

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**CÁLCULOS PARA EL AJUSTE DE UN RELÉ DIFERENCIAL Y SUS
ENSAYOS DE LABORATORIO**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

RICARDO GUILLERMO RUIZ GALDOS

**PROMOCIÓN
1986 – I**

**LIMA – PERU
2006**

**CÁLCULOS PARA EL AJUSTE DE UN RELÉ DIFERENCIAL Y SUS ENSAYOS
DE LABORATORIO**

A mi esposa, Giselle, con amor.
A mi hijo, Rodrigo Alonso, con cariño.
A mis padres, Ida y Ricardo, con afecto y agradecimiento.

SUMARIO

La protección de los transformadores de potencia es uno de los principales objetivos de protección en los sistemas de distribución de energía. Por ello, se ha impuesto desde hace años, la protección diferencial de transformadores, cuya función es desconectar rápidamente el objeto a proteger en caso de fallas internas. La evolución de la protección diferencial va desde los aparatos electromecánicos hasta la moderna técnica digital que cumple tareas adicionales, como por ejemplo: registro de fallas y averías para un posterior análisis, transmisión a distancia de los datos con fines de medición y control, selectividad para reconocer las fallas producidas dentro de su zona de protección y diferenciarlas de las que se originan fuera de su campo de protección.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1	
CAPÍTULO I		
PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
1.1	Introducción.	3
1.2	Fallas en los bobinados.	4
1.2.1	Bobinado en conexión estrella con neutro aterrado a través de una impedancia.	4
1.2.2	Bobinado en conexión estrella con neutro sólidamente aterrado.	5
1.2.3	Bobinado en conexión delta.	5
1.2.4	Fallas entre fases.	5
1.2.5	Fallas entre espiras.	5
1.3	Fallas en el núcleo.	6
1.4	Corriente de magnetización por inserción.	6
1.4.1	Contenido armónico en las ondas de magnetización por inserción.	9
1.4.2	Sobrecalentamiento de transformador.	9
1.5	Protección de transformadores – visión general.	10
1.5.1	Protección de falla a tierra restringida.	10
1.5.2	Protección diferencial.	12
	a) Consideraciones básicas para protección diferencial de transformador.	12
	b) Capacidades primarias de transformadores de corriente de línea.	13
	c) Corrección de fase.	13
	d) Filtrado de corrientes de secuencia cero.	14
	e) Corrección de la relación de transformación.	15
	f) Ajuste de polarización.	17
	g) Transformadores con múltiples devanados.	17
1.5.3	Estabilidad de la protección diferencial durante la inserción.	19

a)	Retraso de tiempo.	19
b)	Fijación de los armónicos.	19
c)	Discriminando la corriente de inserción.	20
1.5.4	Diferencial combinado y esquemas de falla de tierra restringida.	20
a)	Aplicación cuando un transformador a tierra es conectado dentro de la zona protegida.	22
1.5.5	Protección del transformador a tierra.	25

CAPÍTULO II

CÁLCULO PARA LOS AJUSTES DE UN RELÉ DIFERENCIAL

2.1	Introducción.	26
2.2	Secuencia de los cálculos para el ajuste de un relé diferencial que protege a un transformador de potencia de dos devanados.	26
2.3	Aplicación de cálculo de ajustes para el relé de dos devanados.	28
2.4	Cálculo de ajustes diferenciales para un relé de tres devanados.	30
2.5	Ejemplo de cálculo de ajustes para el relé de tres devanados.	33
2.6	Método para determinar el ajuste de compensación del ángulo de fase.	35

CAPÍTULO III

ENSAYOS DE LABORATORIO DEL RELÉ DIFERENCIAL TPU 2000R

3.1	Introducción.	44
3.2	Características del software utilizado.	44
3.3	Secuencia en la configuración del software.	45
3.3.1	Carpeta Sistema (System).	46
a)	Conexión del transformador.	46
b)	Tap del transformador.	47
c)	Valores nominales del relé.	49
d)	Corriente diferencial y corriente de restricción.	49
e)	Característica nominal: Punto por punto.	50
f)	Característica nominal: Macros.	52
3.3.2	Carpeta prueba (Test)	54
a)	Tipo de falla y lado.	54

b) Corriente de restricción y corriente diferencial.	56
3.3.3 Carpeta Selección de Prueba (Test Selection)	57
a) Marque y pruebe (click and test).	57
b) Verificación de curva (Verify curve)	58
c) Restricción de armónicos (Harmonic restraint)	59
d) Prueba de tiempo de operación a IR=0 (Tripping time test at IR=0)	61
3.3.4 Carpeta de resultados (Results).	61
3.3.5 Reporte de los ensayos	61
CONCLUSIONES	67
ANEXOS	68
BIBLIOGRAFÍA	76

PRÓLOGO

En los últimos años se han desarrollado, considerablemente, los diseños en la protección de los transformadores de potencia; y paralelo a este desarrollo también han evolucionado los equipos para pruebas. Estos han pasado de ser simples inyectores de corriente o tensión a herramientas más especializadas, tanto en hardware como en software.

Actualmente es posible llevar a cabo pruebas dinámicas, inyección de señales con armónicos, transitorios y simuladores reales del sistema de potencia.

La necesidad de probar los relés de protección diferencial para confirmar si el comportamiento es acorde a lo diseñado y a lo requerido siempre ha existido. Este proceso de comportamiento ayuda a asegurar la adecuada protección del transformador de potencia y del sistema como un todo.

El propósito del presente informe es ilustrar algunos conceptos y aspectos a tener en cuenta en la protección diferencial de transformadores de potencia y en las pruebas de verificación, utilizando técnicas basadas en los equipos modernos para pruebas de protecciones.

Para conseguir los objetivos propuestos se ha considerado la unidad de protección de transformadores TPU 2000R de la marca ABB y el equipo de prueba utilizado fue el modelo DRST6 de la marca ISA. Para los ensayos de laboratorio se tomó como modelo uno de los transformadores trifásicos de potencia de dos devanados de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu (Cusco).

La metodología utilizada fue la siguiente: se tomaron los datos de placa del transformador arriba mencionado y se ejecutaron los cálculos de ajuste del relé, con estos resultados se configuró al relé TPU 2000R - ABB. Luego, se conectó el equipo de prueba ISA DRST6 a dicho relé y se le suministraron los datos de placa del transformador para que, a través

de un software (X-PRO v3), verifique el comportamiento del relé y mostrara en un reporte los resultados de los ensayos.

El informe consta de tres capítulos, en el capítulo I se describen los fundamentos teóricos y los aspectos relevantes que se deben tomar en cuenta para la protección diferencial.

En el capítulo II se describe la secuencia de cálculos para realizar los ajustes al relé de protección diferencial (TPU 2000R-ABB) de un transformador de potencia de dos y tres devanados.

En el capítulo III se analiza y comentan los resultados de los ensayos de laboratorio efectuados al relé de protección diferencial con el equipo de prueba ISA DRST6 y el software X-PRO versión 3.

El presente informe fue posible gracias al jefe del departamento de Electrotecnia de TECSUP, Ing. Elmer Ramírez y al responsable del laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia, Ing. César Chilet por el apoyo moral y por permitirme utilizar los ambientes y los equipos necesarios para la ejecución de los ensayos que en este informe se describen.

Finalmente, el agradecimiento a Giselle, mi esposa, por su apoyo en la conclusión de este trabajo.

R. Ruiz

Lima, Perú.

rruiz@tecsup.edu.pe

CAPÍTULO I

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

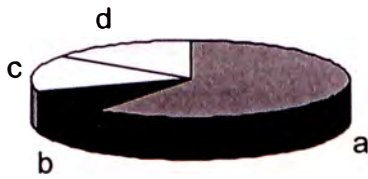
1.1 Introducción

Existen muchas formas para proteger a los transformadores, éstas varían según la aplicación e importancia del mismo. Cualquiera de estas protecciones debe reducir el estrés térmico y las fuerzas electrodinámicas, minimizando el tiempo de desconexión en el caso que ocurra una falla dentro del transformador. Los transformadores de pequeña potencia pueden ser protegidos desde los puntos de vista económico y técnico, utilizando fusibles o relés de sobrecorrientes. Esto resulta en una protección de tipo “tiempo retrasado” debido a los requerimientos de coordinación “aguas abajo”. Sin embargo, el despeje de una falla por “tiempo retrasado” no es aceptable en los transformadores de potencia, debido al sistema operación / estabilidad y costo de reparación / consideraciones por salida de servicio.

Las fallas de los transformadores son, generalmente, clasificados en seis categorías:

- a) Fallas en los terminales y bobinados.
- b) Fallas en el núcleo.
- c) Fallas en el tanque y accesorios del transformador.
- d) Fallas en el conmutador de tomas.
- e) Condiciones de operación anormales.
- f) Fallas externas sostenidas o confusas.

Las cuatro primeras categorías son por causas internas y las otras dos por causas externas, la proporción aproximada de fallas debidas a cada una de las causas internas, se muestra en la figura 1.1.



- a: Fallas en los bobinados.
- b: Fallas en el núcleo.
- c: Fallas en el tanque.
- d: Fallas en el conmutador de tomas.

Figura 1.1 Proporción de fallas en los transformadores ¹

1.2 Fallas en los bobinados

Las fallas en los bobinados más frecuentes son, según su conexión:

1.2.1 Bobinado en conexión estrella con neutro aterrado a través de una impedancia

La corriente de falla a tierra depende del valor de la impedancia a tierra y es proporcional a la distancia entre la falla y el punto neutro, así la falla de tensión será directamente proporcional a la distancia.

En el caso de una falla en el bobinado secundario del transformador, la corriente primaria dependerá de la razón entre el bobinado primario y el bobinado secundario en cortocircuito. Esto también varía con la ubicación de la falla, de modo que la corriente de falla en el bobinado primario del transformador es proporcional al cuadrado de la fracción de la bobina que está en cortocircuito. El efecto se muestra en la figura 1.2., la falla mostrada en el tercer bobinado produce una corriente muy pequeña en el bobinado primario, dificultando la detección de dicha falla mediante la medición de su corriente.

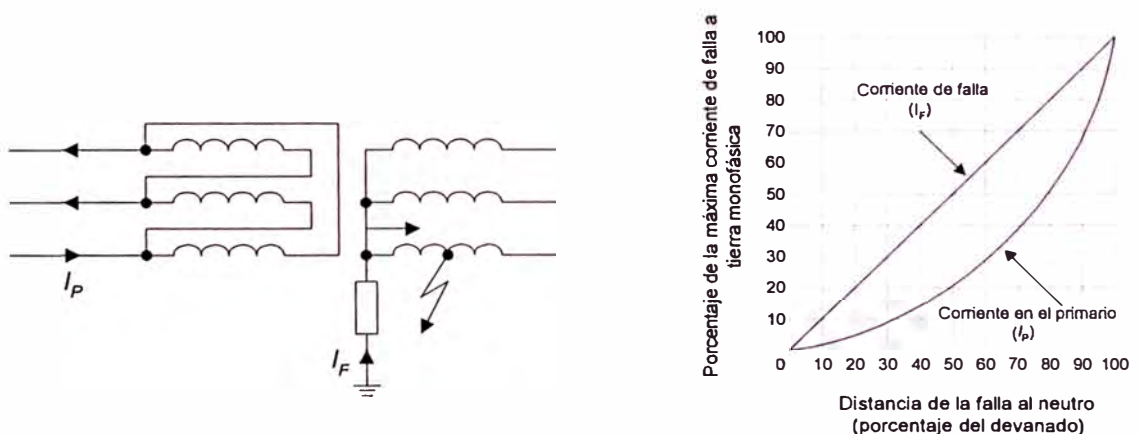


Figura 1.2 Corriente de falla a tierra en una bobina conectada en estrella con resistencia aterrada ²

¹ Russell Mason "El Arte y Ciencia de la Protección por Relevadores".

1.2.2 Bobinado en conexión estrella con neutro sólidamente aterrado

En este caso la corriente de falla se controla principalmente por la reactancia de salida del bobinado. La tensión variable del punto de falla es un factor importante tal como en el caso anterior. Para fallas próximas al neutro, la reactancia es muy baja y produce una mayor corriente de falla. La variación de la corriente de falla, según la distancia al neutro se muestra en la figura 1.3.

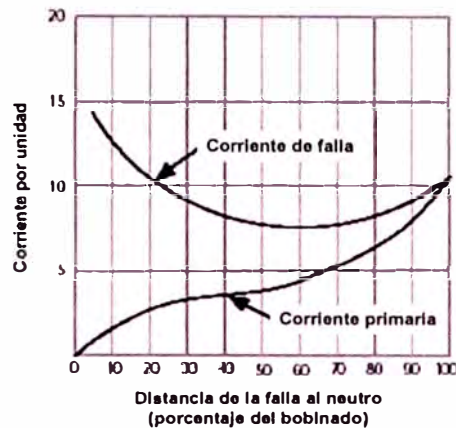


Figura 1.3 Corriente de falla en bobinado estrella con neutro sólidamente aterrado.

1.2.3 Bobinado en conexión delta

Ninguna parte del bobinado en conexión delta opera con una tensión a tierra menor al 50% de la tensión de fase. El rango de la magnitud de la corriente de falla es menor que para un bobinado en estrella. Debe recordarse que la impedancia de un bobinado en delta es particularmente alta para las corrientes de falla. La corriente de falla en un bobinado en conexión delta circulará a través de las dos partes del bobinado y se dividirá entre las dos fases del sistema. Por lo tanto, la corriente de fase es relativamente baja, dificultando la protección.

1.2.4 Fallas entre fases

Las fallas entre fases en un transformador son relativamente raras, pero cuando ocurren, generan un incremento de corriente, comparables a la corriente de falla a tierra.

1.2.5 Fallas entre espiras

Las espiras de un transformador de potencia, son susceptibles a los frentes de tensión disruptiva, concentrándose en la última espira del bobinado, debido a la alta frecuencia equivalente del frente de irrupción.

² Juan Gers "Protection of Electricity Distribution Networks".

El aislamiento entre espiras, en las espiras finales, es reforzado pero no puede ser aumentado en proporción al aislamiento a tierra, el cual es relativamente grande.

La figura 1.4 muestra los datos correspondientes a un transformador típico de 3,25% de impedancia, con las espiras en cortocircuito simétricamente localizadas en el centro del bobinado.

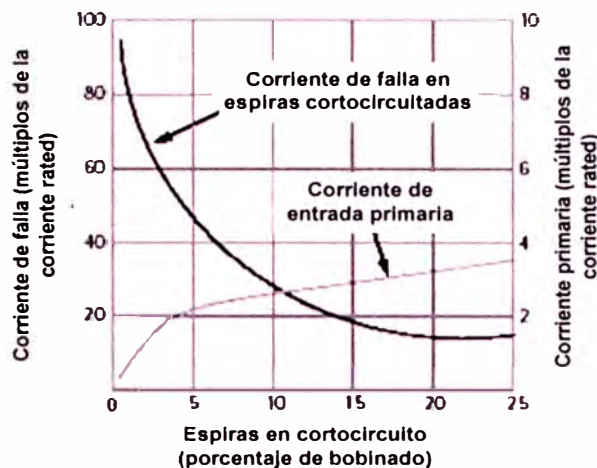


Figura 1.4 Corriente de falla entre espiras / número de espiras cortocircuitadas.

1.3 Fallas en el núcleo

Un puente conductor a través de las chapas del núcleo, puede permitir suficientes corrientes parásitas como para causar serios por sobrecalentamientos. Los tornillos que sujetan juntos el núcleo son siempre aislados para evitar este problema. Si alguna parte del aislamiento del núcleo presenta defectos, el calor resultante puede alcanzar una magnitud suficiente para dañar las bobinas. La pérdida adicional del núcleo, aun cuando causa severo calor local, no producirá un daño en la corriente de entrada y no podría ser detectado por una protección eléctrica normal; no obstante, sería bastante deseable que la condición fuera detectada antes que una falla mayor se haya generado. En un transformador sumergido en aceite, el calor suficiente para causar daño en el aislamiento del bobinado, también causará la degradación del aceite con la consecuente generación de gas.

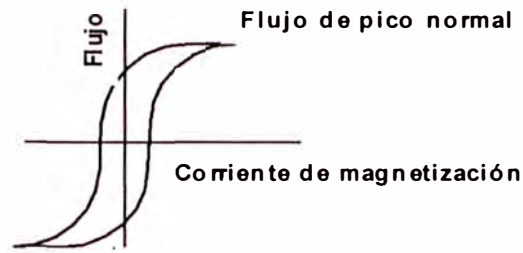
1.4 Corriente de magnetización por inserción

El fenómeno de la corriente de magnetización por inserción es una condición transitoria que ocurre primariamente cuando un transformador es energizado. Esta

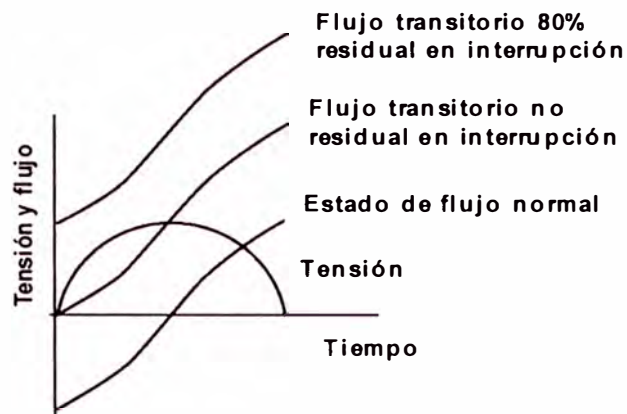
no es una condición de falla y, además, la protección del transformador debe permanecer estable durante dicho transitorio.

La figura 1.5 muestra las características de la magnetización de un transformador. Para minimizar costos de material, peso y tamaño, los transformadores son generalmente operados cerca del "punto de quiebre" de las características de magnetización.

Consecuentemente, sólo un pequeño incremento en los niveles de flujo normal de operación resultará en una corriente altamente magnetizada. Bajo condiciones normalmente seguras, la corriente de magnetización asociada con el nivel de flujo de operación es relativamente pequeña (figura 1.5b). Sin embargo, si el bobinado de un transformador es energizado a tensión cero, sin flujo remanente, el nivel de flujo durante el primer ciclo de tensión (2 x flujo normal) resultará en la saturación del núcleo y en una alta forma de onda de corriente de magnetización no sinusoidal (vea la figura 1.5c). Esta corriente es referida como corriente de magnetización por inserción y puede persistir por varios ciclos.



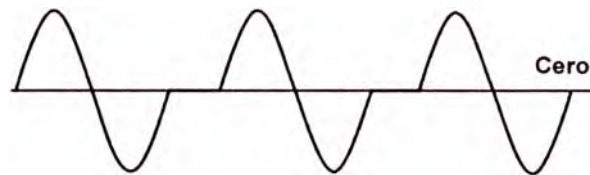
(a) Característica típica de magnetización



(b) Flujos máximo y normal



(c) Corriente de magnetización típica



(c) Magnetización sin compensación, debida a saturación de yugo

Figura 1.5 Magnetización por inserción de transformador.

Los factores que afectan la magnitud y duración de la corriente de magnetización por inserción son:

- Flujo residual (es la peor condición porque puede generar un valor pico de flujo que alcanza hasta el 280% del valor normal).
- Punto de interrupción de onda.

- c. Número de transformadores en el banco.
- d. Diseño y relación de transformación de transformador.
- e. Nivel de falla del sistema.

1.4.1 Contenido armónico en las ondas de magnetización por inserción

La forma de onda de la corriente de magnetización del transformador contiene una proporción de armónicos que se incrementa mientras la densidad de flujo pico es aumentada hasta la condición de saturación.

La corriente de magnetización de un transformador contiene un tercer armónico y progresivamente cantidades más pequeñas de un quinto y más altos armónicos. Si el grado de saturación es progresivamente incrementado, no sólo el contenido armónico aumentará como un todo, sino que, además, la proporción relativa del quinto armónico aumentará y finalmente excederá al tercer armónico. En un nivel aún más alto, el séptimo adelantará al quinto armónico, pero esto involucra un grado de saturación que no se presentará en los transformadores de potencia.

Las corrientes de inserción típicas contienen significativas cantidades de segundos y terceros armónicos y menores cantidades de órdenes mayores.

1.4.2 Sobre calentamiento de transformador

El bobinado de un transformador no debe sobrecalentarse; una temperatura de alrededor de 95 °C es considerada como un valor de trabajo máximo normal más allá del cual un incremento adicional de 8 a 10 °C, si se mantiene, reducirá a la mitad la vida del aislamiento del equipo. La norma IEC 60354 provee una guía a este respecto.

La protección contra sobrecarga está, además, basada en la temperatura del bobinado, la cual es usualmente medida por una técnica de imagen termal. La protección debe sacar de servicio al transformador si se alcanza una temperatura excesiva. La señal de disparo es usualmente enviada a través de una señal digital a un relé. Con las facilidades de alarma y disparo disponibles en la lógica programable en el relé. Interdisparos entre los relés a ambos lados del transformador son usualmente aplicados para asegurar la desconexión total del transformador.

1.5 Protección de transformadores – visión general

Para los problemas relacionados a los transformadores descritos anteriormente, se requieren algunas medidas de protección. La tabla 1.1 resume los problemas y las posibles formas de protección que pueden ser usadas.

Es normal para un relé moderno, proveer las funciones de protección requeridas en un paquete simple, en contraste con los de tipo electromecánico, que podrían requerir varios relés completos con interconexiones y mayor cantidad de transformadores de corriente.

Tabla 1.1 Fallas de transformador y su protección

Tipo de falla	Protección
Falla fase-fase de bobinado primario	Diferencial; sobrecorriente
Falla fase-tierra de bobinado primario	Diferencial; sobrecorriente
Falla fase-fase de bobinado secundario	Diferencial
Falla fase-tierra de bobinado secundario	Diferencial; falla de tierra restringida
Falla entre espiras	Diferencial, Buchholz
Falla de núcleo	Diferencial, Buchholz
Falla de tanque	Diferencial, Buchholz, tanque a tierra
Sobreflujo	Sobreflujo
Sobrecalentamiento	Termal

1.5.1 Protección de falla a tierra restringida

La protección convencional contra falla a tierra utilizando elementos de sobrecorriente, falla en brindar protección adecuada a los devanados del transformador. Este es particularmente el caso de un devanado conectado en estrella con una impedancia a tierra, tal como se consideró en 1.2.1.

El grado de protección es bastante mejorado por la aplicación de protección de falla de tierra restringida (o protección REF). Éste es un esquema de unidad de protección para un bobinado del transformador. Puede ser del tipo de alta impedancia mostrado en la figura 1.6 o de tipo baja impedancia parcial. Para el tipo de alta impedancia, la corriente residual de los transformadores de corriente de tres líneas es balanceada contra la salida de un transformador de corriente en el conductor neutro. En la versión de baja impedancia parcial, las corrientes

trifásicas y la corriente neutra llegan a ser las entradas parciales a un elemento diferencial.

El sistema es operativo para fallas dentro de la región entre los transformadores de corriente, que es para fallas en el bobinado estrella en cuestión. El sistema permanecerá estable para todas las fallas fuera de esta zona.

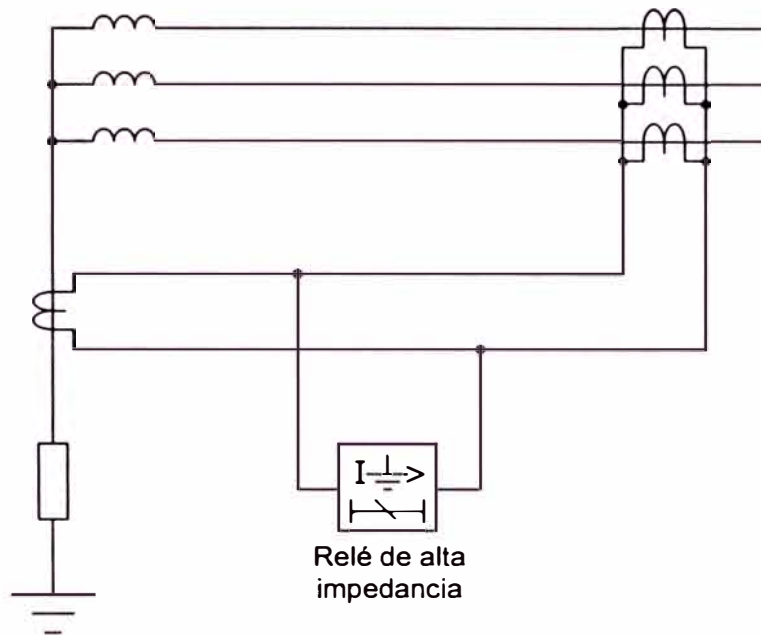


Figura 1.6 Protección de falla a tierra restringida para un bobinado en estrella.

El beneficio en el desempeño de la protección viene no sólo por utilizar un relé instantáneo de bajo ajuste, sino también porque la corriente de falla total se puede medir, no sólo el componente transformado en el bobinado primario (si el bobinado estrella es un bobinado secundario). Por lo tanto, aunque el nivel posible de corriente decrece, las posiciones de falla son consideradas progresivamente más cercanas al extremo del neutro del devanado y, con un bajo ajuste efectivo, un gran porcentaje del bobinado puede ser cubierto.

La protección de falla a tierra restringida es a menudo aplicada aún cuando el neutro se encuentre sólidamente a tierra. Desde que la corriente de falla permanece en un valor alto aún en la última espira del bobinado (figura 1.2), virtualmente se obtiene una cobertura completa para fallas de tierra. Esta es una mejora comparada con el desempeño de sistemas que no miden la corriente del conductor neutro.

La protección de falla a tierra aplicada a un bobinado estrella sin tierra o a uno de conexión delta es inherentemente restringida, desde que componentes de secuencia "no cero" pueden ser transmitidos a través del transformador a los otros bobinados.

Ambos bobinados de un transformador pueden ser protegidos separadamente, con protección de falla a tierra restringido, de ese modo se proporciona protección de alta velocidad contra fallas a tierra para todo el transformador con un equipo relativamente simple. Un relé de alta impedancia es utilizado, brindando una rápida operación y estabilidad de falla en fase.

1.5.2 Protección diferencial

Los esquemas de falla a tierra restringida, descritos anteriormente, dependen enteramente del principio de Kirchhoff: "la suma de corrientes dentro de una red de conducción es cero". Un sistema diferencial puede ser ajustado para cubrir el transformador completo; esto es posible debido a la alta eficiencia de operación del transformador y a la cercana equivalencia de ampere-vueltas desarrollada en los devanados primario y secundario. La figura 1.7 ilustra el principio. Los transformadores de corriente, en los lados primario y secundario, son conectados para formar un sistema de corriente circulante.

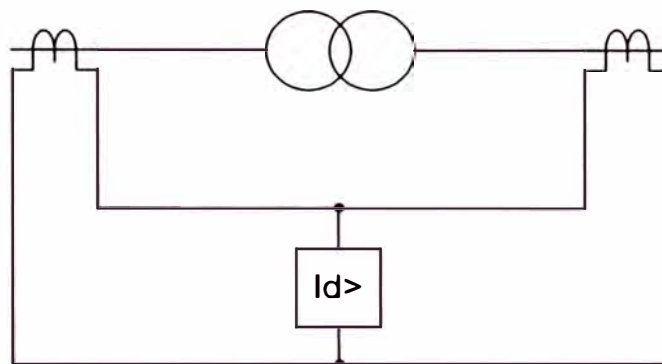


Figura 1.7 Principio de la protección diferencial de un transformador.

a) Consideraciones básicas para protección diferencial de transformador

En aplicación de los principios de protección diferencial de transformadores, deben ser tomadas en cuenta una variedad de consideraciones, tales como:

- Corrección de posible desplazamiento de fase a través de los bobinados del transformador (corrección de fase).

- Los efectos de la variedad de adaptaciones para tierra y bobinados (filtrando corrientes de secuencia cero).
- Corrección de posibles señales de desbalance desde transformadores de corriente en cualquier lado de los bobinados (corrección de la relación de transformación).
- El efecto de la corriente de magnetización por inserción durante la energización inicial.
- La posible ocurrencia de sobreflujo.

En esquemas diferenciales de transformadores tradicionales, los requerimientos para corregir la relación de transformación y fase eran hallados mediante la aplicación de interposición externa de transformadores de corriente (ITC's), como una réplica secundaria de las conexiones de bobinado principal o a través de una conexión delta de los TC's principales, para proveer sólo corrección de fase.

En cambio, los relés digitales/numéricos implementan corrección de fase y relación de transformación en el software del relé, permitiendo así resolver más combinaciones de adaptaciones de bobinado de transformador, independientemente de las conexiones del bobinado de los TC's primarios. Esto evita el espacio adicional y el costo de los requerimientos de hardware de los TC's interpuestos.

b) Capacidades primarias de transformadores de corriente de línea

Los transformadores de corriente de línea tienen sus capacidades primarias seleccionadas para ser aproximadamente iguales a las corrientes de base de los bobinados del transformador, a los cuales son aplicadas. Las capacidades primarias usualmente serán limitadas a la relación estándar de los TC's disponibles.

c) Corrección de fase

La operación correcta de la protección diferencial del transformador requiere que las corrientes primaria y secundaria del mismo, como en las medidas con relé, se encuentren en fase.

Si el transformador es conectado en delta/estrella, como se muestra en la figura 1.8, la corriente sufre un desfase de 30° . Si no se corrige, esta diferencia de fase llevará al relé a ver la corriente como una corriente de falla desbalanceada y resultará en la operación del relé. La corrección de fase debe ser implementada.

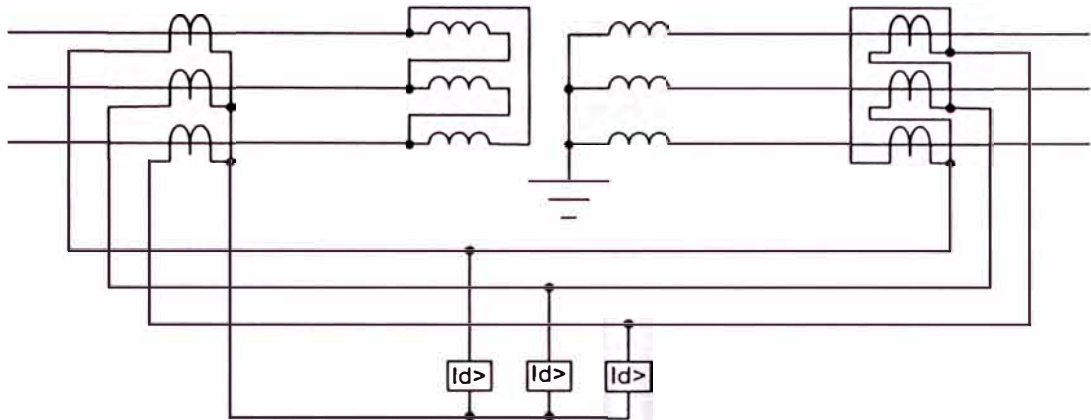


Figura 1.8 Protección diferencial para dos devanados de un transformador estrella-triángulo.

Los relés estáticos y electromecánicos utilizan apropiadamente las conexiones CT/ICT para asegurar que las corrientes primaria y secundaria aplicadas al relé estén en fase. Para relés numéricos y digitales, es común usar línea de TC's conectados en estrella en todos los bobinados del transformador y compensar el desplazamiento de fase del bobinado en el software.

Dependiendo del diseño del relé, el único dato requerido en tales circunstancias puede ser la designación del grupo de conexión del transformador. La compensación de fase es luego desarrollada automáticamente. Se requiere cuidado si tal relé es utilizado para reemplazar un relé estático o electromecánico existente, ya que la línea TC's del primario y secundario puede que no tengan la misma configuración de bobinado. La compensación de fase y la data de entrada de relé asociada, requiere consideraciones más detalladas en tales circunstancias. Rara vez las facilidades de compensación de fase no pueden adaptarse a la conexión de bobinado del transformador, en tales casos los TC's interpuestos deben ser utilizados.

d) Filtrado de corrientes de secuencia cero

Como se describió anteriormente, es esencial proveer algo de filtrado de secuencia cero cuando el bobinado de un transformador puede pasar la corriente de secuencia cero a una falla de tierra externa. Esto para asegurar que fallas a tierra fuera de zona no sean vistas en la zona de falla por la protección del transformador. Esto se logra usando una línea de TC's conexión delta o interponiendo TC's para relés más antiguos y de ahí la conexión del bobinado de la línea y/o interposición TC's debe ser tomada en cuenta, además, para cualquier compensación de fase necesaria.

Para relés digitales/numéricos, la filtración requerida es aplicada en el software del relé. La tabla 2 resume la compensación de fase y los requerimientos de filtrado de secuencia cero.

e) Corrección de la relación de transformación

La operación correcta del elemento diferencial requiere el balance de las corrientes en el elemento diferencial, bajo carga y en condiciones de falla.

Dado que las relaciones de los transformadores de corriente de línea primaria y secundaria, no pueden igualar exactamente las relaciones de corrientes del bobinado del transformador, los relés digitales/numéricos están provistos con factores de corrección de relación de transformación para cada entrada del TC. Los factores de corrección pueden ser automáticamente calculados por el relé, conociendo las relaciones de los transformadores de corriente de línea y la capacidad en MVA del transformador.

Sin embargo, si se usan interposición de TC's, la corrección de relación no será tarea fácil y necesitará tener en cuenta un factor de $\sqrt{3}$ si implican conexiones delta de TC's o ITC's. Si el transformador es instalado con un conmutador de tomas, las relaciones de transformación de línea y los factores de corrección son normalmente seleccionados para alcanzar el balance de corriente en el cambiador de toma medio del transformador.

Tabla 1.2 Conexiones de transformador de corriente para transformadores de potencia de carios grupos vector

Conexión del transformador		Desplazamiento de fase del transformador	Número horario	Compensación de fase requerida	Secuencia de filtrado HV cero	Secuencia de filtrado LV cero
Yy0 Zd0 Dz0 Dd0		0°	0	0°	Sí Sí	Sí Sí
Yz1 Yd1 Dy1	Zy1	-30°	1	30°	Sí Sí	Sí Sí
Yy6 Zd6 Dz6 Dd6		-180°	6	180°	Sí Sí	Sí Sí
Yz11 Yd11 Dy11	Zy11	30°	11	-30°	Sí Sí	Sí Sí
YyH YdH DzH DdH	YzH ZdH DyH	$(H / 12) \times 360$	Hora "H"	$-(H / 12) \times 360$	Sí Sí	Sí Sí

"H": Desplazamiento de fase "número de reloj" de acuerdo a IEC 60076-1

Es necesario asegurar que la corriente desigual, debido a la operación de los cambiadores de tomas fuera de su posición nominal, no cause operaciones falsas.

f) Ajuste de polarización

La polarización es aplicada en la protección diferencial del transformador por las mismas razones que en cualquier esquema de equipo de protección: para asegurar la estabilidad por fallas externas mientras se permite determinaciones sensibles para levantar fallas internas. La situación es ligeramente complicada si un conmutador de tomas está presente. Con la relación de transformación CT/ICT y factores de corrección fijados para lograr un balance de corriente nominal en terminales, un cambiador de toma fuera de su posición nominal puede ser visto por la protección diferencial como una falla interna.

Algunos relés utilizan una característica de polarización de tres secciones, como se muestra en la figura 1.9. La primera sección es fijada más alta que la corriente de magnetización del transformador. La segunda sección es fijada para permitir ajustes del cambiador de tomas no nominal, mientras la tercera tiene una polarización de pendiente más grande, comenzando por encima de la corriente base para atender condiciones de falla mayores.

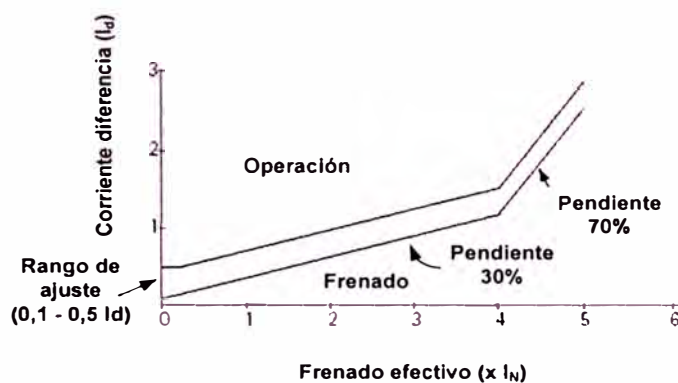


Figura 1.9 Característica típica de frenado.

g) Transformadores con múltiples devanados

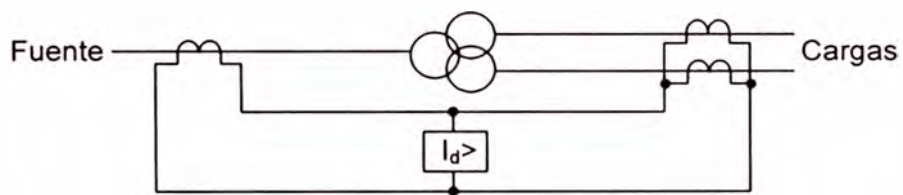
El criterio para la protección de los transformadores de tres o más devanados es el mismo que para el de dos devanados.

Por ejemplo, cuando un transformador de potencia tiene uno de sus tres devanados conectados a una fuente de suministro y los otros devanados,

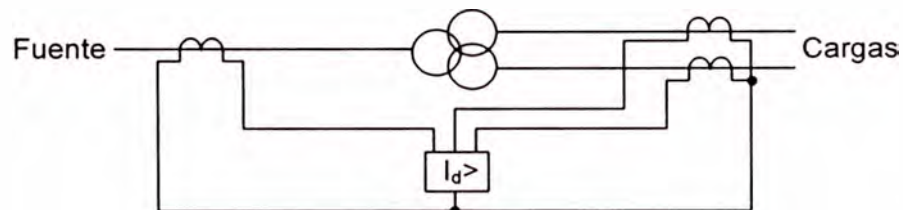
alimentando cargas, se puede utilizar un relé con sólo dos entradas CT fijas, tal como se muestra en la figura 1.10a. Las corrientes de carga separadas son calculadas en los circuitos secundarios de los TC's y balancearán la corriente que proviene del suministro.

Cuando existe más de una fuente de corrientes de falla, hay un peligro mostrado en el esquema de la figura 1.10a, aparecerá una corriente circulante entre los transformadores de corriente, sin producir ninguna polarización. Por lo tanto, es importante que un relé sea usado con entradas para los TC's separadas para los dos secundarios (Vea la figura 1.10b.).

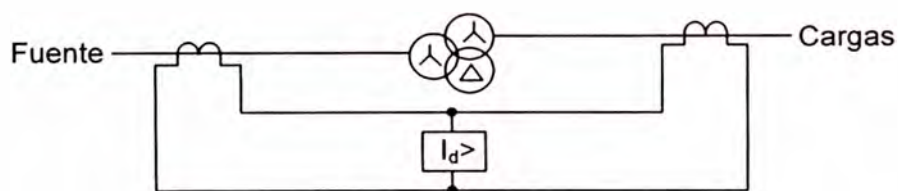
Cuando el tercer devanado (terciario) consiste en una conexión delta, sin conexiones de salida, el transformador puede ser considerado como un transformador de dos bobinas, para propósitos de protección, tal como se muestra en la figura 10c.



a) Transformador de 3 devanados – relé de 1 fuente



b) Transformador de 3 devanados – relé de 3 fuentes



c) Transformador de 3 devanados – sin carga en el terciario

Figura 1.10 Arreglos para la protección diferencial trifásica (mostrada unifilarmente).

1.5.3 Estabilidad de la protección diferencial durante la inserción

La corriente de magnetización por inserción, descrito en la sección 1.4, produce una corriente en el devanado energizado, que no tiene equivalencia en los otros devanados. Toda la corriente de magnetización por inserción aparece, sin embargo, cuando el desbalance y la protección diferencial es incapaz de distinguirla de la corriente debida a una falla interna. La polarización fijada no es efectiva y un incremento en la protección fijada a un valor que evitaría la operación, provocaría una protección de poco valor.

Métodos de retraso, fijación o bloqueo del elemento diferencial, pueden ser utilizados para prevenir malas operaciones durante la protección.

a) Retraso de tiempo

Desde el momento en que el fenómeno es transitorio, la estabilidad puede ser mantenida produciendo un pequeño retraso de tiempo. Sin embargo, debido a este retraso también se retrasa la operación del relé, en caso de ocurrencia de una falla de encendido, el método no es utilizado.

b) Fijación de los armónicos

La corriente de magnetización por inserción, aunque generalmente se asemeja a la corriente de falla en zona, difiere grandemente cuando se comparan las formas de onda. La diferencia en las formas de onda puede ser utilizada para distinguirla entre las condiciones.

Como se vio antes, la corriente de magnetización por inserción contiene todo orden de armónicos, pero no todos estos se consideran para la polarización. En la práctica, sólo el segundo armónico es utilizado.

Este componente está presente en todas las formas de onda de las corrientes de magnetización por inserción. Es típico de formas de onda en cuyos sucesivos semiperíodos no se repiten con inversión de polaridad, pero en cuya simetría de imagen-espejo pueden encontrarse ciertas ordenadas.

La proporción del segundo armónico varía un tanto con el grado de saturación del núcleo, pero siempre está presente mientras exista el componente de flujo unidireccional. La cantidad varía de acuerdo a factores en el diseño del transformador.

La corriente de salida de un transformador de corriente que es energizado en estado de saturación, contendrá armónicos impares, pero no armónicos pares. Sin embargo, el transformador de corriente se saturará por el componente transitorio de la corriente de falla, la saturación resultante no es simétrica y los armónicos pares son introducidos en la corriente de salida. Esto puede tener la ventaja de mejorar la estabilidad del relé diferencial durante una falla.

Se debe seleccionar un transformador de corriente que sea lo suficientemente grande para que los armónicos producidos por saturación transitoria no retrasen la operación normal del relé. La corriente diferencial pasa a través de un filtro que extrae el segundo armónico; este componente es luego aplicado para generar una oposición capaz de vencer la tendencia de operación debida a toda la corriente de magnetización por inserción que fluye en el circuito operante. De este modo, puede obtenerse un sistema muy rápido y sensible.

c) Discriminando la corriente de inserción

Otra característica de la corriente de inserción puede ser observada en la figura 1.5, donde las dos formas de onda (c y d) tienen períodos en el ciclo donde la corriente es cero. La duración mínima de este período cero es teóricamente de un cuarto del ciclo. Algunos relés numéricos pueden usar una combinación de fijación armónica y técnicas de detección de abertura para la detección de la corriente por inserción.

1.5.4 Diferencial combinado y esquemas de falla a tierra restringida

La importancia de la protección de falla a tierra restringida se muestra en la figura 1.11, donde se observa un devanado en estrella con neutro aterrado a través de una resistencia de uno por unidad; un sistema de protección diferencial, teniendo un ajuste efectivo de 20% detectará fallas en sólo 42% del devanado desde el final de la línea.

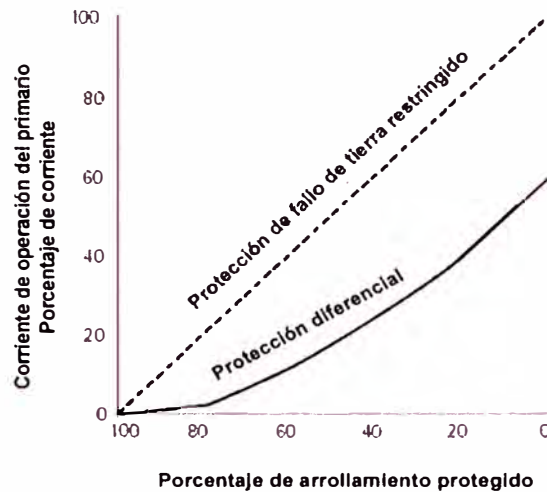


Figura 1.11 Porcentaje de arrollamiento protegido

La implementación de un esquema de protección diferencia combinado / REF se hace sencilla si un relé numérico con compensación de software relación/fase es utilizado. Toda compensación es realizada internamente en el relé.

Donde no sea posible una corrección de la relación de fase por software, tampoco se podrán utilizar transformadores de suma o TC's auxiliares. Las conexiones se muestran en las figuras 1.12 y 1.13, respectivamente.

Se debe tener cuidado al calcular los ajustes, pero la única desventaja significativa del esquema diferencial combinado/REF es que el elemento REF pueda operar para fallas internas grandes, tan bien como los elementos diferenciales, haciendo de este modo confuso el análisis de falla subsiguiente. Sin embargo, el ahorro en TC's sopesa esta desventaja.

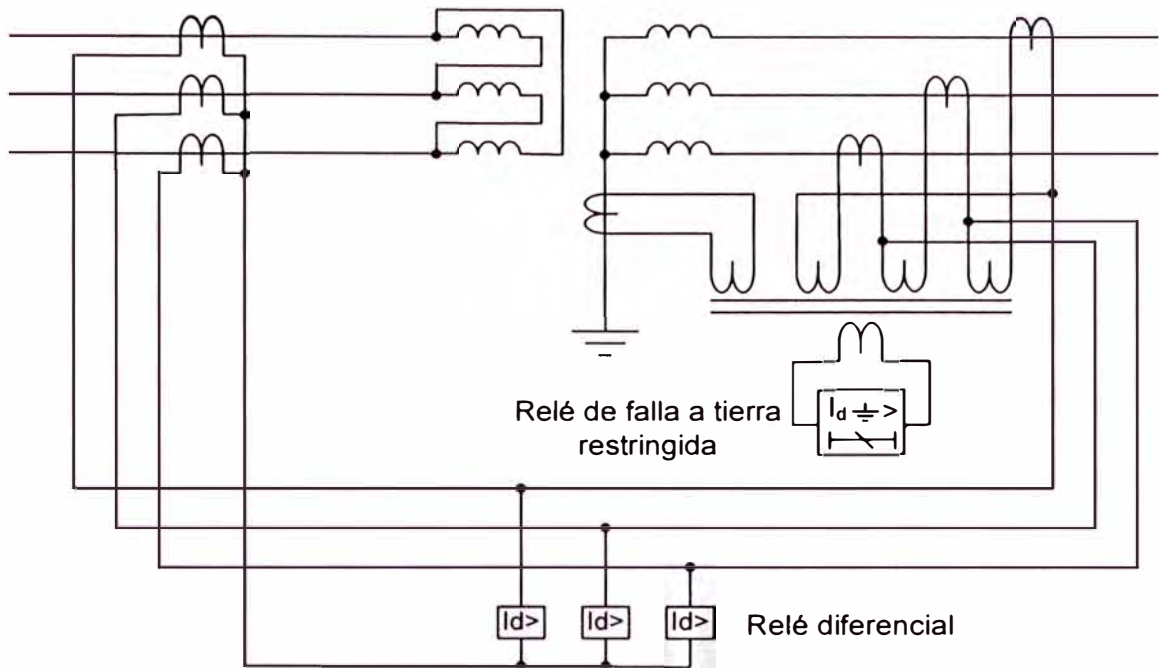


Figura 1.12 Diferencial combinado y protección de falla a tierra usando TC's aditivos.

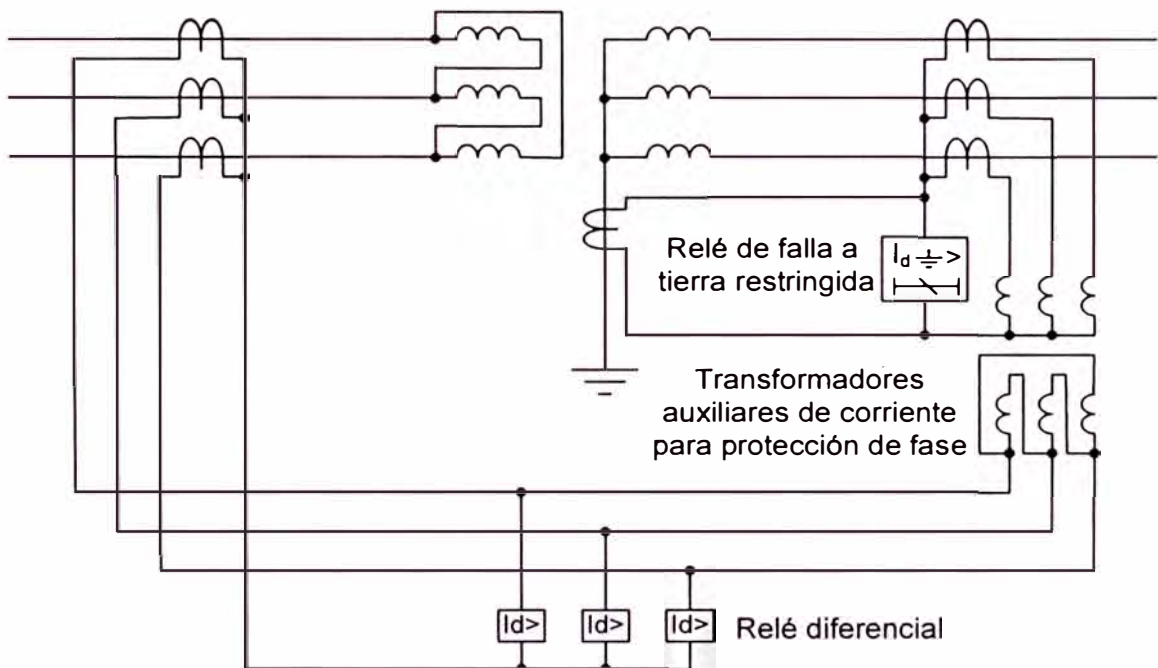


Figura 1.13 Diferencial combinado y protección de falla a tierra usando TC's auxiliares.

a) Aplicación cuando un transformador a tierra es conectado dentro de la zona protegida

Un devanado conectado en delta no puede entregar corriente de secuencia cero a una falla a tierra en el sistema conectado, cualquier corriente que fluya es de un neutro a tierra en otras partes del sistema y tendrá una relación de 2-1-1 distribuidas entre las corrientes de fase.

Cuando el transformador en cuestión es de potencia, el sistema debe ser puesto a tierra en ese punto por un transformador a tierra o un reactor a tierra. Ellos son frecuentemente conectados al sistema cerca del transformador de suministro principal y dentro de la zona de protección del transformador. La corriente de secuencia cero que fluye a través del transformador a tierra durante fallas a tierra del sistema, fluirá a través de la corriente de línea del transformador en ese lado y, sin una corriente equivalente en la corriente de balance del transformador, causará una indeseada operación de los relés.

El problema puede ser superado sustrayendo el componente de corriente apropiado de la salida del CT principal. La corriente del neutro a tierra del transformador es utilizada para este propósito. Como esta representa tres veces la secuencia cero del flujo de corriente, se requiere una corrección de relación.

Esta puede tomar la forma de interposición de TC's de relación 1/0,333; arreglada para sustraer su salida desde la corriente de línea del transformador en cada fase, como se muestra en la figura 1.14. El componente de secuencia cero es cancelado, restaurando el balance al sistema diferencial.

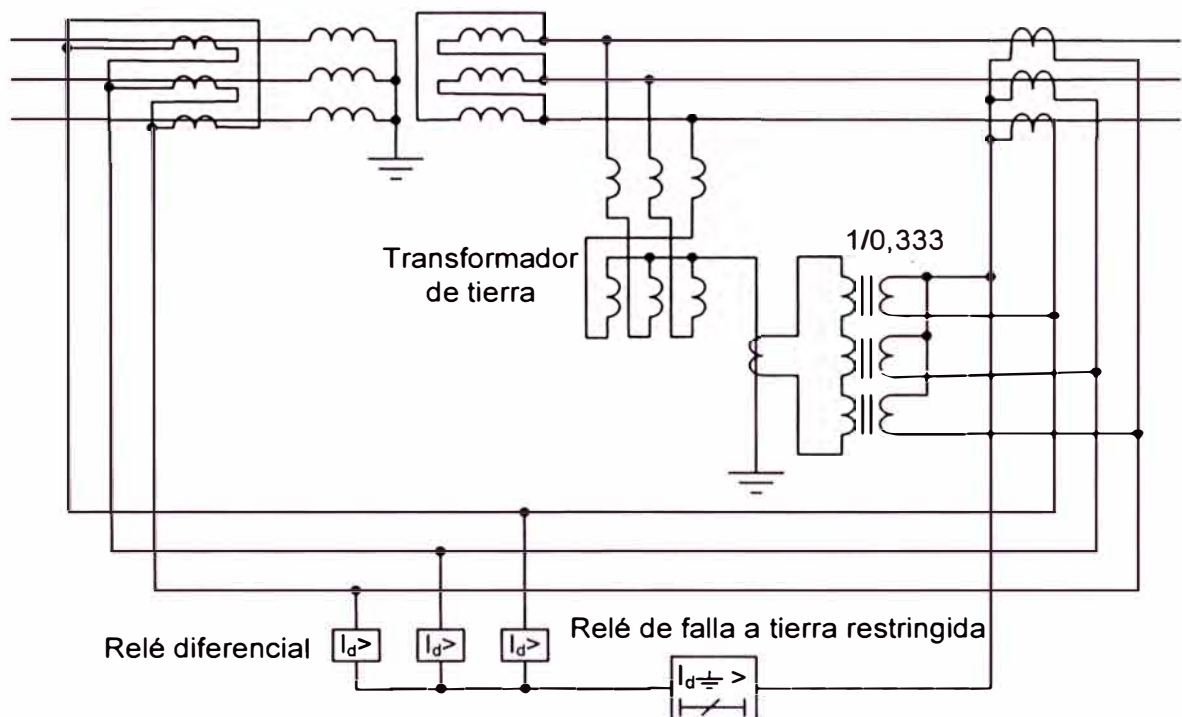


Figura 1.14 Protección diferencial con transformador a tierra y relé de falla a tierra restringida.

Alternativamente, los relés numéricos pueden utilizar software para desarrollar la sustracción, habiendo calculado internamente el componente de secuencia cero.

Un elemento de relé de alta impedancia puede ser conectado en el neutro, llevado entre transformadores de corriente y relés diferenciales, para proveer protección de falla a tierra restringida al bobinado.

Como una alternativa al esquema mostrado, el sistema de corriente circulante puede ser completado vía un grupo trifásico de transformadores interpuestos, que son proveídos con bobinados terciarios conectados en delta.

Este bobinado efectivamente cortocircuita el componente de secuencia cero y de ese modo lo remueve de las cantidades balanceadas en el circuito del relé; vea la figura 1.15.

Cuando la protección de falla a tierra restringida no es requerida, su esquema se muestra en la figura 1.15 y tiene la ventaja de no requerir un transformador de corriente, con sus requerimientos de montaje y cableado asociados, en el conductor de tierra neutro. El esquema también puede ser conectado como se muestra en la figura 1.16 cuando se requiere protección de falla a tierra restringida.

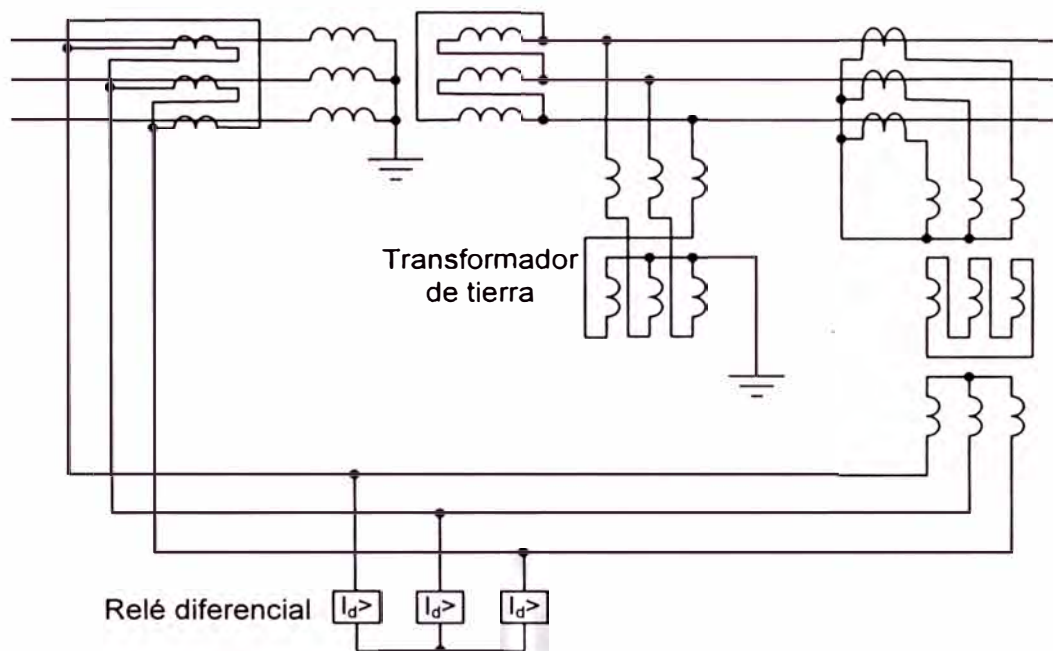


Figura 1.15 Protección diferencial con transformador a tierra sin relé de falla a tierra restringida.

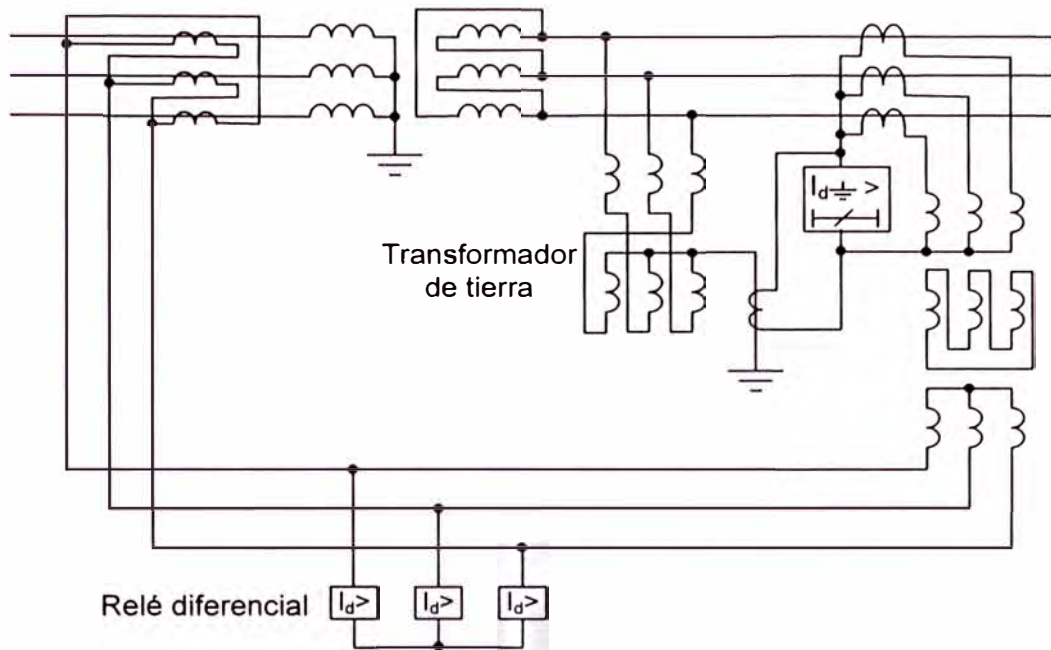


Figura 1.16 Protección diferencial con transformador a tierra y arreglo alternativo de relé de falla a tierra restringida.

1.5.5 Protección del transformador a tierra

Los transformadores a tierra no protegidos de otras maneras pueden utilizar el esquema mostrado en la figura 1.17. Los transformadores de corriente conectados en delta son conectados a un relé de sobrecorriente, teniendo elementos de falla trifásicos. La acción normal del transformador a tierra es pasar la corriente de secuencia cero. La corriente equivalente del transformador circula en el delta formado por los secundarios del CT sin energizar el relé. Estas pueden por lo tanto ser ajustadas para dar protección sensible y rápida contra fallas en el transformador a tierra mismo.

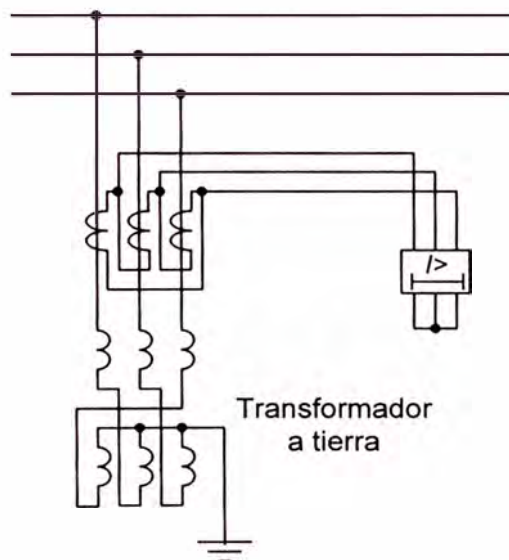


Figura 1.17 Protección de transformador a tierra.

CAPÍTULO II

CÁLCULO PARA LOS AJUSTES DE UN RELÉ DIFERENCIAL

2.1 Introducción

En el presente capítulo se desarrolla la secuencia de cálculos que deben realizarse para el ajuste del relé diferencial TPU 2000R – ABB cuando se necesite dar protección a un transformador de potencia, ya sea de dos o tres devanados. Como referencia, se toman los datos de placa de los transformadores a proteger.

Luego de describir la secuencia de cálculos para el ajuste del relé diferencial, se harán aplicaciones de los mismos a los transformadores de potencia de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu (Cusco), primero, al transformador de dos devanados y después al transformador de tres devanados, respectivamente.

También se describirá el método para determinar el ajuste de compensación del ángulo de fase.

Los cálculos para el ajuste del relé diferencial de dos devanados, que se tratarán en el presente capítulo, servirán para configurar al relé TPU 2000R-ABB; posteriormente, en el capítulo tres se le someterá a ensayos con el equipo de prueba ISA DRST6 y se verificará su estado.

2.2 Secuencia de los cálculos para el ajuste de un relé diferencial que protege a un transformador de potencia de dos devanados

Tal como se mencionó líneas arriba, para configurar al relé diferencial TPU 2000R – ABB, se deben tomar, como referencia, los datos de placa del transformador a proteger y seguir la secuencia que a continuación se indica:

1. Determine el desfase del transformador de potencia entre los lados de alta tensión y baja tensión.
2. Determine las máximas corrientes de carga, I_H e I_L , en el lado alta tensión y el lado de baja tensión del transformador de potencia.
3. Determine las máximas corrientes de falla pasante, I_{HF} e I_{LF} , en ambos lados del transformador.
4. Escoja la relación del transformador de corriente (TC) para dar aproximadamente 5 A de corriente secundaria con corriente de carga máxima, manteniendo la

máxima corriente de falla externa a menos de 100 A en el secundario. En transformadores de dos devanados, la corriente de falla pasante está limitada por la impedancia del transformador.

5. Calcule las corrientes de carga, IHS e ILS, en los lados de secundario del transformador de corriente (TC).
6. Calcule las corrientes secundarias del TC que fluyen a los terminales del TPU 2000R: $IHR = IHS * HSECF$; $ILR = ILS * LSECF$, donde HSECF y LSECF son los factores multiplicadores de la tabla 2.1 que toman en cuenta el efecto de las conexiones externas del transformador de corriente (TC).
7. Calcule las corrientes de restricción usadas en el relé luego de aplicar la compensación interna de fase:
 $IHAR = IHR * HSICF$; $ILAR = ILR * LSICF$, donde HSICF y LSICF son los factores multiplicadores de la tabla 2.1 para compensación interna.

Tabla 2.1 Factores multiplicadores para la compensación interna y externa ⁴

Conexión del transformador		Conexión de TC		Factor multiplicador de compensación interna		Factor multiplicador de compensación externa	
HS	LS	HS	LS	HS	LS	HS	LS
Estrella	Estrella	Delta	Delta	1	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	1	1	1
Delta	Delta	Estrella	Estrella	1	1	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1	1
		Delta	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Delta	1	1	1	$\sqrt{3}$
		Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1	1

8. Seleccione los ajustes de toma de los lados alta y baja redondeando IHAR e ILAR respectivamente a la décima (0,1) de amperio más cercano. Si cualquiera de estos valores es mayor o menor que el rango de toma disponible, calcule la relación entre ambos valores y defina las tomas con la misma relación.
9. Verifique si las corrientes de falla pasante en los secundarios de los TC's de los lados alto y bajo son menores que 35 veces los ajustes de toma seleccionados

⁴ ABB Automation Inc. "Manual de Instrucciones TPU 2000R".

(IHFS $\leq 35 \times TH$ e ILFS $\leq 35 \times TL$). Esta es una limitación interna del convertidor analógico a digital.

10. Seleccione la curva característica diferencial de porcentaje. El ejemplo mostrado es para una pendiente de porcentaje lineal. Para mayor seguridad, seleccione una pendiente de 20% a 30% para transformadores sin cambiadores de tomas en carga y de 30% a 40% para transformadores con dichos cambiadores.
11. Seleccione la mínima corriente de operación entre 0,2 y 0,4 por unidad. La mínima corriente de operación es la diferencia por unidad entre las corrientes de restricción por unidad de los devanados 1 y 2.
12. Para bloquear el disparo de corriente de magnetización por inserción del transformador, seleccione el Modo de Restricción Armónica y el Porcentaje de Restricción Armónica. Las selecciones son de segunda, segunda y quinta, o de todas las armónicas y 7,5% a 25% de la fundamental en pasos de 2,5%.
13. Seleccione el ajuste 87H diferencial instantáneo sin restricción de ajuste alto de modo que no dispare por corriente de irrupción del transformador. Si se desconoce la corriente de magnetización por inserción del transformador, use un valor de 10 veces la capacidad de corriente de carga con autoenfriamiento del transformador de potencia.

Utilice el registro de restricción armónica para hacer los ajustes del modo de restricción armónica, el porcentaje de restricción armónica y la función diferencial instantánea sin restricción de ajuste alto luego que el transformador haya sido energizado varias veces.

2.3 Aplicación de cálculo de ajustes para el relé de dos devanados

Para esta aplicación, se consideran los datos de placa, con los valores nominales, de uno de los transformadores de potencia de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu ⁵:

33,5 MVA	Desfase: El lado alto adelanta al lado bajo en 150°.
138 kV Estrella; 13,8 kV Delta	11% de impedancia, rango de cambiador de tomas en carga +/- 5%.
Lado alto: 138 kV Estrella	Lado Bajo: 13,8 kV Delta

⁵ Transener "Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional" COES-SINAC.

1. El ajuste de compensación del ángulo de fase es de 150° con el lado alto conectado como devanado 1 y el lado bajo conectado como devanado 2.

2. Máxima corriente de carga a 33,5 MVA

$$I_H = 33\,500 / (138 * \sqrt{3}) = 140,15 \text{ A}$$

$$I_L = 33\,500 / (13,8 * \sqrt{3}) = 1\,401,54 \text{ A}$$

3. Máximas corrientes de falla pasante, suponiendo una barra infinita:

$$\begin{aligned} I_{HF} &= 33\,500 / (138 * \sqrt{3} * 0,11) & I_{LF} &= 33\,500 / (13,8 * \sqrt{3} * 0,11) \\ &= 1\,274,13 \text{ A} & &= 12\,741,26 \text{ A} \end{aligned}$$

4. Escoja las relaciones de TC:

$$\text{Lado alto: } 150/5 = 30$$

$$\text{Lado bajo: } 1500/5 = 300$$

Corrientes secundarias del TC con máxima falla pasante:

$$I_{HFS} = 1\,274,13/30 = 42,47 \text{ A} < 100 \text{ A}$$

$$I_{LFS} = 12\,741,26/300 = 42,47 \text{ A} < 100 \text{ A}$$

5. Corriente de carga en el lado secundario del TC con máxima capacidad del transformador de 33,5 MVA:

$$I_{HS} = 140,15/30 = 4,67 \text{ A}$$

$$I_{LS} = 1\,401,54/300 = 4,67 \text{ A}$$

6. Corrientes de relé bajo máximas corrientes de carga:

Conexión del secundario del TC,
lado alto

Conexión del secundario del TC,
lado alto

Estrella (HSECF = 1)

Delta (LSECF = $\sqrt{3}$) Estrella (LSECF = 1)

$$I_{HR} = 4,67 \text{ A}$$

$$I_{LR} = 4,67 \text{ A} * \sqrt{3} \quad I_{LR} = 4,67 \text{ A} * 1,00$$

$$= 8,09 \text{ A}$$

$$= 4,67 \text{ A}$$

7. Corrientes aparentes del relé bajo máximas corrientes de carga:

Lado alto

Lado bajo

Estrella (HSICF = $\sqrt{3}$)

Delta (LSICF = 1) Estrella (LSICF = 1)

$$I_{HAR} = 8,09 \text{ A}$$

$$I_{LAR} = 8,09 \text{ A}$$

$$I_{LAR} = 4,67 \text{ A}$$

8. Seleccione los ajustes de toma 87T-1 para el lado bajo:

$$87T-1 = 8,1 \text{ A}$$

$$87T-1 = 8,1 \text{ A}$$

$$87T-2 = 4,7 \text{ A}$$

9. Verifique si las corrientes aparentes de falla pasante del relé en los secundarios de TC de los lados alto y bajo son menores que 35 veces los ajustes de tomas seleccionados.

	Delta	Estrella
$42,47 \leq 35 * 8,1 = 175 \text{ A}$	$29,5 * 1,73 \leq 35 * 7,3 = 255,5$	$42,47 * 1,73 \leq 35 * 4,7 = 164,5$

10. Seleccione una pendiente de porcentaje lineal de 30% para un transformador de potencia con cambiador de tomas en carga de +/- 5%.

11. Seleccione una mínima corriente de operación de 0,3 por unidad.

12. Seleccione la segunda armónica para modo de restricción armónica y 15% para porcentaje de restricción armónica.

13. Seleccione el ajuste 87H instantáneo sin restricción de ajuste alto:

Corriente del relé, lado alto, para capacidad con autoenfriamiento =

$$33\,500 / (138 * \sqrt{3} * 30) = 4,67 \text{ A}$$

La irrupción en el transformador es de diez veces la capacidad con autoenfriamiento (típico: 8 a 10 veces).

Ajuste 87H = $(4,7 \text{ A} * 10) / 5 \text{ A}$ del ajuste de toma, lado alto = 9,4 por unidad de corriente de operación.

2.4 Cálculo de ajustes diferenciales para un relé de tres devanados

Siga estos pasos para calcular los ajustes del relé. Vea el ejemplo al final del procedimiento.

1. Determine el desfase del transformador de potencia entre los lados de alta y baja tensión. Asigne el lado alta tensión al devanado 1 y el lado de baja tensión al devanado 2. Defina el ajuste de compensación de fases 1-2 igual al ángulo por el cual las corrientes primarias del devanado 1 se adelantan a las corrientes primarias del devanado 2. Siga el procedimiento de la sección 2 para determinar

este ajuste o vea el método para determinar el ajuste de compensación del ángulo de fase más adelante en esta sección.

2. Determine el desfase del transformador de potencia entre los lados de alta tensión y de tensión terciaria. Asigne el lado de tensión terciaria al devanado 3. Defina la compensación de fases 1-3 igual al ángulo por el cual las corrientes primarias del devanado 1 se adelantan a las corrientes primarias del devanado 3.
3. Determine las máximas corrientes de carga, I_H , I_L e I_T , para todos los devanados en base al devanado de mayor capacidad.
4. Convierta las impedancias X_{HT} , X_{HL} , X_{TL} , a una base común.
5. Suponiendo barra infinita, calcule el peor caso de máxima falla pasante trifásica. Esto dará I_{HF} , I_{LF} e I_{TF} .
6. Escoja la relación del transformador de corriente (TC) para dar aproximadamente 5 A de corriente secundaria bajo máxima corriente de carga en cada devanado individual.
7. Calcule las máximas corrientes de falla pasante secundarias: I_{HFS} , I_{LFS} e I_{TFS} . Asegúrese que estas corrientes sean menores de 100 A en el secundario.
8. Calcule las corrientes de carga secundarias en base al devanado de mayor capacidad.
9. Calcule las corrientes del relé: I_{HR} , I_{LR} e I_{TR} usando las corrientes determinadas en el paso 8 y los factores de compensación de la tabla 2.2.
10. Calcule los ajustes de toma en base a las corrientes del paso 9. Si todas las corrientes en el paso 9 son menores de 9 A pero mayores de 2 A, defina las tomas como iguales a I_{HR} , I_{LR} e I_{TR} redondeando al 0,1 A más cercano. Si por lo menos una corriente es mayor de 9 A, ajuste la toma de acuerdo a este procedimiento:
 - a) Encuentre el mayor valor entre I_{HR} , I_{LR} e I_{TR} y fije esa toma = 9,0
 - b) Supongamos que I_{TR} es el mayor, entonces la toma 87T-3 se hará igual a 9,0
 - c) Toma 87T-2 = $9,0 \times (I_{LR}/I_{TR})$ redondeado a la décima (0,1) más cercana.
 - d) Toma 87T-1 = $9,0 \times (I_{HR}/I_{TR})$ redondeando a la décima (0,1) más cercana.

Tabla 2.2 Factores multiplicadores para la compensación interna (tres devanados) ⁶

Conexión del transformador			Conexión del TC			Factor multiplicador de compensación interna		
Alto	Bajo	Terciario	Alto	Bajo	Terciario	Alto	Bajo	Terciario
Delta	Delta	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	1	1	$\sqrt{3}$
Delta	Estrella	Delta	Estrella	Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	1
Estrella	Delta	Delta	Estrella	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	1
Estrella	Delta	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	1	$\sqrt{3}$
Estrella	Estrella	Delta	Estrella	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Delta	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	1	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$
Delta	Delta	Delta	Estrella	Estrella	Estrella	1	1	1
Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$

11. Verifique si las corrientes de falla pasante de los secundarios de TC en los lados alto, bajo y terciario son menores que 35 veces los ajustes de toma seleccionados (IHFS – x 87T-1, ILFS – 35 x 87T-2, e ITFS – 35 x 87T-3).
12. Seleccione la curva característica diferencial. Para seguridad, seleccione una pendiente de 20% a 30% para transformadores con dichos cambiadores.
13. Seleccione la mínima corriente de operación entre 0,2 y 0,4 por unidad. La corriente de operación es la suma vectorial de las corrientes de restricción por unidad de los devanados 1, 2 y 3.
14. Para bloquear el disparo por corriente de irrupción del transformador, seleccione el modo de restricción armónica y el porcentaje de restricción armónica. Las selecciones son de 2a, 2a. y 5a., o de todas las armónicas. Seleccionables de 7,5% a 25% de la fundamental en pasos de 2,5%.
15. Seleccione el ajuste 87H diferencial instantáneo sin restricción de ajuste alto de modo que no dispare por corriente de irrupción del transformador. Si se desconoce la corriente de irrupción del transformador, use un valor de 10 veces la capacidad de corriente de carga con autoenfriamiento del transformador de potencia.

⁶ ABB Automation Inc. "Manual de Instrucciones TPU 2000R".

2.5 Ejemplo de cálculo de ajustes para el relé de tres devanados

Transformador de 3 devanados, Central Hidroeléctrica Machu Picchu.

Datos de placa de fábrica del transformador⁷:

138 kV / 60 kV / 10,5 kV Δ

$X_{HT} = 7,1\%$ con 48 MVA Alto 138 kV => capacidad máxima 10 MVA

$X_{HL} = 8,1\%$ con 36 MVA Bajo 60 kV => capacidad máxima 10 MVA

$X_{TL} = 10,8\%$ con 12 MVA Terciario 10,5 kV => capacidad máxima 5 MVA

1. Calcule las máximas corrientes de carga en base al devanado de mayor capacidad.

$$I_H = 10 \text{ MVA} / (138 \text{ kV} \times \sqrt{3}) = 41,84 \text{ A}$$

$$I_L = 10 \text{ MVA} / (60 \text{ kV} \times \sqrt{3}) = 96,23 \text{ A}$$

$$I_T = 10 \text{ MVA} / (10,5 \text{ kV} \times \sqrt{3}) = 549,86 \text{ A}$$

2. Convierta las impedancias a una base común (12,5MVA)

$$X_{HT} = (12,5 \text{ MVA} / 7 \text{ MVA})(0,0706) = 0,13 \text{ por unidad}$$

$$X_{HL} = (12,5 \text{ MVA} / 7 \text{ MVA})(0,081) = 0,14 \text{ por unidad}$$

$$X_{TL} = (12,5 \text{ MVA} / 10,78 \text{ MVA})(0,1078) = 0,13 \text{ por unidad}$$

3. Calcule el peor caso de falla pasante trifásica máxima (suponga una barra infinita).

$$I_{H1} = (1/0,13)(12,5 \text{ MVA} / (138 \text{ kV} \times \sqrt{3})) = 402,28 \text{ A}$$

$$I_{H2} = (1/0,14)(12,5 \text{ MVA} / (138 \text{ kV} \times \sqrt{3})) = 373,54 \text{ A}$$

$$I_{HF} = 402,28 \text{ A}$$

$$I_{L1} = (1/0,14)(12,5 \text{ MVA} / (60 \text{ kV} \times \sqrt{3})) = 859,15 \text{ A}$$

$$I_{L2} = (1/0,13)(12,5 \text{ MVA} / (60 \text{ kV} \times \sqrt{3})) = 925,24 \text{ A}$$

$$I_{LF} = 925,24 \text{ A}$$

$$I_{T1} = (1/0,13)(12,5 \text{ MVA} / (10,5 \text{ kV} \times \sqrt{3})) = 5287,09 \text{ A}$$

$$I_{T2} = (1/0,13)(12,5 \text{ MVA} / (10,5 \text{ kV} \times \sqrt{3})) = 5287,09 \text{ A}$$

$$I_{TF} = 5287,09 \text{ A}$$

⁷ Transener "Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional" COES-SINAC.

4. Escoja las relaciones de TC

$$\text{Alto} \quad 50/5 \quad = \quad 10$$

$$\text{Bajo} \quad 10 \text{ MVA} / (60 \text{ kV} \times \sqrt{3}) \quad = \quad 96,23 \quad \text{escoja } 100/5 = 20$$

$$\text{Terciario} \quad 5 \text{ MVA} / (10,5 \text{ kV} \times \sqrt{3}) = 274,93 \quad \text{escoja } 300/5 = 60$$

5. Calcule la máxima corriente de falla pasante secundaria

$$\text{IHFS} = 402,28/10 = 40,23 \text{ A}$$

$$\text{ILFS} = 925,24/20 = 46,26 \text{ A} \quad \text{Bien, todos} < 100 \text{ A}$$

$$\text{ITFS} = 5 \text{ 287,09}/60 = 88,12 \text{ A}$$

Calcule la corriente de carga secundaria (basada en 80 MVA)

$$\text{IHS} = 41,84/10 = 4,18 \text{ A}$$

$$\text{ILS} = 96,23/20 = 4,81 \text{ A}$$

$$\text{ITS} = 549,86/60 = 9,16 \text{ A}$$

Calcule la corriente del relé (YY□) usando factores de compensación de la tabla 2.2.

$$\text{IHR} = 4,18 \times \sqrt{3} = 7,24 \text{ A}$$

$$\text{ILR} = 4,81 \times \sqrt{3} = 8,33 \text{ A}$$

$$\text{ITR} = 9,16 \times 1 = 9,16 \text{ A}$$

El usuario deberá comprobar y asegurarse que las corrientes de línea (basadas en el verdadero MVA del devanado) son $< 16 \text{ A}$.

6. Seleccione ajustes de tomas basados en las corrientes de carga calculadas en el paso anterior.

$$\text{Seleccione} \quad 87\text{T}-3 = 9,0$$

$$87\text{T}-2 = 9,0 \left(\frac{8,33}{9,16} \right) = 8,12$$

$$87\text{T}-1 = 9,0 \left(\frac{7,24}{9,16} \right) = 7,11$$

7. Seleccione el ajuste 87H

$$87\text{H} = \left(\frac{7 \text{ MVA}}{138 \text{ kV} (\sqrt{3}) (10)} \times 10 \right) / 7,11 = 4,12$$

87H = 4,1

8. Verifique los ajustes de las tomas

Alto	Bajo	Terciario
$(40,2) (\sqrt{3}) < (35) (7,1)$	$(46,3) (\sqrt{3}) < (35) (8,1)$	$(88,1) < (35) (9,0)$

2.6 Método para determinar el ajuste de compensación del ángulo de fase

Paso 1

Vea el ejemplo del dibujo de placa de fábrica del transformador que se muestra abajo. Observando SOLAMENTE el lado alto del transformador, determine cuál de los devanados del transformador de potencia (H1, H2 ó H3) tendrá los TCs conectados a la bobina IA-1 en el relé. Marque este devanado.

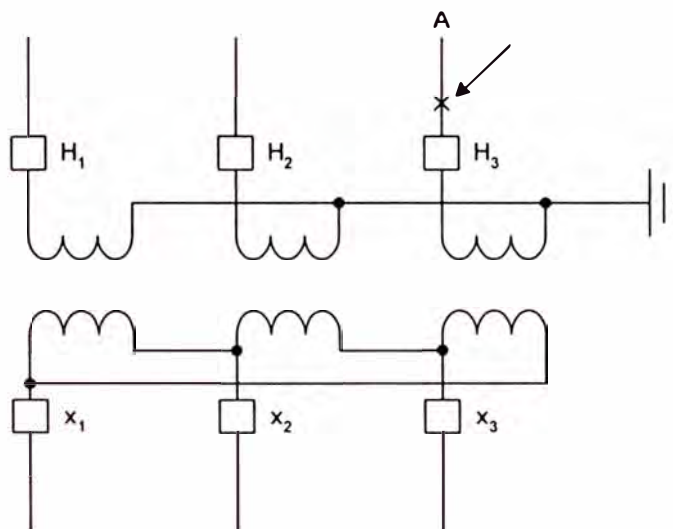


Figura 2.1 Devanado con los TC's conectados a IA-1.

Paso 2

Observando SOLAMENTE el lado bajo del transformador, determine cuál de los devanados del transformador de potencia (X1, X2 o X3) tendrá los TC's conectados a la bobina IA-2 en el relé. Marque este devanado.

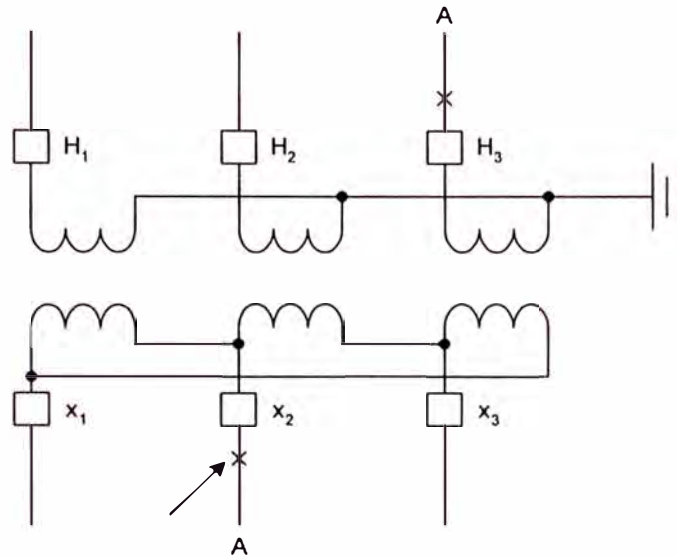


Figura 2.2 Devanado con los TC's conectados a IA-2.

Paso 3

Observando SOLAMENTE el lado alto del transformador, determine qué fases están conectadas a qué devanados. En nuestro ejemplo: H1 = fase C, H2 = fase B, H3 = fase A. IGNORE ahora las conexiones del lado bajo del transformador y transfiera temporalmente las conexiones del lado alto a los devanados del lado bajo.

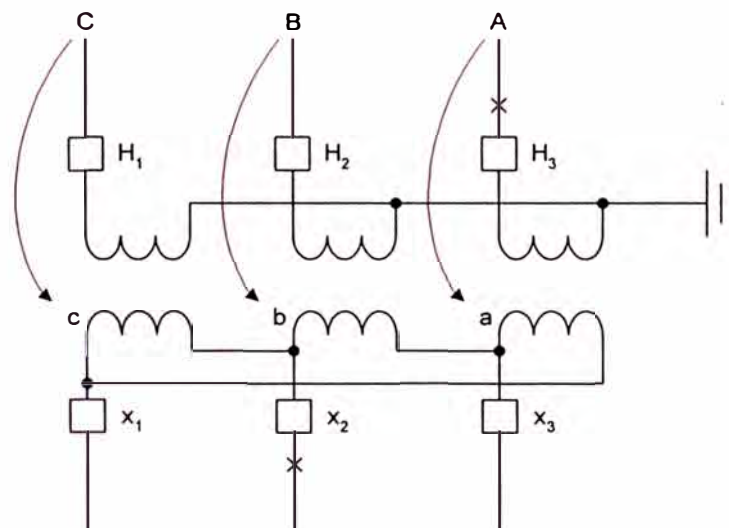


Figura 2.3 Asociando fases con devanados.

Paso 4

Tenemos ahora suficiente información para determinar el ajuste de compensación de fase. Este es el ajuste por el cual el devanado marcado del lado alto se adelanta al devanado marcado del lado bajo. Suponiendo una rotación de fase estándar ABC,

donde B se retrasa respecto a A en 120° , use la convención que se muestra abajo para determinar el ajuste.

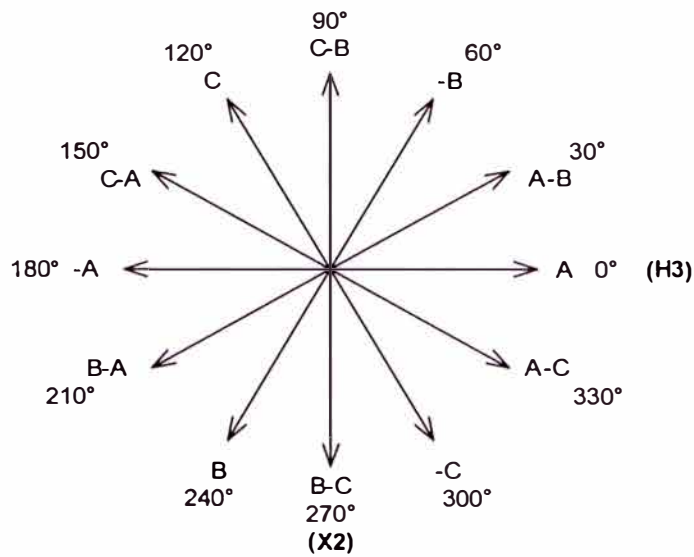


Figura 2.4 Ajuste de compensación de fase.

H3 se adelanta a X2 en 90° . Por lo tanto, el ajuste de compensación de fase = 90° . En las páginas siguientes se muestran varias configuraciones de transformadores y sus correspondientes ajustes de compensación de fase.

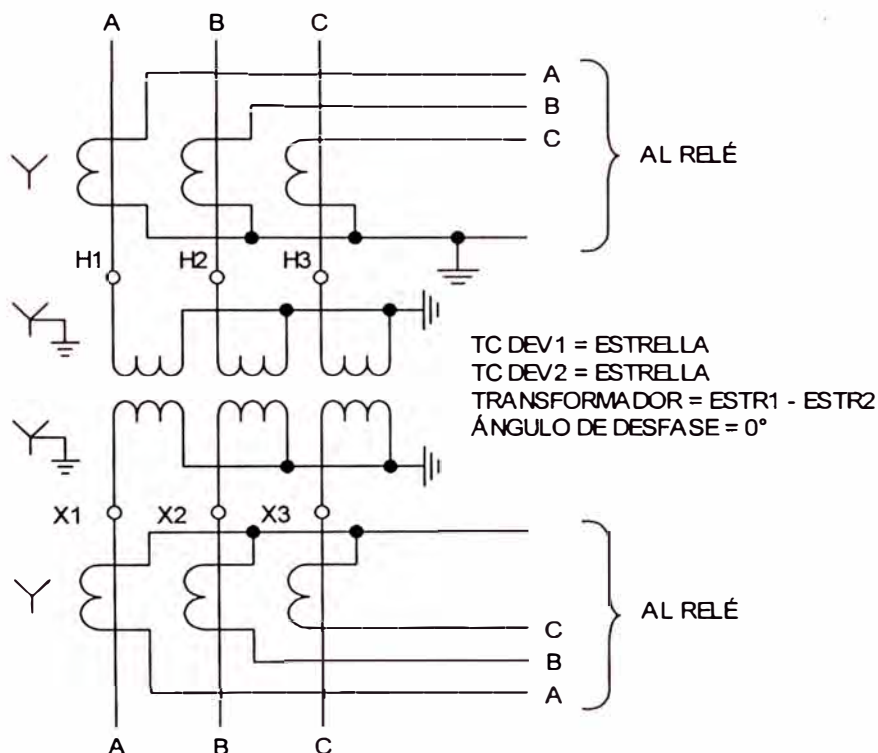


Figura 2.5 Transformador YY, transformadores de corriente YY, desfase 0° .

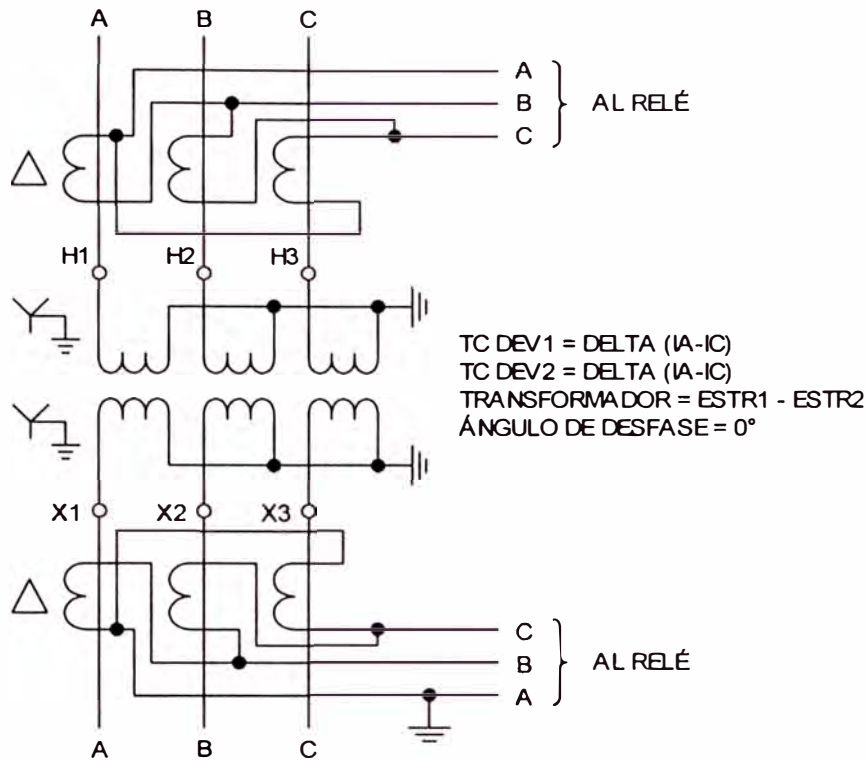


Figura 2.6 Transformador YY, transformadores de corriente DD, desfase 0°.

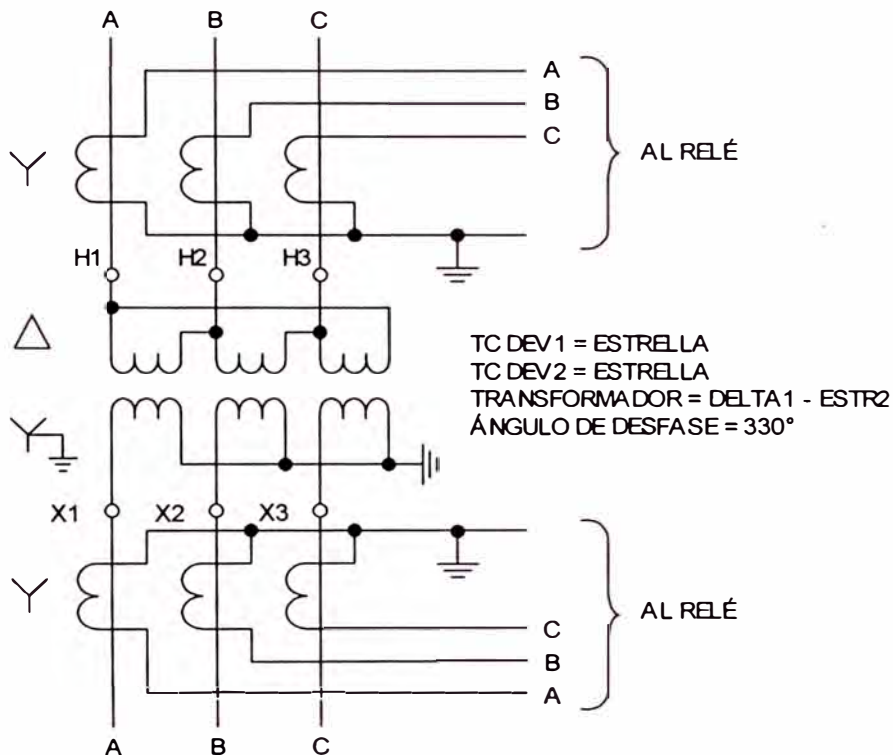


Figura 2.7 Transformador YD, transformadores de corriente YY, desfase 330°.

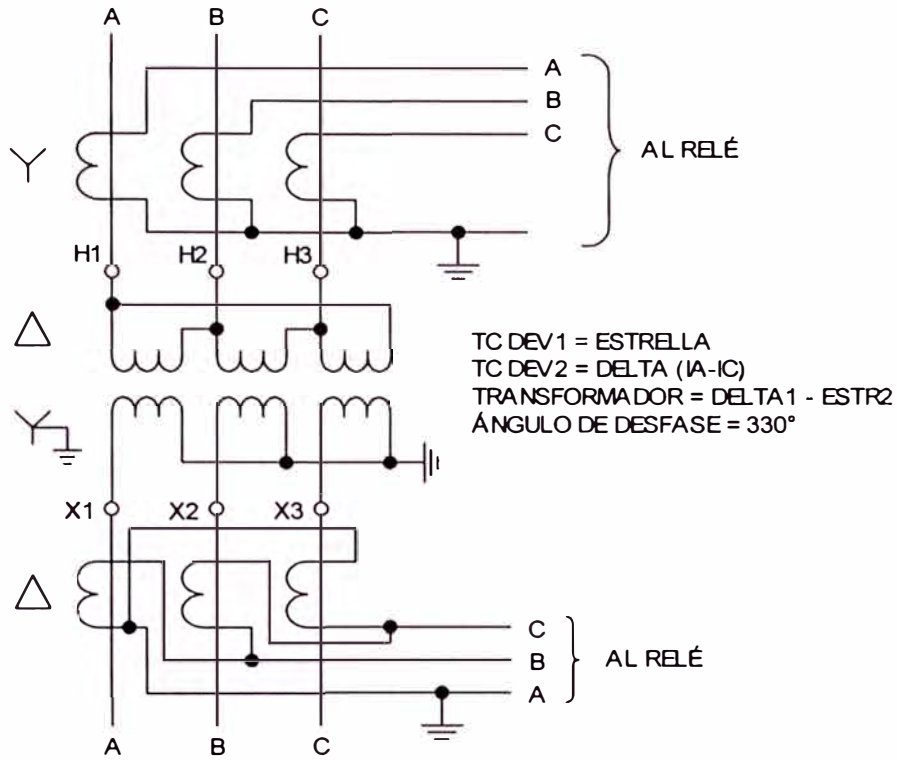


Figura 2.8 Transformador DY, transformadores de corriente YD, desfase 330°.

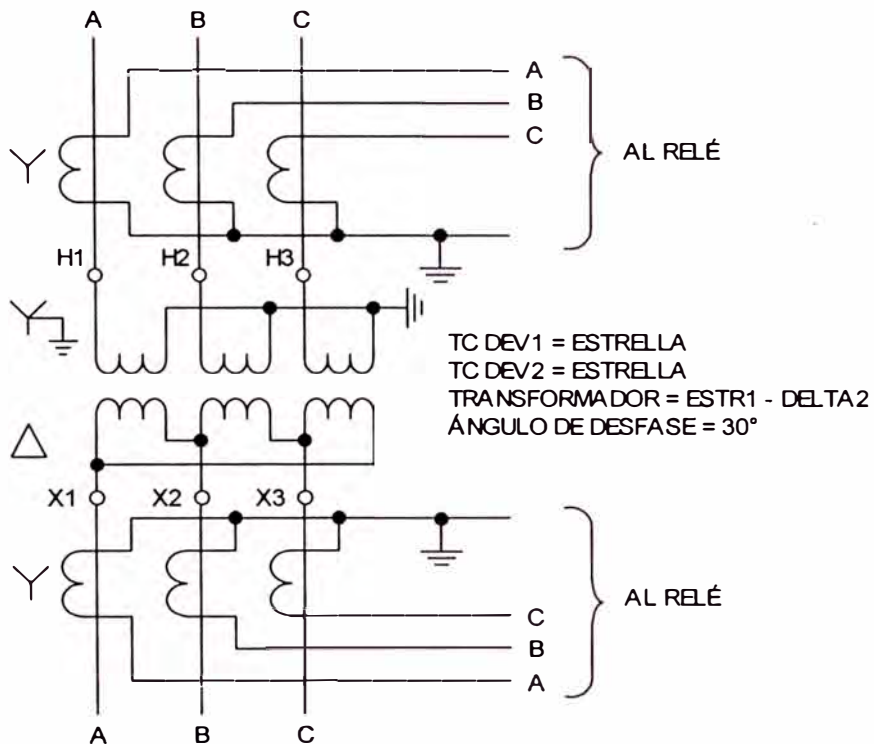


Figura 2.9 Transformador YD, transformadores de corriente YY, desfase 30°.

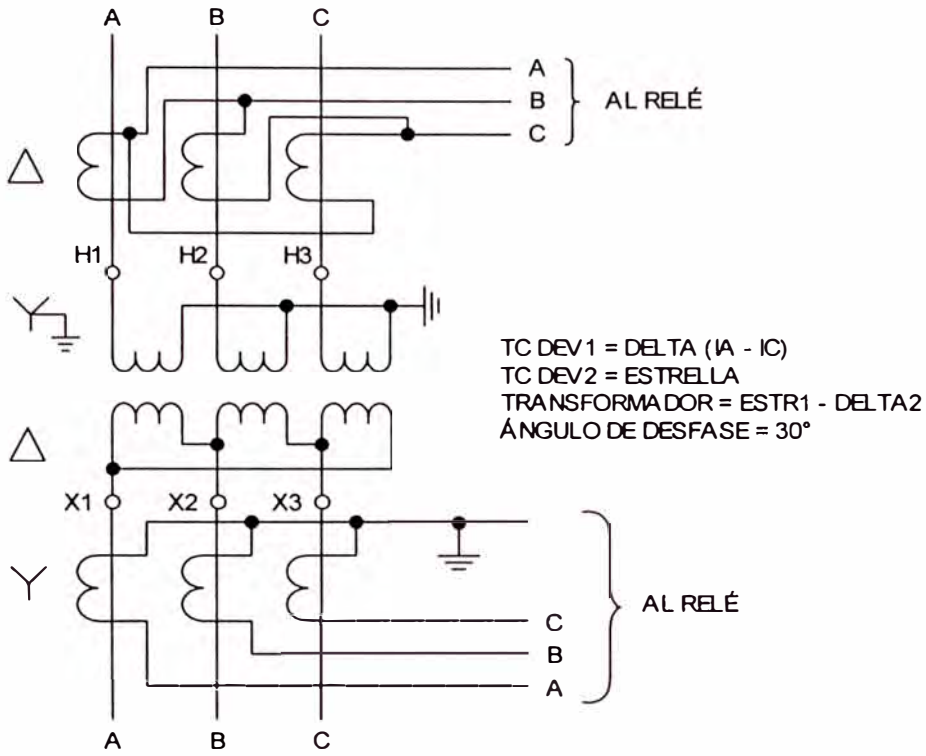


Figura 2.10 Transformador YD, transformadores de corriente DY, desfase 30°.

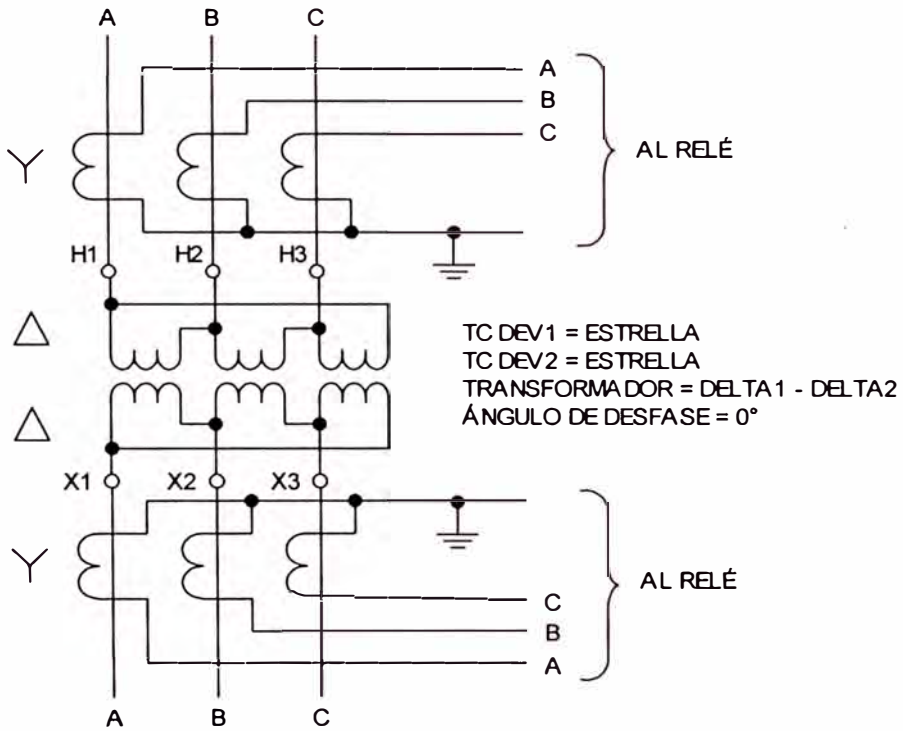


Figura 2.11 Transformador DD, transformadores de corriente YY, desfase 0°.

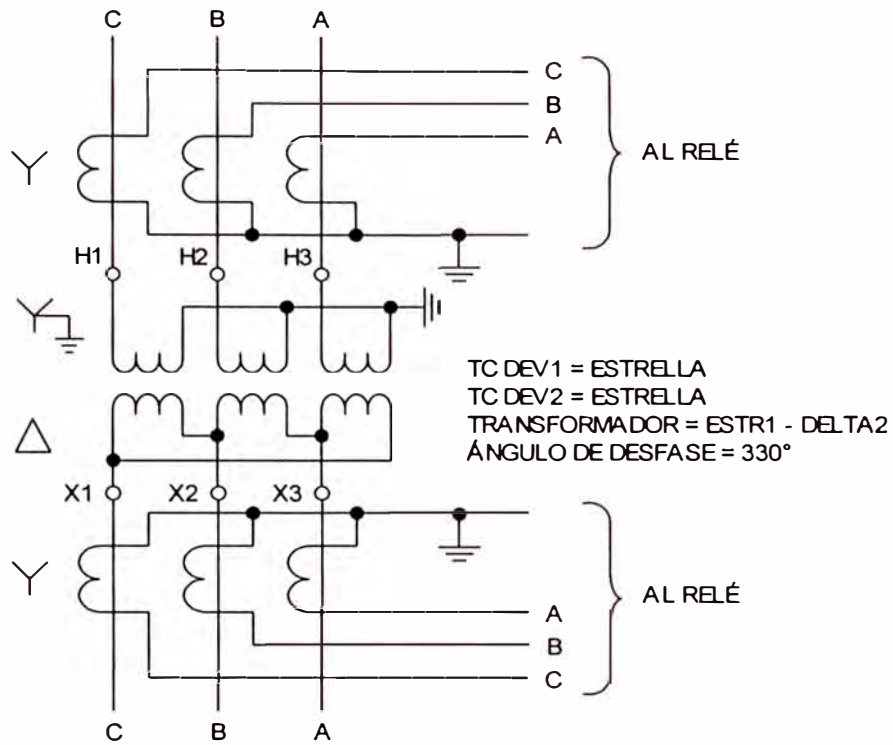


Figura 2.12 Transformador YD, transformadores de corriente YY, desfase 330°.

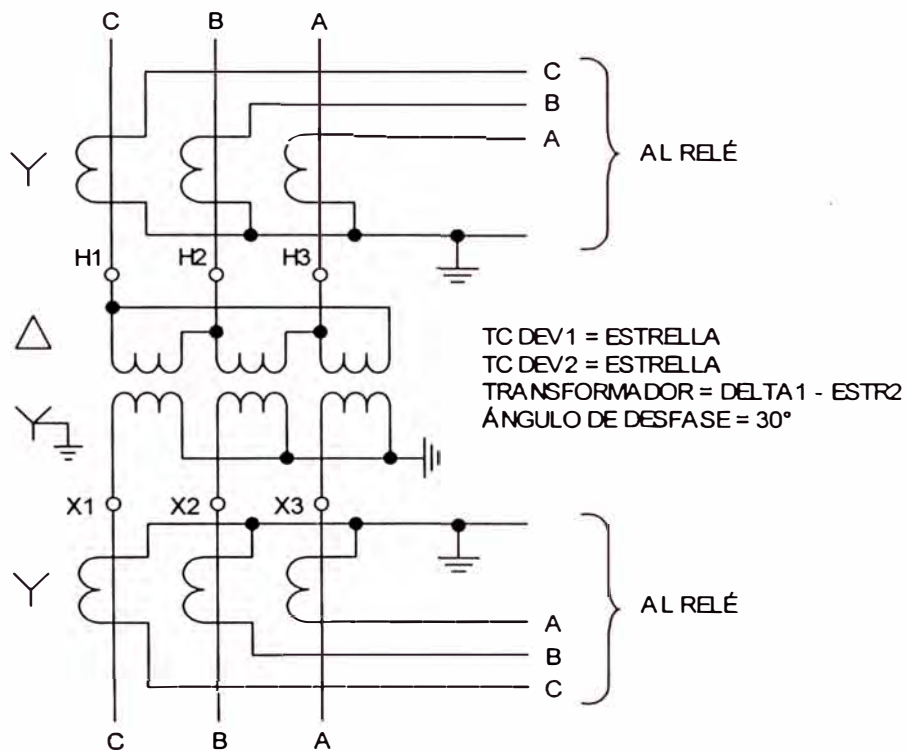


Figura 2.13 Transformador DY, transformadores de corriente YY, desfase 30°.

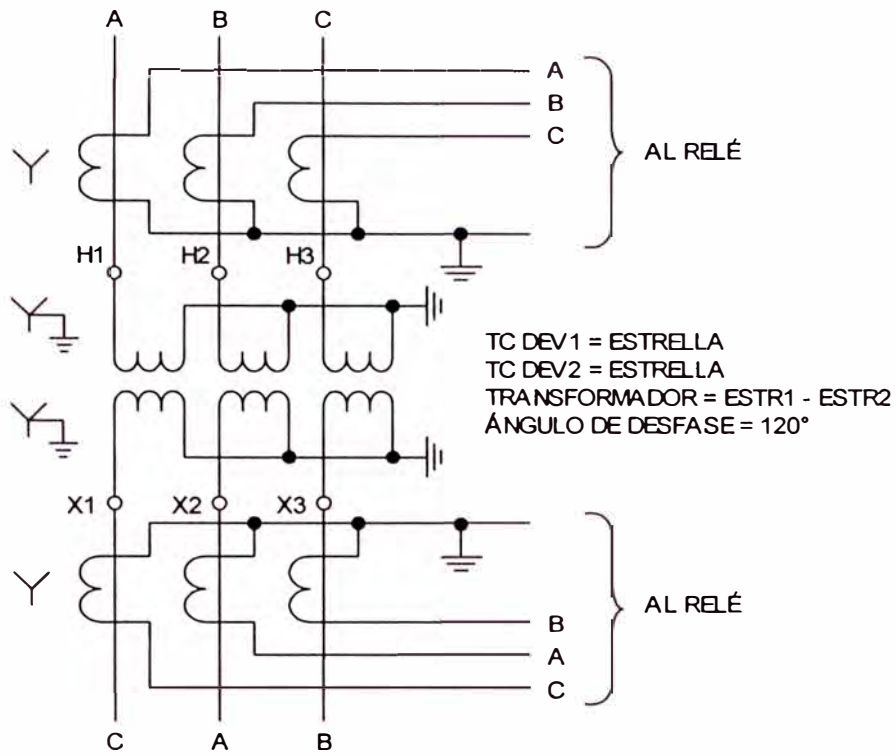


Figura 2.14 Transformador YY, transformadores de corriente YY, desfase 120°.

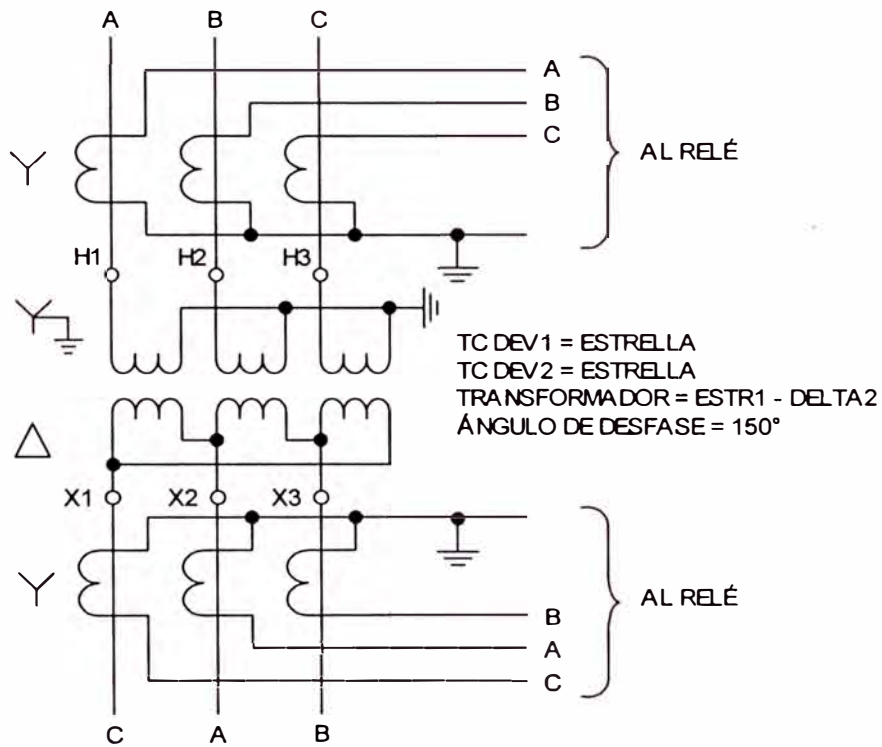


Figura 2.15 Transformador YD, transformadores de corriente YY, desfase 150°.

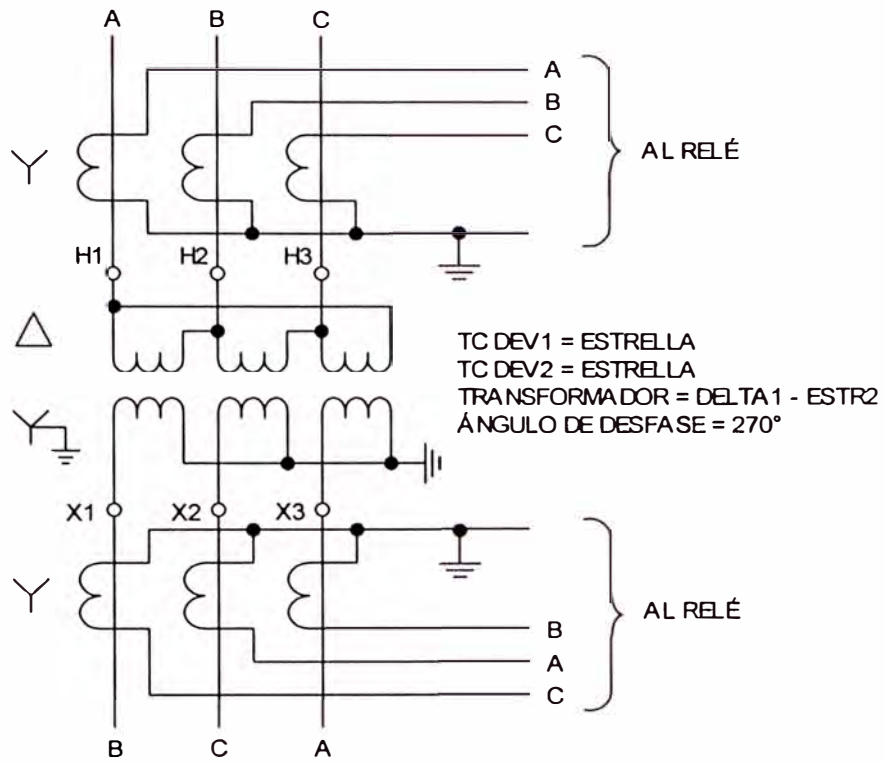


Figura 2.16 Transformador DY, transformadores de corriente YY, desfase 270°.

CAPÍTULO III

ENSAYOS DE LABORATORIO DEL RELÉ DIFERENCIAL TPU 2000R

3.1 Introducción

En este último capítulo se describirán los ensayos realizados al relé diferencial TPU 2000R utilizando el equipo de pruebas ISA DRST6 y posteriormente se hará un análisis de los resultados.

Para la ejecución de estos ensayos, se configuró al relé TPU 2000R con los parámetros de los transformadores de potencia (de dos devanados) de la Central Hidroeléctrica Machu Picchu (Cusco); los cálculos para los ajustes del relé se pueden apreciar en el capítulo 2 del presente informe, acápite 2.3. El equipo de pruebas que se conectó al relé diferencial TPU 2000R fue de la marca ISA modelo DRST6 (italiano) y el software de prueba: X-PRO versión 3 (italiano).

3.2 Características del software utilizado

El programa X-PRO ha sido diseñado como un software de prueba interactivo para todos los equipos de prueba automáticos de la marca ISA, para probar relés de sobrecorriente, direccional de tierra, diferencial, modo manual, así como un generador de armónicas.

El software es muy amigable para el usuario y bastante completo con herramientas poderosas. A continuación se mencionan las características del programa:

- a) Capacidad para cargar/guardar resultados creados en Microsoft Access (extensión .MDB).
- b) Prueba manual y automática de cualquier relé de sobrecorriente.
- c) Prueba manual y automática de cualquier relé direccional de tierra.
- d) Prueba manual y automática de relé diferenciales con 3 o 6 corrientes de salida.
- e) Modo Manual (definición de tensiones, corrientes, frecuencias, etc.) con generación en secuencias.
- f) Generador de armónicas por cada fase, hasta la 40a armónica.
- g) Capacidad para cargar un resultado obtenido y repetir la misma prueba.

3.3 Secuencia en la configuración del software

Cuando se ejecuta el programa X-PRO versión 3 aparecerá la siguiente pantalla:

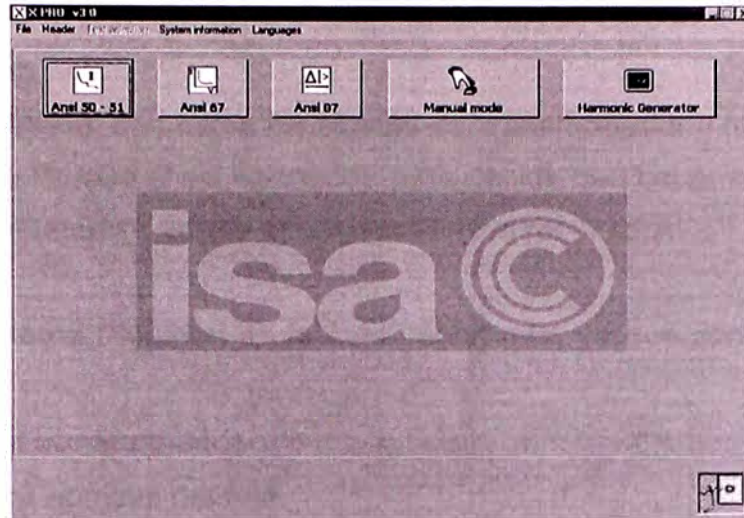



Figura 3.1 Ventana principal del software X-PRO v3.

Al hacer doble clic en el icono  correspondiente a la protección

Ansi 87

diferencial aparece la siguiente ventana:

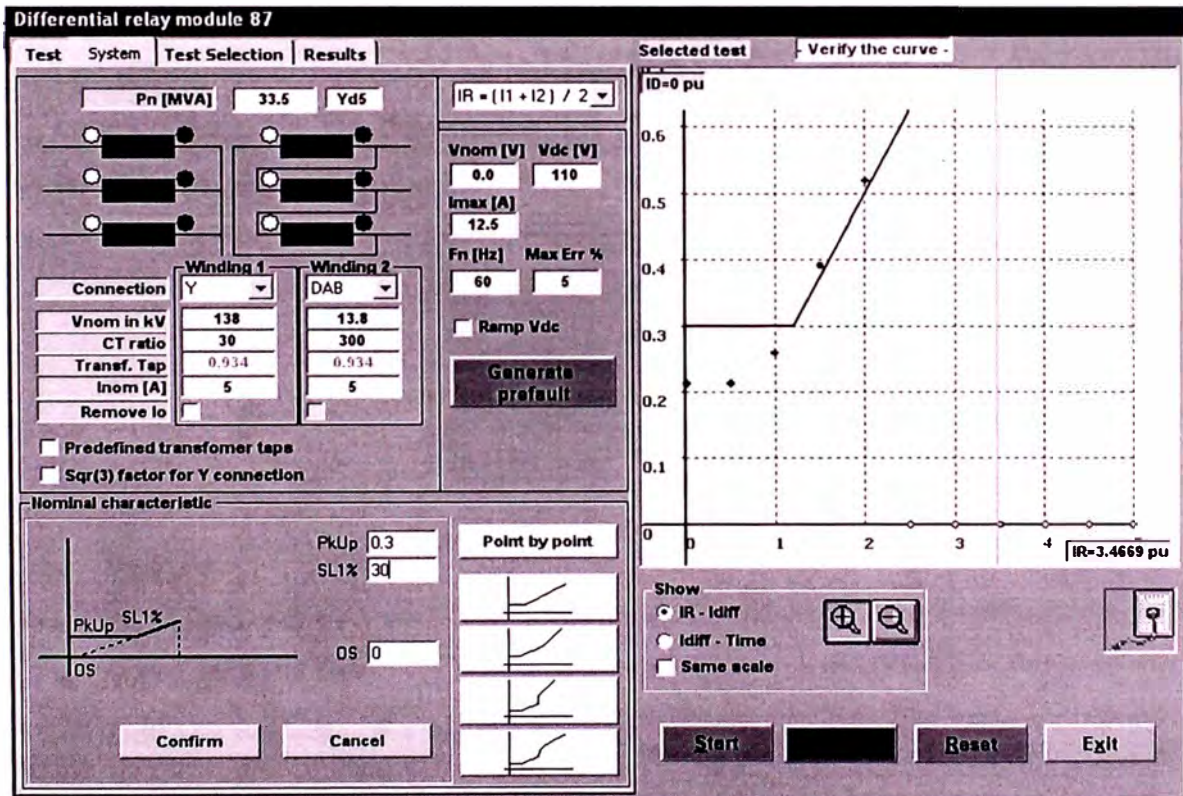


Figura 3.2 Ventana principal del relé diferencial (Sistema)

Como se aprecia en la figura 3.2, el programa está dividido en dos partes, izquierda y derecha, para el control de las pruebas y para visualizar los resultados en forma gráfica. En la parte superior izquierda aparecen cuatro carpetas:

1. Prueba (Test).
2. Sistema (System): con todos los ajustes del transformador y relé.
3. Selección de Prueba (Test selection): para decidir qué hacer como prueba.
4. Resultados (Results): donde se almacenan los resultados.

La carpeta Sistema (System) es la más importante, ya que contiene los ajustes del relé:

- Conexión del transformador.
- Característica nominal del relé.
- Parámetros nominales: tensión nominal (V_{nom}), frecuencia nominal (F_n), etc.

Sin estos parámetros, no hay forma de que trabaje el relé.

3.3.1 Carpeta Sistema (System)

a) Conexión del transformador

Las diferentes conexiones del transformador se pueden ajustar seleccionando las conexiones para los devanados 1 y 2, y la polaridad (el círculo oscuro en la figura):

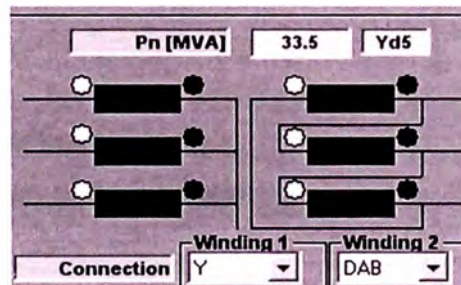


Figura 3.3 Conexión del transformador.

- Yy0 – 6
- Dy1 – 5 – 7 – 11
- Yd1 – 5 – 7 – 11
- Dd0 – 2 – 4 – 6 – 8 – 10

La conexión para el devanado 1 y 2, puede ser

- Y
- DAB
- DAC

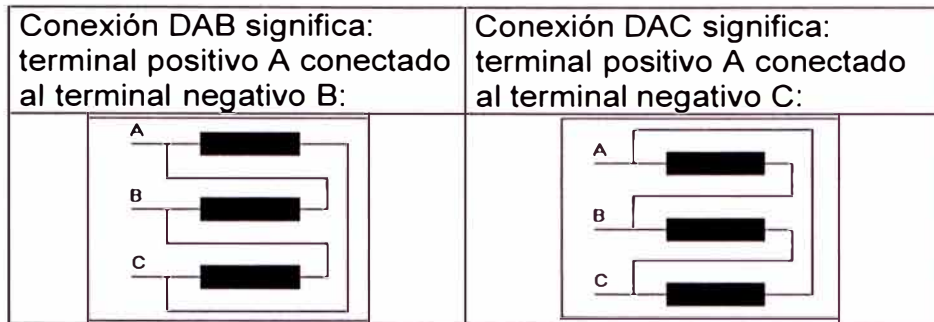
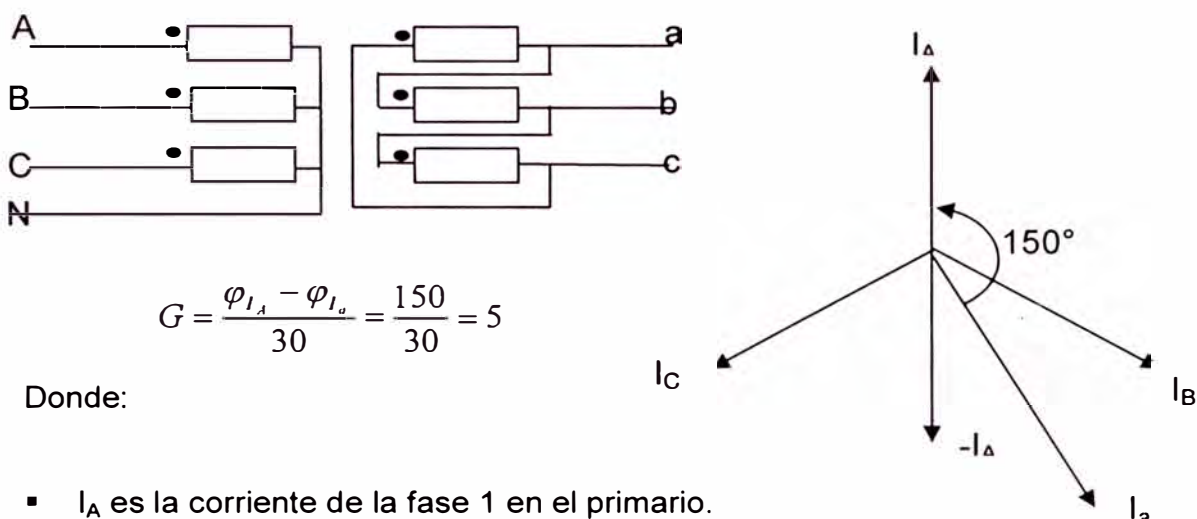


Figura 3.4 Conexiones triángulo del transformador.

El grupo vectorial del transformador se define como sigue:



Donde:

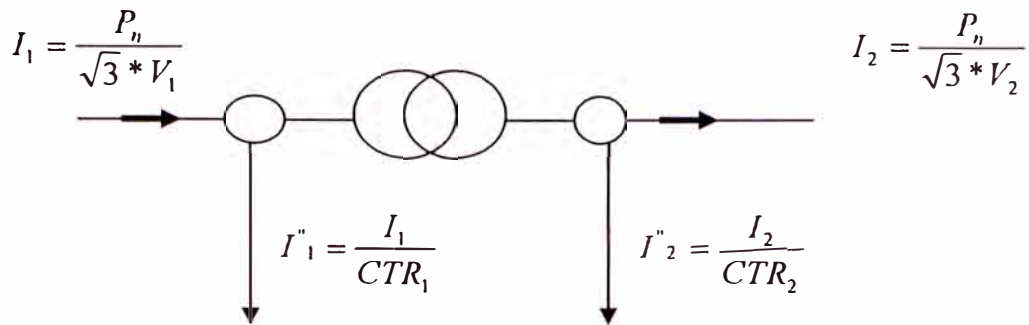
- I_A es la corriente de la fase 1 en el primario.
- I_a es la corriente de la fase 1 en el secundario.

b) Cambiador de tomas del transformador

El transformador de potencia se calcula de acuerdo a la potencia nominal P_n , tensión primaria y secundaria V_{1n} y V_{2n} , la relación de transformación es:

$$Tap_1 = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_1 * CTR_1 * I_n} \quad Tap_2 = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_2 * CTR_2 * I_n}$$

Esto representa la corriente de lado secundario del TC en por unidad de la corriente nominal.



Estos parámetros se introducen en el siguiente campo:

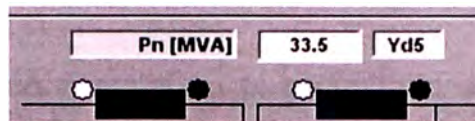


Figura 3.5 Potencia nominal (MVA) y grupo de conexión.

Nota:

- Si la potencia nominal (Pnom) fuera diferente de cero, el campo **Transf. Tap** se deshabilita, el valor se calcula de acuerdo a Pnom, Vnom, RTC.
- Si la potencia nominal (Pnom) fuera igual a cero, el campo **Transf. Tap** se habilita para una definición directa; Vnom y RTC se deshabilitan.

	Winding 1	Winding 2
Connection	Y	DAB
Vnom in kV	138	13.8
CT ratio	30	300
Transf. Tap	0.934	0.934
Inom [A]	5	5
Remove lo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> Predefined transformer taps		
<input checked="" type="checkbox"/> Sqr(3) factor for Y connection		

Figura 3.6 Características de los devanados.

Se puede introducir un factor de corrección $\sqrt{3}$ en la fórmula del cambiador de tomas lado Y del transformador. Esta es una opción porque no todos los fabricantes de relés usan este factor de corrección.

c) Valores nominales del relé

Figura 3.7 Valores nominales.

- **Vnom [V]:** es la tensión nominal en el secundario del TP. Es importante en caso que el relé tenga una característica de restricción por tensión y puede ser interesante ver cómo cambia la característica por efecto de la variación de la tensión nominal.
- **Vdc [V]:** es la tensión de alimentación del equipo, para energizar al relé.
- **Ramp Vdc:** en caso de una aplicación directa de un escalón de tensión puede generar una sobrecarga en la salida de Vcd.
- **Inom [A]:** es la corriente nominal del relé, se usa en la fórmula de cálculo del cambiador de tomas.
- **Imax [A]:** es el valor de corriente que no se excederá durante la prueba.
- **Fn [Hz]:** es la frecuencia nominal.
- **Max Err %:** genera un mensaje pasa/falla en el resultado de prueba.

Antes de ejecutar cualquier prueba se tienen que generar valores de pre-falla presionando el botón correspondiente.

d) Corriente diferencial y corriente de restricción

Definimos I_R como corriente de restricción y normalmente se da como el promedio entre la corriente I_1 e I_2 , donde:

I_1 : Corriente del transformador lado primario en valores por unidad.

I_2 : Corriente del transformador lado secundario en valores por unidad.

Figura 3.8 Corriente de restricción.

Dependiendo del fabricante de relés, la corriente de restricción se calcula como:

- $I_R = |I_1 + I_2|$: esta fórmula es utilizada por relés Siemens.
- $I_R = \frac{|I_1 + I_2|}{2}$: esta es la fórmula estándar.
- $I_R = \frac{|I_1 + I_2|}{3}$: esta fórmula es utilizado por algunos relés GE para transformadores de tres devanados.

La corriente diferencial se define como: $I_d = |I_1 - I_2|$

e) Característica nominal: punto por punto

Una característica nominal de un relé diferencial de transformador se grafica en la siguiente figura:

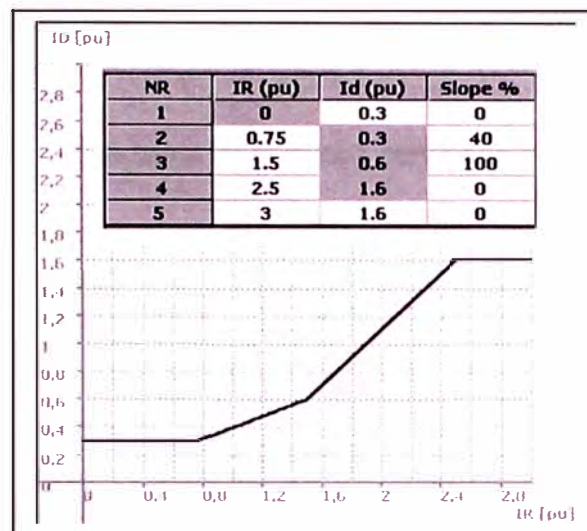


Figura 3.9 Característica de un relé diferencial.

Se puede definir la característica del relé introduciendo las coordenadas de cada punto, uno por uno, en la tabla de característica nominal, según se muestra en la figura 3.9.

Cuando se define la característica punto por punto:

- Se puede agregar y borrar un punto, presionando el botón correspondiente.
- La celda con fondo oscuro: coordenadas de puntos que no se pueden editar.
- Para cada punto que se introduce en IR, Id y pendiente (Slope): definen una línea que pasa a través de IR e Id con una pendiente específica. Nota:

- Si la pendiente es cero, aparece una línea horizontal.
- Si la pendiente es 999, aparece una línea vertical.

Tomando como referencia la figura anterior:

Punto NR 1

- La característica siempre inicia desde $IR_1=0$, por lo que no se puede editar IR_1 para este punto.
- Id puede ser cualquier valor positivo... en este caso $Id_1 = 0,3$.
- Pendiente $Slope_1= 0$: línea horizontal.

Punto NR 2

- El primero es una línea horizontal que va desde IR_1 hasta $IR_2 = 0,75$.
- Id_2 no puede ser editado ya que es función de IR_2 : esto sería

$$Id_2 = Id_1 + \frac{Slope_1}{100} * (IR_2 - IR_1) = 0,3$$
- Entonces la característica continuará con pendiente $Slope_2 = 40\%$

Punto NR 3

- La segunda línea va desde IR_2 hasta $IR_3 = 1,5$
- Id_3 no puede ser editado ya que es función de IR_3 : esto sería

$$Id_3 = Id_2 + \frac{Slope_2}{100} * (IR_3 - IR_2) = 0,6$$
- Entonces la característica continuará con una pendiente = 100%.

Y así sucesivamente para todos los puntos. Es importante recordar que $NP = NL + 1$, donde:

- NP es el número de puntos.
- NL es el número de líneas.

Punto NR 5

- La tercer línea va desde IR_3 hasta $IR_4 = 2,5$ con una pendiente $Slope_3$ de 100%.

- I_{d4} no puede ser editado ya que es función de I_{R4} : esto sería

$$I_{d4} = I_{d3} + \frac{Slope_3}{100} * (I_{R4} - I_{R3}) = 1,6$$

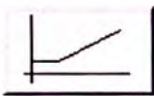
- Entonces la característica continuará con una pendiente $slope = 0\%$: esto es una línea horizontal.

Y así sucesivamente para todos los puntos. Es importante recordar que $NP = NL + 1$, donde

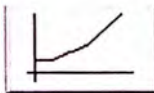
- NP es el número de puntos
- NL es el número de líneas

f) Característica nominal: macros

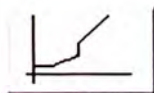
Como no hay demasiados tipos de características nominales de relés diferenciales para transformadores de potencia, puede ser útil definir la característica usando macros. Hay tres tipos de macros correspondientes a 3 diferentes tipos de características. Haciendo clic en el icono correspondiente se visualiza un marco donde se podrá introducir los valores de ajuste para una característica determinada:



Característica con una pendiente: la más común para relés estáticos.



Característica con dos pendientes: la más común para relés digitales.



Dos pendientes con punto rodilla: no muy común, pero es importante tomarla en cuenta.

Característica con una pendiente

El usuario define la corriente pick-up diferencial y la pendiente de solo una característica de restricción.

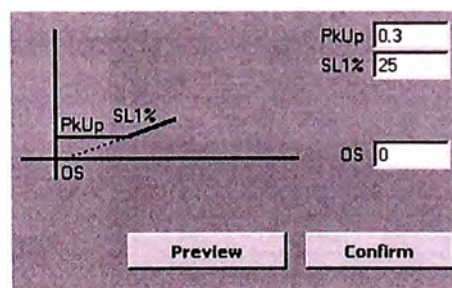


Figura 3.10 Característica de un relé con una pendiente.

Los parámetros a introducir son:

- PkUp: Corriente pick-up diferencial.
- SL1%: Pendiente de la corriente de restricción.
- OS: offset al origen: La pendiente es una línea recta que inicia desde el offset; este es el cero normal.

Característica con dos pendientes

El usuario define la corriente pick-up diferencial y las pendientes de dos características de restricción.

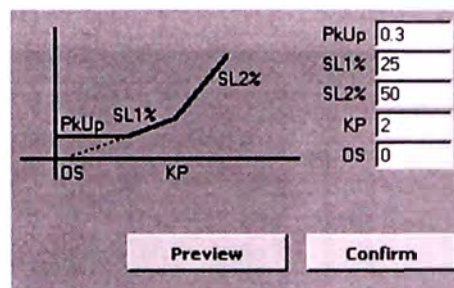


Figura 3.11 Característica de un relé con dos pendientes.

Los parámetros a introducir son:

- PkUp: Corriente pick-up diferencial.
- SL1%: Pendiente de la primera corriente de restricción.
- SL2%: Pendiente de la segunda corriente de restricción.
- KP: Punto de inicio de la segunda corriente de restricción.
- OS: Offset al origen: la pendiente es una línea recta que inicia desde el offset; esto es normalmente cero.

Característica de dos pendientes con punto rodilla

El usuario define la corriente pick-up diferencial y las pendientes de dos características de restricción.

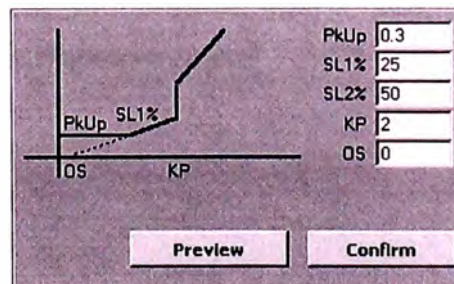


Figura 3.12 Característica de un relé de dos pendientes y punto rodilla.

Los parámetros a introducir son:

- PkUp: Corriente pick-up diferencial.
- SL1%: Pendiente de la primera corriente de restricción.
- SL2%: Pendiente de la segunda corriente de restricción.
- KP: Punto de inicio de la característica de la segunda corriente de restricción.
- OS: Offset al origen: La pendiente es una línea recta que inicia desde el offset; esto es normalmente cero.

3.3.2 Carpeta Prueba (Test)

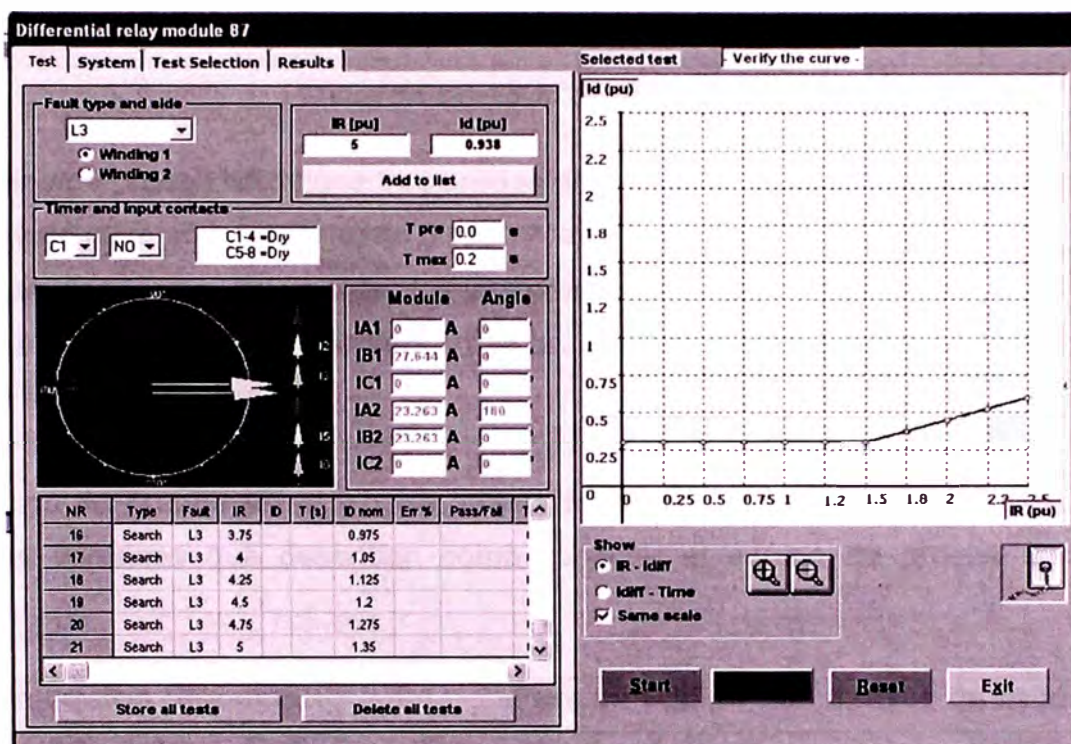


Figura 3.13 Vista general de la carpeta PRUEBA (TEST).

a) Tipo de falla y lado

La selección del tipo de falla (monofásica, fase a fase, trifásica) depende del tipo de equipo y de la conexión del transformador:

Número de corrientes disponibles en el equipo de prueba	Conexión del transformador	Tipo de falla seleccionable	Devanado de referencia
3	YY	L1 o L2 o L3	Devanado 1
3	YD	L1 o L2 o L3	Devanado 1
3	DY	L1 o L2 o L3	Devanado 2
3	DD	L12 o L23 o L31	Devanado 1
6	YY-YD-DY-DD	L1 o L2 o L3 L12 o L23 o L31 L123	Devanado 1 y / o Devanado 2

Tabla 3.1 Selección del tipo de falla.

Si el equipo de prueba sólo tiene tres salidas de corriente, el relé se debe probar fase por fase. En este caso sólo 2 salidas de 3 corrientes se usarán. Por lo que:

- Para una conexión YY, realizamos una prueba monofásica en el devanado 1
- Para una conexión DY, realizamos una prueba monofásica en el devanado 2
- Y así sucesivamente

Para el tipo de prueba seleccionada, antes de iniciar cualquier prueba, aparecerán las siguientes ventanas que describen cómo conectar el equipo de prueba al relé bajo prueba:

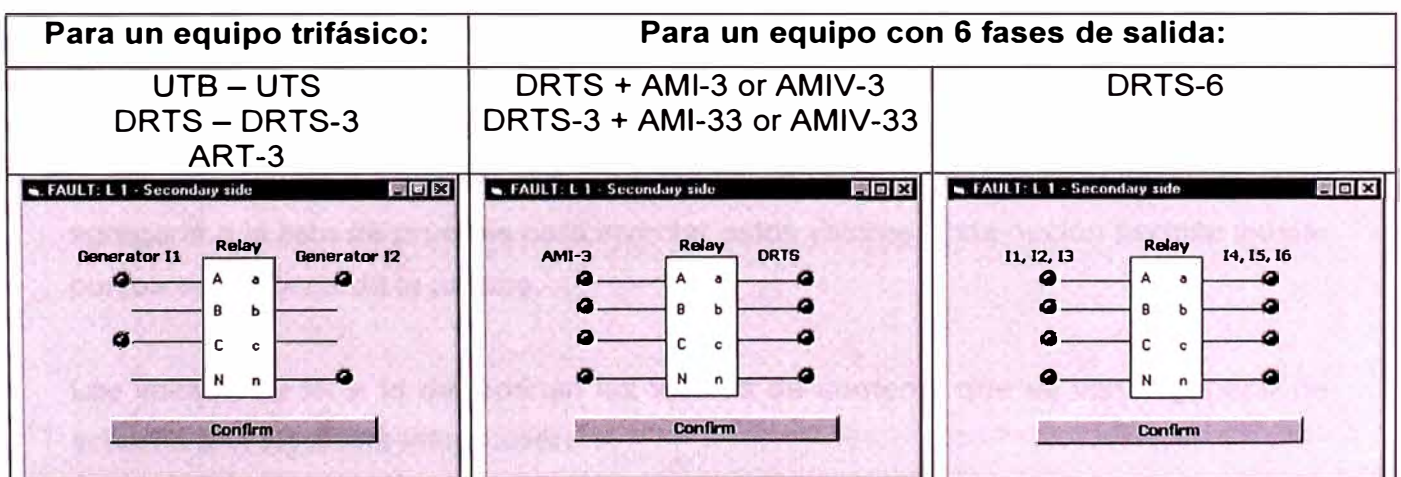


Figura 3.14 Conexiones del relé al equipo de prueba.

El primer cuadro de diálogo muestra cómo conectar un equipo con sólo tres corrientes de salida.

- Los dos círculos superiores representan los terminales positivos del generador, tanto 1 o 2.
- Los dos círculos inferiores representan los terminales negativos del generador, tanto 1 o 2.

El segundo cuadro de diálogo muestra cómo conectar un equipo trifásico con su amplificador (6 corrientes de salida).

- AMI-3 en el devanado 1
 - Los tres círculos superiores representan los terminales positivos de los generadores 1, 2 y 3.
 - El círculo inferior representa el terminal negativo.
- DRTS en el devanado 2
 - Los tres círculos superiores representan los terminales positivos de los generadores 1, 2 y 3.
 - El círculo inferior representa el terminal negativo.

El tercer cuadro de diálogo muestra cómo conectar el equipo con 6 fases.

- Los seis círculos superiores representan los terminales positivos de los generadores 1, 2, 3, 4, 5 y 6.
- Los círculos inferiores representan los terminales negativos.

b) Corriente de restricción y corriente diferencial

IR [pu]	Id [pu]
1.5273	2.347
Add to the list	

Figura 3.15 Configuración de las corrientes de restricción y diferencial.

Estos dos campos muestran la posición del ratón en la gráfica. La corriente de restricción IR (eje X) y la corriente diferencial Id (eje Y) se puede editar y después agregarla a la lista de pruebas para inyectar estos valores. Esta opción permite ajustar puntos específicos de la prueba.

Los valores de IR e Id determinan los valores de corriente que se van a generar de acuerdo a la siguiente información:

- Conexión del transformador.
- Cambiador de tomas del transformador.
- Tipo de falla.

- Lado de la falla.

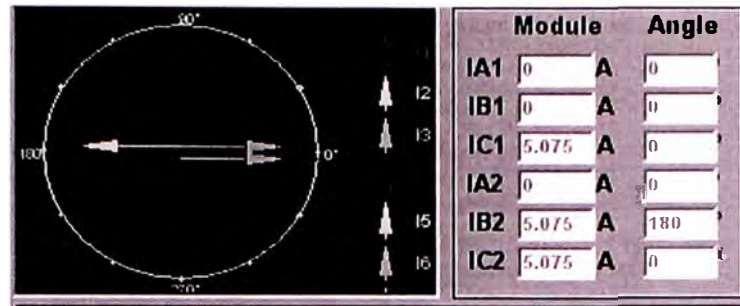


Figura 3.16 Valores de las corrientes generadas.

Estos parámetros se representan en su forma numérica y en su forma gráfica, tal como se aprecia en la figura 3.15.

3.3.3 Carpeta Selección de Prueba (Test Selection)

Estas son las opciones posibles de selección.

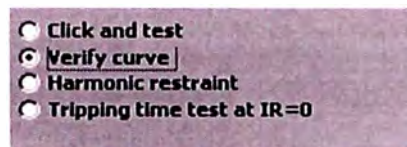


Figura 3.17 Opciones para seleccionar el tipo de prueba.

a) Marque y pruebe (Click and test)

Con esta opción se puede seleccionar un punto de prueba haciendo clic sobre el gráfico con el ratón:



Figura 3.18 Opción marque y pruebe.

Se selecciona un punto de prueba en el gráfico de la derecha (figura 3.18) y las corrientes de prueba se inyectan inmediatamente después de hacer clic sobre el mismo.

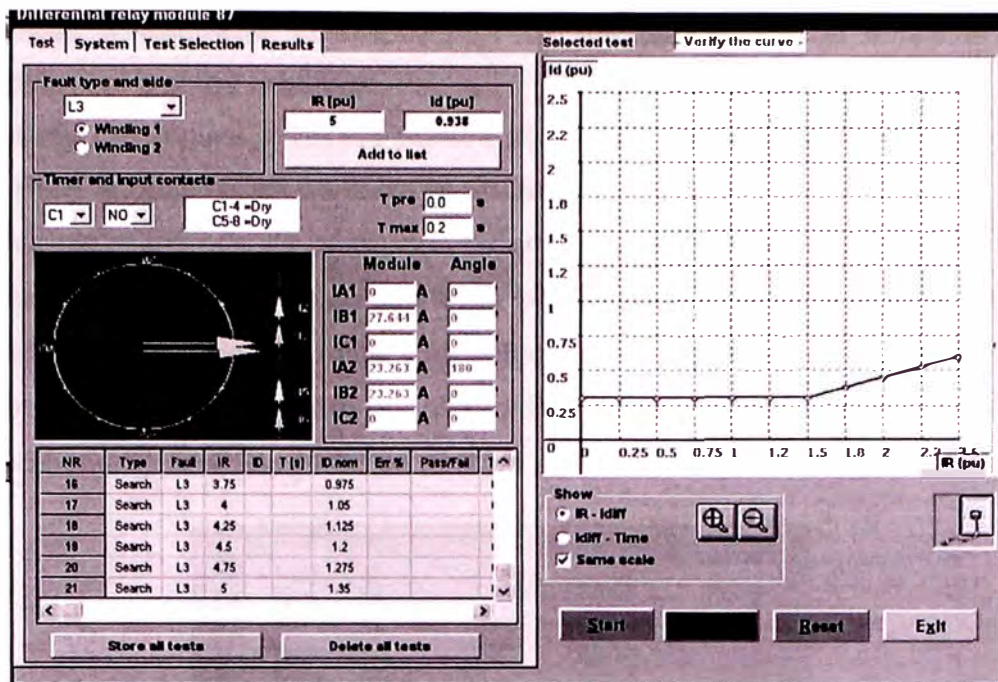


Figura 3.19 Marcando y probando.

b) Verificación de curva (Verify curve)

La corriente diferencial nominal I_d se verifica como función de I_R .

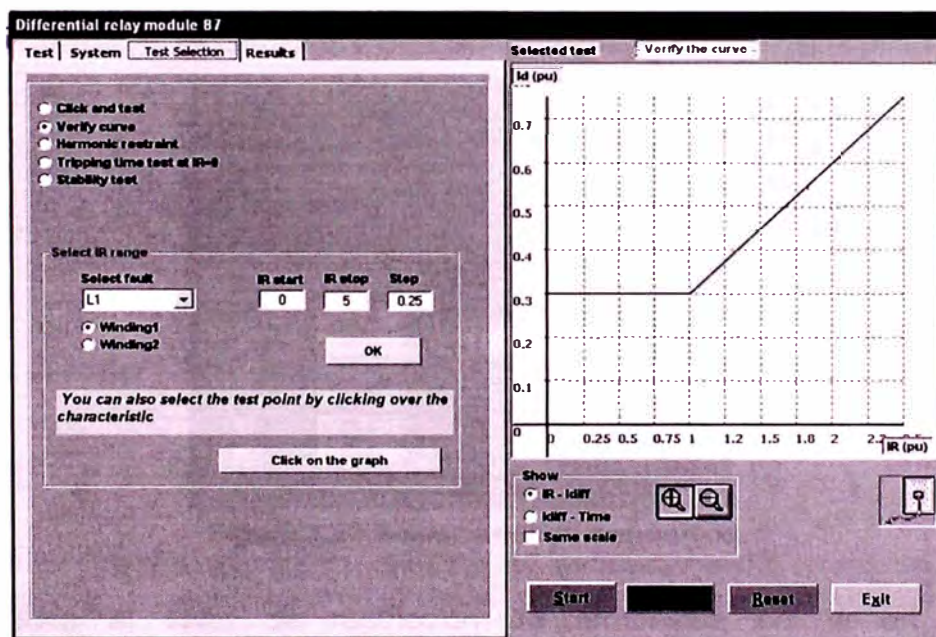


Figura 3.20 Verificación de curva.

La prueba se lleva a cabo desde I_{Rstart} hasta I_{Rstop} . El número de puntos se define por pasos. El valor nominal I_d se calcula automáticamente:

$$I_d = f(I_R)$$

Para ayudar a visualizar dónde caerán los puntos de prueba sobre el gráfico, se desplegarán los puntos relativos.

Presionando OK (figura 3.19) los puntos de prueba se agregan a la tabla de pruebas.

Presionando el botón Start se inicia la prueba.

- Se aplica el método de búsqueda binaria para encontrar el umbral de Id.
- El valor medido de Id se coloca en la columna ID de la tabla de pruebas.
- El tiempo de disparo se mide y se coloca en la columna T(s).
- El error se calcula en tanto por ciento de ID nom y se coloca en la columna Err%.
- La indicación de Pass / Fail se escribe en la columna correspondiente.

NR	Type	Fault	IR	ID	T. [s]	ID nom	Err%	Pass/F:
1	Search	L1	0			0,3		
2	Search	L1	.5			0,3		
3	Search	L1	1			0,4		
4	Search	L1	1.5			0,8		
5	Search	L1	2			1,1		
6	Search	L1	2.5			1,6		

Figura 3.21 Resultados de la verificación.

c) Restricción de armónicos (Harmonic restraint)

La prueba de restricción de armónicos (hasta la séptima), se habilita para todo lo que se quiera probar acerca de esta restricción:

Figura 3.22 Seleccionando armónicos.

Se introduce el valor de restricción de armónicos en % en los campos correspondientes.

NR	Type	Harm Nr	Harm % Nom	Harm % Meas	Harm Err %
1*	2nd Harmonic	2	15 %	18.27	21.8
2*	5th Harmonic	5	35 %	33.87	-3.23

Figura 3.23 Resultado de armónicos.

La forma de onda de salida se actualiza en cada inyección y el tipo de búsqueda se realiza con el método puramente binario.

Si se indica:

I_f : El valor eficaz (rms) de la fundamental a 50 o 60 Hz.

I_h : El valor eficaz (rms) de la armónica.

h : Orden del armónico.

I_{RMS} : El valor total RMS como $I_{RMS} = \sqrt{I_h^2 + I_f^2}$

$H_{\%}$: El porcentaje armónico como $H_{\%} = \frac{I_h}{\sqrt{I_h^2 + I_f^2}} * 100$

El método se describe como sigue:

1. Se ajusta $I_R = 0$ y calcula la corriente relativa I_d .
2. Se ajusta la salida $I_d = 2 * I_d$ (para asegurar que el relé opere) a frecuencia nominal.
3. Calcula la corriente de salida $I_1, I_2, e I_3$.
4. Se ajusta I_f como la máxima entre $I_1, I_2, e I_3$.
5. Inyecta I_f : el relé debe operar, de lo contrario la corriente se incrementa hasta que dispare el relé.
6. Se ajusta el valor de porcentaje de armónico % para agregarse a la frecuencia nominal.

$$I_h = \frac{H_{\%} * I_f}{\sqrt{100^2 - H_{\%}^2}}$$

7. Se calcula el valor rms de la componente de armónica

8. Calcula el valor total RMS como se define arriba, $I_{RMS} = \sqrt{I_h^2 + I_f^2}$

9. Se actualiza la forma de onda de acuerdo a la siguiente formula:

$$i(t) = \sqrt{2} * (I_f * \sin(2 * \pi * f) + I_h * \sin(2 * \pi * f * h))$$

- El relé debe operar, el porcentaje de armónicas % no es suficiente para bloquear la operación: $H_{\%}$ se incrementa y la prueba inicia desde el punto #6 otra vez.
 - No debe operar el relé, el porcentaje de armónicas % es suficiente para bloquear la operación: $H_{\%}$ se decrementa y la prueba inicia desde el punto #6 otra vez.
10. Las interacciones continúan hasta que se encuentre el porcentaje de umbral de armónicos % con la precisión deseada.

d) Prueba de tiempo de operación a IR=0 (Tripping time test at IR=0)

Se usa para medir el tiempo de disparo para diferentes valores de Id pero a IR=0. En otras palabras, es como una serie de marque y pruebe en el eje Y.

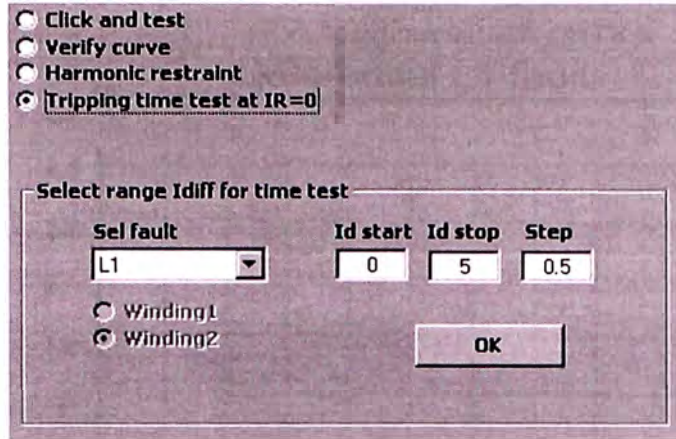


Figura 3.24 Marque y pruebe en el eje Y.

3.3.4 Carpeta de Resultados (Results)

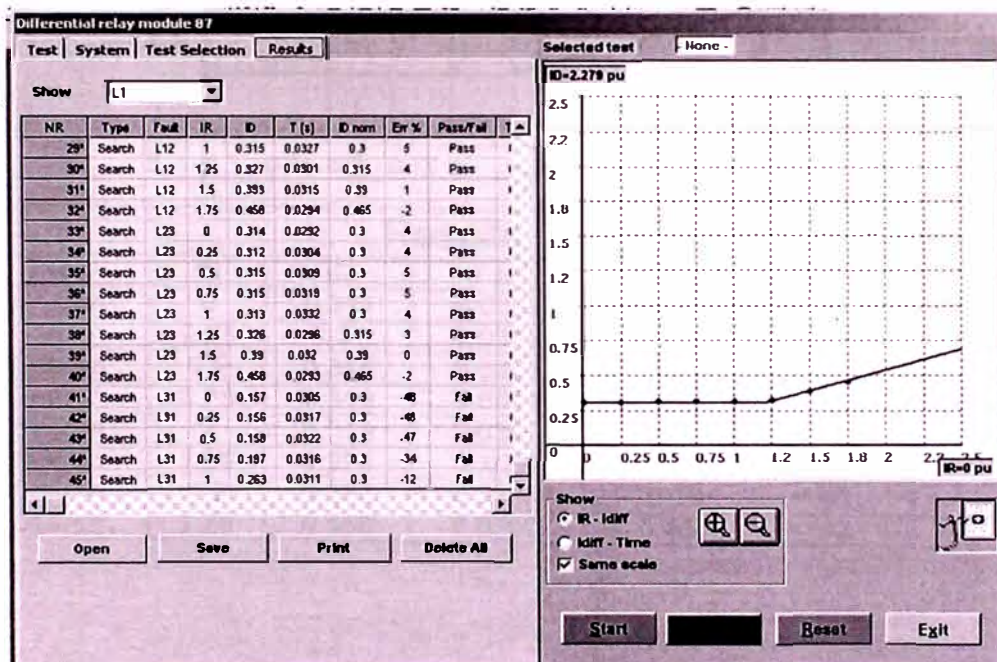


Figura 3.25 Carpeta Resultados (Results).

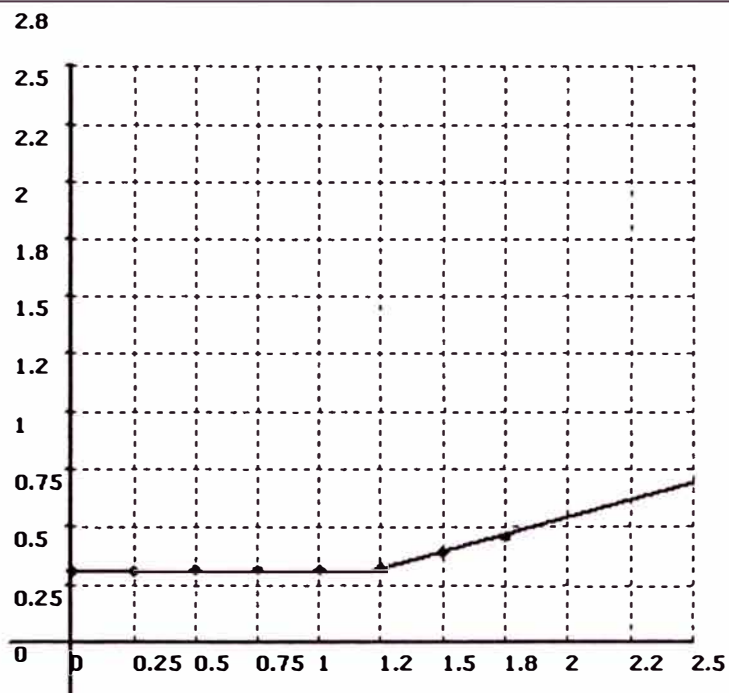
3.3.5 Reporte de los ensayos

En las siguientes páginas se muestran los reportes con los resultados de los ensayos efectuados al relé TPU 2000R – ABB con la maleta de pruebas ISA DRTS6 (a través del programa X-PRO versión 3), tomando como referencia, los datos del transformador de potencia de dos devanados de la Central Hidroeléctrica Machu Picchu.



Plant name.: ENSAYO DE RELÉ DIFERENCIAL
 Feeder.: TRANSFORMADOR 33.5 MVA
 Relay Manuf.: ABB
 Relay Model.: TPU 2000R
 Location.: MACHU PICCHU
 Operator.: RICARDO RUIZ G.
 Instrument.: ISA DRTS.6

Differential L1 fault



Results Table

NR	Type	IR	ID	T [s]	ID nom	Err %	Pass/Fail
17*	Search	0	0.311	0.0307	0.3	4	Pass
18*	Search	0.25	0.31	0.0319	0.3	3	Pass
19*	Search	0.5	0.315	0.0325	0.3	5	Pass
20*	Search	0.75	0.313	0.0341	0.3	4	Pass
21*	Search	1	0.315	0.0302	0.3	5	Pass
22*	Search	1.25	0.324	0.032	0.315	3	Pass
23*	Search	1.5	0.392	0.0293	0.39	0	Pass
24*	Search	1.75	0.456	0.0309	0.465	-2	Pass

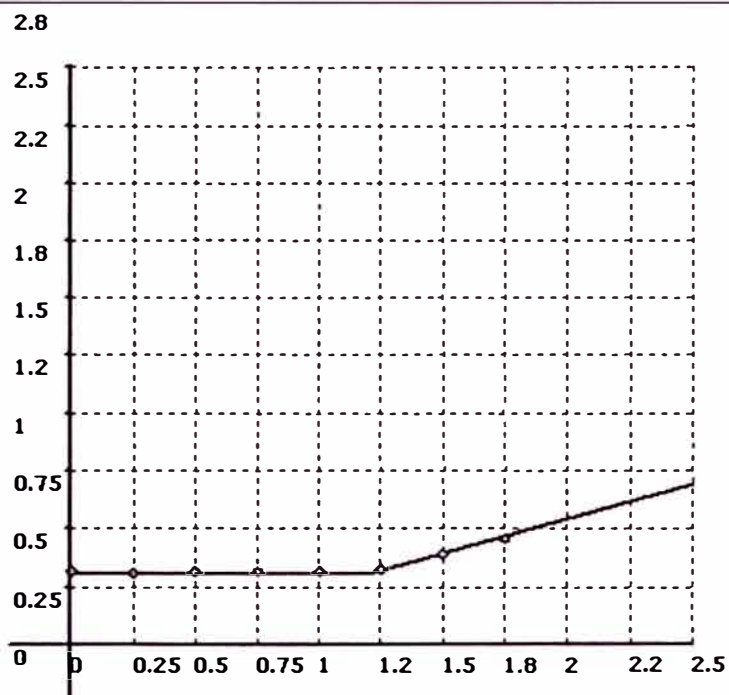
Signature

Approv.



Plant name.: ENSAYO DE RELÉ DIFERENCIAL
 Feeder.: TRANSFORMADOR 33.5 MVA
 Relay Manuf.: ABB
 Relay Model.: TPU 2000R
 Location.: MACHU PICCHU
 Operator.: RICARDO RUIZ G.
 Instrument.: ISA DRTS.6

Differential L2 fault



Results Table

NR	Type	IR	ID	T [s]	ID nom	Err %	Pass/Fail
9*	Search	0	0.316	0.0318	0.3	5	Pass
10*	Search	0.25	0.31	0.0333	0.3	3	Pass
11*	Search	0.5	0.315	0.0305	0.3	5	Pass
12*	Search	0.75	0.315	0.0313	0.3	5	Pass
13*	Search	1	0.315	0.0325	0.3	5	Pass
14*	Search	1.25	0.327	0.0303	0.315	4	Pass
15*	Search	1.5	0.39	0.0317	0.39	0	Pass
16*	Search	1.75	0.458	0.0295	0.465	-2	Pass

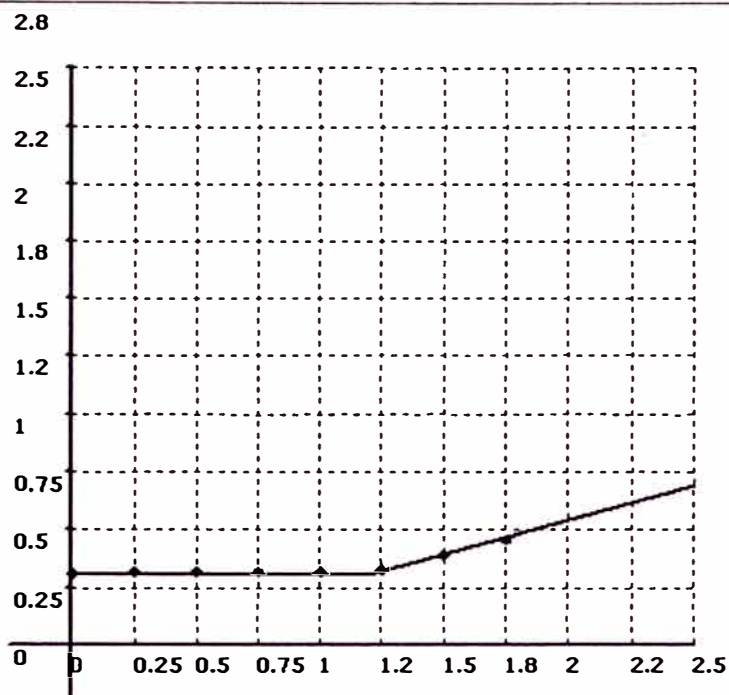
Signature

Approv.



Plant name.: ENSAYO DE RELÉ DIFERENCIAL
 Feeder.: TRANSFORMADOR 33.5 MVA
 Relay Manuf.: ABB
 Relay Model.: TPU 2000R
 Location.: MACHU PICCHU
 Operator.: RICARDO RUIZ G.
 Instrument.: ISA DRTS.6

Differential L3 fault



Results Table

NR	Type	IR	ID	T [s]	ID nom	Err %	Pass/Fail
1*	Search	0	0.311	0.032	0.3	4	Pass
2*	Search	0.25	0.315	0.0324	0.3	5	Pass
3*	Search	0.5	0.313	0.0336	0.3	4	Pass
4*	Search	0.75	0.315	0.0304	0.3	5	Pass
5*	Search	1	0.315	0.0314	0.3	5	Pass
6*	Search	1.25	0.326	0.0331	0.315	3	Pass
7*	Search	1.5	0.392	0.0304	0.39	0	Pass
8*	Search	1.75	0.458	0.032	0.465	-2	Pass

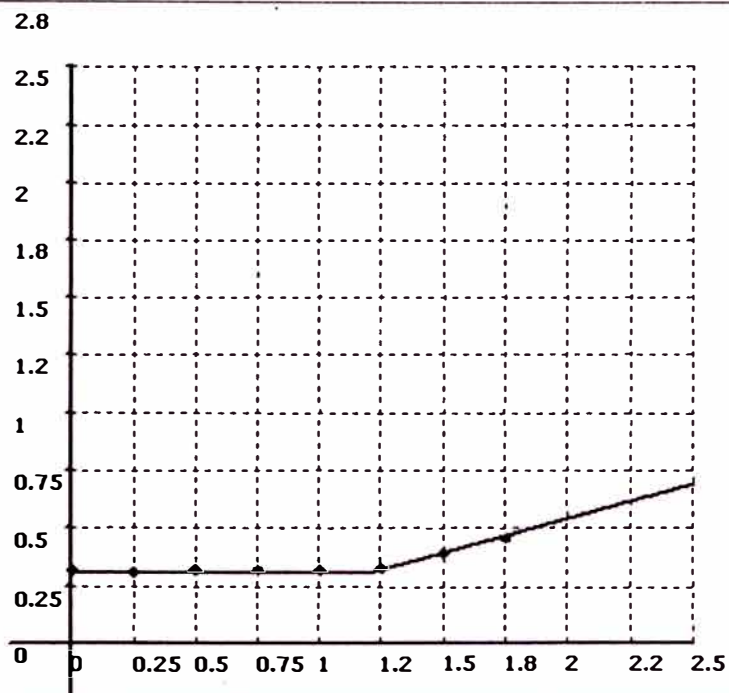
Signature

Approv.



Plant name.: ENSAYO DE RELÉ DIFERENCIAL
 Feeder.: TRANSFORMADOR 33.5 MVA
 Relay Manuf.: ABB
 Relay Model.: TPU 2000R
 Location.: MACHU PICCHU
 Operator.: RICARDO RUIZ G.
 Instrument.: ISA DRTS.6

Differential L12 fault



Results Table

NR	Type	IR	ID	T [s]	ID nom	Err %	Pass/Fail
25*	Search	0	0.314	0.0319	0.3	4	Pass
26*	Search	0.25	0.309	0.0337	0.3	3	Pass
27*	Search	0.5	0.315	0.0309	0.3	5	Pass
28*	Search	0.75	0.313	0.0308	0.3	4	Pass
29*	Search	1	0.315	0.0327	0.3	5	Pass
30*	Search	1.25	0.327	0.0301	0.315	4	Pass
31*	Search	1.5	0.393	0.0315	0.39	1	Pass
32*	Search	1.75	0.458	0.0294	0.465	-2	Pass

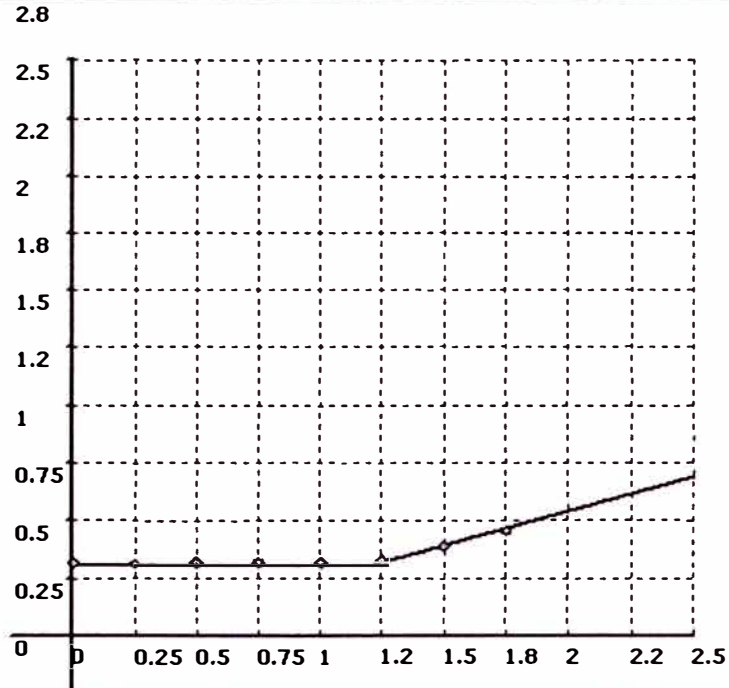
Signature

Approv.



Plant name.: ENSAYO DE RELÉ DIFERENCIAL
 Feeder.: TRANSFORMADOR 33.5 MVA
 Relay Manuf.: ABB
 Relay Model.: TPU 2000R
 Location.: MACHU PICCHU
 Operator.: RICARDO RUIZ G.
 Instrument.: ISA DRTS.6

Differential L23 fault



Results Table

NR	Type	IR	ID	T [s]	ID nom	Err %	Pass/Fail
33*	Search	0	0.314	0.0292	0.3	4	Pass
34*	Search	0.25	0.312	0.0304	0.3	4	Pass
35*	Search	0.5	0.315	0.0309	0.3	5	Pass
36*	Search	0.75	0.315	0.0319	0.3	5	Pass
37*	Search	1	0.313	0.0332	0.3	4	Pass
38*	Search	1.25	0.326	0.0296	0.315	3	Pass
39*	Search	1.5	0.39	0.032	0.39	0	Pass
40*	Search	1.75	0.458	0.0293	0.465	-2	Pass

Signature

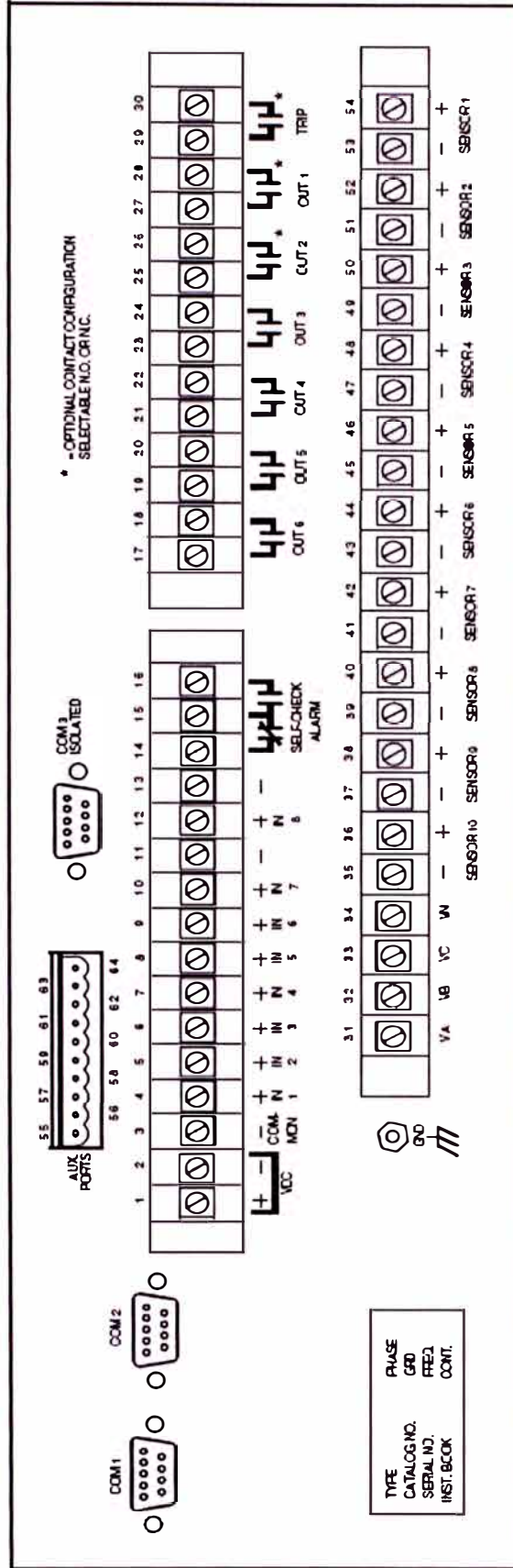
Approv.

CONCLUSIONES

1. Los relés digitales de protección diferencial incluyen nuevos métodos de procesamiento de las señales, consiguiendo una importante mejora de la protección del transformador de potencia y una simplificación de los sistemas de protección para los mismos. Con el uso de estos relés ya no se requieren transformadores de adaptación (o intermedios) de corriente; las corrientes secundarias de los transformadores principales de intensidad se conectan directamente al relé de protección.
2. En base a la relación existente entre el segundo armónico superior de la corriente y el componente de oscilación básica de la corriente, que reconoce y procesa el relé, se evita el disparo durante la conexión del transformador debido a la aparición de la elevada corriente de magnetización. Sin embargo, si durante una punta de corriente de conexión se produjera una falla o avería en el transformador, éste es desconectado con la máxima rapidez.
3. El procesamiento de la señal de protección diferencial digital reconoce la saturación de los transformadores de intensidad en base a un reconocimiento de muestras y corrige los valores de medida del transformador saturado. De esta manera, se consiguen valores de medida de exactitud suficiente para evitar eficazmente disparos debidos a la saturación de los transformadores.
4. Los modernos relés digitales de protección diferencial, además de los beneficios que ofrecen las protecciones tradicionales, poseen las grandes ventajas de registrar fallas y averías para un posterior análisis, transmisión a distancia de los datos con fines de medición y control, selectividad para reconocer las fallas producidas dentro de su zona de protección y diferenciarlas de las que se originan fuera de su campo de protección.
5. De los resultados mostrados en los reportes de las páginas 87 y siguientes se concluye que el relé TPU 2000R-ABB pasó satisfactoriamente los ensayos con errores menores a 5% y con tiempos de disparo promedio de 30 ms.

ANEXO A

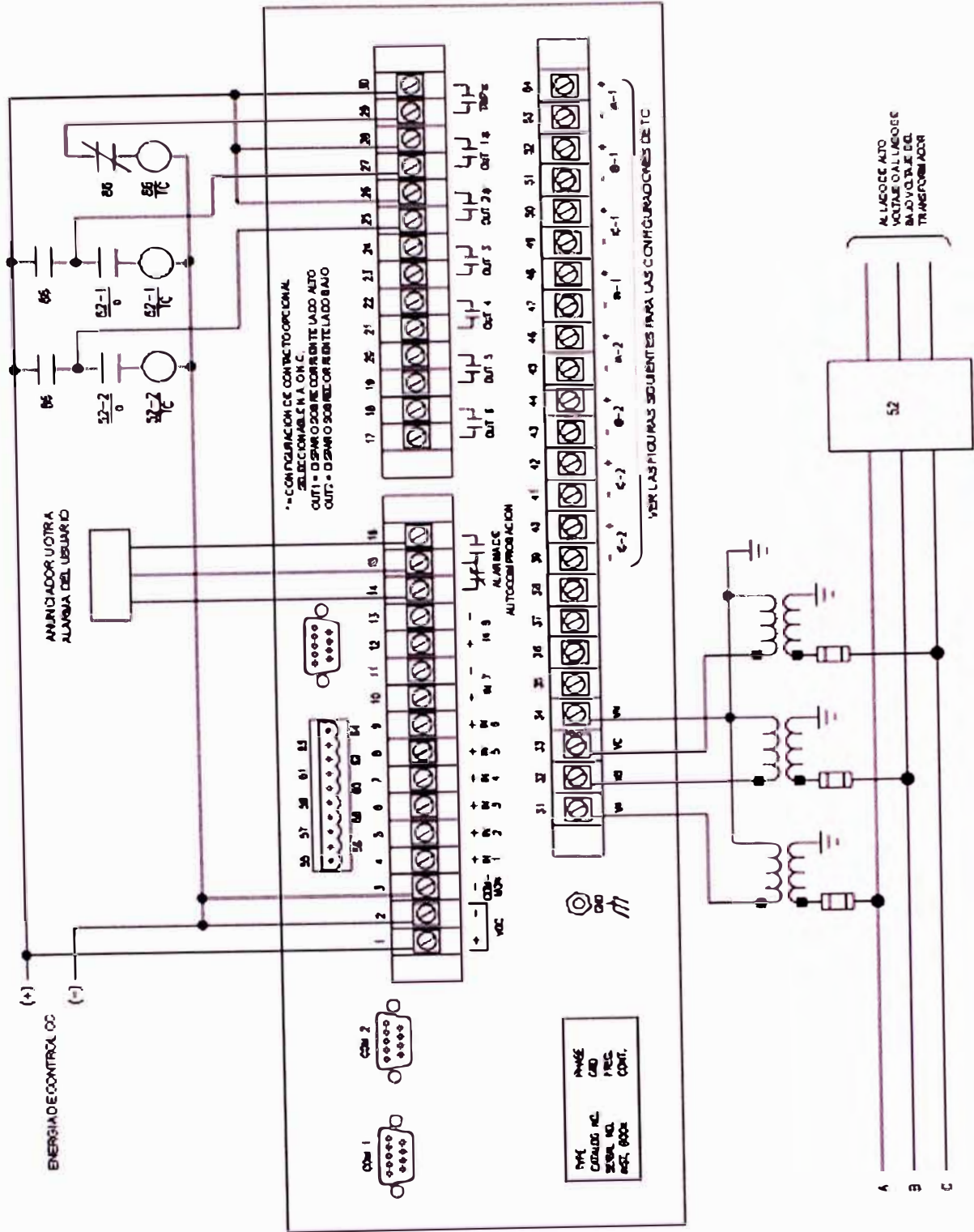
BLOQUES DE TERMINALES POSTERIORES DEL TPU 2000R



ANEXO B

CONEXIONES EXTERNAS TÍPICAS DEL RELÉ DE DOS DEVANADOS

TPU 2000R-ABB

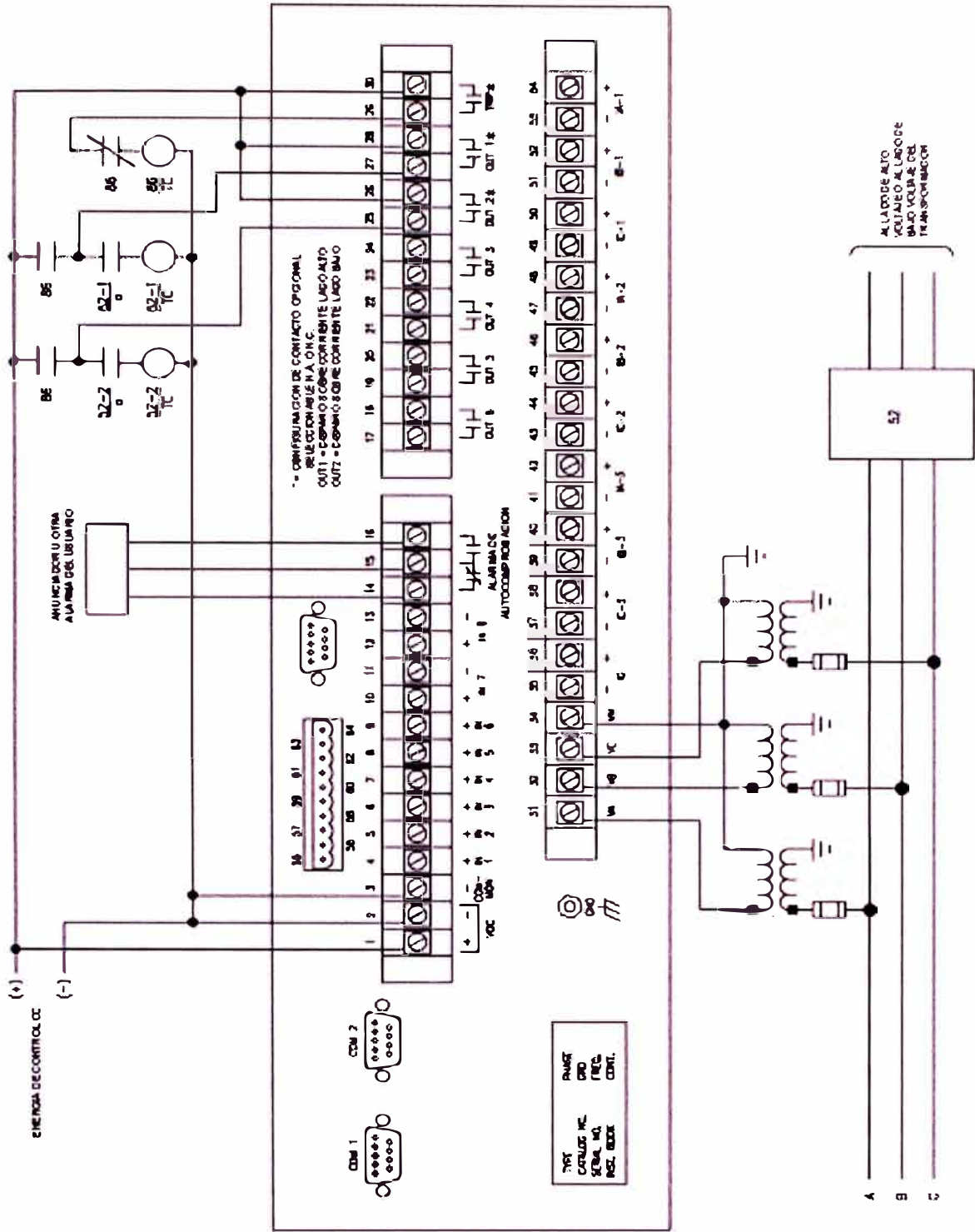


A
 B
 C

ANEXO C

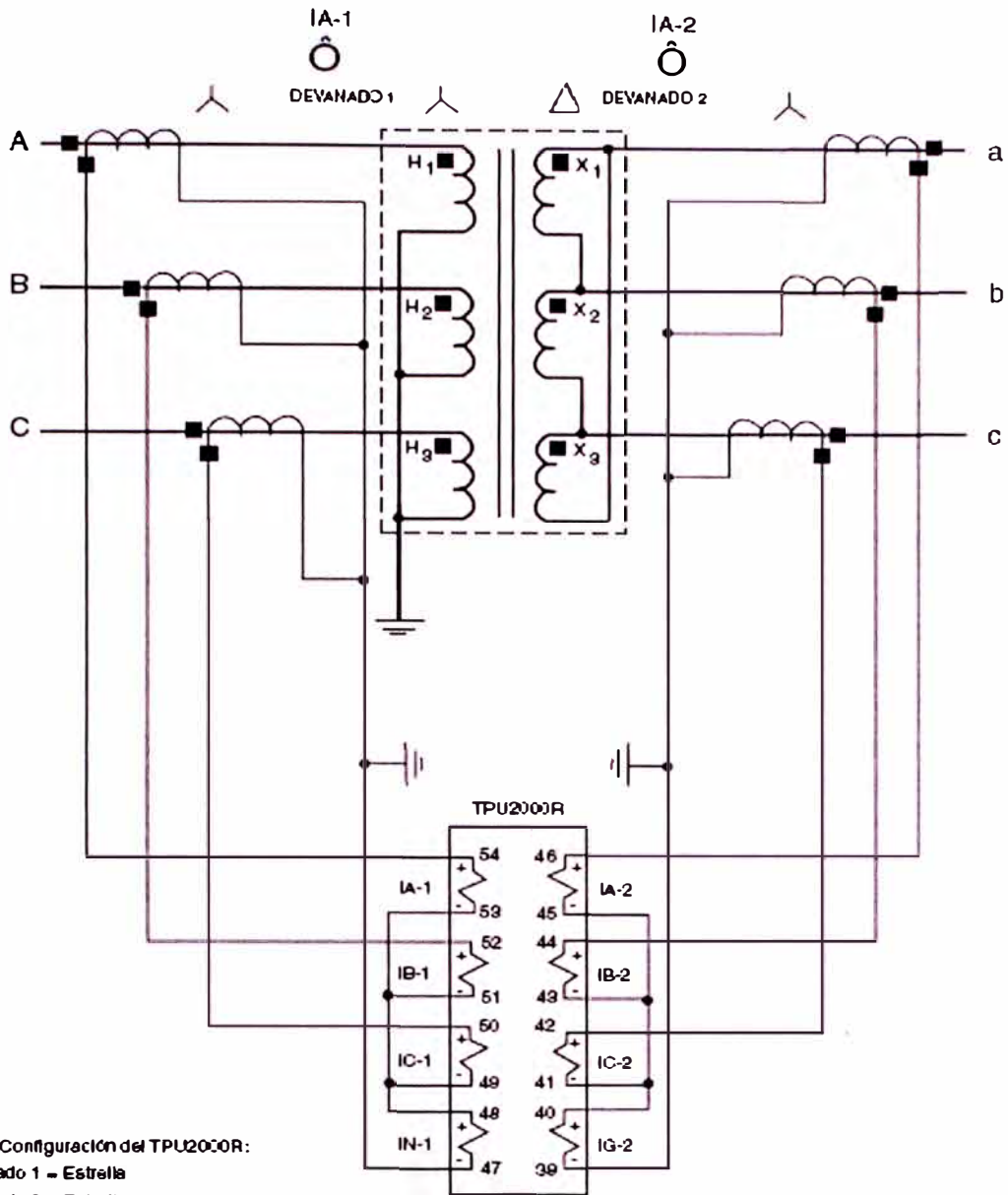
CONEXIONES EXTERNAS TÍPICAS DEL RELÉ DE TRES DEVANADOS

TPU 2000R-ABB



ANEXO D

**CONFIGURACIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y- Δ CON
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y-Y
(RELÉ DE DOS DEVANADOS)**



Ajustes de Configuración del TPU2000R:
 TC Devanado 1 = Estrella
 TC Devanado 2 = Estrella
 Transformador = Estrella 1 - Delta 2
 Compensación de Fase = 30°

BIBLIOGRAFÍA

1. C. Russell Mason "El arte y ciencia de la protección por relevadores". Ed. Continental S.A., 1986.
2. Juan M. Gers y Edgard J. Holmes "Protection of Electricity Distribution Networks" – Ed. The Institution of Electrical Engineers, London, 2004. 2nd Edition. ISBN 0 86341 357 9.
3. ABB Automation Inc. "Unidad de Protección de Transformadores ABB 2000R" – Manual de Instrucciones. USA. 2000.
4. Transener "Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional" COES-SINAC. 2003.
5. GEC ALSTOM T&D Protection & Control "Protección Diferencial de Transformador" – Manual de Servicio. Ed. St. Leonardo Works, Inglaterra.
6. GEC ALSTOM T&D Protection & Control "Protective Relays. Application Guide". Third edition, Inglaterra.
7. Paulino Montané "Protección de Instalaciones Eléctricas. Evolución y Perspectivas". Ed. Marcombo. Boixareu Editores. 2da. Edición, 1991.
8. Paul M. Anderson, Power Math Associates "Power System Protection". Ed. Mc Graw-Hill IEEE, Press, 1999.
9. J. Lewis Blackburn "Protective Relaying – Principles and Applications". Ed. Marcel Dekker Inc., 1987. ISBN 0 8247 7445 0.