

Protección de Transformadores

de gran potencia en Alta Tensión



**FACULTAD
DE INGENIERIA**

Universidad de Buenos Aires

**APUNTE DE CÁTEDRA PREPARADO PARA LA MATERIA
85:15 - PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y EQUIPOS DE MANIOBRA
F.I.U.B.A.**

Agosto de 2014
Autor: Ing. Fabián Neuah

Protección de Transformadores

de gran potencia en Alta Tensión

Introducción

El desarrollo de los modernos Sistemas de Potencia se ha reflejado en los avances en el diseño de los transformadores. Esto ha resultado en una amplia gama de transformadores con potencias que van desde unos cuantos kVA a varios cientos de MVA que están disponibles para su uso en una amplia variedad de aplicaciones.

Los transformadores de potencia constituyen el enlace imprescindible entre los diferentes niveles de tensión de un sistema de potencia y por ello son los que deben ofrecer mayor seguridad en cuanto a la posibilidad de falla.

Su construcción es relativamente simple y son componentes de la red confiables. Es decir, la incidencia numérica de perturbaciones originadas en los transformadores es en general baja, por lo menos si se la compara con aquella de las líneas de Transmisión.

Sin embargo, el grado de confiabilidad está íntimamente relacionado con su montaje, con la forma en que se opere el transformador, con su mantenimiento preventivo y con la eficacia de sus protecciones.

Lo más importante en cuanto al mantenimiento preventivo es el análisis del aceite tanto de la cuba como del conmutador bajo carga.

Los transformadores cuyos arrollamientos están sumergidos en aceite y tienen tanque de expansión, están dotados de relés que detectan formación lenta de gases dentro de la cuba, además de protecciones que detectan variaciones de magnitudes eléctricas. Esa posibilidad es sumamente importante, ya que esto permite un cierto grado de prevención de fallas de desarrollo violento, sumamente destructivas.

La eficacia de las protecciones no es solamente importante para minimizar los daños originados por las fallas en el propio transformador, sino también para evitar que lo afecten las perturbaciones de origen externo.

Las consideraciones para un paquete de protección de transformador varían según la aplicación y la importancia del transformador. Para reducir los efectos del estrés térmico y fuerzas electrodinámicas, es recomendable asegurarse de que el paquete de protección utilizado minimice el tiempo de desconexión en el caso de ocurrir una falla producida dentro del transformador.

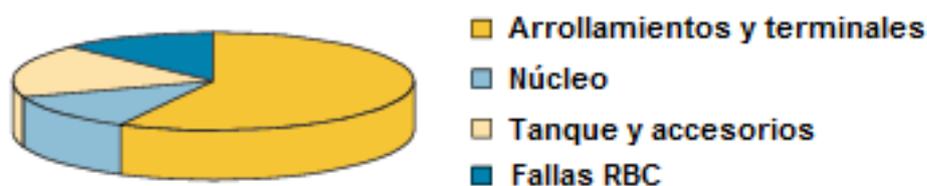
Los pequeños transformadores de distribución pueden protegerse satisfactoriamente, desde el punto de vista técnico y económico, mediante el uso de fusibles o relés de sobrecorriente. Esto resulta en una protección temporizada debido a los requisitos de coordinación con equipos que se encuentran aguas abajo. Sin embargo, el despeje de falla temporizado es inaceptable en transformadores de gran potencia utilizados en aplicaciones de generación, transmisión y distribución, debido a consideraciones de la operación / estabilidad del sistema y el costo de reparación / tiempo de indisponibilidad.

Fallas en los Transformadores de Potencia

Las fallas en los Transformadores, generalmente se clasifican en cinco categorías:

- a. Fallas en los arrollamientos y terminales
- b. Fallas del núcleo
- c. Fallas en tanque de expansión y accesorios del transformador
- d. Fallas en el cambiador de tomas (regulador bajo carga)
- e. Condiciones anormales de operación
- f. Fallas externas al Transformador sostenidas o no despejadas por otros dispositivos de la red

La proporción aproximada de fallas debido a cada una de las causas originadas dentro del transformador que han sido enumeradas anteriormente se muestra en la siguiente figura.



Vista clasificación anterior, se observa claramente que los transformadores son afectados tanto por las fallas originadas dentro de él como por fallos y otras perturbaciones originadas en otros componentes de la red o en la operación de la misma.

Las fallas originadas en el propio transformador pueden localizarse en el exterior o en el interior de la cuba del mismo. Aunque ambas sean eléctricamente similares, su diferencia radica en la posibilidad de detección prematura que tienen las últimas.

Por lo anterior, se puede realizar otra clasificación que nos permite analizar mejor qué fenómenos pueden ser monitoreados y cuáles protegidos:

- a. Fallas internas o Fallas del transformador propiamente dicho
 - i. De desarrollo violento
 - i. Fase a tierra o entre fases en terminales externos del transformador
 - ii. Fase a tierra o entre fases dentro de la cuba del transformador
 - iii. Fallas en los bobinados de los distintos niveles de tensión
 - iv. Fallas en el conmutador bajo carga
 - v. Cortocircuitos entre espiras de una misma fase

- ii. Incipientes
 - i. Conexiones eléctricas imperfectas
 - ii. Fallas de aislación en el laminado del núcleo
 - iii. Fallas de aislación en bulones de anclaje del núcleo
 - iv. Fallas de aislación de los anillos de sujeción
 - v. Corrientes de fuga en la aislación de los bobinados

b. Fallas externas, o Fallas exteriores que pueden afectar al transformador

- i. Sobrecargas
- ii. Repartición incorrecta de la carga en transformadores conectados en paralelo
- iii. Cortocircuitos exteriores incorrectamente eliminados por sus propias protecciones

Fallas internas de desarrollo violento

En la mayor parte de los casos, por lo menos cuando las fallas de desarrollo violento se producen como consecuencia **de problemas de aislación de los bobinados**, éstas son precedidas de un cierto grado de incipiencia.

Las fallas de desarrollo violento deben provocar un accionamiento inmediato de las protecciones, para evitar la propagación del daño. Cuando su duración es excesiva se llega frecuentemente a la destrucción del transformador e inclusive a su incendio.

Por otro lado, si la potencia del transformador es considerable y éste se encuentra instalado en grandes redes de transmisión, no es despreciable el riesgo de pérdida de estabilidad que produce la eliminación retardada de una falla en el mismo.

En general, la magnitud de la corriente de falla en los arrollamientos de un transformador está relacionada, entre otros, a los siguientes factores:

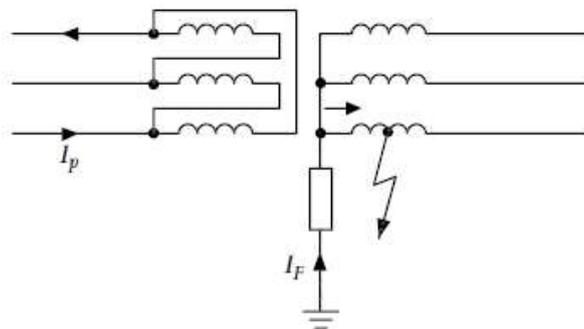
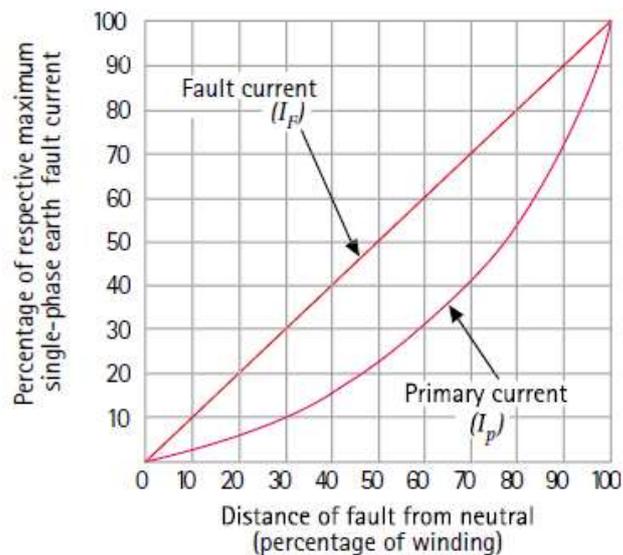
- Impedancia de la fuente
- Impedancia de puesta a tierra
- Reactancia de dispersión del transformador
- Tensión de la falla
- Conexión de los arrollamientos

Dentro de las fallas de desarrollo violento, las fallas fase a tierra en un bobinado estrella a tierra deben ser estudiadas en lo que se refiere a la corriente que producen.

Si la puesta a tierra del transformador es a través de una resistencia, la corriente de falla fase a tierra depende inversamente del valor de impedancia de puesta a tierra, como así

también es proporcional a la distancia de la falla al centro de estrella, dado que la tensión de falla será directamente proporcional a esta distancia.

Para una falla en un bobinado secundario del transformador, el valor de la corriente primaria correspondiente dependerá de la relación de transformación resultante entre el bobinado primario y las vueltas del bobinado secundario hasta el punto en corto-circuito. Esto también varía con la posición de la falla, por lo que la corriente de falla en el bobinado primario del transformador es proporcional al cuadrado de la fracción del bobinado que se encuentra en cortocircuito. El efecto se muestra en la figura de abajo.



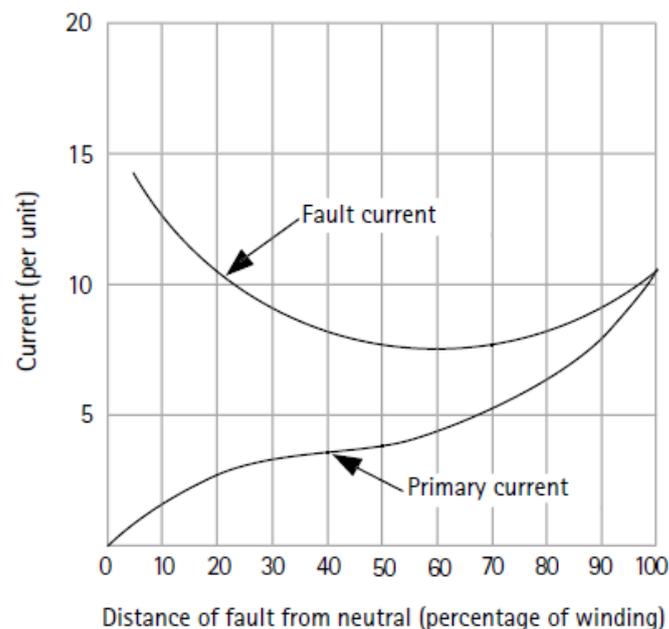
Otro punto a tener en cuenta es que las fallas producidas en el tercio inferior de la bobina producen muy poca corriente en el bobinado primario, dificultando la detección de fallas mediante la medición de corriente primaria.

Si la puesta a tierra del transformador es sólida, la relación entre la corriente de falla y la posición de dicha falla dentro del bobinado es bastante más complicada, debido a que la corriente es limitada por la impedancia (reactancia de fuga) del tramo del bobinado afectado, la que se incrementa con el número de espiras involucradas.

Además, la tensión aplicada a la falla no es proporcional al número de espiras de dicho tramo en caso de fallas cercanas al punto neutro, como es en el caso de impedancia puesta a tierra, debido a la dispersión creciente del flujo magnético.

Para fallas producidas en el centro de estrella, la reactancia de fuga es muy baja, y resulta en corrientes de falla más altas.

La variación de la corriente según la posición de la falla para este caso, se muestra en la siguiente figura.



Para fallas ocurridas en el bobinado secundario, la corriente primaria de falla es determinada por una relación de transformación variable y, como la magnitud de la corriente secundaria durante una falla permanece alta a través del bobinado, la corriente primaria será alta para la mayoría de los puntos a lo largo de la bobina.

Para bobinados conectados en triángulo, ninguna parte de su arrollamiento opera con una tensión a tierra menor al 50% de la tensión de fase. Por lo tanto, el rango de valores para la corriente de falla es menor que para un arrollamiento conectado en estrella.

El valor de la corriente de falla siempre dependerá del método utilizado para el sistema de puesta a tierra; también debe recordarse que la impedancia de un arrollamiento conectado en triángulo es particularmente alta para las corrientes de falla que fluyen a un punto de falla ubicado en el centro de uno de los devanados. La impedancia que puede esperarse en este caso oscilará entre el 25% y el 50%, basado la capacidad del transformador, independientemente de la impedancia de transferencia primario - secundario. Como la tensión pre-falla a tierra en ese punto es la mitad de la tensión normal de fase, la corriente de falla a tierra puede no ser mayor que la corriente nominal, o incluso menor que este valor si la impedancia de la fuente o del sistema de puesta a tierra es apreciable. Entonces, la corriente fluirá desde el punto de falla hacia cada lado, a través de las dos mitades del devanado y será dividida entre dos fases del sistema, por lo tanto, la corriente individual de fase podrá ser relativamente baja, resultando dificultoso proveer de protección.

Las fallas entre fases dentro de un transformador son relativamente raras; pero si se produjeran tales fallas, se daría lugar a una corriente importante comparable a las corrientes de falla de tierra explicadas anteriormente.

En los transformadores de baja tensión, es poco probable que ocurra la rotura de la aislación entre espiras, a menos que la fuerza mecánica en los arrollamientos, debido a cortocircuitos en las espiras del extremo del bobinado haya provocado la degradación de la aislación o, si se utiliza aceite como aislador, éste se ha contaminado por la humedad.

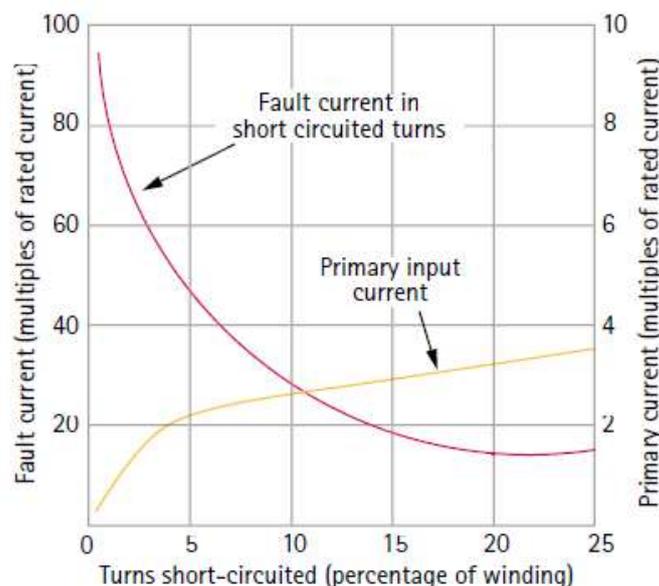
En cambio, un transformador de alta tensión conectado a un sistema de transmisión aérea será sometido a fuertes tensiones de impulso debidas a la caída de rayos, fallas de la red y operaciones de conmutación en la misma.

Una sobrecarga en línea, que puede ser de un valor varias veces la tensión nominal del sistema, se concentrará en el extremo del bobinado debido a la alta frecuencia equivalente del frente de onda de la sobretensión, en este caso puede ocurrir que parte del bobinado entre en resonancia, implicando tensiones de hasta 20 veces el valor de la tensión nominal.

Si bien puede estar reforzada la aislación entre espiras de las vueltas ubicadas en el extremo, no es posible aumentar en la misma proporción la aislación respecto de tierra, que es relativamente grande. Es más probable que ocurra el contorneo parcial del devanado.

Si no se detecta en la etapa más temprana, la evolución posterior de la falla podrá destruir la evidencia de la verdadera causa de la falla.

Un cortocircuito entre espiras de unas pocas vueltas del bobinado dará lugar a una gran corriente de falla en el bucle cortocircuitado, pero las corrientes en los terminales serán muy pequeñas debido a la alta relación de transformación entre el devanado entero y las espiras en cortocircuito.



El gráfico de la figura anterior muestra los datos correspondientes de un transformador típico con una impedancia de 3,25% con las espiras en cortocircuito ubicadas simétricamente en el centro de la bobina.

Fallas internas incipientes

Para las fallas incipientes deberían extremarse los medios de detección, teniendo en cuenta que con ello se evitará la producción de fallas de desarrollo violento y se minimizarán los costos de reparación.

Los medios de detección incluyen una primera etapa constituida por la detección propiamente dicha y una segunda etapa que es la de diagnóstico del origen.

Un puente conductor a través de las estructuras laminadas del núcleo puede permitir suficiente flujo de corrientes de Foucault como para causar sobrecalentamiento graves. Los tornillos que sujetan el núcleo siempre deben estar aislados para evitar este problema.

Si cualquier parte de la aislación de núcleo se vuelve defectuosa, el calentamiento resultante puede alcanzar una magnitud suficiente como para dañar el bobinado.

Las pérdidas adicionales en el núcleo, aunque cause un grave calentamiento local, no producirán un cambio notable en la corriente de entrada y podrían no ser detectadas por una protección eléctrica normal; sin embargo, es altamente deseable que esta condición deba ser detectada antes de que se haya creado una falla importante.

En un transformador con aislación en aceite, el núcleo calienta lo suficiente como para causar daños en la aislación del bobinado como también para causar la descomposición de una parte del aceite con la consecuente producción de gases. Este gas escapará al conservador y se utilizará para operar un relé mecánico, tal como se observará en la operación del relé de Buchholz.

La pérdida de aceite a través de las fugas del tanque producirá, en última instancia una condición peligrosa, debido a una reducción de la aislación del bobinado o causará sobrecalentamiento en carga eléctrica debido a la pérdida de refrigeración.

El sobrecalentamiento también puede ocurrir como una sobrecarga prolongada, provocada por el bloqueo de los conductos de refrigeración debido tanto a la formación de depósitos de petróleo, como por la falla del sistema de ventilación forzada, si la hubiera.

Fallas externas

Como fuera enumerado anteriormente, las fallas de origen externo que pueden afectar el funcionamiento de un Transformador de Potencia pueden ser las sobrecargas, la repartición incorrecta de la carga en transformadores conectados en paralelo y los cortocircuitos exteriores incorrectamente eliminados por sus propias protecciones.

Las fallas que se producen en otros componentes de la red producen en un transformador esfuerzos electrodinámicos y efectos térmicos. Si éstos se mantienen durante un tiempo prolongado, se puede llegar a la producción de fallas internas inmediatas, pero en todo caso envejecen prematuramente la aislación y aflojan los anclajes.

Las sobretensiones pueden llegar a perforar las aislaciones o al contorneo de los aisladores pasa-tapa.

La sobrecarga causa el aumento de las pérdidas en el cobre del transformador y, por lo tanto, un consecuente aumento de la temperatura.

Las sobrecargas pueden sobrellevarse durante períodos limitados de tiempo y las recomendaciones para transformadores en baño de aceite son dadas en la IEC 60354. La constante de tiempo térmica para transformadores enfriados por convección natural se encuentra entre 2,5 y 5 horas. En el caso de transformadores con refrigeración forzada se aplican constantes de tiempo menores.

Las sobrecargas mantenidas más allá de los límites de diseño producen indefectiblemente un envejecimiento prematuro de la aislación de los arrollamientos involucrados y pueden originarse en una incorrecta operación de la red o en problemas de funcionamiento de los sistemas de control.

Dentro de esta última variante deben ubicarse los problemas de los automatismos de conmutación que dan lugar a una mala repartición de cargas entre transformadores que trabajan en paralelo.

Los problemas de funcionamiento de los sistemas de refrigeración forzada tienen idénticos efectos a los de las sobrecargas.

La sobre-excitación o sobre-flujo puede acontecer por una sobretensión y/o por una sub-frecuencia de operación. Se trata de un fenómeno cuya principal implicancia para el transformador es de tipo térmico en el núcleo.

Los cortocircuitos del sistema producen un calentamiento relativamente intenso en los transformadores que los alimentan, las pérdidas en el cobre aumentan en proporción al cuadrado de la corriente de falla en por unidad.

La duración típica de cortocircuitos externos que un transformador puede soportar sin daños cuando la corriente está limitada sólo por la reactancia propia se muestran en la siguiente tabla. La Norma IEC 60076 proporciona una orientación sobre los niveles de corriente de cortocircuito admisibles.

Transformer reactance (%)	Fault current (Multiple of rating)	Permitted fault duration (seconds)
4	25	2
5	20	2
6	16.6	2
7	14.2	2

Fault withstand levels

La máxima sollicitación mecánica en los bobinados ocurre durante el primer ciclo eléctrico de la falla.

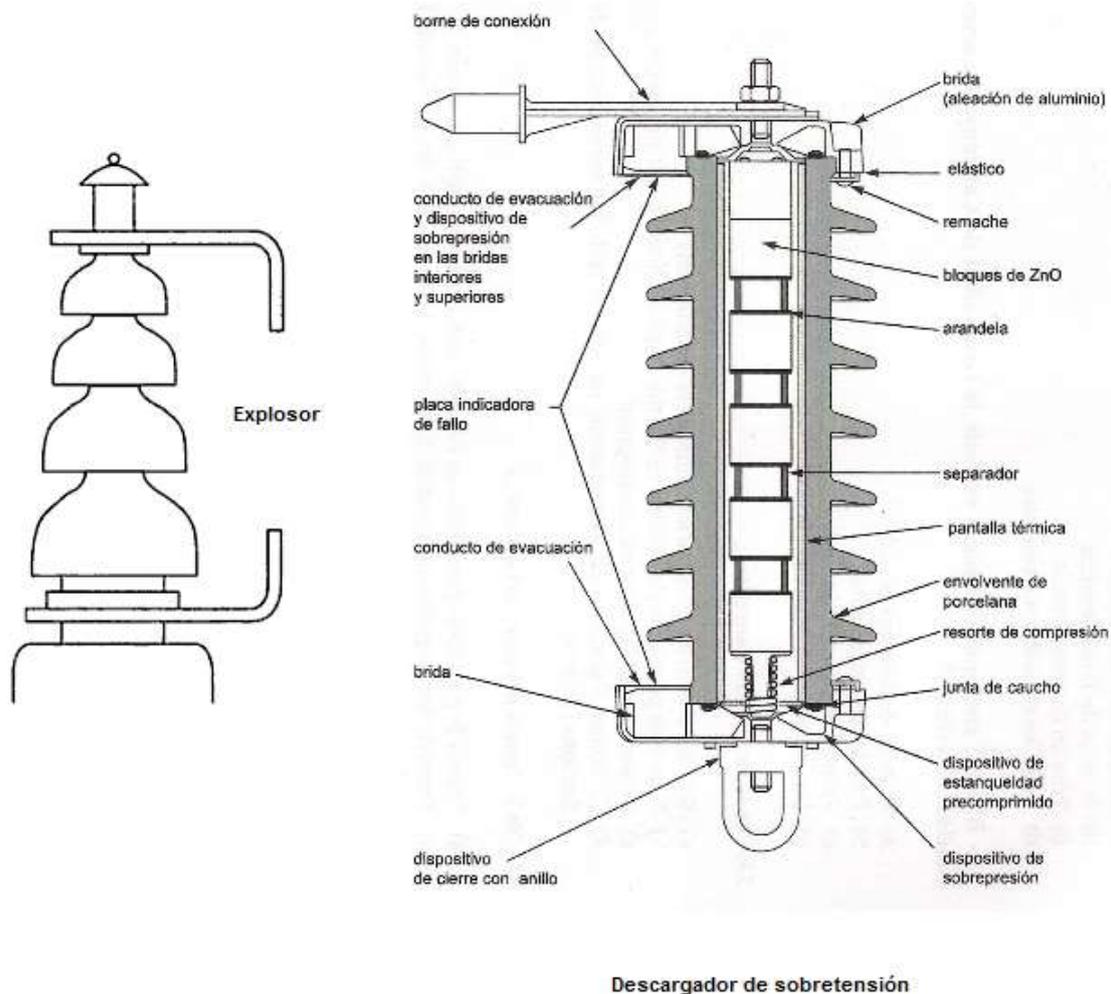
La prevención de daños en el transformador es una cuestión de diseño del mismo.

Por otro lado, en relación a las sobretensiones, hay dos clases de ellas:

- Sobretensiones transitorias
- Sobretensiones de la red

Las sobretensiones transitorias se derivan de fallas, conexiones de equipos en la red, las descargas atmosféricas y son susceptibles de causar fallas entre espiras, como ha sido descrito anteriormente.

Estas sobretensiones son generalmente limitadas por la descarga a tierra de los terminales de alta tensión ya sea con un explosor (o pararrayos de “cuernos”) o por descargadores de sobretensión, que consisten en una pila de explosores en serie con una resistencia no-lineal.

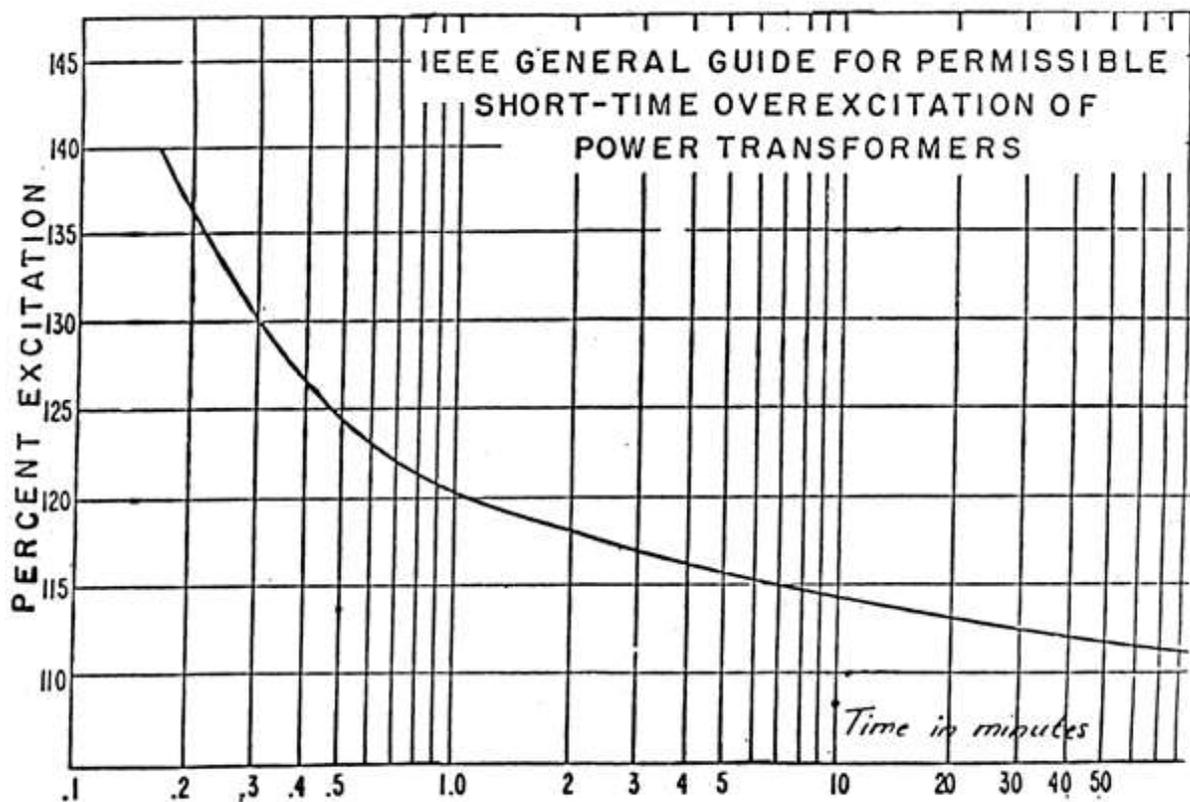


El descargador de sobretensiones, en contraste con el explosor, tiene la ventaja de extinguir la circulación de corriente después de drenar una descarga atmosférica, evitando de esta manera sacar de servicio el transformador.

Las sobretensiones de red producen tanto la sollicitación adicional de la aislación como un aumento del flujo de operación en el núcleo del transformador. Este último efecto provoca un aumento en las pérdidas en el hierro y un importante aumento de la corriente magnetizante. Además, el flujo magnético se desvía desde el núcleo laminado hacia partes estructurales de acero. Los pernos de núcleo, que normalmente manejan valores pequeños de flujo mag-

nético, pueden ser sometidos a un intenso flujo desviado desde una región próxima altamente saturada. Esto conduce a un rápido aumento de la temperatura en los pernos, destruyendo su aislación y dañando también la aislación de la bobina si esa condición continúa.

Por último, respecto de la reducción de la frecuencia de la red se puede decir que tiene un efecto similar al de una sobretensión con respecto a la densidad de flujo. De esto se deduce que un transformador puede funcionar con algún grado de sobretensión con el correspondiente aumento en la frecuencia, pero la operación del transformador no debe continuar con una sobretensión a baja frecuencia.



La operación del transformador no podrá mantenerse cuando la relación tensión/frecuencia, a valores nominales dados en por unidad, sea un poco superior a la unidad, como por ejemplo $V/f > 1,1$.

Si se ha considerado en el diseño del transformador un aumento sustancial en la tensión de la red, la "tensión base" del Sistema debe ser tomada como la tensión más elevada para la cual está diseñado el transformador.

Protecciones contra fallas en el transformador

Generalidades

Los problemas relativos a los transformadores descritos en las secciones anteriores requieren algún medio de protección. En la tabla que se muestra abajo, se resumen problemas y las posibles formas de protección que pueden utilizarse y más adelante del presente documento se procurará proporcionar más detalles sobre los métodos de protección individual. Es normal que un relé de protección moderno (de tecnología digital, microprocesado) proporcione todas las funciones de protección necesarias en un solo paquete, en contraste con los electromecánicos que requieren varios relés completos con interconexiones y en consecuencia con mayores cargas para los transformadores de corriente para protección.

Tipo de Falla	Protección usada
Falla entre fases en primario	Diferencial; sobrecorriente
Falla fase a tierra en primario	Diferencial; sobrecorriente
Falla entre fases en secundario	Diferencial
Falla fase a tierra en secundario	Diferencial; Falla a tierra restringida
Falla entre espiras	Diferencial, Buchholz
Falla en el núcleo	Diferencial, Buchholz
Falla en la cuba	Diferencial, Buchholz; Cuba a tierra
Sobreflujo	Sobreflujo (V/F)
Sobrecalentamiento	Imágen térmica

Fallas en transformador / protección

A continuación se describirá cada una de las protecciones que se mencionan en el listado anterior.

Protección de sobrecorriente para Transformadores

Los fusibles protegen adecuadamente los transformadores pequeños, pero los más grandes requieren protección por sobrecorriente utilizando relé e interruptor, ya que los fusibles no tienen la capacidad de corte necesario para esa falla.

Fusibles

Por lo general, los fusibles protegen pequeños transformadores de distribución de por lo general hasta 1MVA de potencia en tensión de distribución. En muchos casos no se emplea un interruptor, por lo que la protección del fusible es el único medio de aislamiento automático para una falla. El fusible debe tener un calibre muy por encima de la corriente máxima de carga del transformador con el fin de no sobreactuar con las sobrecargas de corta duración que puedan ocurrir. Además, los fusibles deben soportar las corrientes de inrush que se producen cuando los transformadores de potencia son energizados. Aunque los fusibles de Alto Poder de Ruptura (APR) operen muy rápido con las grandes corrientes de falla, éstos se vuelven extremadamente lentos con corrientes, por ejemplo, tres veces menores a su valor nominal. Se deduce, entonces, que estos fusibles harán poco por proteger el transformador y que sirve sólo para proteger el sistema, desconectando un transformador defectuoso después de que la falla ha alcanzado una etapa avanzada.

La siguiente tabla muestra lo mencionado en los párrafos anteriores para el caso de fusibles APR para transformadores de 11 kV.

Transformer rating		Fuse	
kVA	Full load current (A)	Rated current (A)	Operating time at 3 x rating(s)
100	5.25	16	3.0
200	10.5	25	3.0
315	15.8	36	10.0
500	26.2	50	20.0
1000	52.5	90	30.0

Typical fuse ratings

Esta tabla debe tomarse sólo como un ejemplo típico; Existen considerables diferencias en la característica de tiempo para diferentes tipos de fusibles APR. Por otro lado, no se ha considerado dentro de esta clasificación la existencia de protección en el lado secundario del transformador.

Relés de sobrecorriente

Con el advenimiento de las unidades de maniobra que incorporan interruptores y aisladores en SF6, la protección de los transformadores de distribución ahora pueden ser proporcionado por el disparo de relés de sobrecorriente (por ejemplo, disparo controlado por el tiempo límite de fusibles conectados a través de los bobinados secundarios en transformadores de corriente integrados) o por relés conectados a transformadores de corriente situado en el lado primario del transformador.

Los relés de sobrecorriente también se utilizan en grandes transformadores provistos con un circuito estándar para control (apertura, cierre) de interruptor.

La mejora de la protección con el relé de sobrecorriente se obtiene de dos maneras:

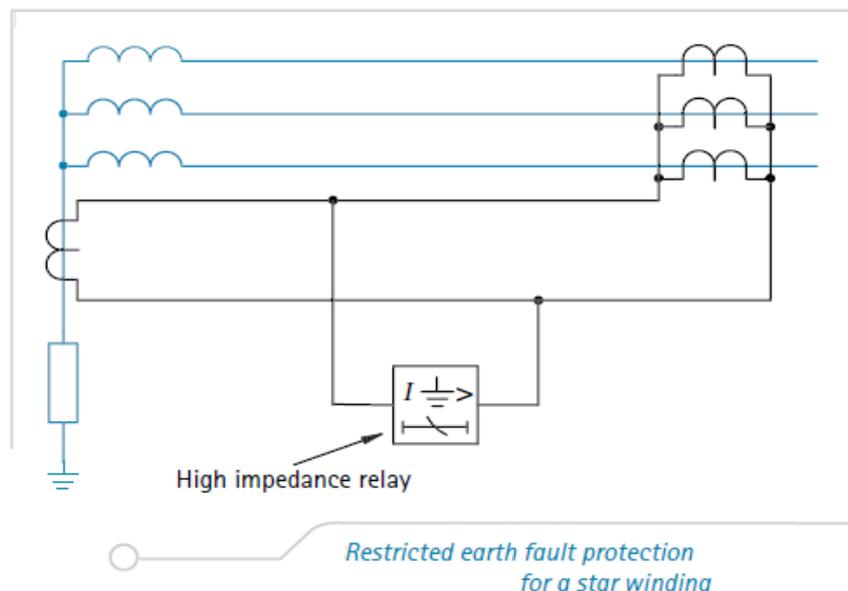
- 1) Se evitan los excesivos retrasos de los fusibles APR para las corrientes de falla más bajas y a la función de protección por sobrecorriente, se le agrega un elemento de protección por fallas a tierra.
- 2) La característica de temporización debe elegirse para coordinar la protección con la del circuito el lado secundario.

También se suele proveer un elemento de sobrecorriente instantánea cuyo ajuste debe ser elegida para evitar el funcionamiento con un cortocircuito en el secundario del transformador. Esto permite un rápido despeje de cortocircuitos desde el lado primario.

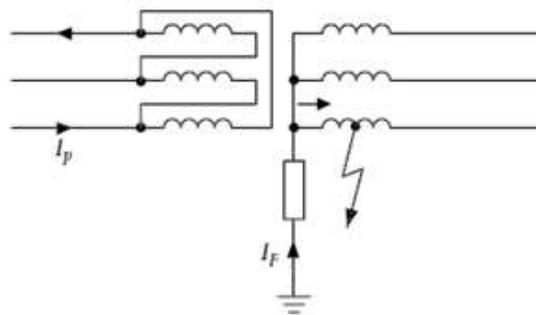
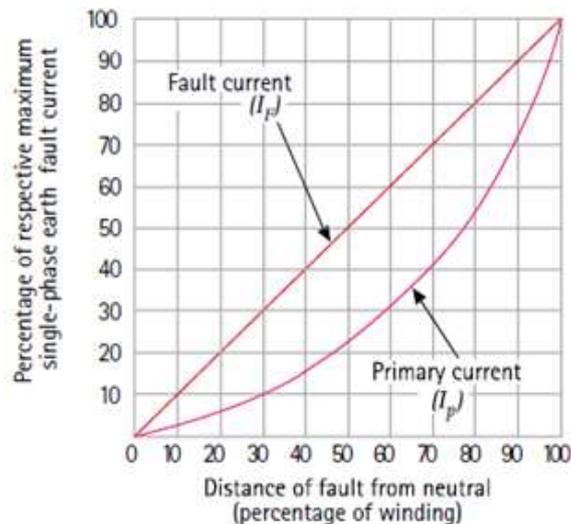
Protección de falla a tierra restringida o Protección de tierra restringida

La protección convencional de falla a tierra utilizando elementos de sobrecorriente no proporciona una adecuada protección a los bobinados del transformador en todos los casos. Este es particularmente el caso de bobinados conectados en estrella con neutro a tierra mediante una impedancia.

Se mejora mucho el grado de protección aplicando la protección de tierra restringida. Este es un esquema de protección para un solo arrollamiento del transformador, por ejemplo, secundario. Puede ser del tipo de alta impedancia (como se muestra en la Figura), o tipo parcial de baja impedancia. Para el tipo de alta impedancia, la corriente residual de los tres transformadores de corriente de línea se equilibra con la salida de un transformador de corriente en el conductor neutro. En la versión parcial de baja impedancia, las tres corrientes de fase y de neutro se convierten en la entrada de polarización para un elemento diferencial. El sistema es operativo para fallas dentro de la región entre los transformadores de corriente es decir, por fallas en los bobinados en estrella, en cuestión. El sistema permanecerá estable para todos los fallos fuera de esta zona.



La mejora en la performance de la protección no sólo proviene del uso de un relé instantáneo con un ajuste bajo, sino también porque se miden todas las corrientes de falla y no sólo la componente reflejada en el bobinado primario de alta tensión (si el secundario se encuentra conectado en estrella).



Por lo tanto, aunque se considere que el nivel de corriente probable disminuye a medida que las fallas se acercan al centro de estrella, no es aplicable la ley del cuadrado que controla la corriente primaria de línea y con un ajuste bajo, un gran porcentaje del arrollamiento puede ser cubierto.

La protección de tierra restringida se usa a menudo, incluso cuando el centro de estrella se encuentra rígidamente conectado a tierra. Dado que la corriente de falla se mantiene en un valor alto, incluso en las últimas espiras de la bobina, prácticamente se obtiene una cobertura completa para fallas a tierra. Esto supone una mejora en comparación con la performance de los sistemas que no miden la corriente de neutro.

La protección de falla a tierra aplicada a bobinados conectados en triángulo o en estrella sin conexión a tierra es inherentemente restringida, ya que no hay componentes de secuencia cero que se puedan ser transformadas a los otros arrollamientos a través del transformador.

Ambos arrollamientos de un transformador pueden ser protegidos por separado con protección de tierra restringida, proporcionando de este modo una alta velocidad protección contra fallas a tierra para la totalidad del transformador, con un equipo relativamente sencillo. Se usa un relé de alta impedancia, dando un funcionamiento rápido y estabilidad ante fallas de fase.

Protección Diferencial

Los esquemas de tierra restringida descritos anteriormente dependen completamente del principio de Kirchhoff: “la sumatoria vectorial de las corrientes que fluyen en un circuito conductor es cero”.

Un sistema diferencial se puede conectar para cubrir el transformador completo; esto es posible debido a la alta eficiencia de operación del transformador, y el cierre de equivalencia entre Amper-vueltas desarrollado en los devanados primario y secundario.

Dado que la protección más importante de grandes transformadores es la protección diferencial, se verá los principios de la misma. Esta es una protección de selectividad absoluta en la que se hace una comparación directa de las señales eléctricas provenientes de todas las interconexiones del elemento protegido con el resto del sistema.

En base a esta comparación, la protección diferencial discrimina entre cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos; es una protección instantánea, de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

Específicamente detecta fallas entre fases, fase a tierra en la mayor parte de los casos (es un problema de sensibilidad), como así también fallas entre espiras.

Consideraciones básicas para la Protección Diferencial de Transformador

En la aplicación de los principios de Protección Diferencial de transformador, tienen que tenerse en cuenta una variedad de consideraciones como:

1. Grupos de conexión y variedad de puesta a tierra del transformador protegido.

Esto implica que la corriente entrante está desfasada respecto a la corriente es decir antes de realizar la comparación debe hacerse una corrección de fase y/o un filtrado de las corrientes de secuencia cero.

En esquemas diferenciales de transformador tradicionales, los requerimientos para la corrección de fase y relación de transformación pueden alcanzarse mediante la aplicación de transformadores de corriente de interposición (transformadores trasladados), como una réplica en el secundario de las conexiones de los bobinados primarios, o mediante una conexión en triángulo de los TC principales para proporcionar sólo la corrección de fase.

Entonces, los relés diferenciales pueden ser conectados a través de transformadores de corriente auxiliares, aparte de los TC principales o bien en forma directa a través de los TC principales, cambiando el grupo de conexión. Esto último es poco usado por problemas de relación y por no poder acceder a un punto común para pasarlos a tierra, o cuando es necesario conectar en triángulo los mismos del lado de alta tensión de los transformadores de potencia para compensar el desfasaje de los mismos cuando vienen en estrella triángulo.

Aun estando conectado en estrella-estrella, el transformador de potencia de tres arrollamientos, se necesita conectar los transformadores de corriente auxiliares en triángulo para filtrar la componente homopolar.

Por último, los relés numéricos / digitales implementan la corrección de módulo y fase en su propio software, permitiendo así que la mayoría de las combinaciones de los arreglos de bobinados de transformador sean atendidas, independientemente de las conexiones del bobinado del primario del TC. Esto evita espacio y costos adicionales por el uso de los transformadores trasladadores.

2. Relación de transformación del transformador protegido.

Es claro que las corrientes en los distintos arrollamientos de un transformador tienen valores que difieren entre sí de acuerdo a la correspondiente relación de transformación. Esto implica que hay que compensar, para una dada relación de transformación de los transformadores de potencia, esta variación de corriente primaria y secundaria con los transformadores de corriente colocados respectivamente en el lado primario y secundario. Ese problema es fácilmente resuelto en la aplicación de la Protección Diferencial eligiendo adecuadamente la relación de transformación de los TC. Ajustes finos de la relación de transformación pueden llevarse a cabo mediante los TC Auxiliares (transformadores de interposición o trasladadores), que normalmente son construidos con varios "taps" seleccionables.

De todos modos, la aplicación de la tecnología digital a la Protección Diferencial de transformadores, permite que esta corrección y otras se realizan en forma numérica, es decir, mediante algoritmos adecuados.

Cuando se seleccionan los "taps" de los TC Auxiliares debe tenerse en cuenta la relación Raíz de 3 que produce la conexión triángulo.

3. Variación de la relación de transformación.

Como los transformadores de potencia tienen "taps" de relación en $\pm 10\%$ por ejemplo, y la compensación de la que hablamos en el punto anterior sólo se realiza para un punto determinado de esa regulación del transformador de potencia, por lo tanto al variar ese punto se va a producir una corriente diferencial espuria.

No hay una forma práctica de corregir automáticamente el efecto del cambio de la relación de transformación sobre una Protección Diferencial analógica, producido por la conmutación de "taps" de un transformador de potencia, aunque con los Relés Diferenciales Digitales, si se provee la información adecuada, se puede realizar automáticamente el cambio de las constantes de los algoritmos.

Si no se recurre a esta solución adaptiva, los relés deben ser insensibilizados hasta lograr que no actúen para las máximas corrientes diferenciales espurias que se produzcan cuando se llegue a los puntos extremos de la conmutación.

4. Corriente magnetizante del transformador.

- Estacionaria
- Transitoria ("Inrush de Magnetización")

En este caso tenemos que debido a la corriente magnetizante del transformador vamos a tener una corriente diferencial y no de falla.

El efecto de la Corriente Magnetizante Estacionaria sobre la Protección Diferencial de un transformador es anulado del mismo modo que se usa para los efectos del cambio de "taps". Es decir, la Mínima Corriente Diferencial de Funcionamiento debe ser calculada adicionando la Corriente Magnetizante Estacionaria.

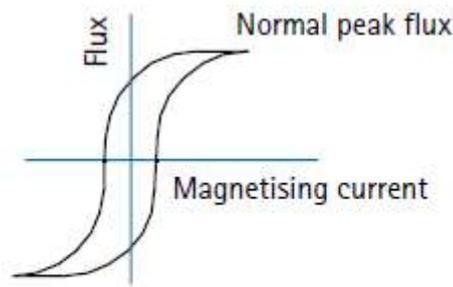
En el caso de la corriente magnetizante transitoria se debe tener en cuenta que, a diferencia de la estacionaria, la corriente diferencial que se produce también será transitoria.

Inrush de Magnetización

El fenómeno de inrush de magnetización es una condición transitoria que se produce principalmente cuando un transformador se energiza.

No es una condición de falla, y por lo tanto la protección del transformador debe permanecer estable durante el transitorio de la inserción o inrush.

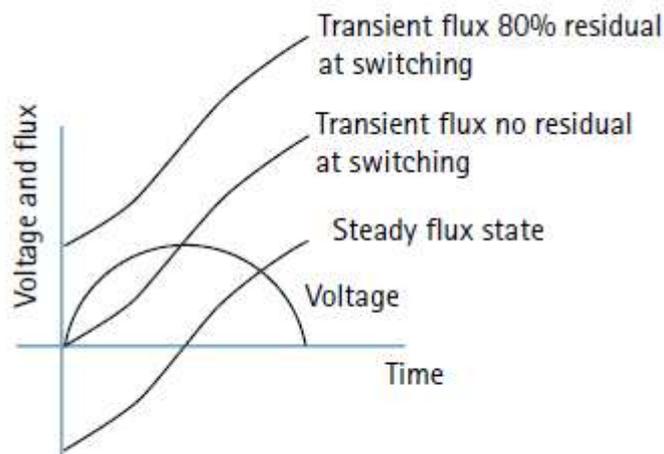
La siguiente figura muestra la característica de magnetización de un transformador.



Typical magnetising characteristic

Para reducir al mínimo los costos de material, peso y tamaño, los transformadores son operados por lo general cerca del "punto de inflexión" de la característica de magnetización.

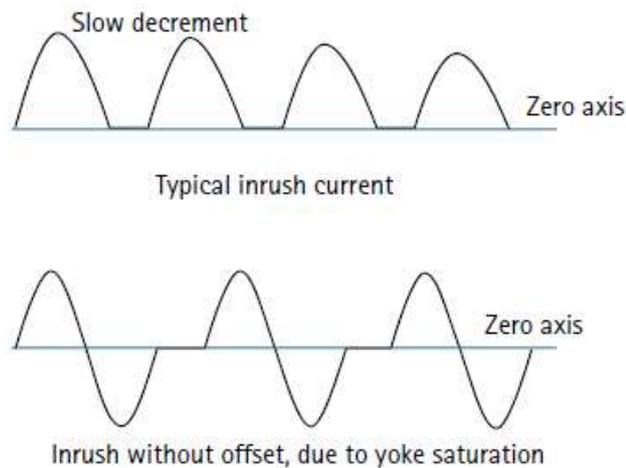
Por consiguiente, sólo un pequeño aumento en flujo en el núcleo por encima de los niveles nominales de funcionamiento se traducirá en una corriente de magnetización alta.



Steady and maximum offset fluxes

Bajo condiciones de estado estacionario normales, la corriente magnetizante asociada con el nivel de flujo de funcionamiento es relativamente pequeña.

Sin embargo, si los arrollamientos del transformador son energizados cuando la onda de tensión pasa por cero, sin flujo remanente, el nivel de flujo durante el primer ciclo de tensión (2 veces el flujo nominal) se traducirá en la saturación del núcleo y una alta corriente de magnetización con forma de onda no sinusoidal, como se muestra en la siguiente figura.



Esta corriente se conoce como corriente de inrush de magnetización y puede persistir durante varios ciclos.

Hay una serie de factores que afectan a la magnitud y la duración de la corriente magnetización de inserción:

- Del lado de conexión del transformador (AT o BT)
- Flujo residual, en las peores condiciones el valor pico del flujo puede alcanzar el 280% del valor nominal
- Instante de conexión respecto de la onda de tensión
- Número de bancos de transformadores
- Diseño y potencia del transformador
- Nivel de aislación del Sistema o BIL

Las densidades de flujo muy altas mencionadas anteriormente están más allá del rango normal de trabajo que la permeabilidad relativa incremental del núcleo se aproxima a la unidad y la inductancia de los bobinados cae a un valor próximo al de la inductancia de un "núcleo de aire".

Al principio, la onda de la corriente aumenta lentamente a partir de cero, el flujo que tiene un valor justo por encima del valor residual y la permeabilidad del núcleo es moderadamente alta. A medida que el flujo pasa el valor nominal de trabajo y entra en la porción de la característica de magnetización altamente saturada, la inductancia cae aumentando rápidamente la corriente a un pico que puede ser 500% de la corriente magnetizante en estado estacionario. Cuando el pico pasa por el próximo cero de la onda de tensión, el siguiente medio ciclo negativo de tensión reduce el flujo al valor inicial y la corriente cae simétricamente a cero. Por lo tanto, la onda de corriente está totalmente compensada, y sólo se restaura a la condición de estado es-

tacionario debido a las pérdidas del circuito. La constante de tiempo del transitorio tiene un rango entre 0,1 segundos (para un transformador de 100kVA) a 1,0 segundos (para una unidad grande).

En la siguiente tabla se muestra una comparación de valores característicos.

S	Tipo de núcleo	Altas tensiones (valor cresta)	Baja tensión (valor cresta)
10MVA	Acero silicio laminado en frío	5 In	10 In
50 MVA	Acero silicio laminado en frío	4,5 In	9 In
50 MVA	Acero silicio laminado en caliente	2,5 In	2,5 In
500KVA	Acero silicio laminado en frío	11 In	16 In

A medida que la característica de magnetización sea no lineal, la envolvente de la corriente transitoria no tendrá una forma estrictamente exponencial y se podrá observar que la corriente de magnetización sigue cambiando hasta 30 minutos después de la conexión.

Cuanto menor es la potencia del transformador mayor es el valor de esa cresta, adquiriendo hasta un orden de 15 veces el valor de cresta de la corriente nominal en transformadores de 500 KVA conectados desde BT y núcleo de acero laminado en frío. En un transformador de 50 MVA conectado desde el lado de menor tensión y núcleo del mismo tipo, esa relación es aproximadamente 9, mientras que si se conecta desde el lado de mayor tensión, la relación se reduce a 4,5.

Aunque la elección correcta del punto de conexión para un transformador monofásico no resulta en ningún transitorio de inserción, en los transformadores trifásicos, los efectos mutuos aseguran que ocurra un transitorio de inserción en todas sus fases.

Contenido de armónicos en la corriente de inserción

La forma de onda de la corriente de magnetización contiene una proporción de armónicos que aumenta a medida que la densidad del flujo pico se eleva a la condición saturación. La corriente de magnetización de un transformador contiene ondas de tercera armónica y progresivamente en menor proporción, de quinta armónica y más altas. Si se aumenta el grado de saturación progresivamente, no sólo aumentará el contenido armónico en su conjunto, sino que también aumentará la proporción relativa del quinto armónico y finalmente podrá superar el valor del tercer armónico. En un nivel aún más alto, el séptimo superaría el quinto armónico, pero esto implica un grado de saturación tal que no se experimentará con los transformadores de potencia.

Las condiciones de energización que resultan en una corriente de inserción compensada producen una forma de onda que es asimétrica. Tal como una onda contiene típicamente tanto armónicos pares como impares, las corrientes de inserción típi-

cas contienen cantidades sustanciales de segundo y tercer armónico, y cantidades más reducidas de órdenes superiores.

Al igual que con la onda en estado estacionario, la proporción de armónicos varía con el grado de saturación; en la misma medida que decae durante un transitorio de inserción severo, la composición del contenido de armónicas de la corriente pasa a través de los distintos arreglos según las condiciones transitadas.

5. Desigualdad constructiva de los T.C. en ambos lados.

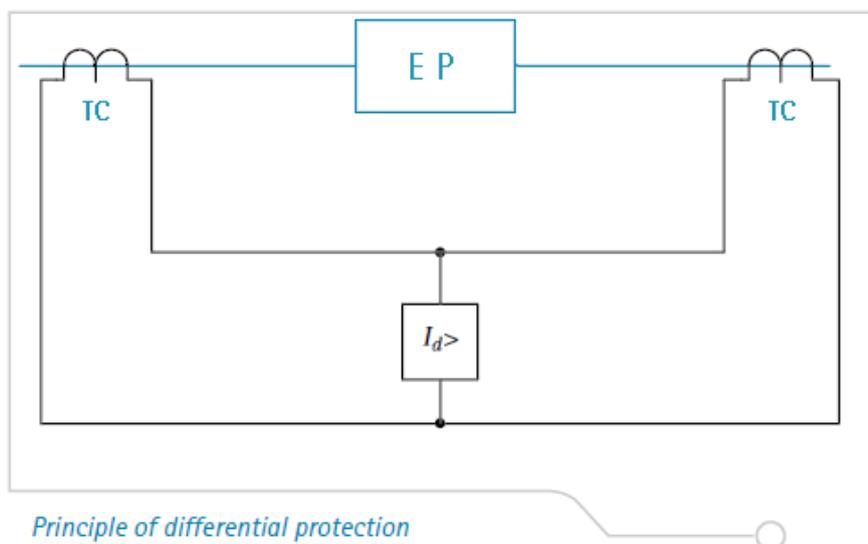
Esto está directamente ligado con la corriente espuria, para una falla externa, que puede aparecer por diferente saturación de los núcleos de los transformadores de intensidad ya que no son exactamente iguales pues tienen distintas tensiones de trabajo por ejemplo 132/13,2 kV

Funcionamiento de la Protección Diferencial

En las protecciones diferenciales se comparan por lo general los valores instantáneos de las corrientes, sus módulos y fases, o solamente sus fases; la comparación de los módulos de las corrientes solamente o de tensiones no permite discriminar si el cortocircuito está dentro o fuera de la zona protegida.

Estas protecciones son aplicables a todos los elementos del sistema eléctrico de potencia; cuando se utilizan en generadores y motores, transformadores y barras, con canales de comunicación alámbricos; en líneas de transmisión se utilizan otros tipos de canales de comunicación.

La figura de abajo ilustra el principio de funcionamiento. Hay conectados transformadores de corriente en los lados primario y secundario del transformador para formar un sistema de circulación de corriente.



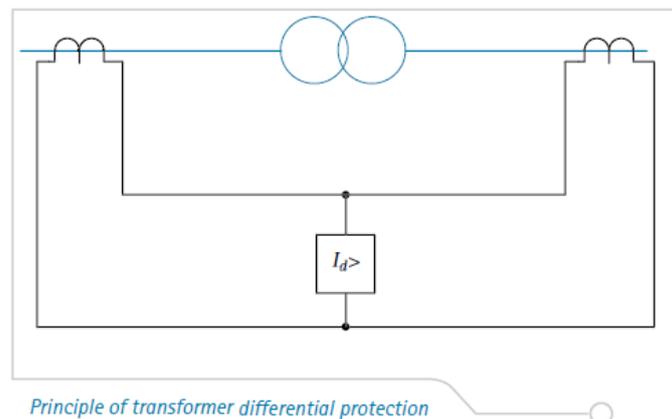
Como se mencionara anteriormente, el concepto de Protección Diferencial es aplicado a la protección de transformadores, a la protección de máquinas rotativas, a la protección de barras, a la protección de reactores y a la protección de líneas, sin embargo, es en su aplicación a la protección de transformadores donde se encuentra la mayor variedad de dificultades y de cuestiones a ser consideradas.

Si se considera la figura anterior, donde **EP** es un componente de la red a ser protegido, o más precisamente una fase del mismo, y se parte de la premisa que la corriente entrante (I_{Pe}) a **EP** debe en funcionamiento normal ser igual a la corriente saliente (I_{Ps}), cualquier falla que derive una corriente hacia tierra o hacia otra fase hará que dicha corriente entrante difiera de la corriente saliente:

Funcionamiento normal: $I_{Pe} = I_{Ps}$

Funcionamiento con falla: $I_{Pe} \neq I_{Ps}$

Aplicando este concepto particularmente al caso de un transformador, la figura queda así:



Es claro que si los transformadores de corriente TC de ambos lados tienen una respuesta lineal, es decir, si conservan la proporcionalidad en todas las condiciones de funcionamiento, la misma igualdad y desigualdad se mantendrán en las corrientes secundarias de los TC:

Funcionamiento normal: $I_{Se} = I_{Ss}$

Funcionamiento con falla: $I_{Se} \neq I_{Ss}$

Si se conecta el Relé de Sobrecorriente $I_{d>}$ tal como está en la figura (Conexión Diferencial), las desigualdades producidas durante las fallas serán detectadas por el mismo.

Recíprocamente, en funcionamiento normal por el relé no circulará corriente alguna.

Se denomina Corriente Diferencial Primaria a:

$$I_{dP} = I_{Pe} - I_{Ps}$$

y Corriente Diferencial Secundaria a:

$$I_{dS} = I_{Se} - I_{Ss}$$

Entonces:

Funcionamiento normal: $I_{dP} = 0$; $I_{dS} = 0$

Funcionamiento con falla: $I_{dP} \neq 0$; $I_{dS} \neq 0$

Es claro que en todas las aplicaciones del principio diferencial el primer problema que hay que enfrentar es que los Transformadores de Corriente para protección no son ideales y por lo tanto entre la corriente primaria y la corriente secundaria no hay una estricta proporcionalidad. Particularmente esto es verdad para el caso de elevadas corrientes de falla producidas por fallas externas al transformador, pero muy cercanas a él.

En esas condiciones, diferentes saturaciones de los TC de ambos lados dan por resultado una Corriente Diferencial Secundaria que no tiene correspondencia con lo que sucede con la Corriente Diferencial Primaria, que es cero.

Sin dudas, el problema descrito tiene que ser resuelto adecuadamente si se pretende que la Protección Diferencial sea selectiva.

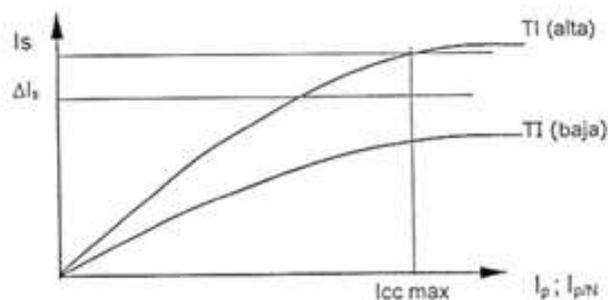
Para solucionar esta dificultad, se crearon las protecciones diferenciales porcentuales.

Protección Diferencial Porcentual

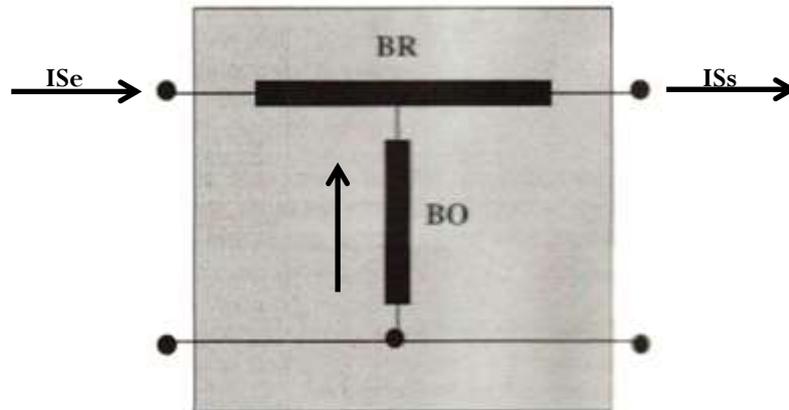
La Protección Diferencial Porcentual fue ideada para solucionar el problema creado por la respuesta no lineal de los transformadores de corriente.

Recordemos que al tener a ambos lados del transformador de potencia distintas tensiones de trabajo los transformadores de corriente para protección tendrán una desigualdad constructiva, lo cual implica que no tienen la misma curva de magnetización.

Luego al producirse un cortocircuito externo al transformador que sea muy elevado, el valor de corriente de falla producirá una corriente diferencial espuria según vemos en la figura:



En los Relés Diferenciales Porcentuales, a un elemento que cumple las funciones descritas para el relé $I_{d>}$ en el punto anterior, se le adiciona otro elemento que actúa en sentido contrario, es decir, en el sentido de oponerse a la operación del relé.



Esquema de conexiones de las bobinas de operación y de restricción de un Relé Diferencial Porcentual

En la Figura anterior se puede observar un esquema de un Relé Diferencial Porcentual, en el que se han representado solamente las Bobinas de Operación (BO) y de Restricción (BR) y su forma de conexión.

Además, cuando un transformador de potencia posee una regulación, por ejemplo, en un $\pm 10\%$ y esta regulación puede variar mediante automatismos de control, ello implica que el relé debe tener en cuenta este $\pm 10\%$ de variación en la tensión del circuito primario para no actuar indebidamente.

Si en condiciones normales tenemos una circulación de corriente de valor nominal (I_N) y el transformador de potencia está trabajando en el punto del regulador bajo carga de $+ 10\%$, el relé no deberá actuar para $\Delta\text{reg. Nominal}$. El caso se agrava cuando tenemos una falla externa donde la I_{falla} es 10 veces la I_N . Luego si teníamos $+10\%$ y ahora agregamos 10 veces el valor de I_N tendremos un valor total del 100% , que implica una $\Delta\text{reg. falla}$ mayor.

Esta condición de trabajo se logra desensibilizando el relé para que no actúe ante la falla externa, modificando la proporción de corriente diferencial en función de la corriente atravesante, o sea el valor de la pendiente de la curva del relé (KD), de acuerdo a las definiciones que se muestran a continuación.

Si con la convención de signos de la Figura anterior, se denomina **CORRIENTE ATRAVESANTE** a:

$$| IAT | = (1/2) | (ISe + ISs) |$$

y **CORRIENTE DIFERENCIAL** a:

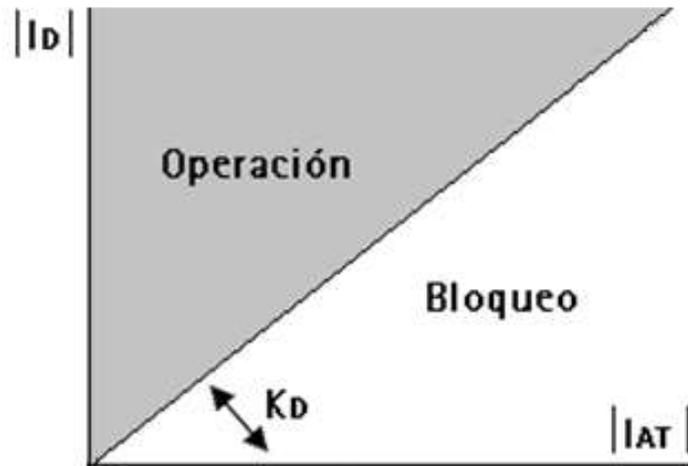
$$| Id | = | (ISe - ISs) |$$

El Relé Diferencial Porcentual actúa cuando:

$$| Id | \neq KD | IAT |$$

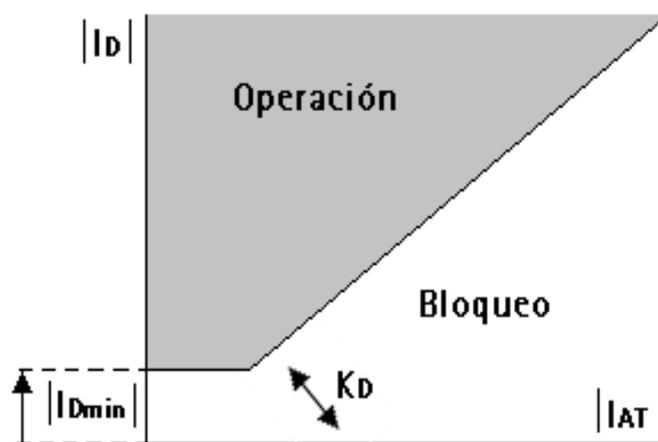
Donde K_D es una constante de diseño regulable.

La desigualdad anterior se puede representar en un plano que tenga por abscisa la CORRIENTE ATRAVESANTE y por ordenada CORRIENTE DIFERENCIAL tal como se ve en la Figura que sigue.



Ahora bien, si se ponen en consideración los fenómenos de las corrientes de magnetización además de las variaciones debidas al ajuste del RBC y de los propios errores de relación de transformación en la cadena de transformadores - los cuales reducen y ajustan las corrientes del circuito de potencia a valores admitidos por el relé - es evidente que la característica de operación no podrá partir desde un valor de corriente diferencial igual a cero.

Los errores de relación de transformación, los ΔI producidos por el ajuste del RBC y la corriente de magnetización estacionaria en un transformador se suman del lado de donde viene la potencia e implique que es estacionaria y produce una corriente diferencial espuria, luego la curva del relé quedaría definida de la siguiente forma.



Característica simplificada de un Relé Diferencial Porcentual

Donde el valor de I_{Dmin} representa el valor de insensibilización inicial, para evitar la operación del relé por los factores recién mencionados.

Un punto de vista a la problemática de la corriente de magnetización transitoria

La corriente de inserción o de Inrush es una forma de sobrecorriente que se produce durante la energización de un transformador y es una gran corriente transitoria que es causada por la saturación parte ciclo del núcleo magnético del transformador.

Para transformadores de potencia, la magnitud de la corriente de inserción es inicialmente de 2 a 5 veces la corriente de carga nominal, pero disminuye lentamente hasta que finalmente alcanza el valor normal de corriente de excitación debido al efecto de la oscilación amortiguada por las resistencias del bobinado y magnetizante (dispersión) del transformador, más la impedancia de la red. Este proceso suele tardar varios minutos.

Como resultado de este fenómeno, la corriente de inrush podría ser confundida con una corriente de cortocircuito y el transformador podría sacarse de servicio erróneamente por los relés de sobrecorriente o por el relé diferencial.

Los parámetros de diseño del transformador y de la estación de instalación afectan significativamente a la magnitud de la corriente de inserción. Por lo tanto, es importante tener un valor exacto calculado de la magnitud y otros parámetros de corriente de inserción a fin de proteger apropiadamente el transformador diferenciando correctamente entre inrush e incidentes de cortocircuito. El cálculo correcto del mínimo valor del porcentaje de segunda armónica de la corriente de inserción es un parámetro muy importante para esta diferenciación. Además, en los últimos años, ha habido mejoras de diseño de transformadores que, de hecho han producido un impacto significativo en las magnitudes, formas de onda y contenido de segundas armónicas en la corriente de inserción.

Cálculo de la corriente de inserción o inrush

La ecuación simplificada que se utiliza a menudo para calcular el valor de pico del primer ciclo de corriente de inserción, en Amper, es la siguiente:

$$I_{pk} = \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{(\omega \cdot L)^2 + R^2}} \left(\frac{2 \cdot B_N + B_R - B_S}{B_N} \right) \quad [A] \quad \text{Ecuación [1]}$$

Donde:

- U = Es la tensión aplicada, en Volt
- L = Es la inductancia de dispersión del transformador, en Henry
- R = Es la resistencia total del bobinado primario del transformador medida con corriente continua, en Ohm
- B_R = Es la densidad de flujo remanente en el núcleo, en Tesla
- B_S = Es la densidad de flujo de saturación en el material del núcleo, en Tesla
- B_N = Es la densidad de flujo nominal del núcleo del transformador, en Tesla

En realidad, la ecuación anterior no da suficiente precisión debido a que no están incluidos en el cálculo un número de parámetros del transformador y del sistema que afectan a la magnitud de la corriente de inserción de manera significativa. Además, esta ecuación no

provee información sobre las oscilaciones posteriores a lo largo de la duración del transitorio de la corriente de inserción. Un cálculo de inrush mejorado que ha sido desarrollado por un fabricante de relés, proporciona la evolución en el tiempo t de la magnitud de la corriente de inserción, por lo que puede determinarse la forma de onda de la corriente de inserción completa. El cálculo también incorpora los siguientes parámetros importantes del transformador y de la red, los cuales que pueden tener hasta un 60% de impacto en la magnitud de corriente de inserción:

- La inductancia del circuito núcleo-aire ajustado a la naturaleza transitoria del fenómeno de corriente de inserción.
- Impedancia y corriente de cortocircuito del sistema
- La geometría del núcleo, configuraciones y conexiones de los bobinados, por ejemplo, 1 vs. 3 fases, conexión de bobinados Y vs. Delta, conexiones Y a tierra frente a conexiones Y no puestos a tierra, etc.

A continuación, la Figura 1 muestran los primeros 5 ciclos de la forma de onda de la corriente de inrush de un transformador de gran potencia calculados mediante el uso del método de cálculo del mencionado fabricante de relés.

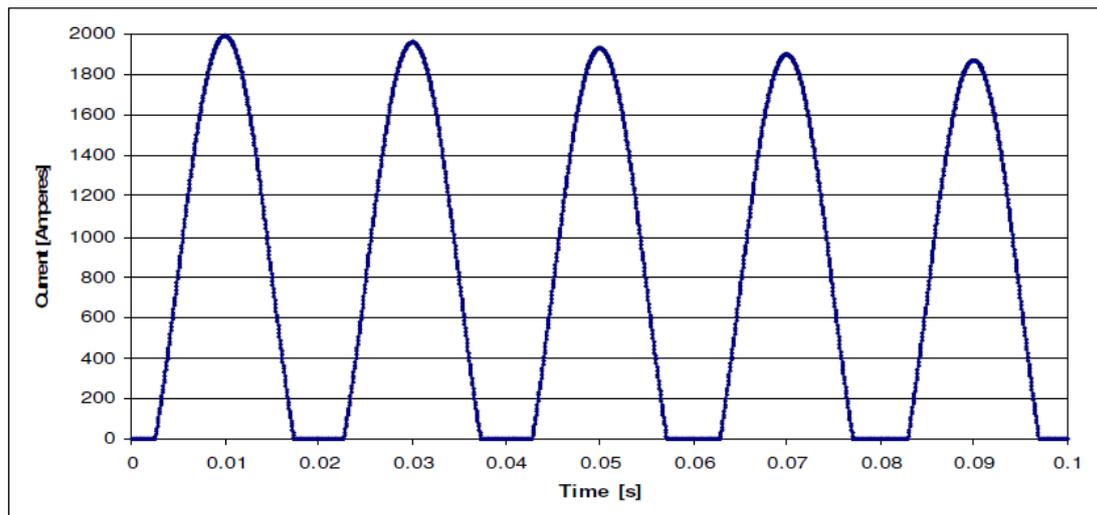


Figura 1 – Forma de Onda de la Corriente de Inrush, calculada en 50 Hz, para un gran Transformador de Potencia

Una comparación realizada entre la magnitud del primer ciclo de la corriente de inserción calculada según la ecuación [1] – que es una vieja fórmula utilizada comúnmente por la industria - , con la calculada con el riguroso cálculo del mencionado fabricante de relés, que incluye los parámetros mencionados anteriormente, proporciona magnitudes mucho más bajas para el primer pico de corriente de inserción.

Efecto del diseño de los parámetros del transformador sobre la 2° armónica de la corriente de inserción

Efecto de la densidad de flujo de diseño

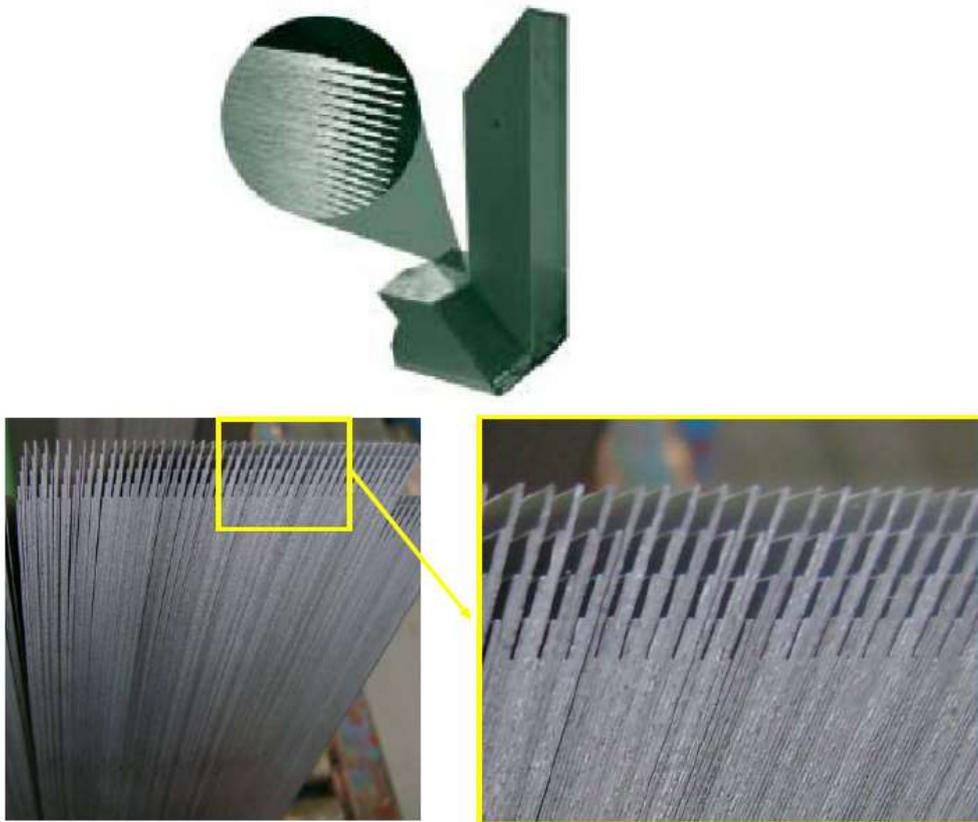
La mínima relación porcentaje de 2° armónica / pico de la corriente de inserción disminuye con la inducción, como se muestra a continuación en la Figura 2. Generalmente, los modernos Transformadores operan a valores más altos de densidad de flujo ya que se utilizan cada vez más y mas aceros de grano orientado de características superiores. Por lo tanto, resulta que los modernos transformadores tendrán una menor relación porcentaje de 2° armónica / pico de la corriente de inserción.

Efecto del material del núcleo

Otra característica nueva de los transformadores modernos es el uso de materiales de acero de tipo Hi-B que tienen una mayor densidad de flujo de saturación, una mayor porción lineal de la curva de magnetización, y menores valores de densidad de flujo de remanencia en comparación a los materiales de tipo grano orientado regulares (RGO).

Efecto de la configuración del apilamiento del núcleo

Hasta hace una o dos décadas atrás, el apilado con corte tipo “non step-lap” era de uso común en los núcleos de transformadores, sin embargo, los modernos transformadores utilizan el apilado con corte tipo “step-lap”.



Corte del núcleo apilado en 45° del tipo “Step-Lap”

Los niveles de la densidad de flujo remanente de un núcleo de transformador son significativamente menores que la del material del núcleo en sí, debido a la alta reluctancia de las juntas del núcleo. Como el apilado con corte tipo “non step-lap” tiene mayor reluctancia que el tipo “step-lap”, se deduce que un núcleo con apilado con corte tipo “step-lap” deberá tener una menor relación porcentaje de 2º armónica / pico de la corriente de inserción que uno tipo non “step-lap”.

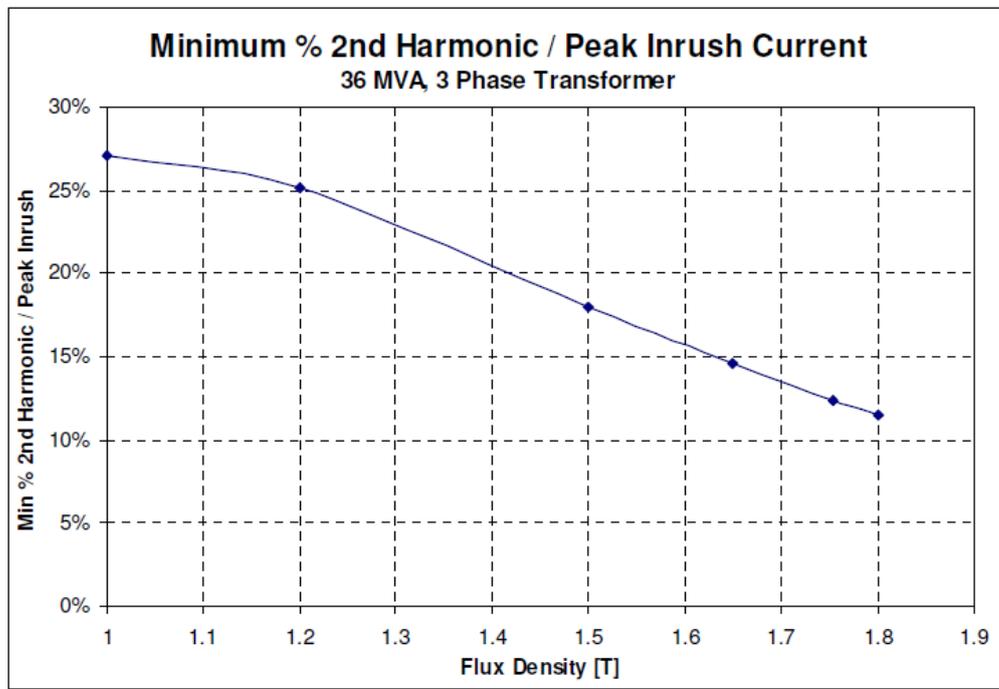


Figura 2 - Relación: Mínimo Porcentaje de 2^{da} Armónica / Pico Corriente de Inrush versus Densidad de Flujo Nominal

Efectos sobre la protección

Protección Diferencial de Transformador

Cualquier aumento brusco de la tensión de alimentación de transformador se traducirá en una corriente transitoria mayor a la corriente nominal del mismo. Esta corriente transitoria que generalmente se llama corriente de Inrush, en general es causada por:

- Energización del Transformador de Potencia
- Recuperación de la tensión luego del despeje de un gran cortocircuito en el sistema de potencia (corriente de inrush por recuperación)
- Energización de otro transformador de potencia conectado en paralelo (corriente de inrush por circulación)
- Desfasaje de un generador conectado

Detección del Inrush mediante análisis del contenido de armónicas en la corriente diferencial instantánea

Refiriéndose a la figura 2 anterior, puede verse que para bajas densidades de flujo magnético, el mínimo contenido de 2° armónica está en el rango de 20-25%. Los relés de protección de transformadores que utilizan como criterio de restricción el porcentaje de contenido de segunda armónica, tienen valores de ajustes que varían en el rango de 15% al 20%. Esto era correcto para los diseños de transformadores que trabajan a bajas densidades de flujo. El contenido de segundo armónico de los diseños de transformadores actuales son significativamente más bajo, en el rango del 5 al 10%, tal como se indica en la Figura 2 anterior. Esto afectará la performance de los relés de protección que utilizan ajustes del contenido de segunda armónica cuyo rango oscila entre el 15 al 20%. Bajo la peor condición, los relés con restricción del 15 al 20% de contenido de 2° armónica, no pueden restringir correctamente durante la energización de los transformadores de potencia que tienen una mayor densidad de flujo magnético nominal (1,5 a 1,75 T). Para los transformadores que tienen la mayor densidad de flujo nominal, es recomendable el uso de relés que tengan el menor rango de ajuste de restricción por contenido de 2° armónica (5-12%).

Detección del Inrush por análisis de la forma de onda de la corriente diferencial instantánea.

Se puede observar en la Figura 1 de la forma de onda de la corriente de inrush que hay un período de tiempo de cada ciclo de la frecuencia fundamental de la red en el cual circulan muy bajas corrientes de magnetización. Debido a esto, se puede identificar una condición de inrush en donde hay una baja tasa de cambio de la corriente diferencial instantánea de al menos la cuarta parte del ciclo de la frecuencia fundamental de la red. Este criterio puede ser expresado matemáticamente para cada fase (por ejemplo, A) como:

$$\left| \frac{\partial I_{diff_a}}{\partial t} \right| \leq C_1$$

Donde, I_{diff_a} es la corriente diferencial instantánea en la fase A, t es el tiempo y C_1 es una constante fijada en el algoritmo del relé de protección.

La práctica ha demostrado que aunque se pueden evitar falsos disparos en condiciones de inrush utilizando el análisis de la forma de onda para la restricción / bloqueo del segundo armónico, a veces se puede aumentar el tiempo de despeje de grandes fallas internas, seguidas por la saturación del núcleo del transformador de corriente.

Detección del Inrush mediante técnicas adaptivas

La combinación de la relación corriente de 2° armónica / fundamental (" I_2/I_1 ") con métodos de análisis de forma de onda, permiten al diseñador del relé aprovechar ambos métodos, mientras que al mismo tiempo evita sus inconvenientes. Dos posibles formas de combinar estos métodos son:

- Condicional - En este modo de operación, estos dos criterios se usan de la siguiente manera:
 - Empleando tanto el criterio "I2/I1" como el de forma de onda para detectar la condición inicial de inrush
 - Deshabilitando el criterio "I2/I1" un minuto después de conectar el transformador de potencia con el fin de evitar largos tiempos para el despeje de grandes fallas internas y dejar solo al criterio de forma de onda que controle el Inrush por circulación y por recuperación
 - Activar temporalmente el criterio "I2/I1" durante 6 segundos al detectarse una gran falla externa para obtener seguridad adicional ante este tipo de fallas
- Siempre activo – Esta opción es similar al usual criterio "I2/I1". El "I2/I1" está activo todo el tiempo, y además trabaja en paralelo el criterio de forma de onda. Esto no trae beneficios en términos de velocidad para grandes fallas internas.

Fallas internas, seguidas de saturación del Transformador de Corriente

Para grandes fallas internas del transformador, seguidas por la saturación del núcleo del Transformador de Corriente, la corriente secundaria distorsionada del transformador de corriente puede contener un alto nivel de segunda armónica. Como consecuencia de ello se producirá un retardo en la actuación de la protección diferencial restringida / bloqueada por segunda armónica, tal como se muestra en la figura 3, a continuación.

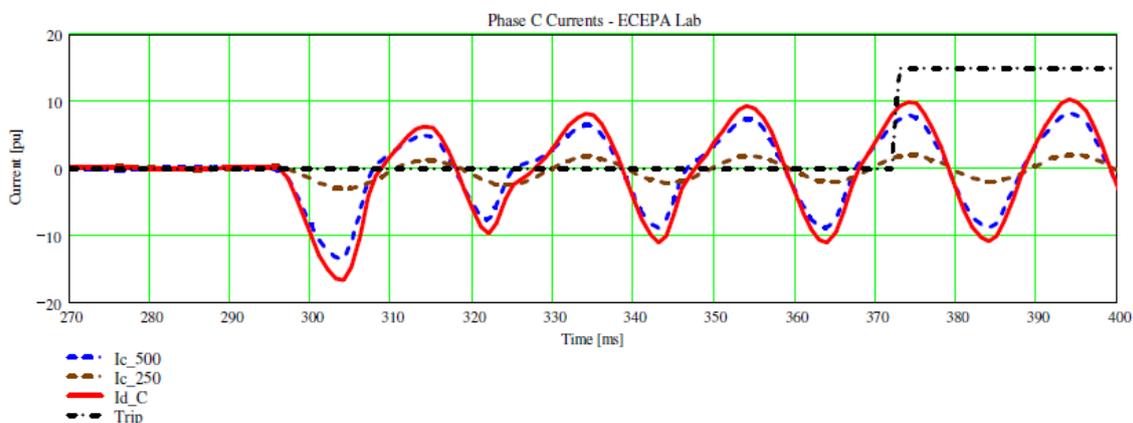


Figura 3 – Retardo de disparo 87T debido al bloqueo por 2^{da} Armónica

Para fallas externas, la fuente ficticia de secuencia negativa se encuentra fuera de la zona de la protección diferencial. Por lo tanto, las corrientes de secuencia negativa entrarán al transformador de potencia sano por un lado, y saldrán por el lado opuesto transformado adecuadamente. Las corrientes de secuencia negativa en los respectivos lados del transformador de potencia tendrán direcciones opuestas. En otras palabras, el discriminador de falla interna / externa ve estas corrientes con un desfase relativo de exactamente 180 grados eléctricos, tal como se muestra en la Figura 4.

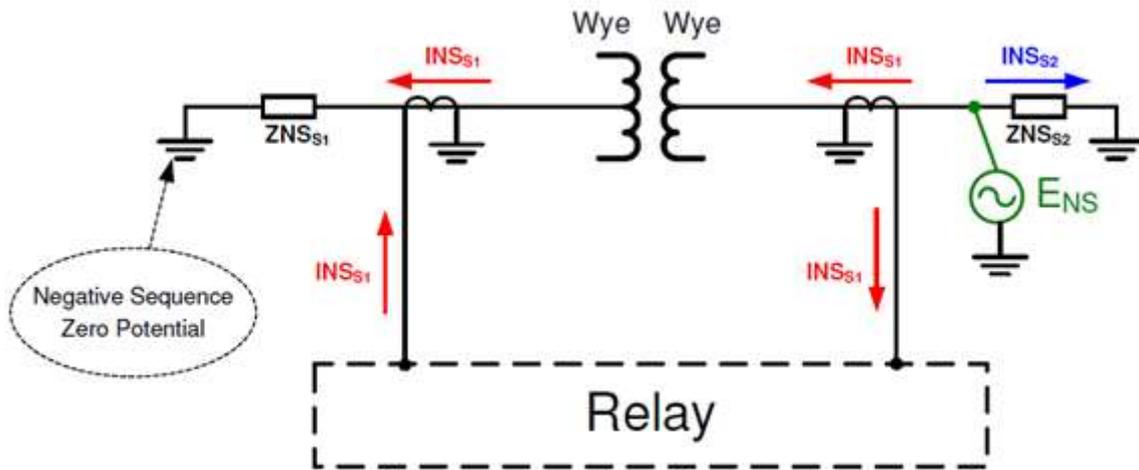


Figura 4 - Flujo de corrientes de secuencia negativa debido a fallas externas en transformadores de potencia

Para una falla interna (con la fuente ficticia de secuencia negativa dentro transformador de potencia protegido), las corrientes de secuencia negativa fluirán fuera del transformador de potencia defectuoso hacia ambos lados. Las respectivas corrientes de secuencia negativa a ambos lados del transformador de potencia tendrán la misma dirección. En otras palabras, el discriminador de falla interna / externa ve estas corrientes con un desfase relativo de cero grados eléctricos, como se muestra en la Figura 5.

En realidad, para una falla interna, podría existir algún pequeño corrimiento de ángulo entre estas dos corrientes debido a la posibilidad que las impedancias de secuencia negativa de las fuentes equivalentes a ambos lados del transformador de potencia, tengan diferentes ángulos de fase.

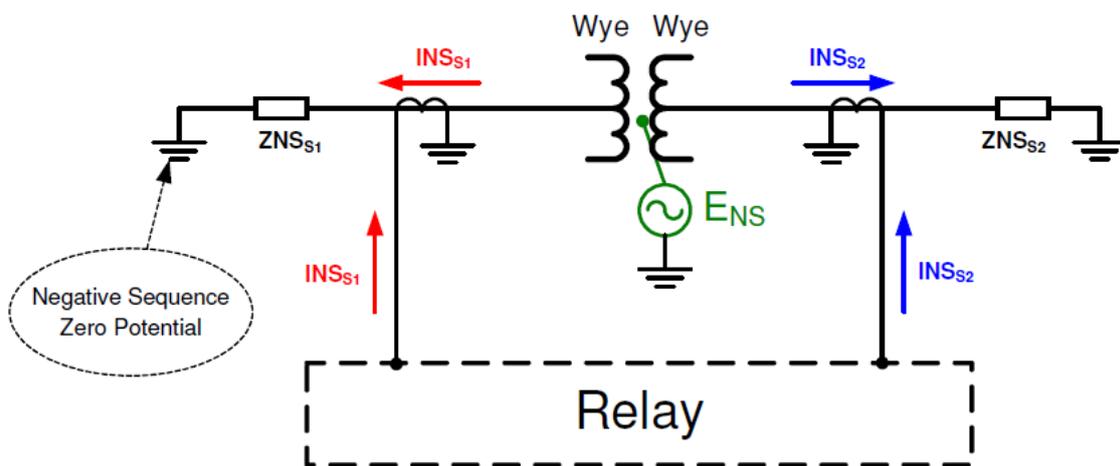


Figura 5 - Flujo de corrientes de secuencia negativa debido a fallas internas en transformadores de potencia

Su operación se basa en la posición relativa de los dos fasores que representan las contribuciones de corriente de secuencia negativa del lado AT y BT. Prácticamente realiza comparación direccional entre estos dos fasores. En primer lugar, el fasor del lado de BT se sitúa alineado con grados, y luego se determina la posición relativa del fasor del lado AT en el plano complejo. La característica general del discriminador direccional falla interna / externa se muestra en la Figura 6.

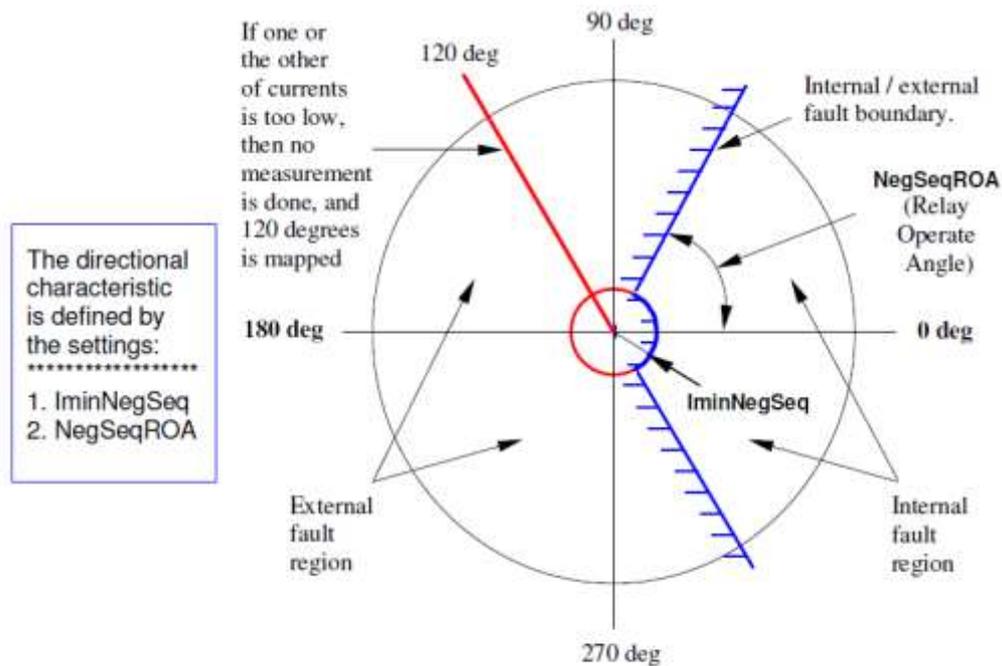


Figura 6 - Característica de operación de un discriminador de falla interna / externa

Utilizando el discriminador de falla interna / externa de secuencia negativa, se puede omitir la característica de bloqueo por segundo armónico y se podrá conseguir de ese modo, una operación más rápida de la protección diferencial de transformador, tal como se muestra en la Figura 7.

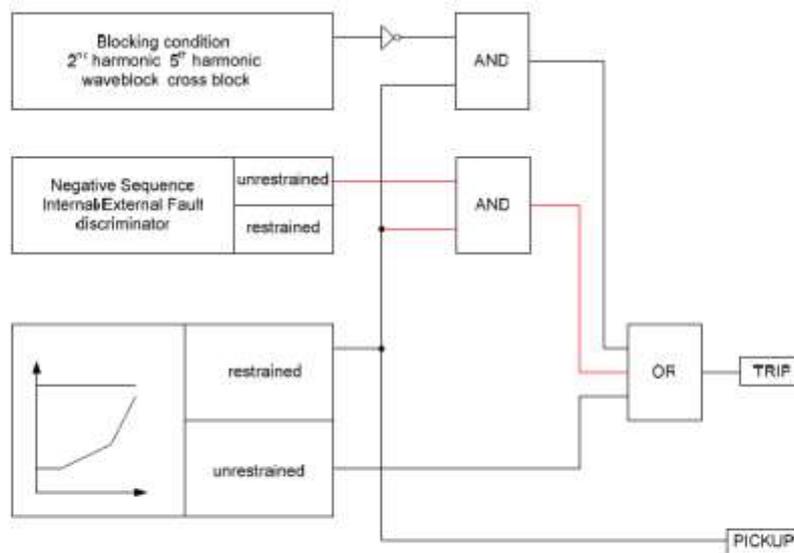


Figura 7 – Discriminador de falla por secuencia negativa

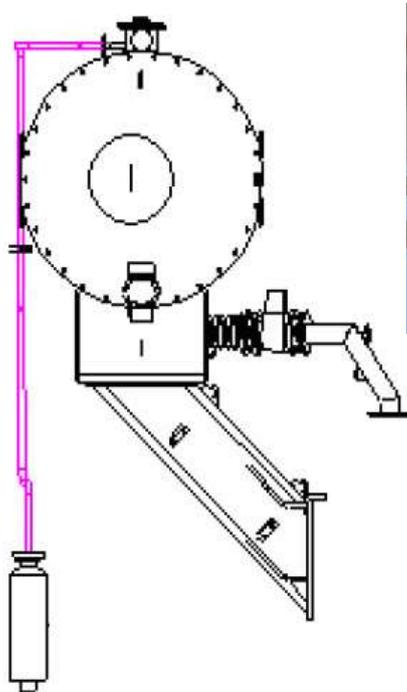
Relé Buchholz:

Es un relé que puede usarse en transformadores con tanque de expansión, que es el caso más general en Argentina y ampliamente difundido en todo el mundo.

La función de este relé es la de detectar fallas incipientes. Toda falla incipiente termina en una falla violenta, por lo tanto el relé Buchholz nos permite anticipar a la falla violenta evitando de ese modo los efectos destructivos de la misma.

Como se dijo anteriormente las fallas incipientes tiene formación de gases, luego el relé Buchholz recoge gases y aceite que están dentro de la cuba del transformador y van hacia el tanque de expansión.

Para que todos los gases que se encuentran dentro de cuba del transformador pasen por el relé Buchholz debe levantarse el transformador del lado donde se encuentra ubicado el relé Buchholz debe levantarse el transformador del lado donde se encuentra ubicado el relé Buchholz (Ver figuras)



Tanque de expansión



El relé tiene un sistema de purga de gases y un pulsador de prueba para el flotante inferior y superior. Pulsando lentamente suena la alarma y si se pulsa violentamente manda desenganche. Además existe un orificio por el cual se inyecta un gas simulando una falla incipiente o una falla violenta, esta última es la manera correcta de probar el relé.

Cuando estando en servicio acciona el relé Buchholz se debe mirar a través de una mirilla para verificar si existen o no gases en el mismo. Si hubiera gases, el aceite es desalojado y se vuelve transparente. También se verifica si hay aceite en el tanque de expansión.

Suele suceder que aparezca aire en el relé cuando el transformador está recién puesto en funcionamiento o luego de un tratamiento completo del aceite. Para verificar si tenemos aire o aceite se abre la purga de gases y sacando la menor cantidad posible de gas probar con un isopo. Si se prende más la llama tomando un color entre verdoso y azulado quiere decir que estamos ante la presencia de un gas- Este gas debe ser analizado siempre que sea posible. El fabricante del transformador provee una tabla, la cual nos dice según la presencia de elementos químicos que tiene el gas, donde se produjo la falla y el porqué de la misma.

La mayor parte de fallas incipientes que son detectadas con el relé Buchholz nos indican que hay que des-encubar el transformador.

El relé Buchholz es la protección más segura para el transformador si es bien interpretada.

Referencias:

Apunte de protecciones eléctricas para la capacitación de operadores de EDEERSA del Ing. Ricardo Muncal.

Sistemas de protecciones en grandes redes eléctricas de potencia, Volumen 1 y 2, del Ing. M.V. González Sábado.

Capítulo 16: Transformer and Transformer Feeder Protection, del libro Network Protection and Automation Guide, de AREVA, primera edición, Julio de 2002.

Paper técnico: "Power Transformer Characteristics and Their Effect on Protective Relays", de Fahrudin Mekic, ABB, Allentown, PA; Ramsis Girgis, ABB, St. Louis, MO; Zoran Gajic, ABB, Vasteras, Sweden y Ed teNyenhuis, ABB, Brampton, Canada; presentado en la 33rd Western Protective Relay Conference October 17-19, 2006.

Accesos directos de interés:

<http://store.gedigitalenergy.com/FAQ/listing.asp>

<http://www.alstom.com/grid/products-and-services/Substation-automation-system/protection-relays/Network-Protection-Automation-Guide-NEW-2011-Edition/>

[http://www05.abb.com/global/scot/scot296.nsf/veritydisplay/117247c8d3d0968bc125721a00760c16/\\$file/sa2006-000851_en_power_transformer_characteristics_and_their_effect_on_protective_relays.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot296.nsf/veritydisplay/117247c8d3d0968bc125721a00760c16/$file/sa2006-000851_en_power_transformer_characteristics_and_their_effect_on_protective_relays.pdf)

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	2
FALLAS INTERNAS DE DESARROLLO VIOLENTO	3
FALLAS INTERNAS INCIPIENTES	7
FALLAS EXTERNAS	7
PROTECCIONES CONTRA FALLAS EN EL TRANSFORMADOR	11
GENERALIDADES	11
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA TRANSFORMADORES	11
FUSIBLES	12
RELÉS DE SOBRECORRIENTE	12
PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA O PROTECCIÓN DE TIERRA RESTRINGIDA	13
PROTECCIÓN DIFERENCIAL	15
CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	15
FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL	20
PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL	22
RELÉ BUCHHOLZ:	33
REFERENCIAS:	35
ACCESOS DIRECTOS DE INTERÉS:	35