

2006-11-30

**ESPECIFICACIONES PARA TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDOS**



E: SPECIFICATIONS FOR COMPLETELY SELF-PROTECTED
DISTRIBUTION TRANSFORMERS.

CORRESPONDENCIA:

DESCRIPTORES: transformador; transformador de
distribución; transformador eléctrico;
transformador autoprotegido.

I.C.S.: 29.180.00

Editada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC)
Apartado 14237 Bogotá, D.C. - Tel. (571) 6078888 - Fax (571) 2221435

Prohibida su reproducción

Editada 2006-12-07

© ICONTEC 2008

Reservados todos los derechos. Ninguna parte de esta publicación puede ser reproducida o utilizada en cualquier forma o por cualquier medio, electrónico o mecánico incluyendo fotocopiado y microfilmación, sin permiso por escrito del editor.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC

PRÓLOGO

El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, **ICONTEC**, es el organismo nacional de normalización, según el Decreto 2269 de 1993.

ICONTEC es una entidad de carácter privado, sin ánimo de lucro, cuya Misión es fundamental para brindar soporte y desarrollo al productor y protección al consumidor. Colabora con el sector gubernamental y apoya al sector privado del país, para lograr ventajas competitivas en los mercados interno y externo.

La representación de todos los sectores involucrados en el proceso de Normalización Técnica está garantizada por los Comités Técnicos y el período de Consulta Pública, este último caracterizado por la participación del público en general.

La GTC 148 fue ratificada por el Consejo Directivo del 2006-11-30.

Esta guía está sujeta a ser actualizada permanentemente con el objeto de que responda en todo momento a las necesidades y exigencias actuales.

A continuación se relacionan las empresas que colaboraron en el estudio de esta guía a través de su participación en el Comité Técnico 130 Transformadores Eléctricos.

ASEA BROWN BOVERI LTDA
AWA INGENIERÍA LTDA.
C & CO COMPANY
CELSA S.A.
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS
CORPORACIÓN CENTRO DE
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
TECNOLÓGICO DEL SECTOR
ELÉCTRICO – CIDET
CODENSA S.A. ESP
COMERCIAL LEOSAN
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE.
ELECTROSEGURIDAD ANDINA
EMPRESA DE ENERGÍA DE
CUNDINAMARCA S.A. ESP
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI S.A. ESP
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
S.A. ESP
FELIX TORRES Y CIA LTDA
GAMMA AISLADORES CORONA S.A.
H – J ENTERPRISES

JLB Y CÍA.
MAGNETRON S.A.
MELEC S.A.
NYNAS
PARADOXE CORPORATION
RYMEL INGENIERÍA ELÉCTRICA LTDA.
SERINCA INGENIERÍA LTDA.
SIEMENS S.A.
T.P.L
TRADELCA
TRANSFORMADORES DE COLOMBIA
TRANSFORMADORES MAXWELL
TRANSFORMADORES SUNTEC S.A.
TRANSFORMADORES TESLA LTDA
TRANSELCA
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
UNIVERSIDAD DEL VALLE
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
VASELIN VELPA

ICONTEC cuenta con un Centro de Información que pone a disposición de los interesados normas internacionales, regionales y nacionales y otros documentos relacionados.

DIRECCIÓN DE NORMALIZACIÓN

CONTENIDO

	Página
1. OBJETO	1
2. REFERENCIAS NORMATIVAS	2
3. DEFINICIONES	2
4. GENERALIDADES DE LA AUTOPROTECCIÓN	4
4.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	4
4.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES	4
4.3 CONSIDERACIONES ADICIONALES	5
5. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	6
6. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS	7
6.1 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN	7
6.2 CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR	7
6.3 CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE SEÑALIZACIÓN VISUAL DE APERTURA O INDICADOR DE ALARMA	8
6.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS DEMÁS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE	9
7. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES	9
7.1 INFORMACIÓN DE COORDINACIÓN	9
7.2 CON INTERRUPTOR EN B.T. COORDINACIÓN ENTRE EL INTERRUPTOR Y EL FUSIBLE	10

	Página
7.3 CON INTERRUPTOR EN A.T	10
8. ENSAYOS	11
8.1 ENSAYOS DE RUTINA	11
8.2 ENSAYOS TIPO	11
ANEXOS	
ANEXO A EJEMPLO DE CÁLCULO DE ACCESORIOS PARA TRANSFORMADOR COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDO	14
FIGURAS	
Figura 1. Zonas de sobrecorrientes para coordinación de protecciones en transformadores de distribución	4
Figura 2. Esquema de protección con interruptor en baja tensión	6
Figura 3. Esquema de protección con interruptor en alta tensión	7

ESPECIFICACIONES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDOS

1. OBJETO

Esta guía establece las principales características técnicas requeridas para especificar transformadores de distribución sumergidos en líquido refrigerante del tipo completamente autoprotegido.

Esta guía se aplica a los siguientes transformadores inmersos en aceite mineral: monofásicos y trifásicos, con corrientes secundarias hasta de 1 600 A, BIL 150 kV, para ser utilizados en líneas de energía en niveles de tensión desde 2,4 kV hasta 34,5 kV; transformadores trifásicos desde 15 kVA hasta 500 kVA con 220 V de tensión secundaria o potencia hasta 1 000 kVA, con 440 V de tensión secundaria; transformadores monofásicos desde 5 kVA hasta 167,5 kVA, 120/240 V o hasta 333 kVA, 240/480 V.

Las características presentadas en esta guía se definen para agregarse a las especificaciones típicas de los transformadores convencionales, de tal manera que no cubren aspectos generales para ambos tipos de transformadores, sino que se refieren concretamente a los aspectos técnicos que identifican a los transformadores completamente autoprotegidos en cuanto a su diseño, la fabricación y aplicación.

La guía incluye los principios básicos recomendados para implementar la filosofía de autoprotección de tal manera que se logre el máximo aprovechamiento de los equipos completamente autoprotegidos, y presenta la manera en que se debería considerar el modelo térmico de los transformadores para lograr una protección apropiada contra sobrecargas y sobretensiones.

Cuando se considere apropiado, esta guía se puede aplicar parcialmente, utilizando solamente algunos de los elementos de protección mencionados; sin embargo, en esos casos no se puede considerar que el transformador es completamente autoprotegido.

La guía está definida para aplicación en transformadores reductores con devanados primario y secundario separados eléctricamente. Cualquier aplicación diferente debería ser consultada con el fabricante.

2. REFERENCIAS NORMATIVAS

Los siguientes documentos normativos referenciados son indispensables para la aplicación de este documento normativo. Para referencias fechadas, se aplica únicamente la edición citada. Para referencias no fechadas, se aplica la última edición del documento normativo referenciado (incluida cualquier corrección).

NTC 316:1998, Transformadores. Métodos de ensayo para determinar el calentamiento para transformadores sumergidos en líquido refrigerante. (ANSI/IEEE C57.12.90:93)

NTC 818:1995, Transformadores. Monofásicos autorrefrigerados sumergidos en líquido. Corriente sin carga. Pérdidas y tensión de corto circuito.

NTC 819:1995, Electrotecnia. Transformadores trifásicos autorrefrigerados sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito

NTC 2797:1990, Electrotecnia. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución. (NTC 2482, ANSI/IEEE C57.109, NTC 532, NTC 317, ANSI/IEEE C37.91, ANSI/IEEE C57.12/00.)

NTC 2878:1991, Electrotecnia. Guía para la selección de pararrayos en transformadores de distribución. (NTC 2166, NTC 2628)

IEC 60099-4:2004, *Surge Arresters. Part 4: Metal-oxide Surge Arresters Without Gaps for a.c. Systems*

IEC 60099-5:2000, *Surge Arresters. Part 5: Selection and Application Recommendations.*

IEEE C37.48.1:2002, *Guide for the Operation, Classification, Application, and Coordination of Current-limiting Fuses with Rated Voltages 1-38 kV.*

IEEE C57.109: 1993, *Guide for Liquid-immersed Transformer Through-fault-current Duration.*

IEEE C62.11:1999, *Metal-oxide Surge Arresters for Alternating Current Power Circuits.*

IEEE C62.22:1997, *Guide for the Application of Metal-oxide Surge Arresters for Alternating Current Systems*

3. DEFINICIONES

Para los propósitos de este documento se aplican los siguientes términos.

3.1 Capacidad de cortocircuito de la red. Máxima corriente de falla de la red primaria, en el punto de instalación del transformador.

3.2 Capacidad de interrupción. Máxima corriente, a voltaje nominal, que un dispositivo puede interrumpir.

3.3 Condición de trabajo de emergencia. Es aquella situación en la cual el transformador, aunque trabaje en condiciones de sobrecarga, debería suplir la demanda de energía eléctrica a los usuarios conectados a él. Esta condición de trabajo de emergencia disminuye la vida útil esperada del transformador en condiciones normales.

- 3.4 Condición de trabajo normal.** Es aquella situación en la cual el transformador suministra la demanda de energía eléctrica a los usuarios dentro de los límites de su capacidad, conservando la mínima vida útil esperada del equipo.
- 3.5 Corrientes de sobrecarga.** Corrientes cuya magnitud está usualmente entre 1 y 3 veces la corriente nominal del transformador.
- 3.6 Corrientes de cortocircuito.** Son todas aquellas corrientes cuya magnitud es superior a 3 veces la corriente nominal del transformador. Pueden ser originadas por fallas al interior del transformador o en la red secundaria.
- 3.7 Descargador de sobretensión.** Dispositivo cuya función es proteger al transformador de elevadas tensiones transitorias. Habitualmente son resistores no lineales que una vez sometidos a una sobretensión conducen corriente y limitan el valor de tensión entre sus extremos, disminuyendo el valor de las sobretensiones directas sobre el equipo protegido.
- 3.8 Eslabón de aislamiento(Isolation Link).** Pieza que se funde al paso de corriente pero que no posee cámara de extinción y por tanto no puede utilizarse en solitario como fusible. Por esta razón, esta pieza se conecta en serie y se coordina con otro fusible propiamente dicho para que ambos abran simultáneamente. Al dejar abierto el circuito y estar en serie con el fusible, esta pieza evita la re-energización al cambiar el fusible propiamente dicho.
- 3.9 Fusible de expulsión.** Dispositivo de protección para corriente que tiene un elemento fusible hecho en estaño, cobre o plata; montado sobre un tubo de material aislante que ante altas temperaturas, el interior de las paredes libera un gas des-ionizante que extingue el arco eléctrico generado por la fusión del elemento conductor.
- 3.10 Interruptor.** Aparato diseñado para abrir y cerrar un circuito de forma manual o automática, interrumpiendo una corriente cuya magnitud sea inferior o igual a su capacidad de interrupción, sin daño en el mismo.
- 3.11 Operador de red.** Es el ente encargado de la planeación de la expansión, operación, mantenimiento y de las inversiones de todo o parte de un sistema de distribución local o sistema de transmisión regional de energía eléctrica.
- 3.12 Sobrecorriente.** Es toda corriente cuya magnitud sea superior a la magnitud de la corriente nominal del transformador. Se distinguen dos clases de sobrecorrientes, estas son:
- 3.13 Sobretensión.** Es cualquier tensión entre fase y tierra o entre dos fases del sistema, cuyo valor es mayor al máximo valor de tensión cuando el sistema opera de forma normal. Las sobretensiones se clasifican por su duración en sobretensiones temporales y transitorias.
- 3.14 Transformador completamente autoprotegido.** Transformador que tiene incorporados desde su etapa de diseño y su etapa de fabricación elementos de protección contra sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos externos y elementos para aislarlo de la red en caso de falla.
- 3.15 Usuario.** Persona que utilice, o esté conectado a un sistema de distribución eléctrica local o sistema de transmisión regional.

4. GENERALIDADES DE LA AUTOPROTECCIÓN

4.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

El transformador debería tener incorporados elementos que brinden protección contra sobretensiones externas a que puede verse sometido durante su funcionamiento.

4.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

Un transformador completamente autoprotegido debería tener incorporados elementos que brinden protección ante los diferentes tipos de sobrecorrientes a las que puede estar expuesto durante su funcionamiento.

Adicionalmente las protecciones de sobrecorriente no deberían operar cuando se produzcan corrientes de energización (*inrush*), ya que estas corresponden a condiciones operativas normales, propias del transformador o del circuito que alimentan.

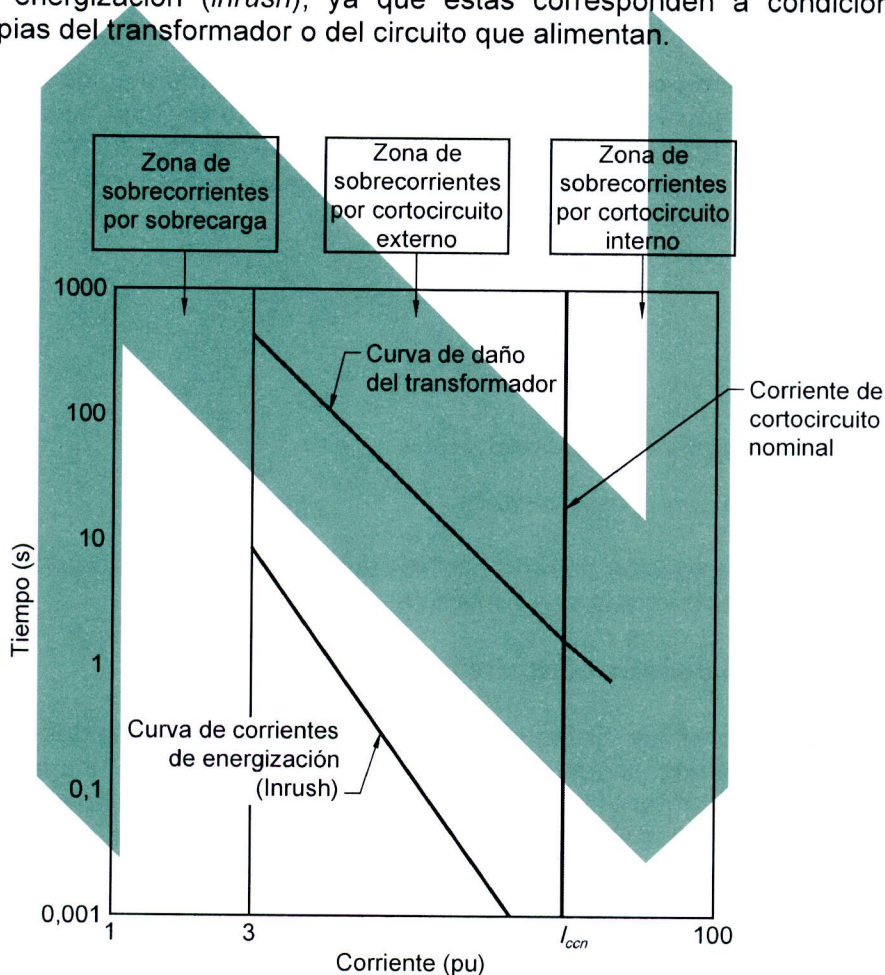


Figura 1. Zonas de sobrecorrientes para coordinación de protecciones en transformadores de distribución

4.2.1 Protección contra sobrecarga

La finalidad de la protección contra sobrecargas es evitar un deterioro más acelerado de lo normal, del aislamiento del transformador y por tanto de su vida útil, debido al efecto térmico producido por estas, para ello el elemento encargado de la protección debería desconectar la carga que alimenta el transformador antes de que la pérdida de vida útil supere la deseada por

el operador de red. A menos que se especifique lo contrario, la máxima pérdida de vida permitida será de 0,013 7 % por día.

Como las causas de la sobrecarga suelen ser de tipo temporal, el elemento de protección debería permitir la reconexión de la carga una vez estas desaparezcan y la temperatura al interior del transformador se reduzca.

El elemento de protección debería permitir además reconectar la carga, aún cuando la sobrecarga persista, siempre y cuando esta se encuentre por debajo de un valor previamente establecido. Esto es de utilidad cuando se desea priorizar la prestación del servicio; sin embargo la pérdida de vida útil del transformador por efectos térmicos, bajo esta condición de operación, es mayor que bajo operación normal y puede conducir a la falla del equipo por lo cual se considera esta como una condición de trabajo temporal y de emergencia.

4.2.2 Protección contra cortocircuitos externos

Los transformadores de distribución completamente autoprotegidos deberían contar con una protección que desconecte la alimentación del circuito de baja tensión, cuando se presenten corrientes de cortocircuito debidas a fallas en la red secundaria, es decir para todas aquellas corrientes de cortocircuito cuya magnitud sea igual o inferior a la corriente de cortocircuito nominal, determinada por la ecuación 1.

$$L_{ccn} (p.u) = \frac{100}{Z_{cc} (\%)} \quad (1)$$

en donde

I_{ccn} corriente de corto circuito nominal

Z_{cc} impedancia de corto circuito

El elemento de protección debería permitir reconectar la carga, cuando la condición que originó la falla en la red secundaria sea eliminada.

4.2.3 Protección contra cortocircuitos internos

Los transformadores de distribución completamente autoprotegidos deberían contar con una protección que los desconecte de la red, en caso de presentarse una falla interna en el mismo; es decir, debería operar para todas aquellas corrientes de cortocircuito cuya magnitud sea superior a la calculada mediante la Ecuación 1 y menor que la capacidad de corto circuito de la red.

Una vez el elemento de protección actúe, no debería permitir re-energizar el transformador, para evitar las repercusiones en red ocasionadas por la conexión de un transformador en condiciones de falla.

4.3 CONSIDERACIONES ADICIONALES

Debido a la utilización de fusibles de expulsión (para el esquema del interruptor en baja tensión) o interruptor de AT, la filosofía de aplicación de los transformadores completamente autoprotegidos contemplada por esta guía permite la eliminación de las llaves fusible externas (*cut-out* o cortacircuito) ubicadas al exterior del transformador, en este caso, se recomienda consultar literatura sobre operación con líneas energizadas.

En estos transformadores se considera que las protecciones hacen parte integral del devanado al que se encuentran conectadas. Por ello, las pérdidas totales del transformador declaradas por el fabricante deberían incluir las pérdidas que ocurren en las protecciones en condiciones de carga nominal y deberían estar de acuerdo con lo establecido en las NTC 818 y NTC 819.

Se recomienda el uso del capacete protector de contacto con animales, donde se requiera, para evitar fallas a tierra en la parte externa del lado de alta tensión, especialmente cuando en la instalación no se usa caja primaria o cortacircuito (*cut-out*).

Para la aplicación de la filosofía de autoprotección el fabricante del transformador hace la selección, coordinación y suministro de los elementos de protección, para ello es necesario que el operador de red suministre la información descrita en el numeral 7.1.1.

5. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

5.1 Según la forma en que se dispongan las protecciones contra sobrecorrientes, se distinguen dos esquemas de transformadores completamente autoprotegidos:

- Con interruptor en baja tensión.
- Con interruptor en alta tensión.

5.1.1 Esquema de protección con interruptor en baja tensión

Este esquema de protección emplea un interruptor conectado al circuito de baja tensión, el cual ofrece protección contra sobrecargas y cortocircuitos externos, mientras que los fusibles puestos en serie con cada una de las fases de alta tensión son los elementos de protección contra cortocircuitos internos.

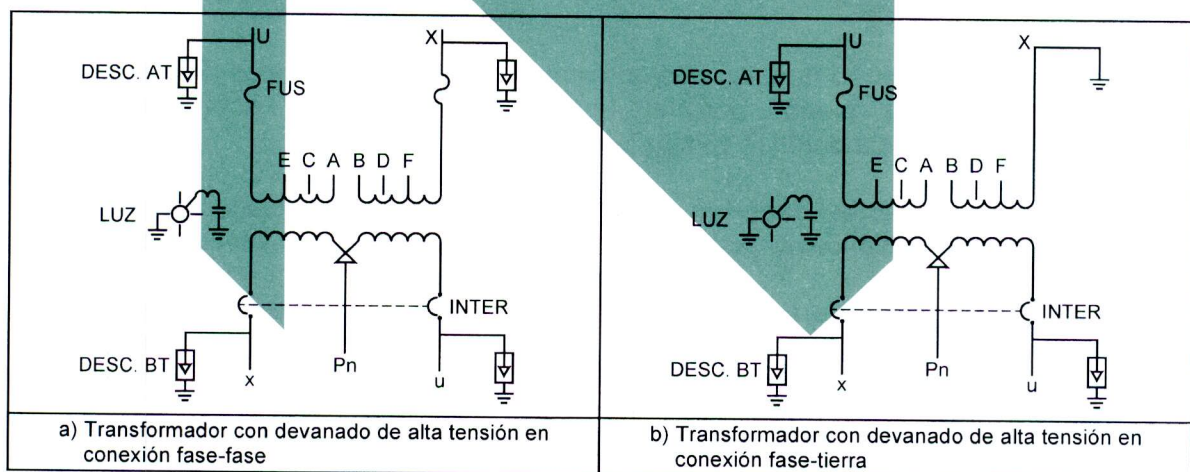


Figura 2. Esquema de protección con interruptor en baja tensión:

5.1.2 Esquema de protección con interruptor en alta tensión

Este esquema de protección emplea un interruptor conectado al circuito de alta tensión en serie con un elemento que puede ser un fusible limitador o un eslabón de aislamiento (*isolation link*). Cuando se emplea el fusible limitador este actúa como protección ante cortocircuitos internos y el interruptor como protección contra sobrecargas y cortocircuitos externos. Si se emplea eslabón de aislamiento (*isolation link*), el interruptor hace las veces de protección contra

sobrecargas, cortocircuitos externos e internos y el eslabón de aislamiento (*isolation link*) evita reenergizaciones ante fallas internas.

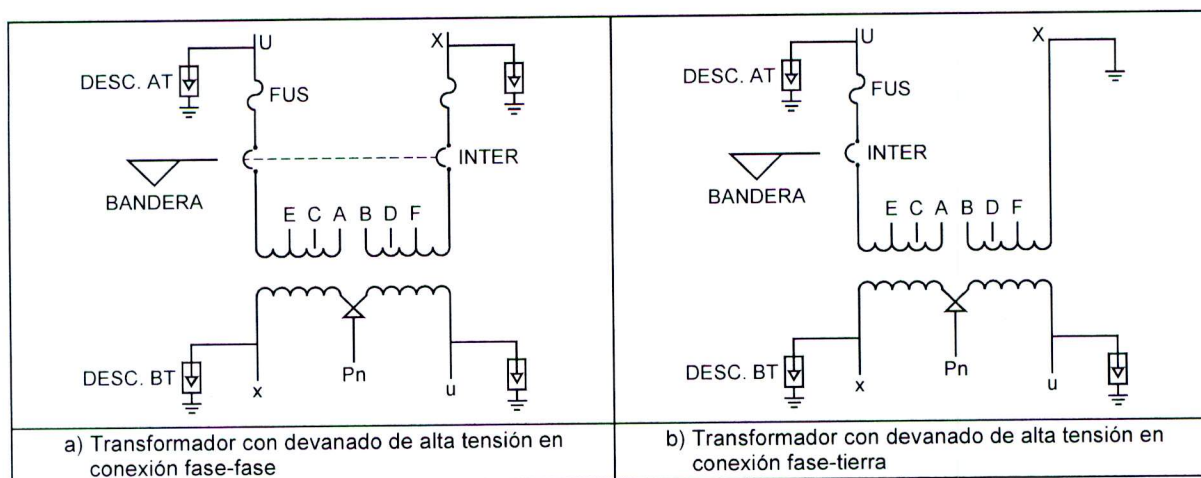


Figura 3. Esquema de protección con interruptor en alta tensión

6. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS

6.1 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN

El transformador debería ser suministrado con un descargador de sobretensión externo por cada fase en el lado de alta tensión y en el lado de baja tensión, los cuales deberían tener su correspondiente dispositivo de fijación localizados en el transformador de tal manera que se satisfagan las distancias fase-tierra predeterminadas para la tensión de aislamiento según su sistema de montaje.

Debería considerarse también que la distancia entre los terminales del descargador a tierra y a la fase sea la menor posible. Los descargadores de sobretensión deberían venir apropiadamente conectados y listos para su uso.

Estos descargadores deberían tener un elemento desconector automático de tierra. El material de la cubierta del descargador debería ser definido por acuerdo cliente - comprador.

Los descargadores de sobretensión en alta tensión deberían ser del tipo distribución HEAVY DUTY, y deberían estar de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE C62.11, IEEE C62.22 O CLASE 1 según las normas IEC 60099-4, IEC 60099-5 o NTC 2878.

Para la selección de los descargadores de alta tensión debería tenerse en cuenta que el máximo voltaje de arco generado con la interrupción del fusible no debería producir la operación del descargador debido al posible daño que puede ocasionarse en este.

6.2 CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR

El interruptor debería estar conectado eléctricamente entre la bobina y su respectivo terminal y debería estar físicamente ubicado en la parte superior del tanque y sumergido totalmente en aceite, de tal manera que su elemento sensor haga el monitoreo de temperatura en la parte superior del aceite.

El interruptor debería ser del tipo compacto, es decir, totalmente ensamblado junto con la manija externa de operación y su mecanismo de acople, para ser montado en la parte lateral del tanque y no sobre la parte activa del transformador.

El dispositivo de operación del interruptor debería estar provisto de dos manijas, una para permitir la apertura y el cierre del interruptor la cual debería poderse accionar con una pértiga, y otra de operación manual para permitir que el interruptor opere con una corriente mayor a la previamente establecida para eventuales condiciones de emergencia.

El interruptor en alta tensión, debería estar provisto con un elemento sensor del nivel de aceite que evite su operación en condición de bajo nivel y que pueda dejar su cámara de desconexión expuesta a la atmósfera; ya que una operación de interrupción en alta tensión en estas condiciones conllevaría un riesgo alto de explosión.

6.3 CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE SEÑALIZACIÓN VISUAL DE APERTURA O INDICADOR DE ALARMA

6.3.1 Con interruptor en BT

Para este esquema de autoprotección, se emplea un mecanismo de señalización visual de alarma y de apertura, tipo lámpara, el cual da, dentro de unas condiciones predeterminadas, una indicación de la condición anormal de temperatura en el transformador, sin llegar a desconectar la carga.

Este mecanismo debería alimentarse con tensión a través de un devanado especial que provea entre 4 V y 6 V, el cual debería estar aislado eléctricamente de los otros devanados del transformador. Debería ser posible extraer y cambiar la bombilla desde la parte exterior del transformador, de tal manera que no sea necesario destaparlo. La perforación para instalación de la lámpara debería estar ubicada por encima del nivel del aceite, y debería poseer bloqueo antigiro y garantizar la hermeticidad del transformador.

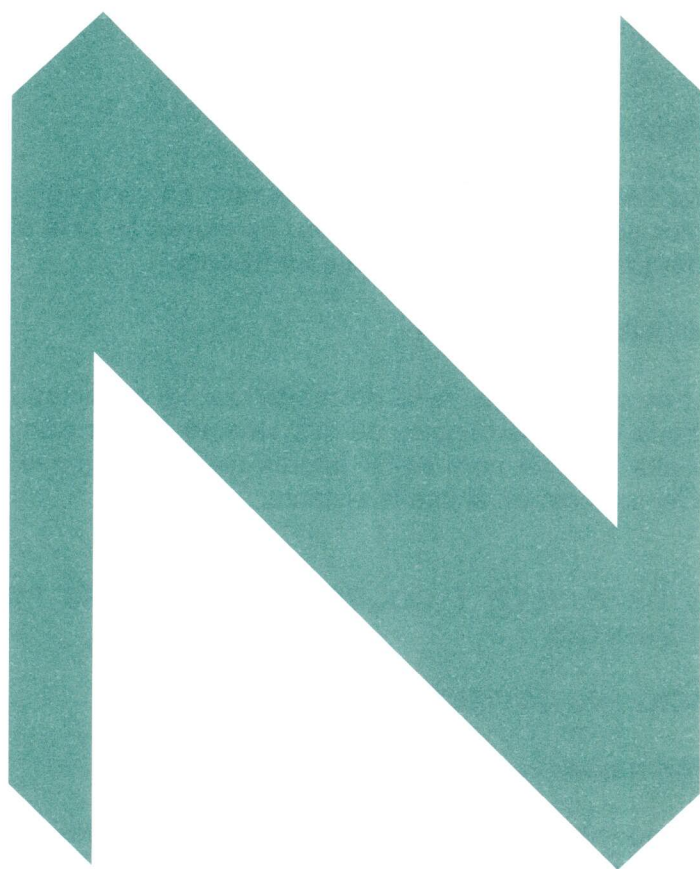
Una vez que se cumpla la condición predeterminada de operación, la lámpara utilizada debería permanecer encendida aunque la condición anormal desaparezca, hasta que sea manualmente restablecida, con el fin de detectar otras condiciones anormales posteriores.

Cuando se efectúe un disparo del interruptor por cortocircuito la lámpara debería también encender para dar una clara indicación del tipo de falla presentado.

NOTA Se recomienda que el operador de red establezca un seguimiento de la frecuencia de operación de los mecanismos de señalización por lámpara de condiciones de alarma. Esto facilitará la detección de los puntos críticos de la red, la disminución de las interrupciones del servicio y el cambio oportuno de equipos que han llegado al tope de su capacidad térmica de carga.

6.3.2 Con interruptor en AT

Para este esquema de autoprotección, se emplea un mecanismo de señalización visual de apertura tipo Bandera de un color que sea fácilmente observable y que indique que el interruptor ha operado y debería ser restablecido, luego de verificar la causa de la falla y el lado del transformador en el cual se presentó. Este mecanismo es de tipo mecánico y es parte integral de la manija del interruptor.



6.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS DEMÁS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

6.4.1 Fusibles de expulsión

Para el esquema de autoprotección con interruptor en BT, debería existir un fusible, dotado de cámara de extinción de arco. Este fusible debería ser instalado en serie con cada una de las fases de alta tensión del transformador, de tal manera que en caso de ruptura se evite que los elementos desprendidos hagan contacto con partes puestas a tierra del transformador; deberían estar, también, separados convenientemente de tierra, según recomendación del fabricante, de tal manera que al momento de ruptura, los gases ionizados liberados no hagan contacto con la estructura puesta a tierra.

El fusible debería permanecer inmerso en el aceite aislante, bien sea dentro del aislador de alta tensión o montado sobre un soporte aislante convenientemente fijado a la estructura metálica del transformador.

6.4.2 Eslabón de aislamiento (*Isolation Link*)

El eslabón de aislamiento (isolation link) va conectado en serie con cada una de las fases a la salida del interruptor de alta tensión. Su función es derretirse ante algunas fallas internas para evitar futuras reenergizaciones del transformador fallado.

6.4.3 Fusible limitador de corriente

El fusible limitador de corriente, en caso de requerirse, va conectado en serie con cada una de las fases a la entrada de los terminales de alta tensión. Su función es derretirse ante algunas fallas internas de alta energía para evitar futuras reenergizaciones del transformador fallado. Debería permanecer inmerso en el aceite aislante.

7. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

7.1 INFORMACIÓN DE COORDINACIÓN

7.1.1 Información requerida del operador de red

Para realizar una adecuada coordinación de las protecciones el operador de red deberá suministrar al fabricante la siguiente información:

- Capacidad de corto circuito de la red en el punto de instalación
- Configuración de la red y condiciones de puesta a tierra de la misma.
- Condiciones de carga del transformador y sobrecarga máxima permitida (magnitudes y duración), o en su defecto una curva característica de carga diaria.

7.1.2 Información suministrada por el fabricante

El fabricante del transformador debería suministrar la siguiente información:

- Un gráfico de coordinación para las zonas de corrientes de corto circuito que indique, entre otros puntos:

- curva de corriente de energización (*inrush*) (véase la Nota 1),
- curva del interruptor seleccionado,
- curva del fusible seleccionado,
- curva de daño del transformador de acuerdo con las especificaciones ANSI C57.12.109.
- valor de corriente de corto circuito nominal limitada por la impedancia del transformador,
- Un gráfico de coordinación para la zona de sobrecarga que incluya las curvas de operación corriente contra tiempo ($I \times t$) del interruptor y la curva de sobrecarga máxima permitida del transformador, para las temperaturas de ajuste del sensor considerando la temperatura ambiente y la precarga especificada por el usuario. La curva debería ser presentada en el intervalo de 100 % a 200 % de la corriente nominal del transformador.

NOTA 1 Para elaborar la curva de corriente de energización (*inrush*) pueden asumirse los siguientes valores, tomados de la NTC 2797, ANSI C37.48.1 numeral 5.1.3.1:

Número de veces de la corriente nominal	Tiempo (s)
3	10
6	1
12	0,1
25	0,01

NOTA 2 Todas las condiciones de coordinación indicadas aquí deberían comprobarse por medio de ensayos. Véase el numeral 8.

7.2 CON INTERRUPTOR EN B.T. COORDINACIÓN ENTRE EL INTERRUPTOR Y EL FUSIBLE

El fabricante del transformador debería seleccionar y coordinar las curva de operación del interruptor y del fusible, de tal manera que el primero siempre opere cuando se detecte una condición de cortocircuito externo dentro del rango limitado por la impedancia del transformador o una sobrecarga que ponga en riesgo la vida útil, y el segundo opere para todos los casos de falla interna en el equipo separándolo de la red.

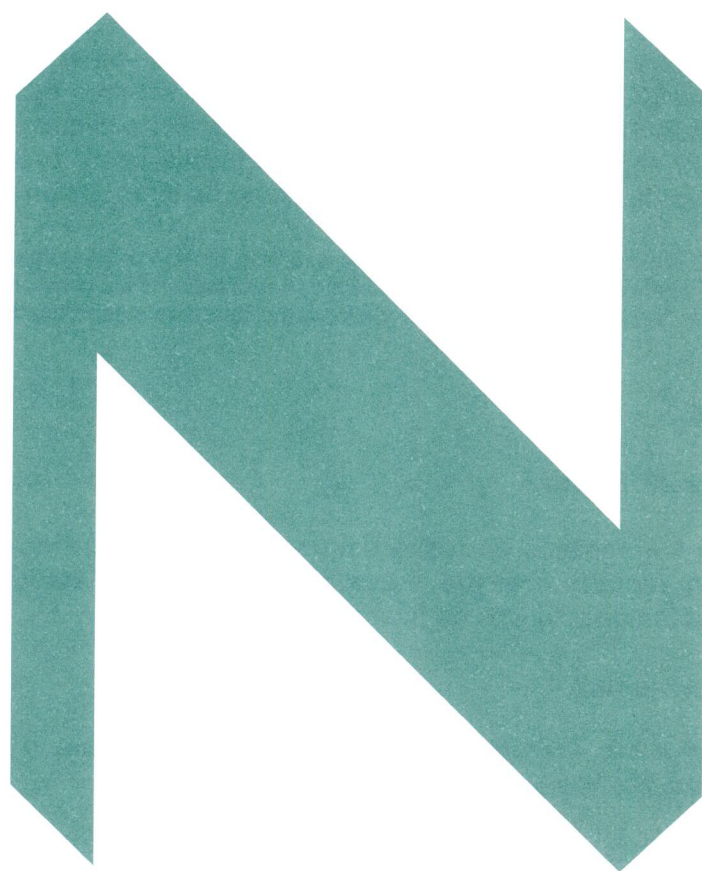
Si el valor de la corriente de corto de la red en el sitio de instalación del transformador excede la capacidad de interrupción del fusible de expulsión, se deberían usar fusibles limitadores de corriente en serie con los fusibles de expulsión.

NOTA 3 En general, el tiempo de operación del fusible de alta tensión debería ser tenido en cuenta por el operador de red para la definición de los tiempos de operación de los elementos de protección ubicados "aguas arriba" del transformador completamente autoprotegido.

7.3 CON INTERRUPTOR EN A.T

7.3.1 Coordinación entre el interruptor y el eslabón de aislamiento (*isolation link*)

El fabricante del transformador debería seleccionar y coordinar las curva de operación del interruptor y del eslabón de aislamiento (*isolation link*) de tal manera que el interruptor siempre opere cuando se detecte una condición de cortocircuito externo, interno o una sobrecarga que



ponga en riesgo la vida útil, y el segundo opere simultáneamente con el interruptor ante falla interna en el transformador evitando futuras reenergizaciones.

No siempre es posible lograr que para todas las magnitudes de corrientes de falla interna se derrita el eslabón de aislamiento (*isolation link*) sin embargo, en la coordinación debería buscarse que el punto de cruce entre las dos curvas esté lo más cercano posible, por encima, a la corriente de cortocircuito nominal. Para estos casos el operador de red estaría energizando el transformador en condiciones de falla, lo cual conlleva una nueva operación del interruptor.

Cuando la capacidad de cortocircuito en la red sea inferior a la capacidad de interrupción del interruptor, se podrá usar el eslabón de aislamiento (*isolation link*) en caso contrario, será obligatorio el uso del fusible limitador.

7.3.2 Coordinación entre el interruptor y el fusible Limitador

El fabricante del transformador debería seleccionar y coordinar las curva de operación del interruptor y del fusible, de tal manera que el interruptor siempre opere cuando se detecte una condición de cortocircuito externo, una sobrecarga o un corto circuito interno cuya corriente sea menor o igual a su capacidad de interrupción y el fusible opere para todos los casos de falla interna en los cuales la corriente supere la capacidad de interrupción del interruptor.

NOTA 4 En general, el tiempo de operación del fusible de alta tensión o del elemento que haga las veces de éste, debería ser tenido en cuenta por el operador de red para la definición de los tiempos de operación de los elementos de protección ubicados "aguas arriba" del transformador completamente autoprotegido.

8. ENSAYOS

8.1 ENSAYOS DE RUTINA

Adicionalmente a los ensayos de rutina del transformador convencional, definidos en la NTC 380, se deberían realizar ensayos sobre el transformador autoprotegido para verificar el funcionamiento de los dispositivos de interrupción.

8.1.1 Operación manual

Deberían realizarse 10 operaciones consecutivas de apertura y cierre del dispositivo de interrupción, verificando la correcta operación del mismo.

8.2 ENSAYOS TIPO

8.2.1 Ensayo de verificación de la protección contra sobrecarga

Este ensayo se realiza para verificar la protección del dispositivo de interrupción ante sobrecarga, en posición de trabajo normal de operación y en posición de trabajo de emergencia.

Se deberían realizar dos ensayos de sobrecarga con el interruptor en la posición normal de operación y dos ensayos con el interruptor en la posición de sobrecarga de emergencia.

Los niveles de sobrecarga deberían ser seleccionados a partir de la curva de operación del interruptor en la zona de sobrecarga, para disparos de 2 h y 4 h, ó los acordados entre el fabricante y el comprador. Sin embargo, la sobrecarga en ningún caso deberá exceder de 3 p.u. durante 30 min.

Cada ensayo se realiza aplicando una tensión en el devanado primario, con el secundario en cortocircuito, de tal manera que circule una corriente de precarga que garantice las pérdidas de vacío más las pérdidas en carga que se producen con el 90 % de pulgadas (ó el valor acordado previamente entre el comprador y el fabricante) hasta que la temperatura en la parte superior del aceite no varíe en más de 1 °C por hora durante 3 h consecutivas. Inmediatamente se aumenta la corriente al valor de sobrecarga con respecto a I_n y se mantiene hasta que el interruptor dispare.

Se deberían registrar el tiempo de operación del interruptor y de la señalización de sobrecarga (si la posee), corrientes aplicadas, temperatura en el nivel superior del aceite y temperatura ambiente. La medición de las temperaturas se realiza usando el procedimiento descrito en la NTC 316.

Debido a que la temperatura ambiente durante la prueba puede diferir de la temperatura de ajuste de la protección, se deberían recalcular los tiempos de operación esperados (véase ejemplos). En cualquier caso, para las sobrecargas aplicadas, se debería verificar que la pérdida de vida útil sea igual o menor a la máxima permitida.

Entre cada ensayo de sobrecarga, se debería esperar hasta que la temperatura del aceite disminuya a valores por debajo de la temperatura de estabilización de precarga.

8.2.2 Ensayo de verificación de soporte de la corriente de magnetización

Este ensayo se realiza para verificar la capacidad de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes para que no actúen ante corrientes de magnetización (inrush) del transformador.

Para obtener la máxima corriente de energización (*inrush*) se debería saturar el núcleo con un flujo remanente de polaridad preestablecida y posteriormente se energiza el transformador produciendo el mayor flujo de polaridad contraria. Esto se puede lograr aplicando tres energizaciones a tensión nominal con el transformador en vacío, teniendo en cuenta los siguientes requisitos:

- 1) Cruce por cero de la tensión con flanco positivo
- 2) Cruce por cero de la tensión con flanco positivo
- 3) Cruce por cero de la tensión con flanco negativo

La duración de cada una de las tres energizaciones debería ser igual, con el fin de obtener la polaridad del flujo requerida en el núcleo, en cada uno de los ensayos. Se recomienda que cada energización tenga una duración de mínimo 100 ms.

Se deberían registrar los oscilogramas de tensión y corriente aplicadas durante el ensayo y se debería verificar que las protecciones no actuaron.

8.2.3 Ensayo de verificación de la protección contra cortocircuitos externos

Este ensayo se realiza para verificar la capacidad del circuito interruptor para detectar y operar ante corrientes de cortocircuito menores ó iguales a las de cortocircuito nominal (véase la Ecuación 1).

Se deberían realizar dos ensayos, uno al 100 % y otro al 50 % de la corriente de cortocircuito nominal, con una desviación máxima de ± 10 %. Adicionalmente, se pueden aplicar otros porcentajes de corriente, con el fin de esbozar la curva de operación del interruptor. Para el ensayo de corriente de cortocircuito del 100 %, se debería cortocircuitar directamente el devanado de baja tensión y aplicar tensión nominal en el devanado de alta tensión.

Para el ensayo de corriente de cortocircuito del 50 %, se puede conectar al devanado de baja tensión una impedancia de valor adecuado y aplicar tensión nominal en el devanado de alta tensión, o cortocircuitar directamente el devanado secundario y disminuir la tensión aplicada al devanado de alta tensión.

Se deberían registrar los oscilogramas de tensión y corriente aplicadas durante el ensayo.

Debería verificarse:

- Que el tiempo de operación del elemento de protección sea como máximo el indicado en la curva de máximo tiempo suministrada por el fabricante.
- Que si el transformador posee fusibles en el lado de alta tensión, estos no operen durante el ensayo. Esto permite verificar la coordinación entre las protecciones ante cortocircuitos externos y la protección ante cortocircuitos internos

8.2.4 Ensayo de verificación de la protección contra cortocircuitos internos

Este ensayo se realiza para verificar la operación del elemento de protección contra fallas internas. Si el transformador posee interruptor en baja tensión, éste se debería anular para evitar su operación durante el ensayo.

El ensayo se debería realizar para una corriente igual ó mayor al 100 % de la corriente de cortocircuito nominal.

Para este ensayo se debería cortocircuitar directamente el devanado de baja tensión y aplicar tensión en el devanado de alta tensión. Se puede usar el tap de mínima impedancia (mínima tensión) y/o aplicar la mayor tensión posible permitida por el transformador.

Se deberían registrar los oscilogramas de tensión y corriente durante el ensayo.

Debería verificarse:

- Que el tiempo de operación del elemento de protección sea como máximo el indicado en la curva de coordinación suministrada por el fabricante.
- Que el tiempo de operación del elemento de protección debería ser menor al indicado en la ecuación 2, sin que este sea mayor a 2,0 s.

$$T = \frac{1\,250}{N^2} \quad (2)$$

en donde

N es el número de veces la corriente nominal.

ANEXO A

EJEMPLO DE CÁLCULO DE ACCESORIOS PARA TRANSFORMADOR COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDO

A continuación se presentan dos ejemplos para el cálculo de accesorios de protección para transformadores completamente autoprotegidos. En cada uno de los ejemplos se utilizan elementos de diferentes tecnologías.

Las características del transformador para el que se realizarán los cálculos en los dos ejemplos son las siguientes:

Potencia nominal	25 kVA
Tensión primaria	7620 V
Tensión secundaria	240 V
Corriente primaria	3,281 A
Corriente secundaria	104,17 A
Impedancia 85 °C	3,2 %
Máxima lcc primaria	102,53 A
Máxima lcc secundaria	3255,21 A
Precarga	80 %
Sobrecarga	150 %
Duración sobrecarga	2 h
Corriente secundario precarga	83,33 A
Corriente secundaria de sobrecarga	156,25 A
Elevación temperatura aceite 100 % In:	38,0 °C
Elevación de temperatura en los devanados 100 % In:	52,4 °C
Constante tiempo aceite en las condiciones de arranque en frío	3,449 h
Constante tiempo aceite en las condiciones de pre y sobrecarga del ensayo	3,372h
Constante tiempo devanado	5,0 min.
Elevación HS/Elevación promedio devanado	15,0 °C
Relación pérdidas Cu/Fe:	3,558
Temperatura ambiente:	25,0 °C

Con la metodología propuesta en la GTC-50 se puede obtener la pérdida de vida útil y la temperatura del nivel superior del aceite para cualquier instante de tiempo.

Para una sobrecarga del 150 % durante dos horas se tiene una pérdida de vida útil de 0,0045 % y una temperatura del nivel superior de 70 °C.

Las ecuaciones de la GTC 50 se muestran a continuación:

$$I(fl) = \frac{kVA}{V_p} \quad (A.1)$$

$$I_{cc} = \frac{1}{Z\%} \quad (A.2)$$

$$\Theta_{oi} = \Theta(fl) \times \left[\frac{K^2 R + 1}{R + 1} \right]^{0.8} \quad (A.3)$$

$$\Theta_{gi} = \Theta g(fl) \times (Ki)^{1.6} \quad (A.4)$$

$$\Theta g(fl) = T - toe \quad (A.5)$$

$$\Theta_{ou} = \Theta(fl) \times \left[\frac{(Ku^2 R + 1)}{R + 1} \right]^{0.8} \quad (A.6)$$

$$\Theta_{gu} = \Theta g(fl) \times (Ku)^{1.6} \quad (A.7)$$

$$\tau = C \times \left(\frac{\Theta(fl)}{(Pcu + Po)} \right) \quad (A.8)$$

$$\tau_o = \frac{C \times (\Theta u - \Theta i)}{((Ku^2 - Ki^2) \times P(cu), fl)} \quad (A.9)$$

$$\Theta_o = (\Theta u - \Theta i) \times \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_o}} \right) + \Theta i \quad (A.10)$$

$$\Theta_{pk} = \Theta a + \Theta o \quad (A.11)$$

$$\Theta_g = (\Theta_{gu} - \Theta_{gi}) \times \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_{hs}}} \right) + \Theta_{gi} \quad (A.12)$$

$$\Theta_{hs} = \Theta a + \Theta o + \Theta g \quad (A.13)$$

$$C = 0,132 \times (\text{Peso En Parte Activa Enkg}) + 0,088 \times (\text{Peso Tanque Enkg}) + 0,352 \times (\text{litros de líquido refrigerante}) \quad (A.14)$$

$$\% \text{ pérdida} = 100t \times 10 - \left[\frac{6328,8}{(\Theta_{hs} + 273)} - 11.269 \right] \quad (A.15)$$

en donde

$I_{(t)}$	corriente nominal del transformador
Θ_a	temperatura ambiente.
Θ_{oi}	elevación de temperatura inicial debido a carga continua en el nivel superior del liquido refrigerante
Θ_{gi}	elevación inicial del punto caliente sobre el nivel superior del liquido refrigerante
$\Theta_{g(t)}$	elevación del punto mas caliente a pérdidas totales
Θ_{ou}	calentamiento final en el nivel superior del liquido refrigerante sobre el ambiente
Θ_{gu}	elevación final del punto caliente sobre el nivel superior del liquido refrigerante
C	capacidad calórica de los transformadores
τ	constante de tiempo del nivel superior del liquido refrigerante con potencia nominal
τ_0	constante de tiempo en cualquier instante
Θ_0	calentamiento en el nivel superior del liquido refrigerante en un tiempo t
KVA:	potencia nominal del transformador
V_p :	voltaje primario del transformador
Θ_{pk}	temperatura pico superior del liquido refrigerante durante un ciclo de 24 h
Θ_g	calentamiento del punto caliente sobre la temperatura del nivel superior del liquido refrigerante en un tiempo t
Θ_{hs}	temperatura del punto caliente en cualquier instante
% pérdida	pérdida de vida en porcentaje

A.1 METODOLOGÍA A

Se tiene un interruptor en el lado de BT y un fusible del tipo expulsión en el lado de AT debidamente coordinados para que el primero opere para fallas y condiciones de sobrecarga externas (secundario) y el segundo opere para fallas internas.

A.1.1 Con una sobrecarga del 150 %, para una temperatura ambiente de 25 °C. Utilizando la metodología descrita en la GTC 50 se pueden obtener las temperaturas en el nivel superior y en el punto caliente como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla A.1

t (h)	Elevación del aceite Θ_o (°C)	Elevación del punto caliente Θ_g (°C)	Temperatura del punto caliente Θ_{hs} (°C)	Temperatura del Bimetálico
0	29,18	20,57	74,76	91,92
0,25	31,78	54,47	111,25	94,51
0,5	34,19	56,16	115,35	96,92
0,75	36,43	56,24	117,67	99,16
1	38,51	56,25	119,76	101,24
1,25	40,44	56,25	121,69	103,17
1,5	42,23	56,25	123,48	104,96
1,75	43,90	56,25	125,14	106,63
2	45,44	56,25	126,69	108,17
2,25	46,88	56,25	128,12	109,61
2,5	48,21	56,25	129,45	110,94
2,75	49,45	56,25	130,69	112,18
3	50,59	56,25	131,84	113,32
3,25	51,66	56,25	132,91	114,39
3,5	52,65	56,25	133,90	115,38
3,75	53,57	56,25	134,82	116,30
4	54,42	56,25	135,67	117,16
4,25	55,22	56,25	136,46	117,95
4,5	55,95	56,25	137,20	118,68
4,75	56,64	56,25	137,88	119,37
5	57,27	56,25	138,52	120,00
5,25	57,86	56,25	139,11	120,59
5,5	58,41	56,25	139,65	121,14
5,75	58,92	56,25	140,16	121,65
6	59,39	56,25	140,63	122,12
6,25	59,83	56,25	141,07	122,56
6,5	60,23	56,25	141,48	123,34
6,75	60,61	56,25	141,86	123,34
7	60,96	56,25	142,21	123,69
7,25	61,29	56,25	142,53	124,02
7,5	61,59	56,25	142,84	124,32
7,75	61,87	56,25	143,12	124,60
8	62,13	56,25	143,38	124,86
8,25	62,37	56,25	143,62	125,10

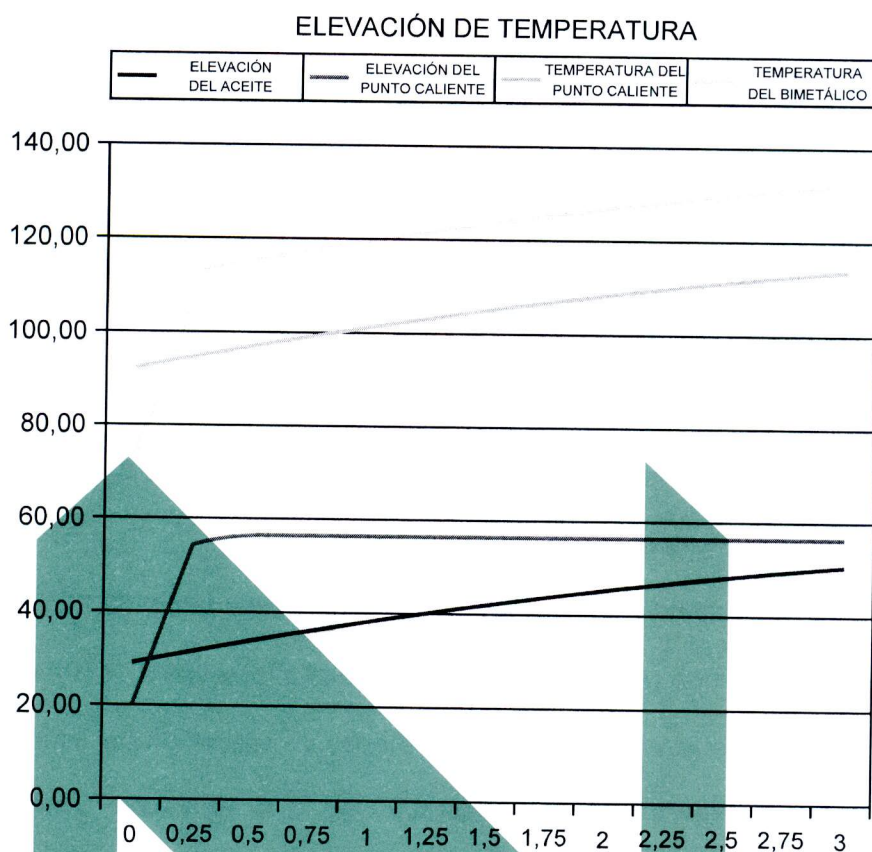


Figura A.1

A.1.2 características del interruptor

- Ecuación temperatura del bimetálico seleccionado

$$Tb = Ta + k \times I^{1,692}$$

(A.16)

en donde

Ta Temperatura del aceite donde se encuentra el interruptor

k 0,007324

- Tolerancias temperatura disparo ± 10 °C
- Cálculo de la temperatura del bimetálico al final de la sobrecarga del 150 % durante 2 h:
 $Tb = 108,17$ °C
- Valor seleccionado de temperatura de disparo del interruptor 110 °C
- Diferencial disparo interruptor - lámpara de señalización -15 °C
- Diferencial disparo interruptor - disparo emergencia 15 °C

A.1.3 Características de la protección y pérdida de vida

- Tiempos de operación de cada etapa de protección
 - lámpara de señalización
 - diferencial del aceite requerido para operación 32,27
 - tiempo requerido para llegar a ese diferencial 0,30 h = 17,9 min.
- Contactos principales del interruptor
 - diferencial del aceite requerido para operación 47,27
 - tiempo requerido para llegar a ese diferencial 2,32 h = 139,3 min.
- Operación en condición de emergencia
 - diferencial del aceite requerido para operación 62,27
 - tiempo requerido para llegar a ese diferencial 8,14 h = 488,4 min.
- Pérdida de vida en las diferentes etapas de operación del interruptor
 - lámpara de señalización 0,00045 % \Rightarrow máxima pv 0,137 %
 - disparo nominal del interruptor 0,00443 % \Rightarrow máxima pv 0,137 %
 - disparo de emergencia 0,05341 % \Rightarrow máxima pv 0,137 %

NOTA En casos como este, se recomienda a la empresa de energía que permita una duración de sobrecarga mayor o una magnitud de sobrecarga mayor para no ocasionar disparo del interruptor en momentos en que no se está afectando la expectativa de vida del transformador. Esto disminuye el número de aperturas de servicio al usuario

A.1.4 Selección del fusible

- Tiempos de operación del interruptor con máxima corriente de cortocircuito
 - Máxima corriente de cortocircuito 3 255,21 a
 - Máximo tiempo operación interruptor 0,23 s
- Selección del fusible
 - máxima corriente de cortocircuito 102,53 a
 - nivel de tensión 8,7 kv
 - tipo de fusible: montaje en el terminal de AT (*bushing mounted*)
 - número de curva exactamente encima de $t = \sqrt{7} 0,23$ s para $i = 102,53$ A
 - mínimo tiempo de fusión (mmt) para máxima corriente de cc: 0,5 A
 - montaje en el terminal de AT (*bushing mounted*)

NOTA Tiempo mínimo de fusión: se recomienda que este por debajo de la curva de daño interruptor con disparo termo-magnético : en caso de existir "rodilla" en la curva del interruptor, la coordinación debería hacerse en el punto de la curva exactamente antes de la "rodilla".

A.2 METODOLOGÍA B

Se tiene un interruptor en el lado de AT y un fusible del tipo -- también en el lado de AT debidamente coordinados para que el primero opere para fallas y condiciones de sobrecarga externas (secundario) y el segundo opere para fallas internas.

A.2.1 Procedimiento para calcular el tiempo de disparo del interruptor AT en condiciones de sobrecarga de un transformador.

A.2.1.1 Ecuaciones utilizadas para el tiempo de disparo del interruptor AT

$$T_{op} = \Theta_o + T_{fuse} + \Theta_a \quad (A.17)$$

$$T_{fuse} = \left(\frac{(I_{pu} \times I_p)}{FS} \right)^2 \times (T_{op} - 25) \quad (A.18)$$

en donde

FS	Corriente del sensor para un tiempo de 300 s
I_p	Corriente primaria nominal del transformador.
I_{pu}	Sobrecarga del transformador por unidad.
T_{fuse}	Temperatura interna del Interruptor AT ocasionada por el efecto de la corriente.
T_{op}	Temperatura de operación del Interruptor AT (145 °C).

A.2.1.2 Selección del interruptor

Para el cálculo de la temperatura de operación del Interruptor AT es necesario extraer de las TCC del Interruptor AT el factor FS (Figura A.4), que corresponde a la corriente de operación en un tiempo de 300 s.

Usando las ecuaciones de cargabilidad y operación del Interruptor AT se obtiene la Tabla 2, en la cual se muestra la pérdida de vida del transformador y los tiempos de disparo del Interruptor AT para las diferentes sobrecargas. Para obtener una sobrecarga aproximada a 150 % se debería seleccionar un sensor con un FS de 7 A aproximadamente.

Tabla A.2. Tiempo de operación del Interruptor AT y pérdida de vida del transformador.

t(h)	FS Imet(300)	Tamb	Ki	Ku	Θ_{oi}	Θ_{ou}	\bar{i}_o	Θ_o	Θ_{hs}	Life(h)	Tfuse	Tot Temp	t(h)
0.5	7	25	80 %	173 %	29,2	80,5	3,37	36,3	132	0,002 1	78,89	140,2	0,5
1	7	25	80 %	168 %	29,2	77,1	3,37	41,5	134	0,005 1	74,4	140,9	1
2	7	25	80 %	160 %	29,2	71,9	3,37	48,3	136	0,012 0	67,48	140,8	2
4	7	25	80 %	143 %	29,2	61,2	3,37	51,5	129	0,012 8	53,9	130,4	4
7	7	25	80 %	132 %	29,2	54,8	3,37	51,6	122	0,012 8	45,93	122,5	7
24	7	25	80 %	118 %	29,3	47,1	3,37	47	110	0,013 8	36,7	108,8	24

Sobrecarga a largo plazo vs. Curva de tiempo

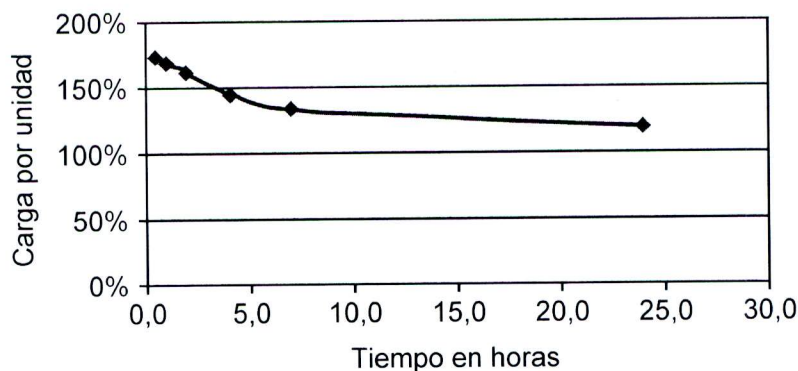


Figura A.2

NOTA No siempre es posible obtener la coordinación entre la sobrecarga permitida y el sensor, en cuyo caso el fabricante del transformador esta obligado a informar al cliente que la coordinación se puede realizar únicamente para protección contra corto circuito y no contra sobrecargas sin deteriorar la vida útil del transformador.

A.2.2 Procedimiento para seleccionar el eslabón de aislamiento (*Isolation link*) y el fusible limitador

A.2.2.1 Selección del eslabón de aislamiento (*Isolation link*)

Esta parte presenta la selección de la protección del *isolation link*, para el transformador especificado.

El transformador tiene una impedancia de 3,2 %. La curva de daño del transformador fue desarrollada usando la categoría I(ANSI C57.109-1993). La corriente de energización (*inrush*), la corriente de (*inrush*) de re-energización, la TCC y la corriente de daño del transformador son presentadas en la Figura A.3.

En este ejemplo, la escogencia ideal del eslabón de aislamiento (*isolation link*) es escoger la curva TCC (Figura A.5) que este entre la curva de energización (*Inrush*) y la curva de daño del transformador; para lo cual seleccionamos la curva No 1.

Paso 1. Cálculo de la corriente de carga del transformador (I_{fl}).

$$I_{fl} = \frac{kVA \text{ (Transformador Monofásico)}}{\text{Tensión (Fase - neutro)}} = \frac{25kVA}{7,62kV} = 3,28A$$

Paso 2. Se debería verificar que el eslabón de aislamiento (*isolation link*) seleccionado cumple con la corriente de energización (*Inrush*) de carga fría.

La corriente de fusión mínima del eslabón de aislamiento (*isolation link*) seleccionado en el punto de 0,1 s podría ser más grande que doce veces la corriente nominal del transformador.

- a) $12 \times I_{fl} = 12 \times 3,28 = 39,37A$
- b) Usando la curva mínima de TCC de el eslabón de aislamiento (*isolation link*), Figura A.5, encuentre la corriente en el punto de 0,1 s, la cual es aproximadamente igual a 90 A.

El *isolation link* tiene una corriente más grande que la corriente de energización (*Inrush*) de carga fría, por lo tanto el criterio es cumplido.

Paso 3. El tiempo de operación del eslabón de aislamiento (*isolation link*) para una corriente de 25 veces la nominal deberá ser igual o menor que 2 s.

- a) $25 \times I_{fl} = 25 \times 3,28 = 82A$
- b) Usando la curva mínima de TCC del eslabón de aislamiento (*isolation link*) (véase la Figura A.5), se encuentra que el tiempo para 82 amperios es 0,15 s. Por lo tanto se cumple con el criterio deseado.

En el caso que se presentará un corto en baja tensión, donde la corriente solo fuera limitada por la impedancia del transformador, actuaría primero el Interruptor AT que el eslabón de aislamiento (*Isolation Link*) para corrientes menores de 150 A; pues mirando la Figura A.3 (Curva de coordinación) se observa que el tiempo de respuesta del Interruptor AT para corrientes menores de 150 A será más rápido.

Es importante destacar en este ejemplo, que para una falla en el devanado, el Interruptor AT operará primero que el fusible para corrientes menores de 150 A, y para corrientes superiores operará simultáneamente con el interruptor. Cuando el Interruptor AT ha operado por una falla interna del transformador y se trata de energizar de nuevo, el Interruptor AT se disparará otra vez. Lo anterior nos indica que el transformador tiene una falla interna y que el transformador deberá ser desmontado. Esto es similar a lo que sucede con una llave primaria; cuando hay una falla en el transformador, el fusible de la llave primaria opera, luego el operario de la empresa de energía cambia el fusible, energiza nuevamente el transformador y si el fusible otra vez funde es porque el transformador tiene problemas y hay que desmontarlo.

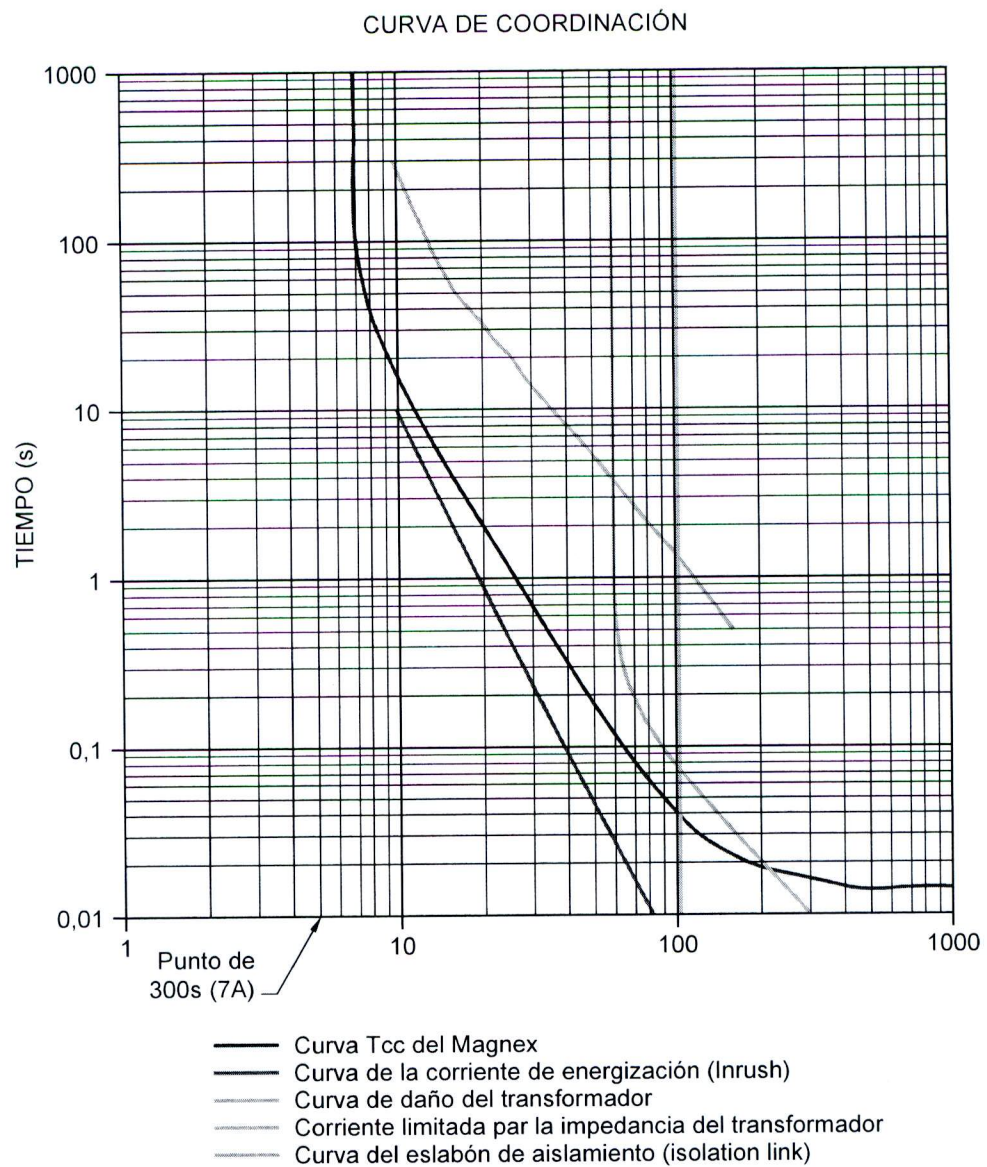


Figura A.3

A.2.2.2 Selección del fusible limitador

Esta parte presenta la selección de la protección del fusible limitador de corriente, para el transformador especificado. La utilización del fusible limitador debería estar de acuerdo al numeral 6.4.3.

El transformador tiene una impedancia de 3,2 %. La curva de daño del transformador fue desarrollada usando la categoría I(ANSI C57.109-1993). La corriente de energización (*Inrush*), la corriente de (*Inrush*) de re-energización, la TCC y la corriente de daño del transformador son presentadas en la Figura A.4.

En este ejemplo, la escogencia ideal del fusible limitador de corriente es escoger la curva TCC que este entre la curva de energización(*Inrush*) y la curva de daño del transformador. Para este ejemplo usamos el fusible recomendado en el catalogo del Interruptor AT, el cual es 3543040M61M.

Paso 1. Calcule la corriente de carga del transformador(I_{fl}).

$$I_{fl} = \frac{kVA(\text{Transformador monofásico})}{Tensión (Fase - neutro)} = \frac{25kVA}{7,62kV} = 3,28A$$

Paso 2. Verifique que el fusible limitador de corriente seleccionado cumple con la corriente de energización (*Inrush*) de carga fría.

La corriente de fusión mínima del fusible limitador de corriente seleccionado en el punto de 0,1 s podría ser más grande que doce veces la corriente nominal del transformador.

a) $12 \times I_{fl} = 12 \times 3,28 = 39,37A$

b) Usando la curva mínima de TCC del fusible limitador de corriente, Figura A.5, encuentre la corriente en el punto de 0,1 s, la cual es aproximadamente igual a 140 A.

El FUSIBLE LIMITADOR tiene una corriente más grande que la corriente de energización (*Inrush*) de carga fría, por lo tanto el criterio es cumplido.

Paso 3. Para una corriente de 25 veces la nominal, el fusible deberá operar en un tiempo máximo de 2 s. El Interruptor AT en el transformador hace la función de protección de sobrecarga y de fusible. Para rangos de bajas corrientes operará primero el Interruptor AT y para altas corrientes el tiempo de respuesta del FUSIBLE LIMITADOR será más rápido.

a) $25 \times I_{fl} = 25 \times 3,28 = 82A$

b) Usando la curva mínima de TCC del Interruptor AT (Figura A.5), se encuentra que el tiempo para 82 amperios es 0,05 s. Por lo tanto se cumple con el criterio deseado.

Es importante destacar en este ejemplo, que para una falla en el devanado, el Interruptor AT operará primero que el fusible cuando la magnitud de la corriente de falla no es grande. Cuando el Interruptor AT ha operado por una falla interna del transformador y se trata de energizar de nuevo, el Interruptor AT se disparará otra vez. Lo anterior nos indica que el transformador tiene una falla interna y que el transformador deberá ser desmontado. Esto es similar a lo que sucede con un cortacircuito (*cut out*); cuando hay una falla en el transformador, el fusible del cortacircuito (*cut out*) opera, luego el operario de la empresa de energía cambia el fusible, energiza nuevamente el transformador y si el fusible otra vez funde es porque el transformador tiene problemas y hay que desmontarlo.

A.2.2.3 Tensión generada por el arco en un fusible limitador de corriente

Cuando los fusibles limitadores de corriente operan, se produce un cambio brusco en la corriente, este fenómeno desarrolla una tensión de arco alto que se opone al efecto que lo produce. El rápido cambio de la corriente a través de la inductancia del circuito puede resultar una tensión de arco que es mucho más alta que la tensión de operación normal. La tensión esta dado por la relación:

$$E = e + L \left(- \frac{\partial i}{\partial t} \right) \quad (\text{A.19})$$

en donde

E	tensión de arco
e	tensión normal del sistema
L	inductancia total del sistema
$\frac{\partial i}{\partial t}$	cambio en la corriente de falla

La magnitud de la tensión de arco depende de la construcción del elemento del fusible. Para fusibles limitadores de corriente que tienen el área de la sección transversal uniforme (fusibles en el rango de 12 amperios o menos), la tensión tiene una relación definida para la corriente de falla disponible.

La Figura A.6 presenta la máxima tensión de arco que puede ser generada como una función de la corriente de falla. El valor de la máxima tensión de arco en el elemento del fusible también depende del punto sobre el ciclo de tensión durante el cual la corriente de falla es iniciada.

Para fusibles limitadores de corriente que poseen un elemento con área no uniforme (ribbon-type), la máxima tensión de arco que puede ser producida es constante sin considerar la corriente de falla disponible. Eso solamente depende de la tensión de restablecimiento al que esta sometido el fusible. La Figura A.7 presenta la máxima tensión de arco para un fusible limitador de corriente de elemento de área no uniforme como una función de la tensión del circuito.

La magnitud de la tensión de arco no es lo suficientemente alta para dañar un equipo, pero puede causar una descarga disruptiva entre los electrodos del pararrayo (*sparkover*) con un posible daño del mismo. Esta descarga disruptiva puede ser más severa que la descarga de un rayo de corta duración. Lo anterior ocurre porque el pararrayo debería descargar toda o parte de la energía que ha sido almacenada en el sistema de inductancia delante del fusible. También, la energía adicional de la fuente de potencia será absorbida por el pararrayos. Algunas pruebas han demostrado que el pararrayos resistirá el ciclo térmico, con tal que el pararrayo tenga un valor de disipación de energía de un kJ/kV.

La tensión de arco es una onda de conmutación de baja frecuencia. Por lo tanto, la forma de onda es comparable al mínimo nivel a 60 Hz de la descarga disruptiva del pararrayo (tensión pico). Los fusibles limitadores de corriente con elementos de fusibles con área no uniforme causan una descarga disruptiva del pararrayo en aproximadamente diez por ciento sobre el nivel mínimo de descarga disruptiva a 60Hz. Sin embargo los fusibles limitadores de corriente con elementos uniformes producen ondas que causan en el pararrayo una descarga disruptiva en aproximadamente veinte por ciento sobre el nivel mínimo de 60 Hz.

Se selecciona el descargador de sobretensiones con un rango de tensión de 10 kV y un MCOV de 8,4 kV *heavy duty*. De la Figura A.7 obtenemos la tensión pico del fusible. Se debería usar esta gráfica, ya que el elemento del fusible tiene un área no uniforme. De acuerdo a la curva, la tensión generada para 7 620 V será de 20 kV. Obteniendo la información de la mínima descarga disruptiva a 60 Hz ($\text{kV crest}/(2)^{1/2}$), la cual da un valor de 16,8 kV. Para obtener el valor pico multiplicamos el dato encontrado por raíz de dos y obtenemos un valor de 23,76 kV. Como la máxima tensión de arco generado por el fusible es menor que 23,76 kV, no hay peligro que se produzca una carga disruptiva que pueda dañar el pararrayo.

CURVA DE COORDINACIÓN

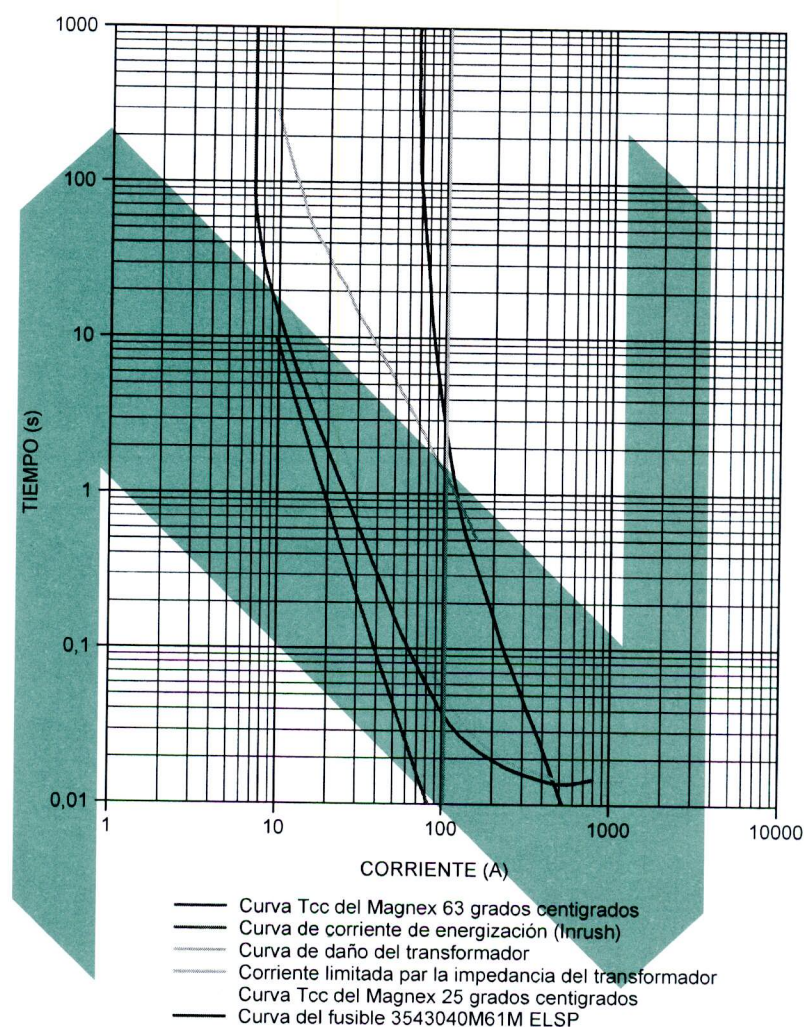


Figura A.4

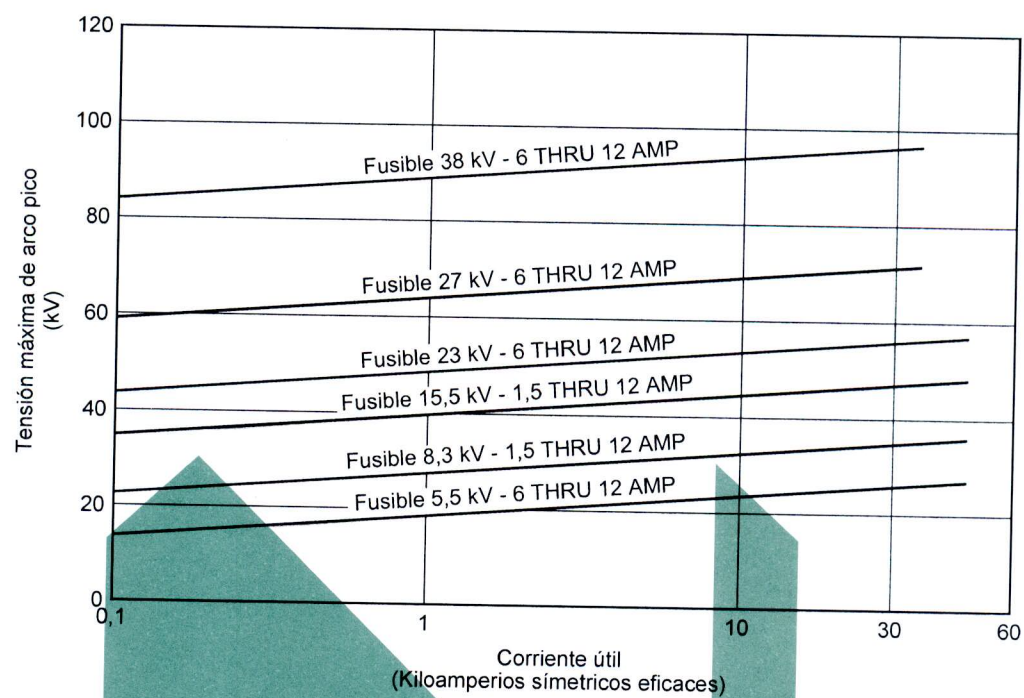


Figura A.6

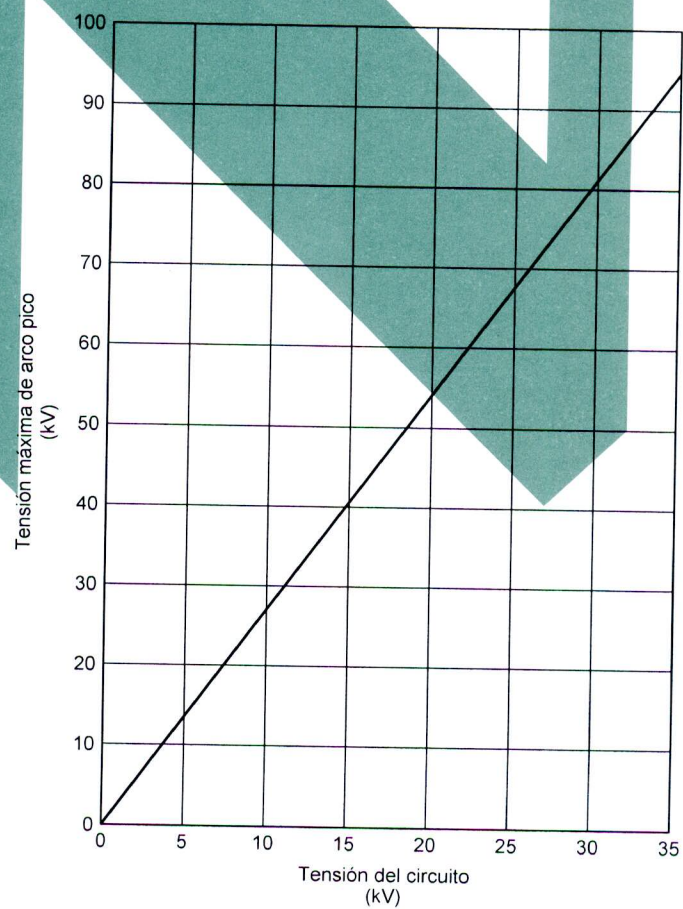


Figura A.7

