

TEMA 7

PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

7.1- Introducción sobre transformadores de distribución

El presente trabajo se refiere exclusivamente a la protección de transformadores normalmente denominados de distribución, con potencias no mayores a 1 MVA, tensiones primarias inferiores a 66 kV y tensiones secundarias desde 230/400 V hasta 6,6 kV.

Algunos autores, subdividen a las subestaciones en tres categorías, en base a las potencias de los transformadores de distribución:

- Subestaciones de potencia chica (rural),
- Subestaciones de potencia mediana (63 a 250 kVA, generalmente suburbanas) y
- Subestaciones de potencia grande (250 a 1000 kVA, urbanas e industriales)

Dependiendo de la categoría en que se encuentren la protección se analiza de distinta manera, como también deben considerarse otros factores tales como importancia de la subestación, accesibilidad, incidencia zonal de fallas, etc. dejaremos en manos del diseñador la elección de la metodología a emplear

El transformador de distribución es uno de los equipos más robustos dentro de un sistema eléctrico, en lo que se refiere a capacidad de sobrecarga y habilidad para soportar cortocircuitos, por lo que la explotación de tales capacidades es de interés para el operador del sistema, pero no debe olvidarse que existe un límite para ello. Es muy común que se trabaje con un esquema de cargas variables a lo largo del día, con lo cual se tienen subcargas y sobrecargas, controladas estas últimas de tal manera que la temperatura de trabajo y el consumo de vida útil no superen límites prefijados.

El crecimiento de la carga y la aparición de nuevas exigencias en lo que respecta a calidad del servicio, que en nuestro caso significa control sobre la tensión de suministro (regulación de tensión), confiabilidad del sistema, número de fallas y duración de las interrupciones, produce la consiguiente introducción de nuevos criterios de protección.

Por otra parte el aumento de la interconexión de sistemas, el uso difundido de anillos con alimentación múltiple, origina un aumento general de las corrientes de cortocircuito, cuya consecuencia directa es que la naturaleza de la falla y sus efectos cambian. Hasta el momento no había sido necesario el estudio frente a las denominadas fallas dinámicas, las cuales pueden hacer explotar la cuba de un transformador con el consecuente riesgo a equipos y personal, ahora sí lo es.

7.1.1- Transformador elemental, circuito equivalente, diagrama fasorial.

El transformador en forma elemental se esquematiza con un cuadro construido con material magnético, con los arrollamientos primario y secundario colocados en dos lados opuestos del mismo. Los números de espiras de esos bobinados son N_1 y N_2 respectivamente.

Si bajo tales condiciones, secundario abierto, aplicamos una tensión alterna sinusoidal V_1 al primario, circulará una corriente I_0 limitada por la impedancia del bobinado. Esta corriente produce un flujo dentro del marco magnético, el cual varía con la frecuencia de

la intensidad, el cual por la ley de Faraday-Lenz inducirá en el primario una fem que se opone a la tensión aplicada, y que retrasa 90° del flujo. Las posiciones relativas angulares se muestran en la Figura 7.1.

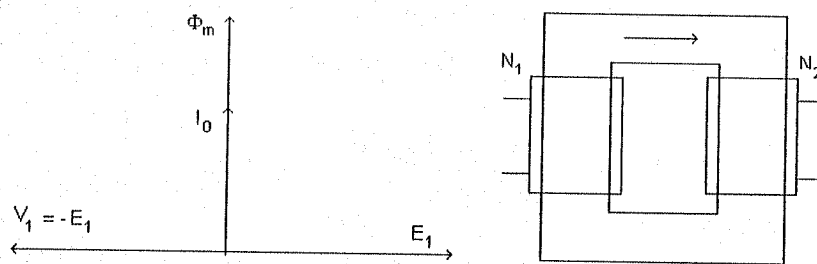


Figura 7.1

Realmente la corriente I_0 forma un ángulo con el flujo, debido a la necesidad de potencia para establecer el flujo en el hierro. Además tal corriente produce caídas de tensión en la resistencia y reactancia del bobinado primario, por lo que V_1 y E_1 no son iguales y opuestas.

El arrollamiento secundario abraza también las líneas de campo del núcleo, por lo que se inducirá en él una fem E_2 , que será distinta de la primaria si los números de espiras son diferentes. La relación entre los números de espiras, es lo que se denomina relación de transformación.

Si ahora conectamos una carga en los bornes secundarios, la fem E_2 producirá la circulación de una corriente I_2 , que se opone al efecto magnético que la produce, por ello el primario reaccionará tomando una mayor corriente de la alimentación a fin de mantener el flujo en su valor original, por lo que aparece la componente de carga del primario, la cual sumada vectorialmente a I_0 , da como resultado la intensidad consumida por el transformador. El diagrama fasorial real es el mostrado en la Figura 7.2.

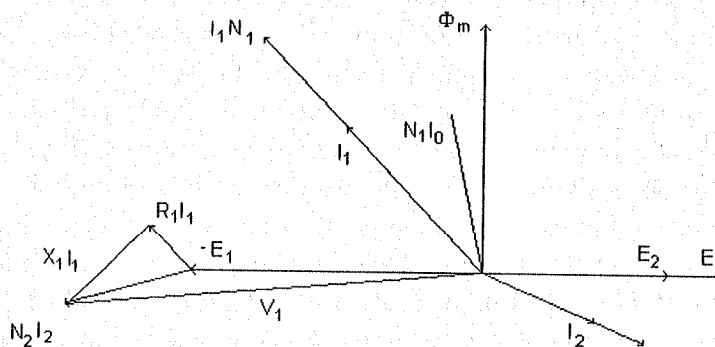


Figura 7.2

De la misma manera que el bobinado primario poseía resistencia y reactancia, lo hace el secundario, por lo tanto la corriente I_2 produce una caída de tensión en este lado, con lo que la tensión en bornes V_2 resulta menor que la fem E_2 .

Los conceptos enunciados nos permiten la representación del transformador real por medio de un circuito equivalente, para lo cual debemos suponer que los números de espiras son iguales o afectar a las magnitudes del secundario con un factor de corrección que las refiera al primario, las cuales se deberían distinguir por nomenclatura distinta, esto se omite por razones de simplicidad, o sea que las magnitudes del circuito

equivalente que se muestran en la Figura 7.3. están ya referidas. La rama central representa la corriente activa y reactiva necesarias para establecer el flujo de trabajo en el transformador, si deseamos simplificar aún mas el circuito se desplaza tal rama a los bornes primarios, pudiendo cargársela a la fuente, con lo que el equipo puede ser representado por un circuito serie simple.

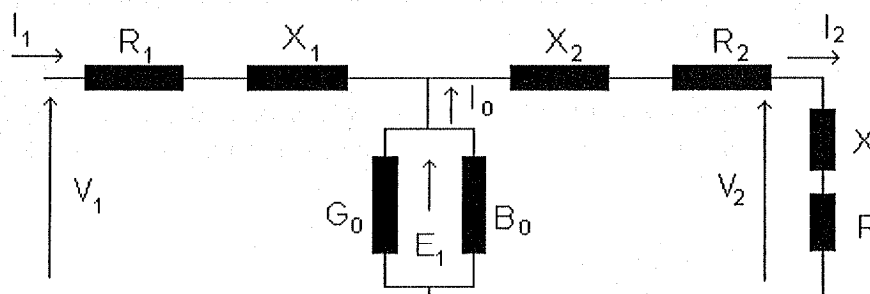


Figura 7.3

7.1.2- Conexión polifásica, acorazado, de tres y cinco piernas. Circuito triángulo y estrella.

Los sistemas de distribución son en su gran mayoría trifásicos, por lo que requieren transformadores trifásicos o tres transformadores monofásicos formando un banco trifásico, siendo esta última muy poco usada debido a su mayor costo a igualdad de potencia nominal y a su reducido beneficio técnico.

La conexión eléctrica puede tomar la disposición estrella o triángulo, que presentan sus méritos y desventajas propias. La conexión estrella es adecuada para mayores tensiones, pues debe soportar la tensión de fase y no la de línea. Brinda además la posibilidad de conectar el neutro a tierra. Si el neutro es flotante, éste se desplaza frente al desequilibrio de cargas poniendo en peligro a los usuarios con menor consumo. La conexión triángulo permite mayores corrientes nominales, ofrece un camino a la tercera armónica para circular y si hay deformación en la tensión de frecuencias múltiplos de tres, se anulan mutuamente.

Estas consideraciones hacen que casi la totalidad de los transformadores de distribución sean del tipo triángulo - estrella, ofreciendo el neutro en el secundario para la conexión de las cargas monofásicas. A esta configuración se la designa como Dy11, D de delta (triángulo), y por estrella y el número 11 representa un desfase de 11 veces 30° , o sea 330° o 30° en sentido contrario.

La alimentación con un sistema de tensiones trifásico, obliga al transformador a establecer flujos a 120° en el tiempo, los cuales deben presentarse independientemente de la construcción física del circuito magnético. La forma más elemental sería con tres cuadros magnéticos ubicados dentro de la misma cuba, distribuidos espacialmente en forma de estrella, estructura que tendrá el camino vertical con sección transversal triple. Si recordamos que la suma de tres flujos a 120° en el tiempo da resultado nulo, reconoceremos que el camino central es innecesario, por lo que puede evitarse con la consiguiente economía.

El inconveniente que resulta de esta configuración es el excesivo volumen, por lo que se desforma de manera tal que las tres "piernas" pertenezcan al mismo plano, surgiendo

ahora una nueva dificultad que es la asimetría, ofreciendo menor reluctancia la pierna central que las de los extremos, al no ser independientes los tres caminos magnéticos recibe el nombre de no acorazado. Existe una solución aceptable técnicamente, que consiste en colocar dos caminos magnéticos mas en los extremos, obteniendo el denominado de 5 piernas. Este agregado encarece el diseño, es parcialmente acorazado ya que la pierna central no posee camino independiente, haciéndolo solo justificable para equipos especiales o de potencias altas, normalmente no se lo emplea para distribución. En conclusión la gran mayoría de los transformadores de distribución son del tipo de tres piernas, con un comportamiento muy aproximadamente simétrico, existiendo una variedad acorazada para potencias no mayores a 40 kVA, fabricadas con núcleo enrollado.

7.1.3- Régimen térmico y su relación con la vida útil.

El calentamiento simplificado del transformador responde a la formula

$$T = T_r (1 - e^{-t/\tau}) \quad (7.1)$$

donde T_r depende de la potencia y constantes físicas del equipo. El valor de T es elevación de temperatura por sobre el ambiente, si existe precarga será la sobre-elevación por encima de la temperatura que había alcanzado previamente. La constante de tiempo no es un simple valor como se considera en la simplificación, ya que realmente el equipo posee dos valores, correspondientes al aceite y al bobinado, de manera tal que la curva de calentamiento toma la forma mostrada en la Figura 7.4. La temperatura máxima admisible es función del tipo de aislante (del bobinado y aceite). La vida útil es función de la temperatura y tiempo, o sea que puede determinarse el consumo de vida útil por día de trabajo en base al régimen de sobrecarga al que esta sometido.

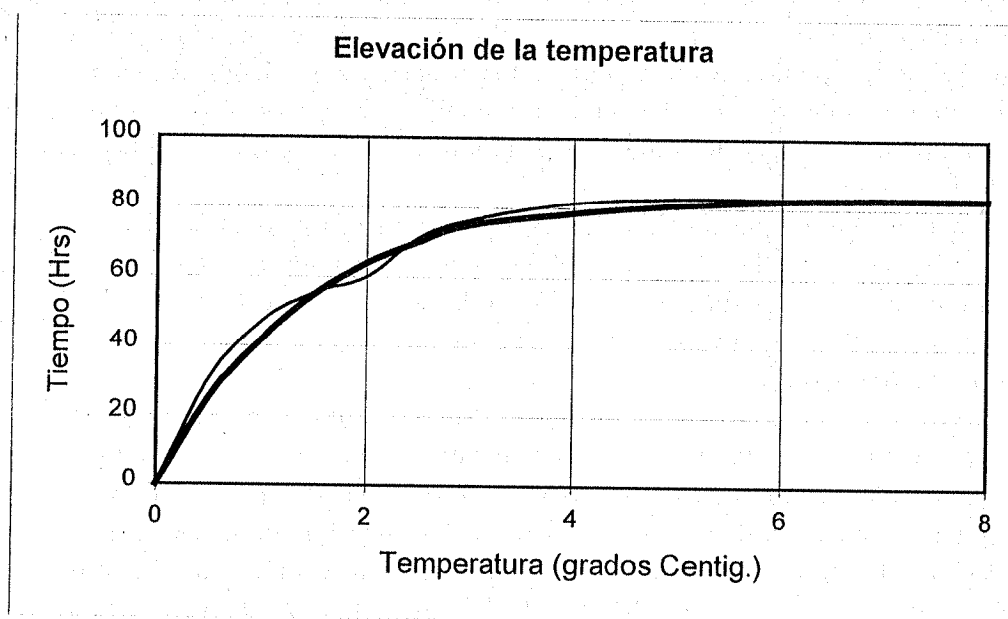


Figura 7.4

Para ello emplearemos el método de Montsinger que considera que la vida útil se disminuye a la mitad con el aumento de temperatura en 6°C y se duplica con la disminución en el mismo valor, como se muestra en la Figura 7.5. La protección esta estrechamente ligada con el consumo de vida, ya que deberá permitir el ritmo de carga preestablecido, teniendo en cuenta lo que ganamos y perdemos en vida con las subcargas y sobrecargas respectivamente.

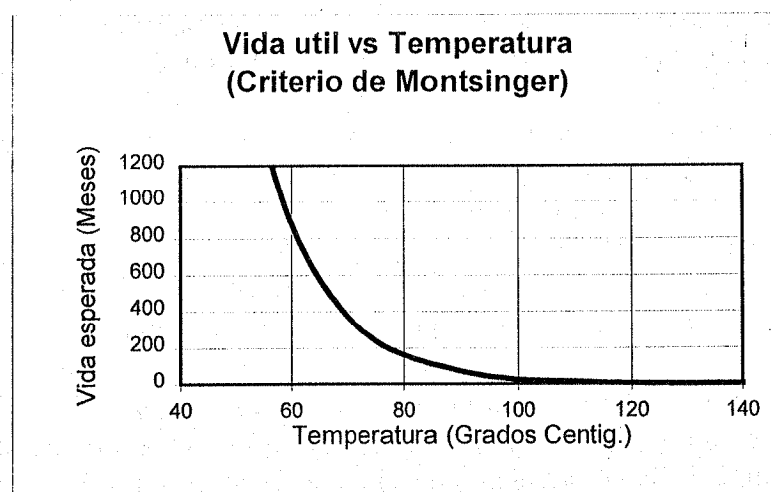


Figura 7.5

En la Figura 7.6. se muestra un ejemplo de carga diaria, determinando el consumo de vida bajo régimen normal. Si la protección permite una sobrecarga demasiado alta debemos agregar al consumo de vida, el tiempo perdido cada vez que actúa, por ejemplo si se eligió un dispositivo que acepta X In durante Y t, en cada operación consume Z t o Z %.

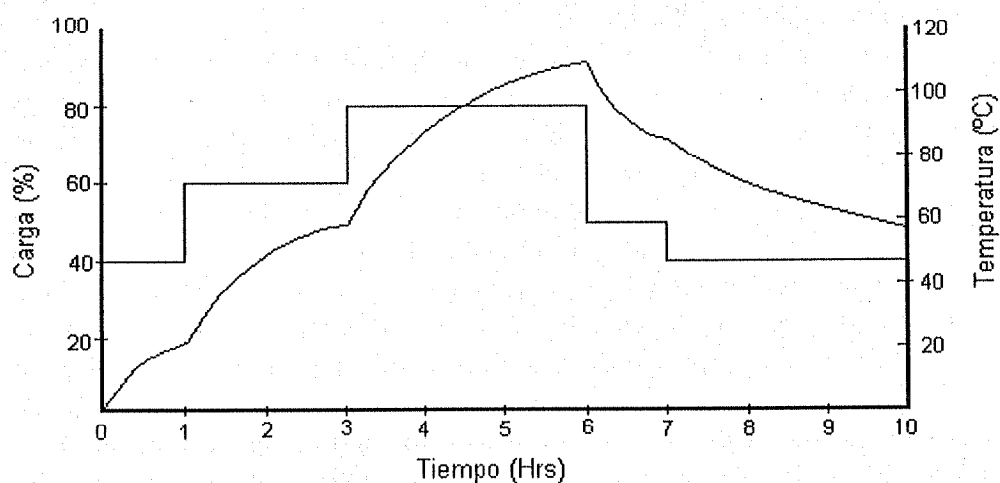


Figura 7.6

7.1.4- Fallas externas e internas. Tipos, causas y consecuencias. Su relación con la corriente de falla disponible. Esfuerzos electrodinámicos.

La falla externa puede tener orígenes muy variados, incidiendo en el transformador desde la alimentación o desde la carga, lo que sí es de fundamental importancia es que nuestro esquema de protección debe evitar que esa falla deteriore al equipo, debiendo además tal protección brindar una indicación inequívoca de su procedencia, haciendo de tal manera innecesaria la revisión profunda del elemento frente a una falla no incorporada a la zona de protección bajo estudio.

Las causas que inician la falla interna pueden ser: proceso de envejecimiento, defecto no detectado del material empleado, deficiencias de mano de obra, incorrecta aplicación, mal mantenimiento, sobrecargas anormales o una combinación de todas o alguna de ellas.

La falla interna más usual es un defecto de la aislación entre dos espiras, que es del tipo progresivo pudiendo desarrollarse muy lentamente (tardando hasta algunos meses en manifestarse), colocando más y más espiras en cortocircuito, lo que incrementa la corriente de falla, la cual puede tener valores comprendidos entre una tan pequeña como 1,5 veces la corriente nominal o tan alta como la de falla línea tierra o la mayor del sistema en ese punto, dependiendo del lugar donde ésta se ubique. Además este desperfecto, implica la aparición de un arco, el que disipa energía en el medio, que en la gran mayoría de los casos es aceite. Estos arcos producen una descomposición del aceite que los rodea, en gases combustibles y no condensables, lo que se propaga a todo el cuerpo del transformador. Si la potencia y la energía de arco son suficientes, puede llegarse a la explosión violenta de la cuba del transformador con emisión de aceite encendido.

Por la presencia de tan altos valores de energía, debe dimensionarse al transformador para que soporte esa presión o lo que es más aconsejable, debe tratarse de disminuir la corriente de falla, la que de cierta manera está relacionada con la explosión del transformador.

Las posibles soluciones son:

- Instalar equipos que limiten la corriente de falla, como ser reactancias.
- Conectar algún dispositivo interruptor que evite la presencia de energías de falla, que hagan peligrar la integridad del transformador.

La primera solución no es conveniente, ya que trae aparejada una caída de tensión excesiva con el aumento de la carga (empobrece la regulación del circuito) y además incrementa las pérdidas en el sistema. En cambio la segunda resulta más adecuada desde el punto de vista técnico económico. Siendo el fusible de alta capacidad de ruptura, el único dispositivo que reúne las condiciones enumeradas, ya que mediante una adecuada elección de éste, puede obtenerse una reducción notable de la energía de cortocircuito, o sea disminuye la sollicitación térmica del sistema y además corta a la corriente de falla, antes de que alcance su pico con lo cual los esfuerzos dinámicos son ampliamente disminuidos, ya que debe recordarse que ellos son proporcionales al cuadrado del valor de cresta de la corriente. Esto último es sobretodo deseable para la protección de transformadores pues impide la distorsión y el desplazamiento de las bobinas entre sí. Por otra parte este dispositivo puede proteger al transformador frente a algunas fallas ocurridas en su lado de carga.

Por lo que se verá más adelante, los dispositivos normales conectados en el primario, por si solos no son capaces de brindar protección completa al transformador, ya que por causas que se analizarán su campo de operación es ante cortocircuitos o sobrecargas bastante rigurosas.

El estudio del esquema de protección se basará en la disponibilidad de sendos dispositivos de protección ubicados en el primario y en el secundario.

7.1.5- Exigencias del esquema de protección:

Para la elección de la protección adecuada, que debe evitar daños al transformador de distribución, deben tenerse en cuenta los siguientes requerimientos generales, que en algunos casos pueden sacrificarse parcialmente debido a razones particulares.

- a- Debe ser capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que puede presentarse en el lugar de instalación.
- b- Protegerá al sistema de salidas de servicio por fallas del lado de la carga del dispositivo del primario. En otras palabras debe permanecer prestando servicios, la mayor parte posible del sistema.
- c- Continuará sin operar ante las sobrecorrientes normales de conexión del transformador, siendo además necesario que sus características de respuesta se mantengan inalteradas.
- d- Proteger al transformador ante rigurosas fallas, tales como cortocircuito en terminales o interno, impidiendo la explosión de la cuba y la expulsión de aceite por abertura de tapa o cuba.
- e- Protegerá al transformador de sobrecargas de duración excesiva y de fallas secundarias
- f- Será selectiva con los dispositivos de protección aguas abajo del secundario, ya sean fusibles, interruptores automáticos, etc.
- g- Coordinar su operación con otros dispositivos asociados, como ser: descargadores de sobretensión, protectores de sobrepresión, etc.
- h- Permitir las sobrecargas normales del transformador bajo régimen de emergencia.
- i- No operará frente a ondas de sobretensión que no dañen al transformador.

Como consecuencia de las exigencias enumeradas el esquema óptimo de protección contra sobrecorrientes incluye un dispositivo trifásico o tres monofásicos en el primario, contando además con un conjunto equivalente en el secundario. Este esquema es individual, o sea que en caso de tratarse de un banco de transformadores trifásicos, cada equipo posee su propio juego de dispositivos, no siendo aconsejable la protección grupal, ya que desequilibrios en la repartición de las corrientes, especialmente las de sobrecarga, puede provocar el deterioro de los transformadores sin que la protección alcance a reaccionar. Además tal esquema atenta contra la continuidad del servicio, ya que la falla en uno de los transformadores saca fuera de servicio a todo el grupo en forma simultánea.

La protección frente a sobretensiones incluye descargadores de sobretensión en el primario y si es necesario debido a las características particulares de la línea del secundario puede contarse también con descargadores en esa posición.

7.2- Protección contra sobrecorrientes

7.2.1- Estudio resumido de cortocircuito.

Este análisis simplificado se hará para un sistema de corriente alterna trifásico, donde los tipos posibles de falla son: trifásico, bifásico aislado, bifásico a tierra y monofásico.

La falla trifásica representa un sistema equilibrado, por lo cual puede resolverse por su circuito equivalente monofásico. Los restantes tipos de fallas representan sistemas desequilibrados, por lo cual para su resolución se debe emplear algún método auxiliar, como es el de las componentes simétricas. El mencionado método se basa en que un sistema desequilibrado puede siempre ser representado por la suma de tres sistemas trifásicos simétricos, de distintos módulos y cuyos sentidos de giro son directo o positivo, inverso o negativo y de secuencia cero u homopolar, éste último con los tres vectores en fase. El método produce la aparición de impedancias de secuencia positiva, negativa y nula, Z_1 , Z_2 y Z_0 , las cuales representan la oposición del circuito a la circulación de las corrientes establecidas por los tres sistemas de tensiones. Si los elementos del sistema son pasivos, como es el caso que se presenta en los sistemas de distribución, donde se tienen: transformadores, capacitores, conductores, etc., las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, en cambio la impedancia homopolar depende del camino a tierra que ofrezca cada elemento.

Utilizando el método citado se obtienen las expresiones que dan las corrientes para los distintos tipos de falla:

- Trifásica:

$$I_{3f} = \frac{E_y}{z_1 + z_f} \quad (7.2)$$

- Bifásica:

$$I_{2f} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_y}{z_1 + z_2 + z_f} \quad (7.3)$$

- Monofásica:

$$I_{1f} = \frac{3 \cdot E_y}{z_1 + z_2 + z_0 + 3 \cdot z_f} \quad (7.4)$$

- Doble fase - tierra:

$$I_{2,\theta} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_y \cdot (z_0 + 3 \cdot z_f - a \cdot z_2)}{z_1 \cdot z_2 + (z_1 + z_2) \cdot (z_0 + 3 \cdot z_f)} \quad (7.5)$$

$$I_{2,\theta} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_y \cdot (z_0 + 3 \cdot z_f - a^2 \cdot z_2)}{z_1 \cdot z_2 + (z_1 + z_2) \cdot (z_0 + 3 \cdot z_f)} \quad (7.6)$$

Donde E_y es la tensión de fase del sistema, a es el operador para giro en 120° ($-0,5 + j0,866$) y z_f es la impedancia de la falla propiamente dicha. Esta impedancia puede

variar según el tipo de falla, si por ejemplo se trata de dos conductores con contacto sólido entre sí el valor es aproximadamente cero, en cambio si es la caída de un cable sobre el pavimento seco puede alcanzar los 40 ohms. Experimentalmente se comprueba que el arco eléctrico originado en la falla, se comporta como una resistencia pura, cuyo valor está dado por la expresión ya conocida de Warrington. Cuyos valores son pequeños si se los compara con la resistencia de puesta a tierra, siendo solo necesaria su utilización cuando se desea conocer la sensibilidad de las protecciones.

Las expresiones dadas permiten obtener los valores eficaces, las relaciones X/R se determinan a partir de la impedancia equivalente de cada expresión de corriente de falla. Con este método el procedimiento de cálculo consiste en aplicar las ecuaciones con la suma de las impedancias hasta el punto en estudio, para el sistema positivo, negativo y homopolar. Lo que complica el cálculo es la presencia de los transformadores, que al cambiar la tensión hacen que se deban referir los valores óhmicos a un nivel dado de voltajes.

Para superar tal dificultad se dispone del método "por unidad", que consiste en adoptar dos valores de referencia, denominados base, que pueden ser la tensión y potencia nominales, siendo todos los demás obtenidos como relación del valor absoluto y la base, teniendo todo expresado en p.u., con lo cual podemos independizarnos del valor de tensión en el punto bajo estudio.

Cuando se estudia el cortocircuito para verificar capacidades de interrupción, se trata de instantes de tiempo muy cortos luego de la iniciación de la falla, por lo que se debe analizar el comportamiento transitorio del sistema eléctrico. Los transitorios son fundamentalmente de dos tipos, el originado por el comportamiento diferenciado del generador y el causado por la componente de corriente continua. El primero de ellos puede despreciarse cuando estudiamos sistemas de distribución, ya que su influencia es enmascarada por los elementos del circuito. El segundo fenómeno estará siempre presente cuando existan inductancias, por lo cual a la componente de alterna le debemos adicionar el efecto de la correspondiente de continua, para las peores condiciones en lo que respecta a relación X/R y ángulo de iniciación de la falla. Normalmente se requiere conocer los valores de cresta máximo y la energía específica máxima, los cuales se presentan para distintas condiciones, cuya determinación es compleja, existiendo gráficas que dan los denominados factores de asimetría, que permiten calcular los valores enumerados a partir de las corrientes eficaces y relaciones X/R . Ver Figura 2.3.

7.2.2- Dispositivos de protección mas usados

La primer decisión que debe efectuarse es en cuanto al tipo de dispositivo de protección a emplear, que deberá recaer en interruptor automático o fusible. El interruptor conjuntamente con sus necesarios relés, es normalmente empleado en aquellos casos en que existen restricciones o exigencias especiales, como por ejemplo la disponibilidad del recierre, el que presenta ventajas importantes, principalmente donde se tienen líneas aéreas en las cuales las fallas transitorias poseen elevada incidencia. No obstante en la mayoría de las situaciones, las líneas secundarias son de baja incidencia de fallas, estas no son transitorias ni "autoextingibles", por lo que el recierre mas que un beneficio representa un inconveniente ya que acrecienta el daño ocurrido al cerrar en la falla preexistente.

El uso de interruptores automáticos permite el agregado de accesorios con mayor o menor complejidad y versatilidad, como son reles de: protección diferencial, retorno de

energía, corriente por cuba, magnitudes no eléctricas (Buchholz, temperatura por sondas o por imagen, etc.). Mayormente los usuarios restringen la aplicación de tales esquemas complejos a los límites superiores de potencia de transformador, ya que su versatilidad para potencias menores no justifica la complicación ni la inversión.

Los fusibles son elegidos prácticamente en el 90 % de tales aplicaciones, debido a sus ventajas en lo que respecta a economía, simplicidad, rapidez de respuesta, libre de mantenimiento, sin necesidad de calibración ni contraste periódico y libre de servicios auxiliares.

En el caso de transformadores de potencias elevadas y tensiones secundarias relativamente bajas (originada tal necesidad en un número muy elevado de cargas concentradas en una zona reducida), las corrientes nominales pueden superar la capacidad de carga de los fusibles, por lo que se debe recurrir al empleo de interruptores cuya corriente nominal a la fecha supera los 4 kA, o lo que es mucho más económico, utilizar la subdivisión de las cargas en sectores, a los cuales se les coloca fusible, ya con corrientes del orden de hasta 1,5 o 2 kA.

El tratamiento que sigue se ha orientado a la protección con fusibles en el primario y en el secundario, ya que para las potencias nominales en estudio es la combinación más conveniente desde el punto de vista técnico y económico. Además los conceptos explicados son mas generales y abarcativos en fusibles, pudiendo ser fácilmente extendidos al empleo de otros dispositivos como por ejemplo interruptores.

7.2.3- Elección de los parámetros para el fusible primario:

Teniendo en cuenta las exigencias enumeradas en los puntos anteriores, puede procederse a la elección de las características del fusible a instalar en el primario, proceso que se efectuará estudiando los parámetros nominales uno por uno.

7.2.3.1- Tensión nominal:

El dispositivo seleccionado debe tener una tensión máxima de diseño, mayor o al menos igual a la máxima tensión de frecuencia nominal que puede estar aplicada entre sus bornes, bajo todas las condiciones posibles de presentarse. En este análisis se debe considerar: tipo de sistema, conexión del arrollamiento del transformador y manera de conectar el neutro a tierra.

Si el sistema tiene puesta a tierra rígida, la máxima tensión que puede tener el fusible aplicada es la de fase del sistema, por lo que será suficiente elegir uno cuyo valor nominal supere solo a la de fase, ya que en caso de falla bifásica se tendrán dos dispositivos en serie, compartiendo la interrupción. Si la puesta a tierra no es sólida, se deberá ir aumentando la tensión del fusible a medida que se incremente la resistencia de puesta a tierra y la posible tensión contra tierra en caso de caída de un conductor.

Hasta ahora se habló de la tensión nominal mínima, sin citar cuanto mayor debe o puede ser, para lo cual se deben analizar los dos tipos de dispositivo por separado.

Si se trata de un dispositivo no limitador, o sea que espera el pasaje natural por cero para la interrupción definitiva, como no genera sobretensión, puede ser aplicado a cualquier sistema de menor tensión de trabajo, su límite superior está solo fijado por el costo.

En cambio si hablamos de fusibles ACR, que generan una tensión del orden de 2 a 3 veces su valor nominal (los máximos especificados por Normas se encuentran entre 2,8 y 3,5 veces la tensión nominal), podemos aplicarlos a menores tensiones siempre y cuando la sobretensión de arco (especificada a valor nominal) no ponga en peligro la aislación del sistema donde se lo instala.

7.2.3.2- Capacidad de interrupción y explosión de la cuba del transformador.

La capacidad de ruptura del dispositivo de protección es la máxima corriente de falla que es capaz de interrumpir exitosamente, o sea sin proyección de material fundido ni generación de sobretensiones por sobre los valores normalizados. Por supuesto que tal capacidad se especifica bajo un juego de condiciones, como son tensión aplicada, factor de potencia y grado de asimetría. Las corrientes de cortocircuito a usar en esta comparación no son las actuales, sino las que se alcanzarán al final de la vida útil del dispositivo bajo estudio, considerando las ampliaciones futuras y modificaciones que puedan incrementar las corrientes de falla en el punto de instalación.

Realmente la capacidad de ruptura indica la corriente real que puede cortar satisfactoriamente, por lo tanto se trata de la corriente asimétrica. Tal corriente puede ser la más desfavorable o no, dependiendo de factores aleatorios como son la resistencia de falla (que determina el X/R y factor de potencia) y el instante en la onda de tensión en que comienza la perturbación. Del estudio de cortocircuito se obtienen las intensidades máximas y mínimas, conjuntamente con sus relaciones X/R, valores que deben ser comparados con aquellos para los cuales el fabricante garantiza la interrupción. Normalmente el fabricante indica la capacidad de corte simétrica y el X/R máximo, la verificación se efectúa de tal manera que los valores asimétricos a igualdad de X/R de la capacidad de ruptura no sean superados. Si el valor de la relación reactancia resistencia del circuito en estudio es inferior al normalizado, es suficiente la sola comparación de las capacidades de ruptura simétricas.

Las capacidades de ruptura se dan usualmente en A o kA, pudiendo encontrarla también expresada en MVA, valor que se obtiene multiplicando la corriente por la tensión nominal y el valor $\sqrt{3}$, teniendo especialmente en cuenta que el valor de corriente de ruptura no puede extenderse (a igualdad de MVA) por disminución de la tensión de trabajo.

Aquí debemos en consecuencia subdividir a los fusibles en dos tipos, alta y baja capacidad de ruptura. Podemos encontrar otros nombres, como fusibles limitadores y no limitadores, sólidos o de expulsión, etc. en nuestro medio se los conoce normalmente como alta capacidad de ruptura (ACR) y de expulsión respectivamente.

Es necesario efectuar otra aclaración, ya que los fusibles ACR poseen una capacidad de ruptura independiente del portafusible (normalmente una base portafusible), en cambio la citada capacidad para el caso del fusible de expulsión depende fundamentalmente del seccionador en el cual se instalan.

Las características de operación de los fusibles citados y los niveles de corrientes disponibles, hacen necesario no solo la comparación de las corrientes de falla con la capacidad de interrupción, sino también con la habilidad del equipo de soportar la energía de falla liberada en su interior. Ya no estamos hablando solo de proteger al equipo o evitarle daño, hablamos ahora de que el equipo ya está deteriorado; lo que estamos tratando de hacer es disminuir el deterioro y evitar que la manifestación externa pueda perjudicar a otros equipos o personas. El nuevo concepto que aparece en la actualidad es que el dispositivo posee capacidad de interrupción suficiente para cortar la corriente, pero no es capaz de hacerlo con velocidad suficiente para controlarla y evitar la falla violenta del equipo en estudio. Debemos por ello recordar que el fusible ACR es el único dispositivo de protección existente a la fecha, capaz de controlar la energía

liberada en los equipos ya que fuerza a cero a la corriente sin aguardar el pasaje natural por tal valor, como esperan los interruptores y los fusibles de expulsión.

La capacidad de un transformador de soportar una falla interna es función de numerosas variables. Al presentarse la falla interna, se establece un arco en el aceite, el cual libera gases, cuya velocidad de generación puede ser muy alta y su presión puede superar el valor que la cuba puede soportar. La presión generada es función de la energía entregada a la falla por parte del sistema, la cual depende de la corriente de falla, resistencia o tensión del arco, longitud del arco y duración de la falla. La energía absorbida se expresa en kW o kJ, con una velocidad de generación de gases obtenida empíricamente del orden de 0,055 decímetro cúbico (o litro) por kW, (debe recordarse que el aceite se expande 0,075 % por grado de temperatura).

Las normas Norteamericanas ANSI C57.12.26-1987 especifican que la cuba debe tener capacidad de soportar una presión estática por sobre la atmosférica de 7 psig (0,49 kg/cm²) sin distorsión permanente y 12 psig (0,844 kg/cm²) (extendido a 15 psig, 1,05 kg/cm² para unidades de menos de 167 kVA) sin rotura o desplazamiento que afecten la seguridad de la subestación.

Uno de los problemas que surgen es debido a que ninguno de los parámetros característicos de la protección se encuentran directamente relacionados con la presión interna. La solución tomada por la industria es determinar el valor de energía específica límite que minimiza la posibilidad de explosión del transformador, basándose en ensayos y experiencia operativa.

Pueden citarse varias referencias, las cuales suministran los siguientes valores:

15 kW límite para la categoría de bajo riesgo

50 kW límite para la categoría de riesgo moderado

Montos que en función de los valores típicos de resistencia de arco resultan en 150.000 A²s y 500.000 A²s respectivamente. Este último valor puede ser consecuencia de deformación severa de cuba e inflado de la misma. Otros investigadores brindan los siguientes límites: $1,5 \times 10^6$ A²s y $5,0 \times 10^6$ A²s para transformadores cilíndricos y rectangulares respectivamente, considerando como presión límite segura a los 40 psig (2.8 kg/cm²).

Los transformadores que pueden estar sometidos a corrientes del nivel que provocan tal fenómeno, poseen una válvula de sobrepresión, que permite controlar esta presión mientras la protección se encuentra operando. No obstante si los valores de falla son muy altos, se produce una verdadera onda de presión que al impactar contra la tapa, puede levantarla, provocando incluso un salto del transformador.

Si bien la cuba del transformador puede llegar a soportar esta onda, el salto puede provocar un movimiento de la estructura interna, originando fallas de tipo dieléctrico, por lo cual existe un proyecto de normalización que incorpora un ensayo denominado "ensayo a 1 pie", que consiste en dejar caer al transformador desde esa distancia, 30 cm, sometiendo a la estructura del equipo a una sollicitación equivalente a la correspondiente a la onda de presión. En caso de presentarse la onda de sobrepresión la velocidad de operación de la válvula no es suficiente, por lo que se necesita de un dispositivo de protección que controle el I²t, como es el fusible limitador de corriente.

En general se puede afirmar que si la corriente de falla primaria supera los 8 kA, a pesar de que el fusible de expulsión posee capacidad de ruptura para interrumpirla, debe emplearse fusible ACR para controlar la explosión de la cuba, Figura 7.7.

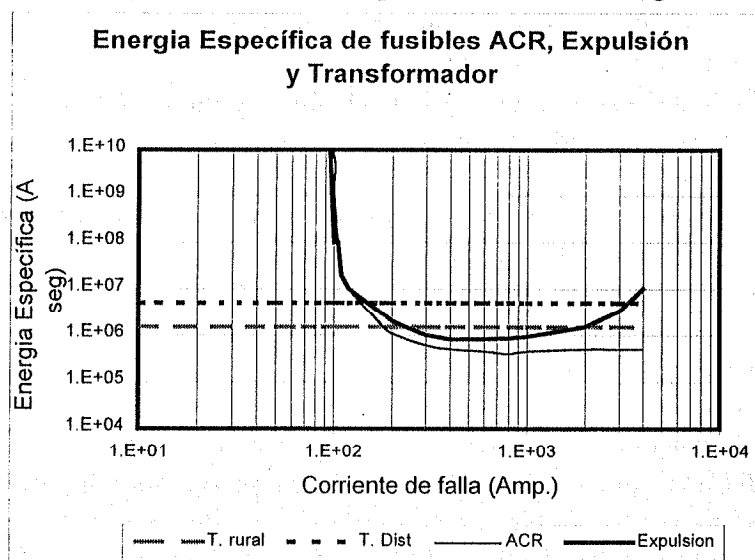


Figura 7.7

De la explicación anterior surge un concepto muy importante desde el punto de vista económico, ya que nos vemos obligados a emplear fusibles ACR cuyo costo es muy superior al del tipo expulsión (40 a 70 veces), agregado a que el número de fallas que realmente emplea la alta capacidad de ruptura del dispositivo es pequeño, por lo tanto se recurre a la combinación de ambos fusibles en una sola unidad o por separado. Existen estudios estadísticos de fallas que indican que el 3% de las fallas superan a $10 \times I_n$ y el 50 % son mayores a $5 \times I_n$.

La combinación se coordina de tal manera que actúe el ACR con las corrientes que superen la capacidad de ruptura del de expulsión, todas las corrientes dentro de la capacidad del de expulsión deben ser cortadas por él. Esta combinación permite utilizar el ACR del tipo respaldo, que es el de menor precio entre los limitadores, ya que no debe tener capacidad de interrumpir ligeras sobrecorrientes. Existen algunos diseños de conjuntos que pueden ser montados en un seccionador portafusible estándar, con la particularidad que siempre actúa el elemento de expulsión, por lo que el fusible cae, no siendo necesario diseñar al ACR para soportar la tensión de restablecimiento. El sobreprecio de la interrupción no es importante, ya que el costo del elemento de expulsión es menor que el ahorro obtenido al usar el tipo respaldo.

7.2.3.3- Corriente nominal

La elección de la corriente nominal se efectúa por etapas, teniendo primeramente en cuenta las particularidades de comportamiento del transformador, posteriormente la capacidad de carga y por último la coordinación con el dispositivo secundario.

7.2.3.3.1- Corriente de conexión:

Al conectarse a la red o en general al aplicarle un cambio brusco de tensión, el transformador reacciona absorbiendo una corriente transitoria muy elevada, denominada

corriente de conexión, cuya amplitud y duración depende de varios factores, que serán analizados a continuación. Este fenómeno se presentará siempre que el nivel de magnetización del núcleo no corresponda con el fijado por la tensión aplicada determinado en base a la Ley de Faraday-Lenz.

Los tres casos más comunes que producen esta sobrecorriente son:

- a- Inserción del transformador
- b- Presencia de una falla de alta corriente, vecina a la alimentación del equipo
- c- Descarga atmosférica vecina al transformador

a- Inserción del transformador: Cuando se conecta el equipo a la red, la sobrecorriente producida dependerá de los siguientes factores:

- Características constructivas del transformador
- Curva de saturación B-H del núcleo
- Características del sistema de alimentación
- Flujo residual en el núcleo
- Instante en la onda de tensión

Los tres primeros factores pueden estudiarse analíticamente con un procedimiento relativamente complejo, pero los dos restantes solo están regidos por el azar, por lo que se debe buscar la combinación más desfavorable y en tales condiciones estudiar el caso. La ecuación que rige el flujo en el núcleo del transformador es la siguiente:

$$\Phi = \Phi_r + \Phi_m' (\cos n\pi - \cos \theta) \quad (7.7)$$

donde:

Φ = flujo alcanzado

Φ_r = flujo residual

Φ_m' = flujo máximo de régimen si $\Phi_r = 0$

θ = ángulo de conexión medido a partir del pasaje por cero de la onda de tensión

Si se efectúa la conexión en $\theta = 0$ y con n = número entero se presentará el siguiente caso:

$$\Phi = \Phi_r + \Phi_m' * 2 \quad (7.8)$$

Si Φ_r tiene el mismo signo que Φ_m , Φ tomará valores entre 2 y 3 veces Φ_m' .

Si se recuerda que en estas condiciones ya se ha superado largamente el codo de la característica de saturación, la corriente deberá tomar valores muy elevados, pudiendo alcanzar niveles de 25 a 40 veces la nominal del transformador. Esta elevada sobrecorriente se atenúa en unos pocos ciclos debido al efecto de la resistencia del arrollamiento, pero en ese tiempo posee energía suficiente para fundir el fusible o provocar la reacción del relé y la consiguiente apertura del interruptor si es que no ha sido tenido en cuenta previamente a la elección del dispositivo. En el caso del fusible puede ocurrir algo peor, que es el deterioro de algunos de los elementos fusibles, sin cortar la corriente, por lo cual el fusible queda con capacidad de carga disminuida,

operando mas tarde frente a corrientes del orden de la nominal. Si se trata de fusibles del tipo ACR se verá obligado a cortar sobrecorrientes muy leves (para el nuevo valor de corriente nominal) para lo cual no fue diseñado provocando con total seguridad un fracaso de interrupción y consiguiente explosión.

Para asegurar la no intervención ni daño en el dispositivo de protección, se conocen dos métodos:

i - Método analítico

Se basa en la comparación entre la energía específica de la corriente de conexión durante el tiempo en que es significativa (normalmente entre 4 y 6 ciclos) y el I^2t de prearco del fusible empleado. El inconveniente de este método reside en la obtención de la energía específica de la corriente de conexión, que puede determinarse en forma analítica o experimental, ambas tareas sumamente complejas. Para el cálculo se necesitan datos del sistema que normalmente están disponibles e información respecto a detalles constructivos del transformador, los cuales deben solicitarse al fabricante del equipo.

Para tal tarea se posee un método analítico simplificado, el cual da para las peores condiciones un factor C_c racionalizado, función del tiempo y parametrado según la relación X/R del circuito involucrado. El citado factor C_c debe ser corregido mediante la multiplicación por el valor $\sqrt{2} V^2 / \sqrt{(R^2 + \omega^2 L^2)}$ donde R y X corresponden a todo el circuito en estudio, resultando el valor de I^2t acumulado por la corriente de conexión. El principal inconveniente del método radica en la obtención de la reactancia o inductancia del bobinado primario del transformador, bajo condiciones de saturación, o sea con circuito magnético en aire. Para ello existen expresiones simples como la que se muestra a continuación, para lo cual se necesita información del largo y diámetro del arrollamiento, número de espiras y sección de los conductores, datos que usualmente deben ser solicitados al fabricante.

$$L = k N^2 A / l \quad (7.9)$$

Sobre la misma gráfica de energía específica en función del tiempo de la corriente de conexión se traza el valor homólogo del fusible bajo estudio, acumulado de a $\frac{1}{2}$ ciclo, de tal manera que si la línea correspondiente al fusible no es superada por la energía acumulada por la corriente hasta el ciclo 8° a 10° , el dispositivo soportará la conexión bajo la situación más desfavorable. Como se consideran las peores condiciones, no es necesario tener en cuenta ningún factor de seguridad. El citado trabajo se muestra en la Figura 7.8.

El regla práctico es q' el Fusible
 Tiene q' aguantar $25 I_n$ — 10ms
 y $12 I_n$ — 100ms.

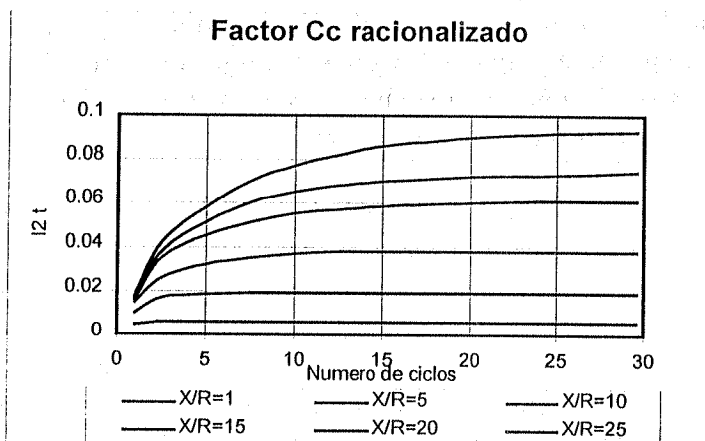


Figura 7.8

Si el valor de la energía específica de la corriente de conexión es brindado por el fabricante, se debe elegir el fusible de manera tal que el valor del I^2t de los primeros seis ciclos debe ser inferior al I^2t de prearco del fusible afectado de un factor de seguridad k que usualmente está comprendido entre 1,5 y 2, según el tipo de conexión del primario del transformador, eligiendo el menor valor si el fusible ve la corriente de un solo bobinado o el mayor si es de dos arrollamientos.

ii - Método empírico

Si no se dispone de la información del procedimiento anterior o si no se considera necesario su cálculo, puede emplearse un método empírico, teniendo ciertas precauciones ya que se trata de reglas generales, pudiendo aplicaciones particulares apartarse bastante de la generalidad.

Tal regla indica que la corriente de conexión de un transformador posee un efecto térmico equivalente a 12 veces la corriente nominal del transformador, circulando durante 100 ms. \vee 25 veces tal intensidad nominal durante medio ciclo, que en sistemas de 50 Hz. es de 0,01 s. En situaciones muy especiales, fundamentalmente en zonas de elevada concentración de potencia este múltiplo puede elevarse a 40 veces durante medio ciclo.

El procedimiento consiste en ubicar estos puntos sobre la hoja de curvas características tiempo - corriente de la protección primaria, de manera tal que la primer curva (de operación mínima) que se encuentre arriba y a la derecha de tales puntos, soportará la corriente de conexión sin operar ni deteriorarse.

b- Presencia de una falla de alta corriente, vecina a la alimentación del equipo: En caso de que se presente una falla de alta corriente en las inmediaciones del transformador, se provocará una caída de tensión importante, pudiendo llegar al 20 % de la nominal, durante el tiempo en que tal falla está presente o sea en el transcurso del tiempo tardado por la protección en limpiarla. Cuando esta falla es eliminada se produce un restablecimiento de la tensión pasando de ese 20 % al valor nominal, a veces mediante una serie de oscilaciones que dependen de las características del circuito. Este salto brusco hacia la tensión nominal produce un fenómeno similar a la conexión, ya que le cambia las condiciones de magnetización del núcleo, obligando a la aparición de la

sobrecorriente similar a la anteriormente explicada. La magnitud de tal corriente es importante, ya que a pesar de que el salto de tensión no es del 100%, el ángulo de conexión es muy desfavorable, próximo a la cresta de tensión, puesto que normalmente la falla es muy inductiva y se extingue en el pasaje por cero de corriente.

c- Descarga atmosférica vecina al transformador: Si incide una descarga atmosférica en la zona vecina al transformador, estando protegido por descargadores de sobretensión, la descarga es conducida a tierra. El sistema permanece puesto a tierra hasta que luego de la desaparición de la perturbación, el pararrayo espera el próximo pasaje por cero e interrumpe, restableciendo la tensión nominal sobre bornes del transformador. Este restablecimiento produce un fenómeno análogo al analizado previamente. En este caso también el ángulo de conexión es el más desfavorable.

7.2.3.3.2- Corriente de descargas atmosféricas, punto de Zaborszky.

Si la zona donde se instala el transformador y su protección es de elevada incidencia de descargas atmosféricas, se debe tratar de colocar el mayor fusible posible compatible con las condiciones enumeradas previamente. Cuando incide una descarga atmosférica en la zona del transformador, protegido por un descargador adecuado, éste se ceba, controlando la elevación del potencial del sistema pero manteniendo sobre sus bornes la denominada tensión residual, que está en el orden de 3 a 4 veces la tensión nominal del equipo. Esta sobretensión provoca una excesiva saturación del núcleo, erogando del sistema una corriente del tipo de la de conexión. El estudio analítico de tal fenómeno es sumamente complejo, ya que frente a una onda de esa alta frecuencia el transformador se comporta como una red de inductancias y capacidades distribuidas.

Existe un método semiempírico, propuesto por J. Zaborszky, el cual ha sido utilizado desde hace varios años, con muy buen resultado. La metodología consiste en determinar una corriente de equivalencia térmica entre la de rayo y una de frecuencia industrial durante un tiempo de 0,02 s. Tal intensidad en valor eficaz está determinada por la siguiente expresión:

$$\dot{I}_{0,02} = \frac{7 \cdot E \cdot I_n}{E_n} \quad (7.10)$$

donde: I_n = corriente nominal del transformador en A.

E = tensión de impulso del transformador (NBA) en kV cresta

E_n = tensión nominal del transformador

El fusible mínimo que no se verá afectado por tal fenómeno, es aquel cuya curva característica (de operación mínima) se encuentra arriba y a la derecha del denominado punto de Zaborszky.

7.2.3.3.3- Capacidad del fusible para soportar sobrecargas.

Es muy normal que se opere sobrecargando al transformador durante situaciones normales y de emergencia. Esta solicitud debe tenerse en cuenta en la elección del

fusible, exclusivamente si es que se trata de uno del tipo ACR, ya que debe ser capaz de superar la situación no solo sin operar sino también sin que se modifiquen sus características de respuesta, o sea no se avejente. Además este estado de carga no debe producir debilitamientos ni rajaduras en el cuerpo aislante, que imposibiliten su posterior correcta operación.

Para tener en cuenta tal consideración se debe recurrir a la característica de sobrecarga, normalmente suministrada por el fusible dentro del juego de curvas standard. Ver Figura 7.9.

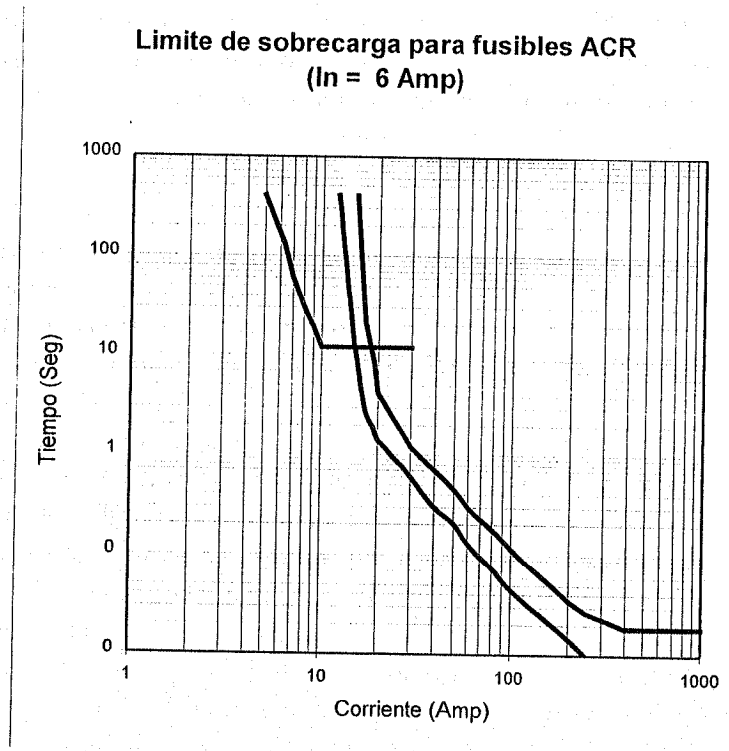


Figura 7.9

Tal característica se compone de las líneas normales corriente tiempo, mas el agregado de una línea por debajo de la de tiempos mínimos, válida para tiempos largos; esta última conjuntamente con las anteriores encierran una zona de operación prohibida. En esta zona **no** debe trabajar el elemento fusible, ya que en ella el calor generado es mayor que el disipado y menor que el necesario para producir la fusión, por lo cual la temperatura se eleva en forma gradual hasta que se produce el fisurado o rajado del cuerpo aislante, momento a partir del cual, cualquier tentativa de interrupción conducirá al fracaso por la imposibilidad del cuerpo de soportar las sobrepresiones a las que se verá sometido. Si alguno de los valores de sobrecarga que el transformador soporta y que se le desea aplicar se encuentra dentro de esta zona, la única solución posible radica en el reemplazo del fusible por uno de mayor corriente nominal.

El análisis efectuado previamente de los tres factores, corriente de conexión, punto de Zaborzsky y capacidad de sobrecarga del fusible, determinan la corriente nominal del fusible mínimo, que resulta el máximo de los determinados ya que de esa manera será capaz de soportar los tres efectos estudiados, además deberá poseer una corriente nominal superior a la homóloga del transformador. El problema es que el resultado puede resultar en un fusible de corriente nominal excesivamente alta en comparación

con la del equipo protegido, lo cual por si solo no es un inconveniente, siempre y cuando se esté pensando en dejar la protección contra sobrecargas en manos de la protección secundaria. Por lo tanto la protección primaria podrá resultar muy rápida frente a los cortocircuitos y sobrecargas rigurosas, siendo sumamente lenta para las sobrecargas.

En numerosos casos la protección será totalmente insensible a sobrecargas de hasta 3 y 4 veces la intensidad nominal del transformador, lo cual no es tan grave como parece ya que es muy improbable que sobrecargas de ese tipo se originen en la zona comprendida entre la protección secundaria y la primaria, normalmente la causa debe provenir de la carga, siendo por lo tanto detectada por el dispositivo del secundario. En el caso extraño de que se originen en esta zona, rápidamente degenera o se transforma en una de alta intensidad, la cual si es detectada e interrumpida por los dispositivos primarios.

Existe un modelo de fusible, del tipo de expulsión, el cual posee curva característica doble que fuera mencionado previamente, denominados slow-fast, slow-quick o algún nombre similar que signifique operación rápida frente a los cortocircuitos y lentos contra las sobrecargas. Tienen una relación de fusión unitaria (relación entre corriente nominal de la protección y corriente nominal del transformador en este caso), ya que sus corrientes nominales corresponden no a la serie normalizada de corrientes sino a la serie de potencias de transformadores, a pesar de que se designan en Amperes y cuya línea característica en la zona de las sobrecargas coincide exactamente con la homóloga del transformador. Su pendiente doble puede visualizarse en la Figura 7.10, cuya área de sobrecarga se logra por un diseño bastante complejo con soldadura de bajo punto de fusión y almacenadores cerámicos de calor, la zona de operación rápida es similar a la de un fusible de expulsión convencional, con dimensiones mas reducidas.

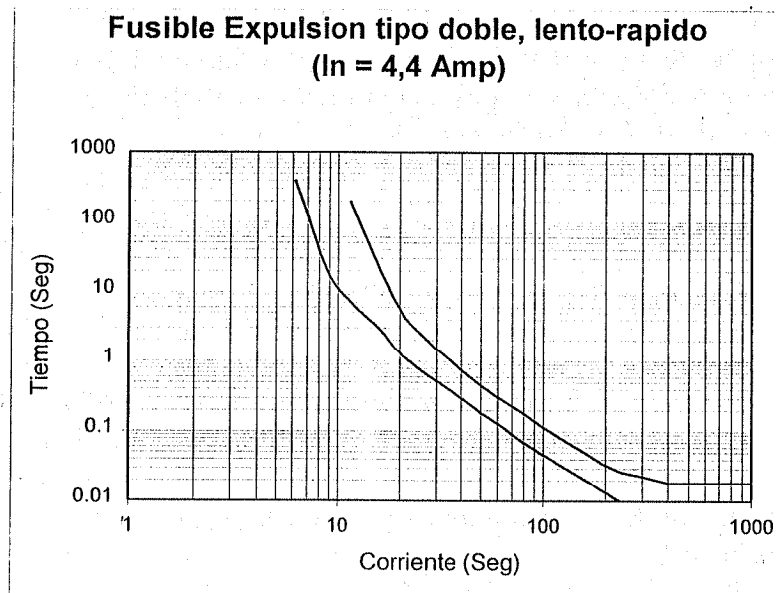


Figura 7.10

7.2.3.3.4- Coordinación fusibles HH - Seccionador fusible.

Los fusibles ACR poseen una capacidad de ruptura muy alta, interrumpiendo la falla en tiempos sumamente cortos, controlando la energía específica, su punto débil se encuentra en el corte de corrientes bajas. Para la protección de transformadores de distribución, en caso de contar con corrientes de cortocircuito muy elevadas, existe una

combinación muy interesante desde el punto de vista técnico y económico, que consiste en fusibles ACR en el secundario para proteger sobrecargas y fusibles ACR en el primario coordinados con seccionadores bajo carga, de tal manera que el seccionador interrumpe las corrientes prohibidas para el fusible primario y este último corta las corrientes para las cuales el seccionador no posee capacidad.

La coordinación fusible-fusible se efectúa en la forma normal explicada mas abajo, debiendo encadenar el fusible primario y el seccionador, en base al percutor del fusible, quien es el encargado de provocar la apertura del seccionador.

Si este percutor se libera demasiado pronto el seccionador puede ser deteriorado por tratar de cortar corrientes superiores a su capacidad, si es liberado demasiado tarde el fusible explotará. El tiempo máximo que un fusible puede soportar el arco es del orden de 200 a 400 ms., por su parte el seccionador opera en 50 a 75 ms luego de ser golpeado por el percutor.

La verificación del correcto funcionamiento se efectúa comparando los tiempos citados en el párrafo anterior en forma gráfica, como ya fue tratado.

7.2.4- Capacidad del transformador para soportar sobrecargas y cortocircuitos

El presente estudio se efectuará en base a la Norma ANSI/IEEE C57.109-1985 (Guide for transformer through-fault-current duration).

La resistencia de un transformador ante fallas ya sean rigurosas o leves, depende de sus características constructivas, como ser tensión de cortocircuito, aislante empleado (seco o aceite), tipo de refrigeración, fijación de las bobinas, etc. La información de cuanto es capaz de soportar un transformador usualmente no es suministrada por el fabricante, por lo que se debe recurrir a las Normas que fijan los límites mínimos a cumplir por el equipo. Se dispone de dos fuentes para estos límites, la Norma ANSI/IEEE C57.92 que suministra una curva corriente en función del tiempo para una pérdida despreciable de vida útil (<1%) y la normalización europea, que a través de VDE 0532 o IEC 354 dan una serie de tablas y gráficos respectivamente, donde se puede determinar la sobrecarga permitida en función de la duración, temperatura ambiente y estado de precarga.

La primer fuente es aplicable para el estudio de las elevadas sobrecorrientes, entre 2 y 40 veces el valor nominal, en cambio la segunda se emplea con las ligeras sobrecargas, menores a 2,4 veces la carga nominal del transformador.

Como usualmente la respuesta de los dispositivos de protección del primario se brinda en forma de curvas sobre gráficos con escalas doble logarítmicas, se debe trazar sobre estos mismos gráficos la curva para sobrecargas severas del transformador, dadas por las citadas normas o por el fabricante del equipo en cuestión, como se muestra en la Figura 7.11. El dispositivo protegerá efectivamente al equipo si su curva característica de tiempo corriente máxima (o de operación total) se encuentra abajo y a la izquierda de la homóloga del transformador.

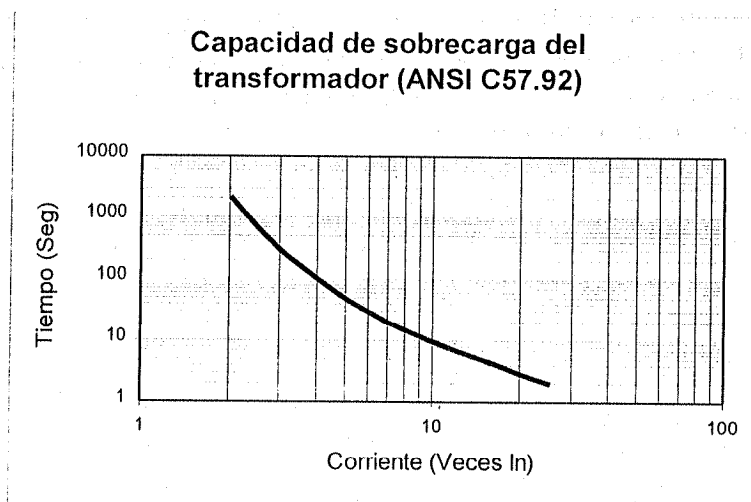


Figura 7.11

Se debe recordar que este dispositivo debe ser de corriente nominal mayor al mínimo establecido en los pasos anteriores, por lo que normalmente su curva característica intercepta a la de capacidad del equipo, dejando una zona sin protección, además las curvas características de los dispositivos de protección típicos del primario son más “verticales” que la correspondiente al equipo, por lo que es lógico que se corten en algún punto. La solución consiste en la adopción de un dispositivo a colocar en el secundario el cual si cubra la parte desguarnecida por el elemento del primario, de manera tal que ambos ofrezcan una barrera de protección contra cualquier corriente y tiempo. La zona usualmente desprotegida por el elemento del primario es la de ligeras sobrecargas, que como ya fue explicado tales perturbaciones tienen su origen principalmente aguas abajo del dispositivo secundario.

En este momento debemos hacer una división en el estudio, separando el análisis para sobrecorrientes mayores o menores de un valor límite comprendido entre 2 a 3 veces la nominal del equipo.

El rango de sobrecorrientes menores se estudiará al analizar la protección del secundario. Para las mayores, que se estudian primeramente desde el primario, se debe tener en cuenta que la corriente medida por el dispositivo para el caso de transformador trifásico no es siempre equivalente a la que circula por los arrollamientos, en caso de equipos monofásicos la intensidad por el bobinado y por el dispositivo de protección es indudablemente la misma. Esta particularidad se debe al tipo de conexión de los arrollamientos (triángulo o estrella) del primario y del secundario, como también al tipo de falla bajo estudio (trifásica, bifásica o monofásica).

7.2.5- Utilización de las distintas curvas de sobrecarga de transformadores para los tipos posibles de fallas

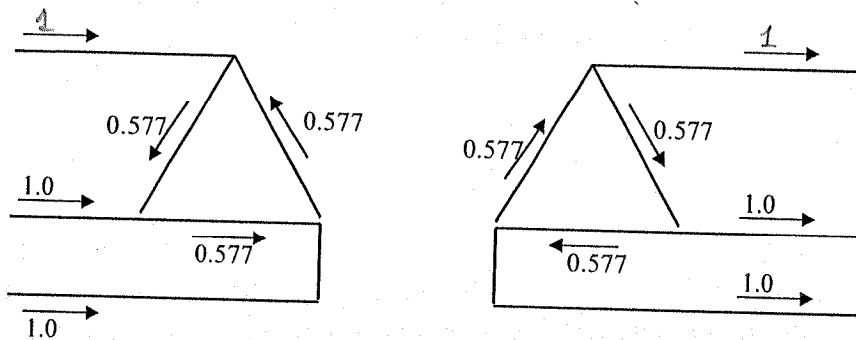
Para tener en cuenta la citada desigual repartición de corrientes, se define un factor N , el cual es el valor por el cual se debe multiplicar a las corrientes por los bobinados para determinar las intensidades por las líneas, que son vistas por la protección primaria. En nuestro caso este factor es empleado para desplazar la característica de sobrecarga del transformador sobre la hoja logarítmica y así poder cotejar con las curvas de la protección, valores que ahora si son comparables.

La determinación de los valores de N se efectúa con el siguiente análisis, para el cual se emplea el método por unidad, cuya base es la corriente de plena carga del transformador:

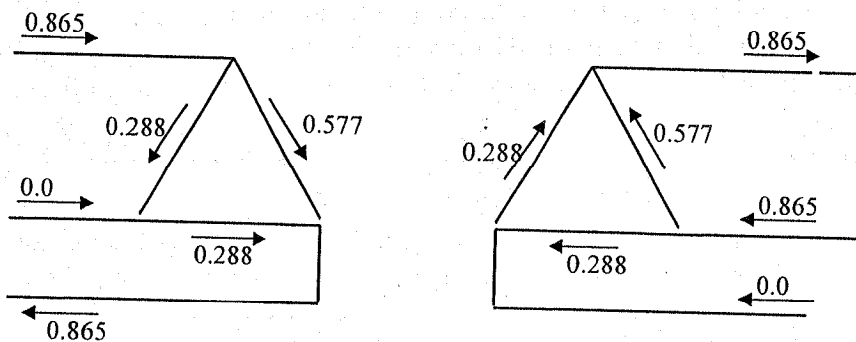
1.a- Conexión triángulo-triángulo, falla trifásica.

La falla trifásica equivale a una carga equilibrada, por lo que las tres corrientes serán iguales. La relación entre intensidades por las líneas y por los bobinados es 1,73; no obstante la sobrecarga en bobinados es equivalente a la sobrecarga en líneas, por lo cual el factor $N = 1$.

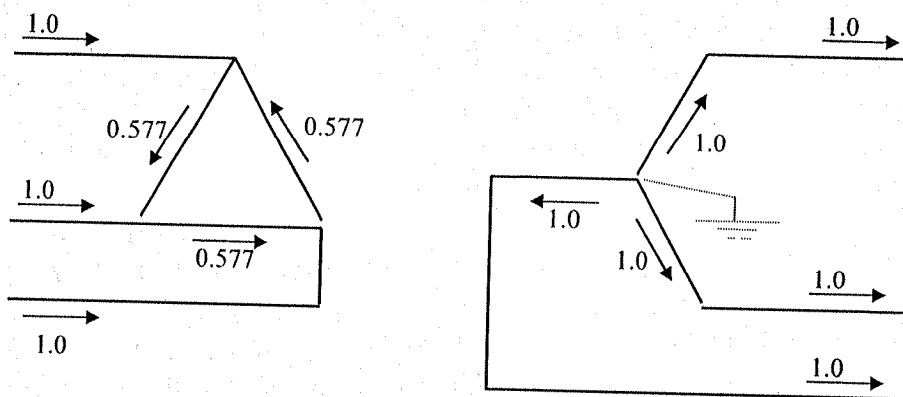
Ver Figura 7.12.



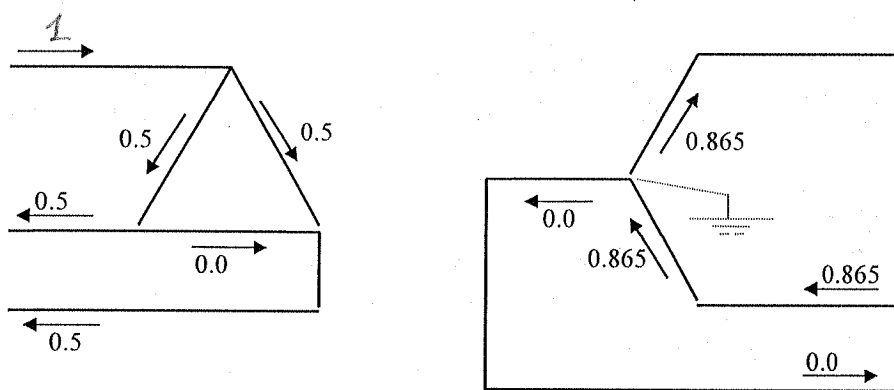
Falla trifásica en Transformador triángulo - triángulo



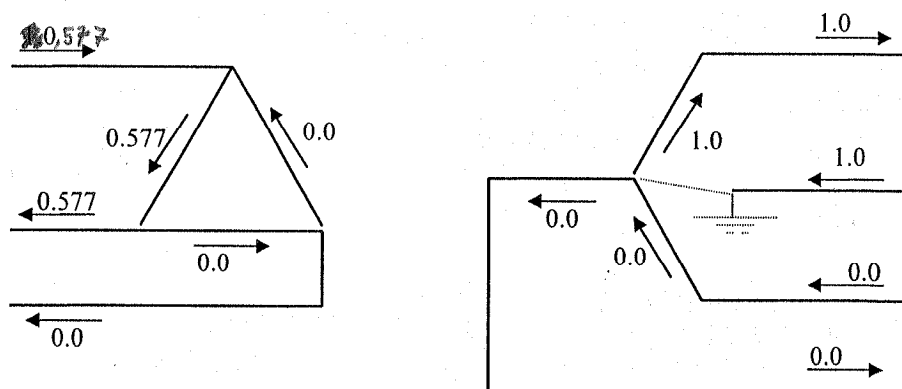
Falla bifásica en Transformador triángulo - triángulo



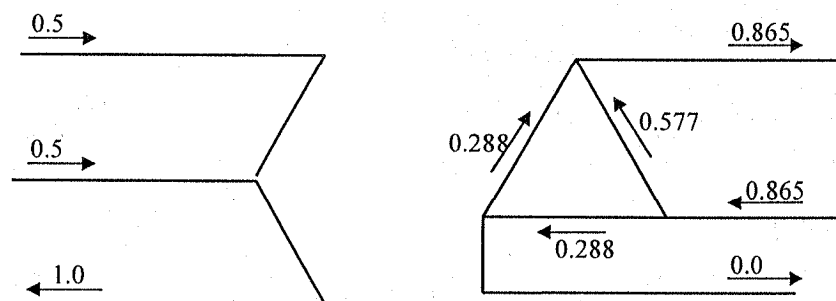
Falla trifásica en Transformador triángulo - estrella



Falla bifásica en Transformador triángulo - estrella



Falla monofásica en Transformador triángulo - estrella



Falla bifásica en transformador estrella - triángulo

Figura 7.12

1.b- Conexión triángulo-triángulo, falla bifásica.

Entre los bornes fallados del secundario circulará una corriente de 0,866 p.u., ya que el arrollamiento directamente involucrado entrega 0,577 p.u. y los dos no alterados en serie suministran $0,577 / 2$ o sea 0,288 p.u., la intensidad de falla es la suma de las anteriores, 0,866 p.u. El mismo análisis es válido en el primario, de tal manera que cuando los dispositivos de protección primarios ven 0,866 p.u. ya la corriente en el bobinado es 0,577 p.u. equivalente al caso equilibrado cuando en las líneas se tiene 1 p.u.

Tales dispositivos están midiendo realmente menos que lo que ocurre, por lo tanto nuestro factor $N = 0,866$.

1.c- Conexión triángulo-triángulo, falla monofásica.

Por tratarse de un sistema aislado de tierra, esta falla no es posible y el N no existe.

2. Conexión estrella-estrella

Para cualquier tipo de falla las corrientes se reflejan de la misma manera por las líneas y por las bobinas, por lo tanto el factor es siempre 1.

3.a Conexión triángulo-estrella, falla trifásica

Por equivaler a carga equilibrada, siempre $n = 1$.

3.b Conexión triángulo-estrella, falla bifásica

La corriente de falla será 0,866 p.u., reflejándose en el primario en base a la relación de espiras, resultando 0,5 p.u., sumándose en una de las líneas, por lo que con 0,866 p.u. en el arrollamiento ya tenemos 1 p.u. en las líneas, significando un factor mayor que uno, o sea favorable. Si bien es cierto que en las dos restantes el factor es desfavorable. El valor es 1,15 p.u.

3.c Conexión triángulo-estrella, falla monofásica

Cuando por las líneas y bobinados secundarias circula 1 p.u., en el arrollamiento y líneas primarias tenemos solo 0,577 p.u., por lo que el factor es $N = 0,577$.

4.a Conexión estrella-triángulo, falla trifásica

Similarmente a los casos anteriores $N = 1$

4.a Conexión estrella-triángulo, falla bifásica

Con corriente 1 p.u. en el secundario fallado, por la falla se tendrá 1,5 p.u.. En el primario los valores serán respectivamente 0,866 y 1,73 p.u., similar al caso equilibrado por lo que $N = 1$.

4.a Conexión estrella-triángulo, falla monofásica

Esta falla no es posible, N no existe.

Con los valores de N determinados previamente se construye la siguiente tabla:

Tabla 7.1: Factores de corrección de la curva de sobrecarga

Conexión del transformador		N		
Primario	Secundario	Trifásica	Bifásica	Monofásica
Estrella	Estrella	1	1	1
Estrella	Triángulo	1	1	-
Triángulo	Estrella	1	1,15	0,577
Triángulo	Triángulo	1	0,866	-

7.2.6 - Elección de los parámetros del fusible secundario:

Se debe tratar que en caso de aparición de una falla en el lado de la carga del transformador, primeramente actúe el dispositivo más próximo a la perturbación, luego el que le sigue hacia la fuente y así sucesivamente, de manera de limitar la porción del sistema fuera de servicio, facilitar la ubicación del desperfecto y poseer siempre un elemento de respaldo. Esta condición se denomina selectividad o coordinación.

El procedimiento de elección de los parámetros nominales del fusible, se efectúa uno por uno, de la misma manera ya realizada para el dispositivo primario.

7.2.6.1- Tensión nominal.

La mayoría de los sistemas de subdistribución trabajan en 220/380 V, por lo tanto la tensión nominal del dispositivo debe superar los 220V o los 380 V según se trate de sistemas monofásicos o trifásicos respectivamente. Los elementos disponibles en nuestro medio siguen normalización europea por lo que poseen tensiones nominales de 380 V y 500 V, cualquiera de ellos funcionará perfectamente en nuestros sistemas. Si la tensión es superior a la indicada, se debe seguir un procedimiento similar al aplicado en el caso del primario.

7.2.6.2- Capacidad de interrupción.

La capacidad de interrupción debe superar a la máxima corriente de falla en el lugar de instalación, lo que resulta de más fácil cumplimiento debido al considerable peso de la impedancia del transformador en la disminución de las corrientes de cortocircuito. No obstante es saludable efectuar el cálculo en la forma ya conocida, comparando tales corrientes máximas con la capacidad de ruptura.

Existen todavía en uso una gran cantidad de fusibles semicerrados, manteniendo la denominación antigua de AyEE, MN 233 y 234, los cuales además de otros problemas, presentan el inconveniente de baja capacidad de ruptura, del orden de 8 a 10 kA con una violenta expulsión de material incandescente al operar, con el obvio riesgo de incendio mas daño al personal y equipos.

7.2.6.3- Corriente nominal.

Antes de comenzar el análisis de este parámetro es importante detallar las funciones que deberá cumplir el fusible del secundario.

Estas son:

- Proteger al transformador frente a sobrecargas ligeras
- Operar selectivamente con la protección primaria
- Permitir el paso de las sobrecargas normales y de emergencia sin actuar ni modificar su curva de respuesta

La primer función es fácilmente cumplida por el fusible e interruptor automático ya que sus curvas características poseen constantes de tiempo térmicas similares a las del transformador, han sido diseñadas para tal tarea. Ya sea uno u otro de los dispositivos nombrados, poseen curvas características del tipo doble, o sea rápidas para las corrientes muy altas y retardada para las leves. En caso de interruptores la comparación se hace directamente con las curvas, efectuando un análisis como el que se explica mas adelante. Por lo contrario la respuesta frente a sobrecarga de los fusibles ACR responde a un fenómeno muy distinto, se trata de la disolución de la lámina fusible base de cobre por medio de la aleación de bajo punto de fusión denominada efecto M.

La segunda tarea del fusible es actuar en forma coordinada con la protección del primario, estudio que se efectúa en forma gráfica comparando las curvas características de los citados dispositivos. La complicación radica en que ambas curvas se encuentran en niveles de tensión diferentes, por lo que debe una de ellas ser corregida

multiplicándola por la relación de transformación. La elección de cual de ellas debe ser corregida, normalmente recae en la del secundario, debido a que la cantidad de información ya volcada en la gráfica es muy superior a la que falta trazar.

Por lo tanto las corrientes del secundario divididas por la relación de transformación nos dan a igualdad de tiempos las corrientes en el primario, pero debido a que la relación de transformación puede ser cambiada en forma manual entre - 5% y +5%, la curva se transforma en una banda, salvo que se tenga la seguridad de que el cambiador de tomas una vez colocado en la posición definitiva no será modificado hasta el fin de la vida útil del equipo.

La última función a tener en cuenta es la de permitir el paso de las sobrecargas normales y de emergencia sin actuar ni modificar su curva de respuesta. Primeramente debemos establecer a que se deben y cuales son tales sobrecargas, que se denominan corrientes de arranque en caliente y en frío. Si la carga sufre una interrupción corta, como por ejemplo la causada por la operación de apertura y reconexión de un interruptor aguas arriba, el tiempo fuera de servicio es del orden de un segundo, por lo que el sistema se mantiene "caliente", al cerrarse se produce una sobrecorriente que se agrega a la de conexión causada solo por el transformador como ya fue estudiado. La solución práctica de este concepto se efectúa mediante la consideración de dos corrientes equivalentes, cuyo efecto térmico es análogo al arranque de un sistema luego de una breve salida de servicio, dadas por $12 \text{ a } 15 I_n$ (dependiendo del estado de precarga) por $0,1 \text{ s}$ y $6 I_n$ durante 1 s .

En cambio si la salida de servicio es extensa, del orden de mas de 20 minutos, el sistema pierde la diversidad de la carga y todos los equipos de aire acondicionado, calefacción, heladeras, bombas de agua, etc. se encuentran conectados al sistema en el momento de restablecimiento, con lo que además de los dos puntos anteriores se les debe agregar $3 I_n$; 10 s . y $2 I_n$; 600 s .

En conclusión la curva característica del secundario no debe interferir con este régimen de carga, o sea que la citada curva debe estar por debajo y a la izquierda de la mínima del dispositivo de protección, siempre y cuando se encuentre dentro de la capacidad del equipo protegido.

En este momento ya se tienen trazadas las curvas correspondientes a: dispositivo del primario, dispositivo del secundario, capacidad de sobrecarga del transformador, arranque en frío, arranque en caliente y punto de Zaborzsky por lo cual se está en condiciones de definir las corrientes nominales de los dispositivos del primario y secundario.

La decisión normalmente es una solución de compromiso, que depende del juzgamiento de quién está efectuando el estudio, siendo una materia de experiencia y conocimiento teórico, debiendo sacrificarse algunas ventajas a fin de acrecentar otras.

Bibliografía:

- 1- IPSEP, Fusibles Eléctricos y sus Aplicaciones; Manual del Curso de Postgrado de igual nombre; UNRC; 1992.
- 2- Distribution - System Protection Manual, McGraw Edison Co., 1978.
- 3- Wright, A. ;Christopoulos, C.; Electrical Power System Protection; Chapman & Hall; Londres, 1993.
- 4- Norma ANSI/IEEE C57.109-1985 (Guide for transformer through-fault-current duration)

5- S&C, Selection Guide for transformer-primary fuses in industrial, commercial and institutional power systems; Data bulletin 240-110, 1981.

6- IEC 354, International Standard; Loading guide for oil-immersed power transformers; Second Edition, 1991.

