

41126
2



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES**

CAMPUS ARAGÓN

**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN TIPO PEDESTAL**

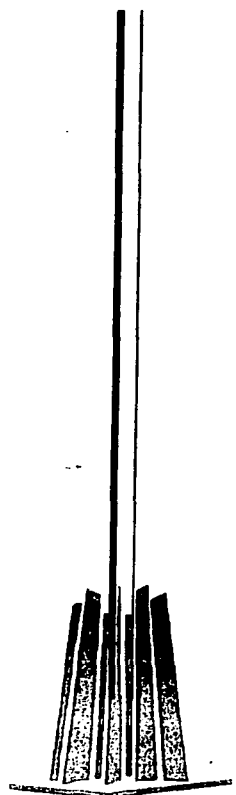
T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A :
J. BALTASAR ALCALA CASTILLO

ASESOR: ING. JOSE JUAN RAMON MEJIA ROLDAN.

NOVIEMBRE 2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**TESIS
CON
FALLA DE
ORIGEN**

**PAGINACION
DISCONTINUA**

A mis Padres
Ma. Luz y Joaquín

A mis Hermanos

Elisa, José, J. Jesús y Antonio

A

Erika

D

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi asesor Ing. José Juan Ramón Mejía Roldan por su apoyo e interés en la realización de este trabajo.

Por haber compartido su tiempo, sabiduría y amistad. A mis maestros, compañeros, amigos y familiares a quienes agradezco mi formación.

CONTENIDO

Pág.

INDICE.....	I
INTRODUCCIÓN.....	IV

CAPITULO I

TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

1	Transformadores de distribución subterránea.....	2
1.1	Transformadores tipo subestación interior.....	2
1.2	Transformadores tipo sumergible (tipo bóveda).....	4
1.3	Transformador tipo pedestal.....	4
1.3.1	La parte activa.....	5
1.3.2	El tanque.....	7
1.3.3	Líquido aislante.....	7
1.3.4	Boquillas.....	7
1.3.5	Gabinete.....	8
1.3.6	Accesorios de operación mas comunes.....	9
1.3.7	Accesorios de protección.....	12

CAPITULO II

SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES

2	Antecedentes.....	14
2.1	Efectos de la temperatura sobre el aislamiento.....	14
2.2	Datos históricos de investigaciones sobre el envejecimiento de los aislamientos.....	16
2.3	Ciclo de carga del transformador.....	18
2.4	Características térmicas del transformador.....	20
2.5	Mecanismos de disipación de calor en el transformador.....	22
2.6	Prueba de temperatura.....	28
2.7	Cálculo de temperaturas de acuerdo a ANSI C57.91-1995.....	31
2.7.1	Lista de símbolos.....	31
2.7.2	Componentes de la temperatura.....	32
2.7.3	Constante de tiempo del aceite.....	33
2.7.4	Elevación del punto caliente de los devanados.....	35
2.7.5	Exponentes para las ecuaciones de elevación de temperatura.....	36
2.7.6	Arreglo de datos de prueba para las diferentes posiciones del cambiador.....	36
2.8	Conclusiones.....	37

CAPITULO III

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA TIPO PEDESTAL		Pág.
3	Antecedentes.....	39
3.1	Función del fusible de protección.....	40
3.1.1	Factores a considerar para la aplicación de fusibles en transformadores.....	40
3.1.2	Corriente de magnetización.....	41
3.1.3	Corriente de magnetización después de un paro.....	42
3.1.4	Descargas de voltaje por rayo.....	42
3.1.5	Carga del transformador.....	42
3.1.6	Relación de fusión.....	43
3.1.7	Clase de Voltaje.....	44
3.1.8	Tipos de interrupción.....	45
3.1.9	Curvas Tiempo-Corriente.....	45
3.1.10	Tipos de dispositivos de protección en transformadores.....	45
3.1.11	Características de los fusibles.....	45
3.1.12	Clasificación de los fusibles.....	46
3.1.13	Condiciones normales de operación de los fusibles.....	47
3.1.14	Obtención de las curvas características tiempo-corriente.....	47
3.2	Tipos de Fusibles.....	48
3.2.1	Fusible de Expulsión.....	48
3.2.1.1	Construcción y principio de operación del fusible de expulsión.....	50
3.2.1.2	Fusible de aislamiento.....	52
3.2.1.3	Ensamble tipo bayoneta para fusibles de expulsión.....	53
3.2.1.4	Ventajas del Fusible de Expulsión.....	53
3.2.2	Fusibles limitadores de Corriente.....	54
3.2.2.1	Fusible limitador de corriente de respaldo.....	57
3.2.2.2	Fusible limitador de corriente de propósitos generales.....	58
3.3	Interruptor secundario.....	59
3.3.1	Montaje y operación del interruptor Secundario.....	61
3.3.2	Señal luminosa del interruptor.....	62
3.3.3	Manivela de operación del interruptor.....	62
3.3.4	Palanca para sobrecargas de emergencia.....	63
3.4	Información proporcionada por los fabricantes de fusibles.....	64
3.4.1	Diferencias de los términos más usados.....	64
3.4.2	Curvas Tiempo-Corriente en fusibles.....	67
3.4.3	Curvas de corriente máxima de fuga en FLC.....	71
3.4.4	Valores de I^2t permisibles por FLC.....	73
3.4.5	Otro tipo de información proporcionada por los fabricantes de fusibles...	76
3.5	Información Proporcionada por los Fabricantes de los interruptores secundarios.....	77
3.5.1	Curvas Tiempo-Corriente en interruptores secundarios.....	77
3.5.2	Otro tipo de información proporcionada por los Fabricantes de Interruptores.....	77

CAPITULO IV

COORDINACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL PARA DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA (DRS)		Pág.
4	Introducción.....	81
4.1	Características del transformador a proteger.....	82
4.2	Teoría del sistema de los dos fusibles.....	83
4.2.1	Criterios de selección para los diferentes tipos de fusibles.....	85
4.3	Coordinación de un fusible de expulsión con un fusible limitador de corriente de respaldo en Alta Tensión.....	87
4.3.1	Encontrar la corriente de magnetización (INRUSH).....	88
4.3.2	Calcular los valores de la corriente que debe soportar un transformador en un tiempo determinado.....	88
4.3.3	Graficar los valores obtenidos.....	89
4.3.4	Determinar las características del fusible de expulsión.....	91
4.3.5	Cálculo de temperatura del aceite y de los devanados en el interior del transformador a diferentes sobrecargas.....	94
4.3.5.1	Cálculo de la corriente máxima que pasaría a través del transformador por una falla externa en el secundario del transformador.....	97
4.3.6	Selección del fusible limitador de corriente de respaldo.....	98
4.3.7	Selección del listón de aislamiento.....	102
4.3.8	Puntos importantes a verificar en la gráfica final de la coordinación.....	105
4.4	Coordinación de un Interruptor secundario en la baja tensión con un fusible de expulsión y un fusible limitador de corriente de respaldo en alta tensión.....	107
4.4.1	Cálculo de temperatura del interruptor	107
4.4.1.1	Selección del interruptor secundario.....	109
4.4.1.2	Comprobación gráfica de la selección del interruptor.....	113
4.4.2	Selección del fusible de expulsión y del fusible limitador de corriente....	116
4.4.3	Selección del listón de aislamiento.....	118
4.5	Coordinación de un fusible limitador de corriente de rango completo.....	120
4.5.1	Corregir la curva de tiempo mínimo de fusión a la temperatura del aceite a plena carga.....	124
4.6	Coordinación de un Fusible Limitador de Corriente de Rango Completo con un Interruptor Secundario.....	126
4.6.1	Corregir la curva de tiempo mínimo de fusión a la temperatura del aceite a plena carga.....	128
4.7	CONCLUSIONES.....	130
	APÉNDICE A	132
	REFERENCIAS	135
	Bibliografía.....	135

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, se ha desarrollado un incremento notable en la utilización de sistemas de distribución subterránea, debido en gran parte a su avance tecnológico el cual se basa principalmente en:

- Materiales aislantes de gran calidad dieléctrica y más económicos.
- Elementos de conexión de frente muerto y premoldeados.
- Equipos adecuados de transformación.
- Nuevos tipos de protección y seccionalización.

Además este tipo de instalación lleva muy poco mantenimiento preventivo y está poco expuesta a problemas con la continuidad del servicio, ya que se disminuyen las posibilidades de falla ocasionadas por descargas atmosféricas, lluvias, vientos, caída de líneas y colisiones.

En México como en otros países, los nuevos fraccionamientos, centros comerciales y parques industriales están desarrollando sus redes de distribución con instalaciones subterráneas, ya que este tipo de instalación tiene una mejor apariencia, conservando la estética y la limpieza de las zonas urbanas al eliminar postes y líneas aéreas.

Para éste tipo de instalaciones se pueden usar los transformadores tipo:

- a) Subestación interior
- b) Sumergibles (tipo bóveda)
- c) Pedestales

Debido a que los transformadores pedestales son las más usados en instalaciones de distribución subterránea y que sus protecciones requieren de un minucioso análisis, son dos puntos importantes que corresponden a la ingeniería mecánica y eléctrica, observar ciertos métodos y técnicas para la correcta coordinación de protecciones de estos equipos.

CAPITULO I

TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIÓN

SUBTERRÁNEA

1 Transformadores para distribución subterránea.

Los transformadores para distribución subterránea generalmente están instalados en lugares accesibles al público, por lo cual pueden representar un peligro para la población, cuando durante su vida de operación estén sujetos a condiciones anormales y sus protecciones no sean las adecuadas.

Por ello, los diseñadores de las redes de distribución subterránea deben prestar especial atención en los esquemas de protección así como el equipo usado en ellas.

Existen diferentes tipos de transformadores para ser usados en las redes de distribución subterránea, los más comunes son:

- Transformador tipo subestación interior
- Transformador tipo sumergible
- Transformador tipo pedestal

1.1 Transformadores tipo subestación interior.

Los transformadores tipo subestación interior, tienen gran aplicación en instalaciones donde existe una alta densidad de carga y en donde hay grandes concentraciones de personas como, edificios públicos, cines, teatros, etc.

Este tipo de transformadores generalmente se acoplan a tableros por medio de gargantas formando subestaciones unitarias, lugar en donde se instalan las protecciones tanto de sobrecorrientes como de sobretensiones; las más comunes son: fusibles limitadores de corriente, fusibles de expulsión con silenciador, relevadores de sobrecorriente y apartarrayos.

El transformador puede ser alimentado de una red subterránea o de una red aérea a través de cables subterráneos, siendo la más desfavorable esta última; ya que las sobretensiones por descargas atmosféricas son mayores que las sobretensiones por maniobra de interruptores. Cuando el transformador se alimenta a través de una red aérea es usual que las protecciones se instalen en el punto de transición de la alimentación.

La *figura 1-1* nos muestra un transformador tipo subestación interior.

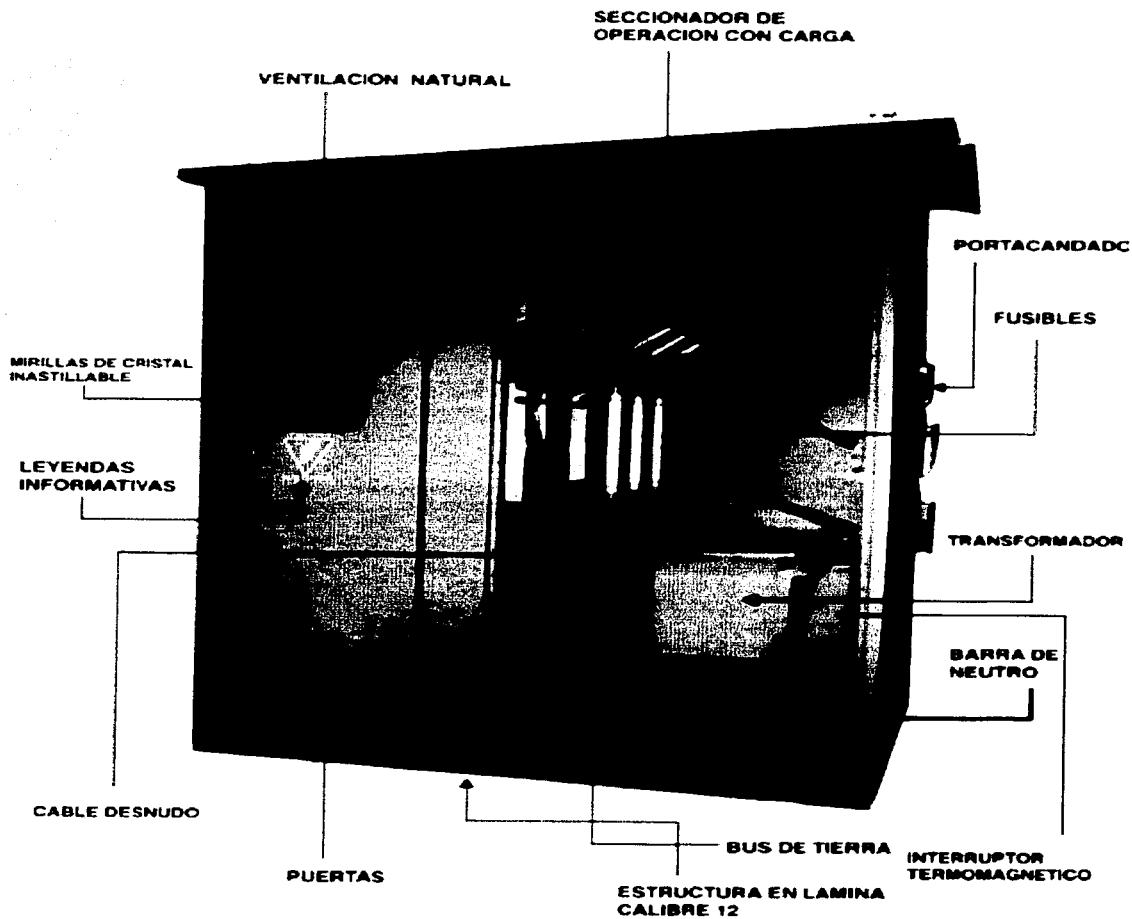


Figura 1-1. Transformador tipo subestación interior.

1.2 Transformadores tipo sumergible (Tipo Bóveda).

Los transformadores tipo sumergible tienen como principal característica la de estar instalados en bóvedas bajo el nivel del suelo. Estas bóvedas pueden localizarse en banquetas, jardines, plazas, etc.; en la parte superior de éstas, a la altura del suelo ó de la banqueta se coloca una rejilla ó registro, la cual tiene como objetivo principal evitar el acceso a dicha bóveda y al transformador por personas no autorizadas, y al mismo tiempo disipar el calor generado por el transformador.

Debido a que este tipo transformadores están expuestos a quedar sumergidos totalmente en agua ó lodos; la tapa, los accesorios, las boquillas, el registro de mano y manijas de operación deben estar herméticamente sellados y aislados.

Además es condición de diseño que sean de frente muerto, es decir, que ninguna parte energizada esté expuesta.

Existen dos tipos de transformadores sumergibles uno del tipo autoprotegido en el que todos los accesorios de seccionalización, protección, cambiador de derivaciones y boquillas de alta y baja tensión se localizan en la cubierta, con el fin de facilitar las maniobras de inspección y operación desde la superficie sin que sea necesario entrar en la bóveda. El otro no es autoprotegido y normalmente cuenta con desconectador primario y garganta en baja tensión, en este tipo de transformador es necesario entrar en la bóveda para sus maniobras de inspección y operación.

1.3 Transformador tipo pedestal.

El transformador más popular en sistemas de distribución subterránea es el tipo pedestal. Este tipo de transformadores va montado en un pedestal y su apariencia debe ir de acuerdo al lugar donde está instalado, generalmente en áreas verdes, zonas residenciales y comerciales, en donde la continuidad del servicio y el aspecto estético se conjugan para determinar tanto el propio transformador como las características de los accesorios. Consiste básicamente en un transformador convencional, con boquillas tanto de alta como de baja tensión dispuestas en una de las paredes largas del tanque, encerradas en un gabinete tipo intemperie provisto con tapa removible puertas y seguro para candado, de tal forma que las partes energizadas quedan inaccesibles al público.

El conjunto tanque gabinete se instala sobre un pedestal, el cual la mayoría de las veces es de concreto. Este pedestal tiene una perforación precisamente en la parte inferior del gabinete con el objeto de permitir la entrada de los cables de energía subterránea, afín de conectarse a las boquillas correspondientes.

Dependiendo de su aplicación los transformadores de distribución tipo pedestal se clasifican de la siguiente manera; Transformadores para distribución residencial subterránea (DRS) y Transformadores para distribución comercial subterránea (DCS), ambas clasificaciones se entienden con frente muerto en alta tensión.

Las componentes principales del transformador pedestal son:

- Parte activa
- Tanque
- Líquido aislante
- Gabinete
- Accesorios

A continuación daremos una breve descripción de ellas.

1.3.1 La Parte activa.

La parte activa está constituida por núcleo, bobinas, aislamientos y herrajes.

Núcleo.- El núcleo se recomienda que sea del tipo acorazado con el objeto de tener una construcción mas compacta y evitar así, vibraciones indeseables que posteriormente se traducirán en ruido y calentamiento excesivo.

El arreglo empleado en transformadores monofásicos es el llamado tres piernas, y en transformadores trifásicos cinco piernas. Ampliamente recomendados para sistemas conectados Estrella-Estrella, para evitar las sobretensiones por ferromagnetismo y sobre calentamiento por cargas desbalanceadas bajo condiciones de falla.

La lámina empleada es de acero al silicio, de alta permeabilidad magnética, de grano orientado, bajas pérdidas, baja corriente de excitación y que permite una operación silenciosa.

Bobinas.- Son fabricadas con conductores de cobre en alta tensión y lámina de aluminio en baja tensión o ambos de cobre, con alto grado de pureza para obtener máxima conductividad. Son devanados sobre formas aislantes rectangulares del tipo helicoidal y progresivo que han presentado un buen comportamiento durante los esfuerzos de corto circuito.

Aislamientos.- Los aislamientos usados en los transformadores son clase "A"; y la temperatura de operación máxima permitida por estos es de 105°C. Si los aislamientos clase "A" están procesados químicamente, con el fin de obtener una mayor estabilidad térmica, la temperatura máxima de operación permitida en aceite es de 120°C; ésta clasificación es conocida en los Estados Unidos como "105-up grade". El aislamiento más usado es el papel Kraft térmicamente estabilizado y polimerizable durante los procesos de secado, para obtener una gran resistencia mecánica. En casquillos, ductos, espaciadores y barreras, se utiliza cartón prensado de alta densidad debido a su gran resistencia mecánica, además de sus cualidades térmicas y dieléctricas.

Herrajes.- Para lograr un correcto apriete tanto del núcleo como de las bobinas, se usa un herraje especialmente diseñado para resistir los esfuerzos más severos, ya sea durante la operación o el transporte del transformador, estos también sirven para asegurar al tanque todo el conjunto de bobinas y núcleo y evitar que tenga desplazamiento.

La *Figura 1-2* nos muestra la parte activa de un transformador trifásico.



Figura 1-2.- Parte activa de un transformador trifásico.

1.3.2 El tanque.

Es el recipiente del transformador y sirve para contener el conjunto interno, aislarlo y proteger al usuario; debe soportar las pruebas de hermeticidad presión y vacío que dicten las normas de fabricación aplicables y debidamente protegido para soportar los intemperismos.

El tanque debe estar diseñado para soportar (totalmente ensamblado) una presión positiva o negativa de 0.5 kg/cm² durante dos horas y sin sufrir deformación permanente. Las normas establecen que no debe haber una deformación antes y durante la prueba, mayor del 1% y que después de la prueba no debe existir deformación permanente.

El material empleado para la fabricación del tanque es acero rolado en caliente, y los espesores que se maneja van desde una lámina con un espesor mínimo nominal de 3.04 mm hasta placa de fierro de 6.35 mm. Las tapas van soldadas o atornilladas al tanque con sus empques necesarios.

En una de las paredes largas del tanque se sitúa el frente del transformador. Este frente se divide verticalmente en dos partes; en el lado izquierdo se localiza el panel de alta tensión y en el derecho el panel de baja tensión. En cada uno de los paneles están situadas las boquillas y accesorios correspondientes.

1.3.3 Líquido aislante.

Por todos es sabido que el aire no es tan buen dieléctrico como es de desear, y que si se quiere reducir tamaños y costos de las unidades, es necesario utilizar un buen dieléctrico.

Los líquidos aislantes usados en los transformadores son de la mejor calidad y para asegurar su correcta operación, se someten a filtrado y secado antes de introducirlos al tanque; el llenado se hace al vacío para evitar la contaminación, así como para evitar burbujas que serían de graves consecuencias. Los líquidos más usados son aceite mineral y siliconas, libres de aditivos y capaces de soportar las pruebas que aplica la norma mexicana (NMX-J-123 ANCE).

1.3.4 Boquillas.

Para conectar las bobinas tanto de alta como de baja tensión a sus circuitos respectivos, se hace uso de boquillas, que son seleccionadas de acuerdo con el voltaje y la corriente de operación.

1.3.5 Gabinete.

Los transformadores cuentan con un gabinete en el cual se alojan las terminales de alta y baja tensión, así como los accesorios. Este gabinete está integrado en una sola unidad, de tal forma que evite la entrada de agua que afecte la operación del transformador. Es condición de diseño que no debe tener tornillos u otras partes de sujeción que puedan ser removidos desde el exterior, ni orificios a través de los cuales puedan introducirse objetos extraños como varillas o alambres que puedan hacer contacto con partes vivas. El espesor de la lámina debe ser de un espesor mínimo nominal de 2.6 mm.

La construcción y diseño de estos gabinetes es diferente en transformadores monofásicos y trifásicos, pero con la misma finalidad. A continuación describiremos cada uno de ellos por separado.

El gabinete de un transformador pedestal monofásico esta compuesto por tres partes: cubierta, tapa-puerta y base. Al espacio entre los paneles de alta y baja tensión y el gabinete, se le denomina compartimento de alta y baja tensión respectivamente. Con el objeto de tener un transformador lo más compacto posible, así como dar una mayor facilidad para trabajar en los compartimentos, únicamente se conecta con una puerta de acceso que a su vez es una parte de la tapa del gabinete. Esta puerta tiene una provisión para candado en la parte inferior.

En transformadores trifásicos el gabinete esta compuesto por: Cubierta del tanque, cubierta del gabinete, puertas y pared del gabinete. Los compartimentos de alta y baja tensión están separados internamente por una pared aislante no higroscópica de material acrílico, de forma tal que cada compartimento tiene su propia puerta. El compartimento de alta tensión es accesible únicamente después de haber abierto la puerta de baja tensión y quitar un seguro. Estas puertas tienen provisión para candado. La construcción del conjunto tanque-gabinete impide que alguna parte pueda ser removida sin antes abrir las puertas y tener acceso a los compartimentos.

Todas las partes metálicas del tanque y el gabinete, son sometidas a un proceso de limpieza de chorro de arena o granalla conocido como sant blast. Este proceso sirve para limpiar el metal, marcar el tamaño de la huella para después aplicar la pintura. La pintura puede ser líquida o en polvo dependiendo de los procesos del fabricante. En ambos casos se aplica una capa de pintura base o primario de materia epóxica y por último una capa de esmalte alquidático o acabado. El espesor total mínimo de pintura que deben tener es de 0,1515 mm como mínimo.

1.3.6 Accesorios de operación más comunes.

Entre los accesorios de operación más comunes que se usan en transformadores de distribución subterránea tipo pedestal están los siguientes, **Figura 1-7b** :

- 1) **Conector de baja tensión tipo espada.** Con el objeto de facilitar la conexión de varios circuitos secundarios en paralelo a las boquillas de baja tensión, el conector de estas es tipo espada de cobre y estañado para evitar la corrosión.
- 2) **Cambiador de derivaciones de operación exterior.** Se localiza en el panel de alta tensión.
- 3) **Válvula de alivio de presión manual y/o automática.** Se localiza en el panel de baja tensión permite liberar manualmente la presión interna del tanque antes de remover los fusibles tipo bayoneta.
- 4) **Placa de tierra.** Existe una placa de tierra en la parte inferior de cada uno de los paneles.
- 5) **Seccionador de alta tensión bajo carga.** Este dispositivo permiten la conexión y desconexión de la alimentación primaria del transformador. Estos seccionadores pueden ser de dos posiciones (abierto y cerrado) para operación radial, **Figura 1-3**, o de cuatro posiciones para operación en anillo, **Figura 1-4**. Es posible combinar dos seccionadores radiales para formar uno en anillo. En transformadores monofásicos la seccionalización se efectúa con un inserto de operación con carga, el cual es recibido por la boquilla tipo pozo. A su vez, el inserto se adapta al extremo de un codo aislante, en cuyo otro extremo se conecta el cable alimentador, **Figura 1-5**. En transformadores trifásicos, se utilizan seccionadores internos de operación bajo carga, utilizando para esto el mismo aceite del transformador. Además, estos seccionadores son para operación exterior.

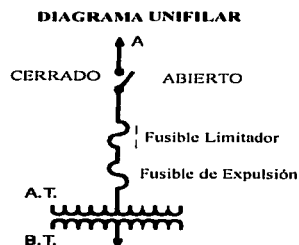


Figura 1-3.- Operación Radial

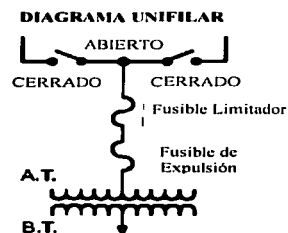
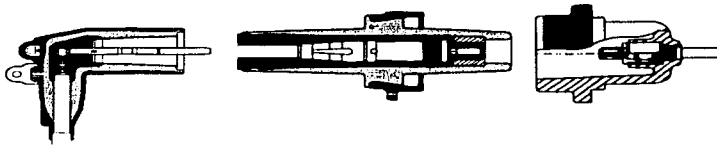


Figura 1-4.- Operación Anillo



Codo
Inserto
Boquilla
Figura 1-5.- Arreglo de los accesorios boquilla, inserto y codo.

Las **Figura 1-6** nos presenta un transformador tipo pedestal monofásico con sus accesorios, y la **Figura 1-7 (a) y (b)** un transformador tipo pedestal trifásico.

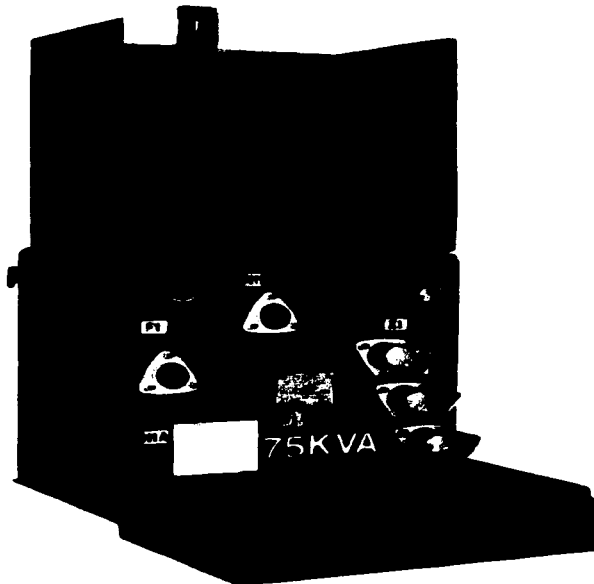
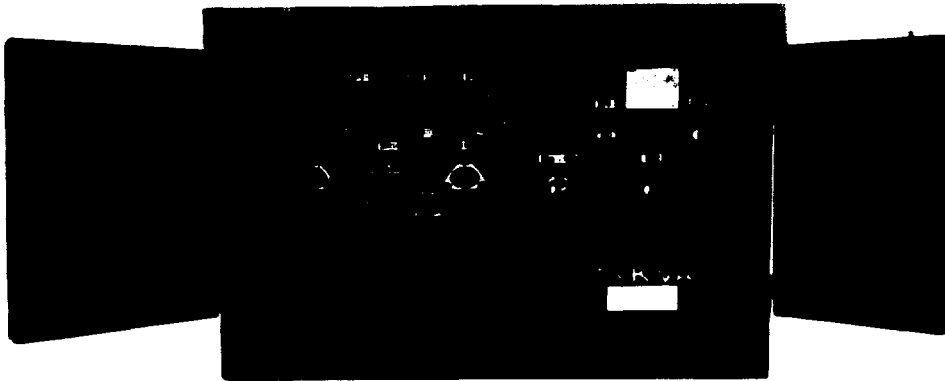
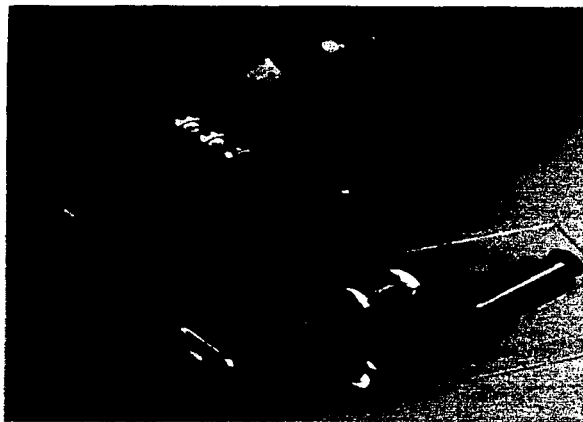


Figura 1-6.- Vista frontal de un transformador pedestal monofásico.



(a)



(b)

Figura 1-7.- a) Vista frontal de un transformador pedestal trifásico. b) Accesorios para un transformador pedestal

1.3.7 Accesorios de protección.

Existen diferentes dispositivos para proteger el transformador y el sistema asociado. El empleo de una ó más de ellos está basado en diferentes factores como economía, capacidad disponible de falla, conveniencia de operación y márgenes de seguridad deseados.

Una de las protecciones más usadas en transformadores para distribución subterránea, es la coordinación de un fusible de expulsión con un fusible limitador de corriente de respaldo y un interruptor secundario, los cuales veremos más adelante.

Se le denomina fusible de expulsión a aquel que durante su operación de interrupción, expulsa gases para extinguir el arco. En éste, dos fusibles son colocados en serie; fusible principal y fusible de aislamiento, ambos van sumergidos en el aceite del transformador.

El fusible principal está dispuesto de tal forma que fácilmente es removible desde el exterior, mientras que el fusible de aislamiento es accesible después de destapar el transformador.

En el devanado de alta tensión en serie con el fusible de expulsión se encuentra el fusible limitador de corriente que es definido como un fusible que interrumpe con seguridad todas las corrientes disponibles dentro de su rango de interrupción. Dicho fusible va montado en el interior del transformador.

En el secundario del transformador se instala un interruptor termomagnético el cual lo protege contra sobrecargas y corto circuitos externos. También va colocado en el interior del transformador y sumergido en el aceite del mismo.

El interruptor termomagnético puede tener varios accesorios tales como:

Luz de señalización de sobrecarga, la cual indica que la carga a alcanzado un valor próximo al disparo del mecanismo, esta quedaría encendida hasta su reposición.

Control para sobrecarga de emergencia, este dispositivo permite al transformador temporalmente una sobrecarga próxima del 10% sobre su capacidad nominal.

CAPITULO II

SOBRECARGAS EN

TRANSFORMADORES

2 Antecedentes.

En los primeros días de la distribución eléctrica fue considerado no sobrecargar a los transformadores más allá de su capacidad nominal, esto traía como consecuencia que el transformador trabajara la mayor parte del tiempo por debajo de su capacidad nominal.

Con los nuevos conceptos de optimización entre el costo del transformador y el tiempo en que puede estar en servicio (vida), se hizo evidente que el transformador puede y debe ser sobrecargado al menos ocasionalmente.

Esto a traído al diseñador de un sistema eléctrico, el interés de la optimización en la cual intervienen el costo, la carga y la vida en servicio.

Hay otros factores que intervienen en la sobrecarga de un transformador tales como:

Expansión del aceite, presión en unidades selladas, cables de boquillas, cambiador de derivaciones y capacidad térmica del equipo asociado (tales como cables, reactores desconectores y transformadores de corriente).

Aquí solo trataremos las sobrecargas por sobrecalentamiento del aceite.

2.1 Efectos de la temperatura sobre el aislamiento.

El envejecimiento o deterioro del aislamiento esta en función del tiempo y la temperatura, debido a que en la mayor parte de los aparatos, la distribución de temperatura no es uniforme existen puntos con una temperatura mayor (Hottest spot) que la normal, los cuales están sometidos a un deterioro mayor.

El envejecimiento de la celulosa sigue un proceso bastante complejo. Según la temperatura y la presencia o ausencia de substancias perjudiciales, abarca todas las etapas, desde el volverse quebradiza a causa del secado, hasta una fuerte pérdida del grado de polimerización.

Los ácidos que intervienen en el proceso de fabricación o aquellos que se forman en los líquidos aislantes, y los halógenos, reducen la vida de los papeles. Hasta la temperatura de 120 °C, los productos celulósicos de calidad resisten durante decenios; Pero a más de 140 °C se produce una notable descomposición, incluso en el vacío.

En un transformador en operación la celulosa se deteriora térmicamente por tres mecanismos que contribuyen a su degradación, principalmente hidrólisis, oxidación y pirólisis. Los agentes responsables de los respectivos mecanismos son agua, oxígeno y

calor. Cada uno de estos agentes tendrá un efecto en el tipo de degradación y deben ser controlados individualmente. El contenido de agua y oxígeno en el aislamiento puede ser controlado por el sistema de preservación del aceite en el transformador, pero el control de calor es más complejo y depende de la capacidad de disipación de calor por medio del tanque y el aceite.

Para efectos de cálculo de envejecimiento se considera la temperatura más alta (Hottest spot) y además se deben considerar las siguientes características:

- ☑ Esfuerzo dieléctrico
- ☑ Esfuerzo mecánico

Estos dos esfuerzos se reducen por envejecimiento, que es el resultado de la operación de un transformador a altas temperaturas.

Las propiedades originales eléctricas, mecánicas y químicas del papel aislante son modificadas por el envejecimiento. No obstante, la reducción en la resistencia dieléctrica debido al envejecimiento no es considerable, las modificaciones en las propiedades mecánicas (resistencia a la ruptura y resistencia a la tensión) hacen al transformador sensitivo a los desplazamientos del devanado causados por los efectos electrodinámicos de cortos circuitos, como un resultado por el cual un transformador con aislamiento envejecido llega a sufrir fallas entre vueltas. La resistencia a la ruptura, caracterizada por la tensión en la longitud, disminuye ligeramente con el aislamiento envejecido en una fracción de su valor original. Entre las propiedades químicas, el cambio en el grado de polimerización, es decir, la disminución de la longitud en la cadena molecular es la modificación más característica (grado de polimerización).

De los experimentos de laboratorio hechos en materiales aislantes y varias décadas de experiencia, se ha encontrado que, no se puede establecer claramente un límite de temperatura peligroso para un material aislante. Sólo una relación exponencial entre la temperatura, la duración de los efectos térmicos y el grado de envejecimiento se pueden establecer para un material aislante dado, considerando esta ley empírica, el tiempo de amortización y la técnica obsoleta del transformador, se puede asignar un límite de temperatura bajo el tipo de envejecimiento esperado que permita una vida de servicio económica. El envejecimiento toma valores más altos en presencia de humedad. Hay tres maneras diferentes por las cuales la humedad puede llegar al transformador. Puede quedarse al final del proceso de secado como residuo de humedad, o puede entrar al transformador a través de una fuga, o puede aparecer como un subproducto del proceso de descomposición natural del líquido aislante. El oxígeno entra al transformador ya sea a través de una fuga, donde la presión de un circuito enfriador es más bajo que la presión atmosférica.

2.2 Datos históricos de investigaciones sobre el envejecimiento de los aislamientos.

El primero en investigar sobre el envejecimiento de los aislamientos fue Montsinger, quien noto que la mayoría de las fallas causadas por envejecimiento térmico seguían del deterioro mecánico.

En los años 20's pero reportado en 1930, Montsinger colocó un aislamiento de cinta de lino barnizada en una serie de tubos de ensayo llenos de aceite, los calentó y midió la resistencia a la tensión de dicho aislamiento. El reporto que la vida de la cinta de lino barnizada se redujo a la mitad por cada 8°C de incremento continuo de temperatura.

El "Fin de la vida del aislamiento" fue definido como el punto donde el esfuerzo a la tensión alcanzó el 50% de su valor inicial. La pérdida de vida del 50% de resistencia a la tensión inicial como punto final, se eligió porque la resistencia a la tensión fue fácil de medir. Esto vario más o menos de la misma manera otras propiedades mecánicas del aislamiento. Esto no es verdad para muchos de los aislamientos y revestimientos de uso común hoy en día.

El final de la vida de un transformador no esta determinado por la reducción del 50% de resistencia a la tensión de este aislamiento. Esto ha sido evidente algunas veces que los transformadores con una resistencia a la tensión del aislamiento menor del 20% de su valor inicial, operan de una manera completamente satisfactoria. Lamentablemente, la industria dio demasiados créditos al tubo de ensayo de Montsinger. En 1944, Montsinger estableció que no se podían usar datos de envejecimiento a temperaturas muy altas y que la regla de los 8°C era incorrecta para temperaturas más bajas.

Más tarde, Dakin asentó que el aislamiento deteriorado del transformador, sigue la teoría de reacción química de Arrhenius. Dakin, probablemente estaba correcto y desarrollo una simple curva de vida del aislamiento, determinando la vida del aislamiento a una temperatura de prueba semejante a una temperatura de operación. La industria analizó el trabajo de Dakin, pero desafortunadamente, la resistencia a la tensión residual de la vida final del aislamiento en el punto final, determinado por Montsinger, se tomó como base para determinar los porcentajes de pérdida de vida (sin tomar en cuenta los modificadores de aislamiento) basados en tiempos a varias temperaturas. Estos porcentajes fueron bastante defectuosos por la mal selección del punto final; Aún con algunas ligeras modificaciones, estos porcentajes todavía aparecieron en recientes guías de carga sin que les importara todas las mejoras en los aislamientos. Esto apareció a pesar de un artículo contemporáneo de 1947, hecho por Satterlee y Reed, quienes presentaron pruebas de que el aislamiento, en un transformador sumergido en aceite, "sellado", sin carga pero expuesto a temperatura ambiente, solo experimento una reducción de resistencia a la tensión del 20% del valor inicial en cerca de 2.5 años.

Los datos en las curvas de pérdida de vida del aislamiento presentadas en las diferentes guías difieren considerablemente. Por ejemplo, aunque dos transformadores de distribución y de potencia usan el mismo aislamiento, las curvas de pérdida de vida del

aislamiento en las guías de carga, presenta una considerable variación para una temperatura específica. La vida del aislamiento en transformadores de distribución, es definida como varias veces mayor que la presentada en guías para transformadores de potencia.

En resumen, los datos de pérdida de vida del aislamiento fueron basados en guías previas, en parte, en observaciones hechas en los años 60's y 70's. Con material obsoleto, datos de tubos de ensayo y un aceite no muy bien refinado.

A mediados de los 50's, un grupo especial de trabajo de la AIEE, comité de transformadores compuesto por fabricantes y usuarios de transformadores de distribución y de potencia, emprendió el más amplio experimento de vida de los transformadores de esa época. Muestras de transformadores de distribución de cada uno de los fabricantes fueron sujetos a una serie de pruebas de carga, seleccionadas cuidadosamente en diferentes sitios de fabricación. Los datos de cada uno de los investigadores, fueron codificados para proteger la identidad del suministrador y enviarlo a un compilador de datos central para ser analizado por el grupo de trabajo. Inicialmente fue planeado por el grupo especial de trabajo para someter al transformador a pruebas modelo, para alternar y respaldar los ciclos de carga y enfriamiento a tres temperaturas diferentes, determinadas por el punto mas caliente del conductor y determinar su curva característica de vida de acuerdo con el porcentaje teórico de reacción. Las temperaturas seleccionadas fueron 220°C, 180°C y 140°C. La duración de cada una de las pruebas fue determinada por la corriente teórica. La temperatura fue controlada por un monitor de la misma exactitud que los diseños contenidos en los termopares localizados al final del devanado y en el tanque. Después del ciclo térmico, cada uno de los modelos de prueba daría sus resultados. El monitor no recibió resultados de la prueba solo análisis de aceite. El punto final de la prueba fue establecido como cualquier falla de los productos de prueba.

Los modelos de 220°C, fueron probados primero para obtener una mejor estimación de la duración de la prueba para temperaturas subsecuentes. Para sorpresa de muchos miembros del grupo de trabajo, los modelos de 220°C sobrevivieron bastante mas que lo esperado. Las variaciones entre los fabricantes fueron bastante mayores a lo esperado.

La siguiente serie a 180°C de temperatura del punto más caliente, se inicio con una duración de prueba más prolongada y bastante segura, el ciclo continuo hasta alcanzar el ciclo de prueba más allá de lo esperado. Usando tiempos finales de las primeras fallas reportadas a 180°C, el grupo de trabajo predijo con ambos resultados, un inaceptable largo tiempo de prueba para los modelos de 140°C, y además una vida normal excediendo en varios cientos de miles de horas a una temperatura nominal normal. Muchos fabricantes discontinuaron los ciclos de prueba de 180°C. Otros continuaron las pruebas para sus propios propósitos. Aunque el punto final de la prueba incluyó impulso, aplicado, inducido e inspección visual. Muchos de los investigadores reportaron particularmente cortocircuitos al final del devanado como estilo de falla fundamental.

Un cuidadoso análisis de esta historia, ha sido asociada con recientes descubrimientos en trabajos hechos en modelos de transformadores de potencia en dos extensos proyectos de investigación de carga en transformadores. Algunos resultados de este análisis son los siguientes:

- 1) Los críticos han decidido que las curvas de pérdida de vida en transformadores de distribución y potencia son similares.
- 2) Las curvas de pérdida de vida del aislamiento para transformadores de distribución y de potencia, las cuales fueron encontradas en sus respectivas guías, no son apropiadas para guías de carga de transformadores recientes, pero podrían incluirse en una revisión futura de ANSI C57.100 para comparación y evaluación térmica de los nuevos sistemas de aislamiento.
- 3) Las pruebas químicas medidas del grado de polimerización es mucha mejor indicación de las características mecánicas del aislamiento celulósico que la pérdida de resistencia a la tensión.

Muchos datos de envejecimiento sobre los aislamientos han sido basados en pruebas de laboratorio, en las cuales, la disminución de resistencia mecánica y eléctrica han sido fundamentales. Estas han sido complementadas con una serie de pruebas de vida útil esperada, hechas bajo condiciones controladas en transformadores de distribución, productos comerciales, bajo las especificaciones del comité de transformadores del IEEE.

2.3 Ciclo de carga del transformador.

El ciclo de carga de un transformador se caracteriza por una carga relativamente baja durante la mayor parte del día, con una o más crestas que duran desde unos pocos minutos hasta unas pocas horas. Bajo estas condiciones, los transformadores operan a cargas superiores de su capacidad nominal en servicio permanente con ventilación natural. Esto es así, porque, la temperatura interior del transformador aumenta en forma relativamente lenta debido a las propiedades de acumulación de calor del transformador. Debido a que los efectos de deterioro producidos por las temperaturas son acumulativos, es posible obtener una vida satisfactoria del aislamiento del transformador con crestas de temperaturas que excedan a los valores permitidos bajo carga continua, siempre y cuando la duración de estas temperaturas sea suficientemente restringida.

Los transformadores sometidos a sobrecargas, o que se usan en líneas donde no existe la debida protección contra sobrecargas, deben ser protegidos. Los transformadores tipo pedestal ofrecen un completo sistema de protección contra sobrecargas.

Un ciclo de carga diaria, puede representarse como un simple diagrama rectangular consistente en una carga inicial y una carga cresta como se muestra en la *Figura 2-1*.

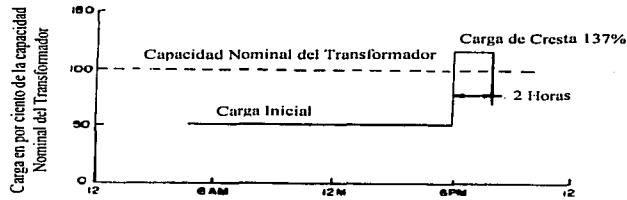


Figura 2-1.- Ciclo promedio diario de carga en un transformador.

El ciclo de carga real no es tan sencillo y fluctúa como lo indica la línea continua de la siguiente gráfica.

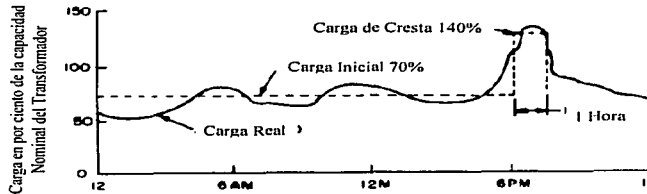


Figura 2-2.- Ciclo diario de carga en un transformador.

Con el fin de utilizar una guía de carga, el ciclo de carga real debe convertirse en el equivalente de un ciclo térmico, es decir, un ciclo sencillo de carga, de forma rectangular, como se muestra por la línea de trazos. Esta conversión se efectúa en dos pasos.

A) Carga inicial.

Utilizando la fórmula siguiente se puede obtener una aproximación de la carga inicial:

$$\text{Carga inicial equivalente} = 0.29(L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + \dots + L_{12}^2)^{0.5} \quad (2.1)$$

En donde L_1, L_2, L_3 , etc., es la carga promedio, tomada en lecturas, a intervalos de una hora durante el periodo de 12 horas que precede a la carga de cresta. En la curva anterior, esta curva sería el 70% de la capacidad nominal del transformador.

B) Carga de cresta.

$$\text{Carga inicial equivalente} = \left(\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n} \right)^{0.5} \quad (2.2)$$

En donde $L_1, L_2, L_3,$ son las distintas cargas expresadas en por ciento, por unidad, o valores reales de la potencia aparente o de la corriente, y $t_1, t_2,$ etc., son los intervalos de duración de estas cargas, respectivamente. La duración calculada de la cresta influye considerablemente sobre la carga eficaz de cresta. Cuando se calcula en exceso la duración de la cresta, la carga eficaz de cresta puede ser considerablemente menor que la demanda máxima correspondiente. En la gráfica anterior, la carga de cresta equivale según el cálculo, es de 140% de la capacidad nominal del transformador durante un periodo de una hora.

2.4 Características térmicas del transformador.

El transformador es considerado como un conjunto de capacitancias térmicas, en el cual las temperaturas se van sumando para obtener la temperatura de operación máxima, (Ver *Figura 2-3*).

La *Tabla 2-1* muestra la descripción de las componentes.

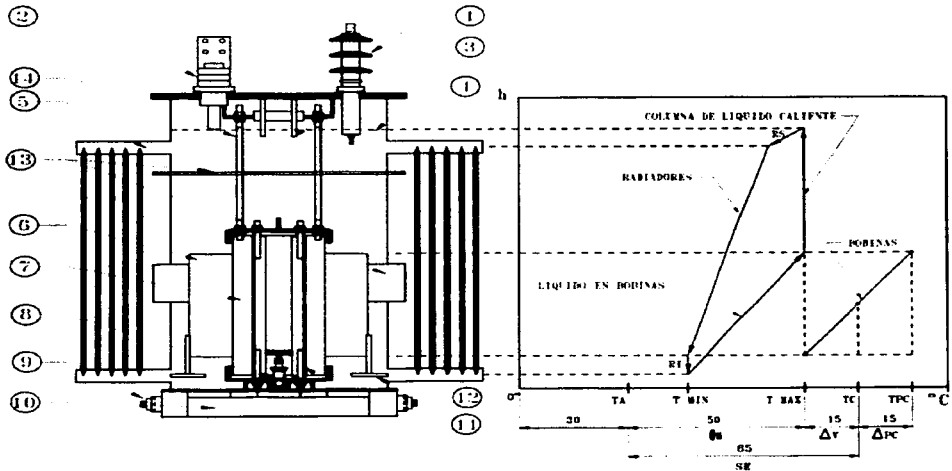


Figura 2-3.- Temperaturas interiores en un transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

No. de Referencia	Descripción
1	Boquillas de alta tensión
2	Boquillas de baja tensión
3	Ganchos de levantamiento
4	Nivel de líquido
5	Radiadores
6	Bobinas
7	Núcleo
8	Válvula de drenaje y muestreo
9	Tierra tipo "B"
10	Base deslizable
11	Herraje para apriete de núcleo
12	Apoyos para gato
13	Refuerzos del tanque

Tabla 2-1.- Componentes principales de un transformador tipo subestación.

Donde:

- TA = Temperatura ambiente promedio.
 T MIN = Temperatura mínima del líquido.
 T MAX = Temperatura máxima del líquido.
 TC = Temperatura promedio en las bobinas.
 TPC = Temperatura del punto más caliente.
 θM = Elevación del líquido.
 $\theta M = T \text{ MAX} - TA$
 ΔV = Gradiente cobre-aceite.
 ΔPC = Gradiente del punto más caliente.
 SE = Sobre-elevación.
 $SE = \theta M + \Delta V$
 RI = Temperatura en el radiador inferior.
 RS = Temperatura en el radiador superior.

Valores experimentales de ΔV y ΔPC :

SE	Gradiente ΔV y ΔPC
45°C	5°C
55°C	10°C
65°C	15°C

Las temperaturas del transformador están influenciadas por diferentes características, tales como carga y temperatura ambiente.

La carga nominal del transformador esta determinada por la temperatura más alta del devanado, ya que está es la que rige la rapidez del envejecimiento.

La norma (ANSI C57.91-1995) especifica como la temperatura más alta del devanado, 95°C para 55°C de sobre-elevación y 110°C para 65°C de sobre-elevación.

En un transformador el líquido aislante además de tener la función de dieléctrico, sirve como medio para transferir el calor generado en el transformador al medio ambiente; cubriendo un ciclo de transferencia de calor que generalmente tiene tres pasos:

- ☑ El líquido es calentado por núcleo y las bobinas.
- ☑ El líquido forma una columna caliente desde la parte superior de las bobinas hasta el nivel superior de éste.
- ☑ El líquido se enfría en los radiadores.

La **Figura 2-3** muestra esquemáticamente los tres pasos descritos.

Antes de iniciar con el análisis del calentamiento del transformador, vamos a ver algunas definiciones más importantes.

Temperatura promedio ambiente (TA)- Es la temperatura promedio ambiente del lugar donde se instalara el transformador.

Elevación del líquido (θM)- Es la diferencia de la temperatura superior del líquido aislante menos la temperatura promedio del ambiente.

Gradiente cobre-aceite (ΔV)- Es la diferencia de la temperatura media de las bobinas menos la temperatura superior del líquido.

Gradiente punto mas caliente (ΔPC)- Es la diferencia de la temperatura del punto más caliente menos la temperatura media de las bobinas.

Sobre-elevación (SE)- Es la diferencia de la temperatura media de las bobinas menos la temperatura promedio del ambiente.

2.5 Mecanismos de disipación de calor en el transformador.

Las pérdidas en el núcleo y en las bobinas constituyen las fuentes de calor dentro del transformador. Este calor se transmite desde las fuentes hasta el aire que rodea al tanque del transformador y se lleva acabo como una combinación de los procesos de:

- a) **Conducción.**
- b) **Convección.**
- c) **Radiación.**

La **conducción** de calor es el paso o flujo de calor a través de un material y es aproximadamente proporcional a la diferencia de temperaturas a la entrada y a la salida del flujo.

La **convección** de calor sucede cuando un cuerpo caliente se sumerge en un fluido mas frío, el fluido se calienta, disminuye su densidad y adquiere un movimiento ascendente y un juego horizontal, antes de volver a descender cuando se ha enfriado. El fluido caliente en combinación con el fluido frío, establece corrientes que permiten disipar el calor del cuerpo caliente. La cantidad de calor disipado es una función del tamaño, forma superficie del material, orientación del cuerpo caliente y de las temperaturas del cuerpo caliente como del medio que lo rodea.

La **radiación** de calor es energía en forma de ondas electromagnéticas infrarrojas que se emiten desde la superficie de un cuerpo caliente. Depende fundamentalmente del tamaño de la superficie emisora y del tipo de material.

El cuadro de distribución de los flujos caloríficos y de la temperatura en las diferentes piezas de un transformador sumergido en líquido aislante, tiene un carácter complicado y es difícil de estudiarlo.

Los conceptos descritos en este punto pueden aplicarse directamente al proceso de enfriamiento de los transformadores. La **Figura 2-3** muestra como es el mecanismo de disipación de calor. El núcleo y los devanados constituyen las fuentes de calor, el calor desprendido se transmite a través de la superficie exterior de estos al líquido refrigerante. Cerca de las paredes del tanque el líquido aislante calentado adquiere menor densidad que el líquido frío. Surge entonces la circulación por convección del aceite dentro del tanque. Cerca del núcleo y bobinas el líquido aislante se calienta paulatinamente y se mueve hacia arriba; alrededor de las paredes del tanque, se enfría poco a poco y cede el calor almacenado, a través de las paredes al medio ambiente por convección y radiación (ver **Figura 2-4**).

El enfriamiento en un transformador resume todas las acciones dirigidas a garantizar que el transformador será capaz de disipar sus pérdidas, sin exceder los límites de elevación de temperatura permitidos por las normas. Ejemplos de estas acciones pueden ser desde la definición de la cantidad de ductos en una bobina hasta la determinación del número de radiadores, ventiladores, etc. La capacidad de disipación de calor de una bobina depende directamente del contacto de sus conductores con el líquido aislante, por esta razón es común que en las bobinas se coloquen ductos que permitan el paso del líquido aislante.

La temperatura mínima del líquido (T_{MIN}), se tiene en la parte inferior del tanque y es ligeramente menor a la temperatura de la parte inferior de las bobinas; al pasar el líquido por los ductos de las bobinas, adquiere calor incrementando su temperatura hasta alcanzar la máxima (T_{MAX}) en la parte superior de las bobinas. Este valor permanece prácticamente constante hasta el nivel superior del líquido.

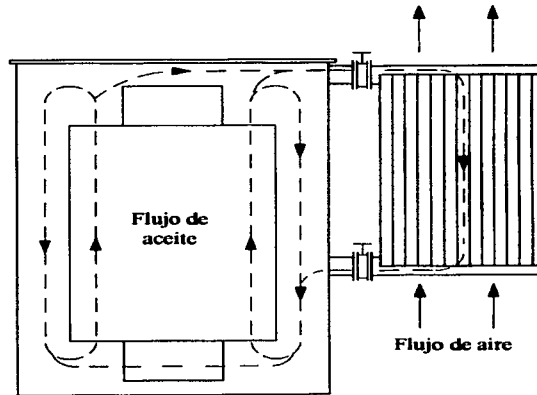


Figura 2-4.- Dirección de flujo del aceite en el interior del transformador.

La temperatura máxima del líquido disminuye un poco al acercarse a las paredes del tanque, de tal forma que la temperatura en la parte superior de los radiadores (RS), es algo menor que la temperatura máxima del líquido.

El líquido aislante al descender por los radiadores va entregando calor al ambiente, disminuyendo su temperatura hasta alcanzar la temperatura en la parte inferior del radiador, ligeramente superior a la temperatura mínima del líquido.

La diferencia de temperaturas entre los conductores de los devanados y el líquido aislante es constante a cualquier altura de las bobinas, por lo tanto la curva de temperatura de los conductores a lo largo de toda la bobina es paralela a la curva de calentamiento del líquido.

La prueba de temperatura tiene como objetivo, determinar el valor que alcanzan:

- La elevación del líquido aislante (θ_M)
- El gradiente cobre-aceite (ΔV)
- La sobre-elevación de las bobinas (SE)

Todos estos valores se refieren a que el transformador está trabajando con los kVA a plena carga.

El valor de sobre-elevación es el valor que aparece en la placa de datos del transformador, y significa que es el incremento de temperatura promedio que las bobinas alcanzan sobre la temperatura ambiente.

Como las pérdidas en los devanados (pérdidas de carga), varían con la temperatura de operación; las normas establecen que si el transformador tiene una sobre-elevación de 65°C, las pérdidas de carga deben ser referidas a 85°C (20+65); es con éste valor de pruebas que el fabricante debe correr la prueba de temperatura.

Por otro lado las normas establecen que el transformador debe operar bajo las siguientes condiciones de temperatura:

Temperatura ambiente promedio = 30°C
Temperatura ambiente máxima = 40°C

De acuerdo con lo anterior, se deduce que un transformador tendrá un incremento en la sobre-elevación (ISE) si, cualquiera de estas temperaturas es superior a lo establecido por las normas. La fórmula para determinar este incremento es la siguiente:

$$ISE = SE * \left(\frac{K+T_2}{K+T_1} \right)^{0.8} - SE \quad (2.3)$$

Donde:

ISE = Incremento de la sobre-elevación.
SE = Sobre-elevación de garantía usualmente 55 ó 65°C.
T₁ = Temperatura de referencia por sobre-elevación,

Generalmente:

75°C para una sobre-elevación de 55°C
85°C para una sobre-elevación de 65°C
T₂ = Temperatura de referencia de las pérdidas de carga.
 $T_2 = TA + SE$
K = Constante para el tipo de conductor
234.5 Para conductores de cobre
225 Para conductores de aluminio

También necesitaremos corregir (ΔPC) para obtener su incremento ($I\Delta PC$)

$$I\Delta PC = \Delta PC * \left(\frac{K+T_2}{K+T_1} \right)^{0.8} \quad (2.3)$$

Ejemplo 1: Si tenemos un transformador con sobre-elevación de 65°C, una temperatura ambiente promedio de 30°C y la siguiente distribución de temperaturas:

- | | | |
|--|---|----------|
| 1.- Temperatura ambiente promedio | = | 30°C |
| 2.- Sobre-elevación de garantía | = | 65°C |
| 3.- Temperatura de referencia de las pérdidas de carga | = | 95°C |
| 4.- El incremento de la sobre-elevación por aumento de temperatura de referencia de las pérdidas de carga de 85 a 95°C será (ISE). | = | 1.62°C |
| $ISE = 65 * \left(\frac{234.5 + 95}{234.5 + 85} \right)^{0.8} - 65$ | | |
| 5.- Diferencia de temperatura entre el punto más caliente de las bobinas y la temperatura promedio de las bobinas (IΔPC). | = | 15.37°C |
| $I\Delta PC = 15 * \left(\frac{234.5 + 95}{234.5 + 85} \right)^{0.8}$ | | |
| 6.- Temperatura máxima de operación | = | 111.99°C |

Este valor de temperatura de operación está dentro de los valores permitidos por los aislamientos que es de 120°C.

Si ahora el transformador tiene una sobre-elevación de 65°C y una temperatura ambiente promedio de 52°C, tendrá la siguiente distribución de temperaturas:

- | | | |
|--|---|----------|
| 1.- Temperatura ambiente promedio | = | 52°C |
| 2.- Sobre-elevación de garantía | = | 65°C |
| 3.- Temperatura de referencia de las pérdidas de carga | = | 117°C |
| 4.- El incremento de la sobre-elevación por aumento de temperatura de referencia de las pérdidas de carga de 85 a 95°C será. | = | 5.15 |
| $ISE = 65 * \left(\frac{234.5 + 117}{234.5 + 85} \right)^{0.8} - 65$ | | |
| 5.- Diferencia de temperatura entre el punto más caliente de las bobinas y la temperatura promedio de las bobinas (IΔPC). | = | 16.19°C |
| $I\Delta PC = 15 * \left(\frac{234.5 + 117}{234.5 + 85} \right)^{0.8}$ | | |
| 6.- Temperatura máxima de operación. | = | 138.34°C |

Con este valor de temperatura de operación, los aislamientos tendrán una degradación considerable, ya que superan en 18.34°C la temperatura permitida por los aislamientos.

Cabe aclarar que esta misma situación se presenta con los empaques, los cuales al trabajar 138.34°C, se agrietan perdiendo sus características de sello; Si ante esta situación vienen cambios bruscos de temperatura (por ejemplo lluvia), el problema se agudiza.

Para que la temperatura máxima de operación del transformador no rebase el límite permitido por los aislamientos; cuando la temperatura promedio ambiente es de 52°C la sobre-elevación del transformador debe ser:

$$SE=120-(52+5.15+16.19)= 46.66^{\circ}\text{C}$$

Si suponemos que las pérdidas de un transformador varían con el cuadrado de la corriente y que la temperatura interna del transformador está en función de estas; podemos considerar que la sobre-elevación de temperatura varía con la siguiente formula.

$$SE_1 = SE * \left[\left(\frac{kVA_2}{kVA_1} \right)^2 \right]^{0.8} \quad (2.4)$$

$$SE_1 = SE * \left(\frac{kVA_2}{kVA_1} \right)^{1.6} \quad (2.5)$$

Suposición no exacta, debido a que las pérdidas en el núcleo son constantes y las pérdidas indeterminadas varían con el inverso de la temperatura; pero que para propósitos de estimación la podemos considerar como válida.

De la formula anterior obtenemos que:

$$kVA_2 = 1.6 \sqrt[1.6]{\frac{SE_1}{SE} (kVA_1)^{1.6}} \quad (2.6)$$

Ejemplo 2: si tenemos un transformador de 150 kVA con una sobre-elevación de 65°C y queremos conocer la capacidad con la que alcanza una sobre-elevación de 46.66°C tenemos que:

$$kVA_2 = \left[\frac{46.66}{65} (150)^{1.6} \right]^{\frac{1}{1.6}}$$

$$kVA_2 = (0.7178 * 3032.1174)^{0.625} = 121.925 \text{ kVA}$$

$$\frac{kVA_2}{kVA_1} = \frac{121.925}{150} = 0.8128$$

$$kVA_2 = 0.8128 \text{ kVA}_1$$

2.6 Prueba de temperatura.

Con la prueba de temperatura, se verifica que el transformador cumpla con la capacidad o capacidades para las que fue diseñado y garantizar su funcionamiento durante su vida de operación.

Para poder realizar la prueba de temperatura se deben conocer con antelación los watts totales con que habrá de alimentarse al transformador. Estos watts totales son la suma de los watts obtenidos en las pérdidas del núcleo (pérdidas en vacío) y las pérdidas en el cobre (pérdidas de carga) en la posición mínima del cambiador de derivaciones. Cuando se realiza la prueba de pérdidas en el cobre, posición nominal, se aprovecha para medir las pérdidas en la posición mínima, al igual que cuando se miden las resistencias Ohmicas.

Las normas nos indican diferentes métodos para realizar la prueba, pero para los transformadores sumergidos en aceite, la más generalizada es la de carga simulada, que consiste en poner en corto circuito uno de los devanados y alimentar los watts totales por el otro.

Antes de energizar el transformador se colocan termómetros o termopares en la parte superior del aceite, así como alrededor del transformador para detectar la temperatura del medio ambiente; deben ser tres como mínimo colocados de uno a dos metros de distancia del transformador y a media altura. Si el transformador tiene ventiladores o enfriadores no se deben colocar donde ellos arrojen el aire de enfriamiento. También si el transformador es grande y la temperatura de la resistencia ohmica se midió en la parte superior e inferior, entonces es necesario colocar un termopar en la parte superior de los radiadores y otro en la parte inferior. Todos estos termopares se conectan a un registrador gráfico que nos va señalando las elevaciones de cada punto donde esté un termopar.

Después se energiza el transformador suministrándoles los watts totales calculados, los cuales se leerán en el circuito de prueba. Esta energía calentará al transformador hasta que la diferencia de temperaturas entre el aceite superior y el promedio de la temperatura ambiente sea uniforme. Las normas nos indican que si durante tres horas la diferencia no fue mayor de 1°C o más de 2.5% (cualquiera que sea mayor), se considera que el transformador está estabilizado.

Entonces se procede a medir las diferencias de temperaturas en estas tres horas, para obtener un valor que se llama gradiente aceite ambiente y que nos servirá para el cálculo de la elevación de temperatura del transformador.

Para determinar los gradientes de temperatura con respecto al aceite, es necesario disminuir los watts totales a un valor que corresponda a la corriente nominal del devanado que se está alimentando durante una hora por lo menos, pasada la cual se desenergiza el transformador para medir la resistencia de cualquiera de los dos devanados. Por lo general se mide la bobina central, porque se supone que es la que se calienta más. Como es imposible medir la resistencia al instante del corte de energía, se toman una serie de lecturas

para hacer una gráfica tiempo-resistencia que nos dará una curva que podemos extrapolar hasta cortar el eje del tiempo cero.

Esa resistencia medida en la intersección, es la que nos interesa para el cálculo de la elevación de temperatura. El cálculo se hace mediante cualquiera de las dos formulas siguientes:

$$TC = \frac{R}{R_0} (K + TA) - K \quad (2.7)$$

$$TC = \frac{R-R_0}{R_0} (K + TA) + TA \quad (2.8)$$

En donde:

- TC = Temperatura promedio de los devanados en el momento del corte en grados Celsius.
- TA = Temperatura ambiente en grados Celsius.
- R₀ = Resistencia a la temperatura ambiente.
- R = Resistencia determinada por extrapolación al instante del corte (tiempo cero).
- K = Constante para la corrección de temperatura.
234.5 Para conductores de cobre .
225 Para conductores de aluminio.

La temperatura obtenida, es la temperatura promedio de los devanados. Con esta temperatura y los demás resultados de la prueba se obtienen las demás temperaturas. Para obtener el gradiente cobre-aceite se toma la temperatura del líquido aislante a 50 mm de profundidad del nivel del líquido, ésta temperatura se le resta a la temperatura promedio de los devanados y nos da el gradiente cobre-aceite. A la temperatura medida del aceite le restamos la temperatura ambiente y nos da el gradiente aceite-ambiente.

La suma del gradiente aceite ambiente y el gradiente cobre-aceite nos da la elevación del devanado, que no debe ser mayor que el garantizado, pues en ese caso, nos indicaría que el transformador está mal diseñado y no da la capacidad requerida. Si la elevación es correcta, entonces se procede a energizar el transformador, otra vez en las mismas condiciones que tenía antes del primer corte, una hora más para volver a hacer lo mismo con el otro devanado, pues los dos deben cumplir con la elevación garantizada.

En resumen una manera de obtener el gradiente promedio cobre-aceite (ΔV) es mediante la prueba de temperatura y con los siguientes pasos:

- Se mide la resistencia del devanado a la temperatura ambiente.
- Se checan los watts de cobre y fierro a la temperatura ambiente.

- ☑ Se calcula los watts del cobre y fierro para 75°C si es sobre-elevación 55°C y 85°C si es sobre-elevación 65°C. Se hace esto para hacer la corrección de dichos watts para correr la prueba de temperatura. (con esos watts).
- ☑ Cuando la temperatura está estabilizada (puede durar de 15 a 30 horas) se hace el corte y se checa la resistencia a diferentes tiempos.
- ☑ Con esos valores de resistencia se gráfica en un papel especial y así determinar la resistencia en el instante del corte. La unión de éstos puntos forma una línea recta.
- ☑ En el instante del corte se toma la temperatura del aceite aproximadamente a 5 cm del nivel del líquido.
- ☑ Con éste valor de resistencia obtenido se obtiene el gradiente cobre-aceite.

$$\Delta V = TC - T_{MAX} \quad (2.9)$$

El gradiente aceite-ambiente tiene gran importancia en la operación de las protecciones (interruptores termomagnéticos y fusibles de sobrecarga) que son sensibles a la temperatura y sirve de base para encontrar la temperatura más elevada del transformador (temperatura máxima de operación).

En la prueba de temperatura el gradiente cobre-aceite tiene una constante térmica de aproximadamente 4.8 minutos. Esta constante es directamente proporcional al gradiente aceite ambiente y al peso del devanado e inversamente proporcional a la densidad de corriente del conductor. Tarda aproximadamente 20 minutos en estabilizarse.

También se puede obtener el gradiente cobre-aceite del punto más caliente de los devanados por las siguientes ecuaciones:

$$TPC = TC + \Delta V \quad (2.10a)$$

$$TPC = TC + 10 \quad \text{Para } 55^{\circ}\text{C} \quad (2.10b)$$

$$TPC = TC + 15 \quad \text{Para } 65^{\circ}\text{C} \quad (2.10c)$$

2.7 Cálculo de temperaturas de acuerdo a ANSI C57.91.

Cuando el transformador es sobrecargado, su temperatura aumenta dependiendo de las cantidades térmicas y la magnitud de la sobrecarga. La norma ANSI C57.91 nos da algunos métodos para calcular las temperaturas internas del transformador a diferentes sobrecargas, la cual dice lo siguiente:

El método aquí dado para el cálculo de temperaturas del aceite y los devanados para cargas diferentes, se ha simplificado y no requiere de un procedimiento iterativo. Los exponentes m y n explican aproximadamente los cambios en la pérdida de carga y la viscosidad del aceite causados por los cambios en la temperatura. Los valores de los exponentes usados en estas ecuaciones se presentan en la **Tabla 2-2**. Los valores exactos para transformadores específicos, pueden ser determinados por el procedimiento de pruebas con sobrecargas en IEEE PC 57.119.

Un método alternativo, el cual requiere procedimientos de cálculo por computadora, está dado en el anexo G de la norma ANSI C 57.91. Este método es más exacto de acuerdo con los cambios en la pérdida de carga y viscosidad del aceite, causados por los cambios en la resistencia y la temperatura del aceite, respectivamente. También es considerado el efecto de una temperatura ambiente variable. Este método podría dar una mayor exactitud en la capacidad de la carga si se utilizan métodos precisos para determinar la carga, temperatura ambiente, posición del tap, y sistema de enfriamiento en operación.

2.7.1 Lista de símbolos.

Las temperaturas son indicadas por θ y las elevaciones de temperatura por $\Delta\theta$. La elevaciones del punto caliente de los devanados son sobre la del aceite, a menos que se especifique otra cosa. La elevaciones del aceite son sobre la temperatura ambiente.

- C = Es la capacidad térmica del transformador, Watt-hora/°C
- EXP = Es 2.71828 (Base del logaritmo natural)
- I_R = Corriente nominal
- K = Es la relación de la carga L a carga nominal, por unidad
- L = Es la carga considerada, kilovoltamperes o amperes
- m = Es un exponente empírico usado para calcular la variación de $\Delta\theta_H$ con cambios en la carga. El valor de m ha sido seleccionado para cada tipo de enfriamiento, considerando aproximadamente los cambios en la resistencia y en la viscosidad del aceite con cambios de carga.
- n = Es un exponente empírico usado para calcular la variación de $\Delta\theta_{TO}$ con cambios en la carga. El valor de n ha sido seleccionado para cada tipo de enfriamiento y considerando aproximadamente los cambios en la resistencia con cambios de carga..
- $P_{T,R}$ = Son las pérdidas totales a carga nominal, Watts
- R = Es la relación de pérdidas de carga entre pérdidas en vacío en la posición del tap a ser estudiado.
- t = Es la duración de la carga, Horas

- θ = Es la temperatura, °C
 θ_A = Es la temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga a estudiar, °C
 $\theta_{A,R}$ = Es la temperatura ambiente promedio a carga nominal, °C
 θ_H = Es la temperatura del punto más caliente de los devanados, °C
 $\theta_{H,R}$ = Es la temperatura del punto más caliente de los devanados a carga nominal en la posición del tap a estudiar, °C.
 $\theta_{H,U}$ = Es la temperatura final del punto más caliente de los devanados a la carga L, °C
 θ_{TO} = Es la temperatura del aceite, °C
 $\Delta\theta_H$ = Es la elevación de temperatura del punto más caliente de los devanados sobre la temperatura del aceite, °C.
 $\Delta\theta_{H,i}$ = Es la elevación de temperatura inicial del punto más caliente de los devanados sobre la temperatura del aceite para $t=0$, °C.
 $\Delta\theta_{H,R}$ = Es la elevación de temperatura del punto más caliente de los devanados sobre la temperatura del aceite a carga nominal, en la posición del tap a estudiar, °C.
 $\Delta\theta_{H,U}$ = Es la elevación de temperatura final del punto más caliente de los devanados sobre la temperatura del aceite para la carga L, °C.
 $\Delta\theta_{H,A,R}$ = Es la elevación de temperatura de punto caliente de los devanados sobre la temperatura ambiente a carga nominal en la posición del tap a estudiar, °C.
 $\Delta\theta_{TO}$ = Es la elevación de temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente, °C.
 $\Delta\theta_{TO,R}$ = Es la elevación de temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal en la posición del tap a estudiar, °C.
 $\Delta\theta_{TO,i}$ = Es la elevación de temperatura inicial del aceite sobre la temperatura ambiente para $t=0$, °C.
 $\Delta\theta_{TO,U}$ = Es la elevación de temperatura final del aceite sobre la temperatura ambiente para la carga L, °C.
 τ_{TO} = Es la constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencia de temperatura entre la elevación de temperatura final e inicial del aceite.
 $\tau_{TO,R}$ = Es la constante de tiempo para carga nominal empezando con la elevación de temperatura inicial del aceite de 0°C, horas..
 τ_W = Es la constante de tiempo del devanado localizada en el punto caliente, horas

Subíndices:

<i>A</i>	Es ambiente
<i>R</i>	Es nominal
<i>U</i>	Es final
<i>i</i>	Inicial
<i>H</i>	Es el punto más caliente del devanado
<i>TO</i>	Es el aceite superior
<i>W</i>	Es el devanado
/	Significa Sobre

2.7.2 Componentes de la temperatura.

Se asume que la temperatura del punto más caliente de los devanados, consiste de tres componentes dadas por la siguiente ecuación:

$$\theta_{II} = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_{II} \quad (2.11)$$

La temperatura del aceite esta dada por la siguiente formula:

$$\theta_{TO} = \theta_A + \Delta\theta_{TO} \quad (2.12)$$

Los cálculos de temperatura sumen una temperatura ambiente constante. El efecto de una temperatura ambiente variable puede considerarse de la siguiente manera:

- a) Para una temperatura ambiente que se incrementa con el ciclo durante el ciclo de carga, se puede considerar una temperatura ambiente instantánea, cuando se considera el ciclo de carga.
- b) Para una temperatura ambiente que disminuye, se puede usar la temperatura ambiente máxima durante un ciclo de 12 h anteriores a la carga.

La elevación de temperatura del aceite a un tiempo después de un cambio en la carga, está dado por la siguiente expresión exponencial que contiene una constante de tiempo del aceite.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (2.13)$$

Para un ciclo de dos pasos de sobrecarga con una constante equivalente antes de la carga, la elevación de temperatura del aceite inicial está dado por la siguiente formula:

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_{TR}^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (2.14)$$

Para el análisis de un ciclo de carga de pasos múltiples con una serie de intervalos de corto tiempo, la ecuación (2.13) por cada paso de carga, y la elevación del aceite para el fin del paso de la carga previa, se usa como la elevación inicial del aceite para el próximo calculo del paso de carga.

La elevación final del aceite está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_{TR}^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (2.15)$$

La ecuación (2.15) se usa para calcular la elevación del aceite final por cada paso de carga. Excepto para cargas constantes de muy larga duración, la elevación final del aceite calculada por la ecuación (2.15) nunca se alcanza.

2.7.3 Constante de tiempo del aceite.

La capacidad térmica está dada por la siguiente ecuación para los tipos de enfriamiento OA y FA:

$$C=0.06 \text{ (Peso de núcleo y bobinas totalmente ensamblados en Lbs)} + 0.04 \text{ (Peso del tanque y los accesorios en Lbs)} + 1.33 \text{ (Galones de aceite)} \quad (2.16a)$$

ó

$$C=0.1323 \text{ (Peso de núcleo y bobinas totalmente ensamblados en kg)} + 0.0882 \text{ (Peso del tanque y los accesorios en kg)} + 0.3514 \text{ (Litros de aceite)} \quad (2.16b)$$

La deducción de la ecuación exponencial de calor está basada en la elevación de temperatura promedio del conjunto masa. En el caso de los transformadores está puede ser la temperatura del aceite promedio. Sin embargo, la temperatura del aceite varía medida por termómetros o termopares durante la prueba de temperatura. En la ecuación (16) para la capacidad térmica, fueron usadas dos terceras partes del peso del tanque y el 86% del calor específico del aceite.

Para el tipo de enfriamiento de aceite forzado, cualquiera de los dos dirigido o no dirigido, la capacidad térmica está dada por la siguiente ecuación:

$$C=0.06 \text{ (Peso de núcleo y bobinas totalmente ensamblados en Lbs)} + 0.06 \text{ (Peso del tanque y los accesorios en Lbs)} + 1.93 \text{ (Galones de aceite)} \quad (2.17a)$$

ó

$$C=0.1323 \text{ (Peso de núcleo y bobinas totalmente ensamblados en kg)} + 0.1323 \text{ (Peso del tanque y los accesorios en kg)} + 0.51 \text{ (Litros de aceite)} \quad (2.17b)$$

Para el cálculo de la constante de tiempo, el peso del tanque y los accesorios se usarán solo las partes que están en contacto con el aceite caliente. Algunos transformadores, pueden tener gabinete y base de un peso considerable que no contribuyen a la determinación de la masa térmica de la constante de tiempo de la elevación del aceite.

La constante de tiempo del aceite a kVA nominales está dada por la siguiente ecuación:

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (2.18)$$

La constante de tiempo del aceite es:

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,I}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,I}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (2.19)$$

En la deducción de la ecuación (2.13) se asumió que la elevación de la temperatura del aceite $\Delta\theta_{TO}$ es directamente proporcional a la pérdida de calor q , o en forma de ecuación:

$$\Delta\theta_{TO} = kq^n$$

Donde:

$$n= 1.0$$

Si el exponente $n=1.0$, La constante de tiempo dada por la ecuación (2.18) es correcta para cualquier carga y cualquier temperatura inicial. Si $n < 1$, la ecuación es incorrecta y la constante de tiempo deberá ser modificada como se presenta en la ecuación (2.19) para ciclos de carga diferente. La ecuación (2.19) fue desarrollada para dar una constante de tiempo correcta (para el caso de $n < 1$) a usar en la ecuación exponencial que da la misma razón de cambio de elevación de temperatura inicial y la misma elevación de temperatura final si la sobrecarga continúa indefinidamente; Sin embargo, para temperaturas intermedias puede variar un poco.

2.7.4 Elevación del punto caliente de los devanados.

La elevación de temperatura momentánea del punto más caliente de los devanados sobre la temperatura del aceite está dada por:

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i})(1 - \exp^{-\frac{t}{\tau}}) + \Delta\theta_{H,i} \quad (2.20)$$

La elevación de temperatura del punto caliente inicial esta dada por:

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (2.21)$$

La elevación de temperatura del punto caliente final esta dada por:

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_u^{2m} \quad (2.22)$$

El valor nominal de la elevación de temperatura del punto caliente sobre la del aceite está dada por:

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} \quad (2.23)$$

El valor de la elevación de temperatura del punto caliente del devanado sobre la temperatura ambiente $\Delta\theta_{H/A,R}$, se obtiene de la siguiente manera en orden de preferencia:

- Por la prueba de temperatura usando detectores empotrados
- El valor calculado proporcionado por el fabricante en el reporte de prueba
- Asume $\Delta\theta_{H/A,R} = 80^\circ\text{C}$ para 65°C de elevación promedio del devanado, y 65°C para 55°C de elevación promedio del devanado.

El valor de la elevación de temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente $\Delta\theta_{TO,R}$ está determinado por:

- Por la prueba actualizada del IEEE ANSI C57.12.90 ó
- El valor calculado proporcionado por el fabricante en el reporte de prueba.

La constante de tiempo del devanado, es el tiempo que toma la elevación de temperatura del devanado sobre la elevación de temperatura del aceite para alcanzar el 62.3% de la diferencia entre la elevación de temperatura final y la elevación de temperatura inicial durante un cambio de carga. La elevación de temperatura del devanado de la curva de enfriamiento de la resistencia durante la prueba de temperatura o calculada por el fabricante usando la masa de los materiales conductores. La constante de tiempo del devanado varía con la viscosidad del aceite y el exponente m .

2.7.5 Exponentes para las ecuaciones de elevación de temperatura.

Los exponentes sugeridos para el uso en la elevación de temperatura, están dados en la *tabla 2-2*.

Tipo de enfriamiento	m	n
OA	0.8	0.9
FA	0.8	0.9
Flujo No dirigido FOA o FOW	0.8	0.9
Flujo Dirigido FOA o FOW	1.0	1.0

Tabla 2-2.- Exponentes usados en las ecuaciones en la determinación de la temperatura.

2.7.6 Arreglo de los datos de prueba para las diferentes posiciones del tap.

Si se decide modificar los datos del reporte de prueba en una posición del tap sin carga, a otra diferente del reporte de prueba, se puede usar la siguiente ecuación. El símbolo (') indica los valores de la diferentes posiciones.

Elevación del aceite sobre la temperatura ambiente:

$$\Delta\theta'_{TO,R} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{P'_{T,R}}{P_{T,R}} \right]^n \quad (2.24)$$

Elevación del punto más caliente del devanado sobre el aceite:

$$\Delta\theta'_{H,R} = \Delta\theta_{H,R} \left[\frac{I'_{R}}{I_{R}} \right]^{2m} \quad (2.25)$$

Constante de tiempo a carga nominal:

$$\tau'_{TO,R} = \frac{C\Delta\theta'_{TO,R}}{P'_{T,R}} \quad (2.26)$$

2.8 Conclusiones.

Un transformador puede ser sometido a sobrecargas sin que pierda vida esperada, siempre y cuando se conozca el comportamiento térmico del mismo.

El principal efecto de la sobrecarga en los transformadores más allá de su capacidad nominal, es la degradación de su sistema de aislamiento. Si esta degradación o envejecimiento se incrementa demasiado, el aislamiento se debilita, a tal grado que ya no podrá soportar esfuerzos eléctricos o mecánicos y cuando el aislamiento falla termina la vida útil del transformador.

Por lo tanto deducimos que la vida del aislamiento es la vida del transformador.

La selección de la capacidad de un transformador para trabajar con carga variable y esperar una vida útil normal; debe basarse en el envejecimiento promedio que alcanza en un ciclo de carga y asegurarse de que tendrá el mismo porcentaje que si trabajara a carga nominal en forma continua.

Además de la reducción de vida causada por sobrecargas, hay otras limitaciones como incremento en el costo de operación y disminución del voltaje de salida. Por lo tanto, se debe monitorear la carga del transformador.

CAPITULO III

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA TIPO PEDESTAL

3 Antecedentes.

Debido a la gran aceptación que ha venido teniendo la distribución eléctrica subterránea, el uso de los transformadores para distribución comercial subterránea (DCS) y distribución residencial subterránea (DRS), tipo pedestal, se ha incrementado considerablemente y, ya que estos transformadores son en la mayoría de los casos colocados en lugares accesibles al público, la protección que lleven estos aparatos, es de suma importancia para prever una adecuada y segura protección eléctrica al equipo, así como al personal que los operan o está en contacto con ellos.

Por lo anterior, los diseñadores de las redes de distribución subterránea, se han preocupado por evitar al máximo que estos transformadores sean un peligro para el público, cuando estén sujetos a condiciones anormales durante su vida de operación.

Una falla en un transformador invariablemente involucra un arco, ya que la corriente de falla deberá ir a través de un espacio previamente ocupado por un material aislante. La falla puede ocurrir en cualquier parte eléctrica del transformador y su magnitud inicial, puede estar en el rango de una falla directa de línea a tierra ó línea a línea en el devanado de alta tensión. Las magnitudes correspondientes de la corriente de falla varían desde valores relativamente pequeños, valores del orden de 150% al 200% de la corriente nominal del transformador hasta la máxima corriente de falla asimétrica que el sistema puede proporcionar debido a una falla de línea a tierra ó línea a línea, según donde se encuentre localizado el transformador.

Las fallas más graves en los sistemas de distribución, considerando los daños físicos y materiales, son los ocasionados por transformadores.

Estas corrientes pueden lograr que un transformador falle con consecuencias catastróficas, pudiendo ocasionar lo siguiente:

- La tapa del transformador y el registro de mano se desprenden violentamente.
- Las boquillas son expedidas.
- El tanque del transformador es dañado, permitiendo fugas apreciables de aceite o gas.
- Una cantidad de aceite es expulsada durante la falla.
- El aceite del transformador se incendia.

Algunos de los factores que se combinan para producir este tipo de fallas son:

- Pequeños arcos sostenidos durante un tiempo muy largo, lo cual provoca que la presión dentro del tanque se eleve lentamente.

- ☑ Incremento de la presión estática debido al calentamiento y expansión del aceite, provocado por sobrecargas excesivas y alto factor de carga.
- ☑ Fallas con altas corrientes de arqueo dentro del transformador.
- ☑ Operación de fusibles de expulsión sumergido en aceite, bajo altas corrientes de falla.

Para proteger el transformador y el sistema asociado, existen algunos dispositivos, y el empleo de uno ó más de ellos estará basado en diferentes aspectos y factores tales como economía, capacidad disponible de falla, conveniencia de operación y márgenes de seguridad deseados.

3.1 Función del fusible de protección.

Antes de hacer cualquier investigación, es necesario establecer el objetivo particular de una aplicación. La función de proteger el transformador es para eliminarlo automáticamente del sistema de alimentación (Eléctricamente desconectarlo a través del fusible), por cualquiera de las siguientes razones:

- ☑ Para minimizar las temperaturas mas altas que la esperada, generadas en el interior del transformador y que dan como resultado el deterioro del aislamiento o conductores; es decir prevé protección contra sobrecargas.
- ☑ Para minimizar los esfuerzos térmicos y mecánicos de altas corrientes provocados por la degradación eléctrica y mecánica del transformador; es decir prevé protección contra fallas secundarias.
- ☑ Para minimizar la propagación de daño en el interior de un transformador fallado y para minimizar los disturbios en el sistema de alimentación causados por la falla de un transformador.
- ☑ Para reducir la probabilidad de falla debido a altas corrientes.
- ☑ Para soportar sobre tensiones por descargas atmosféricas.

3.1.1 Factores a considerar para la aplicación de fusibles en transformadores

Varios factores deben tomarse en cuenta cuando se aplican fusibles en transformadores. Estos incluyen factores por fenómenos eléctricos y la aplicación de factores específicos de diseño.

Factores por fenómenos eléctricos:

- Corrientes transitorias de magnetización.
- Restablecimiento después de un paro.
- Voltajes por descargas atmosféricas.

Aplicación de factores de diseño:

- Carga del transformador.
- Relación de fusión.
- Voltaje máximo de diseño.
- Interrupción nominal.
- Curvas tiempo-corriente (CCT).

3.1.2 Corriente de magnetización.

Existe un flujo de corriente debido al flujo residual en el núcleo del transformador, cuando éste es energizado. Cuando un fusible se escoge adecuadamente no debe operar o dañarse por la corriente de magnetización del transformador.

La forma de onda de corriente que fluye dentro del transformador depende de varios factores:

- La densidad del flujo residual antes de la energización.
- La densidad del flujo en el núcleo a la cual el transformador es diseñado para operar aplicando un voltaje.
- La densidad del flujo en el núcleo, a la cual el acero del núcleo se satura.
- El instante del ciclo en el cual el voltaje es aplicado repentinamente.

Para tomar en cuenta los efectos de flujo de corriente en la aplicación de fusibles de expulsión y fusibles limitadores de corriente, la industria analizó la corriente necesaria para 12 veces la corriente nominal a plena carga en 0.1 segundo. La característica mínima de fusión del fusible debe ser mayor que este punto, para asegurar que el fusible soporte esta corriente sin operar.

Debido a la rapidez con la que opera el fusible limitador de corriente y su característica de disipación de calor, además del punto de 0.1 segundo en la curva tiempo-corriente, debe analizarse el punto de 0.01 segundo. El fusible deberá soportar 25 veces la corriente a plena carga en 0.01 segundo.

3.1.3 Corriente de magnetización después de un paro.

Cuando un transformador es re-energizado después de un paro, puede demandar corrientes más altas que la corriente de carga normal. Estas corrientes son originadas por pérdidas diversas y re-energización de equipo conectado.

El principio general después de un paro, es que el transformador debe soportar una corriente de magnetización de:

2 veces la corriente nominal del transformador a plena carga en 100 Segundos.

3 veces la corriente nominal del transformador a plena carga en 10 Segundos.

6 veces la corriente nominal del transformador a plena carga en 1 Segundo.

Frecuentemente, solo se usa hasta el criterio de los 10 segundos.

3.1.4 Descargas de voltaje por rayo.

Las descargas de voltaje por rayo pueden saturar el núcleo del transformador, produciendo corrientes instantáneas. La selección de un fusible que soporte altas corrientes por sobretensión, puede reducir la probabilidad de daño del fusible por descargas atmosféricas.

Sin embargo, la experiencia en el campo es la mejor guía, ya que el análisis es bastante complejo.

3.1.5 Carga del transformador.

Como lo vimos en el capítulo anterior, al sobrecargar los transformadores, estos se sobre calientan y empiezan a reducir la vida de los aislamientos del núcleo y las bobinas. Las normas de la industria de los transformadores, han desarrollado curvas de daño para asegurar que se mantenga una vida de operación adecuada para el transformador. Cuando se toman en cuenta las curvas de daño de las normas se debe tener presente lo siguiente:

- ☑ La curva de daño del transformador, es una indicación de pérdida de vida en los transformadores. Exponiendo un transformador a una corriente de falla dada y durante un tiempo que exceda los niveles presentados en la curva, no causará la falla inmediata del transformador.
- ☑ La curva esta compuesta de puntos tiempo-corriente que combinan el comportamiento térmico y mecánico que soportan los transformadores.
- ☑ La recomendación ideal a seguir, es que el fusible interrumpa la corriente antes que alcance la curva de daño del transformador. Desde que hay muy poco espacio entre la curva de magnetización y la curva de daño, es sumamente aceptado que solo la curva de mínima fusión de los fusibles sea más rápida que la curva de daño.

3.1.6 Relación de fusión.

Los fusibles comúnmente se emplean usando una relación de fusión. La relación de fusión (RF), define cuanta corriente puede soportar un fusible continuamente sin fundir el elemento, y se define como:

$$RF = \frac{\text{Capacidad de corriente del fusible}}{\text{Corriente a plena carga del transformador}}$$

Hay dos valores diferentes para el numerador en la relación de fusión:

- 1) Usar la capacidad de corriente continua dada por el fabricante.
- 2) Usar la corriente de mínima fusión en 300 ó 600 segundos de las curvas tiempo corriente.

El porcentaje de carga permitido por un fusible es el tiempo de la relación de fusión en 100%.

Se tienen ventajas y desventajas al usar una relación de fusión alta ó una relación de fusión baja.

De una relación de fusión alta resulta:

- ☑ Más transformadores fallados debido a sobrecargas.
- ☑ Incremento de sobrecargas permitidas por el transformador.
- ☑ Incremento en la continuidad del servicio.
- ☑ Menos fusibles fallados por sobretensiones inducidas por rayo.
- ☑ Menos fusibles dañados durante la energización del transformador.

De una relación de fusión baja resulta:

- Más fusibles dañados por sobretensiones inducidas por rayo.
- Más fusibles dañados por corrientes de magnetización.
- Menos fusibles dañados por sobrecargas.
- Disminución de la continuidad del servicio.

3.1.7 Clase de Voltaje.

El voltaje máximo de diseño es usualmente en RMS (Fase a tierra), marcado en el fusible por el fabricante y es el sistema de voltaje máximo permitido en el cual puede operar satisfactoriamente. Aunque muchos dispositivos son fabricados para operar a una clase de voltaje específica (8.3, 15.5, 23, etc.), un dispositivo con clase de aislamiento más alto, usualmente puede operar satisfactoriamente en un sistema de voltaje menor. Por ejemplo, un fusible de 23 kV ELS (Energy Limiting Submersible) puede usarse en un sistema de 14.4 kV; al usar fusibles limitadores de corriente, se recomienda consultar con el fabricante de fusibles, antes de usar un fusible con clase de aislamiento más alto en un sistema de voltaje más bajo.

La selección de un fusible para un transformador con doble voltaje, puede ser evaluado por dos métodos diferentes:

- Seleccionar por separado un fusible para cada voltaje.
- Usar un arreglo de fusibles.

Cuando se usa un fusible tipo bayoneta, por ejemplo, al cambiar el voltaje del transformador, el fusible tipo bayoneta también cambia. Los fusibles tipo bayoneta tienen voltajes nominales de 8.3, 15.5 y 23 kV, apropiados para el mismo porta fusible, son fácilmente reemplazados en campo. Por lo tanto, puede especificarse por separado para cada voltaje. Cuando se usan FLC, sin embargo, ambos requieren espacio y su economía puede justificar un arreglo de fusibles.

El arreglo de fusibles, comúnmente es usado cuando los voltajes del transformador abarcan dos voltajes nominales normalizados. Por ejemplo, un transformador con doble voltaje de 7200 x 14400 V, requerirá un fusible de 8.3 kV nominales cuando opere a 7200 V y 15.5 V cuando opere a 14400 V. Muchas veces la economía y el espacio no justifican el uso de dos fusibles por separado. El arreglo de fusibles, usa un fusible el cual es seleccionado usando el voltaje nominal del voltaje más alto (ejemplo 14.4 kV del sistema o 15.5 kV del fusible) y la corriente nominal del voltaje más bajo (ejemplo 7200 V del sistema).

3.1.8 Tipos de interrupción.

Los fabricantes dan la clase máxima de interrupción de sus dispositivos de protección. Conociendo los niveles de corriente de falla en un lugar específico, los fusibles usados en ese lugar serán capaces de soportar esos niveles de corriente de falla esperados.

Típicamente un fusible mantendrá un nivel constante de interrupción en todos sus tipos. Estos fusibles son físicamente más grandes conforme aumenta el voltaje nominal de operación. Por ejemplo, un fusible de 8.3 kV, 40 A, tiene 10 pulgadas de longitud y uno de 15.5 kV, 40 A, tiene $14\frac{5}{16}$ pulgadas de largo. Pero esto también hace posible tener un dispositivo con tres diferentes tipos de interrupción para tres diferentes clases de voltaje, sin cambiar el diseño del interruptor (Por ejemplo, fusible de expulsión tipo bayoneta).

3.1.9 Curvas Tiempo-Corriente.

La parte más importante de la literatura utilizada en la aplicación de fusibles, son las curvas tiempo-corriente. Las curvas características tiempo-corriente muestran la curva de mínima fusión y la curva de máximo despeje de un dispositivo de protección a 25°C. Esta es la herramienta usada para determinar si la corriente de magnetización y la carga demandada no se unen. También es la herramienta usada en la selección adecuada del tamaño del fusible para la carga requerida de un transformador. Con las curvas tiempo-corriente y un conocimiento del elemento fusible, se puede seleccionar adecuadamente el tamaño del fusible para proteger adecuadamente el transformador.

3.1.10 Tipos de dispositivos de protección en transformadores.

Hay dos tipos de dispositivos de protección contra sobre corrientes, los fusibles de espera cero (listón de aislamiento de los fusibles de expulsión, listón de aislamiento sumergido en aceite, etc.) y los fusibles de fuerza cero (limitador de energía, limitador de corriente). La selección del tipo o uso está basado en el sistema de aplicación, corriente de falla disponible, utilidad práctica y economía.

3.1.11 Características de los fusibles.

Los fusibles son utilizados para proteger los equipos de, altas corrientes, sobrecargas, fallas primarias, fallas secundarias; protegen al sistema de fallas del equipo y por seccionalización. Todos los fusibles tienen un número de cosas en común:

- 1) Cada fusible monitorea la corriente del sistema y prevé un exceso de flujo por periodos prolongados.
- 2) Tiene una carga máxima de corriente que puede soportar.
- 3) Tiene un voltaje de operación máximo al cual ellos pueden funcionar apropiadamente.
- 4) Cada fusible contiene un elemento fusible que se sobrecalentará y fundirá, cuando se presente una corriente excesiva.
- 5) Todos los fusibles tienen factores y consideraciones que son importantes además de la corriente y voltaje nominales. Estas son tiempo de fusión, tiempo de arqueo, tiempo de despeje, magnitud de falla y conocimiento de las líneas características superior e inferior de los dispositivos.

Los fusibles pueden dividirse en dos categorías:

- I. Fusibles de expulsión, que son considerados como “dispositivos de espera cero”, los cuales esperan a que pase el punto cero para extinguir el arco formado por la fusión del elemento fusible.
- II. Fusibles limitadores de corriente que son clasificados como “dispositivos de fuerza cero”, los cuales proporcionan una alta resistencia al circuito cuando el listón del elemento fusible se funde y fuerza la corriente a un valor relativamente bajo.

3.1.12 Clasificación de los fusibles.

Hay dos clasificaciones de fusibles las cuales están definidas por las normas ANSI, fusibles de distribución y fusibles de potencia. Esta clasificación se especifica tanto para fusibles de expulsión como para fusibles limitadores de corriente.

- Los fusibles de potencia son aplicados cerca de las subestaciones, y así, de acuerdo con la norma ANSI C37.46 tienen voltajes nominales más altos (2.8 a 169 kV) y razones más altas de $\frac{V}{R}$ (15 a 25).
- Un fusible de distribución es aplicado, lejos de las subestaciones y con voltajes nominales menores (5.2 a 38 kV) y razones más bajas de $\frac{V}{R}$ (8 a 15), de acuerdo con la norma ANSI C37.47.

3.1.13 Condiciones normales de operación de los fusibles.

Todos los fusibles tienen características eléctricas específicas, las cuales son definidas de acuerdo a condiciones normales de operación por: las normas de la industria, fabricantes específicos y algunas otras indefinidas. Entendiendo que el sistema nominal es esencial, cuando se aplican fusibles y se escogen fabricantes diferentes que sean eléctricamente intercambiables. Los fusibles son eléctricamente intercambiables si tienen:

- Las mismas características durante todo el intervalo de tiempo de entrada de las curvas normalizadas tiempo-corriente (típicamente trazadas de 0.01 segundos a un mínimo de 300 segundos para fusibles de expulsión y 1000 segundos para fusibles limitadores de corriente).
- y el mismo intervalo de tiempo para corriente nominal continua.

Si los fusibles son eléctrica y mecánicamente intercambiables, entonces un fusible de un fabricante de la misma clase, puede ser remplazado por otro de otra marca, sin afectar la coordinación del sistema. Si los fusibles no son eléctricamente intercambiables, entonces deberá hacerse un estudio detallado de las curvas características tiempo-corriente, para asegurar que las líneas superior e inferior de la coordinación se mantengan.

3.1.14 Obtención de las curvas características tiempo-corriente.

El mecanismo de operación inicial en cualquier interruptor, es la fusión de un elemento (en un fusible) o la sensibilidad y operación de contactos (en un interruptor o un restablecedor). Este mecanismo depende de tres factores importantes que son:

- La magnitud de la corriente.
- La cantidad de veces que la corriente se presenta.
- Las propiedades eléctricas del elemento.

Porque ahí puede estar la gran diferencia, entre interrumpir la corriente en el tiempo requerido para fundir el elemento o que operen los contactos. Las curvas tiempo-corriente son requeridas para aplicar o coordinar esos dispositivos.

Para el desarrollo de las curvas tiempo corriente, un fusible es probado a diferentes niveles, para establecer el tiempo de fusión promedio y el tiempo de arqueo de esos niveles de corriente. De los resultados de la prueba, se desarrolla una curva tiempo-corriente de mínima fusión y una curva tiempo corriente de despeje total.

- ☑ Los tiempos promedios de fusión de los resultados de prueba, se trazan como una curva promedio de fusión. Se le resta 10% en el eje de la corriente para definir la curva característica tiempo-corriente de mínima fusión.
- ☑ Se suma 10% a la curva promedio de fusión en el eje de la corriente, para establecer la curva de máxima fusión. Los tiempos de arqueo de la prueba se suman a la curva de máxima fusión en el eje del tiempo para definir la curva característica tiempo-corriente de máximo despeje.

Las normas de la industria ANSI C37.41 - 1988 para fusibles de alta tensión, define que la curva de mínima fusión será de un tono negro y la curva de máxima fusión de despeje será de color rojo obscuro.

3.2 Tipos de fusibles.

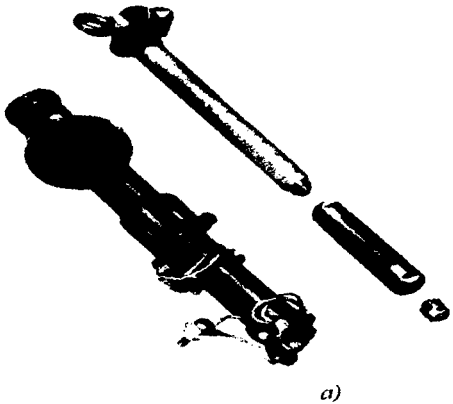
Los fusibles no son otra cosa que válvulas de seguridad en circuitos eléctricos, usados para desconectar aquellos equipos que tienen una falla, que origina que fluya por el circuito una corriente indeseable, generalmente de altas magnitudes.

Hay una gran variedad de fusibles que se usan en la protección de estos circuitos, pero en éste tema se tratarán los más usados en la protección de los transformadores de distribución subterráneos, tipo pedestal. A continuación veremos algunos de los más usados y una breve descripción de éstos.

3.2.1 Fusible de expulsión.

El fusible de Expulsión es aquel que durante la operación de interrupción de la corriente de falla, expulsa gases para extinguir el arco, puede ir al aire ó sumergido en aceite; para uso en transformadores de distribución subterránea tipo pedestal va sumergido en aceite.

Podemos decir que por su montaje, hay tres tipos de fusibles de expulsión usados en los transformadores de distribución subterránea, el tipo bayoneta que va montado en un ensamble tipo bayoneta (*Figura 3-1 (a) y (b)*), el tipo boquilla que es montado en el interior de la boquilla (*Figura 3-2*) y el otro es tipo tablero y va montado en un tablero en el interior del transformador (*Figura 3-3*). En cuanto a la respuesta a la corriente de falla tenemos también dos tipos, el fusible de expulsión de dos elementos (Dual Element Weak Links), y el de un elemento (Current Sensing Link).



a)



b)

Figura 3-1.- a) Ensamble tipo Bayoneta. b) Fusible de expulsión tipo bayoneta.

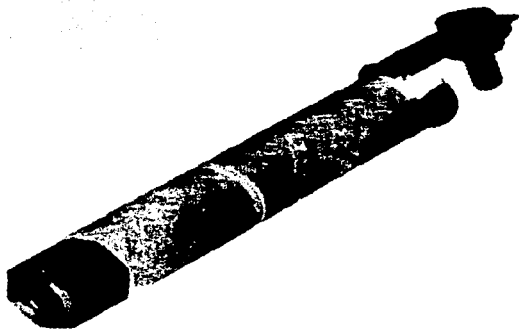


Figura 3-2.- Fusible de expulsión tipo boquilla.

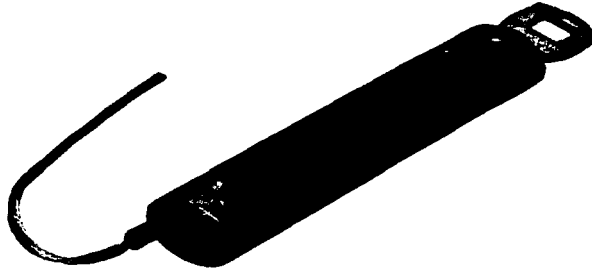


Figura 3-3.- Fusible de expulsión tipo tablero.

El fusible de expulsión de dos elementos (DEWL) detecta tanto las sobrecorrientes, como las condiciones de temperatura a la que se encuentra el fusible, es decir, el fusible es sensible tanto a las sobrecorrientes como a la temperatura del aceite. Este tipo de fusible es usado para detectar fallas del secundario, corrientes de carga excesivas y fallas del transformador, monitoreando también la temperatura de punto caliente (Hot-Spot) del transformador, limitando el calentamiento por periodos largos debido a sobrecargas. Esto se logra ya que uno de los dos elementos del fusible está constituido por una aleación eutéctica que se funde cuando alcanza 145°C. La ventaja de esta característica es que el elemento puede ser sensible tanto a las sobrecargas como a las fallas del transformador.

El fusible de expulsión de un elemento (Current Sensing Link), opera solamente con sobrecorrientes y es usado para proteger el transformador de altas corrientes de falla ó para proteger los sistemas de transformadores fallados.

3.2.1.1 Construcción y principio de operación del fusible de expulsión.

Típicamente los fusibles de expulsión tiene un elemento fusible hecho de estaño, cobre o plata. El elemento fusible es parte de un ensamble reemplazable conocido como listón fusible, el listón es montado en un tubo de material aislante conocido como "tubo fusible".

Los fusibles de expulsión mas comunes son listones fusibles usados para abrir cortacircuitos, abren o cierran el listón del cortacircuito. Los tubos fusibles son típicamente cerrados o restringidos en un lado y abiertos en el otro. La composición del tubo es tal que, bajo altas temperaturas sus paredes interiores liberan gases desionizantes.

El principio de operación de los fusibles de expulsión está basado en dos criterios:

- ☑ La fibra caliente emite gases desionizantes.
- ☑ La corriente alterna pasa periódicamente a través de la referencia cero (a 60 Hertz, 120 veces en un segundo).

Antes de que el sistema falle, el fusible actúa como parte de la línea. Sin embargo, cuando la línea falla, el fusible reacciona. El elemento lleva más corriente que la que puede manejar, se calienta hasta su punto de fusión separando en partes el fusible (su punto más caliente). Las partículas ionizadas fundidas del elemento inician un arco. El arco quemará el elemento restante (la temperatura del arco es aproximadamente 2000°C), calentando las paredes de la fibra y liberando gases desionizantes, la cantidad de gas estará en función de la magnitud de la corriente de falla y el tiempo. Los gases creados presionan el interior del tubo, los cuales originan compresión y flujo supersónico de los gases que, a su vez, debilita y expande el arco.

Unos pocos milisegundos después, la corriente alterna en forma de onda, es cíclica y se acerca al punto cero. Como la onda de corriente alcanza su punto cero, el arco momentáneamente es extinguido ($I=0$). Después de pasar el punto cero, el arco puede restablecerse (restrike) por si mismo a niveles de falla más bajos por las mismas partículas ionizadas, debido al voltaje establecido entre los diferentes puntos finales del listón. Este proceso continúa (arqueando, extinguiéndose momentáneamente al pasar por el punto cero, restableciéndose), hasta que el arco no puede restablecerse porque la resistencia dieléctrica se forma mas rápidamente que el esfuerzo del voltaje. La resistencia dieléctrica es tan alta que el medio conductivo se vuelve no conductivo, tanto que, el arco no puede restablecerse, resultando la extinción final y eliminando la falla del sistema a través del fusible eléctricamente abierto, **Figura 3-4.**

1. Corriente normal del sistema.
2. Inicio de falla.
3. Punto de fusión del fusible.
4. Tiempo de fusión.
5. Tiempo de arqueo.
6. Tiempo de despeje total del fusible.
7. Extinción del arco, abre el circuito.
8. Voltaje registrado del sistema.

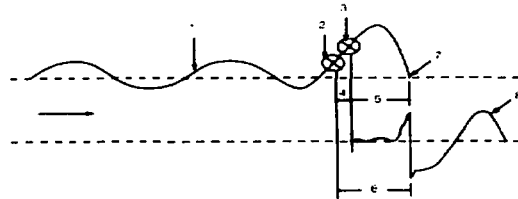


Figura 3-4.- Formas de onda de corriente y voltaje en la operación de un fusible de expulsión

Los fusibles representados en la figura fueron capaces de abrir el circuito dentro del primer medio ciclo de la corriente de falla. Esto se debió a la magnitud de la falla y a la habilidad del fusible de expulsión de establecer la resistencia dieléctrica necesaria antes del primer cero natural, tanto que la reiniciación no fue posible.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los fusibles de expulsión son dispositivos de “espera cero”, los cuales esperan a pasar el punto cero para extinguir el arco contenido y abrir el circuito. Los dispositivos de espera cero no limitan la energía de falla disponible, ni tampoco reducen substancialmente el pico de corriente que dejan pasar. Ya que, todos los dispositivos de espera cero, tienen un intervalo de interrupción máxima, dependiendo del tipo o estilo del interruptor. Si el fusible es incapaz de abrir, el circuito continuará el arco por varios ciclos, hasta que otro dispositivo de una línea superior abra el circuito. Así, todos los dispositivos de espera cero tienen una corriente de interrupción máxima asociada con un voltaje de operación. Estos valores usualmente vienen en los fusibles y son puestos por el fabricante.

Si las corrientes de falla permitidas por el sistema son menores que la capacidad interruptiva del fusible de expulsión, entonces esto sería más económico que los dispositivos de protección. Debido a que todos los fusibles de expulsión requieren menos de medio ciclo para operar (sin fusible limitador de corriente) antes de abrir el circuito, es importante determinar si el equipo del sistema es capaz de soportar la corriente de falla permitida durante la operación del fusible de expulsión (es decir, aproximadamente 3500A a 10,000 A). Si los dispositivos del sistema no son capaces de soportar estas magnitudes de corriente, se recomienda usar un dispositivo limitador de corriente.

3.2.1.2 El listón de aislamiento.

El listón de Aislamiento (Isolation Link) es un fusible que no tiene capacidad interruptiva, el cual siempre va en serie con el fusible tipo Bayoneta, diseñado para proteger al operador que re-energize un transformador que tenga una falla y en donde la corriente sea mayor que la capacidad interruptiva de la Bayoneta (*Figura 3-5*).

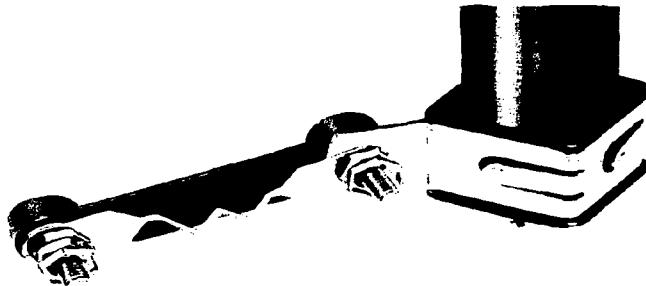


Figura 3-5. Fusible de aislamiento.

3.2.1.3 Ensamble tipo bayoneta para fusibles de expulsión.

El fusible principal está dispuesto de forma tal que fácilmente es removible desde el exterior. El listón de aislamiento es accesible después de destapar el transformador. El elemento de los dos fusibles esta constituido por una aleación eutéctica de bajo punto de fusión, comúnmente 145°C. La ventaja de esta característica es que el elemento puede ser sensible tanto a las sobrecargas como a las fallas. El listón de aislamiento requiere mucho mas energía (corriente y/o tiempo), que el principal. Si llegase a circular una corriente superior al rango del fusible principal (falla del transformador), el listón de aislamiento se fundiría evitando así que la unidad dañada sea re-energizada mediante el remplazo del fusible principal. Esto le da protección al operador, pues es muy probable que no se dé cuenta que el transformador ha sido destruido por altas corrientes de falla, **Figura 3-6.**

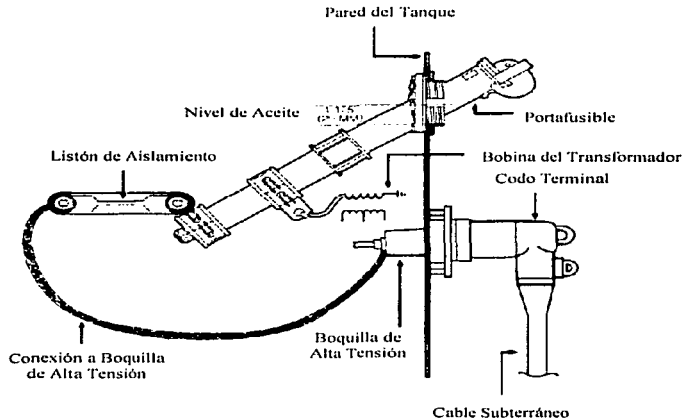


Figura 3-6.- Componentes del ensamble tipo Bayoneta.

3.2.1.4 Ventajas del Fusible de Expulsión.

Ventajas del fusible de expulsión:

- Buena habilidad para interrumpir bajas corrientes de falla.
- Opera a 145°C, previendo problemas de sobre calentamiento (DEWL), por sobrecargas prolongadas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Fácilmente reemplazable cuando se aplica el ensamble tipo bayoneta.
- Bajo costo, su costo no es sensible a las variaciones de capacidad y voltaje de su rango de fabricación.
- Ideal para usarse en un esquema de protección junto con un fusible limitador de corriente de respaldo.

Desventajas del Fusible de Expulsión:

- Relativamente baja capacidad interruptiva. Ver **Tabla 3-1**.
- Creación de un arco durante el período de interrupción del circuito, generando gases que pueden aumentar la presión estática dentro del transformador.

Fusible de expulsión tipo Bayoneta		Fusible de expulsión Convencional	
kV	Capacidad interruptiva en Amp. RMS Asimétricos	kV	Capacidad interruptiva en Amp. RMS Asimétricos
8.3	3500 *	8.3	3,500
15.5	1,800 *	15.5	2,000
23	600 *	23	1,000

* La capacidad interruptiva del fusible de expulsión tipo bayoneta, está limitada por la capacidad interruptiva del porta fusible, la cual puede ser menor que la de un fusible de expulsión convencional.

Tabla 3-1.- Capacidad interruptiva de los fusibles de expulsión.

3.2.2 Fusibles limitadores de corriente.

En los primeros días de los sistemas de distribución, no existían corrientes de falla que potencialmente pudieran provocar una falla de los equipos de distribución. A falta de interruptores limitadores de energía, el empleo de fusibles de ácido bórico y fusibles de expulsión fueron más que suficientes para proteger los equipos. Como los sistemas de distribución crecieron, se desarrollaron sistemas con áreas susceptibles a altas corrientes de falla. En respuesta a la necesidad de un fusible capaz de limitar los picos de corriente de falla, se desarrollo el fusible limitador de corriente.

La energía que pasa a través de un fusible durante una falla produce daños, tanto mecánicos como térmicos a equipos tales como interruptores, fusibles, arrancadores, transformadores, etc. Controlar y limitar ésta energía ha sido durante muchos años, una de las preocupaciones más importantes que han tenido los fabricantes de fusibles, también los fabricantes de interruptores han entrado en este campo; sin embargo, debido al alto

costo y la baja capacidad de corriente de los interruptores limitadores de corriente, no han podido competir con los fusibles limitadores de corriente.

Los fusibles limitadores de corriente consisten básicamente de uno o mas elementos hechos de plata, devanados espiralmente sobre un núcleo resistente a las altas temperaturas. El elemento usualmente es en forma de alambre o cinta, y suspendido entre las dos tapas finales. El núcleo y el elemento fusible son rodeados por arena sílica granular fina y sellado en ambos extremos herméticamente, estos elementos están contenidos en tubo fusible de porcelana o fibra de vidrio que también es para altas temperaturas. *Figura 3-7.*

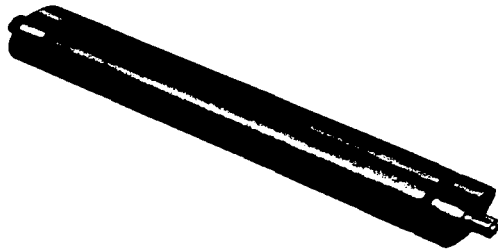


Figura 3.7.- Fusible limitador de corriente.

Un fusible limitador de corriente es un interruptor de “fuerza cero”. Los interruptores de fuerza cero introducen relativamente una alta resistencia al circuito cuando se funde el elemento, el cual no solo cambia el ángulo de fase de la corriente y el voltaje; sino que también, fuerza la corriente a un valor relativamente bajo. El bajo valor continúa fluyendo hasta que la corriente normal alcanza el cero, resultado la extinción de la corriente.

Los fusibles limitadores de corriente son únicos en su genero, ya que la mayoría no tienen una corriente máxima de interrupción como su voltaje de operación de diseño. Los fusibles limitadores de corriente típicamente, interrumpen niveles de corriente de 20,000 a 50,000 A. Ellos limitan la magnitud de picos de corriente y reducen la duración del tiempo de falla mucho mejor que los equipos de protección.

Reduciendo la magnitud y duración de la falla, el fusible limitador de corriente reduce mucho los esfuerzos magnéticos y deja pasar lo que podría ser visto por las piezas falladas del equipo. Este efecto de limitar la energía (reducirla en magnitud y duración), ocurre cuando el fusible opera en contra de una alta magnitud de falla del sistema. El fusible limitador de corriente no solo cambia las condiciones anormales del circuito, sino que también protege al equipo de fallas que pueden ser producto de una alta corriente del sistema y disipa la energía del arco.

Cuando el fusible está operando a altas corrientes, el fusible actúa como parte de la línea antes de que el sistema falle. Cuando la línea falla, el elemento se funde casi instantáneamente sobre su longitud total. La alta temperatura resultante del arco, funde la arena que rodea al arco, formando una estructura cristalizada, llamada fulgurita. La fulgurita restringe el movimiento y disminuye el arco, forzando la resistencia del fusible a incrementarse dramáticamente y limitando la corriente a un valor relativamente pequeño conocido como corriente de fuga. La resistencia cambia el factor de potencia cerca de la unidad, con lo cual cambia el ángulo de fase y resultando que la corriente cruce el cero antes que la pre-falla del cero natural, **Ver Figura 3-8.**

1. Corriente normal del sistema.
2. Inicio de falla.
3. Punto de fusión del fusible.
4. Tiempo de fusión del fusible.
5. Tiempo de despeje total del fusible.
6. Energía permitida por el fusible.
7. Cantidad de energía disipada.
8. Cambio del cero natural.
9. Cero natural.
10. Corriente pico permitida por el fusible.
11. Corriente pico de falla.
12. Voltaje registrado del sistema.

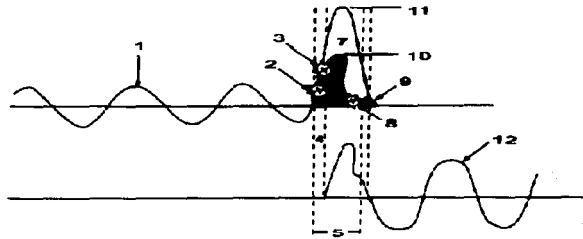


Figura 3.8.- Formas de onda de corriente y voltaje en la operación de un fusible limitador de corriente

El fusible Limitador de Corriente es un dispositivo que tiene muchos beneficios cuando se usa como un limitador de corriente en transformadores sumergidos en aceite y conectados a circuitos con altos valores esperados de corriente de falla. Siendo definido como un fusible que interrumpe con seguridad toda la corriente disponible dentro de su rango de interrupción y dentro de su rango de limitación de corriente, limitando el tiempo de interrupción bajo condiciones de voltaje nominal a un intervalo igual ó menor que la duración del primer medio ciclo, limitando la corriente pico de fuga a un valor menor de la corriente pico que circularía si el fusible fuera remplazado por un conductor, sólido de la misma impedancia.

Estos fusibles limitadores, en combinación con fusibles de expulsión, pueden ser seleccionados de manera tal que, protejan al transformador de posibles fallas por la I^2t que pasaría a través de él, reduciéndola a valores seguros debajo de la I^2t interruptiva del fusible de expulsión y del equipo que está siendo protegido, pudiendo ponerse para una mejor protección un dispositivo que nos releve la presión generada al operar el fusible de expulsión.

Se puede decir que hay dos tipos de fusibles limitadores de corriente, el Fusible Limitador de Corriente de Propósitos Generales (General Purpose Current Limiting Fuse) y el Fusible Limitador de Corriente de Respaldo (Current Limiting Back-up Fuse).

3.2.2.1 Fusible limitador de corriente de respaldo

El fusible limitador de corriente de respaldo, es definido en ANSI C37.40, como un fusible capaz de interrumpir todas las corrientes que se encuentren en el intervalo por debajo de su corriente de interrupción máxima hasta su corriente de interrupción mínima especificadas por el fabricante.

Los fusibles limitadores de corriente de respaldo, son el tipo más simple de fusibles limitadores de corriente. son diseñados para interrumpir solo altas corrientes, por lo tanto, no puede interrumpir bajas corrientes que causan que funda (Melting) a menos de una hora, **Figura 3-9**. Estos fusibles tienen una corriente de interrupción mínima, usualmente en el rango de unos cuantos cientos de Amperes. La corriente de interrupción mínima representa la corriente más baja que el fusible puede interrumpir adecuadamente por lo cual requiere de un dispositivo de corriente de interrupción más bajo conectado en serie, tal como un fusible tipo bayoneta, para detectar corrientes que el fusible limitador de corriente no puede detectar. Muchos diseños no interrumpirán corrientes menores que causan que funda (Melting) el elemento a 300 segundos en el rango de 3 a 7 veces la corriente nominal.

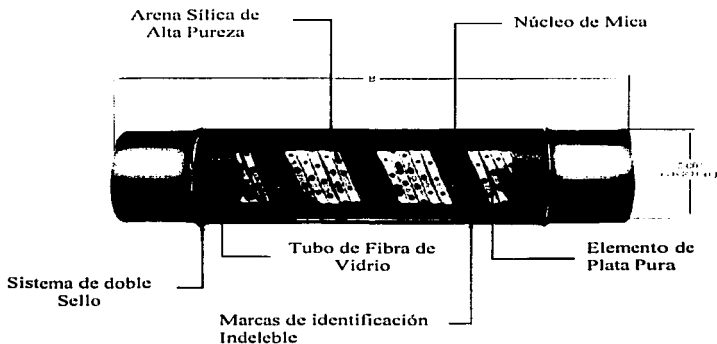


Figura 3-9.- Detalles de un Fusible Limitador de Corriente de respaldo.

Usando un fusible de expulsión en serie con un fusible limitador de corriente de respaldo, es conocido como el concepto de los dos fusibles. El concepto de los dos fusibles, utiliza dos tipos de fusibles conectados en serie para cubrir el rango completo de falla y corrientes por sobrecarga. El fusible limitador de corriente de respaldo interrumpe las altas corrientes de falla y el fusible de expulsión interrumpe las bajas corrientes de falla y corrientes por sobrecargas.

3.2.2.2 Fusible limitador de corriente de propósitos generales.

Un fusible limitador de corriente de propósitos generales es definido en ANSI C37.40 como, Un fusible capaz de interrumpir todas las corrientes por debajo de su corriente de interrupción máxima hasta la corriente que causa que el elemento fusible se funda en una hora.

Esta definición usualmente cubre corrientes tan bajas como del 170 al 240% de la capacidad nominal del fusible. Aunque esto incluye un amplio rango de corrientes, no incluye todas las corrientes posibles a las cuales el fusible puede ser requerido. Por ejemplo, un fusible puede ser requerido para interrumpir una corriente mucho más baja que el valor establecido por el criterio de una hora. En este punto es conveniente aclarar el término rango completo, ya que hay otro tipo de fusible limitador de corriente que se conoce como Fusible Limitador de Rango Completo (Full Range Current Limiting).

Rango Completo es un término que describe un tipo de fusible limitador de corriente no cubierto por los estándares. Un fusible limitador de rango completo es uno que interrumpirá cualquier corriente desde su mínimo rango de fusión hasta su máxima capacidad interruptiva, a todas las temperaturas arriba de la máxima temperatura esperada. Si un fusible cumple con esta definición, cumplirá también con la definición del fusible limitador de propósitos generales especificado en los estándares. Pero un fusible de propósitos generales no necesariamente cumplirá con el criterio de rango completo.

Dicho en otras palabras un Fusible Limitador de Rango Completo tiene un campo más grande de operación, *Figura 3-10*.

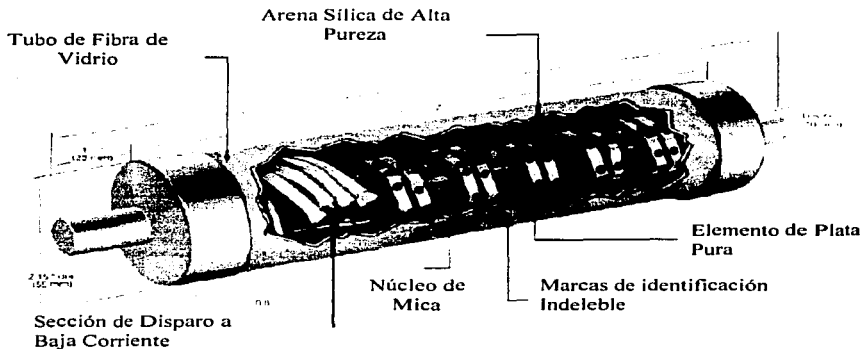


Figura 3-10.- Detalles de un Fusible Limitador de Corriente de rango completo.

Ventajas del Fusible Limitador de Corriente.

- Su gran capacidad interrumpir altas corrientes.
- Fácilmente renovable cuando se usa como un porta-fusible.
- Interrumpe bajo condiciones de alto voltaje de recuperación.
- Debido a que no produce gases durante su operación, no incrementa la presión interna del tanque.
- Su interrupción se lleva a cabo silenciosamente.
- Un solo fusible provee protección total contra sobrecorrientes (propósitos generales, y rango completo).
- Puede ir sumergido en aceite, (Fusible de Respaldo y Fusible de Propósitos Generales).
- Su gran capacidad para limitar la energía.

Desventajas del Fusible Limitador de Corriente.

- Más costoso y considerablemente más grande que el Fusible de Expulsión.
- La condición de interrupción a bajas corrientes de falla, hacen su diseño y construcción más complejo por lo tanto más caro (Rango completo y propósito generales).
- Cuando opera por sobrecarga, su reemplazo es mucho más costoso que un Fusible de Expulsión (Rango completo y propósitos generales).
- Necesita coordinarse con Fusibles de expulsión ó interruptores secundarios para proveer protección total.

3.3 Interruptor secundario.

El interruptor Secundario que se usa en transformadores de distribución subterránea, es un dispositivo sumergido en aceite que se utiliza para proteger al transformador contra sobrecargas y fallas en el circuito secundario. Va colocado dentro del transformador y se encuentra localizado entre el devanado secundario y las boquillas de baja tensión. *Figura 3-11*. Por lo general, su diseño incluye dos elementos sensibles, los cuales pueden operar el disparador del interruptor bajo una condición determinada. El primero de estos elementos es un térmico sensible a las corrientes de carga y a la temperatura del aceite. El segundo elemento es del tipo magnético este dispara instantáneamente al detectar una corriente de corto circuito, *Figura 3-12*.

El interruptor termomagnético puede tener varios accesorios tales como: Luz de señalamiento de sobrecargas, control para sobrecargas de emergencia y operación manual.

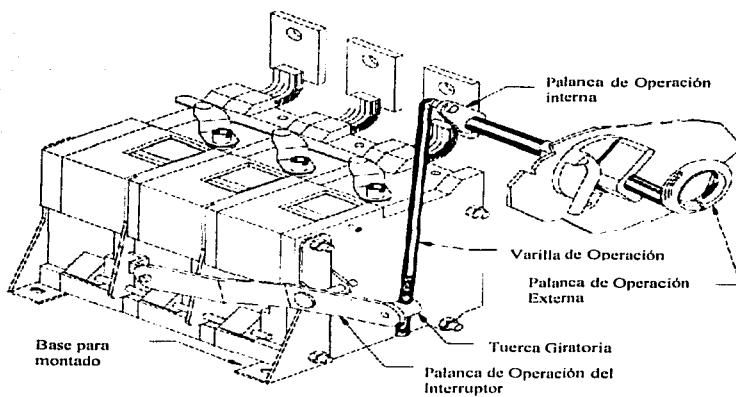


Figura 3-11.- Interruptor de Baja Tensión Trifásico.

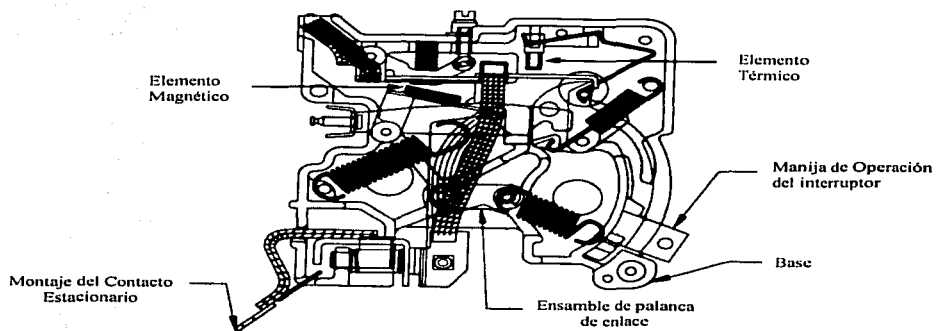


Figura 3-12.- Corte del Interruptor de Baja Tensión

3.3.1 Montaje y operación del interruptor Secundario

El interruptor de circuito secundario se monta normalmente dentro del tanque del transformador, directamente sobre la parte activa o en la pared. La palanca de operación del interruptor sale al exterior del tanque por encima del nivel de aceite a través de un orificio con doble empaque tipo anillo (“O” ring) y es conectado a una manivela de operación externa. En los transformadores tipo pedestal, la manivela de operación del interruptor normalmente se monta en el compartimento de baja tensión.

El principal elemento del interruptor secundario es el bimetálico cuyas variaciones de temperatura siguen de cerca las variaciones de temperatura en el devanado. El bimetálico simula la temperatura del devanado, ya que se le sumerge en el aceite del transformador y la corriente de carga pasa a través de él. Las condiciones reales de temperatura del devanado pueden, por lo tanto ser duplicadas en el bimetálico, y el bimetálico se convierte en un análogo térmico del devanado a través del proceso de aplicación y diseño.

El interruptor secundario se dispara por el accionamiento de elementos bimetálicos en serie con las acometidas de salida de baja tensión, calentados por la acción de la corriente en los bimetálicos y la temperatura del aceite. Una vez alcanzada la carga máxima de operación segura del transformador, los bimetálicos se accionan y disparan el mecanismo de operación. Esto abre los contactos y desconecta la carga secundaria del transformador; protegiendo al transformador para que no falle o se queme. El rígido enlace mecánico entre los polos del interruptor asegura la apertura simultánea de todos los polos. Si el operador trata de cerrar el interruptor mientras que exista una carga en la línea, el interruptor se abrirá, aunque la manivela del interruptor sea sostenida en la posición cerrada.

En ciertos diseños de interruptores, se utiliza un circuito de disparo magnético además del circuito de disparo del bimetálico. Esto se hace para acelerar el tiempo de apertura del circuito bajo condiciones de corto circuito, y así aumentar la tasa de interrupción del interruptor sin incrementar su tamaño físico.

Los interruptores de circuito con disparo magnético ofrecen mejor funcionamiento en coordinación con el fusible, mejor capacidad de interrupción de falla y menores fuerzas de corto circuito en las bobinas del transformador.

El interruptor de disparo termomagnético se comporta según la característica térmica tiempo-corriente, excepto cuando la corriente secundaria excede de 10 a 15 veces la corriente nominal. Bajo estas circunstancias, el mecanismo de disparo magnético toma el lugar del bimetal, causando disparo inmediato del interruptor por medio de la activación de la placa magnética de disparo.

3.3.2 Señal luminosa del interruptor

La señal luminosa reacciona al grado de carga exactamente de la misma manera que el interruptor. Cuando el transformador es sobrecargado térmicamente, esta señal luminosa se encenderá, sirviendo así como una evidencia visual de que el transformador ha sufrido una sobrecarga inusual. De esta manera la señal luminosa sirve como un dispositivo de control continuo de la carga en cada transformador individualmente. El mecanismo de la señal luminosa no se restablece por sí mismo cuando la carga disminuye o vuelve a condiciones normales; una vez que los contactos de luz de señal se cierran, ésta luz permanecerá encendida y solamente pueden ser desconectados operando manualmente la manija exterior del interruptor llevándola al estado inicial "R" (Reset) y posteriormente a la posición cerrado "C" (Closed) . Tiene también una posición para verificar que el foco no esté fundido cuando el transformador está en servicio. Cuando se rota la manivela de operación del interruptor a la posición "L" (Luz) se enciende la señal luminosa. Si no enciende, el foco deberá ser remplazado por uno nuevo, *Figura 3-13*.



Figura 3-13.- Señal Luminosa

3.3.3 Manivela de operación del interruptor

La manivela de operación sirve para abrir el circuito manualmente, se mueve, de manera que la flecha se mueva de la posición "C" (cerrado) a "O" (abierto). Cuando la flecha coincide con la posición "O", el circuito de baja tensión se abre. Para cerrar el interruptor se mueve la manivela a la posición "C" (cerrado). Si el interruptor se dispara térmicamente o magnéticamente, se mueve la manivela a la posición "R" (restablecer) para enganchar el mecanismo del seguro, luego a la "C" (cerrado), *Figura 3-14*.

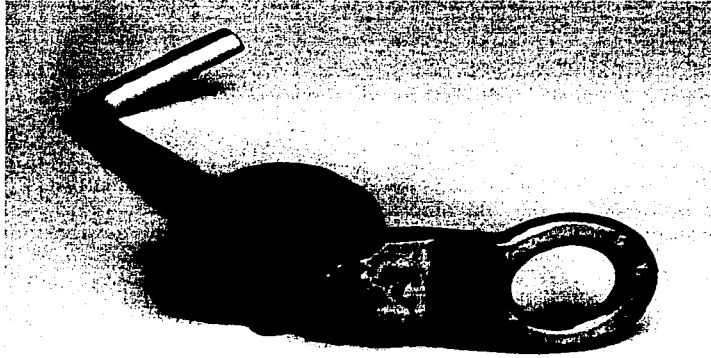


Figura 3-14.- Manivela de Operación del interruptor.

3.3.4 Palanca para sobrecargas de emergencia

Por medio del uso de la palanca para sobrecargas de emergencia, los transformadores son habilitados para manejar sobrecargas mayores a aquellas que normalmente permiten los interruptores. La palanca montada en la manivela del interruptor, puede ser ajustada para permitir el cambio del estado normal al estado de sobrecarga de emergencia. La activación de ésta palanca eleva la temperatura de disparo de 20 °C a 45 °C más arriba de la temperatura establecida normalmente. Si el interruptor del transformador se ha disparado y los bimetálicos están todavía a temperatura de disparo, el uso de esta palanca para sobrecarga de emergencia puede permitir que el operador cierre el interruptor para restaurar el circuito.

Ventajas del interruptor:

- Ahorro en tiempo y dinero. En caso de una sobrecarga intensa ó falla de corto circuito, basta con restablecer el interruptor para dejar el transformador en disponibilidad de operación.
- Buena capacidad interruptiva, de 6,000 a 45,000 Amperes.
- Se puede coordinar con fusibles fácilmente.

Desventajas del interruptor:

- Alto costo. Su costo es muy sensible al incremento de los kVA del transformador.
- Necesita coordinarse con fusibles primarios para proveer protección total.

3.4 Información proporcionada por los fabricantes.

Los fabricantes de fusibles e interruptores proporcionan cierto tipo de información, conocerla e interpretarla es de suma importancia para lograr una buena selección y coordinación del equipo.

3.4.1 Diferencias de los términos más usados.

Antes de analizar la información veamos algunas diferencias de los términos más usados:

Tiempo de Fusión (Melting Time). - El tiempo de fusión de un fusible, es el tiempo que se requiere para fundir el elemento sensible a la corriente (*Figura 3-15*).

Tiempo de Pre-Arco (Pre-Arcing Time). - Es lo mismo que tiempo de fusión.

Tiempo de Arqueo (Arcing Time).- El tiempo de Arco de un fusible, es el tiempo seguido al tiempo que se requiere para fundir el elemento sensible a la corriente, hasta la interrupción total del circuito. (*Figura 3-15*).

Tiempo de despeje (Clearing Time).- El tiempo de despeje, es el tiempo total medido desde el inicio de una condición específica de sobrecorriente hasta la interrupción del circuito. El tiempo de despeje es igual a la suma del tiempo de fusión más el tiempo de Arco. (*Figura 3-15*).

Curva de tiempo mínimo de fusión (Minimum Melting Time Curve).- Indica el tiempo mínimo para el cual una corriente puede existir antes de que ocurra la fusión del elemento fusible, dicho en otras palabras, la curva de tiempo mínimo de fusión nos indica el tiempo mínimo para que con una corriente determinada funda el elemento del fusible. (*Figuras 3-15 y 3-16*).

Curva de tiempo total de Despeje (Total Clearing Time Curve).- Las curvas de tiempo total de despeje, muestran el tiempo máximo en el que un fusible abre un circuito para cualquier corriente de corto circuito dentro de su rango de interrupción (*Figuras 3-15 y 3-16*).

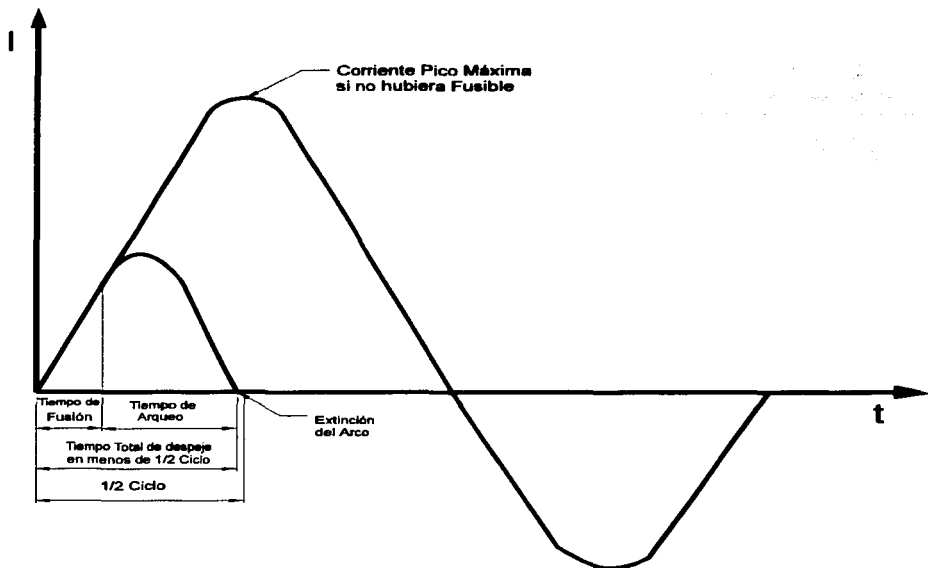


Figura 3-15.- Curvas tiempo-corriente en la operación de un fusible.

Estas curvas son comúnmente llamadas "Curvas de tiempo Máximo de fusión" (Maximum Melting Time Curve), sin embargo no es lo mismo, ya que las curvas de tiempo total de despeje, toman en cuenta el tiempo que tarda en extinguirse el arco después de fundirse el elemento del fusible, mientras que las curvas de tiempo máximo de fusión no lo toman en cuenta. Desde el punto de vista práctico el tiempo máximo de fusión es igual al tiempo de despeje total dentro de los límites comprendidos entre 1000 segundos y 0.1 segundo, ya que en condiciones de sobrecarga, cuando el tiempo de fusión es igual a varios segundos, el tiempo máximo de arqueo es aproximadamente 0.1 seg.; por lo que se puede ignorar sin incurrir en ningún error apreciable. A medida que la corriente de falla aumenta y el tiempo de fusión disminuye, el tiempo de arqueo también disminuye, pero este tiempo de arqueo empieza a afectar la curva de tiempo máximo de fusión entre 0.1 segundo y 0.05 segundos según sea el fabricante. En la *Figura 3-17* se muestra que para un fusible de expulsión marca Cooper el tiempo de arqueo empieza a afectar la curva cerca de 0.1 seg. y se ve que a medida que el tiempo disminuye aumenta esta diferencia.

Una vez aclarado los puntos anteriores procederemos a analizar la información que proporcionan los fabricantes de fusibles.

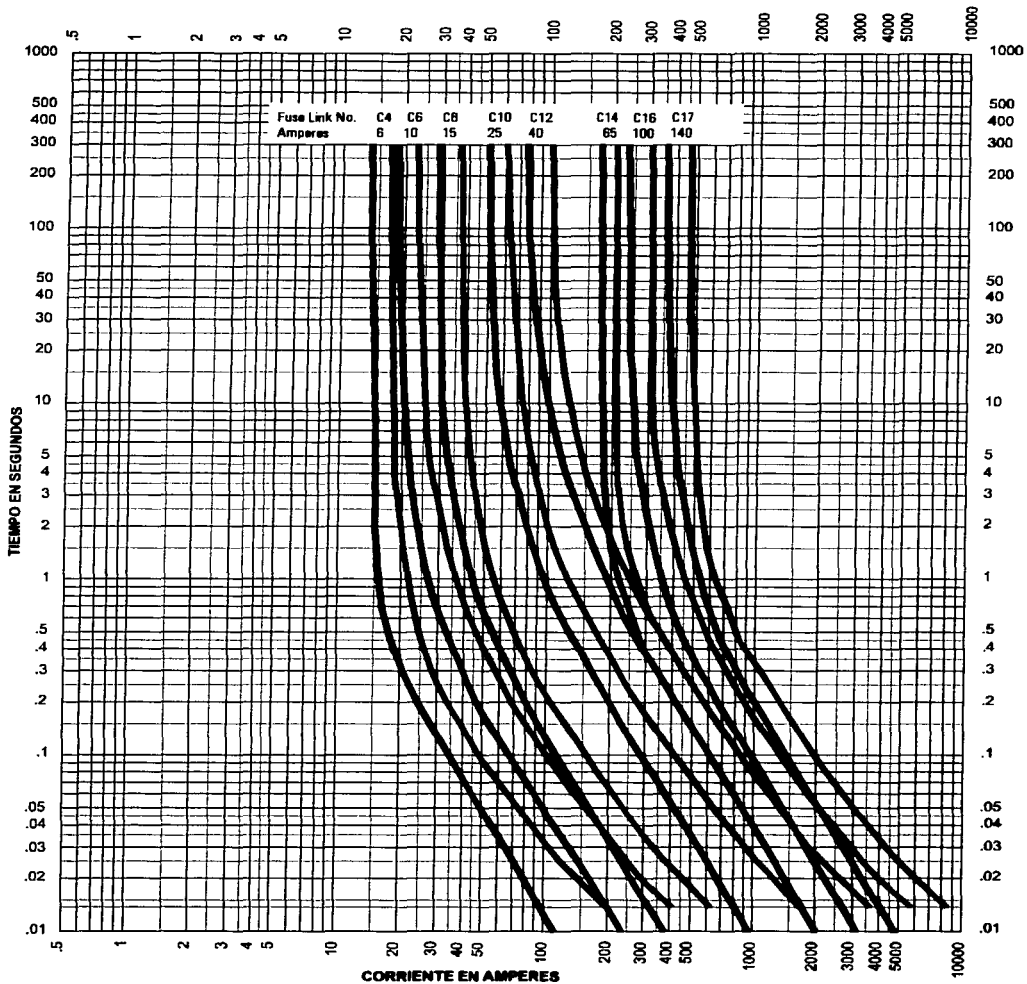


Figura 3-16.- Curvas características tiempo-corriente de mínima y máxima fusión para fusibles de expulsión tipo bayoneta sensibles a la corriente (Current sensing), Marca Cooper.

3.4.2 Curvas Tiempo-Corriente en fusibles.

La mayoría de los fabricantes de fusibles proporcionan dos tipos de curvas, las de mínima fusión y las de despeje total. Estas curvas son realmente las curvas de mínima fusión y de despeje total, y deben usarse en combinación para determinar el ancho de banda de operación del fusible, *Figura 3-17*.

Por otro lado hay algunos fabricantes (muy pocos) que proporcionan curvas de tiempo promedio de fusión (Average Melting Time Curves).

Antes de seguir adelante aclararemos a que se debe el ancho de banda de operación del fusible.

Ya que un fusible es un dispositivo en el que el elemento sensible a la corriente (Fuse Link) es la parte más importante y sus características de fusión están determinadas generalmente por lo siguiente:

- Una mezcla correcta de los ingredientes cuando el elemento esté formado por una aleación.
- La pureza del metal ya sea cobre o plata cuando se use como un metal puro en la fabricación del elemento.
- El espesor y ancho del elemento.

Mantener un estrecho control de calidad en todas las etapas de la fabricación del fusible, para que todos los elementos tengan las mismas características, es prácticamente imposible e incosteable, pero si es posible mantener un control de calidad adecuado durante el proceso de fabricación del fusible para lograr que esta variación sea mínima.

Las normas ANSI limitan esta variación de la manera siguiente:

Las curvas de fusión tiempo-corriente, deberán mostrar el tiempo promedio requerido para fundir al elemento sensible a la corriente. La corriente de fusión no deberá variar en un $\pm 10\%$ para cualquier tiempo dado.

Por lo tanto, no todos los fusibles de una misma capacidad y una misma clase, operarán exactamente en el mismo número de segundos cuando la misma corriente está pasando a través de él.

Ahora bien, si el fabricante de fusibles nos proporcionará las curvas de mínima fusión y de despeje total, no tendremos ningún problema en encontrar el ancho de banda, el problema se presenta si el fabricante de fusibles nos proporciona la curva de tiempo promedio de fusión ya que tendríamos que encontrar el ancho de banda.

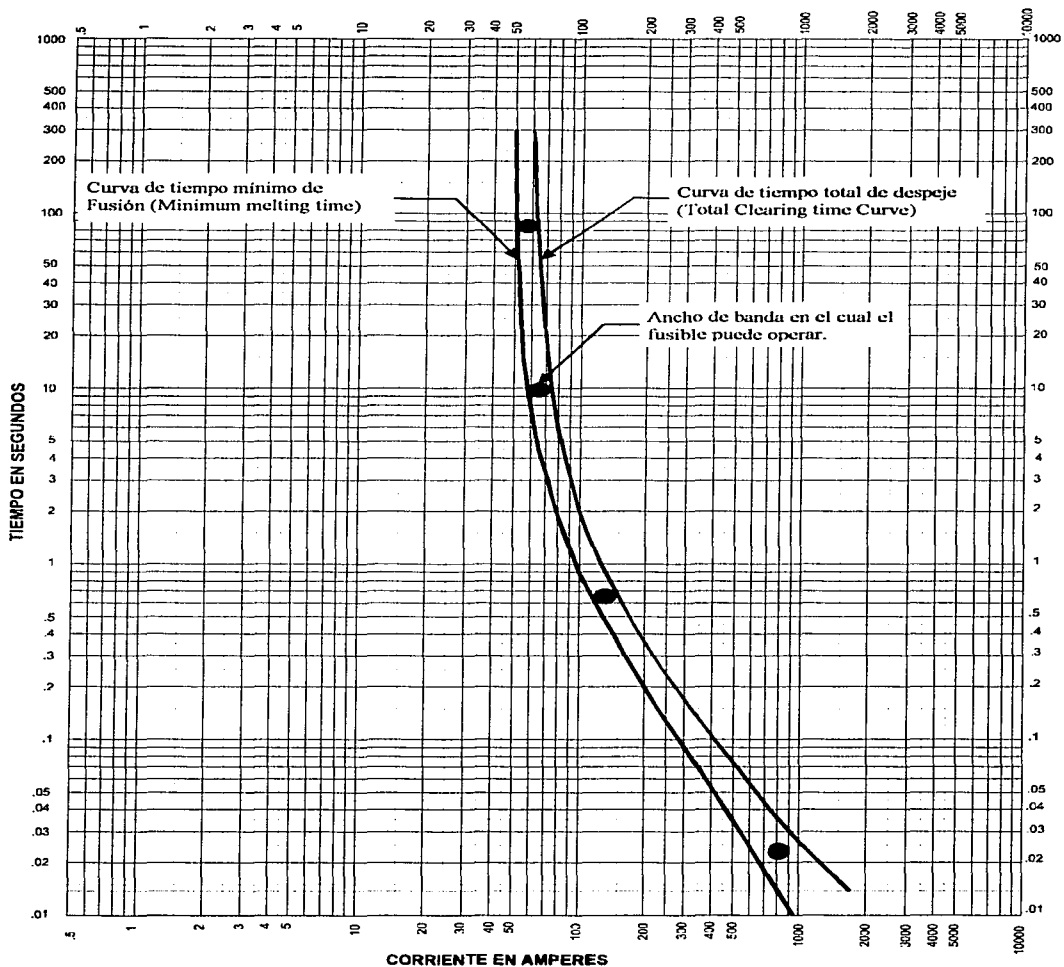


Figura 3-17.- Ancho de banda de Operación de un Fusible.

Procederemos a continuación a determinar el ancho de banda partiendo de las curvas de tiempo promedio de fusión. Los puntos de las curvas entre 300 seg. y 0.1 seg. Se encuentran fácilmente fijando el tiempo y encontrando la corriente promedio de operación del fusible, el 10% menos de esta corriente nos da la curva de mínima fusión y el 10% más nos da la curva de máxima fusión, que en este rango (entre 300 seg. y 0.1 seg.) es igual a la curva de tiempo total de despeje (**Figura 3-18**).

En el área de 0.1 seg. a 0.01 seg., La curva de máxima fusión no es igual a la curva de despeje total, en esta región de operación del fusible el tiempo de arqueo puede ser igual ó mayor que el tiempo de fusión, dependiendo de:

- En que punto de la onda de voltaje ocurre la falla,
- El valor de la relación de $\frac{X}{R}$ del circuito, y
- El valor de la pendiente de la corriente de corto circuito durante el primer medio ciclo.

Por lo tanto, se tiene que determinar en esta área un tiempo probable de arqueo, se puede hacer partiendo de que ya encontramos las curvas de mínima fusión y máxima fusión hasta 0.1 segundo; A continuación la curva de mínima fusión se prolonga hasta cruzar la línea de 0.01 segundo. Para nuestro caso la cruza a 1250 Amperes (**Figura 3-18**) aproximadamente. Sobre la línea de 0.01 segundo Se marca un punto al doble de éste valor es decir a 2500 Amperes, después comenzando aproximadamente en 0.07 segundos en la curva de máxima fusión, trazamos una curva que la una con el punto marcado a 2500 Amperes. En el tiempo de 0.01 segundo el resultado es una curva probable de tiempo total de despeje, pero no es otra cosa que una aproximación que trata de representar la condición extrema de un fusible.

Conviene aclarar que en la actualidad ya casi ningún fabricante proporciona curvas promedio de tiempo de fusión, pero si es usual encontrar curvas promedio de tiempo de despeje y para este caso la curvas de mínima fusión y máximo despeje se encuentran agregando el 10% de la corriente para cualquier tiempo dado a cualquier tiempo. Sin embargo, cuando se tengan problemas al coordinar algún fusible donde se requiera conocer los valores exactos del tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de despeje, no hay que dudar en solicitar esta información al fabricante del fusible, por otro lado si no se necesita tanta precisión y la única curva que se tiene es la de tiempo promedio de despeje, siguiendo los pasos anteriores, se puede encontrar el ancho de banda de operación de un fusible, necesario para una correcta coordinación de los fusibles.

Otros puntos que hay que considerar al usar estas curvas, ya que son gratificadas bajo las siguientes bases, son:

- Los fusibles no han sido sujetos a una pre-carga, es decir por el fusible no ha pasado ninguna corriente antes de la prueba.

El fusible esta al aire durante la prueba, es decir no esta encerrado en ninguna caja ó cualquier otro objeto.

La relación de x/r a que se hizo la prueba.

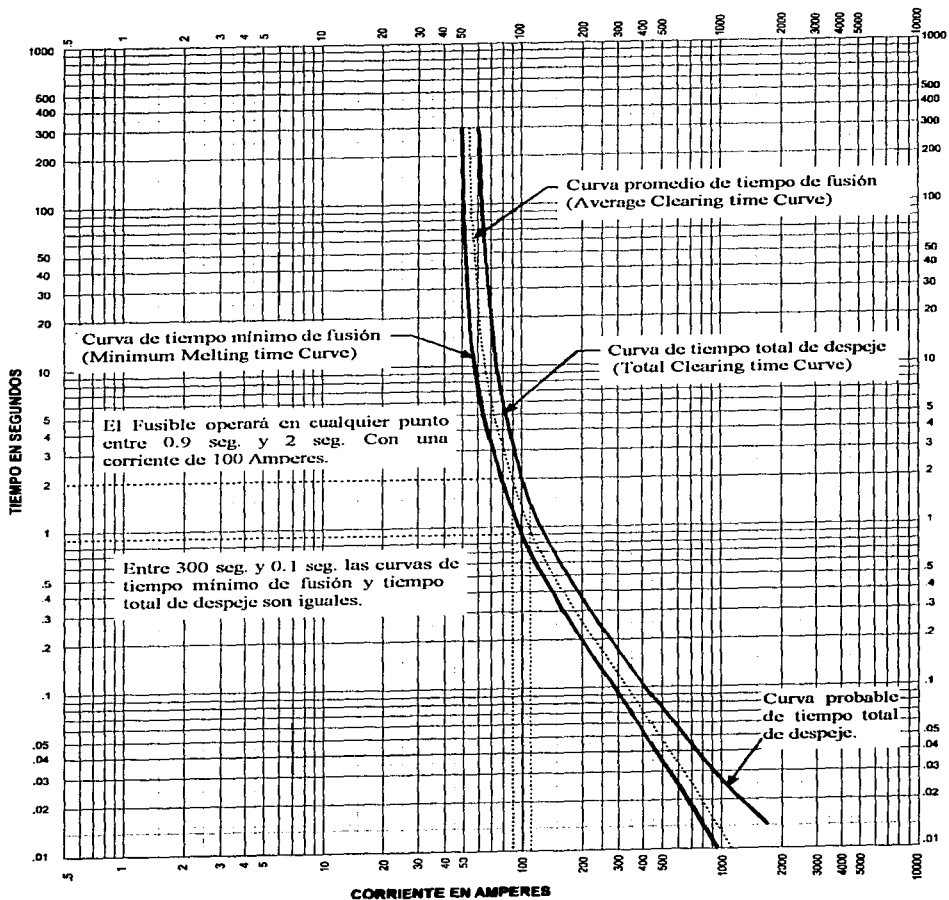


Figura 3-18. Curva de tiempo promedio de Fusión.

3.4.3 Curvas de corriente máxima de fuga en FLC.

Definamos a la corriente máxima de fuga, como la corriente máxima instantánea que pasa a través de un fusible limitador de corriente durante el tiempo total de apertura.

Las curvas de corriente máxima de fuga, nos permiten determinar el valor instantáneo máximo de la corriente pico que pasa a través de un fusible, en particular, para una corriente de falla dada (*Figura 3-19*). También nos muestra en que punto el fusible comienza a limitar la corriente y el grado de limitación de la corriente para fusibles de diferentes clases y capacidades en Amperes (*Figura 3-20*). El principal uso que se le da a esta información, es para seleccionar un fusible limitador de corriente adecuado, cuando se tengan los siguientes casos:

- Para cuando el FLC da respaldo a un interruptor y el rango de interrupción de éste, es menor que la corriente de corto circuito disponible en el circuito.
- Cuando se requiere limitar altas corrientes pico disponibles en un circuito por debajo de sus valores deseados.

En todos los casos de protección con fusibles limitadores de corriente de respaldo, se debe checar también la I^2t que deja pasar el fusible antes de abrir el circuito, para poder asegurar que tanto la corriente máxima de fuga y la I^2t disponible, estén dentro de los rangos de los equipos a proteger por el FLC.

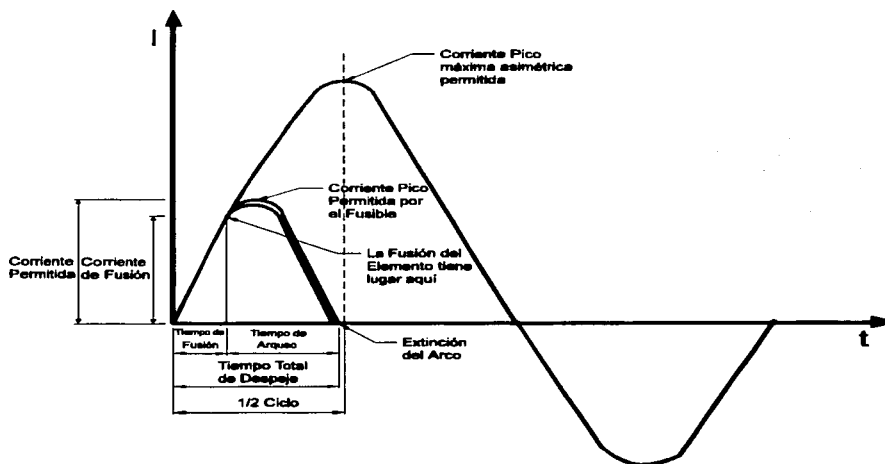


Figura 3-19. Corriente pico máxima de pasa a través de un fusible.

En estas curvas (*Figura 3-20*) la diagonal es la línea de máxima corriente pico para un factor de potencia específico. Para determinar la máxima corriente de fuga de un fusible dado, se parte del valor de corriente de corto circuito esperado hasta cruzar la curva del fusible, de este punto trazamos un línea horizontal hasta cruzar con la corriente máxima de fuga (Let Through Current), supongamos que la corriente esperada de corto circuito es de 20,000 Amperes, la máxima curva de fuga es de 7,800 Amperes, en lugar de 48,000 Amperes, cuando se esté usando el fusible de 40 Amperes. (*Figura 3-20*).

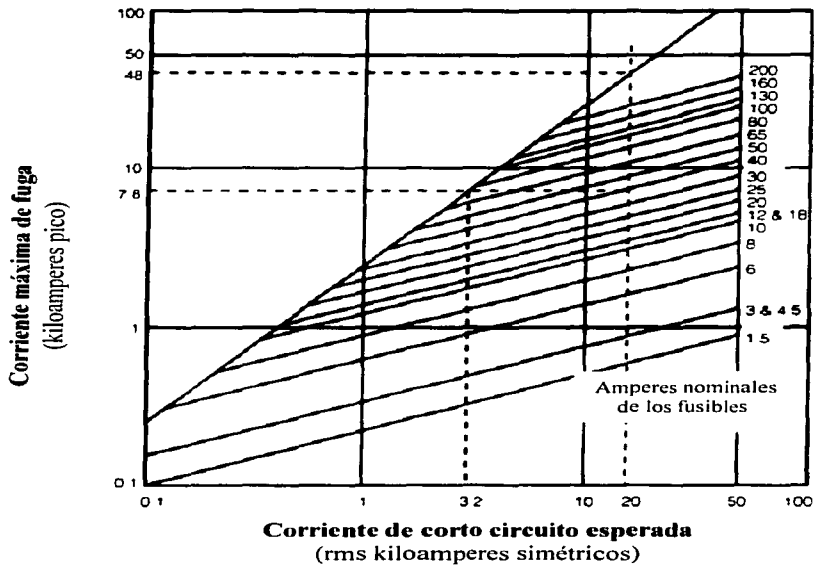


Figura 3-20. Corriente máxima de fuga para fusibles limitadores de corriente, clase 8.3, 15.5, y 23 kV.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.4.4 Valores de I^2t permisibles por FLC

Un fusible necesita de cierta cantidad de energía para fundir el elemento ó los elementos sensibles a la corriente (Minimum Melt I^2t), y otra cantidad de energía es necesaria para extinguir el arco que se forma al fundirse el elemento (Let-Through I^2t). Estos valores de energía son relativamente bajos en los fusibles limitadores de corriente (FLC) como se puede apreciar en la *Figura 3-21*.

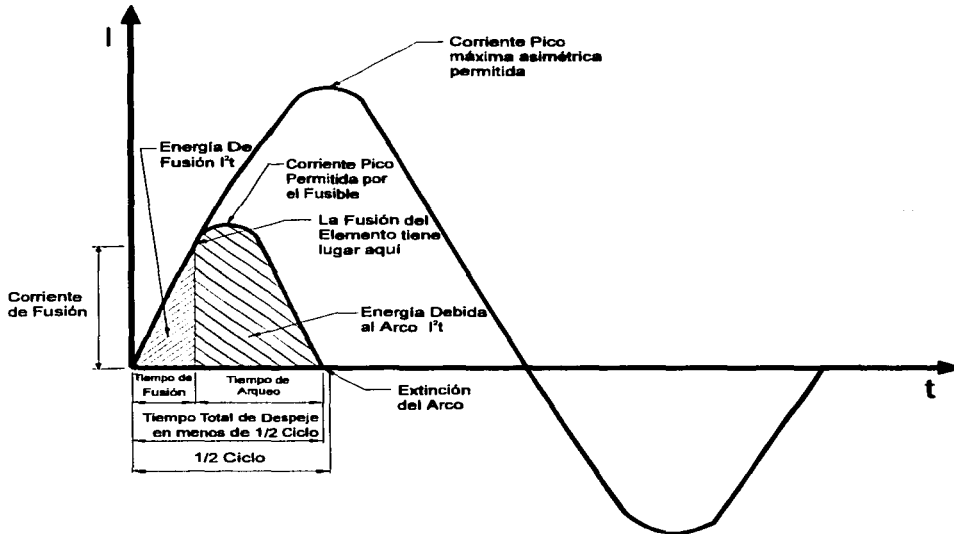


Figura 3-21. Energía de Fusión y energía debida al arco.

Para comprender un poco mejor lo anterior veamos la *Figura 3-22*, donde se muestran dos corrientes de corto circuito, una es completamente simétrica y la otra es asimétrica. En ambos casos el elemento fusible es el mismo, la corriente de corto circuito esperada es la misma y también la relación $\frac{X}{R}$ del circuito. Donde la forma de onda de las dos corrientes durante el primer $\frac{1}{2}$ ciclo, es determinada nada más por el punto donde ocurre la falla de corto circuito en la onda de voltaje. En la *Figura 3-22* se ve que las corrientes $i1$ e $i2$ requeridas para fundir el elemento, dependen de la razón de elevación (pendiente) de la corriente de falla, por lo que el tiempo $t1$ requerido para fundir el elemento es mucho menor que el tiempo $t2$ necesario para fundir el mismo elemento a la corriente $i2$. Por lo tanto, la rapidez con que aumente la corriente en el primer medio ciclo nos define el tiempo que tardará en operar el fusible.

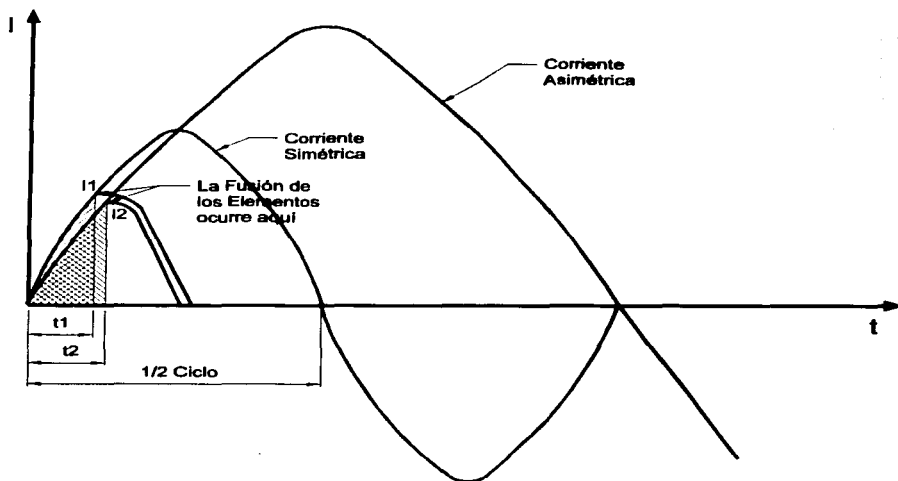


Figura 3-22. Corriente Simétrica y Asimétrica de corto circuito.

Ya que de todos es conocidos los efectos que produce la energía sobre los equipos eléctricos, pasaremos a analizar el tipo de información que proporcionan los fabricantes de fusible.

Los valores de la I^2t permisibles por los FLC son proporcionados en dos forma, en forma de tabla (ver *Tablas 3-2 y 3-3*). Esta información muestra tanto la I^2t de mínima fusión como la I^2t de despeje total disponible.

La I^2t de despeje total disponible, es de primordial importancia para determinar que fusible limitador de corriente, puede dar una mejor protección al equipo eléctrico en el caso de una sobre corriente ocasionada por un corto circuito. La energía (I^2t) de despeje total es igual a la I^2t de fusión más la I^2t de arqueo.

La I^2t de fusión del fusible, es solo una parte de la I^2t de despeje total y no puede ser separada de la I^2t de despeje total, sin embargo, para una coordinación de fusibles, la I^2t de fusión del fusible es muy importante. Asumamos que dos fusibles están en serie y que un corto circuito ocurre en el lado de la carga del fusible más alejado de la fuente. Si la I^2t de fusión del fusible más cercano a la fuente, es mayor que la I^2t de despeje total del fusible más alejado de la fuente, este último es el único que operará.

Corriente nominal continua (A)	8.3 kV			15.5 kV			23 kV		
	Corriente de Interrupción Mínima (A)	I ^t mínima de Fusión (A ² *s)	I ^t máxima de despeje (A ² *s)	Corriente de Interrupción Mínima (A)	I ^t mínima de Fusión (A ² *s)	I ^t máxima de despeje (A ² *s)	Corriente de Interrupción Mínima (A)	I ^t mínima de Fusión (A ² *s)	I ^t máxima de despeje (A ² *s)
30	100	1,200	5,800	100	1,200	7,600	125	1,200	10,500
40	125	1,800	8,200	150	1,800	11,000	200	1,800	15,100
50	165	4,100	17,000	200	4,100	23,000	325	4,100	34,300
65	500	5,820	35,000	500	5,820	35,000	410	5,820	35,000
80	600	9,100	54,000	600	9,100	54,000	510	9,110	55,000
100	610	13,120	80,000	610	13,120	80,000	600*	13,120*	80,000*
125	400	30,000	109,000	550	30,000	109,000	650	30,000	132,000
130*	650*	23,300*	120,000*	650*	23,300*	120,000*	460*	23,280*	141,000*
150	350	40,200	130,000	750	40,200	185,000	650	40,200	200,000
160*	650*	36,400*	180,000*	650*	36,400*	180,000*	560*	36,440*	220,000*
175	450	71,400	222,000	1,000	71,400	368,000	-----	-----	-----
200	600	110,600	420,000	800*	52,500*	300,000*	-----	-----	-----
250*	500*	120,000*	349,000*	500*	120,000*	346,000*	700*	12,000*	407,000*
300*	550*	160,800*	450,000*	650*	160,800*	584,000*	600*	160,000*	745,000*
350*	725*	285,600*	775,000*	750*	285,600*	972,000*	-----	-----	-----
400*	900*	442,400*	1,230,000*	-----	-----	-----	-----	-----	-----

* Indica la aplicación de fusible en paralelo.

Tabla 3-2. Valores de I^t permisible por los FLC de respaldo.

Corriente nominal (A)	8.3 kV		15.5 kV		23 kV	
	I ^t mínima de Fusión (A ² *s)	I ^t máxima de despeje (A ² *s)	I ^t mínima de Fusión (A ² *s)	I ^t máxima de despeje (A ² *s)	I ^t mínima de Fusión (A ² *s)	I ^t máxima de despeje (A ² *s)
3	820	4,700	820	4,700	820	4,700
6	820	4,700	820	4,700	820	4,700
8	1,458	9,800	1,458	9,800	1,458	9,800
12	1,458	9,800	1,458	9,800	1,458	9,800
18	2,277	13,800	2,277	13,800	2,277	13,800
20	2,277	13,800	2,277	13,800	2,277	13,800
25	3,280	27,300	3,280	27,300	3,280	27,300
30	9,100	53,400	9,110	53,400	9,110	56,650
40	9,100	53,400	9,110	53,400	9,110	56,650
50	17,800	86,700	17,800	75,600	13,120*	69,200*
60	36,440*	213,200*	36,440*	226,000*	36,440*	226,600*
80	36,440*	213,200*	36,440*	226,000*	36,440*	226,600*
100	71,200*	327,000*	71,200*	327,000*	-----	-----

* Indica la aplicación de fusible en paralelo.

Tabla 3-3. Valores de I^t permisible por los FLC de rango completo.

En la **Tabla 3-2** vienen indicados también los valores de rango mínimo de interrupción. Esta información es muy útil cuando un fusible limitador de corriente se va a coordinar con un fusible de expulsión, mas adelante se verá el uso de esta tabla.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.4.5 Otro tipo de información proporcionada por los fabricantes de fusibles.

Otro tipo de información que proporcionan los fabricantes de fusibles es la siguiente:

- Capacidad interruptiva de los fusibles.
- Corriente nominal.
- Comportamiento de los fusibles a diferentes temperaturas. Este punto es muy extenso para tratarlo aquí, pero más adelante lo analizaremos un poco.

3.5 Información Proporcionada por los Fabricantes de los interruptores secundarios.

Ahora se analizara la información que proporcionan los fabricantes de interruptores secundarios sumergidos en aceite para transformadores de distribución.

3.5.1 Curvas Tiempo-Corriente en interruptores secundarios

Las curvas de disparo tiempo-corriente de los interruptores son proporcionadas como, curvas promedio de despeje o curvas total de despeje, *Figuras 3-23 y 3-24*.

Estas curvas nos dan la respuesta en tiempo del bimetal, a las sobrecorrientes que pasan a través de él. También nos indican que tipo de interruptor secundario tiene disparo térmico y cual tiene disparo termomagnético.

Para el uso adecuado de estas curvas, tendremos que encontrar su ancho de banda de operación, ya que algunos fabricantes podría darnos las curvas promedio de despeje y otro las curvas totales de disparo.

La variación del ancho de banda para las curvas promedio de disparo del interruptor anda en un máximo de $\pm 10\%$ de la corriente, mientras que para las curvas total de disparo andan en un máximo de -20% de la corriente, cuando se requiera conocer los valores exactos por problemas en la coordinación no hay que dudar en solicitar esta información al fabricante del interruptor.

3.5.2 Otro tipo de información proporcionada por los Fabricantes de Interruptores.

Hay otro tipo de información que proporcionan los fabricantes de interruptores tales como:

- Su capacidad interruptiva.
- Su corriente nominal.
- Información para calcular las pérdidas generadas en el interruptor al pasar una corriente determinada a través de él.
- Toda la información necesaria para calcular los tiempos de disparo del interruptor con sobrecorrientes debido a sobrecargas.

Analizar toda esta información nos llevaría mucho tiempo, por lo que se verá al momento de la coordinación del interruptor con un transformador determinado.

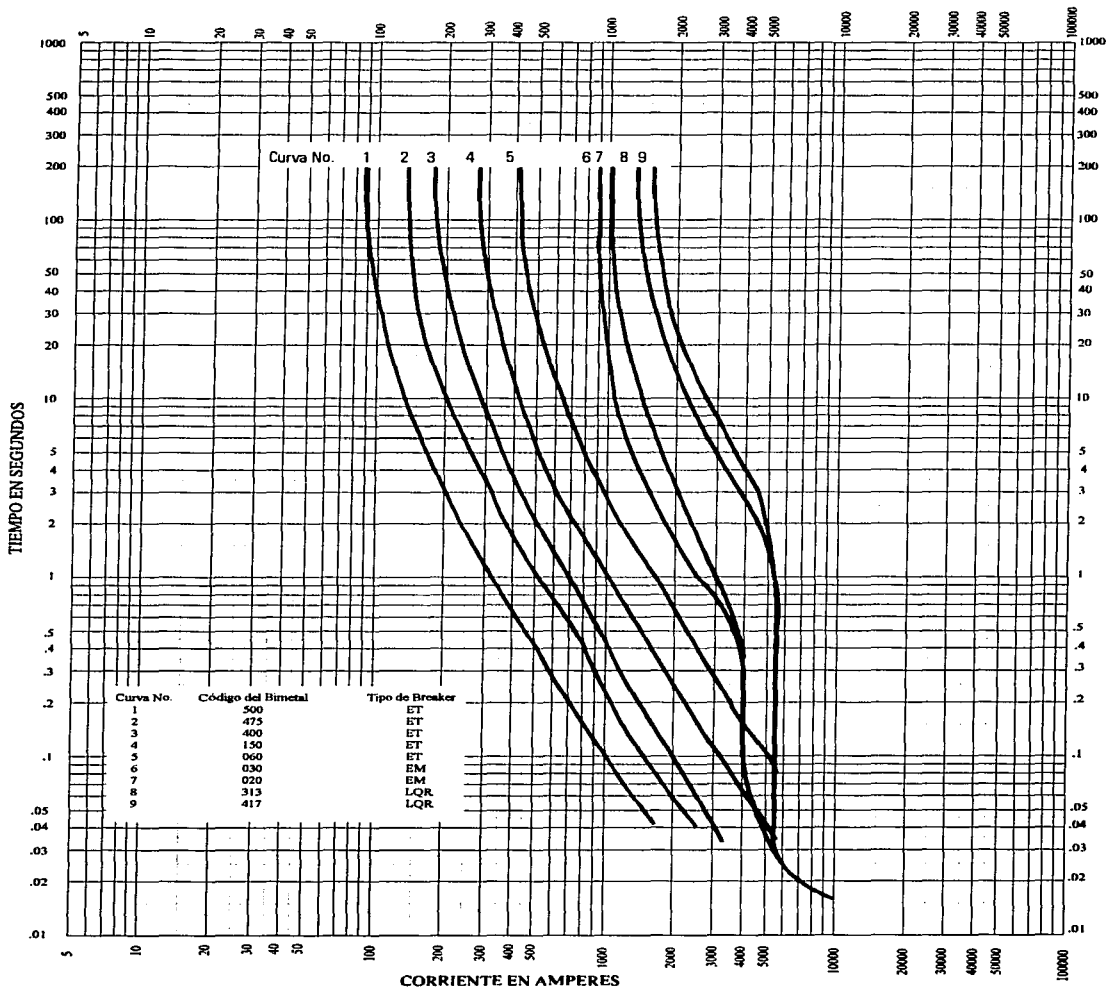


Figura 3-23. Curvas característica de tiempo promedio de despeje (Average Clearing Time) para interruptores secundarios en transformadores monofásicos, Marca Ardy bajo licencia de ABB.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

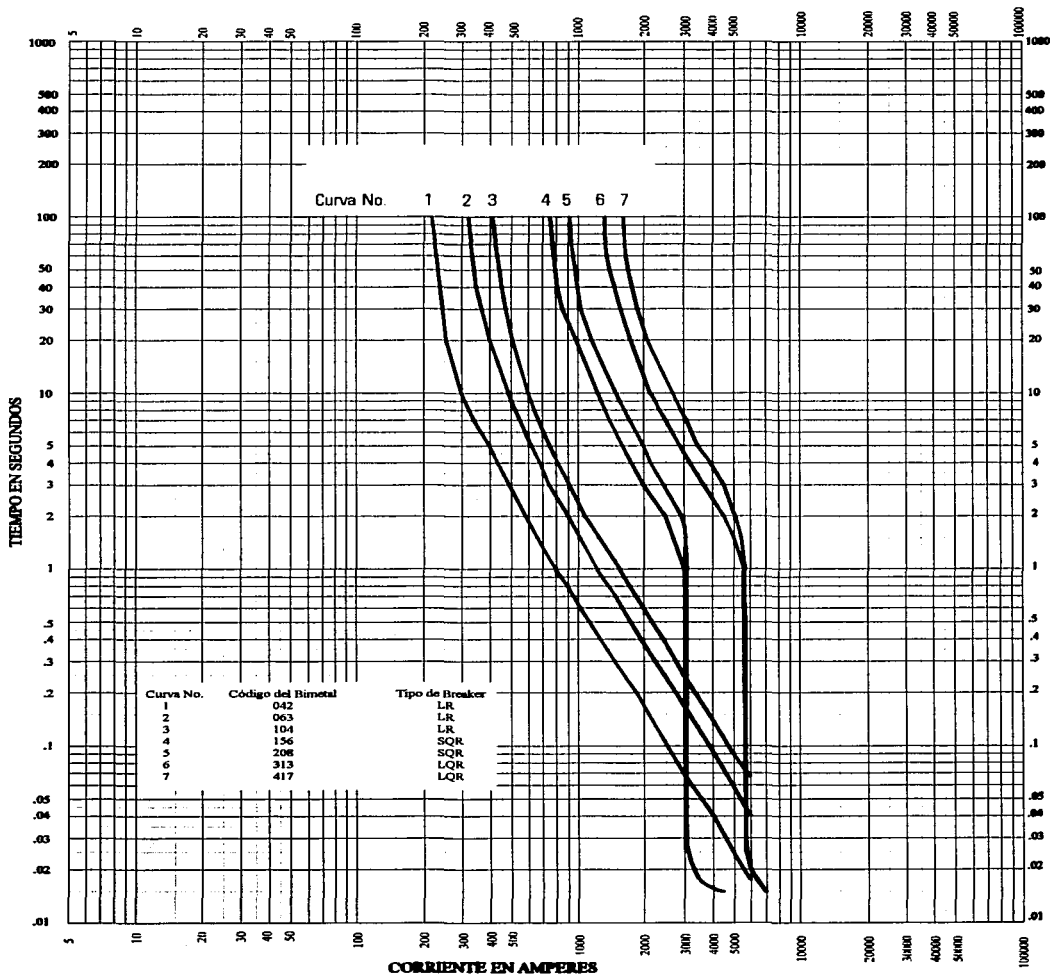


Figura 3-24. Curvas característica de tiempo promedio de despeje (Average Clearing Time) para interruptores secundarios en transformadores trifásicos, P&A Power Products Inc. Bajo licencia de ABB.

CAPITULO IV

COORDINACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL PARA DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA (DRS)

4 Introducción.

La adecuada selección de las protecciones de los transformadores contra sobrecorrientes tiene una gran importancia, debido principalmente, a que el transformador el cual se busca proteger, representa un porcentaje importante de la inversión total de los componentes de una red de distribución; además de que al fallar un transformador que no tenga protección contra sobrecorrientes o la protección no se haya seleccionado adecuadamente, interrumpe el servicio a los usuarios y se tiene que disponer de horas hombre para efectuar su remplazo.

Con el objeto de tener un panorama general sobre los diferentes tipos de protección que se pueden presentar en la práctica, al seleccionar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en los transformadores tipo pedestal; a continuación se analizan alternativas de protección mas comunes.

En éste capitulo se darán algunos ejemplos de la aplicación de protecciones contra sobrecorrientes.

En la actualidad los transformadores tipo pedestal no llevan integrados los apartarrayos, ya que tendrían que ser del tipo enchufable, los cuales no se fabrican en México, por lo que los elementos de protección integrados al transformador son exclusivamente contra sobrecorrientes, existiendo diferentes alternativas, siendo las principales:

- a) Coordinación de un Fusible de expulsión con un fusible limitador de corriente de respaldo en alta tensión.
- b) Coordinación de un Interruptor secundario en la baja tensión con un fusible de expulsión y un fusible limitador de corriente de respaldo en alta tensión.
- c) Coordinación de un fusible limitador de rango completo en alta tensión.
- d) Coordinación de un fusible limitador de rango completo en alta tensión con un Interruptor secundario en la baja tensión.

Todas estas alternativas protegen al transformador contra sobrecorrientes, teniendo ventajas y desventajas unas de las otras, siendo las más económica la primera y las más comunes las dos primeras.

4.1 Características del transformador a proteger

A continuación veremos algunos de los criterios más usados en la coordinación de los transformadores de distribución subterránea tipo pedestal.

Para describir mejor estos criterios, veamos con un ejemplo los diferentes tipos de coordinación para un transformador con las características mostradas abajo.

La marca de los accesorios que se escogió para estos ejemplos, se tomó porque se tenía la información al alcance y no se consideraron otros parámetros tales como costo, tiempos de entrega, transporte, etc..

Datos del transformador:

Capacidad del transformador	150	kVA
Número de fases	3	
Frecuencia en ciclos por segundo	60	Hz
Tensión en el primario fase a fase	13,200	Volts
Tensión en el secundario fase a fase	220	Volts
Corriente Nominal del Primario	6.56	Amperes
Corriente Nominal del secundario	393.65	Amperes
Conexión en el primario	Estrella	
Conexión en el secundario	Estrella	
Número de derivaciones	$\pm 2 \times 2.5$	%
Máxima corriente de falla en el secundario	13,668.4	Amperes
Sobre-elevación de temperatura	65	°C
Altitud de operación	2,300	m.s.n.m.

Resultados de la prueba de rutina:

Impedancia del transformador (%Z)	2.88	
Pérdidas en vacío (W_{Fe})	437.2	Watts
Pérdidas de carga (W_{Cu})	1,705.52	Watts
Relación de Pérdidas (W_{Cu}/W_{Fe})	3.901	
Peso de la parte activa	427	kg
Peso del tanque y accesorios	384	kg
Litros de aceite	607	l
Peso total del transformador	1,473	kg

Resultados de la prueba de temperatura:

Temperatura del devanado Primario	75.254	°C
Temperatura del devanado Secundario	70.419	°C
Temperatura del aceite al corte	58.5	°C
Gradiente Aceite-Ambiente en el devanado primario	37.516	°C
Gradiente Cobre-aceite en el devanado primario	15.254	°C
Gradiente Aceite-Ambiente en el devanado secundario	37.516	°C
Gradiente Cobre-aceite en el devanado secundario	11.919	°C

4.2 Teoría del sistema de los dos fusibles

El sistema de los dos fusibles consiste en un Fusible Limitador de Corriente de Respaldo en serie con un Fusible de Expulsión, ambos proporcionan alta capacidad interruptiva a altas y bajas corrientes de falla. El fusible limitador de corriente es alojado en una cámara sellada herméticamente, lo que le permita ser sumergido en aceite. Eléctricamente en serie, pero físicamente separando las bajas corrientes la sección del fusible de expulsión es alojada en una estructura reemplazable en campo llamada bayoneta, permitiendo una fácil accesibilidad y servicio en campo. El fusible de expulsión tipo bayoneta, es un interruptor probado en campo por más de 25 años proporcionando capacidad interruptiva en operación con carga e interrumpiendo las bajas corrientes. Sus capacidades de interrupción son 3500 amperes a 8 kV y 1800 amperes a 15 kV y su operación con carga nominal es de 125 amperes a 15 kV. La capacidad interruptiva del fusible limitador de corriente de respaldo es de 50,000 amperes.

La gran ventaja del concepto del sistema de los dos fusibles es su capacidad para distinguir entre altas y bajas corrientes de falla por sobrecargas o fallas en el secundario; las cuales son la mayoría de los problemas y el bajo costo del fusible de expulsión para ser reemplazado en campo. Para altas corrientes de falla tales como una falla de un transformador, el fusible limitador de corriente de respaldo interrumpe mientras proporciona protección limitando la energía.

Para la aplicación del sistema de los dos fusible debe considerarse lo siguiente, voltaje del sistema, capacidad del transformador, carga esperada y coordinación con cualquier carga o dispositivo de protección contra sobrecorrientes del lado de la carga.

Por las bajas corrientes del fusible de expulsión, siempre se selecciona primero. Debe ser lo bastante grande para llevar la máxima carga del transformador y soportar sistemas transitorios. El fusible de expulsión es seleccionado graficando la curva tiempo-corriente para la corriente de magnetización. La curva de mínima fusión del fusible de expulsión debe estar a la derecha de esta curva. La curva de despeje total del fusible de expulsión es comparada con una familia de curvas tiempo-corriente de mínima fusión de fusibles limitadores de corriente de respaldo para seleccionar el apropiado. No hay necesidad de curvas tiempo-corriente equivalentes para calor de fusión o precarga porque ambos dispositivos están en el mismo ambiente. La curva tiempo-corriente de despeje total del fusible de expulsión, debe cruzar la curva tiempo-corriente de mínima fusión del fusible limitador de corriente de respaldo en un punto "X", y para la selección de este punto se debe considerar lo siguiente:

- Deberá ser igual o mayor que la corriente de interrupción mínima del fusible limitador de corriente de respaldo. *(Este nivel de corriente es proporcionado por los fabricantes de fusibles y es la corriente más baja que el fusible limitador de corriente puede despejar con buen resultado. Este criterio asegura que el fusible de respaldo nunca funda o llegue a dañarse a una corriente que no puede despejar por si mismo).*

- Será mayor que la corriente de falla calculada del transformador. La corriente de falla se calcula con la siguiente formula:

$$\text{Corriente de Falla}(I_{\text{falla}}) = \frac{\text{Corriente de línea a plena carga del transformador } (I_{L-L})}{\%Z} \times 100$$

Donde:

$\%Z$ = Es la impedancia del transformador

I_{L-L} = Corriente de línea a línea a plena carga

$$I_{L-L} = \frac{kVA \times 1000}{\sqrt{3} * V_{L-L}}$$

Para un sistema Delta o Estrella

Donde:

kVA = Potencia del transformador

V_{L-L} = Es el Voltaje de línea a línea

- A 300 segundos la corriente de mínima fusión del fusible limitador de corriente, será por lo menos 10% mayor que la corriente de despeje del fusible de expulsión (*Este último criterio es para verificar que la corriente continua por largo tiempo, no cause fusión prematura o daño al fusible limitador de corriente*).

Estos criterios aseguran que los fusibles seleccionados resalten el concepto de los dos fusibles de lo que pueden prever. El bajo costo del fusible de expulsión que solo opera con sobrecargas o fallas en el lado del secundario del transformador. Mientras que, el fusible limitador de corriente opera con fallas superiores a estos niveles de corriente, los cuales usualmente indican mayor falla o daño del equipo.

Estos criterios son importantes desde que el fusible limitador de corriente de respaldo es sumergido en aceite y no reemplazable en campo. Esto es conveniente desde un punto de vista operativo. Si el fusible limitador de corriente ha operado, el personal no puede re-energizar el transformador. Además esta protección asegura que un liniero no tenga acceso al interior de un transformador fallado.

Mientras que escoger el sistema de los dos fusibles es relativamente simple, se deben tomar en cuenta dos puntos:

- 1) Cuando se escriba una especificación acerca del sistema de los dos fusibles, asegurarse de indicar que el fusible limitador de corriente de respaldo sea conectado tan cerca como sea posible de las boquillas de la alta tensión. Esto asegura que el fusible limitador de corriente proteja al transformador tanto como sea posible.
- 2) Reconocer que en su proceso de selección, se ha escogido el fusible limitador de corriente de respaldo mínimo. Podría usarse un fusible limitador de corriente con unos amperes nominales mayores, previendo que no cause problemas en la coordinación.

4.2.1 Criterios para la selección de los diferentes tipos de fusibles

Siempre el fusible de expulsión tipo bayoneta se selecciona antes que el fusible limitador de corriente de respaldo. Esto es porque la selección del fusible de expulsión tipo bayoneta es independiente de la selección del FLC de respaldo, mientras que la selección del FLC de respaldo depende del fusible de expulsión a usar.

Generalmente se fabrican dos tipos de fusibles de expulsión tipo bayoneta. Aquí daremos los criterios de selección para cada tipo:

A) Fusible de expulsión tipo bayoneta sensible a la corriente (Current Sensing Bay-O-Net Expulsion Fuse).

- 1) Con la gráfica de la corriente de magnetización, seleccionar el fusible cuya corriente mínima de fusión, sea mayor que 12 veces la corriente nominal del transformador a plena carga en el punto de 0.1 segundos.
- 2) Con la gráfica de la corriente de magnetización, seleccionar el fusible cuya corriente mínima de fusión, sea mayor que 3 veces la corriente nominal del transformador a plena carga en el punto de 10 segundos.
- 3) Con la gráfica de la corriente de magnetización, la corriente mínima de fusión del fusible seleccionado en 300 segundos será por lo menos:
 - 3 veces la corriente a plena carga para fusibles de 40 Amperes y menores con elementos de estaño.
 - 4 veces la corriente a plena carga para fusibles de 65 Amperes y mayores con elementos de cobre.

B) Fusible de expulsión tipo bayoneta de doble elemento (Dual Sensing Bay-O-Net expulsión Fuse).

- 1) Con la gráfica de la corriente de magnetización, seleccionar el fusible cuya corriente mínima de fusión sea mayor que 12 veces la corriente del transformador a plena carga en el punto de 0.1 segundos.
- 2) Con la gráfica de la corriente de magnetización, seleccionar el fusible cuya corriente mínima de fusión sea mayor que 3 veces la corriente del transformador a plena carga en el punto de 10 segundos.

- 3) Con la gráfica de la corriente de magnetización, el fusible seleccionado debe permitir por lo menos 200% de corriente a plena carga por dos horas y 160% de corriente a plena carga por siete horas con:
 - El transformador precargado al 75% de su corriente nominal de plena carga.
 - Una temperatura ambiente de 35°C.

C) Fusible Limitador de Corriente de respaldo (Current-Limiting Backup Fuse).

Una vez que el fusible de expulsión tipo bayoneta ha sido seleccionado, se procede a buscar un Fusible Limitador de Corriente de respaldo que coordine con éste, si satisface todos los siguientes criterios:

- 1) Se calcula la corriente máxima de falla del transformador (Maximum Thru Fault) (I_{max}) de la siguiente manera:

$$I_{max} = \frac{\% \text{ de impedancia del transformador} \times \text{Corriente a plena carga}}{\% \text{ de impedancia del transformador}} \times 100\%$$

Seleccionar un FLC de respaldo cuya curva de mínima fusión se intersecte con la curva de máximo despeje del fusible de expulsión, a una corriente mayor que la máxima de falla del transformador, esto asegura que el FLC solo opere por corrientes que indiquen una falla del transformador

- 2) La curva de fusión mínima del FLC de respaldo deberá intersectar a la curva de máximo despeje del fusible de expulsión, a una corriente mayor que la corriente de mínima interrupción del FLC. Esto asegura que el FLC solo esté sujeto a la corriente que es capaz de limitar.
- 3) La intersección de la corriente determinada en el paso 1 y 2 deberá ser de una magnitud menor, que la capacidad de interrupción máxima del fusible tipo bayoneta. Esto asegura que el fusible tipo bayoneta no esté sujeto a una corriente que sea demasiado grande para despejar.
- 4) La corriente de máximo despeje del fusible de expulsión tipo bayoneta seleccionado en el punto de 300 segundos, deberá ser como máximo el 90% de la corriente de mínima fusión del FLC a 300 segundos. Esto asegura que el FLC no sea dañado por corrientes de sobrecargas por largo tiempo o fallas secundarias.

4.3 Coordinación de un fusible de expulsión con un fusible limitador de corriente de respaldo en Alta Tensión.

Antes de empezar cualquier coordinación se debe tener a la mano la siguiente información:

- Curvas tiempo-corriente de los fabricantes de fusibles. (RTE, General Electric, Hi-Tech Fuses Inc., Combined Technologies Inc. etc.).
- Curvas tiempo-corriente de los fabricantes de interruptores secundarios (Ermco, Ardry (P&A Power Products Inc.), Samrakshana Electricals LTD, etc.).
- Información de respuesta a la temperatura de los fusibles.
- Información de respuesta a la temperatura de interruptores secundarios.
- Valores de voltaje y capacidades interruptivas de los fusibles disponibles en el mercado.
- Capacidades nominales de interrupción de los interruptores secundarios.
- En general toda la información técnica que proporcionan los fabricantes de dispositivos de protección.

Después de tener toda esta información, hay que hacer un cuadro comparativo para definir la marca del fabricante a usar. En este cuadro comparativo hay que poner las ventajas y desventajas de los diferentes fabricantes, algunos de los puntos a considerar pueden ser los siguientes:

- Rango de interrupción.
- Características de las curvas tiempo-corriente.
- Costo de los dispositivos de protección.
- Tiempo de entrega.
- Confiabilidad de la marca del accesorio.
- Respuesta a la temperatura.
- Etc.

Como se puede observar, la decisión de que marca de dispositivos de protección usar, depende de muchas variables que no discutiremos aquí, por lo tanto, solo se mostrará el criterio general que se sigue para la selección de los diferentes dispositivos de protección usados en las coordinaciones, independientemente de la marca.

Una vez que se cuente con toda la información de los fabricantes de accesorios de protección, se procede a efectuar la coordinación como se indica a continuación.

4.3.1 Encontrar la corriente de magnetización (INRUSH)

Los dispositivos de protección del transformador deben soportar la corriente de magnetización cuando éste es energizado. Esta corriente puede calcularse a partir de los criterios mostrados en la **Tabla 4-1**.

Tiempo	Corriente de Magnetización
0.01 s	25 x I_n
0.10 s	12 x I_n
1.00 s	6 x I_n
10.00 s	3 x I_n

Tabla 4-1. Cálculo de la corriente de magnetización.

Donde:

I_n = Corriente nominal de línea del transformador a plena carga.

Por lo tanto, el primer paso para nuestro ejemplo será calcular la corriente de línea del transformador trifásico con la siguiente fórmula:

$$I_n = \frac{kVA \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot V_{l-l}} \quad (4.1)$$

Donde:

kVA = Es la potencia del transformador.

V_{l-l} = Es el voltaje de línea del transformador.

Por lo tanto:

$$I_n = \frac{150 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 13200} = 6.56 \text{ Amperes}$$

Tiempo	Corriente de Magnetización
0.01 s	25 x 6.56 = 164 Amp.
0.10 s	12 x 6.56 = 78.72 Amp.
1.00 s	6 x 6.56 = 39.36 Amp.
10.00 s	3 x 6.56 = 19.68 Amp.

4.3.2 Calcular los valores de la corriente que debe soportar un transformador en un tiempo determinado.

Hay dos formas para determinar esta corriente, una la descrita en la especificación CFE K0000-01 (Transformadores de distribución tipo poste) de la comisión federal de electricidad y la otra, la mostrada en la norma ANSI C57.12.00. La mostrada aquí, es la de la especificación CFE K0000-01, ya que el transformador está diseñado según las normas nacionales, pero en el apéndice "A", se indica la manera de calcularlo usando la norma ANSI C57.12.00.

La especificación CFE K0000-01 indica lo siguiente.

Los transformadores deben ser capaces de soportar sin dañarse, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por corto circuito en las terminales exteriores, con tensiones nominales sostenidas en las terminales de todos los demás devanados siempre y cuando cumpla con lo siguiente:

- Que la magnitud del valor eficaz de la corriente simétrica en cualquier devanado del transformador, no exceda 25 veces la corriente base del devanado.
- Que la duración del corto circuito esté limitada a los tiempos mostrados en la **Tabla 4-2**.

Tiempo	Corriente de corto circuito
2.00 s	25 x I_n
3.00 s	20 x I_n
4.00 s	16.6 x I_n
5.00 s	14.3 x I_n

Tabla 4-2. Calculo de la corriente de cortocircuito.

Por lo tanto, para nuestro transformador tenemos:

Tiempo	Corriente de corto circuito
2.00 s	25 x 6.56=164 Amp.
3.00 s	20 x 6.56=131.2 Amp.
4.00 s	16.6 x 6.56=108.896 Amp.
5.00 s	14.3 x 6.56= 93.808 Amp.

Si el transformador tiene cualquier otra conexión que no sea delta-estrella, también se considera la corriente de línea y las recomendaciones de los fabricantes de accesorios de protección.

4.3.3 Graficar los valores obtenidos.

Los valores obtenidos en los dos puntos anteriores se grafican en una hoja de papel logarítmico (*Figura 4-1*). Estas gráficas, son el punto de partida para iniciar cualquier coordinación.

El siguiente paso en la coordinación de protecciones es determinar las características de los dispositivos de protección.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

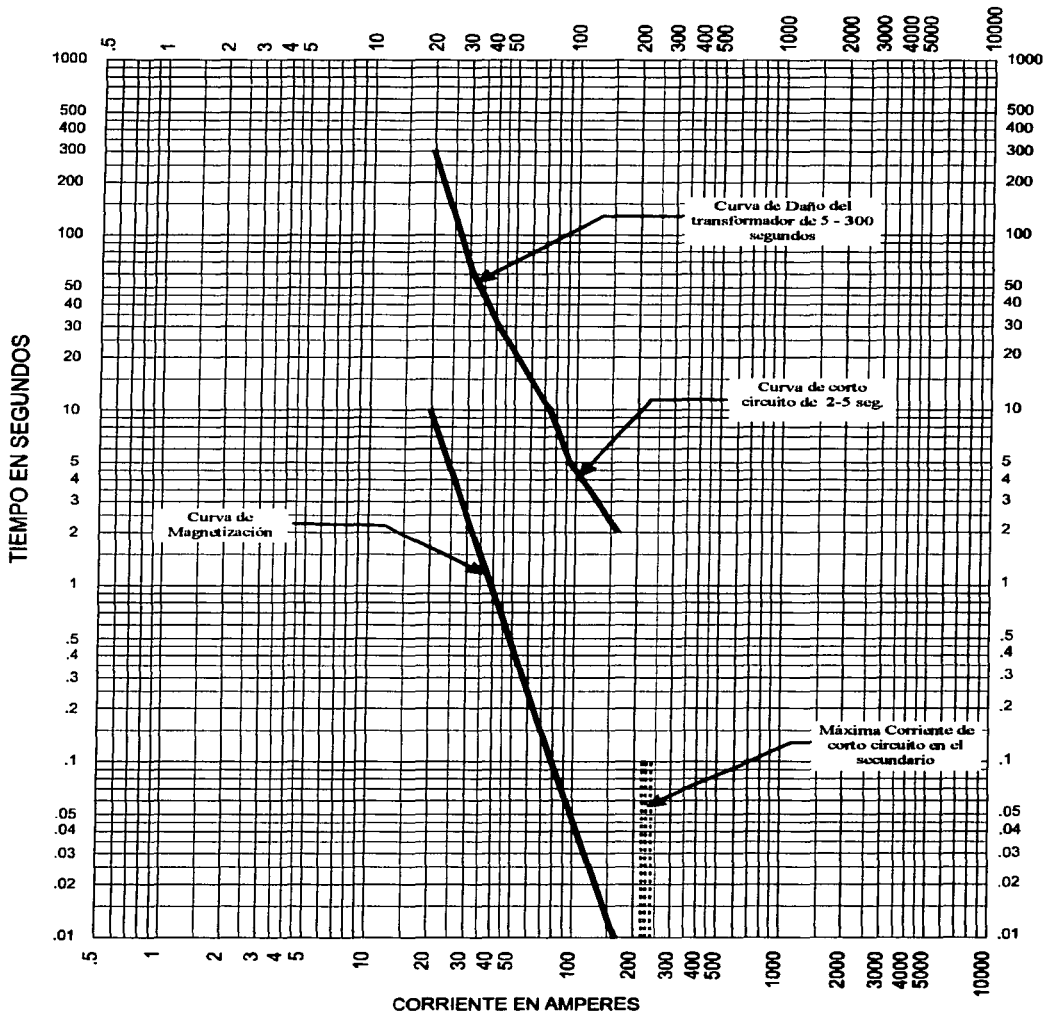


Figura 4-1. Curva de magnetización, curva de daño y curva de corto circuito del transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.3.4 Determinar las características del fusible de expulsión.

Como el transformador no contará con un dispositivo de protección en el lado de baja tensión, se recomienda que en éste caso en particular, se use un fusible de expulsión tipo bayoneta de doble elemento. Este dispositivo protegerá al aparato de corrientes dañinas y al sistema de distribución por fallas del aparato. Por lo tanto, las corrientes por sobrecargas y por fallas secundarias son despejadas por el fusible de expulsión.

Una vez que se determina el tipo de fusible que se va a usar, se procede a consultar la información proporcionada por los fabricantes. Los cuales, nos presentan la información de dos maneras diferentes; una en forma de tabla (*Tabla 4-3*), y otra en forma de gráfica (*Figura 4-2*).

Para determinar el número de catálogo del fusible de expulsión, los fabricantes nos proporcionan una descripción de un número de catálogo. Para nuestro ejemplo, el número de catálogo es 4000358__ __, y los últimos 3 caracteres estarán determinados por el número de curva seleccionada. Para determinar el número de la curva, primero se consulta la tabla recomendada por el fabricante. Posteriormente, la curva seleccionada se traza en la misma gráfica de la *Figura 4-1*. Esto se hace para confirmar que la coordinación de la curva de mínima fusión del fusible, se encuentre a la derecha de la curva de magnetización y a la izquierda de los valores de corriente de falla permisibles, *ver Figura 4-3*.

Potencia en kVA	Voltaje Primario en kV del Transformador (Fase - Fase)									
	2.4	4.16	4.8	8.32	12.0, 12.47	13.2	13.8, 14.4	20.8	22.9	24.9
45	C10	C08	C08	C05	C03	C03	C03	C03	C03	C03
75	C12	C10	C10	C08	C05	C05	C05	C03	C03	C03
112.5	C14	C12	C10	C08	C08	C08	C08	C05	C05	C05
150	C14	C12	C12	C10	C08	C08	C08	C05	C05	C05
225	C18	C14	C14	C12	C10	C10	C10	C08	C08	C08
300	C18	C14	C14	C12	C10	C10	C10	C08	C08	C08
500	-----	C18	C18	C14	C12	C12	C12	C10	C10	C10
750	-----	C18	C18	C18	C14	C14	C14	C12	C12	C12
1,000	-----	-----	-----	C18	C14	C14	C14	C12	C12	C12
1,500	-----	-----	-----	-----	C18	C18	C18	C14	C14	C14

NOTAS: Las recomendaciones son basadas en transformadores con 200% de carga durante 2 horas, 160 % de carga durante 7 horas y características térmicas típicas de transformadores Cooper Power Systems.

Tabla 4-3. Relación de curvas recomendadas por Cooper Power Systems en transformadores trifásicos.

La gráfica de la curva seleccionada determina o confirma que el fusible de expulsión seleccionado coordina con los requerimientos del sistema, *ver Figura 4-3*. Por lo tanto, el número de catálogo del fusible de expulsión es 4000358C08, que corresponde al fusible de 15 Amperes.

Los fabricantes también cuentan con curvas de respuesta a largos periodos de sobrecarga de los fusibles. Estas curvas son conocidas como curvas de respuesta a la temperatura.

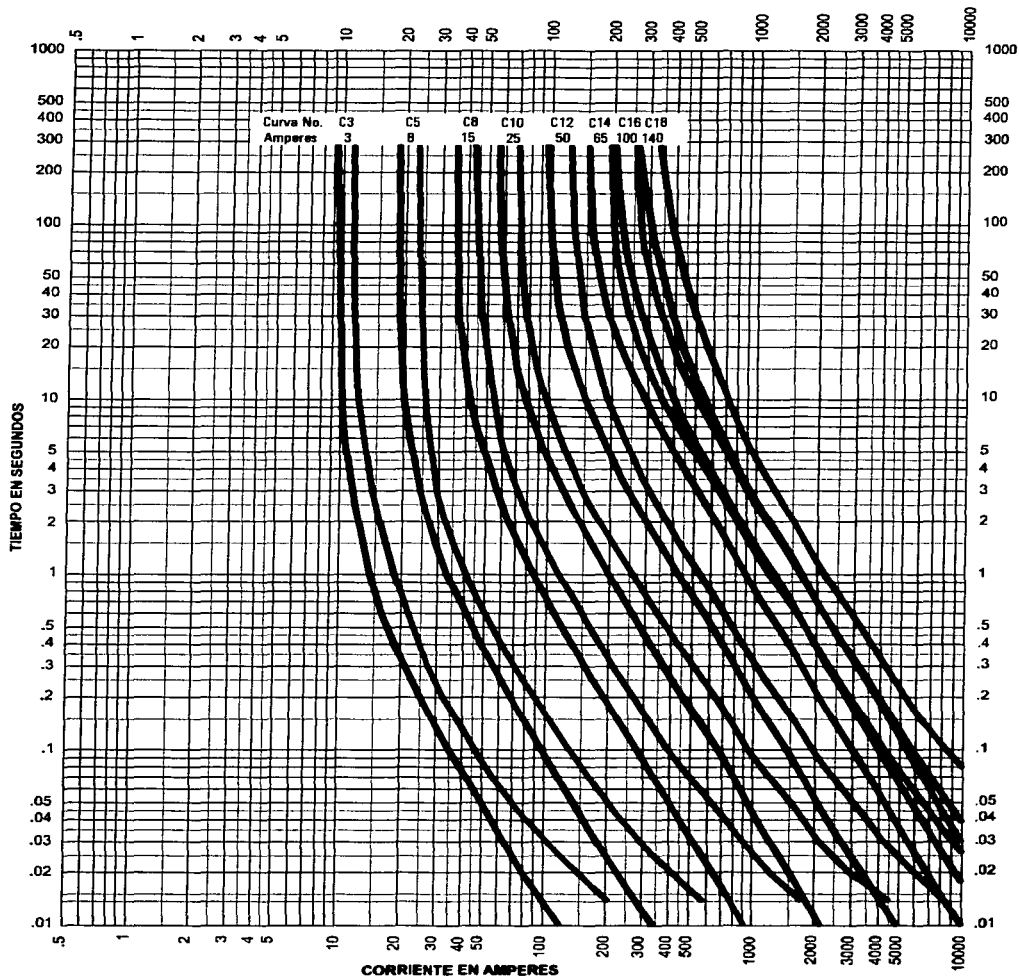


Figura 4-2. Curvas de mínima fusión y máximo despeje de los fusibles de expulsión de doble elemento tipo Bayoneta (Dual Sensing).

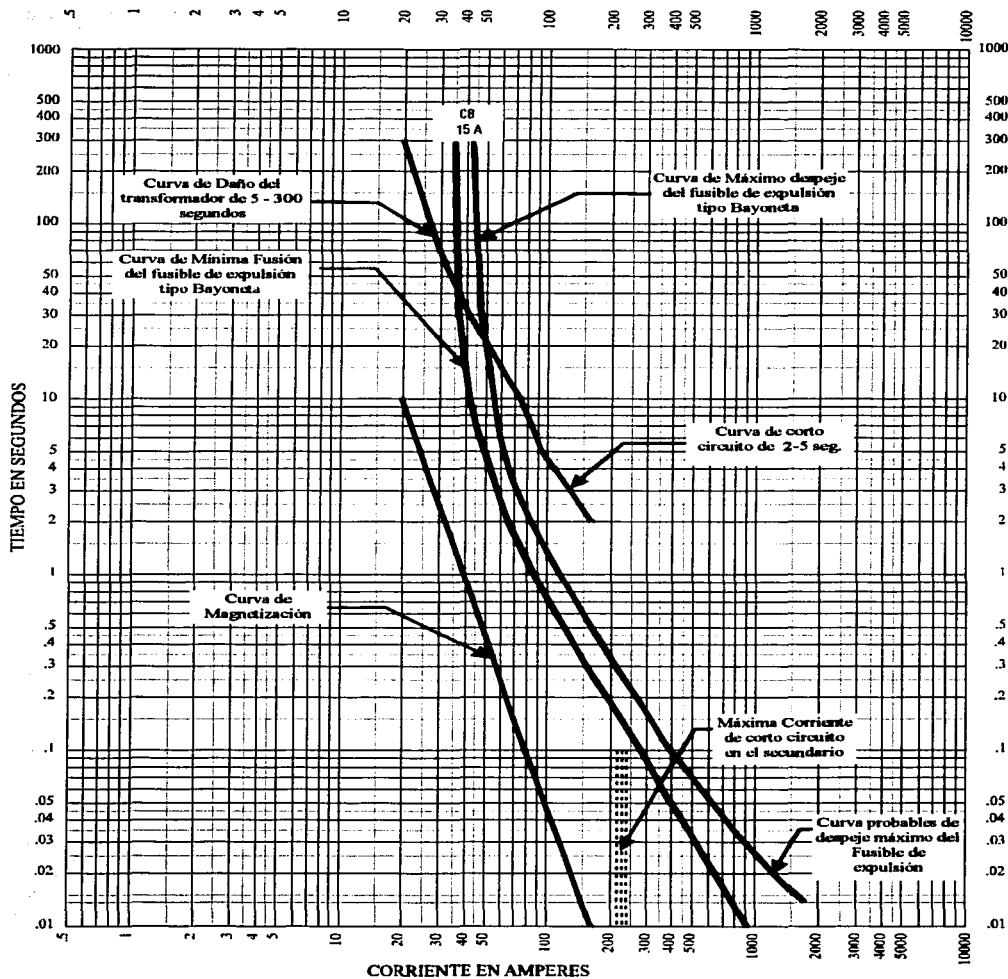


Figura 4-3. Curva de magnetización, curva de corto circuito del transformador y rango de operación del fusible de expulsión.

4.3.5 Cálculo de la temperatura del aceite y de los devanados en el interior del transformador a diferentes sobrecargas.

Ya que el fusible de expulsión a usar es el de doble elemento, y es sensible tanto a la temperatura del aceite como a la corriente que pasa a través de él, hay que determinar el porcentaje de sobrecarga y la duración de ésta, antes de que opere el fusible.

Para determinar lo anterior, es necesario conocer la respuesta del fusible, a diferentes sobrecargas y a diferentes temperaturas del aceite, también los valores de temperatura en el estado estable a diferentes sobrecargas del transformador que se va a proteger, *Figura 4-4*. La primera información es proporcionada por el fabricante del fusible, la segunda es determinada por el diseñador del transformador, en forma teórico-práctica. Pero para este caso en particular se partió de valores obtenidos en la prueba de temperatura como se indica en el *punto 4.1* y usando el método descrito en el *punto 2.7* del capítulo II; en particular empleando las ecuaciones 2.15 y 2.22 para determinar la temperatura en el estado estable en el devanado primario del transformador.

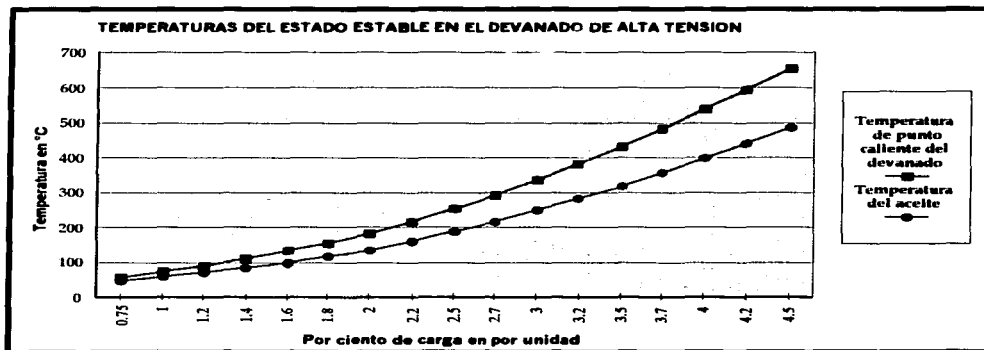
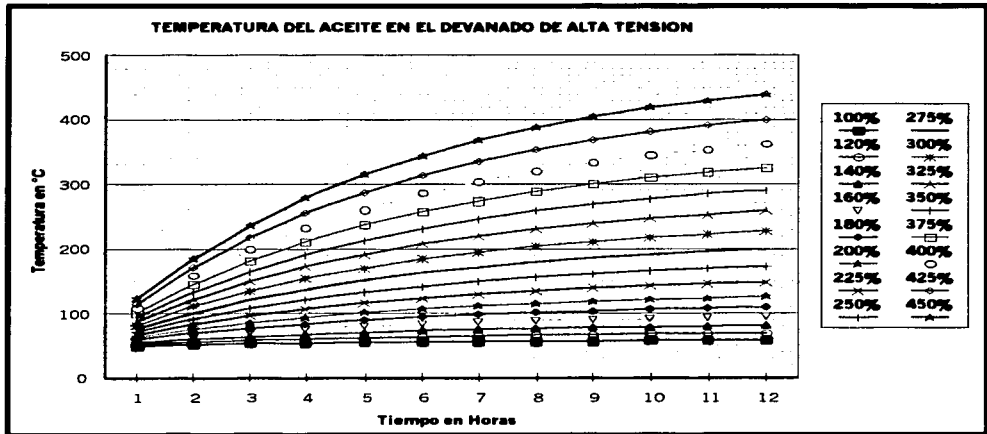
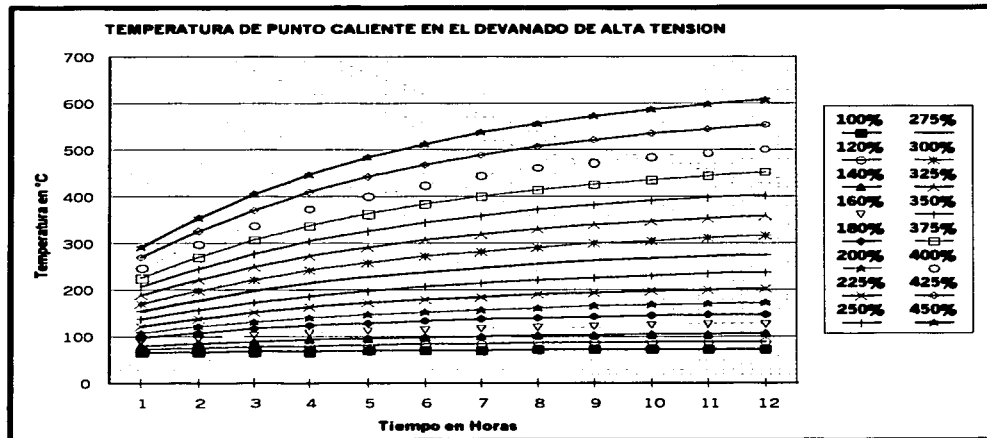


Figura 4-4. Estado estable del transformador a diferentes sobrecargas.

También se pueden calcular las temperatura del aceite y la temperatura de los devanados del transformador a diferentes sobrecargas y a varios intervalos de tiempo, *Figura 4-5 (a) y (b)*. Estos calculos se hacen empleando las ecuaciones 2.13 y 2.20 del capítulo II.



(a)



(b)

Figura 4-5. Temperatura del aceite (a) y de punto caliente (b) en el interior del transformador a diferente sobrecargas y a varios intervalos de tiempo.

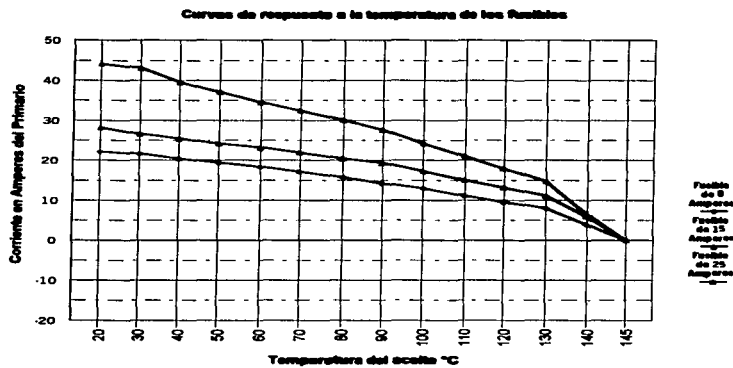


Figura 4-6.- Curvas de respuesta a la temperatura de los fusibles Cooper Power System.

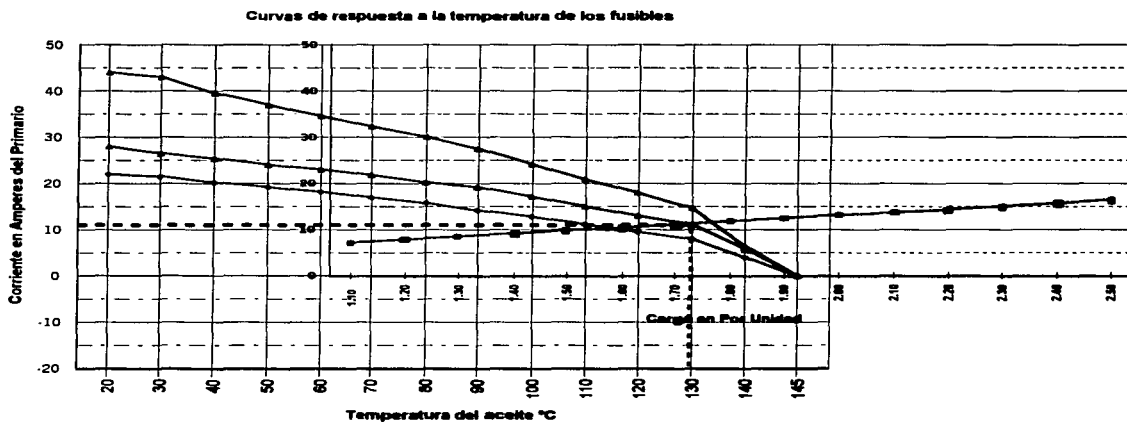
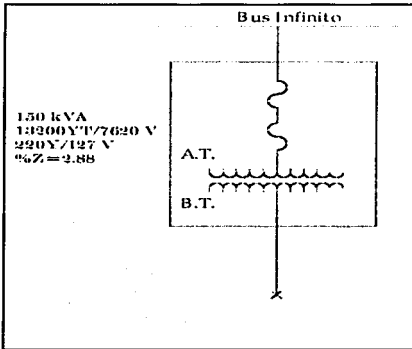


Figura 4-7.- Curva de respuesta a la temperatura del fusible de 15 Amperes.

Con las gráficas de la *figura 4-4* y *4-6* se obtuvo la gráfica mostrada en la *figura 4-7*. Los resultados obtenidos son que el fusible operará con una sobrecarga de 172.5% con una duración de una hora y una corriente de 11.32 Amperes, con una temperatura ambiente de 22.5 °C que fue la temperatura de referencia que se tomó durante la prueba de temperatura.

4.3.5.1 Cálculo de la corriente máxima que pasaría a través del transformador por una falla externa en el secundario del transformador.

Considerando nada más la impedancia del transformador y suponiendo que está conectado a un Bus infinito, tenemos que la corriente máxima de corto circuito en el secundario es igual a:



Donde:

$I_{sc \text{ max.}}$ = Corriente máxima de corto circuito.

$I_n \text{ sec.}$ = Corriente nominal a plena carga en el secundario del transformador.

$\%Z$ = Por ciento de impedancia del transformador.

$$I_n = \frac{150 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220} = 393.65 \text{ Amperes}$$

$$I_{sc \text{ max.}} = \frac{(393.65)100}{2.88} = 13668.4 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto, la máxima corriente de corto circuito en el secundario será:

En el tap nominal:

$$I_n = \frac{150 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13200} = 6.56 \text{ Amperes}$$

$$I_{sc \text{ max.}} = \frac{(6.56)100}{2.88} = 227.77 \text{ Amperes}$$

En el tap máximo:

$$I_n = \frac{150 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13860} = 6.25 \text{ Amperes}$$

$$I_{sc \text{ max.}} = \frac{(6.25)100}{2.88} = 217.01 \text{ Amperes}$$

En el tap mínimo:

$$I_n = \frac{150 \times 1000}{\sqrt{3} \times 12540} = 6.91 \text{ Amperes}$$

$$I_{sc \text{ max.}} = \frac{(6.91)100}{2.88} = 239.93 \text{ Amperes}$$

Estos valores se encuentran graficado en la *Figura 4-3*.

4.3.6 Selección del fusible limitador de corriente de respaldo.

El mínimo FLC que se puede coordinar con un fusible de expulsión, es aquel que su curva de mínima fusión cruce la curva de máximo despeje del fusible de expulsión y, además, que se encuentre a la derecha de los valores de corriente calculados en el punto anterior y que están graficados en la **Figura 4-3**. También, debe cumplir con los puntos mencionados en el inciso “C” del punto 4.2.1 de este mismo capítulo.

Para determinar el número de catálogo del FLC de respaldo, los fabricantes proporcionan tablas en las cuales indican la clase del voltaje y la corriente nominal continua de los FLC, **Tabla 4-4**.

Corriente Nominal continua (A)	Número de catálogo		
	8.3 kV	15.5 kV	23 kV
30	3543030M61M	3544030M61M	3545030M61M
40	3543040M61M	3544040M61M	3545040M61M
50	3543050M61M	3544050M61M	3545050M61M
65	3543065M51M	3544065M51M	3545065M51M
80	3543080M51M	3544080M51M	3545080M51M
100	3543100M51M	3544100M51M	3545050M61M*
125	3543125M61M	3544125M61M	3545125M61M
130	3543065M51M*	3544065M51M*	3545065M51M*
150	3543150M51M	3544150M51M	3515030M61M
160	3543080M51M*	3544080M51M*	3545030M61M
175	3543175M51M	3544175M51M	-----
200	3543200M51M	3544100M51M*	-----
250	3543125M61M*	3544125M61M*	3545030M61M
300	3543150M51M*	3544150M51M*	3545030M61M
350	3543175M51M*	3544175M51M*	-----
400	3543200M51M*	-----	-----

* Aplicación de fusible en paralelo (Ordenar dos fusible).

Tabla 4-4. Número de catálogo de los fusibles limitadores de corriente de respaldo.

También, nos proporcionan las curvas tiempo-corriente de mínima fusión y de máximo despeje de los FLC, **Figura 4-8**. Estas curvas están clasificadas de acuerdo a la corriente nominal y a la tensión de operación. Por lo tanto, tendremos dos gráficas de curvas tiempo-corriente para cada clase de tensión, una que corresponde a la curva de mínima fusión y otra a la de máximo despeje. Sin ésta información no se puede tener una buena coordinación de protecciones, por lo que se recomienda pedir a los fabricantes de fusibles la mayor información posible.

Algunos fabricantes de fusibles no presentan algunas tablas de combinaciones de los FLC con fusibles de expulsión. Por lo tanto se recomiendan los siguientes pasos:

- 1) El primer paso consiste en verificar las tablas dadas por los fabricantes, en las cuales, ellos presentan los diferentes tipos de combinaciones que se pueden hacer con los fusibles de expulsión y los FLC.
- 2) Presentar las curvas tiempo-corriente de mínima fusión y de máximo despeje del FLC recomendado por los fabricantes, con las curvas de la *Figura 4-3*.
- 3) Verificar que cumpla con los puntos dados en el inciso “C” del *punto 4.2.1*. Si el fusible recomendado por el fabricante no cumple con todos estos puntos, se procede a presentar cada una de las demás curvas hasta encontrar la que cumpla con todos los requisitos.

Para nuestro caso el fusible limitador de corriente es el de 8.3 kV y 80 Amperes con número de catálogo 3543080M51M de Cooper Power Systems, el cual, es el fusible de la menor capacidad que puede coordinarse con el fusible de expulsión 4000358C08 del mismo fabricante y que cumple con los tres puntos anteriores. Además, se sigue el criterio de que el fusible limitador de corriente operará nada más por fallas internas en el transformador. Ver *Figura 4-9*.

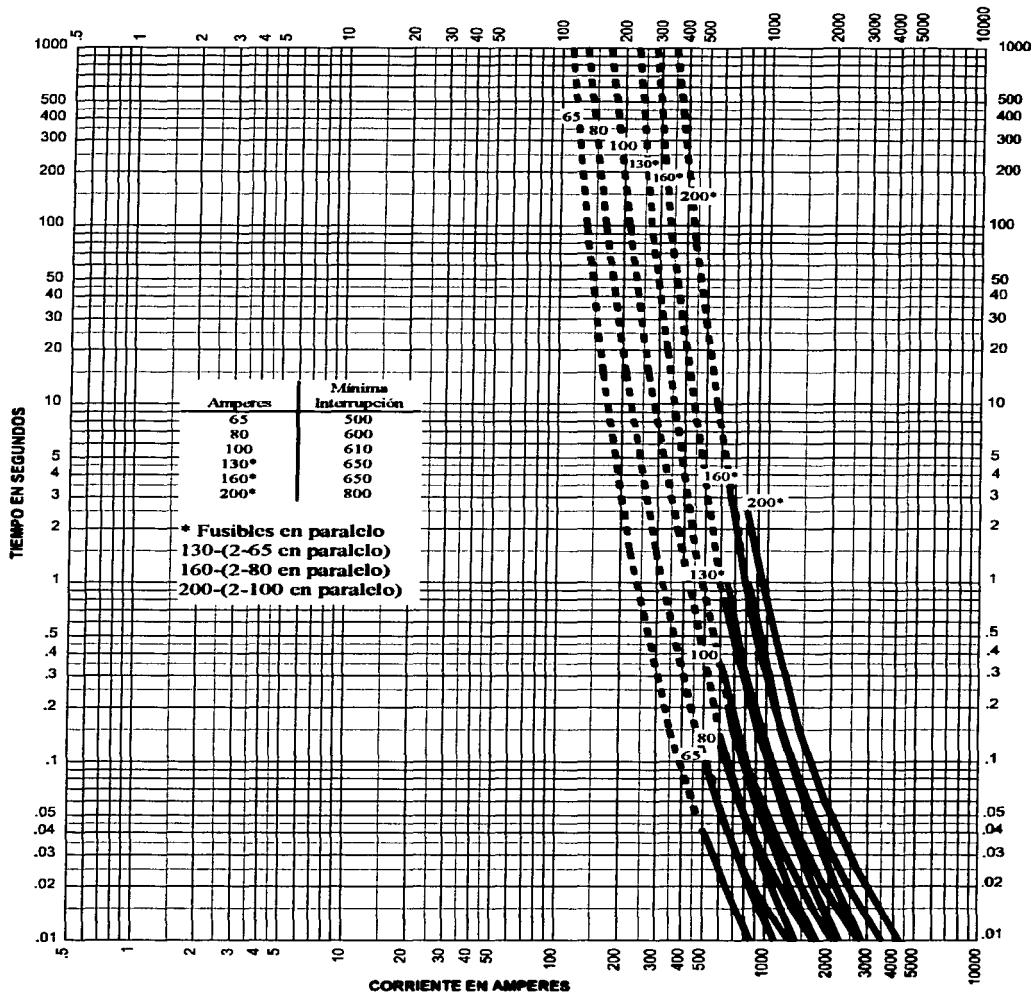


Figura 4-8. Curvas de mínima fusión y máximo despeje de los fusibles limitadores de corriente de respaldo (Current limiting backup fuses).

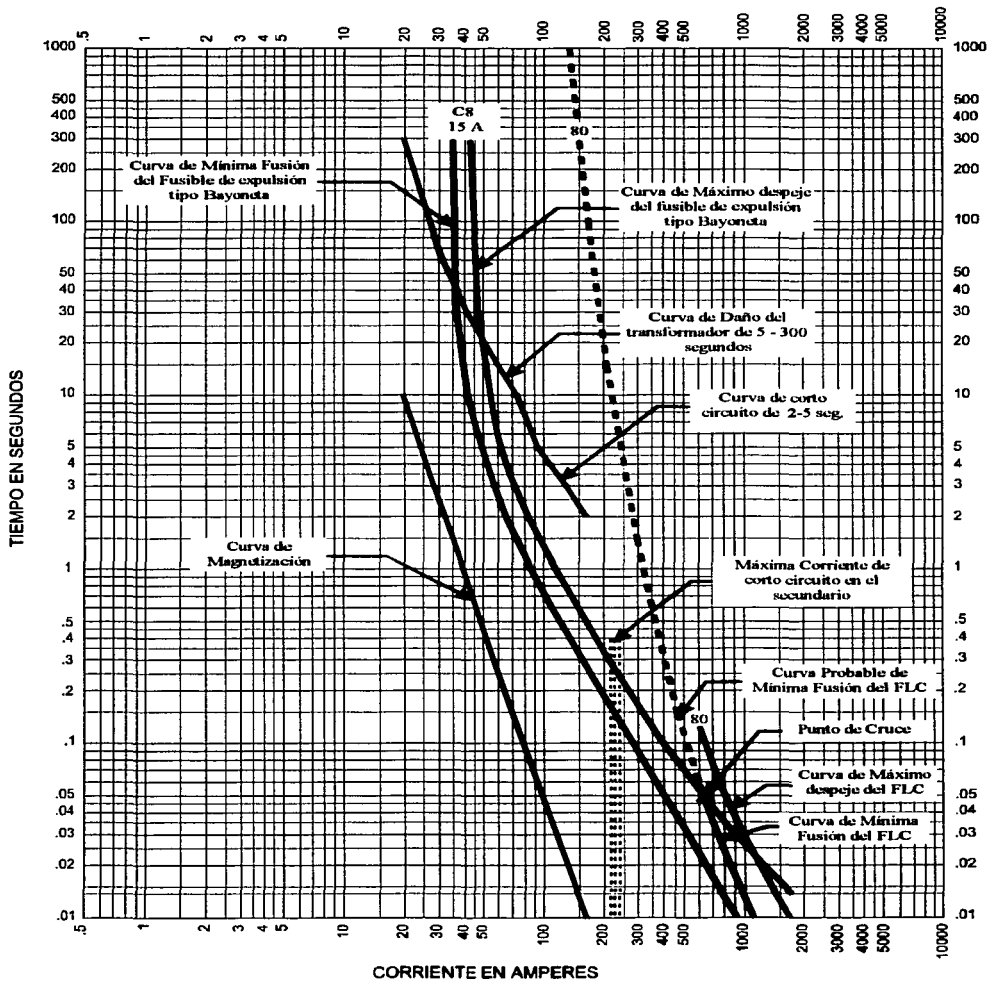


Figura 4-9. Curvas de coordinación de un fusible de expulsión en serie con un fusible limitador de corriente.

4.3.7 Selección del listón de aislamiento

El listón de aislamiento es parte del ensamble tipo bayoneta y en este tipo de coordinación, es el último elemento que se selecciona. Esto, debido a que se considera como un respaldo tanto del fusible de expulsión como del FLC.

Para determinar el número de catálogo del listón de aislamiento, los fabricantes nos proporcionan curvas tiempo-corriente para sus diferentes capacidades, **Figura 4-10**. También en algunos casos, nos presentan tablas de combinaciones de listones de aislamiento con fusibles de expulsión, pero estas tablas solo son aplicables cuando no se usa ningún otro dispositivo de protección.

En la coordinación de un fusible de expulsión en serie con un fusible limitador de corriente, el mínimo listón de aislamiento que se puede coordinar, es aquel listón que su curva tiempo-corriente se encuentre a la derecha de la curva de máximo despeje del FLC seleccionado. Por lo tanto, para su selección es necesario presentar las curvas tiempo-corriente de la **Figura 4-10** en la gráfica de la **Figura 4-9**, como se muestra en la **Figura 4-11**.

Las curvas están identificadas con un número de catálogo, por lo tanto, el número de catálogo del listón de aislamiento seleccionado para nuestro caso es 3001861A03M. El 03 es el número de curva en la gráfica.

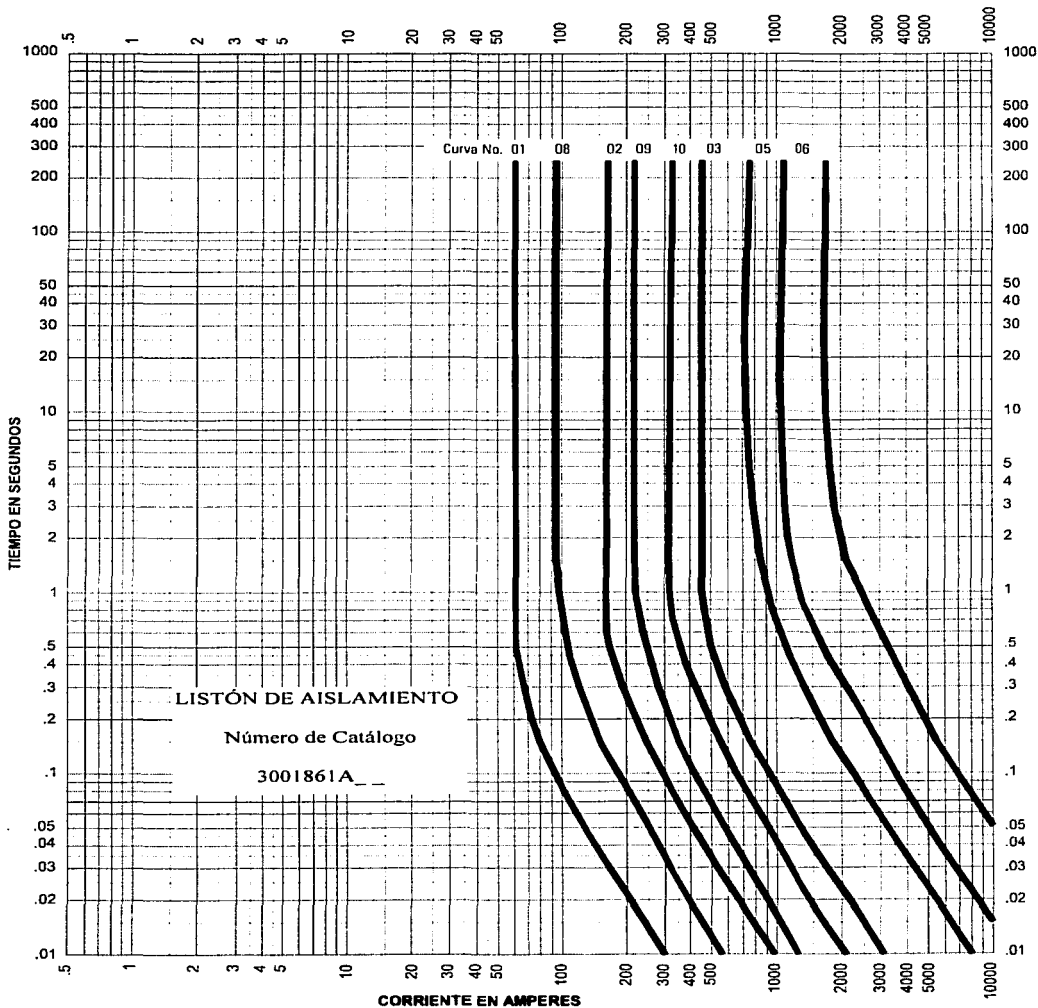


Figura 4-10. Curvas de tiempo corriente de los listones de aislamiento.

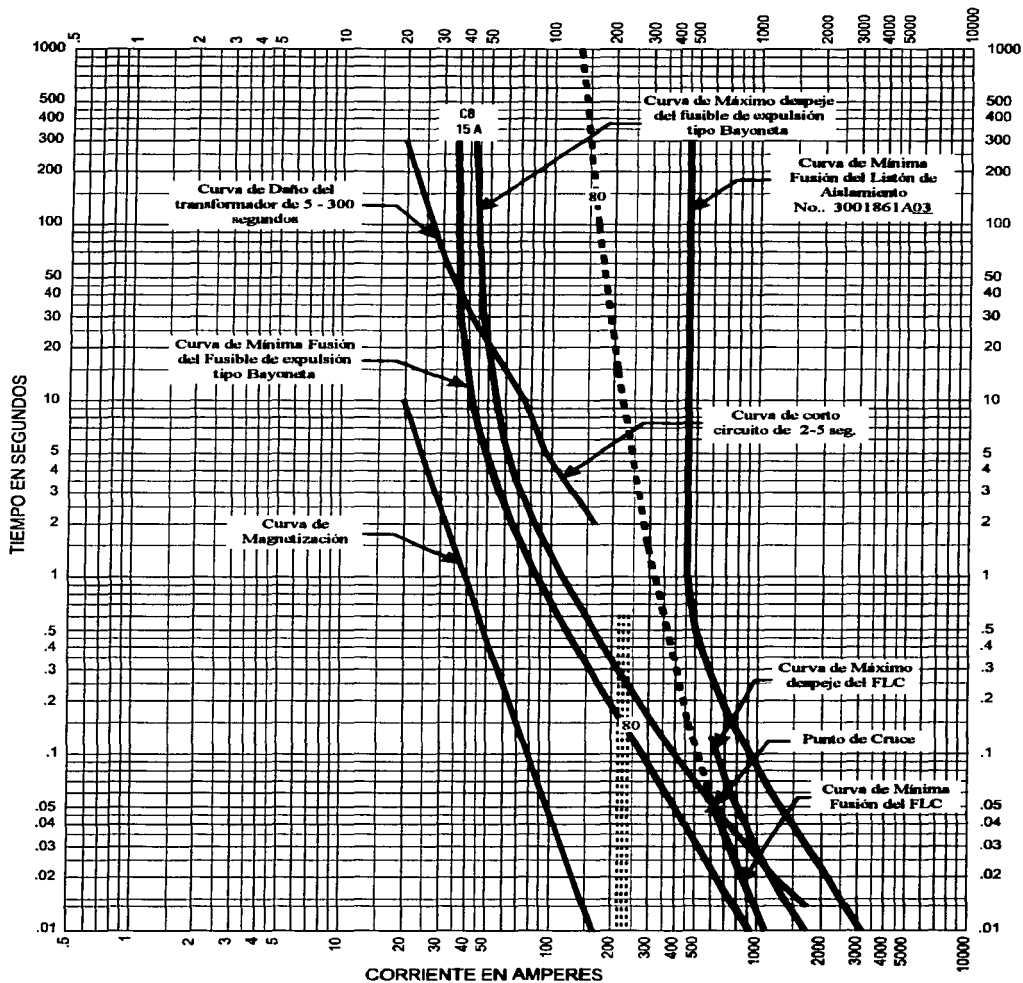


Figura 4-11. Curvas finales de la coordinación de un fusible de expulsión en serie con un fusible limitador de corriente y un listón de aislamiento.

4.3.8 Puntos importantes a verificar en la gráfica final de la coordinación.

Algunos puntos importantes a verificar en la gráfica final de la coordinación son los siguientes puntos:

- a) Que la clase de aislamiento de los fusibles sea la adecuada.
- b) Que el fusible de expulsión esté a la derecha de los valores de magnetización y a la izquierda de los valores de corriente permisibles según normas.
- c) Que el punto de cruce de la curva del fusible de expulsión (máximo despeje) y la curva del fusible limitador de corriente (mínima fusión) cumpla con los siguientes puntos:
 - Que la máxima corriente de falla en el secundario referida al primario quede a la izquierda del punto de cruce.

$I_{sc \text{ máx.}}$	(Amperes)	Punto de cruce (Amperes)
Tap Nominal	(217.01)	630
Tap Máximo	(227.77)	
Tap Mínimo	(239.93)	

- Que el rango mínimo de interrupción en Amperes del fusible limitador de corriente, se localice a la izquierda del punto de cruce. La capacidad interruptiva mínima en Amperes del fusible limitador 3543080M51M es de 600 Amperes.
 - Que el rango interruptivo en Amperes del fusible de expulsión se localice a la derecha del punto de cruce. La capacidad interruptiva del fusible 4000358C08 es de 3500 Amperes.
 - Que la capacidad nominal de corriente del fusible limitador de corriente, sea mayor que la del límite de sobrecarga del transformador. La corriente nominal del fusible limitador es de 80 Amperes.
 - Que el punto de cruce esté por debajo de los 2 segundos.
 - Que la I^2t de máximo despeje del fusible de expulsión sea menor que la I^2t de mínima fusión del fusible limitador de corriente.
- d) Que la curva del listón de aislamiento esté a la derecha de las curvas del máximo despeje del fusible de expulsión y de fusible limitador de corriente.

Sabemos que el rango mínimo de interrupción del FLC 3543080M51M es de 600 Amperes, según **Tabla 3-2**.

Por otro lado el fusible limitador de corriente empezará a fundirse con una corriente de 600 Amp. En un tiempo 0.058 segundos.

Que se cumplan todos estos puntos es un requisito para asegurar una buena coordinación, si por alguna razón no se cumple alguno, hay que estar conscientes que pueden quedar algunas áreas sin protección. Es criterio del coordinador, evaluar todas las alternativas de coordinación y las probabilidades de falla en el sistema donde se va a colocar el transformador.

4.4 Coordinación de un Interruptor secundario en la baja tensión con un fusible de expulsión y un fusible limitador de corriente de respaldo en la alta tensión.

En este sistema de protección, el interruptor secundario es el que va a operar por corrientes en el secundario originadas por fallas externas al transformador, y los fusibles operaran por una falla interna del transformador.

Por lo tanto, el dispositivo de protección que se debe seleccionar primero es el interruptor secundario, ya que los fusibles operarán como respaldo del interruptor secundario.

4.4.1 Cálculo de temperatura del interruptor

Ya que el interruptor a usar es termomagnético, es decir, que opera tanto por sobrecorrientes como por sobrecargas, y que lo visto en los dos puntos anteriores es el disparo por sobrecorrientes o disparo a tiempos cortos, veamos ahora el comportamiento del interruptor con sobrecargas o el disparo a tiempos largos.

Para determinar el disparo del interruptor a tiempos largos necesitamos la siguiente información:

- a) Curvas de elevación de temperatura del aceite en estado estable para diferentes sobrecargas del transformador.
- b) Curvas de elevación de temperatura del devanado en estado estable para diferentes sobrecargas del transformador.
- c) Curvas de elevación de temperatura del aceite contra tiempo, después de una precarga dada a una temperatura ambiente dada.
- d) Información del fabricante del interruptor sobre el comportamiento a diferentes corrientes y diferentes sobrecargas

Las curvas de los incisos *a, b, c*, se obtienen en forma teórica-práctica pero para éste caso en particular vamos a partir de los valores obtenidos en la prueba de temperatura y usando el método descrito en la norma ANSI C57.91, descrito en el capítulo II.

La respuesta térmica del interruptor a la corriente de carga del transformador y a la temperatura del aceite, está definida por el parámetro térmico del bimetálico, es decir, el factor de respuesta en amperes del bimetálico, *J*. Este parámetro junto con la temperatura de disparo del interruptor determina las características de respuesta a corrientes de sobrecarga.

La acción del interruptor en cualquier momento determinado del tiempo, es una función del bimetálico en ese momento. La temperatura del bimetálico (T_b) está dada como la suma de la temperatura ambiente (θ_A), la elevación de temperatura del aceite a un tiempo por encima de la temperatura ambiente ($\Delta\theta_{TO}$) y la elevación instantánea de la temperatura del bimetálico debido al flujo de la corriente de carga a través de él (θ_b).

$$T_b = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \theta_b \quad (4.2)$$

Si la temperatura instantánea del bimetálico (T_b) es igual a la temperatura de disparo del interruptor (T_n), el interruptor se dispara y abre el circuito. La temperatura de disparo del interruptor esta definida como la temperatura del aceite en estado estable, en grados centígrados, que dispara el interruptor sin que haya flujo de corriente por el bimetálico. La temperatura de disparo esta establecida para cada interruptor en el momento de fabricación, a través de un proceso individual de calibrado.

La ecuación que calcula la elevación de temperatura del bimetálico debido al flujo de la corriente de carga a través de él, es sumamente complicada, pero puede simplificarse para propósitos de estos cálculos. Para las corrientes dentro del rango de corrientes de sobrecarga del transformador, esta relación debe aproximarse mediante la siguiente ecuación:

$$\theta_b = J * I^2 \quad (4.3)$$

Donde:

θ_b = Elevación de temperatura del bimetálico debido a la corriente en °C

J = Factor de respuesta en amperes del bimetálico en °C/A²

I = Flujo de corriente a través del bimetálico

El factor J es específico para cada estilo de bimetálico, lo determina el ingeniero de diseño de interruptores cuando desarrolla cada nuevo bimetálico o cada nueva configuración de bimetálico, **Tabla 4-6**.

La temperatura total del bimetálico (T_B) esta dado por la siguiente ecuación:

$$T_B = \Delta\theta_{TO,U} + \theta_b \quad (4.4)$$

Donde:

$\Delta\theta_{TO,U}$ = Temperatura del aceite alrededor del bimetálico

La aplicación del interruptor al transformador exige que el ingeniero de diseño tenga disponibles las características térmicas del transformador. Para determinar la temperatura del bimetálico, el ingeniero debe saber el valor de la corriente y la temperatura del aceite en el punto de interés.

Para determinar el tiempo que una carga será soportada antes de que encienda la luz

de señal y se dispare el interruptor, se requiere una familia de curvas que muestre la elevación de temperatura del aceite del transformador como función de la carga y el tiempo. Para determinar la temperatura promedio del devanado existente cuando ocurre un disparo, también debe estar disponible una familia de curvas similar, que muestre las temperaturas del devanado como función de la carga y el tiempo. Estas curvas son trazadas por el diseñador del transformador, y están basadas en valores combinados calculados y de prueba.

En el capítulo II, están las ecuaciones que se han utilizado por muchos años, éstas calculan las diversas temperaturas del transformador para una carga dada y un tiempo de duración determinado.

Antes de realizar cualquier tipo de cálculo, el ingeniero de diseño de los transformadores debe desarrollar cierta información básica acerca de estos. La información mínima que se requiere es:

- Pérdidas de carga en condiciones nominales (referida a 85°C ó 75°C).
- Ausencia de pérdida de carga.
- Constante de tiempo del transformador.
- Constante de tiempo del punto caliente.
- Elevación de temperatura del aceite en el estado estable a carga nominal.
- Elevación promedio de temperatura del devanado a carga nominal.

4.4.1.1 Selección del interruptor secundario

Los pasos a seguir para la selección del interruptor secundario son los siguientes:

- I. El primer paso es encontrar los valores de temperatura del punto caliente y la temperatura del aceite en el estado estable. Para calcular estos valores se emplean las ecuaciones del capítulo II. Con la ecuación 2.22 se calcula la temperatura del punto caliente a diferentes sobrecargas y, con la ecuación 2.15 se calcula la temperatura del aceite a diferentes sobrecargas. Con estas ecuaciones y con las características del transformador que se encuentran en el **punto 4.1** se obtiene la siguiente gráfica de la **figura 4.12**.

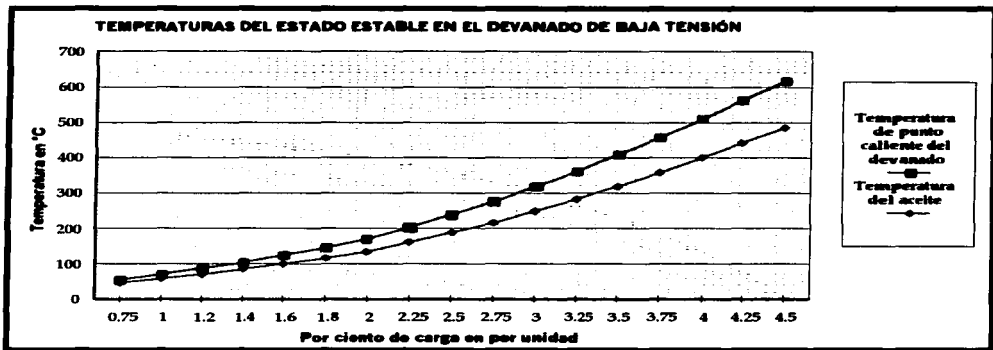


Figura 4-12. Temperaturas del estado estable a diferentes sobrecargas.

Posteriormente se procede a utilizar la ecuación 2.13 para calcular los cambios de temperatura del aceite debidos a los cambios de carga y con esta ecuación tenemos la gráfica de la figura 4.13.

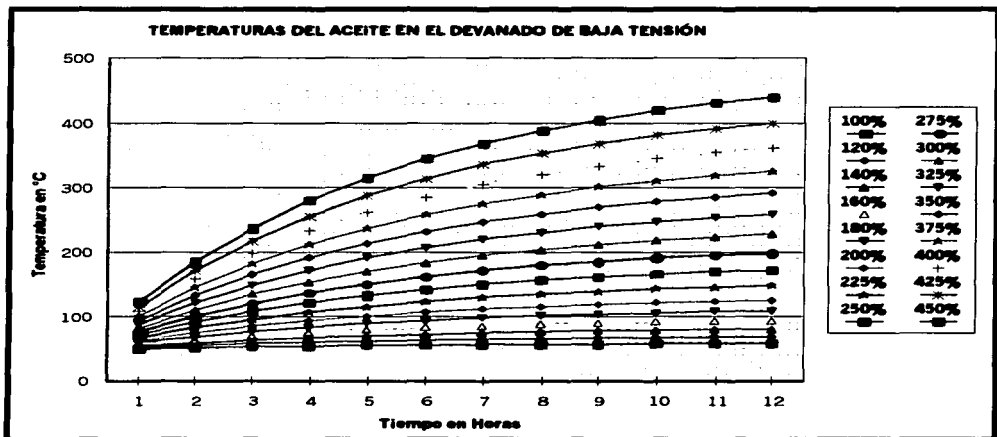


Figura 4-13. Temperaturas del aceite contra tiempo a diferentes sobrecargas.

De igual manera se procede a calcular los cambios de temperatura del punto caliente debidos a los cambios de carga con la ecuación 2.20. Con estos calculos obtenemos la siguiente gráfica:

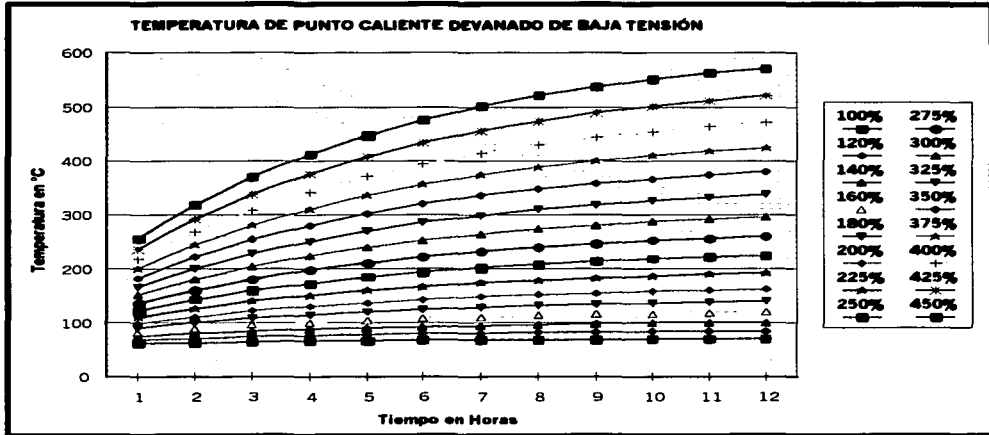


Figura 4-14. Temperaturas del punto caliente contra tiempo a diferentes sobrecargas.

II Definir los limites de temperatura deseados en el transformador

- a. Temperatura máxima del aceite ($\Delta\theta_{TO,U}$) = 105 °C
- b. Temperatura máxima del punto caliente ($\theta_{H,U}$) = 120 °C

III Calcular la corriente nominal (I_n) y la máxima corriente de falla del secundario ($I_{sc,max}$). Estos valores fueron calculados en el punto 4.3.5.1.

$$I_n = 393.65 \text{ Amperes}$$

$$I_{sc,max} = 13668.4 \text{ Amperes}$$

Utilizando los valores de corriente nominal y máxima corriente de falla, de la tabla 4-5 se determina el tipo de interruptor a usar, mediante el analisis del valor de corriente nominal del interruptor y del valor nominal de la corriente de interrupción.

Parámetros	042 Bimetal	063 Bimetal	104 Bimetal	156 Bimetal	208 Bimetal	313 Bimetal	417 Bimetal
Tipo de interruptor	LR	LR	LR	SQR	SQR	LQR	LQR
Capacidad de corriente nominal-Amperes	45 A	65 A	110 A	160 A	210 A	450 A	450 A
Capacidad de interrupción en 5 disparos	6000 A	6000 A	6000 A	12000 A	12000 A	25000 A	25000 A
(rms amperes simétricos) en 1 disparo	6000 A	6000 A	6000 A	12000 A	12000 A	25000 A	25000 A
Volts por polo	240 V	240 V	240 V	240 V	240 V	240 V	240 V
Tensión que soporta a baja frecuencia	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV
Tensión de impulso que soporta	30kV	30kV	30kV	30kV	30kV	30kV	30kV
Temperatura mínima de disparo	110 °C	110 °C	110 °C	110 °C	110 °C	110 °C	110 °C
Temperatura máxima de disparo	160 °C	160 °C	160 °C	160 °C	160 °C	160 °C	160 °C
Incremento en la temperatura de disparo	10 °C	10 °C	10 °C	10 °C	10 °C	10 °C	10 °C
Tolerancia en la temperatura de disparo	± 10 °C	± 10 °C	± 10 °C	± 10 °C	± 10 °C	± 10 °C	± 10 °C
Temperatura de disparo de la señal luminosa (°C menos que la temperatura de disparo de breaker)	15 °C	25 °C	30 °C	35 °C	35 °C	35 °C	35 °C
Temperatura de disparo del control de Emergencia (°C menos que la temperatura de disparo de breaker)	15 °C	15 °C	15 °C	20 °C	20 °C	20 °C	20 °C

Tabla 4-5. Datos técnicos para la aplicación de interruptores secundarios marca P&A Power Products Inc. Bajo licencia de ABB.

De la **tabla 4-5**, se elige un interruptor tipo LQR con elemento térmico y magnético.

- IV Dentro de esta familia de interruptores se selecciona un bimetalico según según la **tabla 4-6**. El bimetalico seleccionado es el 313 y que tiene un valor $J=0.00009$

Tipo de Interruptor	Bimetalico ID	J	Número de las Curvas tiempo-tiempo
LR	042	0.0020	# 735702-A
LR	63	0.0012	# 735702-A
LR	104	0.0007	# 735702-A
SQR	156	0.0002	# 735702-A
SQR	208	0.00014	# 735702-A
LQR	313	0.00009	# 735702-A
LQR	417	0.00007	# 735702-A

Tabla 4-6. Constantes para la aplicación de interruptores secundarios marca P&A Power Products Inc. Bajo licencia de ABB.

- V Utilizando la curva de la **figura 4.12** cuando la temperatura del punto caliente $\theta_{HU}=120$ °C la carga del transformador es igual a 154 % de la carga nominal, es decir:

$$150 \text{ kVA} \times 1.54 = 231 \text{ kVA}$$

Y de la curva de la **figura 4.13** cuando la carga = 231 kVA la temperatura del aceite $\Delta\theta_{TOU}=88$ °C

Mediante una inspección se determina el límite térmico verdadero; para el propósito de este análisis se debe suponer que la temperatura del punto caliente ($\theta_{H,U}$) y el porcentaje de la sobrecarga del transformador son los límites determinantes. Por lo cual:

$$(\theta_{H,U}) = 120 \text{ }^\circ\text{C}$$

VI Se calcula el valor de la corriente de carga máxima para la sobrecarga determinada:

$$I_{\text{carga maxima}} = \frac{231 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220} = 606.2178 \text{ Amperes}$$

VII Calcular el gradiente del bimetálico θ_b correspondiente a esta corriente de carga:

$$\theta_b = J * I^2$$

$$\theta_b = 0.00009 * (606.2178)^2 = 33.075 \text{ }^\circ\text{C}$$

VIII Se calcula la temperatura del bimetálico correspondiente a este gradiente del bimetálico:

$$T_b = \Delta\theta_{T_{O,U}} + \theta_b$$

$$T_b = 88 + 33.075 = 121.075 \text{ }^\circ\text{C}$$

IX Seleccionar la posición de disparo mas cercana del interruptor (T_b), disponible por el fabricante de interruptores; generalmente estas posiciones de disparo se encuentran disponibles en multiples de 5 $^\circ\text{C}$. Para lo cual es necesario contar con los datos técnicos del fabricante. Por lo tanto:

$$T_b = 120 \text{ }^\circ\text{C} \approx 121.075 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con estos resultados se determinó el disparo térmico del interruptor secundario. Partiendo de que el interruptor deberá disparar antes de que el transformador tenga pérdidas de vida.

4.4.1.2 Comprobación grafica de la selección del interruptor secundario

Para comprobar que el interruptor seleccionado es el adecuado, procederemos a representar graficamente las curvas de respuesta a la corriente del interruptor, con con la curva de magnetización.

Con el código del bimetal nos vamos a las gráficas de curvas tiempo-corriente #735702-A de P&A Power Products Inc. (*Figura 3-24*) y encontramos la curva tiempo-corriente de disparo del bimetal número 313, esta curva se gráfica por separado en una hoja de papel logarítmico (*Figura 4-14*), para posteriormente referirla al lado de la alta tensión del transformador.

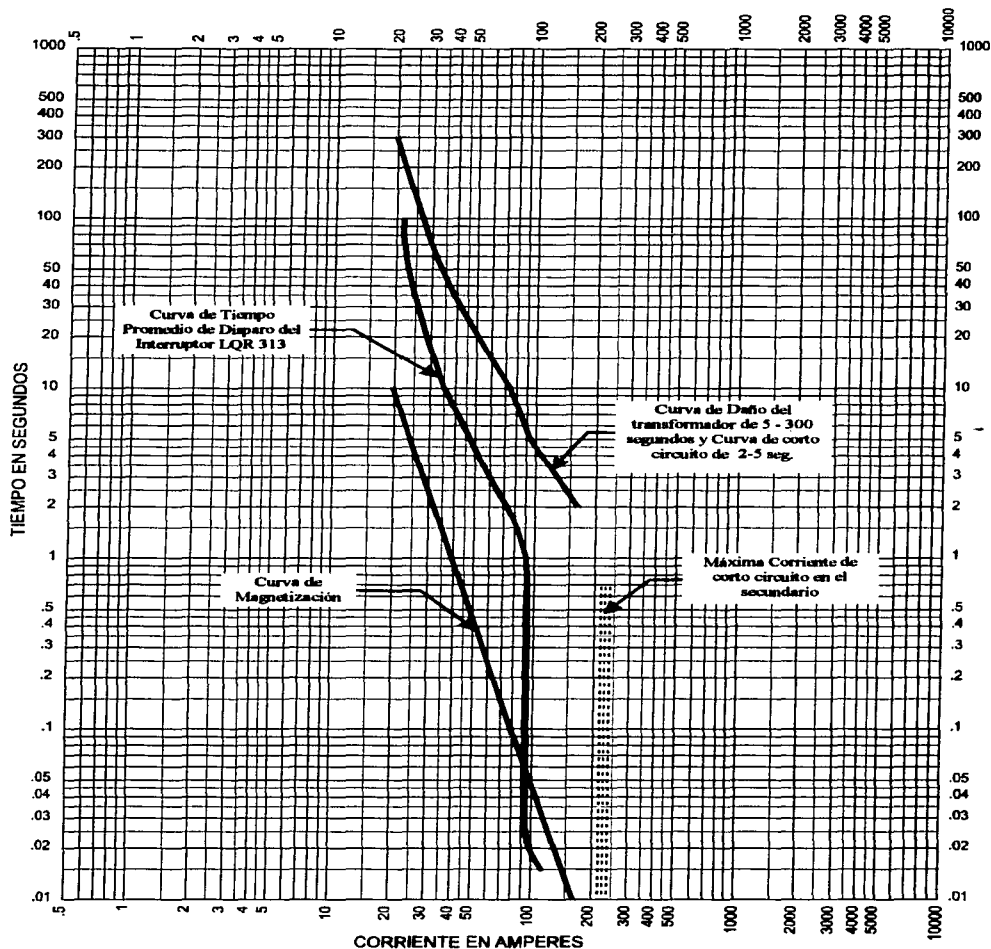


Figura 4-14. Curvas de magnetización, curva de cortocircuito y curva de tiempo de disparo del interruptor secundario con el bimetálico 313 en el lado de alta tensión.

Para lograr lo anterior se toma en cuenta lo siguiente; ya que el transformador a proteger tiene un cambiador de derivaciones, se toma la posición cuando el cambiador está en la posición central, ya que la curva tiempo-corriente del bimetálico también es la curva promedio de despeje, para nuestro ejemplo 13200YT/7620 Volts. Con este voltaje y el voltaje de la baja tensión se calcula la relación de transformación que en este caso es de 60. El valor de la corriente de la curva número 6 en la gráfica de la **Figura 3-24**, es la curva que corresponde al Bimetálico 313, se divide entre la relación de transformación y se traza la misma gráfica pero en el lado de la alta tensión del transformador para referir al primario, **Figura 4-14**. En el lado de la alta tensión ya se tienen trazadas las curvas de magnetización y la curva de corto circuito del transformador.

No hay que olvidar que la curva tiempo-corriente que estamos usando es una curva promedio de disparo, por lo que hay que tener en cuenta el ancho de banda de la curva tiempo-corriente del bimetálico. Por lo tanto, de acuerdo con lo visto en el capítulo III, hay que considerar $\pm 10\%$ de la curva promedio de despeje, para obtener el ancho de banda al momento de coordinarlo con un fusible en el lado de A.T. Ahora bien, si se va a coordinar este interruptor con un fusible ó con otro interruptor en el lado de baja tensión y se requiere que estos últimos operen primero, entonces hay que obtener el mínimo tiempo de disparo del interruptor.

Con los cálculos de temperatura y las gráficas anteriores, se consulta la **tabla 4-7** para determinar el modelo del interruptor, el cual es el 3QAI31MD20 de la marca P&A Power Products Inc. Bajo licencia de ABB.

Disparo del Interruptor	Tipo de Interruptor	Bimetálico ID	Número de modelo
TÉRMICO	LR	042	3LAI04MDxx
TÉRMICO	LR	063	3LAI06MDxx
TÉRMICO	LR	104	3QAI10MDxx
TÉRMICO/MAGNETICO	SQR	156	3QAI06MDxx
TÉRMICO/MAGNETICO	SQR	208	3QAI21MDxx
TÉRMICO/MAGNETICO	LQR	313	3QAI31MDxx
TÉRMICO/MAGNETICO	LQR	0417	3QAI42MDxx

Nota: 1) Para ordenar, considerar la temperatura de disparo menos 100 °C para los valores de "xx" mostrados en esta tabla (es decir, 3LAI04MD20 tiene una temperatura de disparo de 20 °C).

Tabla 4-7. Configuración para interruptores trifásicos montados en la pared marca P&A Power Products Inc. Bajo licencia de ABB.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.4.2 Selección del Fusible de Expulsión y del Fusible Limitador de Corriente.

El procedimiento para seleccionar los fusibles, es muy similar al mostrado en el **punto 4.3**, solo que, el interruptor secundario es el que operara por corrientes en el secundario originadas por fallas externas al transformador y por temperatura del aceite; y los fusibles, operarán por una falla interna del transformador. Por lo tanto, el fusible de expulsión a usar no será el de doble elemento sino el sensible a la corriente (Current-Fault Sensing) y para la selección del FLC de respaldo se siguen los mismos pasos que en el **punto 4.3.6**.

Una vez que se determina el tipo de fusible que se va ha usar, se procede a consultar la información proporcionada por los fabricantes. Los cuales, nos presentan la información en forma de tabla (**Tabla 4-8**), y en forma de gráfica (**Figura 4-15**).

Para determinar el número de catálogo del fusible de expulsión, se siguen los mismos pasos que en el **punto 4.3.4**. De acuerdo con la **tabla 4.8**, le correspondería un fusible de expulsión con número de catalogo 4000353C08, pero dado que este fusible estará coordinado con un interruptor secundario, la curva de la grafica queda montada sobre la curva del interruptor . Por lo tanto, se toma el siguiente fusible que está a la derecha. Para nuestro ejemplo, el número de catálogo será 4000353C10.

Potencia en kVA	Voltaje Primario en kV del Transformador (Fase - Fase)									
	2.4	4.16	4.8	8.32	12.0, 12.47	13.2	13.8, 14.4	20.8	22.9	24.9
45	C10	C08	C06	C06	C04	C04	C04	C04	C04	C04
75	C12	C10	C08	C06	C06	C06	C06	C04	C04	C04
112.5	C12	C10	C10	C08	C06	C06	C06	C06	C04	C04
150	C14	C12	C12	C10	C08	C08	C08	C06	C06	C06
225	C16	C14	C12	C10	C10	C10	C08	C08	C08	C06
300	C17	C14	C14	C12	C10	C10	C10	C08	C08	C08
500	-----	C17	C16	C14	C12	C12	C12	C10	C10	C10
750	-----	-----	C17	C16	C14	C14	C14	C12	C12	C12
1,000	-----	-----	-----	C17	C16	C14	C14	C14	C12	C12
1,500	-----	-----	-----	-----	-----	C17	C16	C14	C14	C14
2,000	-----	-----	-----	-----	-----	C17	C17	C16	C16	C16
2,500	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	C17	C17	C16

NOTAS: Las recomendaciones son basadas en transformadores con 200% de carga durante 2 horas, 160 % de carga durante 7 horas y características técnicas típicas de transformadores Cooper Power Systems.

Tabla 4-8. Relación de curvas recomendadas para fusibles de expulsión sencibles a la corriente (Current-Fault Sensing) por Cooper Power Systems en transformadores trifásicos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

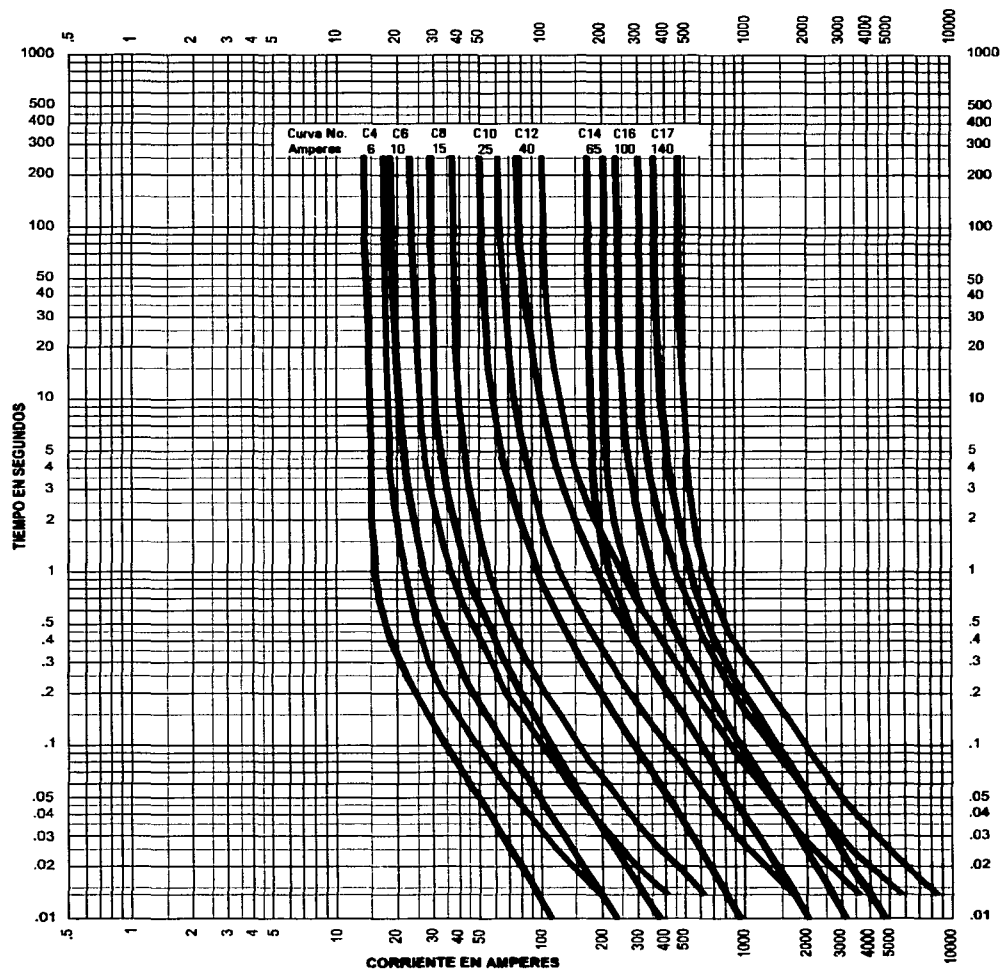


Figura 4-15. Curvas de mínima fusión y máximo despeje de los fusibles de expulsión tipo Bayoneta sencibles a la corriente (Current-Fault Sensing).

La gráfica de la curva seleccionada determina o confirma que el fusible de expulsión seleccionado coordina con los requerimientos del sistema, *ver Figura 4-16*. Por lo tanto, el número de catálogo del fusible de expulsión es 4000353C10, que corresponde al fusible de 25 Amperes.

El fusible limitador de corriente 3543080M51M ambos de Cooper Power systems. Sus curvas de operación se encuentran graficados en la *Figura 4-16* junto con la curva de disparo del interruptor para tiempos cortos.

4.4.3 Selección del listón de aislamiento

La selección del listón de aislamiento es similar a la mostrada en el *punto 4.3.7* como parte del ensamble tipo bayoneta y también es el último elemento que se selecciona. Esto, debido a que se considera como un respaldo de todos los demás dispositivos de protección que se encuentran en la coordinación, en este caso en particular respaldará tanto al interruptor secundario como a los fusibles de expulsión y a los fusibles limitadores de corriente. Ver *Figura 4-16*.

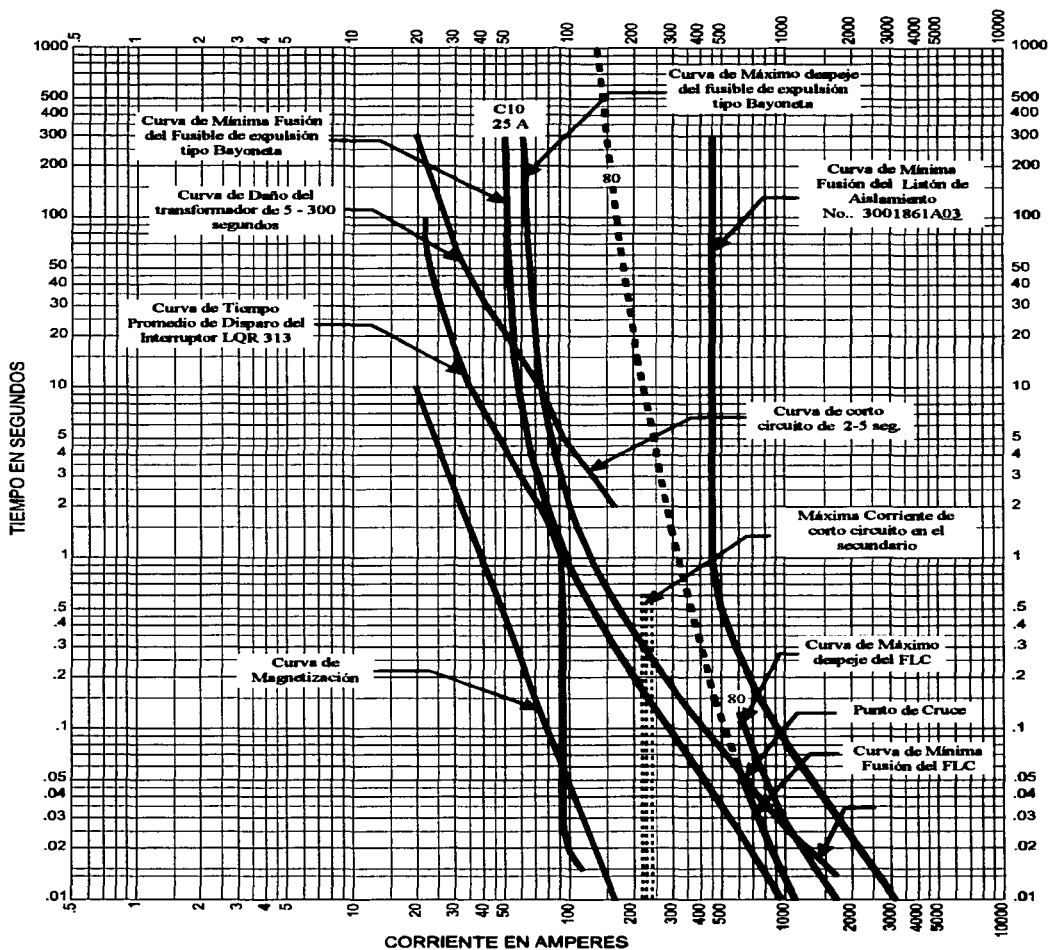


Figura 4-16. Curvas de coordinación de un interruptor secundario en la baja tensión con un fusible de expulsión y un FIC de respaldo en el primario.

4.5 Coordinación de un Fusible Limitador de Corriente de Rango Completo.

El fusible limitador de corriente de rango completo debe tener las siguientes características eléctricas

Tipo de Fusible	Propósitos generales (Rango completo)
Máxima Corriente de Interrupción	50,000 Amperes rms simétricos

El procedimiento para coordinar el fusible limitador de corriente de rango completo es similar al mostrado en el **punto 4.2.1** (Criterios para la selección de los diferentes fusibles) y son:

- a) Encontrar la corriente de magnetización igual que en el **punto 4.3.1**.
- b) Calcular los valores de la corriente que debe soportar un transformador en un tiempo determinado como en el **punto 4.3.2**.
- c) Los valores obtenidos en los dos incisos anteriores se grafican en una hoja de papel logaritmico. Después sé gráfica la curva tiempo-corriente de mínima fusión del fusible limitador de corriente de rango completo, y debe quedar entre las dos curvas.

Para determinar el número de catálogo del fusible Limitador de Rango Completo, se siguen los mismos pasos que en las coordinaciones anteriores. Se consulta la información proporcionada por los fabricantes tabla (**Tabla 4-9**), y gráfica (**Figura 4-17**).

De acuerdo con las **tabla 4-9 y 4-10**. El fusible seleccionado en este caso es el fusible Limitador de Rango Completo con número de catálogo 3563008M11M de Cooper Power Systems, **Figura 4-18**.

Transformador 3Ø kVA	8.3 kV fase-fase					15.5 kV fase-fase			23 kV fase-fase		
	2.4	4.16	4.8	7.2-7.96	8.32	12.47	13.2-14.4	20.8	24.9	34.5	
15	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	
30	8	----	----	----	----	----	----	----	----	----	
45	12	6	6	----	----	----	----	----	----	----	
75	20	12	12	6	----	----	----	----	----	----	
112.5	25	18	18	8	8	----	----	3	3	----	
150	30	20	20	18	12	8	8	----	----	3	
225	60	40	40	25	18	12	12	6	----	----	
300	80	50	40	25	20	18	18	8	8	6	
500	----	80	80	40	40	25	25	18	18	12	
750	----	----	----	60	50	40	40	25	20	18	
1,000	----	----	----	80	50	50	50	30	30	20	
1,500	----	----	----	----	----	80	80	50	40	25	
2,000	----	----	----	----	----	----	100	60	50	40	
2,500	----	----	----	----	----	----	----	80	80	50	
3,000	----	----	----	----	----	----	----	80	80	60	

NOTA: a) Estas recomendaciones son basadas en una temperatura ambiente de 40 °C para la fusión del fusible.
b) Estos fusibles tienen una disminución del 0.4% por cada grado centígrado arriba de 25 °C.

Tabla 4-9. Relación de curvas recomendadas para fusibles limitadores de corriente de rango completo marca Cooper Power Systems en transformadores trifásicos.

Corriente Nominal continua (A)	Número de catálogo		
	8.3 kV	15.5 kV	23 kV
3	3563003M11M	3564003M11M	3565003M11M
6	3563006M11M	3564006M11M	3564006M11M
8	3563008M11M	3564008M11M	3564008M11M
12	3563012M11M	3564012M11M	3564012M11M
18	3563018M11M	3564018M11M	3564018M11M
20	3563020M11M	3564020M11M	3564020M11M
25	3563025M11M	3564025M11M	3564025M11M
30	3563030M11M	3564030M11M	3564030M11M
40	3563040M11M	3564040M11M	3564040M11M
50	3563050M11M	3564050M11M	3564050M11M
60	3563030M11M	3564030M11M	3564030M11M
80	3563040M11M	3564040M11M	3564040M11M
100	3563050M11M	3564050M11M	3564050M11M

Tabla 4-10. Relación de números de catálogo para los fusibles limitadores de corriente de rango completo marca Cooper Power Systems en transformadores trifásicos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

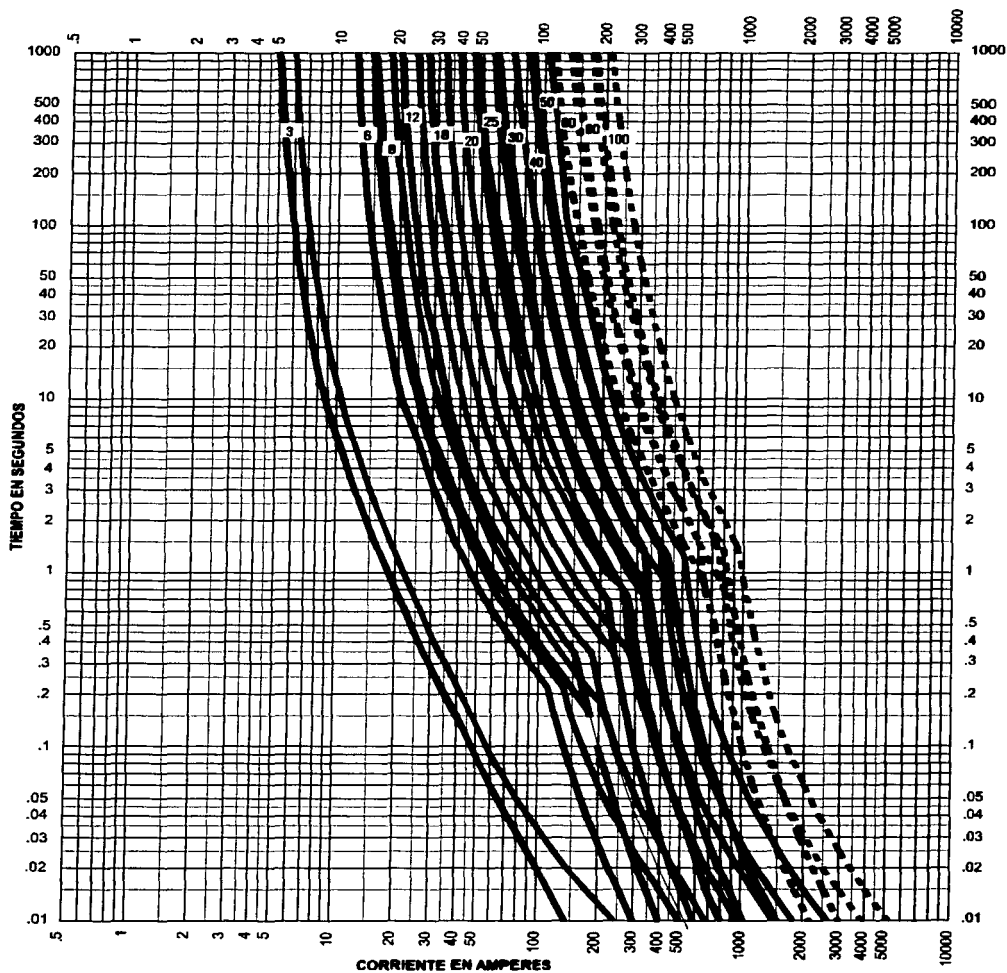


Figura 4-17. Curvas de mínima fusión y máximo despeje de los fusibles limitadores de rango completo clase 8.3 kV.

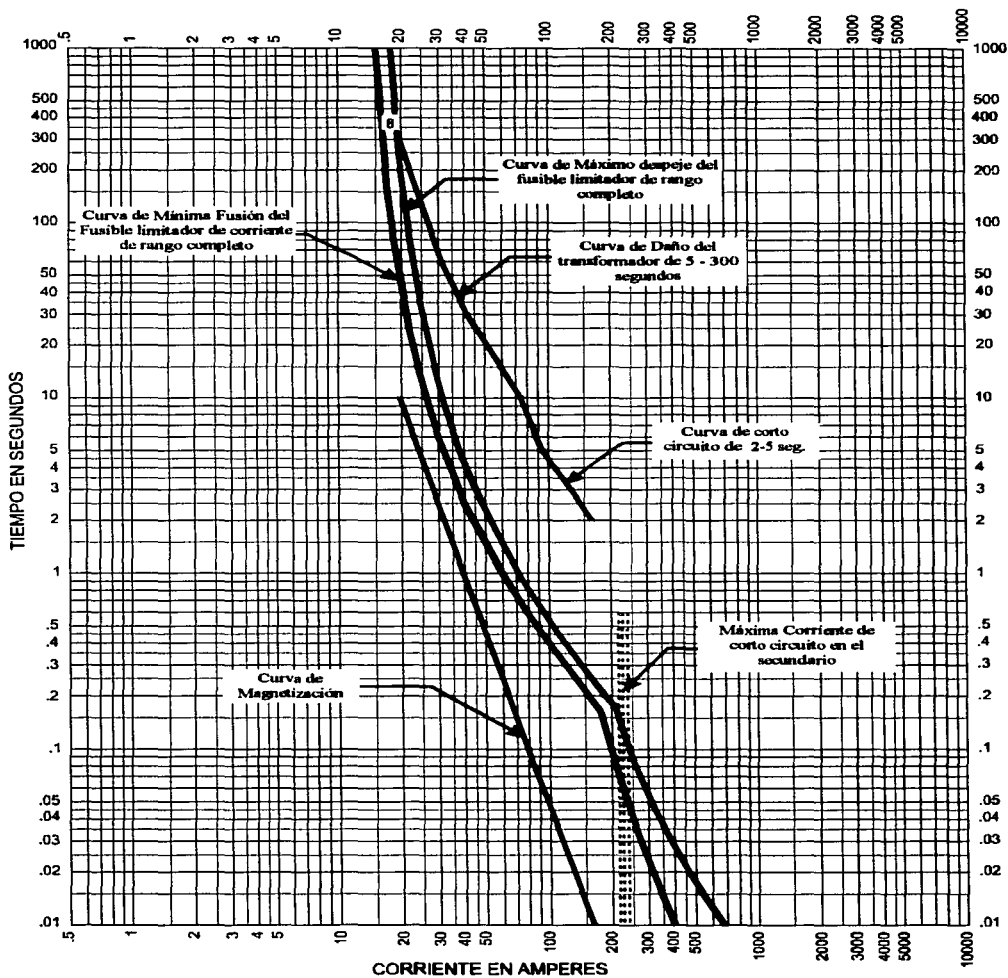


Figura 4.18. Curvas de coordinación de un fusible limitador de rango completo en el primario.

4.5.1 Corregir la curva de tiempo mínimo de fusión a la temperatura del aceite a plena carga.

Debido a que la temperatura del aceite afecta la operación del fusible, es necesario corregir la curva de mínima fusión del fusible. Como la curva está graficada a una temperatura de 25°C , y la temperatura del aceite del transformador a plena carga es de 59 °C de acuerdo con la grafica de la *figura 4-5*.

La información proporcionada por Cooper Power Systems al respecto es que la curva de mínima fusión, se desplaza 0.4% por cada °C de temperatura del aceite arriba de 25°C.

Con esta información se corrige la curva de mínima fusión del fusible limitadir de rango completo.

$$T_{a \text{ corregir}} = 59 - 25 = 34 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{a \text{ corregir}} = (34 \times 0.004)100 = 13.6\%$$

De acuerdo con la grafica de la *figura 4-18* el valor de la corriente máxima de fusión del fusible limitador de corriente de rango completo es de 400 Amperes en 0.01 Segundo. Por lo tante este valor se recorrerá 13.6% a la izquierda. De donde :

$$T_{a \text{ corregir}} = 400 \times 0.1360 = 54.4 \text{ } ^\circ\text{C a la izquierda}$$

La *Figura 4-19* nos muestra el movimiento hacia la izquierda de la curva de minima fusión del fusible limitador de rango completo.

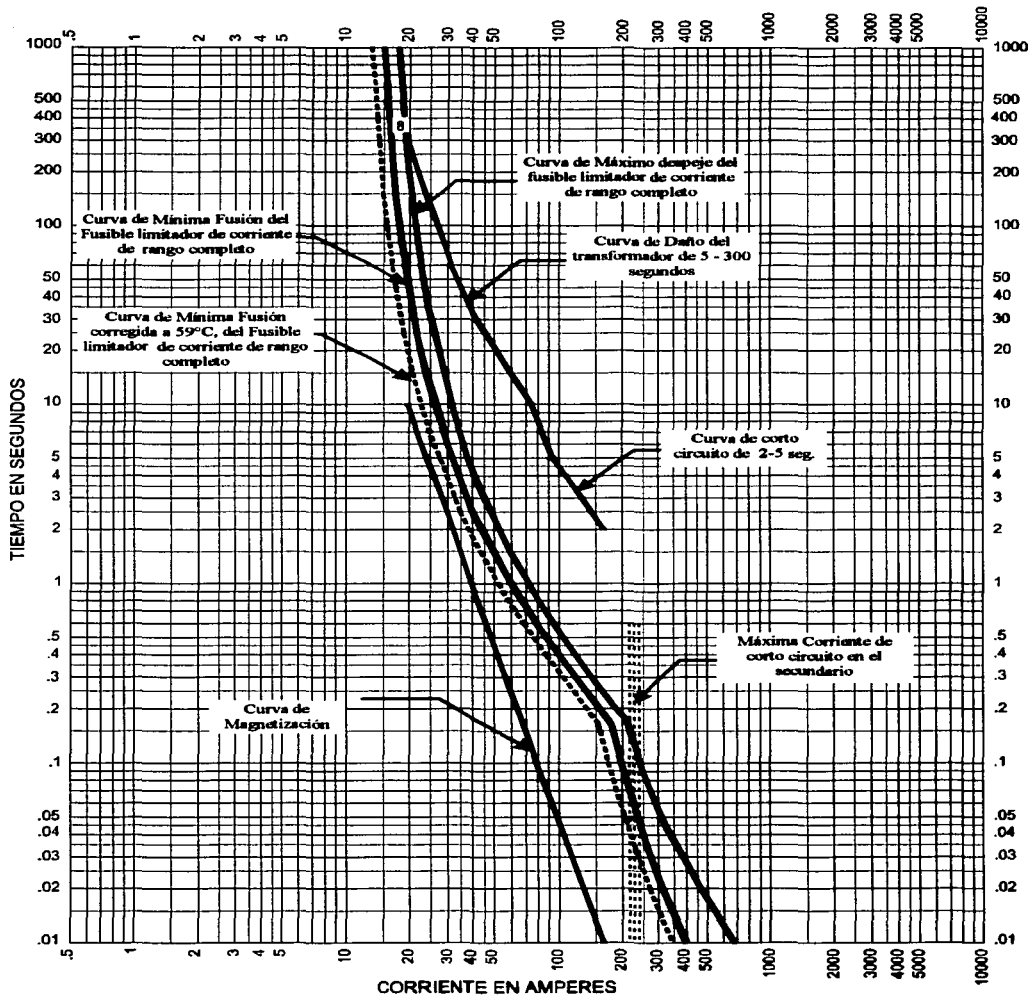


Figura 4-19. Curva corregida de mínima fusión del fusible limitador de rango completo en el primario.

4.6 Coordinación de un Fusible Limitador de Corriente de Rango Completo con un Interruptor Secundario.

Partiendo de lo que se vio en *punto 4.4* para la selección del interruptor secundario, en la *figura 4-20*, se muestra la curva tiempo-corriente del interruptor secundario 3QAi31MD20 de la marca P&A Power Products Inc. Bajo licencia de ABB y la curva tiempo-corriente del mínimo fusible limitador de corriente de rango completo que puede coordinarse con el interruptor.

Para determinar el número de catálogo del fusible limitador de corriente de rango completo, se siguen los mismos pasos que en el *punto 4.5*. De acuerdo con la *tabla 4-10*, le correspondería un fusible limitador de corriente de rango completo con número de catálogo 3563008M11M, pero dado que este fusible estará coordinado con un interruptor secundario, la curva de la grafica queda montada sobre la curva del interruptor . Por lo tanto, se toma el mínimo fusible que puede coordinarse con el interruptor. Para nuestro ejemplo, el número de catálogo será 3563018M11M.

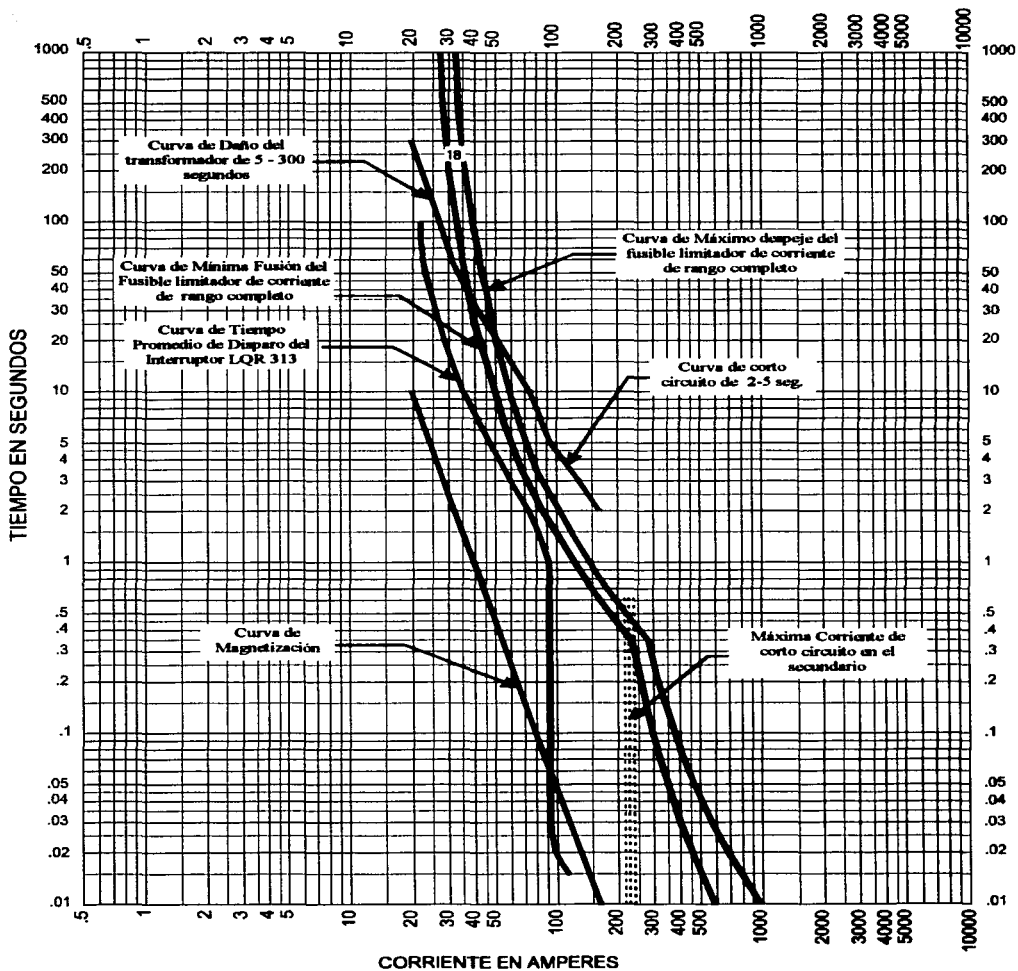


Figura 4-20. Curvas de coordinación de un fusible limitador de rango completo en el primario

4.6.1 Corregir la curva de tiempo mínimo de fusión a la temperatura del aceite a plena carga.

Igual que en el **punto 4.5.1**, es necesario corregir la curva de mínima fusión del fusible limitador de rango completo a la temperatura de operación del aceite. La temperatura del aceite del transformador a plena carga es de 59 °C de acuerdo con la grafica de la **figura 4-5**.

La información proporcionada por Cooper Power Systems al respecto es que la curva de mínima fusión, se desplaza 0.4% por cada °C de temperatura del aceite arriba de 25°C.

Con esta información se corrige la curva de mínima fusión del fusible limitadir de rango completo.

$$T_{a \text{ corregir}} = 59 - 25 = 34 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{a \text{ corregir}} = (34 \times 0.004)100 = 13.6\%$$

De acuerdo con la grafica de la **figura 4-18** el valor de la corriente máxima de fusión del fusible limitador de corriente de rango completo es de 595 Amperes en 0.01 Segundo. Por lo tanto, este valor se recorrerá 13.6% a la izquierda. De donde :

$$T_{a \text{ corregir}} = 595 \times 0.1360 = 80.92 \text{ } ^\circ\text{C a la izquierda}$$

La **Figura 4-21**, nos muestra el movimiento hacia la izquierda de la curva de minima fusión del fusible limitador de rango completo.

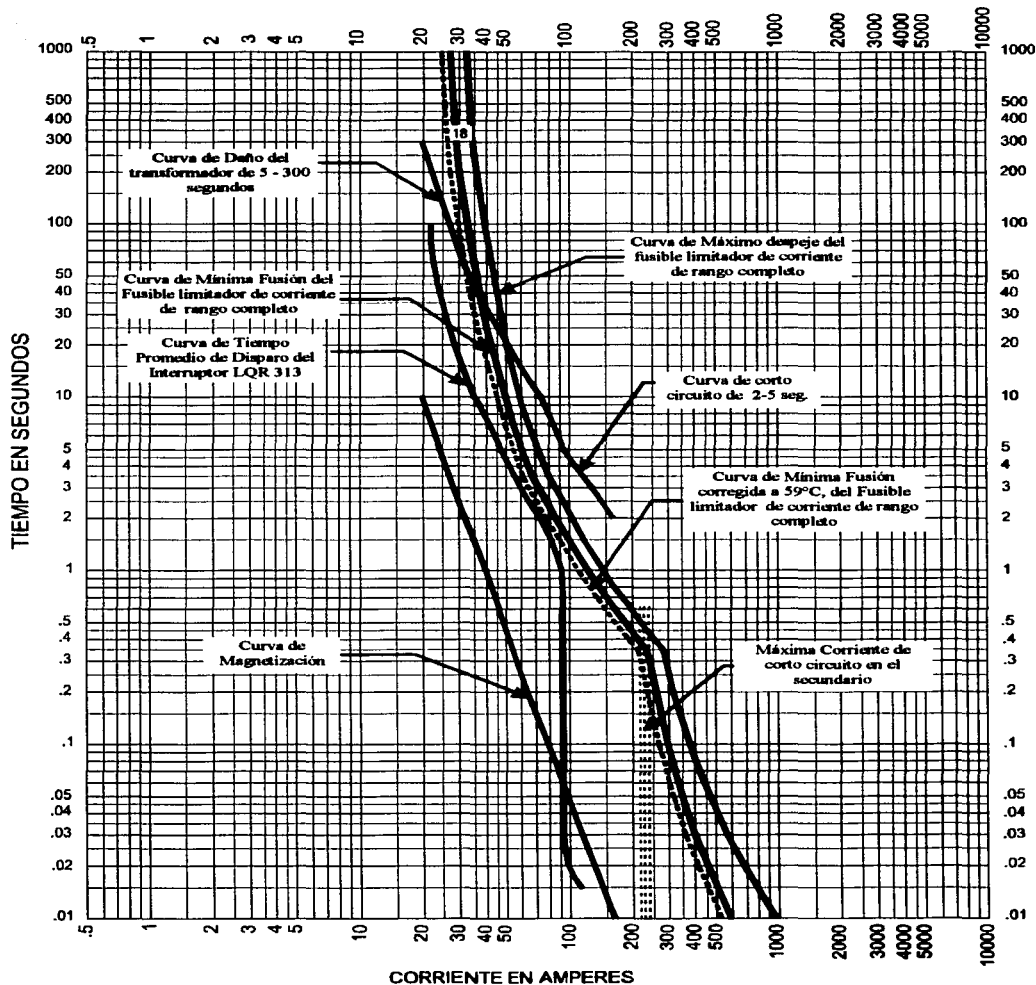


Figura 4-20. Curvas de coordinación de un fusible limitador de rango completo en el primario

4.7 CONCLUSIONES

Todas las coordinaciones empleadas en el capítulo proporcionan protección total al transformador, la decisión de usar cualquiera de ellos deberá ser tomada por el diseñador de la red de distribución subterránea donde va a ser instalado el transformador, considerando todas las ventajas ó desventajas que tenga cada una sobre las otras; algunos puntos a coordinar son los siguientes:

- a) % de sobrecarga permitida antes de que operen las protecciones.
- b) Máxima I^2t que permitirá el FLC antes de limitar la falla.
- c) Costo inicial de la protección.
- d) Disponibilidad de restablecer el sistema, después de operar la protección por alguna sobrecarga.
- e) Facilidad de coordinación con otros equipos de protección.

Se trataron aquí algunos de los criterios más usados en la protección de transformadores de distribución subterránea, sin embargo hay otros criterios usados, pero considero que siguiendo los criterios vistos aquí y consultando las recomendaciones de los fabricantes de fusibles e interruptores secundarios, se lograra siempre una buena protección para los transformadores

No se vieron algunos puntos de importancia en la protección como son: las presiones internas generadas por fallas en el transformador ó al operar los fusibles de expulsión y como se puede coordinar el fusible limitador de corriente con el diseño del tanque del transformador.

Así como el anterior, hay otros puntos en la selección y coordinación del equipo de protección y es por esto que la protección se considera un arte más que una ciencia y puede llegar a ser tan complicado ó sencillo según se quiera.

APÉNDICES

APENDICE A

Calculo de la corriente de corto circuito por el metodo de ANSI C57.12.00, Partiendo de las características del transformador.

Capacidad del transformador	150	kVA
Número de fases	3	
Frecuencia en ciclos por segundo	60	Hz
Tensión en el primario	13,200YT/7620	Volts
Tensión en el secundario	220Y/127	Volts

1) Calculo de la corriente de línea en el tap nominal.

$$I_{L-L} = \frac{kVA \times 1000}{\sqrt{3} * V_{L-L}}$$

$$I_n = \frac{150 * 1000}{\sqrt{3} * 13200} = 6.56 \text{ Amperes}$$

2) Calculo de la corriente de corto circuito simétrica.

$$I_{cc \text{ p.u.}} = \frac{100}{\%Z}$$

Si la $I_{cc \text{ p.u.}}$ es mayor que el indicado en la tabla 12 de la pagina 36 de la norma ANSI C57.12.00-1993, se usará el valor de la tabla 12.

MONOFÁSICOS (kVA)	TRIFÁSICOS (kVA)	$I_{cc \text{ p.u.}}$ Simétrica
5-25	15-75	40
37.5-100	112.5-300	35
167-500	500	25

Tabla 12. Capacidad de resistencia al corto circuito de transformadores de distribución.

$$I_{cc \text{ p.u.}} = \frac{100}{2.88} = 34.72$$

$I_{cc \text{ p.u.}}$ Es menor que 35 (ver tabla) por lo que el valor de $I_{cc \text{ p.u.}}$ a considerar es:

$$I_{cc \text{ rms}} = I_{cc \text{ p.u.}} \times I_n$$

$$I_{cc \text{ rms}} = 34.72 \times 6.56 = 227.76 \text{ Amperes en el Tap Nominal.}$$

3) Calculo de la duración de la corriente de corto circuito

$$t = \frac{1250}{I^2}$$

Donde:

t = tiempo de la duración de la I_{cc} en segundos.

I = Corriente de corto circuito simétrica

$$I = \frac{I_{cv}}{I_u}$$

$$I = \frac{227.76}{6.56} = 34.72$$

$$t = \frac{1250}{34.72^2} = 1.036 \text{ segundos}$$

Aproximadamente 62.16 ciclos.

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA

1. Norma NMX-J-285-1996 ANCE Transformadores de distribución tipo pedestal monofásicos y trifásicos para distribución subterránea.
2. Norma NMX-J-116- 1996 ANCE Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación.
3. Especificación CFE K0000-01-2001 Transformadores de distribución tipo Poste.
4. Especificación CFE K0000-08-1999 Transformadores Trifásicos tipo Pedestal para distribución Residencial Subterránea.
5. IEEE Std C57.12.00-1993, Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers (ANSI).
6. ANSI C57.12.22 1989, Requirements for Pad-Mounted, Compartmental-type, Self Cooled, Three-Phase Distribution Transformers with High-Voltage Bushings, 2500 kVA and Smaller: High-Voltage, 34500 GrdY/19920 Volts and Below.
7. IEEE C57.91-1995, Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Overhead and Pad-Padmouted Distribution Transformers Rated 500 kVA an Less with 65° ó 55° Average Winding Rise.
8. Over Current Protection by Arthur Freund, McGraw Hill.
9. IEEE Std C57.109.1993. IEEE Guide For Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration (ANSI).
10. Economics of Fusing Three-Phase Deadfront Padmounted Transformers, Cooper Power Systems, August-27-1991.
11. Selecting Overcurrent Protection for Three Phase Transformers, IEEE Industry Aplicacion Magazine, March-April 1996.
12. Aplicaciones de protecciones de distribución, IEEE Sección México.
13. Catalogo de Productos Cooper Power Systems. 1996.
14. El transformador de distribución CSP, Literatura técnica de producto, Abril 1991, ABB Power T&D Company Inc.
15. Aplicación de Interruptores secundarios para los transformadores de distribución, D. J. Ristuccia, ABB Power T&D Company Inc.

16. **Three Phase CSP Circuit Breakers for Distribution Transformers- General Information for Selection of Breaker type, Ardry Trading Company, 2001.**
17. **Interruptores Internos de circuito secundario inmersos en aceite, Folleto informativo, ERMCO Components, Inc.**