

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



**ANALISIS DE LAS PROTECCIONES EN
LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:**

GABRIEL DE LA DOLOROSA OLGUIN ALFARO



MEXICO, D. F.

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

TEMA: "ANALISIS DE LAS PROTECCIONES EN
LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS".

	página
I.-INTRODUCCION.	1
II.-GENERALIDADES.	2
II.A).-Importancia de la protección en los sistemas eléctricos de potencia.	2
II.B).-¿Qué es una subestación eléctrica?, sus partes constitutivas y su importancia en los sistemas eléctricos de potencia.	5
II.C).-Factores que deben ser considerados para el buen funcionamiento de las subestaciones eléctricas.	6
II.D).-Consideraciones para seleccionar el diagrama de conexiones.	7
II.E).-Clasificación de las subestaciones eléctricas de acuerdo a su construcción.	9
II.F).-Clasificación de las subestaciones eléctricas de acuerdo a su utilización.	10
II.G).-Diagramas unifilares de las conexiones de las subestaciones eléctricas.	11
III.-PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO EMPLEADO EN LAS PROTECCIONES.	15
III.A).-Relevadores eléctricos.	15
III.B).-Interruptores.	20
III.C).-Cuchillas.	23
III.D).-Fusibles.	24
III.E).-Sistemas de tierra.	25
III.F).-Apartarrayos.	25
III.G).-Hilos de guarda.	27
III.H).-Transformadores de instrumento.	27

	página
IV.-DESCRIPCION DE LAS PROTECCIONES.	35
IV.A).-Protección de sobrecorriente.	35
IV.B).-Protección direccional.	38
IV.C).-Protección diferencial.	50
IV.D).-Protección Buchholz.	62
IV.E).-Protección por hilo piloto.	67
IV.F).-Protección carrier.	72
IV.G).-Protección diferencial para barras colectoras.	79
V.-DIAGRAMAS Y CONEXIONES DE SUBESTA- CIONES.	82
CONCLUSIONES	95
BIBLIOGRAFIA	96

I.-INTRODUCCION

En la actualidad la energía eléctrica es un factor primordial en la vida cotidiana y de gran importancia - para el desarrollo económico e industrial de cualquier país.

Para la generación, transmisión y aprovechamiento - de la energía eléctrica, se requieren diferentes tipos - de subestaciones que deberán cubrir un mínimo de requerimientos para que nuestro sistema tenga continuidad en el servicio, facilidad de operación y flexibilidad.

En el presente trabajo, se describen la importancia de las subestaciones en los sistemas eléctricos de potencia, sus componentes que las integran, los factores para su buen funcionamiento y los diferentes tipos existentes.

También se realiza un análisis y descripción de los tipos de relevadores, dispositivos y equipos que están - vinculados para proteger a cualquier sistema contra fa-llas ó disturbios y que nos ayudan a aislarlas para li-mitar los daños al equipo y proporcionar continuidad en el servicio. Por consiguiente, estos medios de protección ocupan un papel importante para el diseño y funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia.

A continuación se describen las protecciones por medio de relevadores, se ven algunas de sus aplicaciones - en la coordinación de apertura de interruptores y en diagramas esquemáticos de protección, control y medición.

II.-GENERALIDADES.

II.A).-Importancia de la protección en los sistemas eléctricos de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de dispositivos, aparatos y equipos, destinados a generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, siendo necesario que se cumplan las características de continuidad del servicio, regulación de la tensión y control de la frecuencia en la forma más económica y confiable posible.

En consecuencia, es necesario proteger nuestros sistemas eléctricos de potencia para detectar una falla ó -disturbio e iniciar una acción rápida para aislar la falla, lo que nos permitirá mantener la estabilidad del sistema.

Analizando lo anterior, la protección por medio de relevadores ocupa un papel importante en el diseño y funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia.

La protección de los sistemas eléctricos de potencia consiste en un conjunto de aparatos y dispositivos - que deben cumplir adecuadamente los propósitos para los que fueron creados.

Para la protección de los sistemas eléctricos de potencia debemos tener en consideración los siguientes aspectos:

- 1).-Funcionamiento normal.
- 2).-Análisis de una falla eléctrica.
- 3).-Reducción de los efectos de la falla eléctrica.

El funcionamiento normal supone que no existen fallas del equipo, errores del personal ni hechos casuales ó imprevistos.

Para el análisis de una falla eléctrica se consideran los siguientes aspectos:

a).-Incorporar características de diseño con el fin de impedir las fallas.

b).-Incluir dispositivos para reducir los efectos - de la falla cuando esta ocurre.

Aún cuando se disminuye la probabilidad de falla, - también se disminuye la posibilidad de daños al servicio, pero económicamente no se justifica tratar de impedir todas las fallas. Es más provechoso, dejar que ocurran algunas de ellas y prever para reducir sus efectos.

Las características de diseño y funcionamiento con el fin de evitar al máximo las fallas eléctricas son:

- a).-Nivel básico de aislamiento.
- b).-Coordinación de la resistencia de aislamiento - con las capacidades de los pararrayos.
- c).-Uso de hilos de guarda y baja resistencia a tierra de las torres.
- d).-Resistencia mecánica de diseño para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de fallas originadas por animales, polvo, granizo, etc.
- e).-Funcionamiento y prácticas de mantenimiento -- apropiados.

Algunas de las causas que producen las fallas en los sistemas eléctricos de potencia son los siguientes:

- a).-Perforación en los aislantes de máquinas y cables, producidas por envejecimiento, corrosión ó por calentamiento.
- b).-Descargas atmosféricas y sobretensiones debidas a transitorios del sistema.
- c).-Influencia de animales, pájaros, roedores que - carcomen cables, gatos que producen cortocircuitos entre barras, etc.
- d).-Factores humanos, como apertura de un juego de cuchillas bajo carga, malas maniobras en el -- equipo.
- e).-Exceso de carga conectada a la línea, por lo - que los generadores y transformadores han de - trabajar en condiciones anormales.
- f).-Tuestas a tierra intempestiva, producidas por la humedad del terreno.

Las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos

de potencia son las siguientes.

1).-Cortocircuito.-Se caracteriza por un aumento - prácticamente instantáneo y mayor que la intensidad de - corriente que pasa por un circuito.

2).-Sobrecorriente.-Es un aumento de la intensidad de corriente nominal que tiene cierta duración.

3).-Baja Tensión.-Aparece cuando la tensión en la planta generadora es inferior a la nominal, y es perjudicial porque la carga conectada a la red no puede disminuir su potencia y al ser la tensión menor de la prevista, compensa este efecto con una mayor intensidad absorbida, es decir, con una sobrecorriente.

4).-Sobretensión.-Aparece cuando la tensión en la - planta generadora es mayor que la nominal, con el consiguiente riesgo de perforación de los aislamientos, peligro para el personal, etc... Las sobretensiones tienen - dos orígenes:el externo debido a descargas atmosféricas y las de origen interno que son ocasionados por la apertura ó cierre de interruptores.

Para reducir los efectos de las fallas eléctricas, las características de diseño y funcionamiento son:

1).-Limitación de la corriente de corto circuito.

a).-Evitar concentraciones muy grandes de capacidad de generación.

b).-Utilizando impedancia limitadora de corriente.

2).-Para soportar los esfuerzos mecánicos y los calentamientos debidos a I_{cc} .

3).-Dispositivos de baja tensión con acción retardada en interruptores, para evitar la caída de las cargas durante disminuciones de tensión momentánea.

4).-Reactores de los neutros de los transformadores y generadores del sistema.

El equipo empleado para la desconexión rápida de las fallas es el siguiente:

a).-Relevadores.

b).-Interruptores con suficiente capacidad interrup

c).-Fusibles.

II.B).-¿Qué es una subestación eléctrica?, sus partes constitutivas y su importancia en los sistemas eléctricos de potencia.

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos, aparatos y equipo empleados para el manejo de la energía eléctrica y cuya finalidad primordial es cambiar los valores de la intensidad de corriente y los de la tensión.

Los elementos que constituyen una subestación eléctrica son los siguientes:

Transformadores de potencia.

Transformadores de servicios propios.

Disyuntor ó interruptor de potencia.

Porta fusibles.

Cuchillas desconectadoras.

Cuchillas de prueba.

Apartarrayos.

Tableros de control, protección y medición.

Tableros de servicios de C.D. y C.A.

Banco de condensadores.

Transformadores de instrumento.

Equipo de sincronismo (en algunas).

Banco de baterías.

Cargador de baterías.

Cables de potencia.

Cables de control.

Alumbrado:

Estructuras.

Herrajes.

Equipo contra incendio.

Sistema de tierra.

Carrier.

Intercomunicación.

Trincheras, ductos, cajas y drenaje.

Cercas perimetrales y de protección.

Una subestación puede ser alimentada desde una central generadora única, desde dos ó más centrales. La alimentación desde dos ó más centrales generadoras es ventajosa cuando las interconexiones permiten dar continuidad al servicio en caso de que tenga que desconectarse del sistema por falla mecánica ó eléctrica una de ellas ó que la carga pueda ser seccionada para no perder más que una parte de la misma, cuando una central queda fuera de servicio.

Las conexiones deberán ser tales que la falla de una central ó de las interconexiones principales de las centrales no ocasione una carga excesiva.

La importancia de las subestaciones en los sistemas eléctricos de potencia la podríamos resumir en tres aspectos:

1).-Formar un punto radial, desde el cual la energía eléctrica puede ser transformada y/ó distribuida.

2).-La posibilidad de desconectar y conectar varias secciones ó líneas del sistema.

3).-La posibilidad de desconectar secciones del sistema en caso de que estas fallen.

Con esto podemos decir, que las subestaciones nos ayudan a que nuestro sistema tenga continuidad en el servicio, facilidad de operación y flexibilidad.

El proyecto de una subestación comprende la instalación de los equipos de maniobra, transformación, conversión ó de modificación de la tensión y de las estructuras inherentes, que pueden ser necesarias en una subestación de interconexión, para transmitir la energía eléctrica de la central generadora al consumidor.

II.C).-Factores que deben ser considerados para el buen funcionamiento de las subestaciones eléctricas.

1).-Continuidad del servicio.- La capacidad de su-

ministrar un servicio continuo y eficaz, no solamente en condiciones normales, sino además durante y después de una falla y durante el mantenimiento.

2).-Facilidad de operación.-Esto es necesario para poder controlar independientemente el suministro a través de diferentes secciones de la subestación, aislar en forma segura uno u otro circuito el cual tenga determinada falla dentro de un valor determinado.

3).-Simplicidad.- Es la realización física de un diagrama unifilar, utilizando el mínimo de terreno, estructuras y equipo.

4).-Flexibilidad.- La necesidad de aumentar los circuitos no es siempre necesario, pero sin embargo es deseable. Esto debe ser posible a costo mínimo y con una mínima interrupción del servicio.

5).-Costo.- Toda la ingeniería es compromiso y la ingeniería económica compromete todos los factores. No se debe olvidar que el intentar el costo inicial bajo, instalando un mínimo de facilidades, puede que el costo final ante nuevas contingencias se eleve.

6).-Seguridad.- Para el personal de operación y mantenimiento.

7).-Calidad de la protección en distintas situaciones de operación.

II.D).-Consideraciones para seleccionar el diagrama de conexiones.

La selección del diagrama de conexiones de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

En la selección del diagrama de conexiones más adecuado para una subestación, se deberán considerar los factores para el buen funcionamiento de las subestaciones y además la cantidad y tipo de circuitos requeridos, las características del equipo que dé las mayores conveniencias económicas al proyecto, el tipo de fuentes de sumi-

nistro y carga, relacionadas con el servicio de la subestación, así como las fallas típicas que por la localización de la subestación dentro del sistema, deben suponerse como las más probables.

El diagrama de conexiones que se adopte determina - en gran parte el costo de la instalación, no solo porque determina la cantidad de equipo que debe utilizarse, sino porque también condiciona la extensión de la superficie ocupada por la subestación.

Debe señalarse que pueden adoptarse varias disposiciones constructivas para realizar el diagrama de conexiones, que pueden presentar ventajas ó inconvenientes - desde el punto de vista de superficie ocupada, estructuras de soporte, cantidad de aisladores requeridos, tipo y longitud de las barras colectoras, claridad de la instalación para facilitar su operación y aspecto de la instalación con respecto al medio circundante; todos estos factores tendrán repercusión en el costo de la subestación.

Fijada la tensión de operación de una subestación, - es necesario definir el nivel de aislamiento de las instalaciones y en subestaciones de alta tensión, adoptar - las disposiciones necesarias para evitar que se produzca efecto corona en las barras colectoras y en general en - cualquier punto de la instalación.

Las instalaciones deben diseñarse para que puedan - soportar los efectos térmicos y los esfuerzos electrodinámicos debido a lo siguiente:

1).-Intensidad de corriente máxima que puede circular por las distintas partes de la instalación en las - condiciones de operación más desfavorables.

2).-Valor máximo de la I_{cc} .

Las corrientes máximas de operación determinan la - sección de las barras colectoras, de los elementos de - conexión y las características de conducción de corriente de las cuchillas desconectadoras, interruptores y - otros equipos eléctricos.

El valor máximo de la corriente de corto circuito - (I_{cc}), determina los esfuerzos electrodinámicos máximos a los que podrán estar sometidas las barras colectoras - y los elementos de conexión y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra.

Ambos valores de corriente, pero especialmente la - I_{cc} , aumentan a medida que se desarrolla el sistema eléctrico. Por lo tanto es conveniente diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que pueden alcanzarse en la etapa final del desarrollo de la - red ó sistema.

Por lo que respecta a la seguridad del personal de operación y mantenimiento en una subestación de alta tensión, pueden hacerse las siguientes consideraciones:

1).-La altura mínima de las partes vivas sobre el - piso, debe ser suficiente para permitir la circulación - del personal por toda la superficie de la subestación.

2).-Deben poder realizarse con toda seguridad trabajos de mantenimiento en cualquier sección de las instalaciones de alta tensión, una vez desconectadas mediante - la apertura de los interruptores y cuchillas correspondientes, sin tener que desconectar las secciones contiguas que deben seguir funcionando para no afectar la operación del sistema.

II.E).-Clasificación de las subestaciones eléctricas de acuerdo a su construcción.

	Intemperie ó exterior
SUBESTACIONES	Interior
	Blindada

Subestación tipo intemperie.-Es aquella en la que - los elementos que la constituyen están instalados al aire libre.

Subestación tipo interior.-Es aquella en la que los elementos que la constituyen están instalados en el interior de edificios apropiados.

Subestación tipo blindada.-Son en realidad subestaciones eléctricas reductoras, pero construídas de tal forma que sus partes están cubiertas dentro de gabinetes, de los cuales sobresalen los frentes de los instrumentos de medición, palancas de operación y partes correspondientes para reposición de piezas por el sistema de clavijas.

Estas presentan ciertas ventajas que son aprovechadas al máximo, al ocupar un espacio reducido, proporcionando un máximo de seguridad al estar cubiertas las partes vivas, además, pueden ser removidas según sea necesario.

II.F).-Clasificación de las subestaciones eléctricas de acuerdo a su utilización.

1).-Subestaciones elevadoras.-Son aquellas en la que la tensión de salida es mayor que la tensión de alimentación.

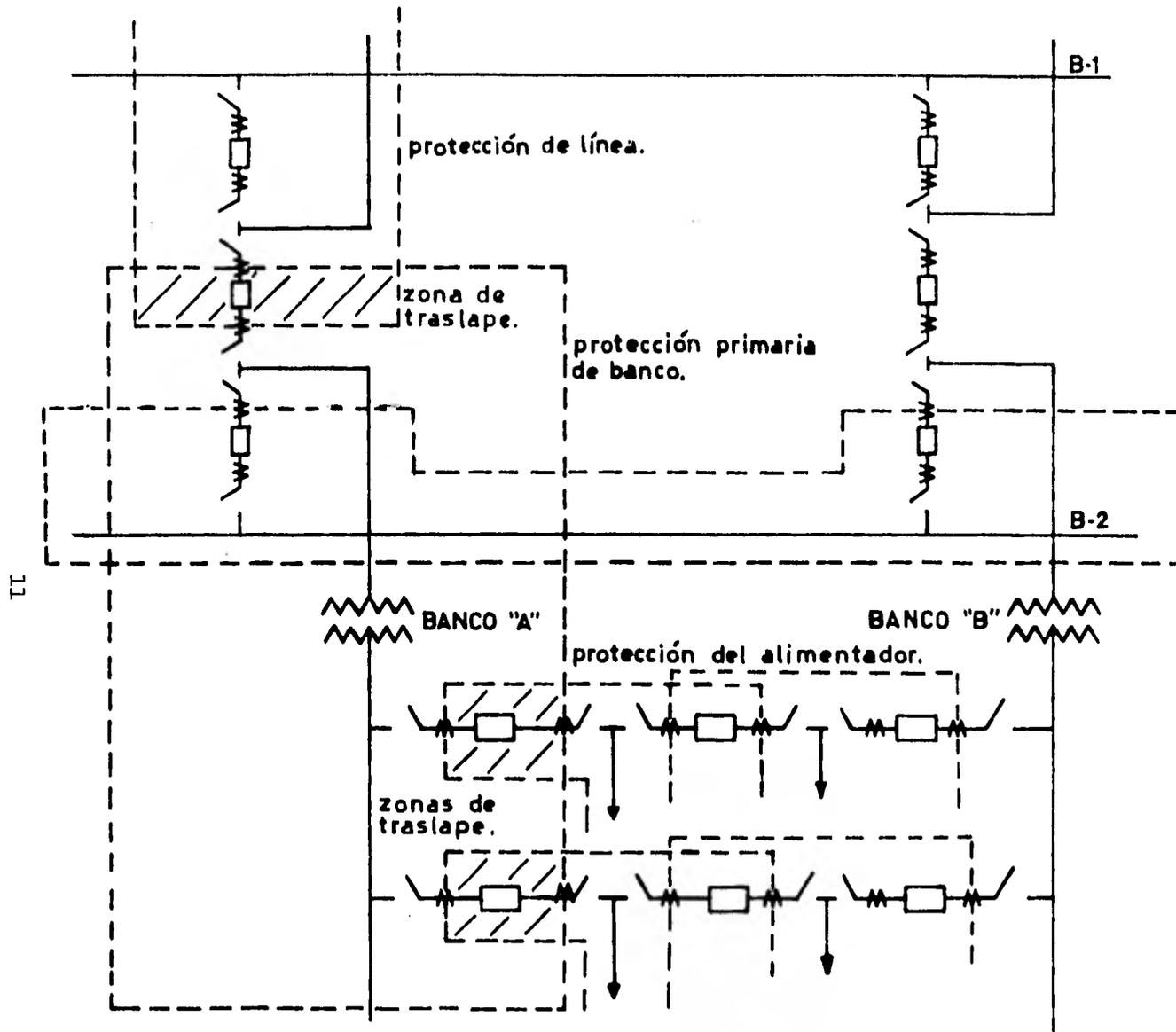
2).-Subestación de interconexión.-Es aquella que une diferentes líneas de transmisión de alta tensión, directamente si estas líneas tienen la misma tensión de servicio, ó por medio de transformadores de potencia elevadores ó reductores.

3).-Subestación reductora.-Es aquella en la cual la tensión de salida es menor que la tensión de alimentación.

4).-Subestación primaria ó de transmisión.-Este tipo de subestaciones eléctricas se emplean debido a que por razones técnicas y económicas tenemos que elevar la tensión de generación para poder transmitir la energía eléctrica a los centros de consumo.

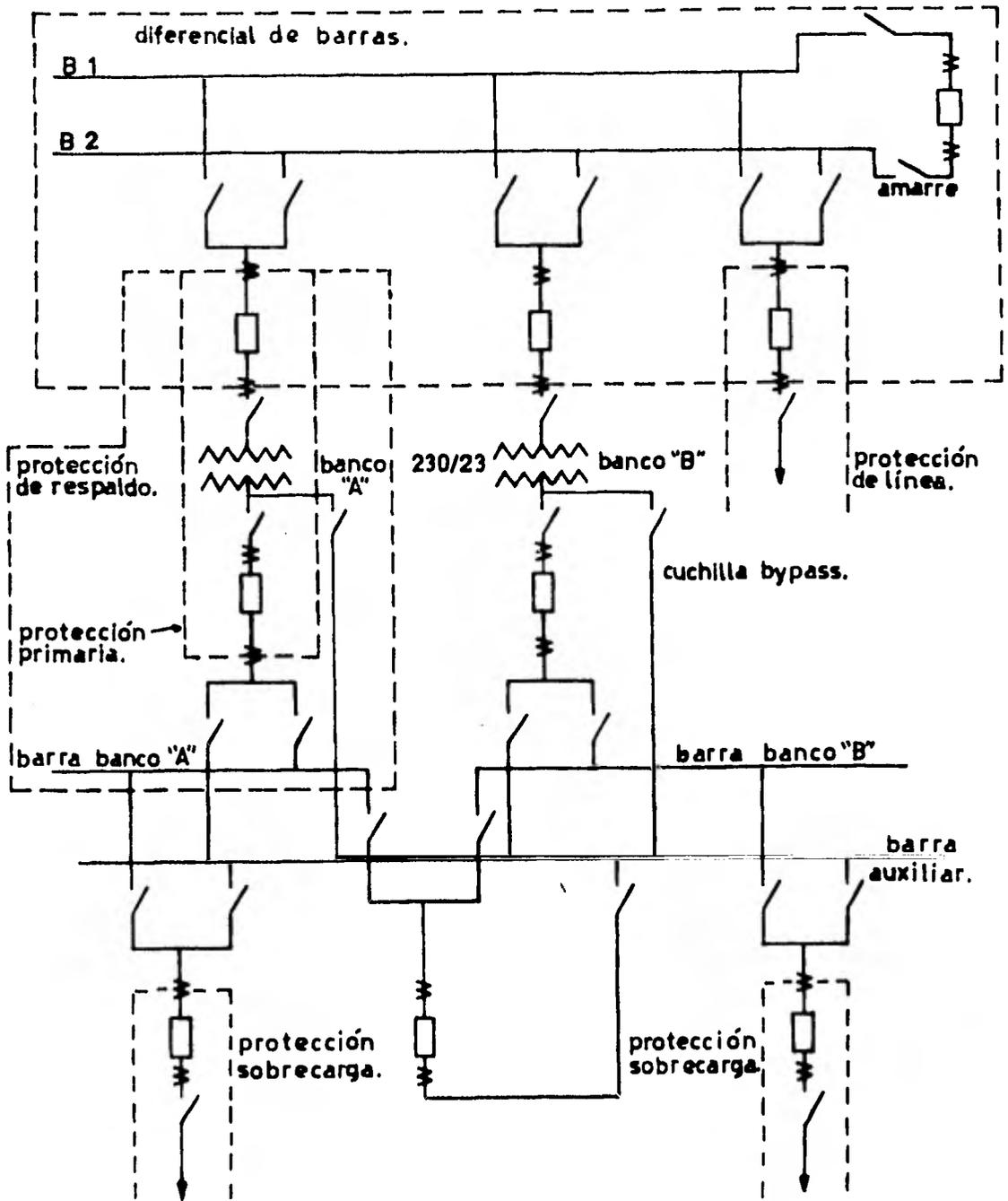
5).-Subestación de distribución.-Es aquella en la cual la energía se distribuye a los puntos de consumo por medio de líneas de alimentación.

6).-Subestación industrial.-Este tipo de subestación es empleada para utilizar la energía del sistema de distribución por los equipos instalados en el establecimiento del usuario.



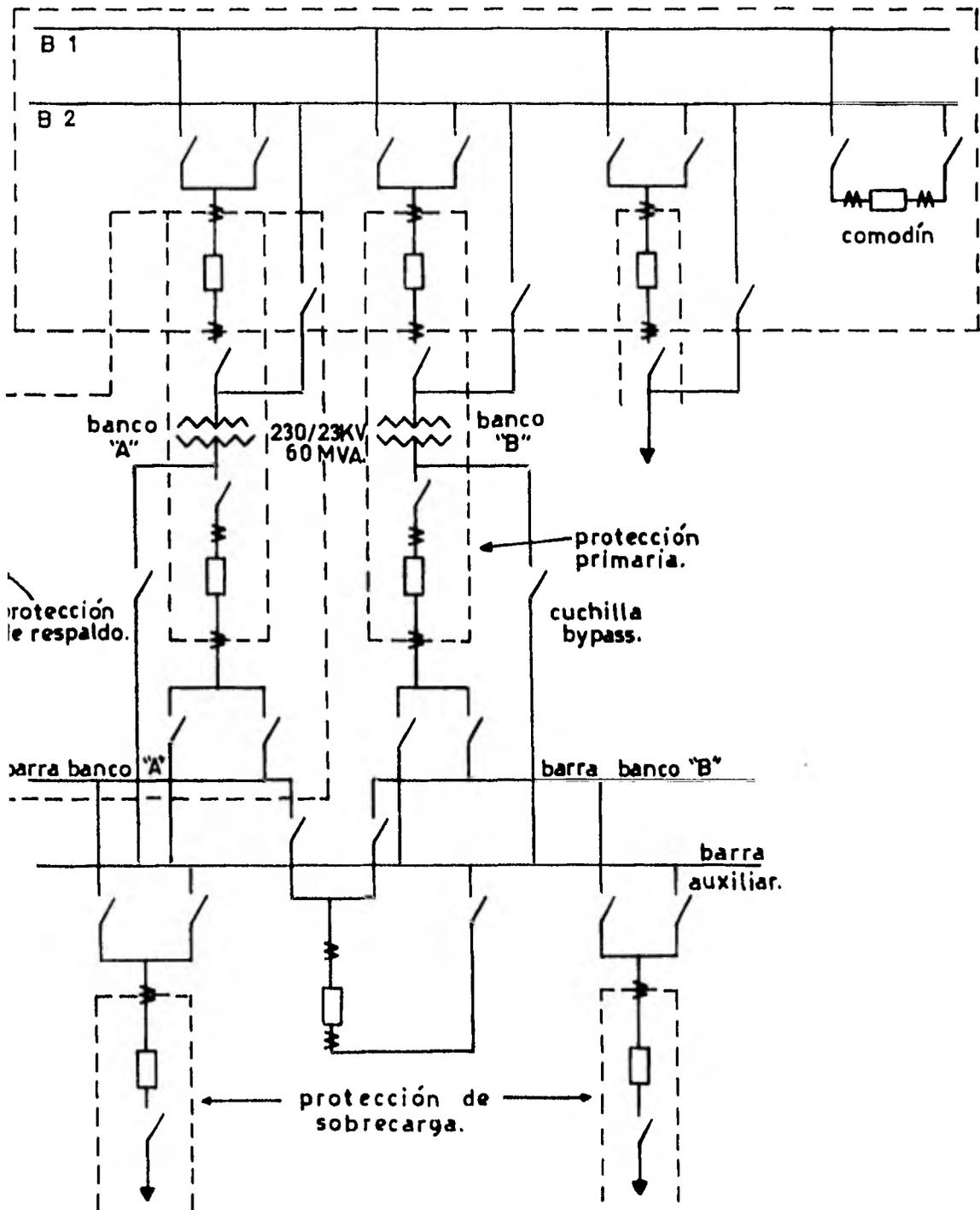
II.(G).-Diagramas unifilares de las conexiones de las subestaciones eléctricas.

ARREGLO: Interruptor y medio en 230 KV. y en anillo en 23 KV.

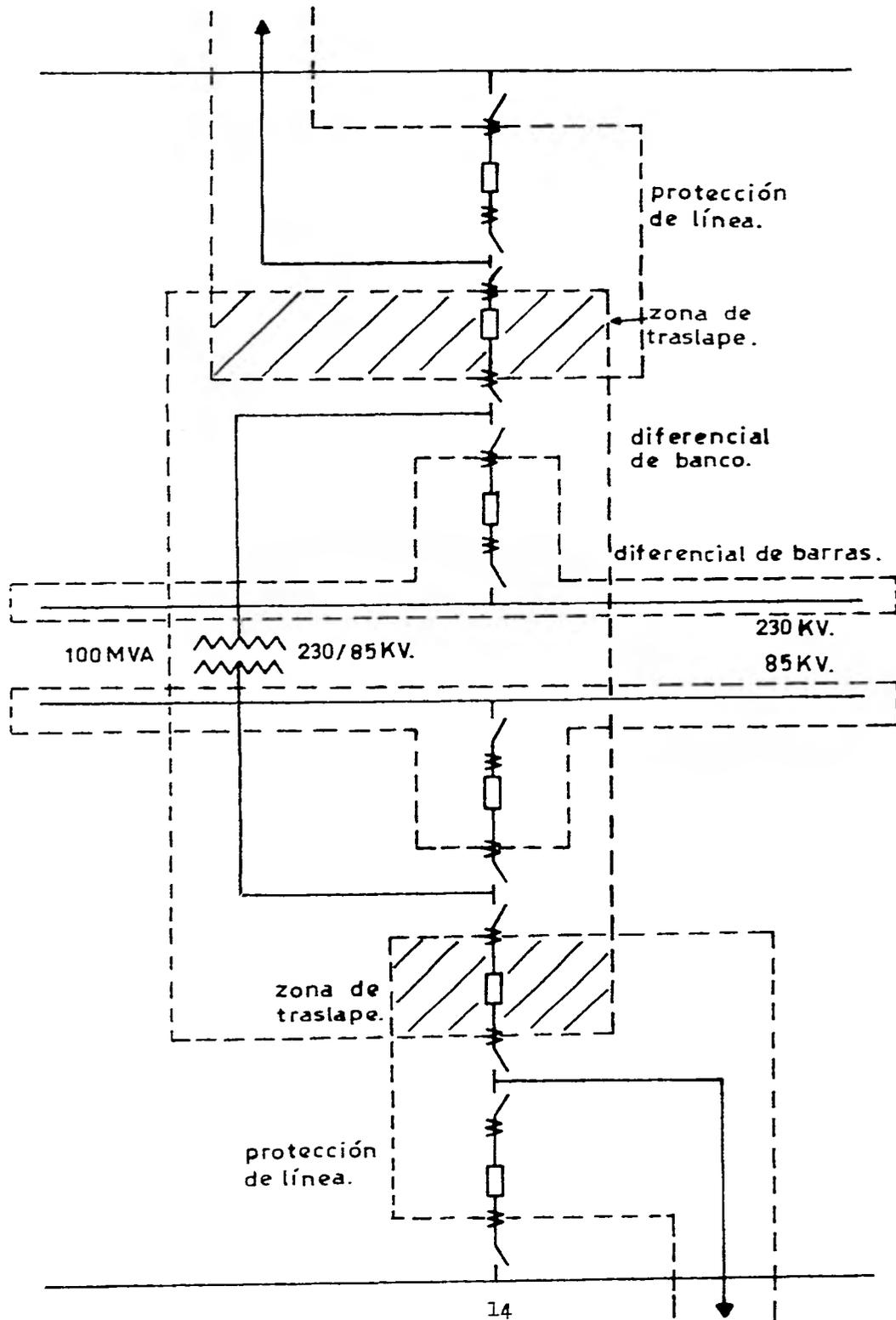


ARREGLO: Doble barra con amarre.

diferencial de barras



ARREGLO: Doble barra con comodín.



ARREGLO: Interruptor y medio

III.-PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO EMPLEADO EN LAS PROTECCIONES.

Un sistema de protección es un conjunto de aparatos y dispositivos que conjuntamente aislarán las fallas de un sistema. Entre dichos aparatos y dispositivos contamos con los siguientes:

III.A).-Relevadores eléctricos.

Son dispositivos que originan la apertura de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando éste sufre un cortocircuito ó empieza a funcionar en forma anormal y es auxiliado en esta tarea por interruptores, que son capaces de desconectar el elemento defectuoso, cuando este dispositivo opera.

Existen diferentes tipos de relevadores que son:

1).- Relevador de protección.-Este tipo de relevador detecta las fallas en líneas ó aparatos ó bien condiciones anormales e inicia ó permite la desconexión de la falla al enviar la señal de disparo al interruptor y aísla la falla.

2).-Relevador auxiliar.-Se usa para lograr las funciones del relevador de protección, de tal forma que pueden:

a).-Energizar circuitos de control múltiple.

b).-Proporcionar la capacidad de los contactos, para circuitos de control que necesitan corriente de mayor intensidad que las que pueden manejarse con seguridad.

c).-Proporcionar flexibilidad a los arreglos de los contactos.

3).-Relevador regulador.-Tiene como función mantener una magnitud dentro de ciertos límites, y en caso de que esta varíe, actúa sobre el equipo complementario y restaura la magnitud dentro de los límites deseados.

Para obtener eficiencia en las protecciones, debemos de considerar los siguientes factores:

Confiabilidad.-Todo esquema de protección debe res-

ponder a cualquier tipo de falla que pudiera presentarse en el área de su aplicación.

Selectividad.-Se debe garantizar la máxima continuidad del servicio, aislando únicamente la parte del sistema con falla ó disturbio.

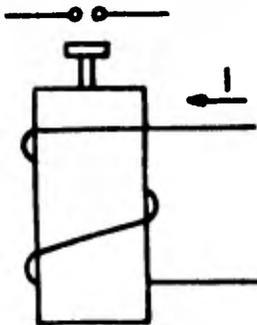
Velocidad.-La respuesta del esquema de protección debe ser en un tiempo mínimo, para evitar poner en peligro el equipo y la estabilidad del sistema.

Simplicidad.-Los esquemas de protección deberán requerir el mínimo necesario de equipo y circuitos de interconexión

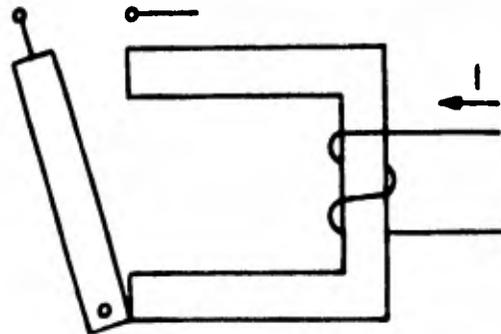
Economía.-Se debe tener la máxima protección al mínimo costo.

Para relevadores electromecánicos existen únicamente dos principios de operación: Atracción e Inducción - electromagnéticas.

Relevadores de atracción electromagnética.-El principio de estos relevadores es la fuerza de atracción ejercida sobre un elemento móvil de una estructura actuante, ya sea del tipo solenoide ó del tipo armadura atraída; - esta fuerza es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro.



Solenoide.



**Armadura
Atraída.**

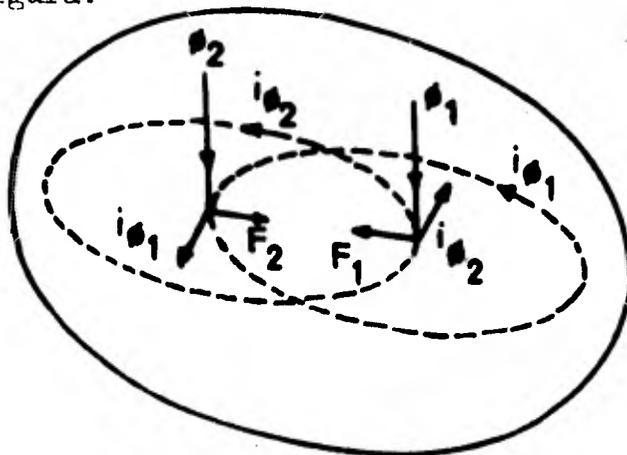
La corriente al pasar por el devanado crea una fuerza de magnetización; bajo la acción de la cual aparece - el flujo magnético que se cierra a través del núcleo del entrehierro y del elemento móvil, el cual se magnetiza - y como resultado es atraído hacia el polo del electroimán.

Este tipo de relevadores son del tipo instantáneo y responde únicamente a una sola magnitud de influencia.

Relevadores de inducción electromagnética.-Este principio se basa en la producción de una fuerza en una sección de un rotor que está atravesado por dos flujos de corriente alterna adyacentes y fuera de fase.

Por lo tanto si un disco de material no magnético, se somete a la acción de un campo magnético giratorio, - aparece una fuerza electromotriz en el disco, que a su vez producen corrientes parásitas en el mismo. La corriente producida por el flujo reacciona con el otro y viceversa, lo cual produce un par motor que tiende a hacer girar al disco en el mismo sentido en que gira el campo.

La fuerza neta está dirigida desde el punto donde el flujo adelantado atraviesa al rotor hacia el punto donde el flujo atrasado atraviesa al rotor. La fuerza neta es la misma en cada instante. Este par se invierte si uno de los flujos se invierte. La producción del par en un relevador de inducción, la podemos representar con la siguiente figura.

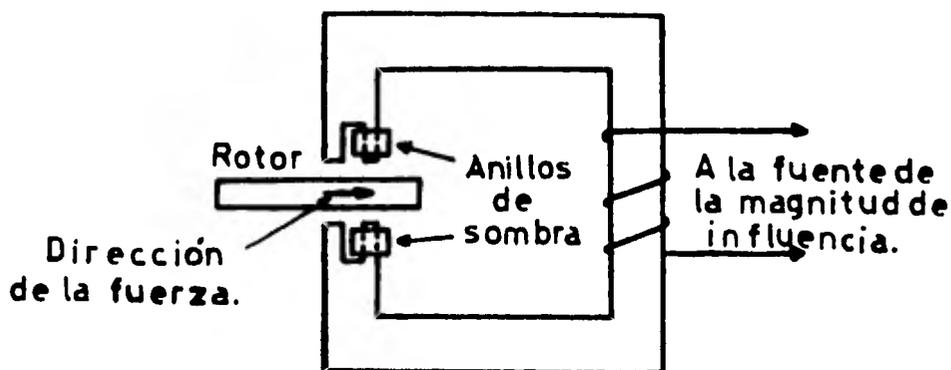


Relevador de inducción electromagnética.

Los relevadores que reciben magnitudes de influencia de corriente alterna están formados por una ó más - de los siguientes cuatro tipos de estructura actuante:

- 1.- Polo sombreado.
- 2.- Watthorímetro.
- 3.- Tambor ó copa de inducción y de anillo doble de inducción.
- 4.- Anillo sencillo de inducción.

Estructura de polo sombreado.- Está accionada en general por corriente que fluye en una sola bobina en una estructura magnética que contiene un entrehierro. El flujo del entrehierro producido por esta corriente se encuentra dividido en dos componentes fuera de fase por el llamado anillo de sombra, por lo común de cobre, que rodea parte de la cara polar de cada polo en el entrehierro.



Estructura de polo sombreado.

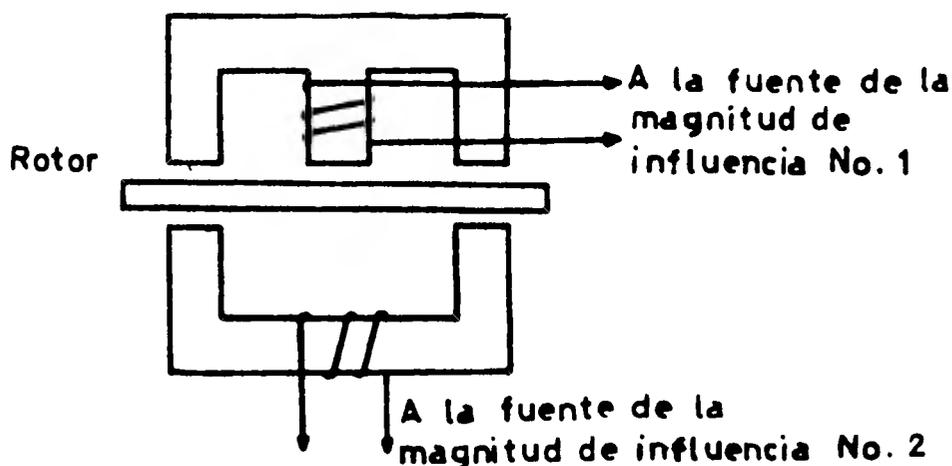
El rotor es un disco de cobre ó aluminio, fijado por un pivote para girar en el entrehierro entre los polos.

El ángulo de fase entre los flujos que atraviesan el disco está fijado por diseño y, por lo tanto, no entra en las consideraciones de aplicación.

Los anillos de sombra pueden ser reemplazados por bobinas, si se desea el control del funcionamiento de un relevador de polo sombreado.

Si las bobinas de sombra están en cortocircuito por el contacto de algún otro relevador, se producirá el par; pero si las bobinas están en circuito abierto, no se producirá par debido a que no habrá división de fase del flujo. Un control semejante del par se emplea donde se desea el control direccional.

Estructura de Watthorímetro.- Como se muestra en la siguiente figura, esta estructura contiene dos bobinas separadas en dos circuitos magnéticos diferentes, cada una de las cuales produce uno de los dos flujos necesarios para manejar el rotor, que también es un disco.



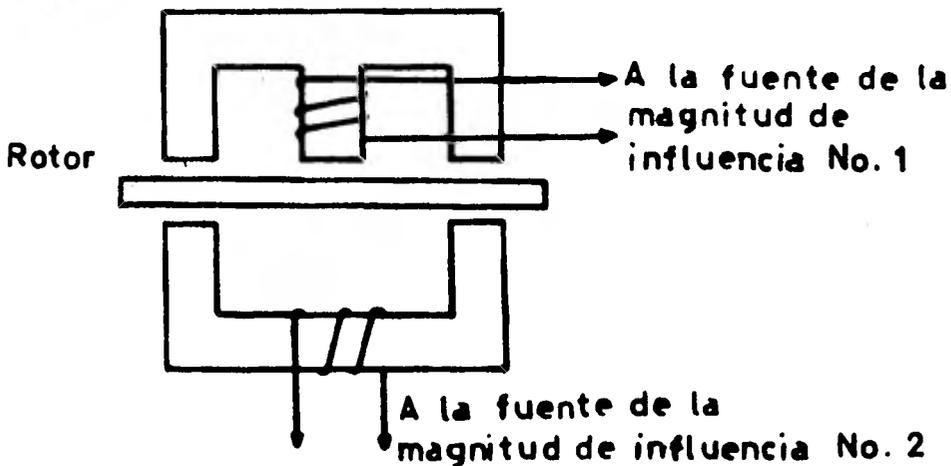
Estructura tipo watthorímetro.

Estructuras de Tambor ó copa de inducción y de anillo doble de inducción.- Como se muestra en la siguiente figura, el hierro del rotor está estacionario y sólo la parte conductora del rotor está libre para girar. La estructura de tambor emplea un rotor cilíndrico hueco, mientras que la estructura de anillo doble emplea dos anillos en ángulos rectos entre sí. La estructura de tambor puede tener polos adicionales entre los mostrados en la figura. Funcionalmente, ambas estructuras son prácticamente idénticas.

Estas estructuras son productoras de un par más eficiente que cualquiera de las estructuras de polo som

Si las bobinas de sombra están en cortocircuito por el contacto de algún otro relevador, se producirá el par; pero si las bobinas están en circuito abierto, no se producirá par debido a que no habrá división de fase del flujo. Un control semejante del par se emplea donde se desea el control direccional.

Estructura de Watthorímetro.- Como se muestra en la siguiente figura, esta estructura contiene dos bobinas separadas en dos circuitos magnéticos diferentes, cada una de las cuales produce uno de los dos flujos necesarios para manejar el rotor, que también es un disco.

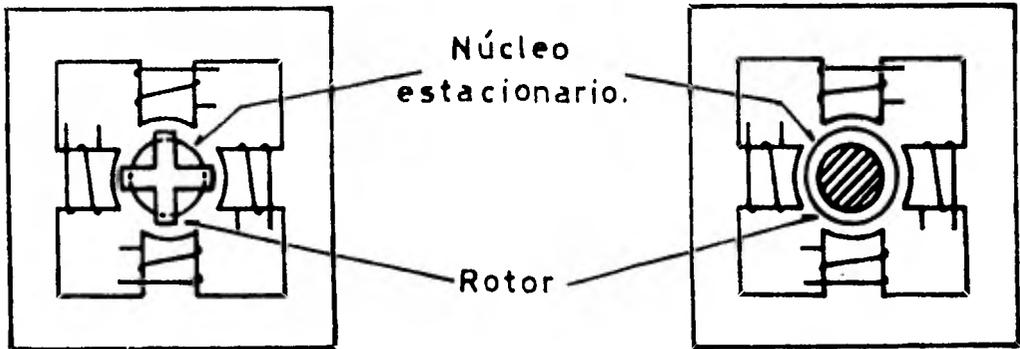


Estructura tipo watthorímetro.

Estructuras de Tambor ó copa de inducción y de anillo doble de inducción.- Como se muestra en la siguiente figura, el hierro del rotor está estacionario y sólo la parte conductora del rotor está libre para girar. La estructura de tambor emplea un rotor cilíndrico hueco, mientras que la estructura de anillo doble emplea dos anillos en ángulos rectos entre sí. La estructura de tambor puede tener polos adicionales entre los mostrados en la figura. Funcionalmente, ambas estructuras son prácticamente idénticas.

Estas estructuras son productoras de un par más eficiente que cualquiera de las estructuras de polo som

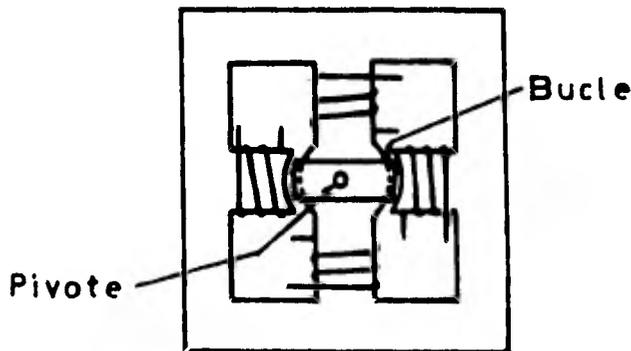
breado ó de wathorímetro, y son el tipo usado en relevadores de alta velocidad.



Estructura de anillo doble de inducción.

Estructura de tambor de inducción.

Estructura de anillo sencillo de inducción.- Esta estructura mostrada en la siguiente figura, es la que produce el par más eficiente de todos los tipos de inducción que han sido descritos. Sin embargo, esta tiene más bien la seria desventaja de que su rotor tiende a vibrar.



Estructura de anillo sencillo de inducción.

III.B).-Interruptores.

Son aparatos de corte que permiten efectuar manobras voluntarias de apertura y de cierre de circuitos en condiciones dadas de carga.

Interruptores de potencia ó disyuntores.- Son dispositivos destinados a interrumpir ó restablecer circuitos en condiciones anormales que se presentan en el caso de cortocircuitos.

Pueden ser maniobrados a voluntad, manual ó automáticamente.

En el momento de abrir un interruptor con carga se produce un arco eléctrico. La interrupción total se efectúa sólo cuando el arco eléctrico se ha apagado, y para tal efecto contamos con los siguientes dispositivos:

1).-Cuernos de arqueo.- Es utilizado en los aparatos de alta tensión. El arco nace en la base de los cuernos de arqueo y desprende calor. El aire caliente producido de esta manera se eleva y arrastra el arco, que debido a la forma de los cuernos, se alarga al elevarse y termina por apagarse.

Una aplicación de este dispositivo es el interruptor aéreo de cuernos de arqueo, cuyo principio se observa en la siguiente figura.



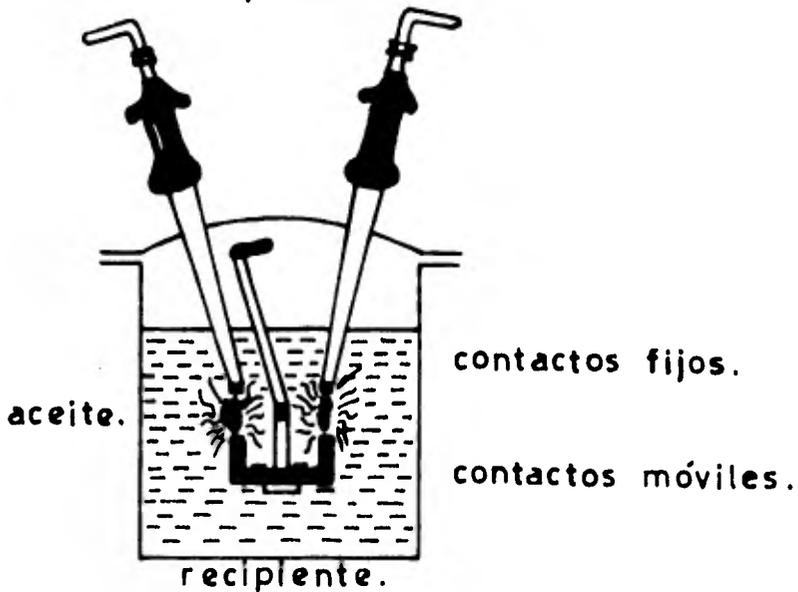
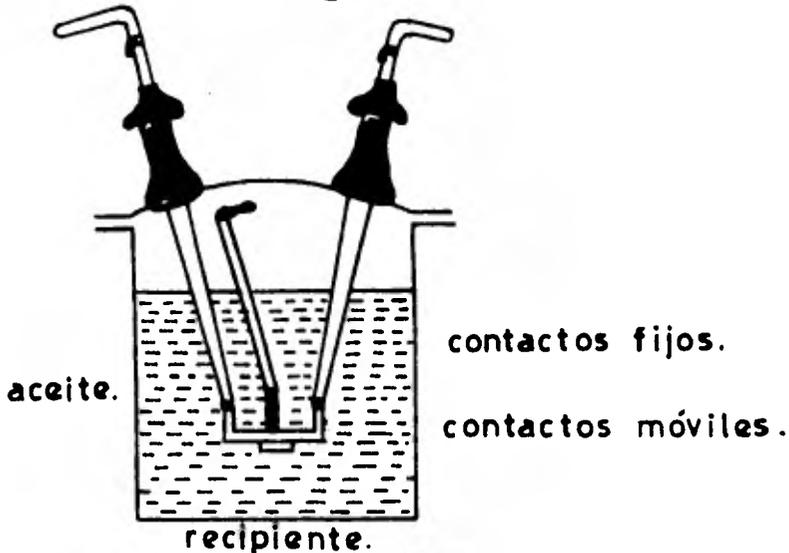
2).-Soplo neumático.- En este dispositivo, el soplo del arco se produce por medio de aire, que comprime el propio interruptor mediante la maniobra de apertura, el aire soplado de abajo hacia arriba, arrastra el arco que se eleva, se alarga y se apaga.

3).-Ruptura en aceite.- En un tanque metálico que contiene aceite, se disponen los contactos fijos y los

contactos móviles.

Al separarse los contactos el arco nace. El desprendimiento de calor producido por el arco, vaporiza un - cierto volumen de aceite y se forma alrededor de los con- tactos una atmósfera gaseosa. La presión de esta bolsa - gaseosa sofoca el arco. El gas sube a la parte superior del aparato, produciendo una turbulencia en el aceite.

El aceite frío aislante baña entonces los contactos, como se muestra en las siguientes figuras:



RUPTURA EN ACEITE

4).-Soplo magnético.- Se utiliza, no solamente en interruptores, sino también en disyuntores.

En serie con los contactos del interruptor, se conecta una bobina de soplado, construida por un núcleo de hierro y varias vueltas de hilo. Mientras está cerrado el interruptor ó mientras exista un arco entre sus contactos, la corriente circula por esta bobina; esta corriente produce un flujo magnético, que circula por el núcleo, por las piezas polares de la bobina de soplado y por los contactos principales del interruptor. Por otra parte cuando se forma arco eléctrico, este produce un campo magnético a su alrededor. Ambos campos magnéticos se repelen y como consecuencia el arco sufre un empuje hacia arriba; de esta forma, se hace cada vez más larga, hasta que se corta.

III.C).-Cuchillas.

Una cuchilla es un dispositivo que consta fundamentalmente de dos elementos: una navaja y un contacto, los cuales van montados en aisladores que llevan conectores, para recibir a los conductores.

Sirve principalmente para conectar y desconectar - líneas de alta tensión, protegiendo al personal que repara ó instala el circuito, es decir, interrumpen la continuidad de un circuito.

Cuchillas para seccionar.- Este tipo de cuchillas no está equipada con accesorios para eliminar el arco, - por tal motivo, no debe ser usada para separar ó abrir - circuitos con carga.

Esta cuchilla es usada para separar una parte del - circuito de otra y no esta diseñada para ser abierta con corriente en la línea.

Las cuchillas que tienen dispositivos de arqueo, si pueden ser abierta con carga, pero cuchillas para seccionar, nunca deben ser abiertas mientras el circuito no sea interrumpido en alguna parte.

Cuchillas de aire.- Las cuchillas de aire tienen en las dos partes, navaja y contacto, cuernos de arqueo. Estas son piezas de metal entre las cuales se forma el arco que resulta de abrir un circuito que lleva corriente y conforme se abre la cuchilla, estos dispositivos se van separando y el arco se va alargando hasta llegar a romperse.

Estas pueden operarse una por una ó en grupo, algunas cuchillas estan colocadas de tal modo que se abre hacia abajo y estas deberán tener un seguro que evitará que las navajas se abran por si solas.

Cuchillas aldutti.- La versión más reciente de una cuchilla que opere con carga, es la del tipo aldutti, la cual, interrumpe el arco dentro de un tubo de fibra. Este tubo produce un gas que ayuda a confinar el arco y lo extingue.

Existe la posibilidad de que en una cuchilla del tipo cuernos de arqueo, el arco producido brinque a los conductores adyacentes ó a la estructura de la cuchilla, destruyéndola ó provocando un accidente, pero este tipo de cuchillas elimina el riesgo.

El elemento importante del seccionador aldutti, es la unidad interruptiva (explosor). Naturalmente el corazón de la unidad, es la sección extinguidora del arco, la cual consiste en un par de contactos de arco (uno fijo y otro móvil) y un remolque, que opera dentro de un cilindro de fibra. El remolque que esta hecho de resina acrílica sigue al contacto a través del cilindro.

III.D).-Fusibles.

Es un dispositivo que dotado de cierto poder de ruptura, esta destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico en el que se haya intercalado, cuando la corriente que lo atraviesa excede de cierto valor; este corte se consigue por la fusión de un alambre fusible incluido en el aparato y en serie con el circuito eléc-

trico, el cual se calienta cuando pasa la corriente y se funde interrumpiendo el circuito, cuando esta corriente sobrepasa cierto valor. Los fusibles constituyen un medio de protección simple y económico de los sistemas eléctricos, aunque naturalmente, con bastantes limitaciones.

III.E).--Sistemas de tierra.

Los sistemas de puesta a tierra tienen dos objetivos:

1).-La seguridad del personal de operación y mantenimiento.

2).-Habilitar la conexión a tierra de los neutros - de los transformadores y demás equipos.

Las condiciones de seguridad exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, - estructuras, tanques de transformadores, pasarelas, cercas ó vallas, escaleras, barandillas metálicas, secundarios de transformadores de medición, de tal modo que una persona que toque ó se aproxime a cualquier parte de este equipo, no pueda recibir un choque peligroso en caso de que un conductor se ponga en contacto ó descargue sobre cualquiera de las partes mencionadas. Esta precaución queda cumplida, si todas las partes metálicas que una -- persona pueda tocar ó alcanzar estando de pie en el suelo, estan también unidas a buenas tierras y así, evitar la posible existencia de un potencial peligroso.

Esto significa que cada pieza del equipo, debe tener su propia conexión al sistema de tierra de la subestación.

III.F).--Apartarrayos.

Es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico - y de origen interno, limitando las sobretensiones en el equipo protegido, conduciendo la onda de sobretensión a tierra por una trayectoria de baja impedancia.

Los apartarrayos están compuestos por dos partes -

básicas: una estructura de flameo y un elemento resistivo no lineal ó una cámara de expulsión similar al tubo de expulsión de un fusible.

Cuando ocurre una sobretensión, flamea sobre la estructura de flameo del apartarrayos y fluye corriente a través del elemento ó cámara a tierra.

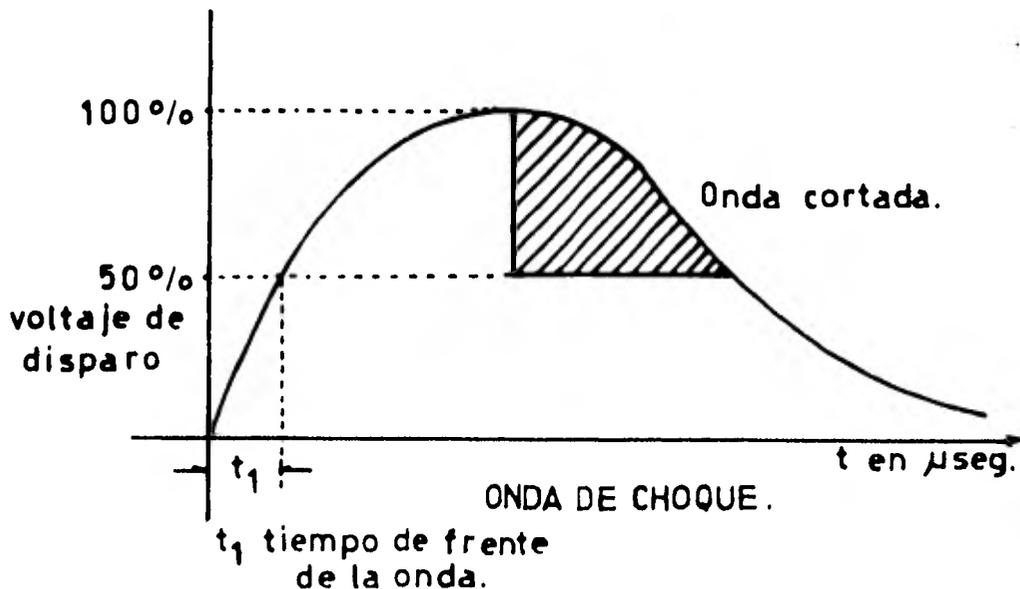
De acuerdo a su principio de operación, se tienen los siguientes apartarrayos:

Apartarrayos tipo valvular.- Este apartarrayos flamea y drena la corriente transitoria a tierra. El elemento -- característico de este tipo de apartarrayos ofrece baja resistencia al flujo de corriente transitoria y por lo tanto mantiene la tensión de descarga a través del apartarrayos en un mínimo.

Apartarrayos tipo expulsión.- La cámara de expulsión prácticamente no ofrece impedancia a las corrientes transitorias, y por lo tanto, la tensión de descarga es muy pequeña.

La función de los apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al equipo protegido.

La siguiente figura muestra una onda típica de sobretensión.



III.G).-Hilos de guarda.

Son utilizados para la protección de las líneas de transmisión y de las subestaciones contra descargas atmosféricas directas, rematando dichos hilos de guarda - en las estructuras de la subestación y prolongando dichas estructuras con mastiles metálicos de altura suficiente para conseguir una protección eficaz.

III.H).-Transformadores de instrumento.

Se llaman transformadores de instrumento, aquellos que alimentan aparatos de medición, control y protección.

Básicamente existen dos tipos de transformadores de instrumento, que son los transformadores de corriente y los de potencial.

Este tipo de transformadores no difieren de los de potencia ó distribución, pues tienen devanados primario y secundario.

Una aplicación adecuada de estos transformadores - requiere de la consideración de varios requisitos, como son la construcción mecánica, tipo de aislamiento (seco ó líquido), relación de transformación, régimen térmico continuo, clase de aislamiento, nivel de impulso, condiciones de servicio, precisión y conexiones.

Dichos transformadores proporcionan aislamiento - contra la alta tensión de los circuito de potencia y - alimentan los aparatos con magnitudes proporcionales a las del circuito, pero lo suficientemente reducidas para que los aparatos sean relativamente pequeños y no costosos.

No es posible dar reglas generales para la aplicación de estos transformadores, puesto que una determinada aplicación en un cierto sistema puede exigir requisitos más rígidos que otra aunque intervenga el mismo tipo de equipo. Es factible técnicamente usar los transformadores más precisos de que se dispone, pero económicamente no es justificable.

La conexión de los transformadores de corriente y de potencial es interesante desde el punto de vista de las diferentes magnitudes que pueden obtenerse de las diferentes combinaciones. El conocimiento de la polaridad de estos transformadores puede ser útil para hacer las conexiones y predecir resultados.

Transformadores de corriente.-El transformador de corriente debe operar aceptablemente de un instante a otro, es decir, debe informar a su circuito secundario, bajo cualquier circunstancia, que ocurre en el circuito primario, sobre todo si se considera que la corriente es la cantidad que produce el par de operación de todos los dispositivos de protección.

Lo que decide si el transformador de corriente va a funcionar bien, mal ó quizá no funcionar, son los requerimientos para su excitación que dependen de la corriente primaria y del burden que es la suma de impedancias conectadas al secundario (relés, medidores, etc.) y que definen el voltaje secundario que debe inducir el transformador de corriente.

El transformador de corriente es el elemento de una red eléctrica, que está sujeto a condiciones de operación más críticas y, por consiguiente, es aceptable que la corriente secundaria tenga un error, que según las normas actuales aceptan 10% de error máximo a veinte veces la corriente nominal.

La clasificación ASA de la precisión para transformadores de corriente utilizados con propósitos de protección proporciona una medida de la precisión de los TC.

Esta clasificación supone que el TC está suministrando veinte veces su corriente nominal secundaria a su carga, y se clasifica en base en el valor máximo de la tensión eficaz que éste puede mantener en sus terminales secundarias sin que el error de relación exceda un margen especificado.

Las clasificaciones de precisión ASA normalizados -

son las siguientes:

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

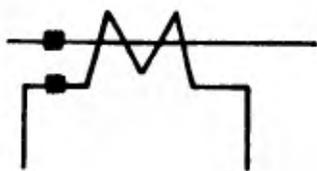
El número anterior a la letra es el error máximo de relación especificado en porcentaje. La letra H significa impedancia secundaria interna elevada, que es una característica de los TC que tienen arrollamientos secundarios concentrados. La letra L significa impedancia secundaria interna baja, que es una característica de los TC de tipo boquilla, que tienen arrollamientos secundarios completamente distribuidos ó del tipo ventana que tiene dos ó cuatro bobinas secundarias con baja reactancia de dispersión secundaria. El número después de la letra es la tensión final máxima secundaria a la que puede tolerarse el error de relación especificado, para una corriente secundaria de veinte veces la nominal.

La principal utilidad de la clasificación ASA de la precisión es para propósitos de especificación, para proporcionar una indicación de la calidad de los TC. Cuanto más elevado es el número después de la letra H ó L, mejor es el TC. Sin embargo, sólo se aplica una clasificación ASA de la precisión publicada si se utiliza todo el arrollamiento secundario; ésta no se aplica a cualquier parte de un arrollamiento secundario, como en los arro-

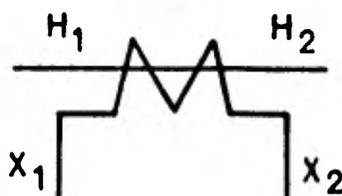
llamamientos con tomas de los TC de boquilla, en otras palabras, la clasificación ASA de la precisión para todo el arrollamiento no es necesariamente una medida relativa de la precisión si no se utiliza todo el arrollamiento secundario.

La clasificación ASA de la precisión es para una carga que tiene un factor de potencia especificado. Sin embargo, para propósitos prácticos este factor es despreciable.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias del TC están identificadas por marcas de polaridad pintadas ó por los símbolos H_1 y H_2 para terminales primarias y X_1 y X_2 para terminales secundarias, como se muestra en las siguientes figuras.



Marcas pintadas



Marcas con símbolos.

Esta polaridad muestra la dirección del flujo de la corriente relativo a otra corriente ó a una tensión y que también ayuda a hacer las conexiones apropiadas.

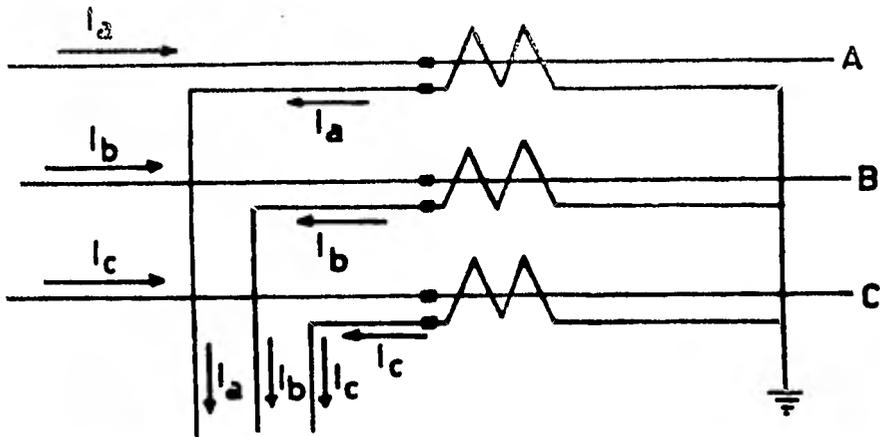
La convención empleada es que, cuando la corriente primaria entra en la terminal H_1 , la corriente secundaria sale por la terminal X_1 , ó bien cuando la corriente primaria entra en la terminal H_2 , sale por la terminal X_2 .

Los TC se pueden conectar en estrella ó en delta, según sea necesario.

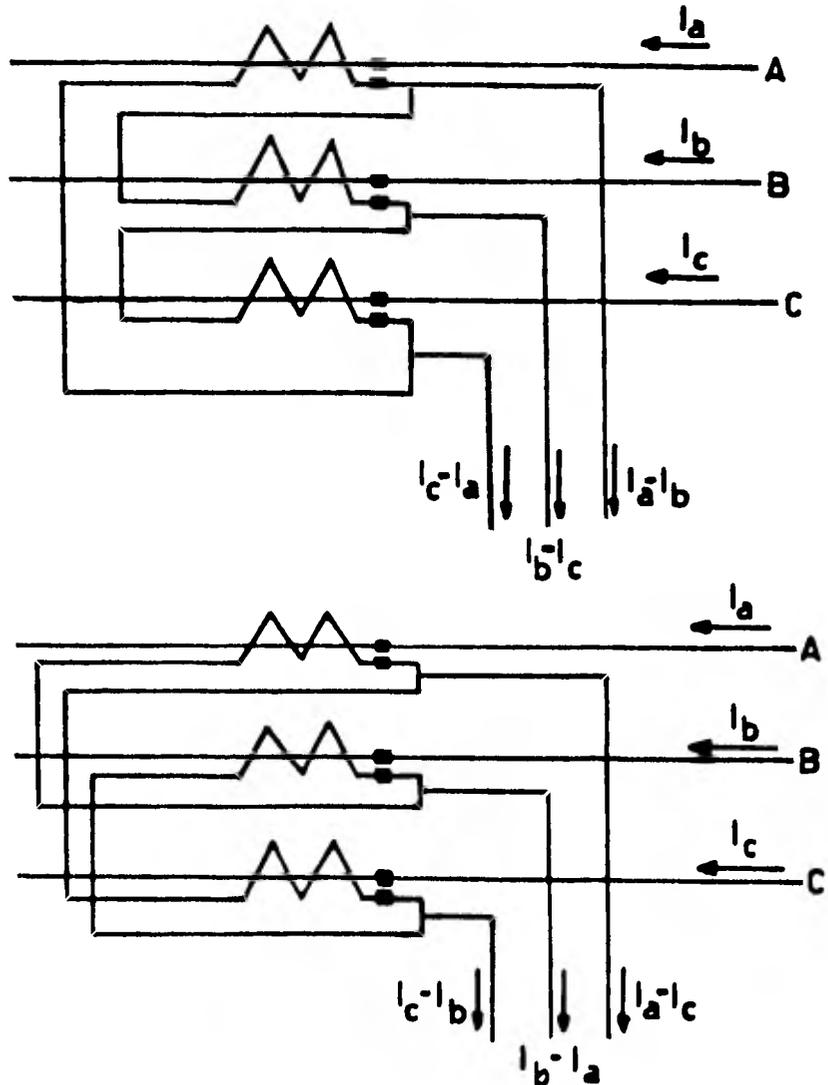
La conexión en estrella de los transformadores de corriente para sistemas trifásicos se muestra en la siguiente figura.

Vectorialmente, las corrientes primarias y secundarias están en fase, despreciando los errores de ángulo -

de fase en los TC.



La conexión delta de los transformadores de corriente para sistemas trifásicos, se puede hacer de dos modos, como se muestra en las siguientes figuras:



Transformadores de potencial.-Para fines de protección de los sistemas eléctricos de potencia, se emplean dos tipos de transformadores de potencial: que son el -- transformador de potencial para instrumentos y el dispositivo de potencial de capacidad ó capacitivo.

En el primer tipo de transformador se tienen arrollamientos primarios y secundarios, estando el primario conectado directamente al circuito de potencia, ya sea entre dos fases ó entre fase y tierra, dependiendo de la capacidad del transformador y de las exigencias requeridas por la aplicación.

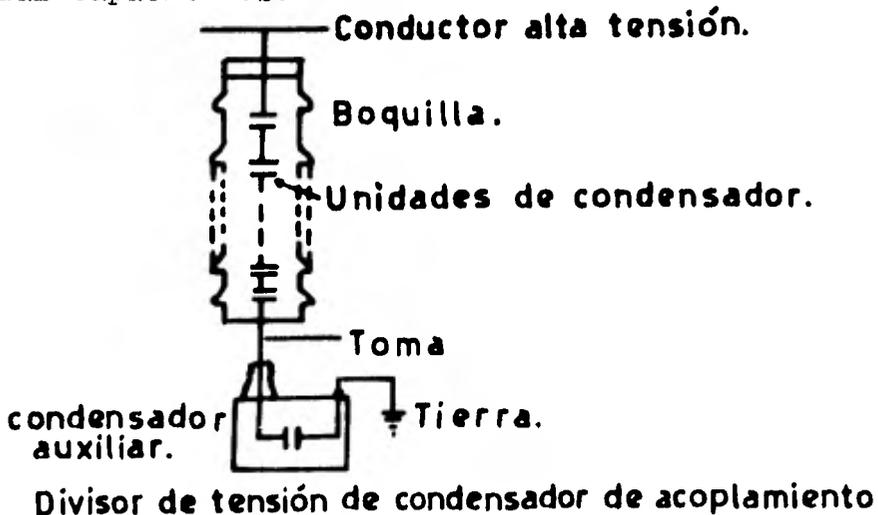
El dispositivo de potencial capacitivo, es un equipo de transformación de tensión que emplea un divisor de tensión capacitivo, conectado entre fase y tierra de un circuito de potencia.

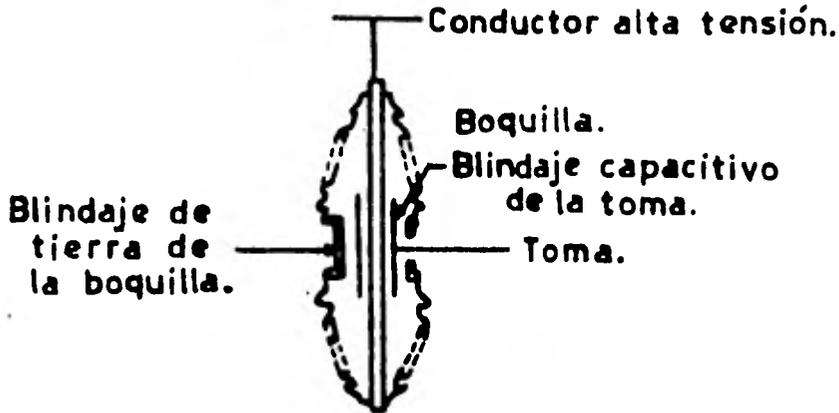
Existen dos tipos de dispositivos de potencial capacitivos para protección por medio de relevadores:

- 1).-El dispositivo de potencial de condensador de acoplamiento.
- 2).-El dispositivo de potencial de boquilla.

Ambos son básicamente semejantes, y la diferencia principal consiste en el tipo de divisor de tensión capacitivo utilizado, que a su vez afecta su carga nominal.

Las siguientes figuras muestran los dispositivos de potencial capacitivos.





Divisor de tensión capacitivo de boquilla.

La carga nominal de un arrollamiento secundario de un dispositivo de potencial capacitivo, está especificada en watts a la tensión nominal secundaria, cuando se aplica la tensión nominal de fase a tierra a través del divisor de tensión capacitivo. La carga nominal del dispositivo es la suma de los watts de las cargas que pueden aplicarse en ambos arrollamientos secundarios en forma simultánea.

Las cargas nominales normalizadas de dispositivos de potencial de boquilla están dadas en la siguiente tabla:

<u>Tensión nominal del circuito</u> <u>en KV.</u>		<u>Cargas nominales.</u>
fase a fase	fase a tierra	watts
115	66.4	25
138	79.7	35
161	93.0	45
230	133.0	80
287	166.0	100

La carga nominal de los dispositivos de potencial de condensador de acoplamiento es 150 watts, para cualesquiera de las tensiones nominales del circuito, incluyendo las de la tabla anterior.

Los dispositivos de potencial capacitivos, se utilizan para la protección por relevadores sólo cuando estos

son bastante más baratos que los transformadores de potencial.

Los dispositivos de potencial no son tan precisos - como los transformadores de potencial.

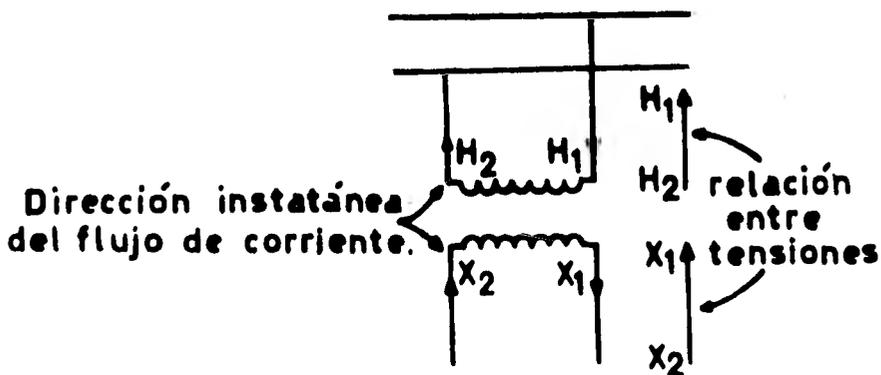
Las terminales de los transformadores de potencial están marcadas para indicar las polaridades relativas de los arrollamientos primario y secundario. Por lo general, las terminales que corresponden a la alta y baja tensión están marcadas H_1 y X_1 respectivamente (y Y para un terciario).

En dispositivos de potencial capacitivos, sólo están marcadas las terminales X_1 y Y_1 , siendo obvia la terminal H_1 de la configuración del equipo.

Al igual que en los TC's, las marcas de polaridad - tienen el mismo significado, es decir, que cuando la corriente entra por la terminal H_1 , esta sale por la terminal X_1 (ó Y_1), la relación entre las tensiones alta y baja es tal que, X_1 (ó Y_1) tienen la misma polaridad instantánea que H_1 .

Puede ignorarse el que un transformador tenga polaridad aditiva ó sustractiva, porque esto no tiene ningún efecto en las conexiones.

La siguiente figura muestra las marcas de polaridad de un transformador de potencial.



IV.-DESCRIPCION DE LAS PROTECCIONES.

IV.A).-Protección de sobrecorriente.

La protección de sobrecorriente es de las más sencillas y económicas, que tiene su aplicación en alimentadores radiales, líneas de transmisión cortas, en líneas de cierta importancia como de respaldo para proteger equipo de pequeñas capacidades, etc...

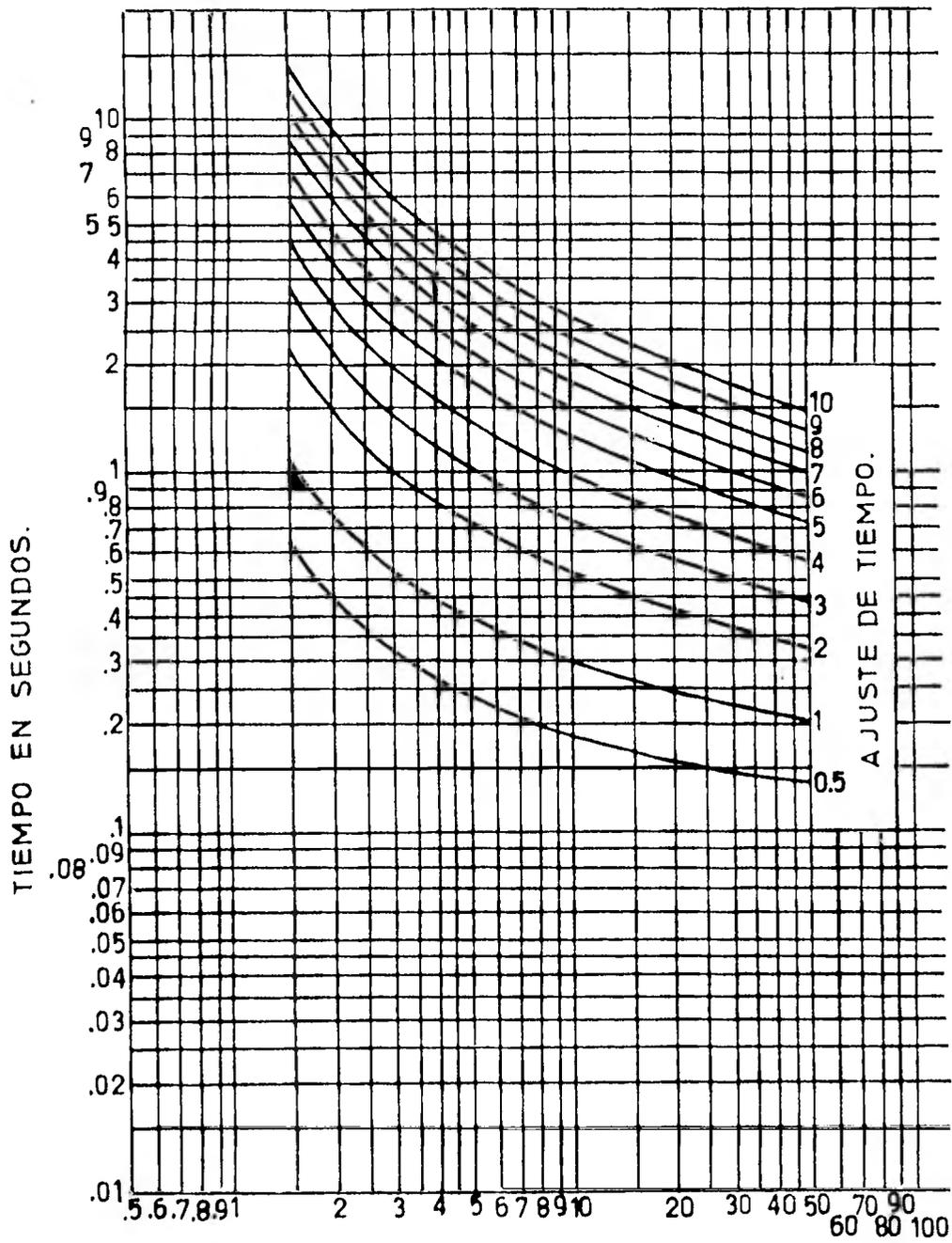
El relevador que se usa en esta protección es el --llamado de sobrecorriente, de esta clase de relevadores hay varios tipos: Instantáneos y de Tiempo retardado ó --Combinados. Generalmente se usan los combinados.

Sus características de tiempo permiten formar cascadas en cuanto al tiempo de apertura, así como tomar en cuenta la magnitud de la falla, de tal manera que en cuanto más corriente hay menos tiempo tarda en operar el relevador, característica llamada de tiempo inverso.

El principio en que se basan es el inducción, aún --cuando puede contar con un elemento instantáneo que es --de acción electromagnética.

Estas características de tiempo de los relevadores se pueden comprender mediante las curvas de la siguiente figura.

Cada una de las curvas es una posición en la que se puede colocar el relevador. Si por ejemplo tenemos la --curva "a", el relevador trabajará de acuerdo con esta y operará en un tiempo determinado de acuerdo con la corriente que circule por su bobina. Esta corriente está indicada en el eje horizontal en forma indirecta, puesto que no está marcada en amperes sino en veces ó múltiplos de la --corriente mínima de operación, es decir, si nosotros deseamos que el relevador no opere con una cierta corriente "x" ó que opere pero en un tiempo infinito, ésta será la base que tenemos marcada en la gráfica. Como se ve, esta corriente empieza con 1.5 veces y se termina con 20 veces, cosa que está dentro de límites medios y el operador puede ajustar el relevador para que trabaje en la curva que

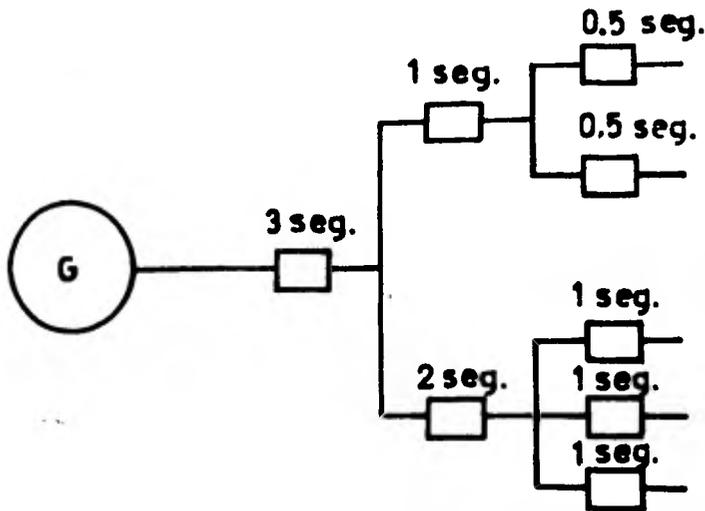


Múltiplos de la corriente mínima de cierre.

CURVAS CORRIENTE - TIEMPO PARA RELEVADORES
TIPO IAC CON CARACTERISTICAS DE TIEMPO INVERSO.

se desee. Si por ejemplo se ajusta sobre la curva 10 se verá que no opera sino hasta que por su bobina circulen corrientes 2.5 veces la mínima a que nos hemos referido y con tiempo entre 7 segs. y 3 segs.

Esta característica de tiempo inverso de los relevadores de sobrecorriente se producen en el elemento de inducción y nos permiten aplicarlos a un sistema de cascada, como se aprecia en la siguiente figura.



El diagrama indica que los interruptores más lejanos de la fuente pueden operar más rápidamente, en cambio los que se encuentran inmediatamente enseguida pueden ajustarse a un tiempo mayor, todo esto sobre la base de una misma corriente, es decir, que sobre la base de una misma corriente que fuera por ejemplo 5 veces la mínima de operación, el relevador del último paso operará en 0.5 seg. y el del penúltimo en 1 seg. y el primero en 3 seg.. Sobre la base de otra corriente el tiempo de operación sería distinto, pero de acuerdo con las curvas de ajuste de cada relevador, sin embargo, operarían primero los últimos y después los más cercanos a la fuente de energía.

Por su lado el elemento instantáneo que no está basado en el principio de inducción sino de fuerza electromagnética, es de ajuste muy alto, es decir, solo opera con corrientes muy altas y su acción es muy rápida.

Un ajuste más que debe tomarse en cuenta es el de sobrecarga.

Si se tiene un sistema por donde circulan 300 amperes normales y si instalamos un juego de transformadores de corriente de 300/5 ó sea 60:1; el ajuste del relevador deberá estar de acuerdo con la sobrecarga permisible. Si deseamos que esta sea de 25, 50, 100% etc., tendremos entonces la mínima corriente de operación del relevador ó sea la máxima corriente permisible, siendo en este caso 6.25, 7.5 ó 10 amps. respectivamente. Escogeremos entonces la derivación más cercana del relevador.

Los relevadores más comunes tienen las siguientes derivaciones:

4, 5, 6, 8, 10, 12, 16, otros con:

1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, y otros como son los que se usan en sobrecorrientes de tierra tienen:

0.5, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, y 2.0.

En el ejemplo que estamos analizando para la corriente de 6.25 amps. pondríamos la derivación 6, para 7.5 amps. la derivación 8 y para 10 amps. la de 10.

Esto nos dá entonces la mínima corriente de operación correspondiente a 360 amps., 480 amps., ó 600 amps. según el ajuste que se quisiera.

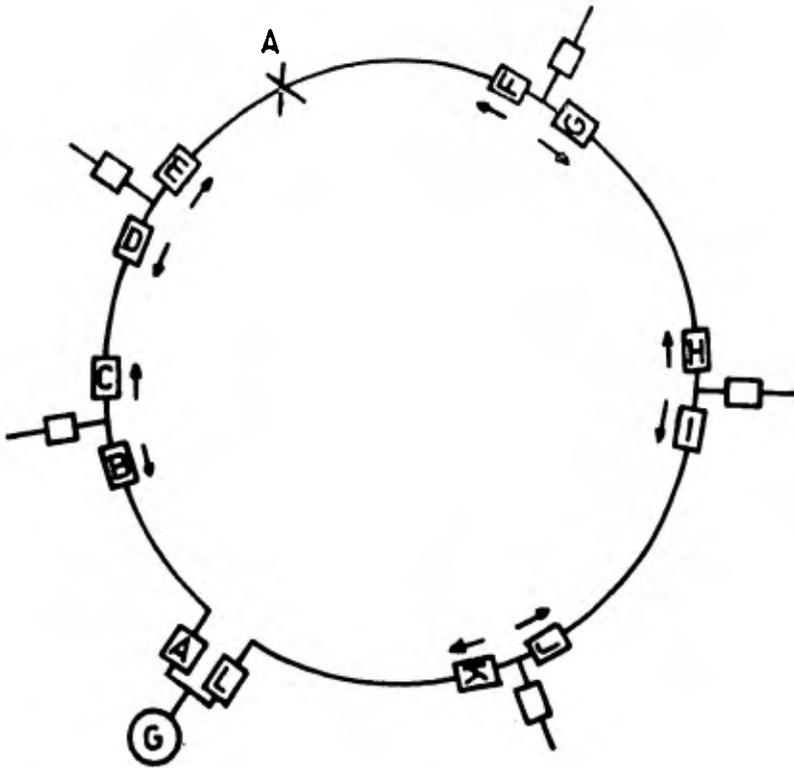
Para hacer un diagrama de este tipo con relevadores de sobrecorriente tendremos que determinar:

- 1).-En qué sistema se pueden aplicar este tipo de protección.
- 2).-Desarrollar un diagrama elemental de conexiones que incluya los aparatos y equipo completamente desmembrados para dar claridad al diagrama.
- 3).-Conocer los diagramas internos de conexiones de los distintos relevadores y aparatos que se usen.

IV.B).-Protección direccional.

La protección direccional tiene múltiples aplicaciones y es de las más sencillas y económicas principalmente para pequeños sistemas de anillos, donde hay derivacio

nes que se pueden controlar con interruptores, un ejemplo de esto lo tenemos en el sistema que se explica a continuación.



Un anillo como el mostrado con subestaciones en las derivaciones marcadas, usa la protección direccional en los interruptores indicados por las flechas, de tal manera que opera cuando hay una falla en el sector comprendido entre dos interruptores, por ejemplo, si hay una falla en el punto A se abrirán los interruptores E y F, porque la alimentación al corto circuito está en el sentido en que debe operar la protección direccional, en cambio los interruptores D y G permanecerán cerrados, los demás interruptores que tienen el mismo sentido de los D y F se ajustan sus tiempos de operación en la siguiente forma:

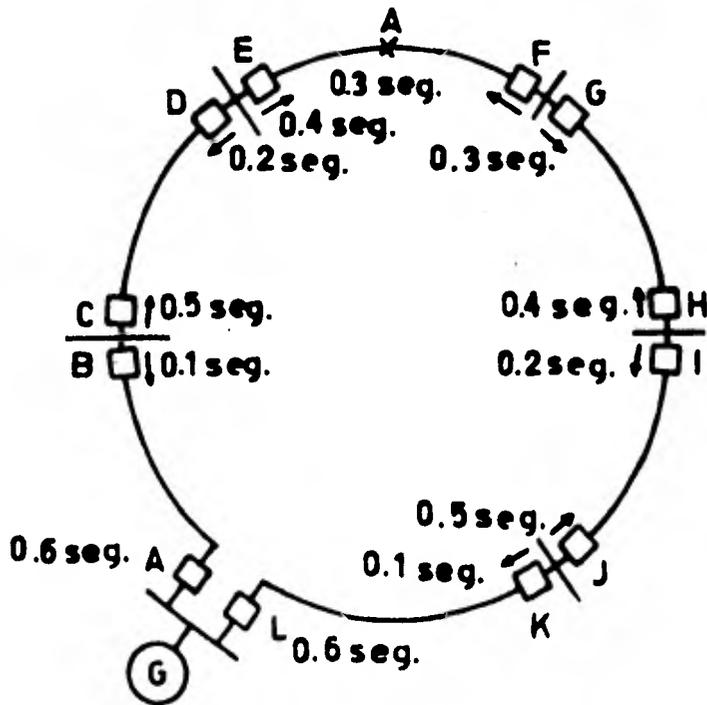
En el siguiente esquema, partiendo por la rama derecha, el interruptor B es el que debe tener un ajuste de tiempo menor, por ejemplo 0.1 seg., el D llevará un tiempo mayor 0.2 seg., el F 0.3 seg., el H 0.4 seg., y el J 0.5 seg.

Partiendo por la rama izquierda siguiendo el sentido de la corriente de operación también ajustamos los tiempos quedando: interruptores K que es el más alejado en este sentido y contrario al anterior 0.1 seg., I 0.2 seg., G 0.3 seg., E 0.4 seg., y C 0.5 seg.

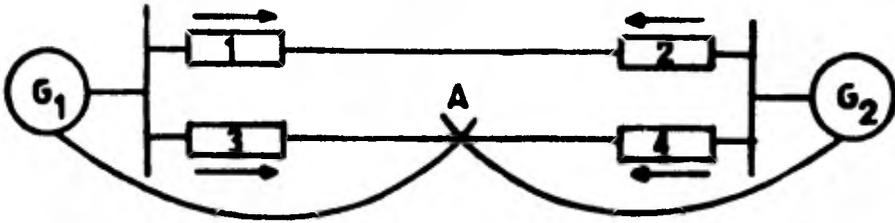
De esta manera se logrará que una falla en cualquier punto no trascienda a otra parte del sistema y no operen falsamente otros interruptores, sucediendo esto en la siguiente forma:

Si analizamos el mismo punto A, de acuerdo con los sentidos de operación se abre primero el F, en el sentido de la rama derecha después del H, y por último el J.. Del otro lado se abrirá primero el E y después el C, logrando así con la combinación de ajustes de tiempo y dirección aislar únicamente la parte del sistema afectada, sin interrumpir el servicio de las subestaciones.

Los interruptores A y L no necesitan protección direccional y con sobrecorriente y su ajuste de tiempo será suficiente.



Otro ejemplo de aplicación:



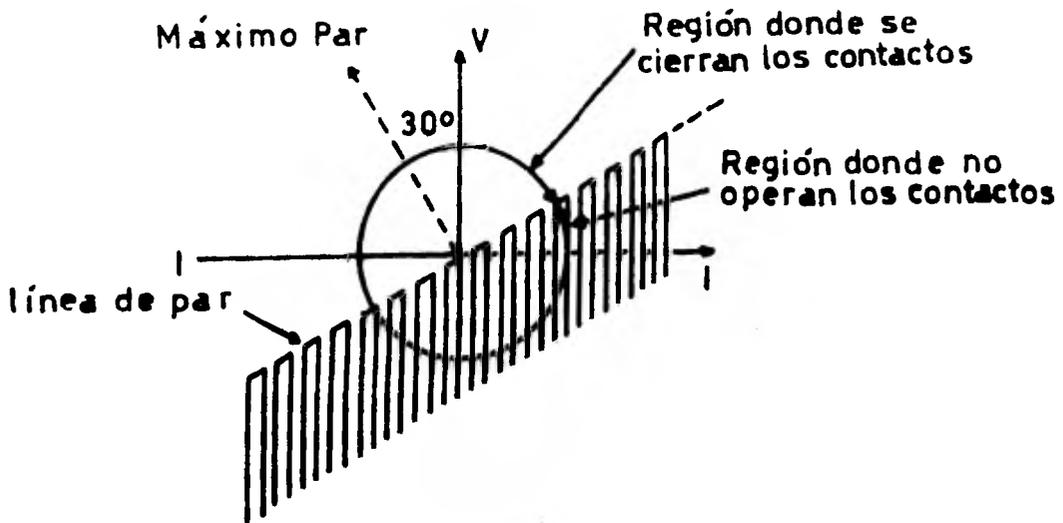
En líneas de alimentación que trabajan en paralelo se usa protegerlos direccionalmente haciendo que los interruptores operen en la forma indicada con las flechas. Si existe una falla en uno de ellos, por ejemplo en el punto A, únicamente operan los interruptores 3 y 4.

La protección direccional comprende dos partes, la dirección de la potencia y la sobrecorriente que produce la falla, los relevadores pueden estar contruidos para comprender los dos elementos en la misma caja ó separados. El elemento de potencia direccional puede también basarse en el principio de inducción, utilizando dos fuentes de alimentación del mismo sistema, que pueden ser corriente y voltaje ó corriente y corriente y en este último de diferentes partes del sistema.

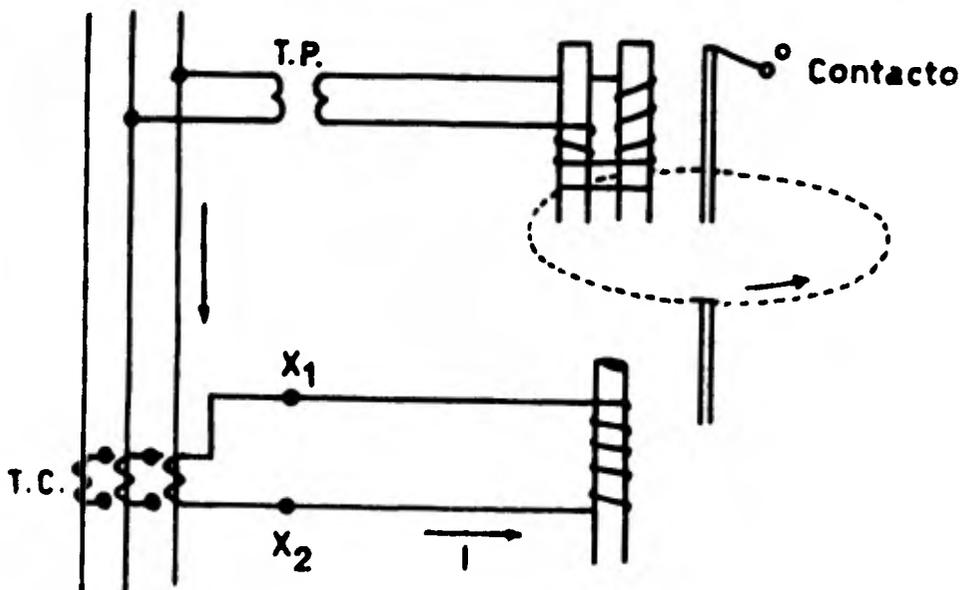
La operación de estos relevadores depende de la comparación de estas dos cantidades y del ángulo que forman entre ellas.

Se procura tener una de ellas fija ó como punto de referencia llamándose fuente polarizante.

Tomando por ejemplo el voltaje como factor de referencia, la corriente puede variar en magnitud y en ángulo con respecto a éste de tal manera que cuando el extremo del vector corriente caiga en una región determinada, opere el relevador así en el siguiente diagrama se ven los vectores mencionados:



Haciendo permanecer fijo el vector voltaje en la posición marcada y considerando que la corriente puede variar tanto en magnitud como en ángulo a través de los 360° y considerando que la corriente y el voltaje provienen de fuentes como la indicada en la figura que marcan un desfase de 30° .



El diagrama nos explica que cuando la corriente y el voltaje forman un ángulo de 30° al llegar al relevador, - trabaja éste en sus condiciones mejores y haremos adaptaciones al aparato para que en este momento nos produzca - el máximo par en el disco.

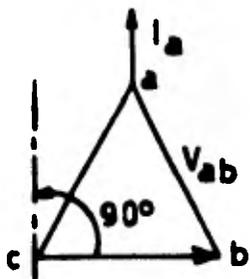
Si hay variaciones de la corriente en ángulo dentro de la región no sombreada, habrá operación del disco, mientras que cuando la corriente se encuentra en la región -- sombreada no se permitirá que el relevador trabaje.

Cuando por necesidades del sistema quisieramos que el relevador operara precisamente en sentido contrario al mencionado anteriormente, es decir, que la operación del relevador se efectuara con una corriente contraria a la que - consideramos, sólo tendríamos que cambiar la conexión de la bobina de corriente en cuanto a su polaridad, esto es, cambiando X_1 por X_2 , y por lo tanto las condiciones del relevador y las características de dirección estarán supeditadas a la polaridad que pueden depender de las condiciones externas ó internas del relevador direccional.

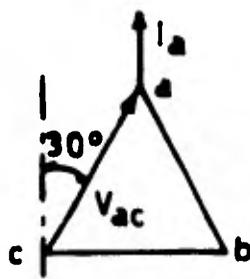
Las combinaciones del voltaje y la corriente pueden ser analizadas vectorialmente y presentan tres tipos que se usan en los sistemas direccionales:

- 1a.- Conexión de 90° .
- 2a.- Conexión de 30° .
- 3a.- Conexión de 60° .

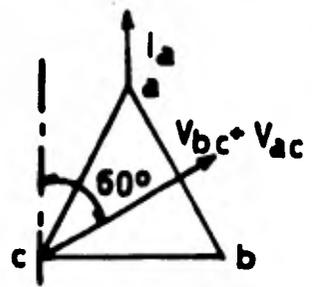
Estas conexiones están representadas en los siguientes diagramas vectoriales.



Conexión de 90° .

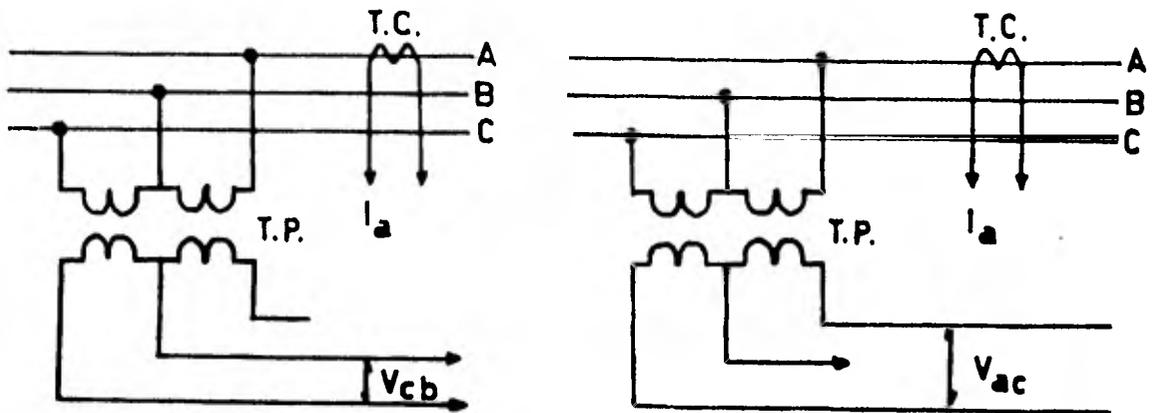


Conexión de 30° .



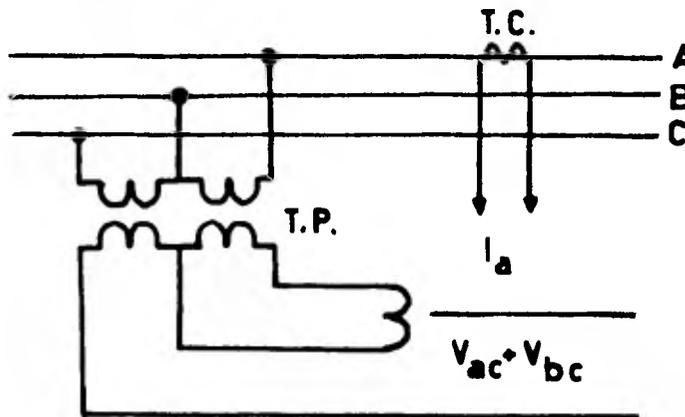
Conexión de 60° .

Las conexiones que producen estos diagramas se muestran a continuación:



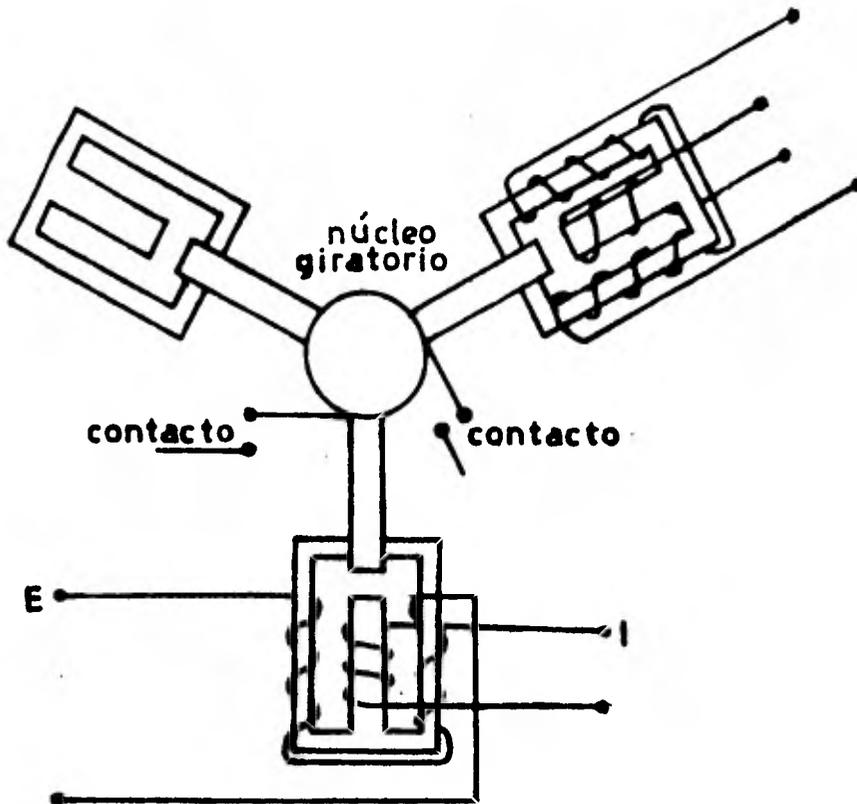
CONEXION A 90°

CONEXION A 30°



CONEXION A 60°

Hasta ahora hemos mostrado la forma en que trabaja un elemento potencia de un relevador direccional cuando éste es un monofásico, pero también los hay trifásicos. Los relevadores trifásicos en sus principios fundamentales son iguales a los monofásicos, puesto que también comparan el voltaje y la corriente de un sistema pero los primeros -- (los trifásicos) están contruidos mecánicamente como un motor de inducción. El diagrama siguiente dá una idea de su construcción:



Tienen un núcleo giratorio que esta actuado por tres juegos de bobinas que están colocadas en núcleo a 120° físicos.

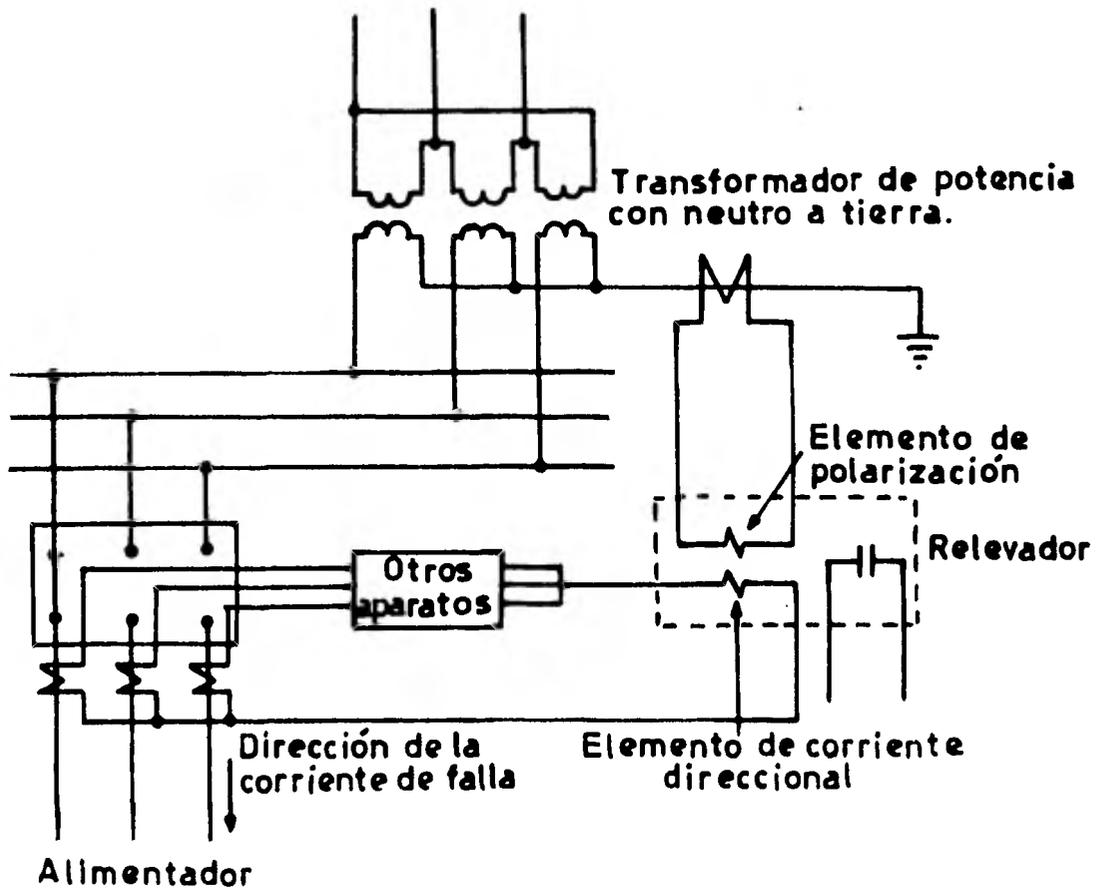
Como se dijo al principio del estudio de los relevadores direccionales estos pueden llevar incluidos un elemento de sobrecorriente cuyos contactos se encuentran en serie con los del elemento direccional y el relevador solo producirá efecto solamente que intervengan las dos partes: La sobrecorriente y la direccional.

Se han construido relevadores direccionales para proteger fallas a tierra que han dado mayor sensibilidad y selectividad, que los llamados de sobrecorriente de tierra. Se sobreentiende que solo se aplican a sistemas de neutro conectado a tierra.

Están basados también en la comparación de dos cantidades, una de las cuales se toma para polarizar. Son del tipo de inducción sobre un disco y tienen unidades instantáneas electromagnéticas.

Desde el punto de vista de la polarización se dividen en dos tipos que son los de polarización por corriente y los de polarización por potencial.

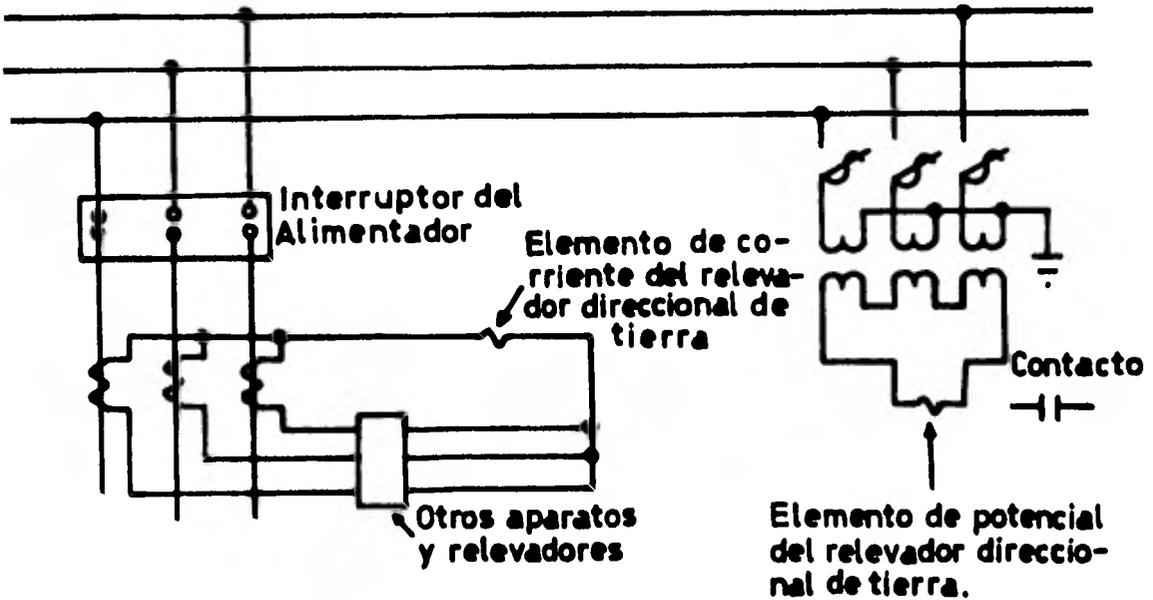
Las primeras utilizan la conexión a tierra del neutro de algún transformador de potencia, como se ve en el diagrama siguiente para polarizar.



En caso de haber una falla a tierra, en el alimentador se genera una corriente que pasa por el neutro del transformador y ésta mediante el TC que existe en el neutro se envía al relevador. Al mismo tiempo los TC de la línea ó alimentador envían las señales de desbalanceo al otro elemento del relevador y estas hacen operar cerrando sus contactos.

Mediante ajustes de estos relevadores se pueden obtener retardos y variaciones en el tiempo de operación cuyas características también son de tiempo inverso ó instantáneo.

Los relevadores de polarización por potencial utilizan un juego de tres transformadores de potencial conectados en estrella/delta como se muestra en el diagrama siguiente:



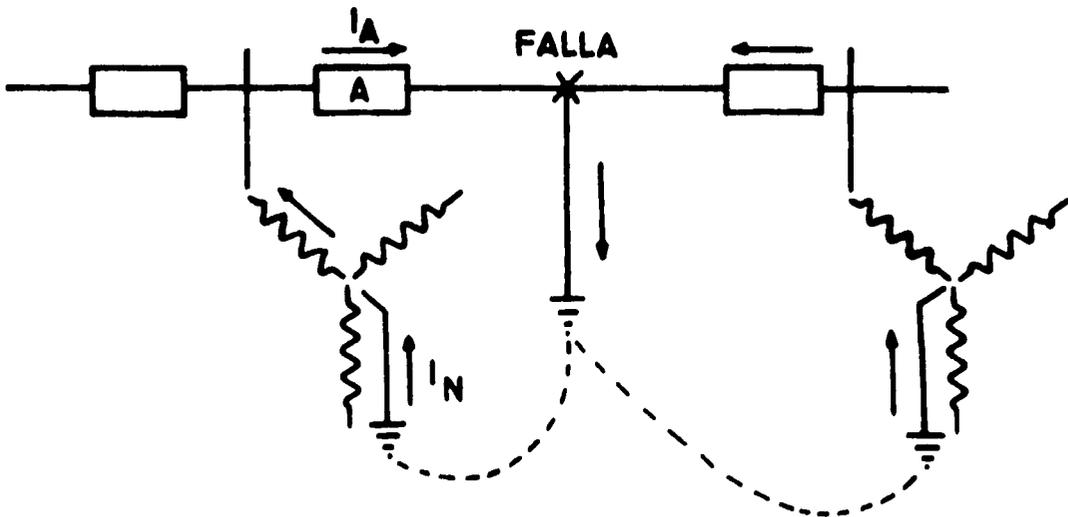
Polarización.- El método para obtener la característica direccional en los relevadores de tierra debe ser -- comprendido perfectamente para poder aplicarlos correctamente.

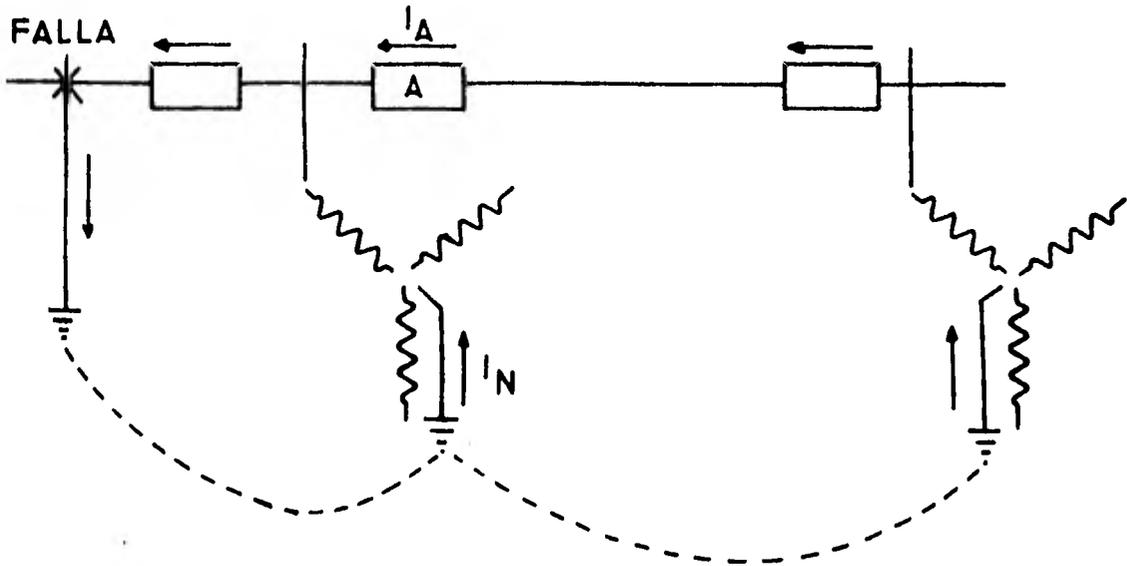
El término polarización debe entenderse como aquella característica que tienen ciertas cantidades vectoriales de no cambiar de sentido y que no pueden servir de referencia para medir los ángulos de desplazamiento de aquellas otras que si cambian de dirección. Esto desde luego puede ser cosa relativa entre ellas pero las que tomamos como base es la que se ha dado en llamar de polarización.

Tal referencia puede tomarse en cualquier parte del sistema, cuya corriente ó voltaje no cambien relativamente con respecto a las inversiones que tenga la corriente en otra parte del sistema.

Un ejemplo de esto lo tenemos en la corriente del neutro de un transformador de potencia conectado en estrella/delta.

Si se estudian los diagramas siguientes se verá que aunque la corriente de falla I_A del interruptor A de las dos figuras es de sentidos contrarios, la corriente I_N del neutro de los transformadores tienen la misma dirección en los dos casos y por lo tanto es una fuente de polarización, esta corriente en el neutro para emplearla-- en los relevadores de protección, de fallas a tierra.





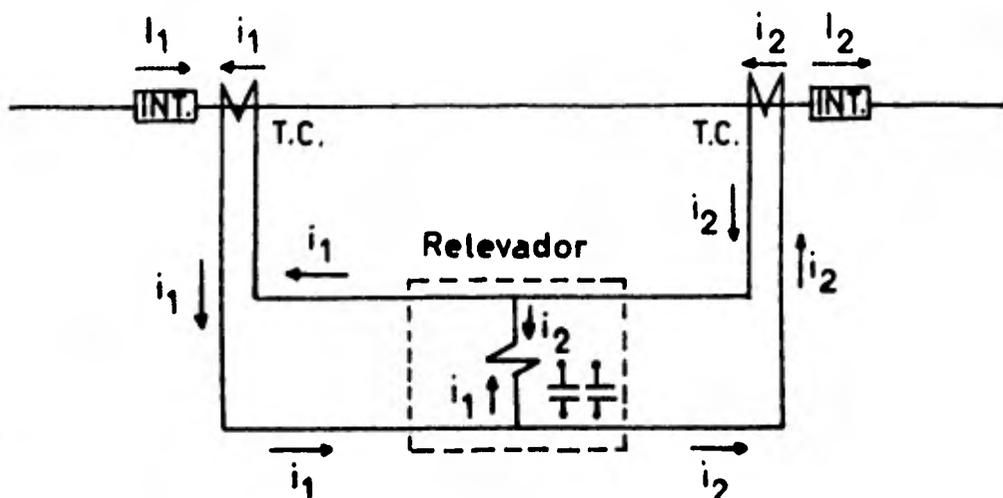
Protección equilibrada.- Se aplica ventajosamente en líneas de transmisión ó alimentadores paralelos donde se llega a tener la necesidad de usar dos ó más circuitos para llevar la carga total, es decir, que uno de ellos no es capaz de operar por sí solo cuando los otros se encuentran fuera, esto se justifica cuando la carga ha crecido desmesuradamente y no ha habido oportunidad de aumentar el sistema, entonces se usan los alimentadores existentes a su carga plena.

La aplicación más común es en dos líneas ó alimentadores que llevan la mitad de la carga cada uno, si uno de ellos se sobrecarga querrá decir que hay una falla y entonces el equipo de protección trabaja abriendo las dos líneas al mismo tiempo, se hacen adaptaciones también para dejar fuera esta protección cuando por necesidades del servicio se quiera trabajar con una sola línea y por medio de un cambio rápido de conexiones que pueden estar dentro de un switch de transferencia manual ó automático, se pueda pasar a una protección separada de las dos líneas.

IV.C).-Protección diferencial.

La protección diferencial estriba esencialmente en la diferencia de dos magnitudes eléctricas al compararlas vectorialmente dentro de un relevador.

Por ejemplo, si tenemos un tramo de línea:



La podemos proteger diferencialmente como se muestra en el diagrama. La diferencia de las corrientes que pasan por las bobinas es igual a cero, en condiciones normales, ya que la corriente I_1 es igual a I_2 .

Si hubiera una falla en el interior de este tramo, - las corrientes I_1 e I_2 serían distintas en magnitud y en sentido mostrado, y aparecería una corriente operativa en el relevador que cerrará los contactos y éstos a su vez, hicieran abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se muestra en la figura anterior.

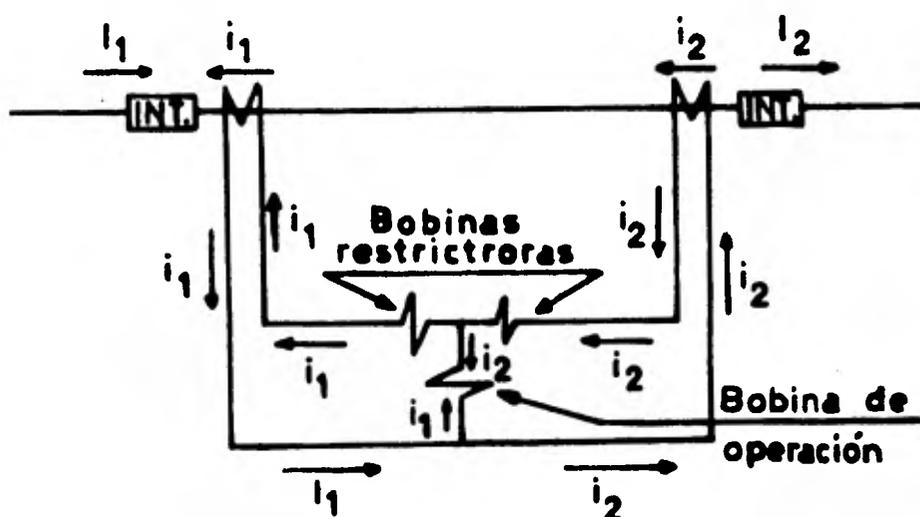
Si la falla ocurre en el exterior ó sea fuera de los puntos donde se encuentran los TC's, volveríamos a caer - en la condición primaria solo que las corrientes I_1 e I_2 serían mucho mayores que las normales.

El tramo de línea aquí representado puede ser sustituido por cualquier sección del sistema que comprenda equipo eléctrico como son: Transformadores, generadores, etc., sin embargo, como las corrientes de entrada y salida pue-

den ser distintas debido a los cambios de voltaje, sólo será necesario que los TC's den la relación de transformación correcta en amperes a fin de que la cantidad de energía que entre por un lado sea igual a la que sale por el otro lado y que la diferencia vectorial de las corrientes entrantes y salientes sea igual a cero, para que la condición de estabilidad permanezca.

En caso de cualquier falla interna existirá un desbalanceo y al comparar las corrientes, habrá una diferencia que hará operar la protección.

Con el propósito de estabilizar el funcionamiento de estos relevadores diferenciales, se ha incluido en ellos una bobina más a la cual se le ha llamado restrictora.



Los efectos de estas dos bobinas son opuestos y su funcionamiento se explica de la siguiente manera:

La bobina de operación trabaja en proporción a la diferencia de las corrientes $I_1 - I_2$. A medida que esta diferencia es más acentuada, tiene mayores efectos. La bobina restrictora está formada por dos partes, una que es atravesada por una corriente proporcional a I_1 y otra por I_2 , como la derivación está en el punto medio los ampere-vueltas de las dos mitades son proporcionales a $I_1 \times N/2$

e I_2 x $N/2$ (siendo N el número de vueltas), lo que da por resultado que la suma de estas dos partes es igual a $(I_1 + I_2) N/2$.

La operadora por lo tanto trabaja en proporción a $I_1 - I_2$ y la restrictora en proporción a $(I_1 + I_2) N/2$.

Hay sin embargo una cantidad admitida de no operación comprendida entre estas dos corrientes I_1 e I_2 que permite que en la diferencia esté incluida cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo protegido. Esta cantidad puede representar las pérdidas naturales de un transformador ó algunas otras corrientes de fuga naturales del sistema, y aún la diferencia que marcan los TC, cuando se saturan sus núcleos con corrientes muy altas y por lo tanto, esta diferencia $I_1 - I_2$ es imposible mantenerla en cero.

Por esta razón los relevadores están adaptados para incluir una diferencia antes de operar.

A medida que las corrientes aumentan, por ejemplo, - cuando hay un corto circuito en el exterior del tramo mencionado, la diferencia también aumentaría y no conviene - que nuestros relevadores operen aún en este caso, por lo que se construyen estos aparatos para operar no propiamente con la diferencia sino con el porcentaje de diferencia con respecto a una de las corrientes I_1 ó I_2 (generalmente la más pequeña), la cual si permanece constante denominándose por esta razón, este tipo de relevadores de Porcentaje Diferencial.

Esta característica de porcentaje de pendiente de los relevadores diferenciales es una de las más interesantes y nos muestra rápidamente las condiciones dentro de las - cuales va a operar. Se encuentran por ejemplo ajustes en el aparato para dar 10, 15, 25, 40%, etc., porcentos de pendiente que el operador escoge de acuerdo con las condiciones del sistema. Si por ejemplo, la corriente que atraviesa el sistema es de 500 amperes y se va a permitir una máxima diferencia de corrientes de 75 amperes, el porcien

to de la diferencia será:

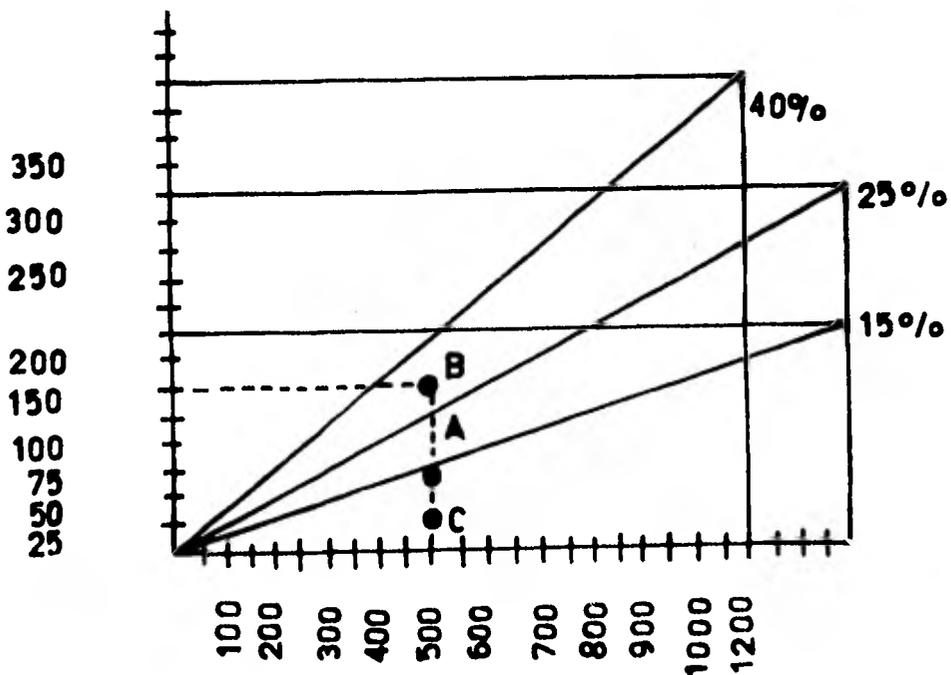
$$\frac{75 \times 100}{500} = 15\%$$

La condición de pendiente como característica se explica de la siguiente manera:

Como se explicó anteriormente la bobina operadora depende ó está su funcionamiento en proporción a la diferencia de las corrientes $I_1 - I_2$, en cambio la bobina restrictora se rige por la semisuma de las corrientes $(I_1 + I_2) / 2$ ó sea la corriente media.

Los relevadores se construyen no para operar con la corriente media, sino con la corriente más pequeña ó sea la que entra y sale del sistema para mayor comodidad los cálculos y ajustes.

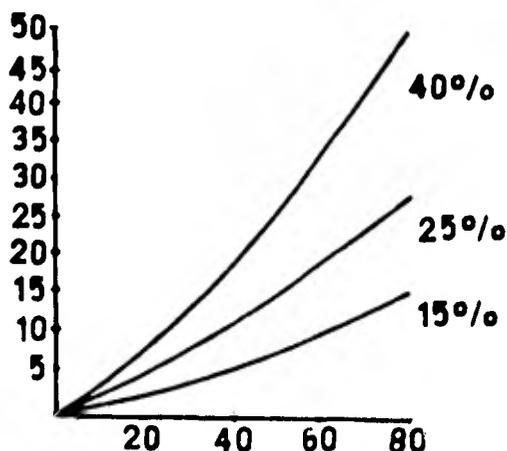
Usando entonces la diferencia de corrientes y la corriente I_2 que suponemos es la parte de la corriente no afectada se puede trazar el siguiente diagrama:



La recta que teóricamente pasa por el origen y que - hemos marcado con 15% dá los valores de la diferencia de corriente para cualquier valor de la corriente I_2 que mantiene el relevador sin operar. Si por ejemplo con la I_2 - igual a 500 amperes se amntiene una diferencia mayor de 75 amperes, es decir, que caemos en el punto A, los contactos permanecerán cerrados pero en su límite cualquier diferencia mayor para esta misma corriente por ejemplo 150 amperes (punto B) hará trabajar al relevador. Cuando la diferencia está por abajo de esta recta de pendiente 15%, por ejemplo en el punto C, los conatctos permanecerán cerrados y la bobina restrictora aumentará su esfuerzo para mantenerlos en posición de no operación.

En general para cualquier curva de pendiente determinada por el ajuste del relevador, si el punto que representa las condiciones del sistema diferencialmente protegido cae bajo la recta no operará el relevador, pero si cae en la punta superior cerrará contactos y éstos darán paso a corrientes del circuito de apertura de uno, dos ó varios interruptores del sistema que aislen una falla en la parte cerrada por los transformadores de corriente que se ins_talen para este objeto.

Las curvas verdaderas las publican los fabricantes - de los relevadores y son parecidas a éstas, sin embargo, se ajustan a este principio y a la construcción de sus - elementos variando ligeramente.



Los ejes se marcan en múltiplos de la mínima corriente de operación ó máxima corriente permisible de operación.

Los relevadores diferenciales no necesitan tener características de tiempo retardado ó tiempo inverso, como los de sobrecorriente u otros, y se construyen, cayendo dentro de la clasificación de relevadores instantáneos aún cuando hay unos más rápidos en su operación que otros.

La razón para ser instantáneos, es que al proteger una zona completamente determinada y encerrada entre los transformadores de corriente detectores, no es necesario considerar secuencias de operación con respecto a otras partes del sistema y mientras más rápidamente se libre el equipo de una falla, menos efectos tendrá el deterioro de éste.

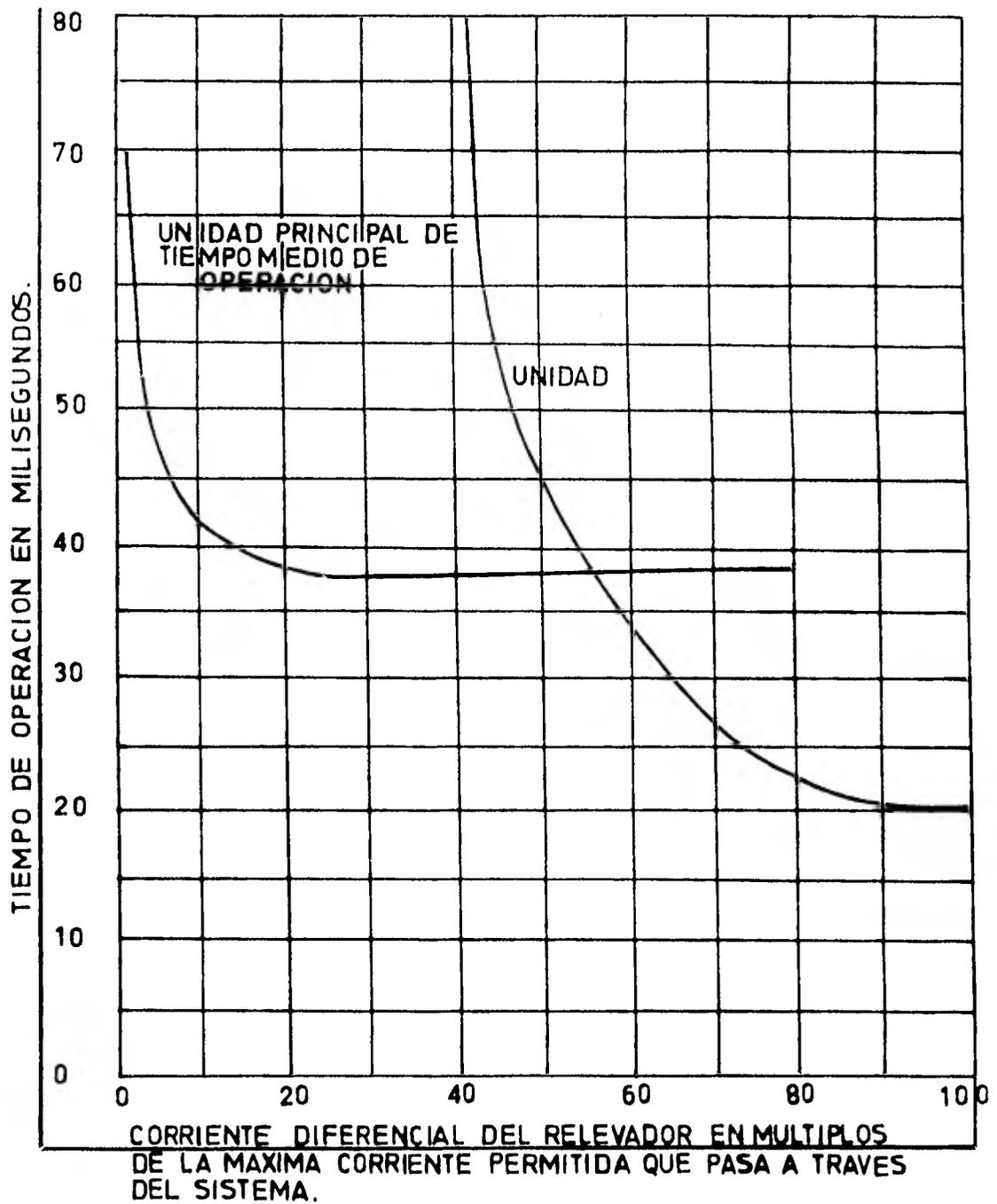
Para dar una idea de la rapidez de operación de este tipo de relevadores se muestra aquí una curva de tiempo de un relevador BDD especial para transformadores, donde se notará que el tiempo cae dentro de milésimos de segundos.

Hay relevadores diferenciales que adicionalmente a su elemento normal tienen uno que operará con corrientes muy altas, y que se designa como el elemento instantáneo de sobrecorriente, aún cuando está operando también con las corrientes diferenciales, es decir, cuando ocurre una falla en el interior del sector protegido por este sistema.

El faseado de una protección diferencial es uno de los problemas que requiere mayor cuidado, puesto que de no efectuarse correctamente, provocará falsas operaciones.

Para llevar a efecto un buen faseado deben de establecerse los siguientes conceptos:

1.-Polaridad.- La polaridad de un transformador no puede ser más que aditiva ó substractiva, en los diagramas la polaridad se representa por medio de las marcas que pueden ser círculos ó cuadros pequeños, ó las letras "H" en alta tensión y "X" en baja tensión, que se ponen en las terminales del aparato tanto en el primario como en -

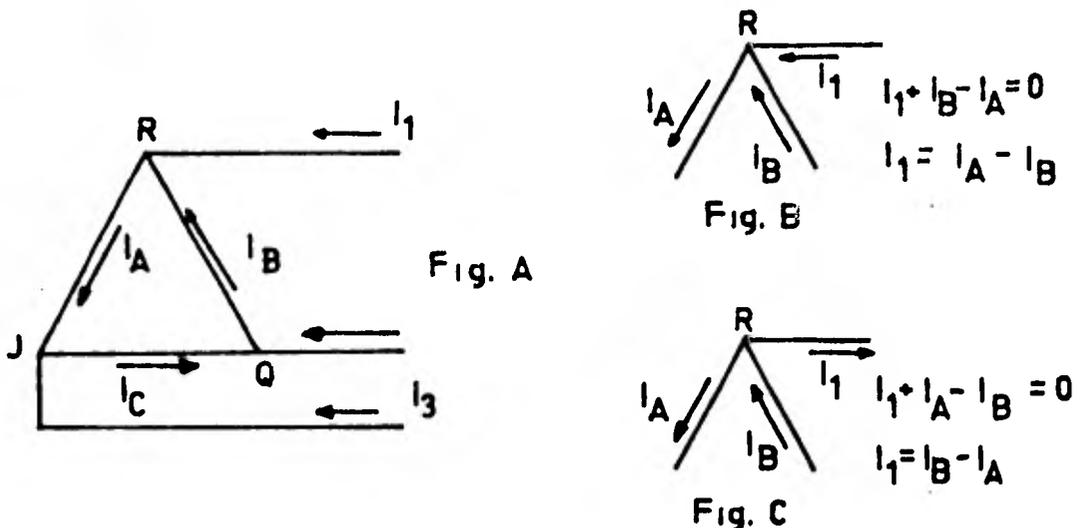


CARACTERISTICA DE TIEMPO DEL RELEVADOR BDD.

el secundario.

2.-Determinación de las corrientes en los nodos.- Debido a que en el alambrado de un sistema diferencial nos encontramos repetidas veces con puntos donde entran y salen tres corrientes, conviene recordar como se encuentran sus valores y sus sentidos.

El caso que nos ocupa, es al cerrar las diferentes deltas y por lo tanto veremos un caso aplicado a esto:



En la figura A hay una delta en la que tenemos fijas las corrientes I_A , I_B e I_C habiendo sido establecidos sus sentidos previamente de acuerdo con la polaridad del problema y deseamos conocer las corrientes I_1 , I_2 e I_3 .

Si fijamos arbitrariamente el sentido de las corrientes I_1 , I_2 e I_3 como se indica en la figura A podemos calcular sus valores como se muestra en la figura B en función de I_A e I_B .

Si para el problema nos conviene el sentido contrario es decir, alejándose de los nodos R, J y Q, podemos calcularlo como lo indica la figura C.

Como se verá, se tiene libertad para escoger el sentido de la corriente en un momento dado, pero hay que tener cuidado que los valores sean obtenidos de acuerdo con lo explicado.

3.-Sentido de la corriente en los bornes de los relevadores diferenciales.- Como los relevadores diferenciales

no deben de operar en condiciones normales ó con una falla externa, el sentido de las corrientes de entrada y salida deberá ser de acuerdo con la idea de que estén en fase y en el sentido que marca el diagrama siguiente:



El procedimiento para fasear se desarrolla tomando en cuenta las siguientes reglas:

1).-Considerar que las corrientes principales estan entrando al equipo por proteger y saliendo por el otro lado.

2).-Al haber dos deltas por conectar se fijarán arbitrariamente una de ellas, estando supeditada la otra a la primera.

3).-Seguir con cuidado todos los sentidos que resulten de las marcas de polaridad.

Para entender mejor el método se exponen dos ejemplos:

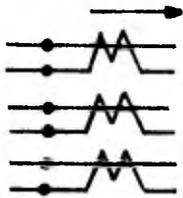
Supongamos que se tiene un banco de transformadores de dos devanados formado por tres unidades monofásicas - conectado en delta en el primario y estrella en el secundario.

Como se marca en la figura siguiente se tienen los transformadores y relevadores listos para conectarse, habiéndose escogido el sentido de las corrientes principales y el de los relevadores se ha marcado las polaridades.

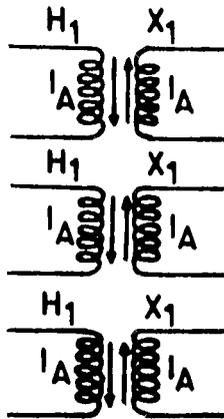
Se procede a poner nomenclaturas a los transformadores de potencia a fin de que sus corrientes estén designadas.

Enseguida hacemos la conexión de la delta de los transformadores de potencia en forma arbitraria, como se

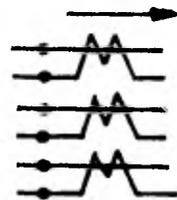
Sentido escogido de las corrientes principales.



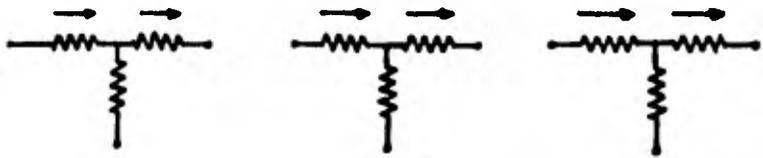
Transformadores de potencia.



Sentido escogido de las corrientes principales.

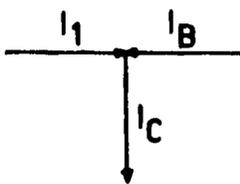


Relevadores diferenciales.



indica en la siguiente figura y procedemos a encontrar las corrientes en las fases 1, 2 y 3 teniendo la dirección de estas corrientes como sigue:

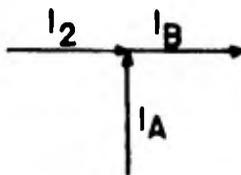
FASE 1



$$I_1 + I_B - I_C = 0$$

$$I_1 = I_C - I_B$$

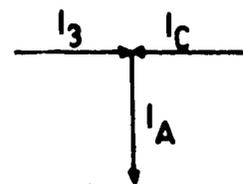
FASE 2



$$I_2 + I_A - I_B = 0$$

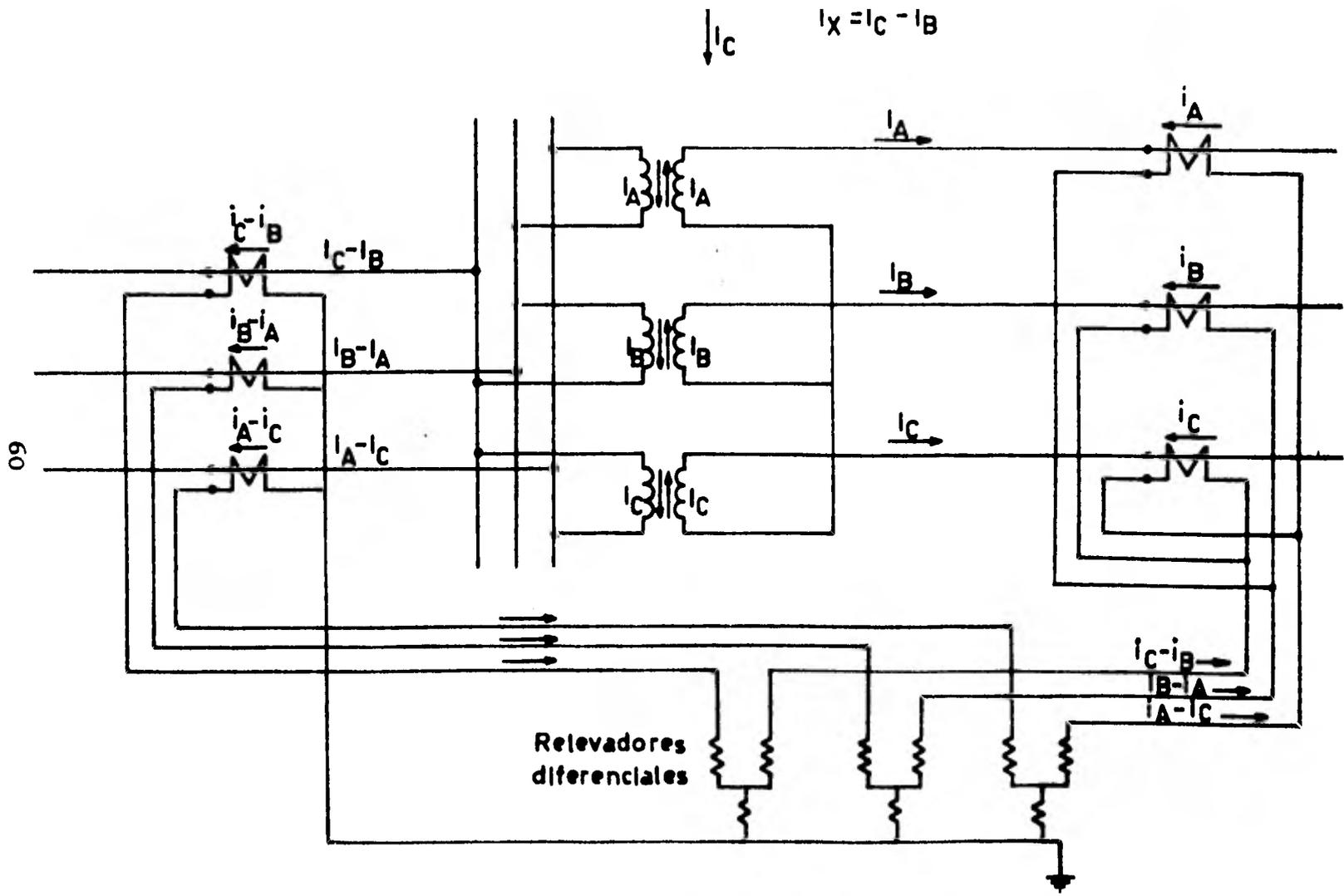
$$I_2 = I_B - I_A$$

FASE 3

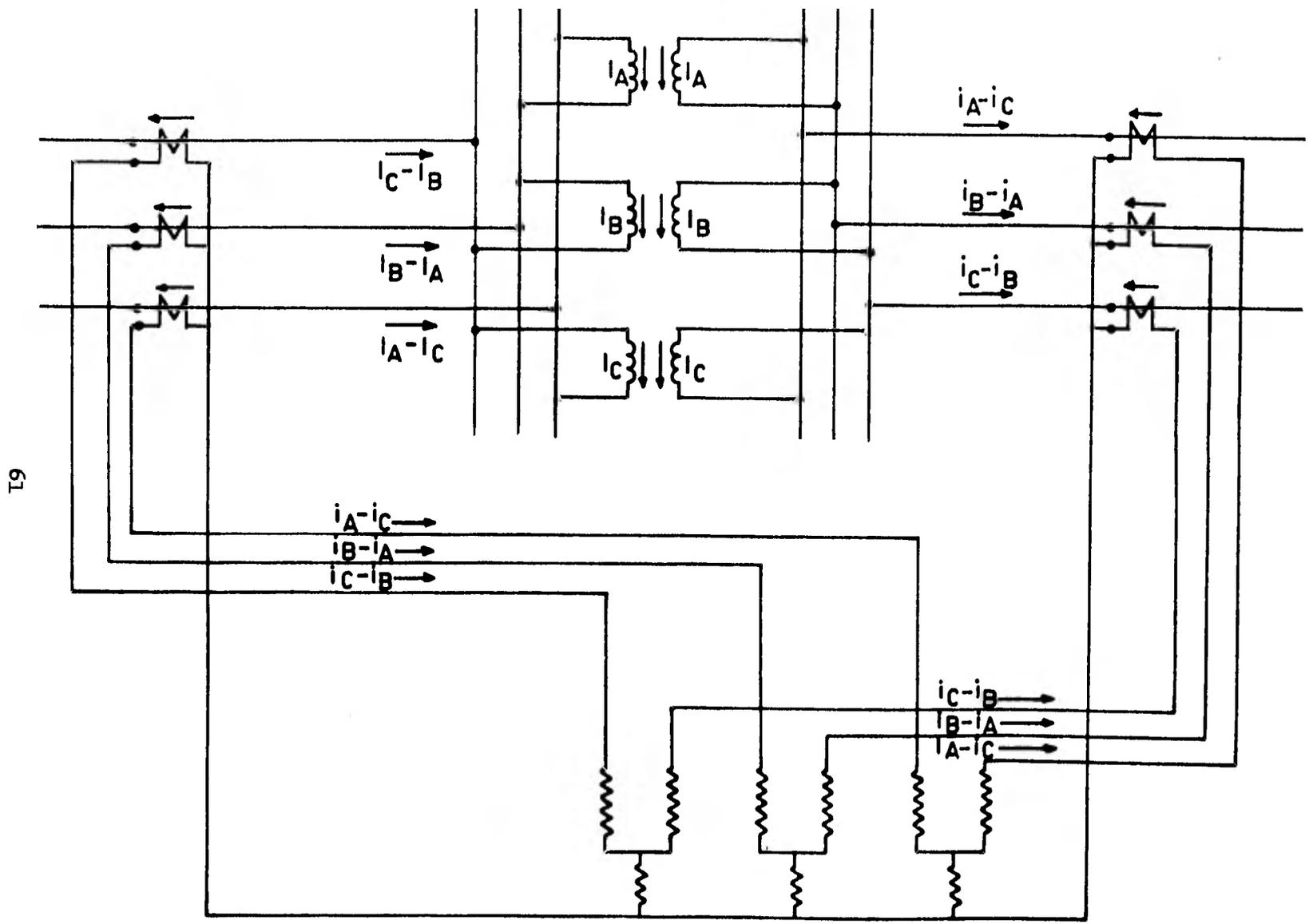


$$I_3 + I_C - I_A = 0$$

$$I_3 = I_A - I_C$$



BANCO DE TRANSFORMADORES CONEXION Δ/Y.



19

BANCO DE TRANSFORMADORES CONEXION Δ/Δ

Al saberse el sentido de las corrientes de las figuras se podrá encontrar el sentido de las corrientes en los secundarios de los TC's del lado izquierdo y tomando en cuenta polaridad, vemos que se alejan $I_C - I_B$, $I_B - I_A$, e $I_A - I_C$, que serán las puntas que se conecten a los relevadores diferenciales respetando el sentido que se fijó al principio.

Se comprende que a la salida de los relevadores, continúen estas mismas corrientes con su sentido adecuado y al entrar a la delta de los TC's del lado derecho, deberá haber correspondencia de fases, quedando la delta como se ve en la figura.

Previamente conectamos el secundario de los transformadores de potencia en Estrella, tomando en cuenta el sentido de las corrientes en los TC's del lado derecho.

De esta manera el faseado queda completo, se hacen las conexiones en el equipo de acuerdo con el diagrama.

En caso de que las conexiones del banco no correspondan con las indicadas, deberá procederse a hacer un diagrama adaptándose a los datos del equipo pero siguiendo siempre el mismo procedimiento de correspondencia de fases, sentido obtenido de la polaridad y principalmente obligando a que los relevadores diferenciales les lleguen corrientes en fase, de acuerdo como aparece en el diagrama.

El segundo ejemplo marca un banco conectado en Delta/Delta y en el diagrama correspondiente se han indicado las conexiones correctas siguiendo el procedimiento explicado anteriormente, para satisfacer las condiciones de un buen faseado.

IV.D).-Protección Buchholz.

Se utiliza este tipo de protección esencialmente en bancos de transformadores cuando ocurre una falla y se somete a condiciones de operación anormales, por lo tanto, es importante prever los daños interiores al ocurrir una

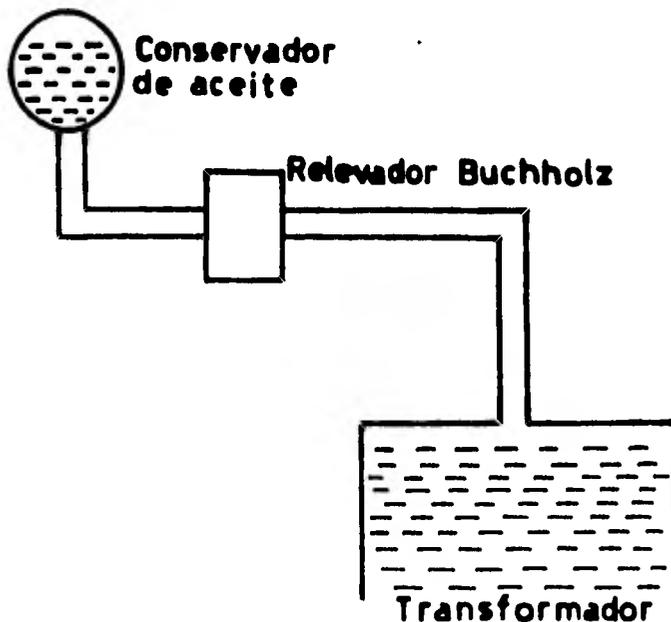
falla.

Para cada uno de los transformadores se les protege con relevadores Buchholz; el cual está basado en un principio muy sencillo; cuando ocurre una falla se producen dentro del tanque del transformador gases y vapor de aceite.

En la mayor parte de los casos de fallas eléctricas en un transformador, se producen gases provocados por la elevación de la temperatura causada por el arco eléctrico ó por sobrecalentamiento a partes metálicas y por deterioro del aislamiento. Este relevador Buchholz está diseñado de tal forma que detecta el gas producido y opera una alarma anunciando la presencia del gas.

También está diseñado para precipitar un flujo de aceite de manera que dispare los interruptores correspondientes para prevenir una avería mayor cuando ocurre una falla dentro del transformador.

El relevador tiene una cámara que normalmente está llena de aceite instalado en el tubo que conecta el transformador y el conservador de aceite como se muestra en la siguiente figura:



En la cámara superior alojados los relevadores móviles alrededor de 2 pivotes fijos, si dentro del transformador - ocurre una falla leve, se producirán burbujas de gas, que pasan por la tubería y hacen bajar el nivel de aceite; -- cuando se acumula gas de tal manera que el nivel descien- de, el flotador 1 no puede mantenerse en su posición nor- mal, desciende y hace que cierre el contacto si estamos - conectados a un circuito de señales de alarma, haciendo - funcionar a ésta, mientras que el flotador 2 permanece en su posición normal.

Cuando ocurre una falla grande dentro del transforma- dor se produce más gas causando una circulación de aceite a través del tubo que conecta el transformador y el con- servador, debido a esto el aceite logra mover hacia abajo el flotador 2 cerrando el contacto S_2 que esta conectado al circuito de disparo del interruptor.

Por lo tanto, cuando ocurre una falla grande, el tra- nsformador no se expone a sufrir daños mayores puesto que es desconectado dentro de un tiempo corto.

De acuerdo con la operación del relevador se puede - clasificar en dos formas las fallas de un transformador:

- 1).-Para pequeñas fallas con las que el circuito de alarma del relevador operará.
 - a).-Deterioro en el aislamiento de las láminas - del núcleo.
 - b).-Falsos contactos en conexiones eléctricas.
 - c).-Sobrecalentamiento local de bobinas y' dete- rioro del aislamiento causado por corriente de Foucalt excesiva.
- 2).-Problemas serios que requieren desconexión del transformador, para que el circuito de disparo opere:
 - a).-Ruptura de Bushings.
 - b).-Cortocircuito entre fases.
 - c).-Cortocircuito a tierra.
 - d).-Cortocircuito entre bobinas.

Este relevador no sólo sirve para detectar fallas internas, sino también detecta algunas fallas mecánicas como son:

Nivel más bajo que el permitido causado por enfriamiento brusco o fugas de aceite.

Introducción de aire dentro del transformador causado por efectos en la bobina de circulación de aceite.

El sitio indicado del nivel de gas acumulado (ventana de inspección), permite deducir la importancia de la avería por la cantidad de gases acumuladas en cierto tiempo.

En algunos casos por el color del gas se puede deducir que hay descomposición de aceite, los amarillos del deterioro de partes de madera, los blancos de la destrucción del papel aislante; por lo que se recomienda analizar los gases acumulados para ver que tipo de falla es.

La mayor parte de bancos de transformadores cuenta con:

Detectores de temperatura, indicadores de temperatura del aceite, indicadores de temperatura de los devanados.

La gran importancia que tiene ver la temperatura de un transformador, es que de esto depende la duración de sus aislamientos, y por tanto, la del transformador. Generalmente, los transformadores están equipados con dispositivos para protección local que sirven para detectar elevaciones anormales de temperatura del aceite y los devanados.

El indicador de temperatura de los transformadores es el más simple y está localizado en la parte superior del tanque del transformador para obtener las temperaturas del aceite más caliente.

El funcionamiento de los indicadores (de tipo Bourdan) consiste en medir expansiones ó contracciones del mercurio u otro líquido sensible que está alojado dentro de un tubo insertado en el tanque a la altura del nivel mínimo de aceite, las expansiones se transmiten por un

tubo capilar de acero inoxidable ó un resorte de Bourdan que acciona una aguja indicadora. El resorte acciona también un interruptor que sirve para sonar la alarma.

Los indicadores de temperatura de los devanados dentro de los transformadores son de gran importancia, puesto que la temperatura máxima que soportan los devanados nos dará con seguridad la vida útil del aparato.

Es difícil tomar lecturas directamente de los devanados, por lo tanto, se hace en forma indirecta; con un dispositivo previsto de contactos y dependiendo de la temperatura de los devanados serán accionados para arrancar ó parar el equipo de enfriamiento, para enviar una señal de alarma si la temperatura sigue aumentando ó enviar el disparo de los interruptores respectivos, cuando la temperatura llegue a valores extremos y exponga al transformador.

Algunos pasos que le siguen de acuerdo a la calibración de los contactos, dependiendo de las temperaturas de los devanados, por lo que el primer contacto arranca el primer grupo de ventiladores, el segundo paso pondrá a funcionar el segundo grupo de ventiladores, el tercer paso corresponde a la señal de alarma y por último el cuarto paso hará que se disparen los interruptores.

Las ventajas que se obtienen al tener este tipo de protección:

- a).-Reducir costos de operación y mantenimiento, ya que operará el equipo de enfriamiento, sólo cuando se necesite.
- b).-De fácil instalación y bajo costo.
- c).-Pueden ser desmontados sin necesidad de desenergizar el transformador ó bajar el nivel de aceite.
- d).-Se puede utilizar la capacidad temporal de sobrecarga del transformador debido a una temperatura atmosférica baja.

IV.E).-Protección por hilo piloto.

En la protección por hilo piloto se usa el principio de la protección diferencial adaptados a la protección de secciones de líneas de transmisión por piloto, la interconexión de dos extremos de una línea de transmisión por medio de cualquier tipo de canal sobre el cual la información requerida puede transmitirse.

Un piloto será de bloqueo cuando el equipo de protección en un extremo de la línea necesita recibir una señal ó muestra de corriente del extremo opuesto e impedir el disparo en dicho extremo, y si un extremo no dispara sin la recepción de una señal del extremo opuesto, se dice que se tiene un piloto de disparo, ó sea, que un equipo de protección por piloto puede disparar en un extremo de la línea al ocurrir una falla en la misma, estando cerrado el interruptor del extremo opuesto, será piloto de bloqueo, lo contrario sería un piloto de disparo.

Generalmente este tipo de protección se usa en líneas cortas ó cables de potencia aislados. Existen 2 tipos de hilo piloto, por corriente directa y por corriente alterna.

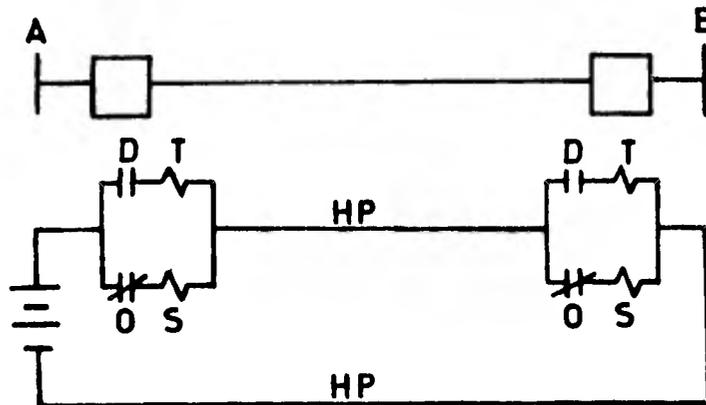
La de corriente directa básicamente compara el flujo de corriente entre terminales de una línea dada, por lo que se requieren relevadores direccionales tanto para fallas entre fases, así como fallas de fase a tierra y pueden ser también en serie ó en derivación.

Los primeros son utilizados para disparar al ocurrir una falla interna de derivación, cuando el flujo de corriente es hacia los buses.

El tipo de serie, los equipos de protección de las subestaciones están conectados en serie con los hilos piloto y una batería en la subestación como se muestra en la siguiente figura.

En condiciones normales la batería origina un flujo de corriente a través de todos los contactos del relevador de sobrecorriente y la bobina del relevador supervi-

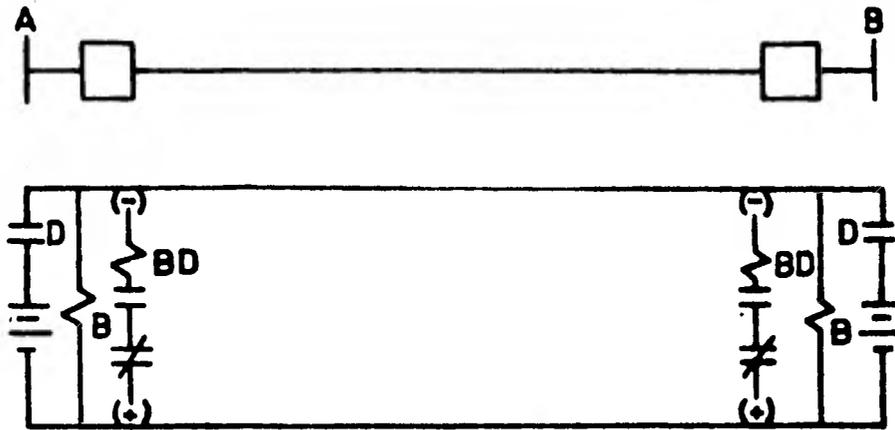
sor, pero al ocurrir un cortocircuito en la sección de la línea de transmisión, se energizará el relevador de sobrecorriente haciendo que su contacto "B" abra aquella subestación donde haya flujo de corriente de cortocircuito. Si ese flujo en cualquier subestación es hacia dentro de la línea, cerrará su contacto "A" el relevador direccional - de esa subestación el que a su vez energizará la bobina - del relevador de disparo.



Protección por hilo piloto.

Si esto ocurre en todas las subestaciones la corriente fluirá a través de todas las bobinas de los relevadores de disparo y los interruptores en todas las terminales de la línea serán disparadas. Cuando ocurra una falla externa a la sección de líneas protegida, operará el relevador de sobrecorriente de la subestación más cercana a la falla, pero el relevador direccional no cerrará su contacto debido a que la dirección del flujo de corriente no lo hará operar, quedando el circuito abierto en ese punto impidiendo en esta forma el disparo en las otras subestaciones.

En el tipo de derivación, los contactos de los relevadores direccionales de cada una de las subestaciones están arreglados de tal forma que se cerrarán cuando el flujo de corriente de cortocircuito sea hacia los buses, es decir, operarán cuando ocurre una falla externa a la línea de transmisión, como se muestra en la siguiente figura.



Protección por hilo piloto.

Para una falla externa más allá de cualquiera de las subestaciones, al cerrarse el contacto del relevador direccional en esa subestación originará que se aplique un voltaje de C.D. en el piloto energizado, con ello la bobina del relevador de bloqueo origina la apertura del contacto "B" del relevador del bloqueo, el cual está en serie con el de disparo, originando así el disparo en cada subestación.

Para una falla interna no funcionará el relevador direccional, por lo que tampoco funcionará el de bloqueo y ocurrirá el disparo en todas las subestaciones donde haya suficiente corriente de cortocircuito para hacer funcionar el relevador de sobrecorriente.

Una desventaja es que puede ocurrir un disparo innecesario cuando los relevadores direccionales no cierran -

sus contactos a la misma velocidad al originarse una falla externa, generalmente por eso se usa el hilo piloto de corriente alterna.

Este tipo de protección es la más semejante a la protección diferencial de corriente, sin embargo, aquí está limitada la magnitud de la corriente que fluye en el piloto, además, el piloto requerido es de dos hilos. Estas dos características hacen factible económicamente la protección por piloto de C.A. en distancias mayores que la protección diferencial por corriente.

El tipo de corriente circulante significa que la corriente circula normalmente por las terminales de los transformadores de corriente y el piloto; voltaje opuesto significa que la corriente no circula normalmente por el piloto.

En la protección de "Corriente Circulante" las corrientes trifásicas y de tierra son convertidas en una magnitud monofásicas por medio de un filtro de secuencia, tal como se muestra en la siguiente figura. Estas cantidades monofásicas son comparadas vía hilo piloto para detectar si la falla es externa ó interna.

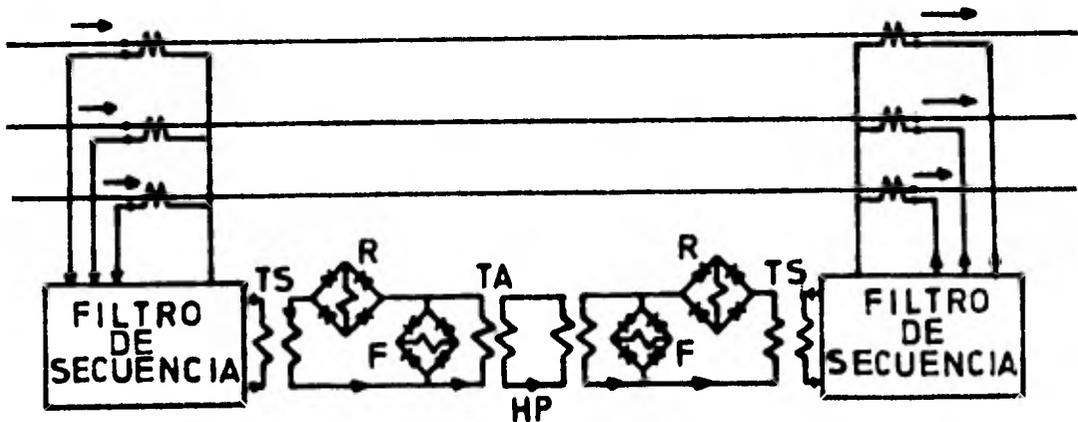


Diagrama tipo corriente circulante.

Los relevadores en cada extremo del piloto son del tipo direccional de imán permanente polarizado con C.D. y sus bobinas son energizadas por rectificadores de onda completa con el objeto de tener alta sensibilidad, estas 2 bobinas, una de operación y otra de retención actúan en oposición sobre la armadura del relevador polarizado. En condiciones normales de operación y con las polaridades marcadas en los transformadores de corriente, la corriente circula sobre el piloto como una corriente mínima en la bobina de operación, es decir, la corriente de retención es considerablemente mayor que la de operación impidiendo que el relevador opere.

Al ocurrir una falla en la línea protegida, las corrientes se invierten en un extremo de la línea, es decir, en ambos extremos la corriente fluye hacia la falla, en estas condiciones el par de operación es mayor que el par de retención y el relevador opera.

El tipo de protección voltaje opuesto utiliza relevadores direccionales de corriente alterna, en cada extremo del piloto, que tiene por lo general dos elementos direccionales, los cuales tienen una fuente de polarización común, actuando estos dos elementos en oposición, como se muestra en la siguiente figura.

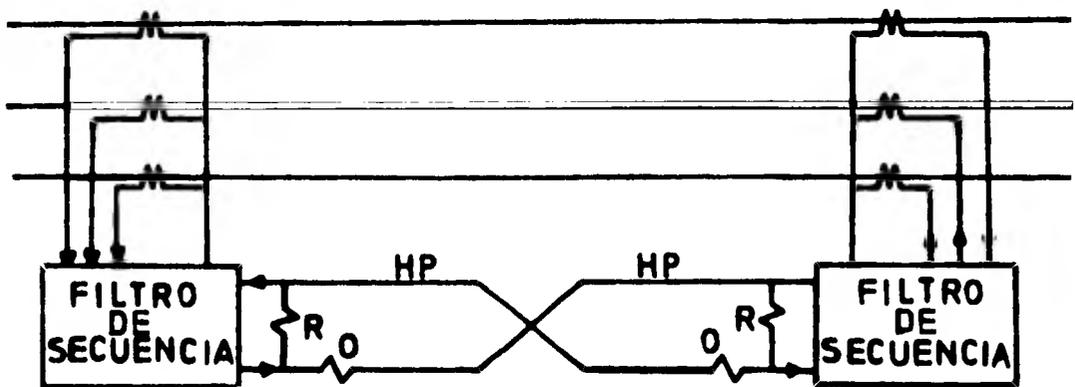


Diagrama tipo voltaje opuesto.

El filtro de secuencia en cada extremo del piloto - proporcionará magnitud monofásica para todo tipo de fallas en la línea protegida.

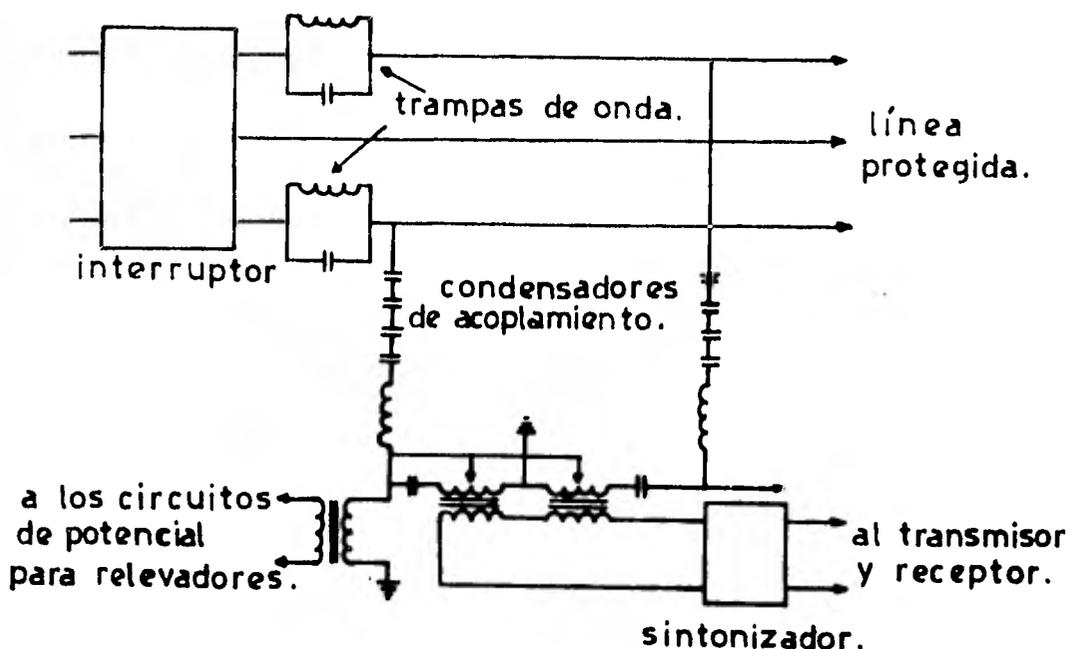
En este tipo de protección de equipo no dispararán los interruptores en ambos extremos de la línea para una falla interna, habiendo flujo de corrientes de cortocircuito en un sólo extremo, como en el caso del tipo de "Corriente Circulante", es decir, aquí sólo dispara el interruptor del extremo por el cual fluye la corriente de cortocircuito.

IV.F).-Protección carrier.

El equipo de relevadores que se usa en estos pilotos son del tipo "comparación de fases" y del tipo "comparación direccional".

La forma como funciona es la siguiente: la señal se intercambia entre estaciones para saber las condiciones de la línea protegida y es dirigida al circuito de potencia (línea de transmisión), a través de condensadores de acoplamiento y limitada en cada estación por medio de las trampas de onda, las cuales son circuitos de resonancia, la señal de carrier es generada por un transmisor que -- consiste en un oscilador electrónico y un amplificador -- con capacidad de potencia de salida de 1 a 80 watts y -- una frecuencia de 50 a 450 Khz.. El condensador de acoplamiento tiene condensadores en serie, están cubiertos por porcelana para mandar ó recibir la señal de carrier desde la línea, como se muestra en la siguiente figura.

La señal carrier puede ser acoplada entre fase y tierra ó bien entre dos fases, siendo este último más caro, pero es más seguro ya que se puede seguir transmitiendo aunque haya falla, pues generalmente las fallas son de una fase a tierra.

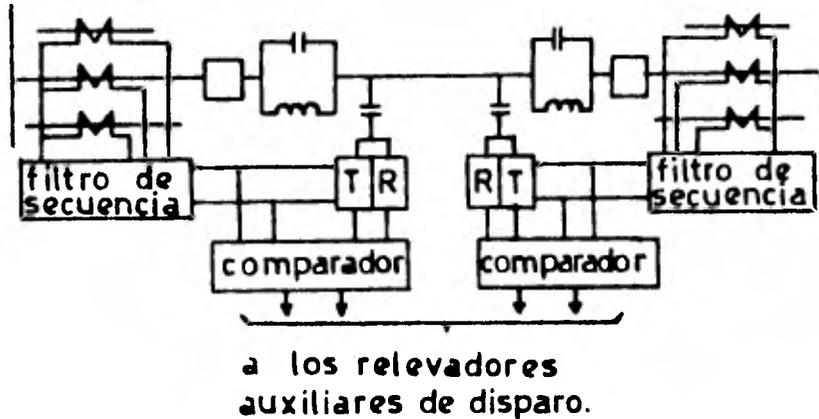


Comparación de fases.- Este tipo de protección es semejante a la protección de hilo piloto de C.A. del tipo "corriente circulante" y es el tipo de protección más simple de los que se utiliza en el piloto de onda portadora ó carrier, siendo su aplicación ideal en líneas de dos terminales en las cuales se tenga la seguridad de que no tendrá derivaciones futuras y donde las magnitudes de corriente de falla sean lo bastante elevadas para asegurar el disparo de alta velocidad.

Este sistema de protección independientemente del tipo de equipo de protección de respaldo que puede ser usada, está completamente separado del equipo de comparación de fases lo cual representa una ventaja ya que puede salir el equipo principal para su mantenimiento y usarse el equipo de respaldo para la protección de la línea en este período, otra de las ventajas de esta protección es que no es afectada por la inducción mutua de circuitos de potencia vecinos.

Principio de operación.- En este tipo, el piloto es

usado para comparar la relación de fases entre la corriente de entrada en una terminal de la línea protegida y la que sale por otro lado, como se muestra en la siguiente figura.



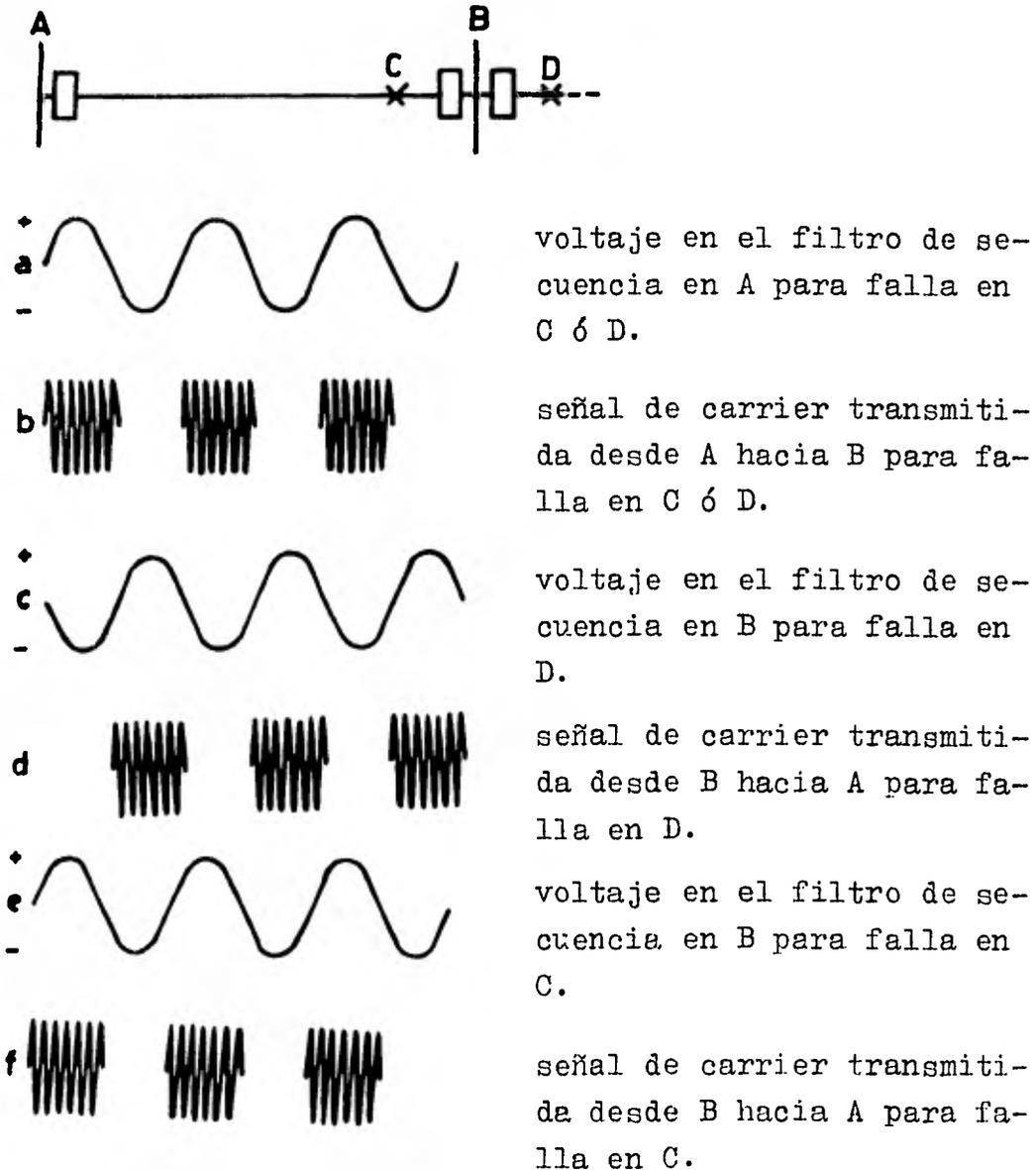
Protección por comparación de fase usando piloto carrier.

Como en la protección del hilo piloto de C.A. los transformadores de corriente alimentan un filtro de secuencia que transforma las corrientes de salida en un voltaje monofásico senoidal, el cual es aplicado a un transmisor y a un comparador. La salida de un receptor carrier también se aplica al comparador, con éste se controla el funcionamiento de un relevador auxiliar para el disparo de los interruptores de la línea. Estos elementos proporcionan medios para la transmisión y recepción de las señales del carrier para comparar en cada extremo los relevadores de fase relativa de las corrientes de la línea de transmisión en ambos extremos.

A continuación se verá, las relaciones entre los voltajes de salida del filtro de secuencia en ambos extremos de la línea así como las señales que transmite el carrier en condiciones de falla externa ó interna.

En la siguiente figura se observa que para una fa-

lla externa en "D", las relaciones de voltaje de salida del filtro de secuencia en los extremos "A" y "B" de la línea (ondas "A" y "C"), están defasadas 180° , esto se debe a que las conexiones de los transformadores de corriente en los 2 extremos están invertidas.



Relaciones entre los voltajes de salida del filtro de secuencia y las señales del carrier.

Puesto que para el control de transmisión se utiliza un voltaje de C.D., la señal del carrier sólo se transmite durante los semiciclos de la onda de voltaje, cuando la polaridad es positiva. Las señales del carrier transmitidas de "A" hacia "B" (onda "B" y "D"), están desplazadas en tiempo, por lo que siempre habrá una señal carrier enviada de un extremo al otro, por lo tanto será bloqueado el disparo en ambos extremos de la línea. Pero al ocurrir una falla interna en "C", las corrientes en el extremo "B" se invierten originando que el voltaje de salida del filtro de secuencia sea invertido y las señales del carrier son concurrentes (onda "B" y "F"), no habiendo señal de ningún extremo en el siguiente semiciclo y los interruptores serán disparados.

Comparación direccional.- Este tipo de protección es el de mayor aplicación, con el único inconveniente que no es aplicable cuando hay inducción mutua con otra línea y se usan relevadores direccionales de tierra en lugar de relevadores de distancia de tierra, ya que esta hace operar innecesariamente los interruptores.

En la protección por comparación direccional, el piloto informará al equipo en un extremo de la línea como responde cuando ocurre un cortocircuito un relevador direccional en el extremo opuesto de la línea. En condiciones normales, la señal del carrier no es transmitida de ninguna de las terminales de la línea, pero cuando ocurre un cortocircuito en una sección de la línea adyacente a la protegida, el carrier transmite su señal desde cualquier terminal donde fluya la corriente de cortocircuito hacia afuera de la línea, es decir, en la dirección de bloqueo mientras que desde cualquier terminal se este mandando la señal de carrier el disparo, será bloqueado en todas las otras terminales, pero al ocurrir un cortocircuito dentro de la línea protegida, las señales del carrier no se transmiten y el disparo ocurrirá en aquella terminal donde haya suficiente flujo de corriente de cortocircuito, la se-

ñal del carrier está estacionaria una vez puesta en marcha y no en cada semiciclo, como era el caso de la protección por comparación de fases.

En forma general se explicará el funcionamiento de este tipo de protección, como se muestra en la siguiente figura.

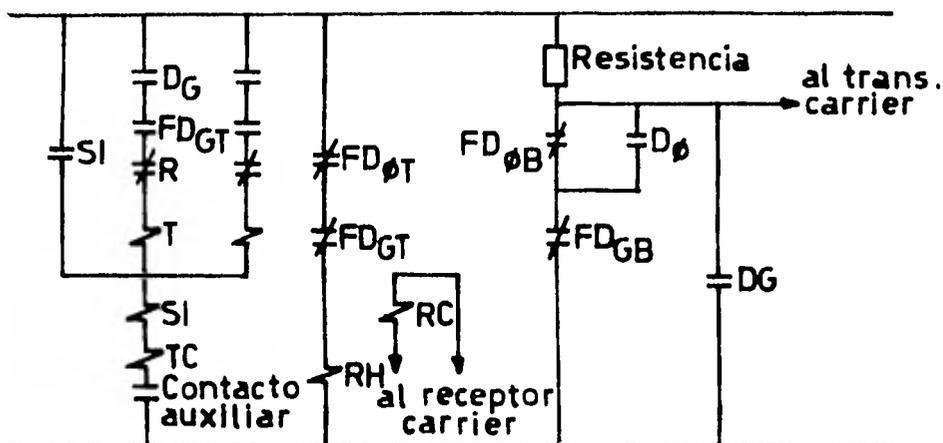


Diagrama: protección por comparación direccional.

SI- relevadores de sello.

D_G - relevador direccional de tierra.

D_ϕ - relevador direccional de fase.

FD_{GT} - relevador detector de disparo de falla a tierra.

R - relevador receptor.

FD_{GB} - relevador detector de bloqueo de falla a tierra.

$FD_{\phi B}$ - relevador detector de bloqueo de falla de fase.

$FD_{\phi T}$ - relevador detector de disparo de falla de fase.

R_H - bobina de retención de C.D.

R_C - bobina de corriente portadora.

T - indicador.

T_C - bobina de disparo.

Se muestran esquemáticamente los elementos esenciales de los relevadores en cada extremo de la línea, los contac

tos del relevador direccional de fase (D) puede estar - abierto ó cerrado dependiendo de la dirección del flujo de la corriente de carga.

Al ocurrir una falla en una línea adyacentes atrás del extremo donde se encuentra localizado el equipo mostrado en la figura anterior, la corriente de cortocircuito hace funcionar los detectores de bloqueo de la falla, para falla de fase y para falla a tierra al funcionar este detector abre del lado negativo del bus de C.D. al - circuito de control de transmisión del carrier.

La polaridad de esta conexión es entonces positiva, por la conexión al lado positivo del bus de C.D. a través de la resistencia y el transmisor del carrier envía una señal para bloquear el disparo en todas las terminales de la línea. Los relevadores en esta terminal no disparan ya que la corriente estará fluyendo hacia los contactos abiertos de los relevadores direccionales en el - circuito de disparo, aún habiendo funcionado cualquier - detector de disparo de falla. Por otro lado, los contactos de receptor permanecieron abiertos ya que la bobina - de corriente portadora fue alimentada por el receptor carrier en el mismo instante en que la bobina de retención de C.D. se desenergiza por la apertura del contacto "b" de FD_{GT} ó $FD_{\phi T}$. En las demás terminales de la línea donde el flujo de corriente sea hacia dentro de la línea, el funcionamiento es similar excepto que, dependiendo del tipo de falla, algún relevador direccional habrá de cerrar - sus contactos, pero no habrá disparo ya que este es bloqueado por la señal recibida del carrier y los contactos "R" del relevador receptor permanecerán abiertos tal como se describió para la primera terminal.

En caso de ocurrir una falla dentro de la línea protegida, todos los relevadores direccionales en las terminales donde haya flujo de corriente de falla cerrarán sus contactos parando la transmisión del carrier tan pronto

como es puesta en funcionamiento por los detectores de - bloqueo de falla, al no haber señal del carrier para bloquear el disparo, dispararán todas aquellas terminales - donde haya suficiente flujo de corriente de falla para - energizar un detector de disparo.

Un relevador direccional de tierra puede parar la - transmisión por carrier, si esta fue puesta en marcha - por cualquier detector de bloqueo de falla de fase ó por el detector de bloqueo de falla de fase a tierra, pero - un relevador direccional de fase sólo puede parar la transmisión si esta se inició por el detector de bloqueo ó de falla de fase.

La función del detector de bloqueo de falla, puede ser ó no direccional, pero la función del detector de - disparo de falla debe ser direccional.

Por lo tanto, una señal de carrier se puede iniciar en una terminal siempre que ocurra un cortocircuito, ya sea dentro de la línea protegida ó más allá de sus extremos, pudiendo pararse rápidamente si la corriente en esa terminal está en la dirección de no disparo ó bien, puede iniciarse la señal del carrier si la corriente está en la dirección de no disparo.

Los relevadores usados como detectores de falla son de tipo de distancia y cuando son usados relevadores de distancia del tipo mho, no se requieren relevadores direccionales separados, ya que estos relevadores tienen características inherentemente direccionales. Los relevadores usados como detectores de falla a tierra son de tipo de - sobrecorriente, direccionales y de distancia a tierra.

IV.G).-Protección diferencial para barras colectoras.

Esta protección se aplica en barras de 400 KV., 230 KV. y en la mayoría de las barras de 85 KV..

El esquema diferencial para la protección de barras colectoras usada en los diferentes arreglos, es del tipo de alta rapidez de operación con un sistema de estabili-

zación para prever falsas operaciones con fallas externas debido a errores de transformación en los transformadores de corriente de distintos circuitos.

Este esquema se puede aplicar a sistemas de barras simples ó sistemas de barras seccionadas a través de interruptores de seccionalización.

El principio en que se basa este esquema es en establecer un circuito donde se sumen vectorialmente las corrientes de todos los circuitos conectados a la barra en cuestión; esta suma vectorial es rectificadora en un puente de rectificación ($\sum |I|$) y la salida de corriente continua de este puente es aplicada a un relevador direccional de bobina móvil.

En condiciones normales la suma de corriente indicada anteriormente es "cero" y por tanto no hay operación del relevador. Sin embargo, cuando se presentan fallas - externas de alta capacidad, debido a los errores de transformación en los transformadores de corriente asociados a los circuitos, la suma de las corrientes pueden tener un valor diferente de cero y de magnitud considerable la cual puede hacer operar al relevador diferencial.

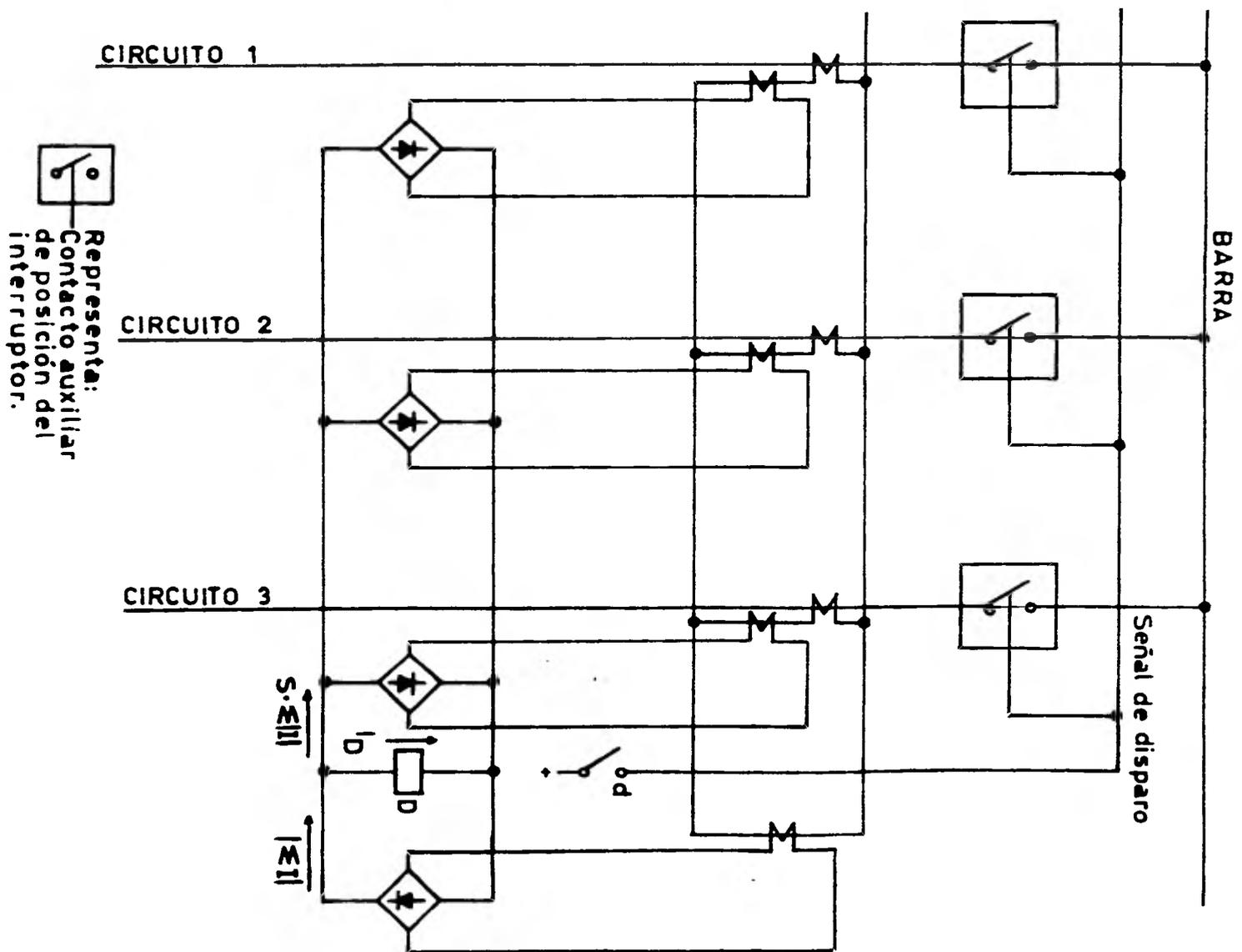
Para evitar esta condición, el esquema contiene otro circuito en el cual se suman las corrientes de cada circuito rectificadas individualmente ($\sum |I|$) y afectada esta suma de un factor (S) llamado de estabilización. Esta cantidad ($S \sum I$) se aplica al relevador diferencial en oposición a la cantidad.

El factor "S" representa el por ciento ó por unidad de error permisible en la corriente diferencial obtenida por la suma rectificadora de las corrientes de los distintos circuitos.

La corriente aplicada al relevador diferencial será por lo tanto:

$$I_D = \sum |I| - S \sum |I|$$

La siguiente figura muestra un diagrama simplificado del esquema.



LISTA DE RELEVADORES EMPLEADOS.

No. ASA

- 51 Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amps. y unidad instantánea. Función: Protección de respaldo, la unidad instantánea para el banco y la unidad de tiempo para los alimentadores.
- 67N Descripción: Sobrecorriente direccional con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amps. con polarización de corriente y potencial. Función: Protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario del banco.
- 87T Descripción: Diferencial de banco con 3 bobinas de restricción y supresión de armónicas Función: Protección primaria del banco para cualquier tipo de falla dentro de la zona de la diferencial.
- 86 Descripción: Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos. Función: Auxiliar de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
- 51N Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea. Función: Protección de respaldo para fallas a tierra en la zona entre los T.C. del lado de baja tensión y el devanado secundario del banco.
- 51TT Descripción: Tiempo definido con unidad instantánea de 0.5 a 2 amps. Función: Protección de respaldo para fallas de interruptor en el lado de 230 KV.
- 63 Descripción: Detector de gas Función: Protege al banco contra fallas internas incipientes.
- 51T Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea. Función: Protección de respaldo para fallas a tierra del lado de 23 KV. del banco y alimentadores.

No. ASA

- 51N Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea.
Función: Protección de respaldo para fallas a tierra en el lado de 85KV. del banco.
- 51 Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amps. y unidad instantánea.
Función: Protección de alimentadores de 23KV. para fallas entre fases.
- 51N Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea.
Función: Protección de alimentadores de 23 KV. para fallas a tierra.
- 87H Descripción: Diferencial de hilo piloto.
Función: Protección primaria de la línea.
- 67N Descripción: Sobrecorriente direccional con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea con polarización de corriente y potencial.
Función: Protección de respaldo de la línea para fallas a tierra.
- 50 Descripción: Sobrecorriente de 3 elementos con unidad instantánea.
Función: Supervisa el disparo del relevador de distancia.
- 62 Descripción: De tiempo.
Función: Retarda el disparo del relevador de distancia para suministrar segunda zona de protección.
- 21 Descripción: De distancia, tipo compensador, -- trifásico, con ajuste de impedancia de 0.2 a -- 4.35 ohms.
Función: Protección de respaldo de barras remotas en subestaciones adyacentes.
- 67 Descripción: Sobrecorriente direccional con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amps. y unidad -

No. ASA

- instantánea.
Función: Protección de respaldo de la línea, -
para fallas entre fases.
- 87C Descripción: Comparación de fases con canal de
corriente portadora (carrier).
Función: Protección primaria de la línea.
- 51 Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiemp
po inverso de 4 a 16 amps. y unidad instantánea.
Función: Protección contra fallas entre fases -
en la zona de los bancos de capacitores.
- 51N Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiemp
po inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea.
Función: Protección contra fallas a tierra en la
zona de los bancos de capacitores.
- 51 Descripción: Sobrecorriente con unidad de tiempo
inverso de 0.5 a 2 amps. y unidad instantánea.
Función: Protección primaria del banco.
- 50 Descripción: Sobrecorriente con unidad instantá-
nea de 4 a 16 amps.
Función: Protección de respaldo del banco y de -
los circuitos para fallas a tierra.
- 50DI Descripción: detector de sobrecorriente con relev
vador auxiliar de tiempo.
Función: Protección de respaldo local por falla
de interruptor.

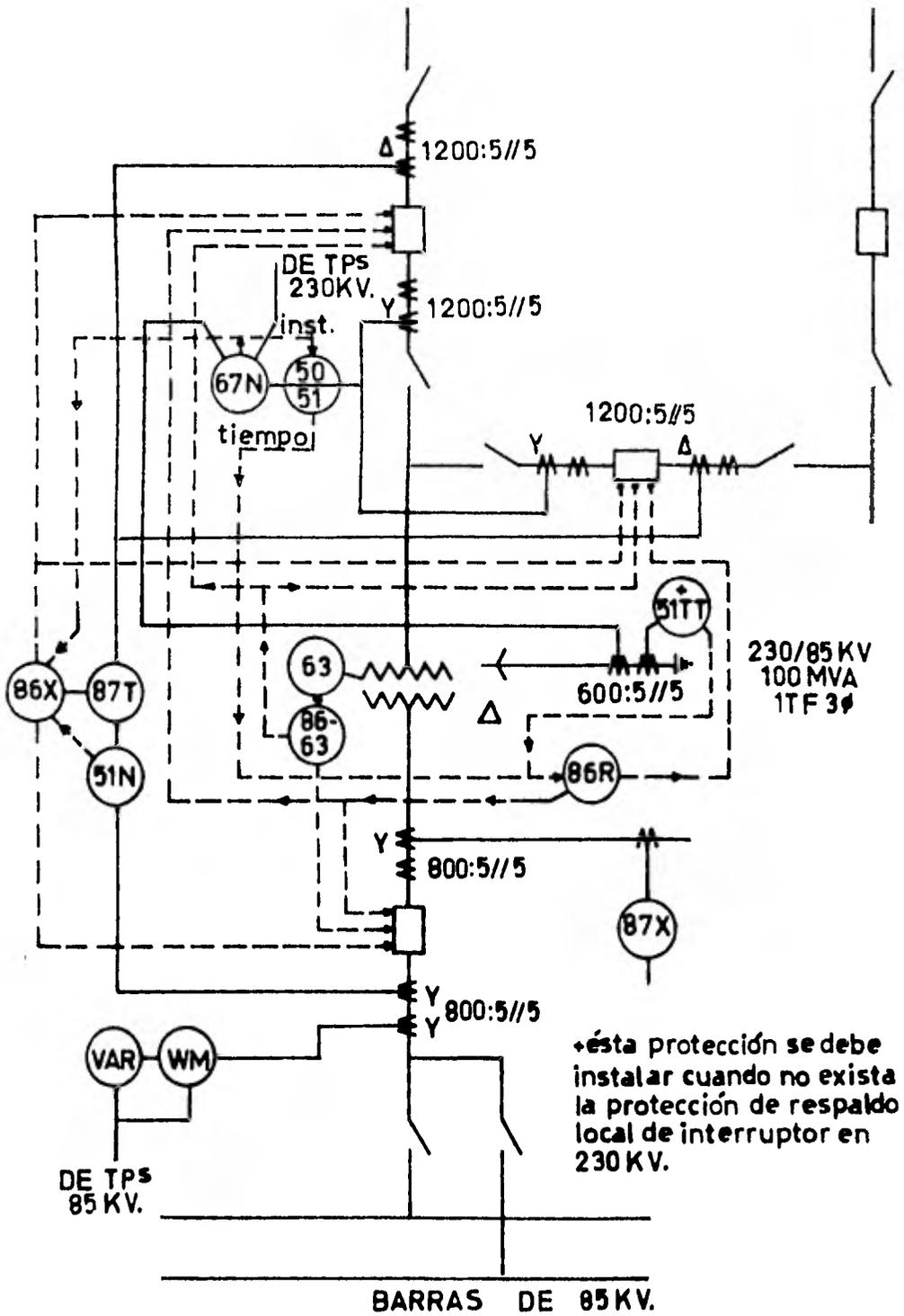


DIAGRAMA: Banco de 100MVA. 230/85KV. 1TF 3φ.

ARREGLO: Interruptor y medio ó anillo en 230 KV. y barra partida en 85 KV.

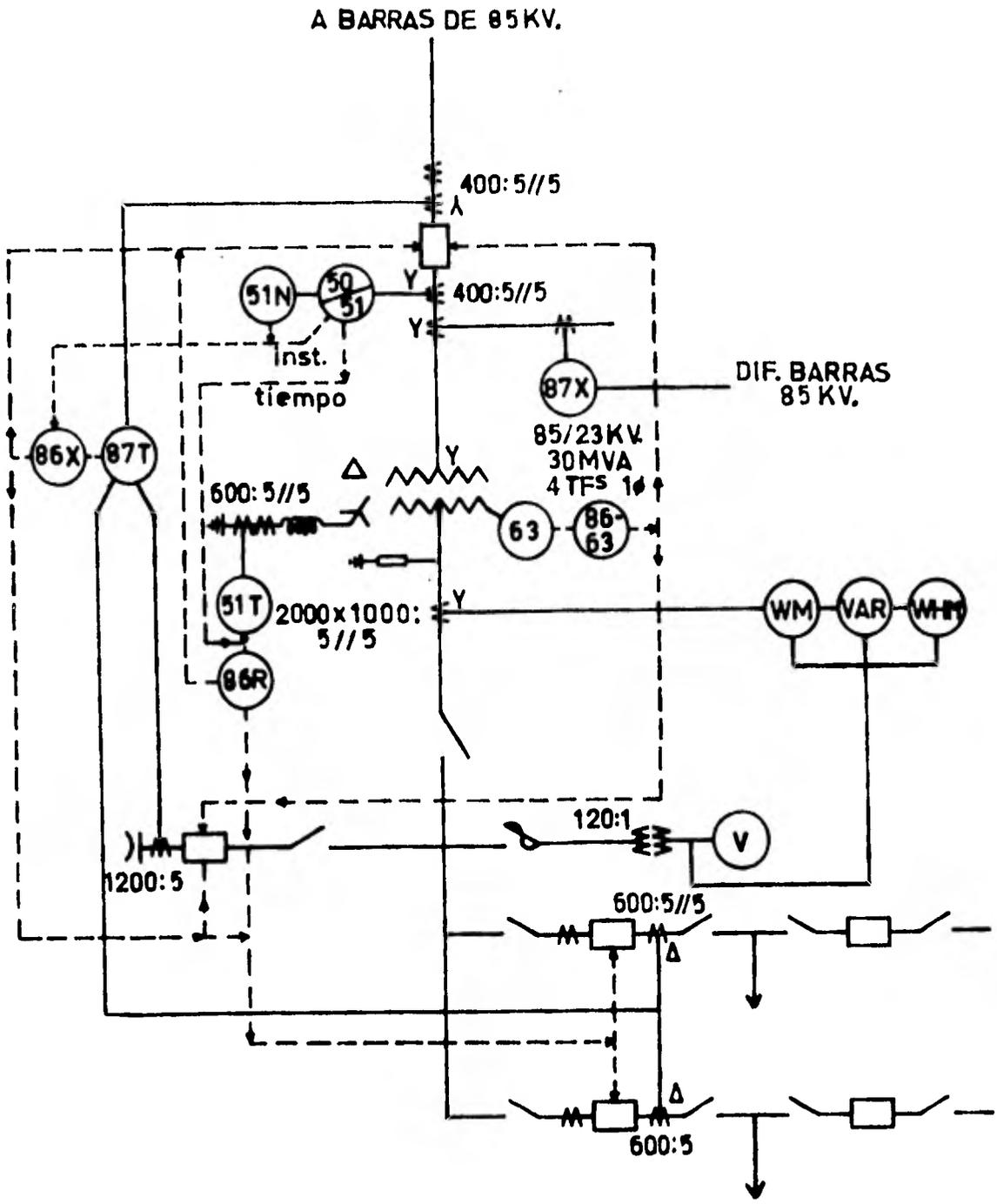


DIAGRAMA: Banco de 30 MVA. 85/23 KV. 4 TF⁵ 1φ.
 ARREGLO: Barra sencilla ó partida 85 KV., anillo en 23 KV.

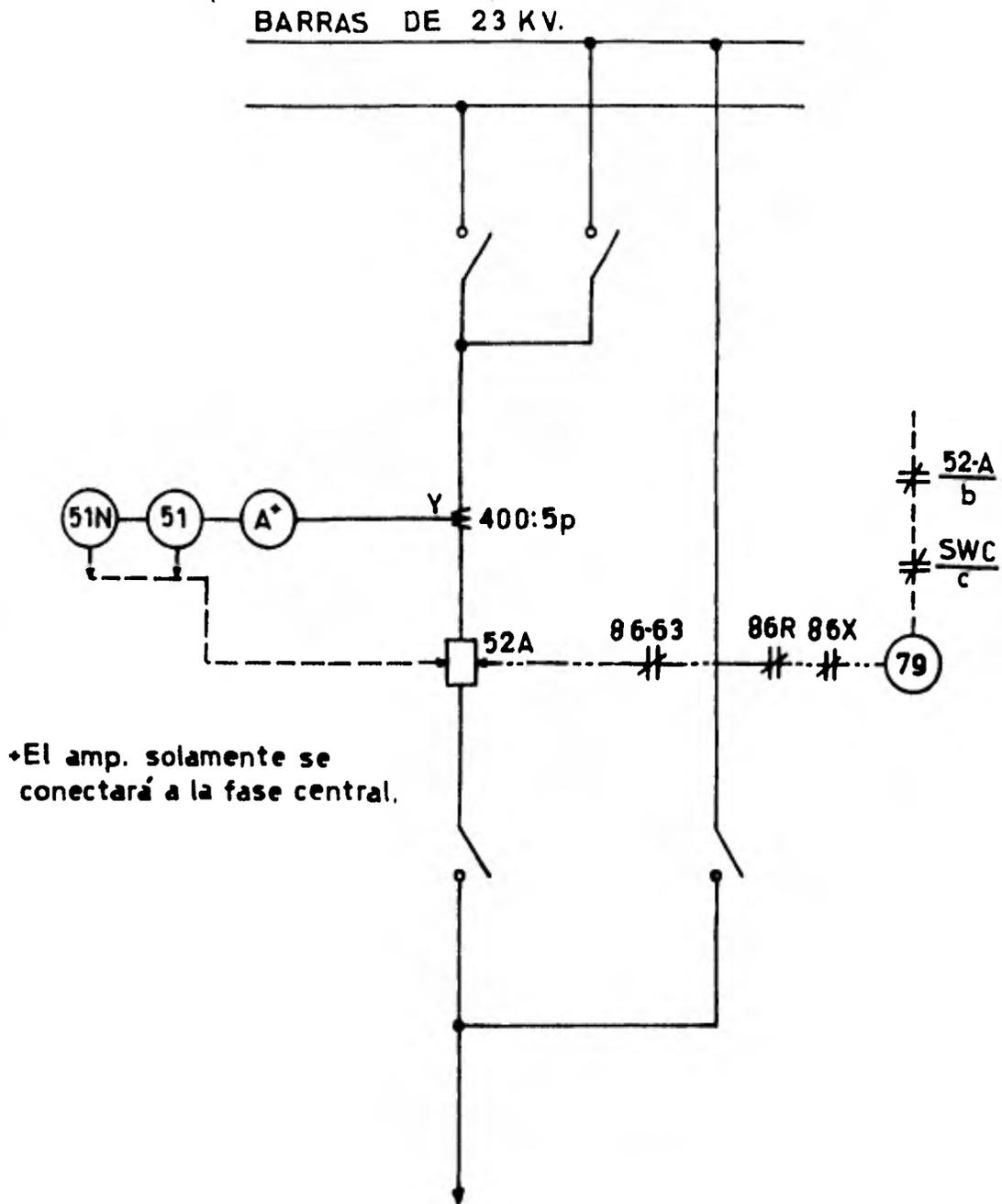


DIAGRAMA: Alimentador de 23KV.
 ARREGLO: Doble barra.

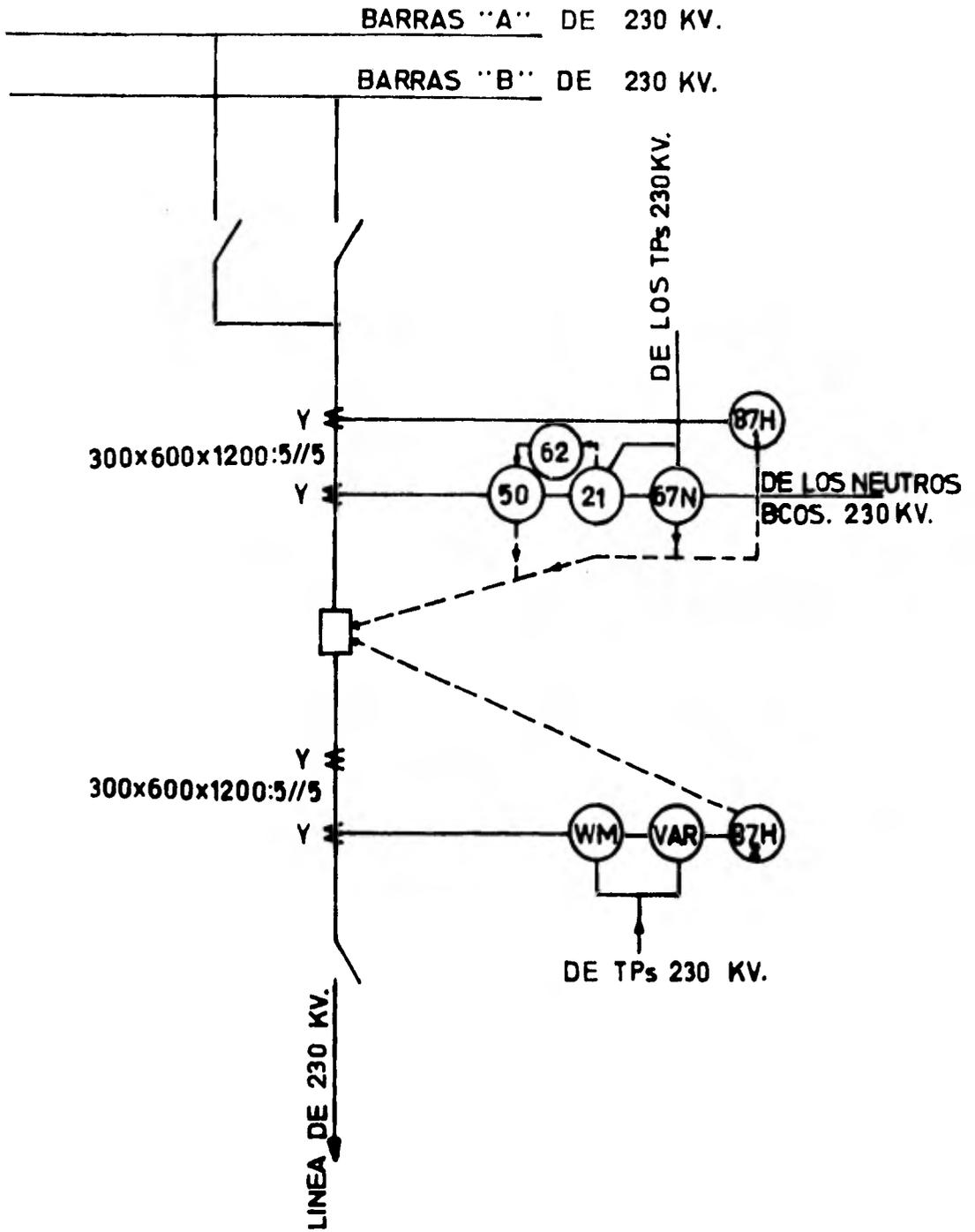


DIAGRAMA: Línea de 230 KV doble protección de hilo piloto.
 ARREGLO: Barra partida.

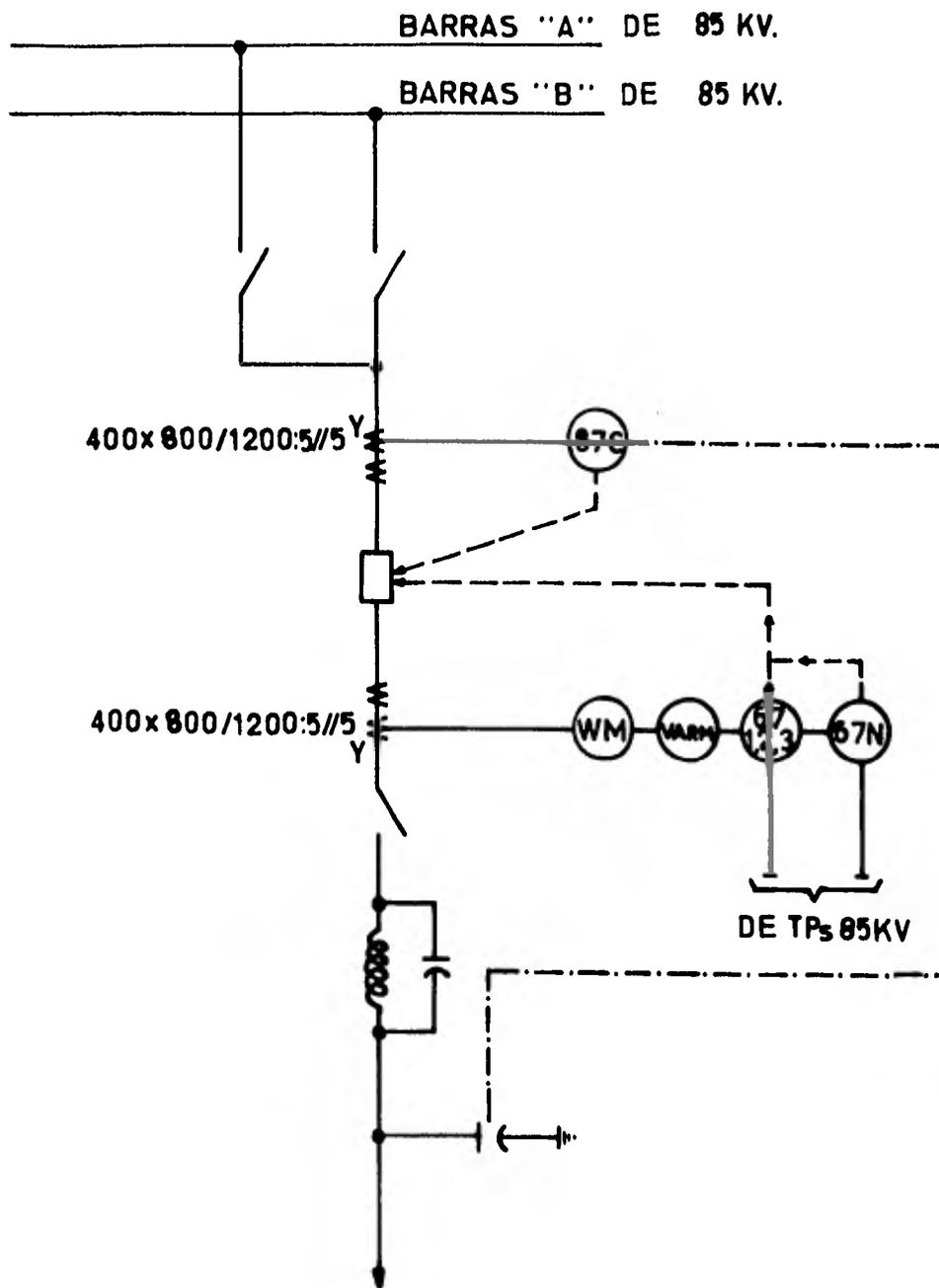


DIAGRAMA: Línea de 85 KV protección por comparación de fases.
 ARREGLO: Barra partida, barra sencilla.

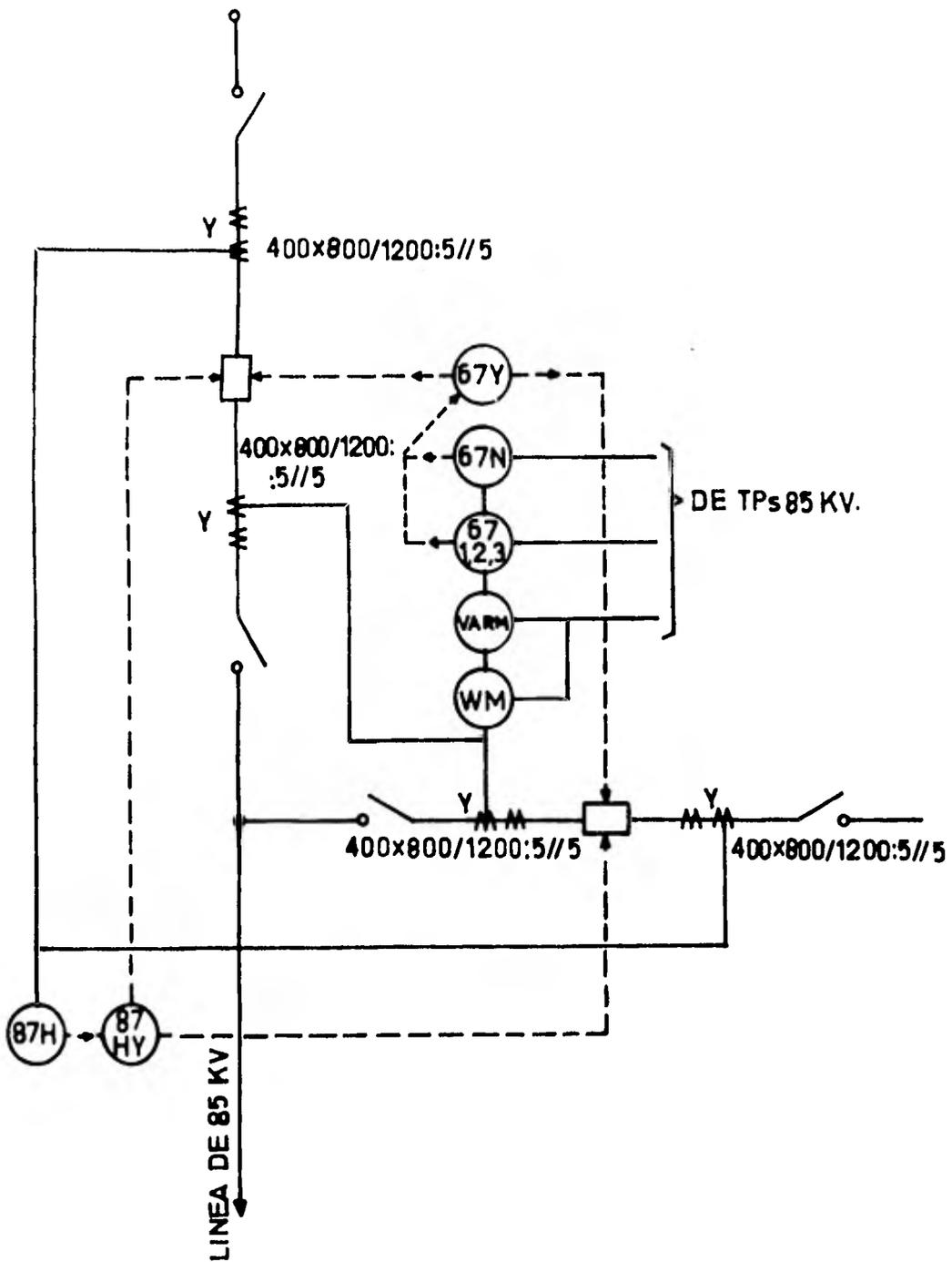


DIAGRAMA: Línea de 85 KV. protección por hilo piloto.

ARREGLO: Anillo ó interruptor y medio.

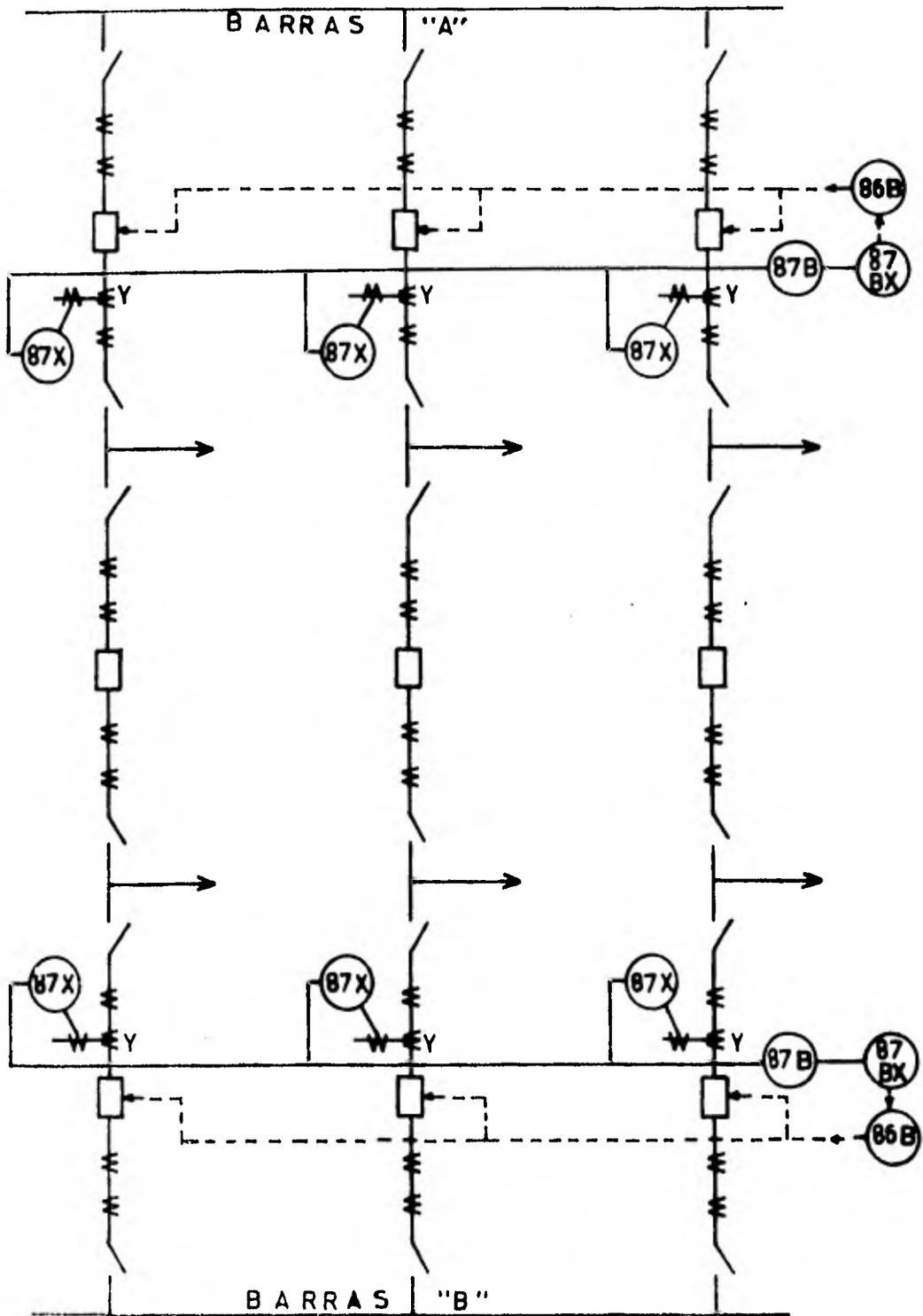
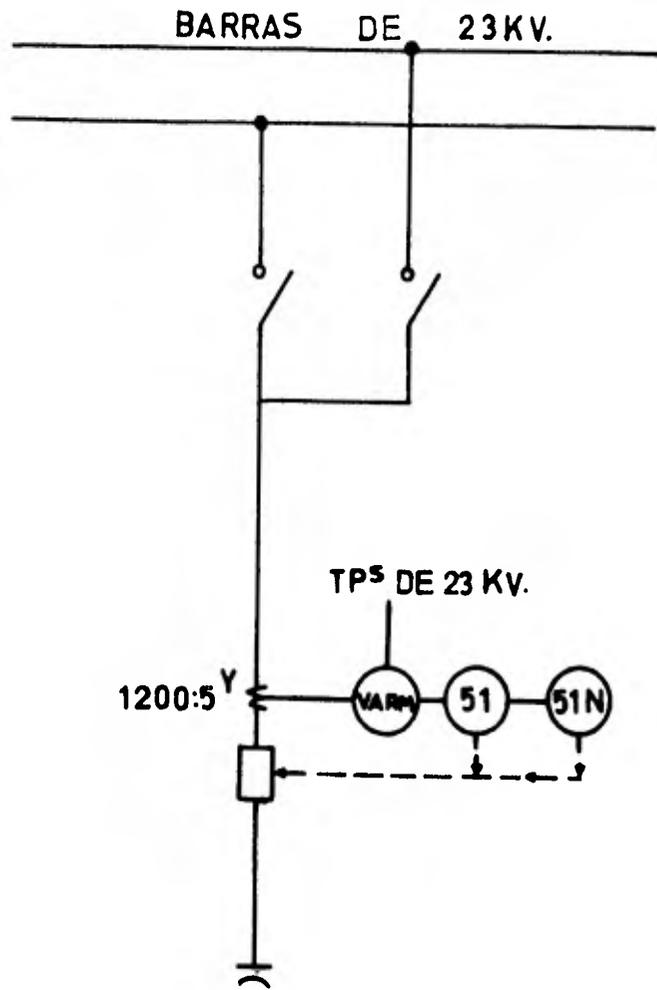


DIAGRAMA: Barras de 230 KV. ó de 85 KV.

ARREGLO: Interruptor y medio.



**DIAGRAMA: Banco de capacitores de 23 KV.
ARREGLO: Doble barra.**

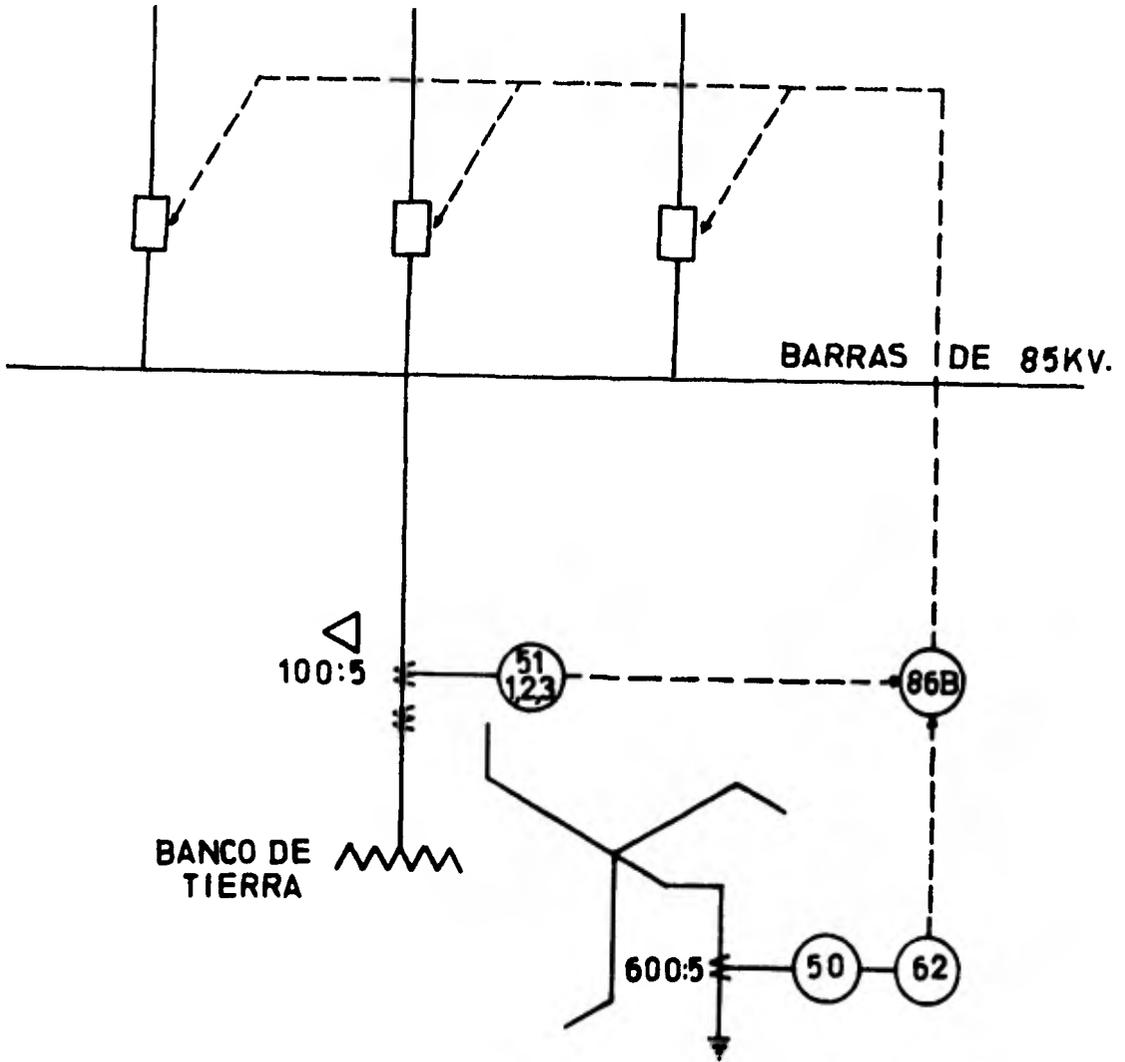


DIAGRAMA: Banco de tierra en zig-zag.

ARREGLO: S.E. de 85 KV con secciones de 23KV.

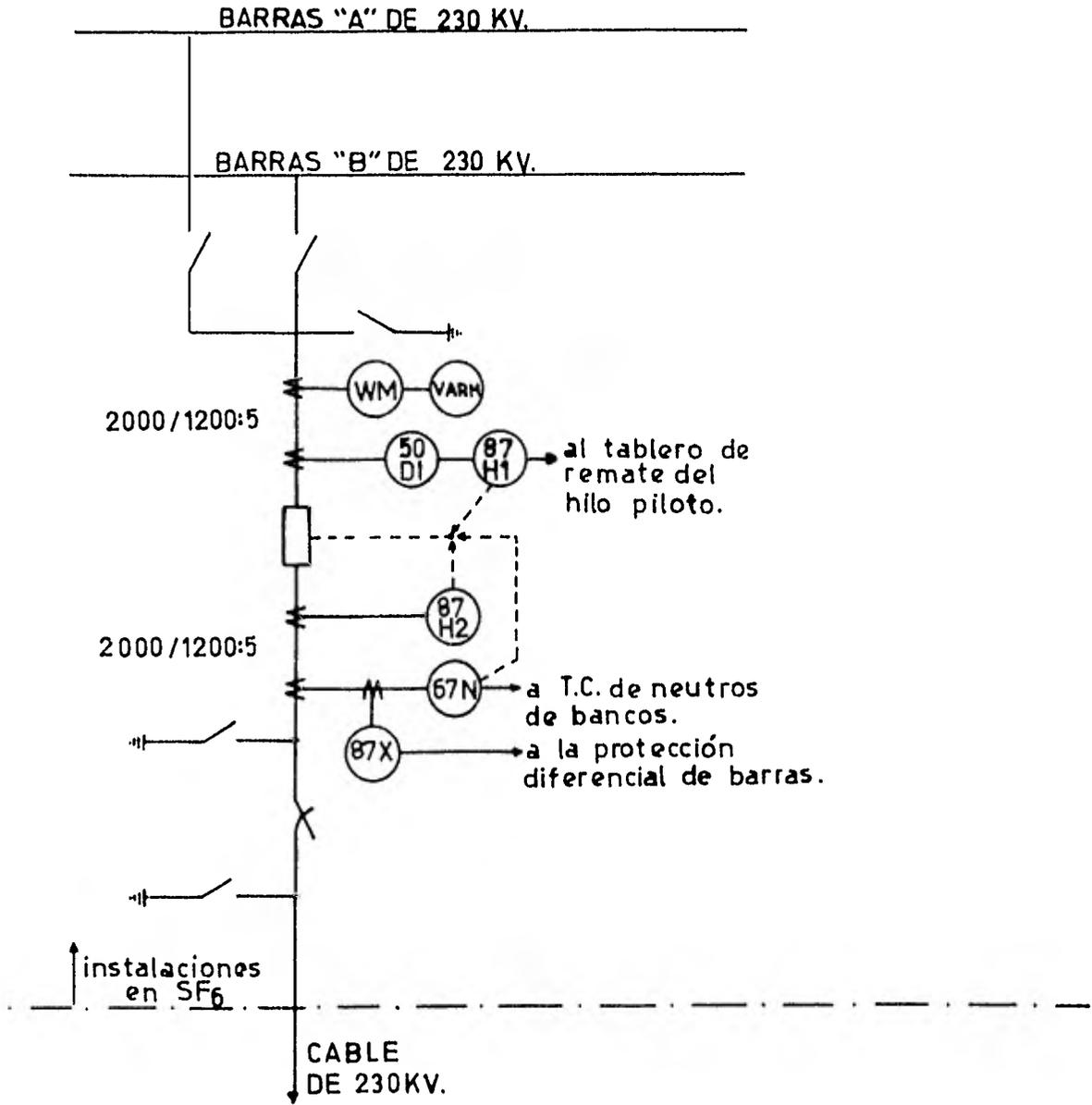


DIAGRAMA: Cables de 230 KV. en instalaciones de SF₆, doble protección de hilo piloto y respaldo de tierra.

ARREGLO: Barra partida ó barra sencilla.

CONCLUSIONES

Como hemos visto a través de éste estudio para proteger un sistema eléctrico debemos considerar:

- a).- Su funcionamiento normal.
- b).- Las fallas eléctricas típicas más probables.
- c).- Reducción de los efectos de las fallas eléctricas.

empleando para este fin, sistemas de protección basados en esquemas de relevadores, los cuales han sido seleccionados, tomando en cuenta los factores determinantes que los modernos sistemas eléctricos imponen, como son: estabilidad en el sistema, pequeños márgenes de estabilidad, alta confiabilidad en la continuidad del servicio y velocidad en el equipo utilizado, etc.

Por consiguiente, el criterio más seguro y eficiente para la protección de los elementos más importantes del sistema, como líneas de transmisión, distribución y bancos de transformación en subestaciones de subtransmisión y distribución, es el de utilizar dos esquemas de protección, lo más independiente que sea posible, a saber:

- A).-Esquema principal ó primario.
 - B).-Esquema secundario ó de respaldo del principal.
- Para satisfacer las condiciones indicadas, los

BIBLIOGRAFIA

EL ARTE Y LA CIENCIA DE
LA PROTECCION POR MEDIO
DE RELEVADORES.

C. RUSSELL MASON.

FUNDAMENTOS DE INSTALA-
CIONES ELECTRICAS DE ME
DIANA Y ALTA TENSION.

ING. G. ENRIQUEZ H.

TENDENCIAS ACTUALES EN
EL DISEÑO DE SUBESTACIO
NES DE ALTA TENSION.

ING. J. VIQUEIRA L.
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

ESTACIONES DE TRANSFOR-
MACION Y DISTRIBUCION
PROTECCION DE SISTEMAS
ELECTRICOS.

ENCICLOPEDIA CEAC
DE ELECTRICIDAD.

PROTECCION DE CIRCUITOS
ELECTRICOS POR MEDIO DE
RELEVADORES.

ING. R. SANCHEZ B.
ING. G. GARCIA F.

SILENT SENTINELS
APPLIED PROTECTIVE RE
LAYS

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.

RELAYS AND RELAY SIS-
TEM ASSOCIATED WITH
ELECTRIC POWER APARA-
TUS.

BUCHHOLD AND HAPPOLDT.

CENTRALES Y REDES ELEC
TRICAS.

EDIT. LABOR S. A.

MANUAL DE DISEÑO DE
SUBESTACIONES CAPITU-
LOS I, II, III, IV, V
Y VI.

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.
GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA.