

TECNICO EN PROTECCIONES ELECTRICAS

3. FILOSOFIA DE PROTECCIONES

CONTENIDO

1.0 INTERPRETACIÓN DE DIAGRAMAS

- 1.1 Arreglos de diagramas unifilares
 - 1.1.1 Barra sencilla
 - 1.1.2 Barra sencilla con barra de transferencia
 - 1.1.3 Barra de transferencia con interruptor de transferencia
 - 1.1.4 Doble barra con interruptor de transferencia
 - 1.1.5 Doble barra con doble interruptor
 - 1.1.6 Tipo anillo
 - 1.1.7 Interruptor y medio
- 1.2 Diagramas trifilares
- 1.3 Diagramas esquemáticos
- 1.4 Diagramas de alambrado
- 1.5 Lista de cables

2.0 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES

- 2.1 Sistemas eléctricos de potencia y su interpretación en los sistemas de protección
- 2.2 Requerimientos de los relevadores de protección
- 2.3 Zonas de protección

3.0 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

- 3.1 Transformadores de corriente
- 3.2 Transformadores de potencial
- 3.3 Dispositivos de potencial

4.0 RELEVADORES DE PROTECCIÓN

- 4.1 Clasificación de los relevadores de protección
 - 4.1.1 Por su función
 - 4.1.2 Por la señal de entrada
 - 4.1.3 Por su principio de operación
 - 4.1.4 Por las características de sus componentes
- 4.2 Principio de operación de los relevadores
 - 4.2.1 Sobrecorriente temporizado
 - 4.2.2 Sobrecorriente instantáneo
 - 4.2.3 Sobrecorriente de tiempo inverso
- 4.3 Distancia
 - 4.3.1 Principio de funcionamiento
 - 4.3.2 Tipos de características
- 4.4 Diferencial
 - 4.4.1 Principio de funcionamiento

5.0 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- 5.1 Relevador de distancia
 - 5.1.1 Acción de memoria
 - 5.1.2 Funciones de esquemas de distancia



- 5.1.2.1 Funciones de operación
- 5.1.2.2 Funciones de bloqueo
- 5.1.3 Diagramas P-Q y R-X
- 5.1.4 Tópicos de fallas en línea
 - 5.1.4.1 Sobrealcance
 - 5.4.1.2 Compensación de secuencia cero (K_0)
 - 5.1.4.3 Efectos de la resistencia de arco en las protecciones de línea
 - 5.1.4.4 Efectos de fuentes de corriente intermedia (Infeed)
- 5.2 Teleprotección
 - 5.2.1 Canales de comunicación
 - 5.2.1.1 OPLAT
 - 5.2.1.2 Microondas
 - 5.2.1.3 Fibra óptica
 - 5.2.2 Servicios
 - 5.2.2.1 PUTT
 - 5.2.2.2 POTT
 - 5.2.2.3 DTT

6.0 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

- 6.1 Introducción
- 6.2 Accesorios del transformador de potencia
- 6.3 Protección de Sobrecorriente
- 6.4 Curva de daño del transformador
- 6.5 Protección diferencial
 - 6.5.1 Principio de funcionamiento
 - 6.5.2 Problemas de aplicación
 - 6.5.3 Problemas de características de transformadores de corriente
 - 6.5.4 Problemas para obtener relaciones adecuadas de transformadores de corriente
- 6.6 Protecciones no eléctricas
 - 6.6.1 Relevador de Buchholz
 - 6.6.2 Relevador de sobrepresión
 - 6.6.3 Relevador de temperatura
- 6.7 Cambiador de taps
- 6.8 Corriente de magnetización
- 6.9 Corrientes armónicas
- 6.10 Defasamiento vectorial

7.0 PROTECCIÓN DE BARRA, REACTOR Y CAPACITOR

- 7.1 Protección de barra
 - 7.1.1 Introducción
 - 7.1.2 Relevador de Sobrecorriente.
 - 7.1.3 Relevador diferencial
 - 7.1.4 Relevador de voltaje de alta impedancia
- 7.2 Protección de reactor paralelo
- 7.3 Protección de capacitor paralelo

8.0 PROTECCIÓN DE GENERADOR

- 8.1 Introducción



- 8.2 Relevador diferencial de generador
- 8.3 Relevador de fallas a tierra en el estator del generador
- 8.4 Relevador de pérdida de campo
- 8.5 Relevador de fallas a tierra en el campo
- 8.6 Relevador de fallas internas en el sistema de excitación
- 8.7 Relevador de sobrevoltaje
- 8.8 Relevador de sobreexcitación
- 8.9 Relevador de respaldo de tierra
- 8.10 Relevador de respaldo de fase
- 8.11 Relevador de Sobrecorriente de secuencia negativa
- 8.12 Relevador de temperatura en el estator
- 8.13 Relevador de potencial balanceado
- 8.14 Relevador de potencia inversa.
- 8.15 Relevador de baja frecuencia
- 8.16 Disparo después de descarga



INTERPRETACION DE DIAGRAMAS

1.1 ARREGLOS DE DIAGRAMAS UNIFILARES

Para interpretar en forma objetiva los Sistemas de potencia se emplean los diagramas en los que, mediante símbolos normalizados, se representan cada uno de los componentes que conforman dicho sistemas, así como su interrelación. En los diagramas unifilares la representación se realiza por medio de un solo hilo, aunque por lo general los Sistemas de Potencia son trifásicos y en ocasiones hasta de cuatro hilos.

El diagrama unifilar es aquel que muestra las conexiones entre dispositivos, componentes, partes de un circuito eléctrico o un sistema de circuitos, representado mediante símbolos.

1.1.1 BARRA SENCILLA.

Son subestaciones que constan solamente de una barra para cada tensión, por lo que no ofrecen mayor grado de flexibilidad de operación, ya que una falla en barras produce la salida total, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionadas a través de cuchillas. El mantenimiento en ellas se dificulta al poder transferir el equipo, su utilización es principalmente en subestaciones de uso rural, ver Figura EE 1.

La ventaja es que cualquier sección del bus puede dejarse fuera de servicio sin afectar las demás secciones del mismo. Deberá proporcionar protección diferencial para cada una de las secciones de tal manera que cualquier falla en ella pueda librarse sin afectar las demás.

1.1.2 BARRA SENCILLA CON BARRA DE TRANSFERENCIA

Son subestaciones que constan de dos barras para cada tensión, por lo que ofrecen mayor grado de flexibilidad de operación, ya que una falla en barras produce la salida total, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionadas a través de cuchillas. El mantenimiento en ellas se facilita al poder transferir el equipo otro interruptor, su utilización es principalmente en subestaciones de distribución, ver Figura EE 2.



1.1.3 BARRA DE TRANSFERENCIA CON INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

Son subestaciones cuyo arreglo resulta más flexible ya que cuentan con interruptor de transferencia, por lo que para darles mantenimiento a cualquier bus o interruptor no se requiere interrumpir el servicio, se logra fácilmente adiciones de buses o interruptores en ampliaciones sin complicar el sistema. Aquí la barra principal es la única permanentemente energizada y sólo al librar algún interruptor se energiza la barra de transferencia. Por contar con mayor cantidad de equipo se está más expuesta a sufrir fallas incrementándose también su costo y ocupando una mayor extensión de terreno. También al ocurrir una falla en cualquiera de las barras se produce la salida total. Este arreglo es ampliamente usado en subestaciones reductoras, ver Figura EE 3.

1.1.4 DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

Este arreglo utiliza la flexibilidad de conexión a través de cuchillas a la barra de preferencia (B1 o B2), además de contar generalmente con interruptor de amarre de barras.

Adicionalmente se cuenta con otra barra para transferir el circuito que requiera de mantenimiento. Normalmente en esta aplicación se encuentra con circuitos dobles a los mismos destinos, lo que permite distribuir la energía en cada barra, ver Figura EE 5.

En caso de disturbio este arreglo permite, por la repartición de cargas, mantener una barra energizada y ocupar la de transferencia al mismo tiempo para un sólo alimentador.

La relación costo-beneficio ubica este tipo de arreglo en desventaja con respecto a los demás, por lo que su aplicación es reducida a pesar de ser un arreglo muy confiable.

1.1.5 DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR

Sin duda este arreglo resulta la mejor opción en cuanto a flexibilidad y confiabilidad se refiere, utilizándose en aquellos casos en donde la continuidad es muy importante, tanto en condiciones de falla como en mantenimiento. Su nombre se refiere a que cada circuito cuenta con dos interruptores propios permanentemente energizados y conectados a barras distintas. En estos arreglos se tiene duplicidad de equipo (interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos, aisladores, barras, etc.), por lo tanto, no requieren barra, ni equipo de transferencia, ver Figura EE 6.

Las dos desventajas que siguen prevaleciendo de este arreglo, la primera estriba en que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros arreglos, la segunda es que el esquema se complica en los circuitos de control y protección de respaldo local.



La relación costo-beneficio ubica este tipo de arreglo en desventaja con respecto a los demás, por lo que su aplicación es muy reducida a pesar de ser un arreglo muy flexible y confiable.

1.1.6 TIPO ANILLO

Este arreglo constituye una variante del de barra sencilla, dándole mayor flexibilidad al alimentarse los circuitos por dos caminos, ofreciendo la posibilidad de dar mantenimiento al equipo sin tener que dejar de proporcionar el fluido eléctrico, una ventaja adicional es que prácticamente con el mismo equipo primario (cuchillas e interruptores) de una subestación de arreglo de barra sencilla, se logra una subestación en anillo, donde se incrementa la flexibilidad de operación de la instalación, ver Figura EE 3.

Dentro de las desventajas que ofrece este arreglo se tienen: primero, que este tipo de arreglo es sólo eficiente con todos los interruptores cerrados; la segunda, es que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros arreglos y la tercera, que sin embargo puede ser superada, es que al tenerse que abrir el anillo por condiciones de mantenimiento o falla puede incrementarse la corriente que fluye por el resto de los interruptores conectados.

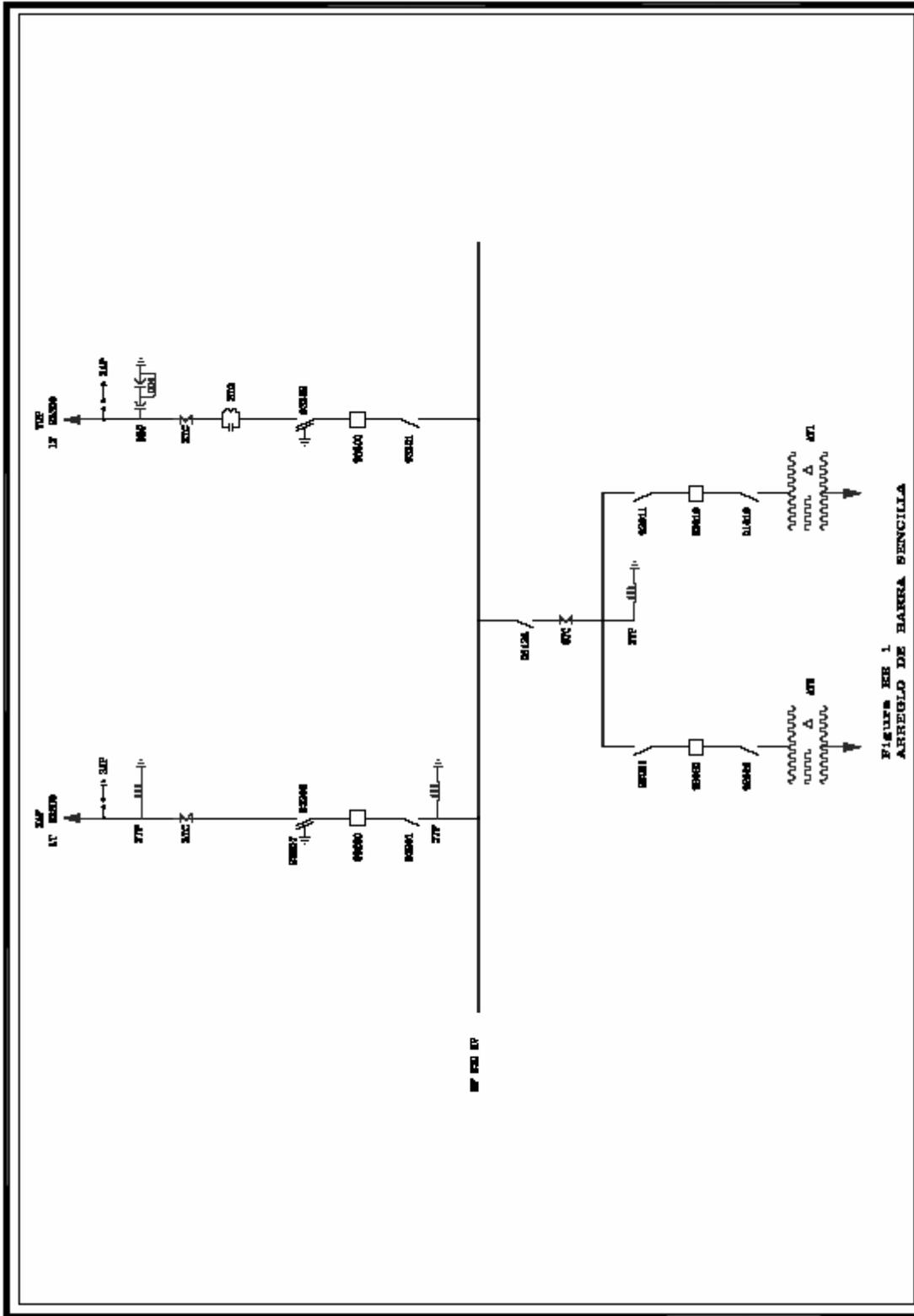
1.1.7 INTERRUPTOR Y MEDIO

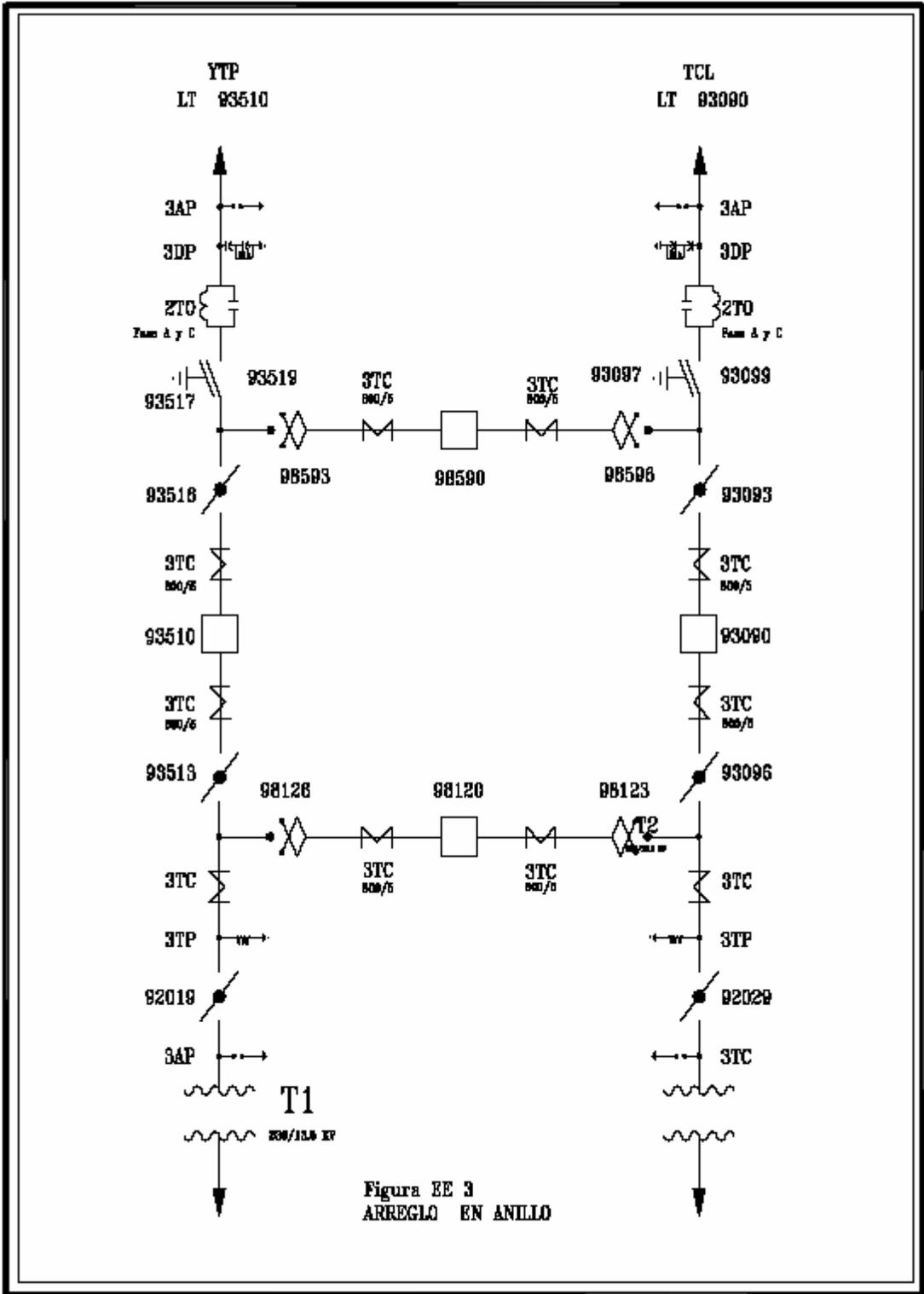
Este arreglo ofrece facilidad de mantenimiento, flexibilidad y confiabilidad, ya que al perderse una barra no se deja de alimentar la totalidad de la carga ni se pierden las fuentes de energía. Toma su nombre del hecho de compartir un mismo interruptor dos circuitos diferentes, contando además cada circuito de otro interruptor propio. Estas subestaciones tienen las dos barras principales energizadas permanentemente, siendo más complejos los arreglos de protección, control y medición. Requieren mayor cantidad de equipo y por ende son de mayor costo. Su empleo es ampliamente difundido en tensiones de 400, 230 y algunas subestaciones de 115 KV, ver Figura EE 4.

Una gran ventaja particular de este arreglo es que después de la pérdida incluso de ambos buses puede aún mantenerse la interconexión entre fuentes y cargas de la misma bahía.

Existen dos desventajas de este arreglo, la primera estriba en que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros arreglos, la segunda es que el esquema se complica en los circuitos de control y protección de respaldo local.







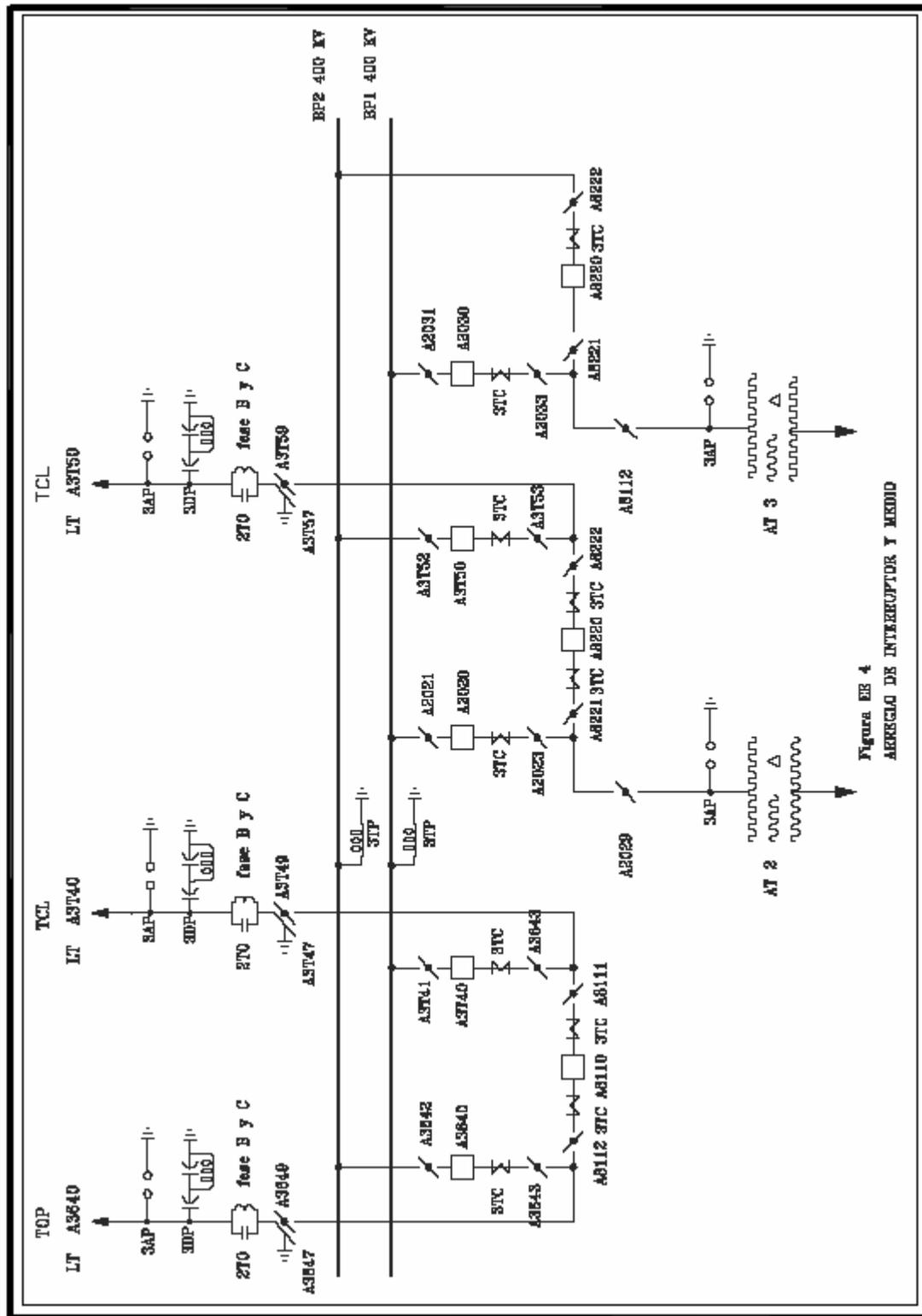
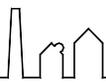


Figura EB 4
AEREGIO DE INTERRUPTOR Y MEDID

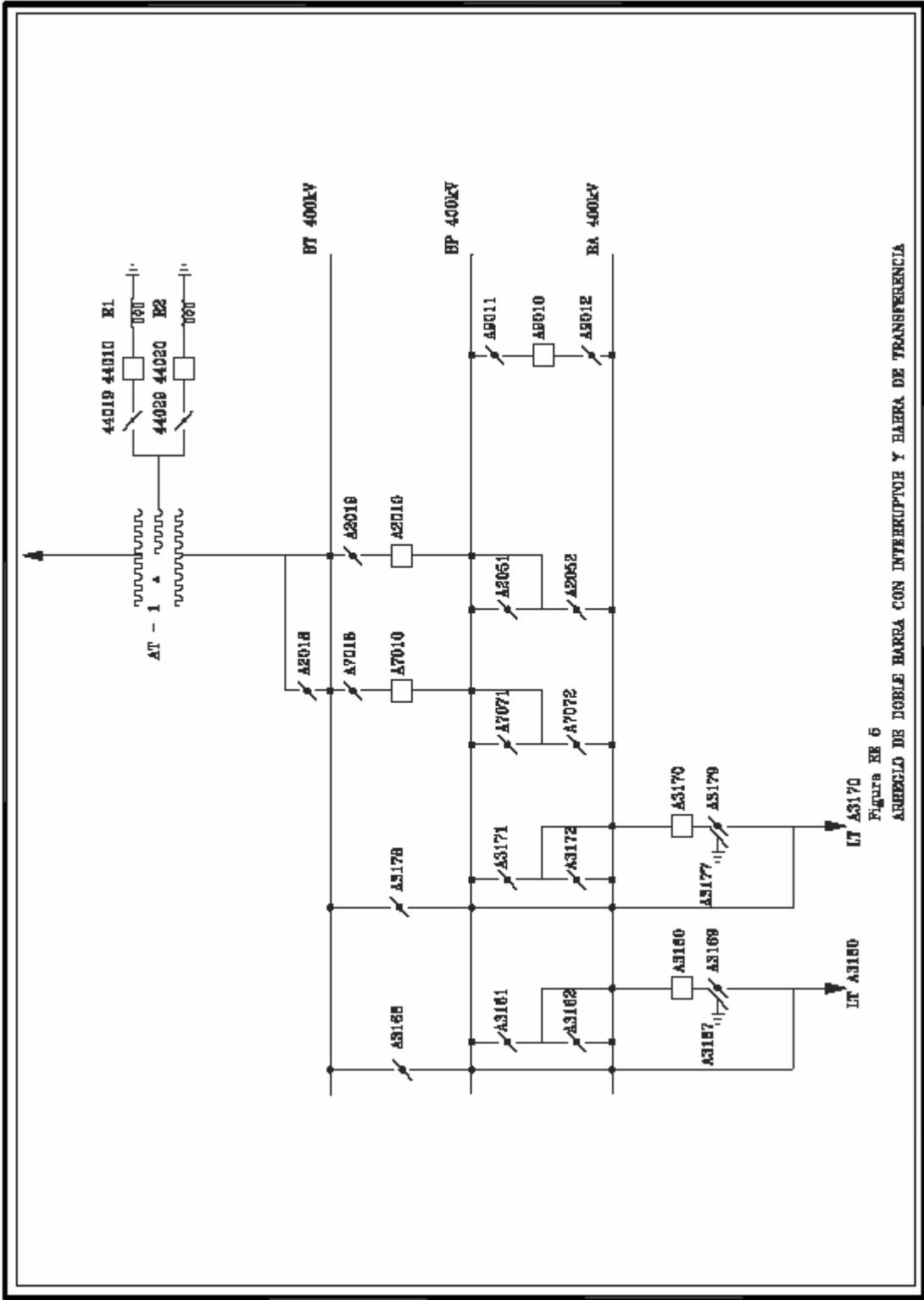


Figura EE 6
ARREDO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR Y BARRA DE TRANSFERENCIA



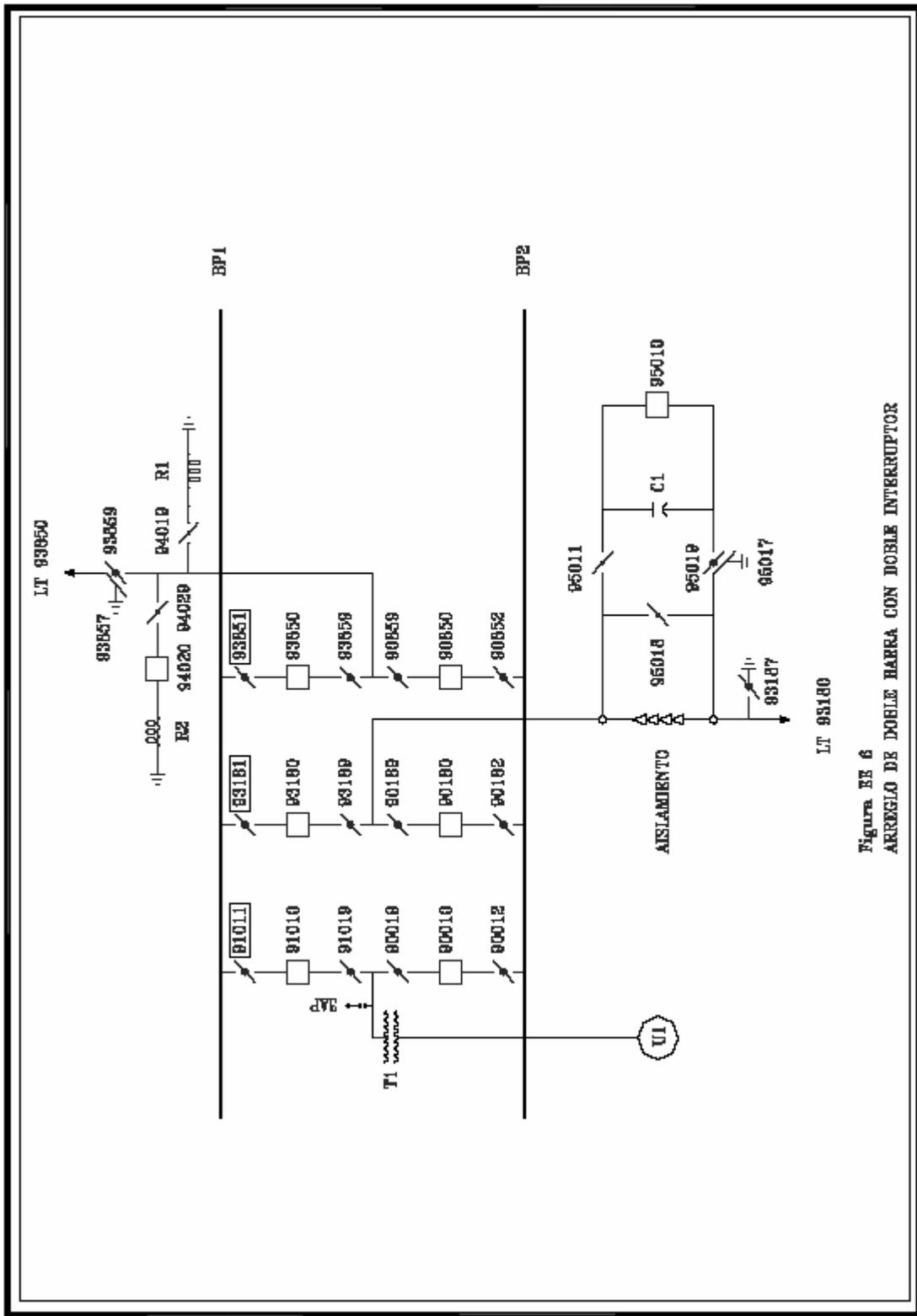


Figura EE 6
ARREGLO DE DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR



1.2. DIAGRAMAS TRIFILARES

En el diagrama trifilar se mostrarán todas las conexiones primarias de un circuito o sistema de circuitos trifásicos con la localización de transformadores de corriente y de potencial y sus respectivas polaridades, generadores, transformadores de potencia, etc., además se indicarán las conexiones en su secuencia real de los diferentes elementos internos del equipo montado en él o los tableros. Asimismo se podrán incluir los circuitos de excitación correspondientes a los generadores y cualquier otro circuito auxiliar.

1.3. DIAGRAMAS ESQUEMATICOS.

Diagramas elementales o esquemáticos serán de dos, tipos:

- a) Diagrama Trifilar
- b) Diagrama de Control.

1.4. DIAGRAMA DE ALAMBRADO

Un diagrama de conexiones es aquel en que se indica lo siguiente:

- a) La colocación de los elementos que forman el Tablero.
- b) Cada aparato o instrumento deberá estar identificado, así como sus bornes terminales.
- c) Se indicará la interconexión entre elementos del Tablero y las referencias correspondientes al equipo exterior conectado a éste. Así como el diagrama de conexiones internas de los aparatos e instrumentos y su cuadro de operación cuando se requiera.

1.5. LISTA DE CABLES.

En la lista de cable se representa la interconexión entre equipos, referenciado los puntos de salida así como el punto de llegada.



FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

2.1. SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA Y SU INTERPRETACIÓN EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

Un "Sistema Eléctrico de Potencia" es el conjunto de Centrales Generadoras, Líneas de Transmisión, Subestaciones de Eléctricas, así como los mecanismos de Control, Medición y Distribución, que tienen por objeto generar, transmitir y distribuir ia energía eléctrica a los centros de consumo.

La finalidad primordial de integrar a los sistemas eléctricos de potencia en uno solo, es para Generar, Transmitir y Distribuir energía eléctrica con máxima disponibilidad y mínimas pérdidas de acuerdo a límites especificados de frecuencia, voltaje y corriente, tomando en cuenta la seguridad y aspectos ambientales, Por otro lado, mediante la unión de estos sistemas se obtiene una mayor flexibilidad en la operación de estos, eliminando los cortes de servicio por mantenimiento o por fallas, con lo que se disminuyen los costos de operación y mantenimiento.

Las Líneas de Transmisión son los elementos del sistema eléctrico que están mayormente expuestos a fallas (por condiciones naturales y artificiales), debido a que el área que ocupan, en comparación con otros quipos, es bastante mayor, lo que aumenta las probabilidades de falla, provocando interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Desde principios del siglo XX los relevadores electromecánicos han protegido los sistemas eléctricos de potencia. En los años 70's, los sistemas de protección evolucionan hacia los relevadores con circuitos estáticos, con los que se tenia monitoreo continuo. Ahora, gracias a la tecnología y a la aparición de los microprocesadores, los relevadores de protección se están convirtiendo en verdaderos entes Inteligentes, los cuales con unos parámetros indicados por los usuarios, analizan constantemente las variables del sistema eléctrico, tomando la decisión de la manera que deben reaccionar ante cualquier situación de disturbio.

Debido a que los sistemas eléctricos se están volviendo cada día más complejos, la evolución en los esquemas de protección se hará hacia dispositivos inteligentes adaptivos, los cuales mediante las



condiciones de voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, flujo de dichas potencias, etc. Adoptarán la máscara de ajustes más adecuada, para proteger al sistema en una forma más eficiente.

Sin embargo, no debemos dejar de lado que los sistemas eléctricos de potencia no se deben a sí mismos; crecen y se desarrollan por la actividad diaria de los Técnicos Especialistas e Ingenieros, ya que gracias a ellos, a su profesionalismo y capacitación, ha sido posible que sistemas eléctricos como el de la Comisión Federal de Electricidad lleguen a ser uno de los mejores del mundo, impulsando el desarrollo de México.

2.2. REQUERIMIENTOS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Los requerimientos fundamentales para el diseño y selección de los relevadores son los siguientes:

VELOCIDAD

Reducir daño.

Evitar riesgo en personal y equipo.

Reducir esfuerzo y fatiga en equipo.

Reducir ionización.

Incrementar la Transferencia de Potencia.

Aspectos que perjudican la rapidez:

Transitorios de Alta frecuencia.

Saturación de Transformadores de Corriente

SENSIBILIDAD

Detectar fallas de baja aportación de corriente

Aspectos que afectan la sensibilidad de los relevadores de protección:

Carga

Transitorios de Alta Frecuencia Corrientes Magnetizantes

Alta resistencia de falla

Líneas de Transmisión Largas

Baja aportación de corriente a la falla

Para evitar que los relevadores de protección no se vean afectados por la baja aportación de corriente de falla pueden emplearse técnicas como:

Medición de cantidades de Secuencia Cero, Medición de Cantidades de Fase, Medición de $Z=U_f/I_f$, y medición de la corriente de falla.

SELECTIVIDAD

Desconecta sólo el equipo fallado

La selectividad se logra mediante las siguientes características:

Diferencial.



Esta debe ser inmune a grandes corrientes, lográndolo con un circuito de restricción

Dirección.

Los principales factores que afectan a esta característica son:

Transitorias de alta frecuencia

Cierre bajo falla

Filtros

Polarización de fases sanas y memoria

Voltajes y corrientes reversibles

Alcance

Esta característica es afectada por los siguientes factores:

Transitorios de Alta Frecuencia

Líneas largas / líneas cortas / Líneas paralelas

Carga

Características de medición óptima

Fase

Algunos factores que la afectan son:

Carga

Corrientes asimétricas

Selector de fase independiente de la carga

CONFIABILIDAD

La confiabilidad de los relevadores incluye dos aspectos:

Dependabilidad. Grado de certeza que un relevador o un sistema de éstos opere correctamente, es la habilidad para operar correctamente cuando se requiera.

Seguridad. Se relaciona el grado de certeza que un relevador o sistema de relevadores no opere incorrectamente, o sea, la habilidad para evitar una falsa operación durante condición normal, o en fallas y problemas fuera de su zona de operación designada.

Los principales factores que afectan la Confiabilidad de los relevadores son:

Tipo de sistema de protección.

Principio de Medición.

Calidad del Relevador.

Ajustes.

Mantenimiento. Mal efectuado o escaso, incluyendo alambrado y componentes.

Actualización por modificación.



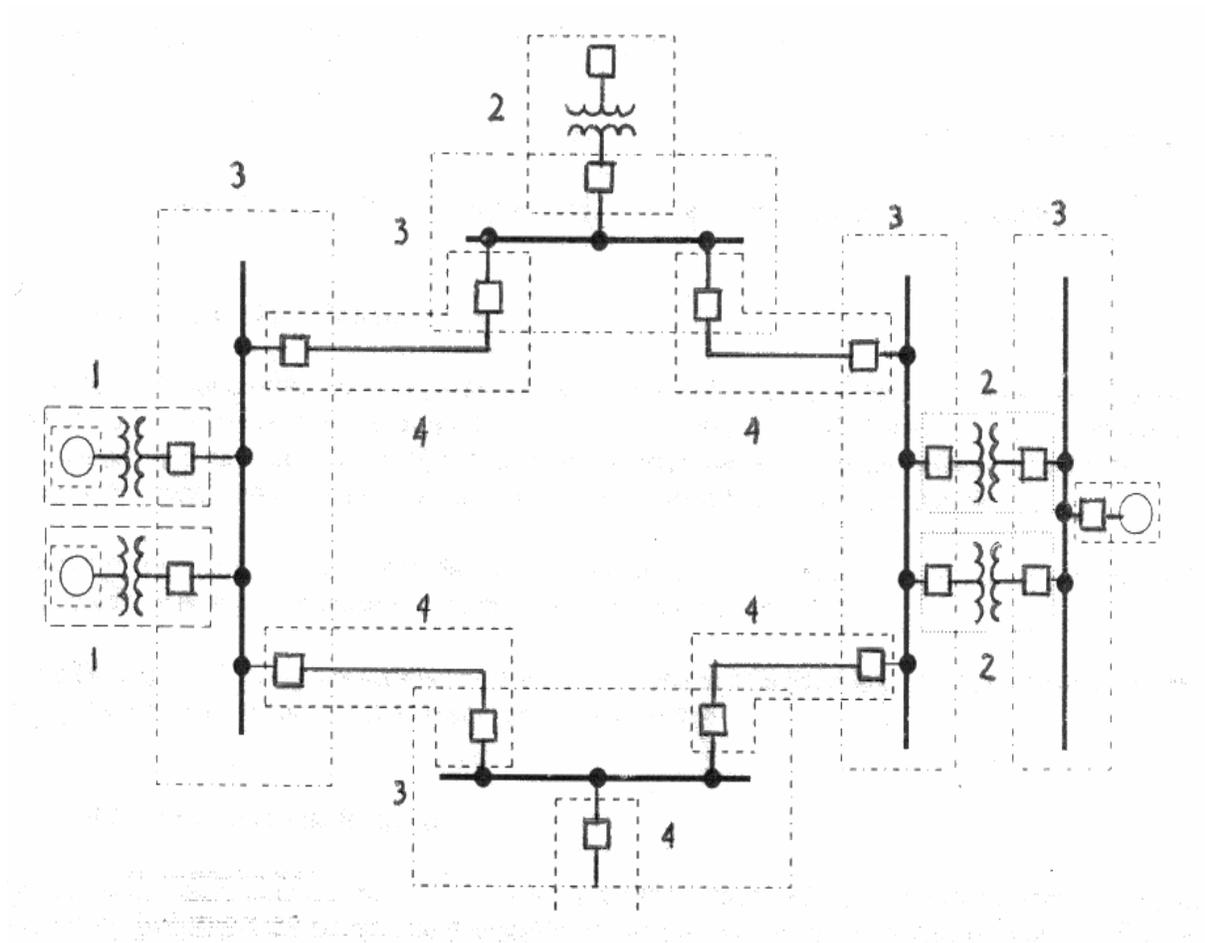
2.3. ZONAS DE PROTECCIÓN

La filosofía general de la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia en zonas de protección que puedan ser protegidas adecuadamente. Las divisiones dependen de los equipos del sistema eléctrico, encontrándose las siguientes:

- 1) Generadores o grupo de generador - transformador.
- 2) Transformadores
- 3) Barras
- 4) Líneas de Transmisión y Distribución.

Un típico sistema de potencia y sus zonas de protección se muestran en la siguiente figura.

Fig. FP-1. Sistema Eléctrico típico con sus Zonas de Protección



La protección en cada zona está traslapada para evitar la posibilidad de dejar un área desprotegida; este traslape es hecho conectando los relevadores a transformadores de corriente como se muestra en la figura FP-2 a y FP- 2b, cualquier falla en la pequeña zona entre los transformadores de corriente operarán los relevadores de la zona A y zona B y dispararán todos los interruptores en las dos zonas

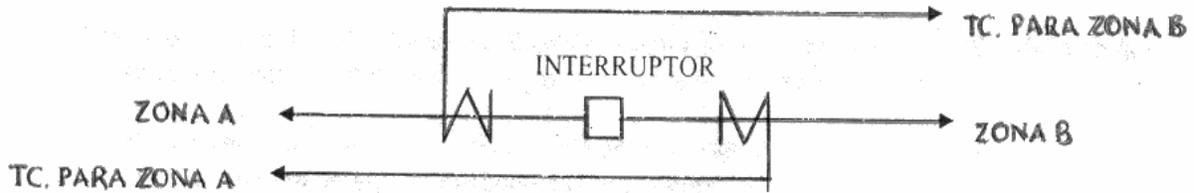


Figura No. FP-2a. Transformadores de corriente en ambos lados del interruptor

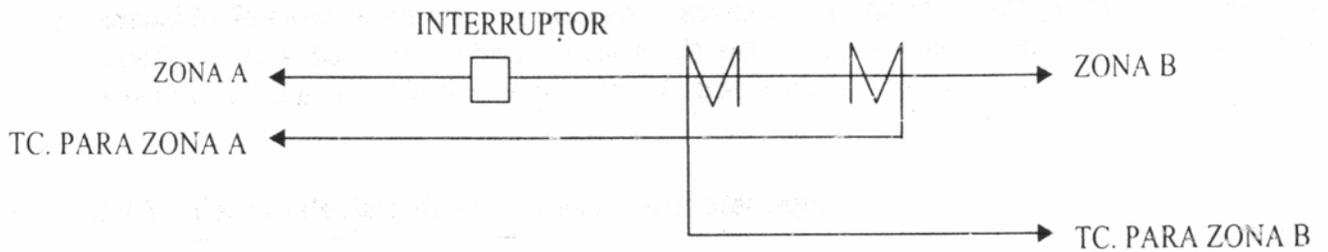


Figura No, 27-b, Transformadores de corriente en un solo lado del interruptor.



TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

La confiabilidad de los relevadores de protección depende directamente de las señales de entrada, referentes a los parámetros eléctricos, sean una representación fiel del Sistema Eléctrico. Para lograr lo anterior se emplean transformadores de instrumentos.

Los transformadores de instrumentos son dispositivos especiales que reducen los niveles de voltaje y corriente del sistema primario a valores reducidos, en forma proporcional, para alimentar a los sistemas de protección, medición y control. Sirven como aislamiento entre el equipo primario y el equipo de protección, medición y control y proveer una completa protección, los circuitos secundarios deberán ser aterrizados en un punto; las cajas metálicas de conexión deberán también ser aterrizadas.

La reducción de los niveles de voltaje y corriente logra también una reducción en los niveles de aislamiento y capacidad, con lo que reduce el tamaño y costo de los equipos.

Existen dos tipos básicos de transformadores de instrumentos:

- * Transformadores de Corriente (TC's)
- * Transformadores de Potencial (TP's)

3.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

De esta manera un Transformador de Corriente se define como "un instrumento transformador en el que la corriente secundaria es substancialmente proporcional a la corriente primaria (bajo condiciones normales de operación) y difiere en fase de ésta por un ángulo que está en cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones".

Esto destaca principalmente dos funciones:

- * Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importa el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un bajo voltaje que no represente peligro para el personal, ni para los equipos.



* Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

El Transformador de Corriente trabaja en el principio de flujo variable. En el Transformador de Corriente "ideal", la corriente secundaria deberá ser exactamente igual (cuando es multiplicada por la relación de vueltas) y opuesta a la corriente primaria. Pero, como en el transformador, algo de la corriente o los amperes-vuelta primarios se utilizan para magnetizar el núcleo, se tienen menos amperes-vuelta primarios que los "transformados" en amperes-vuelta secundarios. Esto naturalmente introduce un error en la transformación, el error es clasificado en: error de corriente o relación y el error de fase.

El diagrama representativo del circuito equivalente del Transformador de Corriente se muestra en la Figura TC 1, cuyos componentes son:

- Z_H = Impedancia del devanado primario Z_M = Impedancia de magnetización
- Z_L = Impedancia del devanado secundario Z_C = Impedancia de carga
- R_M = Pérdidas en el núcleo N = Relación de espiras

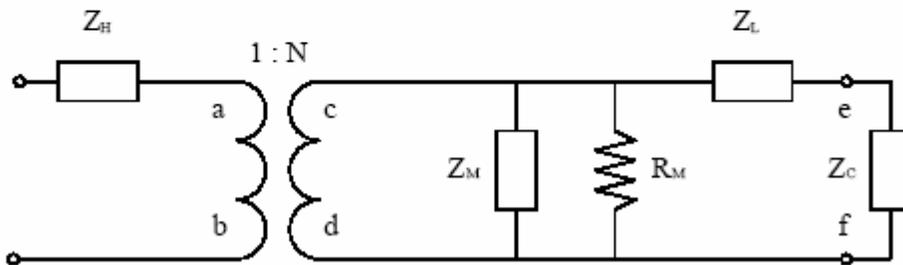


Figura TC 1
CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TC

La Figura TC 2 es una simplificación del anterior, despreciando las pérdidas provocadas por la impedancia del devanado primario y las pérdidas en el núcleo.

- I_H/N = Corriente primaria referida al secundario
- I_H = Corriente primaria
- I_L = Corriente secundaria efectiva
- I_E = Corriente de excitación

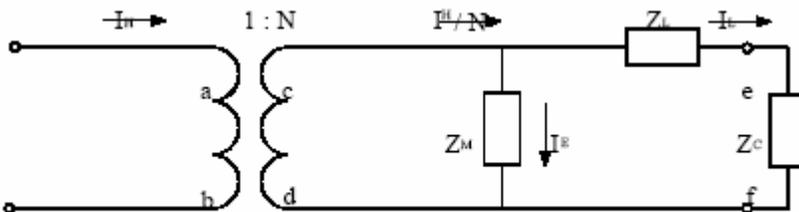


Figura TC 2
CIRCUITO EQUIVALENTE SIMPLIFICADO



La Figura TC 3, es el diagrama vectorial correspondiente al Transformador de Corriente en condiciones normales de operación, en el cual se han exagerado las pérdidas para poder observarlas. Donde:

V_S = Voltaje inducido en el devanado secundario

V_{ef} = Voltaje en terminales del Transformador de Corriente

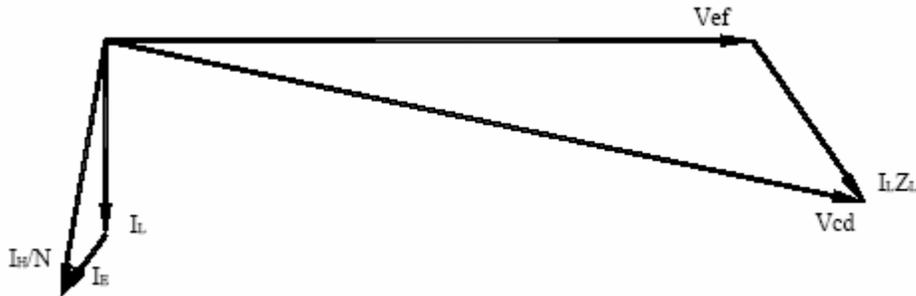


Figura TC 3
DIAGRAMA FASORIAL PARA UN TC

SELECCION DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO GENERALIDADES

Entre los factores que determinan la selección de estos aparatos se encuentran:

- El tipo de instalación
- El tipo de aislamiento
- La potencia nominal
- La clase de precisión

INSTALACION

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 KV, son diseñadas para servicio interior.

Las instalaciones de tipo exterior son de tensiones desde 34.5 a 400 KV, salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 KV.

Adicionalmente, existen básicamente dos tipos de transformadores en uso, los llamados tipo boquilla o bushing y los tipo pedestal.

Los Transformadores de Corriente tipo boquilla o bushing construidos dentro de las boquillas de los interruptores, transformadores de potencia y generadores, etc., tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones.



El arrollamiento secundario está completamente distribuido, teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los Transformadores de Corriente tipo pedestal construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o pasta epoxiglass, tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de corriente de excitación para el error de relación especificado.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los Transformadores de Corriente, están identificadas por marcas pintadas con símbolos como H_1 y H_2 (P_1 y P_2) para las terminales primarias y X_1 y X_2 (S_1 y S_2) para las terminales secundarias. Por convención, cuando la corriente entra por la terminal H_1 (P_1), la corriente sale por la terminal X_1 (S_1), polaridad sustractiva.

AISLAMIENTO

Material para baja tensión

Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

Material de media tensión

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 KV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

La mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los materiales con aislamiento en aceite o en masa aislante (compound) se utilizan muy poco y sólo para ampliaciones de instalaciones existentes.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores.

Material de alta tensión

Los transformadores para alta tensión son aislados con material dieléctrico, impregnados con aceite y colocados dentro de un envoltorio de porcelana.

POTENCIA NOMINAL

La potencia nominal de los Transformadores de Corriente, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas de los límites de errores. Está indicada generalmente, en la placa característica y se expresa en voltamper, aunque también puede expresarse en ohms.

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y



tener en cuenta la pérdida por efecto de Joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, ver Tabla 1.

CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGUN NORMA ANSI C.57.13

(TABLA 1)

Designación de la carga	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 AMP		
	Resistencia Ohms	Inductancia Milihenrys	Impedancia Ohms	Voltamper	Factor de potencia
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.50	2.300	1.0	25	0.5
B2.0	1.00	4.600	2.0	50	0.5
B4	2.00	9.200	4.0	100	0.5
B8	4.00	18.400	8.0	200	0.5

CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA

Se seleccionará normalmente el valor superior a la corriente nominal de la instalación según la siguiente Tabla 2 de valores normalizados:

SIMPLE RELACION DE TRANSFORMACION			(TABLA 2)	DOBLE RELACION DE TRANSFORMACION	
5	100	1200		2X 5	2X100
10	150	1500		2X10	2X150
15	150	1500		2X15	2X200
15	200	2000		2X25	2X300
20	300	3000		2X50	2X400
25				2X75	2X600
30	400	4000			
40					
50	600				
75	800				

En ciertos tipos se realiza una doble o una triple relación primaria, ya sea por medio de conexiones serie paralelo del bobinado primario, o por medio de tomas en los bobinados secundarios.

CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA

El valor normalizado es generalmente de 5 amperes, en ciertos casos, cuando el alambrado del secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 amper.



CARGA SECUNDARIA

La carga secundaria para un Transformador de Corriente, es el valor en ohms de la impedancia constituida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones.

La carga secundaria nominal es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión bajo la corriente nominal, por ejemplo:

Potencia de precisión 50 VA para $I^2 = 5^2$

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ ohms}$$

CLASES DE PRECISION

La selección de la clase de precisión depende igualmente de la utilización a que se designen los transformadores. Independientemente a esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

Las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas.

Para Transformadores de Corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores de sobrecarga.

La clase de precisión se designa por el error máximo permisible, en porciento, que el transformador pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal.

Las normas ANSI define la clase de precisión como el error máximo admisible, en % que el transformador puede introducir en la medición de potencia.

Cada clase de precisión especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo: 0.5–50 VA.

Se dan a continuación, las clases de precisión recomendadas, según el uso a que se destina el Transformador de Corriente.



CLASE

UTILIZACION

- 0.1 Calibración y medidas de laboratorio.
- 0.2 - 0.3 Medidas de laboratorio.
Alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia.
- 0.5 - 0.6 Alimentación de wathorímetros para facturación, en circuitos de distribución. Wattmetros industriales.
Amperetros indicadores.
Amperetros registradores.
Fasómetros indicadores.
- 1.2 Fasómetros registradores.
Wathorímetros indicadores.
Wathorímetros industriales.
Wathorímetros registradores.
Protecciones diferenciales, relevadores de distancia y de impedancia.
- 3 - 5 Protecciones en general, (relevadores de sobrecorriente).

PRECISION PARA PROTECCION

La revisión de 1968 de las normas americanas ANSI, (anteriormente ASA), hacen la siguiente clasificación para la protección.

Clase C

Cubre todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de relación.

La relación de transformación en ellos, puede ser calculada por métodos analíticos.

Clase T

Cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de transformación.

La relación de transformación en los mismos, debe ser determinada por prueba.

Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal (B0.1 a B8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y a cualquier carga inferior a la nominal.

Así, por ejemplo, un transformador clase C100, deberá tener un error de relación menor a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria, si su carga no es mayor a (1.0 ohm x 20 veces x 5 amp = 100 volts).

De lo anterior se deduce que la nueva clasificación para protección (C o T), es equivalente a la antigua clasificación L.



La **C** es equivalente al “**10H**” (Error máximo de relación especificado en tanto por ciento, Impedancia secundaria interna alta) de la clasificación anterior y estos datos significan lo siguiente:

Para un Transformador de Corriente de clase “C400”, quiere decir que puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria ($5 \times 20 = 100$ amp), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes sin exceder el error de 10%, permitido para estos casos.

EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para poder evaluar los Transformadores de Corriente se aplica la siguiente fórmula, de acuerdo con la Figura TC 2, con la que determinamos el voltaje en terminales secundarios del mismo en casos de falla.

$$V_{cd} = VS$$

$$V_{cd} = I_L (Z_L + Z_C + Z_T)$$

I_L = Corriente máxima secundaria de falla

Z_T = Impedancia de los conductores secundarios

Para esto se requiere contar con la información del estudio de cortocircuito que nos indique la corriente máxima que soportará el Transformador de Corriente en casos de fallas muy cercanas al mismo, además de las impedancias de los relevadores y los conductores secundarios.

Dependiendo del tipo de Transformador de Corriente, que puede ser de relación fija o de relación múltiple, en cualquiera de los casos se recurre a las curvas de saturación para determinar las condiciones de uso del mismo.

El voltaje calculado nos permitirá conocer el grado de saturación del Transformador de Corriente.

Las curvas de saturación son suministradas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo.

La Figura TC 4 muestra las curvas de saturación para un Transformador de Corriente tipo “bushing” de relación múltiple.

Los Transformadores de Corriente son fabricados de acuerdo a las normas ANSI la cual establece la capacidad del Transformador de Corriente mediante dos símbolos una letra “C” o “T” y un número que indica la capacidad de voltaje secundario en bornes.



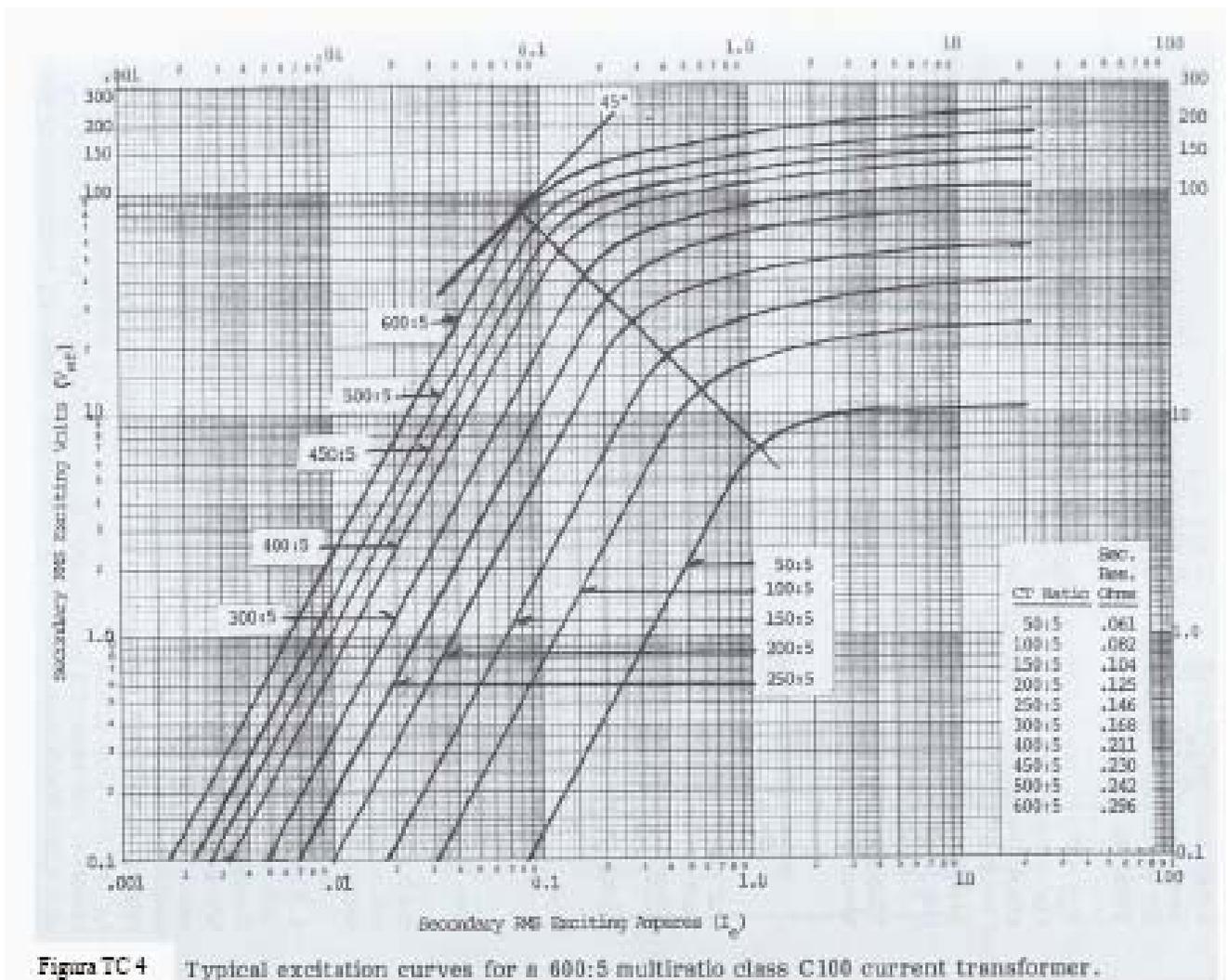


Figura TC 4 Typical excitation curves for a 600:5 multiratio class C100 current transformer.

3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Las normas definen un Transformador de Potencial como "un instrumento transformador en el que el voltaje secundario es substancialmente proporcional al voltaje primario y difiere en fase de él por un ángulo que es cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones".

Esto, en esencia, significa que el Transformador de Potencial tiene que estar lo más cercano posible al transformador "ideal". En un transformador "ideal", el vector de voltaje secundario es exactamente igual y opuesto al vector de voltaje primario, cuando es multiplicado por la relación de vueltas.

Esto destaca principalmente dos funciones:



* Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importando el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un voltaje bajo que no represente peligro para el personal ni para los equipos.

* Reducir en forma proporcional los valores de voltaje del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

Sin embargo, en un transformador "real", se introducen errores porque una parte de corriente es empleada para la magnetización del núcleo y debido a las caídas de voltaje en los devanados primario y secundario a causa de la reactancia de dispersión y resistencia del devanado. Uno puede hablar así de un error de voltaje, que es la cantidad por la que el voltaje es menor que el voltaje primario aplicado, y el error de fase, que es el ángulo de fase por el que el vector de voltaje secundario invertido se desplaza del vector de voltaje primario.

Algunos fabricantes diseñan sus TP's de modo que las caídas por la resistencia y reactancia se minimizan, usando también los mejores grados de aceros eléctricos rodados en frío y grano orientado que habilitan un funcionamiento en óptimos niveles de inducción magnética, reduciendo así tanto el tamaño como el costo del Transformador de Potencial. Básicamente se encuentran en el mercado dos tipos:

Transformador de Potencial Inductivo
Dispositivo de Potencial Capacitivo

Un Transformador de Potencial Inductivo es un transformador convencional, con un arrollamiento primario en el lado de alta tensión y un arrollamiento secundario en el lado de baja tensión, a veces con una derivación para disponer de dos magnitudes en un mismo devanado. El devanado primario se conecta directamente al sistema de potencia mientras que el secundario es conectado los instrumentos como se muestra en la Figura TP 1.

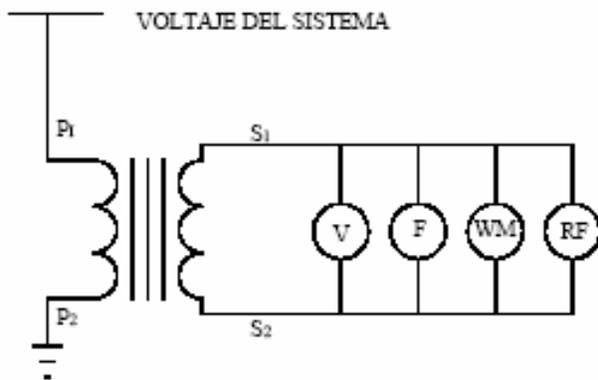


Figura TP 1
DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UN TRANSFORMADOR
POTENCIAL CON ALGUNOS INSTRUMENTOS

Existe la posibilidad de que el Transformador de Potencial contenga dos o tres devanados secundarios, este tipo de Transformador de Potencial se usan cuando en la instalación se requieren diferentes niveles de voltaje secundario o cuando existen varios esquemas de protección que requieren señales independientes de voltaje, este arreglo del TP se muestra en la Figura TP 2.



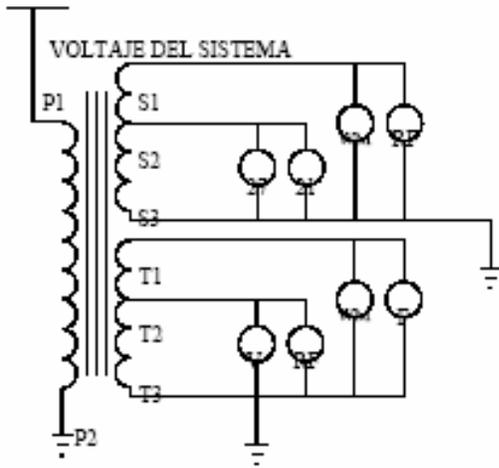


Figura TP 2
 DIAGRAMA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
 CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS Y DOBLE RELACION

3.3 DISPOSITIVOS DE POTENCIAL

El Dispositivo de Potencial Capacitivo difiere del Transformador de Potencial en cuanto a su diseño, ya que su devanado primario no se conecta directamente al voltaje del sistema de potencia, pero obtiene una parte proporcional del mismo a través de un divisor compuesto por un grupo de capacitores apilados conectados en serie, con un capacitor auxiliar que tiene conectado entre sus extremos un Transformador de Potencial seco del tipo distribución con varios devanados secundarios, el diagrama de un DP se muestra en la Figura TP 3.

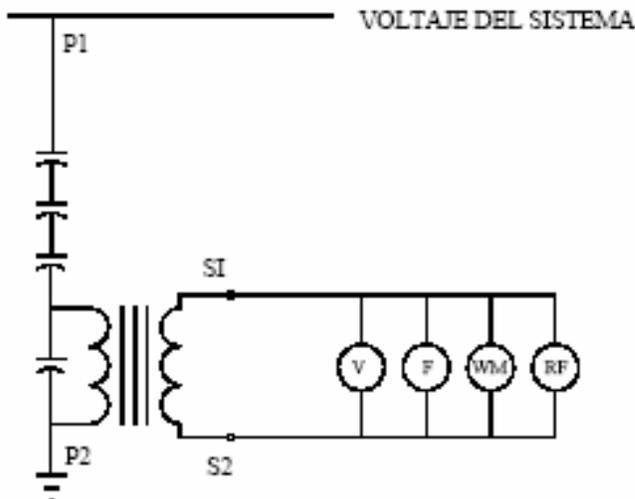


Figura TP 3
 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE DISPOSITIVO
 CAPACITIVO DE POTENCIAL



Para ambos casos la función es la misma, producir una réplica proporcional del voltaje real del sistema, sin embargo los DP's normalmente son de menor capacidad que los Transformadores de Potencial y por sus componentes de construcción a veces menos precisos.

La función principal de los DP's se desarrolla en las líneas de transmisión, en donde se usan como parte del equipo de acoplamiento para transmitir señales de frecuencia más alta que la del sistema de potencia, para establecer un enlace en las comunicaciones y teleprotección entre las subestaciones de ambos extremos de las líneas de transmisión.

A este enlace se le conoce comúnmente como OPLAT (Onda Portadora a través de Líneas de Alta Tensión). En la práctica, el DP se usa para doble función: como reductor de voltaje y como equipo de acoplamiento para comunicaciones.

Los utilizados para protección y medición se conocen como dispositivos de "Clase A". Estos aparatos tienen medios para ajustar la magnitud y el ángulo de fase del voltaje secundario y se les conoce con el nombre de dispositivo de tipo resonante.

SELECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL GENERALIDADES

VOLTAJE NOMINAL DE SERVICIO

Se escoge generalmente el voltaje nominal de aislamiento en KV superior y más próximo al voltaje de servicio.

VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO

Este voltaje, según ANSI, es de 120 volts para los Transformadores de Potencial nominal de servicio hasta 25 KV y de 115 volts con aquellos de 34.5 KV o más.

En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal también un voltaje secundario de 115/1.73 volts.

Los Transformadores de Potencial son construidos en la generalidad de los casos, con un solo devanado secundario, que alimenta los aparatos de medición y protección.

Se proveen normalmente dos devanados secundarios en el caso de que se desee alimentar relevadores de tierra.

POTENCIA NOMINAL

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Potencial, se hace generalmente la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario.



CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
 SEGUN NORMA ANSI C.57.13
 (TABLA 1)

CARGAS NORMALES			CARACTERISTICAS EN BASE A 120 VOLTS Y 60 HZ			CARACTERISTICAS EN BASE A 69.3 VOLTS Y 60 HZ		
Designación	V.A.	f.p.	Resistencia Ohms	Inductancia Henrys	Impedancia Ohms	Resistencia Ohms	Inductancia Henrys	Impedancia Ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.0420	115.20	38.4	1.0140	384.0
X	25.0	0.70	403.2	1.0920	576.00	134.4	0.3640	192.0
Y	75.0	0.85	163.2	0.2680	192.00	54.4	0.0894	64.0
Z	200.0	0.85	61.2	0.1010	72.00	20.4	0.0336	24.0
ZZ	400.0	0.85	30.6	0.0554	36.00	10.2	0.0168	12.0

Se deberán tomar en cuenta, por otro lado, las caídas de voltaje en los cables de control si las distancias entre los transformadores y los instrumentos son importantes.

Se escoge la potencia normalizada inmediata superior a la suma de las potencias. Los valores normalizados de las potencias de precisión, y de sus factores de potencia, según ANSI, están dados en la Tabla 1.

PRECISION

La precisión dependerá de la aplicación específica, dependiendo de lo que el usuario requiera, aunque es importante mencionar que a mayor precisión, el TP tendrá mayor costo.

Las clases de precisión normales para los Transformadores de Potencial son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5; dependiendo de las normas usadas.

Las siguientes Tablas 2 y 3, presentan las diferentes clases de precisión de los instrumentos normalmente conectados y las potencias comunes de sus devanados.

Tabla 2 Clases de Precisión Vs. Utilización

Tabla 3 Aparatos vs. Consumos VA



CLASES	UTILIZACIÓN	APARATOS	CONSUMO APROXIMADO EN VA
0.1	Calibración		
0.2 – 0.3	Mediciones en laboratorios Alimentación de integradores (wattihorímetros) para sistemas de gran potencia	Vóltmetros Indicadores Registradores	3.5 – 15 15 – 25
0.5 – 0.6	Instrumentos de medición e integradores (wattihorímetros)	Wattmetros Indicadores Registradores	6 – 10 5 – 12
1.2 – 3 – 5	Vóltmetro de tableros Vóltmetro registradores Wattmetro de tableros Wattihorímetros Frecuencímetros de tablero Sincronoscopios Reguladores de voltaje Reguladores de protección, etc.	Medidores de fase Indicadores Registradores Wattihorímetros Frecuencímetros Indicadores Registradores Relevadores de voltaje Relevadores selectivos Relevadores direccionales Sincronoscopios Reguladores de voltaje	7 – 20 15 – 20 3 – 15 1 – 15 7 – 15 10 – 15 2 – 10 25 – 40 6 – 25 30 – 250

Los errores que pueden presentar estos equipos son dos básicamente:

- Error de relación
- Error de ángulo

Aunque en los Dispositivos de Potencial se puede presentar un error adicional, en cuanto a la fidelidad de la forma de onda, es decir, una deformación en la forma de onda debido a la presencia de frecuencias armónicas generadas por el deterioro de los componentes usados en su construcción.

Los errores de precisión y ángulo, en los Transformadores de Potencial son tan pequeños que normalmente se pueden despreciar en la práctica cuando se usan para propósitos de protección, siempre y cuando la carga conectada a ellos no rebase a su capacidad térmica en voltamperes.

Esta capacidad térmica corresponde a la capacidad de plena carga de un Transformador de Potencial.

Los Transformadores de Potencial con mayor precisión se usan para propósitos de medición, sobre todo cuando la medición es para fines de facturación, para este tipo de Transformador de Potencial, la capacidad térmica es más elevada, que su capacidad en voltamperes nominales.



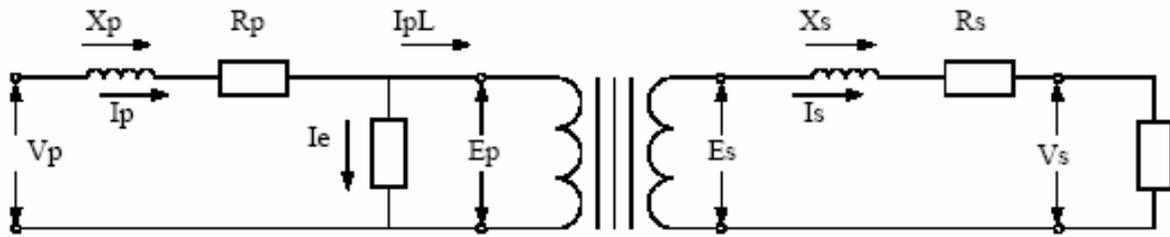


Figura TP 4
 DIAGRAMA ELECTRICO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

La Figura TP 4, muestra el circuito equivalente de un Transformador de Potencial y en la Figura TP 5 se muestra su diagrama vectorial.

Para conocer los errores que se presentan en un Transformador de Potencial, es necesario conocer las constantes del núcleo, de los devanados y trazar un diagrama vectorial similar al de la Figura TP 5.

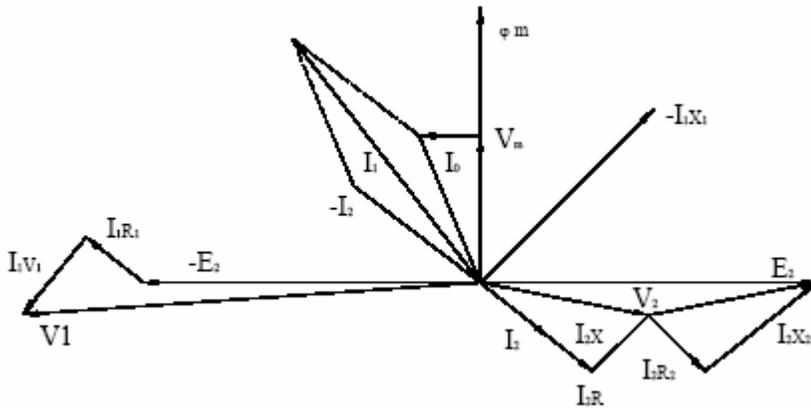


Figura TP 5
 DIAGRAMA VECTORIAL DE UN TRANSFORMADOR CON CARGA

El error de relación se obtiene como:

$$\% \text{ de error} = \frac{K(V_s - V_p)(100)}{V_p}$$

Donde:

- K = Relación nominal
- V_p = Voltaje en terminales del primario
- V_s = Voltaje en terminales del secundario



Si el error es positivo, quiere decir que el voltaje secundario excede al primario y viceversa. La relación de vueltas del transformador no necesariamente tiene que ser igual a la relación de transformación, normalmente se emplean algunas vueltas adicionales para compensar las pérdidas propias, esto trae como consecuencia que para un mismo Transformador de Potencial puede tener un error positivo a baja carga y un error negativo para una carga mayor.

PROTECCIÓN

Los Transformadores de Potencial son protegidos por medio de fusibles de potencia de baja corriente cuando se usan en voltajes medios hasta los 69 kV, pero para voltajes mayores los fusibles no tendrían la suficiente capacidad interruptiva para fallas de cortocircuito por lo que los Transformadores de Potencial son conectados directamente al sistema de potencia.

En cualquiera de los casos los Transformadores de Potencial siempre deberán estar protegidos en su secundario mediante los fusibles adecuados, colocando estos lo más cerca posible del Transformador de Potencial. Con los fusibles secundarios se protege contra cortocircuito en el alambrado secundario que podría causar daño al Transformador de Potencial por sobrecalentamiento.

CONEXIONES

Existen diferentes maneras de conexiones para los Transformadores de Potencial dependiendo del nivel de voltaje y el propósito de aplicación o de las necesidades del instrumento usado, sin embargo se mencionan a continuación las más comunes:

Sistema monofásico. Se usa un solo equipo conectado como en la Figura TP 1.

Sistema bifásico. Se hace un arreglo con dos equipos monofásicos.

Sistema trifásico.

Para baja tensión y hasta 33 kV.

CONEXIÓN	ARREGLO	FIGURA
Delta Abierta-Delta Abierta	Con dos TP's	TP 6
Estrella-Estrella	Con tres TP's	TP 7

Para tensión mayor a 33 kV.

CONEXIÓN	ARREGLO	FIGURA
Estrella-Estrella	Con tres TP's	TP 7
Estrella-Delta Rota	Con tres TP's	TP 8



La conexión de tres Transformadores de Potencial en Estrella-Estrella es típica para protección y medición en líneas de voltaje superiores a 33 kV, mientras que el arreglo de dos Transformadores de Potencial en Delta-Abierta se usa generalmente para propósitos de medición en voltaje de 33 kV y menores.

En la conexión Delta-Rota, los devanados secundarios de las fases de los Transformadores de Potencial se conectan en serie (polaridad / no polaridad) tratando de formar una delta, sin llegar a cerrar el circuito, en estos extremos del arreglo (delta-rotta) se presenta un filtro para detectar la presencia de voltaje de secuencia cero, este procedimiento se usa comúnmente para obtener los voltajes de polarización en relevadores direccionales, para detectar fallas a tierra en los sistemas de potencia.

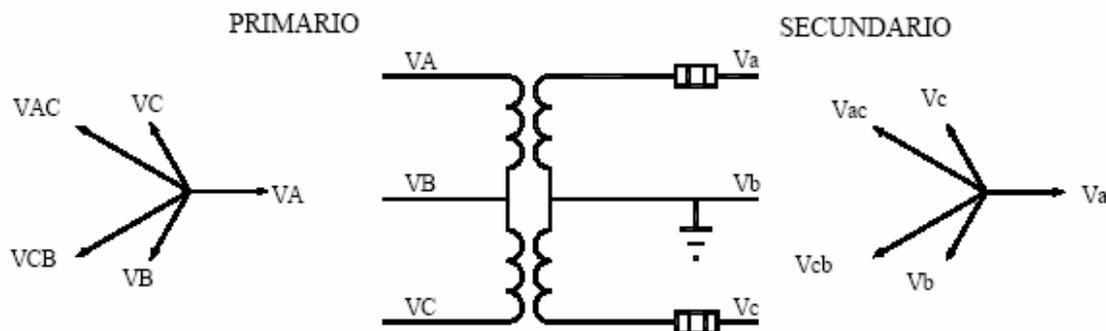


Figura TP 6
CONEXIONES Y DIAGRAMA FASORIAL DE
DOS TP's CONECTADOS EN DELTA ABIERTA

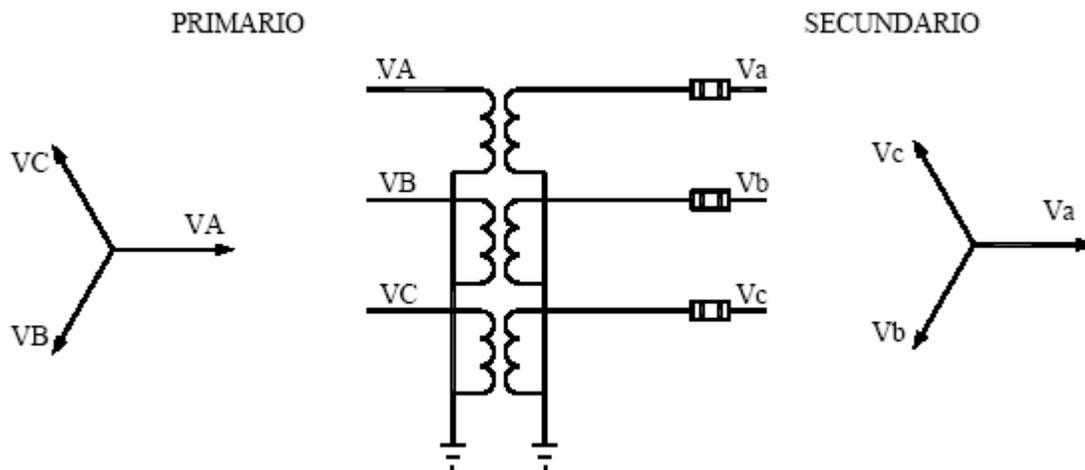


Figura TP 7
CONEXIONES Y DIAGRAMA FASORIAL
DE TP's CONECTADOS EN ESTRELLA



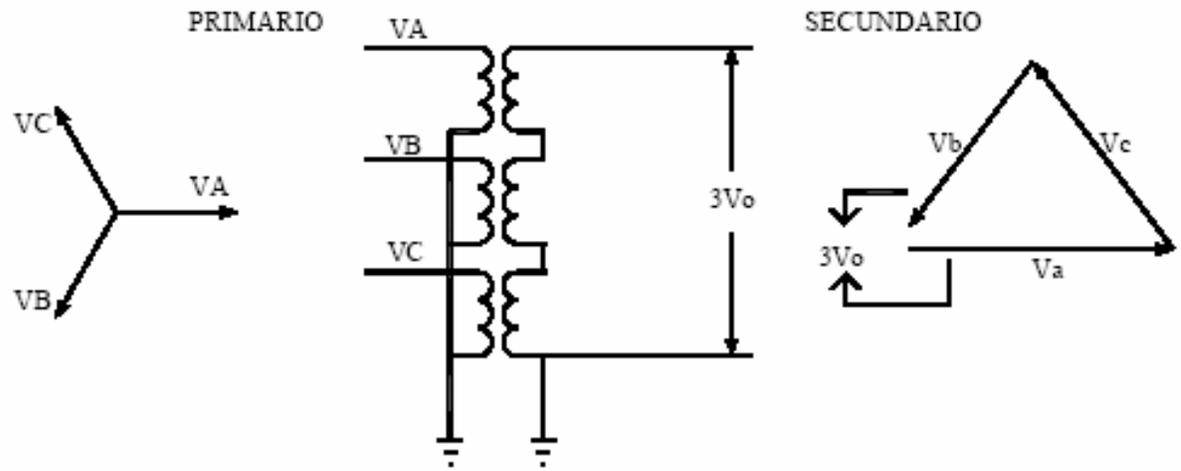


Figura TP 8
 CONEXIONES Y DIAGRAMA FASORIAL
 DE TP'S CONECTADOS EN DELTA ROTA



RELEVADORES DE PROTECCIÓN

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema. Pero existe una característica muy especial y hasta cierto punto contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar:

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas; pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento
- Diseño y materiales de alta calidad

De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar.

Pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva. Para lograr esa certeza se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales.

Estas simulaciones se pueden lograr de diversas maneras:

- Utilizando diversos componentes eléctricos (resistencias, capacitancias, inductancias, etc.) para construir un sistema eléctrico que permita provocar los parámetros que se suponen se presentan en una falla.

- Empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla.

- Reproduciendo con equipo de prueba eventos de falla obtenidos de registradores de falla o protecciones digitales.

- Efectuando, eventualmente, pruebas con fallas reales.

4.1 CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES

Los relevadores de protección pueden ser clasificados de diferentes maneras, tal como por función, por parámetros de entrada, características de operación o principio de operación.

4.1.1 POR SU FUNCIÓN

La clasificación por función es la más común. Existen cinco tipos de funciones básicas:

Clasificación por Función:

Relevadores de protección

Los relevadores de protección y sistemas asociados (fusibles) son los que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia, objeto de este tema. Ellos son aplicados en *todas* las partes del sistema de potencia, generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución y alimentadores, motores, bancos de capacitores y reactores.

La mayor parte de los relevadores de protección discutidos son dispositivos separados, que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de corriente y potencial para reducir del sistema de alto voltaje (400 kV) a niveles seguros de servicio (120 v). Y como ya se ha mencionado, estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte que falla del mismo.

Relevadores de regulación

Los relevadores de regulación son asociados con cambiadores de taps en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación para el control de niveles de voltaje con cargas variables.

Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que éstas permanezcan mucho tiempo en el sistema.

Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización

Los relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, fueron anteriormente clasificados como “programación”, pero desde que éste término se usa ahora ampliamente en un contexto diferente como el relacionado a las computadoras, el cambio nombre ha sido hecho. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema preenergizadas.

Relevadores de monitoreo

Los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección y control. Ejemplos en el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema de



potencia pero que detectan la falla o problema directamente. En un sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo. En general, unidades de alarma que sirven para monitorear funciones.

Relevadores auxiliares

Las unidades auxiliares son usadas a lo largo de un sistema de protección para una variedad de propósitos. Generalmente hay dos categorías:

Multiplicación de contactos y aislamientos de circuitos.

En sistemas de protección y control hay frecuentemente requerimientos de: (1) más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente, (2) contactos que se ocuparán de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y (3) aislamiento eléctrico y magnético de varios circuitos secundarios.

Los relevadores de señalización-sello (banderita) en relevadores electromecánicos es una aplicación de los relevadores auxiliares. Los relevadores de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son relevadores auxiliares.

4.1.2 POR LA SEÑAL DE ENTRADA

Los relevadores de protección clasificados por sus parámetros de entrada son conocidos como: relevadores de corriente, voltaje, potencia, frecuencia y temperatura.

4.1.3 POR SU PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Aquellos clasificados por su principio de operación son conocidos como de porcentaje, restricción múltiple, producto, potencia, admitancia, impedancia, onda viajera.

4.1.4 POR LA CARACTERÍSTICA DE SUS COMPONENTES

Aquellos clasificados por la característica de sus componentes son conocidos como electromecánicos, híbrido (electromecánico + estático), estático (electrónica en estado sólido), digital (microprocesador), adoptivos.

4.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES

La construcción de este tipo de relevador se esquematiza en la figura RP 1, donde se muestran los tipos más usuales que se designan como relevador de disco de inducción y relevador de copa de inducción, de los cuales se tiene que aunque su construcción es diferente, su principio de operación es similar.



La operación de este relevador se basa en el efecto que producen sobre un disco dos flujos generados por corriente alterna, de tal manera que ante determinadas condiciones el disco girará para así accionar sus contactos asociados y de esta manera operar la lógica que haga librar el equipo fallado, operar una alarma, iniciar una secuencia automática, etc.

Lo anterior se logra como sigue:

Si consideramos que: $\Phi_1 = \Phi \text{ Sen } \omega t$ y $\Phi_2 = \Phi \text{ Sen } (\omega t + \theta)$

Donde θ es el ángulo en que Φ_2 adelanta a Φ_1 , entonces tendremos que cada flujo induce una corriente en el disco a saber $i \Phi_1$ e $i \Phi_2$, siendo:

$$i \Phi_1 = k \frac{d \Phi_1}{dt} \quad e$$

$$i \Phi_2 = k \frac{d \Phi_2}{dt}$$

o sea $i \Phi_1 = k \Phi_1 \omega \text{ Cos } \omega t \quad e \quad i \Phi_2 = k \Phi_2 \omega \text{ Cos } (\omega t + \theta)$

Ahora bien, como todos sabemos, para una carga q_0 que se mueve a una velocidad v dentro de un campo magnético B , se ve afectada por una fuerza lateral F perpendicular a B y a la dirección de q_0 . Para el caso tenemos que la interacción de $i \Phi_1$ y Φ_2 , así como $i \Phi_2$ y Φ_1 da como resultado:

$$F_1 = i \Phi_2 \Phi_1 \quad y \quad F_2 = i \Phi_1 \Phi_2$$

Tal que la fuerza será: $F = F_2 - F_1 = i \Phi_1 \Phi_2 - i \Phi_2 \Phi_1$

O sea que: $F = k \Phi_1 \omega \text{ Cos } \omega t \quad \Phi_2 \text{ Sen } (\omega t + \theta) - k \Phi_2 \omega \text{ Cos } (\omega t + \theta) \Phi_1 \text{ Sen } \omega t$

$$F = k \Phi_1 \Phi_2 \omega \text{ Sen } (\omega t + \theta) \text{ Cos } \omega t - \text{Cos } (\omega t + \theta) \text{ Sen } \omega t$$

Reduciendo tenemos que: $F = k \Phi_1 \Phi_2 \omega \text{ Sen } \theta$

Con lo anterior llegamos a lo siguiente:

- a) Para un ángulo constante se tiene que la fuerza neta es fija y libre de vibración.
- b) La fuerza neta está dirigida desde el punto donde el flujo que está adelantado, atraviesa el disco hasta el punto donde el flujo atrasado hace lo mismo.
- c) La fuerza actuante se produce por la acción de dos flujos fuera de fase y ésta es máxima cuando el defasamiento es de 90° .

Si consideramos ahora que los parámetros que generan e influyen en Φ_1 y Φ_2 , tenemos que éstos son producidas por corrientes I_1 e I_2 que fluyen por las bobinas A y B refiriéndose a la figura RP 1.

Donde: $\Phi_1 = K_{11} I_1$ y $\Phi_2 = K_{22} I_2$

y siendo:

$$I_1 = I_{m1} \text{ Sen } \omega t \quad e \quad I_2 = I_{m2} \text{ Sen } (\omega t + \theta)$$

Tendremos que con $K_1 = K_{11} = K_{22}$



Entonces la expresión de la fuerza se reduce a:

$$F = K_1 I_{m1} I_{m2} \text{ Sen } \theta$$

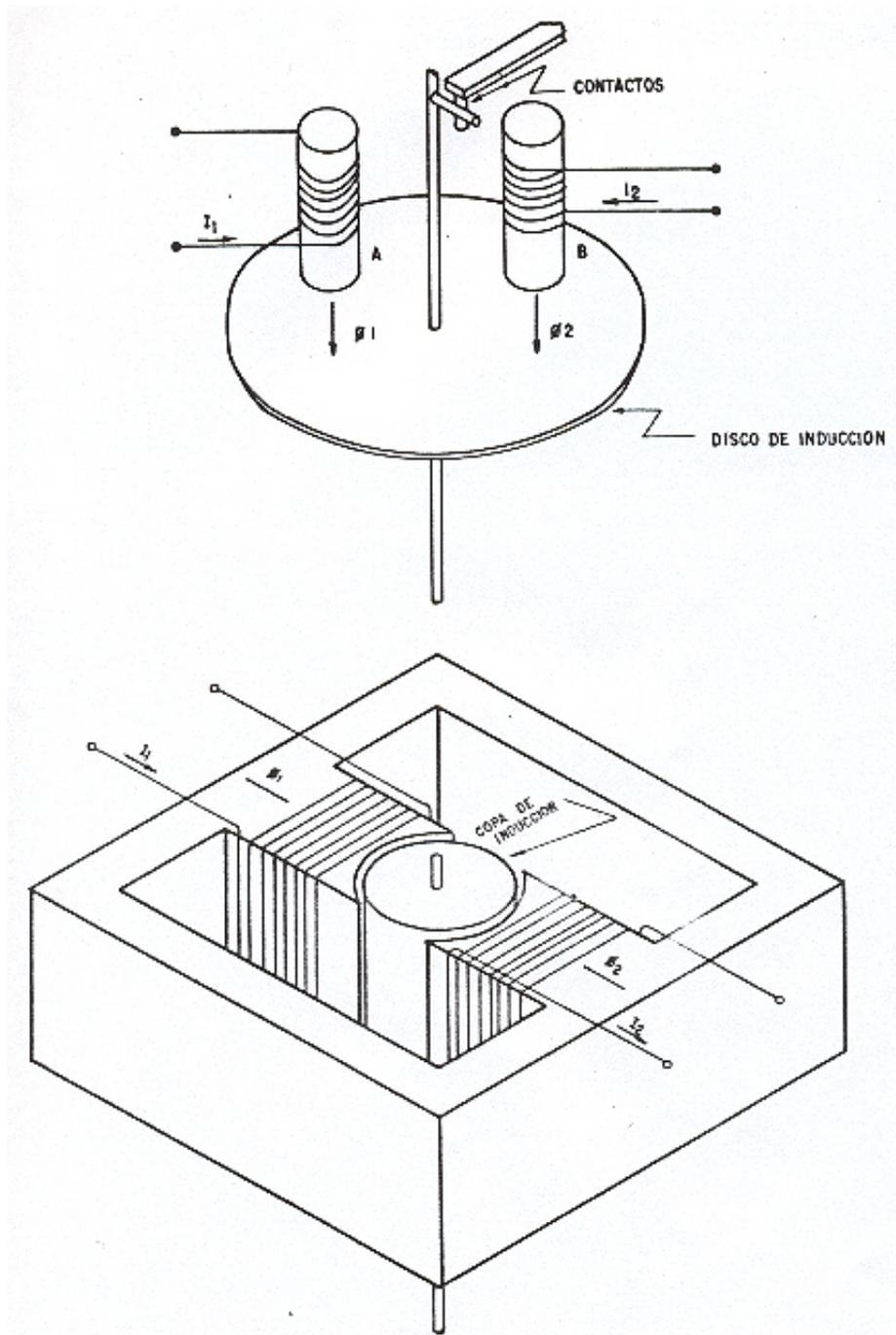


Figura RP 1
RELEVADORES DEL TIPO DE DISCO Y COPA DE INDUCCION



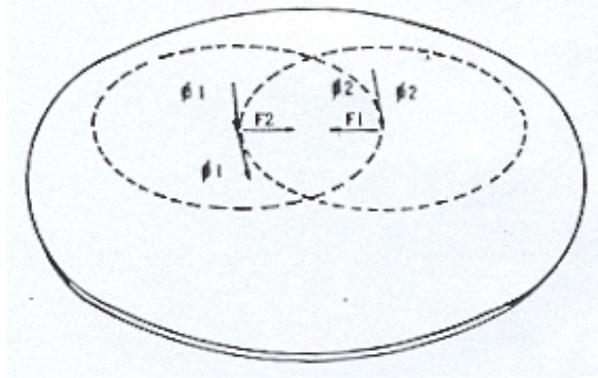


Figura RP 2
COMPORTAMIENTOS DE FLUJOS MAGNETICOS EN EL DISCO DE INDUCCION

Si se generaliza y plantea una ecuación que involucre a todos los relevadores electromecánicos, tendremos una ecuación de par como la siguiente:

$$T = \pm K_1 V^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 VI f(\delta, \theta) \pm K_4 \pm K_s$$

Donde:

	V, I =	Parámetros del relevador
K ₁ , K ₂ , K ₃ , K ₄ =		Constantes de diseño
	K _s =	Efecto de retención del resorte
f(θ), f(δ, θ) =		Funciones características de diseño

4.2.1. SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO

Es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente, se puede ajustar para arrancar con un valor determinado (pick-up) también se puede ajustar para operar en un tiempo determinado para un valor de corriente (palanca). Normalmente actúa a mayor corriente, menor tiempo de operación.

4.2.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO

Es la forma más simple del relevador de sobrecorriente, opera instantáneamente al sobrepasar la corriente un límite preestablecido de corriente mediante ajuste.

Los más antiguos son del tipo de atracción magnética, ya sea de émbolo o de armadura móvil, operan por la atracción electromagnética producida por la corriente que circula por una bobina con núcleo de hierro, estos núcleos cuentan con una bobina cortocircuitada (bobina de sombra) abarcando parte del núcleo magnético cuyo objeto es desfasar el flujo magnético para evitar vibraciones que produciría la naturaleza senoidal de la corriente.



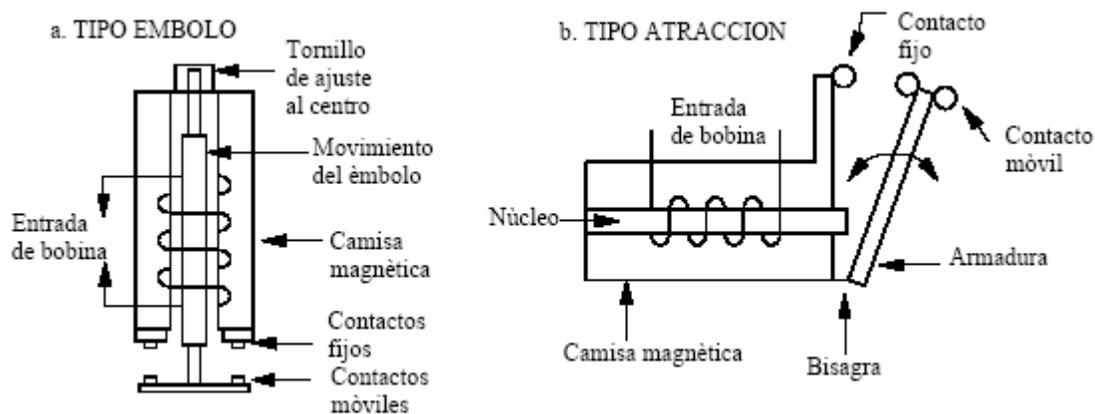


Figura RP 3
ARREGLO DE RELEVADORES ELECTROMECHANICOS TIPO EMBOLO Y TIPO ATRACCION

Los estáticos (electrónicos analógicos) funcionan a base de comparadores (amplificadores operacionales), requieren en su entrada de un transductor de corriente / voltaje y un rectificador ya que la electrónica funciona con corriente directa. Requieren además una fuente externa de alimentación de corriente directa para su circuitería, aunque algunos son autoalimentados a través de la misma señal de los transformadores de corriente.

Para el caso de los 50 a base de microprocesador el proceso es muy diferente, pues el valor de corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar de salida.

4.2.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

Es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente, se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick-up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo (palanca).

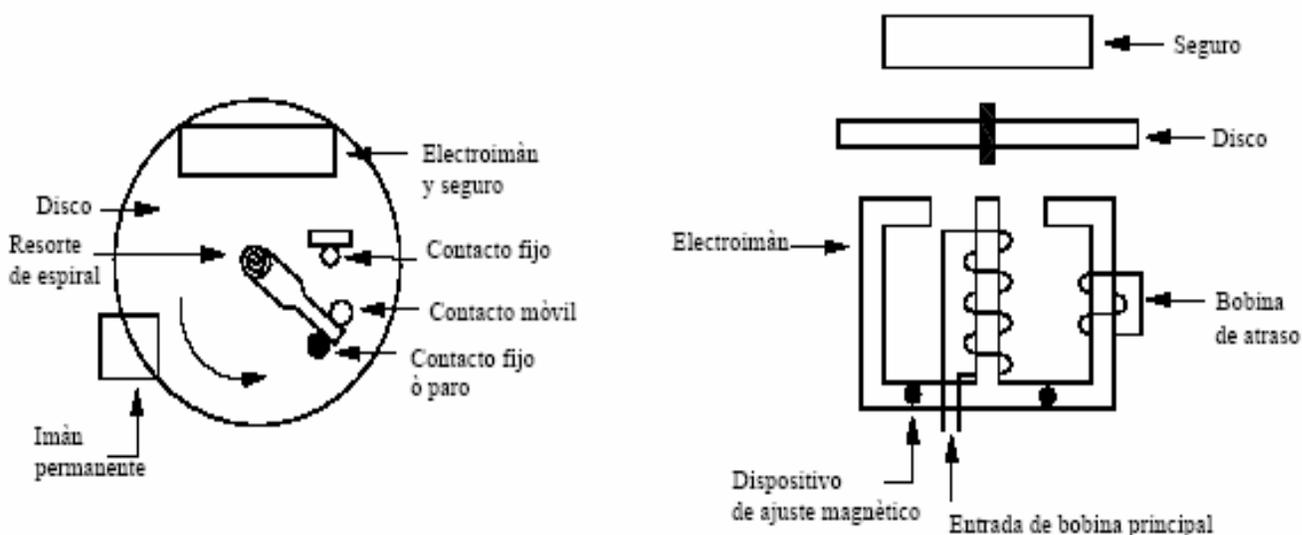


Figura RP 4
ARREGLO DE UN RELEVADOR DE DISCO DE INDUCCION DE SOBRECORRIENTE O SOBREVOLTAJE



El tiempo de respuesta u operación será en relación inversa a la magnitud de la corriente, es decir, a mayor corriente menor tiempo de operación, de aquí su nombre de relevador de tiempo inverso.

Esta característica es muy deseable para protección de los sistemas de potencia, ya que las corrientes de mayor magnitud son las que mayores daños pueden ocasionar a los equipos por lo que adquiere mayor relevancia el eliminarlos rápidamente.

Los relevadores del tipo electromecánicos-magnéticos, operan bajo el principio de inducción electromagnética. Su aplicación es aceptada por su operación independiente de una alimentación de corriente directa.

Su principio de operación es el mismo que para un motor de inducción monofásico, para producir el par de operación se requiere la interacción de dos flujos magnéticos separados espacialmente y desfasados en tiempo sobre un elemento móvil de material no ferromagnético; pero conductor de la corriente, en forma de disco o de cilindro.

Para la mayoría de los relevadores de sobrecorriente de inducción el principio se aplica a una estructura con un elemento móvil en forma de disco, los dos flujos desfasados en tiempo y separados en espacio se obtienen a partir de la corriente que circula por la bobina del relevador, la separación en espacio se obtiene por el diseño del núcleo magnético y el defasamiento se obtiene por una bobina cortocircuitada o por un anillo (anillo o bobina de sombra) colocado en una de las ramas del núcleo.

Para producir el par de rotación los flujos atraviesan el disco, que se desplaza en el entrehierro.

Para complementar las características del relevador, este cuenta con un imán permanente que frena el desplazamiento del disco para aumentar el tipo de operación, además consta de un muelle en forma de espiral que desempeña las siguientes funciones:

- * Asegura la posición original del relevador cuando no hay corriente
- * Proporciona el par a igualarse para el arranque del disco
- * Regresa el disco a su posición original después de una operación
- * Sirve de conductor para la conexión del contacto fijo

La función derivada del principio de funcionamiento es:

$$F = K_c I^2 - K_r$$

Donde:

F = Fuerza de atracción neta que hará girar el disco

I = Corriente que circula por el relevador

K_c = Constante de conversión

K_r = Fuerza de restricción (resorte + freno magnético + fricción)

La característica inversa de tiempo-corriente se obtiene principalmente por la restricción a través del resorte helicoidal y al diseño del disco cuyo perímetro puede ser circular o en forma de espiral, de modo que al desplazarse el disco varíe el área del disco expuesta a la acción de los flujos magnéticos.



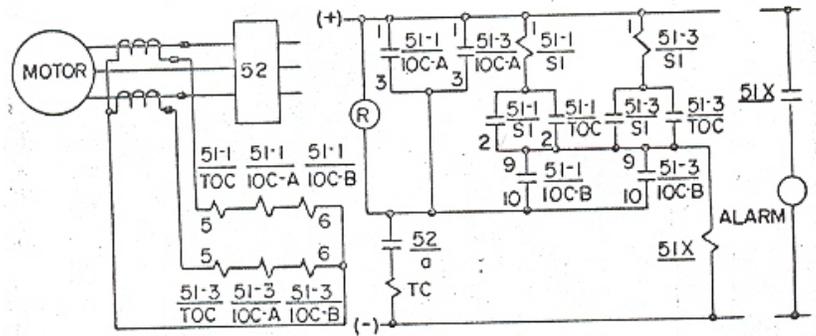
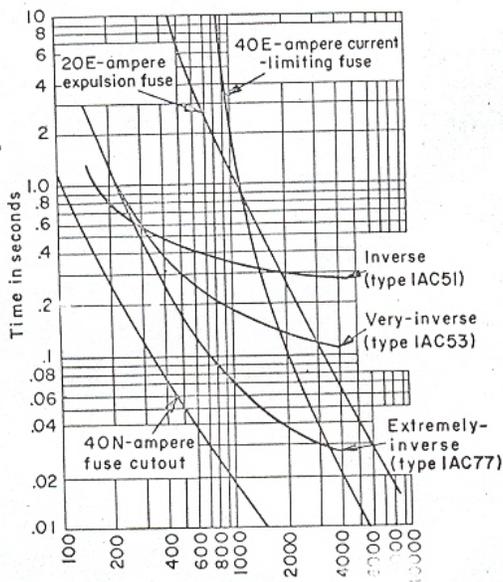


Figura RP 5

CURVAS DE TIEMPO INVERSO Y CIRCUITOS DE CORRIENTES Y DE CONTROL DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Lo anterior permite el diseño de relevadores electromecánicos con diferentes tipos de curvas características de operación; pero sólo un tipo de curva por cada relevador, por otro lado estos relevadores son generalmente monofásicos.

El ajuste de arranque (pick up) se obtiene mediante derivaciones (taps) de la bobina de corriente, para variar el número de vueltas y mantener el mismo número de amperes-vuelta necesarias para mover el disco.

Mientras que el tiempo se ajusta mediante el ángulo de desplazamiento del disco, a través del dial (palanca) de tiempo.

Los relevadores estáticos (electrónicos analógicos) de sobrecorriente de tiempo inverso funcionan a base de, transductores, generadores de funciones, integradores y detectores de nivel, desarrollados a base de electrónica de diferentes niveles de integración.

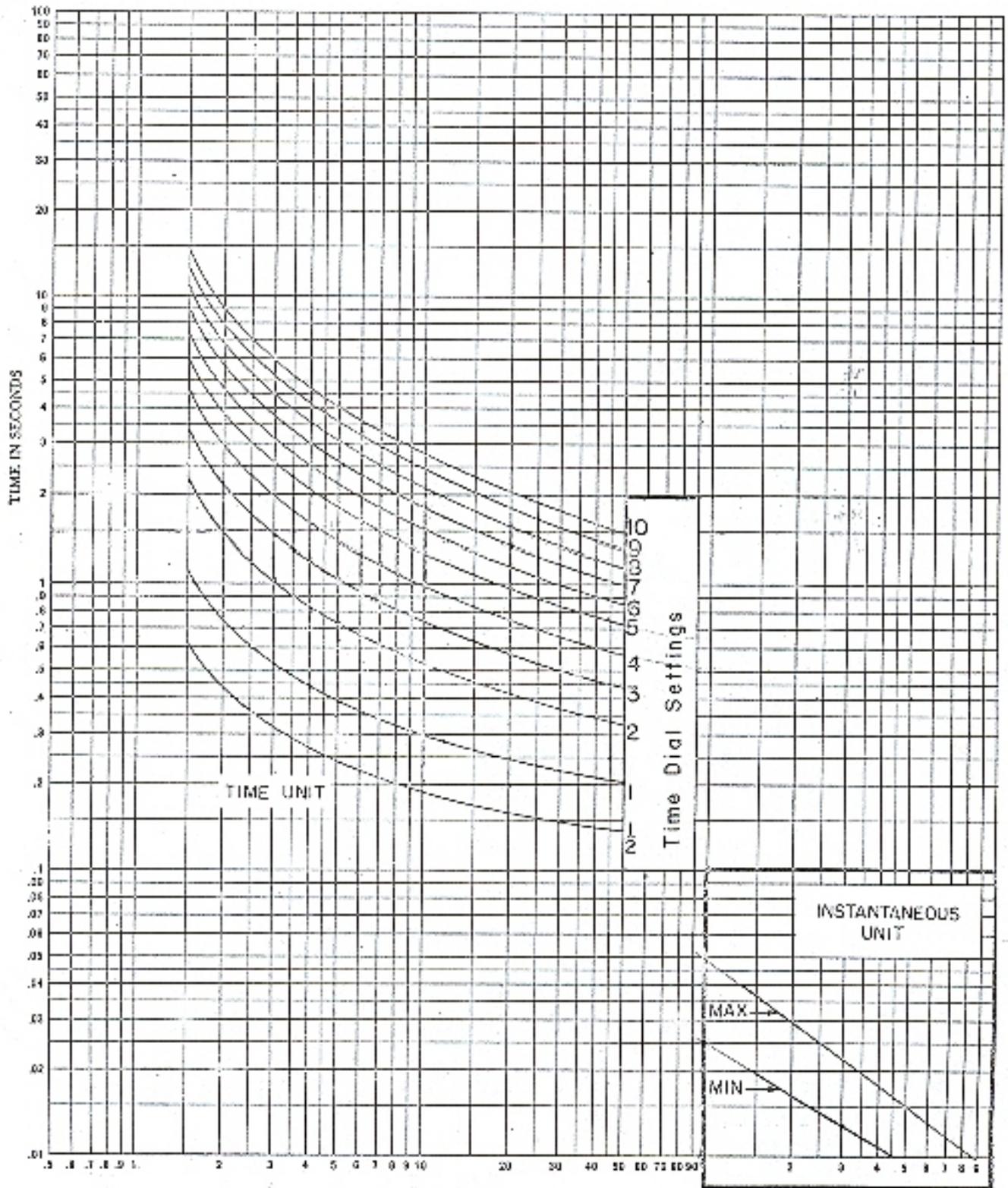
El integrador es elemento que introduce la variable del tiempo en el proceso y tiene una gran importancia en la operación del relevador.

Al realizar el proceso de carga del capacitor del integrador a partir de una fuente de corriente se obtiene un voltaje de salida que varía linealmente con el tiempo.

Un proceso de carga prácticamente lineal se logra mediante un amplificador operacional como el integrador tipo Miller. El elemento decisivo en la conformación de la característica tiempo corriente del relevador, es el generador de funciones, consiste en una red de diodos que obtiene por aproximación por segmentos lineales la ley de variación necesaria.

Los relevadores de este tipo a base de microprocesadores se simplifican en cuanto a componentes físicos ya que los elementos necesarios para obtener las diferentes características se obtienen aplicando la ecuación correspondiente en las instrucciones del programa que simula estas características y no se analizan en esta sección.





4.3. DISTANCIA (21)

Se sabe que el elemento más susceptible a presentar fallas dentro de un sistema de potencia son las líneas de transmisión, debido a que por su longitud presenta mayor exposición a las condiciones climatológicas y ambientales; así también se sabe que el 95% de las fallas que ocurren son de una de las fases a tierra, bien por descargas atmosféricas o problemas de aislamiento, o por fallas francas debido a hilos de guarda caídos o retenidas, etc.

Es por esto que los dispositivos aplicados a la tarea de protección de líneas deben cumplir con:

- Ser selectivos, es decir, únicamente deberán librar el tramo de línea afectado por la falla.
- Ser de operación rápida, de tal forma que los daños al equipo se reduzcan al mínimo y evitar problemas de estabilidad del sistema de potencia.
- Tener flexibilidad, para que puedan seguir operando debidamente aún con cambios en las configuraciones del sistema de potencia.

Los relevadores adecuados a las exigencias anteriores son llamados “Relevadores de Distancia”. La impedancia de una línea de transmisión, con determinadas características y configuración de los conductores, es proporcional a su longitud. Esta realidad ofrece la factibilidad de empleo del relevador de distancia como protección de líneas.

El relevador establece la distancia a un cortocircuito, comparando la corriente en los conductores con el potencial entre los mismos, así como su ángulo de fase. Estos potenciales y corrientes en alta tensión son manejados por los transformadores de instrumentos, a magnitudes adecuadas para ser aplicadas a los relevadores.

4.3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento sobre el que basa su operación el relevador de distancia es en forma concreta muy simple, y de esa manera lo intentaremos presentar, sin embargo el análisis de su comportamiento y diseño presenta un mayor número de variables, lo que hace su comprensión un tanto compleja; es por esto que, sólo nos remitiremos a los aspectos básicos de funcionamiento de estos relevadores.

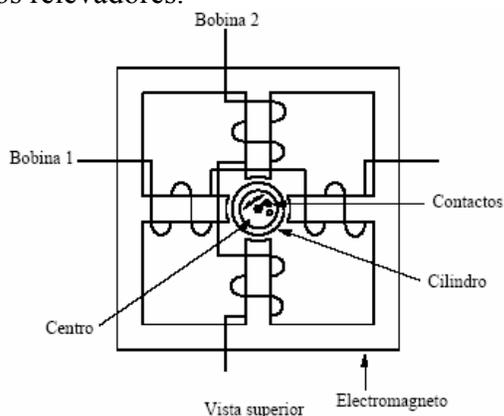


Figura RP 6
ARREGLO DE UN RELEVADOR ELECTROMECHANICO TIPO CILINDRO



Un relevador de distancia responde en función del voltaje y la corriente con que es alimentado para determinar la distancia entre su localización y el punto de falla.

$$\frac{V_r}{I_r} = \frac{n I_r Zl}{I_r} = n Zl$$

Donde:

n = % de la longitud de línea

I_r = corriente a través del relevador

V_r = voltaje en el relevador

4.3.2. TIPOS DE CARACTERISTICAS

Existen diferentes tipos de relevadores de distancia, a saber: de Impedancia, de Reactancia Mho y Mho con offset, los cuales se pueden aplicar bajo diferentes esquemas de protección.

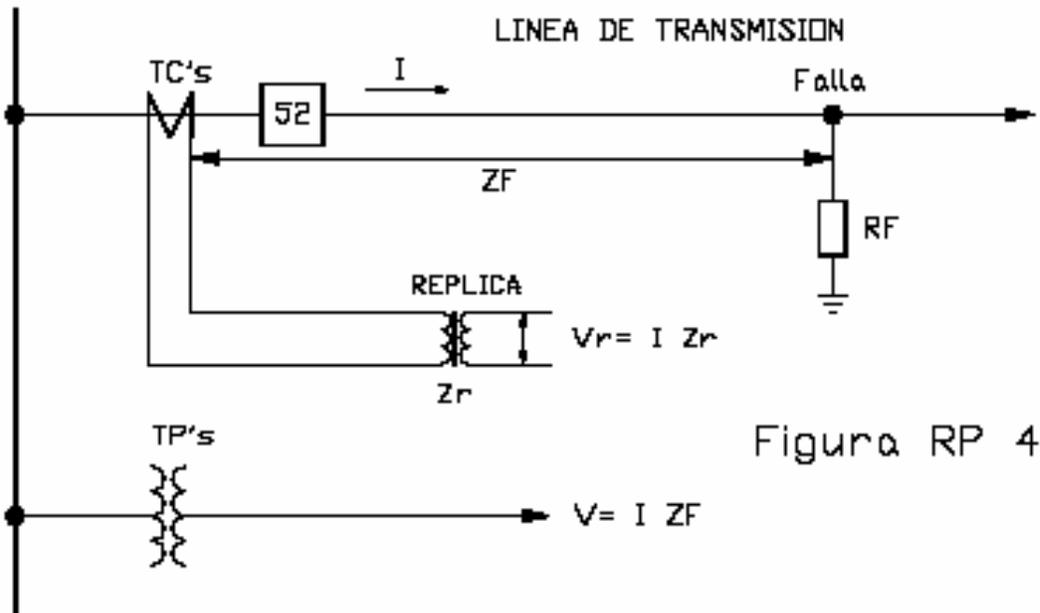
El relevador ohmico

Opera con tres variables: la corriente, el voltaje, y en ángulo de fase entre estas magnitudes. El elemento de corriente está dispuesto de manera que su par tiende a cerrar los contactos del relevador. El elemento de voltaje está dispuesto de manera que su par, en tanto el voltaje permanezca aplicado, tenderá a vencer el par del elemento de corriente impidiendo que cierre los contactos.

Individualmente los diferentes elementos del relevador responden como mínimo a tres de las cuatro cantidades familiares que originan el par:

- Voltaje Par proporcional a E^2
- Corriente Par proporcional a I^2
- Producto Par proporcional a $E I (\Phi f)$
- Par del resorte de control





De forma simple, el relevador manipula estas cantidades como sigue: Los dos elementos del relevador, bobina de voltaje y bobina de corriente, están balanceados uno respecto al otro inicialmente.

El circuito, por consiguiente, consta de dos ramas:

Una que va a la bobina de voltaje la cual tiene una resistencia fija y que por tanto toma corriente que es proporcional al voltaje. La otra rama consiste de la bobina de corriente en serie con la sección de línea protegida, -una réplica de ella- y que representa por tanto una rama con resistencia variable.

El valor de esta resistencia depende, de la localización del cortocircuito y las bobinas están diseñadas de tal forma que la corriente vencerá a la de voltaje cuando esta resistencia sea menor que un valor preestablecido.

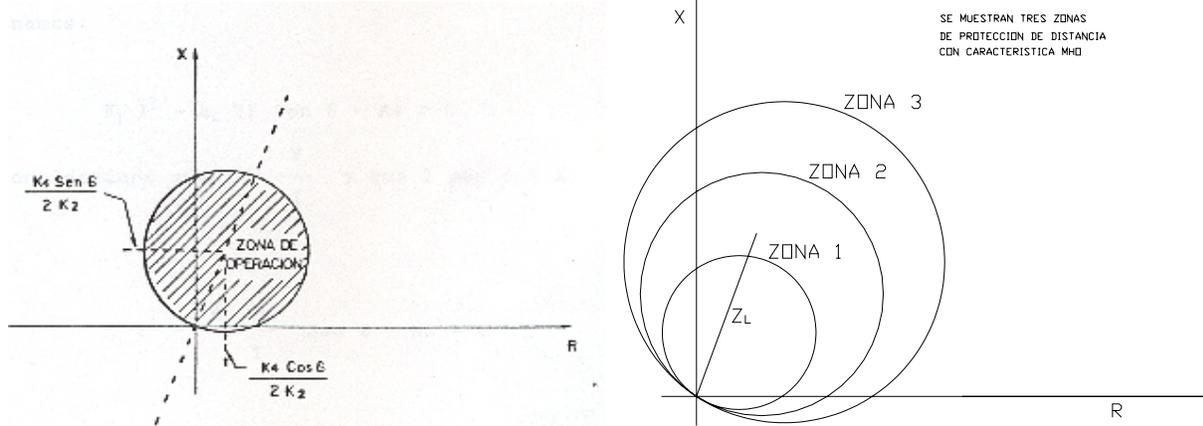
Debido a lo anterior, cuando la falla ocurre más allá de la sección de la línea protegida, es decir, cuando la resistencia de esa rama en particular sea mayor que aquella requerida para balancear el relevador, éste no operará. Del mismo modo cuando la resistencia sea menor que aquella que representa a la línea protegida, es decir, cuando el cortocircuito esté más cerca del relevador, el desbalance será más pronunciado y la acción del relevador -su par- será más positivo.

El relevador tipo admitancia

Es aplicable en líneas de mayor longitud, ya que al ajustarse para proteger una sección determinada de línea, su característica de operación abarca el menor espacio en el diagrama R-X, lo que implica que se verá menos afectado por condiciones anormales del sistema que no sean propiamente una falla en la línea. Es el más selectivo de todos. Este relevador es afectado por la resistencia de arco y por esos se aplica en líneas largas.



Figura RP 8
 CARACTERISTICA EN EL PLANO R-X DEL
 RELEVADOR DE ADMITANCIA



El relevador tipo impedancia

Encuentra mayor aplicación en líneas de longitud moderada. La resistencia de arco lo afectan más que al tipo reactancia pero menos que al tipo Mho.

No existen límites bien definidos en la longitud de una línea para la aplicación específica de cada relevador. De hecho hay traslape en estas áreas de aplicación, pero se deben tomar en cuenta todos los datos del sistema en donde se van a aplicar.

La estructura de relevadores de alta velocidad más apropiada es la llamada “copa de inducción”, pues el momento de inercia es mucho menor que el de otras estructuras. El elemento móvil es un cilindro metálico, hueco o de copa, que gira sobre su propio eje. Este elemento lleva montado el contacto móvil. El elemento productor del par consiste en cuatro polos colocados en forma radial alrededor del elemento móvil y unido por un núcleo de hierro, además se introduce un núcleo estacionario dentro del cilindro, para reducir el entrehierro sin aumentar el momento de inercia.

El relevador tipo reactancia “unidad Ohm”

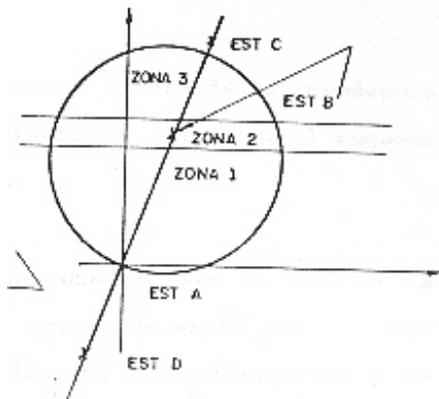
Las bobinas de corriente producen flujo en los polos frontal, posterior y derecho, el flujo del polo derecho está desfasado con respecto a los otros dos, por un devanado secundario que se cierra a través de una impedancia defasadora, y la interacción de los dos flujos produce un par de operación proporcional al cuadrado de la corriente y que tiende a cerrar los contactos.

La bobina de voltaje en el polo izquierdo produce flujo que interactúa con el de los polos frontal y posterior para producir un par de retención (que abre contactos), proporcional a la potencia reactiva inducida ($V I \text{ sen } \Phi$).

El elemento de admitancia, es similar en construcción al elemento reactancia y sólo difiere en la forma en que se conectan y arreglan las bobinas.



Figura RP 9
 CARACTERISTICA EN EL PLANO R-X DEL RELEVADOR DE REACTANCIA



Tradicionalmente siempre ha habido tres zonas en la protección de líneas de transmisión para dar un respaldo remoto adecuado al relevador que se encuentra al otro lado de la línea. Aunque no existen criterios únicos en la determinación de los valores de impedancia de las zonas de protección en relevadores de distancia, ya que dependen de las condiciones particulares de cada aplicación, se mencionan unos criterios generales comúnmente empleados:

El ajuste de la zona 1 cubre entre el 80 – 90% de la Z de línea protegida, operación instantánea.

La zona 2 se ajusta al 100% de la Z de línea protegida más el 50% de la Z de línea adyacente más corta considerando efectos de infeed apropiados y otros, tiempo típico de operación 300 ms.

La zona 3 se ajusta al 100% de la Z línea protegida más el 100% de la Z de línea adyacente más larga considerando efectos de infeed apropiados y otros, tiempo típico de operación 1s.

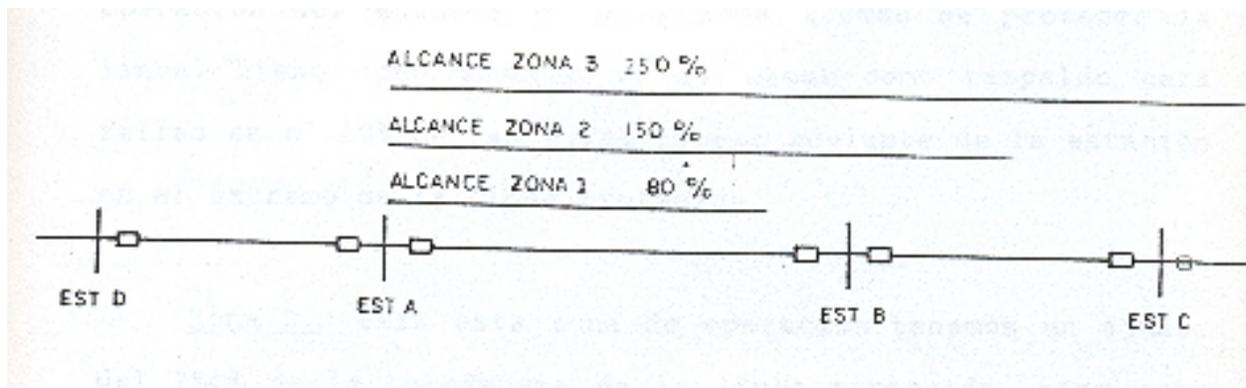
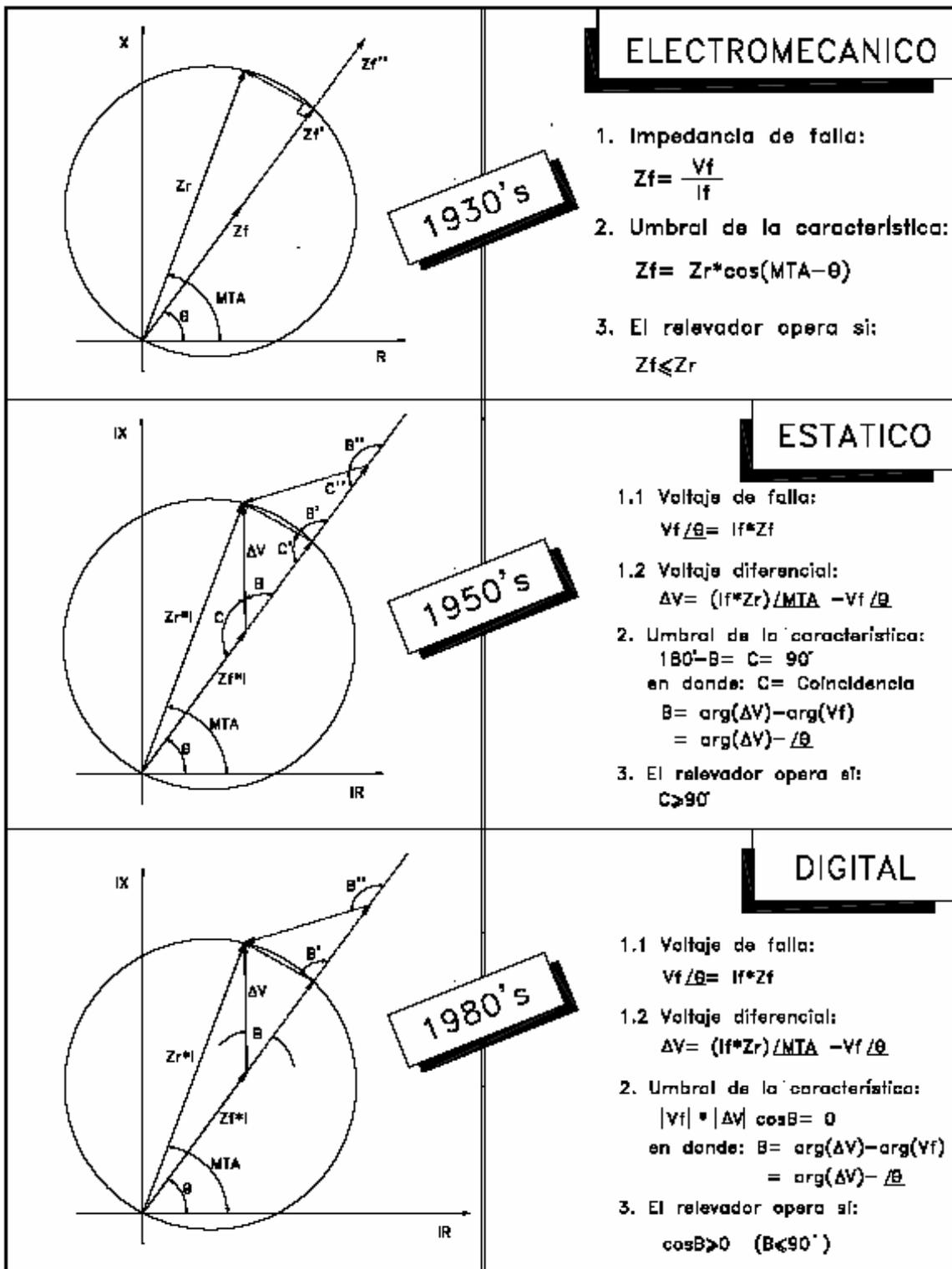


Figura RP 10
 CRITERIO DE ALCANCES DEL ESQUEMA DE PROTECCION DE LINEA CON RELEVADORES DE DISTANCIA.



Figura RP11
ARBOL GENEALOGICO DEL RELEVADOR DE DISTANCIA



Existen relevadores con una cuarta zona de protección, la que se utiliza sólo como unidad de arranque.



Aunque solo se ha hablado de relevadores electromecánicos, estos se han comenzado a remplazar por digitales, que emplean la tecnología de microprocesadores, los cuales resuelven ecuaciones de álgebra booleana para determinar sus características de operación y protección. La Figura RP 11, muestra una breve remembranza del desarrollo tecnológico que ha tenido este tipo de relevadores a través del tiempo.

4.4. DIFERENCIAL (87)

La mejor técnica de protección ahora y por más de 60 años es la conocida como protección diferencial. Aquí las cantidades eléctricas entrando y saliendo a la zona o área protegida son comparadas vía transformadores de corriente. Si la resultante de todos los diferentes circuitos es esencialmente cero, es asumido que no existe falla o problema alguno. Sin embargo, si la resultante no es cero, un problema interno existe y la diferencia de corriente puede operar los relevadores asociados. En general, las fallas internas proveen corriente significativa de operación, incluso para fallas bastante ligeras.

La protección diferencial es universalmente aplicable a todas las partes del sistema de potencia: generadores, motores, buses, transformadores, líneas, capacitores, reactores y algunas combinaciones de estos. Como la protección de cada parte del sistema de potencia es discutido, invariablemente, la protección diferencial es la primera consideración y a menudo es seleccionada como protección primaria.

4.4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Esta técnica fundamentalmente es ilustrada en la Figura RP 12 y por simplicidad solamente dos circuitos hacia la zona de protección son mostrados. Múltiples circuitos pueden existir pero el principio es el mismo. La suma de las corrientes entrando esencialmente es igual a la suma de las corrientes saliendo durante la operación normal. El sistema diferencial de voltaje es similar pero no es tratado en este caso.

Para operación normal y (a través de la condición) de todas las fallas externas, las corrientes secundarias de la Figura RP 12, en el relevador de protección es la diferencia de las corrientes de excitación de los transformadores de corriente conectados diferencialmente. La distribución de corriente en por unidad es mostrada. Por ejemplo, I_p es la corriente primaria en las líneas entrando o saliendo del área protegida. $I_p - I_e$ es la corriente secundaria en Amper y es igual a la corriente primaria dividida por la relación de transformación de corriente menos la corriente secundaria de excitación. Incluso con exactamente la misma relación y tipo de transformadores de corriente, la corriente en el relevador I_{op} deberá ser pequeña pero nunca cero. Esto es por las pérdidas dentro del área protegida y las pequeñas diferencias entre los mismos transformadores de corriente. Esto asume que el transformador de corriente no satura significativamente a través de la máxima corriente de alterna simétrica. Con diferentes transformadores de corriente y relaciones, grandes diferencias deberán existir las cuales deben ser minimizadas y/o el arranque del relevador ajustado para no operar en cualquier otra condición.



a. CONDICIONES NORMALES $I_{op} = (I_{e''} - I_{e'})$

b. FALLA INTERNA $I_{op} = I_{F1} + I_{F2} - (I_{e'} + I_{e''})$

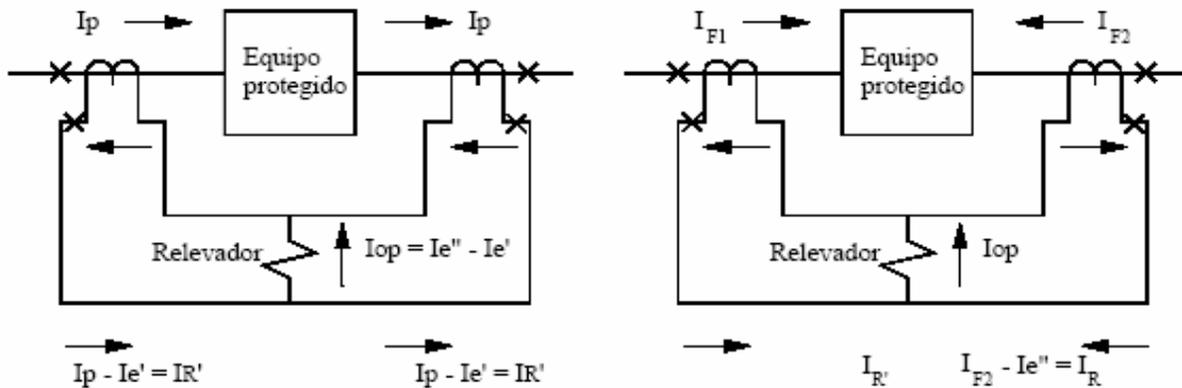


Figura RP 12
ESQUEMA DIFERENCIAL DE CORRIENTE BASICO PARA
LA PROTECCION DE UNA ZONA CON DOS CIRCUITOS

Durante fallas externas el transitorio desempeño de varios transformadores de corriente resulta en el incremento súbito de corriente y con la asociada componente de corriente directa puede producir corrientes transitorias de operación bastante grandes. Así, ésta es la dificultad y lo impráctico de aplicar protección instantánea. Relevadores con demora de tiempo pueden ser usados con cuidado.

Para fallas internas, la Figura RP 12b, muestra a la protección diferencial operando con corriente que esencialmente es la suma de corrientes de entrada alimentando la falla. Esta es la corriente total de falla sobre una base de amperes secundarios. Excepto para fallas internas muy ligeras, buena discriminación esta disponible para detectar problemas (fallas) en la zona diferencial. Para que el relevador diferencial opere, no es necesario que todos los circuitos proporcionen corriente de falla si los circuitos no son ninguna fuente de corriente a la falla.

Para proveer alta sensibilidad para fallas ligeras internas con alta seguridad (alta restricción) para fallas externas, muchos relevadores diferenciales son del tipo de porcentaje diferencial. La Figura RP 13, es un esquema simplificado de este tipo de relevadores de dos circuitos, como se mostró en la Figura RP 12. Los secundarios de los transformadores de corriente son conectados a los devanados de restricción (R). Las corrientes en éstos inhiben la operación. Asociados con estos devanados de restricción, están los devanados de operación (OP). La corriente en estos devanados tiende a operar el relevador. Los relevadores diferenciales pueden ser de porcentaje fijo o variable y las características típicas son ilustradas en la Figura RP 14. La abscisa es la corriente de restricción.

Esta puede de ser la pequeña corriente (I''_R) o la gran corriente (I'_R), dependiendo de el diseño. La ordenada es la corriente (I_{OP}) requerida para operar el relevador. Los relevadores de porcentaje fijo existen entre 10-50 % y pueden o no tener taps para cambiar el porcentaje. Con un tipo del 10%, y 10 amperes de corriente circulando, 1 Amper o mas de diferencia de corriente.



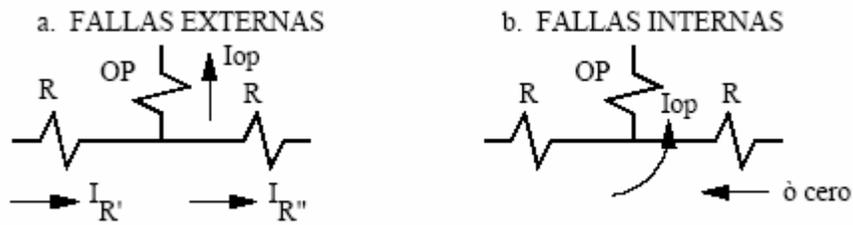


Figura RP 13
RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

Los tipos de porcentaje variable no tienen taps de porcentaje. A bajas corrientes fluyendo el porcentaje es bajo, consecuentemente en estos niveles el desempeño del transformador de corriente es usualmente bastante bueno. En altas corriente de falla fluyendo, donde el desempeño de los transformadores de corriente puede no ser tan bueno, una característica de alto porcentaje es provista. Esto da un incremento de sensibilidad con alta seguridad.

Es importante reconocer que tal característica como la mostrada en la Figura RP 12, aplica solamente para fallas externas o a través de un flujo de corriente. Los relevadores diferenciales son realmente sensibles a fallas internas donde las corrientes en los devanados de restricción están en direcciones opuestas o una corriente de restricción es cero, como en la Figura RP 13. Estos relevadores son calibrados con corriente a través de un devanado de restricción y uno de operación sin corriente a través de otro devanado(s) de restricción. Las corrientes típicas de arranque de relevadores diferenciales están en el orden de 0.14 a 3.0 amperes dependiendo del tipo, Tap y aplicación.

Como ha sido visto, el principio diferencial compara las salidas de los transformadores de corriente en todos los circuitos dentro y fuera del área o zona protegida. Para equipos tal como generadores, buses, transformadores, motores y así sucesivamente, los transformadores de corriente usualmente están todos dentro de la misma área general, para que no sea también problemático interconectar sus secundarios con los relevadores. Para aplicación en líneas donde las terminales y los transformadores de corriente están separados por distancias considerables, no es posible prácticamente el uso de relevadores diferenciales como fue descrito anteriormente. Todavía el principio de diferencial provee la mejor protección y es todavía ampliamente usada.

Esto es cierto particularmente en altos voltajes. Un canal de comunicación tal como un hilo piloto, OPLAT, microondas o fibra óptica, son usados para la información de comparación entre las diferentes terminales.



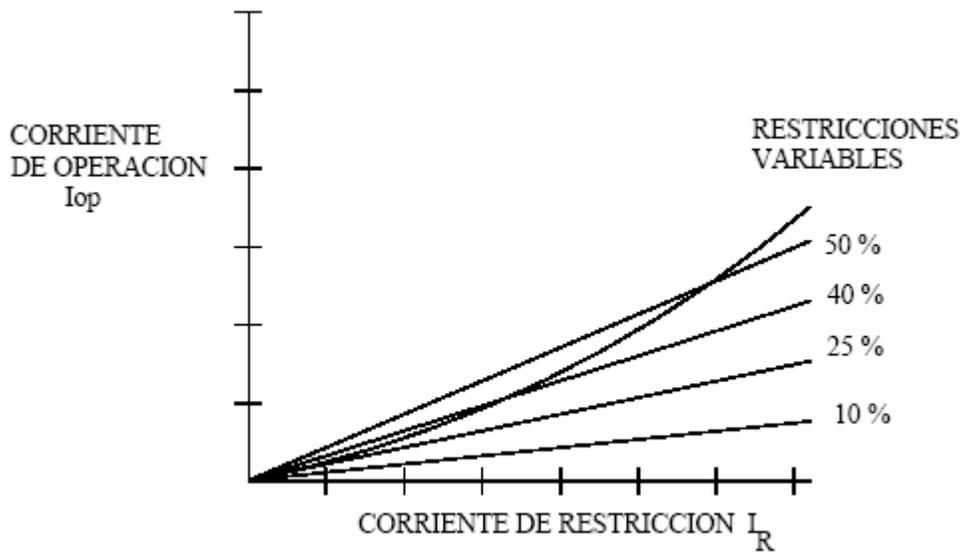


Figura RP 14
 CARACTERISTICAS TÍPICAS DE CORRIENTE
 DE DIFERENTES TIPOS DE RELEVADORES



PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

5.1. RELEVADOR DE DISTANCIA

Las protecciones de distancia se utilizan como regla general para protección de líneas de subtransmisión y transmisión, con tensiones de 69 KV en adelante y protegen las mismas para fallas de corto circuito entre fases y fase a tierra.

5.1.1. ACCION MEMORIA.

Es una característica obtenida por diseño en el que el flujo de corriente en una bobina de polarización no cesa inmediatamente cuando la tensión, en el lado de alta del transformador de alimentación, se reduce acero instantáneamente. La energía almacenada en el circuito de tensión origina el flujo de una corriente senoidal en la bobina de tensión por un tiempo corto.

La frecuencia y su ángulo de fase para esta corriente son para todos los propósitos prácticos de los mismos antes de que la alta tensión cayera a cero, por lo tanto el relevador esta polarizado adecuadamente ya que el mismo recuerda la tensión que le ha sido aplicada.

Es evidente que la acción de memoria es utilizable solo en relevadores de alta velocidad que son capaces de funcionar en el corto tiempo que fluye la corriente transitoria de polarizacion. Es importante mencionar que la memoria existirá siempre que la previamente la falla el relevador este alimentado con tensión. En el caso de los Tp's de línea, al cerrar con falla para una falla trifásica exactamente ala salida de la línea, no se tendrá la acción de memoria por no desarrollarse tensión primaria en los Tp's, de aquí que los relevadores modernos desarrollan una lógica de cierre con falla.

5.1.2. FUNCIONES DE ESQUEMAS DE DISTANCIA

5.1.2.1. FUNCIONES DE OPERACIÓN

FUNCIONES HACIA ADELANTE DE DISPARO:

Las funciones hacia adelante de fase y tierra utilizan la función MHO variable como una característica de operación básica. Generalmente las funciones de operación con direccionalidad hacía adelante son utilizadas como disparo. Esta direccionalidad puede tenerse de diferentes maneras: con corriente de secuencia cero, voltaje de secuencia cero, con secuencia negativa, etc. En la figura PLT-01 se muestra una falla en dirección hacia adelante y dentro de la característica de operación de un relevador de distancia.



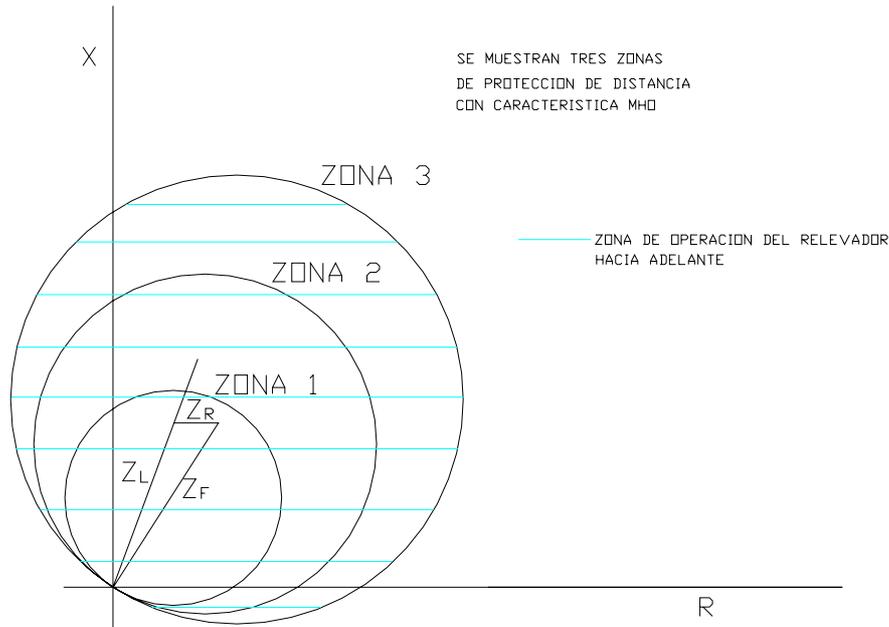


figura PLT-01
FUNCIONES DE DISPARO HACIA ADELANTE

Para los relevadores de Distancia Estáticos y Digitales este tipo de característica puede ser derivada en forma sencilla utilizando un comparador de dos entradas como se muestra en la figura PLT-02

El circuito simplificado de un comparador de ángulo de fase se muestra en la Fig. PLT-03.

La medición de ángulo de fase se realiza comparando la coincidencia de tiempo de todos los favores aplicados al comparador.

Si todos los valores son coincidentes durante un tiempo mayor al ajuste del temporizador característico la función producirá una salida.

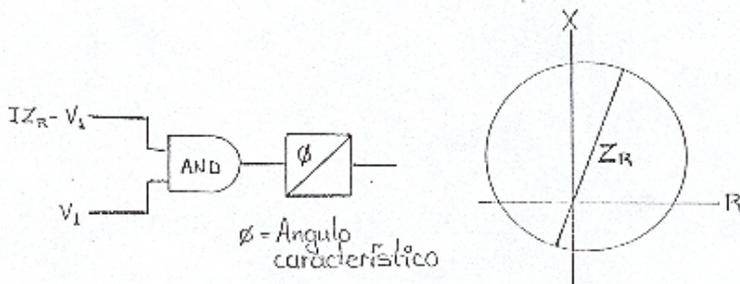


figura PLT-02
CARACTERISTICA MHO VARIABLE DE 2 ENTRADAS

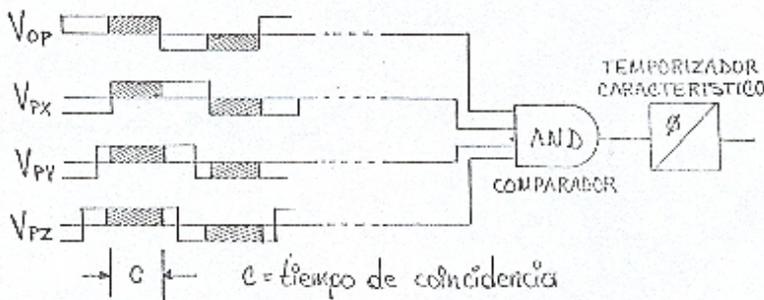


figura PLT-03
COMPARADOR DE ANGULO DE FASE

5.1.2.1. FUNCIONES DE BLOQUEO

FUNCIONES HACIA ATRÁS DE BLOQUEO

En algunas aplicaciones es necesario una de las zonas de operación con direccionalidad hacia atrás para evitar un disparo incorrecto, sobre todo en aplicaciones de redes en anillo con inversión de corrientes.

En la figura PLT-04 se muestra un diagrama con la zona 3 en dirección hacia atrás.

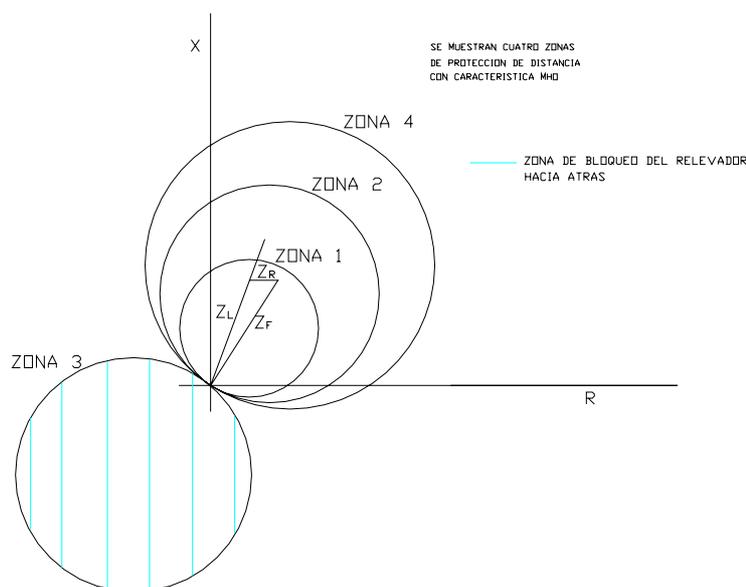


figura PLT-04
FUNCIONES DE BLOQUEO HACIA ATRAS

5.1.3. DIAGRAMAS P-Q Y R-X

Las características de operación de los distintos elementos en los relevadores de distancia tienen configuraciones geométricas relativamente sencillas en el Diagrama R-X. Frecuentemente, es difícil visualizar los límites de flujo de potencia, los cuales causarían la operación de estas unidades de los relevadores bajo condiciones normales de operación del Sistema. El personal de protecciones frecuentemente tiene la necesidad de visualizar las características de los relevadores de distancia y ocasionalmente, calcular su respuesta en términos del flujo de Potencia activa y reactiva y del voltaje en el lugar donde está el relevador. Este informe presenta las características de operación de los distintos elementos de un relevador en un diagrama P-Q. Las curvas de estas características en el diagrama P-Q serán presentadas con las mismas características en el diagrama R-X.

Todos los diagramas P-Q estarán limitados a las condiciones de flujo de **Potencia Trifásico**. Estos diagramas estarán simplificados al introducir el término "voltaje al cuadrado" en las ecuaciones como una constante: Esto puede ser mal interpretado ya que este término solo es constante para el caso teórico de un "Bus Infinito" directamente detrás del lugar donde está el relevador. En el caso práctico, se deberán enlistar los niveles de voltaje durante condiciones de flujo de potencia tanto como los efectos de regulación en Plantas durante condiciones anormales de flujo de potencia. Los efectos de fricción y del par del resorte del relevador también han sido despreciados y esto puede conducir a conclusiones erróneas. El lector deberá tomar en cuenta



estos factores para un caso específico.

EVALUACIONES DE TRANSFORMACION:

Las ecuaciones básicas para transformar el Diagrama RX al Diagrama P-Q (y viceversa) son:

$$P = \frac{(KV)^2 R}{R^2 + X^2} \qquad R = \frac{(KV)^2 P}{P^2 + Q^2}$$

$$Q = \frac{(KV)^2 X}{R^2 + X^2} \qquad X = \frac{(KV)^2 Q}{P^2 + Q^2}$$

SIGNOS CONVENCIONALES DE “R” y “X”:

Condición:	Signo de R	signo de X
Potencia de “A” hacia “B”	+	
Potencia de “B” hacia “A”	-	
Potencia reactiva atrasada de “A” hacia “B”		+
Potencia reactiva atrasada de “B” hacia “A”		-
Potencia reactiva adelantada de “A” hacia “B”		-
Potencia reactiva adelantada de “B” hacia “A”		+

Las siguientes relaciones dan los signos numéricos de R y X Para una condición trifásica equilibrada:

$$R = (V^2 \cdot W) / (W^2 + VAR^2)$$

$$X = (V^2 \cdot VAR) / (W^2 + VAR^2)$$

DONDE:

V = Tensión de fase a fase

W = Potencia trifásica.

VAR = Potencia reactiva trifásica.

R y X = Componentes de la impedancia de secuencia positiva.

R y X, Pueden así mismo obtenerse bajo condiciones trifásicas balanceadas dividiendo cualquier tensión de neutro entre la corriente de fase correspondiente, en la figura del diagrama R-X, el punto “P”, representa una condición de la potencia reactiva y la potencia reactiva atrasada, están siendo proporcionadas de “A” hacia “B en la dirección de disparo del relevador.



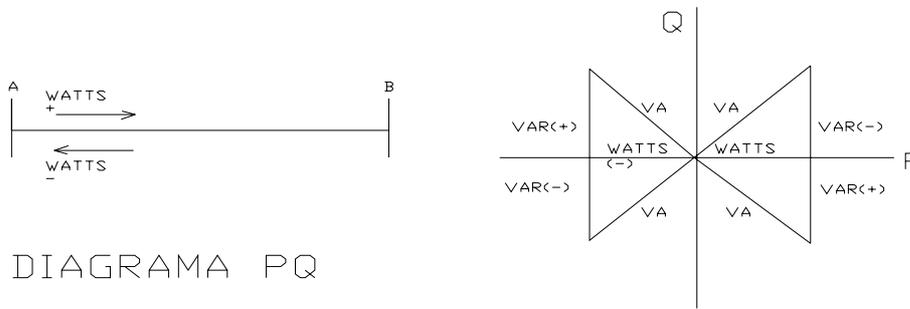


DIAGRAMA PQ

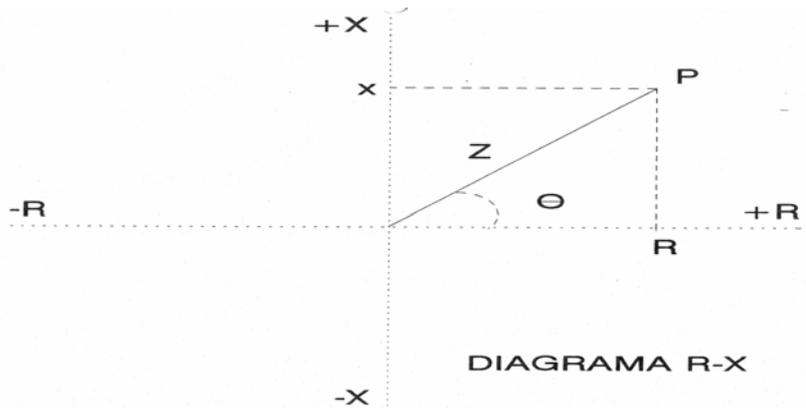


DIAGRAMA R-X

5.1.4. TOPICOS DE FALLAS EN LINEA

5.1.4.1. SOBREALCANCE

Cuando ocurre un corto circuito la onda de corriente esta propensa a descentrarse inicialmente bajo estas condiciones, los relevadores de distancia tienden a sobre alcanzar, es decir funcionan para un valor mayor de impedancia que para el que están ajustados bajo condiciones estables. Así mismo la tendencia a sobre alcanzar es mayor para relevadores de distancia del tipo atracción electromagnéticas, que para relevadores del tipo inducción, así mismo, se puede tener sobrealcance por la imprecisión de los transformadores de instrumentos utilizados. Este efecto es fácilmente compensado cubriendo el ajuste solo el 80% o el 90% de la primera zona de protección (zona 1)

5.1.4.2. COMPENSACION DE SECUENCIA CERO (K_0)

Para detectar las fallas monofásicas, se requieren tres relevadores monofásicos, uno para cada fase o uno trifásico, si se tiene una falla sobre la fase "B", el voltaje de falla (V_f) es proporcionada al relé por el TP de esta, fase y la corriente total de falla (I_f) es proporcionada por el TC de esta sola fase, ya que.

$$Z_f = V_f / I_f$$



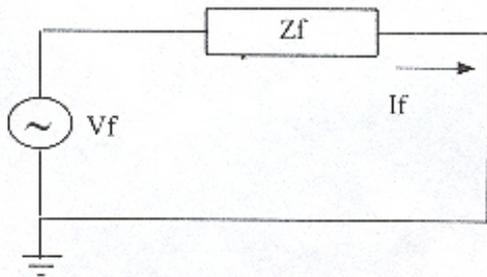


Figura PLT-07
CIRCUITO SIMPLIFICADO

Pero este arreglo no sería capaz de medir adecuadamente ya que la falla a tierra involucra dos tipos de impedancia que es necesario considerar para una medición adecuada de la impedancia total. Esto se muestra en la figura PLT-08. En esta figura se contempla la Z propia de la línea que es la $Z(+)$, pero además se presenta la Z de tierra, que representa la oposición que presenta la propia tierra al paso de la corriente de falla, un análisis más profundo nos llevaría a analizar las redes de secuencias para comprobar que esta Z_t involucra la $Z(0)$.

LA COMPENSACIÓN PARA FALLAS A TIERRA.

Por lo tanto para considerar esta Z_t en la medición que ha de realizar el relevador, será necesario informar a éste de la existencia de esta Z_t , esto se logra haciendo pasar una corriente de compensación por el relevador la cual se obtiene de una parte proporcional de la misma corriente de fase. La parte proporcional de la corriente requerida para la compensación llamada Factor de compensación (K_n o K_0) se determina en base a una relación entre las impedancias $Z(+)$ y $Z(0)$, ya que generalmente la Z_t representa una parte proporcional de la $Z(+)$ o de la línea, el factor de compensación para líneas aéreas, puede estar cerca de 0.70.

Con esto la ecuación que presentamos en el párrafo anterior se transforma en:

El ajuste esta dado por:

$$K_0 = K_n = [(Z_0 - Z_1) / 3 \cdot Z_1] \cdot 100$$

Donde:

Z_1 = Impedancia de sec “+” de la línea protegida en Ohm.

Z_0 = Impedancia de sec “o” de la línea protegida en Ohms /sec.

K = Ajuste de tap en %.

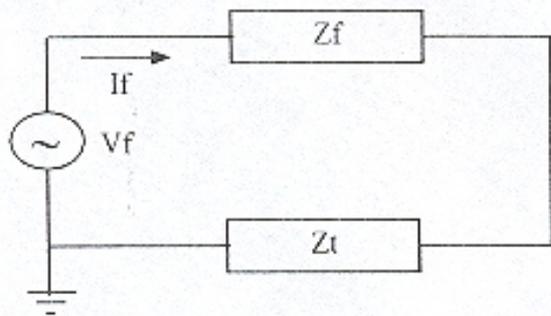


Figura PLT-08
CIRCUITO SIMPLIFICADO CONSIDERANDO LA IMPEDANCIA DE TIERRA

$$Z_t = K_n Z_f$$



$$I_f = V_f / (Z_f + Z_t) = V_f / (Z_f + K_n Z_f) = V_f / \{ Z_f (1 + K_n) \}$$

$$V_f = I_f \{ Z_f (1 + K_n) \}$$

$$Z_f = V_f / \{ I_f (1 + K_n) \}$$

$$Z_f = V_f / (I_f + I_{\text{comp}})$$

$$I_{\text{comp}} = I_f * K_n$$

Donde:

K_n = Factor de Compensación

Z_f = Impedancia hasta el punto de la falla

V_f = Voltaje que está viendo el relevador

I_f = Corriente de falla suministrada por el TC

I_{comp} = Corriente de compensación

5.1.4.3. EFECTO DE LA RESISTENCIA DE ARCO EN LAS PROTECCIONES DE LINEA.

Los arcos en las fallas pueden engañar a los relevadores de distancia, sobre todo en líneas cortas protegidas con características mho teniéndose falla en el área de zona 1 y por la presencia del arco se tiene operación de zona 2, lo mismo puede pasar para fallas cerca del límite de zona 2 operando el esquema de respaldo como zona 3.

Una de las maneras de evitar este tipo de operaciones es reduciendo el tiempo de zona 2 evitando de esta manera que el arco se propague y extienda, operando nuestra protección antes de que nos saque de característica. Desde luego, en líneas cortas no se debe de utilizar este tipo de característica.

Prácticamente se considera que un arco es puramente resistivo pero este puede tener componente reactivo, Capacitivo o inductivo. Observe la siguiente figura:

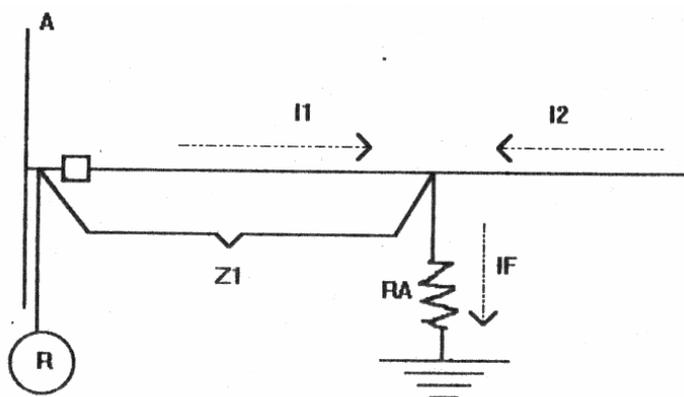


Figura PLT-09
EFECTO DE RESISTENCIA DE ARCO



$$I_F = I_1 + I_2$$

$$Z_{TA} = V_1 / I_1$$

$$= (Z_1 \cdot I_1 + R_A \cdot I_F) / I_1$$

$$= [Z_1 \cdot I_1 + R_A \cdot (I_1 + I_2)] / I_1$$

$$= [Z_1 + R_A + R_A (I_2 / I_1)]$$

DONDE:

R = Relé de distancia.

A = Localidad de relevadores

Z_{TA} = Impedancia vista desde "A"

Como se observa en la figura, si I₁ e I₂ están fuera de fase el resultado será un número complejo.

5.1.4.4. EFECTOS DE FUENTES DE CORRIENTE INTERMEDIA (INFEEED)

A continuación se vera el efecto que produce las fuentes intermedias en el funcionamiento de la protección de distancia. Se ve la necesidad de describir este efecto dada la importancia que tiene en el análisis de fallas dado que en ocasiones se han tenido operaciones en zona 3, estando localizadas las fallas dentro del alcance de zona 2, esto se debe ala presencia de fuentes intermedias entre la localidad de nuestra protección y la falla.

La figura siguiente explicara con mayor detalle este efecto, donde se Observa que la protección tendera a subalcanzar. (Se refiere al ajuste de subalcance al de sobre alcance por razones obvias)

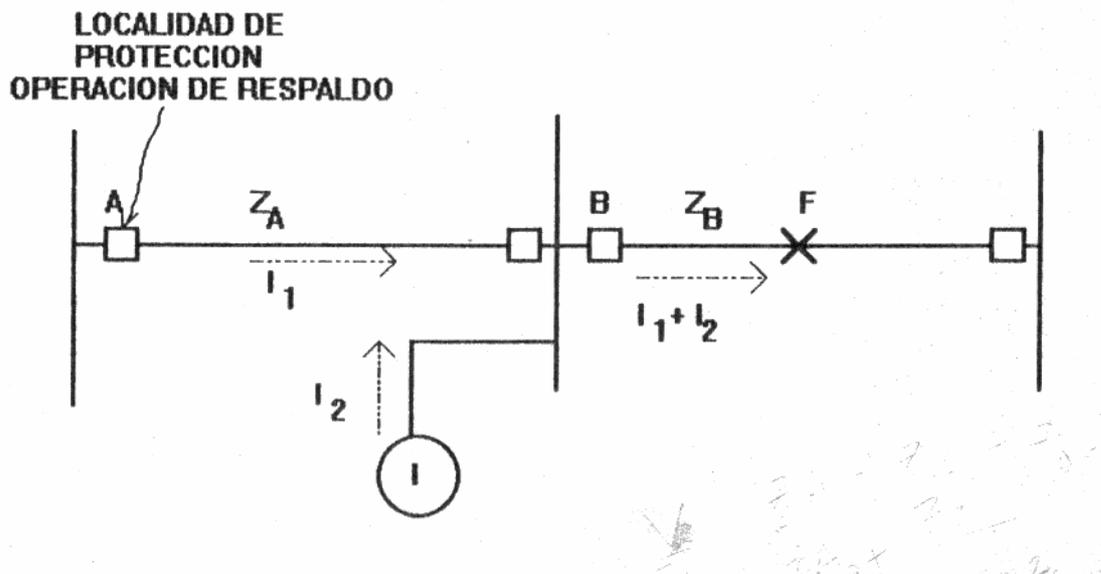


Figura PLT-10

LOCALIDAD DE PROTECCION SUPONIENDO QUE B FALLA EN SU OPERACION DE APERTURA EN "A"

$$Z_A = (V_t / I_1) = Z_A + Z_B + (I_2 / I_1) \cdot Z_B$$



El ejemplo mostrado en la figura se observa que se puede tener una operación en zona 3, estando localizada la falla en el área de zona 2 el factor (I_2 / I_1) . Z_B determina aumento de impedancia aparente que los relevadores de la localidad "A" observan, también observando el ángulo que lleva I_1 e I_2 , la impedancia podrá estar en un ángulo diferente.

5.2. TELEPROTECCIÓN

Para eficientar la operación de los esquemas de protección y/o reducir los tiempos de libramiento de las fallas, se hace uso de canales de comunicaciones asociándolos a los esquemas de protección a los que llamamos teleprotección. Esta técnica hace uso de las características de direccionalidad de los relevadores de distancia y/o direccionales de sobrecorriente.

Estos esquemas pueden ser clasificados en cuatro categorías.

- 1.- Comparación direccional de bloqueo.
- 2.- Comparación direccional de desbloqueo.
- 3.- Disparo permisivo por sobre alcance.
4. Disparo permisivo por bajo alcance.

Las características de cada modalidad se describen a continuación.

5.2.1. CANALES DE COMUNICACIÓN

Los canales o medios de comunicación pueden ser de diversos tipos aunque generalmente se usan con mayor frecuencia los siguientes:

5.2.1.1. OPLAT

Onda portadora por la línea de Alta Tensión (por la propia línea protegida), con la utilización de trampas de onda, dispositivos de potencial capacitivo, cable de radiofrecuencia, unidad de acoplamiento, con acoplamiento a una fase o a dos fases, emitiendo una frecuencia de guarda, y con un llaveo por corrimiento de frecuencia para transmitir señal de disparo al otro extremo.

5.2.1.2. MICROONDAS

Independientemente de la L.T., a través de frecuencias UHF, emitiendo la señal con antenas comunicadas a línea de vista, tiene la ventaja de no verse afectada por transitorios comunes en las líneas de transmisión, ni contaminarse con la fase fallada, como en el caso de OPLAT.

5.2.1.3. FIBRA OPTICA.

Se ha generalizado el uso de este medio para protección, pero sobre todo en la aplicación de protección diferencial de línea.

Esto no cancela la posibilidad de usarla como canal para Teleprotección. Tiene la ventaja de ser un medio sumamente rápido y seguro.

5.2.2. SERVICIOS



5.2.2.1 PUTT

DISPARO TRANSFERIDO PERMISIVO DE BAJO ALCANCE (PUTT)

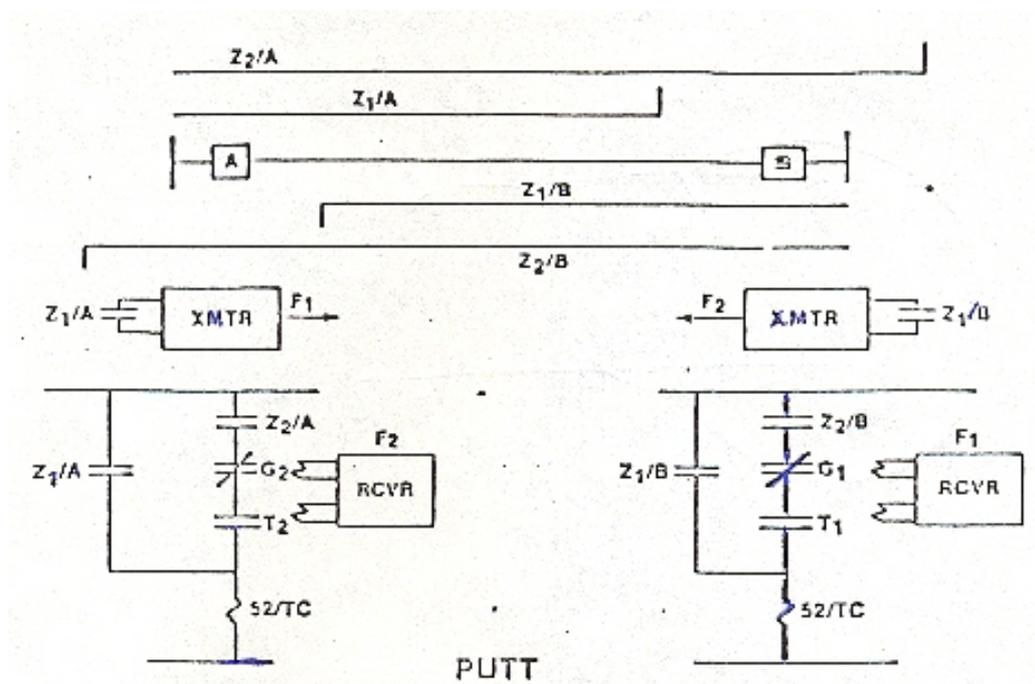


Figura PLT-11

ESQUEMA DE PUTT

Cada terminal requiere de un transmisor y un receptor.

Las frecuencias de estos equipos se seleccionan de manera que no haya interacción entre los canales.

Así, una señal de disparo transferido enviada por el transmisor F1, es recibida solo por el receptor F1; lo mismo para el juego transmisor-receptor F2.

Los relevadores Z1/A y Z1/B representan dispositivos direccionales de fase y neutro, de primera zona, cuyos alcances traslapan, pero no cubren más allá de la terminal remota.

Estos relevadores son los que inician el disparo transferido llavean al transmisor, que enviará la señal.

Los relevadores de sobrealcance, Z2/A y Z2/B, son los dispositivos permisivos, porque deben operar para que cuando sea recibida la señal de disparo transferido se dispare el interruptor asociado.

Para una falla a la salida del interruptor A, los relevadores de bajo alcance en la terminal B, no ven la falla, pero si los de sobrealcance; los relevadores de bajo alcance en la terminal A, también la ven y disparan a su interruptor; asimismo llavean al transmisor F1, el cual envía una señal al receptor F1.

El relé de guarda G1 se repone cerrando su contacto y el relé de disparo T1 opera, cerrando también su contacto. Cuando están cerrados G1 y T1 se dispara el interruptor B, porque los dispositivos permisivos Z2/B ya estaban operados.

Una secuencia de eventos similar tendría lugar si la falla ocurre a la salida del interruptor B.

Si la falla ocurre en la zona de traslape, operan los relevadores de bajo alcance, Z1/A y Z1/B, disparando a sus interruptores; al mismo tiempo son enviadas señales de disparo transferido en ambos sentidos.

La recepción de estas señales; más la operación de los relés de sobrealcance, Z2/A y Z2/B, energizarán las bobinas de disparo de ambos interruptores, si éstos aún no hubieren disparado



5.2.2.2. POTT

DISPARO TRANSFERIDO PERMISIVO DE SOBREALCANCE (POTT)

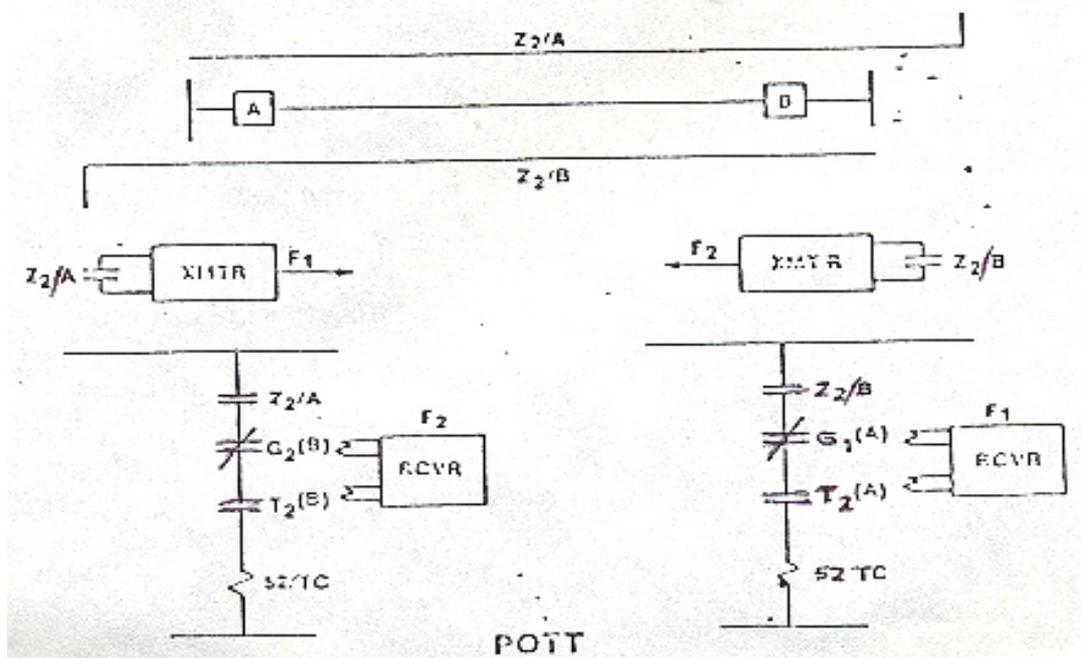


Figura PLT-12

ESQUEMA DE POTT

Cada terminal requiere de un transmisor y un receptor.

Las frecuencias de estos equipos se seleccionan de manera que no haya interacción entre los canales.

Así, una señal de disparo transferido enviada por el transmisor F1, es recibida solo por el receptor F1; lo mismo para el juego transmisor-receptor F2.

Los relevadores Z2/A y Z2/B representan dispositivos direccionales de fase y neutro, de alta velocidad, cuyo alcance cubre más allá de las terminales remotas.

En este esquema, los relevadores de sobrealcance realizan dos funciones.

Actúan como dispositivos de disparo transferido porque llamean a los transmisores que enviarán la señal.

También son los dispositivos permisivos, porque deben operar con objeto de que al recibirse la señal de disparo transferido, sea disparado el interruptor asociado.

Para una falla en cualquier punto de la sección de la línea protegida, operaran los relevadores de sobrealcance, Z2A y Z2B, para llavear a sus respectivos transmisores, cuyas señales serán recibidas en ambas terminales.

Al ocurrir esto, los relés de guarda G1 y G2 se reponen, cerrando sus contactos; los relés de disparo T1 y T2 operaran, cerrando también sus contactos.

Como los relevadores de sobrealcance, Z2/A y Z2/B, ya operaron, serán disparados los interruptores respectivos.



5.2.2.3. DTT.

DISPARO TRANSFERIDO DIRECTO

En el Sistema Eléctrico que nos compete, específicamente en la Red de 230 KV este DTT esta asociado a la operación de los esquemas de 50 FI's, sin embargo en Sistemas de 400 KV aparte de los 50 FI's, también se asocia a disparos por la protección de respaldo 67N. Para el caso que se expresará referido a un Sistema de 230 KV.

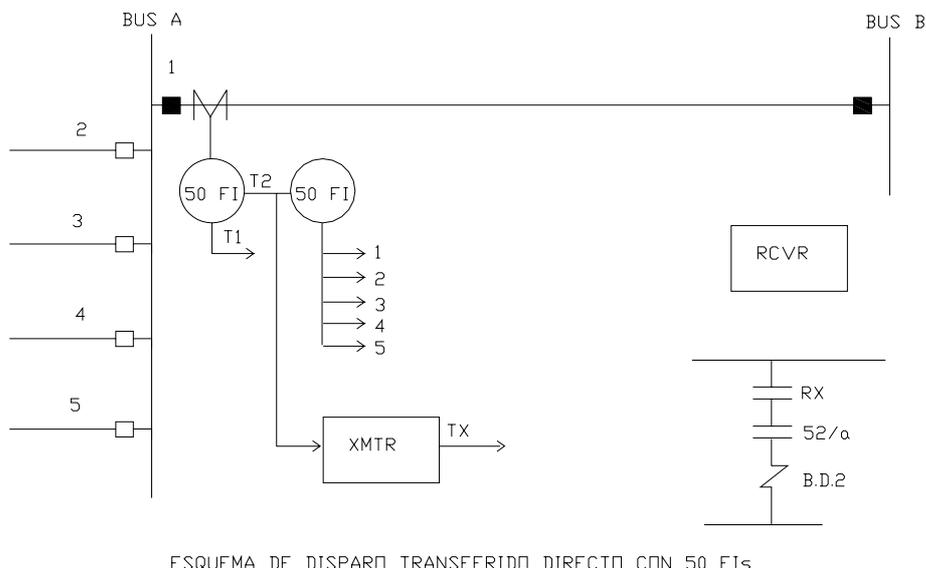


Figura PLT-13

ESQUEMA DE DTD

Cada terminal requiere de un transmisor y un receptor. Las frecuencias de los transmisores y receptores se seleccionan de manera que no haya interacción entre los canales.

Así, una señal de disparo transferido enviada por el transmisor F1 es recibida solo por el receptor F1.; lo mismo para el juego de transmisor-receptor F2.

Para una falla en donde tenga que actuar la protección de línea, esta la liberará normalmente, pero en el caso de que por alguna causa el interruptor no abriera por diversos motivos (falta de VCD en el circuito de disparo, daño en la bobina de disparo del interruptor de potencia, interruptor bloqueado por baja presión de SF6 o aire, resorte descargado por falta de VCA, etc.), la protección de línea enviaría disparo hacia este interruptor que como se mencionó no abriría, por tanto el contacto auxiliar de posición de interruptor no cambiaría (contacto "a") y como debido a la falla existe incremento considerable de corriente, con estas condiciones se activa el relevador 50 FI, que con su temporización T1 (redisparo) envía disparo a la segunda bobina del interruptor para liberar la falla, si aún el interruptor no abre, sigue contando el temporizador T2, que para liberar la falla envía señal a un relevador de bloqueo sostenido 86 FI, el que manda disparo a todos los interruptores asociados a ese Bus y de este Relé de bloqueo o directamente del 50 FI se envía señal por teleprotección al otro extremo para eliminar las fuentes que aporten hacia la falla.

Los relevadores 50FI son dispositivos de fase y de neutro.

El relevador 50FI de la terminal A, llavea al transmisor F1 cuya señal es recibida por el receptor F1, al ser recibidas, energizarán la bobina de disparo del interruptor de la terminal B, si éstos aún no hubieren disparado.



Como este esquema sólo requiere de la recepción de una señal para iniciar el disparo no ofrece mucha seguridad, ya que pueden haber interferencias en el canal, que produzcan una salida del receptor.

Para evitar esto, puede utilizarse un canal dual, el cual requiere que la señal de disparo sea recibida por ambos canales.



**PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADORES**

6.1 INTRODUCCION

En un proceso de generación-consumo de la energía eléctrica se puede observar que se emplean diferentes tensiones, desde la generación, transmisión, distribución urbana y tensión de consumo. Los elementos que desempeñan esta función de variar las tensiones a los diferentes valores requeridos, reciben el nombre de transformadores.

Como se podrá observar, los transformadores son ampliamente usados en los sistemas eléctricos.

El Transformador es una maquina estática cuyo principio está basado en el hecho de que aprovechando la inducción generada de un arrollamiento de conductores a otro, es posible la transferencia de de energía eléctrica de un punto a otro, esto considerándose los siguientes puntos.

Haciendo circular una corriente por un conductor que se encuentre arrollado en espiras, obtendremos un flujo magnético generado con una dirección particular por el centro de las espiras(núcleo de aire), esto considerando la Ley de Oersted, como se observa en la figura PT-01.

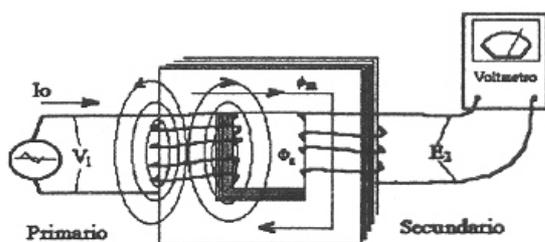


Figura PT-01
CIRCUITO BASICO DE UN TRANSFORMADOR

Si el mismo arrollamiento anterior se hiciera alrededor de un núcleo ferromagnético, se puede concentrar la mayor parte del flujo magnético generado, el cual tendrá como camino principal el determinado por la forma del núcleo.

Si consideramos que la corriente que está circulando por el conductor es una corriente alterna, es decir esta variando de sentido de circulación en cierto periodo de tiempo (60 veces por segundo), entonces el flujo generado por dicha corriente también se encuentra variando de sentido dentro del núcleo, es decir, es un flujo alterno con la misma frecuencia que la corriente.

Ahora, si al núcleo, le arrollamos un segundo devanado y seguimos considerando un flujo alterno; obtendremos una FEM inducida producto del movimiento relativo entre el flujo y el



segundo devanado; es decir, que por medio de la inducción electromagnética hemos logrado transferir energía desde el primer devanado al segundo, sin mediar conexión eléctrica física entre ellos.

Si cerramos el circuito del devanado secundario conectando una carga, circulará una corriente en este devanado.

Un banco de transformadores o auto transformadores monofásicos en sistemas de potencia esta forma más común de manejar la transformación con voltajes de 400/230/115 KV, puesto que se tiene la ventaja de que al dañarse una fase difícilmente afecta las otras fases debido a la existencia de mamparas a otra ventaja es el tamaño de un monofásico a un sólo bifásico.

El transformador es una máquina que falla poco en comparación con otros elementos del sistema.

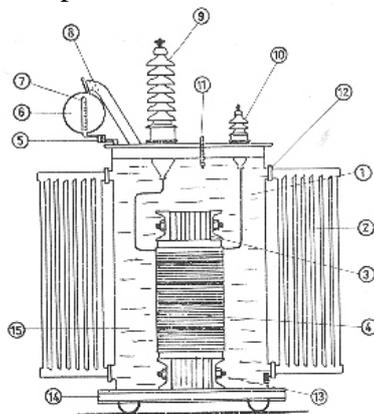
Lógicamente requiere cuidados y atención, pero se puede decir que son mínimos. Por otra parte, cuando el transformador falla, generalmente es en forma aparatosa y grave muchas veces con incendio. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.

La base de estos esquemas es la protección diferencial y la protección de sobrecorriente de respaldo.

Se analizará el esquema de protección para Auto transformadores y Transformadores

6.2. ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para la operación el Transformador requiere de diferentes accesorios, como son: cambiador de derivaciones bajo carga, el relevador Buchholz, los relevadores de sobrepresión súbita, los indicadores de temperatura del aceite y de los devanados, el indicador de nivel de aceite, los radiadores, el gabinete centralizador, etc. Todas las partes con una función espacial, las cuales se describen posteriormente.



PARTES ESENCIALES DEL TRANSFORMADOR

1. Tanque.
2. Tubos radiadores.
3. Núcleo (circuito magnético).
4. Devanados.
5. Relé de protección Buchholz.
6. Tanque conservador (8 a 10% del volumen del tanque).
7. Indicador del aceite.
8. Tubo de escape en caso de explosión.
9. 10. Boquillas o aisladores de potencia.
11. Termómetro.
12. Conexión de los tubos radiadores al tanque.
13. Tornillos opresores para dar rigidez al núcleo.
14. Base de volar.
15. Refrigerante.

Figura PT-02

ACCESORIOS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA



6.3. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

Como es sabido, existe una gran cantidad de relevadores de protección, la mayoría de estos cumplen funciones de protección primaria; pero para protección de respaldo la utilización de relevadores de sobrecorriente direccionales y no direccionales es generalizado en los sistemas de potencia, tanto en alimentadores de distribución en donde por lo general se utiliza como única protección, pero en las centrales generadoras y subestaciones de transmisión se utiliza como protección de respaldo para transformadores y líneas de transmisión. Esto debido a sus características de simplicidad, seguridad y confiabilidad.

Para su adecuada aplicación se requiere tomar lo siguiente:

- Tipo de relevador
- Tipo de curva y tiempo de operación
- Rango de ajuste de corriente de arranque
- Necesidades de mantenimiento

DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DEL AT.

Ejemplo:

Autotransformador
Capacidad = 100 MVA
Relación = 230 / 115 KV

RTC
600 / 5 en 115 KV
300 / 5 en 230 KV

Carga normal 75 MVA
Carga máxima 90 MVA

Protección Primaria
87 T Marca ABB
Protección de respaldo
51/51NT Mca ABB IKC 913
Curvas: NI, MI, EI
Rango: 51F 0.5 – 17 amp
51N 0.1 – 16 amp

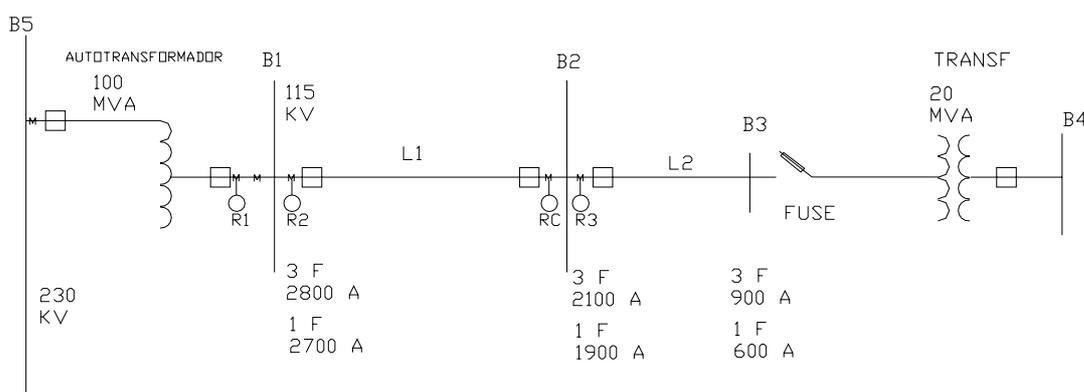


Figura PT-03
SISTEMA DE POTENCIA (EJEMPLO)

Para el 51 de fase:

- RTC
- Corriente mínima de arranque (pick up).



- Palanca de tiempo (time dial). - Tipo de curva del relevador.

En primer término se requiere determinar la RTC; pero en este caso ya está dado como dato así que solo se verifica que sea la adecuada para la corriente nominal circulará por el transformador.

$$I_n = \frac{MVA * 1000}{KV * \sqrt{3}} = \frac{100 * 1000}{115 * \sqrt{3}}$$
$$= 502 \text{ A}$$

La corriente nominal secundaria no debe exceder de 5 amperes y la corriente máxima de corto circuito no debe exceder de 100 amperes.

$$I_{n \text{ sec}} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{502}{120}$$

= 4.183 Amperes sec.

$$I_{cc \text{ sec}} = \frac{I_{cc \text{ max}}}{RTC} = \frac{2800}{120} = 23.33 \text{ Amp. sec.}$$

La RTC de 600/5 es correcta.

Para determinar el ajuste de (pick-up) de la protección interviene el criterio personal, normalmente se puede ajustar entre un 150 % y un 200 % de la capacidad nominal, tomando en cuenta las curvas de daños de transformadores; pero dependiendo de las condiciones de carga y condiciones del transformador este porcentaje puede reducirse, para no dejar muy insensibles a estos relevadores.

Para nuestro caso el AT es de 100 MVA y la carga máxima es de 90 MVA, que representa un 90 % de su capacidad nominal, o sea que no se sobrecarga, por lo que consideraremos un factor de sobrecarga de 150 % para tener cierto margen de seguridad y a la vez no perder sensibilidad en la protección.

Corriente de arranque de la protección = $502 \times 1.5 = 753$ Amp primarios.

Esta corriente es también la máxima corriente de carga que puede llevar el transformador sin dispararse por protección.

Siempre estará comprometido este ajuste en virtud de que los relés de sobrecorriente de fases son los mismos para protección contra fallas entre fases y contra sobrecargas y no existe alguna manera para discriminarlas cuando menos con los relevadores electromecánicos tradicionales.

Además estos relevadores de fase también detectan las corrientes de fallas a tierra; pero éstas pueden filtrarse y ser detectadas por un relevador de fallas a tierra cuyo ajuste puede hacerse con mayor sensibilidad.

Ya hemos determinado la corriente primaria con la cuál debe arrancarse el "51 F" pero; se requiere el ajuste en el relevador el cuál normalmente debe estar dado o convertible a amperes secundarios.



La corriente en el relevador deberá ser la corriente primaria entre la RTC.

$$I_r = \frac{I_{sc}}{RTC}$$

I_r = Corriente secundaria en el relé

I_{sc} = Corriente de sobrecarga

$RTC = 600/5 = 120$

$$I_r = \frac{753}{120} = 6.27 \text{ amperes secundarios}$$

Este valor es muy cercano a 6, que puede ser ajustado fácilmente en el relevador, y lo consideraremos como el tap seleccionado para nuestro estudio.

T AP = 6

Con este valor de tap y sus múltiplos correspondientes, se llena la hoja de pruebas y ajustes de relevadores de sobrecorriente, en la columna "amperes de prueba". Mediante este formato se obtienen los datos para trazar las curvas de coordinación.

Parte de la hoja de pruebas corresponde a la tabla 1-3.

Una vez llenada la columna de amperes de prueba (corriente secundaria) es multiplicada por la RTC para obtener una columna de corriente primaria, que será la base para determinar la palanca de tiempo (time-dial) que proporcionará el tiempo de operación del relevador.

La nueva corriente de arranque del relé en amperes primarios es:

$$I_{ar} = TAP \times RTC = 6 \times 120 = 720 \text{ Amperes primarios.}$$

DETERMINACIÓN DEL TIPO DE CURVA Y PALANCA.

El tiempo de operación del relevador debe estar en el rango de 0.5 a 1.5 segundos para falla en el bus propio, a la salida del transformador.

Para determinar este ajuste de palanca, es necesario acudir a las curvas del relevador proporcionados por los fabricantes.

Es necesario calcular, a cuantas veces la corriente de ajuste del tap del relevador equivale la I_{cc} (de corto circuito) en el bus.

Esto se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$MT_{cc} = \frac{I_{cc} \text{ Trifásica en la barra 1}}{\text{Tap del rele} * RTC}$$

Donde:



MT cc = Múltiplo de Tap del relé, que nos servirá para calcular el número de curva, o "time dial" o palanca de tiempo.

Icc = Corriente de falla trifásica en amperes primarios.

Tap = Es el determinado como ajuste del relé.

RTC= Relación del transformador de corriente.

El "MTcc" es simplemente un número que nos ayudara para entrar a las curvas del relé, y poder determinar la palanca de tiempo.

Para este caso.

$$MT_{cc} = \frac{2800}{6 * 120} = 3.89 \Rightarrow 4$$

Nos trasladamos a las curvas del relevador y localizamos este múltiplo en la parte inferior de las mismas y este múltiplo corresponde a una línea vertical que cruza todas las curvas posibles de obtenerse con los diferentes ajustes de palanca.

Localizamos dos puntos en la gráfica, el primero al cruce por 0.5 segundos y otro al cruce por 1.5 segundos, para ambas cruces se localizan curvas identificadas con números que serán el límite inferior y superior respectivamente de nuestro estudio.

Observar estos puntos en la figura No. PT-04, correspondiente a la curva normalmente inversa en donde podemos observar que para este caso las curvas que pasan por los puntos de interés corresponden a las identificadas como k = 0.1 y k = 0.3.

Es aceptable escoger una curva intermedia entre las dos anteriores y esta corresponde a la identificada con k = 0.2.

La tabla TT-1 nos muestra algunos puntos de las curvas localizadas.

TABLA TT-1.- DATOS PARA TRAZAR CURVAS 51 F AT

MÚL TIPLO DE T AP	CORRIENTE SECUND.	RTC	CORRIENTE PRIMARIA	T I E M P O S Segs.		
				K=0.1	K=0.3	K=0.2
1	6	120	720			
1.5	9	120	1,080	1.7	5.2	3.4
2	12	120	1,440	1.0	3.0	2.0
4	24	120	2,880	0.5	1.5	1.0
6	36	120	4,320	0.38	1.15	0.77
10	60	120	7,200	0.3	0.89	0.6

Las curvas encontradas mediante esta tabla se muestran en la figura No. PT-04.



Para determinar el tipo de curva, habrá que graficar los diferentes tipos de curvas y de estas escoger la que mejor coordine. Para nuestro caso por no tener que coordinar más que con el fusible de potencia y con la curva de daños del Auto transformador, escogemos la curva intermedia identificada como $k = 0.2$ de las curvas normalmente inversas.

Al trazar esta curva en nuestra hoja log-log de coordinación se debe observar lo siguiente:

** Que no quede sobrepuesta con las curvas de los equipos adyacentes, en este caso con la curva del fusible de potencia.

** Que esta curva quede por debajo de la curva de daños del Auto-transformador, para que proporcione la protección deseada.

** Que la curva determinada quede por encima de la curva del fusible de potencia, cuando menos con un tiempo de separación no menor a 0.3 segundos.

Si no se logran satisfacer las condiciones anteriores habrá que experimentar con otros tiempos de operación, es decir con otras palancas de tiempo, o con curvas de diferente característica de operación.

Para el caso de relés electromecánicos usar otra curva característica implica usar otro relevador, no así en los electrónicos y digitales que permiten seleccionar diferentes tipos de curva.

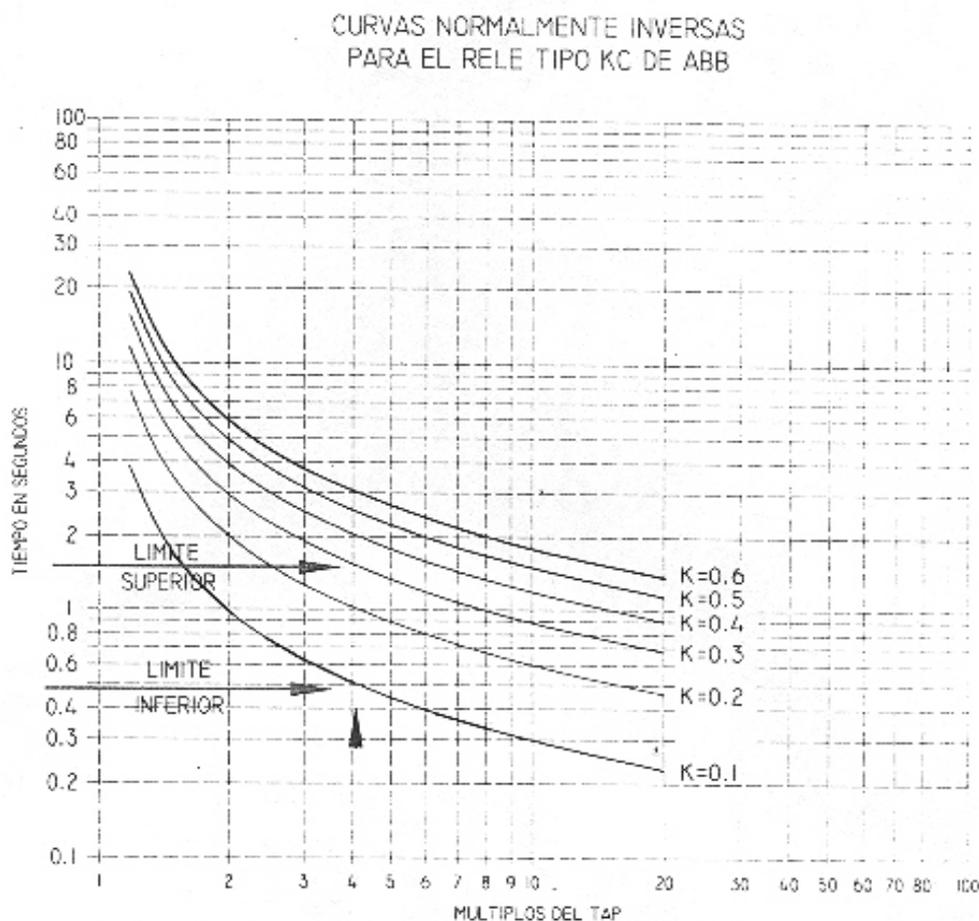


Figura PT-04
CURVAS NI PARA RELE IKC DE ABB



Para el 51 de Neutro:

En general el procedimiento para la determinación de ajustes para el 51 N es el mismo que para el 51 F desarrollado en el punto 3.1.1, con la variante de que el 51 N debe tener ajustes más sensibles.

- Ajuste de la corriente de arranque (pick-up).- Para determinar éste, el margen es amplio, puede ser entre un 10% y un 70% de la corriente nominal del A T. Si no hubiera esquemas de protección "adelante" con los que hubiera que coordinar y si el desbalance de corrientes no fuera mayor de un 5 % podría ajustarse el 51 N a un 10%, pero si por el contrario existen varios esquemas, la propia coordinación nos llevaría a usar ajustes más altos, pero no mayor al 70% de la corriente nominal del A T.

Para este caso escogemos un valor del 40% ya que tendremos que coordinar con otros esquemas, si para concluir el estudio existe la necesidad de aumentar este margen deberemos hacerlo de manera que obtengamos la mejor coordinación posible.

Corriente de arranque = $502 \times 0.4 = 200.8$ Amperes primarios.

Corriente de arranque $I_r = \frac{\text{corriente de arranque}}{\text{RTC}}$

RTC

$I_r = 200.8/120 = 1.673$ amperes secundarios.

En este caso dependiendo de los taps disponibles en el relé, podemos tomar un Tap cercano a la I_r calculada, que puede variar entre 1.5 y 2.

Para tomar un número entero, escogemos el tap 2 para nuestro 51 N.

T AP = 2

- Determinación del ajuste de palanca de tiempo y tipo de curva.- Para lograrlo se sigue el mismo procedimiento y criterios que para el 51 F, estableciéndose las palancas para la curva mínima y máxima.

$$MT_{cc} = \frac{I_{cc} \text{ Monofásica en Barra 1}}{\text{Tap del relé} \times \text{RTC}}$$

$$MT_{cc} = \frac{2700}{2 * 120} = 11.25 \Rightarrow 12$$

Con este MT_{cc} entramos a las curvas muy inversas y localizamos las curvas límites inferior y superior las cuáles se identifican con $k= 0.2$ Y $k = 0.5$.

Pero se requiere coordinar con los 51's N de las LT's y con el fusible de potencia por lo que se requiere usar una curva muy inversa o extremadamente inversa.



Así que nos vamos a las curvas muy inversas localizando las curvas $k=0.4$ y $k=1.2$ y la curva intermedia $k=0.8$, y los datos para éstas se encuentran en la tabla TT-02.

Las curvas encontradas mediante esta tabla se muestran en la figura No. PT-05.

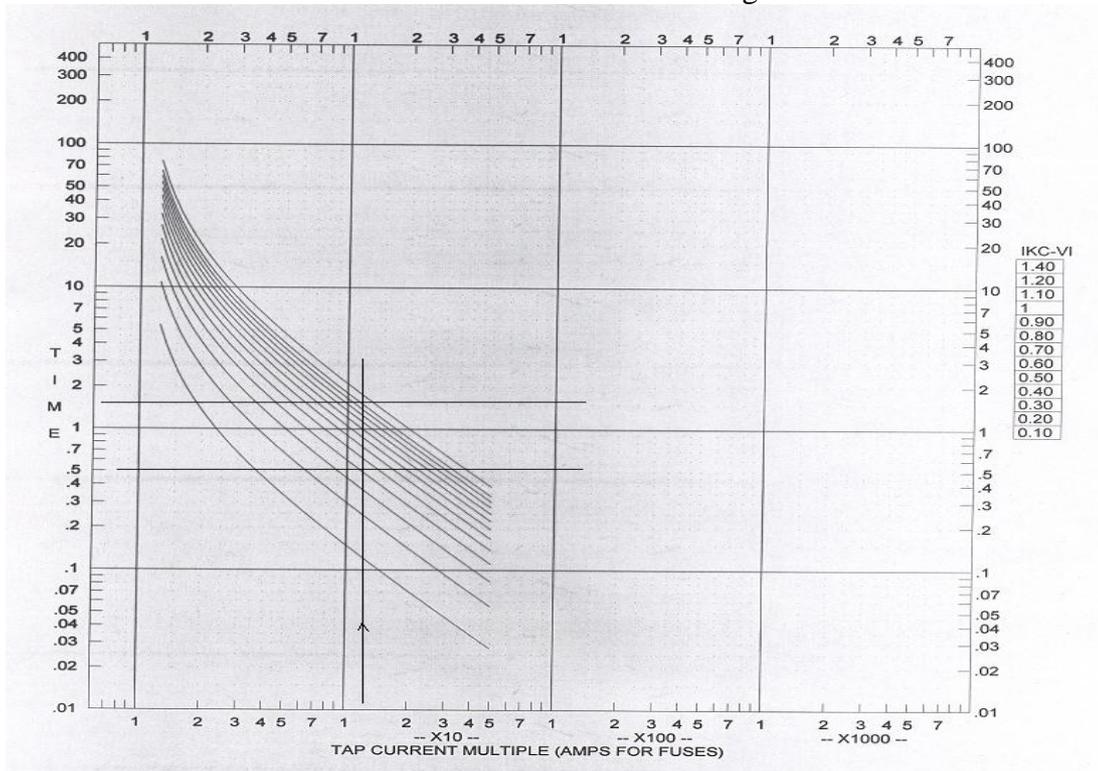


Figura PT-05
CURVAS 51 N AT TIPO IKC 913 CURVA MUY INVERSA

TABLA TT-02.- DATOS PARA TRAZAR

MÚL TIPLO DE TAP	CORRIENTE SECUNDO	RTC	CORRIENTE PRIMARIA	TIEMPOS Segs.		
				K=0.4	K=0.8	K=1.2
1.5	3	120	360	10.8	21.6	32.4
2	4	120	480	5.4	10.8	16.2
4	8	120	960	1.8	3.6	5.4
6	12	120	1,440	1.08	2.16	3.24
8	16	120	1,920	0.77	1.54	2.31
10	20	120	2,400	0.6	1.2	1.8
11	22	120	2,640	0.54	1.08	1.62
12	24	120	2,880	0.49	0.98	1.48

6.4 CURVA DE DAÑOS DEL AUTOTRANSFORMADOR.



Estas curvas pueden ser muy variables y es un poco difícil establecer criterios en su determinación, ya que su comportamiento es muy aleatorio; sin embargo pudieran aplicarse las tablas del fabricante.

De la curva de daños del fabricante se obtiene la de este Auto transformador.

$$I = (\text{Cap. en KVA}) / (\text{KV} \cdot \sqrt{3})$$

$$I = 100,000 / (115 \cdot \sqrt{3})$$

$$I = 502 \text{ amperes}$$

TABLA TT-03.- CURVA DE DAÑOS DEL AUTO- TRANSFORMADOR

MÚL TIPLOS DE In	AMPERES EQUIVALENTES	TIEMPO MÁXIMO
2 In	1004	1800 seg.
3 In	1506	300 seg
5 In	2510	60 seg
10 In	5020	12 seg
10 In	5020	8 seg
20 In	10040	2 seg

6.5. PROTECCION DIFERENCIAL

6.5.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento de la protección diferencial se puede asumir que se basa en la 1a Ley de Kirchhoff que afirma: "La suma de las corrientes que llegan a un nodo es igual a la suma de corrientes que salen del mismo", dicho de otra forma "la corriente que entra a un elemento del sistema es igual a la que sale de él".

Esto se ilustra en la figura PT-06; la corriente que entra en la resistencia deberá ser exactamente igual a la que sale de la misma. En este caso la magnitud que se está comparando es una corriente, por lo tanto no hay pérdida en la magnitud de la misma, los 2 Amperes que entran son los mismos que deben salir.

En la figura PT-07, se presenta el devanado de un generador Trifásico conectado en estrella, la corriente medida a la salida de la fase "a" del generador debe ser exactamente igual a la corriente que está entrando al devanado de la fase "a" por el lado en que se forma la estrella.

En la figura PT-08, se muestran los tres devanados de un generador Trifásico conectado en estrella, en los cuales, al devanado de la fase "A" le entra la corriente " \dot{i}_a ", y le sale la corriente " \dot{i}_A ", estas corrientes son iguales tanto en magnitud como en ángulo. Esto es válido para las fases B y C.



Por ser los generadores trifásicos y las magnitudes de voltaje se encuentran defasados entre si 120° eléctricos.

La corriente total que circula por el conductor a tierra será la suma vectorial de las corrientes de cada fase; y si las magnitudes de estas corrientes son exactamente iguales la corriente en el conductor a tierra será igual con cero.

En la figura PT-09, se muestra el diagrama fasorial de las corrientes indicadas en la figura PT-08.

Después de haber observado las figuras anteriores supóngase que se pueden medir las magnitudes de las corrientes que entran a un elemento y los que salen de él, dichas magnitudes deben ser exactamente iguales en condiciones normales de operación. Como se puede apreciar, no existe ninguna diferencia entre las dos cantidades.

Volviendo a la figura PT-07; supóngase que existe una falla en el aislamiento del devanado y esto provoca una fuga de corriente en este punto, provocando con ello que la corriente " \dot{i}_A " sea diferente a " \dot{i}_a " tanto en magnitud como en ángulo, esto se observa en la figura PT-10, y debido a que " \dot{i}_A " es normalmente pequeña comparada con " \dot{i}_f ", ya que " \dot{i}_f " no tiene ninguna restricción en su trayectoria hacia tierra, " \dot{i}_a " será excesivamente alta comparada con " \dot{i}_A ", por lo que la diferencia de las corrientes " \dot{i}_A " e " \dot{i}_a " es muy marcada y ésta diferencia es precisamente " \dot{i}_f ".

De aquí proviene el nombre de la protección objeto de este análisis.

La teoría antes expuesta se puede aplicar a un transformador monofásico de relación 1: 1 como en la figura PT-11. Despreciando las pérdidas en el transformador podemos afirmar que $V_1 = V_2$ y por lo tanto $I_1 = I_2$.

Para simplificar lo anterior se utiliza el diagrama unifilar del mismo transformador de la figura PT-11. Haciendo uso de transformadores de corrientes (TC's) se puede medir la corriente que está circulando a través del mismo como se muestra en la figura PT-12, los transformadores de corriente tienen las funciones de aislar el circuito de medición del voltaje pleno del primario y reducir la corriente. Primaria a un valor proporcional menor, fácil de manejarse. En este caso tenemos 100 Amperes primarios y con unos TC's de relación 100/5 se está reduciendo esta corriente a 5 Amperes secundarios.

En la figura PT-13; observamos que las corrientes se pueden "arreglar" para que la " I_1 " se oponga a " I_2 ", en este caso se está despreciando el defasamiento entre " I_1 " e " I_2 " por lo tanto se consideran desplazados 180 grados entre sí, de tal manera que si se conectan como en la figura PT-14. ambas corrientes se anulan, y al colocar un amperímetro " A_r " en ese punto marcará a lectura cero.

En condiciones normales de operación siempre habrá igualdad de magnitudes de corrientes; por lo tanto el Amperímetro " A_r " siempre estará registrando una lectura de cero Amperes.

En condiciones de falla del devanado secundario y/o primario, lógicamente que esta igualdad de corrientes desaparece provocándose un flujo de corrientes como en la figura PT-15.

El valor de la corriente primaria dependerá de la Impedancia equivalente del sistema y de que en el punto del devanado se produzca la falla; pero siempre será de mayor magnitud que la corriente nominal del transformador. La corriente secundaria por otra parte puede tener cierto valor (por lo



general mínimo) dependiendo del punto de la falla ó puede ser de magnitud cero para el caso de los transformadores que solamente tengan fuente de un lado y carga del otro lado.

Para transformadores que enlazan fuentes (generación por ambos lados del transformador) entonces habrá aportaciones al punto de la falla tanto del lado primario como del lado secundario, incrementándose aún más la corriente diferencial, esto se puede apreciar en la figura PT-16.

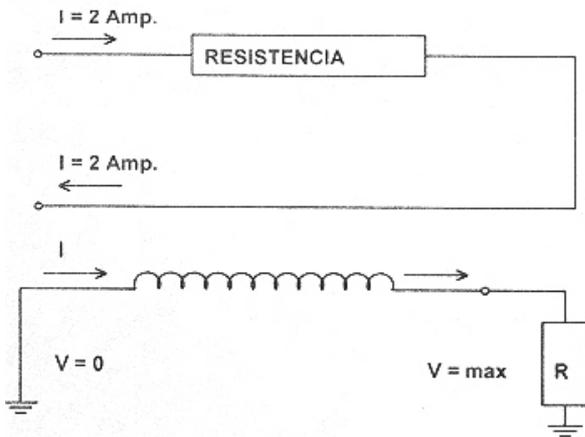


Figura PT-06
LA MISMA CORRIENTE QUE ENTRA A UNA CARGA DEBE SALIR DE ELLA

Figura PT-07
LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE QUE CIRCULA POR EL DEVANADO DE UN GENERADOR ES LA MISMA EN EL NEUTRO Y A LA SALIDA DE ESTE

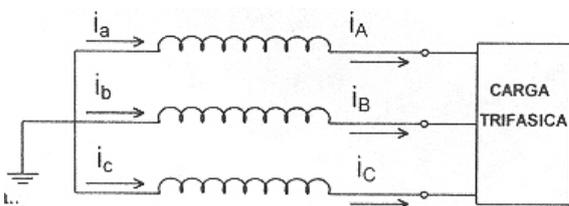


Figura PT-08
LAS CORRIENTES DE CADA DEVANADO SON IGUALES EN MAGNITUD PERO DESPLAZADOS 120° ELECTRICOS

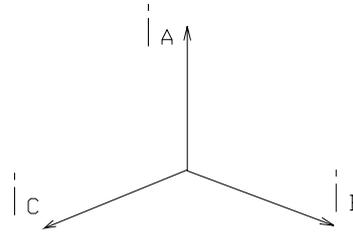


Figura PT-09

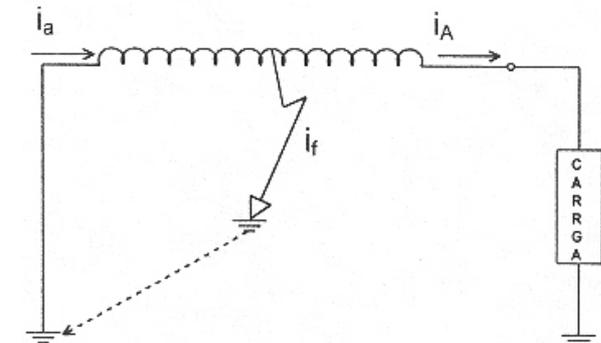


Figura PT-10
TRAYECTORIA DEL FLUJO DE CORRIENTE AL PRODUCIRSE UNA FALLA EN EL DEVANADO DE UN GENERADOR

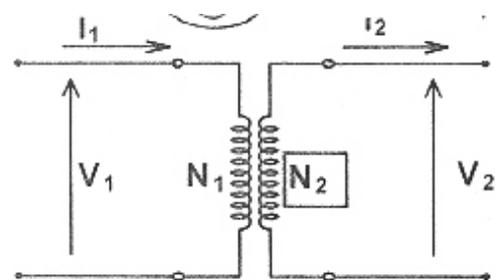


Figura PT-11
DIAGRAMA DE UN TRANSFORMADOR DE RELACION 1 : 1
 $I_1 = I_2$
 $V_1 = V_2$
 $N_1 = N_2$





Figura PT-12
MEDICIÓN DE CORRIENTES DE ENTRADA Y SALIDA DE UN TRANSFORMADOR DE RELACION 1:1

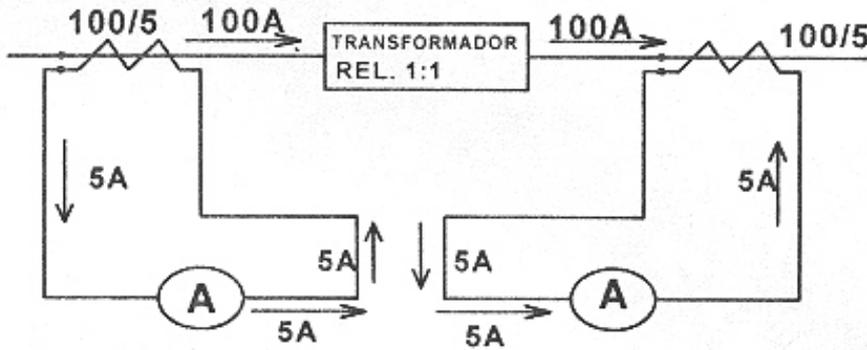


Figura PT-13
COMPARACIÓN DE LAS MISMAS CORRIENTES DISPONIENDO LOS FLUJOS DE CORRIENTE EN AMBOS LADOS EN LA MISMA DIRECCIÓN.

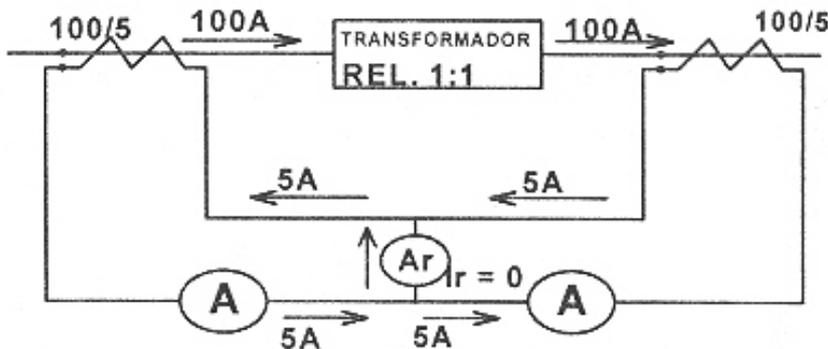


Figura PT-14
CONEXIÓN DE AMPERÍMETROS PARA SUPERVISAR LOS FLUJOS DE CORRIENTE. Nótese que en condiciones normales por el Amperímetro A_r no circula ninguna corriente.

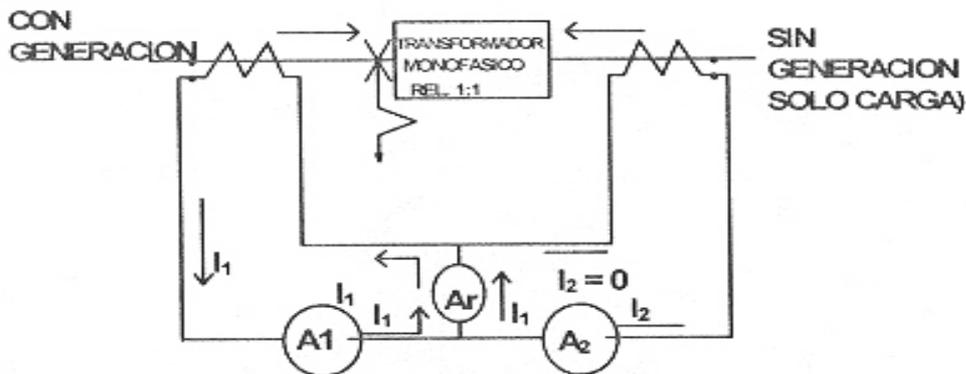


Figura PT-15
COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES SECUNDARIAS AL PRODUCIRSE UNA FALLA DENTRO DEL AREA DE LA PROTECCION DIFERENCIAL EN UN TRANSFORMADOR SIMPLE.



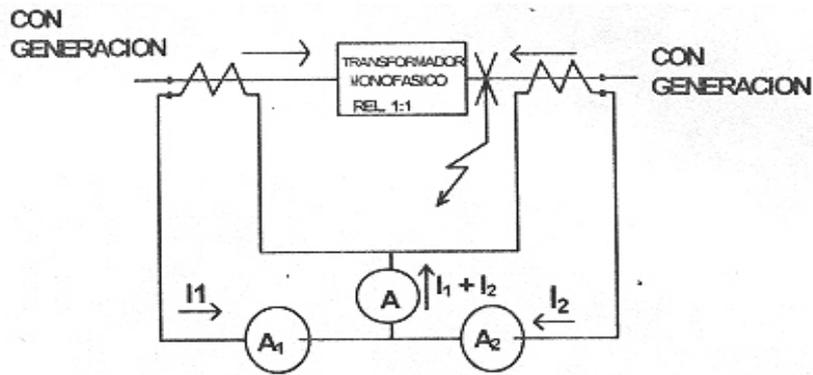


Figura PT-16

CUANDO HAY FUENTES DE GENERACION POR AMBOS LADOS DEL TRANSFORMADOR, LA RESPUESTA DE UNA PROTECCION DIFERENCIAL ES MAS EFICAZ YA QUE POR EL AMPERIMETRO QUE MIDE LA CORRIENTE RESULTANTE PASAN LAS 2 CORRIENTES I_1 E I_2 EN LA MISMA DIRECCIÓN.

Si se sustituye el amperímetro "Ar" por una bobina que cierre un contacto al circular cualquier corriente por él, se obtiene entonces un relevador de protección diferencial, el más simple por supuesto.

6.5.2 PROBLEMAS DE APLICACIÓN.

La teoría expuesta hasta aquí de una manera bastante sencilla y simple no es posible llevarlo a la práctica con esa misma facilidad, ya que intervienen varios factores que hasta este momento no se han tomado en consideración, como son los siguientes:

1. - Diferencias en las características de los transformadores de corriente (TC's).
2. - Dificultad para igualar las corrientes secundarias, ya que los transformadores de corrientes se fabrican con relaciones fijas (sin posibilidad de ajustes finos).
- 3.- Relación de transformación variable en un transformador con cambiador de taps.
- 4.- Corriente magnetizante momentánea al energizar el transformador (INRUSH CURRENT) la cuál aparece sólo en los TC's desde donde se energiza el transformador.
- 5.- Defasamientos en los fasores de corrientes y voltajes provocados por los diferentes tipos de conexiones en transformadores trifásicos.

Estos problemas que se presentan para la aplicación de la protección diferencial, los fabricantes de equipos de protecciones los han ido resolviendo de diferentes formas, agregando algunos dispositivos al principio fundamental de funcionamiento logrando con ello relevadores adecuados para una mejor protección de los transformadores de potencia.

6.5.3. EL PROBLEMA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Uno de los elementos más importantes para la aplicación de un relevador de protección diferencial y de los relevadores en general son los transformadores de instrumentos, en este caso



se trata de los transformadores de corriente, refiriéndonos a sus características de diseño que determinan sus curvas de saturación.

Los fabricantes de TC's se sujetan a las siguientes clasificaciones ASA (American Standard Association) para las características de precisión de los TC's.

T A B L A No. TT-04

10 H 10	10 L 10
10 H 20	10 L 20
10 H 50	10 L 50
10 H 100	10 L 100
10 H 200	10 L 200
10 H 400	10 L 400
10 H 800	10 L 800
2.5 H 10	2.5 L 10
2.5 H 20	2.5 L 20
2.5 H 50	2.5 L 50
2.5 H 100	2.5 L 100
2.5 H 200	2.5 L 200
2.5 H 400	2.5 L 400
2.5 H 800	2.5 L 800

Esta clasificación de los TC's proporciona una medida de la precisión de los mismos. Este método supone que el TC suministra la corriente máxima permitida (20 veces la corriente nominal secundaria de 5 Amp.) previamente calculada para falla máxima en el transformador de potencia; para esta corriente máxima el TC soportará una tensión máxima en sus bornes secundarios sin que el error de relación exceda un margen especificado.

Ejemplo:

Se tiene un TC de la siguiente clasificación: 10H400 relación 200 /5:

10 Representa un error de relación máxima (en %)

H Representa alta (High) Impedancia del devanado secundario del TC.

400 El voltaje máximo permitido en los bornes secundarios del TC sin exceder el error de relación máxima especificada del 10%.

La relación 200/5 supone una corriente de falla máxima cercana a $200 \times 20 = 4000$ Amperes primarios, que representan una corriente secundaria de 100 Amperes. Con esta corriente de 100 Amperes, el TC puede soportar en sus bornes secundarios un voltaje máximo de 400 volts, para no exceder del máximo error permisible.



Con estos valores de

$$I_{\max} = 100 \text{ Amp. y } V_{\max} = 400 \text{ Volts}$$

Se calcula la carga máxima que puede conectarse al TC

$$Z_{\max} = \frac{V_{\max}}{I_{\max}} = \frac{400}{100} = 4 \text{ Ohms.}$$

$$Z_{\max} = 4 \text{ Ohms}$$

Con lo anterior se determina la Impedancia máxima que puede tener el re levador para no afectar el error de relación del TC. Del 10% para cuando exista una falla máxima de 4000 Amps. Primarios.

Estas características de los TC's se resumen en las curvas de excitación secundaria del TC proporcionadas por el fabricante ú obtenidas mediante pruebas.

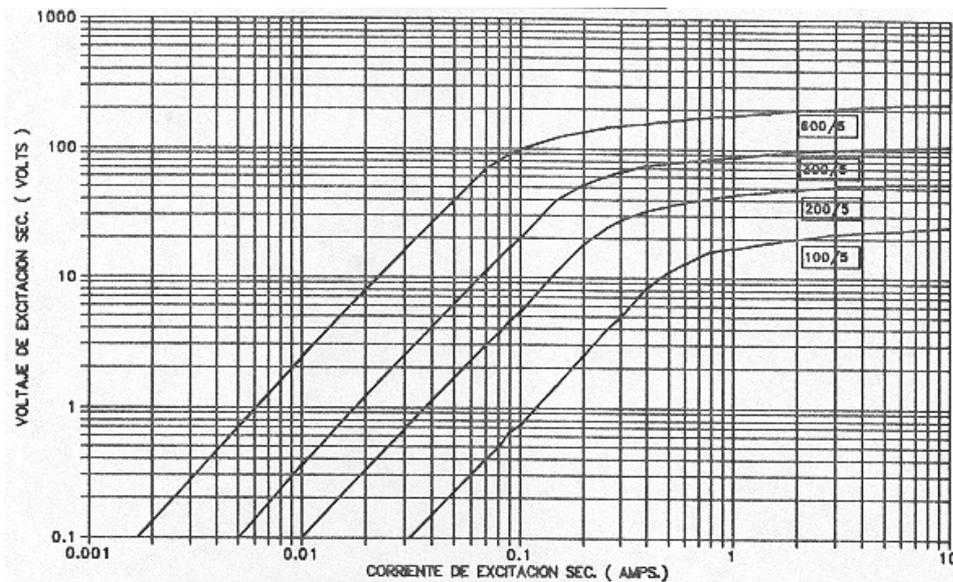
En la figura PT-17 se tienen varias curvas de diferentes relaciones de un TC tipo boquilla de clasificación 10H400 relaciones 600 - 400 -200 - 100/5.

En ésta se puede apreciar que para cada relación de TC existe una diferente precisión o diferente capacidad de carga.

Las curvas mostradas dan una idea de hasta que punto un TC puede suministrar corriente secundaria sin saturarse ya que al saturarse cualquiera de los TC's de la protección diferencial (87 según la clasificación ASA) provocará una diferencia de corrientes que puede ocasionar operación en falso de la protección para fallas que ocurran fuera de la zona de protección, ó sea fallas externas al transformador.

En la figura PT-18 se muestra en forma esquemática la zona que abarca la protección diferencial (87) esto quiere decir que cualquier falla que ocurra dentro de la zona de protección provocará una corriente diferencial que hará operar el 87; sin embargo cualquier falla que ocurriera más allá de los TC's quedará fuera de la zona de protección, por lo tanto, para este caso no operará la protección.





PT-17

CURVAS CARACTERISTICAS DE MAGNETIZACION O CURVAS DE SATURACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Para obtener una adecuada selección de los TC's se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) Valores de corrientes de corto circuito máximas y mínimas en el transformador de potencia para poder determinar las relaciones mínimas de TC's.
- b) Relación de transformación máxima y mínima del transformador de potencia de acuerdo a las posiciones de su cambiador de derivaciones.

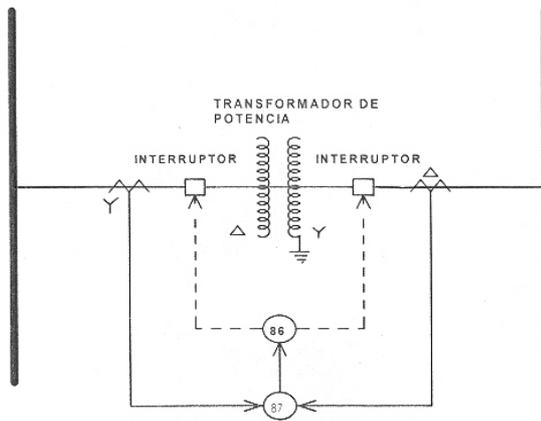
6.5.4. PROBLEMAS PARA OBTENER RELACIONES ADECUADAS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTES.

Debido a que los TC's son fabricados con relaciones definidas y con corriente nominal secundaria de 5 Amperes, es difícil obtener relaciones apropiadas a las necesidades de los transformadores de potencia. A continuación se anotan las relaciones estandarizadas independientemente de sus precisiones y capacidades:

- c) Características de los TC's incluyendo curvas de saturación.
- d) Impedancia equivalente del relevador de protección y conductores.

De lo anterior se concluye que los transformadores de corriente de ambos lados del transformador no deben saturarse para corrientes de fallas externas ya que de lo contrario la protección operará incorrectamente.





PT-18
 DIAGRAMA DE UNA PROTECCION DIFERENCIAL

RELACION	N	RELACION	N
5/1	1	600/5	120
10/5	2	800/5	160
25/5	5	900/5	180
50/5	10	1 000/5	200
75/5	15	1200/5	240
100/5	20	1500/5	300
150/5	30	1600/5	320
200/5	40	2000/5	400
250/5	50	2400/5	480
300/5	60	4000/5	800
500/5	100	5,000/5	1000

T A B L A No. TT-05
 RELACIONES DE TC's MAS COMUNES

En cambio en los transformadores de potencia se usan frecuentemente relaciones de transformación como las siguientes:

T A B L A No. TT-06
 RELACIONES MÁS COMUNES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

RELACION DE TRANSFORMACION	N	RELACION DE TRANSFORMACION	N
4500/13800	2.5	11500/34500	3.33
59000/13800	5	69000/34500	2
11000/13800	7.97	230000/115000	2
11500/13800	8.33	400000/230000	1.74



T A B L A No. TT-07
CORRIENTES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

CAPAC. MVA'S	REL. TRANSF	CORRIENTE NOM. PRIM. AMPERES	RTC. APROX.	CORRIENTE NOM. SEC _o AMPERES	RTC APROX.
5	115/13.8	25.1	25/5	209.2	250/5
6.25	115/13.8	31.38	50/5	261.5	300/5
7.5	115/13.8	37.65	50/5	313.8	400/5
9.375	115/13.8	47.07	50/5	392.2	400/5
10	115/13.8	50.2	50/5	418.4	500/5
12.5	115/13.8	62.75	75/5	523.0	600/5
16	115/13.8	80.33	1 00/5	669.0	800/5
20	115/13.8	100.4	1 00/5	836.7	900/5
25	115/13.8	125.51	150/5	1045.9	1000/5

Estas son las relaciones de transformación más comunes, pero existe gran variedad de capacidades en transformadores de potencia lo cuál ocasiona una gran variedad de corrientes nominales en ambos lados de los transformadores.

A continuación se muestran algunas capacidades de transformadores Trifásicos conectados en Estrella-Estrella y sus corrientes nominales:

En la tabla No. TT-07 se muestran los Amperes nominales de varios transformadores de diferentes capacidades, para ver objetivamente este problema se supone que las conexiones de los transformadores son en Estrella-Estrella. Como se puede observar las corrientes nominales son de valores muy variados y no se ajustan a los RTC de la tabla No. TT-05 para poder igualar las corrientes secundarias a 5 Amperes nominales se necesitarían TC's de relaciones muy especiales como, 31.38/5 y/o 261.5/5, los cuales no es posible conseguirlos. Por lo tanto se adoptan los TC's de relaciones más aproximados como los que se anotan en la tabla No. TT-07, los cuales como se puede apreciar no proporcionarán las corrientes secundarias deseadas para un equilibrio adecuado.

Ejemplo: Determinar las RTC's para:

Transformador Trifásico conectado en Estrella-Estrella.

Capacidad 12.5 MVA's Relación 115/13.8 KV

$$I_{p \max} = \frac{12500}{115} = 62.75 \text{ Amp}$$



$$I_{s \max} = \frac{12500}{13.8} = 523 \text{ Amp}$$

Para estas corrientes los RTC más adecuados son:

$$\begin{aligned} \text{RTC 1} &= 75/5 & N 1 &= 15 \\ \text{RTC 2} &= 600/5 & N 2 &= 120 \end{aligned}$$

Las corrientes secundarias serán :

$$I_{s1} = \frac{I_p \max}{N1} = \frac{62.75}{15} = 4.18 \text{ Amp}$$

$$I_{s2} = \frac{I_{s \max}}{N2} = \frac{523}{120} = 4.358 \text{ Amp}$$

Corriente diferencial = $4.358 - 4.18 = 0.178$ Amps.

% error en $4.358 - 4.18$

$$\% \text{ de error en igualación de las corrientes} = \frac{4.358 - 4.18}{4.358} * 100 = 4.8\%$$

De lo anterior se puede apreciar el error producido por la relación de TC's para la igualación de las corrientes para la protección diferencial.

6.6. PROTECCIONES NO ELECTRICAS DEL TRANSFORMADOR.

A continuación se hace una breve explicación de los Relevadores instalados como equipo-accesorios de protección del Transformador y de su forma de operación general.

6.6.1. RE LEVADOR BUCHHOLZ.

Este es un relevador que opera con gran rapidez en el caso de fallas internas "mayores", pero su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, es decir, fallas menores que inician su aparición, con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientes.

Este relevador se vale del hecho de que los aceites minerales producen gases inflamables cuando se descomponen a temperaturas mayores a $350 \text{ }^\circ\text{C}$, tales como el acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple, hidrógeno y monóxido de carbono.



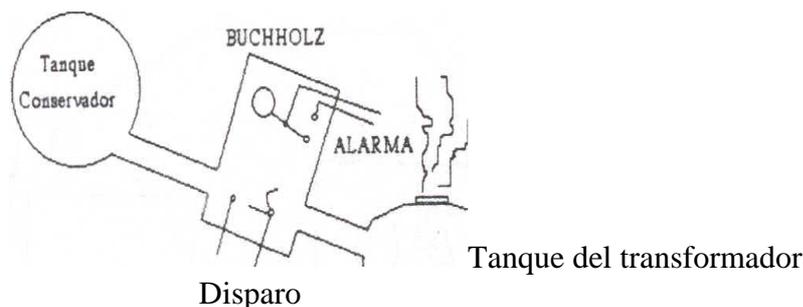


Figura PT-19
RELEVADOR BUCHHOLZ

La figura muestra que a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con éste el flotador superior, mismo que opera un switch de mercurio que manda una señal hacia una alarma en esta primera etapa. Este mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases.

En el caso de una falla severa la generación súbita de gases causa movimientos de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador, y también en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que opera un segundo switch de mercurio que manda una señal para disparo.

Los relevadores Buchholz, se fabrican en diferentes tamaños de acuerdo a la capacidad del transformador, y no debe usarse uno de cierta capacidad en transformadores de mayor o menor capacidad, pues se tendría baja sensibilidad o demasiada sensibilidad respectivamente.

Cuando opera un relevador Buchholz, deberán de seguirse las siguientes reglas:

** Operación de alarma, sin operación de Disparo.

Se debe desenergizar el transformador y hacer prueba de análisis de gases. Dependiendo del resultado se puede tener:

* Gas NO inflamable (prueba de presencia de acetileno negativa). Los gases son restos de aire, el transformador puede entrar en operación sin mayor problema. Si el relevador continúa alarmando sin detectarse gases inflamables, es evidente que existe entrada de aire al transformador la que debe eliminarse.

* Los gases son inflamables (prueba de presencia de acetileno positiva). Existe falla interna incipiente que debe localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.

* Hay gases pero la presión es negativa por lo que al abrir la válvula de purga se absorbe aire y el nivel de aceite baja más en el relevador. El nivel de aceite está muy bajo, si existen fugas elimínense, normalícese el nivel de aceite y energícese el transformador.

** Operación de disparo sin operación de alarma.

El disparo es causado por flujo excesivo debido a que el transformador se ha sobrecargado térmicamente (dilatación excesiva de aceite). Permitir el tiempo suficiente para enfriamiento y vuelva a energizar.

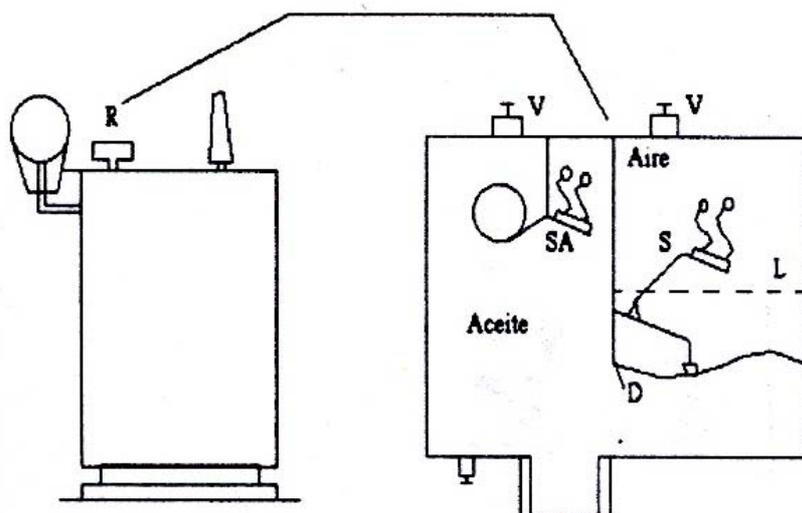


** Opera la alarma y prácticamente al mismo tiempo el transformador se dispara (ya sea antes o después de la alarma). Realizar el análisis de gases y proceder como en el punto inicial.

** En algunos casos al sacar de servicio un transformador y conforme se va enfriando, puede llegar a operar la alarma debido a la existencia de un poco de gas en el relevador y a ondulaciones en la superficie de separación gas-aceite que dan lugar a movimiento en el flotador de alarma, por lo que conviene hacer una purga antes de energizar.

6.6.2. RELEVADOR DE SOBREPRESION.

En relevadores con sello hermético la unidad de disparo del relevador buchholz no es aplicable por lo que se usa una unidad de sobrepresión como se ve en la figura. También se puede usar un relevador de presión súbita, el cual responde a la velocidad de cambio de la presión y no al valor mismo de ésta.



- D= diafragma
- SA= Switch de alarma.
- S = Switch de falla severa. .
- V= válvula
- L = nivel de aceite en la cámara re presión.
- C= tanque conservador.

Figura PT-20
RELEVADOR DE SOBREPRESION

Algunos problemas de operación con relevadores de sobrepresión de gas o aceite debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan contactos de mercurio se deben a los siguientes motivos:



- * Movimientos sísmicos.
- * Choque mecánico en algún punto cercano al relevador.
- * Vibración o movimiento de aceite por cortos circuitos externos al transformador.
- * Vibración debida a flujos magnéticos normales o al energizar el transformador.

En todo caso la ausencia de gases inflamables en el relevador después de operar, nos indicará una operación incorrecta.

6.6.3. RELEVADORES DE TEMPERATURA.

Estos dispositivos son termómetros acondicionados con micro interruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores para enfriamiento así como para mandar alguna señal de alarma ó de disparo para desconexión de carga.

Se usan en subestaciones para la protección de transformadores de potencia; y estos relevadores pueden ser para medición de, temperatura del aceite, de devanados (hot spot) o porcentaje de carga térmica, y dependiendo de su uso reciben su número de función:

Para detectar la temperatura de los devanados se hace en forma indirecta mediante un transformador de corriente que alimenta a una resistencia calefactora, el calor producido por esta resistencia calefactora es detectada por un elemento cuyo valor de resistencia ohmica varia con temperatura de manera que mediante un miliamperímetro se mide la corriente que pasa por esta resistencia variable. Se diseña una escala especial que permite leer temperatura en grados centígrados en función de la corriente que circula por el elemento térmico.

Las figuras muestran el diagrama eléctrico del indicador y la carátula.

En la carátula generalmente se muestran dos manecillas indicadoras de la temperatura una de color negro que indica la temperatura de tiempo real y otra de color rojo que indica la temperatura máxima que ha alcanzado el transformador durante un periodo de tiempo determinado.

En la carátula, internamente, se pueden ajustar los contactos que cerrarán al alcanzar cierta temperatura, los cuales se cesarán para control de la temperatura de los devanados, alarma y disparos. Una opción de ajustes para estos contactos puede ser la siguiente:

60 ° C	Arranque del primer grupo de verificación
70 ° C	Arranque del segundo grupo de verificación
90 ° C	Alarma de alta temperatura de devanados.
100 ° C	Disparo para descargar desconectar el transformador



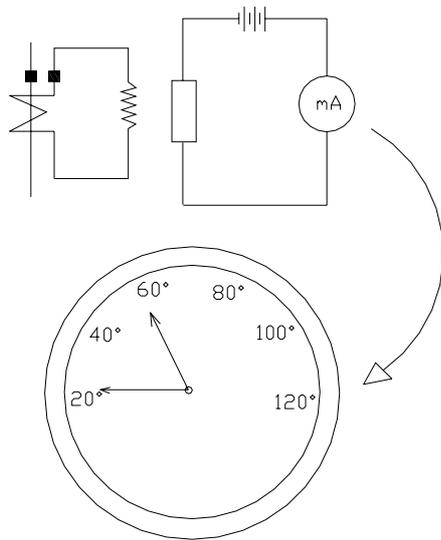


Figura PT-21
INDICADOR DE TEMPERATURA

6.7. CAMBIADOR DE TAPS.

Uno más de los factores que intervienen para la aplicación de la protección 87 en los Transformadores de Potencia son los cambiadores de derivaciones, los cuales proporcionan al Transformador de Potencia cierta flexibilidad a la Relación de transformación, ya que con ellos se puede mantener un voltaje menos variable en el secundario, amortiguando las variaciones de voltaje en el lado primario, es decir, ayudan a mantener el voltaje en un rango determinado.

A continuación se muestran los datos de placa de un transformador de potencia:
Transformador Trifásico.

Conexión: Delta / Estrella
Relación: 110,000/13,800 Volts
Capacidad: 6,000 – 7,500 MVA

De los valores de la tabla No. 5 se observa que la relación de transformación nominal existe un margen de 5% del voltaje nominal primario hacia arriba y un 7.5% del mismo hacia abajo, resultando un error total de 12.5%.

Para efectos de cálculo de la RTC para la protección 87 se tomó en cuenta la relación de transformación nominal de 110,000 / 13,800 para la cual se tiene:

$I_p 1 = 39.4 \text{ Amp.}$ $I_p 2 = 314 \text{ Amp.}$
 $RTC 1 = 50/5$ $RTC 2 = 400/5$
 $N 1 = 10$ $N 2 = 80$
 $I_s 1 = I_p 1 / N 1$ $I_s 2 = I_p 2 / N 2$
 $I_s 1 = 39.4/10 = 3.94$
 $I_s 2 = 314/80 = 3.925$

$$\text{Error} = \frac{3.94 - 3.925}{3.925} \times 100$$



Error = 0.38% Con cambiador en posición 3

$$I_{pmin} 1 = 37.5/10 = 3.75$$

$$\text{Error} = \frac{3.75 - 3.925}{3.925}$$

Error = 4.45% Con cambiador en posición 1

$$I_{pmax} 1 = 42.6/10 = 4.26$$

$$\text{Error} = \frac{4.26 - 3.925}{3.925}$$

Error = 8.53%

Con cambiador en posición 6. Por las variaciones de posición del cambiador de derivaciones se tiene variación en la Relación de Transformación del transformador de potencia y consecuentemente se tiene variación en las corrientes primarias provocando variaciones en los RTC. Resultando un error máximo de 8.53% el cuál es considerable para los cálculos para la aplicación de la protección 87.

6.8. CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.

El fenómeno de la corriente magnetizante es exclusivo de los transformadores y se presenta únicamente en el instante de energizar el transformador y desaparece paulatinamente unos ciclos después.

Para el voltaje y flujo en el transformador en condiciones normales de operación, la onda de flujo está atrasada con respecto al voltaje en 90 grados. FIG No. PT-22

En el momento de desenergizar el transformador quedará en el núcleo del mismo un flujo residual ó remanente, el valor de este flujo residual depende del valor instantáneo del flujo y el voltaje en el instante de la interrupción; Como se dijo, este fenómeno únicamente se presenta al momento de la energización del transformador y la magnitud de esta corriente magnetizante (Inrush Current) depende de los siguientes factores:

- 1.- Valor instantáneo de la onda de voltaje impreso en el momento de la energización.
- 2.- Magnitud del magnetismo residual en el núcleo.
- 3.- Impedancia del devanado del transformador y la impedancia equivalente del sistema desde donde se energiza el transformador.

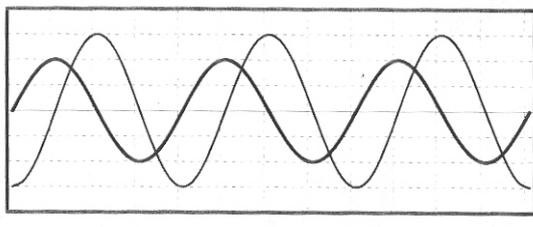


FIGURA No PT-22:
FORMA DE ONDA DE VOLTAJE Y FLUJO MAGNETICO EN UN TRANSFORMADOR



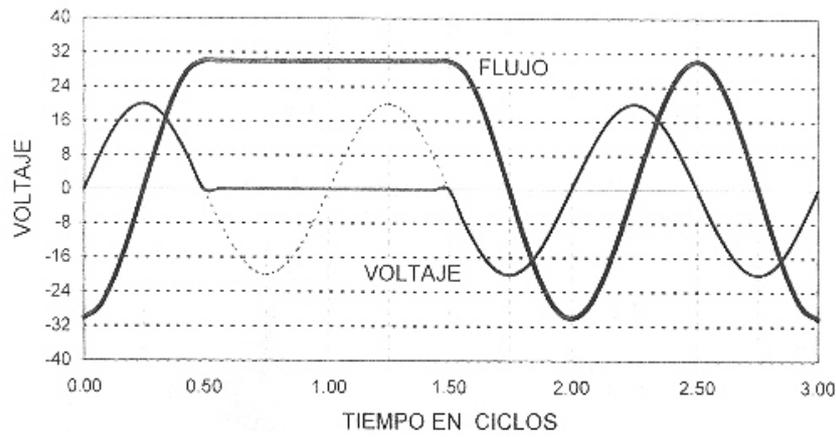


FIGURA No PT-23:
FLUJO MAGNETICO RESIDUAL EN UN TRANSFORMADOR AL DEENERGIZARSE EN $V=0$.

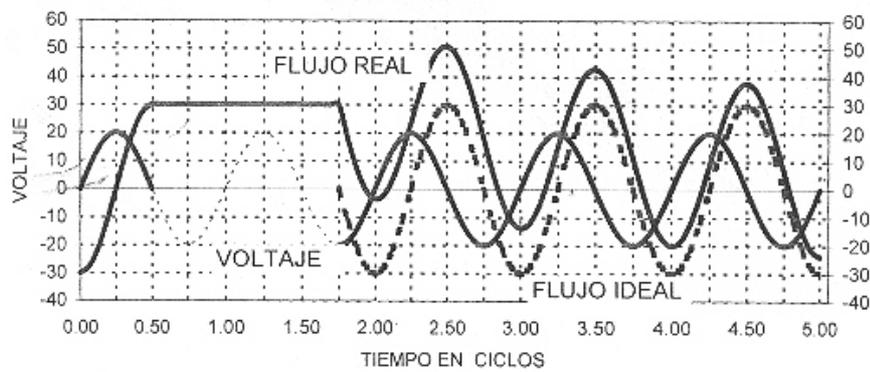


FIGURA No PT-24.
DESVIACIÓN DEL EJE DE SIMETRIA DEL FLUJO MAGNETICO EN UN TRANSFORMADOR AL REENERGIZARSE.

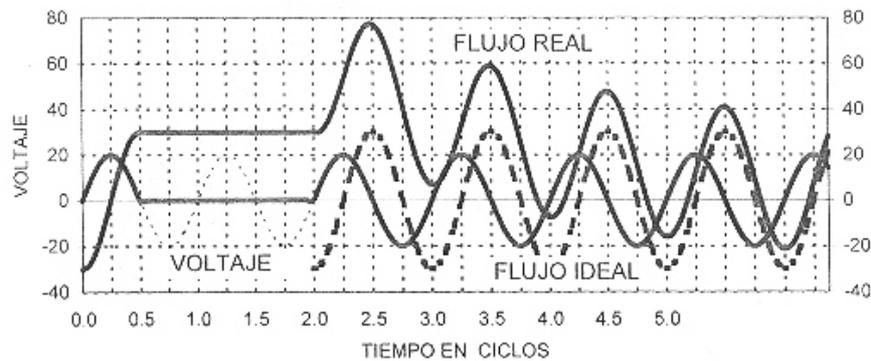


FIGURA No PT-25
DESVIACIÓN MÁXIMA DEL EJE DE SIMETRIA DEL FLUJO MAGNETICO EN UN TRANSFORMADOR AL REENERGIZARSE.



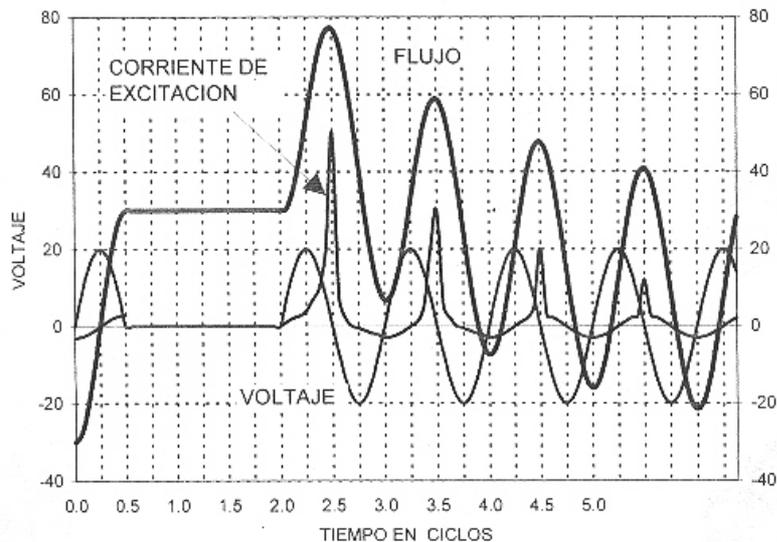


FIGURA No PT-26.
CORRIENTE DE EXITACION DURANTE DESVIACIÓN MÁXIMA DEL EJE DE SIMETRÍA DEL FLUJO MAGNÉTICO.

Las pérdidas causadas por las impedancias mencionadas en el punto 3 causan que la máxima corriente de "Inrush" sea menor y también que se vaya reduciendo, tendiendo hacia el valor de corriente normal de excitación después de cierto tiempo.

La rapidez con que disminuyen los picos de corriente es mayor en los primeros ciclos, posteriormente esta rapidez va haciéndose menor, amortiguándose los picos lentamente hasta quedar completamente normal, este proceso de normalización se lleva a veces varios segundos dependiendo de la resistencia en la trayectoria de la corriente.

La Impedancia existente entre las fuentes y los bancos a energizar, (Impedancia del sistema) determina el amortiguamiento de la onda de corriente. Los bancos cercanos a los generadores tendrán prolongadas corrientes de "Inrush" porque su resistencia es muy baja lo que implica que los picos de corriente también sean más altos. Los tiempos de duración pueden ser de 1 O ciclos hasta 1 minuto.

En los transformadores modernos fabricados con láminas de acero rolados en frío se opera con densidades de flujo mucho mayores que con aceros rolados en caliente, obteniéndose niveles similares de pérdidas por histéresis. Esto causa que los niveles de saturación se eleven mucho más, al igual que la "corriente de Inrush".

La tabla No. TT-08 muestra algunos valores típicos de corriente de Inrush para algunas capacidades de transformadores.

T A B L A No. TT-08
CORRIENTE DE CRESTA EN P. U. DE PLENA CARGA

CAPACIDAD MVA.	LAMINADO EN FRIO		LAMINADO EN CALIENTE	
	ALTA TENSION	BAJA TENSION	ALTA TENSION	BAJA TENSION
0.5	11.0	16	6.0	9.4
1.0	8.4	14	4.8	7.0
5.0	6.0	10	3.9	5.7
10.0	5.0	10	3.2	3.2
50.0	4.5	9	2.5	2.5



Esta distorsión está directamente relacionada con la saturación del núcleo del transformador. Si no hubiera una saturación apreciable en el circuito magnético del transformador, la corriente de magnetización y el flujo podrían variar en proporción directa resultando una corriente de magnetización de forma senoidal en fase con el flujo.

Sin embargo, por economía en el diseño de los transformadores se requiere que estos trabajen inclusive en la rodilla de la curva de saturación, resultando una apreciable saturación en los mismos al trabajar a plena carga.

6.9. CORRIENTES ARMONICAS.

Bajo las condiciones descritas la corriente de magnetización ya no tiene la forma senoidal, sino que su forma depende de las características de saturación del circuito magnético del transformador.

Aunque el flujo tiene la forma senoidal, la corriente tiene una forma distorsionada. Un análisis detallado de esta forma de corrientes, demuestra que contiene varias componentes de corrientes armónicas de considerable magnitud de acuerdo a la tabla siguiente.

Porcentaje de C. D. y de Armónicas contenidas en una corriente de “Inrush” típica.

C.D.	2a	3a	4a	5a	6a	7a
55 %	63 %	40 %	20%	15 %	6 %	3 %

Estos porcentajes pueden variar dependiendo del material del núcleo, sus características y de la magnitud del flujo magnético.

Hasta aquí se ha analizado únicamente el fenómeno de la corriente magnetizante en el primario del transformador, pero este fenómeno también tiene repercusiones en los transformadores de corriente, al circular por el primario los picos de corriente demasiado altos, estos también provocan fenómenos de saturación en los núcleos de los TC's. Obteniéndose también cierta distorsión en la señal secundaria del TC.

Una falla en el sistema de potencia produce sobre corrientes elevadas en los que se involucra una componente de corriente directa, pero la onda de corriente no aparece con la distorsión provocada por las corrientes armónicas en la energización de un transformador.

6.10. DEFASAMIENTO VECTORIAL.

Otro de los fenómenos que afectan a la aplicación de la protección diferencial de los transformadores aunque en menor grado, son los Defasamientos de las magnitudes de voltajes y corrientes provocados por los diferentes tipos de conexiones transformadores.

A continuación se muestran algunas de las conexiones más comunes y sus diagramas vectoriales de voltajes, en la figura PT-29 que es la más usual se aprecia un defasamiento de 30 grados entre los voltajes de fase a neutro del primario con respecto al secundario, el cuál también se presenta en las corrientes que circulan a través del transformador.



Este defasamiento sin embargo se logra compensar de manera eficaz invirtiendo el tipo de conexión en los TC's. Para el lado conectado en Delta del transformador de potencia, se conectan los TC's en estrella y para el lado de la estrella del transformador los TC's se conectan en Delta. Las figuras PT-27, PT-28 y PT-29 muestran las formas de conexiones de TC's para las conexiones de los transformadores de uso generalizado.

Operación por fallas externas.

Esta manera de compensar los defasamientos ofrece además la ventaja de evitar que fallas externas en el lado de la estrella del transformador de potencia hagan operar innecesariamente el Relevador 87T.

Sin embargo los TC's conectados en Delta ya no proporcionarán la corriente que proporcionarían al estar conectados en estrella esto se aprecia en el diagrama vectorial de las corrientes secundarias del lado de la estrella del transformador en la figura 18, los cálculos detallados se exponen en otro capítulo.

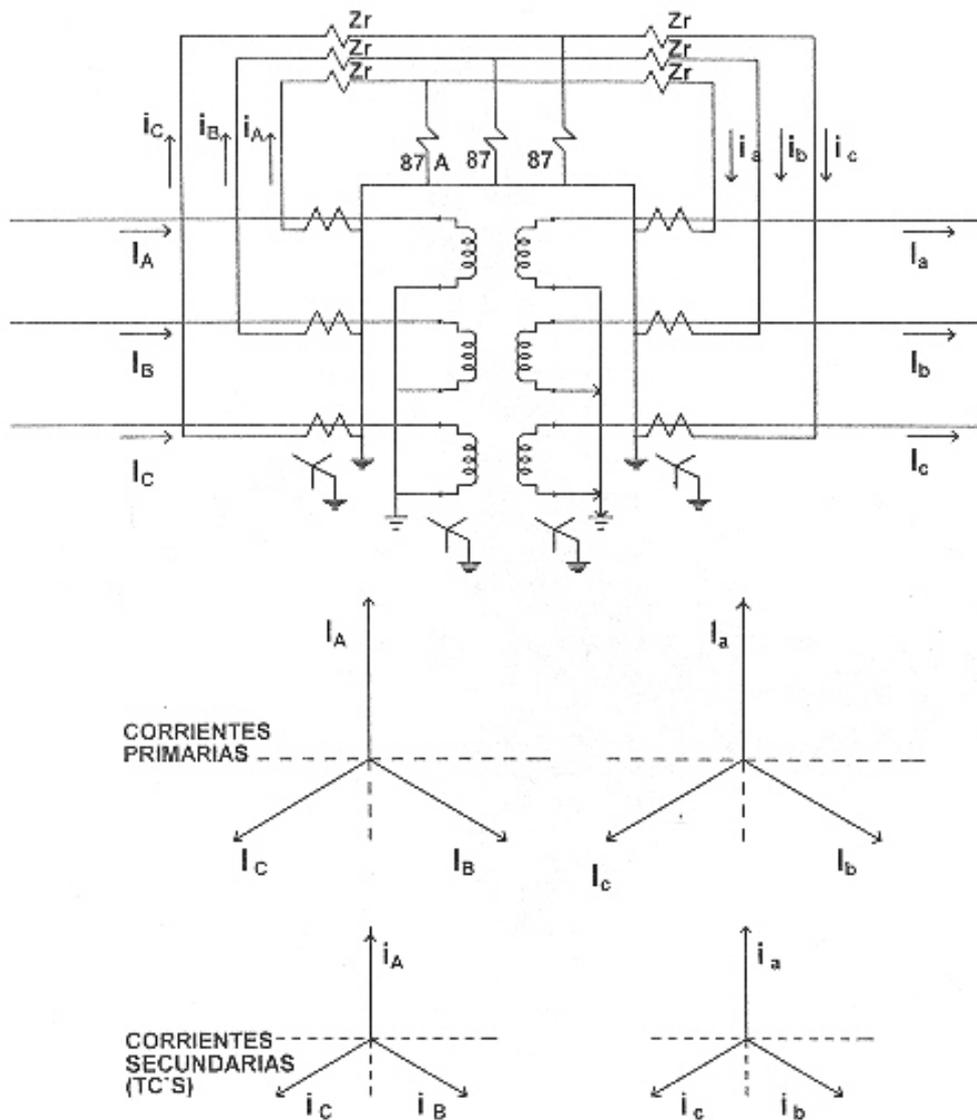


FIGURA No PT-27.
DIAGRAMA DE CONEXIONES Y SUS CORRESPONDIENTES DIAGRAMAS FASORIALES DE UN TRANSFORMADOR ESTRELLA-ESTRELLA



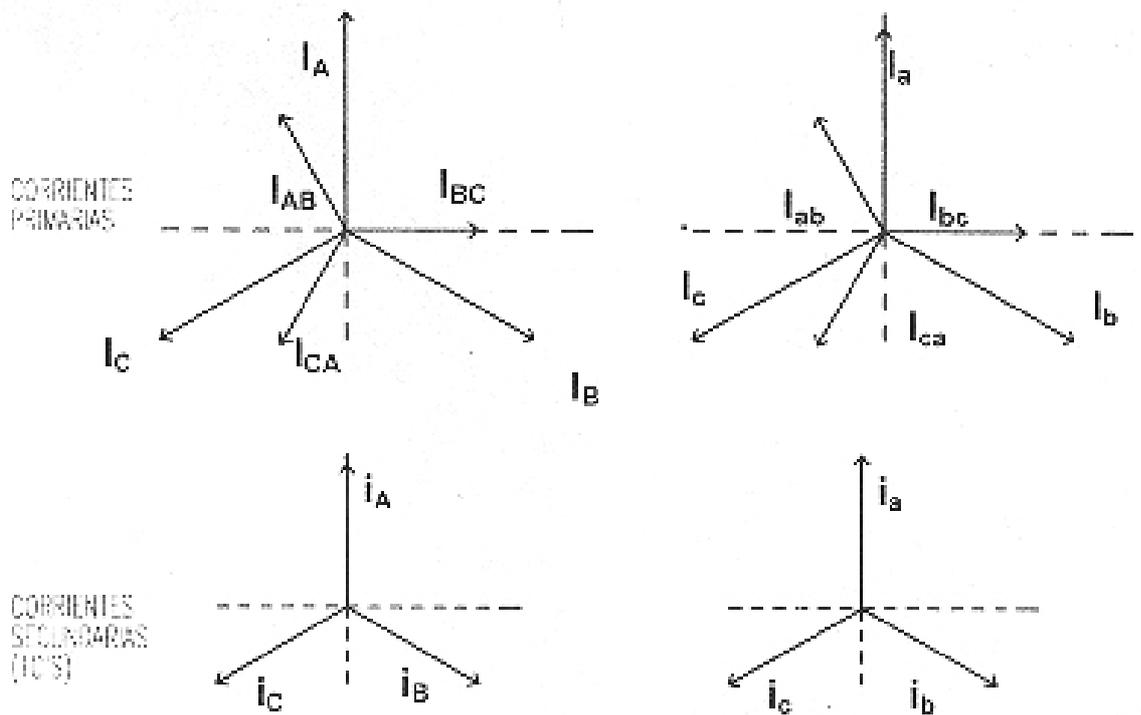
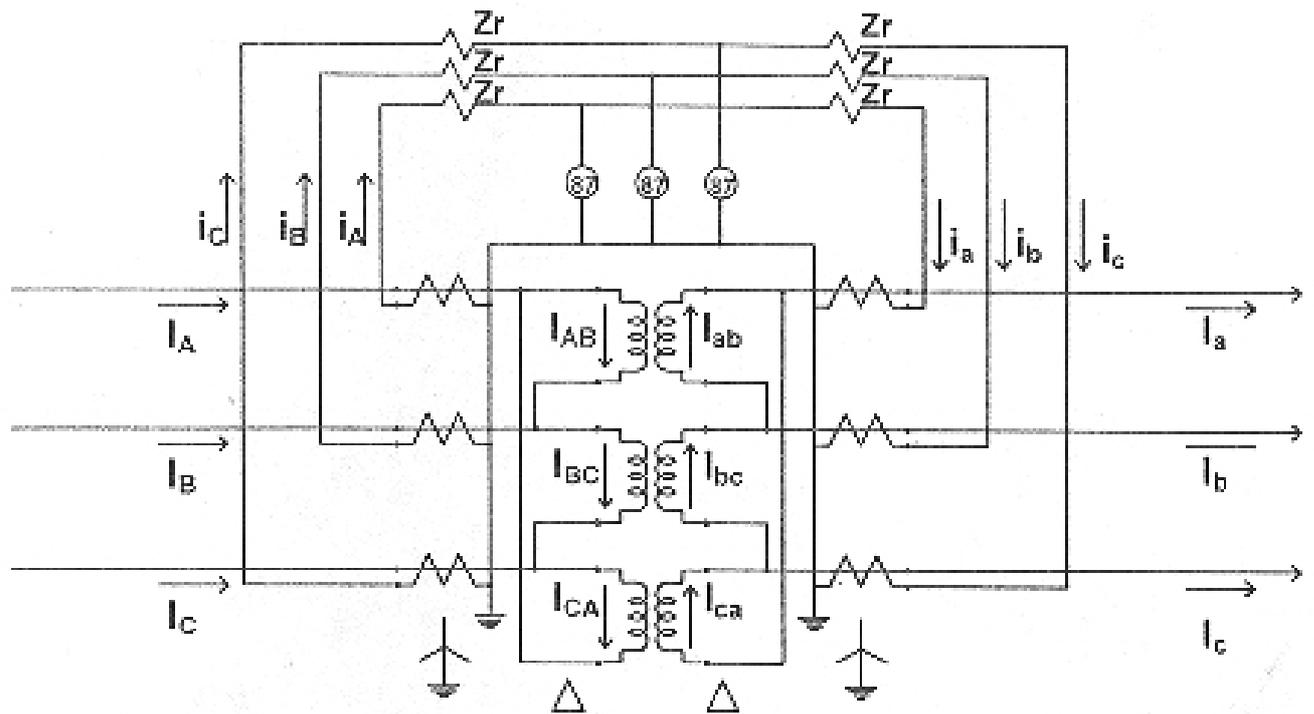


FIGURA No PT-28.
 DIAGRAMA DE CONEXIONES Y SUS CORRESPONDIENTES DIAGRAMAS FASORIALES DE UN TRANSFORMADOR DELTA-DELTA



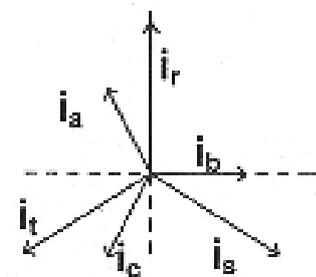
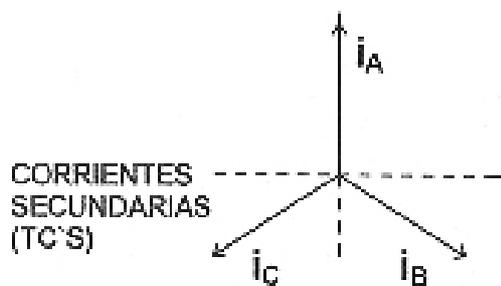
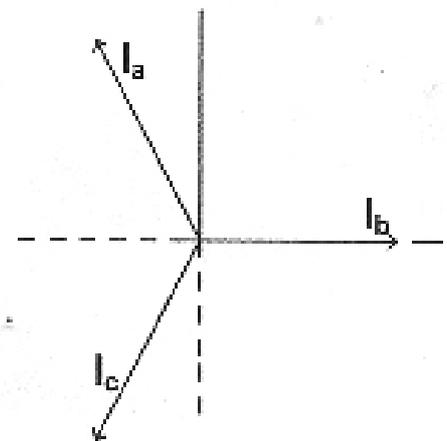
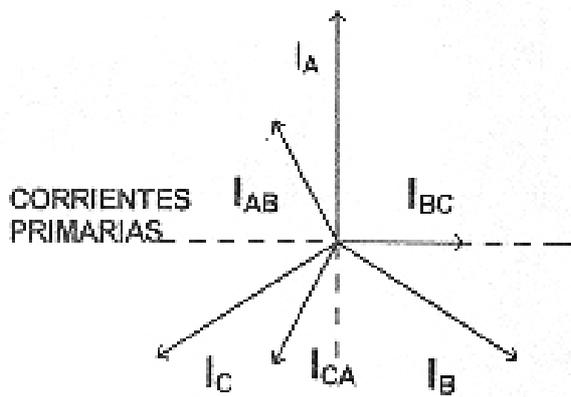
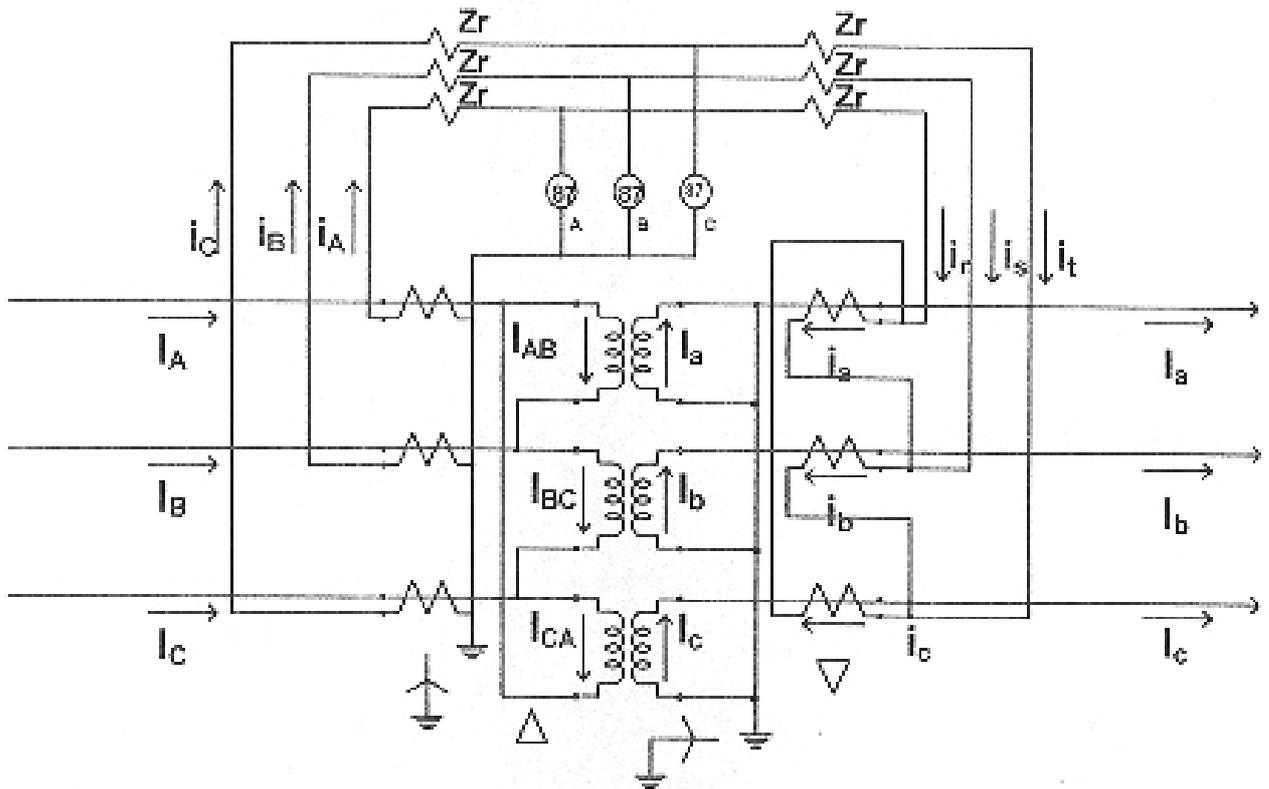


FIGURA No PT-29.
 DIAGRAMA DE CONEXIONES Y SUS CORRESPONDIENTES DIAGRAMAS FASORIALES DE UN TRANSFORMADOR DELTA-ESTRELLA



PROTECCIÓN DE BARRA, REACTOR Y CAPACITOR

7.1 PROTECCION DE BARRAS

7.1.1. INTRODUCCIÓN

Cada nodo del sistema eléctrico de potencia se conoce como barra o bus y es el punto donde se interconectan varias líneas en la red. En estos buses es donde se manejan los flujos de potencia muy grandes, de ahí la importancia de protegerlos para evitar disturbios mayores del sistema.

7.1.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE.

Cuando el bus está sano, la suma algebraica de las corrientes que entran y salen de la barra tiende a cero. De manera que, cuando ocurre una falla en el bus, este equilibrio se rompe; este efecto, es debido a que algunas señales de corriente invertirán su sentido alimentando las fallas.

El principio de operación de esta protección está basado en que la medición solamente depende de la dirección de las corrientes, como resultado de la aplicación de un sistema de conversión analógico digital, y no en la amplitud de las mismas.

Si la corriente diferencial sobrepasa el valor del pick-up del relevador, éste enviará una señal de disparo, librando todos los interruptores asociados a la barra fallada a través de un relevador auxiliar de disparo de contactos múltiples y de reposición manual.

El ajuste del pick-up del relevador de sobrecorriente, deberá ser el valor de corriente de corto circuito mínimo en el bus.



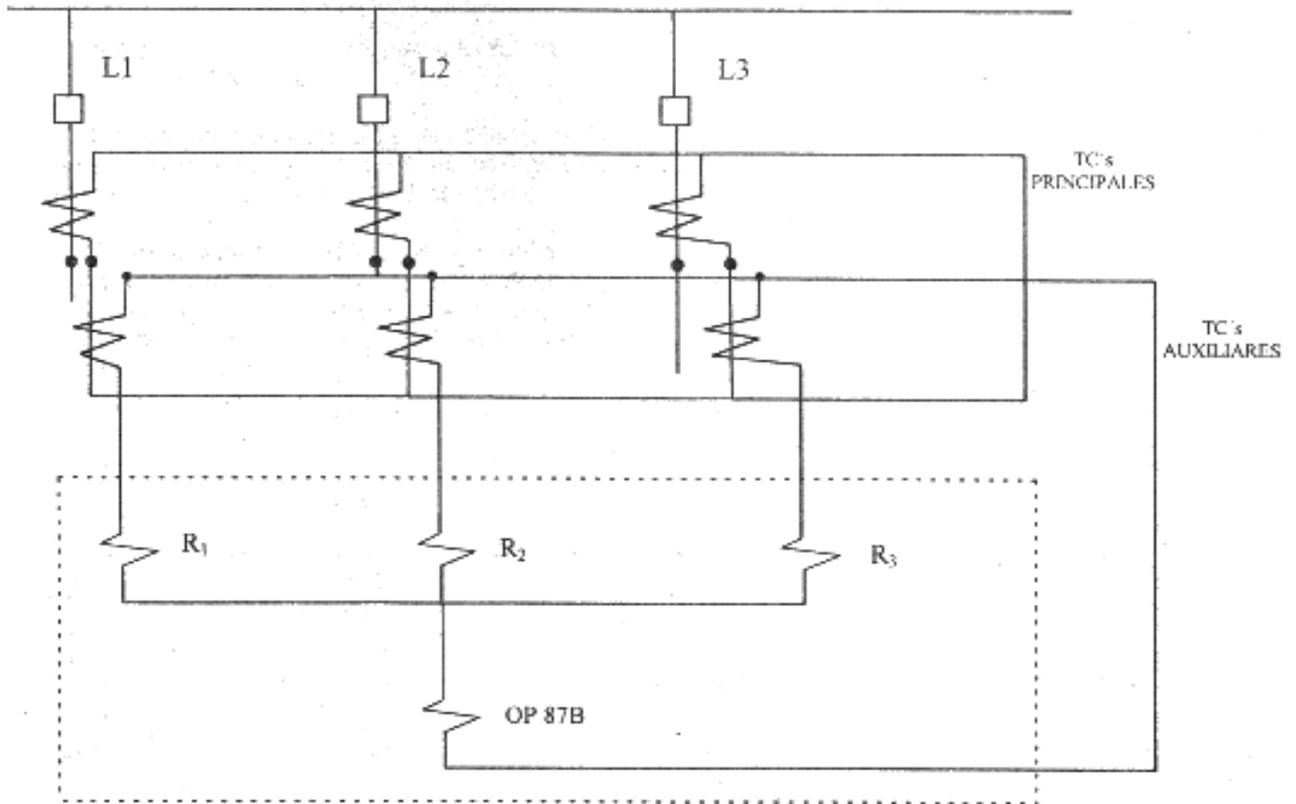


FIGURA PDB-01. ESQUEMATICO DE UNA PROTECCION 87B OPERADA POR CORRIENTE, USANDO TC's AUXILIARES POR FASE PARA IGUALAR LAS CORRIENTES POR LINEA.

7.1.3. RELEVADORES DIFERENCIALES

El uso de Relevadores Diferenciales para esquemas de Protección Diferencial es el método más usado y seguro para proteger barras colectoras o buses de una subestación, mediante la conexión en paralelo de todos los secundarios de los transformadores de corriente de los circuitos asociados a la barra y a un relevador de tipo diferencial.

La protección diferencial es el método de protección de Buses más confiable, el problema que se presenta en ésta aplicación es el número de circuitos involucrados y por lo tanto los niveles de energización de los TC's asociados a estos circuitos bajo condiciones de falla.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El relevador diferencial es un dispositivo de protección que se conecta a los circuitos secundarios de los TC's situados a ambos lados del elemento a proteger y se basa en el



principio de comparación de la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen de una determinada zona de operación.

La protección diferencial compara la corriente que entra al Bus con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el bus está sano, si las corrientes difieren en magnitud el bus está fallado.

Cuando la corriente diferencial sobrepasa un determinado porcentaje regulable de la corriente total que circula a través del elemento a proteger, se energiza la bobina de operación del relevador mandando el disparo a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual, que tiene los contactos empleados para disparar todos los interruptores asociados a la barra fallada.

El objeto de que el relevador auxiliar de disparo de la protección diferencial sea de reposición manual es para evitar el volver a energizar el bus fallado alimentando la falla imprudentemente, lo cual equivaldría a hacer más severo el daño en el punto de falla.

Para condiciones normales de operación o para falla externa al bus las corrientes en la protección diferencial se comportan como se muestra en la siguiente figura. No. PDB-02.

Comportamiento de las corrientes en la protección diferencial

$$I_c = I_s = I_{f1}$$

si:

$$i_c = i_s \text{ por tanto: } i_{op} = 0$$

Si la falla es dentro del campo de la diferencial se tiene:

$$I_c = I_{f2} + I_s$$

por tanto' diferencial

$$I_{f2} = I_c - I_s \text{ ----- Corriente diferencial}$$

Esta corriente I_{f2} será la corriente que pasa por la bobina de operación del relevador.

Siendo $i_{op} = i_c - i_s$

Esta i_{op} será proporcional a I_{f2} que hará operar la protección.



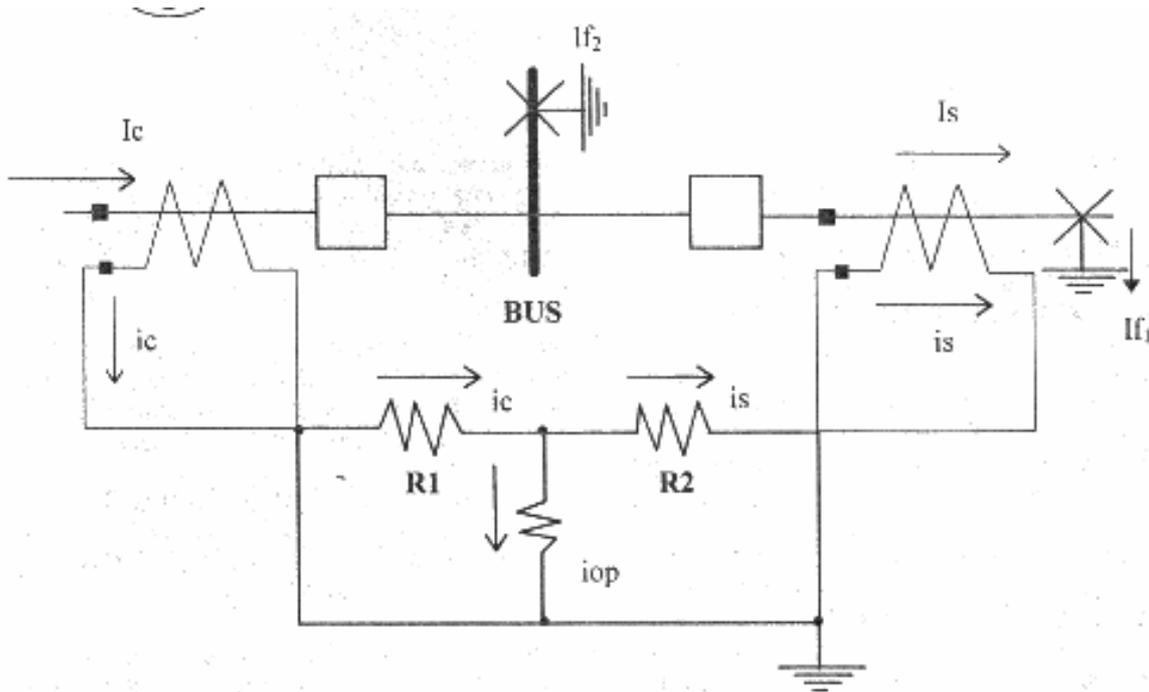


Figura PDB-02. Principio de Operación

Características.

El relevador diferencial al que se alude es el que logra su operación correcta basándose en la velocidad para discriminar la condición de falla dentro de su zona de protección y a la rapidez de operación para liberar la falla, (2 ó 3 milisegundos) después de que ésta se inicia, lo cuál a su vez se apoya en el hecho de que la saturación de los TC's provocada por la corriente de falla y su componente de C.D. no ocurre instantáneamente, sino que es un fenómeno que tarda varios mili segundos en alcanzar un nivel problemático, de esto se infiere la necesidad de que la protección para buses sea de alta velocidad.

Así se deduce que:

- a).- El relevador diferencial debe ser de alta velocidad y debe operar antes de la saturación de los TC's.
- b).- El relevador diferencial debe tener la habilidad necesaria para rechazar la información distorsionada y falsa de los TC's cuando lleguen a saturarse.
- c).- El relevador diferencial debe estar diseñado de tal manera que no tenga limitaciones para aceptar el uso de TC's auxiliares cuando los TC's primarios sean de diferente tipo y relación de transformación.
- d).- El relevador diferencial no debe tener limitaciones para su correcta operación bajo condiciones de falla máxima, sea ésta interna ó externa.



Hay varios métodos para resolver estos problemas de ellos se usan comúnmente los tres siguientes:

- 1.- Eliminar el problema de la saturación, eliminando el hierro en el transformador de corriente; sistema de acoplamiento lineal.
- 2.- Usando un relevador diferencial de porcentaje variable y restricción múltiple, específicamente diseñado para ser insensible a la saturación por corriente directa.
- 3.- Usando un relevador diferencial de alta impedancia operado por voltaje con un circuito resonante serie que limita la sensibilidad a la componente de C.D.

7.1.4. RELEVADOR DE VOLTAJE DE ALTA IMPEDANCIA

Para este se usan TC's convencionales, nulificando su operación desigual usando relevadores con unidad de alta impedancia, haciendo que las corrientes diferenciales falsas circulen a través de los TC's y no por la bobina de operación del relé. Es por ello necesario que la resistencia del circuito secundario de los TC's se mantenga baja, por lo que se limita solo para el uso de transformadores tipo bushing, los que tienen su núcleo con bobinas toroidales lo que hace la reactancia de dispersión despreciable, haciendo la impedancia del secundario baja.

Esta aplicación no acepta TC's auxiliares. La discriminación de fallas internas y externas las realiza acorde al voltaje aplicado al relé. Para fallas internas el voltaje es alto, y para fallas externas el voltaje debe ser bajo tendiendo a cero. El voltaje máximo ocurre cuando uno de los TC's está saturado y los otros sin saturación; por tanto para ajustar la unidad de sobrevoltaje del relé, se calcula el voltaje máximo posible y se aplica un margen de seguridad de 200%; conectando además un elemento limitador de voltaje (varistor) en paralelo con el relé para limitar el voltaje a 1500 Volts. El tiempo de operación del relé es de 3 a 6 ciclos para la unidad de voltaje y de 1 a 3 ciclos para la unidad de sobrecorriente.

En la figura PDB-03 Se muestra el diagrama esquemático.



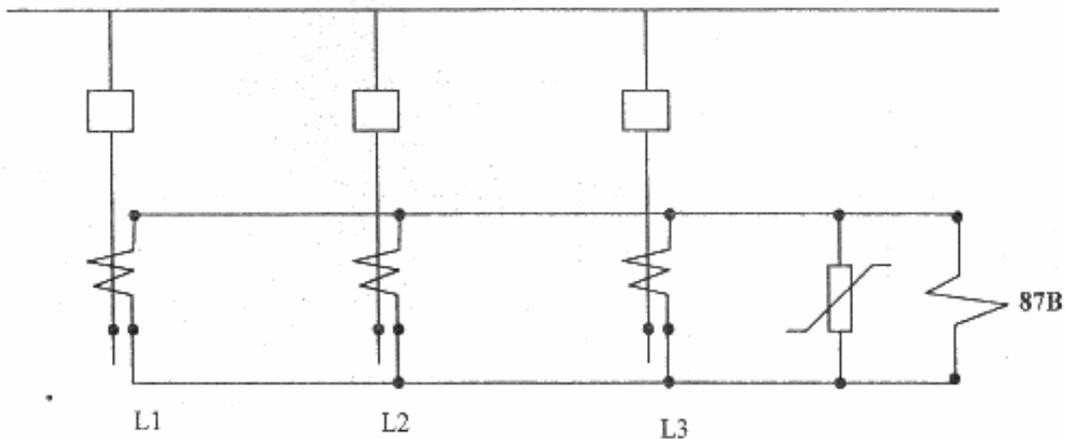


FIGURA PDB-03: ESQUEMATICO PARA UNA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA OPERADA POR VOLTAJE.

7.2. PROTECCIÓN DE REACTOR EN PARALELO

Para poder controlar el voltaje en líneas de 400 KV se instalan en derivación reactores trifásico o monofásico con reactor de Neutro para el caso de líneas con disparo y recierre monopolar.

FILOSOFÍA DE APLICACIÓN

El esquema de protección de reactor debe contar como protección primaria, con una protección diferencial 87R, además la protección de sobrecorriente 51 y 51N.

El reactor debe tener el relevador 63 y 49 como equipo auxiliar

OPERACION

Es recomendable cuando se va a instalar un reactor asociarle también un interruptor que permita conectarlo o desconectarlo del sistema eléctrico de manera más fácil. Ver figura PDR.1

También por experiencias de operación, se pueden utilizar transformadores de corriente tipo pedestal que van fuera del reactor, ya que cuando hay falla en estos, la falla empieza por la boquilla dañándose los transformadores de corriente que van en su interior.

Las fallas más comunes en reactores trifásicos han ocurrido por quedar alimentados en dos fases, lo que genera un sobrecalentamiento hasta que produce incendio del reactor.



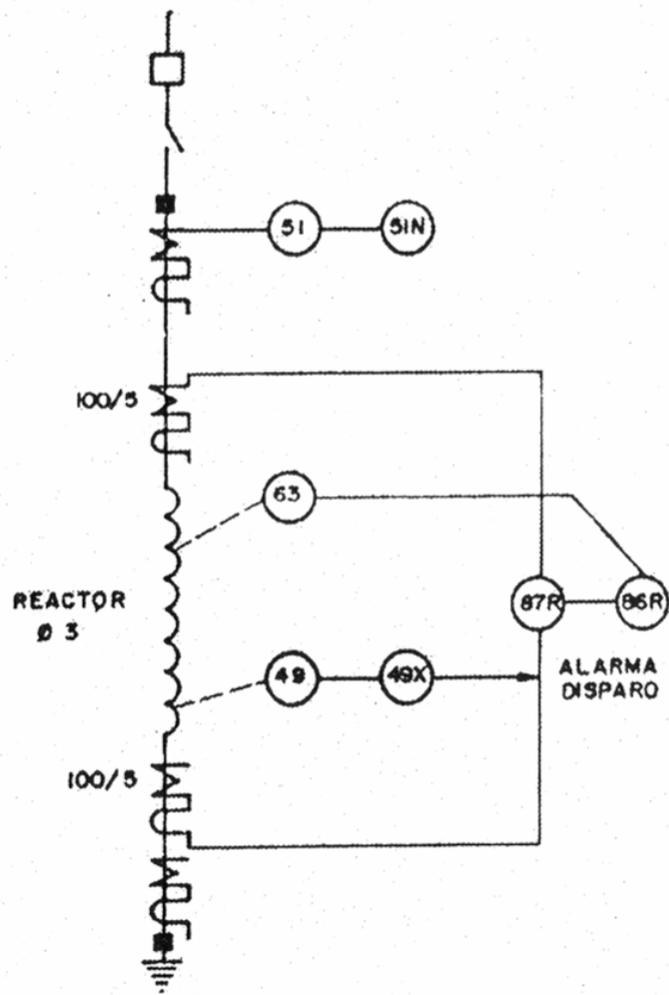


Fig. PDR.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE REACTOR



PROTECCIÓN DE GENERADOR

8.1. INTRODUCCIÓN.

Debido a las diferentes características de los generadores, estos deben tener esquemas de protección diferentes a los que normalmente se emplean para otros equipos del sistema eléctrico. Las fallas en un generador son invariablemente de carácter permanente, y las reparaciones del mismo requieren un mayor tiempo e involucran gastos adicionales; así mismo los márgenes de operación en condiciones de sobrecarga en un generador son menores que en otros equipos eléctricos, lo que requiere de una protección adicional ó respaldo para evitar la operación en condiciones anormales debido a factores externos; y finalmente como los generadores representan un elemento importante en un sistema eléctrico, los ajustes en su protección de respaldo deben seleccionarse con un gran cuidado para reducir los disparos incorrectos.

A continuación se describen los esquemas de protección utilizados habitualmente para el resguardo del generador.

8.2. RELEVADOR DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G).

Protege contra corto circuitos entre fases dentro del embobinado del generador. Cuando el generador se halla con neutro aterrizado por medio de un reactor de baja impedancia, ésta protección también detecta corto circuitos interiores de fase a tierra.

Su operación se basa en la comparación de la corriente que sale de un embobinado con la corriente que entra por el otro extremo del mismo embobinado.

Si no existe diferencia entre estas corrientes, el embobinado está bien, pero si las corrientes difieren el embobinado presenta una falla.

El diagrama de conexión de una protección diferencial de generador se muestra en la fig. PG-1. Observamos que para la mejor explicación del esquema se usará la representación monofásica de la conexión. Fig. PG-2.

En condiciones normales, las corrientes en la protección se reparten como en la figura PG-2. Cuando se presenta una falla interna del generador, las corrientes que reciben la protección se observan en la figura PG-3. Así pues, la bobina del relevador de protección recibe corriente únicamente cuando hay una falla dentro del generador; es decir, el relevador solo puede detectar únicamente fallas que queden entre los dos juegos de TC's.



De lo visto anteriormente, se podría hablar de usar relevadores de sobrecorriente conectados diferencialmente para proteger al generador, pues sólo se requiere que circule corriente por la bobina de operación cuando existen condiciones de falla; sin embargo, el inconveniente de usar estos relevadores sería que tenderían a operar con cualquier corriente de desbalance que se presentara. ocasionada tal vez, por diferencias de precisión o saturación de los transformadores de corriente y no precisamente por fallas dentro del generador.

Esto obligaría a usar ajustes de arranque relativamente altos para evitar disparos indebidos por fallas externas, lo que nos produciría la pérdida de sensibilidad requerida en el esquema básico.

Este inconveniente se elimina usando relevadores diferenciales tipo "pendiente" los cuales tienen dos bobinas de retención y una bobina de operación. Al circular corriente a través de las bobinas de retención se produce un par que tiende a abrir los contactos, en oposición al par producido por la corriente que atraviesa la bobina de operación, que tiende a cerrar los contactos.

Por pendiente de la característica, es decir la curva, se entiende la relación entre la corriente diferencial y la menor de las corrientes en las bobinas de retención.

$$S = \frac{I_e - I_s}{I_s} \quad \text{si} \quad I_s > I_e$$

En protección diferencial de generadores es común usar una pendiente del 10% ya que los transformadores de corriente en sus dos extremos son iguales.

Existe una variante de relevador diferencial que es de "pendiente variable", su característica es más abierta en la parte alta de la gráfica. La ventaja de esta característica es mayor inmunidad contra errores de transformadores de corriente a corrientes altas, pero conservando sensibilidad a corrientes bajas.

En la Figura PG-4 se observa que hacia el origen la característica se desvía de la línea recta que representa la pendiente constante. Esto se debe al resorte del relevador, que produce un par en el sentido de abrir contactos y cuyo efecto es más notorio en la parte de abajo' de la PG-4, donde los pares de las bobinas son más débiles. Los relevadores diferenciales de generador normalmente tienen una corriente de arranque del orden de 0.2 Amps. operando con una bobina de retención y la bobina de operación en serie.

Como los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de operación únicamente por la posición de los TC's no requieren tiempo de coordinación con otros relevadores. Por lo tanto, los relevadores diferenciales son siempre de alta velocidad.

Algunos fabricantes producen todavía relevadores diferenciales de disco de inducción, cuya característica no es de alta velocidad. Debe evitarse el uso de estos relevadores y siempre emplear relevadores de copa de inducción u otro mecanismo de alta velocidad.

Los relevadores diferenciales generador no tienen ajuste.

En la conexión de control de los relevadores los contactos de las tres fases se conectan en paralelo para disparar un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual (86G).

Este relevador auxiliar a su vez tiene contactos que se emplean para otros usos, como por ejemplo:



- Disparo Interruptor Generador.
- Disparo Interruptor Campo.
- Disparo Válvula de Paro.
- Disparo Interruptor de Auxiliares.
- Disparo' Válvulas Corte combustible Caldera.

Este relevador es de reposición manual para impedir una reenergización inmediata. Se supone que se repondrá apenas después de haber cuando menos inspeccionado la unidad protegida.

La protección diferencial de generador es de las protecciones que menos problemas presentan. En su aplicación deben observarse las siguientes precauciones:

1. Empleo de TC's idénticos en los extremos del generador (no usar TC's auxiliares).
2. Empleo exclusivo de los TC's para la protección diferencial.
3. Localizar los TC's de manera que protejan únicamente al generador.
4. Revisión cuidadosa de polaridad y faseo de TC's.

8.3. RELEVADOR DE FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR (64G).

Trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema que opera con neutro aislado ó aterrizado a través de una impedancia alta. Detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del embobinado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación: bus ductos, embobinado del transformador de unidad y embobinado del transformador de auxiliares.

Esta protección se aplica básicamente a generadores conectados en esquema unitario, o sea conectados directamente a un transformador elevador, en los que el sistema a voltaje de generación se compone exclusivamente de equipo instalado dentro de la misma planta y no dotado de interruptores para su separación.

La protección contra fallas a tierra en el estator de generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero; excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable pero es fácilmente eliminable por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del generador será más alto cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje; pero ese es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. El relevador habitualmente empleado tiene sensibilidad suficiente para cubrir el 90 a 95% del embobinado del generador.

Se emplea un transformador de distribución en lugar de uno de potencial debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito. En instalaciones donde no había esa resistencia se observaron fenómenos de ferro resonancia entre la inductancia de excitación del transformador de potencial y la capacitancia a tierra del embobinado del generador, resultando en sobrevoltajes transitorios. Ver fig. PG-5.

La resistencia se selecciona de manera que la corriente resistiva a través del neutro sea de la misma magnitud que la corriente capacitiva en caso de falla. Da generalmente corrientes del orden de 3-10 Amperes en primario para voltaje de generación de 13.8 a 21 KV.



El transformador de distribución debe tener los siguientes datos:

- Voltaje primario que es igual al voltaje entre fases del generador.
- El voltaje secundario será de 240 V.

-Deberá resistir la corriente máxima de falla durante 10 minutos sin exceder su calentamiento momentáneo máximo, si ésta protección se usa para disparar.

En caso de que esta protección se use únicamente para dar alarma, la capacidad continua del transformador debe ser igualo superior a la corriente máxima de falla.

Existen dos alternativas de conexión para esta protección:

- Resistencia primaria, con él relevador de voltaje conectado a una derivación en la parte baja.
- Tres TP's en conexión estrella-delta rota a la salida del generador.

El relevador de sobrevoltaje que se emplea para la protección contra fallas a tierra en él estator debe tener dos características:

- Filtro de 3a. armónica que consiste en un capacitor en serie con la bobina del relevador, que reduce su sensibilidad a la tercera armónica.
- El rango es bajo normalmente de 5 a 20 Volts para energizarse.

Es habitual usar relevador con mecanismo de disco de inducción para esta aplicación, en vista de que no se requiere alta velocidad para librar este tipo de falla, que es de baja corriente.

El voltaje de arranque se ajusta por medio del "tap" de la bobina de operación; él tiempo con la "palanca de tiempo" o sea variando él ángulo de recorrido del disco hasta cerrar contacto.

El tap de la bobina se ajusta al valor requerido para la sensibilidad deseada. Generalmente se usa un ajuste bajo, tratando de cubrir la mayor parte posible del embobinado del generador.

Para cubrir él 95% del embobinado, él tap debe ajustarse a 5% del voltaje que se obtiene para una falla en la salida del embobinado, o sea:

$$V_{MAX} = \frac{240}{\sqrt{3}} = 136.6 \quad \text{Volts en el secundario}$$

$$V_{TAP} = 0.05V_{MAX} = 6.93 \quad \text{Volts}$$

Se usará el tap más próximo: 5 ó 7 Volts.

La palanca de tiempo admite un ajuste relativamente alto en vista de que la falla a tierra no causa destrucción de laminación por ser de corriente baja.



Por otra parte se desea un tiempo largo para evitar operaciones equivocadas para fallas exteriores, en las cuales puede reflejarse un voltaje a través del transformador de unidad por efecto Capacitivo o inductivo, que pudiera energizar a esta protección.

Como este voltaje no puede ser calculado con los datos disponibles normalmente y no se desea sacrificar sensibilidad de esta protección, se da un ajuste de tiempo largo para tener certeza que la falla exterior ya se ha librado.

Un ajuste normal de esta protección es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que da el voltaje máximo (138.6 Volts), resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas.

La protección contra fallas a tierra en el estator puede ser usada para disparar o bien únicamente para dar alarma, en cuyo caso corresponde al operador detener la unidad en su oportunidad.

La práctica normal dentro de CFE es usar esta protección para disparar y detener la unidad por medio de un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual.

En generadores termoeléctricos se dispara habitualmente el relevador 86G con ésta protección; pero en generadores hidroeléctricos se opera al 86T; esto es debido a que el 86G también acciona al equipo contra incendio (C02), y la protección contra fallas a tierra no la requiere por ser de baja corriente y abarcar hasta el embobinado de baja tensión del transformador de unidad.

8.4. RELEVADOR DE PÉRDIDA DE CAMPO (40G).

Su función es detectar excitación anormal mente baja y dar alarma o disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable.

Las principales causas de baja excitación son:

- Regulador de voltaje desconectado y ajuste manual de excitación demasiado bajo.
- Falla en las escobillas.
- Apertura del interruptor de campo principal o del campo del excitador.
- Corto circuito en el campo.
- Falta de alimentación al equipo de excitación.

Teóricamente la forma más sencilla para detectar baja excitación es emplear un relevador de baja corriente en el circuito de campo, pero se sabe que la corriente mínima de campo aceptable depende de la potencia generada, por tanto se tienen serias limitaciones para ésta aplicación, prácticamente se emplea solo para generadores pequeños en los cuales se tiene certeza de que únicamente operan con factor de potencia atrasado; y aún así éste relevador debe ser demorado y bloquearse para poder cerrar el interruptor de campo.

Para generadores de mayor tamaño se emplean relevadores del tipo de distancia conectados a transformadores de corriente y potencial del generador para detectar si sus condiciones de excitación tienden a la inestabilidad. Esto se basa en que la localización de la impedancia "vista" por relevadores de distancia indica con toda precisión las condiciones de excitación en las cuales opera el generador; lo visto en el diagrama R-X se observa en la fig. PG-7.



Una ventaja de emplear magnitudes de corriente alterna para esta protección es que el mismo tipo de relevador puede usarse para cualquier sistema de excitación. La conexión de este tipo de protección por medio de relevadores de tipo distancia se tiene en la fig. PG-8. El fenómeno de pérdida de excitación es trifásico, por lo que se emplea solo un relevador monofásico para detectarlo.

El relevador de distancia empleado para protección contra pérdida de campo tiene una característica mho desplazada orientada hacia la parte negativa de X en la figura PG9. La parte superior al eje R es eliminada ya sea por desplazamiento o por un elemento direccional adicional.

Como todos los relevadores de distancia, estos elementos son inherentemente instantáneos. El relevador puede contener en la misma caja un relevador de tiempo para demorar la operación del conjunto.

El elemento de distancia tiene dos ajustes:

-Alcance (A).

Desplazamiento del origen (B).

La diferencia (o suma) de estos dos valores define el diámetro del círculo. Figura PG-10.

Los ajustes del relevador son los siguientes:

-Alcance.

Si el relevador tiene un solo elemento de distancia se recomienda:

$$A = XD + \frac{X'd}{2}$$

(Reactancia sin saturación)

Si el relevador tiene dos elementos de distancia, se recomienda ajustarlos como sigue:

$$A = 1 + \frac{X''d}{2} \quad (\text{Zona 1})$$

$$A = XD + \frac{X'd}{2} \quad (\text{Zona 2})$$

-Desplazamiento.

Si el relevador tiene desplazamiento únicamente hacia el lado negativo de X, entonces se recomienda:

$$B = \frac{X'd}{2}$$



y el elemento de Zona 2 se ajusta hacia el lado positivo de manera de rebasar un poco la reactancia del transformador más la del sistema a generación máxima:

$$B_2 > X_t + X_s$$

Así se logra que la curva del relevador sea paralela a la del límite de estabilidad.

-Tiempo.

Para la Zona 1 se recomienda: $t = 0-0.25$ seg.

Para la Zona 2 se recomienda: $t = 0.5$ 2 seg.

En teoría habría que realizar un estudio de estabilidad para determinar el ajuste de Zona 2, para la Zona 1 el tiempo es dado nada más como margen de seguridad contra disparos equivocados.

-Voltaje.

Si el esquema contiene un relevador instantáneo de bajo voltaje como supervisión de disparo, el ajuste recomendado es:

$$V = 0.8-0.95 V_n.$$

Si el esquema contiene un relevador de voltaje, se recomienda emplear la detección del elemento de distancia para dar alarma mientras el voltaje sea normal y dar disparo únicamente si coincide con bajo voltaje.

El disparo de la protección contra pérdida de campo debe bloquearse con el relevador 60, que detecta fusibles fundidos en el circuito de potencial.

Dependiendo del sistema de excitación puede optarse por disparar únicamente a los interruptores de generador y de auxiliares o bien un relevador auxiliar de reposición manual (86G u 86T) con objeto de parar totalmente la unidad para su reparación.

El problema más grave que se ha observado en la operación de los relevadores de protección contra pérdida de campo, ha sido el de disparos equivocados de generadores debido a excitación de líneas largas en vacío al separarse el sistema de transmisión.

8.5. RELEVADOR DE FALLAS A TIERRA EN EL CAMPO (64F)

Esta protección detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo.

Se emplea para dar alarma, con objeto de que la unidad sea retirada de servicio para su inspección tan pronto como las condiciones de carga del sistema lo permitan.

La primera falla a tierra en el campo no impide seguir operando, pero debe repararse antes de que se presente una segunda, pues ya significaría un corto circuito, causaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor.



Existen dos esquemas diferentes para detectar fallas a tierra en campos de generadores:

- Aplicando voltaje de corriente directa entre el campo y tierra para medir la corriente que circula.
- Midiendo voltaje entre tierra y un neutro artificial formado en el circuito de campo por medio de un potenciómetro de resistencias.

La conexión básica del esquema con voltaje exterior aplicado es la siguiente:

La alimentación de 120 V CA se toma preferentemente de servicios propios, para que siga en servicio la protección aunque esté parada la unidad. Es habitual poner un conmutador de prueba para verificar al relevador contra una resistencia, pero cortando la señal de alarma mientras se prueba. Figura PG-12.

El voltaje de corriente directa aplicado es del orden de 100 a 200 Volts, la sensibilidad varía a lo largo del embobinado de campo.

La conexión básica de esquema con neutro artificial es la siguiente:

El voltaje que aparece a través de la bobina de 64F es tanto mayor mientras más cerca de los extremos del campo se encuentre la falla. Algunos relevadores contienen una resistencia no-lineal en serie con R I con lo cual se logran detectar fallas aun en el centro del embobinado de campo, pues el neutro se desplaza en función del voltaje de operación del campo. Figura PG-13.

Para ambos esquemas de protección el elemento detector es un relevador instantáneo de corriente directa, ya sea de sobrecorriente o de sobrevoltaje. Vienen diseñados con sensibilidad muy alta, para detectar fallas de alta resistencia, pero a la vez resisten seguir operando energizados indefinidamente.

Los relevadores de protección contra falla a tierra no tienen ajustes, y habitualmente se conectan para dar alarma exclusivamente.

Con la aplicación de estos relevadores la tierra respecto a la cual se piensa detectar es el eje del generador. La conexión del relevador hasta la escobilla que toca al eje debe tener aislamiento adecuado (1000V) para no introducir un circuito adicional de corrientes parásitas a lo largo del eje, cuando se tienen chumaceras aisladas de tierra.

Cuando se trata de generadores con sistemas de excitación sin escobillas, deben proveerse anillos rosantes y escobillas únicamente para aplicar esta protección. Algunos fabricantes de generadores insisten en que estas escobillas no deben hacer contacto continuo, en esos casos debe proveerse un conmutador que energiza un solenoide que aplica las escobillas sobre los anillos para probar periódicamente el campo con esta protección (una vez por turno de operadores).

El esquema con voltaje exterior aplicado tiene la ventaja de requerir solamente una escobilla.

8.6. RELEVADOR DE FALLAS INTERNAS EN EL SISTEMA DE EXCITACION.

Para un sistema de excitación sin escobillas las fallas detectadas pueden ser las siguientes:

- Rectificador rotatorio dañado.



- Sobrecorriente en el circuito de excitación.
- Falla de alimentación del circuito de potencial.
- Falla de alimentación del transformador de excitación.
- Alta temperatura en el transformador de excitación.

Su operación varía según la falla, y aun para una misma falla fabricantes distintos pueden usar equipo cuya operación se basa en parámetros diferentes.

Los ajustes normalmente son dados por el técnico de la fábrica.

Las conexiones de control son las siguientes:

-Para fallas que no requieren parar la unidad para su reparación deberán dispararse únicamente el interruptor de generador, el interruptor de campo y el interruptor de auxiliares.

Para fallas que requieren un paro total, conectar el contacto de disparo a un relevador de contactos múltiples de reposición manual, 86G u 86T, o proveer uno especial (86F) para esta protección.

En general conviene emplear un relevador de bandera para obtener una indicación clara de que fue la protección del equipo de excitación la que causó el disparo.

El problema más frecuente que se presenta en las protecciones contra fallas internas del sistema de excitación es el ajuste inadecuado a las condiciones de operación de la unidad. Se recomienda reparar los ajustes con el técnico de la fábrica para determinar su función exacta, y de allí calcular un ajuste práctico, que por un lado protege al equipo de excitación pero por el otro permite a la unidad operar satisfactoriamente dentro del sistema eléctrico.

8.7. RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE (59G).

Es empleada principalmente en plantas hidroeléctricas contra las eventualidades siguientes:

- Falla del regulador automático de voltaje.
- Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alta tensión fuera del rango de control del regulador de voltaje.

Su base de operación es la de emplear los transformadores de potencial en las terminales del generador para energizar un relevador de voltaje que detecta si existe un sobrevoltaje.

Como se trata de un fenómeno trifásico y simétrico, basta con medir voltaje entre dos fases del generador, usando un relevador monofásico.



Los relevadores usados para protección contra sobrevoltaje normalmente son con mecanismo de disco de inducción y con un elemento instantáneo. Como característica especial debe exigirse compensación por frecuencia para mantener su ajuste aun en condiciones de rechazo de carga.

El elemento de tiempo inverso tiene un rango de ajuste de 55 a 140 Volts, el elemento instantáneo es de 120 a 200 Volts.

Los ajustes son los siguientes:

-Tap. Se recomienda emplear un voltaje de arranque del orden de 1.05 veces el voltaje más alto de operación normal.

Como los pasos de voltaje dados por los taps de la bobina son muy grandes, generalmente se hace necesario afinar el ajuste con el resorte de reposición.

-Palanca de Tiempo. La recomendación general es dar un tiempo del orden de 2 a 3 segundos para un voltaje de 1.15 veces el voltaje más alto de operación normal.

-Elemento instantáneo. Se recomienda que el elemento instantáneo empiece a operar entre 1.15 Y 1.20 veces el voltaje más alto de operación normal.

El problema principal que se encuentra en la aplicación de la protección contra sobre voltaje del generador es su ajuste. Si por condiciones especiales de operación el ajuste calculado de acuerdo con las recomendaciones generales no es satisfactorio, habrá que efectuar algunas pruebas de respuesta del regulador de voltaje para calcular el ajuste más adecuado.

8.8. RELEVADOR DE SOBREEEXITACION (59T)

Esta protección detecta sobrevoltajes en el generador mientras éste rueda a velocidad menor a la nominal.

Un sobrevoltaje a frecuencia baja causa una corriente de excitación muy alta en los transformadores conectados al generador, pudiendo dañarse por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

La base de operación consiste en utilizar un relevador que se emplea para detectar sobrevoltaje a baja frecuencia, es transistorizado y tiene una característica de respuesta constante a la relación de voltaje entre frecuencia.

$$\frac{V}{f} = K$$

Es suficiente con medir el voltaje y la frecuencia entre dos fases del generador para determinar si está sobreexcitado a baja frecuencia. En consecuencia el relevador es monofásico.

La pendiente se puede variar con un ajuste de potenciómetro, que interviene dentro del circuito transistorizado. El elemento detector es inherentemente instantáneo, pero opera sobre un relevador auxiliar de tiempo, que da la demora necesaria antes de disparar.



Para unidades de tamaño grande se recomienda emplear dos relevadores de sobreexcitación, con ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves.

-Pendiente del primer paso. El ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.05 \times \text{Voltaje máximo de Operación}}{60 \text{ Hz}}$$

-Tiempo del primer paso. Los transformadores normales pueden resistir esta sobreexcitación por algunos minutos, en consecuencia se sugiere un ajuste del orden de 40-60 segundos.

-Pendiente del segundo paso. El ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.12 \times \text{Voltaje máximo de Operación}}{60 \text{ Hz}}$$

-Tiempo del segundo Paso. El ajuste de tiempo debe ser del orden de 2 segundos según recomendación de los fabricantes de transformadores.

En las conexiones de control los contactos de disparo de los dos elementos del relevador de protección contra sobreexcitación (Volts/Hertz) se conectan a un relevador auxiliar de reposición automática (59TX) que a su vez dispara a:

- Interruptor de campo (41G).
- Interruptor de generador (52G).
- Interruptor de auxiliares (52A).

No se requiera parar la unidad dispara esta protección.

Por otra parte el mismo relevador tiene contactos actuados instantáneamente por los propios elementos detectores, que se usan normalmente, para conectarlos a un circuito de alarma. Hasta hace unos años se acostumbraba bloquear la operación del relevador de Volts/Hertz por medio de un contacto "b" de 52G, o sea dejarlo operar únicamente con la unidad desconectada del sistema. La práctica más reciente es dejar en servicio este relevador todo el tiempo, quedando como protección de sobrevoltaje a 60 HZ.

Los únicos problemas que se han observado en la operación de los relevadores de Volts-Hertz se han debido a errores de ajuste.



8.9. RELEVADOR DE RESPALDO TIERRA (51 NT).

Es una protección para el transformador elevador, para librar fallas a tierra en el sistema de alta tensión en caso de que no se haya disparado a tiempo un interruptor más próximo a la falla.

Indirectamente es una protección para el transformador, pues cualquier falla a tierra sostenida en el lado de alta tensión se reflejará en el generador como falla entre fases, y causará calentamiento en el rotor por corriente de secuencia negativa.

Su operación se basa en utilizar la contribución a la corriente de falla que circula de tierra al neutro del embobinado de alta tensión del transformador elevador de la unidad.

La protección es proporcionada por un relevador de sobrecorriente conectado al secundario de un transformador de corriente intercalado en la conexión de neutro a tierra del transformador elevador.

La conexión básica del esquema se representa en la figura PG-18,(Si se trata de un transformador trifásico).

Esta conexión puede usarse también en bancos de transformadores monofásicos, pero implica llevar la conexión de neutro aislada de tierra antes de pasar por el transformador de corriente. Por arreglo físico de la subestación generalmente es más fácil conectar el neutro de cada transformador monofásico directamente a tierra y emplear transformadores de corriente tipo bushing en el lado de neutro. La conexión se representa en la figura PG-19.

Las características del relevador de sobrecorriente utilizado en la protección de respaldo de tierra es del tipo tiempo inverso, sin elemento instantáneo.

La curva de tiempo del relevador se selecciona en función de la protección contra fallas a tierra que tienen las líneas de alta tensión conectadas al mismo bus de la unidad:

-Reveladores con curva de tiempo inverso o muy inverso si la protección de tierra de las líneas es de sobrecorriente o direccional de sobrecorriente. La curva del relevador de respaldo debe siempre ser tan o más inversa que la del relevador de primera línea.

Los ajustes son los siguientes:

-Selección de relación del transformador de corriente. En el caso de transformadores monofásicos, la relación de los transformadores de corriente queda definida por la corriente nominal del devanado respectivo, en vista de que esa corriente pasará por ellos. En el caso de transformadores trifásicos, la relación del transformador de corriente deberá ser igual o ligeramente mayor que la de los transformadores de corriente de la línea con la capacidad mayor.

-Tap. El Tap del relevador de sobrecorriente debe ajustarse a 1.25-2.0 veces el ajuste del elemento que detecta 310 en la línea que tiene el ajuste de Tap más alto. A la vez se debe procurar que el ajuste de Tap permita todavía detectar una falla monofásica a tierra en el extremo alejado de la línea más larga a generación mínima, o sea un compromiso entre estas dos condiciones contradictorias.

Otro punto de referencia será que el Tap represente una corriente de entre (0.1 y 0.7) de la corriente nominal del transformador.



El ajuste final será un compromiso entre dos condiciones contradictorias.

-Palanca de tiempo. Si las líneas tienen protección de distancia de tierra, deberá calcularse la corriente en el neutro del transformador para una falla en el límite de la primera zona de la línea más corta, seleccionando las condiciones de generación que dan la corriente máxima en el neutro del transformador. Para esa corriente debe ajustarse la palanca de tiempo para que el relevador dispare en un tiempo:

$$t = Tz2 + \Delta t$$

Donde :

Tz2: ajuste de tiempo de zona 2 de la protección de distancia de tierra.

Δt : margen de coordinación (0.3-0.5 seg.).

Si las líneas tienen protección de sobrecorriente o direccional de sobrecorriente de tierra, debe calcularse la corriente de corto circuito en el neutro del transformador para una falla en el límite de operación del elemento instantáneo de la línea con la protección menos sensible, y más lenta, seleccionando las condiciones de generación que producen la corriente máxima en el neutro del transformador. Para esa corriente deba ajustarse la palanca de tiempo para que el relevador dispare en un tiempo.

$$t = Tti + \Delta t$$

Donde:

Tti: tiempo de disparo del elemento de tiempo inverso de la línea con la protección menos sensible y más lenta en el valor de ajuste de su elemento instantáneo.

Δt : margen de coordinación.

Como limite se establece $t \leq 1.0$ seg. Para una falla a la salida del transformador en el lado carga.

Por tratarse de una protección de respaldo que opera únicamente para fallas externas a la unidad, el relevador 51 NT debe disparar solamente al interruptor de unidad (52G).

La unidad generadora debe quedar rodando, excitada y con su servicio propio operando, preparada para conectarse al bus tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

Ajuste demasiado sensible. La protección de respaldo debe ajustarse siempre con sensibilidad menor y tiempo mayor que la protección a la que se respalda.

Especialmente cuando se trata de respaldar una protección de distancia de tierra con una protección de sobrecorriente de neutro es fácil violar involuntariamente esta regla fundamental, porque las dos operan sobre principios distintos. En este caso no es posible definir la sensibilidad con un parámetro.

Generalmente conviene sacrificar parte de la sensibilidad del respaldo para resolver este problema.



Polaridad de transformadores de corriente. Cuando se trata de transformadores de corriente de bushing en el lado neutro de tres transformadores monofásicos, deberá observarse la polaridad con mucho cuidado para que los secundarios queden efectivamente en paralelo y den únicamente corriente de secuencia cero.

8.10. RELEVADOR DE RESPALDO DE FASE. 51V Ó 21

Principalmente detecta fallas entre fases y trifásicas exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por interruptores más próximos. Adicionalmente la protección de respaldo de fase puede detectar fallas dentro de la unidad, respaldando por tanto a las protecciones diferenciales de generador y de transformador.

Es también posible que la protección de respaldo de fase vea algunas fallas a tierra en el sistema de alta tensión, en vista de que a través del transformador elevador se reflejan como fallas entre fases.

Existen tres tipos de relevadores distintos que se utilizan para esta protección, los cuales se diferencian por su principio de operación.

Se recomienda utilizar relevadores que basan su operación en sobrecorriente para respaldar líneas protegidas con relevadores de sobrecorriente y direccionales de sobrecorriente; y usar relevadores de distancia para dar respaldo a líneas equipadas con protección de distancia.

-Relevadores de Sobrecorriente con control por bajo voltaje (51V). Estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobrecorriente habituales.

Contienen dentro de la misma caja un elemento detector de voltaje de operación instantánea. Este detector permite la operación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando el voltaje es apreciablemente más bajo que el normal. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

No pueden emplearse relevadores de sobrecorriente comunes en vista de que la protección de respaldo tiene un ajuste de tiempo relativamente largo, y en ese tiempo la reactancia del generador ya llega a ser la reactancia síncrona. Esta reactancia generalmente tiene un valor mayor que 100% o sea que produce una corriente de corto circuito menor que la corriente nominal si no se toma en cuenta la acción del regulador de voltaje, la cual es difícil de evaluar numéricamente.

El relevador de sobre corriente con control por bajo voltaje permite usar un ajuste de arranque del elemento de sobrecorriente nominal, asegurándose que operará siempre en caso de falla; pero no disparará bajo condiciones de carga, mientras el voltaje sea normal.

-Relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje (51V). Estos relevadores son híbridos entre elemento de sobrecorriente y de distancia, su característica de sobrecorriente es afectada por la magnitud del voltaje.

La teoría de su diseño es que se pueden ajustar para que den protección contra sobrecarga y también contra cortos circuitos, tomando en cuenta la reducción de la corriente de falla cuando la reactancia pasa a su valor síncrono por medio de una reducción de su corriente de arranque en función del voltaje. A voltaje pleno el disco de inducción empieza a girar para corrientes mayores a la nominal, a voltaje bajo opera con corrientes menores a la nominal.



-Relevadores de distancia (21). Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, que es proporcional a la "distancia eléctrica" hasta el corto circuito.

La operación de los relevadores de distancia es independiente de la impedancia que existe "atrás" de ellos, o sea que no son afectados por el cambio de reactancia del generador de su valor transitorio hasta el síncrono.

La protección de respaldo con relevadores de distancia generalmente se emplea en unidades de tamaño mayor y que están conectadas en esquema unitario. En este caso se toma en cuenta que las corrientes del generador ya son corrientes delta ($I_a - I_b$, $I_b - I_c$, $I_c - I_a$) en relación con el lado de alta tensión. Entonces se hace necesario obtener los voltajes delta respectivos, referidos a alta tensión, para una medición correcta de distancia en alta tensión. Es decir, se requiere un juego de transformadores de potencial auxiliares en conexión delta - estrella.

Los relevadores de distancia se construyen con tres elementos monofásicos dentro de una misma caja.

La conexión para los relevadores de sobrecorriente con control por bajo voltaje es la misma que para los relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje.

Algunos fabricantes recomiendan el empleo de los transformadores de potencial auxiliares para los relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje cuando se usan con generadores conectados en esquema unitario.

-Relevadores de sobrecorriente control por bajo Voltaje (51 V).

El elemento de sobrecorriente es del tipo de tiempo inverso, sin elemento instantáneo. Su curva se selecciona de manera de que sea tan o más inversa que la de los relevadores a los cuales respalda.

El elemento de bajo voltaje es instantáneo, generalmente tipo de émbolo. La curva tiempo - corriente de este relevador es de tipo inverso.

Si el voltaje queda arriba del valor de ajuste, el elemento de sobrecorriente no opera.

-Relevadores de Sobrecorriente con Retención por Voltaje (51 V). El elemento de sobrecorriente es del tipo de tiempo inverso, sin elemento instantáneo, pero su característica depende de la magnitud del voltaje aplicado. Su curva se selecciona de manera de que sea tan o más inversa que la de los relevadores a los cuales respalda.

La curva tiempo - corriente para un solo valor de palanca de tiempo de este relevador es la siguiente: fig. PG - 22.

La corriente de arranque a $V = 0$ es 25% de la corriente de arranque a $V = 115$ (valor de tap).

-Relevadores de Distancia (21). Los relevadores de distancia usados para protección de respaldo de generador tienen característica tipo moho desplazada para incluir el origen. Fig. PG - 23.



Los elementos de distancia son inherentemente de alta velocidad, requieren de un relevador auxiliar de tiempo para dar la demora necesaria para la protección de respaldo.

1.- Relevadores de Sobrecorriente con control por bajo voltaje (51 V).

1) Tap.

El Tap se ajusta a un valor de 50 - 70% de la corriente de falla trifásica permanente en las terminales del generador, calculada con la reactancia síncrona.

2) Palanca de tiempo.

Debe calcularse la corriente de falla trifásica en el generador que apenas hace operar al elemento instantáneo de la línea con ajuste más alto. Este cálculo se efectúa con reactancia transitoria en el generador. Para esa corriente se ajusta la palanca de tiempo para que dé:

$$T = T_{ET} + \Delta.t.$$

Donde

T_{ET} : tiempo de operación del elemento de tiempo inverso de la protección de línea, para la corriente de arranque del elemento instantáneo.

Δt : margen de coordinación (0.3 - 0.5 seg.).

3) Elemento de voltaje.

Normalmente se da un ajuste del orden de 80% del voltaje nominal.

También es posible calcularlo, definiendo cuál es la falla más alejada que se quiere detectar, luego calculando el voltaje en el generador que se obtiene para esa falla. Habitualmente se usa reactancia transitoria para ese cálculo.

2.- Relevadores de sobrecorriente con Retención por Voltaje (51V).

1) Tap

El Tap se trata de ajustar a 1.1 - 1.3 veces la corriente nominal del generador; pero en la mayoría de los casos queda a un valor considerablemente mayor, debido a condiciones de coordinación.

2) Palanca de tiempo.

Debe calcularse la corriente y el voltaje en el generador para una falla trifásica que apenas hace operar al elemento instantáneo de la línea con ajuste más alto, empleando reactancia transitoria en el generador. Para esas condiciones se busca el valor de palanca que dé un tiempo:

$$T = T_{ET} + \Delta.t.$$

Después debe calcularse la corriente y el voltaje en el generador para una falla trifásica cerca de la barra a la cual conecta el interruptor del generador. Se verifica qué tiempo se obtiene para esas condiciones, debe ser $t_{seg.} + \Delta t$, suponiendo que las protecciones de líneas operan



instantáneamente para esa falla. Si el tiempo obtenido es demasiado corto, debe reajustarse la palanca de tiempo para dar coordinación en esta condición.

3.- Relevadores de distancia (21).

1) Alcance.

El elemento de distancia se ajusta para alcanzar a detectar holgadamente fallas en el bus de alta tensión, pero sin exceder el límite de la primera zona de protección de distancia de la línea más corta.

2) Tiempo.

Si es de un paso: $t = 0.1 \text{ seg.} + \Delta.t$ para dar coordinación con la primera zona de todas las líneas. Si es de dos pasos, el primer paso se ajusta igual, y el segundo deberá disparar delta t después.

-Disparo.- Por tratarse de una protección de respaldo, los relevadores 51 V Ó 21 deben disparar únicamente interruptor de unidad (52G), dejando a la unidad en disponibilidad para ser resincronizada tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

Cuando se usan relevadores de distancia pueden emplearse relevadores auxiliares de tiempo de dos pasos, en cuyo caso se supone que el segundo paso operará únicamente si falla el interruptor de unidad o alguna protección propia del generador. El segundo paso de tiempo se conecta para disparar un relevador auxiliar de reposición manual (86G u 86T), que desconecta la unidad y la para totalmente.

-Bloqueo.- Como tanto los relevadores 51 V como los 21 tienden a disparar por falta de voltaje, el disparo de la protección de respaldo de fase debe bloquearse con el relevador 60, que detecta fusibles fundidos en el circuito de potencial.

- Incompatibilidad de Principios de Operación.

Cuando se trata de dar protección de respaldo con relevadores que operan con un principio distinto de la protección de primera línea, es posible que la protección de respaldo sea más sensible y detecte fallas que la protección principal de línea no pueda detectar. Un caso así es el empleo de protecciones de sobrecorriente con control por bajo voltaje o con retención por voltaje a un generador que está conectado a un sistema cuyas líneas tienen protección de distancia.

La solución en estos casos es reducir la sensibilidad de la protección de respaldo.

-Fallas monofásicas a Tierra en alta Tensión.

Debido a la conexión delta - estrella del transformador elevador de los generadores conectados en esquema unitario, una falla monofásica a tierra en alta tensión aparece como falla entre fases en baja tensión.

Para evitar que la protección de respaldo de fase opere indebidamente para estas fallas, deben calcularse corrientes y voltajes en el generador para una falla monofásica a tierra en el bus de alta tensión y determinar cómo opera la protección. A veces es necesario calcular si la protección de fase puede detectar fallas monofásicas a tierra en buses vecinos de alta tensión.

La protección de respaldo de fase debe ajustarse para que sea menos sensible y más lenta que la protección de respaldo de tierra (51 N) para todas las fallas monofásicas a tierra en alta tensión.



-Disparo equivocado de Relevadores de Sobrecorriente con Retención por voltaje (51V).

En la práctica estos relevadores son muy difíciles de ajustar para obtener protección contra sobrecarga a la vez que protección contra corto circuito: el efecto acelerador por bajo voltaje es demasiado pronunciado. Generalmente debe sacrificarse el ajuste de Tap para lograr el tiempo deseado para protección contra corto circuito.

No se recomienda el empleo de relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje para protección de respaldo de fase.

-Falta de Sensibilidad de Relevadores de Distancia (21).

En ocasiones se presenta el problema de que los elementos de distancia tienen una corriente mínima para responder demasiado alta. Mientras más bajo es el ajuste en ohms de un relevador de distancia, mayor es su corriente de arranque. Si la corriente de falla queda abajo de la corriente de arranque, la respuesta del elemento de distancia es errática, pierde sensibilidad.

Cuando se presente este caso, conviene aumentar el ajuste en ohms y coordinar con segunda zona para falla en el bus vecino más próximo, aumentando correspondientemente el ajuste de tiempo.

8.11. RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46)

La protección de sobrecorriente de secuencia negativa protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Estas corrientes asimétricas se pueden deber a:

- * Fallas asimétricas en alta tensión.
- * Una fase abierta en algún circuito conectado al generador.
- * Cargas desbalanceadas o monofásicas.

-Base de operación.

Los relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa que se emplean actualmente contienen un filtro de secuencias que a partir de las corrientes de las tres fases obtiene un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa, que corresponde a $3I_2 = (I_A + a^2 I_B + a I_C)$.

Este voltaje es aplicado a un elemento de disco de inducción o bien de estado sólido, cuya característica de operación se asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del generador.

-Características del Relevador.- La característica tiempo - corriente del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa es extremadamente inversa-La curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa se puede expresar con la ecuación:

$$(I_2)^2 \times t = K$$

Donde la constante K depende del diseño del generador:

Máquinas de polos salientes:



$K = 40$

Máquinas convencionales de polos lisos = 30

Máquinas de polos lisos con enfriamiento a través de conductores huecos:

$K = 10$

I_2 está expresada en por unidad sobre la capacidad nominal del generador.

Ajustes.

-Tap : El Tap se ajusta al valor más próximo a la corriente nominal del generador.

-Palanca de Tiempo: El ajuste del tiempo de operación se calcula a partir de dos condiciones:

1.- Trazar la característica

$$(I_2)^2 \times t = K \quad \text{del generador}$$

Dentro de la curva tiempo - corriente de secuencia negativa del relevador, y escoger un valor de palanca tal que la característica del relevador quede siempre abajo de la curva del generador.

2.- Calcular la corriente de secuencia negativa en el generador para una falla entre fases en el bus al cual conecta el interruptor del generador. Para esa falla seleccionar:

$$t = 0.1 \text{ seg.} + 1.1 t$$

Donde: Δt : margen de coordinación (0.3 -0.5 seg.)

De entre los dos ajustes; escoger el que da la palanca de tiempo mayor.

Conexiones de Control.

El contacto de disparo del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa debe conectarse a disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), pues se trata de una protección que opera en función de causas externas al generador. La unidad debe quedar rodando y excitada, disponible para ser resincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo.

Algunos relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa contienen dentro de la misma caja un elemento de sensibilidad mayor, que se emplea para dar alarma en caso de desbalances prolongados de la corriente.

Problemas de Aplicación.

Los relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa no presentan problemas de aplicación cuando están bien ajustados.

8.12. RELEVADOR DE TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR (49G).

La protección contra temperatura alta en el estator del generador detecta las condiciones de operación que causan calentamiento del generador, que son principalmente:

1.- Sobrecarga continua.

2.- Sistema de enfriamiento dañado.



3.- Sistema de enfriamiento mal ajustado.

La protección contra temperatura alta en el estator opera por medio de un medidor de temperatura, generalmente tipo puente de Wheatstone, que recibe su señal de un detector de resistencia intercalado en el embobinado del generador.

Es usual emplear instrumentos registradores de temperatura de puntos múltiples para supervisar la operación de generadores. Si estos instrumentos tienen contacto de temperatura alta, éste se usa para dar alarma.

Si se desea disparar la unidad por temperatura alta generalmente se utiliza un relevador por separado, operando con un detector de temperatura independiente, y ajustado 100 C arriba del valor de alarma.

-Conexión básica del esquema.- PG - 14.

-Característica del Relevador.

El relevador responde directamente a la temperatura del detector.

-Ajustes.

1.- Alarma: Se recomienda ajustar el contacto de alarma a una temperatura del orden de 100 a 150 C abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.

2.- Disparo: Se recomienda ajustar el elemento de disparo entre 0 y 50 abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.

-Conexiones de control.

El contacto de disparo debe conectarse para disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), preferentemente dando una alarma que indica la causa del disparo, para que el operador revise el sistema de enfriamiento.

-Problemas de Aplicación.

1.- Inducción en el Cable del Detector de Temperatura.- Se recomienda usar cable blindado para las conexiones de los detectores de temperatura al tablero, para evitar operaciones equivocadas del relevador de temperatura.

2.- Circuito abierto en el Detector de Temperatura.- Los detectores de temperatura pueden fallar por vibración, causando indicación de temperatura alta y disparo.

8.13. RELEVADOR DE POTENCIAL BALANCEADO. (60)

- Fallas contra las cuales protege.

El relevador de voltaje balanceado protege los circuitos de potencial del generador contra fusibles fundidos. Estas fallas se pueden manifestar de dos maneras distintas:

* Fusible en el lado de excitación: produce sobreexcitación del generador(disparo por sobrevoltaje).



* Fusible en el lado de protección: produce disparo equivocado de algunas protecciones.
El relevador de voltaje balanceado detecta a qué circuito corresponde el fusible fundido, y toma las precauciones necesarias para evitar las consecuencias anotadas.

El relevador de voltaje balanceado tiene un mecanismo de copa de inducción de alta velocidad, cuyo par en un sentido es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado a un juego de bobinas, y el par en el sentido opuesto es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado al segundo juego de bobinas.

Este mecanismo tiene un resorte que en condiciones de pares iguales. mantiene la armadura al centro, los dos contactos abiertos. Cada contacto actúa sobre un relevador auxiliar que multiplica su número de contactos y da indicación sobre cuál de los dos operó.

Este relevador presenta dos ventajas:

No actúa al desenergizarse los dos circuitos en operaciones rutinarias de desexcitación del generador.

Alta velocidad.

- Conexión básica del Esquema. PG - 15.
- Características del Relevador.

La característica de operación del relevador de voltaje balanceado, para voltajes trifásicos en los dos juegos de bobinas es: PG 16.

En caso de que se funda un fusible, aunque las otras dos fases tengan voltaje pleno, el par producido por las bobinas respectivas es cero y responde como si el voltaje trifásico aplicado a esas bobinas fuera igual a cero, cerrando los contactos respectivos.

-Ajustes.

Desbalance.- Es posible variar el ajuste de desbalance para el cual cierra sus contactos el relevador, alterando la separación de contactos fijos.

El ajuste normal es que los contactos apenas cierren con 80% aplicado a un juego de bobinas y 100% de voltaje nominal en el otro juego de bobinas.

- Conexiones de Control.

1) **Alarmas:** Conviene asignar alarmas independientes a los dos contactos: falla de fusible de potencial en excitación y falla de fusible de potencial de protección.

2) **Protección:** Se usan contactos "b" del relevador auxiliar accionado por falla de potencial de protección en serie con los contactos de disparo de los relevadores siguientes: .

- 40 -Pérdida de Campo.
- 21 -Respaldo de Fase tipo distancia.
- 51 V -Respaldo de Fase tipo Sobrecorriente con control o retención por voltaje.
- 81 -Baja frecuencia.

3) **Excitación:** Se usa un contacto del relevador auxiliar accionado por falta de potencial en el circuito de excitación para transferir la excitación de automática a manual.



- Problemas de Aplicación.

El relevador de voltaje balanceado es sensible a la secuencia de fases, debe aplicarse siempre con la secuencia anotada en el instructivo.

8.14 RELEVADOR DE POTENCIA INVERSA (32G)

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo. El generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia, y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo, venciendo las pérdidas de generador y motor.

Esta pérdida de potencia del motor puede ser a las siguientes causas:

Falla en el propio motor o turbina.

Falla de la caldera en caso de turbinas de vapor.

Problema de operación en el sistema eléctrico (subdivisión desequilibrada del sistema, etc.).

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a consecuencia de falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento excesivo en partes de la turbina.

En caso de que la motorización del generador se deba a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, la protección de potencia inversa tiene función de protección de respaldo a las protecciones de ese equipo que deben haber disparado al generador.

-Base de operación.

El relevador de potencia inversa empleado en generadores movidos por turbinas de vapor es trifásico, tipo copa de inducción, de alta sensibilidad, y equipado con un elemento auxiliar de tiempo.

Para generadores movidos por turbinas hidráulicas, turbinas de gas o motores de combustión interna se pueden utilizar relevadores monofásicos del tipo de disco de inducción, que tienen demora inherente de tiempo inverso.

La diferencia se debe a que las turbinas de vapor tienen pérdidas mecánicas muy bajas, del orden de 1 % de su potencia nominal. Para los demás tipos de motores la potencia para motorizar es mayor de 10% de su potencia nominal.

El relevador de potencia inversa trifásico tiene las conexiones siguientes: PG 24.

Los relevadores monofásicos pueden tener conexión de 0 °, 30 ° ó 60° según el fabricante y modelo del relevador empleado.

- Características del Relevador.

El relevador trifásico empleado para generadores movidos por turbinas de vapor tiene característica de tiempo constante, mientras que los relevadores monofásicos son de tiempo inverso.



Los relevadores monofásicos generalmente tienen taps, que permiten ajustar su potencia de arranque, mientras que los' relevadores trifásicos tienen arranque fijo en 2 Watts ó 5 Watts según el modelo.

-Ajustes.

- **Arranque** .- Se recomienda ajustar el Tap, en caso de que el relevador lo tenga, a 50% de la potencia mínima de motorización estimada del motor o turbina.

Tiempo.- Para turbinas de vapor se recomienda un tiempo del orden de 5 segundos.

En el caso de emplearse relevadores monofásicos, de tiempo inverso, se sugieren tiempos de 2 a 10 segundos para la potencia de motorización estimada.

La protección de potencia inversa debe disparar un relevador auxiliar de reposición manual, el cual a su vez disparará:

Interruptor de Generador (52G).

Interruptor de Auxiliares (52A).

Interruptor de Campo (41).

Válvula de Paro de Turbina o Motor (65SD).

Válvula de Corte de Combustible a la Caldera, en su caso.

Alarma "Falla de Turbina".

Se recomienda emplear un relevador auxiliar por separado para ésta protección y todas las demás que operan a consecuencia de fallas en la turbina o motor. Este relevador se designa como 86M.

El empleo del relevador auxiliar 86M tiene las siguientes ventajas:

1.- Indicación más precisa de la causa del disparo.

2.- Permite emplear el "disparo después de descarga" en el caso de fallas mecánicas.

- Aplicación.

1.- **Conexiones**.- Deben revisarse muy cuidadosamente la polaridad y la secuencia de fases.

2.- **Tiempo**.- Ocasionalmente se observan disparos equivocados durante oscilaciones del sistema, en esos casos conviene aumentar el ajuste de tiempo en lugar de reducir la sensibilidad.

8.15. RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (81G)

La protección de baja frecuencia se emplea en turbogeneradores de gran capacidad en vista de que las aspas grandes en las partes de baja presión de la turbina presentan problemas de vibración a velocidad baja. Esas aspas son de diseño muy crítico, se calculan de manera de que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan ni tengan armónicas que coincidan con la frecuencia de vibración de la velocidad, nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidades ligeramente distintas a la nominal sí puede haber frecuencias naturales de vibración o sus armónicas, debiendo evitarse que la turbina opere bajo carga en esas condiciones.

La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecarga del sistema, puede también presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico.



En todo caso el fenómeno de daño a las aspas largas por vibración es acumulativo.

La fatiga total se compone de la suma de los tiempos operados fuera de los límites admisibles de velocidad.

- Operación.

Como criterio para medir la velocidad de la turbina se emplea la frecuencia, que además indica que el generador está excitado.

- Características del Relevador.

Aún no existe un relevador especial para esta aplicación, cuya característica se adapte totalmente a la curva de frecuencias límite de operación de la turbina.

La característica siguiente es el límite típico de operación bajo carga de turbinas grandes de un fabricante:

Una manera de atacar el problema consiste en usar varios relevadores instantáneos de frecuencia y hacerlos disparar por conducto de relevadores auxiliares de tiempo. Se recomiendan entre 3 y 5 pasos de frecuencia y de tiempo.

La característica de disparo quedaría así en la misma gráfica: PG- 25.

El relevador de baja frecuencia de tiempo inverso no se adapta para esta aplicación, debe ajustarse aproximadamente a 58.5 Hz. Deja las frecuencias mayores sin proteger, y a frecuencias bajas es demasiado lento; cruza la característica de la turbina en dos puntos.

El ajuste de los pasos de frecuencia Y tiempo se hace considerando la curva de la turbina como indicación de 100% de pérdida de vida. Luego sobre la misma gráfica se trazan los puntos que corresponden al porcentaje de pérdida de vida que se desea usar como margen de seguridad, generalmente 5, 10 ó 20%.

A continuación se agregan las características de las frecuencias seleccionadas para el número de pasos previstos y se determinan los tiempos respectivos para quedar siempre arriba de la característica deseada.

Generalmente el paso de 57 Hz da disparo instantáneo, sin demora.

- Conexiones de Control.

1.- Disparo.- Los contactos de los relevadores auxiliares de tiempo correspondientes a los pasos de frecuencia de 58.5 Hz hacia abajo se conectan para disparar exclusivamente al interruptor de la unidad (52G). La unidad quedará girando y excitada, dando servicio a sus auxiliares, disponible para ser resincronizada tan pronto como las condiciones del sistema lo permitan.

2.- Alarma.- El elemento ajustado a 59 Hz generalmente se conecta para dar alarma únicamente. El ajuste de tiempo que tiene es relativamente largo, y la turbina resiste operar entre 58.5 Y 59 Hz bastante tiempo, de manera que se da oportunidad al operador para efectuar maniobras correctivas.



El problema principal en la aplicación de esta protección es decidir el grado de protección que se desea dar: número de pasos y margen de seguridad. Además normalmente no se dispone de la curva del límite de operación de la turbina a la cual se trata de proteger, debiendo usarse una característica generalizada.

Es de esperarse que en un futuro próximo los fabricantes desarrollen un relevador especial para esta protección.

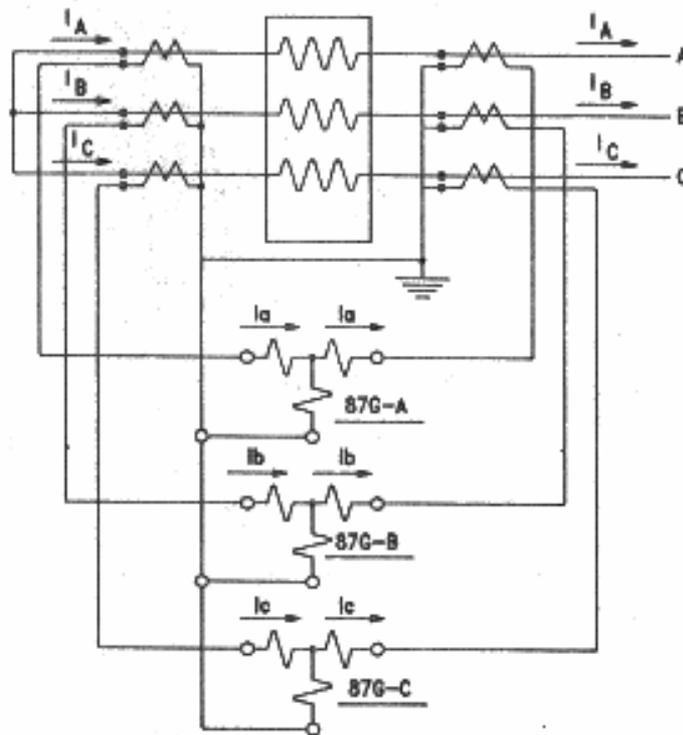


Fig.PG-1

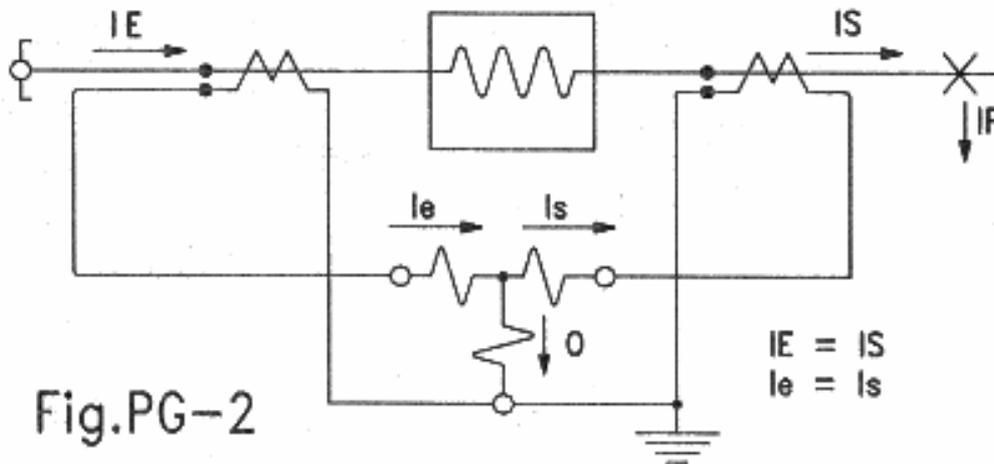


Fig.PG-2



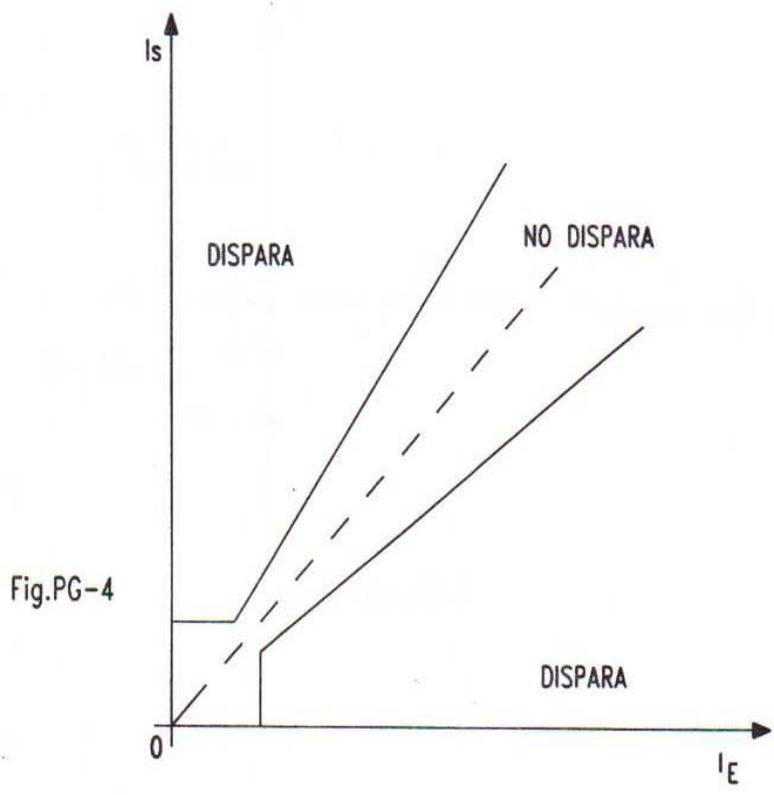
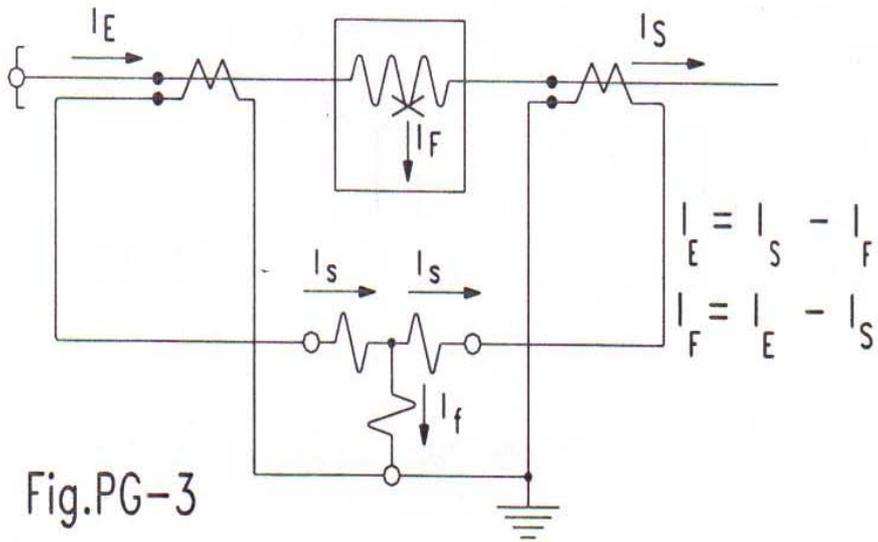


Fig.PG-5

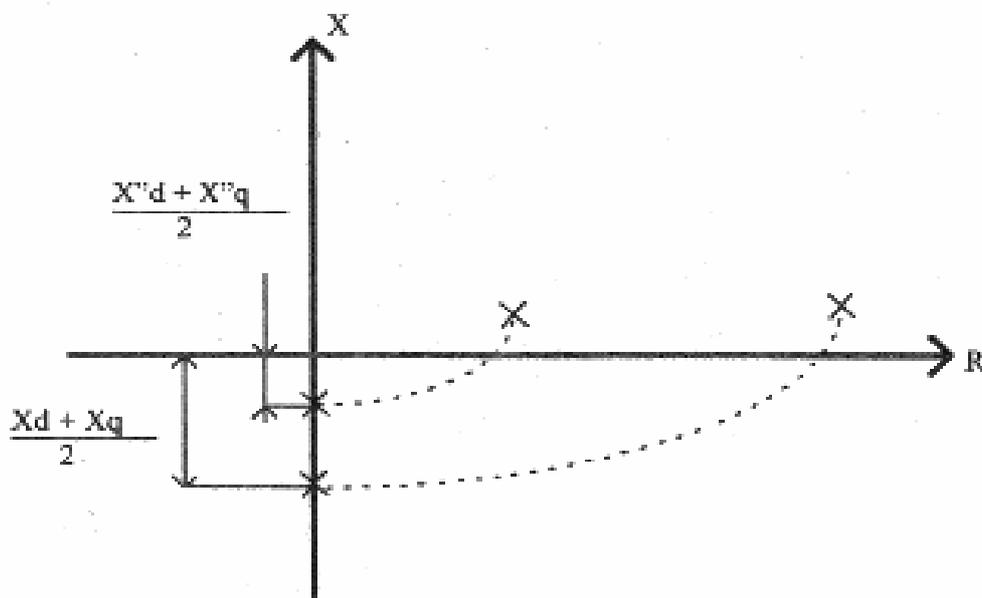
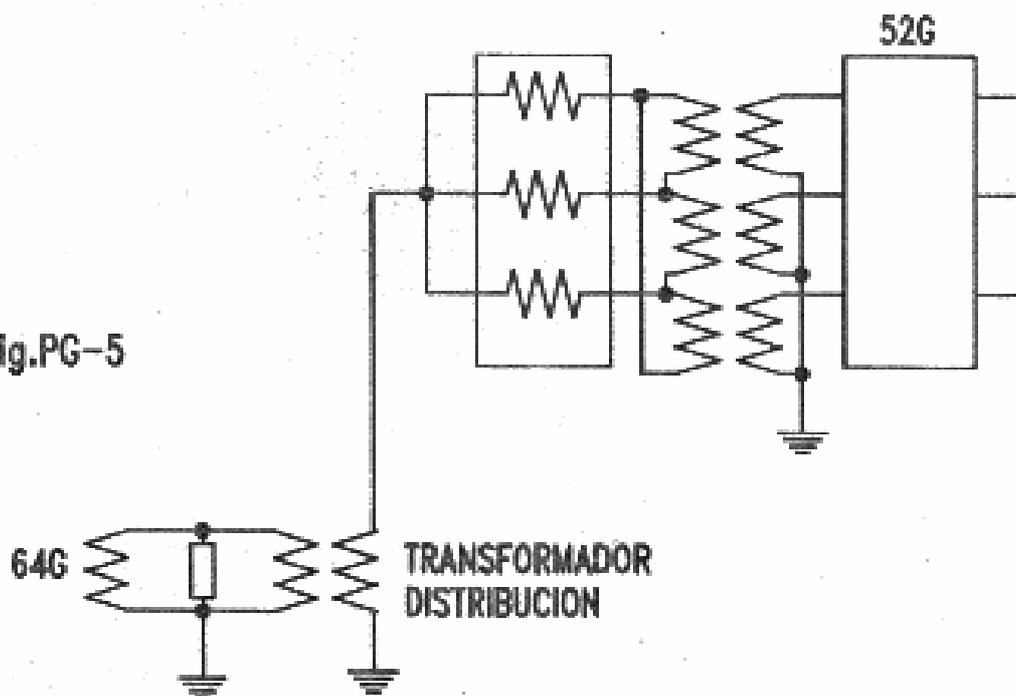


FIGURA PG-7



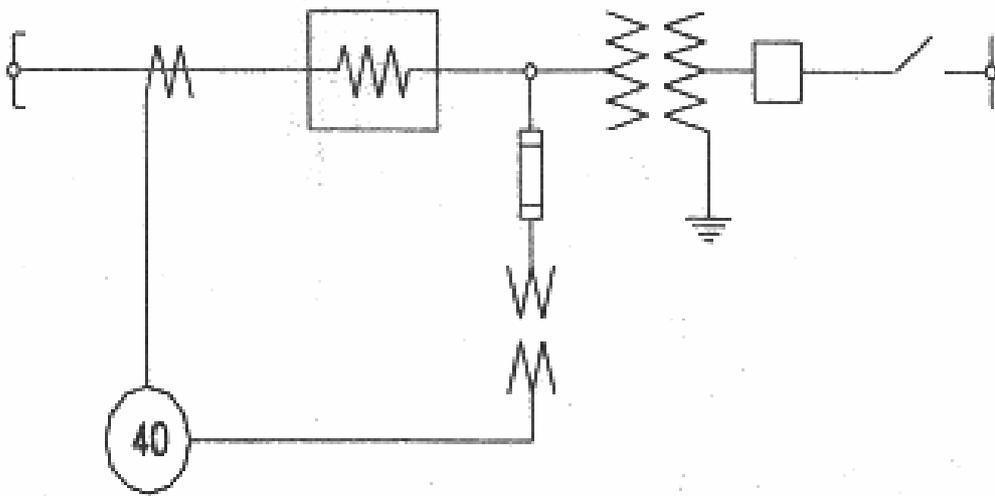


Fig.PG-8

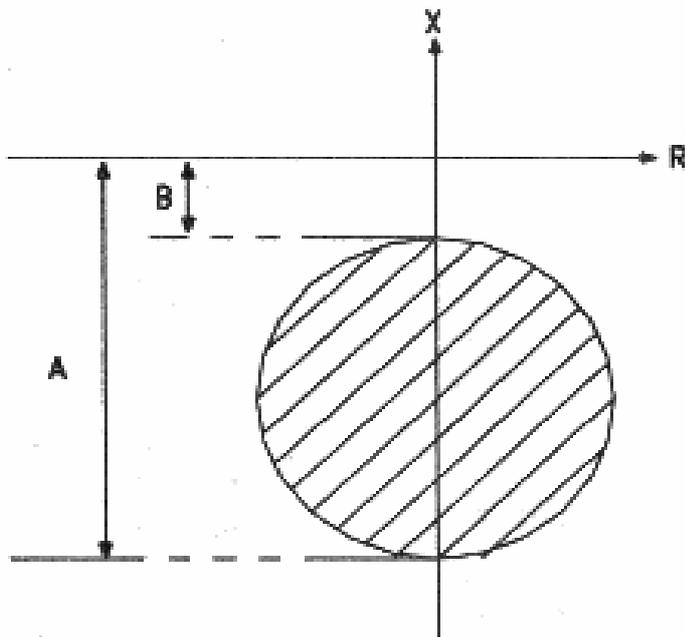


Fig.PG-9



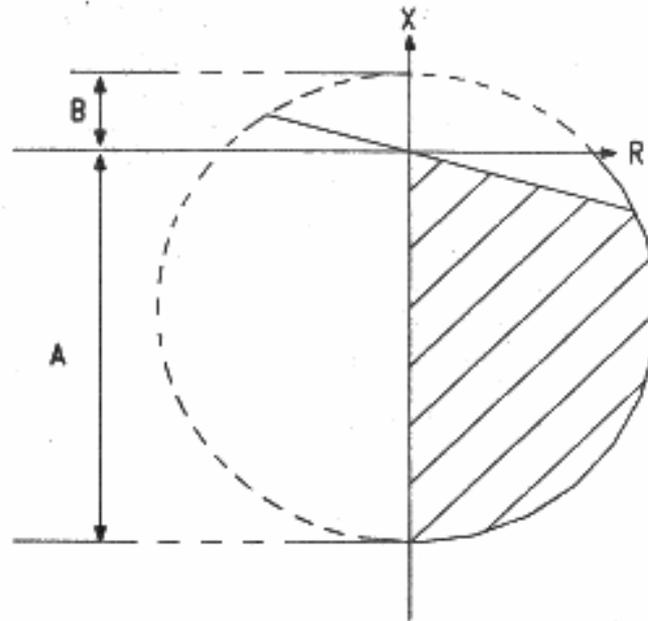


Fig.PG-10

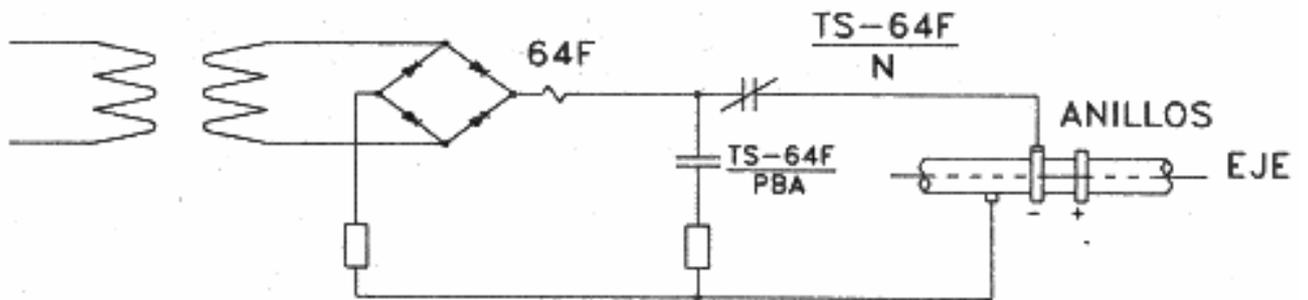


Fig.PG-12



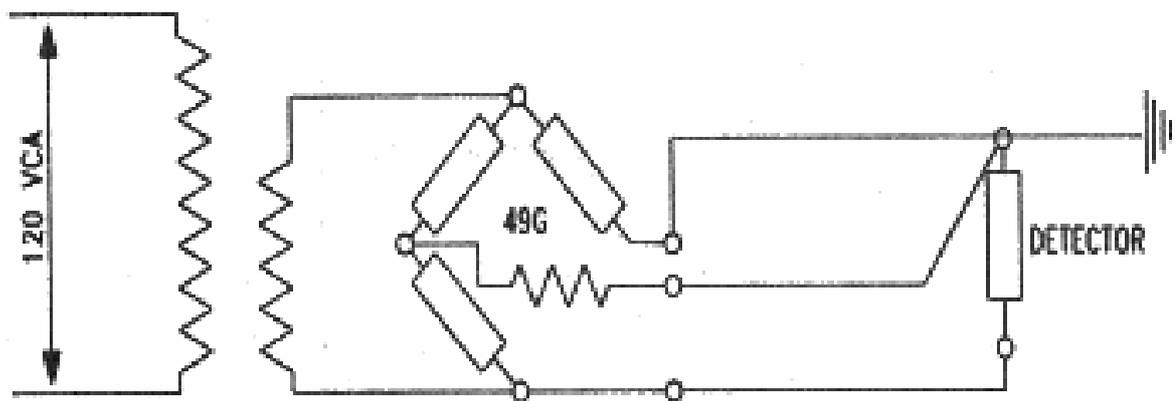
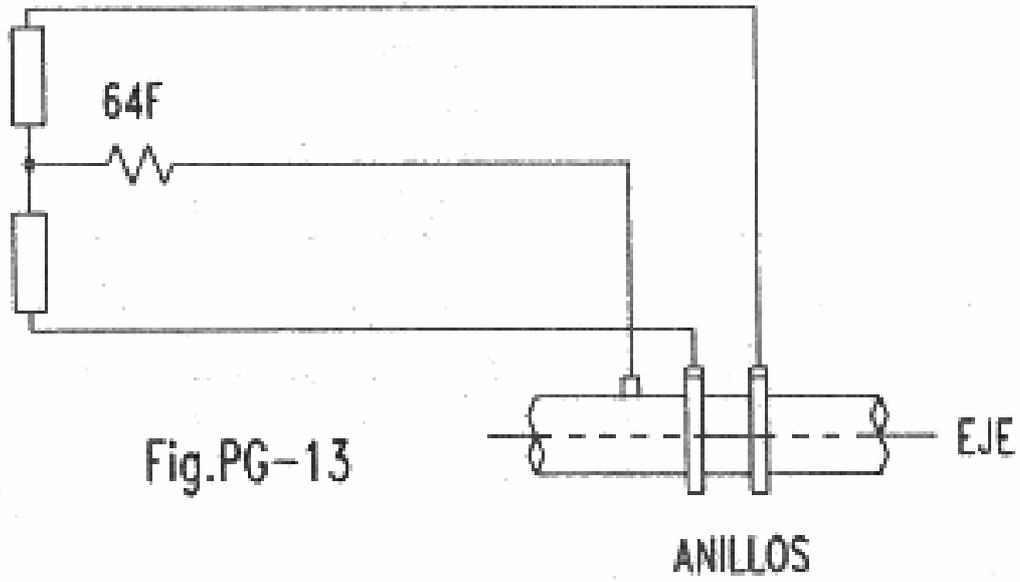
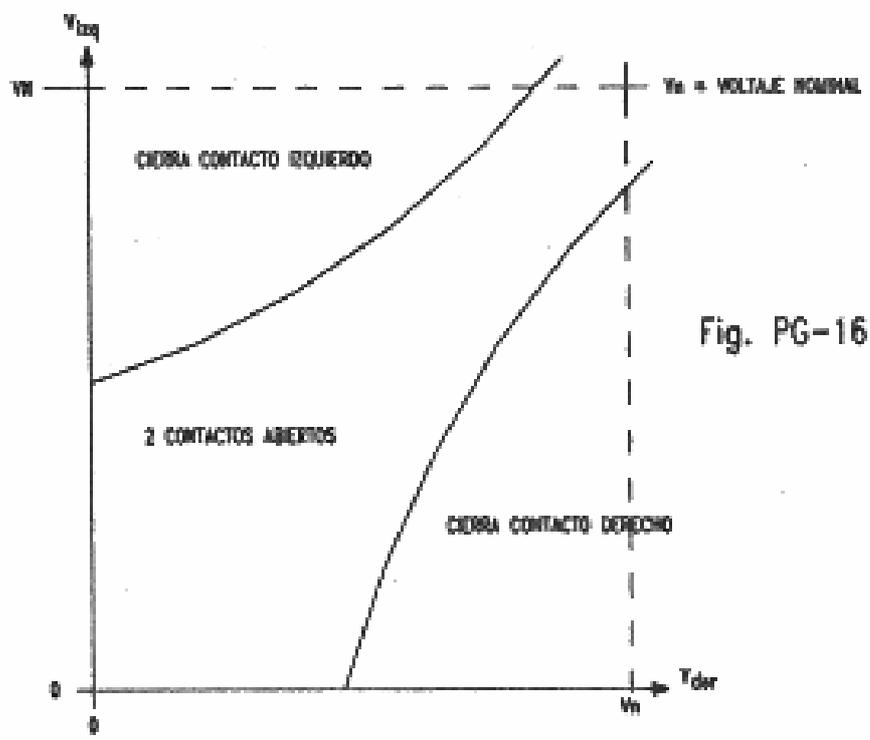
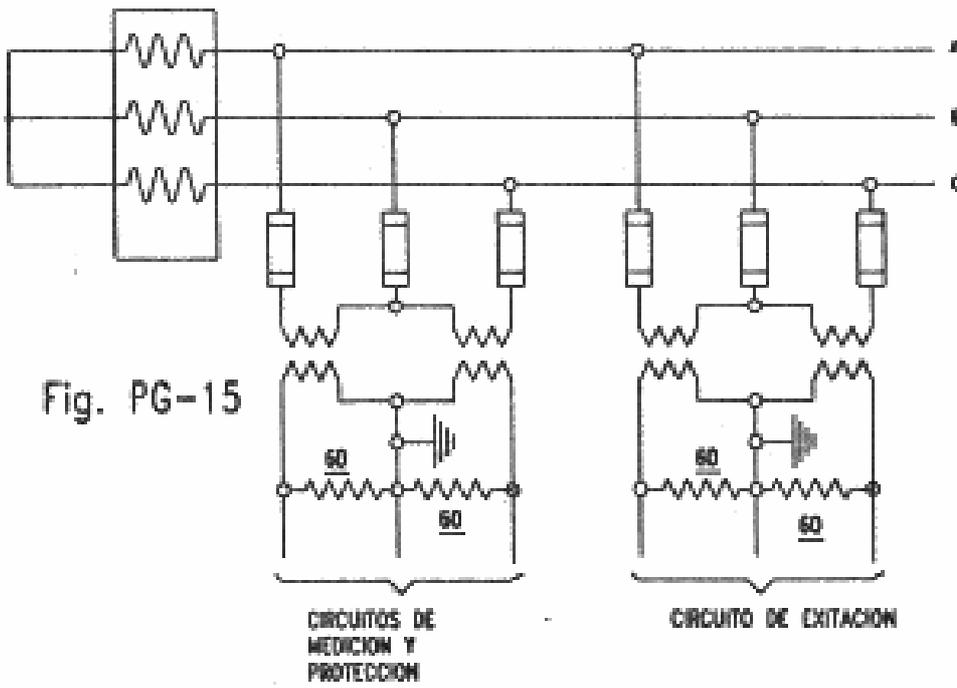


FIG. PG-14.





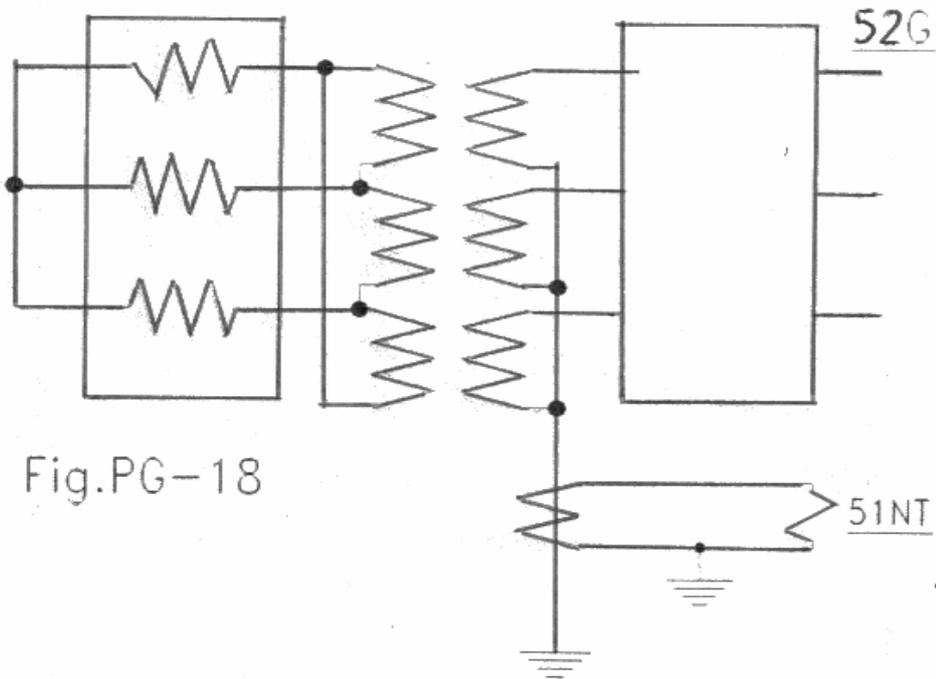


Fig. PG-18

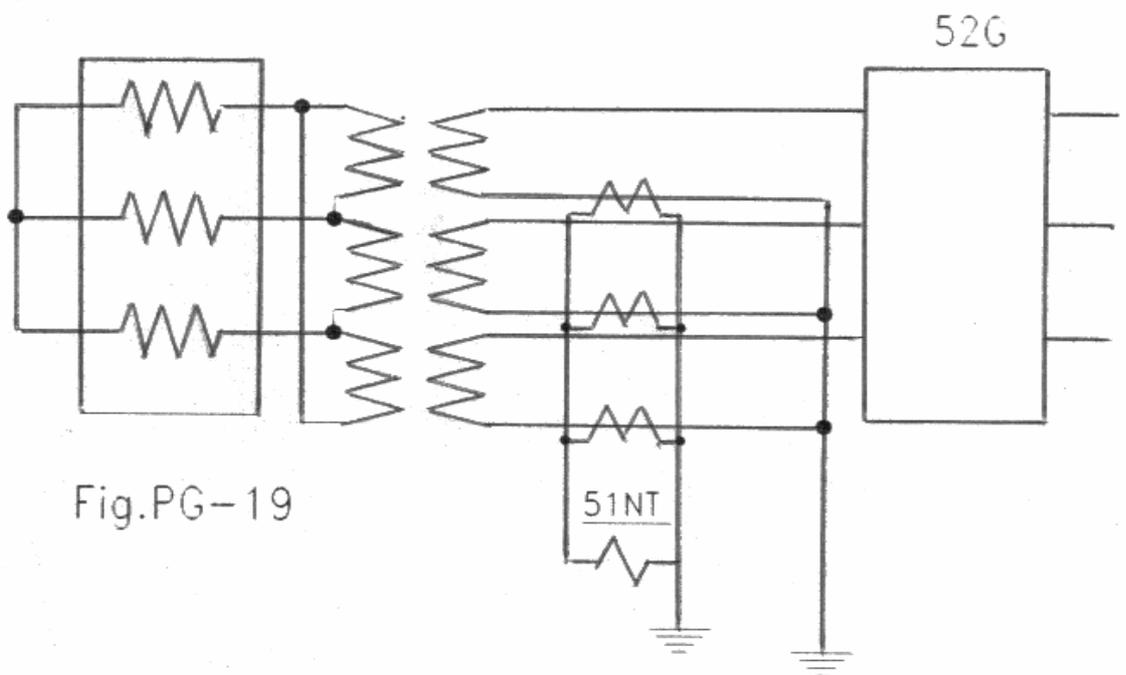


Fig. PG-19



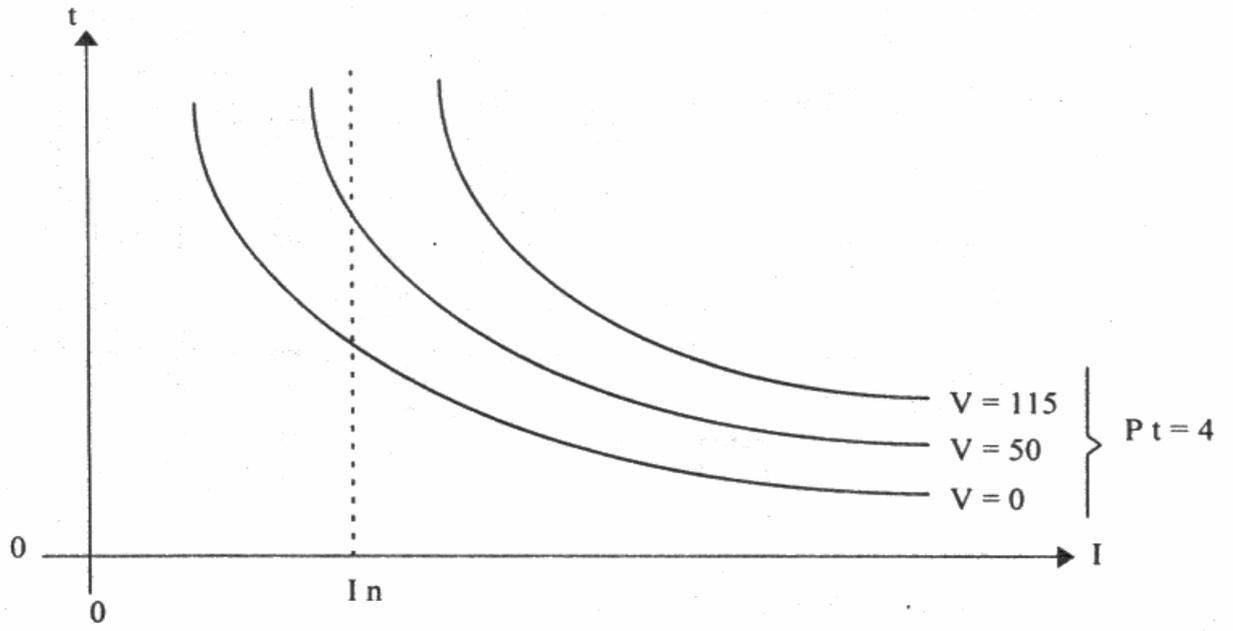


Fig. PG-22

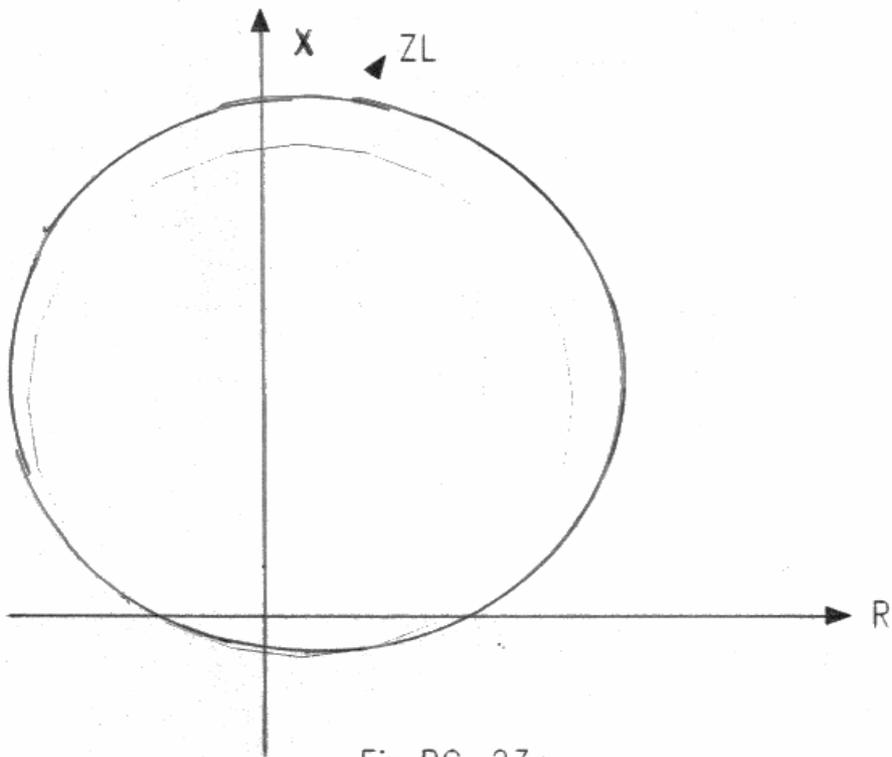


Fig. PG-23



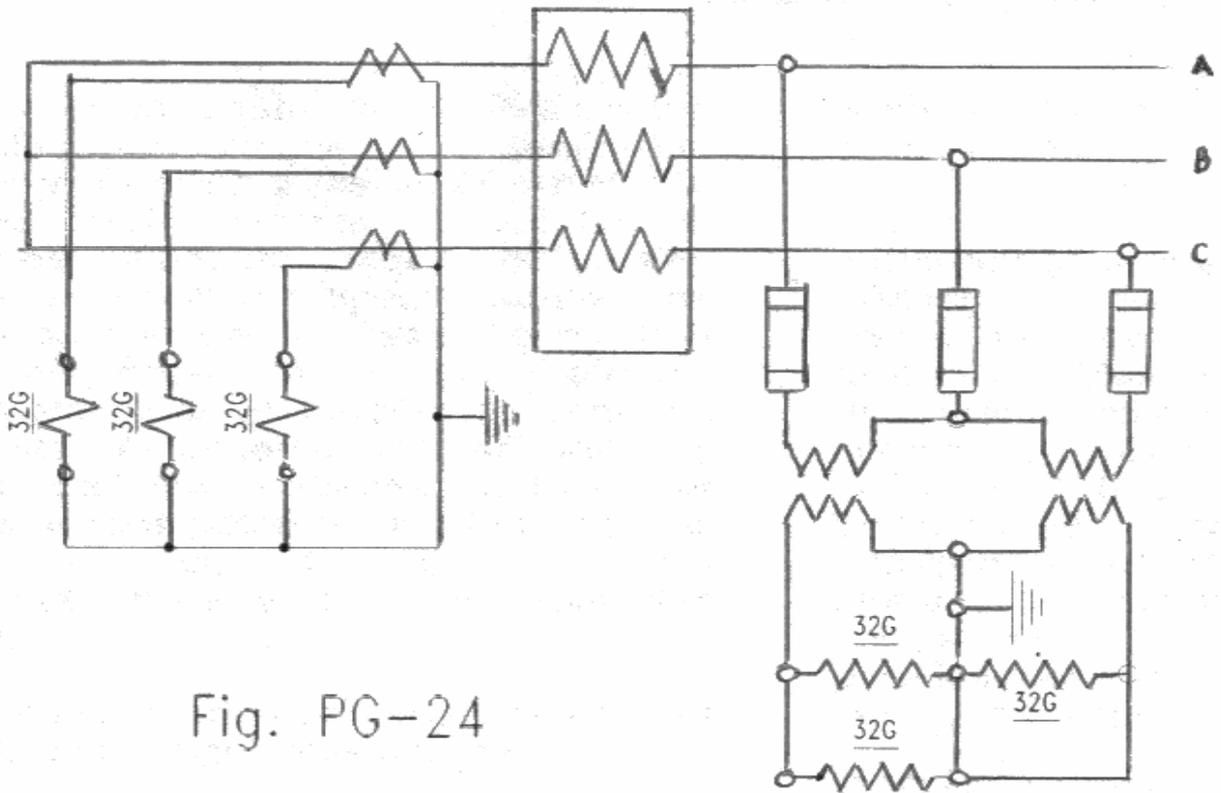


Fig. PG-24

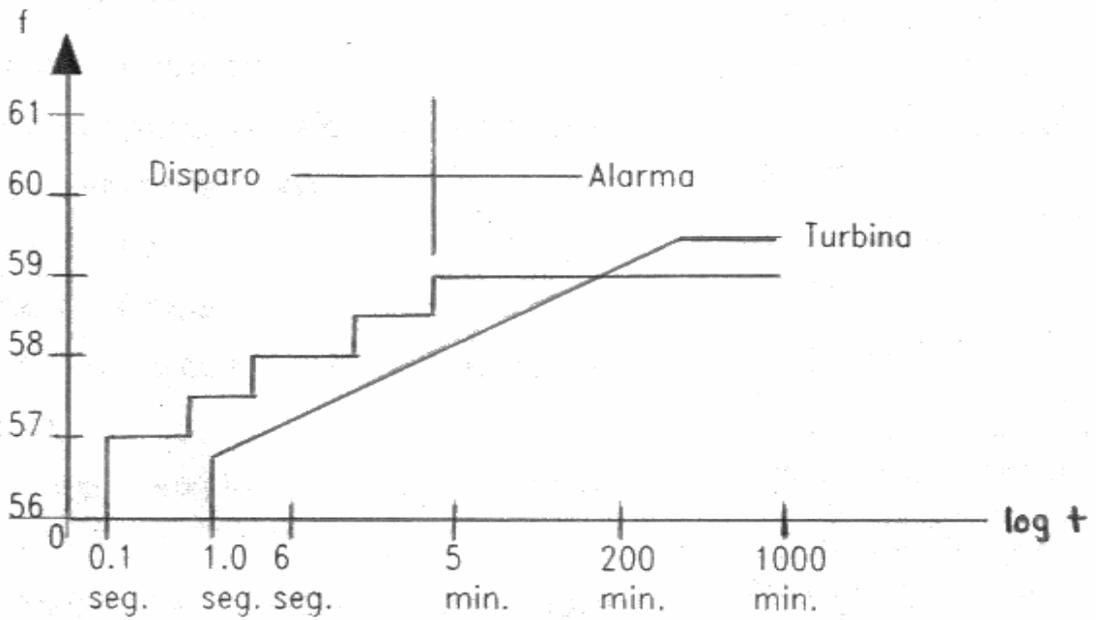


Fig. PG-25

