada con el disparo, iniciado por el relé direccional de tierra, de los interruptores en ambos lados del transformador.

Conclusión.

Con esto se ha ilustrado el enfoque básico de una protección por sobrecorriente en un sistema de medio voltaje. Se observa que es posible hacer muchas variantes y refinamientos en un sistema dado. Una valiosa y recomendable práctica es el ajustar cada relevador y probarlo para asegurar que operará como se pretende. Finalmente, el estudio de protección por sobrecorriente se debe mantener actualizado. Cada vez que haya cambios en el sistema, incremento de capacidad de generación, de carga, o rearreglo de la misma, deberá ser estudiada cuidadosamente y se deberá verificar si existen repercusiones en el sistema de protección.

CAPITULO II

COORDINACION CLASICA

COORDINACION DE FUSIBLES Y CARGAS

Los fusibles que se usan directamente como protección para el equipo que representa la carga, tienen principalmente dos finalidades:

- 1.- Protección contra sobrecargas.
- 2.- Protección contra fallas en el equipo.

En el primer inciso queda comprendido el caso de falla en el circuito secundario de un transformador protegido con fusibles, ya que representa la sobrecarga máxima que se puede presentar.

Para cumplir correctamente con el cometido que se implica en los dos incisos, el fusible deberá coordinarse con el equipo que esté protegiendo puesto que, de no ser así, se caería en un desaprovechamiento de la capacidad y de la capacidad del equipo, o por el contrario, en un envejecimiento prematuro del aislamiento del mismo.

Lo anterior nos lleva a la conclusión de que cada equipo debería estar protegido con fusibles especiales, no solo en cuanto a la corriente nominal de los mismos, sino en cuanto a todas las características que lo definen.

Pasemos a ver como debe ser hecha la selección para cumplir con el primero de los puntos mencionados.

El fusible deberá tener un punto mínimo de fusión en régimen permanente igual o mayor que la corriente máxima que puede soportar el equipo protegido en régimen permanente o en régimen calculado de acuerdo con la inercia térmica del mismo.

Esto debe ser tomado en cuenta, pues si bien un equipo cualquiera debe poder suministrar en régimen permanente su potencia nominal, no es menos cierto el hecho de que dependiendo del ciclo de carga del mismo con respecto al tiempo, el valor de la potencia nominal puede ser excedido sin disminución de la vida útil del equipo si se cuida que la temperatura de ningún punto del mismo exceda la de diseño, y esto se puede lograr gracias a que como ya se dijo, la inercia térmica hace que la elevación de temperatura debida a la sobrecarga sea mas o menos lenta dependiendo del tamaño del equipo.

Sin embargo, por lo que respecta a los fusibles, debido a que en comparación con el equipo protegido presentan una masa pequeña, o lo que es lo mismo, una inercia térmica pequeña, la elevación de temperatura en ellos cuando se presentan sobrecargas, aún en el caso de sobrecargas calculadas, es bastante rápida, por lo que se tendrá que optar por un fusible que en régimen permanente pueda llevar no solo la carga nominal del equipo protegido, sino la máxima que se piense obtener de él aunque solo vaya a ser por períodos relativamente cortos.

Por lo anteriormente expuesto y, de acuerdo con lo que la experiencia ha demostrado ser lo mas adecuado para resolver este problema, se escoge normalmente un fusible lo mas cercano que se pueda a 1.5 veces la corriente nominal del equipo protegido. Cuando esto no es posible debido a que el valor deseado no es un valor normalizado, en base al signo de la diferencia entre el valor deseado y el valor disponible del fusible, se preferirá uno con característica más lenta o más rápida que la normal.

Esencialmente se debe tener en cuenta que si bien es deseable que en el caso de una sobrecarga planeada los fusibles pueden soportarla, esto mismo no debe suceder en caso de que la sobrecarga sea impensada y elevada, por lo que no deberá escogerse un valor excesivamente alto en los fusibles, así como tampoco deberá reducirse en exceso, ya que esto puede significar la falta de aprovechamiento de capacidad disponible en el equipo.

Ahora bien, se debe buscar además, que para el caso de tener que librar una falla en el equipo o, el caso de un transformador, en el secundario del mismo, el tiempo de libramiento de ésta sea lo mas corto posible, ya que de este modo se disminuyen los daños al equipo fallado, además de disminuir el disturbio implicado al resto del sistema, lo cual redundará en los siguientes beneficios: si la falla en el equipo es librada con rapidez, los daños que se produzcan en él serán menores, lo que permitira su reparación posterior a un costo menor. De igual manera, si la falla es librada con prontitud, se tendran ventajas desde el punto de vista estabilidad de sistema ya que, como se vió con anterioridad, cuanto menos tiempo dure la falla, menor será la oscilación que en él se pueda presentar, lo que implicará que para iguales impedancias de enlace se pueda transmitir más potencia sin riesgo de pérdida de sincronismo.

Por todo esto se debe tener cuidado en no caer en ninguno de los extremos y procurar disminuir hasta donde sea posible los tiempos de libramiento de falla sin sacrificar capacidades del equipo, ni sacrificar protección contra sobrecargas excesivas.

COORDINACION DE FUSIBLES CON FUSIBLES

En esta parte del capítulo se tratará sobre las técnicas a emplear en el manejo de las graficas, curvas y conceptos relativos a los fusibles para lograr coordinación entre ellos cuando se emplean en serie para la protección de circuitos de potencia.

Para obtener una buena coordinación debe tomarse en cuenta lo siguiente:

1.- Cualquier falla en cualquier parte del circuito debera provocar la operación de algunos fusibles de tal manera que la falla sea aislada de la fuente de energía.

2.- Cualquier falla que ocurra entre el extremo remoto del circuito y los fusibles más alejados de la fuente debera provocar la operación de fusible(s) de solamente el juego contiguo a la falla sin afectar a los mas cercanos a la fuente.

Todo ésto nace de la disposición de los circuitos de potencia en los cuales hay carga conectada a lo largo de los mismos, lo cual hace importante que la protección sea lo mas selectiva posible para mantener alimentado el máximo de carga que se pueda sin comprometer la confiabilidad de libramiento de fallas.

El diagrama unifilar generalizado de la disposición en que se tendrán los fusibles y la carga, se representa en la figura 2.1 en la cual se aprecia que lo ideal es que todas las fallas que se puedan presentar en el tramo BC provoquen la apertura de fusibles en el punto B para con ello conseguir librar la falla sin dejar de alimentar las cargas del tramo AB.

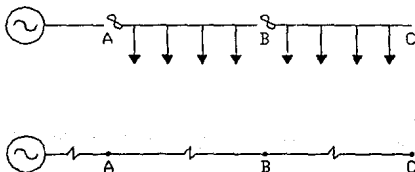


Figura 2.1

Para poder proceder a efectuar la coordinación de los fusibles es necesario antes que nada efectuar el cálculo de fallas en los puntos A, B y C, tanto trifásicas como fase a fase y fase a tierra para que los dos casos extremos de generación que se espere se puedan tener en el sistema, i.e.: para generación máxima y para generación mínima, lo que redundará en variaciones de la impedancia de fuente en el punto A.

Una vez conocidos los valores de falla antes mencionados, se procederá a representarlos en un diagrama tiempo corriente. La construcción de el será la siguiente: Las escalas tanto vertical como horizontal serán logarítmicas; las ordenadas se utilizarán para representar tiempo, mientras que las abscisas serán representativas de corriente. De los valores obtenidos del cálculo de fallas se escogerán únicamente las fallas máxima y mínima correspondientes a cada punto y se graficarán en forma de líneas de corriente constante, o sea en forma de líneas verticales. Una vez hecho ésto, el diagrama presentará la forma del que se muestra en la figura 2.2.

Cabe aclarar aquí, antes de seguir adelante, que la selección de los fusibles para el punto A se podrá hacer toda vez que los fusibles del punto B ya hayan sido seleccionados de acuerdo con lo que para fines de coordinación fusibles-carga se mencionó anteriormente.

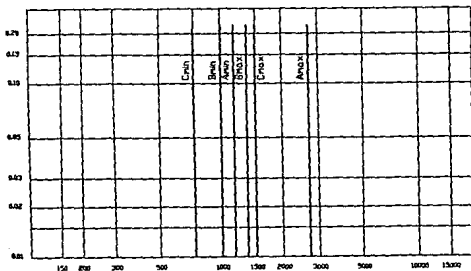


Figura 2.2

Quando ésto se haya concluído, se procederá a representar las características de los fusibles del punto B por medio de las curvas de "tiempo mínimo de fusión" y de "tiempo máximo de libramiento total" ya corregidas por los factores que se mencionaron cuando se hablo de fusibles, o sea por temperatura ambiente, por carga previa, etc.

Una vez que se haya hecho ésto, se deberá proceder a trazar tenuemente la curva de tiempo de libramiento total de los fusibles de B pero afectada de un factor de 1.35 en lo que respecta a los tiempos por ella representados, o sea que, gracias al hecho de ser logarítmica la escala vertical, bastará con desplazar la curva hacia arriba para lograr el efecto deseado.

Ahora bien, el rango de corrientes en que deben coordinar los fusibles sera el comprendido entre las fallas máxima y mínima del tramo BC, o sea el comprendido entre las falla mínima del punto C y la falla máxima del punto B, ya que no se presentarán fallas menores que la mínima del punto C, y por lo que respecta a fallas mayores que la máxima del punto B, solo se podrán presentar para puntos del tramo AB, para el cual los fusibles del punto A deberán obrar con tanta velocidad como sea posible, ya que no necesitarán dar oportunidad a ninguna otra protección a que opere, así, de la curva trazada tenuemente, solo interesará la parte comprendida entre los valores de falla mencionados, por lo que es conveniente trazarla en solo ese rango.

La curva así definida representará los tiempos más abajo de los cuales no deberá quedar la curva de tiempo mínimo de fusión de los fusibles del punto A.

Aunque es cierto que la curva de libramiento total de los fusibles B representa el máximo de tiempo esperable de duración de falla, y la curva de tiempo mínimo de fusión de cualquier fusible representa el máximo tiempo que se le puede aplicar una corriente sin provocar su operación, es recomendable dejar siempre un margen entre las dos curvas para asegurarse de que cualquier variación que pudiera presentarse, ya sea en las características de operación de cualquiera de los dos fusibles o en el valor de la corriente de falla, no provocara la operación de los fusibles de ambos puntos, ocasionando el corte del suministro de energía a todo el circuito. La experiencia ha demostrado que este margen se puede variar para cada fabricante debido a las diferencias de control de calidad en la producción, sin embargo, estas variaciones no serán muy grandes, sino que siempre estarán entre 1.25 y 1.40.

Ahora el diagrama tendrá la forma del que se muestra en la figura 2.3 en el cual se representa ya la curva abajo de la cual no deberá quedar la curva de tiempo mínimo de fusión de los fusibles en A.

Tras ésto se procede a escoger el fusible que presente la curva de tiempo mínimo de fusión (ya corregida) más cercana al trazo tenue que se hizo con anterioridad, pero recordando dos cosas:

- a.- Deberá ser tan próxima a él como sea posible pero superior en todos sus puntos (en el rango mencionado).
- b.- Debera ser una curva sobre la cual se hayan hecho ya las correcciones por temperatura, carga, etc.

Una vez seleccionado éste fusible, se deberán trazar sus dos curvas características completas.

Cabe, sin embargo, aclarar que aunque en la parte derecha del diagrama, las curvas de fusión de A y de libramiento de B se aproximarán bastante, o inclusive se cruzarán, ésto no representa ningún perjuicio para la coordinación de los fusibles, ya que como se dijo antes, para los valores de falla que representa ésta parte del diagrama, la correspondencia a puntos del sistema será a aquellos del tramo AB para los cuales la corriente de falla no atraviesa a los fusibles de B; o, en el caso extremo, para puntos a la derecha de la falla máxima de A, ello implicaría fallas entre él y la fuente, lo que ya no es de la competencia de ninguno de los dos fusibles.

Cuando ya se hayan trazado las curvas de los dos fusibles, se sabrá cuales son los tiempos de libramiento para cualquiera de los dos puntos de falla si es que se necesitan para el cálculo de alguna protección de respaldo en la fuente, o cualquier otra necesidad de información que se presente. En estas condiciones el diagrama tendrá la forma de el de la figura 2.4.

Quedará ahora por hacer un solo calculo más antes de aceptar como definitiva la selección del fusible para A y éste calculo consistirá en verificar que desde el punto de vista de coordinación fusible-carga la selección es adecuada y cumple las condiciones deseadas. Para ésto será necesario conocer la carga total a alimentar, calcular la corriente correspondiente a ella y seleccionar un fusible que la pueda llevar con seguridad y de acuerdo con lo que se dijo cuando se habló de coordinación fusible-carga, o sea poder llevar no solo la carga, sino un porcentaje conocido de sobrecarga sin perder sensibilidad, etc.

Después de efectuado este cálculo deberán compararse los resultados por él arrojados con los obtenidos por medio de las gráficas anteriores y, teniendo en cuenta que no se puede emplear un tiempo menor que el obtenido mediante la coordinación para fallas, ni, por otra parte, se puede emplear un fusible de menor corriente nominal que el definido por la carga, la selección será lógicamente la del fusible mayor de entre ambos resultados.

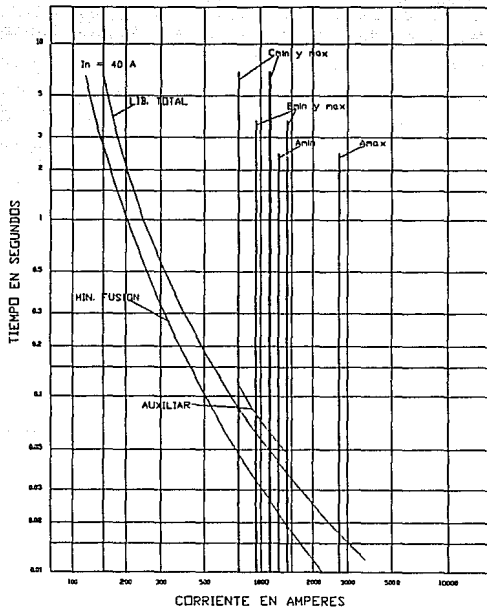


Figura 2.3

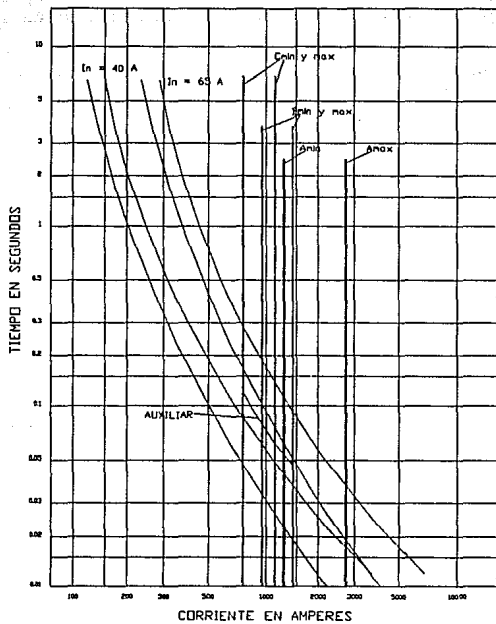


Figura 2.4.

COORDINACION DE RESTAURADORES CON FUSIBLES

Se procedera ahora a ver de que manera se deberán interpretar y manejar las características de los restauradores y de los fusibles para poder coordinarlos entre sí; siempre y cuando el elemento más cercano a la fuente sea el restaurador, ya que fue para esto para lo que fue diseñado. Se excluye el estudio de la coordinación para el caso en que el fusible sea el elemento más cercano a la fuente, ya que esta disposición no se usa por no representar ninguna ventaja sobre la opuesta y sí varias desventajas.

Para poder saber como ha de ser hecha la coordinación de estos dos elementos, deberá ser definido que es lo que se pretende hacer con ellos en base al libramiento de fallas transitorias, al de permanentes y a la selectividad perseguida en cada una de las etapas del proceso.

Por principio se representa por medio de un diagrama unifilar el circuito de potencia en los que se va a hacer la instalación de estos dos dispositivos y, conjuntamente con él, se representa el diagrama de impedancias correspondiente. Estos dos diagramas se encuentran agrupados en la figura 2.5.

De la observación de la figura se desprende que las fallas en el tramo BC deben ser libradas por medio de los fusibles del punto B para evitar que la carga del tramo AB deje de ser alimentada. Sin embargo, y en base a las estadísticas, las cuales indican que el 80% de las fallas en líneas aéreas es de tipo transitorio, se puede hacer que el restaurador del punto A opere antes que los fusibles aún para fallas en el tramo BC, ya que a pesar de ello implica la desconexión de toda la carga, por las características mismas del restaurador, en un tiempo bastante corto, éste volverá a cerrar con lo que, si la falla era transitoria, se habra logrado que automaticamente se haya librado la falla sin que se hayan fundido los fusibles de B con lo que se sigue alimentando la carga, no solo del tramo AB, sino también del BC.

Si, por lo contrario de lo esperado, la falla en el tramo BC no fuera de tipo transitorio sino permanente, el restaurador no deberá disparar, sino que deba dar tiempo a los fusibles de B para que aisen la falla y de este modo no interrumpir la alimentación al tramo AB.

Debido a la imposibilidad de discernir desde la incidencia de la falla si ésta va a ser transitoria o permanente, el criterio que se toma para la elección es uno basado en la reincidencia o no de la falla al instante de recierre del restaurador. De esta manera se hace lo siguiente:

Se ajusta el restaurador de tal manera que su primer disparo lo efectúe con su "característica rápida", lográndose así que el restaurador dispare y elimine la corriente de falla antes de que se dañen los fusibles de el punto B. Otro de los ajustes que hay que dar al restaurador consiste en el número de operaciones "rápidas" que el restaurador va a hacer antes de pasar a su "característica lenta".

Aunque al respecto se puede polemizar que una sola operación rápida debería dar oportunidad a una falla transitoria de desaparecer sin grandes problemas ni para el sistema ni para el restaurador, se puede seleccionar como 2 este ajuste, dándose con ello una oportunidad más a los fusibles de no fundirse, pudiendo suceder con ésto que la falla sí desaparezca en el segundo intento, lográndose con ello mantener alimentada toda la carga. Las probabilidades de que así suceda no son muy remotas, ya que si bien el 80% de las fallas son eliminadas tras un disparo, el 15% lo es tras dos, con lo que se tendrá mayor continuidad en el servicio al evitarse que el 95% de las fallas provoquen desconexiones de algún tramo del alimentador.

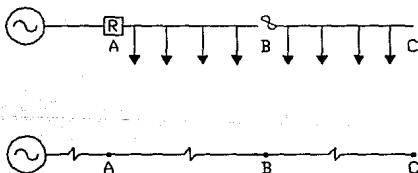


Figura 2.5.

Una vez seleccionados estos dos ajustes del restaurador, se deberá analizar que es lo que éste debe hacer en caso de que a pesar del segundo intento la falla sea permanente.

Si la falla se vuelve a presentar al efectuar el restaurador su segundo cierre, ésto será indicativo (o cuando menos se parte de esa suposición) de que la falla no es transitoria por lo que ahora el restaurador deberá estar dispuesto para disparar de acuerdo con su característica lenta, la cual a su vez debe haber sido de tal manera elegida que coordine con los fusibles del punto B para que si la falla

está en el tramo BC, sean ellos los que la aislen lo suficientemente rápido para que no se provoque la operación del restaurador.

Antes de entrar en detalle acerca del procedimiento gráfico para lograr ésto, es conveniente recordar que los fusibles del punto B ya deben haber sido seleccionados de acuerdo a la coordinación necesaria fusible-carga.

Una vez establecidas éstas bases se puede entrar al método propiamente dicho:

Deberá principiarse, como en el caso anterior, por cacular tanto las fallas trifasicas como las de fase a fase y las de fase a tierra que se pueden presentar en los puntos A, B y C tanto a generación máxima como a mínima en el sistema.

Posteriormente, deberá procederse a construir un diagrama tiempo-corriente en el que tanto la escala horizontal como la vertical sean logarítmicas; las ordenadas se utilizarán para representar tiempos, mientras que las abscisas lo serán para corrientes. De los valores obtenidos por medio del cálculo de fallas, se escogieran la mayor y menor para cada uno de los puntos A, B y C y se graficarán por medio de trazos de corriente constante, o sea por medio de líneas verticales que tendran como abscisa precisamente los valores obtenidos de corriente.

A continuación, se deberán representar en la gráfica las curvas características del fusible B ya corregidas por temperatura, carga, etc. con lo que la gráfica tomara un aspecto como el que tiene el diagrama de de la figura 2.6, en el cual ya se ha trazado lo hasta aquí indicado.

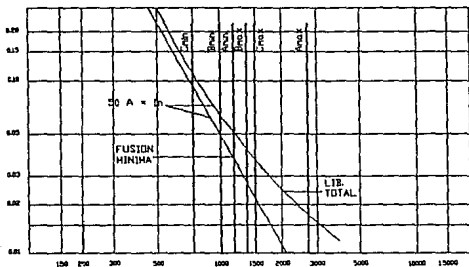


Figura 2.6

Después de ésto deberá seleccionarse la bobina serie que se utilizará en el restaurador, y para esto debera hacerse la selección en base a la carga que tendrá que alimentar. Para ello es necesario hacer un cálculo semejante al que se hizo para la coordinación fusible-carga. Para hacerlo se parte de la carga que se va a alimentar, se calcula la corriente correspondiente y se escoge la bobina con valor nominal más cercano pero superior o igual al valor calculado.

Partiendo del hecho de que las bobinas serie ya hayan sido seleccionadas, se puede proceder a trazar la curva de respuesta tiempo-corriente "rapida" del restaurador en el digrama cuya construcción se ha venido definiendo. Como es facil suponer, se desea que en todo el rango de corrientes comprendido entre la máxima del punto B y la mínima del punto C, la característica rápida del restaurador se encuentre por abajo de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible; y, además, se desea que la distancia entre las dos sea, cuando menos, igual al tiempo de arqueo del restaurador, o sea que de acuerdo con lo visto, esta distancia deberá ser igual o mayor a dos ciclos, lo que para una corriente de 60 Hz representa 33 ms, o si un tiempo de arqueo de tres ciclos es probable, la distancia deberá ser 50 ms o mayor.

Normalmente, la rapidez del restaurador en ésta su característica rápida, así como lo reducido de la falla para puntos mas o menos lejanos a la fuente, permite su operación sin ninguna dificultad, pero, en algunos casos en que el valor de falla en el punto B es bastante grande, puede ocurrir que no se tenga la distancia deseada entre las dos curvas. Cuando ésto sucede, generalmente es suficiente con seleccionar un fusible ligeramente mas grande para el punto B que el que se habia determinado desde el punto de vista carga. Esto se aprecia claramente en la figura 2.7.

Una vez lograda la solución de este primer problema, se puede pasar a coordinar el restaurador en lo que respecta a sus disparos tercero y cuarto (éste último cuando lo haya), en los cuales lo que se desea es justamente lo contrario que lo que se perseguía para los dos primeros.

En vista de que ahora lo que se desea es que los fusibles operen antes de que el restaurador dispare, y, además los fusibles ya han sido seleccionados y fijados, lo que se debe buscar ahora es una curva de operación lenta del restaurador que esté por arriba de la curva de tiempo máximo de libramiento total de los fusibles del punto B. Para ésto se principiará por trazar una curva similar a la de libramiento total de los fusibles pero separada de ella hacia arriba una distancia equivalente a 100 ms. En estas condiciones, el diagrama presentara el aspecto del que se muestra en la figura 2.8:

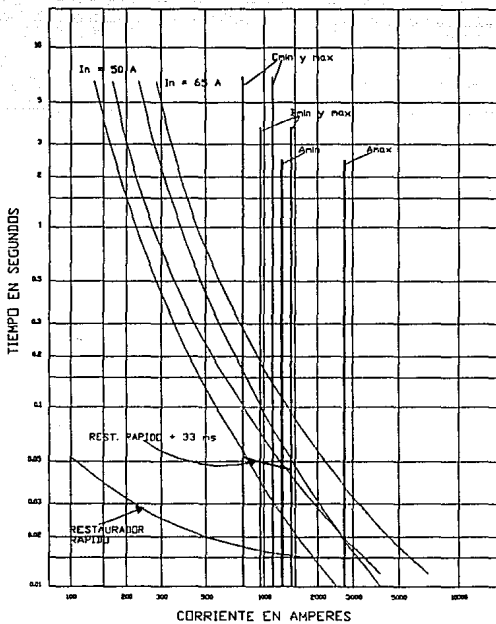


Figura 2.7

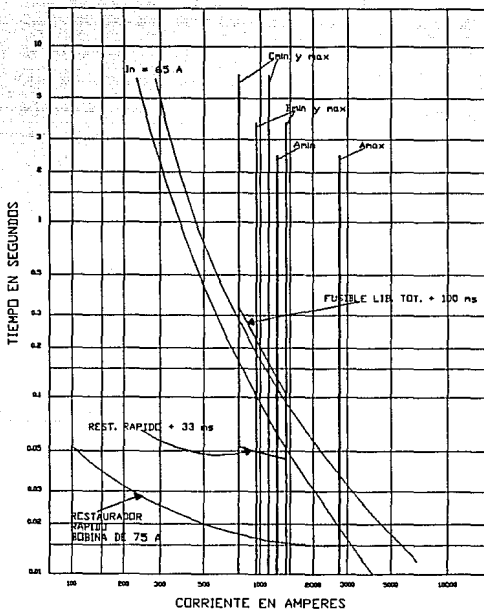


Figura 2.8

La razón de haber trazado la curva que representa el tiempo de libramiento +100 ms es su utilidad, ya que debido a lo que se dijo acerca de los restauradores con respecto a que su curva representativa no indica los tiempos máximos que se les puede aplicar una corriente sin provocar su operación, es precisamente ahora cuando debe tomarse en cuenta ya que la curva de libramiento del fusible indica cuando cesará de fluir corriente, pero es necesario dejar un cierto margen entre esta curva y la del restaurador para evitar que opere además del fusible.

Cuando ya se tiene ésta curva, es necesario recordar nuevamente que es solo para las fallas que se puedan presentar en el tramo BC para las que tienen que coordinarse con los dos elementos desconectores por lo que es conveniente que la curva auxiliar solo se trace en este rango de corrientes. Una vez acordada la curva a éste rango, todo se reduce a seleccionar cual de las curvas disponibles del restaurador quedará por arriba de la curva auxiliar en todo el rango deseado de corrientes y, una vez seleccionada, trazarla en el diagrama con lo que éste quedará similar al que se muestra en la figura 2.9.

Una vez trazado el diagrama completo, se podrán conocer los tiempos de libramiento para todas las fallas en cualquiera de los tres procesos; i.e.: "instantánea" por restaurador, o por fusible, o "lenta" por restaurador, y se podrá afirmar cuales fallas y en donde serán liberadas por cual de los dos equipos.

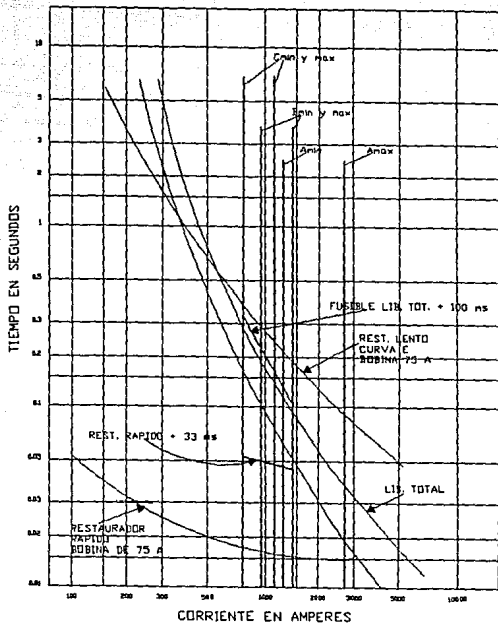


Figura 2.9.

COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES Y FUSIBLES

En esta sección se analizarán las técnicas a seguir cuando los dos elementos por coordinar son un interruptor y un juego de fusibles.

El primer paso a dar para la solución del problema es el tener una idea clara de en que consiste éste, por lo que a continuación se tiene la figura 2.10 en la cual se aprecia un sistema en el que se encuentra en serie un interruptor y un juego de fusibles y, además a lo largo de la línea hay carga conectada, tanto en el extremo AB como en el BC.

Debido a estas condiciones, de lo que se trata es de lograr que para cualquier falla que se presente en el extremo BC, opere el o los fusibles correspondientes sin provocar la apertura del interruptor. Para hacer el estudio de ello, nuevamente se recurrirá a graficar las características del fusible y posteriormente se procederá a encontrar una característica para el interruptor que cumpla con los requisitos de tiempo necesarios para la correcta coordinación.

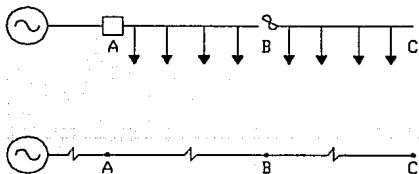


Figura 2.10.

Antes de proceder a efectuar el análisis es necesario mencionar algunos conceptos de los relevadores generalmente asociados con los interruptores. El valor mínimo de operación lo designaremos con el anglicismo "tap" y a la posición del dial de punto de arranque con "palanca" además los tiempos representados por la curva implican una correspondencia biunívoca entre tiempos y cocientes de corriente a tap. Además, debido a que para un cociente determinado, el disco se mueve a velocidad angular constante en toda su carrera, el tiempo de operación correspondiente al mencionado cociente es proporcional al ángulo que el disco tenga que avanzar o, lo que es lo mismo, proporcional a la palanca.

Aprovechando estos hechos es que para su utilización en métodos gráficos es conveniente contar con plantillas, una para cada tipo de relevador, ya que una sola plantilla puede utilizarse para representar la característica tiempo-corriente del interruptor asociado para cualquiera que sea la relación de transformación de los transformadores de corriente empleados, cualesquiera que sean los ajustes de valor mínimo de operación y del punto de arranque que se le den al relevador, ya que basándose en que la plantilla se empleará en escalas logarítmicas tanto vertical como horizontal, cuando se varíe el valor mínimo de operación del relevador, bastará con desplazar toda la carga horizontalmente hasta hacerla corresponder con el valor; igualmente, cuando se le cambie el punto de arranque al relevador, debido a que los tiempos son proporcionales a él, bastará ahora con desplazar la curva verticalmente hasta hacerla corresponder con el nuevo valor.

En la elaboración de las plantillas y para darles mayor facilidad de manejo, se les deberá grabar con una línea vertical que corresponda a un cociente entero y cómodo de corriente a tap, vgr.: 4, además, horizontalmente se les deberá grabar un trazo que corresponda al tiempo de operación en palanca diez y un cociente entero y cómodo (4 nuevamente).

Además se les deberán escribir los datos pertinentes para la identificación del tipo de relevador, o sea, marca y tipo; además, los datos necesarios para la localización de las dos líneas a que se hizo mención (la horizontal y la vertical) en el diagrama tiempo-corriente. Para esto último se consignarán los datos $K=4$ y $t=n$ seg. De éste modo una plantilla se asemejará bastante a la que se muestra en la figura 2.11.

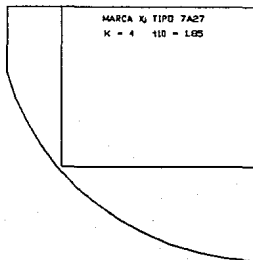


Figura 2.11

Ahora bien, ¿Cómo es que se puede emplear una plantilla de éstas para representar la característica tiempo-corriente de un interruptor?.

A continuación se presentan las técnicas a emplear en los dos casos que se puede presentar la necesidad de resolver; i.e.: A partir de los datos de los ajustes del relevador trazar la curva característica o bien, el segundo caso, a partir de la posición de la curva encontrar los ajustes correspondientes a ella.

Primeramente se procederá a estudiar la localización de la curva a partir de los datos de ajuste del relevador. Partiendo para ejemplo de los siguientes datos:

- 1.- El relevador recibe la señal de corriente de la línea por medio de transformadores de corriente de relación 600/5 Amp.
- 2.- El relevador tiene un ajuste de valor mínimo de operación o "tap" de 6 A.
- 3.- El relevador tiene un ajuste de punto de arranque de 4.25 ("palanca").

Con estos datos se puede iniciar el cálculo de la siguiente manera:

El relevador recibe una corriente que es 600/5 veces menor que la que circula por el primario del transformador de corriente, o sea en proporción 120/1 por lo que para que el relevador le llegue una corriente de 6 A que es su tap, será necesario que en el primario circule una corriente de $6 \times 120 = 720$ A; o sea que el relevador, ya referido al primario es de 720 A.

En base a que la traza vertical de la plantilla corresponde a una corriente de cuatro veces el tap, para encontrar a que corriente corresponde, bastará con multiplicar por 4 el valor antes encontrado de tap primario o sea $4 \times 720 = 2880$ A.

Con este valor ya calculado, es posible localizar la plantilla en el diagrama en lo que a colocación horizontal se refiere. A continuación se efectúa el cálculo de la ordenada de la línea horizontal de referencia para poder definir la posición de la plantilla.

Para este cálculo solamente hay que recordar lo que se dijo con respecto a los ángulos de viaje cuando se habló de relevadores. Lo que se había dicho era simplemente que debido a que a corriente constante, la velocidad angular del disco es constante, el tiempo de operación (cierre de contactos) es proporcional al ángulo que necesite viajar el disco; y, además este viaje es proporcional al parámetro llamado "palanca".

De esta manera y sabiendo, a partir de los datos contenidos en la plantilla, que el tiempo de operación correspondiente a palanca diez es de 1.18 seg. y se desea saber el tiempo correspondiente a palanca 4.25, solamente será necesario establecer una ecuación de proporcionalidad que relacione los datos conocidos con el que se desea conocer, así:

$$\frac{1.18}{10} = \frac{t}{4.25}$$

De donde

$$t = 0.501 \text{ seg}$$

que es precisamente el valor de la ordenada de la recta horizontal de referencia de la plantilla, por lo que ya su posición ha quedado definida y se podrá trazar en el diagrama, el cual aparecerá como se muestra en la figura 2.12, en donde se aprecia que la línea vertical de la plantilla está en una abscisa de 2880 A y la línea horizontal se encuentra en una ordenada de 0.501 seg.

Desde luego el proceso a seguir cuando se cuenta con los datos de colocación de la plantilla y lo que se desea es conocer los ajustes que habrán de darse a la protección, no es otra cosa que seguir en orden inverso los pasos que se siguieron en el caso anterior.

Partiendo en ésta ocasión del diagrama de la figura 2.13 en la cual se presenta una curva característica que está colocada, como se puede apreciar, con una abscisa de referencia de 800 A y una ordenada de referencia de 0.450 seg.

Primeramente para calcular la palanca que habrá de darse al relevador, se deberá establecer nuevamente la ecuación de proporcionalidad anterior, o sea:

$$\frac{PAL}{0.450} = \frac{10}{1.18}$$

de donde se tiene que:

$$PAL = 3.81$$

Ahora para calcular el tap primario del relevador, bastará con dividir el valor de la abscisa de referencia entre cuatro (debido a que $k=4$), lo que en este caso arroja un resultado de 200 A. Tras contarse con este resultado se cae aparentemente en una indefinición, ya que el número de

arreglos que pueden hacerse con la relación de los transformadores de corriente y taps del relevador para obtener un tap primario de 200 A es muy grande en apariencia, sin embargo, si se mantiene en mente el hecho de que lo más deseable es usar una relación de transformación en los transformadores de corriente tal que en su secundario se tenga una corriente cercana a la nominal pero sin rebasarla y sabiendo que un valor de norma de corriente para secundarios de transformadores de corriente es 5 A, la selección de valores queda ya casi hecha pues se puede escoger una relación de transformadores de corriente de 200/5 y un tap en el relevador de 5 A con lo que se tendrá en resumen:

$$RTC = 40/1 = 200/5 \text{ A}$$

$$TAP = 5 \text{ A}$$

$$PAL = 3.81$$

Una vez vistas las técnicas del manejo de las curvas características de los interruptores asociados a relevadores, se puede pasar a resolver el problema de coordinación que se había planteado originalmente, o sea el de interruptor-fusibles.

Para proceder a su solución es necesario partir del cálculo de corriente de falla en los distintos puntos del circuito en cuestión, tanto trifásica, como fase a fase y fase a tierra y trazar los valores máximo y mínimo para cada uno de los puntos A, B y C.

A continuación deberán trazarse las curvas de tiempo mínimo de fusión y de tiempo máximo de libramiento total del fusible ya corregidas por los factores que sea necesario y procedente aplicar. Una vez hecho ésto deberá procederse a trazar suavemente la curva de libramiento total del fusible pero desplazada verticalmente por un factor de 1.35 (por las razones expuestas en el capítulo de coordinación fusible-fusible). Desde luego, solamente es necesario trazarla en el rango de corriente comprendido entre la mínima del punto C y la máxima del B.

A continuación y por arriba de esta curva, se deberán trazar tres o cuatro puntos distribuidos de una manera aproximadamente uniforme desde el punto de vista horizontal y cuyas ordenadas sean las de la curva tenue en las abscisas correspondientes pero sumadas a 100 ms. En estas condiciones el diagrama deberá ser similar al que se muestra en la figura 2.14.

Ahora solo faltará colocar la plantilla del relevador en el diagrama y encontrarle una posición tal que su tap primario no sea menor de 1.5 veces la carga total de la línea ni mayor de 0.5 veces la falla mínima del punto B.

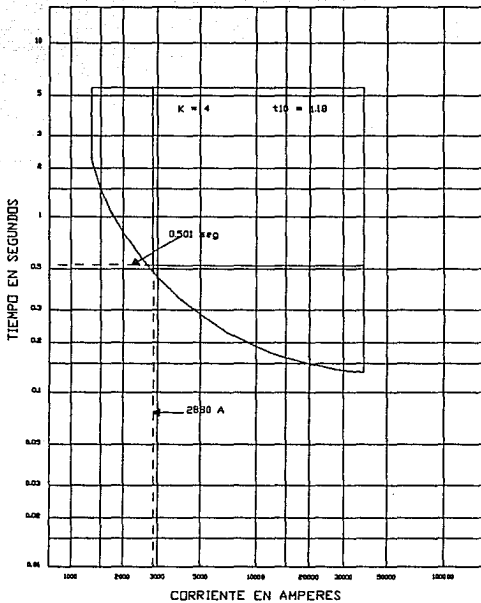


Figura 2.12

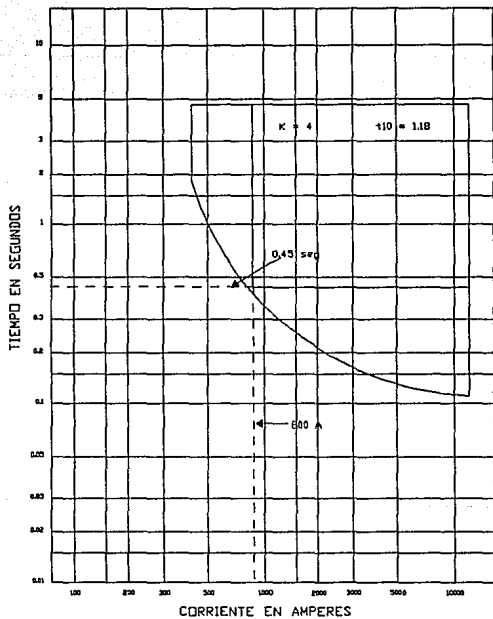


Figura 2.13

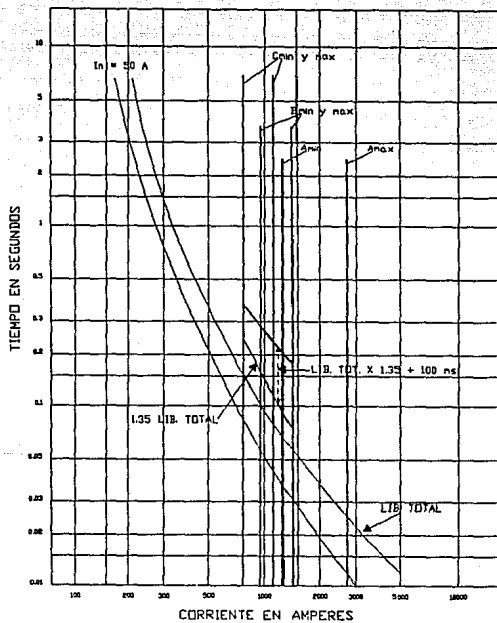


Figura 2.14

Veamos ahora porque se escogen todos estos valores que parecen arbitrarios pero que en realidad solo son una forma cómoda de extraer la experiencia en una forma lógica y bastante aproximada:

Se trazó la curva de 1.35 veces los tiempos representados por la curva de libramiento total en vista de que aunque los tiempos representados por ella son tiempos de extinción de corriente, es preferible tener un margen con ayuda del cual se pueda asegurar con un índice mas alto de probabilidades de acertar que al transcurrir el lapso indicado por la curva auxiliar, la corriente ya se extinguió por completo.

Se trazaron los puntos a 100 ms por arriba de ésta curva en obvio de dificultades de trazar toda una curva con esta misma función, ya que debido al hecho de ser logarítmicas las escalas, esta labor no consistiría en desplazar simplemente la curva, sino que implicaría una curva de forma nueva; ahora bien, se escogió un tiempo de 100 ms para tomar en cuenta el efecto de la inercia tanto en las componentes electromagnéticas (T.C.'s, posibles transitorios en cables de control, etc.) como mecánicas del circuito detector de fallas con lo cual se puede asegurar que si la corriente se suspende 100 ms por abajo de la característica tiempo-corriente de los relevadores, éstos no operarán; por lo que si ahora se escoge una característica en ellos que sea cuando menos 100 ms superior al tiempo que tardan los fusibles en extinguir la corriente, se conseguira el efecto deseado.

El hecho de que el tap primario tenga como límite inferior el 150 % de la carga se basa en que el interruptor debe ser capaz de llevar toda la carga del circuito y además, en caso necesario, una ligera sobrecarga, por lo que tomando en cuenta el efecto transitorio denominado carga fria (en detalle del cual no se profundizará) es recomendable dejar este margen como mínimo seguro.

Además, se debe tomar como límite superior un valor de tap primario para el que la corriente mínima de falla en el punto B sea del doble de él para tener la certeza de que el relevador operará para falla mínima justo atrás de los fusibles y que además lo hara con la suficiente energía para cerrar sus contactos aún en el caso de que estos estuviesen ligeramente sucios por la acción del tiempo.

Una vez vistas las razones para aplicar estos factores y sumados, se puede pasar a seleccionar la posición definitiva de la plantilla, teniendo en cuenta que es preferible subir el tap primario a tal extremo que se puede bajar el tiempo de libramiento de falla para el extremo AB, tal como se muestra en la figura 2.15.

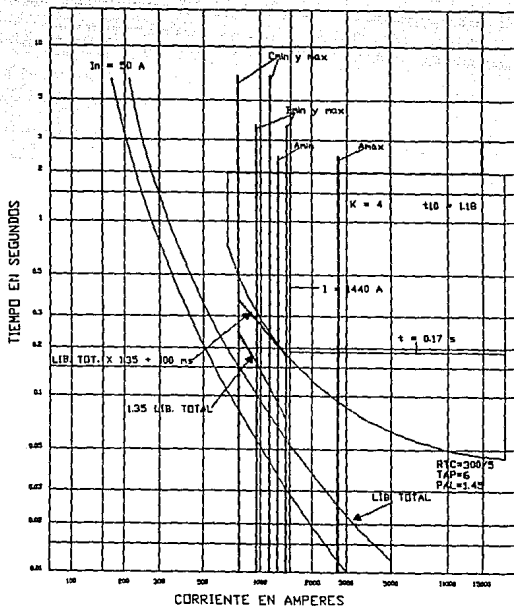


Figura 2.15

Una vez seleccionada la posición deseada para la curva característica del relevador, todo se reduce a obtener a partir de ella los datos de relación de transformadores de corriente necesaria, del tap secundario recomendable y de la palanca necesaria, tal y como se explicó anteriormente.

COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES

En esta sección se introduce una sola diferencia importante con respecto a los casos particulares que se han visto hasta este punto y esta diferencia la constituye el hecho de que hasta aquí los interruptores solo habían sido estudiados cuando se encontraban al principio de un circuito. Ahora deberán ser vistos tanto en su tiempo mínimo de disparo como en su tiempo de libramiento total de fallas pues tendrá que hacerse coordinación tanto por abajo de su característica como por arriba de ella.

La situación que con más frecuencia puede presentar este tipo de problema es la que se muestra unifilarmente en la figura 2.16.

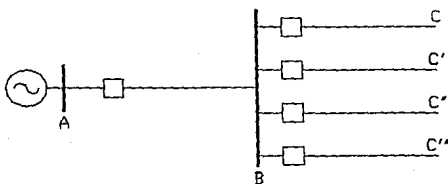


Figura 2.16

Antes de proceder a la coordinación, debe ser establecido que es lo que se va a calcular y que es lo que ya ha sido definido con anterioridad y va a ser utilizado como base de partida. En el caso que se presenta en la figura 2.16, se va a partir de que los ajustes de los relevadores de la estación B ya han sido definidos por medio de algún estudio anterior y que por tanto, ya no van a ser modificados. Además se parte de que se conoce la disposición de los circuitos alimentados por la estación B. En base de lo anterior, se puede afirmar que lo único que falta por coordinar es la protección de la estación A con respecto a las de B.

Nuevamente se deberá principiar por el cálculo de las fallas en las estaciones, pues será necesario conocer la falla máxima en B y la mínima que se tenga en cualquiera de los puntos C, C', C'', etc., entendiéndose por punto C, C', etc. el punto en que se encuentre colocado el siguiente elemento de protección en caso de que lo haya, y en caso de que no lo haya, se considerará el punto final del circuito. De entre todas las fallas mínimas de los puntos C se deberá seleccionar la mínima. Además se deberán calcular los valores de falla máxima y mínima para el punto A.

Una vez que se cuente con estos valores, deberán representarse en el diagrama tiempo corriente, con lo cual, éste tomará la forma mostrada en la figura 2.17.

A continuación se deberá proceder a trazar la característica de cada uno de los relevadores de la estación B, teniendo cuidado de no trazarla para corrientes inferiores a la mínima del punto C correspondiente a cada uno de los relevadores. Cuando esto esté hecho, se deberán unir con un trazo más grueso la parte más alta de la más alta de las características para cada abscisa de tal manera que este trazo nunca sea inferior a ninguna de las curvas ni superior a la más alta.

De esta manera se logrará una curva como la que se muestra en la figura 2.18, y esta curva representará la característica conjunta de los relevadores de la estación B tomando la parte más desfavorable de cada uno de ellos de tal manera que ahora solo falta coordinar la estación A con respecto a esta característica.

Partiendo de lo que se dijo cuando se habló de las características inherentes al conjunto relevador-interruptor, es conveniente recordar que la característica de un relevador solamente indica el instante en que se le aplica potencial a la bobina de disparo del interruptor. A partir de este instante habrá que tomar en cuenta el tiempo de operación de éste, así como también el tiempo de arqueo en él.

Generalmente se parte de los datos del fabricante del interruptor a este respecto o bien se procede a medir el tiempo de apertura de los contactos y, si no se cuenta con datos más precisos, se suponen los tiempos de arqueo de la manera siguiente: Si el interruptor es en aire, se suponen dos ciclos de arqueo, o sean 33 ms, mientras que si el interruptor es en aceite se suponen de tres a cinco ciclos de arqueo dependiendo del tipo de interruptor, edad y estado. Cuando no se cuenta con los datos respecto a los tiempos de operación y no es posible medirlos, se parte nuevamente de suposiciones ligeramente desfavorables para contrarrestar la posible imprecisión. En el caso de interruptores en aire se supondrá un tiempo de operación de dos ciclos, mientras que para interruptores en aceite será muy variable, desde tres hasta ocho ciclos, dependiendo en esta ocasión del mecanismo de disparo del interruptor, siendo los más rápidos los que cuentan con "disparo libre" aún en condiciones normales. Los siguen los que solo cuentan con este tipo de disparo para abrir inmediatamente tras un cierre, y finalmente los más lentos son los que no cuentan con este mecanismo en absoluto. Sin embargo, si los datos al respecto no son de fuente precisa, se tomarán ocho ciclos como tiempo probable, el cual sumado al tiempo de arqueo da un valor de aproximadamente doce

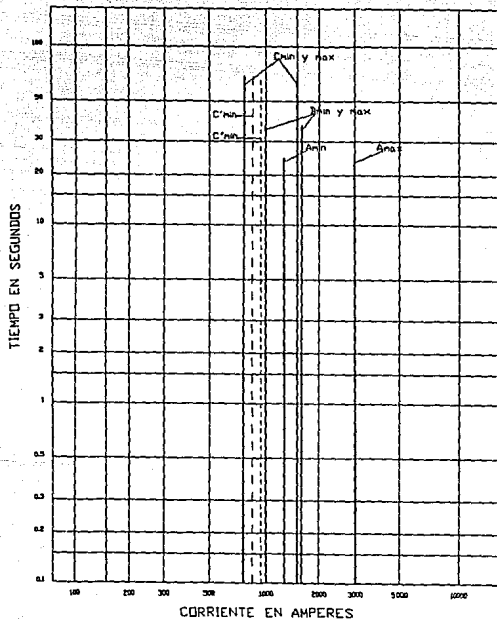


Figura 2.17

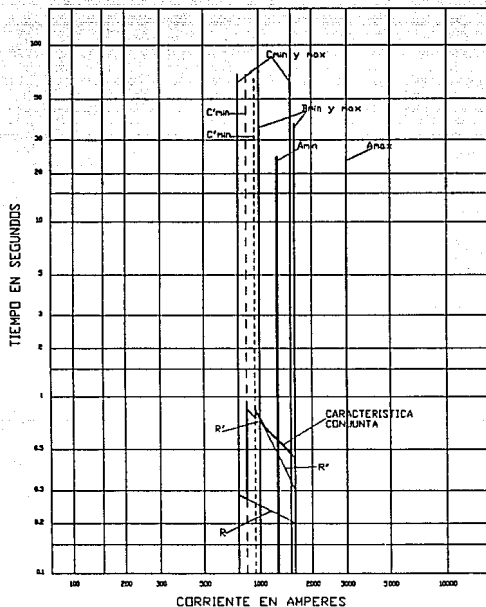


Figura 2.18

ciclos, lo que en tiempo en un sistema de 60 Hz implica 200ms.

Esto obliga a tener una característica de tiempo mínimo de operación del interruptor en A cuando menos igual a la suma de la curva obtenida en la figura 2.18 mas 200ms; ahora bien, como la curva que se puede manejar directamente es la del relevador y no la mínima de operación del interruptor, por las razones antes expuestas (coordinación interruptor fusible) será necesario dejar un margen de 100 ms entre la característica del relevador y la curva de libramiento de la estación B y la manera más comoda de tener esto en cuenta consiste en sumar este margen al tiempo anterior con lo que se ve que la coordinación se logrará con solo dar a los relevadores de la estación A ajustes tales que su característica no se acerque a menos de $200 + 100 = 300$ ms de la característica combinada de la estación B. Gráficamente esto se maneja con más comodidad y seguridad ya que bastará con trazar una curva en el diagrama anterior que sea precisamente la suma de la curva obtenida en la figura 2.18 mas 300 ms y después seleccionar la posición más adecuada de la plantilla correspondiente a los relevadores de A tomando en cuenta que debe cumplir con las condiciones siguientes:

- 1.- No tener ninguno de sus puntos por abajo de la curva anterior.
- 2.- No representar un valor mínimo de operación inferior a 1.5 veces la carga que tendrá que pasar por A.
- 3.- No representar un valor mínimo de operación superior a 0.5 veces la falla mínima de entre los puntos C.

Las razones para haber establecido la condición número 1 ya fueron expuestas con anterioridad, por lo que ahora solo será necesario ver el por qué de que impusieran las otras dos.

No es recomendable que el valor mínimo de operación del interruptor de la estación A sea inferior al valor propuesto ya que ello podría limitar su capacidad para alimentar la carga cuando ésta aumentase aún cuando este aumento fuese ligero; o bien, en el caso de que la carga estuviese constituida por motores en un porcentaje considerable, la sola corriente de arranque de los mismos provocaría la operación del relevador (disparando el interruptor), ya que esta corriente estaría por arriba de su tap primario debido a la "carga fria".

Por otra parte, aunque el subir el valor mínimo de operación del relevador y bajar la palanca permite disminuir los tiempos de libramiento de fallas para el tramo AB además que permite cumplir más ampliamente con la condición anterior, puede acarrear consigo la pérdida del respaldo remoto para

fallas más alla de la estación B.

La necesidad de proveer respaldo remoto proviene de lo siguiente: Debido a que se necesita que una serie de eslabones de una cadena se cumplan para poder llevar a efecto un disparo de un interruptor, las probabilidades de que por la falta de cualquiera de los eslabones el disparo no se lleve a efecto, no son tan remotas como en el caso de un fusible o un restaurador, por lo que deben ser previstas; siendo la manera más práctica la de dar ajustes a la protección de la estación A tales que si la falla no es aislada por la estación B en un tiempo determinado, el interruptor que la alimenta desde A se abra. Para lograr esto, es necesario que el tap primario de la estación A permita que aún con falla en el punto más remoto, los relevadores empiecen a avanzar hacia el disparo. Para tener seguridad en la operación de los relevadores aún para fallas en puntos lejanos, es recomendable que la corriente de la falla mínima que se deba respaldar sea del doble del tap primario.

Una vez que se hayan decidido los ajustes de la protección en la estación A, se podrán saber cuales son los tiempos en que se librarán las fallas del tramo AB y también se podrán conocer los correspondientes a los tramos BC para el caso de que los interruptores de la estación B fallen. En estas condiciones, el diagrama habrá tomado la forma que se muestra en la figura 2.19.

Solo falta hacer un comentario mas con respecto a la protección de respaldo remoto a que se hizo mención. Los fusibles, por la sencillez misma de su funcionamiento y por la relativa escasez de fenómenos que necesitan concatenarse para su operación, no requieren de protección de respaldo, ya que los únicos casos en que no operarán serán aquellos en que la corriente de falla esté por arriba de la capacidad interruptiva del fusible, y ésto, si la selección de los fusibles fué acertada, no se presentará.

Por otra parte los restauradores, a pesar de ser dispositivos desconectadores en aceite, y de descansar sus principios de operación sobre mecanismos de disparo, presentan menos probabilidades de falla que los interruptores, ya que el disparo lo efectúan directamente con la energía del lado primario, la cual siempre que haya falla estará presente, por lo que en los restauradores el defecto más probable será la falta de recierre, pero no la falta de disparo por lo que a estos dispositivos se les proporcionará protección de respaldo solamente cuando el sistema lo permita sin aumentar excesivamente los tiempos de libramiento de fallas en el tramo AB.

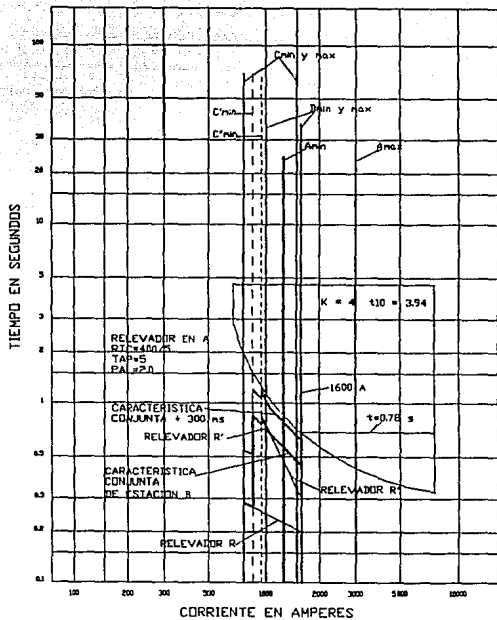


Figura 2.19

Finalmente, por lo que respecta a interruptores debido a que para el disparo se necesita que la batería auxiliar esté en buenas condiciones, que la bobina de disparo del interruptor también lo esté, que los contactos de los relevadores estén limpios, que el mecanismo de disparo se encuentre libre y sin haberse pegado o atorado por la falta de movimiento en el tiempo en que no haya habido disparo, es absolutamente necesario el proporcionarles protección de respaldo en la forma indicada.

Con los criterios antes indicados se puede proceder a efectuar la coordinación entre interruptores sin mayor problema, sin embargo, recordando que ésta podrá ser más precisa cuanto más precisos sean los datos con que se cuente como base de partida, ya que ésto en ocasiones permite disminuir bastante y sin embargo con seguridad los tiempos de libramiento de fallas.

CAPITULO III

PROGRAMAS DE COMPUTO

Un aspecto importante en el diseño de cualquier sistema de distribución de potencia, es la coordinación de los dispositivos de sobrecorriente requeridos para proteger los equipos. Cuando ocurre un corto circuito o un flujo de potencia anormal durante algún periodo de tiempo, el dispositivo de protección debe actuar para aislar el problema con un mínimo de disturbio en el balance del sistema.

La operación de los dispositivos de protección puede ser estimada por una representación gráfica de las curvas características de operación tiempo-corriente de estos dispositivos. La relación entre los dispositivos es fácil de observar dibujando sus curvas en una gráfica común. Cualquier problema, tal como traslapes entre las curvas o intervalos de tiempo muy largos en los dispositivos, se pueden detectar sobre la gráfica. Es necesario indicar sobre la escala de corriente el valor máximo y mínimo de la falla (trifásica y línea a tierra) que pueden ocurrir en varios puntos del circuito, la operación de los dispositivos de protección puede ser ajustada para varias condiciones de falla. Así mismo se acompaña la gráfica con un diagrama unifilar en el que se indican los dispositivos a coordinar, además, se muestra su localización en el circuito.

El método time-honored para graficar estas curvas, como se ilustra en la figura 3.1, consiste en sobreponer una hoja logarítmica transparente sobre las curvas del fabricante en una mesa traslúcida e iluminada. Cuando las escalas de tiempo han sido cuidadosamente sobrepuestas y las escalas de corriente ajustadas, la curva es trazada sobre el papel logarítmico usando un curvígrafo o una varilla flexible. El proceso se repite para todos los dispositivos de protección. Las curvas de daño de los equipos, tales como motores, transformadores y cables son también graficadas para evaluar los niveles de protección dados a éstos y tener una representación gráfica de la protección lograda. Este procedimiento puede ser tedioso y requiere mucho tiempo.

Puesto que la selección de los parámetros para la mayoría de los dispositivos, siguen reglas bien definidas, los programas de cómputo están disponibles para la tarea de producir las curvas requeridas, algunos programas seleccionan los ajustes necesarios para lograr una buena coordinación en el sistema, también, permiten graficar las curvas y anexar los datos de los dispositivos.

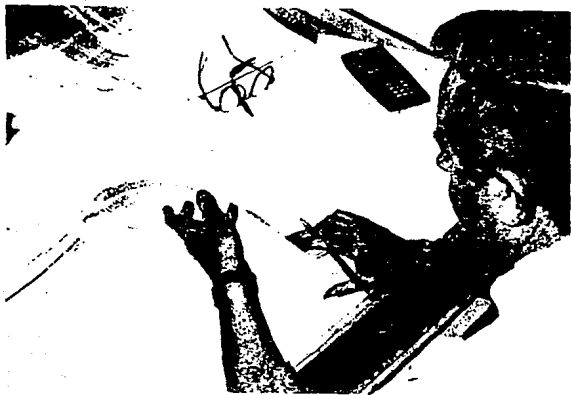


Figura 3.1 Método manual para graficar las curvas tiempo-corriente usando una mesa iluminada.

La aplicación de la computadora y el software para los estudios de coordinación tiempo-corriente es una alternativa viable para el método manual. Con la disponibilidad de un hardware confiable para digitalizar, graficar, y tener comunicación con otra computadora, los estudios de coordinación tiempo-corriente usando estas herramientas son una alternativa práctica que ahora es posible. Los ajustes de los dispositivos y capacidades pueden ser calculados y tabulados. Las curvas características tiempo-corriente pueden ser vistas en un monitor, y dibujadas por medio de una impresora o un graficador.

Programas de Cómputo para Coordinación

Diferentes tipos de programas de cómputo para la coordinación de dispositivos de protección están disponibles para los ingenieros de diseño. Se espera que en poco tiempo esta área tenga un amplio desarrollo tecnológico. Con el propósito de ilustrar, dos tipos de programas serán presentados: Un tipo de programa es diseñado para seleccionar los ajustes de disparo para interruptores, tap y palanca de los relevadores de corriente, capacidad de fusibles y dibujar las curvas características tiempo-corriente en hojas estándar de 4 1/2 por 5 ciclos. El segundo tipo almacena los datos, los hace accesibles al usuario, pero no proporciona los ajustes necesarios para la coordinación, grafica las curvas basadas en los ajustes escogidos por el usuario.

Programas de Coordinación

El primer tipo de programa que se presenta hace la selección de los ajustes y capacidades, a menos que el usuario proporcione dichos datos. En tales programas, se tienen almacenados los datos de las curvas características tiempo-corriente de varios fabricantes de fusibles, relevadores e interruptores. El programa escoge los rangos y ajustes para satisfacer las condiciones de entrada, el ingeniero tiene la responsabilidad de revisar los ajustes tomados por el programa y él tomara la determinación final en el estudio de coordinación.

Tales programas pueden incluir la lógica necesaria para calcular la corriente de magnetización del transformador (inrush), la curva límite de daño (withstand), la curva de daño para cables y la curva de arranque de motores.

Si este es el caso, el programa seleccionará los ajustes del primer dispositivo para asegurar que no disparará con el arranque del motor y graficará las curvas características. También el programa realizará la coordinación basada en los tipos y parámetros almacenados en el programa para coordinar los dispositivos hacia la carga (downstream) usando los criterios de coordinación para la separación entre curvas.

Los programas para coordinación son usualmente estructurados de tal forma que cualquier parámetro de los dispositivos puede ser especificado por el usuario. Si los ajustes los proporciona el usuario, el programa no podrá checar los ajustes para ese dispositivo, así la lógica del programa puede ser basada en las decisiones que el usuario crea convenientes.

Con este tipo de programas la información de los diferentes tipos de dispositivos seleccionados, pueden estar disponibles para graficar un diagrama unifilar.

Programas para graficar curvas tiempo-corriente

El segundo tipo de los programas para coordinación de protecciones eléctricas, es el que provee una librería de curvas de diferentes dispositivos y fabricantes, esto con el fin de realizar la coordinación, también, permite realizar otras actividades las cuales usualmente se muestran sobre las curvas tiempo-corriente. Las mismas actividades para graficar pueden ser realizadas por el primer tipo de programa, siempre y cuando el usuario proporcione los ajustes y edite las curvas usando los archivos de la librería. Todas las decisiones asociadas con la selección de los ajustes de los dispositivos son realizadas por el ingeniero.

Estructuras comunes para los programas de cómputo.

La tarea primaria de los programas de cómputo para la coordinación de los dispositivos de protección, es permitir al ingeniero realizar los estudios de coordinación en forma similar a los estudios que se realizarían usando técnicas manuales.

Un programa de software bien estructurado contendrá las características para modelar varios tipos de dispositivos de protección, las curvas de daño de los equipos y almacenar estas características en una librería de dispositivos. El software debe poder manejar estos dispositivos y reproducir fielmente las curvas del fabricante, en algún equipo de salida para graficar. Además, el software debe generar la documentación de los estudios, incluyendo los resultados de los ajustes de los dispositivos y diagramas unifilares, en los cuales se indican los elementos del sistema de potencia descritos en las gráficas de coordinación.

Procedimiento interactivo de entrada de datos

La selección de los dispositivos es normalmente un procedimiento interactivo con lo cual el software indica al usuario la designación y descripción de los dispositivos para ser usados.

Es común en los programas mostrar la información de todos los dispositivos de la librería cuando es solicitada por el usuario.

No obstante, si el programa es del tipo que realiza la coordinación, o bien el que permite al ingeniero escoger y dar sus propios ajustes, o el tipo que realiza las dos anteriores, una rápida retroalimentación de la información para el ingeniero via monitor es importante. Las gráficas en pantalla proveen la información correcta, así que dibujarlas no es necesario hasta que el estudio muestre lo que el ingeniero quiera.

Es conveniente que el software provea la oportunidad al usuario para modificar datos, para cambiar voltaje, ajustes de corriente, o algún parámetro de dispositivos, sin salir del programa. La actividad para ampliar áreas en la pantalla y la medición directa de los intervalos de tiempo entre las características de operación pueden ser disponibles.

La figura 3.2 muestra a un usuario con una ampliación en pantalla de las curvas para poder determinar que zonas necesitan ser mejoradas.

Librerías de dispositivos.

Un buen software proveerá al usuario una librería de dispositivos. Cuando los dispositivos de protección no están disponibles en la librería del programa, el ingeniero puede modelarlos con algún tipo de procedimiento digital, modelo matemático, o una combinación de ambas. Debido a que la salida de los dispositivos no puede manejar curvas, éstas son simuladas por el software por medio de líneas rectas muy pequeñas.

Para algunos tipos de dispositivos de protección el modelo matemático es preferible. Por ejemplo, los dispositivos de estado sólido para interruptores de bajo voltaje pueden tener una cantidad considerable de posibles ajustes. No es práctico almacenar cada uno de ellos como una curva separada en la base de datos. El modelo matemático puede lograr esta actividad con un mínimo de datos.



Figura 3.2 Un ingeniero utilizando el método por computadora y observando en el monitor una curva de coordinación.

Diagrama unifilar.

Para complementar los resultados del estudio, el software puede disponer de los medios para generar un diagrama unifilar. Un método para obtener esto es que el software genere automáticamente el diagrama, lo que se logrará si se toma en consideración la forma en que se meten los dispositivos. Con otros programas, el diagrama unifilar puede ser desarrollado usando el software de Ayuda por Computadora para el Diseño y Dibujo (CADD). El software CADD puede incluirse en el software de coordinación. Algunos programas tienen comandos gráficos que pueden ser usados en el sistema CADD, así que el diagrama unifilar puede ser agregado con el software residente de la computadora.

Monitor Gráfico.

La mayoría del software tiene la posibilidad de presentar el estudio de coordinación en un monitor gráfico antes de su impresión en el graficador. Algunos métodos son proporcionados con el graficador de pantalla así que el ingeniero puede determinar si el resultado de la coordinación es satisfactorio, verificando el espacio entre las curvas de los dispositivos. La figura 3.3 muestra una gráfica a través de un monitor.

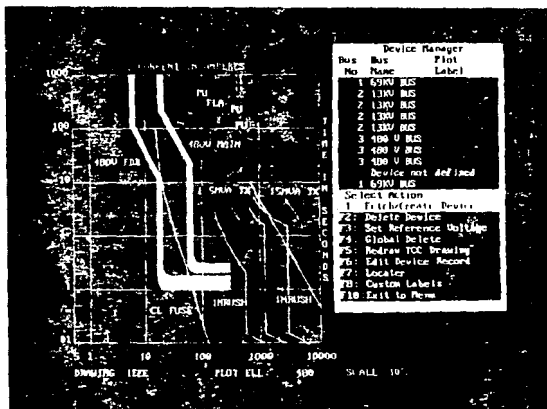


Figura 3.3 Ejemplo de una gráfica en la pantalla del monitor.

Reporte de las gráficas.

Los programas de cómputo deben ser capaces de producir las curvas tiempo-corriente en una amplia variedad de formatos y también tener la opción de escoger varios equipos para la salida de curvas. Como mínimo, el software debe permitir dibujar las curvas en papel log-log de 4 1/2 por 5 ciclos. La figura 3.4 muestra una gráfica.

La mayoría de los programas de computación tienen la posibilidad de imprimir las gráficas en impresora y graficador.

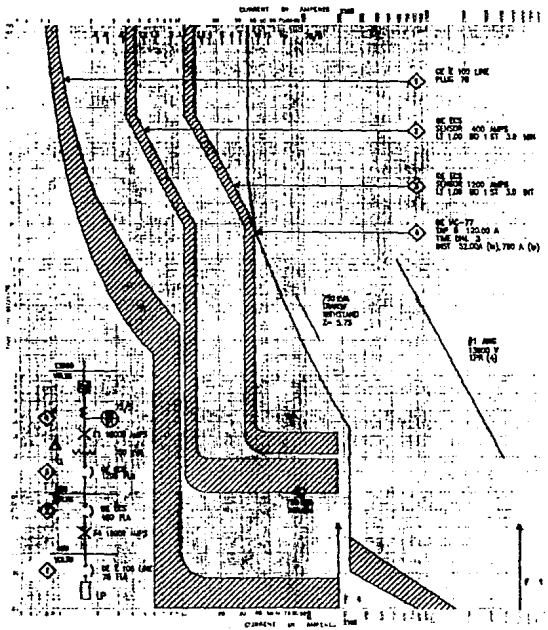


Figura 3.4 Ejemplo de una gráfica de coordinación.

Programa de cómputo para coordinación de protecciones

En esta parte del capítulo se pretende mostrar en forma general las características de un programa digital, el programa al cual se hará referencia es el denominado "SIMULADOR DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA NIVEL UTILIZACION" (PSS/U), desarrollado por la compañía Power Technologies, Inc., y consiste de un paquete de programas para el estudio de Sistemas de Potencia Industriales y de Distribución.

El PSS/U esta diseñado sobre la premisa que el ingeniero pueda obtener el mayor beneficio de las herramientas computacionales y obtener el control para su aplicación. La estructura interactiva del PSS/U, por lo tanto alienta al usuario para examinar los resultados de cada paso en su cómputo y decidir antes de proceder con el siguiente.

El PSS/U, maneja:

- * Flujos de potencia balanceados o desbalanceados para alimentadores trifásicos con anillos y circuitos secundarios con 3, 2 ó 1 fase.
- * Solución general multilínea de la red.
- * Arranque de motores.
- * Cálculo de cortos circuitos.
- * Cálculo de esfuerzos en interruptores.
- * Coordinación de dispositivos de Protección.

El PSS/U es un programa interactivo en el que el usuario selecciona una "actividad" para realizar una función específica, tal como, leer un archivo de datos, resolver flujos de carga, imprimir resultados, etc.

El PSS/U consiste principalmente de dos secciones :

- | | |
|-------|--|
| PSSUT | Para el análisis de circuitos trifásicos con alimentadores monofásicos o de dos fases que tengan neutro aterrizado o flotando. |
| PSSUI | Para el análisis de circuitos monofásicos. |

El PSSUT esta estructurado alrededor de un archivo de datos cuidadosamente diseñado llamado "archivo de trabajo". Este archivo de trabajo ocupa una área asignada en la memoria del disco, es operado por un conjunto de modulos del programa llamadas "ACTIVIDADES". Cada actividad realiza diferentes funciones, entrada, salida, manejo de datos necesarios para realizar, flujo de cargas, cortos circuitos ó coordinación.

El PSS/U es ejecutado por cualquiera de los dos módulos principales (PSSUT y PSSUI). Una vez ejecutado cualquiera de los modulos anteriores, el programa invita al usuario a seleccionar otra actividad. La actividad seleccionada es inmediatamente ejecutada, realizando la acción sobre el archivo de trabajo. La actividad retiene el control a menos que:

- Su proceso sea completado exitosamente.
- Su proceso encuentre una condición de error.
- Sea interrumpido y terminado por el usuario.

Cada una de estas actividades regresa el control al módulo maestro, dejando el archivo de trabajo y reflejando los resultados del proceso de esta actividad. El módulo maestro una vez mas invita al usuario a seleccionar otra actividad. Cualquier actividad puede ser seleccionada en cualquier momento, por lo tanto la determinación de que actividades son útiles deben ser hechas por el usuario sobre la reciente secuencia de actividades y la presente condición del archivo de trabajo.

Complementando el archivo de trabajo en el PSSUT, cada usuario generará una librería de "casos salvados". Estos en conjunto con el archivo de trabajo, forman una "base de datos de trabajo". El usuario del PSS/U rápidamente se vuelve eficiente en el uso de estos elementos de la base de datos resultando un óptimo manejo y ejecución del estudio de su sistema de potencia.

La relación entre los elementos del PSS/U se muestra en la figura 3.5.

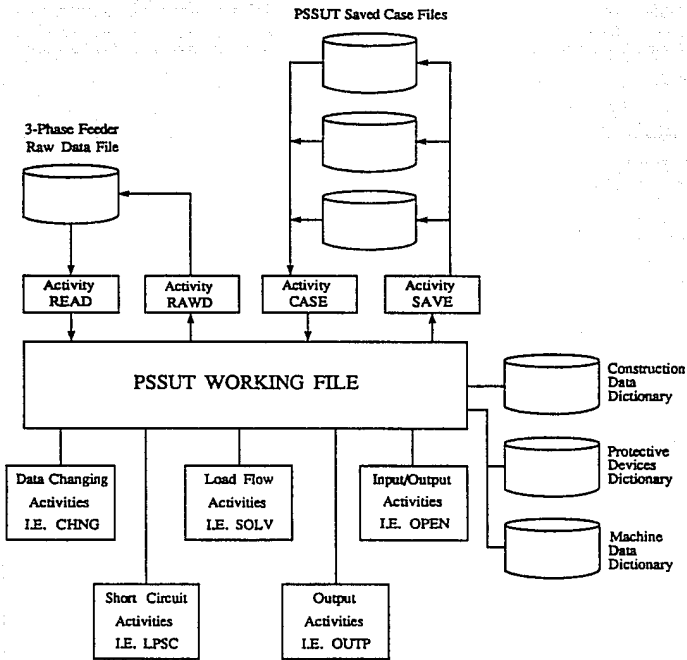


Figura 3.5 Elementos principales del PSSUT.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Operaciones del PSS/U

El uso del PSS/U requiere diferentes tipos de operaciones en la computadora. Entre estas estan:

Crear y llenar los archivos que son usados como archivos de entrada del PSS/U.

Ejecutar el programa del PSS/U.

Ejecutar los programas auxiliares.

La primera de estas operaciones requiere del uso de "comandos" y programas funcionales del sistema operativo de la computadora. El usuario del PSS/U no necesita ser un experto en el uso del sistema operativo, pero un breve estudio de los manuales de la computadora cubriendo las terminales del teclado y el editor de textos es generalmente provechoso.

El usuario del PSS/U necesita un conocimiento mínimo del sistema de la computadora para hacer productivo el uso del paquete PSS/U. El no necesita llegar a ser hábil con un lenguaje muy complicado de los comandos de las computadora y es por lo tanto capaz de aplicar su esfuerzo en la tarea de interés: resolver el problema de ingeniería. El usuario del PSS/U necesita manejar los conceptos basicos del editor de textos y un poco del sistema del teclado.

Clases de archivos

El usuario del PSS/U debe entender las categorias de los archivos que son usados por el PSS/U. El PSS/U toma la capacidad del manejo de archivos del sistema operativo. Esto permite al PSS/U ser usado en cualquier momento sin la necesidad de seleccionar un archivo asignado antes de arrancarlo. Como un resultado, el usuario tiene bastante flexibilidad en el uso de archivos durante una sesión con el PSS/U. El usuario puede indicar al PSS/U leer o escribir en memoria virtual cualquier archivo existente en cualquier momento y puede hacer que el PSS/U cree un nuevo archivo en cualquier momento que sea requerido. El requisito para un perfecto uso de esta capacidad es un buen entendimiento de los diferentes tipos de archivos usados por el PSS/U.

Los tipos de archivo usados por el PSS/U estan resumidos en la tabla 3.1. Con la excepci3n del archivo de trabajo PSSUT y los archivos de parámetros, para los cuales el usuario puede asignar cualquier nombre. Un archivo es siempre identificado por el nombre que el usuario le asigna ya sea por el sistema de la computadora ó por las actividades del PSS/U.

TABLA 3.1

Principales archivos usados por el PSSUT

Tipo de archivo	Nombre Requerido	Forma	Descripción
Archivo de datos trifásico	nombre.DAT	Texto	Archivo de datos básico para la sección PSSUT, normalmente usado para iniciar un estudio
Archivo de ajustes de dispositivos de protección	nombre.REL	Texto	Archivo de entrada de datos especificando los dispositivos de protección utilizados en el sistema estudiado
Archivo de datos para interruptores	nombre.BKR	Texto	Archivo de entrada de datos especificando localización del interruptor y sus tiempos de interrupción, para el cálculo de los esfuerzos en dicho elemento.
Archivo diccionario datos de construcción	CONTYP.MOT	Texto	Diccionario de impedancias y otros datos de líneas de transmisión, cables, transformadores e interruptores.
Archivo diccionario datos de máquina	MOTYP.MOT	Texto	Diccionario de los parámetros eléctricos de los motores síncronos y de inducción, impedancia, factor de potencia, etc.

TABLA 3.1
(continuación)

Tipo de archivo	Nombre Requerido	Forma	Descripción
Archivo diccionario datos de los dispositivos de protección	DEVICES.DEV	Texto	Diccionario de las curvas características tiempo-corriente de los relevadores, f u s i b l e s , restauradores e interruptores.
Archivo diccionario archivo maestro de los dispositivos de protección	nombre.DEV	Texto	Archivos conteniendo el patrón de fusibles, diccionario de curvas características de r e l e v a d o r e s , restauradores e interruptores

Diccionarios del PSSUT

El PSSUT utiliza diccionarios como una fuente alterna de datos de entrada. Los datos contenidos en esos archivos son datos generales que pueden ser usados para todos los alimentadores de un sistema dado.

Los diccionarios usados en el PSSUT son:

- 1.- Diccionario de datos de construcción.
Este diccionario contiene las impedancias y rangos de ampacidad para líneas y transformadores. El archivo es leído siempre que el usuario edita los tipos de construcción o impedancias de las ramas mientras que esta dentro del PSSUT.

- 2.- Diccionario de datos de máquinas.
Este archivo contiene las características de la máquina, define las impedancias de secuencia positiva, cero, negativa, rotor bloqueado, del transformador de arranque, etc. Este archivo es leído al iniciar el programa y formar el archivo de trabajo.
- 3.- Diccionario de datos de los dispositivos de protección.
Este diccionario contiene el grupo seleccionado de curvas características tiempo-corriente de los dispositivos de protección, que se van a utilizar en la coordinación particular del sistema eléctrico en estudio.

Archivos de datos

Archivo de datos para un sistema trifásico.

El archivo de datos para un sistema trifásico es la fuente primaria de entrada para la sección PSSUT del PSS/U. El archivo es leído para establecer el modelado del sistema en el archivo de trabajo.

Un nuevo archivo de datos normalmente puede ser creado con la ayuda del editor de textos del sistema operativo de la computadora, en una operación completamente separada del PSSUT. Todos los datos son leídos en "formato libre", con los datos separados por comas o uno o más espacios en blanco. Cada categoría de datos es terminada por la línea "END/cccccc" como se indica en los párrafos siguientes.

El nombre del archivo de datos debe tener el sufijo, "DAT", varios grupos de información conforman dicho archivo los cuales se describen a continuación:

A) Existen cinco líneas de 60 caracteres las cuales permiten hacer comentarios sobre el archivo. Después de la última línea se debe agregar END/TITLE.

B) Datos de las bases del sistema.

SKVA, SKV, DEFSC, DEFPF, DEFSC, DEFPF, DEFSC, DEFPF, DEFSC, DEFPF

donde:

SKVA = Base de potencia trifásica en kVA
(por omisión 100)

SKV = Base de voltaje en kV (por omisión 1)

DEFSC = Factor de escalamiento para la categoría dada
(por omisión 0.0)

DEFPF = Factor de potencia para la categoría dada
(por omisión 1)

Los datos de las bases del sistema deben ser seguidas por la línea END/PARAMS.

- C) Datos de los nodos. El primer nodo debe ser el nodo fuente.

NAME, kV, X, Y, N, IAR, CVAR, KVNOM, DESC

donde:

NAME = Nombre del nodo hasta 8 números o letras.
kV = Voltaje del nodo, kV (por omisión toma el valor de SKV del inciso anterior)
X = Coordenada X del nodo $0 < X < 90.0$, en pulgadas
Y = Coordenada Y del nodo $0.75 < Y < 72.0$, en pulgadas
N = Orientación del nombre del nodo, utilizado para realizar el diagrama unifilar
IAR = Número del área (1-100) (por omisión 1) utilizado solo cuando la carga en MWH se encuentra presente en el sistema
CVAR = Potencia reactiva de los capacitores conectados en el nodo, kVAR al voltaje nominal KVNOM
KVNOM = Voltaje nominal del banco de capacitores.
DESC = 40 caracteres para la descripción del nodo

Después de los datos debe seguir la línea END/NODES.

- D) Fuente del sistema. Debe haber solo una fuente y debe ser el nodo que esta declarado en primer lugar.

NAME, KVS, R_1 , X_1 , R_0 , X_0

donde:

NAME = Nombre del nodo donde la fuente esta conectada
KVS = Voltaje del nodo fuente.
 R_1 = Resistencia de Thevenin para secuencia positiva, en p.u. a la base del sistema en KVA
 X_1 = Reactancia de Thevenin para secuencia positiva, en p.u. a la base del sistema en KVA

- R_0 = Resistencia de Thevenin para secuencia cero, en p.u. a la base del sistema en KVA
- X_0 = Reactancia de Thevenin para secuencia cero, en p.u. a la base del sistema en KVA

Este grupo debe ser seguido por la línea END/SOURCE.

E) Ramas, en cualquier orden

Si la rama es una línea o sección de cable:

$i, j, L, stat, phas, const, dist, R_1, X_1, R_0, X_0, BC_1, BC_0$

donde:

i = "Desde" nombre del nodo

j = "Hacia" nombre del nodo

L = Indica que la rama es una línea o cable

$stat$ = Estado de la línea

0 - abierta - desconectada en ambos lados
1 - en servicio

$phas$ = De 1 a 3 caracteres conteniendo A, B, C, o X, Y, Z para indicar que fases estan presentes (ejemplos, ABC, XYZ, AC, B)

$const$ = 1 a 10 caracteres alfanúmericos como identificador del tipo de construcción. (Si el diccionario de construcción va a ser usado, este nombre debe corresponder a la identificación en el diccionario.)

$dist$ = Longitud

R_1 = Resistencia serie de secuencia positiva, ohms/unidad de longitud

X_1 = Reactancia serie de secuencia positiva, ohms/unidad de longitud

R_0 = Resistencia serie de secuencia cero, ohms/unidad de longitud

X_0 = Reactancia serie de secuencia cero, ohms/unidad de longitud

BC_1 = Admitancia de secuencia positiva, micromhos/unidad de longitud

BC_0 = Admitancia de secuencia cero, micromhos/unidad de longitud

Si la rama es un interruptor:

$i, j, S, stat, phas, const, id$

donde:

i = "Desde" nombre del nodo

j = "Hacia" nombre del nodo

S = Indica que la rama es un interruptor

$stat$ = Estado del interruptor

0 - abierta - desconectada en ambos lados

1 - en servicio

$phas$ = De 1 a 3 caracteres conteniendo A, B, C, o X, Y, Z para indicar que fases estan presentes (ejemplos, ABC, XYZ, AC, B)

$const$ = 1 a 10 caracteres alfanumericos como identificador del tipo de construcción. (Si el diccionario de construcción va a ser usado, este nombre debe corresponder a la identificación en el diccionario.)

id = 1 a 3 caracteres para la identificación del interruptor

Si la rama es un transformador:

$i, j, T, stat, phas, const, KVAT, R_1, X_1, R_0, X_0$

donde:

i = "Desde" nombre del nodo

j = "Hacia" nombre del nodo

T = Indica que la rama es un transformador

- stat = Estado del transformador
- 0 - Transformador desconectado en el primario y secundario
 - 1 - Transformador en servicio, taps ajustables independientemente en cada fase
 - 2 - Transformador en servicio, taps en la misma posición para todas las fases, controlado por la primera fase presente.
 - 3 - Transformador en servicio, taps bloqueados en la posición presente
- phas = De 1 a 3 caracteres indicando que fases estan presentes en el transformador
- const = 1 a 10 caracteres alfanúmericos para identificar el tipo de transformador. (Si el diccionario de construcción va a ser usado, este nombre debe corresponder a la identificación en el diccionario.)
- KVAT = Capacidad del transformador en kVA por fase
- R_1 = Resistencia de secuencia positiva, en por unidad
- X_1 = Reactancia de secuencia positiva, en por unidad
- R_0 = Resistencia de secuencia cero, en por unidad
- X_0 = Reactancia de secuencia cero, en por unidad

Después de los datos debe seguir la línea END/BRANCH.

F) Datos para el tap de los transformadores

$i, j, type, t_{max}, t_{min}, t_{stp}, V_{max}, V_{min}, R_c, X_c, rem$

donde:

- i = "Desde" nombre del nodo
- j = "Hacia" nombre del nodo
- type = Número del tipo de conexión del transformador (ver figura 3.6) la i, j , definen la dirección de la conexión del transformador
- tap = Relación del tap, en por unidad (aplicado a todas las fases)(por omisión 1)

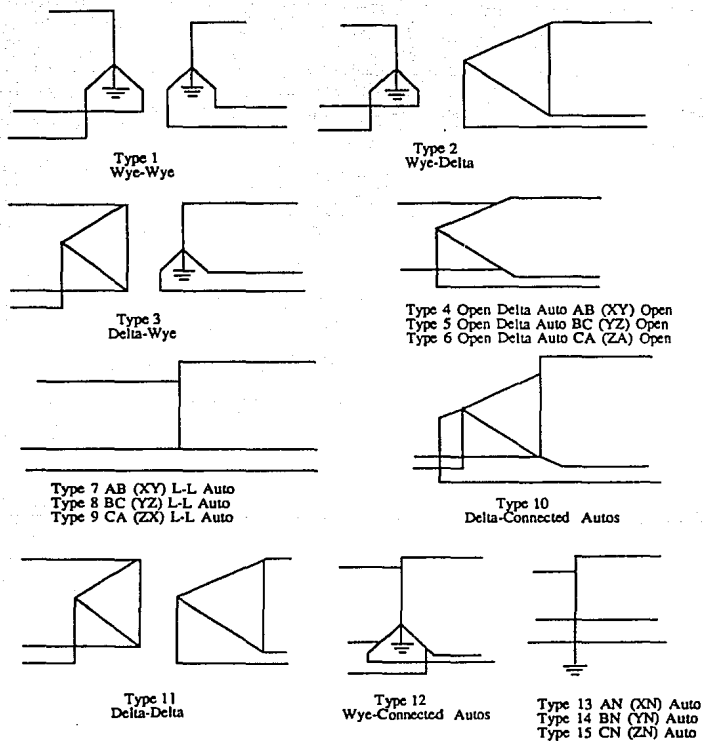


Figura 3.6 Tipos de transformadores para el PSSUT

- t_{max} = Relación del tap máximo, en p.u. (por omisión 1.1)
 t_{min} = Relación del tap mínimo, en p.u. (por omisión 0.9)
 t_{stp} = Pasos de la relación del tap (por omisión 0.00625)
 V_{max} = Límite superior para la compensación de voltaje (por omisión 1.05)
 V_{min} = Límite mínimo para la compensación de voltaje (por omisión 1.04)
 R_c = Resistencia de compensación, ohms (aplicada a todas las fases) (por omisión 0.0)
 X_c = Reactancia de compensación, ohms (aplicada a todas las fases) (por omisión 0.0)
rem = Nombre del nodo remoto. Nodo en el que la regulación remota se aplicará

Después de los datos debe seguir la línea END/TRANSF.

G) Datos de las cargas

Cargas en kW y kVAR

Cargas desbalanceadas (tipos 1, 2, 3, 11, 12, 13)

NAME, KCAT, KTYP, Pa, Qa, Pb, Qb, Pc, Qc

donde:

- NAME = Nombre del nodo
KCAT = Categoría de la carga (1, 2, 3, 4)
KTYP = Tipo de la carga
Pa = Potencia real para la fase A, KW (si es balanceada - Pa = potencia total real)
Qa = Potencia reactiva para la fase A, kvar (si es balanceada - Qa = potencia total reactiva)

Pb = Igual que para la fase A. No se requiere para cargas balanceadas

Qb

Pc = Igual que para la fase A. No se requiere para cargas balanceadas

Qc

Máquinas (tipos 51-99)

NAME, KCAT, KTYP, Pa, RATING

donde:

NAME = Nombre del nodo

KCAT = Categoría de la carga (1, 2, 3, 4)

KTYP = Tipo de la carga

Pa = Potencia total real consumida por la máquina en kW (51 < tipo < 70 o 91 < tipo < 99) o HP (71 < tipo < 90).

RATING = Capacidad nominal de la máquina en kVA o HP dependiendo del tipo

Después de los datos debe seguir la línea END/LOADS.

H) Cargas en MWH

Cargas por MWH/mes

desbalanceadas (tipos 5, 6, 15, 16)

NAME,KTYP,LZ,LC,Ea,Ca,PFa,kWa,Eb,Cb,PFb,kWb,Ec,Cc,PFc,kWc

donde:

NAME = Nombre del nodo

KTYP = Tipo de carga

LZ = Porcentaje de la carga para considerarse impedancia constante (0 < LZ < 100) (por omisión = 0)

LC	=	0 Para carga distribuida en el nodo 1 Para carga concentrada en el nodo
Ea	=	Carga en MWH/mes para la fase A (si es balanceado - carga total en MWH/mes)
Ca	=	Número de consumidores en la fase A (si es balanceada - número total de consumidores)
PFa	=	Factor de potencia para la fase A (si es balanceada - promedio del factor de potencia)
kWa	=	Potencia en kW para la fase A
Eb	}	Igual que la fase A. No requerido para carga balanceada
Cb		
PFb		
kWb		
Ec	}	Igual que la fase A. No requerido para carga balanceada
Cc		
PFc		
kWc		

Después de los datos debe seguir la línea END/CONSUMER.

Archivo para los dispositivos de protección, nombre.REL

El archivo mencionado especifica los dispositivos de protección y los ajustes que serán considerados para las actividades de coordinación. Este archivo contiene el grupo de dispositivos que van a ser coordinados.

Cada elemento debe contener la siguiente información:

i, j, n, Devname, PICKUP, TDIAL, INST, PRI, SEC, TSHF, CSHF, F1, F2, CTEST, TTEST/

donde:

i, j = "Desde" y "hacia" los nodos que indican la rama donde esta localizado el dispositivo.

n = Número del dispositivo dentro del grupo de elementos aplicados en esta rama (por omisión 1)

Devname= Nombre del dispositivo. El nombre debe estar contenido en el diccionario de datos de los dispositivos de protección

PICKUP = Ajuste de corriente para el dispositivo

TDIAL = Ajuste de la palanca de tiempo

INST = Ajuste para la unidad instantánea del dispositivo (por omisión 99)

PRI = Corriente nominal primaria del transformador de corriente que alimenta este dispositivo.

SEC = Corriente nominal secundaria del transformador de corriente que alimenta este dispositivo

TSHF = Factor para multiplicar los valores de tiempo de la curva característica del dispositivo. Este valor es normalmente 1.0, pero puede ser mayor que 1.0 para contar el "precalentamiento" de un fusible (por omisión 1)

CSHF = Factor para multiplicar los valores de corriente de la curva característica del dispositivo (por omisión 1)

F1 = Bandera para coordinación (por omisión 1)

0 - si el dispositivo de protección superior debe detectar fallas mas alla de este dispositivo.
 1 - si el dispositivo de protección superior debe detectar unicamente fallas entre él y este dispositivo

F2 = Bandera para sombrear las curvas. Por omisión toma el 0 para no sombrear

CTEST = Punto de prueba para corriente en amperes

TTEST = Punto de prueba para tiempo en segundos

Después de los datos debe seguir la línea END/.

Diccionarios

Diccionario de construcción

El archivo diccionario de datos de construcción contiene las características de las líneas de transmisión en ohms/unidad de longitud y micromhos/unidad de longitud, para los tipos de líneas y cables a los que se hará referencia al leer los datos en el archivo de trabajo. Cada tipo es identificado por un nombre de uno a seis caracteres; y es especificado por una o más líneas como se requiera. Si la rama es un transformador, las impedancias deben estar en p.u. a las bases del transformador y la admitancia debe ser igual a cero. Si la rama es un interruptor, todas las impedancias y admitancias deben ser cero.

a) Datos básicos

NAME, R_1 , X_1 , R_0 , X_0 , BC_1 , BC_0

NAME = Nombre del tipo de construcción, 1 a 6 caracteres

R_1 = Resistencia de secuencia positiva, ohms/unidad de longitud o p.u. para transformadores

X_1 = Reactancia de secuencia positiva, ohms/unidad de longitud o p.u. para transformadores

R_0 = Resistencia de secuencia cero, ohms/unidad de longitud o p.u. para transformadores

X_0 = Reactancia de secuencia cero, ohms/unidad de longitud o p.u. para transformadores

BC_1 = Admitancia de secuencia positiva, micromhos/unidad de longitud

BC_0 = Admitancia de secuencia cero, micromhos/unidad de longitud

Nota: Si R_0 , X_0 no se indica, la impedancia de secuencia cero se asume igual al valor de secuencia positiva

Si BC_1 no se indica, su valor se toma como cero

Si BC_0 no se indica, su valor se toma como cero

b) Datos para dos fases - si los valores son diferentes para las tres fases

*2, R_1 , X_1 , R_0 , X_0 , BC_1 , BC_0

donde:

*2 = Indica que la información continúa

R_1 , X_1 = Igual que en el inciso anterior

R_0 , X_0 =

BC_1 , BC_0 =

c) Datos para una fase - si es diferente de los valores de tres o dos fases

*1, R_1 , X_1 , R_0 , X_0 , BC_1 , BC_0

donde:

*1 = Indica que la información continúa

R_1 , X_1 = Igual que en el inciso anterior

R_0 , X_0 =

BC_1 , BC_0 =

d) Datos de capacidades

*, A_1 , A_2 , A_3 , A_4

donde:

* = Indica que la información continúa

A_1 = Capacidad uno

A_2 = Capacidad dos

A_3 = Capacidad tres

A_4 = Capacidad cuatro

A_1 , A_2 , A_3 , y A_4 son indicados en amperes si la rama es una línea o un interruptor. Para un transformador A_1 , A_2 , A_3 , y A_4 es tan dados por:

$$\frac{\text{capacidad deseada}}{\text{capacidad nominal}}$$

donde la capacidad deseada es la capacidad térmica actual por ejemplo invierno, verano, o capacidad con enfriamiento forzado, y la capacidad nominal es la capacidad indicada en la placa de datos del transformador.

Después de los datos debe seguir la línea END/.

Diccionario de datos para máquinas

El archivo diccionario de datos para máquinas especifica las características de los motores de inducción y máquinas síncronas conectadas en el sistema. La potencia real consumida o liberada por un motor o generador es especificada en el caso de trabajo así como la potencia real de una carga. (nota: en el caso de motores y generadores, la carga de potencia nominal para la fase A es la potencia trifásica total consumida o generada en las terminales de la máquina.) La potencia reactiva consumida o generada por la máquina es calculada en la solución del PSSUT y es mostrada como carga de potencia reactiva en el caso de trabajo.

El archivo contiene un juego de datos para cada tipo de máquina para ser reconocido por el PSSUT. Los datos son diferentes para máquinas asíncronas (inducción) y síncronas.

Para las máquinas asíncronas (motor de inducción o generador) los datos son:

type, SKVAM, r_0 , x_0 , r_1 , x_1 , r_2 , x_2 , r_{1r} , x_{1r} , r_t , x_t , P_1 , P_2 , P_3 , P_4 , P_5

donde:

type = Tipo del motor; $51 < \text{tipo} < 90$

SKVAM = Capacidad de la máquina por omisión

r_0 = Resistencia de secuencia cero

x_0 = Reactancia de secuencia cero

r_1 = Resistencia del estator de secuencia positiva

- x_1 = Reactancia de secuencia positiva
- r_2 = Resistencia de secuencia negativa
- x_2 = Reactancia de secuencia negativa
- r_{1r} = Resistencia de rotor bloqueado
- x_{1r} = Reactancia de rotor bloqueado
- r_t = Resistencia del transformador de arranque (cero si no existe transformador de arranque)
- x_t = Reactancia del transformador de arranque (cero si no existe transformador de arranque)
- p_1, \dots, p_5 = Factor de potencia de la máquina para los voltajes en las terminales de 0.7, 0.8, 0.9, 1.0 y 1.1 p.u. respectivamente

Para las máquinas síncronas, el juego de datos es:

type, SKVAM, r_0 , x_0 , r_1 , x_1 , r_2 , x_2 , r_{1r} , x_{1r} , r_t , x_t , v_s , Q_{max} , Q_{min}

type = Tipo del generador; $91 < \text{tipo} < 99$

SKVAM = Capacidad de la máquina por omisión

r_0 = Resistencia de secuencia cero

x_0 = Reactancia de secuencia cero

r_1 = Resistencia del estator de secuencia positiva

x_1 = Reactancia de secuencia positiva

r_2 = Resistencia de secuencia negativa

x_2 = Reactancia de secuencia negativa

r_{1r} = Promedio de la resistencia de rotor bloqueado

x_{1r} = Promedio de la reactancia de rotor bloqueado

r_t = Resistencia del transformador de arranque (cero si no existe transformador de arranque)

x_t = Reactancia del transformador de arranque (cero si no existe transformador de arranque)

- v_s = Valor de voltaje para ser regulado por la máquina, en por unidad a la base de voltaje del nodo en donde esta conectada
- Q_{max} = Máxima potencia reactiva de salida de la máquina en por unidad de SKVAM
- Q_{min} = Mínima potencia reactiva de salida de la máquina en por unidad de SKVAM

Después de los datos debe seguir la línea END/

Diccionario de los dispositivos de protección

El diccionario de los dispositivos de protección, contiene los datos de las curvas características tiempo-corriente y los dispositivos de protección de tiempo inverso; fusibles, relevadores y restauradores. Cada grupo de datos en el archivo especifica una sola característica tiempo-corriente. Los dispositivos no ajustables tales como fusibles necesitan solo un juego de datos, mientras que los dispositivos ajustables como es un relevador de tiempo para sobrecorriente, necesita un juego de datos para cada uno de sus ajustes de palanca de tiempo o cualquier otra posición de ajuste.

Cada curva característica tiene la forma mostrada en la figura 3.7. Un dispositivo puede consistir de solo una curva, A, o un par de curvas, A y B. Una sola curva puede ser usada para un relevador ajustable, tal como un GE IAC77, mientras que un par de curvas serian usadas para la mayoría de los fusibles y los interruptores de bajo voltaje.

La curva característica para cada dispositivo consiste de los siguientes datos:

Devname, D, $a_1, t_1, \dots, a_n, t_n, b_1, t'_1, \dots, b_m, t'_m/$

donde:

Devname = Nombre del dispositivo (1 a 16 caracteres)

D = Ajuste de la palanca de tiempo. Para los fusibles D es normalmente 1

a_1, \dots, a_n = Valores de las abscisas para la curva A (Corriente secundaria del TC/corriente nominal del ajuste)

t_1, \dots, t_n = Valores de las ordenadas para la curva A, correspondientes a los valores de las abscisas a_1, \dots, a_n , en segundos

b_1, \dots, b_m = Valores de las abscisas para la curva B (Corriente secundaria del TC/corriente nominal del ajuste)

t'_1, \dots, t'_m = Valores de las ordenadas para la curva B, correspondientes a los valores de las abscisas b_1, \dots, b_m , en segundos

Después de los datos debe seguir la línea END/.

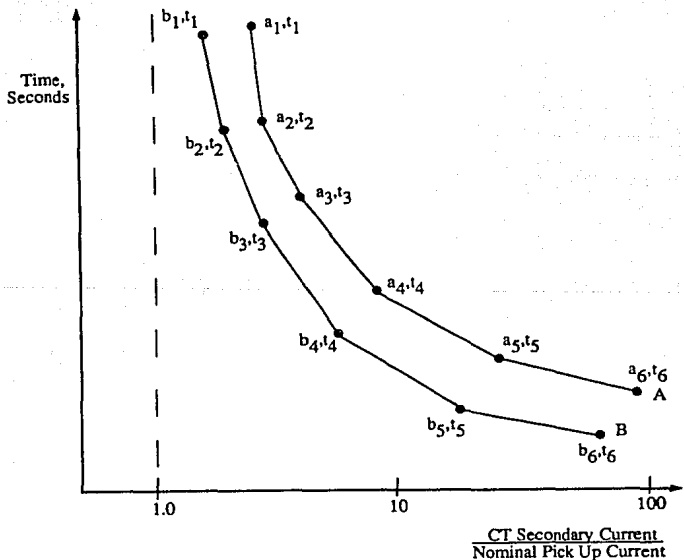


Figura 3.7 Forma de la curva característica de los dispositivos de protección.

CAPITULO IV
CASO PRACTICO

Ejemplo de coordinación de protecciones

En éste capítulo se pretende realizar la coordinación de protecciones para un sistema eléctrico, utilizando el programa digital mencionado en el apartado anterior: "SIMULADOR DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA NIVEL UTILIZACION".

Para el ejemplo se utilizará el diagrama unifilar de la figura 4.1, aquí se pueden observar los dispositivos de protección que serán coordinados. El sistema consiste de un bus en 13.8 kV, y dos transformadores de potencia con capacidades de 3750 kVA y 1500 kVA, con una relación de transformación de 13.8/4.16 kV y 13.8/0.48 kV respectivamente.

Motor MB-RA-002 de 300 H.P.

Para su protección por sobrecorriente se tiene fusibles General Electric tipo EJ-2, clase 3R.

Se tiene para su protección por sobrecarga un relevador General Electric tipo CR124, a través de TC's de 75/5.

Selección del tap:

$$I_{nom} = 39 \text{ A}$$

$$I_{prot} = 115\% (I_{nom}) = 44.85 \text{ A}$$

$$I_{cal} = I_{prot} / RTC = 2.99$$

$$\text{tap} = 3$$

Las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos anteriores se muestran en la figura 4.2, además, se puede observar la curva equivalente del arranque del motor, debido a que se desconocen los datos del fabricante y el código NEMA del equipo, se consideró para el arranque seis veces la corriente nominal durante cinco segundos y posteriormente la corriente a plena carga.

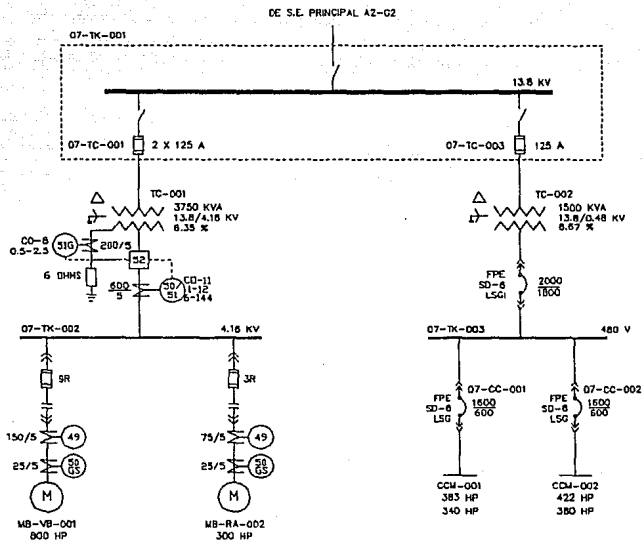


Figura 4.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico, utilizado en el ejemplo.

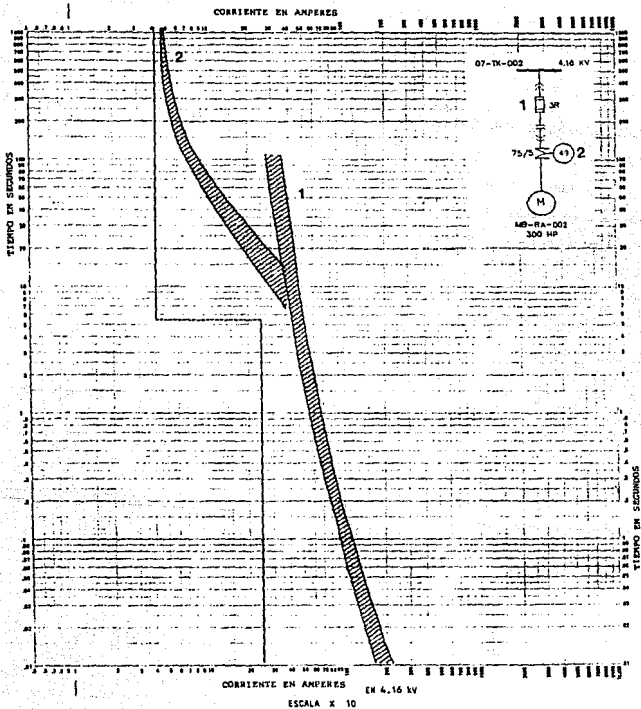


Figura 4.2 Protección para fallas entre fases del motor MB-RA-002 de 300 HP.

Motor MB-VB-001 de 800 H.P.

Para su protección por sobrecorriente se tiene fusibles General Electric tipo EJ-2, clase 9R.

Se tiene para su protección por sobrecarga un relevador General Electric tipo CR124, a través de TC's de 150/5.

Selección del tap:

Inom = 103.5 A
Iprot = 115% (Inom) = 119 A
Ical = Iprot / RTC = 3.96
tap = 4

Secundario del transformador TC-001 de 3750 kVA.

Datos del transformador:

Capacidad 3750 kVA
Rel. de voltaje 13.8/4.16 kV
Conexión Delta/Estrella
Impedancia 6.35%

Para su protección se dispone de relevadores marca Westinghouse tipo CO-11 de tiempo extremadamente inverso, con rangos de 1 a 12 amp., e instantáneo de 6 a 144 amp., a través de TC's de 600/5.

Selección del tap:

Inom = 520.5 A @ 4.16 kV
Iprot = 200% (Inom) = 1041 A
Ical = Iprot / RTC = 8.67
tap = 8

Para coordinar este relevador con el fusible del motor se requiere una palanca de tiempo de 2.

Primario del transformador TC-001 de 3750 kVA.

Para la protección del transformador se tienen fusibles marca ITE, tipo CL132, con rango 2 X 125 A.

Las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos anteriores se muestran en la figura 4.3, además se puede observar la curva equivalente del arranque del motor y la curva ANSI del transformador.

Se observa un ligero traslape entre las características del fusible y del relevador CO-11 para muy altos valores de corrientes, por tanto, se acepta al recordar que la respuesta del relevador se debe solo a la contribución de corriente del sistema y después de la etapa subtransitoria de la falla, por lo tanto, la corriente de operación en el relevador es inferior a los valores de la zona de traslape.

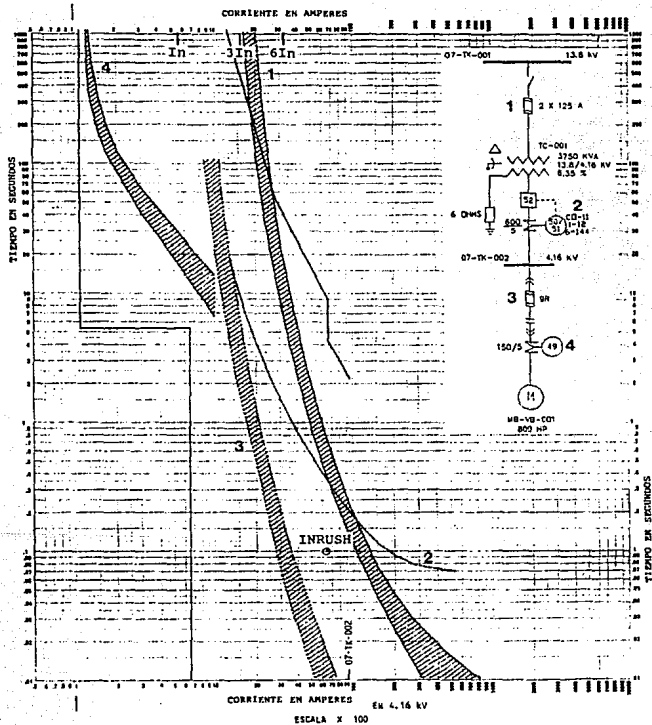


Figura 4.3 Protección para fallas entre fases del transformador TC-001 de 3750 kVA.

Para el transformador TC-002 de capacidad de 1500 kVA, se tiene los siguientes ajustes y las curvas características tiempo-corriente se pueden observar en la figura 4.4.

1 En el lado primario del transformador se tienen fusibles marca ITH, tipo CL132, con rango de 125 A.

2 En el secundario del transformador se tiene un interruptor electromagnético, marca Federal Pacific Electric, tipo SD-6 con disparo LSGI y sensor de 1800 A.

Ajuste de corriente de retardo largo: $1.3 \times I_s$

Tiempo de retardo largo: 2 segundos a $6 \times I_s$

Ajuste de corriente de retardo corto: $4 \times I_s$

Tiempo de retardo corto: 0.33 segundos

Unidad instantánea: en la posición "off"

3 Interruptor electromagnético con el ajuste mayor de los circuitos que se alimentan del transformador, marca Federal Pacific Electric, tipo SD-6 con disparo LSG y sensor de 600 A.

Ajuste de corriente de retardo largo: $1.0 \times I_s$

Tiempo de retardo largo: 2 segundos a $6 \times I_s$

Ajuste de corriente de retardo corto: $4 \times I_s$

Tiempo de retardo corto: 0.11 segundos

4 Curva ANSI del transformador.

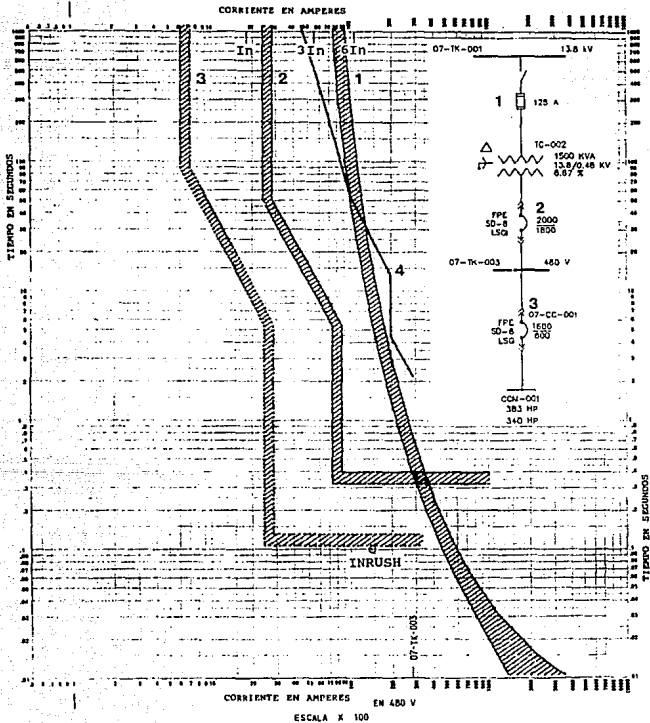


Figura 4.4 Protección para fallas entre fases del transformador TC-002 de 1500 kVA.

Protección para las fallas de fase a tierra

Para el nivel de voltaje de 4.16 kV, se tiene conectada en el neutro del transformador de 13.8/4.16 kV, una resistencia limitadora de corriente para la falla de fase a tierra.

La coordinación se facilita porque solo se tiene que ajustar el relevador del neutro del transformador, para que cubra lo mas posible a las protecciones de los motores y con un tiempo de espera mas que suficiente para cumplir con una buena selectividad.

Conociendo que los relevadores que protegen los circuitos de los motores para falla de fase a tierra, son instantáneos 50GS (sin demora intencional), se aplica un ajuste equivalente al 15% de la corriente nominal del motor para permitir un ligero desbalance, no obstante, para considerar la operación completa de este relevador junto con el contactor, en las gráficas que se presentan a continuación, se indica un tiempo de operación de 0.1 seg. para el 50GS. Como se desconoce la marca, el tipo o modelo y el rango de ajuste de estos relevadores, entonces se proporciona el cálculo de acuerdo a la relación de los transformadores de corriente y se espera que este ajuste sea posible aplicarlo en el relevador; en caso de que el rango del relevador no sea continuo sino discreto (por tap's) y/o que el valor mínimo de su rango sea mayor que el ajuste recomendado, se deberá poner el tap de valor mas cercano inmediato superior al valor que resulta del cálculo, sin que esto represente una gran desventaja.

Motor MB-RA-002 de 300 H.P.

Para su protección para fallas de fase a tierra se tiene relevador 50GS, a través de TC's de 25/5.

Selección del tap:

$$I_{nom} = 39 \text{ A}$$

$$I_{prot} = 15\% (I_{nom}) = 5.85 \text{ A}$$

$$I_{cal} = I_{prot} / RTC = 1.17 \text{ A}$$

$$\text{ajuste} = 1.17$$

Motor MB-VB-001 de 800 H.P.

Para su protección para fallas de fase a tierra se tiene relevador 50GS, a través de TC's de 25/5.

Selección del tap:

$$I_{nom} = 103.5 \text{ A}$$

$$I_{prot} = 15\% (I_{nom}) = 15.53 \text{ A}$$

$$I_{cal} = I_{prot} / RTC = 3.1 \text{ A}$$

$$\text{ajuste} = 1.1$$

Neutro del transformador TC-001 de 3750 kVA.

Se tiene un relevador por sobrecorriente 51G, marca Westinghouse, modelo CO-8, de tiempo inverso, con rangos de 0.5 a 2.5 amp., e instantáneo de 2 a 48 amp., a través de TC's de 200/5.

El relevador que se encuentra en el neutro del transformador sirve como protección de respaldo para los motores, por lo tanto, es deseable que los dos relevadores inicien su operación al mismo tiempo, tomando en cuenta un margen de coordinación adecuado.

Selección del tap:

$$I_{prot} = 15.53 \text{ A} \quad \text{para el motor}$$

El relevador debe iniciar su operación con una corriente de 15.53 A, por lo tanto, se debe seleccionar el tap adecuado.

$$I_{cal} = 15.53 / RTC = 0.38 \text{ A}$$

$$\text{tap} = 0.5$$

Para seleccionar la palanca de tiempo se requiere que para el valor de falla (400 A), se tenga entre las dos curvas características un margen suficiente para cumplir con una buena selectividad.

Para coordinar con el relevador del motor se requiere una palanca de tiempo de 2.5.

En la figura 4.5 se pueden observar las curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección para las fallas de fase a tierra, con los ajustes siguientes:

- 1 Relevador de protección por sobrecorriente, 51G marca Wetinghouse, modelo CO-8.
Rangos: Tiempo 0.5-2.5 A. Instantáneo 2-48 A.

Tap	Palanca	Inst.	RTC = 200/5
0.5	2.5	--	

- 2 Relevador de protección por sobrecorriente 50GS, instalado en el motor de 800 HP.
Rangos: Instantáneo

Tap	RTC = 25/5
3.1	

- 3 Relevador de protección por sobrecorriente 50GS, instalado en el motor de 300 HP.
Rangos: Instantáneo

Tap	RTC = 25/5
1.17	

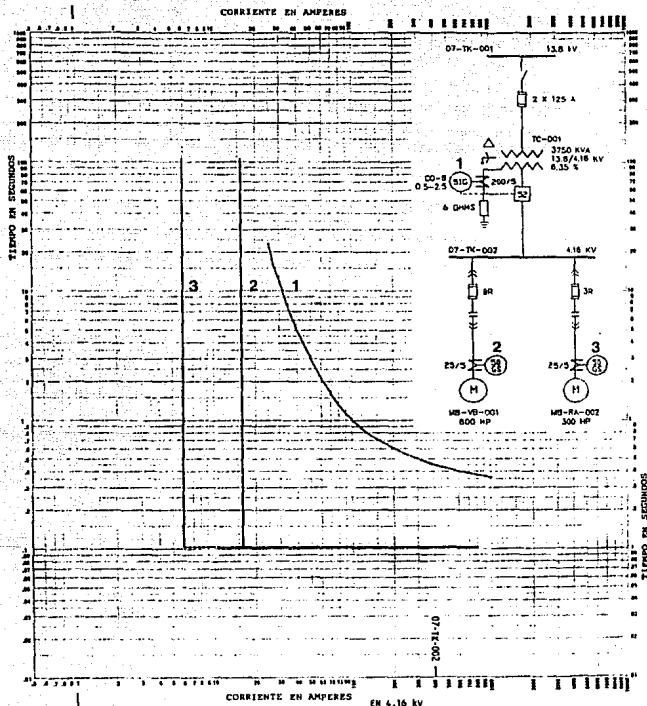


Figura 4.5 Protección para fallas de fase a tierra en el transformador TC-001 de 3750 kVA.

Protección para el transformador TC-002 de 1500 kVA

Para el interruptor electromagnético instalado como interruptor general en el lado de 480 volts de los transformadores, se recomienda poner el ajuste de 0.2 veces el valor de la derivación indicada en el sensor, con un ajuste de tiempo de 0.32 segundos.

Para los relevadores de los dispositivos electromagnéticos instalados como interruptores de los alimentadores en 480 volts, se recomienda poner el ajuste de 0.2 veces del valor de la derivación indicada en el sensor, con un ajuste de tiempo de 0.08 segundos.

La sola aplicación de los ajustes mencionados en los párrafos anteriores, permite una buena coordinación de los dispositivos electromagnéticos, ya que el rango del sensor del interruptor general es mayor a los rangos de los alimentadores, además, el ajuste de tiempo permite un margen de coordinación aceptable, como se muestra en la figura 4.6.

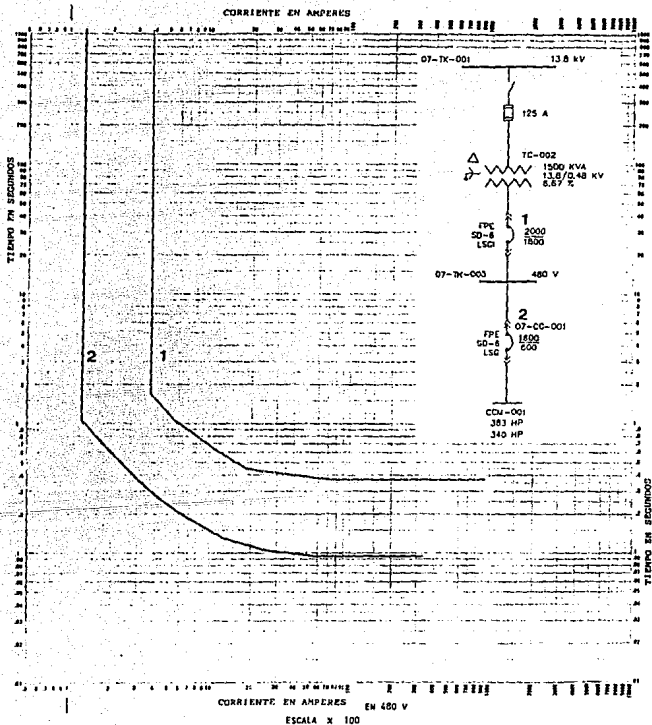


Figura 4.6 Protección para fallas de fase a tierra en el transformador TC-002 de 1500 kVA.

CONCLUSIONES

Con el incremento del uso de las computadoras y la disponibilidad de ellas para casi todas las actividades de ingeniería, su uso a permitido al ingeniero de protecciones liberarse de la tarea tediosa de realizar manualmente la coordinación de protecciones. Actualmente con el desarrollo tecnológico el software es fácil de utilizar, aún para los ingenieros que tienen un temor inherente a las computadoras.

Existen varios tipos de programas para poder realizar la coordinación de protecciones, y tan completos como uno los requiera, por ejemplo unos son diseñados para seleccionar los ajustes de los dispositivos, mientras que otros solo almacenan los datos y los hacen accesibles al usuario, pero no realizan los ajustes necesarios para la coordinación, los cuales deben ser proporcionados por el usuario.

Un programa de cómputo permite al usuario realizar la coordinación en una forma rápida, sencilla y precisa, debido a que se tienen accesibles las curvas características tiempo-corriente de diversos dispositivos y fabricantes, cuando la curva de un dispositivo no se tiene dentro de la librería del programa, el usuario puede crearla fácilmente por medio de un editor ya sea el que incluye el programa o el del sistema operativo.

Con la ayuda de un programa digital se puede realizar fácilmente una buena coordinación, debido a que se pueden modificar fácilmente los ajustes: rango del sensor, tap y palanca de tiempo y lo mas importante es que se puede ver en pantalla las curvas de los dispositivos, con lo cual es posible ver los márgenes de coordinación que se tienen, y así poder decidir si es necesario cambiar algún ajuste para mejorar la selectividad, en caso de ser necesario se hace la corrección y se revisan nuevamente los márgenes hasta llegar a la coordinación adecuada. Cuando se tiene la coordinación se pueden graficar las curvas, a través de un graficador o una impresora. Si se realizará la coordinación en forma manual nos tomaría bastante tiempo obtener la mas adecuada, debido a que es un procedimiento a base de prueba y error, y es necesario copiar cada una de las curvas del fabricante sobre hojas log-log, después hay que verificar y en caso de que los ajustes no sean los correctos, es necesario borrar la curva correspondiente y repetir el mismo procedimiento hasta llegar a la coordinación que satisfaga las condiciones de máxima protección y máxima continuidad de servicio.

Es importante indicar que es el ingeniero el que debe tomar las decisiones y establecer los criterios para la coordinación, es decir, no dar por buenos los resultados que la computadora entregue, sin antes analizarlos y determinar si son aceptables. Cabe mencionar que si la información que se le proporciona al programa digital es incorrecta, los resultados serán falsos, por lo que es conveniente verificar la información antes de vaciarla en el simulador. El ingeniero debe hacer uso de la computadora como una herramienta para facilitarle el trabajo, y no aceptar como buenos todos los resultados que ella le proporcione.

Existen varios programas digitales que además de realizar la coordinación de protecciones eléctricas permiten otras actividades como son: flujos de potencia, cálculo de cortos circuitos, análisis de armónicas etc. Para realizar la coordinación de protecciones es conveniente contar con un programa que realice cálculos de cortos circuitos y balance de flujos de potencia, debido a que para poder ajustar los dispositivos de protección, es necesario contar con los niveles de corto circuito en cada uno de los buses de interés, así también, para calibrar algunos dispositivos es necesario conocer los flujos de potencia.

Finalmente para decir que se tiene terminada la coordinación, es importante trasladar al campo los logros obtenidos en papel y realizar las actividades siguientes: verificar que los equipos involucrados estén en buenas condiciones de operación, calibrar los dispositivos de protección, revisar los alambrados y checar las fuentes de corriente directa. El conjunto de actividades mencionado anteriormente permiten una operación satisfactoria de las protecciones eléctricas al ocurrir una falla.

BIBLIOGRAFIA

Industrial Power Systems Protective Device Coordination
INDUSTRIAL POWER SYSTEMS. General Electric Co., 1960.

Métodos Gráficos de Coordinación de Protecciones (tesis profesional). Victor Lescale Araujo.

IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (Buff Book)
Second Printing, february 1986.

IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (Red Book)
Fifth Printing, june 1992.

IEEE Recommended Practice for Power Systems Analysis (Brown Book). First Printing, december 1990.

Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Plantas Industriales. Irwin Lazar. Primera Edición 1988.
Editorial Limusa.

PSS/U-5 Power Simulator Program Operations Manual
Power Technologies, Incorporated.

Selección, Ajuste y Coordinación de Protecciones Eléctricas.
Instituto de Investigaciones Eléctricas.